

江苏电厂满足电站锅炉排放新标准的对策及存在问题分析

肖 杰

(江苏方天电力技术有限公司, 江苏 南京 211102)

摘 要:《火电厂大气污染物排放标准》新标准导致江苏省大部分电站锅炉需要进行脱硫、脱硝改造, 为达到排放要求需进行割除脱硫系统旁路烟道, 锅炉进行低NO_x燃烧系统改造, 脱硫增容改造以及烟气脱硝改造, 为保证改造后锅炉设备可靠性, 还需进行GGH和除雾器改造、引风机与增压风机改造和空预器改造。改造后导致引风机配置不符合电厂设计规程要求, 空预器产生NH₄HSO₄沉积, 脱硝效率不能满足设计要求以及改造对电网稳定产生很大冲击等问题。

关键词: 锅炉; 污染物排放; 旁路烟道; 脱硫系统; 低NO_x燃烧系统; SCR; NH₄HSO₄沉积

0 背景

近年来, 国家对环境保护工作越来越重视, 特别是对电站锅炉大气污染物排放标准要求日严, 电厂在减少锅炉污染物排放方面也进行了大量工作, 如大容量机组几乎 100%地进行了烟气脱硫。随着中国经济的发展, 火电装机容量的增加, 中国的大气污染物排放已列世界第一, 虽然人均排放量仍远小于世界平均水平。国家对《火电厂大气污染物排放标准》修改频率加快。目前执行的 GB13223—2003 的标准已不能满足控制排放物的要求, 针对 GB13223—2003 的修改, 环保部先后二次提出修改征求意见稿, 在 2011 年 9 月正式发布, 对电站锅炉排放指标要求极为严格, 电厂不进行改造无法满足排放新标准的要求。

GB13223—2003 对烟气SO₂与NO_x的排放标准如表 1、表 2, 2011 年版对SO₂与NO_x的排放标准如表 3。可以看出新标准较 2003 版严格很多, NO_x排放浓度限值不再按燃煤种类分类, 大多数限值已较欧美发达国家更严格, 见表 4。特别是重点控制地区, 烟气排放浓度控制很严。新版标准 2012 年 1 月 1 日实行, 2014 年 7 月 1 日排放必须达标。

表 1 GB13223—2003 对SO₂排放要求 mg/m³

时 段	第 1 时段		第 2 时段		第 3 时段
实施时间	2005 年 1 月 1 日	2010 年 1 月 1 日	2005 年 1 月 1 日	2010 年 1 月 1 日	2004 年 1 月 1 日
燃煤锅炉及燃油锅炉	2100 ⁽¹⁾	1200 ⁽³⁾	2100 1200 ⁽²⁾	400 1200 ⁽²⁾	400 800 ⁽³⁾ 1200 ⁽⁴⁾

注: (1) 该限值为全厂第 1 时段火力发电锅炉平均值。
(2) 在本标准实施前, 环境影响报告书已批复的脱硫机组, 以及位于西部非两控区的燃用特低硫煤 (入炉燃煤收到基硫分小于 0.5%) 的坑口电厂锅炉执行该限值。
(3) 以煤矸石等为主要燃料 (入炉燃料收到基低位发热量小于等于 12550kJ/kg) 的资源综合利用火力发电锅炉执行该限值。
(4) 位于西部非两控区的燃用特低硫煤 (入炉燃煤收到基硫分小于 0.5%) 的坑口电厂锅炉执行该限值。

表 2 GB13223—2003 对NO_x排放要求 mg/m³

时 段	第 1 时段	第 2 时段	第 3 时段
实施时间	2005 年 1 月 1 日	2005 年 1 月 1 日	2004 年 1 月 1 日
燃煤锅炉	V _{des} < 10%	1500	1100
	10% ≤ V _{des} ≤ 20%		650
	V _{des} ≥ 20%	650	450
燃油锅炉	650	400	200
燃气轮机组	燃油		150
	燃气		80

