

海洋“电–氢–氨–醇”综合能源体系发展研究

许传博¹, 姚欣¹, 郭分浩¹, 刘建国^{2*}

(1. 华北电力大学经济与管理学院, 北京 102206; 2. 华北电力大学能源电力创新研究院, 北京 102206)

摘要: 海洋“电–氢–氨–醇”综合能源体系将间歇性海上绿电转化为可储存、可运输、可贸易的氢基能源产品, 为航运燃料替代、绿色化工原料供给、工业深度脱碳提供支撑, 也是推动深远海可再生能源规模化开发、提升能源安全韧性、促进难减排领域低碳转型的重要路径。本文构建了“战略价值–形态架构–关键技术–空间布局”全链条分析框架, 论证了海洋“电–氢–氨–醇”综合能源体系的战略布局、关键技术和工程路径。明确了海洋“电–氢–氨–醇”综合能源体系与海洋综合能源岛、陆上“氢氨醇”一体化等概念的边界, 从能源安全、碳减排、产业协同、国际竞争维度评估了战略价值; 揭示了以海上可再生能源为基础、电解水制氢为枢纽、绿氨和绿色甲醇为延伸、面向多元终端利用的系统架构特征, 基于等热值替代逻辑分析了氢、氨、醇燃料路径的减碳潜力及电解水效率变化对减碳效果的影响。梳理形成了包括海洋可再生能源开发、海上制氢、氨醇合成、储运与安全保障、智能运维、碳核算认证在内的关键技术体系, 构建了主链条和支撑性技术图谱并明确了优先攻关方向, 提出了“近岸示范验证–区域枢纽培育–深远海规模化拓展”的分阶段发展路径及渤海、黄海、东海、南海的差异化空间布局。相关内容务实前瞻, 可延伸应用至海洋绿色燃料产业前瞻布局、海洋能源高质量开发、海洋重大工程建设。

关键词: 海洋综合能源; 海上绿电; 绿氢; 绿氨; 绿色甲醇; 差异化空间布局

中图分类号: TD67; TD82 **文献标识码:** A

Development of Marine Electricity–Hydrogen–Ammonia–Methanol Integrated Energy System

Xu Chuanbo¹, Yao Xin¹, Guo Fenhao¹, Liu Jianguo^{2*}

(1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 2. Institute of Energy Power Innovation, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: The marine “electricity–hydrogen–ammonia–methanol” integrated energy system converts intermittent offshore green electricity into storable, transportable, and tradable hydrogen-based energy products, providing support for shipping fuel substitution, green chemical feedstock supply, and deep decarbonization of industry; it is also an important pathway for promoting the large-scale development of deep-sea renewable energy, enhancing energy security and resilience, and supporting the low-carbon transition of hard-to-abate sectors. This study constructs a “strategic value–system architecture–key technology–spatial layout” full-chain analytical framework, and demonstrates the strategic layout, key technologies, and engineering pathways of the marine “electricity–hydrogen–ammonia–methanol” integrated energy system. It also clarifies the conceptual boundaries between this system and related concepts such as marine integrated energy islands and land-based hydrogen–ammonia–methanol integration projects, and evaluates its

收稿日期: 2026-05-12; 修回日期: 2026-07-03

通讯作者: *刘建国, 华北电力大学能源电力创新研究院教授, 研究方向为氢能与燃料电池技术、氢能战略规划; E-mail: jiangliu@ncepu.edu.cn

资助项目: 国家自然科学基金项目(72303063); 中国工程院战略咨询项目“泛氢转化和储运技术发展对标和趋势研究”(2024-DFZD-45)

本刊网址: sscae.engineering.org.cn

strategic value from the dimensions of energy security, carbon reduction, industrial synergy, and international competition. Moreover, the study reveals the architectural characteristics of the system. Specifically, the system is based on offshore renewable energy, centered on hydrogen production by water electrolysis, extended through green ammonia and green methanol, and oriented toward diversified end uses. Based on an equal-calorific-value substitution logic, this study analyzes the carbon reduction potentials of hydrogen, ammonia, and methanol fuel pathways, and clarifies the impact of changes in water electrolysis efficiency on mitigation effects. Additionally, it establishes a key technology system that includes marine renewable energy development, offshore hydrogen production, ammonia and methanol synthesis, storage and transportation safety, intelligent operation and maintenance, and carbon accounting and certification. A technology map covering the main chain and supporting technologies is constructed, and priority research directions are identified. Furthermore, the study proposes a phased development pathway of “nearshore demonstration—regional hub cultivation—deep-sea scale-up” and differentiated spatial layouts for the Bohai Sea, Yellow Sea, East China Sea, and South China Sea. The findings of the study can be extended to the forward-looking planning of the marine green fuel industry, high-quality development of marine energy, and promotion of major engineering construction.

Keywords: marine integrated energy; offshore green electricity; green hydrogen; green ammonia; green methanol; differentiated spatial layout

一、前言

在全球气候治理持续深化、能源地缘格局加速调整、海洋强国建设深入推进的背景下,海洋能源开发正在由单一形式的资源利用向多能协同、低碳转化演进^[1-2]。审视国内,石油和天然气对外依存度处于较高水平,国际地缘竞争、能源供应链波动、海上运输通道风险叠加,对能源自主保障能力、供应链韧性提出了更高要求^[3-5]。依托海洋可再生能源发展绿氢、绿氨、绿色甲醇,不仅可以拓展深远海能源开发空间,而且能够将间歇性海上绿电转化为可储存、可运输、可贸易的氢基能源产品,成为支撑能源安全、促进深度脱碳、培育绿色燃料产业的重要路径^[6-7]。发展海洋经济、保护海洋生态环境、设立国家低碳转型基金、应用氢能和绿色燃料等举措表明,海洋能源开发与绿色燃料培育已成为国家战略布局的重要方面。因此,构建海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系,对统筹海洋新能源开发、能源安全保障、难减排领域低碳替代、海洋新质生产力培育具有重要意义。

海洋氢基能源成为主要海洋能源国家发展未来绿色燃料产业、参与低碳航运市场竞争的重点依托。荷兰、德国、英国、挪威依托北海的海上风电资源,推进海上风电制氢、氢能管网建设、港口绿色燃料加注、跨国氢能基础设施布局^[8-10]。在我国,发展海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系同样具有资源禀赋、工程能力和产业基础。一方面,我国海上风电装机规模连续多年位居全球首位,累计装机容量超过 4.917×10^7 kW^[11],约占全球总装机容量的50%,为海洋绿电制氢以及进一步的氢基燃料合

成提供了坚实支撑;另一方面,我国可再生能源制氢产业发展迅速,总产能超过 2.5×10^5 t/年^[12],为海上绿电规模化制氢和氢基燃料产业链延伸提供了重要基础。此外,我国海上氢基能源示范项目取得阶段性进展,全球首个海上风电无淡化海水直接电解制氢项目在福建省海试成功,国内首个海洋“氢氨醇”一体化项目在山东省海上平台产出绿色甲醇,海南省CZ2海上风电及规模化氢基绿色能源项目开始产出氢气。整体上,我国初步形成“海上绿电开发-海上制氢验证-‘氢氨醇’一体化示范”发展格局,但主要处于从单点示范转向系统集成与规模化应用的过渡阶段,还需战略布局、关键技术、工程路径等层面的系统论证与协同推进。

海洋绿色能源开发、氢基燃料利用已有良好的研究基础。早期,主要围绕海洋可再生能源资源识别、潜力评估、关键装备可行性等展开研究,代表性的工作有:梳理了波浪能、潮汐能、海流能、温差能等海洋可再生能源形式,明确了海洋能源综合开发的基础条件^[13];在全球尺度上评估了风能资源潜力,为海上风电资源评价和规模化开发提供了方法支撑^[14];论证了漂浮式风力机平台的工程可行性,分析了半潜式、张力腿式平台及系泊系统,为深远海风电开发提供了技术依据^[15];评估了不确定性条件下海上风电场制氢系统的技术经济性,推动了海上风电向绿色氢能转化^[16]。近年来,相关研究拓展至海上可再生能源开发^[17-18]、绿氢制备^[19-21]、绿氨与绿色甲醇合成^[22-23]、航运替代燃料利用^[24-25]、安全规范^[26-27]等方向,为海洋绿色能源利用提供了较为全面的理论基础与技术支持。也要注意,既有研究仍以资源开发、制氢、燃料合成、储运、终端

