

欧州における水素バリューチェーンに関する調査

2021年度JSC特別調査

2022年3月

日 本 船 舶 輸 出 組 合
ジ ャ パ ン ・ シ ッ プ ・ セ ン タ ー
一 般 財 団 法 人 日 本 船 舶 技 術 研 究 協 会

はじめに

世界的なエネルギー需要の増加と環境負荷低減のニーズの高まりを受け、エネルギー源としての水素の活用が期待されている。

従来より環境意識の高い欧州各国は、自国のエネルギー政策の中で、再生エネルギーや水素エネルギーなど環境負荷の低いエネルギー源の活用増を模索している。このような中、欧州連合（EU）は2020年7月に水素戦略（A Hydrogen Strategy）を発表しており、欧州各国もこれに呼応して水素戦略、ロードマップ等の水素政策を打ち出し、産業界と連携して欧州域にて水素の製造から運搬、貯蔵、利用までのバリューチェーンを構築しようとする動きが出始めている。

将来的には水素発生源に再生可能エネルギーを利用した「グリーン水素」の活用増が期待されており、洋上風力発電を組み合わせたグリーン水素のバリューチェーン構築も期待されているところである。水素バリューチェーンの構築にあたっては運搬、貯蔵、利用の各機能を拡充する必要があり、それぞれの分野において技術的課題が多く存在する。海事産業分野は水素エネルギーを運搬、供給する機能が期待され、また、利用する立場として水素燃料の活用を拡大し、気候変動対応への貢献を図ることも期待される。

本調査は、欧州の水素政策の概要及び政府、産業界が連携して取り組む水素バリューチェーンに関連するプロジェクト、技術開発動向をまとめたものである。本調査報告書が関係各位の参考となれば幸いである。

目次

1. 水素マーケットの動向	1
1. 1 世界の水素需要及び生産	1
1. 2 部門別の水素需要	4
1.2.1 産業部門の水素需要	4
1.2.2 運輸部門の水素需要	5
1. 3 海運部門における水素利用	7
2. 欧州における水素バリューチェーン	11
2. 1 水素バリューチェーンの全体像	11
2. 2 欧州における水素の生産	13
2.2.1 自家消費生産	15
2.2.2 商用水素生産	19
2.2.3 副産物としての水素生産	20
2. 3 水素の輸送	24
3. 欧州連合及び加盟各国における政策	29
3. 1 欧州連合 (EU)	30
3.1.1 欧州気候法 (2020年3月法案発表、2021年7月発効)	32
3.1.2 EUタクソノミー (2020年6月)	32
3.1.3 EU水素戦略 (2020年7月)	33
3.1.4 持続可能なスマートモビリティ戦略 (2020年12月)	39
3.1.5 持続可能なブルー経済戦略 (2021年5月)	40
3.1.6 Fit for 55 パッケージ (2021年7月提案)	40
3.1.7 欧州横断運輸ネットワーク (TEN-T) (2021年12月修正提案)	46
3.1.8 EUの資金援助プログラム	48
3. 2 デンマーク	54
3.2.1 デンマーク気候法 (2020年6月)	54
3.2.2 デンマーク国家復興プラン (2021年4月)	54
3.2.3 Power to X 戦略 (2021年12月)	55
3.2.4 グリーン燃料等の使用について	56
3.2.5 デンマークの支援プログラム	57

3. 3	フランス	60
3.3.1	水素に関連する法令	60
3.3.2	フランス・エネルギー計画（2019年1月）	61
3.3.3	水素展開プラン（2018年6月）	62
3.3.4	フランス水素戦略（2020年6月）	63
3.3.5	復興・レジリエンス計画（2021年4月）	64
3.3.6	投資プラン France 2030（2021年10月）	64
3.3.7	フランスの支援プログラム	64
3. 4	ドイツ	66
3.4.1	代替燃料インフラ全国戦略（2016年）	66
3.4.2	海事アジェンダ 2025（2017年）	66
3.4.3	モビリティ・燃料戦略（2018年4月）	67
3.4.4	ドイツ国家水素戦略（2020年6月）	67
3.4.5	ドイツ国家エネルギー・気候計画（NECP）（2020年10月）	69
3.4.6	国家復興・レジリエンス計画（2021年4月）	70
3.4.7	国家気候法（2021年5月）	70
3.4.8	ドイツの支援プログラム	71
3. 5	ノルウェー	74
3.5.1	グリーン海運に向けたアクションプラン（2019年6月）	74
3.5.2	低排出社会の実現に向けた水素戦略（2020年6月）	75
3.5.3	水素ロードマップ（2021年6月）	76
3.5.4	ノルウェーの資金援助プログラム	76
3. 6	スペイン	80
3.6.1	水素ロードマップ（2020年10月）	80
3.6.2	国家エネルギー・気候計画（NECP）（2020年1月）	81
3.6.3	気候変動・エネルギー移行法（2021年4月）	81
3.6.4	復興・レジリエンス計画（2021年4月）	82
3.6.5	スペインの支援プログラム	82
3. 7	オランダ	84
3.7.1	オランダ国家気候合意（2019年6月）	84
3.7.2	海運・内陸水運・港湾におけるグリーンディール（2019年11月）	85
3.7.3	水素に関する国家戦略（2020年4月）	85
3.7.4	オランダ海事マスタープラン（2021年5月）	86
3.7.5	オランダの支援プログラム	87

3. 8	イギリス	89
3.8.1	グリーン産業革命に向けた 10 項目の計画 (2020 年 11 月)	89
3.8.2	イギリス運輸脱炭素化計画 (2021 年 7 月)	90
3.8.3	イギリス水素戦略 (2021 年 8 月)	90
3.8.4	ネットゼロ戦略 (2021 年 10 月)	91
3.8.5	イギリスの支援プログラム	92
3. 9	欧州他国の水素戦略準備状況	94
3.9.1	スウェーデン	94
3.9.2	フィンランド	95
3.9.3	ギリシャ	95
4.	水素バリューチェーンに関連するプロジェクト・技術開発	97
4. 1	水素関連プロジェクト及び技術開発の傾向	97
4. 2	水素クラスター プロジェクト	99
4.2.1	H2 ボルドー・プロジェクト (フランス)	99
4.2.2	Hamburg Green Hydrogen Hub (ドイツ)	100
4.2.3	Westküste 100 プロジェクト (ドイツ)	101
4.2.4	ZEEDS プロジェクト (ノルウェー)	102
4.2.5	アムステルダム市ハブ化プロジェクト (オランダ)	103
4.2.6	ロッテルダム港水素ハブ化プロジェクト (オランダ)	104
4.2.7	HyNet North West プロジェクト (イギリス)	106
4.2.8	Net Zero Teesside プロジェクト (イギリス)	108
4.2.9	Acorn プロジェクト (イギリス)	110
4.2.10	オークニー諸島 BIGHIT プロジェクト (イギリス)	111
4.2.11	ゼロカーボン・ハンバー・プロジェクト (イギリス)	112
4. 3	水素製造、輸送、利用の各プロジェクト	113
4.3.1	Yara/Ørsted グリーン水素・アンモニア生産プロジェクト (オランダ、水素製造)	113
4.3.2	Nort H2 プロジェクト (オランダ、水素製造)	113
4.3.3	OYSTER プロジェクト (イギリス、水素製造)	114
4.3.4	Hypport プロジェクト (ベルギー、水素製造・貯蔵)	114
4.3.5	Green Octopus プロジェクト (フランス・ベルギー・ドイツ・オランダ、水素輸送)	115
4.3.6	Green Flamingo プロジェクト (ポルトガル、水素輸送)	115

4.3.7	H2Ports プロジェクト（スペイン、水素利用）	115
4.3.8	HyDeploy プロジェクト（イギリス、水素輸送・利用）	117
4.4	船舶関連プロジェクト	118
4.4.1	HyShip プロジェクト（ノルウェー他、水素燃料電池）	118
4.4.2	HySeas III プロジェクト（イギリス他、水素燃料電池）	120
4.4.3	Hydrogen EU-Ropax（デンマーク、水素燃料電池フェリー）	121
4.4.4	FLAGSHIPS（フランス、水素燃料電池）	123
4.4.5	BeHydro（水素二元燃料エンジン）	125
4.4.6	STASHH プロジェクト（モジュール型燃料電池の規格）	126
4.4.7	Ship FC プロジェクト（ノルウェー他、アンモニア燃料電池）	128
4.4.8	The Nordic Green Ammonia Powered Ships（NoGAPS） （ノルウェー、アンモニア燃料船）	130
4.4.9	RH2INE プロジェクト（オランダ・ドイツ、輸送インフラ）	132
5.	まとめ	134
【付録】	欧州連合（EU）の水素戦略	137

1. 水素マーケットの動向

1. 1 世界の水素需要及び生産

世界の水素需要量は 2000 年以降増加しており、2020 年で約 9,000 万トン（2000 年比で約 50%増）となった。水素の主な用途は製油所における精製用途、産業向けとなっている¹。

主な内訳としては、石油精製用途に約 3,900 万トン、化学製品約 4,600 万トン、製鉄の還元鉄として約 500 万トンとなっている。化学製品 4,600 万トンのうち、約 7 割にあたる 3,300 万トンはアンモニア向け、約 3 割にあたる 1,300 万トンはメタノール向けであった。近年は燃料電池車の導入等、新たな用途が出てきているが全体の需要に比してまだ小さい。

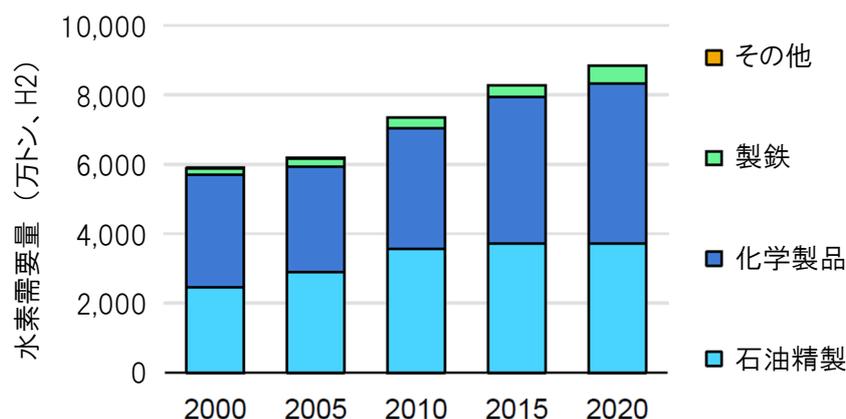


図 1：水素需要量の変化（2000 年～2020 年）(IEA Global Hydrogen Review 2021)

気候変動への懸念の高まりを受け、温室効果ガス (GHG) を排出しないエネルギー源として水素が注目されており、各国政府・業界はエネルギー源としての水素の利用を加速しようとしている。IEA によれば、エネルギー分野での水素用途はまだまだ少なく、水素の輸送量はわずか 2 万トンであり、水素総需要の 0.02%に留まっている。

この数年、各国政府は国家水素戦略等を発表し、脱炭素のカギとして水素の利活用増を目指している。IEA によれば、各国政府の計画を踏まえれば、2050 年までの水素需要は 2020 年の約 3 倍、2.5 億トン程度まで伸びると推計されている。しかしながら、多くの国が目指している 2050 年カーボンニュートラル (GHG 排出実質ゼロ) 達

¹ <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

成を目指す場合、この量では十分ではなく、その2倍以上に当たる約5.2億トンが必要と推計されている。

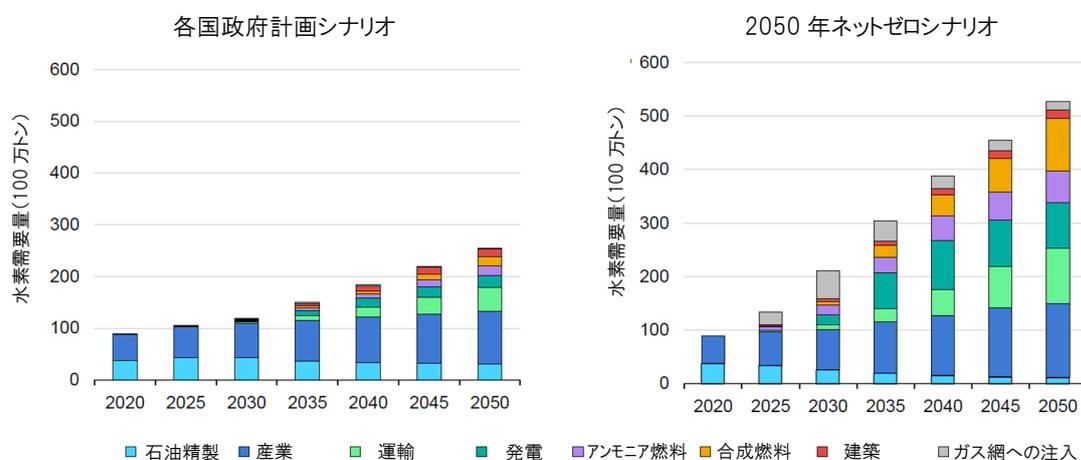


図2：2050年までのシナリオ別水素需要 (IEA Global Hydrogen Review 2021)

図2にあるとおり、2050年までの水素需要のうち、現在の主な用途である石油精製用途、化学製品（産業用途）の総量は大きく変化していない。現在主に化石燃料が使われている運輸部門、発電部門における需要が特に伸びると見られている。また、新燃料であるアンモニア燃料、合成燃料への用途の伸びも見込まれており、これまで使われていた化石燃料に取って代わるものとして水素の利用が期待されている。

一方生産量については、2020年は9,000万トン（需要と同量）であり、多くが化石燃料から生産された水素となっている。

2050年の生産量は、各国政府の計画に基づく需要量をベースとすれば約2.5億トンに増加すると見られる。この場合、化石燃料ベースでの水素生産量は大きく変わらず、電解槽による水素生産が伸びることが期待される。

一方、2050年カーボンニュートラルを目指すシナリオでは、5.2億トンの生産が必要となる。化石燃料から生産する水素は、GHGの排出を伴うことから大幅に減少することが見込まれる。電解槽による水素生産が半分以上を占め、また、CCS (Carbon Capture and Storage) を伴う水素生産が増加し、化石燃料由来の水素生産によるGHG排出を相殺することが期待される。

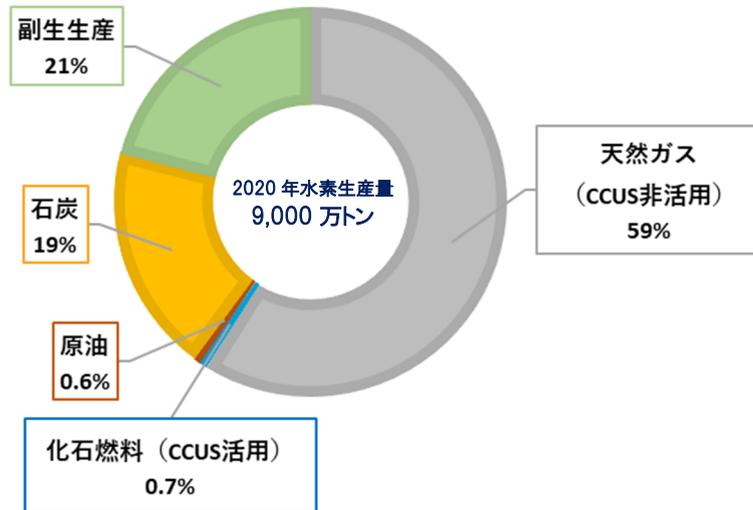


図3：2020年の水素生産量及び割合 (IEA Global Hydrogen Review 2021)

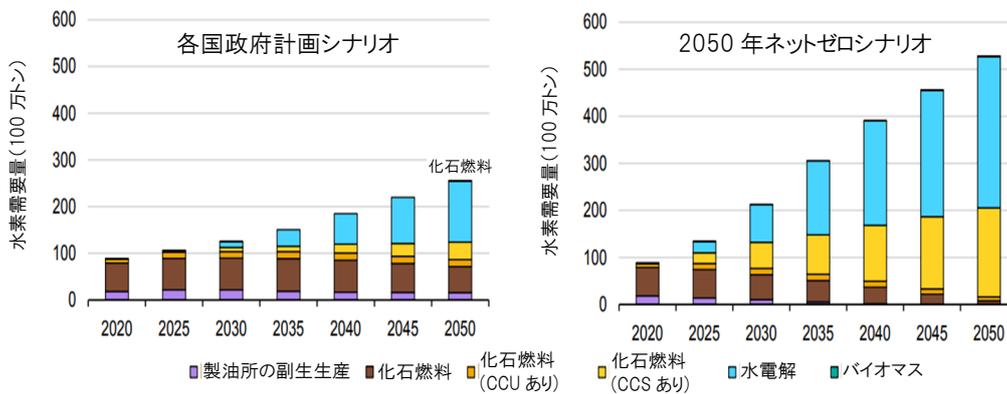


図4：2050年までのシナリオ別水素生産 (IEA Global Hydrogen Review 2021)

1. 2 部門別の水素需要

1.2.1 産業部門の水素需要

産業向け水素需要においては、アジア太平洋地域が全体の半分を占めている。化学製品（アンモニア、メタノール）の生産においては中国が、石炭ベースの直接還元鉄（DRI：Direct Reduced Iron）ではインドが特に多くなっている。今後、2030年に向けてもこの傾向は変わらないと見られている。

欧州地域は、北米、ユーラシア地域とともにこれらの需要は安定しており、2020年ベースで約400万トンのところ、2030年は製鉄需要の増加により約600万トンに伸びると見込まれている。特にDRIでの需要が伸びる見込みである。これは欧州を含む先進諸国において現在の生産レベルが維持される前提であり、途上国の生産レベルの伸びにより低下する可能性もある。

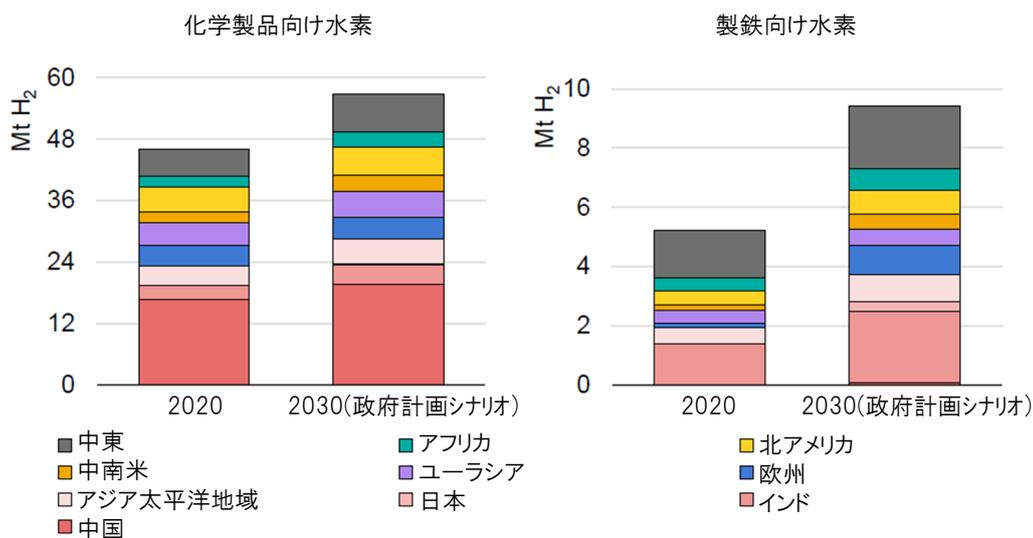


図5：2030年政府計画シナリオにおける水素需要 (IEA Global Hydrogen Review 2021)

1.2.2 運輸部門の水素需要

運輸部門は、世界の GHG 排出量の 20%以上、最終エネルギー需要の 4 分の 1 を占めており、そのうち 90%が化石燃料由来となっている。運輸部門で使用される水素はまだごくわずかであり、エネルギー消費量の 0.01%未満である。今後、当該部門における GHG 排出減に向け、水素利用の増加が期待されている。

各国政府の計画によれば、2030 年までに輸送部門に占めるエネルギーのうち水素利用は 0.4%まで上昇するとみられている。このうち 60%が燃料電池車を含む陸上輸送であり、20%が海運輸送で期待されている。これは海運輸送で消費するエネルギーの約 1%を占めると考えられる。同様に、鉄道分野、航空分野でも各分野の消費エネルギーの約 1%が水素または水素由来の合成燃料に代わると見られる。

これは 2030 年以降、2050 年までに更に加速し、2050 年の運輸部門における水素または水素由来の燃料によるエネルギー消費は 2030 年の 15 倍以上、全体の 6%程度に伸びることが期待されている。2050 年カーボンニュートラルのシナリオでは、2050 年までに当該セクターのエネルギー消費の 25%以上を水素または水素由来の燃料が占めるとされている。

運輸部門の中で、水素の利用が特に進んでいるのは陸上交通分野である。水素燃料電池の利用が進んでいる燃料電池車は、世界中でその利用が増えており、2021 年現在で 4 万台以上となっている。韓国、米国、中国での伸びが大きく、欧州は約 2,600 台となっている。



図 6：地域別水素燃料電池自動車販売台数 (IEA Global Hydrogen Review 2021)

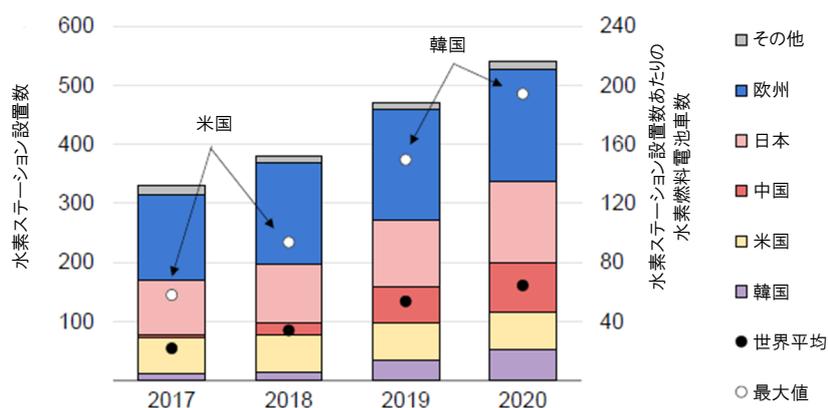


図7：地域別水素ステーション設置数 (IEA Global Hydrogen Review 2021)

一方、水素燃料ステーションの設置は欧州が最も多い。燃料電池車の数は全世界の10%未満であるが、ステーション設置数は世界の約3割を占める。利用促進に当たりインフラ整備が重視されている。

他の輸送モードにおける水素利用は限られており、技術開発及び実証が進められている段階である。欧州では政府による支援がなされるプロジェクトが多く存在している。

1. 3 海運部門における水素利用

海運部門では従来化石燃料由来の燃料が使用されている。海運部門からの GHG 排出量は、世界排出量の約 2.5%、ドイツ 1 国分に近い割合を占めており、当分野からの GHG 排出量減が期待されている。特に、EU は 2050 年までのカーボンニュートラル達成に向け脱炭素化を進める方針としている。

海運部門における GHG 排出量減の方法としては、化石燃料ベースの燃料を再生可能燃料および低炭素燃料にシフトすることが期待されており、今後、新燃料の需要増が見込まれる²。GHG を排出しない燃料としては、水素に加え、特にアンモニア燃料の利用も期待されている。

米国船級協会（ABS：American Bureau of Shipping）によれば、船舶燃料における水素燃料及びアンモニア燃料のシェアは 2030 年までは少ないものの、2040 年には 15%、2050 年には 35%程度にまで成長すると予測されている。またメタノールのシェアは 2030 年以降比較的横ばいで推移する。一方で化石燃料由来の燃料は 2050 年までに半減すると予想している。

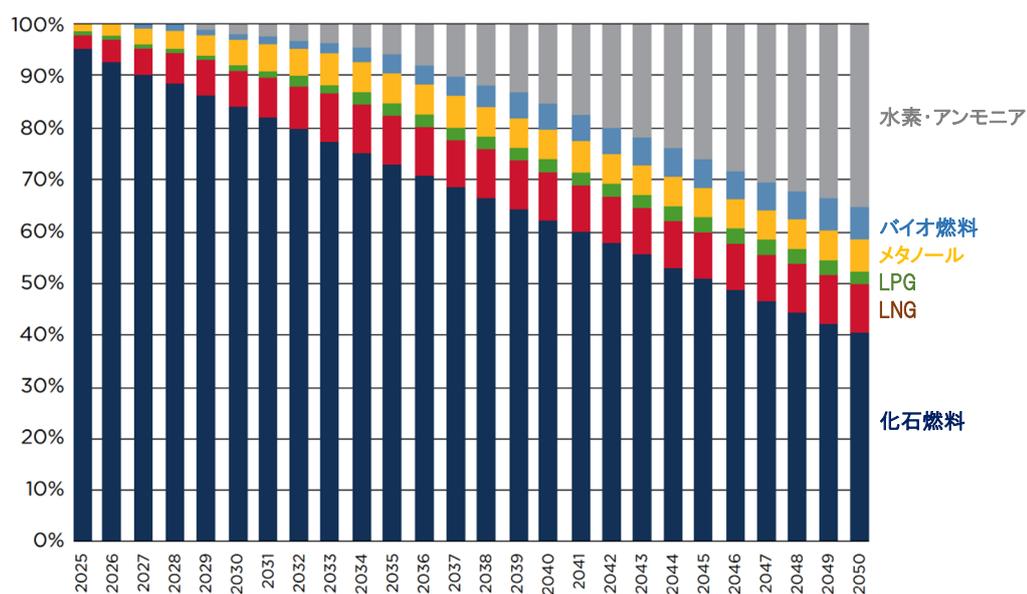


図 8：2050 年までの船舶燃料の使用予測 (ABS Pathway to Sustainable Shipping)

ノルウェー船級協会（DNV：Det Norske Veritas）は、あらゆる外航船舶向け燃料のミックスシナリオにおいて、液化水素（e-水素およびブルー水素）の割合は限定的

² https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/shipping_en

になると予測している。表1は、2050年の船舶の全エネルギーの割合について、燃料の種類ごとに3つのシナリオに基づいて予測したものである。これらのシナリオは tank-to-wake（燃料タンクから運航時の消費までを考慮した指標）ベースのCO2排出量のみをカバーしたものである。まず「脱炭素化野心ゼロ」のシナリオにおいては、低硫黄重油（VLSFO）、マリンガスオイル（MGO）、LNG等の化石燃料が燃料ミックスで圧倒的シェアを占め、それぞれの燃料のシェアは、原油、ガス等の一次エネルギーの価格によって決定される。「2040年脱炭素化シナリオ」においては2050年までに低硫黄重油（VLSFO）、MGO、LNGのシェアはほぼなくなり、e-アンモニア、ブルーアンモニア、バイオメタノールの利用割合が伸びると予測されている。そのシェアはそれぞれ61%（e-アンモニア）、81%（ブルーアンモニア）、87%（バイオメタノール）まで伸びる可能性がある。

ここで、e-燃料は、再生可能電力を用いて製造される合成燃料、ブルー燃料は天然ガスを原料として生産される在来型の水素（グレー水素）のうち、副産物のCO2をCCSで回収するものを指す。

シナリオ	【野心ゼロ】 追加政策なし	【IMO-GHG 削減目標達成】 2050年 GHG 総排出量 50%減* 2050年炭素強度 70%減* (※2008年比)	【2040年脱炭素化】 2040年 GHG 総排出量 95% 減* (※2008年比)
化石燃料			
低硫黄燃料/MGO	30-80%	0-15%	0%
重油	5-18%	1-10%	0%
LNG	0-62%	0-30%	0%
LPG	0%	2%	0%
バイオ燃料			
バイオ MGO	0%	10-28%	3-18%
バイオ LNG	0%	0-7%	0-5%
バイオメタノール	0%	5-78%	15-87%
e-燃料（再生可能電気エネルギーによる合成燃料）			
e-MGO	0%	20-30%	17-28%
e-LNG	0%	10-19%	5-10%
e-LPG	0%	0%	0%
e-メタノール	0%	0%	5-27%
e-アンモニア	0%	30-55%	43-61%
e-水素	0%	0%	0%
ブルー燃料（天然ガスの SMR 改質のよる水素であって CCS を組み合わせたもの）			
ブルーアンモニア	0%	45-60%	70-81%
ブルー水素	0%	0%	0%

表1：シナリオ別 2050年海運向けエネルギーの割合
(DNV Energy Transition Outlook 2021 を基に作成)

液化水素の利用を限定的と予想する理由は、輸送コストの差異にある。e-水素、e-アンモニアの生産コストはあまり差異はないが、液化水素の輸送コストはアンモニアを大きく上回ることが予想される。しかしながら、水素燃料の利用が妨げられるわけではなく、特に水素燃料フェリーやクルーズ船での需要が見込まれる。また、燃料としての水素の利用は、e-アンモニア、ブルーアンモニア、e-メタノールの生産において重要な役割を果たすことが期待される。

将来の船舶燃料ミックスに影響する要因としては、規制動向、一次エネルギー価格、海上貿易需要があると考えられる。DNV は、予測においてカーボンニュートラルな燃料の利用可能性には上限を設けていないが、新燃料の入手・利用が限定されることが脱炭素化シナリオ達成の上で障害となる可能性があるとして指摘している。このような障害は、船舶と陸上インフラの両方に存在する。船舶側では、エンジンや燃料システムの新燃料への適応有無、乗組員のトレーニングが挙げられる。陸上インフラでは、港湾のインフラ設備の有無、必要量を確保するサプライチェーンの有無が課題となりうる。

また、欧州委員会は、様々な規制及びエネルギー効率改善に関する展開を含めたシナリオについて検討し、2030年までに船舶燃料ミックスにおける再生可能燃料および低炭素燃料のシェアが5.5-13.5%に達すると予測している。図9は、2030年と2050年の国際海運の船舶燃料ミックスに関する欧州委員会の予測である。欧州委員会による予測は、DNVの予測にも近いものとなっている。欧州委員会は、2050年時点においても化石燃料由来の燃料がある程度の役割を果たすと予測しているが、一方で液体バイオ燃料、バイオLNG、e-液体燃料、水素の採用によりその役割は限定的なものになると見込んでいる。

この予測は、今後の規制動向に左右されるものの、国際海運の燃料ミックスにおいて、水素が主にe-アンモニア、ブルーアンモニア、e-メタノールに用いられるとの見方を示している。アンモニア（e-アンモニア、ブルーアンモニア）は、水素に比べて生産コストが割安であることから、海事部門にとって重要な燃料源となり、これにメタノールが続くことが見込まれる。重質燃料油（HFO）や船舶用ディーゼル油（MDO）のような化石燃料の使用が大幅に低下する部門においては、液体バイオ燃料がアンモニア、メタノール、水素を補完し、2050年の船舶用ゼロカーボン燃料需要を満たすことになる。EUは、域内においてこれらの需要を満たすため、国際海運向けのe-アンモニアの生産能力を2030年までに最大460万トンまで増加することが可能としている。

水素やアンモニアの船舶燃料としての利用に関する予測の上で、技術的利用可能性、経済的な採算性、脱炭素化潜在性に加えて、安全性への考慮が必要である。欧州においては規制当局、産業側いずれもこの課題を認識しており対応を進めている。例えば、DNV が主導する MarHySafe プロジェクトの成果として、船舶燃料としての水素利用に関する安全の考慮について公表している³。規制当局側も IMO の第 7 回貨物運送小委員会（CCC7）へ文書を提案⁴するなどの対応を行っている⁵。

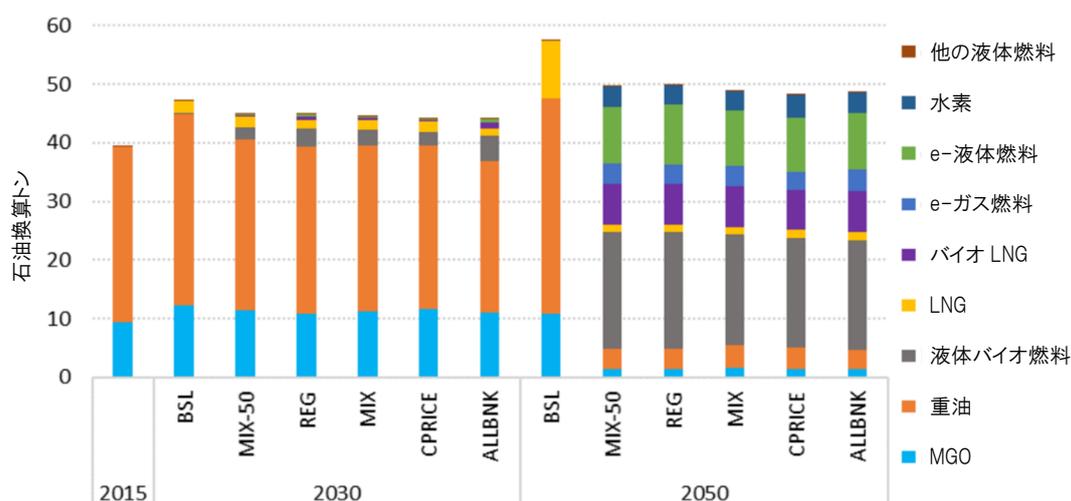


図 9：2030 年、2050 年における国際海運向け船舶燃料ミックス⁶

³ https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Five-lessons-to-learn-on-hydrogen-as-ship-fuel.html?utm_campaign=MA_21Q3_ART_Ind_350_Hydrogen%20Fuel%20Handbook&utm_medium=email&utm_source=Eloqua

⁴ <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-9575-2021-INIT/en/pdf>

⁵ <https://www.imo.org/en/MediaCentre/MeetingSummaries/Pages/CCC-7th-session.aspx>

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020SC0331&from=EN>

2. 欧州における水素バリューチェーン

2. 1 水素バリューチェーンの全体像

脱炭素化で注目される水素はこれまでも製造され、利用されているエネルギー源である。現在主流となっている化石燃料由来の燃料から水素への移行を図ることにより需要が大幅に伸びるが、そのためには技術的な課題も多く存在する。また、その需要を満たすための生産体制の整備、また需要と供給を結びつけるための貯蔵・運搬の拡充など、全ての要素においてその可能性を拡大する必要がある。

バリューチェーンの主な機能は、製造、輸送、利用に分けられる。輸送もしくは利用の形態に合わせるために製造後に改質・精製が行われ、また、利用までの間に貯蔵される場合もある。

製造は、主に化石燃料からの製造と水の電気分解による製造に分けられる。化石燃料からの製造は、主に水蒸気改質法が用いられる。水蒸気改質法では石油、天然ガスなどに含まれるメタンと高温の水蒸気を反応させ、水素と二酸化炭素を反応させる。発生する二酸化炭素を処理せずに放出するものは「グレー水素」と呼ばれる。また、発生する二酸化炭素を貯留（CCS：Carbon Capture and Storage）し大気へ放出させないものは「ブルー水素」と呼ばれる。

水の電気分解による水素製造は、主にアルカリ水電解法と固体高分子型水電解法がある。いずれも使用する電気エネルギー源により環境性能が異なる。再生可能エネルギー由来の電力を使い水電解により水素を製造する場合は、製造時に二酸化炭素を発生しないため、「グリーン水素」と呼ばれる。原子力発電の電力より水素を製造する場合は、「イエロー水素」または「パープル水素」と呼ばれることがある。

この他、石油精製や鉄鋼などの製造プラントから副次的に産出される水素がある。

水素は、利用形態に応じ気体または液体で輸送される。気体の場合は 15～20MPa に圧縮して高压ガス容器に充填し、トレーラー等で運搬される。また、パイプラインを使い遠方かつ大量に水素を供給することも可能である。

液化水素は水素ガスの体積を 1/800 に小さくすることができ、大量輸送・大量貯蔵が可能になる。液化水素はマイナス 253℃の極低温で存在するため、輸送・貯蔵にあたっては断熱性能の高い容器を使用する必要がある。

液化水素は極低温にするために多くのエネルギーを使用し、かつその扱いも難しいため、より扱いやすい別の物質に変換することも可能である。例えば、ハーバー・ボッシュ法によるアンモニアへの変換、メタネーションによるメタンへの変換により別のエネルギー源として輸送、利用することが可能になる。

水素の利用は、エネルギー源としてあらゆる部門での利用が可能であり、今後利用拡大が期待される。エネルギー源として運輸部門、産業部門、建築部門、発電部門等での利用が考えられるが、1.1 項のとおり、現在は産業部門での利用が主となっている。

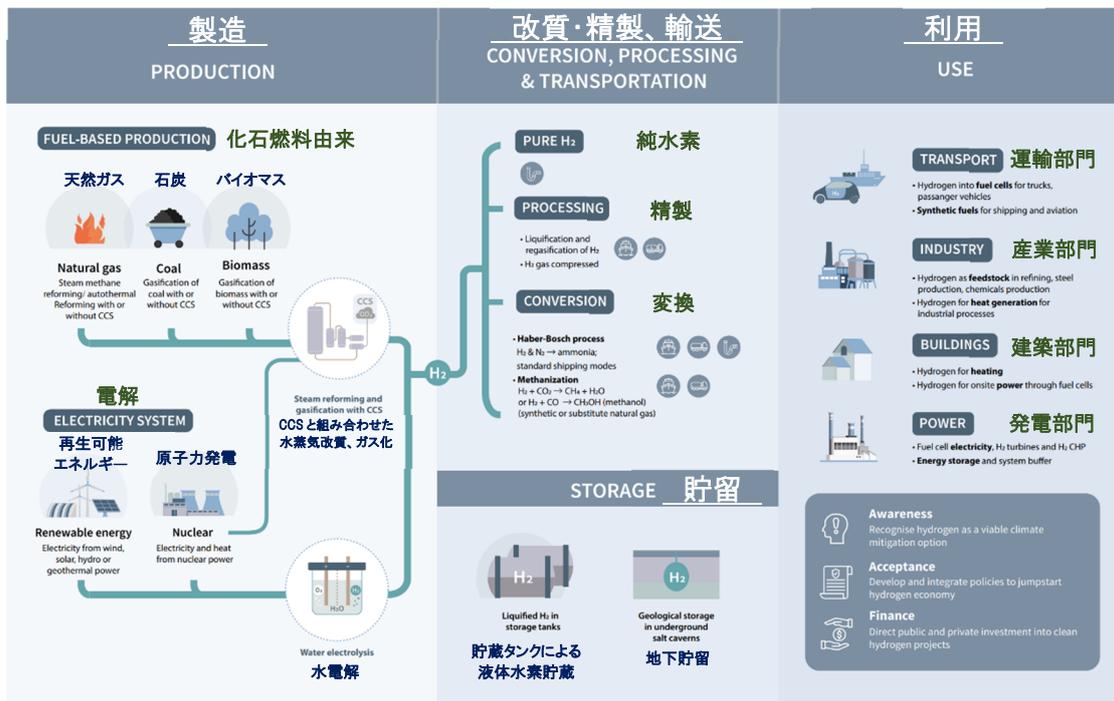


図 10：水素バリューチェーン全体概要 (UNECE Technology Brief Hydrogen より)

現在の水素の生産・利用は、1.1 項のとおり産業部門が主となっており、製造方法、利用方法も限られていることから、比較的小規模な範囲で製造から利用までのサプライチェーンが構築されている。今後、水素の製造、輸送、利用方法がそれぞれ拡大すれば、コストも削減され、グローバルかつ大規模な水素バリューチェーンが構築されると考えられる。

以下の項では、水素の製造、輸送の各フェーズについて、欧州での現状を説明する。

2. 2 欧州における水素の製造

1.1 項のとおり、現在の水素の生産は天然ガス等の化石燃料由来のものが主になっている。生産プラントは、生産方法、生産目的等により、主に以下の3つのカテゴリーに分けることができる。

- (1) 自家消費施設：同じ施設内で消費する水素を生産
- (2) 商用生産施設：他への販売を目的として水素を生産⁷
- (3) 副生産施設：他の工程の副産物として水素を生産

(1) 自家消費施設は、本来の目的での水素使用量が少ない場合、他の企業へ水素を供給（販売）することが可能な施設である。他の企業へ供給する量は、自社施設内における本来の用途での水素の需要により変化する。3つのカテゴリーの関連性は以下のとおりである。

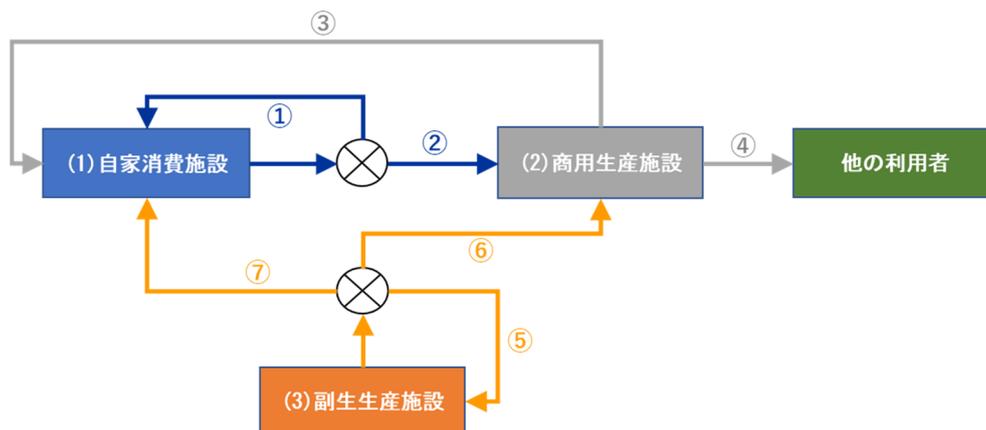


図 11：利用可能性に応じた水素生産形態の定義

図 11 中、生産される各施設間を流通する水素の詳細は番号ごとに以下のとおりである。

- ① 自家消費施設における生産。水素は同一施設内で利用される。
- ② 自家消費施設における余剰生産水素。商用生産施設に売却される。
- ③ 商用生産施設で生産される水素であって、大量に水素を消費する顧客向けに供給される水素。当該施設は供給先に近接して設置する、または、パイプラインを通じて供給される。
- ④ 小売目的で生産され、供給される水素。比較的少量であり、圧縮シリンダーまたは液化水素としてトラック等で陸上輸送される。

⁷ 単一の顧客向けに生産される施設は自家消費施設に分類される。

- ⑤ 副生産水素であって、内部プロセス等で利用される、または大気放出される水素。
- ⑥ 副生水素であって、精製されて売却される水素。
- ⑦ 副生水素であって、近隣の自家消費施設に直接売却される水素。

欧州各国にある水素生産施設における(1)～(3)の施設の割合は図 12 のとおりである。水素生産能力のうち約 3 分の 2 は、自家消費用生産を目的とするものであると分類されている。商用生産施設は、まだ水素の用途が限られるため大口顧客向けが多く、広く一般向けに供給する量は限られている。副生水素施設は水素生産能力全体の 20% 程度を占め、そのうち 70% がコークス炉ガスである。

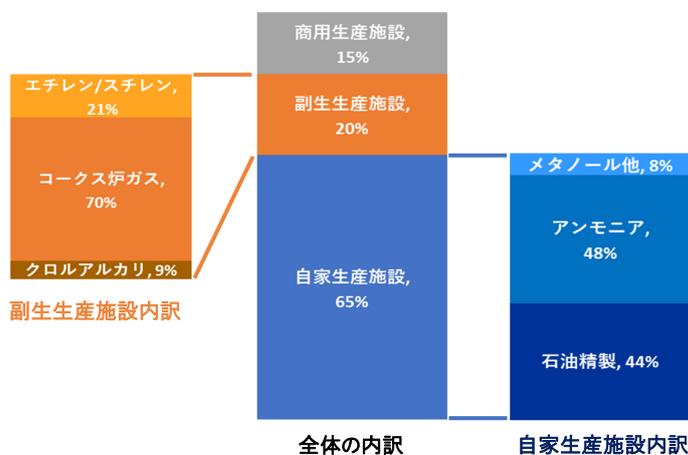


図 12：欧州の水素生産能力の内訳

欧州で最も水素生産能力を有するのはドイツであり、1日あたり約 6,524 トン、全体の約 20% に上る。これは、2 位のオランダ (4,523 トン/日、全体の 14%) の約 1.5 倍にあたる。水素生産能力が大きい国としては他に、ポーランド (3,741 トン/日、全体の 11%)、スペイン (2,402 トン、全体の 7%)、フランス (2,071 トン/日、全体の 6%)、イギリス (1,429 トン/日、全体の 6%) となっている。

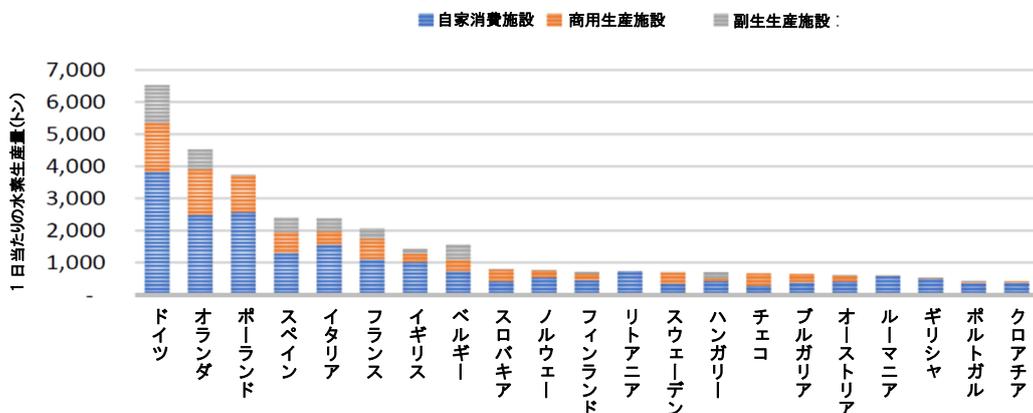


図 13：欧州各国の水素生産能力

2.2.1 自家消費生産

石油精製や化学製品生産プラント（アンモニア、メタノール、過酸化水素等）のように大量に水素を消費する施設では、専用の水素生産施設を設置している。当該施設では、水蒸気メタン改質法（SMR）による生産が一般的である。

