

我国海上风电制氢技术发展意义、现状与展望

崔同慧¹, 刘聪¹, 高学强¹, 姜浩天¹, 朱小毅¹, 杨定华¹, 韩敏芳^{2,3*}

(1. 中国长江三峡集团有限公司科学技术研究院, 北京 101100; 2. 清华大学能源与动力工程系, 北京 100084;
3. 新型电力系统运行与控制全国重点实验室, 北京 100084)

摘要: 在“双碳”目标背景下, 海上风电制取绿氢得到了广泛关注。我国处于海上风电制氢产业的起步阶段, 对其进行全面深入的分析至关重要。本文立足于我国海上风电制氢产业发展, 剖析其发展的内在驱动力, 梳理分析海上风电制氢项目概况、技术路线以及关键装备, 研判不同技术路线、关键装备的适用场景和待攻克问题, 提出针对性发展建议。研究发现, 海上风电制氢是我国实现能源安全、沿海省市低碳转型以及规模化深远海风电消纳与送出的重要路径和经济性方案, 也是我国发展海上风电制氢的内在驱动力。目前, 国内外海上风电制氢产业发展的重点在于验证不同技术路线、关键装备的可行性, 我国则呈现出由国家重大项目为指引、由大型国企和民企主导建设的局面。在海上风电制氢的技术路线中, 与陆上制氢相比, 海上集中式制氢适用于离岸距离较远的海上风电场。在关键技术装备方面, 海洋环境对海上氢气制备和储运技术提出了新的要求, 适配海洋场景的高可靠性装备体系仍需突破。最后, 从完善顶层设计与标准体系、创新经济激励与产业协同生态、聚力技术攻关与人才保障3个维度提出了发展建议, 为我国海上风电制氢产业发展提供一定的研究支持和路径参考。

关键词: 海上风电; 氢能; 海上综合能源; 海水电解; 氢气储运; 经济性

中图分类号: TM614; TQ116 **文献标识码:** A

Development Significance, Current Status, and Prospects of Offshore Wind-to-Hydrogen Technology in China

Cui Tonghui¹, Liu Cong¹, Gao Xueqiang¹, Jiang Haotian¹, Zhu Xiaoyi¹,
Yang Dinghua¹, Han Minfang^{2,3*}

(1. China Three Gorges Corporation Science and Technology Research Institute, Beijing 101100, China; 2. Department of Energy and Power Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China; 3. State Key Laboratory of Power System Operation and Control, Beijing 100084, China)

Abstract: Against the backdrop of the carbon peaking and carbon neutralization goals, offshore wind-to-hydrogen technology has garnered widespread attention. China is in the initial stages of the industrialization of offshore wind-to-hydrogen, making comprehensive and in-depth analysis particularly crucial. Based on the development of China's offshore wind-to-hydrogen industry, this study first examines the intrinsic motivation of its development, and analyzes the overview, technological pathways, and key

收稿日期: 2025-08-18; 修回日期: 2026-02-28

通讯作者: *韩敏芳, 清华大学能源与动力工程系教授, 研究方向为固体氧化物电解与燃料电池技术; E-mail: hanminfang@mail.tsinghua.edu.cn

资助项目: 国家自然科学基金项目(52561160111)

本刊网址: sscae.engineering.org.cn

equipment of offshore wind-to-hydrogen projects. Assessments are conducted on the applicable scenarios and challenges of different technological pathways and key equipment, and development recommendations are proposed. The study finds that offshore wind-to-hydrogen is an important pathway and cost-effective solution for China to achieve energy security, low-carbon transformation in coastal provinces and cities, as well as the consumption and transmission of large-scale far-offshore wind power. These benefits constitute the fundamental impetus behind China's push for offshore wind-to-hydrogen development. Currently, the global offshore wind-to-hydrogen industry focuses on verifying the feasibility of different technological pathways and key equipment. In China, the industry is guided by national major projects and dominated by large state-owned and private enterprises. Among the technological pathways, centralized offshore hydrogen production is suitable for far-offshore wind farms. In terms of key equipment, the marine environment imposes new requirements on offshore hydrogen production, storage, and transportation technologies, and a high-reliability equipment system adapted to marine scenarios still requires breakthroughs. Finally, development recommendations are proposed from three dimensions: enhancing top-level design and standards systems, fostering innovative economic incentives and a collaborative industrial ecosystem, and concentrating efforts on technological breakthroughs and talent development. Based on the analysis, this study can provide research support and pathway references for the development of China's offshore wind-to-hydrogen industry.

Keywords: offshore wind; hydrogen; offshore integrated energy; seawater electrolysis; hydrogen storage and transportation; economical efficiency

一、前言

在“双碳”战略目标背景下，海上风电具有靠近我国东部用能负荷中心、风速高、与水电出力季节性互补等优势，成为支撑我国能源转型的必然选择。同时，氢能作为一种绿色低碳、应用广泛的二次能源，是未来我国能源体系的重要组成部分，“十五五”规划建议中提到，推动氢能成为新的经济增长点。近年来，利用海上风电制取绿氢得到了广泛关注，在国家、地方层面发布了多项政策以促进海上风电制氢产业的发展。2023年9月，国家能源局发布的《关于组织开展可再生能源发展试点示范的通知》指出，探索推进具有海上能源资源供给转换枢纽特征的海上能源岛建设，包括但不限于海上风电、海上光伏、海洋能、制氢（氨、甲醇）、储能等多种能源资源转换利用一体化设施。2024年12月，工业和信息化部、国家发展和改革委员会、国家能源局联合发布《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》，提出探索海上风电制氢新途径。2025年6月，国家能源局综合司发布《关于组织开展能源领域氢能试点工作的通知》，提到在深远海、“高海边无”等电网薄弱地区，因地制宜开展离网制氢试点。2025年10月，国家能源局发布《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》，提出鼓励沿海地区探索海上风电制氢氨醇技术，发展航运绿色燃料加注。

目前，我国海上风电制氢产业处于起步阶段，已建成中国珠海桂山风场31号风机-制氢一体化平台，并布局了一系列国家级科研项目和示范工程。在此背景下，为推动海上风电制氢产业发展，亟需

进一步明确我国发展海上风电制氢产业的内在驱动力，研究海上风电制氢的技术路线和关键装备，提出未来研究方向与发展建议。然而，国内外关于海上风电制氢的研究，主要针对特定参数（如海上风电容量、离岸距离、制氢技术等）开展技术经济性评估^[1-6]、控制策略和动态特性研究^[7-10]，对不同参数的海上风电制氢场景指导有限；主要介绍海上风电制氢的发展现状、技术路线、面临挑战及风险^[11-18]，海上风电机组、现有成熟制氢技术、直接海水制氢技术、氢气储运技术的原理进展^[12,16-21]，以及环境、政策的影响^[17,19,21]，缺少对我国发展海上风电制氢产业需求的深入分析，在不同技术路线的具体适用场景、关键技术装备的选择等核心问题上缺乏共识。

本文立足我国海上风电制氢产业的发展，首先从国家能源安全和低碳转型、深远海风电消纳和送出两个角度分析发展海上风电制氢产业的意义，而后通过梳理总结国内外发展现状和研究成果，致力于阐明不同海上风电制氢的技术路线、关键技术装备的特征和适用场景，并厘清需要攻克的问题和未来研发方向。最后，梳理我国海上风电制氢产业发展面临的挑战，提出相关建议，为我国海上风电制氢产业的科学布局与有序推进提供有益参考。