应用等单环节分析为主，而对海洋“电-氢-氨-醇”体系中多能源载体耦合关系、全链条工程架构、战略价值传导机制、关键技术成熟度、区域差异化布局逻辑等关注不够且讨论不深。

本文围绕海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系的战略价值、形态架构、关键技术、发展路径、空间布局等开展战略研究。从能源安全、降碳替代、经济产业、地缘竞争等维度阐述该体系的战略意义，解析以海上可再生能源开发为基础、电解水制氢为枢纽、绿氨和绿色甲醇合成为延伸、多元终端利用为牵引的系统架构及其演进特征，梳理海洋可再生能源开发、海上制氢、氨醇合成、安全储运、基础设施复用、智能管控、碳核算认证等关键技术图谱，提出“近岸示范验证-区域枢纽培育-深远海规模化拓展”分阶段推进路径以及渤海、黄海、东海、南海的差异化布局构想。相关内容可为海洋绿色燃料产业前瞻布局、海洋能源高质量开发、海洋重大工程建设提供理论参考与决策支持。

二、海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系的战略价值与形态架构

(一) 战略价值

1. 能源安全

全球油气资源分布高度集中，能源供给长期依赖少数资源国、关键海上通道、复杂地缘环境，因而传统能源安全面临来源集中、通道脆弱、价格波动传导加剧等风险。2025年，我国原油、天然气对外依存度分别为72.7%、40%^[28]，国际能源价格波动等不确定因素加大了能源供应韧性方面的压力。

依托海洋可再生能源发展绿氢、绿氨、绿色甲醇，能够突破化石能源资源禀赋的约束，通过本地化制取、分布式布局、多元化供给以形成油气资源的结构性替代路径。根据相关评估^[29]，我国深远海

风能资源技术可开发量超过 1.23×10^9 kW，具有海洋氢基能源大规模开发的资源基础条件。各类情景测算结果（见表1）表明，随着深远海风电开发规模的扩大，制氢能力、油气替代潜力同步提升，对天然气进口的替代作用尤为显著。因此，推动深远海风电向氢基能源转化，有助于降低油气进口依赖并增强能源自主保障能力和供应链韧性。

2. 降碳战略

在“双碳”目标深入推进的背景下，我国能源系统的减排重点领域由电力部门逐步拓展至工业、交通、航运等。这些重点领域高度依赖高温热源、化学原料、高能量密度燃料，因而单纯依靠直接电气化难以实现深度脱碳，亟需引入绿色氢基能源以构建低碳燃料和原料替代体系^[30-31]。其中，航运业长期依赖船用重油等高碳燃料，将是绿色“氢氨醇”燃料的重要应用部门。

本研究面向航运燃料替代场景，采用等热值替代传统船用重油的口径，评估了绿色氢基燃料的减排潜力。以替代1 t船用重油为例，燃烧排放约为3.11 tCO₂。按等热值折算，在船用重油低位热值取40.4 MJ/kg的条件下，理论上替代1 t船用重油约需0.34 t绿氢、2.17 t绿氨、2.03 t绿色甲醇。绿氢、绿氨在船端不产生CO₂排放，绿色甲醇的碳源均来自生物质、直接空气捕集、可持续循环CO₂，在生命周期或循环碳核算口径下也可视为近零碳排放。

进一步结合深远海风电制氢规模测算，若绿氢全部进入航运燃料替代环节，将形成亿吨级的减排潜力。当深远海风电开发比例分别为30%、50%、100%时，若直接用于绿氢燃料替代，年减排潜力分别约为 1.97×10^8 tCO₂、 3.28×10^8 tCO₂、 6.56×10^8 tCO₂；若进一步转化为绿氨燃料（1 kg H₂合成约5.67 kg氨），年减排潜力分别约为 1.73×10^8 tCO₂、 2.88×10^8 tCO₂、 5.76×10^8 tCO₂；若进一步转化为绿色

表1 深远海风电制氢的油气替代潜力情景测算

情景	开发比例/%	开发装机规模/ ($\times10^8$ kW)	年发电量/ ($\times10^8$ kW·h)	理论制氢量/ ($\times10^4$ t)	折合原油当量/ ($\times10^8$ t)	折合天然气量/ ($\times10^8$ m ³)
低比例开发情景	30	3.69	11 070	2129	0.61	703
中比例开发情景	50	6.15	18 450	3548	1.02	1171
全量开发情景	100	12.3	36 900	7096	2.04	2342

注：每年等效利用小时数设为3000 h；电解水制氢电耗按1 kg H₂为52 kW·h计算；天然气替代量按1 kg H₂相当于3.3 m³天然气的热值计算；原油当量按1 t H₂相当于2.87 t原油计算。

甲醇（1 kg H_2 合成约 5.33 kg 甲醇），年减排潜力分别约为 1.74×10^8 tCO₂、 2.9×10^8 tCO₂、 5.79×10^8 tCO₂。整体来看，深远海风电通过氢、氨、醇等燃料路径进入航运领域后，可支撑约 $1.7 \times 10^8 \sim 6.6 \times 10^8$ tCO₂ 的年度减排空间，是海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系发挥降碳战略价值的重要体现。

3. 经济产业

从经济产业发展的视角看，海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系超越单一能源工程层次，是贯通海洋可再生能源开发、制氢装备制造、氢基燃料合成、“储运加注”设施、终端应用场景的战略性新兴产业体系，具有产业链条长、技术集成度高、投资带动能力强等特征^[32-33]。在工程规模扩大后，电解槽、催化剂、膜材料、电力电子、智能控制系统等关键装备与核心部件将加快国产化替代、实施规模化降本，推动形成具有国际竞争力的绿色燃料装备制造、工程建设、系统集成产业集群。

海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系具有显著的技术溢出和产业协同效应，开展建设与运行将推动漂浮式风电平台、动态海缆、海上制氢装备、高性能耐腐蚀材料、智能控制、数字孪生、无人化运维等关键技术在海洋工程场景中的集成应用，促进海洋装备制造业由单一设备供给和工程建设向成套装备、系统集成、综合解决方案供给升级。

海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系的经济产业价值不仅在于形成新的绿色能源产品和投资增量，而且通过重大工程牵引海洋装备制造、高端材料、能源化工、港口物流、绿色航运、智能运维等关联产业协同升级，培育面向未来的海洋能源产业新增长极。

4. 地缘竞争

在全球能源体系加速低碳转型的背景下，国际能源竞争由传统化石资源获取逐步转向围绕绿色能源供给能力、跨国贸易通道、碳足迹认证、规则制定权的综合博弈。绿氨、绿色甲醇等氢基绿色燃料兼有能源商品、化工原料、低碳燃料属性，在航运、工业等难减排领域具有良好的应用潜力，成为未来国际绿色能源竞争的重要载体。特别是在国际海事组织减排要求趋严、全球航运绿色燃料需求加速释放的背景下，零碳或近零碳燃料贸易规模有望稳步扩大，可能重塑国际能源贸易格局^[34-35]。

从供给能力看，具备大规模、稳定、低成本绿色燃料生产能力的国家将在未来国际绿色能源体系中占据有利位置。相较高度依赖进口绿氢、绿氨、绿色甲醇的欧洲、日本等经济体，我国在海洋可再生能源资源、工程建设能力、装备制造体系、港口航运网络方面具有综合性优势；若依托南海、东海等重点海域逐步建设规模化的海洋“电-氢-氨-醇”综合开发能力，有望支撑亚太地区主要航运通道的绿色燃料需求，推动构建以我国为重要节点的绿色燃料全球供应网络。

绿色燃料竞争既是产能竞争，又是标准、认证和规则竞争。未来绿氨、绿色甲醇等产品的国际贸易，将高度依赖可再生电力溯源、生命周期碳足迹核算、绿色燃料认证、安全储运标准、港口加注等规范。我国若依托海洋“电-氢-氨-醇”工程实践，率先形成较为成熟的碳核算方法、技术标准、安全规范并积极参与国际规则制定，将提升全球绿色能源贸易体系中的制度性话语权和规则塑造能力。

