

# 300 MW CFB 机组低负荷运行研究

唐俊, 魏志全

(四川白马循环流化床示范电站, 四川 内江 641005)

**摘要:** 300 MW CFB 锅炉有大范围的调峰能力, 在四川电网丰水期显示了普通燃煤机组不可比拟的优越。针对机组在长期低负荷下出现的故障做出了简要分析, 提出了技术措施。

**关键词:** CFB; 翻床; 二次风管烧坏; 锅炉 MFT; 振动; 汽动给水泵; 技术措施

**Abstract:** 300 MW CFB unit has a regulating ability with a large area and it has shown the advantages beyond comparison with the ordinary coal-fired unit in high flow period in Sichuan power grid. A brief analysis is carried out about the failure occurred in the part-load operation for a long time and the technical measures are proposed.

**Key words:** CFB; bed flop; the destroy of secondary air pipes; boiler MFT; vibration; turbine-driven feedwater pump; technical measure

中图分类号: TK221 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2008)06-0059-03

四川白马 300 MW CFB 锅炉为 ALSTOM 公司精心设计和开发的双支腿单炉膛、一次中间再热、平衡通风、露天岛式布置、全钢架悬吊结构、亚临界自然循环汽包炉。锅炉岛由法国 ALSTOM 公司设计制造, 配套汽轮机为东方汽轮机厂生产的 N300-16.7/537/537-8 型汽轮机, 配套发电机为东方电机厂生产的 QFSN-300-2-20 型发电机。

锅炉设计上采用四川宜宾高硫无烟煤作燃料, 脱硫采用炉内加钙方式进行。

四川白马 300 MW CFB 循环流化床锅炉的主要性能参数如表 1。

表 1 白马 300 MW CFB 锅炉主要性能参数

序号	参数	BMCR	BECR
1	蒸发量 (t/h)	1025	977
2	过热蒸汽压力 (MPa)	17.4	17.4
3	过热蒸汽蒸汽温度 (°C)	540	540
4	再热蒸汽流量 (t/h)	844	807
5	再热蒸汽进/出口压力 (MPa)	3.9/3.7	3.716/3.536
6	再热蒸汽进/出口温度 (°C)	330/540	325.6/540
7	给水温度 (°C)	280	278
8	锅炉效率 (%)	≥91.79	
9	脱硫效率 (%)	>90	
10	锅炉最低不投油稳燃负荷 (%)	35% BMCR	
11	SO <sub>2</sub> 排放值 (O <sub>2</sub> =6% 的干烟气) (mg/Nm <sup>3</sup> )	≤600	≤600
12	NO <sub>x</sub> 排放值 (O <sub>2</sub> =6% 的干烟气) (mg/Nm <sup>3</sup> )	≤250	≤250
13	Ca/S 摩尔比		1.8

汽轮机的设计规范及技术特征

型号: N300-16.7/537/537-8 型

型式: 亚临界, 中间再热, 两缸两排汽, 凝汽式汽轮机 设计参数:

额定功率: 300 MW; 最大功率: 330 MW;

主蒸汽压力: 16.7 MPa; 主蒸汽温度: 537 °C;

再热蒸汽压力: 3.18 MPa; 再热蒸汽温度: 537 °C;

额定转速: 3 000 r/min; 冷却水温: 20 °C;

背压: 6.4 kPa; 给水温度: 281 °C;

额定蒸汽流量: 904 t/h; 低压末级叶片高度: 851 mm。

四川电网水电比例大, 达到 61%。在丰水期, 水电负荷高、峰谷差大, 电网调峰压力较大, 火电厂调峰为电网的安全提供了有力保障。四川白马 300 MW CFB 锅炉具有大范围的变负荷能力, 最低负荷可以长期维持在 11.5 MW 左右 (无燃油支持), 在四川电网特殊的电力机构下, 会面临长期带低负荷的特殊工况, 为保证机组在低负荷机组的安全, 生产技术及运行部门针对低负荷做了有力的探索, 以保证机组长期稳定运行。结合机组的运行特点, 机组长期低负荷的主要危险点控制体现为: 防止低负荷翻床; 防止二次风管烧坏; 防止锅炉 MFT 保护动作; 防止 6 号低压加热器疏水管振动; 汽动给水泵的安全问题。下面将主要针对以上问题做出阐述, 疏漏之处, 望同行做出批评指正。

## 1 防止低负荷翻床

四川白马 300 MW CFB 锅炉的双支腿单炉膛, 在

锅炉给煤不均匀以及风量的突然波动的情况下,会引起两侧运行床压的差异,这种情况在运行中定义为翻床。翻床可能带来的可能后果是:锅炉正常的物料循环被终止;锅炉两侧床温偏差大,可能引起锅炉床温局部超温而结焦;一次风机失压、过流;锅炉蒸汽汽温、汽压异常变化,给汽轮机运行调整带来困难,甚至影响到安全运行。

