低碳经济背景下火电厂集控运行节能降耗技术研究

黄辉威
江西赣能股份有限公司丰城发电厂　江西　宜春　331100

摘　要：在双碳目标与低碳经济发展背景下，火电行业面临严苛的能耗与碳排放约束，集控运行作为火电机组核心管控模式，是节能降碳的关键抓手。本文梳理火电集控运行能耗影响因素与节能基本原则，从参数优化、设备改造、智能控控、余热利用四大维度剖析核心节能技术，从人员、设备、管理层面搭建保障体系。实践表明，综合应用相关技术可有效降低供电煤耗与碳排放，为火电厂低碳化、高效化运行提供实操参考。

关键词：低碳经济背景；火电厂；集控运行；节能降耗技术

引言：随着我国双碳战略持续推进，低碳经济成为能源行业发展主流，高耗能、高排放的火电行业转型压力持续加剧。火电机组传统运行模式存在参数调控粗放、设备能效偏低、能量损耗较高等问题，难以适配低碳发展要求。集控运行系统可实现机组一体化协同管控，具备良好的节能潜力。基于此，本文立足低碳发展背景，探究火电厂集控运行节能降耗关键技术与优化策略，助力火电行业实现节能降碳与安全稳定运行的双向统筹。

1 相关理论与技术基础

1.1 低碳经济与火电节能核心理论

（1）低碳经济以低能耗、低排放、低污染为核心特征，强调经济发展与碳排放脱钩。“双碳”目标对火电行业提出刚性约束：存量煤电须在2030年前实现碳达峰，供电煤耗与碳排放强度逐年收紧，煤电加速向调节性电源转型。（2）火电厂节能降耗基于热平衡分析与熵分析法，核心在于减少各项热损与厂用电消耗。碳排放核算依据《企业温室气体排放核算方法与报告指南发电设施》，采用实测法确定排放因子，以供电碳排放强度为核心考核指标。评价标准执行《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》（GB21258），将供电煤耗、汽轮机热耗、排烟温度等纳入常态化对标管理。

1.2 火电厂集控运行系统概述

（1）集控运行系统由分散控制系统（DCS）、监控信息系统（SIS）和辅机联动控制网络构成，分别完成数据采集调节、全厂性能计算与子系统协同联锁。（2）工作原理以机组协调控制（CCS）为核心，采用“炉跟机”或“机跟炉”负荷响应策略，通过主控制器统一调配锅炉燃烧与汽机调门。核心流程涵盖启动、变负荷、稳燃及停机等全工况阶段。（3）相比传统分散管控，集控运行实现信息集中与操作一体化，响应快、协调强，可减少中间热损，具备2%～5%节能潜力。

1.3 火电厂集控运行能耗核心影响因素

（1）设备因素：锅炉受热面积灰结焦致排烟温度升高，汽轮机通流磨损致热耗劣化，辅机偏离高效区运行致厂用电增加。（2）人为因素：操作人员参数调节不当造成超调或滞后，变工况经验不足致风煤水配合失当，节能责任意识薄弱。（3）系统因素：控制算法对大迟延对象适应性差，子系统间信息壁垒致能流匹配不佳，低负荷工况偏离设计最优区[1]。

1.4 集控运行节能降耗基本原则

（1）系统性原则：将锅炉、汽机、辅机视为耦合整体，协同寻优，避免局部节能引发邻域能耗反弹，追求全厂综合能耗最低。（2）安全性原则：节能措施不得削弱机组保护逻辑与调节品质，主汽温度、炉膛负压、轴向位移等安全裕度全程满足规程限值。（3）经济性与低碳性原则：以降煤耗、降电耗、降碳排为三维目标，动态评估节能投入与运行成本平衡，确保碳履约成本可控。

2 低碳经济背景下火电厂集控运行核心节能降耗技术

2.1 机组运行参数精准优化技术

（1）关键参数动态调控：以主汽温、主汽压、炉膛氧量及机组负荷配比为调控核心，基于实时工况与煤质变化，动态修正各参数设定值。通过精细整定确保主汽温偏差控制在±3℃以内，氧量偏差在±0.3%以内，使机组持续趋近最优运行包络线，减少参数静态偏差造成的热耗上升。（2）变工况参数适配优化：针对机组频繁调峰、负荷大范围波动的运行特征，划分40%~60%、60%~85%、85%~100%等典型负荷区间，结合热力试验与历史数据回归，为各区间分别构建最优主汽压力滑压曲线、给水温度匹配规则及风煤配比策略，实现全负荷域参数的最优适配，有效改善低负荷工况下的燃烧效率与汽机内效率[2]。（3）参数偏差实时校正技术：采用多

