



证券研究报告 · 行业深度

脱硝市场启动在即

“十二五”脱硝：

在政策引导和脱硫电价的支持下，“十一五”期间，我国电厂脱硫爆发性增长，截至今年4月，累计脱硫安装量达到5.78亿千瓦。

“十二五”期间，电厂脱硝有望复制这一历史，脱硝行业启动在即。相关上市公司的脱硝业务将实现爆发式增长。

脱硝技术：

火电厂 NO_x 控制技术主要有两种：一是控制燃烧过程中 NO_x 的生成，即低氮燃烧技术，也称为前端脱硝；二是对生成的 NO_x 进行处理，即烟气脱硝技术，也可以称作后端脱硝。前端脱硝主要是采用低氮燃烧器、空气分级燃烧、燃料分级燃烧等技术，进行炉内燃烧系统改造，以实现低氮燃烧。前端脱硝主要面向改造市场，特别是40万千瓦以下机组。目前国内已经进行脱硫的40万千瓦以下机组大约1700台，炉内脱硝改造市场在230亿左右。后端脱硝主要是使用烟气脱硝工艺，工艺主要有选择性催化还原法（SCR）、选择性非催化还原法（SNCR）和 SNCR-SCR 混合法，其中以 SCR 法为主。SCR 运行成本主要包括催化剂（30%）、还原剂（25%）、折旧（25%）、电费及其他（20%），从经济性的角度出发，电厂进行 SCR 脱硝一般先做炉内低氮改造，尽量降低烟气内 NO_x 含量，降低还原剂运行费用。根据环保部的测算，到2015年烟气脱硝共需投资1950亿元，年运行费用612亿元。

重要个股：

龙源技术，主要做前端脱硝。等离子低氮燃烧器是其核心竞争力，是一种集空气分级、燃料分级和火焰内还原于一身的深度、高效低 NO_x 新燃烧方式。依托国电集团的背景，公司在炉内脱硝方面已经积累了不错的工程履历，其中深圳妈湾电厂（300MW）的低 NO_x 改造最具有代表性，首次在不牺牲锅炉经济性的条件下实现了 200mg/Nm³ 以下的 NO_x 排放，为公司后续订单的取得树立了标杆案例。我们预计，脱硝市场启动后，公司未来2年的前端脱硝订单将超过30亿元。预计公司2011、2012年每股收益分别为1.09元和2.01元，目前股价对应的市盈率分别为50倍和27倍，给予“增持”评级。

电力设备与新能源

维持

增持

徐超

xuchao@csc.com.cn

010-85130634

执业证书编号：S1440511080002

联系人：于振家

yuzhenjia@csc.com.cn

010-85156329

发布日期：2011年9月16日

市场表现



相关研究报告

11.08.29	电力设备 新能源 板块快报 20110829：亚玛顿 IPO 上会，关注秀强股份
11.08.09	电力设备：配网/农网设备企业会有多次业绩行情
11.03.04	特高压全面建设 有望拉开序幕



目录

电厂脱硝将进入实质开展阶段	1
脱硫历史值得借鉴	1
第一阶段：从无到有，进口替代	1
第二阶段：电价补贴，快速发展	1
政策引导+资金鼓励，行业得以快速发展	2
“十一五”脱硫，“十二五”脱硝	3
政策密集出台，脱硝箭在弦上	4
脱硝标准提高，看齐发达国家	5
脱硝技术	9
前端脱硝——低氮燃烧技术	9
低 NO _x 燃烧器（LNB）	9
空气分级燃烧（OFA）	10
燃料分级燃烧降低 NO _x 排放技术	11
烟气再循环	11
低过量空气燃烧技术	11
后端脱硝——SCR 占据主导地位	12
SCR	12
SNCR	12
SNCR-SCR 混合法	13
SCR 成本分析	14
国内市场预测	17
火电厂脱硝容量	17
低氮燃烧技术	17
烟气脱硝技术	18
脱硝催化剂	19
相关上市公司对比分析	21
龙源技术（300105）	21
东方电气（600875）	23
九龙电力（600292）	23
风险分析	24

图表目录

图 1:国内年新增脱硫装机情况（亿千瓦）	2
图 2: 凯迪电力烟气脱硫工程、电厂建设工程收入（百万）	3
图 3: 龙净环保脱硫项目收入（百万）	3
图 4:国内累计脱硫 VS 脱硝（亿千瓦）	4
图 5: 国内大型燃煤机组 NO _x 排放标准变化（mg/m ³ ）	8
图 6: 大型燃煤机组 NO _x 排放标准比较（mg/m ³ ）	8
图 7:低氮燃烧器原理	10



图 8: 空气分级结构布置图	11
图 9: 分级燃烧	11
图 10: SCR 典型工艺布置	12
图 11: SCR 脱硝原理	12
图 12: 已投运脱硝装机采用的脱硝方法	14
图 13: SCR 成本构成	16
图 14: “十二五”火电和脱硝装机容量	17
图 15: 已完成脱硫改造的火电机组数量（截至 2011.4）	18
图 16: 已投运脱硝装机市场占有率	19
图 17: SCR 催化剂	20
图 18: 等离子低氮燃烧器原理	21
图 19: 等离子投运、停运 NOX 排放比较	21



电厂脱硝将进入实质开展阶段

脱硫历史值得借鉴

我国控制火电厂二氧化硫排放工作始于上世纪 70 年代中期，在引进、消化、吸收基础上，逐渐实现进口替代，目前新建机组基本全部安装烟气脱硫设备，烟气脱硫工程年建设能力超过 1 亿千瓦。

第一阶段：从无到有，进口替代

中国是燃煤大国，煤炭排放二氧化硫使我国的酸雨污染逐年加重，造成年经济损失超过 1000 亿元。为遏制酸雨污染的进一步发展，国家颁发了《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223—1996），出台了一系列促进火电厂二氧化硫控制的法律、法规和政策，并采用多种措施加快二氧化硫治理。

1998 年，国务院在《国务院关于酸雨控制区和二氧化硫污染控制区有关问题的批复》中规定：新建、改建燃煤含硫量大于 1% 的火电厂，必须配套建设脱硫设施；现有燃煤含量大于 1% 的火电厂，必须在 2010 年前分期分批建成脱硫设施或采取其它降低二氧化硫排放量的措施。

在火电厂烟气脱硫建设初期，国内产业化发展相对滞后，烟气脱硫工程所用的设备绝大多数从国外进口，国内负责土建和安装，平均造价高达 1000—2000 元人民币/千瓦，严重影响了烟气脱硫工程建设的发展。2000 年 2 月，国家经贸委在《关于印发〈火电厂烟气脱硫关键技术与设备国产化要点〉的通知》中指出，烟气脱硫关键技术与设备国产化是降低工程造价、加快火电厂二氧化硫治理速度，提高机电制造企业竞争能力，培育新的经济增长点的需要。

2005 年 5 月，国家发展改革委提出了加快火电厂烟气脱硫产业发展的主要任务，通过三年努力，建立健全火电厂烟气脱硫产业化市场监管体系，完善火电厂烟气脱硫技术标准体系和主流工艺设计、制造、安装、调试、运行、检修、后评估等技术标准、规范；主流烟气脱硫设备的本地化率达到 95% 以上，烟气脱硫设备的可用率达到 95% 以上；建立有效地中介服务体系和行业自律体系。

积极的导向政策取得了显著效果，中国 2006 年建成电厂脱硫能力 1.04 亿千瓦，超过了前 10 年电厂脱硫能力建设 4600 多万千瓦的总和，首次实现了当年新增脱硫装机容量超过新增发电装机容量。

第二阶段：电价补贴，快速发展

在烟气脱硫快速发展的同时，也出现了部分烟气脱硫工程建设质量不过关、脱硫设施投运率低等问题。2007 年 7 月，国家发改委会同国家环保总局印发了《关于开展烟气脱硫特许经营试点工作的通知》和《火电厂烟气脱硫特许经营试点工作方案》，火电厂烟气脱硫特许经营试点工作开始依托五大电力集团所属电力企业展开。

火电厂烟气脱硫特许经营是指在国家有关部门组织和指导下，以国家出台的脱硫电价及相关优惠政策为基础，将电厂脱硫设施建设、运行、维护及日常管理交由专业化脱硫公司承担，实现二氧化硫削减任务。脱硫特许经营是污染治理机制的一种创新，有利于促进电厂集中精力抓好主业，推动脱硫公司的发展壮大。

2007 年，国家发改委颁布《燃煤发电机组脱硫电价及脱硫设施运行管理办法（试行）》，规定现有燃煤机组应按照国家发展改革委、国家环保总局印发的《现有燃煤电厂二氧化硫治理“十一五”规划》要求完成脱硫改

造。燃煤机组安装脱硫设施后，其上网电量执行在现行上网电价基础上每千瓦时加价 1.5 分钱的脱硫加价政策（电厂使用的煤炭平均含硫量大于 2% 或者低于 0.5% 的省、自治区、市，脱硫加价标准可由省级价格主管部门单独制定，并报国家发展改革委审批）。安装脱硫设施的燃煤发电企业，持国家或省级环保部门出具的脱硫设施验收合格文件，报省级价格主管部门审核后，自验收合格之日起执行燃煤机组脱硫标杆上网电价或脱硫加价。电网企业因此增加的购电成本，通过调整终端用户销售电价解决。