二、海上风电制氢的发展意义与现状

（一）发展意义

1. 实现能源安全和“双碳”目标的重要方案
当前，我国能源安全面临油气对外依存度高与

地缘政治风险交织的双重压力。全球贸易摩擦与“安全优先”的供应链重构趋势，增加了传统油气供应体系的脆弱性与不确定性，寻找油气替代方案迫在眉睫。我国的油气替代方案主要是终端设备电气化和氢能多元化应用。但在长途运输（如重型卡车、船舶、航空）、钢铁和化工等领域，电力并非能源消费的主要方式，难以依靠电气化实现油气替代，需要依靠氢气和氢基物质（如氨、甲醇）完成替代。同时，为实现“双碳”目标，促进我国能源清洁低碳转型，由可再生能源制取的绿氢、绿氨、绿色甲醇、绿色航油等燃料/原料的需求将逐步提升，目前绿氢是制备后三者的主要原料。

我国东部沿海省市作为工业集中地带和重要交通枢纽，在长途运输、钢铁和化工等难以电气化领域的油气消费高，碳减排压力大，绿氢需求量大。2023年发布的《中国氢能产业展望报告》^[22]，基于绿色紧迫、协调发展和安全挑战3种情形设定，将我国氢能产业前景分为高情景、基准/中情景和低情景3种情景，氢能需求潜力依次降低。据预测，2030年，在高情景、基准/中情景、低情景下的氢气需求量分别为 3.885×10^7 t、 3.815×10^7 t、 3.815×10^7 t；2060年，在高情景、基准/中情景、低情景下的氢气需求量分别为 1.0182×10^8 t、 8.58×10^7 t、 7.5×10^7 t。在此基础上，以各省市在工业、交通、建筑和电力等行业国内生产总值的产值占全国的占比作为权重，进而得到各省市的氢气需求量^[23]。2024年，《中国氢能技术发展路线图研究》指出^[24]，2030年，绿氢在我国氢气需求中的占比将达到8%~15%；2060年，绿氢在我国氢气需求中的占比将达到75%~90%。基于上述数据，可以计算不同情景下我国各省市的绿氢需求量。在基准情景下，2030年，我国东部沿海省市的绿氢需求量将达到 1.71×10^6 ~ 3.21×10^6 t，2060年将达到 3.528×10^7 ~ 4.234×10^7 t。

与上述绿氢需求量相比，目前我国绿氢产量和产能较低，仍有大幅提升的空间。国家能源局发布的《中国氢能发展报告（2025）》指出^[25]，截至2024年底，全国累计建成可再生能源制氢产能为 1.25×10^5 t/a。同时，我国绿氢项目与陆上风光资源深度捆绑，主要集中在“三北”地区，华北、西北地区的可再生能源电解水制氢项目占比分别达到45%、44%。从“三北”地区到东部沿海地区的氢气储运成本较高，距离东部沿海地区较近的海上风

电制氢更具备竞争力。在不考虑氢气运输成本时，我国陆上风电制氢的成本约为27~36元/kg^[26]，而从西北地区生产的绿氢运输至上海的氢气成本约为33~80元/kg^[27]。针对上海的12种氢气供应方案中，当海上风电电价降至0.5元/(kW·h)时，海上风电制氢耦合氢气管道输送的供应方案具有最大的发展潜力^[28]。目前，我国海上风电的上网电价大多低于0.5元/(kW·h)，海上风电制取绿氢具有广阔的发展空间。

总的来看，发展规模化海上风电制氢产业，可以发挥我国海上风电产业的发展优势，替代石油和天然气消费，降低我国的油气对外依存度，推动东部沿海地区的清洁低碳转型，是同时实现能源安全和“双碳”目标的重要路径。

2. 规模化深远海风电送出的经济性方案

随着海上风电由近海到远海、由浅水到深水、由示范到规模化应用，海上风电送出成本愈发高昂，此时海上风电制氢是规模化深远海风电消纳和送出的经济性方案。

常规的送出方式是通过交流或者直流海底电缆，将海上风电输送至陆上电网。当海上风电送出容量>400~600 MW、离岸距离>50~70 km时，与交流送出相比，经直流送出的输电方式更具经济性^[1,29,30]。然而，规模化深远海海上风电经海底电缆送出成本高昂，以柔性直流送出为例，其单位容量投资为3750~4600元/kW^[31]。海上风电的送出成本主要由海上换流站、海底电缆和陆上换流站构成，三者的成本占比相当。其中，海上换流站的质量较大（如1 GW换流平台的质量约为 1.3×10^4 ~ 1.8×10^4 t），建造安装困难，建设成本是陆上换流站的2倍。海底电缆的单位容量投资也远高于陆上电缆，目前35 kV交流海底电缆造价约为 6×10^5 ~ 2×10^6 元/km，220 kV交流海底电缆的造价约为 6×10^6 ~ 8×10^6 元/km，±320 kV或±400 kV直流海底电缆的造价约为 6×10^6 ~ 9×10^6 元/km，±500 kV直流海底电缆的造价约为 1.1×10^7 元/km^[32]。随着海上风电场向深远海发展，海上换流站和海底电缆的成本及其占比将会进一步提升。

海上风电耦合氢能可将海上风电转化为氢气或其他氢基物质，通过管道或船舶运输至陆上。通过海底电缆输送电力与通过管道或船舶输送氢气的经济性与其输送容量、离岸距离和电价等因素相关^[15,30,33]。

随着输送容量增大、电价降低和离岸距离增加，氢气运输的经济性高于电力输送，具体数值与电解槽成本、电解槽效率和海底电缆成本等因素相关。可将地理空间分析技术与能源生产和经济模型相结合，分析比较输送电力和氢气的经济性。对我国粤东海域容量为300 MW的海上风电场开展研究，结果表明，当离岸距离超过150 km时，海上制氢耦合海底氢气管道输送的内部收益率优于输电^[2,34]。对于1 GW漂浮式海上风电场，当离岸距离>100~200 km时，输氢的单位能量到岸成本优于输电^[1]。当采用直接光驱动实现零功耗海水淡化时，200 MW

海上风电场离岸距离超过200 km时，输氢的单位能量输送成本低于输电^[35]。随着氢能产业发展，电解槽成本、输氢管道成本等参数下降，该经济性平衡的离岸距离将进一步减小。

(二) 发展现状

目前，全球海上风电制氢产业发展处于初期阶段，重点在于验证技术路线的可行性，打通技术链和产业链。相关示范工程项目主要集中于欧洲北海地区，如表1所示。目前，兆瓦级的小规模示范项目，如荷兰PosHYdon项目、法国Sealhyfe项目、

