

[深度调峰]

新一代煤电机组灵活性提升关键技术研究

文/陈宇

中国电力工程顾问集团华东电力设计院有限公司

针对当前煤电机组面临的最低负荷高、响应速度慢及调峰成本高等核心问题，分析新一代灵活性提升关键技术路径：锅炉侧通过宽负荷燃烧优化与智能控制实现深度调峰；汽轮机侧采用通流改造及热电解耦技术增强变负荷能力；系统层面融合熔盐储热与AI算法以提升快速响应特性。工程实践表明，关键技术的应用可显著拓展调峰范围、降低煤耗，并为煤电企业创造年均超3 000万元的辅助服务收益。

随着新能源装机规模持续扩大，电力系统对灵活调节资源的需求急剧增长，煤电机组正经历从传统基荷电源向系统调节支撑角色的战略转型，其灵活性提升已成为构建新型电力系统的关键环节。然而，现有煤电机组受限于锅炉低负荷稳燃极限、汽轮机热应力约束及环保参数波动等瓶颈，普遍存在最低负荷率高、爬坡速率慢及启停耗时长等技术短板，难以满足高比例可再生能源并网下的深度调峰与快速响应需求，既制约新能源消纳空间拓展，又影响机组调峰经济性。

针对上述挑战，本研究聚焦新一代煤电机组灵活性提升关键技术体系，突出“热电解耦+AI控制+储热集成”三位一体的技术架构，通过锅炉宽负荷燃烧优化、汽轮机通流改造及热电解耦技术突破设备的物理极限。结合熔盐储热集成与AI驱动智能控制实现系统级协同优化，重点解决低负荷稳燃、变工况效率衰减、频繁启停寿命损耗等核心问题，目标是将机组最低技术出力降至30%以下，爬坡速率提升至2.5%/min，并建立“技术-经济-政策”多维适配方案，为煤电清洁低碳转型提供可推广的工程路径。

新一代煤电机组关键技术研究现状

在全球能源转型加速的背景下，煤电机组灵活性的提升已成为支撑高比例新能源消纳的核心课题，国内外研究聚焦于燃烧优化、热电解耦、智能控制及材料创新四大技术方向。

在燃烧侧，华中科技大学向军团队首创“小粉仓增强灵活储供系统”，突破传统制粉系统煤粉供应滞后的瓶颈，在华电新疆350 MW机组实现3.5%/min的升降负荷速率，创全球燃煤机组响应速度新纪录。西安交通大学开发的预气化燃烧器技术在5 MW试验平台上验证了9%负荷下的火焰稳定性，燃料负荷变化速率达10%/min，为超低负荷稳燃提供了新路径。在系统协同方面，热电解耦技术成为深度调峰的主流方案，主汽供热改造装置通过减温减压器系统与多支路蒸汽管道设计，在实现30%额定负荷深度调峰的同时提升供热能力20%以上，显著降低改造成本。兰州化物所研发的纳米高熵陶瓷涂层在165 MW机组应用中，通过提升炉膛辐射吸热效率5.19%和降低排烟温度4.5℃，实现供电煤耗下降1.5g/(kW·h)，并有效解决高碱煤结焦与腐蚀难题。

而在政策驱动层面，国家《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027年）》明确要求深度调峰负荷区间扩展至40%~60%、响应时间压缩至30 s内，推动形成年均1.6亿kW改造市场，催化多尺度储能集成等系统级创新加速落地。然而，低负荷下锅炉效率衰减、频繁变载导致的金属疲劳及环保参数波动等挑战仍亟待突破，亟需通过“技术-材料-政策”多维协同优化提升机组全生命周期适应性。

关键技术路径灵活性提升

1. 锅炉侧关键技术

传统煤粉锅炉在低负荷工况下存在火焰稳定性差、燃烧效率骤降的问题，其根本矛盾在于煤粉浓度-气流速度匹配失谐。新一代技术通过浓淡分离自适应燃烧器和预燃室深度调峰系统创新，实现全负荷区间高效稳燃。

浓淡分离自适应燃烧器采用双通道离心分离结构，在30%负荷下维持煤粉浓度 $>1.2 \text{ kg/kg}_{\text{air}}$ ，显著提升着火临界条件。浓度调控模型为

$$C_p = K \frac{\rho_p Q_p}{\sqrt{\Delta P} L} \quad (K = 0.82 \sim 1.15) \quad (1)$$

