

热电厂烟气余热利用节能及环保技术分析

张文年

国家能源集团华北电力有限公司廊坊热电厂 河北 廊坊 065000

摘要:在能源转型与环保政策收紧的背景下,热电厂烟气余热利用成为提升能效、减少排放的关键路径。本文聚焦热电厂烟气余热利用的节能及环保技术展开分析。节能技术方面,阐述显热与潜热回收原理,解析管式换热器、热管换热器等设备应用,对比有机朗肯循环(ORC)与卡琳娜循环的低温发电特性,探讨吸收式/压缩式热泵的强化传热机制及熔融盐、复合相变材料的储能选型。环保技术上,研究余热驱动的SCR/SNCR脱硫脱硝系统、除尘-余热回收一体化设计及碳捕集(CCUS)与余热利用的耦合方案。结合应用现状,指出大型电厂技术成熟但中小型电厂存在设备适配、成本回收等问题,为热电厂余热高效利用提供技术参考与实践指导。

关键词:热电厂;烟气余热利用;节能技术;环保技术

引言:烟气余热蕴含大量可回收能量,其高效利用对降低发电煤耗、推动“双碳”目标实现意义重大。当前显热与潜热回收技术逐步规模化应用,但中小型电厂受设备老旧、技术适配性不足等制约,余热利用率偏低。本文围绕节能与环保核心技术,系统分析余热回收原理、关键设备及系统设计,探讨低温发电、热泵强化传热、相变储能等节能技术,以及脱硫脱硝、除尘一体化、碳捕集耦合等环保技术,为热电厂节能改造提供全面技术支撑。

1 热电厂烟气余热利用技术概述

1.1 节能技术原理

热电厂烟气余热利用的节能技术核心在于通过科学的热量回收与转换机制,减少能源损耗并提升能源利用效率。其基本原理建立在热力学第一定律和第二定律基础上,通过强化传热过程实现烟气中显热与潜热的梯级利用。显热回收主要针对烟气中的温度差,利用热传导、对流和辐射三种传热方式,通过换热器等设备将高温烟气中的热量传递给低温工质(如空气、水或导热油),使工质温度升高后重新参与生产循环。

目前主流的显热回收技术包括以下管式换热器、热管换热器和低温省煤器等。(1)管式换热器通过金属管壁实现烟气与工质的热量交换,具有结构简单、成本低的特点;(2)热管换热器则利用工质在真空管内的相变传热,热效率可达80%以上,适用于中低温余热回收场景。(3)潜热回收技术则聚焦于烟气中水蒸气的冷凝放热,当烟气温度降至露点以下时,水蒸气凝结释放大量潜热,这部分热量通过特殊设计的冷凝式换热器回收后,可用于预热锅炉给水或加热生活用水,进一步降低燃料消耗。

1.2 环保技术原理

烟气余热利用技术的环保原理主要体现在通过热量回收过程协同减少污染物排放,实现节能与环保的双重效益。在余热回收过程中,烟气温度降低会改变污染物的物理化学特性,为污染物控制创造有利条件。当烟气经过余热回收设备降温后,一方面可减少烟气排放带走的热量,降低烟囱出口烟温,减少热污染;另一方面,低温环境能促进烟气中酸性气体的凝结与脱除。

在湿法脱硫系统前设置低温省煤器或烟气冷却器,可将烟气温度从130℃左右降至90℃以下,不仅回收热量,还能使烟气中的部分SO₃与水蒸气结合形成硫酸雾,在后续脱硫塔中更易被吸收液捕获,提高SO₂脱除效率约5-10%。烟气温度降低会增大粉尘颗粒的比电阻,增强电除尘器的除尘效率,减少颗粒物排放。余热回收带来的燃料消耗减少,直接降低了燃料燃烧过程中CO₂、NO_x等污染物的生成量^[1]。

2 热电厂烟气余热利用在热电厂的应用现状

在能源转型与环保政策收紧的背景下,热电厂烟气余热利用已进入规模化应用阶段。当前主流技术涵盖显热回收、潜热回收及梯级利用系统,通过换热器、热泵等设备实现烟气热量的回收转换,有效提升了能源利用效率,成为热电厂节能改造的核心方向之一。不过,行业整体发展呈现显著不均衡特征。大型热电厂凭借资金与技术优势,已实现余热利用系统的稳定运行,形成较为成熟的技术体系与运行模式。而占比颇高的中小型热电厂,因设备老旧、热效率偏低,加之技术适配性不足,余热回收技术的普及率较低,大量低品位余热资源未得到有效利用^[2]。

