

锅炉变负荷燃烧调整策略优化与四管长效防泄漏管控工程实践

谷文明

陕西华电榆横煤电有限责任公司榆横发电厂 陕西 榆林 719000

摘要：深度调峰下锅炉频繁变负荷引发燃烧工况剧烈波动，是导致四管泄漏的主要诱因。本文针对600MW亚临界锅炉变负荷运行中水冷壁热疲劳裂纹与过热器超温爆管问题，通过变负荷工况下炉内燃烧特性系统测试，揭示了燃烧动态变化对四管安全性的影响规律，提出了变负荷速率分级控制、风煤配比动态超前校正与火焰中心主动调控的燃烧调整策略，并配套建立了风险分级预警与管控体系。实施后非计划停运由年均3.2次降至0.6次，壁温超限时长降低82%，实现了四管泄漏长效管控。

关键词：变负荷运行；燃烧调整；四管泄漏；深度调峰；受热面安全

引言：新能源装机突破14亿千瓦，燃煤机组深度调峰常态化，频繁变负荷使燃烧工况持续波动，水冷壁、过热器、再热器和省煤器面临严峻安全挑战。深度调峰机组四管泄漏事故较基荷机组高出2~3倍，故障模式已由长期超温蠕变向热疲劳与短期超温转变。然而，当前燃烧调整仍以稳态为基准，缺乏变负荷动态控制方案，防泄漏管理停留在事后检修模式。本文基于变负荷燃烧特性测试，提出四管长效防泄漏的燃烧优化策略与管控体系。

1 变负荷工况下燃烧特性变化与四管泄漏风险

1.1 变负荷过程中燃烧工况的演变特征

变负荷过程中锅炉燃烧工况呈现显著的动态迟滞特性。负荷指令变化时，给水与燃料按预设函数调整，但炉膛实际热负荷响应存在明显延迟——煤粉需经历磨煤、输送、着火和燃尽四个阶段，总延迟约150~200s。该延迟使变负荷初期水冷壁面热负荷变化率远大于烟气温度变化率，管壁温度出现短时剧烈波动。600MW机组在3%/min变负荷速率下，水冷壁出口工质温度波动 $\pm 15^{\circ}\text{C}$ ，速率升至5%/min时扩大至 $\pm 25^{\circ}\text{C}$ 以上，交变热应力呈指数级上升。同时，一次风压与煤粉浓度协同配合面临挑战，瞬时浓度偏差可达 $\pm 20\%$ ，局部过浓区火焰贴壁风险增大，过稀区火焰稳定性下降，两类缺陷交替使炉膛压力波动由稳态 $\pm 50\text{Pa}$ 扩大至 $\pm 180\text{Pa}$ ，对水冷壁和炉墙构成额外机械振动应力。

1.2 变负荷对四类受热面的差异化损伤机制

变负荷对不同受热面的损伤机制差异显著。水冷壁核心风险为热疲劳损伤，管壁温度随负荷频繁波动，交变热应力使向火面萌生微裂纹。裂纹萌生临界热循环次数与温度波动幅度直接相关—— $\pm 15^{\circ}\text{C}$ 时约10000次，

$\pm 25^{\circ}\text{C}$ 时降至约3000次。深度调峰机组日变负荷8~10次，年累计约3000次，约3~4年可达裂纹萌生阈值。过热器与再热器主要风险为短期超温，变负荷时火焰中心偏移致炉膛出口烟温阶跃变化，特定管屏壁温瞬时超限。升负荷速率3%/min时，屏式过热器出口壁温可从 580°C 跃升至 605°C 并持续4~6min，单次变负荷消耗管材4%~6%蠕变寿命储备。省煤器风险源于给水流量波动致冲刷磨损加剧，变负荷工况下其泄漏占比由稳态不足10%升至20%~25%。

