征稿启事

尊敬的读者：

《风能产业》杂志是风能领域专业内部期刊，旨在宣传贯彻国家有关风能产业的方针政策，加强行业之间的技术交流与合作，进一步促进我国风能产业的健康发展。读者对象主要包括电力公司及风电投资商、风力发电场、咨询检测认证及研发教学机构、整机制造商、零部件及材料供应商、政府机构与相关社团及个人等。内容涉及行业发展趋势、人物专访、政策法规信息、风电设备制造、零部件供应链、电网建设、风电场运营、CDM 清洁发展机制及国际资讯等。

现面向各位读者征集风电相关稿件，以期达到经验交流、共同探讨、提供借鉴、促进行业发展的目的，来稿包括技术类、评论类、翻译类、应用类、工艺制造类、质量控制类、市场类、新闻类文章均可，欢迎社会各界踊跃投稿。

2023 年本刊重点栏目“特别关注”将聚焦风电平价上网、风电新技术、新机型，以及海上风电、分散式风电等行业热点话题，欢迎业界人士积极参与并投稿支持。

电子邮箱：wangrz@cweea.com.cn

电　　话：010-68596009

风能产业

WIND ENERGY INDUSTRY

2023年8月

专家顾问　于午铭　王伟胜　王建平　叶杭冶　田　德
（按姓氏笔划排名）　朱俊生　许洪华　李亦伦　李建春　沈德昌
张文忠　金云山　易跃春　武　钢　杨校生
贺德馨　施鹏飞　姚兴佳　高　辉　曹仁贤

主编　年方清
编辑部主任　王润茁
编辑　冯　静　王　永
电话　010-68596006　68513557
传真　010-68596346
邮箱　wangrz@cweea.com.cn

市场部副主任　闫吉林
电话　010-68596008　68596007
传真　010-68596006
邮箱　fncy@cweea.com.cn
美术设计　吴培花

编辑出版　《风能产业》编辑部
地址　北京市西城区月坛南街26号院1号楼2012-2022室
邮编　100825
网址　www.cweea.com.cn

版权声明：本刊是风能行业内部期刊，所刊内容未经许可，不得转载。来稿必须遵循有关法律法规、文责自负、不得一稿多投。本刊登载的学术论文将被中国知网《中国学术期刊（光盘版）》电子杂志社出版的《中国重要会议论文全文数据库》及CNKI系列数据库网络以年度论文集的形式出版。若不同意文章为数据网络收录，请在来稿时向本刊声明，本刊将做适当处理。本刊录用稿件均视为同意在中国风能产业网、“风能产业”“风电后市场微平台”公众号刊登。

六部委发布《关于促进退役风电、光伏设备循环利用的指导意见》

8 月 17 日，国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部、生态环境部、商务部、国务院国资委联合发布《国家发展改革委等部门关于促进退役风电、光伏设备循环利用的指导意见》。

原文如下：

国家发展改革委等部门关于促进退役风电、光伏设备循环利用的指导意见

发改环资〔2023〕1030号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、工业和信息化主管部门、生态环境厅（局）、商务主管部门、国资委：

近年来，我国新能源产业快速发展，风电、光伏等新能源设备大量应用，装机规模稳居全球首位。随着产业加快升级和设备更新换代，新能源设备将面临批量退役问题。为全面贯彻党的二十大精神，深入贯彻《2030 年前碳达峰行动方案》有关部署，加快构建废弃物循环利用体系，促进退役风电、光伏设备循环利用，现提出如下意见。

一、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大精神，深入贯彻习近平生态文明思想，完整、准确、全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，着力推动高质量发展，加快发展方式绿色转型，深入践行全面节约战略，积极构建覆盖绿色设计、规范回收、高值利用、无害处置等环节的风电和光伏设备循环利用体系，补齐风电、光伏产业链绿色低碳循环发展最后一环，助力实现碳达峰碳中和。

（二）基本原则

——坚持系统观念。坚持从设备全生命周期角度考虑风电、光伏设备退役问题，加强产业链上下游协同，促进退役风电、光伏设备循环利用，实现资源利用效率最大化。

——坚持创新驱动。着力推动退役风电、光伏设备循环利用技术创新、模式创新，促进循环利用技术进步、成本下降、效率提升。鼓励有条件的地方和企业率先行动，培育先进技术和商业模式。

——坚持分类施策。综合考虑产业发展阶段、设备类型和退役情况，远近结合、适度超前，加快规范集中式风电场、光伏发电站设备循环利用，逐步完善分布式光伏设备处理责任机制。

——坚持区域统筹。结合各地风电、光伏设备生产和退役情况，因地制宜布局退役设备循环利用产业集聚区，支持退役风电、光伏设备在区域间协同利用，加快培育资源循环利用产业。

（三）主要目标

到 2025 年，集中式风电场、光伏发电站退役设备处理责任机制基本建立，退役风电、光伏设备循环利用相关标准规范进一步完善，资源循环利用关键技术取得突破。到 2030 年，风电、光伏设备全流程循环利用技术体系基本成熟，资源循环利用模式更加健全，资源循环利用能力与退役规模有效匹配，标准规范更加完善，风电、光伏产业资源循环利用水平显著提升，形成一批退役风电、光伏设备循环利用产业集聚区。

二、重点任务

（一）大力推进绿色设计。引导生产制造企业以轻量化、易拆解、易运输、易回收为目标，在产品设计生产阶段进行绿色设计。积极实施《光伏制造行业规范条件》等规范要求，深入开展“绿色设计示范企业”创建。鼓励生产制造企业在保障产品质量性能和使用安全的前提下，在产品设计生产过程中优先选用再生材料。引导生产制造企业强化信息公开，面向设备回收、资源化利用主体公开零部件原材料、产品结构等详细信息和资源循环利用技术建议。（工业和信息化部、国家发展改革委按职责分工负责）

（二）建立健全退役设备处理责任机制。督促指导集中式风电和光伏发电企业依法承担退役新能源设备（含零部件，下同）处理责任，不得擅自以填埋、丢弃等方式非法处置退役设备，不得向生活垃圾收集设施中投放工业固体废弃物。督促指导发电企业将废弃物循环利用和妥善处置作为风电场改造升级项目的重要内容。（国家能源局、生态环境部按职责分工负责）督促指导发电企业拆除风电、光伏设备后及时做好周边生态环境修复。（国家能源局、自然

资源部按职责分工负责）指导发电企业完善退役风电、光伏设备报废管理制度，提升报废资产处置效率。落实国有资产交易流转有关要求，进一步优化国有退役风电、光伏设备处理处置制度，推动企业高效、规范处置相关资产。（国务院国资委、国家能源局按职责分工负责）

（三）完善设备回收体系。支持光伏设备制造企业通过自主回收、联合回收或委托回收等模式，建立分布式光伏回收体系。鼓励风电、光伏设备制造企业主动提供回收服务。支持第三方专业回收企业开展退役风电、光伏设备回收业务。支持发展退役新能源设备拆除、运输、回收、拆解、利用“一站式”服务模式。鼓励生产制造企业、发电企业、运营企业、回收企业、利用企业建立长效合作机制，畅通回收利用渠道，加强上下游产业衔接协同。引导风电机组拆除后进行就地、就近、集中拆解。引导再生资源回收企业规范有序回收废钢铁、废有色金属等再生资源。（国家发展改革委、工业和信息化部、商务部按职责分工负责）

（四）强化资源再生利用能力。鼓励再生利用企业开展退役风电、光伏设备精细化拆解和高水平再生利用，重点聚焦风电机组中的基础、塔架、叶片、机舱、发电机、齿轮箱、电控柜等部件，以及光伏组件中的光伏层压件、边框、接线盒等部件开展高水平再生利用。支持龙头企业针对复杂材料加快形成再生利用产业化能力，重点聚焦风机叶片纤维复合材料，以及光伏组件中半导体材料、金属材料、聚合物等，探索兼顾经济性、环保性的再生利用先进技术和商业模式。（工业和信息化部、国家发展改革委按职责分工负责）

（五）稳妥推进设备再制造。严格用户单位采购再制造产品质量把关。稳妥推进风力发电机组、光伏组件再制造产业发展，率先发展风电设备中发电机、齿轮箱、主轴承等高值部件，以及光伏逆变器等关键零部件再制造。稳妥有序探索在新能源运营维修领域应用再制造部件，支持风电、光伏设备生产制造企业和运维企业拓展再制造业务。鼓励研究机构、行业组织和骨干企业共同搭建风力发电机组、光伏组件零部件再制造检测验证平台。培育风电、光伏再制造设备第三方鉴定评估机构，促进行业规范发展。（国家发展改革委、工业和信息化部、市场监管总局按职责分工负责）

（六）规范固体废弃物无害化处置。加大对退役风电、光伏设备回收利用处置全过程环境污染防治的监管力度，严格退役设备无害化处置的污染控制要求，确保符合国家环境保护标准，减少终端固体废弃物带来的环境污染风险。（生态环境部负责）

三、强化保障措施

（一）加大技术研发力度。将退役风电、光伏设备循环利用技术研发纳入国家重点研发计划相关重点专项。开发风电、光伏设备残余寿命评估技术，构建设备寿命评估方法学和技术体系，推动设备及关键部件延续利用和梯次利用。开展光伏组件高纯分离、稀有金属回收提取、复合材料回收利用、再生资源高值利用、风电设备零部件再制造等重点难点技术攻关，突破核心技术装备，研究建立全材料整线回收工艺。加快光伏组件回收等产业技术基础公共服务平台建设。加快开展利用技术体系集成示范，推动形成若干“政产学研用”一体化的科技成果转化模式。（科技部、工业和信息化部按职责分工负责）

（二）强化资金和政策支持。利用中央预算内投资现有资金渠道，加强对退役风电、光伏设备循环利用项目的支持。依法落实节能节

水、固定资产加速折旧、资源综合利用产品增值税即征即退等相关税收优惠政策。研究将退役风电、光伏设备循环利用产业纳入绿色产业指导目录。丰富绿色金融产品和服务，为符合条件的退役风电、光伏设备循环利用类项目提供融资便利。鼓励有条件的地方制定退役风电、光伏设备循环利用产业专项支持政策。（国家发展改革委、财政部、税务总局、人民银行等部门按职责分工负责）

（三）健全标准规范体系。研究制定风电和光伏设备绿色设计、综合利用等标准规范。支持行业协会、龙头企业、第三方研究机构等研究制定退役风电、光伏设备相关技术标准。（工业和信息化部、国家能源局、国家发展改革委、市场监管总局等部门按职责分工负责）研究制定特殊环境下退役风电、光伏设备的绿色拆解及不同材质（含金属和复合材料）零部件回收利用标准。完善寿命期内风电设备、光伏组件及相关零部件运行评价标准，将设备及零部件可回收、可循环利用作为评价的重要内容，推动开展绿色认证工作。（市场监管总局负责）加快研究以填埋、焚烧、回收利用等方式处理废弃风机叶片、光伏组件整机和零部件的环境影响，针对废弃风电和光伏设备回收、利用、处置过程的污染控制问题，研究制定废弃风电光伏设备污染防治技术规范。（生态环境部负责）

（四）培育重点地区和企业。结合各地风电、光伏设备生产和退役情况，指导支持部分重点区域建设退役新能源设备循环利用产业集聚区。（国家发展改革委、工业和信息化部、国家能源局会同有关部门负责）支持中央企业发挥示范引领作用，率先加强退役风电、光伏设备循环利用，建设一批重点项目。（国务院国资委、国家发展改革委会同有关部门负责）

四、加强组织实施

（一）加强组织领导。国家发展改革委加强统筹协调，加大对退役风电、光伏设备循环利用工作的推进力度。各有关部门按职责分工，制定相关配套政策，形成协同推进合力。各地要充分认识退役风电、光伏设备循环利用的重要意义，采取有力措施强化政策落实。

（二）强化宣传引导。各地、各有关部门要加大对退役风电、光伏设备循环利用优秀项目和典型案例的宣介力度，推广一批可借鉴、可复制的先进经验。鼓励地方、行业协会和相关机构组织开展技术产品对接交流会、应用示范现场会等活动，促进先进技术产品模式交流推广。支持行业协会、第三方研究机构以编制行业发展报告等形式，梳理技术趋势和发展实践，推广最新技术模式，宣传典型案例，引导行业健康发展。

国家发展改革委有关负责同志就《关于促进退役风电、光伏设备循环利用的指导意见》答记者问

近日，国家发展改革委联合国家能源局、工业和信息化部、生态环境部、商务部、国资委等部门印发《关于促进退役风电、光伏设备循环利用的指导意见》（发改环资〔2023〕1030号），以下简称《指导意见》）。《指导意见》是我国首份系统部署退役风电、光伏设备循环利用工作的政策文件，为便于各有关方面准确理解和把握政策内容，国家发展改革委有关负责同志接受采访，回答了记者提问。

问：《指导意见》出台的背景是什么？

答：近年来，我国新能源产业快速发展，风电、光伏等新能源设备大量应用，装机规模稳居全球第一。随着产业加快升级和设备更新换代，新能源设备将面临批量退役问题。退役新能源设备属于新型固体废弃物，退役风电设备体积大、材料复杂，退役光伏设备具有较高资源价值。退役风电、光伏设备循环利用意义重大，能够有效利用废钢铁、废有色金属、废玻璃等再生资源，避免不规范利用处置带来的土地占用和环境风险，是风电、光伏产业链绿色低碳循环发展的最后一环。当前，我国部分发电企业、设备生产企业、回收利用企业已积极探索退役风电、光伏设备循环利用技术和应用场景，积累了一定经验。但退役风电、光伏设备循环利用工作尚处于起步阶段，退役设备处置责任不明确，专业化回收利用企业较少、商业模式不成熟，存在简单焚烧和填埋废弃风机叶片、光伏组件等现象。

党的二十大报告明确要求，加快发展方式绿色转型，实施全面节约战略，加快构建废弃物循环利用体系。2021年，国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》，要求“推进退役动力电池、光伏组件、风电机组叶片等新兴产业废物循环利用”。

为全面贯彻党的二十大精神，落实《2030年前碳达峰行动方案》有关要求，促进退役风电、光伏设备循环利用，加快培育资源循环利用产业，国家发展改革委会同有关部门在深入调研、广泛听取意见建议的基础上联合发布了《指导意见》，明确了退役风电、光伏设备循环利用工作的总体要求、主要目标、重点任务和保障措施等。

问：《指导意见》提出了哪些工作目标？

答：综合考虑产业发展阶段、设备类型、退役情况等因素，《指导意见》分2025年、2030年两个阶段，从责任机制、标准体系、技术创新、产业培育等方面提出了退役风电、光伏设备循环利用的工作目标：到2025年，集中式风电场、光伏发电站退役设备处理责任机制基本建立，退役风电、光伏设备循环利用相关标准规范进一步完善，资源循环利用关键技术取得突破。到2030年，风电、光伏设备全流程循环利用技术体系基本成熟，资源循环利用模式更加健全，资源循环利用能力与退役规模有效匹配，标准规范更加完善，风电、光伏产业资源循环利用水平显著提升，形成一批退役风电、光伏设备循环利用产业集聚区。

问：《指导意见》部署了哪些任务？

答：《指导意见》提出，要积极构建覆盖绿色设计、规范回收、高值利用、无害处置等环节的风电和光伏设备循环利用体系，部署了6方面重点任务。一是大力推进绿色设计。引导生产制造企业以轻量化、易拆解、易运输、易回收为目标，在产品设计生产阶段进行绿色设计。二是建立健全退役设备处理责任机制。要求集中式风电和光伏发电企业依法承担退役设备处理责任，发电企业将废弃物循环利用和妥善处置作为风电场改造升级项目的重要内容。要求落实国有资产交易流转有关要求，进一步优化国有退役风电、光伏设备处理处置制度。三是完善设备回收体系。支持光伏设备制造企业建立分布式光伏回收体系。鼓励第三方专业回收、“一站式”服务模式。引导风电机组拆除后进行就地、就近、集中拆解。四是强化资源再生利用能力。鼓励再生利用企业开展退役风电、光伏设备精细化拆解和高水平再生利用，支持龙头企业针对复杂材料加快形成再生利用产业化能力。五是稳妥推进设备再制造。积极推进风电设备中高值部件以及光伏逆变器等关键零部件再制造。稳妥有序探索在新能源运营维修领域应用再制造部件。六是规范固体废弃物无害化处置。加大对退役风电、光伏设备回收利用处置全过程环境污染防治的监管力度。

问：《指导意见》提出了哪些保障措施？

答：《指导意见》明确强化保障措施，从技术研发、资金政策支持、标准规范体系、产业培育等方面细化有关部署。一是加大技术研发力度。将退役风电、光伏设备循环利用技术研发纳入国家重点研发计划相关重点专项。二是强化资金和政策支持。利用中央预算内投资支持退役风电、光伏设备循环利用项目。依法落实相关税收优惠政策。研究将退役风电、光伏设备循环利用产业纳入绿色产业指导目录。丰富绿色金融产品和服务，为符合条件的退役风电、光伏设备循环利用类项目提供融资便利。鼓励有条件的地方制定退役风电、光伏设备循环利用产业专项支持政策。三是健全标准规范体系。研究制定风电和光伏设备绿色设计、综合利用等标准规范。研究制定废弃风电光伏设备污染防治技术规范。四是培育重点地区和企业。结合各地风电、光伏设备生产和退役情况，指导支持部分重点区域建设退役新能源设备循环利用产业集聚区。支持中央企业发挥示范引领作用，率先加强退役风电、光伏设备循环利用，建设一批重点项目。

来源：国家发改委 WIND

国家能源集团 CHN ENERGY 国能信控 CHN ENERGY I&C

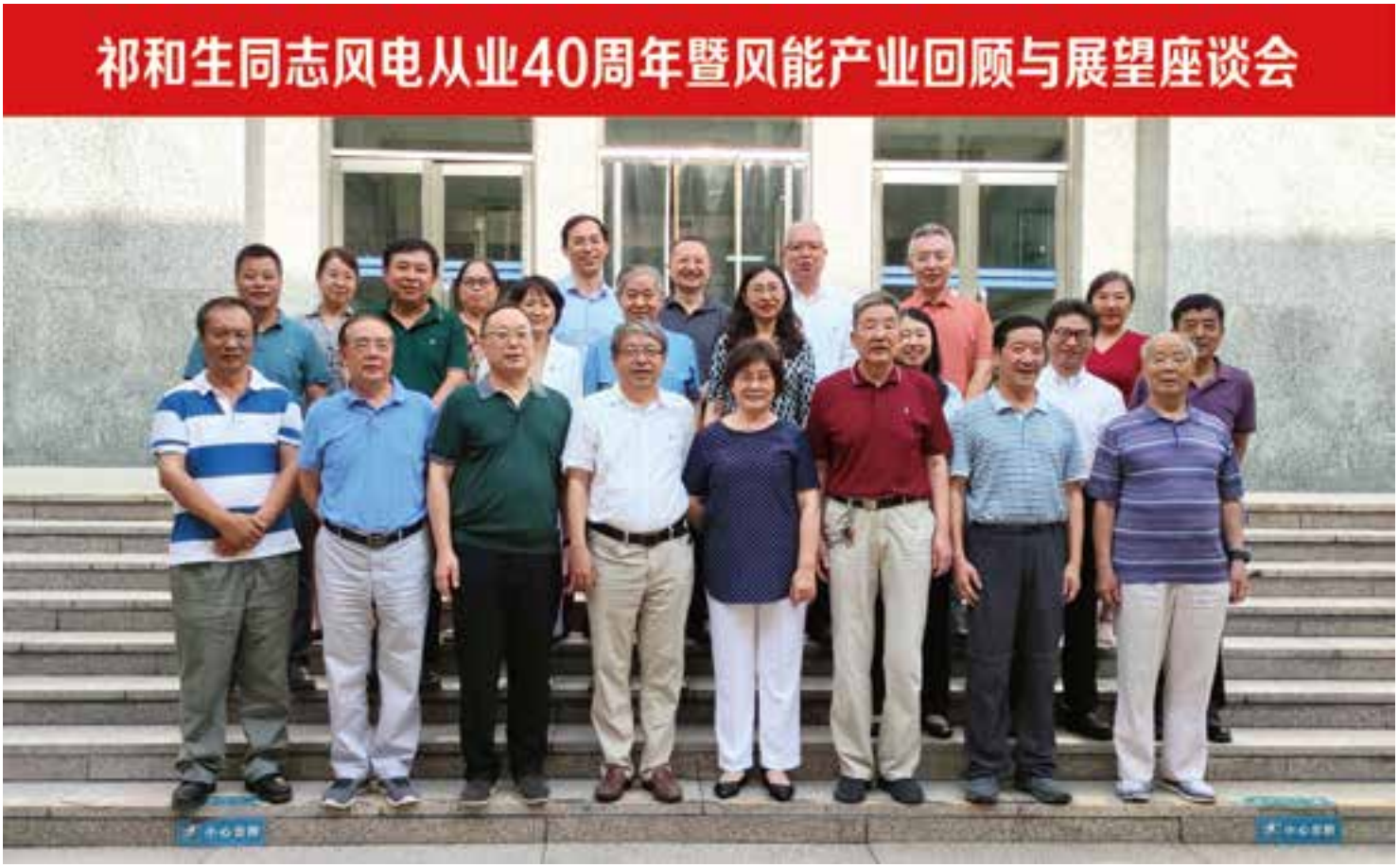
智能源 慧未来

信控互联能源新世界

- "科改示范"专项考核**"标杆企业"**
- **国内最早**从事能源信息化业务的高新技术企业之一
- 国内风电变桨控制系统市场**占有率第一**的企业
- 国家级专精特新**"小巨人"**企业

