

洋上風力からの水素製造と水素インフラ構築に関する欧州の動向

電力・新エネルギーユニット
新エネルギーグループ
關 思超 (かん・すちょう)

概要

洋上風力発電は、欧州のエネルギー・環境戦略において重要な供給力の一つとして位置付けられている。また IEA は、2040 年に EU の電力の 5 分の 1 が洋上風力発電によって供給されるとの見通し (Sustainable Development Scenario)¹を出している。更に、これまでの洋上風力発電導入拡大に伴い、発電コストも低下している。近年実施された入札では、0.05 ドル/kWh 以下の落札価格も記録されている (2025 年以降稼働開始予定)。一方で、洋上風力発電を有効に利用するために、欧州は陸上送電インフラの強化とともに、洋上風力発電からの水素製造にも注目し始めている。英国、ドイツ、オランダ等北海沿岸諸国では、洋上風力発電による水素製造プロジェクトが既に開始されている。また、水素輸送に関しては、欧州の一部の国では、短期的にはガスパイプラインへの水素混合率の引き上げ、長期的には既存ガスパイプラインの改装による 100%水素の輸送も視野に入れた検討も見られる。

日本では、再エネ海域利用法 (海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律) の成立とともに洋上風力発電プロジェクト開発の計画策定が活発化しているが、洋上風力発電適地における系統接続可能容量の上限や系統接続費用の負担が課題となっている。そのため、洋上風力発電による水素製造は、将来的に懸念される系統接続制約を回避するための一つのオプションとなるかもしれない。

また、2050 年までに、国内における GHG 排出量を 80%削減するという目標を実現するためには、ガス部門の低炭素化も必須となる。ガスインフラが水素を含めた低炭素ガスに対してどのように段階的に対応していくかに関する議論の加速が望まれる。

¹ IEA, Offshore Wind Outlook 2019, <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>

1. 背景

欧州委員会は 2050 年までに温室効果ガス（GHG）の排出を実質ゼロにするような方針（European Green Deal）を打ち出している²。また、フランスと英国はすでに 2050 年までのネットゼロエミッションを法制化している。ゼロエミッションを実現するためには電力を脱炭素化し最終需要の電化を進める方策が経済的であるとされているが、用途の特性上、電化が困難な分野において利用せざるを得ない化石燃料の代替オプションとして CO2 フリー水素が注目されている。特に再生可能エネルギー電力からの水素製造は、自然変動再生可能エネルギーの電力系統への影響を緩和することもできるため、低炭素化社会を支える一つの要素技術として期待されている。

洋上風力発電は、欧州の長期エネルギー・環境戦略に重要な役割を果たすことが予想される。2010 年から 2019 にかけて欧州における洋上風力発電の設備導入量は約 6.5 倍（2,931MW から 21,984MW³）に増加した。同時に、洋上風力の発電コストは低下し続けている。2010 年から 2018 年の間で欧州における平均洋上風力発電コストは 14% 低下した（0.156 ドル/kWh（2010 年）から 0.134 ドル/kWh（2018 年））⁴。近年、欧州諸国で実施されている洋上風力発電の入札では、補助金無しの案件が相次いで落札となり、売電価格が 0.05 ドル/kWh 以下のプロジェクト（2025 年以降稼働開始予定）も見られる⁵。膨大なポテンシャルを有し、かつ安価な洋上風力発電を有効に利用するために、洋上風力発電からの水素製造が注目され、北海沿岸国中心に実証プロジェクトの実施が相次いで発表されている。

欧州では同時に、CO2 フリー水素⁶の利用拡大を支える基盤である水素輸送インフラの整備のあり方についても検討が進められており、特に既存のガスインフラの活用が重要視されている。本稿では、洋上風力発電の中心地である北海地域の諸国（英国、ドイツ、オランダ）における洋上風力発電からの水素製造に関するプロジェクト事例、ならびに水素輸送インフラ整備に関する動きを中心に、最近の動向を整理するとともに、日本の洋上風力発電や水素に関する戦略への示唆を検討する。

² 2019 年 12 月、新欧州委員会委員長であるフォン・デア・ライエン氏は「欧州グリーンディール（A European Green Deal）」を公表し、2050 年までに温室効果ガス（GHG）のネットゼロエミッションを目指している。

