

燃煤电厂超低排放和节能改造系列书



火电厂二氧化硫 超低排放技术及应用

曾庭华 廖永进 袁永权 编著
易勇智 余岳溪



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

燃煤电厂超低排放和节能改造系列书

火电厂二氧化硫 超低排放技术及应用

曾庭华 廖永进 袁永权 编著
易勇智 余岳溪



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书是一部关于火电厂 SO₂ 超低排放方面的专著。本书在介绍火电厂超低排放政策的基础上,对常用的活性焦干法/半干法 FGD 超低排放技术、烟气循环流化床 FGD 超低排放技术,以及石灰石/石膏湿法、MgO 湿法、海水法及氨法/有机胺法 FGD 超低排放技术进行了详细分析,并介绍了工程实例。其中重点介绍了近几年来石灰石/石膏湿法 FGD 超低排放技术,包括旋流雾化高效 FGD 技术、FGDplus 技术、SPC-3D 单塔一体化技术、合金托盘 FGD 技术、双相整流器 FGD 技术、单塔多区高效脱硫除尘技术、单塔双循环 FGD 技术、双塔双循环(串联塔) FGD 技术、U 型串联吸收塔 FGD 技术、CT-121 FGD 鼓泡塔超低排放技术,以及镁增强石灰湿法 FGD 技术等。同时对 MGGH 的应用及 FGD 吸收塔污染物协同脱除技术等进行了深入的分析。

本书适用于火电厂超低排放 FGD 系统的设计、管理和运行人员,对从事火电厂环保工作的各类人员也有很好的参考价值,也可作为高等院校有关专业的教学参考用书。

图书在版编目(CIP)数据

火电厂二氧化硫超低排放技术及应用 / 曾庭华等编著. —北京: 中国电力出版社, 2017. 3

(燃煤电厂超低排放和节能改造系列书)

ISBN 978-7-5123-9957-0

I. ①火… II. ①曾… III. ①火电厂—二氧化硫—烟气排放—污染防治 IV. ①X773.013

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 258839 号

出版发行: 中国电力出版社

地 址: 北京市东城区北京站西街 19 号(邮政编码 100005)

网 址: <http://www.cepp.sgcc.com.cn>

责任编辑: 赵鸣志(010-63412385) 孙 晨

责任校对: 王小鹏

装帧设计: 王红柳 赵姗姗

责任印制: 藺义舟

印 刷: 三河市万龙印装有限公司

版 次: 2017 年 3 月第一版

印 次: 2017 年 3 月北京第一次印刷

开 本: 787 毫米 × 1092 毫米 16 开本

印 张: 13.75

字 数: 331 千字

印 数: 0001—2000 册

定 价: 68.00 元

版权专有 侵权必究

本书如有印装质量问题, 我社发行部负责退换



前 言

2011年7月,我国环境保护部发布了《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011),对火电厂 SO_2 、 NO_x 及烟尘排放浓度提出了目前世界上最为严格的要求,现有火力发电机组自2014年7月1日起执行。2014年9月12日,国家发展和改革委员会、环境保护部、国家能源局印发了《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020年)》;2015年12月11日,三部委又颁布了《关于印发〈全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案〉的通知》,将超低排放时间大大提前,主要目标是“到2020年,全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放。全国有条件的新建燃煤发电机组达到超低排放水平。加快现役燃煤发电机组超低排放改造步伐,将东部地区原计划2020年前完成的超低排放改造任务提前至2017年前总体完成;将对东部地区的要求逐步扩展至全国有条件地区,其中,中部地区力争在2018年前基本完成,西部地区在2020年前完成……”,这使得全国各电厂以“前无古人、后无来者”之势开始了轰轰烈烈的脱硫、脱硝和除尘改造。本书就在此背景下,及时总结了近年来火电厂 SO_2 的各种超低排放技术及其应用情况。

本书共分7章,第1章简要介绍了火电厂 SO_2 超低排放技术。第2章介绍了干法/半干法FGD超低排放技术,着重对活性焦FGD超低排放技术、CFB-FGD超低排放技术及应用情况做了介绍。第3章对石灰石/石膏湿法FGD超低排放技术做了详细介绍,突出了一个“新”字,包括旋流雾化高效FGD技术、FGDplus技术、SPC-3D单塔一体化技术、合金托盘FGD技术、双相整流器FGD技术、单塔多区高效脱硫除尘技术、单塔双循环FGD技术、双塔双循环(串联塔)FGD技术、U型串联吸收塔FGD技术、CT-121 FGD鼓泡塔超低排放技术,以及镁增强石灰湿法FGD技术等。第4~6章则分别介绍了 MgO 湿法FGD超低排放技术、海水法FGD超低排放技术及氨法/有机胺法FGD超低排放技术,并介绍了工程实例。第7章介绍了 SO_2 超低排放其他问题,重点对无泄漏型MGGH的应用及FGD吸收塔污染物协同脱除技术进行了深入的介绍。全书理论较少,重在FGD超低排放工程实践的应用总结,实用性较强,对目前火电厂实施超低排放技术改造的技术路线选择有很好的参考价值。

如未特别说明,书中污染物浓度单位中的立方米(m^3)指的是干基、标准状态(标态)、6% O_2 条件下的浓度。

限于编者的经验和水平,书中难免存在不足之处,敬请各位专家和读者批评指正。

编者

2017年2月



目 录

前言

第 1 章	火电厂 SO ₂ 超低排放概述	1
1.1	超低排放政策的演变	1
1.2	FGD 技术概述	4
第 2 章	干法/半干法 FGD 超低排放技术	8
2.1	活性焦 FGD 超低排放技术	8
2.2	CFB-FGD 超低排放技术	14
第 3 章	石灰石/石膏湿法 FGD 超低排放技术	24
3.1	石灰石/石膏湿法 FGD 技术概述	24
3.2	旋流雾化高效 FGD 技术	28
3.3	FGDplus 技术	33
3.4	SPC-3D 单塔一体化技术	37
3.5	合金托盘 FGD 技术	45
3.6	双相整流器 FGD 技术	57
3.7	单塔多区高效脱硫除尘技术	60
3.8	单塔双循环 FGD 技术	67
3.9	双塔双循环(串联塔)FGD 技术	73
3.10	U 型串联吸收塔 FGD 技术	81
3.11	CT-121 FGD 鼓泡塔超低排放技术	86
3.12	镁增强石灰湿法 FGD 技术	94
第 4 章	MgO 湿法 FGD 超低排放技术	100
4.1	MgO 湿法 FGD 技术概述	100
4.2	350MW 机组 MgO 湿法 FGD 系统的超低排放改造	106
4.3	MgO 湿法 FGD 运行疑难问题	131
第 5 章	海水法 FGD 超低排放技术	136
5.1	海水法 FGD 技术概述	136
5.2	海水法 FGD 超低排放实例	138