能源数智项目数量
1200 余个

变桨累计销量突破
2.4 万套



“祁和生同志风电从业40周年暨风能产业回顾与展望”座谈会在北京召开

2023 年 8 月 4 日，“祁和生同志风电从业 40 周年暨风能产业回顾与展望”座谈会在北京召开。朱俊生、史立山、李德孚、杨校生、柳地、王建平、杜广平、鹿浩、谢宏文、李鹏、秦世耀、宋彦勤、王大刚、侯玉菡、张文忠、董万里、郑羽等 20 多位嘉宾出席了会议并发言，全面总结了祁和生同志以及老一代风电人取得的卓越成就和突出贡献，共同回顾了中国风电产业的发展历程，探讨了当前面临的机遇和挑战，展望未来发展趋势和前景。会议由中国农机工业协会风力机械分会常务副秘书长吕青源主持。

自 1983 年大学毕业后进入风电行业后，40 年来，祁和生把自己全部的心血、汗水和聪明才智都奉献给了风电事业，是中国风电行业从无到有、从小到大的见证者、实践者和推动者。作为中国农机工业协会风力机械分会的创立者之一，在他的带领下，分会成立 34 年来不断成长、壮大，始终致力于充分发挥行业组织的作用和价值，与政府、企业及各参与方一道推动中国风电行业的健康、可持续发展，已经成为我国最具影响力的风电行业组织之一。

座谈会上，祁和生同志分享了从事风电行业 40 年的历程与感想。与会嘉宾通过一张张珍贵的老照片，重温了并肩奋战的峥嵘岁月，畅叙了风雨同行中的深情厚谊，并对祁和生同志 40 年来取得的成就和贡献给予了充分肯定和高度评价。

与会嘉宾一致认为，祁和生同志严谨科学、精益求精、高效务实的专业精神，执着坚守、勤奋敬业、宽厚包容的人格魅力，是老一代风电人共同的人生写照。相信新一代中国风电人一定会将这些优秀精神传承下去，开拓进取，守正创新，共同擘画出中国风电行业更加美好的未来。

中国农机工业协会风力机械分会会长柳地表示，未来分会将继续扎实开展工作，加强调查研究工作，及时捕捉、深入剖析行业发展中出现的问题和原因，不断提升服务行业和引领行业发展的能力，切实履行好职责，推动风电行业进一步提高创新能力，实现高质量跃升发展。

来源：CWEEA WIND

风电在役，必有可维

必维风电一站式在役服务解决方案

BUREAU
VERITAS

必维集团中国风电团队以其专业性和公正性为中国客户提供优质服务。多年来，与国华、中华电力、申能、华电、河北建投、EDF、SGRE、金风、上海电气、明阳、DEC、三一等众多客户保持长期良好的合作。

风电在役服务包括

- 失效分析
- 收购尽调
- 出保验收&在役检验
- 大部件维修或更换过程督导
- 油品检测
- 在役基础排查
- Shaftest在役主轴检测专利技术
- 在役吊具检验
- 水下机器人、声纳检测

关于必维集团

必维集团 (Bureau Veritas，简称“必维”，法国船级社) 是全球知名的测试、检验、认证和技术咨询服务机构。集团创立于 1828 年，总部设法国巴黎，目前在全球 140 个国家拥有约 1,600 个办公室和实验室以及超过 80,000 名员工，拥有 3,500 多项专业资质和国家级认可。必维为逾 400,000 家客户提供专业一流的服务和创新性的解决方案，以确保 其产品、设施和生产流程符合质量、健康、安全、环保和社会责任领域的标准及规范，从而帮助客户提升业绩表现。2021 年，必维全球的营业额为 51 亿欧元目前，必维在中国的 55 个城市拥有约 130 个办公室和实验室，以及超过 17,000 名专业员工。

作为值得信赖的商务伙伴，必维提供的创新型解决方案不仅帮助客户符合法规和标准的要求，更为客户降低风险、提 升业绩表现并促进其可持续发展。

更多业务联系： 021-2319 0880
webchina@cn.bureauveritas.com
必维集团 上海市 黄浦区 外马路1288号

中国风电后市场交流合作大会
十年回顾

2014 年，中国农机工业协会风力机械分会在珠海率先召开了首个风电后市场专题会议——“2014 全国风电后市场专题研讨会”，开启了推动风电后市场的健康有序发展、着力为产业各方搭建交流平台的新征程，至今已成功召开了九届。

让我们用一张张照片回顾十年来的携手同行。

2014 全国风电后市场专题研讨会

2014

会议时间：2014 年 9 月 15–16 日

会议地点：广东珠海

2015

第二届中国风电后市场专题研讨会

会议时间：2015 年 9 月 8–9 日

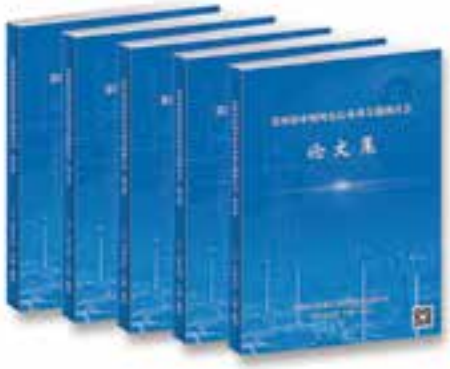
会议地点：内蒙古呼和浩特

第三届中国风电后市场专题研讨会

2016

会议时间：2016 年 7 月 5–7 日

会议地点：云南昆明



2017

第四届中国风电后市场专题研讨会

会议时间：2017 年 5 月 25–26 日

会议地点：宁夏银川

会议主题：健全规范 凝聚共识 健康发展

第五届中国风电后市场专题研讨会

2018

会议时间：2018 年 6 月 13–14 日

会议地点：上海

会议主题：创新驱动　智慧未来

承办单位：上海探能实业有限公司

快备新能源科技（上海）有限公司

2019

第六届中国风电后市场交流合作大会

会议时间：2019 年 6 月 13–14 日

会议地点：天津

会议主题：合作共建 共享共赢

承办单位：天津华建天恒传动有限责任公司

第七届中国风电后市场交流合作大会暨 2020 中国海上风电运维专题论坛

2020

会议时间：2020 年 8 月 20–21 日

会议地点：江苏无锡

会议主题：创新引领 提质增效

承办单位：德力佳传动科技（江苏）有限公司

2021

第八届中国风电后市场交流合作大会

会议时间：2021 年 6 月 17–18 日

会议地点：内蒙古包头

会议主题：规范健康发展 服务能源转型

承办单位：北京优利康达科技股份有限公司

第九届中国风电后市场交流合作大会

2022

会议时间：2022 年 8 月 23–25 日

会议地点：宁夏银川

会议主题：质量安全护航发展 创新服务提升价值

承办单位：宁夏嘉泽新能源股份有限公司

来源：CWEEA WIND

领导寄语

中国农机工业协会风力机械分会常务副会长兼秘书长 祁和生

一年一度的风电后市场交流合作大会，记录了十年来各方为推动风电后市场健康有序发展所做出的不懈努力，也见证了风电后市场不断成长壮大的历程。在各位同仁和组织机构的大力支持下，大会始终聚焦行业热点难点，本着聚集行业力量，输出行业智慧的理念，在不断探索中逐步形成了自身鲜明的特点。未来，大会还将继续聚焦风电后市场的新形势、新变化、新模式、新技术，携手各方，为推动风电后市场高质量发展贡献智慧和力量。

金风科技股份有限公司总裁 曹志刚

风电是一场长跑，后市场服务是这场长跑坚持到最后的关键。十年来，中国风电后市场大会深度聚焦前瞻技术、产品和模式的创新与合作，为风电人搭建起充分交流分享的平台。作为风电长跑的一员，金风科技始终致力于成为全球可信赖的清洁能源战略合作伙伴，希望能够与所有行业同仁携手，共同建设高安全、高可靠、高质量的风电未来。

中国华能集团有限公司新能源事业部副主任 张晓朝

习近平总书记在党的二十大报告中指出，高质量发展是全面建设社会主义现代化国家的首要任务，推动经济社会发展绿色化、低碳化是实现高质量发展的关键环节。风电行业肩负着绿色发展的重要使命，风电后市场的蓬勃发展和进步是风电行业有序健康发展的重要保障。过去十年，我们携手经历风雨，分享收获，共同成长；未来十年，我们继续砥砺同行，开拓创新，再铸辉煌！

明阳智慧能源集团股份公司总裁兼首席技术官 张启应

在风电快速发展的十年，“中国风电后市场交流合作大会”一路相伴，并已打造为中国风电后市场交流合作的权威平台，见证了中国风电后市场的蓬勃发展和进步，与全体风能人携手经历风雨，分享收获，共同成长；未来十年，我们应抓住历史机遇奋发拼搏，继续砥砺同行，开拓创新，再铸辉煌，借助风的力量，让绿色发展浪潮席卷全球。

中国广核新能源控股有限公司总工程师 鹿浩

过去十年，我国能源转型不断向纵深推进，新能源产业蓬勃发展，风电行业发生了翻天覆地的变化。笃行十载结硕果，踔厉奋发谱新篇。在能源转型中，可再生能源挑起大梁，风电行业以迎难而上的决心和开拓进取的勇气，换来今日之成就。十载光阴，见证后市场蓬勃发展；继往开来，创新开拓美好未来。祝中国风电后市场合作交流越办越好，行业影响力越来越大！

中船海装风电有限公司党委委员、首席技术官 张凯

在过去的十年中，风电行业取得了长足的发展，在保障能源供应和环境保护方面发挥了重要作用。作为行业内的重要盛会，风电后市场大会在推动风电产业发展中扮演着不可或缺的角色，为行业提供了宝贵的交流和学习机会，成为行业交流、合作和创新的重要平台。在未来的道路上，中船海装将继续秉承“金牌服务、全面维护”的服务理念，为市场提供全面优质的运维服务，为清洁能源事业贡献力量！

国电电力发展股份有限公司生产部副主任 董霞威

全球在应对气候变化，实现“双碳”目标的历史进程中，以风电为代表的可再生能源已经成为推动能源转型的主力军。今年，是学习贯彻党的二十大精神的开局之年，也是落实十四五规划承上启下的关键节点。上半年，风电开发节奏明显提速，全年新增装机有望再创新高。十年来，风电后市场规模不断扩大，取得了长足的进步，为降低机组全生命周期成本发挥了重要作用。未来，让我们全产业链团结协作，共同促进风电后市场健康发展。

宁夏嘉泽新能源股份有限公司董事长 陈波

过去十年，我们携手经历风雨，分享收获，共同成长；中国的新能源行业正在实现跨越式发展，围绕“双碳”目标，推动能源清洁高效开发、能源生产低碳转型发展，是我们这些新能源行业参与者、实践者的宗旨和使命。未来十年，嘉泽新能期待与各企业、各单位携手共进、砥砺同行，共同推动中国新能源行业和风电后市场健康有序发展！

协合新能源集团有限公司总裁助理 刘瑞卿

十年来，中国风电产业蓬勃发展，装机规模由十年前的约6500万千瓦，发展到现在的3.9亿千瓦，增长了六倍；年发电量由十年前的约1300亿度，发展到现在的8000亿度电水平，增长超过六倍。十年来，风电后市场快速壮大，“中国风电后市场交流合作大会”为行业提供了一个非常好的交流、合作、学习、借鉴的平台，促进了风电后市场的不断完善，健康发展。

中际联合（北京）科技股份有限公司董事长 刘志欣

十载风雨，我们携手同行；十年薪火，我们砥砺奋进；十年光阴，我们共同见证后市场蓬勃发展，共话风电后市场发展新思路，凝聚行业新共识，擘画风电后市场新蓝图，实现优势互补、资源共享、双赢发展，共创后市场服务崭新辉煌。未来，3S 将持续为风力发电行业提供更安全、更简单、更专业的高空安全作业设备，致力于服务从事艰苦事业的人们，为风电行业高质量发展提供坚实保障！

北京优利康达科技股份有限公司董事长 李精家

十易春秋，风华正茂；十载耕耘，硕果累累。在过去的十年里，我们共同见证了中国风电产业的蓬勃发展和后市场的繁荣壮大。作为第三方运维企业，我们将继续稳扎稳打，用最好的方案、最好的团队和最好的服务帮客户降本增效。在这个充满希望和挑战的新起点上，祝愿中国风电后市场大会越办越好，继续发挥强有力的作用，祝愿中国风电产业蒸蒸日上，再创辉煌！

瓦房店轴承集团有限责任公司董事长 刘军

交流与合作是风电后市场永恒的旋律，十年辛勤耕耘，成就了每一位坚守在后市场的风电人，也打造出中国风电后市场交流合作大会这一最佳平台。风电行业向服务化转型是大势所趋，每一位风电人都要从“全生命周期”的视角，齐心协力营造可持续发展的生态系统。拥有 85 载发展史的瓦轴集团将通过模式创新、管理创新和技术创新，为用户提供更耐用、更高端的轴承产品。

上城

申光®

上海申光高强度螺栓有限公司

SHANGHAI SHENGUANG HIGH STRENGTH BOLTS CO.,LTD.

上海申光高强度螺栓有限公司位于中国（上海）自由贸易试验区临港新片区重装备产业区内，占地101亩。公司是隶属于光明食品集团上海花卉园艺（集团）有限公司的国有控股企业，公司力量雄厚，生产设备精良，年产高强度紧固件3万多吨。公司是我国风力发电行业主要供应商，产品广泛应用于1.5兆瓦至16兆瓦风电主机、塔架、叶片和基础部件，以及核电装备、电站锅炉钢结构、石油设备、矿山机械、机电装备、大跨度桥梁、机场机库、高层建筑、高速客运列车、铁路道岔等领域。

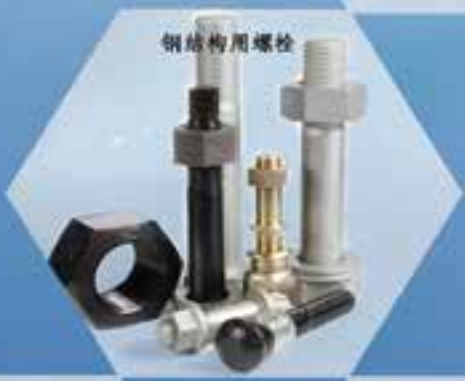
公司通过ISO9001质量管理体系、ISO14001环境管理体系、ISO45001职业健康安全体系认证，产品通过德国劳氏船级社的GL认证和德国TUV的CE认证，试验中心通过国家CNAS实验室认可。公司是高新技术企业、上海市“专精特新”企业和上海市企业技术中心单位，参与制修订紧固件国家标准30多项，荣获国家发明和实用新型专利50多项。公司生产设备齐全、工艺科学合理，产品选择优质的合金结构钢，具有国际先进水平的自动冷镦成型机(最大M36)、智能化红锻生产线、智能化数控生产线和数控专机、进口碳势控制的网带炉热处理流水线、300T高频疲劳试验机、250T锚栓张拉试验机等，检测手段先进齐全，产品质量稳定可靠。公司重点研发攻克了高抗疲劳紧固件、海上高防腐紧固件、塔架基础锚固螺栓等各类产品，并在生产工艺上开拓创新，自行研发的气动伸缩系统的红锻上模、硬质合金模芯及自动循环冷却系统的下模技术，均属国内首创。

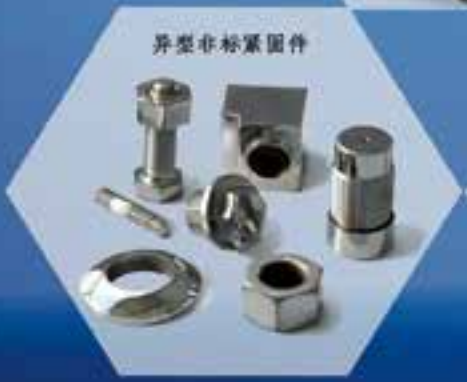
我们热忱欢迎国内外客商前来考察、指导、开展广泛的技术交流和业务合作，我们将为您提供优质的产品、优良的服务和优惠的价格！

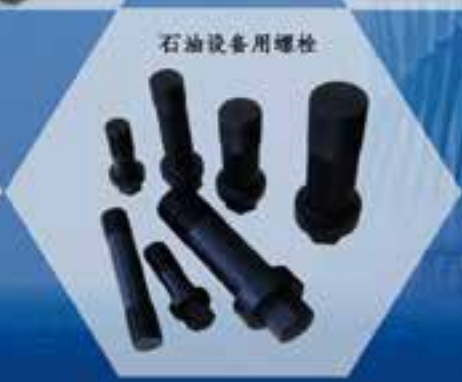
地址：中国（上海）自由贸易试验区
临港新片区江山路2866号
邮编：201306
电话：021-63831141
传真：021-63831145
Email：sales@shsg.cn

申光微信公众号

ISO 9001







海上风机退役及延寿技术

海上风电场的寿命周期一般为25年，随着海上风电场运营时间增加，风电退役问题成为行业面临的主要问题之一。风电机组是否直接退役与各部件的性能和状态密切相关，因此对风电机组的主要部件进行检测评估至关重要，并且随着风机技术的不断成熟，通过创新优化等技术手段可以适当延长风电机组的使用寿命，使其发挥出最大的价值。

随着全球清洁可再生能源需求增长，海上风电在能源领域中的地位越来越重要。海上环境恶劣，海上风机在使用过程中可能出现各种问题，例如机械故障、电气故障、腐蚀、损伤等，这些问题将会影响到风机的性能和可靠性。为了保证风机的正常运行，需要对其进行及时维护、检修，而由于海上风电场环境较为复杂，更换以及维护多有不便，风电机组的延寿问题迫在眉睫。

海上风机退役

退役是指风电机组到达设计寿命前或设计寿命时，采取一次性解列拆除全部风电机组及配套设施，并对场址进行恢复，原场址不再建设新的风电项目。随着服役时间的增长，老化的风机出现坠落、折断等重大事故的机率增大，即便经过维修，再次使用的寿命也难以准确预测。同时，其发电能力已经开始下降，设备技术性能也已不能满足

电网的要求，维护和保养成本也大大增加。不管是从经济角度考虑还是从安全角度考虑，达到和超过服役年限的风力发电机组应该按计划退役。

退役的原因主要包括风电机组实际发电效率低下，发电能力差；风电机组设计制造技术不足，机组环境适应能力差，造成风电机组可靠性低，性能无法满足安全要求，存在较大的安全隐患；风电机组技术指标不能满足电网要求；风电机组的零部件采购困难，运维难度大，导致风电机组运维成本高或无法进行运维；风电机组到达设计寿命时，存在严重影响机组或风电场的结构完整性或者预计会导致机组损坏的缺陷，且难以进行技改或需要难以承受的经济成本进行技改；因其他原因，项目业主自行选择风电机组退役；风电机组涉及环保、军事等因素被要求退役；风电机组未经审批超期运行。

退役后的风力发电机组如果不妥善处理也会对当地环境造成一定不良影响。塔筒和叶片会对鸟类造成致命危害，泄露的油脂也会对海洋环境造成污染。因此需要对退役后的风力发电机组进行妥善处置。对于退出服役的风力发电机组的处理，目前提出两种主要处理方式：一是将退役的风机进行翻新处理，再次投入使用或者做备件使用；另一种方式是将风机拆解，按材料成分分类进行回收再利用。

海上风机延寿检测

当海上风力发电机组陆续面临寿命到期时，面临是否需要退役更换新机的抉择，在做选择之前需要进行各个方面的判定，包括如何确定这些机组还能不能继续使用，需要对它们进行哪些改造，改造后能否保证安全以及还能用多久。

一、海上风电机组寿命评估

风电机组设计寿命按照《海上风力发电机组设计要求》GB/T 31517—2015/IEC 61400-3:2009 标准要求为 25 年，意味着海上风电机组最终将接近或达到其设计寿命的终结。在风电机组运行后期时，由于设备较高的故障率，是否需要（提前）报废拆除，还是评估、改造及升级、延长寿命后继续运行将面临艰难抉择，因此需要确定其整机或主要部件寿命损耗及剩余可用寿命。

风电机组寿命损耗评估是多变量、瞬时和多因素耦合所组成，如特殊风况条件（如紊流、风切变、流入角度、空气密度、威布尔分布）、特定运行工况（如瞬变次数、偏航不对中、长期停机工况、覆冰载荷、表面）以及其他超出部件设计边界条件工况来确定风电机组各自的状态。风电机组寿命评估需通过计算进行分析，这种方法需计算风电机组剩余使用寿命后，建立实际损害的模型。考虑到特定场地边界条件，如风况载荷、海流载荷，新的或额外的计算包括风电机组原设计计算评估复核或重新扫描或测量建模，以疲劳极限和载荷来验证风电机组结构完整性。

延寿评估不能是纯粹的理论计算，如果只进行简单的目视检查，加上一些基础的理论计算，直接给出机组寿命；或不考虑机组历史外部条件和运行状态，亦不考虑实际现场的真实机组模型和必要的测试，将使理论与实践严重脱钩，得出的结果会误导延寿决策，甚至导致事故。另外在延寿前或延寿过程中针

图1：延寿评估流程图

对老旧机组进行技改，是比较可行的办法，既可追求较高的发电性能，亦可降低机组的故障、失效风险；但需要注意的是，这些改造同样需要进行延寿评估，尤其需要评价延用的老旧部件对改造方案的承受能力，需要对它们进行必要的检测，分析风电机组全寿命周期的疲劳损伤累积。

所以，在确定是否进行风电机组寿命延长之前，需要现场实际检查，目的是评估风电机组是否适合继续运行；它覆盖了机械设备的检查，包括传动力系和齿轮箱、风轮叶片、安全系统、塔筒和基础；通过检查的结果来判断整个风电机组的状态。在进行现场核查、载荷及损伤寿命分析后，确定设备和部件的剩余寿命，决定进行延寿的技术改造和升级工作，项目实施后，进行后评估，确定延寿的效果。