（二）形态架构

海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系是以深远海可再生能源开发为基础、电解水制氢为核心枢纽、绿氨和绿色甲醇等氢基燃料合成为重要延伸方向，贯通能源生产、转化、储运、终端利用的综合能源工程体系。与常规的海上风电制氢相比，该体系进一步延伸至绿氨、绿色甲醇等燃料合成与利用。与海洋综合能源岛相比，该体系的边界不取决于特定岛礁或平台形态，而是在于“海洋可再生能源开发-电力转化-氢基燃料合成-储运外送-终端替代利用”的功能链条。与陆上“氢氨醇”一体化项目相比，该体系的能源输入、装备布置、运行维护、储运方式均受到深远海环境、远距离外送、海上空间约束的影响。为此，本研究重点讨论以海洋可再生能源为源端、氢为枢纽、“氨醇”燃料为延载体体的综合能源体系。

从系统架构角度看，海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系呈现四层递进结构、贯通式能量流动特征（见图1）。①基础层为深远海可再生能源发电系统，包括海上风电、漂浮式光伏、波浪能等多元能源开发单元，承担一次能源获取、绿色电力供给等功能，与海底储能等设施结合以缓解出力波动

问题。② 枢纽层为海上平台电解制氢与储氢系统，是实现绿电向绿氢转化的核心节点，涵盖电解水制氢，功率调节与能量管理，氢气净化、压缩、储存、加注等环节，兼有能量转换、运行调节、中间储能等功能。③ 转化层依托海上平台或近海枢纽设施，将绿氢转化为更具储运优势和市场适配性的绿氨、绿色甲醇等氢基燃料，包括空气分离制氮、合成绿氨等过程以及结合 CO_2 来源的绿色甲醇合成工艺，体现出绿色“氢氨醇”多路径协同转化特征。④ 应用层面向航运、工业、建筑等多元终端场景，绿氨、绿色甲醇既可作为绿色航运燃料，也能作为低碳工业原料和清洁能源载体，形成贯通能源供给体系、终端消费体系的综合利用链条。

海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系的提出，意味着海洋能源开发逻辑由传统的“海上发电-陆上消纳”模式向“海上能源生产-海上能源转化-全球绿色燃料供给”模式演进，本质上是海洋能源由电力产品向可贸易战略能源产品的转变。这种转变不仅可以拓展深远海可再生能源的开发边界，而且能够推动海洋能源开发由区域电力系统补充逐步升级为国家能源安全与国际绿色燃料竞争的战略支撑。

三、海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系关键技术图谱与攻关方向

海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系的规模化发展依赖主线技术、支撑性技术的协同作用：前者决定体系形成，涵盖海上可再生能源开发、柔性制氢、氨/甲醇合成、储运安全、终端利用等环节的核心技术链；后者决定规模化能力，涉及装备耐腐蚀性、宽负荷调节能力、本质安全保障、智能运维等系统性支撑能力（见表2）。海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系的关键技术呈现明显的阶段性和层次性。固定式海上风电、近海制氢、海水预处理、部分液态燃料储运技术已具备近期示范应用的基础条件。漂浮式风电、海工环境适应型电解制氢、海上高压储氢、 CO_2 耦合供给、基础设施复用是决定中期规模化发展的关键约束。海上柔性合成氨/甲醇、直接空气碳捕集（DAC）耦合绿色甲醇合成、深远海综合能源平台、智能运维、生态监测及碳核算认证是决定长期国际竞争力和系统经济性的核心方向。未来技术攻关需由单项装备优化转向跨环节协同集成、复杂海况工程验证、全生命周期运行优化，支撑海洋“电-氢-氨-醇”综合能源

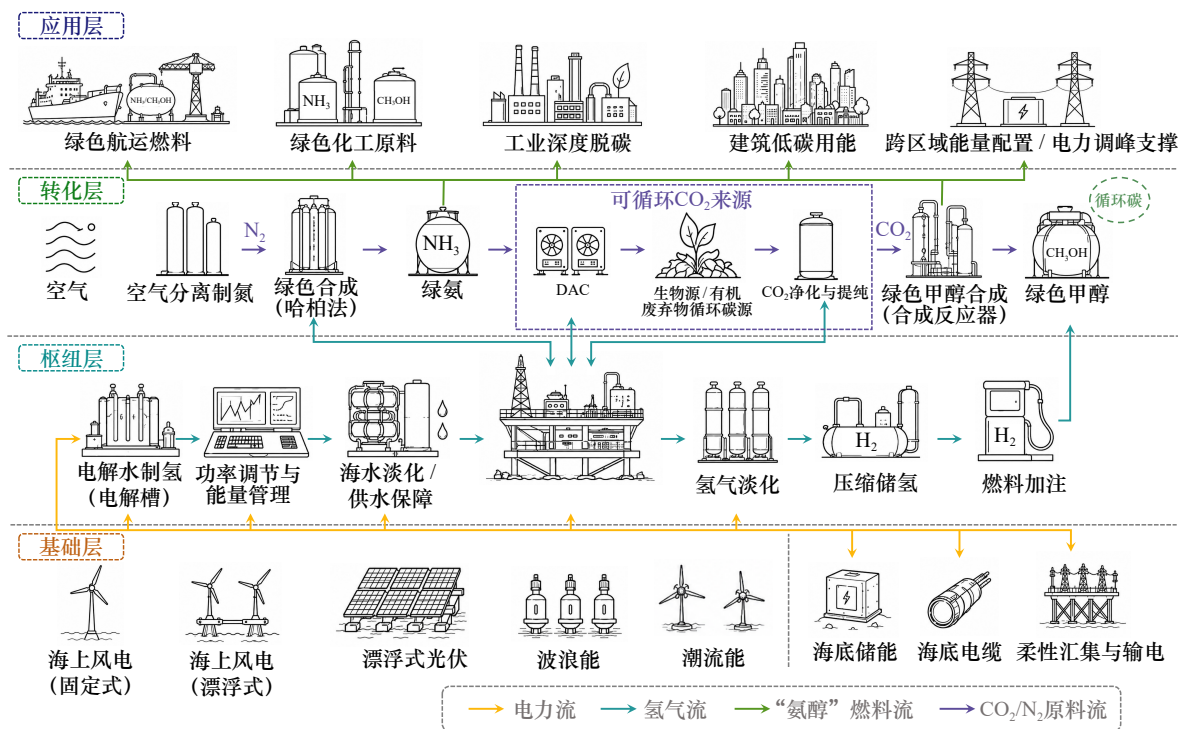


图1 海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系架构

体系的规模化和高质量发展。

（一）海洋可再生能源规模化开发与柔性电力汇集技术

海洋可再生能源开发是海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系的资源基础和能量输入端，开发规模、供能稳定性、度电成本直接决定后续制氢、氨醇合成、储运环节的经济边界。相较近海固定式风电，深远海区域通常具有更优的风资源、更大的开

发空间，但也面临水深增加、海况复杂、施工窗口受限、运维距离加大、平台成本提高等约束。深远海漂浮式风电成为支撑该体系规模化发展的资源开发核心技术。

从技术构成看，漂浮式风电涉及浮式基础、系泊系统、动态海缆、平台稳性控制、远海施工安装、集群化运维等环节^[36]，所处海域的水深、浪高、流速、台风频率将显著影响浮体结构、系泊方式、运维模式。动态海缆承担电力传输功能、承受

