

大型储能电站组串式变流器安装技术及常见故障处理

蔡昆¹ 陈刚²

1.上海宝冶集团有限公司, 上海 200941

2.上海电力股份有限公司吴泾热电厂, 上海 200241

[摘要]随着新型电力系统构建步伐加快,大型储能电站作为灵活性调节资源的核心地位日益凸显。组串式变流器(PCS)作为连接电池阵列与电网的关键枢纽,其安装工艺的规范性与故障处理的时效性直接关乎电站的安全稳定运行。本篇文章以PCS-9567MH型变流器为研究对象,在简述其技术特征的基础上,重点重构了从基础施工到电气连接的标准化安装工艺流程,细化了调试验收中的关键性能测试步骤,并针对直流侧、交流侧及系统级故障,构建了从现象识别到深度排查的系统化处理策略,旨在为储能电站的高质量建设与精益化运维提供技术指导。

[关键词]组串式变流器; 安装工艺; 故障诊断; PCS-9567MH

DOI: 10.33142/ucp.v3i1.19214

中图分类号: TM46

文献标识码: A

Installation Technology and Common Fault Handling of String Inverters for Large Energy Storage Power Stations

CAI Kun¹, CHEN Gang²

1. Shanghai Baoye Group Co., Ltd., Shanghai, 200941, China

2. Wujing Thermal Power Plant of Shanghai Electric Power Co., Ltd., Shanghai, 200241, China

Abstract: With the acceleration of the construction of new power systems, the core position of large-scale energy storage stations as flexible regulation resources is increasingly prominent. As a key hub connecting the battery array and the power grid, the standardization of installation technology and the timeliness of fault handling for the string converter (PCS) are directly related to the safe and stable operation of the power station. This article takes PCS-9567MH inverter as the research object. Based on a brief description of its technical characteristics, it focuses on reconstructing the standardized installation process from basic construction to electrical connection, refining the key performance testing steps in commissioning and acceptance, and constructing a systematic processing strategy from phenomenon recognition to deep investigation for DC side, AC side, and system level faults, so as to provide technical guidance for the high-quality construction and lean operation and maintenance of energy storage power stations.

Keywords: string converter; installation process; fault diagnosis; PCS-9567MH

引言

在全球能源转型背景下,新能源渗透率的提升对电网的调节能力提出了严峻挑战。大型储能电站凭借毫秒级的功率响应与精确的能量吞吐能力,成为平抑波动、削峰填谷的重要手段。组串式变流器作为储能系统的“心脏”,承担着交直流双向变换、电网支撑及离网控制等复杂任务。PCS-9567MH作为新一代组串式变流器,采用三电平拓扑与模块化设计,具备高功率密度与环境适应性。然而,实际工程中常因安装工序混乱、工艺细节把控不严导致设备早期失效,或因故障诊断逻辑不清延长停机时间。因此,建立一套标准化的安装工艺流程与深度的故障处理体系,对于提升储能电站的全生命周期效益具有重要意义。

随着储能电站朝着GWh级规模化发展,设备集群之间的协调以及在复杂电网环境下运行的能力越来越受到重视。2025年9月,国家能源局出台DL/T 5898—2025《电气装置安装工程 电力变流设备施工及验收规范》,进一步提高电力变流设备的安装、调试以及验收的要求。同

时,构网型储能技术的发展使变流器除了完成变流任务外还成为电网稳定的关键一环,因此其故障现象以及工作原理也愈发复杂。本文在以上新形式下,对组串式变流器安装方法以及故障进行分析,以期对于储能电站高质量建设和精细化管理起到一定的参考作用。

1 组串式变流器安装技术与工艺流程

1.1 运输与存储环境管控

在设备正式进场前,必须对运输与存储环节实施严格管控,以确保设备本体不受物理损伤或环境侵蚀。运输环节应重点关注防震与防倾斜,设备装车后需铺设防滑垫并使用高强度捆绑带固定,运输车辆行驶中应严格限制急刹车与大角度转向,确保设备承受的冲击力控制在允许范围内。转运至现场时,应保持原厂密封包装,严禁擅自拆解或倒置。存储环节的核心在于环境控制,场地应选择地势较高、排水通畅且远离强电磁场与腐蚀性气体的区域。设备需分类存放,严格控制叠放层数,底部铺设垫层以防潮气入侵。存储期间需定期监测环境温湿度,保持通风良好,

