

10 kV 配电线路接地故障定位与处理措施

韩育松

(神华新街能源有限责任公司, 内蒙古 鄂尔多斯 017200)

摘 要 配电线路故障是影响线路运行安全性和供电持续性的重要负面因素, 以接地故障最为常见, 一般会占到配网故障总数 60% 及以上, 引发电气火灾、相间短路、设备绝缘损坏等事故, 因此掌握故障定位和处理技术至关重要。本文结合 10 kV 配电线路接地故障成因, 讨论 10 kV 配电线路接地故障定位技术、处理流程和预防技术, 旨在对保证 10 kV 配电线路运行的安全性有所裨益, 进而减少线路停电损失。

关键词 10 kV 配电线路; 接地故障; 定位技术; 故障处理; 故障预防

中图分类号: TM862

文献标志码: A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2025.35.013

0 引言

10 kV 配电线路接地故障是电气故障的一种, 我国 10 kV 配电线路在发生故障后电压依然会保持对称, 可能维持 1~2 小时短时运行, 从而便于故障定位和处置, 但是非故障相电压可能导致线电压水平上升, 长时间运行可能引发设备绝缘击穿现象, 值得相关人士高度重视, 并着力推广故障定位和处理技术, 为配电线路运行安全保驾护航。

1 10 kV 配电线路接地故障成因

1.1 线路设备自身缺陷

首先, 绝缘子故障。绝缘子长时间运行后, 表面会堆积污秽, 空气若湿度过大, 可能发生闪络击穿现象。绝缘子材质不过关或安装质量较差, 也容易影响机械强度, 引发破裂损坏现象。其次, 导线故障。导线出现机械损伤、腐蚀和老化现象, 可能引发断线, 一旦落地即可形成接地。导线在绝缘子上未牢固绑扎, 也可能脱落至横担或地面, 引发电气故障。最后, 附属设备故障。配电变压器高压绕组单相绝缘击穿、避雷器性能较差、分支熔断器绝缘损坏等, 均有一定风险引发接地故障。

1.2 外部环境的影响

首先, 自然环境。风力较大的天气容易引发导线风偏过大现象, 若导线和树木、建筑物距离较近, 可能形成短接。雾天、暴雨天气湿度较大, 也可能降低绝缘性能。雷击可能引发线路绝缘瞬时击穿, 引发接地现象。其次, 树木生长。线路通道中树木枝条若未及时修剪, 枝干和导线直接接触, 树木倒伏可能压断导线, 一般在林区、山区等地易于发生此类故障。最后, 生物和漂浮物影响。鸟类可能携带铁丝、树枝等导电物,

和导线直接搭接, 农作物秸秆、风筝和塑料布等重量轻的物体, 也可能在风力作用下搭接导线, 紧紧缠绕导线, 进而形成接地通路。

1.3 系统运行因素

一方面, 设备绝缘老化。配电线路设备长时间运行后, 绝缘性能有自然衰减可能, 即使电压处于正常范围, 也有一定风险发生绝缘击穿现象。另一方面, 谐振过电压。系统中容感性元件参数若未能正确匹配, 可能引发铁磁谐振现象, 引发电压异常升高, 间接诱发接地故障。

1.4 人为和施工因素

一方面, 外力破坏。人为破坏行为包括线路设备盗窃, 车辆撞击电线杆, 线路通道受违章建筑侵占等, 均会影响导线安全距离。另一方面, 施工误操作。线路检修场地或附近施工, 材料和工具可能遗留在线路上, 施工机械碰撞导线、杆塔等, 也可能增加线路结构受损风险。

2 10 kV 配电线路接地故障定位技术

2.1 传统定位技术

1. 分段试拉法。分段试拉法在现阶段配网调度定位方法中应用最广泛, 依照相关要求, 若停电只是短时现象, 可通过试拉线路明确故障区间。操作时, 需先试拉小电流选线报警或存在故障象征的线路, 后续依照空载备用线路、故障风险大的线路、并网线路等顺序依次进行试拉, 最后试拉母线和附属设备。如果拉开某一线路开关后, 接地信号不存在, 即可判断线路为故障线路。若线路距离较长, 可通过分段开关, 由后向前试拉, 缩小故障范围。分段试拉法操作难度低, 不用投入更多资金, 针对各类配网结构均有较强适用

性。但是故障定位时间较长,停电范围大,且需要频繁停电,尽管时间不长,但依然会对用户供电体验造成负面影响,特别是需要持续供电生产的工厂、住宅楼或写字楼等^[1]。

2. 母线分割法。若 10 kV 母线有接地信号,可采用母线分列运行方式,用不同独立部分分割母线,观察不同分段母线电压变化,可确定母线分段故障位置。这种方法可判断母线及其附属设备是否有接地故障,作为后续线路试拉的主要参考,避免无效停电现象大量出现。

