

# 600MW 超临界机组脱硝装置运行喷氨优化控制

黄 晶, 周 龙

(华能太仓电厂, 江苏 太仓 215424)

**摘 要:** 燃煤电厂 SCR 烟气脱硝技术作为一种成熟可靠的技术选择, 在 C 电厂一台 600MW 超临界机组上成功改造应用。但在投运一段时间后发现的一些问题, 比如脱硫出口与脱硝出口  $\text{NO}_x$  浓度相差较大、B 侧空预器阻力上升较快等, 以致影响锅炉及脱硝装置的安全运行。经分析原因, 此问题与脱硝入口喷氨均匀性、氨阀自动控制、飞灰性质等因素有关, 于是采取了喷氨优化调平、对空预器进行冲洗等措施取得了预期效果。

**关键词:** SCR 脱硝; 液氨; 优化调整; 空预器

## 0 引言

2012 年 1 月 1 日起实施的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011) 规定: 自 2014 年 7 月 1 日起现有火力发电锅炉氮氧化物排放浓度  $\leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ 。为了达到国家严格的环保要求和实现节能减排的目标, 江苏省内长三角重点地区的 C 电厂对其所属的一台 2006 年 2 月投产的 600MW 机组进行了脱硝改造, 采用 SCR 烟气脱硝技术控制氮氧化物。锅炉燃烧方式为前后墙对冲燃烧, 于 2013 年 5 月完成脱硝改造。锅炉设两台 SCR 反应器, 采用高灰型工艺布置 (即反应器布置在省煤器与空气预热器之间的高尘区域), 不设反应器烟气旁路。选用 7.4mm 节距的蜂窝式催化剂, 设计脱硝入口  $\text{NO}_x$  浓度  $450\text{mg}/\text{m}^3$ 、处理全烟气量  $1910000\text{ m}^3/\text{h}$ 、 $\text{NO}_x$  排放浓度为  $90\text{ mg}/\text{m}^3$ , 脱硝效率不小于 80%。

SCR 脱硝装置投运一段时间后发现脱硫出口与脱硝反应器出口的  $\text{NO}_x$  浓度相差达  $30\text{ mg}/\text{m}^3$  以上, B 侧空预器烟气差压由投运初期的  $1300\text{Pa}$  上升到  $3000\text{Pa}$ , 严重影响锅炉安全运行与环保目标的实现。

## 1 脱硝运行存在问题分析

### 1.1 喷氨均匀性的影响

在 SCR 反应器入口烟气流场均匀, 烟温分布满足要求的条件下, 影响脱硝效果的另一个重要因素是氨氮摩尔比分布均匀性。如果分布不均匀, 易出现局部喷氨过量和局部  $\text{NO}_x$  未反应现象, 造成局部催化剂因处理烟气负荷过重寿命缩短, 而部分催化剂未发生功效而被“闲置”, 这是原因之一。第二,

从还原剂利用角度看, 欲充分利用还原剂, 需要减少局部未发生反应却被烟气带离 SCR 反应器的氨, 减少还原剂浪费。第三, 从对下游设备 (如空预器) 的影响考虑, 如果氨逃逸浓度大, 可能会对空预器造成一定程度的硫酸氢铵堵塞和腐蚀<sup>[1~3]</sup>。雷<sup>[4]</sup>等建立数学模型, 考察氨氮比不均匀性对 SCR 系统脱硝效率影响, 分析发现随脱硝效率的上升, 氨氮比不均匀性会导致更大程度的脱硝效率下降。方<sup>[5]</sup>等实测结果显示, 喷氨优化调整后的最大脱硝效率由 76.7% 上升到 80.9%, 提高了 4.2%。可见, 通过喷氨优化试验能在一定程度上提高氨与烟气分布均匀性。本脱硝改造工程由于工期较紧等原因, 尚未进行喷氨格栅进行细调, 故存在运行安全隐患。

### 1.2 氨阀和流量计控制

脱硝装置运行中发现氨阀特性差。当阀门开度变化 5%, 流量计显示不变, 当氨阀开度再增加 2% 时, 氨流量突然增加  $10\text{kg}/\text{h}$  以上, 带来较大波动, 造成反应器出口  $\text{NO}_x$  浓度时高时低。表现为: 在负荷稳定时尚能稳定, 在负荷变化时, 出口  $\text{NO}_x$  排放浓度瞬时值变化较大, 最大波动值达到  $60\text{mg}/\text{m}^3$ , 而且由于调节惯性大, 造成脱硝喷氨量控制无法准确跟随入口  $\text{NO}_x$  浓度的变化。氨流量计使用的是体积流量计, 测量不准确且低流量经常突降至零。作为硬件方面的控制手段, 氨阀和流量计的可靠性直接影响到脱硝安全运行。

