

火电机组无辅汽冷态启动试验研究与优化分析

彭宗贵 王倩倩 范鑫鑫 李星旺

华能沁北发电有限责任公司 河南济源 459012

DOI:10.32629/ems.v8i3.18768

[摘要] 为降低火电机组启动过程中的厂用电率及燃油消耗,提高机组在深度调峰及孤岛运行模式下的适应性,某电厂#1机组进行了无辅汽冷态启动试验。本文详细记录了该机组从调停状态至点火冲转前的全过程,重点分析了启动过程中循环水系统注水异常、凝结水温度控制困难、给煤机堵煤及启动炉供汽波动等关键问题。通过对试验数据和故障现象的深入剖析,揭示了无辅汽启动模式下真空建立、疏水回收及燃烧稳定性的内在机理,并提出了针对性的运行优化措施和设备治理建议。研究表明,通过逻辑修改、操作调整及设备治理,机组具备无辅汽启动的可行性,但需重点关注真空维持与凝结水系统的热平衡。

[关键词] 无辅汽启动;冷态启动;真空建立;凝结水温度;给煤机堵煤;节能降耗

1. 引言

随着电力体制改革的深入及新能源发电的高比例并网,火电机组面临着日益严峻的调峰压力。传统的机组启动方式高度依赖辅助蒸汽系统(以下简称“辅汽”),用于轴封供汽、除氧器加热及暖风器投运等。然而,在深度调峰停机期间,辅汽源往往需要依靠启动锅炉维持,不仅消耗大量燃油,且启动锅炉的负荷波动直接影响主机启动的安全性和经济性。

无辅汽启动技术作为一种先进的节能启动方式,通过优化启动逻辑、利用锅炉自身产生的蒸汽或其他替代手段,摆脱了对外部辅汽的依赖。本文基于某电厂#1机组的实际无辅汽启动案例,对其启动特性及遇到的技术难题进行系统总结与分析。

2. 试验对象与启动条件

2.1 机组概况

我厂2×600MW超临界机组锅炉为东方锅炉厂第一次引进技术制造的国产超临界滑压运行直流锅炉,锅炉型号DG1900/25.4-II1型,单炉膛,一次中间再热,尾部双烟道结构。本锅炉固态排渣,全钢构架,全悬吊结构露天布置。

采用内置式启动分离系统,通过燃料和给水配比调节锅炉负荷,通过调整燃料和给水比例并配合一、二级减温水调整主蒸汽温度,采用烟气挡板和事故喷水控制再热汽温。汽轮机采用哈尔滨汽轮机厂与三菱公司联合设计、生产的模式。本机组为超临界、一次中间再热、单轴、三缸、四排汽凝汽式汽轮机,具有较高的效率和安全可靠性。

2.2 启动前状态

机组于2024年09月19日21:57调停,至2025年02月22日启动时,停运时间长达5个月。启动前调节级金属温度为20℃,根据《汽轮机运行导则》,属于典型的冷态启动。

2.3 试验目标

本次启动旨在验证机组在无临机辅汽、仅依靠启动锅炉(或完全无汽源)条件下的冷态启动能力,重点验证真空建立系统、轴封系统运行方式及制粉系统启动条件。

3. 无辅汽启动过程概述

本次启动计划于2月23日09:30点火,实际于23日19:35完成点火。启动过程主要分为系统恢复、锅炉冷态冲洗、真空建立及点火准备四个阶段。

3.1 主要系统恢复时序

2月22日夜間: 完成闭冷水、凝结水系统恢复。凝结水泵于23:10启动, 较计划推迟2小时10分钟, 主要受限于前置条件满足度。

2月23日凌晨: 循环水系统于00:56启动, 开冷水系统于03:24启动。

2月23日清晨: 5:32启动电动给水泵, 5:35开始锅炉上水, 6:32进入冷态冲洗阶段。

2月23日上午: 07:52启动三台真空泵抽真空, 09:10烟风系统启动完毕。

3.2 无辅汽启动的关键技术路径

①真空建立: 由于无轴封供汽, 采用三台真空泵同时运行, 强行抽出凝汽器及汽轮机缸体内的空气。②轴封处理: 全程未投入轴封蒸汽, 仅依靠轴加风机维持轴封区域微负压。③暖风器投运: 利用小油枪加热一次风, 替代暖风器蒸汽加热功能。④本次试启动过程中暴露出诸多设备及操作问题, 导致点火时间较计划推迟约10小时。以下是对典型问题的深度分析。

4.1 循环水系统注水失败与阀门反馈偏差

现象: 在循环水系统注水过程中, 发现凝汽器入口压力不上涨。检查发现1A循环水泵出口门机械开度指针虽触到关反馈, 但阀门刻度实际在 86° (90° 为全关), 存在 4° 的微开间隙。原因分析①机械与电气特性不匹配: 该阀门为电动执行机构, 其行程开关(限位)设定位置与阀门实际机械全关位置存在偏差。②阀门内漏: 由于存在 4° 的开度, 导致循环水在注水时通过出口门倒流, 无法在系统内建立压力。③判断滞后: 运行人员初期未及时根据塔盆水位上涨异常及压力不升现象判断出阀门内漏, 延误了处理时机。

4.2 无轴封条件下的真空维持与凝结水温度控制

①三台真空泵运行下, 背压最低仅为 32kPa (对应真空约 68kPa), 远高于正常启动水平。②锅炉强制循环后, 361阀(扩容器疏水阀)排水至凝汽器疏扩, 导致凝结水温度最高升至 48°C 。

