

中国海上多场景综合能源岛发展研究

邓杰¹, 王国荣^{1,2*}, 胡刚¹, 钟林^{1,2}

(1. 西南石油大学机电工程学院, 成都 610500; 2. 油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 成都 610059)

摘要: 海洋强国建设与“双碳”目标的实现, 迫切要求海洋能源开发向深远海与集约化转型; 海上综合能源岛是破解深远海电力消纳难题、实现能源形态多元转化的有效解决方案。本文在总结国际海上综合能源岛发展模式与现状的基础上, 梳理了我国的发展基础, 并分析了面临的体制割裂、技术瓶颈与商业闭环缺失等挑战; 基于“源-网-荷-储-用”融合理念, 提出了集能源转换、互补及零碳服务于一体的综合发展模式, 提出了近海共享型、中远海产业融合型及深远海离网型三类差异化路径。通过多场景技术经济测算与敏感性分析表明, 三种模式的经济性随离岸距离呈现显著的非线性交替演化特征, 且深远海离网型能源岛的商业可行性高度依赖绿色燃料溢价与碳市场机制的支撑。研究建议, 立足海域资源禀赋, 制定支撑综合能源岛发展的中长期规划, 攻克面向多场景应用的高效能源转化与绿色燃料动力装备等关键核心技术, 加速能源、海工与航运跨界产业链的深度融合以及绿氢、氨和醇国际认证体系建设, 完善“激励政策+碳市场”双驱动的商业保障机制, 以推进我国海上综合能源岛的规模化建设与高质量发展。

关键词: 海上能源岛; 多能互补; 深远海; 能源转型

中图分类号: TK01 **文献标识码:** A

Development of Multi-Scenario Offshore Integrated Energy Islands in China

Deng Jie¹, Wang Guorong^{1,2*}, Hu Gang¹, Zhong Lin^{1,2}

(1. School of Mechanical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu 610059, China)

Abstract: The strengthening of the marine sector and the realization of carbon peaking and carbon neutralization goals urgently necessitates a shift in marine energy development toward deep-sea and intensive utilization. The offshore integrated energy island (OIEI) serves as an effective solution for resolving challenges in deep-sea power consumption and achieving the diversified conversion of energy forms. Based on a summary of international OIEI development models and their current status, this study reviews China's development foundation and analyzes challenges such as institutional fragmentation, technological bottlenecks, and the absence of a business closed loop. Drawing on a source-grid-load-storage-utilization integrated philosophy, the study proposes a comprehensive development model featuring energy conversion, multi-energy complementarity, and zero-carbon services. It outlines three differentiated pathways: a nearshore shared model, a mid-to-far offshore industrial fusion model, and a deep-sea off-grid model. Multi-scenario techno-economic calculations and sensitivity analysis indicate that the economic efficiencies of the three models exhibit significant nonlinear alternating evolution characteristics with increasing offshore distances, and the commercial feasibility of off-grid energy islands in the deep sea is highly dependent on the support provided by green fuel premiums and the carbon market

收稿日期: 2026-03-04; **修回日期:** 2026-05-12

通讯作者: *王国荣, 西南石油大学机电工程学院教授, 研究方向为油气装备开发及能源综合利用; E-mail: wanggr@swpu.edu.cn

资助项目: 中国工程院咨询项目“海上能源一体化协同开发战略研究”(2025-HZ-30)

本刊网址: sscae.engineering.org.cn

mechanism. The study recommends leveraging marine resource endowments to formulate medium-to-long-term plans supporting OIEI development. It calls for mastering key core technologies, such as high-efficiency energy conversion and green fuel power equipment tailored for multi-scenario applications. Furthermore, the research suggests accelerating the deep cross-sector integration of energy, marine engineering, and shipping industries, as well as establishing international certification systems for green hydrogen, ammonia, and alcohols. Additionally, it proposes perfecting a commercial guarantee mechanism driven by incentive policies and carbon markets to advance the large-scale construction and high-quality development of China's OIEIs.

Keywords: offshore energy island; multi-energy complementarity; deep sea; energy transition

一、前言

海洋是高质量发展的战略要地，也是构建国家新型能源体系的重要载体^[1]。在“双碳”目标与海洋强国战略的双重驱动下，开发海洋可再生能源已成为从以化石能源为主向以清洁能源为主转型的关键路径^[2]。我国拥有长达 1.8×10^4 km 的大陆海岸线，不仅海上风能资源可开发量巨大，且波浪能、潮流能、温差能等蕴藏量也极为丰富^[3-6]。随着近海资源开发趋于饱和，深远海因其受障碍物阻挡少、受渔业与养殖业影响小，逐渐成为未来开发重点^[7,8]。

然而，当前我国海洋能源的开发正面临单一模式瓶颈与商业化进程滞后的双重挑战^[9]。一方面，海上风电虽然已进入规模化开发阶段，但随着开发重心向深远海转移，传统的交流或柔性直流外送模式面临输电距离长、海缆投资高昂及并网消纳难等突出问题，度电成本随离岸距离呈非线性增长^[10]。另一方面，波浪能、潮流能及温差能等新型海洋能源虽然具备极高的理论储量，但受制于能量转换效率低、独立开发装备成本高及抗灾生存能力弱等技术短板，目前仍主要处于示范验证阶段，尚未形成成熟的商业化闭环，难以像海上风电一样独立支撑大规模能源供应^[11,12]。此外，传统单品种能源开发与航运、渔业、军事等用海功能的空间冲突日益凸显，海域空间资源的碎片化利用已难以适应海洋经济集约化发展的需求^[13]。

面对上述挑战，推动海洋能源开发从单一模式向多能融合转型成为核心出路^[14]。海上综合能源岛概念应运而生^[15]，其核心逻辑在于利用风、光、浪、流等不同能源在时空尺度上的互补特性，平抑可再生能源的随机波动^[16]。研究表明，通过多能互补耦合，系统能够实现“1+1>2”的协同效应，不仅显著提升了电力输出的稳定性与平滑度^[17,18]，还能通过共享浮体平台、锚泊系统及输电设施，大幅

摊薄波浪能、温差能等新兴能源的开发成本，为其商业化应用提供“孵化器”^[19,20]。

更为关键的是，海上综合能源岛不再局限于单一的能源属性，而是成为海洋综合经济体的物理载体。通过协同海水制氢/氨/甲醇、现代海洋牧场、水下数据中心等新兴产业^[21,22]，能源岛能够将难以消纳的深远海电力就地转化为高附加值的氢基化工产品，打通“电-氢-化”与“水下粮仓”的跨界产业链。这种融合发展模式不仅能破解深远海能源消纳难题，更能推动海洋经济从粗放型向集约型、高质量发展跃迁。本研究旨在探讨我国海上多场景综合能源岛的发展战略，构建多能互补与产业融合的差异化发展路径，为国家构建安全高效的现代海洋能源体系提供理论支撑与决策参考。

本文将“海上综合能源岛”定义为：依托海洋专属经济区内的天然岛礁或人工构建的海上平台（如固定式/漂浮式工程结构），以海上风电等海洋清洁能源为核心一次能源，通过融合“源-网-荷-储-用”等全链条技术，实现“电-氢-碳-化”多能流的高效转换、协同耦合与就地消纳，最终向陆地或远洋输出绿电、绿色零碳燃料以及高值海洋资源的高度集成化新型海上能源枢纽。其核心内涵在于突破单一海洋能源发电的局限，通过跨界产业融合与多能互补，实现海域立体空间的集约化利用与深远海能源的经济性开发。

二、海上综合能源岛发展的国际模式

（一）欧洲模式：互联互通的超级枢纽

随着远海风电等海上可再生能源的规模化开发，深远海能源传输距离长、运维成本高、并网消纳难等问题日益凸显。为此，欧洲多国在欧盟框架下率先提出并实施了“海上综合能源岛”战略，旨在构建集能源生产、转换、存储、传输于一体的海

