



# 煤电烟气污染控制技术 与装备发展报告

中国环境保护产业协会

2017年9月

# 《煤电烟气污染控制技术与装备发展报告》

## 编写组

顾 问	朱法华	高 翔	姚 群
	庄德安	王晓明	
组 长	易 斌		
副组长	路光杰	刘 媛	燕中凯
成 员	王洪亮	彭 溶	张 军 尚光旭
	杨建辉	王凤荣	姚宇平 郭上迎
	庄 焯	岳 涛	孙路长 闫 骏
	司传海		

# 目 录

<b>1</b>	<b>概况 .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>煤电烟气污染控制行业发展 .....</b>	<b>3</b>
2.1	市场规模和结构 .....	3
2.2	行业特征 .....	4
2.3	市场模式 .....	8
<b>3</b>	<b>煤电烟气污染控制技术与装备 .....</b>	<b>8</b>
3.1	煤电烟气颗粒物控制技术与装备 .....	9
3.1.1	干式电除尘 .....	11
3.1.2	袋式除尘 .....	13
3.1.3	电袋复合除尘 .....	14
3.1.4	湿式电除尘 .....	14
3.2	煤电烟气 SO <sub>2</sub> 控制技术与装备 .....	15
3.2.1	石灰石-石膏湿法 .....	17
3.2.2	海水法 .....	18
3.2.3	氨法 .....	18
3.2.4	烟气循环流化床法 .....	19
3.3	煤电烟气 NO <sub>x</sub> 控制技术与装备 .....	19
3.3.1	低氮燃烧 .....	20
3.3.2	SCR 脱硝 .....	21
3.3.3	SNCR 脱硝和 SNCR-SCR 联合脱硝 .....	22
3.4	煤电烟气污染物超低排放技术 .....	22
3.4.1	煤电烟气污染物超低排放技术路线选择 .....	23
3.4.2	典型超低排放技术路线和案例 .....	23
3.5	煤电烟气汞控制技术与装备 .....	25
<b>4</b>	<b>煤电烟气污染控制技术研发热点和发展方向 .....</b>	<b>26</b>
4.1	研发热点 .....	26
4.2	发展方向 .....	26

## 1 概况

我国是煤炭消费大国。2016年煤炭消费量达37.79亿吨，其中约50%用于发电。煤电污染物排放以烟气中的颗粒物、二氧化硫（SO<sub>2</sub>）、氮氧化物（NO<sub>x</sub>）为主。多年来，煤电行业一直是大气污染控制的重点行业，随着污染物减排技术和装备的发展应用，尤其是超低排放的全面实施，已经扭转了煤电等于重污染的局面。

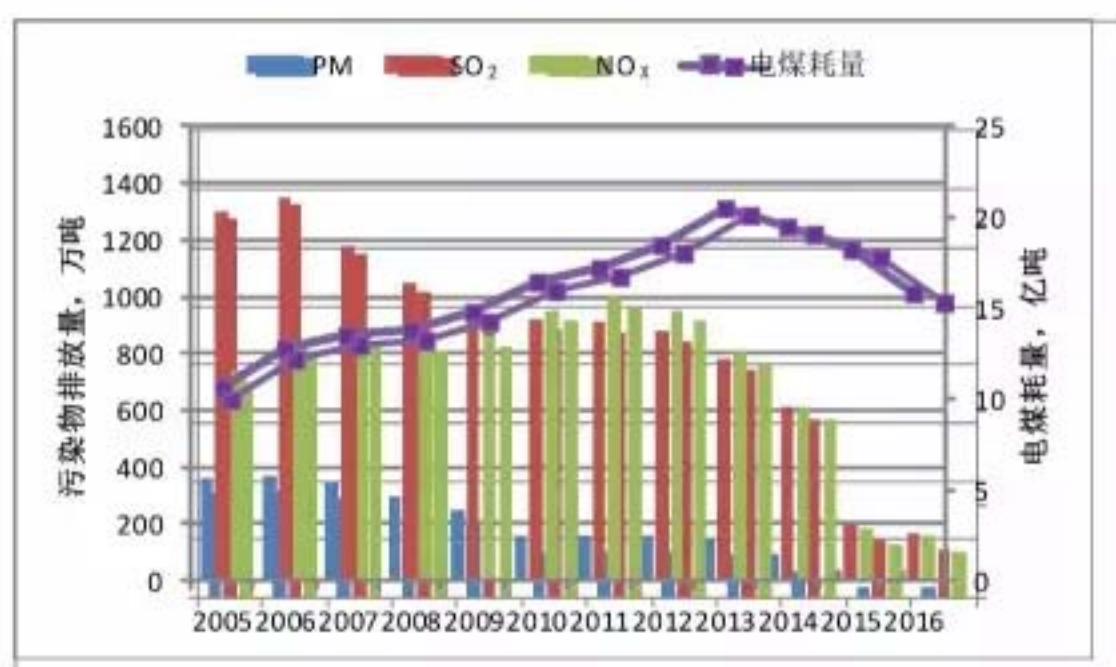


图1 2005~2016年我国电煤消耗量和煤电主要烟气污染物排放量  
(数据来源: 统计局、环保部)

由图1可知: 2005年以来, 我国煤电烟气排放的主要污染物均持续大幅下降, SO<sub>2</sub>排放量由1300万吨下降到170万吨, 下降了86.9%; NO<sub>x</sub>排放量由约740万吨下降到155万吨, 下降了79.1%; 颗粒物排放量由约360万吨下降到35万吨, 下降了90.3%。与2005年相比, 2016年电煤消耗量增加约5.5亿吨, 而同期三类主要污染物排放量下降幅度达79%~90%, 表明煤电烟气污染控制成效显著, 为我国有效控制以酸雨为特征的煤烟型污染做出了巨大贡献, 也正在为

解决大气复合污染持续发挥其重要作用。

从 2000 年到 2016 年，我国煤电装机容量从 2.4 亿千瓦增加到 10.54 亿千瓦。为加强对煤电烟气污染排放的控制，我国对《火电厂大气污染物排放标准》进行了多次修订， $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_2$ 、颗粒物排放标准不断趋严，在国家划定的大气污染重点控制区新建机组排放限值，全面超越了其他国家和地区 2016 年 12 月之前制定的同类标准要求。

2014 年 9 月，国家发改委、环保部、能源局三部委发布《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》，对部分燃煤电厂提出了严于排放标准的超低排放要求，即在基准氧含量 6% 条件下， $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_2$ 、颗粒物排放浓度分别不高于  $50 \text{ mg/m}^3$ 、 $35 \text{ mg/m}^3$ 、 $10 \text{ mg/m}^3$ ，要求基本达到燃气轮机组排放限值（见图 2）。

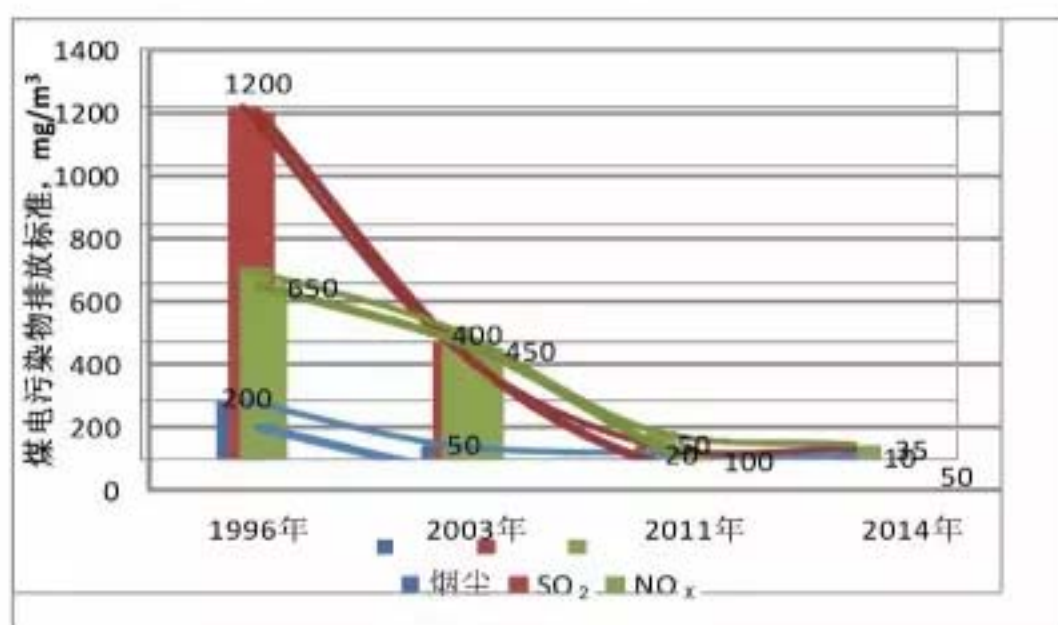


图 2 煤电烟气污染物排放标准变化

排放标准日趋严格，有效促进了煤电行业的清洁发展，污染控制技术、装备及产业通过引进、消化吸收和自主创新，脱硫、脱硝、除尘技术不断升级，目前我国环保企业已全面掌握了能够达到超低排放要求的烟气污染控制核心技术，所有关键技术、设备都实现了国产化，整体技术水平处于国际先进，部分领域达到国际领先。



