

火电厂汽轮机运行过程中的节能减排技术探讨

颀森森

国电电力邯郸东郊热电有限责任公司 河北 邯郸 057550

摘要：电力作为人类社会文明进步不可或缺的产品之一，随着社会和经济的发展，人们生活水平的上升，因此，对电力的需求越来越大。节能减排技术是指通过系统性措施降低能源消耗、减少污染物及温室气体排放的技术手段，其核心目标是提升资源利用效率并缓解环境压力。汽轮机节能减排对火电厂兼具战略意义和现实价值：既降低资源依赖度与运营成本，又减少环境负面影响；同时契合国家能源转型政策，为行业可持续发展提供技术路径。

关键词：汽轮机；节能降耗；凝气机器

在我国电力生产过程中，火力发电是一种非常重要的发电方式。由于火力发电在生产过程中需要利用化石作为燃料，能耗比较高。为了达到节能降耗的要求，需要采取相应的措施进行优化。在新技术不断应用的过程中，电力市场的竞争越来越激烈，这对火力发电厂既是机遇又是挑战，通过应用新的技术可以显著降低电厂能耗，提高火力发电厂的综合效益。

1 节能减排技术概述

1.1 节能减排技术定义。广义定义。涵盖节约物质资源与能量资源的技术创新，以及减少生产、生活过程中产生的废弃物与环境有害物（如废水、废气、废渣及噪声等）排放的综合措施。例如，工业流程优化、可再生能源替代均属于此范畴。狭义定义，聚焦于减少能源消耗（节能）和降低特定环境污染物（如二氧化碳、二氧化硫等温室气体）排放的技术手段。例如，火电厂通过改进汽轮机效率降低煤耗，或采用碳捕集技术减少碳排放。核心关联性，节能与减排具有协同效应：减少化石能源消耗可直接降低污染物排放，而减排政策（如碳交易机制）亦推动节能技术发展。例如，单位产值能耗下降20%的技术改进不仅节省能源，还可同步削减等比例排放量。技术特征，需通过工艺革新、设备升级或管理优化实现，例如余热回收系统、智能电网调控技术等，避免单纯追求减排目标而引发能耗激增的负面效应。

1.2 火电厂汽轮机节能减排重要性。火电厂汽轮机节能减排的重要性主要体现在资源保护、环境治理及产业发展三方面，具体分析如下：资源可持续性保障，

缓解化石能源消耗压力，煤炭资源作为不可再生能源，其消耗速度直接影响能源安全。通过汽轮机节能技术（如主蒸汽参数优化、通流部件改造等），可降低单位发电煤耗5%-15%，延长煤炭资源开采周期。提升能源利用效率，汽轮机真空度提升1%，可减少标准煤耗约

2.5g/（kW·h）；通过余热回收系统可将综合热效率提高3%-5%^[36]，有效减少能源浪费。经济性提升与产业转型，降低发电成本，

采用超超临界机组替代老旧设备，单位煤耗可减少25%-33%，直接降低燃料成本占比（占发电总成本的75%）。增强企业竞争力，节能改造后机组运行效率提升，可减少碳排放配额购买费用，在碳交易市场中获取额外收益。环境治理需求，减少污染排放，汽轮机降耗每减少1%的煤耗，可同步降低SO₂、NO_x排放量约2%-3%。余热回收技术还能减少低温蒸汽直接排放导致的热污染。助力双碳目标实现，火电厂碳排放占全国总排放量的40%以上，汽轮机真空系统和凝结器优化技术可降低单位发电二氧化碳排放量15%-20%。政策与技术进步驱动，应对环保法规约束，国家要求新建火电机组供电煤耗需低于300g/（kW·h），现有机组通过智能调控（如热电解耦模型）可实现煤耗下降10%-20%。推动技术迭代，传统亚临界机组热效率仅35%-38%，而超超临界机组效率可达45%以上，倒逼行业向高参数、大容量方向升级。

2 火电厂汽轮机节能减排技术目标

火电厂汽轮机节能减排技术目标聚焦于提升能源利用效率、降低污染物排放及优化系统运行可靠性，具体可分为以下核心方向：

2.1 热效率优化。主蒸汽参数精细化控制，要求主蒸汽压力与温度波动范围控制在设计值±0.5MPa、±5℃内，避免因参数偏离导致热效率下降。机组热效率提升，通过超超临界机组替代传统亚临界机组，将热效率从35%-38%提升至45%以上，降低单位发电煤耗25%-33%。冷端系统效能升级，采用凝汽器强化换热技术（如RCCS系统），改善真空度与端差，目标降低汽轮机热耗15%-20%。

2.2 煤耗与污染物排放控制。供电煤耗目标，新建机

组供电煤耗需低于 $300\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ ，现役机组通过通流改造、余热回收等技术实现煤耗下降10%-20%。