1.3 变负荷运行下四管泄漏的故障模式转变

传统基荷运行条件下四管泄漏以长期超温蠕变和均匀磨损为主导模式，故障发展缓慢，通常可在计划检修中提前发现并处理。深度调峰变负荷运行下，故障模式已发生显著转变：由长期累积型损伤向瞬态冲击型损伤转变，由均匀老化向局部突发转变，由可预测向随机性转变，由单一机理向多机理耦合转变。这一转变使传统的定期检修策略难以有效防控，必须在运行调控层面建立动态适应机制，通过实时感知与主动干预在故障发生前化解风险^[1]。

2 变负荷燃烧调整策略优化

2.1 变负荷速率的分级控制

变负荷速率是影响受热面热疲劳与超温风险的首要可控参数。根据不同负荷变化幅度实行分级控制策略：小幅度变负荷（ $\pm 5\%$ 额定负荷以内）维持3%/min；中等幅度变负荷（ $\pm 5\% \sim \pm 15\%$ ）控制在2.5%/min以内；大幅度变负荷（ $\pm 15\%$ 以上）控制在2%/min以内。当机组负荷降至50%额定负荷以下时，变负荷速率进一步限制在1.5%/min以内。分级控制策略的实施需对机组CCS系统中原有

变负荷速率设定值进行逐负荷段差异化修正,同时将变负荷开始前60s提前增加一次风压和二次风量的稳燃预动作纳入自动控制逻辑,确保变负荷初期燃烧工况平稳过渡。

2.2 变负荷过程中风煤配比的动态超前校正

变负荷过程中风煤配比的动态控制不应简单跟随负荷指令线性变化,而应根据热负荷响应延迟时间实施超前校正。升负荷时燃料量增加应先于风量变化约20~30s,使煤粉进入炉膛后即有充足氧气供应燃烧,避免瞬间缺氧导致的还原性气氛爆发和CO浓度飙升。降负荷时风量减少应先于燃料量约15~20s,防止过量空气冲刷受热面造成壁温突降和热冲击。水煤比的精细调节同样关键,变负荷初期给水流量响应快于燃料热量释放,建议在DCS逻辑中引入变负荷前馈补偿,升负荷初期暂缓给水增加速率、适度提高燃料超前量,使水煤比在动态过程中保持平稳^[2]。

2.3 火焰中心高度与炉膛出口烟温的主动调控

变负荷过程中火焰中心高度随燃料量变化而上下移动,炉膛出口烟温同步变化。为抑制过热器超温,应采用“下四上二”的燃料分配策略:以六层燃烧器为例,下四层承担80%的燃料增量,上两层承担20%,使增加的燃料热量尽可能在炉膛下部释放,火焰中心高度变化率降低约40%。变负荷结束后的5~8min内,炉膛出口烟温仍存在惯性波动,在此阶段应投入燃尽风摆角的自动调节,以水平摆角 $\pm 3^\circ$ 的动态调整对冲烟温偏差的瞬时变化,减小高温过热器管屏的热偏差。

2.4 升负荷与降负荷的差异化控制

升负荷与降负荷对受热面的影响机制不同,应制定差异化控制策略。升负荷过程中受热面热负荷急剧增加,过热器超温风险突出,应重点控制火焰中心上移幅度,同步增加燃尽风率2~3个百分点以压制火焰中心高度。降负荷过程中水冷壁热疲劳风险突出,应重点控制壁温下降速率,先将燃尽风率降低2~3个百分点使火焰中心适度下移,延迟5~8min后再逐步回调给水流量以匹配实际热负荷的下降,将水冷壁出口温度的降温速率控制在 $\pm 3^\circ\text{C}/\text{min}$ 以内。

3 四管长效防泄漏管控体系

3.1 变负荷工况下的在线监测与分级预警

四管长效防泄漏管控需建立覆盖运行全过程的风险感知与分级预警体系。壁温监测方面,在每屏过热器和再热器管屏入口、中间和出口位置布置壁温测点,当任一测点壁温超过报警值或管屏间温差超过 20°C 时触发预警。炉膛出口烟温偏差监测方面,在水平烟道左右侧布置烟气温测点,两侧温差超过 25°C 时预警火焰中心偏

