

XE 系列直驱风力发电机组变桨系统升级改造及应用

陈湘奇 倪 郡

新化大熊山风力发电有限公司 湖南 娄底 417604

【摘要】：本文以 XE105-2000 型直驱风力发电机组原装变桨控制系统运行稳定性差、故障频发、叶片卡阻回收异常等为研究对象，以新化某山地风电场技改项目为依托，对变桨系统升级改造技术进行研究。用新型 SEC 变桨控制系统取代传统的 LTI 变桨控制器，对系统控制逻辑、硬件配置和安装工艺进行改进，制定出一套改造施工和调试方案。经过现场工程应用和数据对比分析可知，改造后的机组变桨系统故障率大幅度下降，叶片动作响应准确、平稳，机组可利用率明显提高，很好地解决了老旧变桨系统运行的不足。该改造方案技术成熟、经济性好，可以为同类型直驱风机变桨系统技改工程提供借鉴。

【关键词】：直驱风力发电机组；XE 系列；变桨系统；系统升级；设备改造；运行优化

DOI:10.12417/2705-0998.26.13.037

引言

湖南某山地风电场所使用的 XE105-2000 型直驱风机原装为 LTI 变桨控制系统，由于早期技术限制、长时间的复杂风况运行和部件老化等原因造成设备运行工况不稳，经常出现变桨故障、叶片回收卡阻、角度偏差超限等状况，不仅影响机组发电效率，而且增大了运维成本和机组安全运行风险。为了解决以上问题，本次选择场内 5 台故障多发的 XE105 型风机，进行变桨系统改造，用技术成熟、稳定性更好的 SEC 变桨控制系统代替原来的设备，并且配合优化控制程序和现场安装调试工艺。本文对本次改造技术方案、施工流程、核心技术要点进行了详细的论述，并通过改造前后运行数据的对比，来验证升级改造的效果，给同类型的老旧风机技改提供工程上的依据。

1 原变桨系统运行缺陷分析

1.1 风电场设备概况

湖南某山地风电场总装机容量 50MW，场地内共有 25 台 XE-2000 型风电发电机。本次技改的研究对象是 XE105-2000 型风机，机组原装配 LTI 变桨控制系统，设备投运年限久，一直处在山区复杂的工况中运行。由于设备技术更新换代、零部件老化、环境侵蚀等原因，原有的变桨控制系统综合性能不断下降，各种运行故障时有发生，已经成为制约机组安全稳定运行、影响风电场发电效益的主要问题。

1.2 原有变桨系统核心缺陷

根据现场运维记录和设备检测结果可知，原装 LTI 变桨控制系统存在系统性、常态化的特点，在控制精度、设备可靠性、机械运行稳定度、运维经济性这四个方面都存在问题。

从控制精度来说，原有的控制器所用的控制算法存在迭代滞后的问题，不能满足要求。山区风速具有随机性、波动性大等特点，风速经常出现变化的时候，系统叶片角度调节的响应也会出现滞后现象，角度控制的偏差也比较大，不能及时匹配到最佳的风能捕获工况。直接造成机组输出功率的波动幅度大，风能利用率不能达到机组的设计标准，长期存在发电效能

损耗的问题。

就设备运行的可靠性来说，传统的变桨系统硬件集成度不高，电路结构复杂，抗电磁干扰、抗环境干扰的能力差。大熊山风电场海拔高，常年处于高湿度、多雷雨、空气盐雾丰富的运行环境之中，长时间工作时容易出现信号传输异常、控制器程序失效、驱动模块故障等状况，造成机组故障停机，设备运行稳定性得不到保证。

从机械运行稳定角度来说，经过长时间高频次运行之后，原有的变桨驱动部件以及控制程序之间的匹配性能一直呈下降趋势。叶片开桨、收桨全过程出现卡顿、三轴动作不均等状况，常规工况下造成发电不稳定，极端大风工况下，系统不能迅速、准确地执行紧急顺桨保护动作，大大增加了机组超速、叶片损坏、设备过载等安全风险。

