

火电厂余热余压回收系统技术改造研究

肖金平

中国电建集团江西省电力建设有限公司, 江西 南昌 330001

DOI:10.61369/EPTSM.2026070020

摘 要： 针对火电厂余热余压回收能效偏低、低品位热源利用不足、自动化管控滞后等问题，本文从设备、工艺、智能控制三方面构建综合改造方案。设备上更换高效板式换热器，优化汽轮机通流结构；工艺上搭建余热梯级利用系统，依托低温省煤器、背压余压发电、溴化锂热泵分级回收各类余热；控制端搭建自适应算法智能平台，实现全工况实时调控。工程数据显示，排烟余热利用率提升 15%，冷却水余热回收率提高 18%，余压发电占比上升 22%，供电煤耗降低 3.2g/kW·h，年节约运行成本约 1500 万元，投资回收期 3.1 年，经济与环保效益突出。

关 键 词： 火电厂；余热余压；梯级利用

Research on Technical Renovation of Waste Heat and Pressure Recovery System in Thermal Power Plant

Xiao Jinping

China Power Construction Group Jiangxi Electric Power Construction Co., Ltd. Nanchang, Jiangxi 330001

Abstract： In response to the low energy efficiency of waste heat and pressure recovery in thermal power plants, insufficient utilization of low-grade heat sources, and lagging automation control, this article constructs a comprehensive renovation plan from three aspects: equipment, process, and intelligent control. Replace the high-efficiency plate heat exchanger on the equipment and optimize the flow structure of the steam turbine; Build a waste heat cascade utilization system in the process, relying on low-temperature economizers, back pressure residual pressure power generation, and lithium bromide heat pumps to recover various types of waste heat in stages; Build an adaptive algorithm intelligent platform on the control end to achieve real-time control of all operating conditions. Engineering data shows that the utilization rate of exhaust waste heat has increased by 15%, the recovery rate of cooling water waste heat has increased by 18%, the proportion of residual pressure power generation has increased by 22%, the coal consumption for power supply has decreased by 3.2g/kW·h, the annual operating cost has been saved by about 15 million yuan, the investment payback period is 3.1 years, and the economic and environmental benefits are outstanding.

Keywords： thermal power plant; residual heat and pressure; cascade utilization

引言

火力发电在我国电力结构中长期占据主导地位，2024 年火电装机容量约 14 亿千瓦，占全国总装机容量的 54% 左右。燃煤发电过程中，煤炭燃烧产生的热量仅有约 40% 转化为电能，其余 60% 以不同形式的余热和余压散失到环境中^[1]。其中，锅炉排烟温度通常为 120 ~ 150℃，排烟热损失占锅炉总输入热量的 5% ~ 12%；汽轮机冷源损失也占相当比例。这些低品位余热资源的浪费不仅加剧了化石燃料消耗，也增加了二氧化碳、二氧化硫和氮氧化物等污染物的排放量。

在国家“双碳”战略背景下，火电行业的节能降耗压力日益增大。2021 年，生态环境部发布《碳排放权交易管理办法（试行）》，发电行业作为首批参与全国碳排放交易的行业，率先面对碳配额约束。

本文以某火电厂实际生产工况为研究对象，从余热余压回收系统的设备老化、工艺衔接不畅和自动化水平不足三个核心问题入手，提出以设备升级为基础、工艺梯级利用为主线、智能控制为保障的综合改造方案。通过对比改造前后的运行数据和经济效益，验证该技术路线的可行性和经济性，为同类火电企业的节能改造提供参考。

一、余热余压回收系统现状分析

（一）余热余压资源构成与回收原理

火电厂燃煤发电系统的能量转换遵循热力学基本定律，各环节产生的余热余压资源具有明显的温度和压力梯度分布特征。高品位余热主要来自锅炉高温烟气和主蒸汽管道，温度通常在400℃以上，可直接驱动汽轮机做功发电；中品位余热包括锅炉排烟余热（120～150℃）、汽轮机抽汽余热等，可用于预热给水或供暖；低品位余热则涵盖循环冷却水温升（通常较环境温度高10～20℃）、设备散热等^[1]。余压资源主要表现为蒸汽管道节流损失和管网末端残余压力。