## 2 煤电烟气污染控制行业发展

由于我国能源结构的特殊性，煤电行业是我国实施烟气污染治理最早、规模最大、要求最高的行业。据中国环境保护产业协会不完全统计，从事煤电烟气脱硫、脱硝、除尘服务的骨干企业达上百家，从业人员超过 15 万，形成了世界上产业规模最大、具有较强国际市场竞争力的环保产业细分领域。2016 年煤电烟气污染控制市场规模约 490 亿元，占国内燃煤烟气污染控制市场的 70%~80%。

### 2.1 市场规模和结构

多年来，煤电烟气污染控制市场持续快速增长，除 2014 年外，煤电烟气污染控制市场年均增速达 26%（见图 3）。

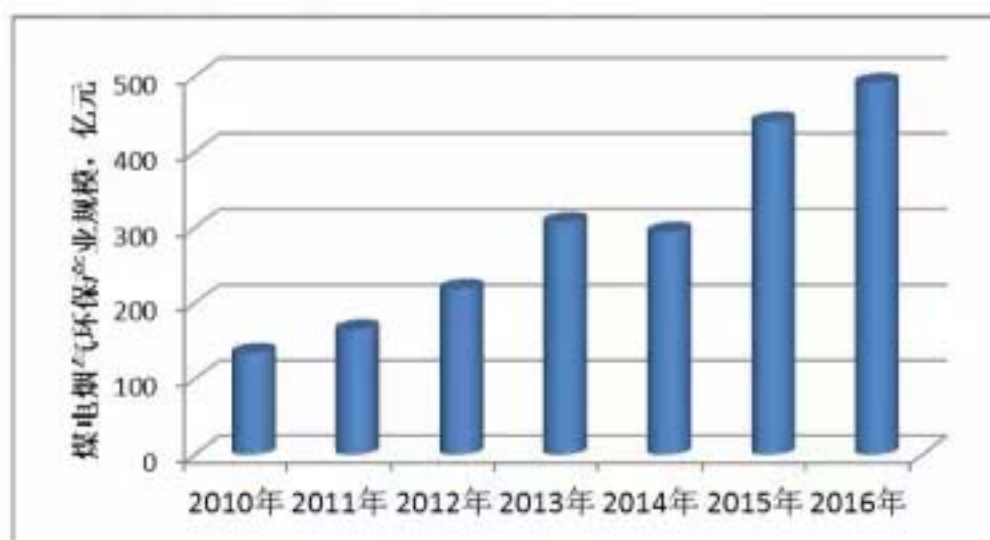


图 3 煤电烟气污染控制市场规模

按照专业领域划分，煤电烟气污染控制市场以脱硫为主，2016 年脱硫（含新建、改造、特许经营、运维服务）市场约 313 亿元，占比 64%；脱硝（包括新建、改造、特许经营、运维服务）约 95.6 亿元，占比 19%；除尘约 82 亿元，占比 17%（见图 4）。

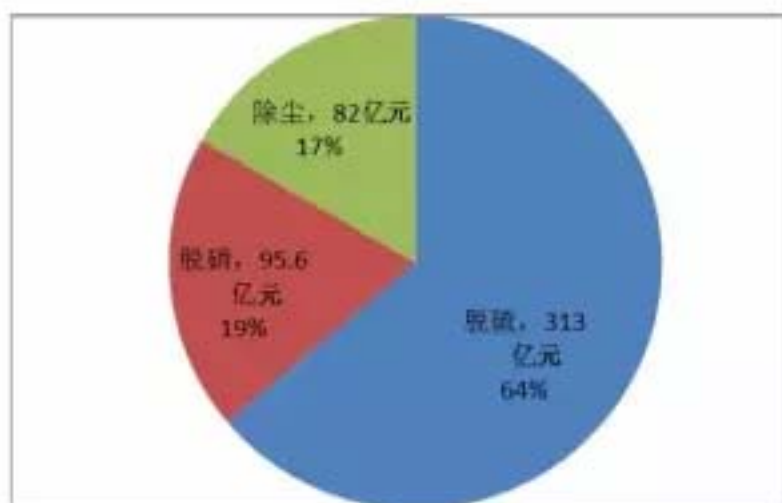


图4 2016年煤电烟气污染控制市场比例

按照服务类别划分，煤电烟气污染控制市场以工程服务为主，2016年新建和改造工程的市场规模约367亿元，占比75%，特许经营和第三方运维服务占25%（见图5）。



图5 我国煤电烟气污染控制工程服务（脱硫、脱硝、除尘）、特许经营和运维服务规模

## 2.2 行业特征

煤电烟气污染控制行业最主要的特征是受法规、政策、标准以及煤电行业机组容量变化影响大，属于典型的政策驱动型行业。由图5可见，受2011年颁布GB13223-2011和2014年提出超低排放影响，脱硫、脱硝、除尘工程服务分别在2015、2011和2015年出现激增，

此外，自国家推行火电行业烟气治理特许经营和第三方污染治理以来，特许经营和运维服务分别从 2012 年和 2015 年开始迅速增长。

我国煤电烟气污染控制技术要求高，污染治理工程建设和运行系统复杂，行业集中度较高，以大型企业和上市企业为主。根据中国电力企业联合会 2016 年的产业登记数据，以脱硫为例，2016 年底累计投运的火电厂烟气脱硫工程机组容量排名中，前 11 位的公司的业绩之和基本占据了所有累计投运容量（见图 6）。前 11 位中，国有大型企业和上市企业的比例达到 82%。

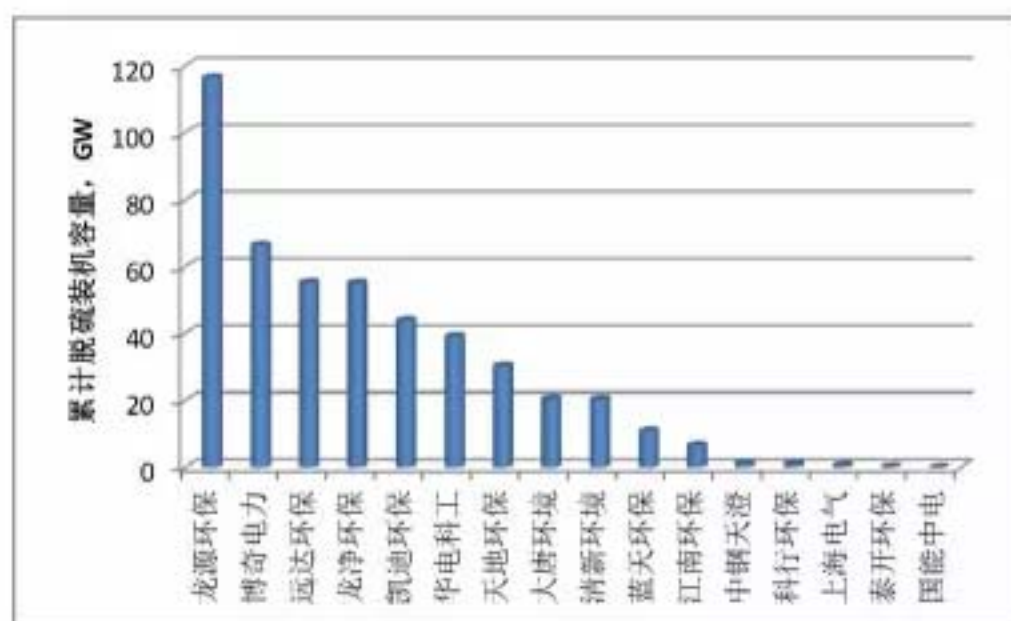


图 6 2016 年底累计投运的火电厂烟气脱硫工程机组容量  
(数据来源：中国电力企业联合会)

此外，结合 2016 年底累计投运的火电厂烟气脱硝工程机组容量统计（见图 7）可以看出，骨干企业的业务均呈现多元化特点，多数企业同时从事脱硫、脱硝业务。



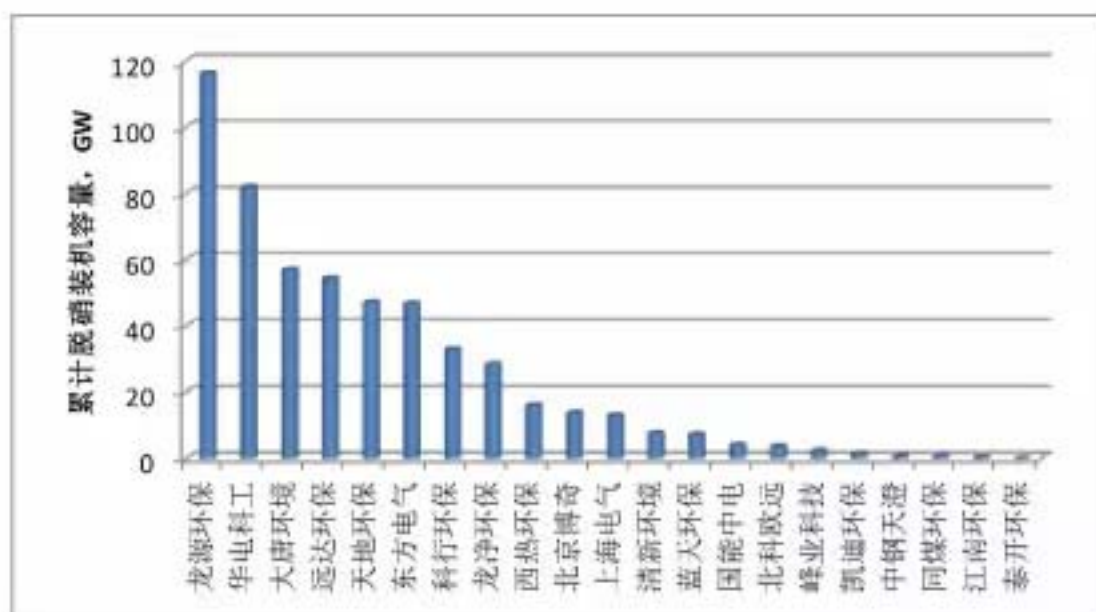


图7 2016年底累计投运的火电厂烟气脱硝工程机组容量

(数据来源: 中国电力企业联合会)

