

600 MW 超临界 CFB 机组无外部 辅助汽源冷态启动技术研究

邝 伟

(四川白马循环流化床示范电站有限责任公司,四川内江 641005)

摘 要: 中国自主研发的世界首台 600 MW 等级超临界 CFB 锅炉,在四川白马示范电站成功投运。针对机组无外部辅助汽源冷态启动,分析了启动过程的危险点,详细介绍了机组启动过程的安全、技术措施,避免了启动中容易出现的各类问题,保证了机组顺利启动,取得了明显效果,为后续超临界 CFB 机组提供相应借鉴。

关键词: 600 MW CFB 锅炉机组;超临界;无辅助汽源;冷态启动

Abstract: The first 600 MW class supercritical CFB boiler in the world produced by China has been put into operation successfully in Baima of Sichuan Province. Aiming at the cold-start technology without external auxiliary steam of the unit, the danger points in start-up process are analyzed, and the security and technical measures in start-up process are introduced in detail, which can avoid the problems easily occurred in start-up process, ensure the successful start-up of the unit and provide a reference for the follow-up supercritical CFB unit.

Key words: 600 MW CFB boiler; supercritical unit; without external auxiliary steam; cold start

中图分类号: TM621 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)01-0087-04

0 概 述

四川白马 600 MW 循环流化床示范机组,为中国自主研发的世界首台 600 MW 等级超临界 CFB 机组。锅炉为东方锅炉厂自主研发生产的 600 MW 超临界 CFB 直流锅炉,一次中间再热,双布风板单炉膛、H 型布置、平衡通风,露天布置。锅炉由主循环回路、竖井烟道、尾部烟道 3 部分组成,整体呈左右对称布置,支吊在锅炉钢架上。采用外置式换热器调节炉膛床温及再热蒸汽温度,采用高温冷却式旋风分离器进行气固分离。

东方锅炉厂自主研发的 DG1900/25.4-II9 型 CFB 锅炉采用超临界参数,是目前世界上投运的单机容量最大的 CFB 锅炉;配套汽轮机为东方汽轮机厂生产的 N 600-24.2/566/566 型,配套发电机为东方电机厂生产的 QFSN-600-2-22D 型交流发电机。机组在四川白马示范电站成功示范,2013 年 4 月 14 日完成 168 h 满负荷试运。

1 600 MW 超临界 CFB 锅炉机组无外部辅助汽源冷态启动危险点分析

四川白马示范电站总装机为 900 MW CFB 机组(1×300 MW+1×600 MW),其中 600 MW 机组是中国自主研发、设计、制造、安装调试的世界首台 600 MW 等级 CFB 直流锅炉,在设计时因考虑到白马片区共有 4 台机组同时停运备用的可能性较小,因而没有设计启动锅炉(白马公司 2 台机组与相邻华电 2 台机组辅联互为备用)。

2013 年 9 月 5 日,在其他 3 台机组停运备用及检修情况下,电网系统要求 600 MW 机组停运备用。机组备用 30 天后,汽缸缸温 35℃,10 月 4 日 600 MW 机组接到启动命令,600 MW CFB 直流机组将首次进行无外部辅助汽源冷态启动,为了保证机组顺利启动,对启动过程中存在的危险点进行了以下分析:

1) 机组启动时间较长,床料损失大导致锅炉床温波动较大,可能造成炉膛结焦。

2) 油枪投运时间过长,造成风道燃烧器损坏,直接中断机组启动。

3) 锅炉点火初期锅炉升温过快、蒸汽量不足引起受热面壁温超标。

4) 启动过程中因床温较低, 锅炉投煤后燃烧工况较差, 后期床温升高过程中可能出现大量燃烧不完全的积煤燃烧, 炉膛床温波动大, 使得冲转、暖机参数不稳定, 造成机组振动跳闸; 床温波动造成主、再热蒸汽温度控制困难, 轴封供汽温度偏高、压力不稳定, 可能低真空跳机。

5) 锅炉在油煤混烧阶段, 尾部烟道有大量未燃尽的可燃物, 造成尾部烟道温度异常, 有烟道再燃烧风险(损坏设备事故)。

6) 汽轮机冲转前锅炉受热面疏水不充分, 汽机冲转后造成蒸汽带水发生水冲击。

7) 锅炉燃烧加强后, 汽压上涨很快, 电泵出力有可能跟不上, 造成给水流量低锅炉跳闸。

8) 主、再热蒸汽参数高, 投入高压缸预暖时造成汽轮机盘车跳闸, 无法正常运行。

2 600 MW 超临界 CFB 锅炉机组无外部辅助汽源冷态启动技术措施

由于无外部辅助汽源冷态启动, 锅炉低温燃烧时间长、燃烧波动大、汽轮机暖机效果差、容易出现振动超限等问题。为了保证无外部辅助汽源冷态启动过程中机组安全和经济, 在总结以往启停经验的基础上, 制定了机组启动过程中的技术措施与安全措施, 保证了机组顺利启动。

