

超临界机组脱硝改造对空气预热器的影响及解决措施

徐启, 潘萌萌, 李乔乔
(华北水利水电大学 电力学院, 郑州 450045)

摘要:以国内某电厂#4超临界机组脱硝改造为例,分析火电机组在脱硝装置改造中对空气预热器产生的影响,并且针对这一问题提出可行的解决措施,为今后国内同类火电机组脱硝装置改造提供经验。
关键词:超临界机组;脱硝装置;空气预热器
中图分类号:TK 223.3 **文献标志码:**B **文章编号:**1674-1951(2017)04-0066-02

0 引言

近年来我国火力发电厂的污染物排放标准日益严格,最新颁布的GB 1323—2011《火电厂大气污染物排放标准》中 NO_x 排放质量浓度标准从 200.0 mg/m^3 (标态)降低为 100.0 mg/m^3 (标态),几乎全国火电机组都需进行脱硝装置改造^[1-2]。国内有些火电厂的脱硝改造项目,脱硝装置投入运行后不久,空气预热器(以下简称空预器)的堵灰和腐蚀情况就出现恶化,致使空预器的阻力在较短时间内增加50%以上。探其根源,是由于选择性催化还原技术(SCR)脱硝装置的投运引起空预器的烟气成分发生了变化,导致空预器的堵塞机理也有所变化^[3]。

1 某电厂改造情况

本文以国内某电厂#4机组为例,该机组为东方锅炉(集团)股份有限公司生产的600 MW超临界参数变压直流炉,在机组投运4年后,根据实际需要增加脱硝装置进行改造。脱硝系统采用SCR,反应器布置在炉后除尘器进口烟道支架上方,层高为3.8 m,节距为8.2 mm,选用蜂窝式催化剂,还原剂采用液氨。在处理100%烟气量、锅炉额定出力(BRL)工况下,整个系统按照SCR入口 NO_x 质量浓度为 650.0 mg/m^3 (标态6%含氧量、干基),出口 NO_x 质量浓度为 97.5 mg/m^3 (标态6%含氧量、干基)设计,设计脱硝效率不低于85%。反应器按“2+1”模式设计布置催化剂,初装2层。此次改造对现有引风机进行扩容改造,但未对空预器同步进行改造,脱硝装置投运后不久空预器即发生严重堵塞。

2 运行概况

该机组于2012年9月7日停机,安装脱硝装置与机组的接口设备并进行系统调试。9月21日,SCR反应器通烟气运行;9月29日开始喷氨试运行;10月1日,在450.0 MW负荷下,A空预器差压增长至1.42 kPa,B空预器差压增长至1.52 kPa。相比9月21日,仅10 d时间,A,B空预器的差压涨幅就达到过去10个月差压涨幅的2倍,空预器最大差压达到3.10 kPa,且炉膛负压、送风量也随着空预器的周期性旋转而大幅波动,影响锅炉稳定燃烧,甚至增大炉膛内爆的可能性,严重威胁到锅炉的安全稳定运行^[4]。

#4机组脱硝装置通烟气后,空预器差压变化趋势如图1所示。

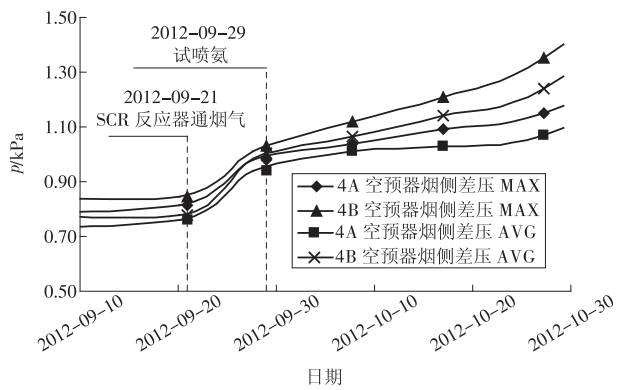


图1 脱硝装置通烟气后空预器差压变化趋势

为了保证机组安全稳定运行,11月21日,#4机组停机,将2台空预器蓄热元件抽出炉外,彻底清除积灰;12月8日,机组启动,450.0 MW负荷下烟气侧差压平均降低1.15 kPa,A空预器差压从1.84 kPa降至0.91 kPa,B空预器差压从2.37 kPa降至1.01 kPa,清灰效果显著。

