

节能降耗技术在1000mw火电厂锅炉运行中的应用

王晓晔

江西赣能上高发电有限公司 江西 宜春 336400

摘要:为解决1000MW超超临界锅炉运行中排烟热损失大、辅机电耗高、变负荷能效差等问题,本文梳理机组能耗现状与节能核心原理,从精细化燃烧优化、烟气余热回收、辅机系统改造及智能调控四大维度,落地系列节能技术。通过实测验证,相关技术可有效提升锅炉热效率、降低供电煤耗与厂用电率。同时剖析技术应用短板,提出全工况调控、多系统协同及常态化运维的优化方案,为大型火电机组经济高效运行提供参考。

关键词:节能降耗技术;1000mw火电厂;锅炉运行;应用

引言:双碳目标下,火电厂节能降耗是降低发电成本、减少污染物排放、提升机组市场竞争力的关键举措。1000MW超超临界锅炉作为主力发电设备,虽设计热效率较高,但实际运行中受变负荷频繁、配风不合理、余热利用率低、辅机运行偏离高效区等影响,仍存在较大能耗损耗。为挖掘机组节能潜力,本文结合该类型锅炉运行特性与能耗短板,系统探究各类节能降耗技术的应用路径与成效,针对性优化改进,助力火电节能提质增效。

1 1000MW 火电厂锅炉能耗现状及节能原理

1.1 1000MW超超临界锅炉设备概况与运行特性

(1) 锅炉为超超临界直流炉,Ⅱ型或塔式布置,主蒸汽压力25~28MPa、温度600℃等级,炉膛容积热负荷80~100kW/m³,配备中速磨煤机直吹式制粉系统及低NO_x切圆/对冲燃烧器,汽水流程为给水→省煤器→水冷壁→分离器→过热器→高压缸→再热器→中低压缸。(2) 满负荷工况各燃烧器对称投运,汽温偏差小、热效率最高;变负荷采用滑压运行,协调给水与燃料控制过热度稳定在15~25℃;低负荷(30%~50%)需投助燃油稳燃,控制水冷壁壁温偏差,干湿态转换时精准调节分离器水位。(3) 大型锅炉热容量大、热惯性显著,设计效率达93%~94%,较亚临界机组高2~3个百分点;但炉膛尺寸增大导致烟气流速分布不均、壁温偏差突出,且辅机总功率高,厂用电率约4.5%~5.5%,负荷响应速率相对缓慢^[1]。

1.2 锅炉运行主要能耗损失环节分析

(1) 排烟热损失最大(占5%~7%),主因排烟温度偏高及排烟量过大——空预器换热下降、制粉掺冷风过量所致;不完全燃烧损失(0.3%~1.5%)包括飞灰含碳高(机械未燃尽)和烟气CO超标(化学未燃尽),源于炉温不足或配风不当。(2) 散热损失虽小(0.3%~0.5%),但保温老化会逐年增加;灰渣热损失

(0.5%~1%)在高灰分煤种时明显,大渣含碳高加剧损失;辅机能耗中风机、磨煤机占厂用电70%以上,运行常偏离高效区。(3) 变负荷频繁启停制粉系统及升降速不当导致投油助燃浪费;配风氧量偏低则CO和飞灰碳升高,氧量偏大则排烟损失与引风电耗增加;吹灰不及时、空预器漏风超标等管理问题同样造成无效能耗。

1.3 锅炉节能降耗核心技术原理

(1) 高效燃烧优化基于在线监测与闭环控制,通过分级送风实现空气分级燃烧以降低NO_x并提高燃尽率,结合煤粉细度调节及氧量场精细化控制,使燃烧逼近最佳空燃比,降低飞灰含碳量。(2) 烟气余热回收利用是在空预器后加装低温省煤器,将排烟温度由135~145℃降至100℃以下,回收热量加热凝结水以减少汽轮机抽汽,折合降低煤耗约1.5~3g/kWh,深度利用可结合热泵回收潜热。(3) 辅机优化采用变频调速与高效叶轮改造,使风机、水泵运行于高效区;智能调控基于负荷预测动态优化磨组合方式、风压设定及引风机开度,配合空预器漏风在线监测与自动跟踪密封,系统性减少辅机过裕量电能浪费。

2 1000MW 火电厂锅炉节能降耗核心技术应用

2.1 精细化燃烧优化技术应用

(1) 精准配煤掺烧技术的现场应用依托数字化煤场管理系统建立煤质数据库,根据AGC负荷指令与锅炉燃烧工况实时计算最优掺配方案。采用分仓上煤与斗轮机自动取料协同作业,控制入炉煤热值波动在±5%以内,挥发分稳定在28%~32%。深度调峰时将优质烟煤掺烧比例提升至70%以上以强化稳燃,满负荷时段加大经济煤种掺量降低成本,依据飞灰含碳量在线数据反向修正配比。(2) 配风系统优化通过风门执行器反馈与NO_x、CO在线监测联动,二次风按"腰风集中、底风托粉、顶风压焰"原则分配,燃尽风率控制在20%~25%并动态调整摆角强

