

附件：

HJ-BAT-001

环 境 保 护 技 术 文 件

燃煤电厂污染防治最佳可行技术指南 (试行)

**Guideline on Best Available Technologies of Pollution Prevention and Control
for Coal-fired Power Plant Industry (on Trial)**

环 境 保 护 部

2010 年 2 月

目 次

前言	I
1 总则	1
1.1 适用范围	1
1.2 术语和定义	1
2 生产工艺及污染物排放	1
2.1 生产工艺	1
2.2 污染物排放	1
3 工艺过程污染预防技术	3
3.1 煤炭及脱硫剂的贮存与输送	3
3.2 锅炉燃烧系统及低 NO _x 燃烧技术	4
3.3 节水技术	4
3.4 工艺过程污染预防新技术	5
4 大气污染物末端治理技术	5
4.1 除尘技术	5
4.2 烟气脱硫技术	7
4.3 烟气脱硝技术	10
5 水污染物末端治理技术	12
5.1 废水处理工艺分类	12
5.2 分类处理工艺技术	12
5.3 集中处理工艺技术	13
6 噪声治理技术	13
6.1 燃料制备系统噪声治理技术	13
6.2 燃烧系统噪声治理技术	14
6.3 发电系统噪声治理技术	14
6.4 冷却系统噪声治理技术	14
6.5 脱硫系统噪声治理技术	14
7 固体废物综合利用及处置技术	15
7.1 粉煤灰综合利用技术	15
7.2 脱硫渣综合利用及处置技术	15
7.3 污泥处理处置技术	15

7.4 失效脱硝催化剂处置技术	16
8 燃煤电厂污染防治最佳可行技术.....	16
8.1 燃煤电厂污染防治最佳可行技术概述.....	16
8.2 工艺过程污染防治最佳可行技术	16
8.3 污染物排放控制最佳可行技术	20

前言

为贯彻执行《中华人民共和国环境保护法》，加快建设环境技术管理体系，确保环境管理目标的技术可达性，增强环境管理决策的科学性，提供环境管理政策制定和实施的技术依据，引导污染防治技术进步和环保产业发展，根据《国家环境技术管理体系建设规划》，环境保护部组织制定污染防治技术政策、污染防治最佳可行技术指南、环境工程技术规范等技术指导文件。

本指南可作为燃煤电厂项目环境影响评价、工程设计、工程验收以及运营管理等环节的技术依据，是供各级环境保护部门、设计单位以及用户使用的指导性技术文件。

本指南为首次发布，将根据环境管理要求及技术发展情况适时修订。

本指南由环境保护部科技标准司组织制订。

本指南起草单位：北京市环境保护科学研究院、国电环境保护研究院、中国环境保护产业协会。

本指南由环境保护部解释。

1 总则

1.1 适用范围

本指南适用于单台机组额定容量为 200 MW 及以上的燃煤电厂, 200 MW 以下的燃煤电厂可参照执行。

1.2 术语和定义

1.2.1 最佳可行技术

是针对生活、生产过程中产生的各种环境问题, 为减少污染物排放, 从整体上实现高水平环境保护所采用的与某一时期技术、经济发展水平和环境管理要求相适应、在公共基础设施和工业部门得到应用的、适用于不同应用条件的一项或多项先进、可行的污染防治工艺和技术。

1.2.2 最佳环境管理实践

是指运用行政、经济、技术等手段, 为减少生活、生产活动对环境造成的潜在污染和危害, 确保实现最佳污染防治效果, 从整体上达到高水平的环境保护所采用的管理活动。

1.2.3 现役机组

本指南实施之日前已建成投产的燃煤机组。

1.2.4 新建机组

本指南实施之日起新建、改建、扩建的或已通过环境影响报告书(表)审批但未建成投运的燃煤机组。

2 生产工艺及污染物排放

2.1 生产工艺

燃煤电厂常见生产工艺流程为: 原煤运至电厂后碾磨成粉, 经气力输送方式以一定风煤比和温度将煤送进锅炉炉膛, 经化学处理后的水在锅炉内被加热成高温高压蒸汽推动汽轮机高速运转, 汽轮机带动发电机旋转发电。燃煤电站锅炉主要有煤粉炉和循环流化床锅炉两种。

2.2 污染物排放

燃煤电厂生产过程中会向大气、水体、土壤和声环境中排放污染物质, 其中大气污染是主要环境问题, 燃煤电厂生产工艺及主要产污环节见图 1。

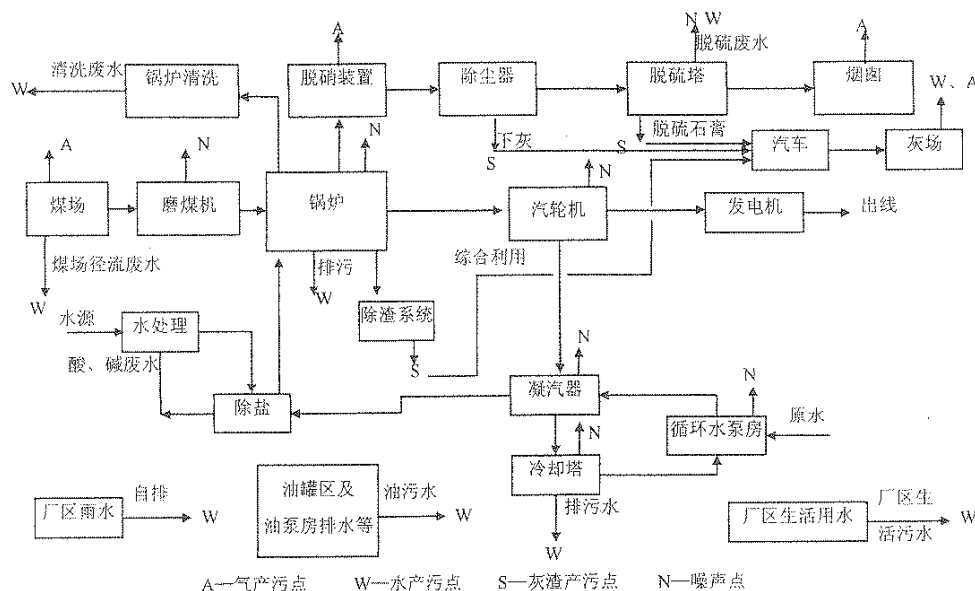


图1 燃煤电厂生产工艺及主要产污环节

2.2.1 大气污染物排放

燃煤电厂大气污染物排放主要来源于锅炉，从烟囱高空排放，主要污染物包括烟尘、硫氧化物、氮氧化物，此外还有重金属、未燃烧尽的碳氢化合物、挥发性有机化合物等物质。

烟尘排放与锅炉炉型、燃煤灰分及烟尘控制技术有关。煤粉炉烟尘排放的初始浓度大多为 $10 \text{ g/m}^3 \sim 30 \text{ g/m}^3$ ，循环流化床锅炉烟尘排放的初始浓度大多为 $15 \text{ g/m}^3 \sim 50 \text{ g/m}^3$ 。另外，在煤炭、脱硫剂和灰渣等易产生扬尘物料的运输、装卸和贮存过程中会产生扬尘。

硫氧化物排放主要由于煤中硫的存在而产生。燃烧过程中绝大多数硫氧化物以二氧化硫（ SO_2 ）的形式产生并排放。此外还有极少部分被氧化为三氧化硫（ SO_3 ）吸附到颗粒物上或以气态排放。

煤炭燃烧过程中排放的氮氧化物（ NO_x ）是一氧化氮（ NO ）、二氧化氮（ NO_2 ）及氧化亚氮（ N_2O ）等的总称，其中以一氧化氮为主，约占 95%。电厂燃用煤炭收到基含氮量多在 2% 以下。

重金属排放来源于煤炭中含有的重金属成分，大部分重金属（砷、镉、铬、铜、汞、镍、铅、硒、锌、钒）以化合物形式（如氧化物）和气溶胶形式排放。煤中的重金属含量比燃料油和天然气高几个数量级。

2.2.2 水污染物排放

燃煤电厂排放废水主要为外排冷却水，其中直流冷却水属含热废水，循环冷却水含盐量较高。另外还有少量含油污水、输煤系统排水、锅炉酸洗废水、酸碱废水、冲灰水、冲渣水、脱硫废水、脱硝废水和生活污水等，主要污染物是有机物、金属及其盐类、悬浮物。

2.2.3 固体废物

燃煤电厂生产过程中产生的固体废物主要为飞灰和炉底渣。绝大部分飞灰经除尘器收集并去除，小部分飞灰在锅炉的其他部分，如省煤器和空气预热器灰斗中收集并去除。底灰不可燃，沉降到锅炉底部并保持疏松灰的形式；若燃烧温度超过灰熔点，则以炉底渣形式存在。此外，固体废物还有脱硫副产物、失效催化剂和污水处理产生的污泥等。

2.2.4 噪声排放

燃煤电厂中各类噪声源众多，主要噪声源包括磨煤机、锅炉、汽轮机、发电机、直接空冷的风机和循环冷却的冷却塔，噪声源的声功率级较大。

燃煤电厂关键环境问题见表 1。

表 1 燃煤电厂关键环境问题

污染环节	排放污染物									
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	有机化合物	酸/碱	挥发性有机化合物	金属及其盐	氯	噪声	固体废物
燃料存储和处理	A			W		A			N	
水处理	W			W			W		N	S
锅炉及烟气	A	A	A	A			A		N	S
现场排水（含雨水）	W			W	W		W			
冷却水排污	W			W		W	W	W	N	
冷却塔									N	

注：表中 A-大气；W—水；S-固体废物；N-噪声。

3 工艺过程污染预防技术

3.1 煤炭及脱硫剂的贮存与输送

3.1.1 煤炭洗选

为提高运输效率并降低污染，应加大动力煤的洗选量，以减少煤炭中的含硫量和灰分。

3.1.2 封闭式煤场

封闭式煤场是以煤炭封闭贮存的方式控制煤堆扬尘的有效措施。煤场内设有多个喷水装置，在煤堆装卸时洒水降尘，可防止煤堆自燃。采用封闭式煤场，煤堆的风蚀和作业扬尘可完全得到控制。

封闭式煤场适用于环境风速较大或环境敏感地区。

3.1.3 防风抑尘网

防风抑尘网通过大幅度降低风速而达到减少露天堆放料场扬尘的目的。采用防风抑尘网，煤场的风蚀和作业扬尘可在一定程度上得到控制，四级以上大风天气情况下的减风率大于 60%。