与2011年11月清灰后、机组在300.0 MW负荷运行时的空预器差压波动幅度相比,该次清灰波动幅度明显增大。

3 对空预器的影响

空预器差压增长原因主要是燃煤中硫的质量分数高。煤粉燃烧生成了 SO_2 和 SO_3 ,其中绝大部分是 SO_2 ^[5-6]。有研究表明,在有2~3层催化剂的SCR系统中,SCR出口烟气中 SO_3 的体积比会比入口增加约50%。根据#4机组脱硝装置优化试验的数据,A侧脱硝反应器入口 SO_3 体积比为 $3.35\text{ }\mu\text{L/L}$ (标态),出口 SO_3 体积比为 $12.02\text{ }\mu\text{L/L}$ (标态);B侧脱硝反应器入口 SO_3 体积比为 $2.03\text{ }\mu\text{L/L}$ (标态),出口 SO_3 体积比为 $14.66\text{ }\mu\text{L/L}$ (标态);烟气流经催化剂层后, SO_3 体积比增加了3~6倍。烟气中的硫酸蒸汽对受热面金属的影响不大,但当它在壁温低于酸露点的受热面凝结下来时,就会引起低温腐蚀并且还会黏结烟气中的灰粒子,加重堵灰,造成空预器堵塞,使烟道阻力增大,导致差压增大。

脱硝系统烟气分布不均,氨逃逸测量仪表仅反映局部区域氨逃逸情况。喷氨后, SO_3 遇到氨气生成高黏性、液态的 NH_4HSO_4 ,黏结在空预器的蓄热片上,如此,不仅换热效果下降,还会对空预器低温段产生腐蚀,同时造成预热器积灰堵塞^[7],加重压差增大。

#4机组停止喷氨、退出脱硝反应器运行之后,A、B空预器差压同时降低,原因如下。

(1)反应器退出后,烟气不再经过催化剂, SO_2 不再向 SO_3 转化,空预器入口 SO_3 体积比降低,烟气酸露点降低,空预器堵塞速度减缓。

(2)停止喷氨后,不再继续生成 NH_4HSO_4 ,空预器堵塞速度减缓。

(3)提高排烟温度后,空预器蓄热元件变形减小,使积灰松动;同时,空预器经长时间强制吹灰后,堵塞情况有所好转。

4 解决措施

解决脱硝装置投运后空预器堵塞的问题,最优方案还是对空预器进行改造^[8],具体措施如下:将蓄热元件改为大通道波形;改变冷端蓄热元件高度;对冷端蓄热元件进行表面处理,并辅以吹灰系统改造。

但是,脱硝空预器改造的工作量较大,改造前要对机组进行热态试验,根据试验结果和空预器设计参数进行详细的核算,以确定改造后的蓄热元件波形、高度和换热面积。由于蓄热元件的生产加工周期耗时较长,而且必须等机组大、小修期间方可实施

空预器改造,整体改造项目工期需半年左右。如果在脱硝改造时没有同步实施空预器改造,一旦出现空预器堵塞加重的问题,必须在保持机组运行的情况下采取必要的运行调整措施,在一定程度上控制空预器堵塞加重的速度。

运行调整的基本原则如下:降低机组负荷、提高入炉煤热值,减少烟气中飞灰质量浓度;降低入炉煤种硫的质量分数,降低烟气酸露点;提高排烟温度到大于酸露点。

以该厂#4机组控制空预器堵塞速度为例,采取的应对措施^[9]如下。

(1)调整空预器脱硝装置。关闭#4锅炉A、B侧喷氨手动门,退出#4机组炉脱硝反应器;旁路挡板先开启3%左右,运行10 min后,开至5%,随后每隔10 min开启5%,当开度>50%后全开;关闭反应器进口挡板,30 min后关闭反应器出口挡板;停运稀释风机。脱硝装置退出运行期间,除空预器跳闸外,禁止操作脱硝旁路挡板,投运脱硝反应器时,要先开启出口挡板,启动稀释风机,手动开启反应器入口挡板5%左右,待催化剂温度达标后,再逐渐开大入口挡板,严格按照规程要求控制反应器温升。

(2)减少尾部受热面积灰。在运行调整期间,控制机组负荷在300.0~450.0 MW内;炉膛吹灰频率降为3 d1次;暂停省煤器蒸汽吹灰和声波吹灰,减少烟气中灰量。在炉膛和脱硝反应器吹灰间隙,投入空预器连续吹灰,吹灰压力设定2.5 MPa。

(3)减轻空气预热器低温腐蚀。调整配煤方案,#4机组尽量上低硫、高热值的煤种,降低烟气中 SO_2 和飞灰质量浓度,降低烟气酸露点。330.0 MW负荷以下时,减小B侧送风机和一次风机出力,增加B侧引风机出力,使B侧排烟温度>130℃,在空预器电流不超过19 A及送风机、一次风不喘振的情况下,尽量将排烟温度调整到140℃。若空预器电流大小超限,立即松开B空预器轴向密封增大间隙,并做好标记,疏通结束后,再将轴向密封间隙恢复正常。空预器电流超过23 A应减小两侧风机出力偏差,检查空预器扇形板提升装置,避免空预器电流迅速攀升导致跳闸。330.0 MW负荷以上时,根据屏式过热器、高温过热器出口温度偏差情况,按上述第2条措施尽量提高排烟温度来减轻空预器的堵灰程度。提高空气预热器壁温,调整暖风机供汽量,维持B空预器入口二次风温25~40℃,提高冷二次风温。

