

火电厂烟气污染物 超低排放技术

HUODIANCHANG YANQI WURANWU
CHAODI PAIFANG JISHU

西安热工研究院 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

火电厂烟气污染物 超低排放技术

HUODIANCHANG YANQI WURANWU
CHAODI PAIFANG JISHU

西安热工研究院 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

随着我国环保法规的日益严格和节能减排政策的大力推行,燃煤机组主要污染物排放要求达到天然气燃气轮机机组排放标准限值,即超低排放水平。以超低排放为标志的煤炭清洁高效利用将成为燃煤发电的新常态。为满足火电厂烟气污染物超低排放改造工程建设需要,加快超低排放技术的工程应用,西安热工研究院组织相关技术领域的专家编写了本书。

本书全面介绍了火电厂烟气主要污染物控制技术,详细分析了各种技术的特点、应用条件,介绍了火电厂实现烟气污染物超低排放改造工程的技术途径和工程应用,同时对一体化协同脱除技术、典型的超低排放改造工程案例进行了介绍,并对降低超低排放改造工程的造价、节能和新技术作了进一步的研究。

本书理论与工程应用融为一体,内容丰富、实用性强,可供电力、能源、环境、化工等相关专业的技术人员、管理人员阅读参考;对于能源与环境领域的学生和科技工作者,也具有一定的参考价值。

图书在版编目(CIP)数据

火电厂烟气污染物超低排放技术/西安热工研究院编著. —北京:中国电力出版社,2016.6

ISBN 978-7-5123-8645-7

I. ①火… II. ①西… III. ①火电厂-烟气排放-研究 IV. ①TM621

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 001823 号

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>)

汇鑫印务有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2016 年 6 月第一版 2016 年 6 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 16.75 印张 372 千字

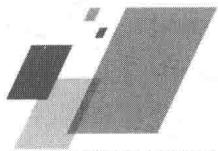
印数 0001—2000 册 定价 58.00 元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪

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



前 言

火电厂烟气污染物超低排放技术

我国的一次能源消费以煤为主，煤的主要利用方式是燃烧。煤燃烧会产生粉尘、硫氧化物、氮氧化物和有害重金属等。我国动力用煤中高灰分、高硫分煤的比例较大，而且基本未经洗选等预处理，因此，燃煤电厂污染物排放总量大且集中，成为我国最主要的大气污染源之一。当前，雾霾、酸雨、温室效应、臭氧层破坏等环境问题日益严重，燃煤污染已成为制约我国经济社会可持续发展的一个重要问题，引起社会的高度关注。

我国对燃煤电厂大气污染物排放的环保要求不断提高，仅“十二五”期间就有两次提升。党的十八大提出“推动能源生产和消费革命”，国家发展和改革委员会、环境保护部、国家能源局联合下发《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014—2020年）》，对燃煤发电行业的节能减排提出了新要求和升级改造的“时间表”，在此基础上部分地方政府相继出台了更为严格的环保标准，要求燃煤机组主要污染物达到天然气燃气轮机机组排放标准限值，即超低排放水平。以超低排放为标志的煤炭清洁高效利用将成为燃煤发电的“新常态”。

随着我国环保法规对排放要求的日益严格和节能减排政策的大力推行，深入研究火电厂烟气污染物超低排放技术，探索火电厂烟气多污染物一体化协同脱除技术成为能源与环境工程领域的重要课题。为积极响应国家加强煤炭清洁高效利用的政策，满足火电厂烟气污染物超低排放改造工程建设需要，加快超低排放技术的工程应用，西安热工研究院组织相关技术领域的技术专家，在原有多种污染物控制技术的基础上，深入火电厂调研，反复论证和工程实践，总结和研发了实现多污染物一体化脱除的技术方案、技术路线，并在华能陕西铜川照金电厂、山东黄台电厂等改造工程中成功应用，实现了超低排放的环保要求，并由此提炼出一整套完整的超低排放技术方法。为使相关工程设计、管理、建设人员全面了解超低排放的最新技术，西安热工研究院组织相关技术专家编写了本书。本书全面介绍了火电厂烟气主要污染物控制技术，详细分析了各种技术的特点、应用条件，介绍了火电厂实现烟气污染物超低排放改造工程的技术途径、工程应用方法，同时对一体化协同脱除技术、典型的超低排放改造工程案例进行了介绍，并对降低超低排放改造工程的造价、节能和新技术作了进一步的探究。

本书由林伟杰任主编，对全书内容进行策划并对全书格局进行了统筹，牛国平任副主编，负责全书统稿和技术审核。全书共分七章，第一章由白少林编写，主要介绍了我国燃煤电厂烟气污染物的生成和烟气污染物的主要控制技术；第二章由张广才、周虹光、徐党旗、房凡、姬海民编写，主要介绍了煤燃烧过程中的 NO_x 控制技术；第三章由牛国平、罗志、董陈、王晓冰编写，详细介绍了烟气脱硝技术；第四章由何育东、李

兴华编写，主要介绍了燃煤电厂的 SO_2 控制技术和相关工艺、设备；第五章由聂孝峰、李东阳、郭斌、刘玺璞编写，详细介绍了除尘器及烟尘超低排放技术；第六章由王月明、牛国平、谭增强编写，主要介绍了火电厂超低排放的一体化协同脱除技术，同时介绍了陶瓷催化滤管一体化脱除技术；第七章由牛国平、李帅英、李强编写，主要介绍了陕西铜川照金电厂 1、2 号机组和山东黄台电厂 9 号机组超低排放改造工程案例。柴华强承担了组织协调工作。

