

660 MW 机组基建过程中对脱硫装置的改进

张荣发

(江苏射阳港发电有限责任公司,江苏盐城 224345)

摘要:国家环保部对脱硫装置取消旁路烟道提出明确的要求,2011版《火电厂大气污染物排放标准》对SO₂排放提出了更高的标准。某电厂660 MW机组在建设过程中,积极采取措施,对相关系统进行配套优化,提高机组的可靠性和脱硫装置的性能保证值,避免机组投产后的后期改造,节约了投资成本,并保证了脱硫设施满足环保执行标准提高的需要。

关键词:燃煤机组;脱硫装置;取消旁路;提升性能;措施

中图分类号:X701.3

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2014)02-0072-03

某公司三期扩建工程2×660 MW机组于2005年6月通过环境影响评价,当初规划设计时脱硫装置采用带有烟气旁路的石灰石—石膏湿法脱硫系统。在第二台机组建设过程中,国家环保部对脱硫装置取消旁路烟道提出明确的要求并对火电厂大气污染物排放标准进行了较大幅度的提高。若按原有设计进行建设,机组将面临着投产后就需要进行改造的窘境。在工程建设过程中,通过与设计方进行技术沟通,按环保部原则要求取消脱硫烟气旁路系统,在取消旁路烟气系统的同时,对相关系统进行配套优化,提高机组的整体可靠性和脱硫装置脱硫性能的保证值。

1 工程概况

三期工程锅炉选用的是东方锅炉2×660 MW超超临界直流煤粉炉,采用微油点火,平衡通风,脱硝为SCR选择性还原脱硝技术,采用静电除尘技术除尘,脱硫为石灰石—石膏法脱硫工艺,主烟道设有脱硫烟气旁路挡板,2台机组共用一座单管烟囱。脱硫装置配一台增压风机,吸收塔为三层喷淋,采用平板式除雾器。脱硫公用系统在第一台机组(5号机组)建设时同步建成。2台机组土建工程同步施工完毕,引风机基础、主烟道支架、脱硫岛烟道支架已建成。

2 提高脱硫装置的可靠性

脱硫旁路烟道的主要作用是当锅炉点火、低负荷稳燃及电除尘故障或锅炉故障,烟气通过旁路直排烟囱,避免油污、粉煤灰等造成脱硫系统浆液污染中毒以及高温烟气对脱硫系统冲击损坏脱硫设备。或当脱硫系统主要设备故障时,打开旁路烟气挡板,保证主机安全运行。取消旁路后,FGD成为主体机组不可解列的一部分,只要锅炉烟气系统运行,FGD就必须同步运行。因此分析出无旁路脱硫系统的薄弱环节,采取必要的对策措施,提高机组的可靠性。

2.1 实施引增合一

在有烟气旁路的脱硫系统中,引风机与增压风机分开设计,初衷是避免引增合并设计时,脱硫退出运行,引风机没有脱硫岛负载而存在系统适应性差和大马拉小车的问题。该公司烟气系统也是这种典型设计,引风机设计为并列2台,增压风机设计为1台,与引风机串联。取消旁路后,增压风机为单列没有备用,一旦增压风机发生故障,将会造成整套机组的解列。旁路取消后,增压风机变成累赘。因此为提高机组的可靠性,必须取消单列增压风机实施引增合一改造。通过对已投运的第一台机组运行及试验参数分析,结合第二台机组(6号机组)优化情况模拟取值,引风机出口至脱硫至烟囱的阻力取2680 Pa,引风机前压力-4872 Pa不变。锅炉尾部、空预器、静电除尘器可以安全运行,不需要加固,满足《火力发电厂燃煤系统设计计算技术规程》要求。风机参数确定后,与风机厂技术部沟通,做好风机选型优化工作,风机的流量不变,风机叶轮直径缩小,通过提速来提升风机的压头,电机功率及转速相应匹配选型。风机厂核算,已做好的风机和电机基础满足载荷要求,其他接口尺寸基本不变,电源负载也能满足要求。本次在基建过程中引增合一改造,主要是电机增容改造的费用,经测算一年即可收回投资。