化后期混合。过量空气系数依据尾部氧量测点与煤质校正系数闭环整定,满负荷炉膛出口氧量维持2.5%~3.2%,变负荷时根据着火指数动态修正,避免缺氧致CO飙升或过氧致排烟损失增加^[2]。(3)磨煤机优化运行采用负荷联动调控与启停策略:根据负荷预判煤量需求提前投切磨煤机,使运行磨处于75%~90%额定出力区间,煤粉细度R90控制在8%~12%。低负荷优先停运上层磨以抬高火焰中心,高负荷均衡分配各磨出力;执行"先启备用磨吹扫、再停工作磨"顺控逻辑,制粉电耗降低10%~15%。

2.2 烟气余热回收节能技术应用

(1) 高低温省煤器改造采用分级布置——低温省煤器装于电除尘器前将排烟温度由145℃降至115℃,高温省煤器布置于空预器出口水平烟道进一步降至95℃以下。改造中三维扫描建模重新设计管束,控制烟侧阻力不超800Pa;设置旁路调节阀使凝结水流量根据排烟温度自动调节,入口加装导流均布板确保烟气均匀流动。

(2) 烟气换热器优化采用H型鳍片管或螺旋翅片管强化换热,选用ND钢耐硫酸腐蚀,管壁温度控制在露点以上5~10℃。配合声波与蒸汽组合吹灰每8小时吹扫一次防积灰。优化后排烟温度下降30~40℃,给水温度提升8~12℃,锅炉效率提高1.0~1.5个百分点^[3]。(3) 余热利用系统与锅炉负荷联动以凝结水旁路为核心设置两级加热——低温省煤器加热凝结水至除氧器,暖风器加热冷空气提升空预器入口风温。负荷联动依据抽汽压力调整分流比例,高负荷降低余热取水流量防超温,低负荷加大余热取水替代抽汽加热,引入排烟温度前馈信号提前响应,可降低供电煤耗约1.8~2.5g/kWh。

2.3 锅炉辅机系统节能优化应用

(1) 一次风机、引风机变频改造对6kV高压电机加装变频调速装置取代入口导叶调节,频率根据炉膛负压与一次风压需求动态调整。引风机70%负荷下电流由180A降至120A,节电率25%~30%;设置最小频率限值防失速,建立效率在线计算模块,效率低于70%时触发并联台数切换确保组合运行于高效区。(2) 给水泵、循环水泵工况优化采用泵组组合运行寻优,给水泵通过液力耦合器与变频双模调节,依据主汽流量和给水压力自动投切,负荷低于60%时单泵变频较双泵工频节约20%;循环水泵以循环水温差和背压实施"两运一备"或"三运两备"切换,配合高效叶轮更换使泵效率提升3~5个百分点。(3) 辅机联动节能控制策略在变负荷工况下基于负荷变化率预测模型,将引风机、送风机、一次风机及磨煤机纳入统一协调框架——升负荷时优先增加送风建立富氧环境,随后提高一次风压和磨出力;降负荷时反向

先减煤后减风。变负荷速率大于3%/min时,风机变频响应速率设定为每秒2%~3%频率变化率,磨出力调整前置0.5~1.0分钟预判,综合降低变负荷瞬态能耗约8%。

2.4 智能调控节能技术应用

(1) DCS系统参数优化将主汽温、再热汽温、炉膛负压及氧量控制由常规PID升级为预测控制与模糊自适应结合,引入多变量解耦矩阵消除参数相互扰动。通过阶跃响应试验整定各回路参数,汽温动态偏差由±8℃收窄至±3℃,炉膛负压波动由±150Pa压缩至±80Pa;DCS嵌入运行寻优模块,每10分钟推荐最优风煤比设定值供确认或自动执行。(2) 锅炉燃烧智能诊断与能耗预警系统融合火焰检测信号、壁温热电偶阵列及烟气成分在线数据,构建燃烧状态特征库与健康基准模型。系统实时输出各燃烧器热功率偏差、火焰中心偏移量及出口烟温偏差三项诊断指标,超阈值时自动推送调整建议;能耗预警模块对排烟温度偏离、飞灰含碳量攀升等趋势提前20~30分钟梯度预警,指导及时干预防止能效恶化^[4]。

(3) 低负荷深度调峰智能调控针对30%~40%额定负荷开发专用稳燃策略,根据煤质挥发分和炉膛温度自动计算稳燃临界氧量及助燃油投退时机;下层磨优先运行、关闭上层二次风门抬高火焰温度场,配合给水旁路调节维持水冷壁流量均衡。系统具备自学习能力,通过历史数据挖掘持续优化控制边界参数,30%负荷下投油稳燃时间缩短40%以上,煤耗增幅控制在10g/kWh以内,有效平衡电网调峰要求与经济运行。