上枢纽平台，通过风、光、储、氢等多能横向互补与纵向耦合，实现大规模可再生能源的高效汇集、灵活调度及跨国电网互联。

2017年，欧洲输电系统运营商即提出海上能源岛概念，将其确立为实现碳中和目标的关键基础设施^[23]。依托北海地区优越的风能资源与浅海地质条件，欧盟各国建立了紧密的国际合作机制^[24, 25]，协同推进北海风电枢纽的规划、建设与运营模式探索，确立了以大型人工岛为核心的区域能源协同开发路线^[15]。

作为先行者，比利时在2021年正式批准了伊丽莎白公主岛的建设规划，率先建设世界上第一个人工能源岛——伊丽莎白公主岛，位于北海距海岸约45 km处，由电网运营商Elia主导开发^[26]。该岛采用混凝土沉箱结构，集高压输电枢纽功能于一体，计划连接伊丽莎白风电区约3.5 GW海上风电容量，已于2024年开始沉箱制作与安装，2025年完成海上安装工作，预计2026年年底完工，为欧洲大规模远海风电并网提供了标志性示范。

丹麦是海上综合能源岛建设的先驱国家，依托2020年通过的世界上首个能源岛建设的国家气候协议，规划了北海能源岛和博恩霍尔姆能源岛两大项目。北海能源岛初始容量为3 GW、远期扩展至10 GW，作为人工岛汇集周边多个风电场电力并实现跨国互联，2024年8月官方确认因成本上升等因素预计推迟至2036年建设完成；2025年8月，博恩霍尔姆能源岛项目正式启动，装机容量达3~3.8 GW，已获得官方批准和欧盟资金支持，正稳步推进建设与风电场接入，为区域能源转型提供灵活支撑^[27]。

荷兰采取“本土示范+国际合作”双轨并行策略，根据自身北海风场布局和氢能发展战略，积极参与北海风电枢纽国际合作。2023年启动的SENSE-HUB项目聚焦浮式光伏、风电与氢能的融合研究，旨在提升远海能源系统的经济性与灵活性^[28]；2025年7月，在Hollandse Kust Noord风电场成功部署2.5 MW海上电解槽，实现了海上绿氢生产与储能的关键技术验证^[29]。

欧洲模式的核心在于利用海洋资源禀赋，通过建设固定式人工岛枢纽，实现可再生能源的规模化开发与跨国互联，其技术路线侧重于电网架构的优化与多能流的广域协同^[30-32]。

（二）亚洲模式：深水挑战下的浮式创新与集群战略

与欧洲北海广阔的浅海大陆架不同，东亚地区面临离岸距离近但水深急剧增加的地理现实，且伴随台风频发、地质活动活跃等严峻的环境挑战。这种独特的资源与环境约束，迫使亚洲国家跨越固定式人工岛阶段，直接向浮式能源岛与虚拟集群等创新模式跃迁。

日本的能源岛战略受制于其独特的地理环境：其专属经济区面积广阔但大部分为深水区。因此，日本将重点放在了浮式结构物和能源自给微网上，不仅关注能源的供给侧改革，更强调海洋能源在保障国家能源安全中的战略地位。早在2010年，日本清水建设株式会社（SHIMIZU）提出了更为激进的“Green Float”环境岛愿景^[33]，这不仅是能源设施，还是集能源生产、粮食种植、居住功能于一体的超大型浮式海洋城市。依靠超大型浮体技术，这种结构不受水深限制，且由于其巨大的尺度和特殊的阻尼设计，能够在大洋深处保持稳定，但目前尚处于概念验证阶段。2020年12月，日本发布“绿色增长战略”，明确将海上风电与氢能产业作为重点，正积极探索“浮式海上风电+海水制氢”的深远海能源岛开发模式^[34]；2013年，日本在长崎县五岛市等地，启动了智能海洋社区示范^[35]，尝试将海洋可再生能源直接用于岛屿交通、渔业及居民生活，构建自给自足的离岸微电网系统，该项目于2019年被指定为推广区、2020年开始招标，直至2026年1月5日，日本首个商业浮式海上风电场才正式进入全面商业运营；韩国于2020年7月推出“绿色新政”^[36]，2021年签署的全罗南道新安郡8.2 GW海上风电综合体协议^[37]，规划配套建设浮式能源岛设施，旨在打造全球领先的海上风电与绿氢生产基地，通过规模化集群效应破解陆地国土空间受限对能源转型的制约。

亚洲模式是深远海环境倒逼下的技术选择，旨在通过浮式技术突破水深与地质限制，侧重于单体技术的集成创新与特定海域的能源自给，实现了能源安全保障与海洋空间拓展的双重战略目标。

综上，主要发达国家和地区均通过海上综合能源岛实现大规模可再生能源的融合开发与高效利用，并且根据自身资源禀赋、海域条件和能源需求制定了适合本国发展的海上综合能源岛战略与示范项目。

三、我国海上综合能源岛的发展现状与面临挑战

(一) 发展现状

我国海上风电产业已具备从近海规模化向深远海示范化跨越的坚实基础。依托丰富的海域资源与完善的装备制造产业链，我国已初步探索出一条具有中国特色的海上综合能源岛发展路径，但在体制机制、关键技术成熟度及商业模式闭环等方面仍面临深层次挑战。

1. 产业基础与顶层设计

我国海上风电的爆发式增长为建设综合能源岛提供了核心能源基座。截至2024年，我国海上风电累计并网容量达46 GW，连续多年位居全球首位^[38]，占据全球市场半壁江山。目前，已在江苏、广东等地形成多个千万千瓦级基地，开发重心正加速向风能资源更优、更稳定的深远海域转移，为构建离岸能源枢纽创造了先决条件。

在政策层面，国家与地方政府密集出台指导意

见，推动海上能源开发从单一模式向融合模式转变（见表1）。从2022年《“十四五”可再生能源发展规划》首次提出海上能源岛概念，到2025年《关于推动海洋能规模化利用的指导意见》将其确立为海洋强国的有力支撑，政策导向已明确鼓励风电与制氢、海洋牧场、海水淡化及储能深度融合，旨在破解深远海能源消纳瓶颈并提升海域综合利用效益。

2. 关键技术突破与标志性工程

近年来，我国在深远海能源装备与多产业融合领域取得了一系列“全球首创”的突破性进展，为系统化建设海上综合能源岛奠定了技术实证基础。

深远海浮式平台——“海油观澜号”^[39]：针对深远海油气平台高昂的用能成本与减排压力，中国海洋石油集团有限公司于2023年建成投产“海油观澜号”。作为全球首座深远海浮式风电平台，该项目位于距海南省文昌市136 km的百米水深海域，通过动态海缆将7.25 MW绿电接入油田群电网，验证了浮式平台在极端台风工况下的稳定性，开创了以风补油、以气稳风的深远海能源融合新范式。

