

# 我国海上风电及油气田协同开发研究

李怀亮<sup>1</sup>, 胡性涛<sup>1\*</sup>, 王亮<sup>1</sup>, 高国鑫<sup>1</sup>, 陈泓伶<sup>2</sup>, 郭寿安<sup>2</sup>

(1. 海洋石油工程股份有限公司, 天津 300452; 2. 大连理工大学建设工程学院, 辽宁大连 116081)

**摘要:** 在全球能源格局深刻变革与我国能源转型的关键背景下, 海上风电与油气田协同开发成为推动海洋能源高效综合利用、助力“双碳”目标实现的重要路径。本文系统开展了我国海上风电与油气田资源分布评估, 分析了渤海、东海、南海海域的资源禀赋, 总结了协同开发的资源分布重叠性、技术装备相似性、基础设施关联性、发展目标一致性等优势。之后进行了国内外海上风电与油气田协同开发现状与案例梳理, 验证了协同开发的技术可行性, 提出适用于我国的三大海上风电与油气田协同开发应用场景, 包括“近海风电+岸电”模式、深远海风电模式、特殊开发模式, 适配不同海域特征, 各有技术成熟度与发展重点。海上风电与油气田融合场景的微电网技术等六大关键技术成为协同开发的核心支撑。研究提出理论研究、工程示范、应用推广三个阶段的远期发展目标, 并从资源、技术、经济层面给出对策建议, 为我国海上风电及油气田协同开发的规模化、商业化推进提供理论与实践支撑。

**关键词:** 海上风电及油气田; 资源分布评估; 协同开发应用场景; 关键装备技术; 远期发展分析

**中图分类号:** P751 **文献标识码:** A

## Coordinated Development of Offshore Wind Power and Oil and Gas Fields in China

Li Huailiang<sup>1</sup>, Hu Xingtao<sup>1\*</sup>, Wang Liang<sup>1</sup>, Gao Guoxin<sup>1</sup>, Chen Hongling<sup>2</sup>, Guo Shouan<sup>2</sup>

(1. Offshore Oil Engineering Co., Ltd., Tianjin 300452, China; 2. School of Infrastructure Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116081, Liaoning, China)

**Abstract:** Against the background of profound transformations in the global energy landscape and China's critical stage of energy transition, the coordinated development of offshore wind power and oil and gas fields has emerged as an important pathway to promote the efficient and integrated utilization of marine energy and to support the achievement of the “carbon peaking and carbon neutrality goals”. This study first conducts a systematic assessment of the resource distribution of offshore wind power and oil and gas fields in China, analyzing the resource endowments of the Bohai Sea, East China Sea, and South China Sea. It summarizes the advantages of coordinated development, including spatial overlap of resource distribution, similarity in technical equipment, interconnection of infrastructure, and alignment of development objectives. Subsequently, the current status and typical cases of coordinated offshore wind power and oil and gas development in China and abroad are reviewed, verifying the technical feasibility of such integration. Three major application scenarios suitable for China are proposed: nearshore wind power combined with onshore power supply, deep and far-sea wind power, and special development modes. These scenarios are adapted to different marine conditions, each with distinct levels of technological maturity and development priorities. Furthermore, five key technologies—such as microgrid technologies for integrated offshore wind and oil and gas systems—are identified as core supports for coordinated

收稿日期: 2026-03-04; 修回日期: 2026-04-09

通讯作者: \*胡性涛, 海洋石油工程股份有限公司高级工程师, 研究方向为海洋油气和新能源结构岩土工程设计; E-mail: huxt3@cooec.com.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: ssc.ae.engineering.org.cn

development. Finally, this study proposes long-term development goals across three stages: theoretical research, engineering demonstration, and large-scale application. Policy recommendations are provided from the perspectives of resources, technology, and economics, offering both theoretical and practical support for the large-scale and commercial advancement of coordinated offshore wind power and oil and gas development in China.

**Keywords:** offshore wind power and oil and gas fields; resource distribution assessment; coordinated development scenarios; key equipment technologies; long-term development analysis

## 一、前言

全球能源格局正经历深刻变革，我国能源发展也处于转型关键期<sup>[1]</sup>。随着“双碳”目标的提出以及海洋强国战略的推进<sup>[2]</sup>，海上风电装机规模持续扩大<sup>[3]</sup>，海洋油气开发逐步向深水和边际油气田延伸。在资源分布上，风能资源富集区与部分油气田存在空间重叠或邻近关系，为协同开发提供了客观条件。2022年1月，国家发展和改革委员会、国家能源局印发《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》，鼓励油气企业在油气田区域内建设多能融合的区域供能系统。2022年6月，《“十四五”可再生能源发展规划》中专门设置了开展海上风电与海洋油气田深度融合发展示范的重点任务。2023年2月，《加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案（2023—2025年）》明确提出，统筹推进海上风电与油气勘探开发，形成互补供电模式。2023年4月，国家能源局组织召开加快油气勘探开发与新能源融合发展启动会议，将海上风电与油气田融合发展列为2023年度能源工作重点任务，标志着这一领域已进入实际操作阶段。

因此，开展海上风电及油气田协同开发战略研究，具有重要的理论意义与工程价值。一方面，可以推动多能源系统的优化配置，提高海洋资源综合利用效率<sup>[4]</sup>；另一方面，有助于降低海上油气开发的碳排放强度，促进能源产业绿色转型<sup>[5]</sup>，为未来海洋综合能源岛等新型能源系统提供基础支撑。

本文围绕我国海上风电与油气田协同开发的核心问题，首先评估我国海上风电与油气田资源的分布情况，之后对海上风电与油气田协同开发现状和案例进行梳理，总结国内外典型项目的技术特征与经验，在此基础上，进行海上风电与油气田协同开发应用场景分析，总结海上风电与油气田协同开发关键装备技术，明确重点发展方向，最后开展海上风电与油气田协同开发远期发展分析，分析面临的主要风险，并提出针对性对策建

