引用格式：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 Chuanbo, LI Peiyao, ZHANG Wenzuo, et al. Planning for offshore integrated energy islands with electricity-carbon-hydrogen-methanol synergy [J]. Southern energy construction, 2025, 12(3): 52-66. DOI：10.16516/j.ceec.2025-120.

面向电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛规划

许传博[1,2]，李沛遥[1]，张文座[1]，李庆伟[1]，韦艳[3,✉]

（1. 华北电力大学 经济与管理学院，北京 102206；
2. 新能源电力与低碳发展研究北京市重点实验室，北京 102206；
3. 华北电力大学 学科建设处，北京 102206）

摘要：[目的]近海风电资源逐渐饱和，深远海风电开发正迎来规模化发展的关键机遇。同时，未来国际航运业亟需低碳转型，对绿色甲醇燃料的现实需求大幅度提升，对此，文章提出了电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛设想。[方法]首先，描绘了电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛形态，并梳理了该形态下的关键技术；其次，构建了电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛容量规划模型，以平准化单位甲醇制取成本最小化为目标，优化各单元的最优容量配置；最后，开展了针对风速、碳价和氧气价格的敏感性分析以及成本压力测试，明确了未来的降本路径。[结果]结果表明：（1）面向典型 700 MW 的离网型海上漂浮式风电，海上综合能源岛需配置 235 MW/470 MWh 电化学储能系统与 44 t 的储氢罐来维持甲醇合成系统的稳定运行，PEM 电解槽容量配置为 264 MW；（2）当前，海上综合能源岛制取出的绿色甲醇成本为 12.36 元/kg，高于 5.95 元/kg 市场价格；（3）所研究的海上综合能源岛年产绿色甲醇 22.16 万 t，将支撑大型集装箱甲醇动力船舶运输 80 万海里，并减少年度二氧化碳排放 98 万 t。[结论]电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛在深远海风电消纳、满足航运业绿色甲醇燃料需求与助力碳减排方面效果显著，未来随着 PEM 电解槽、漂浮式风电以及直接空气碳捕集技术的迭代更新，其绿色甲醇成本将在 2035 年实现平价。

关键词：电-碳-氢-醇协同；海上能源岛；容量规划；平准化单位甲醇制取成本

DOI： 10.16516/j.ceec.2025-120　　**文章编号：**2095-8676(2025)03-0052-15

CSTR： 32391.14.j.ceec.2025-120　　**中图分类号：** TK91；F426.2

论文二维码

Planning for Offshore Integrated Energy Islands with Electricity-Carbon-Hydrogen-Methanol Synergy

XU Chuanbo[1,2], LI Peiyao[1], ZHANG Wenzuo[1], LI Qingwei[1], WEI Yan[3,✉]

（1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China；
2. Beijing Key Laboratory of New Energy and Low-Carbon Development, Beijing 102206, China；
3. Office of Discipline Construction, North China Electric Power University, Beijing 102206, China）

Abstract: [**Objective**] As nearshore wind resources approach saturation, the development of deep-sea wind power is facing a critical opportunity of scalable growth. Concurrently, the urgent need for low-carbon transformation in international shipping has driven a substantial increase in de-mand for green methanol fuel. In response, this paper proposes the concept of integrated energy islands with electrici-ty-carbon-hydrogen-methanol synergy. [**Method**] First, this paper delineated the form of the integrated energy islands with electricity-carbon-hydrogen-methanol synergy and identified key technologies in the form. Second, a capacity planning model of the integrated energy islands with electrici-ty-carbon-hydrogen-methanol synergy was developed to optimize unit configurations, aiming to minimize the levelized unit cost of methanol production. Finally, sensitivity analyses on wind speed, carbon price, and oxygen price were

收稿日期：2025-04-23　　**修回日期：**2025-05-13
基金项目：国家自然科学基金联合基金重点项目“电-氢-碳融合的综合能源系统长周期平衡机理与规划方法”（U23B20124）；国家自然科学基金青年项目“面向新型能源体系的氢储能资源协同优化配置及激励机制研究”（72303063）

conducted, alongside cost pres-sure testing, to clarify future cost reduction pathways. [**Result**] The results show that: (1) For a typical 700 MW off-grid floating offshore wind farm, the integrated energy island requires a 235 MW/470 MWh electrochemical energy storage, 44 tons of hydrogen storage tanks, and a 264 MW PEM electrolysis to stabilize opera-tion of methanol synthesis system; (2) The current green methanol production cost is 12.36 CNY/kg, exceeding the market price of 5.95 CNY/kg; (3) The integrated energy island achieves an annual green methanol production of 221.6 kilotons, sufficient to power large methanol-fueled container ships for 800 000 nautical miles while reducing CO_2 emissions by 980 kilotons annually. [**Conclusion**] Integrated energy islands with electricity-carbon-hydrogen-methanol synergy demonstrate significant effect in consuming deep-sea wind power, meeting maritime green methanol demand, and assisting in carbon emission reduction. With anticipated technological advance-ments in PEM electrolysis cell, floating wind turbines, and direct air carbon capture, green methanol production is projected to achieve cost parity by 2035.

Key words: Electricity-Carbon-Hydrogen-Methanol Synergy; Offshore Energy Island; Capacity Planning; Levelized Cost of Methanol

2095-8676 © 2025 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI. This is an open access article under the CC BY-NC license (https: //creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

0　引言

在全球气候治理框架下，能源系统低碳转型已成为国际社会共同关注的战略议题。作为全球贸易体系的关键支撑结构，航运业年度化石燃料消耗量达 2 亿 t 石油当量，占运输领域碳排放量的 13%，占全球人为碳排放总量的 2.9%[1]。国际海事组织（International Maritime Organization, IMO）提出到 2040 年航运业减排 70% 的目标。甲醇作为新兴的绿色船舶燃料，其体积能量密度（15.6 MJ/L）显著高于液氢（8.5 MJ/L）和液氨（11.5 MJ/L）。此外，相比氢的极低温储存挑战和氨的毒性风险，甲醇凭借其常温常压液态储运及无毒无害的优势，在船舶燃料转型中展现出更强的应用潜力。因此，发展绿色甲醇对推动航运业可持续发展、助力全球碳减排具有重要意义。然而，由于船舶本体的体积限制，海上运输行业面临着对航运途中加注绿色醇类燃料的迫切需求。

建立海上能源岛是解决上述问题的潜在路径。海上能源岛的概念最早由 Dominic Michaelis 于 2007 年提出[2]，当初的概念构想是建设一个巨型的海上漂浮式平台，并在其上布置多套风力涡轮机、太阳能收集器、波浪能利用装置等装置，形成类似于小型岛屿的能源生产基地。随着时间的推移，这一概念得到了不断的丰富和发展，但业界尚未就海上能源岛的定义达成共识。本文提出海上能源岛的概念如下：海上能源岛是在海洋上建设，可依托于现有的自然岛屿，或依托于新建的人造岛屿，集成海上风电、海水制氢（氨/醇）和储能等多种能源转换利用装置，从而为岛屿居民、沿海城市、海洋平台或者海洋船运提供清洁能源供给。其与传统海上漂浮式平台的不同之处在于：（1）在建设方式上，海上能源岛通常基于自然岛屿或人工填岛，部分设施可延伸至漂浮结构，而传统海上漂浮式平台通过锚链或缆绳固定，完全漂浮于海上；（2）在功能定位上，海上能源岛面积较大，可侧重于多能集成与综合利用，而传统海上漂浮式能源平台造价较高、面积较小，往往更侧重于单一能源开发。2017 年，欧洲输电系统运营商进一步提出能源岛作为海上风电的电力汇集枢纽，丹麦的 Bornhold 能源岛项目成为首个实践案例[3-4]。荷兰于 2023 年 9 月启动伊丽莎白公主能源岛项目，该岛整合直流与交流输电技术，成为首个兼具风电场连接、电力存储及跨国输电功能的能源枢纽。与此同时，我国多个沿海省市的政策文件中纷纷提及了海上能源岛，如表 1 所示。

当前阶段的海上能源岛项目多集中于电能的单一形态，尚未涉及氢、氨等能源的制备。随着能源低碳转型，海上能源岛的功能从单一发电向多能互补转变。2024 年 11 月，中广核牵头启动国内首个海上综合能源岛创新平台，重点攻关海水制氢、氢氨醇储运等关键技术，并计划示范验证 500 kV 柔性直流输电与大容量漂浮式风电技术。2025 年 3 月，国家能源集团氢能科技公司与中集来福士集团合作的首个海洋氢氨醇一体化项目建设完工，正式开启了海上能源岛多能融合时代。

电-碳-氢-醇海上综合能源岛是指通过整合海水淡化、电解制氢、空气碳捕集和甲醇合成系统，在海上风电场周边形成能源转换枢纽，直接为船舶提供液态甲醇燃料补给。该类能源岛包括三重优势：（1）实现能源就地消纳，通过海上绿色甲醇生产规避电能长距离传输过程中的损耗[5]，解决输电高成本问

表 1 我国海上能源岛相关政策

Tab. 1 Policies related to offshore energy islands in China

政策文件	主要内容	发布日期
《“十四五”可再生能源发展规划》	提出“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示范”	2022.06
《关于组织开展可再生能源发展试点示范的通知》	明确将海上能源岛示范列入可再生能源发展试点示范项目	2023.09
《关于推动海洋能规模化利用的指导意见》	提出“支持海岛建设海洋能多能互补电站，推动‘海上能源岛’试点”	2025.02
《江苏省“十四五”海洋经济发展规划》	提出“积极探索海上风电制氢、深远海碳封存、海上能源岛等新技术、新模式”	2021.08
《江苏沿海地区发展规划(2021—2025年)》	提出“推进深远海风电试点示范和多种能源资源集成的海上‘能源岛’建设，支持探索海上风电、光伏发电和海洋牧场融合发展”	2021.12
《江苏省海洋产业发展行动方案》	提出“研究多种能源资源集成的海上‘能源岛’建设可行性，探索海上风电与光伏发电融合发展”	2023.08
《连云港市氢能产业发展规划(2023—2035年)》	提出“探索风光氢储渔海上综合能源岛建设，稳步推进核能制氢”	2023.12
《盐城市海洋经济高质量发展三年行动计划(2024—2026年)》	提出“以中海油LNG项目为龙头，探索风电、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”	2024.01
《山东省“十四五”海洋经济发展规划》	提出“要探索开展多种能源集成的海上‘能源岛’建设”	2021.10
《青岛市支持海洋经济高质量发展15条政策》	提出“开展海上‘能源岛’试点建设，探索构建海上能源综合供应体系”	2022.02
《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”	2022.06