3 电厂烟气余热利用节能关键技术

3.1 低温余热发电技术

低温余热发电技术是实现热电厂烟气低品位余热（通常指100-300℃）高效转化的核心手段，其中有以下机朗肯循环（ORC）与卡琳娜循环（Kalina）循环是当前应用最广泛的两种技术路线。（1）ORC技术以低沸点有机工质为能量载体，其基本原理是通过蒸发器吸收烟气余热使有机工质蒸发为高压蒸汽，推动透平机做功发电，随后经冷凝器冷凝为液态工质完成循环。该技术的核心在于工质选型，需满足热稳定性好、临界温度适配烟气温度、环境友好等特性，常用工质包括R245fa（适用于100-150℃）、R134a（适用于80-120℃）及烷烃类物质（如异戊烷）。ORC系统由蒸发器、透平、冷凝器和工质泵组成，具有结构紧凑、运行压力低、无需除氧设备等优势，但其热效率受工质沸点限制，在150℃以下工况下发电效率一般为8%-12%。（2）Kalina循环则采用氨水混合物作为工质，利用氨水在不同浓度下沸点的差异实现非等温相变传热。其循环流程包括预热器、蒸发器、透平膨胀、回热器、吸收器等核心设备，通过调节氨水浓度梯度（通常从稀溶液25%到浓溶液75%）匹配烟气温度变化，减少传热温差损失。

3.2 热泵强化传热技术

热泵技术通过消耗少量高品位能源（热能或电能），实现低品位烟气余热向高品位热能的转化，其核心在于强化传热过程的能量梯级利用。具体如下：（1）吸收式热泵以热能为驱动能源，典型工质对为溴化锂-水（适用于100-150℃余热）和氨水（适用于80-120℃余热）。其传热强化原理基于溶液吸收与发生的相变循环：在发生器中，高温烟气加热浓溶液使其释放制冷剂蒸汽；蒸汽在冷凝器中冷凝放热，加热低温工质（如锅炉给水）；稀溶液在吸收器中重新吸收制冷剂蒸汽，完成循环。该技术的关键传热部件为壳管式或板式换热器，通过优化流道结构（如增加折流板、采用微通道设计）强化传热系数，通常可达1000-2000W/(m²·K)。吸收式热泵COP（能效比）一般为1.5-2.5，适合烟气余热流量稳定、有充足驱动热源（如汽轮机抽汽）的大型热电厂，尤其适用于锅炉尾部烟气与供暖系统的耦合运行。（2）压缩式热泵以电能为驱动，通过压缩机对制冷剂做功实现热量提升，常用制冷剂包括R134a、R410A等环保型工质。其强化传热机制体现在压缩机的等温压缩过程优化与换热器的高效换热设计：采用变频压缩机可实现变工况下的能量调节，配合高效翅片管式蒸发器（烟气侧）与壳管式冷凝器（水侧），显著降低传热温差。压缩式热泵COP通常为3-4.5，响应速度快（启动时间≤10分钟），系统占地面积小，但运行成本受电价影

响较大。

3.3 相变储能材料应用

相变储能材料通过相变过程的潜热吸收与释放实现烟气余热的时空转移，其选型核心在于匹配烟气温度特性与储能需求，具体如下：（1）熔融盐作为高温相变储能材料，主要成分为硝酸盐混合物（如60%硝酸钠+40%硝酸钾）或氯化物混合物，相变温度范围覆盖200-500℃，潜热密度可达150-300kJ/kg。其储能原理是利用固态与液态转化时的潜热储存热量，通过循环泵驱动熔融盐在烟气换热器与储热罐之间流动完成充放热。熔融盐的关键技术参数包括工作温度范围（需高于熔点50-100℃以防凝固）、热稳定性、导热系数（通常0.5-1.5W/(m·K)）及腐蚀性。选型时需重点评估盐类成分对金属容器的腐蚀速率，并通过添加缓蚀剂（如氧化铈）或采用钛合金材质缓解腐蚀问题。（2）复合相变材料通过有机/无机材料复合提升性能，基料多为石蜡（相变温度40-80℃）、脂肪酸（60-100℃）等有机相变材料，辅以石墨烯、膨胀石墨等导热增强体（添加量5%-10%可使导热系数提升2-5倍）。其储能机制结合了有机材料高潜热与无机填料高导热的优势，同时通过微胶囊化技术（胶囊粒径5-50μm）解决相变过程中的相分离与泄漏问题。复合相变材料的选型需关注相变温度与烟气低温段（80-150℃）的匹配性、过冷度及成本控制^[3]。

4 热电厂烟气余热利用环保关键技术

4.1 余热驱动的脱硫脱硝系统

余热驱动的脱硫脱硝系统核心在于通过烟气余热的梯级利用优化SCR（选择性催化还原）与SNCR（选择性非催化还原）工艺的反应条件，降低外源能源消耗。SCR工艺需在280-420℃的催化剂活性窗口温度下进行，传统系统依赖锅炉高温烟气旁通或电加热维持反应温度，而余热驱动技术通过增设烟气-烟气换热器（GGH）或余热锅炉，将锅炉尾部120-180℃的低温烟气余热传递至进入SCR反应器的烟气，使烟气温度稳定在活性窗口内。换热器多采用板式或管式结构，通过优化流道设计（如错流布置、增加湍流元件）强化传热效率，传热系数可达30-60W/(m²·K)，温度提升幅度可达50-100℃。

