

中国海上风电发展分析与建议

张久明¹,王 榕²,孙丽平^{3*}

(1.湖州工业控制技术研究院新能源与储能所,浙江 湖州 313098;2.龙源(北京)新能源工程设计研究院有限公司,北京 100034;3.国家能源集团技术经济研究院,北京 102211)

摘要:【目的】在双碳目标和新型电力系统、新型能源体系建设背景下,中国可再生能源快速发展。海上风电凭借资源禀赋优越、土地占用少、规模化潜力大和并网条件相对较好等优势,已成为沿海地区推进能源清洁低碳转型的重要支撑,但同时也面临一些发展困难。【方法】本文通过文献和市场调研,系统梳理了全球及中国海上风电的发展现状,结合海上风电大型化、深远海化和规模化的发展趋势,分析了中国发展海上风电的比较优势,并从技术、经济和体制机制等方面系统评估了当前面临的主要挑战。【结果】研究表明,中国海上风电在装机规模持续扩大、单机容量快速提升以及向深远海拓展等方面取得显著进展,工程造价不断降低和技术水平不断优化,但仍面临行业发展不平衡、项目经济性承压、关键核心技术有待突破、近海与深远海发展阶段差异明显,以及相关政策和市场体制机制尚不完善等问题。以一个测算容量为50万kW的风电项目为例,其经济性的影响因素敏感性分析表明,项目投资成本(或非技术成本)减少10%,项目全投资内部收益率(税前)提升约1.4个百分点,资本金内部收益率提升3.2个百分点;项目电量(电价)增加10%,项目全投资内部收益率(税前)提升约1.5个百分点,资本金内部收益率提升3.5个百分点;项目贷款利率降低10%,资本金内部收益率提升0.6个百分点。【结论】为推动中国海上风电高质量发展,应加强国家层面的战略引领和统筹规划,聚焦关键核心技术和材料攻关,推动智能化、信息化和产业融合以持续降本增效;同时,完善电价形成机制和市场化交易规则,健全配套政策体系,并通过近海提质增效与深远海示范引领协同推进,促进海上风电与海洋经济融合发展。

关键词:双碳目标;海上风电;发展现状;面临挑战

中图分类号:TK89;TM614

文章编号:1674-8069(2026)05-0765-13

文献标志码:A

DOI编号:10.19944/j.eptep.1674-8069.2026.05.008

[引用本文格式]张久明,王榕,孙丽平.中国海上风电发展分析与建议[J].电力科技与环保,2026,42(5):765-777.

Zhang Jiuming, Wang Rong, Sun Liping. Analysis and suggestions on the development of offshore wind power in China[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2026, 42(5):765-777.

Analysis and suggestions on the development of offshore wind power in China

Zhang Jiuming¹, Wang Rong², Sun Liping^{3*}

(1.New Energy & Energy Storage Division, Huzhou Institute of Industrial Control Technology, Huzhou 313098, Zhejiang China; 2.Longyuan (Beijing) New Energy Engineering Design and Research Institute Co., Ltd., Beijing 100034, China; 3.China Energy Technology and Economics Research Institute, Beijing 102211, China)

Abstract: [Objective] Under the background of the carbon peaking and carbon neutrality goal and the construction of new power system and new energy system, China's renewable energy is developing rapidly. Offshore wind power has become an important support for promoting clean and low-carbon energy transformation in coastal areas due to its advantages such as superior resource endowment, less land occupation, large scale potential and relatively good grid-connected conditions, but it also faces some development difficulties. **[Methods]** This paper systematically reviews the development status of offshore wind power in the world and China through literature and market research. Combined with the development trend of large-scale, far-reaching and large-scale offshore wind power, this paper analyzes the comparative advantages of China's development of offshore wind power, and systematically evaluates the main

收稿日期:2025-12-26 录用日期:2026-04-13

Received: 2025-12-26 Accepted: 2026-04-13

基金项目:中国电机工程学会第八届“青年人才托举工程”项目(043-2023-249)

challenges facing China from the aspects of technology, economy and institutional mechanism. **[Results]** The research shows that China's offshore wind power has made remarkable progress in the continuous expansion of installed capacity, the rapid increase of single-machine capacity and the expansion to the deep sea. The engineering cost and technical level are constantly optimized, but it still faces problems such as unbalanced industry development, pressure on project economy, key core technologies to be broken through, obvious differences in development stages between offshore and deep sea, and imperfect relevant policies and market systems. Taking a project with a capacity of 500,000 kW as an example, the sensitivity analysis of its economic influencing factors shows that the investment cost (or non-technical cost) of the project is reduced by 10%, the internal rate of return (pre-tax) of the total investment of the project is increased by about 1.4 percentage points, and the internal rate of return of capital is increased by 3.2 percentage points. The project electricity (electricity price) increases by 10%, the internal rate of return (pre-tax) of the total investment of the project increases by about 1.5 percentage points, and the internal rate of return of capital increases by 3.5 percentage points. The project loan interest rate is reduced by 10%, and the internal rate of return on capital is increased by 0.6 percentage points. **[Conclusion]** In order to promote the high-quality development of offshore wind power in China, it is necessary to strengthen the strategic guidance and overall planning at the national level, focus on key core technologies and materials, and promote the integration of intelligence, informatization and industry to continuously reduce costs and increase efficiency. At the same time, we will improve the electricity price formation mechanism and market-oriented trading rules, improve the supporting policy system, and promote the integrated development of offshore wind power and marine economy through the coordinated promotion of offshore quality and efficiency improvement and far-reaching sea demonstration.

Key words: carbon peaking and carbon neutrality goal; offshore wind power; development status; challenges faced

0 引言

应对气候变化,进一步实现全球碳中和,已成为多国共识和全球时代命题。自2020年中国提出双碳目标以来,为加快构建清洁、低碳、安全高效的能源体系,构建以新能源为主体的新型电力系统^[1-3],以风电、光伏为主的可再生能源得到迅速发展^[4-7]。根据国家能源局2026年1月28日发布的《2025年全国电力工业统计数据》,截至2025年底,全国累计发电装机容量38.9亿kW,同比增长16.1%。中国可再生能源总装机容量约为23.5亿kW,约占电力总装机的60.5%。其中,风电装机容量6.4亿kW(同比增长22.9%),太阳能发电装机容量12.0亿kW(同比增长35.4%),水电装机容量4.5亿kW,核电装机容量0.6亿kW。海上风电凭借其丰富的风资源、较少的土地占用、优越的消纳条件、先进的技术以及较强的稳定性,近年来得到了进一步的发展与壮大^[8-10]。根据全球风能理事会(Global Wind Energy Council, GWEC)发布的《2025年全球风能报告》,2024年全球海上风电新增装机容量达到800万kW,比2023年下降26%,这一数据不及预期。截至2024年

底,全球海上风电累计并网容量已经达到8 320万kW,占全球风电总装机容量的7.3%。中国连续4年保持全球第一,其海上风电累计装机容量占全球海上风电累计装机容量的一半左右。

海上风电作为清洁能源,在中国能源低碳转型,构建新型能源系统、发展新质生产力、推动科技创新和攻关、打造原创技术策源地等方面具有重要意义^[8-10]。中国产业基础雄厚,拥有约 1.8×10^4 km的海岸线和广阔的可利用海域,风资源丰富,这为海上风电的开发提供了支撑^[11]。“十四五”期间,多个沿海省份已发布海上风电发展目标。