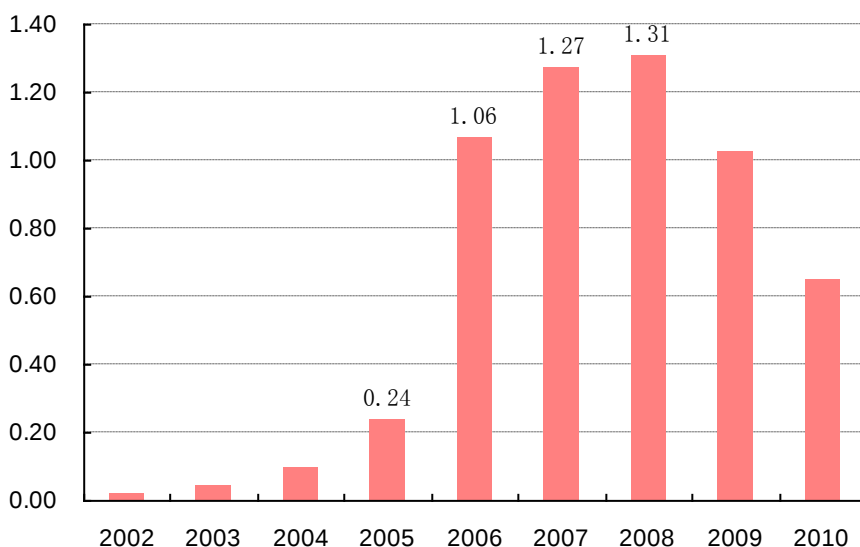
政策引导+资金鼓励，行业得以快速发展

脱硫电价政策的实施，有效地调动了发电企业安装脱硫设施的积极性，减少了电力行业二氧化硫的排放。国内脱硫装机量保持每年 1 亿千瓦的增速，行业从 2006 年开始爆发性增长，新增装机从 2005 年的 0.24 亿千瓦，增长至 1.06 亿千瓦，年增速高达 340%。

2011 年 8 月环保部公布了“十一五”全国主要污染物总量减排考核结果，其中五大电力集团的二氧化硫减排总量相比 2005 年下降了 44.76%，超过目标责任书要求的“十一五”下降 38.10% 的指标，而且五大电的脱硫装机均达到 9 成左右。其中，比重最高的是大唐，为 99.3%，华电最低，为 89%。其他三家，中电投为 97.8%，国电为 94.6%，华能为 93.3%。

根据环保部公告，截至 2011 年 4 月，国内已投运的脱硫发电机组装机容量已达 5.78 亿千瓦。

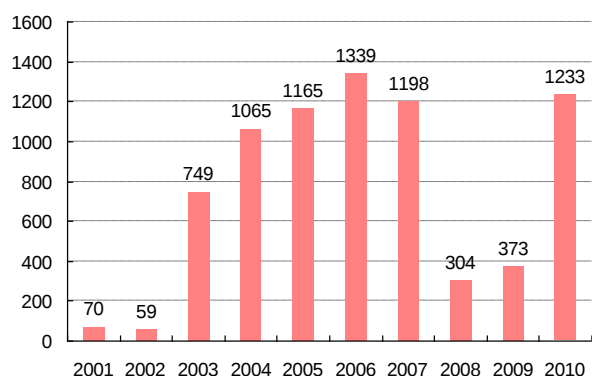
图 1:国内年新增脱硫装机情况（亿千瓦）



资料来源：环保部，中信建投研究发展部

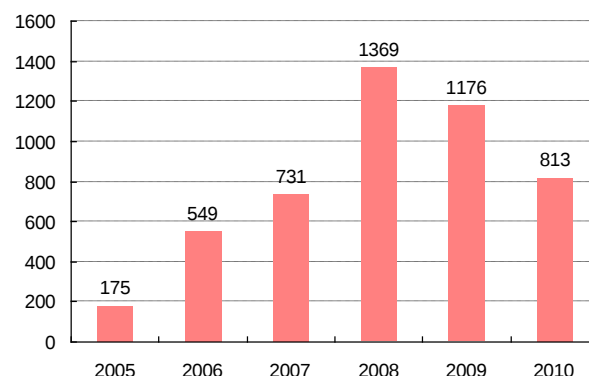
受益于脱硫市场的快速发展，行业内的重要公司相关业务也实现了快速增长，以凯迪电力和龙净环保为例，二者的脱硫累计市场份额分别位居行业第三和第四位。二者的脱硫业务收入情况如下图所示，在脱硫市场的启动期，相应营业收入都实现了爆发式增长。

图 2: 凯迪电力烟气脱硫工程、电厂建设工程收入 (百万)



资料来源: Wind

图 3: 龙净环保脱硫项目收入 (百万)



资料来源: Wind

“十一五”脱硫, “十二五”脱硝

国内烟气脱硫在“十一五”期间取得了显著成果,截至 2010 年底,全国已投运烟气脱硫机组超过 5.6 亿千瓦,约占全国煤电机组容量的 86%,成为世界上脱硫装机规模最大的国家。“十一五”期间,我国二氧化硫排放量下降 14.29%。

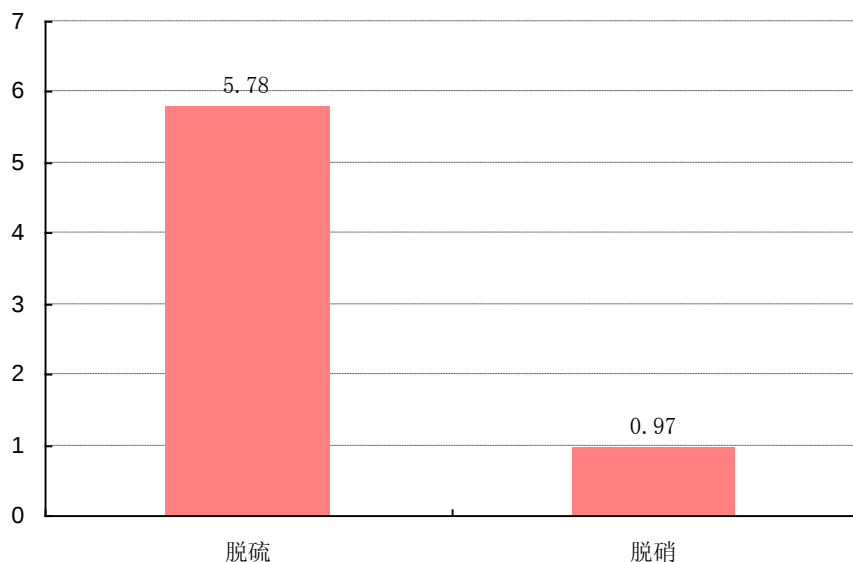
脱硫取得了阶段性成果,但同时氮氧化物排放量的快速增加抵消了一部分我国在 SO₂ 减排方面取得的成绩。研究结果显示,氮氧化物排放量的增加使得我国酸雨污染由硫酸型向硫酸和硝酸复合型转变,硝酸根离子在酸雨中所占比例从上世纪 80 年代的 1/10 逐步上升到近年来的 1/3。

我国 NO_x 排放量中近 70%来自煤炭的直接燃烧,而火电燃煤又占煤炭直接燃烧比例的 50%以上。2010 年底,国内火电装机已经超过 7 亿千瓦,预计“十二五”期间火电装机容量仍将保持较高的增长速度,到 2015 年末全国火电装机容量将达到 9.3 亿千瓦,火电燃煤产生的 NO_x 量将继续增加。

氮氧化物排放约束指标已经被列入了“十二五”规划,脱硝行业将迎来爆发性增长。

根据环保部 2011 年 4 月公布的《关于公布全国城镇污水处理设施和燃煤机组脱硫脱硝设施的公告》,全国投运的燃煤脱硫机组共 2158 台,总装机容量 5.78 亿千瓦;燃煤脱硝机组共 218 台,总装机容量 0.97 亿千瓦,只占火电装机总容量的 13.7%,脱硝行业发展空间巨大。

图 4:国内累计脱硫 VS 脱硝 (亿千瓦)



资料来源: 环保部, 中信建投研究发展部

政策密集出台, 脱硝箭在弦上

2008 年 1 月 3 日发布的《国家酸雨和二氧化硫污染防治“十一五”规划》(环发〔2008〕1 号)指出, 近年来我国的氮氧化物排放量逐年增加, 已达到 2,000 万吨左右, 且排放增幅超过二氧化硫。氮氧化物对酸雨的贡献率呈逐年上升的趋势。

2009 年 3 月 23 日, 环保部印发《2009~2010 全国污染防治工作要点》, 其中表示要全面开展氮氧化物污染的防治。以火电行业为重点, 开展工业氮氧化物的污染防治。在京津冀、长三角和珠三角地区, 新建火电厂必须同步建设脱硝装置, 到 2015 年底前, 现役机组全部完成脱硝改造。

2009 年 5 月 12 日, 国务院发布“装备制造业调整和振兴规划实施细则”(规划期为 2009~2011 年)。规划细则提出, 适应环境保护和社会民生需要, 大力发展污水污泥处理设备、脱硝脱硫设备、余热余气循环再利用设备、环境在线监测仪器仪表等等。

2009 年 7 月, 国家环保部发布了《火电厂大气污染物排放标准》(征求意见稿)。规定自 2010 年 1 月 1 日起, 新建、扩建、改建火电厂建设项目氮氧化物排放浓度重点地区不高于 200mg/m³, 其他地区不高于 400mg/m³。至 2015 年 1 月 1 日, 所有火电机组氮氧化物排放浓度都要求重点地区不高于 200mg/m³, 其他地区不高于 400mg/m³。

2010 年 1 月, 环境保护部颁布《火电厂氮氧化物防治技术政策》, 指导火电行业采用先进适用的 NO_x 减排技术。技术政策中明确提出火电厂氮氧化物防治的技术路线, 将低氮燃烧技术作为燃煤电厂锅炉的出厂基本配置技术, 若采用低氮燃烧技术后仍不能满足要求时应建设烟气脱硝设施。



2010 年 2 月，环境保护部发布《燃煤电厂污染防治最佳可行技术指南（试行）》（HJ-BAT-001），将 SCR 和 SNCR 列为现阶段我国燃煤电厂烟气脱硝的最佳可行技术，并说明了这两种技术的工艺原理、物料消耗及污染物排放、技术适用性及特点、最佳可行工艺参数、污染物削减和排放、二次污染及防治措施、技术经济适用性等内容。

2010 年 2 月，环境保护部同时发布《火电厂烟气脱硝工程技术规范选择性催化还原法》（HJ562-2010）和《火电厂烟气脱硝工程技术规范选择性非催化还原法》（HJ563-2010）两个规范，规定了 SCR 和 SNCR 烟气脱硝工程的设计、施工、验收、运行和维护等技术要求。规范的出台指明了烟气脱硝的技术路线和施工工艺，对行业的发展非常有帮助。

2010 年 6 月，国务院办公厅转发了环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见（国办发[2010]33 号），要求重点区域内（京津冀、长三角和珠三角地区）的火电厂应在“十二五”期间全部安装脱硝设施。