防风抑尘网适用于风速较大或环境较敏感的地区。

3.1.4 石灰及石灰石（粉）的贮存

使用筒仓储存易产生扬尘的石灰及石灰石（粉）脱硫剂，可有效减少石灰及石灰石（粉）产生的风蚀扬尘和作业扬尘。

3.1.5 输煤系统袋式除尘器

煤炭输送过程中扬尘防治措施是：输煤栈桥、输煤转运站应采用密闭措施并配置袋式除尘器。

3.2 锅炉燃烧系统及低 NO_x 燃烧技术

3.2.1 锅炉燃烧系统

燃煤电站锅炉包括煤粉锅炉和流化床锅炉两类,其中流化床锅炉又可分为鼓泡流化床锅炉和循环流化床锅炉,大中型燃煤电站采用循环流化床锅炉。

煤粉锅炉燃烧效率约为 99%;流化床锅炉燃烧效率在 90%~99%之间,但其燃料适应性广,可燃用各种劣质煤,并可以炉内脱硫,炉内脱硫效率为 80%~90%。

在燃料许可的情况下,电厂应优先选用煤粉锅炉;当燃用劣质煤时,应选用流化床锅炉。

3.2.2 低 NO_x 燃烧技术

燃煤电厂低 NO_x 燃烧技术包括低氮燃烧器、空气分级燃烧技术和燃料分级燃烧技术。

国内采用的主要低 NO_x 燃烧技术性能见表 2。

表 2 国内主要低 NO_x 燃烧技术性能汇总表

技术名称	NO _x 减排率	适用燃料
低 NO _x 燃烧器	20%~50%	烟煤、褐煤
炉内空气分级	10%~50%	烟煤、褐煤

低 NO_x 控制技术可以是单项技术也可是多种技术的组合,其 NO_x 减排率一般在 10%~50%。

各种 NO_x 控制技术仅需对锅炉炉膛进行改造,因此对新建和改造机组均适用。电厂低 NO_x 燃烧技术选择应紧密结合其内部和外部条件,因地制宜、因炉制宜、因煤制宜地综合考虑。

3.3 节水技术

3.3.1 循环冷却水系统节水技术

在燃煤电厂各种用水中,循环冷却水量最大,约占燃煤电厂耗水量的 80%。循环冷却水的损失率由蒸发损失、风吹损失和排污损失三部分组成。

自然通风湿式冷却塔内装设除水器可有效减少循环冷却水的风吹损失。带冷却塔的循环冷却水系统的浓缩倍率应根据水源条件、节水及环保要求、水处理费用、药品来源等因素确定,一般应控制在 3~5 倍,特殊情况下可采用更高的浓缩倍率。提高浓缩倍率的主要方法是使用高性能的缓蚀剂和对环境友好且具有长效稳定性能的阻垢剂,以及降低循环水的碱度、硬度或盐度。可采用加酸处理降低循环水的碱度、采用反渗透膜法处理降低循环水的盐度。

3.3.2 气力除灰和干除渣节水技术

燃煤电厂水力除灰耗水量大,锅炉除灰用水约占电厂耗水量的 15%,因此采用气力除灰和干除渣方式是节水和减少污染的有效途径。

气力除灰系统有压力和自流两种型式,以压力型式为主。压力输送系统又可分为负压、正压和负压-正压联合系统三种类型。该技术应用会带来一定的投资和电耗。水资源贫乏地区和新建大中型机组均应采用该技术。

干除渣系统是不用水的干除渣技术,其工艺是由钢带或防磨带输送,同时引入适量自然风有效冷却炽热的炉底粗渣,再用碎渣机将粗渣粉碎后冷却,输送至贮渣仓贮存,供综合利用或运走。

3.3.3 空冷系统节水技术

空冷系统采用空气来替代水作为冷却介质,具有很好的节水效果。由于排汽压力高,其煤耗、厂用

电率等均会有所增加，适用于缺水地区和煤炭坑口地区。

3.3.4 城市污水回用技术

将城市污水作为水源，在二级处理的基础上进行深度处理，回用作电厂循环冷却水补充水、锅炉补给水、工业用水等，可大幅度减少新鲜水的取用量，是解决电厂水资源紧缺、防止环境污染的重要途径。根据来水水质及回用水水质要求的不同，可以采用不同的深度处理工艺。一般的水处理方法包括：混凝澄清、石灰处理、深层过滤、超滤、反渗透、曝气生物滤池、膜生物反应器等。

3.4 工艺过程污染预防新技术

整体煤气化联合循环（IGCC）发电技术是把煤气化和燃气-蒸汽联合循环发电系统有机集成的一种洁净煤发电技术。IGCC 由两大部分组成，即煤的气化与净化部分和燃气-蒸汽联合循环发电部分。其典型工艺过程为：煤经气化产生合成煤气，经净化处理的煤气燃烧后驱动燃气透平发电，利用高温排汽在余热锅炉中产生蒸汽驱动汽轮发电机。

该技术将高效、大容量、清洁、节水和综合利用结合在一起，相对其他洁净煤发电技术，其优点是：高效率且具有提高效率的潜力，供电效率可达 42%~46%。随着燃气初温的进一步提高和技术进步，净效率可达 52%以上；易大型化，单机功率可达到 300 MW~600 MW 以上；脱硫率和除氮率较高；燃烧后的废物产生量少；耗水量比常规汽轮电站少 30%~50%；能充分综合利用煤炭资源，煤种适应性广；能和煤化工结合成多联产系统，同时生产电、热、燃料气和化工产品，有利于降低生产成本。

4 大气污染物末端治理技术

4.1 除尘技术

燃煤电厂除尘技术主要包括电除尘、袋式除尘和电袋复合式除尘。上述三种除尘方式都是高效颗粒物去除技术，除尘技术的选择主要取决于环保要求、燃料性质、烟气工况、现场条件、电厂规模和锅炉类型等因素。

4.1.1 电除尘技术

4.1.1.1 工艺原理

电除尘技术是在电极上施加高电压后使气体电离，进入电场空间的烟尘荷电在电场力的作用下向相反电极性的极板移动，通过振打将沉积在极板上的烟尘落入灰斗，实现电除尘的全过程。为电除尘器供电的电源主要有工频电源和高频电源。

4.1.1.2 消耗及污染物排放

电除尘技术的性能与烟尘的比电阻、集尘电极的总表面积、气体的体积流量以及颗粒物的迁移速度等因素有关。电除尘器除尘效率为 99.0%~99.8%、烟尘排放浓度可达 50 mg/m³ 以下。电除尘器消耗主要为电能，占发电量的 0.1%~0.4%。

与使用工频电源供电相比，使用高频电源供电时，在保证除尘效率不变的情况下，电除尘器节能幅度在 70%~90%；在相同本体的情况下，电除尘器烟尘排放可减少 40%~70%。

4.1.1.3 技术适用性及特点

电除尘技术适用于烟尘比电阻在 $1 \times 10^4 \Omega \cdot \text{cm} \sim 5 \times 10^{11} \Omega \cdot \text{cm}$ 范围内的除尘；适用于新建和改造机组，并可在范围很宽的温度、压力和烟尘负荷条件下运行；当要求除尘器出口烟尘浓度在 100 mg/m³ 以下时，如煤中灰分较低，可选用工频电源供电的电除尘器；当要求除尘器出口烟尘浓度在 60 mg/m³

以下或煤中灰分相对较高时，可选用高频电源供电的电除尘器。

电除尘器占地面积较大，对制造、安装、运行、维护都有较高要求。

4.1.2 袋式除尘技术

4.1.2.1 工艺原理

袋式除尘技术是利用纤维织物的过滤作用对含尘气体进行过滤，当含尘气体进入袋式除尘器后，颗粒大、比重大的粉尘，由于重力的作用沉降下来，落入灰斗，含有较细小粉尘的气体在通过滤料时，烟尘被阻留，使气体得到净化。电厂应用的袋式除尘器主要为低压脉冲固定行喷吹和旋转喷吹袋式除尘器。

4.1.2.2 消耗及污染物排放

影响袋式除尘器性能的主要因素是滤料性能、过滤风速、清灰方式等。袋式除尘器的除尘效率为 99.5%~99.99%，烟尘排放浓度可控制在 30 mg/m^3 以下。袋式除尘器的运行费用主要是更换滤袋(一般一个大修期全部更换)，电耗约占发电量的 0.2%~0.4%；电厂使用的滤料应根据烟气条件进行选择，要求防腐、拒水、防折、耐高温，常用滤料有聚苯硫醚 (PPS)、聚酰亚胺 (P84)、聚四氟乙烯 (PTFE) 针刺毡或这些纤维的复合。

4.1.2.3 技术适用性及特点

袋式除尘技术适应性强，不受烟尘比电阻和物化特性等的影响；在新建或改造机组中都适用，在高灰分燃煤电厂锅炉、循环流化床锅炉及干法脱硫装置的烟气治理中应用较广；适用于排放要求严格的环境敏感地区。

该技术可去除烟气中的部分重金属（如汞）。

袋式除尘器占地面积和电除尘器相当；滤袋破损需更换，运行维护工作量较大；对制造、安装、运行、维护都有较高要求。

4.1.3 电袋复合式除尘技术

4.1.3.1 工艺原理

电袋复合式除尘技术有机地结合了电除尘和袋式除尘的优点，前级电场预收烟气中 70%~80%以上的烟尘量；后级袋式除尘装置拦截、收集剩余烟尘。其中，前级电场的预除尘作用和荷电作用不仅能减少后级袋式除尘器的过滤负荷，同时由于前级的预荷电使细微的烟尘凝聚成较粗颗粒的烟尘，从而提高滤袋的清灰效果，减少滤袋运行阻力，延长滤袋寿命。

4.1.3.2 消耗及污染物排放

电袋复合式除尘技术除尘效率在 99.5%~99.99%，烟尘排放浓度可控制在 30 mg/m^3 以下，系统漏风率宜小于 3%。电袋复合式除尘器电耗占发电量的 0.1%~0.3%。应特别关注电除尘器电晕放电产生的臭氧和烟气中的氮氧化物在高温下对滤料的氧化和腐蚀。

4.1.3.3 技术适用性及特点

电袋复合式除尘技术适应性强，不受煤种、烟尘特性影响，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。

该技术可去除烟气中的部分重金属（如汞）。

电袋复合式除尘器滤袋使用寿命较高，清灰周期长，能耗小；对制造、安装、运行及维护都有较高要求；要选择抗氧化、抗腐蚀性能强的滤料。

4.2 烟气脱硫技术

按脱硫工程是否加水和脱硫产物的干湿状态，烟气脱硫技术又分为湿法和半干法两种工艺。

4.2.1 湿法脱硫技术

湿法脱硫技术成熟，效率高，运行可靠，操作简单，脱硫副产物可综合利用，但烟温降低不利于烟气扩散，脱硫工艺较复杂，占地面积和投资较大。湿法脱硫技术的脱硫效率主要受浆液 pH 值、液气比、停留时间、吸收剂品质及用量的影响，以石灰石/石灰-石膏法应用最广，此外还有镁法脱硫、氨法脱硫和海水脱硫等。

4.2.1.1 石灰石/石灰-石膏法脱硫技术

4.2.1.1.1 工艺原理

石灰石/石灰-石膏法脱硫技术是用石灰石、生石灰或消石灰的乳浊液作为吸收剂吸收烟气中的 SO_2 。吸收塔型式主要有喷淋塔、液柱塔、填料塔和鼓泡塔。脱硫系统主要包括吸收系统、烟气系统、吸收剂制备系统、石膏脱水及贮存系统和废水处理系统。随着工程技术进步和运行管理的成熟，新建脱硫装置大多取消烟气旁路和换热器，增压风机一般也不再设置。

