

空气预热器防堵灰技术在新昌电厂的应用

赵永权, 王晨瑜

(国家电投集团科学技术研究院有限公司, 北京 102209)

摘要: 随着环保要求日益严格, 电厂锅炉通常进行脱硝系统改造以控制 NO_x 排放, 导致回转式空气预热器普遍存在堵灰现象, 严重影响机组运行的经济性和安全性。为了解决该实际问题, 本文对目前国内外空气预热器状况、存在的问题及采取的措施进行了分析和讨论, 介绍了预防空预器防堵灰技术在江西新昌电厂的实践应用情况及经济性分析, 验证了该成果的实用性、指导性、前瞻性以及在电力行业内的推广价值。

关键词: 空预器; 防堵灰; 硫酸氢铵

中图分类号: TM621.2

DOI: 10.12230/j.issn.2095-6657.2022.32.015

文献标识码: A

国家电投集团江西电力有限公司新昌电厂 $2 \times 700\text{MW}$ 超超临界燃煤机组安装了两套脱硝装置, 该装置采用选择性催化还原法 (SCR), 在设计煤种及校核煤种、锅炉最大工况 (BMCR)、处理 100% 烟气量的条件下脱硝效率不小于 80%。机组按照超低排放标准投入脱硝运行后, 脱硝系统喷氨过量, 导致下游空气预热器堵塞, 烟气侧差压高达 2.5kPa 左右, 严重影响了机组出力及设备可靠性。新昌电厂采取了投入暖风器、蒸汽吹灰、临时提高烟气温度及高压水冲洗等措施, 虽然部分措施可缓解空气预热器的堵塞情况, 但是会对空气预热器蓄热元件造成不可逆的损伤, 对机组经济性、锅炉效率及设备寿命具有负面影响。

1 空气预热器堵塞原因及后果

空气预热器的堵塞可分为硫酸氢铵 (ABS) 堵塞与硫酸低温腐蚀堵塞两类, 前者主要由烟气中硫酸氢铵胶体 (NH_4HSO_4) 导致, 后者主要由烟气中硫酸 (H_2SO_4) 腐蚀导致。

1.1 硫酸氢铵 (ABS) 堵塞

我国《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011) 中要求燃煤机组 NO_x 排放不超过 $100\text{mg}/\text{m}^3$, 而部分地区在此基础上实行大气污染物超低排放或近零排放, 即 NO_x 排放不超过 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。目前, 燃煤机组常用的 NO_x 控制技术为燃烧后控制技术, 即烟气脱硝将生成的 NO_x 还原为 N_2 的选择性催化还原脱硝 (SCR)。SCR 脱硝技术是指在适当的温度及催化剂条件下, 利用还原剂 (NH_3 或尿素等) 有选择地将烟气中的 NO_x 转化为氮气和水的脱硝技术。

然而近几年火电厂进行 SCR 脱硝技术超低排放改造后, 空预器的阻力呈现出增加趋势, 部分电厂出现空预器严重堵塞而不得不停机清洗的情况, 其根本原因就在于 SCR 脱硝系统的过量喷氨, 导致出现燃煤机组空预器的硫酸氢铵 ABS 堵塞问题。因此, 要想

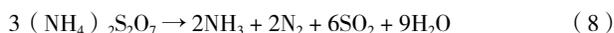
真正解决空预器积灰、堵塞问题, 必须彻底分析清楚空预器发生积灰、堵塞的机理, 采取针对性的应对措施^[1]。

1.2 NH_4HSO_4 的产生

SCR 烟气脱硝过程中, 在一定条件下 SO_3 可与出口烟气中未反应的逃逸氨 NH_3 以及水蒸气生成硫酸氢铵 (ABS) 和硫酸铵 (AS), 二者的产生量取决于 NH_3 和 SO_3 的比例。理论上讲, 当 NH_3/SO_3 摩尔比大于 2 时, 只生成 AS; 当 NH_3/SO_3 摩尔比小于 1 时, 只生成 ABS; 当 NH_3/SO_3 摩尔比介于 1 和 2 之间时, 会生成 ABS 和 AS 的混合物, 其反应如下:



一般情况下 AS 的熔点为 513°C , 且易分解为 ABS。通过分析 AS 在各温度下的常量热分解, 得出其热分解机理分为以下三步反应:



硫酸氢铵在不同的温度下分别呈现出气态、液态和颗粒状。在 147°C 以下硫酸氢铵呈现固态, 而其露点在 207°C 左右, 因此在 $147 \sim 207^\circ\text{C}$ 这一完全覆盖空预器运行温度的范围内为鼻涕状胶体形态, 容易捕捉烟气中的飞灰而导致空预器堵塞, 因此, 硫酸氢铵 ABS 堵塞是空预器无法回避的问题, 且其一般在空预器冷端中间段受热面发生沉积, 附着在换热器表面之后呈现出既黏又硬的特性。同时, 硫酸氢铵 ABS 堵塞不仅可能发生在空预器的冷端, 还可能发生在电除尘器电极表面上, 造成电

除尘的堵塞、失效。

1.3 空预器堵塞带来的后果

(1) 空预器堵塞导致锅炉的机械、化学燃烧损失增加，严重时会导致三大风机送风能力下降，降低机组的出力。

(2) 空预器发生堵塞、玷污，灰污系数减小，将影响其换热能力。

(3) 空预器堵塞导致局部受热不均，严重时可发生着火、卡死、密封损坏等，降低了设备的可靠性。

(4) 因清除空预器堵塞，增大投入蒸汽吹灰系统将导致受热面损坏。

(5) 因空预器堵塞影响引风机、送风机、一次风机电耗，电厂用电及供电煤耗会相对增加。

(6) 空预器的堵塞导致锅炉排烟热损失增加，局部受热不均也会引起空预器漏风率增大，降低了锅炉的热效率。

(7) 当漏风超过引风机的负荷能力时，会使炉膛负压难以维持，迫使锅炉降负荷运行。

2 空气预热器状态监测基本思路

2.1 空预器内部状态可视化监测系统

在空预器内部加装视频采集装置，对转子受热面积灰程度和分布区域进行可视化监测、严重积灰预警、分析评判吹灰效果。加装阵列式红外线传感器以采集空预器蓄热元件的温度分布情况，通过冗余智能火灾判别模型，提高热点判别准确率。对空预器本体内部热点分布、积灰变化规律进行准确、实时、可视化监测。

2.2 空预器局部高温、高流速热风分区建模及设计

根据空预器结构、运行工况、一次风及二次风的状况，进行空预器局部高温、高流速热风分区建模、CFD 仿真计算及设计，保证空预器局部分区能形成硫酸氢铵挥发分解区。

2.3 空预器换热元件在线防堵装置研制

根据高温、高流速热风分区设计，对空预器扇形板进行改造，加装防堵灰 3.5 分仓，增设外部热风道，设置分区热风门控制挡板，对热风分区的温度、流量、压力等进行在线监测，实现空预器换热元件在线防堵。

3 项目工程实施方案

本项目抽取锅炉热一次风，经防堵灰风道送至空预器冷端二次风处增加的防堵灰 3.5 分仓，分仓分成 A1/A2 两个仓体，防堵灰风从分仓喷风口喷出，吹扫并加热局部蓄热元件，达到治理空预器堵灰的效果。在位于防堵灰喷风口正上方的空预器热端装有在线粉尘浓度测量仪，可以实时测量防堵灰热风携带出的粉尘浓度，通过调整 A1/A2 分仓压力，控制风量，以达

