

深度调峰对燃煤机组汽轮机设备安全运行分析

郭帅东

华电内蒙古能源有限公司包头发电分公司 内蒙古 包头 014000

摘要: 目前,大型燃煤机组深度调峰已成为普遍现象,在深度调峰期间汽轮机及其辅助设备实际运行状况偏离设计工况较多,可能对机组运行安全产生一定的影响。深度调峰对汽轮机设备的安全运行提出了多方面的挑战,需从热力参数、机械结构、辅助系统等维度进行综合分析。结合当前技术实践及研究成果,关键风险点和应对策略如下。

关键词: 深度调峰;汽轮机;可靠性;寿命损耗;控制

火电机组调峰运行时,负荷大幅变动或频繁启停,金属部件要承受剧烈的温度变化和交变应力,对机组的寿命、安全性、运行稳定性及经济性会带来不利的影响。但目前火电装机容量过剩、可再生能源消纳困难、电网峰谷差增大等问题越来越突出,为了维持发电与用电的平衡,火电机组参与调峰是必然的要求。

1 深度调峰如何影响汽轮机设备

1.1 热冲击与寿命损耗。金属部件交变应力,机组频繁变负荷时,汽轮机转子、汽缸等部件因温度梯度变化产生交变热应力,导致金属疲劳累积,加速寿命损耗。例如,低压缸排汽温度周期性波动可能使末级叶片根部应力集中区域出现裂纹。

给水泵热冲击风险,热态启动或快速升负荷时,低温给水进入高温泵体引发热应力冲击,叶轮表面和泵壳内壁产生拉/压交变应力,增加设备寿命损耗。

1.2 低压缸末级叶片水蚀加剧。在深度调峰低负荷工况下,蒸汽流量减少导致末级叶片处于湿蒸汽区域,加剧水蚀现象。部分机组末级叶片表面氧化皮剥落,甚至出现蜂窝状腐蚀坑。长期运行可能引发叶片断裂风险,需定期进行金相检测或采用涂层防护技术。

1.3 轴封系统稳定性问题。低压轴封温度波动,低负荷时蒸汽参数降低,轴封供汽温度和压力控制难度增大,易导致轴封漏汽或进气不均,引发轴封体变形和振动超标。例如某660MW机组在30%负荷以下运行时,低压轴封温度波动幅度超过设计允许值。轴封汽源可靠性下降,依赖辅汽联储供汽的系统在深度调峰时,可能因供汽压力不足导致轴封蒸汽带水,增大转子腐蚀风险。

1.4 辅机设备可靠性挑战。给水泵汽蚀风险,低负荷运行导致除氧器压力下降,若未及时调整给水温度,可能引发泵内汽水两相流,造成叶轮入口区域汽蚀损伤。部分机组通过增设凝结水注入系统或快开旁路阀缓解该问题。凝结水泵运行异常,流量低于设计值时,凝结水

泵易发生汽蚀和振动,需优化变频控制策略或改造叶轮型线以提高低流量适应性。应对建议。优化调峰策略,根据汽轮机材料特性曲线制定负荷升降速率限制,避免主蒸汽温降速率超过 $1.5^{\circ}\text{C}/\text{min}$,减少热冲击。设备改造措施,末级叶片采用激光熔覆强化处理或更换抗水蚀材料(如STL12不锈钢);增设轴封蒸汽减温减压备用系统,提升低负荷供汽稳定性。监测与维护,强化部署在线振动监测系统(如TSI)实时捕捉轴系异常,结合定期内窥镜检查叶片状态。对给水泵等辅机实施低频振动频谱分析,提前识别汽蚀征兆。

2 深度调峰带来的汽轮机设备安全运行挑战

2.1 热应力与金属疲劳。交变应力累积:频繁负荷变化导致汽轮机转子、汽缸等关键部件承受剧烈温度梯度,产生周期性热应力,加速金属疲劳裂纹形成。例如,热态启动时汽缸与转子温差可能突破安全阈值,引发蠕变损伤。给水泵热冲击:低温给水与高温泵体的温差在快速变负荷时可达 150°C 以上,导致叶轮表面产生交替拉/压应力,显著缩短设备寿命。

2.2 低压缸末级叶片水蚀加剧。湿蒸汽环境腐蚀:低负荷下蒸汽流量减少,末级叶片长时间处于湿蒸汽区域,表面氧化层剥落并形成蜂窝状腐蚀坑。某660MW机组在30%负荷运行时,末级叶片侵蚀速率较额定工况提高3倍。叶片断裂风险:长期水蚀导致叶片厚度减薄,出现应力集中区,可能引发叶片断裂事故。

2.3 轴封系统稳定性下降。供汽参数失控:低负荷工况下轴封蒸汽压力波动范围扩大,易造成轴封漏汽或进气不均,引发轴封体变形和轴系振动超标。某案例显示,40%负荷运行时低压轴封温度波动幅度超过设计值 15°C 。汽源可靠性不足:依赖辅汽联储的轴封系统在深度调峰时供汽压力不稳定,蒸汽带水风险增加,加速转子腐蚀。