5.3	海水法 FGD 超低排放问题	148
第 6 章	氨法 / 有机胺法 FGD 超低排放技术	154
6.1	氨法 FGD 技术原理和特点	154
6.2	氨法 FGD 超低排放的应用	155
6.3	有机胺离子液 FGD 技术	159
第 7 章	SO₂ 超低排放其他问题	170
7.1	GGH 的作用与缺点	170
7.2	MGGH 的应用	171
7.3	FGD 吸收塔污染物协同脱除技术	183
附录 I	全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案	202
附录 II	关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知	205
参考文献	207
致谢	211



火电厂SO₂超低排放概述

1.1 超低排放政策的演变

1.1.1 “史上最严”的 GB 13223—2011

2011年7月，我国环境保护部发布了《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223—2011，代替GB 13223—2003），对火电厂SO₂、NO_x及烟尘排放浓度提出了目前世界上最为严格的要求，要求新建电厂SO₂排放浓度为100mg/m³，重点地区低至50mg/m³，老机组为200mg/m³；新建电厂烟尘排放浓度为30mg/m³，重点地区为20mg/m³；NO_x的排放浓度为100mg/m³，发达国家如日本、德国等的标准均低于我国，表1-1是世界主要燃煤国家煤电大气污染物排放标准中最严标准限值的比较。从表1-1可看出，美国的标准限值较复杂，2011年5月3日及以后新建与扩建投运的煤电机组执行的标准更为严格，折算后颗粒物（我国标准中为烟尘，烟尘是颗粒物中的一部分）排放限值是世界各国煤电机组现行有效排放标准中的最低限值，SO₂排放限值则高于我国重点地区的特别排放限值，NO_x排放限值与我国重点地区的特别排放限值相当。

表 1-1 煤电大气污染物排放标准中最严标准限值的比较 (mg/m³)

国家		NO _x	SO ₂	烟尘
中国	一般地区新建	100	100	30
	重点地区	100	50	20
	煤电节能减排升级与改造行动计划（2014~2020年）	50	35	10
	燃气轮机排放（15%O ₂ ）	50	35	5
	燃气轮机排放（折算至6%O ₂ ）	125	87.5	12.5
美国	2005年2月28日~2011年5月3日	0.11lb/MBtu (耗煤量热值排放)	0.15lb/MBtu (耗煤量热值排放)	0.015lb/MBtu (耗煤量热值排放)
	折算结果	135	185	18.5
	2011年5月3日及以后新建、扩建	0.70lb/MWh (发电排放)	1.0lb/MWh (发电排放，最高脱硫率97%)	0.09lb/MWh (发电排放，最高除尘效率99.9%)
	折算结果	95.3	136.1	12.3
德国	200	200	20	
日本	200	200	50	
澳大利亚	460	200	100	

GB 13223—2011正式实施以来，各电厂纷纷进行现有机组的脱硫、脱硝和除尘改造。

但近年来,一些地方又对火电厂烟气污染物排放限值进一步趋严,要求特殊地区电厂烟气污染物排放达到所谓“现行燃气轮机发电机组排放水平”,特别是2014年9月12日,国家发展改革委、环境保护部、国家能源局印发了《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020年)》的通知(发改能源〔2014〕2093号),其行动目标是:“全国新建燃煤发电机组平均供电煤耗(标准煤)低于300g/kWh;东部地区新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机排放限值(烟尘浓度不大于10mg/m³、SO₂浓度不大于35mg/m³、NO_x浓度不大于50mg/m³……),中部地区新建机组原则上接近或达到燃气轮机排放限值,鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机排放限值。到2020年,现役燃煤发电机组改造后平均供电煤耗低于310g/kWh,其中现役60万kW及以上机组(除空冷机组外)改造后平均供电煤耗低于300g/kWh。东部地区现役30万kW及以上公用燃煤发电机组、10万kW及以上自备燃煤发电机组及其他有条件的燃煤发电机组,改造后大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机排放限值”。上述排放限值要求与包括美国在内的所有国家的煤电机组排放标准限值相比,三项指标均是最低的。这使得各电厂又将进行第二、三次改造来满足环保要求,如有的老机组刚按GB 13223—2011标准改造完成,又不得不再次按“燃气轮机标准”改造;有的新机组在建设过程中临时进行环保设计变更;有的新建机组刚投产就被迫再次对环保设施改造等,否则电厂难以通过环保验收,在电网调度方面还面临不利影响。大量昂贵的新设备被废弃,令人痛惜。因此对燃煤电厂来说,目前GB 13223—2011还未完全生效就基本失去作用,名存实亡。

1.1.2 “燃气轮机排放标准”的提出

在GB 13223—2011发布前后,该标准受到广泛质疑,认为其限值过于严格,没有可行的技术经济支撑该标准的执行,但随后的发展却令人大跌眼镜。许多地区、大电力集团等很快推出了“趋零排放”“近零排放”“零排放”“超净排放”“超洁净排放”“比燃气轮机排放更清洁”“超低排放”等一系列概念,其中达到“燃气轮机排放标准”是一个较典型的说法。

