

10 kV 配电运行中故障产生的原因及防范措施

邱 鹏

(北京大学动力中心, 北京 100871)

摘 要 10 kV 配电系统作为电力传输的核心环节, 其稳定运行直接关系到区域供电的可靠性与经济性。本文深入剖析设备线路缺陷、自然环境影响、外力破坏三类核心故障的产生机理, 结合具体技术参数与运维数据展开研究。结果表明, 强化设备全周期运维、融合新技术装备、完善自然风险预警、精准管控外力破坏, 可有效降低故障发生率, 缩短故障修复时长, 提升 10 kV 配电系统运行的稳定性与安全性。

关键词 10 kV 配电运行; 设备线路; 自然因素; 外力破坏; 故障预警

中图分类号: TM755

文献标志码: A

DOI:10.3969/j.issn.2097-3365.2026.21.033

0 引言

随着电力需求的持续增长, 10 kV 配电系统覆盖范围不断扩大, 运行环境愈发复杂, 各类故障频发不仅影响电力正常供应, 还可能造成经济损失与安全隐患。10 kV 配电运行故障指系统在输电、配电过程中, 因各类因素导致设备、线路无法正常工作, 进而引发供电中断或异常的现象。深入研究其故障产生原因并制定针对性防范措施, 能够优化运维策略、减少故障损失、提升供电保障能力, 对于推动配电系统高质量运行具有重要的现实意义。

1 10 kV 配电运行中故障的产生原因

1.1 设备线路引发的故障

10 kV 交联聚乙烯电缆接头制作工艺的规范性缺失, 搭配配电设备运维管控的疏漏, 共同催生了配电网运行中的各类设备线路故障。导体压接电阻超出 $5\text{ m}\Omega$ 且绝缘层搭接长度不足 15 mm 时, 接头处电场强度会较正常工况提升 2.3 倍, 长期运行后绝缘介质损耗角正切值会从初始的 0.002 逐步升至 0.015 以上, 最终引发绝缘击穿。在 10 kV 配电设备运行中, 真空断路器触头接触电阻超过 $100\text{ }\mu\Omega$ 时会出现局部发热, 温升速率可达 $2.5\text{ }^{\circ}\text{C/h}$, 触头烧蚀深度超过 1.5 mm 则分合闸可靠性下降 40%; 运行年限超 20 年的 10 kV 柱上断路器, 绝缘套管击穿电压较额定值 (42 kV/min) 降低 30% 以上, 未及时开展预防性试验和更换的设备, 直接导致 10 kV 配电线路接地故障、相间短路故障频发^[1]。

1.2 自然因素导致的故障

极端自然环境的反复作用, 会对 10 kV 配电线路的结构完整性和绝缘性能造成不可逆的影响, 进而诱发各类运行故障。8 级及以上大风天气中, 10 kV 架空线路导线摆动幅度超过 300 mm 时, 导线与杆塔横担之间的摩擦会导致绝缘层破损速率提升至每年 0.2 mm/处 , 如某山区 10 kV 线路在 2024 年夏季台风期间, 瞬时风速达 32 m/s , 导线与树枝碰撞摩擦后, 绝缘层破损长度累计达 1.2 m , 引发 3 处相间短路故障。在雷击场景下, 10 kV 线路绝缘子若未采用防污型设计, 雷电冲击耐受电压低于 50 kV 时, 雷击闪络率可达 8 次/ $(100\text{ km}\cdot\text{a})$, 加装金属氧化物避雷器的线路, 雷击过电压幅值可从 150 kV 降至 35 kV 以下, 雷击故障发生率降低 76%^[2]。

1.3 外力破坏导致的故障

从 10 kV 配电运行实际运维数据来看, 外力作用引发的故障占比居高不下, 且多与施工操作不规范、周边环境管控不到位密切相关。在城市道路施工中, 挖掘机、吊车等大型机械作业时, 若与 10 kV 架空线路的安全距离小于 1.5 m , 机械金属部件接触导线后会引发相间短路, 单次碰撞可能导致导线断裂, 断裂拉力达 12.8 kN 的 10 kV 钢芯铝绞线, 修复时间平均需 6 h。10 kV 线路周边漂浮物 (彩钢瓦、塑料薄膜、风筝线等) 缠绕导线后, 若漂浮物重量超过 0.5 kg , 会导致导线弧垂下降 200 mm 以上, 引发相间短路。线路保护区内违规植树时, 树木生长至与导线距离小于 0.8 m 时,

作者简介: 邱鹏 (1986-), 男, 本科, 助理工程师, 研究方向: 电力运维与安全。

树枝与导线的放电距离不足,雨季时会引发接地故障,单条 10 kV 线路周边违规树木每年引发故障次数达 0.9 次 /km,对配电网运行经济性影响较大。

2 10 kV 配电运行中故障防范措施

2.1 设备线路维护维修提质增效

2.1.1 配电设备定期巡检与状态管控

运维人员需依托红外测温、局放检测等专业技术手段,构建覆盖 10 kV 柱上断路器、电缆分支箱、环网柜等核心设备的全方位巡检网络,重点监测真空断路器触头接触电阻、电缆接头压接阻值、设备绝缘介质损耗角正切值等关键参数^[3]。结合设备运行年限与负荷等级制定差异化巡检周期,新投运设备每季度开展一次全面检测,运行年限超 15 年的老旧设备缩短至每月一次,同步建立完善的设备状态台账,对检测中发现的触头烧蚀深度超 1.5 mm、绝缘套管击穿电压低于 29.4 kV、介质损耗角正切值超 0.01 等异常情况,在 24 h 内启动隐患处置流程。

