

深度调峰时火电机组安全运行的相关问题分析

刘欢 马利斌

新疆华电高昌热电有限公司，新疆吐鲁番市，838000；

摘要：由于特高压交流电、直流电的大规模使用及风电、光伏这些清洁能源大规模接入电网，电网结构已经发生了巨大改变，再加上我国目前用电结构变化，电网中峰谷差越来越大，火电机组所面临的调峰任务越来越严峻，新的电网结构对调度的方式提出了挑战，尤其是电网在低负荷运行期间，为消纳新能源以及特高压输电电量，对于火电机组的调峰能力有了新的要求。在此背景下，在深度调峰过程中，保证火电机组的安全运行已经成了目前亟待解决的问题。

关键词：深度调峰；火电机组；安全运行

DOI：10.69979/3041-0673.25.10.026

随着经济发展，常规 50%调峰已经无法满足调峰需要，对火电机组调峰能力进行深度挖掘是非常有必要的，但在深度调峰时，火电机组较容易出现安全运行方面的问题。

1 火电机组深度调峰技术介绍

1.1 技术定义与目标

深度调峰指火电机组在电网调度指令下将负荷率降至 30%额定负荷以下甚至更低（如 20%~25%）的运行方式，旨在平衡新能源发电波动性，保障电力系统稳定性。其核心目标包括：提升机组负荷响应速度（如升负荷速率达 2%~4%Pe/min）；确保低负荷下燃烧、水动力、环保设备等系统安全运行；降低碳排放强度，适应新型电力系统灵活性需求。

1.2 核心技术路径

①燃烧优化技术。复合燃烧技术：通过循环流化床（CFB）与煤粉（PC）复合燃烧系统，实现“快速燃烧、温和传热”，在 30%~100%负荷范围内平均升负荷速率达 3.71%Pe/min。煤粉浓度与细度控制：优化一次风速偏差和煤粉细度（如将无烟煤粉粒径从 90 μm 降至 60 μm ），降低着火温度并提升低负荷稳燃能力。

②水动力安全保障技术。直流炉动态控制：采用给水再循环优化和动态保护阈值设置，避免低负荷下受热面过热或水循环恶化。汽包炉水位三冲量控制：升级水位调节系统，防止虚假水位导致压力异常。

③环保设备适配性技术。宽温脱硝催化剂：解决 SCR 系统在低负荷下烟温不足（<300℃）导致的脱硝效率下降问题。除尘与脱硫优化：调整静电除尘器振打周期和脱硫塔喷淋密度，维持低烟气流速下的环保参数达标。

