

火电厂热能与动力工程中的节能技术分析

徐 锋 苏子浩

北方魏家峁煤电有限责任公司 内蒙古 鄂尔多斯 010308

摘 要：火电厂作为我国发电产业中的重要组成部分，对我国电力生产与发展有着非常重要的影响，其对于我国国民经济发展起着基础性作用。但随着我国火电厂装机容量的不断增加，其能耗也在不断上升。目前，火电厂能源利用效率比较低、能源浪费严重，这已经成为制约我国经济持续快速健康发展的重要因素之一。为了保证国家能源能够满足社会经济发展需要，要加强对火电厂热能动力工程的节能技术研究和应用。热能动力工程中广泛应用了许多节能技术，如热电联产技术、汽轮发电机组技术以及中压蒸汽驱动技术等。

关键词：火电厂；热能动力；工程；节能技术

火电厂作为重要的能源供应单位，在能源供应中起着至关重要的作用。然而，传统火电厂的能源消耗量大、烟气排放量大，对能源供应和环境保护构成了双重挑战。为了解决这些问题，火电厂需要采用一系列的节能技术，以提高能源利用效率和减少环境污染^[1]。

1 火电厂热能与动力工程现状分析

1.1 行业规模与结构。装机容量与发电量。截至2024年底，我国火力发电装机容量达14.34亿千瓦，占全国发电总装机容量的44.89%，仍为电力供应核心。2024年火电发电量约5.74万亿千瓦时，占全国总发电量的69.95%，稳居主导地位。区域分布与技术特征。火电项目广泛分布于29个省份，江苏、山东等东部地区发电量领先。超临界、超超临界机组技术普及，热效率提升至45%以上，污染物排放显著降低。

1.2 能效效率与技术进步。能效优化成果。2024年火电机组平均供电煤耗降至293.40克/千瓦时，同比下降0.79克/千瓦时，燃煤成本控制优于行业平均水平。长协煤占比达94%，燃料成本持续下降（入炉标煤单价同比下降1.37%）。技术应用与瓶颈。余热回收、变频调速等技术推广，锅炉效率提升5%-8%，厂用电率降低20%-30%。设备老化问题突出，节流调节稳定性不足，影响发电效率与设备寿命。

1.3 环保压力与转型挑战。排放控制要求。煤电超低排放改造持续推进，二氧化硫、氮氧化物排放接近燃气机组水平，但环保投入成本高。碳排放约束增强，火电企业面临低碳转型压力，需探索热电联产、多能耦合等模式。市场竞争与政策影响。行业集中度高，华能、国电电力等五大集团主导市场，依托规模效应提升盈利能力。新能源装机增速超火电，但火电仍承担电网调峰与

基础负荷保障功能。

2 火电厂热能与动力工程节能技术分析

2.1 热能转化效率提升技术。二次再热技术。通过两次蒸汽回热循环路径，最大化热能转化效率，使发电效率提升2%以上，供电煤耗降至256.86g/kWh，年节约标煤25万吨，减排CO₂约70万吨。超临界/超超临界机组通过提高主蒸汽温度（600℃）和压力（25MPa），热效率提升至45%以上。余热回收与蒸汽参数优化。锅炉烟气余热用于预热给水或空气，降低燃煤消耗，锅炉效率提升5%-8%。蒸汽传输系统采用智能调节技术，减少重热现象（焓值差异导致的重复能耗）。

2.2 动力系统节能优化。变频调速技术。对循环水泵、风机等设备进行变频控制，降低厂用电率20%-30%，实现真空运行精准调节。燃烧优化与机组升级。实时调控风煤比，减少不完全燃烧损失，煤耗降低2%-3%。升级汽轮机叶片与密封结构，减少蒸汽泄漏，机械能转化效率提升1.5%-3%。

2.3 辅助系统能耗控制。铁磁损耗控制。采用低磁滞材料改进输电线路与变压器，铁磁损耗降低10%-15%。空载损耗管理。应用智能启停技术减少设备空转时间，结合永磁电机降低空载能耗，节电效果显著。

2.4 综合节能技术应用趋势。多能耦合系统：整合生物质能、太阳能等补充燃煤供热，提升能源综合利用率（如常州电厂实现“电、热、水”联供）。数字化监控平台：基于大数据分析动态优化运行参数，实现设备智能调控与预测性维护。

2.5 关键挑战与瓶颈。改造成本高：如变频调速技术初期投资回收期需3-5年，但长期降本效益显著。技术集成复杂性：多系统协同优化对数字化平台依赖度高，需突破动态调控算法与人员技能瓶颈。

