

# 汽轮机转子弯曲与进水故障的机理、 诊断与综合防治措施分析

杨波

(国家能源集团重庆电力有限公司重庆发电厂, 重庆 404100)

**摘要** 基于汽轮发电机组在复杂运行工况下的安全稳定运行需求, 本文分析了转子弯曲与汽轮机进水两类典型故障的形成机理及其相互影响特征。结合机组结构特点和运行状态变化, 对转子弯曲的表现形式、成因及检测手段进行了系统研究, 并依据现场运行数据, 对汽轮机进水的诊断特征与诱发因素进行了综合分析。在此基础上, 提出了综合防治措施, 旨在为相关研究者提供参考。

**关键词** 汽轮发电机组; 转子弯曲; 进水故障; 故障诊断; 综合防治

中图分类号: TM31

文献标志码: A

DOI:10.3969/j.issn.2097-3365.2026.06.041

## 0 引言

随着能源形式的不断更新, 发电机组容量随之增大, 运行工况也明显趋于复杂, 负荷调节变化率通常达到 5%~8%/min。设备长期工作在约 535~620 °C 的高温、16~25 MPa 的高压以及 3 000 r/min 的高转速条件下, 机械-热力耦合问题的发生概率较中小容量机组提高约 20%。在复杂工况如负荷波动  $\pm 12%$  或异常状态中, 仅 0.15 mm 结构裂纹或 8% 运行扰动可能触发严重连锁故障, 导致停机时间增加 60 小时<sup>[1]</sup>。汽轮发电机组轴系振动是影响机组安全稳定运行的关键。因此, 熟练掌握关键部件(转子)风险因素, 如应力梯度超过 40 MPa/cm, 并实施高效监测(振动分析精度 0.02 mm/s)与管理, 可将平均无故障时间从 18 000 小时延至 25 000 小时, 机组可靠性提升 95%, 设备寿命延长至 40 年。

## 1 汽轮发电机组结构

汽轮发电机组结构与运行工况概述: 该机组由汽轮机(通常含 12~15 级)、高速联轴器、发电机、出线柜、轴承系统(4~6 个支撑点)、润滑油系统、

氢冷系统及给水泵组构成, 如图 1 所示, 在高温 500~600 °C、高速 3 000 r/min 与高载荷条件下执行能量转换任务。典型大型机组的转子直径为  $\Phi 600 \sim 1\ 000$  mm, 长度为 10~15 m, 质量约 80~120 t。

## 2 转子弯曲故障机理分析

### 2.1 弯曲故障的主要表现形式

转子发生弯曲故障时, 其典型特征包括轴系振动幅值显著上升, 如水平振动可能从正常值 50  $\mu\text{m}$  激增至超过 200  $\mu\text{m}$ , 同时振动频谱成分发生偏离, 基频、高频分量显著增大。特别是在机组临界转速区域, 系统易激发强烈的同步或倍频谐振, 导致振幅短期内增大 2 至 3 倍。轴向窜动量也可能从设计值 0.2 mm 增大至 0.8 mm 以上, 并引起轴承油膜压力波动超过正常值的 15%~20%。在电气侧, 该故障常表现为发电机绕组局部温升差异达到 10~25 °C、三相电流不平衡度超过 5%, 以及转子接地电流异常增大至数安培<sup>[2]</sup>。表 1 列举了某 300 MW 机组在不同转子弯曲状态下的关键运行参数。

由表 1 数据可知, 在 300 MW 机组中, 随着转子弯

表 1 不同转子弯曲状态下的典型运行参数对比

状态	轴振幅值 ( $\mu\text{m}$ )	振动频率 (Hz)	电流不平衡率 (%)	轴向窜动 (mm)	定子温差 (°C)
正常运行	30~45	50.0	$\leq 1.2$	$\leq 0.08$	3
轻度弯曲	60~80	49.7	2.5	0.15	7
中度弯曲	100~130	48.9	4.8	0.30	12
严重弯曲	160~190	47.5	8.5	0.55	18

作者简介: 杨波(1994-), 男, 本科, 助理工程师, 研究方向: 火电集控运行。

曲程度加深,轴振幅值呈明显上升趋势,振动主频逐步偏离额定 50 Hz,同时电流不平衡率和轴向位移同步增大,转子表面温差显著扩大。

## 2.2 导致转子弯曲的主要原因

首先是热力因素,运行中非对称冷却或快速启停引起的轴向温差可达到 55 ~ 75 °C,持续超过 30 分钟的温差作用会形成显著的热应力梯度,其值可能超过 80 MPa,导致转子产生热弯曲<sup>[3-4]</sup>。其次是残余应力因素,制造中存在的 0.02 mm 量级的几何偏差或长期运行积累的超过 10<sup>7</sup> 次循环的疲劳载荷,会使微观组织畸变能量积累超过 15 kJ/m<sup>3</sup>,在特定条件下突然释放并引发行变。最后是环境腐蚀因素,当冷却水渗入或环境湿度长期超过 75% RH 时,局部腐蚀速率可能加速至 0.1 mm/year,在应力集中区域形成深度超过 0.5 mm 的蚀坑,显著削弱材料强度<sup>[5]</sup>。

