

汽轮机真空下降原因分析及运行调整措施

孙 雷

大唐惠州热电有限责任公司 广东 惠州 516123

【摘 要】：汽轮机真空水平直接影响排汽压力、机组出力及运行安全，真空持续下降容易引起热耗增加、轴向推力变化及末级叶片工况恶化。循环水温升高、凝汽器管束污染、空气漏入、真空设备能力不足及负荷调整失衡，均会削弱凝汽系统运行性能。依据真空变化速率、凝汽器端差、过冷度、循环水温差及真空泵电流等参数开展综合判断，采用水侧清理、漏点治理、设备切换、流量调节及负荷协调措施，可恢复凝汽器换热能力，降低排汽压力，提升机组运行稳定性。

【关键词】：汽轮机真空；凝汽器；真空下降；原因诊断；运行调整

DOI:10.12417/2705-0998.26.11.020

引言

汽轮机运行过程中，凝汽器真空一旦出现异常下降，排汽压力会随之升高，蒸汽在末级叶片中的有效焓降受到压缩，机组出力、热耗及轴系运行状态均可能发生变化。真空下降初期往往只表现为参数缓慢偏移，若未能及时识别原因，可能进一步发展为低真空保护动作或机组被迫降负荷。实际运行中，循环水温度、冷却水量、管束清洁程度、真空严密性、抽气设备性能及蒸汽负荷之间存在复杂联系，相同的真空数值可能对应不同故障来源。准确区分换热不足、空气漏入、设备失效及参数失配等情况，是实施有效调整的关键。需要结合多项运行数据建立判断依据，使原因分析、措施选择及效果检验形成连续闭环。

1 汽轮机真空运行特征辨识

1.1 凝汽系统真空形成机理解析

凝汽系统真空由排汽蒸汽在凝汽器内持续凝结形成，蒸汽体积急剧收缩后产生低压环境，使汽轮机末级排汽保持较低背压。真空水平取决于蒸汽凝结速率、循环水吸热能力、传热端差、空气抽出效率及系统严密程度。循环水经管束带走汽化潜热，凝结水汇集至热井，不凝结气体则由真空泵或射水抽气器排出。数字化运行理念要求将凝汽器压力、循环水进出口温度、端差、过冷度、热井水位及抽气设备电流纳入协同监测，依据参数耦合关系判断真空形成质量，避免仅凭单一真空表读数评价凝汽系统状态。

1.2 排汽压力参数变化规律研判

排汽压力变化具有负荷相关性、环境敏感性及过程滞后性。机组负荷升高时，进入凝汽器的排汽量增加，若循环水流量及换热能力未同步提升，排汽压力将呈持续上升趋势；循环水入口温度升高会压缩有效传热温差，使同等负荷下的真空水平降低^[1]。参数研判应结合排汽压力变化速率、循环水温升、凝汽器端差、过冷度及机组负荷进行动态比对。端差扩大且循环水温升偏低，多与管束污染或水侧流量不足有关；过冷度升高且抽气设备负荷增大，通常反映空气积聚或系统漏入。智能

分析平台可利用历史基准曲线修正季节、负荷及设备状态差异，提高异常识别精度。

1.3 真空波动影响范围判别

真空波动会改变汽轮机末级焓降、排汽湿度、轴向推力及机组出力，其影响程度应依据波动幅度、持续时间、变化速率及关联参数进行分级判别。轻微缓慢下降通常表现为热耗增加、排汽温度升高及负荷调节余量缩小；短时间快速下降可能引起低真空报警、保护动作及被迫降负荷。真空不稳定还会导致凝结水含氧量变化、热井水位波动及抽气设备运行负担增加。精细化运行管理应建立正常偏差、预警偏差及危险偏差三级边界，将真空值同振动、胀差、轴向位移、排汽温度及末级叶片工况关联分析，准确划分热力性能影响、设备安全影响及运行控制影响范围。

2 汽轮机真空下降原因诊断

2.1 循环水条件异常影响分析

循环水条件异常主要表现为入口水温升高、流量不足、压力波动及水质恶化，直接削弱凝汽器对排汽潜热的吸收能力。入口水温偏高会缩小蒸汽饱和温度同冷却水温度之间的有效温差，使凝结速率下降；循环水量不足则会造成出口温升过大，局部管束换热负荷集中，排汽压力持续抬升。滤网堵塞、泵组出力衰减、阀门开度偏差及水道阻力增加，均可能引起流量分配失衡。诊断时应同步比对循环水泵电流、母管压力、进出口温差、凝汽器端差及季节基准值，依托在线流量监测和数字孪生模型识别异常偏离，避免将环境水温变化误判为设备故障。

2.2 凝汽器换热能力衰减判断

凝汽器换热能力衰减多由管内结垢、泥沙沉积、生物附着、管束堵塞及有效换热面积减少引起，表现为传热热阻增大、端差扩大和排汽压力上升。管壁污染会降低金属导热效率，即使循环水流量保持稳定，蒸汽凝结速率仍会下降；部分管束堵塞还会造成水流偏流，使局部区域形成换热死区^[2]。判断过程中应结合清洁系数、端差趋势、循环水温升、真空严密性及同负荷历史数据开展综合分析。端差持续增大且循环水温升偏低，

