

# 基于配电自动化的故障快速定位与隔离技术应用分析

熊传锦

国网浙江省电力有限公司杭州市富阳区供电公司 浙江 杭州 311400

**摘要:** 本文系统阐述了配电自动化的基本架构与关键技术,深入分析了基于馈线终端单元(FTU)、智能分布式控制、主站集中式控制及人工智能算法等多种故障定位与隔离技术的原理、特点及适用场景。通过典型工程案例,验证了相关技术在缩短停电时间、提升供电可靠性和运维效率方面的显著成效。最后,针对当前技术应用中存在的通信依赖性强、设备兼容性差、算法适应性不足等问题,提出了未来发展方向与优化建议,以期对配电自动化系统的规划、建设与升级提供理论支撑与实践参考。

**关键词:** 配电自动化;故障定位;故障隔离;馈线终端单元;智能分布式

## 引言

配电自动化技术通过集成先进的传感、通信、控制与信息技术,构建起具备自感知、自诊断、自愈能力的智能配电网。其中,故障快速定位与隔离(FLISR)是配电自动化最核心、最具价值的功能模块。它能够在配电网发生短路或接地等故障后,迅速判断故障区段、自动或半自动切除故障点,并恢复非故障区域供电,从而将停电范围最小化、停电时间最短化。近年来,随着5G通信、边缘计算、人工智能等新兴技术的快速发展,配电自动化系统在故障处理速度、精度和智能化水平方面取得了显著进步。然而,在实际工程应用中,仍面临通信网络覆盖不全、终端设备异构性强、复杂拓扑适应性差等挑战。因此,系统梳理现有故障定位与隔离技术体系,分析其优劣与适用边界,并结合工程实践提出优化路径,具

有重要的理论意义与实用价值。

## 1 配电自动化系统架构与关键技术

### 1.1 系统总体架构

现代配电自动化系统多采用“三层两网”架构。主站层位于地市或区县调度中心,是配电网运行决策的大脑,由SCADA、GIS、DMS等模块构成,负责全局监控、数据分析等。子站或通信层是中间环节,在大型或通信受限区域汇聚转发数据,缓解主站压力、提升局部响应速度。终端层由安装在关键节点的配电终端设备组成,如FTU、DTU、TTU,直接面向一次设备,完成数据采集、本地控制与初步故障检测。“两网”中,信息通信网络采用光纤专网、无线公网/专网等多种技术混合组网,保障信息传输可靠及时;一次配电网物理网架结构拓扑形态,影响自动化策略设计与实施效果。



图1：配电自动化系统架构

### 1.2 关键支撑技术

配电自动化系统高效运行依赖多项关键技术。高精度同步采样技术借助多种授时手段,实现多点电流、电压相量微秒级同步,为故障分析提供精准数据。双向通信技术保障终端与主站实时可靠交互,实现远程遥控等功能。边缘计算使现代FTU/DTU能在本地完成逻辑判断与快速动作,降低对主站依赖。拓扑自动识别技术让系统动态感知网络结构演变,确保故障定位算法准确运算,这

些技术融合构成系统快速自愈能力的基础。

## 2 故障快速定位与隔离技术分类与原理

### 2.1 就地型故障处理技术

就地型故障处理技术不依赖外部通信系统,完全依靠本地保护装置的动作逻辑实现故障隔离,具有结构简单、成本低廉、动作迅速的特点。其典型代表包括重合器与分段器配合模式以及电压-时间型逻辑控制策略。在重合器-分段器模式中,重合器通常安装于变电站出线端,具

备多次重合闸能力；而分段器则分布于馈线各分段点，能够记录流经的故障电流次数。当线路发生故障时，重合器首先跳闸切断电源，随后按预设延时进行重合操作，分段器根据内部计数逻辑（如“二分法”）在特定次数的故障电流流过后自动闭锁，从而将故障区段有效隔离。尽管该方法无需通信支持且投资较少，但其需对非故障线路进行多次冲击，不仅影响设备寿命，也降低了用户用电体验。相比之下，电压-时间型逻辑通过检测母线失压与来电的时间特征来实现故障区段识别<sup>[1]</sup>。例如，故障下游的终端在失压后启动X时限计时，若在规定时间内未恢复电压，则判定自身位于故障末端并执行分闸操作；而上游终端在检测到电压恢复后，经X时限延时再合闸，逐级试探直至隔离故障。此类方法适用于辐射状网络结构，但在面对多电源联络或复杂环网时适应性明显不足，难以满足高可靠性供电区域的需求。

