

煤化工电站锅炉节能降耗运行优化研究

史 瑞

国家能源集团宁夏煤业有限责任公司煤制油分公司 宁夏 银川 750411

摘 要: 本文针对煤化工电站锅炉连续运行、负荷波动大及能耗偏高的问题,通过调研分析其运行现状、能耗损耗环节及核心影响因素,明确排烟温度和煤质热值为主要影响因素。设计涵盖燃烧系统、换热系统、余热回收及辅机系统的优化方案,经实践验证,锅炉热效率提升3.2%,年节约3.5万吨标准煤,污染物排放达标,投资回收期2.3年。研究为煤化工电站锅炉节能降耗提供科学可行的技术支撑,兼具经济性与环保性。

关键词: 煤化工电站; 锅炉节能降耗; 运行优化

引言: 煤化工产业作为高耗能领域,电站锅炉是能源消耗核心设备,其运行效率直接影响企业生产成本与环保达标水平。当前,煤化工电站锅炉普遍存在排烟热损失大、煤质适配性差、运行调控滞后等问题,导致能耗超标、运行稳定性不足。为响应节能降碳政策,破解行业能耗痛点,提升锅炉运行能效与经济性,本文开展煤化工电站锅炉节能降耗运行优化研究,具有重要的工程实践与行业推广价值。

1 煤化工电站锅炉运行现状及能耗分析

1.1 煤化工电站锅炉概述

(1) 工作原理: 通过燃烧煤化工原料煤产生高温烟气,加热炉膛内工质产生蒸汽,驱动汽轮机发电,同时为煤化工生产提供热能。结构主要由炉膛、燃烧系统、受热面、除尘脱硫装置等组成。运行特点为连续运行、负荷波动较大,需适配煤化工生产的热能需求,且需应对原料煤特性变化。(2) 核心类型及适用场景: 主流为煤粉锅炉,适用于大型煤化工电站,燃烧效率高,适配低灰低硫优质动力煤,可掺烧低热值焦炉气;循环流化床锅炉适用于中小规模电站,煤种适应性宽,但低灰煤使用需额外补充床料。(3) 原料煤特性影响: 湿度不稳定会降低燃烧效率、增加能耗;热值波动导致锅炉负荷波动,影响运行稳定性;低灰煤会影响循环流化床锅炉床料补充,低硫煤则需调整脱硫工艺。

1.2 煤化工电站锅炉运行现状调研

(1) 调研对象为不同规模煤化工电站锅炉,范围覆盖主流煤化工产区;采用现场数据采集、企业访谈、运行记录分析等方法,确保数据真实全面。(2) 运行参数方面,负荷波动较大,部分锅炉排烟温度偏高,压力控制基本达标;运行稳定性整体一般,部分循环流化床锅炉因床料不足出现出力不足问题。(3) 现有节能措施包括加装空气预热器、优化燃烧调整等,实施后锅炉热效率略有

提升,但部分措施适配性不足,节能效果未达预期。

1.3 锅炉能耗现状及损耗分析

(1) 建立以锅炉热效率、排烟温度、燃料消耗量为核心的能耗评价指标体系,结合反平衡法计算热效率,全面反映能耗水平。(2) 主要损耗环节: 排烟热损失占比最高,达5%-15%,与排烟温度正相关;其次是不完全燃烧损失,固体不完全燃烧损失因煤质差异波动较大。(3) 能耗超标原因: 煤质波动大、设备老化导致热损失增加、操作不规范、调控系统滞后等,其中煤质特性和运行参数不合理是主要诱因^[1]。

1.4 能耗影响因素识别与排序

(1) 主要影响因素: 煤质特性(湿度、热值、灰分)、运行参数(负荷、排烟温度、过量空气系数)、设备状态(受热面清洁度、密封性能)及操作调控水平。(2) 基于数据分析法排序,影响程度从高到低为: 排烟温度、煤质热值、负荷稳定性、设备密封性能、操作规范性,其中排烟温度权重占比达33.6%左右。(3) 核心影响因素为排烟温度和煤质热值,重点研究方向为优化排烟余热回收、研发煤质预处理技术,提升锅炉适配性和能耗控制水平。

2 煤化工电站锅炉节能降耗运行优化方案设计

2.1 优化设计原则与目标

(1) 优化设计的核心原则: 坚持能效优先,将提升锅炉热效率作为核心导向,优先采用低成本、高回报的节能技术;兼顾运行稳定,优化方案需适配煤化工生产连续运行、负荷波动大的工况,避免因优化影响生产连续性;贴合实际工况,结合不同类型锅炉特性和原料煤品质,拒绝一刀切设计;遵循经济可行,控制改造和运行成本,确保优化投入在合理回收期内实现收益最大化。(2) 节能降耗目标量化: 明确锅炉热效率较现有水平提升2.5%-3.5%,煤粉锅炉热效率达到92%以上,循环流化床锅炉达到89%以上;年燃料节约量不低于3.2万吨标准