议，旨在推动海洋能源高效综合利用，助力国家能源绿色低碳转型。

## 二、我国海上风电与油气田资源分布评估

### （一）渤海、东海、南海油气资源和风资源评估

#### 1. 渤海

渤海是我国最早开始进行油气勘探的海区，油气资源禀赋优异，渤海油田的总资源量约为 $1.4 \times 10^{10}$  t<sup>[6]</sup>。基于渤海海域晚期爆发式生气和超压动力封盖共控的天然气成藏理论，估算渤海海域天然气资源量约为 $2.92 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>，占渤海湾盆地天然气资源总量的44%<sup>[7]</sup>，总体呈现油多气少的特征<sup>[8]</sup>。未来勘探领域主要为潜山领域、古近系领域、新近系领域及页岩油气领域。

渤海海域风能资源相对较少，年平均风功率密度在200 W/m<sup>2</sup>以下，风速范围为6.3~7.7 m/s<sup>[9]</sup>（见图1），风电资源禀赋相较于东海、南海存在差距。

渤海海域资源开发程度高，基础设施完善，油气管网密集；水深浅，适合低成本开发；消纳条件好，紧邻环渤海经济圈；产业链完善，风电开发实现本地化配套支持，成本低。但风能资源相对较少，平均风速、风功率密度相对较低。

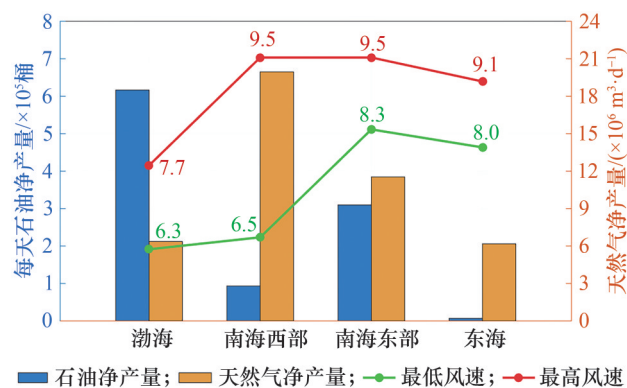


图1 中国近海主要海域油气产量与风速

## 2. 东海

东海海域油气储量达  $7.7 \times 10^9$  toe, 油气资源以气田为主<sup>[10]</sup>, 在东海大陆架盆地西湖凹陷区域分布有春晓、平湖、残雪、断桥、天外天等多个油气田; 该海域盆地整体勘探程度较低, 尚有一批预测储量规模较大的含气构造, 发现大中型气田的潜力较大, 未来开发前景广阔。

东海海域风能资源丰富, 可积极探索“风电制氢+掺氢输送”模式。年平均风功率密度在  $300 \sim 400 \text{ W/m}^2$  的区域占比显著, 风速范围为  $8.0 \sim 9.1 \text{ m/s}$ ; 其中台湾海峡风能资源尤为突出, 风功率密度最高处达  $600 \text{ W/m}^2$ <sup>[11]</sup>。

东海海域风能资源丰富, 能源消耗市场大, 背靠长江三角洲生产经济中心。但基础设施覆盖范围有限, 勘探开发程度不如渤海、南海; 开发成本高, 水深更深, 离岸更远。

## 3. 南海

南海海域石油蕴藏量达  $1.86 \times 10^{10} \text{ t}$ , 天然气蕴藏量达  $2.76 \times 10^{13} \text{ m}^3$ , 深水油气资源开发潜力巨大<sup>[12]</sup>。油气资源主要分布在珠江口盆地、琼东南盆地、北部湾盆地和曾母暗沙盆地等区域, 其中珠江口与琼东南盆地是目前开发最活跃、产量最高的区域, 中国海洋石油集团有限公司已在荔湾 3-1 深水气田、流花 16-2 油田群和陵水气田群等深水区实现大规模开发。

南海海域风能资源充足, 年平均风功率密度在  $400 \text{ W/m}^2$  以上的区域占比最大, 风速范围为  $6.5 \sim 9.5 \text{ m/s}$ ; 其中吕宋海峡附近海域年平均风功率密度高达  $500 \text{ W/m}^2$  以上<sup>[11]</sup>。受海域水深特征影响, 南海风电开发以漂浮式风电为主。

南海海域风能资源丰富, 背靠大湾区和华南经济圈, 能源消耗市场大, 开发南海油气资源被赋予了保障国家能源安全的战略高度。但开发成本高, 难度大, 大部分优质风资源位于深水区, 且台风灾害多发。

## (二) 我国海上风电油气协同发展的优势

油气资源和绿色能源是海上能源产业发展不可分割的两条主线, 海上风电作为当前绿色能源转型的主力军, 是实现能源融合发展的必由之路<sup>[13]</sup>, 我国海上风电与油气田协同开发具有多方面的先天优势。

### 1. 资源分布重叠性, 利于协同开发

海洋化石能源资源主要分布在渤海、南海、东海区域, 其中南海区域石油蕴藏量达  $1.86 \times 10^{10} \text{ t}$ , 天然气蕴藏量达  $2.76 \times 10^{13} \text{ m}^3$ , 且目前探明率低, 潜力大, 未来发展前景广阔; 海上风电资源也主要集中在南海、东海等区域, 开发潜力巨大。如图 1 所示, 我国近海油气高产区同时对应年平均风速在  $6.3 \sim 9.5 \text{ m/s}$  的高风能区, 海洋化石能源与风电能源资源在空间分布上具有高度重叠的特性。