## 2.2 主站集中型故障处理技术

主站集中型故障处理技术高度依赖完善的通信网络，由配电主站统一收集各终端上报的故障信息，如过流告警、开关变位信号、零序电流等，并结合实时更新的网络拓扑模型进行集中分析，最终生成隔离与恢复供电的控制策略。其工作流程通常始于主站接收多个FTU同时上报的故障信号，随后调用拓扑分析模块确定故障电流的可能路径，再运用区段匹配算法（如矩阵算法或图论搜索）精确识别出唯一被所有“故障上游”终端包围且无“故障下游”终端报告的线路区段，即为故障位置。在此基础上，主站自动生成遥控序列：首先跳开故障区段两侧的开关以实现电气隔离，随后在确认安全的前提下合上联络开关，将非故障区域负荷转移至备用电源，完成供电恢复。该模式的优点在于定位精度高、策略灵活，能够有效支持含多联络、多电源的复杂网架结构，并可与高级配电管理应用（如负荷转供优化、电压无功协调）深度集成。然而，其性能严重受制于通信网络的可靠性与时延，一旦通信中断或主站处理能力不足，整个故障处理流程将显著延迟甚至失效，典型动作时间通常在10至60秒之间，难以满足对供电连续性要求极高的敏感负荷需求。

## 2.3 智能分布式故障处理技术

智能分布式故障处理技术代表了配电自动化向“去中心化”方向发展的新范式。该技术通过在各配电终端之间建立高速对等通信链路（如基于IEC61850标准的GOOSE报文），使终端能够实时交换故障方向、电流幅值等关键信息，并依据预设的协同逻辑自主完成故障定位、隔离与恢复全过程，无需主站干预。例如，在基于GOOSE的快速闭锁式逻辑中，当某终端检测到故障电

流，会立即向相邻终端广播“故障方向”信息；若相邻终端也接收到故障信号，则双方共同判定中间线路区段为故障点，并相互发送闭锁指令，防止误合闸，从而在毫秒级时间内实现精准隔离<sup>[2]</sup>。另一种实现方式是分布式矩阵算法，各终端维护局部邻接关系矩阵，通过信息交互逐步构建全局故障关联模型，并自主求解出故障区段。智能分布式方案的最大优势在于动作速度极快（通常小于2秒，部分场景可达100毫秒以内），不依赖主站稳定性，且具备较强的抗单点通信故障能力，特别适用于A+、A类高可靠性供电区域。但其对终端间通信的实时性与确定性要求极高，通常需依托光纤环网或5G URLLC（超可靠低时延通信）技术，同时要求终端设备全面支持IEC61850标准，导致初期投资成本较高，配置与调试过程也更为复杂。

## 2.4 新兴技术融合：人工智能在故障定位中的应用

研究者开始尝试将深度学习、知识图谱与强化学习等AI方法引入配电自动化系统。例如，利用卷积神经网络（CNN）或图神经网络（GNN）对多台FTU采集的暂态电流、电压波形进行端到端学习，直接输出故障区段的概率分布，避免了传统方法对阈值设定和逻辑规则的强依赖。在某沿海城市的试点项目中，基于GNN的模型在模拟高阻接地（阻抗大于1kΩ）场景下实现了92.5%的定位准确率，显著优于传统过流保护。此外，知识图谱技术通过整合设备参数、网络拓扑、历史缺陷记录、气象环境等多源异构信息，构建语义化的故障诊断知识库，结合推理引擎实现更全面的故障根因分析<sup>[3]</sup>。而在恢复策略优化方面，强化学习算法可在满足安全约束的前提下，动态探索最优的负荷转供路径，最大化恢复供电的负荷量。尽管AI方法展现出巨大潜力，但在实际工程中仍面临高质量故障样本稀缺、模型可解释性差、现场部署与维护难度大等现实挑战，目前多处于实验室验证或小范围试点阶段，尚未形成成熟的标准化解解决方案。

## 3 典型应用场景与工程案例

### 3.1 城市核心区高可靠性示范区

在某省会城市中央商务区（CBD）的高可靠性供电示范区，配电网采用了“双环网+智能分布式”架构。每条馈线均配置了支持IEC61850-9-2LE采样值传输和GOOSE快速报文的智能DTU，终端之间通过工业以太网构成冗余通信环网，确保信息交互的实时性与可靠性。在一次模拟F2馈线中段发生永久性相间短路的故障场景中，DTU2与DTU3几乎同时检测到过流信号，并立即通过GOOSE交换故障方向信息。双方确认故障位于二者之间的线路区段后，迅速跳开各自对应的开关，完成电气

