

国产超临界 630MW 机组脱硝系统运行维护与治理

李 涛，刘 杰

(神华国华太仓发电有限公司，江苏 太仓 215433)

摘 要：介绍太仓公司两台机组脱硝系统运行中存在的问题进行分析，并提出治理措施。
关键词：烟气脱硝；运行维护与治理

由上海锅炉厂生产的超临界参数、变压运行、螺旋管圈直流锅炉，单炉膛、一次中间再热四角切圆燃烧方式、平衡通风、固态排渣全钢悬吊[]型结构、露天布置燃煤锅炉。#7 机组脱硝系统于 2006 年 1 月 20 日随主机一起通过 168 小时试运行。#8 机组脱硝系统于 2005 年 11 月 8 日通过 168 小时试运行。两台机组脱硝系统现在运行正常。

1 SCR 脱硝装置技术参数

脱硝装置入口烟气参数见表 1，校核煤种条件（实际含氧量，湿态）见表 2，设计煤种烟气成分（过剩空气系数 $\alpha_0=1.2$ 时）见有 3。

表 1 脱硝装置入口烟气参数（设计煤种）

项目	单位	BMCR	75%MCR	50%MCR	30%MCR
烟气流量	m ³ /h	4487885	3464501	2394016	1245405
烟气流量	kg/s	685.932	553.303	405.085	232.9
项目	单位	BMCR	75%MCR	50%MCR	30%MCR
烟气温度	℃	378	350	316	272
过剩空气系数		1.2	1.25	1.34	1.44
NO _x	mg/m ³	350	300	400	/
烟尘浓度	g/m ³	25	20	20	18

表 2 脱硝装置入口烟气参数（校核煤种）

项目	单位	BMCR	BRL
烟气流量	m ³ /h	4500592	4278623
烟气流量	kg/s	686.352	657.989
烟气温度	℃	379	374
过剩空气系数		1.2	1.2

表 3-脱硝装置入口烟气成分（设计煤种）

名称	单位	设计煤种	校核煤种 1
N ₂ 体积百分比	vol%wet	73.31	74.11
O ₂ 体积百分比	vol%wet	3.894	3.934
CO ₂ 体积百分比	vol%wet	13.826	13.904
SO ₂ 体积百分比	vol%wet	0.03709	0.06389
水蒸汽体积百分比	vol%wet	8.930	7.988
合计	vol%wet	100.000	100.000

2 脱硝系统运行维护

2.1 燃煤机组的环保要求

公司 7、8 号机组脱硝系统分别于 2006、2005 年与主设备同步调试、同步投入商业运行。随着我国经济和生活水平的日益提高，将会对环境给予越来越大的关注，2004 年国家新的大气排放排放标准实施后，对火电厂氮氧化物排放要求有了大幅度提高，公司两台 630MW 机组脱硝工程实施后，电厂的氮氧化物排放总量明显减低，具有显著的环保效益。国家“十二五”开局之年，环保部发布了新的《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011），对燃煤电厂 SO₂、NO_x及烟尘的排放限值提出了更为严格的要求。公司在脱硝系统运行维护方面做了大量的工作。

2.2 脱硝系统设备概况

7、8 号机组共用的一套液氨储存和供应系统。外购的液氨通过液氨槽车运至液氨储存区，通过卸氨压缩机将液氨储罐（2 个）中的气氨压缩后送入液氨槽车，利用压差将液氨槽车中的液氨输送到液氨储罐中；液氨经氨蒸发器（3 个）蒸发成气氨后进入气氨储罐（3 个），气氨通过稀释风机（每台锅炉 2 台）稀释后分别送入两台机组的 SCR 反应器。

按（NO_x /NH₃）1：1 的比例喷入锅炉烟气中的 NH₃在 SCR 反应器中催化剂的作用下与烟气中 NO_x按上述化学反应式进行反应，从而达到降低排烟中 NO_x含量的目的。