从全球海上风电发展趋势看,未来海上风电单位投资成本将进一步下降,风机单机容量将逐步扩大,风电场选址将向深远海发展。为进一步适应深海远海技术发展,柔性直流技术、漂浮式机组^[12-15]、智慧设备、无人化巡检运维等^[16-18]正逐步应用普及。此外,随着海洋经济的全面升级,海上风电与能源岛、制氢^[19]、农业、渔业等多种海洋经济业态深度融合,未来将实现多产业一体化发展。

然而,目前中国海上风电产业也面临诸多挑战^[20-21],包括行业发展不均衡、项目投资建设经济性

差、关键核心卡脖子技术有待突破^[22-24]、近远海发展差异显著、相关政策和体制机制有待健全等问题。本文将介绍国内外当前海上风电的发展现状,论述中国发展海上风电的优势与不足;针对能源转型和可再生能源发展需求,结合未来海上风电趋于大型化、深远海化、规模化等发展趋势,深入分析中国海上风电面临的挑战,进一步提出发展建议。

1 海上风电发展现状

1.1 全球海上风电发展现状

在能源转型和技术进步的双重推动下,全球海上风电近几年在装机容量、风机技术水平、投资造价等多个方面实现了飞速发展。

装机容量方面,中国连续第 4 年保持全球第一,累计装机容量占全球一半以上(4 169 万 kW)。英国保持排名第二(累计装机容量约 1 600 万 kW),占全球海上风电累计并网容量的 19.2%,其次为德国(约 900 万 kW)、荷兰(约 490 万 kW)、丹麦(约 270 万 kW)、比利时(约 230 万 kW)等。其余国家和

地区累计装机容量合计约 470 万 kW,包括法国(150 万 kW)、越南(87.5 万 kW)、日本(28.8 万 kW)、韩国(24.6 万 kW)、美国(17.4 万 kW)等。

度电成本方面,随着海上风电大规模集中开发、产业链逐步成熟,相关技术装备不断创新进步,全球海上风电平准化度电成本(levelized cost of electricity, LCOE)持续下降。根据国际可再生能源署(International Renewable Energy Agency, IRENA),全球海上风电项目度电成本由 2010 年的 0.208 \$/(kW·h),降至 2024 年的 0.079 \$/(kW·h),降幅为 62%。在市场表现方面,得益于中国海上风电的持续创新,2024 年亚洲海上风电度电成本降至 0.078 \$/(kW·h),较 2023 年(0.079 \$/(kW·h))下降 1.3%,较 2010 年(0.201 \$/(kW·h))下降 61%;中国 2024 年度电成本为 0.056 \$/(kW·h),较 2023 年(0.072 \$/(kW·h))下降 22%,较 2010 年(0.200 \$/(kW·h))下降 72%。不同的是,2024 年欧洲海上风电度电成本显著增长,同比上涨约 16%,从 0.069 \$/(kW·h)涨至 0.080 \$/(kW·h)。

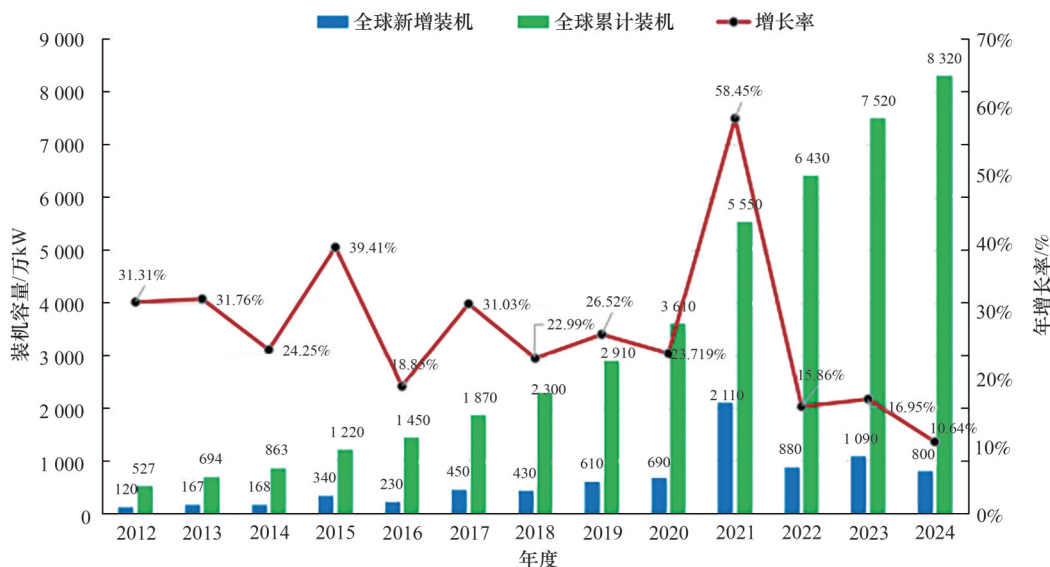


图 1 全球海上风电装机容量及年增长情况

Figure 1 Global offshore wind power installed capacity and average annual growth

海上风机单机容量大型化发展方面,2000 年以来全球海上风机的单机容量、风轮直径持续增加。根据 IRENA 统计,欧洲 2010—2024 年风机单机容量从 3.0 MW 上升至 9.7 MW。中国风能专委会(Chinese Wind Energy Association, CWEA)数据显示,2024 年风电机组平均风轮直径 196 m, 200 m 及

以上风轮直径的机组装机占比约 50%,较 2023 年增长了约 30 个百分点,风电叶片进入 200 m 以上新时代。近年来全球风电机组研发能力不断提升,风机容量大型化可有效提高风能资源利用效率,提高土地/海域利用效率,降低度电成本,提升项目整体经济性。

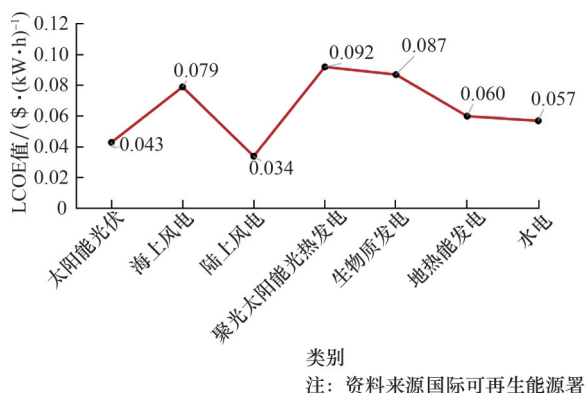


图2 2024年全球各类可再生能源发电的LCOE值
Figure 2 LCOE values of various types of renewable energy generation worldwide in 2024

1.2 重点区域风电发展现状

从区域分布来看,全球海上风电发展呈现出显著的区域集聚特征,不同区域在装机规模、单机容量及技术成熟度等方面存在明显差异。

1.2.1 欧洲

欧洲是海上风电的发源地,是全球海上风电发展最为成熟的区域之一。世界上第一个固定式海上风电项目和第一个兆瓦级漂浮式海上风电项目分别于1991年和2009年在丹麦和挪威安装。经过三十多年的发展,欧洲依托完善的电力市场机制、成熟的产业链体系以及较成熟的商业化经验,形成了以大规模集中开发和大型化机组应用为特征的发展模式。固定式海上风电技术已经基本成熟,供应链和基础设施在波罗的海和欧洲北海周边国家相对完善。近年来,欧洲北海海上风电项目单机容量持续提升,主流机型已进入10~15 MW级别,部分示范项目开始探索更大容量机组及深远海开发技术,体现出技术驱动和规模化并行推进的特点。同时欧洲也是最大漂浮式海上风电市场和漂浮式海上风电技术中心。2024年,欧洲海上风电新增装机容量为270万kW,主要来自在4个市场中投入运营的9座风电场,约占全球海上风电新增装机容量的三分之一。截至2024年底,欧洲的海上风电装机总量已超过3 600万kW,占全球海上风电装机容量的44%。

