

水电站主变压器运行故障分析与运维管控研究

李建魁

云南华电金沙江中游水电开发有限公司梨园发电分公司 云南 丽江 674100

【摘要】：水电站主变压器作为核心设备，其故障频发且影响范围广，直接关系电站安全和供电稳定。通过对运行数据、故障类型及发生规律进行系统分析，可识别关键风险点和潜在隐患。结合运维管理实践，针对不同故障特征实施精准监控与管控措施，能够有效降低事故发生概率，提高设备运行效率和稳定性。本文围绕故障模式、诊断及运行管控策略展开，强调数据驱动与智能化监测的重要性，为水电站主变压器的安全运行提供技术支撑。

【关键词】：水电站；主变压器；故障分析；运行管理；安全监控

DOI:10.12417/2705-0998.26.12.017

引言

主变压器在水电站中承担着电能转换和输送的关键任务，其可靠性直接影响电站整体运行安全。近年来，随着设备老化及负荷波动增大，主变压器故障呈现多样化和复杂化趋势，不仅导致电能供应中断，还可能引发重大经济损失和安全风险。运行过程中，绝缘老化、过载运行及外界环境因素是主要诱因，而传统经验性管理难以及时发现隐患。通过深入分析故障类型、发生规律及运行状态参数，可以提前识别潜在风险，并采取有效管控措施进行防护。数据驱动的监测与管控手段能够显著提升主变压器的运行稳定性，为水电站长期高效、安全运行提供保障，同时也为设备管理提供科学依据。

1 水电站主变压器运行故障识别

1.1 绝缘老化故障表现

绝缘老化是水电站主变压器运行中较为常见的隐性故障，其表现往往具有渐进性和潜伏性。主变压器长期处于高电压、大电流及复杂环境条件下，绝缘纸、绝缘油等材料会受到温度、湿度、电场和机械应力的持续影响，逐步出现性能下降。运行过程中，绝缘老化常表现为介质损耗增大、绝缘电阻降低、油中气体含量异常增加等现象^[1]。当绝缘材料劣化程度加深时，局部放电、绕组间绝缘击穿等问题可能随之出现，严重时会引起停机事故。由于绝缘老化初期外部表现并不明显，仅依靠人工巡检难以及时发现，因此需要结合油色谱分析、绝缘电阻测试及运行温度变化进行综合判断。

1.2 过热故障运行特征

过热故障是主变压器运行异常的重要表现，通常与负荷变化、冷却系统异常、接触不良及铁芯损耗增加等因素有关。水电站主变压器在长期运行过程中，如果散热条件下降或负荷持续偏高，设备内部温度会逐渐升高，导致绝缘油加速劣化，绝缘材料强度下降。过热故障在运行中常表现为油温、绕组温度异常升高，冷却器运行效率降低，油中甲烷、乙烯等特征气体含量增加。部分过热问题还可能集中在接头、引线、分接开关等位置，形成局部高温点。若未能及时识别，过热区域会不断

扩大，并进一步诱发绝缘破坏和放电故障。对过热故障进行识别时，需要结合温度监测数据、负荷曲线、冷却装置运行状态和油色谱结果进行综合分析，从而准确判断异常热源位置和故障发展程度。

1.3 短路与放电异常

短路与放电异常具有突发性强、破坏性大的特点，是水电站主变压器运行故障识别中的重点内容。短路故障可能由绕组变形、绝缘击穿、外部系统冲击或雷电过电压等因素引发，运行中常表现为电流骤增、保护装置动作、变压器振动加剧以及局部温度升高。放电异常则多与绝缘缺陷、油中杂质、水分含量偏高或局部电场分布不均有关，常见表现包括局部放电、火花放电和电弧放电。此类故障在早期可能仅反映为油中氢气、乙炔等气体含量异常，但随着故障发展，容易造成绝缘击穿和设备损坏。短路与放电异常的识别不能只依赖单一运行参数，需要结合继电保护记录、油色谱数据、局放检测结果和设备声音变化进行判断。

2 主变压器故障成因分析

2.1 负荷波动影响因素

水电站主变压器在运行过程中承受着电能转换与输送压力，负荷变化会直接影响设备内部电流、温度和绝缘状态。当电站发电量受季节水文条件、调度指令和用电需求影响而频繁变化时，主变压器容易出现负荷不稳定现象。负荷突然升高会使绕组电流增大，导致铜损增加和温度上升，长期处于高负荷状态还会加快绝缘油和绝缘纸老化^[2]。负荷骤降或反复波动则可能引起热胀冷缩变化，使绕组、引线及连接部位承受交变应力，增加松动、变形和接触不良风险。负荷波动还会影响冷却系统运行节奏，若散热能力与发热量不匹配，局部过热问题便容易产生。

