

火电厂节能管理方向下的能源综合利用优化分析

庄振勇

华电新疆阜康热电有限公司, 新疆 阜康 831100

摘要: 本文围绕“双碳”战略目标下火电厂能效提升需求, 系统探讨节能管理与能源综合利用的协同优化路径, 通过剖析火电厂能源流动结构及能耗问题, 揭示锅炉热效率低、余热回收不足及管理粗放等关键瓶颈。从热力学优化和数字化管理两个角度, 提出燃烧系统改造、余热梯级利用和智能监测平台构建等技术路径, 强调数字孪生与多能互补系统的集成应用。最后, 结合典型案例验证了技术革新与管理机制协同对降低煤耗、提升综合能效的可行性。

关键词: 火电厂; 节能管理; 能源综合利用; 优化路径

Optimization Analysis of Comprehensive Energy Utilization under the Direction of Energy Conservation Management in Thermal Power Plants

Zhuang Zhenyong

Huadian Fukang Thermal Power Co., LTD. Fukang, Xinjiang 831100

Abstract: This paper focuses on the energy efficiency improvement needs of thermal power plants under the "dual carbon" strategic goals. It systematically explores the synergistic optimization paths for energy conservation management and comprehensive energy utilization. By analyzing the energy flow structure and consumption issues in thermal power plants, it reveals key bottlenecks such as low boiler thermal efficiency, insufficient waste heat recovery, and coarse management practices. From both thermodynamic optimization and digital management perspectives, it proposes technical approaches including combustion system upgrades, cascaded waste heat utilization, and the construction of intelligent monitoring platforms. The paper emphasizes the integrated application of digital twins and multi-energy complementary systems. Finally, it validates the feasibility of technological innovation and management mechanism synergy in reducing coal consumption and enhancing overall energy efficiency through case studies.

Keywords: thermal power plant; energy conservation management; comprehensive utilization of energy; optimization path

引言

作为电力供应的核心支柱, 火力发电承担着超过60%的电力生产任务, 但其能源消耗强度与环境压力日益凸显。然而, 当前火电机组普遍存在锅炉热效率较低、冷端系统余热损失较高, 叠加粗放式调度、数字化监测缺失等管理短板, 导致能源综合利用效率与国际先进水平存在显著差距。这种高能耗、低效率的运营模式不仅加剧了煤炭资源浪费, 更与全球能源转型趋势形成尖锐矛盾。探索节能管理与能源综合利用的协同优化路径, 已成为破解火电行业生存困局的关键突破口。本研究聚焦火电厂节能管理体系, 从热力学优化和数字化调控展开分析, 提出以能耗监测平台为核心的管理策略, 为火电厂构建技术和管理的双重能效提升方案。

一、火电厂节能管理的理论基础

(一) 节能管理的核心概念

火电厂节能管理是指利用系统性方法来降低能源转换过程中的损耗, 主要聚焦能源效率优化、损耗动态控制与全生命周期成本统筹^[1]。从热力学视角看, 节能管理的本质是对能源转换过程中无效熵增的主动干预, 通过燃烧参数优化、设备效率提升等路径降低系统不可逆损耗。全生命周期成本理念突破了传统的短期成本核算方法, 要求统筹规划设备选型、技术改造与运维策略,

强调初始投资与长期能效收益的动态平衡。损耗控制则贯穿燃料输入至电力输出的全流程, 涵盖烟气余热散失、厂用电冗余消耗等关键环节。这种管理范式既契合“双碳”目标下能源集约化转型需求, 也为火电厂从粗放型生产向精细化运营转型提供方法论支撑。

(二) 能源综合利用的理论支撑

能源综合利用的理论根植于热力学第二定律的焓分析体系, 通过能量梯级匹配实现能质差异的有效利用。热电联产技术对蒸汽参数进行逐级利用, 将单一发电过程拓展为电力、热力联供模

作者简介: 庄振勇 (1974-), 男, 山东济南人, 本科, 职员, 研究方向: 电力系统。

式，从而显著提升系统能效^[4]。余热回收技术则聚焦工业流程中的低品位热能捕获，借助热泵、换热器等装置实现废弃热能的定向转化。多能互补系统基于经济学边际效益原理，整合燃煤、光伏、储能等异质能源，通过灵活调度机制平抑负荷波动。从经济学视角审视，这些技术需在投资回收周期与长期运营收益间建立平衡关系，既要考虑设备改造成本的沉没效应又要评估碳排放权交易等政策工具带来的附加价值。理论研究表明，系统集成度每提升10%，全厂能源利用率可产生非线性增长效应。

