

发电厂电气系统二次回路绝缘老化原因及改造措施

何 瑶

江苏华电吴江热电有限公司 江苏 苏州 215221

【摘 要】：发电厂电气系统二次回路长期承受热、湿、尘、振动和电气应力，绝缘层老化会先表现为绝缘电阻下降、对地泄漏增大和端子接触不稳，进一步造成保护误动、拒动或信号漂移。针对二次回路绝缘老化的环境诱因、材料与施工缺陷、运行维护缺口分析其环境、材料施工和维护诱因，提出以分段测试、故障定位、端子与电缆更换、柜体密封除湿和分级送电复核为主要内容的改造措施，并给出设计示例参数和边界条件，为存量发电厂二次回路改造提供可执行的检查顺序。

【关键词】：发电厂；电气系统；二次回路；绝缘老化；改造措施

DOI:10.12417/2811-0722.26.09.007

引言

发电厂二次回路连接测量、保护、控制和信号设备，线路本身不承担一次能量传输，却直接决定一次设备状态能否被正确识别和处置。电缆绝缘、端子压接、屏柜密封、接地连续性以及检修恢复质量中的任一薄弱点，都可能在高温、高湿、粉尘和长期带电条件下逐渐放大。绝缘老化具有隐蔽性，单次通断试验正常并不能证明回路具备长期稳定性，改造应从老化原因识别切入，把停电隔离、资料核对、分段测量、缺陷更换和带负荷复核安排成一条有证据的工程链。

1 发电厂二次回路绝缘老化原因概述

潮湿与积尘是诱发二次回路绝缘性能劣化的首要环境因素，初期仅改变绝缘表面泄漏特性，不会直接造成绝缘层内部击穿故障^[1]。控制柜密封条老化、底部通风孔布设不合理、电缆沟积水等问题，会导致水汽沿电缆护套、端子安装板侵入柜内；粉尘附着设备表面后持续吸湿，在端子间隙形成持续性或间歇性爬电路径，使分散的泄漏电流集中于端子压接部位、裸露导体等薄弱区域。对于直流控制回路，异常泄漏电流极易造成继电器线圈、信号输入端、中间端子出现信号误判，引发设备异常动作。

绝缘隐患排查不可仅通过简单擦拭清洁后单次绝缘电阻测试判定状态，需先拍照留存设备污染、受潮点位，经清洁、干燥处理后复测对比，精准区分表面污染与绝缘本体老化问题。针对反复受潮的控制柜，需同步排查门封密封性、底板密封状态、除湿加热器及防凝露控制系统工况，若仅更换故障端子而不根治水汽侵入源头，绝缘缺陷会随季节循环反复出现。潮湿积尘引发的绝缘异常具备显著时空差异性，同一控制柜内上层端子绝缘状态通常良好，而底部电缆入口处回路极易出现绝缘电阻大幅下降的问题。

材料选型不当与施工工艺不规范，是回路投运后快速出现局部绝缘老化的根本诱因。电缆选型未结合柜内高温工况、线缆弯曲半径、屏蔽接地方式及阻燃等级要求，会导致护套长期经受热循环后硬化、开裂；端子压接工艺不达标会造成接触电

阻偏大，接头长期局部发热进一步加速绝缘层收缩、老化。此外，施工过程中剥线过长、铜芯划伤、号码管挤压裸露导体、备用芯未做端部密封防护等不规范操作，虽在竣工通电调试阶段无明显异常，但在长期振动、湿热环境耦合作用下，隐患会持续扩大，逐步引发绝缘故障。因此，二次回路改造前需严格核对电缆型号、施工工艺参数，结合绝缘测试与功能试验综合判定回路健康状态。