对于高品位余热，常规做法是通过汽轮机将热能转化为机械能再驱动发电机发电，能量转换效率较高。对于中低品位余热，传统方法多采用换热器预热工质或直接供热，但受限于换热设备性能和系统设计水平，实际回收率偏低^[2]。

（二）回收工艺落后与低品位能源利用率低

目前火电厂余热余压回收系统有几个明显的薄弱环节。传统管式换热器传热效率偏低、体积偏大、容易结垢腐蚀，对烟气低温段余热的提取能力不足。以某660MW超超临界机组为例，锅炉排烟温度设计值为125℃，但在掺烧非设计煤种时夏季排烟温度可达150℃以上，导致锅炉效率下降2～3%。国内某660MW机组实际运行数据显示，采用低温省煤器将除尘器入口烟温从150℃降至95℃后，汽轮机热耗可降低52kJ/kW·h以上，除尘效率显著提高^[3]。

（三）自动化水平不足与系统调控精度差

现有回收系统多采用老旧PLC控制架构，数据采集精度差、响应速度慢，难以获取核心运行参数的实时变化。机组负荷因电网调度频繁波动时，系统缺乏自适应调节机制，设备运行状态与实际需求脱节，常出现过载或低效运行的情况^[4]。各子模块独立运作，“信息孤岛”现象严重，缺乏统一的数据整合和协同优化平台，无法实现全系统层面的能效最优匹配。故障预警和诊断功能的缺失也增加了安全风险^[5]。

二、技术改造核心方案

（一）核心设备升级改造

针对设备老化带来的效能衰减问题，有必要对余热余压回收系统的关键单元实施升级。换热设备方面，采用高效板式烟气换热器替代传统管式换热器。板式换热器导热性能好、耐腐蚀性强、不易结垢，在相同换热量条件下体积仅为传统管式换热器的1/5～1/10。换热元件基管选用ND钢（09CrCuSb），该材料在70℃、50%硫酸环境中的年腐蚀速率仅为0.25mm，是20G钢的1/14倍，理论使用寿命可超过15年。

在余压能量回收方面，对汽轮机通流部分实施结构优化，更换磨损叶片、轴承和密封件，提升能量转换效率^[6]。同时增设低压余压回收模块，拓宽余压资源的综合利用范围。结合0.5MPa、约230℃的背压排汽资源，将富余蒸汽分为两路利用：一路驱动“汽轮机+离合器+电动/发电机+给水泵”同轴机组，给水泵设计扬程1550m、流量320t/h、轴功率1536kW；另一路驱动空气压缩机组，为工艺仪表气系统提供17000Nm³/h、0.7～0.75MPa压缩空气，替代原有从2.0MPa气源减压取气的方式，实现从单

纯减压供气到余压驱动供气的转变。两台电动/发电机额定电压10.5kV、额定功率4.5MW，发电工况下接异步发电机方式运行，所发电量送入10kV厂用母线就地消纳^[7]。

（二）梯级利用工艺流程优化

针对低品位能源利用效率低的问题，构建高、中、低品位余热梯级利用体系。高品位余热（锅炉排烟余热）通过在空预器出口与除尘器入口之间布置低温省煤器来回收，采用ND钢管材，利用全流量凝结水（约1391t/h）将烟温从125℃降至85℃，凝结水温度从66℃升至84℃^[8]。低温省煤器的投运不仅回收了排烟余热，还能降低烟气中SO₃含量。当烟温低于110℃时，SO₃开始在粉尘表面冷凝，此时烟气含尘浓度一般为15000～25000mg/m³，粉尘比表面积可达2700～3500cm²/g，为SO₃凝结和吸附提供了大量表面积。灰硫比大于100时SO₃去除率可达95%以上，使下游烟气露点大幅下降，有效减轻了尾部设备的低温腐蚀风险。以大唐宁德电厂4号机组为例，投运换热装置后SO₃脱除率从22%提高到74%，电除尘器出口粉尘浓度从60mg/m³降至20mg/m³左右。