表1 全球典型海上风电制氢项目概览

| 技术路线 | 国家 | 项目名称 | 装机规模 | 制氢容量 | 现状 | 其他信息 |
|-------------------|-----|--------------------|-------|---------|------------------------------------|--|
| 陆上制氢 | 比利时 | Hypport Oostend | — | 50 MW | 建设中 | — |
| | 荷兰 | North2 | 4 GW | 4 GW | 预计2030年建成 | 计划建设一个以天然盐穴为基础的大型地下氢气储气库 |
| 海上集中式制氢 | 法国 | Sealhyfe | — | 1 MW | 2023年6月于海上产出氢气 | 漂浮式海上风机为质子交换膜电解槽提供电力；制氢平台距海岸约20 km，面积小于200 m ² |
| | 荷兰 | PosHYdon | — | 1.25 MW | 2024年5月启动陆上测试，2024年10月测试与海上风电的匹配特性 | 将油气平台Q13a改造为制氢平台，距海岸13 km，氢气与天然气混合后通过现有的天然气管道输送到陆上 |
| | 比利时 | Tractebel Overdick | 2 GW | — | 建设中 | 通过地下盐穴储氢来提供储存和缓冲，通过船舶或海底管道将氢气输送到陆上 |
| 海上分布式制氢 | 中国 | 珠海桂山风场31号 | 3 MW | 400 kW | 2024年9月产氢 | 采用导管架式海上风电机组，集成碱性电解槽和海水淡化装置 |
| | 英国 | Dolphyn | 4 GW | — | 计划2026—2027年部署10 MW漂浮式海上风电制氢设备 | 将10 MW海上风电机组、电解槽和海水淡化等装置集成在漂浮式平台上，通过输氢管道（现有油气管道）输送氢气 |
| | 德国 | AquaVentus | 10 GW | — | 预计2035年建成 | AquaPrimus子项目：安装2台漂浮式风电-制氢一体化平台，其中风电机组容量为14 MW；AquaDuctus子项目：建设400 km海底输氢管道，预计2030年投产；AquaSector子项目：到2028年安装300 MW电解槽，通过AquaDuctus子项目铺设的海底管道将氢气输送到陆上 |
| “余电制氢+燃料电池发电反向并网” | 挪威 | Deep Purple | — | — | 建设中 | 利用漂浮式海上风电技术，耦合氢气储罐、氢燃料电池，以确保稳定的电力供应，2023年开始建设 |

中国珠海桂山风场31号风机-制氢一体化平台已落地生产。预计2030年之后,将建成多个吉瓦级规划项目。

目前,我国海上风电制氢产业在规模、技术路线多样化等方面与国际先进水平存在一定差距,呈现出由国家重大项目为指引、大型国企和民企主导建设的局面。

在科技研发方面,近年来发布了多项海上可再生能源耦合氢能的国家级重大项目,科技研发和实证应用开始加速。智能电网国家科技重大专项“百兆瓦级海上综合能源岛示范工程”、国家重点研发计划“可再生能源技术”重点专项“海上可再生综合能源平台关键技术”,均提到了“电-氢-氨/甲醇”转化、海上综合能源平台集成及应用示范,规划总规模均达到百兆瓦级。国家重点研发计划“氢能技术”重点专项“浮式海上电解水制氢测试平台关键技术”中提到了海上制氢浮式平台的适应性。国家重点研发计划“工程科学与综合交叉”重点专项“深远海抗台风型张力腿浮式风电与海上油气融合开发关键技术研究与应用”中提到了海底油气管道高效掺氢混输技术。

在示范应用方面,兆瓦级海上风电制氢平台进展相对较快,吉瓦级工程项目持续推进中。2024年9月,由清华大学深圳国际研究生院等单位研发的中国珠海桂山风场31号风机-制氢一体化平台顺利产氢,是亚洲首个工业级海上风电制氢示范项目,搭载3 MW风电机组、400 kW碱性电解槽和海水淡化装置。2025年5月,由三峡集团上海勘测设计研究院有限公司牵头研制的漂浮式海上风电制/储氢系统试验样机,顺利完成720 h实海环境试验。2025年12月,东方电气(福建)创新研究院有限公司研发的漂浮式风电耦合海水无淡化原位制氢综合平台,获得中国船级社颁发的原则性批准证书,成为全球首个通过该认证的漂浮式风电制氢平台。2025年4月,由申能(集团)有限公司建设的海上风电制氢综合利用关键技术研发及工程示范项目获得海南海域使用权。该项目拟采用1000 Nm³/h质子交换膜电解槽,是国内首个千方级浮式制氢平台。2024年8月,由明阳智慧能源集团投资建设的明阳海上风电制氢和氢能综合利用示范暨百万吨级绿色电-氢/氨/醇实证项目(一期工程)获准备案。该项目拟建设900 MW海上风电、生物质高温气化基地、绿电制氢配套装置、年产1×10⁵ t

绿色甲醇装置及余电上网配套设施。

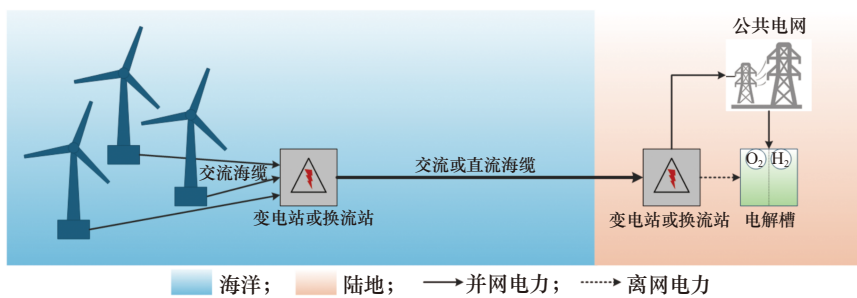
三、海上风电制氢技术路线分析

根据电-氢转换方向和制氢设备位置,可以将海上风电制氢技术路线划分为4种(见图1):陆上制氢、海上集中式制氢、海上分布式制氢以及“余电制氢+燃料电池发电反向并网”。前3种技术路线的电-氢转换方向为单向,即仅包含电-氢转化过程,进一步根据制氢设备位置划分为陆上制氢(制氢设备位于陆上)、海上分布式制氢(制氢设备位于风电机组)、海上集中式制氢(制氢设备位于海上制氢平台)。当电-氢转换方向为双向时,即包括“电-氢-电”转化过程,为“余电制氢+燃料电池发电反向并网”技术路线,该技术路线适用于特殊场景,不同制氢设备位置的场景没有对比分析的必要性,故不作进一步分类。下面将详细阐述4种技术路线的优缺点^[11-13,15,36]、适用场景以及需要解决的问题。

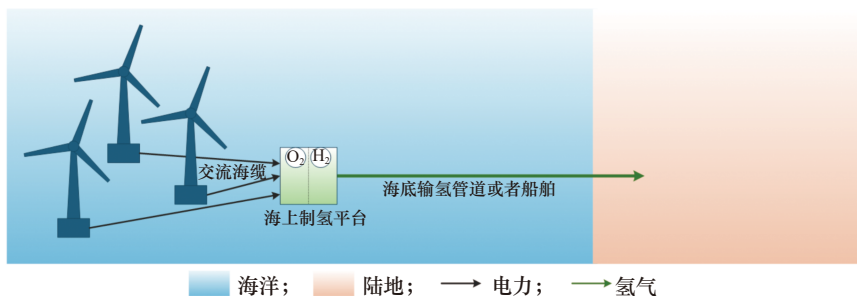
(一) 陆上制氢

陆上制氢通过海底电缆将海上风电输送至陆上,在陆上制取氢气,如图1(a)所示。根据与电网的交互方式,该技术路线可以分为离网和并网两种运行模式。在离网模式下,海上风电不接入公共电网,直接驱动电解水制氢。在并网模式下,可以依赖于上下网电量,使电解槽在额定功率下运行,实现稳定的氢气生产;或者在优先满足电力生产的前提下,利用余电进行制氢。根据出售的物质不同,可以分为3种运行模式:全部电力出售给电网;全部电力转换为氢气而后出售;当出现弃风现象和(或)系统边际成本低时,电力转换为氢气,即混合系统同时出售电力和氢气。随着氢气价格上涨和海上风电弃风率的增加,出售电力、电力和氢气同时出售、出售氢气的经济性依次凸显^[36]。

