

660MW超超临界火力发电机组培训教材

TUOLIU TUOXIAO FENCE

脱硫脱硝分册

望亭发电厂 编 ●



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

《660MW 超超临界火力发电机组培训教材》对超超临界燃煤发电机组的原理及设备只做简单介绍,着重以岗位运行知识为基础,以提高操作技能为目的,根据电厂生产一线人员在 660MW 超超临界燃煤发电机组调试、运行、维护过程中的经验,详细介绍发电设备及系统的运行维护及故障处理。

本书为此套教材的《脱硫脱硝分册》,共 14 章,重点介绍了石灰石-石膏湿法烟气脱硫和 SCR 脱硝技术在超超临界燃煤发电机组上的应用,从系统配置及设备选型、运行、维护、检修、调试等方面进行了论述,并进行了工程实例分析,总结了脱硫及脱硝运行实际经验和教训。

本书可作为超超临界燃煤发电机组脱硫和脱硝专业运行、维护和检修人员的上岗培训、在岗培训及继续教育等的培训教材,也可作为脱硫及脱硝专业的选型设计人员、技术人员和大专院校相关专业师生的参考教材。

图书在版编目(CIP)数据

660MW 超超临界火力发电机组培训教材·脱硫脱硝分册/望亭发电厂编. —北京:中国电力出版社, 2011. 4
ISBN 978-7-5123-1601-0

I. ①6… II. ①望… III. ①火力发电-发电机组-技术培训-教材②火电厂-煤烟污染-烟气脱硫-技术培训-教材③火电厂-煤

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京市同江印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2011 年 9 月第一版 2011 年 9 月北京第一次印刷
787 毫米×1092 毫米 16 开本 12.75 印张 300 千字
印数 0001—3000 册 定价 30.00 元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签,加热后中心图案消失
本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

《660MW 超超临界火力发电机组培训教材》

编 委 会

主任委员 陈海斌

副主任委员 齐崇勇 杨惠新

丛书主编 林 伟

编 委 朱卫风 林 伟 陈海宁 秦明宝 郭海军

胡龙弟 徐国飏 包献忠 朱建平 王建中

高 炜 陆 焯 陆建棋 李浩侃 曹 萍

瞿才良 罗志浩

序

自 1882 年中国有了商品电以来，中国电力工业的历史车轮已然驶过了三个世纪。斗转星移，大浪淘沙，在今天知识爆炸的时代，新一代的电力工作者需要怎样的知识来传承光荣，成就梦想？需要怎样的书籍来实现自我提升，成为一名真正具有竞争力的电力工作者？人生哲理、科学理论、生活常识，这些都很重要。阅读它们可以使人明智、静心、修身、达理，不断走向完美。但要成为一名优秀的电力运行工作者，除了这些之外，更为重要的是一定要有过硬的专业素质，以及坚定而执着的专业精神，这就需要有一套专业对口、学践结合、操作性强、通俗易懂的职业学习丛书，这就是我们出版《660MW 超超临界火力发电机组培训教材》丛书的主要宗旨。

当前，加快转变经济发展方式已成为影响我国经济社会领域各个层面的一场深刻变革。在火电行业，大容量、高参数的火电机组因为其较低的能耗和排放成为了行业发展的主流。随着单机百万容量机组的投产发电，标志着我国的电力工业已经步入百万级时代。但是，就目前情况而言，600MW 级的机组仍是我国电网供电的中坚力量。因此，加强对 600MW 级机组基础理论的研究，深入开展 600MW 级机组的管理创新和技术创新，不断提高 600MW 级机组运行技术水平，对于促进中国电力工业更加健康快速地发展，确保国民经济稳定运行具有重要的现实意义。

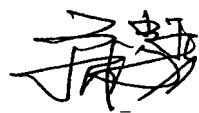
2009 年 6 月，望亭发电厂通过科学论证、大胆规划、辛苦建设，在国内率先成功投运了由上海电气集团制造的 660MW 超超临界燃煤机组。投运至今，各项性能指标在同类型机组中处于先进行列，并成为中国华电集团 600MW 级标杆机组。“追求卓越，勇于创新”的企业精神造就了今天望亭发电厂的再度辉煌，有

着崇尚科学、不断精益求精传统的“望电人”紧紧依托自身日积月累、扎实深厚的技术底蕴，立足 660MW 级超超临界燃煤机组基建生产运行所掌握的第一手宝贵经验，加紧研究、认真总结、不断提炼，迅速建立起一套体系完善、环节精益、过程闭环、统筹兼顾的运营管控理论模式，锻炼出一支业务精、作风硬、素质强的职工队伍，为更好地发挥机组运营潜效、不断提升内生效益奠定了理论和技术基础，为实现超超临界机组在中国更好地发展和运营做出了自己应有的贡献。