电除尘行业经过三十余年的发展, 已经形成了浙江菲达、福建龙净、浙江天洁、兰州电力修造、安徽盛运、西安西矿、江苏紫光等十余家骨干企业, 这些骨干企业在近几年的电除尘改进优化以及电袋复合除尘和湿式电除尘研发中都发挥了重要的作用, 也占据了较大的市场。根据中国电力企业联合会的统计, 在袋式除尘、电袋除尘和湿法除尘方面, 主要业务量也是来自于排名前五的企业 (见图8~图10)。

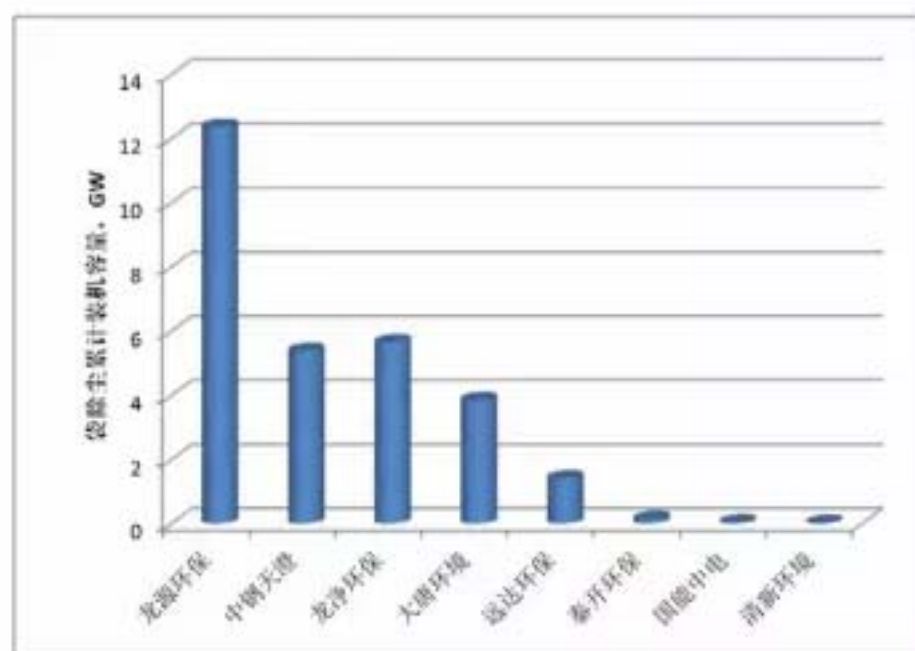


图8 2016年底累计投运的火电厂烟气袋除尘工程机组容量

(数据来源: 中国电力企业联合会)

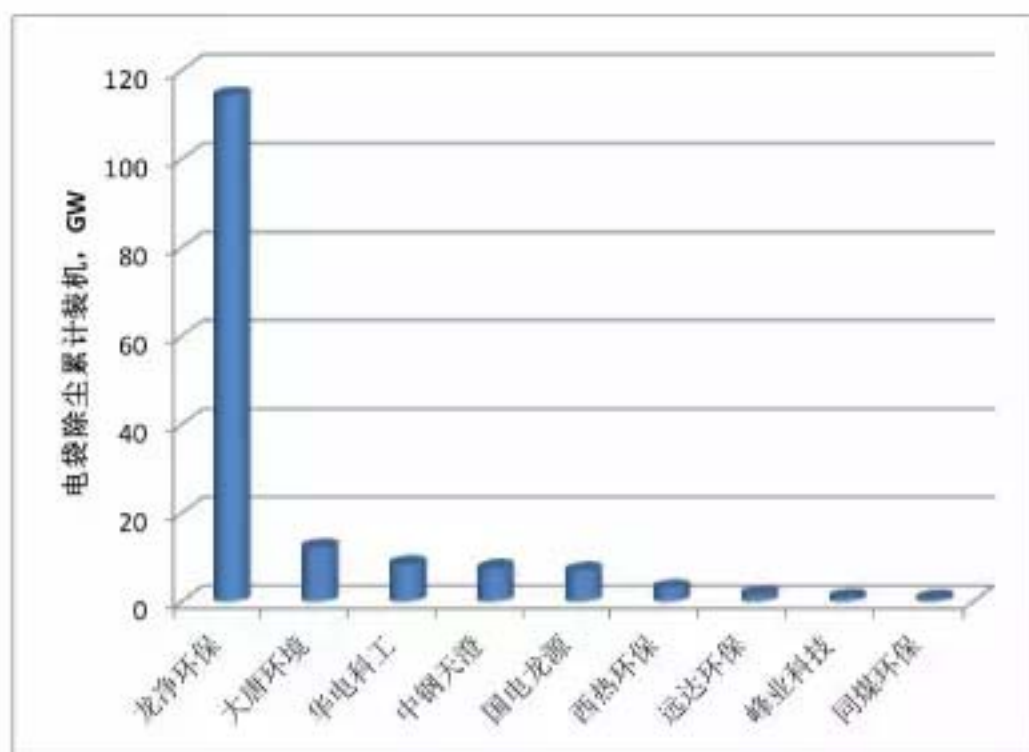


图 9 2016 年底累计投运的火电厂烟气电袋除尘工程机组容量  
(数据来源: 中国电力企业联合会)

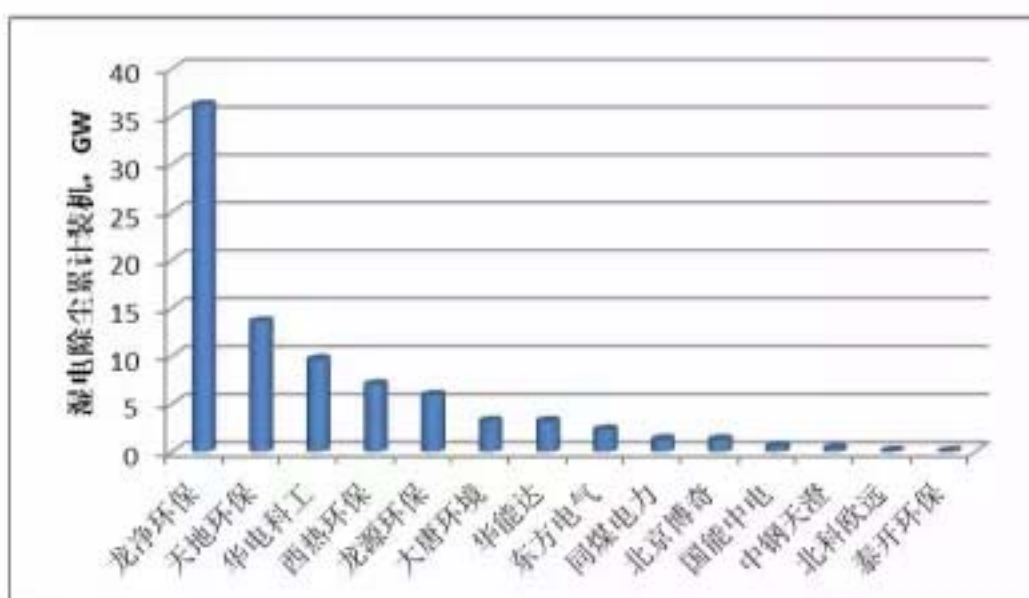
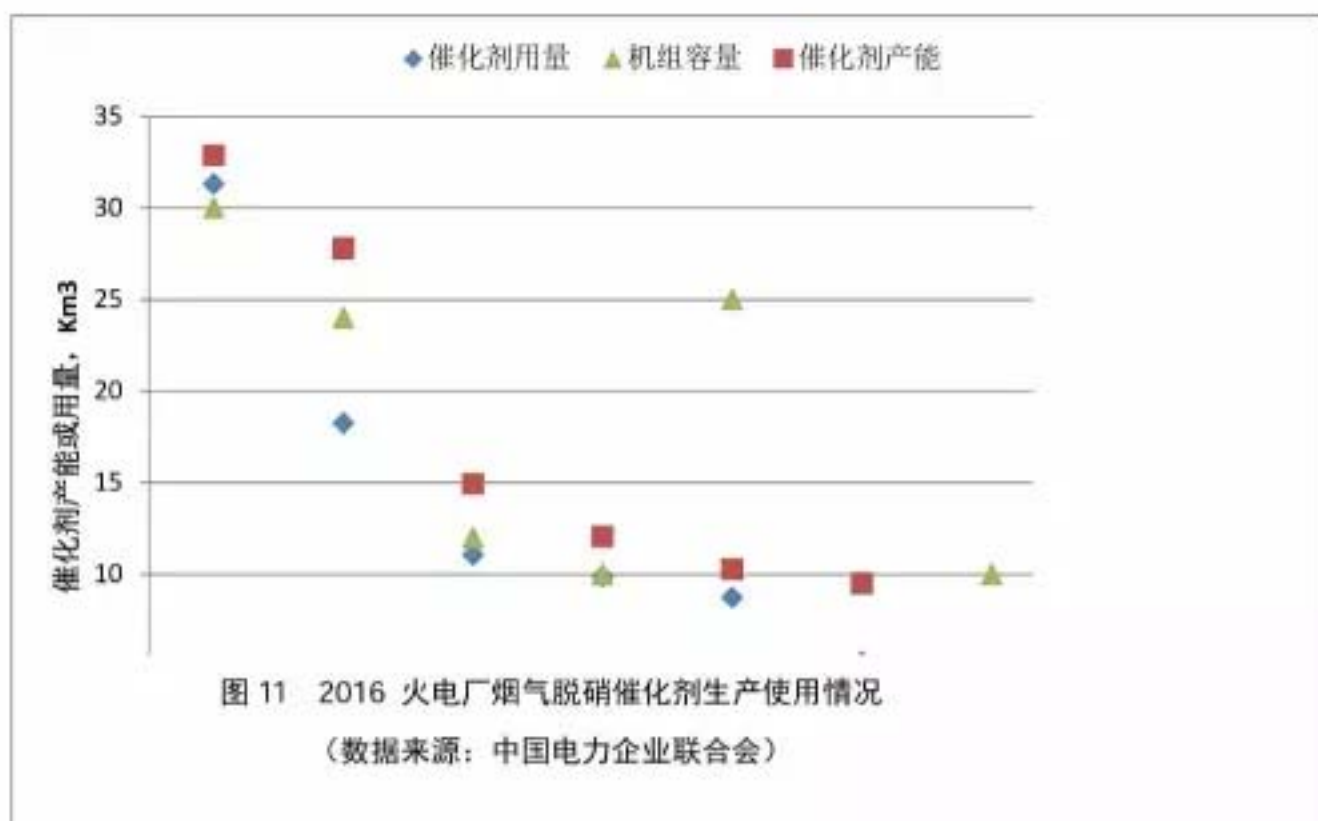