表 3 二次征求意见稿对SO₂与NO_x的排放要求 mg/m³

燃料和热能转化设施类型	污染物项目	适用条件	限值	重点控制区限值	污染物排放监控位置
燃煤锅炉	烟尘	全部	30 100 ⁽¹⁾ 200 400 ⁽²⁾	20	烟囱或烟道
	二氧化硫	全部	200	50	
	氮氧化物 (以 NO ₂ 计)	全部	100 200 ⁽³⁾	100	
	汞及其化合物	全部	0.03 ⁽¹⁾	0.03	

注: (1) 新建火电发电锅炉执行该值。

(2) 使用高硫煤地区的现有火力发电锅炉执行该值。

(3) 2003 年 12 月 31 日前建成投产或通过建设项目环境影响报告书审批的燃煤锅炉执行该限值。

表 4 欧洲与美国电站锅炉SO₂与NO_x排放限值 mg/m³

参数	美国	欧盟
SO ₂	2005 年标准, 2005/2/28 前: 旧标准, 脱硫效率 ~70%, SO ₂ < 0.6 lb/MBtu (740 mg/m ³); 脱硫效率 ~90%, SO ₂ < 1.2 lb/MBtu (1480 mg/m ³)	2002/11/27 后, 热功率 > 300MW, SO ₂ < 200 mg/m ³ ; < 100MW, SO ₂ < 850 mg/m ³ ; 之间直线关系。1987/7/1 ~ 2002/11/27, 热功率 > 500MW, SO ₂ < 400 mg/m ³ ; < 100MW, SO ₂ < 2000 mg/m ³ ; 之间直线关系; 1987/7/1 前, 执行 88/609/EEC, 或总排放量上限规定。
	2005/2/28 后新建、扩建: 脱硫效率 ≥ 95%, SO ₂ < 1.4 lb/MWh; 改建: 脱硫效率 ≥ 90%, SO ₂ < 1.4 lb/MWh or 0.15 lb/MBtu (184 mg/m ³)	2002/11/27 后, 热功率 > 300MW, NO _x < 200 mg/m ³ ; < 100MW, NO _x < 400 mg/m ³ ; 之间直线关系; 1987/7/1 ~ 2002/11/27, 一般固体燃料, NO _x < 650 mg/m ³ ; V _{daf} < 10%, NO _x < 1300 mg/m ³ ; 1987/7/1 前, 执行 88/609/EEC, 或总排放量上限规定。
NO _x	2005 年标准, 2005/2/28 后新建, NO _x < 1.0 lb/MWh (136 mg/m ³); 扩建, NO _x < 1.0 lb/MWh (136 mg/m ³) or 0.11 lb/MBtu (135 mg/m ³); 改建, NO _x < 1.4 lb/MWh (191 mg/m ³) or 0.15 lb/MBtu (184 mg/m ³)	

江苏省地处长三角,属于重点控制地区,根据目前机组状况,要达到电站锅炉排放新标准,如烟粉尘浓度 $<20\text{mg}/\text{m}^3$,除尘器必须进行改造; $\text{SO}_2<50\text{mg}/\text{m}^3$,按目前燃煤硫分,脱硫效率需大于96%以上; $\text{NO}_2<100\text{mg}/\text{m}^3$,除个别机组外,都必须进行改造。江苏省环保局要求电厂脱硫系统在2014年7月前完成。实施新标准,江苏省电厂在2014年底前必须进行的脱硫、脱硝改造工作量非常大。

1 江苏电站锅炉概况

目前江苏省电厂135MW以上机组锅炉安装如下:1000MW级超超临界锅炉7台,600MW级超超临界锅炉10台,600MW级超临界锅炉21台,600MW级亚临界锅炉2台,300MW级超临界锅炉2台,350MW级亚临界锅炉8台,300MW级亚临界锅炉45台,300MW级亚临界硫化床锅炉2台,200MW级超高压锅炉3台,135MW级超高压锅炉20台,135MW级超高压硫化床锅炉4台,390MW级燃气联合循环余热锅炉8台,180MW级燃气联合循环余热锅炉2台。