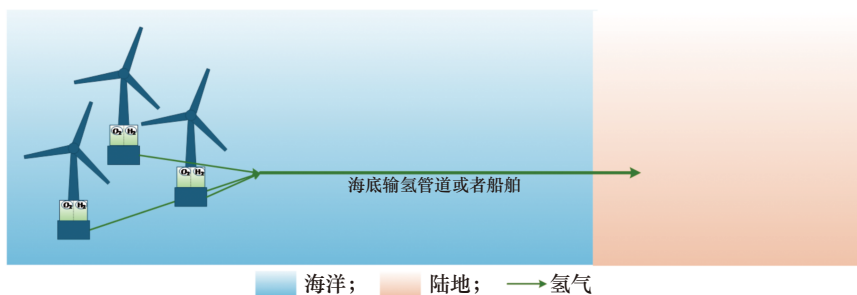
在陆上制氢技术路线中,陆上电解技术成熟且成本较低,然而,输配电技术在大容量、长距离场景下成本较高。该技术路线的适用场景包括:①小容量和离岸距离较近的海上风电场,此时输电更具经济性;②现有海上风电场的改造,仅建设电解制氢部分即可。现阶段,该技术路线最有可能率先实现海上风电规模化制氢。目前,需要攻克的问题主



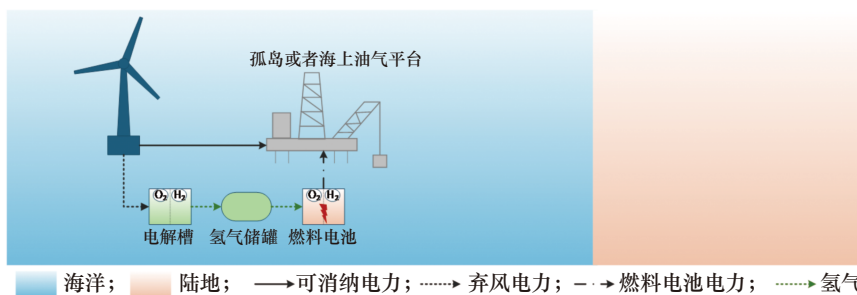
(a) 陆上制氢



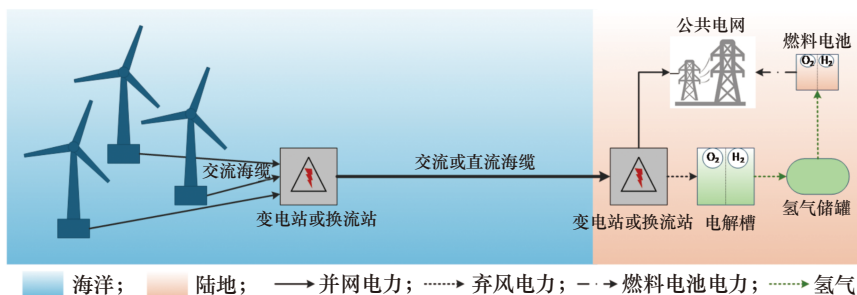
(b) 海上集中式制氢



(c) 海上分布式制氢



(d) “余电制氢+燃料电池发电反向并网”，用于孤岛或海上油气平台



(e) “余电制氢+燃料电池发电反向并网”，参与公共电网的辅助服务

图1 海上风电制氢技术路线示意图

要包括：①不同终端用户需求的技术经济性评估框架，包括离网和并网运行模式，终端用户对氢气的稳定性及容量要求等；②波动性海上风电制氢的系统设计与容量配置技术。

（二）海上集中式制氢

海上集中式制氢将风电机组的电力输送至海上集中式制氢平台制取氢气，或进一步生产氨气、甲醇等，而后将制得的氢气、氨气和甲醇等产品通过输氢管道或者船舶运输至陆上，如图1(b)所示。

海上集中式制氢可借助现有油气平台或者自然岛屿，氢气运输在大容量、长距离场景下更具经济性。此外，该技术路线还可以耦合海上光伏、波浪能等可再生能源，为海上用能设备提供电力、氢气、甲醇等，打造海上综合能源供给平台；但是，需要验证电解槽等核心设备的适海性。由于海上集中式制氢平台的轻量化建设要求较高，制氢平台的故障穿越控制更具挑战性，集中盐水排放对生态环境影响较高。

该技术路线的适用场景包括：①深远海大容量海上风电的消纳与送出；②耦合海上综合能源岛开发；③针对现有海上风电场的改造，仅需建设海上制氢平台即可。海上集中式制氢是未来深远海海上风电消纳和规模化制氢的主要方式之一。目前，需要攻克的问题包括：①集中式制氢轻量化平台的设计建造技术；②紧凑型、轻量化、宽调节范围和高响应速度的海水制氢技术；③离网柔性海上风电制氢的控制策略；④高可靠性的规模化海上氢气运输技术。如果建设综合能源岛，则需要攻克的问题还包括：①高效柔性氨/甲醇制备技术、氢/氨/醇储存及加注技术；②海上综合能源岛的总体规划与效益评价技术。

（三）海上分布式制氢

海上分布式制氢将电解槽集成于单个海上风电机组上，风电直接制氢，而后将氢气运输至陆上，如图1(c)所示。在海上分布式制氢技术路线中，需要将制氢设备、氢气压缩机、氢气储存设备等集成为一个风电机组上，在有限空间内满足安全、防爆等要求，整体系统设计较为复杂，运维难度较高。同时，多台“风电-制氢”一体化平台之间以及到陆上的氢气运输较为复杂，电解槽等核心设备的适

海性也需要验证。但是，一体化平台作为模块化系统在故障事件中相对更易于管理，氢气运输在大容量、长距离场景下更具经济性，分散式盐水排放对生态环境影响较小。

该技术路线的适用场景包括：①深远海大容量海上风电场的消纳与送出；②新建海上风电场的设计建设。海上分布式制氢是未来深远海海上风电消纳和规模化制氢的主要方式之一。目前，需要攻克的问题包括：①“风电-制氢”一体化平台的设计建造技术；②紧凑型、轻量化、宽调节范围和高响应速度的海水制氢技术；③离网柔性海上风电制氢的控制策略；④高可靠性的规模化海上氢气运输技术。

（四）“余电制氢+燃料电池发电反向并网”

“余电制氢+燃料电池发电反向并网”在用电低谷期（电价较低），将部分海上风电转换为氢气，进而出售或储存；在用电高峰期（电价较高），燃料电池消耗储存的氢气，生产电力并反向并网，如图1(d)、(e)所示。

“余电制氢+燃料电池发电反向并网”技术路线存在“电-氢-电”效率低的问题，需要制定各设备的容量配置和运行策略，以提高经济性。主要适用于稳定的电力需求场景，包括：①参与电力辅助服务市场，提高海上风电项目的经济效益，此时制氢和发电设备可安装在陆上，如图1(e)所示；②无电网支撑的孤岛供能、深远海油气平台供能、主电网损坏时的应急保障，如图1(d)所示，此时制氢和发电设备可以集成于风电机组，安装于油气平台和孤岛，或者设计单独的海上平台。

目前，“余电制氢+燃料电池发电反向并网”技术路线需攻克的问题包括：①高效的电解制氢和燃料电池发电技术，以提升“电-氢-电”转换效率；②针对孤岛和海上油气平台，发展高适海性的电解制氢和燃料电池发电技术；③制定“海上风电-电解槽制氢-储氢-燃料电池发电”整体系统设计与运行策略，以最大化经济性；④针对孤岛和海上油气平台，开展基于海上风电、氢能、涵盖多物质和多能量类型（电、热、冷、淡水等）的微能网设计。