题；(2)可以作为海上能源枢纽，满足海上来往船舶燃料加注需求；(3)构建碳循环，碳捕集技术将大气 CO_2 转化为燃料原料，配合绿色甲醇替代传统船用燃料，可同步减少温室气体排放，对海洋与大气环境保护具有双重效益。

在研究方面，海上能源岛的多能协同优化逐渐成为热点。早期研究主要关注单一电能或电氢协同的技术经济性研究。文献 [6] 针对岛屿微电网发现了海上风电与传统柴油发电的技术经济平衡点；文献 [7] 系统分析了深远海风电能源岛的高压输电与液态输氢方案的成本差异；文献 [8] 介绍了电解槽在能源岛中的运行情况及其对灵活性供应的潜在贡献。近期研究开始向多功能集成拓展。文献 [9] 指出海上能源岛可实现多种功能融合，如海上风电、制氢、海洋牧场、海水淡化等，还分析了建设海上能源岛的技术要点和经济可行性；文献 [10] 引入甲醇合成环节，采用风光储氢醇协同模型实现跨季节储能，并进行了容量优化配置。

现有文献在海上综合能源岛的容量规划研究中，虽然提供了丰富的技术经济分析框架，但大多局限于单一能源或电氢协同的模式，没有考虑引入甲醇等后续衍生物，且较少综合考虑碳减排潜力以及多能耦合系统的整体经济性。

因此，本文拟开展面向电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛规划研究，并拟回答以下几个问题：(1)面向深远海风电的电-碳-氢-醇协同海上综合能源岛需要配置多大规模的储能和储氢罐，以在保障甲醇合成系统平稳运行的基础上实现成本最低？(2)当前海上综合能源岛制取绿色甲醇是否具备经济性？如不具备，未来具备经济性的时间拐点预计在何时？(3)典型的电-碳-氢-醇海上综合能源岛每年能够支撑多少海里甲醇船舶的运输，并减少多少 CO_2 排放？

因此，本文的主要内容如下：(1)构建了海上综合能源岛电-碳-氢-醇协同形态，分析了相关关键技术；(2)以小时级风速和技术经济参数为输入，建立了以平准化单位甲醇制取成本(Levelized Cost of Methanol, LCOM)最小化为目标、以功率平衡、氢醇碳流量平衡等为约束的海上综合能源岛容量规划模型；(3)针对风速、碳价以及氧气价格波动性进行了敏感性分析，对 PEM 电解槽、漂浮式风电以及直接空气碳捕集技术的成本进行了压力测试。

1 海上综合能源岛电-碳-氢-醇协同形态与关键技术分析

1.1 电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛形态

在电-碳-氢-醇的海上综合能源岛形态下，“电”指漂浮式海上风电产生的绿电、“氢”指由绿电通过电解水制氢转化而来的绿氢、“碳”指海上直接碳捕

集技术捕获的 CO_2、“醇”指通过氢和碳合成反应产出的绿色甲醇产品。

电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛形态如图 1 所示。首先，漂浮式海上风电场将风力转化为绿电，电化学储能系统用于吸收风电大发时段电解制氢系统无法消纳的功率，并在风电不足时段释放电能；其次，海水通过提升泵进入海水淡化纯化模块，完成淡化与纯化流程后，通过 PEM 电解槽系统发生分解反应产生氢气和氧气，氢气经分离、除氧、干燥后进入氢气压缩机，加压后进入储氢罐；再次，海上直接碳捕集装置提供合成甲醇的碳源，捕集的 CO_2 直接进入合成甲醇系统，与储氢罐输送的氢气反应生成甲醇并存储于甲醇储罐中；最后，借助甲醇加注系统，实现对海上船舶的甲醇燃料补给。

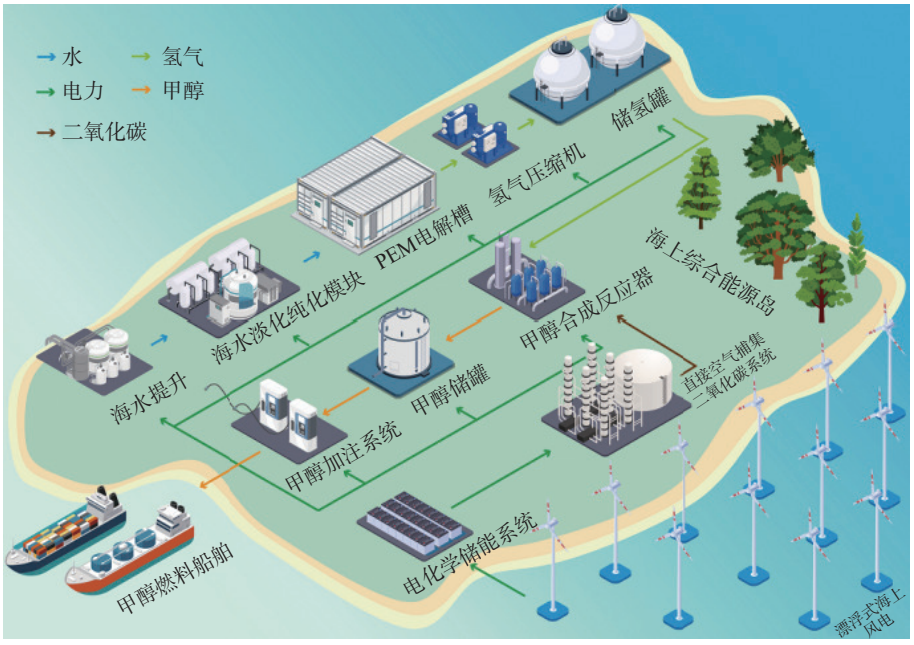


图 1　电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛形态

Fig. 1　Schematic diagram of the form of offshore integrated energy island with electricity-carbon-hydrogen- methanol synergy

该形态通过将绿电、绿氢、绿醇以及碳捕集技术灵活协同，实现了以下 3 方面意义：(1)显著提升深远海风电消纳效率，为海洋可再生能源大规模应用提供解决方案；(2)构建碳循环体系，实现负碳排放，为我国“双碳”目标的顺利达成提供强有力支撑；(3)构建海上绿色燃料供应链，解决国际航运业绿色燃料补给难题，为全球航运业低碳转型注入变革性动力。

1.2　电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛关键技术

1.2.1　漂浮式海上风力发电技术

海上风电基础在海上风力发电中起到关键的支撑作用，提供了稳定的平台并抵御海洋环境中的波浪、潮汐和风力等外部力量[11]。海上风电基础技术主要涉及固定式基础和漂浮式基础两种类型，不同平台适应不同的水深条件，以最大化利用风能资源，解决土地限制问题，并降低对环境的影响。固定式基础[12]通过桩基结构等方式固定在海底，包括重力式、单桩式、三脚架式以及导管架式基础，适用于水深较浅的海域(<50 m)，具有技术成熟、运行稳定、维护便利等优点。而漂浮式基础[13]则通过系泊系统与海床相连，不仅减少了复杂海床地形以及复杂地质的约束与限制，而且很少受水深影响，运维也较为便利，包括半潜式、立柱式以及张力腿式等，因此更适宜应用于深远海海域(>50 m)。半潜式基础相对于其他漂浮式基础型式，在稳定性、抗风能力、适应深水等方面具有显著的优势，同时较为适宜于 100 m 水深以下的海域。本文选用漂浮式基础中的半潜式基础。

1.2.2　电解制氢技术

电解制氢是电-碳-氢-醇协同中的核心技术，目前主要包括碱性电解槽(Alkaline water electrolysis, AWE)、质子交换膜电解槽(Proton exchange memb-

rane water electrolysis, PEM)、阴离子交换膜电解槽(Anion exchange membrane water electrolysis, AEM)和高温固体氧化物电解槽(Solid oxide electrolysis cell, SOEC)等技术[14]。AWE 发展较为成熟,在全球电解水制氢市场中占比约 90%,其优点是成本较低;缺点是负荷调节范围相对较窄,且动态响应速度慢,不适用于海上风电的强波动性。PEM 发展迅速,近年来市场份额逐步提升,其优势在于电解效率高,且启动速度快,可快速响应电力波动,更加适应海上能源岛风光出力波动较大等场景;但缺点是质子交换膜和贵金属催化剂成本高,导致整体投资成本比 AWE 高 2~3 倍。AEM 和 SOEC 是新兴技术,处于研发和示范阶段。在海上风电制取绿色甲醇的场景中,本文采用 PEM 技术,原因在于该技术可凭借秒级动态响应能力,高效适配海上风电的剧烈波动性,减少弃风损失并提升制氢效率,且占地面积较小。

1.2.3 碳捕集技术

碳捕集技术主要包括 4 类:燃烧前捕集、燃烧后捕集、富氧燃烧以及直接空气捕集技术。燃烧前捕集指通过气化燃料生成合成气并分离高浓度 CO_2,适用于新建气化设施,能耗较低但改造成本高;燃烧后捕集直接从燃烧烟气中分离低浓度 CO_2,技术成熟且兼容现有电厂,但能耗和成本较高;富氧燃烧是以纯氧助燃生成高浓度 CO_2 烟气,捕集效率高且可改造传统电厂,但制氧能耗大且技术尚未完全成熟[15]。前两者均需要传统的工业排放源,后者也需要燃烧过程,均不适宜于深远海场景。