3. 人工巡线法。人工巡线法同样可用于 10 kV 配电线路故障定位,明确故障线路后,运维人员可沿线路实地巡查。树木是否接触导线、线路是否有漂浮物、绝缘子是否损坏、导线是否断线,均为巡查重点。

2.2 现代智能化定位技术

1. 小电流接地选线技术。小电流接地选线技术可通过线路中零序电压、零序电流电气量的检测,通过信号处理算法辅助故障线路判断。这一技术一般可分成传统选线装置与智能选线系统,前者可基于相位比较原理、零序电流幅值原理选线,针对简单配网结构适用性较强,但需要多点接地、高阻接地时无法保障准确率;后者集合了人工智能算法、小波变换算法技术优势,具备复杂故障信号处理能力,即使有谐振干扰、高阻接地现象,也能保证选线准确率,可实现故障线路的快速定位^[2]。

2. 在线监测定位系统。在线监测定位系统包括通信模块、监测终端和主站系统等,可实时监测故障,提高定位精准性。通信模块可依托无线通信技术采集监测终端信号,并向主站系统传输数据,以实时传递故障信息。监测终端一般在线路分段开关、用户端和变电站出线端安装,可采用 16 位芯片设计,可靠性较高,功耗更低,可对故障状态下的状态信息、电气量数据等参数进行采集。主站系统可分析处理故障信息,结合线路接线图明确故障点位置,可及时发出报警信号,以便运维人员第一时间检修。这一系统可提高定位精度,响应速度更快,可减少巡线工作量,避免长时间或频繁停电,针对复杂结构和长距离的配电线路更适用。

3. 故障指示器定位技术。运维人员可以在电缆或导线上安装故障指示器,一旦线路存在接地故障,故障电流通过指示器,会同步产生磁场,触发指示器动作,发出无线信号或光信号。运维人员可沿线路观察指示器状态,快速确定故障段落。故障指示器定位技术直观性强,成本可控,且安装相对简单,一般在电缆线路、架空线路中相对适用,可和其他定位技术互相配合,实现定位效率进一步提升^[3]。

3 10 kV 配电线路接地故障处理流程

3.1 故障前期判定处置

变电站 10 kV 母线一旦出现接地信号,值班人员应先查看电压监测系统,明确三相电压变化,结合电压特征判断故障类型,降低误判可能。若一相电压降到零,其他两相电压和线电压相等,即为完全接地;若一相电压降低,但未归零,其他两相升高,但未达到线电压,即为不完全接地;若一相电压降低,其他两相电压变化幅度较小,即为 PT 保险熔断;若三相电压有轮流升高现象,且有低频摆动情况,即为谐振过电压。若电压变化特征不明确,可在短时间内并列运行母线,判断是否存在真实接地故障表现。若发生接地故障,且现场有带电作业情况,应第一时间通知负责人停止作业,保障人员安全。故障发生时间、天气情况和母线电压数据等均需记录,为后续故障处理提供参考。运维人员需查阅调度手册,告知故障母线所带线路用户管辖单位,并通知用户,应对后续停电现象^[4]。

3.2 故障线路确定

依照相关管理要求,电网中性点不接地,或者经消弧线圈接地,接地运行时长应控制在 2 小时以内,运维人员应第一时间确定故障线路。首先,应优先利用小电流接地选线系统报警信息,确定可疑故障线路范围。其次,可采用短时停电试拉检测法,试拉顺序为故障象征线路、空载备用线路、高风险线路、并网线路和母线设备等。试拉阶段,若某线路开关被拉开后,接地信号消失,可判定该线路存在故障;若信号未消失,应当将开关立刻合上,并继续进行下一条线路试拉。若为双电源用户备用线路,故障检修时应先和用户管理单位确认,确认后方能试拉。针对重点用户线路,若接地运行时间超过 2 小时,可先通知用户,直接试拉线路,降低故障扩大风险。

3.3 故障区间和故障点定位

明确故障线路后,可采用分段试拉法将故障区间缩小。常规线路可以线路末端为起始点,逐步完成故障区间的定位;环网线路可以末端为起始点,分区段试拉,先明确故障范围,后续细化到具体区间;自动化线路可以遥控试送分段开关,与系统信号反馈结合,判定故障区间。明确故障区间后,运维人员可在现场巡检线路,找出具体故障点。巡线时需对区间内导线、杆塔、绝缘子和附属设备等进行重点检查,并与故障指示器信号结合,快速找出故障点。

3.4 故障处理和送电恢复

故障处理需明确以下原则:首先,安全第一。故障处理之前应先验电并接地,落实各项安全防护措施,

人员不能在带电状态下进行故障点处理。其次,最小停电。在不影响安全的前提下,非故障区域供电恢复需优先进行,缩小停电范围。另外,快速处置。运维人员应结合故障类型进行针对性处理,将故障处置时间尽可能缩短^[5]。