本套丛书编撰历时两年有余。两年来，在望亭发电厂党委和厂部的关心支持下，集聚厂内技术骨干的编撰团队克服了生产任务繁重、技术资料缺乏、编撰经验不足等诸多困难，充分发挥“望电人”严谨求实的工作作风，勤钻研、巧思考、多实践，力求在内容上理论联系实际，在表述上做到通俗易懂。本套丛书包括《汽轮机分册》、《电气分册》、《锅炉分册》、《脱硫脱硝分册》、《化学分册》、《燃料分册》、《热控分册》。针对发电厂工作的特点，本套丛书对 660MW 超超临界燃煤发电机组设备的原理只做简单介绍，着重以岗位运行知识为基础，以提高技能操作能力为目的，根据电厂一线人员在 660MW 超超临界燃煤发电机组调试、运行、维护过程中的经验，介绍发电设备及系统的运行维护及故障处理，有效提升了本书的实用性，使该书成为国内少有的能够全面、系统地反映该类型机组的培训教材。

时代在变，创新的精神和力量是永恒的。我们希望本套丛书的出版，能够成为一个契机和交流的载体，为推动低碳节能的 660MW 超超临界燃煤机组在中国更好更快地发展增添一份力量。

由于编撰人员的理论水平和实践经验有限，书中难免有缺点和错误，恳请读者批评指正。



2011 年 4 月

前 言

随着电力工业技术的不断发展,用电量的持续增加和世界范围内环保形势的日趋严峻,大容量、高参数、高效率的超超临界大型发电机组正逐渐成为我国电力系统的主力发电机组。大型超超临界发电机组普遍采用低 NO_x 燃烧以及烟气脱硫脱硝技术,大幅度降低了二氧化硫、氮氧化物等污染物的排放。低煤耗、高环保的超超临界发电机组目前正成为我国电力行业“上大压小”、“节能减排”的首选机型。

为使广大电力生产岗位工人、技术人员和管理人员熟悉、了解和掌握 660MW 超超临界大型燃煤火力发电机组的性能及特点,中国华电集团公司望亭发电厂在中国电力出版社的大力支持下,组织各级技术人员耗时两年时间,精心编写了《660MW 超超临界火力发电机组培训教材》。

针对发电厂工作的特点,本套教材对 660MW 超超临界燃煤发电机组设备的原理只做简单介绍,着重以岗位运行知识为基础,以提高操作技能为目的,根据电厂生产一线人员在 660MW 超超临界燃煤发电机组调试、运行、维护过程中的经验,详细介绍发电设备及系统的运行维护及故障处理,力求能以平实的语言及通俗的阐述,更好地满足 660MW 超超临界燃煤机组岗位运行、技能操作和继续教育的需要。本套教材也可供高等院校有关专业的相关师生参考。

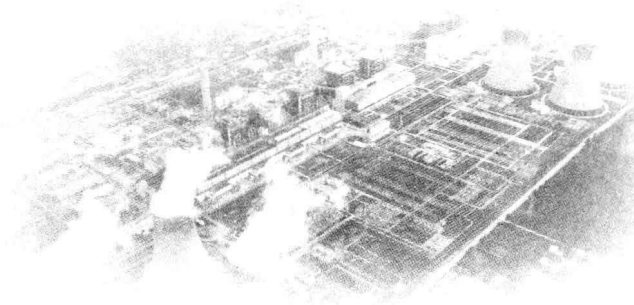
本书为《660MW 超超临界火力发电机组培训教材》脱硫脱硝分册,共 14 章,由曹萍主编,包献忠主审,茅睿、夏伟平、郭浩杰、孔晓明、杨少华等参与本书编写,全书由曹萍负责统稿。

本分册在编写过程中,参阅了部分已正式出版的技术文献及制造厂、设计院、安装单位、调试单位的有关说明书、图纸等技术资料,在此一并表示感谢。

由于编者水平有限,加之编写时间仓促,错漏之处在所难免,敬请读者批评指正,并提出宝贵意见。

编者

2011 年 4 月



目 录

序	
前言	
第一章 概论	1
第一节 燃煤发电概述.....	1
第二节 脱硫技术.....	4
第三节 脱硝技术.....	7
第二章 石灰石—石膏湿法烟气脱硫工艺	11
第一节 石灰石—石膏湿法烟气脱硫工艺的类型	11
第二节 石灰石—石膏湿法烟气脱硫原理	13
第三节 石灰石—石膏湿法烟气脱硫的主要化学反应	15
第三章 石灰石—石膏湿法烟气脱硫系统主要设备	18
第一节 FGD 烟气系统	18
第二节 SO ₂ 吸收系统	29
第三节 氧化风系统	39
第四节 石灰石浆液制备系统	40
第五节 石膏脱水系统	42
第六节 公用、排空系统	44
第七节 废水处理系统	45
第四章 石灰石—石膏湿法烟气脱硫的安全性	49
第一节 FGD 系统对机组安全性的影响	49
第二节 FGD 系统本身的安全性	51
第三节 FGD 装置的腐蚀与防腐	55
第五章 FGD 系统的调试	58
第一节 FGD 系统分部调试	58
第二节 FGD 系统整套启动调试	61
第六章 石灰石—石膏湿法烟气脱硫的运行	69