图 10 2016 年底累计投运的火电厂烟气湿式电除尘工程机组容量  
(数据来源: 中国电力企业联合会)

目前, 我国脱硝催化剂年总产能超过 30 万立方米, 产能处于过剩状态。脱硝催化剂产能和用量如图 11 所示。



## 2.3 市场模式

在市场模式方面，国内市场包括新建和改建项目 EPC 总承包、关键设备供货、特许经营和第三方运维等，其中大部分脱硫工程由环保企业实行 EPC 总包服务；脱硝工程由环保企业和大型锅炉厂承揽 EPC 和供货；除尘工程改造项目绝大部分由环保企业实行 EPC 总包服务，新建项目一半是由环保企业承揽 EP 和供货、电建单位负责安装，其余是环保企业 EPC 和供货。

## 3 煤电烟气污染控制技术与装备

“九五”以来，在国家 863、支撑、973 等科技计划数十个科技课题支持下，煤电烟气污染控制技术与装备研发、工程示范和产业化取得了卓有成效的进步。在引进、消化吸收的基础上，结合我国煤电行业特征进行了大量创新，开发了高效电源、电袋复合除尘器、袋式

除尘器、复合塔脱硫、pH 分区脱硫等具有完全自主知识产权的工程化新技术和新工艺，全面支撑了燃煤电厂主要污染物排放控制要求和节能减排目标的实现。

除尘技术方面，在引进传统的干式电除尘技术基础上研发了自主知识产权的低低温电除尘、湿法电除尘、高频电源、脉冲电源等技术、设备，研发的袋式除尘、电袋复合除尘技术等新型高效除尘技术也得到快速发展和广泛应用，实现了除尘器出口颗粒物浓度低于  $20 \text{ mg/m}^3$ ，配合其它技术，可实现小于  $5 \text{ mg/m}^3$  的要求。在脱硫技术方面，在单塔空塔单循环石灰石-石膏湿法脱硫技术基础上研发了具有自主知识产权的复合塔、pH 分区和脱硫除尘一体化等技术，将脱硫效率提升至 98% 以上，最高可达 99.5% 以上，保证脱硫塔出口  $\text{SO}_2$  浓度低于  $35 \text{ mg/m}^3$ 。在脱硝技术方面，形成了以低氮燃烧+SCR 为主的技术路线，开发了适合我国燃煤烟气特征的 SCR 脱硝催化剂并实现国产化， $\text{NO}_x$  去除效率可达到 90%，排放浓度低于  $50 \text{ mg/m}^3$ 。

### 3.1 煤电烟气颗粒物控制技术与装备

颗粒物是最早开始实施控制的煤电烟气污染物，从 1991 年要求煤电行业烟气颗粒物排放低于  $600 \text{ mg/m}^3$  以来，颗粒物排放标准加严了 20 倍，如果按照超低排放的要求，则加严了 60 倍（见图 12）。

标准的不断加严促进了技术和装备的快速进步，自上世纪 90 年代开始，高效电除尘器全面取代文丘里除尘、旋风除尘等常规除尘器在燃煤电厂应用；GB13223-2011 发布以后，更高效的袋式除尘、电袋复合除尘开始逐步应用，截止到 2016 年底，二者合计应用比例已超过 30%（见图 13）。



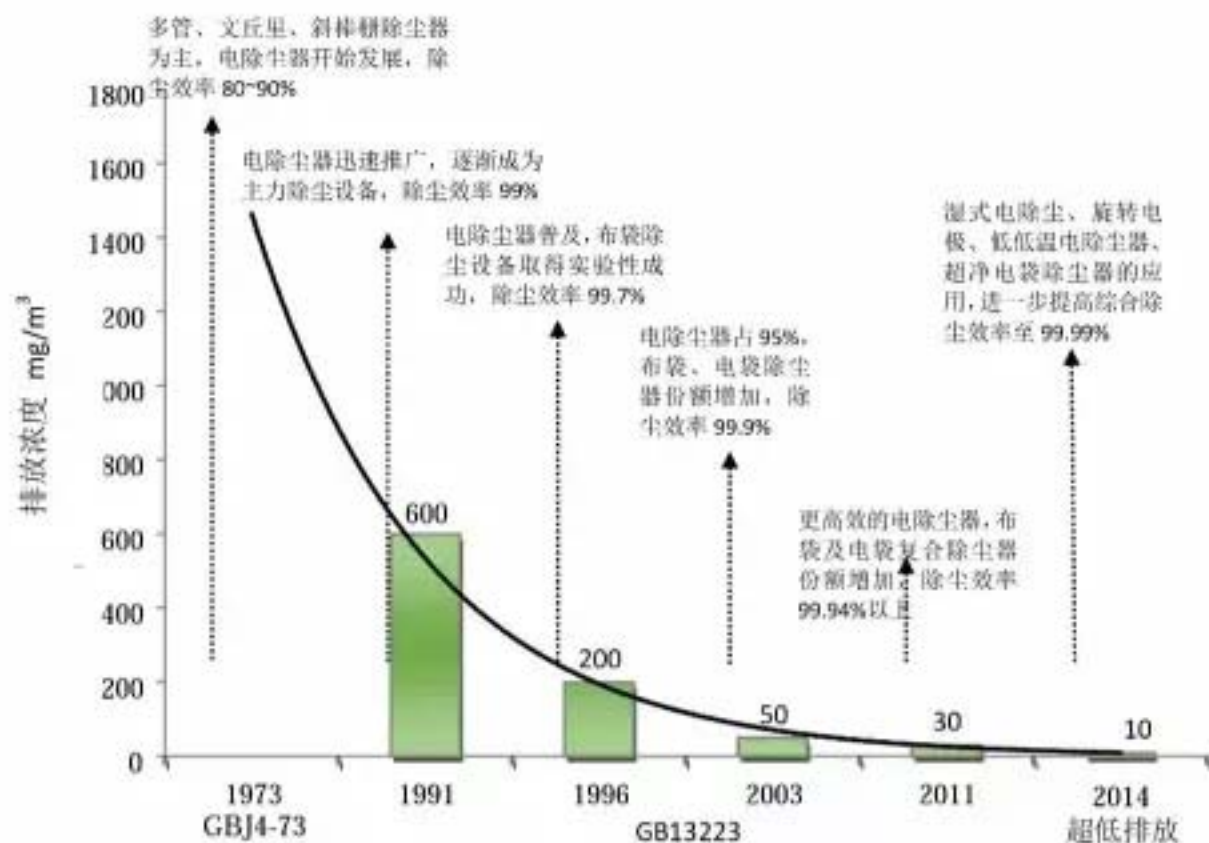


图 12 煤电烟气颗粒物排放要求变化及技术应用历程



图 13 除尘技术应用情况 (数据来源: 中国电力企业联合会)

煤电烟气颗粒物控制领域实现广泛工程应用的技术实现了多元化发展,既有传统的干式电除尘提效技术,又有高效袋式除尘技术在煤电领域的新应用,以及完全新开发的新型电袋复合除尘和湿法电除尘技术。此外,还有一些处在开发过程中,尚未获得广泛应用的技术,

如电凝聚、耦合增强电袋复合除尘、金属滤料袋式除尘技术等等。

### 3.1.1 干式电除尘

随着颗粒物排放限值不断降低，为应对燃煤电厂煤种变化，常规干式电除尘技术先后在电场数量、流场设计方面做出优化，一般能够满足当时颗粒物排放标准要求，但难以实现超低排放。由此，近两三年来开发出一系列强化电除尘技术，如低低温电除尘、高频电源、脉冲电源、三相电源等，使电除尘适应范围扩大、除尘效率持续提高。