因故障类型不同,处理方法也会存在一定差异。针对导线断线接地故障,若导线可修复,人员可接续断线;若导线有严重损坏现象,需将受损线段更换,处理之后需对导线绝缘距离与导线弧垂进行处理,保证导线安全性符合运行要求。针对树木短接故障,人员可将接触导线的枝干修剪干净,并集中清理线路通道中超高树木,使导线和树木保持安全距离。针对绝缘子击穿现象,运维人员应将已经损坏的绝缘子及时更换,并做好附近绝缘子表面污秽清洁工作,重新安装绝缘子后,应检查其安装牢固性。针对漂浮物接地现象,应将导线表面漂浮物清理干净,检查线路绝缘是否有受损现象,若有必要,应测试导线绝缘性。针对设备故障接地现象,应及时更换避雷器、熔断器等故障设备,并针对有关设备进行预防性试验,保证设备性能合格。

故障处理过后,若线路安全可尽快恢复正常供电。调度人员接到运维人员故障处理情况汇报,可分别将故障线路分段开关和线路主开关合上。送电之后,应对母线电压正常性进行观察,判定接地信号是否消失,明确设备运行稳定性。恢复供电之后,需发布公告,告知用户停电原因与当前供电恢复情况。

4 10 kV 配电线路接地故障预防措施

4.1 完善线路设备运维管理

1. 定期巡检和维护。相关单位应成立专业运维团队,制定常态化巡检计划,将导线、杆塔、绝缘子、附属设备运行状态列为重点检查项目,例如导线是否有损伤、腐蚀和老化现象,杆塔基础是否牢固,塔身是否倾斜,绝缘子是否完好,表面是否有油污,拉线是否松弛、断裂等。若遇到特殊时段或特殊天气,应增加巡检频次,例如大风天气、雷雨季节等,应重点开展专项巡检、故障发生风险较高的区域,需增加夜间巡检人员,以便第一时间排查线路隐患。

2. 设备更新升级。运维人员应定期检查设备是否有性能劣化、老化现象,采购机械强度高、绝缘性能优良的新型设备并及时更换。针对开关设备、配电变压器等,需要定期进行预防性试验,并对设备运行参数、绝缘性能等进行检测,若设备不合格,应第一时间维修或更换。同时应提高线路绝缘水平,选择绝缘等级

比运行电压更高的绝缘子,强化线路抗击穿、抗污闪能力。

4.2 完善线路通道管理

针对树木通道,相关单位可建立线路通道树木台账,对通道中的树木进行定期修剪,保证树木和导线安全距离与规范要求相符。线路通道中若树木超高,或者有速生树种,可砍伐或移栽,从根本上减少树障为线路带来的隐患。相关单位还需和林业部门保持沟通,加强电力线路安全知识宣传,争取更多线路维护工作的支持。针对线路通道漂浮物,相关单位可在多发区域,例如厂区、农田等,增设线路绝缘子防污罩、防护网等,避免秸秆、塑料袋等缠绕导线。同时应强化线路附近施工管理,若施工项目和线路距离较近,应做好安全交底,设置警示标志,并委派专人监护,避免施工机械造成线路碰撞^[6]。

5 结束语

故障定位和处理是保障 10 kV 配电线路正常运行的重点环节,其中,传统定位技术操作简单,但无法有效提高检修效率。与之相对的是,现代智能化定位技术可实现定位效率与精度提升,是未来发展故障定位的重点方向。预防工作同样是减少 10 kV 配电线路接地故障的重点工作,通过完善线路设备运维管理和线路通道管理,可从根本上减少故障隐患。相关人员应重视现代智能化定位技术的应用,提高 10 kV 配电线路智能化和全自动化水平,并加强故障处理和预防工作落实,提高故障定位与处理效率,争取保证用户可靠电力供应。

参考文献:

- [1] 崔红森,张信新.一起 10kV 配电线路单相接地故障原因分析和处理[J].电世界,2025,66(03):52-53.
- [2] 郭翠梅.10 kV 配电线路小电流接地故障区段自动定位方法[J].自动化应用,2025,66(02):185-187.
- [3] 陈欣,杨瑞.基于梯度提升决策树的 10kV 配电线路故障定位方法研究[J].电气技术与经济,2025(09):52-54.
- [4] 李凤全,张志初,付延明.10kV 配电线路故障定位与智能化监测技术[J].中华纸业,2025,46(09):88-90.
- [5] 周晓宇.10 kV 配电网线路接地故障的治理与预防[J].周口师范学院学报,2025,42(02):21-25.
- [6] 林越楨.基于暂态波形和零序电流的 10kV 配电网单相接地故障定位方法研究[J].电力设备管理,2025(05):40-42.