

集控运行模式下锅炉 – 汽机 – 电气协同经济调度方法探讨

欧伯明

中山粤海能源有限公司 广东中山 528400

摘要: 本文针对火电厂集控运行模式下锅炉、汽轮机与电气系统的协同经济调度问题展开研究。通过分析当前火电厂集控运行的技术架构与机组协调控制策略, 提出基于多目标优化的协同调度模型, 结合动态负荷预测、压力拉回补偿、燃料成本优化及排放控制策略, 实现机组运行效率与经济性的双重提升。研究表明, 协同调度方法可降低单位发电成本约 3.5%–5.2%, 减少污染物排放 12%–18%, 同时提高机组响应速度与稳定性。本文为火电厂智能化升级与能源高效利用提供了理论支撑与实践指导。

关键词: 集控运行; 锅炉 – 汽机 – 电气协同; 经济调度; 多目标优化; 动态负荷预测

引言

随着电力系统对灵活性、经济性与环保性的要求日益提高, 火电厂需通过集控运行技术实现锅炉、汽轮机与电气系统的深度协同。传统调度方法因缺乏对机组动态特性的综合考量, 导致能量转换效率低、运行成本高、污染物排放超标等问题。本文基于现代控制理论与能源管理策略, 提出一种集控运行模式下的协同经济调度方法, 通过优化锅炉燃烧、汽轮机调速与电气负荷分配的协同机制, 实现机组整体性能的最优化。

1 火电厂集控运行技术架构分析

火电厂集控运行技术架构是支撑锅炉、汽轮机与电气系统协同经济调度的核心基础, 其设计需兼顾实时性、可靠性与扩展性。本节从硬件与软件架构、机组协调控制策略、数据交互与通信协议三方面展开分析, 为后续协同调度模型构建提供技术支撑。

1.1 硬件与软件架构

现代火电厂集控系统采用分布式冗余架构, 硬件层面由服务器层、控制层、网络层及人机交互层组成。服务器层配置双冗余服务器与历史数据服务器, 前者通过主备模式与心跳线实现故障无感切换, 后者负责存储机组运行参数与操作日志; 控制层以分散控制系统 (DCS) 为核心, 结合可编程逻辑控制器 (PLC) 实现辅机顺序控制, 并通过工业以太网实现数据交互; 网络层采用环形冗余拓扑与双环结构, 支持 IEEE 802.1Q VLAN 划分与 5G/Wi-Fi 6 无线通信; 人机交互层配备多屏操作员站与工程师站, 前者支持三维可视化监

控与 VR 操作, 后者用于控制策略组态与 OPC UA 协议集成。软件架构采用分层设计, 数据采集与处理层通过实时数据库与预处理模块保障数据质量; 控制逻辑层集成锅炉主控、汽机主控与电气协调模块, 实现参数协同调节; 优化调度层基于智能优化算法与动态负荷预测模型求解多目标优化问题; 人机交互层通过 Unity 3D 引擎构建虚拟模型, 并结合机器学习算法实现智能报警。硬件环境通过负载均衡、边缘计算与冗余配置优化资源分配, 例如在 PLC 端部署轻量级 AI 模型以减少数据传输延迟, 关键设备采用 N+1 冗余设计确保系统可用性不低于 99.99%。

1.2 机组协调控制策略

机组协调控制策略需根据负荷特性动态选择, 主要包括锅炉跟踪 (BF)、汽轮机跟踪 (TF) 与综合协调控制 (CCS) 三类模式。BF 模式下, 汽轮机快速响应负荷指令, 锅炉通过燃料调节维持主蒸汽压力, 适用于小负荷波动 (如 $\pm 5\%$ 额定负荷) 场景, 具有响应速度快 (< 30 秒) 的优点, 但主汽压波动较大 ($\pm 0.5\text{MPa}$); TF 模式下, 锅炉优先调节燃烧率, 汽轮机通过调速阀维持压力稳定, 适用于大负荷波动 (如 $\pm 15\%$ 额定负荷) 场景, 主汽压波动小 ($\pm 0.2\text{MPa}$), 但响应速度慢 (> 2 分钟); CCS 模式通过双向协调机制同时控制锅炉与汽轮机, 兼顾负荷响应与压力稳定性, 综合性能最优, 热效率提升约 1.2%–1.8%, 但控制策略复杂。策略选择基于负荷变化率 ($\Delta P/\Delta t$) 与主汽压偏差 (ΔP_{main}) 动态切换: 当 $\Delta P/\Delta t > 5\text{MW/min}$ 且 $\Delta P_{\text{main}} < 0.3\text{MPa}$ 时切换至 BF 模式, 当 $\Delta P/\Delta t < 2\text{MW/min}$ 且 $\Delta P_{\text{main}} > 0.4\text{MPa}$

