

配网线路绝缘老化故障成因及带电检测运维对策研究

陈 奎

青岛华林电力有限公司 山东 青岛 266300

摘 要：配电网作为电力系统连接用户的关键环节，其线路绝缘老化问题日益突出，已成为影响供电可靠性的主要因素。本文系统分析了配网线路绝缘老化的多元成因，涵盖电热联合老化、环境侵蚀、机械应力及制造工艺缺陷等内在机理，重点研究了基于带电检测技术的绝缘状态评估方法体系，涵盖局部放电检测、介质损耗因数测量、绝缘电阻测试及红外热成像等技术手段，并结合实际运维场景提出了差异化巡检策略、状态评估标准和检修决策机制。构建以带电检测为核心的状态检修体系，能够有效实现配网绝缘劣化的早期识别与主动干预，显著提升配网运行可靠性，为智能配电网建设提供技术支持。

关键词：配电网；绝缘老化；带电检测；状态检修；运维对策

引言：配电网是电力系统中直接面向终端用户的重要环节，其安全稳定运行直接关系到社会生产生活用电保障。随着配电网规模持续扩大和运行年限增长，线路绝缘老化问题逐渐凸显，成为引发停电事故的主要诱因。因绝缘劣化导致的配网故障占比呈逐年上升趋势，尤其在高温、高湿、高污染等恶劣环境下，绝缘老化加速现象更为明显。传统以定期预防性试验为主的检修模式难以准确反映绝缘真实状态，存在“过修”与“欠修”并存的困境。近年来，带电检测技术快速发展，为在不中断供电条件下获取绝缘状态信息提供了有效手段。本文将从绝缘老化成因机理出发，系统梳理带电检测技术体系，提出基于状态评估的运维对策，旨在为配网绝缘精益化管理提供理论依据和实践指导。

1 配网线路绝缘老化机理与成因分析

1.1 绝缘材料老化的一般规律

配电网线路广泛采用的绝缘材料主要包括交联聚乙烯（XLPE）、聚氯乙烯（PVC）、油纸复合绝缘及硅橡胶等，各类材料在长期运行中均遵循相似的老化演进规律。绝缘老化本质上是一种不可逆的物理化学变化过程，表现为材料分子结构的渐进性破坏，具体体现为电气强度下降、介质损耗增加、机械性能劣化和耐热能力降低等宏观特征。从分子层面看，聚合物绝缘材料在多种应力联合作用下，分子链发生断裂、交联或氧化反应，生成极性基团和低分子产物，导致材料内部出现微观缺陷和电荷陷阱密度变化，进而影响绝缘介电性能。老化过程具有渐进性、累积性和不可逆性特点，理解这一基本规律是开展绝缘状态评估和寿命预测的理论基础。

1.2 电热联合老化机理

电热联合老化是配网绝缘劣化的最主要形式。正常运行电压下，绝缘材料内部存在微弱泄漏电流和介质损耗，产生焦耳热使绝缘温度升高。线路承载负荷电流时，导体发热通过热传导使周围绝缘材料温度上升，温度每升高 8~10℃，绝缘材料化学反应速率约增加一倍。长期热作用使聚合物材料发生热裂解和热氧化反应，分子链断裂生成挥发性产物和碳基化合物，材料逐渐变脆失去弹性。电场作用则加速这一过程：强电场区域注入的载流子与分子链发生碰撞电离，产生高能电子加剧分子链断裂。电热联合效应的破坏力远大于二者单独作用之和，呈现明显协同加速特征。当绝缘中存在气隙、杂质或尖端等缺陷时，局部电场畸变引发局部放电，放电产生的高温和冲击压力对绝缘造成直接烧蚀和化学分解，形成电树枝通道，最终可能导致击穿^[1]。

1.3 环境因素对绝缘老化的影响

配网线路长期暴露于户外自然环境，环境因素侵蚀作用不可忽视。水分侵入是导致绝缘性能急剧下降的重要因素。水分子具有强极性，在电场作用下易发生极化，显著增大介质相对介电常数和损耗因数。侵入绝缘内部的水分在温度变化和电场作用下可能形成水树枝，最终演变为电树枝并导致击穿。温度变化引起的热胀冷缩使绝缘内部产生循环应力，导致材料疲劳和微观裂纹扩展。紫外辐射使户外绝缘材料表面发生光氧老化，出现粉化、开裂，表面憎水性下降。工业污染排放的酸性气体和盐雾在潮湿环境下形成电解液膜，在绝缘表面形成导电通路，显著降低沿面闪络电压。此外，微生物附