石油精製

石油精製部門は、欧州における最大の水素消費部門である。製油所において、水素は水素化精製および水素化分解の工程で利用される。水素化精製はディーゼル精製プロセスにおける最も重要な段階のひとつであり、水素化や水素化脱硫、水素化脱窒素、水素化脱金属等の工程を含んでいる。水素化分解は、不飽和物を原料よりも分子量が小さい生成物に変換する工程である。

水素化分解は、水素を消費する工程として最も一般的であり、生成物 1 トンあたり約 300Nm³ の水素を必要とする。水素化精製工程では、通常、生成物 1 トンあたりの水素使用量は約 20~50Nm³ である。製油所では水素が消費されるだけでなく、原油精製の諸段階において水素が生成される点にも留意する必要がある。水素は接触改質において最も多く発生し、その量は原油 1 トンあたり 200Nm³ に上る。生成される水素の量が非常に多いため、水素化分解を用いない製油所では総じて水素を自ら供給でき、追加の水素生産を必要としない場合がある。

欧州内の主要な製油所において、化石燃料（通常は天然ガス）を原料として、以下のいずれかの方法により水素の生産が行われている。

- ・ 水素化精製のための改質操作
- ・ 軽油・天然ガスの水蒸気改質または自己熱改質
- ・ 重油留分の部分酸化（ガス化）

多くの製油所では、接触改質のみを通じて十分な量の水素を生産することが可能である。大規模な水素化精製や水素化分解の操作を伴う複雑なプラントでは、一般的にプラント内の接触改質ユニットで生成されるよりも多くの水素が必要となるため、そのような製油所には専用の水素生産ユニットがある。水素ユニットには、天然ガスや残重油、コークスなど様々な炭化水素が原料として供給される。通常の水蒸気改質プロセスでは、最高 97~98v/v%の水素生成物が生成され、精製工程が加わる場合には純度は 99.9v/v%以上とさらに高くなる。

欧州には製油所に設置された水素生産ユニットは 93 か所あり、総生産能力（製油所への水素供給を目的とするものでも商用プラントは除く）は、1 日あたり約 9,400 トンと推計されている。欧州経済領域（EEA）内では、ドイツが製油所の水素生産能力全体の 17%と最大の割合を占め、イタリア（11%）、ポーランド（11%）、スペイン（11%）、オランダ（8%）がそれに続いている。

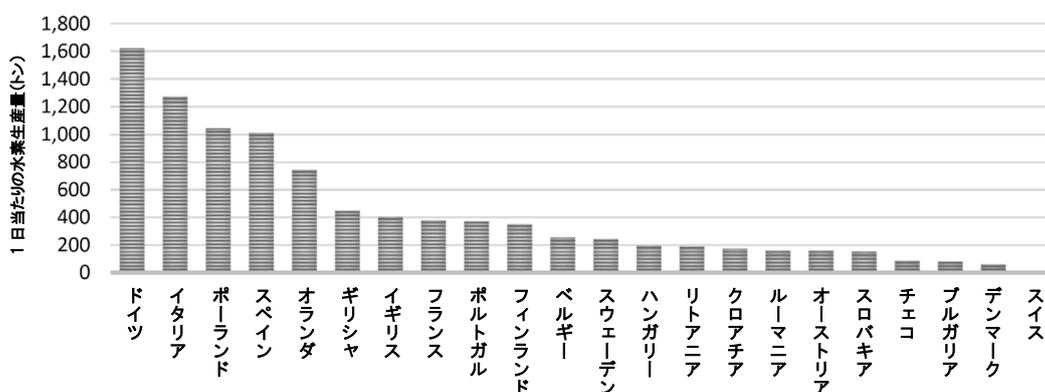


図 14：欧州の製油所における水素生産量

アンモニア製造

アンモニアは 75 年以上にわたって大量に生産されており、アンモニア生産、サプライチェーンは十分に確立されている。アンモニアの主要な工業的製法であるハーバー・ボッシュ法は、1909 年にフリッツ・ハーバーとカール・ボッシュによって発明され、1914 年に初めて実証された⁸。現在、アンモニア工業は EU 内で石油精製に次いで 2 番目に水素消費量が多い部門となっている。アンモニアの製造工程には水素と窒素の合成が含まれ、それは以下の化学式によって表される。



このプロセスでは、アンモニア 1 トンあたり約 175~180kg の水素が消費される。アンモニアは、肥料や様々な工業製品の原材料、あるいは大型の産業用冷却装置の冷媒として 1 日 1,000 トン以上生産されている。アンモニアの生産・貯蔵・輸送のサプライチェーンは長く運用されており、コストが最適化され、リスクは比較的低くなっている。

欧州におけるアンモニア向け水素の総生産能力は 1 日あたり約 2,070 万トン、年間約 370 万トンである。欧州におけるアンモニア生産のための水素生産能力全体のう

⁸ <https://www.tfi.org/the-feed/fertilizer-history-haber-bosch-process>

ち、ドイツが16%と最大の割合を占めており、オランダ(15%)、ポーランド(15%)、フランス(8%)、イギリス(6%)と続く。アンモニアプラントへの供給に特化した43か所の水素生産プラントのうち、41か所は自家消費用の施設であり、残りの2か所はLinde社(ドイツ)とAir Liquide社(フランス)が運用している。すべてのプラントで、水素を製造するためにメタンの水蒸気改質(SMR:金属触媒を介してメタンと高温の水蒸気より水素を製造)または部分酸化(POX:酸素量及び圧力を調整し、メタンやプラスチック等の炭化水素を不完全燃焼させて水素を製造)が用いられている。

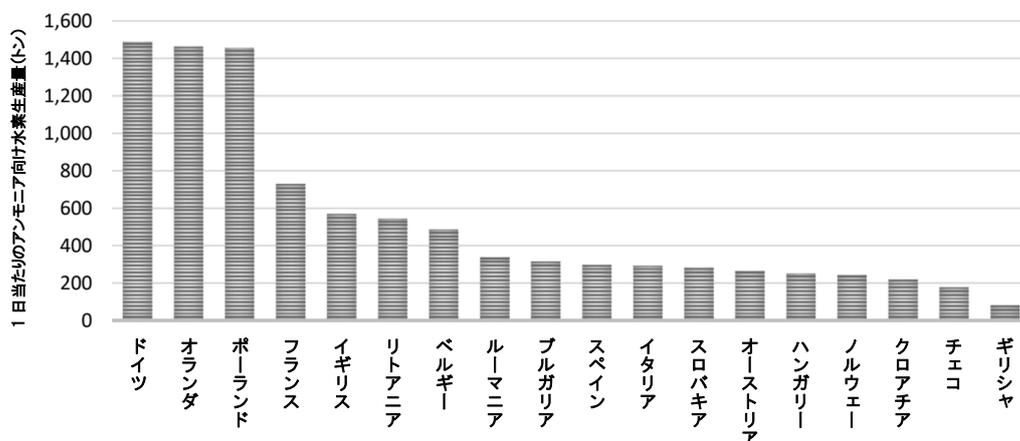


図 15：欧州のアンモニア向け水素生産量

その他の自家消費施設

自家消費用の水素生産のうち、製油所およびアンモニアプラントにおける自家消費用の水素生産は約92%を占める。これらの工程以外にも、水素はメタノールや過酸化水素などいくつかの化学品の生産において大量に使用されている。メタノール生産の最も一般的な方法は、メタンの水蒸気改質とその後の合成であり、以下のプロセスが用いられる。

- ・ 第1ステップ： $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$ および $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$
- ・ 第2ステップ： $3\text{H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$

この生産においては、メタノール1トンあたり約1,400m³の水素が消費される。メタノールは、ホルムアルデヒドや酢酸、メチル-tert-ブチルエーテル(MTBE)、脂肪酸メチルエステル(FAME)、接着剤、溶剤を生産する上で重要な化学原料である。

化学工業における水素の他の用途としては、過酸化水素や塩化水素、アニリン、シクロヘキサン、トルエンジイソシアネート (TDI)、オキシアルコール等のバルク化学製品の生産などがある。これらの化学製品は多くの場合大型石油化学プラントで生産される。石油精製や肥料向けアンモニアの水素生産と同様に、大半の施設において水素生産の原料として化石燃料が使用されている。

アイスランドのスヴァルスエインギにある Carbon Recycling International のジョージ・オラー再生可能メタノールプラントでは、年間 500 万リットルのメタノールを生産する能力があり、水電解によって水素を製造するために水力と地熱エネルギーを利用している。製造された水素は、排ガス中の CO₂ を用いてメタノールに変換される。

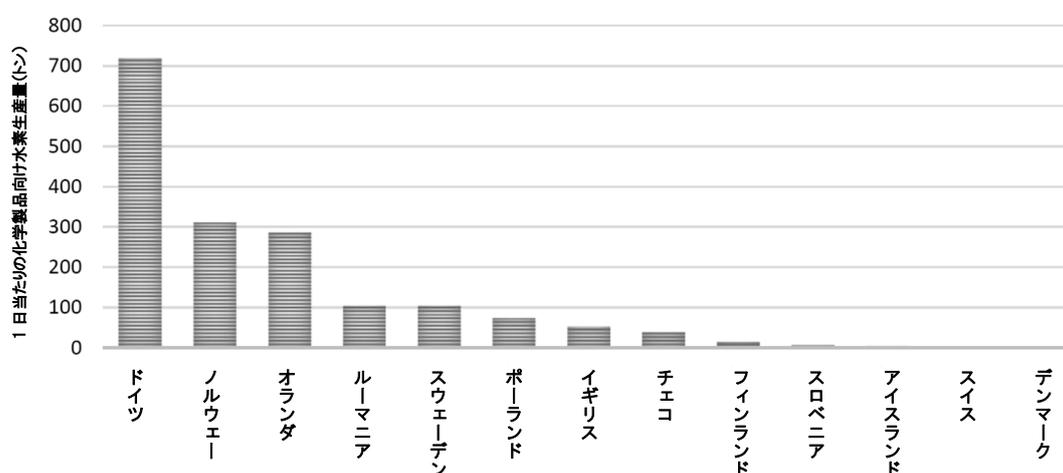


図 16：欧州の化学製品向け水素生産量

2.2.2 商用水素生産

商用水素プラントは、主に2つのカテゴリーに分けることができる。

- ・ 単一の大口顧客向けの供給を目的とするプラント。水素小売市場への供給には余剰能力のみが利用可能となる。
- ・ 小売顧客への供給を目的とする小・中規模の水素生産拠点。

単一の大口顧客向けプラントは規模が大きく、自家消費施設である大型施設と同等の規模になる。一方、水素小売市場向けの施設の場合には最大能力が一桁小さい。2018年時点で欧州には稼働中の商用水素プラントが約113基存在したと推計されている。これらのプラントの総能力は年間150万トン（1日あたり約4,246トン）と推計される。欧州の商用水素市場は、Linde Gas および Air Liquide、Air Products、Messer の4社でほぼ形成されており、商用水素の生産能力全体の87%を占めている。自家消費用水素生産と同様に、多くの商用水素生産能力はドイツ（29%）オランダ（15%）、ベルギー（12%）、スペイン（11%）、イタリア（10%）、フランス（8%）に位置している。

多くの生産設備は化石燃料をベースとしており、一部の商用水素（10%未満）はクロルアルカリ工業の副産物やコークス炉ガスからも製造されている。

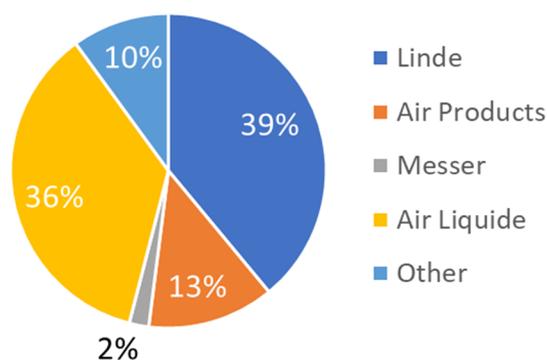


図 17：欧州商用水素生産施設の企業の分布

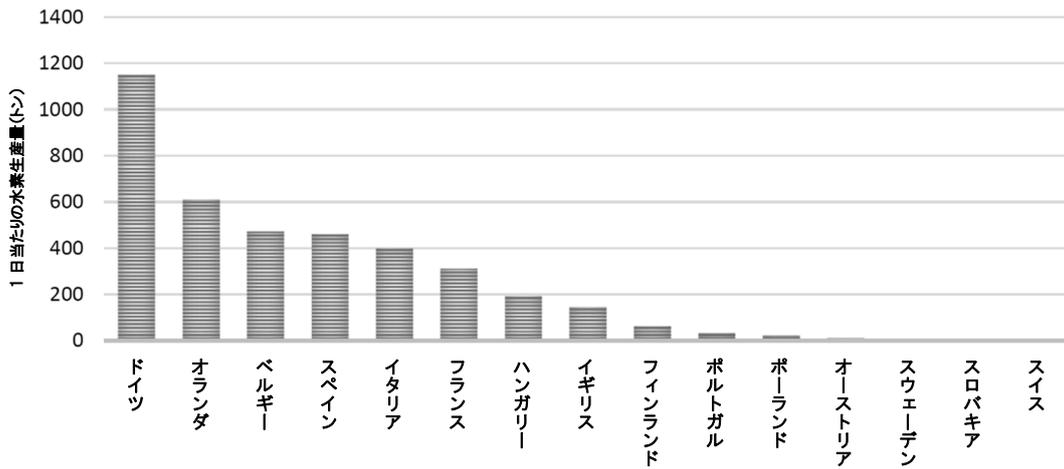


図 18：欧州における商用水素生産能力

2.2.3 副産物としての水素生産

副生水素、つまり他の工程の副産物として生成される水素の生産能力は、年間 236 万トンと推計されている。生産方法による水素生産能力及び水素生成量の内訳は以下のとおりである。

生産方法	水素生産能力 (1年あたり)	生産 1 トン当たりの 水素生成量
コークス炉ガス	160 万トン	450 Nm ³
クロルアルカリ工業	21 万トン	270～300 Nm ³
エチレン工業	38 万トン	190 Nm ³
スチレン工業	12 万トン	220 Nm ³
その他	5 万トン	
計	236 万トン	

エチレンおよびスチレンの生産工程における水素の生産量は、エチレン 1 トンあたり約 190Nm³、スチレン 1 トンあたり 220Nm³である。これらの産業において副産物として生成される水素は、ほとんどが下流に位置する他の化学・石油化学プロセスのために利用されている。

クロルアルカリ工業は、塩素 1 トンあたり約 270～300Nm³ の水素を副産物として生成する。概して、この部門は生成される水素の約 15%を大気中に放出している。残りの 85%は熱を発生させるために燃焼されるか、熱と電力を発生させるために熱電併給プラントで利用される。クロルアルカリ工業によって副産物として生成される水

素は純度が非常に高いため、パイプラインが利用可能な場合には、他の産業ユーザーや水素取引業者に対して販売される。ドイツのケルンにあるクロルアルカリプラントでは、副生物として生成される水素の一部が燃料電池バスの燃料としても利用されている。

コークス炉ガスは生産時の水素生成量が多く、コークス炉ガス 1 トンあたり約 450Nm³ の水素を生成する。生成されるガスは純水素ではなく、水素 (55~65%) およびメタン、一酸化炭素、CO₂、窒素の混合物となる。コークス炉ガスは、高炉ストーブやホット・ストリップ・ミル (熱間連続式広幅帯鋼圧延機) の再加熱炉等の高温工程等で利用される。余剰のコークス炉ガスは、代替的な高炉還元剤として利用することができ、発電所でも利用されている⁹。この他、小規模な副生水素の供給源として以下のものがある。

- ・ アセチレン生産：1 トンあたり 3,400~3,740Nm³ の水素を生成
- ・ シアン化物生産：1 トンあたり 2,470Nm³ の水素を生成
(Degussa 社の BMA 法)

クリーン水素の生産能力

2018 年時点で欧州諸国の水素生産能力は全体で年間 1,150 万トン (1 日あたり 31,573 トン) であったと推計されている。コークス炉ガス水素を除く水素生産能力は年間約 990 万トンであった。水素生成の最も一般的な方法は天然ガスの水蒸気改質 (SMR) であり、そのほか部分酸化 (POX) 及び自己熱改質 (ATR) の手法もある。天然ガスの水蒸気改質は、石油精製やアンモニア合成、その他の水素の大量生産など、あらゆる用途において広く用いられている。天然ガスが最も一般的な原料であるものの、水蒸気改質は LPG やナフサ等の液体炭化水素を含む他の原料を用いて行われることもある。

化石燃料を原料として利用していた 326 か所の水素生産プラントのうち、CCS 技術 (炭素回収技術) を活用しているプラントは以下の 3 つの施設である。

⁹ https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2019-11/IS_Adopted_03_2012.pdf

企業名	場所	CCS 回収能力	備考
SAPPIO グループ	イタリア・ マントバ	1,500 Nm ³ /h	2016 年運用開始
Air Liquide Cryocap 水素生産設備	フランス・ ポール＝ジェローム	5 万 Nm ³ /h	2015 年運用開始 Exxon 社の製油所に供給される水素生産時に回収 ¹⁰
Shell 製油所	オランダ・ ロッテルダム	—	2004 年運用開始 Linde 社が運用するプロジェクトの一環として、農業向け水素生成に伴う CO ₂ を回収

CO₂ 回収・貯留（CCS）または炭素回収・有効利用（CCU）を組み合わせた化石燃料由来の水素生産（ブルー水素）が水素生産能力全体（副産物を除く）に占める割合は 0.5%未満と推定される。水素は電力を利用した水電解により生成することができる。欧州には多数の電解装置が設置されている。一般的に、シリンダーやパイプトレーラーを用いて外部から供給を受けるよりも自社のオンサイトプラントを建設することが正当化される程度には水素需要が大きいものの、特に高純度の水素が必要となる場合にメンブランリアクター（MR）プラントや圧力スイング吸着（PSA）プラントに投資を行うほど需要が大きくない場合には、電解装置が利用される。

これには、食品加工施設や、冷却目的で水素が利用される発電所に設置された自家消費用水素生産のための電解装置が含まれる。欧州委員会共同研究センター（JRC）によれば、欧州における電解装置の総設置容量は約 1GW であり、これは水素生産能力全体の 1.4%に相当する。水素のユースケースとして確立しているものに加えて、低炭素電力や再生可能電力を利用した水電解によりクリーン水素を生成するパワーツェーガス（水素ガス）プロジェクトの開発が進みつつある。クリーン水素は、そのままエネルギーキャリアとして利用されるか、合成メタンや液体燃料を製造するためにさらに合成される。これらの設備は、大部分が研究開発プラントや実証プラントの一部として構築されたものであり、長期的な商用稼働を目的としておらず、2～3 年稼働した後に廃止されるケースが多くなっている。

しかしながら、2019 年時点で約 95 のパワーツェーガス・プロジェクトが存在し、主にモビリティ用途向けや、再生可能エネルギーのグリッド調整のための電力貯蔵媒体として再生可能水素が生成されている。これらのプロジェクトのほぼ半数はドイツで

¹⁰ https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/0712_Air-Liquide_Borealis_Esso_TotalEnergies_Yara-collaborate-on-decarbonization

実施されている。これらの電解装置の総容量は約 58MW であり、1 時間あたり 1.1 トンのクリーン水素を生産する能力に相当する。

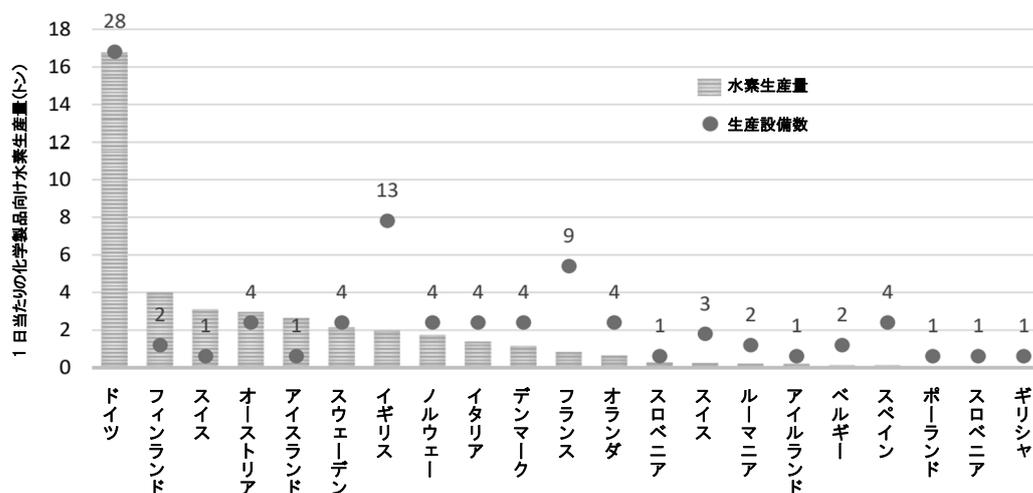


図 19：水電解装置による国別水素製造能力及び生産設備数

2. 3 水素の輸送

欧州では、石油精製や化学製品向けの自家消費施設が多く、小口での水素輸送網はまだ確立していない。水素生産施設と消費施設を結ぶ輸送方法として、一部は専用のパイプラインが利用されている。

表2は、欧州で稼働中のパイプラインを示したものである。ここでは、主な欧州諸国におけるパイプライン輸送プロジェクトを紹介する。

ネットワーク名	国	長さ (km)	オペレーター
North Europe	ベルギー、オランダ	949	Air Liquide
Ruhrgebiet	ドイツ	240	Air Liquide
Rotterdam	オランダ	140	Air Products
Leuna-Bitterfeld	ドイツ	135	Linde
France Center East	フランス	57	Air Liquide
Rozenburg	オランダ	50	Air Products
France South East	フランス	42	Air Liquide
France East	フランス	37	Air Liquide
Teesside	イギリス	35	Linde
Heide	ドイツ	30	
Stenungsund	スウェーデン	18	
Dunkerque	フランス	14	Air Liquide
Hoek-Sluiskil	オランダ	12	
Burghausen	ドイツ	8	
Priolo	イタリア	6	Air Liquide
Teesside	イギリス	5	Air Products
Le Havre	フランス	4	Air Liquide
Monthey	スイス	2	Air Liquide
Porto Marghera	イタリア	2	Air Products
合計		1,786	

表2：欧州で稼働中の水素パイプライン

オランダ

オランダでは2018年にフーク・スライスキル (Hoek-Sluiskil) 間の全長12kmのパイプラインが稼働を開始した。これは天然ガスパイプラインを改修したものであり、現在では年間4TWhの水素を輸送するために利用されている。

オランダでは、ガス・電気グリッド事業者団体である Netbeheer Nederland が、水素を含むガス供給ネットワークに関する研究を行っている。この研究では、水素ガス供給に係る技術的・経済的論点について述べられている。フランスでは、2019年11月に、同国における水素導入にあたってメタンの供給ネットワーク・貯蔵・ターミナルが果たす潜在的な役割に関してガスインフラ事業者が共同で行った研究結果が公表された¹¹。この研究では、混合ガスにおける水素含有量を増加させるための技術的適応コストは限定的であると結論付けている。

オランダのガスグリッド事業者である Gasunie 社は、既存のメタンガス供給インフラを利用してオランダとドイツをつなぐ水素ガスインフラの整備について調査を行っている¹²。同社は、水素は短期的には炭素回収・有効利用・貯留 (CCUS) を組み合わせる天然ガスから生成されるが、エネルギー移行においては風力発電や太陽光発電等の再生可能エネルギーを利用して製造される水素 (グリーン水素) が重要な役割を果たすことになると予測している。同社は、上述のフーク・スライスキル (Hoek-Sluis) 間パイプラインを含む複数の水素プロジェクトに関与している。

ドイツ

Equinor 社とドイツのグリッド運用者である Open Grid Europe (OGE) 社は、ドイツ国内で低炭素水素の大規模な導入を図るための共同プロジェクト「H2morrow」の発表を行った。2030年までに、既存のメタンガスパイプラインを利用して、CCSを伴う天然ガスの水蒸気改質によって製造された水素をノルウェーからドイツのノルトライン・ヴェストファーレン州の産業及びエンドユーザー向けに年間 8.36TWh 輸送することを予定している¹³。

ドイツにおける別のイニシアチブ「GET H2」は、効率的なエネルギー移行を可能にする水素インフラの中核を形成することを目的としており、既存インフラ企業と協力しながらプロジェクトの方向性を検討している¹⁴。具体的には、再生可能エネルギーを活用したグリーン水素を、既存のガスパイプラインを活用してローカルの水素生産から利用までのグリッドを構築するとともに、これらローカルのグリッド網を更に

¹¹ https://www.linde-engineering.com/en/news_and_media/press_releases/news_20130925.html

¹² <https://www.euractiv.com/section/energy/opinion/how-to-regulate-hydrogen-networks/>

¹³ <https://www.equinor.de/de/aktuelles/h2morrow.html>

¹⁴ <https://www.get-h2.de/en/initiativeandvision/>

パイプラインでつなぎ全ドイツでのネットワーク構築を目指すものである¹⁵。このイニシアチブのパートナーには、ドイツの送ガスシステム事業者である Gascade 社や Nowega 社、Thyssengas 社などが含まれている。「GET H2」の研究パートナーである気候保護・エネルギー・モビリティ研究所（IKEM）は、ドイツの状況を踏まえつつ水素ガスグリッド関連の規制問題についての法的検討も行っている。

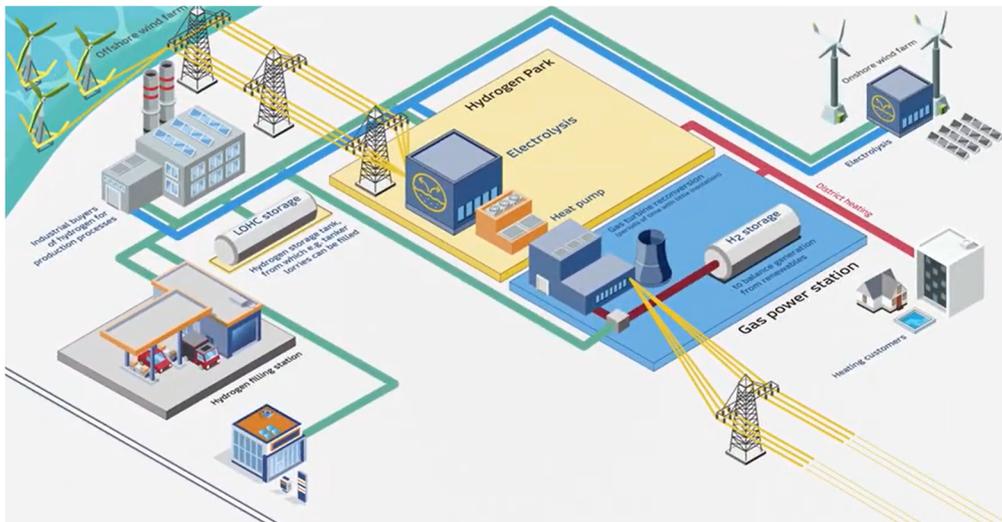


図 20：GET H2 イニシアチブのコンセプト

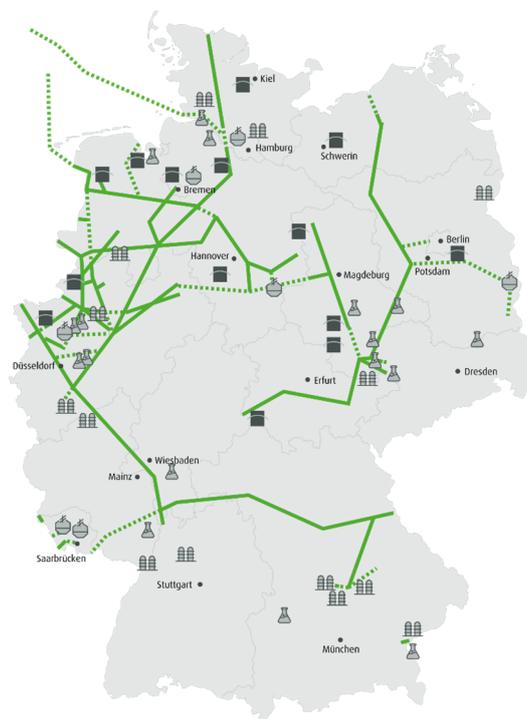


図 21：GET H2 イニシアチブが目指すドイツ水素供給網

¹⁵ <https://www.get-h2.de/en/initiativeandvision/>

イギリス

イギリスでは、2016年7月に「H21 Leeds City Gate」プロジェクトが立ち上げられた。既存のガス供給網の100%水素利用を目指すものであり、イギリス中部の都市Leedsを中心に実施される。

フィージビリティ調査では、英国のガス供給ネットワークを100%水素に転換することは技術的に可能であり、無理のないコストで実現できることが確認されている。研究開発の第1フェーズでは水素による既存ガスパイプラインの耐食性等について評価が行われた¹⁶。現在行われている第2フェーズでは100%水素利用を実現するための運用及びメンテナンス手順等に関する研究・実証が行う予定となっており、ガス・電力市場局（Ofgem）より680万ポンドのイノベーション資金が交付されている¹⁷。

その他（メタン輸送インフラの利用）

既存のメタンガスの輸送インフラを100%水素用として利用する、または水素と天然ガスの混合ガス輸送に利用することが検討されている。欧州ガス供給技術連合（Marcogaz）は2019年に水素混合のためにメタンガスインフラを利用する可能性について評価を行っており、以下のとおり一定の混合ガスの利用可能性を示している。

- ・ ガス輸送・貯蔵・供給のインフラ及び住宅用ガス消費機器は、機器の変更なしに天然ガスと水素（体積比10%）の混合ガスを使用可能。
- ・ 一部のネットワークと住宅用機器は、変更を加えることにより水素体積比20%まで可能になると考えられる。
- ・ 多くの工業プロセス（原料としてガスを利用するものは除く）では、変更を加えることなく体積5%の水素の混合ガスの使用が可能と考えられる。
- ・ 現行の発電用ガスタービンや、天然ガスを原料として使用する産業、また圧縮天然ガス（CNG）用のスチール製タンクは、少量の水素に対しても敏感であり、より高濃度の水素に耐えられるための研究開発及び緩和対策を要する。
- ・ 熱処理設備（炉やバーナーなど）は、変更を加えることなく体積比15%の水素の混合ガス使用が可能と考えられる。

¹⁶ <https://h21.green/projects/h21-nic-phase-1/>

¹⁷ <https://h21.green/projects/h21-nic-phase-2/>

また、一部グリッドにおける天然ガスと水素の混合ガスの利用について実証を行っている¹⁸。

上記のとおり、水素供給網の構築の前段階として、ガスと水素の混合ガスを既存のガス供給網を活用して供給することにより、利用側も既存のガス機器の大きな変更を要することなく水素を有効的に活用する取り組みが進められている。欧州の 23 のガスインフラ企業で構成され、欧州の水素専用インフラ構築を目指すイニシアチブ「Gas For Climate」は、2020 年代には欧州で水素専用のインフラが稼働し、2040 年までに欧州における水素専用パイプライン網は合計 39,700km に達し、インフラ投資額は 430～810 億ユーロに上ると予想している（図 22）¹⁹。

これらのプロジェクトにより二酸化炭素排出減が期待される一方、天然ガスと水素はその特徴が異なり、パイプラインやコンプレッサーなどの供給側でも、使用する機器側でも求められる要件が異なる。このため、天然ガスから水素へのネットワークの大規模な以降には多くの技術的障壁が予想され、慎重な実証を要することも指摘されている²⁰。

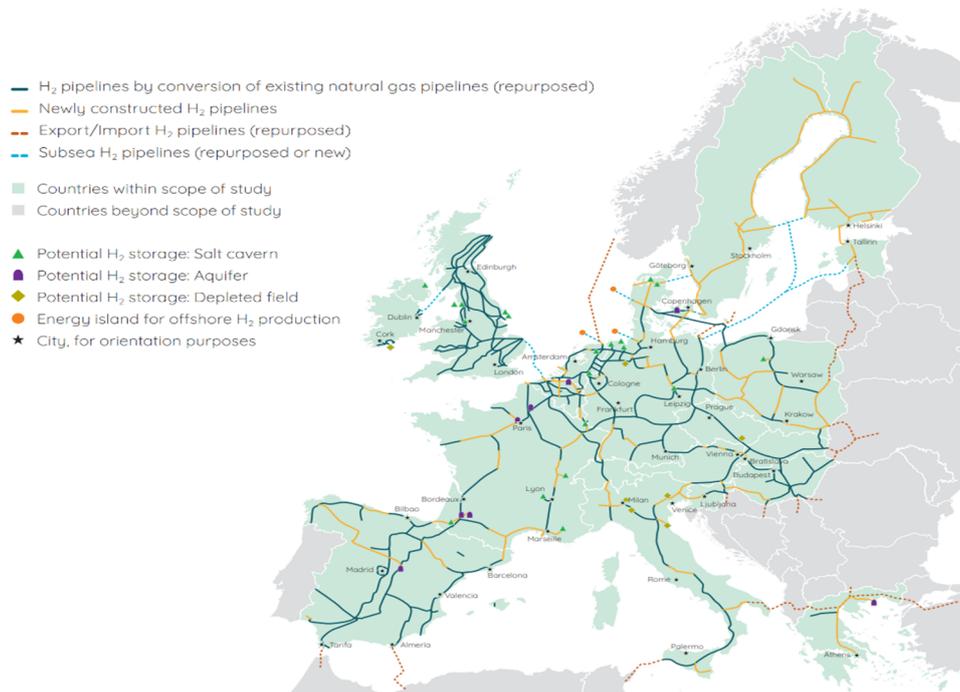


図 22：Gas For Climate が目指す 2040 年水素パイプライン網(Gas For Climate)

¹⁸ <https://www.marcogaz.org/intranet-hub/blending-hydrogen-from-electrolysis-into-the-european-gas-grid/>

¹⁹ <https://gasforclimate2050.eu/ehb/>

²⁰ https://www.ey.com/en_nl/recai/why-hydrogen-is-starting-to-get-the-green-light-in-global-renewables

3. 欧州連合及び加盟各国における政策

欧州では、欧州連合（EU）としての脱炭素化、水素戦略が定められ、その政策を踏まえつつ加盟各国において独自の政策を打ち出している。世界エネルギー会議（World Energy Council）の統計²¹によれば、2021年7月現在、世界で12の国と地域が水素戦略を策定しており、このうち欧州が8か国・地域を占めている。また、19の国において当該戦略の策定に向けて作業を進められており、この中でも欧州は8か国と多数を占めている。

本項ではEUにおける欧州全域に向けた脱炭素及び水素利用増に向けた政策と、欧州主要国10か国（デンマーク、フランス、ドイツ、ノルウェー、スペイン、オランダ、イギリス、スウェーデン、フィンランド、ギリシャ）の政策及び支援策、検討状況等についてまとめる。

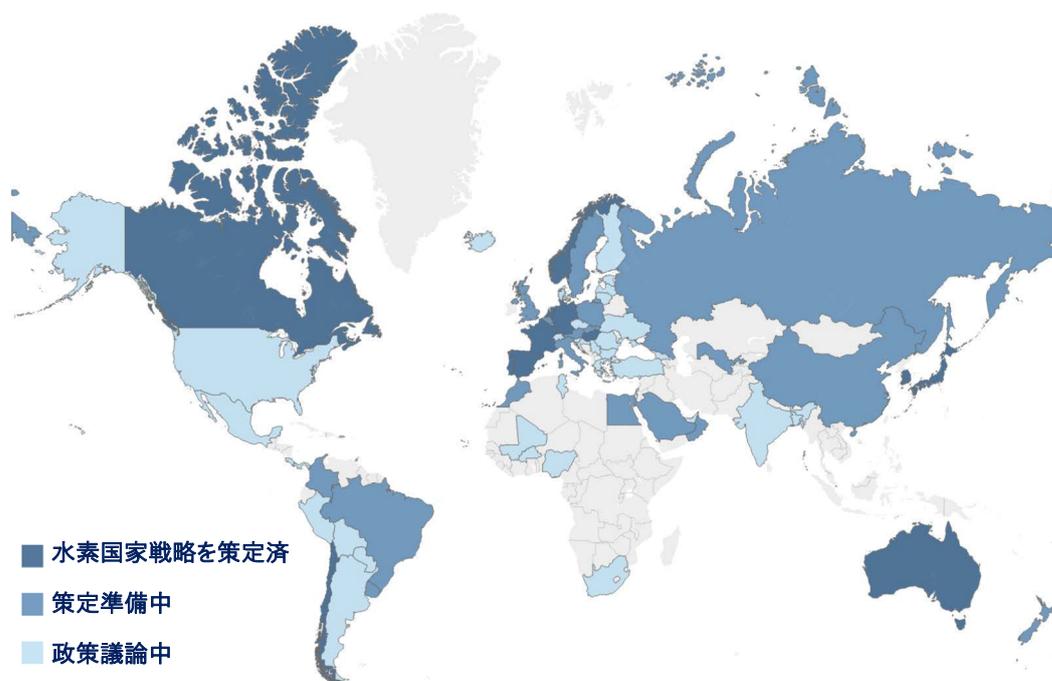


図 23：世界の水素戦略策定状況（World Energy Council, National Hydrogen Strategy）

²¹ <https://www.worldenergy.org/publications/entry/working-paper-hydrogen-on-the-horizon-national-hydrogen-strategies>

3. 1 欧州連合 (EU)

欧州連合 (EU) では、2019 年にフォンデアライアン氏が欧州委員長に就任後、カーボンニュートラル及び脱炭素化に向け積極的な政策を打ち出してきた。就任直後の2019年12月には脱炭素による新しい成長戦略として「欧州グリーンディール」を発表している²²。これは、気候変動による環境の悪化を「欧州と世界の存亡に関わる危機」と位置づけ、2050年までの気候中立・GHG排出ゼロ達成を目標と定め、網羅的な対策を講じることを打ち出したものである。

脱炭素に向けた方法の一つとして水素が取り上げられており、EU全体として水素利用促進に取り組み、また、このための支援を行うことを戦略として掲げている(2020年7月、エネルギーシステム統合戦略、EU水素戦略)。この流れにEU加盟各国も呼応し、各加盟国にて国家水素戦略が策定され、脱炭素化に向けて水素生産、利用促進を図るとしている。

また、2020年以降のCovid-19感染拡大による経済低迷への復興対策にもこの方向性は引き継がれており、グリーン化及びデジタル化を2本柱とした支援策を打ち出している。EUはこれらの政策により、環境負荷低減を図るのみならず、環境関連ビジネスの形成、自国産業の育成を目指している。

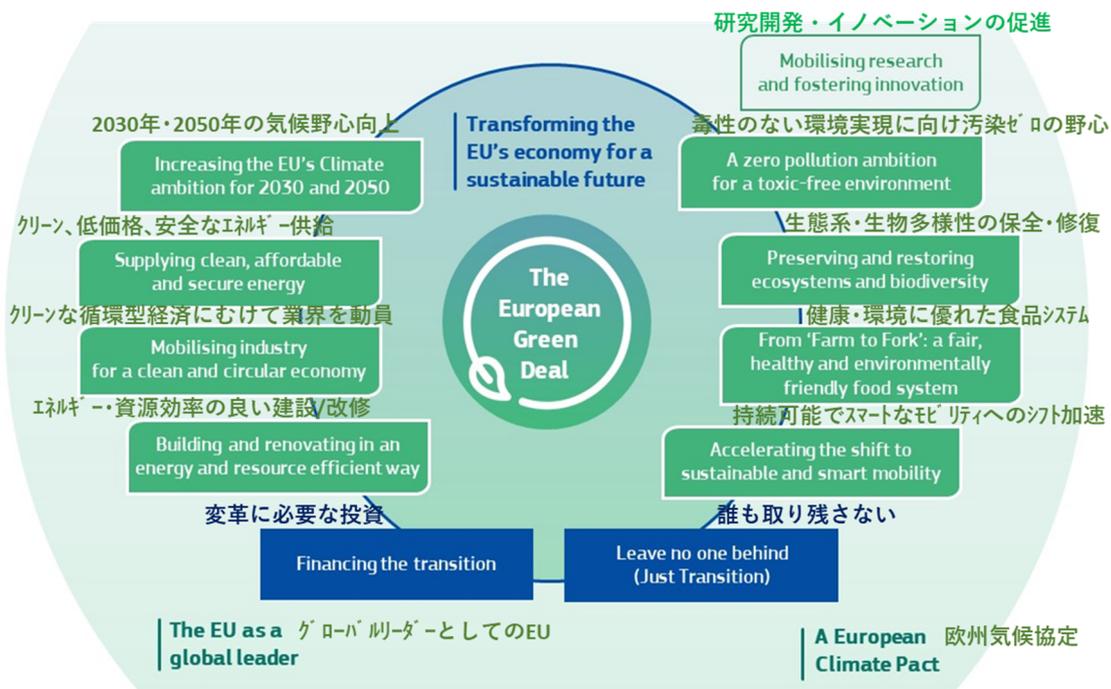


図 24：欧州グリーンディール概要 (EU ホームページより一部加筆)

²² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>

政策名、発表時期	主な内容
欧州グリーンディール (2019/12 発表)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2050 年までに気候中立、GHG 排出実質ゼロを達成する。 ・ 経済成長と資源の利用の切り離しを行う。 ・ 誰も、どの地域も取り残さない気候中立への移行。
欧州気候法 (2020/3/4 法案発表)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2050 年までに気候中立を達成する。 ・ 2030 年の GHG 排出削減目標を 1990 年比 55%~60% 減に引き上げる。(従来は 90 年比 40%減)
EU タクソノミー (2020/6/18 法制化)	<ul style="list-style-type: none"> ・ グリーンな投資を促すことを目的に、投資対象とすべき持続可能な経済活動の判定基準を定める。
エネルギーシステム統合戦略 (2020/7/8 発表)	<ul style="list-style-type: none"> ・ エネルギー効率第一の原則適用強化 ・ 循環型エネルギーシステムの構築 ・ 再生可能エネルギーの推進 ・ 脱炭素化の推進 ・ 水素、CCUS の促進・支援
EU 水素戦略 (2020/7/8 発表)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2020-24 年 6 GW の再エネ利用水素の製造設備 ・ 2025-30 年 製鉄業、運輸部門(海運含む)への水素利用 ・ 2030-50 年 技術の成熟、さらなる普及
EU 洋上再生可能エネルギー戦略 (2020/11/19 発表)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2030 年までに 60GW の洋上風力発電の設置(2020 年は 12GW) ・ 2050 年までに 300GW の洋上風力発電と 40GW の振興技術による洋上再生可能エネルギーの実現
持続可能なスマートモビリティ戦略 (2020/12/9 発表)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2024 年までに提案される 82 のイニシアチブ・行動計画。(2030 年までのゼロエミッション船の導入を含む)
持続可能なブルー経済戦略 (2021/5/17 発表)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 海事関連分野における欧州グリーンディールとコロナ危機からの復興を両目標の達成を目指すもの。 ・ 2030 年までにゼロエミッション船の導入、海運分野の脱炭素化を図るべく努力する。
Fit for 55 パッケージ (2021/7/14 提案発表)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2030 年に EU の GHG 排出量 55%削減(1990 年比)を達成するための政策パッケージ ・ EU-ETS への国際海運の適用、再生可能エネルギー指令(REN)改正、エネルギー課税指令(ETD)改正、代替燃料インフラ指令(AFID)改正、FuenEU Maritime イニシアチブ等複数の政策提案により、水素を含む代替燃料への移行を促す。
TEN-T 政策改正提案 (2021/12/14 提案)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 船舶を含むあらゆる輸送交通手段において GHG ゼロ排出または低排出のソリューション及びインフラ導入を目指す。

表 3：欧州委員会が発表した主な環境政策

3.1.1 欧州気候法（2020年3月法案発表、2021年7月発効）

欧州は2020年3月に欧州気候法（European Climate Law）の法案を発表した。2019年12月に発表した欧州グリーンディールの目標をEUの規制枠組に移行させたものとなっている。この法律により、EUは温室効果ガス（GHG）排出量を2050年までに実質ゼロ（ネットゼロ）を達成することを規定したものであり、2021年7月9日に発効した²³。

当該法律は経済分野に対し特別な目標は設定していないものの、あらゆる分野がこの目標達成に向けて貢献することが期待されている。目標達成のためのルールは、2021年7月に提案された「Fit for 55 パッケージ」にて具体化されている。

3.1.2 EUタクソノミー（2020年6月）

2020年6月、EUはタクソノミー規則を採択した²⁴。同規則は、投資家、欧州企業に対して、「グリーン」な活動を構成する要素についての共通理解を築き、持続可能な活動の分類システムを確立することを目指している。持続可能な活動は、欧州委員会によって定義され、タクソノミー規則において設定された6つの環境目標（気候変動の緩和、気候変動への適応、水・海洋資源の持続可能な利用と保護、循環経済への移行、汚染の予防・制御、生物多様性・生態系の保護・回復）のうちの一つに顕著に貢献するかどうかがかぎとなる。同時に、持続可能な活動は、ほかの5つの目標に重大な害をもたらしてはならない（Do No Significant Harm、DNSH原則）とされている。2022年以降、EU内で販売されるあらゆる金融商品は、タクソノミーに基づき、その中に含まれる資産の持続可能性について開示することが求められる。