电石渣脱硫技术与石灰石/石灰-石膏法烟气脱硫技术类似，其吸收剂是利用化工企业生产中产生的大量工业废弃物电石渣（主要成分为 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ）替代石灰石，达到以废治废的目的，特别适合于距化工厂距离较近、电石渣供应稳定的燃煤电厂。

4.2.1.1.2 消耗及污染物排放

石灰石/石灰-石膏法和电石渣脱硫技术需要消耗脱硫剂和电能，电耗占发电量的 1.0%~1.5%。

当钙硫摩尔比在 1.02~1.05，循环液 pH 值在 5.0~6.0 时，脱硫效率一般可达 95%以上，石膏纯度一般可达 90%以上。当燃煤含硫量在 0.6%~2.0%时， SO_2 排放浓度可控制在 $75 \text{ mg/m}^3 \sim 200 \text{ mg/m}^3$ 。

脱硫系统还产生脱硫废水、脱硫副产物石膏、粉尘污染、风机噪声和水泵噪声。

4.2.1.1.3 技术适用性及特点

石灰石/石灰-石膏法脱硫技术适应性强，对煤种、负荷变化均具有较强的适应性；适用大容量机组、高浓度 SO_2 的烟气脱硫。

该技术可部分去除烟气中的 SO_3 、HCl、HF、颗粒物和重金属（如汞）。

4.2.1.2 氨法脱硫技术（回收型）

4.2.1.2.1 工艺原理

氨法脱硫技术主要采用（废）氨水、液氨作吸收剂去除烟气中的 SO_2 。氨法工艺过程包括 SO_2 吸收、中间产品处理和副产品制造。根据过程和副产品的不同，氨法又可分为氨-肥法、氨-亚硫酸铵法等。

4.2.1.2.2 消耗及污染物排放

氨法脱硫需要消耗脱硫剂和电能，应有可靠的脱硫剂来源，电耗一般占发电量的 0.4%~1.2%。

氨法脱硫技术的脱硫效率一般在 95%以上，当燃煤含硫量在 2.0%以下时， SO_2 排放浓度可控制在 200 mg/m^3 以下。

氨法脱硫会产生氨逃逸。

4.2.1.2.3 技术适用性及特点

氨法脱硫技术适应性强，对煤种、负荷变化均具有较强的适应性；从经济技术角度综合考虑，主要适用于有可靠氨源且氨肥能得到有效利用的电厂，对能以废氨水为脱硫吸收剂的电厂尤为适用。

该技术可去除烟气中的部分 SO_3 、 HCl 、 HF 、颗粒物和重金属（如汞），占地面积小，同时具有部分脱硝功能。

4.2.1.3 镁法脱硫技术（回收型）

4.2.1.3.1 工艺原理

镁法脱硫技术可分为氧化镁法和氢氧化镁法，分别以氧化镁和氢氧化镁为吸收剂。国内目前没有应用回收型镁法脱硫技术的连续稳定运行的燃煤电厂。

氧化镁法脱硫工艺流程是烟气经预处理后进入吸收塔，在塔内 SO_2 与吸收液 $\text{Mg}(\text{OH})_2$ 和 MgSO_3 反应， MgO 被转化成 MgSO_3 和 MgSO_4 ，然后将其溶液脱除干燥。干燥后的 MgSO_3 在 $850\text{ }^\circ\text{C}$ 条件下，再用焦炭还原再生。

氢氧化镁法脱硫工艺流程是烟气中的 SO_2 经过水洗涤生成酸性液，酸性液与再循环浆液中的 MgSO_3 反应生成 $\text{Mg}(\text{HSO}_3)_2$ ，其再与 $\text{Mg}(\text{OH})_2$ 反应生成 MgSO_3 ，经氧化生成无害的 MgSO_4 。

4.2.1.3.2 消耗及污染物排放

镁法脱硫运行需要消耗脱硫剂和电能，应有可靠的脱硫剂来源。

镁法脱硫技术的脱硫效率可在 95% 以上，应选择活性好的脱硫剂；脱硫系统阻力一般在 $2000\text{ Pa}\sim 3000\text{ Pa}$ ；脱硫系统的运行温度一般在 $50\text{ }^\circ\text{C}$ 左右。当电厂燃煤含硫量在 2.0% 以下时， SO_2 排放浓度可控制在 200 mg/m^3 以下。

镁法脱硫会产生脱硫废水和脱硫副产物硫酸镁。

4.2.1.3.3 技术适用性及特点

镁法脱硫技术具有比较广泛的适用性，对煤种、负荷变化等的适应性强；从技术经济角度考虑，适用于镁资源比较丰富的地区；较适用于排放要求严格的地区。

该技术可去除烟气中的部分 SO_3 、 HCl 、 HF 、颗粒物和重金属（如汞）。镁法脱硫的副产物应回收，否则会造成资源浪费及对水体的二次污染。

4.2.1.4 海水脱硫技术

4.2.1.4.1 工艺原理

海水脱硫是利用海水的天然碱度来吸收烟气中的 SO_2 ，再用空气强制氧化为硫酸盐溶于海水中。

4.2.1.4.2 消耗及污染物排放

脱硫系统的运行电耗占发电量的 1.0% 以下。

脱硫系统排水水质需满足《海水水质标准》GB3097 中的三类标准，凝汽器出口海水温度应控制在 $40\text{ }^\circ\text{C}$ 以下。海水脱硫系统阻力一般在 $900\text{ Pa}\sim 2200\text{ Pa}$ ；脱硫系统入口烟气的温度一般在 $110\text{ }^\circ\text{C}\sim 130\text{ }^\circ\text{C}$ ，海水出口温度在 $28\text{ }^\circ\text{C}\sim 40\text{ }^\circ\text{C}$ ；300 MW 机组海水脱硫的海水耗量为 $32400\text{ t/h}\sim 43200\text{ t/h}$ ，脱硫海水必须经充分强制曝气后外排。

海水脱硫的脱硫效率一般在 90% 以上， SO_2 排放浓度可控制在 $150\text{ mg/m}^3\sim 250\text{ mg/m}^3$ 。

4.2.1.4.3 技术适用性及特点

海水脱硫技术适用于燃煤含硫量在 1.0%以下的沿海电厂，但在选用该技术时，应仔细考察当地条件如海水状况、潮汐、邻近脱硫系统排水口的海水水生生态环境要求等，严格限于 GB3097 中规定的第三类和第四类海域，进入脱硫塔的烟气烟尘浓度应控制在 30 mg/m^3 以下，且海水扩散条件较好。该技术的排水会引起局部海水的温升，排水中的重金属对海洋生态系统有潜在影响，因此严禁在环境敏感海域应用。

海水脱硫对 SO_3 、 HCl 、 HF 、颗粒物有不同程度的去除作用。

4.2.2 半干法脱硫技术

半干法烟气脱硫技术是采用干态吸收剂，在吸收塔中单独喷入吸收剂和降温用水，吸收剂在吸收塔中与 SO_2 反应生成干粉状脱硫产物。半干法脱硫工艺系统较简单，无废水产生，投资低于湿法，但脱硫效率和脱硫剂的利用率较低，脱硫副产物不易综合利用。

国内应用的半干法脱硫技术包括烟气循环流化床脱硫技术和增湿灰循环烟气脱硫技术，其中以前者应用较广泛。

4.2.2.1 烟气循环流化床脱硫技术

4.2.2.1.1 工艺原理

烟气循环流化床脱硫技术是锅炉烟气经过预除尘器（当需要时）后，从循环流化床底部进入吸收塔，烟气经过喷水降温后，在吸收塔内与消石灰粉进行脱硫反应，除去烟气中的 SO_2 酸性气体。该技术主要以锅炉灰灰、未反应完全的脱硫剂、脱硫副产物做循环物料，在吸收塔内建立高粉尘浓度的流化床。

4.2.2.1.2 消耗及污染物排放

烟气循环流化床脱硫运行时需要消耗脱硫剂和电能。电耗占发电量的 0.5%~1.0%。

影响脱硫效率的因素主要包括钙硫比、喷水量、反应温度、停留时间等。烟气循环流化床法的脱硫效率可达 85%以上，运行较好的可达 90%以上； SO_2 排放浓度可控制在 250 mg/m^3 以下；无脱硫废水产生。

脱硫系统会产生脱硫副产物、风机噪声和水泵噪声。

4.2.2.1.3 技术适用性及特点

烟气循环流化床脱硫技术适用于含硫量 1.0%以下的低硫煤电厂，机组容量为 600 MW 及以下；缺水地区的新建和改造机组；一般应采用袋式除尘器除尘。

该技术可部分去除烟气中的 SO_3 、 HCl 、 HF 和重金属（如汞）。

4.2.2.2 增湿灰循环烟气脱硫技术

4.2.2.2.1 工艺原理

增湿灰循环烟气脱硫技术是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。

4.2.2.2.2 消耗及污染物排放

烟气循环流化床脱硫运行时需要消耗脱硫剂和电能，电耗占发电量的 0.1%~0.3%。

该技术的脱硫效率在 85%左右，为保证净化效率，脱硫灰循环倍率和 Ca/S 比非常重要；脱硫系统阻力较大，一般在 2000 Pa ~ 3000 Pa 。反应器出口温度一般在 65°C ~ 80°C ， Ca/S 摩尔比小于 1.4。当

电厂燃用煤种的含硫量在 1.0% 以下时， SO_2 排放浓度可控制在 250 mg/m^3 ；无脱硫废水产生。一般应采用袋式除尘器除尘。

脱硫系统会产生脱硫副产物、风机噪声和水泵噪声。

4.2.2.2.3 技术适用性及特点

增湿灰循环烟气脱硫技术适用于煤种含硫量在 1.0% 以下的中低硫煤脱硫；从技术经济角度考虑，该技术特别适用于机组容量为 200 MW 及以下的小容量机组脱硫。

该技术可去除烟气中的部分 SO_3 、 HCl 、 HF 和重金属（如汞）。

4.2.3 脱硫新技术

4.2.3.1 等离子体烟气脱硫脱硝技术

等离子体烟气脱硫脱硝技术采用烟气中高压脉冲电晕放电产生的高能活性粒子，将烟气中的 SO_2 和 NO_x 氧化为高价态的硫氧化物和氮氧化物，最终与水蒸气和注入反应器的氨反应生成硫酸铵和硝酸铵，属于干法脱硫技术。

等离子体烟气脱硫脱硝技术的特点是工程投资及运行费用低，能同时脱硫脱硝、产物可作为肥料，无二次污染。

4.2.3.2 活性焦吸附脱硫脱硝技术

活性焦脱硫脱硝技术原理是：当烟气中有氧和水蒸气时，由于活性焦表面具有催化作用，使其吸附的 SO_2 被烟气中的 O_2 氧化为 SO_3 ， SO_3 再和水蒸气反应生成硫酸，使其吸附量大为增加。活性焦吸附 SO_2 后，在其表面形成的硫酸存在于活性焦的微孔中，降低其吸附能力，因此需要把存在于微孔中的硫酸取出，使活性焦再生。再生方法包括洗涤和加热再生。活性焦脱硫技术通过加入 NH_3 可实现脱硝功能，即在活性焦的选择性催化作用下，使氮氧化物发生还原反应生成氮气和水。

