

220kV智能变电站继电保护调试方法及其应用探析

魏明璐

国家能源聊城发电有限公司 山东 聊城 252000

摘要：220kV智能变电站继电保护调试是确保电网安全稳定运行的关键。本文探析了继电保护调试的方法，包括通道调试、GOOSE调试、设备状态检查及定值校验等，强调调试前需做好材料准备、人员培训、安全措施及调试备案。应用这些调试方法，可提高智能变电站的运行质量和安全性，为智能电网建设提供坚实保障，推动我国电力行业高质量发展。

关键词：220kV智能变电站；继电保护调试方法；应用

引言：在智能电网时代背景下，220kV智能变电站作为电力系统的核心组成部分，其继电保护系统的调试工作显得尤为重要。本文深入探讨了220kV智能变电站的继电保护调试方法，旨在揭示其在提高电力系统稳定性和安全性方面的关键作用。同时，通过分析调试方法的应用实例与面临的挑战，为智能变电站的运维管理提供科学指导和实用策略。

1 220kV智能变电站与常规变电站继电保护调试比较

1.1 调试目的的比较

(1) 常规变电站继电保护调试的目的：确保继电保护装置在电力系统故障时能准确、快速动作，通过校验装置的电流、电压采样精度、逻辑功能及动作时间，保障设备与系统的安全稳定运行，避免故障扩大。(2) 智能变电站继电保护调试的目的与优势：在常规调试目的基础上，进一步验证数字化信息传输的可靠性与系统性协同能力。优势在于通过调试实现多装置信息共享与联动，提升保护动作的精准性和快速性，同时减少二次回路隐患，增强系统整体容错能力。

1.2 调试内容的比较

(1) 常规变电站继电保护调试的主要内容：包括保护装置的单体校验（如定值整定、灵敏度测试）、二次回路绝缘检测、电缆连接正确性验证，以及与断路器、隔离开关等设备的联动试验。(2) 智能变电站继电保护调试的针对方面：重点围绕信息交换的实时性与准确性，如校验GOOSE报文（开关量信息）和SV报文（采样值信息）的传输完整性；验证IED设备间的信息共享逻辑；强化信息安全调试，包括加密认证机制与防干扰措施，确保数字化信息不被篡改或泄露。

1.3 调试方式的比较

(1) 常规变电站与智能变电站的调试流程与差异：

常规调试以“装置-电缆-设备”的物理回路为核心，通过

仪器直接加量测试；智能变电站则采用“虚拟回路”调试，先通过SCD文件配置验证信息链路，再进行虚实结合的功能测试，流程更注重系统性协调。(2) 智能变电站调试过程中的特殊考虑：需重点测试光纤链路的传输时延与抗干扰能力；严格校验GOOSE报文的优先级与冗余机制，避免信息阻塞；通过SV报文同步性测试，确保多装置采样数据的一致性，防止保护误动或拒动^[1]。

2 220kV智能变电站继电保护调试方法

2.1 调试前的准备工作

(1) 调试材料、检测工具的准备：需提前筹备完整的技术资料，包括变电站SCD配置文件、继电保护装置说明书、二次回路图等，确保调试依据准确。检测工具方面，应配备光功率计、示波器、继电保护测试仪、网络测试仪等专用设备，且所有仪器需经计量校验合格，满足精度要求。同时，准备充足的备用光纤、连接器、端子排等耗材，避免因材料短缺延误调试进度。(2) 调试人员的培训与分工：组织调试人员进行专项培训，内容涵盖智能变电站数字化原理、GOOSE/SV报文解析、SCD文件配置工具操作等专业知识，确保人员熟悉设备特性与调试标准。分工上明确责任体系，设置技术负责人（统筹调试方案）、安全监护人（监督操作规范）、实操人员（执行具体测试）及记录员（整理数据与报告），避免职责交叉或遗漏。(3) 安全防范措施的制定：制定详细的安全预案，包括高压设备区作业的防触电措施（如绝缘手套、绝缘垫的配备）、光纤熔接时的防激光灼伤规范，以及防止误碰运行设备的隔离措施（如设置安全围栏、悬挂警示标识）。同时，明确紧急停机流程，针对调试中可能出现的报文中断、装置误动等突发情况，制定应急处置方案，确保人员与设备安全。