2.4 辅助设备可靠性劣化。给水泵汽蚀损伤,低流量

运行时叶轮入口产生涡流，引发汽水两相流，导致叶轮金属表面剥蚀。某300MW机组在160MW负荷下，给水泵叶轮汽蚀区域扩大至原面积的40%。凝结水泵运行异常，流量低于设计值的30%时，凝结水泵振动幅值可达额定工况的2倍，需通过变频改造或叶轮型线优化提升适应性。循环水系统效率下降，低负荷导致循环水流量减少，真空系统偏离最佳工况，机组背压升高影响出力稳定性。

2.5 监测与维护难点。叶片状态监测困难：末级叶片线速度高达500m/s，传统监测手段难以实时捕捉损伤，需借助旋转部件可靠性试验台等专用设备验证监测系统有效性。疲劳损伤评估复杂：累计运行时间超过5000小时的机组需结合有限元分析和金相检测，量化金属部件剩余寿命。应对方向建议。优化调峰策略：制定负荷变化速率分级标准（如 $\leq 3\text{MW/min}$ ），限制主蒸汽温降速率 $\leq 1.5^\circ\text{C/min}$ 。

设备升级改造：采用抗水蚀涂层（如HVOF喷涂碳化钨）、增设轴封备用汽源系统、实施给水泵变频驱动改造。智能监测技术：部署叶片在线监测系统（TSI）与振动频谱分析，实现异常工况早期预警。

3 深度调峰如何影响燃煤机组的稳定性

3.1 燃烧系统稳定性下降。火焰强度减弱，低负荷运行时，炉膛温度降低至800-900℃（常规工况约1200℃），煤粉浓度下降导致火焰传播速度降低，燃烧不充分风险增加。例如某300MW机组在160MW运行时，出现火焰频繁闪烁甚至局部灭火现象。煤质波动加剧风险，深度调峰需频繁切换煤种，非设计煤种的挥发分差异可能导致燃烧延迟。当入炉煤挥发分低于18%时，稳燃能力显著下降，需额外投油助燃57。某超临界锅炉因混煤不均匀导致水煤比波动超过 $\pm 20\%$ ，引发主蒸汽温度异常。燃烧器适应性不足，传统直流燃烧器在低负荷下易出现煤粉分布不均，导致炉膛热偏差增大。部分电厂通过优化磨煤机组合（如600MW机组采用B、C、D、E磨煤机低负荷运行）集中热负荷分布。

3.2 锅炉水动力失衡风险。直流炉临界流量突破，负荷低于30%时，超临界直流锅炉省煤器入口水流量逼近保护阈值，可能导致水冷壁工质流动停滞，局部管壁温度超限达50℃以上。汽包炉水位波动加剧，低负荷下汽包压力波动范围扩大至 $\pm 0.5\text{MPa}$ ，虚假水位现象频发，水位自动调节系统失效率增加。

3.3 汽轮机热应力累积。转子寿命损耗加速，频繁变负荷（如5次/日）使高压转子表面温度变化速率超过 2°C/min ，交变热应力导致疲劳裂纹萌生风险提升3倍。低压缸末级叶片工况恶化40%负荷运行时，末级蒸汽湿度由常

规工况的8%上升至15%，叶片水蚀速率加速至0.2mm/万小时。

3.4 辅机系统可靠性劣化。

设备类型	典型问题	风险等级
风机	低流量区喘振概率增加，静叶调节系统卡涩频发	高
给水泵	叶轮入口汽蚀区域扩大，某案例中160MW负荷下泵效率下降12%	中
脱硝装置	烟气温度低于300℃时SCR催化剂活性下降，氨逃逸率超标达2倍	高

3.5 污染物控制效能下降。NOx排放波动，低氧燃烧导致还原区不足，SCR入口NOx浓度波动幅度达 $\pm 50\text{mg/m}^3$ ，脱硝效率从90%降至75%。CO浓度飙升，炉膛温度不足造成煤粉燃尽率下降，尾部烟道CO浓度从常规工况的50ppm升至300ppm。关键应对策略，煤质精细化管理：实施分时段掺配，确保低负荷时段煤挥发分 $\geq 25\%$ 、发热量 $\geq 18\text{MJ/kg}$ ；燃烧控制优化：采用负荷风门开度分级控制策略，维持一次风压 $\geq 8\text{kPa}$ 以增强煤粉穿透力；设备适应性改造：对低压缸末级叶片喷涂碳化钨涂层，将水蚀速率降低60%。