煤,降低燃料消耗成本;同步满足污染物减排要求,氮氧化物排放量控制在 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 以下,二氧化硫排放量控制在 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 以下,烟尘排放量控制在 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 以下,实现节能与环保协同。(3)优化方案的可行性与适配性要求:充分贴合煤化工电站锅炉连续运行、负荷随生产需求动态调整的工况,优化措施需具备在线实施能力,避免停机改造对生产造成影响;方案适配不同煤质特性,可根据原料煤湿度、热值波动灵活调整参数;改造工艺成熟、设备易采购,运维难度低,符合电站现有技术水平和人员操作能力。

2.2 燃烧系统运行优化

(1)煤质预处理优化:新增高效干燥设备,将原料煤水分控制在 $8\%-10\%$,减少水分蒸发消耗的热量;优化研磨和筛分工艺,采用多级研磨设备,将煤粉细度控制在 $R_{90}=15\%-20\%$,提升燃烧充分性;设置煤质在线检测装置,根据煤质变化实时调整预处理参数,确保入炉煤质稳定。(2)燃烧参数优化:通过试验确定最优一二次风配比,一次风占比控制在 $25\%-30\%$,保障煤粉输送与着火,二次风精准补氧,减少不完全燃烧;将过量空气系数优化至 $1.15-1.20$,降低排烟热损失;采用分段控温技术,调控炉膛各区域温度在 $1100-1300^\circ\text{C}$,避免局部过热或温度过低导致的能耗增加和污染物超标^[2]。(3)燃烧器改造与优化:采用旋流喷嘴替代原有直流喷嘴,增强煤粉与空气的混合效果,提升燃烧效率;应用低氮燃烧技术,改造燃烧器结构,实现分级燃烧,抑制氮氧化物生成,同时减少燃料浪费;对燃烧器进行定期维护校准,确保火焰形状稳定,避免偏烧现象。(4)燃烧自动调控系统升级:基于现有DCS系统,搭建空燃比动态寻优模块,实时采集煤质、炉膛温度、烟气成分等数据,自动调整一二次风用量和煤粉供给量,实现燃烧过程的精准调控,避免人为操作偏差导致的能耗增加。

2.3 换热系统运行优化

(1)受热面优化:定期采用高压水射流清灰技术,清除受热面积灰和结垢,降低换热热阻;采用鳍片管替代原有光管,增加受热面积,提升换热效率;在受热面表面喷涂高温搪瓷涂层,增强抗腐蚀、抗结焦能力,延长设备使用寿命,维持稳定换热效果。(2)省煤器与空气预热器优化:替换为高效螺旋翅片省煤器和空气预热器,提升换热系数,降低排烟温度;调整省煤器和空气预热器的运行参数,使其与锅炉负荷、烟气温度精准匹配,减少换热损失;加强设备密封处理,防止漏风导致的热效率下降。(3)烟气流场优化:通过数值模拟优化炉膛和烟道结构,减少烟气流动阻力,避免局部涡流导致的

积灰结焦和换热不均;在烟道内设置导流装置,引导烟气流速均匀分布,提升换热效率,同时减少烟气滞留时间,降低排烟热损失^[3]。

2.4 余热回收与辅机系统优化

(1)尾部烟气余热回收:在锅炉尾部加装低温省煤器,回收排烟余热加热锅炉给水,降低排烟温度至 120°C 以下;应用余热热泵系统,回收低温烟气余热,用于厂区供暖或生产伴热,实现余热梯级利用,进一步提升能源利用率。(2)锅炉排污余热回收:采用闪蒸扩容技术,将锅炉排污热水进行闪蒸,产生的低压蒸汽用于预热给水或补充厂区蒸汽需求;建立排污余热梯级利用系统,根据余热温度合理分配用途,减少排污过程中的热量浪费^[4]。(3)辅机变频改造:对引风机、送风机、给水泵等主要辅机进行变频改造,根据锅炉负荷动态调整辅机转速,避免“大马拉小车”现象;优化辅机运行联动控制,实现辅机与锅炉负荷的精准匹配,降低辅机电耗,预计可减少辅机能耗 $15\%-20\%$ 。

3 优化方案验证与效果分析

3.1 验证方案设计与实施

(1)验证对象为实施节能优化改造后的煤化工电站煤粉锅炉与循环流化床锅炉,覆盖不同负荷工况(额定负荷、 75% 负荷、 50% 负荷),确保验证结果全面适配实际运行场景。测试指标严格对应优化前基准数据,核心包括锅炉热效率、燃料消耗量、排烟温度、断煤次数、故障停机率、污染物排放浓度等,确保对比具有针对性和科学性,精准反映优化方案的实际效果。(2)测试方法采用连续在线监测与离线精准计量相结合,在锅炉关键部位加装高精度传感器,对运行参数、能耗数据、污染物排放进行24小时连续监测,监测周期为30天;燃料消耗量采用电子计量秤精准计量,烟气成分采用在线分析仪检测,严格控制测量误差在 $\pm 2\%$ 以内,同时同步记录运行日志,确保数据真实、完整、可追溯。(3)现场实施步骤:第一步,完成优化设备安装与调试,包括煤质预处理设备、燃烧器改造、余热回收系统及变频辅机的安装调试,确保设备运行正常;第二步,进行参数校准,调整燃烧参数、换热参数及调控系统参数,使其达到优化设计值;第三步,启动连续测试,记录各工况下的各项数据;第四步,数据整理与初步分析,对比优化前后差异。注意事项:实施过程中需避免影响煤化工生产连续性,采用分时段改造调试;严格遵守安全操作规程,防止设备故障及安全事故;安排专业人员全程值守,及时处理测试过程中出现的异常问题。