二、海上风电机组延寿检测

1. 叶片检测

叶片作为机组的关键部件之一，其状态好坏很大程度上决定了机组寿命到期的处理方式。由于叶片运行环境十分恶劣，空气中各种介质每时每刻都在侵蚀着叶片，高温、低温、雷电、冰雹、雨雪随时都有可能对叶片产生危害，轻则影响气动性能，重则影响结构安全。而叶片正常定期维护维修的费用仅为单台风机发电收益的3%左右，只要对叶片进行及时检查和维修，就可以以换来稳定的发电收益，把损失和风险降低至最小。因此，若期望机组继续服役或技改后再服役运行，需要对叶片进行检查，判断其是否具备继续服役或技改后再服役的条件。目前业内常见的叶片检查方法有内窥机器人检查、无人机检查和超声检查。

叶片内窥机器人检查：对于叶片内部人力不可及的范围，可以使用专用的内窥机器人代替人工对叶片内部质量、粘接质量和避雷组件的固定情况进行近距离检查。内窥机器人检查可以进入人力不可及区域（狭小区域）的外观缺陷进行检查，但由于其受叶片角度、障碍物（如结构胶胶瘤、避雷导线）等因素制约，部分区域无法行进，行业应用并不普遍。

叶片无人机检查：检查人员利用无人机代替人工对叶片外部进行检查。无人机可以代替人力对叶片外部进行高效率的检查，不依赖检查人员自身的素质；近年来无人机巡检业务发展迅速，但具有自动巡航控制系统的无人机设备价格高，且目前仅能检查叶片外部，不具备测试电阻的功能。

叶片超声检查：检查人员利用超声波探伤仪对叶片的粘接质量进行检测。超声探伤仪可以对人力不可及区域（狭小区域）的粘接质量进行检查；但受介质制约，无法对含有芯材的后缘粘接区域进行检查，同时由于涉及到多点测试，在空中的检查效率较低。

以上三种检查方法各有利弊，适用不同场景下的检查需要。叶片检测的常见问题有：

（1）涂层剥落：会加速叶片结构层老化，长时间不处理会导致叶片结构层损伤及分层，降低叶片使用寿命。

（2）结构层褶皱缺陷：褶皱带来结构层角度的偏移，降低结构层强度，随着叶片的运行，会导致褶皱区域结构层进一步分层或裂纹，降低叶片使用寿命，严重时可导致

图2：叶片无人机检查

叶片提前退役。

（3）叶根螺栓出现裂纹或缺失：此损伤会导致其他螺栓受力不均，承受的载荷超过设计载荷，随着叶片的运行，其他螺栓可能会相继断裂，如发现不及时，叶片有从轮毂上脱落至地面的风险，同时也影响了机组的安全运行。

（4）叶片内外表层的开裂和分层：当结构层出现开裂及分层时，相对于其他正常的区域，缺陷区域成为了最薄弱区域，当最薄弱的区域发生破坏时，随着叶片的运行会逐渐向周边扩展，降低叶片的使用寿命。

（5）叶片避雷系统断线，电阻过大等问题：降低叶片防雷性能，一旦发生雷击，可能严重影响叶片的正常使用。

通过以上检查结果，可对缺陷的严重程度进行判断，并对叶片的处理建议提出合理的推断。对于不可修复的缺陷，在机组延寿期间，应适当减小剩余可用寿命及延寿期间的检查时间间隔；对于可以修复的缺陷，在不能及时修复且未停机继续运行的情况下，同样应缩短检查时间间隔，防止损伤区域的损伤程度从可修复转化为不可修复，加剧风场的经济损失。

2. 齿轮箱检测

风力发电机组中齿轮箱是一个重要的机械部件，其主要功能是将风轮在风力作用下所产生的动力传递给发电机并使其得到相应的转速，通常风轮的转速很低，远达不到发电机发电所需求的转速，必须通过齿轮箱齿轮副的增速作用来实现，故也将齿轮箱称之为增速箱。齿轮箱安装在塔顶的狭小空间里，一旦出现故障修复非常困难，所以对齿轮箱的可靠性和使用寿命都提出了比一般机械高得多的要求，例如对构件材料的要求，除了常规状态下机械性能外，还应该具有低温平稳工作，防止振动和冲击，保证充分的润滑条件等。因此加强齿轮箱的检测，重视对其进行维护保养的工作，显得尤其重要。

风力发电机组齿轮检测包含主齿轮箱检测、变桨齿轮、偏航齿轮检测。风力发电机组主齿轮箱是机组的重要传动部件，起着传递扭矩和提高转速的作用。由于风速风向的频繁变化，齿轮箱承受着频繁变化的载荷，因此齿轮箱已成为故障率较高的大部件之一。当前业内普遍使用工业内窥镜和振动测试等方法对其状态进行定期检测，并参考相关标准综合分析其健康状态。同样作为传动部件的变桨齿轮和偏航齿轮则长期暴露在外部环境中，容易受到湿气和盐雾的侵蚀，运行工况较为恶劣。与此同时，在机组的整个寿命周期内，变桨齿轮和偏航齿轮实际运转的时间也相对较短，齿轮箱长期在固定的范围内运行或者在特定位置静止，磨损问题较为突出。

检测齿轮箱等高频冲击类故障通常使用频谱分析法，虽然海上风力发电机组的设计使用寿命一般是25 年，但是据实际统计，齿轮箱的平均寿命仅为 3~5 年。齿轮箱的价格和维修费用也很高，与此同时，加上停机，其带来的损失巨大。所以要通过各种间接手段，评估机组运行状态，在故障发生之前便发出警告，从而可以准确判断故障发生时间，合理制定维修计划，开展维修任务，其目的就是缩短非计划停机的时间，避免关联部件的操作，同时节省不必要的备件成本、维修成本，从而提高经济效益。

3. 塔架焊缝与螺栓检测

在风力发电机组整个运行生命周期内，塔架作为其主要的承重部

图3：齿轮磨损现象

件，长期受到机组交变载荷的作用。机组运行过程中，焊缝和螺栓所处的工作环境较为恶劣，受力复杂，随着使用年限的增加，极易出现松动及裂纹缺陷，当这些缺陷发展一定程度时会严重影响机组的运行安全。螺栓和塔架焊缝是否具备优良的抗疲劳性能，是防止塔架或机组出现严重损伤，甚至倒塔事故的有力保障。

考虑到焊缝和螺栓连接可靠性直接影响到整个机组的可靠性和使用寿命，因此有必要对焊缝和螺栓缺陷进行定期检测，提早发现裂纹缺陷，以便及时更换和维护。

目前风电行业针对在役机组塔架焊缝和机组螺栓的检测常用磁粉探伤、超声波探伤、超声波相控阵等方法。磁粉探伤是通过磁粉在缺陷附近漏磁场中的堆积以检测铁磁性材料表面或近表面处缺陷的一种无损检测方法。将钢铁等磁性材料制作的工件予以磁化，利用其缺陷部位的漏磁能吸附磁粉的特征，依磁粉分布显示被探测物件表面缺陷和近表面缺陷的探伤方法；超声波探伤，声源产生超声波，采用一定方式进入工件，在工件中传播并与工件材质以及工件中缺陷相互作用，使传播方向或特征发生改变，改变后的超声波通过检测设备被接收，对其进行处理和分析。根据接收超声波的特征，评估工件本身及其内部是否存在缺陷及缺陷的特征。超声波相控阵，该方法和常规超声波检测的原理相似，都是基于脉冲反射的原理，相对于常规超声波探伤，扫查焊缝时相控阵方法无需锯齿扫查，只要沿着焊缝挪动探头即可，并且扫查范围更广，检测效率比常规扫查效率更高，检测准确性和可靠性更高。

图4：超声波相控阵探伤

4. 风电机组基础检测

风力发电机组的基础用于安装、支承、平衡机组在运行过程中所产生的各种载荷，以保证其安全、稳定地运行。对老旧机组进行延寿工作之前，必须对机组基础进行全面的检查评估确保机组健康运行。

目前，应用于机组基础检测的方法主要分为无损检测和微破损检测两大类。无损检测方法依据《混凝土结构工程施工质量验收规范》（GB 50204-2015），进行机组基础整体外观检测，重点检查基础周边是否出现明显的脱开裂隙，防水层裂纹，混凝土压溃以及冒浆的现象，若有混凝土裂缝则进行长度、宽度、深度及走向测量，绘制裂缝分布图；依据《风电机组地基基础设计规定》（FD 003-2007）、《建筑变形测量规范》（JTJ 8-2016），进行基础沉降检测，用以评定基础水平倾斜情况；依据《回弹法检测混凝土抗压强度技术规程》（JGJ/T 23-2011），进行混凝土表面强度回弹检测，用以评定混凝土的表面强度；依据《风力发电机组 验收规范》（GB/T 20319-2017），进行风电机组塔架垂直度检测，用以评定机组基础沉降和塔架变形综合情况；依据《建筑桩基检测技术规范》（JGJ 106-2014），进行桩基完整性检测。

微破损依据《钻芯法检测混凝土强度技术规程》（JGJ/T 384-2016），进行混凝土钻芯，该检测可以评定基础混凝土强度和密实度；依据《钻芯法检测混凝土强度技术规程》（JGJ/T 384-2016），进行钻孔视频检测，该方法可以评定

混凝土内部空腔和钢筋周边混凝土压碎情况；依据《混凝土结构工程施工质量验收规范》（GB 50204-2015），进行基础混凝土局部破拆，用以确认混凝土质量和内部损伤；依据《建筑桩基检测技术规范》（JGJ 106-2014），进行桩基载荷试验检测，包含：单桩竖向抗压静载试验、单桩竖向抗拔静载试验、单桩水平静载试验等。

基础检测的常见损伤现象有表层混凝土与塔架出现明显可见的脱开裂缝（例如正常运行荷载工况最大裂缝宽度超过 0.2mm，极端荷载工况最大裂缝宽度超过 0.3mm）以及混凝土受压破损，以主风向更为常见；塔架周边出现泛浆现象；钢筋剪断与周围混凝土破损；混凝土内部空洞、裂缝、不密实；混凝土腐蚀（氯化物的渗入、碱集料反应、硫酸盐及酸侵蚀、冻融作用）；基础的差异沉降、累计沉降量超过规范要求、沉降速率增大；桩基础的内部缺陷；基础倾斜等。

对于已经长期运行的风力发电机组，可以通过对风电机组基础损伤问题的检测与调查研究，提出一套适时可行的检测方案，以便风场工作人员定期开展对基础的检测作业，并建立检测数据档案，长期追踪基础的损伤问题，避免重大的机组运行安全风险。

海上风电机组延寿方法

海上风机的寿命受到海洋环境、风速和机械磨损等因素的影响，在对各部件进行相应的检测之后，需要采取一系列技术和方法，尽量延长其使用寿命，减少维护和更换的成本，提高能源效率和可靠性。海上风电机组的延寿主要从监测与维护、升级和改造、修复和替换、智能化管理等方面展开。

一、监测与维护

海上风机的监测和维护是延长其使用寿命的关键。海上风机安装在海上，受到海洋环境的影响，易出现腐蚀、老化和机械磨损等问题。因此，需定期进行维护和巡检，及时发现和修复故障，以避免故障进一步恶化，导致更高的维护成本和

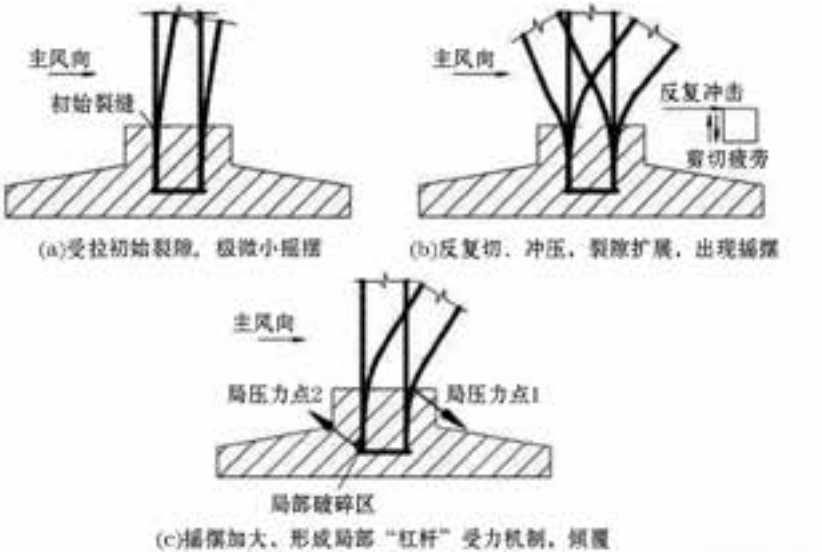


图5：基础长期运行疲劳损伤发展

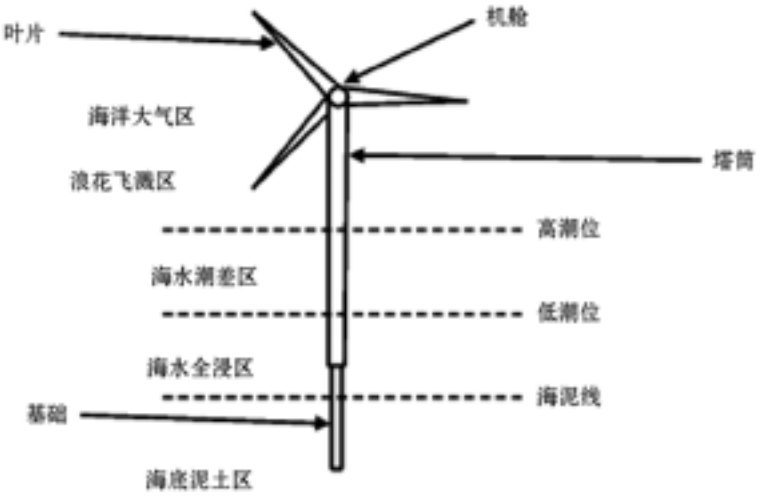


图6：海上风机区位划分

停机时间。海上风机的监测和维护主要包括以下几个方面：

运行数据的监测和分析：通过对海上风机的运行数据进行监测和分析，可以及时发现潜在的问题，提高海上风机的可靠性和安全性。运行数据包括转速、振动等参数，可以通过传感器、监测系统等设备进行实时监测和记录；运行数据的分析可以采用数据挖掘、机器学习、人工智能等技术，识别出异常数据和趋势，预测未来可能出现的故障和问题。

定期维护和检修：定期的维护和检修可以及时发现和解决问题，延长海上风机的使用寿命。维护和检修包括对机械、电气、液压、控制等进行检查和维护。例如检查和更换风机叶片、轴承、齿轮、电缆、电机等部件，清洗和润滑机器，校准和调整传感器、控制系统等。定期的维护和检修可以根据海上风机的运行状态和使用寿命制定计划，确保其在最佳状态下运行。

故障诊断和修复：海上风机出现故障时，需要及时进行诊断和修复。故障诊断可以通过运行数据的分析，故障代码的识别，声音和振动的情况等方面进行判断。修复包括更换故障部件、调整和校准机器、重新启动控制系统等。故障诊断和修复需要专业的人员和设备，以确保修复后的海上风机能够安全、稳定地运行。

二、升级和改造

升级和改造海上风机的关键部件，如润滑系统、控制系统、发电机和电缆等，可以提高海上风机的性能和可靠性，延长其使用寿命。常见的升级和改造技术包括：

润滑系统：润滑系统是海上风机重要的机械部件，是影响海上风机寿命和性能的关键。升级和改造润滑系统，可以减少机械磨损和摩擦，延长机械部件的使用寿命。例如，采用新型润滑油、润滑脂和润滑系统，可以减少摩擦并且降低能耗。

控制系统：控制系统是海上风机的核心部件，影响海上风机的性能和可靠性。采用智能控制系统、自适应控制系统和模型预测控制系统等升级系统，可以提高海上风机的控制精度和反应速度，降低运行成本和故障率。

发电机：发电机是海上风机的重要部件，影响海上风机的电力输出效率。采用新型发电机、高效电力变换器和电力储存技术，可以提高海上风机的输送效率以及性能。

电缆：电缆同样是海上风机的重要部件，对海上风机的电力输送和安全问题至关重要。升级和改造电缆，采用新型电缆、高强度耐磨材料和防腐蚀涂层等包装电缆，可以提高电缆的耐久性和安全可靠性。

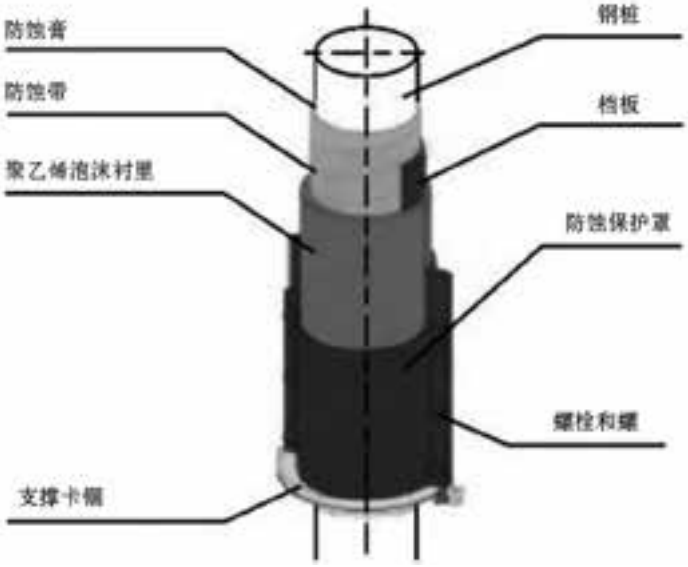


图7：钢桩复层矿脂包覆防腐示意图

三、修复与替换

使用高效的修复技术，如焊接修复、涂层修复和复合材料修复等，修复海上风机的叶片、塔架和其他部件，可以延长其寿命。同时，根据海上风机的实际情况，合理选择替换的部件，如叶片，叶片是海上风机的重要部件，容易受到海洋环境和风力的磨损，需要定期维护和更换。采用高效的叶片修复技术，

如复合材料修复和涂层修复，可以延长其使用寿命。同时，根据叶片的损伤程度，合理选择叶片的替换方式，如单叶片替换、双叶片替换和整体叶片替换等。

四、智能化管理

利用物联网、云计算和人工智能等技术，进行智能化管理和预测维护，及时发现故障和预测寿命，以降低维护和更换成本。常见的智能化管理技术包括：

物联网技术：利用传感器和数据采集系统，实时监测海上风机的状态和运行情况，提高海上风机的可靠性和安全性。

云计算技术：利用云计算平台，实现海上风机数据的存储和分析，提高海上风机的数据处理和决策能力。

人工智能技术：利用人工智能算法，预测海上风机的寿命和故障风险，提高海上风机的预测维护能力。例如，采用机器学习算法和深度学习算法，对海上风机的数据进行分析和建模，预测海上风机的故障和寿命。

数据管理系统：利用数据管理系统，对海上风机的数据进行管理和分析，包括故障记录、维护记录、运行数据等，提高海上风机的管理水平和数据分析能力。

除了以上提到的技术，还有一些其他的技术和方法也可以用来延长海上风机的使用寿命和降低成本。首先，海上风机的安装和维护需要专业的人员和设备，因此，培养和招聘专业的维护人员和技术人员也是非常重要的。这些人员需要具备海洋工程、电力工程、机械工程等方面的知识和技能，能够熟练地操作和维护海上风机。其次，海上风机的设计和制造也是影响其寿命和性能的重要因素，优秀的设计和制造技术可以提高海上风机的质量和可靠性，例如，采用先进的材料和加工技术，可以提高海上风机的耐久性和强度；采用先进的设计和模拟技术，可以优化海上风机的结构和性能。最后，海上风机的运维管理也是延长其使用寿命和降低成本的关键；运维管理包括计划性维护、预防性维护、故障维修和替换等方面。合理的运维管理可以及时发现和解决问题，避免故障和损失，提高海上风机的可靠性和经济性。

结语

海上风机退役延寿是提高海上风电场风能利用率和降低成本的关键技术之一。而海上风机的延寿技术是一个复杂的系统工程，需要多方面的技术和方法的综合应用，通过监测与维护、升级和改造、修复和替换、智能化管理等方面，可以延长海上风机的使用寿命，降低维护和更换成本，提高能源效率和可靠性。未来，随着技术的不断发展和应用，海上风机的延寿技术将会得到持续不断的提升和改善。

随着海上风电机组运行年限的增长，风机各部件的损伤、老化风险日益升高。为尽可能发挥海上风机使用价值，未来我国应制定更多措施保障对风机的状况进行合理的评估，及时发现风电机组存在的问题，并进行预防性的维护，提升风电机组的寿命，增加风电场经济效益。

来源：千尧科技 WIND

Baumer
Passion for Sensors

专注传感 致力风电

堡盟为风力发电提供一站式传感技术解决方案

1

发电机编码器
HOG86 系列

- 精准反馈
- 坚固、双轴承、陶瓷绝缘
- 适用于高海拔、高低温度
- 增强信号传输，距离达 500m
- 可靠的海上防腐蚀性能
- 可选双输出

2

滑环增量式编码器
EIL580 系列

- 光感应原理，抗 EMC 性能
- 精准反馈
- 灵活安装设计
- 可适用于低温环境 -40°C

3

变桨位置和速度反馈
GM400 系列

- 光感应原理绝对值编码器，增强 EMC 性能
- 精确定位
- 可附加增量信号，实现转速控制
- 可适用于低温环境 -40°C

4

偏航位置反馈
EAM360 系列

- 紧凑结构，减小空间
- 高精度 0.15°，适用偏航定位
- 可装配在偏航盘内使用
- 增强抗振动性能

5

PLd SIL2

塔筒振动 / 冲击加速度反馈
GAM900(S)