除循环硫化床锅炉外,100%安装脱硫系统。大部分锅炉采用石灰石—石膏湿法脱硫工艺,另有部分锅炉采用氨法脱硫、半干法脱硫,有二台机组采用生物脱硫技术。脱硫不满足环保要求的主要有:半干法脱硫不能满足脱硫效率和脱硫排放浓度的要求;除近二年投产的新机组,脱硫系统都按有烟气旁路设计;脱硫系统设计燃煤硫分低于1%,与锅炉实际燃烧煤种相差大;多台300MW以下容量机组脱硫系统采取“二炉一塔”方式;相当部分300MW及以下容量机组脱硫增压风机配置采用“一炉一增压风机”,甚至有些“二炉一增压风机”。

脱硫系统运行存在不足:部分脱硫系统运行存在GGH堵塞,没有GGH的系统存在烟囱飘石膏雨现象;脱硫系统增压风机出力不足,需要引风机克服部分脱硫烟气阻力;脱硫系统故障率较高,烟气旁路经常开启;部分机组脱硫系统容量偏小,经常发生浆液中毒、效率下降和开启旁路运行。

目前已有电厂实施脱硫系统增容改造,主要有“二炉一塔”的进行“一炉一塔改造”,GGH换热元件换型改造及脱硫塔除雾器改造。

安装催化吸收脱硝系统(SCR)的有1000MW级超超临界锅炉5台;600MW级超超临界锅炉4

台;600MW级超临界锅炉4台;300MW机组2台。仅一个电厂进行了改造加装SCR脱硝装置。

安装非催化吸收脱硝系统的有600MW级超超临界锅炉2台,600MW级超临界锅炉4台。没有电厂实施加装SNCR的改造。

安装有低 NO_x 燃烧系统(包括改造的)有1000MW级超超临界锅炉7台,600MW级超超临界锅炉10台,600MW级超临界锅炉12台,350MW级亚临界锅炉2台,300MW级亚临界锅炉5台,135MW级超高压锅炉2台。安装低 NO_x 燃烧系统的锅炉产生的 NO_x 浓度在 $300\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。目前进行低 NO_x 改造的锅炉主要是四角切圆燃烧锅炉,旋流燃烧器的锅炉进行低 NO_x 改造的只有二台机组。

只有少部分超临界和超超临界锅炉设计时预留加装脱硝系统。

采用SNCR脱硝的锅炉一直投运的只有2台,实际脱硝效率在25~30%。

采用SCR脱硝的锅炉投运比较正常,实际脱硝效率在60~70%。SCR投运的主要问题是空预器产生 NH_4HSO_4 沉积,空预器阻力增加过快;催化剂积灰堵塞;催化剂老化,脱硝效率显著下降;脱硝系统烟气成分监测仪表显示不准确、不稳定。

部分进行低 NO_x 燃烧系统改造的锅炉出现炉膛结焦现象。

2 满足锅炉烟气排放的技术措施

为满足锅炉烟气排放新标准,江苏电厂必须进行以下工作。

2.1 割除脱硫系统旁路烟道

割除脱硫系统旁路烟道对锅炉运行安全带来以下影响。

(1) 脱硫系统设备对机组运行安全的影响增大,GGH/增压风机等发生故障时与锅炉主设备故障影响一致。特别是GGH,一台锅炉只有一台GGH,发生故障时会引起机组跳闸;300MW及以下容量机组,一台锅炉只设一台增压风机(有的甚至二炉一增压风机),增压风机跳闸时导致机组跳闸(有时甚至是二台机组跳闸);原导致烟气旁路挡板开启的条件改造后可能导致机组跳闸。在脱硫系统设计时按有旁路烟道设计,设备选型和系统可靠性设计都没有按主设备考虑,脱硫系统设备可靠性明显低于