表2 海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系关键技术图谱

技术类别		代表性技术	技术成熟度等级	未来重点攻关方向
主链条技术	海洋可再生能源规模化开发与 柔性电力汇集	近海固定式海上风电	8~9	抗台风漂浮式风电平台与系泊
		漂浮式海上风电	5~7	深远海动态海缆与柔性输电
		海上光伏 / 波浪能 / 潮流能	4~6	海上综合能源平台与微电网系统
		柔性直流集电与输电	5~7	“风-光-波-储”多能互补与
		海上多能互补运行控制	5~7	海上综合能量管理
	海洋环境适应型电解水制氢与 供水保障	碱性电解槽	8~9	海工环境耐腐蚀材料与防护
		质子交换膜电解槽	4~6	宽负荷、快速启停的动态运行
		阴离子交换膜电解槽	3~5	模块化集成与标准化设计
		海水淡化与制氢耦合系统	6~7	无淡化深远海直接电解
		海水直接电解	3~4	
	海上合成氨 / 绿色甲醇与 原料耦合保障	陆基绿氨合成	7~8	小型化、高效反应器与模块化装置
		海上柔性绿氨合成	4~6	波动工况下柔性合成与能量耦合控制
		陆基绿色甲醇合成	6~7	催化剂与工艺强化
		海上柔性绿色甲醇合成	4~5	DAC与氢基燃料耦合利用
		DAC耦合绿色甲醇合成	2~4	
	海上能源产品安全储存、 高效运输与港口加注适配	液氢 / 绿色甲醇储运	8~9	超大型绿色燃料运输船与液货系统
		海上高压储氢	4~6	港口加注标准、接口与安全规范
		绿色燃料远洋供应链体系	6~7	海上装卸与驳运系统集成
		港口绿色燃料加注	6~7	全流程安全监测与应急
		海上装卸与连接	6~7	
支撑性技术	既有海洋工程基础设施复用与 模块化改造	油气平台 / 海工结构复用	5~7	模块化设计与快速部署
		海上能源岛与平台开发	5~6	港口与码头适应性改造
	海工环境下材料防腐、 长寿命可靠性与本质安全保障	耐腐蚀材料与防护涂层	4~6	多危险源耦合风险评估
		长寿命密封与结构可靠性	4~5	本质安全设计与多重防护
		本质安全设计优化	4~5	长寿命可靠性测试与维护
	系统集成、智能管控、	数字孪生与智能运维平台	5~6	智能运维与数字孪生优化
	生态环境监测与碳核算认证	无人化巡检与远程监控	4~5	无人化巡检与远程运维
		碳核算、MRV与国际认证	4~5	生态环境风险监测与预警 国际碳核算标准接轨

注：MRV表示温室气体排放的监测、报告与核证机制。

平台运动引起的机械应力和长期海洋腐蚀,是深远海风电规模化部署面临的技术瓶颈。同时,深远海能源开发不再局限于单机装备突破,而且涉及整场级集电系统优化、远海施工组织、运维母港配置、海上服务体系建设等课题。

在海上风电以外,海上光伏、波浪能、潮流能等多元资源的互补开发也是提升平台综合利用率、增强能源供给稳定性的重要方向。风电出力受天气系统、季节变化的明显影响,如与漂浮式光伏、波浪能、潮流能等形成互补,可以优化综合出力曲线,降低下游制氢与合成装置的调节压力,提高源侧与转化侧的匹配程度^[37]。未来,海洋综合能源平台将由单一发电设施逐步演化为离网或弱联网条件下的海上综合能源网络,对柔性直流汇集、海上微电网、功率变换、能量路由、多时间尺度能量管理提出全面要求。

(二) 海洋环境适应型电解制氢与供水保障技术

电解水制氢是海洋“电-氢-氨-醇”体系的核心能量转换环节,承担绿电消纳、氢能生成、后续氨醇合成原料供给等功能。与陆上制氢相比,海上制氢面临更强的工程约束,主要体现在高盐雾、高湿、高腐蚀环境,风光出力波动,平台空间受限、运维条件复杂等方面^[38]。海上制氢系统评价不仅需要关注单位能耗和转换效率,而且应当综合考虑环境适应性、宽负荷运行能力、设备寿命、模块化集成水平、全生命周期成本。

海洋环境对电解槽本体、辅助系统、管道阀门、电力电子装置、控制单元均可能产生长期影响,导致材料性能劣化、密封失效、关键部件老化。海上风电和光伏出力波动较大,电解槽需频繁适应变负荷甚至启停工况,对动态响应能力、效率保持能力、寿命衰减控制提出较高要求^[39]。平台空间有限也要求制氢装置在系统布局、模块集成、安全隔离、维护通达性方面更加紧凑可靠。

海洋制氢主要包括碱性电解槽、质子交换膜电解槽、阴离子交换膜电解槽等技术路线^[40]。碱性电解槽成熟度高、成本低、寿命长,但动态响应、宽负荷运行能力有限。质子交换膜电解槽响应快、运行灵活,更适合与波动性可再生能源耦合,但运行成本高、依赖特定的关键材料。阴离子交换膜电解槽兼具低成本和动态性能潜力,但工程验证仍不充

分。未来的海洋制氢系统将呈现多路线并存、按场景差异化配置的发展格局。2035年以后,深远海能源岛、海上综合能源平台、高温电解/光电催化耦合制氢有望从技术储备进入工程应用。其中,高温电解制氢主要指固体氧化物电解池等高温水蒸气电解路线,典型运行温度约为600~850℃,需耦合海上核能、太阳能集热、氨醇合成放热、近岸工业余热等外部热源,不依赖海洋环境自然供热;光电催化制氢主要由太阳光驱动,通常不要求同等的高温条件。

稳定供水是海上制氢持续运行的基础条件。海水淡化后电解或海水直接电解均需解决取水、预处理、水质控制、防结垢、防生物附着、副产物抑制等问题^[41]。海水淡化和预处理系统属于辅助单元,也直接影响电解槽效率、寿命和系统可靠性。未来应重点突破高效取水装置、模块化淡化单元、水质在线监测、耐腐蚀材料、海水直接电解关键材料,构建适应深远海条件的制氢供水保障体系。

(三) 海上合成氨/甲醇与原料耦合保障技术

将绿氢进一步转化为绿氨、绿色甲醇,是提升海洋绿色能源储运能力、商品化价值、终端适配性的关键环节。如系统仅停留在海上制氢阶段,仍将受到氢气储运半径有限、运输成本较高、终端适配性不足等制约。合成氨和甲醇可显著提高产品的可储存性、可运输性、可贸易性,推动能源转换系统向能源产品体系升级^[42]。

海上氨醇合成的主要难点在于,传统的陆基大规模连续化工流程与海上平台场景之间存在明显的不匹配^[43-44]。现有的合成氨和甲醇装置通常依托空间充足、公用工程完善、原料稳定、运行边界清晰的陆上工业体系,而海上平台受到空间、载荷、晃动、安全隔离、原料波动等多重约束。因此,海上氨醇合成需要向紧凑化、模块化、柔性化、高安全性方向重构,形成适应海工环境和波动工况的成套工艺体系。

绿氨合成需要与空气分离制氮装置进行耦合,空气分离的能耗、体积、稳定性将影响海上平台的整体集成效果。氨合成反应对温度、压力、催化条件要求较高,平台运动、原料波动可能影响反应效率与系统安全,因而需要发展适应海上场景的柔性工艺和强化控制技术。在绿氢以外,绿色甲醇合成

还需稳定可靠的CO₂来源。近岸场景可重点利用生物质转化、沼气发酵、城市有机废弃物处理等过程捕集的生物碳源^[22]；深远海场景需要探索直接空气捕集与海上综合能源平台耦合的可能性。

整体来看，海上氨醇合成的关键在于氢、氮、CO₂等原料供给，合成反应，安全控制，产品外送的一体化优化。未来需重点突破小型化高效反应器、波动原料条件下的柔性流程控制，平台约束下的模块化成套装置，泄漏监测、防护隔离、系统冗余配置等安全技术。

（四）海上能源产品安全储存、高效输运与港口加注适配技术

能源产品的安全、经济、连续储存与外送，直接影响市场辐射范围、产品竞争力、综合经济性。储运技术是连接海上生产端、岸上消费端、工业用户、国际贸易市场的关键纽带，也是海洋“电-氢-氨-醇”体系形成产业闭环的必要条件^[45]；作为后端配套环节，成为决定能源体系的成本边界、工程边界、商业模式的重要因素。

