

水轮发电机组常见运行问题分析及维护对策

麦依别克·阿里木别克

新疆维吾尔自治区金沟河流域水利管理中心 新疆 塔城 832100

摘 要：水轮发电机组是水力发电厂的核心设备，其安全稳定运行直接关系到电力系统的可靠性和水电站的经济效益。针对水轮发电机组长期在复杂水力、机械、电气多重耦合作用下运行的实际情况，本文系统分析了机组运行中的常见问题，包括水力方面的空蚀与泥沙磨损、振动与摆度过大、水轮机效率下降；机械方面的轴承温度异常、轴瓦磨损、转轮裂纹及疲劳损伤；电气方面的绝缘老化、局部放电、转子接地故障等。基于问题成因分析，提出了系统的维护对策。研究表明，建立以状态检修为核心的全生命周期维护管理体系，结合先进的状态监测技术和针对性维护策略，可有效降低机组故障率，延长机组使用寿命，提升水电站综合运行效益。

关键词：水轮发电机组；运行问题；故障分析；维护对策；状态检修

引言

水轮发电机组作为将水能转换为电能的核心装备，由水轮机、发电机、调速系统、励磁系统及辅助设备等组成，结构复杂、耦合紧密、运行工况多变。水电站在电网中承担调峰、调频、调相及应急备用等重要功能，要求机组具有较高的启动成功率、运行可靠性和工况转换灵活性。然而，由于长期承受水力冲击、机械振动、热应力及电磁力等综合作用，水轮发电机组在运行过程中不可避免地出现各类异常和故障。如果不能及时发现并采取有效的维护措施，小问题将演变为大故障，不仅造成停机损失和维修成本增加，甚至可能引发重大安全事故。当前，部分水电站在机组运行维护方面仍存在重抢修轻预防、重经验轻数据、重局部轻系统等问题，导致机组可用系数偏低、非计划停运次数偏多。因此，系统梳理水轮发电机组常见运行问题的类型、特征及成因，提出科学有效的维护对策，具有重要的理论价值和工程实践意义。

1 水力性常见运行问题及分析

1.1 空蚀问题

空蚀是水轮机过流部件在空化作用下产生的疲劳破坏。当局部压力低于汽化压力时形成空泡，空泡在高压区溃灭产生微射流与冲击波，反复作用于金属表面，导致材料剥落、表面呈海绵状或蜂窝状。空蚀破坏外形、降低效率，诱发振动噪声，严重时可使叶片穿孔或断裂。空蚀与工况密切相关：偏离最优工况时进流角与叶片安放角不匹配；安装高程不当、尾水位过低、吸出高度过大亦会加剧。混流式在部分及超负

荷工况下空蚀倾向明显，轴流式在叶片角度调节不当或协联失准时易发生。

1.2 泥沙磨损问题

多泥沙河流上，泥沙颗粒对过流部件产生切削与冲击，造成磨损。磨损与空蚀相互促进：磨损破坏光洁度，降低抗空蚀能力；空蚀凹坑又加剧磨损。严重部位包括转轮叶片进、出水边，上冠、下环，导叶端面及尾水管进口段。磨损程度取决于泥沙浓度、粒径、硬度及流速：粒径 $> 0.1\text{mm}$ 、浓度 $> 1\text{kg/m}^3$ 时，磨损速率显著增加^[1]。机组频繁启停与工况切换会加剧局部磨损，导致叶片型线改变、间隙增大、效率下降，并引发振动。

1.3 振动与摆度过大

振动按激励源分为水力、机械和电磁振动。水力振动主要由尾水管涡带、叶道涡、卡门涡列及动静干涉引起。尾水管涡带是混流式部分负荷下的典型不稳定现象，低频旋转（约转频 $1/3 \sim 1/5$ ），压力脉动大，易诱发共振。叶道涡频率较高，造成叶片高周疲劳。轴系摆度过大反映转动部分径向晃动，会加剧各导轴承磨损，引起轴瓦温度升高，严重时烧瓦或主轴弯曲。摆度异常原因包括质量不平衡、轴线不对中、轴承间隙不当、水力不平衡力过大等。

1.4 水轮机效率下降

效率下降的常见原因：过流部件表面粗糙度增加（空蚀、磨损或锈蚀引起）、密封间隙增大（转轮与止漏环、导叶端面间隙）、叶片转角与开度协联失准、尾水管动能回收能力降低等。效率下降意味着相同水头与流量下发电量减少，直接影响经济效益。该变化多为渐

进过程,需通过定期效率试验或实时监测数据对比才能发现。

2 机械性常见运行问题及分析

2.1 轴承温度异常

水轮发电机组设有推力轴承、上导轴承、下导轴承和水导轴承,其温度是反映运行状态的重要参数。轴承温度异常升高是常见的报警信号,可能原因包括:油质劣化(含水量超标、油泥沉积、添加剂失效)、油位过低或过高、冷却水中断或冷却器结垢、轴瓦间隙过小或接触不良、轴承负载分配不均(对于多瓦推力轴承)、转子磁极中心与轴承中心偏移引起附加径向力等。推力轴承温度异常在大型立式机组中尤为突出。镜板不平整、推力瓦块变形或瓦面烧灼、弹性油箱压力不均、高压油顶起系统故障等均可能引起局部瓦温偏高。轴承温度持续异常会加速润滑油老化,降低油膜承载能力,严重时导致烧瓦抱轴事故。

