

江苏省燃煤机组脱硝装置运行现状分析

彭祖辉

(江苏方天电力技术有限公司,江苏南京 211102)

摘要:详细分析了江苏省脱硝装置的容量、所占比例及类型分布状况,并结合脱硝在线监控系统运行数据分析了已建脱硝装置的运行状况以及脱硝装置运行中存在的问题,最后提出了燃煤机组脱硝改造及对脱硝装置监管的对策建议。

关键词:脱硝;现状;建议

中图分类号:X773

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2013)06-0077-04

目前,我国以煤为主的能源结构导致大气污染物排放总量居高不下,区域性大气污染问题日趋明显,长三角、珠三角和京津冀地区等城市群大气污染呈现明显的区域性特征,NO_x等的污染问题未得到有效控制,酸雨的类型也从硫酸型向硫酸和硝酸复合型转化,今年以来,已出现PM_{2.5}严重超标的雾霾天气。氮氧化物作为主要污染物,已被列为国民经济和社会发展“十二五”规划约束性指标,到2015年氮氧化物排放总量需比2010年下降10%。

2012年1月1日开始,《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223—2011)正式实施,另根据国务院关于《重点区域大气污染防治“十二五”规划的批复》(国函[2012]146号),江苏省沿江八市属于重点控制区范围,火电行业燃煤机组自2014年7月1日起执行烟尘、SO₂和NO_x特别排放限值,所有火力发电锅炉及燃气轮机氮氧化物执行100 mg/m³排放限值。目前大多数的现有大中型燃煤电厂(热电厂)已开始进行污染治理设施的改造。同时,根据《国家发展改革委关于调整华东电网电价的通知》(发改价格[2011]2622号)文件的精神,2011年12月,为鼓励燃煤发电企业落实脱硝的要求,江苏省物价局发布了《江苏省物价局关于调整电价有关问题的通知》(苏价工[2011]358号),通知中明确了江苏省燃煤脱硝机组2011年12月1日开始试行脱硝电价,脱硝电价的标准为0.008元/(kW·h)。

1 江苏省燃煤火电机组脱硝装置运行状况

1.1 脱硝机组所占容量和改造计划

根据国家和江苏省政府的要求,江苏省火电燃煤机组脱硝装置改造进度不断提升,脱硝机组容量所占比例不断增大,自2010年8月至2012年12月,江苏省脱硝机组容量及所占全省135 MW及其以上火电燃煤机组总容量的比例如图1所示。

从图1可以看出,截至2012年12月底,全省脱

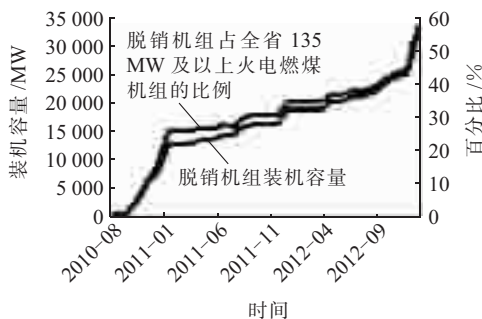


图1 江苏省脱硝机组容量及所占全省135 MW及其以上火电燃煤机组总容量的比例图

硝机组装机容量占全省135 MW及其以上火电燃煤机组的比例达到55.84%。根据江苏省脱硝装置改造计划,预计至2015年全省脱硝机组容量及所占全省135 MW及其以上火电燃煤机组总容量的比例如图2所示。

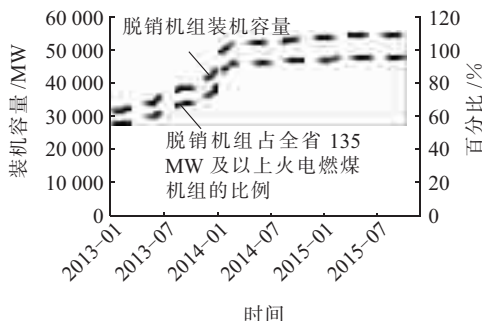


图2 江苏省脱硝机组容量及所占全省135 MW及其以上火电燃煤机组总容量的比例图

根据规划,预计到2013年12月底,全省脱硝机组总装机容量占全省135 MW及其以上火电燃煤机组总容量的比例将突破90%。从图2可以看出,2013年将是现有火电燃煤机组脱硝改造的关键之年。

