配电自动化提升配网供电可靠性探究

拜旭东，朱鹏宇，胡　双，王俊凯

（国网陕西省电力有限公司彬州市供电分公司，陕西 咸阳 713500）

摘　要　县域配电网线路绵延、站点布设分散，采用人工巡检与故障处置模式，故障排查周期普遍偏长，易造成较大范围停电，难以持续保障供电可靠性。依托实时数据采集与就地自愈控制机制，配电自动化可有效压缩故障隔离及供电恢复时长。本文从配电网供电可靠性影响因素与配电自动化作用机理出发，探讨配电自动化系统架构设计、核心功能，以及工程落地与运维管理相关策略，以期为相关人员提供参考。

关键词　配电自动化；配网供电；故障处置；设备运维；通信传输

中图分类号：TM727；TM76　　**文献标志码**：A　　DOI：10.3969/j.issn.2097-3365.2026.30.008

0　引言

电力供应稳定可靠是保障各类经济活动有序开展、满足社会民生基本用电需求的重要前提。配电网处于电力输配体系末端，其运行水平直接决定终端用户的用电体验。随着配电网覆盖范围持续拓展、网络拓扑结构日趋复杂，传统粗放式人工运维模式已难以适配当前配电网运行管理需求。融合状态感知与自动控制能力的配电自动化系统，是提升配电网供电可靠性的核心支撑。明晰该项技术工程落地的实施路径，对夯实电力供应保障能力、推进配电网智能化转型升级具有重要的现实意义。

1　配网供电可靠性的影响因素与自动化作用机理

1.1　故障处置的时效瓶颈

传统配电网发生故障后，处置流程多依托用户报修启动。运维人员接到工单后赶赴现场，沿线路逐杆、逐段开展故障定位。县域配网线路大量途经村镇、丘陵区域，部分偏远区段单程通勤耗时便可达十余分钟，人工排查平均耗时超40 min。确定故障点位后，仍需现场操作隔离开关完成故障区段隔离，再依次恢复非故障区域供电，完整处置流程通常持续1 h～2 h，停电波及范围广、用户停电时长偏长。若遭遇夜间降雨、暴雪等恶劣天气，巡线可视条件变差、道路通行受阻，故障处置时长将进一步增加[1]。

1.2　设备运维的覆盖盲区

县域配网线路广泛分布于山区、林地与农田区域，现有一线运维人力难以匹配全域运维需求。大量支线、分支杆塔地处交通不便区域，单次现场巡检往返耗时较长，年度巡检覆盖率与巡检深度难以保障，极易形成长期监管薄弱地带。加之传统巡检高度依赖运维人员经验，对导线内部劣化、接头隐性发热等无法直观观测的潜伏缺陷辨识能力有限。绝缘老化、接头锈蚀等渐进性缺陷无法通过常规目视巡检实现早期识别，通常发展至短路、线路跳闸后才会被发现。由于缺少常态化监测数据支撑，运维工作长期处于被动响应模式，难以落实隐患前置干预等预防性管理措施。

1.3　通信传输的支撑短板

早期投运的配网设备普遍未配套专用统一通信通道，不同厂商设备的通信接口、数据协议互不兼容。加之远离城镇的山区公网信号覆盖不足，设备运行状态难以实时回传；部分站点通信时延波动较大，故障告警信息传输至调度端耗时可达十几秒至数十秒，存在局部故障扩大引发整条线路停电的风险[2]。

针对以上三类突出问题，配电自动化依托实时数据采集、就地智能决策、远程协同调度形成完整工作链路。现场终端持续采集线路运行工况，替代低效人工巡检，及时捕捉各类运行异常；边缘终端可就地完成故障判别与开关控制；标准化通信通道打通设备与调度主站的数据交互链路，有效缩短故障处置周期，降低停电对居民片区、产业园区造成的影响。

2　配电自动化系统的架构设计与核心功能

2.1　感知层终端设备配置

感知层主要部署智能分段断路器、架空故障指示器及一体化电量传感器。其中，智能分段断路器内置微处理器与电流检测单元，适用电压等级10 kV，额定

作者简介：拜旭东（1999-），男，本科，助理工程师，研究方向：电气工程及其自动化。

电流 630 A，短路开断容量不低于 20 kA；故障电流检测响应时间小于 1 s，接收分闸指令后动作时延控制在 30 ms 以内。架空故障指示器采用卡装式结构，安装作业无需停电，可同步监测相电流、零序电流与导线温度，电流测量精度 ±5%；故障触发后 2 s 内完成翻牌、闪光指示，并向通信模块上传告警信息。一体化电量传感器安装于电缆接头、开关进出线节点，采样频率 1 Hz，电压、电流测量精度可达 ±0.5%，能够精准反映节点负荷波动与温升趋势，为设备隐患预警提供数据支撑。安装作业中需保证传感器与导体表面紧密贴合，必要时填充导热硅脂，减小接触热阻 [3]。

