高压开关柜一次设备检修关键技术探讨

张兆斌　高雪峰　王存虎
国网新疆电力有限公司哈密供电公司　新疆　哈密　839000

摘　要：高压开关柜作为电力系统的重要组成部分，其一次设备的运行可靠性直接关系到电网的安全稳定。本文系统研究了高压开关柜一次设备检修的关键技术，包括断路器、互感器、母线、绝缘子及避雷器等核心部件的检修要点与技术规范。在分析各类一次设备常见故障模式的基础上，重点探讨了机械特性检测、回路电阻测量、绝缘性能试验、局部放电检测等检修技术手段的应用要点。研究表明，构建以状态监测为导向的预防性检修体系，综合运用多种检修技术并建立科学的评价标准，是提升高压开关柜一次设备检修质量的有效途径。本文还就检修过程中的安全管控措施及技术发展趋势进行了论述，以期为高压开关柜一次设备的检修工作提供系统性的技术参考。

关键词：高压开关柜；一次设备；状态检修；局部放电检测；机械特性

引言

高压开关柜在电力系统中承担着通断负荷、隔离故障、保护设备安全等多重功能，其运行状态直接影响供电可靠性和电力设备的使用寿命。随着电网规模持续扩大和电压等级不断提升，高压开关柜的数量与日俱增，对其运行维护与检修工作提出了更高要求。一次设备作为高压开关柜的核心组成部分，包括断路器、互感器、母线、绝缘子及避雷器等，长期处于高电压、大电流的工作环境中，电气磨损、机械老化、环境侵蚀等因素均可能导致设备性能劣化，进而引发各类故障。近年来，电力系统状态检修理念逐步深入，传统的周期性检修模式正在向基于设备运行状态的针对性检修转变。这一转变对检修技术人员提出了更高的要求——不仅需要掌握各类一次设备的基本检修技能，还需具备运用多种检测手段综合判断设备状态的能力。然而，当前高压开关柜一次设备检修实践中仍存在检修技术应用不够系统、检测手段相对单一、状态评价标准不够完善等问题，制约了检修工作质量的进一步提升。基于上述背景，本文聚焦高压开关柜一次设备检修的关键技术问题，从设备类型划分、故障模式分析、检修技术手段、状态评价方法及安全管控等维度展开系统论述，旨在构建较为完整的技术知识框架，为现场检修工作提供理论指导和技术支撑。

1 高压开关柜一次设备构成与故障特征

1.1 一次设备的分类与功能定位

高压开关柜一次设备是指直接承载主电路电压和电流的电气设备，按照功能可划分为开关设备、测量设备、保护设备及导电回路设备四大类别。开关设备主要包括断路器等，承担电路的接通与分断功能；测量设备主要指电流互感器和电压互感器，用于将一次侧大电流、高电压转换为二次侧标准信号；保护设备包括避雷器和熔断器等，起到过电压防护和短路保护作用；导电回路设备则涵盖母线、分支母线和触头连接件，构成电能的传输通道。各类设备在结构上相互连接、在功能上相互配合，共同完成电能的引入、分配与控制任务。

1.2 典型故障模式与成因分析

高压开关柜一次设备的故障模式具有多样性和关联性特征。断路器常见的故障包括操作机构卡滞、灭弧室性能下降、合闸弹簧疲劳以及分合闸线圈烧毁等，这些故障多源于机械磨损、润滑失效或电气控制回路异常。互感器的主要故障表现为绝缘劣化、铁芯饱和、绕组匝间短路以及接线端子过热等，其成因往往与长期电压应力、热效应、环境湿度及维护不到位有关[1]。母线及连接部位的故障则多表现为接头过热、绝缘支撑件老化以及短路电动力的机械损伤。避雷器的故障类型以阀片老化、受潮及泄漏电流增大为主，长期运行的电压应力和环境侵蚀是导致其性能下降的主要因素。值得注意的是，各类故障之间往往存在链式关联，如触头过热可加速绝缘老化，绝缘下降又可能引发短路事故，这种故障演变的级联效应要求在检修工作中具备系统思维。

2 断路器检修关键技术

2.1 操作机构机械特性检测技术

断路器操作机构的机械特性是评价其分合闸性能的核心指标，涉及分闸时间、合闸时间、刚分速度、刚合速度、行程及超行程等参数。机械特性检测的基本原理是通过传感器采集机构运动过程中的位移-时间曲线和速度-时间曲线，进而计算各项特征参数。目前常用的检测

