

燃煤电厂超低排放改造的技术路线研究

董锐锋^{1,2} 王志东³ 李媛⁴ 郭阳^{1,2} 王锋涛¹ 李玉柱⁴

(1.国网河南省电力公司电力科学研究院,河南 郑州 450052;

2.国家电网公司发电企业碳及污染物减排技术河南省工程实验室,河南 郑州 450052;

3.华电新乡发电有限公司,河南 新乡 453000;4.河南恩湃高科集团有限公司,河南 郑州 450052)

摘要 化石燃料燃烧带来的环境污染问题日益严重,加强对烟气中污染物的排放治理尤为重要。目前中国要求燃煤机组全面实施超低排放改造。从技术角度和现场试验经验出发,研究了烟尘、SO₂和NO_x的超低排放控制技术,并对各种技术方法进行了分析和对比。根据各污染物控制技术的特性,提出并研究了目前较为成熟的超低排放改造主流技术路线,并对各种技术路线的实际运行效果进行了试验和监测。各技术路线均可以较好地满足超低排放的技术要求。考察并分析了河南省进行超低排放改造后的燃煤电厂所存在的一些问题,提出了解决性和建设性的意见,为将要进行超低排放改造的燃煤电厂提供了技术指导。

关键词 燃煤电厂 超低排放 改造 技术路线 技术指导

DOI:10.15985/j.cnki.1001-3865.2017.12.023

Research on ultra-low emission technologies of coal-fired power plants DONG Ruifeng^{1,2}, WANG Zhidong³, LI Yuan⁴, GUO Yang^{1,2}, WANG Fengtao¹, LI Yuzhu⁴. (1. State Grid Henan Electric Power Research Institute, Zhengzhou Henan 450052; 2. State Grid Henan Engineering Laboratory of Carbon and Other Pollutants Emission Reduction Technology for Power Generation Industry, Zhengzhou Henan 450052; 3. Huadian Xinxiang Power Co., Ltd., Xinxiang Henan 453000; 4. Henan EPRI Hitech Group Co., Ltd., Zhengzhou Henan 450052)

Abstract: With the growing consumption of fossil fuels, the problem of air pollution is getting more serious. It is extremely important to remove the air contaminants from the exhaust gas. So far all the coal-fired power plants are demanded to carry out ultra-low emission technology in China. Therefore, all the ultra-low emission technologies of particulate matter, SO₂, NO_x and other major air pollutants were analyzed and compared, based on the technical research and field experiments. According to the characteristics of air pollution reduction technologies, several mature technological routes and tactics were proposed and analyzed. The results of experiments revealed that the standard of ultra-low emission could be achieved easily for all the technological routes. The problems existed after the ultra-low emission technology applied in Henan Province were investigated and studied. The solutions for the problems were analyzed, to give technical guidance for the other coal-fired power plants.

Keywords: coal-fired power plant; ultra-low emission; retrofitting; technological route; technical guidance

随着世界经济以及工业的快速发展,化石燃料的消耗量也持续逐年增加,然而也引发了能源危机、温室效应、环境污染等众多严重性的后果。为了降低这些危害所带来的不利影响,现阶段最为直接的方法就是发展节能减排技术。燃煤电厂作为煤炭消耗的主要行业之一,开展严格的烟气排放治理工作尤为重要。

2013年国务院推出《大气污染防治行动计划》(简称“大气十条”),要求大力推行清洁生产,加快重点行业脱硫脱硝除尘改造,使主要大气污染物排放强度到2017年下降30%以上^[1]。2014年国务院办公厅发布了国办发[2014]31号文,提出要推进煤炭

的清洁高效开发利用^[2],随后国家发改委、环保部、能源局共同提出新建燃煤发电机组污染物排放的超低排放标准,即在基准氧6%(体积分数,下同)的条件下,烟尘、SO₂和NO_x的排放质量浓度分别不高于10、35、50 mg/m³^[3]。2015年国务院常务会议上,决定在2020年前对燃煤机组全面实施超低排放和节能改造,东、中部地区要提前至2017年和2018年达标^[4]。河南省提出了全省范围内在2016年10月底前完成燃煤电厂的超低排放改造目标,对经河南省环保厅验收合格的机组予以0.1元/(kW·h)的电价补贴,并且对于在基准氧6%的条件下,烟尘、SO₂和NO_x的排放质量浓度分别不高于5、35、50

