老旧风电场 2MW 直驱风力发电机组全功率变流器升级改造及应用

贾益军　陈湘奇

新化大熊山风力发电有限公司 湖南 娄底 417604

【摘　要】：老旧直驱风力发电机组配套的风冷型全功率变流器长时间运行会存在运行效率低、电网适应性差、故障频发、散热效果不好等问题，严重影响风电场的安全稳定运行和发电效益。本文以湖南某山地风电场 2MW 直驱风力发电机组为改造对象，对老旧变流器运行缺陷进行分析，提出液冷型全功率变流器升级改造方案，确定改造施工流程、核心技术参数和控制优化策略。经由现场改造执行并长久跟踪观测，对比改进建议实施前后机组发电效能，故障出现次数，电能品质状况以及设备运作情形，判定改进建议是否可行，具备实用意义。经过实践证明，本次改造可以有效地降低设备的故障率，提高机组发电效率和电网高低电压穿越能力，改善并网电能质量，可以给同类型的老旧风电场变流器升级改造提供工程上的借鉴。

【关键词】：老旧风电场；直驱风力发电机组；全功率变流器；升级改造

DOI:10.12417/2811-0536.26.10.080

引言

国内早期投产的陆上老旧风电场大多使用 2MW 直驱永磁风力发电机组，并配用传统的风冷式全功率变流器。由于早期技术水平、设备工艺以及散热设计的限制，设备运行十年左右就会出现功率器件老化、散热衰减、控制策略滞后等一系列问题。同时，目前电网并网标准不断更新，老旧变流器的电网适应性、故障穿越能力、谐波抑制性能已经不能满足最新的行业规范，机组弃风限电频次增加，设备运维成本逐年上升，严重影响风电场经济效益。全功率变流器是直驱风机的电能变换核心设备，担负发电机电能整流、稳压、逆变并网的主要任务，它的运行好坏直接影响到风机发电效率和并网稳定。新型液冷型全功率变流器比传统风冷设备具有散热均匀、运行噪音小、功率密度大、环境适应性好等特点，适合于山区、高湿、温差大的复杂风场运行环境。本文以新化大熊山风电场改造工程为依托，针对场内老旧 2MW 直驱风机变流器运行存在的短板，制定出一套系统的升级改造方案，对设备进行更换、管路改造、控制系统联调、性能优化等，用实测数据验证改造成效，为老旧风电设备提质增效改造提供实践依据。

1 工程概况与老旧设备缺陷分析

1.1 风电场工程概况

湖南某山地风电场总装机容量为 50MW，安装有 25 台 XE-2000 型 2MW 直驱永磁风力发电机组，本次选择 5 台运行工况不良的 XE105-2000 型机组进行变流器改造。改造机组原配套 WG2000KFP-V3 型风冷全功率变流器，投运年限超过十年，在高湿、温差变化大的环境中长期运行，设备老化严重，经常出现超温停机、谐波超标、电网扰动脱网等故障，机组可利用率不断降低，运维成本高昂，急需对机组进行设备升级改造以提高机组运行稳定性及发电性能。

1.2 老旧变流器核心缺陷分析

根据现场运行数据以及设备拆解检测结果可知，老旧风冷型全功率变流器主要存在的问题有以下几点，也是本次改造的主要目标。

一是散热效果不好，容易造成设备的故障。传统的风冷散热依靠风机强制通风散热，在山区高湿多尘的环境下，散热滤网容易被堵塞、积灰受潮，使功率模块的散热效率大大降低，设备长时间处于高温状态，IGBT 模块、电容等核心器件就会加速老化，夏季高温时段超温停机的故障率较高，是造成机组非计划停机的主要原因。

二是运行效率低，发电损耗大。老旧变流器使用传统的控制算法和功率器件，开关损耗、导通损耗大，额定工况下整机运行效率低于 95%，低风速工况下效率衰减更严重，大量风能转化为热能损耗，机组发电能力不能充分发挥。