手段包括角位移传感器法、直线位移传感器法以及基于加速度积分的间接测量法。在测试实施过程中，传感器的安装位置和固定方式直接影响测量精度，应确保传感器与动触头运动方向保持一致，并尽量减少中间传动环节的测量误差。对于弹簧操作机构，还应对合闸弹簧和分闸弹簧的性能状态进行检测，通过测量弹簧的自由长度、刚度系数及预压缩量来判断其是否需要更换。

2.2 回路电阻测量与触头状态评估

断路器主回路电阻的大小直接反映触头接触状态和导电连接质量。回路电阻测量的技术要点在于采用大电流直流压降法，即向被测回路通入100A至额定电流之间的直流电流，测量回路两端的电压降，按欧姆定律计算电阻值[2]。测试中应注意电流引线和电压引线应分开布置并采用四端接线法，以消除引线电阻和接触电阻的影响。测量结果应与出厂值及历年数据进行比较，当回路电阻超过初始值的1.2倍时应引起关注，超过1.5倍则需安排解体检修。除定量测量外，还应结合触头外观检查、弹簧压力测试等手段综合判断触头状态。

2.3 灭弧室性能检测与诊断

真空断路器和SF_6断路器的灭弧室性能检测各有侧重。真空灭弧室的检测以真空度评估为核心，目前工程上广泛采用磁控放电法，通过在灭弧室内施加脉冲磁场和高压电场，测量离子电流的大小来推算真空度值。当真空度劣化至10^{-1}Pa量级时，灭弧室已不具备可靠开断能力，应及时更换。此外，触头磨损量的检测也不可忽视，可通过测量触头累计开断电流的加权值来间接评估电磨损程度。对于SF_6断路器，则需关注气体水分含量和分解产物检测，水分含量过高会降低绝缘强度并引发水解反应，而SO_2、H_2S等分解产物的出现则可能是内部放电或过热性故障的征兆。

3 互感器检修技术

3.1 互感器检修前检查与安全措施

互感器检修前应核对铭牌、型号、变比、准确级、额定容量及安装位置，确认与设计图纸和运行台账一致。办理工作票并执行停电、验电、接地、悬挂标示牌等安全措施。对电流互感器，二次回路严禁开路，检修前应将二次绕组可靠短接并接地；对电压互感器，二次回路严禁短路，并应防止从二次侧反送电。检查本体及套管清洁，无裂纹、破损、放电痕迹和异物；油浸式互感器检查油位、油色、渗漏油及呼吸器硅胶变色情况；SF6互感器检查气体压力及密度继电器指示；检查一次接线端子、二次接线盒、接地端子、膨胀器等是否紧固、锈蚀、过热。确认无误后方可开展绝缘和特性试验。

3.2 互感器绝缘性能与误差特性检测

电流互感器和电压互感器的检修重点在于绝缘性能验证和误差特性检查。绝缘电阻测量应使用2500V兆欧表，分别测量一次绕组对二次绕组及地、二次绕组对地及绕组间的绝缘电阻值，并与前次数据纵向比较。介质损耗因数（tanδ）测量是评价互感器整体绝缘状况的有效手段，当tanδ值发生显著增大时，往往预示着绝缘受潮或老化。对于油浸式互感器，还应取油样进行耐压试验和微水分析。误差特性方面，应在额定负荷和下限负荷下测量比差和角差，确保其准确度等级满足计量和保护要求[3]。检修过程中若发现互感器内部有异常放电声或振动，应进一步进行局部放电检测以定位缺陷部位。

4 母线系统及绝缘设备检修技术

4.1 母线接头过热诊断技术

母线接头过热是高压开关柜中较为常见的隐患，其诊断方法包括红外热成像检测和接触电阻测量两种主要途径。红外热成像检测具有非接触、可带电操作的优势，能够在不影响设备运行的情况下快速筛查异常发热点。检测时应注意环境温度、负荷电流和风速对测量结果的修正，通常以相对温差法作为判断依据。对于红外检测发现的可疑发热点，应结合接触电阻测量进行确认。母线接头的接触电阻测量方法与断路器回路电阻测量原理相同，但由于母线跨距较大，测试线的敷设路径需合理规划，避免因引线过长引入额外误差。

4.2 绝缘子与绝缘支撑件状态评估

绝缘子和绝缘支撑件的状态评估包括电气性能试验和外观检查两个维度。电气性能方面，绝缘电阻测量和泄漏电流检测是最基本的筛选手段，而对于环氧树脂浇注类绝缘件，介质损耗因数和局部放电起始电压的测量能够提供更为敏感的劣化信息。局部放电检测在绝缘状态评估中具有重要地位，常用的检测方法包括超声波法、地电波法和特高频法，三种方法各有适用范围且具有互补性[4]。外观检查则侧重于绝缘表面是否存在裂纹、爬电痕迹、放电灼伤及污秽附着等情况，这些表面缺陷往往是绝缘性能进一步劣化的起点。