本书内容丰富、实用性强，理论与工程应用融为一体，深入浅出，可供电力、能源、环境、化工等相关专业的技术人员、管理人员阅读参考；对于能源与环境领域的学生和科研工作者，也具有一定的参考价值。

本书的成稿得益于西安热工研究院大量的环保技术研发、工程设计及组织实施的经验积累，参考了相关领域国内外的科技论文、专著教材；同时，有关电厂技术专家也提出了宝贵的建议和意见，谨在此致以谢意。在编写过程中，也得到了西安热工研究院相关专家、领导、技术部门及教育培训部的大力支持，在此一并致谢。

限于编者水平和编写时间，本书难免有不妥之处，敬请读者批评指正。



2016 年 4 月

目 录

火电厂烟气污染物超低排放技术

前言

第一章	概述	1
第一节	燃煤电厂烟气污染物的生成	1
第二节	燃煤电厂烟气污染物主要控制技术	4
第二章	NO_x 燃烧控制	10
第一节	概述	10
第二节	燃烧产生 NO _x 的机理	14
第三节	四角切圆直流燃烧器降低 NO _x	16
第四节	墙式燃烧旋流燃烧器降低 NO _x	40
第五节	W 火焰锅炉燃烧器降低 NO _x	64
第六节	燃气锅炉降低 NO _x	72
第三章	烟气脱硝技术	77
第一节	概述	77
第二节	SCR 技术	77
第三节	SNCR 技术	114
第四节	SNCR+SCR 混合技术	121
第四章	SO₂ 控制技术	131
第一节	SO ₂ 减排技术概述	131
第二节	单塔技术	137
第三节	双塔双循环技术	151
第四节	SO ₂ 超低排放技术路线	154
第五章	烟尘控制技术	158
第一节	概述	158
第二节	烟尘特性	159
第三节	电除尘器	163

第四节	袋式除尘器	172
第五节	电袋复合除尘器	176
第六节	湿式电除尘器	179
第七节	烟尘超低排放技术	187

第六章 一体化协同脱除技术 192

第一节	概述	192
第二节	火电厂超低排放的一体化协同脱除技术	194
第三节	一体化协同脱除技术的工程应用	200
第四节	陶瓷催化滤管一体化污染物脱除技术	208

第七章 工程案例 217

第一节	铜川照金电厂 1、2 号机组超低排放改造工程案例	217
第二节	黄台电厂 9 号机组超低排放改造工程案例	233

参考文献 260

概 述

第一节 燃煤电厂烟气污染物的生成

一、煤炭主要元素

煤炭是一种有机可燃岩石，成分及结构极其复杂。从原煤、煤燃烧产物中可以检测出 H、C、N、O、Na、Mg、Al、Si、S、K、Ca、Fe 等 12 种常量元素，检测出 Li、Be、B、F、P、Cl、Cr、As、Se、Hg、U 等 68 种微量元素；从煤层气中检测出 He、Ne、Ar、Kr、Xe 等 5 种惰性气相元素。可以估计，原煤、煤层气及煤燃烧产物中几乎包括了地壳中的所有元素。常量元素在煤中的含量超过 0.1%，微量元素在煤中的含量低于 0.1%。

一般认为煤中常见有害元素主要有 S、Cl、P、Hg、As、F、Be、Cr、Pb、Mn、Cu、Ni、U 等，还有多环芳烃（PAHs）类有机化合物。其中 S、Cl、P 对工业生产过程有害，其余的微量元素对人类及环境生态有害，多环芳烃（PAHs）类有机化合物对人类健康有害。

二、煤炭燃烧产生的有害物质

煤炭在开采、运输、储存、使用过程中多种有害元素高度富集、迁移、扩散，侵入周围环境，进而危害动物、植物及人类的健康与生存，损坏设施。

煤炭在燃烧过程中主要产生 SO_2 、 SO_3 、NO、 NO_2 、CO、 CO_2 、微量金属元素、放射性微粒、多环芳烃（PAHs）、细颗粒物（ $\text{PM}_{2.5}$ ）等，这些有毒有害化合物、有害元素可快速、大量富集与扩散，尤其是重金属元素，大部分会随同亚微米颗粒排放到大气中，这些亚微米粒子在大气中以气溶胶形式存在，不易沉降，长时间停留在大气中，进入人类呼吸系统；同时影响大气能见度，还会随降水对水环境、土壤产生污染，进入食物链，使人类及其他生物受到重金属的危害。据美国环境保护协会报道，从燃烧炉内排放出的空气污染物中，最重要的是硫化物、氮氧化物、未完全燃烧物、重金属及有机类有害物质（如苯并芘），其中以亚微米颗粒形式存在的重金属排放物具有最大的威胁性，是造成几乎所有癌症的原因。

1. 二氧化硫

煤中的硫在燃烧过程中产生 SO_2 气体， SO_2 溶于水中时，会形成亚硫酸。 SO_2 在工艺流程中若形成亚硫酸，会严重腐蚀设备，影响工业生产。 SO_2 排入大气遇到水蒸气结

