

风电场升压站电气安装与调试策略分析

董宇斌

内蒙古华电锡林浩特新能源有限公司 内蒙古 锡林浩特 026000

摘要: 为保证升压站在正常运转过程中的稳定性,需要在电气安装与调试方面投入大量的精力,确保所有操作的规范性,最大程度地保障风电运输、利用的安全。就风电场升压站电气安装与调试策略进行分析,保证升压站电气安装调试工作能够顺利地完成,从而实现对风电场稳定工作状态的有效维护。

关键词: 风电场;升压站;电气设备;安装与调试

风电作为近年来得到有效利用的可再生能源和清洁能源,在多个地区都受到了高度重视,风电场作为风力发电的主要场所也因此得到了广泛关注,风电场主要由风力发电机组、输变电路、升压站等构成。升压站是指将风电机组的输出电压升高到更高等级电压并送出的设施,对电力资源运输和有效利用有着极为重要的价值。

1 风电场升压站电气安装要点

1.1 前期规划与环境适应。防腐与抗震设计。针对盐雾、高湿等环境,设备外壳需满足C4/C5级防腐标准,金属构件优先选用316不锈钢或特殊涂层工艺,并强化设备密封性。^[1]地震带区域需采用抗震设计,如柔性连接、减震支座等,确保设备稳定性。基础施工控制。沟槽开挖需预留30-50cm工作宽度,设置坡度板(每10米一块)控制高程精度,土质较差区域采用支撑防护措施。钢管桩基础结合地质条件选择沉桩设备,确保基础承载力达标;混凝土浇筑需采用抗腐蚀材料,并做好养护。

1.2 设备安装规范。主设备安装。主变压器:安装前检查油污防爆处理,抽真空并充注绝缘气体,耐压试验需模拟额定电压1.3倍持续1分钟。GIS设备:严格按真空度要求抽真空,充注SF₆气体后进行局部放电检测和泄漏监测。开关柜与配电装置:安装时需保持水平度误差小于1mm/m,固定螺栓采用镀锌件防锈。二次系统与布线。继电保护装置、通信系统采用分层布线,预埋管线需标注编号,避免交叉干扰;防爆区域设备防护等级需达IP56。电缆终端头制作需符合GB50168规范,铜端头采用无氧紫铜材质,预绝缘套管颜色按国标区分。

1.3 电缆敷设与连接。敷设工艺。塔筒电缆采用绞磨机牵引钢丝绳自动敷设,海上施工需使用专用辅助装置应对风浪影响。明敷电缆需设置防火阻燃措施,桥架采用耐腐蚀材质(如热镀锌钢或玻璃钢),弯曲半径大于电缆外径10倍。接地与安全。接地网焊接需双面满焊,阻抗测试值小于0.5Ω,接地变压器中性点与接地系统兼

容性需专项核查。TN系统保护接地与接零严格分离,电气设备外壳均需可靠接地,接地线截面符合设计要求。

1.4 特殊环境应对。海上升压站。上部组块采用陆上分层预制(含电气设备安装),整体吊装减少海上作业;电缆桥架采用316不锈钢或环氧涂层。主变室加装冷凝防护装置,湿度控制需维持在60%以下,电缆密封采用双层防水结构。高寒/高海拔地区。设备配置加热装置(如电伴热),绝缘材料选用耐低温型(-40℃),电缆敷设预留低温收缩余量。

2 风电场升压站变压器安装注意事项

2.1 环境适应性设计。防腐处理。针对盐雾、高湿或海上环境,变压器外壳需满足C4/C5级防腐标准,金属构件优先选用316不锈钢或环氧树脂涂层工艺。海上区域电缆桥架及外壳应采用双层防水密封结构,主变室湿度控制在60%以下。抗震与基础施工。钢管桩基础需结合地质条件选择沉桩设备,确保承载力达标;混凝土浇筑采用抗腐蚀材料,养护周期不少于7天。地震带区域需配置减震支座或柔性连接,降低地震冲击对变压器的破坏风险。

2.2 安装前检查与搬运。设备验收。检查铭牌参数(容量、电压等级、接线组别)与设计一致性,确认附件(气体继电器、油位计等)齐全且无损伤。油浸式变压器需检查油箱密封性,油位应符合规定范围;充气运输的变压器需维持正压(0.01~0.03MPa)。吊装规范。运输倾斜角不得超过15°,吊装时采用专用吊具保护套管,避免碰撞或震动。海上或复杂地形区域优先使用卷扬机或50T级以上吊车,钢丝绳与设备接触部位需加装橡胶护套。

2.3 安装工艺控制。就位与固定。变压器纵向轨道安装误差≤5mm,横向距墙≥800mm,轮距与轨道匹配,滚轮需用可拆卸制动部件固定。油浸式变压器安装时需向储油柜侧倾斜1%~1.5%,确保气体可顺利进入气体继电器。接地与绝缘。接地网采用双面满焊工艺,接

地电阻 $\leq 0.5\Omega$ ；中性点接地线与外壳接地线严格分离，截面符合设计要求。高海拔或高寒地区需选用耐低温绝缘材料（ -40°C ），并配置电伴热装置防冻。

