

智能变电站二次回路设计与运行维护研究

陈 磊

陕西华电榆横煤电有限责任公司 陕西 榆林 719000

摘要：智能变电站作为智能电网的核心节点，其二次回路设计与运行维护水平直接影响电网的安全性与可靠性。本文系统梳理了智能变电站二次回路的技术演进路径，从虚回路建模、网络化架构设计到智能运维技术应用，构建了涵盖设计、实施、运维全生命周期的技术体系。提出的虚实回路可视化监控、一键式安全措施等创新方法，可以使二次回路故障定位时间缩短，运维效率提升，为智能变电站的高效运维提供了理论支撑与技术方案。

关键词：智能变电站；二次回路；虚回路建模；智能运维；IEC61850标准

引言

智能变电站是智能电网建设的关键环节，承担着电能转换、分配与控制的核心功能。传统变电站二次回路依赖电缆硬接线实现设备间连接，存在接线复杂、调试困难、维护成本高等突出问题。随着IEC61850标准的推广应用，智能变电站采用数字化采样、网络化传输技术，构建了基于虚回路的二次系统架构。这种技术变革虽然提升了系统集成度，但也带来了虚实回路混合、信息模型复杂、运维手段滞后等新挑战。当前，二次回路故障已成为影响智能变电站可靠运行的主要因素之一，据统计，某省级电网公司管辖范围内智能变电站因二次回路问题导致的非计划停运占比达32%，凸显了开展相关研究的紧迫性。

1 智能变电站二次回路技术基础

1.1 二次回路功能定位与组成

二次回路作为变电站的控制神经，其功能定位已从传统的信号传输演变为集测量、控制、保护、调节于一体的综合系统。在智能变电站中，二次回路呈现虚实融合的典型特征：虚回路基于IEC61850标准，通过GOOSE报文实现开关量传输，采用SV报文传输模拟量数据；实回路则主要承担电源供电、装置间硬接点联系等基础功能^[1]。这种虚实结合的架构带来了显著的效率提升，以220kV线路保护为例，传统变电站需要铺设超过200根控制电缆，而智能变电站通过虚回路实现相同功能，电缆用量减少75%。虚回路的实现依赖于精确的时序配合，GOOSE报文传输延迟需控制在4ms以内，SV报文采样同步误差应小于10μs。实回路优化方面，采用预制舱组合设备成为主流趋势，将合并单元、智能终端、状态监测IED等集成于智能控制柜，可使现场接线工作量减少60%以上。

1.2 IEC61850标准应用

IEC61850标准体系为智能变电站二次回路设计提供了完整的规范框架，其核心包含三个层次：抽象通信服务接口（ACSI）定义了数据访问、报告控制等通用服务模型；特定通信服务映射（SCSM）将ACSI服务映射到MMS、GOOSE、SV等具体协议；变电站配置语言（SCL）通过SCD文件实现设备模型的标准化描述。在实际应用中，220kV智能变电站的SCD文件通常包含1200余个IED模型、23000余条虚端子连接，模型复杂度较传统变电站提升5倍以上。标准实施过程中面临两大挑战：一是模型一致性验证，不同厂商设备对标准的理解存在差异，导致互操作性问题；二是动态配置管理，当变电站拓扑发生变化时，需确保SCD文件与实际配置同步更新。为解决这些问题，南方电网开发了SCD文件智能校验系统，通过CRC校验码比对和拓扑逻辑验证，将模型错误率从15%降至3%以下。国家电网公司则建立了SCD文件版本管理系统，实现了配置文件的全生命周期追踪。

2 智能变电站二次回路设计方法

2.1 虚回路建模技术

虚回路建模是智能变电站二次设计的核心环节，其完整流程包含三个阶段：首先是装置建模阶段，依据IEC61850-7-4标准构建保护、测控等设备的逻辑节点（LN）模型，每个LN包含必选和可选数据对象（DO），例如线路保护装置需配置PDIS（差动保护）、PTOC（过流保护）等逻辑节点；其次是虚端子连接阶段，通过SCD工具配置GOOSE、SV输入输出虚端子，建立装置间通信关系，典型配置如将合并单元的SV输出虚端子连接至保护装置的采样输入虚端子；最后是模型验证阶段，采用CRC校验码计算和拓扑逻辑检查确保模型一致性^[2]。在实际工程中，虚回路建模需特别注意时序约束条件。以220kV线路保护为例，其GOOSE输入信号（如断路器位置）的传输延迟不得超过3ms，否则可能导致保护误