第一作者:董锐锋,男,1987年生,博士,工程师,研究方向为燃煤电厂污染物排放治理设备与技术。

mg/m³的发电机组,将年度基础电量的发电利用增加 200 h/a^[5]。推进超低排放改造后,同等条件下污染物允许排放浓度大幅降低,其中 SO₂降低 65%、NO_x降低 50%、烟尘降低 83%^[6],对于进一步提升煤电绿色发展水平、促进大气污染防治和空气质量改善具有重要意义。

由于环境恶化的巨大压力和相关政策的适时引导,燃煤电厂必须在近期内完成超低排放改造工作,时间紧任务重,而一套成熟可靠的污染物排放治理设备则是达成超低排放改造工作的基础和保证。本研究从烟尘、SO₂和 NO_x的超低排放技术方法入手,分析各种可行的燃煤电厂改造技术路线,并对现有改造之后的运行效果开展现场试验与分析,研究超低排放改造中存在的一些问题和解决方案,以便为接下来将要开展超低排放改造工作的燃煤电厂提供成熟的技术路线和宝贵的改造经验。

1 超低排放改造技术路线

燃煤电厂的超低排放改造是针对烟气中污染物排放治理的整体性改造工作。鉴于烟尘、SO₂和 NO_x的超低排放改造均拥有诸多不同的控制技术,因此对于燃煤电厂来说也有多条技术路线可供选择。本研究结合河南省内已完成超低排放改造的燃煤电厂实际情况,罗列了一些常用的超低排放改造的主流技术路线,通过投资费用、性能效果、技术稳定性等方面的权衡,并结合燃煤电厂的改造空间、燃煤烟尘情况等具体因素,做出综合选择。

1.1 技术路线 1

技术路线 1 为选择性催化还原(SCR)高效脱硝+静电除尘器+高效脱硫+湿式电除尘器。

SCR 高效脱硝系统是通过增加脱硝催化剂层来实现的,可以使整体脱硝效率达到 90%以上,并可以采用新型 Hg 氧化催化剂,协同氧化去除烟气中的 Hg。通过静电除尘器与湿式电除尘器相配合来实现高效除尘。静电除尘器通过改进高频电源,使除尘效率控制在 99.8%以上,并可以协同去除烟气中的 SO₃等污染物^[7];湿式电除尘器设置在脱硫塔之后,对烟气中 PM_{2.5}的脱除效率可达 90%,并协同脱除 SO₃、Hg 等污染物^[8]。高效脱硫主要是通过对现有脱硫塔进行升级改造来完成,所采用的技术手段有增加脱硫塔喷淋层、加高气液接触反应空间、适当增大浆液循环泵流量等措施,并可以实现高效脱硫协同硝汞控制,整体脱硫效率达到 99%以上,脱汞效率达 80%以上。通过各个技术手段之间的配

合,最终有望实现 NO_x≤30 mg/m³、SO₂≤20 mg/m³、烟尘≤4.5 mg/m³、Hg≤0.005 mg/m³。

该技术路线的优点是可以协同脱除 SO₃、Hg 等污染物,但同时投资费用偏大,且改造量较大。

1.2 技术路线 2

技术路线 2 为 SCR 高效脱硝+静电除尘器+脱硫除尘+一体化深度净化。

该技术路线与技术路线 1 相类似,其中主要的区别就在于没有湿式电除尘器,而将脱硫出口的除尘功能集成在脱硫塔内部,实现脱硫除尘一体化深度净化的效果。所采用的技术主要是在脱硫塔内部加装高效节能喷淋装置、离心式管束除尘除雾装置、高效旋汇耦合脱硫除尘装置等设备,在实现高效脱硫的同时,对烟气中携带的烟尘和雾滴进行脱除。