2.2 混合通信层组网方案

通信层采用“光纤主干、无线补充”混合组网方案，兼顾数据传输可靠性与工程建设成本。沿 10 kV 主干线路敷设 OPPC 光缆，传输速率 10 Gbps，打通变电站主控室与主干线路智能开关节点，为核心站点提供大带宽、低时延的数据传输通道。分支线路与偏远负荷点配置工业级通信模块，兼容 IEC61850、MQTT 双通信协议，依托多协议网关实现不同厂商设备的数据格式转换。针对公网信号薄弱的山区，加装高增益定向天线，将天线固定于杆顶支架并向下倾斜 15°，规避山体与高大林木遮挡，保障信号接收稳定。对于信号极度薄弱区域，增设北斗短报文传输模块作为备用通道，仅承载故障告警、开关状态等关键信息，保证极端工况下核心数据可靠传输。

2.3 边缘端故障自愈逻辑

边缘计算单元部署在变电站出线柜与主干开关节点，内部载入配电网拓扑模型，内置独立故障处置逻辑，无需等待主站下发指令，即可就地完成故障定位、区段隔离与供电恢复。当相电流突变量达到额定电流 2 倍以上，或零序电流大于 5 A 时，系统启动故障判别流程，融合多源监测数据，通过拓扑遍历锁定故障区段。完成定位后，边缘单元向故障区段两侧开关下发分闸指令实施物理隔离，从指令下发至隔离完成平均时长不超过 90 s。随后系统自动搜寻备用供电路径，校验转供线路承载能力，满足约束条件后依次下发合闸指令，逐步恢复非故障区域供电。整套自愈流程无需人工介入，调度主站同步接收设备动作日志与状态信息，主要承担事后核查、信息归档工作 [4]。

2.4 云端调度优化模块

云端调度主站汇聚全域配电网运行数据，具备实时状态监测、负荷优化调控、预测性维护三大核心功能。状态监测界面依托实际网络拓扑展示实时运行参数，数据刷新周期 1 s，越限告警响应时延小于 1 s；故障发生后直观展示故障点位、隔离进程与供电恢复范围，便于调度人员掌握电网整体态势。负荷优化功能适用于负荷高峰、故障转供场景，以全网电压偏差最小、线路过载率最低为优化目标，自动求解网络重构方案，单次运算时长控制在 2 min 以内，生成的开关操作序列可直接下发至边缘单元执行。预测性维护模块持续采集断路器操作次数、绝缘部件温度等运行数据；当设备累计动作次数超 10 000 次或运行温度高于 75 ℃时，自动触发预警，并生成按风险等级排序的运维工单，指导运维人员提前消除设备隐患，降低配电网非计划停电故障发生概率。

3 配电自动化落地实施与运维保障路径

3.1 分区域差异化部署策略

配电自动化建设不宜全线统一采用高标准配置，应当结合供电区域负荷重要等级、线路规模与历史故障发生频次，将实施区域划分为三类并制定差异化配置标准，兼顾供电可靠性提升效果与工程投资成本。城区核心负荷区域包含商业集聚区与大型居民社区，10 kV 主干线路全线布设三遥智能开关，分段开关布设间距控制为 2 km，所有分支线路首端装设故障指示器，实现全线运行状态可监测、开关设备可调控。城郊一般负荷区域在主干线路关键分段节点配置二遥智能开关，为重要负荷分支增设故障指示器，优先保障主干线路故障快速处置能力。山区及偏远农业区域线路绵延、负荷密度偏低，仅在主干分界节点与大分支入口布设简易故障指示器及电动隔离开关，首要实现故障精准定位，有效降低人工巡线压力与交通运维成本 [5]。

3.2 设备选型与安装规范

设备选型优先考量户外环境适应性与后期运维便捷性，核心技术参数需满足长期现场运行条件。智能开关外壳防护等级不低于 IP65，适应 -30 ℃～65 ℃环境温度，防污等级达到Ⅳ级，适配县域露天、多尘、温差波动大的运行场景。故障指示器内置长效一次性电池，使用寿命不少于 8 年，低功耗待机电流小于 10 μA，减少电池更替产生的运维开销。安装施工执行标准化作业要求：智能开关安装于电杆横担下方，对地高度不低于 4.5 m，操作机构朝向巡检通道，便于现场作业；故障指示器卡设于导线绝缘层外部，三相设备布置在同一断面，间距不小于 30 cm，规避电磁相互干扰；电缆接头测温传感器紧贴导体表面，间隙填充导热硅脂，保障温度采集精度。通信天线固定于杆顶支架，避开高大林木、建筑物遮挡；安装完毕后开展信号强度实测，