2.2 实施烟道优化

增压风机取消前,主烟道与增压风机入口烟道连接后再与吸收塔连接,烟道的走向由最高点下降到最低点然后再爬升到一定标高的过程,系统结构复杂且阻力大。增压风机取消后,脱硫原烟道优化为由主烟道圆滑过渡自上而下进入吸收塔,系统减小阻力并节约烟道建设成本。在此之前,烟道支架已施工完毕,利用现有的烟道支架,核算支架的抗扭抗推载荷,对烟道支架加固和结构改造,调整标高和支撑点,满足新走向烟道的承载。2台机组共用一个烟囱,在一些特殊气候条件或运行工况下,两侧烟气会产生对冲。因此保留FGD净烟道挡板,以保证脱硫系统停会后的安全隔离。

2.3 增设事故喷淋

在取消烟气旁路的情况下,需要考虑系统的可靠性和安全性,如发生锅炉空预器故障时,造成吸收塔入口烟温超过吸收塔内部材料或构件的耐温极限的极端问题发生,事故喷淋对事故烟气进行降温处理,以保证吸收塔的设备安全^[1]。事故喷淋系统的水源按2路设计,由除雾水和消防水2路水源供给,其中除雾水电源在保安段上,消防水有柴油发电机一体机,保证其水源的可靠性。阀门采用气控装置,接入DCS控制,根据烟气温度的变化进行逻辑判断,达到预设的保护温度快速开启事故喷淋阀,起到降温保护的作用。

2.4 提高逻辑控制的可靠性

取消烟气旁路后,只要锅炉运行,脱硫就必须运行,可称为第四大主机。因此脱硫逻辑控制的合理性相当的重要,逻辑控制应做到主次之分。不能因为主要保护缺失,延判误判造成设备损坏。也不能因次要的逻辑控制误跳主要设备,最终传导主设备跳闸发锅炉MFT信号。

主保护涉及到脱硫装置设备安全问题,满足以下条件的,脱硫DCS向主机DCS发脱硫请求锅炉MFT信号,请求停主机。(1)3台吸收塔浆液循环泵同时停运;(2)FGD入口原烟气温度 $>160\text{ }^{\circ}\text{C}$ 与持续20 min以上;(3)FGD入口原烟气温度 $>180\text{ }^{\circ}\text{C}$ 延时5 s。其他例如入口 SO_2 浓度超标、吸收塔浆液pH值持续小于4、除雾器压差大以及相邻搅拌器停运等作为报警信号列出,进行人工复核判断,确定操作方向。对于次级保护的判断应慎重考虑,例如吸收塔浆液循环泵涉及的判断比较多,任何一点的条件不满足都可能造成循泵停运,若叠加发生,3台循泵全停将会发MFT信号造成机组全停。因此在设计循泵启停逻辑时,循泵运行中涉及到的阀门信号状态变化、温度异常、液位异常转为报警信号,通过人工排查的方法确定操作方向。

3 提高脱硫装置的性能保证值

2011版《火力发电厂大气污染物排放标准》对 SO_2 排放浓度限值进一步提高,该公司所在区域范围执行的标准是 200 mg/m^3 。从已投运的第一台机组运行情况来看,按含硫0.8%设计煤种,出口排施浓度控制在 100 mg/m^3 以内,若按出口排放浓度按 200 mg/m^3 控制,最高可燃用含硫量1.2%左右的煤种。为了控制发电成本,适应燃料市场的变化,企业更愿意采购价格相对较低的高硫煤。同时,随着环保对火力发电厂污染物排放标准的要求越来越高,区域划分要求越来越严。在第二台机组脱硫装置建设时进行性能优化,原则上在不增加投资的情况下,做好第二台脱硫装置处理能力的储备,提高脱硫装置的性能保证值,以适应环保政策

新标准提高的需要。鉴于第一台脱硫达标排放运行的情况,考虑到现场布置空间有限以及造价不增加的原则,吸收塔的塔高及喷淋的层数不变。

3.1 吸收塔喷淋系统优化

吸收塔喷淋层喷嘴的作用是将浆液充分地雾化,使浆液有足够接触面积洗涤烟气中的 SO_2 ,喷嘴的性能对脱硫率有重要影响。原设计中,喷淋层喷嘴采用螺旋式喷嘴,作用原理是随着连续变小的螺旋线体,浆液不断地经螺旋线相切后改变方向呈片状多层喷射成同心轴状锥体。这种喷嘴的特点是覆盖面积较大,需要压头较小。缺点是喷嘴对浆液的品质要求高,雾化颗粒较大,且易缠绕杂质,喷嘴容易失效。