三是环境适应性差，运维费用大。风冷设备柜体密封性不好，潮湿空气、粉尘容易进入柜内，造成线路氧化、端子锈蚀、模块绝缘降低，长时间使用之后，设备故障点位越来越多，日常巡检、维修、备件更换的成本不断上涨，设备使用寿命大大降低。

2 升级改造总体方案设计

2.1 改造核心目标

本次改造以提质增效、降本稳运为目标，将原有的风冷型变流器更换成新型 2MW 液冷型全功率风能变流器，改进设备散热结构和控制方式，保留原有的

成熟水冷系统、塔基承重结构、一次二次电缆等可利用的设备，尽可能地控制改造成本。改造之后，机组运行效率得到提升，故障次数大幅度减少，电能质量合格，电网高低电压穿越能力符合最新的标准，机组运行可靠性和发电经济效益均得到提升。

2.2 核心设备技术参数

本次更换的新型液冷全功率变流器为背靠背双 PWM 拓扑结构，使用了德国英飞凌 IGBT 功率模块，具有散热效率高、控制精度高、动态响应快、抗干扰能力强等特点，其核心参数符合 2MW 直驱永磁机组运行要求，具体参数见下表。

表 1 具体参数

技术参数项目	新型液冷变流器参数	老旧风冷变流器参数
额定适配机组功率	2MW	2MW
网侧额定容量	≥2100KVA	2000KVA
机侧额定容量	≥2350KVA	2100KVA
额定工况运行效率	≥97%	≤95%
转矩响应时间	＜5ms	≥15ms
运行噪音	＜70dB	≥85dB
工作环境温度	-30℃至+55℃	-20℃至+45℃
电压畸变率	＜1%	≥3%
防护等级	IP54	IP40

2.3 整体改造施工方案

一是老旧设备拆除转运。依次拆除风机塔基原有的 WG2000KFP-V3 型变流器，包括主从功率柜、电抗器柜、控制柜、并网柜等全部设备，按风场安全操作规程，有条理地拆解设备接线、固定螺栓、连接管路，将老旧设备运送到场内指定的存放区，做好设备登记和防护。

二是新型变流器的安装就位。对新机柜基础进行校验和清理，依次安装机侧功率柜、网侧功率柜、机侧配电柜、网侧配电柜，校准柜体水平度和垂直度，固定柜体安装螺栓，保证设备安装牢固、布局规整，符合电气安全间距要求。

三是水冷系统适应性改造。对新旧水冷系统适配的连接管路进行定制加工，更换系统内所有老旧乙二醇冷却液，清除水冷管路中的杂质和污垢，注入新的适配冷却液，调整水冷系统的流量、压力参数，保证冷却系统流量稳定、密封无渗漏，满足液冷变流器散热的要求。

四是电气接线和系统优化。完成变流器内部电缆、铜排和外部二次控制线路的接线工作，按照工艺标准规范布线，统一电缆标识，做好接地处理，实现变流器与风机主控、水冷柜、箱变、发电机的可靠连接。对柜体电缆孔洞做密封封堵处理，修补塔基遗留的孔洞，完善设备防腐、防潮、防尘防护措施。

五是控制系统升级联调。采用新的变流器控制系统，改善通讯协议，使用 TCP/IP 和 CANopen 两种通讯方式，使风机主控系统能够快速地与之进行数据交换，准确地把转速、转矩、温度、功率等运行参数传送到风机主控系统中去，并且可以准确地执行主控调节指令，对转矩控制和功率调节的逻辑进行优化。

六是整机调试和性能试验。设备安装完毕后，依次进行绝缘试验、耐压试验、空载调试、负载调试和并网试验，配合风机厂家完成整机联调，进行高低电压穿越、谐波抑制、过载保护等功能测试，保证所有的保护功能、控制功能正常，设备运行参数达标。