### 2. 基础设施关联性, 利于共同利用

我国近海区域已布局海上油气平台近 300 座、大型浮式储卸油装置 (FPSO) 十余条、各类规格的海底输气管道超过 7000 km。这些基础设施在设计阶段综合考虑了各种用海因素, 选址和路由受国防、海事、航道、生态保护等因素影响较小, 能够在相当程度上支撑海上可再生电力向陆地输送, 在局部海域实现区域电力组网利用等。

### 3. 技术装备相似性, 利于转移改造

海上风电开发与海上油气开发都属于海洋工程范畴, 在地质勘查、海洋装备与设施建造、施工与运维等领域具有较高的技术与装备契合度, 且海洋风电开发技术难度和安全管理要求在整体上要低于海上油气开发, 因此其装备技术与海洋油气开发协同性较高。

### 4. 发展目标一致性, 利于融合推进

从根本上考虑, 化石能源与可再生能源都是通过能源开发保障能源供应和能源安全, 在能源属性目标方面具有高度一致性。推动海上风电与油气田协同开发, 不仅有助于实现传统油气产业低碳化转型, 也有利于促进海洋新能源产业发展, 对提升我国海洋资源综合开发能力、保障国家能源安全以及推动海洋强国建设具有重要意义。

## 三、海上风电与油气田协同开发现状和应用场景分析

### (一) 海上风电与油气田协同开发现状和案例梳理

#### 1. 欧洲开发现状和案例梳理

欧洲在政策与资本层面持续加大投入, 依托北海等海域率先探索海上风电与油气融合及小规模的海上制氢示范。典型项目包括挪威 Hywind Tampen 项目和 Goliat VIND 项目、荷兰 PosHYdon 项目等。

挪威 Hywind Tampen 项目是全球首个为海洋油气平台供电的浮式风电项目，位于挪威西海岸约 140 km 外的北海海域，由挪威国家石油公司 (Equinor ASA) 投资建设，于 2022 年正式投运。项目装机容量为 95 MW，由 11 台 8.6 MW 浮式风机组成，主要为挪威北海 Snorre 和 Gullfaks 近海附近的 5 个海上油气作业平台提供部分电力。

挪威 GoliatVIND 项目位于距离挪威哈默菲斯特约 95 km 的海域，由 GoliatVIND 联合体开发，目前处于未投产状态。项目装机容量为 75 MW，由 5 台 15 MW 浮式风机组成，是全球浮式海上风电技术的重要示范，旨在为附近的 Goliat 海上石油平台提供绿色电力，并复用 Goliat 平台已建成的岸电系统，将部分电力输送至当地电网，实现了海上风电的就地消纳与外送并网的结合。

荷兰 PosHYdon 项目位于距离席凡宁根海岸约 13 km 处，由海王星能源公司 (Neptune Energy) 开发，是全球首个海上风电制氢试点项目，目前处于未投产状态。项目配备由美国国家可再生能源实验室提供的 1.25 MW 电解水设备，每日产氢量约为 400 kg，将海上风能、天然气和绿氢三者成功整合到一个运营中的天然气平台上，实现了世界首创。

### 2. 我国开发现状和案例梳理

我国通过“海油观澜号”、陆丰浮式风电张力腿平台 (TLP) 等多个示范项目持续推进风电与油气田协同开发的技术验证和模式探索，正由近海“风电+油气”向深远海“浮式风电+油气”方向发展。

绥中 36-1 弃置平台风电改造项目是我国首个海上风电项目，位于渤海海域，由中国海洋石油集团有限公司开发，于 2007 年正式投运。基础利用绥中 36-1 弃置油气平台拆除上部组块后的四腿导管架，通过 10 kV 海底电缆接入绥中 36-1 油田的电网系统。

“海油观澜号” (见图 2) 位于南海文昌海域，由中国海洋石油集团有限公司开发，于 2023 年正式投运，是我国首次实现深远海浮式风电平台直接为海上油气田群供电的示范项目<sup>[14-18]</sup>。项目装机容量为单机 7.25 MW 的浮式风机，其产生的绿色电力通过 1 条 5 km 长的动态海缆接入文昌油田群电网。

陆丰 TLP 项目 (见图 3) 位于粤东陆丰海域，是我国首个张力腿式浮式风电工程项目<sup>[19,20]</sup>。项目



图 2 “海油观澜号”深远海浮式风电平台



图 3 陆丰 TLP 项目

装机容量为单机 16 MW 的浮式风机，技术指标和经济指标均达到国际领先水平，配套动静态海缆及储能装置接入陆丰油田群。

宝岛 21-1 气田浮式风电项目位于南海琼东南盆地，是我国首次在深远海随油气平台开发同时设计浮式风电供电的项目。项目装机容量为单机 18 MW 的浮式风机，主要为新建的宝岛 21-1 平台供电。

表 1 对国内外海上风电与油气田协同开发代表项目的技术特点进行了总结。

### (二) 海上风电与油气田协同开发应用场景分析

基于我国主要海域的资源特征与国内外协同开发的案例经验，本研究提出了“近海风电+岸电”、深远海风电、特殊开发三大类协同开发模式，并分析各场景的技术特征、适用条件、有利条件与存在挑战。

#### 1. “近海风电+岸电”模式

“近海风电+岸电”模式 (见图 4) 的核心是将海上风电直接或间接接入岸电系统，实现风电对油气生产用电的补充与替代，渤海海域是该模式的核心适配区域。渤海油田已完成三期岸电工程，目前