现阶段可选的运输载体包括气氢、液氢、液氨、液态甲醇、有机液态氢载体（LOHC）^[46]。结合海上储运条件来看，不同载体在储氢密度、能耗损失、工程适配性方面差异明显。气氢在 $3.5\times 10^7\sim 7\times 10^7$ Pa条件下体积储氢密度约为 $26\sim 42\text{ kg-H}_2/\text{m}^3$ ，单次运输量有限，适合近岸平台、港区加氢、短距离区域供氢。液氢体积储氢密度约为 $70.6\sim 70.8\text{ kg-H}_2/\text{m}^3$ ，但液化能耗约为 $10\sim 13\text{ kW}\cdot\text{h/kg-H}_2$ ，面临海上蒸发损失控制、低温材料可靠性、船舶储罐安全等方面的约束。液氨、绿色甲醇的等效储氢密度分别约为 $120\text{ kg-H}_2/\text{m}^3$ 、 $99\text{ kg-H}_2/\text{m}^3$ ，具有液态或易液化储运特性，较适配海上大规模储罐、运输船舶、港口接卸、燃料加注体系。LOHC等效储氢密度约为 $47\sim 60\text{ kg-H}_2/\text{m}^3$ ，虽低于液氨和绿色甲醇，但可在常温常压下储运，具有较好的海上运输安全性。

从海上运输成本、场景适配性看，气氢管道在近岸连续供氢场景中的单位运输成本较低，但是受海底管道建设投资、运维难度、输送规模、稳定负荷的约束，适合近岸风电制氢基地至沿海工业园区、港口或岛屿用户的稳定供氢。液氢船运可以提高单次运输能力，适合中长距离、高纯氢需求场景，但是需承担液化、低温船舶储运、蒸发损失等

成本。液氨船运依托成熟的大宗化工品海运、港口接卸体系，远距离运输成本优势明显，适合远海能源外送、国际绿色燃料贸易、航运燃料供应。绿色甲醇船运可复用现有的液体燃料船运、港口储罐、船舶加注设施，适合航运燃料、港口能源补给、化工原料供应。LOHC船运安全性较好，但脱氢能耗较高且贫氢载体需要回运，综合经济性取决于航线组织能力和载体循环效率。整体来看，海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系的储运路线应结合海上制取位置、离岸距离、输送规模、终端用途、港口基础设施条件进行场景化选择。

港口接卸、储罐配置、燃料加注、船岸接口适配是绿色燃料进入终端市场的关键环节。绿色甲醇和绿氨若要进入航运燃料市场，在海上生产能力以外需要在港口端形成相应的接卸设施、储运体系、加注装备、运行规范。现有的液体化工码头、储罐区、危险品管理体系可提供一定的基础条件，仍需围绕低碳燃料特性进行设施改造、加注系统优化、标准化接口设计。

安全性是储运环节面临的核心约束。氢气具有泄漏扩散快、着火能低、燃烧范围宽等特性，氨具有毒性和腐蚀性，甲醇具有可燃性和一定的毒性。不同介质的物性差异决定了储罐设计、泄漏监测、通风条件、装卸流程、事故应急方面需采取的差异化方案。未来应重点发展海上高压储氢系统、液氨和甲醇海上装卸转运装备、低损失储罐技术，覆盖平台、船舶、港口节点的全过程安全监测与预警体系。

（五）既有海洋工程基础设施复用与模块化改造技术

海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系建设并不必然依赖完全新建模式。我国在海上油气开发、近海风电、海洋平台工程、港口物流、海洋运维体系方面积累了丰富的基础设施和工程建设经验，为新型海洋综合能源体系的起步提供了直接依托^[47]。在由示范验证向规模化发展的过渡阶段，充分利用既有设施以降低初始投资并缩短建设周期是提升工程可行性的现实路径。

基础设施复用的核心在于功能再配置和价值再开发，而非简单的空间借用。部分海上油气平台在生命周期后期的油气生产功能逐步衰减，但主体结构、居住保障系统、起重设备、管线接口、运维体

系仍有较高的利用价值；通过模块化方式增设制氢、储氢、氨醇合成、能源管理单元，可在较低新增投资条件下将传统的油气平台转化为海上综合能源节点，延长平台的经济寿命并为油气设施绿色转型提供稳妥路径^[48]。

在海上风电场景中，集电系统、海上升压站、系泊设施、运维船队、海缆通道等具有一定的共享潜力。如风电场开发与海上制氢系统协同规划，可减少重复建设成本并提升项目投资收益。港口设施也具备改造基础条件，现有的液体化工码头、储罐区、危险品管理体系经适应性改造后可为绿色甲醇和液氨提供接卸、中转、加注条件。

未来应围绕海上油气平台、海上风电场、港口设施，建立功能再利用评估方法、适配性标准、模块化改造技术体系，涵盖结构承载能力评估、剩余寿命评估、功能转换边界识别、模块吊装与接口设计、安全隔离布局、改造后运行规范等内容，形成可复制、可推广的基础设施转型模式。

（六）海工环境下材料防腐、长寿命可靠性与本质安全保障技术

海工环境下的共性支撑技术是海洋“电-氢-氨-醇”体系由工程示范走向规模化应用的基础条件，其中材料防腐、密封可靠性、长寿命运行、本质安全保障尤为关键^[49]。深远海的高盐雾、高湿、高腐蚀环境会持续影响电解槽、储罐、管道、阀门、压缩机、电力电子设备、平台结构材料，在配套相应材料与工程保障体系的基础上，单项工艺才能从陆上或实验条件下可行转向长期稳定的海上应用能力。

从材料和可靠性角度看，未来需重点突破耐腐蚀金属材料、复合材料、防护涂层、高可靠密封件、关键部件寿命预测技术。特别是在制氢、储氢、液氨、甲醇系统中，介质腐蚀性、渗透性、压力载荷、温度变化相互耦合，对材料选型、结构设计提出了更高要求。也需建立面向海洋工况的可靠性评价方法和全寿命周期维护策略，支持关键部件状态诊断、寿命预估、运维决策优化。

从安全保障角度看，相应体系涉及氢、氨、甲醇等危险介质，泄漏、扩散、燃爆、中毒、腐蚀、多危险源耦合失效等风险类型^[50]。相较陆上场景，海上平台空间受限、撤离困难、应急资源有限，一

旦发生事故后果可能更加严重。需要发展面向海上场景的多危险源辨识、泄漏扩散模拟、火灾爆炸后果分析、隔离分区设计、应急联动技术，将本质安全理念应用至包括系统设计、工艺布置、设备选型、控制逻辑在内的全过程。

（七）系统集成、智能管控、生态环境监测与碳核算认证技术

海洋“电-氢-氨-醇”体系具有多能量流、多物质流、多工艺流耦合的特征，系统集成与智能化管控技术具有基础性和统领性作用。在资源波动、平台受限、安全要求高的条件下构建发电、制氢、储氢、燃料合成、储运外送等全链条协同运行的复杂工程系统，若缺乏统一的系统集成与控制平台，即使各子系统能够独立运行，也难以保证整体效率、安全性和经济性最优。

从运行控制角度看，相应平台需要解决多源波动电力与下游工艺装置之间的动态匹配问题^[51]。海上风电、光伏、波浪能等出力波动明显，而电解制氢、氨醇合成、储运外送追求稳定运行。需要在不同时间尺度上开展协同控制，如短时间尺度应对功率扰动和设备安全约束，中时间尺度协调制氢负荷、储氢水平、合成装置工况，长时间尺度结合天气预报、海况信息、库存状态、外送计划进行滚动优化。

远海场景进一步提高了智能运维的重要性。基于数字孪生、物联网、边缘计算、机器学习的远程感知、健康评估、预测性维护技术，构成降低全生命周期成本、提升系统可用率、减少非计划停机的重要支撑^[52]。建立设备级、子系统级、平台级数字孪生模型，支持关键设备健康状态、运行效率、故障风险的在线监测；应用传感网络 and 智能诊断技术，对泄漏、腐蚀、振动、温度、压力异常进行实时识别。

生态环境监测与环境风险控制是海洋综合能源开发不可或缺的支撑技术。海上平台布设、海底海缆与管道敷设、海水取排水过程、“氢氨醇”潜在泄漏，均可能对海洋生态环境产生影响。未来需建立覆盖项目前期选址、建设期施工、运行期管理的环境基线调查、生态影响评估、泄漏扩散模拟、长期监测体系，保障工程开发与生态保护的协调推进。

随着绿色燃料进入国际市场，碳足迹核算，绿色认证，全链条监测、报告、核查技术的重要性进一步提升^[53]。海洋绿氨和绿色甲醇若要获得国际市场认可，应具备可追踪、可核证/可比较的碳绩效评价能力。需要建立覆盖海上发电、制氢、合成、储运、终端利用的全链条数据采集、排放监测、产品认证、数字追溯体系，提升绿色燃料产品的国际市场适配能力和规则竞争能力。

