

# 国产超临界 630MW 机组脱硝系统运行维护与治理

王宝征

(神华国华太仓发电有限公司, 江苏 太仓 215433)

**摘 要:** 神华国华太仓电厂两台国产超临界 630MW 机组系国内第一台与机组通报投产的脱硝系统。投产运行以来, 脱硝 SCR 系统在运行中存在较为明显的问题, 通过对锅炉运行以及环保排放影响情况, 初步分析问题产生的原因并提出治理措施。

**关键词:** SCR; 催化剂; 积灰; 供氨

## 0 引言

神华国华太仓发电有限公司 7、8 号机组为超临界 630MW 燃煤发电机组, 锅炉系上海锅炉厂引进美国技术制造的国产超临界参数、变压运行、螺旋管圈直流锅炉, 单炉膛、一次中间再热、采用四角切圆燃烧方式、平衡通风固态排渣、全钢悬吊  $\Pi$  型结构、露天布置燃煤锅炉。锅炉燃烧煤种主要为神混煤和石炭煤。煤粉燃烧为美国阿尔斯通能源公司引进的摆动式四角切圆低  $\text{NO}_x$  同轴燃烧系统, 通过建立煤粉的早期燃烧和控制氧量以达到分级燃烧的方法来控制  $\text{NO}_x$  的生成, 能减少 20~50% 的  $\text{NO}_x$  生成, 进而达到降低烟气中  $\text{NO}_x$  的目的。

7、8 号机组脱硝系统是由原江苏苏源环保工程股份有限公司设计制造, 引用日本日立造船技术和主要设备, 采取选择性催化还原 (SCR) 反应装置, 布置在锅炉省煤器与空气预热器之间, 催化剂采用蜂窝式波纹板型式。7 号机组脱硝系统随机组、脱硫系统于 2006 年 1 月 20 日通过国家环保部“三同时”验收, 8 号机组脱硝系统于 2007 年 2 月 9 日投入生产运行。

## 1 脱硝 SCR 系统情况介绍

### 1.1 脱硝系统设计原理

(1) 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。

(2) 按  $(\text{NO}_x/\text{NH}_3)$  1: 1 的比例喷入锅炉烟

气中的  $\text{NH}_3$  在 SCR 反应器中催化剂的作用下与烟气中  $\text{NO}_x$  按上述化学反应式进行反应, 从而达到降低排烟中  $\text{NO}_x$  含量的目的。

### 1.2 脱硝 SCR 设备设计参数

脱硝 SCR 设备设计参数如表 1 所示。

表 1 脱硝 SCR 设备设计参数

序号	设备名称	项目	规范	单位
1	SCR	数量	2	台/炉
		催化剂数量	2×3	组/炉
		催化剂类型	蜂窝式	
		催化剂模块 (长宽高)	1962mm×972mm×1000mm	
		催化剂模块数/层	75 (5×15)	
		烟气流量	1900000	Nm <sup>3</sup> /h
		烟气温度	290~400	℃
		烟气温度	378	℃
		入口烟气 SO <sub>2</sub> 浓度	1700	mg/Nm <sup>3</sup>
		参数 NO <sub>x</sub> 浓度	500	mg/Nm <sup>3</sup>
		烟尘浓度	11.76	g/Nm <sup>3</sup>
		出口烟气 NO <sub>x</sub> 浓度	50~100	ppm
		参数 NH <sub>3</sub> 浓度	≤3	ppm
		脱硝效率	80~90	%
		烟气压降	<1000	Pa
2	氨蒸发器	每炉氨消耗量	293~329	kg/h
		脱硝剂	液氨	
		数量	3	
		容积 (壳/管)	5.6/0.28	m <sup>3</sup>
		设计温度 (壳/管)	90/90	℃
		工作温度 (壳/管)	40/40	℃
		蒸汽流量	125	kg/h
		设计压力 (壳/管)	常压/0.9	MPa
		工作压力 (壳/管)	常压/0.2	MPa
		换热面积	22.63	m <sup>2</sup>