#### (1) 低低温电除尘

低低温电除尘技术是从电除尘器及湿法烟气脱硫工艺演变而来，是通过低温省煤器或热媒体气气换热装置（MGGH）降低电除尘器入口烟气温度至酸露点温度以下（一般在 90℃ 左右），使烟气中的大部分  $\text{SO}_3$  在低温省煤器或 MGGH 中冷凝形成硫酸雾，黏附在粉尘上并被碱性物质中和，大幅降低粉尘的比电阻，避免反电晕现象，从而提高除尘效率，同时去除大部分的  $\text{SO}_3$ 。而且，采用低温省煤器还可降低机组煤耗。低低温电除尘技术能够使除尘器出口粉尘浓度控制在  $20 \text{ mg/m}^3$  以下。据中国电力企业联合会统计，截至 2016 年底，我国低低温电除尘器配套机组容量约 8500 万 kW（也有业内人士认为低低温电除尘应用超过 1.2 亿 kW），总体技术水平处于世界领先。

#### (2) 电源技术

**高频电源。**高频电源是应用高频开关技术，将工频三相交流电源经整流、高频逆变、升压、二次整流输出直流负高压的高压供电电源，具有重量轻（约为工频电源的 1/5 至 1/3）、体积小、结构紧凑、三相平衡等特点。高频电源可大大提高粉尘荷电量，提高除尘效率，应用高频电源可以减少颗粒物排放 30%~50%，减少电除尘器供电电能

50%~70%。

我国自主产权的高频电源自 2004 年初实现工业应用以来，已经作为电除尘器供电电源的主流产品，在煤电行业颗粒物治理工程中广泛应用，机组容量从 125MW 至 1000MW，已形成系列化设计与产品。目前，高频电源工程应用超过了 2 万台，国内火电机组电除尘器采用高频电源供电达到 70 % 以上，应用数量全球最多，并出口欧洲、非洲、东南亚等地。

**脉冲电源。**脉冲电源是电除尘器配套使用的新型高压电源，通常是由一个直流高压单元和一个脉冲单元叠加组成，直流高压单元可采用工频电源、三相电源、高频电源。脉冲电源可较大幅度地提高电场峰值电压，脉冲电压宽度一般为 120  $\mu$ s 及以下。

2013 年以来，我国企业加大开发力度，成功研制出最小脉冲宽度、最高脉冲峰值电压、最大脉冲重复频率、最高火花率等指标达到国际先进的新型脉冲高压电源。同等工况下，与工频电源相比，可减少颗粒物排放 50% 以上，降低能耗 30%~70%。截至 2016 年底，我国脉冲电源在煤电行业的应用已超过 1000 台，脉冲电源技术的研发应用已经进入国际前列。

**三相电源。**三相电源是基于三相直接输入变压器升压，就如 300Hz 的中频电源，可与电除尘本体实现最佳匹配，对异极距 400mm~410 mm 的电除尘器，运行平均电压可达 70 kV ~80kV，输出电流 2200mA，电压纹波系数小于 5%且恒压恒流输出。因为三相供电，电源功率系数及电源能量效率高。

2005 年，我国企业首次推出电除尘三相电源及所配套的电除尘指数最大化主动控制技术，至今已有 3000 多台电源在超低排放改造中得到推广应用，其中包括在百万机组上改造高频电源，在 1100MW

新建机组上实现常规电除尘出口不高于  $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。

### 3.1.2 袋式除尘

袋式除尘技术可以实现超低的颗粒物排放浓度，特别是能够高效捕集细颗粒物。我国燃煤电厂袋式除尘技术商业化应用始于 2003 年，袋式除尘技术在煤电领域应用从无到有取得了跨越式发展。目前，煤电行业应用的袋式除尘器效率可达  $99.50\% \sim 99.99\%$ ，出口颗粒物浓度普遍低于  $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。

袋式除尘技术应用在煤电行业的主要进展主要表现在：

① 结构大型化：煤电行业的袋式除尘器单机最大处理烟气体积超过  $300\text{万 m}^3/\text{h}$ ，过滤面积在  $5\text{万 m}^2$  以上。

② 型式多样化：围绕着提高净化效率和降低运行阻力，发明了直通均流袋式除尘器、横插袋式除尘器等。

③ 过滤材料和长寿命技术取得重大突破：纤维和滤料是袋式除尘器的核心。近十年来，我国成功研制出了急需的几种耐高温纤维，如聚苯硫醚 PPS、聚酰亚胺 P84、芳纶 PI、聚四氟乙烯 PTFE 等，促进了袋式除尘行业的跨越式发展。

④ 为提高  $\text{PM}_{2.5}$  捕集效率，降低运行阻力，基于超细纤维的各种表面超细面层梯度滤料和高硅氧覆膜滤料相继研制成功，出口颗粒物浓度小于  $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，设备阻力  $700\text{ Pa} \sim 1000\text{Pa}$ 。能够实现更长寿命的复合滤料也陆续问世，如 P84+PPS+PTFE 复合滤料、PPS+PTFE+PTFE 基布水刺滤料、PPS+PTFE 覆膜滤料、高硅氧纤维覆膜滤料等等，可以满足不同烟气工况需求。



### 3.1.3 电袋复合除尘

电袋复合除尘器是电除尘技术与袋式除尘技术有机结合的一种新型高效复合除尘器，利用前级电场收集大部分颗粒物，同时使颗粒物荷电，利用后级滤袋区过滤拦截剩余的颗粒物，实现除尘器出口颗粒物排放浓度长期稳定小于  $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。电袋复合除尘与袋式除尘器除尘效率相当，但受煤质、烟气工况影响较小，具有高效、低阻、长寿命、运行维护费用低的特点，适用于国内大多数燃煤机组煤种，尤其适用于排放要求严格的环境敏感地区及老机组除尘系统改造。

上世纪 90 年代，在美国电袋工业化开发未能推广应用的情况下，我国环保企业在中国 863 和地方重大科研课题支持下，在电袋复合除尘技术的试验研究、产品设计、工程优化及配套技术与材料的研究等方面开展了系统深入的研究，攻克了电除尘与袋式除尘复合机理及结构、大型化应用、气流均布、长寿命滤料、高效脉冲清灰、滤料选型配方、系统能耗等一系列关键技术，开发了具有完全自主知识产权的电袋复合除尘器，构建了较完整的电袋复合除尘技术标准体系，建立了 300MW、600MW、1000MW 不同等级机组的电袋示范工程，实现了在燃煤电厂的广泛应用。

截至 2016 年底，我国电袋复合除尘器在燃煤电厂应用总装机已经超过 2 亿 kW，占煤电烟气除尘装机容量的 20% 以上，在总体技术水平、装置大型化能力、工程业绩等方面处于国际领先。

### 3.1.4 湿式电除尘

湿式电除尘是燃煤电站大气污染物治理的主要终端处理装备，可有效去除湿法脱硫塔出口烟气水雾和细颗粒物等。颗粒物去除效率可达 70%~90%，当湿式电除尘入口颗粒物浓度低于  $20\text{mg}/\text{m}^3$  时，可实

现颗粒物排放浓度低于  $5\text{mg}/\text{m}^3$ ，同时，还具有一定的  $\text{SO}_3$ 、汞的协同脱除作用。湿式电除尘具有除尘效率高、无运动部件、无二次扬尘、运行稳定、压力损失小、操作简单、能耗低、维护费用低等优点。

湿式电除尘是靠高压电晕放电使粉尘荷电，荷电后的粉尘在电场力的作用下到达集尘板/管；再采用定期冲洗的方式，使粉尘随着冲刷液的流动而清除。湿式电除尘在关键设备设计、工艺设计、制造方面的进展主要是采用金属极板、导电玻璃钢和柔性极板解决了循环水系统和防腐问题。中国电力企业联合会统计显示，截至 2016 年底湿式电除尘总装机容量约 0.85 亿千瓦，也有部分业内人士认为湿式电除尘的应用规模至少大于 2 亿千瓦。其中，金属极板湿式电除尘约占 50%，导电玻璃钢湿式电除尘约占 45%，柔性极板湿式电除尘约占 5%。

### 3.2 煤电烟气 $\text{SO}_2$ 控制技术与装备

我国提出煤电烟气  $\text{SO}_2$  排放控制要求比颗粒物控制晚 5 年。1996 年首次提出的  $\text{SO}_2$  排放浓度是  $1200\text{mg}/\text{m}^3$ ，经历 2003 年、2011 年两次提标以及 2014 年提出的超低排放，总共加严了 34 倍（见图 14）。

随着排放要求的加严，我国烟气脱硫的技术路线也逐步由分散趋于集中，从 21 世纪初的德、美、日、挪、荷、加等多国技术在我国百花齐放示范应用，发展到目前“湿法为主、半干法为辅”的技术应用格局。据统计，截止 2016 年底，97% 以上的脱硫机组使用湿法脱硫，其中，石灰石-石膏法占 92.9%（含电石渣法），海水法占 2.6%，氨法占 1.8%；半干法的烟气循环流化床法占 1.8%，其它脱硫工艺占 0.9%（见图 15）。