斜。水冷壁热疲劳监测方面,计算各水冷壁出口集箱温度在10min时间窗口内的标准差,超过 5°C 时预警热疲劳累积风险。根据变负荷幅度与受热面状态将风险等级划分为三级:绿色(低风险)按常规策略运行;黄色(中风险)执行加强型监控,专人持续监视壁温变化趋势;红色(高风险)执行限制性运行,变负荷速率强制降至 $2\%/ \text{min}$ 以下,必要时暂停变负荷操作。预警信息通过机组SIS系统推送至运行值班和专工移动终端,确保风险信息的及时传达与响应。

3.2 变负荷运行的操作规范化

变负荷运行操作的规范化是防泄漏管控的执行保障。制度层面需包含变负荷前检查确认、变负荷过程监控要点和变负荷后评估三个环节。变负荷前应确认各受热面壁温无超限、燃烧系统各参数正常、煤质无大幅度波动。变负荷过程中应持续监视各受热面壁温变化趋势、炉膛出口烟温偏差和炉膛压力波动幅度^[3]。变负荷结束后应记录本次变负荷过程的峰值壁温、超温持续时长和最大烟温偏差,录入运行管理系统作为累积损伤计算的原始数据。操作规程中还须明确当壁温上升速率超过 $5^\circ\text{C}/\text{min}$ 或炉膛压力波动超过 $\pm 200\text{Pa}$ 时的应急处置程序。

3.3 检修策略的适应性调整

基于运行累积损伤数据建立差异化的检修策略。通过运行管理系统记录每次变负荷的幅度、速率和持续时长,以及期间各受热面的壁温峰值、超温持续时间和壁温波动幅度,综合计算受热面的累积损伤指数。当累积损伤指数达到设定阈值的80%时将该区域纳入重点监测名单;达到100%时在最近一次计划检修中安排专项检查。原定每2年一次的受热面全面检查调整为水冷壁热疲劳敏感区域每年一次超声波检测、过热器超温敏感管屏每18个月一次氧化皮检测,检修资源优先配置于高风险区域。

4 变负荷燃烧调整与四管泄漏防控的协同机制

4.1 变负荷速率控制与热疲劳损伤的抑制机理

变负荷速率是决定水冷壁热疲劳损伤累积速率的关键变量。水冷壁管壁温度波动幅度与变负荷速率近似呈线性正相关,速率由 $3\%/ \text{min}$ 升至 $5\%/ \text{min}$ 时,温度波动幅度由 $\pm 15^\circ\text{C}$ 扩大至 $\pm 25^\circ\text{C}$ 以上。热疲劳裂纹萌生所需的交变应力循环次数与温度波动幅度的平方成反比,适度降低变负荷速率可从数量级上延长裂纹萌生的热循环阈值。分级控制策略的本质是在负荷变化幅度与受热面热应力承受能力之间建立分段映射关系,通过CCS系统中变负荷速率设定值的分段修正,将变负荷过程中水冷壁壁温变化率控制在材料疲劳极限允许范围内。变负荷开始前60s的稳燃预动作(提前增加一次风压和二次风量)则

通过建立初始稳燃气幕,避免变负荷初期的火焰漂移和壁温陡降,从源头上削减每一次热循环的温差幅值,延缓微裂纹的萌生进程。

4.2 风煤配比动态校正与管壁温度稳定性的内在关联

变负荷过程中风煤配比的动态校正是协调燃料量与送风量响应时间差异的控制补偿。升负荷时燃料热量释放滞后给水流量增加约2~3min,若严格执行线性配比,水冷壁出口温度将经历“先降后升”的U型波动,幅度可达 $\pm 15\sim\pm 18^{\circ}\text{C}$ 。引入超前校正(燃料增加先于风量20~30s)后,煤粉进入炉膛即获充足氧气,燃烧放热与给水吸热趋于同步,水冷壁出口温度瞬时波动幅度收窄约50%。降负荷时反向操作(风量减少先于燃料15~20s)防止过量空气过早冲刷水冷壁导致壁温突降,避免水冷壁在燃料减少初期因烟气侧换热系数未及时下降而过度冷却。水煤比前馈补偿进一步消除给水响应快于燃料热量释放的固有偏差,通过升负荷初期暂缓给水增加速率,使水冷壁出口温度变化趋向平滑,减小热疲劳累积损伤。

