

华能南通电厂烟气脱硝路线分析与研究

徐远鹏

(华能南通电厂, 江苏 南通 226003)

摘 要: 随着环保要求的越来越高, 烟气脱硝改造已成为火电厂面临的最紧迫任务之一。在各种脱硝方式中, 低氮燃烧系统改造+SCR 系统是最适合华能南通电厂的脱硝方式。应综合考虑烟气脱硝改造对设备可能带来的各种影响, 以确保改造后机组能安全、可靠地运行。

关键词: NO_x 排放; 低氮燃烧; SCR

1 电厂锅炉概况

华能南通电厂现有装机容量为 4×350MW, 分成两期工程建设。四台锅炉均为单汽包、单炉膛、平衡通风、一次中间再热的亚临界自然循环煤粉炉, π 型布置, 全悬吊钢结构, 固态排渣方式。一期两台锅炉额定蒸发量为 1085.1 t/h, 过热器出口温度为 540.6℃, 过热器出口压力为 17.84 MPa, 再热器出口温度为 539℃, 由加拿大 BW 公司设计制造, 分别于 1989 年 9 月和 1990 年 5 月投产; 二期两台锅炉额定蒸发量为 1072t/h, 过热器出口温度为 541℃, 过热器出口压力为 17.1MPa, 再热器出口温度为 539℃, 由美国 BW 公司设计制造, 分别于 1999 年 4 月和 1999 年 7 月投产。

四台锅炉均采用正压直吹式制粉系统, 燃烧器分四层, 每层 8 只, 前后墙对冲布置。每台锅炉配备四台 MPS-89 型中速磨煤机, 分别与四层燃烧器相对应。锅炉的设计煤种均为晋北烟煤, 设计煤种的特性见表 1。

四台锅炉于 2007 年 7 月~2008 年 8 月间相继完成了脱硫改造, 在脱硫改造中, 增加了增压风机。一期的两台锅炉于 2009 年和 2010 年分别将原来的罗特谬勒型空气预热器更换成容克式空气预热器。

2 NO_x 排放基础数据的测试

该厂为了弄清四台锅炉目前的 NO_x 排放水平及其影响因素, 于 2010 年 9 月, 委托西安热工院在 #2 炉和 #4 炉上进行了摸底测试。试验所用煤种为该厂常用的内蒙煤、平朔煤、神华煤。按不同负荷、不同磨组合、不同氧量测定了锅炉实际 NO_x 排放量。试验煤种的特性见表 2。

2.1 各粉管风速和煤量的测定

1) #2 炉磨煤机出口煤粉管道的风速为 20~25m/s, 一次风速较均匀, 除个别粉管外, 各煤粉管的速度偏差在±10%以内。

2) #4 炉磨煤机出口煤粉管道的风速为 27~35 m/s, 且普遍是前墙粉管的速度高, 约为 32~36 m/s; 后墙粉管的速度低, 约为 27~30m/s。其原因前墙燃烧器距磨煤机较近, 煤粉管道较短, 沿程阻力较小。

