

基于百万超超临界机组 200MW 深度调峰研究

王琳强

福建华电可门发电有限公司, 福建省福州市, 350000;

摘要: 随着新能源发电占比攀升, 电力系统对主力机组深度调峰能力要求提高。本文以百万超超临界机组为研究对象, 开展 200MW 低负荷稳燃试验, 系统分析其深度调峰运行特性、参数控制要点、运行优化策略及风险防范措施。试验结果显示, 该类型机组有 200MW 深度调峰能力, 合理控制水煤比、主汽压力、脱硝入口烟温等关键参数并采取针对性优化措施, 可安全稳定运行。研究成果为百万超超临界机组深度调峰运行提供技术支撑与实践参考。

关键词: 百万超超临界机组; 深度调峰; 200MW 负荷

DOI: 10. 64216/3080-1508. 25. 08. 030

引言

全球能源结构向清洁化、低碳化转型, 我国“双碳”目标推进使新能源发电产业迅猛发展, 风电、光伏等间歇性电源装机容量持续扩大。这对电力系统灵活性调节能力挑战严峻, 百万超超临界机组作为主力电源, 其深度调峰性能成为保障电网安全稳定运行、促进新能源消纳的关键。深度调峰指机组低于设计额定负荷运行, 200MW 负荷对百万超超临界机组属低负荷区间, 此工况下机组燃烧稳定性、汽水系统参数、辅机运行状态等显著变化, 存在锅炉熄火、设备损坏等潜在风险。所以, 开展百万超超临界机组 200MW 深度调峰研究, 探索低负荷运行规律, 制定运行策略和风险防控方案, 对提升机组运行安全性、经济性和灵活性有重要理论与实践意义。

1 试验概况

1.1 试验目的

本试验旨在验证百万超超临界机组在 200MW 负荷下的低负荷稳燃能力, 获取机组在该负荷区间的关键运行参数变化数据, 分析低负荷运行对机组各系统的影响, 为制定机组深度调峰运行规程提供依据。

1.2 试验前工况

试验开始前, 机组处于稳定运行状态, 主要参数如下: 机组负荷 532MW, 主汽压力 20.04MPa, 一次再热蒸汽压力 6.6MPa, 二次再热蒸汽压力 1.7MPa, 给水流量 1446t/h, 燃料量 177t/h, 水煤比 8.15, 主汽温度 600℃, 一次再热蒸汽温度 601℃, 二次再热蒸汽温度 607℃。设备运行状态为: B、C、D、E 磨煤机投入运行, A、B 烟气再循环风机运行, A 低加疏水泵采用变频运行模式,

小汽轮机功率为 4.4MW。

1.3 试验前准备工作

设备功能校验: 对汽轮机润滑油泵、顶轴油泵、BE ST 顶升油泵进行启动试转, 验证其机械性能及控制逻辑的可靠性, 确保在低负荷工况下能够正常投入运行。

锅炉清洁处理: 对锅炉受热面进行全面吹灰作业, 清除受热面积灰及结渣, 减少传热热阻, 保障锅炉热交换效率。

系统切换调整: 将三期辅助蒸汽系统切换至其他机组带供, 三期尿素供汽系统改由本机组承担, 避免试验过程中辅助系统相互干扰。

燃烧保障准备: 对 B、D 层等离子点火系统进行试投操作, 确认其点火性能及运行稳定性, 保持等离子系统处于热备用状态, 以便在燃烧不稳定时快速投入。

人员组织与技术交底: 明确试验参与人员的岗位职责, 组织锅炉、汽机、电气等专业技术人员到场待命, 开展安全技术交底工作, 阐明试验流程、风险点及应急处置措施。

热控逻辑临时调整: 为适应低负荷试验需求, 对热控保护逻辑进行临时异动, 具体包括: ①#5 炉脱硝退出保护强制为 0; ②#5 锅炉给水流量低低 (510.3t/h, 3 取 2) 延时由 15 秒调整至 60 秒; ③#5 锅炉给水流量低低 (450.7t/h, 3 取 2) 延时由 3 秒调整至 30 秒; ④#5 炉风量小于 19.1%BMCR (<603t/h) 延时由 15 秒调整至 60 秒。通过上述调整, 避免低负荷工况下保护系统误动作。