### 1.3 脱硝 SCR 设备情况

脱硝 SCR 装置采用高灰型布置, 反应器位于省煤器与空预器接口之间, 能适应锅炉 45%Pe 和 BMCR 工况之间的负荷。每台锅炉设两台 SCR 反应器 (宽×深×高: 10.0m×12.0m×10.69m), 沿锅炉

中心线对称布置，反应器及烟道壁厚 6mm。省煤器出口下方设灰斗，反应器出口烟道转弯处设灰斗，脱硝 SCR 装置布置如图 1 所示。

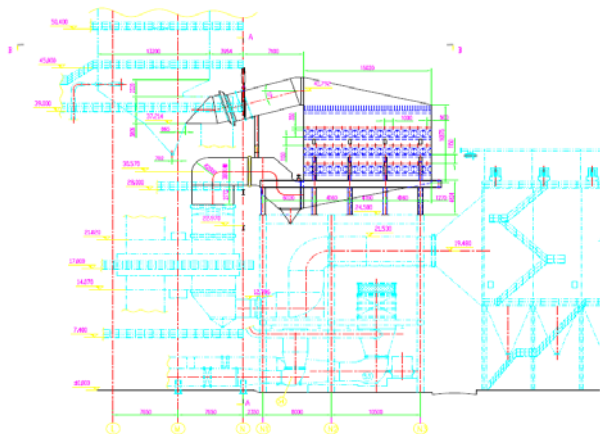


图 1(a) 脱硝 SCR 装置布置(a)

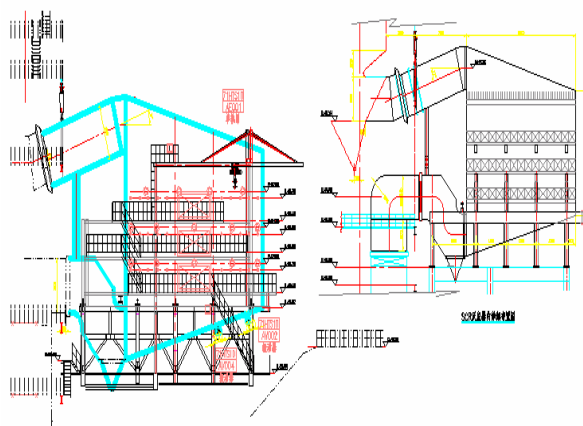


图 1(b) 脱硝 SCR 装置布置(b)

脱硝SCR装置采用Hitachi Zosen Corporation生产的NON-700(S-3)型催化剂，按“2+1”模式布置，每台炉初装  $450\text{m}^3$ 。每台反应器的单层催化剂按 75 个模块（深和宽方向为  $12 \times 5$ ）布置。催化剂模块形状及规格如图 2 所示。

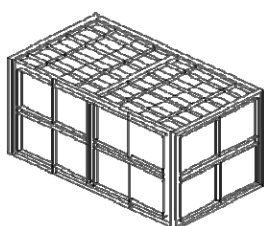


图 2(a) 催化剂模块形状及规格(a)

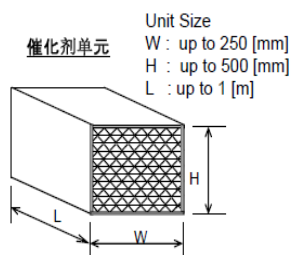


图 2(b) 催化剂模块形状及规格(b)

蜂窝单元

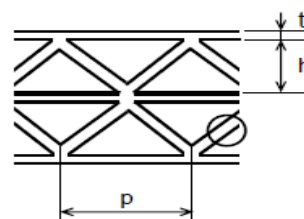


图 2(c) 催化剂模块形状及规格(c)

每台锅炉设两台离心式稀释风机（一运一备），风量为  $17200\text{m}^3/\text{h}$ ，压头为  $7000\text{Pa}$ ，电机功率为  $75\text{kW}$ 。液氨经加热气化后与稀释风混合，再经喷氨格栅进入反应器。每台反应器在省煤器出口水平烟道扩口处布置 9 组 AIG，每组 AIG 有 3 根支管，3 根支管上的气氨喷嘴沿烟道高度方向均匀分布。每根支管上设一个手动蝶阀，以调节各支管的气氨喷射流量。每根支管上还设有压缩空气吹扫阀门，用于支管喷嘴堵塞清洁，气氨喷射系统后无静态混合器<sup>[1]</sup>。脱硝SCR装置喷氨格栅布置如图 3 所示。