3) 在每根煤粉管道上使用十字交叉法等速采集煤粉样品, 结果显示各粉管之间的煤粉流量分配偏差较大。#4 炉粉量偏差与风量偏差规律一致, #2 炉规律不明显。

表 1 锅炉设计煤种的特性

项 目		单位	一期 设计煤	二期 设计煤	校验煤
工 业 分 析	固定碳	FC %	47.8	45.43	43.29
	挥发份	Var %	22.82	24.38	21.50
	灰 份	Aar %	19.77	18.17	22.60
	水 份	Mt ar %	9.61	12.02	12.61
元 素 分 析	碳	Car %	58.56	55.07	52.69
	氢	Har %	3.36	3.52	3.20
	氧	Oar %	7.28	9.88	7.73
	氮	Nar %	0.79	0.80	0.60
	硫	Sar %	0.63	0.54	0.57
	灰份	Aar %	19.77±10	18.17	22.60
	水份	Mt ar %	9.61±3	12.02	12.61
	低位	LHV MJ/kg	22.4±2.1	21.20	20.30
(收 到 基)	发热量	LHV kcal/kg	5360±500	5061	4860
	高位	HHV MJ/kg	23.4	22.3	21.3
	发热量	HHV kcal/kg	5590	5327	5099
	干燥无灰基挥发份	Vdaf %	32.31±5	34.92	33.18
	哈氏可磨系数	HGI	57.64	53.7	47.6
	煤分类	ASTM	C 级烟煤, 高挥发份组		
	SiO ₂	%	50.41	55.46	50.41
	Al ₂ O ₃	%	15.73	20.86	15.73
煤 中 灰 成 分	Fe ₂ O ₃	%	23.46	9.49	23.46
	CaO	%	3.93	5.29	3.93
	MgO	%	1.27	2.16	1.27
	K ₂ O+Na ₂ O	%	2.33	2.30	2.33
	其它	%	2.87	4.31	2.87
	变形温度	DT °C	1110	1160	1110
灰熔 点	软化温度	ST °C	1190	1180	1190
	熔化温度	FT °C	1270	1230	1270
	灰分类	-	强烧结,高粘污		

表 2 试验煤种的特性

项目	符号	单位	煤种 1	煤种 2
煤质来源			平朔煤	平朔煤
			内蒙煤	平朔煤
			神华煤	内蒙煤
全水分	Mt	%	15.5	11.5
空气干燥基水分	Mad	%	7.59	5.39
收到基灰分	Aar	%	16.14	18.63
干燥无灰基挥发分	Vdaf	%	35.25	39.83
收到基碳	Car	%	54.81	55.23
收到基氢	Har	%	3.6	3.78
收到基氮	Nar	%	8.52	9.21
收到基氧	Oar	%	0.72	0.85
全硫	St,ar	%	0.71	0.8
收到基高位发热量	Qgr,v,ar	MJ/kg	21.72	22.21
收到基低位发热量	Qnet,v,ar	MJ/kg	20.62	21.17
煤灰中二氧化硅	SiO ₂	%	46.36	
煤灰中三氧化二铝	Al ₂ O ₃	%	31.62	
煤灰中三氧化二铁	Fe ₂ O ₃	%	6.97	
煤灰中氧化钙	CaO	%	7.62	
煤灰中氧化镁	MgO	%	0.53	
煤灰中氧化钠	Na ₂ O	%	0.28	
煤灰中氧化钾	K ₂ O	%	0.71	
煤灰中二氧化钛	TiO ₂	%	1.20	
煤灰中三氧化硫	SO ₃	%	3.70	
煤灰中二氧化锰	MnO ₂	%	0.012	
煤中氟	F _{ar}	μg/g	172	
煤中氯	Cl _{ar}	%	0.021	
煤中砷	As _{ar}	%	0.0008	
煤中铅	Pb _{ar}	μg/g	2	
煤中汞	Hg _{ar}	μg/g	0.38	

2.2 煤粉细度的测定

1) #2 炉 A、B 磨的煤粉细度较大, C、D 磨较小, 几台磨的煤粉细度 R_{75} 约为 28%~38%, 均比设计值大 (一期设计值约对应 $R_{75}<25\%$)。

2) #4 炉 C 磨的煤粉细度较大, R_{75} 为 35.2% 左右, 其他几台磨的煤粉细度均较小, R_{75} 为 30% 左右与设计值相差不大 (二期设计值为 200 目通过率 70%, 约对应 $R_{75}<30\%$)。

煤粉细度与磨煤机耐磨件更换后的运行时间密切相关, 具有一定的随机性。

2.3 炉膛温度的测定

采用光学高温仪测量炉膛温度。满负荷时, 燃烧器上方的炉膛温度约为 1400~1250℃, 折焰角下方 3m 处的炉膛温度约为 1200~1250℃。一、二期锅炉设计的炉膛出口温度分别为 1198℃ 和 1147℃。