考虑到吸收塔总高及层高维持不变,若要提高 SO_2 脱除率,需要选用适应性更强的脱硫喷嘴。有试验数据表明,喷嘴的间距、喷嘴的压降、喷淋角较大时,气液间湍流增强,传质系数增大,喷淋层传质能力有所提高。空心锥喷嘴具有喷淋角大、压降高、流量小的特点,原理是浆液从切线方向进入喷嘴的旋涡室内,然后从与入口方向成直角的喷孔喷出,形成无数雾滴组成的空心锥喷雾群,雾滴小且均匀,喷嘴的自由畅通直径大,具有自清洗能力。空心锥喷嘴满足选型条件,第二台脱硫吸收塔喷嘴由螺旋式喷嘴改为空心锥喷嘴,经选型设计,增加喷嘴密度,数量由264个增加到576个,喷嘴的密度增加,烟气的逃逸率减小,有效提高脱硫效率。

3.2 喷淋层配套优化

喷淋层喷嘴选型设计定型后,核算吸收塔循环浆液泵供浆能力和除雾器处理能力。

(1)原选型喷嘴的单个流量由 $125\text{ m}^3/\text{h}$ 降为 $61.5\text{ m}^3/\text{h}$,雾化压力由0.3 bar提高至0.7 bar,总流量由 $11\,220\text{ m}^3/\text{h}$ 增加到 $11\,800\text{ m}^3/\text{h}$,核算吸收塔循环泵的功率分别由800 kW/900 kW/1000 kW提增到1120 kW/1250 kW/1250 kW,每台泵转速提升10 r/min,循环泵的电机和变速箱换型^[2]。

(2)屋脊式除雾器设计流速大,经波纹板碰撞下来的雾滴可集中流下,减轻烟气夹带雾滴现象,烟气通路面积亦即除雾面积比水平式面积相应增大,除雾效率高。因此喷淋层改用雾化颗粒相对较细的喷嘴时,需要选用屋脊式除雾器,提高吸收塔除雾性能。

3.3 吸收塔结构局部优化

脱硫吸收塔的塔体直径、吸收及除雾区域高度和氧化浆池容积决定吸收塔的烟气处理能力,对比5号脱硫实际处理的各项烟气参数进行流场分析,确定采用优化吸收塔入口烟道的方案,吸收塔总高不变、入口宽度不变、入口中心标高基本不变,高度压缩1.2 m,吸收塔入口下倾 10° 。优化后,烟气入口至第一层喷

淋层距离增加 0.6 m 和浆池高度提高 0.6 m。烟气入口至喷淋层距离增加, 烟气在吸收塔内的停留时间相对加长, 相应的提高脱硫效率。吸收塔浆液池容积增大后, 增加 SO₂ 吸收、氧化、石膏结晶可靠性, 提高对烟气体量、SO₂ 浓度增加、石灰石品质变差时运行工况的适应性。同时, 浆液区液位提高, 相应地增加循环泵的静压, 提高循环泵的抗汽蚀能力。吸收塔入口烟气流速提高至 14.7 m/s, 烟气流动的刚性提高, 同时进入吸收塔后下压, 使烟气在吸收塔内的充满度提高, 流场分布更加均匀, 烟气接触面积增加、停留的时间加长, 提升吸收塔内的烟气与浆液的传质效果, 提升脱硫性能。

4 改造后的经济性和可靠性分析

在本次基建中实施的改造, 主要是涉及到设备的调减和增容换型。脱硫增压风机取消、引风机本体及电机增容选型、喷淋层喷嘴换型、吸收塔循环泵电机及变速箱增容换型、烟道支架加固、旁路挡板及原烟气挡板取消、挡板密封风系统取消。整体安装工程量略有减少, 设备费及安装费总体调整基本平衡, 节约了机组投产后的后期改造费用, 控制了机组的投资成本。同时, 实施引增合一改造后, 有效降低机组的厂用电率, 提高机组的经济性指标^[3]。按照机组满负荷等效时间 5500 h 计算, 第二台机组采用引、增合一后比第一台机组节电 12 117 072 kW·h, 按上网电价 0.42 元/(kW·h) 计算, 每年可节约运行费用 508.91 万元, 第一台机组与第二台机组引风系统年耗电量对比如表 1 所示。

表 1 机组烟气系统耗电量对比表

项目名称	5号机组	6号机组
机组负荷/MW	660	660
甲引风机均值/A	399	420
乙引风机均值/A	401	417
增压风机均值/A	302	—
年耗电量/(kW·h)	50 388 370	38 271 658