碳排放强度削减，通过抽排汽优化、烟气余热回收等措施，目标降低碳排放强度15%-20%（参考案例已实现18%降幅）。污染物协同治理，每降低1%煤耗，同步减少 SO_2 、 NO_x 等污染物排放2%-3%，并通过燃烧优化技术减少颗粒物逃逸。

2.3 系统运行可靠性提升。关键设备稳定性强化，维持凝汽器真空严密性（漏气率 $\leq 0.3\text{kPa}/\text{min}$ ），加热器投入率 $\geq 95\%$ ，防止热损失和设备效率衰减。负荷适应性增强，优化机组负荷率，确保汽轮机在60%-100%负荷区间内运行效率 $\geq$ 设计值90%，避免低负荷工况煤耗激增。

2.4 能源综合利用。余热资源利用率提升，通过烟气余热回收、循环水废热再利用等技术，目标提升综合热效率3%-5%。热电联产覆盖率扩大，推广集中供热模式，目标实现区域供热能源利用率提高20%以上，减少低温蒸汽直接排放。火电厂汽轮机节能减排技术目标需兼顾经济性与环保性：通过热力系统升级、参数精准控制和余热资源整合，实现煤耗 $\leq 280\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 、碳排放强度下降 $\geq 15\%$ 的行业基准，同时助力“双碳”目标落地。

3 火电厂汽轮机运行流程与原理

3.1 运行流程。火电厂汽轮机系统包含燃烧系统、汽水系统、发电系统三大核心环节，其联动流程如下：燃料燃烧与蒸汽生成，煤粉在锅炉中燃烧释放化学能，将锅炉内的水加热为高温高压蒸汽（主蒸汽参数通常为 $24\text{-}30\text{MPa}$ 、 $600\text{-}620^\circ\text{C}$ ）。燃烧后的烟气经脱硝、除尘、脱硫处理后排放。蒸汽能量转换，主蒸汽依次进入汽轮机高压缸、中压缸、低压缸膨胀做功：高压缸：做功后蒸汽温度下降至约 540°C ，部分抽汽用于给水加热；再热过程：高压缸排汽返回锅炉再热器升温至 600°C 后进入中压缸继续做功；低压缸：蒸汽膨胀至接近真空状态（ 0.005MPa ），推动末级叶片完成最终能量释放。冷却与工质循环，排汽进入凝汽器，通过循环水冷却凝结为水，经低压加热器、除氧器、给水泵返回锅炉，形成闭式循环体系（补水率控制在1%-3%）。

3.2 工作原理。汽轮机通过热能 $\rightarrow$ 动能 $\rightarrow$ 机械能的层级转化实现发电，其核心机制包括：冲动式做功原理，蒸汽仅在喷嘴中膨胀加速（压力降低、流速提升），高速气流冲击动叶片产生旋转力矩。例如，高压缸喷嘴出口蒸汽速度可达音速（约 $500\text{m}/\text{s}$ ）。反动式做功原理，蒸汽在动叶片流道中继续膨胀（压力梯度分布于喷嘴和动叶片间），利用反作用力推动转子旋转（现代大型机组多采用冲动-反动复合设计）。凝汽器真空维持，通过

循环水冷却和真空泵抽气，维持凝汽器绝对压力在 $4\text{-}6\text{kPa}$ 范围，确保低压缸排汽膨胀效率（真空度每提升 1kPa ，机组热耗降低约2%）。

3.3 能量转化效率提升关键。参数控制，超超临界机组主蒸汽压力 $\geq 25\text{MPa}$ 、温度 $\geq 600^\circ\text{C}$ ，相比亚临界机组热效率提升8%-10%。回热系统优化，采用8级抽汽回热，将给水温度提升至 $280\text{-}300^\circ\text{C}$ ，减少锅炉燃料消耗12%-15%。冷端损失控制，优化凝汽器传热管清洁度（端差 $\leq 5^\circ\text{C}$ ），降低循环水流量波动对真空的影响。火电厂汽轮机通过高效热力循环实现能量转化，其运行流程涵盖燃料化学能释放、工质状态变化及能量递进利用全过程，核心技术依赖于参数优化与系统协同控制。

4 火电厂汽轮机节能减排技术措施

4.1 热力系统优化。主蒸汽参数精细化控制，保持主蒸汽压力稳定在 $24\text{-}30\text{MPa}$ 、温度 $600\text{-}620^\circ\text{C}$ 区间，波动范围控制在 $\pm 0.5\text{MPa}$ 、 $\pm 5^\circ\text{C}$ 以内，避免因参数偏离导致热效率下降。案例：超超临界机组通过提升蒸汽参数，热效率可达45%以上，较亚临界机组降低煤耗25%-33%。再热系统升级，采用双再热技术或动态调控技术（如华电仪化抽排汽与双减协同供热），优化再热蒸汽温度至 600°C 以上，减少低压缸排汽热损失。