2 发电厂二次回路绝缘老化改造处置

2.1 分段测试定位发电厂二次回路绝缘薄弱点

二次回路绝缘改造需严格遵循“先排查、后治理”原则，优先完成停电隔离、技术资料核对，再以回路功能分区为单元开展分段绝缘测试与故障定位^[2]。停电前需确认一次设备运行状态、直流系统运行方式，明确保护装置退出范围；停电后严格执行验电、接地操作并悬挂安全标识。资料核对工作需全覆盖二次原理图、端子排图、电缆清册、回路编号及近期技改变更文件，对图实不符的疑点先行标记，严禁在回路去向不明的情况下盲目拆线、施工。

现场测试遵循标准化顺序，依次完成柜内端子排、柜间连接电缆、现场执行元件、备用芯线的分段检测，检测优先级为对地绝缘测试、芯线间绝缘测试，最后开展回路通断、接线极性、屏蔽接地连续性核查。对于保护出口、跳闸回路、重要连锁回路等关键设备，需由测量人员与保护专业人员双人复核测试结果，杜绝绝缘测试电压损坏设备内部电子元器件。

分段定位的核心是将绝缘数值异常精准对应至具体设备点位与故障类型。若整段回路绝缘电阻整体偏低，需断开柜内端子与现场设备连接，分段复测区分故障区域，精准判定缺陷位于柜内接线段、电缆敷设段或现场执行元件；若单根芯线对地绝缘偏低但芯间绝缘正常，重点排查电缆护套破损、柜体水汽入口、屏蔽层老化问题；若多根芯线同步出现绝缘下降，优先排查设备积尘、柜内凝露、共用端子板受潮污染问题。

为统一测试标准、保证数据精准可追溯，现场改造测试统一采用 500V 直流测试电压、60s 稳压保持时长，每段回路至

少完成2次复测。测试范围全面覆盖回路对地、芯线之间、屏蔽层三类核心边界，全程记录环境温湿度、绝缘电阻最低值、平均值及数据波动幅度，杜绝仅记录单次最优数据的不规范操作。同时，关键回路测试完成后必须配套开展功能模拟试验，规避绝缘测试合格但端子残余污染导致的设备动作阈值偏移、保护异常动作等问题。

二次回路端子、屏蔽层、电缆表面与环境影响的对应关系见图1，明确端子压接处、热源邻近段、潮湿积尘段为绝缘老化重点排查点位，凸显改造工作需兼顾材料本体性能与环境应力影响的双重排查原则。

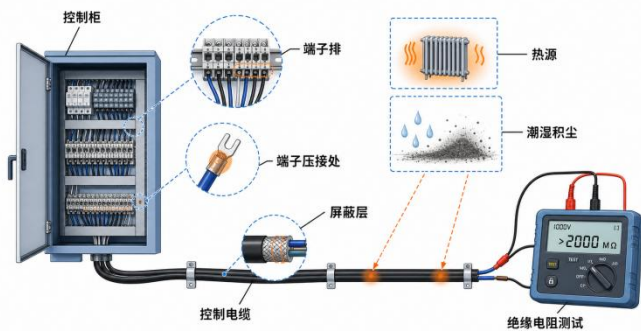


图1 二次回路绝缘老化测点与影响因素

2.2 老化端子—控制电缆更换验收

端子和控制电缆的更换应按照“同功能、同边界、可追溯”的原则实施^[3]。端子排更换前保留原端子号、线号和回路去向，按回路逐根拆接，严禁把多根芯线一次性拆下后再凭记忆恢复；新端子应与导线截面积、压接方式、额定电压和安装空间匹配，压接后检查铜芯外露长度、绝缘套管位置和机械牢固度。电缆更换要先确认敷设路径、屏蔽接地端、备用芯和两端余量，穿线时保持弯曲半径，进入柜体处采用密封接头，电缆两端同时更新标识。对同一电缆沟内出现多根护套硬化、龟裂或受潮的情况，应按敷设段整体评估，不能只换最先失效的一根。电缆更换后应按每根芯线、每个端子和每个屏蔽端逐项复核。保护二次回路改造还要防止换线造成极性、相序和功能边界变化。更换完成后，先执行芯线通断和端子对应检查，再做绝缘、极性、屏蔽接地和功能模拟试验；涉及跳闸、联锁和闭锁的回路，应在保护退出或采取等效安全措施后逐点验证。材料与施工检查同时记录截面、压接长度、弯曲半径、温升、接地和通断6项参数，端子、线芯和屏蔽端按3类边界核对。端子与电缆的外观状态、接线关系和压接质量应先完成核对。检查柜门密封条、电缆入口、备用芯封护和屏蔽接地连续性，发现受潮痕迹时先处理进水路径，再重新测量绝缘值，避免把表面污染误判为电缆本体缺陷。从停电隔离到带负荷复核的改造顺序见图2。