### 1.1 低负荷翻床的原因

- (1) 长时间低负荷运行,炉膛内积累了大量细床料;
- (2) 入炉煤粒度太细及石灰石加入量较大;
- (3) 下二次风流量波动大;
- (4) 一、二次风挡板在低负荷调节性能变差;
- (5) 锅炉外置床和回料器回料不均匀引起扰动;
- (6) 低负荷吹灰负压波动,引起一次风量和引风流量变化过大。

### 1.2 防止长期带低负荷翻床的措施

- (1) 控制好锅炉上部差压,发现上部压差偏高时,应及时从 201、301 外置床放细灰,控制好上部压差正常(一般在 180 MW 以下时,上部压差维持在 0.6 kPa 以下);
- (2) 严格控制锅炉总床压在 36~38 kPa 之间,防止锅炉翻床后一次风机电流越限引起一次风机跳闸;
- (3) 合理控制一次风机出口风压和一次风流量设定值,保证热一次风门工作在 30%~60% 稳定区域;
- (4) 合理调整二次风机出口风压,控制二次风压不低于 10 kPa 风门开度大于 20%,保证二次风流量、流速稳定,防止风量不足造成床料翻入风管,使风管过热和剧烈振动,损坏设备,并加强现场二次风管的检查,发现问题及时处理;
- (5) 严格按照锅炉设计控制入炉煤粒度,控制煤粒度分布,当煤粒度中大于 8 mm 的份额达到 10%,小于 0.2 mm 的粒度大于 40% 时,及时通知燃化部调整破碎机间隙;
- (6) 定期作好一、二次风量测点的吹扫工作,保证测量的准确性,防止变工况堵塞风量测点,影响风量调节;
- (7) 严格控制石灰石加入量,保证平稳连续加入,严禁瞬时大量加入石灰石;
- (8) 低负荷吹灰时适当提高负压,防止吹灰过程中锅炉上部产生正压,造成一次风量变动过大引起锅炉翻床;
- (9) 当锅炉发生翻床后应立即将一次风门切手

动进行调节,稳定一侧一次风量,用最快的时间消除翻床,以保证一次风机不超电流和锅炉的稳定。

## 2 防止二次风管烧坏

四川白马 300 MW CFB 锅炉风量主要是由两台一次风机和两台二次风机供给。一次风主要用于流化床料,并为燃料提供初始燃烧空气。二次风机主要是为分级燃烧、控制炉温、抑制 NO<sub>x</sub> 的产生提供空气。二次风在锅炉燃烧室内共有上下两层共 12 个风口,称为上下二次风。

### 2.1 低负荷二次风管烧坏的原因

- (1) 二次风流量过低;
- (2) 锅炉出现翻床,造成二次风管进床料;
- (3) 下二次风调门开度过小;
- (4) 二次风压设定不合理。

### 2.2 防止低负荷二次风管烧坏的措施

- (1) 保证二次流量正常稳定,在流量波动时将下二次风调门至手动,并保证风门挡板开度在 20% 左右,且保证空预器后二次风压大于 10 kPa;
- (2) 控制锅炉总床压在 36 kPa 左右;
- (3) 定期对二次风管温度进行测量,发现温度超过空预器出口温度时,及时增大二次风流量降低风管温度;
- (4) 注意监视二次风晃动规律,发现晃动增大时及时进行调整;
- (5) 锅炉出现翻床时,增加二次风管的监控次数。

## 3 防止锅炉 MFT 保护动作

### 3.1 锅炉 MFT 保护动作的原因

- (1) 煤量过小,煤质变差,不着火;
- (2) 与对应负荷的风量相比,风量过大引起床温过低;
- (3) 锅炉细灰过多,引起锅炉换热加剧导致床温下降;
- (4) 锅炉 MFT 逻辑保护动作:同侧给煤线跳闸;一次风机跳闸;流化风机跳闸而备用风机未联动;旋风分离器下部立管压差高(达 10 kPa)延时 10 s

### 3.2 防止锅炉 MFT 保护动作的措施

- (1) 加强运行一二次风量的调整,在保证锅炉风管

和流化安全的前提下尽量维持一二次风量低限运行;

(2) 尽量降低锅炉上部差压, 以保证锅炉床温在安全范围;

(3) 当发生锅炉煤质明显变差、床温急剧下降时应及时增加煤量, 确保锅炉的安全稳定运行;