合成酸性降水即酸雨，污染江河湖泽土壤，严重破坏生态环境，危害动植物的生长，腐蚀建筑物。

SO₂ 是一种有毒气体。空气中 SO₂ 的浓度为 1μL/L 时，人会有不适感；当浓度达到 8μL/L 时，人会感到呼吸困难；当浓度达到 10μL/L 时，咽喉纤毛就会排出黏液。SO₂ 会影响呼吸系统和肺功能，并刺激眼睛。呼吸道的炎症导致咳嗽、黏液分泌、加重哮喘和慢性支气管炎并使人更易患呼吸道感染。统计表明，在空气中 SO₂ 水平较高的日子里，心脏病病人就诊的人数增多，死亡率增长。

2. 氮氧化物

在高温燃烧时，煤中的元素氮和空气中的氮被氧化成 NO，NO 在大气中与氧发生反应生成 NO₂。在温度较高或有云雾存在时，NO₂ 进一步与水分子反应形成硝酸 (HNO₃)，硝酸沉降于地面形成酸雨。在太阳光和热的作用下，氮氧化物还与空气中的挥发性有机化合物 VOC 反应形成臭氧 (VOC+NO_x→O₃)，O₃ 是大气中光化学烟雾的重要物质，导致空气质量变差。空气中过多的臭氧对人类健康造成显著影响，它可引发哮喘、降低肺功能并引起肺部疾病。

流行病学研究表明，哮喘儿童发生支气管炎症状的增多与长期接触 NO₂ 有关。有关研究表明，欧洲和北美一些城市中肺功能减弱现象的增加也与目前测量（或观察到）的 NO₂ 的浓度有关。若干欧洲研究报告称，对臭氧的暴露每增加 10μg/m³，日死亡率上升 0.3%，心脏病增加 0.4%。

3. 汞

我国多数煤的汞含量在 0.01~0.5μg/g，少数煤中汞含量达到 2~6μg/g。煤燃烧时，煤中的汞在约 1500℃ 下蒸发并以单质汞的形态存在于烟气中，随着烟气温度降低，单质汞与烟气中其他物质发生反应，部分单质汞转化为其他形态的汞，如 Hg⁰、HgCl₂、HgO、HgSO₄、Hg^p。HgCl₂、HgO 和 HgSO₄ 中的汞为氧化汞；Hg^p 为颗粒汞；气态单质汞 Hg⁰ 难溶于水，不能被脱除，随烟气排入大气。大气中的汞沉降到地面，侵入环境，通过水体及食物链被人体吸收积累，体内积累最多的部位为骨骼、肾、肝、脑、肺、心脏等，造成这些部位受损。汞是剧毒性的微量元素，高水平的汞接触将对人的神经系统和生长发育产生影响。

4. 砷

我国多数煤的砷含量在 0.4~10μg/g，少数煤中砷含量达到 40~450μg/g。砷是一种挥发性的元素，熔点为 1090K，升华温度为 889K。煤中的砷在燃烧过程中气化，随后富集到飞灰随灰粒子迁移和转化，尤其是形成剧毒氧化物 As₂O₃（砒霜）和 As₂O₅ 进入大气、水及土壤中，能通过呼吸道、消化道、皮肤接触等进入人体。砷中毒的主要症状为皮肤色素的改变和手掌角质细胞的增多，并伴随有神经系统和消化系统的炎症，对器官的损坏表现为不明显的肝肿大，对皮肤的损害是最明显的症状，这些症状包括黑变病，更严重的影响诸如手脚角质细胞增多，Bowen. r 病和皮肤癌，因此煤中的砷是环境学和煤地球化学最关注的具有环境敏感意义的有害元素之一。

5. 氟

我国多数煤的氟含量在 $20 \sim 100 \mu\text{g/g}$ ，少数煤中氟含量达到 $400 \sim 800 \mu\text{g/g}$ 。氟为易挥发性的有害元素，煤在燃烧时，煤中的氟以 HF 或以少量的 SiF_4 、 CF_4 等气态形式排入大气中。人通过呼吸系统吸入含氟较高的气体或氟通过食物链的形式进入体内，沉积在牙齿和骨骼里从而形成人们常见的地方性氟病，先期症状为氟牙症，严重症状为氟骨症，并影响儿童智力。植物对氟具有敏感性，植物长期接触氟，植物叶子产生伤痕、落叶、枝条枯死等症状。

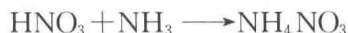
6. 多环芳烃 (PAHs)

原煤中含有多环芳烃 (PAHs)，原煤在燃烧过程中高温裂解也会产生多环芳烃。分子量较小的多环芳烃主要分布在气相中，分子量较大的多环芳烃大多分布在细颗粒物上。多环芳烃随烟气及灰渣侵入环境，大气中的多环芳烃通过呼吸系统进入人体，还会被植物吸收，或积累在土壤中，通过食物链进入人体，多环芳烃对人体具有致癌和致突变隐患。

7. 可吸入颗粒物及细颗粒物

可吸入颗粒物及细颗粒物 (PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$) 种类很多，包括飞灰粒子、重金属化合物、硫酸盐、硝酸盐、氨、氯化钠、黑碳等，还包括悬浮在空气中的有机和无机物的固体和液体复杂混合物。