2010 年 6 月底，为全面反映企业诉求，推动脱硝成本进入电价，中国电力企业联合会下发了《关于测算火电厂烟气脱硝运营成本的通知》，组织发电企业对火电厂烟气脱硝成本进行测算。

2011 年 1 月 14 日，环保部发布《火电厂大气污染物排放标准（二次征求意见稿）》。除了比 2009 年初稿要求更高之外，新标准也比欧盟相关规定要求更高。

预期正式的电厂大气污染物排放标准年内出台，实行总量控制，脱硝任务分配至各电厂，并配套以脱硝标杆上网电价，目前业内预期是实行阶梯电价，根据脱硝实现情况，给予不同等级的电价优惠。政策+资金将带动脱硝行业快速爆发。

脱硝标准提高，看齐发达国家

日本、欧盟、美国对电厂氮氧化物排放都有明确的规定。

日本在 1979 年就制定了《排烟脱氮设备指针》（JEAG3604），对日本排放烟气脱硝技术装备进行了技术规范，后来经过了两次修订直到现在。最新规定的 NO_x 排放限值：

表 1：日本 NO_x 排放限值

设备类型	规模	规定的标准值	
		On(%)	NO _x (ppm)
燃气炉	≥40000m ³ N	5	60-100
	<40000m ³ N	5	130-150
重油燃烧炉及气-液混合燃烧炉	≥200000m ³ N	4	130-150
	40000-200000m ³ N	4	150
	10000-40000 m ³ N	4	150
	<10000m ³ N	4	180
燃煤炉	≥2000000m ³ N	6	200-250
	40000-200000m ³ N	6	250-320
	<40000 m ³ N	6	250-350



锅炉的催化剂再生塔		4
其他锅炉	≥400000m ³ N	6
	<40000 m ³ N	6

资料来源：公开资料，中信建投研究发展部整理

欧洲标准《电厂设备采购指南》EN45510-4-10: 1999 是由 CEN/CENELEC 于 1999 年 10 月通过的欧洲标准。其中，第 4-10 部分为锅炉附件—烟气脱硝装置。欧盟通过 88/609/EEC 指令和 2001/80/EC 指令对氮氧化物的排放进行控制。

欧洲国会和议会关于大型企业大气污染物排放限值的 2001/80/EC 导则（2001 年 10 月 23 日）对热功率 ≥ 50MW，燃烧各类燃料（固体、液体或气体）的装置的 NO_x 做出限制，且对于 2002 年 11 月 27 日前后获得许可的电厂排放限值不同：

表 2：欧洲 NO_x 排放限值 (2002 年 11 月 27 日前获得许可证)

燃料类型	限值 (mg/Nm ³)
固体：	
50-500MW _{th}	600
>500MW _{th} ：	500
从 2016 年 1 月 1 日	
50-500MW _{th}	600
>500MW _{th} ：	200
液体：	
50-500MW _{th}	450
>500MW _{th} ：	400
气体：	
50-500MW _{th}	300
>500MW _{th} ：	200

资料来源：公开资料，中信建投研究发展部整理

表 3：欧洲新建企业（2002 年 11 月 27 日后获得许可证）NO_x 排放限值

燃料类型	50~100MW	100~300MW	>300MW
固体燃料（O ₂ 含量 6%）			
生物质	400	300	200
普通	400	200	200
液态燃料（O ₂ 含量为 3%）	400	200	200
固体燃料（O ₂ 含量 6%）			
天然气	150		100
其他气体	200		200

注：1）偏远地区标准限值为 300mg/m³

资料来源：公开资料，中信建投研究发展部整理

美国过去按照燃料的类型和性质制定排放标准。新标准规定的排放限值是以基于能量输出的表示形式给出了新建机组的排放限值，对于现有机组的改建或技术改造则仍采用基于热输入的标准限值。

基于能量输出表示形式的标准限值考虑了电厂的总效率（即能源利用效率），而基于热输入表示形式的标准

限值则没有考虑能源利用效率，因此相比而言，基于能量输出表示形式的标准限值对电厂要求更为全面和严格。

表 4：美国现行 NO_x 排放限值

锅炉类型	标准限值 (mg/Nm ³)	执行日期
大于 73MW 以上的机组	基于输出 200ng/J, 1.6 lb/MWh (新建机组)	1997-07-09/2005-02-28
	(相当于 0.73g/kWh)	
	基于热输入 65ng/J, 0.15 lb/MMBtu (重建和改造机组)	
	(相当于 185 mg/Nm ³)	2005-02-28 以后
	基于输出 130ng/J, 1.0 lb/MWh (新建机组)	
	(相当于 0.45g/kWh)	
	基于热输入 48ng/J, 0.11 lb/MMBtu (重建机组)	2005-02-28 以后
	(相当于 135 mg/m ³)	
	基于热输入 65ng/J, 0.15 lb/MMBtu (改造机组)	
	(相当于 185mg/m ³)	

资料来源：公开资料，中信建投研究发展部整理

我国 1991 年颁布了《燃煤电厂大气污染物排放标准》(GB13223-1991)，之后历经 1996 年和 2003 年两次修订，1996 年修订的《火电厂大气污染物排放标准》中对新建 1000t/h 以上的锅炉规定了 NO_x 的排放要求，对于其他锅炉的 NO_x 排放没有要求。2003 年修订的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2003)，则按时段和燃料特性分别规定了燃煤、燃油锅炉的 NO_x 排放限值。

表 5：国内 NO_x 排放限值 (mg/m³)

时段	第一时段	第二时段	第三时段
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 _{def} <10%	1500	1100
	10%≤V _{def} ≤20%	1100	650
	V _{def} >20%	650	450
燃油锅炉	650	400	200
燃气轮机	燃油		150
	燃气		80

1996 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新建、扩建、改建火电厂建设项目，执行第 1 时段排放控制要求。

1997 年 1 月 1 日起至本标准实施前通过建设项目环境影响报告书审批的新建、扩建、改建火电厂建设项目，执行第 2 时段排放控制要求。

自 2004 年 1 月 1 日起，通过建设项目环境影响报告书审批的新建、扩建、改建火电厂建设项目（含在第 2 时段中通过环境影响报告书审批的新建、扩建、改建火电厂建设项目，自批准之日起满 5 年，在本标准实施前尚未开工建设的火电厂建设项目），执行第 3 时段排放控制要求。

资料来源：公开资料，中信建投研究发展部整理

2009 年 7 月，国家环保部发布的《火电厂大气污染物排放标准》（征求意见稿）规定，自 2010 年 1 月 1 日起，新建、扩建、改建火电厂建设项目氮氧化物排放浓度重点地区不高于 200mg/m³，其他地区不高于 400mg/m³。至 2015 年 1 月 1 日，所有火电机组氮氧化物排放浓度都要求重点地区不高于 200mg/m³，其他地区不高于 400mg/m³。重点地区的范围由国务院环境保护行政主管部门或省级人民政府规定。首选应为长三角、珠三角、

京津冀（环渤海）区域，在改善这些地区区域大气污染的同时，积累经验、培育脱硝产业发展，在此基础上逐步扩大重点控制区域的范围。

2011年1月14日，环保部发布《火电厂大气污染物排放标准（二次征求意见稿）》。从2012年1月1日开始，所有新建火电机组NO_x排放量要达到100毫克/立方米；从2014年1月1日开始，重点地区所有火电投运机组NO_x排放量要达到100mg/立方米，而非重点地区2003年以前投产的机组达到200mg/立方米。2009年7月份发布的第一次征求意见稿则要求在2015年1月1日前完成现役机组“脱硝”，其中，重点地区NO_x排放量达到200毫克/立方米，非重点地区达到400毫克/立方米。除了比2009年初稿要求更高之外，新标准也比欧盟相关规定要求更高。

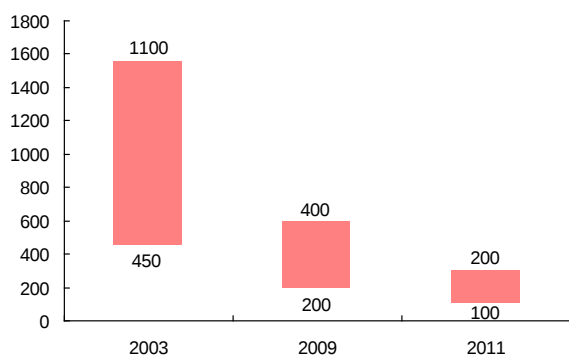
表 6：火电厂大气污染物排放标准（二次征求意见稿）规定的 NO_x 排放限值（mg/m³）

燃料和热能转化设施类型	使用条件	限值（普通地区）	限值（重点地区）
燃煤锅炉	全部	100	100
		200（2004年前建成机组）	
以油为燃料的锅炉或燃气轮机组	燃油锅炉	100（新建机组）	100
		200	
	燃气轮机组	120	120
	天然气锅炉	100	100
以气体为燃料的锅炉或燃气轮机组	其他气体燃料锅炉	200	
	天然气燃气轮机组	50	50
	其他气体燃料燃气轮机组	120	

资料来源：公开资料，中信建投研究发展部整理

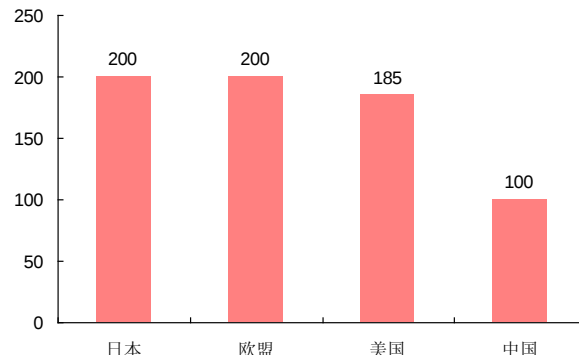
中国排放标准不断提高，二次讨论稿的标准已经超过日本、美国、欧盟等发达国家和地区。当然，最终出台的标准还存在一定的变数，过分严格的排放标准在现阶段不一定特别有意义。

图 5：国内大型燃煤机组 NO_x 排放标准变化（mg/m³）



资料来源：环保部，中信建投研究发展部整理

图 6：大型燃煤机组 NO_x 排放标准比较（mg/m³）



资料来源：环保部，中信建投研究发展部整理

脱硝技术

火电厂 NO_x 控制技术主要有两种：一是控制燃烧过程中 NO_x 的生成，即低氮燃烧技术，也称为一次措施；二是对生成的 NO_x 进行处理，即烟气脱硝技术，也可以称作二次措施。