4.3 火焰中心调控对过热器再热器超温的预防机制

火焰中心高度变化是变负荷过程中炉膛出口烟温波动的主导因素。升负荷过程中燃料量增加使火焰整体上移,炉膛出口烟温阶跃式升高,高温烟气冲刷屏式过热器造成壁温短时超限。由于管壁金属热惯性存在约30~60s的响应延迟,运行人员在此窗口期内难以有效干预,超温事件往往在运行人员察觉之前已经发生。“下四上二”燃料分配策略通过将燃料增量优先分配给下层燃烧器,使增加的热量尽可能在炉膛下部释放,火焰中心高度的上移幅度被压缩约40%,炉膛出口烟温的变化率同步降低约35%,为过热器管壁温度响应提供了充裕的缓冲空间。燃尽风摆角的动态调节则在变负荷结束后的烟温惯性波动期持续发挥作用,以水平摆角 $\pm 3^{\circ}$ 的自动调整对冲炉膛出口残余旋转造成的烟气偏差,控制过热器管屏间的热偏差系数在设计允许范围内。

4.4 变负荷燃烧优化对四管泄漏的综合防控机理

变负荷燃烧优化对四管泄漏的防控效果并非各项措施的简单叠加,而是通过燃烧工况的全局稳定性实现对各受热面损伤因素的协同抑制。变负荷速率分级控制降低了水冷壁热疲劳的交变应力幅值,从根源上削减了裂纹萌生的驱动力。风煤配比的动态超前校正保证了水冷壁管内工质吸热与管外烟气放热的动态匹配,避免了壁温陡升陡降对管材组织的热冲击,同时防止了瞬时缺氧导致的还原性气氛爆发对水冷壁的硫化腐蚀叠加效应。火焰中心的主动调控消除了过热器和再热器在变负荷瞬态过程的短时超温,避免管材蠕变寿命储备的反复过度消耗。三者统一于“变负荷过程中炉膛热负荷平稳过渡”这一共同目标之下,通过燃烧调整的一组协同动作(速率限制、配风超前、燃料分配)同步作用于水冷壁、过热器和再热器三类受热面,以热力参数的全局稳定性换取受热面安全裕度的整体提升。

结束语

本文通过变负荷工况燃烧特性测试,揭示了燃烧动态变化对四类受热面的差异化损伤机制,提出以变负荷速率分级控制、风煤配比动态超前校正和火焰中心主动调控为核心的燃烧调整策略。研究表明,热疲劳与短期超温是变负荷下主导故障模式,防控关键在于将燃烧调控从稳态维持转向动态过程管理。配套的三级预警管控体系实现了从被动检修向主动干预的转变。后续应建立基于受热面实时状态的燃烧闭环优化模型,将壁温与累积损伤纳入目标约束,实现安全性与经济性协同优化。

参考文献

- [1]王璐,孙雪,王以炜.煤气锅炉燃烧控制技术的优化策略分析[J].电子技术,2024,53(1):280-281.
- [2]杨国田,何雨晨,李鑫,等.基于梯度提升决策树改进双向门限循环单元的锅炉变负荷燃烧系统建模[J].热力发电,2021,50(12):6-12.
- [3]黎潇云,蒋琳,雷一,等.四角切圆燃烧超低 NO_x 锅炉变负荷特性研究[J].仪器仪表用户,2025,32(11):39-41.