（五）经济性对比

海上风电制氢技术路线的选择与风速、地理空

间位置、制氢成本和终端需求等因素相关。当海上风电场离岸距离较远时，海上集中式制氢的经济性优于陆上制氢^[37]。此外，海上集中式制氢可以利用现有的油气平台和管道，使平准化氢气成本降低11%^[37]。以我国粤东海域容量为300 MW的海上风电场为例，当氢气基准售价为25元/kg、离岸距离<80 km时，陆上制氢更具优势；在离岸距离>80 km时，海上集中式制氢耦合管道运输更具经济性^[2]。基于全球风能数据库以及离岸距离为60 km、水深为35 m的假设，海上集中式制氢的制氢成本仅为陆上制氢的54%^[5]。当海上风电场容量为1 GW、离岸距离为50 km、电价为0.05美元/(kW·h)时，海上集中式制氢耦合管道运输的平准化氢气成本低于陆上制氢^[6]。

随着电解制氢成本降低以及风速增加，海上集中式制氢与陆上制氢经济性相当的离岸距离逐渐缩短。碱性电解系统、质子交换膜电解系统、固体氧化物电解系统的成本依次增加。在此基础上，不同电解技术对应的经济性相当的离岸距离区间存在明显差异：采用碱性电解技术时，海上集中式制氢经济性优于陆上制氢的离岸距离为60~100 km；质子交换膜电解技术的离岸距离为120~160 km；固体氧化物电解技术的离岸距离为180~200 km。相应区间内具体数值由风速决定^[3]。对于200 MW的海上风电场，当离岸距离>200 km时，海上集中式制氢的经济性优于陆上制氢。随着电解设备成本的下降，海上集中式制氢和陆上制氢成本相当的离岸距离，在2030年、2050年将分别降低至50 km、80 km^[35,38]。当风速增加25%时，海上制氢的可盈利距离（净现值>0）将由43 km增加至100 km^[39]。

与海上集中式制氢技术路线相比，海上分布式制氢无需集中式制氢平台，但小规模氢气制备和储运设备成本相对较高。在不同边界条件下，海上分布式制氢与海上集中式制氢、陆上制氢的经济性分析结果存在差异^[40-42]。海上制取的氢气输运至陆上之后，直接供应氢气比进一步通过燃料电池发电的净现值高^[39]，应优先销售氢气，避免再转换为电力。随着海上风电制氢技术的逐步成熟以及规模化深远海海上风电的发展，全面深入的技术经济性评估对确定技术路线、核心设备参数等关键内容愈发重要。

四、海上风电制氢关键技术与装备

海上风电制氢产业包括海上风电、海底电缆、变电站或换流站、氢气制取、氢气储运等关键环节。其中，海上风电、海底电缆、变电站或换流站等装备已经较为成熟，在此不进行赘述。而与陆上制氢相比，海上风电制氢对氢气制取和储运技术提出了新的要求，因此，将主要阐述海上氢气制取和储运技术的发展与应用。

（一）氢气制取技术与装备

利用海水制取氢气主要包括间接海水电解制氢和直接海水电解制氢两种技术路线^[12,15,17,20,21]。

在间接海水电解制氢路线中，先将海水淡化和纯化后，采用常规成熟电解槽（如碱性电解槽、质子交换膜电解槽、阴离子交换膜电解槽）电解纯水制备氢气^[43]。其中，碱性电解技术成熟、成本低，但体积大、质量高，适用于陆上制氢技术路线；质子交换膜电解技术相对成熟，成本存在较大的下降空间，具备轻量化、紧凑性、高响应速度、宽调节范围等特性，适用于海上集中式制氢、海上分布式制氢以及海上余电制氢技术路线；阴离子交换膜电解技术具备低成本和高动态响应能力的发展潜力，随着技术不断成熟和产业化推广，有望成为海上制氢设备的有利竞争者。同时，电解槽在运行过程中会产生低品位废热，可将其作为海水淡化的热源，用以提高能量利用效率。中国科学院大连化学物理研究所将碱性电解槽产生的低品位废热作为海水低温蒸馏制淡水的热源，以海水为原料制备高纯氢气，并联产淡水和高附加值浓海水。2024年8月，该团队自主研发的250千瓦级海水制氢联产淡水装置完成建设并成功开车。

固体氧化物电解槽的工作温度为650~800℃，进入电解槽的反应气体为水蒸气，理论上可以直接利用海水，无需复杂的海水淡化和纯化环节。在实验研究中，将海水直接蒸发的气体供给固体氧化物电解池，在制氢模式、“制氢-发电”可逆模式下均取得了良好的性能和稳定性^[44,45]。在系统层面，用于孤岛微电网的可逆固体氧化物系统（50 kW发电/150 kW电解），采用海水作为电解和系统冷却用水，仍配备了海水淡化装置，已完成100 h实证测试^[46]。以海水作为原料的固体氧化物电解系统，尚

未见其他报道,需要进一步研究和验证。此外,可逆固体氧化物技术可以在同一设备上实现电解制氢和燃料电池发电的双重功能,拥有较高的“电-氢-电”效率,适用于“余电制氢+燃料电池发电反向并网”技术路线。同时,固体氧化物电解槽可以利用氨/醇合成过程中释放的热量,整体系统的能量利用效率将高于采用低温电解槽的方案^[47],适用于耦合合成氨/醇的场景。

直接海水电解制氢技术不需要海水淡化和纯化设备,被广泛关注和研究。目前,直接海水制氢技术主要通过开发高选择性催化剂、优化抗腐蚀性电极结构、设计新型电解槽等方式,抑制海水中氯离子、镁离子、钙离子等杂质的影响。深圳清华大学研究院和氢致能源公司研发的电解海水制氢技术,开发了高选择性催化剂和抗腐蚀复合电极,并通过多段模块化设计,使得电解槽的功率调节范围达到18%~150%。2024年12月,深圳清华大学研究院与中国海洋石油集团有限公司合作研发的全球首套兆瓦级电解海水制氢系统完成联合调试,实现连续稳定运行。也有研究^[48]将分子扩散、界面相平衡等物理力学过程与电化学反应结合,使用疏水性多孔聚四氟乙烯基防水透气膜将碱性电解槽的高浓度KOH电解液与海水隔开,利用两者之间的浓度差,实现由海水向KOH电解液的自动渗透补水。深圳大学、四川大学团队与中国东方电气集团有限公司联合设计研制的110 Nm³/h海水直接电解制氢设备,累计运行时长突破1000 h。目前,直接海水电解制氢技术的长期运行可靠性仍然需要进一步验证。

关于直接海水电解制氢与间接海水电解制氢系统的比较,基于效率、成本和寿命等方面的考量,建议在中短期内采用耦合离子交换器与反渗透系统的间接海水电解制氢技术^[20]。

当前,海上风电制氢产业处于发展初期阶段,碱性电解槽、质子交换膜电解槽、直接海水电解槽均有验证和应用。未来,可以从以下方面开展工作:一是明确风机低频震动、漂浮平台六自由度运动对电解系统性能和稳定性的影响机制,开发适配于浮动海洋环境的模块化设备;二是推进直接海水电解制氢技术的产业化推广和技术迭代,提高可靠性并降低成本,提升动态响应能力以及功率调节范围;三是通过提升电解槽电流密度和改进系统设计,减小间接海水电解制氢技术的占地面积和质