1.2 已建脱硝装置类型分布

江苏省已投运烟气脱硝装置主要包括选择性催化还原法(SCR)、选择性非催化氧化还原法(SNCR)2种型式^[1],2种技术比较如表1所示。

江苏省火电燃煤机组脱硝改造选择类型中以SCR技术为主,截至2012年12月底,江苏省已上脱硝装置燃煤机组分类图如图3所示。

表 1 SCR 与 SNCR 脱硝技术比较

工艺名称	SCR	SNCR
脱硝效率 / %	70~90	30~60
操作温度 / °C	200~500	800~1100
NH ₃ /NO _x 摩尔比	0.4~1.0	0.8~2.5
氨泄漏 / [mg·(m ³) ⁻¹]	<5	5~20
总投资	高	低
操作成本	中等	中等

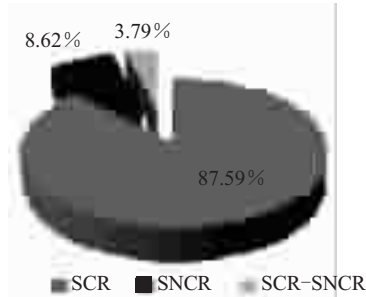
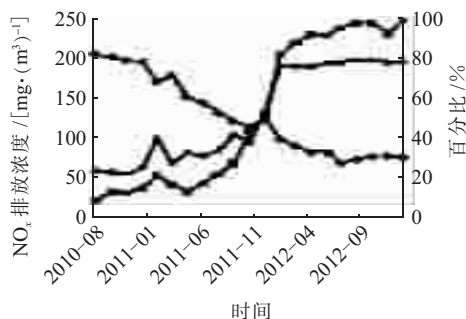


图 3 江苏省燃煤脱硝机组分类图

从图 3 可以看出,由于 SCR 技术脱硝效率高,江苏省脱硝装置绝大部分采用 SCR 技术,占有率达到 87.59%。采用 SCR 脱硝技术机组,氮氧化物排放浓度基本维持在 100 mg/m³ 以下,能够满足现行氮氧化物排放标准。对于常规大型燃煤机组而言,若采用低氮燃烧技术(否则脱硝入口 NO_x 浓度将更高),一般可将锅炉出口的氮氧化物浓度控制在 400 mg/m³ 以下^[2],机组排放浓度要达标(100 mg/m³),则脱硝效率至少需达到 75%左右,而目前 SNCR 技术很难达到该要求。

1.3 已建脱硝装置运行状况分析

按月统计 2011 年以来江苏省脱硝机组运行指标(即 NO_x 排放浓度、脱硝效率、投运率),截至 2012 年 12 月底,脱硝机组 NO_x 排放浓度、投运率、脱硝效率变化趋势如图 4 所示。

图 4 2011~2012 年脱硝机组 NO_x 排放浓度、投运率、脱硝效率变化趋势

根据统计数据可以看出,江苏省脱硝机组氮氧化物排放浓度自 2011 年以来,不断下降,同时脱硝效率、投运率等指标不断攀升。其中,2011 年 7 月、2012 年 1 月 2 个时间点,全省脱硝机组排放浓度出现明显下降、脱硝效率及投运率同期出现明显大幅上升趋势。

(1) 2011 年 7 月时间点。2011 年 7 月,根据国家有关规定,在成功建设燃煤机组烟气脱硫实时监控及信息管理系统的基础上,汲取其建设经验,并结合江苏实际,全国首套实现脱硝装置全方位监管的燃煤机组脱硝实时监控及信息管理系统正式建成。系统的建设有利于电力监管机构和政府有关部门开展电力行业节能减排工作,提升电力环保监管水平与针对性,强化环境监察快速反应能力;有利于电厂推进节能减排任务,提高企业环保水平。系统的投运对全省氮氧化物减排产生了巨大的推动作用。系统投运仅半年,全省脱硝机组平均排放浓度由 2012 年 6 月的 175.58 mg/m³ 下降至 2012 年 12 月的 121.57 mg/m³,投运率由 16.19% 提升至 48.26%,脱硝效率由 26.56% 攀升至 52.26%。