表1 海上综合能源岛相关政策意见及规划

时间/年	政策 / 规划	内容
2021	《“十四五”现代能源体系规划》	因地制宜开发海洋能，推动海洋能发电在近海岛屿供电、深远海开发、海上能源补给等领域应用
2022	《上海市氢能产业发展中长期规划（2022—2035年）》	提出打造零碳氢能生态岛，结合深远海风电规划布局，推动海上风电制氢以及氢能在横沙岛大规模应用
2022	《“十四五”可再生能源发展规划》	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示范，建设海洋能、储能、制氢、海水淡化等多种能源资源转换利用一体化设施
2022	《美丽烟台建设战略规划纲要（2021—2035年）》	打造烟台长岛国际零碳岛先行示范区，探索进行海洋能发电示范和海上太阳能开发，尝试建设海上能源岛
2022	《国务院关于支持山东深化新旧动能转换推动绿色低碳高质量发展的意见》	支持山东大力发展可再生能源，打造千万千瓦级深远海海上风电基地，打造集成风能开发、氢能利用、海水淡化及海洋牧场建设等的海上能源岛
2023	《国家能源局关于组织开展可再生能源发展试点示范的通知》	提出开展海上能源岛示范，主要支持结合海上风电开发建设，融合区域储能、制氢、海水淡化、海洋养殖等发展需求
2024	《盐城市海洋经济高质量发展三年行动计划（2024—2026年）》	探索由风电、光伏、冷能、氢能等多种资源集成的海上能源岛建设，打造具有全球影响力的海上综合能源基地
2024	《广东省海上综合能源岛产业科技创新平台建设实施方案》	聚焦深远海可再生能源开发与长时储（输）技术方向，布局海上综合能源岛系统总体架构、海洋工程结构、海上发电技术、微电网与协调控制技术、海上氢氨醇制储运技术等专项研发任务
2025	《关于推动海洋能规模化利用的指导意见》	将海上综合能源岛列为发展海洋经济、建设海洋强国的有力支撑
2025	《国家能源局对十四届全国人大三次会议第8561号建议的答复》	定义海上能源岛集合风能、太阳能、海洋能等多种海上可再生能源开发，依托自然岛屿或人工岛屿/海上平台，集电力送出、氢氨醇制备、储能、海水淡化、运维母港等多种功能，是具有海上能源资源供给转换枢纽特征的一体化综合性能源基地

漂浮式海上制氢平台——“东福一号”^[40]：针对海上淡水资源匮乏及传统淡化成本高的问题，中国东方电气集团有限公司联合谢和平院士团队研发了“东福一号”漂浮式平台。2023年5月，该平台在福建省兴化湾8级大风与高海浪环境下连续稳定运行超240h，成功实现了全球首次海水无淡化原位直接电解制氢。这一颠覆性技术规避了复杂的淡化流程，大幅降低了海上制氢装备的体积与运维成本，确立了未来能源岛制氢模块的核心技术路线。

风渔融合示范项目——“国能共享号”^[41]：为解决海域空间冲突，国家能源投资集团有限责任公司（简称国家能源集团）在福建省南日岛投运了“国能共享号”。该平台创新性地将4MW风电机组安装于半潜式养殖网箱之上，不仅实现了“水上发电、水下养鱼”的立体化空间复用，还通过共享锚泊系统显著降低了综合建设成本，验证了能源开发与海洋牧场共存的可行性。

山东省烟台市的海上氢氨醇一体化平台^[42]：面向深远海能源消纳的终极形态，国家能源集团在山东省烟台市启动了国内首个海上氢氨醇一体化综合实验平台。该项目计划于2025年年底试运行，旨在完全离网条件下，利用海上风光资源直接合成绿氨与绿甲醇。该项目的实施标志着我国开始从单一的能源开采向海上绿色化工岛的高级形态迈进，打通了能源从电子向分子转化的关键环节。

（二）面临的挑战

尽管单点技术屡有突破，但要将这些孤立的点串联成系统的面，建设真正的综合能源岛，仍面临三大深层次挑战。

1. 体系割裂

海洋立体开发涉及能源、渔业、交通、自然资源及生态环境等多个职能部门，现行的海域使用管理制度尚未适应综合能源岛的立体分层需求^[43]。例如，在风渔融合项目中，风电企业拥有海面和海底的使用权，但水体养殖权的界定往往模糊，导致同一片海域的立体分层确权缺乏法律依据，增加了项目审批难度^[44]。此外，海上制氢、制氨属于新兴事物，目前尚无完善的国家标准或行业规范涵盖其海上生产设施的安全距离、防爆要求及危化品储运流程。虽然中国船级社发布了《氨燃料加注船舶指南2025》，但针对固定式或浮式化工生产平台的规范

仍是空白。

2. 技术不成熟

当前，部分核心技术虽已完成原理验证，但在深远海恶劣环境下的长期可靠性与工程化应用方面仍存在短板。以海水制氢为例，尽管“东福一号”验证了可行性，但工业级电解槽需在高盐雾、高湿度的海洋环境中连续运行数千小时而不衰减。目前，催化剂的长寿命抗腐蚀能力及系统在波动性电源下的负荷调节能力仍需长周期实证；随着离岸距离增加，电力传输成本激增。相关研究表明^[45]，当距离超过150km时，船舶运输化学能的成本优势才能显现。然而，目前国内尚缺乏成熟的海上氢气/氨气装卸系统，制约了氢及氨基化工产品输送路线的应用。

3. 融合程度浅

目前的综合能源岛项目多受限于浅层设备集成，缺乏深度的多能协同与产业耦合，导致经济性受限且商业闭环困难。由于缺乏强制性碳税或绿色燃料配额机制，海上生产的绿氨、绿甲醇成本显著高于陆上灰氢或进口燃料，面临前端产能落地与终端市场消纳严重脱节的窘境，项目严重依赖科研经费或示范补贴，缺乏内生动力^[46]。现有的多能互补多限于空间共用，未能充分挖掘物质流与能量流的梯级利用价值。例如，电解制氢产生的大量副产物如氧气和废热目前多被直接排放，未被有效引入海洋牧场用于深水增氧或海产品加工保温，造成了资源的隐性浪费。

四、我国海上多场景综合能源岛发展模式与路径设计

（一）“源-网-荷-储-用”海上综合能源岛发展模式

海上综合能源岛发展模式是破解传统离岸海洋资源开发模式功能单一、深远海消纳困难等瓶颈的有效途径。现有的海上风电、光伏、波浪能等可再生能源与海水制氢、海洋牧场、海洋数据中心等产业业态，在生产、输送、消纳、存储等全生命周期各环节可以通过跨系统融合手段实现能源的就地增值与多元化利用，具有巨大的协同潜力和经济价值^[47]。针对传统离岸开发模式功能单一、并网波动性大及远距离输电成本非线性增长的现实挑战，基于我国海域资源禀赋与离岸开发特点，从产业链深

度融合的角度出发，提出构建以电能和氢能为核心，集能源转换、互补、再利用及零碳服务功能于一体的“源-网-荷-储-用”海上综合能源岛发展模式（见图1）。

1. 源端——多能互补的绿色心脏

以近岸和远海浮式风电、光伏为代表的可再生能源，具有随机性、波动性和间歇性特征。通过引入波浪能等海洋能源实现时空互补，可有效调节电网负荷，成为能源岛稳定的能量生产核心。依托大容量风机，充分利用深远海域风速高、湍流强度低的自然优势，为能源岛提供稳定强劲的基荷电力。在此基础上，光伏、波浪能和温差能的集成进一步实现了时空上的高效补充：一方面，在风机阵列间隙或平台甲板部署抗浪型柔性光伏组件，可在夏季风力较弱时补充电力，有效平抑季节性波动；另一方面，将波浪能发电装置集成于防波堤或浮式平台边缘，利用海浪能为岛上监测设备和生活区提供独立电源，显著增强系统的韧性和自给能力。

2. 网端——智能微网与柔性互联

网端致力于构建高可靠性的海上电力传输与分配网络，采用智能微网与柔性互联技术。其核心在于建设具备“黑启动”能力的独立微网，并利用柔性直流输电（VSC-HVDC）技术实现内部电力的高效汇集与灵活调配。根据离岸距离的不同，近海能源岛可作为陆上电网的延伸节点运行，而深远海能源岛则采用离网模式独立运作。在网络拓扑设计上，系统采用环形或网状结构。这种高冗余度设计确保在单一风机或设备故障时，电网能够自动重构，从而保障关键化工生产线的连续稳定运行，避免中断影响生产作业。

3. 荷端——多元化的就地消纳

荷端通过引入化工与新兴产业两大核心负荷，实现绿电的多元化就地消纳。化工负荷作为能源岛的调节核心，配备电解水制氢电解或直接海水电解制氢系统以及绿氨/甲醇合成装置。通过优化电网设计，用户端能够灵敏响应海上能源出力的波动特