第一节	FGD 系统的启动与停运	69
第二节	影响 FGD 运行的主要因数	75
第三节	FGD 系统的运行监视及调整	82
第四节	FGD 系统的检查与维护	87
第五节	FGD 系统运行的常见问题及处理	92
第六节	FGD 系统及设备的事故与处理	99
第七章	660MW 机组脱硫工程实例	110
第一节	660MW 机组烟气脱硫概述	110
第二节	660MW 机组 FGD 工艺系统	115
第三节	FGD 系统主要设备选型	124
第四节	FGD 系统的优化	132
第八章	燃烧中 NO_x 控制技术	136
第一节	NO _x 的生成与控制机理	136
第二节	低 NO _x 燃烧技术	139
第九章	选择性催化还原烟气脱硝技术	148
第一节	选择性催化还原烟气脱硝的原理	148
第二节	选择性催化还原烟气脱硝的工艺	149
第十章	选择性催化还原烟气脱硝的主要系统与设备	153
第一节	液氨储存、供应及废气排放系统	153
第二节	喷氨混合系统	157
第三节	SCR 脱硝反应系统	158
第十一章	SCR 对锅炉及其尾部设备的影响	162
第一节	SCR 运行对锅炉的影响	162
第二节	SCR 对空气预热器的影响	162
第三节	SCR 对吸风机的影响	164
第十二章	选择性催化还原烟气脱硝的调试	165
第一节	SCR 的冷态调试	165
第二节	SCR 热态调试	166
第十三章	选择性催化还原烟气脱硝的运行	168
第一节	SCR 系统的启动	168
第二节	SCR 系统的停运	172
第三节	影响 SCR 性能的主要因数	173
第四节	SCR 系统运行监视与调整	175
第五节	SCR 装置的运行与维护	178
第六节	SCR 系统主要故障与处理	179

第十四章 660MW 超超临界机组 SCR 系统工程实例	185
第一节 660MW 超超临界机组 SCR 系统概述	185
第二节 SCR 工艺系统及主要设备选型	188
参考文献	194

第一章

概 论

第一节 燃煤发电概述

在煤炭的各种利用取向中，煤炭用于发电的利用率和环境效率是较好的。电力是世界上最重要的二次能源，属于清洁高效的能源转换利用形式之一。我国电力生产以燃煤发电为主，电力行业是最大的煤炭用户，煤炭产量中用于发电的比例逐年提高。

近年来，我国经济快速发展，电力需求和供应持续增长。1987年，我国发电装机容量共为1亿kW，1995年增至2亿kW，2000年超过3亿kW，2005年已突破5亿kW，而在“十一五”期间，我国发电装机年均增长13.33%，与该期间的GDP基本持平。2010年末，我国装机总量达到9.62亿kW，比上年增长10.07%。其中，非化石能源发电装机占26.53%。

目前我国已进入工业化中期后段，为实现工业化阶段的发展目标，预计2020年以前每年至少要6000万kW机组投产才能满足经济发展的需要。

从发达国家数十年的实践来看，电力增长越快，总的能源需求增长越慢；电力占终端能源的比例越大，单位产值的能源消耗越低。高效、环保及合理利用炭资源也是未来我国电力发展的方向。

一、燃煤发电的环境问题

燃煤发电会带来氧化物（ NO_x 、 SO_2 ）、汞等重金属氧化物以及大量烟尘、二氧化碳气体。这些物质排入大气，已经造成了严重的环境问题。此外，还有固体渣和废水排放带来的环境问题，是我国经济可持续发展亟待解决的重要问题。在燃煤电厂污染物排放的控制方面，由于我国近几十年来的努力，固体渣和废水已经得到了很好的解决；在烟尘排放方面，通过采用高效率的烟气除尘装置，烟尘排放也已得到了有效控制；但是随着环保要求的进一步提高，如对 $2.5\mu\text{m}$ 以下的细微粒也提出了要求，则普通的静电除尘器将面临严重挑战。为此，国内近几年新的燃煤发电机组中有一部分采用了静电除尘器和布袋除尘器相结合的新技术，进一步提高了对细微烟尘的捕集效率，有望得到较快普及。

“十五”期间随着电力装机容量的快速增长，二氧化硫（ SO_2 ）污染成为突出问题。2004年6月3日公布的《2003年中国环境状况公报》显示：2003年，全国废气中二氧化硫排放总量为2158.7万t，其中，工业来源的排放量为1791.4万t，其中燃煤发电二氧化硫的排放量占到50%以上。如果不加以治理，预计到2020年二氧化硫的排放将达到4000万t。

“十一五”期间，由于对二氧化硫工业污染源的控制，二氧化硫排放量呈逐年下降趋势，

2010年6月公布的《2009年中国环境状况公报》显示：2009年，全国废气中二氧化硫排放总量达2214.4万t（其中工业排放1866.1万t），比2008年下降4.06%，比2005年下降13.14%。在此期间，我国的环境保护虽然取得了积极的进展，但环境形势依然严峻，以煤为主的能源结构导致大气污染物排放总量居高不下，潜在的环境问题不断显现，区域性大气污染问题日趋明显。氮氧化物的污染问题尚未得到有效控制，2009年，出现酸雨城市已有258个，酸雨面积约120km²，重酸雨发生面积约6万km²。酸雨的类别从硫酸型向硫酸和硝酸复合型转化。

氮氧化物（NO_x）成为继烟尘、二氧化硫之后燃煤发电污染物治理的重点。据测算，我国2010年火电排放氮氧化物达865万t。如果不加以控制，预计到2015年火电氮氧化物排放将达到1116万t，到2020年火电氮氧化物的排放量将达到234万t。目前我国火电厂的氮氧化物等大气污染物排放尚未得到有效控制，对我国环境造成了极大的危害。就大气而言，主要的污染物就是烟尘、二氧化硫、氮氧化物。而环境污染的最大来源是燃煤排放物，火电厂成为重要的污染排放源。火电厂排放污染严重的现实已制约了火力工业的发展。

