

# 电力工程中配电电缆运行维护及故障研究

曹力超 计春强

桐乡市电力工程有限责任公司 浙江 嘉兴 314500

**摘要:** 配电电缆作为电力系统的核心传输介质,其运行稳定性直接关系电网安全。当前研究聚焦于XLPE电缆的轻量化优势与油浸纸绝缘电缆的对比应用,揭示机械损伤占比超40%、绝缘老化达30%的故障特征。针对夏季高温高湿、冬季接头脆裂等季节性风险,采用红外测温、局部放电监测等智能技术构建预防性维护体系,结合大数据分析机器学习模型实现剩余寿命预测,配合RCM方法优化差异化巡检策略,有效降低非计划停电率并提升供电可靠性。

**关键词:** 电力工程; 配电电缆; 运行维护; 故障

引言: 在电力能源持续供应与电网规模不断扩张的背景下,配电电缆作为电能传输的关键环节,其运行状态的稳定性至关重要。但电缆运行中易受机械损伤、绝缘劣化、环境腐蚀等因素影响,导致故障频发且传统维护方式效率低、准确性差。本文深入剖析电缆结构特性与典型故障成因,研究红外测温、在线监测等智能运维技术,并结合多源信息融合定位方法,构建高效运维体系,以期提升电缆运行可靠性,保障电网安全稳定。

## 1 电力工程中配电电缆运行特性与故障机理分析

### 1.1 配电电缆结构与分类

(1) 交联聚乙烯(XLPE)电缆以聚乙烯为基材经交联处理制成绝缘层,具有结构紧凑、重量轻、耐高温性的特点,绝缘层无油隙,抗老化能力较强;油浸纸绝缘电缆以浸渍绝缘纸为绝缘层,需配备油道和膨胀器,结构复杂,重量大,且存在渗漏油风险,但在高电压等级场景曾广泛应用。二者相比,XLPE电缆更适配现代配电网的轻量化、高效化需求。(2) 直埋敷设成本低、施工简便,但易受土壤腐蚀、地下管线施工等外力影响;管道敷设通过保护管隔离环境,抗干扰能力强,适用于城市地下管网密集区域;隧道敷设空间大,便于检修维护,适配大容量电缆集群,但建设成本高、周期长,多用于核心城区或重要供电区域。

### 1.2 典型故障类型与成因

(1) 短路故障中,相间短路多由绝缘层击穿导致导体接触引发,单相接地常因电缆外皮破损后导体与大地形成回路,雷击过电压、绝缘老化是主要诱因。(2) 绝缘老化主要表现为电树枝和水树枝老化,电树枝由局部电场集中引发,水树枝则因水分侵入绝缘层形成,二者均会逐步破坏绝缘性能,最终导致绝缘失效。(3) 机械损伤包括外部施工挖掘等外力破坏,以及敷设过程中过度弯曲、拉伸造成的内部结构缺陷,这类损伤易引发即

时故障或潜伏性故障。(4) 过热故障源于负载不平衡导致部分电缆过载,或接头压接不牢造成接触电阻过大,热量累积会加速绝缘老化,严重时引发火灾<sup>[1]</sup>。

### 1.3 故障统计与规律分析

(1) 基于历史数据统计,XLPE电缆故障频率低于油浸纸绝缘电缆,机械损伤类故障占比达40%以上,是最重要的故障类型,绝缘老化故障占比约30%。(2) 季节性特征上,夏季因高温高湿及用电高峰,过热和水树枝老化故障频发;冬季低温易导致电缆接头脆裂。区域性方面,城市施工区域机械损伤故障集中,沿海地区因高盐雾环境,腐蚀引发的故障率高于内陆地区。

## 2 电力工程中配电电缆运行维护策略研究

### 2.1 常规维护技术

(1) 红外测温技术以红外热成像原理为核心,聚焦电缆接头、终端头等易过热部位。通过检测这些区域的温度场分布,可精准识别接触电阻过大引发的过热隐患—当接头温度超出环境温度10°C以上时,需及时排查压接松动、氧化等问题,该技术无需停电,适用于大规模巡检,能有效避免过热故障扩大。(2) 绝缘电阻测试采用兆欧表施加直流高压,测量电缆绝缘层的电阻值,判断绝缘是否存在受潮、破损等缺陷,通常要求10kV电缆绝缘电阻不低于100MΩ;介损测量则通过检测绝缘介质的损耗角正切值( $\tan\delta$ ),反映绝缘老化程度, $\tan\delta$ 值随老化加剧而增大,二者结合可全面评估电缆绝缘性能,为维护提供基础数据支撑。(3) 接地电阻检测通过接地电阻测试仪测量电缆接地系统的电阻值,确保接地电阻符合规范(一般不大于4Ω),避免接地不良导致雷击或故障时电位升高;防雷措施需配合接地系统实施,包括在电缆终端头安装氧化锌避雷器,降低雷击过电压对电缆绝缘的冲击,尤其在多雷地区需强化防雷检测频率<sup>[2]</sup>。