- 可软件自主配置参数
- 高分辨率 <0.04mV
- 可用于海上风机应用
- 通过 PLd SIL2 安全认证

6

风机主轴转速 / 位置反馈
MIR3000F/MQR3000F 系列

- 适用于大轴径设备测速和定位
- 非接触、无磨损、经久耐用
- 高分辨率、高精度
- 易于安装、运输

7

基于 DMS 的坚固型应变力传感器
DST55 系列

- DMS 技术实现长期可靠的叶片应力检测
- 高精度、高可靠性
- 防腐蚀 C5-M 等级，传感器适用于沿海 / 近海高盐雾区域
- 工作温度范围广：-40℃ 到 85℃
- 最高防护等级 IP68/IP69K
- 通过风载荷测量提供过载保护

8

齿轮油位检测液位开关
LBFS 系列

- 可重复开关点实现安全操作
- 检测任何液体液位
- 无磨损、坚固的结构设计
- 快速、轻松安装

9

桨叶位置检测
IR30 系列

- 检测距离长达 18mm。
- 模拟量输出 4-20mA、1-10V 可选
- 支持静态和动态监测
- 重复精度 <0.02mm

10

机舱 / 塔筒倾斜检测
GIM700DR

- 两轴倾斜度测量 ±90°
- 通信方式：CAN-open 或 SAEJ1939
- 六自由度惯性测量单元（IMU）
- 高防护性能：IP 69K

上海市松江区民强路 1525 号（中田高科园）11 幢 | 电话：021 6768 7095 传真：021 6768 7098 | 邮箱：sales.cn@baumer.com

追风向海
海上风电数字化之路交流会在湛江圆满举办

为推动我国海上风电数字化健康可持续发展，8 月 17 日 –18 日，海上风电数字化之路交流会在广东湛江举行。

本次会议由中国农机工业协会风力机械分会主办，广东粤电湛江风力发电有限公司承办，华为技术有限公司、北京岳能科技股份有限公司协办。大会邀请到了 70 多名来自政府主管部门、清洁能源企业、电力设计院、设备制造企业、高等院校的相关领导、管理技术人员，以及专家学者齐聚一堂，深入研讨交流，共同推进海上风电数字化高质量发展。

中国农机工业协会风力机械分会秘书长祁和生在会上致辞。他表示，以数字化智能化为载体，推动能源行业转型升级和新型能源体系建设，既是能源行业高质量发展的必由之路，

也是以风电为代表的可再生能源实现技术跨越的重点方向。加快海上风电数字化、智能化的建设，提高运营效率、降低整体成本、提升安全性，使海上风电开发更安全、更高效、更经济，已经成为当前的重要课题之一。当前，在推进海上风电数字化建设的过程中，仍存在数据和技术壁垒有待突破、数据管理平台尚未统一、数字化建设人才储备不足等亟待解决的问题，需要各方深入合作，推动数字技术与产业的创新融合，进一步提升海上风电的智能化、数字化水平，赋能海上风电走上高质量发展之路。

截至 2023 年 6 月底，我国海上风电累计装机已达 3146 万千瓦。海上风电作为构建新型能源体系、筑牢能源安全屏障、建设海洋强国的重要抓手和支撑，已经在诸多领域取得创新突破。

湛江风电公司党委书记、董事长、总经理陈伟球在讲话中表示，随着国家“双碳”战略的不断推进，海上风电已成为加快能源转型的重要抓手，发展前景广阔。如何综合运用云计算、大数据、人工智能、5G 等新技术，实现海上风电关键技术及应用领域的重大突破，是全行业共同关注的趋势和热点问题。作为广东省最早建设运营大兆瓦级海上风电项目的新能源企业，湛江风电公司坚定不移走创新发展路径，积极投入广东省海上风电智能运维工程技术研究中心建设，探索实践海上风电数字化之路。相信本次会议将凝聚产业智慧，赋能转型升级，促成行业内外最新技术经验、研究成果的分享交流，为我国海上风电高质量发展注入新动能。

在论坛环节，7 位嘉宾围绕“海上风电数字化转型”主题进行精彩演讲，为共同促进我国海上风电清洁能源高质量发展深入探讨交流，引发全场共鸣。

中国农业机械工业协会风力机械分会副秘书长 梁志静

《中国海上风电发展现状与前景展望》

华北电力大学新能源学院 王伟龙 博士

《风电机组前沿技术与数字化发展趋势》

北京岳能科技股份有限公司总经理助理 孔晶

《全景运营平台 助力风电数字化发展》

华为中国政企发电系统部解决方案总监 陈晓明

《拥抱绿色新能源 共创风电数字化发展》

深圳量云能源网络科技有限公司软件平台部部长 张瑞光

《数字孪生助力海上风电智慧运维与智能决策》

中怡保险经纪有限责任公司助理总监 吴与臧

《降低风险成本 保驾海上风电》

湛江风电公司运维部集控中心经理 韩新

《海上风电智能可视化运维技术应用与展望》

在现场讨论交流环节，与会人员就当前海上风电数字化建设的现状、问题和发展方向等热点问题展开了热烈讨论，并提出了建设性的意见和建议。与会人员表示，党的二十大作出了“加快发展数字经济，促进数字经济和实体经济深度融合”的明确部署，行业各方要抓住数字化转型机遇，以科技创新为本，携手建设海上风电数字化转型解决方案，加速跃升产业发展能级，为推动能源清洁低碳转型注入澎湃动力。

下午，与会人员深入湛江风电公司海陆一体风电集控中心，调研数字化运维平台在新能源生产项目的落地情况。湛江风电公司海陆一体集控中心是全国首个全面自主可控的海陆一体风电集控中心，也是广东省首个以海上风电智能运维技术为研究核心的省级工程技术研究中心。

湛江风电公司与华为技术有限公司、北京岳能科技有限公司等行业领先企业深入合作，率先实现了陆上、海上风电以及光伏新能源生产项目集中运行的全面自主可控。2022 年，湛江风电公司成功获国家高新技术企业认定。

来源：湛江风电

新疆首个“以大代小”项目首台机组顺利吊装

近日，龙源电力新疆公司达坂城二场“以大代小”增容技改风电项目（以下简称“龙源达坂城二场项目”）首台机组成功吊装。

该项目始建于1991年，是当时亚洲最大、全国首座商业化运营的风电场，被业界称为“中国风电发展的摇篮”、“风机的博物馆”，项目机组运行年限已超过30年。

今年6月，国家能源局印发《风电场改造升级和退役管理办法》，“以大代小”政策正式出炉。龙源达坂城二场项目是新疆首个“以大代小”风电增容技改项目，共拆除155台不同型号，容量共计9.03万千瓦的老旧风机，新建33台金风科技GWH191-6.X机组，总装机容量22.15万千瓦，全场风机点位个数减少约78%，装机容量扩充2.5倍。

采用单机容量更大、技术更先进的新机型，替代早期开发、已步入退役期的小容量旧机型，可以解决机组设备老化带来的安全隐患，还能盘活存量，提高风资源和土地利用率，提升项目发电量。

新建机组投产后，龙源达坂城二场项目增发电量约6.6亿千瓦时，发电量增加2.5倍，年平均上网电量约9.33亿千瓦时，项目经济性大幅提高。

龙源达坂城二场项目所处区域风切变和湍流较小，风资源条件好。金风科技GWH191-6.X机组叶轮直径191米，具有良好的捕风性能。

GWH191-6.X机组应用了金风科技行业首创的偏航集电环技术，避免了传统机组为实现最大风能捕获，在偏航对风过程中进行扭缆和解缆工况下的电缆磨损问题，以及因解缆角度范围受限、解缆时间长所造成的发电量损失，有效提升了机组的可靠性与发电能力。

从风电场收益来看，机组采用偏航集电环技术，通过扩大扭缆角度范围，从而提升机组发电量。按

照单机一年强制解缆两次，等效年利用小时数增加 1 小时计算，一台单机容量 6MW 的风机每年可提升发电量 6000 千瓦时。

因“狭管效应”大风频发，新疆达坂城被称为“老风口”。为加强机组运行安全性，GWH191-6.X 机型塔筒采用大直径钢塔设计方案。为抵御冬季霜冻，塔筒使用 Q420E 钢板抵御极端工况。Q420E 为高强卷板，具有良好力学性能，强韧性高，抗疲劳、抗冲击、抗低温、抗腐蚀，材质耐磨，性能稳定。

“以大代小”能够打开巨大风电增量市场空间，并有助于进一步优化能源结构，助力地方构建更加清洁、低碳、安全高效的能源体系。

新疆是中国风能资源最丰富的省份之一，风能开发时间早，是国家规划建设的大型清洁能源基地，“以大代小”增量市场广阔。龙源达坂城二场项目的成功实践，对新疆乃至全国风电行业“以大代小”起到了积极的示范作用。

金风科技作为行业先行者和可信赖的合作伙伴，将继续致力于新能源技术创新，提供技术领先的高可靠产品，确保项目高标准建设，推动风电行业高质量发展，为区域能源转型助力，让“可持续 更美好”的绿色未来变为现实。

来源：金风科技微平台 WIND

新突破 “扶摇号”离网运行成功

近日，迎着徐徐海风，“扶摇号”浮式风电装备在智能微网模式下成功运行发电，这是中船海装科技创新的最新突破，为下一步利用浮式风电向岛礁或海上制氢、海工平台、海水淡化、智慧渔场等海洋设备供电提供了良好的示范。

“扶摇号”是中国首台按深远海进行设计、工程实施及测试验证的浮式风电装备，自 2022 年在广东湛江罗斗沙海域成功安装以来，已连续经历了“暹芭”“马鞍”“泰利”等多次强台风考验，始终稳稳矗立在蔚蓝大海上，此次智能微网状态下的成功运行，让“扶摇号”进入了一个新的里程碑。

作为亮相“奋进新时代”成就展的献礼工程，“扶摇号”自诞生以来就受到了发改委、科技部、工信部等国家部委，新华社、科技日报等主流媒体，以及行业协会和媒体的高度关注。2022 年，中船海装按计划完成了浮式风电装备关键技术研究、浮式风电装备制造、工程主体及海缆施工等系列工作，让“扶摇号”具备了并网的工程技术条件。

2023 年，海装技术团队又全力投入到深远海智能微网示范运行的子课题攻关中。经过 6 个月的微网方案设计、电气架构优化、控制代码重写和系统实施，先后突破了机组黑启动、充放电运行状态的无缝切换、自适应功率调节等多项关键技术，成功实现了“扶摇号”运行发电并向智能微网供电。

由风电机组、电压源模式变流器、后备储能电源和智能微网控制单元共同构成的自维持式智能微网，不仅为“扶摇号”提供了更好的抗台安全性，还能获得更加充足的运行环境、运动载荷和姿态控制数据，为“扶摇号”的正式并网运行做好了充分准备。

中船海装在浮式风电装备和智能微网上都掌握了自主研发的关键核心技术。2015 年，中船海装首个以风电为主要能源的智能微电网项目在敦煌雅丹国家地质公园成功运行，此次“扶摇号”的孤岛微电网状态运行，是中船海装将浮式风电与智能微网结合的又一重大突破。

下一步，中船海装将一如既往迎难而上、攻坚克难，以浮式风电为主，其他能源形式为辅，通过智能微网等前沿技术探索应用，大力发展海岛经济，实现能源自给自足，全力推进智慧能源岛等综合能源示范基地建设，为“海洋强国”和“蓝色海洋经济带”建设赋能。

来源：中船海装 WIND

老旧风电场技术改造的方案分析

□ 文 | 孙德尧　赵彦贤　赵丽娟　中水北方勘测设计研究有限责任公司

摘　要： 老旧风电场机型老旧，不能完全匹配风资源发电。依据本工程的特点和实际情况采用了整机改造的方案，采用 5 台 4MW 风机机组，叶轮直径 156m，轮毂高度 110m，通过改造提高风电场发电量，增加了经济收益。每个风电场该技改方案必须结合具体项目具体分析，找到合适的改造方案。

关键词： 整机改造　等容量替换　单位电度投资

对于国内早期建设风电场，部分风电场老旧机组未能达到当初方案设计的利用小时数，或者生态环境等因素的变化，导致经济性达不到预期的收益。主要原因有：由于早期风机技术的问题，老旧机组机型与风资源不能完美匹配，机组发电潜能没有充分发挥出来；测风数据或早期软件计算误差较大等造成机位布置偏差较大；部分老旧机组运维所需要的备品备件短缺等。随着风电项目资源竞争越来越激烈，合适的风场区域越来越难于寻找，而这些早期建设的风电场拥有该地区最好的风资源及地形条件，成为业主和各投资商寻求风电发展的一个重要方向。为这些早期开发建设的风电场找到合理的技改方案，实施切实有效的风电场改造，可显著提高风电场的经济效益。

风电机组叶片改造、塔筒改造、整机改造是风电场技改方案的三种型式。

本文以贵州某风电场项目为例，结合本项目的技术特点，找到更加合理的风电场技术改造方案，以此来提高风电场发电量、增加经济收益的目的。

项目概况：该风电场位于贵州省东南部，总装机容量为 50MW，一期建设完成，安装 25 台 2MW 风电机组，建设一座 110kV 升压站。风电场场区总面积为 10km^2。风电场 2009 年开工建设，2010 年建成发电。风电场并网至今实际年利用小时数为 1995h。

由于国家新版生态红线的调整，使得原有 10 台 2MW 风电机组无法继续使用，风电场拆除 10 台 2MW 风机之后，发电量锐减，项目经营效益直线下降，2019 年至 2020 年连续两年处亏损状态，2021 年仅仅“出零米”，项目经营形势异常困难。

为贯彻落实集团公司“二次创业”和高质量发展号召，推进 2021 年风电提质增效三年规划方案落地，结合当前新能源板块风机设备市场技术较为成熟、价格相对较低的市场环境，且项目尚处于享受国家可再生能源补贴电价，

当前开展风机规模复装正当其时、十分必要，经济效益明显，可扭转该风电场经营亏损的局面。

根据等容量替换的原则，取得国家相关部门同意下文的前提下，本项目选择整机改造方案。在现有风电场区内重新选择新机位，根据风场区域的资源特点，采用 5 台 4MW 风电机组，替换拆除的 2MW 风机机组，在使用最少的机位、充分利用原风电场的运输道路路径的原则下，减少道路、风机平台、风机、电缆等投资，对生态环境的影响降到最低，工期压缩到最短。

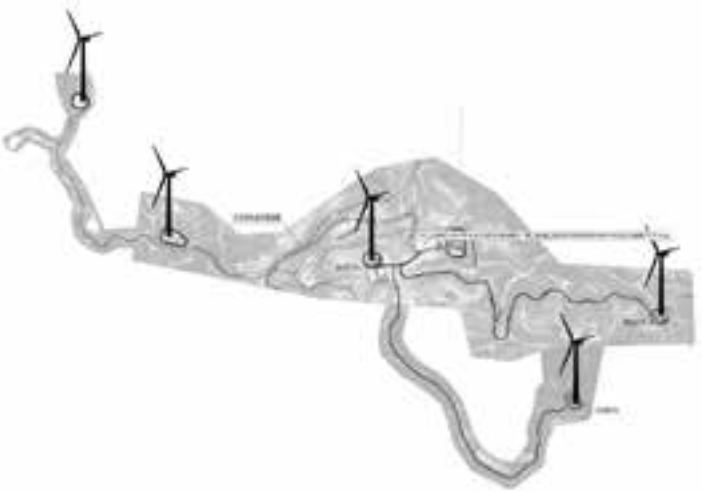
因本项目投产时间较早，单机容量小，风机叶轮直径较小，轮毂高度较低，捕风能力较弱，发电量较低，进行“上大压小”技改，拆除老旧机组，安装容量大的国内主流风电机组，可以降低维修成本，同时提升风电场发电量。利用原有的个别机位和新选风机机位。

依据本项目主机厂相关资料及业主前期调研成果，本阶段通过收集地形和交通运输条件、湍流强度等信息，结合各机位点现有的机型特点。本阶段选用 5 种机型进行计算，各机型特征参数见表一。

各机型在风电场实际空气密度下的功率曲线和推力系数曲线，分别见图三和图四。

本风电场各风机机型比选方案上网发电量计算成果表见表二。

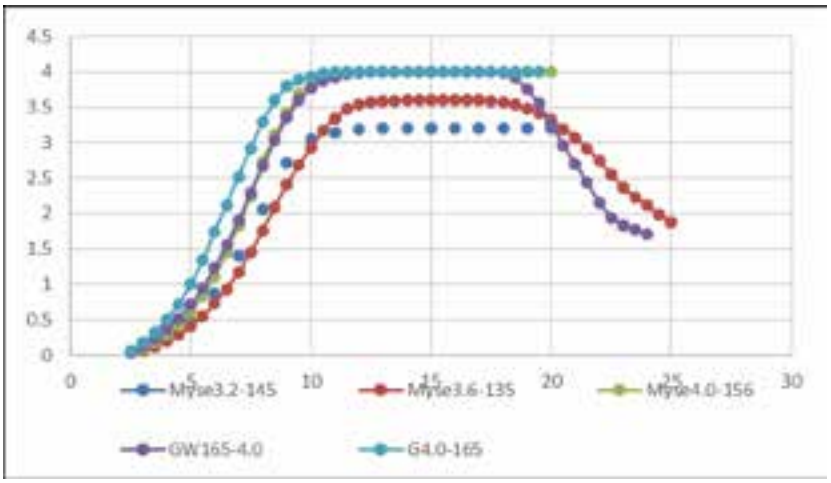
图一：风电场原风机平面布置图



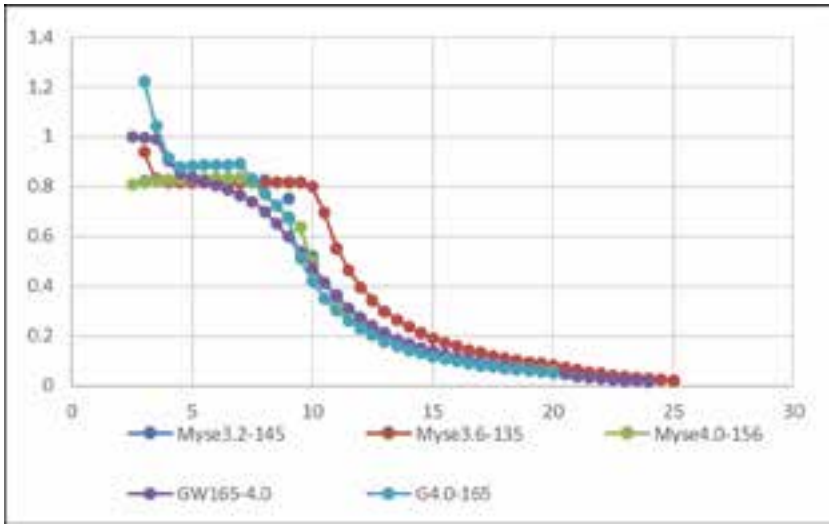
图二：风电场新风机平面布置图

表一：各比选风电机组主要参数表

项　　目		Myse3.2-145	Myse3.6-135	Myse4.0-156	GW165-4.0	G4.0-165
基本参数	额定功率(kW)	3200	3600	4000	4000	4000
	切入风速(m/s)	2.5	2.5	2.5	2.5	3
	切出风速(m/s)	20	20	20	18	20
	额定风速(m/s)	8.9	9.8	9.5	9.7	11.5
	设计年平均风速(m/s)	/	/	/	/	/
	最大风速(m/s)	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5
	安全风速(m/s)	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5
	设计使用寿命（年）	≥20	≥20	≥20	≥20	≥20
	功率调节方式	变桨、变速	变桨、变速	变桨、变速	变桨、变速	变桨、变速
	安全等级	IEC S	IEC S	IEC S	IEC S	IEC S
叶轮	叶片数	3	3	3	3	3
	风轮直径(m)	145	135	156	165	165
	扫风面积(m^2)	16513	14314	19104	21382	21371.6
发电机	额定功率(KW)	3450	3450	4230	4220	/
	额定电压(V)	690	690	690	950	/
	额定频率(Hz)	50	50	50	50	/
	发电机类型	永磁同步	永磁同步	永磁同步	永磁同步	/
	防护等级	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54
塔筒	塔筒型式	钢制圆锥筒式	钢制圆锥筒式	钢制圆锥筒式	钢制圆锥筒式	钢制圆锥筒式
	轮毂高度(m)	100、120	100、120	100、120	100	100
设计认证		有	有	有	有	有
型式认证		有	有	有	有	有



图三：各机型功率曲线图



图四：各机型推理系数曲线图

表二：本风电场各比选方案上网电量计算成果表

项　目	比选方案			
机　型	Myse3.2–145 x Myse3.6–135	Myse4.0–156	GW165–4.0	G4.0–165
机组台数	6	5	5	5
叶轮直径(m)	145/135	156	165	165
预装轮毂高度(m)	120	120	120	120
装机容量(MW)	19.6	20	20	20
年上网电量(GW・h)	38.61	40.39	41.96	42.01
年等效利用小时数(h)	1970	2020	2098	2100
容量利用系数	0.225	0.231	0.240	0.240

根据前述各机型方案机组参数和总体布置，结合土建设计和施工布置，按当前价格水平，依据国家现行的有关规定、定额、费率标准等以及材料、设备等价格，估算各机型方案工程投资，本风电场工程各布机方案投资估算成果，见表三。

风电场工程各机型布置方案技术经济指标汇总见表四。由下表可知，在本风电场工程的各机型比选方案中 Myse4.0-156 机型经济性最好，经济性优于其他比选机型方案。因此，本阶段推荐采用 5 台单机容量为 4000kW 的 Myse4.0-156 型风力发电机组作为本风电场的代表机型，进行后续的风机布置和发电量估算。