2.2 运行环境诱发因素

主变压器运行环境复杂，外界条件变化会持续影响设备安全状态。水电站多处于河谷、山区或湿度较高区域，空气湿度、温差变化、粉尘沉积和雷雨天气都会对主变压器运行造成影响

响。环境湿度偏高时，绝缘材料容易吸收水分，绝缘强度下降，放电风险随之增加。温差较大时，设备外壳、套管及密封部位容易产生热胀冷缩变化，密封性能下降后可能导致潮气进入油箱内部。粉尘、污秽附着在套管表面，会降低外绝缘水平，遇到潮湿天气时容易形成闪络隐患。雷电、过电压和外部短路冲击也可能对绕组和绝缘系统造成损伤。运行环境因素往往具有持续性和隐蔽性，若缺少针对性监测，容易使小隐患逐步发展为设备故障。

2.3 设备老化内在因素

主变压器长期运行后，设备内部材料和结构性能会逐渐下降，老化问题成为故障产生的重要内在原因。绝缘纸、绝缘油、绕组、铁芯及分接开关等部件在电、热、机械应力共同作用下，会出现不同程度的劣化。绝缘油氧化后酸值升高、介质损耗增大，绝缘纸聚合度下降后机械强度减弱，容易在短路冲击或温度升高时发生损伤。绕组受到长期电磁力影响，可能出现轻微位移或变形，连接部位也可能因振动和热循环产生松动。分接开关频繁动作后，触头磨损和接触电阻增大，容易形成局部过热点。设备老化具有不可逆性和累积性，早期表现不明显，但一旦超过安全运行界限，便可能引发绝缘击穿、过热和放电等连锁故障。

3 主变压器故障诊断方法

3.1 油色谱检测分析

油色谱检测是判断主变压器内部故障的重要方法，主要通过分析绝缘油中溶解气体的种类和含量变化，识别设备内部是否存在过热、放电或绝缘劣化问题。主变压器运行时，绝缘油和固体绝缘材料在电场、热场影响下会分解产生氢气、甲烷、乙烯、乙炔等气体，不同气体组合对应不同故障特征^[3]。通过对气体含量、增长速率和比值关系进行分析，可以判断故障性质和发展程度。油色谱检测具有灵敏度高、适用范围广的特点，能够在故障尚未形成明显外部表现前发现异常，为检修判断和风险控制提供依据。

3.2 温度与电流监测

温度与电流监测能够直接反映主变压器运行负荷和热状态变化，是故障诊断中的基础手段。主变压器在运行过程中，绕组电流变化会影响设备发热水平，油温、绕组温度和冷却系统运行状态也会随之变化。当电流持续偏高、温度异常升高或温升与负荷变化不匹配时，可能说明设备存在过载、散热不良、接触电阻增大或局部过热等问题。通过连续采集温度和电流数据，并与历史运行曲线进行对比，可以发现异常趋势。该方法能够将故障识别从事后判断转向运行过程中的动态跟踪，有助于提高诊断及时性。

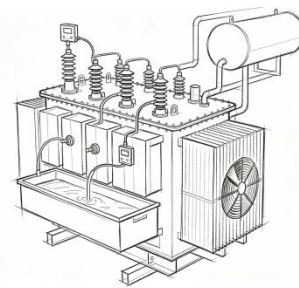


图1 主变温流监测结构图

3.3 综合在线诊断判断

综合在线诊断判断是将油色谱、温度、电流、局部放电、保护动作记录等多类数据进行综合分析，从而提高故障判断的准确性。单一检测数据容易受到运行工况、环境变化和测量误差影响，难以全面反映主变压器真实状态。通过综合在线诊断，可以把不同监测信息进行关联分析，判断故障是否具有持续性、发展性和危险性。例如，油中乙炔含量升高并伴随温度异常时，可能说明设备内部存在放电或高温故障。综合在线诊断能够减少误判和漏判，使故障判断更加接近实际运行状态，为后续运维管控提供可靠依据。

4 主变压器运维管控措施

4.1 运行状态动态监控

主变压器运维管控应以运行状态动态监控为基础，通过连续采集油温、绕组温度、负荷电流、油位、冷却装置状态及油色谱数据，掌握设备运行变化趋势。动态监控并非只关注某一时刻的参数是否超限，更需要分析参数之间的关联关系和变化速度。当负荷升高后温度变化明显滞后或温升幅度异常时，可能反映冷却效率下降或内部存在局部过热隐患^[4]。通过建立运行数据档案，将实时数据与历史曲线、同类设备运行水平进行对比，可以及时发现异常波动。对关键参数设置预警阈值和趋势判断标准，能够将故障管控前移到隐患形成阶段，减少突发停运风险。动态监控还可为检修安排、负荷调整和设备状态评估提供依据，使主变压器运行始终处于可跟踪、可判断、可控制状态。

