

智能变电站的二次设备运维技术分析

王 辉 焦 艳

内蒙古电力（集团）有限责任公司阿拉善供电分公司 内蒙古 阿拉善盟 750300

摘 要：智能变电站二次设备是实现信息采集、传输、处理与控制的核心环节，其运行可靠性直接决定变电站自动化水平和电网安全运行能力。本文系统分析了智能变电站二次设备的构成体系与运行特征，梳理了电子式互感器、智能终端、继电保护装置、通信网络等核心设备的功能定位与技术特点。针对二次设备在实际运行中暴露的典型缺陷与故障模式，深入探讨了在线监测与状态评估、光纤回路与通信网络巡检、数字化校验以及远程运维与不停电检修等核心运维技术。在此基础上，构建了涵盖远程在线监控、人机联合巡检与标准化检修作业的二次设备运维工作实施流程，为智能变电站二次设备运维管理提供系统性的技术参考。

关键词：智能变电站；二次设备；智能运维

引言：智能变电站是智能电网的核心枢纽环节，二次设备承担着全站信息采集、传输、处理与控制的关键职能，是保障变电站安全、稳定、可靠运行的神经中枢。与传统变电站二次系统相比，智能变电站二次设备在技术架构上发生了根本性变化，电子式互感器、合并单元、智能终端、网络交换机的引入使设备形态从集中式硬接线向分布式数字化通信转变，运维对象从单一装置扩展为装置与通信网络并重的复杂系统。这一变化对二次设备的运维工作提出了全新要求。本文从智能变电站二次设备的构成特征入手，系统分析其典型故障模式与核心运维技术，构建标准化的运维工作实施流程，为二次设备运维管理提供参考。

1 智能变电站二次设备构成与运行特性

1.1 智能二次设备整体组成

智能变电站二次设备按照IEC 61850标准划分为过程层、间隔层和站控层三个层次，各层之间通过高速以太网实现信息交互。过程层设备包括电子式互感器、合并单元和智能终端，负责电气量采集、状态量监测和执行操作指令；间隔层设备主要包括继电保护装置、测控装置和故障录波器，负责本间隔内的保护、控制和监视功能；站控层设备包括监控主机、远动通信管理机、数据服务器等，负责全站运行监控与调度通信。三层设备协同工作，共同构成智能变电站二次系统的完整功能体系。

1.2 电子式互感器、智能终端运行特点

电子式互感器采用光电传感原理或低功率线圈技术，将一次电压电流信号转换为数字量通过光纤传输至合并单元，具有体积小、动态范围宽、无饱和及抗电磁干扰能力强等优势。智能终端安装于开关设备附近，通过光纤与保护测控装置通信，实现断路器、隔离开关等

一次设备的就地数字化控制。两者均采用数字化光纤通信方式替代传统电缆硬接线，显著简化二次回路，但也引入了采样同步、光纤链路可靠性、设备供电稳定性等新的运行维护需求^[1]。

1.3 继电保护、测控装置工作机制

智能变电站继电保护装置与传统保护的最大区别在于采样值（SV）和通用面向对象变电站事件（GOOSE）信息的数字化输入输出。保护装置通过过程层网络接收合并单元发送的数字化采样值，进行故障判别后通过GOOSE网络向智能终端发出跳合闸指令。测控装置负责完成断路器、隔离开关等设备的远方控制和状态监视。保护和测控功能的协同配合依赖于全站统一的时间同步系统，对同步对时的准确性提出了严格要求，时间同步失效将直接影响保护动作的选择性和可靠性。

1.4 二次设备传统运维存在的短板

传统二次设备运维模式以定期检修和故障后处理为主要手段，难以适应智能变电站二次系统的新特征。首先，传统运维过度依赖人工经验，缺乏对数字化通信链路、配置文件等软故障的有效识别手段。其次，定期检修周期固定，无法根据设备实际运行状态进行差异化维护。再次，二次设备故障往往涉及信息流中断、配置错误等“看不见”的异常，传统目视检查和常规电气量测试难以覆盖。最后，运维人员对数字化保护、网络通信等新技术的掌握程度参差不齐，专业化能力不足制约了运维质量的提升。

2 智能变电站二次设备典型缺陷与故障机理

2.1 电子式互感器采样异常故障

电子式互感器采样异常是智能变电站最常见的故障类型之一。其主要表现为采样数据丢帧、采样值突变、

相位偏差超限及合并单元同步异常等。故障原因可归纳为以下几个方面：传感器采集单元老化导致测量精度下降；光纤连接器污染或接触不良引起光信号衰减；合并单元时钟同步丢失造成采样数据相位错位；长期运行中电子元器件性能漂移使输出偏差超出允许范围。电子式互感器输出异常直接影响依赖其采样值的保护、测控、计量等功能，可能引起保护误动或拒动，严重威胁电网安全运行^[2]。