本项目新建 5 台单机容量为 4MW 的风电机组，总装机容量为 20MW，预计年平均上网电量约 4413.5 万 kWh，利用小时数为 2206.75h。

本工程静态总投资为 13687.2 万元，其中资本金占 30%，2022 年拟投资 11000 万元、2023 年拟投资 2687.2 万元。项目投资财务内部收益率（所得税后，下同）为 13.11%，资本金财务内部收益率为 31.63%，投资回收期为 6.92 年。由于风电场已运行 10 年，折旧后

表三：风电场工程各机型布置方案工程投资估算成果表

项目	单位	比选方案			
		Myse3.2-145 x Myse3.6-135	Myse4.0-156	GW165-4.0	G4.0-165
机组台数	台	6	5	5	5
叶轮直径	m	145/135	156	165	165
预装轮毂高度	m	120	120	120	120
装机容量	MW	19.6	20	20	20
发电机组投资	元/kW	3300	3200	3400	3400
	10^4元	6468	6400	6800	6800
塔筒投资	10^4元	2201	2275	2325	2325
箱变投资		210	200	200	200
集电线路投资		200	190	190	192
基础投资		720	600	600	600
征租地费用		350	300	300	300
道路投资		500	500	500	500
施工辅助工程		250	250	250	250
以上投资合计		10899	10715	11165	11167
其他费用（以上合计的10%）		1090	1072	1117	1117
合计		11989	11787	12282	12284

表四：风电场工程各机型布机方案技术经济指标汇总表

项目	单位	比 选 方 案			
机型	—	Myse3.2-145 x Myse3.6-135	Myse4.0-156	GW165-4.0	G4.0-165
机组台数	台	6	5	5	5
装机容量	MW	19.6	20	20	20
年上网电量	GW·h	38.61	40.39	41.96	42.01
等效利用小时	h	1970	2020	2098	2100
容量系数	—	0.225	0.231	0.240	0.240
叶轮直径	m	145/135	156	165	165
塔筒高度	m	120	120	120	120
投资估算	10^4元	11989	11787	12282	12284
单位千瓦投资	元/kW	6117	5893	6141	6142
单位电度投资	元/kW.h	3.10	2.92	2.93	2.92
经济性排序	—	4	1	3	2

剩余成本较低，对于本项目进行更换机组，能大幅度提高风电场的发电量，更换风电机组方案在本风电场具有较好的经济性。

结论与建议

本文以贵州某风电场为例，采用实际风速、发电量等数据，重点从风机整机更换方案进行了技术论证和经济性评估，通过技改约 7 年即可收回成本，具有较强的盈利能力。

需要注意的是，在风电场技改中，除了要考虑成本，更重要的是安全可靠性。不管哪种技术方案，都要进行严格、科学的荷载分析、安全分析等，在提高机组发电量的同时能够确保机组安全平稳运行，不增加机组的安全风险、也不能减损风电机组的寿命。

另外，每个风电场的情况都有不同，南方与北方、山区与平原、内陆和沿海的风电项目差异性很大，本文风电场技改方案具有一定参考性，但不完成适用于所有风电场，必须结合具体项目具体分析，找到合适的改造方案。

参考文献：

[1] 风电场工程风能资源测量与评估技术规范（NB/T 31147-2018）.

[2] 风力发电场设计技术规范（DL/T5383-2007）.

[3] 张怀全.风资源与微观选址：理论基础与工程应用.机械工业出版社，2013.06.

[4] 风电场气象观测及资料审核、订正技术规范（QX/T74-2007）.

作者简介：

孙德尧，高级工程师，新能源行业，结构。

赵彦贤，高级工程师，新能源行业，风能资源。

赵丽娟，工程师，新能源行业，结构。

浅谈风电机组变流系统的检修和维护

□ 文 | 孙建雷　安超　中节能山西风力发电有限公司

摘　要： 风电变流器是风电机组中的重要组成部分，关系到整个机组的稳定运行。目前风电场机组变流器的运维还存在许多问题，本文就风力发电机组变流系统的运维进行简要研究，给出一些建议，希望对风电机组整机的运维水平提升有所贡献。

关键词： 风力发电　变流系统　检修和维护

1. 背景

风电是一种借助风力而产生机械能使机械能再转化为电能的清洁能源，风电机组变流系统的运行特点随着机型的不断发展而逐步变化。风电受风资源的影响特别大，大部分的风电机组平均年利用小时数维持在 2500h 左右，且分为明显的大风季节、小风季节。以山西地区为例，在大风季节风力发电量可以占据总体发电量 60%–85%，但是一旦进入无风期，风电产量急剧下降。因此，加强大风季节的风电机组运维，提升机组运行稳定性对于提高风电场的收益起至关重要的作用。

风力发电系统的一个主要问题是运行和维护成本相对较高。风电机组通常位于偏远地区，仅这些因素就会增加风电机组的检修、维护成本。此外，机组各类故障停机导致设备可靠性差，直接降低了风力发电的可用性。因此，风力发电机的状态监测和故障诊断对这种情况有更大的益处。随着国家政策不断变化，新并网的风电场平价上网已成定局，在运的风电场需全电量参与市场化电力交易，同时，市场营销、涉网设备技改以及安全生产投入等等，导致经营压力逐步增大。所以，强化机组设备稳定性，向机组精细化运维纵深推进变得十分迫切。

2. 风电机组变流系统的检测与维修

风电机组变流器科学的运维，能使风电机组更有效的运行，提高发电效率。本文将以实际生产中的故障作为案列，对风力发电机组变流系统的日常检修和维护进行讨论，研究运用科学合理的管理手段和先进的技术来保证机组的安全稳定生产。

2.1 案例内容

某风电场变流器 IGBT 失效。

2.2 问题描述

2022 年 8 月 13 日某风电场 1 台变流器在运行中报机、网侧 FA 故障。现场检测发现变流器 2# 柜 W2 相模组失效，网侧两相模组并联二极管失效、网侧熔断器和直流熔断器失效。IGBT 规格：英飞凌 FF1400R17IE4。

临时控制措施的实施和验证：（1）问题发生后，运检人员赶赴故障现场，确认失效器件范围，导出故障录波数据，更换失效件，恢复机组运行；（2）导出故障数据，协同厂家技术人员对返厂失效件进行分析。

2.3 根本原因分析

2.3.1 数据分析

查阅运行日志可见，故障前变流器正常并网运行，故障同时报出机侧 FA、网侧峰值过流等故障。从图 2 图形可见，t1 前一时刻机侧端电压正常、直流母线电压无波动，幅值正常，三相电流均衡；t1 时 ,2# 柜直流母线电压由 1080V 骤降至 70V，机侧电流骤升，U2\W2 相电流已经超量程削波，判断因母线正负极短路导致模组过流炸坏。

另外，从图 3 网侧波形看，1# 柜的直流侧电压有下降而后恢复正常，结合 2# 柜波形判断，由于 2# 柜直流侧电压骤降，而 1# 柜直流侧电压正常，会产生压差△ U，△ U 使 1#、2# 柜直流侧产生大电流，直流侧 500A 熔丝熔断保护。

由于 2# 柜机侧引发的直流侧短路，直流电压骤降，导致直连的网侧发生不控整流，超大电流致使 2# 柜网侧 3 相模组过流失效，网侧熔断器熔断保护避免故障扩大。

2.3.2 失效件分析

从图片 4 可见失效单体 IGBT 模块，检查 IGBT 硅脂涂抹均匀、未固化。简单测试驱动板发现副边短路，由于副边短路未上电测试。

现场检查，未发现直流母线之间有短路点，故判断模组内部发生短路。由图 5 可见，W2 相模组 IGBT 炸裂，考虑驱动板驱动上下桥开通关断有互锁功能，故认为驱动板发波问题导致上下管直通使模组短路可能性小。故我们推测为 IGBT 自身原因，上（下）单管在关断时

3216	3215	状态位	2022/8/13 10:11:25	运行状态	4000 网侧运行
3217	3216	状态位	2022/8/13 10:15:23	运行状态	4001 并网运行
3218	3217	故障	2022/8/13 10:19:58	网侧故障	1004 硬件过流闭锁保护
3219	3218	故障	2022/8/13 10:19:58	网侧故障	1007 网侧直流欠压
3220	3219	故障	2022/8/13 10:19:58	网侧故障	1008 网侧对地漏电流保护
3221	[illegible]	故障	[illegible]	网侧故障	[illegible]
3222	[illegible]	故障	[illegible]	网侧故障	[illegible]
3223	[illegible]	故障	[illegible]	网侧故障	[illegible]
3224	3223	故障	2022/8/13 10:19:58	网侧故障	1040 网侧硬件过流
3225	3224	故障	2022/8/13 10:19:58	网侧故障	1041 直流欠压
3226	[illegible]	故障	[illegible]	机侧故障	[illegible]
3227	3226	故障	2022/8/13 10:19:58	机侧故障	1065 U相峰值过流
3228	3227	故障	2022/8/13 10:19:58	机侧故障	1066 V相峰值过流
3229	3228	故障	2022/8/13 10:19:58	机侧故障	1075 机侧硬件过流
3230	3229	故障	2022/8/13 10:19:58	监控节点	2003 网侧熔断器节点故障
3231	3230	故障	2022/8/13 10:19:58	监控节点	2005 直流熔断器节点故障
3232	3231	故障	2022/8/13 10:19:58	监控节点	2006 并网断路器节点故障
3233	3232	状态位	2022/8/13 10:19:58	运行状态	4002 正常停机
3234	3233	状态位	2022/8/13 10:19:58	运行状态	4003 故障停机

图1：运行日志

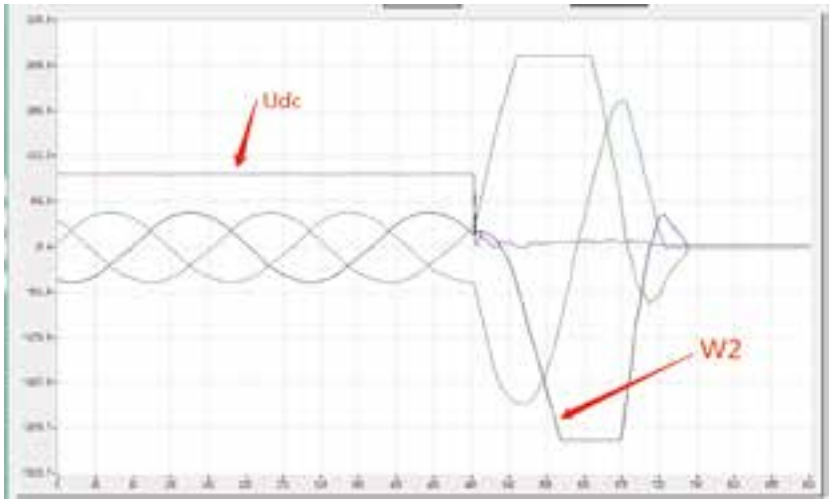


图2： 2#柜直流电压、电流故障波形

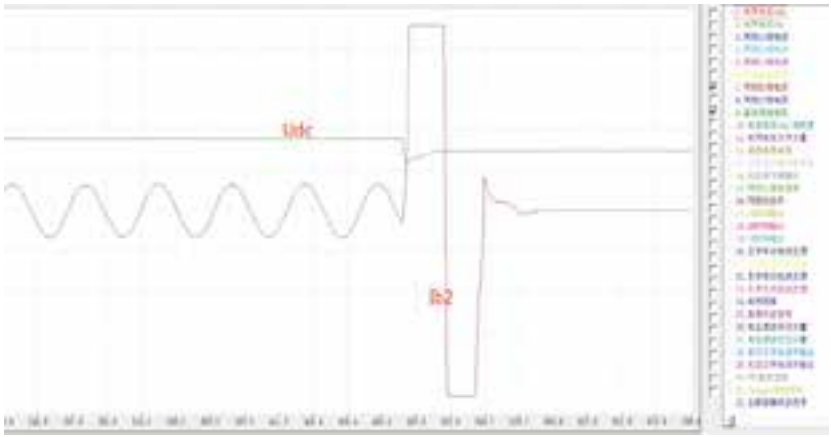


图3：1#柜直流母线电压

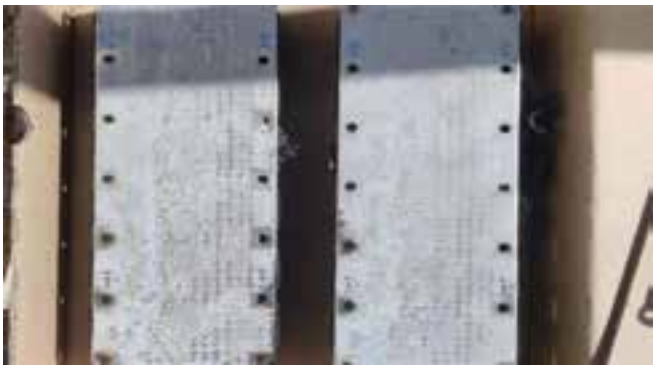


图4：IGBT 硅脂涂抹

图5：W2 相 IGBT 模块

不彻底，导致直流母线正负极发生短路。

根据以上调查情况，鱼刺图分析如图 6。

以上综述，分析认为 2# 柜 W2 相 IGBT 本体存在关断不彻底或直通的情况，导致 W2 相功率模组过流损坏，网侧两相模组因不控整流损坏并联二极管。通过对人、机、料、法、环等因素分析排查，确认变流器系统正常，列为个例失效，导致该风场批量失效的风险低。

纠正措施的选择及验证：（1）更换失效模组，IGBT 模块返厂分析；（2）更换失效的熔断器。

纠正措施和问题预防：变流器是风电机组的重要组成部分。半直驱和直驱风力机发电机定子通过全量程交流 – 直流 – 交流变流器接入电网，双馈风电机组定子通过部分量程交流 – 直流 – 交流变流器接入电网。在所有组件中，变流器的故障率最高。变流器一旦故障停运，集电线路负荷就会下降，导致外部电网输电电能质量下降，如果处理不及时，甚至会影响电网供电的稳定性。

变流器包含多种各类的电子元件，因此，故障也是多种多样的，大多是电阻、电容器和电源开关的短路或开路。绝缘栅双极晶体管 (IGBT) 是风力机变流器中常用的电源开关，如果电压过高，工作功率超过工作温度下的最大损耗功率，电源开关会因高温击穿或烧坏。此外，如果电网故障，直流侧和电源侧电压过高，或发电机负荷突然变化，引入冲击电流，或电缆绝缘老化导致匝间或相间短路，变流器就会发生故障。变流器的散热分为风冷和水冷两种，如果冷却系统损坏或不能正常工作，变流器柜的温度就会过高，脆弱的电力电子元器件的可靠性就会降低。此外，变流器在低温环境下也会发生故障，内蒙古、新疆等北方地区冬季平均气温约 –20℃，甚至 –30℃，因此，冬季的故障率较高。

图6：鱼骨图分析

3. 风电机组变流系统日常维护建议

3.1 制定围绕变流器可靠运行为核心的检修维护策略

目前，行业内变流器系统的常规检修维护策略包括预防性检修、

故障检修、技术改造等，实际上我们需要重点关注的是预防性检修，制定机组变流系统的预防性检修策略。各类风电变流器设备厂商在出厂前就会给出一些维护指导手册，这类指导手册的依据就是我们制定检修策略的方向。在检修策略制定过程中我们需关注的是如何提高设备检修的经济性，这就要求我们在基于厂商指导手册前提下挖掘提升可靠性的内容。我们可以关注并研究设备的典型失效率曲线，如果曲线属于上升类型，可以判断是一种损耗性的故障，随着设备运行时间的加长，设备可靠性是会逐渐降低的，这种故障可以通过预防性检修进行处理; 而对于早期和偶发故障，我们应增强故障分析力度，采取以可靠性为核心的检修维护策略，这是我们以最低成本、最小的经济代价保持设备可靠运行的关键。

3.2 定量分析为变流器精细化运维赋能

变流系统定量分析是利用故障数据、检修维护记录，进行故障时间、类型、频次等各类数据的拟合，得到分布的量化指标，即失效率曲线和可靠度曲线。失效率曲线决定我们的维修方式，可靠度曲线决定设备预防性检修周期。经典的 RCM 就是以可靠性为中心的维护模式，通过故障数据进行 FMECA（故障模式影响危害度分析）分析，确定部件的危害度，提出改进方法，决定检修模式。

定量分析可以利用失效率和可靠度曲线，最终形成 RCM 决策，确定各个部件的检修维护方式以及检修维护时间间隔，进而形成故障处理规范和运行维护规范。通过 RCM 分析和运行维护管理的关键信息，形成数据积累，可以反映设备的故障规律，最终得到设备的最佳检修依据。

4. 结束语

综上所述，变流系统是风电机组的核心技术设备之一，机组的正常运行不仅可以提高电力生产的效率还会使企业的经济收益得到大幅度的提升。为此，风场运维人员应该进行不断的创新研究，总结经验，并对相关的数据进行记录，为研究分析提供必要的依据。清楚认识不同品牌变流器的优点和缺点，加强风电机组变流系统的检测和维修工作，促进机组安全有效运行，保证发电量达到预期目标。

参考文献：

[1] 杨磊鹏．风力发电厂电气设备安全运行的管理与维护 [J]. 民营科技，20(07): 14-14.

[2] 陈文明，蒋燕基于引导文教学法风电机组维护与检修技术课程的探索与实践 [J]. 风能，20, (05): 48-49.

[3] 任丹丹。风力发电机组检修策略的探讨与研究 [J]. 电工技术：理论与实践，2015,(11): 5-6.

[4] 吴永强风电机组的基本维修策略及其零部件间维修的相关性研究 [J]. 科技视界，20, (26): 269-270.

作者简介：

孙建雷，中级工程师，中节能山西风力发电有限公司树掌风电场场长，长期从事于风力发电场运维管理，擅长各类变电站及风电机组设备疑难问题解决。

安超，中节能山西风力发电有限公司树掌风电场运检班长，主要擅长风电机组设备运行维护管理及各类故障问题解决。

骋海 SKF

上海骋海新能源科技有限公司
SHANGHAI NEW ENERGY AND TECHNOLGY CO., LTD

风电主轴维修
找骋海就够了

我们的产品:

备件类：

SKF 发电机、齿轮箱
主轴全系列产品
Lincoln 自动润滑

服务类：

主轴 / 齿轮箱塔下维修
主轴承 / 偏变轴承清洗；齿轮箱内窥镜
自动润滑系统技改

我们的优势:

ISO三体系认证、高新技术企业、承装（修、试）电力设施许可证、
上海小巨人企业，上海市专精特新企业

上海　呼和浩特　沈阳　常州　宁波　广州　武汉　哈密　昆明

全国服务热线：+86 21 63808033　　邮箱：sales@chnewenergy.com

官方微信

机组防超速综合技改应用案例

□ 文 | 杜小雨　润阳能源技术有限公司

摘　要： 变桨系统作为风力发电机组最重要的部件之一，对整个风力发电机组的稳定及安全运行有不可或缺的作用，所以目前变桨系统的技术改造为老旧风场技术改造最重要的工作。本文在分析安全防护典型缺陷的基础上，提供了几个提升风机整体安全性的改造方案，包括变桨维护时的桨叶互锁改造、风机运行时的应急偏航改造、风机在超速时变桨系统能够自检防超速的改造等，这些方案可以有效提升风机整体的安全可靠性。

关键词： 桨叶互锁　应急偏航　变桨系统防超速

1. 背景

随着技术的发展和使用环境以及需求的变化，对风机中使用的设备提出了更高的要求。但目前很多机组在安全防护上仍有很多不足，例如以下三种情况：

桨叶在维护模式下，三个桨叶可同时在0° 位置。即在手动模式下，桨叶的动作无互锁功能，在手动模式下，三个桨叶同时在0° 位置，对检修人员将造成严重的安全隐患。

特殊情况下安全链如果断电，机组则无法进行偏航。目前多数风力发电机组的安全链回路均采用安全继电器搭接组成。当安全链断开后，机组由安全链控制的 DO 点 24V 控制电源将被切断，此时不能执行如液压泵打压、机组偏航控制等 DO 输出动作。 如果出现机组失速、桨叶未顺桨等紧急情况，由于转速超限、振动超限等因素使安全链无法复位，将不能通过手动或自动控制机组执行偏航侧风动作。

变桨系统无法进行紧急顺桨。目前多数风力发电机组检测主轴超速都是通过主控里超速继电器和主轴转速编码器来检测超速然后再通过通讯给出命令来触发软件变桨 EFC 程序来进行顺桨，若由于通讯问题或其他意外情况导致安全链无法正常断开，变桨系统将不能进行紧急顺桨。

以上几种情况都对维护人员的安全造成严重的安全隐患，在某些不当操作和环境因素的影响，会导致机毁人亡的后果。例如：武威市民勤县红砂岗“4·12”风机坍塌事故。

2. 应用案例

2.1 广西某风电场2MW机组桨叶互锁改造项目

广西某风电场现有50台机组，不具备变桨系统安全互锁功能，需要对其进行技术改造。该风电场变桨系统为 OAT 变桨系统，在中控箱增加维护转换开关 S1，实现维护和自动控制功能，在维护模式，通过各轴的互锁继电器 K1\K2\K3 进行桨叶的互锁。原理图如图 1 所示。