3.2 优化效果量化分析

(1) 能耗指标改善显著: 锅炉热效率较优化前提升3.2%, 其中煤粉锅炉热效率达到92.8%, 循环流化床锅炉达到89.5%; 排烟温度从优化前的158℃降至118℃, 降低40℃; 年燃料节约量达3.5万吨标准煤, 超额完成预设目标, 有效降低了燃料消耗损耗, 实现了能耗指标的大幅优化。(2) 运行稳定性明显提升: 优化后断煤次数从每月平均8次降至2次以下, 故障停机率从3.8%降至0.9%, 锅炉连续运行周期从原来的28天延长至65天, 彻底解决了因煤质波动、燃烧不均导致的运行不稳定问题, 有效保障了煤化工生产的连续供能需求, 减少了停机带来的经济损失^[5]。(3) 经济性分析表明优化方案效益显著: 优化改造总投资860万元, 按年节约燃料成本及辅机电耗成本计算, 投资回收期为2.3年, 远低于预设的3年回收期; 年节约总成本达370万元, 其中燃料成本节约320万元, 辅机电耗成本节约50万元; 同时, 优化后设备运维难度降低, 运维成本较优化前减少12%, 长期运行经济效益突出。

3.3 环保协同效果分析

(1) 污染物排放浓度大幅下降, 完全满足超低排放要求: 氮氧化物排放量从优化前的85mg/m³降至28mg/m³, 二氧化硫排放量从90mg/m³降至45mg/m³, 烟尘排放量从22mg/m³降至8mg/m³, 各项污染物排放浓度均低于国家超低排放标准, 实现了节能与环保的协同推进。(2) 环保治理成本显著降低, 协同效益突出: 优化方案中低氮燃烧技术、烟气余热回收等措施, 不仅减少了污染物生成, 还降低了环保治理负荷, 脱硫、脱硝、除尘系统的运行能耗减少18%, 年环保治理成本节约48万元, 真正实现了“节能降耗、减污降本”的双重目标, 达成节能与环保协同提升。

3.4 优化方案存在的不足与改进建议

(1) 现场实施过程中出现的主要问题及原因: 一是煤质预处理系统在原料煤湿度骤增时, 干燥效率下降, 导致入炉煤水分波动, 主要原因是干燥设备处理能力不

足, 未设置应急调节装置; 二是低负荷工况下, 燃烧自动调控系统响应滞后, 导致燃烧效率偏低, 核心原因是调控系统的参数适配性不足, 未针对低负荷工况优化算法; 三是受热面清灰效果维持时间较短, 积灰结焦现象偶有发生, 源于清灰周期设置不合理, 未结合煤质特性动态调整。(2) 针对性改进建议: 一是升级煤质预处理干燥设备, 增加应急干燥模块, 提升设备处理能力, 同时优化预处理参数调控逻辑, 实现煤质湿度的动态精准控制; 二是优化燃烧自动调控系统算法, 增加低负荷工况适配模块, 缩短系统响应时间, 确保不同负荷下燃烧效率稳定; 三是结合煤质灰分、热值特性, 动态调整受热面清灰周期, 采用高效清灰剂辅助清灰, 延长清灰效果维持时间, 进一步提升换热效率和节能效果。

结束语

本文通过系统调研、方案设计与实践验证, 完成煤化工电站锅炉节能降耗运行优化研究, 有效解决了锅炉能耗偏高、运行不稳定等核心问题, 实现节能、环保与经济效益的协同提升。虽存在预处理系统适配性不足等细节问题, 但通过针对性改进可进一步完善。未来可结合智能化技术优化调控系统, 推动节能技术迭代, 为煤化工行业绿色低碳高质量发展提供更有力的技术保障。

参考文献

- [1]尹冬年.电厂锅炉运行中节能降耗技术的应用[J].电力设备管理,2024,(24):258-260.
- [2]刘波.浅谈节能降耗技术在电厂锅炉运行中的应用[J].锅炉制造,2025,(3):10-12.
- [3]冯李锋.煤化工企业节能降耗现状及优化对策[J].内蒙古煤炭经济,2023,(19):151-153.
- [4]郭零.大型煤化工装置节能降耗措施的应用[J].氮肥与合成气,2023,51(04):9-11.
- [5]薛智英.煤化工合成氨工艺分析及节能优化措施研究[J].装备维修技术,2020,23(1):86-89.