锅炉主设备。一般锅炉启动时设计断油后（或投煤粉后）再投电除尘，割除旁路后启动点火前需先投电除尘，有可能引起油滴二次燃烧。

为减少脱硫系统对锅炉安全的影响，需提高脱硫设备的可靠性：

1) 提高除雾器的分离效率，减少 FGD 出口烟气的浆液携带量；

2) 改进 GGH 换热元件板型，提高吹灰效果，减少 GGH 积灰和石膏板结；

3) 提高增压风机的可靠性，如动调轴流风机加强动调系统维护，变频器调节应设置变频与工频控制自动切换；

4) 提高浆液循环泵的运行可靠性；

5) 增加烟气喷淋降温等。

(2) 对锅炉启停方式影响。割除旁路烟道后锅炉启动方式发生改变，一般需先启动脱硫系统（打通烟气通道，启动 GGH、浆液循环泵、增压风机），再启动引风机、送风机、吹扫后再点火。锅炉停炉方式也要发生变化，锅炉跳闸后脱硫系统不停，吹扫结束后再停脱硫系统；设备停运循序发生变化，先停送风机、再停引风机、再停增压风机、再停浆液循环泵。锅炉停炉后通风冷却时，应启动 GGH 与吸收塔的浆液循环泵。

(3) 对电除尘投运影响。割除旁路后烟气锅炉启动点火时烟气必须通过吸收塔，为消除油滴、煤粉对吸收塔浆液的毒害作用，应先投电除尘，或者在吸收塔增加煤粉与油滴收集系统。从消除浆液中毒的效果看，应首选点火前投电除尘。

(4) 对脱硫系统保护设置的影响。原脱硫系统保护设置了跳脱硫吸收塔的保护，割除旁路烟道后需取消跳脱硫吸收塔；脱硫系统设置的开旁路门保护，除烟温高保护外，其它的都改为适当延时后 MFT；应增加原烟气温度高投喷淋水的保护。

(5) 对锅炉协调控制的影响。增加增压风机跳闸后机组 RB 动作。浆液循环泵跳闸后备用泵不能启动时自动降负荷的功能。

2.2 脱硫系统增容改造

对脱硫塔设计容量偏低和采用“二炉一塔”的，电厂已开始脱硫系统改造。

(1) 脱硫系统采用“二炉一塔”方式的改造为“一炉一塔”，需增加一台脱硫吸收塔及一套辅机设备，增加一台 GGH，个别还需增加一台增压风机。

(2) 原脱硫系统设计容量偏低的，设计处理烟气流偏低或设计燃煤硫分偏低，许多电厂脱硫系统按锅炉燃煤含硫 0.8%（或者更低）。实际运行中燃煤硫分经常超过 1%，甚至达到和超过 2%；目前江苏省环保要求电站锅炉脱硫系统设计燃煤硫分不得低于 1%。需要增大脱硫吸收塔的体积，增加脱硫塔直径和高度。增加吸收塔直径还有助于提高除雾器的分离效果。

(3) 部分电厂出于增加煤种适应性的目的，按锅炉燃烧高硫分煤种设计，除增加吸收塔直径和高度外，还增加喷淋器层数和浆液循环泵。

(4) 采用半干法脱硫工艺的，不能满足环保对脱硫效率和 SO₂ 排放浓度的要求。需要改造采用石灰石—石膏湿法脱硫 或氨法脱硫。

(5) 部分电厂脱硫系统增容改造还涉及增压风机增容。

2.3 脱硫系统 GGH 和除雾器改造

为提高脱硫系统可靠性，减少石膏雨等污染物排放，部分机组进行 GGH 和除雾器改造。

结合脱硫系统增容改造进行除雾器改造和烟气均流改造，目的在于提高除雾器的分离效率，减少除雾器出口浆液携带量，消除烟囱飘石膏雨现象，减缓 GGH 积灰和石膏板结速率。主要工作：