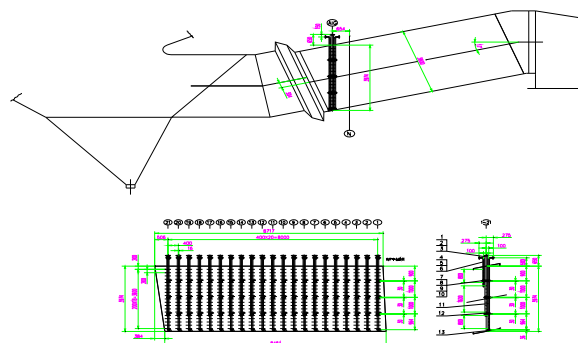


图 3(a) 脱硝 SCR 装置喷氨格栅布置(a)

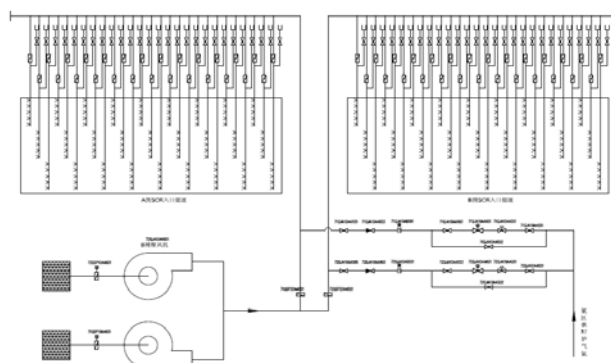


图 3(b) 脱硝 SCR 装置喷氨格栅布置(b)

脱硝SCR装置是由江苏方天电力技术有限公司提供的进口  $\text{NO}/\text{O}_2$ ，采用 ABB 公司生产的 EL3020 型烟气抽取式仪表分析，出口  $\text{NO}$ 、 $\text{NO}_2$ 、 $\text{O}_2$  及  $\text{NH}_3$

逃逸采用德国Bruker公司生产的FTIR傅里叶红外分析仪,如图4为直插式NO、O<sub>2</sub>及HH<sub>3</sub>分析仪,如图5为EL3020型分析仪和FTIR傅里叶红外分析仪流程图。

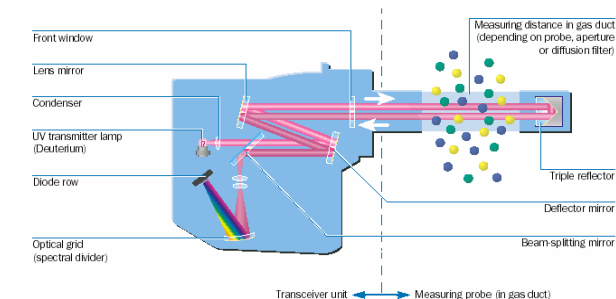


Fig. 3.1 Optical components of the GM 31 (simplified view; light beams separated for the sake of clarity)

图 4(a) 直插式NO、O<sub>2</sub>及NH<sub>3</sub>分析仪(a)

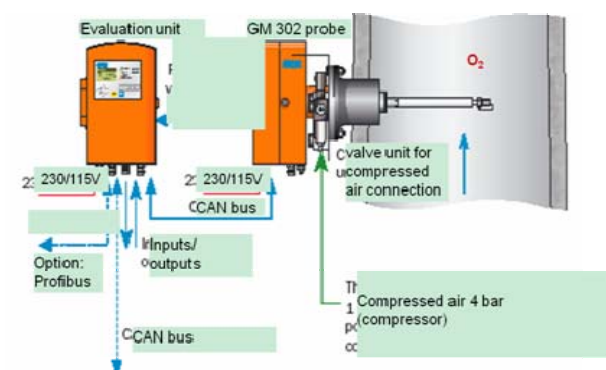


图 4(b) 直插式NO、O<sub>2</sub>及NH<sub>3</sub>分析仪(b)