图1 “源-网-荷-储-用”海上综合能源岛发展模式

性，灵活调整负荷水平。同时，二氧化碳捕集与封存、海水淡化、海洋牧场等新兴产业积极参与富余电力的消纳，不仅提供稳定的基础负荷，有效缓解“弃风”“弃光”问题，还依托能源岛清洁电力供应，助力实现“双碳”战略目标。

4. 储端——跨时间尺度的能量缓冲

储端需要建立跨越不同时间尺度的能量缓冲机制，以应对可再生能源的波动性。在短时间尺度上，配置锂电池或液流电池等电化学储能系统，用于执行秒级或分钟级的频率调节任务，确保微网电压的瞬时稳定。在长时间尺度上，重点发展绿氢、绿氨和绿甲醇等化学储能方式，利用氨高能量密度及易于液化的特性，使其成为深远海理想的长周期储能介质。储存设施的设计因地制宜，既可采用水下存储方案，也可通过改建废弃油气储罐来实现，显著提升空间利用率与经济性。

5. 用端——四大核心应用场景

用端根据地理位置与功能定位，拓展出四大核心应用场景，实现能源开发与海洋经济的深度融合。对于离岸100 km以内的近海域，能源岛作为绿色能源枢纽（场景A），通过高压直流输电技术将清洁电力输送至陆地，参与电力市场交易。在深远海域，能源岛转型为绿色化工基地（场景B），采用“Power-to-X”技术就地生产绿氢、绿氨和绿甲醇，产品通过管道或液货船外运，既有效解决电力消纳难题，又提供清洁工业原料。

此外，结合海洋资源立体开发（场景C），依

托漂浮式基础和海洋能发电平台建设现代化海洋牧场，并利用电解制氢副产氧气为深水网箱增氧，显著提升高经济价值鱼类的养殖密度。最后，在国际航道附近，能源岛可担任国际航运绿色补给站（场景D），设置专用加注泊位，直接为远洋船舶提供绿甲醇或绿氨燃料，避免船舶绕行港口，显著提升国际航运的绿色化效率。

（二）发展路径

基于海洋多能源深度融合模式，本研究提出近海共享型、中远海产业融合型和深远海离网型三类差异化发展路径，如图2所示。我国海域广阔、资源丰富，但离岸距离、输电条件及基础设施差异显著，需因地制宜选择能源岛开发模式，构建多能互补的海洋能源体系。

具体来看，对于离岸较近、电网接入条件优越的近海共享型路径，优先依托共享基础设施，推动电水联产与海洋生态修复，利用绿电通过柔性直流并网参与陆上调峰，就地开展海水原位电解制氢，为岛上设施提供清洁能源；同时，依托漂浮式基础与海洋能发电平台，构建“水上发电、水下养殖”的立体海洋牧场，提升海域空间利用效率与生态经济价值。对于中远海产业融合型路径，在近海模式基础上，引入波浪能作为基荷电源，与风光资源协同发电，就地驱动海水淡化，淡化产生的浓盐水配合提铀装置，实现“水-电-矿”联产，高效提取铀资源，这种跨领域的深度融合，不仅赋予了能源

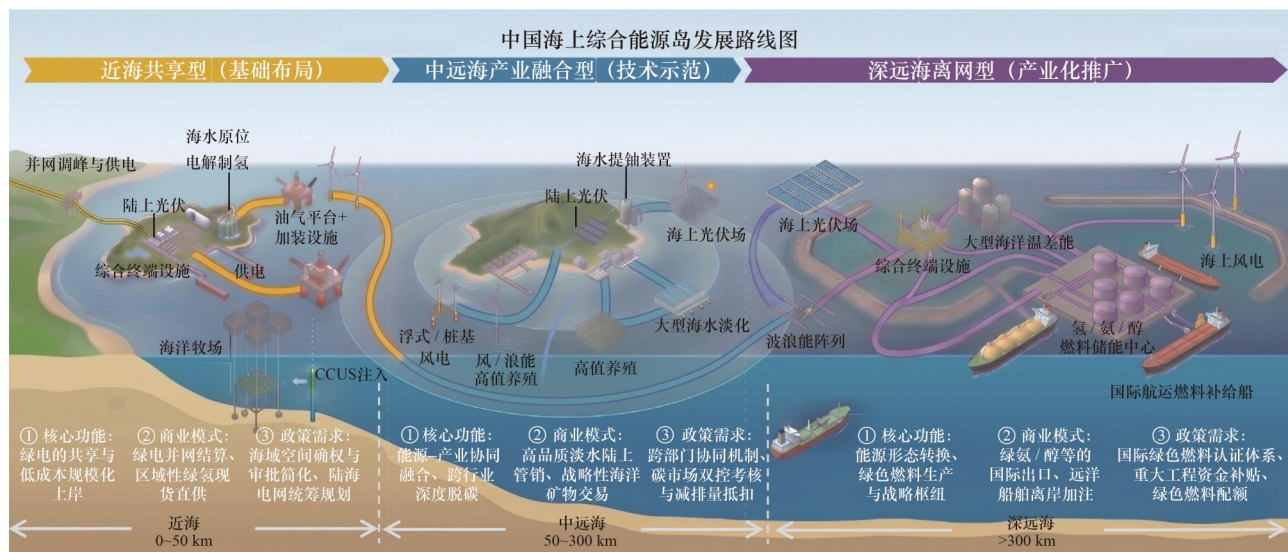


图2 中国海上综合能源岛发展路线

岛远超单一能源基地的内涵，更是破解远海开发高昂成本的关键途径。对于电网难以覆盖的深远海离网型路径，致力于打造完全独立的能源生产与补给枢纽，引入海洋温差能提供稳定基荷，与风能、太阳能协同支撑绿色化工，将绿电就地转化为氢、氨、甲醇等易储运化学品，通过储罐为国际航运提供绿色燃料，或经液货船对外出口，实现能源高附加值转化与跨时空转移，完全摆脱对海底电缆的依赖。

为进一步厘清上述三类海上综合能源岛发展路径的适用边界与战略定位，本文从离岸距离、核心功能、主导外送模式、关键技术、商业模式及政策需求等核心维度进行了系统性对比（见表2）。总体而言，三类路径并非简单的技术平行替代，而是伴随离岸距离向深远海延伸，在海洋能源的耦合深度、工程复杂性与商业驱动机制上呈现出显著的阶梯式演进规律。

三类路径在能源载体上实现了从电子向分子的形态演进。近海共享型以电力外送为核心，是当前技术条件下实现能源岛规模化起步的基础支撑；而深远海离网型则通过“电-氢/氨/醇”转换彻底摆脱了长距离海缆的物理约束，实现了能源跨空间的高效流动。

产业功能从单一供能向多维资源开发深度耦合。尤其在中远海阶段，能源岛不再仅仅作为电力外送节点，而是通过整合海水淡化、战略性矿产提取等高值化产业，将廉价能源优势转化为资源战略储备，成为支撑海洋强国战略的重要支点。

商业模式呈现出从市场驱动向政策与价值双驱动的转变。随着离岸距离增加，项目对初始投资的敏感度逐渐让位于对绿色燃料溢价及国际碳税机制

的依赖。因此，我国海上能源岛的开发应遵循分步实施、场景适配的原则：近期以近海存量资源整合为主，中期攻坚中远海产业耦合技术，远期则前瞻布局深远海离网能源贸易体系，从而构建起陆海统筹、多能互补的海上能源开发新格局。

五、多场景综合能源岛技术经济测算与阈值分析

为验证所提差异化发展路径的经济可行性，本节建立同口径的技术经济评价模型，对近海共享型、中远海产业融合型（即能源-油气-产业协同功能型）以及深远海离网型（即能源转化-战略枢纽型）三类典型场景进行定量评估，并开展关键参数的阈值分析。

