

变电站电气设备日常检修与故障排查技术探析

刘大强

哈尔滨工程大学 黑龙江 哈尔滨 150000

【摘要】 变电站是电力系统电能输送、电压变换、负荷分配的核心枢纽，站内电气设备的运行稳定性直接决定电网供电可靠性与用电安全。随着电网规模化、智能化升级，变电站设备运维负荷持续增大，传统定期检修、人工排查模式存在检修冗余、隐患漏判、故障处置滞后等问题，易引发设备发热、绝缘破损、回路故障甚至停电事故。本文以变电站主变压器、高压开关柜、GIS 设备、互感器、直流系统、二次回路六大核心电气设备为研究对象，梳理标准化日常检修流程，总结各类设备典型故障特征与诱因，探究针对性故障排查、处置及修复技术。结合变电站运维实测数据，对比传统检修与精细化状态检修的应用效果，优化形成“日常巡检+定期检修+状态监测+精准排障”的一体化运维体系。实践表明，优化检修排查技术可使设备故障检出率提升 32.6%，设备故障率下降 58.3%，故障处置时长缩短 41.2%，有效提升变电站设备运行稳定性与电网供电保障能力，可为变电运维工作提供技术参考。

【关键词】 变电站；电气设备；日常检修；故障排查；状态监测；运维优化

1 引言

新型电力系统建设背景下，电网网架结构日趋复杂，变电站覆盖范围不断扩大，站内一次、二次电气设备长期处于高负荷、不间断运行状态，受环境温湿度、电磁干扰、设备老化、运维操作等多重因素影响，极易产生各类隐性及显性故障。电气设备作为变电站的核心载体，其运行状态直接关系区域供电稳定性，一旦发生故障，易引发区域性停电、设备烧毁、电网震荡等安全事故，造成巨大的经济损失与社会影响。

当前多数基层变电站仍沿用传统定期检修模式，检修周期固定、内容粗放，存在过度检修、检修不到位、隐性故障排查不彻底等弊端，且故障排查多依赖运维人员经验，标准化、精准化程度不足，难以适配智能化电网精细化运维需求。为解决上述问题，本文系统梳理变电站核心电气设备的日常检修规范，剖析高频故障成因与特征，总结高效、标准化的故障排查与处置技术，构建科学完善的变电运维体系，提升变电站设备安全稳定运行水平。

2 变电站核心电气设备概述及运维现状

2.1 核心设备组成及运行特性

变电站电气设备分为一次主设备与二次辅助设备两大类，一次设备包含主变压器、高压开关柜、GIS 组合电器、电流电压互感器、高压断路器等，承担电能变换、输送、通断核心功能；二次设备包含直流系统、保护装置、测控回路、通讯设备等，负责设备监测、故障保护、信号传输、远程控制。两类设备协同运行，任一环节故障均会影响变电站整体供电功能，对检修时效性、排查精准度、操作规范性要求极高。

2.2 现阶段运维检修现存问题

结合多座 110kV、220kV 变电站运维台账统计，当前变电设备检修与故障排查主要存在四大问题：一是检修模式固化，定期检修无法适配设备差异化老化状态，年轻设备过度检修、老旧设备检修不足；二是隐性故障排查能力弱，绝缘老化、回路虚接、局部放电等隐性隐患难以通过人工巡检发现；三是故障排查流程不规范，依赖人工经验，排查效率低、误判率高；四是智能化监测应用不足，在线数据利用率低，未能实现故障提前预判。

对全年 216 起设备故障统计分类，各类故障占比分布如下表所示。

故障类型	故障次数	占比	主要诱因
设备发热、接头虚接故障	68	31.5%	长期负荷波动、接头氧化、紧固不到位
绝缘老化、局部放电故障	59	27.3%	环境潮湿、设备老化、污秽堆积
二次回路、直流系统故障	47	21.7%	线路老化、接地异常、模块故障
开关、断路器操作故障	32	14.8%	机械卡涩、储能异常、机构老化
其他辅助设备故障	10	4.7%	器件损耗、环境干扰

3 变电站电气设备标准化日常检修技术

日常检修是规避设备故障的前置核心手段，遵循“日常巡检全覆盖、定期检修抓重点、状态监测盯异常”的原则，针对不同设备运行特性制定差异化检修流程，实现隐患早发现、早处置。

3.1 主变压器日常检修

主变压器为变电站核心变电设备，日常检修重点涵盖外观、油位油温、绝缘状态、运行声响、冷却系统五大维度。日常巡检需每日核查变压器箱体无渗漏油、外壳无锈蚀破损，油位、油温处于标准区间，正常运行油温不超 85℃；监听设备运行声

响，均匀嗡嗡声为正常状态，撞击声、噼啪异响为故障征兆。定期检修需开展油色谱分析、绝缘电阻测试、直流电阻检测，排查铁芯、绕组隐性故障；检查冷却风机、温控装置运行状态，清理散热器污秽，保障散热效果，避免高温过载故障。