1.2.2 亚洲地区

亚洲地区是近年来全球海上风电新增装机增长最快的区域,已成为推动全球海上风电扩张的重要力量。以中国为代表的亚洲国家在沿海地区快速推进海上风电开发,装机容量增长迅速,新增装机规

模在全球的占比持续提升。2022年,亚洲取代欧洲成为全球最大的海上风电市场。到2024年底,全球超过一半的海上风电装机容量来自亚洲——累计装机容量4 630万kW。其中,中国累计装机容量为4 169万kW(占亚太的90%),排名靠后的是越南累计装机容量为87.5万kW,日本累计装机容量为28.8万kW,韩国累计装机容量为24.6万kW。在单机容量方面,亚洲地区同样呈现出明显的大型化趋势,部分新建项目已广泛采用10 MW级以上机组,但整体在开发经验、运维体系和深远海技术方面仍与欧洲成熟区域存在一定差距。

1.2.3 北美

美国是美洲大陆唯一拥有海上风电并网运行经验的国家。截至2024年底,其已累计并网容量17.4万kW。预计在未来十年(2025—2034年),该地区将建设总计1 300万kW的海上风电。其中,约45%可能在接下来的五年内并网,其余部分预计在2030—2034年间完成。从地理分布来看,预计1 200万kW(占92%)将来自美国,而加拿大仅占100万kW(占7%)。但北美不同政府对海上风电发展的政策和支持力度差别较大,具体建设情况与于政府意愿密切相关。

总体而言,欧洲北海地区在技术成熟度和单机容量水平方面保持领先,而亚洲地区则在新增装机规模和市场扩张速度方面表现突出。上述区域差异反映了全球海上风电开发由“先行示范”向“规模化推广”并行发展的阶段性特征,也凸显了不同区域在全球海上风电产业体系中的功能定位与发展重点。

1.3 中国海上风电发展现状

中国海上风电装机规模持续上涨,多年居全球第一。中国已连续6年在海上风电新增装机容量方面居全球第一。中国2023年新增装机718万kW,占全球新增装机的66.48%,2024年虽然不及预期,但仍旧蝉联榜首,新增并网容量约400万kW,占全球新增并网容量的一半左右。截至2024年底,中国海上风电总装机容量达4 169万kW,占全球海上累计风电装机容量的50.11%。2024年,中国海上风电新增并网容量超过350万kW,连续5年居全球首位。

“十三五”期间,中国海上风电快速发展。2016—2020年,中国海上风电的新增装机983万kW。截至

2020 年底,累计装机 1 087 万 kW。“十四五”期间,中国海上风电发展提速明显。受国家补贴政策刺激,2021 年中国风电出现抢装潮,海上风电新增装机 1 448 万 kW。随着补贴政策逐步取消,海上风电发展从 2022 年开始有所放缓。2022 年新增装机 516 万 kW,2023 年新增装机 718 万 kW;2024 年新增装机 400 万 kW,累计装机达 4 169 万 kW;2025 年预计新增装机超过 350 万 kW,总装机预计达 4 519 万 kW。

中国海上风电主要分布在东南沿海地区。根据 CWEA 发布的《海上风电回顾与展望 2025》统计,2024 年中国新增海上风电约 400 万 kW,同比增长 10.61%,主要分布在海南、广东、山东、广西、辽宁、浙

江、福建、天津和江苏 9 个省(市)。占比情况如下:海南(161.4 万 kW,27.3%)、广东(153.4 万 kW,26%)、山东(97.4 万 kW,16.5%)、广西(11%)、辽宁(6.3%)、浙江(5.9%)、福建和天津合计占比 6.6%。

截至 2024 年底,中国海上风电累计装机 4 169 万 kW,其中广东 1 247.2 万 kW(占比 28.6%),江苏 1 182.1 万 kW(占比 27.1%),山东 584.1 万 kW(占比 13.4%),浙江和福建累计装机容量均超过 300 万 kW,占比分别为 10.9% 和 8.4%。此外,海南和辽宁累计装机容量均超过 100 万 kW,市场份额合计约为 7%;广西、上海、天津和河北海上风电累计装机容量合计为 199 万 kW,合计占比约为 4.6%。

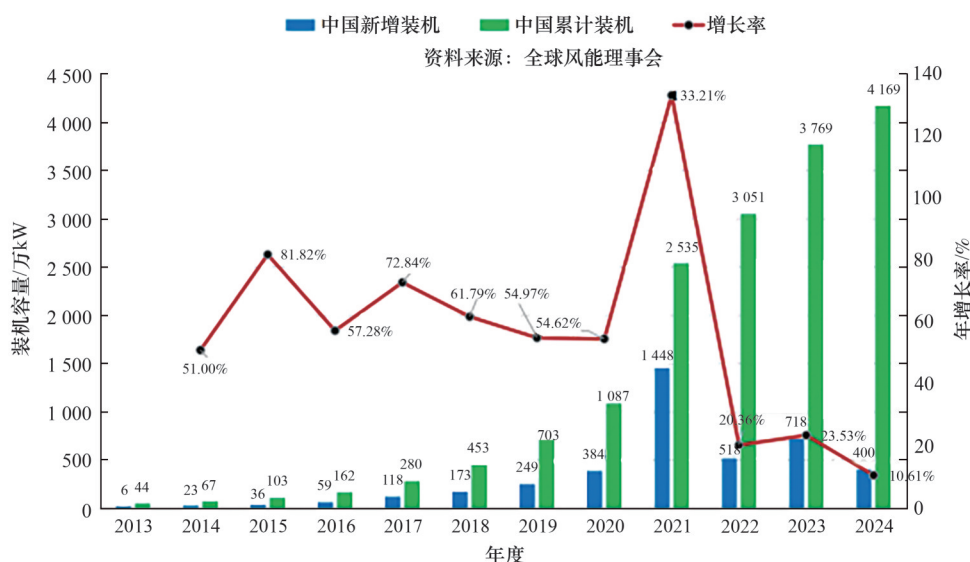


图3 中国海上风电容量及年增长情况

Figure 3 China's offshore wind power capacity and average annual growth

近年来,海上风电单位千瓦投资呈不断下降趋势。随着补贴政策的退出,海上风电执行当地基准电价,部分海上风电项目甚至需要通过竞价获得,这导致项目上网电价较低。在国家能源转型的刚性需求和电力企业收益率需满足基准门槛值的双重压力下,3~4 a 时间内,中国海上风电的单位千瓦投资锐减,下降将近一半。其中,2020—2021 年,中国海上风电投资成本约 18 000~20 000 元/kW;2023 年,中国海上风电的投资成本约为 9 500~14 000 元/kW,呈现平稳下降趋势;2025 年,中国海上风电投资成本约为 9 000~12 000 元/kW。从度电成本看,目前中国海上风电实际平准化度电成本(levelized cost of energy, LCOE)约在 0.46 元/(kW·h)