前端脱硝——低氮燃烧技术

低 NO_x 燃烧技术的要点是抑制 NO_x 的生成，并创造条件使已经生成的 NO_x 还原。NO_x 主要通过三种方式生成：

表 7：NO_x 生成机理

类型	定义	反应式或反应途径	特点
热力型	燃烧时空气中的 N ₂ 和 O ₂ 在高温下生成的	$N_2 + O_2 \rightarrow 2NO$	占 10%-25%，在 1300℃ 以上形成
	NO 和 NO ₂ 的总和	$NO + 1/2O_2 \rightarrow NO_2$	在燃烧过程必须控制适当的温度和氧量。
快速型	燃烧时产生的烃(CHi)等撞击燃烧	$CHi + N_2 \rightarrow HCN + NHi$	占 75~90%，降低燃料型 NO _x 的主要方法是建立早期着火和使用控制氧量的燃料
	空气中的 N ₂ 而生成 HCN 再被氧化成 NO _x	$HCN + O_2 \rightarrow NO + H + CO$	空气分级燃烧技术，尽可能地使燃烧过程偏离生成 NO _x 的最佳化学当量比。
燃料型	燃烧时燃料中有机氮热分解形成	燃料 N → 挥发分 N → NCO → NO	由该型产生的 NO _x 占比例不到 5%。
	挥发分 N 和残留的焦炭 N 被氧化成 NO _x	燃料 N → 焦炭 N → C(NNO) → NO	

资料来源：中信建投研究发展部整理

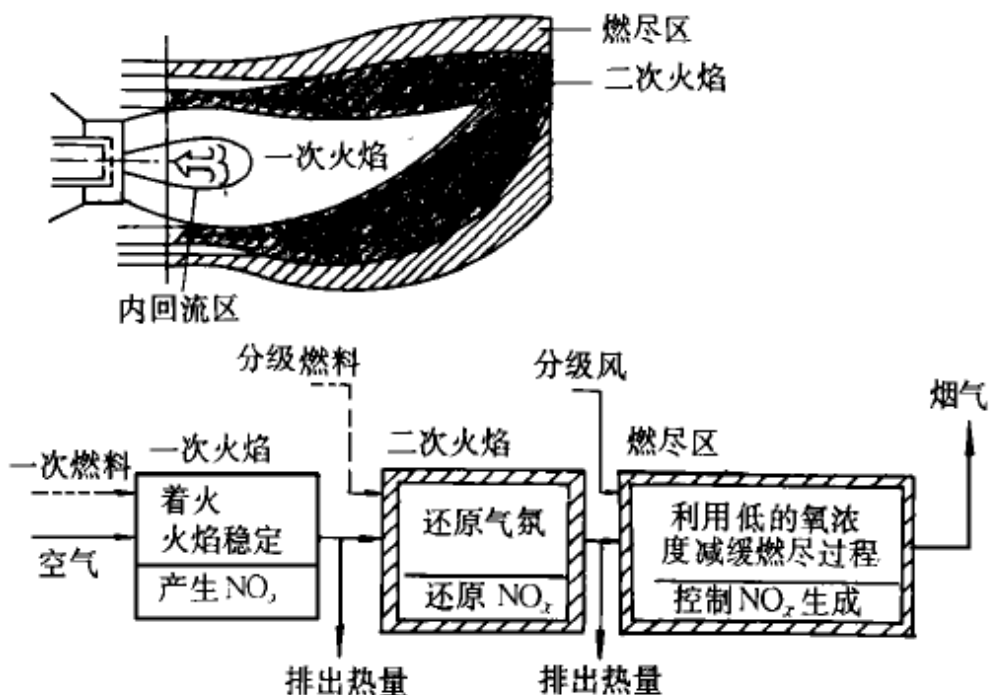
快速型 NO_x 是产生的主要来源。目前主流的减少 NO_x 生成的技术主要是在锅炉燃烧中采用低 NO_x 燃烧器（LNB）、空气分级燃烧（OFA）、燃料分级燃烧及烟气再循环等，基本原理都是通过改变燃料燃烧的化学当量比来抑制 NO_x 的生成。

低 NO_x 燃烧器（LNB）

低 NO_x 燃烧器是指燃料燃烧过程中 NO_x 排放量低的燃烧器，采用低 NO_x 燃烧器能够降低燃烧过程中氮氧化物的排放。低 NO_x 燃烧器一方面可以降低火焰温度，减少热力型 NO_x；同时可以改变空气与燃气混合比例实现富氧和厌氧燃烧减小 NO_x 产生，减少快速型 NO_x。

低 NO_x 燃烧器通过特殊设计的燃烧器结构，以及通过改变燃烧器的风煤比例，将空气分级、燃料分级和烟气再循环降低 NO_x 浓度的原理应用于燃烧器，以尽可能地降低着火区氧的浓度，适当降低着火区的温度，达到最大限度地抑制 NO_x 生成目的。因此，低 NO_x 燃烧器不仅要能保证煤粉着火和燃烧的需要，而且要能有效地抑制 NO_x 的生成。根据所采取的措施的不同，各种不同类型的低 NO_x 燃烧器可以达到的 NO_x 降低率一般在 30%~60% 之间。该技术可有效降低 NO_x 排放量，但同时也带来了燃烧效率下降、炉内结渣和高温腐蚀等问题。

图 7:低氮燃烧器原理



资料来源：热力发电，中信建投研究发展部整理

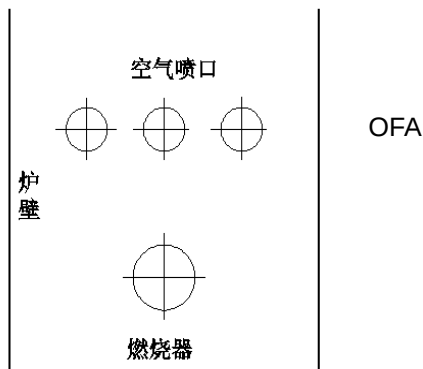
空气分级燃烧（OFA）

空气分级燃烧技术是美国在上世纪 50 年代首先发展起来的，是目前使用最为普遍的低 NO_x 燃烧技术之一。空气分级燃烧的基本原理是将燃料的燃烧过程分阶段来完成。第一阶段，将从主燃烧器供入炉膛的空气量减少到总燃烧空气量的 70%~75%（相当于理论空气量的 80%左右），使燃烧先在缺氧的富燃料条件下燃烧，此时，第一级燃烧区内过量空气系数 $\alpha < 1$ ，降低了燃烧区内的燃烧速度和温度水平，不但延迟了燃烧过程，而且还在还原性气氛中降低了生成 NO_x 的反应率，抑制了 NO_x 在这一燃烧区中的生成量。为了完成全部燃烧过程，其余空气则通过布置在主燃烧器上部的专门的空气喷口 OFA（Over Fire Air）——称为“火上风”喷口送入炉膛，与第一级燃烧区在贫氧燃烧条件下所产生的烟气混合，在 $\alpha > 1$ 条件下完成全部燃烧过程。

由于整个燃烧过程所需的空气是分两级供入炉内，使整个燃烧过程分两级进行，故称之为空气分级燃烧技术。这一技术弥补了简单的低过量空气燃烧的缺点。但若第一级和第二级的空气比例分配不当，或炉内混合条件不好，仍然会增加不完全燃烧损失。同时，煤粉炉第一级燃烧区得还原气氛也存在着使灰熔点降低而引起结渣，或引起受热面腐蚀的问题。

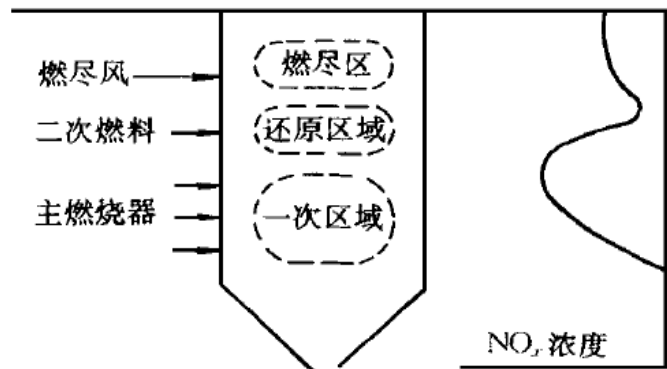


图 8: 空气分级结构布置图



资料来源：公开资料，中信建投研究发展部整理

图 9: 分级燃烧



资料来源：热力发电，中信建投研究发展部整理

燃料分级燃烧降低 NO_x 排放技术

燃料分级燃烧技术，即再燃技术，是有效的降低 NO_x 的炉内脱氮技术，可以使 NO_x 排放降低 50% 以上，高于其它传统的低 NO_x 燃烧技术，是低燃烧 NO_x 技术中正在发展的一种先进的、十分有效的脱氮方法。

采用再燃技术降低燃煤锅炉 NO_x 的排放，其原理是向锅炉炉膛火焰中心上部喷入再燃燃料，使其与来自炉膛下部高温火焰中心的燃料型 NO_x 反应，使 NO_x 还原成 N₂，同时生成 CO；随后在喷射点上部温度稍低的区域补入部分空气，再将 CO 燃尽。燃料再燃脱硝的实际上是燃料分级燃烧，其燃烧过程可分为主燃烧区、再燃区和燃烬区。在主燃烧区中，空气过量系数大于 1，主燃料充分燃烧生成 NO_x。再燃区中过量空气系数小于 1，将已生成的 NO_x 还原。在燃烬区中，过量空气系数大于 1，将生成的 CO 充分燃烧。

再燃燃料须是低 N 高挥发份燃料，如天然气、超细煤粉和氨等，其中天然气是一种较为理想的再燃燃料，因为它本身不含氮，CH₄ 浓度大，故只起还原作用，而不生成 NO_x。同时它本身又容易燃烧，热值高，对煤粉燃烧的影响不大，且能提高锅炉运行效率，也不存在炉内结渣、高温腐蚀等其它低 NO_x 燃烧技术带来的不良现象。但是由于天然气燃料特性与煤存在极大差异，在炉膛上方加入一定量的天然气再燃，会对锅炉热力性能产生一定影响，从而引起锅炉出口汽温的变化。