欧州委員会は2021年4月21日、「気候変動への適応」及び「気候変動緩和」の環境目標に大きく貢献をする活動70件のリストを発表した²⁵。このリストは海事経済活動5件を含んでおり、この中には洋上・沿岸での旅客・貨物輸送、船舶の改良、低炭素テクノロジーの製造が含まれる。船舶関連では以下を持続可能なものと定義している。

²³ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2021.243.01.0001.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2021%3A243%3ATOC

²⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32020R0852>

²⁵ https://ec.europa.eu/finance/docs/level-2-measures/taxonomy-regulation-delegated-act-2021-2800-annex-1_en.pdf

- ・CO₂の排出量がゼロである、もしくは動力の25%以上をゼロエミッション燃料から得ている船舶
- ・上記のCO₂排出減を可能とする機器の製造
- ・船舶からのCO₂排出量を10%以上削減する船舶の改良

また、水素生産については、排出量閾値（水素1トンあたりCO₂排出量3トン以下）を下回っていることを条件に、持続可能と定義している。

タクソミーは船舶における水素燃料の使用について直接的に触れていないが、使用促進のための条件を提示していると言える。水素生産と、船舶におけるゼロエミッション燃料の使用は共に持続可能とみなされ、これによりグリーンファイナンスの提供が可能になると見られる。

EUタクソミーに合致する持続可能な経済活動の技術的基準については2020年6月の法制化後に継続して議論が行われ、特に天然ガスと原子力を含めるか否かにつき加盟国間で意見が分かれ、判断が先送りされていた。これに関し、欧州委員会は2022年2月2日に天然ガス発電施設及び原子力発電施設の双方を含める委任規則案を発表した²⁶。本委任規則案はEU理事会、欧州議会において2022年夏ころまでに審議される予定である。

3.1.3 EU水素戦略（2020年7月）

2020年7月8日、欧州委員会はEU水素戦略（A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe）を発表した²⁷。EUにとって初めての水素に特化した戦略であり、再生可能・低炭素水素をエネルギーシステムにおける重要な位置づけとするにあたって必要となるステップを具体的に検討した内容となっている。

EU水素戦略は、EU水素市場の発展に向けた重要な目標値やマイルストーンを設定しつつ、水素市場形成に向けた欧州委員会の政策と資金援助の概要を記している。欧州委員会の意図するところは、EUにおける水素展開に向けたロードマップを提示すると共に、水素がもたらす脱炭素化の潜在性を加盟国が活用するよう奨励することである。水素戦略は、「EUの優先課題は、主に風力、太陽光エネルギーを用いて生産された再生可能水素を発展させることである。ただし、短期的、中期的には既存の水

²⁶ https://ec.europa.eu/finance/docs/level-2-measures/taxonomy-regulation-delegated-act-2022-631-annex-1_en.pdf

²⁷ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

素生産からの迅速な排出量削減と、並行して将来的な再生可能水素の採用を後押しするため、他の形態の低炭素水素が必要である」と記している。

欧州委員会は、水素戦略において電解施設の設置容量と再生可能水素生産量について以下のようなマイルストーンを提案している。

- ・ 第1フェーズ（2020年から2024年）：
電解槽設置規模6GW、水素生産量最大100万トン
- ・ 第2フェーズ（2025年から2030年）：
電解槽設置規模40GW、水素生産量最大1,000万トン
- ・ 第3フェーズ（2030年から2050年）：
電解槽設置規模500GW、
再生可能水素テクノロジーは成熟し、大規模に展開される

第1フェーズ（2020-2024年）においては「一部の低炭素水素促進に向けて、CO₂回収・有効利用のインフラが必要となる」と強調されている。第2フェーズ（2025-2030年）においても、化石燃料を活用した既存の水素生産施設の改修とCCSの組み合わせが継続され、一方で既存ガスグリッドの一部は再生可能水素の長距離輸送向けに転用されるほか、大規模な水素貯蔵施設が必要となるの見通しを述べている。

戦略は、「EUの最終目標は明確である。再生可能水素、再生可能電力を中核に据えた気候ニュートラルなエネルギーシステムの統合である」と記している。ブルー水素からグリーン水素への移行の期限は設定されていないものの、欧州委員会が水素戦略内で言及している国際エネルギー機関(IEA)、国際再生可能エネルギー機関(IRENA)、ブルームバーグNEF(BNEF)では、その移行が2030年頃に完了すると予想されている。

EU水素戦略は、水素の発展促進にあたって投資家が再生可能・低炭素水素についての明確な定義を必要としていることを認識し、議論の明確化を目指した一連の定義づけを行っている。各定義は以下のとおりであり、ライフサイクルでの温室効果ガスの排出量を踏まえて検討されている。

- ・ 電力に基づいた水素 (Electricity-based hydrogen) :
水電解により生産される水素。ライフサイクルでのGHG排出量は使用される電力の製造過程による。
- ・ 再生可能水素 (Renewable hydrogen) :

再生可能エネルギーを活用した水電解により生産される水素。ライフサイクルでの GHG 排出量はゼロに近い。

- ・クリーン水素 (Clean hydrogen) :
再生可能水素のみ、すなわちグリーン水素のみを指す。
- ・化石燃料に基づいた水素 (Fossil-based hydrogen) :
化石燃料の改質により生産される水素。ライフサイクルでの GHG 排出は非常に高い。
- ・CCS と組み合わせた化石燃料に基づいた水素 (Fossil-based hydrogen with carbon capture) :
化石燃料に基づいた水素のうち、水素製造時に発生する GHG を CCS で回収して製造される水素。ライフサイクルでの GHG 排出量は CCS による GHG 回収率による。
- ・低炭素水素 (Low-carbon hydrogen) :
従来の水素製造に比べて GHG 排出量を低減させた水素。電力に基づいた水素や CCS と組み合わせた化石燃料由来の水素が該当する。
- ・水素から派生した合成燃料 (Hydrogen-derived synthetic fuels) :
水素及び炭素から製造される気体または液体燃料。再生可能な合成燃料とみなせるかどうかは水素の製造過程による。

EU 水素戦略における輸送部門の扱い

欧州委員会の考えによると、水素は、エネルギーを大量に消費し、温室効果ガス排出量削減が難しい部門、すなわち鉄鋼、セメント、ガラス生産等の製造分野だけでなく、船舶輸送のような輸送部門の一部において、低炭素エネルギー源として主に必要とされる。加えて、水素は電力分野で需給調整のために必要とされる。

海運分野に関して欧州委員会は、「グリーンディールが海事部門での CO2 排出に対する価格設定の重要性を強調しているだけに、内陸水路輸送および短距離洋上輸送においては、水素が代替燃料となる可能性がある。より長距離の外洋輸送については、燃料電池の規模を 1MW から数 MW 級へと拡大すると共に、よりエネルギー密度の高いメタノールもしくはアンモニア等の合成燃料生産に向けて再生可能水素を用いることが必要になる」と強調している。欧州委員会は更に、水素が「合成液体ケロシンやその他の合成燃料の生産を通じて、長期的には航空および海事部門の脱炭素化オプションとなり得る」とも強調している。

欧州委員会によると、輸送・産業分野において水素の使用を制限する主要な要因は、「水素を使用する機器や、貯蔵・バンカリング施設への追加投資を含めた割高なコスト」である。更に欧州委員会は、特に海事部門での水素使用に向けて、需要サイドに特化した政策の必要性を強調している。このために欧州委員会は、海事部門をはじめとした「一部の最終用途部門における、再生可能水素もしくはその派生物のシェア最低限・割当設定の可能性を含め、EU レベルで様々なインセンティブのオプションについて考慮する」と説明している。これに関する具体的な提案は、2021年7月に「Fit for 55」パッケージ枠内で発表されている。

欧州クリーン水素アライアンス (European Clean Hydrogen Alliance)

欧州では、水素戦略の発表に合わせ、欧州クリーン水素アライアンスが結成された²⁸。これは、水素に関する専門家、企業を束ね、EU 域内の水素バリューチェーンの拡張を図り、欧州の気候中立を実現する強固なプロジェクト連携を目指したものである。アライアンスには 1,000 社を超える企業が登録²⁹しており、この中には船主 (MSC Group など)、造船所 (Fincantieri SI など)、エンジンメーカー (Rolls-Royce Power Systems、Wärtsilä Corporation など)、船級協会 (DNV、Bureau Veritas など)、ロッテルダム港のほか、North Sea Hydrogen Ports and Maritime Community (NS HyM) 等の海事関連企業・組織が含まれている。欧州の気候中立への移行に向けて多くの資金援助も準備され、アライアンスはその実現のカギとなる重要なアクターとなることが期待される。

欧州委員会は 2021 年春、アライアンスのメンバーに対し、再生可能・低炭素水素の技術開発・実証プロジェクト提出を呼びかけた³⁰。提出されたプロジェクトは、欧州産業界が欧州水素経済を大規模展開すべく進めるプロジェクトパイプライン³¹を構成、プロジェクト総数は 750 件に達した。このうち 600 件は、2025 年までに稼働を開始する予定である。プロジェクトパイプラインには、船舶燃料としての水素プロジェクトのほか、水素を原料とした船舶向けアンモニア燃料を生産するプロジェクトが含まれている。欧州委員会は、「プロジェクトパイプラインの目的は、水素プロジェクトの概観を提示すると共に、ネットワーキング、マッチメイキングを可能とすること

²⁸ https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance_en

²⁹ <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/45446>

³⁰ https://ec.europa.eu/growth/content/hydrogen-commission-launches-project-collection-european-clean-hydrogen-alliance-investment_en

³¹ https://ec.europa.eu/growth/industry/strategy/industrial-alliances/european-clean-hydrogen-alliance/project-pipeline_en

を通じて欧州水素産業の勃興を促し、プロジェクトの概略を記述し、潜在的な投資家などとの関係を含めプロジェクトに見通しを与えることである」と強調している。

水素における欧州のリーダーシップと競争力確立に向けた流れに沿い、水素戦略の枠内で開発される複数のいわゆる「水素バレー（地域的な水素クラスター）」が、大規模な水素テクノロジーと応用の展開において中心的な役割を果たすことが期待される。EU 水素戦略は同時に、EU が設定した目標達成に向けて、どの部分に資金が流れるべきかを示す重要な指標を提供している。

欧州議会、EU 理事会の水素戦略に対する観点

欧州議会の産業研究エネルギー委員会 (ITRE: the Committee on Industry, Research and Energy) は 2021 年 3 月に EU 水素戦略に関する報告書 (Report on a European Strategy for Hydrogen) を採択した³²。報告書は、再生可能水素 (グリーン水素) のみが、長期的に気候中立達成に持続可能な形で貢献できると強調している。一方で、水素はまだ競争力に欠けるという点を認めており、欧州委員会と加盟国に対して、グリーン水素のバリューチェーン確立とその市場による採用に向けたインセンティブ導入を呼びかけた。ITRE は、「水素需要の重点は、水素利用が競争力を持ちつつある部門、もしくはほかの技術ソリューションを通じては脱炭素化できない部門に置かれるべきだ」と述べており、該当する分野の一つの例として海事分野を挙げている。その上で、グリーン水素のようなゼロエミッション燃料の使用にインセンティブを与えるためには、より強力な法律が必要だと強調した。ITRE はまた、「水素の輸入、生産、貯蔵、供給、使用に向けたイノベーションおよびハブとしてのマルチモーダルな海洋および内陸港湾の戦略的に不可欠な役割」を強調すると共に、「水素経済の発展を容易にし、マルチモーダルな輸送回廊に沿った水素バリューチェーンを作り上げるための」港湾インフラにおけるスペースと投資の必要性を強調している。

欧州議会の環境・公衆衛生・食品安全委員会 (ENVI) は、EU 水素戦略について ITRE 委員会に対して表明した意見³³の中で、海事分野に関してより踏み込んで言及をしており、中距離・長距離の船舶輸送部門における GHG 排出量削減に向けた水素の大きな潜在性を強調しつつ、長距離輸送についてグリーンアンモニアの利点も指摘している。

³² https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2021-0116_EN.pdf

³³ https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/ENVI-AD-658815_EN.pdf

欧州議会の運輸・観光委員会（TRAN）も水素戦略に対して意見を表明した³⁴。「直接的な電化が困難な、内陸水路や短距離の船舶輸送、外洋輸送における、水素ならびに水素に基づいた燃料、燃料電池の導入」への支援を表明しつつ、水素に関して、EU レベルの輸送の安全に関するリスクに基づいた包括的な枠組策定を呼びかけた。TRAN は、例えば「船舶輸送、内陸水路航行の安全性に関する規制枠組は、船舶側ならびに陸上側の標準化されたバンカリング手順、船上での貯蔵・換気、緊急時の安全取り扱い・管理手続き、水素関連作業を行う人員のトレーニングを含むべき」と提案している。しかし、TRAN メンバーは同時に、特に LNG（液化天然ガス）に言及しつつ、「水素が未だにコスト競争力のあるソリューションとなっていない輸送手段における移行期の燃料の重要性」を強調している。

EU 加盟 27 か国を代表する EU 理事会は、2020 年 12 月に EU 水素戦略に関する結論を採択し、戦略実施に向けた政治的なガイダンスを示した³⁵。主に以下の点に言及している。

- ・ 再生可能エネルギー由来の水素が、2050 年のカーボンニュートラル達成に向けて果たす役割に加え、新型コロナ危機からの EU 経済回復に向けて重要な役割を果たす。
- ・ 急速な脱炭素化に貢献する水素生産に向けて、様々な安全で持続可能な低炭素テクノロジーが存在することを認める。

ただし EU 理事会の結論は、海事部門および船舶燃料としての水素・アンモニアへの具体的な言及を含んでいない。

³⁴ https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TRAN-AD-660164_EN.pdf

³⁵ <https://www.consilium.europa.eu/media/47373/st13976-en20.pdf>

3.1.4 持続可能なスマートモビリティ戦略（2020年12月）

2020年12月9日、EUは輸送システムによる今後数年内のグリーン・デジタルへの移行達成に向けた基盤構築を目指した非立法文書として「持続可能でスマートなモビリティ戦略」を発表した³⁶。同戦略は、全ての輸送モードに関し、以下のマイルストーンを示している。

【2030年まで】

- ・ 欧州において3,000万台以上のゼロエミッション車を普及
- ・ 欧州の100の都市が気候中立を達成
- ・ 欧州の高速道路における交通量が倍増
- ・ 500km未満の近距離の移動に気候中立を求める
- ・ 自動モビリティを大規模に展開する
- ・ ゼロエミッション船舶を導入

【2035年まで】

- ・ ゼロエミッションの大型旅客機を導入

【2050年まで】

- ・ 小型の自動車、貨物自動車、バスのみならず、新型大型車をゼロエミッション化
- ・ 鉄道貨物輸送量を2倍にする
- ・ 持続可能でスマートな欧州横断運輸ネットワーク（TEN-T）を構築する

海事分野については、上述のとおり2030年までのゼロエミッション船の導入が期待されている。短期的に代替可能な推進機関が存在しないため、水素をはじめとする新しい形式の再生可能・低炭素の液体/気体燃料の活用を検討すべきと強調している。この点については、持続可能な船舶燃料の生産・利用促進を目指したFuelEU Maritimeイニシアチブ（Fit for 55パッケージの一部として2021年7月に提案）において触れられている。加えて、欧州委員会は、「再生可能・低炭素燃料バリューチェーン・アライアンス」の創設も検討している³⁷。

³⁶ <https://civitas.eu/news/european-commission-presents-landmark-sustainable-and-smart-mobility-strategy>

³⁷ https://transport.ec.europa.eu/news/european-commission-seeks-views-renewable-and-low-carbon-fuels-value-chain-industrial-alliance-2021-11-09_en

3.1.5 持続可能なブルー経済戦略（2021年5月）

2021年5月17日、EUは、「EUにおける持続可能なブルー経済に向けた新たなアプローチ」についてのコミュニケーション文書を発表した³⁸。これは、沿岸地域の観光、船舶輸送、港湾活動、造船を含むあらゆる海事関連分野、すなわちブルー経済部門が、欧州グリーンディールと新型コロナ危機からの復興戦略との目標達成に向けて果たすべき重要な役割を示している。

持続可能なスマートモビリティ戦略に沿う形で、EUは2030年までにゼロエミッション船の1隻目を市場に投入し、海運分野の脱炭素化を図るべく努力すると強調している。

3.1.6 Fit for 55 パッケージ（2021年7月提案）

2021年7月14日、欧州委員会は気候変動対応として最も野心的な政策パッケージである「Fit for 55」パッケージを提案した³⁹。同パッケージは10を超える法案を含み、EUの2030年の温室効果ガス排出量を1990年比で55%削減し、最終的には今世紀半ばまでのカーボンニュートラル達成に貢献することを目指すとしている。パッケージ内の提案は幅広い相互関係を持つと共に、相互に強化し合う性格のものであり、パッケージの幅広いスコープは、気候変動対策の分野横断的な性格を明確に示すものである。

「Fit for 55」パッケージは、既存の再生可能エネルギー指令（RED）、EU域内排出量取引制度（ETS）、エネルギー課税指令（ETD）、代替燃料インフラ指令（AFID）の見直しや、FuelEU Maritime イニシアチブのように、EU水素市場及びアンモニア市場の発展に向けた重要な立法案を含んでいる。これらの提案は、EU内で通常立法プロセスを経る必要があり、今後欧州議会、EU理事会によって修正される可能性がある。

³⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0240&from=EN>

³⁹ https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en#documents

再生可能エネルギー指令 (RED)

再生可能エネルギー指令の修正⁴⁰は、欧州グリーンディールの枠内の様々なイニシアチブ、戦略、プラン（エネルギーシステム統合戦略、水素戦略など）において提案されたアクションのうちの一部を法制化することを目指したものであり、電化、再生可能・低炭素燃料の発展・利用を推進することを目的としている。

同見直しにはバイオ燃料、合成液体・気体燃料、脱炭素化が困難な分野（海事部門など）における水素が含まれており、持続可能でスマートなモビリティ戦略や、FuelEU Maritime イニシアチブのような関連イニシアチブに沿った形となっている。特に、再生可能燃料等についての新たな定義や（第1条(1)）、水素を含む再生可能燃料、リサイクルされた炭素燃料（RCF：Recycled Carbon Fuel）について GHG 削減基準に基づいた EU レベルの認証システム導入（第1条(20)）が提案されている。

欧州委員会はさらに、液体・気体の再生可能燃料や RCF の追跡ができるような、EU レベルのデータベース設置を提案しており（第1条(22)）、この場合、データベースにタイムリーに正確な情報を入力する適切な経済的事業者が必要となる。再生可能エネルギー指令は海事分野に特化したものではないが、FuelEU Maritime イニシアチブとの関連で海事分野にも関係している。FuelEU Maritime により、燃料が持続可能と認められるための技術的基準は再生可能エネルギー指令によって設定されている。

EU ETS

EU ETS の改正⁴¹は、EU による気候目標が引き上げられる中で、カーボンプライシング、コスト、炭素リーケージの問題を扱うものである。欧州委員会は、現行の EU ETS が対象とする部門による排出量を、2030 年までに 2005 年比で 61%削減することを提案している。現時点での削減幅である 43%削減に比べて 18 ポイントの積み上げが必要となる。この目標達成に向けて、欧州委員会は、排出権割当上限を 1.17 億トン削減した上で、年間排出量削減幅を 4.2%に引き上げる（現行システムの削減幅は 2.2%）ことを提案している。欧州委員会はまた、2030 年目標達成に向けて更なる削減が必要とされる新たな部門に排出権取引を適用することを提案しており、ここに欧州域内へ発着する国際海運を含めることを提案している。また、道路輸送並びに建築

⁴⁰ https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf

⁴¹ https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision-eu-ets_with-annex_en_0.pdf

部門で用いられる燃料からの排出量は、新たな別個の排出量取引システムによってカバーされる予定となっている。

欧州委員会は、EU ETS の国際海運への拡張にあたり、船籍国に関係なく、5,000GT を超える船舶の CO₂ 排出量を含めることを提案している。また、EU 域内での移動のために、EU 内の港湾に寄港する船舶のあらゆる排出量、及び、船舶が EU 内の港湾に停泊中に発生する排出量がカバーされる予定である。EU 域内から発着し、EU 域外を結ぶ航海に関しては、当該航海における CO₂ 排出量の 50% が該当する見込みである。この提案を通じて、海運分野における低炭素船舶燃料の使用に向けた強力なインセンティブを生み出すことが期待される。

この制度により、船舶運航会社（船主、オペレータ）は毎年末までの GHG 排出量に相当する排出枠を市場より購入する必要がある。スムーズな移行を実現するために、導入期は GHG 排出量の一部が排出枠購入対象となり、2026 年には全ての GHG 排出量に相当する排出権購入が求められる。

- ・ 2023 年：報告された GHG の 20%
- ・ 2024 年：報告された GHG の 45%
- ・ 2025 年：報告された GHG の 70%
- ・ 2026 年：報告された GHG の 100%

海事部門の脱炭素化に向けた投資は、EU のイノベーション基金（EU ETS の収入が充当される）によって支援されることとなっており、その中には再生可能エネルギーを用いて生産された水素やアンモニアのような持続可能な代替燃料及び風力等のゼロエミッション推進テクノロジーへの投資支援が含まれる。EU ETS の見直しはイノベーション基金の規模拡大と共に、スコープ拡張を目指している。

また EU ETS の見直し計画では、国際海事機関（IMO）が定める GHG 削減対策の動向を勘案するとしており、また、2028 年 9 月 30 日までに、海事分野向けの EU ETS の修正必要性について改めて評価すべき旨を指摘している。

EU エネルギー課税指令 (ETD)

エネルギー課税指令 (ETD) の修正⁴²は、既存の指令 (2003 年発効) を欧州グリーンディールの目標と適合させることを目指している。欧州委員会は、ある商品もしくは資源に対するエネルギー課税のレベルと、そのエネルギー含有量および環境パフォーマンスとの間の相関性を強めることとしている。すなわち、汚染者負担の原則を指令に取り込み、より汚染度の高い商品の課税率をクリーンな商品よりも高くすべきとするものである。海事分野に関しては、船舶燃料に対する税が導入される可能性がある。

ETD 指令の修正は、EU 域内の港湾に停泊する商用航海向けに供給されるエネルギー商品・電力への課税を提案しているが、一方でこのような船舶が EU 域外に出た場所で燃料補給を行うリスクがあることも認めている。このため、EU 域内海域及び内陸水路の定期航路輸送、漁業等におけるエネルギー (燃料) 及び電力の使用に対する課税率は他よりも低いものが適用される可能性がある。

EU 域外への航海に関して、各加盟国は、燃料に対する課税の免除、または EU 域内の航海に対する課税率と同じレベルの課税率を適用、のどちらかを選ぶことができる。また、指令が発効して以降、少なくともはじめの 10 年間は、持続可能なバイオ燃料・バイオガス、低炭素燃料、非生物由来の再生可能燃料等は課税対象外とすることが可能である。アンモニアと水素については言及されていないものの、この定義の中に含まれると考えられる。加盟国は、陸上電源供給に対して免税を行い、陸電使用の推進を図ることも可能である。修正された ETD は早ければ 2023 年に発効する。

代替燃料インフラ指令 (AFID)

代替燃料インフラ指令 (AFID)⁴³は、代替燃料に関する EU 法の中心的な存在である。同指令は 2014 年 9 月に採択され、加盟国に対し、代替燃料と関連インフラの市場発展に向けた政策策定を求めている。AFID は、輸送部門全体に適用されるが、特に、陸上電源供給 (第 4 条)、LNG (第 6 条) についての条文は海事分野に関係している。水素は代替燃料として言及されているものの、多くが道路輸送に関したものとなっており (第 5 条及び補足文書 II)、アンモニアについては指令内で言及されていない。

⁴² https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision_of_the_energy_tax_directive_0.pdf

⁴³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=EN>

陸上電源供給および LNG に関する条文以外では、新たな提案⁴⁴は、「海上輸送と内陸水路航海は、電力供給、水素・メタノール・アンモニア燃料のバンカリング等の代替燃料の市場参入を推進・確保するための新たな規格と共に、船舶とインフラ間の通信に関する規格を必要としている」と述べられている。「再生可能燃料」の定義はバイオマス燃料、バイオ燃料に加え、「非再生可能エネルギーを元に生産された、合成・パラフィン系燃料」を含むとされている。更に、海上輸送、内陸水路航海向けの水素・アンモニア燃料バンカリングの技術仕様が同指令の補足文書 II に記されている。

指令の修正提案は、加盟国に対し、2025 年 1 月までに、輸送部門における代替燃料の市場発展と関連インフラ展開に向けた国家政策枠組の草案を欧州委員会に提出することを求めている。国家政策枠組には、LNG 供給と各国港湾における陸上電源供給に関する国別目標や、LNG、陸上電源供給以外、特に電力、アンモニア、水素関連の港湾における代替燃料インフラの展開プランを含める必要がある。加盟国はその後、2027 年 1 月までに、国家政策枠組実施状況に関する報告書を提出し、その後は 2 年毎に同様の報告書を提出することが求められる。

提案に附属する経済影響評価文書では、船舶輸送における水素とアンモニアについて言及している。「船舶輸送部門では、アンモニア、水素、電力等の燃料を用いるゼロエミッションのパワートレインを開発・試験中」と指摘する一方、「このようなパワートレインを用いた船舶のうち、現在すでに就航しているものはごく少数にとどまる」とも述べられている。

FuelEU Maritime

FuelEU Maritime イニシアチブの提案は、海運分野における代替燃料の利用促進を目指すものであり、あらゆる輸送部門における代替燃料インフラを扱う AFID 修正提案を補完するものである⁴⁵。既存の AFID は代替燃料の供給サイドを扱っているが、需要サイドは扱っておらず、FuelEU Maritime は、このギャップを埋めることを目指している。

欧州委員会は、FuelEU Maritime を通じ、EU 域内の港湾に寄港する船舶が使用する燃料の炭素強度に厳格な上限を設定し、よりクリーンな船舶燃料の需要増を刺激しようとしている。欧州委員会は、技術中立の原則に従い、船舶に使用される特別な種

⁴⁴ https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision_of_the_directive_on_deployment_of_the_alternative_fuels_infrastructure_with_annex_0.pdf

⁴⁵ https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/fueleu_maritime_-_green_european_maritime_space.pdf

類の燃料に対して義務を設定するのではなく、定量的な目標値を設定する方法を採用した。欧州委員会は、「本提案は、液体バイオ燃料、e-液体燃料、脱炭素化されたガス（バイオ LNG、e-ガス含む）、脱炭素化された水素、脱炭素化された水素派生燃料（メタノールとアンモニア）、電力等のあらゆる海事分野向けの再生可能・低炭素燃料をカバーする」とこの提案の意義を強調している。

欧州委員会は、明確なルールを通じて予見可能性を高めることで技術開発・燃料生産を刺激し、現在需要と供給の間に存在するジレンマを打開することを期待している。本規則は、パッケージの枠内で提案された EU-ETS、再生可能エネルギー指令などの他の措置との組み合わせにより、より効果的に機能することを期待している。特に、供給・インフラの側面を扱う AFID 修正が最も直接的に影響すると見られる。

本規則は、総トン数 5,000 トン以上の船舶であって、EU 域内港湾より出港または寄港する、もしくは EU 域内の 2 カ所の港湾間を航行する船舶が使用する燃料の炭素強度を規制するものである。EU 域内の港湾間の航海で使用される全てのエネルギー、EU 域内港湾と域外港湾を結ぶ航海で使用されるエネルギーの 50%を対象とし、炭素強度（GHG 排出量を、温室効果係数を基に CO₂ 換算した質量）を徐々に削減することを求める。この対象の考え方は EU-ETS の提案を反映したものである。

基準値は、船舶輸送からの CO₂ モニタリング、レポーティング、確認に関する MRV 規則（EU Monitoring, Reporting and Verification、規則 2015/757）⁴⁶に依拠して収集されたデータに基づき、フリート全体で 2020 年に船上において使用されたエネルギーの炭素強度平均から導き出され、以下のとおり 2025 年より段階的に強化される予定である。

- ・ 2025 年まで：2%
- ・ 2030 年まで：6%
- ・ 2035 年まで：13%
- ・ 2040 年まで：26%
- ・ 2045 年まで：59%
- ・ 2050 年まで：75%

基準値は、well-to-wake（燃料の掘削から船舶航行までを考慮）の考え方に基づきつつ、CO₂、CH₄、N₂O がカバーされる。バイオ燃料、バイオガス、非生物由来の

⁴⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R0757&from=EN>

再生可能な液体・気体輸送用燃料等の炭素強度は、再生可能エネルギー指令において設定された手法により決定される。

船舶運航者は、保有する各船について、レポーティング期間中に関連データをモニター・報告することを求められる。基準を満たさない船舶にはペナルティ（罰金）が課される。これにより集められた罰金で基金を創設し、低炭素燃料の生産拡大やバンカリング施設の増強に充当されることが計画されている。

提案では、本制度は 2025 年 1 月から発効する予定としている。

3.1.7 欧州横断運輸ネットワーク（TEN-T）（2021 年 12 月修正提案）

欧州横断運輸ネットワーク（TEN-T）政策⁴⁷は、船舶輸送ルート、港湾を含めた欧州規模の輸送インフラネットワークの開発・強化を目指すものである。現在の TEN-T 政策は、EU 規則 No 1315/2013 に依拠しており、欧州横断輸送ネットワークを通じて、クリーン燃料へのアクセスが改善されるべきだと強調している。クリーン燃料としては、電力、水素、液体バイオ燃料、合成燃料、メタン、天然ガス（CNG と LNG）、バイオメタン、液化石油ガス（LPG）が例として挙げられているが、これらの燃料がどのように促進されるべきかについては触れられていない。

2021 年 12 月 14 日、欧州委員会は現行の TEN-T 規則を見直すための提案を行った⁴⁸。欧州委員会の中でも、第 44 条において、「エネルギー効率を改善することによりあらゆる輸送手段の脱炭素化を可能とすること、水素・電力供給システム、持続可能な燃料など新ソリューションを含めたゼロエミッション・ローエミッションのソリューションを導入すること、また、それに対応したインフラを供給すること」を目指すとして述べている。欧州委員会の提案は、立法プロセスの中で修正される可能性がある。

3.1.8 EU の資金援助プログラム

EU は戦略を示すとともに多くの資金援助プログラムを有している。EU 水素戦略等これらの戦略は、EU がどの分野への資金援助を強化すべきかを示す重要な指標と

⁴⁷ https://transport.ec.europa.eu/transport-themes/infrastructure-and-investment/trans-european-transport-network-ten-t_en

⁴⁸ https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:7b299e69-5dc8-11ec-9c6c-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

言える。今後の水素の利活用の推進のためには、水素電解施設の増設、太陽光・風力発電等再生可能エネルギーと水素電解施設の接続強化、水素輸送・貯蔵設備の拡充、水素ステーションの増設、ユーザー側における水素燃料対応等が求められ、大規模な投資が必要とされる。

低炭素水素（CCS と組み合わせた化石燃料由来の水素）を早期に展開するためには、既存のガス網を水素輸送のために改修するだけでなく、既存の水素プラントにおける CO₂ 回収のための投資も必要となる。欧州委員会によれば、既存のガスパイプラインを水素移送向けに改修することにより、水素専用インフラの新設を極力少なくし、コスト効率のよいエネルギー移行が可能となり、また、既存のガスパイプライン施設を有効活用し、廃棄を避けることにもつながると見ている。

以下に EU における主な資金援助プログラムを説明する。

Horizon Europe

Horizon Europe⁴⁹は、EU の研究・イノベーションに関する重要な資金援助プログラムであり、気候変動に取り組むと共に、持続可能な開発目標を達成し、EU の競争力と成長を促進させることを目指している。前回の Horizon 2020（2014～2020 年）に変わり、2021～2027 年の 7 年間のプログラムとなっている。総予算規模は 955 億ユーロであり、前回 Horizon 2020 に比べ規模が約 30%増強されている。

Horizon Europe プログラムの主要目標は、革新的で分野横断的なソリューションの実現を通じて、輸送部門の気候ニュートラルに向けたクリーンで持続可能な移行を可能とすることである。海事部門に関しては、水素やアンモニアの代替燃料としての利用促進、低炭素でクリーンなソリューションの開発の支援が対象に含まれる。

Horizon Europe の支援プログラムに連携し、官民のリソース・投資を動員・活用する「Zero Emission Waterborne Transport (ZEWT)」共同パートナーシップが立ち上げられている。ZEWT は、遅くとも 2050 年までに水上輸送（海上輸送、内陸水路輸送を含む）が GHG 排出ネットゼロとなるために必要とされる解決策を 2030 年までに実証することを目的としている。

⁴⁹ https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en

Horizon Europe は、プログラム最初の 2 年（2021-2022 年）に、ZEWT パートナーシップを通じて、船舶輸送部門の脱炭素化に向けて主に以下の 2 つの活動を支援する。

- ・ 水素・アンモニアの大型・超大型貯蔵技術の開発及び船舶への搭載：
大量のアンモニア燃料と水素燃料を安全かつ効率的な貯蔵を可能とする技術を開発するとともに、船舶への適用を検証する。プロジェクト 1 件あたり最大 1,000 万ユーロを支援。
- ・ 船舶用高出力燃料電池の開発及び船舶への搭載：
水素/アンモニアを含む複数の燃料を用いる高効率のコージェネ、コンバインドサイクル発電技術を含む船舶用高出力燃料電池を開発するとともに、船舶への適用を検証する。プロジェクト 1 件あたり最大 1,500 万ユーロを支援。

燃料電池水素共同実施機構(FCH- JU)

燃料電池水素共同実施機構(FCH- JU : Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking)⁵⁰ は、EU における、燃料電池および水素エネルギー関連テクノロジーの研究・技術開発・実証試験を支援する官民パートナーシップである。同プログラムは、燃料電池関連技術の市場投入を加速し、クリーンなエネルギーシステムの早期構築を目的としている。

この官民パートナーシップには、欧州委員会、Hydrogen Europe（燃料電池および水素産業を代表する業界団体）、Hydrogen Europe Research（学術界を代表）の 3 者が参加している。支援規模は 13.3 億ユーロに上る。

FCH-JU は、実証試験や研究プロジェクトを含むプログラムを通じ、輸送部門における燃料電池および水素テクノロジーの商業化を加速する活動を支援している。支援対象のプロジェクトには、水素を船舶の代替燃料として用いるプロジェクトや、バンカリングインフラ構築プロジェクトが含まれている。

⁵⁰ www.fch.europa.eu

クリーン水素パートナーシップ (CHP : Clean Hydrogen Partnership)

クリーン水素パートナーシップ (CHP : Clean Hydrogen Partnership) ⁵¹は 2021 年 11 月に立ち上げられ、FCH-JU のプロジェクトの成果を踏まえ、クリーン水素テクノロジーの EU バリューチェーンの発展・展開を加速するため、欧州委員会、水素業界、研究者、加盟国の政策立案者等を集めたパートナーシップである。2030 年までに、クリーン水素のコストを、水素 1kg あたり 1.8 ユーロ未満に引き下げることを目指す。

同パートナーシップの 2021-2027 年の期間にかけての予算は 20 億ユーロ (Horizon Europe 下で 10 億ユーロ、産業界のステークホルダーから 10 億ユーロ) であり、最初のプロジェクト募集は 2022 年に実施される予定である。最初の募集における支援額は 3 億ユーロが予定されている。また、Clean Hydrogen Partnership は、研究を促進し、専門性とデータを共有することによりイノベーションを後押しすることを目的としている。

欧州クリーン水素同盟 (European Clean Hydrogen Alliance)

欧州クリーン水素同盟 (European Clean Hydrogen Alliance) ⁵²は、水素の生産・供給・輸送の各部門関係者により構成されるアライアンスである。欧州産業戦略 (2020 年 5 月)⁵³の一部として発表された。当該同盟は 2030 年までに水素技術の野心的な展開、また、EU の 2050 年カーボンニュートラル達成という目標を後押しすることを目指している。これらの活動を通じ EU が水素分野において世界を牽引する役割を確立することも目指している。

同アライアンスは水素バリューチェーンに強く根ざしており、再生可能・低炭素水素の生産、輸送から、モビリティ、産業、エネルギー、暖房への応用に至るまで広範な産業分野を対象としており、EU 加盟国当局及び地域当局に加え、民間企業、その他のステークホルダーが参画している。

アライアンスは、投資計画を策定し、EU 域内における水素バリューチェーンの拡大を支援する。同アライアンスは 6 つのワーキンググループを中心に組織されており、海運分野向けを含む代替燃料としての水素利活用の加速を目指す「モビリティ向

⁵¹ https://ec.europa.eu/info/news/commission-welcomes-approval-10-european-partnerships-accelerate-green-and-digital-transition-2021-nov-19_en

⁵² https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance_en

⁵³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1593086905382&uri=CELEX:52020DC0102>

けクリーン水素（Clean Hydrogen for Mobility）」に関するワーキンググループも含まれている。

Connecting Europe Facility for Transport (CEF for Transport)

Connecting Europe Facility (CEF) for Transport⁵⁴は、EU 輸送インフラ政策実現に向けた資金援助を行うプログラムである。2014～2020 年のプログラム予算は 240.5 億ユーロ、2021～2027 年のプログラム予算は 258.1 億ユーロとなっている。

CEF 2021-2027 は、EU の長期的な脱炭素化目標を考慮し、欧州を横断するインフラネットワークを構築すること、また、欧州全体の持続可能な成長に貢献すること、域内での社会的・経済的連帯を強化することを目標としており、予算全体の 60%を気候目標達成とゼロエミッション・モビリティへの加速に充当する予定としている。

同プログラムにおいては、水素を含めた液体代替燃料の供給インフラや貯蔵等、港湾インフラに対する資金援助が行われる予定である。一方で、船舶のような動産に対する資金援助は含まれない見込みである。

⁵⁴ <https://ec.europa.eu/inea/en/news-events/newsroom/agreement-2021-2027-connecting-europe-facility>

Connecting Europe Facility for Blending Facility (CEF Blending Facility)

CEF Blending Facility⁵⁵は、海運を含む運輸部門への代替燃料の展開を通じ、EU 輸送部門の環境持続可能性に貢献するプロジェクトへの民間投資家および金融機関の資本参加の促進を図るプログラムである。2019 年に開始され、予算規模は 2.98 億ユーロとなっている。

資金援助は、欧州委員会とプロジェクト実施パートナーの間の協力枠組を通じて実施される。すなわち、EU 補助金に加え、欧州投資銀行 (EIB) による長期ファイナンスを組み合わせた Blending Operation の形式が採用される。

InvestEU 基金

InvestEU 基金⁵⁶は、EU による保証を通じて官民金融機関のリスクを低減し、投資促進を図るものである。これにより EU における投資、イノベーション、雇用創出が後押しされることが期待されている。EU 予算より 262 億ユーロが充てられる。

InvestEU 基金は、13 の EU 金融プログラムと 1 つの戦略投資基金を 1 つの金融商品に組み合わせたものであり、主に以下の 4 つの目的に沿ったプロジェクトへの投資を対象とする。

- ・ 持続可能なインフラ：
持続可能なエネルギー、デジタルとの接続、運輸、循環型社会、水・廃棄物関連、環境インフラ等の資金調達プロジェクト
- ・ 研究・イノベーション・デジタル化：
研究・イノベーションのための資金調達プロジェクト。実証、産業のデジタル化、イノベーション企業の拡大、人工知能関係の研究などが含まれる。
- ・ 中小企業向けプロジェクト：
中小企業の向けの投資拡大。2020 年以降の Covid-19 により影響を受けた中小企業への資本支援が含まれる。

⁵⁵ <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-transport/apply-funding/blending-facility>

⁵⁶ https://europa.eu/investeu/investeu-fund_en

- ・社会投資・スキル向上プロジェクト：
スキル向上、教育訓練、学校・大学関係、病院・ヘルスケア・介護関係等相対的に弱い立場の人・組織への支援を目的とするプロジェクト

このうち、「持続可能なインフラプロジェクト」へは計 99 億ユーロ、「研究・イノベーション・デジタル化」へは 66 億ユーロの支援がなされる予定である。

EU イノベーション基金 (EU Innovation Fund)

EU イノベーション基金は、EU 排出量取引制度 (ETS) で得られた資金を活用し革新的な低炭素技術の実証を目指す制度である⁵⁷。2020 から 2030 年の期間にかけて、海事部門を含め、革新的な低炭素技術の実証に約 200 億ユーロ（炭素価格により左右される）の支援を行う予定である。同基金は、顕著な排出量削減をもたらすような高度な技術や、当該技術が特に欧州の企業の価値を高めるようなプロジェクトへの支援を志向している。同基金による支援はプロジェクトコストの最大 60%となっている。

2020 年に 750 万ユーロ以上の規模のプロジェクトを対象に案件募集がなされ、2021 年 11 月に支援対象となる 7 つのプロジェクトが発表された⁵⁸。これには、CCS プロジェクト、BECCS (Bio Energy with Carbon Capture and Storage : バイオエネルギー利用時に CCS を組み合わせ、ネガティブエミッションを可能にする。) プロジェクト、メタノール生産プロジェクトなど大規模なバリューチェーンプロジェクトが対象となっている。このうち、ベルギー・オランダ・ノルウェーで行われる CCS プロジェクトである Kairos-at-C プロジェクトでは、液体 CO₂ 輸送船の開発が含まれている⁵⁹。

大型プロジェクトの支援への申請は 2022 年以降も定期的に行われる予定である。また、750 万ユーロ未満の小規模プロジェクトを対象とした申請は 2022 年 3 月以降に開始される予定となっている⁶⁰。

⁵⁷ https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund_en

⁵⁸ https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/large-scale-projects_en

⁵⁹ https://ec.europa.eu/clima/system/files/2021-11/policy_funding_innovation-fund_large-scale_successful_projects_en.pdf

⁶⁰ https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/small-scale-projects_en

欧州共通利益に適合する重要プロジェクト（IPCEI）

IPCEI（Important Projects of Common European Interest）は、EU に共通する重要分野に関する各加盟国の国家補助制度を承認する制度である⁶¹。EU では、域内の競争条件をゆがめる恐れのある国家補助は禁止されているが、欧州の経済成長、雇用、産業力強化などの共通の利益に資する等の条件を満たすものについては、本制度により個別企業への助成が認められる。これまで本制度を通じて半導体、バッテリー、クラウド技術等の分野に関して IPCEI により個別企業への助成が認められている。

助成の承認にあたっては、欧州エネルギー戦略や欧州横断運輸ネットワーク（TEN-T）への貢献も考慮されることとなっており、2021 年には水素に関連する助成についても IPCEI によって認められることとなった。

これに関し、例えばドイツでは国内 62 件の水素関連プロジェクトに関し総額 80 億ユーロ以上の助成を行うことを決定している⁶²。

⁶¹ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.C_.2014.188.01.0004.01.ENG

⁶² <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/05/20210528-bmwi-und-bmvi-bringen-wasserstoff-grossprojekte-auf-den-weg.html>

3. 2 デンマーク

デンマークでは気候・エネルギー・ユーティリティ省(Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet)が水素を含むエネルギー関連政策を管轄している。水素に関する法的枠組は限られており、船舶燃料としての水素もしくはアンモニアの使用に関する法的枠組は更に限られている。

3.2.1 デンマーク気候法 (2020年6月)

2020年6月、デンマーク政府はデンマーク気候法を採択⁶³し、2030年のGHG排出量を1990年比で70%削減し、遅くとも2050年までに気候ニュートラルを達成するという目標を掲げた。また、関連法案の採択を加速させることを決定している。2030年目標達成に向け2025年までに関連する政策を実行に移すと発表した。

デンマーク気候法の採択に前後して、2019年12月には国家エネルギー・気候計画(NECP:各加盟国が、環境目的達成に向けた道筋を欧州委員会に提出するもの)⁶⁴を、2020年12月には国家気候プラン(各年の国内戦略)⁶⁵が発表された。これらは船舶輸送を含めた大型輸送の脱炭素化に向け、グリーン燃料の使用や、Power to X技術(グリーン水素へと転換)の重要性について触れられているが、いずれも水素生産・使用に関する具体的な目標・目標値は含まれていない。

3.2.2 デンマーク国家復興プラン (2021年4月)

2021年4月、デンマークはデンマークの国家復興プランを発表した⁶⁶。グリーンへの転換を促進するための研究開発・イノベーション支援計画であり、船舶燃料としての水素の利用の促進も目指すとしている。

デンマークは、水素等グリーン燃料に関する法的枠組の確立に先立ち必要な技術開発を行い市場を拡大するため、水素のパイロット・実証プロジェクトに関するR&Dに大型投資を行うこととしている。

⁶³ <https://climate-laws.org/geographies/denmark/laws/the-climate-act>

⁶⁴ https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/dk_final_necp_main_en.pdf

⁶⁵ https://unfccc.int/sites/default/files/resource/ClimateProgramme2020-Denmarks-LTS-under-the%20ParisAgreement_December2020_.pdf

⁶⁶ https://en.fm.dk/media/18774/denmarks-recovery-and-resilience-plan-accelerating-the-green-transition_web.pdf

3.2.3 Power to X 戦略 (2021 年 12 月)

デンマーク政府は、外航海運分野を含む輸送部門の脱炭素化に向けて全てのエネルギーを電力（バッテリー）で得ることは難しいと認識しており、船舶輸送を含めた一部輸送部門の脱炭素化加速に向けて、電力をグリーン水素を含むグリーン燃料へ転換（Power to X）することが重要と考えている。