2.3 脱硝系统技术特点

公司 7、8 号机组采取了低 NO_x 燃烧器和选择性催化还原技术（SCR）两种脱硝技术。

锅炉燃烧方式采用从美国阿尔斯通能源公司引进的摆动式四角切圆低 NO_x 同轴燃烧系统，其主要

是通过建立煤粉的早期燃烧和实用控制氧量以达到分级燃烧的方法来控制 NO_x 的生成，能减少 20~50%的 NO_x 生成，进而达到降低烟气中 NO_x 的目的。7 号机组投产后试验结果，在保证锅炉绝对安全的前提下省煤器出口 NO_x 可控制在 $250\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

脱硝系统采取选择性催化还原技术（SCR），来达到去除烟气中 NO_x 的目的。SCR 反应器采用高灰布置（即反应器布置在锅炉省煤器与空预器之间）。SCR 反应器布置图见图 1。

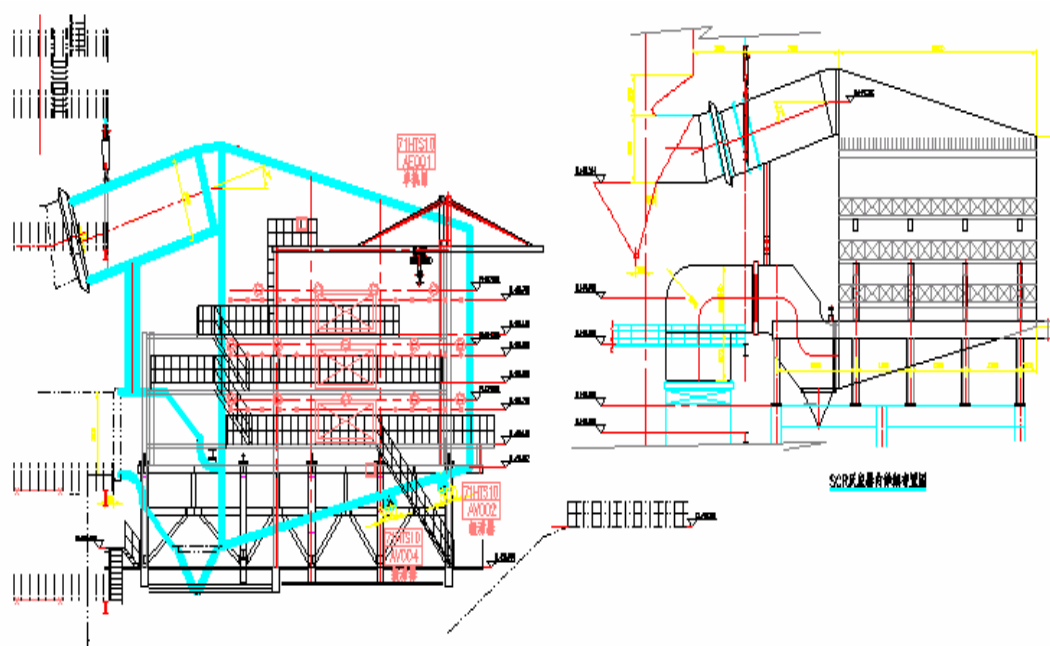


图 1 SCR 反应器布置图

2.4 脱硝系统运行对锅炉的影响及措施

(1) 引风机出力不足

考虑脱硝系统SCR反应器中烟气流经催化剂将产生约 1000Pa的阻力导致引风机出力不足，反应后逃逸的 NH_3 与 SO_3 发生副反应，生成 $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ 和 NH_4HSO_4 会粘结在空预器的换热面上，发生腐蚀和堵灰。针对此情况对空气预热器和引风机进行了如下改造：

1) 为防止空预器转子发生腐蚀，将原空预器中、下两层硅钢蓄热板模块更换成一层搪瓷蓄热板；

2) 为防止空预器发生堵灰现象，改造时增大了蓄热板之间的间隙；

3) 为克服 SCR 形成的阻力，将 2800kW 的引风机改造成 3700kW 的引风机；

4) 由于脱硝系统在国内没有成功的经验，投产初期存在一些影响机组运行和效率的问题，主要表现在空预器改造后其换热能力达不到原设计参数，排烟温度较设计值要高出 15°C 左右。一次风温度较