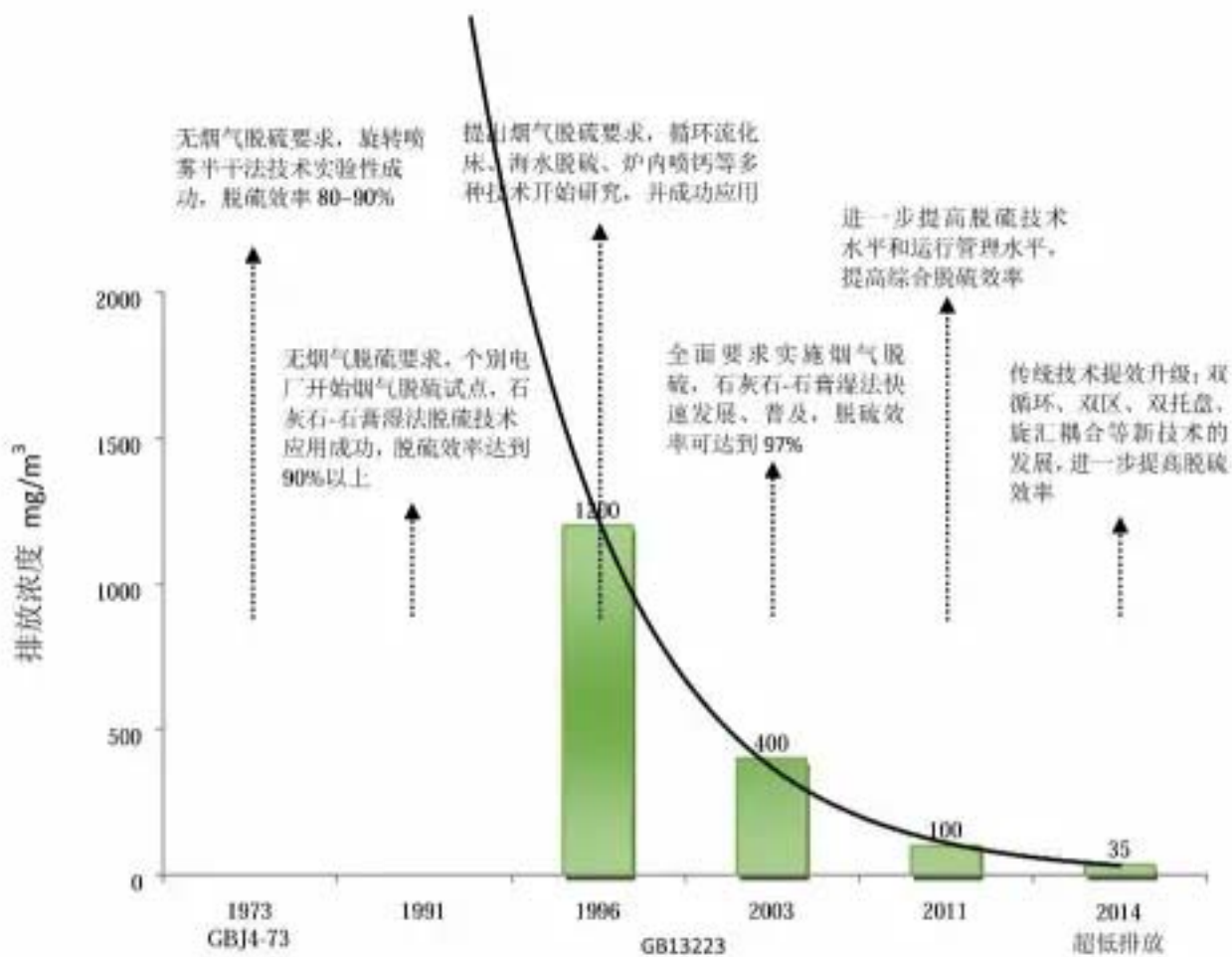


图 14 二氧化硫排放限值及控制演变



图 15 脱硫技术应用情况 (数据来源: 中国电力企业联合会)

煤电烟气  $\text{SO}_2$  控制领域的技术进展相对比较集中, 主要围绕石灰石-石膏湿法如何进一步提效、协同脱除颗粒物展开, 通过增强气液

接触效果和除雾效果，提高脱硫效率和协同除尘效率。此外，还有一些处在开发过程中，尚未获得广泛应用的技术，如活性焦脱硫、有机胺脱硫、生物脱硫等等。

### 3.2.1 石灰石-石膏湿法

#### (1) 复合塔

复合塔技术主要是在传统石灰石-石膏湿法脱硫塔内的浆液池和喷淋层之间加装托盘、管栅等强化气液传质的装置，形成稳定的持液层，烟气穿过持液层时，气液固三相可充分接触，从而大大降低气液膜传质阻力，提高传质速率和脱硫效率。此外，由于液体的洗涤作用，复合塔还能起到强化协同除尘的作用。复合塔在工程上应用较多的形式有旋汇耦合、沸腾泡沫、旋流鼓泡等，能够实现 99.5% 以上的脱硫效率和 70% 左右的协同除尘效率。

#### (2) pH 分区技术

石灰石-石膏湿法脱硫反应过程中，促进吸收提高脱硫效率和促进氧化结晶提高石膏品质的最佳 pH 值不同。pH 分区技术是通过设置两个喷淋塔或在传统石灰石-石膏喷淋塔内加装隔离体对脱硫浆液实施物理分区或设置两级循环，实现浆液 pH 分区控制，同时提高脱硫效率和石膏品质。pH 分区技术的总体脱硫效率能够达到 99.5% 以上，满足超低排放要求，颗粒物协同去除率为 50%~70%。

#### (3) 脱硫烟气高效除尘除雾

经过电除尘后的燃煤烟气，再经过湿法脱硫喷淋层后，烟气中携带的颗粒物大部分被脱硫喷淋浆液液滴捕获，在此过程中易产生粒径为 10 $\mu\text{m}$ ~60 $\mu\text{m}$  的雾滴。雾滴不仅含有水分，还含有少量粉尘。在正



常运行工况下,脱硫系统安装的除雾器能够保证除雾器出口烟气中的雾滴浓度低于  $75\text{mg}/\text{m}^3$ ;为了应对颗粒物超低排放,采用多级除雾器、管束式除尘除雾器、水膜深度除尘器等,使脱硫塔出口雾滴浓度进一步降低,起到协同除尘的作用。在脱硫塔入口颗粒物浓度小于  $20\text{mg}/\text{m}^3$  时能实现排放浓度小于  $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

### 3.2.2 海水法

海水烟气脱硫是利用海水的天然碱性吸收烟气中  $\text{SO}_2$  的一种脱硫工艺。天然海水含有大量  $\text{HCO}_3^-$ 、 $\text{CO}_3^{2-}$  等离子,碱度为  $1.2\sim 2.5\text{mmol}/\text{L}$ ,  $\text{pH}\approx 8.0$ ,具有较强的  $\text{SO}_2$  吸收和酸碱缓冲能力。目前,海水脱硫技术通过优化塔内烟气流场分布、液气比,并加装海水均布等装置,提高传质效率,可实现脱硫效率  $95\%\sim 99\%$ ,在入口  $\text{SO}_2$  浓度小于  $2000\text{mg}/\text{m}^3$  时,烟气可实现超低排放。

海水法烟气脱硫工艺简洁可靠,利用天然碱性海水替代石灰石进行烟气脱硫,建设与运行成本低,运行维护简便,但受地域限制,仅适用于拥有较好海域扩散条件的滨海火电厂。

### 3.2.3 氨法

氨法脱硫工艺以氨为吸收剂与  $\text{SO}_2$  发生中和反应,实现烟气脱硫的同时副产硫酸铵肥料,属于资源回收型脱硫工艺。由于氨气碱性强于石灰石,故其脱硫效率比提效后的石灰石-石膏湿法还略高,最高可达  $99.7\%$ ,具备实现  $\text{SO}_2$  超低排放的能力。适用于电厂周围有稳定氨源,且没有学校、医院等环境敏感目标的  $30$  万千瓦及以下机组。目前,氨法在石油化工、煤化工行业的自备电厂应用较为广泛。

### 3.2.4 烟气循环流化床法

烟气循环流化床技术是以循环流化床原理为反应基础的半干法烟气脱硫技术。烟气通过吸收塔内激烈湍动的高密度、高比表面积碱性颗粒的吸附和吸收作用，可以实现  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_2$ 、重金属等多种污染物协同去除。该技术与循环氧化吸收协同脱硝技术（COA）联合使用还能实现较高的协同脱硝效率。

相比于湿法脱硫，烟气循环流化床法的脱硫效率略低，一般为 93%~98%，当入口  $\text{SO}_2$  浓度低于  $3000\text{mg}/\text{m}^3$  时可实现达标排放，低于  $1500\text{mg}/\text{m}^3$  时可实现超低排放。与 COA 联合使用的协同脱硝效率可达 40%~60%。

烟气循环流化床法脱硫工艺流程简单、占地面积小、节能节水，但受脱硫效率限制，适用于中小规模、燃用中低硫煤或有炉内脱硫的循环流化床机组，在自备电厂、热电联供等行业应用较为广泛。

## 3.3 煤电烟气 $\text{NO}_x$ 控制技术与装备

我国从 1996 年开始提出  $\text{NO}_x$  控制要求，与  $\text{SO}_2$  进度一致，但 1996 年提出的浓度限值只需要锅炉安装低氮燃烧器即可达标，无需安装烟气脱硝设施。2003 年  $\text{NO}_x$  排放标准进一步提高以后，烟气脱硝技术才开始起步，脱硝催化剂的研发也紧锣密鼓地展开，2010 年前后开始规模化、商业应用。相比于烟气除尘和脱硫，烟气脱硝在我国起步最晚，且  $\text{NO}_x$  限值收紧的步伐也没有颗粒物和  $\text{SO}_2$  快，两次修订仅加严了 6.5 倍，如果按超低排放计算也仅加严了 13 倍。