中品位余热用于厂区内集中供暖和工艺供热，取代传统的蒸汽直接换热方式。低品位余热采用溴化锂吸收式热泵技术进行能量品质提升。吸收式热泵以0.7MPa、240℃蒸汽为驱动热源，回收循环冷却水（35～45℃）中的余热，COP可达1.6～2.2，即每消耗1份驱动热能可回收0.6～1.2份余热，总供热量达1.6～2.2份。热泵输出可用于冬季供暖或凝结水加热（将凝水水温从22℃提升至52℃），大幅减少汽轮机抽汽量^[9]。以某热电厂为例，采用吸收式热泵后，供热能力提高50%，供热能耗降低约50%，投资回收期3～4年。

在蒸汽余压利用方面，传统做法多采用节流降压方式，大量可能用在节流过程中白白损失。本方案改用多级减压、分级发电模式。根据不同压力等级选用相应容量的背压式汽轮机，将管网末端的残余压力有效转化为电能。各单元间协同衔接的优化也不容忽视，包括介质流动路线规划、管线布局设计以及保温措施的完善。

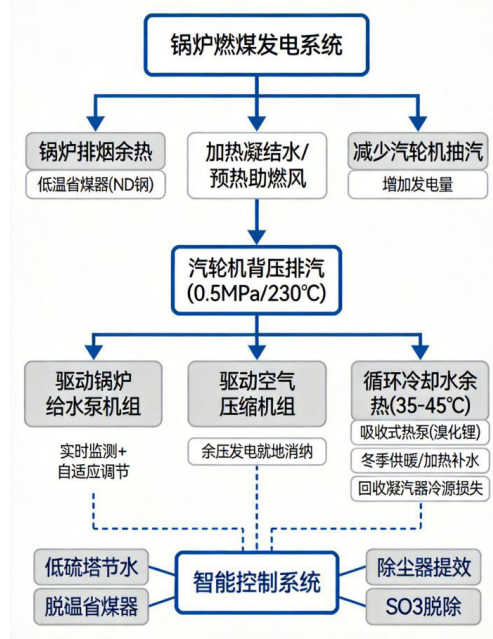


图1 余热余压梯级利用工艺流程

（三）系统适配性优化设计

本文从机组变负荷运行、季节性温差造成的复杂工况入手，创建起一个以多变量耦合寻优算法为基础的多维运行参数优化框架。利用机器学习的方法建立了一种可以准确预测负荷、环境温度和能耗之间关系的数学模型，然后用分层分区控制理论来提出适合于高、中、低各种工况的高效运维策略。在此基础上采用自适应PID反馈调节的方式对重要的运行参数进行实时的调整，使系统对于工况的变化有较快的响应速度以及更好的运行稳定性。针对循环水余热回收系统的改进提出一个温湿度联控的智能控制方案。在冬夏季极端气候下可以使用该方案，根据监测到的温度差设定一个温度差阈值来进行能源管理系统模式的自动切换。供暖期采用全功率热泵加热方式为主，结合分级散热技术利用余热资源，非供暖季节用凝结水预加热的方式回收低位热能，实现全天候、高效率的能源回收^[10]。