2.4 空气预器入口烟温测定

满负荷时, 空预器入口烟气温度约为 390~415℃, 比原设计值高较多 (原设计值: 一期

376℃; 二期 373℃)。中等负荷时, 空预器入口烟温约为 385℃, 低负荷时空预器入口烟气温度仍达到 360~370℃。

2.5 NO_x 排放浓度测定及其变化规律

1) 对于 #2 炉, 随着氧量从 2.6% 提高到 3.3%, NO_x 排放浓度也从 511 mg/Nm³ 增加到 577mg/Nm³。

2) 对于 #2 炉, 采用上三层磨组运行时, NO_x 排放浓度最高, 为 563 mg/Nm³。

3) 对于 #2 炉, 机组负荷逐步降低时, NO_x 排放浓度为先升高后降低, 满负荷时的 NO_x 浓度和低负荷时的 NO_x 浓度相差不大, 中等负荷时的 NO_x 浓度最高。

4) 对于 #2 炉, 两个不同煤种下的 NO_x 排放浓度不一致, 燃用第二个煤种 (两仓平朔煤) 时的 NO_x 浓度较高。

5) 各工况下, #4 炉 NO_x 排放浓度规律与 2 号炉一致, 但 #4 炉 NO_x 排放浓度较 #2 炉低。

综合各种工况, #2 炉满负荷时的 NO_x 排放浓度为 500~630 mg/Nm³, #1 炉满负荷时空预器入口 NO_x 浓度约 450mg/Nm³, #4 号炉满负荷时的 NO_x 排放浓度为 400~430 mg/Nm³。

3 国家环保政策的要求

根据现行国务院令字第 369 号《排污费征收标准管理办法》的规定, 执行 NO_x“零排放”收费政策, 按 0.60 元/污染当量收费。江苏省发布了《关于调整排污费征收标准的通知》(苏价费[2007]206 号, 苏财综[2007]40 号), 从 2007 年 7 月 1 日起, NO_x 排放收费调整为 1.2 元/污染当量。从发展趋势看, 国内 NO_x 排放收费标准会逐步提高。

国家环境保护部办公厅公布的《火电厂氮氧化物防治技术政策》, 推荐将低氮燃烧技术作为燃煤电厂氮氧化物控制的首选技术, 在氮氧化物排放浓度还不达标或不满足总量要求时, 再建设烟气脱硝设施。

根据环境保护部和国家质量监督检验检疫总局联合颁布的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223), 自 2014 年 1 月 1 日起, 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, NO_x 排放浓度限值为 200mg/Nm³。但是, 在国土开发密度较高, 环境承载能力开始减弱, 或大气环境容量较小、生态环境

脆弱, 容易发生严重大气环境污染问题而需要严格控制大气污染物排放的地区, 应严格控制企业的污染排放行为。在上述地区, NO_x 排放浓度限值为 $100\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

4 脱硝路线的选择

根据国家环境政策的要求, 处于长三角地区的南通, 很可能被归为需要严格控制大气污染物排放的地区, 因而, 未来的 NO_x 排放浓度不会高于 $100\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。结合该厂锅炉设备的状况, 选定了该厂的烟气脱硝路线为: 低氮燃烧系统改造(一期为低氮燃烧器 LNB+OFA 系统; 二期为 OFA 系统) 将 NO_x 控制到约 $350\text{mg}/\text{Nm}^3$, 再增加 SCR 系统将 NO_x 控制到 $100\text{mg}/\text{Nm}^3$ 以下。

在脱硝改造可研性研究阶段, 重点考虑以下几方面的问题:

4.1 SCR 反应器的布置

该厂的四台锅炉投产较早, 当时设计时未预留脱硝改造空间, 现场设备的布置非常紧凑。

根据初步估算, 每台锅炉的脱硝反应器装置(包括反应器进出口烟道、反应器壳体、催化剂、氨喷射与导流装置、反应器内部支撑与支撑钢架等) 的净荷载约 $1,600\text{ t}$, 考虑烟道与催化剂积灰、反应器与烟道壳体外侧风、雨、雪等方面的荷载, 总荷载约 $2,000\text{ t}$ 。每台反应器的占地面积约为 80 m^2 。

