

附件三：

中华人民共和国污染防治最佳可行技术导则

XXXX-200X

燃煤电厂污染防治最佳可行技术导则

编制研究报告

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

环境保护部 发布

目 录

第一章 总 论	1
1.1 导则编制的必要性和意义.....	1
1.2 导则编制的原则、方法和技术依据.....	2
1.2.1 编制原则.....	2
1.2.2 编制依据.....	3
1.2.3 技术路线.....	3
1.3 编制过程.....	4
1.3.1 资料查阅和调研.....	4
1.3.2 征求意见稿的完成.....	5
1.3.3 正式稿的完成.....	5
1.4 主要内容确定过程.....	5
1.4.1 调研及资料收集, 确定备选技术.....	5
1.4.2 技术评估和筛选.....	6
1.4.3 导则的主要内容.....	6
第二章 导则的相关术语及定义	7
2.1 导则的相关术语.....	7
2.2 燃煤电厂相关定义.....	8
第三章 发达国家相关研究成果	9
3.1 美国.....	9
3.1.1 美国的环境管理体制.....	9
3.1.2 火电厂大气污染物排放标准体系.....	10
3.2 欧盟.....	10
3.2.1 欧盟的环境管理历程.....	10
3.2.2 欧盟大型燃烧企业大气污染物排放标准体系.....	11
第四章 燃煤电厂清洁生产水平及主要环境问题	12
4.1 燃煤电厂发展状况.....	12
4.1.1 我国燃煤电厂发展状况.....	12
4.1.2 能源、资源和原料消耗水平.....	14
4.2 燃煤电厂污染物排放与控制状况.....	17
4.2.1 大气污染物.....	17
4.2.2 废水治理与回用.....	19
4.2.3 固体废物处置与回用.....	20

4.3 电力行业清洁生产指标及考核要求	21
4.4 主要环境问题	23
4.4.1 大气污染物排放	23
4.4.2 水污染物排放	25
4.4.3 固体废弃物	25
4.4.4 噪声排放	25
第五章 燃煤电厂污染防治可行技术	26
5.1 工艺生产过程的污染预防技术	26
5.1.1 煤炭及脱硫剂的储存与输送	26
5.1.2 水的预处理	28
5.1.3 锅炉燃烧系统	29
5.1.4 热电联产和高参数、大容量机组	30
5.1.5 节能技术	31
5.2 大气污染物减排技术	38
5.2.1 除尘技术	38
5.2.2 脱硫技术	46
5.2.3 脱氮技术	62
5.2.4 脱硝技术	67
5.3 水污染防治技术	71
5.3.1 火电厂废水分类	71
5.3.2 废水处理原则	71
5.3.3 废水处理工艺	72
5.4 噪声治理技术	76
5.4.1 单项噪声治理技术	77
5.4.2 高噪声系统噪声治理技术	79
5.5 固体废物综合利用及处置技术	82
5.5.1 粉煤灰综合利用及处置技术	82
5.5.2 脱硫渣综合利用及处置技术	86
5.5.3 污泥处置	87
5.5.4 失效催化剂处置	87
第六章 燃煤电厂污染防治最佳可行技术确定	88
6.1 最佳可行技术确定方法	88
6.2 最佳可行技术涵盖内容	88
6.3 最佳可行技术筛选结果	89

6.3.1 燃料选择的最佳可行技术	89
6.3.2 煤炭和脱硫剂储存与输送的最佳可行技术	89
6.3.3 水的预处理	90
6.3.4 锅炉燃烧系统	90
6.3.5 电厂和机组类型的最佳可行技术	91
6.3.6 工艺节能的最佳可行技术	91
6.3.7 颗粒物（烟尘）排放控制	92
6.3.8 SO ₂ 排放控制	93
6.3.9 NO _x 排放控制	95
6.3.10 水和废水	97
6.3.11 噪声控制	98
6.3.12 废物及残渣	100
第七章 最佳环境管理实践	101
7.1 总则	101
7.2 环境管理要求	101
第八章 导则中有关问题的必要说明	106
8.1 导则适用范围	106
8.2 导则作用	106
8.3 导则修订	106

第一章 总论

1.1 导则编制的必要性和意义

《“十一五”国家环境技术管理体系建设规划》中明确指出：环境技术管理是指为保障实现环境保护目标，以指导社会生产采用先进技术，防治环境污染和保护生态环境，引导环境产业发展，支撑环境管理执法和监督为目的而进行的技术监督与管理活动的总称，是环境管理体系的重要组成部分。环境技术管理体系主要是指为实施有效的环境技术管理所需要的技术政策、最佳可行技术导则和工程技术规范，以及相应的技术筛选与评估、示范与推广工作体系，也是环境技术管理的核心内容。该体系的建立是实现“十一五”环境目标的客观要求、是实施环境管理制度的一项重要技术保障，也是环境标准制定与实施的技术支撑。

污染防治最佳可行技术导则是环境技术管理体系建设的重点任务之一。污染防治最佳可行技术导则（BAT）是依据国家环境法规和污染物排放标准，按行业或重点污染源对污染防治全过程所应采用的清洁生产工艺、达标排放的污染控制技术所作的技术规定。通过制定和发布污染防治技术导则，使其成为企业和环保部门选择清洁生产工艺、污染物达标排放技术和工艺方法的主要依据，成为环保管理、技术部门开展环境影响评价、项目可行性研究、环境监督执法、环境标准制修订等工作的技术依据。“十一五”期间，将制定 57 个重点行业污染防治最佳可行技术导则。

电力行业特别是火电行业是我国国民经济的基础行业，也是我国高耗能、高污染的行业之一。2002 年~2007 年我国火电行业装机容量、发电量均呈不断增长的趋势。2007 年我国火电厂装机容量为 5.54 亿千瓦，约占全国总容量的 77.73%；发电量达 26980 亿千瓦时。

编制本导则主要目的是为指导企业选择合理的污染防治技术，为电力行业全面提升环境保护水平、实现节能减排目标提供技术支撑，为环境技术管理体系的进一步完善提供技术保障。

本导则的编制意义在于：

（1）电力行业的可持续发展必须对环境进行综合防治，而污染治理技术是其中的关键。污染综合防治技术，实际上是生产全过程中清洁生产及污染物末端治理技术的合理整合，即通过先进可行的节能技术和环保技术，达到生产工艺的合理配置和资源的合理利用。最佳可行技术是通过对于燃煤电厂污染综合防治技术的筛选、评估得到的。

（2）实现节能减排目标。对污染防治技术管理提出更高要求，国务院批发的《节能

减排综合性工作方案》明确提出“十一五”主要污染物排放量要减少 10%，城市污水处理率不低于 70%。固废综合利用率达到 60%以上，加强污染防治技术管理是实现节能减排目标的重要支撑，污染防治最佳可行技术导则的编制是加强污染防治技术管理的重要内容。

(3) 循环经济的主要特征是废物的减量化、资源化和无害化。资源节约和有效利用，以减少资源投入，实现废物减量化，对废物进行综合利用达到资源化和循环利用，燃煤电厂是对大气污染物贡献量较大的行业之一，筛选和评估对污染物减排和治理技术对实现火电行业可持续发展，加快循环经济发展，实现总量控制目标和污染物消减目标，消除和减轻环境污染局面都具有重要意义。

(4) 促进行业先进污染防治技术的推广应用和发展。通过技术筛选和评估，淘汰落后的生产工艺和污染防治技术，鼓励采用污染防治最佳可行技术，使先进的污染防治技术得以广泛地推广应用。

综上所述，制订燃煤电厂污染防治最佳可行技术导则是十分必要的，意义重大，不仅是我国环境技术管理体系的重要组成部分，也是指导企业和环保部门因地制宜、因煤制宜、因炉制宜地选择技术的重要依据。

1.2 导则编制的原则、方法和技术依据

1.2.1 编制原则

(1) 立足我国现状，与国际接轨。充分借鉴发达国家（美国、欧盟）电力生产工艺污染防治管理体系的成功经验，并结合我国发展现状，编制适合我国国情的燃煤电厂污染防治最佳可行技术导则。

(2) 科学性与实用性相结合。通过对燃煤电厂的现场调研，摸清燃煤电厂污染防治技术工艺和设备水平、资源能源利用水平、污染物产生指标，废物回收利用指标和环境管理水平，并进行技术经济比较分析，筛选确定燃煤电厂污染防治最佳可行技术，并明确最佳可行技术适用的对象、适用条件及其排放水平，使导则具有较强的科学性、指导性和可操作性。

(3) 以国家环保的技术政策为依据。在清洁生产、污染物末端治理、发展循环经济和节能减排实施中，国家制订了一系列技术政策，这些技术政策也是制订污染防治最佳可行技术导则的依据。

(4) 确保污染物达标排放。采用污染防治最佳可行技术的目的是为了污染物达标排放，所以防治技术筛选和评估必须满足排放标准的要求。

1.2.2 编制依据

本导则是根据下列有关电力生产和环境保护的法律、法规、技术政策标准等制订的。

- (1) 中华人民共和国环境保护法；
- (2) 中华人民共和国环境影响评价法；
- (3) 中华人民共和国大气污染防治法；
- (4) 中华人民共和国水污染防治法；
- (5) 中华人民共和国固体废物污染环境防治法；
- (6) 中华人民共和国环境噪声污染防治法；
- (7) 中华人民共和国清洁生产促进法；
- (8) 中华人民共和国节约能源法；
- (9) 中华人民共和国海洋环境保护法；
- (10) 中华人民共和国海域使用管理法
- (11) 全国生态环境保护纲要；
- (12) 国务院转批国家经贸委等部门关于进一步开展资源综合利用的通知（国发[1996]36号）；
- (13) 燃煤二氧化硫排放污染防治技术政策（2002.1）；
- (14) 国务院关于加快发展循环经济的若干意见（国发[2005]22号）。

1.2.3 技术路线

主要研究路线为：编制工作计划及编制大纲—国内外资料调研—典型燃煤电厂污染防治技术现场考察和书面调研—召开座谈研讨会—调研数据、资料汇总和分析—编制导则初稿—经反复论证提出导则征求意见稿。具体工作步骤为：

1) 国外相关研究成果和资料调研。编制组首先调研、分析了发达国家（欧盟、美国）标准体系及有关污染防治最佳可行技术参考文件，参加了欧盟在国内组织的培训，系统学习了欧盟大型火力发电厂最佳可行技术参考文件，了解了美国的相关法律规定和标准体系。

2) 典型单位书面调研。编制组组织开展国内燃煤电厂、锅炉厂、脱硫脱硝公司的书面调研工作，书面调研内容包括向五大锅炉厂及国内主要的脱硫脱硝公司发放调研表多份、脱硫脱硝可研及初设 17 份、环评中心环评报告 62 份，相关技术论文多篇。

3) 项目承担单位组织国内外有关专家开展座谈研讨；

4) 典型燃煤机组的现场调研。2007 年 10 月在综合考虑炉型、燃料、地域差别、控制

技术等因素的基础上，项目组选择了 26 个典型燃煤电厂的 99 台机组进行了现场调研，调研内容包括燃煤电厂发电工艺清洁生产水平（生产工艺与设备水平、资源能源利用水平、污染物产生指标、废物回收利用指标）、污染物末端治理技术现状（大气、污水、噪声、固废）及其投资和运行成本。

5) 对调研结果进行综合评价分析，依靠系统科学的分析方法筛选确定燃煤电厂污染防治最佳可行技术，并提出了最佳可行技术的适用对象、适用条件及其污染物排放水平。

6) 对导则初稿进行反复论证后提出最终研究报告。

本项目技术路线如下图：

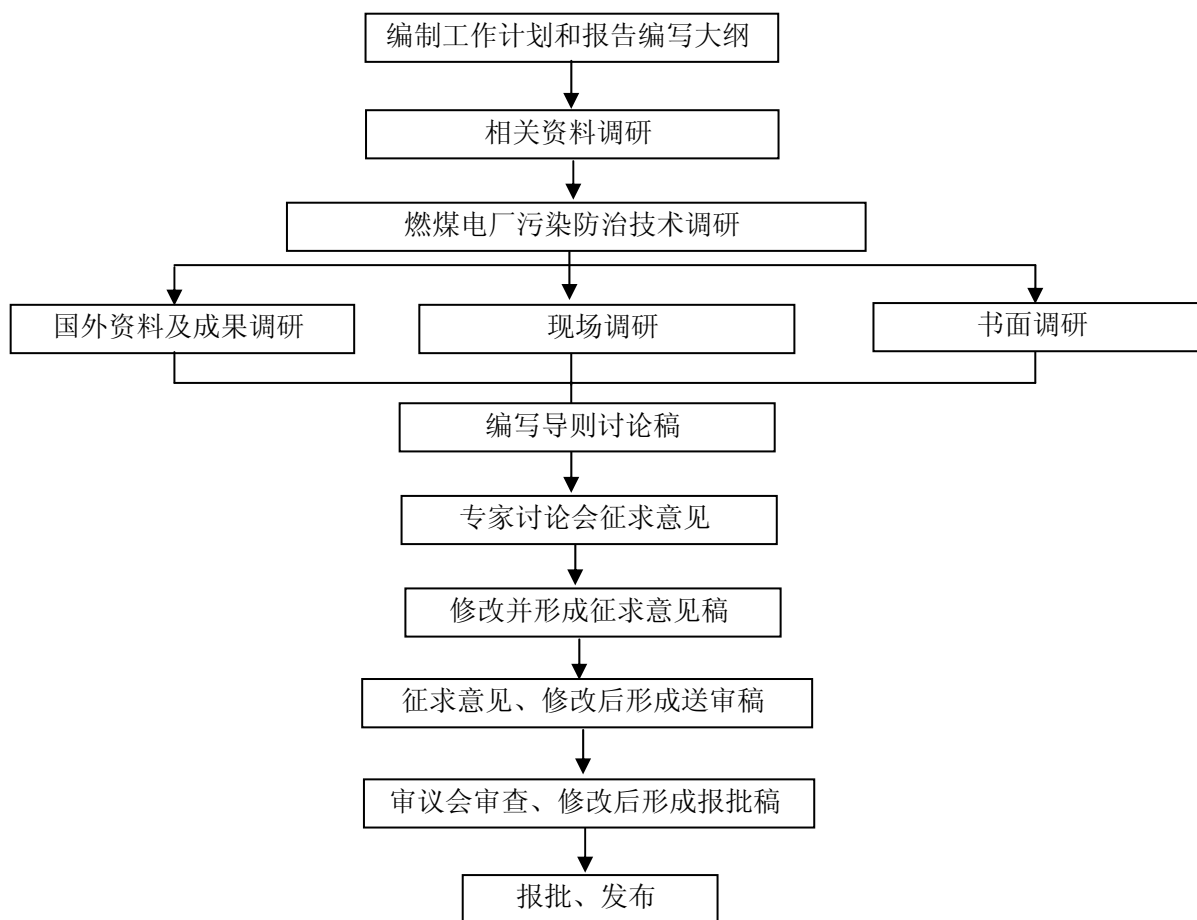


图 1 导则编制工作流程图

1.3 编制过程

1.3.1 资料查阅和调研

1、收集国内外有关导则编制的资料；检索国内外最新发布的相关技术指南和导则，

对有关的内容进行翻译学习，消化吸收；对编制的导则体例及内容进行研究，确定导则编写大纲。

2、2007年6月至2007年12月，编制组开展国内燃煤电厂、锅炉厂、脱硫脱硝公司的书面调研和燃煤电厂现场调研工作。调研对象的选择是在综合考虑炉型（煤粉炉、循环流化床锅炉）、燃料（无烟煤、贫煤、烟煤）、地域差别（南方、北方、沿海城市）、控制技术（各种工艺及节能技术、各种除尘、脱硫、脱硝技术）等因素的基础上确定的。

调研采取现场考察、座谈、发调查表相结合方式。

调研内容包括燃煤电厂发电工艺清洁生产水平、污染物末端治理技术现状及其投资和运行成本等。

1.3.2 征求意见稿的完成

2007年8月~2008年8月完成导则征求意见稿，项目组主要工作过程为：

- (1) 整理调研资料，组织编写人员编写导则初稿；
- (2) 内部自查；组织参编单位讨论，整理参编单位意见；
- (3) 编制组修改、完善导则征求意见稿；
- (4) 编制组于2008年6月和9月分别召开有关专家讨论会和书面征求意见，对编制的导则征求意见稿（初稿）进行讨论和提出修改意见；
- (5) 确定导则征求意见稿。

1.3.3 正式稿的完成

2008年12月—2009年3月完成导则送审稿

- (1) 组织专家对征求意见稿提出修改意见；
- (2) 整理专家意见；
- (3) 对导则修改后形成送审稿。

2009年3月~6月完成导则报批稿

- (1) 完成导则报批稿；
- (2) 课题验收。

1.4 主要内容确定过程

1.4.1 调研及资料收集，确定备选技术

在编制过程中，全面检索、收集了国内外有关资料，主要包括：国内外环境政策和方针、欧盟大型火电厂BAT参考文件、相关专著和论文、专题研究和技术交流研讨材料等。

开展了广泛的企业现状调研，对华能北京热电有限公司、厦门华夏国际电力发展有限公司、江苏利港电力有限公司、江西丰城发电有限公司等26个典型燃煤电厂的99台机组进行了实地调研和考察；开展了国内燃煤电厂、锅炉厂、脱硫脱硝公司的书面调研工作。通过现场和资料调研基本掌握了燃煤电厂企业生产工艺、环保治理技术及其管理水平的现状，特别是对燃煤电厂清洁生产和环保治理技术水平（能源资源消耗水平、技术、经济和环境效果）有了比较准确和全面的了解。

全面分析、整理调研资料和数据，根据燃煤电厂不同工序可能产生的污染物情况，考虑多数企业环保治理现状（目前所采取的防治技术所能达到的环境绩效），在广泛参阅国内外现有政策、规范和标准和有关防治技术资料，对主要问题和疑难问题进行了反复的研讨和论证等综合因素的前提下，确定了燃煤电厂污染防治备选技术。

1.4.2 技术评估和筛选

当然，最佳可行技术必须通过一套科学的评估筛选方法确定。在对燃煤电厂生产现状调研分析的基础上，广泛搜集资料信息，包括生产规模、产量质量、工艺流程、技术装备、能耗物耗、产污排污、控制措施、运行管理等，通过对技术特点、经济效益、环境效果、资源综合利用能力等的全面分析和专家评价的基础上，形成燃煤电厂污染防治最佳可行技术评估筛选体系。

1.4.3 导则的主要内容

本导则内容共包括六个部分。前言，主要介绍最佳可行技术定义及作用、最佳可行技术确定原则、导则的适用范围。第一章，燃煤电厂生产工艺及主要环境问题。简要描述我国燃煤电厂的生产工艺以及产生的主要环境问题。第二章，燃煤电厂污染防治可行技术。从生产工艺及末端治理全过程阐述燃煤电厂实用有效的各项控制技术，着重于各种污染防治技术的技术适用性和特性、技术指标和经济性，环境绩效、二次污染以及工程实例。第三章，燃煤电厂污染防治最佳可行技术。在上述内容的基础上立足于四个层面确定并推荐若干项最佳可行的控制技术，即贯彻国家有关政策、法规，遵循清洁生产和循环经济理念，满足环保排放标准要求，瞄准先进、高效、经济和高水平。第四章，最佳环境管理，最佳环境管理是最佳可行技术的组成部分，通过现代科学的环境管理手段，电厂才能实现合理使用能源，不断提高能源利用效率，降低污染物排放水平，使各项能耗和污染物排放指标达到最佳水平。第五章，燃煤电厂污染防治新技术，简要介绍了近年来在燃煤电厂出现的新技术。

第二章 导则的相关术语及定义

2.1 导则的相关术语

由于最佳可行技术导则在国内是首次编制，所以关于最佳可行技术的定义及最佳可行技术导则的编制应在吸纳国外经验的基础上，定义和编制符合中国国情的污染防治最佳可行技术及其行业导则。

国外的最佳可行技术的定义为：

The term “best available techniques” is defined “the most effective and advanced stage in the development of activities and their methods of operation which indicate the practical suitability of particular techniques for providing in principle the basis for emission limit values designed to prevent and, where that is not practicable, generally to reduce emissions and the impact on the environment as a whole.”

“techniques” includes both the technology used and the way in which the installation is designed, built, maintained, operated and decommissioned;

“available” techniques are those developed on a scale which allows implementation in the relevant industrial sector, under economically and technically viable conditions, taking into consideration the costs and advantages, whether or not the techniques are used or produced inside the Member State in question, as long as they are reasonably accessible to the operator.

即“最佳可行技术”：代表了各项生产活动、工艺过程和相关操作方法发展的最新阶段。它表明了某种特定技术在满足排放限值基础上的适用性，或者当无法满足排放限值时，又无其他指定技术的情况下，采用此种技术可以使得向整个环境中的排放量达到最小。

“技术”：应包括技术的应用和设施的设计、建造、维修、操作和拆除等；

“可用”技术：指那些在一定规模水平上发展起来的技术，在经济和工艺许

可的条件下，同时考虑成本和利益，能够在相关工业领域中得到应用。某项技术是否被采用并投入到生产中，取决于它们是否能被经营者合理接受。

“最佳”：指在综合考虑环境保护的基础上，能够使效益达到最大化。

对于这些相关术语的定义，导则更多的是关注那些在合理的经济条件下实现的最佳环境效益的污染防治技术。

根据国内外最佳可行技术的定义以及导则编委的多次讨论给出了本导则的有关定义：

技术：包括行业生产及其附属设施的设计、建造、维修、运行和关停等环节涉及的工艺、设备和工程技术以及相关的技术运行管理措施；

可行技术：指在经济和技术许可的条件下，同时考虑成本和效益，已经在我国相关公共基础设施和工业领域中得到一定规模应用的技术和管理方法。对于新的、特定的污染防治技术，至少已通过工业性工程示范验证，证明其技术可行性、经济合理。

最佳：指与我国在一定时期的技术、经济发展水平和环境管理要求相适应，综合和整体地考虑环境保护的前提下，通过技术和管理措施使污染防治设施能够实现处理设施的达标排放，同时达到高水平的整体的环境保护效果。

2.2 燃煤电厂相关定义

燃煤电厂：本导则所指燃煤电厂是指单台机组额定容量为 50MW 及以上的以煤为燃料的发电厂或热电联产电厂。

现有企业：指在本标准实施之日前已建成投产或环境影响报告书（表）或登记表已通过审批的电力生产企业或设施。

新建企业：指在本标准实施之日起环境影响报告书（表）或登记表通过审批的新建、改建和扩建的电力生产企业或设施。

第三章 发达国家相关研究成果

经济的快速发展必然消耗大量的能源，不同的能源消耗会产生不同的环境问题，燃煤电厂产生的环境问题主要是大气污染问题。不同能源结构的国家，其环境政策必然不同。通过对世界各国情况的分析，选择了电力结构中以火电为主、面积相对较大、经济较为发达的美国、欧盟作为典型国家，研究其控制火电厂污染物排放的相关标准及政策。

3.1 美国

3.1.1 美国的环境管理体制

环境质量管理体系是贯彻与落实环保政策的重要保证，其核心是建立一套强有力的、权威性的领导班子。美国于 1970 年 12 月成立了美国环保局（EPA），为充分发挥环境质量管理能力，美国环保局实现 4 个结合：中央管理与地方管理相结合；统一管理与分散管理相结合；行政管理与专业管理相结合；专业管理与群众管理相结合。它从纵向和横向两个方向实现上述结合。从纵向出发，按不同的地方、地区、流域成立相应的各级地方管理机构，配合环保局工作和负责本地区相应的环境质量管理的工作。从横向出发，按工业部门和专业性质成立相应的地方各工业局环境质量管理机构、学会、协会等，保证和促进环保工作的顺利开展。纵横交叉，层层机构形成一个完整的环境质量管理体系。

美国的环境管理主要依靠两个手段。一是经济手段，二是法律手段，它们是相辅相成的。法律是经济手段的依据；经济制裁是法律实施的重要内容。为此，美国十分重视以法管环境，至今已制定了 121 种法规，涉及水、气、渣、声、有毒物、自然保护等，形成了一个严格的全方位防污染法规。使执法机构的工作有法可依，有章可循，有手段可用，使工厂企业有法制约，从而保证各项环保政策、目标、措施容易贯彻与落实。

与大气污染关系最为密切、最早出台的法规是 1970 年的《清洁空气法》，该法为美国历史上较为完整的第 1 部有关空气污染的法规。1990 年颁布了清洁空气法修正案（CAAA）。这一法案采取了新的污染物排放控制策略，1971 年 NSPS 和 1979 年新源排放标准（NSPS）均采用污染源每炉排放控制，即规定每

台炉必须满足的污染物排放量限值和效率，而新法案采取了每厂污染物排放总量控制，并在此基础上建立了排放指标交易制度。

3.1.2 火电厂大气污染物排放标准体系

排放标准是美国控制环境污染的主要手段之一，其合理性直接影响环境污染控制的效果。根据美国经验，要使排放标准制定合理，切实可行，能充分发挥它在环境污染控制中的管理作用，必须做到下列两点：

(1) 根据国情、工业布局、工厂规模、污染源性质、污染状况等实际情况，制定严格而详细的排放标准，区别管理不同的污染源，使排放标准的贯彻更容易落实于行动。美国环保署发布联邦标准，各州可制定地方标准、污染源标准和污染物标准，以使环境质量的改善确有保证。

(2) 根据实际执行情况，不断修正和完善排放标准，使其更切合实际。同时，将经济政策引入排放管理。

美国对大气污染物排放标准的制定，是按常规污染物和有害污染物两类划分的。常规污染物包括已制定国家空气质量的颗粒物、一氧化碳、臭氧、二氧化硫、氮氧化物、铅及尚未制定国家空气质量标准且其空气质量基准文件尚未发布的污染物，如城市废物焚烧炉排放的金属物、有机物、酸性气体（SO₂、HCl）等。对于有害污染物，如火电厂 Hg 排放，要求采用最佳可行技术（BACT）技术。

3.2 欧盟

3.2.1 欧盟的环境管理历程

欧盟的环境技术管理主要是根据欧盟综合污染防治（IPPC）指令 96/61/CE 的规定，以采用最佳可行技术（BAT）作为实现对整个环境高水平保护的重要工具，并作为立法或办理排污许可证的一项主要依据。BAT 参考文件由欧盟委员会工作小组，各成员国的权威部门和专家共同起草，文件详细描述了迄今为止被视为最佳的污染防治技术，并且给出了通过应用 BAT 可能达到的污染物排放量和资源消耗量水平。

欧盟 BAT 体系覆盖范围广。BAT 参考文件包含能源、金属加工制造、矿石、化工、废物管理、纺织、造纸和食品工业等部门，其中包括大型火力发电厂 BAT 参考文件。文件详细描述了各类工业生产的工艺，存在的环境问题，问题产生的

环节，原因及控制措施，除一般的技术控制措施外，特别给出了在目前条件下不同工艺，不同控制技术下的最佳可行技术，并且给出通过应用这种技术可能达到的污染物排放量和资源消耗量水平。

欧盟 BAT 体系是鼓励采用的非强制性文件，只对工业生产部门、各成员国和社会大众起指导作用，欧盟各成员国 BAT 自成体系。各成员国可以 BAT 参考文件为基础，构建起符合各自具体国情的 BAT 体系。欧盟允许各国政府根据实际情况，根据 BAT 技术针对不同企业分别确定排放标准，要求企业在运行之前必须得到许可，根据污染综合控制法令建立许可证制度。

欧盟 BAT 参考文件在实施的过程中，根据所依据法令和法规的变化及 BAT 执行经验的反馈，技术的发展，定期评审及更新，并对 BAT 限值进行修正。

3.2.2 欧盟大型燃烧企业大气污染物排放标准体系

1988 年欧洲共同体发布了适用于 12 个国家的热功率大于 50MW 燃烧装置大气污染物排放限值，即 88/609/EEC 导则，并要求欧盟各国在 1990 年底前对建造的新污染源的污染物排放控制按此导则执行，同时还要求欧盟各国的现有电厂，以 1980 年的排放量为基准到 1993 年排放总量削减 10%，1998 年前削减 30%，但允许有些国家（如希腊等）增加排放量，而对有些国家则要求削减 40%，如联邦德国等。之后经过多次修改，于 2001 年发布了新的导则对新建和现有火电厂的氮氧化物限值提出了更为严格的要求。

第四章 燃煤电厂清洁生产水平及主要环境问题

4.1 燃煤电厂发展状况

4.1.1 我国燃煤电厂发展状况

电力行业特别是火电行业是我国国民经济的基础行业，也是我国高耗能、高污染的行业之一，以煤为主要燃料。其生产工艺流程为：原煤运至电厂后，需将原煤碾磨成细粉并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。其生产工艺流程见图 4-1。

2002 年~2007 年我国火电行业装机容量、发电量均呈不断增长的趋势。2007 年我国火电厂装机容量为 5.54 亿千瓦，约占全国总容量的 77.73%；发电量为 26980 亿千瓦时。近 6 年火电装机容量变化见表 4-1。