通过引增合一改造、增设事故喷淋、逻辑控制完善, 有效解决了无旁路系统单列设备可靠性差, 脱硫装置被迫接受高温烟气时对脱硫装置进行主动保护, 提高了机组的可靠性, 保护了脱硫装置的设备。通过吸收塔喷淋系统优化, 脱硫装置的处理能力有了进一步的提升, 提高了脱硫装置的工况适应性。第二台机组脱硫装置经过长周期满负荷考核, 脱硫性能比第一台机组明显提升。在设计煤种下, 脱硫效率稳定在 96% 以上, 出口 SO₂ 排放浓度控制在 100 mg/m³ 以内, 吸收塔入口烟尘浓度约在 50 mg/m³ 左右时, 吸收塔除尘效率在 40% 以上, 通过吸收塔洗涤, 最终烟尘排放浓度降至 30 mg/m³ 以内, 满足最新火力发电厂大气污染物排放限值要求。2 台机组脱硫运行参数对比如表 2 所示。

表 2 2 台机组脱硫运行参数对比表

内容	参数	参数	参数	参数
5 号机组脱硫运行参数摘录				
入口 SO ₂ 浓度/[mg·(m ³) ⁻¹]	2048	1906	1845	1700
出口 SO ₂ 浓度/[mg·(m ³) ⁻¹]	101	75.9	77.2	74.3
脱硫效率/%	95.1	96	95.8	95.6
入口烟尘浓度/[mg·(m ³) ⁻¹]	57.8	58.1	56.3	55.9
出口烟尘浓度/[mg·(m ³) ⁻¹]	32.2	34.1	31.4	29.5
除尘效率/%	44.2	41.3	44.2	47.2
内容	参数	参数	参数	参数
6 号机组脱硫运行参数摘录				
入口 SO ₂ 浓度/[mg·(m ³) ⁻¹]	2670	1979	2368	2402
出口 SO ₂ 浓度/[mg·(m ³) ⁻¹]	59	62	73	64
脱硫效率/%	97.8	96.9	97.0	97.3
入口烟尘浓度/[mg·(m ³) ⁻¹]	52.9	53.2	51.5	49.3
出口烟尘浓度/[mg·(m ³) ⁻¹]	30.8	28.4	26.7	28.8
除尘效率/%	41.0	46.2	47.8	41.0

5 问题及改进

带有旁路系统的脱硫装置, 公用系统设计过于单一也是脱硫装置的薄弱环节。随着大容量机组投入运行, 且公用系统越来越重要。本期工程石灰石供浆系统为 2 套脱硫共用一个石灰石供浆储罐。第一台机组运行期间, 发生过石灰石供浆储罐设备故障, 新鲜的浆液无法及时补充, 导致吸收塔工况迅速恶化, 虽经过地坑系统向吸收塔补浆, 给生产带来很大威胁。第二台机组投产后, 石灰石供浆系统将会临更大的考验。目前生产部门设计事故浆液和石灰石供浆两用箱, 提高事故浆液箱的备用系数, 同时提高供浆系统的可靠性。脱硫系统处理事故烟气时, 若事故喷淋与除雾器进行同时冲洗, 将达到最佳效果。第二台脱硫系统增设事故喷淋时, 事故喷淋水源在第二台除雾水源侧选取, 当第二台脱硫处理事故烟气时, 面临着向事故喷淋和除雾器同时供水, 造成供水流量和扬程不足的问题。2 台脱硫的事故喷淋与 2 台脱硫的除雾冲洗交叉布置, 第一台脱硫事故喷淋接在第二台脱硫除雾冲洗水源上, 可实现事故喷淋与除雾器同步冲洗, 更有利于控制高温烟气。

6 结束语

在基建过程中积极采取措施, 在不增加工程造价的前提下, 取消烟气旁路系统, 优化脱硫装置设计, 实现引增合一改造, 提高脱硫装置的性能和可靠性, 避免机组投产后的后期改造, 节约了投资成本, 提高了机组的健康水平和脱硫装置的性能保证值, 保证了脱硫设施满足环保执行标准提高的需要。

(下转第 78 页)