活性焦脱硫脱硝技术特点是：工艺过程简单，再生过程副反应少；吸附容量有限，常需在低气速（ $0.3 \text{ m/s} \sim 1.2 \text{ m/s}$ ）下运行，因而吸附体积较大；活性焦易被废气中的 O_2 氧化而导致损耗；长期使用后，活性焦会产生磨损，并因微孔堵塞丧失活性。

4.2.3.3 生物脱硫技术

生物脱硫与传统脱硫法最大的区别是：从工艺上不是将烟气中的二氧化硫转移到固体废物中，而是以具有经济价值的单质硫的形式分离回收。由于单质硫具有较高的应用价值，因此在消除环境污染的同时还能产生良好的经济效益。同时，生物脱硫的运行成本较传统脱硫方式运行费用至少低 30% 以上。

4.3 烟气脱硝技术

4.3.1 选择性催化还原法

4.3.1.1 工艺原理

选择性催化还原法（SCR）是指在催化剂的作用下，利用还原剂（如 NH_3 或尿素）与烟气中的 NO_x 反应生成 N_2 和 H_2O 。

选择性催化还原系统一般由氨的储存系统、氨和空气的混合系统、氨喷入系统、反应器系统及监测控制系统等组成。SCR 反应器多为高温布置，即安装在锅炉省煤器与空预器之间。

4.3.1.2 消耗及污染物排放

SCR 脱硝系统需要催化剂和还原剂。脱硝系统采用高温催化剂，反应温度一般为 $300^\circ\text{C} \sim 400^\circ\text{C}$ ，

催化剂以 TiO_2 为载体，主要活性成分为 $\text{V}_2\text{O}_5\text{-WO}_3$ (MoO_3) 等金属氧化物。SCR 系统中还原剂可选用液氨、尿素或氨水，还原剂比较见表 3。利用尿素作为脱硝还原剂时需要利用专门的设备将尿素转化为氨。

表 3 脱硝还原剂比较

还原剂	优点	缺点	选用建议
液氨	还原剂和蒸发成本低；体积小。	为了防止液氨溢出污染，需要较高的安全管理投资；风险较大。	若液氨贮存场地满足国家相关的安全标准、规范要求，并取得危险化学品管理许可，可以使用。
氨水	液体溢出后，扩散范围较液氨小；浓度范围较易控制。	较高的还原剂成本；较高的蒸发能量；较高的储存设备成本；较大的注入管道。	一般不推荐使用。
尿素	没有溢出危险；对周围环境要求较低。	还原剂能量消耗较大，系统设备投资和还原剂成本较高。	当法规不允许使用液氨，或在人口密度高，或特别强调安全的情况下，推荐使用。

SCR 脱硝效率为 60%~90%，通常设置一层催化剂时的脱硝效率约为 40%，设置两层催化剂时可大于 70%，设置三层催化剂时可大于 80%。燃煤电厂锅炉采用低氮燃烧装置后燃用烟煤、贫煤和褐煤的 NO_x 初始浓度在 $250 \text{ mg/m}^3 \sim 650 \text{ mg/m}^3$ ，燃用无烟煤的 NO_x 初始浓度在 1300 mg/m^3 左右，当脱硝效率为 80% 时， NO_x 的排放浓度可控制在 $50 \text{ mg/m}^3 \sim 260 \text{ mg/m}^3$ 。

另外，脱硝装置的运行会增加电耗，占发电量的 0.1%~0.3%。

SCR 系统会产生氨逃逸和废催化剂。

4.3.1.3 技术适用性及特点

SCR 脱硝技术适应性强，特别适合于电厂煤质多变、机组负荷变动频繁的情况；适用于要求脱硝效率较高的新建和现役机组改造；适用于对空气质量要求较高的敏感区域。

4.3.2 选择性非催化还原法

4.3.2.1 工艺原理

选择性非催化还原法 (SNCR) 是一种不用催化剂，在 $850 \text{ }^\circ\text{C} \sim 1100 \text{ }^\circ\text{C}$ 范围内还原 NO_x 的方法，还原剂常用氨或尿素， NH_3 与烟气中的 NO_x 反应生成 N_2 和水。典型的 SNCR 系统由还原剂储槽、多层还原剂喷入装置及相应的控制系统组成。

4.3.2.2 消耗及污染物排放

SNCR 脱硝装置的运行电耗较小，系统阻力不大，影响还原化学反应效率的主要因素是温度、还原剂停留时间、还原剂类型。运行正常状态的氨逃逸在 $6 \text{ mg/m}^3 \sim 8 \text{ mg/m}^3$ ，若运行状态不佳，则氨逃逸率显著增加， NH_3 逃逸可达 15 mg/m^3 。

SNCR 脱硝效率在 20%~40%，燃煤电厂锅炉采用低氮燃烧装置后燃用烟煤、贫煤和褐煤的 NO_x 初始浓度在 $250 \text{ mg/m}^3 \sim 650 \text{ mg/m}^3$ ，燃用无烟煤的 NO_x 初始浓度约为 1300 mg/m^3 ，当脱硝效率为 40% 时， NO_x 排放浓度为 $150 \text{ mg/m}^3 \sim 780 \text{ mg/m}^3$ 。

4.3.2.3 技术适用性及特点

SNCR 脱硝技术对温度窗口要求十分严格，对机组负荷变化适应性差，对供煤煤质多变、机组负荷

变动频繁的电厂，其应用受到限制；该技术的系统简单，只需在现役燃煤锅炉的基础上增加氨或尿素储槽以及氨或尿素喷射装置及其喷射口即可，适用于老机组改造且对 NO_x 排放要求不高的区域。SNCR 技术不适用于无烟煤电厂。在环境敏感区域应选择尿素作为还原剂。

5 水污染物末端治理技术

5.1 废水处理工艺分类

燃煤电厂废水通常有两种处理方式：一种是集中处理，另一种是分类处理。对于新建燃煤电厂，由于废水的种类很多，水质差异很大，大多数废水需要处理回用，因此大部分电厂采用分类处理与集中处理相结合的处理方案。

5.2 分类处理工艺技术

5.2.1 锅炉停炉保护和化学清洗废水（含有机清洗剂）处理

该类水水质特点是停炉保护废水的联胺含量较高；用柠檬酸或乙二胺四乙酸（EDTA）化学清洗后的废液中残余清洗剂量很高。为降低过高的 COD，在常规的 pH 调整、混凝澄清处理工艺之前增加氧化处理环节。通过加入氧化剂（通常是双氧水、过硫酸铵或次氯酸钠等）氧化，分解废水中的有机物，降低其 COD 值。

5.2.2 空气预热器、省煤器和锅炉烟气侧等设备冲洗排水处理

该类废水为锅炉非经常性排水，其水质特点是悬浮物和铁的含量很高，不能直接进入经常性排水处理系统。处理方法常采用化学沉淀法，即处理时首先进行石灰处理，在高 pH 值下沉淀出过量的铁离子并去除大部分悬浮物，然后再送入中和、混凝澄清等处理系统。

5.2.3 化学水处理工艺废水处理

化学水处理因工艺不同，可产生酸碱废水或浓盐水。

酸碱废水多采用中和处理，即采用加酸或碱调至 pH 值在 6-9 之间，出水直接排放或回用。工艺系统一般包括中和池、酸储槽、碱储槽、在线 pH 计、中和水泵和空气搅拌系统等。运行方式大多为批量中和，即当中和池中的废水达到一定容量后，再启动中和系统。

为尽量减少新鲜酸、碱的消耗，离子交换设备再生时应合理安排阳床和阴床的再生时间及再生酸碱用量，尽量使阳床排出的废酸与阴床排出的废碱相匹配，以减少直接加入中和池的新鲜酸和碱量。

采用反渗透预脱盐系统的水处理车间，由于反渗透回收率的限制，其排水量较大。如果反渗透系统回收率按照 75% 设计，则反渗透装置进水流量的 1/4 以废水的形式排出，废水量远大于离子交换系统。但其水质基本无超标项目，主要是含盐量较高，大都可以直接利用或排放。

5.2.4 煤泥废水处理

煤泥废水一般情况下处理后循环使用。为达到循环使用的水质要求，通常采用混凝沉淀、澄清和过滤处理工艺，以去除废水中的悬浮物和油。

煤泥废水处理系统包括废水收集、废水输送、废水处理等系统。煤场的废水经集水池预沉淀，先将废水中携带的大尺寸的煤粒沉淀下来，然后上清液送经混凝、澄清和过滤处理后回用。

微滤或超滤处理工艺作为一种新技术已开始应用于煤泥废水处理。其优点是出水水质好，尤其是出水浊度很低，可以小于 1 NTU；缺点是要进行频繁的反洗（自动进行）和定期进行化学清洗。

5.2.5 冲灰废水处理

冲灰废水的 pH 值和含盐量较高。通过灰浆浓缩池进行闭路循环的灰水悬浮物也较高；灰场的水经过长时间沉淀，悬浮物浓度一般很低。冲灰废水处理主要解决 pH 值和悬浮物超标问题。其中，只要保证水在灰场有足够的停留时间，并采取措施拦截“漂珠”，悬浮物大多可满足排放要求。pH 值则需要通过加酸（考虑经济性，一般加硫酸），使其降至 6~9 范围内。

冲灰废水一般循环使用，而不用于其他途径。冲灰废水循环使用的处理工艺主要为物理沉淀法。废水中灰渣在自身重力的作用下沉淀，浓缩灰渣返回灰场；上清液贮存于回收水池内。回收水池出水返回循环利用。

5.2.6 含油废水处理

含油废水主要有油罐脱水、冲洗含油废水、含油雨水等。含油废水的处理工艺通常采用气浮法进行油水分离，出水经过滤或吸附后回用或排放。

此外还有活性炭吸附法、电磁吸附法、膜过滤法、生物氧化法等除油方法，但在电厂应用较少。

5.2.7 脱硫废水处理

脱硫废水水质特点是悬浮物浓度高、pH 值呈酸性。其处理工艺是：先通过加石灰浆对脱硫废水进行中和、沉淀处理，后经絮凝、澄清、浓缩等步骤处理，清水回收利用，沉降物经脱水机脱水后用运泥汽车将其运至灰场堆放。

5.2.8 生活污水处理

生活污水的可生化性好，大部分燃煤电厂生活污水的处理工艺是采用生化二级处理，消毒后回用或排放。

此外，膜生物反应器工艺由于具有出水水质优良、性能稳定、占地面积小等优势，在电厂生活污水处理中得到越来越多的应用，特别适用于处理后再利用。

5.3 集中处理工艺技术

废水集中处理站是燃煤电厂规模最大、处理废水种类最多的废水集中处理系统，处理后的废水根据水质情况达标排放或回收利用。废水集中处理站所处理的废水主要是各种经常性排水和非经常性排水。