2 试验主要操作过程

2.1 降负荷过程控制

08:30, 值长下达负荷调整指令, 机组开始由 532MW 降至 500MW, 降负荷速率控制在合理范围内, 避免参数大幅波动。

08:40, 当负荷稳定在 500MW 左右时, 停运 5A、5B 烟气再循环风机, 减少烟气再循环量, 以适应负荷降低后的燃烧需求。

08:50, 负荷降至 450MW 左右, 停运 5B 磨煤机, 同时将小汽轮机再循环阀门开启至 100%, 调整磨煤机运行组合及小机运行状态, 匹配当前负荷水平。

09:10, 机组负荷达到 350MW, 启动空预器连续吹灰程序, 防止低负荷下空预器积灰; 关闭空预器高低压省煤器烟气挡板, 省煤器水侧调门保持 10% 左右开度, 开启省煤器给水旁路调节阀前后电动门, 优化省煤器工质流动状态。

09:50, 机组维持 350MW 负荷稳定, 将锅炉主控切换至手动控制模式, 机组控制方式由协调控制系统 (CCS) 切换为汽轮机跟随 (TF) 模式, 以便手动精准调节锅炉参数, 适应低负荷运行特性。

09:57, 负荷降至 300MW, 停运 5C 磨煤机, 同时对炉水循环泵进行暖泵操作, 为后续可能的投运做准备。

10:10, 在 300MW 负荷下, 完成锅炉给水大小阀切换, 将给水控制切至手动模式, 全开省煤器给水旁路调节阀前后电动门; 将 10 号低加水位疏水切换至危急疏水模式, 低加疏水泵投入再循环运行, 确保疏水系统稳定。

10:15, 调整风量控制: 将备用磨煤机冷风调门开度关至 5%, 未运行磨煤机二次风挡板关至 5%; 关闭高位燃尽风开度至 0%, 低位燃尽风开度分别调整为 50% 和 40% (注: 燃尽风开度可根据脱硝入口 NO_x 浓度实时调整), 以优化炉内燃烧工况。

10:20, 机组负荷降至 270MW, 锅炉总风量控制在 1100t/h, 将送风机控制切至手动模式, 手动开启大气扩容器进口电动门 1、2, 应对低负荷下工质膨胀需求。

11:00, 机组负荷平稳降至 200MW, 开启凝汽器水幕喷水及低压缸深度调峰喷水装置, 试验正式开始计时, 至 15:00 试验结束, 机组开始逐步升负荷恢复至正常运行状态。

3 试验关键参数控制分析

3.1 200MW 负荷下主要运行参数

机组稳定在 200MW 负荷时, 关键运行参数如下: 给水量 603t/h, 燃料量 85t/h, 水煤比 7, 主汽温度 589℃, 一次再热蒸汽温度 561℃, 二次再热蒸汽温度 547℃, 主汽压力 11.5MPa, 一次再热蒸汽压力 2.7MPa, 二次再热蒸汽压力 0.7MPa, 凝汽器背压 4KPa, 过热度 41℃, 总风量 1000t/h, 给水再循环开度 99%, 小机采用变流器主控方式, 功率 2.1MW, 脱硝入口烟温 320℃, 超高压调门开度 15%, 超高排温度 462℃。

3.2 与设计参数对比分析

20%THA (热耗率验收工况) 负荷下的设计参数显示: 过热蒸汽流量 570t/h, 过热蒸汽出口压力 10.12MPa.g, 过热蒸汽出口温度 605℃, 一次再热蒸汽出口压力 2.74MPa.g, 一次再热蒸汽出口温度 542℃, 二次再热蒸汽出口压力 0.63MPa.g, 二次再热蒸汽出口温度 519℃ 等。

对比试验参数与设计参数可知, 200MW 负荷下部分参数存在偏差: 主汽温度实际值 (589℃) 低于设计值 (605℃), 主要原因在于低负荷下炉内燃烧强度降低, 传热温差减小; 二次再热蒸汽温度实际值 (547℃) 高于设计值 (519℃), 可能与低负荷下烟气流量分配变化有关。在实际运行中, 需通过优化燃烧器配风、调整减温水量等方式, 使参数尽可能接近设计值, 以保障机组运行的经济性和安全性。