2.2 轴瓦磨损与烧损

轴瓦是轴承中直接承载负荷并形成油膜的关键部件。磨损表现为瓦面合金层减薄、出现划痕或擦伤,烧损则是更严重的损坏形式,瓦面出现熔融、龟裂或大面积剥落。轴瓦磨损的早期特征包括轴承温度波动、油中磨粒含量升高、振动幅值增加。造成轴瓦损坏的主要原因包括:润滑油供给中断或油质恶化、机组启停过程中油膜尚未完全建立时的干摩擦、轴颈表面粗糙度过大、机组过速或振动超标导致的冲击载荷、轴瓦间隙调整不当。

2.3 转轮裂纹及疲劳损伤

转轮长期承受交变水力载荷和离心力作用,易在应力集中区域产生疲劳裂纹。混流式转轮裂纹常见于叶片与上冠、下环的焊接或铸造结合部位,以及叶片进水边靠近上冠区域。轴流转轮的裂纹多出现在叶片枢轴孔周围和叶片根部。转轮裂纹的产生受多种因素影响:水力激振频率与叶片固有频率接近时产生共振、转轮叶片设计刚度不足、焊接残余应力未充分消除、材料抗疲劳性能差、运行工况频繁变化等。裂纹初期一般较浅,对机组运行影响不大,但随着运行时间延长,裂纹会扩展、贯通,甚至导致叶片断裂事故^[2]。定期对转轮进行无损探伤(着色渗透、磁粉、超声波)是发现裂纹的必要手段。

2.4 主轴机械密封及导叶轴颈漏水

主轴密封用于防止水轮机转轮室的水沿主轴外泄至水轮机室或集水井。常见的运行问题包括密封环磨损

过度、橡胶密封件老化硬化、弹簧补偿机构失效,导致漏水量异常增大。导叶轴颈密封(亦称导叶套筒密封)损坏会造成蜗壳内的压力水沿导叶轴颈外漏,不仅造成水量损失,还可能导致导叶操作机构锈蚀甚至水淹水车室。密封问题的根本原因通常与水中含沙量、密封材料耐磨性和安装质量相关。

3 电气性常见运行问题及分析

3.1 定子绕组绝缘老化与局部放电

发电机定子绕组在电场、热场、振动及湿度、油污、粉尘等作用下绝缘性能逐渐下降,表现为绝缘电阻降低、介质损耗增大、局部放电量增加。局部放电是早期信号,多发于绕组端部、槽部及内部气隙,长期可致击穿短路。VPI绝缘虽整体性好,但浸渍不足或固化不完全仍可能产生气隙。老旧机组的沥青云母绝缘因热循环易分层开裂。此外,长期过负荷、铁芯松动引起的绝缘磨损、端部绑扎松动造成的振动摩擦也是常见损伤原因。

3.2 转子绕组故障与接地问题

转子绕组故障主要包括匝间短路、对地短路和断线。匝间短路是最常见的形式,表现为转子电流增大、励磁电压降低、机组无功出力不足、转子振动加剧(由于磁拉力不平衡)。匝间短路的原因包括:离心力作用下绕组绝缘压裂、绕组端部变形碰触、绕组内部存在金属颗粒、通风散热不良导致局部过热烧损绝缘。转子一点接地是常见但不太严重的故障,允许机组短时继续运行;但当发生两点接地时,将形成局部短路,严重破坏转子磁场平衡,引发剧烈振动,甚至烧毁转子绕组和磁极铁芯。造成接地的原因通常是绕组绝缘受潮、绝缘老化、异物进入转子与定子气隙以及绕组固定松动后摩擦铁芯。

3.3 励磁系统故障

励磁系统为发电机提供励磁电流,其可靠运行至关重要。常见问题包括:励磁调节器通道故障或电源模块失效、功率整流柜熔断器熔断或元件击穿、灭磁开关接触不良或分合闸不可靠、起励回路工作异常等。励磁系统故障的后果可能是发电机失磁(转为异步运行,从系统吸收无功,严重时导致电压崩溃)或过励磁(引起铁芯过热和绝缘损伤)。近年来,数字式励磁调节器的软件故障(如参数设置错误、程序跑飞)也时有发生,要求维护人员具备更高的专业知识。

3.4 集电装置及碳刷过热

集电环-碳刷装置用于转子励磁电流的引入和引出。

运行中常见问题包括：碳刷接触电阻过大或分布不均引起个别碳刷过热、火花增大；集电环表面粗糙或椭圆度超标；碳刷压力调整不当（过紧则磨损加快，过松则接触不良）；碳刷材质与集电环不匹配；粉尘积聚导致绝缘降低。过热严重时可能形成环火，烧毁集电环和刷架系统。