目前海上碳捕集主要靠直接空气捕集(DAC)技术[16]。该技术直接从大气中捕获 CO_2,无需依赖固定排放源,适合海上孤岛式能源系统。虽然成本较高,但海上风电可以提供低价的可再生能源,降低 DAC 的能耗成本。

1.2.4 合成甲醇技术

目前绿色甲醇主要有 2 种生产途径:(1)生物质甲醇,利用生物基原料生产;(2)绿电制甲醇[17]。由于海上特殊的情况,仅考虑绿电制取甲醇。绿电制甲醇主要以 CO_2 为原料,其技术路线分为:(1)绿电制绿氢耦合 CO_2 制甲醇;(2)CO_2 电催化还原制甲醇。其中,CO_2 电催化还原制甲醇工业化尚存一些关键性挑战,相比之下 CO_2 加氢制甲醇被证明是最具可实施性和规模化的路线。

2 离网型电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛容量规划建模

本文考虑的电-碳-氢-醇协同模型架构如图 2 所示。该系统主要包含系统架构、输入参数、容量规划、输出结果 4 个模块。系统架构包含 PEM 电解槽、合成甲醇系统等海上综合能源岛相关设备;输入的数据包括风速气象参数与技术经济参数,其中风速气象参数包括 8 760 h 的实时风速,来源于 NASA MERRA2 数据集,技术经济参数考虑资本支出与运维等,具体参数如表 2 所示。容量规划是建立以最小化平准化单位甲醇制取成本为目标,以各设备功率建模为基础,考虑多约束的容量规划模型,并采用混合整数线性规划求解。输出结果为海上综合能源岛各设备的容量配置、各要素的年产出量以及 LCOM。

2.1 电-碳-氢-醇系统功率建模

2.1.1 风力发电模型

本研究的每小时风速是 100 m 风测量塔的风速。而风机选型为 10 MW 的 DTU-10 MW 海上固定式风机,轮毂中心线高度 119 m,因此使用下式进行校正:

$$V_{H_2} = V_{H_1}\left(\frac{H_2}{H_1}\right)^{\alpha} \tag{1}$$

式中:

V_{H_1} ——校正前的风速(m/s);

V_{H_2} ——校正后的风速(m/s);

H_1、H_2 ——测量塔高度和轮毂中心线高度(m);

α ——与每个地方相关的地面摩擦系数,通常被假设为开阔土地的 1/7[21]。风机输出功率由下式计算[22]:

$$P_{wind} = \begin{cases} 0 & 0 < V < V_{in} \\ P_{rate} \cdot \dfrac{V^3 - V_{in}^3}{V_{rate}^3 - V_{in}^3} & V_{in} < V < V_{rate} \\ P_{rate} & V_{rate} < V < V_{out} \\ 0 & V \geqslant V_{out} \end{cases} \tag{2}$$

式中:

P_{wind} ——风力发电机的输出功率(kW);

P_{rate} ——风力机的额定功率(kW);

V_{in} ——切入速度(m/s);

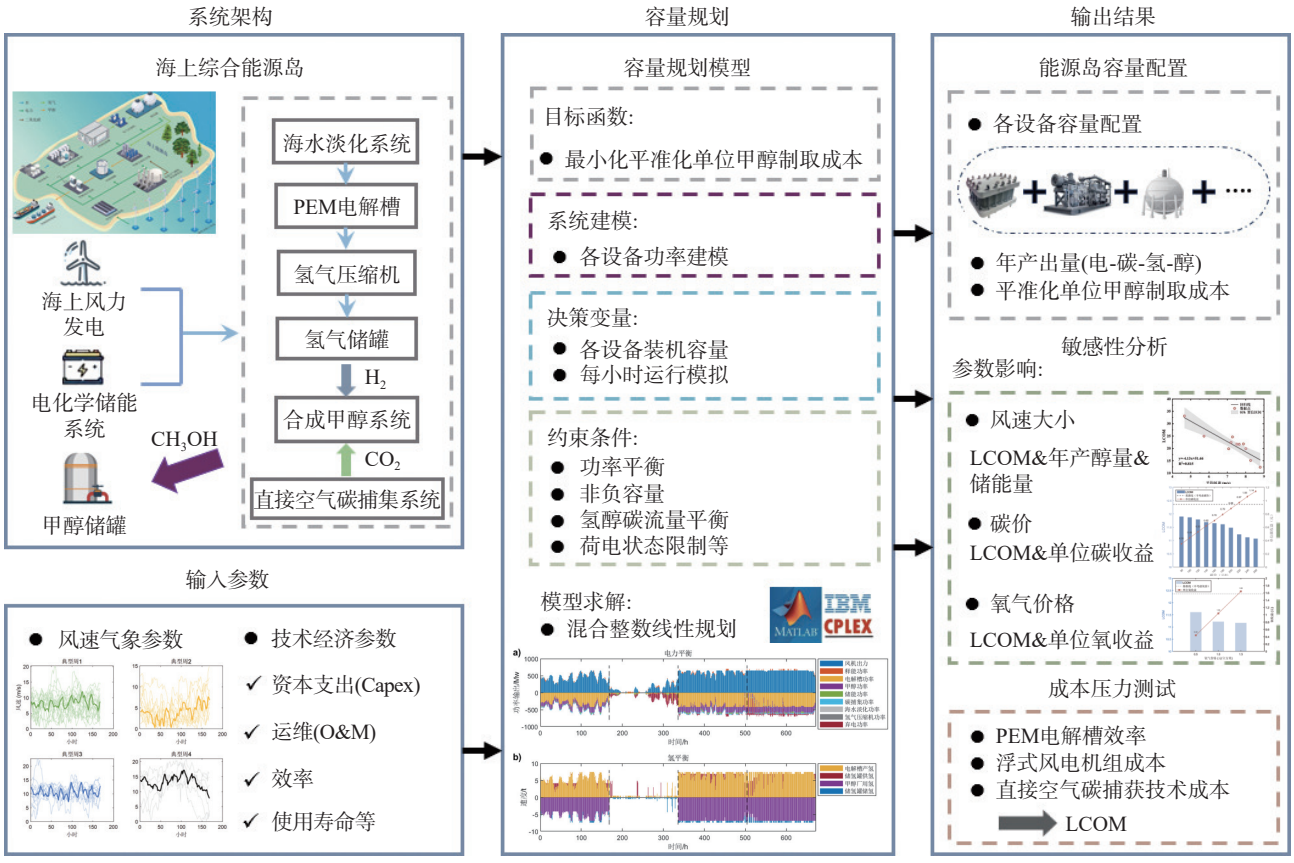


图 2　电-碳-氢-醇协同模型架构

Fig. 2　Model architecture of the electricity-carbon-hydrogen- methanol synergy

表 2　技术经济参数[18-20]

Tab. 2　Technical and Economic Parameters [18-20]

组件	数值	组件	数值
漂浮式风力发电组	24元/W	甲醇储罐	2.15元/kg
PEM电解槽	5元/W	海水淡化	5元/t
甲醇合成系统	27.04元/W	氢气压缩机	62元/kW
电池储能容量	200元/kWh	储氢罐	500元/kg
电池储能功率	1.5元/W	直接碳捕集系统	67.6元/W

V_{out} ——切出风速(m/s)；

V_{rate} ——风力机的额定风速(m/s)。

切入风速、额定风速、切出风速分别为 3 m/s、11 m/s、25.0 m/s。

考虑尾流效应，本研究设定的风电场出力折损率为 7%[23]。

2.1.2　储能系统模型

储能电池选择锂离子电池，在空间有限的环境中更具有优势，能有效缓解风力发电不稳定造成的波动，其数学模型为：

$$E_{bat}(t)=E_{bat}(t-1)(1-\delta)+\left[P_{cha}(t)\eta_{cha}-\frac{P_{dis}(t)}{\eta_{dis}}\right]\Delta t \quad (3)$$

式中：

$P_{cha}(t)$、$P_{dis}(t)$ ——时段 t 储能电池的充、放电功率(kW)；

η_{cha}、η_{dis} ——储能电池充、放电效率(%)；

$E_{bat}(t)$ ——时段 t 储能电池的存储能量(kWh)；

δ ——储能电池自放电损耗率(%)；

Δt ——调度时间间隔，步长为 1 h。

2.1.3　海水淡化模型

海水淡化电力消耗可表示为下式：

$$P_{de}(t)=\beta P_{ele}(t) \quad (4)$$

式中：

$P_{de}(t)$ ——时段 t 反渗透海水淡化系统的耗电功率(kW)；

$P_{ele}(t)$ ——时段 t 电解槽的耗电功率(kW)；

β ——反渗透海水淡化系统的电耗与电解水电耗比值，本文取β=0.001。

2.1.4 PEM 电解槽模型

PEM 电解槽可以高效适配海上风电的剧烈波动性，其输出功率可表示为：

$$P_{\mathrm{ele,H_2}}(t)=\eta_{\mathrm{ele}}P_{\mathrm{ele}}(t) \tag{5}$$

式中：

$P_{\mathrm{ele,H_2}}(t)$ ——时段 t 电解槽的制氢功率(kW)；

η_{ele} ——电解槽的制氢效率(%)。

2.1.5 储氢罐模型

储氢罐储存电解水产生的氢气，并为甲醇合成系统提供氢气，使系统更具有灵活性，其数学模型可表示为：

$$E_{\mathrm{H_2}}(t)=E_{\mathrm{H_2}}(t-1)+\left[m_{\mathrm{H_2}}(t)\eta_{\mathrm{cha,H_2}}-\frac{P_{\mathrm{M,H_2}}(t)}{\rho_{\mathrm{H_2}}\eta_{\mathrm{dis,H_2}}}\right]\Delta t \tag{6}$$

