

水电机组运行设备的检测诊断

周 宇

渝能（集团）有限责任公司 重庆 400000

摘 要：随着机组运行年限增长及负荷波动加剧，设备老化、性能退化等问题逐渐凸显，易引发振动异常、效率下降甚至停机事故，造成重大经济损失。本文围绕水电机组运行设备的检测诊断展开研究，首先梳理了水电机组常见故障类型，包括机械故障、电气故障和水力故障。随后介绍了多种故障诊断技术，如振动分析法、油液分析法、温度监测法、电气参数监测法以及人工智能诊断法（神经网络与支持向量机应用），为水电机组的稳定运行与故障处理提供参考。

关键词：水电机组；运行设备；检测诊断

引言：水电机组作为清洁能源生产的核心设备，其运行稳定性直接影响电力系统的安全与效益。随着机组运行年限增长及工况复杂化，各类故障频发，如机械部件磨损、电气系统异常、水力工况恶化等，不仅降低发电效率，还可能引发严重安全事故。因此，对水电机组运行设备进行精准检测与诊断至关重要。旨在系统分析水电机组常见故障类型，梳理当前主流的故障诊断技术，包括传统的振动、油液、温度及电气参数监测方法，以及新兴的人工智能诊断技术，为提升机组故障预警能力、优化维护策略提供理论与实践依据，助力水电机组安全高效运行。

1 水电机组常见故障类型

1.1 机械故障

1.1.1 轴承故障

轴承是水电机组旋转部件的核心支撑，其故障多源于长期高负荷运行下的磨损、润滑不良或安装偏差。常见类型包括滚动体与滚道的点蚀、裂纹，滑动轴承的轴瓦磨损、烧蚀等。故障发生时，机组振动幅值显著增大，且伴随特征频率的振动信号，如滚动轴承的保持架频率、内外圈通过频率等。若未及时处理，可能导致轴承卡死，引发主轴弯曲甚至机组停机事故。

1.1.2 叶片故障

叶片作为水轮机能量转换的关键部件，长期受水流冲击、汽蚀及泥沙磨损影响，易出现裂纹、变形、叶面剥落等故障。空化空蚀会导致叶片表面形成蜂窝状凹坑，削弱结构强度；含沙水流则会加剧叶面磨损，改变叶片型线，降低水力效率。当叶片出现故障时，水轮机运行噪音增大，机组振动呈现非平稳特征，且出力波动明显。严重时，叶片断裂可能引发转轮失衡，导致整个机组剧烈振动，甚至损坏其他部件。

1.1.3 主轴故障

主轴是连接水轮机转轮与发电机转子的关键部件，承担传递扭矩和轴向力的作用，其故障主要表现为弯曲变形、轴颈磨损及裂纹。主轴弯曲多由机组启停过程中的热应力不均、径向力不平衡或轴承故障导致，会引起机组径向振动超标；轴颈与轴承的长期摩擦可能造成磨损，导致配合间隙增大，进一步加剧振动；而疲劳裂纹则多产生于轴肩、键槽等应力集中部位，若扩展至一定程度，可能引发主轴断裂的严重事故。

1.2 电气故障

1.2.1 定子故障

定子是发电机实现电磁能量转换的核心部件，其故障多与绝缘老化、绕组过热及机械应力有关。常见类型包括定子绕组绝缘击穿、匝间短路、铁芯松动等。绝缘老化通常由长期高温运行、湿度超标或局部放电侵蚀导致，表现为绝缘电阻下降，严重时引发相间短路，造成机组跳闸；匝间短路会使三相电流不平衡，绕组温度骤升，伴随异常电磁噪音；铁芯硅钢片松动或叠片间隙增大，则会因涡流损耗增加导致局部过热，形成“热斑”。定子故障可通过监测三相电压电流不平衡度、绕组温度分布及局部放电量识别，红外热成像技术能快速定位过热区域，预防故障扩大。

1.2.2 转子故障

转子作为发电机的旋转磁场部件，故障主要集中在绕组、集电环及励磁系统。转子绕组易因离心力作用出现匝间短路、断线，导致磁场分布不均，机组振动加剧且输出电压波形畸变；集电环与电刷的长期摩擦会造成环面磨损、火花过大，甚至引发环间短路，表现为励磁电流波动、机组无功出力不稳定；励磁绕组绝缘损坏则会导致励磁电压异常，影响发电机并网稳定性。转子故

障可通过监测励磁电流、转子温度及轴电压变化识别,动态匝间短路还会使振动信号中出现2倍频分量,结合滑环表面状态检查可提高诊断准确性。

1.3 水力故障

1.3.1 水轮机空化与空蚀

水轮机空化是指水流在流道内局部压力低于饱和蒸汽压时,水汽化形成气泡,气泡随水流运动至高压区溃灭的现象,空蚀则是气泡溃灭产生的微射流和冲击波对过流表面的侵蚀。空化多发生在叶片背面低压区、转轮出口或导叶间隙,初期表现为局部噪音增大,水流连续性被破坏;长期空蚀会使叶片、转轮室表面形成密集凹坑,甚至穿透金属层,导致结构强度下降。空化还会降低水力效率,使机组出力波动,严重时引发振动和压力脉动,加速其他部件老化。通过监测流道压力脉动、机组振动频谱及过流部件表面状态,可早期识别空化空蚀故障。

