

# 智能变电站继电保护调试技术研究

陈 伟

浙江诚信人才资源交流服务有限公司 浙江 杭州 310000

**摘要：**随着电力系统向智能化转型，智能变电站成为电网建设核心，其继电保护系统是故障防御关键，但数字化特性使调试技术与传统变电站差异显著。本文围绕智能变电站继电保护调试技术展开研究，概述了智能变电站“三层两网”架构、继电保护系统组成及与传统变电站的差异，分析了调试前的条件检查、工具准备与资料分析要点，重点探究多维度调试技术，包括通用检查、合并单元检验、保护装置检验、智能终端检验及整组试验等。研究表明，通过规范的调试准备与针对性的调试技术，可有效保障智能变电站继电保护系统的准确性与可靠性，为电网安全稳定运行提供技术支撑，相关调试方法对工程实践具有重要参考价值。

**关键词：**智能变电站；继电保护；调试技术

引言：当前智能变电站继电保护调试存在技术适配性不足、协同调试难度大等问题，影响系统投运效率与运行安全性。因此深入研究调试前准备工作与多维度调试技术，对提升调试质量、保障电网安全意义重大。本文结合实际工程需求，系统梳理调试要点，为智能变电站继电保护调试提供全面技术方案。

## 1 智能变电站继电保护系统概述

### 1.1 智能变电站架构与特点

智能变电站采用“三层两网”架构，三层分别为站控层、间隔层和过程层，两网则是站控层网络与过程层网络。站控层负责变电站的整体监控与调度，间隔层实现对各电气间隔的保护、测量与控制功能，过程层完成实时数据采集与控制命令执行。其核心特点体现在数字化、智能化与集成化：数字化表现为信息传输以数字报文替代传统模拟信号，减少信号衰减与干扰；智能化依托先进算法与通信技术，实现保护逻辑自适应调整与故障快速定位；集成化则通过统一的数据平台，整合保护、监控、计量等功能，提升系统整体运行效率。

### 1.2 继电保护系统组成及原理

智能变电站继电保护系统由硬件与软件两部分构成。硬件包含合并单元、智能终端、保护装置及通信设备，合并单元负责采集电流、电压等模拟量并转换为数字报文，智能终端接收控制命令并驱动断路器等设备动作，保护装置是核心决策单元；软件涵盖保护逻辑算法、数据处理程序及通信协议栈。其工作原理为：过程层设备采集电气量数据，经过程层网络传输至间隔层保护装置，保护装置依据预设逻辑与定值对数据进行分析，判断是否存在故障，若确认故障，迅速向智能终端发送跳闸命令，同时将故障信息上传至站控层，实现故

障隔离与信息上报。

### 1.3 智能变电站与传统变电站继电保护的对比

在设备与信号传输方面，传统系统依赖大量二次电缆传输模拟信号，设备布局分散且信号易受干扰；智能系统以光纤网络传输数字报文，减少电缆用量，信号抗干扰能力更强。在功能实现上，传统系统保护功能相对单一，各设备间协同性差，故障处理依赖人工判断；智能系统具备多维度数据融合分析能力，可实现保护与监控、计量的联动，故障定位与隔离更快速精准。在调试与维护方面，传统系统需逐点检查电缆连接与模拟信号，调试周期长、维护难度大；智能系统通过数字化接口与统一协议，支持远程数据读取与逻辑校验，调试效率更高，维护更便捷<sup>[1]</sup>。

## 2 智能变电站继电保护调试前的准备工作

### 2.1 调试条件检查

调试前需全面核查现场基础条件，保障调试安全与准确性。先查系统及设备安装：确认保护装置、合并单元、智能终端等按设计图纸安装固定，设备间距、垂直度符合规范，无明显偏差；二次电缆敷设与接线完成，标识清晰且与图纸一致，接线端子紧固，避免接线问题导致数据异常。再查网络与供电：交换机、光纤模块等网络设备安装到位，光纤链路熔接质量达标，无信号衰减或中断风险；交直流系统投入运行，直流母线电压稳定在额定范围，充电装置正常无过压、欠压告警，确保设备供电可靠。

### 2.2 调试工具与仪器准备

按调试内容配置专业工具与仪器，适配数字化调试需求。基础工具需备绝缘工具、接线工具及标识工具，所有工具检验合格，绝缘工具在有效耐压周期内。专业

仪器涵盖光功率计、网络分析仪、继电保护测试仪、时间同步测试仪（校验对时精度），仪器需提前校准确保数据准确，同时检查供电方式与接口适配性（光纤、以太网接口），避免接口不匹配延误进度。

### 2.3 技术资料收集与分析

技术资料是调试核心依据，需全面收集并深入分析。收集资料包括：智能变电站设计文件、设备技术资料、行业与企业调试规范。分析时重点梳理设备通信逻辑、保护定值清单、调试技术指标，标记资料歧义或疑问点，提前与设计单位、厂家沟通确认，避免理解偏差引发调试失误<sup>[2]</sup>。