### 1.3 燃煤变化的影响

锅炉设计燃用神华烟煤, 校核煤种为大同煤和晋北烟煤。而脱硝运行过程中, 受外部供应条件影响, 实际燃用煤种较为复杂, 有国产烟煤、褐煤及

进口印尼煤、美国煤等，煤质分析如表 1 所示。由此产生的飞灰特性变化频繁，有时的飞灰如黄土粉末状，粘性较大，容易造成催化剂积灰，随着积灰时间的延长会导致脱硝活性降低<sup>[6]</sup>。煤中全水含量增大，比设计值 14%增加了 7%。在锅炉起停期间，烟气中含钠、钾等的腐蚀性混合物在凝结的水蒸气作用下，会和催化剂中的物质反应，导致其中毒。若催化剂将其吸入孔内，在锅炉启动过程中，这些物质的蒸发将导致催化剂孔内压力增大，甚至造成催化剂物理性损坏。煤中硫含量有时超过设计值，在一定程度范围内是可以承受的，但是如果硫含量短期过高会提高烟气中SO<sub>3</sub>的基准浓度，经过脱硝催化剂层后，SO<sub>3</sub>的浓度会变的更高，这时容易大量形成硫酸氢铵，对锅炉安全运行是非常不利的。

表 1 常用煤种工业与元素分析

检测项目	符号	单位	设计煤种	常用煤 1	常用煤 2
全水分	$M_t$	%	14.00	21.1	20.6
收到基灰分	$A_{ar}$	%	11.00	25.94	24.90
干燥无灰基挥发分	$V_{daf}$	%	26.00	38.23	39.04
收到基碳	$C_{ar}$	%	60.51	46.70	51.36
收到基氢	$H_{ar}$	%	3.62	2.88	3.26
收到基氮	$N_{ar}$	%	0.70	0.75	0.79
收到基氧	$O_{ar}$	%	9.94	7.99	8.62
全硫	$S_{t,ar}$	%	0.43	0.64	0.47
收到基高位发热量	$Q_{gr,v,ar}$	MJ/kg	--	18.51	20.13
收到基低位发热量	$Q_{net,v,ar}$	MJ/kg	22.768	17.43	18.98

#### 1.4 SCR 预埋取样管紊乱

脱硝反应器在最后一层催化剂支撑梁下方，位于催化剂出口位置处，装有一组用于测量烟气的取样管。每个反应器的取样管共有 72 个，分布在反应器横截面上。取样管用于SCR初始运行时，测量烟气中的NO<sub>x</sub>浓度和用于检测NH<sub>3</sub>的逃逸等取样，通过调节AIG的手动调节阀门，使喷入的氨的浓度与其覆盖区域的NO<sub>x</sub>浓度匹配。但施工安装过程中，出口预埋取样管有的未严格按设计图纸施工，以及飞灰堵塞等因素，给喷氨调平区域浓度的判断带来困难，很难利用出口预埋取样管进行更加精细的喷氨优化调平试验。

#### 1.5 省煤器灰斗影响

由于煤质原因，水平烟道后部有结渣，吹灰后粗灰渣落入省煤器灰斗，导致省煤器灰斗排灰不畅，粗灰流向 SCR 导致催化剂入口流速不均，并且大量粗灰对空预器积灰造成负面影响。

### 2 采取的措施

#### 2.1 喷氨优化调平

针对喷氨不均匀问题，委托国内调试单位对脱硝喷氨格栅给予喷氨优化调平，最大程度提高了反应器入口氨氮摩尔比分布均匀性。结果可通过反应器出口NO<sub>x</sub>浓度分布标准偏差反映出来。在600MW负荷下，喷氨优化调整前反应器出口的NO<sub>x</sub>分布如图 1，A侧和B侧反应器出口截面NO<sub>x</sub>分布标准偏差分别为 62%和 40%，平均相对标准偏差约 50%。反应器出口NO<sub>x</sub>浓度分布均匀性A侧比B侧偏差更大。经喷氨优化调整后反应器出口的NO<sub>x</sub>分布如图 2，A侧和B侧反应器出口截面NO<sub>x</sub>分布标准偏差分别约为 15%和 14%，平均相对标准偏差降低了约 35%。反应器出口截面的NO<sub>x</sub>分布均匀性得到明显改善。