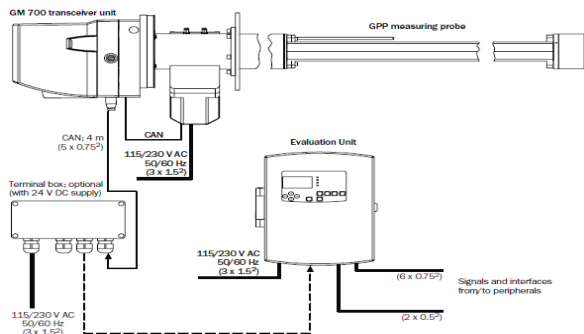


图 4(c) 直插式NO、O<sub>2</sub>及NH<sub>3</sub>分析仪(c)

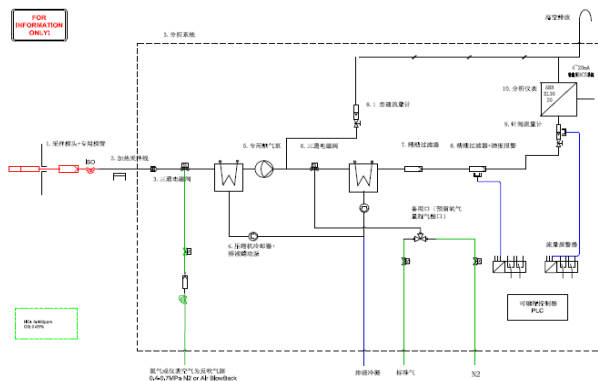


图 5(a) EL3020 型分析仪和 FTIR 傅里叶红外分析仪流程图(a)

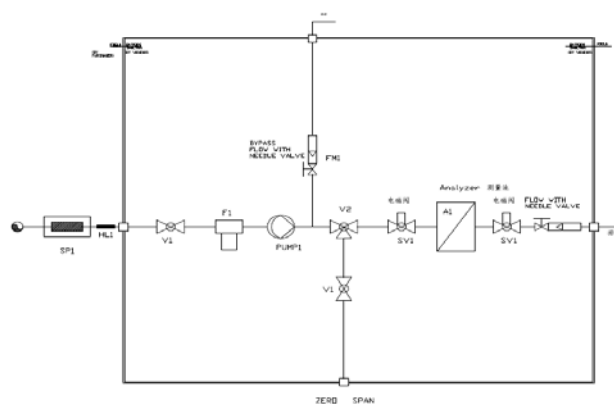


图 5(b) EL3020 型分析仪和 FTIR 傅里叶红外分析仪流程图(b)

## 2 脱硝 SCR 系统运行存在的问题及治理措施

### 2.1 脱硝入口烟道导流板导致的积灰及治理

### 2.1.1 存在问题

由于脱硝烟道导流板设计及吹灰器布置存在弊端, 气体流向和流道非平行, 产生气体分离现象, 导致局部存在低速区; 在低速区形成过程中, 气体中粉尘发生沉积, 逐步积存, 会将低速区填满。堆积的粉尘在遇到较强的震动时会滑落脱落, 形成结块粉尘, 结块的粉尘直接掉落在催化剂表面, 将堵塞催化剂通孔, 减少催化剂工作面积, 增加通过催化剂层的流速, 降低脱硝效率, 增高脱硝压降。

### 2.1.2 治理措施

将脱硝入口导流板由直形板替换为弧形板。经过改进之后,低速区基本消失,可以改善这两个区域粉尘堆积的情形。改进之后,流场的均匀程度也同样符合脱硝设计要求(相对偏差 $<15\%$ )。

## 2.2 烟气中颗粒渣物引起的催化剂堵塞治理

### 2.2.1 存在的问题

机组停机后检查, 催化剂表面积灰的区域发现有很多颗粒状杂质, 为锅炉侧随烟气携带颗粒, 这些颗粒渣物不能通过催化剂的孔隙, 堵塞了催化剂孔隙, 并拦截了烟气中的灰分, 造成催化剂表面积灰。