S1 为转换开关，在 1 档为运行模式，2 档为维护模式。

K1，K2，K3：互锁继电器

Out：X13.1PMM 控制输出

24VDCinternalX4.2：PMC 控制电源

Enable X4.5：PMC 使 能 信号（该信号为低电平时，PMC 的

图1：桨叶互锁示意图（轴3）

IGBT 始终处于关断状态）

当 S1 开关处于 2 档时，轴 3 驱动器的使能信号由轴 1 和轴 2 的互锁继电器 K1，K2 控制。当轴 1 或轴 2 的桨叶没有在 88~100° 范围内，K1 或 K2 失电，轴 3 使能信号断，轴 3 不能移动。同理，当轴 3 移动超出 88~100° 范围，轴 1 和轴 2 的使能信号断，轴 1 和轴 2 不能移动。 基于以上原理，实现三个桨叶功能互锁。

2.2 广东某风电场1.5MW机组综合改造项目

该风场风力发电机组的安全链回路采用安全模块搭接组成。当安全链断开后，机组由安全链控制的 DO 点 24V 控制电源将被切断，此时不能执行如液压泵打压、机组偏航控制等 DO 输出动作。

整改前，受安全链影响的 DO 点供电回路经过安全模块到端子。当安全链断开后，安全继电器的触点断开连接，供电断开，无法进行偏航。

整改后在机舱 24V 供电回路增加一个继电器（此继电器不受安全链控制），在需要紧急偏航时继电器吸合，在安全链断开的情况下给偏航相关设备的 DO 提供 24V 控制电源。如图 2 所示，红色框内为增加部分。

在风机控制程序逻辑和操作界面上增加相应的功能，具体体现为：

在“特殊功能”界面增加“手动应急偏航使能”按钮，在需要进行紧急偏航时，按下“手动应急偏航使能”按钮，在界面状态代码栏中会出现“手动应急偏航激活”代码，通过手动触发“手动偏航”按钮和“顺时针”（或“逆时针”）按钮即可执行手动偏航动作。

2.3 内蒙某风电场1.5MW机组综合改造项目

该风场风力发电机组检测主轴超速是通过主控里超速继电器和主轴转速编码器来检测超速然后再通过通讯给出命令来触发软件变桨 EFC 程序来进行顺桨。为了实现变桨系统自检超速进行顺桨动作，进行了以下整改，在变桨系统控制柜中增加速度控制器，用于接收外部传感器的脉冲信号，在柜体中增加 24V 防雷模块，对柜体内部速度控制器进行保护。在轮毂大盘处安装

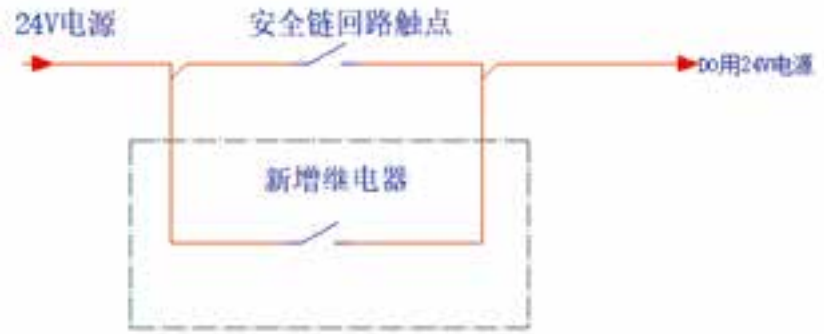


图2：增加旁路继电器给DO用24V电源示意

接近开关和码盘用来检测速度并将脉冲信号接入到速度控制器上，接近开关为三线制 PNP 型接近开关。增加一个接触器，将 EFC 紧急顺桨信号接入到该继电器的常闭触点。机组正常运行时接触器不动作，但在机组超速发生时，该接触器得电，常闭触点变为常开触点，变桨系统进行紧急顺桨。该接触器的动作由超速继电器控制。

图3：码盘装配

图4：接近开关装配

3. 技术要点

该方案主要由三部分功能改造组成，桨叶互锁改造，充分利用驱动器的内部参数设置和转换开关、继电器等组成了一个安全可靠的可转换的互锁回路。正常模式下，驱动器的使能不受改造回路影响，维护模式下组成互锁回路；应急偏航改造，完全不影响机组正常运行，当机组因故障导致安全链断开尤其是机舱和塔基通讯断开或 PLC 死机后依然能实现手动偏航，使机组偏离主风向，保证机组安全；变桨系统防超速改造，在轮毂附近安装一个接近开关和码盘来检测主轴的速度，再把这个脉冲信号接到变桨控制柜的速度控制器里，当主轴超速时速度控制器的触点会动作，通过与 EFC 回路串联的触点动作来实现变桨系统的紧急顺桨。

4. 应用前景

目前绝大多数机组都不具备桨叶互锁、应急偏航、变桨系统防超速的功能，且随着越来越多大功率风力发电机组投入运营及机组服役年限的不断增长，风电设备的安全事故频发，机组在安全性能方面的改造越来越受到各风电场人员的重视。

参考文献：

[1] 王华 . 风电发电变桨距控制系统的研究 [D] 华北电力大学 .2010 年 .

[2] 叶杭冶 . 风力发电机组监测与控制（第 2 版）[M] 北京：机械工业出版社，2019 年 .

作者简介：杜小雨，男，初级工程师，任职于润阳能源技术有限公司电气工程师职位，从事风力发电机组整机设计、工艺、技改及相关测试工作。

HUAWU 华伍

致力传动安全

风电机组配套制动系统

监控系统搭建

系统维护

变电站系统修复

合作伙伴

GOLDWIND | ENVISION | 运达风电 WINDCY
中国中车 CRRC | 哈电集团 | DEC 东方电气 | 上海电气
联合动力 United Power | SANY | 许继风电 XJ WIND POWER | SIEMENS
SIEMENS Gamesa | GE VERNOVA | NORDEX | ……

华伍股份 300095

高速轴制动器 \ 转子制动器 \ 偏航制动器 \ 锁销 \ 液压系统 \ 摩擦材料

江西华伍制动器股份有限公司

公司地址：江西省丰城市高新技术产业园火炬大道26号　邮编：331100

电话：0795-6201884　传真：0795-6201896　E-mail：hw@hua-wu.com

详情请访问：

微信公众号：扫二维码关注

官网：www.hua-wu.com

基于SL1500机组的国产化系统应用案例

□ 文 | 徐兴华　李洪凯　锐源风能技术有限公司

1. 概述

风电新能源是近年来国家战略发展的重点，在这个新兴的产业中存在着诸多技术被国外“卡脖子”的现象，作为风电机组核心部件的PLC始终没有摆脱使用进口器件的情况。使用国外PLC产品为风电机组的安全可控造成极大的隐患，PLC产品的关键组件技术，包含关键元器件、嵌入式实时操作系统、高速实时通信网络、PLC运行引擎、编程组态软件等都存在漏洞植入的风险，而消除此类风险的解决方案是推进PLC的国产化，保障机组控制系统的自主可控，为风电机组的可靠稳定运行奠定坚实的基础。

2. 技术及案例介绍

2.1 背景

目前，SL1500风电机组使用的两种PLC，一种为ABB KT98/97系列PLC，该系列PLC硬件设备逐步出现老化情况，且性能落后，无法满足风电机组日益增长的技术需求，厂家已经停止生产，即将面临备件短缺情况；另外一种为Bachmann MPC240 PLC，此PLC为早期产品，目前也已停产，亟需升级换代。PLC作为风机控制系统的核心部件，目前大多数都为国外品牌，属于国家发布的“卡脖子”的技术问题之一。因此，为解决现场实际问题，同时响应国家针对工控领域核心元件实现国产化自主可控政策的要求，提升SL1500机组后期的稳定运行能力，现使用工控行业中性能较好的国产品牌PLC进行自主可控升级改造。

2.2 实施方案

本方案的实施分为整体结构设计、软件设计和线路改造设计三部分。

2.2.1 整体结构设计

SL1500机组ABB PLC机型在塔基和机舱均配置PLC模块，本方案对两处PLC模块重新进行了统筹布局和设计优化。方案涉及的所有PLC和扩展模块，基于机组原设计要求，并结合后期优化改造进行选型。主控系统整体拓扑图如图1所示。

根据机舱与塔基的原主控系统整体结构设计，确定国产PLC及通讯、I/O模块等组件的功能和数量，并考虑每个替换元器件的物理结构和功能特点，进行国产PLC的整体结构设计，其示意图如图2、图3所示。

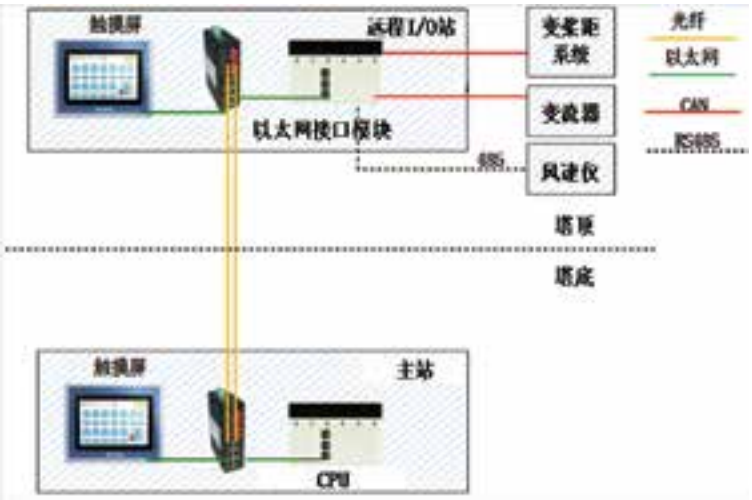


图1：主控系统整体拓扑结构图

2.2.2 软件设计

软件设计以 SL1500 机组原程序为基础，融合 SL1500 所有机型现有优化内容，结合国产 PLC 特征，开发符合机组控制要求、载荷要求、安全运行要求的专用主控程序。主要从控制器、上位机通信、变桨、偏航、变频器、控制策略六大方向对软件进行重新编写，在基于原机组的程序模型上逐渐移植到国产 PLC 当中。软件设计的范围包含各子系统的公用模块实现设计、专用模块实现设计、故障保护实现设计、驱动功能实现设计、外部接口实现设计、数据通信实现设计、其它详细设计等。

方案涉及的国产 PLC 主控程序，在 PLC 厂家自主开发的编程软件平台上编写，分为资源配置、程序设计和数据定义三大部分。软件平台架构图如图 4 所示。

程序设计中的入口函数模块为不同时间运行下的函数入口，其它程序模块都通过入口函数模块进行调用。入口函数模块包含 10ms 任务周期、100ms 任务周期和 1s 任务周期。

2.2.3 线路改造设计

电气回路的改造接线部分，设计有专门的线路转接板，如图 5 所示。线路转接板的实施可使现场施工简单化、流程化，仅需将原 PLC 模块拆除，并在柜内对应位置安装上国产化 PLC 模块，然后通过线束和线路转接板进行各端口之间对接即可完成线路改造。

图2：塔基PLC模块示意图

图3：机舱PLC模块示意图

图4：软件平台架构图

2.3 经济性分析

创新性的将国产 PLC 应用于风力发电机组，可有效降低风电机组整机成本，无论是从未来的备品备件、降低整机成本，还是能源企业的安全性来说，都是非常必要的。在完成了首台机组的开发改造工作后，后期批量投入改造的机组维护

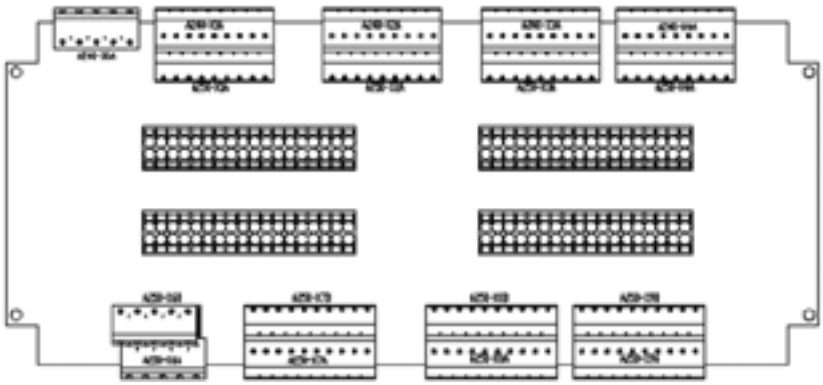


图5：线路转接板

费用将会大幅度减少，这势必会为风场带来更大的经济效益。

PLC 性能和运行稳定性的提高，可以有效的降低维护成本。根据历史数据统计，近些年装机容量为 33 台风机的风场，每年的 PLC 损坏量为 5 ~ 10 个。如果技改为国产 PLC，预计单个风场每年可节约维护维修投入约 7.8 ~ 15.6 万元。

本案例是 SL1500 机型控制系统优化的最新设计理念的体现，也是提升科技创新和提升科技软实力的重要推动力，有巨大的竞争优势，能够产生很好的经济效益和社会效益。

3.意义及应用前景

3.1 方案优势

国产 PLC 在现场运行中性能稳定，硬件 CPU 模块国产化率达到 100%，软件编程平台国产化率达到 100%。主控程序设计自主完成设计，国产化率达到 100%。可以完全摆脱国外技术的“卡脖子”问题，使运行更加安全可靠。

方案的设计基于全面的数据分析和测试，升级后的控制系统能够保障各子系统设备之间良好的技术匹配；能够提升风机运行的可利用率，最大限度地输出电能，为客户创造更好的经济效益。定制化的通讯模块可满足风电机组的高标准通讯需求，使数据的安全传输得到保障，使变桨、安全链等系统得以更加的安全可靠运行。

3.2 可推广性

目前已完成华锐风电国产化 PLC 的升级改造的机组，均已稳定运行。通过对比分析某风场机组改造前后运行数据，故障率同比下降 64%。根本上解决了因 PLC 老化频繁出现的主从站通讯异常、远程通讯中断、I/O 口工作异常等问题，并且具备升级扩展新功能的软硬件条件，可使机组安全性、可靠性得到更加全面的提升。同时，还能在一定程度上降低机组后续的运维成本。

3.3 发展趋势

国家在新能源产业关于核心技术自主可控的布局，为未来风电存量及增量市场均带来历史性机遇，所以风力发电机组主控系统 PLC 的自主可控改造必将拥有广阔和良好的市场前景。

使用国产 PLC 替换原有机组的 PLC 控制系统，将会对风电市场产生巨大冲击，而且相同功能下国产 PLC 要比国外厂家的价格更具经济性。该方案即可降低风机的生产成本，又可以解决风电行业关键核心元件 PLC 的“卡脖子”问题。

综上可见该方案符合国家的战略发展方向，对整个中国风电产业将会产生巨大的经济效益和安全效益。WIND

项目	预估费用（万元）	备注
PLC损坏	7.5～15	每年损坏率5～10个/33台
发电量损失	0.3～0.6	按每次PLC损坏需4小时的维修时间计算
每年节约	7.8～15.6	

作者简介：

徐兴华，男，锐源风能技术有限公司，研究方向：电气设计。

李洪凯，男，锐源风能技术有限公司，研究方向：电控设计。

Mobil™ 美孚™

风的守护者

为绿色生产力添翼

双碳时代，与风同行

埃克森美孚致力于提供可靠的、可负担的能源，以帮助支持人类进步，同时推进解决方案以减轻气候变化的风险。在中国，我们也持续致力于推动能源结构转型，支持并守护中国风电行业的发展。

我们致力于守护中国风电企业

- 帮助提高生产效率、帮助减少排放及提升企业效益
- 帮助加速供应链循环并提高其能源使用效率
- 帮助构建高效可持续的能源生态圈，为实现碳达峰助力

美孚™ 风电润滑解决方案

美孚™ 风电全系列油品

- 帮助设备延长使用寿命
- 轻松应对严苛条件
- 帮助降低维护成本

美孚优释达℠ 服务

- 高效实时设备管理
- 帮助减少非计划停机
- 帮助降低设备运行成本

灵活产品包装

- 帮助减少固废处理
- 帮助降低安全隐患
- 帮助增加储运效率
- 帮助提升采购灵活度

美孚™ 工业油官方微信
扫码了解更多精彩内容

基于理论折减系数的测风塔代表性影响因素分析

□ 文 | 徐子璐　岳健　刘建军　张辰源　北京金风慧能技术有限公司

摘　要： 测风塔作为风资源评估过程中最重要的分析基础，其代表性直接对项目的产能评估、设备安全校核、经济性等方面产生巨大的影响。因此，研究测风塔对风电场的代表性有着重要的现实意义。

关键词： 测风塔　理论折减系数　代表性　影响因素

1. 分析背景综述

现阶段，普遍认为测风塔代表性受其与风电机组点位的水平距离及垂直高差、障碍物、粗糙度、地形地貌等多方面因素的共同影响。如张怀全在《风资源与微观选址：理论基础与工程应用》中认为，测风塔的代表性要遵循风气候相似、地形地貌相似和遮挡效应相似等三个因素。王道欣等在《基于发电量的测风塔代表性影响因素定量分析》中通过对投运项目发电量分析，得出影响测风塔代表性的最主要因素是测风塔与风机点位的距离以及海拔高差，测风塔代表性与海拔高差之间呈明显负相关关系。朱金奎等在《测风塔代表性对复杂地形风电场风能资源评估的影响研究》中通过单塔、多塔模拟评估，认为不同测风塔的代表性将对风电场造成9% 以上的折减误差。然而，大多数学者在研究测风塔代表性时，主要以定性分析为主，定量分析及引入的实际案例较少。

在上述研究背景下，本文基于CFD 方法，以投运多年的风电场为研究对象，通过分析理论折减系数及发电量与测风方案的代表性之间的关系，对不同测风方案的代表性进行了定量分析。

2. 研究思路及方法

本文分别以测风数据的时间尺度、测风塔的数量作为变量，以发电量及理论折减系数作为因变量，从这 2 个角度对测风塔的代表性进行定量分析。

方案 1：使用同一组测风塔不同时间尺度（5min、10min、30min，1h，2h）的数据进行模拟计算，通过对发电量的定量分析，为测风塔在时间尺度上所引起的发电量误差提供评估意见。

方案 2：使用不同数量的测风塔进行模拟计算，通过对理论折减系数的定量分析，为实际项目选择不同数量的测风塔提供评估意见。

3. 工程实例分析

3.1 不同时间尺度的测风塔代表性研究

为验证时间尺度对发电量的影响，本方案选择 7 个具有不同地形、风况特征的风电场实例进行分析。根据风电场地形地貌、障碍物、粗糙度、机组间距等因素，将 7 个风电场的风况分为简单、一般复杂、

复杂 3 种情况。其中简单风况指风电场以平坦地形为主、各点位海拔高差相似、机组间距满足安全要求、机组湍流较小、风电场内及周边无敏感性障碍物干扰等；一般复杂风况指风电场内存在地形变化明显但不够剧烈、机组间距满足最小安全要求、机组尾流中等、湍流中等或偏低、风电场内及周边无敏感性障碍物干扰等因素；复杂风况指风电场内存在地形变化剧烈、机组间距满足最小安全要求、机组尾流较小、湍流中等或偏低、风电场内及周边有敏感性障碍物干扰等因素。各风电场地形、风况、原始测风数据时间间隔详细说明如表 1 所示。

以各测风塔的原始时间尺度为基础，分别将其间隔调整为 10min、30min，1h，2h，以原始时间尺度数据为参照值，通过 WT 计算各时间尺度下的发电量结果与参照值之间的误差，定量分析时间尺度对风电场的影响。统计计算结果如表 2 所示。

表1：风电场基本信息

风电场	地形特征	风况	测风塔数量	原始时间尺度	数据完整率（%）
A	低矮丘陵	一般复杂	9	10min	>95.55%
B	山地	复杂	1	10min	99.13%
C	戈壁平原	一般复杂	2	10min	>96.75%
D	沿海平原	简单	1	10min	99.53%
E	沿海平原–丘陵过度	简单	1	5min	93.87%
F	开阔平原（农田）	简单	2	5min	>99.31%
G	戈壁、沙丘	一般复杂	1	5min	98.71%

表2：不同时间尺度下的仿真计算结果

风电场	时间尺度	测风塔风速(米/秒)	测风塔湍流强度	韦布尔参数 A (米/秒)	韦布尔参数 K (–)	能量密度(瓦特/平方米)	平均风速(米/秒)	年等效利用小时数（时）	与原始数据的相对误差(%)
A	10min	6.92	0.118	7.30	2.167	302.35	6.465	2816.51	–
	30min	6.92	0.116	7.29	2.189	299.15	6.457	2807.73	0.31%
	60min	6.89	0.114	7.27	2.205	294.60	6.434	2788.08	1.01%
	120min	6.89	0.109	7.26	2.249	289.09	6.424	2772.01	1.58%
B	10min	6.67	0.12	8.24	2.07	359.12	7.30	2260.59	–
	30min	6.66	0.122	8.24	2.10	355.18	7.29	2250.31	0.45%
	60min	6.65	0.124	8.22	2.12	351.65	7.27	2240.11	0.91%
	120min	6.64	0.122	8.22	2.17	344.00	7.26	2222.39	1.69%