GB 13223—2011中首次增设了燃气锅炉大气污染物排放标准,以前的标准中均没有燃气电厂的排放标准。在标准发布后,上海某电厂就提出燃煤电厂若达到燃气电厂(燃气轮机)大气污染物排放标准的的要求,是否可以建设的问题等。此后,许多电厂就燃煤电厂满足“燃气轮机排放标准”进行咨询与研讨,并逐步进行工程示范,如浙江的舟山电厂、江苏的滨海电厂等。2013年12月,《浙江省大气污染防治行动计划(2013—2017年)》(浙政发〔2013〕59号)提出“2017年底前,所有新建、在建火电机组必须采用烟气清洁排放技术,现有60万kW以上火电机组基本完成烟气清洁排放技术改造,达到燃气轮机排放标准要求。”2014年6月27日,国家能源局印发了《关于下达2014年煤电机组环保改造示范项目的通知》,明确2014年煤电机组环保改造示范项目名单,共涉及天津、河北、山东、江苏、浙江、上海、广东等7省(市)的13台在役燃煤发电机组,其中1030MW机组1台、1000MW机组4台、600MW机组4台、350MW机组3台、330MW机组1台。建成后各机组都达到“50355”(即NO_x浓度不大于50mg/m³、SO₂浓度不大于35mg/m³、烟尘浓度不大于5mg/m³)要求,湿式电除尘器得到了广泛应用。

2014年9月12日,三部委印发了《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020年)》的通知之后,全国各地都纷纷制定了本省、本地区的《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020年)》,广东省也不例外。早在2014年3月,广东省发展改革委就在《关

于开展燃煤发电机组烟气污染物“近零排放”示范工程建设问题的复函》（粤发改能电函〔2014〕577号）中批复了珠海金湾电厂 600MW 机组、广州华润南沙热电 300MW 机组、恒运电厂 300MW 机组、国华惠电 300MW 机组共 4 台机组作为“近零排放”示范工程，使电厂烟气污染物达到现行燃气轮机发电机组的排放水平。稍后广州市印发了《广州市燃煤电厂“超洁净排放”改造工作方案的通知》，要求广州市范围内的燃煤电厂烟气污染物排放同样达到现行燃气轮机发电机组排放水平（即“50355”工程）。

2015 年 5 月广东省《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014—2020 年）》（粤发改能电函〔2015〕2102 号）出台，其污染物排放目标为到 2020 年，全省煤电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值（即在基准氧含量 6% 的条件下，烟尘浓度不大于 10mg/m³、SO₂ 浓度不大于 35mg/m³、NO_x 浓度不大于 50mg/m³），鼓励珠三角地区煤电机组大气污染物排放浓度达到燃气轮机组排放限值（“50355”）。

上述各正式文件中，“基本达到燃气轮机组排放限值”意指：在基准氧含量 6% 条件下，烟尘浓度不大于 10mg/m³、SO₂ 浓度不大于 35mg/m³、NO_x 浓度不大于 50mg/m³。而“燃气轮机组排放限值”意为：在基准氧含量 6% 条件下，烟尘浓度不大于 5mg/m³、SO₂ 浓度不大于 35mg/m³、NO_x 浓度不大于 50mg/m³。对照 GB 13223—2011 中的燃气轮机组排放限值（见表 1-1）：“在基准氧含量 15% 条件下，烟尘浓度不大于 5mg/m³、SO₂ 浓度不大于 35mg/m³、NO_x 浓度不大于 50mg/m³”，可以发现，文件中的“燃气轮机排放限值”和 GB 13223—2011 中的“燃气轮机排放限值”只是数字相同，基准却大相径庭。折算到相同的 6% 氧量下，GB 13223—2011 中的“燃气轮机排放限值”为烟尘浓度不大于 12.5mg/m³、SO₂ 浓度不大于 87.5mg/m³、NO_x 浓度不大于 125mg/m³，这个限值除烟尘外，SO₂、NO_x 的排放要求比重点地区的要求还要低，即重点地区的 SO₂、NO_x 的排放浓度已经达到了 GB 13223—2011 中的“燃气轮机排放限值”。在各级政府的正式文件中出现如此不严谨的提法，只能说明许多人还没搞清楚标准的含义，人云亦云。这种混乱的概念直到“全面超低排放”才得以纠正。

1.1.3 全面推行“超低排放”

2015 年 12 月 11 日，环境保护部、国家发展改革委、国家能源局颁布了《关于印发〈全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案〉的通知》（环发〔2015〕164 号，见附录 1，对促进燃煤电厂污染物超低排放起到了至关重要的作用：

（1）明确和统一“超低排放”的概念，将超低排放定义为：在基准氧含量 6% 条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50mg/m³。将之前各种混乱的提法进行纠正、统一，起到了“拨乱反正”的作用。在该文件中，再未出现所谓的“燃气轮机组排放限值”字眼。而在 2015 年 12 月 2 日《关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》（发改价格〔2015〕2835 号），见附录 2 中还是“燃气机组排放限值”。

（2）将超低排放时间大大提前。主要目标是“到 2020 年，全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放。全国有条件的新建燃煤发电机组达到超低排放水平。加快现役燃煤发电机组超低排放改造步伐，将东部地区原计划 2020 年前完成的超低排放改造任务提前至 2017 年前总体完成；将对东部地区的要求逐步扩展至全国有条件地区，其中，中部地区力争在 2018 年前基本完成，西部地区在 2020 年前完成……”这使得全国各电厂特别是东部 11 省市、中部 8 省以“前无古人、后无来者”之势开始了轰轰烈烈的脱硫、脱硝和除尘改造，一些电厂 1 年内要进行 3 次 A 类检修。



(3) 明确落实电价补贴政策。对达到超低排放水平的燃煤发电机组,按照《关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》要求,给予电价补贴。2016年1月1日前已经并网运行的现役机组,对其统购上网电量每千瓦时加价1分钱;2016年1月1日后并网运行的新建机组,对其统购上网电量每千瓦时加价0.5分钱。

近两年来,全国对超低排放热情高涨,建设如火如荼,一片叫好,超低排放的问题暴露也较少,原因是这两年来,煤价大幅下降,电厂有条件采购到低硫、低灰及高热值的好煤,加上机组负荷率大幅下降,环保设施还未得到真正的运行考验,因此本书主要总结了近年来电厂在SO₂超低排放方面的技术和应用。