2.1.2 线路内部设计细节优化升级

设计阶段需结合线路敷设环境、负荷增长趋势与地形地貌特征,优化电缆路径规划与杆塔布局,在电缆接头密集区域采用分段绝缘设计,通过增设绝缘屏蔽层、优化接头结构降低接头处电场强度峰值,依据《10kV 及以下电缆运行规范》明确电缆导体压接电阻、绝缘层搭接长度等核心工艺参数,要求接头压接电阻严格控制在 5 mΩ 以内、绝缘层搭接长度不低于 15 mm。施工过程中引入标准化作业流程,对电缆剥切、压接、绝缘恢复等关键环节进行全程旁站监督,杜绝因操作不规范导致的接头绝缘衰减问题,针对架空线路,优化导线弧垂设计与杆塔横担间距,根据线路所在区域风速、覆冰厚度等参数,将导线安全摆动幅度控制在 300 mm 以内,升级线路金具与绝缘子选型,采用耐候性更强的复合绝缘子与防污型瓷绝缘子,提升线路抗老化、抗污秽能力,延长设备线路使用寿命。

2.2 新技术设备深度融合应用

2.2.1 真空断路器赋能线路运维管控

运维团队依托真空断路器的规范化使用构建线路运维安全管控体系,针对 10 kV 配电线路关键节点合理配置真空断路器,结合线路负荷等级与运行环境,选用小电流的适配型号,将其精准部署于电缆分支箱、环网柜及线路分段处,形成分级保护网络,见图 1。在每台真空断路器上配置状态监测模块,实时采集触头温度、分合闸线圈电流、灭弧室气压等关键参数,故障发生时,真空断路器可在 0.02 s 内快速分闸,切断

故障线路与正常线路的连接,避免故障扩散蔓延。通过真空断路器的智能联动控制,实现线路故障的快速隔离与分段供电,减少故障停电范围,同时定期对真空断路器进行预防性试验,检测灭弧室绝缘性能与机械操作可靠性,及时更换触头烧蚀深度 > 1.5 mm、绝缘老化的部件,优化运维流程^[4]。

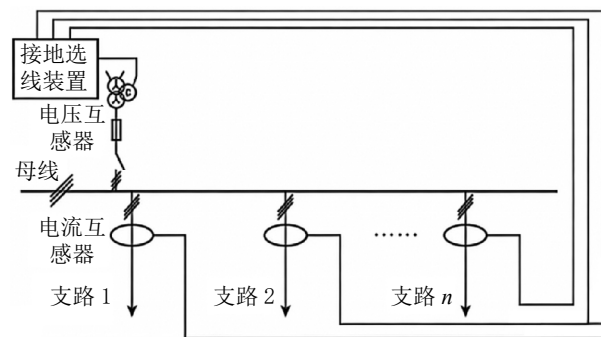


图 1 小电流接地自动选线装置工作原理

2.2.2 运行状态自动化监测体系构建

以传感器采集为核心,在电缆接头、断路器、绝缘子等关键部位部署温度、电流、泄漏电流、局放等类型传感器,通过无线通信技术将监测数据实时传输至后台监控平台,电缆接头温度监测采用红外温度传感器,监测精度达 ±0.5 °C,当接头温度超过额定运行温度 15 °C 时,系统自动触发预警信号并推送至运维人员移动终端,绝缘子泄漏电流监测传感器实时捕捉电流变化,当电流值突破 20 mA 阈值时,系统同步启动故障溯源分析,结合历史数据预判绝缘劣化趋势。监测数据处理中引入功率损耗计算模型对电缆接头、导线接头的功率损耗进行动态核算,见式(1):

$$P = \frac{I^2 R}{t} \quad (1)$$

式(1)中,P为电缆接头、导线接头的功率损耗,单位为瓦特(W);I为通过接头的电流值,单位为安培(A);R为接头的接触电阻,单位为欧姆(Ω);t为电流通过接头的时间,单位为秒(s)。

当单位时间损耗值超过 0.2 W 时,提示运维人员排查接触不良问题,后台平台依托大数据分析算法,对监测数据进行趋势分析与异常关联挖掘,自动生成设备运行状态报告,实现故障提前预警与精准处置,缩小设备故障响应时间,降低故障影响范围。