典型的废水集中处理站设有多个废水收集池，根据水质差异进行分类收集，如高含盐量的化学再生废水、锅炉酸洗废液、空气预热器冲洗废水等，都单独收集。各池之间根据实际用途也可以互相切换，主要设施包括废水收集池、曝气风机、废水泵、酸、碱储存罐，以及清水池、pH 调整槽、反应槽、絮凝槽、澄清器、加药系统等。

6 噪声治理技术

噪声控制应当尽量采用低噪声设备，按照环境功能合理布置声源，采取有效的降噪措施。

6.1 燃料制备系统噪声治理技术

燃料制备系统中的主要噪声设备是磨煤机，可分为低速、中速和高速三种。近年来新建机组大多为中速磨煤机，其噪声主要为排气噪声，噪声水平为 95 dB(A)~110 dB(A)。中速磨的噪声治理主要方法为局部隔声法，在磨机底部排气口噪声能量最大处安装隔声装置，为便于排气口散热，在隔声装置外侧设置低噪声轴流风机和消声器，其降噪量能达到 20 dB(A)。

早期燃煤机组大多采用钢球磨煤机即低速磨，其噪声水平在 100 dB(A) ~120 dB(A)，对于钢球磨

煤机的噪声治理，有效措施主要包括以下三种：

- 筒体外壳阻尼层。阻尼材料的厚度一般应为外壁厚度的 2~3 倍，可降噪 10 dB(A)左右。
- 隔声套。将多层吸声、隔声阻尼材料组合在一起，把磨煤机筒体紧紧地捆箍起来，与筒体一起旋转。隔声套一般采用组合式结构，可将设备噪声降至 95 dB(A)左右；缺点是增加自重、检修不便等。
- 隔声罩。降低钢球磨煤机噪声最常用的措施是隔声罩，需注意的关键是：通风散热要好，便于拆卸与维修，结构材料轻质、高效，隔声量高。磨煤机附属的电动机一般采用能通风、可拆卸的隔声罩，隔声量一般不低于 20 dB(A)。

6.2 燃烧系统噪声治理技术

燃烧系统中的最主要噪声源是锅炉排汽噪声，高达 130 dB(A)以上，频谱呈中高频特性。锅炉排汽噪声是电厂影响面较大的高空突发噪声，一般排汽时间几分钟，其影响范围可达方圆几公里。

锅炉排汽噪声控制是在喷口安装具有扩张降速、节流降压、变频或改变喷注气流参数等功能的排气放空消声器。一般采用消声量 25 dB(A)以上的小孔（喷注）消声器，电厂应用的节流降压消声器消声量可达 30 dB(A)以上。

燃烧系统中锅炉及炉后部分连续噪声是较突出的空气动力噪声，噪声水平为 85 dB(A)~115 dB(A)。应对锅炉送、引风机及管路系统空气动力噪声加以治理，主要采用阻尼复合减振降噪法，该方法作用于风机及管路系统的外层，通过阻尼复合材料的减振隔声作用，可有效降低噪声 15 dB(A)~20 dB(A)。

6.3 发电系统噪声治理技术

发电系统中的主要噪声源是汽轮机、发电机及励磁机等，运行噪声可达 90 dB(A)。很多电厂的发电机组在设备出厂时就已同时配置隔声罩，一般有 20 dB(A)左右的降噪效果。主厂房内声源设备众多，使得厂房内噪声偏高，加之建筑围护结构的降噪量一般仅在 10 dB(A)左右，因此应注意厂房的密闭性和隔声性能，控制噪声对外辐射。汽机房主体建筑的隔声降噪措施，主要采用隔声门窗，在面对办公区的厂房立面安装可调节通风型消声百叶窗。

6.4 冷却系统噪声治理技术

冷却系统中最大的噪声是自然通风冷却塔的淋水噪声，一般采用下述两种噪声治理措施：

- 部分进风口安装冷却塔通风消声器。自然通风冷却塔附近的噪声敏感区大多集中在塔的某一侧，因此可以在冷却塔底部的部分进风口区域安装由若干通风导流消声片组成的通风消声器，一般可使冷却塔的设备噪声级降低 15 dB(A)以上。设计中要控制通风消声器的压力损失，确保其不影响冷却效果。
- 隔声屏障。冷却塔采用隔声屏障降噪，隔声屏障应尽量靠近塔体，防止阻挡噪声敏感区的通风和日晒等。屏障高度应高于冷却塔进风口高度，结构可采用高效轻质隔声型、土坡型、钢筋混凝土型等，从抗震、抗风等方面予以严格设计。

6.5 脱硫系统噪声治理技术

脱硫系统主要噪声源为氧化风机、增压风机噪声，其噪声水平一般为 85 dB(A)~110 dB(A)。氧化风机的噪声治理一般采用加装隔声罩和室内布置，隔声量一般为 20 dB(A)。增压风机的降噪一般采用和锅炉送、引风机相同的阻尼复合减振降噪措施，其降噪量为 15 dB(A)~20 dB(A)。

7 固体废物综合利用及处置技术

燃煤电厂产生的固体废物主要为粉煤灰,此外还有脱硫副产物、污水处理污泥、失效脱硝催化剂等,采用适当的处理处置方法有利于资源化利用,避免二次污染。

7.1 粉煤灰综合利用技术

粉煤灰综合利用是指采用成熟工艺技术对粉煤灰进行加工,将其用于生产建材、回填、建筑工程、提取有益元素制取化工产品等用途。

7.1.1 粉煤灰磨细加工技术

粉煤灰磨细加工是指改进粉煤灰的细度和均匀性。粉煤灰磨细后细度增大,烧失量变化不大,密度增大,需水量比减小,抗压强度比提高。

7.1.2 粉煤灰分级技术

粉煤灰分级一般采用干法多级离心分离器,分离出符合商品要求的产品,便于综合利用。

7.1.3 利用高铝粉煤灰提炼硅铝合金技术

利用电厂产生的高铝粉煤灰为原料,通过电热法冶炼硅铝系列合金及从高铝粉煤灰中提取氧化铝并可联产白炭黑等产品。

7.1.4 综合利用

粉煤灰综合利用途径很多,利用价值大,主要可用于生产粉煤灰水泥、粉煤灰砖、建筑砌块、混凝土掺料、道路路基处理、土壤改良等。

7.2 脱硫渣综合利用及处置技术

7.2.1 脱硫石膏的应用

脱硫石膏的纯度取决于脱硫装置的 Ca/S 比、石灰石纯度和除尘器的除尘效率。在参数合理配比运行的情况下,脱硫石膏的纯度能够达到 90%。脱硫石膏主要用作水泥缓凝剂或制作石膏板,还可用于生产石膏粉刷材料、石膏砌块、矿井回填材料及改良土壤等。

7.2.2 半干法脱硫灰渣的应用

半干法脱硫灰渣主要成分是 CaSO_4 、 CaSO_3 等,具有强碱性和自硬性,国内应用尚不普遍,主要用于筑路和制砖。

7.2.3 循环流化床脱硫灰渣的应用

与煤粉炉粉煤灰相比,循环流化床脱硫灰渣具有烧失量较高、CaO 含量高、 SO_3 质量浓度高、玻璃体较少、有一定自硬性等特点,可综合利用于废弃矿井、采空区回填和筑路等。

7.3 污泥处理处置技术

电厂废水处理产生的污泥主要包括给水、工业废水、脱硫废水等处理过程产生的污泥,经检定后确定为危险废物的,按照《危险废物安全填埋污染控制标准》(GB18598)处置;经检定后确定为一般废物的,按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599)处置。

7.4 失效脱硝催化剂处置技术

失效催化剂应再生或回收处理。处理时首选催化剂再生，处理方法为水洗再生、热再生和还原再生。其中主要是水洗再生，即把失去活性的催化剂通过浸泡洗涤、添加活性组分以及烘干等程序使催化剂恢复大部分活性。再生过程会产生少量含有重金属的废水，属危险废物，应集中处理。

失效催化剂应作为危险固体废弃物来处理。对于蜂窝式催化剂，一般的处理方法是压碎后进行填埋，填埋过程中应严格遵照危险固体废物的填埋要求。对于板式催化剂，由于其中含有不锈钢基材，故除填埋外可送至金属冶炼厂进行回用。

8 燃煤电厂污染防治最佳可行技术

8.1 燃煤电厂污染防治最佳可行技术概述

燃煤电厂污染防治最佳可行技术包括工艺过程污染防治最佳可行技术和污染物末端治理最佳可行技术，前者包括煤炭选择、煤炭和脱硫剂储存与输送、锅炉燃烧系统和工艺节水技术；后者包括烟尘排放控制、SO₂排放控制、NO_x排放控制、废水处理与回用、噪声控制和固体废物处理处置的最佳可行技术等，详见 8.2 节及 8.3 节。煤粉炉燃煤电厂污染防治最佳可行技术组合见图 2，循环流化床锅炉燃煤电厂污染防治最佳可行技术组合见图 3。

8.2 工艺过程污染防治最佳可行技术

8.2.1 煤炭选择最佳可行技术

燃煤电厂煤炭选择最佳可行技术见表 4。

表 4 燃煤电厂煤炭选择最佳可行技术

最佳可行技术	污染控制环节	技术适用性
煤炭洗选：燃用经洗选的热值高，以及水分、硫分、灰分、氟化物及氯化物含量低的高品质煤	降低烟气中大气污染物浓度	高硫和高灰分煤
燃用适用煤种：燃用设计煤种或校核煤种	提高锅炉燃烧效率	新建或现役燃煤机组

8.2.2 煤炭装卸、储存与输送过程扬尘控制最佳可行技术

煤炭装卸、储存与输送过程扬尘控制最佳可行技术见表 5。

表 5 煤炭装卸、储存与输送过程扬尘控制最佳可行技术

最佳可行技术	污染控制环节	技术适用性
降低高度与喷雾	煤炭装卸作业过程扬尘	新建或现役燃煤机组
水雾喷淋、密闭与袋式除尘器	输煤栈桥、输煤转运站及碎煤机室输送过程扬尘	新建或现役燃煤机组
露天煤场设喷洒装置+干煤棚+周边绿化	贮煤场扬尘	适用于南方多雨、潮湿的地区 且煤场周围无环境敏感目标
露天煤场设喷洒装置+周边绿化		适用于北方地区 且煤场周围无环境敏感目标
储煤筒仓		适用于贮煤量较小、配煤要求高的电厂
喷洒装置+防风抑尘网	贮煤场扬尘	适用于风速较大或环境敏感区域
喷洒装置+封闭式煤场		适用于环境敏感区域