左右,而近海海上风电 LCOE 已下降到 0.33 元/(kW·h)。

风机机组单机容量大型化一直是风机的发展趋势。中国风电行业研发、生产、投运的风电机组从小到大,走过了从 10 kW 级、200 kW 级、600 kW、750 kW 级到 1 MW 级、5 MW 级、10 MW 级、15 MW 级、20 MW 级等多个单机容量的关键性节点,其间风电技术完成了由引进、消化吸收到自主再创新。2021 年,中国陆上风电实现平价上网,海上风电补贴进入最后一年。此后,国内风机大型化的节奏明显加快。2021—2024 年,陆上单机容量从 4~6 MW 快速升至 8~10 MW;海上机组单机容量从 6~8 MW 级别快速跃迁至 14~18 MW。

根据CWEA发布的《2024年中国风电吊装容量统计简报》,2024年全国新增海上风电机组中单机容量在10 MW及以上的装机在总的装机容量中的占比由2023年的46.4%提高到2024年的58%,主要集中在10.0 MW和13.6 MW机型,新增占比分别为29.1%和17.9%,其余为12.0 MW(5.3%)、13.0 MW(3.2%)、16.0 MW(1.7%)、18.0 MW(0.6%)。2024年新增吊装最大单机容量由2023年的16.5 MW提升到18.0 MW。

深远海风电的发展呈现加速发展趋势。随着风电机组大型化和开发海域深海化趋势加快,深远海海上风电的资源优势和规模潜力日益凸显。全球可开发海上风能资源中,深远海区域占比超过70%。中国海上风电项目离岸距离和水深水平持续提升,2023年待招标项目平均离岸距离约50 km、水深约35 m,深远海发展特征明显,开发潜力巨大。

在政策层面,深远海导向逐步明晰。2021年发布的《“十四五”可再生能源发展规划》首次明确提出深远海海上风电概念,成为行业重要政策信号。当前,相关部门正推动海上风电用海政策由原有的“双十”标准(即海上风电场原则上应位于离岸距离不少于10 km、滩涂宽度超过10 km,且海域水深不得少于10 m的区域)向“单三十”标准(即新增海上风电项目需在离岸30 km以外或水深大于30 m的海域布局)过渡,进一步引导海上风电向深远海布局,有助于缓解近海用海冲突。在此背景下,沿海省市加快推进海上风电场址调整。自2022年以来,山东、广东、浙江、上海等地相继启动场址修编工作,推动海上风电开发重心整体向离岸30 km以上的深远海区域转移,为深远海海上风电规模化发展奠定基础。

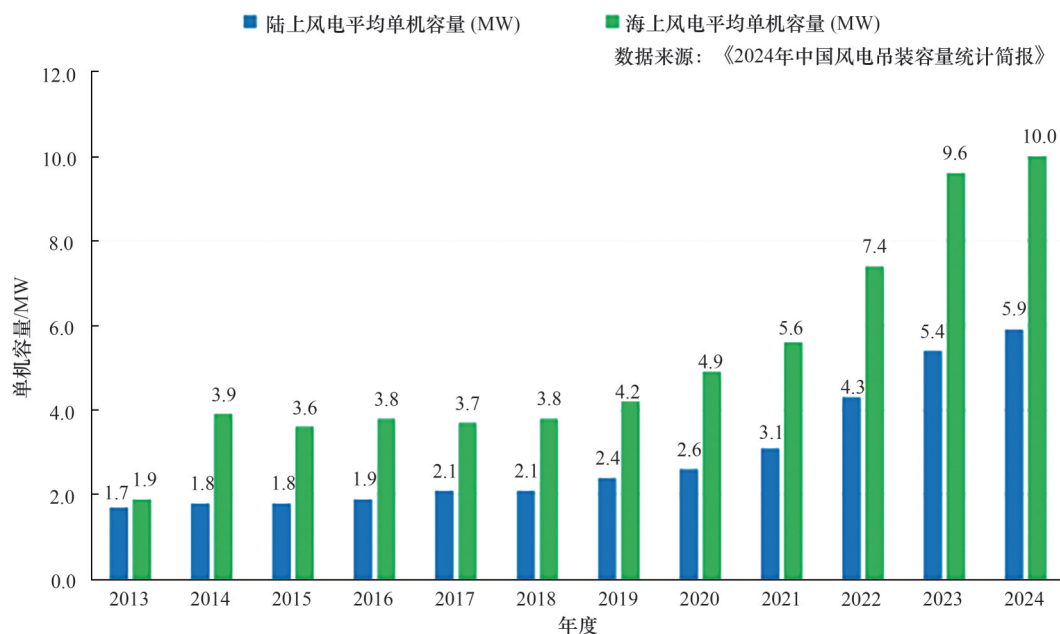


图4 近10年中国新增陆上风电和海上风电机组的平均单机容量

Figure 4 Average unit capacity of newly installed onshore and offshore wind turbines in China in the past 10 years

2 中国发展海上风电的优势

2.1 资源丰富,发展潜力巨大

中国海岸线长约1.8万 km,其中可利用海域的面积超300万 km²,全年风速达到或超过6 m/s的时间可达4 000 h,开发潜力巨大。根据风能资源普查的相关结果,全国水深为5~25 m、风机高度为50 m左右的海域,海上风电的开发潜力约为

20 000 万 kW(2亿 kW)。因此,考虑中国各区域的风资源开发潜力、电力消纳能力以及近海海域用地情况等因素,深远海海上风电的发展将成为未来的主要发展趋势。国家发改委能源研究所《中国风电发展路线图2050》显示,中国近海水深5~50 m范围内,风能资源技术开发量为50 000 万 kW(5亿 kW),深远海的风能资源技术可开发量是近海风能资源开发量的3~4倍以上。未来随着海上风电由“双十”政策

向“单三十”政策过渡,深远海发展趋势明显,发展潜力巨大。

2.2 距离负荷中心近,消纳优越

中国三北地区陆上风能丰富,风电利用小时数高,但用电负荷低,存在较大的消纳问题。与之相反,海上风电主要分布在东南沿海地区,靠近负荷中心,这些地区用电需求量较高,具备就地消纳的优势条件。同时,东南沿海区域的电网更加完善,相关的基础设施条件也较好,对海上风电的就近消纳能力较强。

2.3 环境友好,易于规模化开发

陆上土地资源稀缺,受耕地、林地以及生态保护区等的限制,同时噪声问题也会影响周围居民。相比之下,海上风电场受地形影响较小,风电的湍流强度低,生态红线少,离居民区距离远,噪声影响小,受上述环境条件限制较少。此外,海上风电建设中基本无需占用较大的土地面积,没有地表障碍物限制。海洋面积大,易于风电技术规模化开发和可持续发展。

2.4 发电优势显著,电网友好性强

相较于陆上风电,海上平均风速较高,风电机组的单机容量更大,发电能力更强。海上风速相对平稳,海上风电的出力波动小,对电网友好性更强。此外,海面粗糙度和湍流强度较低,有助于减少机组的损耗,风机寿命更长,当前海上风电测算运营期一般为25 a,而陆上风电一般为20 a。

3 中国海上风电面临的挑战

随着双碳目标的推进,加速了中国海上风电的发展,但结合中国实际国情,海上风电仍面临一定的挑战,具体包括行业发展不均衡、竞争秩序亟需规范、核心技术有待突破、近海与深远海发展差异化显著、政策体制机制待完善、项目经济性和技术先进性有待提升等。

3.1 行业发展不均衡,产业规划待加强

首先,由于海上风电是长周期、高资金投入、高技术的产业,2022年国家消费补贴推出后,海上风电执行当地基准电价或者竞配电价,而以当前的风电技术和项目造价水平,距离完全实现海上风电平价上网还有一定差距。其次,中国沿海各省市地理位置、地形条件差异较大,各区域的海上风电资源分布不均衡,加之项目的非技术成本(产业

