

# 水利发电设备的运行状态故障检修探讨

王 凯

河北省水务中心石津灌区事务中心 河北 石家庄 050000

**摘要：**随着水利发电工程数量增多，电网规模扩大，设备复杂度提升，传统检修模式已难以满足现代需求。本文探讨水利发电设备运行状态故障检修的必要性，分析传统检修方式存在的问题，如成本高、效果差、检修周期长等。提出采用状态检修策略，实时监控设备运行，基于各类运行工况跟踪、提取特征量和状态参数，为设备维护与检修提供更多依据，确保设备安全可靠运行，降低维护成本，满足现代水利发电系统安全运行需求。

**关键词：**水利发电设备；运行状态；故障检修

引言：水利发电作为可再生能源的主力军，在保障能源安全与促进绿色低碳发展中占据核心地位。然而，水利发电设备长期运行于复杂多变的环境中，其运行状态的好坏直接关系到电力系统的稳定与安全。因此，对水利发电设备的运行状态故障进行及时、准确的检修显得尤为重要。本文将从设备运行原理、常见故障、监测诊断技术等方面，深入探讨运行状态故障检修的关键问题，旨在为提升水利发电设备可靠性和维护效率提供理论依据和实践指导。

## 1 水利发电设备运行原理及常见故障

### 1.1 水利发电设备的基本构成及运行原理

(1) 关键部件：水轮机作为核心动力装置，依据水流特性分为混流式、轴流式、冲击式等类型，其转轮叶片设计直接影响能量转换效率；发电机由定子、转子、励磁系统构成，定子绕组产生三相交流电，转子通过电磁感应实现能量传递；控制系统包含监控终端、传感器组（如转速、压力、温度传感器）、执行机构（如导叶伺服电机），是设备稳定运行的“神经中枢”。(2) 能量转换与部件作用：水库水流经压力管道进入水轮机，水流动能冲击转轮旋转，完成水能向机械能的转化；水轮机主轴与发电机转子刚性连接，带动转子在定子磁场中高速旋转，通过电磁感应原理将机械能转化为电能；控制系统实时采集发电机电压、电流及水轮机转速等参数，通过调节导叶开度改变进水量，使机组保持额定工况，同时在故障时触发保护机制。

### 1.2 水利发电设备常见故障分析

(1) 机械故障：轴瓦升温异常多因润滑油膜破裂（油质劣化或供油不足），或轴系同心度偏差导致摩擦加剧，严重时会引发轴瓦烧毁；调速器发卡主要源于液压系统油液污染，杂质卡滞滑阀或伺服电机机械卡阻，造成导叶开度失控，需定期进行油液过滤和机械部件探

伤。(2) 电气故障：主阀开启无法平压通常是差压变送器失灵，或平压阀电磁线圈烧毁，导致前后腔压力失衡；手动开关不动作可能是控制回路熔断器熔断、辅助触点氧化，或电机正反转接触器故障，需用万用表逐点检测电路通断状态。(3) 其他故障：润滑系统故障包括齿轮泵咬死（因异物进入）、油管接头密封失效漏油，导致轴瓦润滑中断；控制系统故障常见于PLC模块通讯中断、液位传感器误报，或PID调节参数漂移，需通过冗余模块切换、传感器校准及参数重置解决<sup>[1]</sup>。

## 2 运行状态监测与故障诊断技术

### 2.1 状态监测技术

(1) 在线监测与离线监测的区别及应用：在线监测通过传感器实时采集设备运行数据（如振动、温度、压力），经数据传输系统连续分析，适用于关键机组的实时预警，可及时发现突发异常；离线监测则定期人工采集样本或数据（如油液分析、绝缘电阻测试），多用于非连续运行设备或定期检修，成本较低但时效性不足。两者结合可实现全周期状态覆盖，在线监测保障动态安全，离线监测补充深层劣化信息。(2) 常用的监测设备与技术：DAS（数据采集与监视系统）可集中采集电压、电流等电气参数及水位、流量等工艺数据，实现远程监控；TSI（汽轮机监视仪表）专注于轴系振动、轴位移、转速等机械参数监测，配备报警与停机保护功能；此外，红外热像仪用于检测设备表面温度分布，超声波检测仪可发现密封泄漏或绝缘缺陷，共同构成多维度监测网络。

### 2.2 故障诊断方法

(1) 故障诊断的基本原理与流程：基于设备正常状态参数模型，通过对比实际监测数据与标准阈值，识别偏差信号；流程包括数据采集、特征提取（如振动频谱分析、油液磨粒计数）、故障定位、原因分析及趋势预

