

水电厂电气设备常见故障分析与处理

陈贵堂

贵州北源电力股份有限公司 贵州 遵义 563402

摘 要: 水电厂电气设备长期承受电磁、热力与机械应力叠加作用,故障具有隐蔽性强与突发性高的特点。本文围绕发电机、变压器、高压开关设备及厂用电系统等主要电气设备的故障特征与成因展开分析,梳理了在线监测、电气试验与状态检修等诊断技术手段,阐述了各类设备故障处理工艺与操作规范,并从全生命周期管理、运行环境控制、人员技能建设与智能化技术融合等维度提出预防策略,为提升水电厂电气设备运维水平提供系统性参考。

关键词: 水电厂; 电气设备; 故障诊断; 状态检修; 运维管理

引言: 水电厂电气设备种类繁多、运行工况复杂,故障一旦发生往往影响机组安全与电网稳定。发电机绝缘劣化、变压器绕组变形、开关设备拒动拒合、励磁系统失稳等问题在实际运行中较为突出。传统定期检修模式难以满足设备精细化管理需求,故障诊断技术与状态检修理念的引入为电气设备运维提供了新路径。将故障分析与处理方法系统梳理,有助于运维人员快速定位问题并采取有效措施,保障水电厂安全稳定运行。

1 水电厂主要电气设备故障特征与成因

1.1 发电机本体常见故障特征与成因

发电机作为水电厂最关键的能量转换装置,长期处于高电磁负荷与热应力交替作用的工况下,本体故障具有隐蔽性强与突发性高的双重特点。定子绕组绝缘在运行温度、电应力与机械振动的长期叠加作用下会逐步发生老化,绝缘层中可能产生局部放电现象,放电脉冲在绕组内部反复冲击会逐步扩展绝缘劣化区域,最终引发匝间短路或对地击穿^[1]。转子绕组匝间短路多由制造缺陷或运行中离心力导致的线圈变形引起,短路点附近的电流密度急剧增大,局部温升可迅速突破允许限值,严重时烧毁转子本体。轴承异常振动与过热之间存在紧密的因果关系,润滑脂变质或轴承间隙增大均会加剧振动,振动又反过来加速轴承磨损并产生额外热量。冷却系统中管路因水垢沉积或异物堵塞而导致散热效率下降,冷却介质流量不足会使发电机各部件温度持续攀升,绝缘性能随之劣化。

1.2 变压器常见故障特征与成因

变压器在水电厂承担着电压变换与电能分配的重要职能,运行环境中的电、热、机械多重应力使变压器故障类型较为多样。绕组在短路电流冲击下可能发生不

可逆变形,变形后的绕组局部场强分布发生改变,绝缘承受的电应力不均匀,长期运行后可能在薄弱点发生击穿。绝缘油在高温与电场作用下会逐步裂解产生气体,油质劣化后绝缘强度与散热能力均显著降低。铁芯多点接地会在铁芯内部形成闭合回路,产生环流并导致局部过热,严重时烧毁铁芯硅钢片。套管渗漏油多由密封件老化或安装应力不当所致,电容屏击穿则与内部受潮或制造工艺缺陷密切相关。有载调压开关在频繁动作过程中触头磨损与接触压力下降,导致接触电阻增大,触头过热后进一步加速氧化,形成恶性循环。

1.3 高压开关设备常见故障特征与成因

高压开关设备是水电厂电气系统中操作频次最高的设备之一,机械磨损与电气烧蚀是两大主要故障来源。断路器拒动多由操动机构卡涩、脱扣线圈断线或控制回路断线引起,误动则常与保护回路接线错误或抗干扰措施不足有关。隔离开关在长期未操作后触头表面氧化膜增厚,合闸时接触电阻急剧增大,大电流通过时产生严重过热。SF₆ 气体密度降低会直接削弱开关设备的灭弧与绝缘能力,微水含量超标则会在低温条件下结露,进一步降低绝缘水平。操动机构中储能弹簧在多次储能与释能循环后出现金属疲劳,弹簧力不足会导致合闸速度降低,影响断路器的灭弧性能。

1.4 厂用电系统及二次回路常见故障特征与成因

厂用电系统与二次回路虽然不直接参与能量转换,但对主设备的安全运行起着支撑与保护作用,故障影响范围广泛。励磁系统调节器在强干扰环境下可能出现参数漂移或通道中断,导致发电机无功输出波动甚至失稳。直流系统接地故障在水电厂潮湿环境中较为常见,蓄电池组容量衰减后内阻增大,在负荷突增时电压跌落

明显,可能导致保护装置拒动。继电保护装置误动多与电流互感器饱和或二次回路接线松动有关,拒动则常由出口继电器触点接触不良或保护压板误投退所致。电流互感器在一次电流过大时铁芯进入饱和区,二次侧输出波形严重畸变,可能引起差动保护误判。电压互感器二次回路开路会在互感器二次端子处产生高电压,威胁人身安全与设备绝缘。