表1 国内外海上风电与油气田协同开发代表项目技术特点

项目名称	具体模式	关键技术	主要挑战
挪威 Hywind Tampen 项目	深远海浮式风电+油气	成功应用了浮动式混凝土结构搭配联合系泊系统，使风机能够稳定漂浮在 260~300 m 的深水区，并通过动态阵列电缆将电力输送至远处的油气平台	高昂的建设与运维成本，其开发成本约为传统近海风电场的两倍
挪威 GoliatVIND 项目	深远海浮式风电+油气	通过多点系泊系统实现在深水、高海况条件下的稳定定位，适用于巴伦支海高纬度复杂环境	需解决风电波动性与平台连续用电、电网稳定运行之间的协调问题，确保系统级运行可靠性
荷兰 PosHYdon 项目	海上风电+天然气+制氢	全球首个海上制氢项目，除了获得海上制氢安装和运行经验，项目还将测试油气分离及处理，多相流管道混合氢气等技术	验证双赢组合的可行性：重复利用北海油气平台及管道基础设施，并实现低成本氢气输送至岸上的应用终端
绥中 36-1 弃置平台风电改造项目	近海弃置油气平台风电改造	塔筒、风机、叶片海上整体安装技术；风机发电接入油田群电网技术	风机、基础、施工均由我国企业自主完成；验证我国自主品牌风机在海上高盐雾、高湿度环境下的可靠性；测试海上基础施工、风机吊装、防腐、海冰环境、运维等关键技术
“海油观澜号”	深远海浮式风电+油气	半潜式浮体、动态缆与油田群微电网集成	双百（水深>100 m、离岸>100 km）海域环境稳定性、台风季运行安全
陆丰 TLP 项目	深远海浮式风电+油气	风电机组虚拟逆向重构技术、风机与浮体基础一体化耦合分析与等效解耦计算方法、垂直张力腿系泊系统、长度可调节止缆器、高承载抗扭共享锚点	张力腿式浮式平台设计方法、长度可调节张力腿系泊止缆器设计，在 17 级台风工况下平台倾角不超过 1°
宝岛 21-1 气田浮式风电项目	深远海浮式风电+油气	创建超深水高碳气田与风电融合的高效、绿色、智能开发新模式；首次海上大规模深度脱碳二氧化碳捕获和封存（CCS）绿色开发，海上撬装高效塔脱碳技术打造区域海上 CCS 中心	超两百米水深、多台风环境下半潜式大功率（18 MW）风机的安全运行

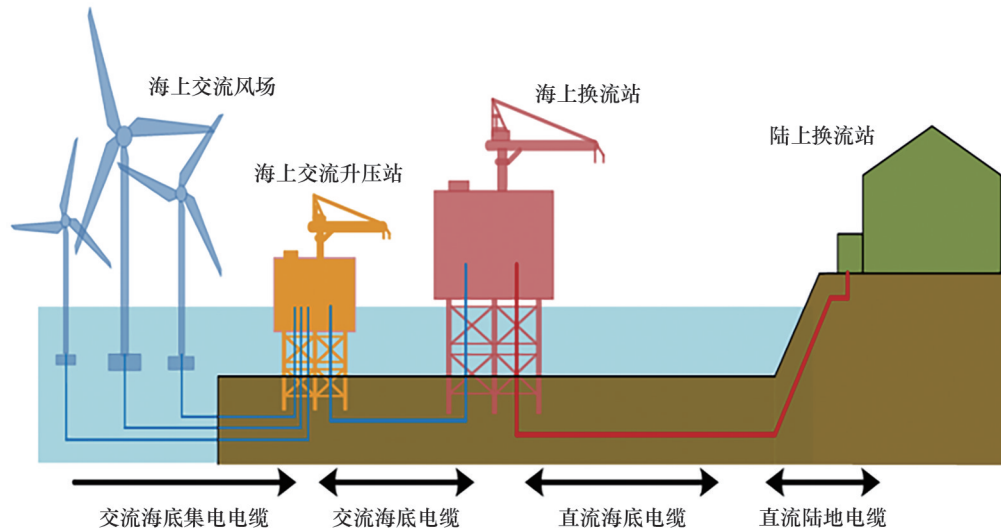


图4 “近海风电+岸电”模式

正在建设第四期，覆盖渤海湾 7 个油田群、150 余座海上平台，构建总输电能力为  $9.8 \times 10^5$  kW 的区域供电网络，每年减少碳排放量超  $1.7 \times 10^6$  t，实现陆

地电网向海上油气平台规模化输电。当前岸电主要依赖陆上电网供电，若陆上电源以煤电为主，虽比平台自发电减排明显，但碳强度仍较高。海上风电

是零碳电源，可显著降低油气生产的全生命周期碳排放，契合“双碳”目标要求。“油气+岸电+风电”协同开发考虑分为三个阶段：当风电穿透率小于30%时，采用岸电为主、风电补充；当风电穿透率接近100%时，采用风电为主、岸电调峰；当风电穿透率超过100%时，采用风电为主、岸电调峰、余电反送。

### 2. 深远海风电模式

深远海风电模式适用于深远海海域油气资源开发潜力大、风电资源禀赋优异的区域，南海、东海海域是该模式的核心适配区域。我国深远海风电资源潜力巨大，根据《中国风电发展路线图2050》，我国近海水深5~50 m范围内风能资源技术开发量约为500 GW，而深远海风能可开发潜力是近海的3~4倍；截至2025年年底，我国海上风电累计装机容量超40 GW，占全球总量的50%以上，预计2030年将增长到89.54 GW。实施这一协同开发模式的有利条件及优势包括：浮式基础技术体系相对完备，国内施工经验丰富，具备自主开发能力；“海油观澜号”等示范项目的成功投运，验证了浮式风电在海洋恶劣环境下的可靠性；拥有中国最大的海上风电与油气融合场景，已明确将在陆丰、宝岛等项目中开展漂浮式风电与油气融合开发。与此同时，这一协同开发模式面临以下几方面的挑战：一是实现海洋工程一体化整合的问题，在恶劣的深远海环境中，必须最大限度地降低风电设施对现有油气生产活动的干扰与风险，最终实现两个独立工业体系的设施在物理和功能上的无缝融合，并控制全生命周期的综合成本与风险；二是实现高效稳定的电力传输与并网，建立具备韧性和自愈能力的海上独立微电网，实现风电与油气平台电力的协同运行和高可靠供电；三是实现规模化开发以降低度电成本，通过风机大型化、规模化风场、海上安装新工艺及多能融合，实现浮式风电平价开发并推动产业发展。