2.4 关键控制技术优化

为了更好的发挥新型液冷变流器的优势，在此次改造过程中也对机组控制策略进行改进，解决了旧机老化后出现的功率波动、反应慢、电网适应性差等状况。优化转矩控制算法，把转矩控制精度提高到±3%以内，转矩响应时间控制在 5ms 以内，准确匹配风速变化来达到最大功率跟踪，提高风能利用率。对电网故障穿越控制逻辑进行改进，完善高低电压穿越功能，在电网电压为 110%～130%额定电压时保证稳定运行，符合最新的并网标准。优化谐波抑制策略，用矢量控制和调制算法优化来控制机组并网电压非线性失真系数小于 1%，从而降低并网谐波含量，提高电能质量。完善过压、欠压、过流、过热、短路、接地故障等各种保护功能，提高设备运行的安全性。

3 改造实施重难点及解决措施

3.1 施工重难点

本次改造处在山区风场，施工空间小、气候复杂，新旧设备接口、控制逻辑不同，系统联调难度大。一是新旧设备的适应性较高，老旧风机主控程序需要和新型变流器控制逻辑相匹配，参数配置不当容易造成机组通讯不正常、功率调节失效。二是水冷系统改造精度要求高，管路对接密封、冷却液参数匹配都会影响到设备散热效果，容易造成渗漏、散热不足等问题。三是高空及塔基施工风险大，有限空间内设备拆除、安装、接线作业容易产生安全隐患，施工工艺及安全

控制要求高。四是改造工期紧，要保证施工质量的前提下，高效地完成设备制造、运输、安装、调试的全部工作，不能影响风场整体发电计划。

3.2 针对性解决措施

对于新旧系统之间存在的适配问题，改造之前先同风机厂家联系，整理出主控系统和新型变流器之间的通讯协议、参数匹配标准，提前做好程序适配调试工作，施工时逐项核对通讯参数、控制指令，保证数据交换准确无误、指令执行顺畅。对水冷系统进行改造，使用高精度定制的适配管路，施工完成后做压力密封性试验，按照设备参数标准调试冷却液流量、压力，更换新冷却液，保证散热系统正常运转。

对现场施工安全和质量控制进行专项施工方案及安全交底制度的制定，对有限空间作业进行规范，对高空防护、电气防护措施进行落实，并安排专业的技术人员全程旁站监督。严格按照工艺标准进行线缆接线、柜体安装、接地施工等，完工后进行多方面质量检测，消除施工质量隐患。根据工期控制要求，对施工节点进行细化安排，分批进行设备的制造、运输和安装调试工作，尽量避免因天气原因造成的工期延误，保证工程按期推进。

4 改造效果与数据分析

本次 5 台机组变流器升级全部按时完成，设备调试合格之后开始试运行，连续稳定运行 6 个月。通过对改造前后机组故障数据、发电效率、电能质量、设备运行参数的对比分析，对改造成效进行全方位的验证，主要运行数据对比见下表。

4.1 设备故障与运行稳定性对比

统计改造前后单台机组月度平均故障次数、非计划停机时长，可知改造后设备运行稳定性明显提高，超温停机、电网扰动脱网、谐波异常等典型故障基本消失，具体数据见下表。

表 2 设备故障与运行稳定性对比

运行指标	改造前均值	改造后均值	优化幅度
月度平均故障次数	8.2 次	0.6 次	92.7%下降
月度非计划停机时长	28.6h	2.1h	92.7%下降
设备最高运行温度	78℃	52℃	33.3%下降
机组可利用率	92.3%	98.7%	6.4%提升

由数据可知，液冷散热方式完全解决了老旧变流器高温过热的问题，设备运行温度可以得到很好的控制，核心器件的老化速度大大降低。新型控制系统保护功能齐全、抗干扰能力强，完全解决了原来设备电网适应性差、控制精度低的问题，使机组故障次数和停机时间大大减少，设备运行可靠性大大提高。