### 2.2 状态监测与评估技术

(1) 在线监测系统设计需整合多参数监测模块: 温度监测通过埋设于电缆本体的光纤传感器或无线测温探头, 实时采集导体、绝缘层温度数据; 局部放电监测采用高频电流传感器捕捉绝缘内部放电信号, 识别电树枝老化等潜伏性缺陷; 应力监测则针对电缆敷设后的机械应力, 避免长期应力集中导致绝缘破损, 系统通过物联网将数据传输至后台, 实现24小时不间断监控。(2) 大数据分析在电缆健康评估中, 通过整合在线监测数据、历史故障记录、环境参数等多维度信息, 构建健康评估模型。例如, 利用聚类算法分类故障特征, 通过关联分析挖掘环境温湿度与绝缘老化的相关性, 可快速定位电缆薄弱环节, 相比传统人工评估, 效率提升30%以上, 且能减少误判率。(3) 剩余寿命预测模型中, Arrhenius方程基于热老化理论, 通过加速老化试验获取绝缘材料老化速率, 结合实际运行温度推算剩余寿命, 适用于单一因素影响下的寿命评估; 机器学习模型(如BP神经网络、随机森林)则可纳入温度、湿度、局部放电等多变量, 通过大量样本训练优化预测精度, 平均误差可控制在10%以内, 为维护计划制定提供科学依据。

### 2.3 预防性维护策略优化

(1) 基于风险的维护周期制定(RCM方法), 通过分析电缆故障后果(如对供电可靠性的影响)与故障概率, 划分高、中、低风险等级。高风险电缆(如核心区主干电缆)采用6个月维护周期, 低风险电缆(如偏远地区分支电缆)延长至1-2年, 相比固定周期维护, 可减少30%的无效维护成本, 同时降低故障停运率。(2) 差异化维护方案按电缆重要性分级实施: 一级电缆(如医院、数据中心供电电缆)需采用“在线监测+月度巡检”模式, 配备备用电缆; 二级电缆(如居民区供电电缆)实施“季度检测+半年巡检”; 三级电缆(如临时供电电缆)采用“年度检测+故障后维修”, 通过资源合理分配, 提升关键电缆的保障力度<sup>[3]</sup>。(3) 智能化巡检机器人应用分为地下管网机器人与隧道巡检机器人: 地下管网机器人搭载高清摄像头、红外传感器, 可在电缆管道内自主移动, 检测管道破损与电缆外观缺陷; 隧道巡检机器人具备自主导航与避障功能, 能实时采集电缆温度、局部放电数据, 并通过5G传输至后台, 替代人工进入高危、狭窄空间巡检, 不仅提升巡检效率, 还能保障运维人员安全, 目前在城市核心电缆隧道的应用覆盖率已达60%以上。

## 3 电力工程中配电电缆故障诊断与定位技术

### 3.1 故障诊断方法

(1) 传统方法中, 万用表通过测量电缆导体通断判断是否存在断线故障, 操作简便但仅能初步排查; 绝缘

电阻表(兆欧表)施加直流高压测量绝缘电阻, 可区分绝缘受潮、破损等故障类型, 例如10kV电缆绝缘电阻低于100MΩ时, 提示绝缘存在缺陷, 但传统方法无法精准定位故障点, 且对潜伏性故障识别能力较弱。(2) 先进方法里, 行波法通过向电缆注入高压脉冲, 根据故障点反射的行波信号时差计算故障位置, 定位精度可达米级; 阻抗法基于电缆故障前后阻抗变化, 结合电缆参数推算故障距离, 适用于低阻、短路故障; 声磁同步定位通过检测故障点放电产生的声波与电磁信号, 实现故障点可视化定位, 尤其适配高阻故障诊断。(3) 智能诊断依托深度学习技术, 构建故障特征识别模型: 通过采集大量电缆故障时的局部放电信号、温度曲线等数据, 训练卷积神经网络(CNN)或循环神经网络(RNN), 可自动分类短路、绝缘老化、机械损伤等故障类型, 识别准确率超90%, 且能实时分析监测数据, 提前预警潜伏性故障<sup>[4]</sup>。

### 3.2 故障定位技术

(1) 离线定位中, 二次脉冲法先向电缆施加高压使故障点击穿, 再注入低压脉冲, 通过对比击穿前后的反射波形定位故障, 适用于高阻、闪络性故障; 低压脉冲反射法直接注入低压脉冲, 根据故障点反射脉冲的时间差计算距离, 操作简单、成本低, 但受电缆衰减影响, 长距离定位精度下降。(2) 在线定位的分布式光纤传感(DTS)技术, 利用光纤作为传感介质, 通过监测光信号的瑞利散射获取电缆沿线温度分布, 当故障点过热时, 可精准定位故障位置, 定位精度达0.5米, 且能实现24小时实时监测, 适配隧道、直埋等多种敷设场景。(3) 多源信息融合定位算法整合行波法、DTS技术、局部放电监测等多维度数据, 通过卡尔曼滤波、证据理论等算法融合不同定位结果, 消除单一技术的误差。例如, 当行波法定位存在模糊区域时, 结合DTS的温度异常点数据, 可将定位误差缩小至1米内, 提升复杂环境下的定位可靠性。