根据协同开发程度，该模式考虑分为三个阶段实施，最终形成“源-网-荷-储”绿色闭环：深远海风电孤网供电、“风电供电+储能调峰”、规模化“风电供电+余电制氢+掺氢外输”。

深远海风电孤网供电目前已进入工程实际应用阶段：“海油观澜号”在水深、离岸距离、单位兆瓦用钢量等多个方面位于全国领先水平；搭载16 MW风机的陆丰TLP示范项目已进入建造施工阶段；宝

岛21-1气田单机18 MW半潜浮式风电项目，水深超200 m，已进入实际实施阶段。

“风电供电+储能调峰”是在深远海风电孤网供电的基础上，配置储能系统。浮式风电高比例接入油气田存在“稳网难、消纳难、安全难”的问题：风电出力受风速波动影响显著，存在间歇性及高风速切出问题，电能质量差；在高风速工况下，风机出力超出平台负荷需求导致弃风，资源利用率降低。因此，储能系统的引入是助力绿电渗透率提升的必要条件，以陆丰项目为例，配置储能后，弃风率从20%降低至10%以下。

规模化“风电供电+余电制氢+掺氢外输”是深远海风电模式的高级发展阶段。风电规模化接入油气电网后，余电制氢是解决深远海风电回输陆地较难，电能就地消纳的良好途径：氢储能具备大规模、长周期等优势，可实现可再生能源电力时间、空间转移；我国已开展真实海洋环境现场海水淡化电解制氢相关试验；我国海上油气田群与陆地终端管道布置完善，具备持续向陆地输送绿氢条件。

### 3. 特殊开发模式

特殊开发模式是针对海上风电与油气田开发中的特殊场景提出的个性化开发模式，核心是通过油气设施与风电设施的深度复用和融合，解决单一开发面临的成本高、收益低等问题，适用于近海海域退役油气平台多、边际油气田开发难度大的区域。该模式分为退役油气平台改造风电、边际油田先采油后风电、边际油气田一体化开发三个子场景。

退役油气平台改造风电的核心是实现退役平台的复用，适用于渤海等退役油气平台较多的海域。有利条件及优势包括：渤海油田已建成遍布环渤海三省一市，集勘探开发、工程建设、生产运行于一体的综合性油气生产基地，具备成熟的区域管网设施和完善的岸基支持保障体系；利用退役平台基础，可大幅节约风电项目的建造、安装成本；解决了渤海油田退役平台移除弃置的问题，实现了海洋设施的资源化利用，降低了弃置成本。存在的挑战包括：一是需基于典型风机动载，对退役导管架的承载能力及适应性进行校核，评估其改造可行性；二是需设计、制造并安装适应静载与动载的过渡模块，形成标准化的风电与导管架连接过渡基础设计及安装方案；三是需结合过渡模块技术特征，研究海缆选型、回接及铺设安装方案；四是大功率风机

海上一体化安装对施工船舶的吊高、吊重及稳定性提出了高要求，需研究风机一体化吊装技术。

边际油田先采油后风电主要是为了解决极低储量（累积产油量为 $4\times 10^5\sim 6\times 10^5\text{ m}^3$ ）的有依托边际小储量油田的开发难题。有利条件及优势包括：解决了边际油田单一开发收益低、难以满足项目开发收益率要求的问题；形成多功能单桩管束式基础产品，发挥风电反向供电外溢价值；适用于浅水受限区、沿海边际油气田的经济开发，形成基于电控技术创新的水下生产系统工程开发解决方案，有效降低浅水开发和运维成本。存在的挑战包括：一是需研究适应静载（采油模块）和动载（风机双层功能）的先期采油、后期风电单桩简易平台核心技术；二是需实现海缆及电力设备的匹配，满足先油后风的电源需求，既在油气生产阶段为上部模块提供电源，又在转风力发电后实现电力外输；三是海上拆除及安装工程难度大，面临改造挑战。

边际油气田一体化开发（见图5）可以有效提高边际油田开发的经济性，基于三立柱采油兼风电一体化平台技术，使原本无法开发的边际油田具备开发可能性，释放潜在储量。此外，基于结构、工艺设施共用/复用的方法，多个边际油田可复用同一平台，有效节约建造时间，加快开发周期，提升油田产量和整体经济效益。目前这一子场景主要存在以下挑战：一是缺乏油气平台与风机平台的融合设计技术体系，亟需对两者的规范与标准进行统一；二是需解决油气、风电双功能融合下电力系统的一体化融合问题，实现供电的稳定性与可靠性；三是需解决并网与孤岛运行模式的切换及电力传输可靠性问题，适配不同开

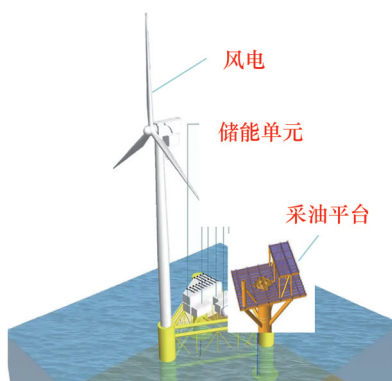


图5 边际油气田一体化开发

发阶段的供电需求。

#### 四、海上风电与油气田协同开发关键装备技术清单和重点发展方向

针对海上风电与油气田协同开发各应用场景，本研究梳理形成了五大核心关键装备技术，包括：海上风电与油气田融合场景的微电网技术，海上变电站设计技术，构网型储能技术；低成本规模化风电基础开发技术，低成本海上质子交换膜（PEM）电解水制氢系统开发技术，海上制氢抗波动储、运和利用一体化开发技术。明确各技术的研究内容、研究方向与发展重点，为协同开发的技术攻关与装备研发提供指导。