2.2 保护装置软硬件老化、逻辑异常问题

保护装置的软硬件老化是影响其可靠性的的重要因素。硬件方面，长期运行中电源模块电容老化、插件接插件氧化、印制电路板绝缘性能下降等问题逐渐显现，可能引发装置异常重启、开出回路失效等故障。软件方面，配置文件错误、定值整定偏差、程序版本不兼容等逻辑异常成为智能站保护装置特有的缺陷类型。保护装置逻辑异常的隐蔽性强，常规检验难以发现，往往在系统故障需要保护正确动作时才暴露出问题。

2.3 交换机、光纤链路通信失效故障

过程层网络和站控层网络是智能变电站信息交互的中枢通道，交换机和光纤链路的可靠性直接影响全站二次系统的通信质量。交换机故障主要表现为电源失效、端口损坏、数据丢包和延时超标等，其根源可能来自设备自身质量问题、运行环境温度湿度超标或电磁干扰等外部因素。光纤链路故障则包括光纤断裂、弯曲损耗过大、连接器端面污染及光模块老化等，表现为链路光功率下降或通信中断。网络通信失效时，保护装置可能无法获取必要的采样值或无法发出跳闸信号，后果极为严重。

3 智能变电站二次设备核心运维技术

3.1 二次设备在线监测与状态评估技术

在线监测与状态评估技术通过持续采集设备运行特征量，实现设备状态的实时感知与健康程度量化评价。针对保护装置，在线监测参数包括装置自检信息、电源电压、运行温度、CPU负载率等；针对合并单元和智能终端，主要监测同步对时状态、通信报文收发统计及告警信息；针对网络设备，重点监测端口流量、丢包率和错误帧计数。状态评估建立在上述监测数据的基础之上，通过设定各参数的正常运行区间和告警阈值，结合加权评分方法构建设备健康度综合评价模型，将评估结果划分为正常、注意、异常和严重四个等级。

3.2 光纤回路、通信网络巡检检测技术

光纤回路与通信网络巡检检测技术，是保障智能变电站过程层数据传输可靠性的核心支撑手段。光纤回路检测以高精度光功率测试和光纤链路衰减测试为核心，

使用专业光功率计和光时域反射仪，定期逐段测量光纤链路的光功率储备余量和全程衰减分布曲线，精准定位光缆过度弯曲、连接器端面污染、纤芯隐性损伤等常规目视检查无法发现的潜在缺陷，避免因光纤链路性能劣化引发的采样中断、保护拒动风险。通信网络巡检依托专用网络管理软件，对全站交换机端口状态、实时数据流量及报文完整性进行远程全域扫描，快速识别网络中的异常流量冲击和潜在故障节点^[3]。此外，采用便携式网络报文分析仪，对过程层网络的SV采样报文和GOOSE动作报文进行周期性深度解析，逐一检查报文格式规范性、时间标签同步性及端到端通信延时，确保完全满足继电保护对通信实时性的严格要求。

3.3 智能终端、互感器数字化校验技术

智能终端与电子式互感器的数字化校验技术，是保障全站测量与动作逻辑准确性的核心关键环节。智能终端校验重点验证其GOOSE通信的正确性和开关量输入输出的精准性，通过专用测试装置向智能终端注入模拟GOOSE控制指令，逐点检查其出口接点的动作响应时序与可靠性，同时实时监控终端上传的开关量状态反馈是否完全匹配，杜绝因指令响应偏差引发的保护误动、拒动风险。电子式互感器数字化校验采用高精度标准源比对法，以0.2S级及以上精度的标准互感器输出为基准，将被测电子式互感器的数字化采样输出与之进行逐点比对，精准测算其比差和角差是否在规程允许的误差范围内。校验过程中需同步核查合并单元的时间同步精度和采样值发布的连续性，排查采样丢点、同步偏差等隐性问题，确保全站数字化测量体系的整体准确性和长期运行稳定性。

3.4 远程运维、不停电试验检修技术

远程运维与不停电试验检修技术，是大幅提升智能变电站运维效率、降低停电影响的核心创新技术。远程运维技术依托加密隔离的站控层专用运维网络，实现二次设备的安全远程访问、实时状态查看和受控参数修改，运维人员可在主控室或远端运维中心，安全完成保护定值核对、软压板远程投退、历史故障录波调阅等常规运维操作，在保障网络安全的前提下大幅减少现场作业频次，降低运维人力投入。不停电试验检修技术是指在不退出一次设备运行的前提下，通过专用继保测试仪向被试保护装置注入隔离后的模拟量或数字量，完成保护核心功能的验证测试。该技术要求测试方案与被试设备的实际接入方式精确匹配，严格执行物理硬隔离措施，确保测试过程中不会向运行设备输出任何异常信号，同时配套制定详细的安全操作流程和突发情况应急

