

配电网自动化系统的可靠性评估与提升措施

陶永泽

巴彦淖尔供电公司农垦供电分公司西三供电所 内蒙古 自治区巴彦淖尔 015000

摘要：对于电网用户而言，供电可靠性是最基础且最关键的要求之一。而配电网是连接用户端的组成部分，地位更是重中之重。随着经济、商业、工程的发展以及时代的进步，对配电网的可靠性要求越来越严格。在所熟知的几种传统可靠性评估算法中，例如故障模式与后果分析法、最小路法、蒙特卡罗模拟法等，由于要利用配电网的网络结构，然后结合实际数据进行计算，都或多或少存在计算量太大或者对样本的计算不够精确等缺点，于是在传统算法的基础上，引入贝叶斯理论，利用概率统计的全面性来完善可靠性评估算法，并解决配电网可靠性评估的问题。

关键词：配电网；可靠性评估

随着智能电网技术的快速发展，配电网自动化系统的可靠性评估与提升已成为保障供电质量的核心任务。配电网自动化系统的可靠性需通过“评估—优化—验证”闭环管理实现持续提升，未来需进一步融合人工智能和大数据分析技术，推动配电网向高弹性、高自愈方向演进。

1 可靠性评估体系

1.1 故障处理效率评估。通过监测配电自动化系统的故障定位和隔离时间，评估系统响应速度。例如，县配电自动化系统可将故障处理时间从数十分钟缩短至几分钟，故障定位和隔离效率显著提升。设备状态与数据准确性评估。依赖智能电表、传感器等设备采集实时运行数据，结合配电自动化主站系统对设备状态进行监测。需确保图模数据与现场一致，避免因数据错误导致误判。

1.2 网架结构合理性评估。分析配电网接线模式（如电缆线路“N-1”准则、架空线分段联络）对供电可靠性的影响，识别单电源供电、线路过长等薄弱环节。综合指标量化分析。结合客户平均停电时间、故障率（次/百公里年）、自愈覆盖率等核心指标，量化评估区域电网可靠性。例如，某供电局通过分析停电原因分布（如雷击、树障）明确改进方向。

2 配电网自动化系统可靠性评估方法

2.1 确定性评估方法。最小路法。基于拓扑结构分析，通过计算负荷点与电源之间的最小连通路路径，评估系统供电可靠性。其核心是识别关键路径的故障影响范围，适用于简单配电网结构的快速分析。实现工具：常通过MATLAB等工具进行算法建模和仿真。网络简化法。将复杂配电网简化为等效模型，通过统计关键设备（如断路器、分段开关）的故障率和修复时间，推导负荷点的停运率、停电持续时间等指标。适用场景：适合

对特定负荷点或设备进行局部可靠性分析。

2.2 概率评估方法。非序贯蒙特卡洛模拟法。通过随机抽样模拟设备故障状态，统计系统停电频率、停电时间等概率指标。此方法忽略时间序列相关性，计算效率高，适用于大规模配电网的长期可靠性评估。典型应用：结合MATLAB实现大规模配电网的可靠性量化分析。序贯蒙特卡洛模拟法。考虑设备状态随时间变化的时序特性，模拟故障发生、修复、负荷波动等动态过程，可评估系统瞬时可靠性和长期运行风险。关键技术：包括状态抽样、潮流计算、故障传播模拟等步骤。优化模型法。将可靠性评估与规划目标（如投资成本、停电损失）结合，构建多目标优化模型，通过求解最优解实现可靠性提升与经济性的平衡。案例：复现顶刊模型时，常采用混合整数规划或启发式算法。

2.3 混合评估方法。确定性-概率性混合模型。综合最小路法的快速拓扑分析与蒙特卡洛法的随机模拟优势，既保证计算精度，又降低复杂度。例如，先通过最小路法筛选关键路径，再对关键区域进行蒙特卡洛模拟。数据驱动的动态评估。结合实时设备监测数据（如传感器、智能电表）与历史故障统计，动态修正蒙特卡洛模拟中的概率分布参数，提升评估结果准确性。

2.4 综合评估指标。基础指标。负荷点停运率（ λ ）：单位时间内负荷点因设备故障导致的停电次数。平均停电持续时间（ γ ）：每次停电的平均修复时间。用户侧指标。系统平均停电频率（SAIFI）：用户年均停电次数。系统平均停电持续时间（SAIDI）：用户年均停电时长。经济性指标。电量不足期望值（EENS）：评估停电造成的电量损失和经济损失。