除雾器结构优化，除雾器板型改型，间隙优化，减少除雾器积渣；除雾器布置型式优化，如除雾器由平板式改屋脊式；除雾器进口烟气流速优化，降低除雾器烟气流速，设置导流板优化烟气流速分布；除雾器冲洗，雾化喷嘴布置优化，保证除雾器每个部分都能吹到；冲洗水疏水优化，保证冲洗水及时疏清；冲洗优化，防止集中冲洗，冲洗水无法及时疏干净，出现二次积渣；除雾器固定方式改进，防止堵塞时除雾器板被托起。

同时有些电厂对 GGH 进行改造，减少 GGH 积灰和石膏板结。主要工作有：改变换热元件板型，改用不易结渣和吹灰效果好，易冲洗的板型；增加换热元件的间距，延长板间堵塞的周期；改善 GGH 吹灰系统，改用蒸汽吹灰，提高吹灰蒸汽的压力与温度等。

2.4 锅炉低 NO_x 燃烧系统改造

要降低锅炉的 NO_x 排放浓度主要手段有采取低 NO_x 燃烧系统和烟气脱硝。由于以下原因采用低 NO_x 燃烧系统成为降低锅炉 NO_x 排放浓度的首选。

降低锅炉 NO_x 排放浓度的必要条件,脱硝系统的脱硝效率有限,只有将锅炉生成的 NO_x 浓度控制在较低的水平才能确保 NO_x 排放浓度达到环保要求;

降低脱硝系统的运行成本,不必要求脱硝系统维持较高的脱硝效率,减少喷氨量;

降低脱硝系统的氨逃逸率,减少空预器换热元件的NH₄HSO₄沉积;随着燃烧新技术发展,锅炉燃烧生成的NO_x浓度降低到很低水平可以实现。

低 NO_x 燃烧技术主要是燃烧初期的低氧燃烧技术,主要包括低 NO_x 燃烧器;风粉分离技术;分级配风技术,包括燃尽风技术和分离式燃尽风技术;以及燃料分级技术,即再燃技术,由于中国再燃燃料匮乏,目前再燃技术应用很少。

低 NO_x 燃烧技术分四角切圆燃烧方式,旋流燃烧方式(前后墙对冲,前墙布置)。

四角切圆锅炉的低 NO_x 燃烧技术很成熟,目前改造的很多,采用的低 NO_x 燃烧技术有很多,主要有美国 ALSTOM 能源公司的轴燃烧系统 LNCFS2;美国阿米那公司分离式燃烧风系统(SOFA);烟台龙源的双尺度低 NO_x 燃烧技术;日本三菱公司(MHI)的 PM 型配 MACT 分级送风系统等。

旋流燃烧器锅炉低NO_x燃烧技术较不成熟,目前改造很少,流行的低NO_x燃烧技术主要有ABT公司的OPTI-FLOWTM高效低污染燃烧系统;日本日立一巴布科克公司(BHK)的HT-NR3 燃烧器;B&W公司的LNCB[®];西安热工院的DSB低氮旋流燃烧器;德国原斯坦谬勒(Steinmuller)公司SM型低NO_x燃烧器。

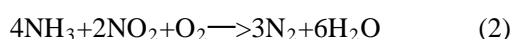
燃烧烟煤的四角切圆锅炉采用低NO_x燃烧技术后可以把锅炉生成的NO_x浓度控制在 200mg/m³以内;旋流燃烧锅炉最低在 300mg/m³左右。

2.5 烟气脱硝系统改造

要满足锅炉NO_x排放浓度低于 100mg/m³(以NO₂计)的要求,不进行烟气脱硝无法达到。烟气脱硝系统主要有选择性催化还原吸收装置(Selective Catalytic Reduction,SCR),选择性非催化还原吸收装置(Selective Non-Catalytic Reduction,SNCR)。