该技术路线的优点是投资小、改造量小,然而也存在较为突出的缺点,燃煤电厂在低负荷运行的情况下,烟气内的烟尘浓度反而会上升。

1.3 技术路线 3

技术路线 3 为 SCR 高效脱硝+袋式除尘器(或电袋除尘器)+高效脱硫+屋脊式高效除雾器。

该技术路线主要集中在烟尘排放的控制技术上,其采用了袋式除尘器(或电袋除尘器)和屋脊式高效除雾器相配合的形式,烟尘排放控制较好,可在 5 mg/m³以下稳定运行。

该技术路线的优点是烟尘排放浓度稳定可靠,但是投资较大,且运行维护量大。

1.4 技术路线 4

技术路线 4 为 SCR 高效脱硝+低低温除尘器+高效脱硫+湿式电除尘器+低低温省煤器(MGGH)。

该技术路线利用湿式电除尘器配合 MGGH 系统进行除尘。MGGH 系统主要使进入低低温除尘器之前的烟气温度降低至酸露点以下,使得 SO₃冷凝成酸雾吸附在飞灰表面,降低飞灰比电阻,然后使进入烟囱前的烟气温度升高,改善烟囱腐蚀及“石膏雨”的发生。低低温除尘器可有效提升除尘效率,增大烟道出口粉尘粒径,有利于提高湿法脱硫塔以及湿式电除尘器的除尘效果。

该技术路线在节能方面具有突出的亮点,但在运行过程中需要关注由于烟气温度降至酸露点以下所引起的低温酸腐蚀问题。

2 超低排放运行效果

截至 2016 年 3 月中旬,河南省共有 15 家发电

企业共计24台机组完成了超低排放改造,达到了超低排放的污染物浓度要求,并通过了河南省环保厅的超低排放改造验收,涉及到的装机总负荷达到12 590 MW,占全省火电装机总负荷的20.43%。

通过对已改造燃煤电厂开展超低排放改造技术分析、污染物排放监测以及在不同负荷不同煤质情况下的污染物排放验收试验等工作,表1中给出了河南省部分燃煤电厂采用不同技术路线后的运行效果和污染物排放情况。

电厂的超低排放评估监测试验是在相关行业标准要求下展开的,包括《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》(GB/T 16157—1996)、《固定污染源废气 二氧化硫的测定 非分散红外吸收法》(HJ 629—2011)、《固定污染源废气 氮氧化物的测定 非分散红外吸收法》(HJ 692—2014)等。在超低排放改造之前,对烟尘浓度进行采样测量均是基于滤筒法开展的,然而超低排放改造之后,滤筒法已无法达到烟尘监测质量浓度 5 mg/m^3 以下的精度要求,因此在试验过程中参考了《固定污染源排放低

浓度颗粒物(烟尘)质量浓度的测定 手工重量法》(ISO 12141—2002),采用滤膜法对烟尘浓度进行采样测量,使测量精度满足监测要求。

由表1可以看出,超低排放改造技术在不同运行工况下均可以满足超低排放的标准要求。

在河南省全部完成超低排放改造后,按照2015年全省的火电发电量2 410.56亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$ 进行计算,火电机组全部实现超低排放后,以超低排放改造前后的标准要求差值进行估算,可使全年的烟尘排放量减少211万t, SO_2 排放量减少548万t, NO_x 排放量减少422万t,同时减少了Hg、 SO_3 等污染物的排放量,环境效益非常可观。

3 超低排放改造存在的问题研究

3.1 监测数据浓度过低

燃煤电厂在进行超低排放改造之后,烟气中的污染物排放水平有了很大程度的下降,且在运行过程中留有充分余量,用以应对负荷和煤质的变动以及工作环境的变化。然而在实际运行过程中,部分