式中， C_p 为煤粉浓度（ $\text{kg/kg}_{\text{air}}$ ）； ρ_p 为煤粉真密度（ kg/m^3 ）； Q_p 为给粉量（ kg/s ）； ΔP 为分离器压差（Pa）； L 为分离器特征长度（m）。

预燃室深度调峰系统则是通过在炉膛下部加装预燃室，采用高温烟气回流技术将局部温度提升至 $1\,200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上，解决低负荷炉膛温度不足导致的燃尽率下降问题。

针对变负荷过程汽温波动大于 $\pm 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 NO_x 排放超标等难题，通过构建多变量解耦控制架构，具体模式如图1所示。

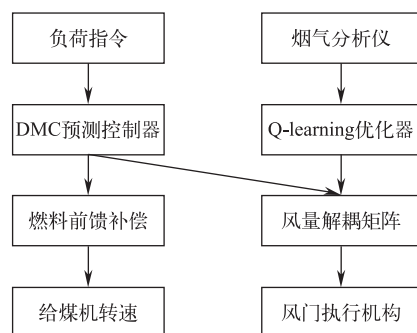


图1 智能协调控制系统架构解析

2. 汽轮机侧关键技术

汽轮机作为能量转换的核心设备，其灵活性瓶颈主要体现为变工况效率骤降与供热耦合约束。新一代技术通过通流部件气动重构及热力系统解耦实现突破性提升。在通流灵活性改造领域，基于全三维黏性流场仿真优化叶片型线，采用可控涡设计方法降低低负荷工况下的二次流损失，临界负荷率从45%下降至32%。某660 MW机组应用后，40%负荷下高压缸效率衰减从18.7%收窄至9.3%，中压缸采用弯扭复合叶片使变工况反动度波动控制在 $\pm 5\%$ 以内，有效抑制了低负荷蒸汽激振现象。

热电解耦技术通过打破“以热定电”的刚性约束释放调峰潜力，其核心在于构建蒸汽-热水-储热的能量缓冲体系。低压缸零出力改造采用旋转隔板将低压缸进汽量降至5%以下，同时通过旁路系统将中排汽引至热网加热器。该技术使机组在供热期的最低电负荷降至25%的额定功率，供热抽汽流量提升至 $1\,200 \text{ t/h}$ 。耦合熔盐储热系统后进一步扩大调峰深度，在江苏某电厂实施中，储热罐容积 680 m^3 可存储8 h低谷热能，配合电锅炉辅助实现热电解耦度从1:1.2扩展至1:3.5。当电网要求深度调峰时，汽轮机负荷以 $4\%/ \text{min}$ 的速率降至150 MW，同时通过储热罐释放热能维持供热出力不变，系统总响应延迟控制在90 s内。实测数据表明，该方案使机组年调峰收益增加约3 200万元，投资回收期缩短至2.8年，并显著降低因频繁变负荷导致的转子低周疲劳损伤。

创新性解耦装置如专利技术ZL202210145678.2《多级蒸汽引射器》通过高压蒸汽引射中排蒸汽提升供热品位，在保持电负荷30%时仍可输出0.8 MPa的饱和蒸汽，其性能系数COP_h达1.83。

3. 系统级协同技术

热电解耦技术的本质在于破除热电产能的刚性耦合约束，其核心突破在于构建“蒸汽-电力-热能”的多维能量缓冲体系。高背压供热改造通过提升汽轮机排汽背压至 $16\sim 25 \text{ kPa}$ ，将循环水温度升至 $80\sim 95\text{ }^{\circ}\text{C}$ 直接用于供暖，中排蒸汽则通过吸收式热泵提升品位，形成“低压缸切除+热泵提温”的深度解耦架构，系统流程如图2所示。在300 MW负荷运行时，该技术使供热抽汽量增加至 550 t/h ，供电煤耗下降 $12 \text{ g/(kW}\cdot\text{h)}$ ，同时通过热网水蓄热罐