指标不达标时调整天线倾角或增设信号放大装置。

3.3 常态化运维管控标准

日常巡检实施分区频次管控：城区设备每月开展一次现场巡检，城郊设备按季度巡检，山区设备巡检周期为半年；遭遇自然灾害等特殊情形，按需加密巡检频次。巡检重点核查设备外观完好状态，并检测现场通信信号水平。巡检过程同步记录终端供电工况、开关储能状态以及接地、密封等关键部件情况，建立隐患分级清单，依据缺陷严重程度划定整改时限，实现隐患闭环跟踪管理。设备台账推行一物一码数字化管理，扫码即可调取全生命周期运行记录。供电企业每年组织全线故障模拟演练，针对故障定位偏差、开关动作超时等点位及时排查整治。同时将通信链路在线率纳入常态化考核，主干节点在线率不低于99.5%，分支节点不低于98%;连续离线时长超过24小时的站点，需在3个工作日内完成故障修复。

3.4 运维能力配套建设

运维班组实行调度端、现场端双向人员配置。调度人员需熟练掌握主站操作、故障研判与网络重构方案编制；现场运维人员精通设备安装调试、故障排查及元器件检修更换。培训内容兼顾自动化终端原理、混合通信故障排查、边缘自愈逻辑等理论知识，同时增设恶劣工况下应急处置科目，建立师带徒常态化培养机制，缩小新旧人员技能差距。企业每年组织两轮集中技术培训并配套现场实操考核，人员考核合格后方可独立承担作业任务。每季度开展故障处置复盘工作，结合真实停电案例复盘自动化系统动作逻辑与执行成效，综合分析定位失准、动作超时等问题成因，针对性优化系统参数与故障处置策略。为一线运维人员配备移动运维终端，支持就地读取运行数据、开关远程试操作、设备台账查询等功能，减少往返调度中心核验信息的耗时，全面提升现场故障处置效率。

3.5 工程建设全过程质量管控

配电自动化工程建设周期跨度大，涉及设备供货、现场施工、系统联调等多个环节，需建立覆盖全流程的质量管控机制，避免因建设疏漏留下长期运行隐患。项目开工前，技术人员结合线路台账、现场地形开展实地勘查，细化终端点位、通信通道架设方案，同步完成施工图纸会审，从源头规避终端安装位置不合理、通信链路规划缺陷等问题。设备进场阶段落实抽样检测制度，核对设备型号、技术参数与采购标准保持一致，重点查验智能开关、通信模块、传感器的出厂试验报告，杜绝不合格产品进入施工现场[6]。

现场施工严格执行标准化工艺规范，安排专业监理人员全过程旁站监督，重点把控设备接地施工、导线接线、通信线缆敷设等关键工序。单项施工完成后及时开展单体调试，核查终端数据采集精度、远程控制响应性能；片区施工结束后组织系统联调，模拟相间故障、接地故障等多种工况，检验边缘自愈逻辑、主站信息交互是否满足设计要求。工程竣工不能直接转入常态化运维，应当设置不少于三个月的试运行阶段。试运行期间持续跟踪终端在线率、故障动作正确率，收集调度与现场运维人员使用反馈，及时整改系统参数不匹配、信号传输不稳定等问题。试运行验收合格后方可正式移交运维班组，同步完成竣工资料、图纸、设备台账完整归档，实现建设环节与运维环节无缝衔接，保障配电自动化系统长期稳定发挥效能。

4 结束语

配电自动化对提升配电网供电可靠性具有重要价值。供电企业应在持续优化网架结构的基础上，动态调整自动化终端布设密度，同步完善配电网常态化运维机制，持续强化运维队伍专业能力，结合区域负荷变化与故障多发点位开展差异化建设，兼顾设备投入成本与实际运行效益，强化各系统之间的数据互通共享，打通监测、研判、处置全业务链条，减少信息孤岛带来的处置滞后问题，分阶段扩大自动化终端覆盖范围，在现有建设条件下稳步提升配电网故障抵御水平。

参考文献：

[1] 崔吉,李显鹏.配电自动化终端运行状态检测与可靠性分析研究[J].实验室检测,2026,04(12):140-143.

[2] 西秋敏,杨涛,殷玉亮.智能电网环境下配电自动化设备的机械结构可靠性研究[J].装备维修技术,2026(03):90-93.

[3] 卢跃宇,赵永和,施成勇.配电自动化系统机电执行机构可靠性研究[C]//中国企业评价协会科研成果出版与交流专业委员会.首届工程建设与技术变革学术交流会论文集(下).2026.

[4] 姚彦君.10kV及以下配电网中的配电自动化技术探析[J].电力设备管理,2026(08):46-48.

[5] 韩继业,华杰方,钱博辉.基于智能配电自动化的配电网供电可靠性提升系统设计研究[J].电气技术与经济,2026(04):19-22.

[6] 陈炜,戚耀辉,张建涛,等.配电自动化对提升供电可靠性的量化分析[J].黑龙江电力,2026,48(01):49-51,82.