着、鸟类啄食、树枝碰触等生物因素也对绝缘造成机械性损伤。

1.4 机械应力与制造工艺缺陷

运行中的配网线路承受多种机械应力。导线在风荷载、覆冰荷载和自身重力下产生往复振动和舞动，绝缘子串承受拉伸和弯曲交变应力，电缆在敷设中弯曲和牵引可能造成绝缘层划伤或变形。长期机械疲劳使绝缘材料内部产生微观裂纹，成为电场集中和水分侵入的薄弱通道。制造和安装环节的工艺缺陷是绝缘老化的内在隐患。电缆生产中的绝缘层偏心、交联度不足、杂质混入，绝缘子制造中的气孔、裂纹、釉面缺陷等，都会形成局部电场集中点。电缆接头和终端头制作安装工艺不良是配网电缆故障的高发环节，统计表明相当比例故障源于附件安装质量缺陷。

1.5 老化机理的相互作用与叠加效应

各类老化因素并非独立作用，而是相互耦合、相互促进。电老化产生的局部高温加速热老化反应；热老化生成的极性产物降低绝缘电气强度，使其更易发生电老化；环境水分侵入后在电场和热循环共同作用下加速水树枝生长；机械应力产生微裂纹为水分和杂质侵入提供通道。协同叠加效应使绝缘寿命远低于单一因素作用下的预测值，要求在运维中采取综合性防控策略。

2 绝缘老化对配网运行的影响分析

2.1 对供电可靠性的影响

绝缘老化导致线路对过电压、雷电冲击和操作过电压的耐受能力下降，轻微扰动即可能发生绝缘击穿故障。配网放射状或手拉手环网结构中，一段线路故障往往导致下游整片区域停电。频繁故障不仅增加停电次数和时间，还带来故障巡视、抢修恢复和负荷转供等附加成本。供电可靠性指标持续下降影响电力企业服务评价和监管考核，对企业经营效益和社会形象产生不利影响。

2.2 对设备寿命与资产价值的影响

绝缘老化直接决定设备使用寿命和剩余资产价值。在恶劣环境和重负荷条件下，绝缘老化加速可能导致设备实际寿命大幅缩短，造成过早报废和重复投资。绝缘状态持续劣化意味着设备故障率逐年升高，维修成本和事故损失随之增长。科学评估绝缘老化状态并合理制定改造更新策略，对优化配网资产管理和降低长期运维成本具有重要意义^[2]。

2.3 对电网安全运行与人员安全的威胁

绝缘性能严重下降的线路存在较大安全隐患。对地绝缘电阻降低可能导致泄漏电流增大，引发电气火灾风

险。单相接地故障时健全相电压升高，对绝缘已劣化相线构成进一步威胁，可能引发两相短路扩大事故。电缆终端和接头部位劣化严重时可能发生运行中爆炸，对周边人员和设备造成直接伤害。绝缘老化线路在雷击或操作过电压下故障概率升高，可能引发电网连锁反应。从人员安全角度，绝缘性能不良的线路在检修作业时存在反送电和触电风险。

3 配网绝缘状态带电检测技术

3.1 带电检测技术概述

带电检测是指不停电、不中断供电条件下对运行中电气设备进行状态参数采集和性能评估的技术手段。与传统停电试验相比，带电检测能真实反映设备实际运行工况下的绝缘状态，避免试验条件不一致导致的判断偏差，同时消除停电带来的供电损失。随着传感器技术、信号处理和人工智能算法发展，检测精度和可靠性显著提升，检测手段向多参量综合诊断方向发展，检测周期向在线监测和连续趋势分析方向发展，已成为状态检修体系的核心技术支撑。

3.2 局部放电检测技术

局部放电是绝缘劣化初期最具表征性的物理现象。检测方法分电测法和非电测法。电测法中，高频电流法通过高频电流互感器捕捉放电脉冲信号，适用于电缆终端、接头和开关柜在线监测；超高频法（UHF）利用300MHz~3GHz频段电磁波信号，抗干扰能力强且能定位，适用于充气柜和变压器；暂态地电压法（TEV）检测设备外壳感应暂态电压，适合大面积普查。非电测法中以超声波法最为成熟，对定位放电源具有独特优势，能与电测法形成互补验证。基于脉冲波形时频分析和相位分辨局部放电图谱（PRPD）的智能识别技术，可实现对放电类型和缺陷性质的自动判别。

3.3 绝缘电阻与介质损耗检测

绝缘电阻带电测量通常采用泄漏电流监测法，通过微电流传感器连续监测泄漏电流变化趋势，间接评估绝缘电阻变化。介质损耗因数带电测量采用差分法或过零点相位比较法，精确测量电压和泄漏电流间相位差计算介损值。现代数字化仪器采用高速数据采集和数字信号处理技术，在强干扰环境下提取微小相位差信号。介损测量对绝缘整体受潮和普遍性老化较为敏感，但对局部缺陷分辨能力不足，需与其他检测手段配合使用。