(1) SCR 技术

在催化剂表面发生化学反应



其特点是脱硝效率较高;需要专门的脱硝装置;投资高;适合烟气温度范围 300~400℃;催化剂同时将部分SO₂催化反应生成SO₃。

(2) SNCR 技术

NH₃喷入炉膛内时,同时存在氧化与还原反应;温度超过 1050℃时,NH₃被氧化成NO_x,氧化反应起主导;温度低于 1050℃时,NH₃与NO_x的还原反应为主,但温度越低反应速率越低。

其特点是脱硝效率低;不需要专门的脱硝装置;不增加烟气阻力;投资低;适合温度范围 850~1050℃;一般无法满足NO_x≤100mg/m³的要求。

目前流行的烟气脱硝技术路线有 SCR(一般二层催化剂,二用一备);SNCR;SNCR+SCR(一般一层催化剂,一用一备)。

目前SCR催化剂分二种,一种基于WO₃,另一种基于MoSO₃;催化剂表面形状,分为蜂窝型,特点催化剂与烟气接触面积大,易堵塞;波浪板型,催化剂与烟气接触面积较大,较易堵塞;平板型,催化剂与烟气接触面积较小,不易堵塞。

目前一般采用 SCR 技术,个别电厂准备采用 SNCR+SCR 技术,基本不采用 SNCR 改造。

对预留脱硝的锅炉,进行 SCR 改造时工作量相对较低。对未预留脱硝的锅炉,增加 SCR 改造时工作量很大。主要有锅炉钢架基础加固,有的甚至需要重新做尾部烟道基础;增加 SCR 吸收装置,需要布置进出口烟道,喷氨烟道,吸收烟道,目前部分电厂尾部烟道与空预器布置紧凑,烟道布置非常复杂,烟气流动阻力增加较多;增加大量的非金属膨胀节,增加烟道漏风;牵涉到引风机增容改造以及空预器改造。

由于目前SCR不是一个很成熟的技术,增加SCR带来较多问题,如催化剂积灰堵塞;催化剂老化;NH₄HSO₄沉积和非金属膨胀节可能引起烟道漏风增大等。

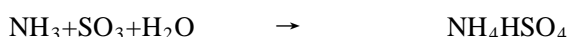
2.6 空预器改造

增加SCR后,由于烟气中SO₂在催化剂表面被氧化成SO₃,与未完全反应的NH₃生成NH₄HSO₄,带来NH₄HSO₄的沉积现象,使得空预器流动阻力显著增加,必须进行空预器改造。与一般生成与,当NH₃与摩尔比大于 1 时可能生成,一般生成,

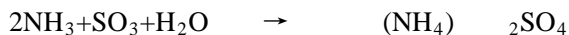
在催化剂表面发生反应:



NH_3 与 SO_3 发生反应:



(4)



(5)

在空预器工作的烟温范围内 $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ 呈固体状态; NH_4HSO_4 在烟气温度 $180\sim 240^\circ\text{C}$ 之间呈液态,极具腐蚀性和黏结性;一般在 $150\sim 200^\circ\text{C}$ 会发生沉积。一般锅炉烟气中 SO_3 浓度较 NH_3 浓度高,不会大量生成 $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ 。一般浓度越高,发生 NH_4HSO_4 沉积的温度就较高。

有SCR的锅炉空预器分高温段与低温段二层,低温段选择易吹扫型式的板型,低温段一般采用搪瓷防止 NH_4HSO_4 沉积和腐蚀。

2.7 引风机与增压风机改造

由于以下原因锅炉增加SCR改造后,一般需进行引风机与增压风机改造。

增加SCR装置烟气阻力增加, NH_4HSO_4 在空预器沉积,引起锅炉烟道阻力增加,没有预留脱硝的锅炉,一般引风机与增压风机的风压裕量不足以克服烟道阻力的增加。