变量统计过程控制方法，对关键参数的时域波动进行在线识别与趋势预判，自动触发超前校正。通过消除主汽温超调、氧量摆动等参数扰动，减少由此引起的附加煤耗，理论测算可降低热耗损失约0.5%~1.0%。

2.2 核心设备节能运行优化技术

（1）锅炉节能技术：实施制粉系统精细化调整，优化磨煤机组合方式与出口温度设定，提升煤粉细度均匀性；通过二次风分级配风与燃尽风优化实现精准空燃比调控，降低化学未完全燃烧损失；结合排烟余热回收装置与低氮燃烧器改造，在抑制NOx生成的同时将排烟热损失控制在设计范围内，综合提升锅炉热效率0.8%~1.2%。（2）汽轮机节能技术：优化通流部分各级轴向间隙与汽封结构，控制轴封漏汽率；加强凝汽器真空系统严密性治理，定期进行氦质谱检漏，结合循环水流量优化调度维持最佳背压；完善疏水系统分级管控与内漏排查，减少高品位蒸汽损失，综合降低汽轮机热耗约1.5%[3]。（3）辅机设备节能技术：对给水泵、送引风机、循环水泵等大功率辅机实施变频调速改造，根据机组负荷实时调节转速与出力；建立辅机冗余运行优化模型，合理配置设备运行台数与组合方式，消除“大马拉小车”现象，降低辅机总厂用电率约0.8~1.2个百分点。

2.3 集控控制系统智能化升级技术

（1）DCS系统升级与算法优化：在现有DCS平台基础上部署智能优化控制层，以模型预测控制（MPC）、模糊逻辑控制替代传统PID算法，有效应对锅炉燃烧、主汽温度等大迟延、强耦合对象的控制难题，显著提升AGC变负荷速率与参数稳定精度，减少动态调节过程中的能量损失。（2）智能监测与预警技术：融合神经网络与统计建模手段，构建设备状态评估与能耗异常识别模型，实时监测供电煤耗、汽机热耗、各辅机单耗等关键指标的微小偏移。当参数劣化趋势超出阈值时自动报警并推送诊断建议，实现从“事后检修”向“预知维护”的转变，避免能效隐亏持续积累。（3）机组数字化孪生技术应用：构建涵盖锅炉燃烧、汽机膨胀、辅机特性的全系统高保真数字孪生模型，在线映射物理机组的运行态势。通过虚拟仿真对不同边界条件进行“如果-那么”推演，预判设备磨损与效率衰减路径，为优化决策与检修策略提供量化支撑，减少非计划停机频次。

2.4 余热余能综合利用技术

（1）锅炉排烟余热回收利用技术：在空气预热器后加装低温省煤器或热管式换热器，将排烟温度由140℃~150℃降至85℃~90℃，回收热量用于加热凝结水或热网补水。结合酸露点腐蚀控制措施，实现全厂热效率提升约1.0%~1.5%，同时降低烟气中水蒸气携带的潜热损失。（2）汽轮机排汽余热及循环水余热资源化利用方案：对于供热机组，采用吸收式热泵或压缩式热泵提取凝汽器循环水中的低位热能，用于城市集中供热或工业热用户，使循环水排放热损失转化为有效供热能。对于纯凝机组，结合区域热负荷需求进行热电联产适应性改造，实现低品位热能梯级利用，拓展能源综合利用链条[4]。（3）废热回收系统与集控运行系统协同联动优化：将余热回收装置的温度、流量及负荷率等状态参数全面接入集控系统统一调度，建立余热回收与主机运行间的协调控制策略。根据机组负荷变化与热用户需求动态分配余热回收负荷率，避免系统间耦合震荡，实现余热利用效益最大化与主机运行经济性的协调统一，整体降低供电碳排放强度约1.5%~2.0%。

3 低碳经济背景下火电厂集控运行节能降耗技术应用保障与优化策略

3.1 集控运行人员专业能力提升策略

（1）建立常态化节能操作培训体系，围绕主汽温精准调节、滑压运行曲线优化、辅机组合方式选择等重点节能场景编制专项培训课件，依托仿真机平台与DCS模拟系统开展定期轮训与事故预想演练，规范集控标准化操作流程，确保各项节能技术措施在运行层面得到准确、稳定的执行。（2）搭建实操考核机制，以供电煤耗、汽机热耗、厂用电率等关键能效指标为考核维度，定期组织运行人员开展节能操作技能测评与调控水平竞赛，将考核成绩纳入岗位晋升与绩效评定体系，促使人员实现从“合格操作”向“精益优化”的能力跃升。（3）培育员工低碳节能意识，通过碳指标分解到班组、节能绩效可视化公示等手段强化责任感知，完善岗位节能责任制度，建立“日跟踪、周复盘、月评价”的节能责任闭环追踪机制，形成全员参与、持续改进的低碳运行文化。