通常反映热量未能充分传递至冷却水侧。智能诊断可利用传热性能基准模型计算实际传热系数,识别缓慢劣化趋势,为在线胶球清洗、停机水冲洗及堵管处理提供依据。

2.3 空气系统漏入故障识别

空气漏入会提高凝汽器内不凝结气体分压,阻碍蒸汽接触冷却表面,并在管束外侧形成气膜,使局部传热系数明显下降。常见漏点集中于低压缸轴封、凝汽器喉部法兰、膨胀节、热井连接部位、负压疏水管道及真空系统阀门密封面。漏气程度增加时,真空泵电流、抽气量及排气温度通常同步变化,凝结水溶解氧也可能升高。故障识别应采用真空严密性试验、局部检漏、氦质谱检测及参数关联分析,区分系统漏气同抽气设备效率下降。数字化检漏理念可建立漏气特征数据库,根据真空下降速率、抽气设备负荷及溶解氧变化自动匹配疑似区域,缩短故障定位时间。

3 真空下降运行风险判定

3.1 机组出力受限程度核查

真空下降会抬高汽轮机排汽背压,压缩蒸汽在低压缸内的有效焓降,使单位蒸汽做功能力减弱,机组实际出力逐步偏离负荷指令。核查过程中应结合主蒸汽流量、调节级压力、发电负荷、排汽压力及耗热变化,分析同等进汽条件下出力损失幅度。若负荷持续下降而主蒸汽流量同步增加,说明低压缸做功能力已受到明显限制。排汽压力接近运行边界时,还需评估调门开度余量及锅炉侧汽量匹配状态,防止盲目增汽造成背压进一步升高。智能化核查可建立负荷—背压—汽耗动态模型,按轻度、中度及严重受限分级输出降负荷建议,提高异常处置的准确性。

3.2 排汽温度升高风险评估

排汽温度升高反映低压缸末端蒸汽膨胀条件恶化,常与真空下降、排汽量增加及凝汽器换热不足同时出现。温度持续升高会加剧排汽缸、凝汽器喉部及连接部件的热应力,造成膨胀不均、密封间隙变化及局部变形风险^[3]。评估时应同步观察排汽温度变化速率、左右侧温差、背压水平、低压缸胀差及轴系振动,判断温升属于短时扰动还是持续性异常。若单侧温度偏高,应重点核查局部换热失衡和排汽通道阻塞。数字化监测可利用趋势预测算法设定动态温升阈值,将绝对温度、升高速率及持续时间纳入联合预警,提前识别热应力累积。

3.3 末级叶片工况异常研判

真空下降会改变末级叶片出口压力及蒸汽流动状态,使排汽速度、湿度分布和气动负荷偏离设计区间。背压升高后,末级蒸汽膨胀不足,流道内易出现分离、回流及不稳定涡流,造成叶片交变应力增加。低负荷叠加高背压时,鼓风损失与局部摩擦发热更加明显,叶片根部、围带及排汽边区域可能承受附加振动。研判应结合低压缸振动频谱、轴向位移、差胀、排汽

温度及负荷变化识别异常特征,区分气流扰动与机械缺陷。状态感知系统可融合振动、压力脉动及热力参数构建末级叶片风险指数,为降负荷、调整背压及安排停机检查提供依据。

4 汽轮机真空运行调整措施

4.1 循环水系统参数优化控制

循环水系统参数优化应以稳定冷却水量、降低入口温度影响、改善水侧分配均匀性为核心,依据机组负荷、季节水温及凝汽器端差动态调整泵组运行方式。循环水母管压力偏低时,应核查泵组出力、滤网压差、阀门开度及水道阻力,及时切换备用泵或调整并联泵组合,防止流量不足造成凝汽器出口水温过高。入口水温升高期间,可适度增加循环水量,但需同步控制泵组电流、振动及汽蚀余量,避免单纯追求流量引发设备过载。双流程凝汽器应保持两侧流量基本均衡,结合进出口温差和局部端差修正阀门开度,减少偏流和换热死区。智能控制系统可根据负荷、背压、环境水温及泵耗建立优化模型,自动给出泵组启停和阀门调节指令,使循环水量同排汽热负荷保持匹配,并设置压力低限、温升高限及滤网差压预警,形成实时监测、偏差识别、参数修正的闭环控制。