烟气再循环

烟气再循环降低 NO_x 排放量也是目前使用较多的技术。它是在锅炉的空气预热器前抽取一部分低温烟气，或直接送入炉膛，或与一次风、二次风混合后送入炉内，这样不但可以降低燃烧温度，而且也稀释了氧浓度，使燃烧速度和炉内温度降低，因而热力 NO_x 减少。因此，烟气再循环技术特别适用于燃用含氮量少的燃料。该技术的缺点是，由于大量烟气流过炉膛，缩短了烟气在炉内停留时间，且其脱硝率较低，一般在 25%~35% 之间。

低过量空气燃烧技术

该技术使燃烧过程尽可能地在接近理论空气量地条件下进行。随着烟气中过量氧的减少，以抑制 NO_x 的生成，这是一种最简单的降低排放的方法。一般来说，采用低过量空气燃烧可以降低 15% 左右的 NO_x 排放量。但是采用这种技术有一定的限制条件，如炉内氧的浓度过低，低于 3% 时，会造成 CO 浓度的急剧增加，从而大大增加化学未燃烧热损失；同时，也会引起飞灰含碳量的增加，导致机械未完全燃烧热损失增加，燃烧效率将会降低。此外，低氧浓度会使得炉膛内某些地区成为还原性气氛，从而会降低灰熔点引起炉膛结渣与腐蚀。因此，

低过量空气燃烧技术的实际运行中，必须组织好炉内空气动力场，使燃料和空气充分混合，若锅炉运行中保证排烟过量空气系数约为 1.25~1.30，则烟气中 CO 浓度既不会太高，NO_x 的排放也较低。

后端脱销——SCR 占据主导地位

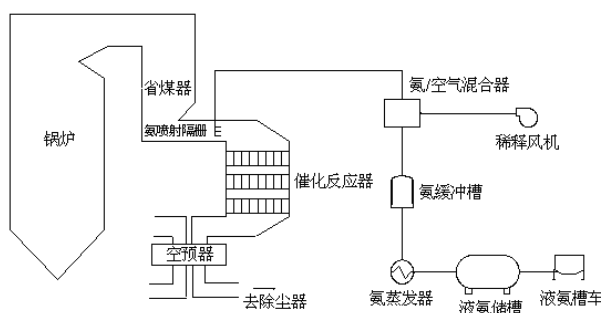
低氮燃烧技术单独使用时通常无法满足较严格的 NO_x 排放标准，需要与 NO_x 生成后的脱除技术共同使用。目前烟气脱硝工艺主要有选择性催化还原法（SCR）、选择性非催化还原法（SNCR）和 SNCR-SCR 混合法。

SCR

选择性催化还原法（SCR），以氨做还原剂，通常在空气预热器的上游注入含 NO_x 的烟气，此处控制烟气温度在 290℃~400℃（催化还原的最佳温度），在含有催化剂的反应器内 NO_x 被还原为 N₂ 和 H₂O。

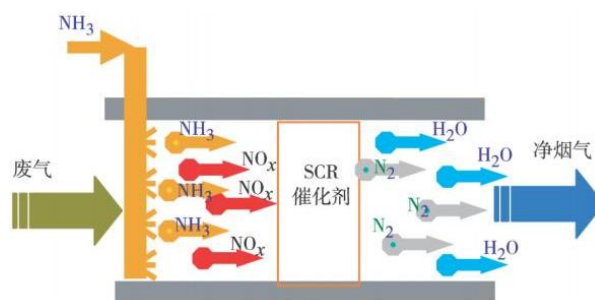
装置工艺系统主要包括：液氨贮存、输送及供应系统、稀释风及喷氨调节系统和 SCR 反应系统。SCR 反应器布置在高飞灰区，即布置在省煤器与空气预热器之间。锅炉产生的烟气经省煤器进入脱硝装置喷氨格栅，经过导流板及整流板充分混合后进入 SCR 反应器，在金属催化剂作用下，与喷氨格栅喷出的氨气发生反应，将 NO_x 还原成 N₂ 和 H₂O。脱硝后的烟气进入空气预热器。反应器区域设置有声波吹灰器，以避免在反应器表面形成固体物沉积堵塞。

图 10: SCR 典型工艺布置



资料来源：公开资料，中信建投研究发展部整理

图 11: SCR 脱硝原理



资料来源：公开资料，中信建投研究发展部整理

SNCR

选择性非催化还原 SNCR，向烟气中喷氨或尿素等含有 NH₃ 基的还原剂，在高温（900~1100℃）和没有催化剂的情况下，通过烟道气流中产生的氨自由基与 NO_x 反应，把 NO_x 还原成 N₂ 和 H₂O。

温度对 SNCR 的效率影响较大，当温度高于 1100℃ 时，NO_x 的脱除率会因氨气的热分解而降低；温度低于 800℃ 时，NH₃ 的反应速率下降，还原反应进行不充分，NO_x 脱除率下降，同时氨气的逃逸量可能会增加。一般炉膛上还原剂喷入点的温度选择在 800℃~1100℃ 之间。在不添加催化剂的条件下，较适宜的还原反应温度区间是 800℃~900℃，这一温度范围较窄，当温度低于 800℃ 时，反应速度很慢，还原反应难以顺利进行。SNCR 以炉膛为反应器，可通过对锅炉的改造实现。SNCR 工艺的关键是必须尽可能地将还原剂喷入到炉内最有效温度窗区域内，尽可能保证还原剂能在合适的温度下与烟气进行良好的混合，这样既可以提高还原剂的利用率，又可以控制获得较小的氨逃逸量。

SNCR-SCR 混合法

SNCR-SCR 混合法结合了 SCR 技术高效和 SNCR 技术低成本的特点,通过布置在锅炉炉墙上的喷射系统先将还原剂喷入炉膛,还原剂在高温下与烟气中 NO_x 发生非催化还原反应,实现初步脱硝。未反应完的还原剂进入反应器进一步脱硝。SNCR-SCR 混合法可利用前部逃逸的还原剂作为后部 SCR 的还原剂,从而可使脱硝效率逐步升高最终可达 80%以上。

表 8: SCR、SNCR 以及 SNCR-SCR 脱硝工艺特性比较

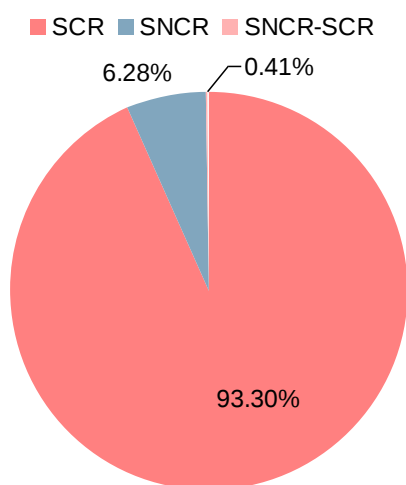
主要工艺特性	SCR 法	SNCR 法	SNCR-SCR 混合法
还原剂	NH ₃ 或尿素	NH ₃ 或尿素	NH ₃ 或尿素
反应温度/℃	320-400	850-1250	前段 850-1250, 后段 320-400
催化剂	主要为 TiO ₂ 、V ₂ O ₅ 、WO ₃	不使用催化剂	后段加少量催化剂, 主要为 TiO ₂ 、V ₂ O ₅ 、WO ₃
脱硝效率/%	70-90	大型机组 25-40, 小型机组配合 LNB、OFA 技术可达 80	40-90
SO ₂ /SO ₃ 氧化	催化剂中的 V、Mn、Fe 等多种金属会对 SO ₂ 的氧化起催化作用, SO ₂ /SO ₃ 氧化率较高	不导致 SO ₂ /SO ₃ 氧化	SO ₂ /SO ₃ 氧化较 SCR 低
NH ₃ 逃逸/μ L · L ⁻¹	3-5	5-10	3-5
对空气预热器影响	NH ₃ 与 SO ₃ 易形成 NH ₄ HSO ₄ , 造成堵塞或腐蚀	造成堵塞或腐蚀的机会为三者最低	造成堵塞或腐蚀的机会较 SCR 低
系统压力损失	催化剂会造成较大的压力损失, 一般大于 980 Pa	无	催化剂用量较 SCR 小, 产生的压力损失相对较低, 一般为 392~588Pa
燃料的影响	高灰分会磨损催化剂, 碱金属氧化物会使催化剂钝化	无影响	高灰分会磨损催化剂, 碱金属氧化物会使催
锅炉的影响	受省煤器出口烟气温度的影响	受炉膛内烟气流速、温度分布及 NO _x 分布的影响	受炉膛内烟气流速、温度分布及 NO _x 分布的影响
占地空间	较大, 需增加大型催化剂反应器和供氨或尿素系	统一, 无需增加催化剂反应器	较小, 需增加一小型催化剂反应器, 无需增设供氨或尿素系统
使用业绩	多数大型机组成功运行	多数大型机组成功运行	多数大型机组成功运行

资料来源: 公开资料, 中信建投研究发展部整理

结合新修订的《火电厂大气污染物排放标准》(二次征求意见稿)来看, SCR 脱硝效率高且可调幅度大, 容易达到新标准的要求; SNCR 脱硝效率较低, 若单独使用很难满足新标准要求, 需要结合其他脱硝技术使用。

SCR 是目前火电厂烟气脱硝的主流技术。截至 2011 年 4 月, 国内已投运脱硝装机中, SCR 装机容量达到 90,396MW, 占脱硝装机总容量的 93.3%; SNCR 装机容量 6,089MW, 占比 6.28%; SNCR-SCR 装机只有 400MW, 占比 0.41%。

图 12:已投运脱硝装置采用的脱硝方法



资料来源: 环保部, 中信建投研究发展部整理

目前国内尚有一大批正在建设和拟建的 SCR 脱硝工程, 预计总装机容量已经接近 2 亿千瓦。“十二五”期间, 为了达到更为严格的排放标准, SCR 在国内的需求和应用将迅速增长。