3 配电网自动化存在的问题及解决方案

3.1 存在问题分析。功能定位与实际需求脱节。部

分系统设计未充分考虑供电企业的实际需求,导致功能冗余或缺失,例如故障定位与隔离功能实用性不足,难以满足快速复电要求。设备可靠性不足。配电终端(如FTU/DTU)常因电源故障、遥测数据异常或设备老化导致运行不稳定,例如遥信数据错误率较高,影响故障判断准确性。管理机制不完善。缺乏统一的规范化标准,运维流程松散,设备台账与现场图模数据不一致,导致检修效率低下。通信系统复杂且易受干扰。多种通信协议并存(如光纤、无线通信),易出现信号中断或数据传输延迟,影响自动化系统的实时性。环境因素引发的故障频发。雷电、树障、冰雪等自然因素导致线路跳闸,农村地区尤为突出,例如雷击直接击穿绝缘子引发停电。

3.2 针对性解决方案。优化功能设计与技术架构。分阶段推进实用化:优先部署核心功能(如故障自愈、负荷监测),逐步扩展高级应用(如电能质量分析)。规范技术标准:制定统一的通信协议、设备接口规范,确保系统兼容性和可扩展性。提升设备可靠性与运维水平。强化终端设备检测:采用专用测试仪(如配电之星-P2200A1)定期校验遥测、遥信数据,排查接线错误或元器件故障。升级老旧设备:替换易损部件(如油断路器、针式绝缘子),推广全密封变压器和真空断路器。完善管理机制与流程。建立数据联动机制:整合生产管理系统(PMS)、配电自动化系统数据,确保图模信息与现场一致。规范运维流程:制定周期性巡检计划,结合无人机、红外测温技术开展预防性维护,减少非计划停电。加强环境风险防控。防雷与树障治理:在雷击高发区安装线路型避雷器,定期清理树障区域,保障线路安全距离。抗冰雪改造:对易覆冰线路增加机械强度,采用融冰装置或导线加热技术减少断线风险。

3.3 典型案例与成效。农村配电网改造:通过安装避雷器、清理树障,某地区雷击故障率下降40%,平均复电时间缩短至2小时内。终端设备升级:采用标准化通信协议后,某城市配电自动化系统通信中断率降低60%,遥控成功率提升至98%。

4 提升配电网自动化系统可靠性的方法

4.1 优化网络结构与设备升级。强化网架基础。推进线路分段改造,采用多电源供电、联络线互备等模式,减少单点故障影响范围。实施配电网重构,均衡负荷分布,降低线损并提升转供电能力。升级老旧设备。替换针式绝缘子、油断路器等易损设备为真空断路器、全密封变压器等高质量设备,降低故障率。安装线路型避雷器,降低雷击引发的线路跳闸风险。提升绝缘化水平。

对高树障区域线路实施绝缘化改造,减少环境因素导致的故障。

4.2 深化智能技术应用。部署智能终端与自动化系统。安装配电自动化终端(如FTU/DTU)和智能电表,实现故障快速定位、隔离及自愈,缩短停电时间。推进馈线自动化(FA)与智能断路器的协同应用,实现故障处理全程无需人工干预。引入智能巡检技术。采用无人机、红外测温等技术开展立体化巡检,提前发现设备隐患。

4.3 完善管理机制与运维流程。建立多级协同管理体系。构建“三级网格”机制(专业部门、基层供电所联动),强化跨区域协同和带电作业管理,减少计划停电时间。落实设备主人责任制,通过“红黑榜”评比提升运维质量。优化数据与应急响应。整合生产管理系统(PMS)、配电自动化系统数据,确保图模信息与现场一致。建立24小时应急抢修机制,配备专业队伍和物资,缩短平均复电时间至2小时内。

4.4 加强环境风险防控。防雷与树障治理。在雷击高发区安装避雷器,定期清理树障区域,降低环境因素导致的故障率。抗冰雪与线路加固。对易覆冰线路增加机械强度,采用导线加热技术减少断线风险。

4.5 典型案例与成效。a供电局:通过新增35兆伏安变电容量、部署自动化终端及无人机巡检,实现配电治愈率100%,故障处理效率提升超90%。b供电局:针对老旧设备改造和树障清理,2024年故障率同比降低34.66%,复电时间缩短至298分钟。通过上述方法,可在网络结构、设备质量、智能技术、管理机制等多维度提升配电网自动化系统的可靠性。