## 3 智能变电站继电保护多维度调试技术

### 3.1 通用检查调试技术

通用检查调试要覆盖设备物理状态、供电稳定性、通信基础条件及软件适配性，为后续专项调试筑牢基础，具体技术内容如下：（1）外观与安装检查。核查保护装置、合并单元、智能终端等核心设备外壳无裂痕、变形或腐蚀，表面设备型号、端子编号、功能标识等清晰完整；确认设备安装固定牢固，水平与垂直偏差符合行业规范，相邻设备间距满足散热与操作空间要求，避免物理缺陷或安装不当影响设备运行。（2）工作电源检测。采用万用表、绝缘电阻表等工具，确认交直流电源接入端子与设备额定电压、电流参数匹配；测量直流母线电压波动值，需控制在额定值 $\pm 5\%$ 范围内，且无明显纹波干扰；检测电源回路绝缘性能，使用500V兆欧表测量时，绝缘电阻值不低于10M $\Omega$ ，防止电源异常引发设备损坏或误动作。（3）通信接口与链路核查。逐一检查设备光纤接口、以太网接口外观无划痕、破损，接口内部清洁无灰尘；通过光功率计测量光纤接口发送与接收光功率，确保数值在设备技术手册规定的正常区间；核查通信线缆接线逻辑与设计图纸一致，标识清晰，无错接、漏接或虚接，保障数据传输链路基础通畅。（4）软件与报文基础校验。通过设备本地操作界面或后台管理系统，确认保护装置、合并单元等设备软件版本与设计要求一致，无版本滞后或不兼容问题。

### 3.2 合并单元（MU）的检验技术

合并单元作为过程层模拟量数字化转换核心设备，其检验要聚焦数据精度、时间同步及功能可靠性，具体技术内容如下：（1）SV报文传输与数据精度检验。通过继电保护测试仪向MU输入标准电流、电压模拟量信号，捕获MU输出的SV报文，核查报文发送帧率稳定（通常为25帧/秒或50帧/秒），无帧率波动或中断；计算SV报文中电流、电压数据与标准输入信号的偏差，要求幅值误

差不超过 $\pm 0.2\%$ ，相位误差不超过 $\pm 0.5\%$ ；验证报文品质位在信号正常、异常等不同状态下的标识准确性，为保护装置提供可靠数据有效性判断依据。（2）时间同步性能测试。采用时间同步测试仪模拟北斗/GPS对时信号，接入MU的IRIG-B码或PTP对时端口，记录MU内部时钟与标准对时信号的时间差值，确保IRIG-B码对时误差不超过1 $\mu\text{s}$ ，PTP对时误差不超过10 $\mu\text{s}$ ；模拟对时信号中断场景，监测MU时钟保持能力，要求在对时信号丢失1小时内，时钟偏差不超过50 $\mu\text{s}$ ，避免对时异常导致多MU数据不同步。（3）功能可靠性检验。模拟MU失步场景，记录MU对失步状态的识别时间及恢复对时后的再同步时间，且同步过程中SV报文数据无跳变、无异常；通过本地或后台指令切换MU至检修状态，检查设备检修指示灯亮灯情况，同时确认SV报文中检修位准确置位，且检修状态下数据不向调控系统等外部网络传输；模拟电压回路切换、并列工况，检验MU动作响应时间，且切换、并列后输出数据与实际电压一致，无数据突变<sup>[3]</sup>。

### 3.3 继电保护和安全自动装置检验技术

继电保护和安全自动装置检验要围绕硬件状态、定值准确性、功能有效性展开，确保故障时能快速、精准动作，具体技术内容如下：（1）硬件基础调试。打开装置面板，检查内部插件安装牢固无松动，插件触点清洁无氧化，插拔顺畅无卡滞；核查装置硬压板投退位置、软压板逻辑配置与设计方案一致，压板接触良好无虚接；测量装置直流电源回路、信号回路绝缘电阻，使用500V兆欧表测量时不低于10M $\Omega$ ；在无输入信号状态下，检测模拟量输入零漂值，电流零漂不超过 $\pm 5\text{mA}$ ，电压零漂不超过 $\pm 0.5\text{V}$ ，保障硬件基础性能稳定。（2）保护定值校验。依据设计提供的保护定值清单，在装置本地或后台系统逐项录入定值，录入完成后锁定定值区防止误修改；通过继电保护测试仪模拟不同故障类型，逐步调整输入信号幅值与时限，记录装置实际动作值与动作时间，与设定定值对比，要求动作值误差不超过 $\pm 5\%$ ，定时限动作时间误差不超过 $\pm 0.05\text{s}$ ，反时限动作时间误差不超过 $\pm 2\%$ ；校验上下级保护、主后备保护定值配合逻辑，确保故障时实现选择性动作，避免越级跳闸或保护拒动。（3）核心功能测试。测试纵联差动保护在区内、区外故障场景下的动作逻辑，确保区内故障可靠跳闸，区外故障不动作；模拟不同距离短路故障，验证距离保护各段动作范围与时限符合设计要求；对备自投、重合闸等安全自动装置，模拟电源失压、开关跳闸等触发条件，检查装置动作逻辑与响应时间，确保按预设程序完成功能。