到最佳防堵效果。

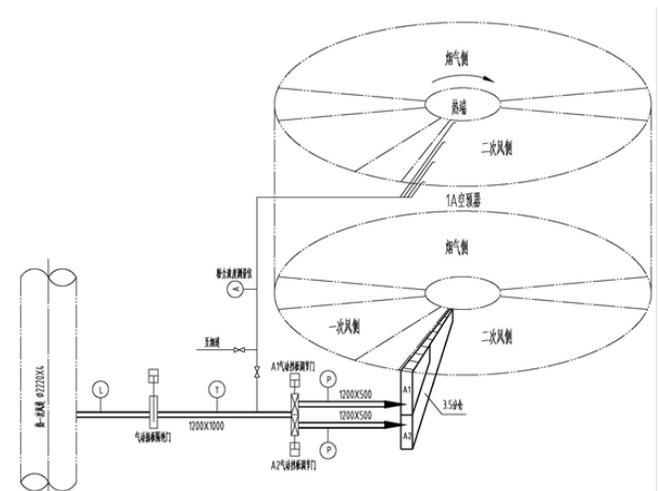


图1 空预器防堵灰系统流程图

3.1 空预器 3.5 分仓防堵灰改造工程系统

分为如下几个系统：

(1) 防堵灰风道系统。在 #1 炉热一次风道上开口抽取热一次风，经过气动插板隔绝门、膨胀节、A1/A2 气动挡板调节门分别送至由 A1、A2 两个仓体组成的防堵灰分仓。

(2) 3.5 分仓系统。对 #1 炉 A 侧空预器冷端二次风与一次风之间的扇形板进行改造，在其二次风侧增加一个 3.5 分仓，将引自热一次风道的防堵灰热风送至 3.5 分仓，从喷风口喷出，吹扫并加热蓄热元件。

(3) 冷端分隔系统。本次改造在 #1 炉 A 侧空气预热器冷端新增了“T”型分隔板，将冷端蓄热元件做了假性分隔，实现了原 48 仓格向 96 仓格的转变。减小了仓格之间热风的扩散，提高了仓格内热风的流速，强化了空预器的防堵灰效果。

(4) 主要设备。防堵灰风入口隔绝门、防堵灰风入口 A1 通道调节门、防堵灰风 A2 通道调节门、防堵灰粉尘浓度检测仪、3.5 分仓。

(5) 热一次风自流方案。从热一次风母管取防堵灰风，引入到 3.5 分仓中（空预器冷二次风侧，靠近冷端一次风/二次风扇形板旁边）。平台上布置水平风道，从空预器壳体侧壁（二次风侧靠近一次风/二次风扇形板）旁边开口，连接 3.5 分仓，引出风道，依次安装调节门、直管段（带标定孔）、插板门、弯头、膨胀节、一次风母管^[2]。

3.2 调试过程

(1) 机组负荷在 350MW 运行时，防堵灰系统调节阀可以全开投入运行，但一次风压因协调投入原因为 7.4kPa，这已接近调门保护值。

(2) 机组负荷在 400 ~ 500MW 期间运行时，防堵灰系统调节阀可以全开投入运行，不影响机组运行，机组在此期间运行时，开、关调节阀及调整调节阀开度，不影响机组运行，不

仅满足机组的正常运行需要,同时满足防堵灰系统的运行要求。

(3) 机组负荷在 500 ~ 600MW 期间运行时,将 A1 及 A2 调节阀后压力控制在 3 ~ 4kPa,不影响机组运转,机组在此压力区间、运行期间运行时,不影响机组运行,不仅满足机组的正常运行需要,同时满足防堵灰系统的运行要求。

(4) 机组负荷在 600 ~ 700MW 期间运行时,控制 A1 及 A2 调节阀后压力在 3 ~ 4kPa,不影响机组运转,机组在此压力区间、运行期间运行时,满足机组的正常运行需要,同时满足防堵灰系统的运行要求。

(5) 在由低负荷升至高负荷操作期间,如由 5 台磨煤机运行增加到 6 台磨煤机运行时,需要关闭 A1 或者 A2 调节阀,待第 6 台磨煤机启动运行稳定以后,再投入关闭的 A1 或者 A2 调节阀运行。

3.3 调试结论

(1) 机组负荷在 350MW 运行时,防堵灰系统调节阀可以全开投入运行。但一次风压因协调投入原因为 7.4kPa,这已接近调门保护值;故建议系统在 400MW 以上时投入。