4 深度调峰汽轮机设备安全运行分析

4.1 主要危险点分析。转子与叶片损伤，低负荷下蒸汽流量减少，末级叶片易进入颤振区，导致叶片疲劳断裂。频繁变负荷引起转子交变应力积累，可能诱发转子裂纹或振动超标。高压缸排汽温度升高，加剧转子与汽缸的热膨胀不均，影响轴向间隙。阀门与管道系统风险，调门长期处于小开度工况，易产生卡涩或泄漏，影响蒸汽参数稳定性。低压旁路频繁启停导致管道热应力集中，可能引发焊缝开裂。热力循环效率与腐蚀风险，低压缸排汽温度过低时，末级叶片湿度增大，加剧水蚀现象。低负荷下锅炉燃煤偏离设计值，可能引起汽温波动，导致汽缸热应力异常。辅助系统适配性，给水泵汽轮机（如引风小机）转速过低时出力不足，影响机组协调控制。除氧器及高加系统在低负荷下存在超压或疏水不畅风险。

4.2 安全运行防范措施。优化控制策略，通过中压调门节流调节维持主蒸汽压力稳定，避免负荷骤变。设定负荷变化速率限制（建议 $\leq 3\text{MW/min}$ ），减少机械冲击。设备改造与监测强化，加装末级叶片湿度在线监测系统，实时预警水蚀风险。采用预燃室燃烧器等技术提升锅炉低负荷稳燃能力，间接缓解汽轮机参数波动。运行管理优化，定期开展转子金属探伤及动平衡测试，建立疲劳寿命数据库。

低负荷时段关闭部分高加，优化汽水循环路径，改

善除氧器运行条件。系统协同调节,利用冷再热蒸汽替代引风小机排汽供热,维持辅机出力稳定性。采用智能预警平台整合汽轮机振动、温度、应力等多维度数据,实现风险预判。

4.3 典型案例参考。某330MW机组实施30%深度调峰时,通过优化锅炉燃烧配风、增加低压缸喷水减温系统,成功将排汽温度控制在60℃以下,末级叶片振幅下降40%。660MW水氢氢汽轮发电机通过改进密封瓦冷却系统,解决了低负荷下氢气湿度超标问题。

5 深度调峰技术改进方向

5.1 燃烧系统优化。低负荷稳燃控制,采用预燃室燃烧器、富氧燃烧等技术提升锅炉低负荷稳燃能力,解决煤种适应性偏差导致的火焰不稳定问题。燃料灵活性改造,推进生物质耦合发电技术,通过煤粉与生物质混合燃烧降低碳排放,同时增强机组调峰响应速度。智能燃烧调节,引入AI算法动态优化配风与燃料配比,减少锅炉热惯性对汽轮机参数波动的影响。

5.2 汽轮机系统升级。低压缸切缸技术,通过超低背压运行模式切除低压缸部分负荷,突破传统“以热定电”限制,实现供热期深度调峰能力提升。末级叶片防护强化,应用等离子喷涂或碳化硅涂层技术,增强叶片抗水蚀性能,延长使用寿命。冷端系统协同优化,改进空冷系统防冻控制逻辑,结合小冷却流量运行技术,缓解极寒条件下冷端效率下降问题。

5.3 材料与结构强化。耐高温材料升级,采用镍基超合金等耐高温蠕变材料替换传统管道,降低频繁负荷变化引起的热疲劳损伤。关键部件冗余设计,对阀门密封面、轴封系统等进行冗余优化设计,降低小开度工况下的泄漏风险。应力监测体系完善,建立转子-叶片-汽缸全维度应力监测网络,结合数字孪生模型预测潜在裂纹扩展路径。

5.4 智能控制技术创新。多目标协调控制,开发兼顾调峰速率、排放指标和设备寿命的优化算法,实现变负荷过程的全局最优控制。预测性维护平台,整合振动、温度、金属疲劳等多源数据,构建故障预警模型,降低非计划停机概率。电网-机组协同响应,部署快速AGC(自动发电控制)系统,将调峰响应时间缩短至30秒级,适应高比例新能源并网需求。

5.5 系统协同策略改进。热电解耦技术深化,推广电极锅炉、储热罐等辅助装置,通过热电解耦释放机组调峰潜力。多能互补调度,构建火电-储能-可再生能源联合调峰体系,利用储能系统平抑调峰负荷波动。调峰补偿机制适配,结合电力现货市场规则优化调峰辅助服务报价策略,提升技术经济性。

结束语

深度调峰对汽轮机的安全性影响具有多维耦合特性,需通过“控制策略优化+设备改造+数据驱动运维”的综合手段应对。未来需进一步研究长周期低负荷运行下的材料疲劳寿命预测模型,并探索AI算法在实时安全评估中的应用。深度调峰技术改进需以“安全边界扩展+动态效率提升”为核心,重点突破材料性能瓶颈、控制算法局限及系统耦合矛盾。未来发展方向将聚焦于氢能耦合调峰、模块化快速改造技术等领域。

参考文献

- [1]梁军.350 MW机组降负荷期间风险控制及措施优化[J].冶金动力,2022(11):11-13.
- [2]解宪学.火力发电机组深度调峰下汽轮机系统特性研究[D].北京:华北电力大学,2023:21-23.
- [3]卜斌伟.调峰运行对汽轮机主要辅助设备的影响[J].华北电力技术,2022(增刊2):157-160.
- [4]岳延.火力发电厂给水泵再循环控制系统优化研究[J].中国电力,2024,47(9):11-17.