预案,彻底规避不停电作业的安全风险。

4 二次设备标准化运维工作实施流程

4.1 远程在线常态化监控运维流程

远程在线监控是智能变电站二次设备运维的核心基础手段,依托全站统一的运维监控后台实现24小时不间断值守监视。运维值班人员实行轮班值守机制,重点盯守保护装置自检异常、合并单元采样偏差告警、智能终端动作异常、交换机端口丢包率、网络通信报文异常等核心关键参数,同时同步跟踪二次设备的历史运行趋势数据。当监控系统触发异常告警时,运维人员第一时间调取告警关联的全量报文、设备日志与历史工况数据,完成远程初步诊断,精准区分误告警、轻微异常与高危故障。对于参数配置偏差、远程复位可解决的简单异常,直接在线完成闭环处置;对于涉及硬件故障、逻辑异常的复杂问题,立即生成工单转入现场处置流程。所有监控操作、告警研判与处置过程全环节留痕,同步录入全站二次设备运维电子档案,形成可追溯的完整运行记录^[4]。

4.2 现场人工+巡检机器人联合巡检方案

现场巡检采用智能机器人为主、人工巡检补位的协同模式,构建无盲区的标准化现场巡检体系。巡检机器人按照预设的日/周巡检周期与最优路径自动巡航,全程无需人工干预,自动完成二次屏柜外观检查、装置红外测温、面板仪表读数识别、运行指示灯状态判别等标准化巡检项目,数据采集精度远高于常规人工目视检查。人工巡检由持证专业运维人员按月度、季度专项计划执行,核心任务是核查机器人巡检标记的可疑异常点,同时对电缆层隐蔽部位、屏柜内部接线、光纤链路接头等机器人无法覆盖的区域开展补充检查,填补自动化巡检的盲区。机器人采集的全量巡检数据自动同步上传至运维管理平台,通过内置的图像识别算法与温度趋势分析模型自动生成初检报告,人工巡检结果与机器人数据进行交叉核验,最终形成“机器初筛预警+人工精准确认”的高效协同巡检机制,大幅降低漏检误检概率。

4.3 定期校验、缺陷消缺标准化操作流程

定期校验严格按照年度停电检修计划精准执行,覆

盖保护装置定值逐页核对、保护动作功能逻辑全场景检验、合并单元采样精度校准、智能终端GOOSE通信稳定性测试、光纤链路衰减量测量等全部核心校验项目,所有校验步骤严格遵循行业作业规范,杜绝漏项缺项。缺陷消缺流程从告警或巡检发现缺陷的节点启动,依次经过缺陷定级(紧急、重大、一般)、根因分析、专项方案制定、现场消缺实施、投运前效果验证五个闭环阶段,全程执行标准化管控。消缺作业全程严格对照正式发布的标准化作业指导书推进,涉及保护配置文件修改、逻辑参数调整的关键操作,必须执行“一人操作、一人复核”的双人监护制度,确保修改内容完全符合整定要求,杜绝误操作风险。消缺完成后开展全功能复现验证,确认设备各项运行指标完全恢复正常后,同步更新二次设备运维档案,完成全流程闭环归档。

结束语

智能变电站二次设备在技术架构和运行特征上与传统变电站存在根本性差异,其运维工作面临着设备形态数字化、通信网络化、故障隐蔽化等新挑战。本文系统分析了智能变电站二次设备的构成体系、运行特性和典型故障模式,提出了涵盖在线监测、光纤巡检、数字化校验和远程运维在内的核心技术体系,构建了远程在线监控、人机联合巡检和标准化检修作业相衔接的运维工作实施流程。未来随着人工智能、大数据分析等新技术的发展,二次设备运维将进一步向智能化、自动化方向演进,实现对设备状态的更精准感知和故障的更快速度响应。

参考文献

- [1]刘念奇.智能变电站的二次设备运维技术分析[J].集成电路应用,2024,41(7):318-319.
- [2]曹德慧.智能变电站集成化二次设备的关键技术分析[J].科技资讯,2025,23(15):89-91.
- [3]刘永振.智能变电站二次设备运维中的监控与故障识别技术分析[J].集成电路应用,2023,40(12):396-397.
- [4]张定华,刘鹏.基于SD-WAN技术的变电站一、二次设备智能化远程运维系统设计[J].内蒙古科技与经济,2025(20):144-147.