3 节能技术对火电厂的重要性分析

3.1 环保减排与生态保护。减少温室气体排放。火电厂通过应用节能技术（如余热回收、超临界机组优化），可降低供电煤耗至270g/kWh以下，显著减少CO₂排放量，助力实现“双碳”目标^[2]。例如，二次再热技术可使单台机组年减排CO₂约70万吨。煤电超低排放改造后，二氧化硫、氮氧化物排放浓度接近燃气机组标准，有效缓解酸雨等环境问题。缓解资源消耗压力。我国火电年耗煤量超20亿吨，节能技术可提升燃煤利用率10%-15%，延缓煤炭资源枯竭速度，减少对不可再生能源的依赖。

3.2 经济效益与成本控制。降低发电成本。通过变频调速、燃烧优化等技术，火电厂厂用电率降低20%-30%，燃煤成本占比（约70%）显著下降。超超临界机组每降低1g/kWh供电煤耗，年节约标煤约3000吨，直接提升企业盈利能力。延长设备寿命与减少运维支出。数字化监控平台可实时优化运行参数，减少设备磨损和故障率，降低维护成本。

3.3 能源安全与可持续发展。保障电力供应稳定性。节能技术（如“三改联动”）提升火电机组调峰灵活性，增强电网对新能源的消纳能力，平衡能源结构。推动绿色低碳转型。多能耦合系统（如生物质能、太阳能辅助燃煤供热）提高能源综合利用率，支持火电厂向综合能源服务商转型。700°C超超临界技术等前沿方向，推动火电行业向高效、清洁化发展。

3.4 政策合规与社会责任。满足法规要求。节能降耗是火电厂应对《环保法》《碳排放权交易管理办法》等政策的核心手段，避免因排放超标导致的罚款或限产风险。提升企业社会形象。通过节能技术减少污染物排放，改善周边环境质量，增强公众对火电行业的认可度，助力企业可持续发展。节能技术对火电厂的重要性体现在环境、经济、能源安全及社会责任多维度。通过技术升级与集成应用，火电厂可突破传统高耗能模式，实现效率提升与低碳转型的双重目标。未来需进一步攻克改造成本高、技术协同复杂等挑战，以强化火电在能源体系中的支撑作用。

4 火电厂节能技术应用实例分析

4.1 余热回收与梯级利用。烟气梯级余热利用。华能鹤岗电厂通过布置宽流道自洁板式换热器和热泵技术，分阶段回收烟气显热与潜热，降低煤耗并减少碳排放。例如，低温省煤器技术可降低供电煤耗1.4-1.8g/kWh，引风机电耗同步下降。热电公司采用冷却塔余热回收技术，利用排热空气预热循环水，提升能源综合利用率。锅炉余热再利用。煤电一体化项目通过空冷凝汽器回收

乏汽余热，结合自然通风技术，年节约标煤2.45万吨，减排CO₂5.41万吨。

4.2 动力系统改造与变频技术。给水泵变频调速。集团电力一公司采用“高速电机直驱+水冷变频调速”方案改造给水泵，降低厂用电率20%以上，实现辅机出力与负荷动态匹配。广义变频系统。电厂在百万千瓦机组中应用世界首创的广义变频技术，通过给水泵汽轮机与变频中心联动，灵活调节送风机、引风机等设备能耗，厂用电率显著下降。

4.3 高效热力循环技术。二次再热技术。国内某100万千瓦示范工程采用二次再热技术，通过超高压缸与双再热器设计，热效率提升2%-3%，供电煤耗降低8-10g/kWh，年减排CO₂70万吨。超超临界机组优化。电厂二期60万千瓦超超临界机组主蒸汽参数达566°C/25MPa，热效率提升至45%以上，年节约标煤25万吨。

4.4 多能耦合与系统集成。电-热-水联供：常州电厂整合生物质能与太阳能辅助燃煤供热，实现能源梯级利用，降低综合煤耗。数字化监控平台：通过大数据动态优化运行参数，减少设备空载损耗，预测性维护降低故障率30%以上。

4.5 典型案例的经济与环保效益。电厂：通过亚临界向超临界机组升级，供电煤耗由300g/kWh降至256.86g/kWh，年节约标煤超20万吨。火盘项目：直接空冷技术使年均供电煤耗降低3.37g/kWh，节水率提升50%，适用于西北干旱地区。火电厂节能技术应用实例集中于余热回收、动力变频、高效热循环及多能耦合领域，通过系统集成实现煤耗降低与碳排放控制。未来需突破改造成本与系统协同瓶颈，推动火电向高效、低碳方向深度转型。