(2) 2012 年 1 月时间点。2011 年 7 月 29 日,国家环境保护部联合国家质量监督检验检疫总局发布了修订后大气污染物排放标准,自 2012 年 1 月 1 日起,新建火力发电锅炉及燃气轮机氮氧化物(以 NO₂ 计)执行 100 mg/m³ 排放限值。同时 2011 年 11 月 30 日江苏省物价局发布通知,规定对安装并运行脱硝装置的燃煤发电企业,经国家或省级环保部门验收合格的,脱硝补贴电价按 0.008 元/(kW·h) 执行。

在上述政策的引导下,江苏省火电脱硝机组排放浓度出现明显下降、脱硝效率及投运率明显上升,其中全省考核期 NO_x 浓度首次降至 100 mg/m³ 限值以下,达到 96.77 mg/m³,投运率及脱硝效率分别跃升至 80.54%、75.65%。

1.4 脱硝装置运行中存在问题

1.4.1 还原剂流量控制问题

对于脱硝系统,还原剂的使用量(即还原剂流量控制)是整个系统安全运行的关键问题之一。若还原剂(SCR: NH₃, SNCR: 尿素)喷入不足,烟气中 NO_x 就不能被充分吸收反应,排口氮氧化物浓度会超标;若还原剂喷入过量,产生的逃逸 NH₃ 常与烟气中的 SO₂, SO₃, NO, NO₂ 等酸性成分发生反应,在后段烟气设备的表面产生复杂的氨盐化合物,如生成硫酸氢氨(NH₄HSO₄)、硫酸铝氨盐等化合物^[3],这些化合物会附着于空气预热器表面,使空预器性能降低,影响机组的安全运行。此外,过量的 NH₃ 还会和烟气中的飞灰和硫氧化物发生反应,产物会沉积在催化剂和热交换器表面,从而导致催化剂的损耗和热交换器的效率^[3]降低。因此还原剂的喷入量的控制成为脱硝系统,甚至整个机组安全运行的关键问题之一,而还原剂的喷入量的控制常选择 2 个指标作为控制条件,即排口 NO_x 浓度、氨逃逸率;但目前氨逃逸测量尚未有行之有效比较准确的方法,因此喷氨流量的控制精度较低,经常出现控制逻辑反复动作,超调、失调情况频繁发生。

1.4.2 氨逃逸测量问题

在脱硝系统化学分析仪表中,氨逃逸的准确测量具有重要意义,氨的注入量既要保证有足够的氨与氮氧化物进行反应,以降低排口浓度,又要避免向烟气中注入过量的氨。注入过量的氨不仅会增加腐蚀,缩短催化剂的寿命,还会污染烟尘,增加在空气预热器中的氨盐沉积,增加向大气的氨排放,特别是会形成氨盐(硫酸氢氨),在温度降低时,硫酸氢氨会吸收烟气中的水分,形成腐蚀性溶液,堵塞催化剂,造成催化剂失活。在烟气经过空预器时,在热交换表面会形成硫酸氢氨,并产生沉积,降低空预器效率^[5]。一般 SCR 出口氨逃逸应控制在 2.5 mg/m^3 ,这样可延长空预器的检修及催化剂更换周期。2010 年 2 月,环保部发布了《火电厂烟气脱硝工程技术规范选择性非催化还原法》(HJ562—2010),该规范对 SNCR 系统设计的技术要求是:SNCR 法适用于脱硝效率要求不高于 40% 的机组;氨逃逸浓度控制在 8 mg/m^3 以下。该规范对 SCR 系统设计的技术要求是:在催化剂最大装入量情况下设计脱硝效率不得低于 80%;氨逃逸浓度宜小于 2.5 mg/m^3 。但 SCR 出口的烟气温度高、湿度高、未进行除尘处理且腐蚀性高,使氨逃逸检测难度增大,且氨逃逸量相对而言,浓度偏小,准确测量难度很大。