1.2 FGD 技术概述

1.2.1 FGD 技术分类

SO₂控制技术的研究,从20世纪初至今已有百年历史。自20世纪60年代起,一些工业化国家相继制定了严格的法规和标准,限制煤炭燃烧过程中SO₂等污染物的排放,这一措施极大地促进了SO₂控制技术的发展。进入20世纪70年代以后,SO₂控制技术逐渐由实验室阶段转向应用性阶段,目前的数量已超过200种。这些技术概括起来可分为燃烧前脱硫、燃烧中脱硫及燃烧后脱硫技术三大类。

(1) 燃烧前脱硫,主要是指煤炭选洗技术,应用物理方法、化学法或微生物法去除或减少原煤中所含的硫分和灰分等杂质,从而达到脱硫的目的。

(2) 燃烧中脱硫(即炉内脱硫),是在煤粉燃烧过程中同时投入一定量的脱硫剂,在燃烧时脱硫剂将SO₂脱除。典型的技术是循环流化床锅炉炉内加石灰石脱硫技术、型煤燃烧固硫技术。

(3) 燃烧后脱硫,即烟气脱硫(FGD, Flue Gas Desulfurization),是在锅炉尾部烟道处加装脱硫设备,对烟气进行脱硫的方法。它是世界上唯一大规模商业化应用的脱硫方法,是控制酸雨和SO₂污染最有效和主要的技术手段。

FGD技术的分类方法和命名方式有很多,如根据脱硫原理,可分为吸收、吸附法和氧化、还原法;以脱硫产物的用途为根据,可分为抛弃法和回收法;按照脱硫剂是否循环使用分为再生法和非再生法;按脱硫剂的种类划分,可分为钙法、镁法、钠法、氨法、海水法、活性炭吸附等;根据吸收剂及脱硫产物在脱硫过程中的干湿状态分为湿法、干法和半干(半湿)法。湿法FGD技术即是含有吸收剂的溶液或浆液在湿状态下脱硫和处理脱硫产物,具有脱硫反应速度快、煤种适应性强、脱硫率高和吸收剂利用率高等优点,应用最为广泛。干法FGD技术的脱硫吸收和产物处理均在干状态下进行,具有无污水废酸排出、设备腐蚀小,烟气在净化过程中无明显温降、净化后烟温高、利于烟囱排气扩散等优点,但存在脱硫效率低、反应速度较慢、吸收剂消耗量大等问题。半干法FGD技术兼有干法与湿法的一些特点,是脱硫剂在干燥状态下脱硫在湿状态下再生(如水洗活性炭再生流程)或者在湿状态下脱硫在干状态下处理脱硫产物(如烟气循环流化床、喷雾干燥法)的FGD技术。特别是在湿状态下脱硫在干状态下处理脱硫产物的半干法,以其既有湿法脱硫反应速度快、脱硫率高的优点,又有干法无污水废酸排出、脱硫后产物易于处理的好处而在一段时间里受到广泛关注和应用。目前应用于火电厂的FGD工艺主要有石灰石/石膏湿法、MgO法、海水法、氨法、

烟气循环流化床法及少量其他工艺（如有机胺法、活性炭吸附法、旋转喷雾干燥法等）。

1.2.2 我国 FGD 技术现状

据中国电力企业联合会（中电联）统计，2014 年，全国 SO₂ 排放 1974.4 万 t，比 2013 年下降 3.4%；电力 SO₂ 排放 620 万 t（装机容量 6MW 及以上火电厂），比 2013 年下降 20.5%，与 1995 年电力 SO₂ 排放量相当；电力 SO₂ 排放量约占全国 SO₂ 排放量的 31.4%，比 2013 年下降 6.8%。2014 年，每千瓦时火电 SO₂ 排放量为 1.47g，比 2013 年下降 0.38g，优于美国 2013 年单位煤电 SO₂ 排放量 2.28g/kWh 的水平。图 1-1 所示为 2005~2014 年全国及电力 SO₂ 排放情况，图 1-2 所示为 2005~2014 年中美电力 SO₂ 排放绩效对比。