在割除脱硫旁路烟道挡板后,引风机与增压风机成为纯粹的串联风机,引起锅炉运行可靠性降低。对引风机与增压风机进行合一改造可以简化锅炉设备布置,减少烟道阻力,提高风机运行效率,降低风机耗电率,以及提高锅炉运行可靠性。

对于300MW级机组及以下容量的机组,一般脱硫系统一台机组只配一台增压风机,进行引风机与增压风机合一改造,使得风机配置成为二台,消除了单台风机工作,可以大大地提高风机运行可靠性。

目前有多家电厂进行了引风机与增压风机合一改造,有多台新建机组没有设增压风机。

3 存在的主要问题

江苏省电厂在进行脱硫旁路烟道割除、脱硫系统改造与脱硝系统改造后,对锅炉运行安全和电网稳定都带来较大影响。主要有:

(1) 风机配置不符合《火力发电厂设计技术规程》(DL5000 8.3.2 条规定)

“DL5000 8.3.2, 2.每台锅炉宜设置两台吸风机,

不设备用。”。风机单台设置严重影响了锅炉设备运行的可靠性。

(2) 机组的可靠性下降

脱硫系统多个设备为单设备,事故后需停机处理,如GGH、吸收塔;增加了多个锅炉MFT的条件;GGH堵塞、浆液循环泵事故都会导致降负荷。

(3) 电除尘运行可靠性下降或脱硫系统运行可靠性下降

采取点火前投电除尘时,影响电除尘运行安全;采取煤粉、油滴收集装置时,吸收塔浆液存在污染。

(4) 脱硫系统保护不尽合理

脱硫系统保护逻辑不统一,存在逐步完善过程;对存在双增压风机、双引风机系统锅炉,增压风机跳闸后机组RB动作逻辑存在争议,如是否需要跳对应引风机等。

(5) 锅炉脱硫、脱硝改造存在工作量大,工期长,改造时间短,以及一窝蜂进行。

对电网稳定影响大,江苏电网有超过100台锅炉需要进行改造,按征求意见稿在2013年底完成,改造在不到3年内进行。而目前电网负荷十分紧张的状况下,每年约需安排30多台锅炉改造,加上不需改造的大多为超超临界新机组,设备可靠性较差,集中改造对电网负荷稳定冲击非常大。

各脱硝公司的生产能力成为制约,脱硝改造可能成为卖方市场。

脱硝催化剂生产能力成为制约,催化剂成为紧缺商品,可能造成催化剂市场良莠不齐,催化剂质量难以保证;催化剂价格成倍猛涨,脱硝改造成本难以控制。

(6) 脱硝效率难以保证

目前脱硝效率设计普遍偏高,SCR(二层催化剂)脱硝效率设计一般按80%来保证,与SCR实际运行效率(约60~65%)存在较大的偏差;SNCR脱硝效率设计一般按30%来保证,与实际运行也存在较大的差距。

(7) SCR堵塞

SCR运行多年后一般会出现积灰堵塞。其中蜂窝状的堵塞情况比较严重,目前压缩空气吹灰与声波吹灰效果都不太理想。目前电厂脱硝改造时存在效率按蜂窝式选择,流动阻力按平板式选择的问题。在运SCR积灰堵塞后烟气流动阻力增加1000Pa以

上。

(8) 催化剂老化问题

考虑 NO_x 排放时没有考虑催化剂老化,脱硝效率严重下降的问题;一般催化剂寿命 16000~38000h,催化剂再生技术也不成熟。

(9) 脱硝系统烟气成分监测仪表不可靠

目前烟气成分监测仪表包括 NO_x 、 NH_3 表计都不可靠。烟气成分表计分烟道插入式和烟气取样式。烟道插入式存在对中困难,受热态运行中烟道膨胀影响很大;穿透性差,测量准确度低。烟气取样式存在抽吸口过滤器易堵塞的问题。