1.4.3 反应温度控制问题

催化剂成本占 SCR 总投资的 15%~20%,因此要尽可能地提高催化剂的利用效率,提高经济效益。由于催化剂只在特定的温度范围内才起作用,因而 SCR 系统运行时要选择最佳的操作温度。如果 SCR 反应器的反应温度过低,会造成反应动力减小和氨泄漏,进而造成锅炉尾部受热面的积灰结垢;泄漏的氨与 SO_2 反应形成 $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ 和 NH_4HSO_4 ,会造成空预器等设备的堵塞与腐蚀。因此,氨泄漏必须小于 2.5 mg/m^3 。如果 SCR 反应器的反应温度过高,则会形成 N_2O 以及催化剂的堵塞和失效。在 SCR 系统中,最佳的反应温度由所使用的催化剂类型和烟气成分来决定。如常用的钛基氧化钒 SCR 催化剂的最佳反应温度为 $343\sim 399^\circ\text{C}$ 。当烟温接近最佳反应温度时,反应速率会增加,这时使用较少量的催化剂可达到同样的脱硝效果。SCR 烟气脱硝装置一般要求入口烟气温度大于 320°C 才能连续运行,而目前绝大部分火电机组均参与调峰运行,调峰严重的机组负荷变化范围在 40%~100%。而一般锅炉省煤器出口的烟气温度,负荷在 60% 以上时,烟温才超过 320°C ,脱硝装置才能运行,造成 SCR 烟气脱硝装置的投运率偏低^[6]。同时,机组低负荷运行期间也是锅炉低氮燃烧系统效果较差的时段,所以即使机组加装了 SCR 烟气脱硝装置,在机组低负荷阶段,出口氮氧化物仍会超过排放标准。

2 燃煤机组脱硝改造及脱硝装置监管建议

2.1 加强脱硝装置的全方位监管

江苏省环保厅等相关政府部门,自 2012 年 1 月 1 日起,利用“燃煤机组脱硝实时监控及信息管理系统”对全省 135 MW 以上脱硝燃煤机组的脱硝补贴电价 $0.008 \text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 进行考核。该系统作为全省脱硝补贴电价量化管理的载体,实现了对全省所有脱硝机组的全面覆盖,能够进一步规范全省脱硝机组的生产运行管理,动态跟踪分析发电企业脱硝装置运行情况和脱硝水平,促进发电企业科学合理地组织生产,保护脱硝运行良好的发电企业的积极性,促进脱硝不达标的发电企业提高运行管理水平

从“十一五”期间脱硫监管的经验来看,虽然国家的节能减排的监管日趋严格,但仍然有少数发电企业存在人为修改上传监测数据,弄虚作假的现象。2011 年 11 月 7 日,环保部发布《关于 2010 年脱硫设施不正常运行电厂名单及处罚结果的公告》,对 8 家电厂存在着不正常运行脱硫装置、不正常使用自动监控系统、监测和 DCS 数据弄虚作假、二氧化硫超标等行为进行处罚。因此,为了保障脱硝补贴电价考核的有效开展,提升电力环保监管水平与针对性,确保电力监管的公平、公正、公开,充分利用“燃煤机组脱硝实时监控及信息管理系统”,一方面实现对全省脱硝机组的全向度、全层次、全领域、全环节实时监控,为政府实现节能减排目标提供有效的手段,同时促进电力企业不断提升环保水平;另一方面,在现有平台基础上,不断挖掘有价值的信息,为相关政府部门的决策提供依据。

2.2 优化脱硝电价考核模型

2.2.1 实行阶梯电价考核

目前发布的脱硝电价考核政策中,其中排放浓度指标满足《火电厂大气污染物排放标准》(假设其他条件均达标),则享受全额脱硝电价补贴,否则扣除全部脱硝电价补贴。该考核模型利于促进火电机组全部达标运行,但只要排放浓度在排放标准以内,电厂从经济等角度考虑,即使能够将排放浓度再降低,其仍然选择高浓度运行。因此,建议在脱硝电价考核模型中,依据排放浓度,制定梯度的脱硝电价补贴办法,用经济杠杆鼓励企业尽一切可能降低排放浓度。

2.2.2 兼顾新老机组脱硝成本差异性

根据国家电监会对重点省份的数据测算表明,同步建设脱硝装置的单位总成本约为 $0.0113 \text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$,而老机组改造过程中,由于涉及到其他设备的改造(如引风机升级改造),成本较新机组要高,约为 $0.013 \text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$,但在脱硝电价考核中,新老机组补贴标准完全一致,对老机组的脱硝改造产生了一定的负面影