从运维经济性角度来讲，该型号老旧变桨系统已经逐渐停产，主要部件的市场存量很少，采购价格较高。同时设备故障频发造成机组非计划停机时间大大延长，不但造成大量的风电资源浪费，而且不断加大现场检修、故障排查、配件更换的人力和物力投入，风电场运维成本逐年上升。

1.3 故障数据统计与技改必要性

利用风电场全年的运行台账，对本次选择的 5 台试点 XE105 型风机运行数据进行统计分析。从数据可以看出，改造前 5 台机组年均变桨系统故障总次数为 163 次，单台机组年均故障次数大于 32 次，单次故障平均停机时间 2.3 小时。由于变桨系统故障造成试点机组平均利用率比行业标准低 1.8 个百分点，设备低效运转、故障停机现象比较严重。根据设备安全运行、发电效益和运维成本等各方面因素进行老旧变桨系统升级改造，有很强的必要性和紧迫性。

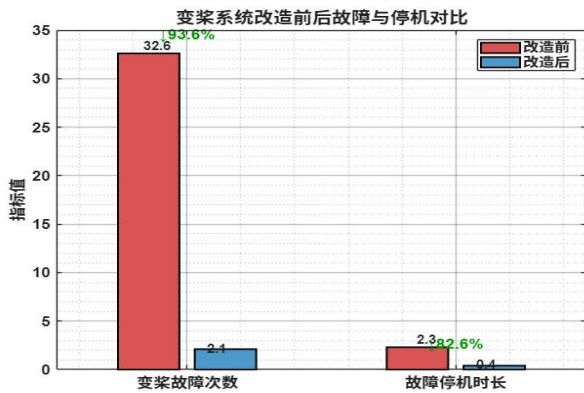


图 1 故障数据统计

2 升级改造总体方案设计

2.1 改造核心目标

本次变桨系统升级改造以提高设备运行稳定性、控制精度、安全防护能力为根本目的，兼顾运维便利性和经济性，主要目标为更换老旧故障控制系统，改善机组变桨控制逻辑，消除叶片卡阻、调节滞后等缺陷，减少设备故障率，提高机组发电效率和可利用率，实现系统部件通用化、运维标准化，满足风机长期稳定运行的要求。

2.2 设备选型与方案确定

根据 XE105-2000 型风机主控参数、现场运行工况和行业成熟技改经验，本次选用 SEC 新型变桨控制系统代替原来的 LTI 控制系统。该系统采用模块化集成设计，具有抗干扰能力强、控制精度高、响应速度快、适用性强等特点，可以很好地适应原来的风机主控程序，不需要对机组原有的线路和机械结构做大的改动，适合于老旧风机的升级改造。改造方案总体上采取利旧增效的原则，只对风机的原有机械传动结构、基础钢架和常规电缆进行保留，而对变桨控制核心设备、驱动模块、信号采集系统以及配套控制程序进行升级，从而最大限度地降低改造成本和施工风险，缩短施工工期。

2.3 主要改造内容

2.3.1 老旧设备拆除作业

本次改造首先对原有的老旧变桨系统设备进行拆除，拆除对象主要是原装 LTI 变桨控制器、功率驱动模块、信号采集终端和老化控制线路、接线端子等附属部件。拆除作业严格执行先断电、后拆机的作业程序，作业前做好整机断电挂牌、验电接地工作，杜绝电气作业的安全隐患。拆除过程中对各类信号线、动力线逐条做好标记并分类存放，拆除下来的零部件全部清理归置，防止线路混杂、部件遗失，对机舱设备安装基座进行清洗除锈，为新设备的安装提供良好的作业环境。

2.3.2 新型系统设备安装

完成老旧设备拆除验收之后，进行 SEC 新型变桨控制系统

的标准化安装工作，主要包括控制单元、驱动单元、信号检测单元这三个主要模块的固定和布线施工。严格按照设备安装技术规范固定设备柜体，保证柜体水平、垂直误差符合风电设备安装标准，固定螺栓紧固到位、防松措施齐全。优化机舱内部线路布局，将动力线缆和信号线缆分开布置，分层规范布线，减少线路相互干扰，提高系统的抗电磁干扰能力，所有的接线端子都必须进行压接，并且保证接触良好，不得存在虚接或者松动的情况。