式中：

$E_{\mathrm{H_2}}(t)$ ——时段 t 储氢罐的储存量(kg)；

$m_{\mathrm{H_2}}(t)$ ——时段 t 氢气压缩机的氢气质量流量(kg/h)；

$P_{\mathrm{M,H_2}}(t)$ ——时段 t 合成甲醇的耗氢功率(kW)；

$\rho_{\mathrm{H_2}}$ ——氢气的能量密度(kWh/kg)；

$\eta_{\mathrm{cha,H_2}}$、$\eta_{\mathrm{dis,H_2}}$ ——氢气充放效率(%)。

2.1.6 氢气压缩机模型

氢气压缩机的功率模型简化为线性近似：

$$P_{\mathrm{comp}}(t)=K_{\mathrm{comp}}m_{\mathrm{H_2}}(t) \tag{7}$$

式中：

$P_{\mathrm{comp}}(t)$ ——时段 t 氢气压缩机的功率(kW)；

K_{comp} ——压缩氢气的电耗系数(kWh/kg)。

2.1.7 直接碳捕集系统模型

直接碳捕集系统的输出功率可表示为：

$$P_{\mathrm{DAC}}(t)=m_{\mathrm{CO_2}}(t)\eta_{\mathrm{DAC}} \tag{8}$$

式中：

$P_{\mathrm{DAC}}(t)$ ——时段 t 直接碳捕集系统的耗电功率(kW)；

$m_{\mathrm{CO_2}}(t)$ ——时段 t 的 CO_2 捕获量(kg/h)；

η_{DAC} ——单位 CO_2 的捕集能耗(kWh/kg)。

2.1.8 合成甲醇系统模型

合成甲醇系统的耗电功率如下：

$$P_{\mathrm{M,elec}}(t)=A_{\mathrm{MeOH}}(t)\eta_{\mathrm{M,elec}} \tag{9}$$

合成甲醇系统的耗氢功率如下：

$$P_{\mathrm{M,H_2}}(t)=A_{\mathrm{MeOH}}(t)\eta_{\mathrm{M,H_2}}\rho_{\mathrm{H_2}} \tag{10}$$

式中：

$P_{\mathrm{M,elec}}(t)$、$P_{\mathrm{M,H_2}}(t)$——时段 t 合成甲醇系统的耗电功率与耗氢功率(kW)；

$A_{\mathrm{MeOH}}(t)$ ——时段 t 的甲醇产量(kg/h)；

$\eta_{\mathrm{M,elec}}$ ——单位甲醇的耗电量(kWh/kg)；

$\eta_{\mathrm{M,H_2}}$ ——单位甲醇的耗氢量。

2.2 综合能源岛容量规划优化建模

2.2.1 优化目标

本文以全生命周期中甲醇平准化成本最小作为优化目标，使用 Cplex12.10.0 编写。与平准化单位氢气制取成本(Levelized Cost of Hydrogen, LCOH)在电解系统的整个生命周期内测量制氢成本类似，平准化单位甲醇制取成本测量的是整个生命周期内单位甲醇的成本，包括发电成本、制氢成本和制醇成本。目标如下式所示：

$$\min\ \mathrm{LCOM}=\frac{C_{\mathrm{EI}}+\sum_{a=1}^{n}\frac{O_a+T_a+I_a-S_a}{(1+r)^a}}{\sum_{a=1}^{n}\frac{M_a}{(1+r)^a}} \tag{11}$$

其中，

$$C_{\mathrm{EI}}=C_{\mathrm{wind}}+C_{\mathrm{BT}}+C_{\mathrm{water}}+C_{\mathrm{elec}}+C_{\mathrm{HE}}+C_{\mathrm{comp}}+C_{\mathrm{CO_2}}+C_{\mathrm{MP}}+C_{\mathrm{MS}} \tag{12}$$

式中：

C_{EI} ——海上能源岛的初始投资成本(元)；

C_{wind} ——海上风电的初始投资成本(元)；

C_{BT} ——电池储能的初始投资成本(元)；

C_{water} ——海水淡化的初始投资成本(元)；

C_{elec} ——PEM 电解槽的初始投资成本(元)；

C_{HE} ——氢气储罐的初始投资成本(元)；

C_{comp} ——氢气压缩机的初始投资成本(元)；

$C_{\mathrm{CO_2}}$ ——直接碳捕集系统的初始投资成本(元)；

C_{MP} ——甲醇合成系统的初始投资成本(元)；

C_{MS} ——甲醇储罐的初始投资成本(元)；

O_a ——第 a 年运维成本(元)，包括建设费用与运行费用，前者假设为初始投资费用的 2%[24]，后者假设设备的保修期为前 5 年。第 6 ~ 10 年的运营与维护费率为设备初始投资的 5%，第 11 ~ 20 年为 10%，第 21 ~ 25 年为 15%；

T_a ——第 a 年税收(元)；

I_a ——第 a 年利息(元)；

S_a ——第 a 年回收残值(元)。

后续敏感性分析中加入了对碳减排收益与氧气收益的考虑，考虑碳减排收益的 LCOM 模型如下：

$$\mathrm{LCOM}_{\mathrm{CO_2}}=\frac{C_{\mathrm{EI}}+\sum_{a=1}^{n}\frac{O_a+\mathrm{T}_a+I_a-S_a-R_{\mathrm{CO_2}}}{(1+r)^a}}{\sum_{a=1}^{n}\frac{M_a}{(1+r)^a}} \tag{13}$$

式中：

$R_{\mathrm{CO_2}}$——碳减排收益，来源于绿醇替代传统化石燃料甲醇减少的 $\mathrm{CO_2}$ 排放量，可通过碳交易市场或碳税返还获得，如下式所示：

$$R_{\mathrm{CO_2}}=Q_{\mathrm{CO_2}}P_{\mathrm{CO_2}} \tag{14}$$

$$Q_{\mathrm{CO_2}}=Q_{\mathrm{MeOH}}(\mathrm{EF_f}-\mathrm{EF_g}) \tag{15}$$

式中：

$Q_{\mathrm{CO_2}}$——碳减排量(t)；

$P_{\mathrm{CO_2}}$——碳价(元/t)；

Q_{MeOH}——年绿醇产量(t)；

$\mathrm{EF_f}$——传统甲醇的碳排放因子($\mathrm{tCO_2/tMeOH}$)；

$\mathrm{EF_g}$——绿醇的碳排放因子($\mathrm{tCO_2/tMeOH}$)。

考虑氧气收益的 LCOM 模型如下：

$$\mathrm{LCOM}_{\mathrm{O_2}}=\frac{C_{\mathrm{EI}}+C_{\mathrm{O_2}}+\sum_{a=1}^{n}\frac{O_a+T_a+I_a-S_a-R_{\mathrm{O_2}}}{(1+r)^a}}{\sum_{a=1}^{n}\frac{M_a}{(1+r)^a}} \tag{16}$$

其中，$C_{\mathrm{O_2}}$ 为氧气处理设备的初始投资成本，包括压缩、储存以及运输设备等；$R_{\mathrm{O_2}}$ 为氧气销售收益，如下式所示：

$$R_{\mathrm{O_2}}=Q_{\mathrm{O_2}}P_{\mathrm{O_2}} \tag{17}$$

式中：

$Q_{\mathrm{O_2}}$——氧气产量($\mathrm{m^3}$)；

$P_{\mathrm{O_2}}$——氧气销售价格(元/$\mathrm{m^3}$)。

2.2.2　约束条件

2.2.2.1　能量平衡约束

(1)电力平衡约束

式 2-2 模拟了 t 时刻海上综合能源岛出力状态的实时电力平衡。

$$P_{\mathrm{ele}}(t)+P_{\mathrm{DAC}}(t)+P_{\mathrm{de}}(t)+P_{\mathrm{M,elec}}(t)+P_{\mathrm{comp}}(t)+P_{\mathrm{C}}(t)+P_{\mathrm{cha}}(t)=P_{\mathrm{wind}}(t)+P_{\mathrm{dis}}(t) \tag{18}$$

$$P_{\mathrm{cha}}(t)\cdot P_{\mathrm{dis}}(t)=0 \tag{19}$$

式中：

$P_{\mathrm{ele}}(t)$——电解槽的充电功率(kW)；

$P_{\mathrm{DAC}}(t)$——碳捕集设备的充电功率(kW)；

$P_{\mathrm{de}}(t)$——海水淡化系统的充电功率(kW)；

$P_{\mathrm{M,elec}}(t)$——甲醇合成系统的充电功率(kW)；

t——所在时刻；

$P_{\mathrm{comp}}(t)$、$P_{\mathrm{C}}(t)$、$P_{\mathrm{cha}}(t)$——压缩机等用电负荷以及弃电功率和储能的充电功率(kW)；

P_{wind}、$P_{\mathrm{dis}}(t)$——风电出力功率以及储能放电功率(kW)。

(2)氢平衡约束

氢平衡要求电解槽制造的氢气满足合成甲醇的氢气供给的同时满足储氢罐的氢流平衡。

$$H_{\mathrm{elec},t}+H_{\mathrm{dis},t}=H_{\mathrm{MP},t}+H_{\mathrm{cha},t} \tag{20}$$

$$\sum_{t=1}^{T}H_{\mathrm{elec}}\eta_{\mathrm{cha,H_2}}=\sum_{t=1}^{T}\frac{H_{\mathrm{MP}}}{\eta_{\mathrm{dis,H_2}}}+(V_{\mathrm{H},T}-V_{\mathrm{H},0}) \tag{21}$$

$$V_{\mathrm{H},t}=V_{\mathrm{H},t-1}+H_{\mathrm{elec},t}\eta_{\mathrm{cha,H_2}}-\frac{H_{\mathrm{MP},t}}{\eta_{\mathrm{dis,H_2}}} \tag{22}$$

$$0\leqslant V_{\mathrm{H},t}\leqslant V_{\mathrm{Cap}} \tag{23}$$

式中：

H_{elec}、H_{MP}——电解槽的制氢量、氢制甲醇的消耗量(t)；

$V_{\mathrm{H},t}$、$V_{\mathrm{H},t-1}$——储氢罐在时段 t 和 $t-1$ 的储氢量(t)；

V_{Cap}——储氢罐容量(t)；

$H_{\mathrm{elec},t}$、$H_{\mathrm{dis},t}$、$H_{\mathrm{MP},t}$、$H_{\mathrm{cha},t}$——t 时刻电解槽制氢量、储氢罐放氢量、甲醇合成系统耗氢量以及储氢罐储氢量(t)。