### 2.2.2 治理措施

为有效的清除颗粒渣物，我公司在炉后省煤器出口（灰斗之后）设置金属丝网拦截，拦截下来的颗粒渣物掉进灰斗，进入灰系统有效解决了此类积灰对脱硝设施正常运行的影响。

### 2.3 脱硝 SCR 反应器运行问题和治理措施

### 2.3.1 存在问题

(1) 公司每台机组脱硝稀释风量约为

17000Nm<sup>3</sup>/h, 这部分冷风温度冬季时在 10℃ 以下, 进入烟气后将导致整个烟气温度下降 3~5℃, 与 SCR 的散热影响加在一起, 将导致空气预热器入口烟气温度下降 10℃ 左右。

(2) 稀释风机入口挡板设计为两位电动执行器, 投运后运行人员无法根据 SCR 的喷氨量进行调整。

(3) 送入 SCR 反应器的稀释风不参与燃烧, 直接反映在空气预热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。

(4) 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 300℃ 以下, SCR 自动停止, 需温度上升至 300℃ 以上时才可重新投入, 启停频繁。

### 2.3.2 治理措施

(1) 提高稀释风机入口风温, 减少大量冷风对炉膛温度的影响, 风源可取自热二次风或增加稀释风暖风器来提高风温。

(2) 稀释风机入口挡板改为可调节性挡板, 可以根据机组负荷调整稀释风量, 减少气氨的使用量, 提高经济性。

(3) 根据实际运行氧量和 DCS 显示氧量, 优化了锅炉运行氧量曲线, 确保锅炉燃烧效率和安全。

(4) 合理调整机组运行负荷, 控制省煤器出口烟气温度高于 300℃, 减少 SCR 装置启停的次数。

## 2.4 脱硝 SCR 测量仪表运行问题

### 2.4.1 存在问题

(1) 脱硝 SCR 反应器仪表原采用 ABB EL3020 型仪表。脱硝测量仪表受振动、腐蚀等影响, 仪表出现故障损坏, 测量误差较大, 脱硝喷氨调门一直无法投入自动控制。

(2) 由于脱硝 SCR 反应器进出口烟道直管段较短, 机组负荷变化时, SCR 反应器进出口烟气流场发生大幅变化, 导致仪表测量数据波动性非常大。

(3) 由于脱硝 SCR 反应器入口测点布置在喷氨调门后, 导致 SCR 入口测量 NO<sub>x</sub> 浓度测量偏小, 降低脱硝装置效率。

(4) 脱硝出口仪表显示 NO<sub>x</sub> 浓度低于烟囱排口 NO<sub>x</sub> 浓度, 即存在 NO<sub>x</sub> 倒挂现象。

(5) SCR 入口温度采用单点测量并带温度低保护, 如果温度测点故障, 易发生 SCR 温度低保护

误动而退出脱硝系统运行。

(6) 氨逃逸表显示不准, 运行人员无法根据其进行喷氨控制。

### 2.4.2 治理措施

(1) 对脱硝仪表进行固定, 防止烟道或者表计本体发生振动等原因造成数据测量出现偏差, 对运行人员调整产生影响。

(2) 将脱硝 SCR 入口测点位置改造至喷氨前, 脱硝 SCR 出口测点位置改造至空气预热器前。

(3) 脱硝装置设计时, 在脱硝反应器进出口预留 10m 左右的水平烟道, 确保烟气测点不受烟气流场影响。

(4) 脱硝出口实施多点取样改造。在脱硝出口烟道进行矩阵式布置, 采用多部位取样, 现场改造后在每台机组 SCR 出口烟道总共设置 72 个取样点, 避免了由于流场不稳造成 NO<sub>x</sub> 测量的偏差。改造后 NO<sub>x</sub> 倒挂基本解决。

(5) 为了防止单点温度测点故障, 造成脱硝系统温度低保护误动作。公司通过改造, 在 SCR 入口增加了 2 个温度测点, 并将温度低保护设置为三取中, 有效的避免发生温度低保护误动。