对于SNCR工艺，其反应温度窗口为850-1100℃，需精准控制还原剂（氨水或尿素）喷射时的烟气温度。余热驱动系统通过设置余热回收旁路，将炉膛出口部分高温烟气（1000-1200℃）经余热锅炉降温至目标温度后引入SNCR喷射区，同时利用余热回收产生的低压蒸汽加热还原剂溶液至80-120℃，提升还原剂雾化效果与反应活性。系统耦合关键在于建立温度反馈调控机制，通过布

置在反应器进出口的热电偶实时监测烟气温度，动态调节余热换热器的烟气流量分配，确保SCR/SNCR反应效率稳定。

4.2 除尘-余热回收一体化设计

除尘-余热回收一体化设计通过结构集成与流场优化，实现烟气除尘与余热回收的同步高效运行。核心技术在于将余热回收元件嵌入电除尘器内部或前置布置，形成“余热回收-除尘”串联流程。前置式设计中，烟气先进入余热回收段，通过翅片管式换热器回收热量（将烟气温度从150-200℃降至100-130℃），随后进入电除尘器。换热器采用耐腐蚀材料（如ND钢或2205双相钢）制作，管束布置采用错列方式，管间距控制在1.5-2倍管径，既保证传热面积，又避免对烟气流动产生过大阻力。

内置式设计则将平板式或螺旋板式换热器集成于电除尘器的电场区之间，利用极板间的空间布置传热元件。关键技术在于优化烟气流场分布，通过数值模拟设计导流板与均流装置，确保烟气在换热器与极板间均匀分布，流速偏差控制在±10%以内，避免局部流速过高导致的粉尘冲刷或过低引起的积灰。同时，换热器表面采用防结露设计（维持壁面温度高于烟气露点5-10℃），配合定期蒸汽吹灰装置，解决低温腐蚀与积灰问题。协同运行机制通过共享控制系统实现，将余热回收量与除尘效率联动调节，当换热器结灰导致阻力上升时，自动降低引风机频率并启动强化吹灰，确保除尘效率稳定。

4.3 碳捕集与余热利用耦合

碳捕集与余热利用耦合技术通过精准匹配CCUS（碳捕集利用与封存）各环节的用热需求与烟气余热品位，构建高效热集成网络。在吸收环节，胺法捕集系统的吸收塔需维持30-40℃的低温环境以提升CO₂吸收率，通过设置烟气-冷却水换热器，利用120-150℃的低温烟气余热加热冷却塔循环水，减少冷却塔风机电耗，同时将吸收塔冷却水温控制在设计区间，传热温差控制在8-15℃。

再生环节是CCUS系统能耗核心（约占总能耗的70%），需消耗大量蒸汽加热富胺溶液至100-120℃使其解吸CO₂。余热利用通过增设低压省煤器或余热锅炉，回收锅炉尾部烟气余热产生0.5-1.0MPa的低压饱和蒸汽，直接供给再生塔再沸器，替代传统汽轮机抽汽。为弥补余热波动，系统设置蒸汽缓冲罐，并通过温控阀调节余热蒸汽与辅助蒸汽的配比。

压缩环节中，CO₂从常压压缩至8-15MPa过程中产生的压缩热（每级压缩温升30-50℃）通过水冷式换热器回收，加热锅炉给水或厂区供暖水，换热器采用壳管式结构，换热面积根据压缩功率计算（通常每MW压缩功率配置50-80m²换热面积）。热集成方案通过pinch技术优化换热网络，使余热综合利用率提升，降低CCUS系统单位能耗^[4]。

结束语：本文系统梳理了热电厂烟气余热利用的节能与环保技术体系。节能技术通过梯级回收与高效转换，实现了低品位余热的资源化利用，ORC、卡琳娜循环及热泵技术显著提升能效；环保技术通过余热与净化系统耦合，强化了脱硫脱硝、除尘效果并降低碳捕集能耗。研究表明，现有技术在大型电厂成效显著，但中小型电厂仍面临设备兼容、成本控制等挑战。未来需针对性解决中小型电厂改造难题，完善政策激励机制，推动智能化调控与多技术协同创新，助力热电厂实现节能增效与环保达标双重目标，为能源绿色转型提供有力支撑。

参考文献

- [1]曹炳涛.热电厂烟气余热利用节能及环保技术分析[J].节能,2025,44(3):101-103.
- [2]陈云.严寒区燃煤热电余热利用工程应用及效益分析[J].能源与节能,2022(5):74-77.
- [3]杨成思.烟气余热利用系统节能效果及运行分析[J].机电信息,2021(27):24-25.
- [4]张一丁,战来尚.燃煤锅炉烟气余热利用概述[J].技术与市场,2021,28(07):120-121.