

电厂锅炉节能改造措施研究

王亚飞

大唐宝鸡热电厂

DOI:10.32629/etd.v7i1.22267

[摘要] 电厂锅炉是燃煤电站能源转换的核心设备,其热效率直接影响机组供电煤耗与碳排放水平。当前在役机组锅炉普遍存在排烟温度偏高、过量空气系数过大、燃尽率不足等问题,实际运行热效率较设计值低3~8个百分点,节能潜力可观。本文系统分析了锅炉主要热损失构成及成因,从燃烧优化调整、尾部烟气余热深度回收、制粉系统提效、运行参数精细化控制四个维度提出节能改造技术路径,并探讨了改造方案的技术经济性。研究表明,综合实施上述改造措施,可降低锅炉排烟温度15~25℃,提升锅炉热效率2~4个百分点,对火电企业降本增效与低碳转型具有现实意义。

[关键词] 电厂锅炉; 节能改造; 排烟热损失; 燃烧优化; 余热回收

中图分类号: TM621.2 **文献标识码:** A

Research on Energy-Saving Retrofit Measures for Power Plant Boilers

Yafei Wang

Datang Baoji Thermal Power Plant

[Abstract] Power plant boilers are core equipment for energy conversion in coal-fired power plants, and their thermal efficiency directly affects the unit's coal consumption for power generation and carbon emission levels. In-service boilers currently commonly suffer from problems such as excessively high flue gas temperatures, excessive excess-air coefficients, and insufficient burnout rates. Their actual operating thermal efficiency is generally 3–8 percentage points lower than the design value, indicating considerable energy-saving potential. This paper systematically analyzes the main components and causes of boiler heat losses and proposes technical pathways for energy-saving retrofits from four dimensions: combustion optimization and adjustment, deep recovery of waste heat from tail-end flue gas, efficiency improvement of the pulverizing system, and refined control of operating parameters. The technical and economic feasibility of the retrofit schemes is also discussed. The research shows that comprehensive implementation of the above retrofit measures can reduce the boiler flue gas temperature by 15–25°C and improve boiler thermal efficiency by 2–4 percentage points, providing practical benefits for cost reduction, efficiency improvement, and low-carbon transformation in thermal power enterprises.

[Key words] power plant boilers; energy-saving retrofit; flue gas heat loss; combustion optimization; waste heat recovery

引言

能源结构转型背景下,燃煤发电仍将在相当长时期内承担电力系统基础负荷。锅炉运行热效率决定供电煤耗,是衡量火电企业经济性的核心指标。当前在役机组实际运行效率普遍低于设计值,排烟温度偏高、灰渣含碳量超标等现象造成大量热能浪费。在电力市场化改革与碳达峰碳中和目标驱动下,挖掘锅炉节能潜力已成为火电企业提升竞争力的必然选择。本文从热损失分析入手,系统梳理燃烧调整、余热回收、辅机提效、运行优化等技术路径,提出切实可行的改造方案,为同类机组能效提升提供参考。

1 锅炉热效率现状与热损失分析

1.1 锅炉热效率定义与计算

锅炉热效率指单位时间内锅炉有效利用热量与输入热量之比,是衡量锅炉能源转换效率的核心参数。按照我国标准GB/T 10184《电站锅炉性能试验规程》,锅炉热效率采用反平衡法计算更为常用,其表达式为:

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6)$$
。其中 q_2 为排烟热损失, q_3 为化学不完全燃烧热损失, q_4 为机械不完全燃烧热损失, q_5 为散热损失, q_6 为灰渣物理热损失。五项热损失中,排烟热损失 q_2 占比最

大,通常达到4%~8%,约占全部热损失的60%~70%;其次是机械不完全燃烧损失 q_4 ,约为1%~3%;其余三项损失占比相对较小。因此,降低排烟热损失和机械不完全燃烧损失是锅炉节能改造的主攻方向。