测，从信号异常追溯至部件失效机理，形成“现象-本质”的诊断链条。（2）常用的故障诊断技术：局部放电法通过检测绝缘内部放电信号，判断发电机、变压器等设备的绝缘老化程度；气隙测量法利用电磁感应原理测量电机定转子气隙偏差，诊断铁芯变形或轴系不对中；振动分析法通过频谱分解识别故障频率（如轴承外圈故障对应特定倍频），是机械故障诊断的核心技术。（3）故障诊断的准确性与可靠性评估：准确性通过故障识别率、定位精度衡量，需结合历史故障案例验证算法有效性；可靠性依赖于传感器数据质量（如抗干扰能力）和诊断模型鲁棒性，可通过交叉验证、误报率统计评估，同时需考虑环境因素（如温度、湿度）对诊断结果的影响，通过数据校正提升稳定性<sup>[2]</sup>。

### 3 水利发电设备故障检修策略与实践

#### 3.1 故障检修的基本原则与目标

（1）以设备可靠性为中心，降低维修成本：核心是通过科学评估设备关键度，优先保障水轮机、发电机等核心部件的稳定运行，避免过度维修或维修不足。例如，对高风险部件（如主轴密封）采用预防性维护，对低风险辅助设备（如冷却水泵）实施故障后维修，在确保机组可用率的同时，减少不必要的人力与备件消耗，实现可靠性与经济性的平衡。（2）结合定期检修与状态检修，形成综合检修模式：定期检修按照预设周期（如年度、季度）开展拆机检查，适用于磨损规律明确的部件（如轴承）；状态检修则基于监测数据动态调整检修时机，针对电气设备（如励磁系统）等状态可量化的部件更具优势。综合模式通过“定期体检+动态监测”，既规避了定期检修的盲目性，又弥补了状态检修对隐蔽性故障的检测局限。

#### 3.2 故障检修的具体步骤与方法

（1）信息收集与分析：整合设备历史故障记录（如近3年轴瓦温升故障频次）、manufacturer提供的运行参数阈值（如导叶开度允许偏差 $\pm 2\%$ ），并与实时监测数据（如当前振动加速度1.2g）对比，通过趋势图分析参数劣化速率，定位异常变化节点。（2）故障诊断：结合振动频谱分析（如2倍频峰值提示轴系不对中）、油液铁谱检测（如发现铜颗粒指向轴瓦磨损）等技术，确定故障类别（机械/电气）、具体部位（如#2轴承）及严重程度（如磨损深度0.3mm是否超标）。（3）检修决策：根据故障影响范围制定方案，如主轴密封失效可选择停机更换密封件（彻底修复）或临时注胶封堵（应急处理），同时评估方案的工期（如48小时）、成本（备件+人工费用）及风险（如停机导致的发电量损失）。（4）检修

实施：严格遵循作业指导书执行，如更换轴瓦时控制装配间隙（0.05-0.08mm），检修后通过空载试运行（监测振动、温度）和带负荷测试（验证出力稳定性）验证效果，形成闭环记录<sup>[3]</sup>。

#### 3.3 实践案例分析

（1）某水电站主阀故障检修案例：主阀开启时频繁出现无法平压现象，信息收集发现近1个月平压时间从15秒延长至40秒，结合TSI系统压力曲线，判断为平压阀卡涩。拆解后发现阀座存在0.2mm划痕，因水中泥沙长期冲刷导致密封不良。检修方案采用研磨修复阀座+更换耐磨密封圈，试运行平压时间恢复至12秒，后续通过加装滤水器减少杂质进入，6个月内未再发生同类故障。（2）某水电站调速器发卡故障检修案例：机组负荷波动时调速器响应滞后，离线油液检测显示液压油污染度达NAS8级（标准 $\leq$  NAS6级）。拆解发现伺服阀阀芯有磨损痕迹，判定为油液中金属颗粒卡滞所致。检修时更换伺服阀、过滤液压油，并升级油箱呼吸器为高效滤芯，同时将在线油液监测频率从每周1次提升至每日1次，故障后连续运行12个月未出现发卡问题。

### 4 提升水利发电设备故障检修水平的措施

#### 4.1 加强人员培训与技术更新

（1）提高检修人员的专业素质与技能水平：构建系统化培训体系，结合理论授课与实操演练。定期组织检修人员学习水轮机、发电机等设备的机械构造、电气原理及故障图谱，邀请行业专家开展调速系统调试、发电机绝缘检测等专项课程。建立“师带徒”机制，由资深技师带领新人参与重大检修项目，积累实战经验。每季度开展技能比武，设置轴瓦刮研、电缆接头制作等实操项目，以赛促练。同时，鼓励员工参与行业认证，如注册机械工程师、电气试验工等资格考试，将证书获取与岗位晋升、绩效奖励挂钩，形成持续学习的激励机制。针对智能化设备普及趋势，每年安排2-3次数字化监测系统操作培训，确保人员能熟练运用振动分析软件、红外热像仪等工具解读数据。（2）引入先进的检修技术与设备：配置高精度检测装备，如便携式油液光谱分析仪，可在15分钟内完成油液中金属元素含量检测，精准判断轴承磨损程度；引入激光对中仪，将轴系对中误差控制在0.02mm/m以内，降低因不对中导致的振动故障。试点应用无人机巡检技术，对大坝进水口拦污栅、压力管道外壁等人工难以抵达的区域进行高清成像，快速发现结构缺陷。同时，搭建设备健康管理平台，整合DAS、TSI系统的实时数据，通过AI算法预测部件剩余寿命，如提前6个月预警发电机碳刷磨损状态，为备件储备提供依