（八）关键技术分级与攻关时序

基于战略紧迫性和技术成熟度，将关键技术划分为四类（见图2）：I类为2030年前重点攻关技术，II类为2030—2035年重大工程示范技术，III类为2030年后标准化推广技术，IV类为2035年后前瞻战略储备技术。2030年前，可聚焦漂浮式海上风电、海工环境适应型电解槽、动态海缆与海上集输、海上柔性氨醇合成装备、高安全储运等优先开展技术攻关，尽快突破深远海资源开发、柔性转化

和安全外送瓶颈。2035年后，可持续布局高温电解/光电催化耦合制氢、DAC、新型储运载体、深远海无人化平台、海上综合能源岛等中长期储备技术，支撑海洋综合能源体系向远海规模化、智能化、国际化绿色燃料供应体系演进。

四、海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系产业化发展路径与空间布局构想

（一）海域差异性分析

我国不同海域的资源禀赋、海洋环境、产业基础、港口体系、国际航运区位等存在显著差异，决定了海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系不宜采用同质化开发模式，而应形成差异化的空间功能布局。

渤海、黄海、东海、南海呈现由近岸工业替代向深远海国际绿色燃料基地逐步演进的发展梯度。从资源条件看，渤海水深较浅、海况相对平稳，适



图2 海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系关键技术二维分类体系

合近岸固定式海上风电与工程示范；黄海海上风能资源较优，规模化开发条件较好；东海毗邻负荷中心，兼具深远海开发潜力与综合能源枢纽优势；南海拥有广阔的深远海空间和优质的海洋可再生能源资源，是未来大型漂浮式风电和国际绿色燃料基地的重要布局方向。从产业需求和市场空间看，渤海周边重化工业集聚，适合开展绿氢工业替代与平台复用示范；黄海沿岸港口、化工、装备制造基础较好，适合规模化绿色燃料供给；东海依托国际航运网络和高端制造业集群，适宜建设海陆联动综合能源枢纽；南海面向亚太国际航运通道和全球绿色燃料贸易市场，具有发展深远海战略能源基地和国际绿色燃料供应中心的潜力。

（二）考虑海域差异的产业化发展路径

基于不同海域在资源禀赋、综合开发条件、终端需求、深远海拓展潜力等方面的差异，我国海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系可采用“近岸示范验证-区域枢纽培育-深远海规模化拓展”的演进路径，在时间上分阶段推进、在空间上分海域布局、在技术上分场景突破，逐步形成由近海向深远海延伸、由区域供能向国际绿色燃料贸易拓展的发展格局。

在示范探索期（至2030年），重点依托渤海、黄海的近岸海域开展工程示范与技术验证，旨在明确关键装备可靠性、安全边界、商业模式可行性，形成可复制的近岸综合能源开发模式。积极利用固定式海上风电、近岸海上平台、港口园区、既有的油气和化工基础设施，重点推进海上绿电制氢、近岸制氢-陆上消纳、绿氢耦合工业副产 CO_2 制绿色甲醇、港口绿色燃料加注等示范工程，打通“海上发电-制氢-合成-储运-利用”关键链条。

在产业培育期（2031—2040年），重点面向黄海、东海等资源条件较优、港口体系和产业腹地支撑能力较强的海域，建设区域性海洋综合能源枢纽，旨在通过规模化开发与系统集成降低绿色燃料成本，逐步培育面向工业原料替代、港航燃料供应、区域能源安全保障的海洋绿色能源产业链。积极推动海上风电基地、海上制氢平台、近岸氨醇合成基地、绿色港口、航运燃料供应体系协同布局，形成百兆瓦至吉瓦级海洋综合能源示范集群。

在成熟扩张期（2041—2050年），重点面向东

海深远海、南海等资源潜力大、空间广阔但工程条件复杂的海域，建设深远海绿色燃料生产基地和国际化供应网络，旨在将深远海可再生能源转化为可储存、可运输、可贸易的战略能源产品，逐步形成面向国际市场的海洋绿色燃料供应体系，保障我国能源安全、航运脱碳、国际绿色能源竞争力提升。以大型漂浮式风电、海上能源岛、深远海综合能源平台群、海上柔性氨醇合成、远距离液态燃料运输为建设重点，推动绿氨、绿色甲醇等产品进入国际航运燃料和全球绿色能源贸易市场。

（三）海域差异化产业空间布局

鉴于不同海域在资源禀赋、开发条件、终端需求、深远海拓展潜力等方面的差异，我国海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系应实施梯度化空间布局。

1. 渤海：近岸工程验证与重化工业替代示范区

渤海海域水深较浅、海况相对平稳，周边集聚炼化、钢铁、化工、港口等高耗能产业，具备开展近岸海洋综合能源示范的基础条件。重点发展“半海半陆”模式，即海上侧布局固定式海上风电、近岸制氢平台、既有油气平台改造示范，陆上侧对接沿岸工业园区和港口用能需求，推动绿氢替代灰氢、焦炉煤气和部分化石燃料。结合环渤海地区的工业副产 CO_2 资源，探索绿氢耦合 CO_2 制绿色甲醇，形成面向工业原料替代和港口绿色燃料供应的示范链条。着力攻关近岸风电与制氢耦合、平台复用改造、短距离储氢输氢、海工环境安全防护等关键技术，率先形成可复制的近岸综合能源工程模式。

2. 黄海：规模化绿电制氢与港航燃料供给培育区

黄海海域海上风能资源较优，沿海地区形成海上风电、港口物流、装备制造、化工产业的良好基础，具备规模化发展绿色燃料产业的基础条件。依托大型海上风电基地，推动海上绿电开发与集中式制氢协同布局，形成“海上风电基地-近岸制氢枢纽-港口‘储运加注’-工业与航运消纳”的产业链体系。进一步突出规模化制氢和港航燃料供给功能。绿氢可重点服务沿岸化工、炼化、新材料产业，绿氨和绿色甲醇主要面向沿海港口、近海航运、区域绿色燃料交易市场。着力攻关大规模海上风电集群开发、百兆瓦级制氢系统集成、柔性直流

汇集、港口绿色燃料“储运加注”等关键技术，形成近海综合能源枢纽建设模式。

3. 东海：海陆联动综合能源枢纽与绿色燃料分拨区

东海海域毗邻制造业集群，负荷需求旺盛，港口体系完善，国际航运活动密集，兼有向深远海拓展海洋综合能源开发的基础条件。将近岸制氢进一步拓展至海陆联动综合能源体系，建设连接海上资源开发、陆上产业消纳、国际航运燃料供应的综合能源枢纽。构建“深远海风电-海上能源岛-绿色‘氢氨醇’转化-长三角工业消纳-国际绿色燃料分拨”的综合体系。绿氢以管道、船舶运输、液态载体等形式供应临近地区的高端制造和交通领域，绿氨和绿色甲醇依托大型港口体系进入远洋航运燃料市场。结合临近的工业CO₂捕集资源，形成“沿岸碳源-海上绿氢-绿色甲醇合成”的协同路径。着力攻关漂浮式风电、海上能源岛、动态海缆、柔性氨醇合成、多能协同控制、复杂海况高可靠运维等关键技术，形成我国海洋绿色燃料产业链高端集成区。

4. 南海：深远海战略能源基地与国际绿色燃料供给区

南海海域空间广阔，深远海可再生能源资源丰富，连接东南亚及亚太重要航运通道，具有建设国际绿色燃料供应基地的战略潜力；也因远离大陆负荷中心且面临台风、强浪、高温高湿环境以及远海运维等复杂工程条件，不宜简单沿用近岸制氢模式，而应重点发展深远海综合能源开发与绿色燃料远距离贸易体系。重点布局大型漂浮式风电、海上综合能源平台群、深远海绿色燃料生产基地，将海上绿电就地转化为绿氨、绿色甲醇等液态或易液化燃料，再通过船舶运输进入国内外市场。相应产品既服务南海岛礁能源保障、亚太航运绿色燃料补给，也面向国际绿色燃料贸易和国家战略能源储备。着力攻关抗台风漂浮式风电、深远海综合能源平台、高可靠海上制氢、海上柔性氨醇合成、远海液态燃料储运、长周期无人化智能运维等关键技术，支持形成面向未来能源安全、国际绿色燃料贸易、全球绿色能源竞争的战略能源储备能力。

