

试验研究

火力发电厂湿法脱硫系统扩容改造方案及实施效果

张桂平

(广东珠海金湾发电有限公司,广东 珠海 519000)

摘要:本文以某火力发电厂湿法烟气脱硫工艺的扩容改造项目为例,介绍了湿法脱硫工艺及各子系统的改造技术路线,改造技术主要方案包括取消增压风机,保留烟气换热器,吸收塔顶升并增加喷淋层等,改造后系统运行稳定,效率大大提升,取得了明显的效果,对火力发电厂脱硫系统升级改造具有一定的参考意义。

关键词:湿法烟气脱硫;扩容;方案;效果

中图分类号:X701.3

文献标识码:A

文章编号:1006-8759(2016)02-0022-03

某火力发电厂2×600 MW机组脱硫工程采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺,该工艺吸收塔直径15.3 m,高29 m,配套3台流量为6 500 Nm³/h的浆液循环泵,2台氧化风机,压力0.09 MPa,风量6 000 Nm³/h(湿),制浆系统共用2台湿式球磨机,每台磨机出力6.5 t/h,石膏脱水系统处理量11.56 t/h,该系统还配置了GGH,在燃用设计煤种(含硫量为0.63%,FGD入口SO₂浓度1 354 mg/m³)及校核煤种(含硫量0.80%,FGD入口SO₂浓度1 805 mg/m³)、锅炉最大工况(BMCR)、处理100%烟气量条件下脱硫装置脱硫率保证值大于90%。因煤源、煤质变化及国家环保排放标准的提高,原有脱硫装置的处理能力已不能满足《火电厂大气污染排放标准》(GB13233-2011)提出的50 mg/Nm³(标态,干基,6%O₂)SO₂排放限值要求,故对该工艺进行扩容改造。

1 脱硫系统扩容改造设计原则

1.1 系统扩容改造方案

本次改造结合国家环保部的要求,取消原增压风机和烟气旁路挡板,引增合一,保留GGH,烟气旁路挡板两侧进行封堵,净烟道与原烟道之间有明确断口,烟气经过引风机后合并直接进入GGH原烟气侧,吸收塔直径不变,直接进行抬升,

增加两台喷淋层和一台管式除雾器,附属系统如无法满足主系统需要则进行相应改造。

1.2 系统扩容改造后运行保证值

吸收塔设置5层喷淋层,烟气系统总阻力约3 140 Pa(其中吸收塔和除雾器阻力1 540 Pa,烟道阻力500 Pa,GGH阻力约900 Pa,补偿烟囱自拔力200 Pa)。在单台机组烟气量为2 000 000 m³/h(标态,湿基,实际O₂),SO₂浓度为2 200 mg/m³(标态,干基,6%O₂)烟气入口温度为125℃入口烟气灰尘含量为≤80 mg/m³(标态,干基,6%O₂)的工况下;脱硫塔脱硫率不小于98.7%,GGH漏风率小于0.7%(1年半内),脱硫装置出口(烟囱高70米处)SO₂浓度小于50 mg/m³(标态,干基,6%O₂),除雾器出口液滴携带量小于50 mg/m³(标态,干基,6%O₂)。

2 脱硫系统扩容改造实施方案

2.1 吸收塔系统改造

为满足石灰石溶解、亚硫酸钙氧化和石膏结晶的要求,和原有已建工程相比,吸收塔浆池加大到2 795 m³(原有浆池1 471 m³),液位由8 m增加到18 m,吸收塔分两段进行抬升,浆池区抬高9 m,原第三层喷淋层与除雾器之间抬升4.6 m,总高度由27.4 m加高至42.8 m。

原有三层喷淋层保留第1、第2层,浆液循环泵和喷淋层保持不变,每层喷淋量6 500 m³/h,出口段管道增加9 m即可,#3浆液循环泵以及第三

收稿日期:2015-06-08

作者简介:张桂平(1982-),男,广东珠海人,热动工程师,脱硫设备检修技师,从事火力发电厂湿法脱硫、干/湿电除尘和除灰水系统设备的维护和检修工作。

层喷淋层进行改造,同时增加 2 台浆液循环泵,改造的 3 台浆液循环泵流量为 11 000 m³/h,其喷淋层每层 140 个喷嘴,改造后 #1、#2、#3、#4、#5 浆液循环泵喷淋层的标高分别为 25.5 m、27.3 m、29.1 m、30.9 m、32.7 m。