实现6~8 h的热惯性缓冲。

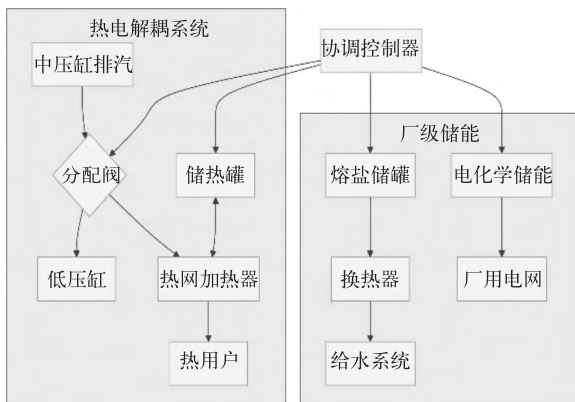


图2 热电解耦系统流程图

厂级储能集成通过多能流协同控制实现“荷随源动”，熔盐储热系统与电化学储能形成互补，前者存储中压缸抽汽热量，后者平抑秒级功率波动。在深度调峰时段，熔盐系统通过给水加热器替代抽汽多能流优化控制采用纳什博弈策略协调各子系统，在华电灵武电厂智慧调度平台中，该算法使深度调峰成本降低15.3元/（MW·h），调频里程结算收益提升37%。

4. 数字赋能技术

数字孪生平台构建煤电机组全生命周期镜像系统，通过12类2 000+测点实现毫秒级数据采集与多物理场耦合仿真。核心采用燃烧CFD-Markov混合模型；三维燃烧场动态映射由LES大涡模拟完成。

而通过引入AI优化算法，从而在灵活性提升中实现“感知-决策-控制”闭环，深度强化学习架构采用双延迟深度确定性策略梯度算法。设备寿命管理系统基于卷积长短时记忆网络预测关键部件剩余寿命，实时安全防护系统结合生成对抗网络与数字孪生体，构建异常工况库：生成器模拟传感器故障、燃烧振荡等300+种异常模式，判别器通过对抗训练提升检测灵敏度。该系统在托克托电厂成功拦截4次锅炉灭火风险，虚警率控制在0.3次/月以下。2025年，国家能源局发布的《智慧电厂建设指南》已将此类技术列为煤电灵活性改造的核心支撑。

工程应用与案例分析

以国信靖江电厂660 MW超超临界机组为典型案例，该厂作为长三角电网重要调峰枢纽，面临新能源消纳压力与深度调峰需求，2023年实施熔

盐储热耦合智能协同控制技术升级。技术方案核心采用双罐熔盐储热系统，通过高压电极锅炉将低谷电能转化为565℃高温熔盐热能，并在调峰时段经蒸汽发生系统输出4.0 MPa过热蒸汽回注热力循环，创新性构建“机-炉-储”三级协同控制架构。

①电网响应层：储能系统独立响应AGC指令，实现±30MW/s的爬坡速率；②机组稳定层：锅炉维持45%额定负荷稳态运行，规避低负荷效率衰减；③经济优化层：汽轮机按等微增率原则调节出力，结合Q-learning算法动态优化储/释能策略。

运行效果见表1，该系统突破传统燃煤机组调峰极限，实现安全-经济-环保三重跃升：最低技术出力率从50%降至25.65%，2023年累计参与深度调峰1 276 h，占运行总时长的14.5%；变负荷速率为3.91%Pe/min，AGC调节准确度为0.11%。经济性方面，通过江苏省电力辅助服务市场获取调峰补偿0.52元/（kW·h），结合谷电储热价差，年增收益3 200万元，投资回收期仅22个月。环保效益同样显著，低负荷工况下锅炉效率衰减从18.7%收窄至6.3%，供电煤耗均值下降7.2g/（kW·h），年减排CO₂ 4.8万t。

表1 改造前后关键运行指标对比

指标	改造前	改造后	提升幅度（%）
最低技术出力率	50%	25.65%	-48.7
变负荷速率	1.53%/min	3.91%/min	+156
AGC调节准确度	0.42%	0.11%	+73.8
低负荷锅炉效率衰减	18.7%	6.3%	-66.3
年调峰收益	920万元	3 200万元	+247.8

该案例验证了新一代灵活性技术的工程价值，25.65%最低负荷率创同等等级机组纪录，且实现30%负荷无油稳燃、熔盐储热承担秒级调频，汽轮机负责分钟级负荷跟踪。除直接收益外，减少锅炉低负荷腐蚀维修费年均380万元，转子疲劳损耗降低40%。其“硬件储能+智能控制”模式为存量煤电机组改造提供了可复制的路径，2024年获国家能源局创新示范工程认证。