二、电力环保政策法规

对于燃煤发电的污染物排放问题，我国政府给予了高度重视。近年来，我国制定出台了一系列的法律法规、规划、技术政策，对火电厂大气污染防治技术也有了实质性的进展。截至2008年底，已建成脱硫设施的火电装机容量累计3.63亿kW，2009年新增火电脱硫机组装机容量1.02亿kW，二氧化硫减排173.4万t。

早在1992年8月1日，首次实施单独为发电厂制定的GB 13223—1991《燃煤电厂大气污染排放标准》，规定了SO₂排放浓度由烟囱的有效高度确定，对NO_x未作规定。

1992年颁布了《关于开展征收工业SO₂排污收费试点工作通知》，同时，1995年国家环保总局开始酸雨控制区和二氧化硫控制区划分，1998年开始实施对占有国土面积11.4%，占二氧化硫排放量的60%的重点地区实行控制。

1995年修订了《中华人民共和国大气污染防治法》，规定了在“控制区”不能采用低硫煤的新建项目必须配套建设脱硫装置；对已建企业不用低硫煤的，应采用控制二氧化硫排放措施；并规定企业采取先进的脱硫技术。1996年颁布了GB 13223—1996《火电厂大气污染物排放标准》，提出了SO₂排放量和排放浓度的双重控制，排放浓度为1200mg/m³（标准状态，下同），只在“两控区”内执行，仅对≥1000t/h的锅炉提出了NO_x的控制要求，排放浓度为650mg/m³。

1997年国家环保总局发布了《“九五”期间全国主要污染物排放总量控制实施方案》，确定了“九五”期间对包括二氧化硫在内的12种污染物的总量控制原则；国家环保总局在贯彻《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》的执行方案中，建议有关部门应将脱硫技术的研究、开发、推广应用工作列入环保工作计划，引进适合我国国情的二氧化硫控制技术，大力发展相关产业，在有关项目和资金安排上，应向“两控区”倾斜。1997年8月，国家科学技术委员会（简称国家科委）将脱硫装置列入《国家高新技术产品目录》。国家环境保护总局1997年脱硫脱硝列入《国家环境保护科技发展“九五”计划和2010年长远规划》。1997年国家计划委员会（简称国家计委）还发布了《中国洁净技术“九五”计划和2010年发展纲要》，建议对脱硫技术等进行工程试验示范；提出了能源利用

和资源节约的“十五”规划重大示范工程，包括洗选脱硝、燃烧中固硫及烟气脱硫等以污染技术治理为主的二氧化硫减排示范；机械工业“十五”规划要求攻克高温脱硫技术，重点发展火电厂烟气脱硫等成套设备。

1998年发布了《关于酸雨控制区和二氧化硫污染控制区开展征收二氧化硫排污费扩大试点的通知》，规定了二氧化硫排污费的征收范围和征收标准。

1999年国家发展和改革委员会（简称国家发改委）和科技部联合发布了《当前国家优先发展的高新技术产业重点领域指南》，包括烟气脱硫工艺和设备；国家经济贸易委员会（简称国家经贸委）以国经贸技术[1999]749号文件将火电厂脱硫技术、低 NO_x 燃烧技术及烟气脱硫设备列为《近期行业技术发展重点》。

2000年2月，国家经济贸易委员会、国家税务局将脱硫设备列入《当前国家鼓励发展的环保技术农业设备（产品）目录》（第一批、第二批）。同时，国家经贸委印发了《火力厂烟气脱硫关键技术与设备国产化规划重点》，对脱硫工艺的设计及脱硫设备的生产规定了目标。

2002年再次修订了《中华人民共和国大气污染防治法》，对于超过排放标准的，必须规定限期治理；要求企业对燃烧过程中产生的碳氧化物也采取措施。同年，国家环保总局、国家经贸委及科技部联合发布了《燃煤二氧化硫污染防治技术政策》。

2003年发布了《排污费征收标准管理办法》，规定从2005年7月1日起， SO_2 排污费按0.6元/当量（对于 SO_2 ，1当量=0.95kg）收取。从2004年7月1日起， NO_x 排污费按0.6元/当量（对于 NO_x ，1当量=0.95kg）收取。

从2004年3月7日，试行最新的GB 13223—2003《火电厂大气污染物排放标准》，通过排放量和排放浓度双重控制，Ⅱ、Ⅲ时段燃煤 SO_2 为 $400\text{mg}/\text{m}^3$ ；Ⅱ时段燃煤 NO_x 为 $650\text{mg}/\text{m}^3$ ，Ⅲ时段燃煤 NO_x 为 $450\text{mg}/\text{m}^3$ 。

为了控制大气 NO_x 污染，2009年，环境保护部发布了《关于印发〈2009~2010年全国污染防治工作要点〉的通知》（环办函[2009]247号），该通知要求全面开展 NO_x 污染防治，以火电行业为重点，开展工业 NO_x 污染防治。

