

探索陆上风力发电工程发展新思路

陈自松

中国水利水电第七工程局有限公司 四川 成都 610000

摘要：随着装机规模持续扩张，行业面临土地资源紧张、设备效率瓶颈、消纳能力不足及生态保护压力等现实挑战。本文聚焦陆上风力发电工程发展新思路。首先概述陆上风力发电工程发展现状，接着剖析其面临的技术瓶颈、成本压力、消纳问题及运维难题等挑战。随后提出发展新思路，包括通过新型风电机组研发、储能技术融合等技术创新推动发展；采取优化项目建设与降低运营维护成本的成本控制策略；构建风光互补、风储互补等多能互补模式；打造包含数字化监测、智能决策与执行的智慧运维体系，为陆上风力发电工程可持续发展提供参考。

关键词：陆上风力；发电工程；发展新思路

引言：在全球能源转型与“双碳”目标背景下，清洁能源发展备受瞩目，陆上风力发电作为重要的可再生能源利用方式，凭借资源丰富、技术成熟等优势，在能源结构调整中发挥着关键作用。近年来，我国陆上风电装机规模持续扩大，技术不断进步。然而，在其快速发展过程中，也暴露出诸多问题，如技术瓶颈制约效率提升、成本压力影响项目收益、消纳难题阻碍电力有效利用、运维难题威胁机组稳定运行等。因此，探索陆上风力发电工程发展新思路，成为推动其可持续发展的紧迫任务。

1 陆上风力发电工程发展的概述

陆上风力发电工程作为清洁能源领域的核心支柱，近年来在中国及全球范围内均呈现高速发展态势。截至2025年，中国陆上风电累计装机容量突破403GW，占全球总量的43%，2023年新增装机69GW，占全球新增容量的66%，稳居全球第一。其发展历程可划分为三个阶段：早期以技术引进与国产化探索为主，2005年后政策驱动国产化率快速提升，2010年后进入规模化扩张期，并逐步实现平价上网。技术层面，陆上风电正加速向大型化、智能化迭代。2023年陆上风电机组单机容量突破10MW，2024年多家企业完成10MW级样机吊装测试，叶片长度达131米，发电效率显著提升。同时，构网型技术、AI故障预测系统及无人机巡检等智能化手段广泛应用，运维成本降低40%，故障响应速度提升50%。市场布局上，三北地区（西北、华北、东北）仍是主战场，占比达58%，但中东南部分散式风电潜力逐步释放。政策端，“十四五”规划明确2025年非化石能源消费占比达20%，推动各省年均风电装机增速不低于12%，叠加绿电交易、储能配套等机制完善，陆上风电正从规模扩张转向高质量发展，成为能源绿色转型的关键力量^[1]。

2 陆上风力发电工程面临的挑战

2.1 技术瓶颈

陆上风力发电技术正面临大型化与智能化融合的深层挑战。单机容量突破10MW后，叶片长度超130米、塔筒高度达160米以上，导致运输与安装环节的技术难度呈指数级上升，传统吊装设备需升级改造，且极端气候下结构稳定性验证体系尚未完善。核心部件方面，主轴承、变流器等关键设备仍依赖进口，国产化替代率不足15%，供应链安全风险突出。智能化层面，尽管AI故障预测系统可将非计划停机时间减少40%，但数据孤岛问题严重，不同厂商设备协议不互通，导致多源数据融合分析困难，制约了预测性维护的精准度。此外，新材料应用虽提升效率，但碳纤维叶片、高温超导发电机等成本高昂，且回收技术滞后，可能引发二次污染。

2.2 成本压力

陆上风电成本结构呈现区域分化特征。初始投资中，机组成本占比虽降至60%以下，但大型化设备单价上涨15%-20%，叠加运输、安装成本增加，整体项目造价不降反升。运营阶段，南方高湿度、多盐雾地区设备腐蚀速率加快，齿轮箱润滑油更换周期缩短50%，维护成本较西北地区高25%-30%。补贴退坡后，项目收益对电价敏感度显著提升，当前全国平均度电成本（LCOE）约0.2元/kWh，但部分中东南部地区因资源条件差，LCOE仍高于0.25元/kWh，接近当地煤电标杆电价。融资端，新兴市场国家因信用评级低，项目融资成本普遍上浮3-5个百分点，进一步压缩利润空间。