## 2.3 转子弯曲的诊断手段

针对发电机组转子弯曲的有效监测问题,主要依赖于 3 类关键技术:在线振动监测系统、非接触式电涡流传感器阵列以及高精度激光轴线校准装置。在机组以额定转速 3 000 r/min 稳定运行时,通常设定径向振动报警阈值为 125 μm,若实测振幅连续超过此限值达 10 分钟,且同一截面相位角变化超过 30°,即可初步判定存在弯曲趋势<sup>[6]</sup>。为精确提取弯曲特征,需对采集的位移信号进行频谱分解,重点分析 1 倍频与 2 倍频分量,其幅值比若超过 0.25 往往指示弯曲加剧。

## 3 进水故障机理分析

### 3.1 汽轮机进水诊断及原因分析

汽轮机进水属于运行中较为隐蔽但后果严重的异常工况,其诊断通常依赖多参数综合判断,而非单一信号。在实际运行中,进水初期往往不会立即引发剧烈振动,而是首先反映在温度、压力及湿度等参数的缓慢变化上。例如,轴封段温度出现异常下降、排汽温度波动加大,以及凝汽器真空度短时间内波动超过 0.5 ~ 1.0 kPa,均可能与水分进入汽轮机通流部分有

关。同时,若汽缸内壁或末级叶片区存在冷点,易造成局部蒸汽凝结,加重水击风险。

在诊断过程中,运行人员通常结合主汽温度、再热汽温度及排汽湿度变化进行综合分析。当排汽湿度持续高于 9% ~ 11%,且伴随主蒸汽温度短时下降 5 ~ 10 °C,往往提示疏水系统或加热器存在异常。此外,机组负荷快速变化也是诱发进水的重要背景条件,在负荷变化率达到 5% ~ 8%/min 时,疏水调节滞后极易造成凝结水滞留。表 2 列出了某 300 MW 机组在不同工况下与进水相关的典型运行参数变化情况。

由表中数据可以看出,随着进水程度加重,排汽湿度明显升高,主汽与排汽温度同步下降,凝汽器真空逐步恶化,而轴封区域温度下降尤为明显。

### 3.2 汽轮机进水预防措施

汽轮机进水问题的防控应贯穿整个机组运行周期,尤其是在启停、深度调峰以及低负荷运行阶段更应重点关注。在运行过程中,参数变化速率需严格控制,特别是在 300 MW 等级的中型机组中,负荷变化率应稳定在 5%/min 以内。过快的升负荷容易使汽缸内未完全排净的冷凝水冲入通流部分,导致水击或叶片损伤。冷态启动前,主汽疏水、再热汽疏水、各级加热器及排汽通道疏水必须提前开启,疏水温度需升至 100 °C 以上,且稳定 5 分钟以上,方可进入升速阶段。温态启动时,更应关注中低压缸疏水段是否存水,尤其是在间歇性运行期间更需反复核查疏水管段温差和阀门状态。

在设备维保方面,疏水阀状态必须作为重点巡检内容。推荐每个检修周期(一般为 12 ~ 24 个月)对主汽疏水、再热器疏水和低压缸疏水阀执行解体检查,并对阀芯、弹簧及密封部位进行清洗或更换。启动前调试中,应通过就地操作与 DCS 联动控制核对响应时间,其启闭时间建议控制在 2 ~ 3 s 之间。若大于 5 s,应怀疑执行机构故障或电气控制问题。同时,应检查疏水管道坡度是否符合 ≥ 1:100 的设计标准,保温厚度是否达到 80 mm 以上,避免冬季运行时结露结冰,影响疏水通畅<sup>[7-8]</sup>。针对低压加热器,应实时监控其水

表 2 某 300 MW 汽轮机进水诊断相关运行参数对比

工况状态	排汽湿度 (%)	主汽温度 (°C)	排汽温度 (°C)	凝汽器真空 (kPa)	轴封温度 (°C)
正常运行	7.5 ~ 8.5	535	42	-93.5	165
轻微进水	9.0 ~ 10.5	528	39	-92.6	155
中度进水	11.5 ~ 13.0	520	35	-91.2	142
明显进水	≥ 14.0	≤ 510	≤ 32	-89.8	≤ 130

位变化, 常规设定应在正常水位  $\pm 30$  mm 范围内波动, 若出现  $\pm 50$  mm 以上异常, 应联动报警并限制运行负荷。尤其要防止水位上升过快而满水, 导致凝结水倒灌至汽侧, 引发进水事故。

