

水电站水轮机常见故障分析与状态检修策略

陈 卓

大唐观音岩水电开发有限公司 云南 昆明 650228

【摘 要】：水电站水轮机长期承受水流冲击、负荷调节、泥沙磨蚀和启停扰动，常见故障往往同时表现为振动、温升、效率下降和泄漏变化，传统定期检修难以及时区分轻微偏离与快速恶化。本文分析转轮空蚀、泥沙冲刷、轴承温升、调速执行异常和密封泄漏的分析方法，梳理振动、温度、压力、开度和漏水量等状态监测指标，提出按故障严重度匹配继续监测、计划检修、限负荷检修和停机处理的状态检修策略。水电站水轮机检修应把故障机理、测点数据、检修动作和复测结果连接起来，使检修时机与设备风险、调度条件和备件准备保持一致。

【关键词】：水电站；水轮机；常见故障；状态监测；状态检修

DOI:10.12417/2811-0528.26.20.022

1 水电站水轮机常见故障分析技术

(1) 运行过流部件空蚀磨损机理判定：水轮机水力故障首先表现在转轮、导叶和尾水流道的能量转换失衡。高水头机组在偏离最优工况运行时，叶片背面低压区容易形成空化核，气泡塌陷会在金属表面留下蜂窝状剥蚀；多泥沙河流中的细颗粒随高速水流冲刷叶片进口边和转轮外缘，表面粗糙度增加后又会改变边界层状态，使效率下降和振动放大相互叠加^[1]。导叶开度、油压装置和负荷响应属于水轮机稳定运行的重要变量，空蚀和冲刷的根源仍在水流条件、过流部件形面和运行负荷之间的耦合。检修判断应把异常噪声、尾水脉动、转轮表面坑蚀和出力波动放在同一链条中分析，避免只用单次外观检查代替水力工况分析。典型故障与部位对应关系见图1。

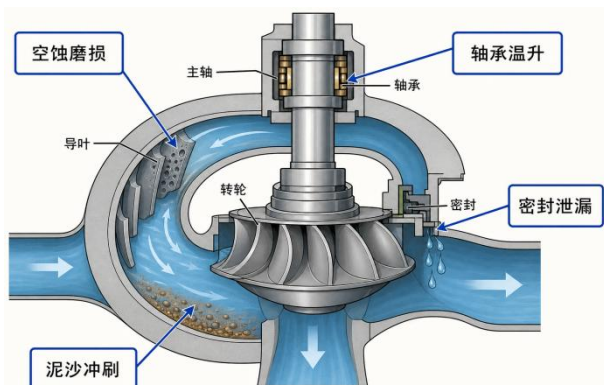


图1 水电站水轮机常见故障部位示意

图1中，空蚀磨损箭头指向导叶后缘和转轮进口附近，泥沙冲刷集中在流道底部及叶片边缘，轴承温升位于主轴支承区，密封泄漏则沿主轴密封位置外泄；这些视觉变量说明故障分析应从水力、机械和密封三个对象同步展开，不能把振动或温度异常孤立为单一部件问题。

(2) 主轴支承振动温升运行信号关联核查：机械类故障

通常沿主轴、轴承、联轴部位和基础连接件传递。转子不平衡、轴线偏移、轴承间隙变化或冷却不足，会使径向振动和轴承温度同时抬升；若润滑油污染、油膜承载能力下降，轴瓦局部温升会先于保护动作出现，并可能带来刮瓦、抱轴和密封磨损^[2]。水轮发电机组检修研究把机械、电气、液压与气动故障列为应分系统识别的对象，水轮机本体检修则更关注振动源是否来自转轮水力不平衡、主轴同轴度偏差或支承系统劣化。现场分析可按频率特征区分不平衡、松动和碰摩，但频谱结论必须与温度、油质、摆度和运行负荷互相印证；单一测点的短时峰值不宜直接判定为拆机依据。

(3) 调速执行密封泄漏过程动态辨识：调速执行系统和密封系统处在水轮机运行控制与安全隔离的交界位置。导叶接力器卡涩、油压装置压力波动、位移反馈迟滞或电磁阀动作异常，会使机组在并网、增减负荷和甩负荷过程中出现开度偏差；主轴密封、导叶端面密封和检修密封老化后，漏水量上升会冲刷周边构件，并增加水导轴承受潮和润滑劣化风险。水轮发电机组常见故障处理应回到动作过程、介质状态和控制信号核查，不能只停留在更换损坏件。调速和密封故障的分析对象应覆盖油压、行程、开度反馈、漏水形态和启停过程记录；停机状态下的密封圈外观检查，容易漏掉负荷变化下的动态泄漏。