2.2 通道调试方法

(1) 光纤线路的全面清理与网络通路状态检查：使

用专用光纤清洁工具（如酒精棉片、光纤清洁笔）对所有光纤接头进行擦拭，去除灰尘与油污，避免信号衰减。通过网络测试仪对全站光纤链路进行通断测试，逐段排查光缆敷设路径，确认无挤压、折损现象。利用网络拓扑扫描工具验证交换机端口与IED设备的连接关系，确保通路状态与SCD文件配置一致。（2）故障指示灯、光纤物理状态、连接状态及接地情况的检查：逐一检查交换机、合并单元、保护装置的光纤接口故障指示灯，若出现红灯告警，立即定位故障点。观察光纤外观是否有破损、弯曲过度（弯曲半径需 $\geq 30\text{mm}$ ）等问题，检查LC/SC连接器的插合是否紧密，有无松动或错位。重点核实光纤屏蔽层的接地情况，确保单点接地可靠，避免电磁干扰影响信号传输。（3）发功功率与通道插件称值的测试：使用光功率计测量发送端与接收端的光功率，发送功率应在设备标称范围（通常为-10~0dBm）内，接收端光功率需高于灵敏度阈值（一般 $\geq -30\text{dBm}$ ）。对通道插件进行参数校验，通过专用测试软件读取插件的光衰耗、传输时延等指标，与出厂标称值对比，偏差超过 $\pm 5\%$ 时需进行校准或更换^[2]。

2.3 保护装置调试方法

（1）性能检测（抗干扰能力、电源及通信性能等）：通过电磁兼容测试仪模拟雷击、浪涌等干扰信号，检测保护装置在1.5kV冲击电压下是否误动或拒动。测试电源模块的稳定性，在额定电压 $\pm 20\%$ 波动范围内，确保装置各回路输出电压偏差 $\leq 2\%$ 。利用报文分析仪监测装置与合并单元、智能终端的通信状态，连续运行24小时内报文丢包率需 $\leq 0.1\%$ 。（2）信号线与数据线的连接与输出检查：核对装置端子排的信号线连接是否与设计图纸一致，重点检查跳闸出口、合闸回路等关键回路的通断性。通过数字万用表测量数据线（如以太网网线）的线序与阻抗，确保符合CAT6标准（阻抗 $100\pm 20\Omega$ ）。模拟正常运行工况，检查装置的开关量输出是否准确，动作逻辑与定值单要求一致^[3]。（3）模拟量输出的设置与调试：使用继电保护测试仪向合并单元注入模拟电流、电压信号（范围0~1.2倍额定值），通过装置显示屏或调试软件读取采样值，误差需 $\leq 0.5\%$ 。设置不同的采样率（如4kHz、8kHz），验证装置对高频模拟量的处理能力，确保波形无失真。调试模拟量输出通道的线性度，在满量程范围内均匀选取5个测试点，非线性误差应 $\leq 1\%$ 。

2.4 智能化调控方法

（1）就地化调控的实现与意义：通过在间隔层部署就地化保护装置，减少与站控层的信息交互距离，实现保护逻辑的本地化决策。具体需配置独立的就地控制

柜，集成合并单元、智能终端与保护装置，采用短距离光纤连接（ $\leq 50\text{m}$ ）降低传输时延。其意义在于提升保护动作速度（故障切除时间缩短至20ms以内），减少依赖站控层的单点故障风险，增强系统可靠性。（2）智能化调控技术的应用与结合：应用智能决策支持系统，通过分析实时采样数据与历史运行记录，自动生成保护定值优化建议。结合5G通信技术实现远程调控，运维人员可通过移动端APP监视装置状态，远程修改软压板、调取波形文件。将调控系统与物联网平台结合，利用传感器监测装置温度、湿度等环境参数，当超出阈值时自动启动通风或报警，实现“状态感知-智能分析-主动调控”的闭环管理。同时，采用区块链技术加密调控指令，确保操作的安全性与可追溯性^[4]。

3 220kV 智能变电站继电保护调试的应用实例

3.1 应用背景与项目简介

（1）220kV智能变电站的建设情况与继电保护需求：某地区220kV智能变电站为区域电网枢纽，采用“三层两网”架构（站控层、间隔层、过程层，以及站控层网络和过程层网络），配置16间隔数字化保护装置，涵盖线路、主变、母线等设备。因承担新能源并网与城市负荷供电任务，要求继电保护系统具备毫秒级故障响应能力，且支持多装置信息共享与远方调控，传统调试方式已无法满足数字化协同需求。（2）综合调试项目的目标与要求：目标是验证全站保护装置的动作逻辑正确性、信息传输实时性及系统容错能力。具体要求包括：GOOSE报文传输时延 $\leq 5\text{ms}$ ，SV采样同步误差 $\leq 1\mu\text{s}$ ；模拟20种故障工况时，保护装置正确动作率100%；调试后系统连续运行30天无异常告警，且满足DL/T1424-2015《智能变电站继电保护技术规范》要求。