表 4-1 近 6 年火电装机容量变化情况

年份	火电装机容量总量 (万千瓦)	同比增长 (%)	火电占总量比例 (%)
2002 年	26554.7	4.95	74.47
2003 年	28977.1	9.12	74.03
2004 年	32948.0	13.70	74.48
2005 年	39137.6	18.78	75.67
2006 年	48405.0	23.68	77.82
2007 年	55442.0	14.59	77.73

近年来我国火电建设普遍采取了大力发展高参数、大容量机组、改造和关停小火电机组的战略措施，主要采用单机容量 300MW 以上的高参数、高效率、调峰性能好的机组，促进更大范围的资源优化配置。2002~2006 年，全国共投运 30 万千瓦及以上火电机组 2165 台，装机容量比重由 2002 年的 41.69% 上升到 50.44%，详见表 4-2。同时随着华能玉环电厂、华电邹县电厂、国电泰州电厂共 7 台百万千瓦超超临界机组的相继投运，标志着我国已经成功掌握世界先进的火力发电技术，电力工业已经开始进入“超超临界”时代。

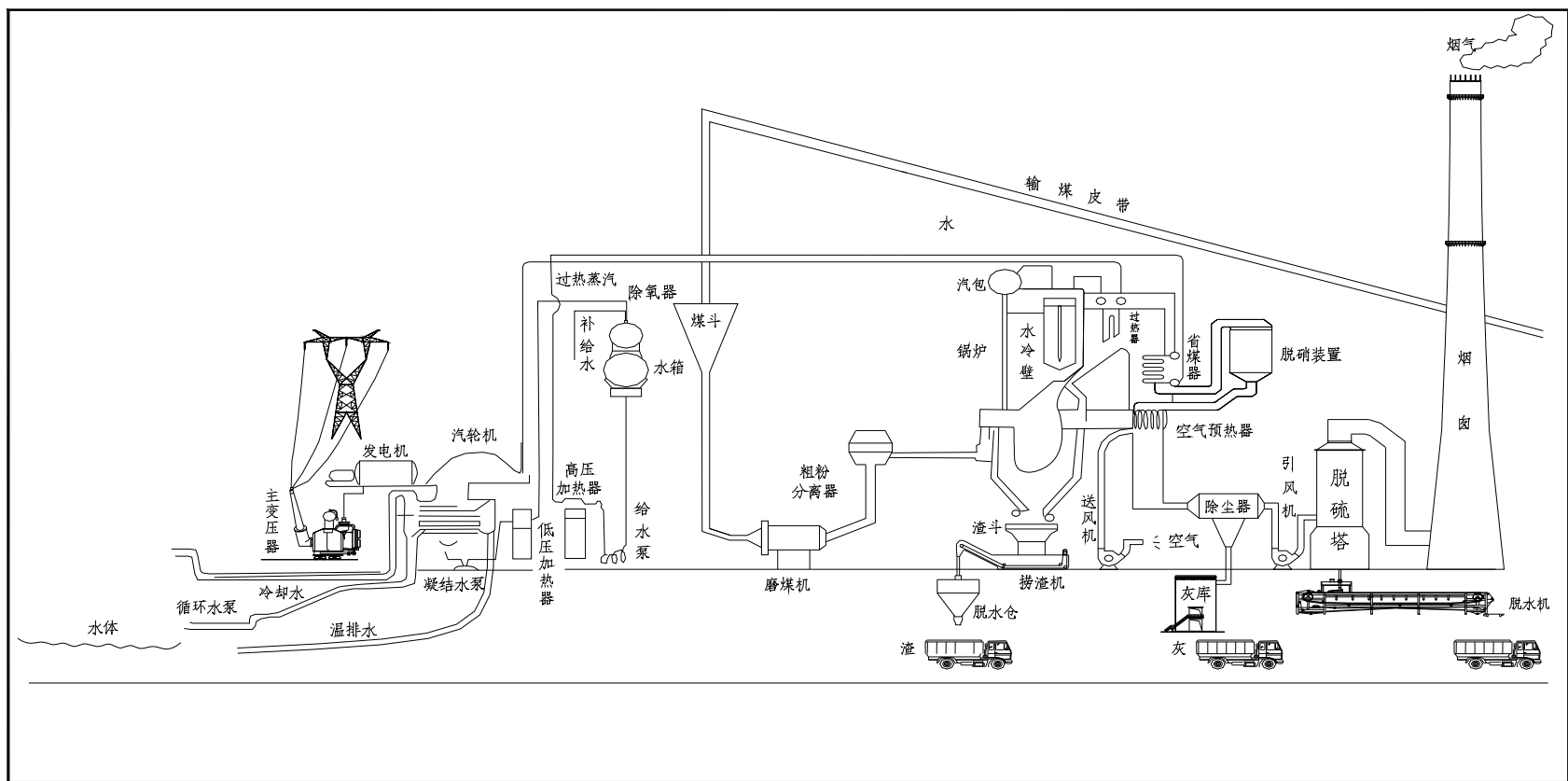


图 4-1 燃煤电厂工艺流程图（直流冷却、煤粉炉、烟气脱硝、除尘和脱硫）

表 4-2 近年全国 10 万千瓦及以上火电装机分布

项目	数量	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年
火电 10 万千瓦及以上	台数	855	931	1026	1174	1393
	装机容量 (万千瓦)	19076.1	20881.8	23618.4	27798.9	35874.8
	占火电装机比例 (%)	71.84	72.06	72.69	72.37	74.11
火电 20 万千瓦及以上	台数	314	342	394	480	635
	装机容量 (万千瓦)	11071.5	12118.0	14218.0	17491.0	24441.0
	占火电装机比例 (%)	41.69	41.82	43.76	45.53	50.44
火电 30 万千瓦及以上	台数	361	388	418	452	505
	装机容量 (万千瓦)	4941.7	5569.6	6215.1	6858.6	7492.1
	占火电装机比例 (%)	57.41	58.69	57.41	58.86	58.21

4.1.2 能源、资源和原料消耗水平

4.1.2.1 燃煤电厂煤耗

与发达国家相比,我国能源利用效率低、污染物排放量高,单位千瓦发电量能耗平均高 20%以上。近年来,通过对现有机组的提效改造和用大容量、高参数、低污染的大中型机组替代低效高污染的老小机组,2002 年-2007 年我国燃煤电厂供电标准煤耗见表 4-3。

表 4-3 燃煤电厂供电标准煤耗变化情况

年份	供电煤耗 (克/千瓦时)	年份	供电煤耗 (克/千瓦时)
2002 年	383	2005 年	370
2003 年	380	2006 年	367
2004 年	376	2007 年	357

由表 4-3 可以看出,我国燃煤电厂供电标准煤耗由 2002 年的 383 克/千瓦时下降到 2007 年的 357 克/千瓦时,降低了 26 克/千瓦时,下降幅度为 6.8%,平均每年下降 4.6 克/千瓦时。

4.1.2.2 燃煤电厂效率

先进的火力发电技术主要是采取各种手段,提高发电效率,这样既节约能源,又减少污染。燃煤机组蒸汽参数的发展历程见表 4-4。

表 4-4 我国燃煤电厂煤耗发展水平

时 间	参 数	蒸汽压力 (MPa)	蒸汽温度 (°C)	机组容量 (MW)	发电厂 供电煤耗 (g/kWh)	电厂效率 (%)
20 世纪初	低压	~0.8-1.0	250-370			
30-40 年代	中压	~1.5-4.0	400-450	<50	~460	~27
50 年代	高压	~10	~510-540	~100-200	~390	~33
50 年代	超高压	~14	~540	~200	~360	~35
50 年代后期	亚临界	~17-18	~540-550	~300-600	~324	~38
60 年代以后	超临界	~23-24	~540-560	~600-1000	~300	~41
90 年代以后	超超临界	~25-30	~580-610	~1000	280-290	~44

由表 4-4 可见，随着蒸汽参数的不断提高，发电效率不断提高，发电煤耗逐渐下降，是重要的清洁生产方式。

4.1.2.3 燃煤电厂厂用电率

近年来由于电厂节能技术改造使电厂平均厂用电率有所下降，但同时随着燃煤电厂脱硫及脱硝装置的投运，使电厂平均厂用电率又有所提高。根据全国发电机组技术协作会 2004 年、2005 年度火电机组运行数据情况汇总的统计，全国不同装机容量的机组厂用电率见表 4-5 及表 4-6。

表 4-5 2004 年全国不同装机容量的机组厂用电率统计

机组 参数	高 压	超高压		亚临界		超临界	
	100MW	135MW	200MW	300MW	600MW	500MW	800MW
统计台数	65	88	139	218	42	4	2
厂用电率 (%)	8.14	7.80	8.37	5.30	4.90	5.54	4.79

表 4-6 2005 年 300MW 以上机组的厂用电率统计

机组 参数	亚临界		超临界	
	300-320MW	600-700MW	328-363MW	500-900MW
统计台数	169	42	62	12
厂用电率 (%)	5.21	4.77	5.62	4.64

从表 4-5 及表 4-6 中可以看出，厂用电率与机组容量和初始参数有关。表 4-5 中的 558 台机组折合厂用电率为 6.187%，其中 300MW 以上 266 台机组的折合厂用电率为 5.189%。表 4-6 中 300MW 以上的机组共计 285 台，折合厂用电率 5.124%，2005 年比 2004 年厂用电率降低 0.065%。

随着电厂容量的日益增大，运行管理水平的不断增强，对提高燃煤电厂的效率和降低电厂厂用电率也起到了重要作用。自 2001 年-2006 年，全国 6000 千瓦以上火电厂厂用电率下降了 1.37 个百分点，同比下降率达 22%，见图 4-2。

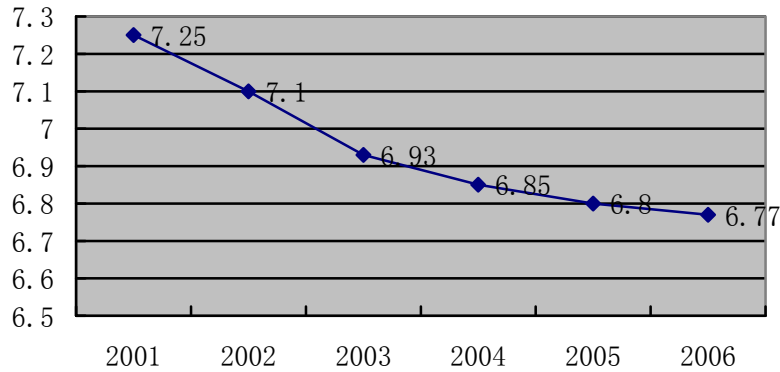


图 4-2 近年来火电厂厂用电率变化情况

4.1.2.4 水资源消耗水平

火电厂设计中应进行水量平衡，已投产运行的火电厂，应定期进行水平衡测试。通过水量平衡工作，查清全厂的用水状况，综合协调各种取、用、排、耗水之间的关系，找出节水的薄弱环节，采取改进措施，确定合理的用水流程和水质处理工艺，控制耗水指标。

2000-2005 年全国火力发电厂耗水状况见表 4-7，可以看出，近年来火电厂单位发电量的耗水量逐年下降。需要特别指出的是，由于 2004 年国家出台了明确的节水政策：“在北方缺水地区，新建、扩建电厂禁止取用地下水，严格控制使用地表水，鼓励利用城市污水处理厂的中水或其它废水。原则上应建设大型空冷机组，机组耗水指标要控制在 0.18 立方米/秒·百万千瓦以下。这此地区建设的火电厂要与城市污水处理厂统一规划，配套同步建设。坑口电站项目首先考虑使用矿井疏干水。鼓励沿海缺水地区利用火电厂余热进行海水淡化”。目前越来越多的北方燃煤电厂以城市污水处理厂的中水为水源，沿海电厂利用海水淡化，有利于降低火电厂对新鲜淡水资源的消耗。

表 4-7 2000-2005 年全国火力发电厂耗水状况表

项目	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
单位发电量耗水率 (kg/kWh)	4.1	3.9	3.5	3.4	3.2	3.1

目前我国燃煤电厂发电耗水率见表 4-8。单机容量 125MW 及以上新建或扩建的凝汽式电厂，全厂发电水耗率不应超过表 4-8 中范围的上限(考核指标)，并力求降到表 4-8 中范围的下限(期望指标)。

表 4-8 单机 125MW 及以上新建或扩建凝汽式电厂发电耗水率 (m³/s. GW)

供水系统	单机容量≥300MW	单机容量 < 300MW
循环冷却机组	0.60-0.80	0.70-0.90
直流冷却机组	0.06-0.12	0.10-0.20
空气冷却机组	0.13-0.20	0.15-0.30

4.2 燃煤电厂污染物排放与控制状况

4.2.1 大气污染物

4.2.1.1 烟尘

2002 年以来，全国火电企业对大气污染物控制力度不断加强，新投产的燃煤机组除尘器的平均效率在 99% 以上，一批燃煤电厂装设了布袋或电布袋除尘器，有力地推动了火电厂的烟尘治理。2002~2006 年间，火电厂装机容量增长了 82.3%，发电量增长了 74.3%，而烟尘排放量仅增长了 14.2%，其绩效烟尘排放浓度也由 2002 年的 2.4 克/千瓦时降至 2006 年的 1.6 克/千瓦时。2002-2006 年火电厂烟尘排放情况见表 4-9，火电项目除尘装机容量及比例见表 4-10。

表 4-9 2002-2006 年火电厂烟尘排放情况

年份	2002	2003	2004	2005	2006
烟尘排放量 (万吨)	324	330	346	360	370
烟尘排放增长率 (%)	0.62	1.85	4.85	4.05	2.78
烟尘排放绩效 (克/千瓦时)	2.4	2.1	1.9	1.8	1.6

注：烟尘排放量为电力行业统计数据。统计范围为全国装机容量 6000 千瓦以上的燃煤电厂。

表 4-10 火电项目除尘装机容量及比例

年份	2002	2003	2004	2005	2006
总装机量 (MW)	26031	30380	139425	198494	81725
静电除尘装机总量 (MW)	22100	29680	131195	188233	74341
与所占比例 (%)	(84.9)	(97.7)	(94.1)	(94.8)	(91.0)
布袋除尘装机总量 (MW)	0	700	7330	6294	6676
与所占比例 (%)	(0)	(2.3)	(5.3)	(3.2)	(8.2)

4.2.1.2 SO₂

2002 年以来，火电行业通过实行燃用低硫煤、关停小火电机组和烟气脱硫等措施后，对火电行业二氧化硫（SO₂）排放的控制取得了突破性进展。到 2006 年底，火电行业烟气脱硫机组的装机容量已超过 1.5 亿千瓦，约占全国燃煤机组装机容量的 33%。SO₂排放绩效值开始下降。另据报道，2007 年烟气脱硫机组的装机容量已达到当年总装机容量的 50%左右，排放的 SO₂量首次出现了下降的趋势。2002-2006 年全国及电力 SO₂排放情况见表 4-11，火电机组脱硫装机容量及比例见表 4-12。

表 4-11 2002-2006 年全国及电力 SO₂排放情况

年份	2002	2003	2004	2005	2006
全国 SO ₂ 排放量 (万吨)	1927	2159	2255	2549	2589
电力 SO ₂ 排放量 (万吨)	820	1000	1200	1300	1350
电力占全国 SO ₂ 排放量比例 (%)	42.6	46.3	53.2	51.0	52.1
电力 SO ₂ 排放绩效 (克/千瓦时)	6.1	6.3	6.6	6.4	5.7

注：全国 SO₂排放量为全国环境公报数据。电力 SO₂排放量为电力行业统计分析数据。

表 4-12 火电机组脱硫装机容量及比例

年份	2002	2003	2004	2005	2006
总装机量 (MW)	26031	30380	139425	198494	81753
其中脱硫机组装机总量 (MW) 与所占比例 (%)	11550 (44.4%)	29450 (96.9%)	136625 (98.0%)	191945 (96.7%)	81753 (100%)
石灰石-石膏法脱硫装机总量 (MW) 与占总脱硫装机比例 (%)	9500 (82.3%)	19725 (67.0%)	123625 (90.5%)	181963 (94.8%)	73741 (90.2%)

4.2.1.3 NO_x

自 2003 年颁布《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2003）后，我国开始对氮氧化物进行控制。新建火电机组大多采用了较为先进的低氮燃烧技术，一些现役机组结合技术改造安装了低氮燃烧器。由于这类技术是锅炉必备的装置，只要锅炉投入运行，就必须使用，均具有一定的 NO_x 减排效果。另据不完全统计，到 2007 年底全国有 90 余家电厂的 200 多台总装机容量为 105000MW 的机组已建、在建或拟建烟气脱硝装置，其中 26 台机组上已建成 SCR/SNCR 烟气脱硝

装置。其中，所采用的工艺技术主要是选择性催化还原法（SCR），约占 90%，选择性非催化还原法（SNCR）只占 10%。但是从已建成的脱硝装置投运情况来看，还存在不少问题有待解决，多数电厂不能保证连续稳定投运。造成这种情况的主要原因：一是 NO_x 减排尚未纳入到环保监督的重点；二是相关的技术、经济政策尚未完善和落实；三是脱硝工程建设在我国还处于起步阶段，一些工程技术问题还有待解决。

目前我国尚无火电厂氮氧化物排放量的权威发布数据。根据资料检索及估算，我国火电行业近几年氮氧化物排放量如图 4-3 所示。

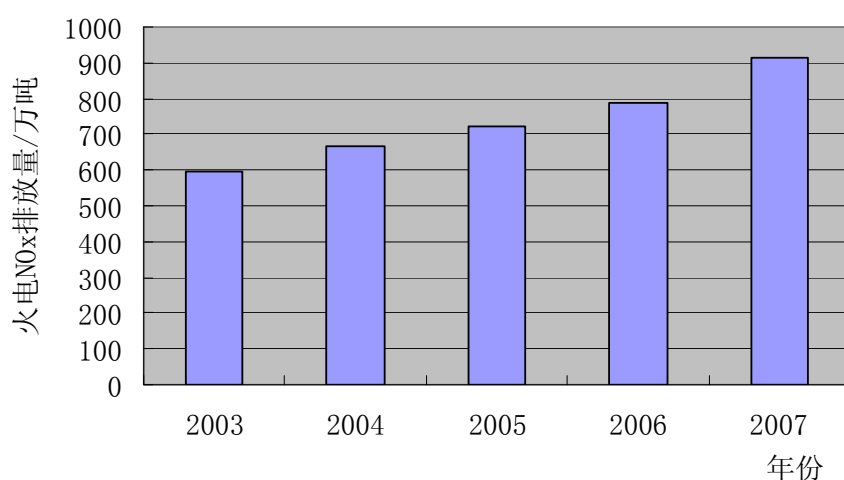


图 4-3 我国火电行业近几年氮氧化物排放量

从图 4-3 可以看出，总体上我国火电厂氮氧化物排放量随着火电行业的发展呈不断增长的趋势。2003-2007 年五年间，火电厂装机容量增长了 91.3%，煤耗量增长了 76.2%，而 2007 年我国火电 NO_x 排放量为 915.6 万吨，比 2003 年的 597.3 万吨增加了近 53.3%。

4.2.2 废水治理与回用

1995 年以后我国火电厂的废水排放总量逐年下降，也实现了“增产不增污”。近年来，新建机组加大了节水力度，空冷技术进入了商业化运行，约有 30 余台火电厂采用城市中水和海水淡化作为火电厂的淡水水源；结合技术改造，20 余座火电厂采用了工业废水零排放技术；火电厂冲灰新鲜水用量及废水外排量大幅度下降，全国废水重复利用率达 70% 以上。因此，尽管火电厂废水排放总量依旧随着装机容量、发电量的增加而增加，但单位发电量的废水排放量呈逐年下降的

趋势。全国火电厂废水排放绩效指标见表 4-13，空冷机组及城市中水使用比例见表 4-14。

表 4-13 全国火电厂废水排放绩效指标

年份	2002	2003	2004	2005	2006
单位发电量的废水排放量 (千克/千瓦时)	1.17	1.03	1.00	0.99	0.85

表 4-14 空冷机组及城市中水使用比例

年份	2002	2003	2004	2005	2006
总装机量(MW)	26031	30380	139425	198494	81725
空冷机组装机总量(MW)	1470	2735	25485	43272	16754
与所占比例(%)	(5.6)	(9.0)	(1.8)	(21.8)	(20.5)
城市中水使用机组(MW)	880	760	37520	2382	/
与所占比例(%)	(3.4)	(2.5)	(26.9)	(1.2)	

4.2.3 固体废物处置与回用

4.2.3.1 灰渣

粉煤灰综合利用途径包括生产建材产品、建筑工程、筑路、回填、农业和其他用途，我国 2001 年-2006 年粉煤灰综合利用率已由 63%提高至 66%，粉煤灰综合利用为建材的比例为 28%-32%，用于筑路的比例为 31%-36%，用于建工的比例为 12%-14%，用于回填的比例为 12%-15%，用于其他的比例为 9%-14%。

固体废物的综合利用率还与当地的经济水平、社会发展等多种因素有关，目前我国东部地区燃烧电厂的灰渣综合利用基本上接近 100%，甚至以前多年积存在灰场内的灰、渣均被挖出再利用。中西部灰渣利用率较低，目前一般在 65%及以下水平。但随着燃煤量的增加，电厂产生的灰、渣等粉煤灰依然呈现出增加增加趋势。火电机组燃煤量及粉煤灰产生量与综合利用水平见表 4-15。

表 4-15 火电厂粉煤灰产生量与综合利用水平

年份	2002	2003	2004	2005	2006
粉煤灰产生量(万吨)	18100	21700	26338	30191	35000
综合利用率(%)	66	65	65	66	66

4.2.3.2 石膏

目前,我国采用石灰石-石膏法烟气脱硫工艺的机组容量约占投运、在建和已签合同火电厂脱硫工程总装机容量的 90%。而石灰石工艺的脱硫副产物—脱硫石膏的综合利用,近年来已引起越来越多的注意。据估算,预计到“十一五”末,我国将有 3 亿千瓦燃煤机组配置石灰石-石膏脱硫设施,届时全国每年将产生 5000~6000 万吨脱硫石膏。脱硫石膏可作为生产中的需添加的缓凝剂,和石膏板厂的生产原料,但其用途和消纳量十分有限。

4.3 电力行业清洁生产指标及考核要求

火电厂的清洁生产应体现从原料到生产到运出全过程环境保护、节能、节水、减排的原则,包括设备的技术水平、管理水平、综合利用和污染防治措施等。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性,清洁生产指标可分为定量指标和定性指标两类。

4.3.1 定量指标

定量指标主要指有代表性的能够反映节能、降耗、减污、增效等有关清洁生产最终目标的指标,可分为能源消耗指标、资源消耗指标、综合利用指标和污染物排放指标。

4.3.1.1 能源消耗指标

主要包括发电煤耗、供电煤耗,对于供热机组而言,还需增加热电比、供热标煤耗。

4.3.1.2 资源消耗指标

主要包括单位发电量的耗水量、工业用水重复利用率、全厂汽水损失率。

4.3.1.3 综合利用指标

主要包括灰渣综合利用率、脱硫副产物综合利用率。

4.3.1.4 污染物排放指标

主要包括单位发电量的烟尘、SO₂、NO_x和废水排放量,厂界噪声。

目前国内火电厂定量指标先进要求见表 4-16。

表 4-16 火电厂定量指标

一级指标	二级指标	单位	考核要求
能源消耗指标	纯凝汽机组供电煤耗		在全国同类机组考核中处于领先水平
	湿冷机组	g/kWh	
	空冷机组	g/kWh	
	供热机组		
	不供热期间供电煤耗	g/kWh	符合国家热电联产机组的规定
	年平均热电比	%	
资源消耗指标	单位发电量耗水量		
	循环冷却机组	kg/kWh	3.84
	直流冷却机组	kg/kWh	0.72
	空冷机组	kg/kWh	0.80
	工业用水重复利用率		
	闭式循环	%	95
	开式循环	%	35
	全厂汽水损失率	%	1.5
综合利用指标	灰渣综合利用率	%	100(西部 60)
	脱硫副产物利用率	%	100
污染物排放指标	单位发电量烟尘排放量	g/kWh	0.15
	单位发电量 SO ₂ 排放量	g/kWh	0.80
	单位发电量 NO _x 排放量	g/kWh	1.25
	单位发电量废水排放量	kg/kWh	0 (不包括事故排放)
	厂界噪声	dB(A)	达标

4.3.2 定性指标

定性指标可分为清洁生产政策的符合性、清洁生产管理、环境管理体系与执行环保法规的符合性。

4.3.2.1 清洁生产政策的符合性

主要可分为不符合国家产业政策的小机组关停情况、20 万千瓦机组及早期 30 万千瓦机组汽机通流部分改造情况、节油点火技术、泵与风机容量匹配及变速改造、运行监测装置、二氧化硫治理、低氮氧化物燃烧方式、全厂污水处理与回用、干排渣利用等。

4.3.2.2 清洁生产管理

主要包括开展燃料平衡、热平衡、电能平衡、水平衡测试；开展煤质源头控制；开展全面清洁生产审核等。

4.3.2.3 环境管理体系与执行环保法规的符合性

是否建立环境管理体系并通过论证；建设项目“三同时”执行情况；建设项目环境影响评价制度执行情况；老污染源限期治理项目完成情况；污染物排放总

量控制情况等。

目前国内火电先进的定性指标要求见表 4-17。

表 4-17 火电厂定性指标要求

一级指标	二级指标
遵纪守法	<ol style="list-style-type: none"> 1. 严格执行建设项目环境影响评价及“三同时”制度； 2. 严格执行国家及地方的环保法律法规与政策； 3. 厂址、排污口、灰渣场等设置符合当地城市发展规划、区域环境功能区划、环境保护规划等各类规划要求； 4. 电厂对环境敏感区的影响是可以接受的； 5. 严格执行环境监理与排污申报等。
节能减排与清洁生产	<ol style="list-style-type: none"> 1. 严格执行产业政策，及时按要求关停小火电机组； 2. 20 万千瓦机组及早期 30 万千瓦机组汽机通流部分改造； 3. 采用节油点火技术； 4. 泵与风机容量匹配及变频改造； 5. 对用水进行计量，并实现正常工况下废水零排放； 6. 开展煤质源头控制，对煤质定期化验并计量煤量； 7. 自觉开展清洁生产审核，采用或通过改造采用先进的清洁生产工艺，达到火电行业清洁生产的先进水平。
环境管理与风险防范	<ol style="list-style-type: none"> 1. 设置了完善的环境管理与监测机构； 2. 建立了规范的环境管理与监测制度，环境管理体系有效运转； 3. 设置规范的排污口，并安装在线监测装置且有效运行，按要求与环保部门联网； 4. 污染治理设施有效运行，发生故障时有记录、有报告，没有发生重大污染事故； 5. 各类环保档案与基础数据、资料完整、可信； 6. 重视对职工的环保培训，不断提高员工的环保意识； 7. 分析可能发生的环境风险，并制定相应的应急预案。
环境卫生管理	<ol style="list-style-type: none"> 1. 厂区环境清洁优美，生产现场干净整洁； 2. 厂容厂貌与周围环境相协调。
信息公开	<ol style="list-style-type: none"> 1. 通过互联网等方式定期公开电厂的环境信息； 2. 与周边社区和居民实现环境保护信息互动。

4.4 主要环境问题

燃煤电厂的生产工艺环节中由于煤炭的燃烧将向大气、水体和土壤中排放各种污染物质，并对生态环境造成一定影响，其中大气污染是最主要的环境问题，燃煤电厂主要产污环节见图4-4。

4.4.1 大气污染物排放

燃煤电厂大气污染物排放来源于锅炉，从烟囱高空排放，主要污染物是颗粒物、SO₂、NO_x、CO和CO₂。而重金属、未燃烧的碳氢化合物、挥发性有机化合物等物质的排放量较小。另外，烟气脱硝系统中还原剂液氨/氨气在运行过程中氨逃逸也会对大气环境产生不良影响。