2 水电站水轮机状态检修策略

(1) 状态监测测点指标分层配置：状态检修的起点是测点布置和指标选择。水轮机本体至少应覆盖机架振动、轴承温度、摆度、导叶开度、油压、漏水量和尾水压力脉动等信号；大型机组还可把空气间隙、局部放电和油液颗粒纳入水轮发电机组级监测。机组稳定运行依赖机械部分检查和维护计划的连续执行，状态检修则把周期性检查改为由运行数据触发的差异化安排^[3]。测点不宜盲目增多，关键位置应优先布置在故障能量传递路径上，例如水导轴承、顶盖、导叶接力器和主轴密封

附近。传感器安装后还要建立正常工况基准,记录水头、负荷、开度和季节水沙条件,否则同一振动值在不同运行区间内会对应不同故障含义。状态监测与诊断链条见图2。



图2 水轮机状态监测与故障诊断链条

图2中,振动传感器、温度传感器和压力/开度信号先进入数据采集节点,再经特征提取转化为频谱、趋势和离散特征,故障分级把正常、一般、较重和严重状态分开;复测回归节点通过底部箭头返回基准库,表示检修后的运行数据会修正后续预警阈值和诊断边界。

(2) 故障等级检修时机决策控制:故障诊断分级应把趋势、阈值和机组风险同时纳入。轻微偏离表现为单一指标短时波动,可先增加巡检频次并复核传感器状态;持续异常说明部件状态已经离开稳定区间,应安排计划检修窗口并核对历史缺陷;快速恶化常伴随振动、温度或漏水量同步上升,应限负荷运行、缩短复测周期或提前停机;保护动作已经触发时,检修对象从状态评估转为安全隔离和原因锁定^[4]。故障严重度与检修动作组合成矩阵后,目的不是替代规程,而是防止所有异常都被简单归为定期检修。决策时还要考虑电站调度、水库来水、备用机组和备件周期,核心部件的高风险异常不应因短期发电应求而延后处理,低风险辅助部件也不宜过度拆检。故障等级与检修动作的匹配关系见图3。

	继续监测	计划检修	限负荷检修	停机处理
轻微偏离	趋势跟踪	短周期复测	降载验证	安全隔离
持续异常	趋势跟踪	短周期复测	部件修复	安全隔离
快速恶化	短周期复测	部件修复	应急抢修	安全隔离
保护动作	降载验证	部件修复	应急抢修	安全隔离

图3 水轮机状态检修决策矩阵

参考文献:

- [1] 刘继平.水电站水轮机调速器的检修与维护[J].水电水利,2025,9(12).
- [2] 阮福明.水电站水轮发电机组检修维护技术要点分析[J].水利电力技术与应用,2026,8(9):226-228.
- [3] 莫斌伟.水电站水轮发电机组常见故障技术处理[J].低碳世界,2022,12(11):73-75.
- [4] 崔益彰.水电站水轮发电机组运行与维护分析[J].水电水利,2023,7(10):16-18.

图3中,轻微偏离多落在趋势跟踪和短周期复测单元,持续异常开始进入部件修复和安全隔离,快速恶化与保护动作则向应急抢修和停机处理区域移动;颜色由绿色转为红色,提示检修策略应随故障持续时间、恶化速度和保护动作记录同步收紧。

(3) 检修复测与基准数据回归管理:检修实施阶段应把故障证据、检修动作和复测结果闭合。空蚀磨损处理后检查叶片型线、补焊区域和动平衡状态,轴承温升处理后复核油质、油压、冷却水路和瓦温趋势,调速系统处理后开展无水试验、空载扰动和带负荷响应核对,密封更换后观察漏水量和邻近轴承温度。状态检修的价值不在于减少所有停机,而在于让停机发生在风险可控、备件齐全和调度允许的窗口内。每次检修后形成的复测数据应回写基准库,作为下一轮阈值修正和同类故障识别的依据;若复测指标恢复但故障诱因仍未消除,例如含沙水流长期偏高、导叶开度不一致或油液污染反复出现,检修策略还要转向运行区间调整、过滤净化和部件改造。

3 结语

水电站水轮机常见故障分析应落到转轮水力损伤、主轴轴承异常、调速执行偏差和密封泄漏等具体对象。空蚀磨损和泥沙冲刷受水流工况与过流部件形面共同影响,轴承温升和机械振动需要结合摆度、油质、冷却和负荷变化判断,调速与密封故障则要求把油压、开度反馈、行程记录和漏水形态同步核查。状态检修策略的核心是用测点信号建立基准,用趋势和特征识别故障等级,再把检修动作安排到继续监测、计划检修、限负荷检修或停机处理的相应区间。检修后复测数据回写基准库,能够修正阈值、验证处置效果并减少同类故障反复出现。