3.3 关键参数控制要点

水煤比控制: 水煤比是保障锅炉汽水系统稳定的核心参数, 降负荷时要根据煤种热值精确计算煤量与给水量, 确保同步减小以维持合理过热度。200MW 负荷下水煤比控制为 7, 过热度稳定在 41℃, 避免蒸汽带水。

主汽压力控制: 主汽压力需维持不低于 10MPa, 试验中稳定在 11.5MPa。运行时通过调整燃料量和汽轮机调门开度, 避免压力大幅波动, 防止锅炉干湿态频繁转换。

脱硝入口烟温控制: 降负荷时脱硝入口烟温需不低于 295℃, 本次试验稳定在 320℃ 左右, 原因是: ① 高低压加热器投入, 给水温度高; ② 省煤器给水量低, 烟气冷却幅度小; ③ 机组从高负荷降, 炉膛蓄热足, 炉内温度高。

给水流量控制: 200MW 负荷下给水流量控制在 600t/h 左右, 降至 570t/h 时开大旁路调门或提高给水泵转速; 低于 800t/h 时切手动模式, 配合煤量调整。

试验中稳定在 603t/h, 控制良好。

过热度控制: 低负荷时过热度不低于 30℃ 以保证主汽温度稳定, 试验中为 41℃, 通过控制水煤比和减温水量实现, 避免汽轮机进水。

总风量控制: 降负荷时监视锅炉氧量不超 8%, 必要时减小总风量。本次试验总风量控制在 1000t/h, 氧量合理, 保证燃烧充分, 减少热量损失。

4 运行优化策略

4.1 磨煤机运行优化

运行组合选择: 试验采用 D、E 磨煤机双磨运行模式, 一次风机、送风机及引风机均保持双侧运行, BEST 小机维持变流器主控状态。该组合方式有助于均衡炉内燃烧负荷, 减少热偏差, 保障低负荷下燃烧稳定性。

风量调节优化: 磨煤机风量控制在 85-100t/h 区间, 通过设置-10 偏置减小混合风量, 提高煤粉浓度, 增强着火稳定性。试验观察显示, 200MW 负荷下两台磨煤机着火稳定, 火焰无明显波动。

磨煤机参数调整: 为提高煤粉细度, 将动态分离器频率设定在 35-40Hz 之间 (本次试验为 38Hz); 同时, 通过设置 D、E 磨煤机液压油压力-1 偏置、反作用力+0.6 偏置, 在避免磨煤机振动的前提下, 尽量增大液压油加载力, 提升煤粉研磨效果。

4.2 燃烧系统调整

燃尽风优化: 备用磨煤机冷风调门及未运行磨煤机二次风挡板均关至 5%, 减少冷风掺入; 高位燃尽风全关, 低位燃尽风开度分别控制为 50% 和 40%, 并根据脱硝入口 NO_x 浓度动态调整, 在保证燃烧效率的同时降低 NO_x 生成量。

氧量精准控制: 通过调整送风机出力, 将炉内氧量控制在 8% 以内, 总风量稳定在 1000t/h。低负荷下适当降低氧量可减少烟气热损失, 提高炉内温度水平, 有利于燃烧稳定。

4.3 辅助系统运行优化

空预器运行保障: 低负荷下锅炉烟气流速降低, 积灰风险增加, 试验中投入空预器连续吹灰, 并加强差压监视。同时, 控制排烟温度不低于 100℃, 一二次风入口温度不低于 50℃, 空预器冷端平均温度不低于 72℃, 有效防止了低温腐蚀和积灰堵塞。

轴封系统监视: 加强轴封压力、母管温度及轴封加

热器运行状态监视, 轴封加热器就地安排电气检修人员值守, 及时处理异常情况, 保障轴封系统稳定, 防止空气漏入汽轮机影响真空。

凝汽器与低压缸保护: 200MW 负荷下开启凝汽器水幕喷水及低压缸深调喷水, 将循环水入口压力提高至 0.15MPa, 根据背压情况维持一台真空小泵运行, 控制排汽温度在合理范围, 避免低压缸过热损坏。

5 风险分析及应对措施

5.1 主要风险点识别

锅炉转湿态风险: 尽管 200MW 负荷下锅炉设计为干态运行, 但低负荷下参数波动可能导致锅炉转为湿态, 引发储水箱满水、蒸汽带水等问题, 威胁汽轮机安全。

锅炉 MFT 风险: 炉膛压力异常 ($\pm 2500\text{Pa}$ 以上)、风量不足 ($< 19.1\% \text{BMCR}$)、给水流量过低等因素可能触发锅炉主燃料跳闸 (MFT), 导致机组非计划停运。