煤炭含有多种矿物质，燃烧后形成飞灰，飞灰粒子绝大多数被除尘设施收集，但仍有少量排入大气，这些没有被收集的飞灰粒子绝大多数为 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 。同时，燃烧产生的 SO_2 、 NO_x 等排入大气，与大气中的其他物质通过大气化学反应生成二次颗粒物，实现气体到粒子的相态转换。如 SO_2 、 NO_x 与水及氨反应生成硫酸盐、硝酸盐颗粒等。



细颗粒飞灰比表面积大、吸附能力强，燃烧产生的重金属等有害物质容易附着在其表面，因此可吸入颗粒物对人的影响要大于其他污染物，是毒性很大的污染物。研究表明， $10 \mu\text{m}$ 直径的颗粒物通常沉积在上呼吸道， $2 \mu\text{m}$ 以下的可进入到细支气管和肺泡再进入血液。长期暴露于这些颗粒物可能导致罹患心血管、呼吸道疾病及肺癌。哈佛大学学者曾在 1974—1991 年对美国圣路易 (St. Louis) 地区的 6 个城市做了多年的跟踪对比研究，证实了大气中粉尘颗粒物对健康的负面影响。这一研究的主要目的是了解人类长时间暴露在 SO_2 和粉尘环境下的肺部病变情况，研究结论显示，无论是日常还是在一段时期内暴露于高浓度的可吸入颗粒物及细颗粒物 (PM_{10} 和 $\text{PM}_{2.5}$)，都与死亡率或发病率的增加有着数量上的密切关联。相反，如果小颗粒和细颗粒的浓度降低，则相关死亡率也会降低。

第二节 燃煤电厂烟气污染物主要控制技术

一、烟尘控制技术

20 世纪 70 年代前,我国燃煤电厂普遍使用水膜除尘器与旋风除尘器。水膜除尘器最早是横置洗海棒栅水膜除尘器,实际运行时横置洗海棒栅易堵灰,几乎全部被拆掉,致使水膜除尘器的效率一般都降到 90% 以下。后来经过改进,洗海棒栅改造成倾斜放置,洗海棒栅堵灰大大减轻,运行效率有所提高。70 年代初,我国开发了文丘里湿式除尘器。文丘里湿式除尘器比普通离心水膜除尘器效率要高 10% 以上,在燃煤电厂得到了广泛的应用。旋风除尘器主要分多管除尘器和旋风子除尘器两种型式,长期运行情况下,旋风除尘器多数因堵塞和风量分配不均效率低下,效率都在 80% 以下,特别是多管除尘器,效率在 70% 以下。

80 年代起,我国自主开发宽极距电除尘器,同时分别从瑞典 Flakt 公司、美国 GE 公司、德国 Lurgi 公司引进电除尘器技术,电除尘器得到广泛使用,除尘效率达到 99.6% 的水平。

2000 年后,我国环保标准提高,燃煤灰分增加,煤灰中 SiO_2 、 Al_2O_3 成分比重增加 (>80%),高比电阻煤种增多,电除尘器对这些煤种敏感,燃煤电厂烟尘排放变大,袋式除尘器及电袋除尘器开始引进、研究及使用。2001 年,第一台袋式除尘器在 200MW 机组上投入运行,烟尘排放浓度小于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ (标态、干基、6% O_2 ,后文如无特殊说明,均指该状态),运行效果良好,随后袋式除尘器及电袋除尘器得到广泛应用。

2010 年后我国环境持续恶化,出于对湿法脱硫系统石膏雨控制,并达到特别排放限值的需求,我国开始研究湿式电除尘技术。2012 年,我国燃煤电厂开始使用湿式电除尘器,烟尘排放浓度达到低于 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 的水平。

二、二氧化硫控制技术

2000 年后我国开始治理 SO_2 。采用炉内喷钙、流化床添加石灰石进行炉内脱硫,采用石灰石湿法、半干法及干法进行烟气脱硫,也有使用氨法、活性炭进行烟气脱硫。

炉内喷钙脱硫是石灰石 (CaCO_3) 受热分解成氧化钙 (CaO) 和二氧化碳 (CO_2),氧化钙再与烟气中二氧化硫 (SO_2) 反应生成亚硫酸钙 (CaSO_3) 和硫酸钙 (CaSO_4),最终被氧化成硫酸钙。石灰石-石膏湿法脱硫是烟气进入吸收塔后与吸收剂浆液接触混合,进行物理、化学反应,最后产生固化二氧化硫的石膏副产品。即石灰石 (CaCO_3)、二氧化硫 (SO_2)、水 (H_2O) 进行反应生成亚硫酸氢钙 [$\text{Ca}(\text{HSO}_3)_2$],亚硫酸氢钙、碳酸钙、水进行氧化反应生成石膏 ($2\text{CaSO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)。氨法脱硫是二氧化硫、氨 (NH_3) 发生反应生成硫酸铵 [$(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$],硫酸铵为无色结晶或白色颗粒,主要用作肥料。

活性炭脱硫是利用活性炭吸附作用去除烟气中二氧化硫的脱硫工艺。活性炭是一种多孔物质,孔的尺寸在纳米级。活性炭孔的比表面积大,对烟气中的污染物具有物理吸附作用,可将烟气中的污染物截流在活性炭内,利用微孔与分子半径大小相当的特征,