防止内部元件受潮结露,若存储周期超过六个月,在安装前需重新进行绝缘检测。对于使用碳化硅(SiC)等新型功率器件的逆变器,它的栅极驱动电路比较容易受到静电影响,在存放时要注意做好防静电工作,最好是在地面上铺上防静电地板,工作人员接触设备之前也需佩戴防静电手环。

1.2 标准化安装工艺流程

变流器的现场安装需遵循“基础施工复核→设备就位与固定→电气连接→接地处理”的标准化作业流程,严禁工序倒置。

首先进行基础施工与复核。安装基础通常采用 C30 及以上标号混凝土浇筑,确保具备足够的承载力与抗震性能。依据 DL/T 5898—2025 标准规定,在室外或者腐蚀性较强的环境中布置的交流装置,还需要增加防风、防沙及防腐措施。施工人员需使用水平仪与卷尺对预制基础进行精细复核,重点检查基础平整度误差是否控制在 2mm/m 以内,预埋孔位间距是否与设备底座安装孔严格匹配,同时确认基础表面标高高于周围地面至少 150mm,并预留合理的排水坡度,防止雨水倒灌^[1]。对于大型储能电站中多个组串式变流器并排布置情况,还需检查每个基础之间标高是否一致,防止由于基础沉降不均匀造成设备间连接母线或者电缆桥架受力。

其次是设备就位与机械固定。利用起重设备将变流器吊装至基础上方,吊装过程需保证垂直起吊,避免侧向受力导致柜体变形。设备落座后,通过垫片微调其水平度与垂直度,确保柜体稳固且门板开合顺畅。随后采用高强度不锈钢膨胀螺栓或预埋螺栓进行对角紧固,紧固力矩需严格符合技术规范,防止因震动导致长期运行后的松动。在多台设备并列安装时,必须严格遵守最小间距要求,预留充足的维护通道与散热空间,避免形成热岛效应。对于使用交直流一体化及模块化预装方式风力发电机组变流器,其安装速度得到极大提高,有的新型产品由于结构优化而使安装时间缩短至原来的 20%,调试时间降低一半,即实现快速安装。

第三步是电气连接。遵循“先直流、后交流、再通讯”的接线顺序。直流侧电缆接入前,必须二次确认正负极性,防止反接导致功率模块炸裂;交流侧连接时需严格核对相序,确保与电网侧一致。接线过程中,剥线长度应适中,端子压接需使用专用液压钳,保证压接紧密、无飞丝,接触电阻满足规范要求。电缆在柜内敷设应横平竖直,转弯处满足最小弯曲半径要求,并做好应力消除措施,防止电缆自重拉扯接线端子。对大容量组串式变流器,其直流侧电缆截面要根据最大连续工作电流以及大于等于 1.1 倍的安全系数来确定,而交流侧连接一般用铜排或者较大截面积电缆,并在接头位置涂覆导电膏减少接触电阻。另外,2025 年以后的新一代储能系统多数使用快速插拔方式连

接,在保证良好的电气连接的前提下可以极大提高现场施工速度。

最后进行接地处理。将变流器 PE 端子与变电站主地网通过专用接地扁钢或黄绿铜芯线可靠连接。焊接处需进行防腐处理,接地完成后必须使用接地电阻测试仪测量电阻值,确保其小于 4Ω(或满足设计要求),以保障设备外壳不带电及雷击时的泄流通道畅通。同时还要满足防雷接地、工作接地、保护接地共同作用需求,在多个装置构成储能系统的情况下,应用等电位连接网使它们的地电位一致,避免地电位反击造成设备损坏。

1.3 安装过程中的关键技术指标

在上述流程执行中,需严格把控关键技术指标。机械安装方面,M12 螺栓的紧固力矩应控制在 35~45N·m,设备垂直度误差不得超过 1.5mm/m。电气方面,直流电缆截面需根据最大持续工作电流选型,并预留 1.1 倍以上裕量;交流电缆接线端子的紧固力矩应达到相应螺栓规格的标准值(如 M10 螺栓为 30~40N·m),并涂抹导电膏以降低接触电阻。电缆进出口需采用防火泥或专用密封组件封堵,防止小动物进入引发短路。通讯线缆必须与动力电缆分槽敷设,距离保持在 20cm 以上,且屏蔽层需单端可靠接地,以抑制电磁干扰,确保调度指令下发的准确性。同时对使用光纤通信方式进行组网的环网,光纤弯曲半径不得低于其外径的 20 倍,熔接点损耗不能超过 0.5dB 并留有适量富余芯数,在海边或者有严重工业污染地区使用的电器接头都应涂覆三防漆(防水、防腐蚀、防霉变)提高其在恶劣环境中寿命。