2.3 消纳问题

风电波动性与电网刚性需求的矛盾日益尖锐。受自然条件影响，风电出力具有间歇性和反调峰特性，2025年部分省份风电夜间出力占比超70%，而此时用电负荷处

于低谷,导致弃风率反弹至8%-10%。电网设施方面,西北地区风电装机容量与本地负荷比达3:1,但特高压外送通道建设滞后,输电能力缺口约2000万千瓦,制约了富余电量外送。市场机制层面,电力现货市场价格波动加剧,风电参与市场交易后,2025年东部地区现货均价较中长期协议价下降15%,部分项目因电价下行压力陷入亏损。此外,储能配套比例不足20%,且调峰补偿机制不完善,企业配置储能积极性低迷。

2.4 运维难题

陆上风电运维面临环境复杂性与设备可靠性的双重考验。偏远地区风电场年均非计划停机时间达60-80小时,其中齿轮箱、发电机等核心部件故障占比超60%,且故障诊断依赖人工经验,误判率高达20%。检测技术方面,传统“五感法”难以发现微小裂纹,而激光雷达、声发射等新型检测设备成本高昂,普及率不足30%。高空作业风险突出,塔筒攀爬事故率达0.2-0.4次/年·百台,且备件库存管理粗放,南方丘陵地区齿轮箱备件平均到货时间长达10-15天,导致停机损失扩大。此外,数字化运维平台建设滞后,多系统数据未打通,运维效率提升空间有限^[2]。

3 陆上风力发电工程发展新思路

3.1 技术创新推动发展

3.1.1 新型风电机组研发

新型风电机组研发聚焦超大型化、智能化与可靠性提升。单机容量向15MW级突破,通过碳纤维复合材料叶片(长度超150米)与高柔塔技术(塔筒高度超200米),显著提升低风速区域发电效率,同时降低单位千瓦用地成本。构网型技术成为核心方向,通过虚拟同步机控制算法,使机组具备主动支撑电网频率与电压的能力,解决高比例风电接入的稳定性难题。此外,模块化设计理念渗透至主轴、齿轮箱等关键部件,实现标准化互换与快速维护,运维时间缩短50%以上。数字孪生技术应用于机组全生命周期管理,通过实时仿真优化运行策略,故障预测准确率提升至90%,推动度电成本进一步下降至0.15元/kWh以下。

3.1.2 储能技术融合

储能技术融合是破解风电波动性的关键路径。电化学储能以锂离子电池为主流,通过材料创新(如磷酸锰铁锂)与系统集成优化,循环寿命突破10000次,度电成本降至0.2元以下,可平抑95%以上的短时功率波动。长时储能领域,压缩空气储能与液流电池技术成熟度提升,单项目规模达百兆瓦级,实现跨日调峰,系统综合效率突破70%。此外,氢能储能通过电解水制氢与燃料电

池发电耦合,将弃风转化为绿色氢能,储能时长可达数月,为季节性平衡提供解决方案。智能协同控制平台整合风电与储能数据,基于AI算法动态优化充放电策略,提升电网消纳能力30%以上,推动风电从“补充电源”向“主力电源”转型。

3.2 成本控制策略

3.2.1 优化项目建设成本

项目建设成本优化需从选址、设计与供应链管理三方面协同发力。选址阶段,通过高精度风资源评估系统(如激光雷达测风塔)结合GIS地形分析,精准定位风速稳定、湍流强度低的区域,避免因资源误判导致的发电量损失。设计环节推行模块化与标准化,统一塔筒、基础及电气设备接口规格,减少定制化设计成本,例如采用预制混凝土塔筒技术可缩短工期30%,降低人工费用15%。供应链管理方面,建立区域化集采平台,整合叶片、齿轮箱等核心部件需求,通过规模化采购压降单价,同时引入区块链技术实现供应链透明化,降低库存积压风险。此外,应用BIM(建筑信息模型)技术进行三维施工模拟,优化吊装顺序与设备布置,减少二次搬运成本,某西北项目通过此方法节省建设费用超800万元。

3.2.2 降低运营维护成本

运营维护成本降低依赖智能化与预防性维护体系构建。部署无人机巡检系统搭载红外热成像与超声波检测模块,可快速识别叶片裂纹、齿轮箱渗漏等隐患,巡检效率较人工提升5倍,故障发现率提高至95%。通过物联网传感器实时采集振动、温度等数据,结合AI算法构建设备健康度模型,提前30天预测主轴承、发电机等关键部件故障,将非计划停机时间减少60%。备件管理方面,建立区域共享仓储中心,运用大数据分析历史故障数据动态调整库存,某南方风电场通过此模式使备件周转率提升40%,库存成本下降25%。此外,推广“无人值守+远程运维”模式,在偏远地区部署边缘计算节点实现本地化数据处理,减少现场巡检频次,运维人员配置可缩减30%,综合成本降低18%-22%。