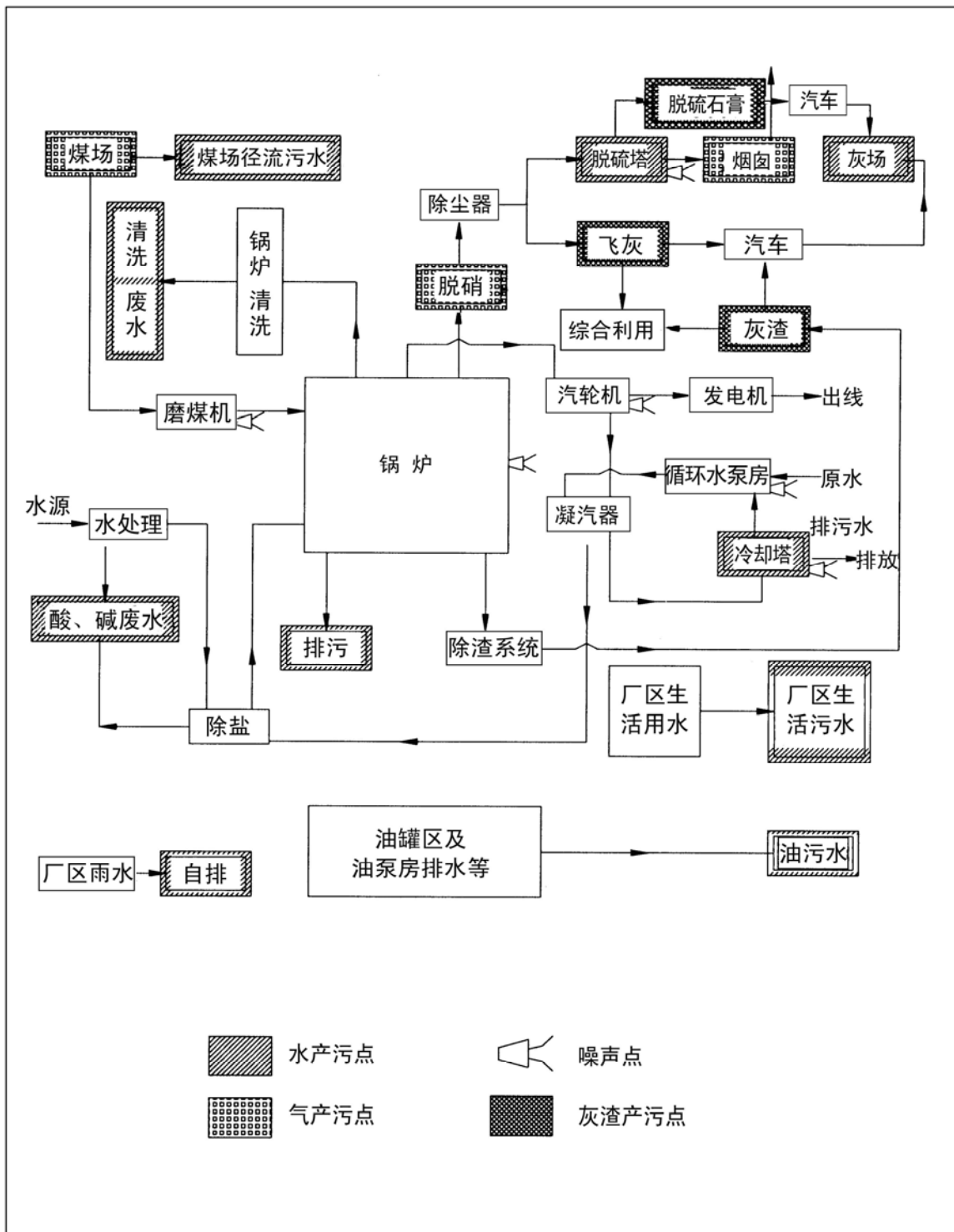


图 4-4 燃煤电厂主要产污环节

4.4.2 水污染物排放

燃煤电厂会向河流、湖泊及海洋环境排放废水（包括冷却水和废水），这些排放可能会带来水污染问题。废水主要是外排冷却水，来源于凝汽器，主要污染是热污染，另外还有少量的污水，来源于含油污水、输煤系统排水、锅炉酸洗废水、酸碱废水、脱硫废水和生活污水等，主要污染物是有机物、金属及其盐类、颗粒物和重金属。

4.4.3 固体废弃物

燃煤电厂会产生各种固体废弃物和副产品。具体包括：底灰和灰渣、飞灰、脱硫残渣和副产品（碳酸钙）、硫酸盐和飞灰的混合物残渣、水处理污泥、SCR脱硝催化剂。

4.4.4 噪声排放

电厂主要噪声源为磨煤机、锅炉、汽轮机、发电机组和直接空冷的风机，其对环境的影响表现在对电厂附近居民带来的噪声干扰，夜间干扰尤为突出。

综上所述，燃煤电厂的关键环境问题列于表 4-18。

表 4-18 燃煤电厂的关键环境问题

来源	排放物										
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	碳氧化物	有机化合物	酸 / 碱 / 盐	挥发性有机化合物	金属及其盐	氯	液氨 / 氨气	汞和 / 或钙
大气 (A) 水 (W) 土壤 (L)											
燃料存储和处理	A				W		A				
水处理	W							W			W
烟气	A	A	A	A	A			A			A
烟气治理	W				W			WL	W	AW	W
现场排水 (含雨水)	W				W						
废水处理	W				W	W					
冷却水排污	W				W		W	W	W		
冷却塔排放							A				

第五章 燃煤电厂污染防治可行技术

5.1 工艺生产过程的污染预防技术

燃煤电厂工艺生产过程中易产生污染的主要是煤炭的贮存与输送、石灰石的储存、水的预处理及锅炉燃烧系统等，节能技术主要包括发展大容量、高参数机组、热电联产、节能技术改造及优化运行等。根据调研汇总，燃煤电厂污染防治可行技术分述如下。

5.1.1 煤炭及脱硫剂的储存与输送

煤炭从煤矿到电厂的运输过程为厂外运输。为提高运输效率，应在矿区对劣质煤进行洗选，降低煤中的灰份和硫份。

煤炭运抵电厂后的计量、卸载、储存、输送、筛分、破碎等作业过程为厂内输煤。厂内输煤系统中产生的污染主要来自煤炭露天堆放产生的风蚀扬尘、煤炭装卸产生的作业扬尘、煤炭输送过程扬尘和制粉过程扬尘。煤炭露天堆放扬尘防治措施是封闭式煤仓和防风抑尘网，并在煤场周围设置喷淋装置，洒水抑尘，煤场周围植树绿化；煤炭作业扬尘防治措施是采用喷水和封闭；煤炭输送过程扬尘防治措施是输煤栈桥、输煤转运站及碎煤机室应采用密闭装置，并配置袋式除尘器。烟气脱硫用脱硫剂，如石灰或石灰石（粉）一般储存在筒仓中。

5.1.1.1 封闭式煤仓

封闭式煤仓是以煤炭封闭储存的方式控制煤堆扬尘的有效措施。煤仓内设有多个喷水装置，在煤堆装卸时洒水降尘。

封闭式煤仓适用于环境风速较大或环境敏感地区，可有效控制煤场的风蚀和作业扬尘污染。

采用封闭式煤仓煤堆的风蚀和作业扬尘可完全得到控制，不产生扬尘污染。

封闭式煤仓已在福建漳州后石电厂、福建厦门嵩屿电厂、浙江宁海电厂得到应用。

工程实例：

例：为避免强海风引起的料堆扬尘污染，地处沿海的厦门嵩屿电厂于2006年7月投资2亿元建成两座全封闭圆形煤仓及相关输煤系统。每个煤仓单体建筑总面积14144m²。整个工程的地下部分为宽10m的环形基础，地上部分则包括高17m、直径120m的带扶臂柱的圆形混凝土挡墙及座落在扶臂柱上、直径达125m的球面网壳两部分组成，整个建筑总高度达70m。单个煤仓贮煤量为17万吨，内设堆料机及喷水装置，如图1所示。

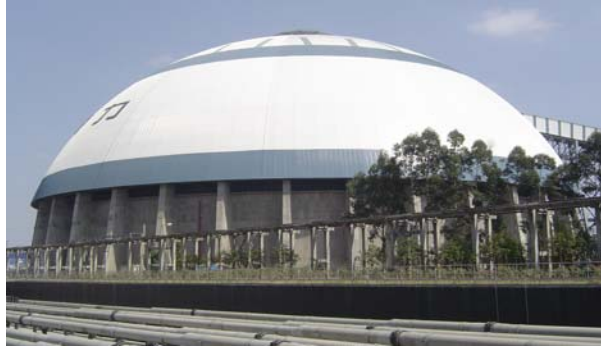


图1 厦门嵩屿电厂封闭式煤仓

5.1.1.2 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物料扬尘的目的。防风抑尘网总体高度应比正常储煤堆高度高出10%以上。

防风抑尘网适用于风速较大或环境较敏感的地区，可有效控制煤堆的风蚀和作业扬尘污染。

采用防风抑尘网煤堆的风蚀和作业扬尘可基本得到控制，从而有效削减扬尘污染。四级以上大风天气的情况下减风率大于60%。

防风抑尘网的投资取决于贮煤场的大小和堆煤高度及防风抑尘网的材料，一般而言，对于12-20m高度的防风抑尘网每米的投资在0.5-1万元。

防风抑尘网已在山东邹平县魏桥铝电公司发电厂、河北定州电厂、浙江乌沙山电厂得到应用。

防风抑尘网四周均应设置，如有破损应及时修复，防止通风过大产生煤尘污染。若在防风抑尘网上绘制图案，还可美化视觉效果。

工程实例：

例：山东邹平县魏桥铝电公司发电厂煤场周长为 980m，四周设置的防风抑尘网高度为 12m，采用厚度 1.5mm 镀铝锌板，网板结构类型为对称凸形折板，减风率大于 70%，抑尘率大于 80%，总投资近 530 万元，如图 2 所示。



图 2 防风抑尘网

5.1.1.3 石灰及石灰石（粉）的储存（筒仓）

烟气脱硫用石灰或石灰石（粉）一般储存在筒仓内，筒仓包括袋式除尘系统、风机、管道和卸料装置。

筒仓用于储存易产生扬尘的石灰及石灰石（粉）脱硫剂，可有效减少石灰石粉产生的风蚀和作业扬尘污染。

5.1.2 水的预处理

电厂对用水有一定的要求，若用水不能满足要求时则需进行预处理。预处理主要是除去水中的悬浮物、胶体等杂质。常见的预处理工艺主要有混凝澄清、石灰软化和过滤。其中，石灰软化系统除可去除水中的悬浮物和胶体物质外，还可以除去水中的碳酸盐硬度，对水进行软化。

混凝澄清工艺适用于以地表水为水源的电厂，石灰处理工艺适用于以城市污水处理厂中水为水源的电厂，过滤工艺都可使用。

水的预处理过程中会产生污泥，应对污泥进行脱水后妥善处置，避免产生二次污染。

水的预处理投资取决于水源水质、处理水量和出水水质的要求。一般投资在几百万到几千万之间。

兰州第二热电厂以黄河水为水源，预处理工艺为混凝澄清；内蒙古东胜电厂以城市污水处理厂中水为水源，预处理工艺为生化处理、膜过滤；华能北京热电厂以石灰处理工艺为主，处理城市污水处理厂的中水。

工程实例:

例 1: 国电内蒙古东胜热电厂机组容量为 $2 \times 300\text{MW}$, 采用直接空冷机组, 以东胜区污水处理厂的中水作为全厂水源。污水处理厂的中水首先进入中水调节池, 通过提升泵提升后进入生化过滤单元, 过滤后进入中间水池, 再通过中间水泵进入膜过滤单元, 最后进入清水箱, 供化学补水和工业补水。系统主要由生化过滤单元和膜过滤单元组成的两级膜过滤生物反应器 (DF-MBR), 生化过滤单元用于降解中水中的 COD、氨氮和大颗粒悬浮物等, 膜过滤单元用于进一步截留生化过滤单元出水中的悬浮物、细菌和胶体等物质, 可确保出水水质稳定。东胜热电厂每小时处理水量为 462 吨, 工程总投资约 2500 万元, 不包括折旧的运行费用为 0.5 元/吨水。

例 2: 华能北京热电厂循环利用高碑店污水处理厂来的二级污水, 经过污水提升泵提升后, 进入两座机械搅拌加速澄清池内, 石灰乳和聚合硫酸铁分别投加到澄清池第一反应室内, 经过混合、反应并澄清后, 清水进入推流式氯接触池; 再经加酸、加氯后的澄清水分别进入变孔隙滤池, 过滤后进入推流式氯接触池, 在接触池内加入液氯进一步杀菌, 杀菌后的水进入过滤水池, 由 4 台 790 吨/时的循环冷却补充水水泵补充到循环水系统前池; 由 3 台 187 吨/时的生活杂用泵, 用于输煤系统冲洗、绿化、浇洒道路、冲洗厕所等。该项目自 2000 年 6 月 26 日开始引进二级污水进厂, 对二级污水进行深度处理。

5.1.3 锅炉燃烧系统

根据燃烧方式, 燃煤电站锅炉包括室燃和流化床燃烧两种方式。室燃炉即为煤粉锅炉; 流化床锅炉又分为鼓泡流化床锅炉和循环流化床锅炉。

各种类型锅炉的比较见表 5-1。

表 5-1 各种类型锅炉的比较

特 性	煤粉锅炉	鼓泡流化床锅炉	循环流化床锅炉
床高或燃烧区高度 (m)	27-45	1-2	15-40
截面风速 (m/s)	4-6	1.5-2.5	4-8
过量空气系数	1.15-1.3	1.2-1.25	1.1-1.2
截面热负荷 (MW/m^2)	4-6	0.5-1.5	3-5
煤的粒度 (mm)	0.1 以下	6 以下	6 以下
负荷调节比	(1.4-2.5):1	3:1	(3-4):1
燃烧效率 (%)	99	90-96	95-99
炉风脱硫效率 (%)	低	80-90	80-90
NO_x 排放	较低—高	较低	低

锅炉燃烧效率越高, 能源的利用率越高, 从表 2-1 中可以看出, 煤粉锅炉燃烧效率最高, 因此在燃料许可的情况下, 电厂应优先选用煤粉锅炉。

流化床锅炉效率低于煤粉锅炉, 但其特点和优点是燃料适应性广, 既可燃用

优质煤，也可燃用各种劣质燃料，如高灰煤、高水分煤、煤矸石、煤泥，以及油页岩、泥煤、石油焦、炉渣、垃圾等。根据对国内某电厂两台 135MW 循环流化床锅炉的调研，其煤种含硫量为 0.52%，SO₂ 排放浓度为 344mg/m³，脱硫效率 88%。

锅炉燃烧状况的好坏将直接关系到锅炉热效率和污染物排放水平的高低，因此必须要保证锅炉良好的燃烧状况，提高锅炉热效率的途径主要为：燃用与锅炉配套的煤种，并保障空气与煤粉的充分混合；控制过量空气系数在最佳值，使实际排烟氧量控制在最佳氧量的±0.5%的范围内；根据负荷变化进行必要的燃烧调整，以蒸汽压力为调整依据，及时调整送粉量、送风量和引风量，改善燃烧条件，使锅炉处于较佳的热效率状态。

5.1.4 热电联产和高参数、大容量机组

热电联产用一道工艺同时产出电和有用的热。联产或“热电联产”（CHP）是已经证明的技术，主要用于同时需要电和热（热水和蒸汽）的工业电厂。除了节约成本外，热电联产还由于更高效地使用燃料而带来环境效益。这导致排放比单独发热和发电更少，并可优化燃料及能质效率。热电联产技术成熟，其优点是：总体燃料效率及能质效率高，热电联产和热电分产相比能源利用率提高约30%；可使用任何类型的燃料；热量与电量比例可变；能够满足不止一种热量品位要求；可靠性和可行性高，通常高于98%；可用于多种规模；寿命长。缺点是：热量—电量比高；成本的提高。根据蒸汽动力循环的基本原理及热力学第一定律和第二定律分析，应发展高参数、大容量火电机组。因此燃煤电厂应鼓励有条件的地区实现热电联产且发展高参数、大容量机组，是我国电厂节能的一项主要措施。

热电联产的节能条件：只有热电厂满足一定的热电比，全厂又具有一定的热效率才能节能，因此热电厂的建设要结合热负荷的情况，根据地区热力规划决定电厂的规模及机组的型式。根据热电建设的经验，热电厂建设要坚持贯彻以热定电的原则，并优先选择背压式。热电厂的建设还要因地制宜，结合当地的具体情况实施：对于大型城市，热负荷密度较大，热负荷量也大，可以上300MW以上大型供热机组；对于中小城市及企业自备电站，则上小型机组。在三北地区，热负荷以采暖为主，采用热水网具有供热半径大，热符合大的特点，宜优先选用大型300MW及以上热电两用机组，在采暖期多供热少发电，实行热电联产，可大大节能；非采暖期则可恢复为单发电机组。

5.1.5 节能技术

5.1.5.1 等离子点火技术

通常情况下，火力发电厂燃煤锅炉的启、停及低负荷稳燃采用燃烧柴油或重油的方法来实现，耗费了大量燃油。减少机组启停次数和采用先进的点火技术可起到节约点火用油的作用。

等离子点火及稳燃技术是通过电离空气迅速点燃煤粉，在等离子燃烧器内着火后喷入炉膛，从而代替油枪实现锅炉点火和稳燃。等离子点火示意图 5-1。其原理是：等离子燃烧器后端弯头装有等离子发生器，该发生器在一定介质气压的条件下接触引弧，并在强磁场控制下获得稳定功率的定向流动空气等离子体。产生的等离子体温度可达 4000K 以上，并通过输送装置送到煤粉燃烧器的中心位置。锅炉一次风中的煤粉进入燃烧器中心位置后与高温等离子相遇，煤粉颗粒会迅速破裂并释放出挥发物，然后开始猛烈燃烧。当几乎所有煤粉在燃烧器内部被点燃并形成稳定的火焰之后，再进入炉膛继续燃烧。

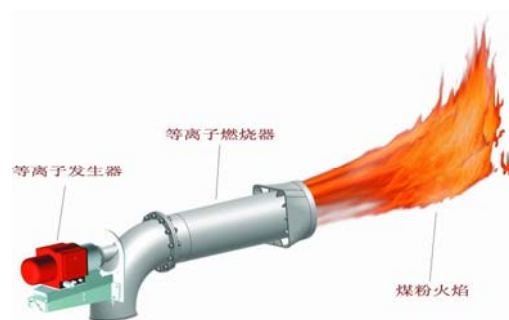


图 5-1 等离子点火示意图

等离子点火系统的工程应用要综合考虑锅炉形式、锅炉主燃烧器以及制粉系统的类型，按照最大限度利用原有系统、不影响原有性能的原则进行。而且通过进一步技术手段的完善，可实现了无油点火启动和稳燃。

根据统计，目前该技术已在国内 430 余台电站锅炉上成功应用，装机容量超过 1.78 亿千瓦，约占全国火电装机容量的三分之一，累计节约燃油 400 余万吨，节约资金 200 多亿元。机组容量包括 50MW 至 1000MW 各个等级，其中绝大多数为 600MW 和 300MW 机组。根据测算，采用等离子点火技术后，1 台 50MW 机组可节约燃油量 170 吨；1 台 60 万千瓦机组，调试启动一次就要消耗燃油 6000-8000 吨，采用等离子点火技术可以节约电厂 80%-90%的点火成本。

等离子点火装置使用中需注意：由于等离子点火装置的阳极受等离子体冲刷，如果空气载体含油将导致阳极污染，影响装置正常工作，因此空气需经除油处理；等离子发生器需要冷却；装置每运行 100h 后及时更换阴极电子枪头。

工程实例：

例 1：等离子体点火无燃油电厂—新建东胜电厂 2×330MW 机组锅炉，每台锅炉安装了 2 层等离子体燃烧器，2 台机组都投入了商业运行。

例 2：等离子体点火无燃油电厂—新建康平电厂 2×600MW 机组锅炉，每台锅炉安装了 2 层等离子体燃烧器，#1 机组投入了商业运行，#2 机组完成了吹管。

5.1.5.2 锅炉排烟余热利用—低压省煤器系统

降低排烟温度最有效的措施之一是改进热力系统，将汽轮机低压回热系统的凝结水送入锅炉尾部烟道加装的一个汽-水换热器中，在换热器中烟气被冷却，温度降低，由于排烟温度水平降低，排烟余热适合加热凝结水。因换热器接入低压回热系统，承受较低的凝结水泵压力，所以称此换热器为低压省煤器，排烟的热量加热凝结水，可以减一个或数个低压加热器的抽汽量，增加了发电量，节能效果显著。

低压省煤器系统的特点是：（1）它不同于一般的省煤器及回收排烟热量的余热锅炉，它联结在回热加热系统中，替代部分回热加热器，成为汽轮机热力系统的一部分；（2）热力系统具有多级回热抽汽，因此锅炉排烟余烟可以实现梯级利用；（3）可以利用电厂现有设备，只需增加低压省煤器，因此投资少；（4）既简单又可靠地保证低压省煤器受热面积不发生低温腐蚀。

工程实例：

例 1：某电厂 2 台 100MW 的汽轮发电机组，燃用褐煤，设计排烟温度 168℃。为了有效地利用排烟余热，两台机组都装设了低压省煤器，经过 7 年运行经验，经测试，低压省煤器使排烟温度比设计值降低 25℃，锅炉效率提高 1.5%-2%，供电标煤耗率下降 8g/kWh。

5.1.5.2 液力耦合器调速节能

燃煤电厂中风机、水泵用电量约占厂用电量的 65%，因而节约厂用电主要应对机泵采取措施。对机泵的节能改造，提高单机效率和采用调速系统运行效率，都可有效地大幅度节约厂用电。

一般燃煤电厂无论是调峰或带基本负荷的机组，在运行中都要进行负荷调节，因而机泵流量必须相应调节，现在还比较常用的原始落后的闸阀节流调节能

源浪费比较严重。因此，凡是需要变流量运行的风机水泵，以调速调节替代节流调节均能节电。风机、水泵变速时转速与流量、风压、轴功率的关系见表 5-2。在选择调速方式时要从多因素综合考虑，进行技术经济比较后决定：摸清风机水泵流量变化状况，若流量在额定流量的 90%以上变化时，不建议采用调速装置，因调速装置本身也有一定能耗，节能效果不明显。若接近 100%流量运行时，反而多耗能。若较长时间在很低流量小运行，则应选用变频调速装置。在较高流量变化运行的宜选用液力耦合器。

表 5-2 风机、水泵变速时转速与流量、风压、轴功率的关系 单位：%

转速 n	流量 Q	风压或扬程 H	轴功率 P
100	100	100	100
90	90	81	72.9
80	80	64	51.2
70	70	49	34.3
50	50	25	12.5
40	40	16	6.4

机组容量在 100MW 以下比较成熟的有各类电气调速，特别是变频调速。100MW 以上比较成熟的是可控硅串联调速、变频调速和液力耦合器。对于大型风机水泵配用电机多为高电压电机（3kV、6kV、10kV），其调速装置多为液力耦合器黏调速离合器。转速 3000r/min 以上、功率在 4000kW 以上的（如锅炉给水泵、透平压缩机等）则多采用液力耦合器传动装置。在上述调速装置中，液力耦合器、变频和电磁滑差可靠性较高，也容易维修。可控硅串级调速、变频调速等以电子器件为核心的调速装置的可靠性主要取决于元器件本身的质量、装置部件的工艺性和抗干扰能力、保护措施及日常维修能力，随着电子器件质量的不断提高，其可靠性也越来越高。

工程实例:

例 1: 国内某电厂机组容量 125MW, DG458-180 型锅炉给水泵采用液力耦合器调速。经测算, 在机组启、停过程全年可节电 11.2 万 kWh; 机组调频全年可节电 298.38 万 kWh; 机组在额定负荷下运行全年可节电 103.35 万 kWh。

例 2: 沈阳某热电厂为两台 200MW 机组, 该机组配备的燃煤锅炉除灰系统由 5 组并联共 15 台灰浆泵构成。为适应负荷变化和调速节能, 在每组三级串联泵的末级泵配装一台 YOTGC750 调速型液力耦合器使之调速运行。经运行测算, 单台机组年节电率达 15.7%, 年节电量为 37.9 万 kWh; 正常情况下两组运行, 全年可节电 75.8 万 kWh。

例 3: 淮南某电厂的 125MW 机组的锅炉配用送、引风机各两台, 配用电机为 550kW 和 700kW, 采用液力耦调速后节能效果明显。与原定速风机采用进口导向器调节相比, 负荷为 120MW 时全年可节电 75.0 万 kWh。

5.1.5.3 变频调速技术及高压变频器

我国火电厂的厂用电率平均约为 8%, 是电厂能耗的主要部分, 燃煤电厂厂用电设备包括: 锅炉给水泵、循环水泵、引风机、送风机、磨煤机、灰浆泵等。采用变频调速节能原理和液力耦合器调速的节能原理相同, 变频调速是通过改变风机水泵转速达到节流目的, 既节约了电能又可方便地组成闭环控制系统, 实现恒压或恒流量控制, 同时可以极大地改善锅炉的整个燃烧状况, 从而使单位煤耗、水耗等一并减少。高压变频器是变频调速技术的一种, 是指高压高于 AC380V 的变频器, 常见的有 0.69kV、2.3kV、3kV、6kV 和 10kV 电压等级。该技术的应用既解决了电机软启动和实现无级变速、满足生产工艺需要的问题, 又可大幅度节约能源、降低成本。

对于 100MW 以上机组使用高压变频技术进行节能改造的潜力很大, 实际应用中可采用高压和低压组合方式, 如高-低-高方案。

变频器的特点是日常运行维护比较方便, 通过检查变频器主电路直流电压是否正常, 输出电压三相是否平衡, 变频器冷却风扇工作是否正常、风力是否足够等即可。

工程实例:

例 1: 国内某电厂机组容量 200MW, 对锅炉引风机电动机采用高压变频器改造, 高压变频器共计 2 套。经测算, 在发电机组额定工况下, 与改造前相比, 两台风机由原来的 1790.4kW 下降了 28.02%。在有功负荷 80-180MW 间运行分别下降了 31%-56.3%。

5.1.5.4 汽轮机通流部分节能改造技术

由于我国早期设计的汽轮机热耗率较国际先进的汽轮机设计热耗率存在

200-300kJ/kWh 的差距，主要原因是叶型落后，二次流损失大，汽封结构不合理，级间漏汽大，通流部分效率低，可通过通流部分改造使汽轮机通流效率提高 5% 以上。

汽轮机通流部分改造必须遵循的原则为：改造工作以提高汽轮机通流部分的效率、降低热耗为主要目标；汽轮机本体改造保持现有热力系统不变、热力系统参数基本保持不变。

对于早期 100-300MW 机组可采用如下技术措施提高汽轮机的通流效率：采用成熟的高效叶型如“后加载”叶型，可使级效率提高约 1.5%；采用三维设计方法构造弯扭联合成型叶片，可使级效率提高约 1.5%；取消隔板的加强筋，采用窄叶片或分流叶片弱化二次流，可使级效率提高约 1%；采用薄出汽边（0.3mm-0.6mm），可使级效率提高约 0.7%；调节级采用子午收缩喷嘴，可使级效率提高约 0.5%；改进汽封结构、增加汽封齿数，动叶顶部尽可能采用可退让汽封，可使级效率提高约 1.5%；光滑子午面通道，可使级效率提高约 0.5%。

工程实例：

例 1：早期国产 200MW 汽轮机主要问题是通流效率低，启停灵活性差、主油泵推力瓦磨损、中高压缸膨胀不畅等。针对上述问题进行汽轮机改造，机组改造前的平均热耗为 8540-8790kJ/kWh，改造后热耗下降 4.5%，降低煤耗约 12-14g/kWh。

5.1.5.5 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，一般 1 台 600MW 凝汽式发电机组循环冷却水耗 65000t/h 左右，1 台 300MW 机组在 30000t/h 左右，循环冷却水的损失率按 2.5% 计，补充水量分别在 1625t/h 和 750t/h，约占火电厂耗水量的 80% 左右。循环冷却水的损失率由三部分组成：（1）蒸发损失，冷却水将汽轮发电机组凝汽器的热量吸收，靠水蒸气的蒸发散发到大气中；（2）风吹损失，循环水在冷却塔的循环中有一小部分被吹散到大气中；（3）排污损失。

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，提高循环水浓缩倍率可减少排污损失。带冷却塔的循环冷却水系统的浓缩倍率应根据水源条件（水量、水质和水价等），节约用水要求、环保要求、水处理费用及药品来源等因素进行技术经济比较后确定，一般控制在 3-5 倍，在特殊情况下可采用更高的浓缩倍率（如严重缺水、水费高或水质好、环保要求严格地区），但必须经充分的技术经济论证和有效的防垢、防腐蚀的循环冷却水处理系统与设备。

水处理方法的选择与设备容量、材质、水源条件（水量、水质和水价）、环保要求相关，应通过对节水效益和运行费用增加必选后确定最佳处理工艺。水处理方法包括：

（1）加酸处理

循环水的加酸处理经常采用硫酸，因为它便于贮存和运输。其原理是：硫酸与水中重碳酸盐硬度反应，反应结果是将水中的碳酸盐硬度转变为非碳酸盐硬度（ CaSO_4 ）。因为 CaSO_4 溶解度较大，所以能防止碳酸盐水垢和提高浓缩倍率，节约补充水量，另外反应生成的游离 CO_2 ，有利于抑制析出碳酸盐水垢。一般加防垢防腐药剂及加酸处理时，浓缩倍率可控制在 3.0 左右。

（2）石灰处理法

石灰处理实质是向水中投加消石灰，首先将消石灰配制成一定浓度的石灰乳浆，然后向处理水中投加，反应生成的 MgCO_3 在水中有少量可溶，若石灰加药量足够，则它可进一步转化为溶解度更小的 $\text{Mg}(\text{OH})_2$ ，反应结果是不仅有效去除水中游离 CO_2 、碳酸盐硬度和碱度，而且还能去除一部分有机物、硅化合物及微生物，大大减少了结垢趋势，改善了水质。其处理工艺流程为：

高纯度粉状消石灰 → 石灰筒仓 → 螺旋输粉机 → 缓冲斗 → 精密称重干粉给料机 → 石灰乳搅拌箱 → 石灰乳泵 → 5%石灰乳 → 澄清池 → 变孔隙滤池
→ 循环水系统补充水 → 冷却塔水池