2 调试与验收测试技术

安装完成后的调试与验收是设备投运前的最后一道关卡,需按照“静态检查→上电测试→动态功能验证”的逻辑层层推进,确保测试数据的全面性与准确性。

2.1 静态检查与绝缘测试

上电前,首先开展全面静态检查。清理柜内施工遗留的线头、螺丝等杂物,检查所有电气连接点的紧固状态及色标标识。随后使用绝缘电阻测试仪对交直流回路进行绝缘测试:断开内部所有防雷模块及控制电源保险后,测量直流输入对地、交流输出对地以及交直流之间的绝缘电阻,要求在 500VDC 下阻值均大于 1MΩ(潮湿环境下不低于 0.5MΩ),确保无接地或短路隐患。如果是利用较高电压等级(1500V 以上)的储能电站,则需要提高绝缘测试电压到 1000VDC 并且要特别注意的是要关注直流母线对外壳绝缘情况。同时要对所有温度传感器、湿度传感器电阻特性进行检测以保证它们在恶劣环境下能正确反应设备工作情况。

2.2 控制回路上电与参数配置

确认主回路断开,仅闭合控制电源开关。检查散热风扇自检是否正常,触摸屏或指示灯显示是否无误。通过

HMI 界面或调试软件核对设备时钟，设置电池类型、串并联数量、电网电压等级、频率范围等关键参数。同时检查 BMS（电池管理系统）与 EMS（能量管理系统）的通讯链路，确保“三遥”数据上传下达准确无延时，重点验证急停信号的逻辑有效性。在设置过程中要重视构网型储能变流器中的虚拟同步机（VSG）相关参数调整，比如虚拟惯量、阻尼系数、一次调频系数等，因为这会对该装置在发生电网故障时起到的作用产生影响。建议采取分层方式：首先根据厂家给出值设定基本参数，然后根据实际电网短路容量比（SCR）进行微调，使设备能在弱电网中良好运行。

2.3 并网/离网动态功能测试

进入动态测试阶段，先进行并网性能测试。在电池状态允许下，闭合交直流断路器，启动变流器。逐步进行 25%、50%、75%、100% 功率点的充放电测试，监测输出电流波形畸变率（THD）及功率因数，确保满载时 THD < 3%，功率因数在 ± 0.99 范围内可调。随后进行离网运行及切换测试（如适用），验证在电网失压情况下，变流器构建微网电压的稳定性，以及并网切换过程中的平滑度，要求切换时间满足负载不间断供电需求（通常 < 20ms）。对具有构网能力的变流器还需进行黑启动试验，在无电情况下检查该装置能否利用自身所携带蓄电池供电给自身建立起一定电压以及频率并可带载运行的能力，在试验中要记录下其建立电压所需时间、频率超调量以及带载情况下的冲击情况等参数以保证黑启动符合现场要求。

2.4 保护功能模拟验证

验收测试的核心在于验证保护逻辑的可靠性。需利用继保测试仪模拟电网电压跌落、频率异常等工况，验证变流器的低电压穿越（LVRT）及高电压穿越（HVRT）能力。同时，通过软件模拟或修改整定值的方式，测试直流过压、过流、模块过温、防孤岛效应等保护功能^[2]。要求在故障触发瞬间，设备能立即封锁脉冲并断开接触器，故障上传报警信息准确，确保在极端工况下设备及电网的安全。随着 2025 年行业发展趋势，新的变流器一般都具有故障预测以及自我检测能力，在验收过程中还需要对基于人工智能的故障预测算法进行检验。可以模拟功率模块结温变化、直流支撑电容容值下降等缓慢变化故障进行检测是否能够及时发出警告并且形成报告；另外对于 PDP（功率器件保护）类故障需要验证其分层保护功能，在非严重情况下是否能处于降功率状态而不是完全停止工作来保证电站最大出力。