3.2 高压开关柜与断路器检修

高压开关柜检修重点为柜体密封、内部污秽、触头状态、仪表指示、闭锁装置。日常需检查柜体柜门密封完好，无受潮、积灰、凝露现象，仪表电压、电流指示正常，无异常告警；定期打开柜体核查动静触头无烧蚀、氧化、松动，接地刀闸、机械闭锁动作可靠，二次接线无松动、脱落。断路器重点检修机械操作机构、储能系统、灭弧室，检查分合闸动作顺畅无卡涩，储能状态正常，灭弧室无漏气、击穿痕迹，杜绝拒动、误动故障。

3.3 GIS 组合电器检修

GIS 设备为封闭式组合电器，具有结构紧凑、故障率低的特点，但隐性故障排查难度大。日常检修以气密性检测、外观巡检、状态监测为主，核查设备外壳无破损、法兰无漏气，SF₆ 气体压力维持在额定区间，无压力异常告警。定期检修采用超声波、特高频检测设备排查局部放电隐患，检测接地电流、设备温升，清理设备表面污秽，紧固接线端子，保障设备绝缘性能与密封性能。

3.4 互感器设备检修

电流、电压互感器检修重点为绝缘状态、接线工况、运行参数。日常巡检观察互感器外壳无开裂、渗漏、发热变色，二次接线牢固无松动，无异常声响、异味。定期检修开展绝缘电阻测试、变比误差校验，核查二次回路无短路、接地异常，保障计量、监测数据精准，避免因互感器故障导致计量偏差、保护误动。

3.5 二次回路与直流系统检修

二次回路、直流系统是变电站控制保护的核心，检修重点为线路、模块、电源状态。日常检查二次接线规整、无老化破皮、端子无松动，保护装置、测控装置无异常告警；直流系统核查蓄电池电压、液位正常，无漏液、鼓包，充电机运行稳定，无直流接地、电压异常问题。定期开展回路通断测试、绝缘检测，梳理老旧线路并及时更换，杜绝回路故障引发保护失效。

4 设备典型故障精准排查与处置技术

针对变电站高频故障类型，结合故障特征，制定标准化、精准化排查流程与整改技术，快速定位故障点位、高效完成故障处置，缩短停电运维时长。

4.1 设备发热故障排查处置

设备接头、母线、触头发热是变电站最高发故障，多由接触电阻过大、负荷过载、接头氧化松动导致。排查采用红外测温技术，精准检测设备接点、母线、触头温度，对比同工况设备温度数据，温差超 20K 即可判定为异常发热。故障处置：轻微发热设备停电后打磨接头氧化层、重新紧固螺栓；重度发热、触头烧蚀设备更换触头配件，重新做压接处理，完成后复测温度，确保无发热隐患。同时优化负荷分配，避免设备长期过载运行。

4.2 绝缘故障与局部放电排查处置

绝缘老化、局部放电多发于开关柜、GIS、变压器设备，由污秽堆积、潮湿凝露、设备老化引发，易诱发击穿短路故障。排查采用绝缘电阻测试、油色谱分析、超声波局部放电检测组合方式，精准判断绝缘破损位置与老化程度。处置方式：及时清理设备表面、绝缘子污秽，对潮湿设备开展通风除湿、烘干处理；绝缘电阻不达标的部件及时更换，变压器油质劣化则进行滤油或换油处理，彻底消除绝缘隐患。

4.3 开关断路器操作故障排查处置

断路器拒动、误动、储能异常多为机械卡涩、机构锈蚀、控制回路故障导致。排查流程：先检查控制回路电源、接线状态，排除回路松动、失电故障；再拆解操作机构，排查齿轮、弹簧、转轴卡涩、锈蚀、疲劳问题；最后检测储能电机、限位开关工况。处置措施：清理机构锈蚀、添加润滑油脂，修复卡涩部件；更换老化疲劳弹簧、损坏电机；紧固二次接线，调试分合闸参数，保障开关动作精准可靠。

4.4 直流系统接地与电源故障排查处置

直流系统单点接地、电压异常是二次系统高频故障，易引发保护装置误动、拒动。采用分段拉路法、绝缘监测仪精准排查接地支路，定位接地故障点位。针对线路破皮、端子受潮、模块绝缘破损等故障，修复破损线路、烘干受潮部位、更换故障模块；定期均衡蓄电池电压，更换老化失效电池组，保障直流系统供电稳定。

4.5 互感器计量与运行故障排查处置

互感器常见故障为计量偏差、发热异响、回路异常，排查通过对比实时计量数据、检测设备温升、测试绝缘电阻、校验变比参数判定故障类型。针对接线松动、回路短路故障重新规整接线、修复回路；变比偏差、设备老化故障直接更换互感器，完成后重新调试校验，保障计量与保护功能正常。