### 3.3 典型案例分析

(1) 某220kV变电站10kV电缆中间接头击穿故障诊断中, 先采用绝缘电阻表测得绝缘电阻仅5MΩ, 初步判断绝缘失效; 再用声磁同步定位仪检测, 捕捉到接头处的声、磁信号峰值, 结合行波法测得故障距离为1.2公里, 现场开挖后确认接头因压接不良导致局部过热击穿, 更换接头后电缆恢复正常运行。(2) 某城市电缆隧道10kV电缆水树老化引发相间短路, 先通过DTS技术发现隧道内300米处电缆温度异常升高; 再用基于CNN的智能诊断模型分析历史局部放电数据, 判定为水树老化故障; 采用二次脉冲法定位故障点后, 更换老化电缆段, 并在隧道内加装湿度监测装置, 避免同类故障再次发生。

#### 4 电力工程中配电电缆工程应用与效益分析

##### 4.1 运维技术实施案例

(1) 某一线城市核心区配电网部署电缆状态监测系统,覆盖120条10kV主干电缆,系统整合DTS温度监测、局部放电监测及接地电阻监测模块,数据通过5G专网传输至市级配电运维平台。系统运行1年内,累计捕捉温度异常预警32次、局部放电超标信号18次,均通过提前运维消除隐患,未发生一起因电缆故障导致的大面积停电,较系统部署前,该区域电缆故障响应时间缩短60%。(2) 某省级电网公司针对辖区内2000余条配电电缆,搭建故障预警系统,融合深度学习诊断模型与历史故障数据。系统通过实时分析电缆运行参数,提前7-14天预警绝缘老化、接头过热等潜伏性故障。系统投用后,该区域配电网非计划停电率从年均3.2次/百千米降至1.1次/百千米,单次停电恢复时间从平均4.5小时缩短至1.8小时,极大提升了供电连续性。

##### 4.2 经济性与可靠性评估

(1) 以某10kV配电电缆项目为例,开展全生命周期成本分析(LCC):传统运维模式下,电缆20年生命周期内,故障抢修成本、停电损失成本及常规检测成本合计约86万元;引入在线监测与智能诊断技术后,前期设备投入增加15万元,但故障抢修成本降低40%、停电损失减少65%,全生命周期总成本降至52万元,成本降幅达39.5%,且技术投入在第5年即可通过成本节约实现回收。(2) 某地级市配电网应用智能运维技术后,可靠性指标显著提升:系统平均停电持续时间(SAIDI)从年均120分钟/户降至45分钟/户,降幅62.5%;系统平均停电次数(SAIFI)从年均1.8次/户降至0.6次/户,降幅66.7%,远超国家电网公司配电网可靠性提升目标,用户供电满意度从89分提升至96分。

##### 4.3 标准化与规范化建议

(1) 针对现有《电力设备预防性试验规程》(DL/T596-2021),建议补充智能监测技术相关条款:明确XLPE电缆局部放电阈值(如10kV电缆局部放电量应 $\leq 10\text{pC}$ )、DTS温度监测的预警分级标准(正常 $\leq 60^\circ\text{C}$ 、预警 $60\text{--}70^\circ\text{C}$ 、告警 $\geq 70^\circ\text{C}$ ),同时规范在线监测数据的采集频率与存储要求,确保技术应用有章可循。(2) 推进智能运维平台数据接口标准化,建议统一采用IEC61850标准作为数据交互协议,明确温度、局部放电、绝缘电阻等核心数据的格式规范与传输速率要求,解决不同厂商监测设备与运维平台的数据孤岛问题,实现“监测-诊断-运维”数据闭环,提升跨区域、跨层级运维协同效率。

##### 结束语

配电电缆的安全稳定运行是保障现代电力系统可靠供电的关键。本文通过系统分析电缆结构特性与故障机理,提出基于红外测温、在线监测及大数据分析的智能运维策略,结合多源信息融合定位技术,有效提升了故障预警与处置效率。研究证实,智能运维体系可显著降低非计划停电率,延长电缆使用寿命。未来需进一步深化人工智能与物联网技术在电缆监测中的应用,推动运维标准规范化,为构建高弹性电网提供坚实技术支撑。

##### 参考文献

- [1]王文波.配电电缆施工技术在电力工业中的应用[J].电气技术与经济,2023,(10):168-170.
- [2]王云博.现阶段电力工程中配电电缆的运行维护与故障[J].电力设备管理,2021,(09):141-142.
- [3]赵昌鹏,社群,魏子舒,等.电力工程中配电电缆施工技术要点探究[J].数字通信世界,2021,(07):53-54.
- [4]王义军,张娟.电力工程中配电电缆的运行维护与故障分析[J].居舍,2020,(08):51-52.