3.4 红外热成像与紫外成像技术

红外热成像通过红外探测器将物体表面红外辐射转换为热像图，用于检测连接部位异常发热、绝缘子劣化

温升和电缆本体过热。该技术非接触、远距离、大面积快速扫描,适合全线普测筛查。紫外成像技术专门检测电晕放电和沿面放电,日盲紫外设备仅对太阳盲区紫外信号敏感,能在白天清晰捕捉放电紫外光子,直观显示放电位置和强度^[3]。二者从热缺陷和放电缺陷两个维度互补,形成架空线路非接触式带电检测的完善能力。

3.5 新型检测技术发展趋势

分布式光纤测温系统利用拉曼散射效应实现沿线温度连续分布式测量,测温精度 $\pm 1^{\circ}\text{C}$,空间分辨率达米级。振荡波局部放电检测利用阻尼振荡波电压激励放电,提高检测量化水平。便携式智能检测仪器集成多种传感器和嵌入式 AI 算法,可现场自动识别异常并给出初步诊断。基于物联网的分布式在线监测系统实现数据远程汇集和集中告警。数字孪生技术通过构建绝缘状态三维可视化模型,实现老化趋势动态推演和剩余寿命预测。

4 基于状态评估的运维对策

4.1 状态检测与评估体系构建

状态评估体系包括检测标准规范、状态分级方法和评估决策流程三部分。检测标准规范应明确各类检测技术的适用条件、周期、操作程序和数据处理方法,确保结果规范可比。状态分级采用多维度综合评估策略,将绝缘状态划分为“良好”“一般”“注意”“严重”四等级,评估指标涵盖局部放电幅值及趋势、介损变化率、绝缘电阻下降速率、红外温升幅度和紫外放电光子数等,采用加权综合评价模型计算评分。评估决策流程规定从数据获取、等级判定到策略选择的标准步骤,保证评估结果顺畅转化为运维措施。

4.2 差异化运维策略与计划

“良好”状态设备按正常周期巡视检测,关注运行条件变化。“一般”状态适当缩短检测周期,加密红外普测频次,必要时安排停电试验确认。“注意”状态进行重点跟踪监测,增加专业检测频次,开展风险分析和剩余寿命评估,原则上在下次计划检修窗口处理。“严重”状态立即制定抢修或更换方案,必要时临时停电处理。策略还应根据设备重要性和故障后果修正,重要用户供电线路、负荷密集区和主干线应提高关注等级,恶劣环境线路应增加检测频次并补充适应性检测项目^[4]。

4.3 全生命周期绝缘管理

规划选型阶段应根据区域环境特点选择抗老化绝缘

材料,对电缆附件提出高于标准的质量要求,充分考虑散热和机械受力条件。施工安装阶段严格控制电缆敷设弯曲半径和接头制作工艺,杜绝施工质量隐患,规范竣工试验和验收标准。运行维护阶段以前述状态检测和差异化运维为主体,建立绝缘状态全过程档案,记录每次检测数据、维护活动和故障事件,形成劣化历史轨迹数据库,为同类线路寿命预测和选型优化提供数据支撑。

4.4 管理制度与人员能力建设

管理制度应包括带电检测作业管理制度(明确资质、安全措施、操作流程和记录要求)、状态评估会商制度(组织专业人员集中分析和综合研判)、检修决策审批制度(规范基于状态评估的检修方案审批)及仪器设备管理制度(确保校准周期和完好率)。人员能力方面应建立分级培训体系,开展理论授课、实操演练和案例分析相结合培训,培养掌握多种检测技术和评估方法的复合型骨干。同时加强科研机构合作,引入外部专家资源提升疑难缺陷诊断水平。

结束语

本文围绕配网线路绝缘老化问题,系统分析了电热联合老化、环境侵蚀、机械应力及制造缺陷等多因素耦合的老化机理,阐述了绝缘老化对供电可靠性、设备资产价值和电网运行安全的严重影响。在技术对策层面,全面梳理了局部放电检测、绝缘参数测量、红外与紫外成像等带电检测技术体系,提出了以状态评估为核心的差异化运维策略和全生命周期绝缘管理方案。研究表明,从定期检修向基于带电检测的状态检修模式转变,是实现配网绝缘精益化管理的必然选择。未来,随着传感器技术、人工智能诊断和数字孪生等前沿技术持续突破,绝缘状态评估将向实时化、智能化和预测化深度发展,为智能配电网安全高效运行提供更加坚实的技术保障。

参考文献

- [1] 周华. 常见电力配电线路运行故障及其解决措施[J]. 电脑爱好者(普及版)(电子刊),2022(5):2515-2516.
- [2] 高玉. 配电线路绝缘老化特性分析与寿命预测模型: 实验与数据分析[J]. 流体测量与控制,2025,6(4):53-55,59.
- [3] 赵肖宁. 配电线路电力电缆绝缘老化特性及评估技术分析[J]. 新疆钢铁, 2025(4): 92-94.
- [4] 侯一博, 石福雪. 故障预防与排查技术在配网线路设备运维中的应用[J]. 电力设备管理,2025(24):64-66.