为了进一步加大大气污染防治工作力度，解决我国一些地区酸雨、灰霾和光化学烟雾等区域性大气污染问题，2010年，国务院办公厅发布了《国务院办公厅转发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的通知》（国办发[2010]33号），该通知要求制定并实施重点区域内重点行业的大气污染物特别排放限值，严格控制重点区域新建、扩建除“上大压小”和热电联产以外的火电厂，在地级城市市区禁止建设除热电联产以外的火电厂。

2009年底对GB 13223—2003《火电厂大气污染物排放标准》做了修改，形成了《火电厂大气污染物排放标准》（征求意见稿）：调整了大气污染物排放浓度限值；第1时段和第2时段到2015年1月1日及第3时段取消了按燃煤挥发分规定氮氧化物排放浓度限值的做法；取消了全厂二氧化硫最高允许排放速率的规定；新增燃气锅炉大气污染物排放浓度限值；规定了现有火电锅炉达到更加严格的排放限值的时限。

2010年又出台了《火电厂大气污染物排放标准》（二次征求意见稿）：调整了氮氧化物和二氧化硫排放限值，新增了大气污染物特别排放限值，新增了燃煤电厂汞排放及其化合物限值。

第二节 脱硫技术

目前控制 SO_2 污染技术分为煤燃烧前脱硫、燃烧中脱硫和燃烧后脱硫三类，其中燃烧后脱硫又称烟气脱硫 (Flue Gas Desulfurization, FGD)，是控制燃煤 SO_2 污染最有效的途径。

一、煤燃烧前脱硫技术

煤燃烧前脱硫就是在煤燃烧前脱硫即“煤脱硫”，是通过各种方法对煤进行净化，去除原煤中所含的硫分、灰分等杂质。它包括物理法选煤技术、煤的化学法脱硫技术和微生物法脱硫技术三种，目前我国广泛采用的是物理选煤方法。

1. 物理法选煤技术

物理法选煤主要是利用清洁煤、灰分、黄铁矿的比例不同，去除部分灰分和黄铁矿硫。应用最广泛的是跳汰选煤，其次是重介质选煤和浮选。我国物理选煤技术能达到 45%~55% 全硫脱除率，60%~80% 硫铁矿脱除率，但只能脱无机硫。

2. 煤的化学法脱硫技术

煤的化学法脱硫可分为物理化学脱硫方法和纯化学脱硫方法。物理化学脱硫即浮选，化学脱硫方法又包括碱法脱硫、气体脱硫、热解与氢化法脱硫等。化学法脱硫不仅能脱无机硫，也能脱除有机硫，可达到 90%~95% 全硫脱除率，但生产成本昂贵，距商业化应用尚有较大距离。

3. 煤的微生物脱硫技术

微生物脱硫技术处于实验阶段，它是用某种真菌和细菌溶解煤并吸收煤中的硫，主要有浸出法、表面氧化法。煤微生物脱硫面临很多困难，其中有三个问题特别关键，即需要更多更好的微生物菌株、微生物脱硫的稳定性以及检测有机硫的方法、准确的分析方法。该技术目前还不成熟，还达不到商业化使用的要求。

二、煤燃烧中脱硫技术，又称炉内脱硫

煤燃烧中脱硫是在煤燃烧过程中加入石灰石或白云石粉作脱硫剂， CaCO_3 、 MgCO_3 受热分解生成 CaO 、 MgO ，与烟气中部分 SO_2 反应生成硫酸盐，随炉渣排出。煤燃烧中脱硫有型煤固硫技术、流化床燃烧等技术。按燃烧方式不同可分为层燃炉脱硫、煤粉炉脱硫和沸腾炉脱硫。

循环流化床燃烧脱硫是指在循环流化床锅炉中将石灰石等廉价的原料与煤粉碎成同样的细度，与煤在炉中同时燃烧，在 800~900℃ 时，石灰石受热分解放出 CO_2 ，形成多孔的 CaO ， CaO 与 SO_2 反应生成硫酸盐，达到脱硫的目的。

循环流化床具有燃料适应性强、成本较低、操作和维护简单、易于实现炉内高效脱硫、 NO_x 排放量低、燃烧效率高等优点，但生成产物大部分为亚硫酸钙。

三、燃煤后烟气脱硫技术

燃煤后烟气脱硫就是煤燃烧后所产生烟气的脱硫 (FGD)，是目前世界上唯一大规模商业化应用的脱硫技术。世界各国研究开发的烟气脱硫技术达 200 多种，但商业应用的不超过 20 种。在 FGD 技术中，按脱硫剂的种类划分，可分为以 CaCO_3 (石灰石) 为基础的钙法、以 MgO 为基础的镁法、以 Na_2SO_3 为基础的钠法、以 NH_3 为基础的氨法和以有机碱为基础

的有机碱法 5 种, 目前普遍使用的商业化技术是钙法, 所占比例在 90% 以上, 按吸收剂及脱硫产物在脱硫过程中的干湿状态将脱硫技术分为湿法、干法和半干(半湿)法; 按脱硫产物的用途, 可分为抛弃法和回收法两种。