2010 年 1 月, 环境保护部颁布的《火电厂氮氧化物防治技术政策》前瞻性的考虑了将要修订发布的《火电厂大气污染物排放标准》将会施行更严格的排放限值, 以 SCR、SNCR 和 SNCR-SCR 三种烟气脱硝技术为主给出了框架性的火电烟气脱硝技术选用建议方案, 并对二次污染控制提出了具体要求。其中建议方案为: “1) 新建、改建、扩建的燃煤机组, 宜选用 SCR; 小于等于 600MW 时, 也可选用 SNCR-SCR; 2) 燃用无烟煤或贫煤且投运时间不足 20 年的在役机组, 宜选用 SCR 或 SNCR-SCR; 3) 燃用烟煤或褐煤且投运时间不足 20 年的在役机组, 宜选用 SNCR 或其它烟气脱硝技术。”

对 SCR 系统设计的技术要求是: “系统不得设置反应器旁路; 在催化剂最大装入量情况下的设计脱硝效率不得低于 80%; 氨逃逸浓度宜小于 2.5mg/m³; SO₂/SO₃ 转化率应不大于 1%; 系统可用率应不小于 98%; 系统的烟气压降宜小于 1400Pa, 漏风率宜小于 0.4%。”对 SNCR 系统设计的技术要求是: “氨逃逸浓度应控制在 8mg/m³ 以下; 系统对过滤效率的影响应小于 0.5%; 系统负荷响应能力应满足锅炉负荷变化率要求; 不增加烟气阻力; 服务年限应在 30 年以上, 寿命期内系统可用率应不小于 98%。”

SCR 成本分析

SCR 法成本占比最大的是催化剂和还原剂。

SCR 中催化剂的生产是核心, 而催化剂载体的生产又是催化剂生产的核心, 但目前 SCR 用催化剂的配方和生产工艺的关键技术掌握在国外企业手中, 致使催化剂的生产制备成为制约我国 SCR 工艺应用发展最主要的问题。

SCR 法对于催化剂的特性要求包括: 高催化活性; 低氨流失量; 具有抗 SO₂、卤素氢化物 (HCl、HF)、碱金属 (Na₂O、K₂O) / 重金属 (As) 等性能; 低失活速度; 良好的热稳定性; 无烟尘积累; 机械强度高, 抗磨损性强; 催化剂床层压力降小; 使用寿命长; 废物易于回收利用; 成本较低。催化剂的结构、形状随它的用途而变



化，为避免被克里堵塞，蜂窝状、管状和板式都是常用的结构，而最常用的则是蜂窝状，因为它不仅强度高，而且易清理。

发电厂装配的烟气净化系统，大多数采用 TiO_2 为载体， V_2O_5 或 $\text{V}_2\text{O}_5\text{-WO}_3$ 或 $\text{V}_2\text{O}_5\text{-MoO}_3$ 作催化剂。 TiO_2 具有较高的活性和抗 SO_2 性能，是最合适的脱硝材料。 V_2O_5 是最重要的活性成分，具有较高的脱硝率，但同时也促进了 SO_2 向 SO_3 转化进而与 NH_3 反应生成 $(\text{NH}_4)\text{HSO}_4$ 等固体颗粒，造成反应器的阻塞和磨损。而另一种活性材料 WO_3 的添加，有助于抑制 SO_2 的转化。 V_2O_5 可直接使用或负载于 Al_2O_3 、 TiO_2 等氧化物上，商用的 V_2O_5 多负载于 TiO_2 上（两种氧化物之间的物理化学作用增加了催化剂的稳定性），工业应用时，根据需要一般做成蜂窝形状或涂敷于陶瓷独石、金属板等基质上。 V_2O_5 催化剂的优越性在于：表面呈酸性，容易将碱性的 NH_3 捕捉到催化剂表面进行反应。

在 SCR 脱硝装置中，催化剂是最重要的部件，价格昂贵，使用寿命短，一般在 20000-24000h。催化剂费用是指在脱硝装置运行寿命期内，更换催化剂的总费用摊销到每年的运行成本，催化剂费用占 30% 左右。

SCR、SNCR 和 SNCR-SCR 中都要使用还原剂，还原剂的选择、储存及制备系统也是烟气脱硝中的重要环节。目前常用的还原剂有液氨、尿素和氨水。液氨在全世界的烟气脱硝系统中已使用了 20 多年，但相比之下，它具有最大的安全风险、最高的核准费用及最多的法规限制。使用氨水时，其设备投资以及运行的综合成本在三者中最高，且它与液氨一样存在安全隐患。因此，自 20 世纪 90 年代以后，国际上已很少用氨水作为脱硝还原剂。而尿素的储存运输及供氨系统不需要特殊的安全防护，是较安全的脱硝还原剂。近年来，美国新建的 SCR 装置优先考虑用尿素作为还原剂，欧洲采用尿素的工艺也逐渐增多。还原剂的选择须综合考虑设备投资、场地占用、运行成本、安全管理及风险费用等。

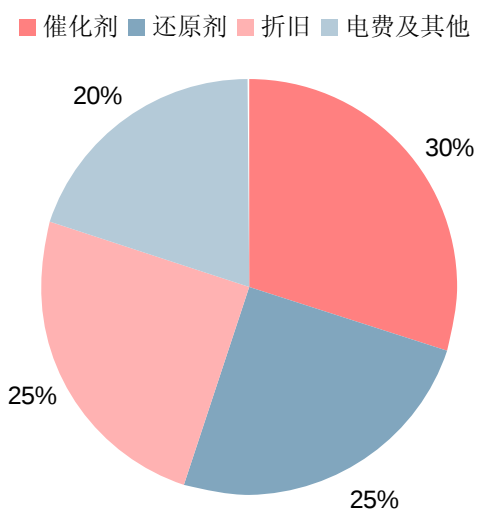
还原剂费用主要与 SCR 脱硝装置的液氨耗量、SCR 脱硝装置年运行小时数及还原剂的价格等有关，而液氨耗量又与 SCR 入口 NO_x 浓度、设计脱硝率有关；SCR 入口浓度高、设计脱硝率高，则液氨耗量多，还原剂费用所占比例增加，SCR 机组一般需要先进行前端炉内脱硝，以减少运行成本。还原剂成本占比 25% 左右。

固定资产折旧费是 SCR 脱硝成本中又一重要成本，占约 25%，它与 SCR 脱硝装置的动态投资有关。SCR 新建工程投资约 90 元/kW；SCR 改造工程会涉及空气预热器、引风机的改造及脱硝设施支架的加固等，投资更高，约 120 元/kW，“十二五”期间我国 SCR 改造工程将占 SCR 工程的多数。

SCR 脱硝装置的其他费用包括电费、水费、蒸汽费用、维修成本等，其中电费包 SCR 脱硝装置本身的电耗而产生的费用以及由于加装了 SCR 脱硝装置引起烟气阻力增加而造成引风机电耗增加而产生的费用。其他费用占比约 20%。



图 13:SCR 成本构成



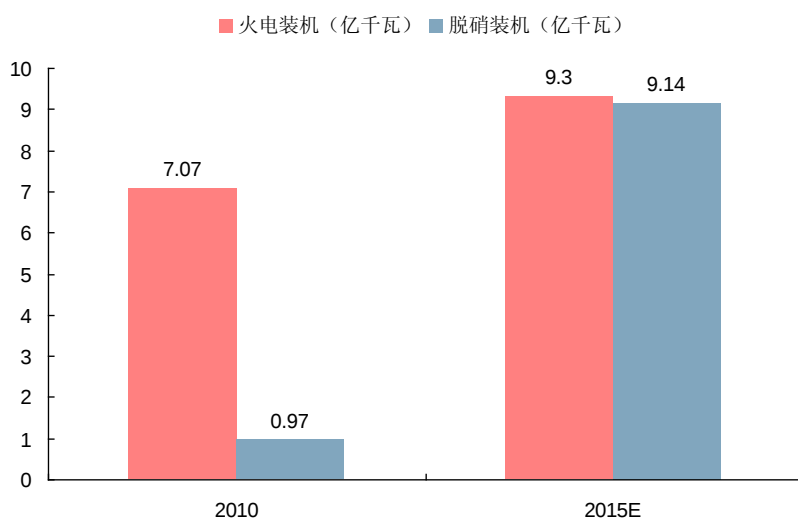
资料来源：中信建投研究发展部

国内市场预测

火电厂脱硝容量

按照环保部的测算，新标准实施后，到 2015 年，需要新增烟气脱硝容量 8.17 亿千瓦。

图 14: “十二五”火电和脱硝装机容量



资料来源：环保部，中电联，中信建投研究发展部

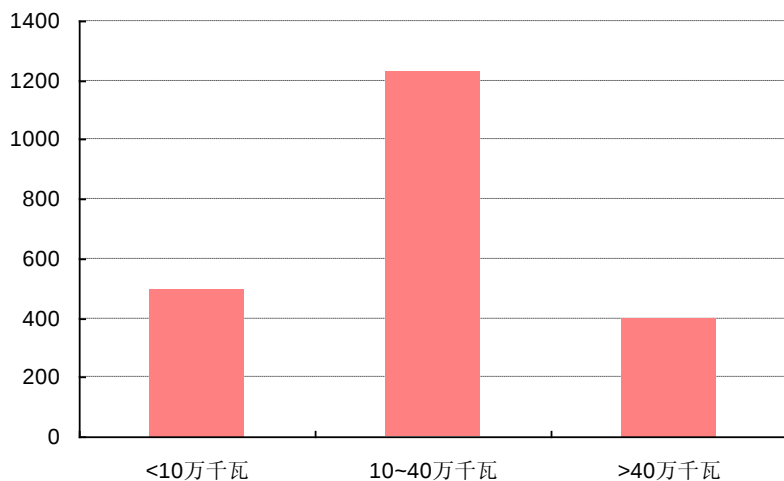
低氮燃烧技术

目前，我国已实现了低氮燃烧器的自行设计、制造和安装调试，具备了生产和装备低氮燃烧设备的能力。国家鼓励开发和发展高效低氮燃烧技术。国内在低氮燃烧技术研发应用方面的企业有东方锅炉厂、烟台龙源电力技术股份有限公司、北京巴威公司、哈尔滨电站设备成套设计研究所、哈尔滨锅炉厂、上海锅炉厂有限公司、哈尔滨工业大学等。