浓缩倍率可控制在 5.0 左右。

（3）弱酸树脂处理

由于在缺少地区设计大型机组的循环冷却水系统的补充水量非常大，水源苗族不了机组要求时，采用离子交换法比较适宜。虽然该方法投资较大，但可提高浓缩倍数，节省补充水量。其基本原理是：在循环冷却水处理这，采用的离子交换剂一般为弱酸性阳离子交换树脂，它与水中重碳酸盐硬度发生交换反应，反应结果是不仅去除了水中的碳酸盐硬度，也同时去除了水中的碱度，因此它适宜处理源水碳酸盐硬度和监督均较大的水。反应中生成的 CO_2 可在冷却塔中自然散失，不必再设置除碳器。而水中的非碳酸盐硬度和钠的中性盐变成相应的无机酸。树脂失效后必须用（ H_2SO_4 或 HCl ）再生。采用该方法浓缩倍率可控制在 5.0 左右。

(4) 反渗透膜法处理

反渗透膜法对水中离子和有机物的去除机理是其作用的半透膜可看作是对扩散的非孔屏障，水和溶质被溶解在膜内，靠浓度梯度和压力梯度扩散过去。其工艺是：冷却水通过石灰/苏达/氯化铁的软化澄清后，硬度和二氧化硅含量分别下降约 60%和 50%。澄清水加入硫酸将 pH 降低至 7 左右后再经双层滤料过滤和精密过滤后流入反渗透系统。该系统进水生物活性较高，需要加氯消毒，所以选择抗污染及耐氯能力强的 CA 膜。

工程实例：

例 1：河北某电厂共有 6 台发电机组，总循环冷却水量 6.3 万 m^3/h 。循环水浓缩 3 倍左右，排污水约为 $900\text{m}^3/\text{h}$ 。该电厂地处北方缺水地区，淡水资源紧缺，为缓解供水矛盾，电厂投资建设了 $200\text{m}^3/\text{h}$ 的反渗透除盐水项目，以循环冷却排污水为水源，反渗透出水作为锅炉预脱盐补充水，浓排水通过泵打到煤场和输煤栈桥做喷淋水，结果实现回用及综合利用目的。

5.1.5.6 除灰系统节水技术

燃煤电厂水力除灰是电厂排水大项，锅炉除灰用水约占年电厂耗水量的 15% 左右，因此减少灰水排放量是节水和减少环境污染较佳的途径。目前采用的技术主要包括浓缩水力除灰、干除灰渣和灰水闭路回收等。

(1) 浓缩水力除灰和灰水再循环

浓缩水力除灰是将原灰水比 1: (15-20) 降至 1: 5 左右，灰水比例应根据全厂水量平衡及灰场水量平衡综合考虑来确定，浓缩水力除灰不仅可减少厂区水补给量，而且可减少污水排放量。其工艺为：高浓度输灰系统可将干灰集中后制浆或以低浓度输送至灰浆浓缩池，经浓缩至 40% (质量浓度) 左右后用容积式灰浆泵输送至灰场。

灰水再循环是将燃煤电厂水力冲灰系统的灰水经灰尘或浓缩沉淀池澄清后，再返回冲灰系统重复利用的灰水回收系统。系统中的灰水除蒸发损失和渗漏损失外，基本上不向环境排放。采用灰水在寻呼系统失效除灰厂排水对地表水体污染和节约用水的有效途径。

现水力除灰系统改造和水资源丰富地区可采用浓缩水力除灰和灰水再循环。

(2) 气力除灰系统

气力除灰系统由压力和自流两种型式，以压力型式为主。压力输送系统按其输送空气的压力又可分为负压和正压两类。水资源贫乏地区应采用该技术。

负压气力除灰系统是在抽气设备的抽吸作用下，空气和集灰斗中的灰一起被吸入输送管道，送至卸灰设施处，经收尘装置将气灰分离，灰经排灰装置被送入灰库，净化后的空气通过抽气设备排入大气。负压气力除灰系统的整个输送过程均低于大气压力，可防止气灰混合物向外部泄漏，工作环境清洁、受灰装置结构简单，造价较低。但系统出力和输送距离受负压条件的限制，收尘器设在高真空区，灰流全部通过装置，结构比较复杂。

灰在高于大气压的压缩空气推动下，送入指定的灰库。由于气灰混合气流进入灰库后速度突然降低，造成气灰分离，空气经滤袋式过滤器直接或经吸风机排入大气。该系统输送能力强、输送距离较远，机构较简单，但由于正压运行，泄漏时会污染环境，另外给料装置位于系统压力最高处，结构比较复杂。

负压-正压联合系统现已负压气力输送方式将鸽灰斗的灰集中至中间转运斗，然后以正压气力进行输送。该系统既可克服负压、正压系统的缺点，又能满足长距离输灰的要求，但设备较多，系统复杂，投资较大。

(3) 干除渣系统

干除渣系统是不用水的干除渣技术，其工艺是一种特制钢带取送，同时引入适量的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。

5.1.5.7 干式空冷系统节水技术

干式空冷系统由于替代水采用空气作为冷却介质起到了很好的节水效果，北方缺水城市多采用此方式。干式空冷系统可分为直接空冷系统和间接空冷系统两种。直接空冷系统又包括直接干式冷却系统、间接干式冷却系统。

工程实例：

例 1：丰镇电厂 4 台 200MW 机组，采用混合式凝汽器间接空冷系统，运行效果良好，年运行小时可达 6500h，比常规湿冷机组节水 60%。

5.2 大气污染物减排技术

本节所指的大气污染物减排技术是指末端控制措施，即用来控制向大气中排放污染物的措施，如除尘、脱硫、脱氮脱硝技术等。

5.2.1 除尘技术

燃煤电厂除尘技术包括电除尘器、袋式除尘器和电袋组合式除尘器。上述三

种除尘器都是效率很高的颗粒物去除装置，电厂选择使用何种除尘器主要取决于燃料类型、电厂规模、锅炉类型和配置。

为降低燃煤电厂锅炉烟尘初始浓度，应燃用洗选煤并调整好锅炉运行工况。

5.2.1.1 电除尘器

电除尘器是由两个极性相反的电极组成。其工作原理是：在电极上施加高电压后使气体电离，进入电场空间的粉尘荷电，在电场力的作用下，分别向相反电极的极板或极线移动，最后将沉积的粉尘收集下来，实现电除尘的全过程。电除尘器的性能与粉尘的电阻率、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。

电除尘器适用于粉尘比电阻适中，即粉尘比电阻范围在 $10^4-5 \times 10^{11} \Omega \cdot \text{cm}$ 范围内的粉尘除尘；适用于新建和改造电厂，并可在范围很宽的温度、压力和粉尘负荷条件下运行；适用于排放要求一般的地区，当环保要求烟尘排放浓度在 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 以下时，可选用四电场或五电场电除尘器。

电除尘器除尘效率高；设备阻力低，是袋式除尘器的 $1/8-1/5$ ，一般处理 $1000\text{m}^3/\text{h}$ 烟气量消耗的电能为 $0.2-0.8\text{kWh}$ ；处理烟气量大，由于电除尘器的结构易于实现模块化，其收尘有效截面可根据使用要求确定，不受限制；适用范围广，电除尘器可去除细微粉尘、适用较大范围的进口粉尘浓度；运行费用低，维护工作量小；一次性投资及占地面积较大，一次投资略低于袋式除尘器，占地面积和空间略大于袋式除尘器；电除尘器对制造、安装、运行、维护都有较高的要求。

电除尘器可去除烟气中的颗粒物和重金属（如汞）。四-五电场电除尘器的设计除尘效率最高可达 99.8% ，因此电除尘器可实现颗粒物的低排放。此外电除尘器对重金属也有一定的去除效果。

经电除尘器除尘后会产生固体废物—飞灰，这些固体废物的处理方式有两种，即在灰场中堆存或外运综合利用。若处置不当会带来空气和水体污染。另外，电除尘器的运行还会增加能量消耗，其能量消耗占发电量的 $0.15-2.0\%$ 。

电除尘器的除尘效率高，运行数据表明四电场电除尘器的除尘效率大多在 99.6% 以上，五电场电除尘器的除尘效率大多在 99.8% 以上。电除尘器的阻力较低，在 $200-400\text{Pa}$ 之间。电除尘器的运行温度大多在 200°C 以下。目前我国火电厂电站锅炉多使用四电场或五电场电除尘器，正常运行工况下烟尘排放浓度在 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 以下，运行比较好的烟尘排放浓度可以降至 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。根据对国内上百台电

除尘器机组运行情况的现场调研，运行数据汇总于表5-3。

表 5-3 电除尘器运行数据汇总

机组容量 (MW)	燃料灰分 (%)	煤质	炉型+除尘技术	排放浓度 (mg/m ³)	净化效率 (%)
50-100	14.06-36.92	烟煤	煤粉炉+电除尘	9.9-125	99.27-99.97
	19.33	烟煤	循环流化床+ 电除尘	45-68	99.5-99.72
100-300	8.6-49.73	烟煤	煤粉炉+电除尘	14-189	99.5-99.91
	27.02	无烟煤	煤粉炉+电除尘	57	99.84
300-600	10.98-49.73	烟煤	煤粉炉+电除尘	15-200	99.36-99.95
	18.45-22.96	褐煤	煤粉炉+电除尘	4-10	99.95-99.98
>600	/	烟煤	煤粉炉+电除尘	9-11	99.87

电除尘器的一次投资较高，成本高低取决于当地制造成本、建设成本以及锅炉和除尘器规模，而改造电厂成本高于新建电厂成本。根据对国内调研资料统计电除尘器的一次投资为 30-100 元/kW。运营和维护成本较低，成本差异取决于地区成本差异，根据对国内调研资料统计，电除尘器的治理成本为 20-100 元/吨尘。

为保证电除尘器正常运行，应定期检查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、高压硅整流变压器及控制室、控制、测量和记录仪表等。新投运电除尘器运行 6 个月或累计运行 3000h 后，必须进行热态性能考核试验，确定最佳供电方式和参数。

近年来四电场或五电场电除尘器已在国内多家电厂得到应用，或者某些电厂三电场除尘改四、五电场除尘，使用五电场电除尘器的燃煤电厂有厦门华夏国际电力发展有限公司、福建漳州后石电厂等。根据电厂实际运行数据，四电场或五电场电除尘器的除尘效率均在 99.6%以上，烟尘排放浓度可稳定在 50mg/m³左右。

5.2.1.2 袋式除尘技术

袋式除尘器是利用纤维性滤袋捕集粉尘的除尘设备。其工作原理是：用滤袋进行过滤与分离粉尘颗粒时，可以让含尘气体从滤袋外部进入到内部，把粉尘分离在滤袋外表面，也可以使含尘气体从滤袋内部流向外部，将粉尘分离在滤袋内表面。随着滤尘过程不断进行，滤袋内表面捕集的粉尘越来越厚，粉尘层阻力增大，当阻力达到一定值时，除尘器就清除滤袋上的积尘。影响袋式除尘器性能

的主要因素是粉尘特性、滤料的选择、过滤风速的影响、清灰方式的影响等，其中滤料的选择十分关键。滤料是袋式除尘器的主要组成部分之一，燃煤电厂袋式除尘器滤料以玻璃纤维和聚四氟乙烯为主，滤料对袋式除尘器的性能、造价及运行费用影响很大。

袋式除尘器粉尘适应性强，不受粉尘比电阻等性质的影响；在新建或改造电厂中都适用，并可在范围很宽的温度、压力和粉尘负荷条件下运行，因此袋式除尘器在无烟煤电厂锅炉、循环流化床锅炉及干法脱硫装置的烟气治理中具有优势；适用于排放要求严格的地区，当环保要求烟尘排放浓度在 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 以下时，可选用袋式除尘器。

袋式除尘器除尘效率高，对细颗粒粉尘去除率高；设备阻力较大，主要包括除尘器结构的压力损失、清洁滤袋的压力损失、滤袋上粉尘层的压力损失；技术适应性强，不受粉尘比电阻影响适用较大范围的进口粉尘浓度，含尘量低时效率也比较高；袋式除尘器受滤料的耐温和耐腐蚀等性能的影响，且不适于净化潮湿、黏性粉尘；一次性投资及占地面积较大；袋式除尘器滤袋易损坏，因此运行费用高，维护工作量大；对制造、安装、运行、维护都有较高要求。

袋式除尘器可去除烟气中的颗粒物和重金属（如汞）。袋式除尘器的设计除尘效率可达 99.9% 以上，因此可实现颗粒物的极低排放，比较适用于环保要求严格的环境敏感区。由于大多数重金属在燃烧过程中蒸发，然后冷凝到颗粒物（例如飞灰）表面。多数金属在常见空气污染控制设备的工作温度下蒸汽压力都足够低，这样重金属就在颗粒物上冷凝。因此利用袋式除尘器对重金属也有去除效果。

经袋式除尘器除尘后会产生固体废物—飞灰，这些固体废物的处理方式有两种，即在灰场中堆存或外运综合利用。若处置不当会带来空气和水体污染。另外，袋式除尘器的运行还会增加能量消耗，其能量消耗占发电量的 0.2%—3.0%。

袋式除尘器的除尘效率很高，对 $5\ \mu\text{m}$ 以下烟尘的去除率在 99% 以上，对 $10\ \mu\text{m}$ 以上烟尘的去除率在 99.9% 以上。袋式除尘器的阻力一般在 1000—2200Pa 之间。袋式除尘器的运行温度大多在 200℃ 以下。目前我国燃煤电站锅炉烟尘初始浓度在 $30\text{g}/\text{m}^3$ 以下，经袋式除尘器净化后，烟尘排放浓度可达 $30\text{mg}/\text{m}^3$ ，有时可达 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。根据对国内袋式除尘器机组运行情况的现场调研，运行数据汇总于表 5-4。

表 5-4 袋式除尘器运行数据汇总

机组容量 (MW)	燃料灰分 (%)	煤质	炉型+除尘技术	排放浓度 (mg/m ³)	净化效率 (%)
100-300	29.44-32.79	烟煤	煤粉炉+袋式除尘	14-17	99.90-99.95

袋式除尘器的一次投资高，成本高低取决于当地制造成本、建设成本及锅炉和除尘器规模；改造电厂成本高于新建电厂成本；根据对国内调研资料统计，袋式除尘器的一次投资在 100 元/kW 左右。袋式除尘器运行费用包括运行时因能量消耗和滤料更换及维修费用等。由于滤料每两到五年就进行更换，维护成本也很高，滤料费用大致占设备总造价的 15%-20%左右。成本差异主要取决于地区成本的差异及滤袋寿命，根据国内调研，袋式除尘器的治理成本为 300 元/吨尘。

必须规定除尘器清灰制度、定期清除粉尘；粉尘排出口、检查门要安全密闭；根据使用情况和滤袋材质，定期更换滤袋。

目前，使用袋式除尘器的燃煤电厂有国电天津第一热电厂电改袋除尘器、内蒙古丰泰发电有限公司、马钢热电总厂等。根据电厂实际运行数据，袋式除尘器的除尘效率大多可保持在 99.9%以上，烟尘排放浓度可稳定在 30mg/m³以下。

5.2.1.3 电-袋复合除尘技术

电-袋复合式除尘器是综合利用和有机结合电除尘器和袋式除尘器的除尘优点，其工作原理是：前级电场预收烟气中70%~80%以上的粉尘量；后级袋式除尘装置拦截收集烟气中剩余粉尘。其中，前级电场的预除尘作用和荷电作用为提高电袋除尘器的性能起到了重要作用。目前开发出这种新型高效除尘器主要有“预荷电+布袋”形式、“静电-布袋”并列式和“静电布袋”串联式，“静电布袋”串联式结构示意图如图5-2所示。

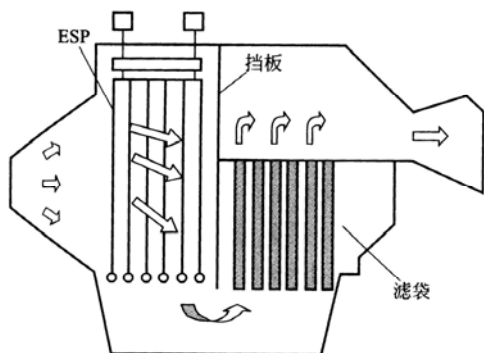


图5-2a COHPAC系统示意图

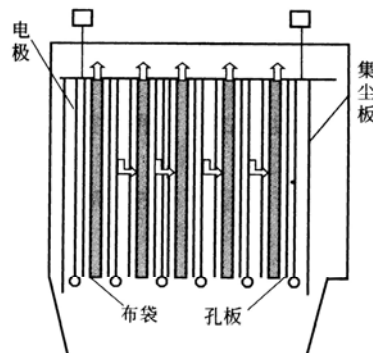


图5-2b AHPC系统示意图

电袋复合式除尘器粉尘适应性强，对于高比电阻粉尘、低硫煤粉尘和脱硫后的烟气粉尘的处理效果更具优势；由于电袋复合式除尘器前级电除尘和后级袋式除尘共用同一壳体，因此电袋复合式除尘器对于现有电厂的增效改造十分适用；适用于排放要求严格的地区，当环保要求烟尘排放浓度在 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 以下时，可选用电袋复合式除尘器。

电袋复合式除尘器除尘效率具有高效性和稳定性；设备阻力低比袋式除尘器低，每 $10000\text{m}^3/\text{h}$ 风量引风机功率可减少约 1.74kW ；技术适应性强，电袋复合式除尘器的效率不受高比阻细微粉尘影响，不受煤种、烟灰特性影响，粉尘适应性强；滤袋使用寿命提高，清灰周期长，能耗小；一次投资和运行费用低于单独采用袋式除尘器的费用；对制造、安装、运行、维护都有较高的要求。

电袋复合式除尘器可去除烟气中的颗粒物和重金属（如汞）。电袋复合式除尘器的设计除尘效率可达 99.9% 以上，因此可实现颗粒物的极低排放，比较适用于环保要求严格的环境敏感区。由于大多数重金属在燃烧过程中蒸发，然后冷凝到颗粒物（例如飞灰）表面。多数金属在常见空气污染控制设备的工作温度下蒸汽压力都足够低，这样重金属就在颗粒物上冷凝。因此，利用电袋复合式除尘器对重金属也有去除效果。

经电袋复合式除尘器除尘后会产生固体废物飞灰，这些固体废物的处理方式有两种，即在灰场中堆存或外运综合利用。若处置不当会带来空气和水体污染。另外，电袋复合式除尘器的运行还会增加能量消耗。

电袋复合式除尘器的除尘效率高，总除尘效率在 99.9% 以上。电袋复合式除尘器的阻力一般在 $600\text{--}1500\text{Pa}$ 之间。电袋复合式除尘器的运行温度大多在 200°C 以下。目前我国火电厂电站锅炉烟尘初始浓度在 $30\text{g}/\text{m}^3$ 以下，经电袋复合式除尘器净化后，烟尘排放浓度可达 $30\text{mg}/\text{m}^3$ ，有时可达 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。根据对国内电袋复合式除尘器机组运行情况的现场调研，运行数据汇总于表5-5。

表 5-5 电袋复合式除尘器运行数据汇总

机组容量 (MW)	燃料灰分 (%)	煤质	炉型+除尘技术	排放浓度 (mg/m^3)	净化效率 (%)
100-300	26.27-31.18	烟煤	煤粉炉+电袋除尘	10-12	99.96-99.97

新投运电除尘器运行 6 个月或累计运行 3000h 后，必须进行热态性能考核试验，确定最佳供电方式和参数。为保证电—袋复合式除尘器的正常运行，应定

期检查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、高压硅整流变压器及控制室，定期清除粉尘和更换滤袋。

目前，使用电袋复合式除尘器的电厂也较多，如天津津源热电有限公司、南京梅山能源有限公司、河南焦作电厂等。根据电厂实际运行数据，电袋复合式除尘器的除尘效率大多可保持在 99.9% 以上，烟尘排放浓度可稳定在 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。

5.2.1.4 除尘技术性能

根据上述分析，除尘技术的一般性能见表 5-3。

表 5-3 除尘技术的一般性能

技术名称	除尘效率 (%)			其他性能参数		备注
	<1 μ m	5 μ m	>10 μ m	参数	数值	
电除尘器	98	99	99.9	运行温度	80-220℃ (冷式电除尘器) 300-400℃ (热式电除尘器)	<ul style="list-style-type: none"> ● 电除尘器效率很高,特别是对细颗粒物去除效率高 ● 运行温度一般小于200℃ ● 运行成本低 ● 可在任何正压力条件下运行 ● 不适用于比电阻过高和过低的粉尘 ● 粉尘初始浓度在30g/m³以下,排放浓度可达100mg/m³以下,有时可达20mg/m³以下。
				能量消耗占电容量的百分比	0.15-2.0%	
				设备阻力	100-200Pa	
				残渣	飞灰	
袋式除尘器	99	99	99.9	运行温度	150℃ (聚酯纤维) 260℃ (玻璃纤维)	<ul style="list-style-type: none"> ● 运行温度一般小于200℃ ● 过滤速度通常在0.01 到0.04m/s 之间,因应用、过滤器类型和织物而异 ● 滤袋寿命随着煤的硫含量升高和过滤速度的升高而下降 ● 单个滤袋在平均年过滤率达到所安装的滤袋的约1%时出现故障 ● 粉尘初始浓度在30g/m³以下,排放浓度可达50mg/m³以下,有时可达10mg/m³以下。
				能量消耗占电容量的百分比	0.2-3%	
				设备阻力	800-2000Pa	
				残渣	飞灰	
电袋复合式除尘器	99	99	99.9	运行温度	150℃ (聚酯纤维) 260℃ (玻璃纤维)	<ul style="list-style-type: none"> ● 运行温度一般小于200℃ ● 运行成本较袋式除尘器低 ● 可在任何正压力条件下进行 ● 粉尘初始浓度在 30g/m³ 以下,排放浓度可达50mg/m³ 以下,有时可达 10mg/m³ 以下。
				能量消耗占电容量的百分比	无数据	
				设备阻力	800-2000Pa	
				残渣	飞灰	

5.2.2 脱硫技术

按脱硫工程是否加水和脱硫产物的干湿状态，烟气脱硫又可分为湿法、半干法和干法三种工艺。湿法脱硫技术成熟，效率高，Ca/S 比低，运行可靠，操作简单，但脱硫副产物的处理比较麻烦，烟温降低不利于烟气扩散，工艺比较复杂，占地面积和投资较大；干法、半干法的脱硫产物为干粉状，处理容易，工艺较简单，投资一般低于传统湿法，但用石灰作脱硫剂的干法、半干法的 Ca/S 比高，脱硫效率和脱硫剂的利用率较传统湿法低。

5.2.2.1 湿法脱硫技术

湿法脱硫技术，特别是石灰石-石膏工艺，是较成熟的烟气脱硫技术，并在大型电厂中得到了广泛应用。湿法脱硫技术的脱硫效率主要受浆液pH值、液气比和吸收剂种类的影响。

(一) 石灰石/石灰-石膏法脱硫技术

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为吸收剂吸收烟气中的 SO_2 ，脱硫工艺中有强制氧化和自然氧化之分。吸收塔型主要有喷淋塔、液注塔、填料塔和鼓泡塔。

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电石渣替代石灰石，达到以废治废的目的，特别适合于距化工厂距离较近，电石渣来源可靠的燃煤电厂。电石渣脱硫系统不需要建设吸收剂制备系统（石灰石制粉和制浆系统）其脱硫系统主要包括吸收系统、烟气系统、脱水及贮存系统和废水处理系统。

石灰石/石灰-石膏法工艺流程示意如图5-3所示。

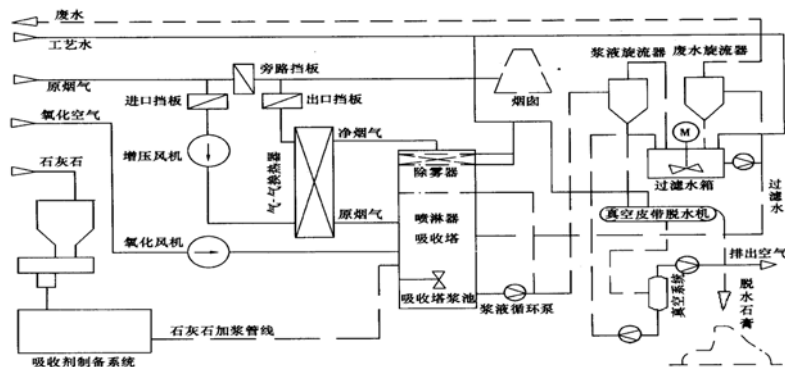


图5-3 石灰石/石灰-石膏法工艺流程示意图

石灰石/石灰-石膏法脱硫技术适应性强，对煤种变化、负荷变化、脱硫率变化均具有较强的适应性；从技术经济综合考虑，特别适用于大容量机组（200MW及以上机组）、燃用煤种含硫量 $\geq 1\%$ 的新建或改造电厂；适用于脱硫剂易得的地区，对于有资源综合利用条件的且石灰石资源比较丰富的区域尤其适用石灰石/石灰-石膏法脱硫；对于距离化工厂较近，电石渣来源可靠的电厂应采用电石渣法脱硫。

石灰石/石灰-石膏法脱硫技术能适应大容量机组、高浓度 SO_2 的烟气脱硫；技术成熟，脱硫效率高，但设备阻力较大；设备一次投资及占地面积较大，更适用于大容量机组或燃用中高硫煤电厂脱硫；运行费用相对较低，吸收剂石灰石和电石渣价廉易得，脱硫副产物为石膏，且高质量的石膏具有综合利用的商业价值。

石灰石/石灰-石膏法脱硫技术可去除烟气中的硫氧化物、HCL、HF、颗粒物和重金属（如汞）。石灰石/石灰-石膏法的脱硫效率在90%–99%，对经除尘后烟气中的颗粒物的去除率在50%左右。

湿法脱硫系统会产生脱硫废水，脱硫废水来源于持液槽或者石膏脱水的排水。脱硫废水中主要污染物包括重金属、SS等。脱硫废水处理不当会对水环境产生污染，固体废物脱硫渣一般可综合利用或堆存处置，若处置不当也会对外环境造成污染。另外，脱硫系统的运行还会增加能量消耗，其能量消耗占发电量的0.8%–1.5%。

石灰石/石灰-石膏法和电石渣法的脱硫效率较高，一般在95%以上，为确保净化效率，石灰石的选择非常重要，应选择活性好且 CaCO_3 含量高 $>90\%$ 的脱硫剂，当Ca/S摩尔比在1.02–1.03之间时，脱硫石膏纯度在90%以上。脱硫系统阻力较大，一般在2000–4000Pa之间。脱硫系统的运行温度一般在 50°C 左右。燃煤电站锅炉 SO_2 初始浓度由于燃烧煤种含硫量及炉型的不同差异很大，当燃用煤种的含硫量在2.0%以下时，锅炉 SO_2 初始浓度在 $2000\text{mg}/\text{m}^3$ – $4000\text{mg}/\text{m}^3$ ，当脱硫剂纯度为90%，脱硫效率为95%时， SO_2 排放浓度在 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 以下；脱硫效率更高时 SO_2 排放浓度可降至 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。根据对上百台石灰石-石膏法脱硫机组运行情况的现场调研，运行数据汇总于表5-6。

表 5-6 石灰石-石膏法脱硫技术运行数据汇总

机组容量 (MW)	燃料硫分 (%)	煤质	炉型+脱硫技术	排放浓度 (mg/m ³)	净化效率 (%)
50-100	0.55-1.27	烟煤	煤粉炉+石灰石-石膏湿法脱硫	17-178	96.06-98.47
100-300	0.34-2.83	烟煤	煤粉炉+石灰石-石膏湿法脱硫	16-400	91.4-99.17
	1-2.8	烟煤	煤粉炉+电石渣湿法脱硫	229	96.8
	3.1-4.69	无烟煤	煤粉炉+石灰石-石膏湿法脱硫	380-423	96.21-98.04
300-600	1.66-2.28	贫煤	煤粉炉+石灰石-石膏湿法脱硫	109-164	96.03-96.52
	0.86-1.47	褐煤	煤粉炉+石灰石-石膏湿法脱硫	56-279	91.65-97.12
	0.47-1.22	烟煤	煤粉炉+石灰石-石膏湿法脱硫	11-283	93.60-99.20
>600	0.37-1.1	烟煤	煤粉炉+石灰石-石膏湿法脱硫	17-100	95.0-97.8

石灰石/石灰-石膏法脱硫的一次投资较高，2003 年由于技术全部依靠引进，一次投资较高，一般在 1000 元/kW 左右。随着技术引进程度的降低和国产化程度的提高，一次投资显著下降，目前一次投资已降至 150 元/kW 左右。根据目前国内电厂运行数据的统计：SO₂的治理成本有所提高，在 1000-4000 元/吨尘，在电价中的成本为 0.02-0.035 元/kWh。

为保证脱硫石膏的综合利用及减少废水排放量，用于脱硫的石灰石中 CaCO₃的含量宜高于 90%；当采用生石灰粉作吸收剂时，生石灰的纯度应高于 85%。脱硫装置的脱硫效率应不小于 95%，装置的可用率应保证在 95%以上。脱硫石膏应进行脱水处理并综合利用；若暂无综合利用条件时，应经脱水后输送至贮存场。脱硫石膏应与灰渣分别堆放，留有进一步综合利用的可能性。脱硫装置应设置烟气排放连续监测系统。