煤电烟气  $\text{NO}_x$  控制技术的多样性和发展也不如颗粒物和  $\text{SO}_2$  控

制技术变化快,成熟可靠的技术路线较为单一,常规燃煤发电机组(煤粉炉)基本上采用 SCR 技术,部分 CFB 锅炉及极少数常规燃煤发电机组采用 SNCR 技术或者 SCR-SNCR 技术(见图 16)。

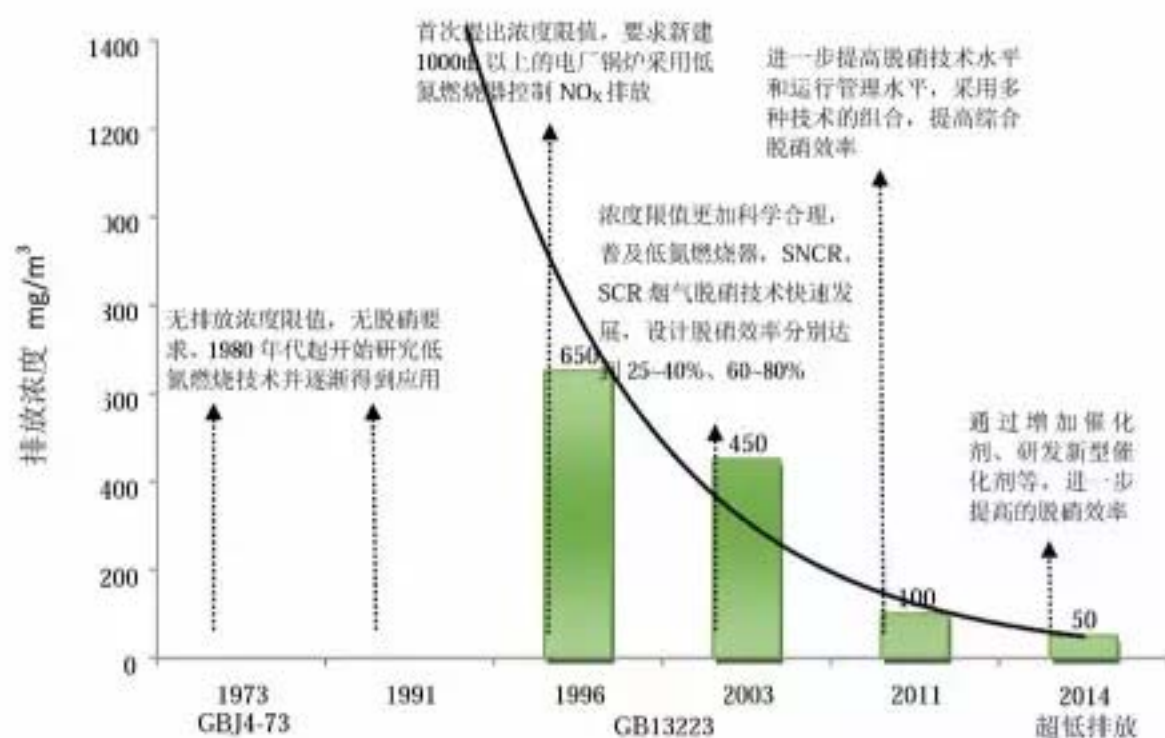


图 16 氮氧化物排放限值及控制演变

近年来,在煤电 NO<sub>x</sub> 控制上已实现广泛工程应用的主要技术进步有低氮燃烧、脱硝反应器优化和脱硝催化剂国产化,此外,中低温催化剂、硝汞协同控制催化剂等技术也有一定的进展,但尚未取得广泛应用。

### 3.3.1 低氮燃烧

低氮燃烧技术是通过降低反应区内氧的浓度、缩短燃料在高温区内的停留时间、控制燃烧区温度等方法,从源头控制 NO<sub>x</sub> 生成量。通过采用节点功能区技术、贴壁风技术及高位分离燃尽风技术等,还可实现防渣、防腐、高效、低氮燃烧综合一体化的目标。低氮燃烧技

术主要包括低氮燃烧器、空气分级燃烧、燃料分级燃烧等。

低氮燃烧技术具有简单、投资低、运行费用低的特点，但其减排率仅为 20%~50%，减排效果有限且受煤种、燃烧方式、炉型等因素影响较大，单独使用很难满足较为严格的  $\text{NO}_x$  控制要求，一般作为  $\text{NO}_x$  控制的首选技术，与烟气脱硝技术联合使用。目前，我国已有 90% 以上燃煤机组上应用了低氮燃烧技术。

我国煤质复杂多变、机组负荷波动大，早期引进的国外低氮燃烧技术存在水土不服的现象。针对该问题国内机构开展了大量的研究工作，开发了多功能船型煤粉燃烧器、双通道低  $\text{NO}_x$  煤粉燃烧器、可调式浓淡燃烧器等多种适应我国国情的低氮燃烧器。

### 3.3.2 SCR 脱硝

SCR 脱硝是指在催化剂作用下，利用脱硝还原剂选择性地将烟气中的  $\text{NO}_x$  还原为氮气和  $\text{H}_2\text{O}$ ，从而去除污染物。该技术是 21 世纪初从国外引进吸收，并逐步在我国火电行业广泛应用。经过多年研究及应用，我国掌握了烟气 SCR 脱硝核心技术，实现关键设备和催化剂国产化，在脱硝催化剂制备、脱硝系统设计、脱硝流场模拟等技术方面取得了突出的进展，形成了达到了国际领先水平的自主知识产权技术。

脱硝催化剂是 SCR 脱硝系统中的核心部件，在引进 SCR 之初，我国催化剂严重依赖进口。经过十年的发展，催化剂制备原料、关键生产设备（混炼机、挤出成型机、干燥与焙烧窑炉等）以及还原剂制备系统等均已实现国产化。目前商业化催化剂有三种型式：蜂窝式、板式和波纹式，其中应用最多的是蜂窝式脱硝催化剂，市场占比达到 80% 以上。



为了实现超低排放，目前 SCR 反应器提效的方式主要是对现有工艺技术的挖潜和外延，通过增加催化剂的层数和高度以及流场改造，将脱硝效率由 80% 提高到 90%，实现 NO<sub>x</sub> 排放浓度小于 50 mg/m<sup>3</sup>。

### 3.3.3 SNCR 脱硝和 SNCR-SCR 联合脱硝

SNCR 脱硝是指不使用催化剂的情况下，直接通过在合适温度窗口喷入脱硝还原剂将 NO<sub>x</sub> 还原为氮气和水。SNCR 脱硝效率对于煤粉炉可达 30%~40%，对于循环流化床锅炉可达 60%~80%。与 SCR 相比，SNCR 脱硝效率低，且对温度窗口要求严格，机组负荷变化适应性差，通常仅用于小型煤粉锅炉和循环流化床锅炉。

SNCR-SCR 联合脱硝是将 SNCR 与 SCR 组合应用，脱硝效率一般为 55%~85%。该技术对喷氨精确度要求较高，用于高灰分、循环流化床锅炉烟气脱硝时，催化剂磨损较大，一般仅用于中小机组因空间限制无法加装大量催化剂的情况。

## 3.4 煤电烟气污染物超低排放技术

近年来，以可吸入颗粒物（PM<sub>2.5</sub>）为特征的区域性复合污染等大气环境问题日益突出。在改善区域大气环境质量、推进煤炭清洁高效利用和加快行业转型升级的客观需求下，产学研各界合作开发了一批颗粒物、SO<sub>2</sub> 和 NO<sub>x</sub> 超低排放技术。国内首个超低排放技术系统在嘉兴嘉华电厂 1000MW 在役燃煤机组上成功示范后，国家及地方政府的高度重视，陆续出台了一系列政策大力支持和推进燃煤电厂超低排放工作。2015 年 12 月，国家发改委、环保部等部门相继发布了《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》等配套文件，明确要求全国各地符合条件的燃煤电厂最迟在 2020 年前完成燃煤电

厂超低排放改造任务。目前，全国 60%~70%燃煤电厂完成了超低排放改造。

### 3.4.1 煤电烟气污染物超低排放技术路线选择

燃煤烟气污染物超低排放涉及到颗粒物、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 等多种污染物，在路线选择上应结合炉型、煤种、排放要求、技术成熟度、场地等因素，充分考虑不同污染物控制设施之间的协同作用，将颗粒物、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 控制设施进行最优搭配、耦合，才能够经济合理地实现超低排放的目标。