8.2.3 脱硫剂石灰或石灰石（粉）储存与输送过程扬尘污染防治最佳可行技术

脱硫剂石灰或石灰石（粉）储存与输送过程扬尘污染防治最佳可行技术见表 6。

表 6 脱硫剂石灰或石灰石（粉）储存与输送过程扬尘污染防治最佳可行技术

最佳可行技术	污染控制环节	技术适用性
密闭罐车	石灰石（粉）或石灰的运输扬尘	新建或现役燃煤机组
筒仓	石灰石（粉）或石灰的储存扬尘	新建或现役燃煤机组
密闭罐车配置的卸载设备	石灰石（粉）或石灰的装卸作业扬尘	新建或现役燃煤机组
袋式除尘器	石灰石（粉）仓受料时排气中粉尘的分离与收集	新建或现役燃煤机组

8.2.4 锅炉燃烧系统污染预防最佳可行技术

8.2.4.1 最佳可行技术

对于有条件的地区，应发展能源利用效率高的高参数、大容量燃煤机组；建设热电联产机组，实现电厂热能的梯级有效利用。

在确保锅炉安全燃烧和效率的前提下，各种低 NO_x 燃烧技术是通过燃烧控制降低氮氧化物排放的最佳可行技术。低 NO_x 燃烧技术主要包括采用低 NO_x 燃烧器和炉内空气分级。

锅炉燃烧系统污染预防最佳可行技术见表 7。

表 7 锅炉燃烧系统污染预防最佳可行技术

炉型	最佳可行技术	技术适用性
煤粉锅炉	高参数、大容量机组燃烧控制和管理 热电联产 低 NO_x 燃烧技术	适用于常规燃煤； 切向燃烧、对冲燃烧等适用于烟煤、褐煤或贫煤的燃烧； W 火焰锅炉适用于低挥发分的贫煤、无烟煤的燃烧。
循环流化床锅炉	高参数、大容量机组燃烧控制和管理 热电联产	适用于劣质燃煤，如高灰煤、煤矸石、煤泥等； 适用于 300 MW 及以下机组； 适用于劣质煤产区。

8.2.4.2 最佳环境管理实践

加强燃烧控制和管理，保证锅炉安全稳定燃烧的最佳环境管理实践包括：

- 燃烧优化控制：合理送风、配风，优化煤/风比，提高过热蒸汽/再热蒸汽品质。
- 提高煤粉炉锅炉热效率：燃烧设计煤种；控制空气过剩系数在最佳氧量 $\pm 0.5\%$ 范围内；根据负荷变化进行必要的燃烧调整，使锅炉处于较佳的热效率状态并有利于抑制 NO_x 生成。
- 提高循环流化床锅炉热效率：在一次返料的基础上设计二次返料，加大一次和二次返料量；优化一、二次风量配比。

8.2.5 工艺节水最佳可行技术

8.2.5.1 最佳可行技术

工艺节水最佳可行技术见表 8。

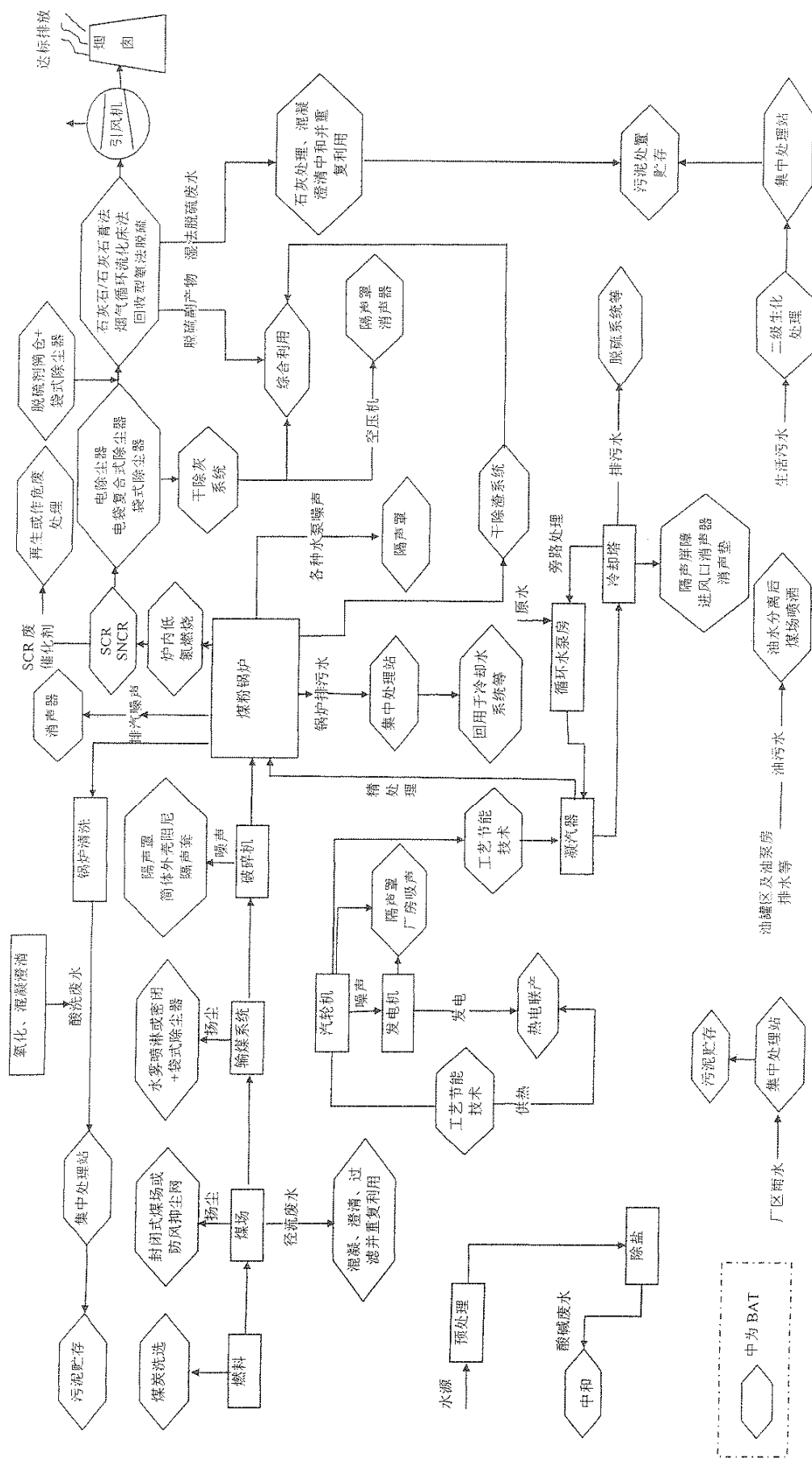


图 2 煤粉炉燃煤电厂污染防治最佳可行技术示意图（循环冷却）

表 8 工艺节水最佳可行技术

最佳可行技术		技术适用性
城市污水回用技术	曝气生物滤池+石灰处理+混凝澄清+深层过滤	用于处理 COD、BOD、氨氮等浓度较高的城市二级排水，出水可回用于循环冷却水补充水。
	石灰处理+混凝澄清+深层过滤	用于处理城市二级达标排放水，出水可回用于循环冷却水补充水。
	预处理+超滤+反渗透	主要用于需要除盐的情况，出水可回用于对除盐要求不高的用途；也可以作为预除盐措施。
循环冷却水节水技术	除水器+提高循环水浓缩倍率	适用于新建机组和现役机组改造。
干除灰干除渣技术		适用于水资源贫乏地区的新建机组和现役机组改造
空冷节水技术		适用于水资源短缺富煤地区的新建机组

8.2.5.2 最佳环境管理实践

为保证最佳可行技术的应用效果，采取如下最佳环境管理实践：

- 加强全厂节水管理，减少各种汽水损失，合理降低排污率；做好机、炉等热力设备疏水、排污及启停时排汽和放水的回收工作，逐步降低单位发电量的取水量。
- 加强各类废水的处理与回用，根据用水水质要求实现废水梯级利用，尽量减少排水。
- 重视水质检测和水量计量管理工作，定期进行全厂水平衡测试。
- 建立健全记录和档案制度。

8.3 污染物排放控制最佳可行技术

8.3.1 烟尘排放控制最佳可行技术

8.3.1.1 电除尘技术

8.3.1.1.1 最佳可行工艺参数

根据燃煤灰分和环保要求确定电除尘器的除尘效率，一般电除尘器除尘效率为 99.5%~99.8%；电除尘器入口气体风速为 10 m/s~15 m/s，进入电除尘器后电场风速为 0.7m/s~1.2 m/s；极板间距为 25 cm~45 cm；清灰应及时彻底，气流分布应均匀；系统阻力应小于 300 Pa；除尘系统漏风率小于 5%。

应根据处理烟气量选用相应功率的高频电源做为电除尘器的供电电源。

8.3.1.1.2 污染物削减和排放

烟尘排放浓度可达 50 mg/m³ 以下。电除尘器消耗主要为电能，占发电量的 0.1 %~0.4%。

8.3.1.1.3 二次污染及防治措施

电除尘器除尘下来的粉煤灰应外运综合利用。

8.3.1.1.4 技术经济适用性

电除尘器适用于烟尘比电阻在 $1 \times 10^4 \Omega \cdot \text{cm} \sim 5 \times 10^{11} \Omega \cdot \text{cm}$ 范围内的除尘；适用于新建和改造机组；宜优先选用高频电源供电。

电除尘器的一次投资费用为 50 元/kW~100 元/kW，电除尘器的运行和维护成本较低，使用电除尘的治理成本约为 30 元/t~80 元/t 烟尘。

8.3.1.2 袋式除尘技术

8.3.1.2.1 最佳可行工艺参数

袋式除尘器的除尘效率应在 99.7%~99.99%之间；气布比为 0.8 m/min~1.2 m/min；系统阻力应小于 1500 Pa；运行温度宜在 160 ℃以下；系统漏风率小于 3%。

8.3.1.2.2 污染物削减和排放

袋式除尘器烟尘排放浓度可控制在 30 mg/m³ 以下，并可去除烟气中的部分重金属（如汞）。

8.3.1.2.3 二次污染及防治措施

袋式除尘器除尘下来的粉煤灰应外运综合利用。

8.3.1.2.4 技术经济适用性

袋式除尘器不受烟尘比电阻和物化特性等的影响；在新建或改造机组中都适用，尤其适用于高灰分燃煤电厂锅炉、循环流化床锅炉及干法脱硫装置的烟气治理和排放要求严格的地区。

袋式除尘器一次投资约为 100 元/kW，运行费用包括运行电耗、滤料更换及维修费用等。袋式除尘器治理成本约为 300 元/t 烟尘。

8.3.1.3 电袋复合式除尘技术

8.3.1.3.1 最佳可行工艺参数

电袋复合式除尘器的除尘效率应在 99.8%以上；电除尘器电场风速为 0.9 m/s~1.1 m/s，袋式除尘器气布比一般为 1.0 m/min~1.2 m/min；运行温度宜在 160 ℃以下；系统总体阻力应小于 1200 Pa；漏风率应小于 3%。