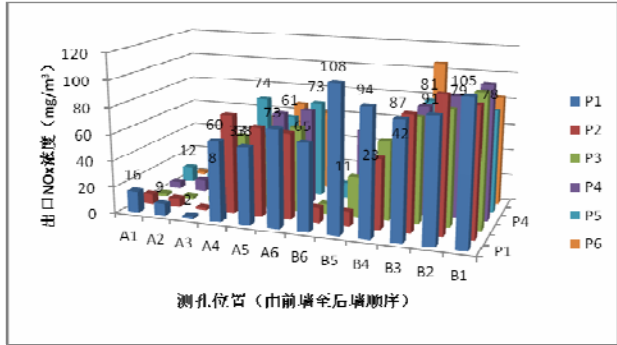


图 1 喷氨优化调整前 SCR 反应器出口的 NO<sub>x</sub> 分布

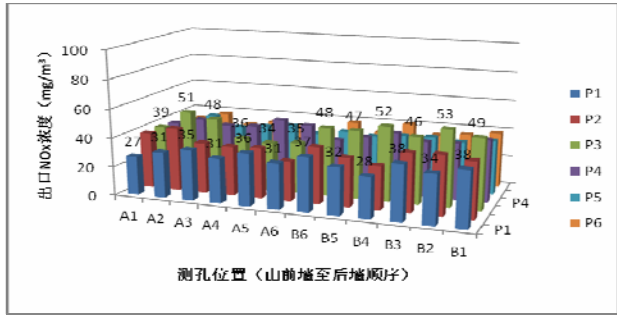


图 2 喷氨优化调整后 SCR 反应器出口的 NO<sub>x</sub> 分布

经喷氨优化调整后，在机组 600MW负荷下约 80%脱硝效率时，SCR反应器出口截面氨逃逸浓度平均值由调整前的 2.9μL/L，降低至调整后的 1.8μL/L，氨逃逸平均水平下降了 1.1μL/L。SCR出口NO<sub>x</sub>浓度和烟囱入口NO<sub>x</sub>浓度偏差由调整前相差 30mg/Nm<sup>3</sup>，降至 10mg/Nm<sup>3</sup>，最终实现出口NO<sub>x</sub>浓度达标，氨逃逸浓度合理的目标。这在一定程度上也有利于氨耗量的节约。

#### 2.2 空预器冲洗

在运行初期，发现空预器差压快速上升时，采取加强蒸汽吹灰后，空预器差压维持住了一段时间

没有上升。但是随着锅炉运行时间推移,由于调门特性不好,省煤器输灰不畅,烟囱入口表计误差大等原因,空预器差压又继续爬升,上升至 3kPa 以后,发现再怎么调整吹灰压力和增加吹灰次数都无明显效果(空预器为三段式,未进行改造)。

2014 年 3 月上旬,通过对单侧电袋除尘布袋切旁路后,在线手动高压水冲洗空预器,空预器差压下降了约 1kPa。

### 2.3 疏通省煤器灰斗

对输灰不畅的省煤器灰斗,采取手动放灰,保证省煤器输灰通畅,防止粗灰进入后部烟道。

### 2.4 控制出口 NO<sub>x</sub> 浓度

运行时调节低氮燃烧,控制 SCR 入口 NO<sub>x</sub> 浓度低于 300 mg/m<sup>3</sup> 的条件下,将出口 NO<sub>x</sub> 浓度 90mg/m<sup>3</sup> 作为控制参考,控制脱硝效率不要过高,使出口 NO<sub>x</sub> 浓度适当,防止整体过量喷氨,危害下游设备运行。

### 3.5 控制燃煤含硫量

通过燃煤掺配,控制锅炉燃煤含硫量,避免出现短期硫含量过高情况。

### 3.6 吹灰控制

合理安排空预器的吹灰控制,目前空预器每班连续吹灰两小时。

### 3.7 优化喷氨自动控制

拟更换喷氨调门和流量计,对喷氨自动进行优化,以实现喷氨量准确可控,并每年定期进行一次喷氨优化试验维护。

## 3 结束语

在脱硝改造完成后投运脱硝时,根据入口 NO<sub>x</sub> 浓度分布及实际流场情况,应当及时对脱硝装置给予喷氨格栅的优化调平试验,目的是为了防止过量喷氨带来的负面影响和保持 NO<sub>x</sub> 仪表测量的可靠性。

对脱硝系统中喷氨调门和流量计应合理选型,并优化自动调节特性。

对于由于脱硝系统投运后造成空预器差压,短期空预器差压上升可通过提高排烟温度并蒸汽吹灰控制,长期微量氨逃逸后造成的空预器差压上升,在做好安全措施后,可通过在线水冲洗控制空预器差压。

目前脱硝催化剂设计运行温度为 310℃~420℃,实际锅炉在冬季运行的负荷低于 350MW 时,SCR 入口烟温可能低于 310℃,系统将自动停止喷氨,影响脱硝系统投运率。限于环保要求,目前采取适当降低锅炉本体吹灰频率和适当提高机组负荷或降低机组负荷至 50% 负荷以下来提高投运率,此问题有待后面深入研究解决。

### 参考文献:

- [1] 马双忱,金鑫,孙云雪,等.SCR 烟气脱硝过程硫酸氢铵的生成机理与控制[J].热力发电,2010,39(8): 12-16.
- [2] 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(8).
- [3] 方朝君,余美玲,郭常青,等.燃煤电站脱硝喷氨优化研究[J].工业安全与环保.2014(2):25-27.
- [4] 雷达,金保升.氨氮比不均匀性对电站 SCR 系统脱硝效率的影响[J].锅炉技术,2010,41(6):72-74.
- [5] 方朝君,余美玲,赵宁波,等.基于燃煤电厂 SCR 脱硝系统最大效率实验研究[A].全国第一届火力发电领域节能环保理论与技术(学术)大会论文集[C].桂林:中国资源综合利用协会发电分会,2012.
- [6] 汪洋,胡永锋.燃煤电站选择性催化还原脱硝系统预防大颗粒灰堵塞的方法[J].华电技术,2013(2):66-72.

### 作者简介:

黄 晶(1981-),男,助理工程师,集控值班员;从事电力环保研究;

周 龙(1976-),男,工程师,从事锅炉专业工作。