炉内脱硝市场对象主要是现有机组的改造，特别是目前已经完成脱硫改造的机组。下图列出了直接 2011 年 4 月，国内已经完成脱硫改造的锅炉数量，其中，10 万千瓦以下大约 500 台，10-40 万机组锅炉 1230 台，40 万以上机组锅炉 400 台。国内以龙源技术为代表的企业，进行前端脱硝，主要对象是 40 万以下的机组。以 30 万的机组为例，前端低氮燃烧改造成本在 1500 万左右。经测算，国内前端脱硝改造市场容量在 230 亿元左右。



图 15:已完成脱硫改造的火电机组数量（截至 2011.4）



资料来源：环保部，中信建投研究发展部

烟气脱硝技术

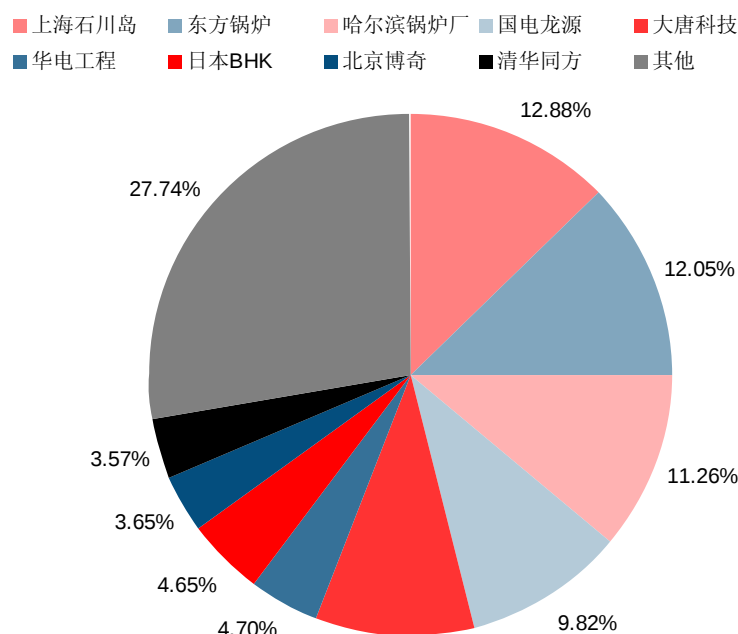
SCR 是我国的主流脱硝技术，国内目前现有和拟建的烟气脱硝工程中 SCR 占 90%以上。国内企业已基本掌握了火电厂脱硝工程设计、建设、主体设备制造及运行技术。

表 9：我国主要的脱硝企业（2011 年 4 月）

企业	脱硝装机 (MW)	市场占有率
上海石川岛	11640	12.88%
东方锅炉	10892	12.05%
哈尔滨锅炉厂	10180	11.26%
国电龙源	8875	9.82%
大唐科技	8760	9.69%

资料来源：环保部，中信建投研究发展部整理

图 16:已投运脱硝装置市场占有率



资料来源：中信建投研究发展部

目前，我国火电 SCR 脱硝项目中装机总容量达到 90396MW。截至 2010 年底，我国火电装机容量约 7.07 亿千瓦，至 2015 年末预计火电装机容量将达到约 9.3 亿千瓦。根据环保部按照新标准的测算，若对新建和 2004 年至 2011 年底期间通过环评审批的现有燃煤火力发电锅炉全部实施烟气脱硝，对 2003 年底前建成的火电机组部分实施烟气脱硝，则新标准实施后，到 2015 年，需要新增烟气脱硝容量 8.17 亿千瓦，共需脱硝投资 1950 亿元，2015 年需运行费用 612 亿元/年。到 2020 年，需要新增烟气脱硝容量 10.66 亿千瓦，共需脱硝投资 2328 亿元，2020 年需运行费用 800 亿元/年。

脱硝催化剂

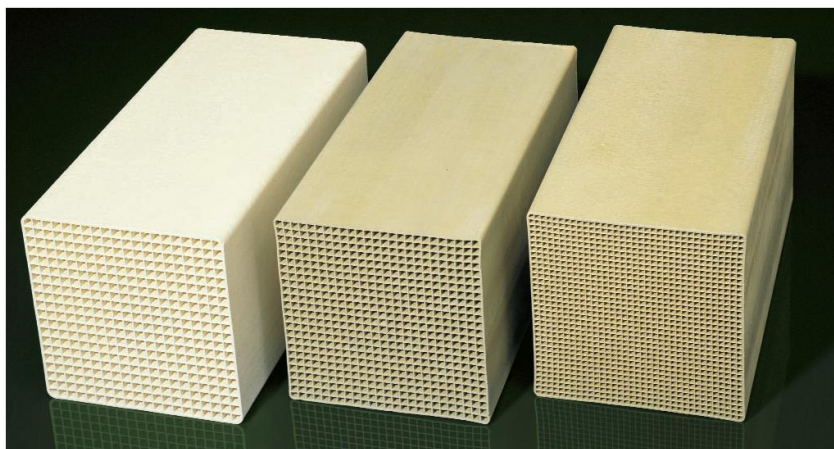
SCR 工程应用的关键是催化剂。国内已有部分企业建成多条催化剂生产线，以满足国内 SCR 工程对催化剂的需求。主要厂商及产能情况如下：

表 10：国内主要脱硝催化剂厂商

企业	合作方	产能（m3/年）
东方凯瑞特环保催化剂有限责任公司	德国 KWH 催化剂有限公司	4500，二期 4500
江苏龙源催化剂有限公司	日本日挥触媒化成株式会社	3000，二期 5000
重庆远达催化剂制造有限公司	美国康美泰克公司	10000
福建大拇指环保工程有限公司	日本触媒化成工业株式会社	6000，计划 10000
河北涿州中天环保催化剂有限公司	香港巴斯夫环保催化剂有限公司	6000，二期 12000

资料来源：中信建投研究发展部整理

图 17:SCR 催化剂



资料来源：公开资料

此外，江苏科林环保公司也建立了脱硝催化剂生产基地，江苏苏源环保工程有限公司、山东三融环保工程有限公司、大唐环境科技有限公司、浙江菲达环保科技股份有限公司等也在积极推进脱硝催化剂的研发生产。截至 2010 年底，国内催化剂实际产能不超过 50,000m³/年。

SCR 工程催化剂用量约为 0.8-1m³/MW，使用寿命 20000-24000 小时。我国现有 SCR 装机容量 90,396MW，预计到 2015 年新增烟气脱硝容量 8.17 亿千瓦。按照 SCR 占新增脱硝容量 90%、SCR 工程催化剂用量 0.8m³/MW、催化剂寿命为 3 年计算，“十二五”期间国内对 SCR 工程催化剂的总需求量超过 80 万 m³。目前国内催化剂价格约 40000 元/m³，比去年下降约 20%，“十二五”SCR 催化剂市场规模超过 300 亿。

在脱硝催化剂生产中，催化剂载体——纳米级 TiO₂ 的生产最为关键，因具有较高的活性和抗 SO₂ 性能，是最合适的脱硝材料。纳米级 TiO₂ 在国内的产能缺口很大，对催化剂产能也有影响。纳米级 TiO₂ 的生产目前主要被日本石原、日本堺化学、法国 millennium 三家厂商垄断。

国内已建和在建的催化剂生产线有十多条，但有能力生产纳米级 TiO₂ 的企业只有重庆市新华化工厂、四川华铁钒钛科技股份有限公司、重庆远达催化剂有限公司三家企业。

表 11：国内主要纳米级 TiO₂ 厂商

企业	合作方	产能（吨/年）
重庆市新华化工厂	德国 KWH 催化剂有限公司	4000，未来 10000
四川华铁钒钛科技股份有限公司	日本日挥触媒化成株式会社	5000，二期 15000，三期 20000
重庆远达催化剂制造有限公司	美国康美泰克公司	10000

资料来源：中信建投研究发展部整理

东方锅炉集团为了保证脱硝催化剂原料的充分供应，与重庆新华化工厂联合投资生产脱硝催化剂载体。目前，国内催化剂 TiO₂ 载体产能约为 20,000 吨/年。TiO₂ 载体价格约 25,000 元/吨。

相关上市公司

龙源技术（300105）

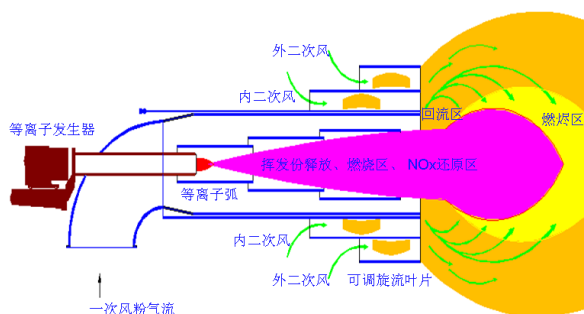
公司主要以等离子体点火技术和低氮燃烧技术的应用为核心，主要产品为等离子体点火设备、微油点火设备、等离子体低氮燃烧设备，用于电站煤粉锅炉的点火和低负荷稳燃以及电站锅炉低氮燃烧改造。

2011 年中报显示，公司实现营业收入 33,911.72 万元，较去年同期增长 98.27%；净利润 6,320.10 万元，较去年同期增长 55.26%。低氮燃烧业务和锅炉余热利用业务收入同比大幅度增长是公司营业收入和净利润大幅增长的主要原因。上半年公司低氮燃烧产品收入同比增长 337.98%，达到 8,925 万元，毛利率 47.77%。随着电厂脱硝改造的步伐加快，公司低氮燃烧改造的收入将维持高速增长。

等离子低氮燃烧器是其核心竞争力：

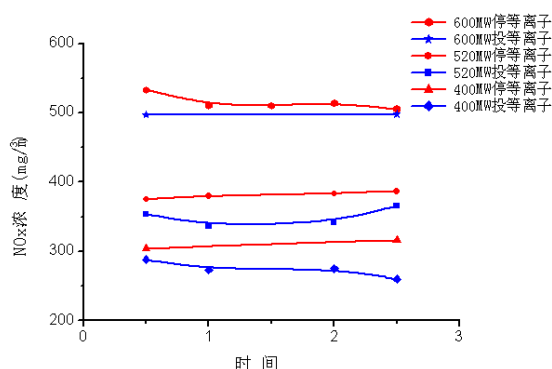
与传统的低 NO_x 燃烧器不同，公司的等离子体低 NO_x 技术是一种集空气分级、燃料分级和火焰内还原于一身的深度、高效低 NO_x 新燃烧方式。等离子体在燃烧器的一次燃烧筒中形成温度高于 5,000K 的梯度极大的局部高温区，煤粉通过等离子体受到高温作用，迅速释放出挥发物，挥发分析出时氮元素首先生成氨基类含氮原子团（HCN、NH₃、CN），由于等离子燃烧器的点火过程在燃烧器内部进行，一次风中的氧化剂浓度很低（空气系数<0.3），初期燃烧是强在还原介质中进行，上述类型的不稳定含氮原子团多数转化成分子氮（N₂），而不转化为 NO_x。