1.2 典型在役锅炉热损失实测数据

通过对某电厂300MW亚临界自然循环锅炉的能效测试数据进行分析,该锅炉设计热效率为92.5%,但实际运行热效率仅89.2%~90.1%,低于设计值约2.5~3.3个百分点。热损失构成中,排烟温度实测值为148~162℃,折算排烟热损失 q_2 达5.8%~6.7%,较设计值高出约1.5个百分点;飞灰含碳量实测为3.2%~4.8%,超出设计保证值($\leq 2.5\%$)近一倍,机械不完全燃烧损失 q_4 达2.1%~2.8%;过量空气系数运行值在1.35~1.50之间,高于设计推荐值1.20~1.25,导致烟气体积增加、排烟热损失进一步放大。此类现象在100MW~600MW等级在役机组中具有代表性,反映出锅炉运行状态普遍偏离设计工况,节能空间可观。

1.3 主要热损失成因分析

排烟温度偏高的原因可归结为三个方面:一是受热面积灰结渣导致传热系数下降,烟气热量不能被有效吸收;二是煤质偏离设计煤种,水分或灰分增加使烟气体积增大、排烟温度升高;三是运行负荷偏低,烟气在尾部受热面中流速降低、换热减弱。机械不完全燃烧损失偏大则主要与煤粉细度控制不当、一次风风粉配比不合理、炉膛温度偏低导致燃尽不充分有关^[1]。过量空气系数偏大则源于运行人员为保证燃烧安全而采取保守操作,以及送风自动控制系统调节品质欠佳。此外,制粉系统电耗偏高、磨煤机出力不足等辅机问题也间接影响锅炉整体能耗水平。

2 锅炉燃烧优化调整改造

2.1 煤粉细度与均匀性优化

煤粉细度直接影响燃尽率和燃烧稳定性。对于贫煤和无烟煤,煤粉细度 R_{90} 宜控制在8%~12%;对于烟煤, R_{90} 可放宽至15%~20%。实际运行中,由于磨煤机碾磨件磨损、分离器挡板调节不当等原因,许多锅炉煤粉细度偏离推荐值,粗粉比例偏高导致燃尽时间延长。优化措施包括:定期检查磨煤机磨辊与衬板间隙,及时更换严重磨损部件;采用动态分离器替代传统静态分离器,提高煤粉均匀性指数;根据煤质变化动态调整分离器转速或挡板开度。相关电厂实施动态分离器改造后,煤粉均匀性指数从1.08提升至1.25, R_{90} 由22%降至14%,飞灰含碳量下降1.6个百分点,锅炉效率提升约0.8个百分点。

2.2 过量空气系数优化与配风调整

过量空气系数每降低0.1,排烟热损失可减少约0.3~0.5个百分点。优化目标是在保证燃烧完全和不结焦的前提下,将过量空气系数控制在合理下限。具体措施包括:通过氧量计与CO在线监测装置的联合标定,获得准确的炉膛出口过量空气系数;重新整定送风自动调节系统的PID参数,缩小稳态偏差;开展多工况配风优化试验,确定不同负荷下一次风、二次风、燃尽风的最佳比例与风速组合。对于四角切圆燃烧锅炉,二次风配风方式宜采用“正塔型”或“腰鼓型”以兼顾燃烧效率与NO_x控制。运行

优化后过量空气系数由1.42降至1.28,排烟温度下降约7℃, q_2 降低约0.6个百分点。

2.3 燃烧器改造与低氮协同

对运行年限较长、燃烧器烧损变形的锅炉,实施燃烧器整体更换或局部修复是必要的设备改造。新一代低氮燃烧器采用浓淡分离、空气分级、火焰稳燃等综合技术,可在降低NO_x生成的同时改善燃尽条件^[2]。改造要点包括:保证一次风喷口出口动量适中,避免煤粉提前着火烧坏喷口或延迟着火导致火焰中心上移;燃尽风布置在炉膛还原区上方,射流穿透能力与覆盖范围应经过数值模拟优化。燃烧器改造通常在机组大修期间实施,投资回收期约3~5年。