时切换至 TF 模式，其他情况采用 CCS 模式，并通过加权平均算法实现平滑过渡。

1.3 数据交互与通信协议

数据交互流程涵盖采集、传输、处理与指令下发四个环节。DCS/PLC 通过 I/O 模块以 100ms–1s 频率采集传感器数据，经工业以太网（Modbus TCP/IP、OPC UA）上传至实时数据库，服务器端完成数据清洗、特征提取与模型计算后，将控制指令下发至执行机构。通信协议选择方面，实时控制采用 Modbus TCP/IP 协议（延迟 <10ms），数据共享采用 OPC UA 协议以支持跨平台交互与安全认证，无线通信采用 MQTT 协议以适配移动终端。通信安全通过 AES-256 加密、RBAC 访问控制与双通道冗余传输保障，例如对负荷指令等关键数据采用双路径传输，确保可靠性。

1.4 技术架构对协同调度的支撑作用

集控系统技术架构通过以下机制支撑协同经济调度：其一，高速网络与分布式架构确保控制指令延迟 <50ms，满足实时性需求；其二，冗余设计与故障自愈机制保障系统可用性，避免单点故障导致调度中断；其三，模块化设计支持新设备（如储能系统）接入，适应能源结构变化。后续研究将基于此架构进一步优化控制策略与调度模型，提升机组运行效率与经济性。

2 锅炉 – 汽机 – 电气协同经济调度模型构建

2.1 多目标优化模型

模型以最小化总运行成本、污染物排放量及最大化热效率为目标，通过加权求和或帕累托前沿方法求解最优解，总运行成本最小化，综合考虑燃料成本、启停成本与运维成本，燃料成本与机组负荷和燃料价格相关，高负荷或低效率工况下成本显著增加，启停成本源于设备损耗与维护需求，频繁启停将导致成本上升，运维成本涵盖人工、备件等支出，与机组运行时长及工况复杂度相关。污染物排放最小化，聚焦二氧化硫、氮氧化物及颗粒物排放控制，排放量与燃烧效率、脱硫脱硝设备运行状态及负荷水平直接相关，低负荷或燃烧不充分时排放可能激增，模型通过优化燃烧参数（如过量空气系数）与辅助设备运行策略，降低污染物排放。热效率最大化，以提升发电量与燃料能量比值为目标，热效率受锅炉燃烧效率、汽轮机通流效率及回热系统性能影响。模型通过优化锅炉与汽轮机协同运行（如主蒸汽参数调节）及回热加热器抽汽参数，减少能量损失。

2.2 约束条件整合

物理约束：负荷平衡约束：机组发电功率需实时匹配电网负荷需求，避免功率缺额或过剩；设备参数约束：锅炉主蒸汽压力、温度，汽轮机进汽量、转速，发电机电压、频率等参数需在安全范围内波动；爬坡速率约束：机组负荷调整速率受设备响应能力限制，需满足快速调频与稳定运行需求；环保约束：污染物排放需符合国家或地方标准，例如 SO_2 、 NO_2 排放浓度不得超过限值；电网调度约束：需响应自动发电控制（AGC）指令，参与电网调峰、调频与备用服务。

2.3 优化求解方法

加权求和法：将多目标函数转化为单目标优化问题，通过权重系数（如成本权重 0.5、排放权重 0.3、效率权重 0.2）平衡各目标优先级，适用于决策目标明确的场景；帕累托前沿法：生成非支配解集，提供多组优化方案供决策者选择，适用于目标冲突明显或偏好不确定的场景；智能优化算法：采用遗传算法、粒子群算法等求解复杂非线性问题，通过迭代搜索逼近全局最优解，提升求解效率与精度。

2.4 动态协同调整机制

实时数据采集：集成 DCS、PLC 及传感器数据，获取机组运行参数、负荷指令与设备状态；状态评估与预测：基于历史数据与机器学习模型，预测未来负荷需求与设备性能变化趋势；参数动态调整：根据评估结果与优化目标，动态调整锅炉燃烧率、汽轮机进汽量及发电机励磁电流等参数，实现锅炉 – 汽机 – 电气系统协同运行。

2.5 模型对协同调度的支撑作用

经济性提升：通过优化负荷分配与启停计划，降低燃料消耗与运维成本，提高发电收益；环保性增强：减少污染物排放，降低环保罚款风险，提升企业社会形象；能效性优化：提高机组热效率，减少能量损失，延长设备使用寿命；灵活性增强：支持快速调频与调峰，适应新能源波动与电网需求变化。

3 协同调度关键技术实现

3.1 压力拉回补偿与蓄热利用

在 CCS（协调控制系统）模式下，主汽压波动是影响机组稳定运行的关键因素。通过压力拉回补偿算法，实时监测主汽压偏差并动态调整汽轮机调速阀开度。当负荷指令变化时，若主汽压偏差超过 $\pm 0.3\text{MPa}$ ，算法自动降低调速阀开度变化速率（例如从每秒 5% 降至 2%），避免因阀门开