（一）基准算例与边界条件设定

考虑到当前海洋可再生能源的技术成熟度差异，为保证不同应用场景下外送模式与产业耦合经济性的横向可比性，本测算采用单一变量控制原则。基准算例的能源输入端统一锚定为1000 MW规模的海上风电作为绝对主导能源，光伏与波浪能等海洋能源的互补效益暂以提升系统整体等效利用小时数的形式隐性折算入模型中。

项目全生命周期为25年，设备的初始投资（CAPEX）、运维成本（OPEX）及关键技术参数主要参考当前行业前沿示范项目及中长期预测数据。具体边界条件与输入参数如表3所示。

表4所示为能源岛系统中涉及到的主要基础设施的经济参数^[17,19]。

表 2 中国海上多场景综合能源岛发展路径特性对比

参数维度	近海共享型	中远海产业融合型	深远海离网型
离岸距离	<70 km	70~200 km	>200 km
核心功能	绿电的共享与低成本规模化上岸	能源-产业协同融合、跨行业深度脱碳	能源形态转换、绿色燃料生产与战略枢纽 ^[18]
外送模式	高压交流海缆	柔性直流海缆	船舶液货运输
关键技术	高压交流海缆动态增容技术、海岛多源微网协同与构网型储能技术 ^[39]	远海大容量柔性直流海缆技术	紧凑型海上化工平台、绿色燃料抗台风级液货储运与离岸加注技术
商业模式	绿电并网结算、区域性绿氢现货直供	高品质淡水陆上管销 ^[40] 、战略性海洋矿物交易	绿氨/甲醇等分子燃料的国际现货出口、远洋船舶离岸加注
政策需求	多规合一的海域立体空间确权与审批简化 ^[32] 、陆海电网统筹规划	跨部门协同开发机制、全国碳市场双控考核与减排量抵扣	国际绿色燃料认证体系、重大工程资金补贴、绿色燃料配额

表 3 多场景综合能源岛技术经济测算输入参数边界

参数名称	近海	中远海	深远海
典型离岸距离	50 km	100 km	300 km
能种组合	风电+光伏	风电+光伏+波浪能	风电+光伏+温差能
主导外送模式	高压交流送电	柔性直流+管道输氢	离网运行, 液氨 / 甲醇船舶运输
海上风电装置造价 ^[19]	固定式, 11 000 元/kW	漂浮式, 13 000 元/kW	漂浮式, 15 000 元/kW
年等效满负荷小时数	3500 h	4000 h	4500 h
能源转化与储运投资	岛上配储+既有海底输氢管道	海水淡化+海上换流站+制氢平台	岛上制氢 / 氨 / 醇化工装置+储罐+液货船队
外送通道	高压交流海缆	柔性直流海缆 ^[23,26]	电力储能船舶 / 液货船 ^[18]

表 4 能源岛系统主要经济参数

设备名称	投资成本	运维成本
电解槽	1800 元/kW	80 元/kW
电池储能	450 元/(kW·h)	18 元/(kW·h)
储氢装置	90 元/kg	2.4 元/kg
氨合成装置	300 元/(kg·h ⁻¹)	12 元/(kg·h ⁻¹)
海水淡化	104 元/(kg·h ⁻¹)	4 元/(kg·h ⁻¹)
海上换流变压器 (含升压变、阀体、 直流断路器)	9.95 亿元	930 万元/年
直流海缆	103 万元/km	2.06 万元/km
交流海缆	500 万元/km	10 万元/km

(二) 核心输出指标

基于上述基准输入, 采用平准化成本模型对三类路径的综合经济性进行评估。电力侧平准化成本(LCOE)的测算公式如下:

$$C_{LCOE} = \frac{C_A - \frac{V_R}{(1+r)^N} + \sum_{t=1}^N \frac{O_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

式(1)中, C_A 为初始总投资(含海上升压站、换流站、海缆或储能船舶等); V_R 为固定资产残值; O_t 为第 t 年的运营维护成本; E_t 为第 t 年的有效到岸电量(需扣除能源岛自身的转换损耗、线损或船舶动力消耗); r 为折现率, 取5%; N 为项目运营年限, 取25年。

对于平准化制氢/氨/醇成本, 逻辑与LCOE完全一致, 只是将有效到岸电量 E_t 换成了有效到岸化学品产量 H_t 。

基于上述模型与边界条件, 三类场景的核心财务与成本指标测算结果如下。

近海共享型: 得益于较短的离岸距离和成熟的固定式风电技术, 其LCOE约为0.32元/(kW·h)。由于直接接入陆上主网, 系统整体能量传输效率高, 项目内部收益率可达7.8%, 投资回收期约为10.5年, 具备完全的商业化运营能力。

中远海产业融合型: 采用柔性直流外送模式。当150 km柔性直流输电损耗计入后, 其综合LCOE约为0.42元/(kW·h)。就地制取绿氢的平准化氢气成本(LCOH)约为21.5元/kg。由于前期换流站投资成本较高, 仍需一定比例的绿电溢价或附加经济的内部协同效益来支撑商业闭环。

深远海离网型: 在300 km以上的深远海域, 海底电缆的经济性与技术可行性急剧下降。该模式通过完全离网运行, 直接生产高附加值化学品。测算表明, 综合LCOE达到0.475元/(kW·h), 绿氢的平准化合成氨成本(LCOA)约为4994元/t。

(三) 关键参数敏感性分析

海上综合能源岛的经济可行性受多重变量影响, 为明确各类路径的适用边界, 重点针对以下关键参数进行敏感性与阈值分析。

1. 离岸距离与传输通道

为进一步阐明三类不同发展模式的适用边界, 本文建立多情景测算模型, 计算了等效平准化能源成本随离岸距离变化的响应趋势, 如图3所示。结果表明, 各类方案的经济性随距离呈现显著的非线性特征交替。

在70 km以内的近海区域, 高压交流海缆凭借较低的固定投资占据绝对优势, 但其线损与无功补偿成本随距离呈二次方激增; 突破70 km临界点后, 中远海产业融合型所采用的柔性直流方案体现

出更优的经济性；然而，当项目走向200 km以上的深远海，柔性直流的电缆及换流站投资呈线性飙升，此时深远海离网型方案开始显现优势。尽管其初始化工装置投资高昂，但因化学品船舶运输的边际距离成本极低，成功平抑了空间距离带来的经济惩罚，成为破解深远海能源消纳难题的终极路径。

2. 初始投资成本与运维成本

如图4所示，近海共享型凭借固定式基础及低廉的交流输电成本，初始投资最低，其综合LCOE仅为0.320元/(kW·h)，目前已具备与陆上新能源平价上网竞争的实力。

随着开发走向100 km的中远海，漂浮式机组及柔性直流换流站的介入导致初始投资成本攀升至近170亿元。尽管深远海风能资源更优，但经贴现计算后其LCOE升至0.42元/(kW·h)，说明中远海开发依托产业协同来平摊基础设施成本的必要性。

在300 km的深远海离网型场景中，彻底摆脱了海缆束缚，但面临高达181亿元的初始投资。虽然其综合等效电能成本达到0.475元/(kW·h)，但由于其产出物转变为高密度的绿色燃料（绿氨平准化成本约4994元/t），通过船舶运输实现了能源的跨时空转移。这一模式为破解深远海风电的并网难题提供了终极解决方案，未来亟待通过碳市场溢价机制打破当前的商业壁垒。

3. 碳价与绿色溢价

当前，深远海生产的绿氢与绿氨难以与陆上灰氢/煤制氨抗衡。引入碳排放交易价格进行敏感性测试发现：以本研究中高达约4994元/t的绿氨成本计算，短期内需碳价达到488元/t方可实现平价

(见图5)。但在中长期视角下，随着技术成熟降本增效带动绿氨成本下探至约3475元/t时，全国碳市场价格达到150元/tCO₂时（对应煤制氨叠加约675元/t的碳排放成本），绿电-绿氢-绿氨/醇的实施路径即可与传统化石能源达到平价。