2 电气设备故障诊断技术与检测手段

2.1 电气在线监测技术的应用

在线监测技术能够在设备不停运的条件下持续采集运行状态数据,为故障早期发现提供了技术支撑。发电机局部放电在线监测通过安装在定子绕组出线端的高频电流传感器捕捉放电脉冲,结合相位分辨技术可定位放电缺陷的空间位置。变压器油中溶解气体色谱在线分析装置能够实时跟踪氢气、乙炔、总烃等特征气体的浓度变化趋势,当气体增长速率异常时可提前预警内部故障^[2]。开关设备触头温度红外热成像监测利用红外传感器非接触式测量触头与母线连接点的表面温度分布,温度异常升高区域往往对应接触不良或过负荷部位。电缆绝缘状态分布式光纤测温技术沿电缆全长布设感温光纤,能够精确捕捉电缆任意位置的温度变化,对电缆过热与局部放电引起的温升具有极高的灵敏度。

2.2 电气试验与离线检测方法

离线检测是在设备停运状态下通过施加试验电压或测量电气参数来判断设备健康状况的传统手段,仍然是故障诊断中不可替代的基础方法。发电机绝缘电阻与吸收比测试通过兆欧表施加直流电压,依据绝缘电阻值与吸收比的大小判断绝缘受潮或老化程度。变压器直流电阻测试能够灵敏地反映绕组焊接质量与匝间短路情况,变比测试则用于检验绕组匝数是否发生变化。断路器机械特性试验记录合闸与分闸时间、速度及同期性等参数,这些参数的偏离程度直接反映操动机构的健康状况。互感器极性校验与励磁特性试验用于确认互感器的接线正确性与铁芯性能,励磁特性曲线的异常拐点往往预示着铁芯故障。

2.3 状态检修与故障预判逻辑

状态检修以设备实际运行状态为依据来安排检修时机与内容,区别于传统的定期检修模式,能够更加精准地把控检修节奏。基于设备运行数据的趋势分析方法通过对历史监测数据进行统计与拟合,绘制参数变化曲线,当曲线斜率发生突变时即发出预警信号。电气设备健康状态分级将设备划分为正常、注意、异常与严重四

个等级,各级对应不同的处置策略与检修优先级。红外测温与紫外成像在隐患排查中各有侧重,红外测温擅长发现过热类缺陷,紫外成像则对电晕放电与沿面放电具有独特的检出能力。振动监测与油液分析作为辅助诊断手段,能够为电气故障的原因判断提供机械与化学层面的佐证信息。

3 典型电气设备故障处理工艺与操作规范

3.1 发电机故障处理工艺

发电机故障处理需要在保障人身安全与防止故障扩大的前提下迅速采取措施。定子绕组局部过热时应立即降低发电机有功与无功输出,监视绕组温度变化趋势,若温度持续上升则需执行紧急停机程序。转子一点接地发生后应立即切换至绝缘监测装置的手动检测模式,采用分段拉闸法逐步缩小接地范围,找到接地点后进行转移或消除处理^[3]。发电机进相运行时无功吸收过大可能导致静稳定极限被突破,此时应调整有功出力或投入无功补偿装置,必要时增加励磁电流以维持稳定运行。冷却水中断后应立即减少发电机负荷,在规定时间内恢复冷却水供给,若冷却水无法恢复则须按规程执行停机操作。

3.2 变压器故障处理工艺

变压器轻瓦斯动作后应立即取气并进行色谱分析,根据气体成分与含量判断故障类型与严重程度,若为空气则可放气后继续运行,若为可燃气体则需加强监视并做好停运准备。变压器重瓦斯动作表明内部发生了严重故障,应立即断开变压器各侧开关并隔离故障设备,未经检查不得强行送电。变压器油位异常升高多由内部故障产气或温度过高所致,应检查油位计与呼吸器是否畅通,油位异常降低则需排查渗漏点并及时补油。有载调压开关卡滞时应先尝试电动操作,若无法动作则改用手动操作进行调压,切换完成后应安排检修人员对开关机构进行全面检查与维护。

3.3 高压开关设备故障处理工艺

断路器拒合闸时应首先检查控制回路电源与合闸线圈是否正常,再逐一排查辅助触点与防跳继电器的状态,确认电气回路无误后检查操动机构的机械部件是否存在卡涩。断路器拒分闸是最为紧急的故障之一,应立即启动失灵保护或采用旁路代路方式将故障断路器隔离,防止事故范围扩大。GIS设备SF₆气体泄漏时应先确认泄漏点位置,对密封面进行紧固或更换密封件,补气后进行微水与密度检测,确认合格后方可恢复运行。隔离开关触头烧损后应停电更换触头,新触头安装前需对