1. 干法烟气脱硫技术

干法烟气脱硫在无液相介入的完全干燥状态下进行, 反应产物也为干粉状。无污水排放; 烟气无明显温降, 脱硫后烟气温度高, 利于烟囱排放烟气的扩散, 无需设置除雾器及烟气再热器; 设备不易腐蚀, 不易发生结垢及堵塞; 干法烟气脱硫技术能较好地回避湿法烟气脱硫技术存在的腐蚀和二次污染等问题。但 Ca/S 比高, 脱硫效率和脱硫剂的利用率低; 反应速度较慢; 设备庞大; 用于高硫煤时经济性差, 飞灰与脱硫产物相混可能影响综合利用。干法主要有炉内喷钙烟气脱硫、炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫、活性炭吸附—再生烟气脱硫等技术。

(1) 炉内喷钙烟气脱硫。炉内喷钙烟气脱硫是把钙基吸收剂喷到炉膛燃烧室上部 900~1200℃ 的区域, 随后石灰石瞬时煅烧生成 CaO 和 CO₂, CaO 与部分 SO₂ 和几乎全部 SO₃ 进行反应生成 CaSO₄, 并随飞灰在除尘器中收集。炉内喷钙烟气脱硫的特点是投资省, 占地面积小, 特别适用于老厂的改造; 缺点是脱硫效率低, 钙利用率低, 灰渣量大处理较困难。

(2) 炉内喷钙尾部增湿活化(LIFCA)脱硫。炉内喷钙尾部增湿活化脱硫是一种炉内喷钙和炉后活化增湿联合的脱硫工艺, 是在炉内喷钙的基础上, 在除尘装置之前喷水增湿, 使未反应的 CaO 水合成 CaOH 进一步与 SO₂ 反应, 提高烟气中 SO₂ 的脱除效率。

LIFCA 工艺主要包括三步: 第一步, 向高温炉膛喷射石灰石粉; 第二步, 炉后的增湿活化器中用水或灰浆增湿活化; 第三步, 灰浆或干灰再循环。该工艺与其他工艺相比, 工艺简单, 投资与运行费用最低, 占地少, 无废水排放。缺点是钙硫比高, 脱硫效率低, 仅适用于低硫煤; 易在锅炉尾部积灰, 导致锅炉效率降低。

(3) 活性炭吸附—再生烟气脱硫。活性炭吸附—再生烟气脱硫的主要特点是过程比较简单, 再生过程中副产物很少; 吸附容量有限, 需在低气速下运行, 因而吸附器体积较大; 活性炭易被废气中的 O₂ 氧化而导致损耗; 长期使用后, 活性炭会产生磨损, 并因微孔堵塞丧失活性。活性炭吸附 SO₂ 后, 在其表面形成的硫酸存在于活性炭的微孔中, 降低其吸附能力, 因此需把存在于微孔中的硫酸取出, 使活性炭再生。再生方法包括洗涤再生和加热再生。

2. 半干法烟气脱硫技术

半干法烟气脱硫是指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(如喷雾干燥法)的烟气脱硫技术。半干法兼备干法与湿法的优点, 工艺简单, 干态产物易于处理, 无废水产生, 投资一般低于湿法, 但脱硫效率和脱硫剂利用率低, 一般适用于低、中硫煤烟气脱硫。半干法脱硫主要有喷雾干燥烟气脱硫、循环流化床烟气脱硫和增湿灰循环烟气脱硫、电子束辐照烟气脱硫等。

(1) 喷雾干燥烟气脱硫。喷雾干燥烟气脱硫以石灰为脱硫吸收剂, 石灰经消化并加水制成石灰乳, 消石灰乳由泵打入位于吸收塔内的雾化装置。在吸收塔内, 被雾化成细小液滴的吸收剂与烟气混合接触, 与烟气中的 SO₂ 发生化学反应生成 CaSO₃, 烟气中的 SO₂ 被脱除。

与此同时，吸收剂带入的水分被迅速蒸发而干燥，烟气温度随之降低。脱硫反应产物及未被利用的吸收剂以干燥的颗粒物形式随烟气带出吸收塔，进入除尘器，被收集下来。脱硫后的烟气经除尘器除尘后排放。为了提高吸收剂的利用率，一般将部分除尘器收集物加入制浆系统进行循环利用。其优点为：工艺流程简单，便于操作，无废水，无腐蚀；负荷跟踪特性好；脱硫效率较高，一般为 80%~90%；能耗较低；投资与运行费用比湿法烟气脱硫低。主要缺点为：单机容量小，钙硫比较高；采用石灰作为吸收剂，给安全生产带来困难；由于采用了浆液作为吸收剂，因而吸收剂制备系统较复杂；雾化装置容易发生磨损；输送和储存浆液的管道与容器及吸收塔内固体容易沉积。

(2) 循环流化床烟气脱硫。循环流化床烟气脱硫以循环流化床原理为基础，通过吸收剂的多次再循环，延长了吸收剂与烟气的接触时间，大大提高了吸收剂的利用率和脱硫效率，能在较低的钙硫比 ($\text{Ca}/\text{S}=1.1\sim 1.2$) 下，接近或达到湿法工艺的脱硫效率。目前，国外最大单塔烟气处理量可达 $1\ 200\ 000\text{m}^3/\text{h}$ 。