2.1 机组启动操作的技术措施

1) 为了保证启动过程中能及时补充床料, 在静铺床料后, 在床料仓上 100 t 床料作为备用和调整床温; 锅炉点火前, 石灰石系统具备投运条件并将石灰石仓粉位制到高料位。

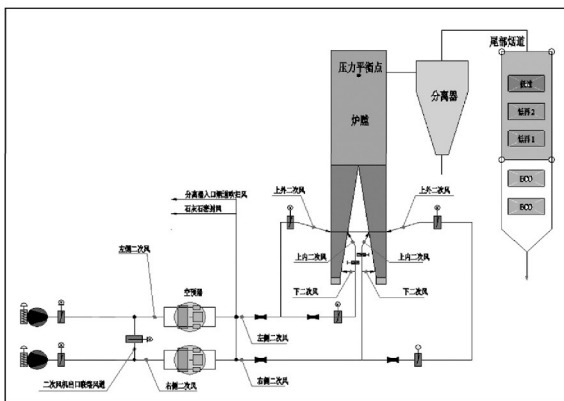


图 1 锅炉一次风系统示意图

锅炉启动过程中, 根据床压情况进行动态补充床料。补充床料时, 床料不能和煤使用同一条刮板给煤机, 以避免造成皮带给煤机的堵塞。

2) 启动风量控制: 启动 1 台二次风机运行, 为了防止二次风口倒灌床料, 出口风压 ≥ 8 kPa; 左右内侧二次风量各约 $200 \text{ kNm}^3/\text{h}$, 左右侧外二次风量各约 $140 \text{ kNm}^3/\text{h}$ 。随着负荷升高, 及时增加和调整二次风量大小及分配。

点火时一次风量控制: 点火前, 一次风量用 $300 \text{ kNm}^3/\text{h}$ 左右大风量对炉膛进行 5 min 流化; 正常后, 将左右侧一次风量控制在 $170 \text{ kNm}^3/\text{h}$ 左右后进行点火。

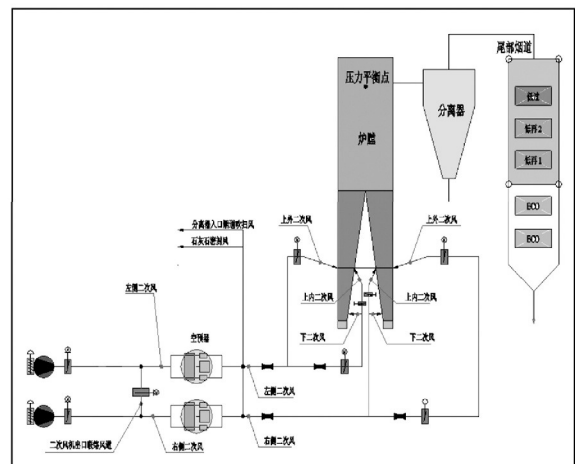


图 2 锅炉二次风系统示意图

3) 为了防止投煤后床温快速上升造成电动启动给水泵给水困难, 汽动给水泵未投运正常时, 锅炉尽量不投煤; 锅炉投煤后, 左右侧一次风量逐渐加到 $230 \text{ kNm}^3/\text{h}$ 左右运行。点火时, 床压控制 > 12 kPa; 投煤时, 床压控制在 14 kPa 左右。

锅炉在整个运行过程中, 一旦发现密相区中/下层床温不随煤量和风量变化, 或床温、炉膛差压异常波动时, 应高度重视, 减少给煤量或停止给煤, 然后采取大风量 ($> 350 \text{ kNm}^3/\text{h}$) 进行脉冲式松动, 同时观察异常的床温测点温度的变化情况, 如果无改善, 应停炉检查。

4) 外置床投运: 断油前, 投煤稳定后开始投入外置床。由于机组采用中压缸启动, 再热汽温由 A/D 外置床调节(再热器布置 A/D 外置床内), 为启动期间再热汽温的稳定, A/D 外置床在汽机冲转前投入。其他 4 台外置床应根据床温和汽温变化情况, 尽早投入运行。为避免外置床投运时床压、床温大幅波动, 外置床应依次逐步投运, 尽量避免同时投