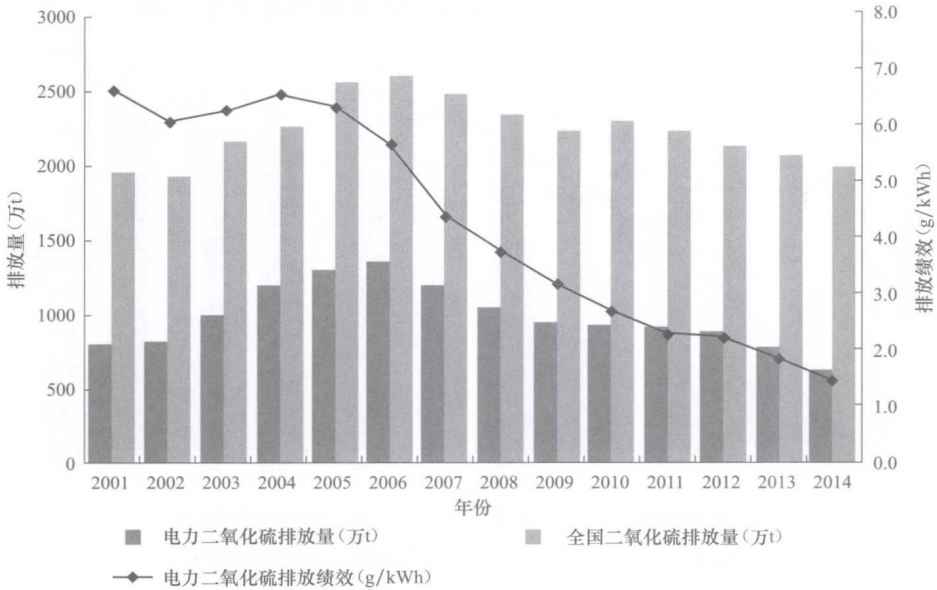


图 1-1 2005~2014 年全国及电力 SO₂ 排放情况

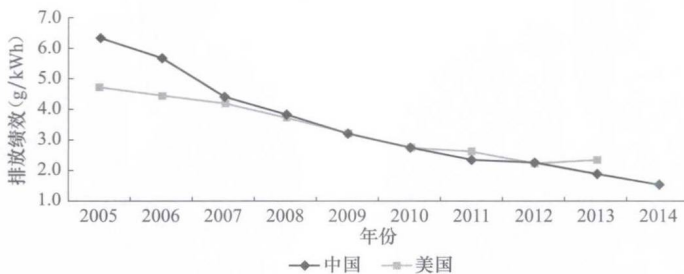


图 1-2 2005~2014 年中美电力 SO₂ 排放绩效对比

截至 2014 年底，全国全口径发电装机容量 137 018 万 kW，其中火电 92 363 万 kW，占比 67.41%，图 1-3 所示为发电装机结构情况。截至 2014 年底，全国已投运 FGD 机组约 7.6 亿 kW，占全国火电机组的 82.3%、占全国煤电机组容量的 91.4%（比 2013 年底美国的 FGD 机组高 20%），比 2013 年提高 0.9%。图 1-4 所示是我国 2005~2014 年烟气脱硫机组投运情况。而截至 2015 年底，全国已投运火电厂 FGD 机组容量约 8.2 亿 kW，占全国火电机组容量的 82.8%，占全国煤电机组容量的 92.8%。考虑到循环流化床锅炉炉内脱硫，

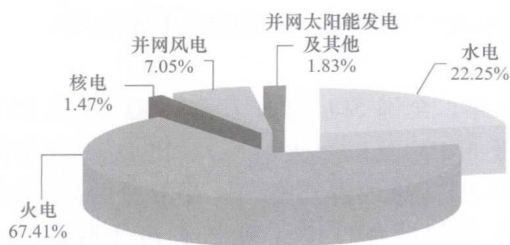


图 1-3 截至 2014 年底，全国全口径发电装机结构情况

我国煤电机组的脱硫容量可以说达到了 100%。在各种 FGD 技术中，截至 2014 年底，石灰石/石膏湿法 FGD 工艺占 92.46%（含电石渣法等），海水法占 2.67%，烟气循环流化床法占 1.93%，氨法占 1.94%，其他各种方法占 1.00%，2009 年底我国石灰石/石膏湿法 FGD 工艺的比例占 92.0%，如图 1-5 所示，可见该方法比例一直在增大，占绝对地位，这与美国煤电机组脱硫技术趋势不同。

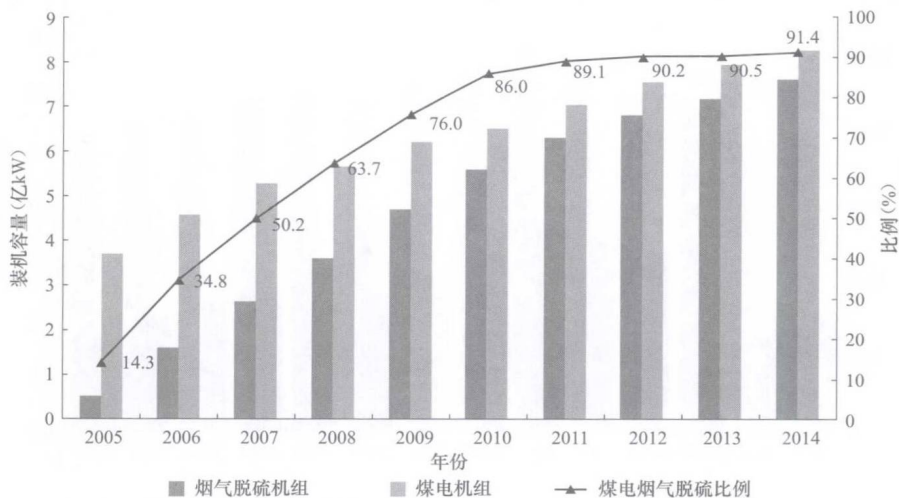


图 1-4 2005~2014 年中国烟气脱硫机组投运情况

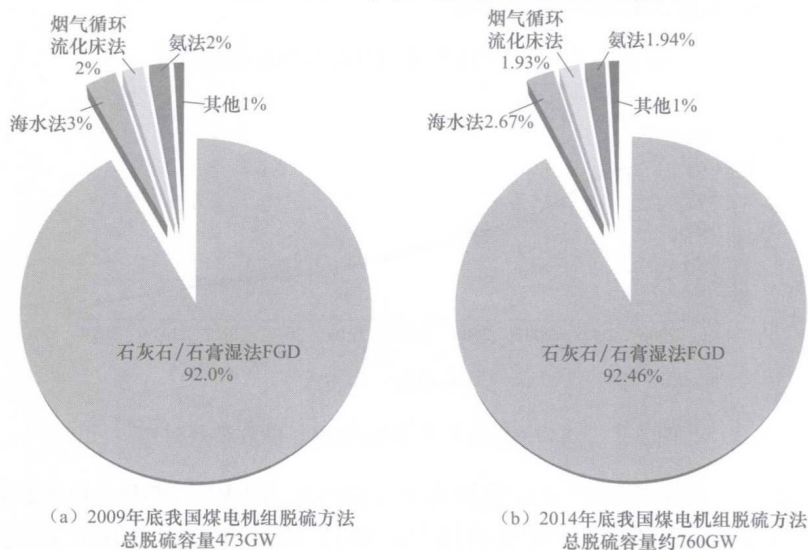


图 1-5 2009 年/2014 年我国煤电机组各脱硫方法比较

1.2.3 美国 FGD 技术现状

美国 B&W (Babcock & Wilcox) 公司根据相关数据分析得到 2012 年及 2016 年美国煤电机组的脱硫技术应用情况，见表 1-2。图 1-6 和图 1-7 分别为脱硫机组所占比例及脱硫方