2.4 附件安装与调试。附件配置。气体继电器、温度计等二次仪表安装需与本体轴线对齐，接线端子采用铜铝过渡接头，避免电化学腐蚀。避雷器应靠近变压器高压侧安装，保护范围覆盖全部设备，接地引下线截面积 $\geq 50\text{mm}^2$ 。

3 风电场升压站调试前准备工作

3.1 技术文档核查与方案编制。资料收集与验证。收集设计图纸、设备出厂试验报告（如主变绕组直流电阻偏差 $\leq \pm 2\%$ ）、调试大纲等技术文件，确保与现场设备参数一致。确认升压站施工验收报告齐全，包括隐蔽工程（接地网焊接）影像记录及三级验收（自检、专检、监检）文件。调试方案编制。制定分阶段调试方案（单体调试→分系统调试→整体联调），明确主变、GIS设备、保护装置等核心设备的试验标准。编制应急预案，涵盖高压试验区突发故障处理流程及安全隔离措施。

3.2 现场环境与设备检查。施工质量验收。检查主变、GIS设备等安装固定是否达标（如主变轨道安装误差 $\leq 5\text{mm}$ ），接地电阻 $\leq 0.5\Omega$ 。验证设备防腐等级（C4/C5级）、密封性（SF6泄漏率 $\leq 0.5\%/年$ ）及抗震措施（如减震支座）符合设计要求。环境条件确认。主变室湿度控制 $\leq 60\%$ ，通风系统独立运行，防爆区域电气设备防护等级 $\geq \text{IP56}$ 。检查临时电源配置（220V/380V交流电源），漏电保护装置功能正常。

3.3 人员与仪器准备。调试人员资质。调试人员需持特种作业证，并通过安全技术交底，熟悉设备操作及风险预控措施。仪器与备件配置。校验试验仪器（如1000V兆欧表、继电保护测试仪），确保精度符合标准。准备备品备件（如保护装置插件、绝缘子），应对调试中易损件更换需求。

3.4 安全措施与系统验证。安全隔离与标识。高压试验区设置物理隔离带，悬挂警示标识；调试人员穿戴绝缘防护装备（ $\geq 10\text{kV}$ 耐压等级）。系统功能性预检。二次回路绝缘测试（回路对地绝缘电阻 $\geq 10\text{M}\Omega$ ），保护装置空载模拟动作试验（误差 $\leq 3\%$ ）。通信系统通道误码率预检（ $\leq 1 \times 10^{-6}$ ），光纤熔接损耗 $\leq 0.02\text{dB}$ 。

4 风电场升压站主回路调试步骤

4.1 调试前准备。资料核查。核验主回路设计图纸、主变及GIS设备出厂试验报告（如绕组直流电阻偏差 $\leq \pm 2\%$ ），确认与现场设备参数一致。检查施工验收记录，包括接地网焊接影像、设备安装误差（主变轨道误差 $\leq$

5mm ）等。环境条件确认。主变室湿度控制 $\leq 60\%$ ，通风系统独立运行，设备防腐等级（C4/C5级）符合要求。

4.2 主回路设备单体调试。主变压器试验。直流电阻测试：三相绕组偏差 $\leq \pm 2\%$ ，验证绕组完整性。耐压试验：施加1.3倍额定电压（持续1分钟），泄漏电流 $\leq 50\mu\text{A}$ 。空载及负载损耗测试：空载损耗 $\leq 0.5\text{kW}$ ，负载损耗 $\leq 5\text{kW}$ 。GIS设备与断路器测试。回路电阻测量：主回路电阻偏差 $\leq \pm 10\%$ ，触头接触电阻符合厂家标准。机械特性测试：断路器分合闸时间误差 $\leq 10\text{ms}$ ，同期性 $\leq 2\text{ms}$ 。SF6气体密封性检测：泄漏率 $\leq 0.5\%/年$ 。

4.3 主回路连通性验证。回路导通试验。使用万用表或导通仪验证主回路（主变—GIS—断路器）连接正确，无断路或短路现象。绝缘电阻测试。主回路对地绝缘电阻 $\geq 10\text{M}\Omega$ （使用2500V兆欧表）。

4.4 主回路保护装置联动测试。差动保护校验。模拟区内故障，差动保护动作时间误差 $\leq 10\text{ms}$ ，与SCADA系统通信延迟 $\leq 100\text{ms}$ 。过流保护功能验证。过流保护动作值误差 $\leq 3\%$ ，断路器跳闸逻辑正确。

4.5 主回路系统联调。带负荷试运行。逐步升压至额定电压，监测主变温升、振动及噪声，确保无异常。^[2]验证SCADA系统遥测数据（电压、电流）误差 $\leq 1\%$ 。五防闭锁逻辑验证。模拟误操作场景，验证机械闭锁与电气闭锁逻辑正确性。

4.6 验收与记录。留存调试数据记录（如耐压试验波形、保护动作时间），形成调试报告并与设计值对比分析。提交三级验收文件（自检、专检、监检），确保闭环处理遗留缺陷。