4.2 隐患分级处置管控

主变压器隐患处置需要根据故障风险程度、发展速度和影响范围进行分级管控，避免轻微异常被忽视，也防止一般问题被过度处理。对于温度轻微升高、油色谱指标缓慢变化等低风险隐患，可通过加强跟踪、缩短检测周期和记录变化趋势进行控制。对于气体增长较快、局部放电信号增强、冷却系统效率下降等中等风险问题，应及时组织专项检查，明确异常来源并采取限制负荷、调整运行方式等措施。对于绝缘击穿征兆明显、保护装置频繁动作、短路冲击后参数异常等高风险隐患，应立即采取停运检查或应急处置，防止故障扩大。分级处置的关键在于形成清晰判断标准和响应流程，使运维人员能够根据监测

结果快速确定处理强度，提高故障管控的针对性和安全性。

4.3 检修维护精准执行

主变压器检修维护应从固定周期检修逐步转向状态导向检修，根据运行数据、故障诊断结果和设备劣化程度合理确定维护内容。精准执行检修维护，需要重点关注绝缘系统、冷却系统、分接开关、套管、引线连接部位和保护装置等薄弱环节。对于油色谱异常的设备，应结合气体类型和增长趋势开展针对性排查；对于温度异常的设备，应检查冷却器、风机、油泵及散热通道是否存在堵塞或效率下降；对于接触不良隐患，应重点检测接头温度和接触电阻。检修过程中还应做好数据记录、缺陷闭环和复测确认，避免问题处理后缺少验证。通过精准维护，可以减少盲目检修带来的资源浪费，也能降低漏检风险，使主变压器保持稳定、可靠的运行状态。

5 主变压器安全运行提升路径

5.1 运维数据闭环管理

主变压器安全运行离不开完整的运维数据闭环管理。运行过程中产生的温度、电流、油色谱、保护动作、检修记录和缺陷处理信息，都是判断设备状态的重要依据。数据管理不能停留在简单记录层面，应将采集、分析、判断、处置和复核连接起来，形成连续管理链条^[5]。当监测数据出现异常变化时，需要结合历史数据和同类设备运行情况进行比对，明确异常原因和风险等级。隐患处理完成后，还应通过复测数据验证处置效果，防止同类问题重复出现。通过数据闭环管理，可以使故障识别更加准确，运维决策更加有据可依，推动主变压器运行管控由经验判断转向数据支撑。

5.2 故障预警机制优化

主变压器故障预警机制应围绕异常趋势识别和风险提前控制展开。传统预警多依赖参数是否超过固定限值，但部分故

障在早期阶段并不会立即表现为明显超标，而是呈现缓慢累积和持续变化特征。因此，预警机制需要关注数据变化速率、参数关联关系和异常持续时间。例如，油中气体含量持续增长、温升与负荷变化不匹配、局部放电信号增强等情况，都应纳入预警判断范围。通过优化预警阈值、完善报警分级和明确响应要求，可以减少误报、漏报现象，使运维人员及时掌握故障发展趋势。有效的预警机制能够将风险控制在萌芽阶段，降低突发停运和设备损坏概率。

5.3 设备可靠运行保障

设备可靠运行保障需要从运行管理、技术检测和维护执行等方面协同推进。主变压器长期稳定运行，既依赖设备本身性能，也取决于日常管理是否到位。运行期间应保持负荷分配合理，避免长期过载和频繁冲击；冷却系统、套管、分接开关、保护装置等关键部位应保持良好状态，防止局部缺陷演变为整体故障。针对已发现的异常，应及时开展跟踪检测和针对性维护，确保隐患处理不留空白。检修后还需要对运行参数进行复核，确认设备恢复稳定状态。通过规范管理和持续控制，可以提升主变压器抗风险能力，为水电站安全、连续、稳定发电提供可靠支撑。

6 结语

主变压器是水电站的核心设备，其运行稳定性直接影响电站的安全与供电可靠性。针对故障识别、成因分析、诊断方法和运维管控等环节，建立完善的监测与管理体系能够有效降低设备风险。动态监控、隐患分级与精准维护相结合，使潜在问题能够被及时发现和处理。结合运维数据闭环与故障预警机制，设备运行状态得到持续跟踪和优化，保障主变压器在长期高负荷条件下维持可靠、稳定的运行，为水电站安全高效运行提供坚实基础。

参考文献：

- [1] 刘世军.水电站主变压器油枕渗油处理方法探究[J].机电信息,2025,(16):18-21.
- [2] 余鹏,陈果,吴美琪,等.大型水电站设备数字孪生体应用路线研究[J].科技创新与生产力,2024,45(12):119-123+126.
- [3] 朱小清,周宇斐,宗煜.大型水电站主变压器励磁涌流仿真研究与分析[J].四川水力发电,2024,43(S1):105-111.
- [4] 彭程.水电站主变压器设备配置问题分析[J].云南电力技术,2024,52(2):96-99.
- [5] 江波.小型水电站的变压器并网中的无功补偿措施[J].集成电路应用,2022,39(5):289-291.