据。引入3D打印技术制作冷门备件，缩短特殊工况下的检修周期。

#### 4.2 完善管理制度与流程

(1) 制定科学完善的设备运行管理制度：建立设备分级管理体系，根据重要程度将设备分为A、B、C三级。A级设备（如主变压器、水轮机转轮）执行每月1次的精密检测，B级设备（如调速器、励磁系统）每季度检测1次，C级设备（如冷却水泵）每半年检测1次。制定《设备运行参数手册》，明确各部件的正常阈值、预警值和停机值，如发电机定子绕组温度正常 $\leq 80^{\circ}\text{C}$ ，预警值 $85^{\circ}\text{C}$ ，超 $90^{\circ}\text{C}$ 立即停机。实施“设备健康积分制”，将振动、温度等参数达标情况与运行班组绩效挂钩，积分低于80分的班组需进行专项整改。建立跨部门协作机制，运行、检修、调度部门每月召开设备状态分析会，共同评估设备健康趋势。(2) 规范故障分析与检修流程：编制《故障处理标准化流程》，明确故障响应时限—一般故障2小时内到场处理，重大故障30分钟内启动应急预案。要求检修人员严格执行“三查四定”：查图纸资料、查运行记录、查历史故障；定故障原因、定检修方案、定责任人、定完成时限。建立故障树分析(FTA)机制，对重复出现的故障（如导叶漏水）从设计、维护、运行等层面追溯根本原因，2023年某水电站通过FTA发现导叶漏水频发是因密封件材质不适应高水头工况，更换耐高压材质后故障间隔延长至18个月。检修完成后需经过“三级验收”：检修组长自检、技术主管复检、总工程师终检，验收合格方可投入运行<sup>[4]</sup>。

#### 4.3 强化日常保养与维护

(1) 定期对设备进行巡检与维护：实行“全员巡检制”，运行人员每小时记录机组关键参数，检修人员每日开展现场巡检，专业技术人员每周进行专项检查。配置智能巡检机器人，替代人工在高压柜、电缆沟等危险区域进行测温、测振。制定季节性维护计划，汛期重点检查引水系统的防洪设施，冬季加强冷却水系统的防冻措施，如对裸露管道进行保温包裹，水温低于 $5^{\circ}\text{C}$ 时启动

电伴热装置。建立巡检问题闭环管理机制，发现的隐患需录入管理系统，明确整改责任人与时限，整改完成后由专人复核销号，2024年某水电站通过该机制消除各类隐患327项，同比减少40%。(2) 对易损配件进行定期更换与检查：建立易损件动态更换清单，根据运行环境调整更换周期。如在多泥沙河流的水电站，导叶密封件更换周期从3年缩短至2年；在高湿度地区，电气柜内除湿器滤芯每季度更换1次。实施“备件最小库存管理”，为A级设备备件设置安全库存，如主轴密封件储备2套，确保故障时1小时内可更换。每月对库存备件进行外观检查，每半年进行性能测试，如对断路器进行绝缘电阻测试，对轴承进行游隙检测。建立备件生命周期档案，记录采购日期、存放位置、更换记录，2023年某水电站通过档案追溯发现一批轴承因存放超5年出现锈蚀，及时报废避免装机隐患。与3家以上备件供应商签订应急供货协议，确保紧急情况下24小时内到货。

#### 结束语

综上所述，水利发电设备运行状态故障检修对于保障电力供应的稳定性和促进清洁能源的高效利用至关重要。通过持续的技术创新和检修策略优化，我们能够更加精准地预测和识别设备故障，及时采取有效措施，确保设备长期稳定运行。未来，结合物联网、大数据和人工智能等新兴技术，水利发电设备的故障检修将迎来更加智能化、自动化的新时代，为能源转型和绿色发展贡献力量。

#### 参考文献

- [1] 代丽.关于水利发电设备运行状态检修的研究经验分析[J].科技风,2020,(04):44-45.
- [2] 张龙.关于水利发电设备运行状态检修的研究经验分析[J].商品与质量,2020,(10):96-97.
- [3] 李双喜.水力发电设备的运行状态故障及检修技术[J].数码设计,2021,(05):51-52.
- [4] 周松林.水力发电设备的运行状态故障及检修技术[J].智慧城市,2020,(13):159-160.