水素の生産は市場投入に向け技術的に成熟していると言われているものの、グリーン水素に関する需要と規制枠組みの拡大を行うにはまだ市場が十分に整っていない。需要が低迷している理由の一つは、グリーン水素やほかのグリーンガス（環境負荷の影響が比較的小さい燃料）に比べ、化石燃料の競争力が高いことである。水素をほかの燃料に転換する複数の Power to X 技術は、研究段階から開発・実証試験レベルに移行している段階である。

このような状況を踏まえ、デンマーク政府は、2021 年 12 月 15 日に Power to X 戦略を発表した⁶⁷。Power to X 戦略は、デンマークの再生可能エネルギー展開に向けた大きな潜在力を活用しつつ、特にクリーン燃料としてのグリーン水素展開を推進することを目的としている。

同戦略は以下の 4 つを重要なポイントとして掲げている。

- ・ デンマーク気候法に定める政府目標（2030 年までに GHG 排出量を 1990 年比 70%削減）の達成を支援する。
- ・ Power to X 普及のための法的枠組み及びインフラを確立する。
- ・ Power to X とエネルギーシステムの相互作用を強化する。
- ・ Power to X の関連技術及び製品の輸出を支援する。

デンマークは従来よりグリーン電力の利用率が高く、2021 年時点で発電の 75%がグリーン電力、使用するエネルギーの 36%がグリーンエネルギーとなっている。戦略では、グリーンの比率を高め、そのために Power to X を戦略的に進めるとしている。

具体的には、Power to X に係るインフラ整備・プロジェクトに 12.5 億デンマーククローネ（約 1.7 億ユーロ）を投資するとしている。また、これを進めることにより、2030 年までに 4~6GW の水電解槽設備設置を目指すとしている。

⁶⁷ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/ptx/strategy_ptx.pdf

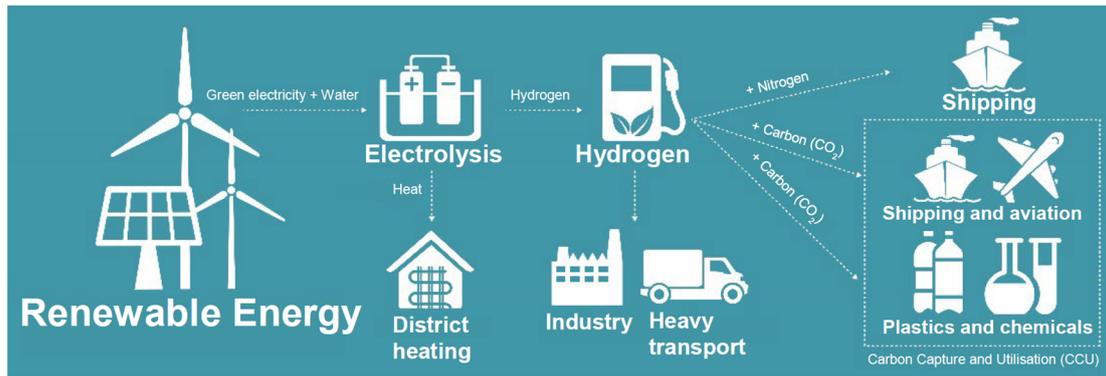


図 25：デンマーク Power to X 戦略で想定する水素利用（Power to X Strategy）

3.2.4 グリーン燃料等の使用について

デンマークにおいては、船舶燃料としての水素・アンモニア使用に加え、船舶における燃料電池の使用も現時点では規制されていない。船舶許可を担当するデンマーク海運局は、これら代替燃料等を使う船舶に関し、国内法に依拠するのではなく、国際ガス燃料船安全コード（IGF コード）を活用して許可を行っている。

デンマークにおける法的枠組の欠如には、以下の 2 つの要因が考えられる。

- ①政府が、より気候にやさしい海運への移行に向けて、どのような経済・燃料が船舶に最大の利益をもたらすかについての概念をまだ持ちあわせていないこと
- ②デンマーク政府が、船舶輸送がグローバルなマーケットであることに鑑み、国際的な枠組み構築の努力を継続する方針であること

船舶輸送企業は保有船舶の登録国を自由に選ぶことができるほか、競争原理に従って航路・寄港地を自由に変更できるため、デンマーク政府は船舶輸送に国際的な規制枠組みに従うべきとの立場を取っている。この問題に関して率先して国内法を検討するよりも、IMO と協力し、国際的・中立的であり、かつ野心的なイニシアチブを採用することを目指している。デンマーク政府は、国連気候変動枠組条約第 26 回締約国会議(COP26)において、2050 年までのカーボンフリーな船舶輸送達成に向けた IMO 加盟国間での支援スキームを構築すべく国際的なイニシアチブを主導した。

3.2.5 デンマークの支援プログラム

デンマークは従来より水素関連の研究開発・実証プロジェクトを多く実施しており、大規模な投資を行ってきた。特に、欧州水素モビリティ (Hydrogen Mobility Europe)⁶⁸を通じた水素ステーションや陸上輸送インフラの整備、FutureGas プロジェクト⁶⁹を通じたガス部門の脱炭素化プロジェクトが多く行われている。船舶燃料としての水素・アンモニアに関する特別なプロジェクトはこれまで実施されていない。

グリーン研究戦略 (2020 年 9 月)

デンマーク政府は、気候法の採択および 2030 年までの排出量 70%削減目標設定を行っており、この達成のためには研究・イノベーションが不可欠と述べている。2020 年 9 月に発表されたグリーン研究戦略⁷⁰は、グリーン化に向けた研究・イノベーション・開発・実証の長期的方向性を設定している。グリーン研究基金の水準を大幅に引き上げ、一年あたり 23 億デンマーククローネ (約 3.1 億ユーロ) 以上が配分される見込みである。政府は 2021 年、輸送・産業向けのグリーン燃料開発案件を含む 4 件のプロジェクトに 7.5 億デンマーククローネ (約 1 億ユーロ) を配分した。

基金は、デンマークの復興レジリエンス計画から拠出され、デンマーク・イノベーション基金⁷¹を通じて配分される。同基金は 2015 年に立ち上げられ、社会のグリーン移行と持続可能な気候テクノロジー開発に顕著な貢献をすることを目指した、ミッション主導型のグリーン研究・イノベーションパートナーシップに投資している。

北欧洋上輸送・エネルギー研究プログラム

北欧洋上輸送・エネルギー研究プログラムは、デンマーク・エネルギー庁、北欧エネルギー研究所 (Nordic Energy Research)、ビジネス・フィンランド、アイスランド研究センター、ノルウェー研究評議会、スウェーデン運輸局等の機関が共同出資する研究開発プログラムである⁷²。船舶燃料としてのアンモニア及び水素燃料の実証試験

⁶⁸ <https://h2me.eu/>

⁶⁹ <https://futuregas.dk/>

⁷⁰ <https://ufm.dk/en/publications/2020/filer/green-solutions-of-the-future>

⁷¹ <https://innovationsfonden.dk/en>

⁷² <https://www.nordicenergy.org/call/research-project-nordic-maritime-transport-and-energy-research-2021-2023/>

を行う予定であり、2021年3月から2年に渡り実施される。研究プロジェクト3件に対して計300万ユーロ（プロジェクト1件あたり最大100万ユーロ）を拠出する予定である。

同プログラムでは、水素・アンモニアの在来型エンジンにおける燃料としての使用、燃料電池、バッテリー推進との組み合わせ等について、実現可能性を検証する。また、温室効果ガスに加え、海運分野から排出される他の環境汚染物質削減効果の確認も視野に入れている。

エネルギー・テクノロジー開発・実証プログラム (EUDP)

エネルギー・テクノロジー開発・実証プログラム (EUDP: Energy Technology Development and Demonstration Program) は、新しいエネルギー技術の開発・実証を目指す民間企業や大学を支援するデンマークエネルギー庁によるプログラムである⁷³。同プログラムの対象としては、再生可能エネルギー技術、エネルギー効率化技術、燃料電池や水素のようなエネルギー転換技術、貯蔵を含めたエネルギーシステム統合、石油・ガスの効率的な回収手法、CO2貯留技術等が含まれる。

プロジェクトの総予算は5.43億デンマーククローネ（約7,300万ユーロ）であり、船舶・港湾向けのプロジェクトとして以下が対象となっている。

- ・ SOFC4Maritime プロジェクト⁷⁴ (825万デンマーククローネ（約110万ユーロ）)

グリーンアンモニアを使用した高効率燃料電池システムの開発プロジェクト。
Alfa Laval Aalborg A/S（デンマーク）が主導。

⁷³ <https://ens.dk/en/our-responsibilities/research-development/eudp>

⁷⁴ <https://www.eudp.dk/projekter/sofc4maritime>

- MFC MultiGen プロジェクト⁷⁵ (1,624 万デンマーククローネ (約 210 万ユーロ))

メタノール燃料を用いた、高効率のメンブレン型燃料電池システムの開発プロジェクト。

- Aegir プロジェクト⁷⁶ (855 万デンマーククローネ (約 110 万ユーロ))

グリーンアンモニアを使用した大型船舶向け燃料電池開発プロジェクト。デンマーク工科大学等が参画。

- HOPE プロジェクト⁷⁷ (30 万ユーロ)

2023 年までに、水素と燃料電池を用いた短距離輸送向け船舶のコンセプトデザインの開発・評価を実施。

⁷⁵ <https://www.eudp.dk/projekter/mfc-multigen>

⁷⁶ <https://www.eudp.dk/projekter/aegir-reduktion-drivhusgasudledning-fra-soefart-ved-brug-ammoniak-braendstof>

⁷⁷ <https://www.ivl.se/toppmeny/press/pressmeddelanden-och-nyheter/nyheter/2021-03-02-nordisk-forskning-analyserar-bransleceller-och-vatgas-for-sjofarten.html>

3. 3 フランス

フランスにおいては、エコロジー移行省（Ministère de la Transition Écologique et Solidaire）がエネルギー、水素関連の政策を所掌している。

フランスは 2018 年以降に水素ロードマップ、水素戦略を発表しており、今後、水素の生産・供給に必要なインフラ創設を可能とするための法整備を検討することとしている。

3.3.1 水素に関連する法令

フランスにおいて現時点で水素の利用に関連する法令は以下のとおりである。いずれも海事分野に関する記載は少なく、広くエネルギー及び産業分野全般に関連するものとなっている。

- ・ グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律（2015 年 8 月 17 日付法律 2015-992）（Loi 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte）⁷⁸：

フランスのエネルギー戦略に関する分野横断的な法律である。第 121 条において、再生可能エネルギー由来の水素の経済モデル、燃料電池に関する技術革新策、水素ステーションインフラ導入、水素供給インフラに関する規制対応などを踏まえた再生可能エネルギー開発計画を政府が策定する旨が定められている。

- ・ モビリティの方向性に関する法律（2019 年 12 月 24 日付法律 2019-1428）（Loi 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités）⁷⁹：

水素関連の条文を関連する法体系に組み入れるための改正法。水素を燃料とする車両や船舶の水素燃料供給インフラ設置を扱う地方自治体に関する一般法典の改正も含まれる。

⁷⁸ <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000031044385/>

⁷⁹ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000039666574/#:~:text=%2D%20Le%20pr%C3%A9sent%20article%20fixe%20la,pour%20la%20p%C3%A9riode%202019%2D2037.>

- ・ 水素に関する条例（2021年2月17日付オルドナンス 2021-167）
 （Ordonnance 2021 - 167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène）⁸⁰：
 エネルギー法典に水素関連の条文を加えるための条例。水素を炭素含有量に応じてさまざまな種類に定義するとともに、トレーサビリティメカニズムを導入、電解を通じた水素生産の入札スキームを定める。
- ・ 地方自治体に関する一般法典（Code général des collectivités territoriales）第L5217-2.6.i条⁸¹：
 地域圏、メトロポール（大都市圏）、コミューン（地方自治体）のレベルの当局に、水素を燃料とする車両や船舶向け水素燃料供給インフラ建設・保守を委任する。
- ・ 輸送向けエネルギー源としての水素に関する省令（2017年12月8日付アレテ（省令））（Arrêté du 8 décembre 2017 relatif aux caractéristiques de l'hydrogène en tant que source d'énergie pour le transport）⁸²：
 海上輸送を含めた輸送部門における動力源としての水素利用に必要とされる技術的要素について定義した省令であり、代替燃料インフラ展開に関するEU指令2014/94/EUを実施するものである。

3.3.2 フランス・エネルギー計画（2019年1月）

フランスは、数年に一度、複数年次のエネルギー計画を策定している。2019年1月、2019年から2028年の10年間にわたるエネルギー計画（Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, périodes 2019-2023 and 2024-2028）が提案され、2020年4月に採択された⁸³。

水素生産、水素関連インフラの展開、輸送部門における水素利用に向けたテクノロジーの開発に関する目標が定められている。同戦略は、公共フリート・港湾フリート・

⁸⁰ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043148001/>

⁸¹ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000041430276/

⁸² <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000036171677/#:~:text=Au%20sens%20du%20pr%C3%A9sent%20arr%C3%AAt%C3%A9,sp%C3%A9cifications%20reprises%20en%20annexe%20I.>

⁸³ <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf>

レジャー用フリートによる 2050 年までのカーボンニュートラル達成という目標を掲げている。水素は、この目標達成に向け重要な要素とみなされており、需要のある地域を踏まえて関連するインフラ投資を促進し、水素需給のマッチングを目指すとしている。

3.3.3 水素展開プラン（2018 年 6 月）

フランス政府は、2018 年 6 月、国内における水素の利活用を推進しエネルギー移行を加速させるため、水素展開プランを発表した⁸⁴。過去のエネルギー計画で示されたエネルギー目標達成に向けた水素の役割を提示している。

同プランは、以下の 5 つの優先課題を設定している。

- ・ 水素の利活用を進める。水素生産に占めるグリーン水素のシェアを 2040 年までに 40%に拡大する。水素燃料を用いた車両、船舶等のモビリティを開発する。
- ・ フランス政府機関に水素インフラ及び技術開発の支援策について権限を与える。特に、環境エネルギー管理庁の権限を拡大し、フランス公共投資銀行(BPI)やフランス国立研究機構(ANR)等の公共機関と補助金政策の調整を直接行うことを可能とする。
- ・ 水素に関する法的枠組みを確立し、水素インフラ開発に関する地方自治体の権限を明確化する。
- ・ 国内エネルギー企業(ENEDIS等)と連携し、水素と電力グリッドの統合を進める。
- ・ 水素関連技術開発、教育プログラムを強化する。

⁸⁴ <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Rapport%20H2%20MTES%20CEA%200106.pdf>

3.3.4 フランス水素戦略（2020年6月）

フランス政府は、2020年9月8日に水素戦略(Stratégie Nationale pour le Développement de l'Hydrogène Décarboné en France)を発表した⁸⁵。2018年の水素展開プランを拡張したものであり、水素生産能力の拡大を目指すものとなっている。この計画に合わせ、2020年から2030年までの間に水素関連のプロジェクトに70億ユーロを投資することを予定している。

同戦略では主に以下の目標を掲げている。

- ・ 水素生産能力の強化

電解装置の導入を加速し、2030年までに6.5GWのグリーン水素製造設備を設置する。また、2040年までにグリーン水素の割合を40%に引き上げる。

- ・ グリーンモビリティの開発

水素燃料を用いた大型輸送手段を開発し、活用を進める。内陸水路及び海上向けの船舶の開発や港湾インフラの整備、大型トラック・バス・貨物列車等の陸上輸送、水素燃料航空機の開発が含まれており、関連するイノベーション、技術開発の促進を図る。輸送部門での削減等により、2030年までに600万トンのCO₂排出削減を目指す。

- ・ 国内における水素産業基盤と技術専門性の確立

広く水素関連産業を発展させ、フランス国内に5万～15万人の直接・間接雇用を創出する。

また、欧州レベルでの協力の重要性を強調しており、欧州クリーン水素アライアンス等のイニシアチブへの参加を支援するとしている。

⁸⁵ https://minefi.hosting.augure.com/Augure_Minefi/r/ContenuEnLigne/Download?id=5C30E7B2-2092-4339-8B92-FE24984E8E42&filename=DP%20-%20Strat%C3%A9gie%20nationale%20pour%20le%20d%C3%A9veloppement%20de%20l%27hydrog%C3%A8ne%20d%C3%A9carbon%C3%A9%20en%20France.pdf

3.3.5 復興・レジリエンス計画（2021年4月）

フランス政府は2021年4月に復興・レジリエンス計画を発表した。総額410億ユーロであり、50%を気候変動対応、25%をデジタル化に投資するとしており、気候変動対応への投資割合が高くなっている。

復興計画における水素関連措置については、先の水素戦略において設定された目標に基づいて構成されており、2年間の間にグリーン水素関連プロジェクトに20億ユーロを配分する計画となっている。これにより、2026年までにグリーン水素生産能力を年10万トンに拡大することを目指している。

3.3.6 投資プラン France 2030（2021年10月）

2021年10月、フランス政府は復興・レジリエンス計画に続く第2の投資プラン「France 2030」を立ち上げた⁸⁶。同プランは、自動車、航空宇宙部門等を重要分野と位置付け、グリーン水素の技術的専門性の育成、移行を支援することを目指しており、投資規模は300億ユーロになる。この中で既存の原子力発電を通じてカーボンフリーの水素を生産することも目指している。

3.3.7 フランスの支援プログラム

フランス政府は、2018年の水素展開プランにおいて水素関連プロジェクト支援策に関する権限を複数の政府機関に与えており、水素インフラ・テクノロジー関連プロジェクト開発については環境エネルギー管理庁（ADEME）が担当する。ANR、BPIフランス、エネルギー移行研究所（Institut pour la Transition Énergétique – ITE）等の機関も、水素関連プロジェクトへのファイナンスを付与することが可能である。

ADEME プロジェクト

環境・エネルギー部門の公的機関であるADEMEは、定期的にプロジェクト募集をしており、この一環で水素や、代替燃料分野のプロジェクト募集も行われている。

⁸⁶ <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/france2030>

水素実証支援プログラム (Briques technologiques and démonstrateurs hydrogène)⁸⁷は、水素の製造、輸送、利用に関連する製品やシステムの開発、実証を支援するプログラムである。支援規模は 500 万ユーロであり、2022 年末までプロジェクト募集が行われている。

国土水素エコシステムプログラム (Ecosystèmes territoriaux hydrogène)⁸⁸は、水素生産、産業・輸送部門での使用等を促進するプロジェクト及びインフラ投資等を支援するプログラムである。輸送部門に関しては、水素燃料自動車の購入補助、水素ステーションの設置拡大などが含まれている。現在 19 の地域・クラスターから申請があったプロジェクトにつき、計 9,800 万ユーロの支援を決定している。

内陸水路輸送に対するイノベーション支援制度

フランス政府は内陸水路輸送の近代化・イノベーションを対象とした補助を実施している。燃料消費改善、汚染物の排出の削減、航行支援等に関する技術開発、実証が対象となっている。水素に関する明示的な記載は無いものの、対象になる可能性は高い。

フランス政府は 2013 年～2017 年に当該制度により 2,250 万ユーロの補助金を付与した⁸⁹。本制度は 2022 年まで更新されており、2018 年から 2022 年の補助金額はフランス政府より 450 万ユーロ、フランス水運公社 (VNF : Voie Navigable de France) より 1,250 万ユーロとなっている⁹⁰。

⁸⁷ <https://agirpourlatransition.ademe.fr/entreprises/dispositif-aide/20201013/inodemo-h22020-176>

⁸⁸ <https://www.ecologie.gouv.fr/france-relance-appel-projets-ecosystemes-territoriaux-hydrogene>

⁸⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A52013XC0712%2801%29&from=EN>

⁹⁰ <http://www.fluvial.developpement-durable.gouv.fr/plan-d-aide-a-la-modernisation-et-a-l-innovation-a59.html>

3. 4 ドイツ

ドイツは、船舶輸送を含めた様々な部門への水素の応用に大きな潜在力を見出している。2021年5月に開催された第12回全国海事カンファレンスにおいて、ペーター・アルトマイヤー経済相（当時）が、将来の海事部門における水素の重要性、水素が果たすことができる役割について触れている⁹¹。

以下においては、海事部門への応用に焦点を当てつつ、ドイツにおける水素を巡る法規・政策・資金援助の枠組を紹介する。

3.4.1 代替燃料インフラ全国戦略（2016年）

ドイツは、2016年に代替燃料インフラ全国戦略を策定した⁹²。これはEUが2014年に発出した代替燃料インフラ指令の実施策の一環として策定されたものである。

同戦略はすでに数年前のものであるため、水素開発の最新の状況を完全に反映しているとは言えない。同戦略では、水素は主に道路輸送におけるソリューションと捉えられており、海事分野に対してはLNGを主要な代替燃料と位置付けていた。一方、将来的な船舶燃料としての水素の潜在力を検討する目的を追求するべく、旗艦プロジェクトであるe4ships⁹³が打ち出されている。

3.4.2 海事アジェンダ2025（2017年）

2017年に採択されたドイツの海事アジェンダ2025は、2025年の海事産業に向けた政策をまとめたものである⁹⁴。海事部門における代替燃料に関して触れられているが、先の代替燃料インフラ全国戦略と同様、水素やアンモニアよりも、メタンとLNGに焦点が当てられている。

⁹¹ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/05/20210510-nationale-maritime-konferenz-2021.html>

⁹² https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/mks-nationaler-strategierahmen-afid.pdf?__blob=publicationFile

⁹³ <https://www.e4ships.de/english/>

⁹⁴ https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/maritime-agenda-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=5

同アジェンダは、気候・エネルギー政策目標達成に向け、代替燃料・推進システムを利用することが、海事部門における優先課題となると説明している。また、代替燃料・推進システムは、エネルギーおよび輸送システムの脱炭素化と GHG 削減に貢献をすると記しているが、それ以上の説明はない。また、世界気候目標達成に向けて海運業界は GHG 排出削減に貢献しなければならない、と言及している。このような前提を踏まえ、環境によりやさしい燃料を用いるように船舶を改良する可能性について言及しているものの、水素やアンモニアに関する特別な言及はなされていない。

3.4.3 モビリティ・燃料戦略（2018年4月）

連邦政府は2018年4月にモビリティ・燃料戦略⁹⁵を発表した。同戦略は、水素と燃料電池が長期的に外洋輸送において一定の役割を果たすことができるとみなしている。e4ships プロジェクト⁹⁶に言及しているが、船舶向けの主たる代替燃料としては LNG に焦点を当てている。

3.4.4 ドイツ国家水素戦略（2020年6月）

連邦政府は、2020年6月に国家水素戦略を採択した⁹⁷。この戦略は、将来的な水素の生産、輸送、利用拡大とそれに伴うさらなる投資促進を図ることを目的としている。この枠組みでは、気候目標の達成に貢献し、ドイツ経済のために新たなバリューチェーンを構築し、国際的なエネルギー政策協調を進展させる上で必要なステップが定義されており、特に以下の目標を追求するとしている。

- ・ 再生可能エネルギーに依拠しつつあらゆる生産工程を脱炭素化するために、エネルギー移行の中核的要素として水素技術を確立する。
- ・ 水素技術の市場立ち上げのために規制枠組みを整備する。
- ・ 革新的な水素関連技術の研究開発及び技術輸出を促進することにより、ドイツ企業の競争力を強化する。
- ・ CO₂ フリー水素およびその派生製品の将来の国内供給を確保し具体化する。

⁹⁵ https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/energie-auf-neuen-wegen.pdf?__blob=publicationFile

⁹⁶ <https://www.e4ships.de/english/>

⁹⁷ https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.pdf?__blob=publicationFile&v=6

当該戦略において、2023年までの第1段階の間に38の具体的な措置を講じるとしている。これらの措置は、水素の経済的かつ持続可能な生産・輸送・利用への民間投資の促進を図るためのものであり、海事産業に関連する措置として以下の3つが挙げられる。

- ・ 措置6：
「国家水素・燃料電池技術イノベーションプログラム（NIP）」による支援措置を継続し、水素モビリティ（軽重量トラック・商用車、バス、列車、内陸・近海水運、法人向け乗用車）に対する投資の市場活性化を支援する。

- ・ 措置13：
水素・燃料電池システムのモビリティ用途に関する基準の国際調和を支持する（燃料補給基準、水素品質、水素自動車型式認証、船舶の認証等）。

- ・ 措置28：
「海事研究プログラム」における分野横断的テーマ「Maritime Green（グリーン海運）」に関する資金措置を継続する。2020年から2024年にかけて約2,500万ユーロが海事研究プログラムに計上されており、その一部を水素との関連で使用することが可能となる。

また、2024年以降の第2段階では、ドイツ国内の水素関連の新興市場を確固たるものにすることを目標としている。

2021年9月22日、ドイツ連邦政府は同戦略の実施進捗報告書を発出した⁹⁸。38の各措置の進捗状況が示されており、海運に関しては、研究開発支援プログラム（maritime.green プログラム）の重要性が強調されている。

⁹⁸ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16

地域ごとの水素戦略

国家水素戦略に加え、州による水素戦略も存在する。2019年11月には、海域に面する州により北ドイツ水素戦略⁹⁹が採択された。この戦略では、港湾地域を中心に水素ハブ機能を創設することを目指しており、海運・港湾インフラが重要な役割を果たすと述べている。また、水素は船舶を含む様々な輸送モードが利用可能となるよう、マルチモーダルな水素充填ステーションの建設を目標に掲げている。

ドイツ最北部に位置し、北海とバルト海に面するシュレスヴィヒ・ホルスタイン州は2020年10月に地域水素戦略を発表した¹⁰⁰。将来のエネルギーとしてグリーン水素の拡大に取り組むとしており、2023年までに、水素生産の拡大、研究開発、インフラ開発等に3,000万ユーロの資金提供を行うとしている。

3.4.5 ドイツ国家エネルギー・気候計画（NECP）（2020年10月）

ドイツは、EU法に従い主要なエネルギー政策の方針をまとめた国家エネルギー・気候計画（NECP）¹⁰¹を2020年10月に欧州委員会に提出した。ドイツのNECPは、エネルギー・気候目標達成に向け、直接的な電化を通じたGHG削減策の実施が困難なケースにおいて、再生可能電力の利用が重要となると指摘しており、このような産業セクターの一例として海運分野も挙げられている。

この計画の中で、ドイツ政府はカーボンニュートラルなガス・燃料を製造するための電解設備や精製プロセスの開発・展開に向けた資金援助を行うと発表した。ただし、現時点では具体的な措置は含まれていない。

⁹⁹ <https://www.hamburg.de/contentblob/13179812/f553df70f865564198412ee42fc8ee4b/data/wasserstoff-strategie.pdf>

¹⁰⁰ https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/V/Presse/PI/2020/1020/201020_Wasserstoffstrategie.html

¹⁰¹ https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/de_final_necp_main_en.pdf

3.4.6 国家復興・レジリエンス計画（2021年4月）

ドイツ政府は、Covid-19 拡大の影響からの復興基金を確保するため、2021年4月に国家復興・レジリエンス計画を策定し、EUに提出した¹⁰²。Covid-19からの経済復興のための戦略をまとめたものであり、当該計画の予算は全体で279億ユーロ、そのうち256億ユーロをEU復興基金より充当する。

当該計画は気候変動対策とデジタル化が2本柱となっており、気候変動対策は計画全体の42%を占めている。主な施策は以下のとおりであり、輸送分野では陸上輸送（電気自動車）が主となっている。

- ・グリーン水素への投資：約15億ユーロ
- ・電気自動車購入補助金：約25億ユーロ
- ・エネルギー効率向上のための住宅改修補助金：約25億ユーロ

3.4.7 国家気候法（2021年5月）

ドイツ政府は2021年5月12日に国家気候法の改正案を採択¹⁰³した。当該法では、GHG削減目標値を大幅に引き上げ気候中立の達成時期の前倒しを定めている。

改正気候法により、ドイツは2030年までに温室効果ガスを1990年比で65%削減（改正前は55%）し、気候中立を2045年までに達成する（改正前は2050年まで）、との目標を掲げている。あらゆる部門に対してGHG削減目標が設定される中、特にエネルギー、工業部門は最大の貢献を求められる。輸送部門全体の排出量については、2020年の1.5億トン（CO₂換算）を、2030年に8,500万トンまで段階的に削減することが求められる。この目標値は輸送部門全体について設定されており、現時点でモードごとの内訳は規定されていない。

改正気候法に加え、ドイツ政府は2022年予算において、気候対策向けに80億ユーロを追加で確保することを決定した。このうち、グリーン水素生産の研究には1億ユーロが、また気候にやさしい交通に関しては10億ユーロが充当される予定である。

¹⁰² <https://bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Europa/DARP/deutscher-aufbau-und-resilienzplan.html>

¹⁰³ https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19_Lp/ksg_aendg/Entwurf/ksg_aendg_bf.pdf

3.4.8 ドイツの支援プログラム

ドイツは、海事分野における代替燃料の生産、インフラ、研究開発等の推進に向けた支援プログラムを実施している。水素関連の支援は現在のところ研究開発が主となっている。

海事部門の研究に関するプログラムと支援スキーム

ドイツ政府は、2018年に海事研究戦略2025 (Maritime Forschungsstrategie 2025) を発表¹⁰⁴し、その実行支援プログラムとして Maritime.green を立ち上げた¹⁰⁵。代替燃料の開発、汚染物質削減措置の開発等、グリーン化に向けた研究開発が対象となっている。2020年から2024年のプログラムでは約2,500万ユーロの予算が計上されており、一部水素関連の研究も対象に含まれている。

また、2019年には連邦経済エネルギー省が「輸送エネルギー転換イニシアチブ」を立ち上げた¹⁰⁶。水素や合成燃料の生産、使用に関する革新的な技術のための研究開発・実証を推進することを目的としており、2019年から2022年に8,700万ユーロが計上されている。

水素・燃料電池テクノロジーイノベーションプログラム (NIP)

水素・燃料電池テクノロジーイノベーションプログラム (NIP)¹⁰⁷は、2007年から水素を活用するモビリティに関する実証プロジェクトを支援してきた。2007年から2016年にかけてのプログラム第1フェーズにおいて、ドイツ政府と産業界より14億ユーロが拠出されている。第2フェーズ (2016-2026年) においては、水素モビリティの商業化を目指すこととしている。

¹⁰⁴ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Technologie/maritime-forschungsstrategie-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=12

¹⁰⁵ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bekanntmachung-zur-foerderung-von-forschung-entwicklung-und-innovation.pdf?__blob=publicationFile&v=4

¹⁰⁶ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2019/20190207-bareiss-forschungsinitiative-energiewende-im-verkehr.html>

¹⁰⁷ <https://www.bmwi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/elektromobilitaet-mit-wasserstoff.html>

水素イノベーション・テクノロジーセンター

ドイツ政府は水素に関するイノベーション・テクノロジーセンターを創設し、主に中小企業向けに水素関連技術の開発・実証を支援する¹⁰⁸。中小企業と自治体、研究機関等の連携を強化し開発環境を提供することを目的としており、中小企業単体では取り組みづらい研究開発の推進を図る。輸送分野における水素バリューチェーンに重点が置かれている。

再生可能燃料開発プログラム

再生可能燃料開発プログラムは、ドイツ交通デジタルインフラ省が2021年8月に立ち上げたプログラムである¹⁰⁹。水素やバイオ燃料等の再生可能燃料の生産コスト削減、製造プロセスの認証など、再生可能燃料の利用促進に必要な技術開発を支援する。2024年までに、6.4億ユーロの支援を予定しており、毎年3月末と9月末を締切としてプロジェクトの募集が行われる。

H2Global

ドイツ政府は、EUの支援規則の下で、EU域外における再生可能水素の生産への投資を支援するプログラム「H2Global」を導入することとし、2021年12月20日にEUの承認を取得した¹¹⁰。

この支援プログラムは、EUで輸入・販売される水素をEU域外で生産するプロジェクトを支援するものであり、今後10年間で9億ユーロが支援される予定である。EU域外の生産プロジェクトの支援プログラムであるが、今後増加するEUの再生可能水素の需要を満たし、EUの脱炭素化の推進に貢献するとしてEUに認められた。水素生産のための電解槽設備の設置などへの支援が見込まれる。

¹⁰⁸ <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2021/042-scheuer-deutschland-wird-wasserstoffland.html?nn=13326>

¹⁰⁹ <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/antragsverfahren-zur-entwicklungsfoerderung-erneuerbarer-kraftstoffe-gestartet/>

¹¹⁰ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_7022

船舶エネルギー効率化のための資金援助プログラム

上記の他、海運における温室効果ガス低減のための技術開発、実証の支援プログラムが設けられている。

- ・ 沿岸・近海輸送向けの資金援助スキーム¹¹¹（2021年1月）：

船舶のエネルギー効率改善のための技術支援策である。目的に合致する技術は広く対象になっており、水素・アンモニア等のグリーン代替燃料に関する技術も支援対象になる可能性がある。年間予算は1,000万ユーロであり、申請は2021年12月18日に締め切られた。

- ・ 内陸水運向けの資金援助メカニズム¹¹²（2021年3月）：

内陸水運に従事する船舶への低炭素排出推進またはゼロエミッション推進システム搭載の支援プログラムである。代替燃料による推進システム、燃料電池、バッテリーによる電気推進等が対象となる。

¹¹¹ <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/WS/foerderichtlinie-namkue.html>

¹¹² <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/WS/foerderrichtlinie-nachhaltige-modernisierung-binnenschiffe.html>

3. 5 ノルウェー

ノルウェーの水素政策は、石油・エネルギー省、気候・環境省が主に所管している。政府は2019年及び2020年に、2030年までの期間を対象とした海事部門向けの水素開発に関係するアクションプランや水素戦略を発表しており、輸送部門におけるグリーン化を打ち出している。

ノルウェーでは2021年秋の選挙により政権が交代したが、水素とアンモニア関連政策についての大きな方針変更はない見込みである。前政権が掲げた政策を継続すると予想され、輸送・エネルギー部門における研究・イノベーションへの支援が引き続き重視されると考えられる。政府は2022年予算の中で、水素・アンモニアのR&D支援額の更なる増額を計画している。水素・アンモニアに関する特別研究センターが設置され、8年間にわたり、年間3,000万ノルウェークローネの助成金を受け取る予定である。新連立政権により合意されたロードマップは、水素・アンモニアを含めた代替燃料を支援し続ける方針を示している。政府は、海岸沿いに再生可能燃料供給インフラを建設するなど、2025年までに、気候にやさしい大型輸送・船舶向けインフラ開発を進めたい考えである。また、政府は大型輸送・大型船舶向けに、水素・アンモニアをはじめとするグリーンエネルギーキャリアの開発を促進することを目指している。

3.5.1 グリーン海運に向けたアクションプラン（2019年6月）

ノルウェー政府は、2019年6月19日に「グリーン海運に向けたアクションプラン」を発表した¹¹³。2030年までに海運からのCO2排出量を半減させ、2050年までにあらゆる部門で低炭素国となることを目指している。海運はノルウェー経済にとって重要な部門の一つであるため、政府は海運向けのクリーンソリューション開発に向けた戦略策定を決定した。

同アクションプランは、グリーン海運の解決策として、水素またはアンモニアのみ焦点をあてたものではない。むしろ、ノルウェー海運をよりグリーンなものとするためのあらゆる対策を対象とすることを提示している。この中で、水素・アンモニアの推進は政府がカーボンニュートラル達成のために設定した目標実現のための長期的な解決策の一つとして捉えられている。現在、提案されているほかのソリューションには、バイオディーゼル、バイオガス、LNG、船舶推進システムのハイブリッド化（高

¹¹³ <https://www.regjeringen.no/contentassets/2ccd2f4e14d44bc88c93ac4effe78b2f/the-governments-action-plan-for-green-shipping.pdf>

効率バッテリーとの組み合わせ)等がある。水素等のグリーン燃料推進にあたって港湾インフラが果たす役割についての条文も含まれている。

3.5.2 低排出社会の実現に向けた水素戦略（2020年6月）

ノルウェー政府は2020年6月3日に低排出社会の実現に向けた水素戦略を発表した¹¹⁴。この戦略は、2050年までに低炭素国を実現するにあたっての部門別のプランを提示している。同戦略では、輸送部門におけるグリーン投資推進を優先事項の一つとして掲げている。

2020年水素戦略は、2050年までに低炭素社会を実現するという目標に向けて、ノルウェーにおいて水素発展のための分野横断的な枠組構築を目指している。同戦略は、複数の部門において、水素の生産、導入、利用を目指す計画の概略を示しており、注力するポイントとして以下が挙げられている。

- ・ 電解施設への投資を推進し、クリーン水素の競争力ある生産を実現する。
- ・ 水素及びアンモニアを輸送・製造業部門における実用的なエネルギーとするため、必要な技術開発に投資する。
- ・ 水素及び他のクリーン燃料を用いることにより、輸送部門のゼロエミッション達成を目指す。
- ・ グリーンな公共調達を促進する。
- ・ 水素使用に関する安全基準を改善する。海事部門については、ノルウェー海事局、ノルウェー沿岸管理局が対応する。
- ・ 関連する研究開発を推奨し、必要な支援を行う。
- ・ パートナーや国際機関との共同プロジェクトに参画し、国際的・欧州レベルでの協力を奨励する。

同戦略では水素の用途や利用量に関する定量的な目標値は定められていない。輸送部門については、特に陸上輸送及びフェリーへの水素利用及び国際海運（長距離航行）へのアンモニア利用が想定されている。

¹¹⁴ <https://www.regjeringen.no/contentassets/40026db2148e41eda8e3792d259efb6b/y-0127e.pdf>

3.5.3 水素ロードマップ（2021年6月）

ノルウェー政府は2021年6月11日、水素に関するロードマップを発表した¹¹⁵。これは2020年6月の水素戦略に続くものであり、エネルギー資源に関する白書の一部として発表されている。

2021年のロードマップは、ノルウェーにおいて2050年までに水素を生産・使用する市場を創設するための行程を示している。短期的・中期的目標として以下を掲げている。

【短期的目標（2025年まで）】

- ・ 民間企業と協力し、水素ハブ5か所を設置する。
- ・ 水素研究の促進を図る。
- ・ 水素生産施設に関する産業プロジェクト及びコスト競争力のある水素技術の開発・実証プロジェクトの立ち上げを目指す。
- ・ 水素・アンモニアに特化したクリーンエネルギー研究センター（FME）を設立する。

【中期的目標（2030年まで）】

- ・ 海事分野における競争力のある代替燃料として水素を確立する。
- ・ 船舶及び自動車のアクセスを考慮し、需要に基づく水素ハブを構築する。
- ・ ノルウェー国内及び近海の海上輸送において、競争力があり、かつ安全な水素燃料船舶を実現する。
- ・ 欧州及び世界に向けて潜在力のある水素プロジェクトを実施する。
- ・ ノルウェー国内の水素関連産業の輸出を促進し、欧州の水素市場の発展に寄与する。

3.5.4 ノルウェーの資金援助プログラム

ノルウェーは、グリーン海運を推進するため、いくつかの支援プログラムを用意しており、水素関連の技術開発、インフラ整備、船舶運航の実証等の支援が行われている。ノルウェーにおける資金援助の特徴として、官民協力を基本としている点が挙げられる。関連省庁傘下の国営企業等が主導することにより、政策の方向性に沿った形でプロジェクトが進め易くなっている。

¹¹⁵ <https://www.regjeringen.no/en/historical-archive/solbergs-government/Ministries/oed/press-releases/2021/vegkart-for-hydrogen-knutepunkt-og-forskning/id2860353/>

PILOT-E

ノルウェーの水素関連プロジェクトへの公的な資金援助においては、複数の機関が重要な役割を果たしている。ノルウェー気候・環境省傘下の国営企業である ENOVA¹¹⁶は、水素関連プロジェクトの投資を主導・調整を行っている。政府の貿易関連機関である Innovation Norway¹¹⁷や、研究に関する政府の主要諮問機関ノルウェー研究評議会¹¹⁸も、代替船舶燃料の採用支援にあたって重要な役割を果たす。

これら3機関は、ノルウェーにおける水素関連プロジェクトの共同資金援助プログラムである PILOT-E を設置した¹¹⁹。同プログラムは、新型で環境にやさしいエネルギー関連テクノロジー製品・サービスの開発・利用の促進を目指している。同プログラム下において、定期的にプロジェクト募集が実施されており、海事部門におけるゼロエミッション、ゼロエミッションの水素バリューチェーンが優先分野として含まれている。

HEILO プロジェクト¹²⁰も、水素・アンモニアの海事部門への応用を支援するノルウェー研究評議会と ENOVA によるパートナーシップである。HEILO プロジェクトはローエミッション・移行のエネルギーキャリアとしての水素プロジェクトを支援している。

Ocean Hyway Cluster

Ocean Hyway Cluster は、ノルウェー海事部門での水素使用をリードする官民協力ネットワークである¹²¹。同クラスターが進めるプロジェクトの中には、海事部門における水素インフラを巡る不確実性とリスク削減を目指す HyInfra プロジェクト（海事産業における水素インフラプロジェクト）¹²²が含まれる。

¹¹⁶ <https://www.enova.no/about-enova/>

¹¹⁷ <https://www.innovasjon Norge.no/en/start-page/>

¹¹⁸ <https://www.forskningradet.no/en/>

¹¹⁹ <https://www.enova.no/pilot-e/information-in-english/>

¹²⁰ <https://www.enova.no/heilo/>

¹²¹ <https://www.oceanhywaycluster.no/about-us>

¹²² <https://www.oceanhywaycluster.no/projectlist/hyinfra>

このようなクラスターを通じ、再生可能エネルギー開発事業者 Magnora は 2021 年 9 月、Prime Capital および公的企業である Troms Kraft との間に、トロムソ周辺におけるグリーン船舶燃料プロジェクト開発について協力合意を交わした。同プロジェクトは、グリーン水素の大量生産に加え、グリーン水素のグリーンアンモニア (NH₃) と/または液体有機水素キャリア (LOHC) への転換を含んでいる。

Green Coastal Shipping Programme

Green Coastal Shipping Programme は、クリーン水素プロジェクト支援のための官民パートナーシップである¹²³。同プログラムは DNV をはじめとする企業と共同で進められ、グリーン港湾インフラや水素を含む代替燃料を用いた船舶（フェリー、タンカー、漁船など）に対するファイナンス確保を目指している。

NOx Fund

NOx Fund はグリーン技術の活用を支援するために 2008 年に設立された基金であり、NOx 排出量削減政策と減税措置に関する合意である¹²⁴。企業は排出する NOx に応じて NOx 税を政府に支払う代わりに、NOx 削減策への補助金を受け取ることができる。この基金を通じて政府と民間企業はグリーンテクノロジーへの投資を促進しつつ、工業・輸送部門の脱炭素化にむけて協働している。水素やバッテリー駆動船などクリーン燃料を使用する船舶プロジェクトも支援対象となる。

Covid-19 感染拡大による経済危機に対する支援策

ノルウェーは、新型コロナ危機に伴う経済危機からの脱却に向け、グリーン成長を刺激しつつ、海事部門の経済活動を促進するための特別なイニシアチブを提案した。提案の中には、ノルウェー海事部門およびグリーン船舶輸送の活動強化および船舶輸送のグリーン転換パッケージが含まれている。この一環として ENOVA の予算を 20 億ノルウェークローネ（約 1.8 億ユーロ）へ増額することが提案された。水素やバッテリー等の技術、特に海事部門におけるグリーン技術の支援が期待される。

¹²³ <https://www.dnv.com/maritime/research-and-development/futuristic-projects-transform-coastlines/index.html>

¹²⁴ <https://www.nho.no/samarbeid/nox-fondet/the-nox-fund/articles/about-the-nox-fund/>

また、ノルウェー政府は、復興・レジリアンス計画を通じて、2022年までにグリーンテクノロジーおよびインフラ発展支援のため、グリーン・プラットフォーム・イニシアチブを立ち上げた¹²⁵。10億ノルウェークローネ（約1億ユーロ）の予算規模を予定している。このイニシアチブにおいて「アンモニア燃料バンカリングネットワーク」プロジェクトが支援を受けることとなった。同プロジェクトではグリーンアンモニア燃料のバンカリングターミナル建設が予定される。ノルウェーのスヴェイヌング・ローテヴァトン気候・環境相は2021年9月、同プロジェクトがグリーン・プラットフォーム・イニシアチブを通じて8,900万ノルウェークローネ（約860万ユーロ）の支援を受けると発表した。同プロジェクトは、ノルウェーの2企業 ECONNECT Energy と Amon Maritime の合弁である Azane Fuel Solutions により実施される¹²⁶。

¹²⁵ <https://www.forskingsradet.no/en/call-for-proposals/2020/preproject-green-platform/>

¹²⁶ <https://www.energyglobal.com/other-renewables/06092021/green-ammonia-project-receives-grant-from-the-norwegian-green-platform-initiative/>

3. 6 スペイン

スペイン政府は 2020 年以降に水素戦略、国家エネルギー・気候計画等を発表し、脱炭素化に向けたクリーン燃料の導入、水素の活用の展開について方向性を示している。船舶部門の脱炭素化に向けた取り組みも進められている。

3.6.1 水素ロードマップ（2020 年 10 月）

スペイン政府は 2020 年 10 月 4 日、2050 年までに気候ニュートラルおよび再生可能エネルギー100%の電力システム達成を目指すべく、「水素ロードマップ：再生可能水素へのコミットメント」を承認した¹²⁷。同ロードマップは、今後 30 年間の水素の役割について予測しつつ、クリーン燃料の導入により脱炭素化が可能な様々な分野における展開の方向性を示している。