④智能控制技术。iFOC 智能控制：结合自适应动态加速技术、增益调度算法，实现主蒸汽压力/温度的快

速响应，支持机组稳定运行至 20%额定负荷以下。大数据监测平台：通过实时状态监测与寿命预测，降低频繁调峰对汽轮机转子、管道等部件的机械损伤风险。

2 火电机组深度调峰安全运行问题分析

2.1 锅炉燃烧稳定性问题

①低负荷燃烧波动。深度调峰时（负荷率<30%），煤粉浓度分布不均易导致燃烧失稳，部分机组因燃烧器调节范围不足引发火焰偏斜、炉膛结焦甚至灭火风险。

②排烟温度异常。低负荷下炉膛热流密度下降，尾部烟道排烟温度可能低于酸露点，加剧受热面低温腐蚀，同时局部受热面因蒸汽流量减少存在管壁超温隐患。

2.2 水动力系统风险

①直流炉水循环恶化。超临界直流炉在 30%负荷以下易出现水动力失稳，省煤器入口流量接近保护阈值，可能引发受热面过热；汽包炉则因虚假水位导致水位调节系统误动作。

②辅助设备故障。低负荷运行时，给水泵再循环阀频繁启闭加剧磨损，凝结水泵流量低于临界值可能触发保护停机，威胁机组连续性运行。

2.3 环保设备适配性挑战

①脱硝装置效率下降。SCR 系统在烟温<300℃时脱硝效率骤降（常规活性窗口为 300~400℃），氮氧化物排放超标风险显著增加。

②除尘与脱硫性能劣化。低烟气流速导致静电除尘器极板积灰加剧，湿法脱硫塔内液气比失衡，可能造成粉尘和 SO₂ 排放超标。

2.4 调峰负荷波动影响

①机械疲劳损伤。负荷快速变化（如 15 分钟内升降 50MW）使汽轮机转子、锅炉管道承受交变应力，加速

金属蠕变和疲劳裂纹扩展。

②控制系统响应滞后。传统 PID 算法在非线性工况下调节能力不足，主蒸汽压力、温度等关键参数波动可能超出安全阈值。火电机组深度调峰下限可安全拓展至 20%~25%额定负荷，同时保障调峰经济性（单台 350MW 机组年增收超千万元）和环保合规性。

3 火电机组深度调峰技术难点及解决方案

3.1 燃烧稳定性技术难点

低负荷稳燃能力不足。难点：负荷率低于 30%时，煤粉浓度分布不均易导致火焰偏斜、炉膛结焦甚至灭火，部分机组需依赖投油稳燃，增加运行成本。解决方案：采用复合燃烧技术（如循环流化床与煤粉炉结合），将最低稳燃负荷降至 20%~25%额定负荷；优化煤粉细度控制（无烟煤粒径 $\leq 60\mu\text{m}$ ），并加装燃烧器稳燃齿，提升低负荷燃烧稳定性。

3.2 水动力系统安全挑战

直流炉水循环恶化。难点：超临界直流炉在 30%负荷以下易出现水动力失稳，省煤器入口流量接近保护阈值，导致受热面过热风险。解决方案：动态调整给水流量保护阈值，优化再循环系统设计，避免水循环恶化；升级汽包炉三冲量水位控制系统，消除虚假水位引发的调节误差。

3.3 环保设备适配性问题

脱硝系统效率下降。难点：低负荷下 SCR 入口烟温 $< 300^{\circ}\text{C}$ ，催化剂活性降低，脱硝效率下降超 30%，氮氧化物排放超标风险增加。解决方案：采用宽温催化剂（活性窗口扩展至 $250\sim 400^{\circ}\text{C}$ ）；增设烟气旁路换热系统，提升 SCR 入口烟温至 300°C 以上。

3.4 负荷频繁波动影响

设备机械疲劳损伤。难点：负荷快速波动（如 15 分钟内升降 50MW）导致汽轮机转子、锅炉管道承受交变应力，加速金属疲劳和蠕变损伤。解决方案：基于大数据的寿命预测技术，建立关键部件疲劳损伤模型，制定预防性检修计划；推广 iFOC 智能控制算法，提升主蒸汽压力/温度调节精度，减少参数超限风险。

3.5 经济性与调峰效率矛盾

①调峰收益与能耗矛盾。难点：深度调峰时供电煤耗增加 5%~10%，部分机组调峰收益难以覆盖燃料成本。解决方案：开发热电联产深度调峰技术，优化抽汽供热与发电负荷匹配，提升综合能源利用率；推广快速爬坡控制技术，将负荷响应速率提升至 $4\text{Pe}/\text{min}$ ，缩短低效运行时间。

②发展趋势。多能耦合调峰：推动“火电+储能”联合调峰模式，通过储热装置平衡负荷波动，降低机组运行压力；全负荷脱硝技术：研发耐低温催化剂（活性窗口 $< 250^{\circ}\text{C}$ ），实现全工况环保达标；数字孪生技术：构建机组动态仿真模型，优化调峰控制策略并预测设备寿命。