积灰与塌灰灭火风险: 低负荷烟气流速低, 受热面积灰增多, 可能发生塌灰现象, 造成炉膛负压剧烈波动, 甚至引发灭火。

空预器低温腐蚀风险: 若空预器冷端平均温度低于 72℃, 烟气中的酸性物质易凝结, 导致空预器腐蚀损坏。

汽轮机参数异常风险: 超高排温度、高排温度超过 465℃, 或轴瓦温度、振动、轴位移等参数超标, 可能造成汽轮机设备损坏。

发电机运行风险: 发电机进相深度超限或端电压、厂用电母线电压低于额定值 95%, 会影响发电机安全及厂用设备运行。

5.2 针对性应对措施

锅炉转湿态防控: 严密监视水冷壁出口集箱平均温度 (不低于 310℃)、汽水分离器出口过热度 (不低于 5℃)、贮水箱水位及总给水流量。若出现湿态迹象, 立即开启 361 阀及启动炉水循环泵, 稳定主汽压力、给水流量和煤量, 避免长时间处于干湿态转换状态。

锅炉 MFT 预防: 试验前核算关键参数阈值, 降负荷过程中实时监视炉膛压力、风量、给水流量等, 通过手动干预维持参数在安全范围; 利用热控逻辑临时异动, 延长保护动作延时, 为参数调整争取时间。

积灰与灭火防治: 加强炉膛负压监视, 出现异常波动时立即投入 D 层等离子稳燃; 持续投入空预器吹灰, 定期检查受热面清洁状况, 减少积灰存量。

空预器腐蚀防护：严格控制排烟温度、一二次风入口温度及空预器冷端平均温度，加强差压监测，发现腐蚀迹象及时调整运行参数或停运检修。

汽轮机安全保障：监视超高排温度、高排温度，超限时通过降低主汽温、开启通风阀等措施降温；加强轴瓦温度、振动等参数巡检，发现异常立即降负荷或停运处理。

发电机运行控制：限制发电机进相深度，必要时手动调整无功；确保发电机端电压及厂用电母线电压不低于额定值 95%，保障设备正常运行。

5.3 试验中止条件

当出现以下情况时，立即中止试验：①炉膛负压波动超过 $\pm 500\text{Pa}$ 或幅度显著增大；②5D、5E 磨煤机任一层火检平均强度 $<80\%$ 且火焰电视闪烁明显；③水冷壁多点壁温突升达到报警值；④大、小机振动、轴向位移、瓦温等参数达报警值；⑤其他主辅设备出现严重异常。

6 结论与展望

本次百万超超临界机组 200MW 低负荷稳燃试验成功，达成预期目标。结果显示，该类型机组有 200MW 深度调峰能力，采取合理运行控制策略可稳定运行，关键参数可控。通过优化磨煤机运行组合等措施，能保障低负荷

燃烧稳定，核心参数控制良好。试验中风险防范措施有效，未发生安全事故，验证了应急处置方案可行。后续工作包括：参数优化深化，基于试验数据开展多工况对比研究，建立参数动态调整模型，提升运行经济性；风险防控体系完善，结合潜在风险细化应急预案，开发参数预警系统，提前识别与处置风险；长期运行评估，开展长期运行试验，研究设备老化、性能衰减规律，为机组寿命管理提供数据；技术推广应用，将成果转化为运行规程，推广至同类型机组，提升电力系统深度调峰能力，助力新能源消纳。本次研究为机组灵活运行提供技术参考，后续需持续深化研究，推动深度调峰技术进步。

参考文献

- [1] 王博宇. 基于参数优化存量挖潜 1000MW 燃煤纯凝机组灵活性调峰技术探讨[C]//2023 年电力行业技术监督工作交流会暨专业技术论坛. 江西大唐国际抚州发电有限责任公司, 2023.
- [2] 刁冰. 煤电机组能效状态异常诊断系统研究[D]. 华北电力大学(北京), 2019.
- [3] 张诚, 张明, 许杨, 等. 一种基于深度调峰百万千瓦燃煤机组协调预测控制方法: CN202210826502.4[P]. CN115236981A[2025-09-03].