由于烟气成分监测仪表不可靠,导致 SCR 脱硝效率,氨逃逸率不能有效控制;运行人员难以根据监测参数及时调整,一般只能根据 CEMS 的 NO_x 排放浓度表计控制。

(10) 脱硝设计参数选择不当

脱硝系统运行效率过高,烟气阻力不考虑催化剂积灰和空预器的 NH_4HSO_4 沉积。

(11) 空预器出现 NH_4HSO_4 沉积

NH_4HSO_4 沉积的主要原因是氨逃逸量过高,原因有控制脱硝效率过高;氨逃逸监测表计不准确,不可靠;SCR 进出口 NO_x 表计不准确,脱硝效率虚假不可靠;催化剂老化后,仍然按脱硝效率或者锅炉 NO_x 排放浓度控制,只有加大喷氨量,大量 NH_3 未与 NO_x 反应,氨逃逸量高;喷氨量控制调门调节特性差,造成氨逃逸率有时高。

如果存在漏风,空预器进口烟温偏低, NH_4HSO_4 沉积可能越过低温段,在空预器高温段沉积,烟气阻力增加非常快;空预器设计不合理,低温段高度不够,也可以引起沉积越过分界,空预器发生严重堵塞。

NH_4HSO_4 沉积堵塞特征有在空预器低温段可以看见白色浆液状沉积物;空预器流动阻力显著升高,在降低氨逃逸率后会明显降低;空预器阻力波动大,特别是一次风阻力。

消除 NH_4HSO_4 沉积堵塞的根本措施在于控制 SCR 的氨逃逸率,一般氨逃逸率低于 3ppm 时,

NH_4HSO_4 不会产生快速沉积;燃煤灰分较大时有利于灰粒子表面吸附 NH_4HSO_4 ,通过蒸汽吹灰被带走;合理设计空预器受热面,不产生 NH_4HSO_4 越分界沉积;合理选择空预器低温段板型,使之不易产生积灰,积灰后易于吹灰带走。

NH_4HSO_4 沉积堵塞后需进行空预器定期冲洗或空预器在线冲洗。冲洗注意沉积的 NH_4HSO_4 易溶于水,其水溶液酸性较强,有很强的腐蚀性;做好冲洗的技术措施,使得冲洗水可以较彻底地排出,减少对换热元件的腐蚀;同时做好废水回收措施,冲洗水在处理前不能排放;选择合适的冲洗时机,冲洗后可以较快地烘干;做好空预器低温烟道的排水和防腐措施,防止局部积水腐蚀;进行在线冲洗时,应编制严格地冲洗技术措施,做好空预器烟风隔离措施;可以采用加碱中和的技术措施,减少 NH_4HSO_4 溶液的腐蚀性。

(12) 炉膛结焦和高温腐蚀

锅炉低 NO_x 燃烧技术都采取低氧燃烧方式,容易导致结焦和高温腐蚀;同时进行风粉分离容易引起局部还原性气氛,导致结焦和高温腐蚀。

4 结束语

由于《火电厂大气污染物排放标准》2011 年修订版要求严,标准实施后在很短时间要求已投运机组达标。为满足锅炉排放新标准,江苏电厂必须进行脱硫系统旁路烟道割除改造,部分电厂进行脱硫系统增容改造,大部分电厂进行锅炉低 NO_x 燃烧系统改造,绝大部分电厂进行烟气脱硝改造;为保证改造后锅炉设备可靠性,还必须进行 GGH 与除雾器改造、引风机与增压风机改造及空预器改造。改造的工作量大、工期长,在不到三年时间内集中改造,以及改造后存在的问题引起机组设备可靠性的下降都对江苏电网稳定运行造成很大地冲击。

作者简介:

肖杰,男,长期从事电站锅炉技术监督, E-mail:
15905166913@139.com。