二、火电厂能源利用现状与问题分析

（一）典型火电厂的能源流动结构

火电厂的能源流动全流程可分为燃料输入、能量转化和电力输出。燃煤经破碎系统预处理后进入锅炉燃烧，化学能释放转化为高温烟气的热能，其中仅约40%的能量通过水冷壁吸热生成高压蒸汽。蒸汽驱动汽轮机时会存在显著的参数降级损耗，主蒸汽经多级膨胀后约60%的热能被冷端系统以循环水散热形式逸失。在输配电环节，发电机输出的电能需经变压器升压并入电网，期间电磁损耗与线路阻抗导致约2%~3%的电力衰减。在整个链式能量传递中，锅炉排烟余热、汽轮机乏汽潜热、辅机机械摩擦等环节的无效损耗形成系统性熵增，构成能源利用率低下的物理根源^[5]。从能量分配视角分析，在燃料输入的总量中，仅有35%~38%最终转化为有效电能，其余能量以烟气余热、冷端散热、厂用电消耗等形式流失。燃烧系统具有热力学不可逆性，主要体现为燃料氧化反应不完全导致的灰渣含碳量超标，而蒸汽循环的卡诺效率限制则表现为凝汽器背压过高引发的冷源损失。输煤、制粉、除尘等辅助系统的寄生能耗进一步加剧了能量损耗，形成“主系统效率制约+辅系统能耗叠加”的复合型能效困局。

（二）主要能耗问题

锅炉系统的低效燃烧是火电厂能效损失的首要瓶颈，燃煤颗粒度不均、配风比例失调容易导致炉膛内燃料氧化反应不充分，烟气中未燃尽碳含量升高直接降低锅炉热效率。受制于低负荷工况下的燃烧稳定性需求，过量空气系数普遍高于设计值，排烟热损失占比可达总能耗的6%~8%。冷端系统的余热回收能力不足，表现为循环水携带的低温热能未有效用于区域供热或工业蒸汽联供^[6]，造成约25%的能源潜质浪费。辅机系统的高能耗特性体现在风机、水泵等设备的运行效率偏离最优工况。引风机在变负荷调节时因静叶开度与管网阻力匹配失当，额外功耗增加可达额定功率的15%~20%。厂用电率过高的深层矛盾源于设备选型冗余与调度策略粗放，例如循环水泵在非尖峰时段仍保持全速运行，导致无效电能消耗占总厂用电量的12%以上。此外，除尘、脱硫等环保设施的投运使辅机功耗同比增加8%~10%，形成节能与环保目标的技术性冲突。

（三）管理层面的不足

多数火电厂未建立锅炉燃烧效率、汽轮机热耗率等核心参数的实时监测平台，运行数据仍依赖人工抄录与离线分析，容易导致能效异常无法实现预警与闭环调控。调度策略较为粗放，在负

荷分配方面经常未考虑机组间效率差异，高峰时段高煤耗机组频繁启停调峰，而高效机组却长期处于低负荷运行状态，造成系统整体能耗水平抬升。部分员工节能意识薄弱，在执行各种操作时存在偏差^[6]。锅炉配风调整、汽轮机滑压运行等精细化操作缺乏标准化流程指导，运行人员凭经验调节的现象普遍存在，关键参数偏离设计值范围的概率显著增加。管理制度层面，能耗考核指标与岗位绩效的关联度不足，导致技术改造、运行优化的内生动力缺失。部分电厂虽引入能耗对标体系，但未建立“监测-诊断-优化”的动态改进机制，能效提升措施多停留在设备更换层面，缺乏系统性效能评估。

三、节能管理方向下的能源利用优化路径

（一）燃烧系统优化

首先需要对燃烧系统进行技术革新。低氮燃烧技术能够重构炉膛空气动力场与燃料分布模式，实现污染物控制与能效提升的双重目标，该方法的核心在于分级配风与燃料再燃策略的协同应用，前者通过控制主燃烧区氧气浓度抑制氮氧化物生成，后者利用未燃尽碳的还原作用进一步降低污染物排放^[6]。煤粉细度调整也是优化方向之一，需结合煤质挥发分与锅炉负荷动态匹配，采用磨煤机参数优化系统实时监测粒径分布，既避免粗颗粒煤粉导致的燃烧不完全，又防止过细煤粉增加制粉能耗。引入智能配风控制系统，根据燃烧参数实时监测网络，进而动态调整一两次风比例与旋流强度，确保火焰中心位置稳定并减少过量空气系数冗余。