³ IRENA, Renewable Capacity Statistics 2020, <https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020>

⁴ IRENA, Renewable Power Generation Cost in 2018, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf

⁵ IEA, Offshore Wind Outlook 2019, <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>

⁶ 再生可能エネルギー由来の「グリーン水素」と CCS 付きの化石燃料由来の「ブルー水素」

2. 洋上風力発電による水素製造と水素利用に関する欧州の動き

2.1. 英国

英国は、洋上風力発電の導入量において世界最大の国である。2019 年末までに英国における洋上風力発電の累積設備容量は 9,800MW に達し、総発電量の約 1 割を占める⁷。英国は、2030 年までに洋上風力発電の導入量を 30,000~40,000MW に引き上げる目標を立てている。前述のように、英国は 2050 年までに、GHG 排出量をネットゼロにする目標を法制化しており、電力以外のエネルギー需要の脱炭素化も求められる。その中で、洋上風力発電による水素の製造に注目し始めた。現在英国で進んでいる洋上風力発電を活用した水素製造のプロジェクトはまだ検討・計画段階にとどまっているが、その中で代表的なものとして、Gigastack プロジェクトと Deepwater Offshore Local Production of Hydrogen project (DOLPHYN project) が挙げられる。

Gigastack プロジェクトは世界最大規模の洋上風力発電所 Hornsea⁸をベースにしており、Hornsea 発電所 (Hornsea Two 発電所、1,400MW、2022 年運転開始予定) の洋上風力電力を用いて製造された水素を石油精製施設に供給する構成となっている⁹。同プロジェクトは、Hornsea 発電所の開発運営事業者である Ørsted 社に加え、水電解装置メーカー ITM Power 社、石油精製会社 Phillips 66 Limited 社、コンサルタント会社 Element Energy 社も参加している。Gigastack プロジェクトの主要目的の一つは大規模化による水電解装置のコスト低減であり (表 1)、2019 年に実施可能性調査を終え、次のフェーズでは 100MW 級の水素製造システム設計とビジネスモデルの検討が行われる¹⁰。

⁷ Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Wind powered electricity in UK, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/875384/Wind_powered_electricity_in_the_UK.pdf

⁸ Hornsea は 4 つのサブ区域が含まれ、トータルの設備容量は 6GW であり、2018 年に建設が開始し、2028 年完工の予定である。

⁹ <https://investor.phillips66.com/financial-information/news-releases/news-release-details/2020/Industrial-scale-renewable-hydrogen-project-advances-to-next-phase/default.aspx>

¹⁰ フェーズ 2 は 750 万ポンドの補助金を受けている

表 1 Gigastack による水電解装置の性能向上とコスト低減の指標

FCH 2 JU Multi-Year Annual Work Plan Targets		State of the Art (2017)	2020	2024	2030	Gigastack
KPI1	Electricity Consumption @ Nominal Capacity (kWh/kg)	58	55	52	50	54
KPI2	Capital Cost (£/kW) ¹	1,090	820	640	450	300-400
KPI3	Degradation (%/1,000hrs)	0.25	0.19	0.125	0.12	0.09
KPI4	Hot Idle Ramp Time (s)	10	2	1	1	<1
KPI5	Cold Start Ramp Time (s)	120	30	10	10	<30

1: Assuming €1.10/£
 KP4 & KP5 shall be considered as optional targets to be fulfilled according to the profitability of the services brought to the grids thanks to the addition of flexibility and/or reactivity (considering also potential degradation of the efficiency and lifetime duration).

(出所) Element Energy, Gigastack Bulk Supply of Renewable Hydrogen, January 2020¹¹

DOLPHYN プロジェクトは、長期的なグリーン水素供給に着目しており、浮体式洋上風力発電を用いた水素製造を検討している。今後、洋上風力発電の導入拡大に伴い着床式（水深 50-60m 以内の海域）に適する場所が少なくなることが予想され、長期的には浮体式洋上風力発電の利用が必要と考えられている。そのため、英国を含めた欧州諸国では、浮体式洋上風力発電の商業化に取り組んでいる。同プロジェクトは、単体 10MW 級の浮体式風力発電プラットフォームに海水淡水化装置と水電解装置を設置し（図 1）、製造された水素を海底パイプラインで陸上に搬送するシステム設計を検討し¹²、2MW の試作機を建設予定である（英政府から 312 万ポンドの政府補助金を受けている¹³）。ERM (Environmental Resources Management Limited) 社、Tractebel Engie 社、ODE 社等がプロジェクトに参加しており、2030 年以降には、水素製造コストを 1.15 ポンド/kg (1.41 ドル/kg¹⁴) 以下に引き下げることを目指している。