管网系统优化研究当中，无损检测技术和红外成像分析被普遍使用，准确地确定出管道的老化损坏部位，并且及时加以修补。对内部材质性能的改善研发了高强度耐磨损抗腐蚀涂层材料，提高流体传输效率的同时还引进了整流装置来减小涡流和紊流造成的能量损耗。对于泵站、压缩机这些主要设施，使用了双向变频电动一发电一体化装置，在正常工作状况下以专用10kV高压母线进行供电，并且配有双电源备用切换系统来保证运转的安全性；发电状态时会把过剩的动能回馈到工厂电网之中，形成分布式能源闭环系统。使用多工况自适应算法，依靠温度场，负荷分配等前馈参数预测模型来加强系统的环境适应性以及动态响应能力。使用无扰切换方法能够很好地避免在转变状态时造成能量的损失。

三、改造效果分析

（一）能源利用效率显著提升

改造后对火电厂余热余压回收系统进行了全面性能测试。表1汇总了改造前后主要能效指标的对比数据。从表中可以看出，锅炉排烟余热利用效率从改造前的约68%提升至83%，提升了约15%。循环冷却水低温余热回收率从45%提升至63%，提高了约18%。蒸汽压力级联发电比例从58%增加至80%，提高了22%。全厂综合能源利用率从42%提升至58%，提升了16%。改造后单位发电标煤耗下降3.2g/kW·h，与华能宁夏大坝电厂四期660MW机组加装低温省煤器后降低1.61g/kW·h的实测数据相比，本方案因同时实施了余压发电和吸收式热泵改造，节煤效果更为显著。

表1 改造前后主要能效指标对比

指标	改造前	改造后
锅炉排烟余热利用率/%	68	83
循环冷却水余热回收率/%	45	63
蒸汽级联发电比例/%	58	80
综合能源利用率/%	42	58
单位发电标煤耗/(g·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)	基准	-3.2

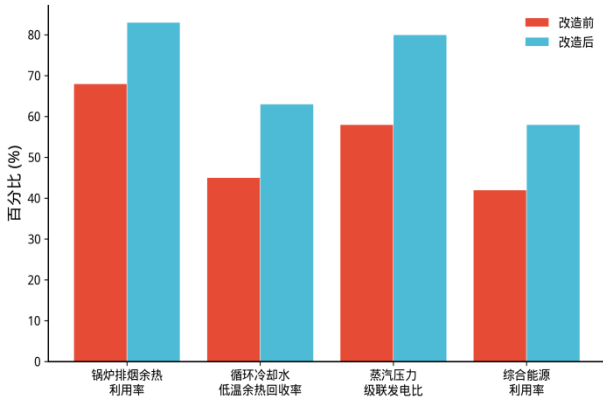


图2 改造前后能源利用效率对比

（二）机组运行经济性大幅改善

改造后，机组的年运行经济性得到大幅改善。以单台660MW机组为例，年节约标煤约3500t，折合燃煤费用约850万元。低温省煤器的投运使脱硫吸收塔入口烟温降低40℃，每年减少脱硫用水约50t/h，节省水费约170万元。引风机入口烟气温度降低后烟气体积流量减少，引风机轴功率下降，厂用电率降低约0.3%，年节约约120万元。余压发电机组年发电量约280万kW·h，折合电费收入约280万元。同时，自动化管理系统的投运降低了设备故障率，年维护及运行成本比改造前降低约20%，折合节省约80万元。

表2给出了改造后各项经济效益的汇总。综合计算，单台机组每年可产生约1500万元的净收益。改造项目总投资约940万元（参照方案三：空预器出口设一级低温省煤器的投资数据），静态投资回收期约3.1年，远低于行业标准年限。

表2 单台机组改造后年经济效益汇总

效益项目	数值	计算依据
年节煤费用/万元	850	标煤3500t×2428元/t
年节水费用/万元	170	50t/h×5500h×3.1元/t
年节电费用/万元	120	引风机功率降低
余压发电收入/万元	280	280万kW·h×1.0元
维护成本降低/万元	80	比改造前降低20%
年净收益合计/万元	1500	扣除运行成本