动。为满足时序要求，设计时需合理配置网络交换机优先级队列，将GOOSE报文VLAN优先级设为最高级（7），同时限制过程层网络负载率不超过40%。某220kV变电站工程实践表明，通过优化网络配置，GOOSE报文传输时延稳定在2.5ms以内，满足保护动作要求。

2.2 网络架构优化设计

智能变电站采用分层分布式网络架构，包含站控层、间隔层和过程层三个层次。站控层网络采用双星型以太网结构，带宽配置为1000Mbps，主要承担监控系统与间隔层设备的通信任务，其设计关键在于确保实时性，通过QoS策略保障MMS报文传输延迟小于100ms。过程层网络是二次回路的核心传输通道，采用双环网结构实现GOOSE与SV报文分网传输，有效避免了报文冲突问题。时钟同步网络采用PTP（精确时间协议），通过主从时钟机制实现全站设备时间同步，同步精度可达亚微秒级。在220kV变电站中，时钟同步误差需控制在 $1\mu\text{s}$ 以内，以满足线路差动保护的动作要求。网络架构优化需综合考虑可靠性、实时性和经济性，通过OPNET仿真分析发现，当过程层网络负载率超过40%时，GOOSE报文传输时延显著增加。因此，220kV变电站过程层交换机端口带宽应不低于1000Mbps，并采用冗余配置提高网络可用性。

2.3 一键式安全措施设计

基于监控系统的一键式安全措施，通过顺序控制功能模块实现软压板批量操作，其设计包含三个核心环节：首先是安措票编制环节，按间隔编制二次安措票，详细规定软压板投退顺序、GOOSE出口压板状态等操作步骤，例如220kV线路检修时需先退出本间隔保护GOOSE发送压板，再投入检修压板；其次是预演验证环节，通过虚拟仿真平台模拟安措票执行过程，验证操作步骤的正确性和设备状态的兼容性；最后是一键执行环节，调用监控系统前置通信接口，自动完成软压板操作，并实时反馈执行结果^[3]。南方电网某220kV智能变电站的应用实践表明，一键式安全措施可显著提升运维效率。传统方式下，完成一个间隔的二次设备检修需要4小时，其中软压板操作耗时2.5小时；采用一键式安全措施后，总耗时缩短至1.2小时，操作时间减少52%。同时，该方法通过程序化控制消除了人工操作失误风险，误操作发生率由0.8次/年降至0.1次/年以下，大幅提升了作业安全性。

3 智能变电站二次回路运行维护技术

3.1 二次回路可视化监控

智能录波器作为二次回路可视化监控的核心设备，

集成了网络报文记录分析、故障录波、二次系统可视化等功能。其可视化监控实现包含三个层次：首先是虚回路可视化，通过解析SCD文件生成装置间通信拓扑图，实时显示GOOSE、SV链路状态，绿色表示正常，红色表示中断，黄色表示异常；其次是实回路可视化，采用发光光纤标识物理回路，通过智能终端采集光纤链路状态，实现虚实回路的对应显示；最后是拓扑着色功能，根据链路状态自动调整显示颜色，快速定位故障点。在110kV智能变电站的现场测试中，可视化监控系统展现出显著优势。传统方式下，定位二次回路故障需要2小时以上，通过可视化界面可迅速发现某条GOOSE链路中断，结合拓扑分析30分钟内即确定故障点为交换机端口故障。该系统还具备历史趋势分析功能，可追溯过去72小时的链路状态变化，为故障根源分析提供数据支持。

3.2 故障诊断与定位

基于智能录波器的故障诊断方法包含三个维度：首先是链路中断诊断，通过监测GOOSE/SV报文断链告警，结合网络拓扑分析定位故障至装置或光纤链路；其次是报文内容分析，解析报文序列号、时间戳等字段，判断通信异常原因，如发现某保护装置连续3个周期未收到SV报文，可判定为合并单元故障；最后是状态序列比对，建立正常状态下的报文序列模板，通过与故障状态的比对定位软件配置错误^[4]。某220kV变电站发生的保护装置误动案例，充分验证了故障诊断方法的有效性。智能录波器记录显示，故障前GOOSE报文序列号出现不连续现象，结合交换机端口流量分析，发现某端口存在CRC错误计数异常增加。进一步检查确认，故障原因为交换机端口光模块衰减过大，导致报文传输错误。整个诊断过程仅用时45分钟，较传统方法效率提升80%。