4.3 母线及绝缘设备的检修工艺规范

母线系统的检修工艺要求较高，涉及母线拆装、接头处理、母线矫正及绝缘恢复等多个环节。母线拆装前应做好相序标记和定位标记，复装时严格按标记进行。接头接触面应进行细致的清理和打磨，去除氧化膜后均匀涂抹电力复合脂，并按规定的力矩值紧固连接螺栓。绝缘恢复处理时，对于受损的绝缘涂层或绝缘套筒，应根据受损程度确定修复方案，轻微损伤可局部补涂绝缘

漆，严重损伤则应更换绝缘件。整个检修过程中应保持作业环境的清洁干燥，防止杂质和湿气进入设备内部。

5 检修策略优化与状态评价体系

5.1 从定期检修向状态检修的转型

传统的高压开关柜检修模式以固定周期为基准安排检修计划，这种模式虽然便于管理，但存在检修不足与检修过剩并存的弊端。状态检修则以设备的实际运行状态为依据，通过在线监测和离线检测数据的综合分析，动态确定检修时机和检修范围。实现这一转型需要建立完善的设备状态评价指标体系，并配套相应的检测手段和诊断标准[5]。当前阶段，可以采用“周期检修+状态调整”的过渡策略，即在基本保持检修周期的同时，根据设备状态监测数据动态调整检修深度和检修间隔。

5.2 多维度状态评价指标的构建

构建科学合理的一次设备状态评价指标体系是状态检修的基石。评价指标的选择应遵循敏感性、可测性和独立性原则，涵盖机械性能、绝缘性能、导电性能和运行环境四个维度。机械性能维度包括操作次数、机械特性参数及操作机构状态等；绝缘性能维度涵盖绝缘电阻、介质损耗因数、局部放电量及耐压试验结果等；导电性能维度涉及回路电阻和接头温升等；运行环境维度则考虑负荷水平、环境温湿度及污秽等级等因素。各指标的权重分配可采用层次分析法，结合设备重要程度和运行年限进行适当调整。

5.3 检修质量管控与安全技术措施

检修质量管控贯穿于检修前、检修中和检修后三个阶段。检修前的质量管控重点在于检修方案的编制和人员资质的审核，确保检修范围和工艺要求明确清晰。检修中的质量管控核心是工艺过程的严格控制，对关键工序应设置质量见证点和停工待检点，实行三级验收制度。检修后的质量管控则通过严格的竣工试验来验证检修效果，试验项目应包括但不限于绝缘试验、机械操作试验和回路电阻测量。安全技术措施方面，除严格执行工作票制度和停电、验电、接地、悬挂标识牌等基本安全措施外，还应特别关注高压开关柜特有的危险点，如电容器残余电荷、弹簧机构的突然释放以及相邻带电间隔的误入等，针对性制定防控措施。

结束语

高压开关柜一次设备的检修工作是一项涉及多专业、多技术手段的系统工程。本文从设备分类与故障特征分析入手，系统论述了断路器、互感器、母线及绝缘设备等主要一次设备的检修关键技术，涵盖了机械特性检测、回路电阻测量、真空度测试、绝缘性能验证、局部放电检测及红外热成像等多种检测手段的应用要点。研究表明，各类一次设备的检修技术既有各自的特点和侧重，又在状态监测与诊断方法上具有共通性和互补性。当前，高压开关柜一次设备检修正处于从经验型检修向状态检修转型的关键时期。检修人员应主动适应这一转变，在夯实传统检修工艺基础的同时，积极掌握各类检测诊断技术的原理与应用方法，逐步建立起基于多维度状态信息的综合判断能力。未来，随着传感器技术、数字孪生技术和人工智能诊断技术的不断发展，高压开关柜一次设备的检修将朝着更加智能化、精准化的方向迈进，设备全寿命周期管理和预测性检修有望成为现实。

参考文献

[1]王建华,张伟.高压开关柜状态检修技术及其应用[J].高电压技术,2022,48(5):1823-1832.

[2]陈志刚,李明,刘洋.基于局部放电检测的高压开关柜绝缘状态评估方法研究[J].电力系统自动化,2021,45(12):156-163.

[3]赵文强,孙晓辉.真空断路器机械特性检测与故障诊断技术综述[J].高压电器,2023,59(3):1-9.

[4]刘建国,周明,何晓军.SF_6断路器气体状态监测与检修决策技术[J].电网技术,2022,46(8):3124-3132.

[5]杨丽萍,郭海涛.电力设备状态检修关键技术及发展趋势[J].电力自动化设备,2024,44(1):1-8.