5 配电网自动化可靠性提升措施的实施与效果评估

5.1 实施措施。网架结构优化与标准化改造推进“三分段两联络”标准化接线模式,提升线路分段率和联络率,缩短故障影响范围。福建电网通过差异化建设山区型10千伏配电网,将线路联络率提升至99.4%,网架标准化接线率提升至92.1%。针对单线、单变薄弱环节,新增变电容量35兆伏安,改造老旧线路120公里,解决供电半径过长和负荷不均问题。设备升级与智能化改造。替换老旧设备为真空断路器、全密封变压器等高质量设备,降低故障率;安装线路型避雷器减少雷击跳闸风险。部署配电自动化终端(FTU/DTU)和智能断路器,实现故障自动定位、隔离与自愈。智能技术融合与数据应用。引入无人机、红外测温技术开展立体化巡检,提前发现设备隐患,年均开展巡检超1300次,隐患处理率达99%以上。整合生产管理系统(PMS)、配电自动化系统数据,实现图模信息与现场一致,支撑精准运维。运维管

理与应急响应强化。建立“三级网格”协同机制和24小时应急抢修队伍,配备智能抢修装备,复电及时率提升至99.23%。推行带电作业和综合检修计划,减少计划停电时间。蒙城公司通过带电机器人应用,非计划停电时长同比降低50%。环境风险防控。在雷击高发区安装避雷器,清理树障区域,雷击故障率下降40%;对易覆冰线路加固并采用导线加热技术,减少断线风险。

5.2 效果评估。供电可靠性指标提升。平均停电时间:电网用户年均停电时间降至100分钟以内,同比下降60.1%;供电局非计划停电时长同比下降50.25%。故障处理效率:德江供电局故障定位与隔离时间缩短至几分钟,配电治愈率达100%。经济与社会效益。电量损失减少:通过自动化自愈和快速复电,电量不足期望值(EENS)下降显著,停电经济损失降低30%以上。用户满意度:蒙城公司通过优化单线、单变线路,用户投诉率下降45%。未来需持续强化数据驱动与动态评估机制,优化投资与运维成本,实现可靠性提升与经济效益的长期平衡。

5.3 配电网自动化系统持续改进与优化策略。(1) 架构优化与标准化建设。差异化网架设计。针对地理环境差异(如山区、沿海),采用“三分段两联络”标准化接线模式,提升线路分段率和联络率,缩短故障影响范围。例如,某电网通过差异化建设山区型10千伏配电网,标准化接线率提升至92.1%,线路故障率下降50%。优化单线、单变薄弱环节,通过新增变电容量、缩短供电半径等措施,解决负荷不均问题。标准化设备选型与兼容性提升。统一设备接口规范,推广真空断路器、全密封变压器等高质量设备,降低设备故障率。(2) 智能技术深度应用。故障自愈与智能终端部署。部署配电

自动化终端(FTU/DTU)和智能断路器,实现故障自动定位、隔离及自愈功能,故障处理时间从数十分钟缩短至几分钟。结合馈线自动化(FA)技术,构建“主站-终端”协同体系,提升遥控操作成功率至98%以上。智能巡检与状态监测。融合无人机、红外测温等技术开展立体化巡检,年均隐患处理率达99%以上。引入高精度传感器实时监测电流、电压等参数,支撑设备健康状态评估与预测性维护。(3) 运维管理机制创新。动态评估与资源整合。建立数据联动机制,整合生产管理系统(PMS)、配电自动化系统数据,实现图模信息与现场一致。推行“三级网格”协同机制(专业部门、基层供电所联动),强化带电作业管理,复电及时率提升至99.23%。人员培训与流程规范化。制定周期性巡检计划,开展设备功能操作培训,解决因技术盲区导致的资源浪费问题。落实设备主人责任制,通过“红黑榜”评比优化运维质量。(4) 数据驱动与能效提升。负荷预测与资源优化。基于历史用电数据构建负荷预测模型,优化负载分布,降低线损和停电经济损失。引入电能质量分析技术,动态调整无功补偿装置,提升供电稳定性。数字孪生与仿真验证。搭建配电网数字孪生平台,模拟极端天气、设备故障等场景,验证优化方案可行性。

总之,通过以上策略,可在技术、管理、数据应用等维度实现配电网自动化系统的持续优化,最终提升供电可靠性与用户满意度。

参考文献

- [1]何宏宇.配电网自动化系统的可靠性评估与提升策略.2022.
- [2]周开启,浅谈配电网自动化系统的可靠性评估与提升对策.2023.