将污染物分子限制在活性炭内。同时活性炭具有化学吸附作用,依靠活性炭表面品格有缺陷的C原子、含氧官能团和极性表面氧化物所带的化学特征,有针对性地将污染物固定在活性炭内表面上。二氧化硫、汞、砷等重金属, HF、HCl 和二噁英等大分子氧化物,被活性炭吸附从烟气中脱除。

燃烧中脱硫系统简单,运行经济性好,但脱硫效率偏低, SO_2 难以达到现行环保标准。石灰石半干法及干法耗水少,脱硫效率较低, SO_2 也难以达到现行环保标准。石灰石—石膏湿法脱硫工艺效率高、工艺成熟,已成为国内外的主流脱硫技术。氨法脱硫技术成熟,有少数电厂使用,因副产物市场问题难以推广,净化后的烟气含有微量的 NH_3 和亚硫酸铵、硫酸铵气溶胶,存在二次污染的隐患。活性炭脱硫技术成熟,脱硫效率高,鉴于副产物硫酸市场问题及脱硫成本高等原因,在垃圾焚烧炉、冶金行业应用较多。

三、氮氧化物控制技术

燃煤电厂氮氧化物 (NO_x) 控制技术有两大类:第一是低氮燃烧技术,在燃烧过程中控制氮氧化物的生成;第二是烟气脱硝技术,从烟气中脱除生成的氮氧化物。

低氮燃烧技术是控制燃煤电厂氮氧化物生成及排放的重要手段,以低氮燃烧器 (LNB)、空气分级技术为主。在燃烧优质烟煤情况下, NO_x 排放最好可达到 $160\text{mg}/\text{m}^3$ 左右。低氮燃烧技术已经在燃煤电厂大规模应用。

烟气脱硝技术主要包括选择性催化还原 (SCR) 脱硝、选择性非催化还原 (SNCR) 脱硝和 SNCR/SCR 联合脱硝。选择性催化还原脱硝系统是将液态无水氨或氨水蒸发,氨和稀释空气或烟气混合,随后利用喷氨格栅将其喷入烟气中,一般在 $300\sim 430^\circ\text{C}$ 温度下, NH_3 与 NO_x 在 SCR 反应器中与催化剂接触, NO_x 转化为氮气和水。选择性催化还原 (SCR) 脱硝效率高,可满足各种排放要求,已经在燃煤电厂大规模应用。选择性非催化还原是指无催化剂的情况下,采用炉内喷氨、尿素水溶液或氢氨酸作为还原剂,在 $850\sim 1100^\circ\text{C}$ 的“温度窗口”区域内还原剂迅速分解成 NH_3 , NH_3 将烟气中的氮氧化物还原为氮气和水。SNCR 系统简单投资少,但脱硝效率一般不超过 40% 左右,对于大多数锅炉 NO_x 达到 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 排放浓度较难,在燃煤电厂中应用较少。

四、燃煤电厂烟气污染物控制政策要求及技术发展趋势

(一) 燃煤电厂烟气污染物控制政策的演变

我国于 1973 年 8 月 5 日召开全国第一次环境保护会议,会议确定了环境保护工作的方针和政策,并向全国发出了消除污染,保护环境的动员令。第一次全国环境保护会议之后,我国建立起环境保护机构,加强对环境的管理。

1973 年,我国颁布了第一个环境保护标准《工业“三废”排放试行标准》(GBJ 4—73),根据对人体的危害程度,并考虑到我国现实情况,GBJ 4—73 首次提出了十三类有害物质的排放标准限值,其中与燃煤电厂有关的有害物质为 SO_2 、烟尘。GBJ 4—73 规定了 7 种不同高度排气筒所对应的 SO_2 、烟尘允许单位时间的排放量。如烟囱高度 30m 时, SO_2 、烟尘排放 $82\text{kg}/\text{h}$; 烟囱高度 150m 时, SO_2 、烟尘排放 $2400\text{kg}/\text{h}$ 。由于该标准以大气环境质量标准为依据,允许排放量限值随着烟囱增高而逐渐增大,所以刺激了电厂高烟囱和多烟囱的建

设。然而,高烟囱排放虽然在一定程度上利用了大气的自净能力,但不能从根本上解决污染问题,虽然能降低近距离污染物落地浓度,却不能减少污染物排放总量。随着机组容量增大、烟囱高度的增加,污染范围扩大,污染物在空中停留时间增长,也使形成酸雨的机会增加。总之,该标准尚未意识到排放标准中的污染物总量控制、电厂污染物排放浓度和污染物的区域性转移问题,也没有考虑气象、地形等因素的地区性差异,且要求过低,未能有效控制电厂污染物的排放。

1991年,国家环保局颁布了《燃煤电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—1991),规定了燃煤电厂烟尘排放浓度限值,对于现有燃煤电厂,使用不同灰分煤种不同除尘器时提出了不同烟尘排放浓度限值。对于新扩改火电厂,大于670t/h锅炉在县及以上城镇建成区内外使用不同灰分煤种提出了烟尘排放浓度限值。如对于现有电厂燃用原煤灰分 A_{ar} 大于40%的煤种,使用电除尘器烟尘排放允许达到 $1000\text{mg}/\text{m}^3$,使用其他除尘器允许达到 $3300\text{mg}/\text{m}^3$ 。 SO_2 允许排放量从定值发展到计算公式,根据大气环境质量标准所允许的地面浓度,通过模式计算,给定烟囱高度即可计算出 SO_2 按每小时允许排放量。对城市、农村等不同功能区的电厂污染物排放限值作了区别对待。该标准对 SO_2 排放标准较宽松且未实行浓度控制,按此标准,只有较大的火电厂才可能超标,因此不能显著地削减 SO_2 排放量。