##### （一）海上风电与油气田融合场景的微电网技术

海上油气生产对供电具有极高的可靠性和稳定性要求，而风电出力具有间歇性和波动性，二者的矛盾成为协同开发的核心技术瓶颈。海上风电与油气田融合场景的微电网技术，核心是针对平台电网与风电的协同运行控制策略、故障穿越能力等方面开展关键技术攻关，形成一个海上风电和传统油气设施深度融合的、具备高度韧性和自愈能力的独立微电网，实现风电的高比例接入与稳定供电。

该技术的研究内容主要包括以下三个方面：一是海上风电接入后，油气田源荷动态建模与预测技术研究；二是海上“油气-风-氢-储”协同配置及优化运行研究；三是风电与油气并网融合安全稳定控制方法研究。

##### （二）海上变电站设计技术

海上变电站是海上电力收集、升压与传输的核心设施。海上变电站设计技术的突破，对于提升海上电力传输效率、降低工程成本、实现与油气田电网的无缝融合具有重要意义。

目前，我国已掌握世界上最大的海上风电升压站设计技术，组块质量达到7200 t，创世界之最；研发适用于小车装船的甲板支撑框架（DSF）支撑结构设计、适用于南海浮托的沙盘式对接支撑单元（DSU）设计技术、半锚系半顶推的浮托设计技术，实现了海上升压站领域的弯道超车，为青州六风电场等重大项目的实施提供了技术支撑。

### （三）构网型储能技术

构网型储能技术是解决风电出力波动性、提升海上电网稳定性的关键技术，核心是通过储能装置的充放电行为，动态调整电力系统的负荷分布，保证电网安全稳定运行，同时实现风电剩余电力的制氢与储存，推动“风电-储能-制氢”的多能融合。

构网型储能技术具有多方面优势：一是支撑孤岛电网运行；二是提高可再生能源渗透率，实现风电的高比例接入；三是平抑功率波动与调节负荷，提升深远海风电孤岛供电的稳定性；四是提升系统韧性与安全性，增强电网对故障的抵御能力；五是支撑多能源互补，推动风电、储能、制氢的深度融合。

### （四）低成本规模化风电基础开发技术

针对海上风电建设面临的降本增效需求，未来海上风电降本将聚焦项目的集群化规模化开发、风机大型化、浮体标准化、供应链本地化及运维智能化，形成以产品为核心的海上风电发展模式，实现近海风电规模化降本和深远海浮式风电规模化、效益化发展。

主要研究聚焦百米内浅水风电场开发，开发标准化、系列化浅水固定式风电产品，围绕紧凑化布置和模块化设计，研发轻量化升压站、换流站，降低建造安装成本，形成施工友好型产品；围绕全场景深远海浮式风电系列产品开展漂浮式风机系列船型开发，形成以单立柱式、张力腿式与半潜式三大船型为核心，钢与混凝土材料为依托的，涵盖12~25 MW风机功率的漂浮式风电系列产品，打造浮式风机系列产品三维矩阵，为海上风电开发提供最佳的菜单式浮式风电基础产品解决方案。

### （五）低成本海上PEM电解水制氢系统开发技术

海上风电消纳需求驱动了低成本兆瓦级PEM电解堆的研发与应用。低成本海上PEM电解水制氢系统开发技术的核心是面向可再生能源制氢对低能耗、宽功率波动、高动态响应的应用需求，突破兆瓦级PEM电解水制氢电解堆的关键技术，研制低能耗、轻量化、高可靠性的兆瓦级PEM电解堆，实现适应性宽功率波动兆瓦级PEM电解水制氢系统的集成与应用。

目前的制氢技术主要有固体氧化物电解池

(SOEC)技术、PEM电解槽、阴离子交换膜电解水(AEM)技术等。SOEC技术操作温度过高，综合能耗较高，不适用于绿电耦合。AEM技术成熟度较低，需后续跟踪研究。PEM电解槽技术虽成本略高，但具有低能耗、轻量化、高可靠性等优势，预计近年内成本可降到碱性电解槽的1.5~2倍，达到 $3\times 10^6\sim 4\times 10^6$ 元/MW，较适合海上新能源应用场景。因此，PEM制氢路线是海上漂浮式制氢的最优选择。

### （六）海上制氢抗波动储、运和利用一体化开发技术

深远海风电电力回输陆地较难，因此消纳问题成为制约深远海风电开发的核心难点。针对海上风电波动输出的特点，研究海上制氢技术，海上波动电力下的一体化就地利用、储、运氢的系统，实现绿色风电的高效消纳。

该技术的核心研究内容有三个方面：一是海上动态工况有机液体储氢系统研发，主要包括有机储氢载体的加氢动力学本质特征与波动适应性研究、海洋苛刻环境对储氢系统耐久性与稳定性的影响机制、百公斤级模块化有机液体储氢系统开发与验证；二是海底管道高效掺氢输送流动保障关键技术研究，主要包括海底掺氢管道单相/多相混输流动、传热、传质特性和机理研究，海底掺氢管道混输工艺模拟仿真技术研究，高效静态掺氢混合器设计与样件研制；三是海上油气田燃机掺氢燃烧技术研究，主要包括掺氢燃机总体技术方案研究、试验件试制及掺氢燃烧试验、掺氢燃烧器性能优化及结构设计。