法情况。

表 1-2 2012 年/2016 年美国 50MW 以上机组容量和脱硫技术

年份	2012 年			2016 年		
	机组数量 (台)	机组总量 (GW)	所占容量比例 (%)	机组数量 (台)	机组总量 (GW)	所占容量比例 (%)
湿法 FGD	349	178.2	54.9	337	177.9	59.8
干法/半干法 FGD	87	30.1	9.3	118	42.6	14.3
干式吸收剂 烟道喷射法 DSI	7	1.3	0.4	12	4.9	1.7
脱硫总计	443	209.6	64.6	467	225.4	75.8
CFB 锅炉	28	3.5	1.1	28	3.5	1.2
未脱硫机组	408	111.4	34.3	246	68.4	23.0
合计	879	324.5	100.0	741	297.3	100.0

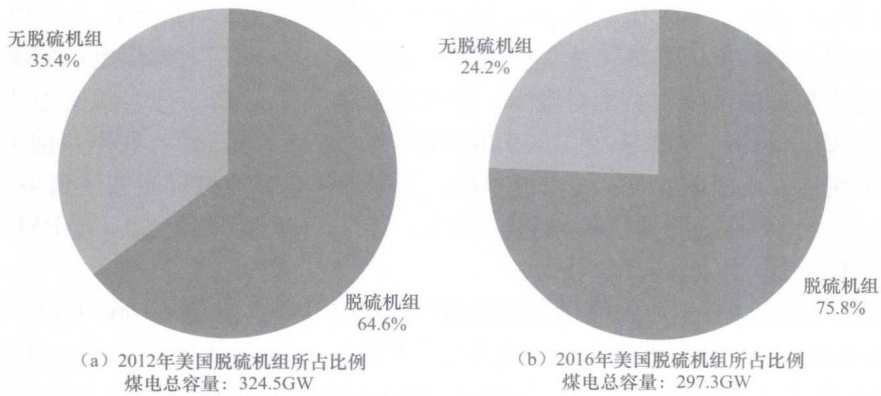


图 1-6 2012 年/2016 年美国脱硫煤电机组比较

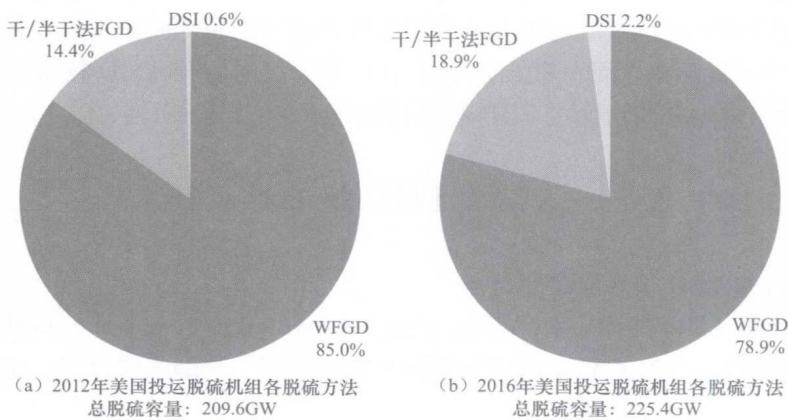


图 1-7 2012 年/2016 年美国煤电机组各脱硫方法比较



干法/半干法FGD超低排放技术

干法/半干法 FGD 技术主要指烟气循环流化床 (CFB, Circulating Fluidized Bed) FGD 技术、旋转喷雾干燥吸收法 (SDA, Spray Dryer Absorber) FGD 技术及其衍生的技术,如新型一体化脱硫 (NID, Novel Integrated Desulfurization)。烟道吸收剂喷射 (DSI, Duct Sorbent Injection) 也是一种干法脱硫技术,国内电厂几无应用,美国也只应用于脱硫率要求很低的情况。从表 1-2 和图 1-6、图 1-7 可看出,美国近年来煤电机组脱硫技术已趋向于干法/半干法 FGD 技术。事实上,美国自 2009 年以来新建脱硫项目基本上选择了非湿法,这与我国的情况不同,原因是环保法规的变化。美国在 2008 年后对燃煤电厂的废气、废水、废固颁布了越来越多的法规,特别对废水、烟气重金属 (Hg、Pb、Se) 等有更严苛的要求,如 EPA 对重金属 Hg 的排放要求在 0.0030lb/GWh (约为 $0.45\mu\text{g}/\text{m}^3$,我国目前为 $30\mu\text{g}/\text{m}^3$) 以下,由于采用活性炭吸附脱 Hg 技术成本高,美国越来越多地将目光关注到多污染物协同净化的工艺上,特别是能同时脱硫、脱酸 (SO_3 、HCl、HF 等)、除尘 (含 $\text{PM}_{2.5}$) 以及重金属排放控制的干法/半干法 FGD 技术。

旋转喷雾干燥吸收法、炉内喷钙尾部加湿活化 (LIFAC, Limestone Injection into the Furnace and Activation of Calcium)、荷电干法 (CDSI, Charged Dry Sorbent Injection) 等干法和半干法 FGD 技术脱硫率不高,在我国早期小型机组及低硫煤锅炉上有一些应用,随着超低排放的全面展开,这些 FGD 技术应用日益减少,在我国电厂中逐渐被淘汰了。干法中的活性焦烟气净化技术具有高脱硫率、可资源化、宽谱净化、节水和硫回收等特点,在世界范围内已广泛应用于有色金属冶炼废气和钢铁烧结废气的脱硫脱硝工程,并成功应用于日本矾子电厂 $2\times 600\text{MW}$ 机组烟气脱硫脱硝工程;半干法的 CFB-FGD 技术在国内外应用也颇为广泛。本章将重点介绍活性焦 FGD 超低排放技术和 CFB-FGD 技术。

2.1 活性焦 FGD 超低排放技术

2.1.1 活性焦 FGD 技术原理和特点

可再生活性焦 FGD 技术 (ReACT, Regenerative Activated Coke Technology) 是在 $120\sim 160^\circ\text{C}$ 的温度下, SO_2 在焦表面进行吸附和催化作用,与烟气中氧气、水蒸气发生如下反应