2030 年に向けた具体的な目標として以下が掲げられている。

- ・ 水素製造のための 4GW の電解槽を設置
- ・ 産業向け水素の 25%以上を再生可能エネルギー由来にする
- ・ 水素燃料バス 150～200 台導入
- ・ 水素燃料自動車・大型車両を 5,000～7,500 台導入
- ・ 水素燃料列車を 2 系列以上で導入
- ・ 水素関連産業に 89 億ユーロを投資

水素ロードマップ策定段階でアンモニアへの言及も検討されたが、アンモニアは産業界でも技術的議論がなされており明確な利用可能性が見えていなかったことから、スペイン政府としてはロードマップにおける具体的な言及は行わなかった。

ロードマップ今後の水素展開に係る一連のアクションを提示しており、そのアクションは規制、分野別、分野横断的、研究・イノベーション関連の軸からなる。海事分野に関連する事項としては以下が挙げられる。

- ・ 燃料電池を搭載した船舶と船舶向け水素燃焼室の認証・認可プロセスを明確化・簡素化するルールを準備し、欧州および国際的な関連要件とすり合わせる。
- ・ 国内港湾における燃料供給インフラの開発に向けた措置を策定する。

¹²⁷ https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/energy_climate_change_environment/events/presentations/02.03.02_mf34_presentation-spain-hydrogen_roadmap-cabo.pdf

- ・ 国内の沿岸と港湾において、ゼロエミッションに向けた新技術の使用を促進・推奨する。
- ・ スペイン造船産業における水素テクノロジー使用を促進するべく、造船所とも協力し、産業・中小企業次官局（SGIPYME）による海洋部門向け資金援助プログラムを通じ補助金を付与する。

省エネルギー多様化研究所¹²⁸（IDAE、産業省傘下）とエネルギー省は、水素ロードマップに従い、海事部門を直接扱うイニシアチブ4件を進めていることを確認している。IDAEは2021年8月11日、再生可能エネルギーに関してプロジェクト79件に資金援助を行うと発表した¹²⁹。このうち複数はグリーン水素に関係しているが、輸送・海事部門に特化したプロジェクトはない。

3.6.2 国家エネルギー・気候計画（NECP）（2020年1月）

スペイン政府は2020年1月20日に2021年～2030年にかけての国家エネルギー・気候計画（NECP）を発表した¹³⁰。この中で、水素を含めた再生可能燃料の利用が、今後10年におけるより持続的な輸送システムへの移行推進に向けて優先課題であると述べている。NECPは、持続可能な輸送に向けた代替燃料としてのアンモニアに対する言及は含んでいない。

3.6.3 気候変動・エネルギー移行法（2021年4月）

スペイン議会は2021年4月8日、新たな気候変動・エネルギー移行法を採択した¹³¹。2030年、2050年の温室効果ガス削減最低目標を掲げたほか、再生可能エネルギー、エネルギー効率改善、持続可能なモビリティ、建物の断熱リフォーム、農村部開発の推進を目標として掲げた。政府は新法と具体的な措置を通じ、バイオガス、バイオメタン、水素やほかの燃料を含めた再生可能ガスの推進を目指している。これらのガスは再生可能な資源由来であることが求められる。

¹²⁸ <https://www.idae.es/en/node/269>

¹²⁹ https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/transicion-ecologica/Paginas/2021/110821_proyectos-idae.aspx

¹³⁰ https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/es_final_necp_main_en.pdf

¹³¹ <https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7/con>

法第 14 条は特に海運に言及しており、水素、アンモニア等の具体の代替エネルギー源には言及されないものの、政府に対し化石燃料による GHG 排出量削減の措置を講じること、また、再生可能エネルギーの使用を奨励することが求められている¹³²。

3.6.4 復興・レジリエンス計画（2021 年 4 月）

スペイン内閣は 2021 年 4 月 27 日に復興・レジリエンス計画を採択し欧州委員会に提出、その後同年 6 月 16 日に欧州委員会に承認された¹³³。同プランは、スペイン経済が必要とする投資と改革の概要を示した内容で、グリーン化、デジタル化、男女平等、社会的・地域的結束の 4 つが柱となっている。同計画によると、スペインは 2021 年～2026 年の間に合計 1,400 億ユーロの投資を目指している。特にグリーン化およびデジタル化に注力されており、基金のうち 7 割が同 2 つの柱に集中している。

グリーン化関連施策は、再生可能エネルギー発電所の展開、電気自動車販売台数の増加（2030 年までに 25 万台）、充電インフラの拡大（10 万か所に増設）、住宅のエネルギー効率化に加え、洋上風力発電の活用、グリーン水素の導入が含まれている。輸送部門に関しては、グリーン水素が海運、鉄道輸送、航空輸送において潜在力を有すると述べられている。

3.6.5 スペインの支援プログラム

スペイン国内レベルでは、経済の脱炭素化がもたらす課題に対処するとともに、経済の戦略的分野・最重要な製造部門におけるエネルギー移行に取り組むイニシアチブやプロジェクトの支援を目指した資金援助プログラムが複数存在する。これらのプロジェクトの大半が研究・イノベーションに焦点を当てており、海事分野に特化したものは無い。

¹³² https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/proyectedeleydecambioclimaticoytransicionenergetica_tcm30-509256.pdf

¹³³ https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/presidencia/Paginas/2021/300421-plan_recuperacion.aspx

中小企業向け支援プログラム

産業・中小企業次官局¹³⁴は、産業競争力改善に貢献するプロジェクトへの投資支援プログラムを発表した。復興・レジリエンス基金からのリソース活用を通じて、今後数年に新たなプログラムが複数立ち上げられる予定であり、水素テクノロジーとその産業利用に向けた投資と開発研究・イノベーションプロジェクトを支援する見込みである。

CIEN 戦略的プロジェクト

CIEN 戦略的プロジェクト¹³⁵は、産業テクノロジー開発センター（CDTI）が実施する技術開発支援プログラムである。同プロジェクトは、3から8つの社によるコンソーシアムに対する支援プログラムであり、産業分野や開発される技術に関する制限は無い。申請されるプロジェクトの予算は500万から2,000万ユーロであることが条件で、プロジェクト総費用の最大85%の支援を受けることができる。

PERTE プログラム

PERTE プログラムは、復興・レジリエンス計画の一環として、再生可能エネルギー、グリーン水素、エネルギー貯蔵等を通じた経済復興に向けた戦略的プログラムである¹³⁶。政府機関より69億ユーロを投資し、計95億ユーロの民間投資を呼び込むことが期待されている。本予算は2022年以降に利用可能となる予定であり、水素バリューチェーン構築に関するプロジェクト等へ利用される予定である。

¹³⁴ <http://www.ipyme.org/es-ES/Paginas/Home.aspx>

¹³⁵ <https://www.cdti.es/index.asp?MP=100&MS=803&MN=2>

¹³⁶ <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-el-perte-de-energ%C3%ADas-renovables-hidr%C3%B3geno-renovable-y-almacenamiento-que-movilizar%C3%A1-una-inversi%C3%B3n-superior-a-16.300-millones/tcm:30-534032>

3. 7 オランダ

オランダは欧州の中でも水素分野に関して早くから取り組み、先駆的な存在となっている。これまで複数の政策を発表し、関連業界を牽引してきた。オランダ政府、産業界と港湾事業者は、水素が自国の将来と持続可能な戦略に不可欠であると認識している。オランダは大規模なガス処理産業のほか、地理的な優位性、ガスにおける専門性とインフラを有しており、国際的な水素社会の構築において主導的な役割を果たすことを目指している。EU による燃料電池水素共同実施機構（FCH-JU）の成果として、オランダ北部は、欧州で初めて「水素バレー」（水素全体のバリューチェーンの機能を有する水素経済の中心地）と認められた¹³⁷。

オランダにおいては、水素に関して特別に採択された法律は存在しない。これは、ガス規制に関する法律や、エネルギー、輸送、暖房部門に適用される法律が、水素プロジェクトにも適用されることを意味する。オランダのガス市場は、消費者・市場機構（ACM：Autoriteit Consument & Markt）によって規制されている。船舶やパイプライン等を通じたガスの輸送・供給及びガスの国際輸送網関連事業を行う企業は、ガス法に従って許可を得る必要がある。オランダは、ほかの EU 加盟国同様、2017 年の EU 代替燃料インフラ指令を国内法で適用している。この国内法には、水素供給ポイントや陸上電源供給に関して、EU 指令を直接採用した内容や技術仕様が含まれるが、船舶輸送における水素利用についての特別な規格は含まれていない。

3.7.1 オランダ国家気候合意（2019 年 6 月）

オランダ政府は、2019 年 6 月 28 日に国家気候合意を発表した¹³⁸。この中で、水素および海事部門に関し、海運における CO2 排出量の大幅な削減に向けた措置を導入し、政府として主導的な役割を果たす、との目標を掲げている。

¹³⁷ <https://s3platform.jrc.ec.europa.eu/hydrogen-valleys>

¹³⁸ <https://www.klimaatkoord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/national-climate-agreement-the-netherlands>

3.7.2 海運・内陸水運・港湾におけるグリーンディール（2019年11月）

オランダ政府は、2019年11月に「海運・内陸水運・港湾におけるグリーンディール」を発表した¹³⁹。海運、内陸水路、港湾分野のグリーン化を推進するための政府目標を定めたものであり、短・中・長期的な目標値を以下のように定めている。

【2035年まで】

- ・内陸水運の船舶からの GHG 排出量を 2015 年比 40%～50%削減する
- ・内陸水運向け船舶 150 隻以上にゼロエミッション推進機関を導入する
- ・1 隻以上のゼロエミッション外航船舶を導入する

【2035年まで】

- ・内陸水運の船舶からの環境汚染排出を 2015 年比 35%～50%削減する

【2050年まで】

- ・内陸水運にゼロエミッションまたはカーボンニュートラル船舶を導入する
- ・海運分野からの GHG 排出量を 2008 年比 70%削減する
- ・2050 年以降早期に海運分野の気候中立を達成する

3.7.3 水素に関する国家戦略（2020年4月）

オランダ政府は 2020 年 4 月 6 日、水素に関する国家戦略を公表した¹⁴⁰。これは、オランダ国家気候合意に基づく包括的な政策アジェンダ、2019 年の海運・内陸水運・港湾におけるグリーンディールの内容を含むものである。海洋に面し洋上風力発電をベースにしたグリーン水素の生産を可能とする地理的条件、既存の天然ガスインフラ設備、Shell 社をはじめとする大手エネルギー産業の立地等を踏まえ、オランダが水素バリューチェーンの展開を好機と捉えていることが伺える。

政府は、水素バリューチェーンを展開するにあたり、再生可能電力を利用したグリーン電力のみならず、製造過程において CCS を組み合わせた化石燃料ベースのブルー水素も推進の対象と捉えている。政府は 2019 年から 2030 年までの 11 年間で 3 つのフェーズに分け、それぞれ具体の目標を設定している。

¹³⁹ <https://www.greendeals.nl/sites/default/files/2019-11/GD230%20Green%20Deal%20on%20Maritime%20and%20Inland%20shipping%20and%20Ports.pdf>

¹⁴⁰ <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>

【第1段階：2019年～2021年】

- ・ 産業クラスターにおける電気分解による水素の生産と水素の利用を奨励

【第2段階：2022年～2025年】

- ・ 第1段階の活動を拡張し、水素需要の拡大、地域インフラの整備を推進
- ・ 水素電解設備の容量を500MWまで拡大する

【第3段階：2026年～2030年】

- ・ 水素電解設備の容量を3～4GWまで拡大し、関連するインフラ設備を拡張
- ・ 水素のグリーン化を図るとともに、グリーン水素の輸入、流通を促進し、水素ハブを構築する

3.7.4 オランダ海事マスタープラン（2021年5月）

オランダ政府は、海運・内陸水運・港湾におけるグリーンディールに続き、防衛省および公共事業・水運管理総局（Rijkswaterstaat）と協力して、海事マスタープランを発表した¹⁴¹。同プランは、グリーンディールの実現に向けたロードマップであり、2030年までにゼロエミッション船30隻を建造し、防衛省と水運管理局で導入することを目指す（図26）。

ゼロエミッション導入に向け、2021年以降に技術開発に5,000万ユーロ規模の支援を行うことが予定されている。船種・サイズに応じ様々な外洋船舶向けに水素、アンモニア、メタノール燃料の適用に関する応用技術の開発を目指している。

オランダ政府は、野心的な目標設定の一方で、必要とされる技術的課題が大きいことも認めており、外洋船舶を含む大型船舶に水素等グリーン燃料が使用可能になるのは早くとも2030年頃になると推測している。

¹⁴¹ <https://portxl.org/news/2030-vision-the-dutch-maritime-masterplan/>



図 26：オランダ海事マスタープラン概要

3.7.5 オランダの支援プログラム

オランダ政府は、水素の利用拡大に向け大規模な研究・実証プロジェクトが進められるにあたり、コストが多大になるプロジェクトへの民間からの投資を促進するため、水素を含むエネルギー関連の技術開発プロジェクトを支援するプログラムを用意している。

エネルギー・イノベーション・スキーム (DEI+)

DEI+は、オランダ企業庁によるエネルギー関連の技術開発支援プログラムである¹⁴²。エネルギー効率改善、再生可能エネルギー、CCUS、発電及び産業セクターにおける CO2 削減技術等の技術開発が支援対象となっている。

プログラム予算は約 8,000 万ユーロであり、プロジェクトあたり最大 1,500 万ユーロ、総コストの 25%の補助金を受けることができる。オランダ政府は基礎研究に加え応用研究にも重点を置き、プログラムを通じて新たな技術を産業界と共に市場に投入することを目指している。本プログラムの申請は 2022 年 1 月に締めきられた。

¹⁴² <https://business.gov.nl/subsidy/demonstration-energy-innovation-dei-subsidy/>

再生可能エネルギー移行補助金（HER+）

HER+もオランダ企業庁による支援プログラムである¹⁴³。再生可能エネルギーを利用し、2030年までのGHG排出減に貢献するプロジェクトが対象となる。対象となる再生可能エネルギーは、海洋エネルギー（水力、波力、潮力）、太陽光、風力、地熱、バイオマス等である。

予算規模は5,000万ユーロであり、プロジェクト1件あたりの最大補助金額は600万ユーロである。補助金申請は2022年3月までとなっている¹⁴⁴。

持続可能なエネルギーへの移行補助金（SDE++）

SDE++は脱炭素技術に対するオランダ企業庁による補助金制度である¹⁴⁵。グリーン電力やグリーン水素の生産、CCS等の技術を対象としており、再生可能エネルギーへの転換を目指すものである。CO2削減技術による追加コスト分について、削減するCO2-1トンあたり300ユーロを上限として補助金を交付する。

2021年の予算は50億ユーロであり、2021年申請分は同年11月に締めきられている¹⁴⁶。

¹⁴³ <https://business.gov.nl/subsidy/renewable-energy-transition/>

¹⁴⁴ <https://www.egen.green/grants/her/>

¹⁴⁵ <https://business.gov.nl/subsidy/sustainable-energy-production/>

¹⁴⁶ <https://english.rvo.nl/subsidies-programmes/sde>

3. 8 イギリス

イギリスは、周辺海域からの海洋エネルギー、風力エネルギーなど再生可能エネルギーの活用がさかんであり、脱炭素化に向けた政策を打ち出している。特に、2021年11月にイギリス・グラスゴーにて開催された国連気候変動枠組条約第26回締約国会議(COP26)の議長国であったことから、世界の環境負荷低減を牽引すべく率先して脱炭素化に向けた政策推進を図っている。

3.8.1 グリーン産業革命に向けた10項目の計画(2020年11月)

2020年11月18日、イギリス首相はグリーン産業革命を進めるための10項目の計画を発表した¹⁴⁷。この推進により政府は2030年までに120億ポンド(約140億ユーロ)を投資し、25万人の雇用を創出するとしている。10項目の概要は以下のとおりである。海運の環境負荷低減についてもポイントに挙げており、ゼロエミッション船の導入を支援するとしている。

- (1) 風力発電：2030年までに英国の全戸に電力を供給可能な風力発電(40GW)を設置する。
- (2) 水素分野：水素分野に最大5億ポンド(約6億ユーロ)を投資。2030年までに5GWの製造能力をもつ。
- (3) 原子力発電：5.25億ポンド(約6.3億ユーロ)を投資。小型原子炉、大型原子力発電所を推進する。
- (4) 電気自動車：ガソリン車・ディーゼル車の新車販売を2030年までに終了し、電気自動車への転換を促す(ただしハイブリッド車については2035年までの販売を許可)。充電ポイント、大容量バッテリー工場の設置等を含め、当該分野に最大28億ポンド(約33億ユーロ)を投資する。
- (5) 公共交通：環境負荷低減バスの導入、自転車専用レーンの設置等、クリーンな公共交通システムの導入
- (6) 航空・海運の環境負荷低減：ゼロエミッション航空機及びゼロエミッション船の実現に向けた開発プロジェクトを支援
- (7) 住宅・公共施設：住宅、学校、病院の環境負荷低減、電気料金低減のため2021年に10億ポンド(約12億ユーロ)を投資する。
- (8) CCS：2030年までにCCSによりCO₂を1000万トン相当削減。CCS産業クラスターに10億ポンド(約12億ユーロ)を支援。

¹⁴⁷ <https://www.gov.uk/government/news/pm-outlines-his-ten-point-plan-for-a-green-industrial-revolution-for-250000-jobs>

- (9) 自然の保護：2025年まで毎年30,000haの植林を実施。自然環境の回復を図る。
- (10) イノベーション等：10億ポンド（約12億ユーロ）のイノベーション基金を創設し、低炭素の技術開発支援及びグリーンファイナンスに係るグローバルセンターの設立を推進。

3.8.2 イギリス運輸脱炭素化計画（2021年7月）

イギリスは、2021年7月14日に運輸脱炭素化計画(Transport decarbonisation plan)を発表した¹⁴⁸。この計画はイギリスの各運輸部門（バス、自動車、鉄道、海運、航空）において2050年までの脱炭素化を進めるためのロードマップである。海事分野については以下の施策を進める予定としている。

- ・ 2022年より、内航海運の脱炭素化に向けた検討を行う。2050年までの可能な限り早い時期に達成できるよう、2030年以降の具体的な目標値（詳細不明）を定める。
- ・ 今後の新技術の進展や代替燃料の可能性を踏まえ、ゼロエミッションではない船舶の販売のフェーズアウトの可能性を検討する。
- ・ 内航船の脱炭素化を加速するための経済的施策を検討する。
- ・ 脱炭素化に貢献する技術開発を加速する。
- ・ 港湾における陸電供給の需要を調査し、供給体制整備の支援について検討する。
- ・ 海運向け再生可能燃料の供給について検討する。
- ・ IMO GHG 削減戦略の見直し時(2023年)により野心的なレベルを検討する。
- ・ 内航海運・外航海運の規制を検討するにあたり、適切な情報収集を行う。

3.8.3 イギリス水素戦略（2021年8月）

イギリスは、2021年8月17日、水素製造能力、流通の拡大を目指す水素戦略を発表した¹⁴⁹。2020年11月に発表したグリーン産業革命に向けた10項目の計画を踏まえた内容となっている。

同戦略では、国全体としてのネットゼロを達成するためには水素の利活用は不可欠であり、グリーン水素・ブルー水素双方の生産拡大が必要であると述べている。2030年代ま

¹⁴⁸ <https://www.gov.uk/government/publications/transport-decarbonisation-plan>

¹⁴⁹ <https://www.gov.uk/government/news/uk-government-launches-plan-for-a-world-leading-hydrogen-economy>

で複数のステップに区切り、水素の生産、供給、利用のそれぞれを戦略的に拡大している。

【第1段階：2022年～2024年】

- ・ 水電解製造能力を20MWに拡大
- ・ 水素専用パイプラインの開発、水素輸送トラック等供給網の拡充
- ・ 産業分野での実証試験、輸送モードでの利用の拡大
- ・ 低炭素水素の規格化

【第2段階：2025年～2027年】

- ・ 水電解による水素製造能力を100MWに拡大
- ・ CCUSに対応した水素製造施設の設置
- ・ 2025年までに水素生産能力を計1GWに拡大
- ・ 小規模な水素専用供給網の構築
- ・ 産業・発電・輸送部門（船舶含む）での利用拡大
- ・ ガス供給網を活用した水素混合ガスの供給

【第3段階：2028年～2030年】

- ・ 水素生産能力を計5GWに拡大
- ・ CCUSに対応した500MW以上の大規模水素製造施設の設置
- ・ 40GWの洋上風力発電の導入
- ・ 大規模な水素供給網、貯蔵施設の開発
- ・ 発電・産業・輸送部門（船舶含む）での利用の更なる拡大

3.8.4 ネットゼロ戦略（2021年10月）

イギリスは、2021年10月19日に2050年までのネットゼロ達成に向けたネットゼロ戦略を発表した¹⁵⁰。水素戦略と同様、2020年11月に発表したグリーン産業革命に向けた10項目の計画を踏まえた内容となっており、イギリス国民、企業がグリーン技術へ移行するための包括的な計画を策定している。同戦略によりイギリスに900億ポンド（約1,080億ユーロ）の投資を呼び込み、44万人の雇用を確保することが期待されている。

同戦略は、発電、燃料・水素供給、産業、建物、輸送、天然資源、GHG削減の7項目についてネットゼロを達成するための具体の目標を掲げている。これらは過去の政府計画、

¹⁵⁰ https://www.gov.uk/government/news/uks-path-to-net-zero-set-out-in-landmark-strategy?utm_medium=email&utm_campaign=govuk-notifications&utm_source=36f30e26-79f6-47ca-a667-73742daaa963&utm_content=immediately

戦略を踏まえたものとなっており、例えば発電であれば 2030 年までの洋上風力 40GW 導入、燃料・水素供給に関しては、2030 年までの水素生産能力 5GW の確立など、水素戦略と同様の目標が掲げられている。輸送分野に関しては以下の目標を掲げている。

- ・ 2030 年までのガソリン車・ディーゼル車の新車販売を終了。2035 年までに全新車販売をゼロエミッション車化。
- ・ ゼロエミッションバスを 4,000 台導入。必要なインフラを導入。
- ・ 2040 年までにディーゼル駆動列車を廃止、2050 年までに鉄道網をネットゼロ化。
- ・ 海運の脱炭素化に向け、クリーンな船舶及びインフラの技術開発・実証を実施。
- ・ ゼロエミッション航空の実現のための持続可能な燃料 (SAF) の商業化。2030 年までに航空燃料の 10% に SAF を導入する。

3.8.5 イギリスの支援プログラム

Clean Maritime Demonstration Competition (CMDC)

2020 年 11 月にイギリス首相が発表したグリーン産業革命に向けた 10 項目の計画¹⁵¹にて、「ゼロエミッション航空機及びゼロエミッション船の実現に向けた開発プロジェクトを支援」すること、また、海運分野に関し環境負荷低減に向けた取り組みに約 2,000 万ポンド（約 2,400 万ユーロ）を投資することが発表された。

これに基づきプロジェクトの募集が行われ、2021 年 9 月に 55 のプロジェクトへの支援が決定した¹⁵²。支援総額は約 2,300 万ポンド（約 2,700 万ユーロ）となっている。多くのプロジェクトが複数の企業・大学の連携プロジェクトになっており、主なものとして以下のプロジェクトが含まれている¹⁵³。

- ・ Direct Ammonia Fuel Cells for Maritime Propulsion :
アンモニア燃料電池の船舶推進システムへの利用
- ・ Hydrogen Offshore Transport System :
洋上風力発電からのグリーン水素製造、及び水素輸送に関する検討

¹⁵¹ <https://www.gov.uk/government/publications/the-ten-point-plan-for-a-green-industrial-revolution>

¹⁵² <https://www.gov.uk/government/publications/clean-maritime-demonstration-competition-cmdc>

¹⁵³ https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fassets.publishing.service.gov.uk%2Fgovernment%2Fuploads%2Fsystem%2Fuploads%2Fattachment_data%2Ffile%2F1016814%2Fclean-maritime-demonstration-competition-winners.ods&wdOrigin=BROWSELINK

- Dover Clean Ferry Power :
ドーバー港における陸上電源システム開発及び陸電を活用したハイブリッド電気推進フェリーの検討
- SKYTUG Wind Propulsion :
カイトによる風力エネルギーを利用したタグボートのコンセプト開発
- Green Hydrogen Production Barge :
船舶向けグリーン水素の製造・貯蔵設備を載せたバージの開発
- Hydrogen Bunkering for Crew Transfer Vessels :
洋上風力向け CTV への水素燃料バンカリングシステムの開発
- Ammonia Marine Propulsion System - USV (AMPS-USV) :
アンモニア燃料電池の無人船 (Unmanned Surface Vessel、調査船のような小型のもの) への利用
- High Efficiency Controllable Pitch Propeller :
高効率可変ピッチプロペラの開発
- Offshore wind on-turbine electrical vessel charging system :
洋上風力タワーからの直接充電システムの開発、実証
- Marinization and Installation of PCB Hydrogen Fuel Cell into Unmanned Surface Vessel for Demonstration :
USV への水素燃料電池の搭載、実証
- A pilot plant demonstration of Direct Air Capture (DAC) of atmospheric CO₂ :
グリーンメタノール燃料の製造に向けた CO₂ 直接回収プラントの実証

3. 9 欧州他国の水素戦略準備状況

欧州では 2021 年時点で水素国家戦略を策定していなくとも、策定に向け準備、議論を進めている国が多く存在する。以下では、各国の準備、議論の状況を説明する。

3.9.1 スウェーデン

スウェーデンは、2015 年 11 月に化石燃料からの脱却を目指すイニシアチブである Fossil Free Sweden が発表された¹⁵⁴。このイニシアチブは、世界初の化石燃料の無い福祉国家を目指すとする以下の野心的な目標を掲げ、スウェーデン政府による運営のもと、企業、自治体等と連携した取り組みを進めている。

- ・ 政府機関、産業界が化石燃料からの脱却に向けて連携し、技術開発、イノベーション・新たなビジネスモデルの創出、雇用創出、持続可能な社会の実現に向けて努力し、パリ協定の目標達成に貢献する。
- ・ 2020 年までに GHG 排出量を 1990 年比 40%削減する。
- ・ 輸送部門のグリーン化、再生可能エネルギーの活用増を図る。このための手法として環境税の増税を検討する。

このイニシアチブは、2021 年 1 月に脱化石燃料を図るためロードマップを公表し、政府に対する提言を行った。

ロードマップでは、2030 年までに再生可能エネルギー由来のグリーン水素がグレー水素に比して競争力を持つようになると見込んでおり、グリーン水素のみを優遇すべきであると提案されている。また、水素インフラの整備は、既に水素を利用している又は利用見込みのある港湾や鉄道等の既存インフラを中心に、各地域において部門横断的な水素クラスターを形成することにより急速に進むと見ている。ロードマップにおいては、政府に対して、特に以下のような様々な措置を講じることを提言している。

- ・ 政府は 2021 年中にスウェーデンの電力グリッド事業者である Svenska kraftnät 社に対して電力グリッド計画の策定を指示すべきである。当該計画は、産業の電化を可能にする上で優先される送電線を指定し、送電線整備の工程表を提示するものとなる。

¹⁵⁴ <https://www.government.se/information-material/2015/11/the-goal-is-a-fossil-free-sweden/>

- ・ 政府は、水素製造のための電解設備設置目標を 2022 年までに設定するべきである。当該目標は 2030 年までに 3GW、2045 年までに 8GW の電解容量を設置することを含めるべきである。
- ・ 政府はグリーン水素の生産プロジェクトを支援するための方策に関して早期に調査を実施するべきである。

当該イニシアチブの動きと並行し、スウェーデン政府は 2021 年 2 月に、同国エネルギー庁に対し、包括的な水素戦略及びアンモニアを含む国家エネルギーシステムに関する提案を作成するよう指示をしており、戦略策定に向けた作業が進められている¹⁵⁵。

3.9.2 フィンランド

フィンランドは、2021 年時点で国家としての水素戦略を定めていない。国家エネルギー・気候戦略において 2035 年までのカーボンニュートラルの達成、また、2050 年までにカーボンネガティブ（国全体の GHG 排出量をマイナスにする）ことを目標として定めており、その戦略の一部として水素燃料の利活用を据えている。

国家エネルギー・気候戦略では、化石燃料を再生可能エネルギーや低炭素代替燃料に置き換えることを目指しており、グリーン水素は電力及び輸送のグリーン化を可能にする唯一のエネルギーキャリアと捉えられている。フィンランドにおける貿易・投資促進を担当する政府保有企業であるビジネスフィンランドは 2020 年 11 月に国家水素ロードマップを策定し、生産、輸送、利用のそれぞれの機能拡大、バリューチェーン構築の重要性について提言を行っている¹⁵⁶。

3.9.3 ギリシャ

2020 年 12 月、ギリシャ環境エネルギー省は、「再生可能エネルギー由来の水素および他のガスの技術と応用の促進に関する国家戦略計画」を起草するための特別委員会の設置を発表した¹⁵⁷。同委員会は、国内のエネルギー部門（発電、天然ガスネットワーク、輸送、産業）における水素応用の発展可能性を評価して、水素の応用と技術

¹⁵⁵ <https://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2021/02/uppdrag-att-ta-fram-forslag-till-en-strategi-for-vatgas-och-elektrobranslen/>

¹⁵⁶ https://www.businessfinland.fi/4abb35/globalassets/finnish-customers/02-build-your-network/bioeconomy--cleantech/alykas-energia/bf_national_hydrogen_roadmap_2020.pdf

¹⁵⁷ <https://diavgeia.gov.gr/decision/view/6%CE%A0%CE%A6%CE%A04653%CE%A08-9%CE%92%CE%9D>

を促進するための政策措置を提案し、水素の応用と技術に関する技術的および経済的要件を特定することを任務としている¹⁵⁸。同委員会がまとめる国家戦略の起草案の土台は、2019年に公表された国家エネルギー気候計画において示されている。同計画では、2030年までにギリシャのエネルギー気候目標を達成する上での目標および政策、措置が定められている。

国家戦略計画のための特別委員会は2021年第3四半期に作業を完了することが期待されていたが、作業には遅れが生じており、草案は2022年前半に提示される予定である。

¹⁵⁸ <https://ypen.gov.gr/systasi-epitropis-gia-ti-charaxi-ethnikis-stratigikis-gia-to-ydrogono/>

4. 水素バリューチェーンに関連するプロジェクト・技術開発

これまで、水素の生産から利用のバリューチェーンは比較的小規模の範囲で完結、すなわち、生産地と利用地が比較的近い中で行われていた。今後、脱炭素化に向けた世界的な需要増に向け、製造、輸送、利用の各機能の拡大が求められるとともに、その範囲が大規模になりつつある。

この章では、欧州で現在進捗している水素バリューチェーンに関するプロジェクト及び技術開発を紹介する。

4. 1 水素関連プロジェクト及び研究開発の傾向

エネルギー、輸送機器、各産業の大手企業による水素に関するグローバルなイニシアチブである水素協議会（Hydrogen Council）にによれば、2021年7月現在、世界で実施・発表されている水素プロジェクトの数は359件であった¹⁵⁹。同協議会が2021年2月に発表した時点では228件であり、世界全体で水素関連のプロジェクトが加速していることが伺える。これらプロジェクトのうち、60%超にあたる約230件のプロジェクトが欧州で行われているが、または予定されており、欧州が水素プロジェクトを牽引していることが伺える。

この他、重要な地域として、日本・韓国・中国をはじめとするアジア地域、オーストラリア、米国が挙げられる。欧州では、水素生産に関連するプロジェクト、及び、複数国を跨ぐ水素の生産、輸送、利用を対象とした統合型の水素バリューチェーン全体のプロジェクトが多い傾向がある。このような水素経済圏に関するプロジェクトは、欧州において2021年2月時点で既に21件のプロジェクトが確認されている。アジア地域、特に水素需要が強い日本及び韓国では、産業用途や輸送用途のプロジェクト、例えば道路輸送用途やグリーンアンモニア、液体水素（LH2）、液体有機水素キャリア（LOHC）関連のプロジェクトが多い傾向がある。

国・地域におけるプロジェクト数及び進捗の度合いは、水素関連へのプロジェクトへ投資する態勢の有無に依るところが大きい。2021年2月までに確認されている水素関連プロジェクトの実現には、2030年までに総額3,000億ドル以上（約2,500億ユーロ以上）の投資を必要とするが、これらプロジェクトのうち75%は公表されたただけであって資金拠出が約束されていない。2021年2月時点では、2030年までに確

¹⁵⁹ <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

定している投資は 800 億ドル（約 680 億ユーロ）と推定されており、このうち計画段階のプロジェクト向けが 450 億ドル（約 400 億ユーロ）、既に実行に移っているプロジェクト向けが約 380 億ドル（約 330 億ユーロ）となっている。なお、水素協議会の 2021 年 7 月の発表によれば、確認されたプロジェクト数が 359 に増加し、プロジェクト実現のために 2030 年までに必要な投資額は 5,000 億ドル（約 4,400 億ユーロ）に上ると推計されている。

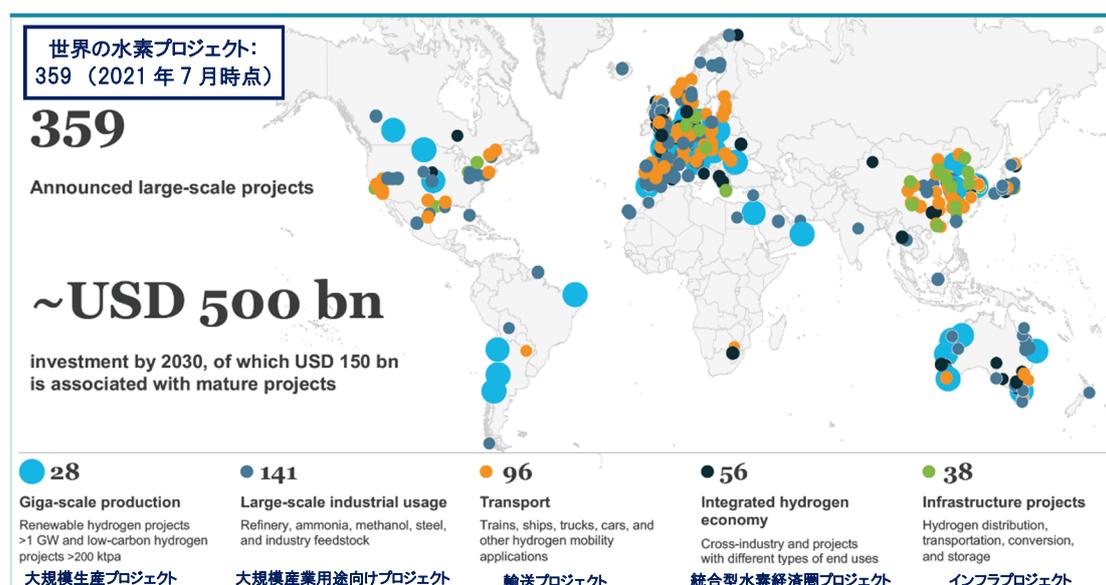


図 27：世界の水素関連プロジェクトの分布 (Hydrogen Council, Hydrogen Insight 2021)

水素プロジェクトへの投資額を地域別にみると、投資計画が最も多いのは欧州であり全体のほぼ半分（45%）を占め、次点にアジアが続いている。また、プロジェクトの部門別では、生産プロジェクトへの投資額の割合が最大となっている。

水素関連プロジェクトの傾向として、クリーン水素（ここでは、再生可能エネルギー由来のグリーン水素及び化石燃料由来であって CCS を組み合わせるブルー水素の双方を示す）の生産能力向上に関するプロジェクト、及び、需要と供給を結ぶ輸送プロジェクトが増加している。現在発表されているプロジェクトによれば、クリーン水素生産能力は 2030 年までに年間 1,000～1,100 万トンになる見込みであり、このうち 70%はグリーン水素、30%がブルー水素のプロジェクトである¹⁶⁰。これらのプロジェクトはこの 1～2 年の間に相次いで発表された。グリーン水素プロジェクトでは、再生可能エネルギー源として太陽光発電、風力発電の活用が期待されている。

¹⁶⁰ Hydrogen Europe, Clean Hydrogen Monitor 2020, <https://hydrogeneurope.eu/reports/>

4. 2 水素クラスター プロジェクト

一定の地域で水素の製造、輸送、利用の各機能を拡大し、当該地域を水素ハブ化しようとする動きが増えている。これらのプロジェクトでは、将来的にグリーン水素の需要が増えることから、太陽光発電または風力発電による再生可能エネルギー由来のグリーン水素を製造し、産業セクターでの利用、周辺地域の利用を目指すとしている。

また、余剰の水素が発生する場合は水素の輸出を、水素が不足する場合は外部からの輸入を必要とする場合がある。

4.2.1 H2 ボルドー・プロジェクト（フランス、ボルドー）

H2 Bordeaux プロジェクトは、フランス・ボルドー都市圏の工場において生産された水素をモビリティ向け代替燃料として活用し、ボルドー港中核部の脱炭素化を図ることを目指すプロジェクトである¹⁶¹ ¹⁶²。水素バリューチェーン全体（回収、処理、貯蔵、輸送、活用）での可能性を分析・研究する。特にボルドー港湾地域で回収された水素を活用するために必要なインフラに焦点を当てることとされている。また、水素市場の発展、港湾環境の将来的な脱炭素化に貢献することを目指す。

Storengy France（フランス・エネルギー企業）、ボルドー港が参画。総事業費 75 万ユーロのうち、EU より 50%の 37.5 万ユーロの支援を受ける。

¹⁶¹ <https://www.bordeaux-port.fr/sites/default/files/Communique%20de%20presse-GPMB-H2Bordeaux-9-09-2020.pdf>

¹⁶² <https://www.h2bordeaux.eu/>

4.2.2 Hamburg Green Hydrogen Hub（ドイツ、ハンブルグ）

ハンブルグ港湾全体での脱炭素化を目指すプロジェクトである¹⁶³。シェル、三菱重工業、Wärme Hamburg（ハンブルグの電力会社）、Vattenfall（スウェーデン、大手電力会社）が参画している。水素をハンブルグの産業・港湾に供給するほか、周辺地域に水素を供給するネットワークを構築し、ハンブルグをグリーンエネルギー・ハブとすることを目的とする。

ハンブルグ州モーアブルグ発電所に 100MW 級の電解槽施設を建設し、再生可能エネルギー（風力・太陽光発電の電力）からグリーン水素を製造する。電解槽施設は更に拡張を予定している。将来的には、製造したグリーン水素を近郊産業・運輸部門で活用し、余剰水素はパイプラインにより各地へ移送することを検討している。

プロジェクトは 2020 年に稼働しており、モーアブルグ発電所など既存のインフラをどの程度活用できるか検討を行っている。2025 年に水素製造開始を目指す。

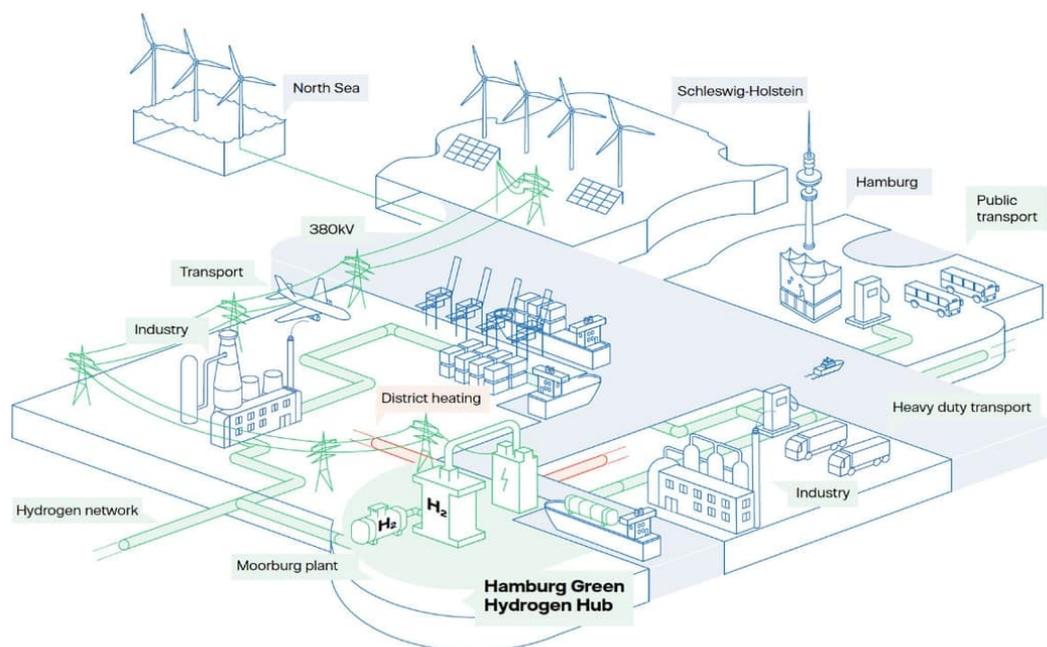


図 28：Hamburg Green Hydrogen Hub の構想イメージ

¹⁶³ <https://www.hghh.eu/en>

4.2.3 Westküste 100 プロジェクト（ドイツ、ハイデ）

Westküste 100 プロジェクトは、ドイツ・ハイデ市においてグリーン水素の製造から供給のサプライチェーン構築を目指すプロジェクトである¹⁶⁴。ハイデ製油所に30MWの電解プラントを建設し、洋上風力発電からの再生可能エネルギーを用いてグリーン水素を製造する¹⁶⁵。

製油所で製造されるグリーン水素はハイデ市内のガスグリッドまたは新たに建設する水素専用グリッドを通じて周辺の水素貯蔵施設、水素ステーション、周辺産業・住居に供給し、活用される。電解プラントは2023年の運用開始を目指す。

本プロジェクトにはØrsted（デンマーク、洋上風力）、OGE（ドイツ、エネルギー供給）、Raffinerie Heide（ドイツ、製油所）、Holcom（ドイツ、建設）、ハイデ地域開発庁等が参画している。プロジェクト資金総額は8,900万ユーロに上り、ドイツ連邦経済エネルギー省より3,000万ユーロの支援を受ける予定である¹⁶⁶。

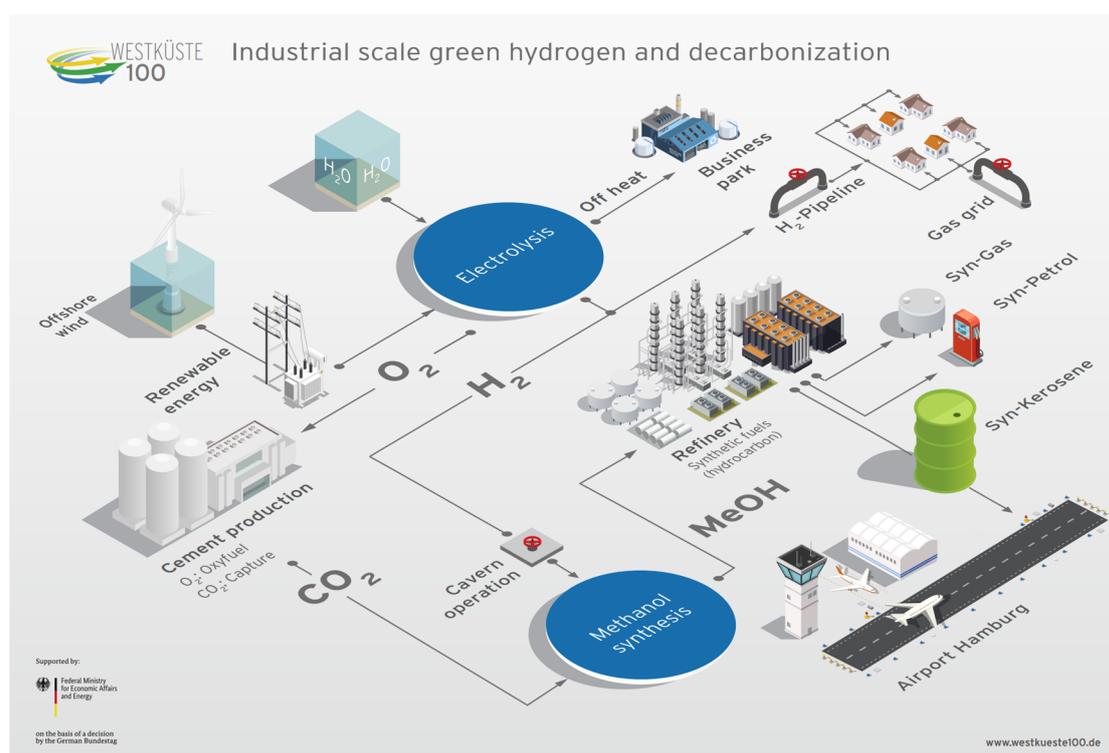


図 29：Westkueste 100 プロジェクト概要

¹⁶⁴ <https://oge.net/en/us/projects/our-hydrogen-projects/westkueste-100>

¹⁶⁵ <https://www.westkueste100.de/en/>

¹⁶⁶ <https://www.westkueste100.de/en/green-light-for-green-hydrogen-westkueste100-receives-funding-approval-from-the-federal-ministry-of-economic-affairs/>