8.3.1.3.2 污染物削减和排放

电袋复合式除尘器排放浓度应控制在 30 mg/m³ 以下，有时可达 10 mg/m³ 以下；并可去除烟气中的部分重金属（如汞）。

8.3.1.3.3 二次污染及防治措施

电袋复合式除尘器除尘下来的粉煤灰应外运综合利用。

8.3.1.3.4 技术经济适用性

电袋复合式除尘技术适用于高比电阻烟尘、低硫煤烟尘和半干法烟气脱硫后的烟气除尘；对现役电除尘器的改造比较适用；适用于排放要求严格的地区。

8.3.1.4 燃煤电厂烟尘排放控制最佳可行技术适用性

四电场以上电除尘器、袋式除尘器、电袋复合式除尘器是燃煤电厂烟尘排放控制的最佳可行技术，其技术适用性见表 9。

表 9 燃煤电厂烟尘排放控制最佳可行技术适用性

最佳可行技术	除尘效率	适用性
四电场以上电除尘器	>99.5%	适用于燃煤灰分及飞灰比电阻适中的各种容量的新建、改建和扩建电厂。

续表 9 燃煤电厂烟尘排放控制最佳可行技术适用性

最佳可行技术	除尘效率	适用性
袋式除尘器	>99.8%	适用于燃用各种煤质的新建、改建和扩建电厂和对现役电除尘器的改造，适用于 600 MW 及以下的机组，特别适用于半干法烟气脱硫后的烟气除尘。可去除烟气中的部分重金属。
电袋复合式除尘器	>99.8%	适用于燃用各种煤质的新建、改建和扩建电厂和对现役电除尘器的改造，适用于 600 MW 及以下的机组。可去除烟气中的部分重金属。

8.3.1.5 燃煤电厂烟尘排放控制最佳可行技术排放水平

燃煤电厂烟尘排放控制最佳可行技术及其排放水平见表 10。

表 10 燃煤电厂烟尘排放控制最佳可行技术及其排放水平

炉型	脱硫工艺	现役机组 / 新建机组	
		最佳可行技术	排放水平 (mg/m ³)
煤粉炉	湿法脱硫	四/五电场电除尘器	<50
	半干法脱硫		<80
	湿法脱硫	电袋复合式除尘器（机组容量≤600MW）或袋式除尘器	<30
	半干法脱硫		<50
循环流化床锅炉	炉内脱硫	四/五电场电除尘器	<100
		电袋复合式除尘器	<50

8.3.1.6 最佳环境管理实践

为保证最佳可行技术的应用效果，采取如下最佳环境管理实践：

- 定期检查电除尘器振打系统及驱动装置、电加热或蒸汽加热系统、灰斗及卸（输）灰系统、供电及控制系统、测量和记录仪表等。
- 袋式除尘器定期清灰；及时检查滤袋破损情况并更换滤袋。
- 对于电袋复合式除尘器，分别按电除尘器和袋式除尘器的管理要求进行相应管理。
- 加强人员培训，使其熟悉岗位技能、岗位规程和制度。
- 建立健全记录和档案制度，如主要设备的运行和维修情况记录；各种污染物排放数据和烟气连续监测数据记录、各种污染物处理处置情况记录等。

8.3.2 SO₂ 排放控制最佳可行技术

8.3.2.1 石灰石/石灰-石膏法脱硫技术

8.3.2.1.1 最佳可行工艺参数

为确保脱硫效率，应选择活性好且 CaCO₃ 含量大于 90% 的脱硫剂；燃用中低硫煤时石灰石（粉）的细度应保证 250 目 90% 过筛率，燃用中高硫煤时石灰石粉的细度应保证 325 目 90% 过筛率；当 Ca/S 摩尔比为 1.02~1.05、循环液 pH 值为 5.0~6.0 时，脱硫效率应在 95% 以上；脱硫石膏纯度应在 90% 以上；未设置换热器时，脱硫系统阻力应小于 2500 Pa；当设置换热器时，脱硫系统阻力应小于 3500 Pa。

8.3.2.1.2 污染物削减和排放

石灰石/石灰-石膏法对经除尘后烟气中颗粒物的去除率在 50% 以上。当燃煤含硫量为 0.6%~3.0%

时, SO_2 排放浓度应在 200 mg/m^3 以下。该技术还可部分去除烟气中的 SO_3 、 HCl 、 HF 和重金属(如汞)。

8.3.2.1.3 二次污染及防治措施

脱硫废水应采用石灰处理、混凝澄清和中和处理后回用。

脱硫产生的石膏应外运综合利用。

脱硫系统循环水泵、增压风机、氧化风机等设备应采用隔声处理。

8.3.2.1.4 技术经济适用性

石灰石/石灰-石膏法脱硫工艺适用于燃用各种煤种的新、改、扩建燃煤电厂的 SO_2 治理, 尤其适用于大容量机组或燃用中高硫煤的电厂脱硫。

该技术的一次投资为 200 元/kW 左右; 运行费用相对较低, 吸收剂石灰石价廉易得; 该技术脱硫副产物为石膏, 高质量石膏具有综合利用价值。该技术的治理成本为 $1000 \text{ 元/吨 } \text{SO}_2 \sim 4000 \text{ 元/吨 } \text{SO}_2$, 脱硫电价成本为 $0.01 \text{ 元/kWh} \sim 0.035 \text{ 元/kWh}$ 。

8.3.2.2 氨法脱硫技术(回收型)

8.3.2.2.1 最佳可行工艺参数

氨法脱硫技术的脱硫效率应在 95% 以上, 脱硫系统阻力应小于 1600 Pa , 脱硫系统的运行温度为 $50^\circ\text{C} \sim 60^\circ\text{C}$ 。脱硫后的副产物应符合资源综合利用要求。

8.3.2.2.2 污染物削减和排放

当燃煤含硫量为 $0.6\% \sim 3.0\%$ 时, SO_2 排放浓度应在 200 mg/m^3 以下。该技术还可部分去除烟气中的 SO_3 、 HCl 、 HF 、 NO_x 、颗粒物和重金属(如汞)。

8.3.2.2.3 二次污染及防治措施

脱硫副产物应全部回收为氨肥或化工原料送至化工厂利用。

脱硫系统循环水泵、风机等设备应采用隔声处理。

8.3.2.2.4 技术经济适用性

氨法脱硫技术对煤种、负荷变化均具有较强的适应性; 适用于燃用各种煤种的新、改、扩建燃煤电厂的 SO_2 治理, 尤其适用于附近有可靠(废)氨源、机组容量在 300 MW 及以下, 燃用中、高硫煤的电厂脱硫。该技术在脱硫的同时可以脱硝。

该技术的一次投资为 $150 \text{ 元/kW} \sim 200 \text{ 元/kW}$ 。

8.3.2.3 烟气循环流化床脱硫技术

8.3.2.3.1 最佳可行工艺参数

烟气循环流化床法的脱硫效率应在 90% 以上; 生石灰细度应在 2 mm 以下, 加适量水后 4 分钟内温度可升高到 60°C , CaO 含量 80% 以上; 系统阻力应在 3500 Pa 以下(包括吸收塔和除尘器); 脱硫系统烟气入口温度一般为 $110^\circ\text{C} \sim 130^\circ\text{C}$, 烟气出口温度一般为 $70^\circ\text{C} \sim 80^\circ\text{C}$; Ca/S 摩尔比为 $1.3 \sim 1.5$; 脱硫系统装置漏风率小于 6%; 脱硫系统后应采用袋式除尘器。

8.3.2.3.2 污染物削减和排放

烟气循环流化床脱硫系统后的袋式除尘器对烟气中的 SO_2 、 SO_3 、 HCl 、 HF 和重金属(如汞)等有

一定的去除作用；当燃煤含硫量在 1.5% 以下时，锅炉 SO_2 初始浓度为 $1500 \text{ mg/m}^3 \sim 3000 \text{ mg/m}^3$ ， SO_2 排放浓度为 $150 \text{ mg/m}^3 \sim 300 \text{ mg/m}^3$ 。

8.3.2.3.3 二次污染防治措施

脱硫产生的脱硫渣应外运综合利用。

脱硫系统风机等设备应采用隔声处理。

8.3.2.3.4 技术经济适用性

烟气循环流化床脱硫技术适用于缺水地区燃用中低硫煤的 600 MW 及以下机组脱硫。

该技术的一次投资约为 150 元/kW，脱硫电价成本为 0.01 元/kWh $\sim$ 0.02 元/kWh。

8.3.2.4 燃煤电厂 SO_2 排放控制最佳可行技术适用性

石灰石/石灰-石膏法、回收型氨法及烟气循环流化床法脱硫技术是燃煤电厂 SO_2 排放控制的最佳可行技术，其技术适用性见表 11。

表 11 SO_2 排放控制最佳可行技术适用性

最佳可行技术	脱硫效率	适用性
石灰石/石灰-石膏法	>95%	适用于各种含硫量的煤种及各种容量的新、改、扩建机组和现役机组的脱硫。可去除烟气中的部分重金属。
氨法脱硫	>95%	适用于氨源稳定充足、燃用中高硫煤的 300 MW 及以下容量且产生的副产物能够全部综合利用的新建机组或现役机组脱硫。可同时脱硫脱硝。可去除烟气中的部分重金属。
烟气循环流化床法	>90%	适用于 600 MW 及以下容量、燃用中低硫煤的新建机组或现役机组脱硫。可去除烟气中的部分重金属。

8.3.2.5 燃煤电厂 SO_2 污染防治最佳可行技术排放水平

燃煤电厂 SO_2 污染防治最佳可行技术及其排放水平见表 12。

表 12 燃煤电厂 SO_2 污染防治最佳可行技术及排放水平

煤种	容量 (MW)	炉型	现役机组		新建机组	
			最佳可行技术	排放水平 (mg/m^3)	最佳可行技术	排放水平 (mg/m^3)
低硫煤	200~300	煤粉炉	石灰石/石灰-石膏法	<100	石灰石/石灰-石膏法	<100
			烟气循环流化床	<300	烟气循环流化床	<200
		循环流化床	炉内脱硫	<400	炉内脱硫	<200
			石灰石/石灰-石膏法	<150	石灰石/石灰-石膏法	<150
			烟气循环流化床	<200	烟气循环流化床	<200
	>300	煤粉炉	石灰石/石灰-石膏法	<100	石灰石/石灰-石膏法	<100
			烟气循环流化床	<300	烟气循环流化床	<300
中高硫煤	200~300	煤粉炉	石灰石/石灰-石膏法	<200	石灰石/石灰-石膏法	<200
			回收型氨法脱硫	<200	回收型氨法脱硫	<200
		循环流化床	炉内脱硫+石灰石/石灰-石膏法	<200	炉内脱硫+石灰石/石灰-石膏法	<200
			炉内脱硫+烟气循环流化床	<200	炉内脱硫+烟气循环流化床	<200
	>300	煤粉炉	石灰石/石灰-石膏法	<200	石灰石/石灰-石膏法	<200

8.3.2.6 最佳环境管理实践

为保证最佳可行技术的应用效果，采取如下最佳环境管理实践：

- 氨法脱硫应保证副产物硫酸铵的氧化率不小于 95%；氨的逃逸量控制在 10 mg/m^3 以下。
- 脱硫装置的可用率应保证在 95% 以上；新建机组不宜设置烟气旁路。
- 燃煤电站锅炉脱硫系统进出口均应按規定安装烟气连续监测系统。
- 加强人员培训工作。
- 加强对脱硫装置的运行管理。
- 建立健全记录和档案制度。