配套、项目配储等)较高,国家消费补贴退出后,投资成本和非技术成本使得项目投资的经济性较差。第三,海上风电项目常涉及军事、航道等问题,企业在协调这些问题时面临困难,而国家层面的统一协调规划仍显不足。第四,随着海上风电开发商的不断增多,行业竞争变得日益激烈。一些企业为争夺资源,采取恶性竞争手段,竞标价格甚至降至0.2元/(kW·h),这给行业的可持续发展带来了负面影响。

3.2 关键核心技术有待突破

随着科技进步,中国风电装备国产化水平持续提升,但在海上风电高可靠性、长寿命和复杂海洋环境适应性要求下,关键核心技术和产业基础仍存在明显短板,对外依赖度较高的问题尚未根本缓解。在关键材料和核心部件方面,海上风电机组对承载能力、疲劳寿命和耐腐蚀性能要求显著高于陆上风电,但叶片芯材、主轴轴承、高压大功率电力电子器件等仍主要依赖进口。国产产品在精度、稳定性和长期运行可靠性方面与国际先进水平仍存在差距,工程应用和验证经验不足。特别是大兆瓦海上风电机组主轴轴承、特种叶片芯材等关键部件,对供应链安全和成本控制形成制约。在整机设计和系统集成方面,中国尚未形成成套实用化的自主叶片翼型族,叶片气动与结构设计长期依赖国外技术体系。随着海上风电机组大型化趋势加快,超长柔性叶片在气动性能、结构安全和疲劳寿命等方面的设计难度显著提升,自主设计能力亟需加强^[25-28]。在并网与运行控制方面,海上风电集中接入、送出距离远、并网规模大,高比例接入条件下的电网安全运行、交流与直流混联、柔性直流送出及系统协同控制等关键技术仍需突破,尤其是在弱电网受端和远距离输电场景下,系统稳定性保障能力有待提升。此外,海上风电工程设计、仿真和评估高度依赖专业软件体系,但整机设计、有限元分析、风资源评估和风电场开发等核心软件国产化程度较低,一定程度上制约了海上风电自主技术体系的完善。

3.3 非技术成本高,项目经济性差

首先,从单位投资造价来看,2020年中国海上风电的投资成本为1.8~2.0万元/kW,2023年已降至0.9~1.4万元/kW,虽大幅降低,但仍是陆上风电投资成本的2倍左右。以企业实际项目为例,2020年浙

江某 50 万 kW 海上风电项目投资成本约为 17 200 元/kW; 2023 年海南某海上风电项目投资成本约为 11 100 元/kW; 2023 年江苏某海上风电项目投资成本约为 10 700 元/kW; 2024 年山东某 50 万 kW 海上风电项目投资成本为 10 500 元/kW。其次, 配套的非技术成本较高。各省市提出大量的产业配套、储能配置、外资引进、渔业补偿、本地企业参股、配套制氢、海洋牧场等非技术要求, 投资成本增加近 200~1 000 元/kW。第三, 从项目后期的运维成本来看, 当前中国海上风电运维成本大约是陆上风电的 1.5~2.0 倍, 在度电成本中占比高达 25%~40%。海上风电运维成本高一是受海上风电特殊环境影响造成设备可靠性低、故障率高、安全问题突出、维修工艺复杂、周期长等影响, 二是受机组运行试验周期较短, 可靠性尚未充分验证、运维团队专业性不足、设备故障诊断和预警能力不足等影响。第四, 从项目度电成本来看, 目前中国海上风电的度电成本约在 0.4~0.6 元/(kW·h), 较 2020 年有一定降低, 但距离平价上网还有较大的差距。

3.4 近海与深远海发展差异显著

从空间格局和发展阶段看, 中国近海与深远海海上风电在资源条件、技术路径和经济特征等方面差异显著。一方面, 近海海上风已实现规模化开发, 已逐步由增量扩张阶段转向以存量优化和提质增效为主的发展阶段。随着优质海域资源逐步消耗, 新增项目多位于风资源条件一般、海域条件复杂或受多重功能约束的区域, 项目经济性承压。另一方面, 深远海海上风电正处于由示范探索向规模化推进的关键时期, 资源潜力大、技术复杂度高、系统性挑战突出。虽然深远海风能资源潜力巨大, 但漂浮式基础、远距离送出和系统稳定控制等关键技术尚未完全成熟, 工程实施难度和投资不确定性较高。同时, 配套的送出通道和跨区域消纳机制仍需进一步完善, 深远海海上风电的规模化落地尚未实现。总体来看, 近海海上风电面临的核心挑战在于提升存量项目的运行质量和系统适应能力, 深远海海上风电则亟需在关键技术成熟度和配套机制方面实现突破, 二者的发展节奏和政策着力点存在明显差异。

3.5 相关政策和体制机制不健全

首先, 当前市场竞争白热化, 缺乏行业规范和

良性引导, 导致部分地区海上风电出现“抢装潮”, 片面追求大规模发展而质量和安全相对不足, 市场有序发展受到扰动。比如 2022 年福建连江外海海上风电项目, 竞争性配置中, 低电价中标, 中标电价为 0.193 元/(kW·h), 比当地 0.393 2 元/(kW·h) 的燃煤基准电价低 0.2 元/(kW·h)。其次, 海上风电需要长周期的技术投入和创新, 随着中央补贴政策的退出, 当前的投资造价和技术水平, 尚不能支撑海上风电的平价上网。即使是按照当地的基准电价全额上网, 按照收益率 8% 反推, 单位投资造价基本介于 0.9~1.4 万元/kW 之间。若电价机制低于基准电价, 加之受双碳目标驱动, 大规模海上风电发展所需的政策体系、电价机制、技术水平、市场体系、消纳机制等均存在较大的不确定性, 将进一步增加项目投资造价和经济性风险。

项目经济性受多方面因素影响, 包括项目的投资造价、风资源和电量(发电小时数)、实际上网电价(标杆电价或竞配电价)、融资成本(贷款利率)、非技术成本(储能、产业配套)等。

其中, 国际上常用平准化度电成本 LCOE 来评估项目经济性。LCOE 是指海上风电项目在全生命周期内, 将所有成本(包括初始投资、运营维护、退役处理等)折现后, 分摊到每度上网电量的平均成本。具体公式如下(来自 GB/T 44681—2024):

$$L_{\text{LCOE}} = \frac{I_0 - \sum_{n=1}^N \left[\frac{I_t}{(1+i)^n} - \frac{V_R}{(1+i)^N} \right] + \sum_{n=1}^N \frac{M_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Y_n}{(1+i)^n}}$$

式中, i 为折现率, %; n 为风电场运行年数, $n=1, 2, 3, 4, 5, \dots, N$; N 为风电场总生命周期(评价年数), a ; I_0 为风电项目的静态投资, 元; I_t 为风电项目当年增值税抵扣金额, 元; V_R 为风电项目资产残值, 元; M_n 为第 n 年运营成本, 包含维修、保险、物料、人工、辅助服务等, 不含利息, 单位为元; Y_n 为第 n 年上网电量, kW·h。