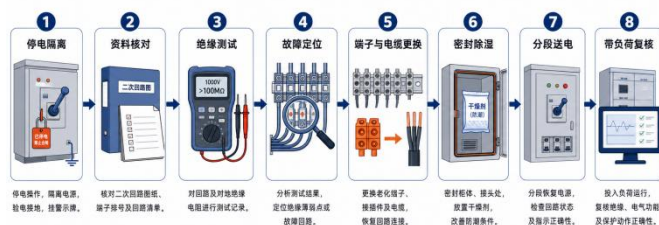


图2 二次回路绝缘老化改造与复核流程

图2把资料核对、绝缘测试、故障定位、端子与电缆更换、密封除湿和分段送电排列为连续步骤，说明改造不能以更换材料结束，必须通过带负荷复核确认回路状态、指示和保护动作均恢复正常。

2.3 改造前后绝缘状态的同条件比较

改造前后比较应保持测点、测试电压、保持时间和环境条件尽量一致，否则数值变化无法反映改造作用^[4]。比较对象可选择同一柜体内的保护出口、直流控制、信号输入和现场执行回路，分别记录改造前初测、清洁干燥后复测、材料更换后复测及带负荷观察值。对绝缘电阻从低值恢复到较高值的回路，要进一步确认恢复来自表面污染消除还是绝缘本体更换；对数值未明显变化但功能恢复的回路，应检查是否存在接触不良、端子松动或控制电源问题。建议把比较记录按“回路对象—原因判断—改造动作—复测证据—运行边界”组织，避免只保留一组“漂亮”数字。改造前后采用同一测点、测试电压和保持时间比较，现场资料不足时不写成实测成效。比较结果用于判读绝缘状态变化，现场仍应结合原始试验记录、设备说明和适用标准复核，并按同一测点持续观察趋势变化，若连续下降则重新定位受潮点并调整检修窗口再验，并保留测点编号。

3 发电厂二次回路绝缘老化实施与结果

3.1 送电后的发电厂二次回路保护状态确认

柜内辅助电源恢复后，先观察电源监视、绝缘监视和报警状态，再接入柜间电缆与现场执行元件^[5]。先恢复柜内辅助电源，观察电源监视、绝缘监视和报警状态，再接入柜间电缆，核对端子电位和信号方向，最后恢复现场执行元件并进行模拟操作。涉及跳闸和联锁的回路应采用试验位置或等效安全措施，确认动作逻辑、闭锁条件和复归状态后再恢复正常运行方式。送电过程中若出现异常电流、报警、端子发热或信号漂移，应立即退回上一个安全状态，按端子、芯线和执行元件重新分段定位。分段送电应至少保留两级电源和功能确认记录。带负荷复核应关注绝缘监视、保护装置采样、控制指令返回和柜内温湿度的协同变化，不能只看设备是否“能动作”。对于改造后增加的密封件、加热器或新电缆，还要检查其对散热、检修空

间和屏蔽接地的影响；对备用芯和未使用端子进行端部封护，避免留下新的受潮入口。复核记录要包含送电时间、运行方式、带负荷观察不少于30min，复核极性、端子电位、动作返回、报警复归和绝缘监视5项状态。