3.2 设备运维与技术改造保障措施

（1）建立设备常态化巡检与预知性维护机制，依托在线振动监测、红外热成像及油液分析等手段，对锅炉受热面、汽轮机转子、高压加热器及辅机轴承等关键部件实施全生命周期状态跟踪，提前识别效率衰减趋势并精准安排检修窗口，有效减少设备能耗异常损耗与突发性停运。（2）针对性开展老旧设备节能改造，对能效等级不达标的辅机电机实施一级能效替代，对汽轮机通流部分实施气动优化改造，对空气预热器密封结构进行间隙自适应改造，同步淘汰高能耗落后设备，从装备硬件层面系统夯实节能降耗的物质基础。（3）优化设备运维

管理制度，将供电煤耗、辅机单耗等节能指标纳入检修质量验收标准体系，建立改造前后效果对比评估机制，确保各技改项目达到预期节煤、节电目标，同时根据新技术要求同步修订运行规程与维护手册，实现运维管理与节能技术的协调适配[5]。

3.3 运行管理体系优化策略

（1）构建低碳节能精细化集控运行管理模式，将碳排放强度、供电煤耗、综合厂用电率等核心指标纳入每日运行调度目标体系，编制按负荷区间、按煤种条件差异化的节能操作标准卡，实现运行管理由粗放调度向分时段、分工况精细管控的转型升级。（2）建立能耗数据统计、分析、考核闭环管理体系，依托SIS系统实时采集各环节能流数据与机组运行参数，通过能效对标与偏差分析精准定位能耗损失来源，将考核结果及时反馈至操作端形成纠偏措施，构建“数据采集—指标分析—异常预警—措施落地—效果验证”的全链条闭环管理流程。（3）强化电网调度与机组集控运行协同适配，搭建调度指令预判与响应优化模块，根据电网负荷变化趋势提前调配机组运行方式与辅机出力水平，减少因负荷响应滞后造成的频繁调节与能量损失，提升机组与电网之间的动态匹配度，有效降低负荷匹配过程中的附加能耗。

3.4 技术应用效果与未来发展趋势

（1）各类节能降耗技术应用成效量化分析表明：参数精准优化可降低热耗约0.5%~1.0%，降低供电煤耗约1.5~2.0g/kWh；设备节能改造可降低煤耗约1.5~3.0g/kWh；余热余能综合利用可提升全厂热效率约1.0%~1.5%，对应煤耗降低约3.0~4.5g/kWh；控制系统智能化升级可减少动态调节损失约0.5%。综合实施上述技术后，全厂供电煤耗可下降5~8g/kWh，对应碳排放强度降低约3%~5%，节能减排效益显著。（2）智能化、数字化、低碳化集控节能技术未来发展方向：人工智能将从辅助运行决策向自主优化控制演进，实现运行参数的多目标实时自寻优；数字孪生由离线仿真分析转向在线实时映射与动态推演，构建覆盖全工况的虚拟调参与故障预演平台；碳捕集利用与封存（CCUS）技术逐步融入集控调度体系，形成源端高效降碳与末端深度脱碳的协同运行框架。（3）低碳政策下火电集控节能技术的迭代优化思路：从被动适应政策约束转向主动前瞻性布局，以碳排放强度硬约束倒逼运行参数寻优边界重构，建立碳交易价格信号与机组实时调度策略的动态响应联动机制，同时深化火电与新能源储能的联合调控能力，推动煤电由单一电能供给向多能互补、灵活调节的综合能源服务枢纽方向持续演进。

结束语

综上所述，火电厂集控运行节能降耗是落实低碳经济、助力双碳目标的核心举措。通过参数精准调控、设备节能优化、智能系统升级及余热资源化利用，可大幅降低机组能耗与碳排放。同时，依托人员能力提升、设备运维优化、管理体系完善的全方位保障，能最大化节能成效。未来需持续推进数字化、智能化技术融合，推动火电集控运行模式迭代升级，赋能火电行业绿色低碳转型发展。

参考文献

[1]刘金伟,刘剑,李德波,等.火电厂效能大数据优化关键技术研究[J].环境工程,2023,41(S2):941-946.

[2]刘洋.低碳经济背景下火电厂集控运行节能降耗技术研究[J].电力设备管理,2025,36(17):220-222.

[3]付业东.基于自动化技术的火电厂集控运行节能降耗系统设计[J].自动化应用,2025,66(01):206-208.

[4]滕飞.浅谈火电厂集控运行节能降耗技术[J].电力设备管理,2025,29(10):267-269.

[5]陈柯,李煜.燃煤电厂集控运行中的节能降耗措施分析[J].电气技术与经济,2024,37(05):257-259.