¹¹

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/866377/Phase_1_-_ITM_-_Gigastack.pdf

¹² 経済性評価の結果、同プロジェクトで想定した洋上風力発電施設の離岸距離が遠いため、陸上に送電し陸上で水電解を行うことより、洋上で水素を製造し海底パイプラインで水素を陸上に輸送する方が経済性に優れている

¹³ <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-supply-competition/hydrogen-supply-programme-successful-projects-phase-2#dolphyn>

¹⁴ 天然ガス+CCUS の水素製造コストは 1.4~1.5 ドル/kg である (IEA, The Future of Hydrogen, <https://webstore.iea.org/download/direct/2803>)



図1 浮体式洋上風力水素製造プラットフォームのデザイン

(出所) Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Dolphyn Hydrogen Phase 1 Final Report, October 2019¹⁵

英国では、ガス部門の脱炭素化のために CO₂ フリー水素の活用を目指している。2018 年の英国における天然ガスの 66%は熱需要に利用されている(産業部門 12%¹⁶、家庭部門 35%、業務部門 9%、その他 10%)¹⁷が、将来的に熱供給で使われている燃料を天然ガスから水素に切り替えるために、消費者側の機器の交換や水素輸送インフラの整備に向けた準備が進められている。

例えば、2002 年から、ガス配管の安全性を向上するために、鉄製ガス配管 (<7bar) を Polyethylene (PE) 製配管に切り替えるプロジェクト (Iron Mains Replacement Programme: IMRP) が実施されている。新しい PE 製配管は水素の輸送も可能であるため、同プロジェクト終了時 (2031 年頃) には、英国における約 9 割のガス配管が水素の配送に適用できるとされている¹⁸。

また、英国では現在、天然ガスグリッドにおける水素の混合率は 0.1vol%以下に規制されているが、水素利用拡大の第一段階として、既存のガスインフラや利用機器の変更を必要としない範囲において水素混合率を引き上げるための実証が進められている。ITM Power や Keele University 等が中心に実施している HyDeploy プロジェクトでは、Keele University 敷地内においてガス配管とガス利用機器の 20vol%水素混合率への適用性を実証している(同プロジェクトは HSE (Health and Safety Executive) から水素混合率を最大 20 vol%に引き上げ

¹⁵

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/866375/Phase_1_-_ERM_-_Dolphyn.pdf

¹⁶ 産業部門におけるエネルギー転換プロセスを含む

¹⁷ Gas (DUKES) (July 2019 更新), <https://www.gov.uk/government/statistics/natural-gas-chapter-4-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>

¹⁸ <https://www.icheme.org/media/11593/transitioning-to-hydrogen-report.pdf>

る特別許可が与えられている¹⁹⁾。HyDeploy プロジェクトと同様に、HyNET NW プロジェクトも既存ガスインフラへの水素混合のあり方を検討している。同時に、天然ガスを 100% 水素に切り替えるための検討・検証のプロジェクトも進行している (H4Heat プロジェクト、H21 プロジェクト (H21 Leeds City Gate Project、H21NIC、H21 North of England)、H100 プロジェクト等)。

2.2. ドイツ

ドイツは、英国に次いで世界第二位の洋上風力発電導入量となっており (2019 年末時点の導入量は 7,745MW)、2030 年までに洋上風力発電設備容量を 15,000~20,000MW へ拡大することを目指している。ドイツは、2022 年までに原子力、2038 年までに石炭火力をフェーズアウトし、2030 年までに再生可能エネルギー電力の割合を 65%に引き上げるとしている。