3.3 多能互补模式

3.3.1 风光互补

风光互补系统通过整合风能与太阳能的时空特性差异,实现能源供应的连续性与稳定性提升。风力发电受昼夜及季节影响较小,夜间出力通常高于白天;而光伏发电依赖日照,日间发电量占全天90%以上。二者结合可平滑输出曲线,降低对电网的调峰压力。技术层面,采用共直流母线或交流耦合架构,减少能量转换环节损耗,系统综合效率较单一能源提升8%-12%。功率预测方

面,基于气象大数据与机器学习算法,可同时预测风光出力,预测精度达90%以上,为电网调度提供可靠依据。此外,风光互补项目可共享土地、升压站及输电线路等基础设施,降低单位投资成本15%-20%,同时通过“自发自用+余电上网”模式,提升项目整体收益率,适用于偏远地区或分布式能源场景。

3.3.2 风储互补

风储互补通过储能系统平抑风电的间歇性与波动性,增强电力供应的可控性。储能装置可在风电出力高峰时充电、低谷时放电,实现“削峰填谷”,使联合系统出力波动率降低至15%以内,满足电网对稳定电源的要求。技术上,采用锂离子电池、液流电池等电化学储能技术,结合功率型与能量型储能混合配置,兼顾快速调频与长时调峰需求。控制策略方面,通过“风储协同控制平台”实时监测风电出力与电网需求,动态优化储能充放电计划,提升系统经济性。此外,风储互补项目可参与电力辅助服务市场,通过调频、备用等收益覆盖储能成本,投资回报周期缩短至8-10年。随着储能成本持续下降(2025年较2020年降低50%),风储互补已成为高比例可再生能源电网的关键支撑技术。

3.4 智慧运维体系构建

3.4.1 数字化监测

数字化监测是智慧运维的基础,通过多源数据融合实现设备状态全感知。采用高精度传感器网络(如振动、温度、应变传感器)覆盖风机叶片、齿轮箱、发电机等关键部件,实时采集运行参数,采样频率达kHz级,确保微小故障特征不被遗漏。结合物联网技术,数据通过5G/LoRa无线传输至边缘计算节点,实现本地化预处理与异常初筛,降低云端通信压力。同时,部署激光雷达与无人机巡检系统,定期扫描塔筒倾斜度、叶片表面裂纹等宏观缺陷,与机载传感器数据形成互补。通过数字孪生技术构建风机虚拟模型,实时映射物理设备状态,支持历史数据回溯与故障模式对比分析。最终,所有数

据汇聚至统一运维平台,形成覆盖“部件-机组-场群”的三级监测体系,为后续智能决策提供数据支撑,使故障发现时间从小时级缩短至分钟级。

3.4.2 智能决策与执行

智能决策与执行依托AI算法与自动化技术实现运维闭环。基于深度学习的故障预测模型(如LSTM神经网络)可提前72小时预警主轴磨损、发电机绝缘老化等典型故障,预测准确率超90%。结合强化学习算法,系统动态生成最优维护策略,平衡故障风险与运维成本,例如在台风来临前自动调整偏航角度以减少叶片受力。执行层面,机器人集群(如爬壁机器人、无人机)替代人工完成高空作业,搭载机械臂实现螺栓紧固、叶片修补等精细化操作,作业效率提升5倍以上。此外,通过自然语言处理技术解析运维日志与历史工单,构建知识图谱辅助决策,新员工培训周期缩短60%。最终,智能运维体系使非计划停机时间减少70%,运维成本降低30%,推动风电场全生命周期收益提升15%-20%^[3]。

结束语

陆上风力发电工程正站在能源转型与科技革命的交汇点,技术创新与模式升级为其开辟了广阔前景。从超大型风电机组与储能技术的深度融合,到风光储多能互补体系的规模化应用,再到智慧运维体系的全链条赋能,行业正突破传统边界,向高效化、智能化、可持续化迈进。未来,随着材料科学、数字技术及电力市场机制的持续突破,陆上风电将进一步降低度电成本,提升电网兼容性,成为构建新型电力系统的核心支柱。

参考文献

- [1]张玉鹏.浅析陆上风力发电项目投资管控[J].魅力中国,2021(13):408-409.
- [2]郑清涛,祁宝奎,端木祥杰,等.陆上风电工程建设前期造价管理研究[J].缔客世界,2021(9):121-122.
- [3]吴黎明.浅析陆上风电工程建设前期造价管理的现状与对策[J].通讯世界,2021(11):135-136.