度过快导致蓄热过度释放或压力骤降；同时加快锅炉燃烧率调节（如燃料量响应时间缩短至 10 秒内），通过提前调节燃料供给平衡压力波动。该技术可减少主汽压波动幅度约 40%，降低因压力不稳导致的设备损耗与参数超限风险。

3.2 汽轮机滑压运行优化

汽轮机滑压运行通过动态调整主汽压设定值，减少节流损失并提升热效率。在 50%–70% 负荷区间，主汽压设定值随负荷线性下降（例如从 24.2MPa 降至 20.5MPa），使汽轮机通流部分保持高效运行状态。实测数据显示，该区间热耗率降低约 1.5%，相当于每千瓦时发电节约标准煤 1.2 克。同时，滑压运行可减少阀门节流噪声与机械振动，延长设备寿命。优化策略需结合锅炉蓄热能力与电网调频需求，通过模型预测控制（MPC）实现主汽压与负荷的动态匹配。

3.3 电气系统无功优化

电气系统无功优化通过 AVC（自动电压控制）系统与 SVG（静止无功发生器）协同，降低厂用电率并提升电能质量。AVC 系统根据电网电压与无功需求，动态调节发电机无功出力（例如在 $\pm 50\text{Mvar}$ 范围内实时调整），同时 SVG 装置补偿剩余无功功率，减少无功电流在变压器与输电线路中的损耗。在低负荷工况下，无功优化可使变压器损耗降低约 0.8%，厂用电率下降 0.3–0.5 个百分点。此外，无功优化可抑制电压波动与闪变，提升电网稳定性，尤其在新能源接入比例较高的场景中效果显著。

3.4 关键技术协同效应

上述技术通过数据交互与控制策略联动实现协同优化。例如，压力拉回补偿算法的调节信号可触发 AVC 系统无功出力调整，避免因主汽压波动导致的电压异常；汽轮机滑压运行优化与锅炉燃烧率调节协同，减少因负荷变化引发的能量失衡；SVG 装置的快速响应能力可补偿 AVC 系统的调节延迟，形成多层次无功支撑体系。通过技术协同，机组整体效率提升约 2%–3%，污染物排放降低 5%–8%，同时增强对新能源波动的适应性。

4 实验验证与结果分析

4.1 实验平台与数据来源

基于某 600MW 超临界机组历史运行数据，构建高精度仿真平台。数据覆盖负荷指令、主汽压、燃料量、 NO_x/SO_2 /颗粒物排放浓度等关键参数，采样间隔 1 秒，确保模型输入

的完整性与实时性。

4.2 对比实验结果

经济性提升：协同调度方法使单位发电成本降低 5.2%，其中燃料成本下降 4.8%（通过优化燃烧率与负荷分配实现），厂用电率降低 0.8%（无功优化减少变压器损耗）。

环保性改善：污染物排放显著降低， NO_x 排放减少 18%， SO_2 排放减少 15%，颗粒物排放减少 12%，满足超低排放标准。

响应速度优化：负荷响应时间缩短至 30 秒内，主汽压波动范围控制在 $\pm 0.2\text{MPa}$ 以内，较传统调度方式提升稳定性。

4.3 异常工况适应性

在 RB（辅机故障减负荷）工况下，协同调度系统自动切换至 TF 模式，通过限制汽轮机进汽量维持锅炉燃烧稳定，避免机组跳闸。实测显示，RB 工况下负荷恢复时间缩短至 2 分钟内，较传统控制策略减少 40%，显著提升机组抗干扰能力。

5 结论

本研究提出的集控运行模式下锅炉–汽机–电气协同经济调度方法，通过多目标优化模型与动态控制技术融合，实现了火电厂运行效率、经济性与环保性的协同提升。实验验证表明，该方法可使单位发电成本降低 5.2%，污染物排放减少 12%–18%，负荷响应时间缩短至 30 秒内，且在 RB 工况下负荷恢复时间缩短至 2 分钟，显著增强机组抗干扰能力。其核心优势在于通过压力拉回补偿、滑压运行优化与无功协同控制，打破传统分系统调度壁垒，实现全流程能量梯级利用与参数动态匹配。未来，可进一步结合数字孪生与 AI 预测技术，构建全场景自适应调度体系，推动火电厂向智能化、低碳化转型，为新型电力系统建设提供关键技术支撑。

参考文献：

- [1] 刘泽涛. 加强电厂集控运行与机组协调控制探析 [J]. 设备管理与维修, 2021.
- [2] 蓝鑫涛. 火力发电厂发电机组集控运行技术研究 [J]. 期刊网 (中图网), 2025.
- [3] 叶晓鸣. 火电厂集控运行及机组协调控制策略研究分析 [J]. 豆丁网, 2024.