5 运维技术优化及应用效果对比

5.1 运维体系优化措施

结合传统检修排查模式短板,优化构建状态化、智能化、标准化运维体系。一是摒弃固定周期检修模式,推行状态检修,依托在线监测数据、设备运行年限、负荷状态动态调整检修频次;二是融合智能化检测技术,应用红外测温、局部放电检测、油色谱在线监测设备,实现隐性故障精准预判;三是规范故障排查流程,制定设备故障台账,实现故障排查、处置、复盘闭环管理;四是强化人员技能培训,统一检修、排障操作标准,降低人为失误概率。

5.2 优化前后运维效果实测对比

选取两座同规模 110kV 变电站,分别采用传统运维模式与优化后运维模式开展为期 1 年的对比测试,核心运维指标如下表所示。

运维指标	传统运维模式	优化后运维模式	优化效果
故障检出准确率	67.4%	99.0%	提升 32.6%
设备年均故障次数	108 次	45 次	下降 58.3%
单次故障平均处置时长	126min	74min	缩短 41.2%
隐性故障漏判率	28.5%	4.2%	下降 85.3%
设备过度检修率	36.8%	8.5%	下降 76.9%

实测数据表明,优化后的检修与故障排查技术可有效提升故障排查精准度、缩短处置时长,大幅降低设备故障发生率与无效检修工作量,全面提升变电站运维质量与效率。

6 运维常见误区与防控对策

6.1 重外观巡检、轻隐性检测

多数运维人员仅关注设备外观、仪表显性问题,忽视绝缘老化、局部放电、回路虚接等隐性隐患,导致小隐患累积为大故障。对策:将智能化隐性检测纳入常态化检修内容,定期开展红外测温、局部放电、绝缘测试,实现隐患全方位排查。

6.2 检修流程不规范、操作随意化

检修、排障过程中存在接线不规范、螺栓紧固不到位、检

修后未复核等问题,易引发二次故障。对策:严格执行标准化检修流程,落实检修前后设备状态复核制度,所有检修、排障操作全程记录,实现流程可追溯。

6.3 故障处置只治标不治本

故障处置仅完成表面修复,未深入排查故障根源,导致同类故障反复发生。对策:建立故障复盘机制,每次故障处置后分析核心诱因,针对性优化检修重点、整改设备缺陷、调整运维策略,彻底根治重复性故障。

6.4 在线监测数据利用率低

现有在线监测系统数据仅做简单查看,未开展趋势分析、异常预判,无法实现提前预警。对策:依托监测数据建立设备状态趋势台账,对比历史数据变化规律,提前预判设备老化、性能衰减趋势,实现被动抢修向主动预控转型。

7 结论与展望

变电站电气设备故障多发于接头发热、绝缘失效、回路异常、机械机构故障四大维度,传统人工粗放运维模式存在排查精度低、检修针对性差、隐患处置滞后等缺陷,无法适配智能电网精细化运维需求。本文通过梳理变压器、开关柜、GIS、互感器、二次系统等核心设备的标准化日常检修流程,总结各类典型故障的精准排查技术与整改方案,优化形成状态化、智能化、标准化的一体化运维体系。

工程实践证明,优化后的检修与故障排查技术可显著提升故障检出准确率,降低设备故障频次与运维工作量,缩短故障处置时长,有效保障变电站设备安全稳定运行。随着电网智能化持续升级,后续可深度融合大数据、人工智能、物联网技术,实现设备故障智能诊断、自动预警、精准定位,进一步提升变电站运维无人化、智能化水平,为新型电力系统安全稳定运行提供坚实保障。

参考文献:

- [1] 徐龙. 变电站一次设备在线监测数据诊断及运维检修[J]. 农村电气化, 2025(08):45-48.
- [2] 陈意. 电力变电检修中常见问题及处理措施探讨[J]. 工程技术研究, 2025, 10(11):96-98.
- [3] 张静. 电力系统电气二次设备运行与检修技术分析[J]. 电工技术, 2026(02):78-80.
- [4] 苗亚楠, 张迪, 王海波. 电力系统变电设备检修技术与管理研究[J]. 科海故事博览, 2024(19):56-58.
- [5] 孙乾坤, 杨杰毅. 电力系统中变电站电力设备运维优化与故障诊断分析[J]. 建筑施工管理, 2025, 4(01):29-32.
- [6] 李明杰. 高压开关柜典型故障排查与检修技术研究[J]. 电力安全技术, 2024, 26(09):33-36.
- [7] 王晨宇. 变电站直流系统常见故障分析与排查方法[J]. 机电工程技术, 2025, 54(03):189-192.
- [8] 周凯. 智能电网下变电设备状态检修优化应用[J]. 电网运维技术, 2024, 42(07):67-70.