1996年,国家环保局颁布了《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—1996),这个标准划分了第Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ时段,第Ⅰ、Ⅱ时段与GB 13223—1991的现有火电厂及新扩改火电厂对应,第Ⅲ时段增加了对 $\geq 1000\text{t}/\text{h}$ 锅炉的 NO_x 排放浓度控制。在国家划定酸雨和 SO_2 污染控制的“两控区”,第Ⅲ时段 SO_2 实行排放总量与排放浓度双重控制,只有使用低硫煤(燃煤含硫量小于1%)才能达标,起到了限制燃用高硫煤的作用。如在第Ⅲ时段“两控区”内新建电厂 SO_2 排放浓度标准为 $1200\text{mg}/\text{m}^3$ ($S>1\%$)、 $2100\text{mg}/\text{m}^3$ ($S<1\%$)。在烟尘的控制上,在第Ⅲ时段烟尘排放浓度限值为 $200\sim 600\text{mg}/\text{m}^3$ 。在 NO_x 的控制上,在第Ⅲ时段固态排渣炉 NO_x 排放浓度控制 $650\text{mg}/\text{m}^3$ 。该标准不能显著地、有效地削减 SO_2 排放量;只对第Ⅲ时段排放 SO_2 和氮氧化物有浓度限值,对第Ⅰ、Ⅱ时段却没有浓度限值,造成大量电厂不受排放浓度限值的约束,此外第Ⅲ时段浓度限值过于宽松,也不能起到有效的控制作用。

2003年,国家环保总局颁布了《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2003),这个标准调整了大气污染物排放浓度限值,取消了按除尘器类型和燃煤灰分、硫分规定不同排放浓度限值;给出了所有3个时段的 SO_2 、烟尘、氮氧化物的排放浓度限值,使火电厂的大气污染物排放控制形成一个有机的整体,规定了现有火力发电锅炉达到更加严格的排放限值的时限。如第3时段,2004年1月1日起,煤粉锅炉粉尘排放浓度 $50\text{mg}/\text{m}^3$, SO_2 排放浓度 $400\text{mg}/\text{m}^3$,对于燃煤 V_{daf} 大于20%的锅炉, NO_x 排放浓度 $450\text{mg}/\text{m}^3$ 。该标准极大地促进了燃煤电厂单个机组 SO_2 排放量的减少。

2011年,国家环保部颁布了《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011),这个标准大幅调整了大气污染物排放浓度限值,取消了全厂 SO_2 最高允许排放速率的规定,增设了燃气锅炉 SO_2 、烟尘排放浓度限值,增设了重点地区大气污染物特别排放

限值,增设了汞及其化合物污染物排放限值自 2015 年 1 月 1 日起执行的要求。如燃煤锅炉,重点地区大气污染物特别排放限值,烟尘为 $20\text{mg}/\text{m}^3$, SO_2 为 $50\text{mg}/\text{m}^3$, 氮氧化物为 $100\text{mg}/\text{m}^3$, 汞及其化合物为 $0.03\text{mg}/\text{m}^3$ 。大气污染物排放控制更加严格。

2010 年后,我国雾霾天气频繁出现,我国大气污染形势严峻,以可吸入颗粒物(PM_{10})、细颗粒物($\text{PM}_{2.5}$)为特征污染物的区域性大气环境问题日益突出。2013 年 9 月 10 日,国务院公布了“大气污染防治行动计划”,提出经过五年努力,全国空气质量总体改善,重污染天气较大幅度减少;京津冀、长三角、珠三角等区域空气质量明显好转。力争再用五年或更长时间,逐步消除重污染天气,全国空气质量明显改善。到 2017 年,全国地级及以上城市可吸入颗粒物浓度比 2012 年下降 10%以上,优良天数逐年提高;京津冀、长三角、珠三角等区域细颗粒物浓度分别下降 25%、20%、15%左右,其中北京市细颗粒物年均浓度控制在 $60\mu\text{g}/\text{m}^3$ 左右。随后各地方政府研究制定相关环保政策。

2014 年 6 月 27 日,国家能源局印发《关于下达 2014 年煤电机组环保改造示范项目的通知》,2014 年煤电机组环保改造示范项目中,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,13 个环保改造示范项目原则上将在 2014 年底前完成改造,改造完成后,国家能源局将会同有关部门安排验收,并及时进行总结。

2014 年 9 月 12 日,国家发改委、环保部、国家能源局发布了《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020 年)》,明确了新建煤电机组的减排目标,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组排放限值,中部地区新建机组原则上接近或达到燃气轮机组排放限值,鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机组排放限值。到 2020 年,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以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组排放限值,即在基准氧含量 6%条件下,烟尘、 SO_2 、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。至此,我国燃煤电厂大气污染物控制迈向燃气机组排放限值的时代。