动作项目、报警状态、柜内辅助电源、柜间电缆、现场执行元件和带负荷状态四阶段均应记录，带负荷观察不少于30min。复核还包括极性、端子电位、动作返回和报警复归4项检查。复核包括极性、端子电位、动作返回、报警复归和绝缘监视5项检查。工程完成后应把一次性工程措施转化为周期性维护要求。按照回路重要度建立基础台账，明确保护出口、跳闸、联锁、直流控制、模拟量和一般信号的检查频次；按照季节和环境风险安排停机后凝露检查、柜体密封检查和重点回路绝缘复测。发现绝缘电阻下降、端子温升、护套龟裂、屏蔽接地异常或重复受潮时，先进行异常时退回安全状态并重新分段定位。运行人员还应观察报警复归、控制指令返回和现场执行机构状态，若任一状态与图纸逻辑不符，应停止继续送电，退回隔离状态并重新核对端子号、极性和回路去向。

3.2 绝缘老化改造后的维护制度

工程完成后，运行人员按检修周期复测保护出口、跳闸、联锁、直流控制、模拟量和一般信号回路，重点记录重复受潮、端子温升、护套龟裂和屏蔽接地异常四类征兆；同一回路连续2次出现下降趋势时提前安排停电检查，并把复测值、环境温湿度、故障处置过程、验收人和验收结论写入台账^[6]。维护记录还应包含回路编号、环境温湿度、复测值、故障处置过程和验收人5项字段，以便在下一检修周期追踪变化。维护周期应结合厂房温湿度、回路重要度和历史缺陷频次确定，不能直接

照搬示例值。维护周期和抽查比例按历史缺陷频次、环境等级和回路重要度三项条件调整。此项记录用于下一次检修的风险分级和处置安排。不同回路的复测结果不能混合比较，保护出口和跳闸回路应优先处理，普通信号回路可结合停机窗口安排抽查。

3.3 改造资料支撑持续运行

二次回路图纸、端子排图、电缆清册、试验记录和缺陷闭环单按回路编号关联，新增、拆除、换线和端子调整同步修改图纸与台账；资料回收至少包含回路编号、变更日期、施工人员、验收人、测试电压和验收结论6项字段，资料不完整时不办理改造结束，后续变更还应重新识别绝缘边界和受潮风险^[7]。资料变更前后应保留版本号、变更日期、施工人员、验收人和验收结论5项信息，缺一项即退回补齐。版本差异、现场签字和设备状态应交叉核对，形成可回溯的变更链。资料核对同时检查版本号、变更日期、施工人员、验收人、测试电压和验收结论6项信息。该记录还可作为下一次检修的风险分级依据。

4 结语

发电厂电气系统二次回路绝缘老化由热湿环境、积尘污染、材料施工缺陷和维护复核不足共同促成，其风险往往先以绝缘电阻下降、泄漏路径形成和端子接触不稳的形式出现。改造应以停电隔离和资料核对为起点，通过分段测试定位薄弱点，再实施端子与控制电缆更换、柜体密封除湿和分段送电复核，最后将测试、功能和资料证据纳入周期维护。文中参数属于工程设计示例，实际阈值、测试电压和停电范围仍需依据设备原设计、适用标准与现场安全条件复核。

参考文献：

- [1] 陈京涛.火力发电厂低压电气设备二次回路失效风险预警研究[J].电气技术与经济,2026,(5):23-26.
- [2] 王欣.火电厂继电保护二次回路存在的问题及其优化措施[J].电气技术与经济,2024,(9):369-372.
- [3] 顾超荣,倪一铭.应对复杂故障的继电保护与安全自动装置二次回路协同设计方法[J].智能建筑与智慧城市,2026,(S1):140-142.
- [4] 陈升连.新型电力系统继电保护装置二次回路故障定位技术研究[J].电力设备管理,2026,(11):192-194.
- [5] 浦方方.电力工程继电保护二次回路故障的精准诊断与快速修复技术[J].电气技术与经济,2026,(3):126-129+135.
- [6] 孟超.电力系统继电保护二次回路检修问题及对策[J].电力设备管理,2026,(4):11-13.
- [7] 陈升.水力发电站继电保护二次回路运行状态监测方法研究[J].仪器仪表用户,2026,33(7):110-112.