(4) 作好锅炉跳闸的事故预想, 防止锅炉 MFT 保护动作造成机组解列;

(5) 保证锅炉床枪、风道燃烧器可靠备用, 当发生锅炉燃烧恶化时及时投助燃;

(6) 保证事故给水泵、电动给水泵、柴油发电机可靠备用;

(7) 发生锅炉 MFT 保护动作时, 应充分认识 CFB 锅炉热容量大的特点, 有步骤的恢复锅炉运行, 注意汽温控制、水位控制、投煤、投外置床等关键事宜; 防止扩大故障影响。

(8) 修改旋风分离器下部立管压差高 (达 10 kPa) 延时 10 s 的逻辑, 改为旋风分离器下部立管压差高 (达 20 kPa) 延时 10 s。

## 4 防止 6 号低压加热器疏水管振动

四川白马 300 MW CFB 锅炉底冷器用于冷却底灰的冷却水由凝结水提供, 由轴封加热器后引出, 冷却底灰后回水至 6 号低压加热器的入口。

### 4.1 6 号低压加热器疏水管振动的原因

(1) 低灰冷却器回水温度低;

(2) 6 号低压加热器疏水不畅。

### 4.2 防止 6 号低压加热器疏水管振动的措施

(1) 低负荷运行期间, 加强对 6 号低压加热器疏水管道的检查;

(2) 控制底冷器冷却水回水温度在 65~80℃。如果水压过低应适当关小冷却水回水电动总门, 如果遇到煤质好床压低时, 应停运部分底冷器运行, 并关小停运底冷器的冷却水门;

(3) 当出现 6 号低压加热器疏水管路振动时, 可开启 6 号低压加热器事故疏水及时消除管路振动;

(4) 振动严重, 短时不能消除时, 可采用解列 6 号低压加热器汽侧的方法消除振动。

## 5 汽动给水泵的给水保证

四川白马 300 MW CFB 机组的给水由一台电泵

和两台汽动给水泵保证, 电动给水泵主要由于机组启动初期, 正常运行时为两台汽动给水泵, 汽动给水泵的驱动汽源有主蒸汽、汽轮机四段抽汽、辅助蒸汽三种, 而辅助蒸汽由汽轮机再热冷段保持压力恒定, 给水泵再循环开启的流量设定为小于 225 t/h。

机组低负荷时, 两台汽动给水泵的运行出力都非常小, 可能会小于 220 t/h 从而汽动给水泵的再循环将打开, 这将引起给水压力、压差和流量的波动, 从而引起汽动给水泵的转速波动, 汽动给水泵在正常运行时的状态为锅炉自动方式, 如果压力和压差偏差过大, 将会使汽动给水泵的运行方式切换为转速自动, 如果给水流量小于 190 t/h 而再循环没开启, 汽动给水泵将跳闸, 这将给锅炉给水保证带来困难。

机组低负荷时, 汽动给水泵的驱动汽源将从汽轮机四段抽汽切换为辅助蒸汽 (通过设定辅助蒸汽压力实现汽源切换), 切换过程中, 操作不当, 可能引起小机供汽带水。

锅炉主蒸汽的调节除锅炉燃烧调整外主要靠三级减温水调节, 减温水取至汽机 1 号高压加热器出口, 减温水流量的变化在低负荷时容易引起给启动给水泵压力和压差的变化, 从而导致汽动给水泵转速的变化。

汽动给水泵给水保证的技术措施如下。

(1) 机组长期低负荷, 应保证辅助蒸汽联箱的疏水畅通, 防止辅助蒸汽联箱中积水;

(2) 负荷变化时, 应加强对汽动给水泵流量变化的运行监视, 保证汽动给水泵再循环的正常开关;

(3) 在低负荷切换小机用汽时应充分疏水, 并缓慢操作, 防止小机供汽带水;

(4) 低负荷时尽力维持机组负荷、主蒸汽温度、主蒸汽压力的稳定, 减少汽温波动给汽动给水泵调整带来的干扰。

## 6 其他注意事项

(1) 长时间低负荷运行时, 由于抽汽压力降低可能造成高低压加热器疏水水位波动, 应注意对高低压加热器疏水水位进行调整, 防止水位过高或疏水带汽及疏水不畅;

(2) 长期低负荷运行时, 汽轮机 4 号高压调门长期处于关闭状态, 应定期对汽轮机 4 号高压调门定期

(下转第 63 页)