风电场	时间尺度	测风塔风速(米/秒)	测风塔湍流强度	韦布尔参数A (米/秒)	韦布尔参数K (–)	能量密度(瓦特/平方米)	平均风速(米/秒)	年等效利用小时数（时）	与原始数据的相对误差(%)
C	10min	7.36	0.081	8.32	1.95	432.83	7.40	3061.90	–
	30min	7.36	0.083	8.29	1.96	425.53	7.36	3039.41	0.73%
	60min	7.36	0.085	8.29	1.99	420.44	7.36	3035.30	0.87%
	120min	7.36	0.089	8.29	2.03	412.82	7.35	3030.44	1.03%
D	10min	6.99	0.068	7.47	2.25	303.27	6.62	2085.77	–
	30min	6.99	0.071	7.47	2.27	301.40	6.62	2081.32	0.21%
	60min	6.99	0.072	7.47	2.29	299.02	6.61	2075.64	0.49%
	120min	6.99	0.072	7.47	2.29	299.02	6.61	2075.64	0.49%
E	5min	6.92	0.046	7.29	2.24	296.96	6.41	2630.04	–
	10min	6.91	0.047	7.28	2.26	293.19	6.41	2627.85	0.08%
	30min	6.91	0.048	7.28	2.30	288.67	6.40	2622.32	0.21%
	60min	6.91	0.048	7.28	2.34	285.34	6.40	2616.95	0.41%
	120min	6.91	0.049	7.27	2.38	280.79	6.40	2614.62	0.50%
F	5min	6.56	0.079	7.23	1.99	321.63	6.42	2443.74	–
	10min	6.56	0.08	7.23	2.01	320.14	6.42	2442.13	0.07%
	30min	6.56	0.081	7.23	2.02	318.71	6.42	2439.42	0.11%
	60min	6.56	0.082	7.23	2.04	316.09	6.42	2433.76	0.34%
	120min	6.56	0.081	7.24	2.08	311.58	6.42	2419.94	0.91%
G	5min	6.48	0.125	7.23	1.60	417.61	6.47	2423.13	–
	10min	6.48	0.125	7.24	1.62	415.14	6.47	2423.62	–0.02%
	30min	6.48	0.125	7.25	1.64	411.09	6.47	2420.32	0.14%
	60min	6.48	0.125	7.26	1.66	406.79	6.47	2418.34	0.22%
	120min	6.48	0.125	7.27	1.69	399.56	6.47	2413.41	0.42%

通过上表可以得知，7 个风电场更改时间尺度后，测风塔的风速、湍流强度、韦布尔分布 A\K 值等实测数据有了部分变化，这也是引起风电场理论发电量变化的原因。而测风塔实测数据变化的根本原因，在于实测数据中存在一定量的空值或极值。当时间尺度改变时，这部分空值或极值会随着统计方式的变

化对整体平均值产生一定的影响。这种影响源于统计方式的固有误差，在现实情况中测风塔实测数据难以避免空值和极值的出现，因此选择不同时间尺度的数据时会产生不同的统计误差，继而对理论结算结果也会造成影响。

经过对理论计算结果分析，可以发现全场平均的韦布尔分布 A\K 值、风速、能量密度等风参受到的影响较小，但对发电量结果有着较为明显的影响。将发电量进行整理分析后，得到如下结论：

就本报告所选择的风电场而言，随时间尺度的增大，发电量有下降的趋势，且复杂风况下的相对误差较简单风况下的相对误差有更明显的增加。

就本报告所选择的风电场而言，简单风况下 5min 数据与 10min 数据对发电量的影响较小，可以选择使用 10min 数据替代 5min 数据，若使用 120min 以下的时间间隔数据进行计算，误差将在 1% 以内；在复杂风况下，若使用 30min 以下的时间间隔数据进行计算，误差将在 0.5% 以内；60min 以上时间间隔的数据将使计算误差超过 1%，须谨慎考虑。

3.2 不同数量的测风塔代表性研究

为验证不同数量的测风塔对发电量的影响，以具有 9 座测风塔的 A 风电场为例进行分析。该风电场自 2012 年 11 月 1 日起全容量并网，至今已运行超过 10 年，目前已收集到 2021 年实际上网电量。风电场地形属于丘陵地貌，各点位之间地形变化较大。9 座测风塔分布于全场不同区域，所在位置均无遮挡物，数据质量均较高。风电场点位及测风塔分布如图 1 所示。

计算方法：将 9 座测风塔数据进行整理分析后，根据中尺度 ERA5 数据进行代表年订正，将测风塔数据订正至 2021 年水平。之后使用 WT 进行模拟计算，认为计算结果即为 2021 年理论发电量。最后根据 2021 年理论发电量与实际上网电量之间的折减系数分析不同数量的测风塔的代表性。

在全场 50 个机组中，测风塔 1#、2# 最接近 F19、Y3 机组，两者的水平距离分别为 0.07km、0.12km，垂直高差分别为 3.9m、4.4m，风气候、地形地貌和遮挡效应均具有极高的相似性。因此可以认为 1#、2# 测风塔模拟计算的 F19、Y3 机组发电量具有极高的准确性，理论发电量与实际发电量之间的折减系数即为该风电场 2021

图1：风电场机位、测风塔位置示意图

图2：F19、Y3机位与1#、2#测风塔位置示意图

年 F19、Y3 机组的真实折减系数。

按测风塔距离、数据完整率、相似性等因素的强弱，将测风塔分为 3 组。将位于场区内与机位点地形与风气候最为相似的 1#、2#、3# 测风塔分为 A 组；其次为距离最近点位水平距离 4km、垂直高差 50m 以内的 4#、5#、6#、7# 测风塔分为 B 组；距离最近点位水平距离 6km、垂直高差 100m 以内的 8#、9# 测风塔分为 C 组。以 F19、Y3 机位点为代表点位进行计算，将三组测风塔分别组合后进行模拟，其结果如下图表所示。

分别使用距离最近的测风塔 1#、2# 进行单塔计算，F19、Y3 机组的理论折减系数分别为 0.5264 、0.7508。其中 F19 机组的理论折减系数偏低，与风电场运维数据中所记录的多次停机状态相符，因此初步认为 F19、Y3 机组在 2021 年的真实折减系数应为 0.5264、0.7508。

从上图表中可以看出，在包含 1#、2# 测风塔的 4 种方案（单塔、A+B+C、A+B、A) 中，理论折减系数几乎保持不变。而在不包含 1#、2# 测风塔的 3 种方案（B+C、B、C) 中，均出现了理论折减系数增大的情况。尤其是 B 组方案，虽然较 C 组方案测风塔数量更多、距离点位更近，但其相对于单塔方案而言，对发电量的高估程度反而高于 C 组测风塔方案。由此可见，在所有的测风塔的选址均无异常、数据质量均较高的条件下，决定测风方案对某点位计算准确性的关键因素在于测风塔与点位相似性的强弱，而非测风塔的数量的多少。

统计全场 50 个点位计算结果，

图3：测风塔数量与理论折减系数关系示意图

表3：不同数量测风塔的仿真计算结果

参与计算的测风塔	实际上网小时（h）		理论发电小时（h）		理论折减系数	
	F19	Y3	F19	Y3	F19	Y3
单塔（1#、2#）	1796.2	2322.8	3412.11	3093.845	0.5264	0.7508
A+B+C（9塔）			3410.23	3093.675	0.5267	0.7508
A+B（7塔）			3403.18	3093.49	0.5278	0.7509
B+C（6塔）			2376.775	2534.82	0.7557	0.9164
A（3塔）			3417.99	3093.645	0.5255	0.7508
B（4塔）			2371.645	2537.085	0.7574	0.9155
C（2塔）			2428.15	2546.825	0.7398	0.9120

可以得到如下结论：

（1）测风方案对全场的代表性与测风塔的数量无关，而与测风塔与点位的相似性有关。理论折减系数并不会随着测风塔数量的增多而增大，反而会随着测风塔选址的变化出现较大的差异；

（2）使用相同的测风塔，不同点位之间的折减系数的差值可以达到 0.5，因此全场使用同一个折减系数对不同的点位会有较大误差；

（3）采用不同的测风塔，相同的点位折减系数的差值可以达到 0.231，因此对特殊地形等敏感区域的点位建议补充测风。

4. 结论

通过对测风数据的时间尺度、测风塔数量等 2 个变量的分析，得到以下结论。

（1）在现实情况中测风塔实测数据难以避免空值和极值的出现，因此选择不同时间尺度的数据时会产生不同的统计误差，继而对理论结算结果也会造成影响。就本报告所选择的风电场而言，随时间尺度的增大，发电量有下降的趋势，且复杂风况下的相对误差较简单风况下的相对误差有更明显的增加；简单风况下 5min 数据与 10min 数据对发电量的影响较小，可以选择使用 10min 数据替代 5min 数据，若使用 120min 以下的时间间隔数据进行计算，误差将在 1% 以内；在复杂风况下，若使用 30min 以下的时间间隔数据进行计算，误差将在 0.5% 以内；60min 以上时间间隔的数据将使计算误差超过 1%，须谨慎考虑。

（2）理论折减系数并不会随着测风塔数量的增多而增大，反而会随着测风塔选址的变化出现较大的差异；就本报告所选择的风电场而言，使用相同的测风塔，不同点位之间的折减系数的差值可以达到 0.5，因此全场使用同一个折减系数对不同的点位会有较大误差；采用不同的测风塔，相同的点位折减系数的差值可以达到 0.231，因此对特殊地形等敏感区域的点位建议补充测风。

参考文献：

[1] GB/T18710-2002《风电场风能资源评估方法》，2022.

[2] 张怀全，风资源与微观选址：理论基础与工程应用 .［M］北京：机械工业出版社，2013.

[3] 王道欣等，基于发电量的测风塔代表性影响因素定量分析.[J].华电技术，2020.

[4] 朱金奎等，测风塔代表性对复杂地形风电场风能资源评估的影响研究 .［J］.风能，2021.

作者简介：

徐子璐，北京金风慧能技术有限公司，风资源工程师。

岳　健，北京金风慧能技术有限公司，产品中心副总经理。

刘建军，北京金风慧能技术有限公司，产品经理。

张辰源，北京金风慧能技术有限公司，风资源工程师。

成都市兴岷江电热电器有限责任公司

CHENDU XINGMINJIANG ELECTROTHERMAL EQUIPMENT CO.,LTD

三十年专业制造经验
为您量身定制具有国际水准的
各类防爆型或非防爆型
电加热元器件及设备
我公司为风电行业提供：
高原适用型、潮闷带适用型、海洋适用型、低温适用型等系列电加热精品

- 2012~2017年连续被全国工业电热设备标准化技术委员会评为先进单位
- 获国家质量监督局和国家标准化委员会2016年中国标准化创新贡献一等奖
- 获中国机械工业联合会和中国机械工程学会2017年中国机械工业科学贡献二等奖
- 2019年被全国工业电热设备标准化技术委员会授予第三届工业电热标准创新奖
- 是三项红外电热国际标准起草制定的专家单位
- 是四项红外电热国家标准起草制定的专家单位
- 防爆电加热产品国家标准主起草制定企业之一
- 通过武器装备质量管理体系认证

地址：成都市郫都区现代工业港南区通港路79号
电话：028-87510145　87507188　87503168
网址：www.xmj.cn
邮箱：cdxmj@xmj.cn

成都市兴岷江电热电器有限责任公司

CHENGDU XINGMINJIANG ELECTROTHERMAL EQUIPMENT LTD., CO.

成都市兴岷江电热电器有限责任公司是成都岷江电热电器厂的承续公司，是以工业电加热产品、防爆型及非防爆型电加热元器件及设备的研发、制造和销售为一体的专业生产企业。自九十年代起就为国企、军工、核电、航空、石油、化工院所等各种科研项目的小试、中式以及项目工程量身定制不同规格的高、精、尖异型电加热产品，为一系列科研项目的研发成功，做出了自己的贡献。我公司产品从94年起迄今，与国企、外企及民营企业设备配套出口东南亚及欧美市场。

90年代初，我公司为中国空气动力研究与发展中心高超音速风洞实验项目改造电加热系统，保证了这一国家重点科研项目工程的成功运行，为我国空气动力学研究做出了不可磨灭的贡献。

我公司为世界上最大的水利枢纽工程三峡工程建设提供2000多件套电加热器（为三峡电站大型水能发电机定子铁心提供热压装置配套；为三峡电站大型气能发电机线圈绝缘热用固化设备提供配套；为大型电机磁极线圈热压模及框式线圈压型模等设备提供配套）。东方电气集团东方电机有限公司设计制造的三峡电站超大型水力发电机组中，有我公司浓墨重彩的一笔。

我公司两大科研项目被列入四川省火炬计划，其中高电压、大功率稠油、高凝油防爆电加热项目是由辽河油田石油勘探设计院立项，先后找了近30个企业为其研制生产，均告失败，2004年在准备放弃之时找到我公司，我公司仅用不到一年时间即研制成功，该产品被评为国际领先，发明权属我公司所有，2005年被列为四川省火炬计划。2005年辽河油田委托我公司研发第二大项目:移动式防爆电加热设备，我公司经一年多时间研发成功，项目评为国内领先，专利权属我公司所有，2007年项目被列入四川省火炬计划，我公司和辽河油田签约：由我公司负责生产，辽河油田负责销售，项目正准备启动时，由于周斌父子暗箱操作，把整个辽河油田搞得濒临瘫痪，两大项目被迫搁浅，直到周永康案发，才真相大白。以上两大项目，我公司攻克了困扰辽河油田近25年的技术难关，为国家的稠油开采战略储备做出了卓越贡献。

我公司于2002年任中国经济发展论坛、中国发展战略学研究会、经济战略专业委员会常务理事单位，公司副总谢明辉荣获中国发展战略学研究会、经济战略专业委员会、第四届中国经济发展论坛组委会“维克多杯”“中国经济管理优秀人物称号”

2006年11月，公司副总谢明辉荣获中国管理科学研究院、中国民营经济研究会“中国经济建设杰出人物”奖。

我公司2003年参加中国社科院经济研究所、中国发展战略学研究会召开的《上海高层经济论坛》，获得奖牌。

我公司2004年应中国社科院经济研究所、中国发展战略学研究会经济战略委员会邀请，参加人民大会堂第三届中国经济发展论坛特邀嘉宾聚会，荣获奖牌。

我公司于2007年5月被评为高新技术企业。

液体用防爆电加热器

空气防爆电加热器

650KW防爆电加热器

防爆电加热风箱

大型变温立式循环烘道

大型变温平面循环烘道

移动式防爆耐压空气加热设备

燃油用防爆电加热器

油用防爆电加热器

公司地址：成都市郫都区成都现代工业港南片区蓉港路79号
网址：http://www.xmj.cn　　邮箱：cdxmj@xmj.cn
电话：028-87510145 87503168
传真：028-87507188

高比例新能源对电力系统的影响分析

□ 文 | 王忠超　庞军　郭映军　常梦星　周跃东　华能新能源股份有限公司云南分公司

摘　要： 因新能源发电先天存在出力波动性大、频率、电压耐受能力差等特点，随着新能源装机容量的攀升，导致电网抗扰动能力不断下降，电力系统安全稳定运行面临巨大挑战，本文将就以上问题进行分析研究。

关键词： 新能源　电力系统安全　电网稳定　风电机组　一次调频

1. 引言

电力系统是按规定的技术和经济要求将一次能源转换为电能并输送分配到用户的一个统一系统，其由发电、变电、输 / 配电、用电等设备和相应的辅助系统组成。整个电力系统电磁是互相耦合和连接的，在电力系统中，任何一点发生的故障现象，都会在瞬时间影响和波及全系统，往往会引起连锁式的反应，导致事故的扩大，在严重的情况下会使系统发生大面积停电事故。

2. 高比例新能源对传统电力系统的挑战

随着风电 / 光伏等新能源发电的快速发展，我国新能源发电并网比例不断攀升，局部区域风电穿透率已超过 100%，受负荷水平与跨区输电能力等因素限制，风电消纳形势不容乐观。加强电网互联可扩大新能源发电的消纳范围，目前国家正加速特高压跨区输电通道建设，提升“三北”地区新能源消纳水平。我国“六交五直”特高压跨区输电通道已基本建成，跨区交直流混联电网形态已基本形成。在系统电源与电网格局发生重大变革的情况下，单一的电网或电源故障极易引发大规模连锁故障，高比例新能源电力系统呈现弱惯性、弱电气阻尼以及弱电压支撑的运行特性，系统的暂态稳定、频率稳定和电压稳定等面临挑战。主要体现在如下几个方面：一是新能源出力波动性大，全额消纳困难；二是新能源高占比导致电网抗扰动能力下降；三是新能源频率、电压耐受能力不足易引发连锁故障。因此，高比例新能源电力系统安全稳定运行面临巨大挑战，需通过主动支撑技术升级与改造，保障新能源发电并网安全稳定运行，同时进一步促进新能源消纳。

2.1 高比例新能源系统暂态稳定水平不断恶化

风电、光伏等新能源机组涉网性能标准偏低，其频率、电压耐受能力与常规火电机组相比较差（如表 1–1 所示），事故期间容易因电压或频率异常而大规模脱网，引发连锁故障。该问题随着新能源的大规模集中投产将日益突出。新能源机组对系统高频和过电压的耐受能力较差，当系统发生扰动，频率、电压发生变化时，新能源机组容易大规模脱网，引发严重的连锁性故障。

2011 年以来，国家大力推进风电机组的低电压穿越能力改造工作，解决了因风电机组不具备低电压穿越能力而引发的大规模风电脱网问

表1–1：不同类型电源设备频率、电压耐受能力

电源类型	电压耐受上限/pu	频率耐受下限/Hz	频率耐受上限/Hz
常规火电	1.3	46.5	51.5
风电	1.1	48.0	50.2
光伏	1.1	48.0	50.5
直流	1.3	49.0	51.0

题。但从风机频率、电压耐受能力来看，仍存在明显的短板。

目前风电机组过电压保护通常设置为 1.1pu，与常规火电机组 1.3 倍额定电压的耐受能力相比有较大差距。特高压直流跨区输电系统运行可能发生换相失败或闭锁故障，故障期间未及时退出的滤波器会向电网注入大量无功，造成送端换流站近区暂态电压升高，接入送端的风电可能存在过电压风险。风电机组若不进行高电压穿越改造升级将无法应对系统的暂态过电压问题。

目前风电机组过频保护通常设置为 ≥ 50.2Hz，与常规火电机组 51.5Hz 频率耐受能力相比有较大差距。特高压直流输电系统闭锁可能造成送端有功过剩，电网频率存在升高风险；受端有功缺额，电网频率存在降低风险，电力系统的实时能量平衡难度增大，导致系统调频备用容量增大，挤占新能源消纳空间。

2.2 高比例新能源系统频率稳定水平持续下降

随着新能源大规模集中开发，新能源出力占比大幅提升，大量常规机组被替代，系统调频、调压能力恶化，电网抗扰动能力下降，制约新能源出力规模。电力系统作为规模十分庞大的动力系统，其核心是能量的瞬时平衡。对一个交流电网而言，瞬时平衡的关键在于“同步”。本系统发生故障扰动，产生功率冲击、频率波动时，依靠大量旋转设备的转动惯量进行调节，称之为“转动惯量”。

系统频率调节能力主要与三方面因素有关：一是交流系统“有效”转动惯量的大小；二是机组调频能力；三是负荷频率特性。系统转动惯量越大，承受有功冲击、频率波动的能力越强。系统转动惯量分两部分：一是常规机组转动惯量，其随着机组被大量替代而持续减小；二是直流 / 新能源的“有效转动惯量”，其中，直流受制于过载能力、控制模式等原因，新能源受制于标准规范等原因，当前均不具备相关频率调节功能，导致系统总体有效惯量不断减小，。随着电源结构（高比例新能源）与系统结构（以特高压为骨架电网）的持续变化，系统频率稳定问题将更为突出。

现有标准对常规火电、水电机组都有明确规定，但对新能源机组一次调频能力未做要求（如表 1–2 所示）。新能源机组难以对系统提供有效的有功调节支撑，对电网频率稳定性造成的影响正日益显现。

表1–2：常规机组与风电一次调频能力对比

电源类型	一次调频能力
火电	6%额定功率
水电	10%额定功率
风电	无

现有风电机组控制系统功能主要有变流控制和变桨控制，缺乏响应电网频率变化的一次调频控制，如图 1–1 所示。

随着新能源出力占比不断增加，系统频率调节能力持续下降，大功率缺失情况下，易诱发全网频率问题。风电若不进行调频能力改造与升级，随着风电穿透率的不断增加及特高压直流的逐步投用，高比例风电电力系统的频率稳定将面临巨大风险。

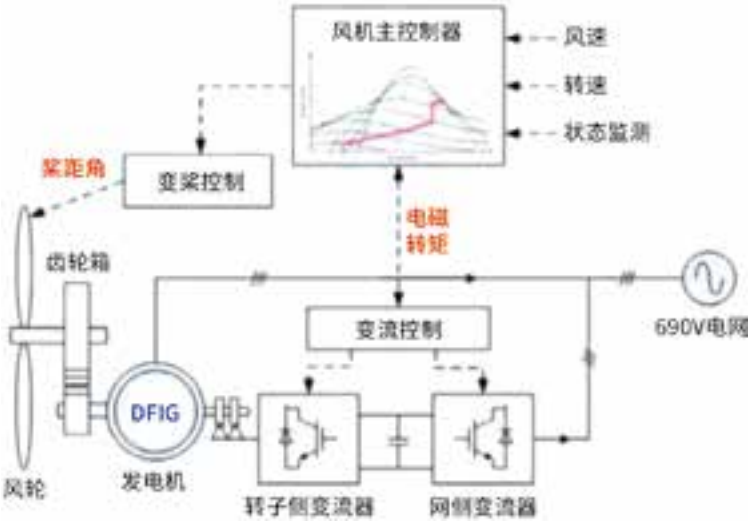


图1–1：风电机组控制系统框架图

2.3 高比例新能源系统电压稳定水平面临挑战

近年来我国风电持续快速发展，截至2020年5月，新能源累计装机4亿千瓦，风电运行会从电网吸收无功功率，需配置无功补偿装置以补偿风电场所需的无功以确保系统电压稳定，无功补偿装置类型及容量，通常通过风电场接入电力系统无功电压专题研究来确定。电力系统一般按照“分层分区、就地平衡”的原则进行无功补偿，风电无功补偿宜在风电场内部完成，目前风电场自动电压控制系统（AVC）主要依靠集中无功补偿装置进行无功调节。按照Q/GDW212-2008《电力系统无功补偿配置技术原则》的规定，风电场无功补偿容量（风电机组+无功补偿装置）总和不小于装机容量的30%~50%，而风电场内集中无功补偿的容量不低于风电场无功补偿装置总容量之和的40%~60%，即风电场集中无功补偿装机容量的约为风电场容量的12%~30%，为满足国网（调/4)522-2014《国家电网公司并网新能源电站动态无功补偿装置调度管理办法》对集中无功补偿装置的性能要求，风电场集中无功补偿装置大多采用静止同步无功补偿器（SVG）。由于受行业发展及恶性竞争影响，集中无功补偿装置SVG性能参差不齐，主要表现在：（1）风电场集中无功补偿装置容量配置不足，SVG标称容量与实测容量相差甚远，部分风电场容量偏差达到30%；（2）集中无功补偿装置动态性能指标不满足标准要求，主要体现在响应速度慢，不具备故障穿越能力，电网短时故障SVG即切机保护，不能对电网起到支撑作用；（3）风电场无功补偿装置间、无功补偿装置与风电机组的无功缺乏协调统一，无功电源间存在无功环流问题，风电场电压运行水平差、损耗大等问题。

随着风电的发展，变速恒频双馈及直驱风电机组被广泛采用，其通过电力电子变流装置并网，其与常规水火电机组一样，同样是优质的无功电源，具备良好的动态、稳态无功调节能力。GB/T19963-2011《风电场接入电力系统规定》要求风电机组具备±0.95功率因数调节能力，无功功率与有功功率的比值约为1:3，而目前风电场AVC系统主要依靠集中无功补偿装置进行无功调节，风电机组通常单位功率因数运行，风电的动态无功调节能力并未得到有效利用。造成了不必要的投资浪费，同时对风电场运行的经济性同样产生了不利影响。随着对风电无功认知的不断拓展，越来越多的科院机构与学者开展了风电无功调压能力研究。而目前风电无功尚未参与系统电压调节，风电若不进行风电无功调压能力改造与升级，随着高波动性的风电大规模接入电力系统势必对系统电压稳定带来巨大影响。

3. 小结

为保证电力系统的安全和经济运行，必须加强对新能源场站的调度管理要求，同时加快新能源场站涉网安全、机网协调系统的建设及改造，在降低新能源对电力系统安全稳定运行影响程度的同时，提升自身在负荷控制，频率、电压等方面的耐受能力，进一步提高电网抗扰动能力。

参考文献：

[1] 霍超，李兆伟等.应对UHVDC送端电网新能源大规模脱网的频率紧急控制[J].《电力工程技术》，2020,39.