(3)碳平衡约束

与氢平衡相似，碳平衡主要体现在直接碳捕获系统的 $\mathrm{CO_2}$ 捕获量要与合成甲醇所需的 $\mathrm{CO_2}$ 量相等。

$$O_{\mathrm{CO_2},t}^{\mathrm{capture}}=O_{\mathrm{CO_2},t}^{\mathrm{out}} \tag{24}$$

式中：

$O_{\mathrm{CO_2},t}^{\mathrm{capture}}$——$t$ 时刻碳捕集系统的 $\mathrm{CO_2}$ 捕集量(t)；

$O_{\mathrm{CO_2},t}^{\mathrm{out}}$——$t$ 时刻合成甲醇的 $\mathrm{CO_2}$ 消耗量(t)。

2.2.2.2　设备约束

(1)电解槽约束

需考虑功率上下限：

$$0.1I_{\mathrm{ele}}\leqslant P_{\mathrm{ele}}(t)\leqslant 1.6I_{\mathrm{ele}} \tag{25}$$

式中：

I_{ele}——电解槽装机容量(kW)；

$P_{\mathrm{ele}}(t)$——在 t 时刻电解槽的功率(kW)。假设 PEM 电解槽电解输出的最小功率为 10%，最大功率为 160%[25-26]。

(2)电池储能约束

电池储能的限制包括电池的容量限制,充放电功率的上下负载限制以及充电状态的限制。为确保电池存储的使用寿命,充放电功率与容量的比值被设定为 20%,避免因功率过高对电池造成损害。同时,为防止出现电力深度放电或过饱和的情况,电池存储的最小负载和最大负载分别被设定为 10% 和 90%。此外,设定电池存储的初始 SOC 值为 0.5,其充放电效率达到 97%,而每小时的自损率则为 0.1%[27-29],锂离子电池的储能时长假设为 2 小时。

$$I_{bt} \geqslant 0 \quad (26)$$

$$0 \leqslant P_{cha}(t) \leqslant 0.5I_{bt} \quad (27)$$

$$0 \leqslant P_{dis}(t) \leqslant 0.5I_{bt} \quad (28)$$

$$0.1I_{bt} \leqslant E_{bat}(t) \leqslant 0.9I_{bt} \quad (29)$$

式中:

I_{bt} ——电池储能装机容量(kWh);

$P_{cha}(t)$、$P_{dis}(t)$ ——t 时刻电池的充电和放电功率(kW);

$E_{bat}(t)$ ——电池储存电量(kWh)。

(3)储氢罐约束

储氢罐的相关约束主要考虑储氢容量约束、充放氢速率的上下负荷限制以及储氢的 SOC 约束。

$$I_{hy} \geqslant 0 \quad (30)$$

$$0 \leqslant H_{cha}(t) \leqslant 0.2I_{hy} \quad (31)$$

$$0 \leqslant H_{dis}(t) \leqslant 0.2I_{hy} \quad (32)$$

$$0.1I_{hy} \leqslant E_{H_2}(t) \leqslant 0.9I_{hy} \quad (33)$$

式中:

I_{hy} ——储氢装机容量(t);

$H_{cha}(t)$、$H_{dis}(t)$ ——t 时刻的充氢速率与放氢速率(t/h);

$E_{H_2}(t)$ ——储氢量(t)。

(4)甲醇合成系统约束

甲醇合成系统约束包括实时功率、能耗、上下负荷限制以及爬坡约束等。

$$0.6I_M \leqslant P_{M,elec}(t) \leqslant I_M \quad (34)$$

$$-0.05I_M \leqslant P_{M,elec}(t) - P_{M,elec}(t-1) \leqslant 0.05I_M \quad (35)$$

式中:

$P_{M,elec}(t)$——t 时刻合成甲醇装置的功率(kW)。目前的柔性合成甲醇技术能承受的负荷波动范围在 60% ~ 100%,随着控制技术、催化剂等问题的解决,预计在 2030 年左右负荷波动范围会扩大至 30% ~ 100%,未来有望进一步达到 10% ~ 100%[30];

I_M ——合成甲醇装置的装机容量(kW)。合成甲醇系统的爬坡约束假定为 5%。

3 结果与讨论

3.1 容量规划结果

本研究假设该海上综合能源岛位于南海北部附近,且为无人岛。该区域处于南海北部,常受季风和热带气旋等天气系统影响,风力资源丰富,风力波动较大,有利于风力发电。从季节上看,冬季受东北季风影响,夏季受西南季风影响,形成典型的季风周期。考虑地理位置与甲醇产量等因素,本研究设定的风电场容量为 700 MW。本研究参考 Zhang 等[31] 的方法,采用 K-means 聚类方法将 8 760 个小时数据聚类为 4 个典型周,一方面合理选取典型周能有效反映长期风速特征,另一方面简化了数据的处理与分析。相关数据如图 3 所示。然后根据 4 个典型周的风速通过公式(2)计算风机的实时输出功率,见图 4。从图中可以看出,4 个典型周的特征为:典型周 1 风速波动较大,从而导致风机实时输出功率波动较大;而典型周 2 的风速较低,甚至多时低于风机的切入风速,使得风机波动较大且存在输出功率为零的情况;典型周 3 风速波动情况与典型周 1 相似,但总体风速略高于典型周 1,所以风机实时输出功率波动的同时也能保持部分时间的平稳输出;而典型周 4 的风速普遍偏高,风机输出较为稳定。

以上数据作为优化模型的输入参数,采用混合整数线性规划方法求解。优化结果如表 3 所示。从表中可以看出,面向 700 MW 的离网型海上漂浮式风电,海上综合能源岛的 LCOM 为 12.36 元/kg。其中,PEM 电解槽因为较大范围的调节能力,灵活性较高,容量配置仅为 264 MW,为风电场的 38.5%,即能成功消纳大部分风电;同时减少了系统配置储能的需求,系统仅配置了 235 MW/470 MWh 的电化学储能来维持正常运行。而甲醇合成系统容量配置为 165 MW,能承受的负荷波动范围小,灵活性差,系统配置了 44 t 的储氢罐来进行缓冲,在完全无风的情况下能保证 6 h 以上的氢供应。碳捕集系统容量为 51 MW,合理匹配系统 CO_2 需求。总体来看,PEM

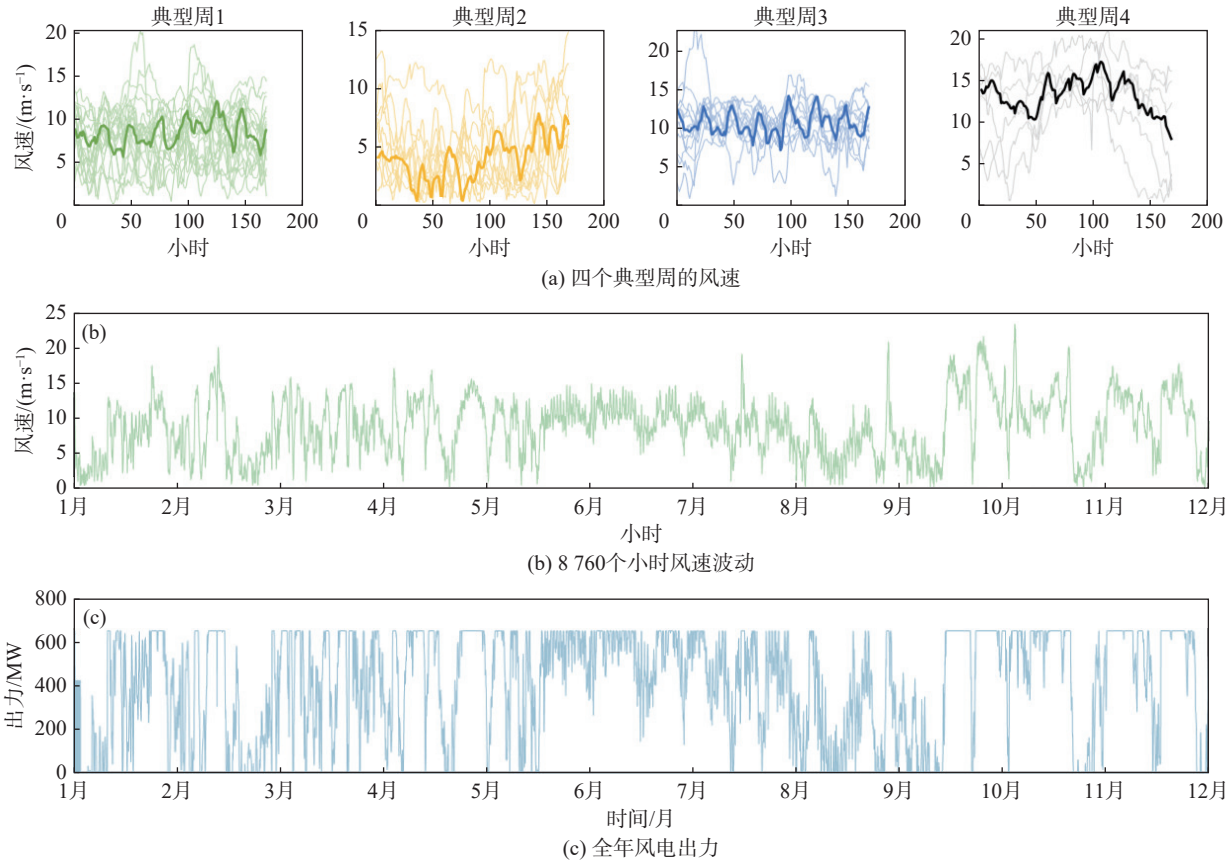


图 3　四个典型周的风速，8760 个小时风速波动和全年风电出力

Fig. 3　Wind speeds in four typical weeks, wind speed fluctuations over 8760 hours and annual wind power output (MW)