表1 燃煤电厂超低排放验收试验结果

Table 1 Results of ultra-low emission experiments in coal-fired power plants

燃煤电厂编号	技术路线	额定装机负荷/MW	试验工况	SO_2 平均排放质量浓度 /($\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$)	NO_x 平均排放质量浓度 /($\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$)	烟尘平均排放质量浓度 /($\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$)
1	技术路线1	210	90%以上负荷使用近期煤种	16.0	26.9	2.8
			90%以上负荷使用设计煤种	17.8	29.0	2.9
			90%以上负荷使用近两年环保指标最差煤种	22.8	25.2	2.6
			75%左右负荷使用近期煤种	13.8	31.3	2.7
			50%左右负荷使用近期煤种	17.3	28.1	3.2
2	技术路线2	660	90%以上负荷使用近期煤种	10.1	24.1	2.9
			90%以上负荷使用设计煤种	13.6	26.2	3.1
			90%以上负荷使用近两年环保指标最差煤种	9.6	26.5	2.9
			75%左右负荷使用近期煤种	12.1	29.1	3.1
			50%左右负荷使用近期煤种	14.3	32.5	3.7
3	技术路线3	350	90%以上负荷使用近期煤种	14.4	31.9	3.6
			90%以上负荷使用设计煤种	10.7	32.3	3.8
			90%以上负荷使用近两年环保指标最差煤种	12.5	36.5	3.6
			75%左右负荷使用近期煤种	16.1	38.1	3.5
			50%左右负荷使用近期煤种	10.7	35.0	3.5
4	技术路线4	630	90%以上负荷使用近期煤种	10.0	39.0	2.8
			90%以上负荷使用设计煤种	20.0	41.4	3.9
			90%以上负荷使用近两年环保指标最差煤种	10.0	32.6	3.2
			75%左右负荷使用近期煤种	10.0	39.6	3.6
			50%左右负荷使用近期煤种	11.9	20.0	3.6

电厂片面追求污染物排放浓度最低,出现了污染物排放浓度监测数据低于检出限和监测下限,甚至出现 SO_2 排放监测浓度为 0 mg/m^3 的情况。

虽然尽最大可能地降低烟气中的污染物排放浓度是科学研究不断发展的方向,但是以现阶段技术水平来维持过低的排放浓度,则可能会引起烟气净化设备的非正常运行,带来其他不良后果。比如片面追求 SO_2 排放浓度降低,可能会引起石膏产品的品质下降,无法再利用;片面追求 NO_x 排放浓度的降低,可能会引起喷氨量过大,空气预热器严重堵塞等问题。

为了避免燃煤电厂在正常运行过程中烟气污染物排放浓度过低所带来的不利影响,可以采取以下措施:

(1) 燃煤电厂在实际操作过程中要进行优化运行,使脱硫系统运行在最佳状态。

(2) 加强烟气监测与分析设备的维护,其中脱硝系统中的烟气排放连续监测系统(CEMS)宜采用多点取样的方式,降低烟气分布不均带来的影响,且尽量使用抽取式氨逃逸表,保证测量的精度和可靠性。

(3) 经常对数据的有效性进行审核,保证数据的准确性。

3.2 监测数据逻辑性差

在燃煤电厂对烟气中污染物浓度进行监测时,通常会对脱硫塔进出口处的烟气分别进行采样和分析。然而在实际过程中,对进出口烟气中 O_2 、 NO_x 浓度进行监测时可能会发生前后数据偏差过大的情况。

分析燃煤电厂监测数据逻辑性差的发生原因,主要是由于采样探头或系统内部存在泄露、比对测孔安装位置不在采样探头前、测孔密封不严、烟道内部流场分布不均、氨逃逸浓度监测设备不准确等因素所造成的。同时针对这些原因,所采取的改善措施主要有加强监测设备维护、开展烟道内烟气流动测试、进行烟道内分布优化调整等方式。

在不同监测位置 NO_x 的浓度数据相差过大可能会对喷氨量的确定带来影响^[9]。目前脱硝系统普遍存在的 SCR 出口与烟囱入口 NO_x 浓度不一致的问题,有时会出现倒挂和脱硝出口 NO_x 浓度超标两个极端,因此在超低排放要求下进行喷氨优化调整就显得尤为重要^[10]。通过对不同电厂实施喷氨优化调整试验,可以有效解决烟道内 NO_x 浓度分布不均的问题,保证了机组的正常稳定运行(见表 2 和图 1)。