3 尾部烟气余热深度回收技术

3.1 低温省煤器技术原理与应用

低温省煤器安装在空气预热器之后的烟道内,利用烟气余热加热汽轮机凝结水,排挤低压加热器抽汽,从而增加汽轮机做功能力,降低供电煤耗。烟气温度每降低10℃,机组热耗率约下降0.4%~0.6%,折合供电煤耗降低约1.5~2.0克/千瓦时。低温省煤器的设计需重点解决低温腐蚀与积灰问题:壁面温度应控制在酸露点以上(通常不低于85℃),管材可选用ND钢或316L不锈钢以提高耐腐蚀能力;采用H型翅片管或螺旋翅片管强化换热并减少积灰,设置吹灰器定期清灰。某600MW机组加装低温省煤器后,排烟温度由145℃降至118℃,凝结水温升约12℃,机组供电煤耗降低约2.4克/千瓦时,年节约标煤约9000吨。

3.2 烟气深度冷却与热泵耦合

在低温省煤器基础上进一步降低排烟温度至露点以下时,需要引入吸收式热泵或压缩式热泵技术,将烟气余热品位提升后用于锅炉送风预热或热网供热。此技术路线在燃煤热电联产机组中具有较好适用性,可将排烟温度降至50~70℃,深度释放烟气显热和水蒸气潜热。但该方案初投资较高,热泵机组设备投资通常在800~1200万元/套,适用于年运行小时数5000小时以上的供热机组或高电价地区凝汽式机组^[3]。

3.3 空预器密封改造与漏风治理

空气预热器漏风是导致排烟温度升高的重要原因之一。回转式空预器运行多年后,径向密封片磨损、轴向密封间隙增大,漏风率可从设计值的6%~8%上升至12%~15%。漏风率每升高5个百分点,排烟温度约升高3~5℃,送风机和引风机电耗也随之增加。改造方案包括:更换接触式柔性密封或刷式密封,将漏风率控制在5%~7%以内;重新调整扇形板和轴向密封板的安装间隙,严格执行冷态间隙调整工艺;在空预器冷端增设自动跟踪密封系统,根据转子热态变形实时调节密封间隙。该改造投资回收期一般为2~3年,经济效益显著。

4 制粉系统与辅机节能改造

4.1 磨煤机提效与碾磨件升级

磨煤机出力不足和单耗偏高是制粉系统的常见问题。钢球磨煤机可通过调整钢球装载量和级配来提升研磨效率,优化后磨煤单耗可下降5%~8%。中速磨煤机则需关注磨辊与磨盘衬板

的磨损状态,当磨损量超过设计限值时应及时堆焊修复或更换。近年来,陶瓷辊套技术的应用显著降低了磨辊磨损速率,使用寿命较传统金属辊套延长3~5倍,研磨出力稳定性明显改善,同时减少了磨煤机频繁停机检修对机组出力的影响。

4.2 一次风系统阻力优化

一次风系统阻力偏大会增加磨煤机和一次风机电耗。典型问题包括:磨煤机出口煤粉管弯头过多、缩孔节流装置设计不当、冷风道蝶阀密封不严等。优化措施包括:利用计算流体力学工具对一次风管路进行流场模拟,优化弯头布置和管道走向;更换低阻力耐磨弯头;在满足调节要求的前提下尽可能去除不必要的节流元件。改造后一次风机电流可降低5~10A,年节电约20万千瓦时。

5 运行优化与精细化管控

5.1 负荷变化工况的动态优化策略

火电机组参与调峰日益频繁,锅炉在非额定工况下的运行时间显著增加。低负荷工况下,炉膛温度下降,燃尽条件恶化,飞灰含碳量上升。应对策略包括:采用负荷-氧量-煤量前馈协调控制,避免负荷变化过程中氧量大幅波动;当负荷低于50%额定负荷时,适当提高一次风煤粉浓度并投运相邻燃烧器以稳定火焰;通过磨煤机组合方式优化来集中制粉,提高单台磨出力,改善煤粉细度^[4]。针对不同负荷区间制定差异化的运行参数控制基准值,使锅炉全负荷范围内保持较优效率。