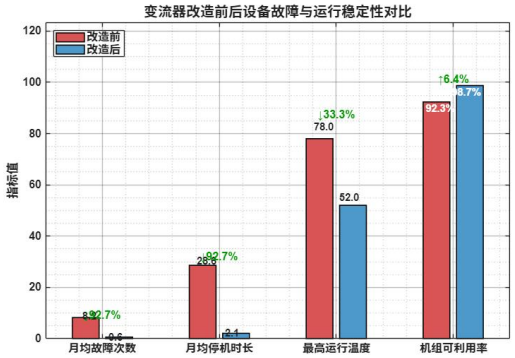


图 1 稳定性对比柱状图

4.2 发电效率与经济效益对比

在相同的风速、气候条件下，比较改造前后机组的发电效率、月度发电量，改造后的变流器能量转换效率明显提高，机组风能利用率大幅提高，弃风损失有效降低，经济效益明显提高，具体数据见下表。

表 3 发电效率与经济效益对比

发电指标	改造前均值	改造后均值	优化效果
额定工况转换效率	94.2%	97.3%	3.1%提升
低风速工况转换效率	88.5%	93.8%	5.3%提升
单台机组月均发电量	32.6 万 kWh	35.8 万 kWh	9.8%提升
月度运维成本	4800 元/台	1200 元/台	75%下降

改造后变流器全工况运行效率有较大提高，低风速工况下增效更加明显，适应山区风场低风速时长占比大、变化快的工况特点。5 台改造机组年均可以增加发电量约 192 万 kWh，大大减少备件更换、故障抢修费用，降低运维人力成本，投资回报周期短，经济效益明显。

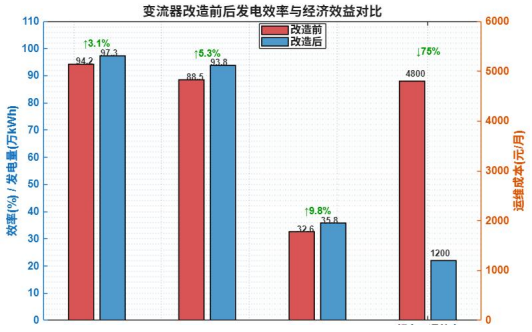


图 2 发电效率与经济效益对比柱状图

4.3 电能质量与电网适配性对比

经过并网检测，改造后的机组并网电能质量全部达到要求，谐波抑制效果明显，高低电压穿越能力符合最新的电网标准，彻底解决了老旧机组并网不稳定、电能质量超标的难题。改造后机组电压畸变率保持在0.8%以下，远远小于国家标准的限值，功率因数可以由原来的 0.9 滞后到 0.9 超前，电网电压波动、瞬时扰动工况下可以稳定并网运行，没有脱网停机的现象，电网适应性大大提高。

5 结论

本文以新化大熊山风电场工程为依托，对老旧 2MW 直驱风机全功率变流器进行升级改造，采用液冷型变流器、优化水冷系统、升级控制策略、完善系统联调的方式，解决老旧风冷变流器散热差、故障多、效率低、电网适配性弱等主要问题。改造后机组设备故障率下降 92.7%，机组可利用率提高到 98.7%，发电效率提高 3%以上，运维成本大幅度降低，可并网电能质量及电网故障穿越能力全部达标，达到老旧风电设备提质增效的目的。本次改造充分挖掘了原有设备的潜力，改造方案经济性好、实用性高、可靠性强，施工流程规范、技术成熟，适合山区复杂的风场运行环境，可以给国内同类型老旧直驱风机变流器升级改造提供可靠的工程参考。

参考文献：

[1] 陆翌,吴文博,顾益磊,等.中频跟网型全功率变流器风机的等效仿真建模方法[J].浙江电力,2025,44(7)72-81.

[2] 李晓萍,衡中伟,柴治栋,等.百兆瓦全功率变速抽蓄矩阵变流器 IGBT 方案对比[J].电工技术,2025,(7)15-17+20.

[3] 周定祥,丁艺.全功率风电变流器低电压穿越控制策略研究[J].科技视界,2025,15(9)50-53.

[4] 呼木吉乐图.基于小波包分析的风力发电机组全功率变流器异常识别研究[J].自动化技术与应用,2024,43(11)29-32+38.

[5] 代鹏程,张兴,谢震.构网型全功率风电变流器的平滑模式切换策略[J].高电压技术,2025,51(4)1589-1598.