1.3.2 水力不平衡

水力不平衡主要由流道不对称、导叶开度偏差或转轮叶片损伤引起,导致水流对转轮的径向力分布不均。导叶调节机构卡涩会造成各导叶开度不一致,使进入转轮的水流呈偏流状态;转轮叶片磨损、断裂或安装角度偏差,则会破坏水流绕流的对称性,产生周期性径向力。故障发生时,机组径向振动显著增大,振动信号中出现与导叶数、叶片数相关的特征频率,且随负荷变化呈现明显波动。水力不平衡还会加剧轴承负荷,导致轴系磨损加速,同时造成机组效率下降、能耗增加。通过调整导叶同步性、修复叶片型线,结合振动信号的阶比分析,可有效改善水力不平衡状况^[1]。

2 水电机组运行设备故障诊断技术

2.1 振动分析法

2.1.1 振动信号采集与处理

振动信号采集需依据水电机组的结构特点,在关键部位精准布置传感器。轴承座、定子机座等承载旋转部件的位置,适合安装压电式加速度传感器,这类传感器能敏锐捕捉高频振动信号,准确反映旋转部件的动态响应。采集时,要同步记录机组的转速、负荷、水头及运行时长等工况信息,确保振动信号与机组实时状态形成对应关系,避免因工况变化对信号解读造成干扰。处理阶段,首先运用滤波技术剔除环境中的电磁干扰、机械噪声等无关信号,保留与设备运行相关的有效振动信息。接着对时域信号进行分解,通过波形分析提取峰值、峭度等与故障相关的特征参数。对于因转速波动、负荷调整等导致的非平稳振动信号,采用时频分析方法

可将信号在时间和频率域上的变化清晰呈现,从而有效分离出故障特征信息。

2.1.2 基于振动特征的故障诊断

不同部件的故障会呈现出独特的振动特征,可通过这些特征差异精准识别故障类型与部位。轴承出现磨损、裂纹等故障时,振动信号中会包含与轴承滚动体、内外圈结构相关的特定频率成分,通过频谱分析能清晰识别出这些异常频率,进而判断轴承的损坏程度。叶片发生空蚀、裂纹或磨损等故障时,引发的振动往往伴随宽频带的能量增强,且信号呈现出明显的非平稳特性,这是由于水流冲击叶片的状态发生改变所致。主轴出现弯曲、裂纹等故障时,会使基频振动分量显著增大,同时轴心轨迹的形态也会出现异常,如由正常的圆形变为椭圆形或不规则形状,通过对轴心轨迹的监测与分析可及时发现主轴问题。在诊断过程中,需结合振动信号的变化趋势,将其与不同部件的典型故障特征进行对比,并参照机组正常运行时的信号模式,从而准确判断故障的类型和部位,为机组的及时维护提供可靠指引,保障水电机组的安全稳定运行^[2]。

2.2 油液分析法

2.2.1 油液污染检测

油液污染是导致水电机组机械部件磨损加剧的重要因素,其检测需结合物理、化学分析手段。污染源包括外界侵入的粉尘、水分,内部生成的金属磨粒及油液氧化产物。检测时,先通过颗粒计数器测定油液中固体颗粒浓度与尺寸分布,依据ISO4406标准评级,大于 $5\mu\text{m}$ 的颗粒需重点关注;采用卡尔费休法测量水分含量,超标会破坏油膜完整性,引发轴承腐蚀。此外,酸值与黏度变化反映油液氧化程度,可通过红外光谱分析识别污染物成分。定期抽样检测能及时预警污染趋势,为换油或过滤提供依据,减少因油液污染导致的设备故障。

2.2.2 磨损颗粒分析

磨损颗粒是机组部件失效的“信号载体”,其分析需结合颗粒的数量、尺寸、形态及成分。通过铁谱仪分离磨粒,统计浓度判断磨损强度;借助扫描电镜观察颗粒形貌,如球状颗粒提示滚动轴承疲劳磨损,片状颗粒可能来自滑动轴承。能谱分析可确定磨粒材质,铸铁颗粒多源于主轴,铜颗粒常关联轴承故障。结合颗粒变化趋势与设备运行时间,可区分正常磨损与异常失效,为故障部位定位提供依据,是预测机械部件早期故障的核心手段。