中国常用的评估经济性指标为资本金内部收益率(S_{IRR}): 是指在考虑项目融资结构的前提下, 以资本金现金流量为基础, 使资本金净现值(NPV)等于零的折现率。资本金内部收益率(S_{IRR})定义为:

$$\sum_{t=0}^N \frac{C_{F,t}^{equity}}{(1+S_{IRR})^t} = 0$$

式中, $C_{F,t}^{equity}$ 为第 t 年资本金现金流量, 元; S_{IRR} 为资本金内部收益率。

按照如下财务测算边界: 测算容量 50 万 kW, 资本金比例 20%, 流动资金 30 元/kW; 建设期 1 a, 运营期 25 a; 长期贷款利率按 3.5%, 短期贷款利率按 3.0%; 材料费 40 元/kW, 其他费用 30 元/kW; 折旧年限 20 a, 残值 0%; 增值税率 13%, 所得税率 25%, 城市维护建设税 5%, 教育费及地方教育附加 5%。项目享受所得税三免三减半、增值税即征即退 50% 的优惠政策。

通过对以上影响因素进行敏感性分析发现(见表 1): ①项目电量(小时数)和上网电价对经济性的影响是一致的; ②电量(电价)对经济性的影响最敏感, 其次是投资(非技术成本)的影响, 影响较小的是融资成本(贷款利率)。其中, 项目投资成本(或非技术成本)减少 10%, 项目全投资内部收益率(税前)提升约 1.4 个百分点, 资本金内部收益率提升 3.2 个百分点; 项目电量(电价)增加 10%, 项目全投资内部收益率(税前)提升约 1.5 个百分点, 资本金内部收益率提升 3.5 个百分点; 项目贷款利率降低 10%, 资本金内部收益率提升 0.6 个百分点。

因此, 在提升海上风电经济性促进行业发展方面, 可采取的有效措施包括如下 4 个方面。

1) 投资环境方面: 通过顶层设计和政策引导, 优化行业的营商环境, 有助于吸引更多的投资者和企业。加强政策的协调性和连贯性, 给予新能源投资项目较好的政策支持和融资成本, 激发各方的积极性。

2) 电价方面: 进一步完善电力市场的政策和制度, 确保可再生能源的合理电价机制, 这不仅可以保障可再生能源的经济可行性, 还能促进其在市场中的竞争力。

3) 电量方面: 依托科技创新与关键技术的突破, 不断提升项目的发电能力和运行效率。鼓励研究机构与企业合作, 推动技术进步, 以实现更高效、更环保的发电解决方案。

4) 项目投资方面: 从多个维度降低投资成本, 优化运维, 智能化管理和分析数据, 提高设备的使用效率和可靠性。表 2 为按照收益率 8% 反推计算的海上风电投资造价。

表 1 影响项目经济性的主要因素敏感性分析
Table 1 Sensitivity analysis of main factors affecting project economics

单位: %

项目	变化率	税前全投资 收益率	资本金收益率
基本方案	0.00	7.09	9.17
	-10.00	8.50	12.34
	-5.00	7.77	10.67
	0.00	7.09	9.17
	5.00	6.46	7.76
投资(非技术成本)敏感性	10.00	5.86	6.48
	-10.00	5.50	5.66
	-5.00	6.31	7.41
	0.00	7.09	9.17
	5.00	7.84	10.88
电价敏感性	10.00	8.59	12.67
	-10.00	7.09	9.73
	-5.00	7.09	9.45
	0.00	7.09	9.17
	5.00	7.09	8.89
融资成本(贷款利率)敏感性	10.00	7.09	8.60
	-10.00	5.50	5.66
	-5.00	6.31	7.41
	0.00	7.09	9.17
	5.00	7.84	10.88
电量(等效小时数)敏感性	10.00	8.59	12.67

4 中国海上风电高质量发展建议

为推动中国海上风电的高质量发展, 以下建议从国家战略引领、科技创新、经济性提升、近海和深远海差异化发展、以及政策和市场体制机制完善等方面入手。

4.1 加强国家层面战略引领和产业规划作用

1) 完善国家层面的海上风电发展战略与规划目标: 围绕能源结构转型和新型电力系统建设, 结合中国海洋资源禀赋和海上风电发展阶段特征, 建议在国家层面进一步细化海上风电中长期发展战略和专项规划, 明确不同阶段的发展目标、开发规模和空间布局。统筹近海与深远海海上风电发展节奏, 合理引导项目布局和时序安排, 避免无序

表 2 按照收益率 8% 反推部分省份海上风电投资造价

Table 2 Analysis of offshore wind power investment cost based on 8% return rate in different provinces

省份	电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	资本金内部收益率/%	年发电小时/h	50 万 kW 项目总投资/万元	造价/(元·kW ⁻¹)
海南	0.429 8	8	2 700	468 000	9 360
			3 600	662 500	13 250
广西	0.420 7	8	2 700	455 000	9 100
			3 600	645 000	12 900
广东	0.453 0	8	3 400	658 000	13 160
			4 200	839 000	16 780
福建	0.393 2	8	3 400	556 500	11 130
			4 200	715 000	14 300
浙江	0.415 3	8	3 000	510 500	10 210
			3 600	636 000	12 720
江苏	0.391 0	8	2 900	454 200	9 084
			3 500	572 600	11 452
山东	0.394 9	8	2 800	440 000	8 800
			3 300	540 000	10 850
辽宁	0.374 9	8	2 900	430 900	8 618
			3 600	562 900	11 258

扩张和同质化竞争,推动海上风电有序发展、规模化发展。

2)强化政府在海上风电前期工作的统筹协调作用:海上风电项目涉及海域使用、航道安全、军事设施、生态保护等多重约束,前期协调难度大、周期长。建议由政府牵头,完善海上风电项目前期统筹机制,统一组织开展资源勘查、规划衔接、用海和环评协调等工作,为企业投资建设提供明确、稳定的决策依据,降低项目前期不确定性,加快项目落地实施。

3)优化竞争规则与技术准入要求,规范行业发展秩序:进一步完善海上风电项目竞争性配置和管理规则,在技术可靠性、工程可行性和全寿命周期成本等方面对参与企业提出明确要求,引导理性竞争。加强对机组选型和关键设备的技术验证和运行评估,鼓励选用可靠性高、工程经验成熟的机组和技术路线,避免单纯以低电价为导向的恶性竞争,促进海上风电行业健康可持续发展。

4.2 加大科技创新力度

1)集中突破海上风电关键核心技术和产业短板:围绕海上风电高可靠性、大容量和复杂环境适

应性要求,组织产学研用联合攻关和工程示范,重点突破风电机组气动设计、柔性叶片、海上风电直流集电与柔性送出等关键技术。加快高压大功率 IGBT 芯片、可回收叶片复合材料、漂浮式平台耦合设计、高稳定性主控系统、柔性换流器、高压柔性直流海缆和动态海缆等核心装备和技术研发;同步提升碳纤维、巴沙木、润滑剂等关键原材料自主保障能力,以及风资源分析和整机设计等工程仿真软件的国产化水平。

2)前瞻布局柔性直流送出技术,支撑深远海发展:针对海上风电离岸距离远、容量集中度高的特点,积极推进柔性直流输电技术在海上风电领域的示范应用。依托国家深远海海上风电示范项目,优先布局柔性直流送出工程,探索形成“海上风电基地—柔性直流送出一受端负荷中心”一体化发展模式。在广东、福建、浙江等深远海重点区域,开展柔性直流输电工程试点,研发适应长距离海缆输送需求的紧凑型换流站,验证大容量海上风电直流汇集和柔性送出系统的安全性及经济性。同时,完善跨省区消纳和市场化交易机制,引导海上风电参与跨区域调峰和优化配置。