石灰石/石灰-石膏法脱硫技术已应用于国内绝大多数电厂，近年来电石渣脱硫技术在国内发展较快，目前已成功应用于国内部分电厂。

(二) 海水脱硫技术

海水脱硫技术原理是利用海水的天然碱度来脱除烟气中的 SO₂。由于海水通常呈碱性，自然碱度约为 1.2-2.5mol/l，这使得海水具有天然的酸碱缓冲能力

和吸收 SO_2 的能力。根据海水的这种特性开发出的海水脱硫工艺就是用海水吸收烟气中的 SO_2 ，再用空气强制氧化为无害的硫酸盐而溶于海水中。海水脱硫工艺流程示意图如图 5-4 所示。

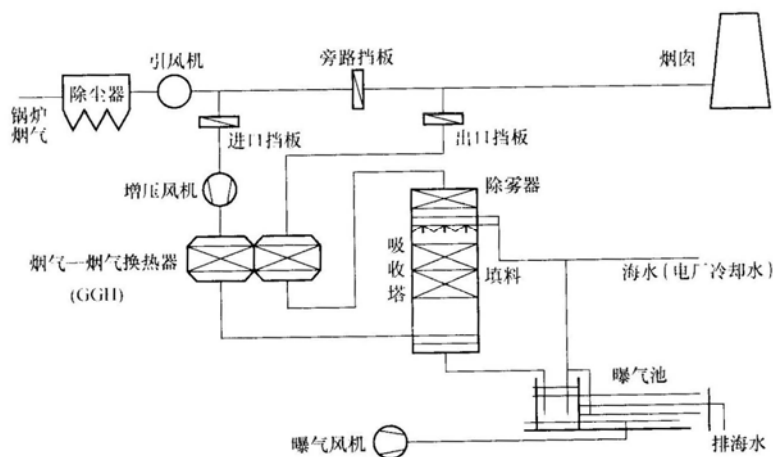


图5-4 海水脱硫工艺流程示意图

海水脱硫技术仅适用于海滨电厂，在海水碱度满足工艺要求、海域环境影响评价通过国家有关部门审查，并经全面技术经济比较后，可以考虑采用海水法脱硫工艺；仅适用于燃煤含硫量低于1.0%的低硫煤电厂，不适用于高硫煤电厂。

海水脱硫技术成熟，工艺简单，系统运行可靠，系统无磨损、堵塞和结垢问题；脱硫效率较高；脱硫系统简单，以海水为脱硫剂，因此一次投资低及运行费用较低。

海水脱硫法可去除烟气中的硫氧化物、 HCl 、 HF 、颗粒物和重金属（如汞）。海水脱硫的脱硫效率在 90%以上。

海水脱硫法不产生固体废物和废水，但脱硫后会引起局部海水的温升，其对海洋生态环境的影响由具体电厂的位置决定，因此沿海电厂选址是否合理十分重要。应仔细考察当地条件（如海水状况、潮汐、临近脱硫器出水口的海生/水生环境等），脱硫海水仅限于 GB3097 -1997 中规定的第三类和第四类海域，并且要求海水的碱度适宜（pH 值应在 8.0 左右），海水扩散条件好，周围无敏感的养殖区和居民区，以避免对城市的环境及生态造成负面影响。电厂附近的 pH 水平降低及剩余金属和飞灰排放会给海洋生态系统带来一定影响。因此该工艺特别适用于位于入海口的电厂。另外，脱硫系统的运行还会增加能量消耗，其能量消耗占发电量的 1.0%-1.8%。

海水脱硫法的脱硫效率较高，一般在90%以上，有部分在95%以上。海水脱硫

法的阻力较低，一般在900-2200Pa之间。脱硫系统入口烟气的温度一般在110-130℃，海水出口温度在28-43℃。海水耗量因海水中的重碳酸盐浓度而异，例如，一台300MW机组海水脱硫的海水耗量为32400-43200t/h。目前海水脱硫电厂燃煤种的含硫量多在1.0%以下，SO₂初始浓度在1500mg/m³-2500mg/m³，脱硫效率90%-95%，SO₂排放浓度在250mg/m³以下。海水脱硫还对SO₃、HCL、HF、颗粒物均有不同程度的去除作用。根据对国内海水脱硫机组运行情况的现场调研，运行数据汇总于表5-7。

表 5-7 海水脱硫技术运行数据汇总

机组容量 (MW)	燃料硫分 (%)	煤质	炉型+脱硫技术	排放浓度 (mg/m ³)	净化效率 (%)
300-600	0.63-0.69	烟煤	煤粉炉+海水脱硫	120-235	90-97

海水脱硫系统的一次投资在 200-400 元/kW，运行成本不高，某电厂海水脱硫在电价中的成本为 0.02 元/kWh。

由于烟气中的 SO₂ 依靠氧化空气才能生成硫酸盐，因此要确保曝气氧化工程的完成，使海水溶解氧达到饱和。定期监测海水温升和 pH 值的变化情况，避免对海水生态系统的不良影响。脱硫装置应设置烟气排放连续监测系统。

海水脱硫在我国沿海城市应用较多，如福建后石电厂、厦门嵩屿电厂、深圳西部电厂等。

(三) 镁法脱硫技术

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。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 SO₂ 与吸收液 Mg(OH)₂ 和 MgSO₃ 反应，MgO 被转化成 MgSO₃ 和 MgSO₄，然后将其溶液脱除干燥。干燥后的 MgSO₃ 在 850℃ 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 SO₂ 经过水洗涤生成酸性液，酸性液与再循环浆液中的 MgSO₃ 反应生成 Mg(HSO₃)₂，其与 Mg(OH)₂ 反应生成 MgSO₃，经氧化生成无害的 MgSO₄。

镁法脱硫技术脱硫效率高，但设备阻力较大，硫酸镁的溶解度较高，不易结垢，但设备的一次投资及占地面积较大，运行成本也较高。

镁法脱硫可去除烟气中的硫氧化物、HCL、HF、颗粒物和重金属（如汞），脱硫效率在 95% 以上，对经除尘后烟气中的颗粒物的去除率在 50% 左右。

镁法脱硫会产生脱硫废水和脱硫副产物硫酸镁，若处理不当会对外环境造成

污染。另外，脱硫器的运行还会增加能量消耗。

镁法的脱硫效率较高，一般在95%以上，为确保净化效率脱硫剂的选择非常重要，应选择活性好的脱硫剂。镁法脱硫系统阻力较大，一般在2000-4000Pa之间。镁法脱硫系统的运行温度一般在50℃左右。

目前我国火电厂电站锅炉 SO₂初始浓度由于燃烧煤种含硫量及炉型的不同差异很大，电厂燃用的煤种的含硫量多数在 2.0%以下，锅炉 SO₂初始浓度在 1000 mg/m³ -3000 mg/m³，经脱硫效率 95%以上脱硫后，SO₂排放浓度在 50-150mg/m³。镁法脱硫系统对 SO₃、HCL，HF、颗粒物均有不同程度的去除作用。

镁法脱硫技术已应用于国内多家燃煤电厂，但目前运行的机组容量均较小，机组容量均在 300MW 以下，且以氢氧化镁法为主，脱硫剂还原再生的氧化镁法还未得到成功应用。

工程实例:

例 1: 山东滨州化工集团热力有限公司 1 台 150MW 机组采用韩国氧化镁法脱硫技术，机组于 2005 年 1 月投运，总投资 4000 万元。烟气处理量为 600000m³/h，煤种含硫量 2.2%，灰分 35.4%。进口温度 140℃，出口温度 50℃。进口 SO₂浓度为 6393mg/m³，SO₂排放浓度为 50mg/m³，脱硫效率 99%。阻力 1000Pa，液气比 3.91，脱硫剂纯度 90%，脱硫剂用量 2.49t/h，副产物产量 8.4t/h，耗水量 54t/h。

例 2: 华能辛店电厂 3#和 4#机组为两台 225MW 机组，采用美国氧化镁法脱硫技术，机组于 2007 年 9 月投运，总投资 10800 万元。烟气处理量为 2×780500m³/h，煤种含硫量 1.32%，灰分 29.04%。进口温度 120℃，出口温度 46℃。进口 SO₂浓度为 3027mg/m³，SO₂排放浓度为 225mg/m³，脱硫效率 97%。阻力 3400Pa，液气比 7，脱硫剂纯度 80%，脱硫剂用量 3.3t/h，副产物产量 14t/h，耗水量 85t/h。

(四) 氨法脱硫技术

氨法烟气脱硫工艺是采用氨作吸收剂去除烟气中SO₂的工艺。湿式氨法是目前较成熟的、已工业化的氨法脱硫工艺，并且湿式氨法既脱硫又脱氮。湿式氨法工艺过程一般分成三大步骤：脱硫吸收、中间产品处理、副产品制造。根据过程和副产物的不同，湿式氨法又可分为氨-肥法、氨-酸法、氨-亚硫酸铵法等。其中氨-肥法又可根据附产物不同分为氨-硫酸铵肥法和氨-磷酸铵肥法。

氨法脱硫技术的特点是脱硫效率高，烟气的变化适应性强，能耗低，运行可靠性高，由于脱硫剂氨的成本较高，装置的运行成本高；氨作为有毒物质，由于极易造成泄漏和中毒，对其的贮存和运输均有严格规定。

该技术适用于氨来源可靠的地区。但目前该技术应用脱硫剂氨的来源、成本、

安全、二次污染等问题，使其在国内燃煤电厂的应用为数不多。

氨法脱硫可去除烟气中的硫氧化物、HCL、HF、颗粒物和重金属（如汞）和 NO_x 。脱硫效率在93%以上。

氨法脱硫会产生氨逃逸和脱硫废水，脱硫产生的副产物硫酸铵是重要的化工产品或化肥。若处置不当也会对外环境造成污染。另外，脱硫器的运行还会增加能量消耗。

氨法脱硫的脱硫效率较高，一般在93%以上，同时还具有脱硝作用。

目前我国火电厂电站锅炉 SO_2 初始浓度由于燃烧煤种含硫量及炉型的不同差异很大，电厂燃用的煤种的含硫量多数在2.0%以下，锅炉 SO_2 初始浓度在 1000 mg/m^3 - 3000 mg/m^3 ，经脱硫效率93%以上脱硫后， SO_2 排放浓度在 70 - 210 mg/m^3 。

氨法脱硫系统对 SO_3 、HCL、HF、颗粒物和 NO_x 均有不同程度的去除作用。

（五）双碱法脱硫技术

双碱法脱硫工艺是为了克服石灰石/石灰-石膏法容易结垢的缺点而发展起来的。该技术先用碱金属盐类如NaOH、 Na_2CO_3 、 NaHCO_3 、 Na_2SO_3 等的水溶液吸收 SO_2 ，然后在另一石灰反应器中用石灰或石灰石将吸收 SO_2 后的溶液再生，再生后的吸收液循环使用，而 SO_2 则以石膏的形式析出，生成亚硫酸钙和石膏。

双碱法脱硫技术适用于脱硫剂碱金属盐来源可靠的地区。其特点是脱硫效率较高；能耗低，运行可靠性高，无腐蚀与堵塞现象；脱硫剂成本高且难再生，增加了运行成本。目前该技术应用由于脱硫剂的来源、运行成本高等问题，使其在国内燃煤电厂的应用为数不多。

双碱法脱硫可去除烟气中的硫氧化物、HCL、HF、颗粒物和重金属（如汞）。脱硫效率在90%以上。

双碱法脱硫会产生脱硫废水，脱硫副产物脱硫石膏质量差，不利于综合利用。另外，脱硫器的运行还会增加能量消耗。

目前我国火电厂电站锅炉 SO_2 初始浓度由于燃烧煤种含硫量及炉型的不同差异很大，电厂燃用的煤种的含硫量多数在2.0%以下，锅炉 SO_2 初始浓度在 1000 mg/m^3 - 3000 mg/m^3 ，经脱硫效率90%以上脱硫后， SO_2 排放浓度在 100 - 300 mg/m^3 。

5.2.2.2 干法（半干法）脱硫技术

干法（半干法）烟气脱硫技术是采用湿态吸收剂，在吸收装置中吸收剂被烟

脱硫产生的固体废物一般可综合利用或堆存处置，若处置不当也会对外环境造成污染。另外，脱硫系统的运行还会增加能量消耗，其能量消耗占发电量的0.8%~1.2%。

烟气循环流化床法的脱硫效率较高，脱硫效率可达85%以上，为确保净化效率，石灰与循环床料的充分混合和反应非常重要。烟气循环流化床法脱硫系统阻力较大，一般在2000~3000Pa之间。烟气循环流化床法脱硫系统的烟气入口温度一般在110~130℃左右，烟气出口温度一般在70~80℃；Ca/S摩尔比在1.2~1.3之间。目前燃煤电站锅炉SO₂初始浓度由于燃烧煤种含硫量及炉型的不同而差异很大，当电厂燃用煤种的含硫量在1.5%以下时，锅炉SO₂初始浓度在1500mg/m³~3500mg/m³，脱硫效率为90%时，SO₂排放浓度在350mg/m³以下。根据对国内烟气循环流化床脱硫机组运行情况的现场调研，运行数据汇总于表5-8。

表 5-8 烟气循环流化床脱硫技术运行数据汇总

机组容量 (MW)	燃料灰分 (%)	煤质	炉型+除尘技术	排放浓度 (mg/m ³)	净化效率 (%)
100-300	0.33-1.50	烟煤	煤粉炉+烟气循环流化床脱硫	48-291	85.0-97.2
300-600	1.4	烟煤	煤粉炉+烟气循环流化床脱硫	<400	90

烟气循环流化床法脱硫技术的一次投资较高，但低于湿法脱硫系统的投资。2003年电厂脱硫由于技术全部依靠引进，一次投资较高，大约在300~600元/kW左右。以后随着技术引进程度的降低，国产化程度的提高，一次投资显著下降，目前一次投资已降至100~200元/kW左右。根据国内运行电厂的运行数据统计显示，脱硫在电价中的成本为0.02元/kWh左右。

为保证脱硫效率，生石灰粉细度宜在2mm以下，加适量水后4min内温度可升高到60℃，纯度CaO的含量≥80%。脱硫装置的脱硫效率应不小于95%，装置的可用率应保证在95%以上。脱硫灰处理系统的设计应为脱硫灰的综合利用创造条件，脱硫灰处理系统应采用干式输送方式。脱硫装置应设置烟气排放连续监测系统。

烟气循环流化床脱硫技术已应用于国内多家电厂，使用最大容量为600MW。应用电厂包括山西榆社电厂、河北马头电厂、河北滦河电厂、山东华泰电厂、广州恒运电厂、徐州华润电力有限公司等。

为保证脱硫效率，生石灰粉细度宜在 2mm 以下，加适量水后 4min 内温度可升高到 60℃，纯度 CaO 的含量 \geq 80%。脱硫装置的脱硫效率应不小于 85%，装置的可用率应保证在 95%以上。脱硫灰处理系统的设计应为脱硫灰的综合利用创造条件，脱硫灰处理系统应采用干式输送方式。脱硫装置应设置烟气排放连续监测系统。

（二）增湿灰循环烟气脱硫技术

增湿灰循环烟气脱硫技术又称 NID 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，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，克服了喷雾过程中的粘壁问题。脱硫效率与脱硫灰循环倍率、Ca/S 比、操作温度有关。其工艺流程示意图如图 5-6 所示。

NID 技术适用于煤种含硫量在 1.5% 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 300MW 及以下的小容量机组脱硫；适用于脱硫剂资源丰富或来源可靠的地区；新建和改造电厂均适用。

NID 技术脱硫效率较高；流程简单，占地少；系统阻力低；一次投资较湿法脱硫技术少；无脱硫废水产生；脱硫副产物可综合利用。

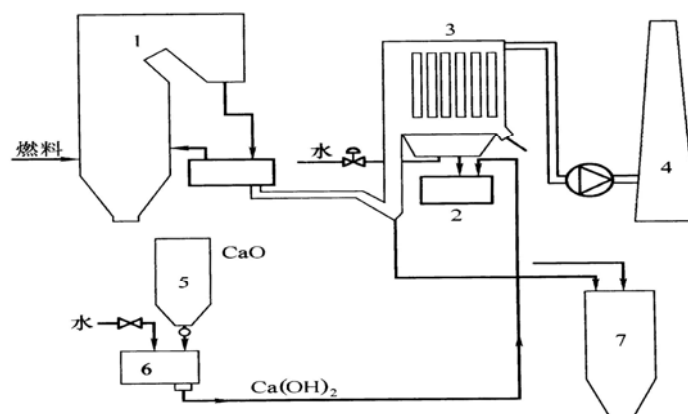


图 5-6 典型 NID 脱硫工艺流程示意图

- 1-锅炉 2-增湿器 3-袋式除尘器 4-烟囱 5-氧化钙储仓
6-消化器 7-脱硫副产品储仓

NID 技术可去除烟气中的硫氧化物、HCL、HF、颗粒物和重金属（如汞）。脱硫效率在 90%左右。

脱硫产生的固体废物一般可综合利用或堆存处置，若处置不当也会对外环境造成污染。另外，脱硫器的运行还会增加能量消耗。

NID脱硫效率一般在90%左右，为确保净化效率脱硫灰循环倍率，Ca/S比非常重要。脱硫系统阻力较大，一般在2000-3000Pa之间。反应器出口温度一般在65-80℃，Ca/S摩尔比<1.4。目前我国火电厂电站锅炉SO₂初始浓度由于燃烧煤种含硫量及炉型的不同而差异很大，电厂燃用的煤种的含硫量多数在1.5%以下，锅炉SO₂初始浓度在1500mg/m³-3500mg/m³，当脱硫效率为90%时，SO₂排放浓度在150-350mg/m³。出口烟尘排放浓度一般在200mg/m³以下。

NID 技术已应用于国内多家电厂应用，使用最大容量为 300MW。应用电厂包括包头第二热电厂 1×200MW 机组、淄博齐鲁石化 1×125MW 机组等。

(三) 炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫技术

炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫技术是一种改进的炉内喷钙工艺，除了保留炉内喷射石灰石粉脱硫系统外，还在炉后烟道上增设了一个独立的活化反应器，将炉内未反应完的 CaO 通过雾化水进行活化后再次脱除烟气中的 SO₂，以提高脱硫率和吸收剂利用率。脱硫效率与喷射石灰石粉的位置和粒度、活化器内反应温度、钙硫比、干灰和灰浆再循环等工艺参数有关。典型工艺流程如图 5-7 所示。

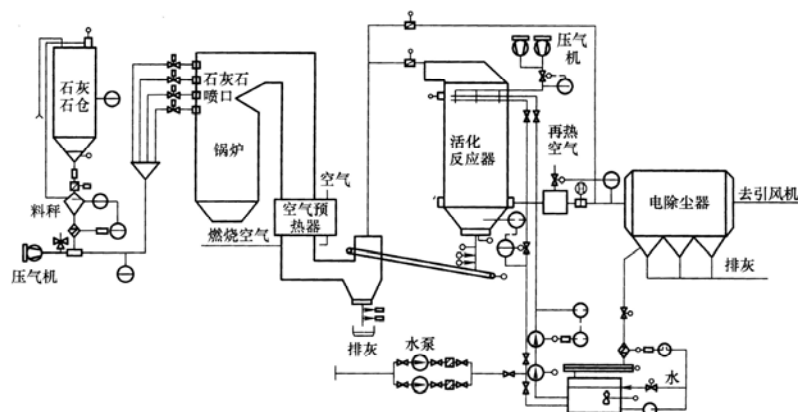


图 5-7 LIFAC 典型工艺流程图

炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫技术适用于煤种含硫量在1.5%以下的中低硫煤脱硫；从技术经济角度考虑，适用于机组容量范围为300MW及以下的小容量机组；适用于脱硫剂资源丰富或来源可靠的地区；流程简单，占地少；对新建和改造电厂均适用。

炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫技术脱硫效率一般在85%左右。流程简单，占地少，系统阻力低。一次投资和运行费用较湿法脱硫技术少。无脱硫废水产生。脱硫副产物可综合利用。

炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫技术可去除烟气中的硫氧化物、HCL、HF、

颗粒物和重金属（如汞）。

脱硫产生的固体废物一般可综合利用或堆存处置，若处置不当也会对外环境造成污染。另外，脱硫器的运行还会增加能量消耗。

炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫效率一般在85%左右，为确保净化效率，反应条件非常重要。脱硫系统阻力一般在1000-2000Pa之间。脱硫系统的烟气温度一般在55-70℃。Ca/S摩尔比在1.5-2.5之间。

目前我国火电厂电站锅炉 SO₂初始浓度由于燃烧煤种含硫量及炉型的不同而差异很大，电厂燃用的煤种的含硫量多数在 1.5%以下，锅炉 SO₂ 初始浓度在 1500mg/m³ -3500mg/m³，当脱硫效率为 85%时，SO₂排放浓度 300-500mg/m³。

炉内喷钙尾部烟气增湿活化技术已应用于国内部分电厂应用，使用最大容量为 300MW。应用电厂包括南京下关电厂、绍兴钱清电厂。

5.2.2.3 脱硫技术的性能

湿法脱硫技术的性能见表 5-9。

干法（半干法）脱硫技术的性能见表 5-10。

表 5-9 湿法脱硫技术的性能——石灰石/石灰-石膏法

技术名称	脱硫效率	性能参数		备注
		参数	数值	
石灰石/石灰-石膏法	90%~99%	运行温度	50℃左右	<ul style="list-style-type: none"> ● 技术成熟，特别适用于燃用高、中硫煤锅炉，当地有石灰石矿的情； ● 石灰浆制备要求较高，流程也复杂； ● 为确保良好的脱硫效率，石灰石的选择（碳酸钙含量高，A1、F 和 C1 含量低）非常重要； ● 需要考虑石灰石输送到电厂的距离及石灰石的活性问题； ● 烟气再热带来的能量损失很大； ● 有些电厂采用带冷却塔或湿烟囱排放的湿法烟气脱硫系统，净化后的烟气从冷却塔或湿烟囱排放；消除了费用高昂的再热需要，节省了能源，并显著降低了排放物的地面浓度； ● 废水的产生是湿法石灰石脱硫技术的一个劣势； ● 耗水量高； ● 能耗高； ● 腐蚀出口烟囱； ● 副产物脱硫渣为CaSO₄及少量烟尘，可以综合利用或送堆渣场堆放
		吸收剂	石灰石/石灰	
		能量消耗占发电量的百分比	0.8%-1.2%	
		阻力	2000-4000Pa	
		Ca/S 摩尔比率	1.02-1.03	
		可靠性	93-99%（运行时间）	
		残渣/副产品	石膏	
		石膏纯度	90%	
		橡胶衬里寿命	>10 年	
		SO ₃ 去除率	≤30%左右	
		HCL 去除率	>95%	
		HF 去除率	吸收器中为>95%	
		FGD 占电厂总投资的比例（%）	13-19	

续表 5-9 湿法脱硫技术的性能—海水脱硫法

技术名称	脱硫效率	其他性能参数		备注
		参数	数值	
海水脱硫	90-97%	运行温度（举例）	110-130℃（烟气入口温度） 28-43℃（海水出口温度）	<ul style="list-style-type: none"> ● 仅适用于燃煤含硫量低于1.0%的低硫煤电厂，不适用于高硫煤电厂； ● 应沿海，有海水可用； ● 预将海水脱硫工艺运用于火电厂，应仔细考察当地条件（如海水状况、潮汐、临近洗涤器出水口的海生/水生环境等），以避免对环境及生态产生负面的影响。电厂附近的pH水平降低及剩余金属（重金属，有时称痕量元素）和飞灰输入可能会带来影响。该工艺特别适用于位于入海口的电厂； ● 海水脱硫的适用性很高，因为该流程很简单，且不需要泥浆处理； ● 运营成本与湿法烟气脱硫系统相比较低； ● 烟气首先需要除尘； ● 最大应用到600MW
		吸收剂	海水/空气	
		可靠性	98% - 99%	
		残渣/副产品	无	
		能量消耗占发电量的百分比	1.0%-1.8%	
		HCl 去除率	>95%	
		HF 去除率	吸收器中为>95%	
		耗水量（举例）	1台600MW机组 19500 m ³ /h（因海水中的重碳酸盐浓度而异）	
		废水	无（除海水中溶解的硫酸盐离子外）	
阻力	900- 2200Pa			

表 5-10 干法（半干法）烟气脱硫技术的性能——烟气循环流化床法

技术名称	脱硫效率	其他性能参数		备注
		参数	数值	
烟气循环流化床法	85%~95%	运行温度	110-130℃（烟气入口，举例） 70-80℃（烟气出口，举例）	<ul style="list-style-type: none"> ● 适用于煤种含硫量<1.5%的中低硫煤脱硫； ● 多为中型机组，最大应用规模为300MW； ● 使用塔磨机熟化可提高熟石灰的活性； ● 烟气循环流化床法脱硫技术的电耗较湿法脱硫除尘器低； ● 随着硫含量超过3%，去除效率有所下降； ● 产生CaSO₃+ CaSO₄残渣
		吸收剂	石灰、氧化钙	
		Ca/S 摩尔比率	1.2-1.3	
		可靠性	95%-99%	
		残渣/副产品	飞灰、未反应的添加剂和CaSO ₃ 的混合物	
		能量消耗占发电量的百分比	0.8%-1.2%	
		废水	无	
		阻力	2000-3000Pa	

续表 5-10 干法（半干法）烟气脱硫技术的性能——增湿灰循环脱硫、炉内喷钙尾部烟气增湿活化法

技术名称	脱硫效率	其他性能参数		备注
		参数	数值	
NID 增湿灰循环脱硫法	80%-90%	运行温度	65-80℃	<ul style="list-style-type: none"> ● 多用于300MW以下中小型机组； ● 煤种含硫量在1.5%以下的中低硫煤脱硫； ● 工艺简单，投资及运行费用低； ● 占地面积小，尤其适用于现有电厂改造； ● 无污水排放； ● 影响锅炉及除尘器效率。
		Ca/S	1.4	
		吸收剂	石灰石、熟石灰、电石渣	
		可靠性	95%	
		阻力	2000-3000 Pa	
		残渣	钙盐混合物	
		FGD 占电厂总投资的比例 (%)	5-10	
炉内喷钙尾部烟气增湿活化法	80%-85%	运行温度	55-70℃	<ul style="list-style-type: none"> ● 多用于300MW以下中小型机组； ● 适用于煤种含硫量在1.5%以下的中低硫煤脱硫； ● 工艺简单，投资及运行费用低； ● 占地面积小，尤其适用于现有电厂改造； ● 无污水排放； ● 影响锅炉及除尘器效率。
		Ca/S	1.5-2.5	
		吸收剂	石灰石、熟石灰、白云石	
		可靠性	95%	
		阻力	1000-2000 Pa	
		残渣	钙盐混合物	
		FGD 占电厂总投资的比例 (%)	5-10	

5.2.3 脱氮技术

(1) 技术说明

燃烧过程中NO_x的控制是根据燃烧过程中NO_x的生成机理,通过改进燃烧技术来降低燃烧过程中NO_x的生成与排放,主要途径有:一是降低燃料周围的氧浓度,包括减小炉内过剩空气系数,以降低炉内空气总量;减小一次风量及挥发分燃烬前燃料与二次风的掺混,以降低着火区段的氧浓度等。二是在氧浓度较低条件下,维持足够的停留时间,抑制燃料中的氮生成NO_x,同时已生成的NO_x被还原分解。三是在空气过剩的条件下,降低燃烧温度,以减少热力型NO_x的生成。根据以上用途,产生很多低NO_x燃烧技术,如图5-8所示。

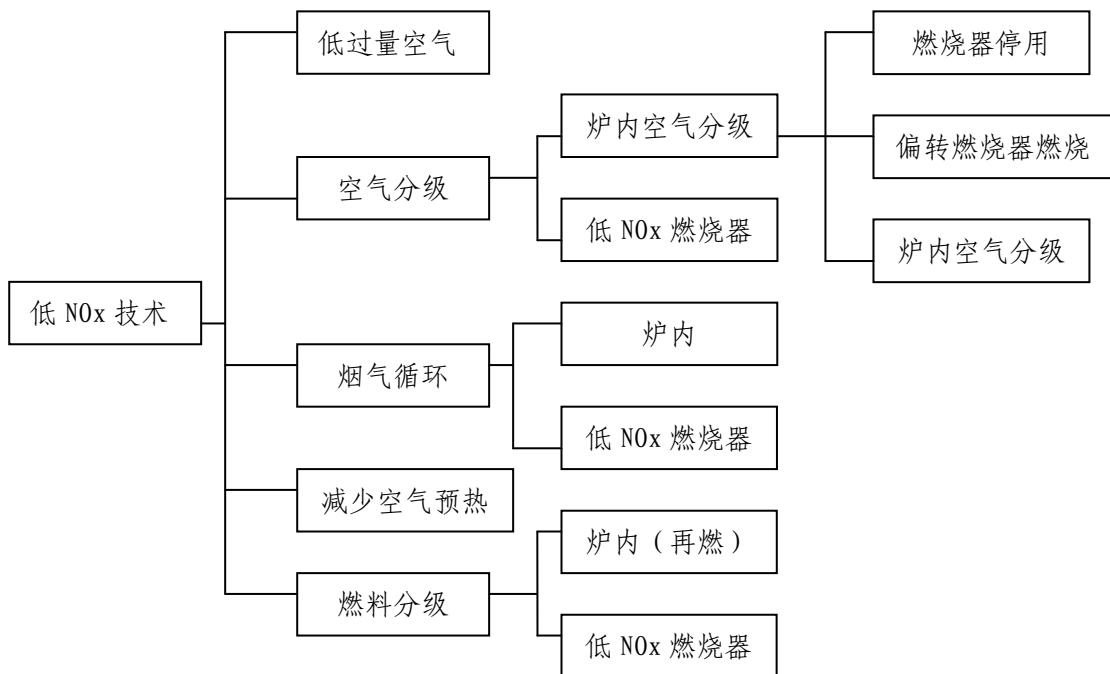


图 5-8 低 NO_x 燃烧技术比较

控制火电厂NO_x排放的低NO_x燃烧技术大概可分三类,即低氮燃烧器、空气分级燃烧技术、燃料分级燃烧技术。在对NO_x排放控制较为严格的地区,通常先采用低NO_x燃烧技术,后再进行烟气脱硝,以降低投资和运行费用。