(3) 增湿灰循环脱硫技术。增湿灰循环脱硫技术借鉴了喷雾干燥法的原理，又克服了该工艺使用制浆系统和喷浆而产生的种种弊端（如黏壁、结垢等）。增湿灰循环脱硫技术将消石灰粉与除尘器收集的循环灰在混合增湿器内混合，并加水增湿至 5% 的含水量，然后导入烟道反应器内进行脱硫反应。含 5% 水分的循环灰有较好的流动性，省去了复杂的制浆系统，克服了喷雾过程的黏壁问题。该技术既有干法的简单、价廉等优点，又有湿法的高效率。

(4) 电子束烟气脱硫。大致有预除尘、烟气冷却、加氨、电子束照射、副产品捕集过程。原烟气经过电除尘后进入冷却塔冷却、除尘和增湿，烟气温度从 140°C 左右降至 60°C 左右。在反应器的入口喷入一定量的氨气、压缩空气和软水的混合物。当高能电子束辐射向湿的烟气时，电子束能量大部分被 N_2 、 O_2 、 H_2O 吸收，生成活性很强的游离基 O 原子、OH 基、HO 基和 N 基等。这些自由基与烟气中的 SO_2 和 NO_x 进行反应，分别氧化成硫酸 H_2SO_4 和硝酸 HNO_3 。在有氨存在的情况下，生成较稳定的硫酸铵和硝酸粉末，部分粉末沉降于反应器底部，通过输送机排出；大部分粉末随烟气一起进入后续的电除尘器，它们被除尘器捕集下来从而达到脱硫脱硝的目的，洁净的烟气经吸风机升压后进入烟囱排入大气。

电子束脱硫能同时脱除烟气中的 SO_2 和 NO_x ；其运行操作简单，维护方便；无废水废渣；能同时脱硫脱硝，并可达到 90% 的脱硫率和 80% 的脱硝率；副产品以硫酸铵为主，含少量硝酸铵的有益氮肥；投资少，运行费用较低，经济性较好，适合在高硫煤地区运行。

3. 湿法烟气脱硫技术

湿法烟气脱硫是相对于干法烟气脱硫而言的，它采用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。无论是吸收剂的投入、吸收反应全过程，还是脱硫副产物的收集和排放，均以水为介质。湿法烟气脱硫 (WFGD) 是目前国内外火电厂烟气脱硫技术的主要发展趋势。湿法脱硫技术成熟，具有脱硫反应速度快、脱硫效率高、设备简单、 Ca/S 比低、运行可靠、操作简单、适用于大机组、煤质适应性广、吸收剂资源丰富价格便宜、副产品可回收等优点。但系统复杂，设备庞大，占地面积大，一次性投资相对较大，耗水量大，普遍存在腐蚀严重、运行维护费用高及易造成二次污染等问题。湿法烟气脱硫技术的特点是整个脱硫系统位于燃煤锅炉除尘系统之后，对现有锅炉系统没有显著的影响，既可用于新装机

组,也可用于机组改建。脱硫过程在溶液中进行,脱硫剂和脱硫生成物均为湿态,脱硫过程的反应温度低于露点不利于烟气扩散,所以脱硫后的烟气一般需经加热后才能从烟囱排出。世界各国的湿法烟气脱硫工艺流程、形式和机理大同小异,主要是使用吸收剂,在吸收塔中对烟气进行洗涤,从而除去烟气中的 SO_2 。因吸收剂的不同,湿法烟气脱硫主要有石灰石(石灰)一石膏法、双碱法、氨吸收法、海水脱硫等。

(1) 氨法脱硫。氨法是以 $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_3$ 、 NH_4HSO_3 溶液来吸收低浓度 SO_2 ,然后用不同的方法处理吸收液。氨法脱硫技术反应速率快、吸收剂利用率高,相对钙基脱硫系统简单、设备体积小、能耗低,其脱硫副产品硫酸铵可用作农用肥料;但是氨价格高,运行成本高。

(2) 双碱法脱硫。它是利用钠碱吸收 SO_2 ,石灰处理和再生洗液,取碱法和石灰法两者的优点而避其不足。双碱法有吸收、再生和固体分离三个过程。与石灰石或石灰湿法相比,双碱法的优点为:石灰的利用率高、反应速度快,脱硫效率高,占地面积小,运行的可靠性高,操作费用低,吸收塔不易堵塞和磨损,系统不会产生沉淀物。它的缺点是投资高, Na_2SO_3 氧化副反应产物 Na_2SO_4 较难再生,它的存在也降低了石膏的质量。

(3) 海水脱硫。海水通常呈碱性,自然碱度大约为 $1.2\sim 2.5\text{mmol/L}$,这使得海水具有天然的酸碱缓冲能力及吸收 SO_2 的能力。海水吸收烟气中的 SO_2 并与氧发生反应生成 SO_4^{2-} 和 H^+ ,海水中的 CO_3^{2-} 与 H^+ 反应生成 CO_2 和水。脱硫后的废水经强烈曝气后,与新鲜海水混合沉淀,pH值和COD等指标合格后排入大海。虽然海水脱硫工艺简单,投资和运行成本低,但此法受地域限制,而且对水文地质和海洋生物存在着潜在的影响。