8.3.3 NO_x 排放控制最佳可行技术

8.3.3.1 选择性催化还原脱硝技术

8.3.3.1.1 最佳可行工艺参数

选择性催化还原脱硝技术（SCR）脱硝效率应在 70% 以上，系统阻力为 $800 \text{ Pa} \sim 1400 \text{ Pa}$ ；烟气入口温度应为 $300^\circ\text{C} \sim 400^\circ\text{C}$ ；系统漏风率应在 0.4% 以下； NH_3/NO_x 摩尔比为 $0.6 \sim 1.1$ ； NH_3 逃逸控制在 2.5 mg/m^3 以下。

当采用液氨作为氨气来源时，应保证氨含量在 99.5% 以上，储氨罐容量宜不小于设计工况下 5 天的氨气消耗量。氨区要求设置一定的安全距离。

8.3.3.1.2 污染物削减和排放

燃煤电厂锅炉采用低氮燃烧装置后燃用烟煤、贫煤和褐煤的 NO_x 初始浓度为 $250 \text{ mg/m}^3 \sim 650 \text{ mg/m}^3$ ，燃用无烟煤的 NO_x 初始浓度为 1300 mg/m^3 左右，当脱硝效率为 80% 时， NO_x 的排放浓度可控制为 $50 \text{ mg/m}^3 \sim 260 \text{ mg/m}^3$ 。脱硝装置的运行会增加电耗，占发电量的 0.1%~0.3%。

8.3.3.1.3 二次污染及防治措施

使用选择性催化还原脱硝技术会产生氨逃逸，应采取措施将氨逃逸控制在 2.5 mg/m^3 以下。

失效催化剂应尽可能再生处理，无法再生的失效催化剂按《危险废物安全填埋污染控制标准》（GB18598）的要求进行处理。

脱硝系统稀释空气风机等设备应采用隔声处理。

8.3.3.1.4 技术经济适用性

选择性催化还原脱硝技术适用于煤质多变、负荷变动频繁的机组；适用于要求脱硝效率较高的新建和现役机组。

新建机组 SCR 的一次投资为 $100 \text{ 元/kW} \sim 150 \text{ 元/kW}$ ，改造机组为 $200 \text{ 元/kW} \sim 300 \text{ 元/kW}$ ；运行成本主要为催化剂更换费用、还原剂费用等。根据脱硝效率的不同，投资费用存在一定差别。

8.3.3.2 选择性非催化还原脱硝技术

8.3.3.2.1 最佳可行工艺参数

选择性非催化还原脱硝技术（SNCR）的脱硝效率为 20%~40%，反应温度为 $850^\circ\text{C} \sim 1100^\circ\text{C}$ ； NH_3/NO_x 摩尔比为 $0.8 \sim 2.5$ ；氨逃逸应控制在 8 mg/m^3 以下。

8.3.3.2.2 污染物削减和排放

燃煤电厂锅炉采用低氮燃烧装置后燃用烟煤、贫煤和褐煤的 NO_x 初始浓度为 $250 \text{ mg/m}^3 \sim 650 \text{ mg/m}^3$ ，当脱硝效率为 40% 时， NO_x 排放浓度为 $150 \text{ mg/m}^3 \sim 390 \text{ mg/m}^3$ 。

8.3.3.2.3 二次污染及防治措施

使用选择性非催化还原脱硝技术会产生氨逃逸，应采取措施将氨逃逸控制在 8 mg/m^3 以下。

8.3.3.2.4 技术经济适用性

适用于对 NO_x 排放要求不高且电厂运行相对稳定的新、老机组，特别适用于现有电厂的改造。人口稠密区域应选择尿素作为还原剂。

SNCR 占地面积小；一次投资和运行费用低；目前一次投资为 25 元/kW~50 元/kW。

8.3.3.3 燃煤电厂 NO_x 排放控制最佳可行技术适用性

SCR 脱硝技术及 SNCR 脱硝技术是燃煤电厂 NO_x 排放控制的最佳可行技术，其技术适用性见表 13。

表 13 燃煤电厂 NO_x 排放控制最佳可行技术适用性

最佳可行技术	脱硝效率	适用性
SCR	60%~90%	适用于各种燃煤和各种容量的新、改、扩建和现役机组
SNCR	20%~40%	适用于燃用烟煤和褐煤且排放要求不高、电厂运行相对稳定的 600 MW 及以下的新、改、扩建和现役机组

8.3.3.4 燃煤电厂 NO_x 污染防治最佳可行技术排放水平

燃煤电厂 NO_x 污染防治最佳可行技术及其排放水平见表 14。

表 14 燃煤电厂 NO_x 污染防治最佳可行技术及其排放水平

容量 (MW)	煤种	炉型	现役机组/新建机组	
			最佳可行技术	排放水平 (mg/m^3)
200~300	无烟煤 贫煤	煤粉炉	低氮燃烧+SCR	<200
		循环流化床	低温燃烧	<250
	烟煤 褐煤	煤粉炉	低氮燃烧	<400
			低氮燃烧+SCR	<200
			低氮燃烧+SNCR	<300
		循环流化床	低温燃烧	<200
>300	无烟煤 贫煤	煤粉炉	低氮燃烧+SCR	<200
	烟煤 褐煤	煤粉炉	低氮燃烧	<400
			低氮燃烧+SNCR	<300
			低氮燃烧+SCR	<100

8.3.3.5 最佳环境管理实践

为保证最佳可行技术的应用效果，采取如下最佳环境管理实践：

- SCR 系统应注意进入反应塔的烟气温度及与氨混合的均匀性。

- SNCR 系统还原剂喷入炉膛应注意反应区温度及与烟气混合的均匀性。
- 加强人员培训。
- 加强对脱硝装置的运行管理。
- 建立健全记录和档案制度。
- 建立应急预案。电厂应对液氨区、油罐区等危险场所制订详细的防爆、防泄漏应急预案及应急措施。

8.3.4 废水处理与回用最佳可行技术

8.3.4.1 最佳可行技术

电厂废水处理与回用最佳可行技术见表 15。

表 15 电厂废水处理与回用最佳可行技术

废水种类	主要污染因子	最佳可行技术	去向或回用途径
锅炉酸洗废水	COD、SS、pH 等	氧化、混凝澄清	集中处理站
锅炉非经常性废水	pH、SS 等	沉淀、中和	集中处理站
酸碱废水	pH	中和	烟气脱硫系统
反渗透浓排水	盐类	—	烟气脱硫系统
含煤废水	SS、胶体	混凝澄清、过滤	重复利用
含油废水	油、SS	油水分离	煤场喷洒
冲渣水	SS、pH	沉淀、中和	重复利用
灰 水	SS、pH 等	加阻垢剂	闭路循环
主厂房冲洗水	SS	混凝澄清	集中处理站
脱硫废水	pH、SS、重金属等	石灰处理、混凝澄清、中和	干灰调湿、灰场喷洒、冲渣水、冲灰水
锅炉排污水	温度	—	冷却水系统或化水系统
循环冷却系统排水	盐类	反渗透等除盐工艺	除灰、脱硫、喷洒等利用或除盐后回冷却系统
生活污水	COD、BOD、SS	二级生化处理	绿化、集中处理站
直流冷却系统	温度	—	直接排入水环境
初期雨水	SS、油等	不处理或混凝澄清	集中处理站

8.3.4.2 最佳环境管理实践

为保证最佳可行技术的应用效果，采取如下最佳环境管理实践：

- 电厂应对全厂的水源、用水和排水做全面规划管理，选择最优的全厂用水分配方案，经济合理地处理各种废水，最大限度地提高废水回用率。
- 除直流冷却水外，尽量减少各类废水排放。对于新建电厂，尽量实现正常情况下无废水外排；对于现有电厂，根据需要对电厂用、排水系统进行水量平衡测试，必要时实施废水低排放工程。
- 进入电厂废水集中处理站的废水处理后再用作冷却系统、冲渣系统、输煤系统及煤场、干灰调湿、灰场喷洒、厂区绿化、主厂房及厂区冲洗等补充水。

8.3.5 固体废物处理处置最佳可行技术

8.3.5.1 最佳可行技术

固体废物处理处置最佳可行技术见表 16。

表 16 固体废物处理处置最佳可行技术

最佳可行技术		技术适用性
粉煤灰利用	粉煤灰磨细加工	适用于电除尘器一、二级电场和袋式除尘器收集的粉煤灰
	粉煤灰干法分级	适用于各种粉煤灰
	利用高铝粉煤灰提炼硅铝合金	适用于高铝粉煤灰
脱硫石膏用作水泥缓凝剂		适用于石灰石/石灰—石膏法的脱硫石膏
电厂水处理污泥处置技术		经检定后确定为危险废物的，按照《危险废物安全填埋污染控制标准》（GB18598）处置；经检定后确定为一般废物的，按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599）处置

8.3.5.2 最佳环境管理实践

为保证最佳可行技术的应用效果，采取如下最佳环境管理实践：

- 粉煤灰实现粗细分排和灰渣分排，把出灰运行、灰渣管理、综合利用结合起来。
- 控制脱硫石膏品质，优先用作水泥缓凝剂。

8.3.6 噪声污染防治最佳可行技术

8.3.6.1 最佳可行技术及其降噪水平

噪声污染防治的最佳可行技术及其降噪水平见表 17。

表 17 噪声污染防治最佳可行技术及其降噪水平

噪声源	噪声源声级水平 dB(A)	最佳可行技术	降噪水平	备注
发电机、励磁机及汽轮机组	76~108	隔声罩 厂房内壁面吸声处理	降噪量 20 dB(A)左右 降噪量 6 dB(A)左右	罩内吸声
引风机、送风机	72~115	消声器 管道外壳阻尼	消声量 25 dB(A)左右 整体噪声降到 85 dB(A)以下	/
给水泵、循环泵、灰浆泵等	82~108	隔声罩	降噪量 25 dB(A)以上	罩内吸声
磨煤机、湿磨机	82~120	隔声罩 筒体外壳阻尼 隔声套	降噪量 20 dB(A)左右 整体噪声降到 95 dB(A)左右 降噪量 10 dB(A)左右	罩内吸声 / 检修不便
冷却塔	70~85	隔声屏障 进风口消声器 消声垫	降噪量 10 dB(A)左右 消声量 15 dB(A)左右 消声量 8 dB(A)左右	尽量靠近塔体
氧化风机、空压机	82~105	隔声罩 消声器	降噪量 20 dB(A)左右 消声量 30 dB(A)以上	罩内吸声
锅炉排汽（偶发噪声）	115~130	排汽消声器	消声量 30 dB(A)以上	/

8.3.6.2 最佳环境管理实践

为保证最佳可行技术的应用效果，采取如下最佳环境管理实践：

- 采用低噪声设备，控制噪声源强。
- 隔声罩做好密封，避免与声源设备刚性连接，注意设备散热。