为直观对比不同海域场景下海上能源岛的多维特征与敏感性，提取初始投资、运维成本、离岸距离适应性、综合平准化成本以及对绿色燃料溢价的依赖度五个核心维度，采用了最大值边界归一化法，绘制了多场景能源岛多维特征图，如图6所示。

区域面积的扩张直观揭示了海上能源岛“距离-成本-政策依赖度”的正向递进关系：近海共享型能源岛处于低敏安全区，具备完全的市场化商业闭环能力；中远海产业融合型能源岛资金门槛适度扩张，商业闭环开始需要碳市场溢价的辅助支撑；深远海离网型能源岛虽凭借绿色燃料破解了空间距离限制，但暴露出极高的资金壁垒。其经济可

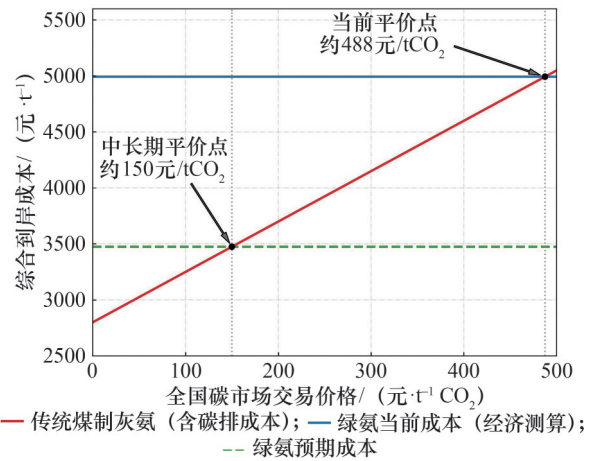


图4 三类典型场景海上能源岛技术经济指标对比

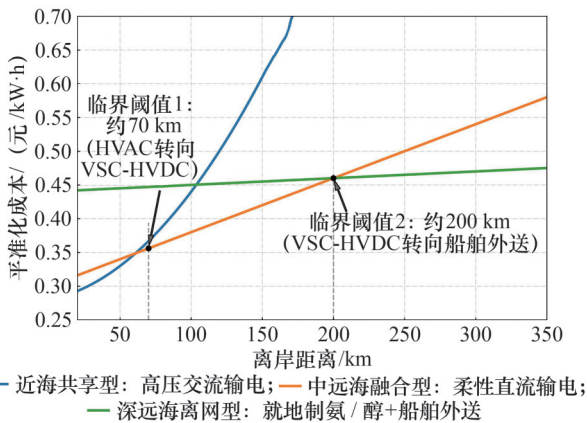


图3 不同离岸距离下海上能源岛外送方案平准化成本对比
注：HVAC为高压交流电。

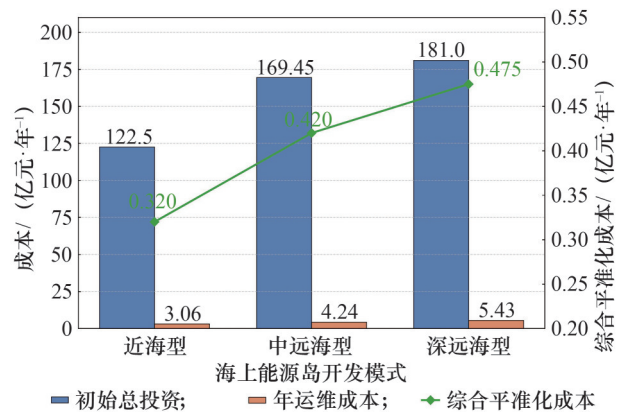


图5 绿电-绿氢-绿氨/醇路径平价趋势演化

行性已被彻底绑定于高额的绿色溢价机制，政策落地是其规模化发展的先决条件。

六、结论与发展建议

(一) 结论

本文针对海洋能源开发难题，设计近海共享型、中远海产业融合型、深远海离网型三类差异化路径，并系统论证了三类海上综合能源岛发展路径的发展逻辑、路径选择与经济性阈值，主要结论如下。

(1) 研究表明，海上能源岛是破解深远海消纳瓶颈的必然形态。随离岸距离增加，能源形态呈现从“纯电上网”向“绿电+海水淡化/提铀”再向“绿氨/醇燃料出口”的阶梯式特征。

(2) 技术经济测算证实，70 km 和 200 km 是我国海上能源送出方式切换的核心节点。在 200 km 以外，离网就地制氨/醇后的船舶液货外送路线在平准化成本上具有显著优势。

(3) 敏感性分析表明，深远海离网就地制取绿氨成本高度依赖于国际绿色燃料溢价。当全国碳市场交易价格突破 150 元/t 时，绿电-绿氨-绿氨/醇的实施路径方可具备完全的市场化竞争力。

(二) 发展建议

1. 立足海域资源禀赋，支撑全海域综合能源岛建设的中长期规划

科学的顶层设计与适应新业态的管理制度是海上综合能源岛有序发展的基石。建议立足我国海域

资源禀赋与差异化开发条件，将海上综合能源岛战略纳入国家“十五五”海洋经济发展及可再生能源发展规划。坚持因地制宜、陆海统筹的原则，针对近海、中远海及深远海不同海域的功能定位，明确各阶段的发展目标、发展路线和各阶段的重点任务。针对目前海域管理与多业态融合的矛盾，建议改革传统海域使用管理制度，推行海域立体分层设权模式，依法界定水面、水体、海床的分层使用权归属，并增设综合能源开发兼容区，从顶层设计上打破行业壁垒，保障能源开发与航运、渔业及生态修复等活动在不同离岸距离场景下的兼容并蓄与协调发展。

2. 聚焦多场景应用需求，突破海上能源岛关键技术

技术创新是驱动海上综合能源岛从单体示范走向规模化应用的根本动力。建议紧扣不同离岸距离与海洋极端工况特征，开展差异化核心技术攻关：针对近海共享场景，重点突破多能互补系统协同优化与海域空间立体集约利用技术；针对远海离网场景，从底层装备维度集中攻坚，加快攻克大容量漂浮式风机及动态系泊系统、紧凑型高效能源转化装置，以及远洋绿色动力装备，全面夯实海上能源岛建设的硬件壁垒。

3. 深化跨界协同融合，培育“海工+新能源+海洋经济”外向型产业链

面对国际绿色能源市场的激烈竞争，单一模式难以形成合力，跨界融合是提升产业链韧性的必然选择。建议鼓励能源企业、电网企业、海工装备企业及航运巨头打破行业界限，组建跨行业创新联合体，构建制造与服务相互促进、良性循环的发展模式。通过共担开发风险、共享绿色经济收益，推动产业链由单一的能源开发向海洋综合经济体跃迁。着力构建与国际接轨的绿色产品认证体系，积极对标欧盟等国际标准，建立完善的绿氢、绿氨、绿甲醇认证机制，打造中国海上绿色燃料进入国际高端市场的通行证，提升我国在全球零碳燃料供应链中的话语权。

4. 完善政策激励供给，建立促进多场景商业闭环的保障机制

商业模式的闭环是检验综合能源岛生命力的关键，而初期发展离不开精准的政策扶持。建议先行设立海上零碳能源示范区，针对不同发展模式制定

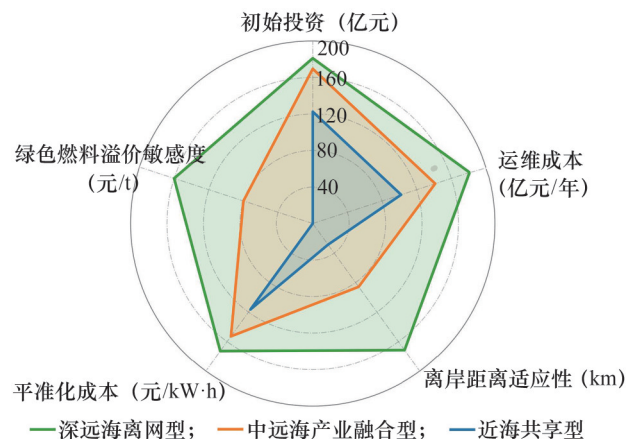


图 6 多场景能源岛多维特征

差异化的支持政策。在税收优惠、绿色金融融资及首台（套）重大技术装备补贴等方面给予倾斜，激发市场主体活力。此外，充分发挥碳市场的倒逼与引导作用，通过碳价机制引导航运企业转型，从而为能源岛生产的绿氨、绿甲醇创造稳定的下游市场需求，通过政策与市场的双轮驱动，推动海上综合能源岛实现可持续的内生发展。