石灰石一石膏法是目前世界上运用最为广泛的烟气脱硫技术,市场占有率约80%,石灰石一石膏法工艺成熟,适合各类煤种,脱硫效率高,系统运行的可靠性高。

第三节 脱 硝 技 术

对于燃煤 NO_x 的控制主要有燃料脱氮(即燃烧前脱氮)、改进燃烧方式和生产工艺(即燃烧中脱氮)和烟气脱硝(即燃烧后脱氮)三种方法。前两种方法是减少燃烧过程中 NO_x 的生成量,第三种方法则是对燃烧后烟气中的 NO_x 进行治理。

燃烧前脱氮主要将燃料转化为低氮燃料,成本太贵,工程应用较少。燃烧中脱氮是根据 NO_x 的形成机理而产生的,主要有低氧燃烧法、二段燃烧法、烟气再循环法等,这种技术费用较低,脱硝率不高,而且一些低 NO_x 燃烧技术和设备有时会降低燃烧效率,造成不完全燃烧损失增加,设备规模随之增大。燃烧后脱氮主要指烟气脱硝技术,脱硝率较高,是近10年内 NO_x 控制措施中最重要方法。按脱硝剂及脱硝产物在反应过程中的干湿状态可分为干法、湿法、和干一湿结合法三大类;干法可分为选择性催化还原法、选择性非催化还原法、吸附法、高能电子活化法;湿法可分为水吸收法、络合吸收法、稀硝酸吸收法、氨吸收法、亚硫酸铵法、弱酸性尿素吸收法等;干一湿结合法是催化氧化和相应的湿法结合而成的一种脱硝方法。对低 NO_x 燃烧技术、选择性催化还原烟气脱硝技术将在第八、九章重点讨论,在此仅对各方法的特点作简单介绍。

按烟气脱硝工艺的不同可分为气相反应法、液相吸收法、吸附法、液膜法和微生物法等几类。气相反应法又包括三类:一是电子束法和脉冲电晕等离子体法;二是选择性催化还原

法、选择性非催化还原法和炽热碳还原法；三是低温常压等离子体分解法等。第一类是利用高能电子产生的自由基将 NO 氧化为 NO₂，再与 H₂O 和 NH₃ 作用生成 NH₄NO₃ 并加以回收利用，可同时脱硫脱硝；第二类是在催化或非催化条件下，用 NH₃、C 等还原剂将 NO_x 还原为无害 N₂ 的方法；第三类则是利用超高压窄脉冲电晕放电产生的高能活性粒子撞击 NO_x 分子，使其化学键断裂分解为 O₂ 和 N₂ 的方法。以上方法中，脉冲电晕等离子体法和分解法处于试验阶段。表 1-1 为各种烟气脱硝工艺的比较。

表 1-1 各种烟气脱硝工艺的比较

脱硝工艺	适用性及特点	优缺点	脱硝率	投资
SCR	适合排气量大，连续排放源	二次污染小，净化效率高，技术成熟；设备投资高，关键技术含量高	80%~90%	较高
SNCR	适合排气量大，连续排放源	不用催化剂，设备和运行费用少；NH ₃ 用量大，有二次污染，难以保证反应温度和停留时间	30%~60%	较低
液体吸收法	处理烟气量很小的情况下可取	工艺设备简单、投资少，收效显著，有回收 NO _x 的方法；效率低，副产物不易处理，目前常用的方法不适于处理燃煤电厂烟气	效率低	较低
微生物法	适用范围较大	工艺设备简单，能耗及处理费用低，效率高，无二次污染；微生物环境条件难以控制，仍处于研究阶段	80%	低
活性炭吸附法	处理烟气量不大	同时脱硫脱硝，回收 NO _x 和 SO ₂ ，运行费用低；吸收剂用量多，设备庞大，一次脱硫脱硝率低，再生频繁	80%~90%	高
等离子体法	适用范围较大	同时脱硫脱硝，无二次污染；运行费用高，关键设备技术含量高，不易掌握	85%	高

一、湿法烟气脱硝技术

液体吸收法烟气脱硝又可称为湿法烟气脱硝，主要包括水吸收法、酸性吸收法、碱中和吸收法、氧化吸收法、液相还原吸收法等。液体吸收法烟气脱硝工艺技术要点如表 1-2 所示，这些脱硝方法消耗大量吸收剂，吸收产物会造成二次污染，我国化工行业废气处理常采用这些方法，对 NO_x 中以 NO 为主的燃煤烟气不太适合。

从表 1-2 中也可以看出，湿法脱除 NO_x 的困难在于 NO 的惰性，NO_x 脱除的立足点是强化 NO 的吸收。络合吸收法就是一种强化吸收 NO 的方法。

表 1-2 液体吸收法烟气脱硝工艺技术要点

脱硝工艺	优缺点
水吸收法	用水做吸收剂对 NO _x 进行吸收，吸收率低，仅可用于气量较小、净化要求不高的场合，不能净化含 NO 为主的 NO _x
酸性吸收法	用稀硝酸等作为吸收剂对 NO _x 进行物理吸收和化学吸收。可以回收 NO _x ，消耗动力较大
碱中和吸收法	用 NaOH、Na ₂ SO ₃ 、Ca(OH) ₂ 、NH ₄ OH 等碱性溶液作吸收剂对 NO _x 进行化学吸收。对含 NO 较多的 NO _x 废气净化效率低