运多个外置床。外置床投运初期锥型阀开度也不宜过大,维持在5%~10%之间。外置床投运操作应注意流化风的建立顺序。

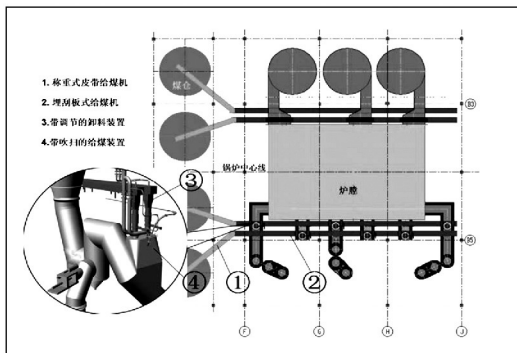


图3 锅炉给煤及外置床系统示意图

5) 锅炉在整个启动过程中,严密监视氧量、尾部烟道各温度点的变化,发现异常立即处理;辅联压力达到0.3 MPa后,尽快投入空气预热器连续吹灰。

6) 锅炉点火后,在凝汽器真空未建立前,关闭一切进入凝汽器的汽源门,循环水系统投入运行。

为保证锅炉受热面充分疏水,主汽压力达到0.7 MPa以上,通过再热向空排汽和高旁配合对炉侧进行疏水(炉侧疏水接至锅炉疏水罐)和冲洗,当主、再热蒸汽温度变化率没有大幅度波动时,锅炉疏水结束,关闭炉侧疏水门。

当锅炉主蒸汽压力达0.7 MPa以上时,全开高旁,利用再热向空排气阀的开度,控制再热蒸汽压力。控制再热向空排气阀的开度时,应当保证蒸汽通道的建立和足够的蒸汽流量以保证锅炉各受热面安全。

7) 当再热蒸汽压力达0.3 MPa时,对辅联进行暖管暖箱,疏水排地沟。辅联进汽同时对轴封系统站前暖管(轴封高压汽源可以提前投入,让轴封母管提前暖管),同时投入辅联至除氧器加热管路,以加快暖管进度。辅联进汽前启动真空泵对凝汽器抽真空。维持真空在-65 kPa以上。

当再热蒸汽压力达0.5 MPa时,轴封站后暖管,利用轴封母管至凝汽器管路,加快轴封暖管速度,轴封母管温度达到供汽要求后,投入轴封系统;整个暖管过程中,应严格按照规程要求执行,控制升温升压速度,注意各设备、管道无振动和冲击。

8) 汽封投入前,机侧疏水进入凝汽器时,加强真空监视,严密监视低压缸,疏水扩容器,凝汽器本体温度,根据温度变化趋势,及时投入低压缸喷水,

疏水扩容器喷水,低压缸排汽缸温度低于50℃,保证设备的安全。

9) 凝汽器真空完全建立后,从炉侧到机侧依次缓慢开启汽机侧管道疏水,严密监视蒸汽管道振动。

凝汽器真空建立后,启动A/B前置泵。当再热蒸汽压力达0.8 MPa、蒸汽温度250℃以上时,开启辅联至小汽轮机供汽门,对A/B小机暖管、暖机。尽快将小机冲转备用,为防止投煤后电泵出力不足,锅炉投煤时,小机转速必须达3 000 r/min旋转备用。

2.2 机组启动操作的安全措施

1) 锅炉静态铺床料时一定要两侧粒度 and 床料量平衡,防止锅炉启动风机后两侧床压差大引起炉膛受热不均甚至翻床发生。

2) 锅炉投油后保证空气预热器连续吹灰,防止空气预热器严重结灰而引起烟道再燃烧。

3) 无外部辅助汽源启动,机组启动比正常启动耗时更长,风道燃烧器油枪投入运行时间相应更长。因此,风道燃烧器投运后应加强风道燃烧器巡回检查;同时加强风道燃烧器各分风门与主一次风门的配风调整,严格控制风道燃烧器出口温度不超过规定值。

4) 在整个启动过程中均应严格控制锅炉燃料量的投入,控制锅炉床温的温升速度 $<120^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 。

锅炉投煤后根据床温、氧量判断锅炉的燃烧情况,如果未燃立即停运给煤线,待床温上升后再投煤,防止投煤不燃造成燃煤在炉内堆积,床温升高后引起爆燃损坏设备。

5) 冲转前,合理调节风量、燃料量,控制锅炉床温在800℃左右,合理调节外置床灰控阀开度,保证冲转参数的稳定。机组冷态冲转参数:主蒸汽压力8.73 MPa,主蒸汽温度380℃,再热蒸汽压力1.2 MPa,再热蒸汽温度330℃。