4 维护对策

4.1 基于状态监测的预测性维护

建立全面的机组状态监测系统是提升维护水平的基础。监测参量应包括：振动与摆度（各导轴承、顶盖、机架）、水压脉动（尾水管、蜗壳、无叶区）、空化噪声、轴承温度及油温、发电机局部放电、转子接地电流、励磁参数等。设置合理的报警阈值和变化速率报警，利用趋势分析预判故障发展。对于振动信号，应进行频谱分析和阶次跟踪，识别振动频率与转频、叶片通过频率、涡带频率的关联，准确定位故障源。状态监测数据应与点检数据、检修历史数据、运行工况数据融合，建立机组健康基线^[3]。当实际参数偏离基线超过设定界限时，系统给出维护建议。这种预测性维护模式可以避免过度检修（造成不必要的停机和拆装损伤）和欠检修（漏检隐患），实现维护成本与风险的优化平衡。

4.2 水轮机抗空蚀与抗磨损维护

针对空蚀问题，维护对策包括：合理调度机组运行工况，尽量避免在空蚀严重区域长时间运行（混流式机组应避开约 40%~60% 负荷区）；定期检查过流部件，采用焊补、打磨等方法修复轻度空蚀区；对于严重空蚀的转轮，可喷涂碳化钨、不锈钢合金或非晶态涂层提高表面抗空蚀能力；优化补气系统，通过在尾水管或顶盖强制补气改变空化发展条件。针对泥沙磨损问题，可采取以下措施：在进水口设置排沙设施或沉沙池，降低来沙含量；磨损严重的过流部件（如导叶端面、转轮叶片进水边）堆焊高硬度耐磨材料；合理选择检修周期，避免磨损过度导致的过流部件失效；在汛期或高含沙量时段，优化机组运行方式（如抬高运行水位、降低出力运行等）。

4.3 机械部件维护策略

轴承维护应重点把控：定期化验润滑油的水分、黏度、酸值与磨粒含量，按规定更换油品和滤芯；检查冷却系统，清洗冷却器水垢，保证冷却水流量与压力；每年或按规程测量并调整轴承间隙至设计范围；利用红外热成像检查轴瓦温度分布，及时处理局部过热。转轮裂纹维护以预防和早期发现为核心：大修时对叶片无损探伤，重点检查焊缝热影响区和高应力区；浅层

裂纹打磨消除后重熔或补焊并消除应力；反复裂纹需分析水力激振特性，必要时修改叶片型线或增加加强筋；新建机组应选用抗疲劳材料（如 0Cr13Ni4Mo 马氏体不锈钢）^[4]。主轴密封和导叶密封维护：选用耐磨材料（如聚氨酯、碳纤维填充聚四氟乙烯）；定期检查密封间隙与磨损量，及时更换；保持冷却水清洁和流量，防止杂质堵塞。

4.4 电气设备维护策略

定子绕组维护以预防性试验和在线监测为主：定期测试绝缘电阻、吸收比、极化指数、介质损耗及电容量、直流耐压及泄漏电流，对比历史数据判断劣化趋势；通过局部放电谱图区分内部、端部及槽部放电，评估严重程度。保持发电机内部清洁干燥，防止油雾、灰尘、潮气侵入；紧固端部绑扎和槽楔，消除电磁振动磨损。转子绕组维护：定期测量绝缘电阻和交流阻抗，绝缘下降时干燥处理；采用重复脉冲法或交流阻抗法检测匝间短路，根据位置和数量决定是否吊出处理；定期检查引出线及集电环连接螺栓；清洁集电环和碳刷架，调整碳刷压力至 2~3N/cm²，更换磨损超限的碳刷，使用原厂牌号。励磁系统维护：建立双通道冗余热备用，定期切换验证功能；检查功率整流柜各支路电流均衡，更换老化快速熔断器和可控硅；校验灭磁开关分合闸时间及弧压；定期备份调节器参数，软件升级前充分测试。

5 结语

水轮发电机组的水力、机械、电气问题相互关联，需从系统角度建立涵盖全要素的综合维护体系。当前运维正从计划性检修向状态检修与智能运维转型。振动分析、油液监测、红外测温、局部放电等监测技术日益成熟，大数据、物联网和人工智能为故障预警提供了新手段。但技术仅是基础，科学的管理制度、专业的维护团队和持续改进理念才是保障机组长期安全高效运行的关键。通过系统分析问题成因并实施针对性对策，可显著降低非计划停运次数，延长检修间隔，提升水电站经济效益与电网支撑能力。

参考文献

- [1] 梁德帅. 水利工程水轮发电机组运行异常问题及处理措施探析 [J]. 地下水, 2020, 42(3): 235-236.
- [2] 吴星龙. 强化水电站水轮发电机组运行与维护的必要性 [J]. 电力设备管理, 2025, (14): 294-296.
- [3] 刘辉, 陆蕊. 水轮发电机组优化设计要点与运行操作分析 [J]. 内蒙古水利, 2025, (5): 6-7.
- [4] 张伟康. 水轮发电机组运行异常分析与处理 [J]. 水电站机电技术, 2024, 47(8): 99-102+118.