量,提高能量利用效率;四是探究耦合多种电解槽的电解集群配置技术,以克服单一技术的不足,实现整体系统最优。

(二) 氢气储运技术与装备

海上风电制氢平台空间有限,要求氢气储存设备具备轻量化、储氢密度高等特点。目前,氢气储存技术主要包括高压气态储氢、低温液态储氢、有机液体储氢、固态金属储氢、地下盐穴储氢等^[21,49]。其中,高压气态储氢技术相对成熟,II、III型气瓶的气体压力可以分别达到30 MPa、70 MPa,但体积储氢密度较低。低温液态储氢技术较为成熟,储氢密度较高,但液化过程成本较高。有机液体储氢技术的体积储氢密度与低温液态储氢相当,可以采用现有石油化工设备进行储存和运输,但需要载体,质量储氢密度较低。固态金属储氢的体积储氢密度较高,安全性较高,成本较低,但质量储氢密度较低。地下盐穴储氢技术具有储存规模大、周期长的优势,如NortH2项目和Tractebel Overdick项目均计划建设地下盐穴来提供氢气缓冲、长时储存的功能;但该储氢技术高度依赖于局部地貌,我国滨海地区暂无适合建设盐穴的地层,只能在内陆建设^[50]。目前,我国海上风电制氢项目主要采用高压气态储氢技术,低温液态储氢、有机液体储氢技术也在验证过程中。对于氢气储存设备,要着重关注风机低频震动、漂浮平台六自由度运动、风浪等恶劣海洋环境对储氢设备安全的影响,避免出现氢气泄漏等安全事故。

海上氢气运输的工具主要为海底输氢管道和船舶。目前,海上氢气运输主要包括4种方式:①通过现有天然气管道或者新建纯氢管道运输压缩氢气,管道气体压力根据运输距离决定,目前国内外输氢管道压力最高约为10 MPa;②通过管道运输有机液体氢载体、氨、甲醇等氢基物质;③通过船舶运输液氢或氨、甲醇、有机液体氢载体等氢基物质;④通过船舶运输压缩氢气,氢气压力可达25 MPa。海上氢气运输的生命周期成本随离岸距离增加而上升,但不同运输方式对离岸距离的敏感程度存在显著差异^[4,30,51]。其中,船舶运输液氢、有机液体氢载体和氨运输的生命周期成本受离岸距离影响最小,管道输运次之,船舶运输压缩氢气对离岸距离的变化最为敏感^[30,52]。

目前，最受关注的氢气运输方式是管道运输压缩氢气和船舶运输液氢。与新建纯氢管道相比，天然气管道掺氢可以降低60%的氢气运输成本^[53]。基于国际能源署的报告，掺氢比例<20%时不会对现有天然气管道产生明显影响，掺氢比例<10%时可直接利用现有天然气管网输送^[54,55]。我国现有的海上天然气管道较少。船舶运输液氢需要专用的液氢运输船，并配备大型低温储罐、先进隔热系统和蒸发气体处理设备。与管道运输压缩氢气相比，船舶运输液氢在远距离场景下更具经济性^[52]，两者经济性相当的离岸距离与输运容量、管道深度等因素相关，但不同研究中呈现出较大差异，暂未达成一致^[4,30,39,56,57]。

如表1所示，在建和规划的项目中，大多以现有天然气管道或者新建纯氢管道为运输氢气的主要方式。海底输氢管道要具备抗腐蚀性、抗氢脆性能以及抗压力变化的能力，拥有合适的管材、直径和出口压力，以适应高盐、高湿以及存在动态应力的复杂海底环境和波动性海上风电导致的氢气流量变化，这些因素会显著影响平准化氢气成本^[58]。在海底输氢管道尚未建成的情形下，船舶运输压缩氢气或者液氢，是现阶段海上氢气运输的可行性技术方案。

五、我国海上风电制氢产业化发展建议

（一）完善顶层设计与标准体系，破解政策滞后难题

我国海上风电制氢产业发展的政策顶层设计和标准规范有待完善，制约了规模化海上风电制氢的发展。目前，我国在国家 and 地方层面都已强调，要探索发展海上风电制氢路径，但在发展目标、发展路线等方面缺乏指导性政策。同时，海上风电制氢领域的相关技术标准亟待加强，海上制氢平台设计标准、海底输氢管道制造规范、全生命周期安全运维规程等方面尚未完全覆盖。

建议强化国家层面顶层设计，从战略定位、空间规划和实施路径3个维度建立规划框架，按照“近海试点-区域示范-深远海开拓”的三阶段发展思路，科学制定里程碑规划并滚动修订产业路线图。在“十五五”期间，重点突破陆上制氢技术体系，依托五大沿海城市群，选择3~5个战略支点港口，

开展示范应用，打通产业链条。“十五五”时期之后，突破离网海上制氢技术，重点布局深远海海上风电规模化制氢，打造海上综合能源供应枢纽。根据海上风电收益情况、孤岛和油气平台对稳定电力的需求，适时布局“余电制氢+燃料电池发电反向并网”项目。与此同时，建立全链条技术标准体系，以技术成熟度为牵引，将国家重大科研和工程项目作为标准产地，加快推进高质量标准制定。

（二）创新经济激励与协同生态，突破成本高昂困境

目前，海上风电制氢产业面临着全链条成本倒挂与协同机制缺失的双重困境。具体而言，在产业发展初期阶段，存在装备投入高、运维成本高的难题。据预测，海上风电制氢的平准化氢气成本为40~60元/kg^[41,52]，远高于灰氢成本，海上风电制氢高昂的价格将影响其应用推广。同时，全产业链涵盖电网、发电、氢气制备、氨/醇合成、交通加注等多个环节，存在跨领域协同难、成本分摊机制难、市场风险分担难等问题。目前成本风险主要由发电企业和氢气制备环节承担，在一定程度上影响了企业投入积极性以及全产业链良性发展。

为破解经济性困局，可以从以下方面开展工作。一是设立海洋氢能产业引导基金，前期通过“拨改投”方式对关键材料和核心技术给予政府配套，在中期的转化环节执行梯度退出机制，在后期产业化阶段实施强制产业协同方跟投制度，构建财政资金“技术孵化-风险过渡-规模撬动”的全生命周期管理模式。同时，基于绿氢的绿色属性，建议参照新能源汽车补贴政策，建立“绿氢生产补贴+绿氢消纳补贴”双向激励机制，解决产业发展初期成本偏高的问题，促进产业规模化发展。二是成立海洋氢能创新联合体，涵盖电网、发电、化工与交通等领域的企业，根据产业链各环节的价值贡献度，建立成本分摊机制。探索建立绿氢的配额制强制消纳制度，在五大沿海城市群先行试点一定消纳比例的刚性约束，为海上风电制氢产业的基础性需求托底，并通过多维度制度创新实现产业链风险可控、利益共享的良性循环。

（三）聚力技术攻关与人才保障，攻克适海性瓶颈

当前，海上风电制氢领域存在诸多技术瓶颈，

主要体现在以下 3 个方面：一是尚未形成适配海洋场景的高可靠性装备体系，现有海水制氢技术尚未解决轻量化、紧凑性与运行可靠性、成本之间的矛盾，海底输氢管道处于科研验证阶段，暂无已建成海底纯氢管道；二是规模化海上制氢平台的设计建造存在工程难点，即如何满足安全距离约束下的空间集约化、轻量化、抗动态载荷的设计与建造；三是安全监管与应急保障技术有待完善，复杂海洋环境下氢气输运材料的安全风险机理研究滞后^[59]，智能化运维水平较低。

针对上述技术瓶颈，需统筹布局基础研究与示范验证，加强高水平人才保障。一是强化基础研究，突破关键材料与核心技术。坚持材料先行和需求牵引并重，建议依托国家实验室等战略平台，通过国家级重大专项推动原创技术攻关。二是推进“产学研”联合，充分发挥企业科研机构的桥梁作用，创新“产学研”合作体系，构建“企业需求池+科研中试平台+场景验证基地”三位一体转化机制，加速原创技术的转化与落地。三是构建人才保障体系，重点在于跨学科高端复合型人才，掌握“1 个核心专业深度+N 个交叉领域认知”知识架构。