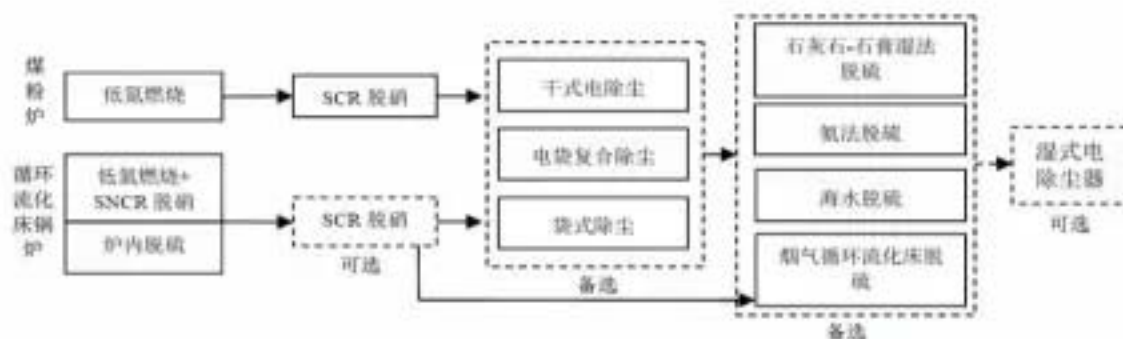


图 17 燃煤电厂超低排放技术路线选择

### 3.4.2 典型超低排放技术路线和案例

根据实践，列举目前工程中应用较多的两条超低排放技术路线和案例如下。

#### (1) 以湿式电除尘技术为核心的超低排放技术路线



图 18 以湿式电除尘技术为核心的超低排放技术路线

当颗粒物要求小于 10mg/m<sup>3</sup> 时，湿式电除尘入口颗粒物浓度宜小于 30mg/m<sup>3</sup>，一般不超过 50mg/m<sup>3</sup>。当颗粒物要求小于 5mg/m<sup>3</sup> 时，

湿式电除尘入口颗粒物浓度宜小于  $20\text{mg}/\text{m}^3$ ，一般不超过  $30\text{mg}/\text{m}^3$ 。

**案例1:** 上海某电厂2号机（1000MW）改造工程；采用干式电除尘器+石灰石-石膏湿法脱硫协同除尘+湿式电除尘器的超低排放技术路线，改造后烟囱出口颗粒物、 $\text{SO}_2$ 和 $\text{NO}_x$ 的排放浓度分别为 $1.45\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $13.9\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $21.6\text{mg}/\text{m}^3$ 。

**案例2:** 某电厂1号、2号机组（ $2\times 1000\text{MW}$ ）新建工程；采用干式电除尘器（辅以高频电源和旋转电极提效技术）+石灰石-石膏湿法脱硫协同除尘+湿式电除尘器超低排放技术路线，烟囱出口颗粒物、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 的排放浓度分别为：1号机 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $25.51\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $33.94\text{mg}/\text{m}^3$ ；2号机 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $11.32\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $30.62\text{mg}/\text{m}^3$ 。

**案例3:** 某电厂3号机（660MW）改造工程；采用干式电除尘器（辅以低低温提效工艺和高频电源提效技术）+石灰石-石膏湿法脱硫协同除尘+湿式电除尘器超低排放技术路线，改造后烟囱出口颗粒物、 $\text{SO}_2$ 和 $\text{NO}_x$ 的排放浓度分别为 $2\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $6\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $17\text{mg}/\text{m}^3$ 。

## （2）以脱硫除尘一体化技术为核心的超低排放技术路线



图 19 以脱硫除尘一体化技术为核心的超低排放技术路线

当颗粒物要求小于  $10\text{mg}/\text{m}^3$  时，湿法脱硫入口颗粒物浓度宜小于  $30\text{mg}/\text{m}^3$ ，一般不超过  $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。当颗粒物要求小于  $5\text{mg}/\text{m}^3$  时，湿法脱硫入口颗粒物浓度宜小于  $20\text{mg}/\text{m}^3$ ，一般不超过  $30\text{mg}/\text{m}^3$ 。

**案例1:** 某电厂4号机（300MW）改造工程；采用干式电除尘器



(辅以低低温提效工艺和高频电源提效技术)+石灰石-石膏湿法脱硫高效协同除尘超低排放技术路线,改造后电除尘器出口颗粒物浓度为 $18.7\text{mg}/\text{m}^3$ ,经脱硫装置后,颗粒物排放浓度为 $8\text{mg}/\text{m}^3$ 。

**案例 2:** 某电厂 3 号机 (1000MW) 改造工程: 采用干式电除尘器 (辅以低低温提效工艺和高频电源提效技术)+石灰石-石膏湿法脱硫高效协同除尘超低排放技术路线,改造后烟囱出口颗粒物、 $\text{SO}_2$  和  $\text{NO}_x$  的排放浓度分别为  $1.64\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $15.9\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $24.4\text{mg}/\text{m}^3$ 。

**案例 3:** 某电厂 1 号、2 号机 ( $2\times 660\text{MW}$ ) 改造工程: 采用干式电除尘器 (辅以低低温提效工艺和三相电源提效技术)+石灰石-石膏湿法脱硫高效协同除尘,改造后烟囱出口颗粒物、 $\text{SO}_2$  和  $\text{NO}_x$  的排放浓度分别为: 1 号机  $8.4\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $13.15\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $23.26\text{mg}/\text{m}^3$ ; 2 号机  $4.1\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $22.22\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $22.38\text{mg}/\text{m}^3$ 。

上述技术路线具有一定的代表性,但由于区域、煤种、炉型各不一样,工程实践中还有多种除尘、脱硫和脱硝组合工艺能够满足超低排放要求。

### 3.5 煤电烟气汞控制技术与装备

《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223-2011)首次将汞及其化合物排放浓度纳入排放限值,2013 年我国正式签署了国际汞控制公约。

煤电烟气汞控制主要有三种,一是基于现有非汞控制设施的协同控制技术,利用现有的 SCR、除尘、湿法脱硫等非汞控制设施对汞进行协同去除;二是基于现有设施改进的单项汞控制技术,如改性 SCR 催化剂汞氧化技术、除尘前喷射吸附剂、脱硫塔内添加稳定剂等措施,实现汞的进一步脱除;三是通过专门的多污染物控制技术和装备实现



汞、SO<sub>2</sub>和NO<sub>x</sub>的协同去除。

目前，在现有除尘、脱硫和脱硝设施的协同作用下，对烟气中汞的脱除效率明显，可以达到现行标准要求，无需增加专门的汞脱除设施。

## 4 煤电烟气污染控制技术研发热点和发展方向

### 4.1 研发热点

为进一步提升煤电烟气污染控制系统的有效性、可靠性和技术经济性，产学研各界正在下列技术领域开展大量的研发工作：

- (1) 烟气多污染物协同治理技术。
- (2) 烟气低浓度颗粒物、细颗粒物排放检测技术及在线监测技术。
- (3) 烟气中三氧化硫、氨及可凝结颗粒物等的检测与控制技术。
- (4) 烟气低温脱硝催化剂及W型火焰锅炉氮氧化物防治技术。
- (5) 烟气中汞等重金属控制技术与在线监测设备。
- (6) 脱硫石膏等副产品高附加值产品制备技术。

### 4.2 发展方向

#### (1) 向降低能耗物耗、提高资源化方向发展

节能可以从提高环保设备效率，优化控制参数，优化系统设计降低系统阻力等方向着手，降低环保装置和系统的用电率，节约能耗、物耗，降低电厂和环保装置运营企业的运行成本。此外，发电所产生的粉煤灰、脱硫石膏等也是有价值的材料，如何回收烟气中的硫生产

汞、SO<sub>2</sub>和NO<sub>x</sub>的协同去除。

硫酸、化肥等，如何从粉煤灰中提取氧化铝、重金属等也是下一步研发的方向。

### **(2) 向污染物协同脱除、系统一体化控制方向发展**

目前，煤电烟气污染控制以脱硫、脱硝、除尘为主，系统庞大、设备多，基本以单个系统单独发挥作用为主。虽然单个系统都能达到设计要求，但各个系统整体之间的配合，优化作用尚未发挥出来。如果将污染控制系统整体设计、一体化控制，促进各污染物协同脱除，不仅可以进一步提高污染物脱除效率，还会降低运行成本，增加系统的灵活性。

### **(3) 向智能化方向发展**

在大数据和“互联网+”大背景下，煤电烟气污染控制技术与大数据互联网充分结合将使煤电环保产生新的飞越。

煤电烟气污染控制设备及系统经过长时间的运行，积累了大量的数据和经验，通过模拟手段对煤电烟气污染控制系统建立模型，将系统设计、运行参数、经营数据、市场政策变化信息充分利用，将为现有整个污染控制系统及单个设备提供快速、合理的优化改造方案，以及优化的运行方案；还能提供技术创新指导、常见问题规避、环保性能评估等标准模块化服务。

### **(4) 向标准化方向发展**

目前，燃煤电站烟气环保技术和装备在标准化方面做得还不够，已成为制约煤电烟气环保行业参与国际竞争力的重要因素。而且，烟气污染控制设备的现场施工周期长，对电厂的发电量和效益存在影响。下一步应努力提升设备标准化和模块化水平，实现标准化生产、模块化组装，大大缩短施工周期，降低损失，促进电厂和环保企业双赢。

汞、SO<sub>2</sub>和NO<sub>x</sub>的协同去除。

#### **(5) 向国际化方向发展**

我国煤电烟气环保技术和装备均已达到国际先进和领先水平，到2020年基本完成煤电机组超低排放改造。在南亚、东南亚、非洲等不发达国家，燃煤烟气环保技术水平还比较落后，同时，这些地区煤电正在快速发展，存在大量的市场需求；此外，一些发达国家先进的环保技术也存在很大的市场。在一带一路战略下，要进一步加快向南亚、东南亚、非洲这些煤电快速发展国家输出先进的煤电烟气污染控制技术和装备，走出国门、走向世界。