ドイツでは、風力発電適地は北部、電力消費は南部に偏っているが、南北の送電線新設が難航している。この課題に対処するために、ドイツは自然変動再生可能エネルギー電力を水素に変換し、その水素を様々な分野で活用する Power-to-Gas (PtG) のプロジェクトを積極的に進めている。ドイツ北部に偏在する洋上風力発電の導入拡大は、増強整備が遅れている系統への負担を増加させることになることから、それを回避するために、洋上風力発電からの水素製造が注目されている。

2019 年、石油精製会社 Raffinerie Heide を中心に、Thyssenkrupp、EDF (Germany)、Holcim Germany (セメント会社)、Open Grid Europe (OGE)、Ørsted、Thüga Aktiengesellschaft (投資会社) 地方自治体の開発機関 The Heide Region Development Agency、並びに自治体所有のユーティリティー会社 Stadtwerke Heide 等は、ドイツ北部の Schleswig-Holstein 州で Westküste 100 プロジェクトを立ち上げた。同プロジェクトは、電力系統に吸収できない洋上風力発電の余剰電力から製造するグリーン水素と、近傍のセメント工場で回収する CO₂ からカーボンニュートラルな合成航空燃料を製造する計画である²⁰⁾。フェーズ 1 では、向こう 5 年間で 30MW の水電解装置を設置する予定である²¹⁾。将来は水電解装置の規模を 700MW に引き上げ、グリーン水素の利用範囲もさらに拡大することを目指している。

ドイツでは送電網の容量制約に適合するため、今後も洋上風力発電からの水素製造は増加するものと見込まれている。現在策定中の国家水素戦略では、洋上風力水素製造の具体的な導入計画が注目されている。

水素の輸送について、ドイツは既存インフラの活用を重要視している。ドイツでは現在ガスパイプラインに 2vol %~10 vol %²²⁾ (地域よっては異なる) の水素混合が認められており、ガスパイプラインへ水素混合の実証プロジェクトも実施されている。また、前述の Westküste

¹⁹⁾ <https://www.itm-power.com/news/hydeploy-uk-gas-grid-injection-of-hydrogen-in-full-operation>

²⁰⁾ Westküste 100 プロジェクトのコンセプト : <https://www.westkueste100.de/>

²¹⁾ <https://www.heiderefinery.com/en/press/press-detail/cross-sector-partnership-green-hydrogen-and-decarbonization-on-an-industrial-scale/>

²²⁾ IEA, Limits on hydrogen blending in natural gas networks, 2018, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-2018>

100 プロジェクトのように、グリーン水素と CO₂ でカーボンニュートラルな合成燃料（メタンや液体燃料）を生産することにも積極的に取り組んでいる。カーボンニュートラルな合成燃料は、CO₂ 削減に貢献すると同時に、既存のインフラやエネルギー利用機器をそのまま活用できることに意義がある。

長期的な水素輸送インフラの整備については、既存の天然ガスパイプラインを最大限活用する方向で検討が進められている。連邦経済エネルギー省（BMWi）が設立²³した将来のガスインフラの在り方を議論する Gas 2030 Dialogue では、水素の取扱いが議論の焦点の一つとなっている。同 Dialogue の第一回取りまとめ案では、水素輸送ネットワークの建設は水素利用設備の普及拡大と同調しながら、一部の地域では産業や運輸部門の需要家に水素を輸送するための水素専用パイプラインの建設も考えられるとの考え方が示されている。同取りまとめ案は、水素輸送パイプラインの整備については、既存の天然ガスインフラ（パイプラインや貯蔵施設）の活用（水素輸送するための天然ガスパイプラインの改装等）を強調している。

政府の方針に応じて、ドイツのガスパイプライン運営事業者団体 FNB Gas は、全長 5,900km の水素ネットワークビジョンを公表した（図 2）。この水素ネットワーク（100%水素輸送可能）の 90%は既存のガス導管（ガス導管の改装）や貯蔵施設の活用を想定している。FNB Gas は 2020 年 5 月にドイツ北部で 1,200km の水素グリッドを 2030 年までに建設する計画（H₂ Startnetz 2030）を公表した（1,100km は既存の天然ガスパイプラインの改装、100km は新規の水素パイプライン）。パイプラインの建設・改装にあたって約 6.6 億ユーロの投資（パイプライン利用料金の 1% 上昇と相当する）が必要と試算されている²⁴。FNB Gas は、策定中のガスネットワーク計画（Gas Network Development Plan 2020-2030）にも水素供給を織り込んでいる。そのため、将来の水素の需要と供給のマッチング（国内 PtG 施設や水素輸入受入地点と水素需要の分布）に関する調査も実施している。