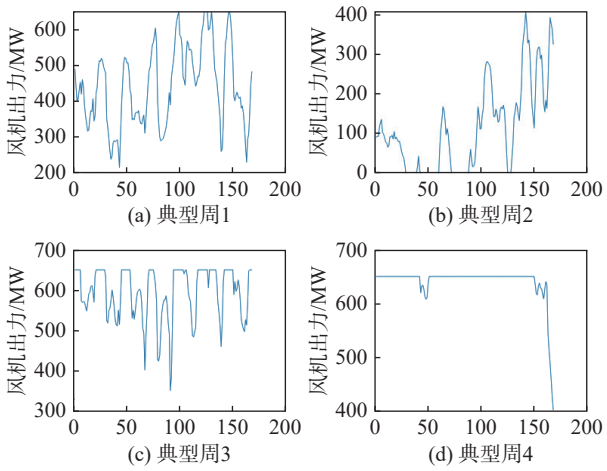


图 4　四个典型周的风力输出

Fig. 4　Wind power output in four typical weeks

电解槽与甲醇合成系统为功率消耗主要设备，功率消耗占比分别为 54.77% 和 33.99%。

该海上能源岛年产 22.16 万吨甲醇，支持甲醇动力船舶运输海里数达 80 万海里。在碳减排方面，以煤炭为原料生产传统甲醇时，每生产 1 t 甲醇排放约 3 t CO_2[32]。而在以风电驱动的绿色甲醇生产过程中，理论上每生产 1 t 甲醇可吸收 1.4 t 左右 CO_2。总体来看，该海上能源岛年碳减排量达 98 万 t。

表 3　优化结果

Tab. 3　Optimization results

项目	数值
电解槽容量/MW	264
甲醇合成系统容量/MW	165
电化学储能容量/MWh	470
电化学储能功率/MW	235
碳捕集系统容量/MW	51
储氢罐容量/t	44
年产醇量/万t	22.16
年制氢量/万t	4.24
年二氧化碳捕获量/万t	30.47
年发电量/GWh	4408.83
弃电率	13.44%
LCOM/(元·kg^{-1})	12.36

运行优化结果如图 5 所示。图 5(a)和(b)显示，典型周 1 风机出力存在大量波动，导致 PEM 电解槽功率波动，产氢不稳定，但有储氢罐作为缓冲，缓解了甲醇合成系统的用氢波动情况；典型周 2 因风速低于风机切入风速导致大量弃电(弃电率 13.44%)，只有小部分进行储能和用于电解槽制氢，甲醇合成系统处于停机状态，电解系统只产出小部分氢存于储氢罐中，用于平滑后期的波动。虽然配置更多储能会降低弃电率，增加全寿命周期产醇量，但是产生的额外成本会导致 LCOM 升高，系统更倾向于将多余风电弃掉。典型周 3 和典型周 4 通过电化学储能系统和储氢罐的动态调节，甲醇合成系统用氢相对保持稳定。从图 5(c)和(d)可以看出，电化学储能系统在典型周 1 波动较小，由于风速偏小但基本能提供设备用电，风电被实时消纳；典型周 2 储能量增加，风速过小导致产能无法支持设备长时间用电，大部分储存于储能系统中用于后续调节；典型周 3 和典型周 4 储能系统时刻工作来保证设备功率稳定与平滑后续波动。储氢罐 SOC 波动同样显著，但在各典型周始末能基本保持一致，保证了用氢稳定。从优化结果来看，系统在各风速时段通过电化学储能系统与储氢罐的协同运行，有效平抑了风电出力波动，保障了甲醇生产的连续性。

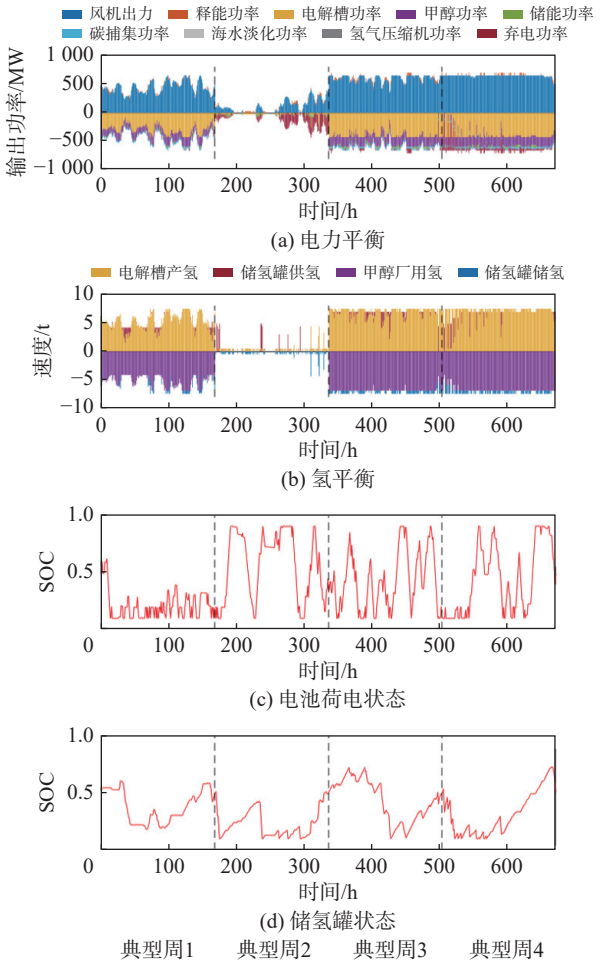


图 5 运行优化结果

Fig. 5 Operation optimization results

本研究计算的 LCOM 为 12.36 元/kg，相比于文献[33]海上风电制取的绿色甲醇平准化成本(10.7 元/kg)较高，一方面因为其风机考虑为固定式风机，本文所考虑的浮式发电机组成本较高；另一方面在于本研究选择使用单一 PEM 电解槽，相比于 PEM 与 AWE 混合的电解模式价格较高，但灵活性更好。目前传统化石燃料制甲醇成本为 3 ~ 5 元/kg，相比之下绿色甲醇成本仍显著偏高，但在海上对甲醇的需求不断增加和设备成本下降的背景下，其势头正在增强。随后，本研究分析了 LCOM 的比例，结果如图 6 所示。结果表明，风力发电机组占比显著，达到 62%左右，甲醇合成系统位居第二，占比约为 16%。碳捕集成本占比为 12%。未来通过技术迭代，如浮式风机技术成熟、直接碳捕获技术能耗降低等，LCOM 有望降至 6 元/kg 以下，逐步具备竞争力。

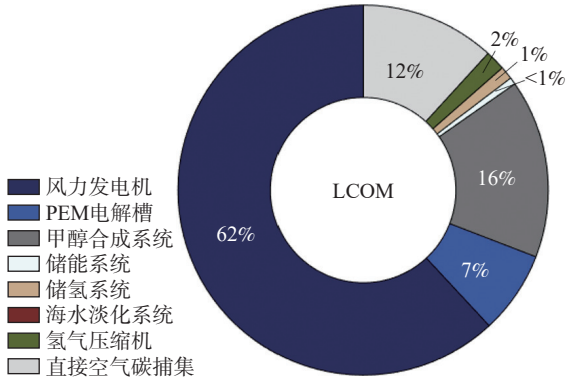


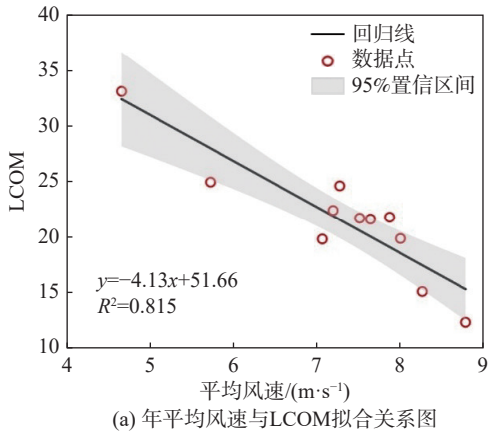
图 6 平准化单位甲醇制取成本构成分析

Fig. 6 Analysis of the composition of LCOM

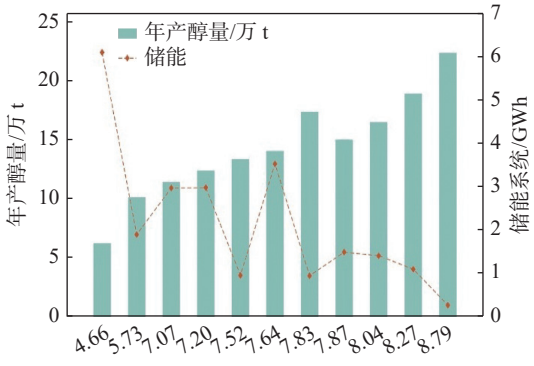
3.2 敏感性分析

为了衡量不确定性对海上能源岛 LCOM 的影响，本研究对风速大小以及碳收益所带来的影响进行了敏感性分析。风速会直接影响风力发电机的输出，本研究额外收集了另外 10 个地点的全年平均风速数据，风速范围为 4.66 ~ 8.79 m/s，后对该场景进行优化，并拟合年平均风速大小和 LCOM 之间的数学关系。两者之间数学关系如下式所示，拟合结果如

图 7(a)所示，其中 R^2=0.815 表示拟合良好。由图式可得，年平均风速与 LCOM 呈负相关，风速每增加 1 m/s，LCOM 将降低 4.13 元/kg。



(a) 年平均风速与LCOM拟合关系图



(b) 年平均风速与年产醇量、储能关系图

图 7　年平均风速敏感性分析

Fig. 7　Sensitivity analysis of the annual average wind speed

$$y = -4.13x + 51.66 \tag{36}$$

图 7(b)是风速变化与年产醇量、储能配置大小之间的关系。由图可知，随着风速的增加，虽然有少量波动，但是整体上年产醇量呈增加趋势，储能配置大小呈降低趋势。年平均风速增加使更多风力转化成风能，增加了风力输出的稳定性，更能满足后续用电需求，减少了储能供电的必要性。另一方面年平均风速增加导致弃电率降低，从而提高了年产醇量。