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: March 4, 2026; **Revised date:** May 12, 2026

Corresponding author: Wang Guorong is a professor from the School of Mechanical Engineering, Southwest Petroleum University. His major research fields include oil and gas equipment development and energy comprehensive utilization. E-mail: wanggr@swpu.edu.cn

Funding project: Chinese Academy of Engineering project “Research on the Strategy of Coordinated Development of Offshore Energy Integration” (2025-HZ-30)

参考文献

- [1] 赵文智, 梁坤, 李志欣, 等. 从能源大国到能源强国: 国际经验与中国路径 [J]. 中国工程科学, 2024, 26(4): 9–15.
Zhao W Z, Liang K, Li Z X, et al. Improve China's strength in energy: International experience and Chinese path [J]. Strategic Study of CAE, 2024, 26(4): 9–15.
- [2] 王戎, 陈祉叶, 曾嘉伟, 等. “双碳”目标下中国能源转型的战略思考 [J]. 科技导报, 2024, 42(19): 10–19.
Wang R, Chen Z Y, Zeng J W, et al. Strategic consideration of China's energy transition under the “dual-carbon” goal [J]. Science & Technology Review, 2024, 42(19): 10–19.
- [3] 薛碧颖, 陈斌, 邹亮. 我国海洋无碳能源调查与开发利用主要进展 [J]. 中国地质调查, 2021, 8(4): 53–65.
Xue B Y, Chen B, Zou L. Main progress in investigation, development and utilization of marine carbon-free energy in China [J]. Geological Survey of China, 2021, 8(4): 53–65.
- [4] 袁冶. 海洋能源的利用与开发技术分析 [J]. 中国战略新兴产业, 2025 (27): 76–78.
Yuan Y. Analysis of the utilization and development technology of marine energy [J]. China Strategic Emerging Industry, 2025 (27): 76–78.
- [5] 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.
- [6] 任安凯, 谷汉斌, 王东旭, 等. 波浪能利用研究综述 [J]. 水道港口, 2025, 46(4): 479–488.
Ren A K, Gu H B, Wang D X, et al. Review on wave energy utilization research [J]. Journal of Waterway and Harbor, 2025, 46(4): 479–488.
- [7] 李岩, 冯俊杰, 卢毓欣, 等. 大容量远海风电柔性直流送出关键技术
- [8] 技术与展望 [J]. 高电压技术, 2022, 48(9): 3384–3393.
Li Y, Feng J J, Lu Y X, et al. Key technologies and prospects of VSC-HVDC for large-capacity and long-distance offshore wind power transmission [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(9): 3384–3393.
- [9] IRENA. Renewable power generation costs in 2022 [EB/OL]. [2026-01-18]. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>.
- [10] 王振春, 黄勇, 王年果, 等. 波浪能转换装置控制技术的研究 [J]. 船舶工程, 2024, 46(1): 1–8, 29.
Wang Z C, Huang Y, Wang N G, et al. Development of control technology of wave energy converters [J]. Ship Engineering, 2024, 46(1): 1–8, 29.
- [11] 李达, 孙涛, 易丛, 等. 深远海浮式风电技术发展研究 [J]. 中国工程科学, 2025, 27(2): 108–122.
Li D, Sun T, Yi C, et al. Development of deep-sea floating wind power technology [J]. Strategic Study of CAE, 2025, 27(2): 108–122.
- [12] 吴红华, 杨欣, 李正农, 等. 基于南海海域的深海温差能利用开发效益分析 [J]. 太阳能学报, 2024, 45(11): 536–544.
Wu H H, Yang X, Li Z N, et al. Benefit analysis of deep-sea temperature difference energy utilization based on South China Sea [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(11): 536–544.
- [13] 张亚群, 刘敬锋, 王振鹏, 等. 波浪能发电技术发展现状及其在海岛上的应用 [J]. 新能源进展, 2025, 13(1): 77–83.
Zhang Y Q, Liu J F, Wang Z P, et al. Development status of wave power generation technology and its application on islands [J]. Advances in New and Renewable Energy, 2025, 13(1): 77–83.
- [14] 韩立民, 王娟. 我国现代海洋产业集群的发展现状、问题与优化路径 [J]. 东南学术, 2024 (5): 116–124, 248.
Han L M, Wang J. Development status, problems and optimization path of China's modern marine industrial clusters [J]. Southeast Academic Research, 2024 (5): 116–124, 248.
- [15] 尹汉军. 坚持多能融合 推动海洋经济高质量发展 [J]. 中国能源观察, 2025 (8): 30–32.
Yin H J. Insist on multi-energy integration and promote high-quality development of marine economy [J]. China Energy Observation, 2025 (8): 30–32.
- [16] 孙一琳. 能源岛助海上风电点亮欧洲 [J]. 风能, 2020 (1): 72–73.
Sun Y L. Energy Island helps offshore wind power light up Europe [J]. Wind Energy, 2020 (1): 72–73.
- [17] 廖圣瑄, 陈可仁. 能源岛: 深远海域海上风电破局关键 [J]. 能源, 2021 (5): 46–49.
Liao S X, Chen K R. Energy island: The key to the failure of offshore wind power in far-reaching waters [J]. Energy, 2021 (5): 46–49.
- [18] 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.
- [19] 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 inte-