SO_2 转化为硫酸吸附在活性焦孔隙内,吸附 SO_2 后的活性焦被加热至 400°C 左右时,释放出 SO_2 , 化学反应如下



活性焦干法 FGD 系统主要包括吸附反应、解吸再生、副产品回收 3 个子系统, 如图 2-1 所示, 主要设备包括吸附塔、解吸塔、活性焦输送机、活性焦储罐、热风炉、筛分机及硫酸制备系统等, 图 2-2 所示是吸附塔结构示意图。

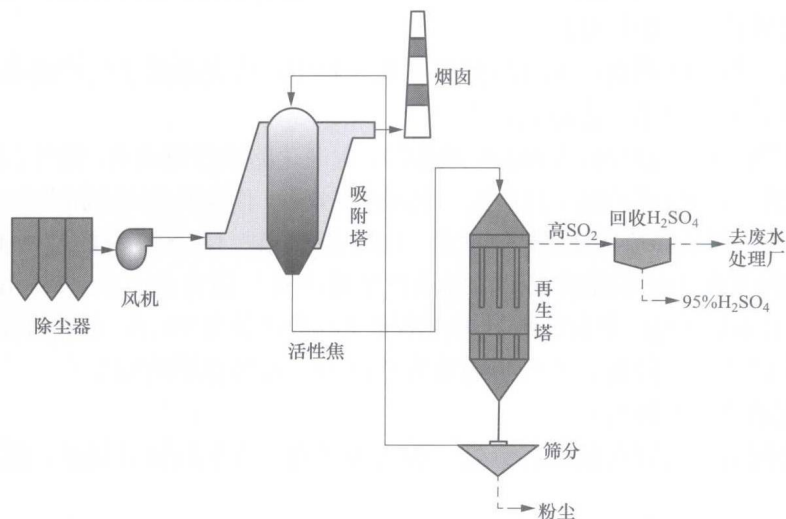


图 2-1 活性焦干法 FGD 系统流程示意

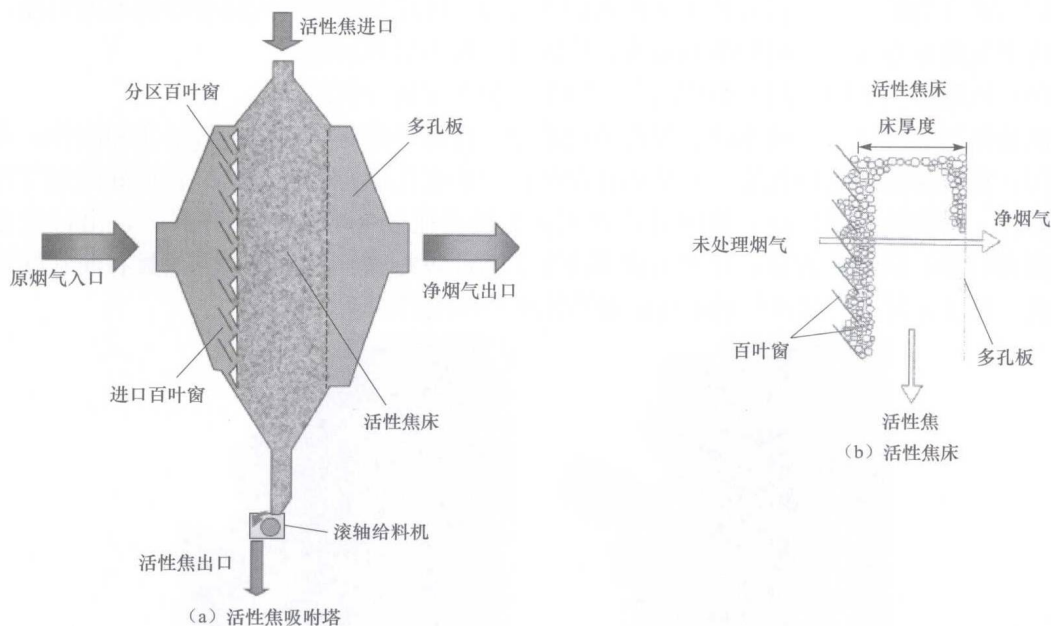


图 2-2 活性焦吸附塔和活性焦床结构示意图

通过大量的实验和实践, 证明了活性焦烟气脱硫技术具有很多的优点, 例如:

(1) 脱硫率高, 一般高于 98%, 还能脱除烟气中的烟尘粒子、汞、二噁英、呋喃、重金属、挥发性有机物及其他微量元素。喷氨后脱硝效率可达 20%~80%, 脱汞效率可达 90% 以上, 是一种深度处理技术。



(2) 活性焦脱硫的反应温度一般为 $120\sim 160^{\circ}\text{C}$ ，这和锅炉产生烟气的温度差不多，活性焦吸附塔能耐受高温烟气，出口排烟温度高，净烟气温度不低于 120°C ，因此不需要添加加热装置，且 FGD 系统设备腐蚀较轻，节省烟囱防腐投资。

(3) 活性焦是一种干法脱硫技术，因此不需要消耗水，尤其适用于水资源缺乏和对水污染特别敏感的区域。富 SO_2 气体制硫酸工艺中，烟气预洗涤净化过程会产生强酸性废水，需送至电厂废水处理系统进行处理。

(4) 用活性焦作为吸附剂，通过加热再生循环利用，大大降低了生产成本。

(5) 投资省、工艺简单、占地面积小。

(6) 产生多种商品级副产品，如硫酸、硫磺等，资源化路线已很成熟，设计、运行经验丰富；副产品出售可有效实现硫的资源化，并产生一定的经济效益，作为贫硫国家和农业大国，在治理污染的同时充分回收利用硫资源有着重要的意义。山西太原钢铁（集团）有限公司 450m^2 和 660m^2 烧结机烟气采用活性焦干法脱硫技术，优等品浓硫酸产量分别为 26t/d 和 38t/d ，直接回用于钢厂酸洗工艺。日本矾子电厂单台机组 FGD 装置最大硫酸产量为 10t/d ，硫酸回收率超过 98% 。