目前中国已成为拥有全球覆盖温室气体排放规模最大碳市场的国家[34]。为了确切地衡量碳市场对电-碳-氢-醇协同下的海上综合能源岛的影响，本文考虑将碳减排收益加入模型。2024 年全国碳市场碳价始终维持在 85 ~ 100 元/t 之间[35]，根据清华大学能源环境经济研究所测算，随着全国碳市场基准线的收紧和行业覆盖范围的扩大，2030 年碳价可以达到 180 元/t 以上，本文同比预测至 2035 年碳价可达到 260 元/t 左右。基于此，本文考虑了碳价范围为 80 ~ 260 元/t 时碳收益波动对 LCOM 的影响，如图 8 所示，其中，单位碳收益指每产出单位千克甲醇所得到的碳收益。拟合结果如式(35)所示。由图式可知，当碳价增加时，碳收益增加，LCOM 降低。碳价每增长 20 元/t，LCOM 降低 0.1 元/kg。

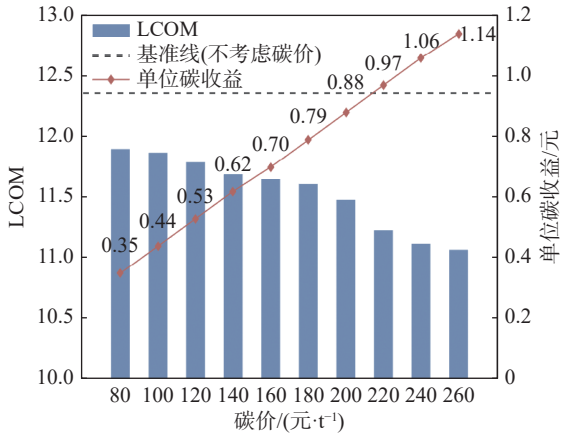


图 8　碳价敏感性分析

Fig. 8　Sensitivity analysis of the carbon price

$$y = -0.005x + 12.375 \tag{37}$$

为了更全面地提升项目经济性，本文进一步考虑了电解水产生的氧气的回收利用情况，假设产出的氧气在海上能源岛就地消纳，满足能源岛上可能存在的其他工业产业的用氧需求且氧气全部售出。目前市场上工业氧气的价格在 0.5 ~ 1.5 元/m^3 之间，本文考虑上述范围氧价波动对 LCOM 造成的影响，如图 9 所示，其中，单位氧收益指每产出单位千克甲醇所得到的氧气收益。

由图可得，考虑氧气利用下的海上综合能源岛的经济性进一步增加，当氧价增加时，氧收益增加，LCOM 可降低至 11.17 元/kg。

3.3　成本压力测试

为了进一步研究海上综合能源岛未来成本的市场竞争力，对 PEM 电解槽效率、直接碳捕获成本以及漂浮式风电机组成本等关键因素进行压力测试。

2025 年 2 月 28 日我国成功交易了第一个绿色甲醇作为船用燃料的市场化订单，价格为 5.95 元/kg，本文以此作为绿色甲醇的成本基准线进行分析。本文设定了 3 种不同的 PEM 电解槽电解效率，范围从 70% 到 90%，上述基本情景的电解效率为 70%；以及

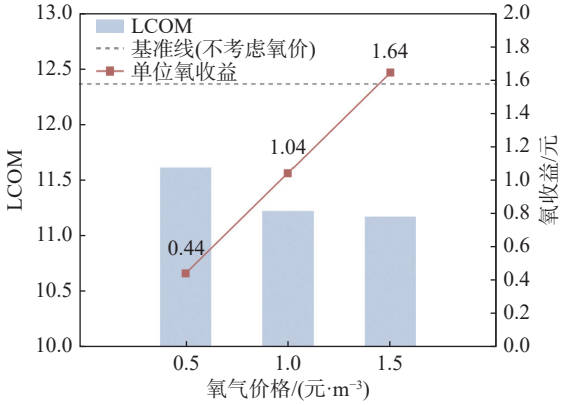


图 9 氧价敏感性分析

Fig. 9 Sensitivity analysis of the oxygen price

三种未来可能的直接碳捕获系统成本，从 67.6 元/W 到 13.52 元/W；最后 3 种未来可能的漂浮式风力机组成本，从 24 元/W 到 8 元/W。结果如图 10 所示。

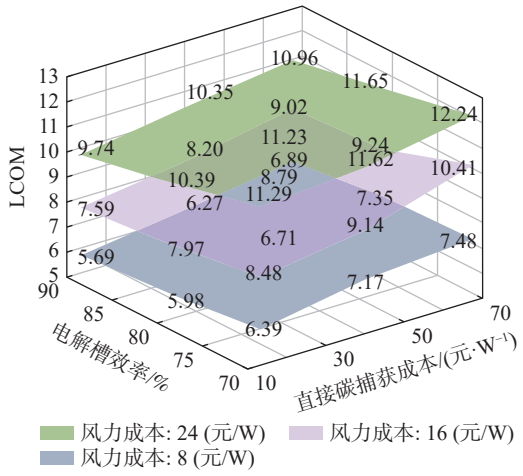


图 10 压力测试结果

Fig. 10 Results of the stress test

当仅考虑单一因素影响时，即使提升或降至临界条件，LCOM 仍然不具备竞争力，例如 PEM 电解槽效率提升至临界时 LCOM 为 10.96 元/kg；直接碳捕获成本降至临界时 LCOM 为 11.29 元/kg；浮式风电机组成本降至临界时 LCOM 为 7.48 元/kg，上述 LCOM 均远高于绿色甲醇市场价格。因此，绿色甲醇的降本路径需从多因素入手共同考虑。从图中可以看出，绿色甲醇具备市场竞争力的边界条件是：PEM 电解槽效率提高到 90%、海上直接空气碳捕获技术成本降至 13.52 元/W，同时漂浮式风电机组成本降至 8 元/W，此时，海上综合能源岛的平准化绿色甲醇制取成本为 5.69 元/kg，低于绿色甲醇市场价格。从目前的情况来看，PEM 电解槽效率预计在 2027 年左右提升至 90%。但是另外两者成本下降还需要一定时间。直接空气碳捕获成本在市场上仍然偏高，但随着技术的更新，未来的年成本下降率约为 15%，意味着从当前价格降至 13.25 元/W 需要 10 a 左右的时间。漂浮式风电机组降至目标成本也需 10 a 左右，根据 BloombergNEF 预测，2025—2030 年漂浮式主机和平台成本有望大幅下降，使整体造价降低 40%～56%[36]，年成本下降率为 10% 左右，预计 2035 年成本将接近当前固定式风机，达到 6～8 元/W。基准情景分析显示，即便在理想的技术进步速率下，海上能源岛的绿色甲醇全生命周期成本要在自由市场中与其他绿色甲醇形成竞争力，可能要在 2035 年后，而想要与传统甲醇进行市场竞争或许需要更久。

4 结论

本文以电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛为研究对象，明确了电-碳-氢-醇多能融合的海上综合能源岛风电制取甲醇的模式，构建了以 LCOM 最小化为目标的容量优化模型，详细分析了 LCOM 构成，并且开展了针对风速与碳价的敏感性分析，最后从 PEM 电解槽效率、漂浮式风电以及直接空气碳捕集技术 3 个方面进行了成本压力测试。本文结论如下：

(1)面向典型的 700 MW 风电场容量的电-碳-氢-醇协同的海上综合能源岛，PEM 电解槽依靠其宽负荷调节能力配置容量为 264 MW，降低了储能需求，系统仅需配置 235 MW/470 MWh 电化学储能来保证稳定运行。相较之下，甲醇合成系统容量配置为 165 MW，因灵活性不足需配置 44 t 储氢罐来保障供氢。碳捕集系统按需配置 51 MW 实现碳平衡。

(2)在上述容量配置方案下，该海上综合能源岛年发电量为 4408.83 GWh，年制氢量为 4.24 万 t，年产醇量 为 22.16 万 t，可支持大型甲醇动力船舶运输 80 万海里，减少碳排放 98 万 t。

(3)所提的以甲醇为终端产品的海上综合能源岛 LCOM 为 12.36 元/kg，且在年平均风速增加或碳价、氧价提高的情况下呈降低趋势。但其相对于 5.95 元/kg 的现行市场价格仍偏高，未来降本路径可考虑降低浮式风电机组或直接空气碳捕获技术的成本，预计将在 10 年后具备市场竞争力。

参考文献：

[1] International Maritime Organization (IMO). Fourth IMO GHG study 2020 [R]. London: International Maritime Organization,

2020.

[2] BOS M J, KERSTEN S R A, BRILMAN D W F. Wind power to methanol: renewable methanol production using electricity, electrolysis of water and CO_2 air capture［J］. Applied energy, 2020, 264: 114672. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114672.

[3] KONSTANTELOS I, PUDJIANTO D, STRBAC G, et al. Integrated North Sea grids: the costs, the benefits and their distribution between countries［J］. Energy policy, 2017, 101: 28-41. DOI: 10.1016/j.e-pol.2016.11.024.

[4] TOSATTO A, BESELER X M, ØSTERGAARD J, et al. North Sea energy islands: impact on national markets and grids［J］. Energy policy, 2022, 167: 112907. DOI: 10.1016/j.enpol.2022.112907.

[5] BRESESTI P, KLING W L, HENDRIKS R L, et al. HVDC connection of offshore wind farms to the transmission system［J］. IEEE transactions on energy conversion, 2007, 22(1): 37-43. DOI: 10.1109/TEC.2006.889624.

[6] MARTÍN-BETANCOR M, OSORIO J, RUÍZ-GARCÍA A, et al. Technical-economic limitations of floating offshore wind energy generation in small isolated island power systems without energy storage: case study in the Canary Islands［J］. Energy policy, 2024, 188: 114056. DOI: 10.1016/j.enpol.2024.114056.

[7] 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. DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202401031.
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. DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202401031.