## 五、海上风电与油气田协同开发远期发展分析、主要风险与发展建议

### （一）远期发展分析

随着海上风电、多能互补、电力构网及海上余电制氢技术的持续成熟，协同开发模式将从风电支援油气生产用电进一步拓展至“电-氢-衍生能源产品”的多路径耦合，充分利用近海电网、深远海管网基础设施，实现可再生能源在时间和空间维度上的深度消纳。但也需充分认识到，该模式在工程可靠性、系统安全、经济性、海上储

运条件及标准体系等方面仍存在约束,其规模化发展需通过工程示范牵引,在技术突破与产业协同中稳步推进。

## (二) 主要风险

在海上风电与油气协同开发过程中,需系统识别多维度风险并提出针对性应对策略,以保障工程安全性与经济可行性。针对极端天气对风电平台的影响,在海洋工程环境下,台风、极端波浪可能显著增大风机基础与上部结构的动力响应,甚至引发结构失稳风险。对此,应在设计阶段引入更高安全裕度,采用基于长期气象数据的极值分析方法优化结构设计标准,同时评估极端工况响应;在运行阶段,则可通过智能监测与预警系统实现风机停机保护与状态评估,从而降低灾害损失。

电力系统稳定性失效是协同开发中的关键技术风险之一。海上风电具有明显的间歇性与波动性,大规模接入可能对区域电网的频率与电压稳定产生冲击。对此,应加强多能互补与系统调节能力建设,如结合油气平台的燃气发电或储能系统构建协同模式,同时引入功率预测与能量管理系统,提高电力输出的可控性与稳定性,从而增强整体系统的抗扰动能力。

从经济角度看,投资回报周期长也是制约协同开发的重要因素。海上风电与油气平台的联合开发通常前期投资规模大、建设周期长,且收益受能源价格波动影响较大。为降低投资风险,可通过优化项目布局与规模化开发降低单位成本,同时探索多元化收益模式,提升项目的经济稳定性与投资吸引力。

## (三) 发展建议

结合我国海上风电与油气田协同开发现状以及海洋工程技术发展节奏,研究提出将海上风电与油气田协同开发的远期发展划分为理论研究、工程示范和应用推广三个阶段,逐步实现协同开发的技术成熟、工程落地与规模化推广。在理论研究阶段,建立风电与油气设施融合的设计、建设和并网接口标准体系,研究海上风电制氢工艺路线及设备选型,开展制氢设备在油气平台总体布置方案研究及安全分析。在工程示范阶段,选取退役油气平台开展风电改造、余电制氢示范试验,解决氢气储存、

管道外输关键技术,发展高压动态海缆和智能微电网技术,进行电网升级。在应用推广阶段,优化整合“风电-油气-余电制氢”多能互补,提升海上能源综合利用稳定性、经济性,实现关键装备、部件国产化替代,大幅降低制氢成本。

为推动我国海上风电与油气田协同开发的规模化、商业化,破解发展过程中的资源统筹、技术攻关、成本控制等难题,本研究从资源、技术、经济三个层面提出针对性的对策建议。

1. 资源层面——强化规划引领,统筹国管海域开放与开发布局

建议在国家层面加强海上风电与油气田资源的统筹规划,将协同开发理念纳入海洋能源总体布局与海域功能区划之中,统筹国管海域与地方海域在开发边界、时序安排和功能定位上的衔接。重点引导在风能资源条件优、油气生产基础设施较为完善、具备平台复用和电网接入条件的海域优先布局协同开发示范项目,探索“风电+油气+多能利用”的综合开发路径,为后续规模化推广和深远海拓展预留空间。

2. 技术层面——加大风电与油气田融合关键技术研发力度

围绕海上风电与油气田协同开发过程中暴露出的关键技术瓶颈,加大对浮式风电基础、构网型电力系统、多能互补运行控制、海上余电制氢及储输等核心技术的持续研发支持力度。通过“科研攻关-工程示范-应用验证”相结合的方式,推动关键装备和系统技术在真实海况与油气生产场景中的工程化应用,加快技术成熟度提升,逐步形成适应不同水深、不同开发阶段的协同开发技术体系和工程方案。

3. 经济层面——强化产业协同能力,多措并举降低开发成本

从全产业链角度推动风电、油气、新能源装备及工程服务等相关产业的协同发展,鼓励油气田存量平台、海上电力设施和海工装备的复用与改造,减少重复建设成本。通过规模化开发、标准化设计、一体化安装和运维模式创新,持续降低单位度电成本和综合开发成本。同时,探索风电供电、余电制氢及其衍生产品等多元化收益模式,提升项目整体经济性和抗风险能力,为协同开发的商业化落地创造条件。

## 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:** April 9, 2026

**Corresponding author:** Hu Xingtao is a senior engineer from Offshore Oil Engineering Co., Ltd. His major research filed is geotechnical engineering design for offshore oil and gas and new energy structures. E-mail: huxt3@cooec.com.cn

**Funding project:** Chinese Academy of Engineering project “Research on Integrated and Collaborative Development Strategy for Offshore Energy” (2025-HZ-30)

