

# 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<sup>[1]</sup>。

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<sup>[2]</sup>。

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<sup>[3]</sup>。

## 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<sup>[4]</sup>。

### 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<sup>[5]</sup>。

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<sup>[6]</sup>。

## 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] 林越桢. 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.