(二) 燃煤电厂烟气污染物控制技术发展趋势

1. 烟尘协同控制

燃煤电厂烟尘主要有两个来源,第一个为煤燃烧产生的烟尘,第二个为脱硫过程硫酸钙、石膏及其他颗粒物。对于燃烧产生的烟尘,目前可以采用电除尘器、脱硫塔、湿式电除尘器协同收集。对于脱硫过程产生的颗粒物,使用脱硫塔、湿式电除尘器协同收集。

(1) 电除尘器。电除尘器可采用高频电源系统,提高电场平均电压,可降低烟尘排放,降低电耗 40%~80%。在电除尘器前增设烟气余热利用系统,将烟气温度从约 120~150℃冷却到 100℃左右,进入电除尘器的烟气体积流量减少,烟尘比电阻降低,除尘效率提高。

(2) 脱硫塔。脱硫塔采用流场控制技术、托盘技术、氧化风均布技术,提高脱硫效

率,减少石膏浆液喷淋量,增加烟尘捕集;使用高效多级除雾器,提高烟尘、石灰石及石膏液滴的捕集效率,控制粉尘及雾滴的逃逸。

(3) 湿式电除尘器。脱硫塔出口湿烟气中包括烟尘、石灰石、石膏等颗粒物,一般在 $15\sim 40\text{mg}/\text{m}^3$ 左右,利用湿式电除尘器可以高效稳定地除去烟气中包括 $\text{PM}_{2.5}$ 等细颗粒物、酸雾、石膏微液滴、汞等污染物,使排放可达到 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。

2. 二氧化硫控制

SO_2 主流控制技术主要为石灰石—石膏法,具体有单塔技术、托盘技术、U 形塔(液柱+喷淋双塔)技术、串联双吸收塔技术、双回路吸收塔技术、双向多喷嘴技术等。另外,在常规的脱硫塔基础上增加喷淋层数量和浆池容量,也能增加脱硫效率,如采用串联双塔,脱硫效率可达到 99% 左右。

3. 氮氧化物协同控制

氮氧化物控制主要由低氮燃烧技术和烟气脱硝技术协同构成。对于燃用优质烟煤,使用低氮燃烧技术 NO_x 浓度可达到 $160\text{mg}/\text{m}^3$ 左右,可联合使用 SCR 烟气脱硝技术脱除烟气中 NO_x 以达到排放限值。对于无烟煤等难燃煤种,可使用低氮燃烧技术、SNCR 烟气脱硝技术、SCR(多层催化剂)烟气脱硝技术协同控制烟气氮氧化物。

4. 汞的控制

煤燃烧后汞会释放出形成单质汞,单质汞与烟气中其他成分(飞灰)发生反应,部分转化为其他形态的汞,SCR 催化剂促使单质汞氧化形成 Hg^{2+} 化合物。 Hg^{2+} 化合物也会被颗粒吸附,颗粒汞可以用静电除尘器和布袋除尘器来捕获。气态 Hg^{2+} 化合物易溶于水,能被湿法烟气脱硫系统的循环浆液吸收,湿式除尘器也会捕获溶于水的 Hg^{2+} 化合物及颗粒汞。因此,电厂现有环保设施自身具有协同去除 Hg^{2+} 的能力。

在协同除汞的基础上不能满足脱汞要求的情况下,需要采用专门除汞技术。活性炭粉末吸附脱汞是使用最多且工艺较成熟的脱汞技术,一般在空气预热器和除尘器之间喷入粉状活性炭,活性炭颗粒吸附汞后与飞灰一起被除尘器收集。

5. 燃煤电厂烟气污染物控制协同技术方案

目前情况下,燃煤电厂烟气中 SO_2 、 NO_x 、烟尘和 Hg 等多种污染物已经面临严格的控制,多种污染物需要综合各种技术才能够脱除。《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011)中的重点地区燃煤发电锅炉特别排放限值是目前世界上最严格的排放标准。2014 年 9 月 12 日发布的《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020 年)》,提出了更高的排放限值要求,即烟尘 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 、 SO_2 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 、氮氧化物 $50\text{mg}/\text{m}^3$,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,三项指标均是超低。要使燃煤机组排放达到“超低排放”,一种技术很难控制污染物排放达到限值,需要一整套技术进行协同,因此烟气多污染物协同控制是燃煤电厂烟气污染物控制技术趋势。图 1-1 是燃煤电厂烟气污染物协同控制超低排放典型系统,图 1-2 为某燃煤电厂烟气污染物协同超低排放系统的参数。