(A) 低氮燃烧器

低氮燃烧器简称LNBs,是通过特殊设计的燃烧器结构,改变通过燃烧器的风煤比例,使燃烧器内部或出口射流的空气分级,以控制燃烧器中燃料与空气的混合过程,尽可能降低着火区的温度和降低着火区的氧浓度,在保证煤粉着火和燃

烧的同时能有效抑制NO_x生成。在富燃料燃烧条件下，选择合适的停留时间和温度可使“N”最大限度地转化成“N₂”。低氮燃烧器主要有旋流式和直流式两类。

(B) 空气分级燃烧技术

空气分级燃烧技术是应用较广泛的低NO_x燃烧技术，其基本原理是将燃料的燃烧过程分阶段完成的。将燃烧用风分为一、二次风，减少煤粉燃烧区域的空气量(一次风)，使得在燃烧器出口附近的着火区形成一个贫氧富燃料区域，并推迟二次风的混入过程，使得燃料先在缺氧的富燃料条件下燃烧，燃烧生成的CO与NO进行反应，生成CO₂与N₂，以及燃料N分解成中间(如NH、CN、HCN和NH₃等)相互作用或与NO还原分解，抑制了燃料NO_x的生成。由于二次风延迟与燃料的混合，燃烧速度降低，火焰温度也降低，故抑制了热力NO_x的生成。燃烧所需的其余空气则通过燃烧器上面的燃烬风喷口送入炉膛与第一级所产生的烟气混合，完成整个燃烧过程。空气分级燃烧主要有轴向分级燃烧、径向分级燃烧等。

(C) 燃料分级燃烧技术

燃料分级燃烧技术又称为再燃烧技术或三级燃烧技术，其特点是将燃烧分成三个区域，如图5-9所示。一次燃烧区(即主燃烧区)是氧化性或弱还原性气氛；在第二燃烧区，将二次燃料送入炉内，使其呈还原性气氛($\alpha < 1$)，在高温和还原气氛下，生成碳氢原子团，该原子团与一次燃烧区生成的NO_x反应，主要生成N₂，这个区域通常称为还原区或再燃烧区，二次燃料通常称为再燃燃料；在还原区的上方，送入二次风使再燃燃料完全燃烧，该区域称为燃烬区，这部分二次风也称为燃烬风。燃烬过程中虽然会重新生成少量的NO，但总的来看，使用再燃烧技术后，煤粉炉最终NO_x排放量会大大降低。

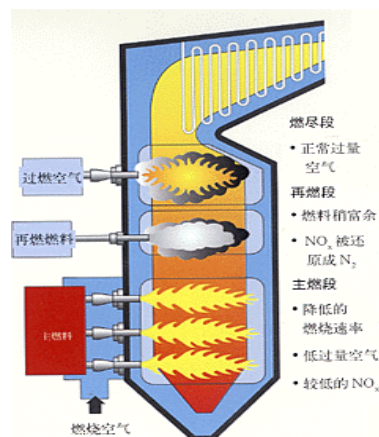


图5-9 燃料分级燃烧技术原理图

再燃技术可保证燃料燃烧初期的良好燃烧条件，可解决其他低NO_x燃烧技术在燃用低挥发分煤种效果较差的问题，其降低NO_x的效果比空气分级燃烧技术显著，一般可达50%~70%。虽然再燃系统较为复杂，但对于难燃煤NO_x的控制具有优越性。

(2) 技术适用性及技术特性

我国地域广阔，各处燃煤发电厂的情况和条件千差万别。因此用于电站锅炉的低NO_x控制技术不可能为一种技术所涵盖。具体某一电厂的NO_x控制技术选择必须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。

低NO_x控制主流技术：(A)切圆燃烧锅炉采用的低NO_x燃烧技术包括低NO_x直流燃烧器、二次风射流大偏斜、紧凑型燃尽风CCOFA以及分离型燃尽风SOFA。

(B)墙式燃烧锅炉大多采用双调风燃烧器与分离的OFA装置。(C)W型火焰锅炉适用于燃烧低挥发分的难燃无烟煤，主要从美国引进。

各种NO_x控制技术仅需对锅炉内部进行改造，因此对新建和改造电厂均适用，低NO_x控制技术可以是单项技术也可是多种技术的组合，其脱氮效率在10%~40%左右。不同技术的适用性见表5-11。

(3) 运行技术数据

切圆锅炉燃用烟煤时NO_x排放浓度为250mg/Nm³~450mg/Nm³；燃用贫煤时NO_x排放浓度为450mg/Nm³~650mg/Nm³。燃用无烟煤时NO_x排放浓度为1100mg/Nm³。燃用褐煤时NO_x排放浓度为450mg/Nm³。墙式锅炉中，燃用烟煤时NO_x排放浓度为300mg/Nm³~450mg/Nm³。燃用贫煤时NO_x排放浓度为450mg/Nm³~500mg/Nm³。W型火焰锅炉全部燃用无烟煤，NO_x排放浓度为1100mg/Nm³。

表5-11 低NO_x燃烧技术性能汇总表

技术名称		总的NO _x 脱除率	基本适用性	适用限制	备注
低过量空气		10%~44%	所有燃料	不完全燃尽	<ul style="list-style-type: none"> ●NO_x脱除率严重依赖未控制电厂的排放水平; ●为了实现低过量空气燃烧,可能需要对炉膛、磨煤机和空气预热器进行密封
炉内空气分级	偏转燃烧器燃烧 (BBS)	10%~70%	所有燃料仅用于改造	不完全燃烧 (CO及未燃烧碳水平相应的就高)	/
	二次风 (OFA)		所有燃料	对“BOOS”、“BBS”及“OFA有效”	<ul style="list-style-type: none"> ●改造现有锅炉上的二次空气需要进行水冷壁管改造,为二次风提供通气口; ●对于采用OFA的墙式燃烧锅炉, NO_x可能降低10%~40%。
烟气循环		燃煤锅炉: <20%	所有燃料	火焰不稳定	<ul style="list-style-type: none"> ●改造进行烟气循环的现有锅炉会遇到某些改装方面的困难,主要是由于锅炉和燃烧器的效率损失,循环很少量的烟气时除外; ●这种NO_x降低措施可以与空气分级结合起来用于改造; ●烟气循环会由于循环风带来而外的能耗
减少空气预热		20%~30%	不用于液态排渣燃煤锅炉		<ul style="list-style-type: none"> ●可实现的排放降低量主要取决于初始空气预热温度及实施该措施后达到的温度。

燃料分级（再燃）		50%~60% 主燃区形成的NO _x 可降低70%~80%	所有燃料		<ul style="list-style-type: none"> ●再燃具有一些优势，比如与其他降低NO_x排放的初级措施兼容，技术安装简单，利用标准煤燃料作为降低排放的燃烧物，另外增加的能耗很少。煤再燃所增加的能耗高于以天然气作为再燃燃料的能耗； ●主燃区下游的燃烧也会产生氮氧化物； ●使用天然气作为再燃燃料时，颗粒物、SO₂和CO₂也与所替代的煤的数量成正比减少
低NO _x 燃烧器	空气分级 LNB	25%~35%	所有燃料	火焰不稳定 不完全燃烧	<ul style="list-style-type: none"> ●低NO_x燃烧器可以与二次风以及烟气循环再燃等其他技术措施结合； ●采用二次风的低NO_x燃烧器可实现35%~70%的脱除率； ●第一代低NO_x燃烧器的一个缺点是火焰分离的空间要求；低NO_x火焰直径大约比普通火焰大30%~50%
	烟气循环 LNB	可达20%	所有燃料	不完全燃烧	
	燃料分级 LNB	50%~60%	所有燃料	火焰不稳定 不完全燃烧	
<p>说明：</p> <ul style="list-style-type: none"> ●低NO_x燃烧技术措施结合使用时，总脱除率通常不会等于各个降低率相加或相乘。综合脱除率取决于多种与场所相关的因素，需要对各个电厂逐一验证； ●并非所有低NO_x燃烧技术措施都可以用于所有的现有锅炉，其运用取决于燃烧配置和燃料； ●目前我国新电厂已基本上采用了低NO_x燃烧技术措施 					

5.2.4 脱硝技术

燃煤电厂烟气脱硝技术主要包括选择性催化还原法（SCR）和选择性非催化还原法（SNCR）两种。

5.2.4.1 选择性催化还原法（SCR）

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）“有选择性”地与烟气中的 NO_x 反应并生成无毒无污染的 N_2 和 H_2O 。选择性催化还原系统中，一般由氨的储存系统、氨和空气的混和系统、氨喷入系统、反应器系统及监测控制系统等组成，燃煤电厂 SCR 反应器大多安装在锅炉省煤器与空预器之间，因为此区间的烟温刚好适合 SCR 脱硝还原反应，氨则喷射于省煤器与 SCR 反应器之间烟道内的适当位置，使其与烟气混合后在反应器内与 NO_x 反应。典型工艺布置和反应原理如图 5-10 所示。

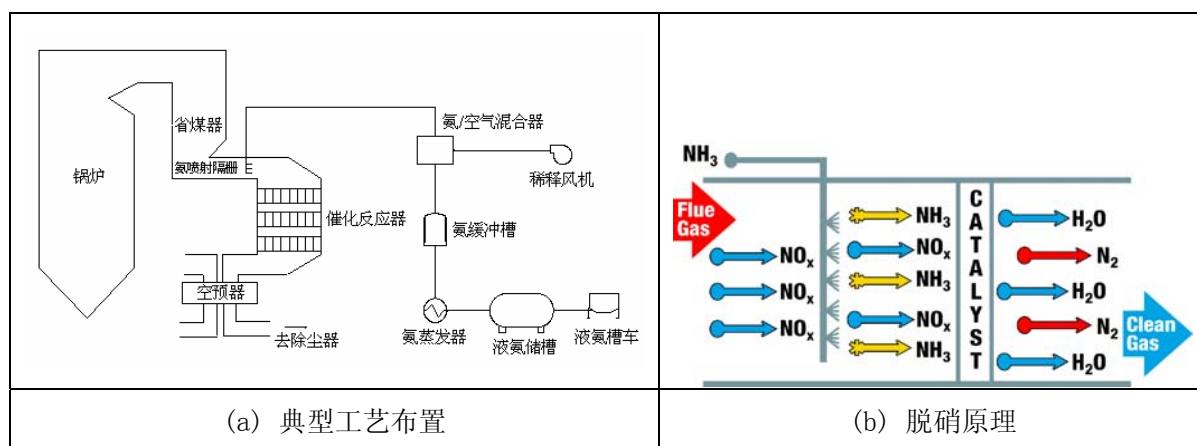


图 5-10 SCR 烟气脱硝原理

SCR 脱硝技术适应性强，特别适合我国火电供煤煤质多变、机组负荷变动频繁的特点；适用于新建和老机组改造；对空气质量要求较敏感的区域比较适用。

SCR 脱硝技术脱硝效率高，最高可达 90%， NO_x 排放浓度可降至 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 左右；技术较成熟，应用广泛，在我国已建成或拟建的烟气脱硝工程中多采用 SCR 法；一次投资费用高，运行成本高，运行成本主要表现在催化剂的更换费用高，还原剂（液氨、氨水、尿素等）消耗费用高；要确保还原剂氨在储运过程的安全问题，严格控制脱硝系统运行时氨的逃逸量。

在 SCR 法中脱硝催化剂的投资约占整个 SCR 投资的 30%~40%。目前火电机组脱硝装置一般都采用高温催化剂，反应温度一般为 $300\sim 400^\circ\text{C}$ ，该催化剂以 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。催化剂具有较

高的选择性，一般两年需要再生处理一次。再生处理主要是把重金属从催化剂中重新溶出，回复催化剂活性，再生处理会产生少量废水，催化剂寿命到期后会产生固废影响。

在 SCR 系统中要利用还原剂（液氨、尿素或氨水）与 NO_x 反应，来达到脱硝的目的。液氨是一种可压缩性液化有毒气体，当储存量超过 100 吨时，则属于重大危险源。尿素是由液氨制造的农用肥料，其结晶体呈白色或浅黄色，吸湿性较强，易溶于水。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，尿素制氨方法主要有水解法和热解法两种。尿素热解法目前国内已在华能北京热电厂 200MW 和江苏利港电厂 600MW 等少数机组上应用。还原剂在工艺中会产生 NH₃ 逃逸和泄漏，一般 SCR 法氨的逃逸量控制在 3-5ppm，否则会对下游的空气预热器的安全运行和环境空气带来不利影响。还原剂比较见表 5-12。

表 5-12 脱硝还原剂比选

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。	新建电厂，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。溢出的氨水，对人体影响同液氨。氨水相比液氨更容易发生与人直接接触。	一般不推荐使用
尿素	没有溢出危险。设备占地面积小；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，或人口密度高，或特别强调安全的情况下，推荐使用。尤其适用于老电厂的改扩建。

另外，脱硝装置的运行会增加能量消耗，其能量消耗占发电量的 0.5% 左右。

选择性催化还原法脱硝技术的脱硝效率一般在 60%—90% 之间，为确保净化效率，反应温度条件非常重要。选择性催化还原法脱硝技术的阻力较大，一般在 400-1000Pa 之间。选择性催化还原法脱硝技术高尘布置的烟气入口温度一般在 300-400℃，末端布置的烟气入口温度一般在 170-300℃。NH₃/NO_x 比在 0.8-1.2 之间，NH₃ 泄漏在 5ppm 以下。目前我国火电厂电站锅炉采用低氮燃烧装置后燃用烟煤、贫煤和褐煤的 NO₂ 初始浓度在 250 mg/m³ -650 mg/m³，燃用无烟煤的 NO₂ 初始浓

度在 1100 mg/m^3 左右，当脱硝效率为90%时， NO_2 的排放浓度在 $50\text{--}150\text{mg/m}^3$ 。

SCR 的一次投资较高，在 $100\text{--}300 \text{ 元/kW}$ 。根据脱硝效率的不同要求，投资费用存在一定差别。对于 600MW 燃煤机组，当要求脱硝效率为 80% 左右时，需要两层催化剂；而当脱硝率为 50% 以下时，一层催化剂即可满足要求，此时较 80% 脱硝率的情况可以减少 15% 左右的初始投资（催化剂占整个脱硝系统的投资比例按 $30\%\text{--}40\%$ 计，目前国产催化剂价格 3.5 万元/m^3 ）。

随着对 NO_x 脱除效率要求的提高，脱硝系统的运行成本呈上升趋势。对于 300MW 容量燃煤机组，当 NO_x 脱除率由 20% 提高到 80% 时，运行成本约由 2300 元/tNO_x 增至 5800 元/tNO_x ；对于 600MW 机组，当 NO_x 脱除率由 20% 提高到 80% 时，运行成本约由 2200 元/tNO_x 增至 5400 元/tNO_x 。

在 GB 18218-2000《重大危险源辨识》中规定，当生产场所氨量在 40 吨 以上，储存区氨量在 100 吨 以上时属重大危险源。因此 SCR 技术必须加强对氨的逃逸、氨的储运安全方面的管理，应注意液氨储罐液位正常，罐内压力和温度正常，氨区应无漏氨，并设置必要的卫生防护距离。为保证脱硝效率，应确保达到反应窗口温度，保证烟气在催化剂容积内的停留时间，对于固态排渣炉高灰段布置的 SCR 反应器，空间速度选择一般为 $2500\text{--}3500\text{h}^{-1}$ 。要注意达到脱硝效率所需的 NH_3/NO_x 摩尔比数值。防止催化剂的堵塞和腐蚀。脱硝装置应设置烟气排放连续监测系统。

SCR 脱硝技术是我国主流脱硝技术，投运最大容量为 1000MW 。应用电厂包括国华太仓发电有限公司、国电九江发电有限公司、浙江国华浙能发电有限公司、华能北京热电有限责任公司等 30 余家电厂。

5.2.4.2 选择性非催化还原法（SNCR）

选择性非催化还原法（SNCR）技术是一种不用催化剂，在 $850^\circ\text{C}\sim 1100^\circ\text{C}$ 范围内还原 NO_x 的方法，还原剂常用氨或尿素。该方法是把含有 NH_x 基的还原剂喷入炉膛温度为 $850^\circ\text{C}\sim 1100^\circ\text{C}$ 的区域后，迅速热分解成 NH_3 和其他副产物，随后 NH_3 与烟气中的 NO_x 进行 SNCR 反应而生成 N_2 。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。其工艺流程示意图见图5-11所示。

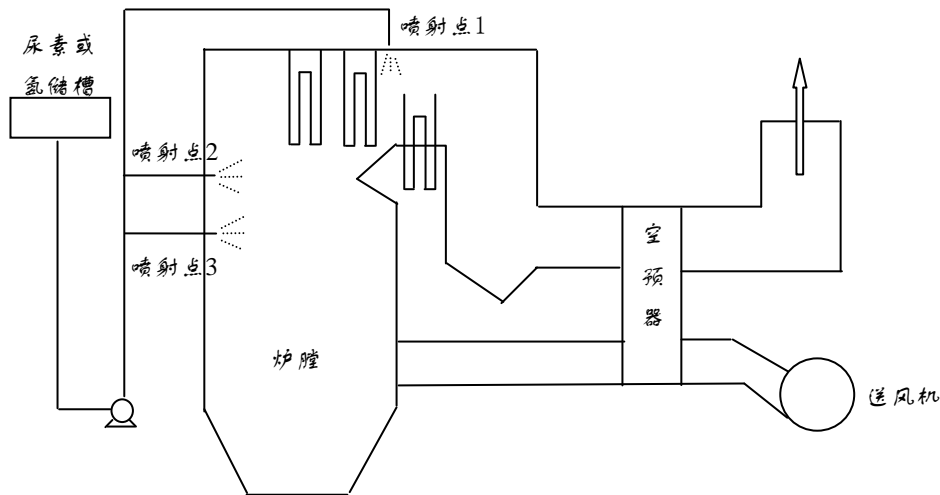


图 5-11 SNCR 工艺流程示意图

SNCR脱硝技术对温度窗口要求十分严格，对机组变化适应性差，不适用于我国火电供煤煤质多变、机组负荷变动频繁的特点；系统简单，只需在现有的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，更适用于老机组的改造；不需要催化剂，运行成本相对较低；对空气质量要求一般的区域比较适用。

SNCR脱硝技术脱硝效率较SCR法低，一般在30%~50%；系统简单；一次投资和运行费用低；系统阻力小；占地面积小。

在 SCR 和 SNCR 系统中都要利用还原剂（液氨、尿素和氨水）与 NO_x 反应来达到脱硝的目的。还原剂在工艺中会产生 NH_3 逃逸和泄露，对空气质量和安全产生不良影响。另外，脱硝装置的运行会增加能量消耗，其能量消耗占发电量的 0.1%~0.3%。

SNCR脱硝技术的脱硝效率一般在30%~50%，影响SNCR还原 NO 的化学反应效率的主要因素是温度窗口对SNCR的还原反应的影响、还原剂停留时间、还原剂类型。选择性催化还原法脱硝技术的阻力不大。选择性非催化还原法脱硝运行温度一般在850~1100℃。 NH_3/NO_x 比在0.8~2.5之间。运行正常状态的氨逃逸率在3~5ppm，若运行状态不佳，则氨逃逸率显著增加， NH_3 泄漏可达5~20ppm。目前我国火电厂电站锅炉采用低氮燃烧装置后燃用烟煤、贫煤和褐煤的 NO_2 初始浓度在250 mg/m^3 ~650 mg/m^3 ，燃用无烟煤的 NO_2 初始浓度在1100 mg/m^3 左右，当脱硝效率为50%时 NO_2 排放浓度在125~550 mg/m^3 。

SNCR 脱硝技术一次投资较 SCR 法低，为 50-100 元/kW。SNCR 法脱硝技术运行费用较 SCR 法要低。

在 GB 18218-2000《重大危险源辨识》中规定：当储存区氨量在 100 吨以上时，属重大危险源。因此 SCR 技术必须加强对氨逃逸、氨的储运安全方面的管理，设置必要的卫生防护距离，严防还原剂氨的泄漏。

SNCR 脱硝技术已应用于国内多家电厂，如北京第一热电厂、江苏利港电厂、江苏徐州阚山发电厂、华能伊敏煤电有限责任公司。

5.3 水污染防治技术

5.3.1 火电厂废水分类

火电厂废水种类很多，水质、水量的特性差异很大，与电厂的生产工艺、水处理工艺及管理水平有很大关系。一般而言，电厂废水中有机污染物较少，除了油之外，废水中的污染成分主要是无机物；另外，间断性排水较多。

按照废水的不同来源，火力发电厂的废水包括循环水排污水、灰渣废水、工业冷却水排水、机组杂排水、煤场及输煤系统产生的含煤废水、油库冲洗水、化学水处理工艺废水、生活污水、脱硫废水、脱硝废水等。

按照废水的流量特点，废水分为经常性废水和非经常性废水。连续排放的废水主要有锅炉连续排污、汽水取样系统排水、部分设备的冷却水、反渗透水处理设备的浓排水、脱硫废水；间断性排水包括锅炉补给水处理系统的工艺废水、凝结水精处理系统的再生排水、锅炉定时排污、化验室排水、冷却塔排污及各种冲洗废水、脱硝废水等。非经常性废水是指在设备检修、维护、保养期间产生的废水，如化学清洗排水、锅炉空气预热器冲洗排水、机组启动时的排水、锅炉烟气侧冲洗排水等。

5.3.2 废水处理原则

废水处理应结合生产工艺、环境保护统一考虑，通过系统和综合的分析找出比较经济、合理的处理方案。其原则是：

(1) 改进和优化生产工艺，尽可能在生产过程中减少废水的排放量和控制废水中污染物的浓度。

在水力冲灰系统中用高浓度输浆方式替代稀浆输送方式，就可大大降低灰场

灰水的排放量；或用干灰输送方式替代水力输灰就可做到无灰水可排；在化学除盐系统中采用离子交换逆流再生、串联再生等方式，可降低酸碱废液的排放量。

(2) 考虑回收利用和循环使用。

在水力输灰系统中考虑灰水或渣水的再循环系统，以便重复利用，做到不排或少排废水。

(3) 清污分流，一水多用。

将冷却塔排污水用作冲灰、冲渣；将主厂房生产排水收集在一起，经适当处理作循环冷却水的补充水等。将清、浊废水分别处理，可以减少废水处理的工作量和设施费用。

(4) 从全局出发，加强水务管理。

对火电厂的水源、用水和排水作全面规划管理，选择最优的全厂用水分配，是最经济、最合理的废水处理工艺和最大限度地提高回用水率，以使单位发电量的水耗量、排水量达到最理想的水平。

5.3.3 废水处理工艺

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。集中处理是指将各种来源的废水集中收集，然后进行处理。这种方式的特点是处理工艺和处理后的水质相同。分类处理是指将水质类型相似的废水收集在一起进行处理。不同类型的废水采用不同的工艺处理，处理后的水质可以按照不同的标准控制。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。

5.3.3.1 各类废水分散处理工艺

(1) 锅炉停炉保护和采用化学清洗废水（含有机清洗剂）的处理

水质特点：在停炉保护废水中，联胺的含量较高；用柠檬酸或 EDTA 化学清洗的废液中，其残余清洗剂量很高。

处理工艺：为了降低过高的 COD，处理工艺中在常规的 pH 调整、混凝澄清处理工艺之前，还增加了氧化处理的环节。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。处理工艺流程如下：

高 COD 废水→废水贮存池（压缩空气搅拌）→氧化槽→反应槽→同经常性排水

(2) 空气预热器、省煤器和锅炉烟气侧等设备冲洗排水的处理（锅炉非经常性排水）

水质特点：空气预热器、省煤器、锅炉炉管（烟气侧）、烟囱和送引风机等设备的冲洗排水也是重要的非经常性排水，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。

处理工艺：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。处理工艺流程如下：

高铁和高悬浮物废水→废水储存池（压缩空气搅拌）→加入石灰，将 pH 值提高至 10 左右→沉淀分离→同经常性排水

(3) 酸碱废水处理

处理工艺：酸碱废水多采用中和处理，中和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。常用的中和处理工艺为：

再生 压缩空气
废水 → 搅拌混匀 → 测定 pH 值 → $\begin{cases} \text{若 pH} > 9: \text{ 加酸、继续搅拌，直至合格后排放或回用;} \\ \text{若 pH} < 6: \text{ 加碱、继续搅拌，直至合格后排放或回用;} \\ \text{若 pH} = 6 \sim 9: \text{ 直接排放或回用。} \end{cases}$

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，尽量使阳床的排出的废酸与阴床排出的废碱相匹配，使其能够相互中和，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，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，大都可以直接利用或排放。

(4) 煤泥废水处理

水质特点：煤泥废水因水质特殊，一般情况下处理后循环使用。为了达到循环使用的目的，要除去废水中的悬浮物（主要是煤粉）和油。

处理工艺：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。煤场的废水收集一般通过沟道汇集至煤场附近的沉煤池；输煤栈桥的废水一般根据地形设置数个废水收集井，由液下泵送至沉煤池或煤泥废水处理系统。煤泥废水的处理系统一般为：

煤场沉煤池
输煤栈桥集水井 → 废水池 → 澄清器 → 过滤器 → 清水贮水池 → 回用于煤系统

其他集水井主要是汇集废水和预沉淀，先将废水中携带的大尺寸的煤粒沉淀下来，然后再将上面的清液送至煤泥废水池，经过混凝、澄清和过滤处理后回用。

作为一种较新的技术，微滤处理工艺已经开始应用于电厂煤泥废水的处理。该工艺的优点是出水水质好，尤其是出水浊度很低，可以小于 1NTU；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）冲灰废水处理

水质特点：pH 和含盐量都比较高。通过灰浆浓缩池进行闭路循环的灰水，其悬浮物也比较高；灰场的水因为经过长时间沉淀，悬浮物一般很低。

处理工艺：

从排放的角度考虑，主要解决 pH 和悬浮物超标的问题。其中，悬浮物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”（漂浮在灰水表面的一种多孔、轻质的球状物），悬浮物大多可以满足排放标准要求。pH 值则需要通过加酸（考虑经济性，一般加硫酸），才能使其降至 6—9 的范围内。一般在灰场排放点设有加酸装置和 pH 计。加酸装置比较简单，主要由硫酸贮槽和加酸量控制装置组成，其流程为：

硫酸贮槽 → 硫酸计量箱 → 计量泵 → 灰场排水沟（管）

从回用的角度来考虑，因为水质特殊、成分复杂，冲灰废水一般采用循环使用的方案，而不用于其他的途径。循环使用的处理工艺分为两种：①厂内闭路循环处理，其流程为：灰水 → 灰浆浓缩池 → 浓浆送往灰场；清水进入回收水池，循环使用。②灰场返回水，其流程为：灰水 → 灰场 → 澄清水进入回收水池（一般需要加阻垢剂处理） → 回收水泵 → 厂内回收水池或冲灰水前池；循环使用。

（6）含油废水处理

水质特点：火电厂产生含油废水主要有油罐脱水、冲洗含油废水、含油雨水等。其中，油罐脱水是由于重油中含有一定量的水分，在油罐内发生自然重力分离，从油罐底部定时排出的含油污水。冲洗含油废水来自对卸油栈台、点火油泵房等的冲洗水。含油雨水主要包括油罐防火堤内含油雨水、卸油栈台的雨水等。

含油废水的处理工艺通常有以下几种处理工艺：

- (A) 含油废水→隔油池→油水分离器或活性炭过滤器→回用或排放。
- (B) 含油废水→隔油池→气浮分离→机械过滤→回用或排放。
- (C) 含油废水→隔油池→气浮分离→生物转盘或活性炭吸附→回用或排放。

除了上述方法之外，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，在电厂用的比较少。

(7) 脱硫废水

水质特点：脱硫废水水质特点是悬浮物浓度高、pH 值呈酸性。

处理工艺：废水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、浓缩等步序处理，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。脱硫废水处理系统流程如下：