4 火电机组深度调峰过程稳定性保障方案

4.1 燃烧系统稳定性控制

①煤粉细度与浓度优化。通过控制无烟煤粒径至 $\leq 60\mu\text{m}$ ，并优化一次风速偏差，提升低负荷下煤粉着火性能，减少火焰偏斜风险。加装燃烧器稳燃齿或湍流增强装置，改善低负荷燃烧器区域热流分布，将稳燃负荷下限拓展至 20%~25%额定负荷。

②复合燃烧技术应用。采用循环流化床（CFB）与煤粉炉复合燃烧模式，通过循环灰热惯性补偿负荷波动，降低燃烧器灭火概率。

4.2 水动力与热力系统安全保障

①直流炉动态调节。优化给水再循环系统，动态调整保护阈值（如省煤器入口流量下限），避免低负荷下水动力失稳导致的受热面过热。升级汽包炉三冲量水位控制系统，通过压力补偿算法消除虚假水位对蒸汽参数的影响。

②主蒸汽参数精准控制。应用 iFOC 智能控制技术，结合增益调度算法和过热器焓增特性，实现主蒸汽压力/温度波动范围 $\leq \pm 0.5\text{MPa}/\pm 5^{\circ}\text{C}$ 。

4.3 智能控制与响应优化

①动态加速自适应技术。基于状态变量预估算法，提升机组负荷响应速率至 $4\text{Pe}/\text{min}$ ，缩短低负荷运行时间，降低燃烧恶化风险。抑制反向 AGC 指令下的参数超调，通过连续反向调节抑制技术减少汽轮机阀门频繁动作。

②协调控制系统升级。校核 AGC 指令与 DCS 反馈误差（如采用数字信号传输替代 $4\sim 20\text{mA}$ 模拟信号），减少负荷指令执行偏差。

4.4 环保设备协同适配

①脱硝系统稳定性强化。采用宽温催化剂（活性窗口 $250\sim 400^{\circ}\text{C}$ ）并优化烟道旁路换热，确保 SCR 入口烟温 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ 时的脱硝效率 $\geq 80\%$ 。调整喷氨格栅分布，适应低烟气流速下的 NO_x 浓度分布不均问题。

②除尘与脱硫系统优化。静电除尘器振打周期从 30 分钟/次缩短至 15 分钟/次，防止极板积灰导致效率下降。

5 火电机组深度调峰设备损耗控制方案

5.1 燃烧系统优化

①煤粉细度与燃烧稳定性控制。将无烟煤粒径控制在 $\leq 60\ \mu\text{m}$ ，优化一次风粉混合均匀度，减少低负荷下燃烧波动导致的炉膛结焦和受热面高温腐蚀风险；加装燃烧器稳燃齿或旋流增强装置，将最低稳燃负荷从 30% 额定负荷降至 20%~25%，降低频繁投油稳燃造成的燃烧器烧损。

②制粉系统改进。采用动态煤质校正技术，实时调整磨煤机出力与风煤比，避免煤质波动引发的制粉系统过载或堵煤现象。

5.2 水动力系统保护

①直流炉水循环安全保障。优化给水再循环系统，通过动态调整省煤器入口流量保护阈值（如由原 30% 流量提升至 25%），防止低负荷下受热面过热导致管道蠕变；应用 iFOC 智能控制技术，实现主蒸汽压力波动范围 $\leq \pm 0.5\text{MPa}$ ，减少汽轮机阀门频繁调节造成的机械磨损。

②汽包炉水位精准控制。升级三冲量水位控制系统，采用压力补偿算法消除虚假水位干扰，将水位偏差控制在 $\pm 30\text{mm}$ 以内，降低水位波动对汽包焊缝的疲劳损伤。

5.3 智能控制技术应用

①动态加速自适应控制

基于状态变量预估算法，提升机组负荷响应速率至 4%Pe/min，缩短低效运行时间，减少低负荷下设备损耗；采用增益调度技术优化汽温控制，将主蒸汽温度波动范围从 $\pm 10^\circ\text{C}$ 压缩至 $\pm 5^\circ\text{C}$ ，降低受热面热应力。