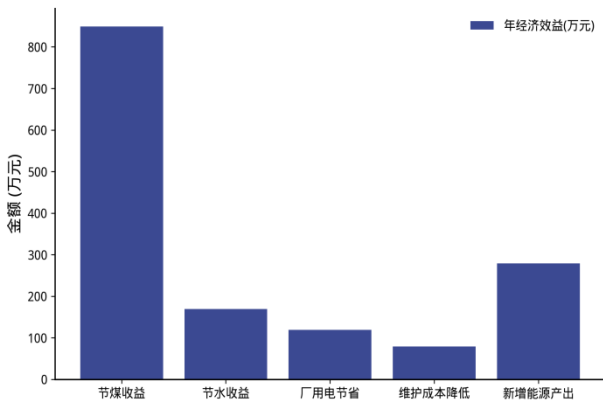


图3 改造后各项经济效益分布

四、结论

本文针对火电厂余热余压回收系统的技术瓶颈，从设备升

级、工艺优化和智能控制三个层面提出了综合改造方案。通过在660MW机组上的工程实践,得到以下主要结论:

(1) 采用ND钢低温省煤器布置在空预器出口烟道上,将排烟温度从125℃降至85℃,利用全流量凝结水回收排烟余热,锅炉排烟余热利用效率提升约15%,单位发电标煤耗降低3.2g/kW·h,与仅加装低温省煤器的常规方案(降低1.61g/kW·h)相比,节煤效果接近翻倍。

(2) 利用0.5MPa背压蒸汽分别驱动给水泵和空压机组,配置电动/发电机实现发电和电动工况的双向切换,所发电量经

10kV厂用母线就地消纳,蒸汽压力级联发电比例提高22%。

(3) 溴化锂吸收式热泵回收循环冷却水低温余热,COP达1.6~2.2,将供热能力提高50%的同时减少汽轮机抽汽,实现冷源损失的有效回收。

本方案的技术路线对国内同类火电企业的节能减排工作具有较好的参考价值。后续工作可进一步研究多机组协同优化运行策略,以及更大规模余热深度利用(如排烟温度降至30℃以下的水回收方案)的技术经济可行性。

参考文献

- [1] D. D. Olodu, Andrew Erameh, Francis Inegbedion. Enhancing Energy Efficiency in Thermal Power Plants through Waste Heat Recovery Technologies[J]. 2025.
- [2] Hu Song. Study on Utilization of Low Temperature Waste Heat of Big Coal-fired Power Plants[J]. 2014.
- [3] Dr K Ashok Reddy. A Critical Review of Thermal Waste Heat Recovery Systems[J]. 2017.
- [4] Paul Christodoulides, Rafaela Agathokleous, Lazaros Aresti, et al. Waste Heat Recovery Technologies Revisited with Emphasis on New Solutions, including Heat Pipes, and Case Studies[J]. 2022.
- [5] Shengwei Huang, Chengzhou Li, Tianyu Tan, et al. An Improved System for Utilizing Low-Temperature Waste Heat of Flue Gas from Coal-Fired Power Plants[J]. 2017.
- [6] Changchun Xu, Min Xu, Zhao Ming, et al. Performance improvement of a 330MWe power plant by flue gas heat recovery system[J]. 2014.
- [7] P. S. Bundela, V. Chawla. Sustainable Development through Waste Heat Recovery[J]. 2010.
- [8] Fengping Pan, Jia Luo, Yaqing Zhu, et al. Optimized analysis of the clean depth waste heat utilization system in coal-fired power plant[J]. 2015.
- [9] Young-Min Kim, Assmelash A. Negash, S. S. Shamsi, et al. Experimental Study of a Lab-Scale Organic Rankine Cycle System for Heat and Water Recovery from Flue Gas in Thermal Power Plants[J]. 2021.
- [10] Zhang Chen-x. A New Low-temperature Flue Gas Waste Heat Optimized System in Coal-fired Power Plant[J]. 2014.