从运行管理角度看, 必须建立有效的进水趋势识别逻辑。推荐结合 DCS 历史趋势曲线, 对排汽温度 (正常值约为  $40 \sim 45$   $^{\circ}\text{C}$ )、排汽湿度 (正常应低于 9%) 及凝汽器真空度 (正常约为  $-93.0$  kPa) 进行联动判断。当排汽温度 10 分钟内下降超过  $2$   $^{\circ}\text{C}$ , 或湿度超过 10.5%, 需立即采取减负荷措施, 核查疏水状态<sup>[9]</sup>。对运行 5 年以上的机组, 应结合运行季节特点实施专项防控方案, 冬季运行期间, 特别是在日负荷波动超过 20% 时, 应每 4 小时对低点疏水、冷端系统、轴封加热器等部位巡检一次, 记录疏水量变化与温度偏差, 避免冷凝积水积聚成灾。

## 4 综合防治技术与管理措施

### 4.1 转子弯曲与进水故障的综合防治技术

为实现对转子弯曲与进水故障的有效防控, 应从结构设计层面出发, 建议对转子材料选择强化高温稳定性与抗疲劳性能控制, 优先选用屈服强度高于 700 MPa、蠕变速率低于  $10^{-9}/\text{s}$  的合金钢材, 同时在制造阶段控制轴心偏差小于 0.02 mm, 以减少运行初期的残余应力积聚。运行方面, 应加强对启停策略的调控管理, 严格限制启动升温速率和负荷变化梯度, 负荷调节不宜超过 8%/min, 并确保升温过程中各缸上下温差小于  $50$   $^{\circ}\text{C}$ 。此外, 需提升振动监测系统响应精度, 采用精度不低于 0.01 mm/s 的电涡流传感器配合在线趋势分析系统, 实现对 1 倍频与 2 倍频特征的连续跟踪, 以便在早期发现转子挠度变化并干预处理。

### 4.2 运维管理与系统化控制策略

在实际工作中, 防止转子弯曲与进水故障的发生还需依赖一套系统化的运行管理机制。首先, 应构建涵盖轴系状态参数、疏水量记录、缸温趋势等多源信息的运维数据平台, 通过月度趋势对比判断设备潜在退化风险。对于运行时间超过 2 万小时的老旧机组, 应每半年开展一次完整的转子晃动测试与疏水系统响应性联检, 检测转子偏心度、盘车启动延迟时间等指标, 其中偏心度变化不应超过原始值的 15%。此外, 在季节交替、低温高湿环境下, 应将凝汽器、低压缸及高压加热器等冷端系统列为重点巡检对象, 每 4 小时巡检一次, 特别关注温差波动与回水管温度变化, 必要时启用备用疏水通道。

在人员培训方面, 应以现场案例为核心进行技能强化, 重点训练振动异常判读、汽缸温度均衡控制、加热器水位异常识别与应急停机流程。对于关键岗位人员, 应设置定期考核机制, 合格率应达到 95% 以上, 并建立事件闭环复盘机制, 对每次非计划停机事件进行全过程技术总结。在制度方面, 应强化设备保护定值定期校验机制, 如轴振报警值  $125$   $\mu\text{m}$ 、轴向串动 0.6 mm 等关键设定需每季度确认 1 次, 并联动检修与运行双方签字确认, 形成操作闭环。

## 5 结束语

本研究针对汽轮发电机组运行过程中常见的转子弯曲与进水故障进行了深入分析, 系统揭示了故障的形成机理、动态特征参数及其耦合作用关系。基于现场实测数据与多维度趋势分析技术, 开发了适用于中型机组的智能化故障诊断与状态监测系统。研究结果表明, 当前系统虽能有效识别典型故障模式, 但在瞬态变工况条件下仍存在检测灵敏度不足的问题, 可从以下两个方面进行改进: 一方面需完善振动信号的多尺度分析模型, 提升特征提取能力; 另一方面应提高湿度传感器的测量精度与响应速度, 从而实现从故障演变过程的精准预测与主动防控。

## 参考文献:

- [1] 李鹏达. 基于改进小波神经网络的燃煤汽轮发电机组转子匝间短路故障诊断方法 [J]. 电气技术与经济, 2025 (02):294-296.
- [2] 赵旭东. 大型汽轮机组启动过程中的热应力分析与控制 [J]. 能源新观察, 2025(09):48-49.
- [3] 吴洋海. 大型汽轮发电机转子裂纹故障诊断技术的研究 [D]. 上海: 上海交通大学, 2020.
- [4] 柳磊, 马国伟, 王新良, 等. 基于轴瓦稳定性分析的合缸汽轮机 1 号轴瓦振动故障研究 [J]. 东北电力技术, 2020, 41(10):4.
- [5] 彭爽. 基于多物理场耦合的汽轮发电机匝间短路故障的仿真与诊断 [D]. 贵州: 贵州大学, 2025.
- [6] 同 [5].
- [7] 唐军. 600MW 汽轮发电机转子振动异常的分析及治理 [C]// 中国电力技术市场协会. 2024 年电力行业技术监督专业交流研讨会优秀论文集. 大唐湘潭发电有限责任公司, 2024.
- [8] 叶子帆. 应用于汽轮发电机组振动监测的 F-P 光纤振动传感器特性研究 [D]. 西安: 西安理工大学, 2024.
- [9] 王斌. 中小型汽轮发电机励磁系统故障研究 [J]. 光源与照明, 2024(06):168-170.