煤粉输送环节的精细化控制同样关键。火电厂需优化磨煤机出口温度与风煤比，建立煤粉浓度与燃烧稳定性的动态平衡关系，减少因煤粉分布不均导致的局部高温区^[7]。针对燃烧器喉部结构设计，可增强燃料与空气的混合均匀性，缩短着火延迟时间。在变负荷工况下，采用自适应燃烧控制策略调整煤粉喷射角度与速度，维持炉膛热负荷分布的均衡性，避免因热力波动造成的效率损失。

（二）余热梯级利用技术

为实现多层次回收，余热回收技术应遵循能量品位差异，采用梯级利用的方式。锅炉排烟余热回收系统通过低温省煤器或热泵技术，将烟气温度从常规的120~150℃降至酸露点以上临界值，回收的热量可预热凝结水或助燃空气，显著降低排烟损失^[8]。烟气换热器采用抗腐蚀复合陶瓷涂层管材，结合扩展受热面设计降低流动阻力，形成与主蒸汽系统的热集成网络。对于高硫分燃料，引入前置除灰装置减少飞灰对换热面的冲刷磨损，同时设置在线输灰系统维持换热效率。汽轮机乏汽供热技术通过改造凝汽器真空系统，将低压缸排汽潜热转化为热网循环水热量。非供暖期可切换为吸收式热泵驱动热源，实现冷端余热的全年化利用。为实现乏汽回收，应进一步优化凝汽器背压与热网水温的匹配关系，采用变工况调节技术平衡发电效率与供热需求。构建多能互补系统，以进一步拓展余热利用维度。通过整合燃煤机组与光伏、储能设施，建立异质能源的协同调度机制^[9]。在烟气余热回收

环节嵌入储能装置，平抑负荷波动对热力系统的冲击，最终实现余热资源的时空转移与高效配置。热力循环的优化设计可突破单一设备能效瓶颈，例如将余热锅炉与主蒸汽系统耦合，形成跨介质的能量传递链条。

（三）数字化管理与智能调控

数字化技术为火电厂能效优化提供动态决策支持。火电厂可采用基于大数据分析的运行参数优化策略，构建机组全工况能效模型，运用聚类分析与回归算法识别关键参数阈值，进而生成多目标约束下的最优运行曲线。数据预处理环节采用异常值修正与稳态判别技术，并结合多源数据融合提升输入数据的可靠性。在此基础上建立实时数据库，实现历史运行数据的快速检索与对比分析。除了大数据分析外，基于 AI 的负荷预测系统能够融合气象信息、电网调度指令与设备状态数据，捕捉负荷波动规律。系统内置各种预测模型，可以适应不同季节与燃料特性的变化。在目前市场交易中，负荷预测的结果可与发电计划进行联动优化，通过电价信号引导机组运行方式的调整。数字孪生技术通过三维建模与实时数据映射构建虚拟电厂镜像系统，主要用于模拟设备劣化趋势与故障传播路径^[10]。孪生模型可同步反映实体机组的运行状态，为预防性维护与运行策略调整提供可视化决策依据。智能调控平台中包含燃烧优化子系统、冷端优化模块和辅机控制系统，能够整合监测、诊断与优化模块，形成闭环控制链。燃烧优化子系统利用图像识别技术分析炉膛火焰形态，自动修正配风参数，冷端优化模块根据循环水温升动态调整冷却塔运行模式，辅机控制系统可建立能耗-效率关联模型，实现风机、水泵等设备的变频调速与负荷匹配。