5 风电场升压站控制回路调试流程

5.1 调试前准备。技术资料核查。核验控制回路原理图、保护装置说明书及设计院整定值文件，确认与现场设备参数一致。收集设备出厂试验报告（如保护装置动作值误差 $\leq 3\%$ ），整理调试大纲及应急预案。现场环境检查。检查控制柜内接线端子无松动，标识清晰；二次回路电缆屏蔽层单端接地且连接可靠。验证主变室湿度 $\leq 60\%$ ，通风系统运行正常，避免环境因素影响调试结果。

5.2 控制回路基础检查。二次回路接线验证。使用万用表逐项检查电流、电压回路（CT/PT回路）接线正确性，确保极性、变比与设计一致。验证断路器分合闸回路、信号回路的端子排接线无短路或断路现象。绝缘电阻测试。测量控制回路对地绝缘电阻（ $\geq 10\text{M}\Omega$ ，使用1000V兆欧表），重点关注潮湿环境下的绝缘性能。

5.3 保护装置及控制逻辑调试。保护装置单体测试。过流保护：模拟过流故障，验证保护动作值误差 $\leq 3\%$ ，

动作时间误差 $\leq 10\text{ms}$ 。差动保护：通过继电保护测试仪注入差流，校验差动保护动作逻辑及闭锁条件正确性。控制逻辑功能验证。断路器分合闸控制：测试远方/就地操作模式下断路器分合闸响应时间 $\leq 2\text{s}$ ，同期性误差 $\leq 2\text{ms}$ 。联锁逻辑：模拟接地刀闸与断路器闭锁关系，验证“五防”闭锁逻辑（如断路器合闸时接地刀闸无法闭合）。

5.4 通信与监控系统联调。SCADA系统对接。验证遥测信号（电压、电流）误差 $\leq 1\%$ ，遥控命令执行成功率100%，通信延迟 $\leq 100\text{ms}$ 。检查事件顺序记录（SOE）分辨率 $\leq 2\text{ms}$ ，确保故障事件记录完整。通信通道测试。光纤通道误码率 $\leq 1 \times 10^{-6}$ ，同步检查保护装置与后台系统的通信协议兼容性。

5.5 带负荷试运行与数据记录。动态功能验证。带负荷状态下监测CT二次电流相位关系，验证差动保护极性正确性。记录主变温控系统、风冷系统联动响应数据，确保超温告警及风机启停逻辑正常。调试数据归档。保存保护装置动作波形、定值清单及SOE记录，形成调试报告并与设计值对比分析。

6 风电场升压站安全保护功能测试方法

6.1 继电保护系统测试。过流保护测试。使用继电保护测试仪模拟过流故障，验证动作值误差 $\leq 3\%$ ，动作时间 $\leq 100\text{ms}$ 。校验保护装置与断路器联动逻辑，确保故障时断路器可靠跳闸。差动保护测试。向主变高、低压侧注入差流（差动启动值一般为20%-40%额定电流），验证差动保护动作精度及闭锁条件（如TA断线闭锁）。低电压/过电压保护测试。模拟电压异常（如电压降至80%额定值或升至120%），测试保护动作时间 $\leq 2\text{s}$ 。

6.2 五防闭锁逻辑验证。机械与电气联锁测试。验证断路器与接地刀闸闭锁关系（如断路器合闸时接地刀闸无法闭合），操作成功率需达100%。模拟误操作场景（如带负荷分闸），检查机械闭锁装置是否有效阻止操作。防误操作逻辑验证。通过后台监控系统下发错误指令（如带电合地刀），验证系统自动闭锁并告警。

6.3 防雷与浪涌保护测试。避雷器性能测试。测量避雷器泄漏电流（ $\leq 50\mu\text{A}$ ）及直流参考电压，偏差 $\leq \pm 5\%$ 。检查浪涌保护器（SPD）安装位置及状态指示，模拟雷击波形（8/20 μs ）验证动作响应 $\leq 25\text{ns}$ 。接地系统检测。主接地网接地电阻 $\leq 0.5\Omega$ ，设备外壳等电位连接过渡电阻 $\leq 0.2\Omega$ 。

6.4 断路器安全功能测试。分合闸特性测试。测量断路器分闸时间 $\leq 60\text{ms}$ 、合闸时间 $\leq 100\text{ms}$ ，三相分合闸同期性 $\leq 2\text{ms}$ 。验证分合闸线圈动作电压范围（额定电压65%-120%）。SF6气体密封性检测。使用检漏仪检测GIS设备SF6泄漏率 $\leq 0.5\%/年$ 。

总之，在电气设备的安装与调试中，任何失误都可能对风电场升压站的正常运转造成负面影响，针对合同、技术、方案、合作、材料五个方面工作的落实情况做好考虑，确保在电气设备安装与调试完成后能够保证风电场升压站的长期稳定运转。

参考文献

- [1]刘华.风力发电项目升压站电气设备的安装调试及管理.2023.
- [2]王国波.风力发电项目的升压站电气设备维护分析.2022.