2.3.3 控制系统程序适配与参数调试

硬件安装完毕之后，再进行系统的软件适配以及参数的调试工作。根据 XE105-2000 型风机主控程序参数，刷新匹配专用 SEC 变桨控制程序，实现新老系统无缝对接。准确地确定叶片初始安装角度、额定变桨速度、上下限位保护阈值等主要运行参数，对风速自适应调节、功率闭环控制、故障逻辑判断等重要的程序进行修改。同时对紧急顺桨、过载保护、信号异常保护等安全逻辑做专项调试，使变桨动作可靠，符合机组整机运行要求。

2.3.4 场地复原与整机试运行

软硬件施工调试完成后，进行施工现场复原和设备完善优化。对机舱线路孔洞做防火封堵处理，完善设备接地系统，复测接地电阻保证符合安全运行标准，清理机舱施工杂物，恢复设备原状布置。完成场地复原之后，对整机进行联动测试和常态化试运行，全面查找系统运行隐患，检验变桨系统同风机主控、安全保护系统协同运行的性能，保证改造后的机组具有安全稳定的投运条件。

3 关键施工与调试技术要点

3.1 施工流程管控

本次改造严格按照风电设备施工规范，制定出标准化的施工程序，保证改造质量及施工安全。整体施工分设备备货、旧设备拆除、新设备安装、接线调试、联动测试、竣工验收六个阶段。合同签订后 50 天内完成所有新设备的生产、检测和现场供货，设备验收合格后 30 天内完成全部机组安装调试工作，天气和不可抗力因素影响下工期顺延。施工前做好现场踏勘、安全技术交底和施工方案交底工作，核对风机停机安全措施，确定机组检修状态。旧设备拆除时做好线路标记，防止接线混乱，拆除的部件分门别类整理好，运回原处。新设备安装严格按照设备安装手册执行，保证设备固定牢固、接线规整、接地可靠，所有接线端子压实无松动，线路排列整齐，避免电磁干扰。

3.2 系统调试核心要点

系统调试是保证改造效果的重要环节，分为单机参数校准、逻辑调试、整机联动调试和故障模拟测试。首先对叶片初始角度、变桨速度、限位阈值等主要参数进行校准，保证参数

符合机组的设计标准。最后对变桨控制逻辑进行调试,改善风速响应、功率调节、紧急顺桨等动作程序,使叶片开桨、收桨、调速动作平稳精确。

完成单机调试之后进行风机主控和变桨系统的联动测试,保证系统信号传递、指令执行准确。同时模拟电网波动、风速突变、设备故障等极端工况,对系统进行过载保护、故障停机、紧急顺桨等功能的测试,保证各种保护动作灵敏可靠,满足机组安全运行的要求。调试结束后进行不少于 72 小时的整机试运行,查找隐藏的故障。

3.3 质量与安全控制

施工全过程严格遵守国家风电工程施工标准和设备技术规范,所有进场的设备都必须有完整的合格证、检测报告,严禁不合格设备进入施工现场。施工人员持证上岗,严格执行风电场安全施工规定,做好高空作业、电气作业的安全防护工作。

施工完毕后对线路接线、设备固定、接地电阻、防护封堵等重要部位逐一进行检查验收,保证接地电阻合格、线路绝缘良好、柜体防护严密,消除施工质量隐患。调试数据全部记录并存档,形成完整的改造施工及调试资料,保证工程可以追溯。

4 改造效果分析

为了准确地检验本次升级改造的效果,选择改造前后相同运行周期的机组数据进行对比分析,从设备故障率、机组可利用率、发电稳定性、运维成本四个方面对效果进行评价,改造前后核心运行数据对比见表 1。

表 1 改造前后核心运行数据对比

运行指标	改造前(年均)	改造后(年均)	优化效果
单台机组变桨故障次数	32.6 次	2.1 次	故障率下降 93.6%
单次故障平均停机时长	2.3h	0.4h	停机时长缩短 82.6%
机组可利用率	96.20%	98.75%	提升 2.55 个百分点
叶片角度调节偏差	$\pm 1.8^{\circ}$	$\pm 0.5^{\circ}$	控制精度大幅提升
机组功率波动率	8.3%	3.1%	波动幅度降低 62.7%
单台机组年均运维成本	1.82 万元	0.65 万元	运维成本下降 64.3%