## 参考文献

- [1] 杨红生, 茹小尚, 张立斌, 等. 海洋牧场与海上风电融合发展: 理念与展望 [J]. 中国科学院院刊, 2019, 34(6): 700–707.  
Yang H S, Ru X S, Zhang L B, et al. Industrial convergence of marine ranching and offshore wind power: Concept and prospect [J]. Bulletin of Chinese Academy of Sciences, 2019, 34(6): 700–707.
- [2] 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.
- [3] 谢启迪, 张美满, 包雄关. 海上风电场桩基的水动力特性 [J]. 船舶与海洋工程, 2020, 36(4): 12–17.  
Xie Q D, Zhang M M, Bao X G. A study on the hydrodynamic characteristics of pile foundations of offshore wind farms [J]. Naval Architecture and Ocean Engineering, 2020, 36(4): 12–17.
- [4] 郑洁, 卢明剑, 程兵, 等. 我国海洋装备产业链高质量发展战略研究 [J]. 中国工程科学, 2025, 27(2): 95–107.  
Zheng J, Lu M J, Cheng B, et al. High-quality development strategy of the industrial chain of marine equipment in China [J]. Strategic Study of CAE, 2025, 27(2): 95–107.
- [5] 李绪滨. 我国海洋油气开发现状及展望 [J]. 石化技术, 2024, 31(11): 312–314.  
Li X B. Present situation and prospect of offshore oil and gas development in China [J]. Petrochemical Industry Technology, 2024, 31(11): 312–314.
- [6] 孙宝仓. 渤海油(气)田的海上油气集输工程 [J]. 中国海洋平台, 1997, 12(1): 24–26.  
Sun B C. The storage and transportation engineering of oil & gas for Bohai off shore oilfields [J]. China Offshore Platform, 1997, 12(1): 24–26.
- [7] 徐长贵, 周家雄, 杨海风, 等. 渤海海域油气勘探新领域、新类型及资源潜力 [J]. 石油学报, 2024, 45(1): 163–182.  
Xu C G, Zhou J X, Yang H F, et al. New fields, new types and resource potentials of oil-gas exploration in Bohai Sea [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 163–182.
- [8] 谢玉洪. 中国海油“十三五”油气勘探重大成果与“十四五”前景展望 [J]. 中国石油勘探, 2021, 26(1): 43–54.  
Xie Y H. Major achievements in oil and gas exploration of CNOOC in the 13th Five-Year Plan period and prospects in the 14th Five-Year Plan period [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(1): 43–54.
- [9] 赵琳, 魏澈, 王阳, 等. 海上风电场宏观选址与风能资源储量估算 [J]. 太阳能学报, 2024, 45(5): 1–8.  
Zhao L, Wei C, Wang Y, et al. Macroscopical site selection and estimation of wind energy reserves for offshore wind farms [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(5): 1–8.
- [10] 陈建文, 梁杰, 张银国, 等. 中国海域油气资源潜力分析与黄东海海域油气资源调查进展 [J]. 海洋地质与第四纪地质, 2019, 39(6): 1–29.  
Chen J W, Liang J, Zhang Y G, et al. Regional evaluation of oil and gas resources in offshore China and exploration of marine Paleozoic oil and gas in the Yellow Sea and East China Sea [J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2019, 39(6): 1–29.
- [11] 肖晶晶, 李正泉, 郭芬芬, 等. 基于 CCMP 卫星资料的中国海域风能资源分析 [J]. 海洋预报, 2017, 34(1): 9–18.  
Xiao J J, Li Z Q, Guo F F, et al. Analysis of China sea wind energy based on CCMP satellite data [J]. Marine Forecasts, 2017, 34(1): 9–18.
- [12] 何源首, 李建伟, 安伟, 等. 中国海上油气田风能资源评估 [J]. 海洋信息技术与应用, 2024, 39(3): 157–163.  
He Y S, Li J W, An W, et al. Wind energy resource assessment of China offshore oil and gas fields [J]. Journal of Marine Information Technology and Application, 2024, 39(3): 157–163.
- [13] 敬佳佳, 黄泽奇, 钟林, 等. 面向深远海的多能源融合发展模式探究 [J]. 中国重型装备, 2023 (2): 18–22.  
Jing J J, Huang Z Q, Zhong L, et al. Research on the integrated development modes of multiple energies for the deep and pelagic sea [J]. China Heavy Equipment, 2023 (2): 18–22.
- [14] 毛竞轩, 邓石, 郭孝先, 等. 基于实测数据的半潜式浮式风机在役状态分析——以“海油观澜号”为例 [J]. 中国海上油气, 2024, 36(6): 159–168.  
Mao J X, Deng S, Guo X X, et al. In-service condition analysis of semi-submersible floating wind turbines based on measured data: Taking the “CNOOC Guanlan” as an example [J]. China Offshore Oil and Gas, 2024, 36(6): 159–168.
- [15] 邓石, 宋安科, 杨小龙, 等. “海油观澜号”浮式风电系统水动力特性与上浪载荷研究 [J]. 中国海上油气, 2024, 36(6): 128–138.  
Deng S, Song A K, Yang X L, et al. Hydrodynamic properties and green water loads of “CNOOC Guanlan” floating wind turbine [J]. China Offshore Oil and Gas, 2024, 36(6): 128–138.
- [16] 蔡元浪, 张法富, 杨小龙, 等. “海油观澜号”浮式风电平台总体设计及关键技术 [J]. 中国海上油气, 2024, 36(6): 119–127.  
Cai Y L, Zhang F F, Yang X L, et al. General design and key technologies of “CNOOC Guanlan” floating wind turbine platform [J]. China Offshore Oil and Gas, 2024, 36(6): 119–127.
- [17] 贾玉超, 邓石, 李帅, 等. 基于缩放设计及一体化仿真的漂浮式风机虚拟重构方法 [J]. 中国海上油气, 2024, 36(6): 139–148.  
Jia Y C, Deng S, Li S, et al. A virtual reconstruction method of floating wind turbines based on scaling design and integrated simulation [J]. China Offshore Oil and Gas, 2024, 36(6): 139–148.
- [18] 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 mi-

- crogrids: 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.
- [19] Zhang Y, Li S, Deng S, et al. Effect of tower flexibility on the global performance of a TLP floating wind turbine [R]. Seoul: The 35th International Ocean and Polar Engineering Conference, 2025.
- [20] Li S, Deng S, Yu W, et al. Experimental study on the hydrodynamic properties of a TLP floating wind turbine [R]. Seoul: The 35th International Ocean and Polar Engineering Conference, 2025.