5 火电厂节能技术面临的挑战与解决方案

5.1 主要挑战。改造成本高昂。余热利用、超净排放等设备采购及安装费用巨大，单台机组改造需数亿元投入，企业资金压力显著。超超临界机组及空冷技术的前期投资成本高，部分中小型电厂难以承担。技术协同复杂。多系统（如余热回收、变频调速、脱硫脱硝）协同运行时存在参数冲突，稳定性下降，故障率增加。数字化监控平台与老旧设备兼容性差，数据整合难度大。政策与市场机制不完善。碳排放交易市场、余热定价机制尚未成熟，企业节能收益难以量化。部分地区节能补贴政策执行细则模糊，企业申请门槛高。人才短缺与设备老化。多领域复合型技术人才匮乏，现有人员对新型节能技术（如广义变频系统）操作能力不足。老旧机组设备能效低下，30%以上火电厂存在主汽压力偏离设计值、抽汽超温等问题。

5.2 解决方案。技术创新与设备升级。超超临界+空冷技术融合：在干旱地区推广直接空冷机组，实现煤耗降低3.37g/kWh、节水率50%。广义变频系统：通过给水泵汽轮机与变频中心联动，降低厂用电率20%以上，提升负荷响应能力。优化运行管理。全厂能量平衡试验：每5年开展热/电/水平衡测试，精准定位能耗漏洞（如主汽压力偏低、冷却塔效率不足）。智能监控平台：实时优化燃烧风煤比、蒸汽参数，减少空载损耗，预测性维护降低故障率30%。政策支持与市场激励。完善碳排放交易细则，将余热回收量纳入碳配额计算体系，提升企业改造积极性。设立专项基金，对采用超超临界、二次再热技术的项目给予贴息贷款支持。人才培养与协同合作。建立校企联合实验室，定向培养火电节能技术复合型人才。推动行业共享运维数据库，降低技术改造试错成本。火电厂节能技术面临成本、技术、政策、人才等多维挑战，需通过技术迭代、管理优化、政策协同等系统性方案突破瓶颈³⁶。未来应重点强化多能耦合技术研发与市场化激励，推动火电向“高效低碳+灵活调峰”双功能转型。

6 火电厂节能技术发展趋势

6.1 高效热力循环技术深化应用。超超临界/二次再热技术普及。通过提高主蒸汽参数（如600℃/25MPa）和采用二次再热循环，供电煤耗降至256-270g/kWh，热效率突破45%以上，成为新建机组主流技术。示范工程显示，超超临界机组年节约标煤超20万吨，CO₂减排达70万吨/台。余热梯级利用创新。烟气余热回收（如宽流道自洁换热器、热泵技术）和冷却塔余热利用技术广泛应用，显热与潜热综合回收率提升15%-20%，显著降低煤耗与碳排放。

6.2 动力系统智能化与变频改造。变频调速技术全

覆盖。循环水泵、风机等辅机设备全面推广“水冷变频调速+高速电机直驱”方案，厂用电率下降20%-30%，实现动态负荷匹配。百万千瓦级机组通过广义变频联动技术，灵活调节送/引风机能耗。燃烧与汽轮机结构优化。实时风煤比调控减少不完全燃烧损失，煤耗降低2%-3%。汽轮机通流改造（如叶片气动优化、密封升级）提升机械效率1.5%-3%。

6.3 多能耦合与系统集成。电-热-水联供模式：整合生物质能、太阳能等可再生能源，形成能源梯级利用网络，综合能效提升10%-15%。空冷技术规模化应用：西北干旱地区推广直接空冷技术，节水率达50%，年均供电煤耗降低3.37g/kWh。

6.4 政策驱动与低碳转型。“三改联动”深化拓展。在灵活性、节能、供热改造基础上，新增清洁降碳与智能运行指标，推动现役机组供电煤耗持续下降。碳排放约束倒逼技术升级。超低排放技术（如SCR脱硝、湿法脱硫）普及，污染物排放接近燃气标准，满足“双碳”目标要求。

6.5 数字化与智能化赋能。大数据监控平台：实时优化运行参数，减少空载损耗，预测性维护降低故障率30%以上。智能调峰技术：通过负荷变化速率、启停调峰能力优化，提升机组对新能源消纳的响应效率。

总之，火电厂节能技术发展呈现高效化、智能化、低碳化、集成化四大趋势。未来需重点突破改造成本高、多系统协同复杂等瓶颈，推动火电从“能源主力”向“灵活调节+低碳保障”双功能转型。

参考文献

- [1]刘鑫.火电厂中热能与动力工程的改进方向.2022.
- [2]张红刚.火电厂热能与动力工程中的节能技术探讨.2023.