- grated energy islands with electricity-carbon-hydrogen-methanol synergy [J]. *Southern Energy Construction*, 2025, 12(3): 52-66.
- [19] 刘恒. 以海上风电为依托建设海上能源岛的技术及经济分析 [J]. *电气时代*, 2025 (1): 62-65.
- Liu H. Technical and economic analysis of building offshore energy island based on offshore wind power [J]. *Electric Age*, 2025 (1): 62-65.
- [20] 冯凌冲, 马鹏楠, 刘华清, 等. 海上能源岛风光储氢醇项目系统容量优化配置研究 [J]. *能源工程*, 2025, 45(1): 1-9.
- Feng L C, Ma P N, Liu H Q, et al. Research on optimized system capacity allocation for offshore energy island-windsolar-hydrogen-storage-alcohol project [J]. *Energy Engineering*, 2025, 45(1): 1-9.
- [21] 汪振华, 余锦涛, 章守宇, 等. 舟山北部岛礁海域海洋牧场目标种筛选策略初探 [J]. *水产学报*, 2026, 50(1): 106-117.
- Wang Z H, Yu J T, Zhang S Y, et al. Preliminary exploration on target species selection strategy for marine ranching in northern Zhoushan Archipelago waters [J]. *Journal of Fisheries of China*, 2026, 50(1): 106-117.
- [22] 陈志莉, 郑涛涛, 孙荣基, 等. 利用海洋能进行海水淡化的研究进展 [J]. *太阳能*, 2017 (6): 55-61.
- Chen Z L, Zheng T J, Sun R J, et al. Research progress of seawater desalination using ocean energy [J]. *Solar Energy*, 2017 (6): 55-61.
- [23] 丁健. 发展海上能源岛的欧洲经验与中国借鉴 [J]. *自然资源情报*, 2025 (6): 101-107.
- Ding J. European experience in developing offshore energy islands and China's reference [J]. *Natural Resources Information*, 2025 (6): 101-107.
- [24] 潘家华, 董秀成, 崔洪建, 等. 欧洲能源危机及其影响分析 [J]. *国际经济评论*, 2023 (1): 9-37, 4.
- Pan J H, Dong X C, Cui H J, et al. Analysis of European energy crisis and its impact [J]. *International Economic Review*, 2023 (1): 9-37, 4.
- [25] 张丽君, 喻锋, 戈晚晴, 等. 欧盟第七次经济、社会和国土凝聚力报告及其启示(下) [J]. *国土资源情报*, 2020 (6): 3-10.
- Zhang L J, Yu F, Ge W Q, et al. Seventh report on economic, social and territorial cohesion of EU and its enlightenment (II) [J]. *Land and Resources Information*, 2020 (6): 3-10.
- [26] 沈钦韩. 比利时将建世界首个人工“能源岛” [N]. *文汇报*, 2023-11-04(04).
- Shen Q H. Belgium to build the world's first artificial "energy island" [N]. *Wen Hui Bao*, 2023-11-04(04)
- [27] 刘擎波, 孙津潇. 海上风电母港规划建设关键要素研究 [J]. *中国港湾建设*, 2025, 45(4): 36-41.
- Liu Q B, Sun J X. Key elements of planning and construction of offshore wind power home ports [J]. *China Harbour Engineering*, 2025, 45(4): 36-41.
- [28] TNO. SENSE-HUB: Offshore wind and floating solar for affordable green hydrogen [EB/OL]. [2026-01-18]. <https://www.tno.nl/en/sustainable/energy-supply/energy-systems-transition/sense-hub-offshore-wind-floating-solar/>.
- [29] Habibic A. 2.5 MW electrolyser delivered for energy hub at hollandse kust noord offshore wind farm [EB/OL]. [2026-01-18]. <https://www.offshorewind.biz/2025/08/05/2-5-mw-electrolyser-delivered-for-energy-hub-at-hollandse-kust-noord-offshore-wind-farm/>.
- [30] 傅赛, 弓丽栋, 俞华锋, 等. 欧洲海上风电标准体系研究 [J]. *节能*, 2025, 44(3): 155-157.
- Fu S, Gong L D, Yu H F, et al. Research on European offshore wind power standard system [J]. *Energy Conservation*, 2025, 44(3): 155-157.
- [31] 程遥, 李渊文, 赵民. 陆海统筹视角下的海洋空间规划: 欧盟的经验与启示 [J]. *城市规划学刊*, 2019 (5): 59-67.
- Cheng Y, Li Y W, Zhao M. Experience and lessons of EU marine spatial planning: The perspective of land and sea territorial integration [J]. *Urban Planning Forum*, 2019 (5): 59-67.
- [32] 郭雨晨, 练梓菁. 波罗的海治理实践对跨界海洋空间规划的启示 [J]. *中国海洋大学学报(社会科学版)*, 2022 (3): 58-67.
- Guo Y C, Lian Z J. The implications of governance practice in the Baltic Sea for transboundary marine spatial planning [J]. *Journal of Ocean University of China (Social Sciences Edition)*, 2022 (3): 58-67.
- [33] Shimizu. The environmental Island, green float [EB/OL]. [2026-01-18]. <https://www.shimz.co.jp/en/topics/dream/content03/>.
- [34] 李晨曦, 伍浩松. 日发布新版绿色增长战略 [J]. *国外核新闻*, 2021 (7): 4.
- Li C X, Wu H S. A new version of the green growth strategy was released on June 20 [J]. *Foreign Nuclear News*, 2021 (7): 4.
- [35] 悦子中島, 篤彦磯辺, 他加古真一郎. 漂着プラスチックごみ由来の重金属による海岸汚染の定量評価: 長崎県五島市大串海岸における研究 (特集 海洋プラスチック汚染と生物影響) [J]. *海洋と生物*, 2014, 36(6): 588-595.
- [36] 张怡, 郭美莹, 兰天媛, 等. 韩国推行绿色新政的分析与思考 [J]. *吉林金融研究*, 2021 (3): 46-49, 75.
- Zhang Y, Guo M Y, Lan T Y, et al. Analysis and reflection on the implementation of green new deal in South Korea [J]. *Journal of Jilin Financial Research*, 2021 (3): 46-49, 75.
- [37] 大字造船“风”口淘金抢抓海上风电园区建设 [EB/OL]. (2021-03-08)[2026-01-18]. https://www.eworldship.com/html/2021/Shipyards_0308/168725.html.
- Daewoo shipbuilding "wind" mouth gold panning to seize the construction of offshore wind power park [EB/OL]. (2021-03-08) [2026-01-18]. https://www.eworldship.com/html/2021/Shipyards_0308/168725.html.
- [38] IRENA. Renewable energy power capacity report [EB/OL]. [2026-01-18]. <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>.
- [39] 万光芬, 魏澈, 邱银锋, 等. 大容量海上风电接入海上油田群微电网暂态稳定性研究——以“海油观澜号”接入文昌油田群电网工程为例 [J]. *中国海上油气*, 2025, 37(1): 211-220.
- Wan G F, Wei C, Qiu Y F, et al. Transient stability of large-capacity offshore wind power connected to offshore oilfield microgrids: Taking the connection project of "CNOOC Guanlan" to the Wenchang Oilfield power grid as an example [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2025, 37(1): 211-220.
- [40] 关宗. 全球首个海水直接制氢技术中试成功 [J]. *中国石油和化工产业观察*, 2023 (4): 54.
- Guan Z. The world's first direct hydrogen production technology from seawater was successfully piloted [J]. *China Petrochemical*

- Industry Observer, 2023 (4): 54.
- [41] 陆成宽. “国能共享号”开启鱼、电融合发展模式[N]. 科技日报, 2023-10-24(05).
Lu C K. “Guoneng sharing” opens the development model of fish and electricity integration [N]. Science and Technology Daily, 2023-10-24(05).
- [42] 低碳技术“登陆”海上能源岛 [J]. 浙江化工, 2024, 55(8): 11.
Low-carbon technology “landed” on the offshore energy island [J]. Zhejiang Chemical Industry, 2024, 55(8): 11.
- [43] 蔡晓晴, 陈灵君, 严文凯, 等. 基于海洋清洁能源消纳的海上能源岛建设研究 [J]. 价值工程, 2025, 44(9): 154–156.
Cai X Q, Chen L J, Yan W K, et al. Research on the construction of offshore energy islands based on ocean clean energy consumption [J]. Value Engineering, 2025, 44(9): 154–156.
- [44] 李亚杰, 闫中杰, 刘扬, 等. 海上风电与海洋养殖融合发展现状与展望 [J]. 船舶工程, 2023, 45(S1): 166–170.
Li Y J, Yan Z J, Liu Y, et al. Integration of offshore wind power and marine aquaculture [J]. Ship Engineering, 2023, 45(S1): 166–170.
- [45] 郑彤, 余潜跃, 田雪沁, 等. 计及管道输氢成本的绿色甲烷生产单元技术经济性评估 [J]. 东南大学学报(自然科学版), 2025, 55(3): 798–808.
Zheng T, Yu Q Y, Tian X Q, et al. Techno-economic evaluation of green methane production units considering the cost of hydrogen pipeline transportation [J]. Journal of Southeast University (Natural Science Edition), 2025, 55(3): 798–808.
- [46] 沈琦, 刘超, 李欧萍, 等. 基于海上风电的陆上制氢及衍生物制备技术经济分析 [J]. 海洋工程装备与技术, 2025, 12(3): 94–101.
Shen Q, Liu C, Li O P, et al. Economic analysis of green hydrogen and its derivatives production technology based on offshore wind power [J]. Ocean Engineering Equipment and Technology, 2025, 12(3): 94–101.
- [47] 彭子奇, 郭雨晨, 曹深西, 等. 多用途用海发展与管理研究 [J]. 自然资源情报, 2024 (6): 36–42.
Peng Z Q, Guo Y C, Cao S X, et al. Research on the development and management of multi-purpose sea use [J]. Natural Resources Information, 2024 (6): 36–42.