从运行数据可以得知本次升级改造取得明显效果。一是设

备稳定性大大提高,改造后的变桨系统故障次数明显减少,彻底解决了叶片卡阻、调节滞后、无故故障停机等问题,设备运行可靠性大大提高。第二,机组运行效率提高,叶片角度调节精度大大提高,功率波动率大大降低,风能捕获效率更加稳定,机组发电性能得到改善。三是运维经济性提高,设备故障率下降之后,机组停机时间明显缩短,风电损耗减少,新型系统配件通用性强、故障率低,有效地降低了设备维修、配件更换和人工运维的成本。

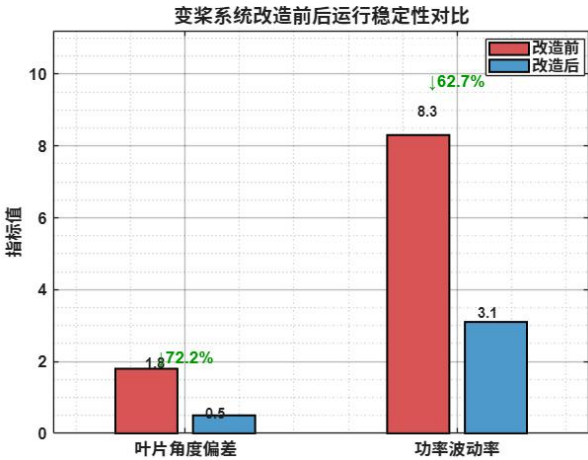


图 2 改造前后稳定性对比

另外,升级后的 SEC 变桨控制系统具有完善的故障自检、数据监测和远程传输功能,可以实时采集变桨系统的运行参数,提前预判设备存在的隐患,由原来的故障抢修变为预防性运维,从而提高风电场智能化运维水平。极端大风、雷雨等恶劣天气情况下,系统保护反应更迅速,紧急顺桨动作迅速可靠,可以很好地避免机组超速、叶片损坏等安全问题的发生,提高了机组的安全性。

5 结论与展望

以 XE105-2000 型直驱风机原装变桨系统运行稳定性差、故障多、维护费用高等问题为研究对象,采用 SEC 新型变桨控制系统进行改造升级,从设备配置优化、施工流程规范、系统调试精确三个方面入手,解决了老旧变桨系统各种运行问题。工程应用结果表明,改造后的机组变桨系统故障率降低了 93.6%,机组可利用率提高了 2.55 个百分点,功率波动大大降低,运维成本大幅度减少,机组安全防护能力和智能化运行水平得到了全面提高,改造技术成熟、效果明显、经济性好。本次改造方案最大限度地利用了原有的设备结构,降低了技改费用,施工周期短、适用性强,完全符合 XE 系列直驱风力发电机组升级改造的要求,可以为国内同类老旧风机变桨系统技改工程提供成熟的技术参考和工程借鉴。根据风电场长期运行数据对变桨控制算法做进一步改进,适应各种工况下准确调节的要求,提高机组发电效率、设备运行稳定性的需求,助力风电场提质增效、安全高效运行。

参考文献:

- [1] 付豪,杨源.海上风电变桨系统健康度诊断与预警[J].南方能源建设,2026,13(3)187-196.DOI:10.16516/j.ceec.2026-054.
- [2] 黄鑫.面向边缘部署的变桨系统关键部件轻量化健康度评估模型与嵌入式实现[J].电器工业,2026,(5)47-50.
- [3] 崔术炜,马志勇,孙海峰,等.基于不确定性量化的风电变桨系统故障风险评估[J].风机技术,2026,68(3)17-23.
- [4] 陈佳锟.永磁直驱风力发电机组变桨系统集成化设计与可靠性优化研究[J].流体测量与控制,2026,7(1)28-31.
- [5] 林作勇.基于模块化智能交流系统的 XE 系列风机变桨批量升级与性能提升研究[J].流体测量与控制,2026,7(1)39-41+46.