[2] 迟永宁，张占奎等.大规模风电并网技术问题及标准发展[J].华北电力技术，2017(3).

[3] 李建丽.大型风电场并网对电力系统电压稳定性的影响[D].青岛大学，2007.

[4] 李悦，宋晓芳.大规模风电并网对电力系统三道防线配置方法的影响综述[C].中国电机工学学会年会，2012.

作者简介：

王忠超，工程师、主要从事风电运行技术管理工作。

庞　军，工程师，主要从事新能源运维管理工作。

郭映军，工程师，主要从事新能源运维管理工作。

常梦星，助理工程师，主要从事新能源集控运行管理工作。

周跃东，助理工程师，主要从事新能源集控运行管理工作。

浅谈风电机组招标文件要求及对风机出质保的考核

□ 文 | 宋海彬　深圳智润新能源电力勘测设计院有限公司

摘　要： 截止 2022 年底，我国风电累计装机容量达 3.6544 亿千瓦，占所有电源装机比例 14.25%，发电量 6867 亿千瓦时，发电量占比 8.19%，风电已经成为仅次于火电、水电的第三大电源，在我国国民经济发展中起到重要作用。2022 年中国风电新增装机 3763 万千瓦，占全球新增的装机 7760 万千瓦的近一半；截止 2022 年底中国风电累计装机 36544 万千瓦，占全球累计装机 90600 万千瓦的 40%。高景气度的风电装机数据，必然对应每年大量的整机招标容量。风机出质保时需要对招标采购合同中约定的主要性能指标（可利用率、年等效利用小时、功率曲线以及部件失效更换率等）进行重点考核。

关键词： 风电机组　招标文件　可利用率　功率曲线　利用小时数　大部件　出质保

引言

截止 2022 年底，我国风电累计装机容量达 3.6544 亿千瓦，占所有电源装机比例 14.25%，发电量 6867 亿千瓦时，发电量占比 8.19%，风电已经成为仅次于火电、水电的第三大电源，在我国国民经济发展中起到重要作用。

“力争 2030 年前实现二氧化碳排放达到峰值、2060 年前实现碳中和”，这是中国对世界作出的庄严承诺。在 2020 年 12 月气候峰会上，中国领导人进一步宣布：到 2030 年，非化石能源占一次能源消费比重达到 25% 左右（2020 年为 15.9%），风电和太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上。该宣言进一步指明了我国能源转型变革的战略方向，为我国风电和太阳能等可再生能源发展设定了新的目标。

近些年来，在“双碳”目标的指引下，中国风力发电行业受到各级政府的高度重视和国家产业政策的重点支持。国家陆续出台了多项政策，鼓励风力发电行业发展与创新，《“十四五”可再生能源发展规划》、《“十四五”现代能源体系规划》、《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》等产业政策为风力发电行业的发展提供了明确、广阔的市场前景，为企业提供了良好的生产经营环境。

1. 中国风电装机情况

在“双碳”目标和国家产业政策的指引、驱动下，中国风电迎来爆发式增长，特别是“抢装潮”的 2020 年，风电新增装机达创纪录的 7167 万千瓦。中国自 2010 年超越美国成为全球最大风电装机国以来一直占据着全球新增装机和累计装机的榜首。2022 年中国风电新增装机 3763 万千瓦，占全球新增的装机 7760 万千瓦的近一半；截止 2022 年底中国风电累计装机 36544 万千瓦，占全球累计装机 90600 万千瓦的 40%。

2. 招标文件要求

高景气度的风电装机数据，必然对应每年大量的整机招标容量。风电机组招标方式，有部分发电企业采用按批次集采的模式，多数采用单项目采购的方式。各有利弊，

数据来源：国家能源局

框架集采，单次采购量大议价能力强，单项目采购机型适应性强。

在研读了最近几年国内部分主流新能源发电企业的招标文件后，提炼出各家招标文件中的重点内容，几个比较大的趋势有：①由单独风机招标采购转向风机带塔筒招标的项目越来越多，更有利于厂家对于风机和塔筒作为一个整体进行控制，之前的项目是发电企业单独采购风电机组，然后根据厂家提供塔的筒图纸进行塔筒招标。②由采用仅保证功率曲线的方式转变成保证年等效利用小时数（年等效满负荷小时数）同时对功率曲线进行保证的方式。

各家招标要求总体对比表如下表 1。

从各发电企业的招标文件对比来看，各家对每项要求有一定的差异。但因为涉及到机组要并入电网，几乎所有企业均对投标机型的涉网认证情况（高 / 低电压穿越、有功 / 无功调节能力、电网适应性、电能质量等）进行了强制要求，且大部分是要求承诺在并网前取得。

在功率曲线要求方面，大部分企业都要求厂家提供认证功率曲线，并提供基于现场空气密度、湍流条件下的功率曲线作为保证功率曲线。功率曲线考核值要求 95%~100% 不等。

可利用率保证方面，单台机组的可利用率保证从 90%–95% 不等，全场机组平均可利用率保证从 95%~98% 不等。此处的保证值是发电企业要求的最低值，投标人可以保证更高的数值。

质保期要求方面，一般为 2~5 年，大部分要求 5 年质保。

各发电企业招标文件资格要求中，除了最基本的 “投标人必须具有中华人民共和国企业法人资格，持有有效营业执照” 资格要求外，一般还有业绩要求和机组认证方面的要求。

表1：发电企业招标文件要求对比表

要求项目 \ 企业	企业A	企业B	企业C	企业D	企业E	企业F	企业G
机组型式认证	√（供货前）	x	√（供货前）	√	√（并网前）	x	√
机组设计认证	√	√	√	√	√	x	x
机组并网能力认证	√	√	√	√	√	√	√
投标机型并网业绩	x	x	x	√	√	√（同平台）	√
认证功率曲线	√	√	√	√	x	√	√
功率曲线K值考核	100%	95%	98%	97%	95%	95%	95%
功率曲线考核（按IEC标准测试-A方式，3CA26记录-B方式）	A	B	A	A+B	未明确	A	A+B
可利用率（全场，单台）	95%，90%	96%，92%	98%，95%	98%，95%	98%，92%	98%，92%	98%，95%
等效利用小时或发电量保证	√	x	x	√	√	√	√
评标权重（价格Ep、商务Ec、技术Et）	5%Ec+50%Ep+45%Et	50%Ep+50%Et	10%Ec+50%Ep+40%Et	10%Ec+50%Ep+40%Et	10%Ec+50%Ep+40%Et	10%Ec+45%Ep+45%Et	10%Ec+50%Ep+40%Et

2.1 业绩要求

业绩方面，越来越多的企业不把投标机型的运行业绩作为资格条件，而是作为评分点进行评价，降低了对投标人的准入门槛。更多的是把投标人过往的投运业绩列为资格要求，例如企业 A 要求“投标人在中国境内的累计装机容量在 200 万千瓦或以上，并提供业绩证明材料（以风能协会统计发布最新数据为准），具有良好的运行业绩。”；

企业C和企业F则要求投标人X.0MW以上平台机型的机组投运数量不低于某一值。

2.2 机组认证要求

机组认证方面，大部分的发电企业均把风电机组设计认证或型式认证作为资格条件列入招标文件，一般要求投标机型投标时需取得权威机构颁发的设计认证，由于新机型迭代更新速度快，而型式认证周期相对较长，为了顺应平价时代，选用到项目收益率更高、更先进的机型，大部分发电企业对型式认证的要求为需承诺在供货前或首台设备并网前提供。对于未将机组认证情况作为资格条件的企业，则单独把机型认证情况作为技术或商务评分点，有相应认证则该项得满分，无则得零分。

3. 指标类考核要求

风电机组采购合同中主要的性能考核指标有年等效利用小时、风机功率特性曲线、可利用率（基于时间的可利用率TBA）、以及大部件更换率等，这些重要的性能考核指标直接决定风电机组能否顺利出质保以及不达标的赔偿。

3.1 保证年等效利用小时考核

近些年，多数发电企业开始采用保证项目年等效利用小时或年发电量的形式进行招标，年等效利用小时数保证的方式主要有两种：一种投标人根据投标方案计算的年等效利用小时数进行保证（固定小时数保证），另一种是按0.1m/s的风速间隔对应等效利用小时数编制风速－小时数查值表进行保证，期间按线性插值进行（查表保证）。

保证年等效小时数考核方式有：①每年考核达到保证约定的支付相应考核款或质保金，未达到的考核款直接扣减。②每年考核达到约定按期支付，未达保证约定的暂扣相应款项，考核期结束后求整个考核期内的平均值，如果达到保证约定，支付之前暂扣的款项。

以下对第②中考核方式5年期的考核条款进行介绍：5年考核周期内，每年（240h试运行后的每365日）对投标人的保证等效利用小时数达标情况进行考核，按年结算。若考核年度内保证等效利用小时数达到或超过投标保证值的XX%，视为通过考核，则支付本年度考核款项，即合同金额X %；若未达到保证值的XX%，则暂扣该年度考核款，即合同金额的X%。5年考核周期结束后， 对5年内等效利用小时数年度平均值（YA）进行测算，若该平均值达到投标保证年等效利用小时数的XX%，则整体考核达标，一次性支付逐年考核过程中因未达标扣留的考核款项；若该平均值未达到投标人保证的年等效利用小时数的XX%，则视为卖方违约，卖方应赔偿买方20年电量损失，电量损失违约金计算方式：（投标保证值－YA）× 上网电价 × 装机容量 × 20。

3.2 功率曲线考核

风电机组功率曲线考核按功率曲线符合度或保证值进行，以K值来表征：

功率曲线符合符合度K值＝实测推算年发电量/保证推算年发电量 ×100%

式中：

实测推算年发电量＝∑风频分布值 ×8760× 实测功率曲线值；

保证推算年发电量＝∑风频分布值 ×8760× 保证功率曲线值；

风频分布值约定以风电场内样板机的实测值，或每台风电机组的实测值，或以风机采购合同中技术规范中约定值的为准。

保证功率曲线一般要求为投标人根据现场工况保证的动态功率曲线。

实测功率曲线有部分发电企业明确以风场中央监控系统（SCADA）记录的为准，但也有发电企业明确要求采用实测功率曲线进行考核计算（例如A、C、F企业），并且对测试机构进行了明确约定。

采用SCADA记录的功率曲线的，需要对其合理性进行甄别。例如作者4月份在河南东南部某风电场随机导出的一份功率曲线表（详见表2），表中列1–列7为系统导出值，列8、列9为根据公式推算出。单从风速功率曲线表很那看出问题，

一旦折算到功率曲线 Cp 值，就很明显能看出该机组 SCADA 统计的实际功率曲线存在明显的问题（Cp 值超出贝茨极限）。进一步分析会发现空气密度也存在问题，统计期间当地空气密度应该与标准空气密度 1.225kg/m^3 接近，而 SCADA 系统统计值为 0.98kg/m^3。

如果以这种 SCADA 导出的功率曲线去考核厂家，机组的真实功率曲线严重失真，发电企业利益可能受到损害。

3.3 可利用率考核

风电场风电机组年平均年可利用率按照《电工术语 风力发电机组》（GB/T2900.53–2001）计算：

单台风电机组年平均可利用率 =(8760– 风电机组维护时数 –

表2：某机型SCADA导出考核功率曲线表

列1	列2	列3	列4	列5	列6	列7	列8	列9
风机名称	保证风速(m/s)	保证功率(kW)	实际风速(m/s)	实际功率(kW)	实际空气密度(kg/m³)	风频	保证Cp	实际Cp
1#风机	3	102	2.88	108.42	0.98	2480	0.401	0.602
1#风机	3.5	168	3.36	189.47	0.98	540	0.416	0.662
1#风机	4	270	3.84	305.53	0.98	1421	0.447	0.715
1#风机	4.5	400	4.31	450.44	0.98	2251	0.466	0.746
1#风机	5	556	4.85	639.74	0.98	1177	0.472	0.743
1#风机	5.5	744	5.33	853.38	0.98	1419	0.474	0.747
1#风机	6	968	5.8	1104.52	0.98	1878	0.475	0.750
1#风机	6.5	1234	6.36	1427.62	0.98	1181	0.477	0.736
1#风机	7	1544	6.84	1771.87	0.98	1695	0.477	0.734
1#风机	7.5	1876	7.44	2163.93	0.98	2295	0.472	0.697
1#风机	8	2167	7.97	2429.88	0.98	2554	0.449	0.636
1#风机	8.5	2358	8.5	2527.21	0.98	2386	0.407	0.546
1#风机	9	2451	9.01	2552.32	0.98	2212	0.357	0.463
1#风机	9.5	2486	9.52	2557.02	0.98	3059	0.308	0.393
1#风机	10	2500	10.02	2558	0.98	2327	0.265	0.337
1#风机	10.5	2500	10.48	2559.69	0.98	2289	0.229	0.295
1#风机	11	2500	10.99	2550.69	0.98	1768	0.199	0.255
1#风机	11.5	2500	11.5	2560.25	0.98	1090	0.174	0.223
1#风机	12	2500	11.96	2560.7	0.98	788	0.153	0.198
1#风机	12.5	2500	12.47	2559.45	0.98	697	0.136	17.499
1#风机	13	2500	12.99	2559.25	0.98	453	0.121	0.155
1#风机	13.5	2500	13.5	2559.97	0.98	464	0.108	0.138
1#风机	14	2500	14.01	2561.71	0.98	228	0.097	0.124
1#风机	14.5	2500	14.45	2561.63	0.98	138	0.087	0.113
1#风机	15	2500	14.93	2558.77	0.98	84	0.079	0.102
1#风机	15.5	2500	15.48	2564.71	0.98	34	0.071	0.092
1#风机	16	2500	15.99	2560.54	0.98	24	0.065	0.083
1#风机	16.5	2500	16.45	2528.33	0.98	6	0.059	0.075
1#风机	17	2500	17	2558	0.98	6	0.054	0.069
1#风机	17.5	2500	17.34	2541.75	0.98	4	0.049	0.065
1#风机	18	2500	17.82	2570	0.98	1	0.045	0.060

风机自身原因的故障未工作时数)/8760×100%；

全场风电机组年平均可利用率 = 所有单台风电机组年平均可利用率的总和 / 台数；

从各发电企业招标要求来看，单台风电机组的可利用率保证从90%-95%不等，全场风电机组平均可利用率保证从95%~98%不等。

未达到可利用率保证要求的，需接受相应的赔偿条件。有发电企业提出更高的要求，例如企业E要求："如果质保期内单台机组年可利用率低于85%，则买方可选择由卖方负担全部费用更换该台新的机组或将该机组退货，同时卖方退还买方相应设备价款，并承担相应的建设费用。"

3.4 大部件（主要部件）更换率

陆上风电机组一般设计寿命为20年，大部件（主要部件）的运行质量直接关系到机组寿命，所以招标文件对大部件进行约束很有必要。

企业A、企业E要求"风电机组同一部件如在质保期内，故障更换率≥15%，则卖方无偿在质保期结束前，对所有主机同一部件进行全新部件更换，同时卖方应在质保期内提供部件故障的最终解决措施，同时该类部件的质保期自更换完成后重新计算。"

企业D对风电机组主要部件提出了更高的要求，风电场出质保时风电机组主要部件更换率不高于5%。如果风电场主要部件更换率超过该考核指标，每升高1%赔偿合同总价的1%；如果更换率超过10%，招标人可要求退货。

4. 评标方式及权重构成

各发电企业的风电机组招标均采用综合评标法，综合评分由商务分Kc、技术分Kt和价格分Kp构成，每项的分值均为100分制，加权以后得出最终综合评分，

综合评分=（0-10%）Kc+（40-50%）Kt+（40-50%）Kp

其中商务分主要对厂家业绩、招标文件响应性、财务状况等进行评价；技术分主要对机型认证及测试情况、方案适应性、部件配置情况、履约服务等方面进行评价；价格分评审方式侧重点不一，有较大区别，归纳起来分成两个类别，一类按报价偏差率进行评分，另一类同时考核报价得分和度电成本（或项目IRR）得分。例如企业G在每个项目的招标文件中对项目内部收益率IRR进行了明确约定，当投标方案达不到IRR要求，招标人有权否决投标。

5. 总结

对于整机企业来说取得风机整机订单以后，后续的重点将会是订单交付及回款、240h预验收、质保期服务、出质保终验收。

近些年来，风机倒塔的事故有愈演愈烈的态势，导致倒塔事故的原因主要是大部件质量问题（特别是叶片）、塔筒问题、控制问题等。企业D对主要部件故障率的要求，值得推广。为了整个行业的良性发展，不管是发电企业还是风机整机企业，都不能太"卷"，更应该注重风机整体的安全和机组部件质量。

可利用率、年等效利用小时、功率曲线以及部件失效更换率都是关乎全寿命周期风电项目投资收益和机组质量安全的重要指标。风机出质保时需要对采购合同中约定的主要性能指标进行重点考核。发电企业在招标时需合理制定条款，在合同执行出保时要严格落实合同约定，不要给人一种"严进宽出"的感觉，确保公平，促进行业的良性发展。

参考文献：

[1] 国家能源局，国家能源局发布2020年全国电力工业统计数据[EB/OL].

[2] 国家能源局，国家能源局发布2020年全国电力工业统计数据[EB/OL].

[3] 国家能源局，国家能源局发布2020年全国电力工业统计数据[EB/OL].

[4] 国家统计局，2022年12月份规模以上工业生产主要数据[EB/OL].

[5] 宋海彬、鞠苏荣，挖掘在役风电机组潜能助力双碳目标实现[J]，能源与节能，2021(12),100-103.

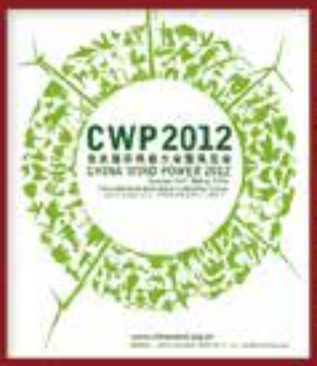
[6] GB/T 18451.2-2021风力发电机组功率特性测试（2021版）[S].

作者简介：宋海彬，本科，工程师，主要研究方向：风电机组性能检测与分析提升。

汇聚行业精英
助力产业发展
2012

和谐共赢
——构筑稳健的
风电市场
2014

2008
世界风能
赢在中国



从量变到质变
—风能市场的
新机遇和新挑战
2009

CWP
追风前行十五载

2023年10月17-19日

中国国际展览中心（顺义馆）

走向万万千瓦
时代的市场
和技术问题
2010

2011
风电产业大规模
发展的市场问题
和技术问题

引领风能产业发展
推动能源战略转型
2016

风电产业的
质量与健康
2013

风能的
数字化时代
2017

2015

应对
全球气候变化
推动
能源发展转型

2019

风电助力"十四五"
能源高质量发展：
绿色、低碳、可持续

风电发展：
新理念 新格局
新目标

2022

了解更多展会资讯 敬请关注

不忘初心再出发

联系电话

010-88558121

引领绿色复苏
构筑更好未来

2020

2018

迎接平价新时代
拓宽发展新空间

碳中和——
风电发展的
新机遇

2021

储能与氢能主题馆

2023北京国际风能大会暨展览会

2023年10月17-19日　中国国际展览中心（顺义馆）

咨询热线 | 010-88558102
010-88558113

官方微信 CWPBEIJING