3.2 调试过程与实现

（1）调试方案的制定与实施：采用“分阶段递进式”方案，先完成单装置单体调试，再进行间隔层联调，最后开展全站系统调试。实施中依据SCD文件划分虚拟回路，重点校验合并单元与保护装置的采样对应关系，通过强制置位法验证跳闸逻辑，并模拟光纤中断、交换机故障等异常场景，测试系统冗余切换功能。（2）测试系统的选择与配置：选用数字化继电保护测试系统，支持GOOSE/SV报文实时仿真与解析，配置4路光纤接口（兼容LC/ST接头），采样率可达1MHz。通过系统内置的SCD解析模块导入全站配置文件，自动生成测试模板，实现多装置同步激励，替代传统电缆加量方式，提升调试效率30%。（3）调试参数的设置与测试结果的分析：设置SV采样率4kHz、GOOSE报文优先级“跳闸 >

告警 > 遥信”，模拟故障电流2~20倍额定值。测试结果显示：98%的报文传输时延集中在2~4ms，采样同步误差≤ 0.5μs；20种故障工况下保护动作时间均≤ 20ms，符合设计要求，仅1组光纤接头因衰耗超标导致采样偏差，更换后恢复正常。

3.3 应用效果与问题分析

(1) 调试后继电保护系统的性能提升与稳定性增强：系统动作正确率从调试前的92%提升至100%，故障切除时间平均缩短8ms，满足新能源并网对快速性的要求。连续30天运行期间，信息中断次数从每周3次降至0次，遥信变位正确率100%，验证了数字化保护的高可靠性。(2) 调试过程中遇到的问题及解决方案：出现SCD文件版本冲突（新旧配置不一致），通过建立版本管控机制，用校验工具比对差异后重新固化解决；发现过程层网络风暴导致报文丢失，通过划分VLAN隔离不同间隔数据流，并优化交换机缓存策略，使丢包率降至0.01%以下。此外，部分装置抗干扰测试不达标，经更换屏蔽性更优的电源模块后通过验证。

4 220kV 智能变电站继电保护调试的挑战与对策

4.1 面临的挑战

(1) 技术层面的挑战：新技术与新设备的应用使调试难度显著提升。一方面，数字化设备如合并单元、智能终端的普及，让调试重心从传统二次回路转向虚拟回路，需处理GOOSE/SV报文的实时性与同步性问题，而传统仪器难以满足高精度测试需求。另一方面，网络架构复杂化带来兼容性挑战，多厂家设备的协议差异易导致信息交互异常，SCD文件配置错误可能引发保护误动，增加了调试的技术门槛。(2) 人员层面的挑战：技术人员能力与调试需求存在差距。智能变电站涉及数字化、网络通信等跨领域知识，传统调试人员对报文解析、网络拓扑分析等技能掌握不足，难以快速定位通信类故障。同时，新技术更新速度快，现有培训体系滞后，人员对新型设备的调试流程和特性理解不深，导致调试效率低、隐患排查不彻底。

4.2 应对策略

(1) 加强技术研发与创新，提升调试技术水平：加大数字化调试工具研发，开发集成SCD校验、报文仿真、虚拟回路测试功能的一体化平台，支持多协议解析与多厂家设备兼容测试。针对网络架构特点，引入人工智能算法，通过历史数据训练故障诊断模型，实现报文异常与链路故障的自动识别，提高调试精准度。同时，制定统一的调试标准，规范新型设备的测试流程，减少兼容性问题。(2) 完善人员培训体系，提高技术人员的专业素质：构建分层培训机制，基础层强化数字化理论与网络知识，进阶层开展报文分析、SCD配置等实操训练，高阶层培养跨专业协同调试能力。建立“理论授课+模拟实训+现场实操”的培训模式，利用数字孪生技术搭建仿真平台，模拟各类故障场景。此外，建立技能认证与考核机制，将调试能力与岗位晋升挂钩，激励人员主动提升专业素养。

结束语

综上所述，220kV智能变电站继电保护调试在确保电网安全运行中起着至关重要的作用。通过系统的调试方法研究与实际应用，我们不仅在技术上取得了显著进展，也积累了宝贵的实践经验。未来，我们应持续优化调试流程，引入新技术，提高调试效率与准确性，为智能变电站的安全可靠运行提供更加坚实的保障，助力我国电力行业迈向智能化、高效化的新阶段。

参考文献

- [1] 李超. 试论220kV智能变电站继电保护调试关键问题及建议[J]. 科技创新与应用, 2021, (04): 40-41.
- [2] 汪柯颖. 智能变电站继电保护检测和调试技术分析[J]. 电子元器件与信息技术, 2023, (08): 85-86.
- [3] 顾中一. 220kV智能变电站继电保护调试关键问题分析及建议[J]. 现代工业经济和信息化, 2022, (12): 157-158.
- [4] 李琛. 浅谈继电保护和安全自动装置调试标准化[J]. 设备管理与维修, 2022, (10): 99-100.