工程决定取消热水收集罐和热水泵,而对甲醇车间除氧器回收系统仍采用热水收集罐。总的工艺流程简略方块图如图 1。

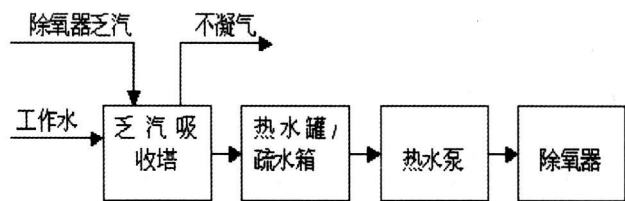


图 1 除氧器排汽乏汽回收系统工艺流程简图

一定压力的常温除盐水在通过乏汽回收装置 JF-CV 吸收塔负压室内的多个引射器时,产生的卷吸作用使负压室产生负压,从除氧器排汽管排出的乏汽直接进入负压室,进入回收罐体负压室内的乏汽有一部分被引射器内的除盐水吸收,吸收乏汽的除盐水在引射器内混合加压后,降落到回收罐体底部的自封式热水收集室,从而形成双程喷射降淋。

没有被引射器吸收的另一部分乏汽从负压室下部向下,经过双程降淋时被进一步完全吸收。

吸收乏汽之后的除盐水进入气水分离室,氧气等不可凝气体从水中分离出来从排气孔排出,高温水靠重力进入位于地面的热水收集罐或疏水箱,经过水泵将热水直接送入除氧器内回收利用。

### 2.3 运行效果

川维厂锅炉车间高压除氧器和甲醇车间除氧器乏汽回收装置自 2007 年 6 月先后正式投入运行后,两套装置运行正常、稳定,无需专人值班,能适应乏汽压力的波动,汽氧分离效果较好,不影响除氧效果,除氧指标氧合格率达到 100%,乏汽基本完全回收,节能减排效益明显。

## 3 经济效益分析

(1)乏汽回收节省标煤计算:由于乏汽压力的不同,回收装置所回收的乏汽量不好准确计算,但可以

根据两套乏汽回收装置实际运行参数来准确计算所回收的热量。锅炉车间高压除氧器和甲醇车间除氧器乏汽回收装置的工作水量分别为 9 t/h、12 t/h,进水温度为常温 20℃,出水温度分别为 84℃、83℃,这样就可计算出装置所回收的实际热量(见表 1)。

由此表可看出两套乏汽回收装置可节约标煤 0.19034 t/h 按厂年运行 8 000 h 计,每年可节约标煤 1 522.72 t,当前地区燃煤均价 470 元/t 入厂煤热值年均 21935 kJ/kg 则每年可以节约购煤成本 95.60 万元。

(2)装置回收冷凝水节约成本:  $2.4 \text{ t/h} \times 8\,000 \text{ h} \times 3 \text{ 元/t} = 5.76 \text{ 万元}$ 。

(3)装置运行耗电量:按泵铭牌功率  $2 \times 15 \text{ kW}$  计算。

(4)装置年运行 8 000 h 合计节约成本计算如下:乏汽回收节省标煤折算节约成本:95.60 万元;回收冷凝水节约成本:5.76 万元;耗电费:  $2 \times 15 \times 0.5173 \times 8\,000 = 12.42 \text{ 万元}$ ;维护费:0.5 万元;年节省:  $95.60 + 5.76 - 12.42 - 0.5 = 88.44 \text{ 万元}$ 。

表 1 除氧器乏汽回收装置回收热量计算表

名称	进水流量 /t/h	进水温度 /℃	出水温度 /℃	回收热量 /kJ/h	折标煤 /t/h
锅炉车间	9.0	20	84	2 411 596.8	0.08 231
甲醇车间	12	20	83	3 165 220.8	0.10 803
合计	24			5 576 817.6	0.190 34

## 4 结 论

JF-CV 除氧器乏汽回收装置结构简单,运行可靠,贴近实际生产需要,不影响除氧效果,易于操作,经济效益明显,年效益 88.44 万元,是一种值得广泛推广的节能减排新技术。

### 参考文献

- [1] 曾丹苓. 工程热力学 [M]. 北京: 高教出版社, 1992.
- [2] 郑体宽. 热力发电厂 [M]. 北京: 水利电力出版社, 1991.

(收稿日期: 2009-10-20)

(上接第 61 页)

充分疏水,防止 4 号高压调门开启时带水,引起汽机大轴振动。

### 参考文献

- [1] 300 MW 机组全能运行规程(修改版) [M]. 四川白马

循环流化床示范电站有限责任公司. 2008.

- [2] 吴季兰. 汽轮机设备及系统 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [3] 刘德昌、阎维平. 流化床燃烧技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [4] 范从振. 锅炉原理 [M]. 北京: 水利电力出版社, 1995.

(收稿日期: 2009-09-04)