4.2.4 ZEEDS プロジェクト（ノルウェー、ベルレバーク）

ZEEDS はノルウェー北部のベルレバークを中心にゼロエミッションエネルギーの供給サービス確立を目指すイニシアチブである¹⁶⁷。ノルウェー沿岸で再生可能エネルギーよりグリーン水素・グリーンアンモニアを製造し、これを燃料とするゼロエミ船の運航や、当該船舶によるグリーン燃料の供給網構築を目指す。

洋上風力の近くに浮体式の水素・アンモニア製造プラットフォームを作り、燃料供給のハブとする。洋上風力からのグリーン電力を活用することでグリーン水素・グリーンアンモニアの製造が可能になる。

ベルレバークではオンショアの風力発電よりグリーンアンモニアを製造し燃料として各地へ輸送することを予定している。輸送にはアンモニア燃料アンモニアタンカーを活用する予定である。海底アンモニア貯蔵の構想もある。北極海を通ることにより、カナダ、米国アラスカ等も供給先として可能になる。

本プロジェクトには Aker Solutions（ノルウェー、エンジニアリング会社）、Wärtsilä（フィンランド、船舶用エンジン）、Equinor（ノルウェー、エネルギー会社）、DFDS（デンマーク、海運会社）、Greig Star（ノルウェー、海運会社）が参画。

2022 年にアンモニア燃料アンモニアタンカーの建造について決定し、2024 年の運用開始を予定、2022 年 1 月よりアンモニアエンジンのテストを予定する。本船の建造は MS Green Ammonia プロジェクトとして Pilot E プログラムより 4,630 万ノルウェークローネ（約 450 万ユーロ）の支援を受ける予定である¹⁶⁸。

¹⁶⁷ <https://zeedsinitiative.com/>

¹⁶⁸ <https://griegstar.com/grieg-and-wartsila-to-build-groundbreaking-green-ammonia-tanker/>

4.2.5 アムステルダム市ハブ化プロジェクト（オランダ、アムステルダム）

アムステルダム市による水素のハブステーション化を目指すプロジェクトである¹⁶⁹。アムステルダム近郊に電解槽を複数設置し水素製造を進めるとともに、パイプライン等による供給網を構築し、各産業、家庭への利用を促す。また、余剰水素はパイプラインを使って国内各都市へ供給することも計画している。パイプラインは既存のガスグリッド利用ま及び水素専用パイプラインの新設を検討している。

アムステルダム郊外の港湾地域に TATA スチールで利用するエネルギーを全て水素で賄うことを予定している。水素はアムステルダム沖の洋上風力からの電気を活用したグリーン水素を想定するが、それだけでは需要を満たせない。このため、液体水素の輸入を想定している。アムステルダム市は 2050 年の需要のうち 7 割程度は輸入で賄うとしており、イギリスなどから輸入できることを見込んでいるが、想定であり目は立っていない。また、将来的には船舶や航空への水素燃料供給も想定し、供給網の構築可能性を示唆している¹⁷⁰。

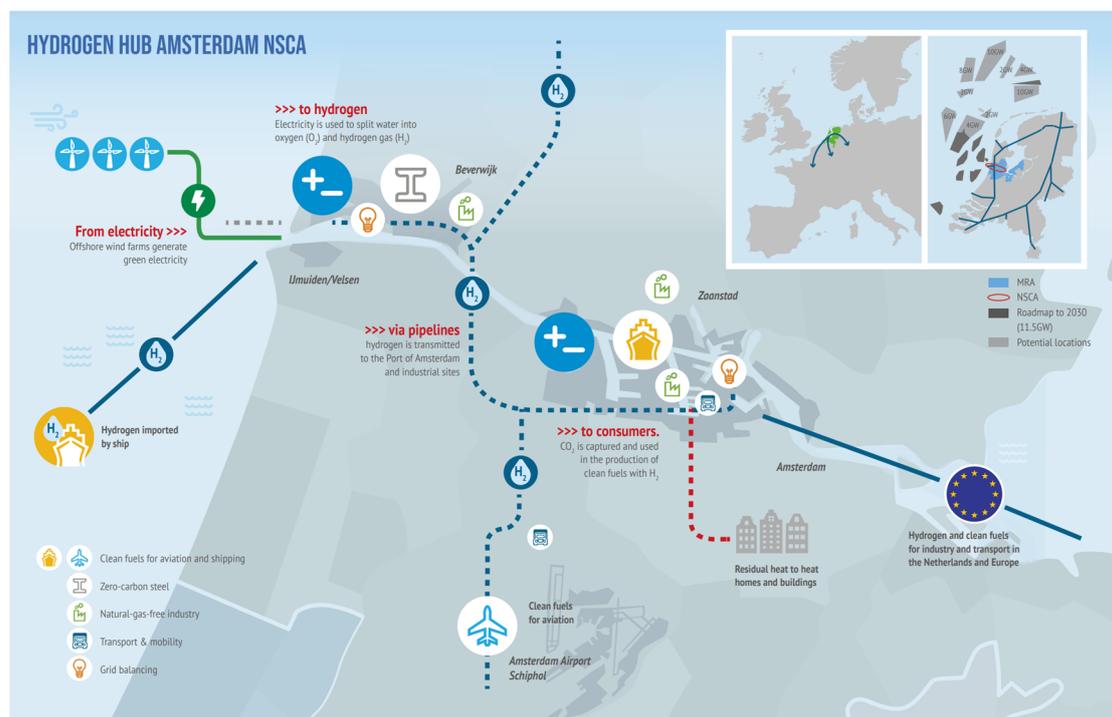


図 30：オランダ アムステルダム市のハブ化構想の概要

¹⁶⁹ https://www.portofamsterdam.com/sites/default/files/2021-10/Hydrogen%20Hub%20NZKG_uk_v06_LR%2005-10.pdf

¹⁷⁰ アムステルダム市よりヒアリングにて聴取。

4.2.6 ロッテルダム港水素ハブ化プロジェクト（オランダ、ロッテルダム）

オランダ・ロッテルダムを水素ハブ化するプロジェクトである。北海の洋上風力発電を活用したグリーン水素の製造及びCCSを組み合わせたブルー水素の製造を行い、当該水素を既存パイプライン網を経由してロッテルダム周辺の産業及び住居地域に移送し、活用することを目指す。ロッテルダム港及び Gasunie（オランダ、ドイツ、天然ガス輸送パイプライン）が参画しており、2023 年早期の運用開始を目標としている。

グリーン水素の製造は主に 2030 年から伸び、また水素輸入も 2030 年から大幅に増加することを見込んでいる。将来的には、北アフリカ、欧州南部等再生可能エネルギーの製造が多い地域における水素製造の増を見込み、当該地域から水素を輸入し、オランダ国内での活用及び余剰水素の輸出を行うことにより水素ハブとしての機能を持つことを見込んでいる。これにより 2050 年にはロッテルダム地域で流通する水素量は年間 2,000 万トン、うち 90%は輸入になると見込んでいる¹⁷¹。また、水素だけでなく、バイオマス燃料など他の持続可能エネルギーのサプライチェーンに関わることも検討されている¹⁷²。

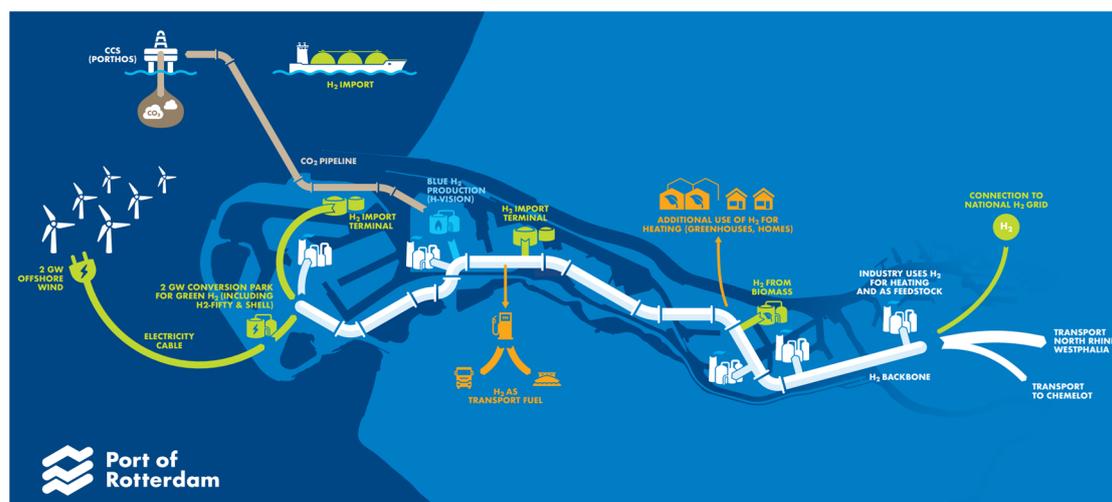


図 31：ロッテルダム港水素ハブ化構想の概要

¹⁷¹ <https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2021-06/hydrogen-economy-in-rotterdam-handout.pdf>

¹⁷² <https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2021-06/hydrogen-vision-port-of-rotterdam-authority-may-2020.pdf>

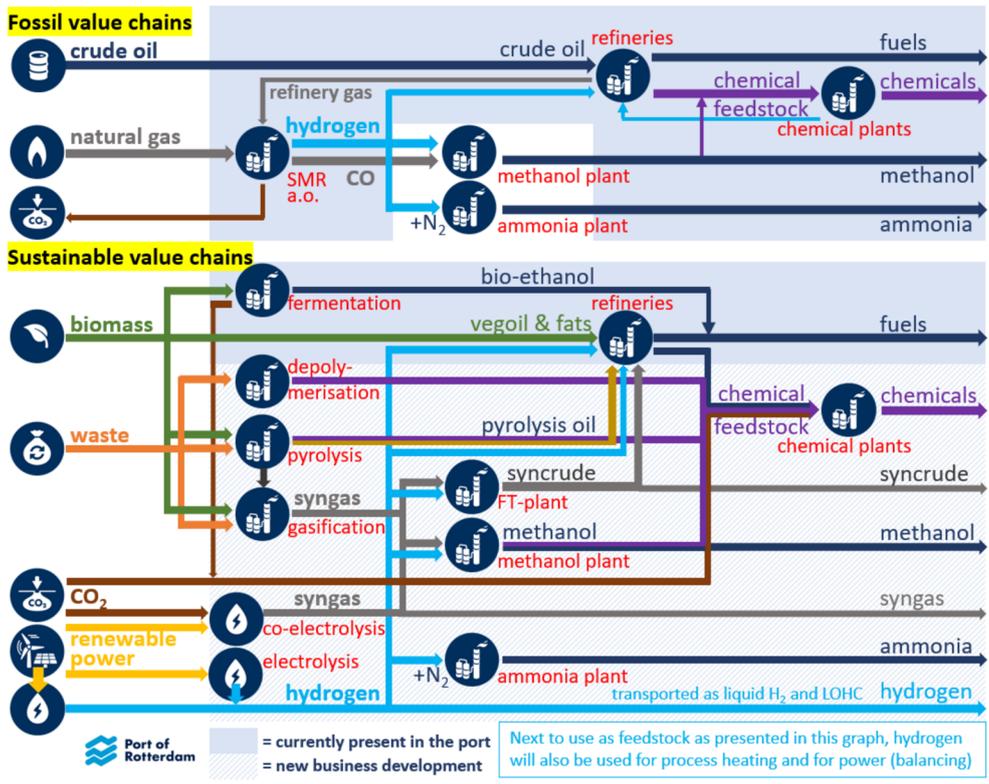


図 32： ロッテルダム港水素ハブ化における各エネルギーバリューチェーン

4.2.7 HyNet North West プロジェクト（イギリス、リバプール）

HyNet North West は、イギリス北西部に位置するリバプールを中心とした地域の低炭素化を図るクリーンエネルギープロジェクトである¹⁷³。同プロジェクトは、これら地域を英国のネットゼロに向けた道のりの先頭に据え、2025 年以降様々な経済部門の脱炭素化支援を目指す。

同プロジェクトは、産業、輸送、家庭で用いる化石燃料の代わりとして、クリーン水素を生産し活用することを目指す。また、同プロジェクトではエネルギーを大量に必要とする産業から排出された CO₂ を回収・貯留する。

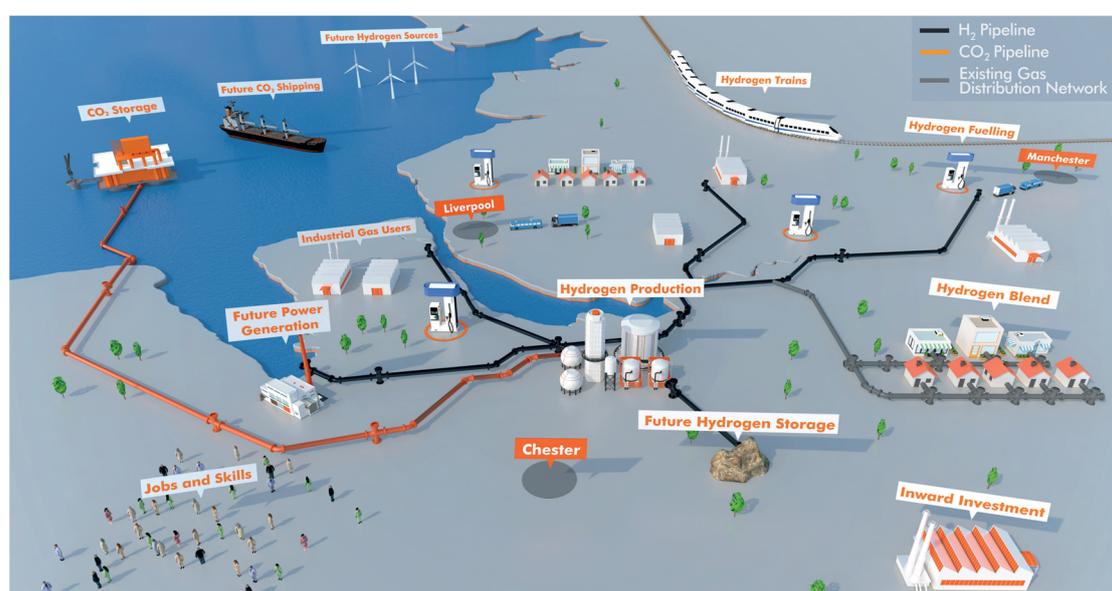


図 33：HyNet プロジェクトの全体構想

HyNet の構想では以下の野心的な目標を打ち出している¹⁷⁴。

(2025 年)

- ・ 主要産業地より年 40 万トンの CO₂ を直接回収。
- ・ Stanlow 製鉄所にて低炭素水素を年 3TWh 製造。
- ・ リバプール周辺の天然ガスパイプラインを CO₂ 移送に活用し年 100 万トンの CO₂ を海底下に回収。
- ・ 天然ガスパイプラインを活用し、水素 20%混合ガスを周辺地域に供給。

¹⁷³ <https://hynet.co.uk/about/>

¹⁷⁴ https://hynet.co.uk/wp-content/uploads/2020/10/HyNet_NW-Vision-Document-2020_FINAL.pdf

(2027-28 年)

- ・ CO2 回収量を年 300～400 万トンに増加。

(2030 年)

- ・ CO2 回収量を年 1,000 万トンに増加。
- ・ 水素製造能力を年 30TWh に増加し、少なくとも 1 つの発電所を 100%水素発電にする。運輸部門での利用を拡充。
- ・ 年 1TWh 以上の水素の地下貯留を実現。
- ・ イギリス国内に 350 km以上の水素移送パイプラインを新設。

Eni (イタリア・石油ガス会社)、Essar (インド・鉄鋼、電力等コングロマリット)、Progressive Energy (イギリス・エンジニアリング会社)、Cadent (イギリス・天然ガス事業者)、InterGen (イギリス・発電事業者) 等 40 の企業が参画している。CO2 回収、貯留にも触れており、CO2 移送に海上輸送することも視野に入っている。

4.2.8 Net Zero Teesside プロジェクト（イギリス、ティーズサイド）

Net Zero Teesside プロジェクトは、イギリス中部の都市 Teesside を中心に、CO₂ 回収・有効利用・貯留（CCUS）を通じて、地域の脱炭素化を目指す産業クラスター・プロジェクトである¹⁷⁵。低炭素発電を目指す Net Zero Teesside Power プロジェクト、CO₂ 回収・移送を目指す Northern Endurance Partnership プロジェクトなどと連携している。

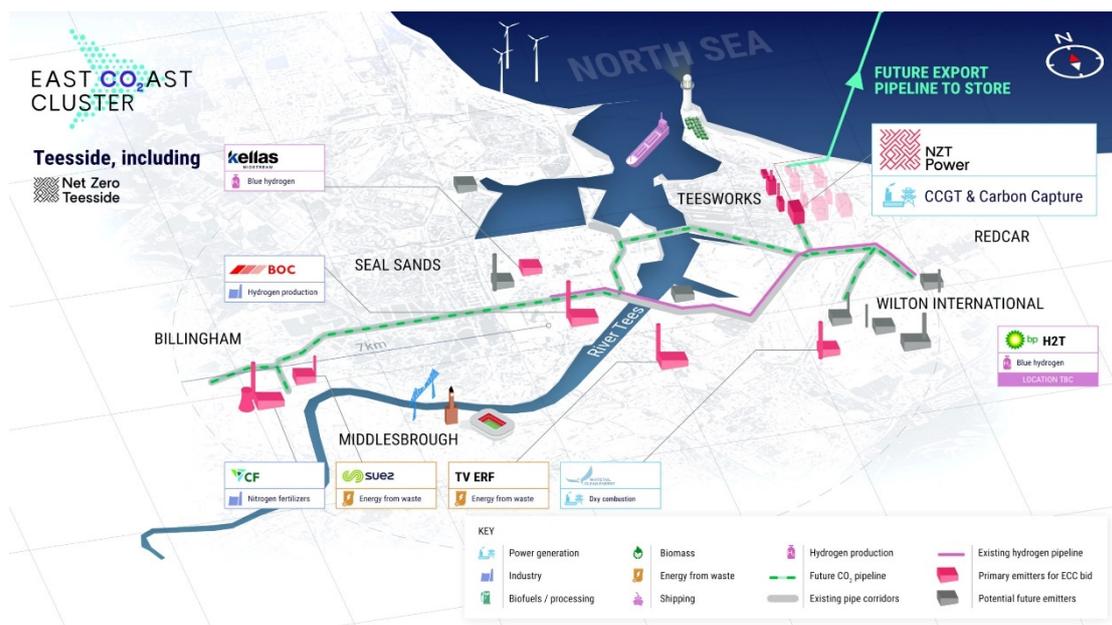


図 34：Net Zero Teesside プロジェクトの概要

同プロジェクトでは、産業から発生する CO₂ を回収・輸送・貯留するためのシステムを構築し、CO₂ は圧縮して北海の海底下に安全に貯留する。

低炭素発電プロジェクトでは、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせたコンバインドサイクル発電（CCGT：Combined Cycle Gas Turbine）で 860MW を発電（130 万戸分）し、その際に発生する最大 200 万トン/年の CO₂ を回収・貯留する。当該事業には 2 つのコンソーシアム（Technip と GE のコンソーシアム、及び、Aker Solutions と Siemens のコンソーシアム）が参画する予定。

また、CO₂ 回収・移送プロジェクトである Northern Endurance Partnership プロジェクトは、Teesside より南部にあるイギリス・Humber 地方とも連携し、イギリス

¹⁷⁵ <https://www.netzeroteesside.co.uk/>

東側の北海沖に CO2 を貯留する計画としている¹⁷⁶。これらの計画を進めることにより低炭素電力事業やインフラへの投資強化が期待されている。

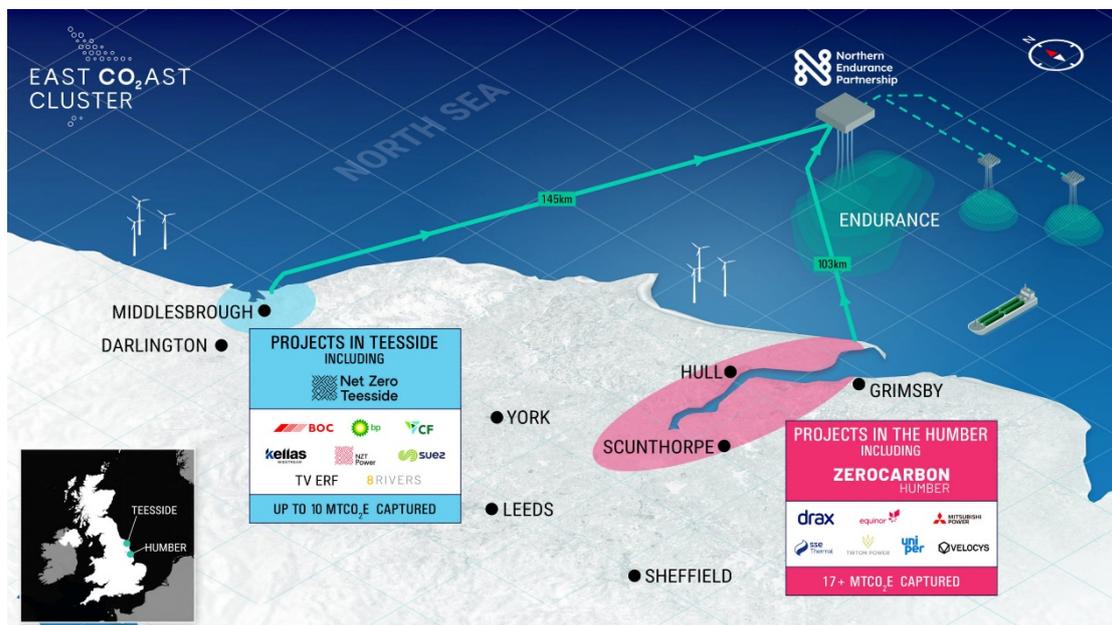


図 35 : Northern Endurance Partnership プロジェクトの概要

¹⁷⁶ <https://www.netzeroteesside.co.uk/northern-endurance-partnership/>

4.2.9 Acorn プロジェクト（イギリス、セント・ファergus）

Acorn プロジェクトは、イギリス・北東部セント・ファergus沖の CCS プロジェクト及び水素製造プロジェクトである¹⁷⁷。

CCS プロジェクトでは、セント・ファergusと CO2 貯留サイトを結ぶ既存のガスパイプラインを活用し、周辺産業より回収した CO2 を貯留するとともに、他地域にて貯留できない CO2 を輸入し、貯留も行う。貯留サイトはセント・ファergusから約 100 km の沖合に位置し、海底下 2.5km 以深のポイントを予定している。プロジェクトの第 1 段階として、2020 年代半ばまでにセント・ファergus・ガスターミナルから排出される年間 30 万トンの CO2 を回収・貯留することを目指す。

水素製造プロジェクトでは、セント・ファergus沖からの天然ガスから水素を製造し、国内のパイプライン網を利用して天然ガスと水素（20%）の混合ガスをイギリス国内に供給する。この他、イギリス国内の他の水素プロジェクトへも水素を供給する。パイプライン網による供給は、将来的に 100%水素での供給を目指す。

プロジェクトには Storagga（イギリス・スコットランドの環境コンサル）、Shell UK（イギリス）、Harbour Energy（イギリス、ガス開発会社）、North Sea Midstream Partners（イギリス、エネルギー/ガス供給会社）が参画。プロジェクト全体を通じ、以下を達成することを目指す。

- ・ 2030 年までに年間 500～1,000 万トンの CO2 を削減
- ・ セント・ファergus周辺のパイプライン 420 km を CO2 移送に再活用
- ・ イギリス国内の CO2 貯留需要のうち 30% を Acorn Project で扱う。
- ・ イギリス国内の天然ガス需要のうち 35% をセント・ファergusで処理する。

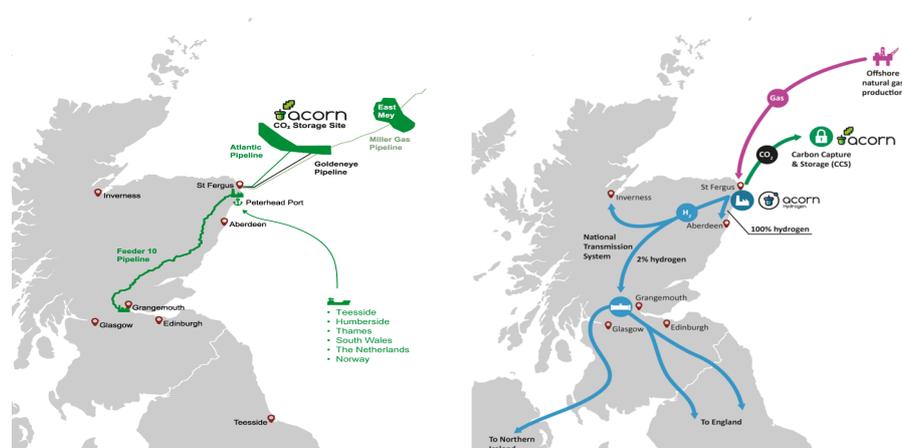


図 36：Acorn プロジェクトの概要

¹⁷⁷ <https://theacornproject.uk/>

4.2.10 オークニー諸島 BIGHIT プロジェクト（イギリス、オークニー諸島）

BIGHIT プロジェクトは、イギリス北部オークニー諸島におけるグリーン水素システム構築プロジェクトである¹⁷⁸。

オークニー諸島では、EMEC（The European Marine Energy Centre LTD、欧州海洋エネルギーセンター）が中心となり、従来より風力発電、潮力発電、波力発電による再生可能エネルギーの製造、コスト低減に向けた実証が進められ、島群内の電力エネルギーを全て再生可能エネルギーで賄っている。2013 年からは余剰エネルギー輸出（本島等へ販売）に切り替わっている。

BIGHIT プロジェクトは、余剰の再生可能エネルギーよりグリーン水素を製造し、本島側へ水素を輸送し、燃料電池等に利用するプロジェクトである。島内に 1MW 及び 0.5MW 容量の電解装置を設置し年 50 トンの水素を製造し、島内で利用（建築物の暖房施設、水素燃料電池自動車等）するとともに、余剰水素をトレーラーとフェリーでイギリス本島に運搬し、燃料電池向けに活用する。将来的には島内で使用する貨物自動車、フェリー、小型航空機などの運輸モードでの利用も視野にいられている。

プロジェクトは 2016 年 5 月に開始し、2022 年 4 月末までの予定である。Horizon 2020 プログラムより 500 万ユーロの支援¹⁷⁹及び欧州委員会の Interreg North-West Europe プログラムより 1,100 万ユーロの支援を得ている。



図 37：オークニー諸島 BIGHIT プロジェクトの概要

¹⁷⁸ <https://www.bighit.eu/>

¹⁷⁹ <https://cordis.europa.eu/project/id/700092>

4.2.11 ゼロカーボン・ハンバー・プロジェクト（イギリス、ハンバー地方）

Zerocarbon Humber プロジェクトは、イギリス中部のハンバー川周辺地域において2040年までの脱炭素化を目指すプロジェクトである¹⁸⁰。Equinor（ノルウェー、エネルギー会社）、British Steel（イギリス、製鉄会社）、National Grid Ventures（イギリス、ガス供給会社）等が参画している。

当該地域にある化学製品工業地帯にブルー水素製造プラントを建設し、天然ガス改質と CCS の組み合わせでブルー水素を製造する。また、周辺地域の産業をつなぐ水素・二酸化炭素のパイプラインを建設し、水素供給、二酸化炭素回収を促進する。回収した CO₂ は Northern Endurance Partnership プロジェクトと接続し、北海沖の海底下に貯留する。同地域内の Drax 発電所は、2018 年よりバイオエネルギーによる発電と CCS を組み合わせた BECCS（Bio Energy with Carbon Capture and Storage：バイオエネルギー利用時に CCS を組み合わせ、ネガティブエミッションを可能にする。）の実証を行っている。当該施設は 2030 年までにネガティブエミッション（CO₂ の排出量をマイナス、すなわち排出量より回収量を上回らせる。）の達成を目指している¹⁸¹。

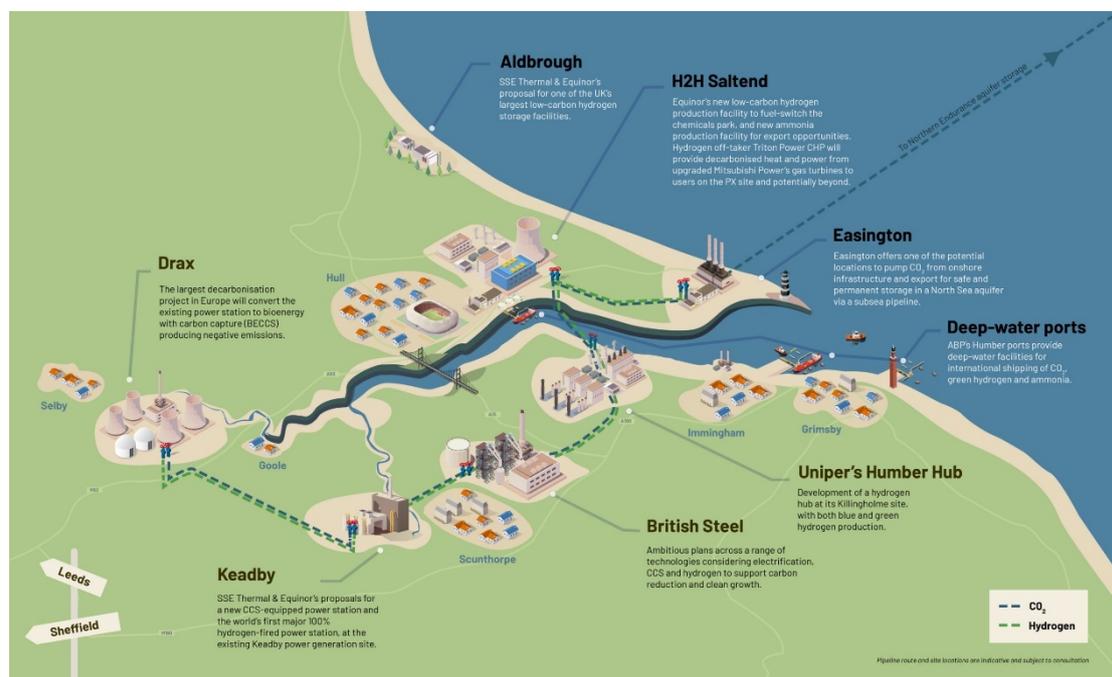


図 38：ゼロカーボン・ハンバー・プロジェクトの概要

¹⁸⁰ <https://www.zerocarbonhumber.co.uk/>

¹⁸¹ <https://www.drax.com/about-us/our-projects/bioenergy-carbon-capture-use-and-storage-beccs/>

4. 3 水素製造、輸送、利用の各プロジェクト

欧州では、地域ごとの水素ハブ化のように製造から利用までを網羅するプロジェクトではないが、製造、輸送、または利用のいずれかの機能の拡大を図るプロジェクトも進められている。以下ではそれぞれの機能に特化した主なプロジェクトを紹介する。

4.3.1 Yara/Ørsted グリーン水素・アンモニア生産プロジェクト（オランダ、水素製造）

Yara と Ørsted は、洋上風力発電の再生可能エネルギーによる水素生産及びアンモニア生産のためのプラント設立を予定している。Ørsted が運営するオランダ沖 Borssele 1 及び 2 の洋上風力発電ファームから供給される電力よりグリーン水素を製造する 100MW 級の電解槽を開発、そのグリーン水素を基にオランダの Yara Sluiskil 工場において年間 7.5 万トンのグリーンアンモニアを生産する。同拠点では従来グレー水素よりアンモニアを生産しているが、このうち 10%相当がグリーンアンモニアに切り替わる。

生産されるグリーンアンモニアは、カーボンニュートラルな肥料の製造や食品バリューチェーンの脱炭素化に用いられる。また、将来的に船舶用燃料として供給される可能性もある。

4.3.2 Nort H2 プロジェクト（オランダ、水素製造）

Nort H2 プロジェクトは洋上風力発電の電力よりグリーン水素の製造を行うプロジェクトである¹⁸²。北海に洋上風力発電ファームを整備し、得られる電力の全てをグリーン水素の製造に用いる。

洋上風力ファームは 2027 年に容量 1GW の運用を始め、2030 年までに 4GW まで徐々に拡大、2040 年には 10GW 以上まで拡大する予定である。これにより、2040 年までに年間 100 万トンのグリーン水素の製造、年間 8~10 万トンの CO2 削減を目指す。

¹⁸² <https://www.north2.eu/en/>

現在フィージビリティスタディが行われており、当該結果を踏まえ最終的な投資決定がなされる予定である。本プロジェクトには Gasunie（オランダ、ドイツ、天然ガス輸送パイプライン）、Shell、Equinor、RWE、フローニンゲン港、フローニンゲン州当局が参画している。

4.3.3 OYSTER プロジェクト（イギリス、水素製造）

OYSTER プロジェクトは、洋上風力発電による電力を用い、電解装置による洋上で水素製造を目指すプロジェクトである。オフショア条件下で安全かつ効率的に作動する電解装置の開発を目指す。

Ørsted（デンマーク、洋上風力事業者）、Siemens（スペイン、風力タービン事業者）、ITM Power（イギリス、エネルギー会社）等が参画しており、2021年1月から2024年末までの4年間の事業を予定。総予算499万ユーロは全額が Horizon 2020 の支援対象になっている。

イギリス中部の都市グリムズビーの港湾地区での開発・実証を予定している¹⁸³。

4.3.4 Hyport プロジェクト（ベルギー、水素製造・貯蔵）

Hyport プロジェクトは、ベルギー・オーステンデ港（Port of Oostende）においてグリーン水素を製造・貯蔵するプロジェクトである¹⁸⁴。オーステンデ港内に50MWの電解プラントを設置し、当該港湾沖の洋上風力ファームからの電力を用いグリーン水素を製造、貯蔵する。2022年までに実証を行う予定。

港湾沖の洋上風力ファームの拡張が計画されており、将来的には余剰の電力からグリーン水素を製造・貯蔵し、必要な際に水素エネルギーとして利用するバリューチェーンの構築を目指す。

当該プロジェクトにはオーステンテ港、Deme Group（ベルギー、海洋・港湾インフラ事業者）、PMV（ベルギー、投資金融）が参画している。

¹⁸³ <https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2021/09/862313889301790>

¹⁸⁴ <https://www.deme-group.com/news/hyportr-green-hydrogen-plant-ostend>

4.3.5 Green Octopus プロジェクト（フランス・ベルギー・ドイツ・オランダ、水素輸送）

Green Octopus は、既存のガスパイプラインを再利用し、フランス、ベルギー、ドイツ、オランダに全長 2,000km の水素輸送パイプライン網の設置を目指すプロジェクトである¹⁸⁵。港湾や産業クラスターが生み出す水素需要と供給を満たし、エネルギーシステムの統合、部門間の接合の実現を目指す。

アントワープ港（ベルギー）、ゼーブブルージュ港（ベルギー）、ロッテルダム港（オランダ）等の港湾地域及び、WaterstofNet（ベルギー、ベルギー水素関連事業者の産業クラスター）、Engie（フランス、ガス事業者）、Fluxys（ベルギー、天然ガス輸送パイプライン）、Gasunie（オランダ、ドイツ、天然ガス輸送パイプライン）等のエネルギー関連企業が参画しており、2019 年よりプロジェクト開発を開始、2030 年の完了を予定している。IPCEI の対象プロジェクトとして 970 万ユーロの支援を受けている。

4.3.6 Green Flamingo プロジェクト（ポルトガル、水素輸送）

Green Flamingo プロジェクトは、ポルトガルのグリーン水素の供給、輸出を目指すプロジェクトである。IPCEI 対象プロジェクトとして 350 万ユーロの支援を受けている。ポルトガルの太陽光発電よりグリーン水素を製造し、イベリア半島をグリーン水素輸出ハブ化することを目指す。ポルトガル・シーネス港におけるグリーン水素需要促進、イベリア半島からオランダ・ロッテルダム港への水素輸出航路開発が計画されている。

4.3.7 H2Ports プロジェクト（スペイン、水素利用）

H2Ports プロジェクトは、EU 港湾産業の、高効率の低炭素・ゼロエミッションで安全な運用モデルへの移行を図るプロジェクトであり、エネルギー効率、脱炭素化と港湾ターミナルでの安全性を高める目的で、新型の燃料電池テクノロジーの試験、評価、実証を行う¹⁸⁶。具体的には、スペイン・バレンシア港のコンテナターミナルにお

¹⁸⁵ <https://www.h2v.eu/hydrogen-valleys/green-octopus>

¹⁸⁶ <https://h2ports.eu/>

いて、荷役作業に利用するトラクター、リーチスタッカーを燃料電池駆動とし、また、これら港湾機器に水素を供給する水素ステーションを配備し、実証を行う。

同プロジェクトはバレンシア港、MSC Terminal Valencia（スペイン、港湾荷役）等が参画し、2019年から2022年末までの予定としている。Horizon 2020の支援対象になっており、全予算411万ユーロのうち、399万ユーロの支援を受ける予定である¹⁸⁷。

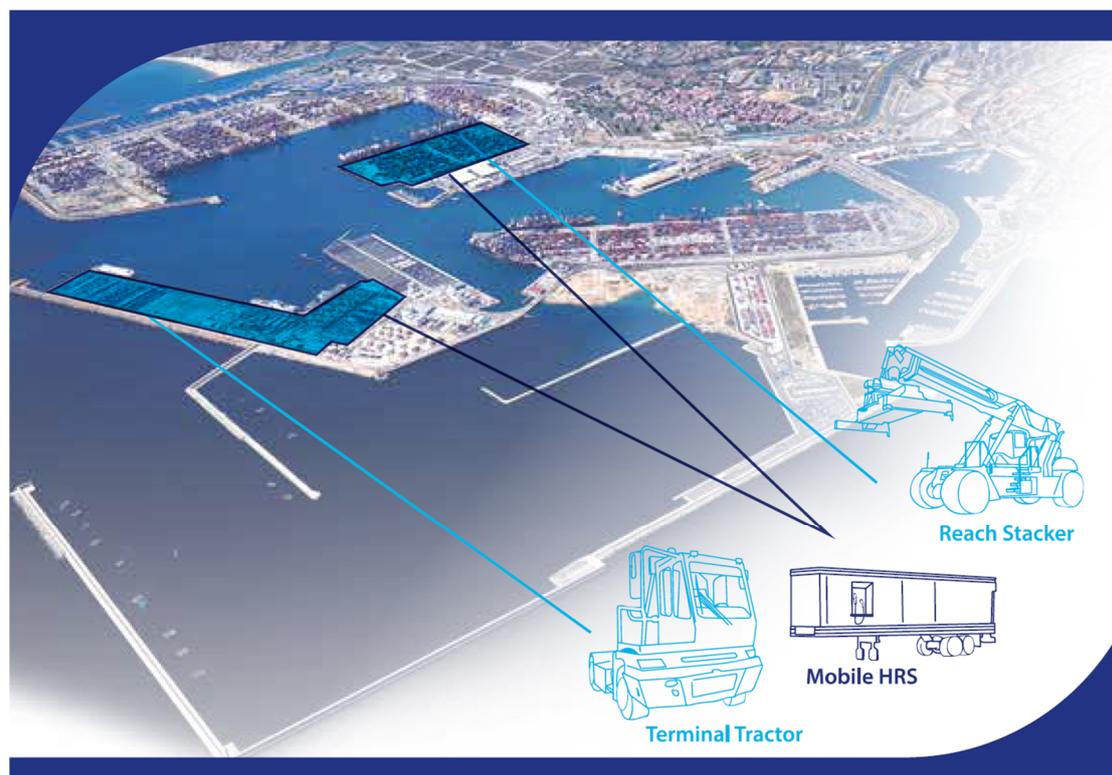


図 39：H2Ports プロジェクトの概要、港湾機器の水素利用を促進¹⁸⁸

¹⁸⁷ <https://cordis.europa.eu/project/id/826339>

¹⁸⁸ <https://h2ports.eu/wp-content/uploads/2022/02/H2PORTS-Brochure.pdf>

4.3.8 HyDeploy プロジェクト（イギリス、水素輸送・利用）

HyDeploy は、家庭用ガス供給網を活用し、天然ガスと最大 20%の水素の混合ガスを供給し、イギリスの CO2 排出減を目指すプロジェクトである¹⁸⁹。2019 年 10 月に開始され、第 1 段階としてイギリス政府とスタッフォード大学が連携し、同大学キャンパス内のガス網に天然ガスと水素の混合ガスを供給し、使用の可否の解析が行われている。現在、水素 15%までの実証が完了しており、水素 20%までの増加に向けて研究が進められている。

第 1 段階実証後は、公共のガス網を活用し、650 戸以上を対象とした実証を予定している。Cadent（イギリス・天然ガス事業者）、Northern Gas Networks（イギリス・ガス供給会社）、イギリス・キール大学、ITM Power（イギリス、エネルギー会社）等が参画し、2019 年から 2023 年までの事業を予定。イギリス政府ガス電力市場規制局（Ofgem）より 700 万ポンド（約 840 万ユーロ）の資金提供を受けている。

¹⁸⁹ <https://hydeploy.co.uk/>

4. 4 船舶関連プロジェクト

水素の輸送及び利用に関するプロジェクトとして水素を燃料として使用する船舶開発プロジェクトが進められている。主なプロジェクトを以下に紹介する。

4.4.1 HyShip プロジェクト（ノルウェー他、水素燃料電池）

HyShip プロジェクトは水素燃料電池を用いた RoRo 船を設計・建造するとともに、液体グリーン水素のサプライチェーン、バンカリングプラットフォームの確立を目指すプロジェクトである¹⁹⁰。Wilhelmsen（ノルウェー、海運会社）、Kongsberg Maritime（ノルウェー）、DNVGL（ドイツ）、Statoil（ノルウェー、エネルギー会社）等 14 社が参画している。

実証船 Topeka 号は出力 3MW の PEM 型水素燃料電池と 1,000kWh 規模のバッテリーを組み合わせ、ゼロエミッション運航を実現する。Wilhelmsen が運航予定であり、2024 年の運航開始を目指す。

Horizon 2020 のプロジェクト（プロジェクト期間 2021 年～2025 年末）として指定されており、全体予算 1,079 万ユーロのうち、799 万ユーロの支援を受ける予定となっている¹⁹¹。

また、本船の運航に必要な液体水素の製造施設をノルウェー・ベルゲン北にあるモングスタッド工業地帯に建設する予定である。水素製造能力は以下のように段階的に拡大する予定としている¹⁹²。

- ・ 第 1 段階（～2024 年）：
容量 30MW の電解装置にて年 4,000 トンの水素製造
- ・ 第 2 段階（～2027 年）：
電解装置容量を 100MW へ拡大
水素、アンモニア等 e-燃料の製造
- ・ 第 3 段階（～2030 年）
e-燃料の製造を更に拡大し、海運、航空、長距離トラックの分野に燃料供給

¹⁹⁰ <https://hyship.eu/about/>

¹⁹¹ <https://cordis.europa.eu/project/id/101007205>

¹⁹² <https://d1cicexhq3kg7t.cloudfront.net/1593434962/greenspot-mongstad-external-presentation-final.pdf>

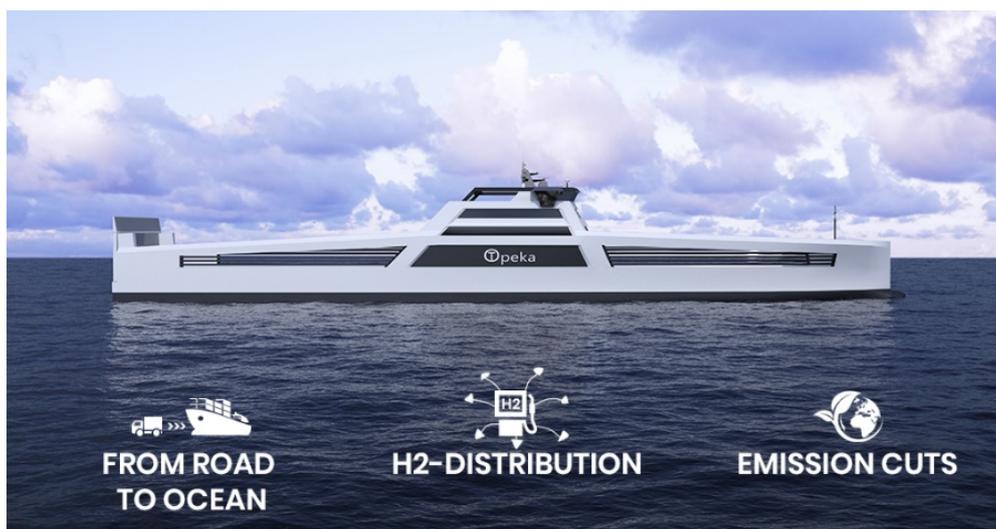


図 40 : Topeka 号コンセプト図

HyShip プロジェクト概要	
参画企業	<p><船主> Wilhelmsen (ノルウェー、コーディネーター)、Norled (ノルウェー)、Diana Shipping (ギリシャ/パナマ)、Stolt-Nielsen Inland Tanker Service (オランダ/ノルウェー)</p> <p><メーカー> Kongsberg Maritime (ノルウェー)</p> <p><コンサル> LMG Marin (ノルウェー/フランス)</p> <p><大学・研究所> PersEE (フランス)、ETH Zürich (スイス)、University of Strathclyde (英国)、Demokritos (ギリシャ)</p> <p><認証> DNV GL (ドイツ/ノルウェー)</p> <p><エネルギー企業> Equinor (ノルウェー)、Air Liquide (ノルウェー/フランス)</p> <p><その他> NCE Maritime CleanTech (ノルウェー海事クラスター)</p>
支援	<p><EU> Horizon2020 プログラムより 7,993,942 ユーロを支援</p> <p><ノルウェー政府機関 ENOVA> 2.19 億ノルウェークローネ (2,200 万ユーロ) を支援</p>
基本情報	<p><主要目> 全長 125m、幅 24m、速力 12 ノット</p> <p><船種・船型> RORO 貨物船 (積載能力: セミトレーラー 56 台)</p> <p><推進システム> バッテリー (1,000 kWh)、PEM 燃料電池 (3MW)</p> <p><燃料> 液体グリーン水素、1.2-1.4t/日</p> <p><航続距離> 約 400 海里</p>
進捗状況	<p><2020.10> ノルウェー Wilhelmsen がプロジェクトを公表</p> <p><2021.1> プロジェクト開始 (実施期間は 2021~2025 年)</p> <p><2024> 燃料電池駆動 RORO 船の運航開始を予定</p>