²³ 2018 年 12 月

²⁴ FNB Gas, https://www.fnb-gas.de/media/h2-startnetz_2030_mit_erlaeuterung.pdf

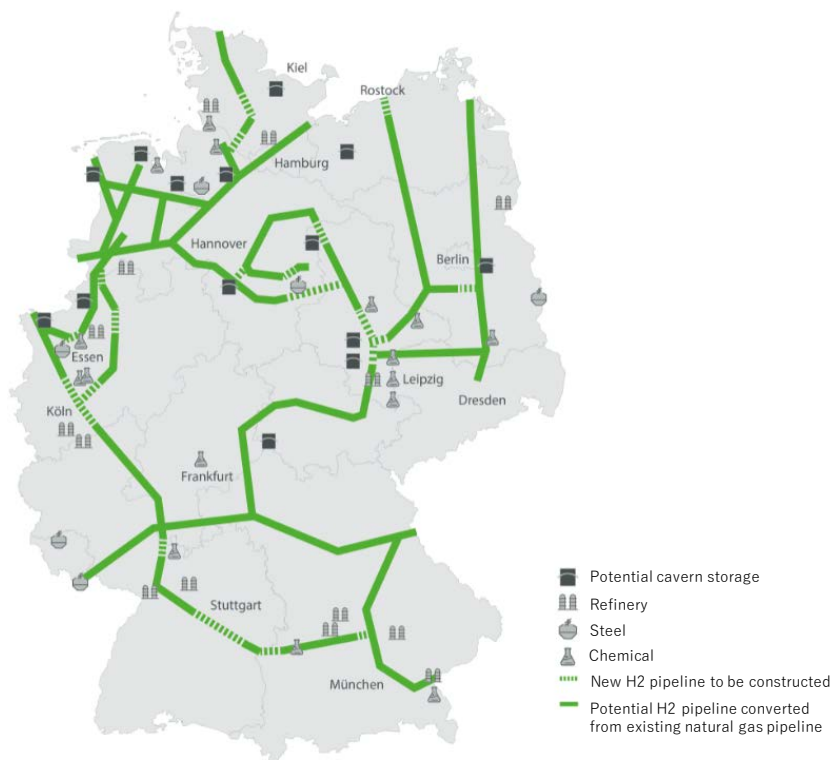


図2 水素ネットワークビジョン
(出所) FNBGas 資料²⁵ (一部加筆)

また、天然ガスパイプラインを水素輸送用に改装する実証プロジェクトも既に動いている。大手石油会社 BP 社、RWE 社、化学品メーカー Evonic 社、Nowega や OGE などガスパイプライン事業者が中心に実施している GET H2 Nukleus プロジェクト²⁶はその一つである。同プロジェクトは、ドイツ北西部の Lower Saxony 州 Lingen 地域にグリーン水素製造施設（100MW の水電解装置、電力は風力発電）を設置し、製造された水素を、North-Rhine-Westphalia 州の Gelsenkirchen にある化学工場や石油精製工場に送る 130km の施設である。一部水素パイプラインの新設もあるが、既存の天然ガスパイプラインの改装を中心として 100%の水素を輸送する計画であり、2022 年末までの水素輸送開始を目指している。

2.3. オランダ

オランダは、2030 年までに温室効果ガスの 1990 年比 49%削減を目標にしている。また、脱石炭火力の法制化（2030 年までに石炭発電をフェーズアウト）や、国内ガス田の生産停止（2022 年までに国内 Groningen ガス田操業停止）などの政策方針が決められている。

²⁵ <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/>

²⁶ GET H2 Nukleus プロジェクト <https://www.get-h2.de/en/get-h2-nukleus/>

Groningen ガス田で生産されたガスには 14%²⁷⁾ほどの窒素が含まれている低カロリーガス (L-gas) であり、利用されるガスパイプラインと設備は、ロシアからの輸入ガスなどの高カロリーガス (H-gas) とは別のシステムとなっている。Groningen ガス田の操業停止の決定を受け、L-gas の代替燃料の一つとして水素が注目されている。オランダ政府は経済性の観点から、短期的には CCS 付きの化石燃料由来水素 (ブルー水素) の供給を受け入れるものの、長期的には水素供給の大半をグリーン水素にする方針であり、洋上風力発電を活用した水素製造も一つの要素技術と位置付けている。