汽轮机冲转和中速暖机期间,严格控制主、再热蒸汽参数在合格范围内,控制温度不超过450℃;此阶段燃烧工况稳定时,可逐步投运A、D外置床,以保证床温、汽温的稳定。

6) 汽轮机冲转和暖机期间严格控制TSI参数在规定范围内。中速暖机结束后:高压缸调节级后金属温度和中压进汽室温度应在320℃以上,中压排汽口金属温度达240℃,高中压缸膨胀在7 mm以上时才能升速至3 000 r/min。

在冲转过程中发生异常振动应立即打闸停机,

待查明原因处理正常,全面检查机组各系统、参数正常后才能再次启动,严禁在不具备启动条件的情况下盲目启动正常设备损坏。

7) 辅联压力达0.3 MPa时,对空气预热器进行连续吹灰;锅炉投煤燃烧稳定后,及时投入石灰石加入线,保证排放指标合格。

3 取得的效果

通过认真执行各项安全、技术措施,此次白马600 MW超临界CFB无外部气源机组启动共耗时17 h,耗油83.6 t,耗水3 357 t(包括凝结水系统、给水系统冲洗,锅炉冷态、热态冲洗)。

在锅炉升温升压投油、油煤混烧等阶段,炉膛燃烧及温度变化较平稳,受热面壁温未出现超温的情况见图4、图5。

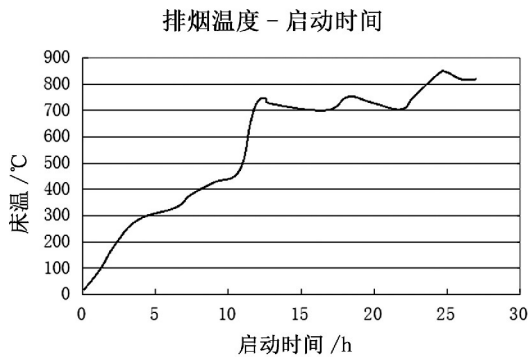


图4 整个启动过程中床温曲线

在尾部烟道没有吹灰汽源情况下,较好地控制了尾部烟温,杜绝了尾部烟道再燃烧事故,见图6。

在整个启动过程中,对过程中可能发生的事件控制较好,保证了锅炉、汽轮机、发电机本体及其相关辅助设备的安全,保证了机组安全经济运行,实现了机组“点火、冲转、并网”一次成功,为600 MW

受热面	水冷壁	中隔墙水冷壁	分离器受热面	包墙过热器	低过
极限值	540	570	540	540	650
报警值	473	473	474	478	528
实际值	< 430	< 450	< 430	< 430	< 460
受热面	中过 I	中过 II	屏过	低再	高再
极限值	650	650	650	540	650
报警值	557	573	606	518	635
实际值	< 500	< 520	< 590	< 480	< 590

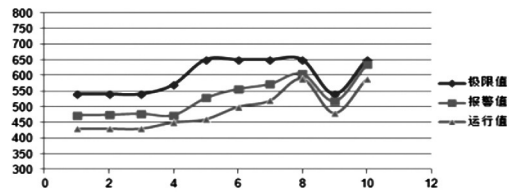


图5 启动过程中受热面壁温情况

锅炉床温 - 启动时间示意图

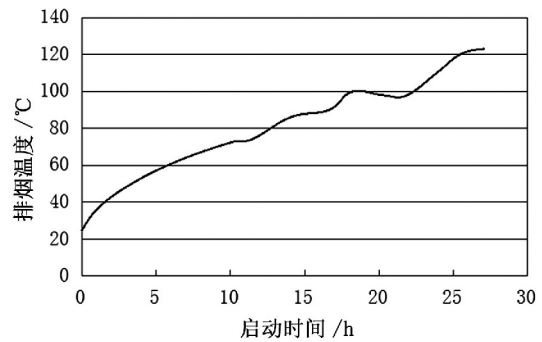


图6 整个启动过程中侧排烟温度曲线

CFB 直流锅炉无外部辅助汽源冷态启动取得了较好的成功经验,为后续同类型超临界 CFB 锅炉机组提供借鉴。

参考文献

- [1] 邝伟,杨光兰,苟建兵,等. 300 MW 机组无启动汽源冷态启动关键参数控制[J]. 热力发电, 2014, 43(8): 151-152.

作者简介:

邝伟(1973),高级工程师,从事循环流化床机组调试、运行优化及生产技术管理工作。

(收稿日期:2015-09-06)

欢迎订阅

《四川电力技术》