除高压缸轴封蒸汽外漏。在瓦面修刮、清理异物、门杆漏汽改接后,机组重新起动。起动后的各阶段,轴瓦金属温度均在正常范围内。机组满负荷 660 MW 运行,2 号机组轴封系统参数数值与 1 号机组接近,高压缸前轴封已无外漏现象,1 号轴瓦的温度稳定。机组负荷在 300~660 MW 调整时润滑油供油温度自动控制在 45 °C,1 号轴承下轴瓦金属温度在 78~83 °C 波动,2 号机组运行一年来,未再出现轴瓦温度偏高或温度波动幅度过大的现象。

5 结束语

汽轮机轴承金属温度异常升高,往往是乌金磨损、碾压的前兆,在发现轴瓦温度异常现象后,应在加强运行监视,尽快寻找机会停机检查处理,避免发生汽轮机烧瓦弯轴的恶性事件。引起轴瓦金属温度高的原因很多,实践中需依据轴承原理并结合现场情况具体分析后确认原因,采取相应对策,降低轴承金属温度,确保汽轮机组的长期安全稳定运行。

参考文献:

- [1] 吴仕芳. 新一代超超临界 660 MW 汽轮机的设计开发[J]. 华东电力,2010,38(11):1775-1780.
- [2] 施维新. 汽轮发电机组振动与事故[M]. 北京:中国电力出版社,1999:491-494.
- [3] 武建军,朱晓东,付建国,等. 汽轮机停机过程中轴承金属温度异常升高的分析与处理[J]. 江苏电机工程,2007,26(4):17-19.
- [4] 戴其兵,傅行军. 大型汽轮发电机组标高对轴承载荷的影响[J]. 江苏电机工程,2008,27(2):64-66.
- [5] 中国动力工程学会. 发电设备技术手册汽机篇[M]. 北京:机械工业出版社,1998:52-53.
- [6] 李守伦,张清宇. 汽轮机轴瓦温度高的原因分析及处理[J]. 热力发电,2003,32(3):62-63.

作者简介:

- 陈华桂(1978),男,江苏姜堰人,高级工程师,从事汽轮机性能优化和故障诊断工作;
秦惠敏(1967),男,江苏溧阳人,高级工程师,从事汽轮机技术监督和故障诊断工作;
戴兴干(1977),男,江苏兴化人,助理工程师,从事汽轮机及热力系统的性能试验工作。

Analysis and Solutions of Metal Temperature Anomalies in 660 MW Steam Turbine Unit

CHEN Huagui, QIN Huimin, DAI Xinggan

(Jiangsu Frontier Electrical Power Technology Co.Ltd., Nanjing 211102, China)

Abstract: Metal temperature anomalies occurred on NO. 1 bearing bush of one 660 MW unit during the start-up processes. Preliminary analysis, carried out during operation periods and combined with the bearing bush inspection after the unit was shut down, confirmed that the poor positioning performance of the bearing bush caused by impurity was the main reason for the high temperature. Through tracing the lubricating oil and the rust within the bearing pedestal, it was found that the location where the valve lever leakage steam of Unit 2 entered into the gland seal system was unreasonable. Defect elimination measures such as removing the foreign bodies, scraping the bush, and grafting the valve stem leakage pipeline were proposed. After implementing these measures, unit bearing temperature can be maintained at normal levels.

Key words: steam turbine; bearing; bush metal temperature; shaft seal

(上接第 74 页)

参考文献:

- [1] 边东升. 600 MW 机组湿法脱硫旁路烟道封堵及应对措施[J]. 企业技术开发,2018(8):119-120.
- [2] 田宏伟. 某 1025 t/h 锅炉引风机和增压风机合一技术改造[J]. 江苏电机工程.2013,32(5):71-73.

作者简介:

- 张荣发(1965),男,江苏盐城人,工程师,从事火力发电厂基建管理工作。

Improvement of Desulphurization System of 660 MW Power Unit During Construction Process

ZHANG Rongfa

(Jiangsu Sheyangang Power Generation Co. Ltd., Yancheng 224345, China)

Abstract: The State Environment Protection Department has made clear requirement for removing the bypass flue in the desulfurization systems. The 2011 version of Emission Standard of Air Pollutants for Thermal Power plants has also imposed higher demand on the sulfur dioxide emissions. In the construction process of one 600 MW power unit, active measures were adopted to optimize the related systems and improve the reliability of generation units. This can ensure that no more large reform is needed in future. The investment cost is reduced, the adopted desulphurization system, however, can meet higher demand.

Key words: coal-fired power unit; desulphurization equipment; removing bypass system; performance improvement; measures