3.3 智能运维技术应用

智能运维技术体系包含三个层级：首先是离线仿真调试，在实验室环境中模拟变电站运行工况，验证二次回路逻辑的正确性，例如通过仿真平台测试保护装置在各种故障类型下的动作行为；其次是在线仿真调试，采用仿真压板将装置切换至调试模式，实现与运行设备的隔离测试，确保调试过程不影响系统正常运行；最后是大数据分析，建立设备状态特征库，通过机器学习算法预测设备故障趋势，如基于历史数据训练的SV报文丢包率预测模型，可提前72小时预警网络设备故障。某省电力公司的应用实践显示，智能运维技术带来了显著的效益提升。实施后，二次设备年缺陷率由0.8次/台下降至0.3次/台，运维成本降低35%。特别是基于大数据分析的预测性维护，使计划外停电次数减少60%，设备可用率提升

至99.95%。智能运维系统还具备自学习功能，可随着运行数据的积累不断优化诊断模型，形成良性循环。

4 工程实践与效果分析

4.1 110kV智能变电站仿真平台

为验证设计方法的有效性，构建了110kV智能变电站仿真平台，该平台包含三个核心模块：一次系统模型采用双母线接线方式，配置2台主变、6回出线，模拟实际变电站的拓扑结构；二次设备模型集成线路保护、变压器保护、母线保护等12套IED，覆盖各类二次功能；网络通信模型构建站控层、过程层双网结构，带宽配置为1000Mbps，模拟实际网络环境。通过仿真测试，验证了虚回路建模方法的正确性。在模拟线路故障时，保护装置通过虚回路正确接收GOOSE跳闸命令，动作时间符合设计要求。网络架构优化方面，测试显示当过程层网络负载率控制在35%时，GOOSE报文传输时延稳定在2.8ms以内，满足保护动作要求。仿真平台还验证了一键式安全措施的可行性，模拟检修场景下，软压板操作顺序正确，设备状态转换平稳。

4.2 220kV智能变电站工程应用

设计阶段采用虚实回路混合建模方法，SCD文件版本比对通过率由传统方式的85%提升至98%，有效减少了模型错误。调试阶段应用一键式安全措施，二次设备调试时间缩短50%，单个间隔调试周期从8小时降至4小时。运维阶段通过二次回路可视化监控，故障定位准确率达到95%。某次母线保护误动事件中，运维人员通过可视化界面快速发现某支路GOOSE链路中断，结合报文分析确认故障原因为智能终端光模块故障，整个处理过程仅用时1.2小时。经济性方面，该变电站年运维成本降低280万元，供电可靠性提升至99.998%，较传统变电站提高0.02个百分点。

5 结语

5.1 研究成果总结

本文构建了智能变电站二次回路设计与运行维护的完整技术体系，在三个方面取得创新性突破：一是建立了基于IEC61850标准的虚实回路混合建模方法，解决了模型标准化与互操作性问题；二是提出了分层分布式网络架构优化设计原则，确保了二次回路传输的实时性与可靠性；三是研发了一键式安全措施与二次回路可视化监控技术，显著提升了运维效率与安全性。工程实践验证表明，相关技术可使二次回路故障定位时间缩短70%，运维效率提升45%，具有显著的经济与社会效益。

5.2 未来研究方向

随着智能电网的深入发展，二次回路技术将呈现三大演进趋势：一是5G通信技术的应用，其低时延、高可靠特性将实现二次回路毫秒级响应，为广域保护创造条件；二是数字孪生技术的融合，通过构建变电站虚拟镜像，实现设备状态的实时映射与预测性运维；三是人工智能算法的深化应用，开发基于深度学习的故障诊断系统，提升异常识别的准确性与智能化水平。未来研究需重点关注虚实回路深度融合、跨域协同控制等前沿领域，推动智能变电站技术向更高水平发展。

参考文献

- [1]高然.智能变电站二次回路可视化的设计与实现[J].价值工程,2024,43(36):75-77.
- [2]石慧广,董朝芳,王俊威.智能变电站二次回路故障诊断技术探讨[J].科技资讯,2025,23(12):59-61.
- [3]章剑光,陈晓宇,朱松涛,等.基于GIM模型的智能变电站二次回路三维可视化系统设计[J].电力系统保护与控制,2022,50(19):179-186.
- [4]牛亮,王沙沙,李满春,等.智能变电站二次回路故障智能诊断技术研究[J].电气应用,2022,41(03):22-27.