为确保吸收塔浆池中亚硫酸钙的氧化,拆除原有两台 6 500 m³/h 的三叶罗茨风机,新增 2 台单级高速离心风机作为氧化风机,风机流量 11 000 m³/h,塔内氧化风管的布置从原矛枪式改为列管式,氧化风管标高 8.5 m,压升为 110 KPa。

原有 DV210 屋脊型除雾器因表面结垢堵塞比较严重,全部进行更换,高度 2.3 m,除雾片厚度 2.6 mm,并增加顶层冲洗水,同时为了改善除雾器效果,在喷淋层和除雾器之间增加一层管式除雾器,材质为 PP。

原有吸收塔搅拌器使用效果较差,多次发生磨损和断裂的现象,为确保吸收塔浆池中石膏浆液不发生沉积和亚硫酸钙氧化的均匀性,把原有莱宁 HWL 100-R 型搅拌器改为 EKATO HWL2080N 型,每塔设置 4 台,并且将吸收塔液位计、密度计从管道式改为塔壁自流式,确保石膏旋流器处的入口压力。

2.2 烟道系统改造

取消增压风机,增、引风机合并布置,脱硫系统阻力由引风机克服,保留 GGH,GGH 换热元件由豪顿 Hs8e 改为 HC 型,通道增大,且将换热元件高度从 500 mm 降到 400 mm,GGH 吹灰系统同步改造,可实现高压水、低压水和主蒸汽的吹扫;增加一台低泄露密封风机,向 GGH 原烟气侧底部扇形板提供清扫隔离风,降低 GGH 泄露量。

增设一套事故烟气喷淋系统,作为烟气事故降温,吸收塔进出口烟道根据吸收塔的增高进行抬升。烟气系统改造后系统阻力为 3 140 Pa,其中吸收塔阻力 1 540 Pa (含除雾器),GGH 阻力 900 Pa,烟道系统阻力 500 Pa,补偿烟囱自拔力 200 Pa。

2.3 脱水系统及石膏排浆系统改造

更换石膏排浆泵,吸收塔排浆量由 51.8 m³/h 增加为 120 m³/h,同时更换 2 台石膏旋流器,型号 ZVF8gi,进料管道 DN150,溢流口径 DN250,底流 DN200,旋流子数量 7 用 1 备,真空皮带脱水机由 2×11.5 t/h 改为 2×28.2 t/h,即桑尼 DU30 m²/2500

型,有效过滤宽度 2 800 mm,过滤面积 30m²。并同步对真空泵进行改造,型号为纳西姆 2BE4 400-2BY3 型水环式真空泵,最大处理能力 7 740 m³/h。

2.4 石灰石浆液系统改造

原有石灰石耗量为 2×4.5 t/h,制浆系统设计出力为 2×7.4 t/h,但实际运行出力只有 2×6.5 t/h,由于烟气中 SO₂ 浓度设计值较已建工程设计值有较大增加,改造后石灰石耗量为 2×8 t/h,需对制浆系统进行增容改造,改造方案为:原有湿式球磨机系统利旧,新增一套石灰石粉仓及石灰石浆液箱,采用原有磨机制浆系统和新增石灰石粉制浆系统同时运行的方式,更换原有石灰石浆液输送泵,每套制浆系统可分别对两个吸收塔供浆,提高系统可靠性。

2.5 其他系统改造

为满足系统需要,新增 1 个事故浆液箱,有效容积 2 800m³,配 4 台侧进式搅拌器和 2 台事故浆液返回泵。其余电气、控制、土建等系统根据工艺需要做相应改造。

3 脱硫系统扩容改造后运行效果

3.1 浆液循环泵不同组合方式运行时脱硫效率

脱硫改造后,#1、#2、#3、#4、#5 浆液循环泵的标高分别为 25.5 m、27.3 m、29.1 m、30.9 m、32.7 m,循环泵的投用数量关系着脱硫效率和运行的经济性,根据系统运行特点,喷淋层越高,塔内气液接触面积越大,反应时间越长,去除烟气中 SO₂ 的能力就越高,在循环泵正常运行的情况下,分别对 5 台浆液循环泵的运行模式进行测试(要求至少有一台高扬程泵运行),试验结果如表 1 所示:

表 1 各种浆液循环泵组合运行方式脱硫效率

编号	循环泵	负荷 /MW	硫分 mg/m ³	脱硫率 /%	液位 /m	pH
1	#1、#2、#4	603	1330	97.95	15.9	5.5
2	#1、#2、#5	600	2040	95.21	16.6	5.3
3	#1、#3、#5	600	1980	96.65	16.6	5.3
4	#1、#2、#3、#5	596	2405	96.85	17.0	5.1
5	#1、#3、#4、#5	594	2350	98.15	17.0	5.1
6	#1、#2、#3、#4、#5	600	2460	98.96	17.1	5.3

通过调试可知,运行 3 台浆液循环泵,脱硫效率达到 95% 以上,SO₂ 浓度为 2 460 mg/m³ 时运行 5 台泵脱硫率达到 98.96%,比设计值(SO₂ 浓

度为 $2\ 200\ \text{mg}/\text{m}^3$, 脱硫效率 98.7%) 有所增加。

3.2 石膏脱水后品质

在吸收塔浆液密度 $1\ 150\ \text{kg}/\text{m}^3$ 时启动石膏脱水系统, 石膏旋流器 7 个旋流子运行, 入口压力 $165\ \text{KPa}$, 根据真空皮带脱水机转速的不同, 真空度在 $-70\ \text{Pa}$ 至 $-50\ \text{Pa}$ 之间波动, 石膏含水率 $12.01\%\sim 15.61\%$ 。此外, 在氧化风量 $9\ 400\ \text{m}^3/\text{h}$ 运行的工况下, 石膏纯度在 $86\%\sim 93\%$ 之间波动, 表 2 是取 3 组样品化验的结果。

表 2 改造后石膏浆液品质

含水量 (wt%)	石膏 (wt%)	CaCO_3 (wt%)	$\text{CaSO}_3\cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$ (wt%)	Cl^- (ppm)	F^- (ppm)
15.61	86.52	4.49	1.07	797	797
12.20	88.87	4.75	0.18	709	709
11.72	92.71	4.46	0.08	1286	1286

3.3 除雾器运行情况

系统投运后, 负荷 $600\ \text{MW}$ 时管式除雾器压差 $14\ \text{Pa}$, 屋脊除雾器压差 $142\ \text{Pa}\sim 151\ \text{Pa}$, 排放烟气含水量随机组负荷的增加而降低, $600\ \text{MW}$ 时含水率 $11.53\ \text{mg}/\text{m}^3$, $300\ \text{MW}$ 时含水量 $14.62\ \text{mg}/\text{m}^3$, 运行一年后检查除雾器表面无结垢现象, 屋脊除雾器顶层新装的冲洗水无冲洗盲点, 冲洗效果良好, 如图 1、图 2 所示。

3.4 其他设备运行情况

系统中改造的所有单体设备运行稳定, GGH 漏风率为 0.6% , 制浆系统满足两台吸收塔石灰石浆液的供浆量, 事故浆液箱能够有效容纳因设备检修时吸收塔的排浆量。

4 结论

脱硫系统改造后各单体设备运行正常, 烟气含硫量 $2\ 460\ \text{mg}/\text{m}^3$ 时脱硫效率达到 98.96% , 超过了硫分 $2\ 200\ \text{mg}/\text{m}^3$ 时 98.7% 的设计值, 脱硫装置出口 (烟囱高 70 米处) SO_2 浓度小于 $50\ \text{mg}/$



图 1 屋脊除雾器第二级上部



图 2 管式除雾器

m^3 , 除雾器除雾效果良好, 出口液滴携带量远小于 $50\ \text{mg}/\text{m}^3$ 的设计值, 石膏含水率略微偏高, 制浆系统满足供浆量需求。改造后系统运行可靠、稳定。

参考文献

- [1] 钱艺华, 盘思伟, 汤龙华等. 沙角 C 电厂 3 号机组脱硫吸收塔系统的优化分析[J]. 广东电力, 2006, 19(8): 60-63.
- [2] 张雷. 石灰石-石膏湿法烟气脱硫增容改造主要方案与应用实例[J]. 科技信息, 2011, 23: 221, 375.
- [3] 刘剑军, 赵志华, 严学安等. 湿法脱硫装置 SO_2 吸收系统增容改造方案探讨[J]. 电力技术与环保, 2011, 27(6): 33-35.
- [4] 王仁雷, 姬海宏, 朱跃等. $600\ \text{MW}$ 燃用高硫煤机组脱硫装置增容改造及性能分析[J]. 发电技术, 2013, 152(34): 15-17, 22.
- [5] 孟凡强, 丛晓蓉. 烟气脱硫增容改造工程的优化设计[J]. 华电技术, 2012, 34(5): 74-76.