四、案例分析与效果验证

（一）案例分析

国家能源集团广东台山电厂 600 兆瓦燃煤机组掺氨燃烧项目是中国首个规模化燃煤锅炉掺氨降碳示范工程。作为“双碳”目标下火电低碳转型的标杆项目，该电厂依托百万千瓦级超超临界机组平台，针对传统燃煤发电碳排放强度高、灵活性不足的痛点，联合烟台龙源等科研单位开展技术攻关，探索煤电源头减碳路径。项目团队围绕氨燃料特性与燃煤锅炉适配性难题构建“储-输-喷-控”全流程技术体系。燃料制备环节，采用液氨低温存储与气化调压技术，开发分布式氨气注入装置，实现掺氨比例 10%~30% 的动态调整。燃烧系统改造方面，通过优化主燃烧器旋流结构、增设氨气喷射层，重构炉内温度场与反应路径，抑制氮氧化物生成。与此同时，升级 SCR 脱硝系统，开发氨逃逸在线监测与喷氨优化算法，确保氮氧化物排放浓度低于 30mg/m³。智能调控是项目核心创新点之一。项目组基于大数据分析构建多负荷工况燃烧模型，结合火焰形态视觉识别与烟气成分实时反馈，动态修正掺氨速率与配风参数。数字孪生技术用于模拟不同掺氨比例下的锅炉热效率与碳排放强度，为运行策略优化提供决策支持。针对安全防护问题，设计氨气泄漏三级预警系统，集成红外监测与应急喷淋装置，形成覆盖存储、输送、燃烧全流程的安全

防护网。

（二）实施效果对比

项目实施后，台山电厂 600 兆瓦机组在满负荷工况下实现 10% 掺氨稳定运行，供电煤耗从改造前 302 克/千瓦时降至 287 克/千瓦时，锅炉热效率提升 2.3%。年运行 4000 小时工况下，单位发电二氧化碳排放强度下降 12.6%，年减排二氧化碳达 18.37 万吨，相当于种植 102 万棵成年乔木的碳汇能力。氮氧化物排放浓度稳定控制在 25mg/m³ 以内，氨逃逸率低于 1.5ppm，环保性能达到天然气机组排放标准。

从燃料成本的角度分析，掺氨燃烧虽增加液氨采购支出，但通过碳配额交易与绿电溢价机制实现收益对冲。按 2024 年广东碳市场 50 元/吨的碳价测算，项目年碳交易收益超 900 万元，叠加电网调峰补偿与科技创新补贴，投资回收期缩短至 6 年。社会效益方面，项目为粤港澳大湾区提供清洁电力 1.8 亿千瓦时/年，助力区域内电子制造、数据中心等高耗能产业低碳转型，间接减少产业链碳排放量 4.2 万吨。该工程突破氨燃料与燃煤锅炉协同控制技术瓶颈，形成 12 项发明专利与 3 项行业标准，入选国家能源局“2024 年度能源行业十大科技创新成果”，且技术成果已在江苏溧电、内蒙古托克托电厂等推广。

五、结束语

本研究系统构建了“双碳”目标下火电厂能效提升的协同优化框架，通过热力系统重构与数字技术融合，验证了节能管理创新对传统火电转型的实践价值。研究不仅为破解高煤耗、低效率的行业痛点提供技术解决方案，更通过技术和管理创新探索出能源梯级利用与数字孪生技术深度耦合的新型发展路径。

参考文献

- [1] 吴序芳, 严建成, 陈晨, 等. 火电厂化学系统运行优化节能措施分析及应用 [J]. 上海节能, 2024(7):1177-1182.
- [2] 张瑜隆. 火电厂的能源利用与节能技术改造 [J]. 工业, 2016.
- [3] 梁少华. 火电厂热力系统优化与节能改造分析 [J]. 中国战略新兴产业, 2022(27):29-31.
- [4] 鲁海军. 火电厂热电联产系统节能优化分析 [J]. 探索科学, 2021(2):8.
- [5] 李建国. 火力发电厂电气节能降耗措施探究 [J]. 科技创新导报, 2011(33):1.
- [6] 葛荣涛. 火力发电厂电气节能降耗管理措施分析 [J]. 光源与照明, 2023(10):243-245.
- [7] 武伽. 火力发电厂电气节能降耗的问题与技术措施 [J]. 电子技术与软件工程, 2015(7):1.
- [8] 金云. 火力发电厂电气节能降耗技术措施分析 [J]. 全文版: 工程技术, 2016.
- [9] 王子铭. 火力发电厂节能降耗管理技术研究 [J]. 电力设备管理, 2024(4):244-246.
- [10] 郭寅. 新时期火力发电厂中的电气节能降耗问题分析 [J]. 中国高新技术企业, 2014(2):2.