3 1000MW 火电厂锅炉节能降耗技术应用效果分析与优化改进

3.1 应用效果评价指标体系

(1) 能耗指标以供电煤耗为核心参数,综合反映机组整体能效水平,改造后预期降低3.5~4.2g/kWh;厂用电率体现辅机系统能耗,变频改造后可下降0.8~1.0个百分点;排烟温度作为排烟热损失直接表征,由145℃降至95~100℃,直观反映余热回收成效。(2) 运行指标中锅炉热效率是各类节能技术综合效果的总体现,可由93.2%提升至94.5%以上;燃烧稳定性通过炉膛负压波动范围及投油稳燃负荷下限量化;设备故障率则反映改造后系统可靠性,需控制在合理范围。(3) 经济与环保指标中发电成本综合考量煤耗降幅与改造成本回收周期;污染物排放降幅重点关注NOx减排效果,分级燃烧与精准配风协同可使NOx降低15%~20%。

3.2 各类节能技术应用效果实证分析

(1) 燃烧优化技术应用后飞灰含碳量由3.5%降至2.0%以下,排烟温度降低5~8℃,锅炉热效率提升

0.8~1.2个百分点;磨煤机优化使制粉单耗由8.5kWh/t降至7.2kWh/t,降幅约15%。(2)余热回收投运后排烟温度由145℃降至95℃,折合降低供电煤耗1.8~2.5g/kWh;辅机变频改造节电率20%~30%,厂用电率下降0.8个百分点,两类技术累计贡献煤耗降幅约3.0~4.0g/kWh。(3)智能调控技术在满负荷工况使汽温偏差收窄至 $\pm 3^{\circ}\text{C}$,热效率提升0.5%;75%负荷下优化风煤配比提升0.8%;30%深度调峰工况稳燃策略使投油时间缩短40%,煤耗增幅由15g/kWh控制在10g/kWh以内。

3.3 技术应用现存问题

(1)变负荷工况下节能技术适配性不足,燃烧优化参数基于满负荷标定,快速变负荷时氧量响应滞后导致风煤比失调;余热回收低负荷时排烟温度偏低,存在低温腐蚀风险。(2)多类节能技术协同应用衔接不畅,燃烧优化低氧燃烧与余热回收需较高排烟温度存在矛盾;变频改造后风机特性变化与原有风烟系统匹配需重新调试,实际运行效果低于预期。(3)设备老化导致节能效果衰减,空预器运行5~8年后漏风率由5%升至8%~10%,排烟温度回升10~15℃;低温省煤器积灰磨损使换热能力下降20%以上。

3.4 技术应用优化改进策略

(1)适配全工况的动态调控方案构建负荷区间分段控制策略库,每段标定独立最优参数;引入负荷变化率前馈信号提前30~60秒调整;低负荷时设置余热回收旁路保护,排烟温度低于90℃自动切除部分换热管束防腐蚀。(2)多系统协同融合改进措施建设统一能效管控平台,以供电煤耗最低为目标实施多目标协同优化;建立解耦协调机制——燃烧优化降低氧量时余热系统自动调整水流量维持排烟温度稳定;增设系统级能效评估模块

实时计算各子系统贡献权重^[5]。(3)常态化运维管控机制建立节能设备性能定期测试制度,每季度标定空预器漏风率、每半年检测低温省煤器换热效率、每年筛查变频器功率单元健康;制定专项运行操作手册明确投退条件与异常处置流程;建立全生命周期台账实施预知性维修,确保节能技术长效持续发挥效益。

结束语

本文系统探究了各类节能技术在1000MW火电厂锅炉中的应用效果,证实燃烧优化、余热回收、辅机改造及智能调控技术,可显著降低煤耗与厂用电率,提升锅炉运行经济性与稳定性。同时明确了变负荷适配性不足、多技术协同不畅、设备老化致能效衰减等问题。后续通过构建全工况动态调控体系、打通多系统协同机制、建立常态化运维机制,可持续巩固节能成效,为同类大型火电机组节能优化提供实践借鉴。

参考文献

- [1]张军.超超临界1000MW机组节能优化实践[J].热力发电,2024,53(08):109-114.
- [2]丁旭,付康康,康博士,等.1000MW塔式炉燃烧系统建模及低氮高效节能燃烧策略[J].综合智慧能源,2024,46(12):36-44.
- [3]王欢.基于炉膛温度场的超超临界1000MW锅炉燃烧调整与节能优化[J].动力工程学报,2024,44(11):895-901.
- [4]蒙玉仓,李炎,杨忠灿,等.1000MW超超临界锅炉高碱煤掺烧适应性及节能降耗研究[J].热力发电,2023,52(07):142-149.
- [5]白福旺,刘钰,任衍辉.1000MW超超临界塔式锅炉燃烧优化调整节能技术[J].电站系统工程,2022,38(06):27-30.