反复查勘现场后, 决定对现有空气预热器的钢架进行加固, 将 SCR 反应器布置在空气预热器的上方。

4.2 氨站的选择

根据 GB12268-90 规定, 液氨是危险有毒物品。生产场所超过 40 t 或者储存量超过 100 t 时, 按 GB18218-2000《重大危险源辨识》规定属于重大危险源。

脱硝设计中, 氨的储存量应满足 7 天、每天连续运行 24 小时的使用要求。采用 SCR 方式后, 四台锅炉氨的耗量为 $632\text{ kg}/\text{h}$, 总储氨量不少于 106176 kg 。如果设计两台储罐, 则每台罐的公称容积不小于 104.1 m^3 。

因该厂三期 $2\times 1000\text{ MW}$ 扩建工程的脱硝方式已经选择液氨作为脱硝还原剂, 并预留了一、二期供氨接口, 其储氨容量已考虑了一二期采用 SCR 方式脱硝所需的氨容量。因此, 氨区的建设将由三期

统一规划、统一建设, 其安评和环评工作随三期工程一并完成, 目前已与一化工厂签订了长期供氨协议。

4.3 催化剂的选择和布置

根据现场空间, 催化剂采用“2+1”模式布置。每层催化剂设置 2 台半伸缩式耙式蒸汽吹灰器, 吹灰器最大行程约 3.7 m , 喷嘴距离催化剂表面的距离约为 $0.5\sim 0.8\text{ m}$, 吹灰蒸汽压力约 0.6 MPa 。

根据烟气中的飞灰含量, 拟选用 7.0 mm 节距的板式或 7.4 mm 节距的蜂窝式催化剂。按照 24000 h 的化学使用寿命和 78% 脱硝效率, 每台炉约需蜂窝催化剂 270 m^3 。

4.4 燃烧器改造

该厂一二期锅炉所配备的燃烧器实际上就是低 NO_x 型燃烧器。由于投运时间较早, 尽管当时的设计水平较高, 产品性能优良, 但也难以满足现在的环保要求。加上运行时间很长, 燃烧器变形、老化严重, 导致 NO_x 的排放浓度逐渐增大, 最终失去其优势。

目前, 燃烧器技术发展较快, 燃烧器种类繁多, 各种燃烧器性能各有千秋。选择一种既适合于该厂炉型和常用煤种、又能满足经济性和环保要求的燃烧器确实不是一件容易的事情。

通过调研和分析, 倾向于选用东方日立设计的梅花瓣型旋流燃烧器。燃尽风 (OFA) 的设计由燃烧器设计单位一并完成。

燃烧器改造时, 立足于不改变现有燃烧器的接口尺寸, 也就是说, 尽量避免在水冷壁上重新开孔。

4.5 引风机改造

增加 SCR 反应器后, 烟道阻力将增加 1000 Pa , 脱硫改造(增加一层喷淋)后烟道阻力增加 $300\sim 400\text{ Pa}$, 催化剂、空气预热器、GGH 堵灰后烟道阻力增加约 600 Pa , 因此, 烟道阻力增加共约 2000 Pa 。

随着国家对电厂环保要求越来越高, 脱硫系统的旁路很快就会强制取消。为了系统的可靠性和运行的经济性, 脱硝改造中, 拟将引风机和增压风机合二为一, 拆除原有增压风机, 增大引风机压头(约 $7000\sim 7500\text{ Pa}$)。初步估计, 新的引风机功率约为 3300 kW (烟温按照 140°C 考虑)。

在这项工作中, 需要核算引风机入口烟道的强度和 6 kV 厂用变、相关的电缆的容量。

关于引风机的改造, 可以重新购置引风机, 也

可以将原增压风机改造后作为引风机，确切的方案有待进一步论证。

4.6 空预器的完善

在 220℃左右时，烟气中的 SO_3 与 NH_3 反应生成 $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ 或 NH_4HSO_4 。脱硝后的烟气中 SO_3 浓度高于 NH_3 ，因此主要生成 NH_4HSO_4 。在 146~207℃之间， NH_4HSO_4 为高粘性液体，易于粘附在空预器的中低温传热元件上，并粘附烟气中的飞灰，加剧空气预热器堵塞；低于 146℃时， NH_4HSO_4 为固体，影响较小。