利益冲突声明

本文作者在此声明不存在任何利益冲突或财务冲突。

Received date: August 18, 2025; **Revised date:** February 28, 2026

Corresponding author: Han Minfang is a professor from Department of Energy and power Engineering, Tsinghua University. Her major research field is solid oxide electrolysis and fuel cell technology. E-mail: hanminfang@mail.tsinghua.edu.cn

Funding project: The National Natural Science Foundation of China Project (52561160111)

参考文献

- [1] 刘钟淇, 刘耀, 侯金鸣. 以深远海风电为核心的能源岛能源外送经济性分析 [J]. 中国电力, 2024, 57(9): 94–102.
Liu Z Q, Liu Y, Hou J M. Economic analysis of energy transmission for energy island based on deep-sea offshore wind farms [J]. *Electric Power*, 2024, 57(9): 94–102.
- [2] 宋鹏飞, 张超, 侯建国, 等. 不同场景海上风电制氢及储运技术经济性分析 [J]. 现代化工, 2025, 45(6): 252–257.
Song P F, Zhang C, Hou J G, et al. Technical and economic analysis on offshore wind power-driven hydrogen production, storage and transportation technologies in different scenarios [J]. *Modern Chemical Industry*, 2025, 45(6): 252–257.
- [3] Kim A, Kim H, Choe C, et al. Feasibility of offshore wind turbines for linkage with onshore green hydrogen demands: A comparative economic analysis [J]. *Energy Conversion and Management*, 2023, 277: 116662.
- [4] Franco B A, Baptista P, Neto R C, et al. Assessment of offloading pathways for wind-powered offshore hydrogen production: Energy and economic analysis [J]. *Applied Energy*, 2021, 286: 116553.
- [5] Groenemans H, Saur G, Mittelsteadt C, et al. Techno-economic analysis of offshore wind PEM water electrolysis for H₂ production [J]. *Current Opinion in Chemical Engineering*, 2022, 37: 100828.
- [6] Lei J Y, Zhang H, Pan J, et al. Techno-economic assessment of a full-chain hydrogen production by offshore wind power [J]. *Energies*, 2024, 17(11): 2447.
- [7] Lin D, Zhang L Y, Hu H T, et al. Dynamic model, control strategy design and performance analysis of offshore methanol synthesis from green hydrogen [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2025, 137: 636–650.
- [8] Egeland-Eriksen T, Sartori S. Techno-economic analysis of the effect of a novel price-based control system on the hydrogen production for an offshore 1.5 GW wind-hydrogen system [J]. *Energy Reports*, 2024, 11: 2633–2655.
- [9] Serna Á, Yahyaoui I, Normey-Rico J E, et al. Predictive control for hydrogen production by electrolysis in an offshore platform using renewable energies [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, 42(17): 12865–12876.
- [10] Garibaldi L, Blanco-Aguilera R, Berasategi J, et al. Holistic and dynamic mathematical model for the assessment of offshore green hydrogen generation and electrolyser design optimisation [J]. *Energy Conversion and Management*, 2023, 294: 117488.
- [11] 纪钦洪, 于广欣, 黄海龙, 等. 海上风电制氢技术现状与发展趋势 [J]. 中国海上油气, 2023, 35(1): 179–186.
Ji Q H, Yu G X, Huang H L, et al. Present status and developing trend of offshore wind-to-hydrogen technology [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(1): 179–186.
- [12] Luo Z B, Wang X B, Wen H, et al. Hydrogen production from offshore wind power in South China [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(58): 24558–24568.
- [13] Kumarasamy S, Selvanathan S P, Ghazali M F. From offshore renewable energy to green hydrogen: Addressing critical questions [J]. *Clean Energy*, 2025, 9(1): 108–122.
- [14] 李雪临, 袁凌. 海上风电制氢技术发展现状与建议 [J]. 发电技术, 2022, 43(2): 198–206.
Li X L, Yuan L. Development status and suggestions of hydrogen production technology by offshore wind power [J]. *Power Generation Technology*, 2022, 43(2): 198–206.
- [15] Ibrahim O S, Singlitico A, Proskovics R, et al. Dedicated large-scale floating offshore wind to hydrogen: Assessing design variables in proposed typologies [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, 160: 112310.
- [16] Calado G, Castro R. Hydrogen production from offshore wind parks: Current situation and future perspectives [J]. *Applied Sciences*, 2021, 11(12): 5561.
- [17] Mudhafar M A H, Zayed M E, Rehman S. Offshore wind-to-green hydrogen: A comprehensive review on current challenges, techno-economic analyses, environmental implications, and potential