4.2 运行能效提升。凝汽器真空强化，定期进行真空严密性试验（漏气率 $\leq 0.3\text{kPa}/\text{min}$ ），通过凝汽器灌水查漏、清理循环水过滤器等措施，维持真空度 $\geq 95\%$ ；夏季启动第二台循环水泵，降低凝汽器端差至 $\leq 5^\circ\text{C}$ ，真空度每提升1%可减少煤耗 $2.5\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。回热系统高效运行，保障高加投入率 $\geq 95\%$ ，加热水位控制在标准范围内，避免蒸汽直接短路；采用8级抽汽回热，将给水温度提升至 $280\text{-}300^\circ\text{C}$ ，降低锅炉燃料消耗12%-15%。

4.3 设备改造与新技术应用。通流部件升级，对老旧汽轮机进行通流改造（如叶片型线优化、间隙调整），减少级间漏汽损失，提升整机效率3%-5%。余热资源回收利用，回收烟气余热预热空气或给水，降低排烟温度 $30\text{-}50^\circ\text{C}$ ；利用循环水废热供应区域供热系统，综合热效率提升3%-5%。

4.4 燃烧与排放协同治理。燃料精细化管理，采用高热值煤（低硫低灰分），结合煤粉细度优化调整技术，降低锅炉排烟热损失1%-2%。污染物协同减排，每降低1%煤耗同步减少 SO_2 、 NO_x 排放2%-3%；动态调控抽排汽比例（如华电仪化方案），减少低温蒸汽排放热污染，实现碳排放强度下降18%。

4.5 智能调控与负荷管理。运行参数实时优化，应用热电解耦模型和负荷分配算法，确保机组在60%-100%负

荷区间内维持高效运行（效率 $\geq$ 设计值90%）。峰谷负荷适配策略，通过凝结水节流、滑压运行等技术，优化低负荷工况热耗，降低煤耗波动幅度10%-15%。

5 火电厂汽轮机节能减排政策支持与激励机制

5.1 政策框架与目标导向。能耗与排放约束性指标，国务院《2024—2025年节能降碳行动方案》明确要求：单位国内生产总值能源消耗2024年降低2.5%左右，二氧化碳排放降低3.9%左右；推动火电行业非化石能源消费占比2025年达到20%，碳排放强度较2020年下降18%以上。煤炭消费总量控制，重点区域实施煤炭消费减量替代，严控非电力用煤，推进煤电“三改联动”（节能降碳、灵活性、供热改造）。

5.2 财政补贴与市场激励机制。专项补贴与税收优惠，对实施通流改造、余热回收等节能项目的火电厂，提供中央财政补贴或地方配套资金支持；符合超低排放标准的机组可享受环保电价加价政策（如脱硫、脱硝电价补贴）。碳排放权交易推动，将火电纳入全国碳市场，通过配额分配与交易机制激励企业减排，单位发电碳排放强度低于行业基准值的企业可出售盈余配额。

5.3 技术升级与产业支持。高效机组替代扶持，对新建超超临界机组（热效率 $\geq 45\%$ ）给予核准优先权，关停亚临界及以下小容量机组（ < 30 万千瓦）；推广热电联产项目，区域供热覆盖率达60%以上的电厂可申请供热补贴。研发创新资金倾斜，设立火电低碳转型专项基金，支持双再热汽轮机、碳捕集（CCUS）、智能调控系统等关键技术研发。

5.4 运行管理与考核机制。能效对标与奖惩制度，建

立供电煤耗行业标杆值（ $280\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ ），对低于标杆值的企业给予电价奖励，超标企业限批新建项目；

将真空严密性（漏气率 $\leq 0.3\text{kPa}/\text{min}$ ）、高加投入率（ $\geq 95\%$ ）等指标纳入环保考核体系。电力市场调节机制，实施峰谷分时电价，鼓励汽轮机采用滑压运行、凝结水节流等技术优化低负荷工况，提升调峰收益。

火电厂汽轮机节能减排政策以“约束性目标+市场激励”为核心，通过财政补贴、碳交易、技术替代等手段推动行业低碳转型，目标实现煤耗 $\leq 280\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 、碳排放强度下降 $\geq 15\%$ 的行业基准，同步构建高效、灵活、可持续的能源管理体系。

参考文献

- [1]张中.发电厂汽轮机运行节能降耗的措施探讨[J].科技风,2024(22):254-256.
- [2]曹珍.电厂汽轮机节能降耗的主要措施分析[J].硅谷,2024(1):55-57.
- [3]陈华.汽轮机运转的节能降耗措施分析[J].科技创新与应用,2023(15):189-191.
- [4]孟海.关于火电厂汽轮机运行节能降耗措施的探讨[C].道路工程学会学术交流会议论文集,2022.
- [5]刘秀.关于火电厂汽轮机运行节能降耗措施的讨论[D].成都:西南交通大学,2021.
- [6]杨逊光.关于汽轮机组节能降耗的具体分析[J].电力设备,2022(24).
- [7]劳辉仁.发电厂汽轮机及其辅机设备节能技术[J].中国高新技术企业.2022(17)