五、结语

海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系以海上

可再生能源为基础、电解制氢为枢纽、绿氨和绿色甲醇合成为延伸，将间歇性海上绿电转化为可储存、可运输、可贸易的氢基能源产品，突破传统“海上发电-陆上消纳”模式在远距离输电、并网消纳和能源形态单一方面的约束，在油气替代和航运燃料减排方面具有重大潜力，是拓展我国海洋能源开发空间、提升能源安全韧性、支撑深度脱碳的战略方向。该体系具有显著的多维协同价值，既可服务航运、化工、钢铁等难减排领域以推动终端部门低碳替代，又能带动海上风电、制氢装备、海洋工程、绿色化工、港口储运、智能运维等产业链协同升级，还将增强我国在绿色燃料供给、碳核算认证、国际能源规则制定中的参与能力。我国发展海洋“电-氢-氨-醇”综合能源体系具备一定的资源、工程和产业基础条件，但从示范走向规模化仍面临技术能力、工程集成、经济性、制度供给等约束。为此提出推动相关技术突破与产业化发展的建议。

一是加强国家级科技攻关，突破海洋环境适应型核心装备与关键工艺。围绕抗台风漂浮式风电平台、海工环境适应型电解槽、海上柔性合成氨/甲醇装置、高安全储运装备、智能协同控制系统、碳足迹核算认证平台，布局跨学科、跨部门、跨产业链协同攻关任务，推动主链条技术与支撑性技术协同突破，加快关键技术由实验验证转向海试示范和工程应用。

二是布局差异化重大示范工程，形成可复制、可推广的发展模式。结合不同海域资源条件、海况特征、终端需求，按照“近岸示范验证-区域枢纽培育-深远海规模化拓展”的路径，在渤海、黄海、东海、南海分别开展国家级典型场景示范，逐步形成分阶段、分海域的工程示范体系。

三是完善标准规范与安全监管体系，提升产业规模化发展的工程可控性。加快建立海上制氢平台、氨醇合成装置、“氢氨醇”储运、港口加注、安全防护、生态环境监测、应急处置等方面的标准规范体系，构建覆盖设计、建设、运行、退役全过程的安全监管机制，形成分产品、分场景、分海域的安全评价与风险防控方法。

四是建立绿色认证与市场激励机制，增强绿色燃料商业化竞争力。建立覆盖海上发电、制氢、燃料合成、储运、终端利用的全链条碳足迹核算、

绿色认证、数字追溯体系,完善绿色金融、碳市场、财政补贴、税收优惠、长期采购机制,推动绿色燃料环境价值、系统价值、战略价值的显性化。

五是强化陆海统筹、分海域布局、国际合作,提升我国绿色燃料产业链与规则话语权。建立能源、海洋、交通、工信、生态环境、应急管理等部门参与的协同推进机制,统筹海域使用、能源开发、港口建设、生态保护、安全监管要求;依托海洋重大工程实践,积极参与国际绿色燃料标准、碳核算认证、航运减排规则制定,推动我国由绿色燃料技术跟进者向产业供给者、规则参与者、国际标准塑造者转变。

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: May 12, 2026; **Revised date:** July 3, 2026

Corresponding author: Liu Jianguo is a professor from the Institute of Energy Power Innovation, North China Electric Power University. His major research fields include key technologies and strategy for hydrogen energy and fuel cells. Email: jianguoliu@ncepu.edu.cn

Funding project: The National Natural Science Foundation of China Project (72303063); Chinese Academy of Engineering project “Benchmarking and Trend Analysis of Pan-Hydrogen Conversion, Storage, and Transportation Technologies” (2024-DFZD-45)

参考文献

- [1] Wang Y J, Wang R, Tanaka K, et al. Accelerating the energy transition towards photovoltaic and wind in China[J]. *Nature*, 2023, 619(7971): 761-767.
- [2] 张希良, 黄晓丹, 张达, 等. 碳中和目标下的能源经济转型路径与政策研究[J]. *管理世界*, 2022, 38(1): 35-51.
Zhang X L, Huang X D, Zhang D, et al. Research on the pathways and policies for energy-economic transition under the carbon neutrality target[J]. *Management World*, 2022, 38(1): 35-51.
- [3] Wei W, Cui Q, Cui H. How political conflicts threaten energy security and economic growth in Asia: A study on the sanctions imposed on Iran[J]. *Energy & Environment*, 2023, 34(1): 58-77.
- [4] Liu Y, Wang J L. Risk analysis and resilience assessment of China's oil imports after the Ukraine crisis: A network-based dynamics model[J]. *Energy*, 2024, 299: 131502.
- [5] 章姝, 马靖博, 郑馨竺, 等. 绿色低碳转型背景下能源安全评估体系重构与启示[J]. *中国工程科学*, 2024, 26(4): 28-39.
Zhang S, Ma Y B, Zheng X Z, et al. Reconstruction and implications of energy security assessment system in the context of green and low-carbon transition[J]. *Strategic Study of CAE*, 2024, 26(4): 28-39.
- [6] International Energy Agency. Global hydrogen review 2025[R]. Paris: International Energy Agency, 2025.
- [7] Wan Y M, Li Y F, Wang D, et al. International trade of green hydrogen, ammonia and methanol: Opportunities of China's subregions[J]. *Renewable Energy*, 2024, 235: 121294.
- [8] Glaum P, Neumann F, Brown T. Offshore power and hydrogen networks for Europe's North Sea [J]. *Applied Energy*, 2024, 369: 123530.
- [9] Durakovic G, del Granado P C, Tomasgard A. Powering Europe with North Sea offshore wind: The impact of hydrogen investments on grid infrastructure and power prices[J]. *Energy*, 2023, 263: 125654.
- [10] Kountouris I, Bramstoft R, Madsen T, et al. A unified European hydrogen infrastructure planning to support the rapid scale-up of hydrogen production[J]. *Nature Communications*, 2024, 15: 5517.
- [11] 中国可再生能源学会风能专业委员会. 2025 年中国风电吊装容量统计简报[R]. 北京: 中国可再生能源学会风能专业委员会, 2026: 2-3.
Chinese Renewable Energy Society Wind Energy Professional Committee. 2025 China wind power installation capacity statistics briefing[R]. Beijing: Chinese Renewable Energy Society Wind Energy Professional Committee, 2026: 2-3.
- [12] 国家能源局新闻发布会文字实录[EB/OL]. (2026-01-30)[2026-07-01]. <https://www.nea.gov.cn/20260130/b5b729cb7ad74723bcd614b663c75da6/c.html>.
Transcript of the National Energy Administration press conference [EB/OL]. (2026-01-30)[2026-07-01]. <https://www.nea.gov.cn/20260130/b5b729cb7ad74723bcd614b663c75da6/c.html>.
- [13] Pelc R, Fujita R M. Renewable energy from the ocean[J]. *Marine Policy*, 2002, 26(6): 471-479.
- [14] Archer C L, Jacobson M Z. Evaluation of global wind power[J]. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 2005, 110(12): 2004JD005462.
- [15] Musial W, Butterfield S, Boone A. Feasibility of floating platform systems for wind turbines[C]//42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, 2004: AIAA 2004-1007.
- [16] Kassem N. Offshore wind farms for hydrogen production subject to uncertainties[C]//Proceedings of the 2003 International Joint Power Generation Conference, 2003: 857-864.
- [17] Beiter P, Mai T, Mowers M, et al. Expanded modelling scenarios to understand the role of offshore wind in decarbonizing the United States[J]. *Nature Energy*, 2023, 8(11): 1240-1249.
- [18] 许传博, 李沛遥, 张文座, 等. 面向电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛规划[J]. *南方能源建设*, 2025, 12(3): 52-66.
Xu C B, Li P Y, Zhang W Z, et al. Planning for offshore integrated energy islands with electricity-carbon-hydrogen-methanol synergy[J]. *Southern Energy Construction*, 2025, 12(3): 52-66.
- [19] Song S J, Lin H Y, Sherman P, et al. Production of hydrogen from offshore wind in China and cost-competitive supply to Japan[J]. *Nature Communications*, 2021, 12: 6953.
- [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] Rezaei M, Akimov A, Gray E M A. Techno-economics of off-