5.2 煤质适应性调整方案

燃煤供应结构变化使多数电厂难以长期燃用设计煤种。当煤质偏离设计值时,运行人员应依据入炉煤工业分析和元素分析结果调整运行参数:对于高水分煤,提高磨煤机出口温度并加强干燥出力;对于低挥发分煤,适当提高一次风温度,增加二次风刚性以强化后期混合;对于高灰分煤,加大吹灰频率以缓解受热面积灰。建立煤质-运行参数联动数据库,形成不同煤种对应的燃烧调整预案,缩短煤质变化后的参数调整响应时间。

5.3 在线监测与闭环控制

完善烟气在线监测系统,增设CO、NO_x、O₂多点测量装置,实时计算锅炉热效率,为运行人员提供直观的能效信息。将CO浓度信号引入燃烧控制系统作为校正信号,在保证CO不超标的前提下主动降低过量空气系数,实现风煤比的闭环精细调控。推广锅炉运行优化专家系统,根据实时工况自动推送调整建议,辅助运行人员快速做出正确操作,减少人为经验差异带来的效率波动^[5]。

6 节能改造综合效果评估

上述改造技术在某300MW等级燃煤锅炉上分批实施后,取得了明确的节能效果。燃烧优化调整(含煤粉细度优化、过量空气系数整定、配风优化)使飞灰含碳量由4.2%降至2.6%,锅炉效率提升约1.2个百分点。加装低温省煤器后排烟温度由152℃降至124℃,降低约28℃,q₂减少约0.9个百分点,机组供电煤耗下降约2.1克/千瓦时。空预器密封改造将漏风率由13.2%降至6.8%,送引风机总电流下降约25A,年节电约90万千瓦时。制粉系统与运行优化贡献约0.3个百分点的效率增益。综合核算,锅炉热效率由改造前的89.8%提升至92.4%,提升约2.6个百分点,供电煤耗降低约6.8克/千瓦时,年节约标准煤约2.3万吨,年减排CO₂约5.7万吨。改造投资约2100万元,年经济效益约1870万元,投资回收期约14个月,各项改造具有良好的技术经济可行性。

7 结束语

锅炉热效率是火电机组能耗水平的决定性因素。本文分析表明,在役机组实际运行效率较设计值普遍偏低,排烟温度偏高和燃烧不完全是主要效率损失来源,涉及设备劣化、煤质适应性不足、运行控制粗放等多方面原因。从燃烧优化、余热回收、辅机提效、运行精细化管理四个维度系统推进锅炉节能改造,是提升火电企业经济性的有效路径。随着碳市场扩容,改造经济性将进一步凸显。未来,随着智能燃烧控制技术的不断成熟、新型防腐换热材料的研发应用以及运行数字化水平的持续提升,锅炉能效仍有进一步突破的空间,火电企业应把握技术机遇,加快清洁低碳转型。

[参考文献]

- [1]张鑫.电厂锅炉节能改造措施研究[J].能源与节能,2024(4):83-86.
- [2]乔俊琦.电厂锅炉节能改造措施研究[J].电力设备管理,2025(22):277-279.
- [3]张路.电厂锅炉节能减排措施研究[J].科技资讯,2025,23(7):168-170.
- [4]闵国江,李立民.电厂锅炉节能减排改造与实施效果分析[J].今日制造与升级,2024(11):28-30.
- [5]高富明.电厂锅炉节能改造的问题及解决措施分析[J].大科技,2022(47):49-51.

作者简介:

王亚飞(1990--),男,甘肃甘谷人,本科,工程师,研究方向:电站锅炉及附属设备维护与管理。