オランダにおける洋上風力発電の設備容量は 2019 年時点で 1,118MW であり、2030 年までに現状の 10 倍 (11,500MW) に拡大することを目指している。また、オランダは水電解装置の導入目標も設定している。2019 年 6 月に公表された Climate Agreement によると、水電解装置の大規模化によるコストダウンを狙い、2030 年までに 3,000~4,000MW の水電解装置を導入するとしている²⁸⁾。

このような状況の中、洋上風力発電を活用した水素製造に関する動きが活発になっている。石油大手 Shell Netherland 社、オランダのガス供給事業者 Gasunie 社、Groningen 港²⁹⁾が共同で世界最大規模のグリーン水素プロジェクト NorthH2 を立ち上げ、2030 年までに Eemshaven で 3,000~4,000MW³⁰⁾の洋上風力発電による水素製造設備の導入を計画している。同プロジェクトはさらに、2040 年前後までに洋上風力発電水電解システムの規模を 10,000MW (年間水素製造量は 800,000 トン) に拡大することを目指している。また、NorthH2 と同じ Groningen 地域で、ドイツの大手エネルギー会社 RWE と Innogy も洋上風力発電による水素製造の可能性調査を実施している。オランダ政府は、2030 年までに北海で洋上風力と水素の両方を供給するための実証用のエネルギー島を建設する計画を立てている。また、洋上風力発電と水素製造を統合したプロジェクトの入札についても検討している。

オランダは EU の 2050 年カーボンニュートラル目標を支持し、国内の GHG 排出を 2050 年までに 1990 年比で 95%削減する法案も提出されている (審議中)。CO₂ フリー水素を長期エネルギー戦略の一つの軸としており、それに向けて準備が進められており、政府の水素戦略の実施にあたって、2020~2030 年の 10 年間に 1,500~2,000 百万ユーロの予算が必要と試算されている (表 2)。

²⁷⁾ The Oxford Institute for Energy Study, The great Dutch gas transition, 2019,

<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/07/The-great-Dutch-gas-transition-54.pdf>

²⁸⁾ 水電解装置のコストを現状の 100 万ユーロ/MW から 35 万ユーロ/MW (2030 年) に低減すると目指している (Climate Agreement page 181)。

²⁹⁾ 同地域のガス生産は 2030 年までに止める予定である

³⁰⁾ オランダ政府も 2030 年までに 3~4GW 程の水電解水素製造施設を導入すると目標している

表 2 2030 年まで水素に対する政府予算の見込み

項目	時期	予算規模（百万ユーロ）
プログラム形成	継続	0.2~0.5/年
大規模（GW 級）な水素製造の実現	2030 年	1,000 以上
水素輸送・貯蔵システム	2030 年	未定（一部民間投資）
水素発電	2030 年	250 以上
建物における水素活用の実証プロジェクト（3-5 件）	2025 年	10~20
運輸部門（水素ステーション含む）	2025 年	10~20
産業部門における水素活用（一部は水素製造にも含まれる）	2025~2030 年	50~100
分散型再エネ電源と水素の組み合わせ	2025 年	10~20
実証用のエネルギー島の設計と建設	2030 年	100 以上
規制・標準化整備	2020~2021	10~20
研究開発	2020~2030 年	5~10/年

（出所）TKI New Gas 資料³¹をもとに筆者作成

ドイツと同様に、オランダも既存天然ガスインフラを最大限活用する水素輸送ネットワークの構築に関する検討が進められている。短期的には、既存の天然ガスパイプラインへの水素の混合を推進する（2%から 10%~20%への引き上げ）。2020 年 4 月に公表された政府の水素戦略³²では、ガスパイプラインにおけるグリーン水素の混合義務化に関する検討も行う予定である。