(2) 为保障机组的安全运行,建议在机组常负荷运行时,对防堵灰调节阀采取切换轮巡的运行方式。

(3) 机组在低负荷投油运行期间,建议投入机组原有蒸汽吹灰系统运行,待负荷提高至 400MW 以上时投入防堵灰系统。

从以上的调试结果可以看出,防堵灰系统的投运对机组的稳定运行没有影响。为了验证防堵灰系统的实际运行效果,后续还需要观察防堵灰系统的连续投运情况,并根据投运后的数据和效果做进一步的分析。

4 经济性分析

为了从运行经济性的角度评价本科技项目实施后的效果,主要从三大风机电耗、空气预热器阻力、锅炉排烟温度变化所产生的锅炉效率差异以及空气预热器堵塞对检修的影响进行分析。

4.1 阻力降低对三大风机电耗的影响

改造前两台空气预热器在机组负荷 700MW 工况下的烟气侧阻力均为 2500Pa 左右,投运后烟气阻力下降到 1500Pa 左右,一次风侧阻力由 1300Pa 降低为 1000Pa,二次风侧阻力由 1300Pa 降低为 1000Pa。

假定引风机、送风机和一次风机在 700MW 工况下的风机压升分别为 6kPa、2kPa、10kPa,三大风机的功率分别下降为 8.33%、15% 和 3%,根据电厂实际运行的数据,三大风机在 700MW 工况的功率将减小 875kW。

4.2 新系统投运对一次、二次风机电耗的影响

防堵风来自空气预热器出口的热一次风,经过 3.5 分仓后进入到热二次风中,机组投入 CCS 方式下运行,锅炉总风量保持不变,因此,投入新系统后,一次风机的出力增加,二次风

机的出力会下降,结合实际投运效果,当两个扇区分仓分别依次投运时,考虑两侧空气预热器同时改造。

机组在 700MW 工况下运行时,防堵清洗风量约为 10% 热一次风量,也即一次风机电流增加 10%,按照锅炉设计一次风率为 20%,送风机电流将会下降 2.5%,因此,该工况下一次风机和送风机的耗电量增量分别为 248kW、-38kW,合计为 210kW。

4.3 对锅炉效率的影响

本科技项目实施后,采用了热一次风在线自动清洗防止空气预热器堵塞,对于提高空气预热器空气侧和烟气侧的换热效率十分有益,假定锅炉排烟温度降低 3 ~ 5℃,对锅炉效率的提升约为 0.1% ~ 0.2%,取中位数为 0.15%。

机组在 700MW 工况下的锅炉效率为 93%,发电煤耗为 305g 标煤 /kWh,经过计算,由于锅炉排烟温度降低所带来的发电煤耗降低为 0.492g 标煤 /kWh。

4.4 检修维护成本降低

本科技项目实施后,可以有效减少空气预热器的检修维护工作量,一般地,按照每年维修一次,进行停炉解包冲洗并烘干的直接成本为 30 万元。

5 结论及创新点

将上述直接节省的费用进行汇总,得到了本项目实施后所带来的直接经济效益,将间接检修维护成本考虑上,得到综合经济效益,按照投资 290 万元考虑,本项目实施后,静态投资回收期为 3 年。

本次空预器防堵灰改造项目中,采用了双通道分区配风防堵方案,即将吹扫通道分成两路切换进风,同时对空预器转子冷端进行相应分隔,不仅减少了热一次风的用量,同时转子分隔还减少了热风泄漏量,提高了防堵灰热风的利用效率。此外,本次空预器防堵灰改造中还增加了防堵灰性能检测取样枪,首次实现了防堵灰风所携带粉尘浓度的在线监测,粉尘浓度的检测数据,不仅可以有效地反映出空预器运行时内部蓄热元件清洁状态的变化,同时也能够指导运行人员设定最佳运行参数,提高了防堵灰系统运行的经济性。

参考文献:

- [1] 邓悦.SCR 脱硝过程中硫酸氢铵的形成机理与调控 [D].北京:华北电力大学,2016.
- [2] 时勇.太仓电厂凝结水泵变频改造效果分析 [D].北京:华北电力大学,2015.

作者简介:赵永权(1973-),男,满族,辽宁本溪人,高级工程师,硕士研究生,主要从事火电节能减排技术、安全生产管理技术咨询等研究。