创新与挑战

新一代煤电机组灵活性技术通过多能流协同优化与数字智能赋能实现系统性突破：在热力循环重构层面，熔盐储热耦合低压缸零出力技术创造性地

将供热机组调峰深度推至25%负荷以下，突破以热定电的刚性约束。在智能控制领域，基于联邦强化学习的“机-炉-储”协同架构实现 $\pm 0.3\%$ 的负荷跟踪准确度，并首次构建燃烧-环保-寿命多目标帕累托优化模型，在40%负荷工况下同步达成锅炉效率 $>89\%$ 、 $\text{NO}_x < 35 \text{ mg/m}^3$ 、转子应力损伤度 < 0.1 的“不可能三角”。材料创新方面，西安交大研发的纳米晶格隔热涂层（ZL202310568229.7）使熔盐储罐热损失率降至 $0.8\%/d$ ，较国际水平提升60%，支撑储热系统全年效率 $>92\%$ 。

然而，从整体上看，深度调峰仍面临严峻挑战。低负荷下锅炉水动力安全边界模糊，30%负荷时汽包水位波动达 $\pm 120 \text{ mm}$ ，需开发基于两相流熵产监测的预警算法；频繁变负荷加速设备老化，靖江电厂数据显示20%负荷工况下高温再热器管壁热疲劳寿命损耗速率较设计值高4.7倍，需建立灵活性运行下的寿命折损评估体系；经济性层面，熔盐-电热混合储能的投资强度仍高达2 100元/kW，需通过模块化设计降本30%以上。更严峻的是，新能源占比 $>35\%$ 的地区已出现负电价时段，单纯依赖调峰补偿难以覆盖改造投资，亟须探索绿电制氢、碳捕集柔性运行等增值模式。《新型电力系统蓝皮书（2025）》明确指出，未来需攻克深度调峰安全边界量化、全生命周期经济模型、多能流碳足迹追踪三大科学难题，构建“技术-市场-政策”三角支撑体系。

结束语

该研究探索了新一代煤电机组灵活性提升技术，通过熔盐储热耦合热电解耦、智能协同控制与材料-数字双轮创新实现革命性突破，成功将深度调峰负荷下限推进至25%额定功率以下，变负荷速率

提升至 $3.91\%/min$ ，并同步破解低负荷工况下锅炉效率衰减、环保参数波动及设备寿命折损等历史性难题。实证表明，关键技术集成可使机组年调峰收益超3 200万元，投资回收期压缩至2年以内，减排 $\text{CO}_2 4.8 \text{ 万t/年}$ ，为煤电清洁低碳转型提供可复制的工程范式。然而，深度调峰安全边界量化、全生命周期经济性优化、熔盐储能投资强度需从2 100元/kW降至1 500元/kW以及负电价场景下增值模式探索仍亟待突破。未来需构建“技术标准-市场机制-政策保障”三角支撑体系：加速制定《煤电机组灵活性安全运行导则》以量化设备损伤容限；创新辅助服务与容量电价组合机制；推动多能流碳足迹追踪认证，最终实现煤电从保供主体向调节基石的战略转型，支撑新型电力系统安全经济运行。EA

（收稿日期：2025-06-25）

参考文献

- [1] 刘亨. 熔盐储热耦合煤电机组研究进展与应用现状[J]. 东北电力技术, 2025, 46(4): 18-22.
- [2] 张鹏飞, 王顺超, 张志勇, 等. 燃气内燃机耦合煤电机组发电参与电能量-调频市场的联合优化方法[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(5): 10-18.
- [3] 吴迪, 陈安会, 陈柯旭, 等. 新形势下煤电灵活调峰和稳定供热的挑战和应对措施[J]. 煤炭经济研究, 2024, 44(11): 104-112.
- [4] 汪悦萍, 谭青博, 赵洱崇, 等. 灵活性调节煤电机组成本疏导的三部制电价机制分析[J/OL]. 中国电力, 1-11[2025-05-30].
- [5] 单子婧. 碳预算约束下火电低碳技术投入时序决策优化研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2024.