2.3 温度监测法

2.3.1 关键部位温度监测

水电机组关键部位的温度监测需结合设备结构与运行特性,科学布置监测点。轴承处采用埋入式热电偶,实时追踪轴瓦与滚动体温度,正常工况下温差应控制在 5°C 以内;定子绕组嵌入铂电阻传感器,监测三相温度平衡度,偏差超 2°C 需警惕匝间短路;主轴轴颈处安装红外测温探头,捕捉摩擦导致的温度突变。监测系统需具备数据存储与趋势分析功能,当轴承温度骤升 $10^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 或定子温度超设计值 8°C 时,自动触发报警,为及时停机检修提供依据,避免热损伤扩大。

2.3.2 温度异常分析与故障诊断

温度异常是机组故障的早期信号,需结合多参数综合研判。轴承温度持续偏高且伴随振动增大,可能是润滑失效或滚道磨损;定子局部温度突升超 40°C ,结合绝缘电阻下降,多为绕组短路;主轴轴肩处温差超 8°C ,需排查弯曲或裂纹。通过建立温度-负荷关联模型,可识别异常升温模式,如空蚀导致的叶片温度波动与出力变化同步。采用红外热成像技术扫描设备表面,能快速定位“热斑”,结合历史数据对比,可精准区分正常热应力与故障引发的温度异常,提升诊断效率。

2.4 电气参数监测法

2.4.1 电压、电流监测

电压、电流监测是水电机组电气系统状态评估的基础,需覆盖定子三相线电压、相电流及励磁回路电压电流。监测点应布置在发电机定子出线端、转子集电环等关键位置,采用高精度互感器(误差 $\leq 0.2\%$),采样频率不低于 1kHz ,以捕捉暂态故障信号。正常运行时,三相电压不平衡度 $\leq 2\%$,电流偏差 $\leq 10\%$;若出现定子匝间短路,会导致相电流骤增、电压畸变;转子绕组故障则表现为励磁电流波动、三相电流失衡。通过实时对比电压电流波形、计算基波和谐波分量,可快速识别绝缘击穿、绕组短路等故障,为电气系统故障诊断提供核心依据。

2.4.2 功率因数、谐波分析

功率因数是衡量发电机能量转换效率的关键指标,正常并网运行时应维持在 $0.85\sim 0.95$ (滞后)范围,偏离此区间可能暗示转子故障或负荷失衡。功率因数偏低(< 0.8)会增加线路损耗,偏高(> 0.95)则可能降低电压稳定性,需结合励磁电流调整优化。谐波分析需重点关注3、5、7次等奇次谐波,总谐波畸变率(THD)应 $\leq 5\%$,超标多源于定子绕组短路、转子磁场不均或非线性负荷影响。通过傅里叶变换分解谐波分量,若2倍频幅值

突增,可能提示转子匝间短路;3次谐波异常则与中性线电流过大相关。将功率因数动态变化与谐波频谱特征结合,可全面评估电气系统健康状态,为故障预警和运维策略制定提供科学支撑。

2.5 人工智能诊断法

2.5.1 基于神经网络的故障诊断

基于神经网络的故障诊断方法模拟人脑神经元连接模式,通过多层非线性映射处理水电机组复杂故障信号。其核心是构建包含输入层、隐藏层和输出层的网络模型,输入层接收振动、温度、电气参数等多维特征,隐藏层通过激活函数提取深层关联,输出层对应故障类型或严重程度。建模时需先对历史故障数据归一化,采用反向传播算法优化权重,使模型误差最小。该方法擅长处理非平稳、强耦合的故障特征,如同时识别轴承磨损与叶片空蚀的耦合故障。

2.5.2 基于支持向量机的故障诊断

支持向量机通过寻找最优分类超平面区分故障状态,适用于小样本故障诊断。其核心是将低维故障特征映射到高维空间,利用核函数(如径向基函数)解决非线性分类问题。建模时需从振动、温度等参数中提取特征向量,划分训练集和测试集,通过交叉验证优化惩罚系数与核参数。相比神经网络,它在样本量较少时仍保持高泛化能力,可精准识别早期轻微故障,如叶片微裂纹、轴承初期磨损。应用中,将故障特征与正常特征输入模型,输出分类结果,结合专家经验调整参数,使诊断精度提升至 95% 左右,为机组维护提供可靠决策依据^[3]。

结束语

水电机组运行设备的检测诊断是保障其安全稳定运行的核心环节。从机械、电气到水力故障,各类问题均可能影响机组效能与安全。而振动分析、油液分析、温度监测等传统技术,与人工智能诊断法协同发力,构建起全方位的故障识别体系。通过精准捕捉设备异常信号,及时定位故障根源,既能降低突发停机风险,又能优化维护策略、延长设备寿命。

参考文献

- [1]葛彬.解析水电机组常见故障和解决技术的应用[J].低碳世界,2021(31):46-47.
- [2]刘小云.水电机组状态监测与故障诊断系统[J].设备管理与维修,2021(10):65-66.
- [3]吴家乐,肖东来.浅谈水电站机组在线监测与故障诊断系统应用[J].水电厂自动化,2021(3):123-125