因此，脱硝改造后，空气预热器中间层传热元件的堵塞将尤其明显。考虑到该厂一期的空气预热器刚完成更换改造，目前四台锅炉空气预热器的性能均较好，因此，脱硝改造工程暂不考虑空气预热器的完善，待将来结合空气预热器传热元件报废，将中间层传热元件更换成豪顿华公司生产的搪瓷传热元件。

4.7 对静电除尘器的影响

静电除尘器的效率受灰的比电阻影响很大，逃逸的氨气，有利于提高飞灰的团聚效果。因此，脱硝改造后，对提高静电除尘器的效率是有益的。

4.8 电气系统

烟气脱硝 SCR 工程所有的用电负荷均为低压，总容量约 200kW。脱硝负荷就近分别接入 380/220V 厂内电源，不再设独立的脱硝配电装置。

4.9 控制系统

四台锅炉的 SCR 脱硝改造共新增约 1500 个 I/O 点。反应器区域的控制可纳入机组 DCS，吹灰控制纳入吹灰上位机；氨区公用系统纳入脱硝岛 DCS 控制系统，并将信号远传到机组 DCS；卸氨过程采用就地操作盘控制。

5 投资和效益分析

5.1 脱硝投资

SCR 系统约需 15,304 万元，包括工艺系统、电气系统、控制系统的改造。其中催化剂费用约为 4,372 万元，钢结构加固和基础加固约为 3,388 万元。

引风机改造约 2,498 万元。

编制年价差约 649 万元。

其它费用约 1,954 万元。

不考虑燃烧器和空气预热器的改造，工程静态投资约为 20,406 万元。

5.2 运行成本

还贷期内，工程年运行成本约 5,344 万元，单位 NO_x 减排成本约为 5.31 元/kg，发电成本约增加 0.0064 元/kWh。

5.3 效益

脱硝技术改造后，每年可最大减少 NO_x 排放总量约 10,067 t，具有良好的环保效益。

6 分析与讨论

1) 为了满足日益严格的环保要求，火电厂需要承担更多的社会责任，烟气脱硝改造已势在必行，成为火电厂面临的最紧迫任务之一。

2) 在可行性研究阶段，应对设备进行必要的试验，弄清实际的 NO_x 排放状况，从而为脱硝路线的选择提供依据。

3) 目前，烟气脱硝技术已日臻成熟，各种脱硝方式都有其特色，都有相应的应用范畴，也都有相应的应用业绩。通过分析和比较，低氮燃烧系统改造+SCR 系统是最适合于该厂设备状况的脱硝方式。

4) 烟气脱硝改造是一项较为复杂的系统工程，工程投资较大，工作量繁巨，涉及到的设备、系统较多，需要缜密分析改造工作对设备可能带来的各种影响，才能最大限度地保证改造工作的顺利进行，才能最大限度地保证改造后可靠地运行。

参考文献：

- [1] 卢承政.南通电厂一、二期 4350MW 锅炉脱硝改造工程可研报告[Z].
- [2] 刘慷,肖志均,谭效德,等.选择性催化还原烟气脱硝技术应用[J].中国电力,2009 (8): 75-79.
- [3] 王志轩,赵毅,潘荔,等.中国燃煤电厂 NO_x 排放估算方法及排放量研究[J].中国电力, 2009 (4): 59-62.
- [4] 王春昌. 低 NO_x 空气分级燃烧技术与锅炉容量的匹配性研究[J].热力发电,2010 (5): 6-8.

作者简介：

徐远鹏(1968-),男,工程硕士,高级工程师,从事电厂锅炉检修的技术管理工作, E-mail : xyuanpengu@yahoo.com.cn.