4.2 凝汽器换热状态恢复处理

凝汽器换热状态恢复应根据端差、清洁系数、循环水温升及真空变化趋势区分水侧污染、汽侧积气和局部堵塞,采用分级处理方式恢复有效传热面积。轻度污染阶段可强化胶球清洗运行,校核胶球投运数量、回收率及收球网状态,确保管束内沉积物得到连续剥离。端差持续扩大且清洁系数明显下降时,应安排在线反冲洗或单侧隔离清理,控制清洗期间机组负荷和凝汽器压差,防止局部换热能力骤降^[4]。结垢、生物膜或泥沙沉积较重时,需根据管材特性选用机械清洗、低压水冲洗或化学清洗,并严格控制清洗剂浓度、温度及作用时间,避免管壁腐蚀减薄。堵管数量增加后,应重新评估剩余换热面积及允许背压,必要时调整负荷上限。恢复处理完成后应复测端差、过冷度、清洁系数和漏泄情况,利用在线传热模型校正基准值,形成污染趋势预测和清洗周期动态调整机制。

4.3 真空设备运行方式调整

真空设备运行方式调整应根据抽气负荷、真空下降速率、不凝结气体含量及设备性能状态合理配置真空泵或射水抽气器,避免抽气能力不足导致空气积聚。真空缓慢下降且抽气设备电流偏高时,应核查工作水温度、供水压力、密封水量、冷却条件及入口阀门状态,及时降低工作水温、恢复密封条件并清理入口滤网。单台设备运行接近能力上限时,可投入备用真空泵并观察真空恢复幅度、排气量及电流变化,判断系统漏气还是设备效率衰减。并联运行期间应保持各设备入口压力和流量分配均衡,防止一台设备倒流或空载运行。射水抽气系统还需控制喷嘴压力、水箱温度及水位,保证形成稳定射流。数字

化调整可建立设备效率曲线和抽气负荷模型,根据排汽压力、溶解氧、泵组电流及排气温度自动优化启停顺序,并将设备切换同漏气诊断联动,减少频繁操作造成的真空波动。

5 调整成效检验及稳定管控

5.1 真空恢复程度参数检验

真空恢复程度应依据排汽压力、凝汽器端差、循环水温升、凝结水过冷度及真空泵运行参数进行联合检验,避免仅以单一真空数值判断调整效果。机组负荷稳定后,应选取调整前后相同工况数据开展对比,排除环境水温、主蒸汽流量及负荷变化造成的干扰。排汽压力下降、端差缩小、过冷度回落且循环水温升趋于合理,说明凝结传热和空气抽出状态得到改善。检验过程还应观察真空恢复速度及波动幅度,防止短时回升后再次下降。数字化平台可建立工况修正模型,将实时参数折算至统一基准条件,并设置恢复率、稳定时长及偏差限值,提升成效判断的准确性。

5.2 机组热力性能改善评价

机组热力性能改善应从出力恢复、汽耗变化、热耗变化及低压缸运行状态等方面进行评价。真空调整有效后,同等主蒸汽流量条件下发电负荷应有所提升,单位电量汽耗与热耗应逐步下降,调节阀开度及补汽需求趋于合理。评价时需同步分析排汽焓、凝结水温度、低压缸效率及轴向推力变化,防止局部

参数改善掩盖整体性能偏差。负荷波动期间可利用滑动窗口法筛选稳定数据段,排除启停泵、切换阀门及环境温度扰动^[5]。智能评价系统可将当前性能曲线同设计值、历史最优值进行对标,形成多指标评分结果,为运行方式优化提供量化依据。

5.3 异常监测闭环机制构建

异常监测闭环应覆盖数据采集、趋势识别、预警触发、原因定位、措施执行及结果复核全过程。关键参数包括真空值、排汽压力、端差、循环水流量、真空泵电流、凝结水溶解氧及低压缸振动,监测频率应满足快速波动识别要求。预警规则需区分缓慢劣化、突发下降及反复波动三类特征,并依据风险等级自动匹配巡检范围和调整权限。处置完成后,应将故障原因、参数变化、操作步骤及恢复结果录入数据库,形成可追溯记录。依托大数据分析和状态预测模型,可持续修正报警阈值与诊断逻辑,推动真空管理由事后处置转向主动预控。

6 结语

汽轮机真空下降与循环水工况、凝汽器换热状态、系统严密性及抽气设备性能密切相关。运行中应加强参数关联诊断,准确判定异常来源,合理调整循环水量、换热方式及真空设备组合。同步完善成效检验、分级预警和闭环管控机制,可降低排汽压力及热耗,改善末级叶片工况,保持机组安全、稳定、高效运行。

参考文献:

- [1] 纪云峰.凝汽器真空度下降原因分析及优化措施研究[J].科技与创新,2025,(23):110-112.
- [2] 邓方升.汽轮机凝汽器真空度低的原因分析与处理措施[J].矿业工程,2025,23(4):102-104.
- [3] 严长清.汽轮机凝汽器真空下降的原因及预防措施研究[J].现代制造技术与装备,2024,60(5):77-79.
- [4] 肖承明.双背压凝汽器真空“倒挂”异常诊断及处理[C]/江西省电机工程学会.2023年江西省电机工程学会年会论文集.[出版者不详],2024:49-52.
- [5] 马威杰.600 MW 亚临界机组凝汽器真空和严密性分析[J].造纸装备及材料,2023,52(3):23-25.