③真空恶化机理: 轴封系统的作用是防止空气漏入汽缸。无轴封供汽时, 外界空气通过轴端间隙大量漏入, 真空泵抽气负荷剧增, 导致真空难以维持。 32kPa 背压对应的饱和温度约为 70°C , 已接近排汽缸材料允许的极限。④高背压导致凝汽器铜管换热温差减小, 冷却效率大幅下降。锅炉疏水(361阀排水)温度较高, 直接进入热井, 而凝汽器无法有效冷却这部分热水。由于低旁因高背压联锁关闭(逻辑定值为 20kPa), 无法通过旁路减温水参与冷却。

4.3 给煤机堵煤与新设备调试问题

现象: 1F给煤机(新改造设备)在首次投粉(11:48)时, 出口发生堵煤; 且存在给煤指令增加无反应的现象。原因如下①煤质与存煤问题: 机组停运5个月, 原煤仓内原煤长期静止, 水分聚集导致原煤结块、板结(搭桥), 启动时落煤不畅。②设备改造缺陷: 就地控制柜为新改造设备, 可能存在信号传输延迟、逻辑组态错误或机械卡涩问题。③操作经验不足: 针对新设备的特性, 运行人员缺乏操作经验, 未能及时识别堵煤信号。

4.4 启动炉供汽波动与点火延误

现象: 计划09:30点火, 实际因启动炉供汽量不稳定, 导致首次点火推迟至11:22, 且多次尝试后才成功稳定燃烧。

原因分析如下①外部汽源不可靠: 启动炉自身负荷调节能力差, 无法满足锅炉点火初期对燃油加热或伴热的稳定需求。②联锁保护限制: 供汽压力波动触发了锅炉侧的保护逻辑或燃油系统的联锁, 导致点火失败。

4.5 除氧器放水阀内漏

现象: 除氧器放水至锅炉疏扩手动门关不严(校严后仍有3扣开度), 导致除盐水箱液位偏低, 影响补水。原因分析如下①阀门密封面损坏: 长期停运导致阀门内漏, 检修未彻底处理。②系统补水平衡被打破: 内漏导致大量除盐水流失, 使得锅炉冷态冲洗时凝补水箱水位无法维持, 被迫反复调整冲洗流量。

5. 应对措施与优化

针对上述问题, 为确保后续无辅汽启动的顺利进行, 提出以下改进措施:

5.1 设备治理与维护

①阀门校验: 对所有电动门、调节门进行全面的行程校验, 确保DCS反馈与机械实际位置一致, 消除内漏隐患。特别是循环水泵出口门等关键隔离阀。②原煤仓清理: 长期停运后, 启动前必须联系检修进行原煤仓清仓或振打处理, 防止积煤自燃或结块。③设备消缺: 彻底检修除氧器放水阀、引风机轴承(漏油问题)等缺陷设备。④新设备验收: 加强对改造设备(如1F给煤机)的调试与验收, 确保软硬件匹配, 逻辑完善。

5.2 运行操作优化

①凝结水温度控制策略: 在无轴封高背压工况下, 提前开启凝结水再循环、低压缸减温水、三级减温水及低旁减温水(需解除闭锁), 强制部分凝结水通过凝汽器换热管冷却。加强凝汽器补排水操作, 利用低温除盐水直接降低热井温度。②真空建立时机: 优化操作顺序, 将抽真空操作推迟至启动烟风系统时进行, 避免过早抽真空导致热量散失或设备空转磨损。③冷态冲洗优化: 提前评估补水能力, 确保除盐水箱、凝补水箱水位充足; 若发现放水阀内漏, 应采取临时封堵措施。④燃烧调整: 无辅汽时, 应全开再热器挡板提高烟气温

度, 满足制粉系统启动条件后再关闭。加强对启动炉的监视, 必要时手动干预其负荷, 确保供汽稳定。

5.3 逻辑与定值修改

①旁路逻辑修改: 在无轴封启动模式下, 建议热工人员临时修改低旁联锁逻辑, 解除“背压高于20kPa闭锁”的限制, 允许低旁小开度开启, 以协助冷却凝结水。②阀联锁优化: 增加361阀与凝汽器背压的联锁逻辑, 当背压过高(如超过30kPa)时, 自动关闭361阀或切换疏水去向, 防止热水进入凝汽器。

5.4 人员培训与预案

①仿真机训练: 加强运行人员在“无辅汽”、“高背压”、“新设备”等特殊工况下的仿真机操作演练。②技术交底: 启动前组织全员学习无辅汽启动方案, 明确各岗位职责及风险点。

6. 结论

本次#1机组无辅汽冷态试启动是一次宝贵的探索。试验结果表明可行性验证: 在无辅汽条件下, 通过三台真空泵强行抽真空, 机组能够建立一定的真空度(背压32kPa), 具备点火启动的基本条件。无轴封启动的主要风险在于真空恶化导致的凝结水温度超标及低压缸排汽温度超限。必须通过逻辑修改(解除旁路闭锁)和运行干预(增加减温水、补水)来控制温度。长期停运后的设备缺陷(阀门内漏、给煤机堵煤)是影响启动进度的主要障碍, 必须在启动前进行彻底消缺。通过本次试验, 积累了无辅汽启动的实战经验。后续应重点解决真空维持与凝结水冷却问题, 完善相关逻辑保护, 以进一步提升机组的调峰适应能力和经济性。

[参考文献]

[1]某电厂#1机组运行规程[Z]. 内部资料.