天然ガスインフラを活用した水素輸送ネットワークの整備についての議論も開始されている。ガスパイプライン運営会社 Gasunie 社を中心に、既存の天然ガスパイプラインを水素輸送用に転換する実証事業がすでに行われている。例えば、2016 年に実施された Hydrogen Symbiosis プロジェクトでは（オランダの Zeeland 地域）、全長 12km のガスパイプラインを改装し、工場間³³の水素輸送に利用している。フェーズ 1 では、パイプラインで輸送するガスの比率は水素 70%、天然ガス 30%となっている³⁴。このパイプラインはすでに稼働開始しており、年間 4,000 トン以上の水素が輸送可能という³⁵。そのほか、Gasunie 社は、Eemshaven、

³¹ TKI New Gas, Multi-year Programmatic Approach for Hydrogen, [https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/Waterstof%20voor%20de%20Oenergietransitie%20-%20innovatieroadmap%20\(jan%202020\).pdf](https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/Waterstof%20voor%20de%20Oenergietransitie%20-%20innovatieroadmap%20(jan%202020).pdf)

³² Government Strategy on Hydrogen. <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>

³³ Dow Benelux の工場が発生した副生水素を、Yara 社及び ICL IP 社の肥料生産工場に送っている

³⁴ http://www.vndelta.eu/files/4014/7573/9067/Europees_werkbezoek_LSNED_SDR_08092016.pdf

³⁵ <https://www.weltenergie.de/wp-content/uploads/2018/03/Bringing-North-Sea-Energy-Ashore-Efficiently.pdf>

North Sea Canal、Rotterdam 等の地域の産業部門にもパイプラインによる水素輸送プロジェクトを展開している。

2.4. その他

英国、ドイツ、オランダのほか、デンマークでも、洋上風力発電から水素を製造する試みが進められている。2019 年 12 月、洋上風力発電事業最大手の Ørsted 社等 7 社が実施している H2RES プロジェクトに、デンマーク政府から 500 万ドル以上の補助金が供与された。H2RES プロジェクトは、コペンハーゲン郊外にある Avedøre 発電所に 2MW 規模の水電解装置と水素貯蔵施設を設置し、Ørsted 社が運営している洋上風力発電所からの電力を用いて水素を製造する（水素製造能力：600kg/日）。同プロジェクトで製造された水素は、燃料電池バスや燃料電池トラック等に利用される予定である。

また、Ørsted 社は、Bornholm 島付近で洋上風力発電とグリーン水素を供給するエネルギーハブの建設をデンマーク政府に提案している。まずは Bornholm 島周辺海域で 1,000MW ほどの洋上風力発電入札を行い、同時に Bornholm 島経由でデンマークとポーランドの間に連系線を建設する（Bornholm 島はデンマークとポーランドの間に立地している）。将来的には、3,000~5,000MW の洋上風力発電を導入し、スウェーデン、ドイツへの送電、ならびに洋上風力発電からのグリーン水素の生産も視野に入れている。

北海の洋上風力資源を有効に利用するためには多国間の協力や共同開発は必要との背景から、北海沿岸主要国の電力・ガス TSO（Energinet 社（デンマーク）、Gasunie（オランダ）、TenneT（ドイツ・オランダ））、並びに欧州最大の港 Port of Rotterdam 等が中心となり North Sea Wind Power Hub（NSWPH）プログラムが発足した。NSWPH は、2040 年までに北海で 150,000MW の洋上風力発電の導入を想定し、風力発電と水電解施設を設置する人工島を数カ所建設し、各人工島をハブとして周辺諸国に再生可能エネルギー電力とグリーン水素を供給する Hub-and-Spoke（図 3）というビジョンを提案している。



図 3 Hub-and-Spoke

(出所) North sea Wind Power Hub³⁶

3. まとめと日本への示唆

欧州では、洋上風力発電の導入量がさらに増加することが見込まれる。洋上風力発電の導入拡大に伴い、いくつかの課題も予想される。洋上風力発電を系統統合するためには、陸上の送配電ネットワーク増強のための新規インフラ投資が必要となる。また、変動費が低い洋上風力発電からの電力が大量に電力取引市場に流入すると、市場価格が大幅に低下し、洋上風力発電自身の市場売電収入が減少することで、プロジェクトの経済性に悪影響を与える、いわゆる「カニバリズム」が発生する懸念がある。こういった課題に対処するため、洋上風力発電の一部を水素に変換する発想が生まれている。