4.4.2 HySeas III プロジェクト（イギリス他、水素燃料電池）

HySeas III プロジェクトは、水素燃料電池システムを搭載した貨客フェリーの開発・実証を行うプロジェクトである¹⁹³。本プログラムは3部構成からなる研究プログラムの最終段階であり、第1段階の水素燃料電池を利用した船舶の構造についての調査（HySeasI、2013年）、第2段階の詳細船舶設計及びビジネスモデルの検討（HySeasII、2014-15年）踏まえ、燃料電池とバッテリーを組み合わせたハイブリッドシステム及びバンカリングシステムを搭載し、実証を行う。

Horizon 2020 プログラムに指定されており、927万ユーロの支援を受ける予定である。プロジェクトは2021年までの予定であったが、進捗が遅れている。2021年12月にKongsbergによる推進システムの試験が行われ、2022年3月までにハイブリッドシステムの設計を完了させる予定である¹⁹⁴。

HySeas III プロジェクト概要	
参画企業	<p><造船> Ferguson Marine Engineering Limited (英)</p> <p><船主> Orkney Island Council (英)</p> <p><メーカー> Ballard Power Systems Europe A/S (燃料電池システム:デンマーク)、Kongsberg Maritime AS(船舶システム:ノルウェー)、mcPhy Energy(燃料インフラ:フランス)</p> <p><大学、研究所> University of St.Andrews(コーディネーター:スコットランド)、DLR Institute of Networked Energy Systems(ドイツ)</p> <p><認証> Lloyd's Register</p> <p><政府機関> EU(資金源: Horizon 2020), イギリス MCA(HAZID WS 実施)</p> <p><NGO> Interferry</p>
支援	<EU> Horizon2020 プログラムより 9,276,373 ユーロを支援
基本情報	<p><船種・船型> RoPax フェリー</p> <p><推進システム> 水素燃料電池(定格正味出力 100kW、大きさ L 1,200mm, W 869mm, H 506mm, 重量 285kg)、バッテリー</p>
進捗状況	<p><2013> 水素燃料電池船の理論研究 (HySea I)</p> <p><2014-2015> 設計開発に向けた技術的検討 (HySea II)</p> <p><2018-2021> 船舶用のハイブリッド燃料電池発電システムを構築・試験、及び実船による実証。燃料供給インフラの検討も行う。</p>

¹⁹³ <https://www.hyseas3.eu/>

¹⁹⁴ <https://www.greencarcongress.com/2021/12/20211204-kongsberg.html>

4.4.3 Hydrogen EU-Ropax（デンマーク、水素燃料電池フェリー）

Hydrogen EU-Ropax プロジェクトは、グリーン水素を使用する大型燃料電池システムを備えたゼロエミッションのフェリーの開発プロジェクトである¹⁹⁵。最大出力23MWの水素燃料電池システムを搭載する1,800人乗りのフェリーを想定しており、年間6.4万トンのCO2削減を可能にする。

DFDS（デンマーク、旅客船事業者）、Ørsted（デンマーク、洋上風力発電事業者）、Lloyd's Register 等が参画する。2027年の運航を目指しており、EUのInnovation Fundより700万ユーロの支援を受ける予定。



図 41：水素燃料電池フェリーのコンセプト図

Hydrogen EU-Ropax プロジェクト概要	
参画企業	<船主> DFDS（デンマーク） <メーカー> ABB Marine & Ports（イギリス、エンジニアリング）、Ballard Power Systems（デンマーク、燃料電池）、Hexagon Purus（ノルウェー、燃料電池・バッテリー）、Knud E. Hansen（ノルウェー、船舶設計） <認証> Lloyd's Register（イギリス） <エネルギー企業> Ørsted（デンマーク）
支援	<EU> Innovation Fund プログラムより700万ユーロを支援予定

¹⁹⁵ <https://www.dfds.com/en/about/media/news/hydrogen-ferry-for-oslo-copenhagen>

基本情報	<p><船種・船型> RORO 旅客船 (積載能力: 車 380 台、乗客 1,800 人)</p> <p><推進システム> バッテリー (1,000 kWh)、PEM 燃料電池 (23MW)</p> <p><燃料> 圧縮水素、水素燃料タンク 44 トン</p>
進捗状況	<p><2020.11> DFDS がプロジェクトを公表</p> <p><2027> 大型水素燃料電池 RoPax 船の運航開始を予定</p>

4.4.4 FLAGSHIPS（フランス、水素燃料電池）

FLAGSHIPS プロジェクトは、水素燃料電池を用いたゼロエミッション水上輸送手段の実現可能性を追求するプロジェクトである¹⁹⁶。気体水素及び液体水素それぞれを燃料とした水素燃料電池の実証を2隻の船舶により行う。2019年に開始され、2025年3月までに実証を行う予定。

1隻目は気体水素を用いた水素燃料電池を搭載する新造船の貨物輸送船であり、フランス・セイン川で実証が予定されている。出力200kW規模のPEM型燃料電池2台を搭載する。本船はルーマニアのATG Shipyardで建造され、フランスに移送後水素燃料電池システムを搭載、2022年9月より運航を開始することを予定している¹⁹⁷。

2隻目は1993年建造のFPSワール号を改造し、出力1.2MW規模の液体水素を用いた水素燃料電池を搭載する。本船は2023年夏までに改造し、実証を行う予定となっている。

Horizon 2020 のプロジェクトに指定されており、総費用676万ユーロのうち499万ユーロの支援を受ける予定となっている¹⁹⁸。



図 42：新設計貨物輸送船のコンセプト図及びフランス移送時の様子

¹⁹⁶ <https://flagships.eu/>

¹⁹⁷ <https://flagships.eu/2022/02/10/zulu-06-en-route-pour-la-france/>

¹⁹⁸ <https://cordis.europa.eu/project/id/826215>



図 43：コンテナ船 FPS WAAL 号のコンセプト図

FLAGSHIPS プロジェクト概要	
参画企業	<p><船主> Norled AS (ノルウェー)、Compagnie Fluviale de Transport (フランス)、Sogestran (フランス)、Future Proof Shipping (オランダ)</p> <p><メーカー> Kongsberg Maritime (ノルウェー)、Ballard Power Systems (デンマーク、燃料電池)、ABB (スイス)、LMG Marin (ノルウェー/フランス、エンジニアリング)、SEAM (ノルウェー、船用)、</p> <p><大学・研究所> VTT (フィンランド、技術開発センター)、PersEE (フランス)</p> <p><その他> Maritime Cleantech (ノルウェー海事クラスター)</p>
支援	<p><EU> Horizon2020 プログラムより 4,999,978 ユーロを支援</p>
基本情報	<p>① 貨物輸送船</p> <p><船種・船型> 貨物船</p> <p><推進システム> PEM 燃料電池 (200kW×2 基)</p> <p><燃料> 水素</p> <p>② FPS WAAL 号 (コンテナ船)</p> <p><主要目> 全長 109.8m、11.40m、喫水 3.53m、1993 年建造</p> <p><船種・船型> コンテナ船 (200TEU)</p> <p><推進システム> PEM 燃料電池 (1.2MW) (改造により搭載)</p> <p><燃料> 水素</p>
進捗状況	<p><2019.1> プロジェクト開始</p> <p><2022.2> 貨物輸送船の新造船をルーマニアの造船所で建造。艀装のためフランスへ移送。</p> <p><2022.9> 貨物輸送船の実証を予定</p> <p><2023> FPS WAAL 号を改造し、実証予定</p>

4.4.5 BeHydro 水素二元燃料エンジン

ベルギーのCMB(海運会社)とABC Engine(エンジン修繕業)は、合弁企業BeHydro社を立ち上げ水素燃料とディーゼルの二元燃料エンジンを開発、販売を開始した¹⁹⁹。水素最大85%と船舶用ガスオイル(MGO)の混合燃料で稼働する。DNV-GLより基本設計承認(AIP)を取得している。出力は1MWであり、同技術により最大10MW規模のエンジンの開発も可能と言及している。

本エンジンを2基搭載した内航向けフェリーHydroBingoがツネイシクラフト&ファシリティーズ(TFC)にて建造され、2021年7月に竣工した²⁰⁰。

同エンジンはWindcat Workboats(オランダ、CTVオペレータ)向けCTV(HydroCat)²⁰¹、及びベルギー・アントワープ港湾局向けタグボート(HydroTug)にも搭載されている²⁰²。

¹⁹⁹ <https://cmb.tech/news/behydro-launch>

²⁰⁰ <https://www.cmb.be/en/news/hydrobingo-the-first-hydrogen-powered-ferry-has-been-presented>

²⁰¹ <https://www.cmb.be/en/new/cmb-technologies-and-windcat-develop-hydrogen-ctv-project>

²⁰² <https://cmb.tech/hydrotug-project>

4.4.6 STASHH プロジェクト（モジュール型燃料電池の規格）

STASHH プロジェクトは、船舶を含む運輸セクター等で広く利用可能な燃料電池モジュールの標準化を目指すプロジェクトである²⁰³。燃料電池モジュールの共通規格を策定し、生産性向上、コスト削減を可能にし、競争力を高める狙いがある。

主にバッテリーによる電動化が実用的ではない大型機器向けを想定している。Elringklinger Fuelcell Systems（オーストリア）、FCP Fuel Cell Powertrain（ドイツ）、Proton Motor Fuel Cell（ドイツ）、Nedstack Fuel Cell Technology（オランダ）等の燃料電池メーカーや、Volvo（スウェーデン）、Toyota Motor Europe（ベルギー）などの自動車・建設機器関連企業等多様な企業が参画している。造船所としてはScheepswerf Damen Gorinchem（オランダ）が参画している。

燃料電池モジュールの大きさは、幅を 700mm に固定して長さを 1,020mm から 1,700mm、高さを 340mm から 1,020mm に変化させた6つのタイプを想定している。出力はモジュール 1 つあたり 50kW から 220kW としている²⁰⁴。

StasHH	Length* mm	Width* mm	Height* mm	Expected PEM kW
HH _A	1.020	700	340	50
HH _{AA}	1.020	700	680	110
HH _B	1.360	700	340	70
HH _{BB}	1.360	700	680	145
HH _{BBB}	1.360	700	1.020	220
HH _C	1.700	700	340	90

表4：STASHH で検討されている燃料電池モジュールの大きさ・出力の定義

これらのモジュールを複数組み合わせて各運輸モードで使用することを想定している。船舶向けには、主力を 2024 年までに最大 3MW、2030 年までに 10MW まで拡大することを目指している。

²⁰³ <https://www.stashh.eu/>

²⁰⁴ <https://www.stashh.eu/sites/default/files/StasHH%20standard%20%28part%201%29%20-%20Size%20definition.pdf>

プロジェクト期間は2021年1月から2023年末を予定。Horizon 2020のプログラムに指定されており、総予算1,516万ユーロのうち、約50%の750万ユーロの支援を受ける予定である²⁰⁵。

STASHH プロジェクト概要	
参画企業	<p><船主> Future Proof Shipping (オランダ)</p> <p><メーカー> Alstom (フランス、鉄道車両)、AVL (オーストリア、自動車シミュレーション)、Ballard Power Systems (デンマーク、燃料電池)、Plastic Omnium (オーストリア、燃料電池)、FCP Fuel Cell Powertrain (ドイツ、燃料電池)、FEV Europe (ドイツ、エンジニアリング)、Freudenberg FST (ドイツ、シール材)、Hydrogenics GMBH (ドイツ、燃料電池)、Intelligent Energy (イギリス、燃料電池)、Nedstack Fuel Cell Technology (オランダ、燃料電池)、Hyster-Yale (イタリア、物流機器)、Proton Motor Fuel Cell GmbH (ドイツ、燃料電池)、Solaris (ポーランド、車両製造)、Toyota Motor Europe (ベルギー、自動車)、VDL Transport (オランダ、車両・燃料電池)、VDL Energy (オランダ、ガスタービン・コンプレッサ)、Volvo Construction Equipment (スウェーデン、建設機械)、</p> <p><造船> Scheepswerf Damen Gorinchem BV (オランダ)</p> <p><エネルギー企業> Symbio (イギリス)</p> <p><研究機関> SINTEF (ノルウェー)、CETENA (イタリア)、TNO オランダ応用科学研究機構 (オランダ)</p> <p><政府機関> フランス原子力代替エネルギー庁</p> <p><その他> WaterstofNet (ベルギー、エネルギー関連クラスター)</p>
支援	<EU> Horizon 2020 プログラムより 750 万ユーロを支援
基本情報	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料電池モジュールの規格化 ・ 船舶のみならず、鉄道、貨物自動車、建設機器等多様なモビリティへの活用を予定
進捗状況	<p><2021.1> プロジェクト開始</p> <p><2023.12> Horizon 2020 支援期間終了</p>

²⁰⁵ <https://cordis.europa.eu/project/id/101005934>

4.4.7 Ship FC プロジェクト（ノルウェー他、アンモニア燃料電池）

Ship FC プロジェクトはアンモニア燃料電池船の開発プロジェクトである²⁰⁶。Equinor 向けにノルウェーEidesvik が保有・運航するオフショア支援船 1 隻（Viking Energy 号、PSV）を改造し、出力 2MW のアンモニア燃料電池を搭載する²⁰⁷。当該改造によりグリーンアンモニアで年間最大 3,000 時間の運航が可能となり、脱炭素化に貢献する。長距離のゼロエミッション運航の可能性を追求する。実証成功後はシステムを大幅にスケールアップし、最大 20MW 級の大型アンモニア燃料電池の実現を目標とする。

Wärtsilä（ノルウェー）、ストラスクライド大学（イギリス）、Nort Sea Shipping（ノルウェー、海運会社）、Star Bulk Shipmanagement（キプロス、運航管理会社）、Yara（ノルウェー、アンモニア製造会社）、Statoil（ノルウェー、エネルギー会社）等計 13 社が参画する²⁰⁸。

Horizon 2020 の支援プロジェクトとなっており、2020 年 1 月から 2025 年末までのプロジェクトの予定である。予算総額 1,317 万ユーロで、Horizon 2020 プログラムとして 997 万ユーロの支援を受ける予定となっている。

2023 年に燃料電池を完成し、同年 12 月に Viking Energy 号へ搭載、2024 年以降の実証運航を目指す。



図 44：実証を行う Viking Energy 号とアンモニア燃料電池の搭載イメージ²⁰⁹

²⁰⁶ <https://www.fch.europa.eu/project/piloting-multi-mw-ammonia-ship-fuel-cells>

²⁰⁷ <https://cordis.europa.eu/project/id/875156>

²⁰⁸ <https://www.fch.europa.eu/press-releases/major-project-convert-offshore-vessel-run-ammonia-powered-fuel-cell>

²⁰⁹ <https://fathom.world/shipfc-project-sees-future-in-ammonia-fuel-cells-for-ocean-shipping/>

Ship FC プロジェクト概要	
参画企業	<p><船主> Eidesvik Shipping (ノルウェー「Viking Energy」)、StarBulk Management (キプロス、ばら積み船)、North Sea Shipping (ノルウェー、オフショア建設船)、Capital-Executive Ship Management Corp (ギリシャ/マーシャル諸島、コンテナ船)</p> <p><メーカー> Prototech (ノルウェー、燃料電池)、NCE Maritime Cleantech (ノルウェー、海事クラスター、プロジェクトコーディネーター)、Wärtsilä Norway (ノルウェー/フィンランド、燃料システム、船舶設計)</p> <p><エネルギー> Equinor (ノルウェー、エネルギー)、Yara International (ノルウェー、アンモニア)</p> <p><コンサル> Fraunhofer IMM (ドイツ、燃料電池)、Persee (フランス、エネルギー管理・制御、データ)</p> <p><大学・研究所> University of Strathclyde (英国、プロジェクトリーダー)、National Centre for Scientific Research Demokritis (ギリシャ)、Sustainable Energy Catapult Centre (ノルウェー、燃料電池試験)</p>
支援	<EU> Horizon2020 プログラムより 9,975,477.50 ユーロを支援
基本情報	<p>既存の PSV「Viking Energy」にアンモニア燃料電池を搭載</p> <p><主要目> 2003 年建造、94.9 x 20.62 m、5,073GT</p> <p><船種・船型> オフショアプラットフォームサプライ船 (PSV)</p> <p><推進システム> 2MW のアンモニア燃料電池 (SOFC)</p> <p><燃料> グリーンアンモニア</p>
進捗状況	<p><2021.8> Yara がグリーンアンモニアの生産と船用燃料としての流通を担う企業 HEGRA を設立</p> <p><2023.2> SOFC 燃料電池を完成</p> <p><2023.12> 「Viking Energy」にアンモニア燃料電池を搭載</p> <p><2022> YARA のグリーンアンモニア製造工場が完成予定</p> <p><2024~2025> 実証運航</p>

4.4.8 The Nordic Green Ammonia Powered Ships (NoGAPS)

(ノルウェー、アンモニア燃料船)

NoGAPS プロジェクトは、アンモニア燃料船の商用運航を目指すプロジェクトである²¹⁰。プロジェクトは概念検証と建造・運航実証の2段階に分かれている。

第1段階は2020年から2021年までに行われ、アンモニア燃料船の安全性、効率性、商業運航可能性について検証が行われた。2021年に提示された報告書では主に以下の点が強調されている²¹¹。また、アンモニア燃料船の保有コストの概算が行われており、これによればアンモニア燃料システム化することでコストは大きくなり、総保有コストは年あたり1,680万ドルになると推定されている。

- ・ 海運分野の脱炭素化に向け、アンモニア燃料船の運航は重要。
- ・ アンモニア燃料船の実現に係る技術的な事項、関連法規は大きな支障とはならない。
- ・ グリーン水素からの合成で生産されるアンモニアは信頼できるゼロエミッション燃料になる。
- ・ 持続可能なビジネスモデルの構築、実証が必要。船舶設計、燃料調達方法の検討により、コスト及びリスクを低減したモデルの検討が可能になる。
- ・ 船舶用燃料としてのアンモニアの見通しを立てるため、政府による支援が必要である。

第2段階(2022年から2025年)では、アンモニア燃料のアンモニア運搬船の詳細設計を行い、造船所の入札を経て建造を行うことを予定している。建造に向け、アンモニア燃料システムの安全性向上、タンクの大きさ・配置の決定、エネルギー効率改善を検討するとしている。

本プロジェクトは、MAN-ES(ドイツ、船用エンジン)、Wärtsilä(フィンランド、船用エンジン)、Yara(ノルウェー、アンモニア製造)、Maersk(デンマーク、コンテナ運航会社)、Ørsted(デンマーク、洋上風力事業者)、Danish Ship Finance(デンマーク、金融)等が参画している。ノルウェー政府系機関Nordic Innovationより800万ノルウェークローネ(約80万ユーロ)の支援を受けている。

²¹⁰ <https://www.nordicinnovation.org/programs/nordic-green-ammonia-powered-ships-nogaps>

²¹¹ <http://norden.diva-portal.org/smash/get/diva2:1560108/FULLTEXT02.pdf>

NoGAPS プロジェクト概要	
参画企業	<p><船主> Lauritzen Kosan (デンマーク)、Maersk (デンマーク)</p> <p><メーカー> Wärtsilä (フィンランド)、MAN-ES (ドイツ)</p> <p><エネルギー企業> Ørsted (デンマーク)、Yara (ノルウェー)</p> <p><金融> Danish Ship Finance (デンマーク)、DNB (ノルウェー)</p> <p><認証> DNV-GL (ノルウェー)</p> <p><NPO> Global Maritime Forum (デンマーク)</p>
支援	<Nordic Innovation> 800万ノルウェークローネ (約80万ユーロ) の支援
基本情報	<p><対象船・機関等> アンモニア燃料船のコンセプト開発、建造、実証</p> <p><燃料> アンモニア</p>
進捗状況	<p><2020-2021> プロジェクト第1段階、アンモニア燃料船の安全性、効率性、商業運航可能性の検証</p> <p><2022-2025> プロジェクト第2段階、詳細設計、建造、実証</p>

4.4.9 RH2INE プロジェクト（オランダ・ドイツ、輸送インフラ）

RH2INE プロジェクトはオランダ・ロッテルダムとイタリア・ジェノバを結ぶライン・アルプス回廊における輸送のゼロエミッション化を目指すプロジェクトである²¹²。水運、道路、鉄道を含む内陸輸送網に持続性のある水素燃料供給インフラの導入を目指す。

2024 年までにオランダ・ロッテルダム港とドイツ・デュイスブルグ港の間で 10~15 隻の水素燃料船の運航、3 か所の水素バンカリングステーションの設置を目指す。

Future Proof Shipping（オランダ、海運コンサル）が船主として参画。ロッテルダム港、デュイスブルグ港、オランダ・ドイツの各州政府の他、Covestro（ドイツ、化学品メーカー）、RheinCargo（ドイツ、物流会社）等民間企業も多数参画する。

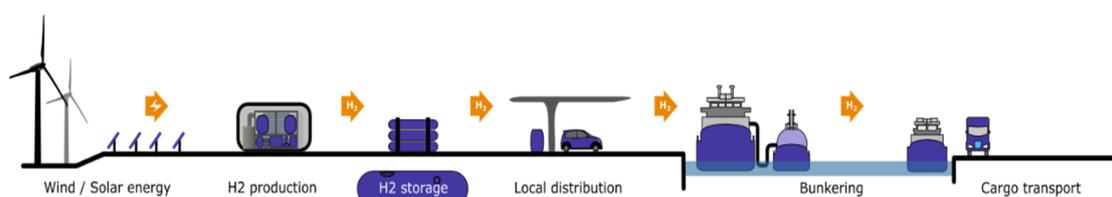


図 45：RH2INE プロジェクトのコンセプト

²¹² <https://www.rh2ine.eu/>

RH2INE プロジェクト概要	
参画企業	<p><船主> Future Proof Shipping (オランダ、ゼロエミッション海運コンサル、船主)</p> <p><大学・研究所> Expertise and Innovation Center Inland Shipping (EICB) (オランダ)</p> <p><政府機関> EU、オランダインフラ水管理省、南ホラント (Zuid-Holland) 州政府 (オランダ)、ヘルターラント州政府 (オランダ)、ノルトラインウェストファーレン州政府 (ドイツ)</p> <p><港湾> ロッテルダム港、デュイスブルク港</p> <p><その他> Covestro (ドイツ、化学品メーカー)、Netherlands Partikuliere Rheinfahrt-Centrale Coöperatie (NPRC) (オランダ、物流)、Nouryon (オランダ、化学メーカー)、Air Products (米国、ガス化学メーカー)、SDS、NPRC (オランダ、物流)、Koedood (オランダ、エネルギー)、BCTN (オランダ、内陸輸送)、RheinCargo (ドイツ、物流)</p>
支援	<p><EU> 「Connecting Europe Facility (CEF)」から支援</p> <p><港湾> ロッテルダム港、デュイスブルク港から支援</p>
基本情報	<p><対象船・機関等> 水素駆動の内陸水路船 10 隻以上を 2024 年までに就航、既存船の改造</p> <p><燃料> 水素</p>
進捗状況	<p><2020.1> プロジェクト発足</p> <p><2024> 10~15 隻の水素燃料船をロッテルダム港-デュイスブルク港で運航し、3 か所の水素バンカリングステーション (水素燃料 1,950 トン) を設置</p> <p><2030> 50~100 隻の水素駆動内陸水路船の運航を想定</p>

5. まとめ

本調査は、欧州における水素バリューチェーンの概要、欧州連合（EU）と欧州各国における水素をめぐる政策動向、及び、欧州における水素関連プロジェクトについてとりまとめた。

水素は従来より多くの産業用途、特に化学原料として利用されており、化学製品の需要の増加に伴い水素の生産量も増加してきた。しかし、昨今においては水素への期待は産業用途に留まらず、GHG を排出しないクリーンなエネルギー源としての期待が大きくなっている。

これは、究極的には、現在利用されている主たるエネルギー源である石油・ガス等の化石燃料を水素に置き換える世界を目指すものであり、水素バリューチェーンを求める動きは、まさに化石燃料の生産、輸送、利用のサプライチェーンを水素の生産、輸送、利用に置き換える動きに重なる。

このダイナミックな動きは産業界のみで進められるものではなく、また、一国のみで成し遂げられるものでもないだろう。世界の国々があるべき姿を示し、投資を振り向け、水素の生産、輸送、利用の各機能の強化・拡大を図る必要がある。

欧州各国はその動きを主導すべく、国家水素戦略を発表し、水素バリューチェーンの構築を支えるため多くの支援プログラムを発表した。欧州連合（EU）は、気候変動への対応を重要施策と位置づけ、その対策の一つとして水素の利活用促進を挙げている。また、グリーン化への対応は環境対策のみならず経済対策の柱としても位置付けられており、2020年のCovid-19感染拡大による経済低迷への復興対策の2本柱の一つとされている。EUの政策に呼応するように欧州各国でも国家水素戦略が発表され、また一部の国では策定に向けて作業が進められている。EU加盟国各国の水素戦略は全体としてEUの戦略・目標の達成と連動しており、EUの資金と連携して各国において支援制度が定められている。欧州の政策の狙いは、気候変動への対応を通じた新たな環境ビジネスの形成、及び、自国産業の育成による欧州としての産業競争力強化にあると言えよう。

このような大規模な政府戦略と、潤沢な政府支援プログラムを背景に、欧州では多くの技術開発、プロジェクトが進められている。欧州のプロジェクトの傾向の特徴として、一定地域内でバリューチェーンの各機能拡大を図り、実証を行うクラスターのプロジェクトが多いことが挙げられる。ここでは、政府機関、研究機関、民間企業が

複数連携し、様々な技術開発、実証が行われている。関連する産業分野も多く、地域レベルでの産業育成に大きく貢献していると考えられる。

また、船舶に関するプロジェクトにおいては、推進エネルギー源として水素またはアンモニアの活用を目指すプロジェクトが多く見られた。比較的小型の船舶で内陸水路など短距離の運航を行うものから、大型フェリーなど外洋向けの船舶への適用を模索するものもある。これらのプロジェクトにより、船舶への代替燃料の適用と同時に、船舶へ水素燃料供給を行うためのインフラ開発の促進も期待される。

水素関連のプロジェクトは欧州以外でもアジア地域、米国、オーストラリア等でも活発に行われている。これらのプロジェクトが進展することにより、グローバルレベルでの水素の流通が求められる可能性がある。欧州で進められている水素クラスターのプロジェクトにおいても、地域内の水素の需要増を賄うために水素を外部から輸入することを想定するプロジェクトもあり、船舶による水素の大量輸送の需要が増加する可能性があると考えられる。

また、更なる動きとして、水素の製造において特にグリーン水素の需要が高まっている点が挙げられる。脱炭素化の流れを受け、再生可能エネルギーへの移行が進展し、クリーンエネルギーである水素の製造においても、製造時のエネルギー源のグリーン化が求められている。欧州における水素製造のプロジェクトでは洋上風力発電や太陽光発電などの再生可能電力を活用したグリーン水素の製造が注力されており、既に、北海を中心とした海域において次々と新たな洋上風力発電プロジェクトが進められている。

前述のとおり、水素バリューチェーンの構築はこれまでのエネルギー供給網の変革を目指すものである。脱炭素化を強力に推し進める欧州では、脱炭素化の切り札として水素バリューチェーン構築の動きがますます加速するであろう。これに伴い、バリューチェーンの製造、輸送、利用の各機能において、海事産業の関与も高まっていくと考えられる。

【付録】

EU 水素戦略（2020年7月8日）

A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe
(2020年7月8日付、COM(2020)301 final)



Brussels, 8.7.2020
COM(2020) 301 final

**COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN
PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL
COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS**

A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe

1. INTRODUCTION – WHY WE NEED A STRATEGIC ROAD MAP FOR HYDROGEN

Hydrogen is enjoying a renewed and rapidly growing attention in Europe and around the world. Hydrogen can be used as a feedstock, a fuel or an energy carrier and storage, and has many possible applications across industry, transport, power and buildings sectors. Most importantly, it does not emit CO₂ and almost no air pollution when used. It thus offers a solution to decarbonise industrial processes and economic sectors where reducing carbon emissions is both urgent and hard to achieve. All this makes hydrogen essential to support the EU's commitment to reach carbon neutrality by 2050 and for the global effort to implement the Paris Agreement while working towards zero pollution.

Yet, today, hydrogen represents a modest fraction of the global and EU energy mix, and is still largely produced from fossil fuels¹, notably from natural gas or from coal, resulting in the release of 70 to 100 million tonnes CO₂ annually in the EU. For hydrogen to contribute to climate neutrality, it needs to achieve a far larger scale and its production must become fully decarbonised.

In the past, there have been peaks of interest in hydrogen, but it did not take off. Today, the rapid cost decline of renewable energy, technological developments and the urgency to drastically reduce greenhouse emissions, are opening up new possibilities.

Many indicators signal that we are now close to a tipping point. Every week new investment plans are announced, often at a gigawatt scale. Between November 2019 and March 2020, market analysts increased the list of planned global investments from 3,2 GW to 8,2 GW of electrolysers by 2030 (of which 57% in Europe)² and the number of companies joining the International Hydrogen Council has grown from 13 in 2017 to 81 today.

There are many reasons why hydrogen is a key priority to achieve the European Green Deal and Europe's clean energy transition. Renewable electricity is expected to decarbonise a large share of the EU energy consumption by 2050, but not all of it. Hydrogen has a strong potential to bridge some of this gap, as a vector for renewable energy storage, alongside batteries, and transport, ensuring back up for seasonal variations and connecting production locations to more distant demand centres. In its strategic vision for a climate-neutral EU published in November 2018³, the share of hydrogen in Europe's energy mix is projected to grow from the current less than 2%⁴ to 13-14% by 2050⁵.

Furthermore, hydrogen can replace fossil fuels in some carbon intensive industrial processes, such as in the steel or chemical sectors, lowering greenhouse gas emissions and further strengthening global competitiveness for those industries. It can offer solutions for hard to abate parts of the transport system, in addition to what can be achieved through electrification and other renewable and low-carbon fuels. A progressive uptake of hydrogen solutions can

¹ Within the EU, the currently operating 300 electrolysers produce less than 4% of total hydrogen production - Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2019, Hydrogen Roadmap Europe.

² Wood Mackenzie, Green hydrogen pipeline more than doubles in five months, April 2020.

³ A Clean Planet for All. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, COM(2018) 773.

⁴ FCH JU (2019) Hydrogen Roadmap Europe. This includes the use of hydrogen as feedstock.

⁵ Considering hydrogen consumption for energy purposes only, the shares in different scenarios range from less than 2% to more than 23% in 2050 (Moya et al. 2019, JRC116452).

also lead to repurposing or re-using parts of the existing natural gas infrastructure, helping to avoid stranded assets in pipelines.

In the integrated energy system of the future hydrogen will play a role, alongside renewable electrification and a more efficient and circular use of resources. Large-scale deployment of clean hydrogen at a fast pace is key for the EU to achieve a higher climate ambition, reducing greenhouse gas emissions by minimum 50% and towards 55% by 2030, in a cost effective way.

Investment in hydrogen will foster sustainable growth and jobs, which will be critical in the context of recovery from the COVID-19 crisis. The Commission's recovery plan⁶ highlights the need to unlock investment in key clean technologies and value chains. It stresses clean hydrogen as one of the essential areas to address in the context of the energy transition, and mentions a number of possible avenues to support it.

Moreover, Europe is highly competitive in clean hydrogen technologies manufacturing and is well positioned to benefit from a global development of clean hydrogen as an energy carrier. Cumulative investments in renewable hydrogen in Europe could be up to EUR 180-470 billion by 2050⁷, and in the range of €3-18 billion for low-carbon fossil-based hydrogen. Combined with EU's leadership in renewables technologies, the emergence of a hydrogen value chain serving a multitude of industrial sectors and other end uses could employ up to 1 million people, directly or indirectly⁸. Analysts estimate that clean hydrogen could meet 24% of energy world demand by 2050, with annual sales in the range of €630 billion⁹.

However, today renewable and low-carbon hydrogen are not yet cost competitive compared to fossil-based hydrogen. To harness all the opportunities associated with hydrogen, the European Union needs a strategic approach. EU industry is rising to the challenge and has developed an ambitious plan to reach 2x40 GW of electrolysers by 2030¹⁰. Almost all Member States have included plans for clean hydrogen in their National Energy and Climate Plans, 26 have signed up to the "Hydrogen Initiative"¹¹, and 14 Member States have included hydrogen in the context of their alternative fuels infrastructure national policy frameworks¹². Some have already adopted national strategies or are in the process of adopting one.

However, deploying hydrogen in Europe faces important challenges that neither the private sector nor Member States can address alone. Driving hydrogen development past the tipping point needs critical mass in investment, an enabling regulatory framework, new lead markets, sustained research and innovation into breakthrough technologies and for bringing new solutions to the market, a large-scale infrastructure network that only the EU and the single market can offer, and cooperation with our third country partners.

⁶ 'Europe's moment: Repair and Prepare for the Next Generation', COM(2020) 456 final.

⁷ IRENA estimates that to achieve the Paris agreement around 8% of global energy consumption will be provided by hydrogen (IRENA, Global Renewables Outlook, 2020).

⁸ FCH JU (2019) Hydrogen Roadmap Europe. Based on the ambitious scenario of 20 MT (665 TWh) of hydrogen consumption.

⁹ BNEF (2020) Hydrogen Economy Outlook. Expected sales of USD 696 billion (2019 dollars).

¹⁰ 40 GW in Europe and 40 GW in Europe's neighbourhood with export to the EU.

¹¹ Linz declaration, 17-18 September 2018. <https://www.eu2018.at/calendar-events/political-events/BMNT-2018-09-17-Informal-TTE.html>.

¹² Submitted under Directive 2014/94/EU.

All actors, public and private, at European national and regional level¹³, must work together, across the entire value chain, to build a dynamic hydrogen ecosystem in Europe.

In order to implement the ambition of the European Green Deal¹⁴ and building on the Commission's *New Industrial Strategy for Europe*¹⁵ and its recovery plan¹⁶, this Communication sets out a vision of how the EU can turn clean hydrogen into a viable solution to decarbonise different sectors over time, installing at least 6 GW of renewable hydrogen electrolyzers in the EU by 2024 and 40 GW of renewable hydrogen electrolyzers by 2030. This Communication identifies the challenges to overcome, lays out the levers that the EU can mobilise and presents a roadmap of actions for the coming years.

As investment cycles in the clean energy sector run for about 25 years, the time to act is now. This strategic roadmap provides a concrete policy framework within which the **European Clean Hydrogen Alliance** - building on the success of the European Battery Alliance¹⁷ - a collaboration between public authorities, industry and civil society, formally launched today, will develop an investment agenda and a pipeline of concrete projects. It complements the **Strategy for Energy System Integration**¹⁸, presented at the same time, which describes how the ongoing work streams of EU energy policy, including hydrogen development, will foster a climate neutral integrated energy system with renewable electricity, circularity and renewable and low-carbon fuels at its core. Both strategies contribute towards the achievement of the Sustainable Development Goals and the objectives of the Paris Agreement.

2. TOWARDS A HYDROGEN ECOSYSTEM IN EUROPE: A ROADMAP TO 2050

The different ways to produce hydrogen, their greenhouse gas emissions and their relative competitiveness

Hydrogen may be produced through a variety of processes. These production pathways are associated with a wide range of emissions, depending on the technology and energy source used and have different costs implications and material requirements. In this Communication:

- **'Electricity-based hydrogen'** refers to hydrogen produced through the electrolysis of water (in an electrolyser, powered by electricity), regardless of the electricity source. The full life-cycle greenhouse gas emissions of the production of electricity-based hydrogen depends on how the electricity is produced¹⁹.
- **'Renewable hydrogen'** is hydrogen produced through the electrolysis of water (in an electrolyser, powered by electricity), and with the electricity stemming from renewable sources. The full life-cycle greenhouse gas emissions of the production of renewable

¹³ European Committee of the Regions, Towards a Roadmap for Clean Hydrogen- the contribution of local and regional authorities to a climate-neutral Europe.

¹⁴ COM(2019) 640 final.

¹⁵ COM(2020) 102 final.

¹⁶ 'Europe's moment: Repair and Prepare for the Next Generation', COM(2020) 456 final.

¹⁷ https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-battery-alliance_en

¹⁸ COM(2020) 299 final.

¹⁹ The well-to-gate greenhouse gas emissions for the EU electricity mix are 14 kgCO₂eq/kgH₂ (based on 2018 EUROSTAT data, 252 t CO₂eq/GWh), while the world's average electricity mix would result in 26 kgCO₂eq/kgH₂ (IEA, 2019).

hydrogen are close to zero²⁰. Renewable hydrogen may also be produced through the reforming of biogas (instead of natural gas) or biochemical conversion of biomass²¹, if in compliance with sustainability requirements.

- **‘Clean hydrogen’** refers to renewable hydrogen.
- **‘Fossil-based hydrogen’** refers to hydrogen produced through a variety of processes using fossil fuels as feedstock, mainly the reforming of natural gas or the gasification of coal. This represents the bulk of hydrogen produced today. The life-cycle greenhouse gas emissions of the production of fossil-based hydrogen are high²².
- **‘Fossil-based hydrogen with carbon capture’** is a subpart of fossil-based hydrogen, but where greenhouse gases emitted as part of the hydrogen production process are captured. The greenhouse gas emissions of the production of fossil-based hydrogen with carbon capture or pyrolysis are lower than for fossil-fuel based hydrogen, but the variable effectiveness of greenhouse gas capture (maximum 90%) needs to be taken into account²³.
- **‘Low-carbon hydrogen’** encompasses fossil-based hydrogen with carbon capture and electricity-based hydrogen, with significantly reduced full life-cycle greenhouse gas emissions compared to existing hydrogen production.
- **‘Hydrogen-derived synthetic fuels’** refer to a variety of gaseous and liquid fuels on the basis of hydrogen and carbon. For synthetic fuels to be considered renewable, the hydrogen part of the syngas should be renewable. Synthetic fuels include for instance synthetic kerosene in aviation, synthetic diesel for cars, and various molecules used in the production of chemicals and fertilisers. Synthetic fuels can be associated with very different levels of greenhouse gas emissions depending on the feedstock and process used. In terms of air pollution, burning synthetic fuels produces similar levels of air pollutant emissions than fossil fuels.

Today, neither renewable hydrogen nor low-carbon hydrogen, notably fossil-based hydrogen with carbon capture, are cost-competitive against fossil-based hydrogen. Estimated costs today for fossil-based hydrogen are around 1.5 €/kg for the EU, highly dependent on natural gas prices, and disregarding the cost of CO₂. Estimated costs today for fossil-based hydrogen with carbon capture and storage are around 2 €/kg, and renewable hydrogen 2.5-5.5 €/kg²⁴. Carbon prices in the range of EUR 55-90 per tonne of CO₂ would be needed to make fossil-based hydrogen with carbon capture competitive with fossil-based hydrogen today²⁵. Costs for renewable hydrogen are going down quickly. Electrolyser costs have already been reduced by 60% in the last ten years, and are expected to halve in 2030 compared to today with economies of scale.²⁶ In regions where renewable electricity is cheap, electrolyzers are

²⁰ The well-to-gate greenhouse gas emissions for renewable hydrogen from renewable electricity are close to zero (IEA, 2019).

²² Ongoing Commission assessment of the EU and global biomass supply and demand and related sustainability and a planned study announced in the EU Biodiversity Strategy (COM(2020) 380 final) on sustainability of the use of forest biomass for energy production.

²² The well-to-gate greenhouse gas emissions of steam reforming of natural gas are 9 kgCO₂eq/kgH₂ (IEA, 2019).

²³ The well-to-gate greenhouse gas emissions of steam reforming of natural gas with CCS with 90% capture is 1 kgCO₂eq/kgH₂, and 4 kgCO₂eq/kgH₂ with a capture rate of 56% (IEA, 2019)

²⁴ IEA 2019 Hydrogen report (page 42), and based on IEA assumed natural gas prices for the EU of 22 €/MWh, electricity prices between 35-87 €/MWh, and capacity costs of €600/kW.

²⁵ However, at this stage, costs can be only estimated given that no such project has started construction or operation in the EU today.

²⁶ Based on cost assessments of IEA, IRENA and BNEF. Electrolyser costs to decline from €900/kW to €450/KW or less in the period after 2030, and €180/kW after 2040. Costs of CCS increases the costs of

expected to be able to compete with fossil-based hydrogen in 2030²⁷. These elements will be key drivers of the progressive development of hydrogen across the EU economy.

A roadmap for the EU

The priority for the EU is to develop renewable hydrogen, produced using mainly wind and solar energy. Renewable hydrogen is the most compatible option with the EU's climate neutrality and zero pollution goal in the long term and the most coherent with an integrated energy system. The choice for renewable hydrogen builds on European industrial strength in electrolyser production, will create new jobs and economic growth within the EU and support a cost-effective integrated energy system. On the way to 2050, renewable hydrogen should progressively be deployed at large scale alongside the roll-out of new renewable power generation, as technology matures and the costs of its production technologies decrease. This process must be initiated now.

In the short and medium term, however, other forms of low-carbon hydrogen are needed, primarily to rapidly reduce emissions from existing hydrogen production and support the parallel and future uptake of renewable hydrogen.

The hydrogen ecosystem in Europe is **likely to develop through a gradual trajectory**, at different speeds across sectors and possibly across regions and requiring different policy solutions.

In the first phase, from 2020 up to 2024, the strategic objective is to install **at least 6 GW of renewable hydrogen electrolysers in the EU** and the production of up to **1 million tonnes of renewable hydrogen**²⁸, to decarbonise existing hydrogen production, e.g. in the chemical sector and facilitating take up of hydrogen consumption in new end-use applications such as other industrial processes and possibly in heavy-duty transport.

In this phase, manufacturing of electrolysers, including large ones (up to 100 MW), needs to be scaled up. These electrolysers could be installed next to existing demand centres in larger refineries, steel plants, and chemical complexes. They would ideally be powered directly from local renewable electricity sources. In addition, hydrogen refuelling stations will be needed for the uptake of hydrogen fuel-cell buses and at a later stage trucks. Electrolysers will thus also be needed to locally supply an increasing number of hydrogen refuelling stations. Different forms of low-carbon electricity-based hydrogen, especially those produced with near zero greenhouse gas emissions, will contribute to scale up production and the market for hydrogen. Some of the existing hydrogen production plants should be decarbonised by retrofitting them with carbon capture and storage technologies.

Infrastructure needs for transporting hydrogen will remain limited as demand will be met initially by production close or on site and in certain areas blending with natural gas might

natural gas reforming from €810/kWh₂ to €1512/kWh₂. For 2050, the costs are estimated to be €1152/kWh₂ (IEA, 2019).

²⁷ Assuming current electricity and gas prices, low-carbon fossil-based hydrogen is projected to cost in 2030 between €2-2.5/kg in the EU, and renewable hydrogen are projected to cost between €1.1-2.4/kg (IEA, IRENA, BNEF).

²⁸ Up to 33 TWh of renewable hydrogen could be produced by either directly connecting renewable electricity to the electrolysers, or by ensuring that certain conditions are met, including the additionally of the renewable electricity used.

occur, but planning of medium range and backbone transmission infrastructure should begin. Infrastructure for carbon capture and use of CO₂ will be required to facilitate certain forms of low-carbon hydrogen.

The policy focus will be on laying down the regulatory framework for a liquid and well-functioning hydrogen market and on incentivising both supply and demand in lead markets, including through bridging the cost gap between conventional solutions and renewable and low-carbon hydrogen and through appropriate State aid rules. Enabling framework conditions will push concrete plans for large wind and solar plants dedicated to gigawatt-scale renewable hydrogen production before 2030.

The **European Clean Hydrogen Alliance** will help build up a robust pipeline of investments. As part of the Commission's recovery plan, funding instruments of Next Generation EU, including the Strategic European Investment Window of the InvestEU programme and the ETS Innovation Fund, will enhance the funding support and help bridge the investment gap for renewables generated by the COVID-19 crisis.

In a **second phase, from 2025 to 2030**, hydrogen needs to become an intrinsic part of an **integrated energy system** with a strategic objective to install **at least 40 GW of renewable hydrogen electrolyzers by 2030** and the production of up to **10 million tonnes of renewable hydrogen in the EU**²⁹.

In this phase, renewable hydrogen is expected to gradually become cost-competitive with other forms of hydrogen production, but dedicated demand side policies will be needed for industrial demand to gradually include new applications, including **steel-making**, trucks, rail and some maritime transport applications, and other transport modes. Renewable hydrogen will start playing a role in balancing a **renewables-based electricity system** by transforming electricity into hydrogen when renewable electricity is abundant and cheap and by providing flexibility. Hydrogen will also be used for daily or seasonal storage, as a backup and provide buffering functions³⁰, enhancing security of supply in the medium term.