设计温度低 40°C 左右。二次风温度要较设计温度低 25°C 左右。严重影响制粉系统的正常运行。

(2) 提高空预器的换热能力

针对此情况在检修期间通过改变空预器转向，使在烟气中被加热的蓄热板先经过一次风，借以提高一次风温度，另外在空预器转子上部加装 200mm 高的蓄热板，提高空预器的换热能力。改造后一次风温已达到设计温度。二次风温仍较设计温度低 25°C 左右。

(3) SCR 反应器的散热导致空预器入口烟温下降

SCR反应器的散热导致空预器入口烟温下降，稀释风送入约 $17000\text{Nm}^3/\text{h}$ ，这部分冷风温度冬季时在 10°C 以下，进入烟气后将导致整个烟气温度下降 $3\sim 5^\circ\text{C}$ ，与SCR的散热影响加在一起，将导致空预器入口烟气温度下降 10°C 左右；

针对此情况在检修期间已对脱硝系统 SCR 反应器的保温进行了改造，使散热损失对烟气温度的影响降到了 2°C 以下。目前在考虑用热二次风代替

稀释风。

(4) 氧量测量偏高

送入的稀释风未参与燃烧而直接反映在空预器入口的氧化锆测量上，导致测量出的氧量偏高 0.2 以上，给锅炉燃烧调整带来困难。

针对此情况已在氧量控制上增加了偏置，可不影响锅炉的正常控制参数。

(5) SCR 进口烟气温度下降导致 SCR 自动停止

由于 SCR 设计温度 290℃~420℃，机组负荷降至 300MW 左右时，SCR 进口（省煤器出口）烟气温度降至 310℃以下，SCR 自动停止，需温度上升至 310℃以上时才可重新投入，投停非常平凡。

针对此情况经设计公司确认后，将 SCR 投入条件（省煤器出口烟气温度高于 310℃）改为省煤器出口烟气温度高于 300℃，减少 SCR 启停的次数。

3 脱硝系统积灰发展与治理

7、8 号 SCR 压力损失上升分析与解决方案内容包括：脱硝反应器内导流的调整、在反应器纵向加装声波吹灰器、清除脱硝反应器入口烟气中的颗粒渣物—模块上的钢丝网换成适当尺寸、烟气入口设置挡颗粒丝网、将反应器内的工字钢积灰面封堵等。经过改善：

(1) 由于增设了整流格栅，SCR 入口烟道的流速分布得到改善，催化剂上面的流速分布也得到了改善，结果局部堆积现象得到了缓和。

(2) 由于在反应器入口直角部增设导流板，逆流层变小，流态阻碍现象得到了缓和。结果局部的粉尘堆积得到了缓和。

(3) 由于把导流板的安装位置向 SCR 烟道方向偏移，就防止了导流板上堆积的粉尘落到催化剂上。

(4) 由于在反应器底部设置了出灰斗，缓和了

因反应器底部粉尘堆积，致使电除尘方向的催化剂上产生粉尘堆积的现象。

(5) 更换由以上 1~4 的原因引起堵塞的催化剂模块（40~50 个/锅炉），历时运行的催化剂堵塞速度将得到大幅改善。

4 A 级检修后的脱硝 SCR 系统催化剂性能试验结果

2013 年 4 月，8 号机组 A 级检修后完成烟气脱硝 SCR 催化剂的性能试验。包括 600MW、480MW、360MW 负荷工况下的系统脱硝效率、氨逃逸浓度等试验，结果见表 4。

表 4 脱硝效率与氨逃逸

机组负荷/MW	氨最大逃逸率/ppm	平均脱硝效率/%
600	2.5	86.94
480	2.5	88.88
360	2.5	85.97

从表 4 可知，600MW 负荷工况的 SCR 系统的 SO₂/SO₃ 转换率为 0.61%；不同负荷下，在氨逃逸浓度为 2.5ppm 左右时 SCR 系统的平均脱硝效率都大于 80%，而且在 600MW 负荷工况下，SCR 系统的 SO₂/SO₃ 转换率为 0.61%，系统处于安全范围内。

作者简介：

李 涛，男，江苏太仓人，神华国华太仓发电有限公司总工程师；

刘 杰，男，江苏太仓人，工程师，技师，主要从事火电厂锅炉运行管理工作，E-mail: 214605203@qq.com。