[8] LÜTH A, WERNER Y, EGGING-BRATSETH R, et al. Electrolysis as a flexibility resource on energy islands: the case of the North Sea［J］. Energy policy, 2024, 185: 113921. DOI: 10.1016/j.enpol.2023.113921.

[9] 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 constructing offshore energy islands based on offshore wind power［J］. Electric age, 2025(1): 62-65.

[10] 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. DOI: 10.16189/j.nygc.2025.01.001.
FENG L C, MA P N, LIU H Q, et al. Research on optimized system capacity allocation for offshore energy island-wind-solar-hydrogen-storage-alcohol project［J］. Energy engineering, 2025, 45(1): 1-9. DOI: 10.16189/j.nygc.2025.01.001.

[11] SULLIVAN R O. Offshore wind in Europe - key trends and statistics 2020［R］. Brussels: Wind Europe, 2021.

[12] 王立忠, 滕龙, 王立林, 等. 风电基础构型与整机多体动力学建模［J/OL］. 工程力学, 2024: 1-20(2024-08-26)［2025-05-11］. http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2595.o3.20240824.1022.005.html.
WANG L Z, TENG L, WANG L L, et al. Foundation configuration and multi-body dynamics modeling of the wind turbine and foundation system［J/OL］. Engineering mechanics, 2024: 1-20(2024-08-26)［2025-05-11］. http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2595.o3.20240824.1022.005.html.

[13] 陈嘉豪, 高一帆, 尹梓炜, 等. 近海深水区混凝土半潜型浮式风机一体化计算与耦合动力特性分析［J］. 南方能源建设, 2024, 11(2): 31-41. DOI: 10.16516/j.ceec.2024.2.03.
CHEN J H, GAO Y F, YIN Z W, et al. Integrated calculation and coupled dynamic analysis of a concrete semi-submersible floating wind turbine in offshore deep water area［J］. Southern energy construction, 2024, 11(2): 31-41. DOI: 10.16516/j.ceec.2024.2.03.

[14] 张正, 宋凌珺. 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. DOI: 10.13374/j.issn2095-9389.2024.06.03.004.
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. DOI: 10.13374/j.issn2095-9389.2024.06.03.004.

[15] 陈阿小, 冉真真, 马双忱, 等. 火电厂碳捕集技术: 现状、应用与发展［J］. 洁净煤技术, 2024, 30(增刊 1): 52-64. DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.NN24041201.
CHEN A X, RAN Z Z, MA S C, et al. Carbon capture technology in thermal power plants: present situation, application and development［J］. Clean coal technology, 2024, 30(Suppl.1): 52-64. DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.NN24041201.

[16] GALÁN G, MARTÍN M, GROSSMANN I E. Systematic comparison of natural and engineering methods of capturing CO_2 from the air and its utilization［J］. Sustainable production and consumption, 2023, 37: 78-95. DOI: 10.1016/j.spc.2023.02.011.

[17] Council of the European Union, European Parliament. Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)［J］. Official journal of the European union, 2018, 61: 82-209.

[18] 袁铁江, 郭建华, 杨紫娟, 等. 平抑风电波动的电-氢混合储能容量优化配置［J］. 中国电机工程学报, 2024, 44(4): 1397-1405. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.222572.
YUAN T J, GUO J H, YANG Z J, et al. Optimal allocation of power electric-hydrogen hybrid energy storage of stabilizing wind power fluctuation［J］. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(4): 1397-1405. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.222572.

[19] SHOKRI A, FARD M S. Techno-economic assessment of water desalination: future outlooks and challenges［J］. Process safety and environmental protection, 2023, 169: 564-578. DOI: 10.1016/j.psep.2022.11.007.

[20] 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. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115695.

[21] BANSAL R C, BHATTI T S, KOTHARI D P. On some of the design aspects of wind energy conversion systems［J］. Energy conversion and management, 2002, 43(16): 2175-2187. DOI: 10.1016/S0196-8904(01)00166-2.

[22] REHMAN S, KOTB K M, ZAYED M E, et al. Techno-economic evaluation and improved sizing optimization of green hydrogen production and storage under higher wind penetration in Aqaba Gulf［J］. Journal of energy storage, 2024, 99: 113368. DOI: 10.

1016/j.est.2024.113368.

[23] 崔冬林, 沙伟, 刘树洁, 等. 海上相邻风电场间的“尾流效应”实例分析［J］. 南方能源建设, 2023, 10(1): 21-28. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.01.003.
CUI D L, SHA W, LIU S J, et al. Case study of "wake effect" of adjacent offshore wind farms［J］. Southern energy construction, 2023, 10(1): 21-28. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.01.003.

[24] MAIENZA C, AVOSSA A M, RICCIARDELLI F, et al. A life cycle cost model for floating offshore wind farms［J］. Applied energy, 2020, 266: 114716. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114716.

[25] NNABUIFE S G, UGBEH-JOHNSON J, OKEKE N E, et al. Present and projected developments in hydrogen production: a technological review［J］. Carbon capture science & technology, 2022, 3: 100042. DOI: 10.1016/j.ccst.2022.100042.

[26] ZAINAL B S, KER P J, MOHAMED H, et al. Recent advancement and assessment of green hydrogen production technologies［J］. Renewable and sustainable energy reviews, 2024, 189: 113941. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113941.

[27] 赵子寿, 王家钧, 付甜甜. 锂离子电池前沿技术［J］. 电源技术, 2024, 48(5): 767-770. DOI: 10.3969/j.issn.1002-087X.2024.05.002.
ZHAO Z S, WANG J J, FU T T. Cutting-edge technologies in lithium-ion batteries［J］. Chinese journal of power sources, 2024, 48(5): 767-770. DOI: 10.3969/j.issn.1002-087X.2024.05.002.

[28] 于维珂, 汪涛, 杨尘. 储能用锂离子电池充放电能量效率的影响因素［J］. 电池, 2020, 50(6): 552-555. DOI: 10.19535/j.1001-1579.2020.06.010.
YU W K, WANG T, YANG C. Influence factors of charge-discharge energy efficiency of Li-ion battery for energy storage［J］. Battery bimonthly, 2020, 50(6): 552-555. DOI: 10.19535/j.1001-1579.2020.06.010.

[29] BRIVIO C, MUSOLINO V, ALET P J, et al. Application-independent protocol for predicting the efficiency of lithium-ion battery cells in operations［J］. Journal of energy storage, 2018, 15: 415-422. DOI: 10.1016/j.est.2017.11.021.

[30] 刘泽洪, 孟婧, 张瑾轩, 等. 电-氢-碳耦合促进新能源基地开发模式研究［J］. 全球能源互联网, 2024, 7(5): 473-491. DOI: 10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2024.05.001.
LIU Z H, MENG J, ZHANG J X, et al. Research on the development model of new energy bases based on the electricity-hydrogen-carbon synergy［J］. Journal of global energy interconnection, 2024, 7(5): 473-491. DOI: 10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2024.05.001.

[31] ZHANG W Z, LI Q W, YUAN J H, et al. Configuration optimization of offshore energy islands coupled with ammonia refueling station and submarine salt cavern hydrogen storage［J］. International journal of hydrogen energy, 2025, 113: 669-684. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.02.481.

[32] QIN Z, ZHAI G F, WU X M, et al. Carbon footprint evaluation of coal-to-methanol chain with the hierarchical attribution management and life cycle assessment［J］. Energy conversion and management, 2016, 124: 168-179. DOI: 10.1016/j.enconman.2016.07.005.

[33] 汪颖异, 金强, 潘放. 基于绿氢的低碳甲醇制备可行性研究［J］. 现代化工, 2024, 44(12): 229-234. DOI: 10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2024.12.042.
WANG Y Y, JIN Q, PAN F. Feasibility study on low-carbon methanol preparation based on green hydrogen［J］. Modern chemical industry, 2024, 44(12): 229-234. DOI: 10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2024.12.042.

[34] 马跃, 方瑞瑞, 苗玲, 等. 中国碳市场运行状况与对策分析［J］. 全球能源互联网, 2024, 7(6): 675-683. DOI: 10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2024.06.007.
MA Y, FANG R R, MIAO L, et al. Analysis of the operation status and countermeasures analysis of China's carbon market［J］. Journal of global energy interconnection, 2024, 7(6): 675-683. DOI: 10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2024.06.007.

[35] 王科, 吕晨. 全球和中国碳市场回顾与展望 (2025)［J］. 北京理工大学学报 (社会科学版), 2025, 27(2): 19-36. DOI: 10.15918/j.jbitss1009-3370.2025.7132.
WANG K, LÜ C. Review and outlook of global and China’s carbon markets (2025)［J］. Journal of Beijing institute of technology (social sciences edition), 2025, 27(2): 19-36. DOI: 10.15918/j.jbitss1009-3370.2025.7132.

[36] BloombergNEF. 1H 2023 offshore wind market outlook［R］. Manhattan: BloombergNEF, 2023.

作者简介：

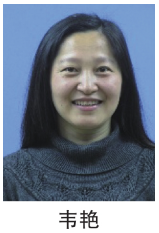
许传博

许传博（第一作者）
BRID: 08129.00.61326
1993-, 男, 华北电力大学副教授, 主要从事氢能工程技术经济、电氢耦合规划管理、能源系统建模与优化研究工作(e-mail)chuanbo_xu@ncepu.edu.cn。

李沛遥
2002-, 女, 华北电力大学硕士在读, 主要从事海上风电制取绿醇经济性分析研究工作(e-mail)1542581593@qq.com。

张文座
2001-, 男, 华北电力大学硕士在读, 主要从事电氢耦合规划运行研究工作(e-mail)wenzuo_zhang@ncepu.edu.cn。

李庆伟
2001-, 男, 华北电力大学硕士在读, 主要从事水资源对氢能产业发展的约束及影响分析研究工作(e-mail)lqw20010504@163.com。


韦艳

韦艳（通信作者）
1974-, 女, 硕士, 助理研究员, 主要从事面向能源安全新战略和“双碳”目标的新型能源电力学科体系研究工作(e-mail)weiyan@ncepu.edu.cn。

（编辑 徐嘉铖）