技術的に見ると、洋上風力は設備利用率が高く（欧州では新設洋上風力発電の設備利用率は40%~50%）、出力の変動も比較的緩やかであるため、他の再生可能エネルギー発電より水素生産に適している。近年欧州における洋上風力発電の発電コストは大幅に低減し、新規落札案件の売電価格は0.05ドル/kWh台に突入している。Hydrogen Councilは積極的な促進政策が実施された場合、欧州における洋上風力発電からの水素製造コストは2030年に2.6ド

³⁶ https://northseawindpowerhub.eu/wp-content/uploads/2019/11/NSWPH-Drieluik-Herdruk_v01.pdf

ル/kg に低減できると見込んでいる³⁷。

洋上風力発電の中心地である北海の沿岸諸国で洋上風力による水素製造プロジェクトが相次いで展開されている。一部の国では水素製造と洋上風力発電をセットで入札を行うことも検討している。また、洋上風力資源の有効利用に向けた North Sea Wind Power Hub のような多国間取り組みの中でも、水素製造が一つの軸として位置付けられている。

日本でも再エネ海域利用法（海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律）の成立（2018 年末）とともに、洋上風力発電プロジェクトの開発が活発化している。ただし、洋上風力発電適地の電力系統接続可能枠の制限や大きな系統接続費用負担が課題となっている。したがって、日本でも洋上風力発電による水素製造は系統接続制約に対する一つの対策として考えられるかもしれない。

日本における洋上風力発電の技術的ポテンシャルは 15~16 億 kW³⁸と推計されている。仮に洋上風力発電の設備利用率を 35%とすると、年間約 5,000TWh の電力が供給可能であり、年間総発電量(2018 年度:1,051.2TWh³⁹)の 4.7 倍、一次エネルギー供給(2018 年度、19,728PJ⁴⁰)の 80%以上に相当する。仮に日本の洋上風力資源を最大限に活用できれば、電力のみならず水素に変換することによって、電力用途以外のエネルギー需要の脱炭素化を図ることが可能である。

現段階では、日本の洋上風力発電の発電コストは高く、洋上風力発電の国内サプライチェーンも整備されていないことから、日本において洋上風力発電による水素製造・供給の実現は短期的には困難である。また、洋上風力発電による水素製造が実現できるとしても、水素製造の経済的合理性や、水素需要の創出等様々な課題も解決しなければならない。しかしながら、欧州の事例を踏まえると、洋上風力発電による水素製造は長期エネルギーシナリオを検討する際の一つの選択肢となる可能性もある。

欧州では、洋上風力発電による水素製造を推進している同時に、水素国内供給に関しては、水素インフラ整備の在り方についての検討も進められている。英国、ドイツ、オランダでは、既存の天然ガスインフラを最大限に活用し水素輸送を目指している。ガス利用設備の水素受容性の制約や、安全性の確保等の課題があるため、短期的には天然ガスパイプラインへの水素混合率を引き上げ、CO2 フリー水素の利用拡大を図り、長期的にはガスパイプラインの改装を中心に水素専用ネットワークに転換していくビジョンが見られる。水素インフラ整備に向けてガスパイプライン事業者が積極的に関与している点も特徴的である。

³⁷ Hydrogen Council, "Path to hydrogen competitiveness A cost perspective", 2020,

<https://hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/>

³⁸ 開発不可の区域を除いた資源量であり、経済性を考慮していない；出所：NEDO, 再生可能エネルギー白書, <https://www.nedo.go.jp/content/100544818.pdf>

³⁹ 経済産業省, 総合エネルギー統計, https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/stte_030.pdf

⁴⁰ 同上

日本でも 2050 年までに 80%の GHG 削減目標が設定されており、この目標を達成するためには、ガス利用における低・脱炭素化が不可欠である。日本は国内天然ガスネットワークが欧州ほど発達していないことに留意する必要があるものの、将来のガスインフラは天然ガスだけではなく、バイオメタン、カーボンニュートラルメタン、水素等低炭素ガスの輸送にも適用することが求められる。インフラ整備には長期的な視点が求められるため、ガスインフラが水素を含めた低炭素ガスに対してどのように段階的に対応していくかに関する議論の加速が望まれる。