- shore wind-based dynamic hydrogen production[J]. *Applied Energy*, 2024, 374: 124030.
- [22] Du Y F, Shen X W, Kammen D M, et al. Cost-competitive offshore wind-powered green methanol production for maritime transport decarbonization[J]. *Nature Communications*, 2025, 16: 5453.
- [23] 王晨思, 郝二通, 闫中杰, 等. 基于交能融合的深远海风电消纳路径[J]. *船舶工程*, 2025, 47(S2): 85-91.
Wang C S, Hao E T, Yan Z J, et al. Deep sea wind power consumption path based on the integration of transportation and energy[J]. *Ship Engineering*, 2025, 47(S2): 85-91.
- [24] Osman A I, Nasr M, Lichtfouse E, et al. Hydrogen, ammonia and methanol for marine transportation[J]. *Environmental Chemistry Letters*, 2024, 22(5): 2151-2158.
- [25] Machaj K, Kupecki J, Malecha Z, et al. Ammonia as a potential marine fuel: A review[J]. *Energy Strategy Reviews*, 2022, 44: 100926.
- [26] Kojima Y. Safety of ammonia as a hydrogen energy carrier[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 50: 732-739.
- [27] Alternative marine fuels: Regulatory mapping[EB/OL]. [2026-07-01]. <https://greenvoyage2050.imo.org/alternative-marine-fuels-regulatory-mapping/>.
- [28] 渠沛然, 王林. 全球油路受阻, 考验中国能源韧性[N]. *中国能源报*, 2026-04-06(1).
Qu P R, Wang L. Global oil routes blocked, testing China's energy resilience[N]. *China Energy News*, 2026-04-06(1).
- [29] 国家能源局. 能源安全保障有力[EB/OL]. (2022-12-26)[2026-06-22]. https://www.nea.gov.cn/2022-12/26/c_1310686245.htm.
National Energy Administration. Energy security is effectively guaranteed[EB/OL]. (2022-12-26)[2026-06-22]. https://www.nea.gov.cn/2022-12/26/c_1310686245.htm.
- [30] Bachorz C, Verpoort P C, Luderer G, et al. Exploring technoeconomic landscapes of abatement options for hard-to-electrify sectors[J]. *Nature Communications*, 2025, 16: 3984.
- [31] Yang X, Nielsen C P, Song S J, et al. Breaking the hard-to-abate bottleneck in China's path to carbon neutrality with clean hydrogen[J]. *Nature Energy*, 2022, 7(10): 955-965.
- [32] 魏凤, 窦路遥, 王贵宾, 等. 供应链视角下我国氢能产业创新布局与对策研究[J]. *中国工程科学*, 2025, 27(2): 230-240.
Wei F, Dou L Y, Wang G B, et al. Innovation layout and countermeasures of China's hydrogen energy industry: A supply chain perspective[J]. *Strategic Study of CAE*, 2025, 27(2): 230-240.
- [33] Cao C, Wen B, Fang Y L, et al. A comprehensive comparison of green ammonia and green methanol from a full chain: Production, transportation, storage and utilization[J]. *Carbon Neutral Systems*, 2025, 1(1): 8.
- [34] International Maritime Organization. Circular letter No.5005: Draft revised MARPOL annex VI: IMO net-zero framework[R]. London: International Maritime Organization, 2025.
- [35] International Maritime Organization. IMO approves net-zero regulations for global shipping[R]. London: International Maritime Organization, 2025.
- [36] International Renewable Energy Agency. Floating offshore wind outlook[R]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2024.
- [37] Jonasson E, Temiz I. Evaluating complementarity: A review of metrics and their implications for hybrid renewable energy systems[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2026, 226: 116422.
- [38] 金子儿, 王子缘, 李亚杰, 等. 我国海上风电制氢产业发展现状、问题与展望[J]. *南方能源建设*, 2025, 12(3): 33-41.
Jin Z E, Wang Z Y, Li Y J, et al. Development status, problems and prospects of offshore wind hydrogen production industry in China[J]. *Southern Energy Construction*, 2025, 12(3): 33-41.
- [39] 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.
- [40] 张正, 宋凌琚. 电解水制氢技术: 进展、挑战与未来展望[J]. *工程科学学报*, 2025, 47(2): 282-295.
Zhang Z, Song L J. Hydrogen production by water electrolysis: Advances, challenges and future prospects[J]. *Chinese Journal of Engineering*, 2025, 47(2): 282-295.
- [41] Yu L, Ning M H, Wang Y, et al. Direct seawater electrolysis for hydrogen production[J]. *Nature Reviews Materials*, 2025, 10(11): 857-873.
- [42] Chyong C K, Italiani E, Kazantzis N. Energy and climate policy implications on the deployment of low-carbon ammonia technologies[J]. *Nature Communications*, 2025, 16: 776.
- [43] Smith C, Torrente-Murciano L. Cost efficiency versus energy utilization in green ammonia production from intermittent renewable energy[J]. *Nature Chemical Engineering*, 2025, 2(4): 261-272.
- [44] Zhang P, Chen Q, Chen H, et al. A new transportation energy review: Methanol catalytic synthesis from CO₂ green hydrogenation[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2025, 218: 115819.
- [45] International Renewable Energy Agency. Global hydrogen trade to meet the 1.5 °C climate goal: Part II—Technology review of hydrogen carriers[R]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2022.
- [46] 李婷, 谭光瑀, 王喆, 等. 中国氢储运中长期布局图景和技术展望[EB/OL]. (2024-10-15)[2026-07-01]. <https://rmi.org.cn/insights/long-term-outlook-on-hydrogen-storage-and-transportation-landscape-and-technology-evolution-in-china/>.
Li T, Tan G Y, Wang Z, et al. China's medium- and long-term layout blueprint and technology outlook for hydrogen storage and transportation[EB/OL]. (2024-10-15)[2026-07-01]. <https://rmi.org.cn/insights/long-term-outlook-on-hydrogen-storage-and-transportation-landscape-and-technology-evolution-in-china/>.
- [47] 李华军, 刘福顺, 杜君峰, 等. 海洋工程发展趋势与技术挑战[J]. *海岸工程*, 2022, 41(4): 283-300.
Li H J, Liu F S, Du J F, et al. Development trend and technical challenges of ocean engineering[J]. *Coastal Engineering*, 2022, 41(4): 283-300.
- [48] Wang J Y, Nie S H, Gao Y, et al. Enhancing offshore oil and gas platform sustainability through wind-powered hydrogen production[J]. *Natural Gas Industry B*, 2025, 12(6): 734-749.
- [49] Rodríguez Castillo C A, Yeter B, Li S, et al. A critical review of challenges and opportunities for the design and operation of offshore

- structures supporting renewable hydrogen production, storage, and transport[J]. *Wind Energy Science*, 2024, 9(3): 533-554.
- [50] Popp L, Müller K. Technical reliability of shipboard technologies for the application of alternative fuels[J]. *Energy, Sustainability and Society*, 2021, 11(1): 23.
- [51] 刘沛津, 冯涵蕴, 魏平, 等. 面向氢储双向运行机制的海上风光氢储一体化发电系统容量协同优化方法[J]. *电力自动化设备*, 2025, 45(12): 49-57.
- Liu P J, Feng H Y, Wei P, et al. Capacity collaborative optimization method of offshore wind-solar-hydrogen energy storage integrated generation system for bidirectional operation mechanism of hydrogen storage[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2025, 45(12): 49-57.
- [52] Calderón D, Folgado F J, González I, et al. Development and real-world implementation of a digital twin-enhanced supervisory system for RES-green hydrogen microgrid[J]. *Energy Conversion and Management*, 2026, 348: 120822.
- [53] 黄小娱, 谢明辉, 李晓蔚, 等. 典型氢能产品生命周期评价和碳足迹比较[J]. *环境科学*, 2024, 45(10): 5641-5649.
- Huang X Y, Xie M H, Li X W, et al. Comparative life cycle assessment and carbon footprint of typical hydrogen energy products[J]. *Environmental Science*, 2024, 45(10): 5641-5649.