3 常见故障深度诊断与处理策略

在运维阶段，针对 PCS-9567MH 的常见故障，应建立基于数据分析与电路原理的深度诊断体系，而非简单的部件更换。

3.1 直流侧故障诊断

直流侧常见故障包括绝缘阻抗低与直流过压/欠压。

针对“绝缘阻抗低”报警，若排除环境湿度因素，应采用分段排查法：断开电池簇与 PCS 的连接，分别测量电池侧与 PCS 侧对地电阻。若故障在 PCS 侧，重点检查直流母线电容、压敏电阻及直流接触器绝缘件是否击穿碳化；若在电池侧，则需逐节排查电池箱漏液或线缆破损情况。针对“直流过压/欠压”，首先对比 BMS 上传电压与 PCS 采样电压，若偏差较大，则为 PCS 采样板或霍尔传感器故障，需校准或更换；若电压一致且确实越限，则需检查充放电策略是否与电池实际 SOC 失配，或排查直流接触器是否存在虚接导致压降过大。在实际运行过程中就存在有光伏电站由于逆变器 IGBT 模块短路导致相模组爆裂并且牵连到临近模组以及驱动板件，该类问题需要更换整个功率单元并且对驱动部分进行仔细检测。而对于使用 SiC 元件的变流器来说，其栅极驱动电压小因而更容易受到外部干扰，所以在判断时要着重观察驱动波形以及门极电阻的变化等。

3.2 交流侧故障诊断

交流侧故障多表现为电网电压异常、锁相失败或输出过流。当报“电网电压异常”时，需用高精度万用表实测网侧电压，若实测正常但设备报警，多为交流采样回路插件松动或调理电路运放损坏。遇到“锁相失败（PLL Error）”，通常由电网频率剧烈波动或三相电压严重不平衡引起，需检查电网质量及同步信号线是否受干扰，必要时调整锁相带宽参数。对于“输出过流”，若发生在启动瞬间，可能是 IGBT 驱动板故障导致直通或软启动电阻开路；若发生在运行中，需检查交流侧是否存在短路点，或因风道堵塞导致 IGBT 过温降额失效，进而引发过流保护。

3.3 系统与通讯类故障

此类故障常表现为模块通讯丢失或内部 CAN 总线错误。处理时应先检查通讯终端电阻是否匹配（通常为 120Ω），屏蔽层接地是否良好^[3]。若特定模块频繁掉线，可交换模块位置以判断是模块本身通讯芯片损坏还是背板插槽接触不良。此外，辅助电源故障也是常见问题，若整机黑屏，需优先排查辅助变压器原副边电压及开关电源输出，往往因防雷器击穿短路导致辅助电源跳闸。

3.4 智能化故障预警与预测性维护

随着人工智能技术在电力电子行业普及应用，组串式变流器故障处理也发生改变，“事后维修”到“预测性维护”。2025 年主流产品已经可以实现多个方面数据收集以及数据处理，在线监控功率器件结温、直流支撑电容容值、风扇转速等重要参数。运维人员要充分运用这一先进技术手段，做好设备健康档案记录，利用数据分析发现设备隐患苗头。比如一旦发现 IGBT 关断尖峰电压不断升高，则说明存在驱动老化或者母线分布电感发生变化；而如果直流侧绝缘电阻逐渐降低，则需要及时查找该位置是否存在隐患以防止出现绝缘击穿等问题。山东合运电气公司的数

据表明,应用预测性维护方法的电站,PDP类故障预警准确率为89.7%,设备可用率达到99.5%以上。因此应由运维单位每三个月对整个电站进行一次设备健康状况检查,利用红外热像仪、局部放电测试等方式及时发现并消除问题。

4 结论

大型储能电站组串式变流器的安装与运维是一项系统工程。规范的安装工艺是电站稳定运行的基石,严格遵循“基础-就位-连接-接地”的流程,并把控制力矩、绝缘等关键指标,可有效规避先天缺陷。而在调试与运维阶段,通过层次分明的测试验证与基于原理的故障深度诊断,能够显著提升故障处理效率。随着未来储能技术的发展尤其是构网型储能、碳化硅器件、交直流一体化等新工艺的大规模采用,运维人员要不断加强对变流器结构和控制的理解,接受

新的运维方式,如使用人工智能故障预警、数字孪生等先进工具进行日常工作。这样才能够用更加先进的技术保证新型电力系统安全建设、促进能源转型国家战略实施。

[参考文献]

[1]南京南瑞继保电气有限公司.PCS-9567MH组串式储能变流器技术手册[Z].2024.

[2]石立军,石金可.电磁兼容技术在电控施工中的应用[J].设备管理与维修,2020(15):138-139.

[3]廖国权,贺强,李皎,等.老旧风电机组变流器超温分析及处理[J].发电设备,2025,39(5):347-350.

作者简介:蔡昆(1991.4—),男,毕业院校:荆州理工职业学院,所学专业:机电一体化技术,当前就职单位:上海宝冶集团有限公司,职务:项目总工程师,职称级别:工程师。