### 3.4 智能终端检验技术

智能终端检验要聚焦硬件可靠性、通信实时性及动作准确性，确保能准确接收并执行保护装置指令，具体技术内容如下：（1）硬件与物理状态检查。核查智能终端外壳无破损、变形，表面设备名称、端子编号等标识清晰；打开终端外壳，检查内部电源模块、通信模块、继电器模块等组件安装到位，接线端子紧固无松动，导线连接规范；手动触发或通过测试仪激励继电器，检查继电器吸合与释放动作灵活，无粘连或卡滞，使用微欧表测量继电器触点接触电阻，要求不大于 $0.1\Omega$ 。（2）通信功能验证。搭建智能终端与保护装置、站控系统的通信链路，通过网络报文分析仪捕获GOOSE控制指令与状态反馈报文，确认报文传输路径正确，无错发、漏发；测试保护装置发送控制指令至智能终端接收的时间差，要求不超过10ms，保障通信实时性；模拟通信网络高负载场景，检查智能终端对关键控制报文的接收与处理能力，确保无丢失、无延迟。（3）动作特性测试。通过继电保护测试仪向智能终端发送GOOSE跳闸指令，记录终端驱动断路器跳闸的动作时间，同时检查跳闸状态反馈至保护装置的及时性；发送合闸指令，验证终端合闸动作可靠性，同时模拟“合闸闭锁”条件，检查终端是否拒绝执行合闸指令并发出告警信号；对同一间隔多台智能终端同时发送相同控制指令，记录各终端动作时间差，要求不超过10ms，确保动作协同一致。

### 3.5 整组试验技术

整组试验通过模拟实际故障场景，检验各设备协同工作能力与系统整体性能，具体技术内容如下：（1）试验方案设计。根据变电站一次接线方式、保护配置方案，明确试验需验证的核心功能；制定故障模拟方案，涵盖单相接地、两相短路、三相短路等常见故障类型，明确故障发生位置、持续时间及触发方式；确定监测指标，包括保护装置动作时间、智能终端响应时间、报文传输延迟、开关动作时间等，同时明确各指标合格标准；制定安全措施，划定试验隔离范围，明确人员职责

与应急处置流程，避免试验影响运行设备。（2）试验实施与数据采集。将待试验系统与运行系统进行物理隔离，检查继电保护测试仪、网络报文分析仪等设备连接正确，数据采集通道正常；按试验方案逐一场景模拟故障，通过测试仪输入故障信号，同步启动数据采集设备，记录保护装置、智能终端、开关设备的动作状态与时间，捕获过程层、站控层通信报文；实时监测试验过程，若出现保护拒动、误动等异常，立即停止试验，记录异常现象与现场数据，初步排查故障原因；对母线故障、线路故障等关键场景，重复试验2-3次，确保试验结果重复性与可靠性。（3）数据分析与问题处理。整理试验采集的动作时间、报文参数、设备状态等数据，按故障场景分类统计，与预设合格标准对比，计算各指标合格率；对超出合格范围的数据或异常动作，结合报文分析、设备状态记录，排查问题根源；针对定位的问题制定整改措施，整改完成后重新开展对应场景试验，验证问题解决效果<sup>[4]</sup>。

结束语：本文系统完成智能变电站继电保护调试技术研究，明确调试前准备的核心环节，构建涵盖设备检验、功能测试与系统协同的多维度调试技术体系，有效解决调试中设备校验、数据同步等关键问题。研究成果可直接指导工程实践，提升调试效率与系统可靠性。未来，可进一步探索智能化调试工具开发，结合大数据与AI技术实现调试过程自动化与故障诊断智能化，推动智能变电站继电保护调试技术向更高效、精准方向发展。

### 参考文献

- [1]赵化宾,侯言兵.智能变电站继电保护调试技术研究[J].科技资讯,2025,23(1):84-86.
- [2]刘秀丽.智能变电站继电保护调试技术研究[J].光源与照明,2025(2):198-200.
- [3]袁春雷.智能变电站继电保护调试技术研究[J].消费电子,2025(2):128-130.
- [4]雷忠镭.智能变电站继电保护测试技术研究[J].中文科技期刊数据库(文摘版)工程技术,2025(3):146-149.