(7) 具有良好的环保性能，所产生的废弃物极少，对环境影响较小。

但活性焦技术也存在缺点：

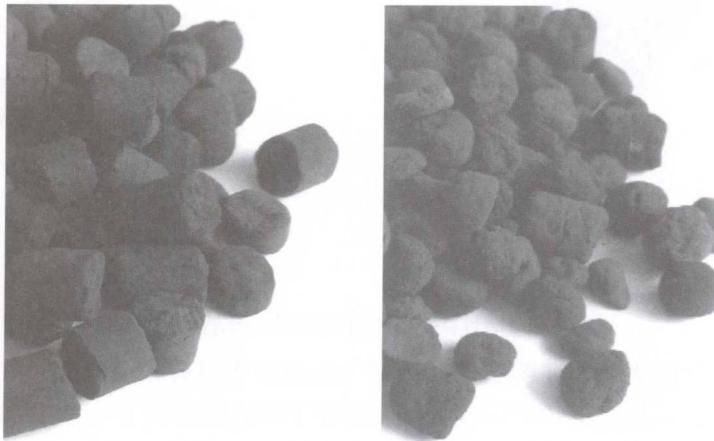
(1) 吸附法脱硫必然存在脱硫容量低、脱硫速率慢、再生频繁等缺点，阻碍了其工业推广应用。

(2) 水洗再生耗水量大、易造成二次污染，而加热再生又易造成活性焦的损耗。

(3) 联合脱硝时喷射氨增加了活性焦的黏附力，造成吸附塔内气流分布的不均匀性，同时，由于氨的存在而产生对管道的堵塞、腐蚀及二次污染等问题。

(4) 吸附塔与解吸塔间长距离的气力输送，会增加活性焦的损耗。

活性焦具有非极性、疏水性、较高的化学稳定性和热稳定性，可进行活化和改性，其催化作用、负载性能、还原性能、独特的孔隙结构和表面化学特性都保证了其良好的烟气污染控制特性。活性焦来源广泛，我国活性焦工业发展迅速，平均年增长率 15% ，出口量已超过美国和日本，居世界首位，这些因素都决定了活性焦在联合脱硫脱硝方面具有非常好的先天条件。图 2-3 所示为某电厂脱硫用原始活性焦和再生后的活性焦。



(a) 原始活性焦

(b) 再生活性焦

图 2-3 脱硫用原始活性焦和再生后的活性焦

2.1.2 活性焦 FGD 技术的应用

1. 国外活性焦 FGD 技术的应用

活性焦烟气脱硫技术的研发始于 20 世纪 60 年代的德国，并于 20 世纪 70 年代进行工业示范，20 世纪 80 年代开始工业应用。日本是最早将活性焦联合脱硫脱硝技术推向工业应用的国家，1972 年移动床活性焦干法 FGD 技术成功运用于 kansai 电力公司的一座烟气量为 175 000m³/h 燃油锅炉。日本进一步研究发现，在活性焦脱硫的同时喷氨，可同时脱硝，1977 年日本开始在燃煤锅炉应用脱硫、脱硝工艺。1983 年日本资源和能源部委托设计完成了一个处理烟气量为 300 000m³/h 大尺寸示范装置，用于干法烟气脱硫工艺实验研究，通过该套装置的运行，确立了干法脱硫技术。该套装置改成 1 个两级脱硫脱硝系统并通过试验证明了活性焦的同时脱硫/脱硝特性，在脱硫工艺中发展了脱硝工艺。随后，该技术相继在德国、日本、韩国、澳大利亚等国家推广使用，已应用于处理各种工业废气，如燃煤锅炉烟气、烧结机烟气和垃圾焚烧烟气，涉及化工、电力、冶金等多个行业。如德国在 1987 年就将活性焦 FGD 技术应用于 Arzberg 电厂 5 号 107MW 机组和 7 号 130MW 机组以满足当时的环保要求；美国 2007 年在 Valmy 电站 1 号 250MW 机组中抽取了部分烟气（烟气量约 10024m³/h，相当于 2.5MW）进行了活性焦烟气脱硫脱硝性能的示范性试验，结果见表 2-1。2015 年初，美国 Wisconsin Public Service Weston 电厂 3 号 321MW 机组 ReACT 系统投运，脱硫率、脱汞率均大于 90%。截至目前，最大规模的活性焦烟气净化工业装置是 2002 年 4 月和 2009 年 7 月分别投运的日本矾子（Isogo）电厂 1、2 号 600MW 燃煤机组的烟气脱硫脱硝装置，如图 2-4 和图 2-5 所示，烟气处理量为 2 000 000m³/h（湿）。表 2-1 所列是几个电厂的活性焦烟气净化工程的脱硫、脱硝、除尘和脱汞性能。

表 2-1 活性焦烟气净化系统性能

序号	项目	日本矾子电厂 1号 600MW 机组	美国 Valmy 电厂 1 号 250MW 机组试验	德国 Arzberg 电厂 5 号 107MW、 7 号 130MW 机组
1	入口 SO ₂ 浓度 (体积分数, ×10 ⁻⁶)	410	500~1400	1399
2	脱硫率 (%)	>98	97.6~99.96	>95
3	入口 NO _x 浓度 (体积分数, ×10 ⁻⁶)	<20	100~200	244
4	脱硝率 (%)	10~50	25.72~48.35	>60
5	入口粉尘浓度 (mg/m ³)	<100	294.3~423.9	<200
6	除尘率 (%)	>95	>99	>99
7	入口汞浓度 (μg/m ³)	2.5	0.02~0.21	—
8	脱汞率 (%)	>90	97.1~99.6	—

2. 我国活性焦 FGD 技术的应用

我国活性焦烟气脱硫试验研究始于 20 世纪 70 年代末期。1979 年，湖北松木坪电厂建成处理烟气量为 5000m³/h 的活性炭脱硫中间试验装置；1991 年，宜宾豆坝电厂建成 1 套 5000m³/h 烟气量的活性炭吸附脱硫中试装置，通过验收，并于 1997 年建成 1 套 10 万 m³/h 烟气量的扩大试验装置。2002 年，中国华电集团南京电力自动化设备总厂、贵州瓮福集团