表 2 优化调整前后反应器出口 NO_x 分布相对标准偏差¹⁾
Table 2 Relative standard deviation of NO_x concentration distributions at the outlet of reactors before and after ammonia injection optimization

指标	A 反应器		B 反应器	
	优化调整前	优化调整后	优化调整前	优化调整后
相对标准偏差/%	21.27	5.48	15.58	5.11

注:1) A、B 反应器的装机负荷均为 400 MW。

3.3 “压红线”运行

与尽量降低污染物排放浓度的做法相反,部分燃煤电厂在实际操作中尽量让污染物排放浓度接近排放最高限值,“压红线”运行。在这种运行状态下,机组的负荷变动或燃煤煤质的变化等因素会引起烟气内污染物浓度的波动,从而导致燃煤电厂烟气污染物排放频繁超标的现象。

造成这种现象的原因主要是燃煤电厂追求运行小指标考核,而忽略了环保指标,对环保工作的重视度不够,管理意识有待提高。根据燃煤电厂运行经验,在稳定运行过程中烟气污染物排放浓度指标不宜超过标准要求值的 80%,否则在燃煤电厂运行工况发生变化的情况下,烟气污染物排放浓度很容易超标。

3.4 监测技术不够成熟

燃煤电厂在实际运行过程中,由于烟道内烟气流动及污染物浓度分布不均,烟气分析系统采样点的位置对分析结果的影响非常大,且部分燃煤电厂的采样装置安装位置不合理。

脱硫塔出口烟气湿度大,伴热装置也无法完全保证管路内不会发生水蒸气的冷凝,而采样管内液态水的存在对测量结果有一定的影响,且采样探头容易腐蚀结垢,影响监测设备的稳定性和可靠性。燃煤电厂烟气内的湿度在线监测方法仍没有相应的评价标准,在实际运行过程中存在偏差较大的情况。

目前烟气中烟尘排放质量浓度要求在 5 mg/m^3 以下,接近烟尘在线监测装置的检出限,在线仪表结果误差较大,有待相关技术的深入研究和发展的。

3.5 机组启停机时 NO_x 排放浓度超标

目前超低排放改造的主流技术路线在机组正常运行工况下均可以满足污染物排放的标准要求,然而在机组启停机时(尤其是使用煤粉炉的燃煤电厂),由于 SCR 系统处的烟气温度无法达到催化剂所需的温度要求,因此脱硝系统在机组启停机时短时间内无法运行,加之烟气含氧量短时间内远高于 6%,从而导致部分时间段内烟气 NO_x 排放浓度超标。