(6) 公司每半年定期对脱硝催化剂进行性能试验, 并利用每次停机时对催化剂现场取样化验活性, 通过催化剂性能试验, 确定喷氨调门开度、喷氨量、脱硝效率、NO<sub>x</sub> 浓度、氨逃逸率的关系。确定最大喷氨量, 为运行人员提供安全的调整措施。

## 2.5 脱硝催化剂失效问题及治理措施

### 2.5.1 存在问题

脱硝催化剂模块运行 24000h~36000h 后, 会发生因催化剂通道堵塞, 催化剂淋水积灰、氨反应不均匀等现象, 使得催化剂失效, 反应活性降低, 并导致脱硝效率降低, 氨气逃逸率增加等负面现象。需要对催化剂进行改造。日立造船公司设计催化剂模块机械寿命为 10 年, 催化剂设计使用寿命 36000h。脱硝运行时间在 36000 小时后, 催化剂模块活性严重失效, 7、8 号脱硝系统已运行 41000 小时, 催化剂模块已严重失效, 催化剂模块活性只有 20% 左右, 影响脱硝效率。

### 2.5.2 治理措施

公司于 2011 年对公司 8 号机组使用的日本日立造船公司生产的催化剂进行了再生, 再生后的催化剂活性恢复较好达到 95% 以上, 目前再生的催化剂

仍在 8 号机组应用,效率能够达到 80%以上。2012 年 1 月,公司对 7 号机组催化剂进行国产化改造,更换为成都东方凯特瑞公司生产的催化剂,目前运行接近 24000h,运行效果较好,2015 年取样化验,催化剂活性仍在 95%。

## 2.6 脱硝氨区系统供氨容量不足等问题及治理措施

### 2.6.1 存在问题

公司氨区为四期的 2×630MW 机组和协鑫 4×300MW 机组供应氨气(2012 年开始为协鑫电厂 4 台机组提供供氨)。由于氨区设计初期并没有考虑给协鑫 4×300MW 机组的脱硝供氨。经设计院核算目前 6 台机组的液氨消耗量为 880kg/h,而目前氨区气氨供应总量为 724kg/h,说明氨区的供氨能力不能满足六台机组满负荷时的气氨消耗量。因此,在冬季室外温度较低或机组负荷较高时,容易出现供氨压力不足的问题。另外,由于目前氨区同时为 6 台机组的脱硝系统供氨,机组运行过程中无法停运脱硝系统,且六台机组同时停运的难度较大,从而导致氨区无法停运进行彻底检修,使得部分氨区运行中无法隔离。

### 2.6.2 治理措施

2015 年 6 月公司开始对氨区进行在线大修,一方面将液氨蒸发器更换为蒸发量为 3×1050kg/h 的蒸发器,改造后,一台蒸发器即可满足 6 台机组供氨量的要求;另一方面,对供氨管路进行改造,将供氨系统改造为两套既可相互独立又互为备用的两套供氨管路,保证在脱硝系统正常运行的情况下对供氨系统进行检修。

## 3 结论

随着国家环保部新的《火电厂大气污染物排放控制标准》的颁布和国家实施超低排放改造战略,位于重点地区神华国华太仓电厂的氮氧化物的排放浓度必须小于 100mg/m<sup>3</sup>超低排放达到小于 50mg/m<sup>3</sup>的要求。必须重点解决脱硝 SCR 反应器催化剂模块堵灰、脱硝仪表测量误差、催化剂活性失效、供氨安全等问题,确保脱硝 SCR 反应器安全稳定运行。

### 作者简介:

王宝征(1974-),男,工程师,从事环保技术工作, E-mail: fd9139@163.com。

## Domestic denitration system of 630 mw supercritical operation maintenance and management

Wang Bao Zheng

(Guohua Taicang Power Company Limited, jiangsu taicang 215433)

**Abstract:** Shenhua guohua taicang power plant two homemade supercritical 630 mw unit is domestic first and reported to the denitration system of production. Since put into production, denitration SCR system in the more obvious problems existing in the operation, through the influence on boiler operation and environment protection, a preliminary analysis of the causes of problems and control measures are put forward.

**Key words:** SCR, catalyst, dust, for ammonia