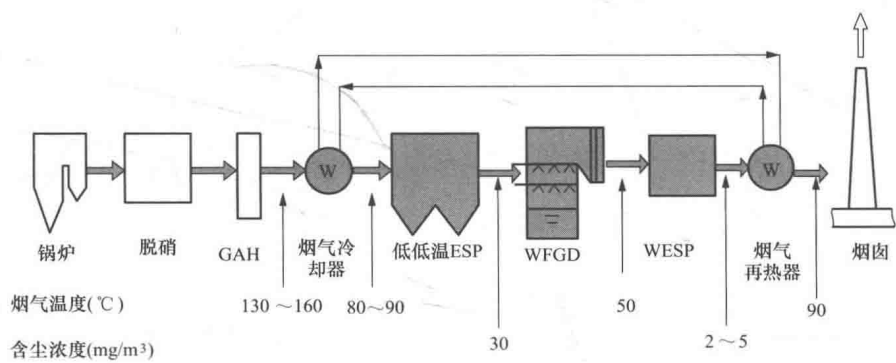


图 1-1 燃煤电厂烟气污染物协同控制超低排放系统

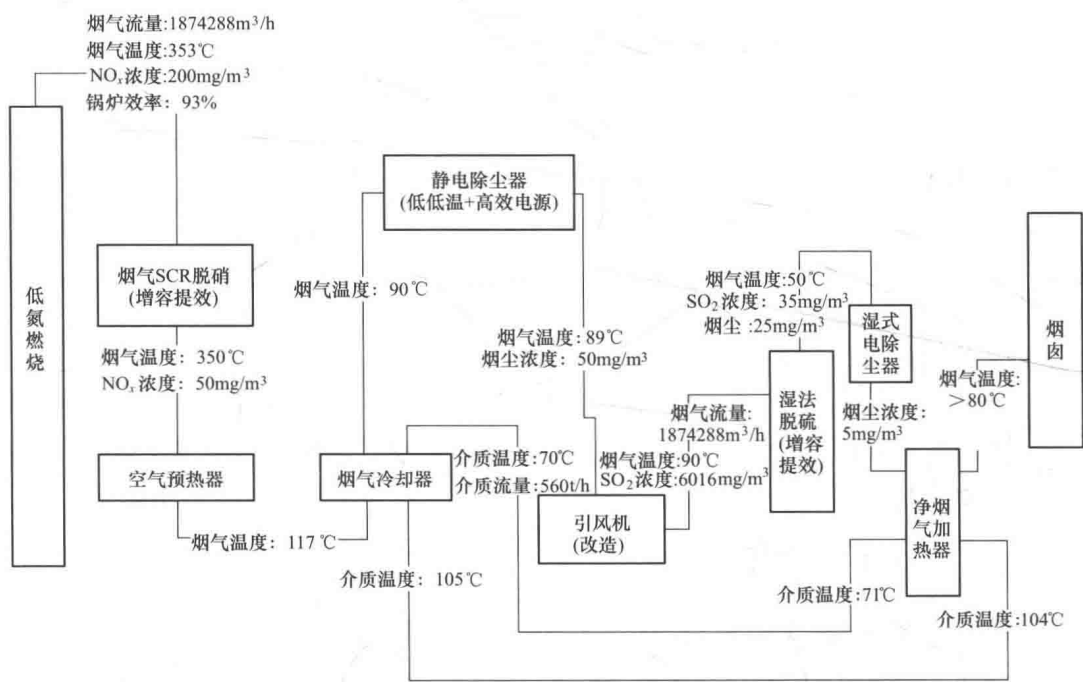


图 1-2 某燃煤电厂烟气污染物协同超低排放系统

NO_x 燃 烧 控 制

第一节 概 述

煤燃烧过程中影响 NO_x 生成的主要因素有：

(1) 煤种特性，如煤的挥发分含量、氮量、燃料中固定碳/挥发分之比以及挥发分中含氢量与含氮量之比；对于大型燃煤锅炉，相对而言，烟煤 NO_x 排放较低，其次为贫煤，无烟煤相对较高。

(2) 可燃物在反应区中的停留时间。

(3) 燃烧区域温度峰值的影响；无烟煤锅炉炉内火焰温度峰值高，NO_x 相对排放较高。

(4) 反应区中氧、氮、一氧化氮和烃根等的含量。

针对上述 NO_x 形成机理和影响因素，与之对应的低 NO_x 燃烧技术原理为：

(1) 减少燃料周围的氧浓度。包括减少炉内空气总量；减少一次风量和减少挥发分燃尽前燃料与二次风的掺混，以减少着火区氧浓度。

(2) 在氧浓度较少的条件下，维持足够的停留时间，使燃料中的氮不易生成 NO_x，而且使生成的 NO_x 经过均相或多相反应而被还原分解。

(3) 在过剩空气的条件下，降低温度峰值，以减少热力型 NO_x 的生成，如采用降低热风温度和烟气再循环等。主要低 NO_x 燃烧技术有：低氧燃烧技术、空气分级燃烧技术、再燃技术、烟气再循环技术、低 NO_x 燃烧器技术。

一、低氧燃烧技术

该技术是一种简单而有效的低 NO_x 燃烧技术。通过燃烧及制粉系统优化调整，在满足锅炉汽温汽压的情况下，减少入炉总风量，即氧气浓度，使燃烧过程在尽可能接近理论空气量的条件下进行，一般可降低 15%~20% 的 NO_x 排放。具体实施时，需要根据不同负荷控制不同入炉空气量，保持每只燃烧器喷口合适的风煤比，同时减少一次风粉偏差，尽量通过一、二次风的调整使得氧浓度分布均匀。四角燃烧及墙式燃烧烟煤锅炉采用低氧燃烧技术，满负荷时省煤器出口氧量由 4% 降为 3%，NO_x 下降大约 20%。但是烟气中 CO 浓度和飞灰可燃物含量可能上升，燃烧经济性下降。会造成 CO 浓度的急剧增加，从而大大增加化学不完全燃烧热损失。同时，也会引起飞灰含碳量的增加，导致机械不完全燃烧热损失增加，燃烧效率将会降低。对于贫煤和无烟煤问题更加突