响。建议相关政府部门能够兼顾新老机组脱硝成本的差异性,优化脱硝电价补贴规则,进一步提升老机组脱硝改造的积极性,促进氮氧化物减排工作的深入推进。

2.3 因地制宜合理选择机组脱硝改造方案

目前国内外常用的低氮燃烧、选择性非催化还原、选择性催化还原等技术都各自有其优势、适用条件,脱硝技术特别是还原剂的选择,与企业所在地域、燃烧工艺、炉型、燃料、现场条件等密切相关,而且技术可靠性、一次性投入及运行成本也不同。(1)低氮燃烧技术:工艺成熟,投资与运行费用较低,其应作为燃煤电厂在役机组和新建机组氮氧化物控制的首选技术^[7]。(2)SCR技术:氮氧化物去除率高、应用成熟,但投资费用与运行费用高,适合在煤质多变、机组负荷变动频繁以及对空气质量要求较高的区域的新建燃煤机组上使用^[8]。(3)SNCR技术:投资与运行费用较低,但氮氧化物去除率有限。

综上所述,对于常规燃煤机组,建议首先对机组进行低氮燃烧改造,然后选择SCR或SCR-SNCR技术改造;对于循环流化床机组,根据改造前氮氧化物排放浓度及SCR,SNCR,SCR-SNCR技术特点进行测算,多角度综合评估选择最优方案。

3 结束语

本文利用燃煤机组脱硝在线监控系统积累的大量

运行数据,对2010年至2012年间江苏省燃煤机组脱硝装置运行状况及发展趋势进行了统计分析,并总结了运行过程中发现的还原剂流量控制、氨逃逸测量、反应温度控制等三大技术难点、问题,对脱硝监管以及燃煤机组脱硝改造提出了一些对策建议,为火电厂脱硝改造和规划脱硝设施的运行提供了大量基础数据。

参考文献:

- [1] 李敬,王振国,陈楠. 燃煤电厂脱硝技术研究[J]. 内蒙古科技与经济,2011,236(10):109-110.
- [2] 陈建明,樊爱兵. 江苏省火电厂氮氧化物的污染状况及对策思考[J]. 江苏电机工程,2008,27(5):23-26.
- [3] 王瑞军,白云辉,崔华先. 烟气脱硝对锅炉运行的影响[J]. 云南电力技术,2011,39(2):70-75.
- [4] 沈丹. 选择性催化还原法(SCR)脱硝系统主要技术问题研究[D]. 南京:东南大学,2007.
- [5] 朱卫东. 火电厂烟气脱硫脱硝监测分析及氨逃逸量检测[J]. 分析仪器,2010,42(1):88-94.
- [6] 沈保中,陈震,徐小明. 执行SO₂和NO_x新排放标准的压力及建议[J]. 电力与能源,2012,44(1):13-16.
- [7] 胡志杰,盛春. 480 t/h锅炉低氮燃烧系统改造及效果分析[J]. 江苏电机工程,2010,29(5):66-69.
- [8] 项昆. 3种烟气脱硝工艺技术经济比较分析[J]. 热力发电,2011,40(6):1-8.

作者简介:

彭祖辉(1963),男,福建宁德人,高级工程师,从事电力环保、火电厂脱硫、脱硝技术研究工作。

Analysis on Present Operation Situation of Flue Gas Denitrification System in Coal-fired Power Units of Jiangsu Province

PENG Zuhui

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

Abstract: This paper firstly introduces the capacity, proportion and type distribution of the denitration facilities utilized in Jiangsu province, and then analyzes the present operation situation of the existing denitration facilities combined with real data obtained by the on-line monitoring system. Finally, according to the various problems encountered during operation processes of denitration facilities, some supervision countermeasures are proposed.

Key words: flue gas denitrification; operation situation; suggestion

(上接第76页)

Analysis on Thermal Deviation of High Temperature Heating Surfaces in 600 MW Supercritical Boiler

MA Xinli, SHU Jianjun

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

Abstract: Through monitoring the temperature of various high temperature heating surfaces with thermocouples and IMP data acquisition systems, experimental tests on thermal deviation are performed in one 600 MW supercritical boiler. The issues associated with the safety of water wall, high temperature superheaters and reheaters are analyzed, and several solution measures are proposed.

Key words: supercritical steam boiler; thermal deviation; overheating