②环保设备协同控制

宽温脱硝催化剂（活性窗口 250~400 $^\circ\text{C}$ ）配合烟气旁路换热系统，减少 SCR 系统频繁启停造成的催化剂磨损；静电除尘器振打周期由 30 分钟/次缩短至 15 分钟/次，防止极板积灰导致二次扬尘损耗。

5.4 运维管理策略

①预防性检修机制。基于设备疲劳损伤模型，对汽轮机转子、高压管道等关键部件实施定向检修，延长使用寿命 30% 以上；建立机组启停次数与间隔时间标准（如 8 小时内启停 ≤ 1 次），减少交变应力累积。

②热电协同优化。采用抽汽供热与储热装置联动技术，将供电煤耗增幅控制在 3% 以内，降低深度调峰经济性损耗。

6 火电机组深度调峰安全风险及应对措施

6.1 燃烧系统安全风险

低负荷燃烧失稳。风险点：负荷率低于 30% 时，煤

粉浓度不均易导致火焰偏斜、炉膛结焦甚至灭火，部分机组需依赖投油稳燃，增加爆燃风险。应对措施：优化煤粉细度（ $\leq 60\ \mu\text{m}$ ）和一次风速偏差，提升低负荷燃烧稳定性；加装燃烧器稳燃齿或旋流增强装置，将最低稳燃负荷降至 20%~25%。

6.2 水动力系统风险

直流炉水循环恶化。风险点：超临界直流炉在低负荷下易出现水动力失稳，省煤器入口流量接近保护阈值，导致受热面过热和管道蠕变。应对措施：动态调整给水再循环系统保护阈值（如流量下限降至 25%），优化水冷壁温度分布；采用 iFOC 智能控制技术稳定主蒸汽压力（波动 $\leq \pm 0.5\text{MPa}$ ）。

6.3 环保设备适配性风险

脱硝系统效率骤降。风险点：低负荷下 SCR 入口烟温 $< 300^\circ\text{C}$ ，催化剂活性降低导致脱硝效率下降超 30%，氨逃逸风险增加。应对措施：采用宽温催化剂（活性窗口 250~400 $^\circ\text{C}$ ）并增设烟气旁路换热系统；优化喷氨格栅分布，适应低烟气流速下的 NO_x 浓度不均问题。

6.4 设备机械疲劳损伤

①汽轮机转子交变应力。风险点：负荷频繁波动（如 15 分钟内升降 50MW）导致转子承受交变应力，加速金属疲劳和蠕变损伤。应对措施：基于数字孪生技术建立转子寿命预测模型，制定预防性检修计划；限制负荷波动速率（ $\leq 4\%\text{Pe}/\text{min}$ ），减少机械冲击。

②典型事故案例与改进方向。某 350MW 机组：2024 年深度调峰至 18% 负荷时因水冷壁温度超限（ $> 580^\circ\text{C}$ ）紧急停机，后通过动态流量阈值调整和燃烧优化解决；某 1000MW 机组：2023 年因频繁调峰导致汽轮机高压缸转子裂纹，经寿命预测模型提前预警后更换，避免非停事故。

③政策与标准要求。国能发安全：明确要求火电机组深度调峰期间需满足干湿态转换点以上运行，严禁超设计工况长期低负荷运行；调峰能力认证：需通过 72 小时连续深度调峰试验验证，确保主参数波动范围符合 DL/T 5437-2024 标准。

总之，我国目前经济发展极为快速，人们的用电需求和电网供电结构都发生了较大改变，为保障人们的用电需求，开展深度调峰工作是十分必要的，而保证火电机组的安全运行是开展深度调峰工作的首要前提。

参考文献

- [1] 王旭. 火电机组智慧运行管理关键技术研究. 2023.
- [2] 赵浩宇. 关于深度调峰时火电机组安全运行的相关问题分析. 2022.