(8) 生活污水处理

处理工艺：生活污水的可生化性好，大部分火电厂的生活污水处理采用如下工艺流程：

污水→格栅→调节池→初沉池→接触氧化池→加氯杀菌→出水池→排放或回用

5.3.3.2 废水集中处理工艺

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标准可以达标排放，也可以回收利用。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，包括锅炉补给水处理系统再生排水、凝结水精处理系统再生排水、锅炉化学清洗系统排水、锅炉空气预热器冲洗排水、机组启动时的排水、锅炉烟气侧冲洗排水、原水预处理系统的排水和化验室排水。有时还收集初沉淀不合格的煤场、输煤系统的排水。

典型的废水集中处理站设有多个废水收集池，根据水质的差异进行分类收集，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，都是单独收集的。各池之间根据实际用途也可以互相切换。主要的设施包括废水收集

池、曝气风机和废水泵、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。

工程实例:

例 1: 国电电力大同第二发电厂二期扩建工程将城市污水作为整个电厂工业水源，水处理系统包括污水深度处理系统(超滤和反渗透系统)及除盐水补给系统两部分。超滤出水供全厂工业用水，反渗透出水送一期工程的锅炉补给水处理车间进行离子交换除盐处理，二期工程所需的除盐水由一期提供，二期工程只设置大容量的除盐水箱。工程工业用水全部采用处理后的城市污水，不仅节省了大量的新鲜水，而且减少了外排城市污水。按年运行 6800 小时计算，大同第二发电厂二期扩建工程 2×60 万千瓦机组每年可节省新鲜水约 605.2 万立方米，节省费用约 605.2 万元。

例 2: 河北马头电厂总装机容量为 1 000MW，全部为凝汽式发电机组。全厂厂区废水排放总量约为 219 万 t/a，主要包括生活污水，煤场排水、输煤栈桥冲洗水等，水质变化较大。2003 年实施全厂废水处理工程，2004 年 1 月投入运行。马头电厂废水处理工艺见图 3，处理后出水水质 BOD₅ 在 1-12mg/l、COD 在 9-16 mg/l、SS 在 2-5 mg/l、NH₃-N 在 0.36-2.4 mg/l、总磷在 0-0.01 mg/l，满足循环水水质要求，废水处理全部用作循环冷却系统的补充水。

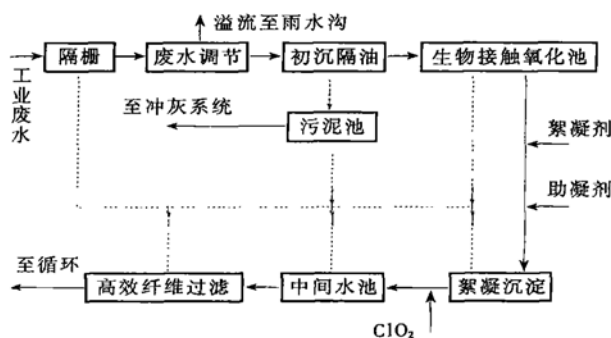


图 1 马头电厂废水处理工艺流程

例 3: 黄岛电厂废水处理回用工程主要收集煤场废水，锅炉、汽机车间地面冲洗水和工业废水及综合楼、办公楼、浴室等厂区生活污水，单身楼、生活小区部分生活污水等构成的混合废水。废水总量约 4000t/d，设计废水处理规模为 4500t/d。废水处理系统于 1999 年 6 月正式投运至今。废水处理系统共包括：初沉池、调节水池、生物接触氧化池、二沉池、气浮池、纤维球过滤器。废水处理系统用电成本按 0.147 元/kW·h，处理 1 吨废水的电耗为 0.018 元；处理 1 吨废水的药耗为如凝剂 0.1 元、次氯酸钠溶液 0.03 元；加上人工与折旧，1 吨废水处理成本不到 0.5 元。

5.4 噪声治理技术

大型发电厂中的噪声问题通常在技术上可以处理；但从实际应用角度来看，专门用于噪声保护的基金限制了技术上的可能性。

目前，在规划设计良好、采用各种降噪措施后，燃煤电厂厂界噪声基本能够达到标准规定的限值要求。对处于声环境敏感地区（如 1 类区）的电厂，噪声治理成本将会大大增加。

5.4.1 单项噪声治理技术

5.4.1.1 设备选型与布置原则

燃煤电厂噪声基本上以点源为主，较易控制。为了更有效地控制和降低电厂噪声对厂区和周围环境的影响，设备选型与布置原则如下：

(1) 源头控制

生产中尽量采用低噪声设备，如低噪声的磨煤机、送风机、引风机、脱硫风机等。在设备选型、采购中明确限定设备的噪声控制限值。对强噪声设备要求供货商加装噪声控制装置，如隔声罩、隔声外壳等。例如，锅炉对空排汽管道、安全阀排汽管道上设置排汽消声器，一般可降噪 15~30dB(A)；电厂锅炉房内的送风机、引风机装设消声器以降低送风机口、引风机口的气流噪声，一般可降噪 20~25dB(A)；汽轮机、励磁机外壳装设隔声罩，并做好防振基础。

(2) 优化布置

强噪声设备宜集中、低位、室内布置，并应对车间厂房内部进行隔声、吸声处理；发出高频噪声的吸风机口、排汽阀排汽口应考虑指向性，朝向对环境影响较小的方向，并配备消声器。例如，适当控制汽机房的开窗面积、减少对外的声辐射面积等。

(3) 设备状况

确保安装、检修质量，减少噪声设备如管道阀门漏汽的外泄噪声。设备运行期应保证设备运行状况良好，防止因设备运行状况不好使得设备运行噪声增大，同时又引发其他的次生噪声。

(4) 保护目标

对噪声敏感的工作场所，应考虑采用吸声材料或设置隔声工作间，以保证运行操作人员的噪声环境质量，如集中控制室、生产办公楼、机炉控制室及主控室，宜设置双层隔声窗、双层门，室内顶棚铺装吸声材料。

(5) 功能分区

增加厂区绿化面积，有条件时设置包含高大常绿乔木的隔声绿化屏障，降低噪声对外辐射。冷却塔邻近厂界时应考虑噪声控制措施，如设置隔声防护墙作为声屏障，或采用进风消声器等。

5.4.1.2 设备隔声/吸声

隔声是用厚实的材料和结构或轻质多层复合结构来隔断噪声传播的途径,使噪声不能继续传播,主要有墙壁、楼板、隔声门、隔声窗和隔声罩等。对设备而言,主要是采用隔声罩。隔声罩是一种把噪声源设备围隔在局部空间,使噪声不外泄的降噪措施,一般可以降噪 20dBA 以上。

采用隔声罩的一般原则是:厂房内强噪声源机器不多,室内噪声级不是太高,设备本身噪声污染较大需要治理。设备采用隔声罩需把握的重点问题是:设备噪声频谱、降噪量、合适的声学材料与结构。采用隔声罩的注意事项有:密封性好,消除缝隙和孔洞;不能与设备的任何部位有刚性连接;与设备地基之间必须采取隔振措施以降低固体声的传递;加罩之后一般要考虑设备的散热、检修、采光等。

声屏障是在给定位置上降低声源直达声的一种方法。在正对噪声传来的途径上,设置大小可与声波长相比拟、隔声性能较好且具有吸声性能的屏障,就能在其后面某一距离范围内形成较低声级的“声影区”。声屏障在局部范围内降低设备噪声方面有其独特作用,如在冷却塔噪声治理中就常常采用隔声屏障技术。

吸声处理是采用吸声材料或吸声结构安置在房间壁面、顶棚,以及在房间内悬挂空间吸声体等办法,将室内声音吸收掉一部分,从而达到降低噪声的目的。吸声材料的选择是保证吸声效果的最主要因素。目前,吸声是广泛采用的噪声控制办法之一,并且常常和隔声等措施一起共同使用。

5.4.1.3 减振

噪声来自于振动,噪声源也是振动源。振动以固体声形式通过基础远传送,最终再向空间辐射噪声。

减振是用阻尼材料涂在振动体表面,使它吸收振动能量,达到减振降噪的目的。隔振是在设备下装置隔振器,使振动不致沿地面传递出去。

振动的隔离就是把振源与基础或者是受体隔离,不让振动传递。隔振与减振措施,主要是再振动源与基础之间,或需要保护的物体与基础之间,安装弹簧钢弹、橡胶隔振器或橡胶、软木隔振垫等弹性构件,甚至采用隔振沟的形式,减弱振动传递。

5.4.1.4 消声器

消声器是一种既允许气流通过又能阻止或减弱声音传播的装置,是降低空气

动力噪声的一项有力措施。消声器的降噪声量大，效率高。在电厂的噪声治理中，消声器是最关键的降噪器件。如短时、偶发的锅炉排汽、安全阀排汽噪声等，可以采用降噪量 25dBA 以上的大孔或小孔消声器。

消声器种类和结构形式很多，按消声原理分，主要有阻性消声器、抗性消声器（若周壁再衬贴吸声材料，就变成阻抗复合性消声器）和放空排气消声器三类。

消声器的主要特点在于：消声性能上，具有较高的消声量和较宽的消声频率范围；空气动力性能上，对气流的阻力小，安装消声器后所增加的压力损失可控制在允许范围之内；结构性能上，体积小，重量轻，结构简单，便于拆卸，坚固耐用。

5.4.2 高噪声系统噪声治理技术

5.4.2.1 燃料制备系统

燃料制备系统中的最高噪声设备是磨煤机，它可分为低速、中速和高速三种。燃煤电厂大多采用钢球磨煤机（低速磨煤机），其主要噪声源是筒体转动而产生的噪声，一般在 100dBA 以上。而电动机、齿轮传动部件等产生的噪声均处于次要地位。设备 1m 处噪声大大超过 90dBA 的噪声容许限值，一般均需要治理。

钢球磨煤机的噪声治理，主要有效措施有以下三种：

（1）筒体外壳阻尼层

在筒体外壁喷涂阻尼材料以起到减振作用。阻尼材料的厚度一般应为外壁厚度的 2~3 倍，可降噪 10dBA 左右。

（2）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，配合对其他部件的降噪措施，可将设备整体噪声降到 95dB 左右；缺点是增加自重、检修不便等。

（3）隔声罩

降低钢球磨煤机噪声的最常用措施是隔声罩，它的结构各有不同，必须注意关键几点：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通风、可拆卸的隔声罩，隔声量一般不低于 20dBA。

5.4.2.2 燃烧系统

在燃烧系统中,最主要的噪声是高速气流喷注过程中压力突变而产生的锅炉排汽噪声, A 声级高达 130dBA 以上, 频谱呈中高频特性。它是电厂中影响面甚大的高空突发噪声, 由于随时随机排放, 一般排气时间几分钟, 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一种特制的、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。目前一般采用消声量 25dBA 以上的小孔(喷注)消声器, 近年电厂应用的节流降压消声器消声量达 30dBA 以上。

5.4.2.3 发电系统

发电系统中的主要噪声源是汽轮机、发电机及励磁机等。这些设备运行时向周围辐射的噪声较强, 可达 90dBA。目前较多电厂的发电机组在设备出厂时就已经同时配置了隔声罩, 一般有 20dBA 左右的降噪效果。关键是发电机房内还有很多其他声源设备, 加之目前大多数新建的主厂房, 宽敞、清洁而高大, 壁面吸声处理的效果较差, 吸、减噪量极低, 一般在 6dBA 以下, 使得整个车间的室内噪声偏高, 这时要特别注意增强主厂房的密闭性和隔声性能, 控制噪声对外辐射。

5.4.2.4 冷却系统

冷却系统中最大的噪声设备是冷却塔。自然通风冷却塔由于没有风机, 而且壳体内填料断面气流速度一般在 1m/s 左右, 因而主要的噪声源就是高频端声压级高于低频端的淋水噪声。冷却塔噪声治理措施, 一般采用以下三种:

(1) 消声垫

用作消声垫的弹性阻尼材料必须具有降噪显著, 渗水性好, 使用寿命长, 不易折损以免造成二次污染等特点。典型消声垫材料具有平均吸声系数高(1k~4kHz 的吸声系数均大于 0.7), 受潮后性能稳定, 强度高, 自重轻, 能防日晒抗老化, 抗冻, 防火阻燃, 渗水率高等特点, 在 500Hz~4kHz 频率范围内的降噪量较大, A 计权降噪量达 8dBA 以上, 可作为一种辅助的降噪器件。

(2) 隔声屏障

冷却塔为一个圆柱形声源, 实践中用隔声屏障来降噪有一定的限制。用隔声屏障来降噪必须遵照下列一些原则: 噪声敏感区距塔体要足够远, 例如 30m 以上; 噪声敏感区的楼高必须足够低, 最好在四层楼以下; 高大的隔声屏障必须尽量靠近塔体, 防止阻挡噪声敏感区的通风和日晒等。

要使隔声屏障取得较满意的隔声效果(例如 10dBA), 屏障高度一般要在 15m

以上。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、抗风诸方面予以严格设计。

(3) 部分进风口安装进风消声器

冷却塔内部气流的流速和流动状况直接影响冷却塔效果，因此对进风口安装消声器的消声量和压力损失有严格要求。冷却塔噪声敏感区大多在塔的一个侧面，故可采用部分进风口安装进风消声器，一般可使塔外噪声级降低 15dBA 左右。

工程实例：

例 1：某城市电厂装机规模为 $2 \times 125\text{MW}$ 占地约 9 公顷，西、南厂界噪声执行《工业企业厂界噪声标准》（GB12348—90）IV 类标准，东、北厂界噪声执行 II 类标准。电厂主厂房与东、南两侧厂界较近，送风机、空压机房与东、北两侧厂界较近，导致厂界东侧及南、北两侧靠近东侧的厂界噪声超标，夜间超标更为明细。环境背景噪声较高，部分厂界噪声超标。

电厂的主要机电设备磨煤机、空压机、送风机等及主厂房中的汽轮发电机组等均为高噪声设备，如磨煤机的噪声级最高达 110dBA；送风机及汽机房次之。电厂噪声治理以夜间厂界噪声达标为目标，在重点治理主要声源时，也兼顾一般声源的治理。具体有：一期为磨煤机、空压机房的噪声治理，二期为送风机、主厂房汽机房的噪声治理，以及其他一般噪声源的治理。

(1) 磨煤机噪声治理

电厂四台磨煤机位噪声级在 97~110dBA 之间，加上电动机、减速机、排粉机等高噪声源运行噪声，对厂界噪声影响很大，是东侧厂界的治理重点。磨煤机噪声治理以隔绝、降低噪声对外辐射为主，采取隔声、吸声等综合治理措施，降低噪声水平。在锅炉房底层东侧、自磨煤机车间起由南向北，在垂直方向上建立封闭的隔声吸声屏障，总面积约 2000m^2 。为提高厂房东侧围护结构隔声量，垂直的隔声吸声墙及檐的单元结构为彩钢夹芯板，总体隔声量大于 20dB。

(2) 空压机房噪声治理

空压机房位于主厂房北侧且紧靠北厂界。空压机运行以机械振动噪声、气流噪声和电动机噪声为主，噪声级为 90dBA。空压机房北侧有 10 扇铝合金百叶窗，无隔声效果，是东、北厂界噪声超标的主要原因。空压机房噪声治理采取通风消声措施。在空压机房窗户位置设置 10 个消声量大于 15dBA 的通风消声器，普通窗改成双层隔声窗，并在普通轴流风机上安装消声器。

(3) 送风机噪声治理

送风机位于电除尘器北侧，无其他声屏障。送风机及藕合器的噪声以机械噪声和气流噪声为主，噪声级 89~95dBA，是东北侧厂界噪声超标的主要原因。送风机及藕合器为室外声源，采取以隔声为主的治理措施，设置 8m 高隔声墙，顶部向内 45 度加檐，来降低和隔绝吸风机噪声。

(4) 主厂房噪声治理

主厂房汽机房平均室内声级为 90dBA。由于厂房采用 0.8mm 厚彩钢板作围墙，单层玻璃铝合金窗，加之不够密封，厂房建筑结构的平均隔声量不到 20dBA。为减少主厂房汽机房噪声，将汽机房东侧及南侧一部分 0m 层及 9m 层的通风采光窗由单层窗改为双层隔声窗、汽机房东墙及南侧部分墙再增加一层隔声墙、汽机房东侧的通风百叶窗改为降噪量为 10dBA 的通风消声百叶窗。治理后东侧墙与窗、南侧部分墙体隔声量提高了约 10dBA，降低了汽机房内汽轮发电机组的噪声。

(5) 其他一般噪声源的治理

电除尘器抽灰补气口安装消声器，实际消声量 7~11dB；设置水平烟道下的隔声墙，实际降噪量达 13dBA，减少了锅炉房噪声对电厂北侧厂界的影响；安装脱硫助推风机消声器；安装了高效除油除水过滤器进出口消声隔声罩；将石灰石风机房的普通单层窗改成双层隔声窗。

电厂经过分期分批噪声综合治理，对各类高噪声源进行隔声、吸声、消声等措施，并在具体实施中增加针对性和技术水平，取得了很好的降噪效果。厂界噪声最高下降 22.3dBA，最低下降 12.3dBA，平均下降近 17dBA，由原来的局部厂界噪声超标到全部达标。

2.5 固体废物综合利用及处置技术

近年来由于燃煤机组的不断增长，电厂规模的不断扩大，致使粉煤灰排放量急剧增加，因此必须做好粉煤灰的利用和处置工作。此外燃煤电厂产生的固体废物还有脱硫副产物、污水处理污泥、失效催化剂等，必须对其采用适当的技术方法处理处置，避免二次污染。

5.5.1 粉煤灰综合利用及处置技术

5.5.1.1 粉煤灰综合利用原则

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、回填地面、建筑工程、提取有益元素、制取化工产品及其他用途。

电厂灰渣治理的指导思想应该是“以用为主”；粉煤灰综合利用的原则是实行“因地制宜、多种用途、各方协作、鼓励用灰”，不断扩大利用面，增加利用率。

粉煤灰综合利用是一项复杂的系统工程，电厂应采取有力措施，严格按照规定做到“三同时”实现干湿分排、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。

5.5.1.2 粉煤灰综合利用技术

(1) 粉煤灰磨细加工

粉煤灰磨细加工是为了改进粉煤灰的细度和均匀性而进行的“益化”和“品位化”处理。其磨细作用不仅仅是简单地增加细度，而且可以改善粉煤灰的性能。

国内普遍采用的磨细工艺流程如图5-12所示。有些工厂为降低能耗，提高磨机效率，在原状粉煤灰进入磨机前，先经分级器进行粗、细分级，使符合细度要求的细灰不再经过磨机，而直接进入成品库。粉煤灰磨细工艺生产的现场控制主要是在球磨机的磨头取样测定原状灰细度和含水率，并在磨尾取样测定磨细粉煤灰的细度，根据调整磨机喂料来控制磨细粉煤灰的细度。

磨细灰目前已成为国内主要的适用于钢筋混凝土的商品性粉煤灰。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。

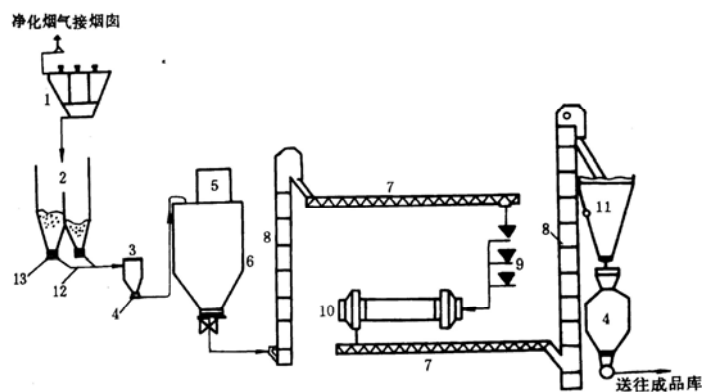


图5-12 粉煤灰磨细工艺流程图

- 1-电除尘器 2-电除尘器沉降室料斗 3-中间仓 4-仓泵 5-袋式除尘器
6-原状粉煤灰库 7-螺旋输送机 8-斗土提升机 9-磨头圆盘或双管喂料
10-管磨机 11-磨细粉煤灰中间仓 12-灰管 13-粉尘（空气）压力输送机

(2) 粉煤灰干法分级

所谓分级就是根据产品粒度范围要求，将符合要求的颗粒分出。干法分级是其中的一种，据统计国内干法分级设备的回收率一般在60%~70%，能耗为3~5kWh/t。

目前多采用离心分级器，它具有结构简单，分级效果较好，分级粒径易控制和调节等优点。按其结构形式可分为静态、动态和特种结构三种类型。

分级工艺流程基本相似，其工艺布置可采用开式和半循环分级系统，如图5-13和图5-14所示。该工艺系统结构紧凑，操作方便，分级效率高，可适应粉煤灰不同粒径细度的要求分级。经分级后，一级粉煤灰售价135元/吨，二级粉煤灰售价115元/吨，粗灰售价30元/吨。

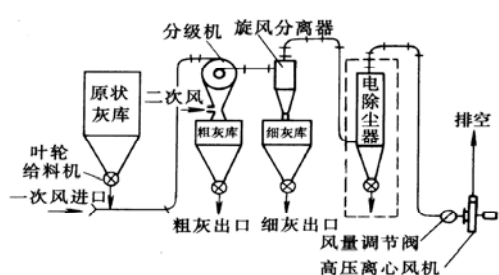


图5-13 开式分级系统工艺流程图

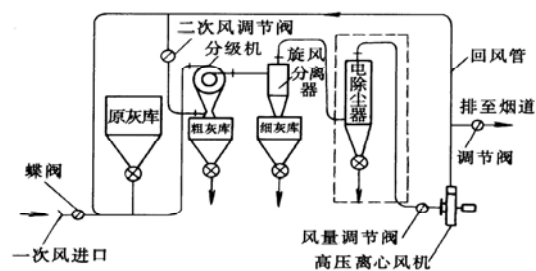


图5-14 半循环分级系统工艺流程图

(3) 富铁玻璃微珠的分选和利用

从粉煤灰中分选富铁微珠是有经济价值的利用途径之一，分选采用的工艺技术包括干法磁选工艺和湿法磁选工艺，分选出的富铁微珠的最大用途是炼铁原料

和水泥原料。湿法磁选工艺流程如图5-15所示。

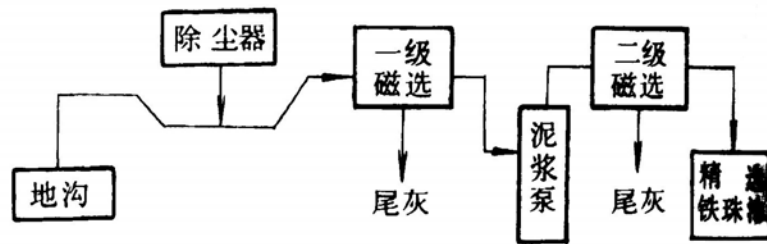


图5-15 湿法磁选工艺流程图

当粉煤灰中含铁量在5%以上时，即有分选价值。近年来，山东、贵州、吉林、陕西等地电厂均开展了富铁微珠分选，取得了一定的经济效益。

(4) 碳粒的分选和利用

目前我国从粉煤灰中分选碳粒主要采用浮选法一次浮选工艺和多次浮选工艺。其工艺流程是：将粉煤灰矿浆浓缩到30%左右，注入搅拌槽，同时加入适量捕收剂搅拌，然后将矿浆移入浮选机并添加气泡剂，形成矿化气泡，碳粒吸附在气泡上，浮到矿浆表面，形成泡沫层，有浮选机转动刮板将泡沫刮出，即碳粒产品精矿，简称“碳粒”。如果精矿质量要求高，可将刮出的泡沫产品注入另外的浮选机中再进行精选（一次或多次）。一次浮选（粗选）的尾灰如碳含量较高，亦可再注入另一台浮选机进行第二次浮选，得到含碳量低的尾灰。将选出的精煤经过浓缩、过滤工序脱水，即可得到精煤产品。浮选工艺流程如图5-16所示。从粉煤灰中分选碳粒，其技术经济性能较好。碳粒可用做工业及民间燃料、工业制品（碳素制品原料）和冶金用（铸铁型砂掺合料及冶炼铁合金碳球还原剂等）。

工程实例：

例1：福建永安电厂应用一次浮选工艺提取粉煤灰中的碳，取得了良好的经济效益。该厂对含碳量高的粉煤灰（碳含量大于15%），经浮选除碳后，其尾灰的含碳量降至2%以下，低于GB/T1596-2005中规定的I级灰含碳量小于5%的要求。浮选出的精碳的可燃物含量大于72%，发热值大于1342kJ/kg，着火点为576℃，熔点为1380-1420℃，可作为燃料。经浮选碳后的粉煤灰浆对进一步磁选铁及重力分选微珠和尾灰也是十分有利的。该电厂下设一座从粉煤灰中分选精碳、微珠、尾灰的综合工厂，其分选规模为6万吨/年。选碳有两种产品：精碳与中碳。生产精碳的产量是0.42万吨，产值75.60万元，成本26.25万元，利润49.35万元；生产中碳的产量是1.68万吨，产值164.64万元，成本54.60万元，利润110.04万元。由此可见其经济效益也是相当可观的。

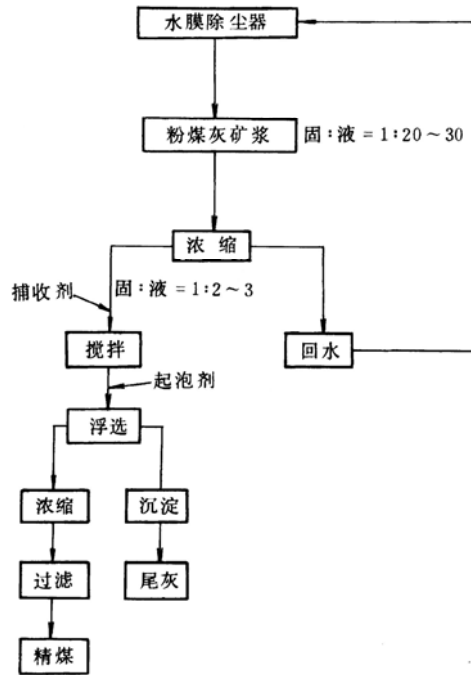


图5-16 粉煤灰碳浮选工艺流程图

(5) 其他用途

粉煤灰可用作生产建材产品的掺和料，即可作为生产水泥的混合材、生产烧结砖和装饰砖、生产蒸汽养护砖、免烧粉煤灰砖、硅酸盐砌块、加气混凝土、陶粒生产等。

粉煤灰可用于建筑工程，用作混凝土的掺料、粉煤灰建筑砂浆粉、地基处理。

粉煤灰可用于公路工程，用作沥青混合料中的填充料、筑路基、渣土回填等。

粉煤灰可用于农业，用作覆土造田、改良土壤用，可生产碳化粉煤灰复合肥、钙、镁、硅肥。

粉煤灰可用于环境治理，以废治废。包括处理生活污水、造纸工业废水、含氟含磷废水、焦化废水和烟气脱硫治理。

5.5.1.3 粉煤灰储存

我国对粉煤灰的政策是鼓励综合利用，当由于条件所限不能综合利用时，粉煤灰将被运至储存场堆存。粉煤灰储存必须采取必要的防尘防渗措施，防止储灰过程的扬尘和对地下和地面水体的影响，避免二次污染。

(1) 灰场防渗防洪和灰水收集

防渗措施是根据GB18599-2001《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》中II类标准要求：一般工业固体废物储存、处置场渗透系数要求小于

$1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$ 。因此要求堆灰区域的底部、侧面采用渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$ 的复合土工膜进行严格防渗或根据地质监测渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$ 的土层严格防渗，可有效阻止降水淋滤液下渗污染地下水。设置地下水监测竖井，及时检测地下水水质，并设置专人管理。

防洪措施是上游、两岸设截洪沟防洪，灰场下游设消力池。

灰水收集是收集灰场内降雨径流及灰水渗滤液，用泵抽回灰场作喷洒回用。

(2) 防尘措施

从电厂贮灰罐出灰口的搅拌机处，用封闭式载重罐车运往贮灰场的调湿灰的含水量不要超过最优含水量，否则在运输过程中会粘结在运输工具上，或析水好结成团块；

分格堆灰碾压：当运至灰场后，需要进行分格堆放、推平、碾压处理；

灰面喷洒：采用绞盘洒水车定期进行喷水增湿以防治扬尘的产生；当表层含水量降低或风速大于 4 m/s 时，要求进行喷洒；对暂时不堆存的灰场表层可洒水，对较长时间不堆存的灰场表层可喷洒覆盖剂。

灰场绿化：设置隔离防尘绿化带，储灰碾压后达到设计标高后的作业面及时复土、种草、植树；

为减少运输扬尘，采用封闭汽车运输，及时清扫灰场附近道路，出厂前清洗车身和车轮；

设置专人管理灰场。近年来在某些灰场有采用扬尘抑尘网的方式控制扬尘污染，建议灰场位于环境较敏感区域采用该技术。

5.5.2 脱硫渣综合利用及处置技术

5.5.2.1 湿法脱硫灰渣的应用

我国火电厂脱硫产生的脱硫副产品主要以硫酸钙及亚硫酸钙为主要成分，在常规湿法脱硫工艺中采用强化氧化和真空脱水技术，可使副产品成为脱水石膏，便于综合利用。目前我国脱硫石膏的纯度在90%左右，脱硫石膏主要用于水泥缓凝剂或制石膏板。每吨脱硫石膏售价在20元/吨左右。