3)提升并网安全与运行韧性,支撑高比例海上风电接入:在电源侧,持续提升海上风电机组对电网的支撑能力,加强有功、无功和频率响应设计,提升故障穿越和暂态稳定支撑水平,推动风电机组由“被动并网”向“主动支撑”转变。在电网侧,加强海上风电大规模接入条件下电网稳定性和运行控制研究,推进柔性直流输电、先进无功补偿和新型储能等技术协同应用。在运维层面,推动数字化和智能化运维模式发展,降低全寿命周期运行风险和成本,并通过标准衔接和技术协同,提升海上风电产业链整体技术水平。

4.3 提升海上风电的经济性

1)优化全流程环节,系统降低开发和建设成本:围绕海上风电项目开发周期长、参与主体多、非技术成本高等特点,鼓励政府在规划、用海、审批和并网等环节加强统筹协调,推动项目前期工作标准化、流程化,降低制度性成本和协调性成本。充分发挥市场机制作用,引导设备制造、工程施工和运维服务等环节竞争优化,通过规模化开发和工程经验积累,持续降低海上风电全流程成本。

2)推动智能化和信息化应用,提升运行效率和运维水平:大力支持海上风电在智慧化、数字化和信息化方面的进步,推进风电机组状态监测、智能巡检、远程运维和数据驱动决策等技术落地,提升项目运行可靠性和管理效率。通过提升产业链协同和智能化水平,降低设备故障率和运维成本,延长机组使用寿命,从全寿命周期角度提升海上风电经济性。

3)促进多产业融合发展,拓展海上风电价值空间:结合海洋经济发展需求,积极探索海上风电与海洋牧场、制氢、海水淡化、海上能源岛等多产业融合应用模式,提升海上风电综合利用水平。在确保安全性和可靠性的前提下,通过多元化应用场景分摊基础设施成本和运维成本,增加项目收益来源,为海上风电规模化、可持续发展奠定经济基础。

4.4 推动近海与深远海协同发展

1)分类指导与差异化推进:针对近海海上风电进入提质增效阶段、深远海海上风电仍处于示范探索阶段的现实情况,完善分类指导机制。对近海海上风电,重点推动存量项目优化升级和运行效率提升;对深远海海上风电,坚持示范先行、稳步推进,加快形成可复制、可推广的发展模式。

2)加强系统协同与送出保障:统筹近、远海海

上风电与电网、送出通道和消纳体系的协同规划。提升近海地区电网消纳和调节能力,缓解集中接入压力;同步完善深远海海上风电送出和跨区域消纳机制,增强远距离输电和系统支撑能力。

3)完善深远海风电管理制度:结合近海与深远海不同发展阶段,出台深远海相关建设管理办法,包括项目建设前期的规划、军事、环评等相关支持性文件,建设过程中的用海用地审批,建设完成后的消纳、绿电等全流程的管理制度,为近海海上风电平稳发展和深远海海上风电有序推进提供制度保障。

4.5 完善政策和市场体制机制

1)优化补贴与税收政策:在中央财政补贴全面退出背景下,应做好海上风电由补贴支持向市场化发展的过渡安排。结合不同区域资源条件和发展阶段,探索由地方政府因地制宜出台阶段性支持政策,包括度电成本补贴、投资补贴、税收优惠以及用海、用地成本减免等,引导海上风电项目平稳推进。可借鉴英国差价合约(Contracts for Difference, CfD)等国际经验,完善风险分担和收益保障机制,推动海上风电产业链延伸和成本持续下降,为实现平价上网创造条件。

2)探索差价合约机制:随着电力现货市场在全国范围内逐步推进,海上风电出力波动性和预测误差对项目收益影响日益显著。建议在已开展现货市场的地区,探索与海上风电项目签订附带功率预测和出力曲线要求的差价合约,通过“市场价格+差价补偿”的方式,稳定项目电价收益预期。同时,引导企业提升功率预测精度和运行管理水平,实现市场机制与技术进步的协同促进。

3)支持综合利用与就地消纳模式:针对海上风电与制氢、海水淡化、海洋牧场、海上能源岛等一体化综合利用项目,建议完善配套政策和管理机制,鼓励资源协同开发和高效利用。通过政策引导推动“自发自用、余电上网”等就地消纳模式,优先保障海上风电及相关新能源在区内消纳,减少弃电风险,提升电力系统运行稳定性。同时,建立区域协作机制,促进地方政府、能源企业和科研机构之间的协同合作,推动技术创新和经验共享,形成可复制、可推广的发展模式。

5 结语

发展海上风电是中国构建新型能源体系、推进

能源低碳转型和实现双碳目标的重要路径,也是培育新质生产力、推动能源技术创新的重要抓手。本文系统梳理了全球及中国海上风电的发展现状,分析了中国在资源禀赋、产业基础和市场规模等方面的优势,并结合中国国情,深入剖析了当前海上风电发展面临的主要挑战,包括行业发展不均衡、项目经济性承压、关键核心技术仍需突破、近海与深远海发展阶段差异显著,以及相关政策和体制机制尚不完善等问题。

针对上述挑战,本文从战略规划、科技创新、经济性提升、近远海差异化发展和政策机制完善等方面提出了系统性建议:在战略层面,应加强国家统筹和顶层设计,引导海上风电有序、协同发展;在技术层面,应聚焦关键核心技术攻关,夯实产业基础,提升自主创新能力;在经济性层面,应通过降本增效、智能化应用和产业融合,持续改善项目全寿命周期收益;在具体发展建设层面,近海重点推动存量项目优化升级和运行效率提升,深远海坚持示范先行、稳步推进;在体制机制层面,应完善电价形成机制、市场化交易规则和配套政策,营造稳定、可预期的发展环境。

展望未来,在双碳目标和国家政策持续引导下,随着产业政策体系不断健全、技术水平持续提升、工程造价逐步下降和项目经济性不断改善,中国海上风电有望加快迈入平价发展新阶段。这不仅将为中国能源转型和高质量发展提供有力支撑,也将为全球海上风电和能源转型实践贡献可借鉴的中国经验和中国方案。

参考文献:

- [1] 舒印彪,张丽英,张运洲,等.中国电力碳达峰、碳中和路径研究[J].中国工程科学,2021,23(6):1-14.
Shu Yinbiao, Zhang Liying, Zhang Yunzhou, et al. Carbon peak and carbon neutrality path for China's power industry[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 1-14.
- [2] 舒印彪,陈国平,贺静波,等.构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J].中国工程科学,2021,23(6):61-69.
Shu Yinbiao, Chen Guoping, He Jingbo, et al. Building a new electric power system based on new energy sources[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 61-69.
- [3] 张智刚,康重庆.碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J].中国电机工程学报,2022,42(8):2806-2818.
Zhang Zhigang, Kang Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2818.
- [4] 蔡绍宽.双碳目标的挑战与电力结构调整趋势展望[J].南方能源建设,2021,8(3):8-17.
Cai Shaokuan. Challenges and prospects for the trends of power structure adjustment under the goal of carbon peak and neutrality [J]. Southern Energy Construction, 2021, 8(3): 8-17.
- [5] 刘新杰,杨英明,赵勇强.“双碳”目标下煤电革命的路径目标[J].矿业安全与环保,2024,51(1):14-18.
Liu Xinjie, Yang Yingming, ZHAO Yongqiang. The path of coal to electricity revolution under the goals of carbon peak and carbon neutral[J]. Mining Safety & Environmental Protection, 2024, 51(1): 14-18.
- [6] 孙丽平,宋子恒,马骏,等.中国太阳能光热发电技术研究综述[J].南方能源建设,2025,12(5):70-84.
Sun Liping, Song Ziheng, Ma Jun, et al. Research overview of solar thermal power technology in China[J]. Southern Energy Construction, 2025, 12(5): 70-84.
- [7] 刘吉臻,马利飞,王庆华,等.海上风电支撑中国能源转型发展的思考[J].中国工程科学,2021,23(1):149-159.
Liu Jizhen, Ma Lifei, Wang Qinghua, et al. Offshore wind power supports China's energy transition[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(1): 149-159.
- [8] 周映鸣,闫姝,刘鑫,等.中国海上风电支撑结构一体化设计综述[J].发电技术,2023,44(1):36-43.
Zhou Yiming, Yan Shu, Liu Xin, et al. Summary of offshore wind support structure integrated design in China[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(1): 36-43.
- [9] 李志川,李星华,劳景水,等.海上风电场选址研究及未来发展前景[J].南方能源建设,2025,12(1):127-140.
Li Zhichuan, Li Xinghua, Lao Jingshui, et al. Study on the siting of offshore wind farms and prospects for future development[J]. Southern Energy Construction, 2025, 12(1): 127-140.
- [10] 王博妮,王锋,葛行成,等.海上风电气象服务关键技术及应用分析[J].南方能源建设,2025,12(1):65-74.
Wang Boni, Wang Feng, Ge Hangcheng, et al. Analysis of key technologies and applications of meteorological service for offshore wind power[J]. Southern Energy Construction, 2025, 12(1): 65-74.
- [11] 赵瑞,陈颖.广东省海上风电平价阶段经济性分析[J].南方能源建设,2025,12(5):100-107.
Zhao Rui, Chen Ying. Economic analysis of offshore wind power in grid parity stage in Guangdong Province[J]. Southern Energy Construction, 2025, 12(5): 100-107.
- [12] 许帅,杨羽霏,刚傲,等.中欧漂浮式海上风电关键技术与产业链合作路径研究[J].发电技术,2024,45(1):13-23.
Xu Shuai, Yang Yufei, Gang Ao, et al. Research on key technologies and industrial chain cooperation paths of floating offshore wind power between China and Europe[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(1): 13-23.
- [13] 王富强,郝军刚,李帅,等.漂浮式海上风电关键技术与发展

- 趋势[J]. 水力发电, 2022, 48(10): 9-12+117.
- Wang Fuqiang, Hao Jungang, Li Shuai, et al. Key technologies and development trends of floating offshore wind turbine[J]. Water Power, 2022, 48(10): 9-12+117.
- [14] 杨濮亦, 张林中, 李美之. 多型混合漂浮式风电机组阵列中的尾流蜿蜒效应[J]. 电力科技与环保, 2025, 41(4): 648-657.
- Yang Puyi, Zhang Linzhong, Li Meizhi. The wake meandering effects in hybrid floating wind turbine arrays[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2025, 41(4): 648-657.
- [15] 姜磊, 高景晖, 钟力生, 等. 远海漂浮式海上风电平台用动态海缆的发展[J]. 高压电器, 2022, 58(1): 1-11.
- Jiang Lei, Gao Jinghui, Zhong Lisheng, et al. Development of dynamic submarine cable for offshore floating wind power platforms[J]. High Voltage Apparatus, 2022, 58(1): 1-11.
- [16] 蔡彦枫. 适用于广东近海风电场的海面粗糙度模型研究[J]. 电力科技与环保, 2025, 41(4): 668-675.
- Cai Yanfeng. Study of sea surface roughness models for offshore wind farm area in Guangdong[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2025, 41(4): 668-675.
- [17] 杨源. 海上风电场智能维检平台方案设计[J]. 南方能源建设, 2025, 12(2): 97-103.
- Yang Yuan. The scheme design of offshore wind power intelligent maintenance and repair platform[J]. Southern Energy Construction, 2025, 12(2): 97-103.
- [18] 史香锟, 贾爱庆, 陈忠良, 等. 海上风电运维管理系统的研究与建议[J]. 能源与节能, 2021 (1): 131-134+142.
- Shi Xiangkun, Jia Aiqing, Chen Zhongliang, et al. Research and suggestions on offshore wind power operation and maintenance management system for offshore wind power[J]. Energy and Energy Conservation, 2021(1): 131-134+142.
- [19] 董辉, 葛维春, 张诗钿, 等. 海上风电制氢与电能直接外送差异综述[J]. 发电技术, 2022, 43(6): 869-879.
- Dong Hui, Ge Weichun, Zhang Shitan, et al. Summary of differences between hydrogen production from offshore wind power and direct outward transmission of electric energy[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(6): 869-879.
- [20] 严新荣, 张宁宁, 马奎超, 等. 中国海上风电发展现状与趋势综述[J]. 发电技术, 2024, 45(1): 1-12.
- Yan Xinrong, Zhang Ningning, Ma Kuichao, et al. Overview of current situation and trend of offshore wind power development in china[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(1): 1-12.
- [21] 秦海岩. 中国海上风电发展回顾与展望[J]. 海洋经济, 2022, 12(2): 50-58.
- Qin Haiyan. Review and prospect of offshore wind power development in China[J]. Marine Economy, 2022, 12(2): 50-58.
- [22] 王诗超, 刘嘉畅, 刘展志, 等. 海上风电产业现状及未来发展分析[J]. 南方能源建设, 2023, 10(4): 103-112.
- Wang Shichao, Liu Jiachang, Liu Zhanzhi, et al. Analysis of current situation and future development of offshore wind power industry[J]. Southern Energy Construction, 2023, 10(4): 103-112.
- [23] 李铮, 郭小江, 申旭辉, 等. 中国海上风电发展关键技术综述[J]. 发电技术, 2022, 43 (2): 186-197.
- Li Zheng, Guo Xiaojiang, Shen Xuhui, et al. Summary of technologies for the development of offshore wind power industry in China[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(2): 186-197.
- [24] 徐彬, 薛帅, 高厚磊, 等. 海上风电场及其关键技术的发展现状与趋势[J]. 发电技术, 2022, 43(2): 227-235.
- Xu Bin, Xue Shuai, Gao Houlei, et al. Development status and prospects of offshore wind farms and it's key technology[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(2): 227-235.
- [25] Yue P, Ma J, Huang H, et al. Threshold damage-based fatigue life prediction of turbine blades under combined high and low cycle fatigue[J]. International Journal of Fatigue, 2021, 150: 106323.
- [26] Li H, Diaz H, Guedes S C. A developed failure mode and effect analysis for floating offshore wind turbine support structures[J]. Renewable Energy, 2021, 164: 133-145.
- [27] Yeter B, Garbatov Y, Guedes S C. Ultimate strength assessment of jacket offshore wind turbine support structures subjected to progressive bending loading[J]. Ships and Offshore Structures, 2018, 14(2): 165-175.
- [28] Li H, Teixeira A P, Guedes S C. A two-stage failure mode and effect analysis of offshore wind turbines[J]. Renewable Energy, 2020, 162: 1438-1461.
-
- 第一作者简介:**张久明(1974—),男,高级工程师,主要从事耦合式能源、综合能源、零碳能源技术和战略等方面的研究,zhangjiuming@hiict.org.cn;
- 
- 王 榕**(1994—),女,工程师,主要从事新能源技术经济、风电技术、光伏技术、能源转型发展战略、电力市场交易等方面的研究,arinaa@163.com;
- 
- 通信作者简介:**孙丽平(1991—),女,高级工程师,主要从事新能源技术经济、风电光伏技术、能源转型发展战略、电力市场交易等方面的研究,sunlipingzju@gmail.com.
- 

(编辑 林正根)