- risks [J]. *Process Safety and Environmental Protection*, 2025, 201: 107631.
- [18] Eden S, Niemi A, Skobiej B, et al. Brief review of options and risks in offshore green hydrogen production: German case study [R]. Cracow: ESREL 2024 the 34th European Safety and Reliability Conference, 2024.
- [19] Pérez-Vigueras M, Sotelo-Boyás R, González-Huerta R D G, et al. Feasibility analysis of green hydrogen production from oceanic energy [J]. *Heliyon*, 2023, 9(9): e20046.
- [20] Ramakrishnan S, Delpisheh M, Convery C, et al. Offshore green hydrogen production from wind energy: Critical review and perspective [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2024, 195: 114320.
- [21] Wang Y F, Dong G Z, Yu J C, et al. *In-situ* green hydrogen production from offshore wind farms, a prospective review [J]. *Renewable Energy*, 2025, 239: 122099.
- [22] 中国石化集团经济技术研究院有限公司. 中国氢能产业展望报告 [R]. 北京: 中国经济出版社, 中国石化出版社, 2023. Sinopec Group Economics and Development Research Institute Co., Ltd. China hydrogen energy industry outlook [R]. Beijing: China Economic Publishing House, China Petrochemical Press, 2023.
- [23] 王敏, 田磊, 王冠童, 等. 我国绿氢供需格局变化及影响因素研究 [J]. *中国能源*, 2024, 46(5): 66–78. Wang M, Tian L, Wang G T, et al. Research on the supply and demand balance and development of green hydrogen in China [J]. *Energy of China*, 2024, 46(5): 66–78.
- [24] 黄晶, 刘玮. 中国氢能技术发展路线图研究 [M]. 北京: 科学出版社, 2025. Huang J, Liu W. Research on the development roadmap of hydrogen energy technology in China [M]. Beijing: Science Press, 2025.
- [25] 国家能源局能源节约和科技装备司, 国能氢创科技有限责任公司. 中国氢能发展报告(2025) [M]. 北京: 人民日报出版社, 2025. Department of Energy Conservation and Sci-tech Equipment of National Energy Administration, Guoneng Hydrogen Innovation Technology Co., Ltd. China hydrogen energy development report (2025) [M]. Beijing: People's Daily Press, 2025.
- [26] Fan J L, Yu P W, Li K, et al. A levelized cost of hydrogen (LCOH) comparison of coal-to-hydrogen with CCS and water electrolysis powered by renewable energy in China [J]. *Energy*, 2022, 242: 123003.
- [27] Gu Y, Chen Q Q, Xue J L, et al. Comparative techno-economic study of solar energy integrated hydrogen supply pathways for hydrogen refueling stations in China [J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 223: 113240.
- [28] Song P F, Sui Y Y, Shan T W, et al. Assessment of hydrogen supply solutions for hydrogen fueling station: A Shanghai case study [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(58): 32884–32898.
- [29] 刘吉臻, 马利飞, 王庆华, 等. 海上风电支撑我国能源转型发展的思考 [J]. *中国工程科学*, 2021, 23(1): 149–159. Liu J Z, Ma L F, Wang Q H, et al. Offshore wind power supports China's energy transition [J]. *Strategic Study of CAE*, 2021, 23(1): 149–159.
- [30] d'Amore-Domenech R, Leo T J, Pollet B G. Bulk power transmission at sea: Life cycle cost comparison of electricity and hydrogen as energy vectors [J]. *Applied Energy*, 2021, 288: 116625.
- [31] 库陶菲, 关前锋, 王琦. 海上柔性直流送出系统造价水平分析 [J]. *南方能源建设*, 2023, 10(1): 133–138. Ku T F, Guan Q F, Wang Q. Analysis on the cost level of offshore flexible DC delivery system [J]. *Southern Energy Construction*, 2023, 10(1): 133–138.
- [32] 吴倩, 薄鑫, 吴杨勇, 等. 远海岸海上风电输电方式技术经济分析 [J]. *电工电气*, 2024 (1): 1–9, 15. Wu Q, Bo X, Wu Y Y, et al. Techno-economic analysis of far coast offshore wind power transmission modes [J]. *Electrotechnics Electric*, 2024 (1): 1–9, 15.
- [33] 董辉, 葛维春, 张诗钜, 等. 海上风电制氢与电能直接外送差异综述 [J]. *发电技术*, 2022, 43(6): 869–879. Dong H, Ge W C, Zhang S T, et al. Summary of differences between hydrogen production from offshore wind power and direct outward transmission of electric energy [J]. *Power Generation Technology*, 2022, 43(6): 869–879.
- [34] 张岑, 魏华, 庄妍, 等. 海上风电制氢经济评价模型及关键影响参数 [J]. *天然气工业*, 2023, 43(2): 146–154. Zhang C, Wei H, Zhuang Y, et al. Economic evaluation model of offshore wind to hydrogen and its key influence parameters [J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(2): 146–154.
- [35] Hu X Y, Yuan X Y, Li B J, et al. Techno-economic comparison between power transmission and hydrogen production and transportation for offshore-wind [R]. Nanjing: 2022 2nd International Conference on Electrical Engineering and Control Science (IC2ECS), 2022.
- [36] McDonagh S, Ahmed S, Desmond C, et al. Hydrogen from offshore wind: Investor perspective on the profitability of a hybrid system including for curtailment [J]. *Applied Energy*, 2020, 265: 114732.
- [37] Juárez-Casildo V, Cervantes I, González-Huerta R D G. Harnessing offshore wind for decarbonization: A geospatial study of hydrogen production and heavy industry utilization in Mexico [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 83: 701–716.
- [38] Rogeau A, Vieubled J, de Coatpont M, et al. Techno-economic evaluation and resource assessment of hydrogen production through offshore wind farms: A European perspective [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023, 187: 113699.
- [39] Yan Y M, Zhang H R, Liao Q, et al. Roadmap to hybrid offshore system with hydrogen and power co-generation [J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 247: 114690.
- [40] Singlitico A, Østergaard J, Chatzivasileiadis S. Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs [J]. *Renewable and Sustainable Energy Transition*, 2021, 1: 100005.
- [41] 彭钦亮, 张泰基, 杨成, 等. 海上风电离网制氢技术经济性研究与发展建议 [J/OL]. *南方能源建设*, 1–11[2025-10-30]. <https://doi.org/10.16516/j.ceec.2025-250>. Peng Q L, Zhang T J, Yang C, et al. Techno-economic study and

- development recommendations for offshore wind-powered off-grid hydrogen production [J/OL]. Southern Energy Construction, 1–11[2025-10-30]. <https://doi.org/10.16516/j.ceec.2025-250>.
- [42] Jang D, Kim K, Kim K H, et al. Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation for green hydrogen production using offshore wind power plant [J]. Energy Conversion and Management, 2022, 263: 115695.
- [43] Niblett D, Delpisheh M, Ramakrishnan S, et al. Review of next generation hydrogen production from offshore wind using water electrolysis [J]. Journal of Power Sources, 2024, 592: 233904.
- [44] Liu Z, Han B B, Zhao Y M, et al. Reversible cycling performance of a flat-tube solid oxide cell for seawater electrolysis [J]. Energy Conversion and Management, 2022, 258: 115543.
- [45] Liu Z, Han B B, Lu Z Y, et al. Efficiency and stability of hydrogen production from seawater using solid oxide electrolysis cells [J]. Applied Energy, 2021, 300: 117439.
- [46] Mermelstein J, Posdziech O. Development and demonstration of a novel reversible SOFC system for utility and micro grid energy storage [J]. Fuel Cells, 2017, 17(4): 562–570.
- [47] Díaz-Motta A, Díaz-González F, Villa-Arrieta M. Energy sustainability assessment of offshore wind-powered ammonia [J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 420: 138419.
- [48] Liu T, Zhao Z Y, Tang W B, et al. *In-situ* direct seawater electrolysis using floating platform in ocean with uncontrollable wave motion [J]. Nature Communications, 2024, 15: 5305.
- [49] Liu X Y, Huang Y S, Shi X L, et al. Offshore wind power—Seawater electrolysis—Salt cavern hydrogen storage coupling system: Potential and challenges [J]. Energies, 2025, 18(1): 169.
- [50] 关慧心, 赵明辉, 黄瑞芳, 等. 海下地质储氢技术研究进展及挑战 [J]. 热带海洋学报, 2025, 44(2): 1–17.
Guan H X, Zhao M H, Huang R F, et al. Research progress and challenges of offshore geological hydrogen storage technology [J]. Journal of Tropical Oceanography, 2025, 44(2): 1–17.
- [51] Zhao F, Wang Z, Dong B, et al. Comprehensive life cycle cost analysis of ammonia-based hydrogen transportation scenarios for offshore wind energy utilization [J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 429: 139616.
- [52] 徐燕, 裴佳梅, 张欣钰. 中国海上风电制氢技术经济性研究 [J]. 气候变化研究进展, 2025, 21(5): 698–708.
Xu Y, Pei J M, Zhang X Y. The economic feasibility of hydrogen production technology from offshore wind power in China [J]. Climate Change Research, 2025, 21(5): 698–708.
- [53] Cerniauskas S, Jose Chavez Junco A, Grube T, et al. Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(21): 12095–12107.
- [54] International Energy Agency. Global hydrogen review 2022 [R]. Paris: International Energy Agency, 2022.
- [55] Abu Reza K M, Ting D S, Carriveau R. Wind-coupled hydrogen integration for commercial greenhouse food and power production: A case study [J]. Energy Conversion and Management, 2024, 322: 119182.
- [56] Du Y F, Shen X W, Ding X C, et al. A mathematical programming approach to export pathway planning of distributed hydrogen production in offshore wind farm [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 81: 753–764.
- [57] Giampieri A, Ling-Chin J, Roskilly A P. Techno-economic assessment of offshore wind-to-hydrogen scenarios: A UK case study [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 52: 589–617.
- [58] Genovese M, Pagnotta L, Piraino F, et al. Fluid-dynamics analyses and economic investigation of offshore hydrogen transport *via* steel and composite pipelines [J]. Cell Reports Physical Science, 2024, 5(4): 101907.
- [59] 屈少鹏, 张海强, 杨璐嘉, 等. 海上风电制氢运输材料的研发现状及趋势 [J]. 材料导报, 2026, 40(2): 5–15.
Qu S P, Zhang H Q, Yang L J, et al. Research status and development trends of transport materials for offshore wind to hydrogen [J]. Materials Reports, 2026, 40(2): 5–15.