隔离。与此同时,上游的DTU1与下游的DTU4检测到失压,随即启动自愈逻辑,在确认联络开关L1另一侧有可用电源后,自动合闸实现负荷转供。整个过程在2秒内完成,非故障区域用户几乎无感知。该方案实施后,该区域的用户平均停电时间由原来的35分钟大幅降至2秒以内,SAIDI(系统平均停电持续时间)指标提升超过99%,充分体现了智能分布式技术在高可靠性场景下的卓越性能。

### 3.2 农村广域配电网改造项目

针对某山区县配电网线路长、分支多、地形复杂且通信基础设施薄弱的特点,当地电力公司采用了“主站集中+就地后备”的混合故障处理模式。在主干线上部署具备4G无线通信能力的FTU,用于实现主站集中式故障定位与遥控操作;而在大量偏远支线则采用成本较低的电压-时间型分段器作为就地后备保护。当支线末端发生单相接地故障时,分段器依据预设的电压失压与来电时间逻辑,在经历三次重合闸后自动闭锁,成功隔离故障支线,避免了整条馈线长时间停电。若故障发生在主干线,则FTU将故障信息通过4G网络上传至主站,主站在15秒内完成故障区段定位,并远程下发跳闸与合联络开关指令,实现非故障区域的快速复电。该混合方案在控制总投资的前提下,将故障平均处理时间从原先的4小时缩短至20分钟以内,显著提升了农村地区的供电服务质量,体现了因地制宜、经济实用的技术选型原则。

### 4 技术应用中的挑战与对策

尽管配电自动化在故障处理方面成效显著,但在推广应用过程中仍面临多重挑战。通信可靠性与覆盖不足是首要难题,尤其在偏远农村或山区,光纤铺设成本高昂,无线公网又存在带宽受限、时延波动及网络安全风险。对此,可采用“光纤+5G+电力载波”多模融合通信策略,在关键节点部署具备边缘计算能力的网关,实现本地自治与断网续传,提升系统韧性<sup>[4]</sup>。其次,设备异构性与标准不统一导致不同厂商终端难以互联互通,系统集成复杂度高。解决之道在于强制推行IEC61850、DL/T860等国际与行业标准,建立设备互操作性测试认证机制,并

发展基于容器化与微服务架构的开放式主站平台,以兼容多元设备生态。此外,对于高阻接地、弧光等复杂故障,传统保护判据灵敏度不足,亟需推广暂态录波型FTU,融合零序功率方向、谐波特征及行波测距等多维判据,并探索AI模型与电磁暂态仿真相结合的混合诊断框架。最后,自动化系统复杂度的提升对基层运维人员技能提出更高要求,可通过开发可视化故障仿真培训系统、构建配电网“数字孪生”体支持策略预演,以及推行“主站专家远程指导+现场移动终端辅助操作”的协同运维模式,有效降低运维门槛。

### 5 结语

配电自动化是实现配电网故障快速定位与隔离的核心载体。就地型、主站集中型与智能分布式技术各有其适用场景,应根据供电可靠性等级、网架结构复杂度、通信条件及投资预算等因素进行科学选型与组合应用。随着5G、边缘计算、人工智能等新兴技术的不断融入,故障处理正加速向更快速、更精准、更智能的方向发展。未来,需着力破解通信覆盖不均、设备兼容性差、复杂故障识别难以及运维能力不足等瓶颈问题,推动配电自动化系统从“自动化”迈向“智能化”与“自主化”。唯有如此,方能构建起具备高弹性、高韧性、高自愈能力的新型配电系统,为构建安全、高效、绿色、智能的新型电力系统提供坚实支撑。

### 参考文献

- [1]范丹.基于配电自动化的故障检测与定位技术研究[J].家电维修,2025,(11):122-124.
- [2]冉小明.智能电网配电自动化系统故障定位与隔离技术研究[C]//重庆市大数据和人工智能产业协会,重庆建筑编辑部,重庆市建筑协会.智慧建筑与智能经济建设学术研讨会论文集(二).四川双龙机场建设有限公司,2025:913-916.
- [3]刘娜娜.基于故障识别的配电自动化终端协调控制方法研究[J].光源与照明,2025,(08):181-183.
- [4]陈铭.配电自动化系统中的故障处理策略分析[J].集成电路应用,2025,42(08):354-355.