接触面进行精细打磨,涂覆导电脂后调整接触压力至规定范围。

3.4 厂用电及二次系统故障处理工艺

励磁系统主通道故障时应立即切换至备用通道,若备用通道也无法正常工作则应降低发电机无功出力并手动调节励磁电流以维持机端电压。直流系统接地故障应采用拉路法逐段排查,先拉开信号回路与照明回路,再逐步缩小至控制回路与保护回路,找到接地支路后进行绝缘修复。继电保护装置发出异常信号时应核对保护定值与运行方式是否匹配,检查装置电源与输入信号是否正常,必要时退出相关保护并投入备用保护。互感器二次回路开路时应立即在专用端子上短接二次绕组,防止高压窜入二次回路危及人身安全,短路后再逐一检查回路接线。

4 电气设备故障预防策略与运维管理优化

4.1 设备全生命周期运维管理体系构建

电气设备从投运到退役的全过程均需要系统化的运维管理来保障运行可靠性。设备台账应详细记录每台设备的技术参数、投运时间、检修记录与缺陷处理情况,为状态分析与检修决策提供数据基础^[4]。定期预防性试验计划应根据设备类型与运行年限科学制定,试验项目与周期应覆盖绝缘、机械与电气性能各个维度。备品备件的储备应按照故障概率与采购周期进行分类管理,关键部件需保持合理库存量,避免因缺件而延长故障停机时间。设备检修周期不应一成不变,应根据在线监测数据与历次检修记录进行动态调整,在设备状态良好时适当延长周期,在劣化趋势明显时缩短周期。

4.2 运行环境控制与防护措施强化

良好的运行环境是电气设备长期稳定运行的外部保障条件。厂房内温度与湿度的控制对电气绝缘性能有着直接影响,湿度过高会加速绝缘表面凝露,湿度过低则可能产生静电积聚。防雷接地系统应定期检测接地电阻与接触电位差,确保在雷电过电压或操作过电压作用下能够有效泄放电流。电缆沟道应做好防火封堵与防水处理,防止外部水源侵入或火灾沿电缆蔓延。开关柜与控制室应落实防尘与防小动物措施,封堵电缆穿墙孔洞,安装挡鼠板与防鸟网,避免异物进入造成短路或接地故障。

4.3 人员技能提升与故障处置能力建设

运维人员的专业技能水平直接决定了故障处置的速度与质量。电气运行人员应通过反复训练掌握各类故障

的识别特征与应急操作流程,能够在第一时间做出正确判断。检修人员应熟练掌握各类电气试验的操作规范与数据分析方法,具备独立完成故障诊断的能力。典型故障处理流程应定期组织桌面推演与实战演练,使每位参与者在高压环境下仍能保持清晰的操作思路。跨专业协同处置机制的建立有助于在复杂故障场景下实现信息快速共享与操作高效配合,调度、运行与检修三方应建立标准化的沟通流程与指挥体系。

4.4 智能化运维技术的融合应用

智能化技术正在深刻改变水电厂电气设备的运维模式。电气设备状态监测数据应接入统一的管理平台,通过数据清洗与特征提取为故障诊断算法提供高质量输入。巡检机器人可在高危区域替代人工完成设备巡视,搭载的红外与可见光传感器能够自动识别温度异常与外观缺陷。故障录波与事件顺序记录中蕴含着丰富的故障信息,通过深度挖掘可以还原故障发生的完整过程与演变规律^[5]。数字孪生技术通过构建电气设备的虚拟模型,将实时运行数据映射至虚拟空间,运维人员可在虚拟环境中推演故障发展趋势并预演处置方案,为实际操作提供决策支持。

结束语

水电厂电气设备故障的有效防控需要从诊断技术、处理工艺与运维管理三个层面协同推进。在线监测与离线试验相结合的诊断体系能够提升故障发现的及时性与准确性,规范化的处理工艺为现场操作提供了清晰指引,全生命周期管理与智能化技术的融合则为运维模式转型奠定了基础。运维人员专业能力的持续提升与管理体的不断完善,是电气设备长期安全运行的根本保障。

参考文献

- [1] 蒋鹏. 水电厂电气一次设备常见故障处理及预防[J]. 工程建设与设计, 2025(20):29-31.
- [2] 李海生. 水电厂电气一次设备运行异常在线监测研究[J]. 电气技术与经济, 2026(1):39-41.
- [3] 黄羽, 张勋, 王俊. 水电站常见电气一次设备故障检修与故障处理研究[J]. 机械工业标准化与质量, 2023(10):37-40.
- [4] 王勇国. 水电厂电气设备故障检修及其维护方法[J]. 电力设备管理, 2022(8):124-126, 161.
- [5] 李昂. 水电站常见电气一次设备故障检修与故障处理方法[J]. 水电与新能源, 2023, 37(4):75-78.