图 18：等离子低氮燃烧器原理



资料来源：公开资料，中信建投研究发展部整理

图 19：等离子投运、停运 NO_x 排放比较



资料来源：公开资料，中信建投研究发展部整理

公司等离子低 NO_x 燃烧器特点可以总结为：

- 内燃方式：由于采用等离子燃烧方式，使燃料中包含含氮原子团（HCN、NH₃、CN）的挥发份快速析出，迅速着火。
- 火焰内还原：由于在燃烧器内一次风只提供 15%~35% 的氧量，因此在燃烧器内燃烧属于深度的缺氧燃烧，此时燃料氮生成的 NO_x 被迅速还原，即等离子点火是深度火焰内还原。
- 空气分级：以高效管道浓缩器实现中心浓，四周淡的方式运行，这意味着等离子燃烧器属于深度空气

分级和深度浓淡燃烧，燃烧器喷出是大量的还原剂。

工程履历是其行业通行证：

依托国电集团的背景，公司在炉内脱硝方面已经积累了不错的工程履历，部分项目如下表所示，其中深圳妈湾电厂（300MW）的低 NOX 改造最具有代表性，首次在不牺牲锅炉经济性的条件下实现了 200mg/Nm³ 一下的 NOX 排放，为公司后续订单的取得树立了标杆案例。

表 12：龙源技术的部分脱硝工程

项目单位	项目名称	改造前/后 NOX 排放水平 (mg/Nm ³)
靖远电厂	#1 炉 670T/H 燃烧系统治理结焦改造	1045/334
靖远电厂	#2 炉 670T/H 燃烧系统治理结焦改造	1045/324
靖远电厂	#3 炉 670T/H 燃烧系统治理结焦改造	1045/310
靖远电厂	#4 炉 670T/H 燃烧系统治理结焦改造	1045/312
大同第二发电厂	#6 炉 670T/H 锅炉燃烧防渣低 MOX 改造	1081/351
大同第二发电厂	#2 炉 670T/H 锅炉燃烧防渣低 MOX 改造	1081/356
大同第二发电厂	#1 炉 670T/H 锅炉燃烧防渣低 MOX 改造	1081/340
北京京能热电厂	#1 炉 670T/H 锅炉低 NOX 燃烧改造	900/270
大同第二发电厂	#5 炉 670T/H 锅炉燃烧防渣低 MOX 改造	1081/360
大同第二发电厂	#3 炉 670T/H 锅炉燃烧防渣低 MOX 改造	1081/350
大同发电公司	600MW 锅炉解决结焦提高燃烧效率性能调试	750/500
大同第二发电厂	#4 炉 670T/H 锅炉燃烧防渣低 MOX 改造	1081/300
深圳能源集团妈湾发电有限公司	#1 炉 1025T/H 锅炉低 NOX 燃烧改造	大友煤：170~250
		神华煤：128~180

资料来源：龙源技术，中信建投研究发展部整理

订单测算：

公司的前端脱硝主要面向改造市场，特别是 40 万级以下机组。根据环保部的统计，国内目前已经完成脱硫改造的机组，10-40 万的有 1200 多台，单台改造投资按照 1500 万元测算，市场容量 180 亿元；其中国电集团大概有 160 台机组，市场容量 24 个亿。我们预计，脱硝市场启动后，公司未来 2 年的前端脱硝订单将超过 30 亿元。

盈利预测：

我们对龙源技术的盈利预测如下表所示，预计公司 2011、2012 年每股收益分别为 1.09 元和 2.01 元，业绩的高增长主要来自前端脱硝市场的启动，目前股价对应的市盈率分别为 50 倍和 27 倍，给予“增持”评级。

表 13：龙源技术盈利预测

	2010A	2011E	2012E	2013E
营业收入（百万）	487.47	784.77	1672.34	2304.73

营业收入增长率	12.02%	60.99%	113.10%	37.81%
净利润（百万）	105.02	172.26	318.44	425.85
净利润增长率	19.76%	64.02%	84.86%	33.73%
ROE	7.00%	10.37%	16.08%	17.70%
EPS（元）	1.19	1.09	2.01	2.69
P/E	11.51	49.77	26.93	20.13

资料来源：中信建投研究发展部整理

东方电气（600875）

公司控股 99.67% 的子公司东方锅炉股份有限公司从事电站锅炉、辅机、工业锅炉等设备的开发、设计、制造、销售，同时在脱硝领域处于国内领先地位。公司目前已投运的 SCR 脱硝装机容量达到 10892MW，占全部 SCR 装机的 12.05%。按照“十二五”期间新增脱硝装机容量 8.17 亿千瓦计算，公司有望分享其中 1 亿千瓦的市场份额，对应投资超过 200 亿。

在催化剂方面，东方锅炉成都凯瑞特环保催化剂有限责任公司由东方锅炉与德国 KWH 催化剂有限公司合作设立。KWH 公司是德国最大的燃煤电厂选择性催化还原脱硝技术（SCR）催化剂供应商之一，目前在欧洲市场占主导地位，具有 17 年以上生产 SCR 催化剂的成熟经验，已生产超过 50000 立方米的 SCR 催化剂。合资成立的成都东方凯瑞特环保公司，设计年生产 SCR 催化剂的能力为 4500 立方米，产品除了销售给中国市场以及由东方锅炉公司成套的 SCR 电厂外，同时也可以销售给 KWH 公司负责的欧洲和美国市场。

九龙电力（600292）

2011 年上半年公司实现营业收入 18.52 亿元，同比增长 14.38%，实现归属于上市公司股东的净利润为 343 万元，同比下降 86.6%，基本每股收益 0.01 元。

业绩大幅下降，主要电煤供应紧张，外购煤量增加使煤炭价格增幅加大，致使燃煤成本同比增加 1.25 亿；而因发电量增加使收入同比增加 4945 万元，电价调整使收入同比增加 4175 万元。

公司环保业务开展顺利。公司控股子公司中电投远达环保工程有限公司从事脱硫脱硝业务，2011 年上半年实现营业收入 5.08 亿元，利润总额 1373 万元；中标金额 8.37 亿元，同比增长 150%；脱硝催化剂销售 2,263 立方米，同比增长 63.98%。作为最早进入脱硝催化剂生产领域的公司，脱硝催化剂业务是公司未来增长的主要驱动力之一。



风险分析

脱硝政策的不确定性，包括正式出台时间、脱硝标准等

资本市场波动的不确定性



分析师介绍

研究服务

徐超：清华大学学士、硕士，德国亚琛工业大学硕士，电力设备新能源行业分析师，4年证券行业经验；擅长行业和公司基本面分析；曾入围水晶球卖方分析师奖。

董事总经理 社保基金销售经理

彭砚苹 010-85130892 pengyanping@csc.com.cn

北京地区销售经理

张博 010-85130905 zhangbo@csc.com.cn

张明 010-85130232 zhangming@csc.com.cn

陈杨 010-85156401 chenyangbj@csc.com.cn

上海地区销售经理

杨明 010-85130908 yangmingzgs@csc.com.cn

朱律 010-85130231 zhulv@csc.com.cn

戴悦放 021-68825001 daiyuefang@csc.com.cn

姜东亚 010-85156405 jiangdongya@csc.com.cn

深圳地区销售经理

赵海兰 010-85130909 zhaohailan@csc.com.cn

任威 010-85130923 renwei@csc.com.cn

张娅 010-85130230 zhangya@csc.com.cn

周李 0755-23942904 zhouli@csc.com.cn

段佳明 010-85156402 duanjiaming@csc.com.cn

保险销售经理

付广华 010-85130681 fuguanghua@csc.com.cn

韩松 010-85130609 hansong@csc.com.cn

私募销售经理

钱宏伟 021-68805057 qianhongwei@csc.com.cn

地址

北京 中信建投证券研究发展部

中国 北京 100010

朝内大街 188 号 4 楼

电话：(8610) 8513-0588

传真：(8610) 6518-0322

上海 中信建投证券研究发展部

中国 上海 200120

世纪大道 201 号渣打银行大厦 601 室

电话：(8621) 6880-5588

传真：(8621) 6880-5010



评级说明

以上证指数或者深证综指的涨跌幅为基准。

买入：未来 6 个月内相对超出市场表现 15% 以上；

增持：未来 6 个月内相对超出市场表现 5—15%；

中性：未来 6 个月内相对市场表现在-5—5%之间；

减持：未来 6 个月内相对弱于市场表现 5—15%；

卖出：未来 6 个月内相对弱于市场表现 15% 以上。

重要声明

本报告仅供本公司的客户使用，本公司不会仅因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告的信息均来源于本公司认为可信的公开资料，但本公司及研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证本报告所包含的信息或建议在本报告发出后不会发生任何变更，且本报告中的资料、意见和预测均仅反映本报告发布时的资料、意见和预测，可能在随后会作出调整。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不构成投资者在投资、法律、会计或税务等方面的最终操作建议。本公司不就报告中的内容对投资者作出的最终操作建议做任何担保，投资者据此做出的任何决策与本公司和本报告作者无关。

在法律允许的情况下，本公司及其关联机构可能会持有本报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或类似的金融服务。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构和/或个人不得以任何形式翻版、复制和发布本报告。任何机构和个人如引用、刊发本报告，须同时注明出处为中信建投证券研究发展部，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和/或修改。

本公司具备证券投资咨询业务资格，且本文作者为在中国证券业协会登记注册的证券分析师，以勤勉尽责的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰地反映了作者的研究观点。本文作者不曾也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

股市有风险，入市需谨慎。