2.3 自然因素预警防范体系完善

2.3.1 线路防雷防护能力强化

针对雷击高发区域优化线路防雷装置布局,在每基杆塔处加装金属氧化物避雷器,避雷器额定电压选取 17 kV,持续电流控制在 5 kA 以下,确保雷电过电

压快速泄放,对线路绝缘子进行升级改造,采用雷电冲击耐受电压不低于 50 kV 的防污型复合绝缘子,替代传统瓷绝缘子,提升线路抗雷击闪络能力。架设架空地线,地线架设高度高于导线 1.5 m,有效拦截直击雷,降低雷击导线的概率,在电缆线路段,采用电缆终端头加装防雷保护装置,与电缆本体的绝缘防护体系形成协同,建立防雷设备定期检测制度,每年雷雨季节前对避雷器绝缘电阻、动作次数进行检测,对绝缘电阻低于 10 MΩ 的避雷器及时更换,确保防雷装置始终处于有效工作状态。

2.3.2 气象监测预警与应急适配

运维部门联合当地气象部门搭建线路专属气象监测网络,在线路沿线关键节点安装风速仪、雨量计、雷电定位仪等设备,实时采集瞬时风速、降雨量、雷电强度、覆冰厚度等气象数据,同时在各监测节点、线路杆塔及风险路段同步设置标准化气象警示标识,搭配箭头指示风险区域与避险方向,直观传递气象风险信息,见图 2。监测数据传输至气象预警平台后,通过算法模型进行分析研判,当监测到瞬时风速达 20 m/s、8 级及以上大风、降雨量超 50 mm/h 等临界值时,平台自动触发分级预警信号,通过短信、APP 推送等方式向运维人员推送预警信息及风险路段提示^[5]。

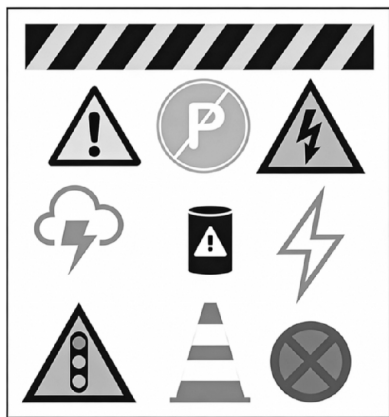


图 2 警示标志

2.4 外力破坏事故精准管控

2.4.1 交通事故类外力破坏防控

在城市道路施工、车辆通行密集的线路路段,设置明显的线路安全警示标识,标识间距不超过 500 m,标注线路走向、电压等级、安全距离等关键信息,联合交通管理部门,在事故高发路段增设交通警示标志与减速带,规范车辆行驶路线,对线路保护区内的施工工地,要求施工单位提前办理线路保护手续,签订安全防护协议,明确施工机械与线路的安全距离不低

于 1.5 m,安排专人进行现场监护,及时制止违规操作行为,建立交通事故类故障应急处置机制,故障发生后,运维人员依托 GPS 定位与现场勘查,快速确定故障类型与影响范围,优先采取临时停电、故障隔离等措施控制故障扩散,对导线断裂、杆塔倾斜等严重故障,调配应急抢修队伍与物资,按照“先恢复供电、后彻底修复”的原则,在 6 h 内完成临时抢修,恢复区域供电,建立事故复盘机制。

2.4.2 建筑设施类外力破坏治理

明确 10 kV 配电线路保护区范围,依据相关规范,10 kV 架空线路保护区为导线边线向外侧水平延伸 5 m、垂直地面向上 10 m 的区域,电缆线路保护区为线路两侧各 0.75 m 的区域,通过现场划定、标识牌标注、线上公示等方式,明确保护区边界,严禁在保护区内进行建筑施工、堆放易燃易爆物品、违规植树等行为,联合城管、住建等部门,建立线路保护区施工联合审批机制,对保护区内的建筑项目,在审批前征求供电部门意见,要求施工单位制定线路保护方案,落实防护措施,在建筑施工工地周边设置防护围栏与警示标识,对施工机械进行全程管控,避免机械碰撞线路,定期开展线路保护区专项整治行动,清理违规搭建的建筑设施、树木等障碍物,对违规行为依法依规处理,优化线路与建筑设施的间距设计。

3 结束语

本文围绕 10 kV 配电运行故障,从设备运维、技术应用、自然预警、外力管控四个维度提出针对性防范措施,形成完整的故障防控体系。未来可进一步结合智能运维技术,深化大数据、人工智能与配电运行的融合应用,优化故障预警与溯源精度,探索更具适配性的个性化防控方案,持续提升 10 kV 配电系统的智能化、精细化运行水平,更好地满足电力供应的高质量需求。

参考文献:

- [1] 李坤.10kV 配电线路故障原因分析及运行维护措施[J]. 电力设备管理,2024(22):41-43.
- [2] 刘靖平.10kV 配电线路故障原因分析及运行维护[J]. 电力设备管理,2024(22):68-70.
- [3] 黄文明.10kV 配电运行中故障的产生原因及防范[J]. 电气技术与经济,2023(08):307-309.
- [4] 唐朝栋.10kV 配电设备运行故障及解决方案[J]. 电子技术与软件工程,2021(23):204-206.
- [5] 贾冬霞.10kV 配电线路故障与其自动化运行维护研究[J]. 电力设备管理,2021(09):57-58.