(4)控制再热蒸汽温度,调整再热器烟气调节挡板开度达到80%以上,再热汽温超限时投入事故减温水。
(下转第70页)

表 3 某电厂 2015,2016 年典型工况比对

项目	单位	2015-07-18			2016-07-16		
		#1 机组	#2 机组	平均	#1 机组	#2 机组	平均
再热器减温水量	t/h	2.11	4.29	3.20	15.66	25.71	20.69
引风机耗电量	%	0.33	0.40	0.36	0.49	0.54	0.52
一次风机耗电量	%	0.52	0.44	0.48	0.55	0.48	0.52
磨煤机耗电量	%	0.28	0.37	0.33	0.44	0.48	0.46
增压风机耗电量	%	0.50	0.48	0.49	0.51	0.54	0.53

月 16 日大量掺烧褐煤的数据做典型工况比对,见表 3。在年均负荷率同样接近 70% 的情况下,针对这些增量分别进行计算。

(1)引风机 + 增压风机耗电量增量为 0.20 百分点。

(2)一次风机 + 制粉系统耗电量增量为 0.17 百分点。

(3)输煤系统耗电量增量按照 0.07 百分点估算,按照热值减少量估算输煤系统耗电量增量为 0.0127 百分点。

(4)厂用电总增量为 0.38 百分点,相当于增加供电煤耗 1.15 g/(kW·h)。

(5)折算成标准煤成本增量 = 1.15 ÷ 300 × 500 = 1.91 (元/t)。

褐煤掺烧量增加后,所增加的供电煤耗折算成标准煤成本为 5.99 元/t。

3 结论

褐煤掺烧比普通烟煤所增加生产成本总和 = 燃

(上接第 67 页)

#4 机组采取以上措施 1 周后,空预器堵塞情况明显好转,A,B 空预器平均差压从 2.80 kPa 降低至 1.71 kPa,效果良好。

5 结束语

本文以国内某电厂 #4 机组为例,根据机组实际运行参数,梳理脱硝装置投运前后空预器堵塞的变化趋势,从机组燃煤等自身条件和脱硝装置两方面分析原因,论证脱硝装置对空预器的影响并提出了相应的解决措施。针对空预器未与脱硝装置同步进行改造的情况,提出了相应的运行调整措施,经实践考验,效果良好,为类似机组的改造运行提供了借鉴。

参考文献:

[1] 火电厂大气污染物排放标准:GB 13223—2011[S].
[2] 韩文科. 煤电超低排放:机遇与挑战[J]. 环境保护, 2016,44(8):39-41.

料存储热值损失 + 发电煤耗增量 + 厂用电增量,全部折算成标准煤单价成本 = 15.2 + 5.99 = 21.19 (元/t),即当褐煤购买成本比普通烟煤低 21 元/t (折算成标准煤)时,是比较合算的。

参考文献:

[1] 沈家铨,张建华,郑智扬,等. 燃煤发电厂储煤场自燃热损失的评估[J]. 发电与空调, 2013, 34(5):28-33,53.
[2] 李春艳,刘志华,盛春林. 褐煤储存损失试验研究[J]. 吉林电力, 2008,36(2):13-15.
[3] 肖敏,刘振德. 煤炭贮存时间与热值损失的研究[J]. 煤质技术, 2014(2):20-22.
[4] 张方,吴京龙,林柏林. 煤质变化对机组发电煤耗的影响分析[J]. 机电信息, 2013(27):115-116.

(本文责编:刘芳)

作者简介:

张方(1973—),男,福建龙岩人,工程师,从事生产管理工作(E-mail:741651595@qq.com)。

[3] 钟礼金,宋玉宝. 锅炉 SCR 烟气脱硝空气预热器堵塞原因及其解决措施[J]. 热力发电,2012,41(8):45-47,50.
[4] 程星星,金保升,仲兆平,等. SCR 脱硝装置对锅炉系统整体的影响理论分析[J]. 锅炉技术,2010,41(2):26-28,50.
[5] 周强泰. 锅炉原理[M]. 北京:中国电力出版社,2009.
[6] 韩东,郝海平,米自君. SCR 脱硝技术在沧东电厂 #4 机组中的应用[J]. 能源环境保护,2014,28(1):35-38.
[7] 张树利,董务明. 加脱硝装置的空预器堵灰原因分析及对策[J]. 热电技术,2014(1):12-16.
[8] 尹进. 1000 MW 超超临界机组同步脱硝空气预热器优化[J]. 科技视界,2011(25):87-88.
[9] 惠润堂,韦飞,王宝德,等. SCR 法烟气脱硝后空气预热器堵塞及应对措施[J]. 中国电力,2014,47(10):110-112.

(本文责编:刘炳锋)

作者简介:

徐启(1977—),男,河南上蔡人,副教授,工学硕士,从事动力工程、火电厂运行控制的研究(E-mail:13526672728@139.com)。