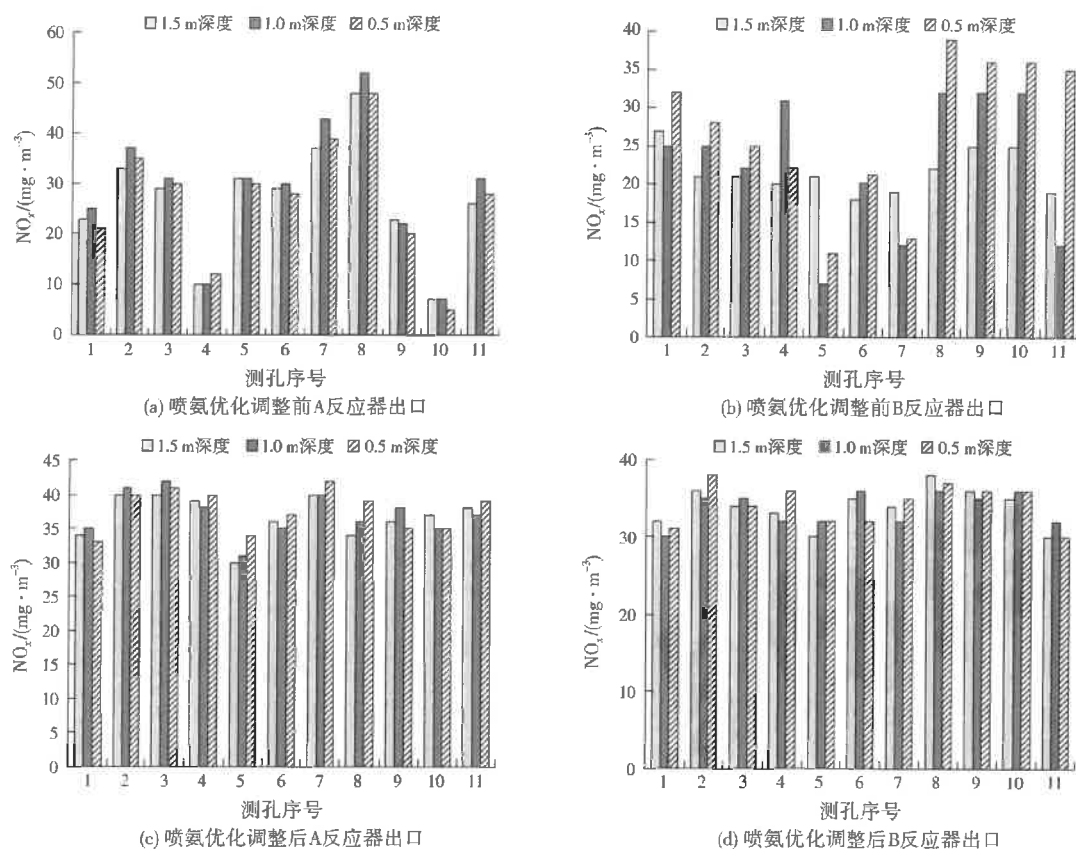


图1 SCR装置喷氨优化调整前后 NO_x 质量浓度分布对比

Fig.1 Comparison of NO_x concentration distributions before and after ammonia injection optimization for SCR systems

超低排放改造的主流技术均无法有效解决机组启停机时 NO_x 排放浓度超标的问题,目前相关研究已经很多,但仍没有较为成熟的解决方法。其中研究最多的技术主要有省煤器分段法、SCR低温催化剂、选择性非催化还原(SNCR)分区调控运行等方法,部分技术已经进入工业试验阶段,但仍有待进一步完善和推广。

4 结语与展望

通过对不同污染物控制方法相互配合和互补,提出了现有燃煤电厂进行超低排放改造的几种主流技术路线,分析了各种技术路线的适用条件,并对各路线的实际效果进行了试验和研究。通过对4个燃煤电厂开展超低排放评估监测试验,从试验和监测结果得知,目前燃煤电厂所采用的主流技术路线都能够很好地完成超低排放的技术要求,并且部分技术路线还可以协同脱除烟气中的 SO_3 、Hg等污染物,具有非常出色的运行效果。

虽然燃煤电厂进行超低排放改造之后可以达到排放要求,但是部分电厂在运行过程中也会存在一定的问题,如烟气污染物排放浓度控制过低、污染物排

放“压红线”运行、监测数据逻辑性差等现象。这就为将要进行超低排放改造的燃煤电厂带来了经验和警示,发电企业必须提高管理意识和运行人员的技术水平,切勿片面追求个别指标。在稳定运行工况下,推荐烟气污染物排放浓度指标在标准要求值的80%以下运行。在超低排放形势下,燃煤电厂的脱硫、脱硝、除尘系统运行方式有待进一步优化,例如在SCR脱硝系统运行过程中必须进行喷氨优化调整,控制SCR反应器出口 NO_x 分布相对标准偏差在10%以内,以保证后续设备和锅炉机组的安全稳定运行。CEMS运营单位应加强设备维护,保证监测数据的稳定可靠,技术层面上新设备与新方法也有待进一步研究和验证。全负荷脱硝技术目前亟待完善与推广,有望解决机组启停机时 NO_x 排放浓度超标的问题。

参考文献:

- [1] 国务院.国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知[EB/OL].[2016-03-16].http://www.gov.cn/zwggk/2013-09/12/content_2486773.htm.
- [2] 国务院办公厅.国务院办公厅关于印发能源发展战略行动计划(2014—2020年)的通知[EB/OL].[2016-03-16].http://www.gov.cn/zhengce/content/2014-11/19/content_9222.htm.

(下转第1402页)