Additionally, the further retrofitting of existing fossil-based hydrogen production with carbon capture should continue to reduce greenhouse gas and other air pollutant emissions in view of the increased 2030 climate ambition.

Local hydrogen clusters, such as remote areas or islands, or regional ecosystems – so-called “Hydrogen Valleys” – will develop, relying on local production of hydrogen based on decentralised renewable energy production and local demand, transported over short distances. In such cases, a dedicated hydrogen infrastructure can use hydrogen not only for industrial and transport applications, and electricity balancing, but also for the provision of heat for residential and commercial buildings³¹.

²⁹ Up to 333 TWh of renewable hydrogen could be produced by either directly connecting renewable electricity to the electrolyzers, or by ensuring that certain conditions are met, including the additionally of the renewable electricity used.

³⁰ Energy buffering realized through renewable hydrogen is a function very much beyond the renewable electricity storage. Buffering makes energy available across different regions via hydrogen transportation and hydrogen stocking facilities. Hydrogen buffering may interlink different end-use sectors and energy markets (as opposed to electricity storage) and it could allow to re-price energy in specific hydrogen markets.

³¹ Pilot projects are ongoing to analyse the potential to replace natural gas boilers with hydrogen boilers.

In this phase, the need for an EU-wide logistical infrastructure will emerge, and steps will be taken to transport hydrogen from areas with large renewable potential to demand centres located possibly in other Member States. The back-bone of a pan-European grid will need to be planned and a network of hydrogen refuelling stations to be established. The existing gas grid could be partially repurposed for the transport of renewable hydrogen over longer distances and the development of larger-scale hydrogen storage facilities would become necessary. International trade can also develop, in particular with the EU's neighbouring countries in Eastern Europe and in the Southern and Eastern Mediterranean countries.

In terms of policy focus, such a sustained scale up over a relatively short period will require gearing up EU's support and stimulate investments to build a fully-fledged hydrogen ecosystem. By 2030 the EU will aim at completing an open and competitive EU hydrogen market, with unhindered cross-border trade and efficient allocation of hydrogen supply among sectors.

In a third phase, from 2030 onwards and towards 2050, renewable hydrogen technologies should reach maturity and be deployed at large scale to reach all hard-to-decarbonise sectors where other alternatives might not be feasible or have higher costs.

In this phase, renewable electricity production needs to massively increase as about a quarter³² of renewable electricity might be used for renewable hydrogen production by 2050.

In particular, hydrogen and hydrogen-derived synthetic fuels, based on carbon neutral CO₂, could penetrate more largely across a wider range of sectors of the economy, from aviation and shipping to hard-to-decarbonise industrial and commercial buildings. Sustainable biogas may also have a role in replacing natural gas in hydrogen production facilities with carbon capture and storage to create negative emissions, at the condition that biomethane leakage is avoided and only in line with the biodiversity objectives and the principles stated in the EU2030 Biodiversity Strategy³³.

3. AN INVESTMENT AGENDA FOR THE EU

Achieving the deployment goals outlined in this strategic roadmap by 2024 and 2030 requires a strong investment agenda exploiting synergies and ensuring coherence of public support across the different EU funds and EIB financing, harnessing the leverage effect and avoiding excessive support.

From now to 2030, investments in electrolyzers could range between €24 and €42 billion. In addition, over the same period, €220-340 billion would be required to scale up and directly connect 80-120 GW of solar and wind energy production capacity to the electrolyzers to provide the necessary electricity. Investments in retrofitting half of the existing plants with carbon capture and storage are estimated at around €11 billion. In addition, investments of €65 billion will be needed for hydrogen transport, distribution and storage, and hydrogen

³² Assuming all renewable hydrogen would be produced by renewable electricity. Based on the 1.5 TECH long-term decarbonisation scenario COM(2018) 773 final).

³³ COM(2020) 380 final.

refuelling stations³⁴. From now to 2050, investments in production capacities would amount to €180-470 billion in the EU³⁵.

Finally, adapting end-use sectors to hydrogen consumption and hydrogen-based fuels will also require significant investments. For instance, it takes some €160-200 million to convert a typical EU steel installation coming to end-of-life to hydrogen. In the road transport sector, rolling out an additional 400 small-scale hydrogen refuelling stations (compared to 100 today) could require investments of €850-1000 million³⁶.

To support these investments and the emergence of a whole hydrogen eco-system, the Commission kick-starts today the **European Clean Hydrogen Alliance** – announced in the Commission’s New Industrial Strategy. The Alliance will play a crucial role in facilitating and implementing the actions of this Strategy and supporting investments to scale up production and demand for renewable and low-carbon hydrogen. It is strongly anchored in the hydrogen industrial value chain from production via transmission to mobility, industry, energy, and heating applications, and supports the related skills and labour market adjustments where needed. It will bring together the industry, national, regional and local public authorities and the civil society. Through interlinked, sector-based CEO round tables and a policy-makers’ platform, the Alliance will provide a broad forum to coordinate investment by all stakeholders and engage civil society.

The key deliverable of the Alliance will be to identify and **build up a clear pipeline of viable investment projects**. This will facilitate coordinated investments and policies along the hydrogen value chain, and cooperation across private and public stakeholders across the EU, providing public support where appropriate and crowding in private investment. It will also give visibility to these projects and allow them to find appropriate support where necessary. At this point, already 1.5-2.3 GW of new renewable hydrogen production projects are under construction or announced, and an additional 22 GW of electrolyser projects³⁷ are envisaged and would require further elaboration and confirmation.

The Commission will also follow up on the recommendations identified in a report by the **Strategic Forum for Important Projects of Common European Interest (IPCEI)**³⁸ to promote well-coordinated or joint investments and actions across several Member States aimed at supporting a hydrogen supply chain. The cooperation initiated within the hydrogen ecosystem in the **Strategic Forum** will contribute to a swift uptake of activity in the Clean Hydrogen Alliance. In turn, the Alliance will simultaneously facilitate cooperation in a range of large investment projects, including **IPCEI projects**, along the hydrogen value chain. The

³⁴ Hydrogen Roadmap Europe, based on an ambitious scenario of 665 TWh by 2030 (FCH JU, 2019)

³⁵ Asset study (2020). Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits. Investment projections assume 40 GW of renewable hydrogen as well as 5 MT of low-carbon hydrogen by 2030, and 500 GW of renewable electrolyzers by 2050.

³⁶ Asset study (2020). Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits. Assuming a steel production plant of 400,000 tonnes/year.

³⁷ Short-term projects collected from the TYNDP ENTSOs, the IEA hydrogen project database, and presented to the ETS Innovation Fund. Future project pipeline is based on industry estimates in Hydrogen Europe (2020) Post Covid-10 and the Hydrogen Sector. [https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/Post%20COVID-19%20for%20the%20Hydrogen%20Sector%20\(2\).pdf](https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/Post%20COVID-19%20for%20the%20Hydrogen%20Sector%20(2).pdf).

³⁸ Strengthening Strategic Value Chains for a future-ready EU Industry. Report of the Strategic Forum for Important Projects of Common European Interest. <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/37824>.

specific IPCEI instrument enables State aid to address market failures for large cross-border integrated projects for hydrogen and fuels derived from hydrogen that significantly contribute to achieve climate goals.

Additionally, as part of the **new recovery instrument Next Generation EU, the InvestEU programme** will see its capacities more than doubled. It will continue to support the deployment of hydrogen, in particular by incentivising private investment, with a strong leverage effect, through its original four policy windows and the new Strategic Investment Window.

The renewed sustainable finance strategy to be adopted by the end of 2020 and the EU sustainable finance taxonomy³⁹ will guide investments in hydrogen across key economic sectors by promoting activities and projects that will provide a substantial contribution to decarbonisation.

A number of Member States have identified renewable and low-carbon hydrogen as a strategic element of their National Energy and Climate Plans. The Commission will exchange with Member States on their hydrogen plans through the Hydrogen Energy Network (HyNet)⁴⁰. Member States will need to build, among others, on these plans, and on the priorities identified in the context of the European Semester, when designing their national recovery and resilience plans in the context of the new Recovery and Resilience Facility, which will aim to support Member States' investment and reforms that are essential for a sustainable recovery.

Furthermore, the **European Regional Development Fund and the Cohesion Fund**, which will benefit from a top-up in the context of the **new initiative REACT-EU**, will continue to be available to support the green transition. In the framework of the next funding period 2021-2027, the Commission will work with Member States, regional and local authorities, the industry and other stakeholders so that these funds contribute to support innovative solutions in the field of renewable and low-carbon hydrogen, with technology transfer, public-private partnerships, as well as pilot lines to test new solutions or perform early product validation. The possibilities offered to carbon intensive regions under the **Just Transition Mechanism** should also be fully explored. Finally, synergies between the Connecting Europe Facility Energy and the Connecting Europe Facility Transport will be harnessed to fund dedicated infrastructure for hydrogen, repurposing of gas networks and carbon capture projects, and finance hydrogen refuelling stations.

4. BOOSTING DEMAND AND SCALING UP PRODUCTION

Building up a hydrogen economy in Europe requires a full value chain approach. The production of hydrogen from renewable or low-carbon sources, the development of infrastructure to supply hydrogen to the end-consumers, and the creation of market demand need to go in parallel, activating a virtuous circle of **increased supply and demand for hydrogen**. It also requires **reduced supply costs** – through declining costs for clean production and distribution technologies and affordable costs of renewable energy input,

³⁹ Regulation on establishment of a framework to facilitate sustainable investment.

⁴⁰ HyNet is an informal platform set up by DG ENER to support national authorities on hydrogen issues. https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/hydrogen_en.

ensuring cost competitiveness with fossil fuels. Off-grid renewable hydrogen production is a further option in this context.

In addition, it will require a large amount of raw materials⁴¹. Securing these raw materials should, therefore, be also looked at in the Critical Raw Materials Action Plan, the implementation of the new Circular Economy Action Plan, and EU's trade policy approach to ensure undistorted, fair trade and investments in those raw materials. A life-cycle approach is also needed to minimise the negative climate and environmental impacts of the hydrogen sector.

Boosting demand and supply of hydrogen is likely to require various forms of support, differentiated in line with the vision of this strategy to prioritise the deployment of renewable hydrogen. While in a transition phase, appropriate support will be needed for low carbon hydrogen, this should not lead to stranded assets. The revision of the State aid framework, including the State aid guidelines for energy and environmental protection, foreseen in 2021, will be an opportunity to create a comprehensive enabling framework to advance the European Green Deal and in particular decarbonisation, including with respect to hydrogen while limiting potential distortions of competition and adverse effects in other Member States.

Boosting demand in end-use sectors

The creation of new lead markets goes hand in hand with the scaling up of the production of hydrogen. Two main lead markets, **industrial applications and mobility**, can be gradually developed to use the potential of hydrogen for a climate-neutral economy cost-effectively.

An immediate application in **industry** is to reduce and replace the use of carbon-intensive **hydrogen in refineries, the production of ammonia, and for new forms of methanol production**, or to partially replace fossil fuels in **steel making**. In a second phase, hydrogen can form the basis for investing in and constructing zero-carbon steel making processes in the EU, envisioned under the Commission's new industrial strategy.

In transport, hydrogen is also a promising option where electrification is more difficult. In a first phase, **early adoption of hydrogen** can occur in captive uses, such as **local city buses, commercial fleets (e.g. taxis) or specific parts of the rail network**, where electrification is not feasible. Hydrogen refuelling stations can easily be supplied by regional or local electrolyzers, but their deployment will need to build on clear analysis of fleet demand and different requirements for light- and heavy-duty vehicles.

Hydrogen fuel cells should be further encouraged **in heavy-duty road vehicles**, alongside electrification, including coaches, special purpose vehicles, and long-haul road freight given their high CO₂ emissions. The 2025 and 2030 targets set out in the CO₂ Emission Standards Regulation are an important driver to create a lead market for hydrogen solutions, once fuel cell technology is sufficiently mature and cost-effective. Projects of the Horizon 2020 Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU) are aiming to accelerate Europe's technological lead.

⁴¹ Europe is fully dependent on the supply of 19 of 29 raw materials relevant to fuel cells and electrolyser technologies (such as the platinum group metals), and also relies on several critical raw materials for various renewable power generation technologies.

Hydrogen fuel-cell trains, could be developed to other viable train commercial routes that are difficult or not cost-effective to electrify: about 46 % of the mainline network is still being served by diesel technology today. Certain fuel-cell hydrogen train applications (e.g. Multiple Units) can already be cost competitive with diesel today.

For **inland waterways and short-sea shipping**, hydrogen can become an alternative low emission fuel, especially since the Green Deal emphasises that CO₂ emission in the maritime sector must have a price. Scaling up fuel cell power from one⁴² to multiple megawatts and using renewable hydrogen for the production of synthetic fuels, methanol or ammonia - with higher energy density – are required for longer-distance and deep-sea shipping.

Hydrogen can become in the longer-term an option to decarbonise the **aviation and maritime sector**, through the production of liquid synthetic kerosene or other synthetic fuels. These are “drop-in” fuels that can be used with existing aircraft technology, but implications in terms of energy efficiency have to be taken into account. In the longer-term, hydrogen-powered fuel cells, requiring adapted aircraft design, or hydrogen-based jet engines may also constitute an option for aviation. To realise these ambitions will require a roadmap for the considerable long-term research and innovation efforts⁴³, including under Horizon Europe, the Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking and possible initiatives as part of the Hydrogen Alliance.

The Commission will address the use of hydrogen in the transport sector in the upcoming **Sustainable and Smart Mobility Strategy**, announced in the European Green Deal and due to be presented before the end of 2020.

The key limiting factor for the use of hydrogen in industrial applications and transport is often the higher costs, including additional investments into hydrogen-based equipment, storage and bunkering facilities. Furthermore, the potential impact of supply chain risks and market uncertainty are amplified by the tight margins for final industrial products due to international competition.

Demand side support policies will therefore be needed. The Commission will consider various options for incentives at EU level, including the possibility of minimum shares or **quotas of renewable hydrogen or its derivatives in specific end-use sectors**⁴⁴ (for instance certain industries as the chemical sector, or transport applications), allowing demand to be driven in a targeted way. In this context, the concept of virtual blending⁴⁵ could be explored.

⁴² The FLAGSHIP project is developing two commercial hydrogen-power fuel cell vessels in France and in Norway, with hydrogen produced on-site with 1 MW electrolyzers powered by renewable electricity.

⁴³ Hydrogen-powered aviation. A fact-based study of hydrogen technology, economics and climate impact by 2050. May 2020.

https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20%28ID%208706035%29.pdf.

⁴⁴ The Renewable Energy Directive already provides support for renewable hydrogen and includes it explicitly as a means of meeting the sectorial target for renewables in the transport sector.

⁴⁵ ‘Virtual blending’ refers to a share of hydrogen in the overall volume of gaseous energy carriers (i.e. methane) regardless as to whether these gases are blended physically in the same infrastructure or in separate, dedicated infrastructures.

Scaling up production

Whilst around 280 companies⁴⁶ are active in the production and supply chain of electrolysers and more than 1 GW of electrolyser projects are in the pipeline, the total European production capacity for electrolysers is currently below 1 GW per year. To reach the strategic objective of 40 GW electrolyser capacity by 2030, a coordinated effort with the European Clean Hydrogen Alliance, Member States and front-runner regions is needed as well as support schemes before hydrogen becomes cost-competitive. The technologies for scaling up hydrogen production such as solar and wind-based electricity as well as carbon capture use and storage continue to get increasingly competitive as the supply chain develops.

To kick-start hydrogen development, European industry needs clarity and investors need certainty in the transition, notably a clear understanding across the Union on (i) the hydrogen production technologies that need to be developed in Europe, as well as (ii) what can be considered as renewable and low-carbon hydrogen. The end goal for the EU is clear: climate-neutral energy system integration with renewable hydrogen and renewable electricity at its core. As this will be a challenge taking a long period of time, the EU will need to plan this transition carefully, taking into account today's starting points and infrastructure that may differ across Member States.

In order to tailor a supportive policy framework in function of the carbon emission reduction benefits of hydrogen in a transitional phase, and to inform customers, the Commission will work to swiftly introduce, based on impact assessments, EU-wide instruments. This would include a **common low-carbon threshold/standard for the promotion of hydrogen production installations based on their full life-cycle greenhouse gas performance**, which could be defined **relative to the existing ETS benchmark**⁴⁷ for hydrogen production. In addition, it would include a **comprehensive terminology and European-wide criteria for the certification of renewable and low-carbon hydrogen** possibly building on the existing ETS monitoring, reporting and verification and the provisions set out in the Renewable Energy Directive⁴⁸. This framework could be based on the full life-cycle greenhouse gas emissions⁴⁹, considering the already existing CertifHy⁵⁰ methodologies developed by industry initiatives, in consistency with the EU taxonomy for sustainable investments. The specific, complementary functions that Guarantees of Origin (GOs) and sustainability certificates already play in the Renewable Energy Directive can facilitate the most cost-effective production and EU-wide trading.

As regards electricity-based hydrogen, the growing share of renewables in power generation together with the ETS cap on the CO₂ emissions of electricity for the EU as a whole will over time lead to lower CO₂ emissions upstream while the use of hydrogen is replacing fossil fuels

⁴⁶ 60% of EU companies active are small- and medium-size enterprises.

⁴⁷ Only refers to steam methane reforming.

⁴⁸ The Renewable Energy Directive allows hydrogen produced from installations connected to the grid (even if the electricity mix has low shares of renewable electricity) to be statistically accounted for as 100% renewable, provided that certain conditions are met, including the additionally of the renewable electricity used. The Commission will table a delegated act laying out the conditions in 2021.

⁴⁹ See Energy System Integration Strategy COM(2020) 299 final.

⁵⁰ E.g. CertifHy sets a life-cycle GHG emission threshold based on the existing ETS benchmark and an emission reduction target derived from the Renewable Energy Directive.

downstream in end-use sectors. The CO₂ emissions of electricity remain relevant for policies stimulating hydrogen production as it should be avoided that electricity production as such is supported indirectly; demand for electricity for hydrogen should be enabled in particular at times of abundant supply of renewable electricity in the grid. In the case of fossil-based hydrogen with carbon capture, the Commission will address upstream methane emissions occurring during the production and transport of natural gas and propose mitigating measures as part of the upcoming EU Strategy on Methane.

A supportive policy framework for scaling up hydrogen

An incentivising, supportive policy framework needs to enable renewable and, in a transitional period, low-carbon hydrogen to contribute to decarbonisation at the lowest possible cost, whilst considering other important aspects, such as industrial competitiveness and its value chain implications for the energy system. The EU already has the basis for a supportive policy-framework, notably with the Renewable Energy Directive and the Emission Trading System (ETS), while the Next Generation EU, the 2030 Climate Target Plan, and the Industrial Policy provide the instruments and financial resources to accelerate our efforts towards a sustainable recovery.

The ETS, as a market based instrument, already provides a technology-neutral, EU-wide incentive towards cost-effective decarbonisation in all its covered sectors through carbon pricing. A strengthened ETS, with potential expansion in scope as announced as part of the Green Deal, will gradually reinforce that role. Almost all existing fossil based hydrogen production is covered by the ETS, but the sectors concerned⁵¹ are deemed to be at a significant risk of carbon leakage and therefore receive free allocation at 100% of benchmark levels. As foreseen in the ETS Directive⁵², the benchmark used for free allocation will be updated for phase 4. In the forthcoming **revision of the ETS**, the Commission may consider how the production of renewable and low-carbon hydrogen could be further incentivised, while taking due account of the risk for sectors exposed to carbon leakage. Should differences in climate ambition levels around the world persist, the Commission will propose a Carbon Border Adjustment Mechanism in 2021 to reduce the risk of carbon leakage, in full compatibility with WTO rules, and will also look at the implications for hydrogen.

With the need to scale-up renewable and low-carbon hydrogen before they are cost-competitive, **support schemes are likely to be required** for some time, subject to compliance with competition rules. A possible policy instrument would be to create tendering systems for **carbon contracts for difference** ('CCfD'). Such a long term contract with a public counterpart would remunerate the investor by paying the difference between the CO₂ strike price and the actual CO₂ price in the ETS in an explicit way, bridging the cost gap⁵³ compared to conventional hydrogen production. Areas where a pilot scheme for carbon contracts for difference can be applied is to accelerate the replacement of existing hydrogen production in refineries and fertiliser production, **low carbon and circular steel and basic chemicals**, and to support the deployment in the maritime sector of hydrogen and derived fuels such as **ammonia** and the deployment of synthetic low-carbon fuels in the aviation

⁵¹ Notably for refineries and fertiliser production.

⁵² DIRECTIVE (EU) 2018/410.

⁵³ The contract would cover the difference between the CO₂ strike price and the actual CO₂ price in the ETS in an explicit way.

sector. It could be implemented at EU, or national level, including with the support of the ETS Innovation Fund. The proportionality of such measures and their market impact should be assessed carefully ensuring that these comply with the State aid guidelines for energy and environmental protection.

Finally, **direct and transparent, market-based support schemes** for renewable hydrogen, allocated through competitive tenders, could be envisaged. Market-compatible support should be coordinated within a transparent, efficient and competitive hydrogen and electricity market that provides price signals that reward electrolyzers for the services they provide to the energy system (e.g. flexibility services, augmenting renewable production levels, reducing burden from renewable incentives).

Overall, this approach allows for differentiated support for boosting demand and supply, taking into account the type of hydrogen and different starting points of Member States, in line with State aid policy. Investments into renewable and low-carbon hydrogen production installations and technologies, such as electrolyzers, can apply for EU funding. Furthermore, carbon contracts for difference for renewable and low-carbon hydrogen could provide initial support for early deployment in various sectors until they have become sufficiently mature and cost-competitive in their own right. For renewable hydrogen, direct market based support schemes and quotas could also be considered. This should allow to kick-start a hydrogen ecosystem of significant scale throughout the EU in the coming decade and towards full commercial deployment afterwards.

5. DESIGNING A FRAMEWORK FOR HYDROGEN INFRASTRUCTURE AND MARKET RULES

The role of infrastructure

A condition for a widespread use of hydrogen as an energy carrier in the EU is the availability of energy infrastructure for connecting supply and demand. Hydrogen may be transported via pipelines, but also via non-network based transport options, e.g. trucks or ships docking at adapted LNG terminals, insofar as technically feasible. Transport can happen as pure gaseous or liquid hydrogen, or bound in bigger molecules that are easier to transport (e.g. ammonia or liquid organic hydrogen carriers). Hydrogen can also provide cyclical or seasonal storage, e.g. in salt caverns⁵⁴, to produce electricity to cover peak demand, secure hydrogen supply, and allow electrolyzers to operate flexibly.

The infrastructure needs for hydrogen will ultimately depend on the pattern of hydrogen production and demand and transportation costs and are linked to the different phases of the development of hydrogen production, increasing significantly after 2024. Furthermore, infrastructure to support carbon capture use and storage may be needed for the production of low-carbon hydrogen and synthetic fuels. Following the stepwise approach outlined above demand for hydrogen may initially be met by production on-site (from local renewables sources or natural gas) in industrial clusters and coastal areas through existing “point-to-point” connections between production and demand. The existing rules for so-called closed

⁵⁴ In the UK, at Teesside in Yorkshire, a British company stores 1 million m³ of pure hydrogen (95% H₂ and 3–4% CO₂) in three salt caverns at a depth about 400 m at 50 bar. Europe’s technical potential to store hydrogen in salt caverns is around 85 PWh (Caglayan et al. 2020).

distribution systems, direct lines or exemptions in the gas and electricity markets may provide guidance on how to address this⁵⁵.

In the second phase, local hydrogen networks would emerge to cater for additional industrial demand. With increasing demand, the optimisation of the production, use and transport of hydrogen will have to be secured and is likely to require longer-range transportation to ensure that the entire system is efficient through the revision of the **Trans-European Networks for Energy (TEN-E) and the review of the internal gas market legislation for competitive decarbonised gas markets**⁵⁶. To ensure interoperability of markets for pure hydrogen, common quality standards (e.g. for purity and thresholds for contaminants) or cross-border operational rules may be necessary.

This process should be combined with a strategy to meet the transport demand through a network of refuelling stations, linked to the review of the **Alternative Fuels Infrastructure Directive** and the revision of the **Trans-European Transport Network (TEN-T)**.

With the imminent phase-out of low calorific gas and with the demand for natural gas declining after 2030, elements of the existing pan-European gas infrastructure could be repurposed to provide the necessary infrastructure for large-scale cross-border transport of hydrogen. **Repurposing may provide an opportunity for a cost-effective energy transition in combination with (relatively limited) newly built hydrogen dedicated infrastructure**⁵⁷.

However, existing natural gas pipelines are owned by network operators that are often not allowed to own, operate and finance hydrogen pipelines. To enable repurposing of existing assets, its technical suitability must be assessed as well as a review of the regulatory framework for competitive decarbonised gas markets should allow such financing and operation with an overall energy system perspective in mind. Sound infrastructure planning, such as on the basis of ten year network development plans ('TYNDP'), is needed on the basis of which decisions to invest can be taken. Such planning should also inform and be the basis for incentivising investments by private investors in electrolysers at the best locations. The Commission will thus ensure the full integration of hydrogen infrastructure in the infrastructure planning, including through the revision of the Trans-European Networks for Energy and the work on Ten-Year Network Development Plans (TYNDPs), taking into account also the planning of a network of fuelling stations.

The blending of hydrogen in the natural gas network at a limited percentage may enable decentralised renewable hydrogen production in local networks in a transitional phase⁵⁸. However, blending is less efficient and diminishes the value of hydrogen. Blending also changes the quality of the gas consumed in Europe and may affect the design of gas infrastructure, end-user applications, and cross-border system interoperability. Blending thus

⁵⁵ See Articles 28 and 38 of Directive 2009/73/EC (OJ 211/94 of 14.08.2009) and Articles 7 and 38 of Directive (EU) 2019/944 (OJ 158/125 of 14.06.2019).

⁵⁶ Review of Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and Regulation (EC) 715/2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks.

⁵⁷ E.g. it is expected that a hydrogen network in Germany and the Netherlands may consist of up to 90% of the of repurposed natural gas infrastructure. Repurposed pipelines are often already to a large extent depreciated.

⁵⁸ It would provide a reliable evacuation route, and, if combine with support schemes, guarantees revenues to kick-start production. Particularly for electrolysers located at optimal production sites, rather than in proximity to demand, a lack of sufficient dedicated hydrogen infrastructure may imply increased investments in on-site storage and/or curtailment of production.

risks fragmenting the internal market if neighbouring Member States accept different levels of blending and cross-border flows are hindered. To mitigate such a situation, the technical feasibility of adjusting the quality and cost of handling the differences in gas quality need to be assessed. Current gas quality standards – national and CEN – would need to be updated. Moreover, reinforcement of instruments may be needed to secure cross-border coordination and system interoperability for an unhindered flow of gases across Member States. These options require careful consideration in terms of their contribution to the decarbonisation of the energy system as well as economic and technical implications.

Fostering liquid markets and competition

As EU Member States have different potential for the production of renewable hydrogen, an open and competitive EU market with unhindered cross-border trade has important benefits for competition, affordability, and security of supply.

Moving **towards a liquid market** with commodity-based hydrogen trading would facilitate entry of new producers and would be beneficial for deeper integration with other energy carriers. It would create viable price signals for investments and operational decisions. Whilst recognising the inherent differences, existing rules that enable efficient commercial operations developed for the electricity and gas markets, such as access to trading points and standard product definitions, could be considered for a hydrogen market under the review of the gas legislation for competitive decarbonised gas markets.

To facilitate the deployment of hydrogen and develop a market where also new producers have access to customers⁵⁹, **hydrogen infrastructure should be accessible to all** on a non-discriminatory basis. In order not to distort the level playing field for market-based activities, network operators must remain neutral. Third-party access rules, clear rules on connecting electrolysers to the grid and streamlining of permitting and administrative hurdles will need to be developed to reduce undue burden to market access. Providing clarity now will avoid sunk investments and the costs of ex-post interventions later.

An open and competitive EU market with prices that reflect energy carriers' production costs, carbon costs, and external costs and benefits would efficiently provide clean and safe hydrogen to end users who value it most⁶⁰. Equal treatment of hydrogen with other carriers must be ensured to not distort the relative prices of different energy carriers⁶¹. Solid relative price signals not only allow energy users to make informed decisions about what energy carrier to use where, it also means that they can make efficient decisions between consuming energy or not, i.e. to make an optimal trade-off when investing in energy efficiency measures.

⁵⁹ In line with the European Pillar of Social Rights (principle 20), where technology promotes the affordability of, and access to essential services for all.

⁶⁰ This would be in line with the energy efficiency first principle.

⁶¹ For instance, energy losses from hydrogen production or conversion should not be socialised if it generates undue advantage compared to other carriers.

6. PROMOTING RESEARCH AND INNOVATION IN HYDROGEN TECHNOLOGIES

The EU has supported research and innovation on hydrogen for many years, starting through traditional collaborative projects⁶², and subsequently mainly with the Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU)⁶³. These efforts have enabled several technologies to come close to maturity⁶⁴, alongside the development of high-profile projects in promising applications⁶⁵, and to achieve EU global leadership for future technologies, notably on electrolyzers, hydrogen refuelling stations and megawatt-scale fuel cells. EU funded projects also allowed improvement in the understanding of the applicable regulation for boosting the production and utilisation of hydrogen in the EU.

To ensure a full hydrogen supply chain to serve the European economy, further research and innovation efforts are required.

First, on the **generation** side, this will entail upscaling to **larger size, more efficient and cost-effective electrolyzers in the range of gigawatts** that, together with mass manufacturing capabilities and new materials, supply hydrogen to large consumers. As a first step, a call for proposals for a 100 MW electrolyser will be launched this year. **Solutions at lower technology readiness level** need also to be incentivised and developed such as, for example, hydrogen production from marine algae, from direct solar water splitting, or from pyrolysis processes with solid carbon as side product, while paying due attention to sustainability requirements.

Second, infrastructure needs further development to **distribute, store and dispense hydrogen at large volumes** and possibly over long distances. The **repurposing of existing gas infrastructure** for transporting hydrogen or hydrogen-based fuels also needs further research, development and innovation activities.

Third, large scale end-use applications need to be further developed, notably in **industry** (e.g. using hydrogen to replace coking coal in steel-making or upscaling renewable hydrogen in chemical and petrochemical industry) and in **transport** (e.g. heavy duty road transport, rail, waterborne and aviation). Pre-normative research, including the safety dimension, should be tailored to assist deployment plans and enable improved, harmonised standards.

Finally, further research is needed to support policy making on a number of cross-cutting areas, in particular to enable **improved and harmonised (safety) standards** and monitoring and assess social and labour market impacts. Reliable methodologies have to be developed for **assessing the environmental impacts of hydrogen technologies** and their associated value chains, including their full life-cycle greenhouse gas emissions and sustainability. Importantly, securing the supply of **critical raw materials in parallel to material reduction**, substitution, reuse, and recycling needs a thorough assessment in the light of their future expected increasing deployment, with due account being paid to ensuring security of supply and high levels of sustainability in Europe.

⁶² First examples are the hydrogen bus demonstration through the CUTE projects (started in 2003) and its successor HyFLEET: CUTE, which made major advances in proving fuel cell and hydrogen propulsion technologies.

⁶³ FCH JU is a public private partnership aligning European research and industry to a common research agenda. Over the last decade, the EU contributed around €900 million to FCH JU.

⁶⁴ E.g. buses, passenger cars, vans, material-handling vehicles, and refuelling stations.

⁶⁵ E.g. e-fuels for aviation, hydrogen in rail, and the maritime sector.

Coordinated EU research and innovation support is also needed for **large-scale high-impact projects across the entire hydrogen value chain**, including large scale electrolyzers (hundreds of megawatts connected to clean electricity production and supplying renewable hydrogen for example to industrial areas or green airports and ports (as proposed in the Green Deal Call), that are able to test technology in real life environment.

To address all these challenges the Commission will carry out a set of actions targeting research, innovation, and relevant international cooperation⁶⁶, supporting the energy and climate policy objectives.

Under the Research and Innovation framework Programme Horizon Europe, an institutionalized **Clean Hydrogen Partnership** was proposed with main focus on renewable hydrogen production, transmission, distribution and storage, alongside selected fuel cell end-use technologies⁶⁷. While the Clean Hydrogen Partnership will support research, development and demonstration of technologies to bring them to market readiness, the Clean Hydrogen Alliance will pool resources to bring scale and impact to industrialisation efforts, in order to achieve further cost reductions and competitiveness. The Commission also proposes to increase the support for research and innovation in the end-use of hydrogen in key sectors through synergies with important partnerships proposed under Horizon Europe, notably on transport⁶⁸ and on industry⁶⁹. Close cooperation between these partnerships would support the development of supply chains for hydrogen and jointly scale-up investments.

In addition, **the ETS Innovation Fund**, which will pool together around €10 billion to support low-carbon technologies over the period 2020-2030, has the potential to facilitate first-of-a-kind demonstration of innovative hydrogen-based technologies. The Fund can substantially reduce the risks of large and complex projects, and therefore offers a unique opportunity to prepare such technologies for a wide-scale roll out. A first call for proposals under the Fund was launched on 3 July 2020.

The Commission will also provide targeted support to build the necessary capacity for preparation of financially sound and viable hydrogen projects, where this is identified as a priority in the relevant national and regional programmes, through dedicated instruments (e.g. InnovFin Energy Demonstration Projects, InvestEU) possibly in combination with advisory and technical assistance from the Cohesion Policy, from the European Investment Bank Advisory Hubs or under Horizon Europe. For example, the Hydrogen Valleys Partnership⁷⁰ is already supporting innovation hydrogen eco-systems. In the next funding period, a dedicated Interregional Innovation Investment Instrument with a pilot action on hydrogen technologies in carbon-intensive regions will support the development of innovative value chains in the context of the European Regional Development Fund.

⁶⁶ For international actions in Research and Innovation please refer to part 7.

⁶⁷ As fuel cell and electrolyser technologies have many similarities.

⁶⁸ For example, the proposal of Transport R&I partnerships like 2Zero, Zero Emission Waterborne Transport, and Clean Aviation under Horizon Europe will establish further R&I research on Hydrogen applications for Transport.

⁶⁹ For example on clean steel, circular and climate neutral industries.

⁷⁰ This is supported under the S3 Platform on Industrial Modernisation.

The cooperation with research and innovation efforts of Member States in the context of the Strategic Energy Technologies (SET) Plan priorities⁷¹ will also be ensured. Synergies with other instruments such as the Innovation Fund or Structural Funds will be sought in order to bridge the valley-of-death through first-of-a-kind demonstration projects reflecting the diversity of opportunities for renewable and low-carbon hydrogen across the EU.

7. THE INTERNATIONAL DIMENSION

The international dimension is an integral part of the EU approach. Clean hydrogen offers new **opportunities for re-designing Europe's energy partnerships with both neighbouring countries and regions** and its international, regional and bilateral partners, **advancing** supply diversification and helping design stable and secure supply chains.

In line with the external dimension of the European Green Deal, the EU has a strategic interest in placing hydrogen high on its external energy policy agenda, continuing to invest in international cooperation on climate, trade and research activities but also broadening its agenda to new areas.

For many years, research has been the basis for international cooperation on hydrogen. The EU, together with the US and Japan, developed the most ambitious research programmes addressing different segments of the hydrogen value-chain, and the **International Partnership for a Hydrogen Economy (IPHE)** was established as a first vehicle in this respect.

The interest in clean hydrogen is now growing globally. Several countries are developing ambitious research programmes along national hydrogen strategies⁷², and an international hydrogen trade market is likely to develop. The US and China are investing massively in hydrogen research and industrial development. Some of EU's current gas suppliers and countries with a strong potential for renewables are considering opportunities to export renewable electricity or clean hydrogen to the EU. For example Africa, due to its abundant renewables potential and in particular North Africa due to geographic proximity, is a potential supplier of cost-competitive renewable hydrogen to the EU⁷³ requiring that the deployment of renewable power generation in these countries strongly accelerates.

In this context, the EU should actively promote new **opportunities for cooperation on clean hydrogen with neighbouring countries and regions, as a way to contribute to their clean energy transition and foster sustainable growth and development**. Taking into account natural resources, physical interconnections and technological development, the Eastern Neighbourhood, in particular Ukraine, and the Southern Neighbourhood countries should be priority partners. Cooperation should range from research and innovation to regulatory policy, direct investments and undistorted and fair trade in hydrogen, hydrogen, its derivatives, and the associated technologies and services. According to industry's estimate 40 GW of electrolyzers could be potentially installed in the Eastern and Southern Neighbourhood by

⁷¹ In particular the SET Plan actions where hydrogen use is addressed, such as the actions on industry, on fuels and on CCSU.

⁷² E.g. Australia, Canada, Norway, South Korea, and several EU Member States.

⁷³ This would require that the deployment of renewable power generation in these countries strongly accelerates.

2030, ensuring a sustained cross-border trade with the EU. Realising the ambition and supplying significant amounts of renewable hydrogen to the EU should be addressed in energy cooperation and diplomacy.

To support investments in clean hydrogen in the European Neighbourhood, the Commission will mobilise the available financing instruments including the Neighbourhood Investment Platform, which has financed for many years projects accompanying the clean energy transition of partner countries. The Commission would also be ready to support new hydrogen-related project proposals by international financial institutions, for potential co-financing through this blending facility, for example in the context of the Western Balkans Investment Framework⁷⁴.

The EU Stabilisation and Association Agreements with the Western Balkans, as well as the Association Agreements with **Neighbourhood countries**, provide the political framework for the participation of those countries in joint hydrogen research and development programmes with the EU. The **Energy Community and the Transport Community** will have a critical role to play for the promotion of EU regulations, standards and clean hydrogen, including the deployment of new infrastructure, such as refuelling networks and the re-use, where relevant, of existing natural gas grids, as the regional sectorial international cooperation fora. Participation of the Western Balkans and Ukraine in the Clean Hydrogen Alliance will be encouraged.

The energy dialogues with partners in the **Southern Neighbourhood** will help define and advance a common agenda and identify projects and joint activities. Cooperation with the industry should also be promoted through regional cooperation fora such as the “*Observatoire Méditerranéen de l’Energie*”. The Commission will explore in the context of the **Africa-Europe Green Energy Initiative**⁷⁵ the opportunity to support awareness raising of clean hydrogen opportunities amongst public and private partners, including joint research and innovation projects. It will also consider potential projects through the European Fund for Sustainable Development⁷⁶.

More broadly hydrogen could be mainstreamed in the EU’s international, regional and bilateral energy and diplomacy efforts, but also on climate, research, trade and international cooperation. Broad agreement with international partners will be essential to establish conditions for the emergence of a global, rules-based market that contributes to a secure and competitive hydrogen supply for the EU market. Early action will be key to prevent the emergence of market barriers and trade distortions. In this context, an assessment of how to address possible distortions and barriers to trade and investment in hydrogen will be carried out in the context of the ongoing EU Trade Policy review. Furthermore, bilateral dialogues promoting EU regulations, standards and technologies could be facilitated.

⁷⁴ Which is endowed with funds of the EU Instrument for Pre-accession Assistance, as well as with contributions from the International Financing Institutions belonging to its platform.

⁷⁵ The Africa Europe Green Energy Initiative was laid out in the Communication ‘Towards a comprehensive Strategy with Africa’ JOIN(2020) 4 final of 09.03.2020.

⁷⁶ The European Fund for Sustainable Development (EFSD) supports investments in Africa and the EU’s neighbouring countries to help achieve the UN 2030 Agenda, its Sustainable Development Goals and the Paris Agreement on Climate Change.

Furthermore, the EU should promote in **multilateral fora** the development of international standards and the setting up common definitions and methodologies for defining overall emissions from each unit of hydrogen produced and carried to final use as well as international sustainability criteria. The EU is already highly involved in IPHE, and co-leads the new clean hydrogen mission under Mission Innovation and the Clean Energy Ministerial Hydrogen initiative (CEM H2I). International collaboration could also be expanded through international standardisation bodies and global technical regulations of the United Nations (UN-ECE, International Maritime Organisation), including harmonisation of automotive regulation for hydrogen vehicles. Cooperation under G20, as well as with the International Energy Agency (IEA) and the International Renewable Energy Agency (IRENA), creates further opportunities for exchange of experiences and best practices.

Finally, to reduce the foreign exchange risks for EU market operators, both on imports and exports, it is important to facilitate the development of a structured international hydrogen market in euro. Hydrogen being a nascent market, the Commission will develop a **benchmark for euro denominated transactions in hydrogen** thus contributing to consolidate the role of the euro in trade of sustainable energy.

8. CONCLUSIONS

Renewable and low-carbon hydrogen can contribute to reduce greenhouse gas emissions ahead of 2030, to the recovery of the EU economy, and is a key building block towards a climate-neutral and zero pollution economy in 2050, by replacing fossil fuels and feedstock in hard-to-decarbonise sectors. Renewable hydrogen also offers a unique opportunity for research and innovation, maintaining and expanding Europe's technological leadership, and creating economic growth and jobs across the full value chain and across the Union.

This requires ambitious and well-coordinated policies at national and European levels, as well as diplomatic outreach on energy and climate with international partners. This strategy brings different strands of policy action together, covering the entire value chain, as well as the industrial, market and infrastructure angles together with the research and innovation perspective and the international dimension, in order to create an enabling environment to scale up hydrogen supply and demand for a climate-neutral economy. The Commission invites the Parliament, the Council, other EU institutions, social partners and all stakeholders to discuss how to leverage the potential of hydrogen to decarbonise our economy while making it more competitive, building on the actions set out in this Communication.

KEY ACTIONS

An investment agenda for the EU

- Through the **European Clean Hydrogen Alliance**, develop an investment agenda to stimulate the roll out of production and use of hydrogen and build a concrete pipeline of projects (by end of 2020).
- Support **strategic investments** in clean hydrogen in the context of the Commission's recovery plan, in particular through the **Strategic European Investment Window of InvestEU (from 2021)**.

Boosting demand for and scaling up production

- Propose measures to facilitate the use of hydrogen and its derivatives in the transport sector in the Commission's upcoming **Sustainable and Smart Mobility Strategy**, and in related policy initiatives (2020).
- **Explore additional support measures, including demand-side policies in end-use sectors**, for renewable hydrogen building on the existing provisions of Renewable Energy Directive (by June 2021).
- Work to introduce a common low-carbon threshold/standard for the promotion of hydrogen production installations based on their full life-cycle GHG performance (by June 2021).
- Work to introduce **a comprehensive terminology and European-wide criteria for the certification** of renewable and low-carbon hydrogen (by June 2021).
- Develop a pilot scheme – preferably at EU level – for a **Carbon Contracts for Difference programme**, in particular to support the production of low carbon and circular steel, and basic chemicals.

Designing an enabling and supportive framework: support schemes, market rules and infrastructure

- **Start the planning of hydrogen infrastructure**, including in the Trans-European Networks for Energy and Transport and the Ten-Year Network Development Plans (TYNDPs) (2021) taking into account also the planning of a network of fuelling stations.
- Accelerate the **deployment of different refuelling infrastructure** in the revision of the Alternative Fuels Infrastructure Directive and the revision of the Regulation on the Trans-European Transport Network (2021).
- Design enabling **market rules to the deployment of hydrogen**, including removing barriers for efficient hydrogen infrastructure development (e.g. via repurposing) and ensure access to liquid markets for hydrogen producers and customers and the integrity of the internal gas market, through the upcoming legislative reviews (e.g. review of the gas legislation for competitive decarbonised gas markets (2021).

Promoting research and innovation in hydrogen technologies

- **Launch a 100 MW electrolyser and a Green Airports and Ports call for proposals** as part of the European Green Deal call under Horizon 2020 (Q3 2020).
- Establish the proposed **Clean Hydrogen Partnership**, focusing on renewable hydrogen production, storage, transport, distribution and key components for priority end-uses of clean hydrogen at a competitive price (2021).
- Steer the development of **key pilot projects that support Hydrogen value chains**, in coordination with the SET Plan (from 2020 onwards).
- Facilitate the demonstration of innovative hydrogen-based technologies through the launch of calls for proposals under the **ETS Innovation Fund** (first call launched in July 2020).

- Launch a call for pilot action on **interregional innovation under cohesion policy** on Hydrogen Technologies in carbon-intensive regions (2020).

The international dimension

- **Strengthen EU leadership in international fora for technical standards, regulations and definitions** on hydrogen.
- **Develop the hydrogen mission** within the next mandate of Mission Innovation (MI2).
- Promote cooperation with **Southern and Eastern Neighbourhood partners and Energy Community countries, notably Ukraine** on renewable electricity and hydrogen.
- Set out a **cooperation process on renewable hydrogen with the African Union** in the framework of the Africa-Europe Green Energy Initiative.
- Develop a **benchmark for euro denominated transactions** by 2021.

この報告書はポートルースの交付金による日本財団の助成金を受けて作成しました。

欧州における水素バリューチェーンに関する調査

2021年度 JSC 特別調査

2022年（令和4年）3月発行

発行 日本船舶輸出組合

〒105-0001 東京都港区虎ノ門 1-15-12

日本ガス協会ビル 3階

TEL 03-6206-1663 FAX 03-3597-7800

JAPAN SHIP CENTRE (JETRO)

Cheapside House, 138 Cheapside,

London EC2V 6BJ, U. K.

一般財団法人 日本船舶技術研究協会

〒107-0052 東京都港区赤坂 2-10-9 ラウンドクロス赤坂

TEL 03-5575-6426 FAX 03-5114-8941

本書の無断転載、複写、複製を禁じます。