工程实例:

例1: 中电国华北京热电分公司是国内第一家建设脱硫石膏制板厂, 2000年10月与厂内脱硫技改工程配套建设石膏板生产线, 生产线全部从国外引进, 生产线投资2000万元。在吸收塔附近设有炒制车间和制板车间。(1) 炒制车间: 副产品石膏脱水后的湿石膏量为6.4t/h(含水10%), 为二水石膏。经过炒制煅烧成半水石膏。其品质为纯度>90%, pH值6-8, 白度>60%, 气味中性, 平均粒径80%>25 μm。(2) 制板车间: 炒制车间生产的半水石膏可以全部加工成为石膏板, 作为轻质墙体材料使用。副产品湿石膏有三条途径: 一是进入炒制车间; 二是直接外运作为水泥生产添加剂; 三是必要时可运至事故灰场分隔堆放。半水石膏和石膏板均可作为商品外售。石膏板售价在60元/m², 在解决环境污染的同时, 还可增加企业的经济效益。

5.5.2.2 干法、半干法脱硫灰渣的应用

干法、半干法脱硫灰渣CaO、SO₃含量高, Al₂O₃、SiO₂和Fe₂O₃含量低, 具有强碱性和自硬性。国外研究成果表明干法脱硫灰渣高潜力利用途径有: 结构填充、替代水泥、稳定路基、人造集料、轻质集料、制砖等。中潜力利用途径有混凝土制品、土壤稳定、灌浆/矿井回填、生产水泥、生产矿棉等。目前干法脱硫灰渣在国内应用不普遍, 主要包括: 公路建设、土壤改良、水泥混合材料和缓凝剂等。

5.5.2.3 循环流化床脱硫灰渣的应用

循环流化床脱硫灰渣与煤粉炉粉煤灰相比具有烧失量较高、CaO含量高、SO₃质量浓度高、玻璃体较少, 具有一定的自硬性等特点。可综合利用为废弃矿井、采空区回填、稳定土壤、改善土壤性能等方面。

5.5.2.4 脱硫石膏堆存

电厂由于运输距离和成本等诸多因素导致脱硫石膏不能综合利用, 只能送至灰场储存, 造成了污染和资源的浪费。为便于今后综合利用, 要求灰、渣、石膏分格堆放。

5.5.3 污泥处置

脱硫废水产生的污泥中由于含有重金属, 属危险废物, 要求送至危险废物专门处置部门和机构处理。

5.5.4 失效催化剂处置

催化剂最大寿命约10年, 10年后催化剂由供应公司收回重新处理回收。

催化剂再生处理方法主要包括水洗再生、热再生和还原再生。主要是水洗再生, 再生过程会产生少量废水, 废水中含有重金属, 属危险废物, 催化剂由专门机构回收处理, 产生的废水集中处理。

第六章 燃煤电厂污染防治最佳可行技术确定

本导则所指的最佳可行技术包括技术和管理两部分内容，其中技术部分包括燃煤电厂生产工艺的节能减排技术和末端污染治理技术，管理部分指最佳环境管理的要求（详见第七章）。

6.1 最佳可行技术确定方法

6.1.1 最佳可行技术确定原则

最佳可行技术的提出遵循以下原则：

（1）在确保电厂安全运行的原则下，实现燃煤电厂的清洁生产、循环经济和节能减排。

（2）燃煤电厂污染防治技术的选择应体现因煤制宜、因炉制宜、因地制宜的原则，即技术的选择和技术的管理要结合资源和地域特点，充分体现节能减排的思想。

（3）燃煤电厂必须结合自己的实际情况，根据技术的适用对象和条件应用燃煤电厂污染防治最佳可行技术。

（4）鼓励燃煤电厂污染防治新工艺和新技术的开发和利用，促进我国电厂整体污染防治水平的提升。

6.1.2 最佳可行技术确定方法

燃煤电厂污染防治最佳可行技术的提出是在对燃煤电厂生产工艺节能减排技术和末端污染治理技术书面和现场调研结果进行汇总，比较分析其技术、经济、环境和社会效益并经行业专家讨论后筛选得到的，目的是能实现对整体环境的高水平保护。

考虑的技术因素主要包括：技术的适应性、可靠性、先进性、污染物去除效果、能源资源消耗水平等。

考虑的经济因素主要包括一次投资费用、年运行费用和治理成本等。

考虑的环境因素主要包括对环境的正面影响（指大气、水、噪声、固废、热和生态等污染的削减）和对环境的负面影响（即技术产生的二次污染）。

考虑的社会因素主要包括资源能源综合利用、社会景观、人体健康及能源资源节约利用等。

6.2 最佳可行技术涵盖内容

最佳可行技术主要包括经筛选得到的工艺过程污染防治最佳可行技术及其

技术的适用性；污染物末端治理最佳可行技术（大气、水、噪声、固废）的选择原则及其最佳可行技术的适用对象和条件，同时根据不同技术的组合提出采取最佳可行技术的污染物排放水平。

最佳环境管理是最佳可行技术的组成部分。环境管理是实施污染全过程有效控制，使环境技术得以正常运转的基础和保证，因此环境管理要贯穿于电厂的全过程，并落实到企业的各个层次，分解到生产过程的各个环节，与生产管理紧密结合。因此火电厂必须建立健全岗位责任制，依靠生产管理机构，充分发挥各级管理部门作用，开展全面的、全员的、全过程的节能环保管理，规范运用现代、科学的管理技术，实现本企业合理使用能源，不断提高能源利用效率，降低污染物排放水平，使各项能耗和污染物排放指标达到最佳水平。

6.3 最佳可行技术筛选结果

6.3.1 燃料选择的最佳可行技术

燃煤电厂应通过洗选/选煤技术，燃用热值高、水分含量低、低硫、低灰分、氟化物及氯化物含量低的高品质煤。

6.3.2 煤炭和脱硫剂储存与输送的最佳可行技术

为了防止煤炭在卸货、储存和处理过程中出现煤尘的最佳可行技术见表6-1。

表6-1 煤炭卸货、储存和处理过程中的最佳可行技术

最佳可行技术	技术适用性
煤炭洗选	适用于高灰份煤、且需长距离运输
降低高度与喷雾	煤炭装卸，尽量减少煤炭在空中停留时间
封闭与袋式除尘	输煤栈桥、输煤转运站及碎煤机室
露天煤场设喷洒装置+干煤棚+周边绿化	适用于南方多雨、潮湿、风速较低的地区，且煤场周围200m范围内无环境保护目标
露天煤场设喷洒装置+周边绿化	适用于北方风速较低的地区，且煤场周围1000m范围内无环境保护目标
储煤筒仓	适用于贮煤量较小、配煤要求高的电厂，可有效防止煤尘
喷洒装置+防风抑尘网	风速较大或环境较敏感的地区，如沿海、沿江或城市附近
喷洒装置+封闭式煤仓	风速大或环境敏感的地区，如沿海或城市附近

为了防止石灰或石灰石粉在卸货、储存和处理过程中出现煤尘的最佳可行技术见表6-2。

表6-2 石灰或石灰石粉卸货、储存和处理过程中的最佳可行技术

最佳可行技术	技术适用性
密闭罐车	适用于石灰石粉或石灰粉的运输
筒仓	适用于石灰或石灰石粉的储存
强劲的抽取与过滤设备的输送机	适用于石灰或石灰石粉的卸载
布袋除尘器	适用于石灰石的运输和卸料

6.3.3 水的预处理

电厂对水源来水预处理的最佳可行技术见表6-3。

表6-3 来水预处理的最佳可行技术

最佳可行技术	技术适用性
混凝澄清或过滤	以地表水或地下水为水源的电厂，来水中有机物较低
两级膜过滤生物反应器 (DF-MBR)	适用于以污水处理厂中水为水源的电厂，来水水质不是很稳定
石灰处理工艺	适用于以污水处理厂中水或地表水为水源的电厂，来水水质较稳定

6.3.4 锅炉燃烧系统

对于燃煤电厂而言，煤粉锅炉、流化床锅炉都是新建电厂及现有电厂的最佳可行技术。流化床锅炉主要适用于劣质燃料，如高灰煤、高水分煤、煤矸石、煤泥等，当然优质燃料也可使用流化床锅炉，但其燃烧效率一般不如煤粉锅炉。对于煤粉锅炉中的切向燃烧、前墙燃烧、对冲燃烧等均可用于烟煤或褐煤的燃烧，W火焰锅炉适用于低挥发份的贫煤、无烟煤的燃烧。

对于新建锅炉设计或现有锅炉的改造，在确保锅炉效率的前提下，降低氮氧化物的初级措施（各种低NO_x燃烧器、加强燃烧控制和管理等）的燃烧系统是最佳可行技术。

锅炉燃烧系统的最佳可行技术见表6-4。

表6-4 锅炉燃烧系统的最佳可行技术

最佳可行技术	技术适用性
煤粉炉	适用于优质燃料； 切向燃烧、前墙燃烧、对冲燃烧等适用于烟煤或褐煤的燃烧； W火焰锅炉适用于低挥发份的贫煤、无烟煤燃烧； 适用于新建和现有电厂改造
流化床锅炉	适用于优质和劣质燃料，特别适用于劣质燃料，如高灰煤、高水分煤、煤矸石、煤泥等； 适用于新建和现有电厂改造
低NO _x 燃烧器	适用于各种炉型、适用于新建和现有电厂改造
燃烧控制和管理	适用于各种炉型、适用于新建和现有电厂改造

6.3.5 电厂和机组类型的最佳可行技术

燃煤电厂应鼓励有条件的地区实现热电联产且发展高参数、大容量机组，是我国电厂节能的一项主要措施。

热电联产选择原则：热电厂建设要坚持贯彻以热定电的原则，并优先选择背压式；热电厂的建设还要因地制宜，结合当地的具体情况实施：对于大型城市，热负荷密度较大，热负荷量也大，可以上300MW以上大型供热机组；对于中小城市及企业自备电站，则上小型机组。在三北地区，热负荷以采暖为主，采用热水网具有供热半径大，热符合大的特点，宜优先选用大型300MW及以上热电两用机组，在采暖期多供热少发电，实行热电联产，可大大节能；非采暖期则可恢复为单发电机组。

6.3.6 工艺节能的最佳可行技术

工艺节能的最佳可行技术见表6-5。

表6-5 工艺节能的最佳可行技术

最佳可行技术	技术适用性
等离子点火及稳燃技术	适用于新建机组和现有机组改造
锅炉低压省煤器系统	适用于新建机组和现有机组改造
液力耦合器调速节能	流量在额定流量的90%以下变化时的调速装置均适用
变频调速技术	适用于新建机组和现有机组改造
汽轮机通流部分改造	适用于新建机组和现有机组改造
循环冷却水节水技术	自然通风湿式冷却塔内装设除水器、提高循环水浓缩倍率。水处理方法有加酸处理、石灰处理法、弱酸树脂处理、反渗透膜法，新建机组和现有机组改造均适用
除灰系统节水技术	浓缩水力除灰和灰水再循环、气力除灰、干除渣，适用于水资源贫乏地区的新建机组和现有机组改造

6.3.7 颗粒物（烟尘）排放控制

6.3.7.1 技术选择原则

四或五电场电除尘器、袋式除尘器、电袋复合式除尘器是烟尘排放控制的最佳可行技术，根据各自技术特点，技术选择原则如下：

（1）根据袋式除尘技术成熟，除尘效率高，运行稳定，煤种适应性高的特点，对大气环境敏感区域或地方标准严格的地区和城市（如珠江三角洲、长江三角洲等经济发达地区，以及北京、上海、天津等大城市）的新建机组应采用袋式除尘技术，敏感区域现有机组改造应采用电袋复合式除尘技术或袋式除尘技术。

（2）在大气环境非敏感地区的新建机组，可根据煤种情况和经济承受能力选择采用四电场或五电场电除尘器或袋式除尘器，现有机组改造应采用四电场或五电场电除尘器或电袋复合式除尘技术。

（3）对特殊煤种（比电阻过高或过低）、循环流化床锅炉、干法脱硫后的烟气除尘应采用袋式除尘技术。

通过综合比较和考虑，燃煤电厂烟尘排放控制的最佳可行技术及其适用条件见表 6-6。

表6-6 燃煤电厂烟尘排放控制的最佳可行技术及其适用条件

除尘效率	烟尘排放控制BAT技术	适应对象和条件
>99.9%	袋式除尘器	●环境敏感地区或排放标准要求严格地区的新建机组或改造机组； ●特殊煤种、循环流化床锅炉、干法脱硫后的烟气除尘； ●大气环境非敏感地区的新建机组或改造机组可根据煤种及经济条件选择采用
99.3%~99.8%	四电场或五电场电除尘器	●环境非敏感地区 ●煤种比电阻适中的新建或改造机组
>99.9%	电袋复合式除尘器	●环境敏感地区的新建或改造机组 ●大气环境非敏感地区的新建或改造机组可根据煤种及经济条件选择采用

6.3.7.2 BAT 技术及其排放水平

根据上述烟尘排放控制技术选择原则，确定的燃煤电厂烟尘排放控制最佳可行技术及相关的排放水平见表6-7。

表6-7 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	老机组		新机组	
		BAT控制技术	可达到的排放水平mg/Nm ³	BAT控制技术	可达到的排放水平mg/Nm ³
煤粉炉	无脱硫装置	四/五电场电除尘器	<100	四/五电场电除尘	<100
	无脱硫装置	袋式除尘器	<50	袋式除尘器	<50
煤粉炉	湿法FGD	四/五电场电除尘器	<50	四/五电场电除尘器	<50
	(半)干法FGD		<80		<80
煤粉炉	湿法FGD	电袋复合式除尘器 (机组容量≤300MW)或袋式除尘器	<30	电袋复合式除尘器 (机组容量≤300MW)或袋式除尘器	<30
	(半)干法FGD		<50		<50
循环流化床锅炉	炉内脱硫	四/五电场电除尘器	<100	四/五电场电除尘器	<100
	炉内脱硫	电袋复合式除尘器	<50	电袋复合式或袋式除尘器	<50
坑口电厂		电除尘	<100	电除尘	<100
煤矸石综合利用电厂		电除尘	<100	电除尘	<100

注：黑色字体为适用于环境敏感区的BAT技术及其排放水平

6.3.8 SO₂排放控制

6.3.8.1 技术选择原则

脱硫技术根据各自的技术特点，技术选择原则如下：

- (1) 燃用经洗选加工的低硫低灰份优质煤；
- (2) 对于机组容量在 300MW 及以下的中小容量燃煤机组，燃用煤种含硫量在 1.5%以下且位于环境非敏感区域的新建或现有机组改造，可选用增湿灰循环脱硫技术或炉内喷钙尾部增湿活化脱硫技术。
- (3) 对于机组容量在 300MW 及以下的中小容量燃煤机组，燃用煤种含硫量在 1.5%以下且位于环境敏感区域的新建或现有机组改造，可选用烟气循环流化床法或石灰/石灰石-石膏法脱硫技术。
- (4) 对于位于环境敏感区或经济发达地区且燃用煤种含硫量在 0.6%以上时的新建或现有机组改造，可选用石灰石/石灰-石膏法脱硫技术。
- (5) 海水法脱硫应该慎用，只有当海滨电厂经过充分论证对海水及其生态环境影响极小时方可选用。

根据各种脱硫技术的技术经济比较，燃煤电厂SO₂排放控制的最佳可行技术及其适用条件汇总于表6-8。

表6-8 燃煤电厂SO₂排放控制的最佳可行技术及其适用条件

脱硫效率	SO ₂ 排放控制 BAT技术	适用条件说明
95%以上	石灰石/石灰-石膏法	适用于新建电厂或现有燃煤电厂改造 适用于任何煤种，尤其适用于含硫量在0.6%以上的煤种 从技术经济考虑，特别适用于100MW以上容量机组 适用于环境敏感或经济发达且脱硫剂易得的地区
90%以上	海水脱硫	适用于海水水质为三级以上海域，海水pH值在8.0左右，海水扩散条件好，周围无敏感的养殖区或居民的沿海电厂 适用于含硫量<1.0%的煤种 从技术经济考虑，特别适用于100MW以上容量机组
95%以上	烟气循环 流化床法	适用于新建电厂或现有燃煤电厂改造 适用于含硫量<1.5%的煤种 适用于100-300MW容量机组 适用于环境敏感或经济发达且脱硫剂易得的地区
90%以上	增湿灰循环 脱硫技术	适用于新建电厂或现有燃煤电厂改造 适用于含硫量<1.5%的煤种 适用于100-300MW容量机组
85%以上	炉内喷钙尾 部增湿活化	适用于新建电厂或现有燃煤电厂改造 适用于含硫量<1.0%的煤种 适用于300MW及以下容量机组

燃煤电厂脱硫的最佳可行技术以及相关的排放水平见表6-9。

表6-9 燃煤电厂SO₂排放控制最佳可行技术及其排放水平

容量 (MW)	炉型	煤种	老机组		新机组	
			BAT控制技术	可达到的排放 水平mg/Nm ³	BAT控制技术	可达到的排放 水平mg/Nm ³
<100	煤粉炉	低硫煤	石灰石-石膏法	<150	石灰石-石膏法	<150
			烟气循环流化床	<150	烟气循环流化床	<150
			炉内喷钙尾部 增湿活化	<300	炉内喷钙尾部 增湿活化	<300
	循环流化床	/	干法炉内脱硫	<400	干法炉内脱硫	<400
	煤矸石综合 利用电厂或 坑口电厂	/	干法炉内脱硫	<400	干法炉内脱硫	<400
100-300	煤粉炉	低硫煤	石灰石-石膏法	<150	石灰石-石膏法	<150
			烟气循环流化床	<150	烟气循环流化床	<150
			海水脱硫	<250	海水脱硫	<250
			增湿灰或炉内喷 钙尾部增湿活化	<300	增湿灰或炉内喷 钙尾部增湿活化	<300
	循环流化床	/	干法炉内脱硫	<400	干法炉内脱硫	<400
	煤矸石综合 利用电厂或 坑口电厂	/	干法炉内脱硫	<400	干法炉内脱硫	<400
>300	煤粉炉	低硫煤	石灰石-石膏法	<150	石灰石-石膏法	<150
			海水脱硫	<250	海水脱硫	<250

注：1) 黑色字体为适用于环境敏感区的BAT技术及其排放水平；

2) 对于小容量机组石灰石/石灰-石膏法脱硫是不经济的，但对于环境空气质量要求严格的环境敏感区或经济发达地区可以选用，排放可达到50mg/m³以下。

6.3.9 NO_x 排放控制

6.3.9.1 技术选择原则

(1) 首先考虑 LNB 技术。因低 NO_x 燃烧技术是减排氮氧化物不可替代的技术，随着技术进步，低 NO_x 燃烧技术可以达到更好的减排效果。如哈工大新研发的复合分级超低 NO_x 燃烧技术可使烟煤和褐煤机组氮氧化物排放低于 300mg/Nm³，锅炉的水冷壁不发生高温腐蚀和结渣。

(2) 烟气脱硝技术是对 LNB 技术的补充。对于低 NO_x 燃烧技术减排效果非常有限的燃无烟煤、贫煤（挥发分较低）的机组，或大气环境敏感区域，或地方标准严格的地区和城市（如珠江三角洲、长江三角洲等经济发达地区，北京、上海、天津等特大城市），考虑采用尾部烟气脱硝技术。根据我国火电供煤煤质易变，机组负荷变动较大较频繁的实际情况，对于新建机组，在采用烟气脱硝技术

中，SCR 为主导技术。

(3) SNCR 技术主要考虑现役机组的改造和对采用 LNB 技术后依然少量超标排放的机组。

(4) 机组容量越大，控制措施力度越大。因为规模控制和集中处置便于高水平管理。

(5) 减排方案的控制力度本着增产不增污，增产减污的原则进行。

通过综合比较和考虑，我国燃煤电厂 NO_x 排放控制最佳可行技术及其适用条件见表 6-10。

表6-10 燃煤电厂NO_x排放控制最佳可行技术及其适用条件

脱硝效率	NO _x 排放控制 BAT技术	适应对象和条件
20%~60%	低氮燃烧技术（包括各种低氮燃烧技术组合）	现役燃煤机组的低氮燃烧技术改造，全部新建燃煤机组
40%~75%	“低氮燃烧+SNCR”或“SNCR+SCR（一层催化剂）”	现役燃无烟煤、贫煤的机组改造 新建燃无烟煤、贫煤的机组
>75%	NH ₃ -SCR 或 Urea-SCR（安全考虑）	环境敏感地区或排放标准要求严格地区的现役燃用无烟煤、贫煤的机组改造 新建燃用无烟煤、贫煤和烟煤的机组 少数 NO _x 排放标准要求严格城市的褐煤机组 还原剂的选择根据具体情况确定

6.3.9.2 BAT 技术及其排放水平

根据上述NO_x控制技术选择原则，确定的燃煤电厂脱氮脱硝最佳可行技术以及相关的排放水平见表6-11。

表6-11 燃煤电厂脱氮脱硝的最佳可行技术以及相关的排放水平

容量 MW	煤种	炉型	老机组		新机组	
			BAT控制技术 及组合	可达到的排放 水平mg/Nm ³	BAT控制技术 及组合	可达到的排放 水平mg/Nm ³
<100	无烟煤 贫煤	煤粉炉	低氮燃烧+ SCR	200~250	低氮燃烧+ SCR	200~250
		CFB	低氮燃烧	200~250	低氮燃烧	200~250
	烟煤 褐煤	煤粉炉	低氮燃烧	350~450	低氮燃烧	350~450
			低氮燃烧+ SCR	200~250	低氮燃烧+ SCR	200~250
			低氮燃烧+ SNCR	250~350	低氮燃烧+ SNCR	250~350
		CFB	低氮燃烧	150~200	低氮燃烧	150~200
100~300	无烟煤 贫煤	煤粉炉	低氮燃烧+ SCR	200~250	低氮燃烧+ SCR	200~250
		CFB	低氮燃烧	200~250	低氮燃烧	200~250
	烟煤 褐煤	煤粉炉	低氮燃烧	350~450	低氮燃烧	350~450
			低氮燃烧+ SCR	200~250	低氮燃烧+ SCR	200~250
			低氮燃烧+ SNCR	250~350	低氮燃烧+ SNCR	250~350
		CFB	低氮燃烧	150~200	低氮燃烧	150~200
>300	无烟煤 贫煤	煤粉炉	低氮燃烧+ SCR	200~250	低氮燃烧+ SCR	<100
	烟煤 褐煤	煤粉炉	低氮燃烧	350~450	低氮燃烧	250~300
			低氮燃烧+ SCR	<100	低氮燃烧+ SCR	<100

注：1) SCR法通常一层催化剂时NO_x的削减率约为40%，两层可大于60%，三层可大于80%。

可根据实际的NO_x排放标准，在原先预留基础上加装催化剂。

2) CFB指循环流化床锅炉，根据对五大锅炉厂的调研，CFB容量一般小于600MW。

6.3.10 水和废水

燃煤电厂会产生多种类型的废水，为减少废水排放对环境的影响，除直流冷却水外，应尽可能地减少各类废水排放。对于新建电厂，应尽量实现正常情况下无废水处排；对于现有电厂，可根据需要对电厂用、排水系统进行水量平衡测试，必要时考虑实施废水零排放工程。表6-12对废水的处理与回用途径进行简单总结，进入电厂废水集中处理站的废水处理后可用作冷却系统、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。具体

电厂可根据自身水量与水质特点进行优化组合。

表6-12 废水处理与回用的最佳可行技术

废水种类	主要污染物	处理工艺	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	FGD系统
反渗透浓排水	盐类		FGD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
循环冷却系统排水	盐类	反渗透等除盐工艺	集中处理站 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	混凝澄清	集中处理站

6.3.11 噪声控制

根据噪声控制技术经济比较分析，噪声污染治理的最佳可行技术见表 6-13。

表 6-13 噪声污染治理的最佳可行技术及其降噪水平

主要噪声设备名称	一般噪声水平 dBA	噪声控制的 BAT 技术	预计降噪水平	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	降噪量一般在 20dBA 左右 降噪量一般在 6dBA 左右	罩内吸声
引风机、送风机	72~102	消声器 管道外壳阻尼	消声量一般在 25dBA 左右 整体噪声降到 85dBA 以下	
给水泵、循环泵、灰浆泵等	82~108	隔声罩	降噪量在 25dBA 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 20dBA 左右 整体噪声降到 95dBA 左右 降噪 10dBA 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	降噪量一般在 10dBA 左右 消声量一般在 15dBA 左右 降噪量一般在 8dBA 左右	尽量靠近塔体
氧化风机、空压机	82~97	隔声罩 消声器	降噪量在 20dBA 左右 消声量达 30dBA 以上	罩内吸声
锅炉排汽（偶发噪声）	115~130	排气放空消声器	消声量达 30dBA 以上	

6.3.12 废物及残渣

工业部门在燃烧残渣及副产品的综合利用方面倾注了大量精力，以代替把它们堆积在填埋场的处置方式。因此，利用或者再利用是可行的最佳选择，应优先考虑。各种副产品有着许多不同的利用可能性。

要求新建及现有电厂固体废物全部综合利用，废物综合利用途径见表6-14。

表6-14 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
粉煤灰磨细加工技术	适用于各种炉型、适用于新建和现有电厂改造
粉煤灰干法分级	适用于各种炉型、适用于新建和现有电厂改造
富铁玻璃微珠的分选和利用	适用于各种炉型、适用于新建和现有电厂改造
碳粒的分选与利用	适用于各种炉型、适用于新建和现有电厂改造
粉煤灰用于建筑工程、公路工程、农业、环境治理等	适用于各种炉型、适用于新建和现有电厂改造
脱硫石膏生产建材石膏板	适用于各种炉型、适用于新建和现有电厂改造
催化剂再生、填埋、焚烧处理处置	适用于各种炉型

第七章 最佳环境管理实践

7.1 总则

最佳环境管理实践是最佳可行技术的组成部分。环境管理是实施污染全过程有效控制，使环境技术得以正常运转的基础和保证，因此环境管理要贯穿于电厂的全过程，并落实到企业的各个层次，分解到生产过程的各个环节，与生产管理紧密结合。因此火电厂必须建立健全岗位责任制，依靠生产管理机构，充分发挥各级管理部门作用，开展全面的、全员的、全过程的节能环保管理，规范运用现代、科学的管理技术，实现本企业合理使用能源，不断提高能源利用效率，降低污染物排放水平，使各项能耗和污染物排放指标达到最佳水平。

7.2 环境管理要求

环境管理主要包括电厂建立环境管理体系并通过论证；建设项目“三同时”执行情况；建设项目环境影响评价制度执行情况；老污染源限期治理项目完成情况；污染物排放总量控制情况；环境监测制度建立及执行情况等。此外，清洁生产管理应属于环境管理的更高水平，主要包括开展燃料平衡、热平衡、电能平衡、水平衡测试；开展煤质源头控制；开展全面清洁生产审核等。

7.2.1 建立节能管理体系

燃煤电厂必须建立健全岗位责任制，依靠生产管理机构，充分发挥节能管理网络（厂级节能领导小组、部门节能小组、班组节能员）的作用，开展全面的、全员的、全工程的节能管理，广泛应用现代科学的管理技术，实现本企业合理使用能源，不断提高能源利用效率，使各种能耗指标达到最佳水平。各级节能管理和监督机构要建立和履行相应的职责。

7.2.2 设备的全过程管理

加强对设备的全过程管理。新建或扩建新机组时，对设备的设计、选型、制造、配套、安装、测试、试生产、投运环节都要层层把关，保障设备正常稳定运行。机组试生产期间要认真检查、严格把关，发现问题及时解决。机组投产后，节能工作包括燃料进厂到发电的全过程管理，管理部门涉及到政策、制度、计划、目标定额等；燃料部门涉及到燃料计量、煤质化验、配煤掺烧等；检修部门涉及到节能成果的推广实施、节能改造效果等；运行部门涉及到机组运行方式改进、燃烧工况调整、指标控制等。

7.2.3 运行管理

7.2.3.1 加强人员培训工作

- (1) 电厂运行应实行专业化管理，这是电厂稳定高效运行的基本保证；
- (2) 加强运行人员节能意识教育；
- (3) 运行人员应做到三熟三能：熟悉设备、系统和基本原理，熟悉操作和事故处理，熟悉本岗位的规程和制度；能准确地进行操作和分析运行状况，能及时发现和排除故障，能掌握一般的维修技能。
- (4) 应结合各专业实际，定期地开展专业培训，操作人员上岗前必须经过专业培训，经考试合格后才能上岗；上岗人员还要定期培训，加强运行人员的全能值班培训，增强运行人员的业务素质，进一步提高职工节能业务和技术水平。

7.2.3.2 加强燃料运行管理

- (1) 合理调度，减少卸载设备空载运行时间，减少厂用电消耗；
- (2) 作好煤质监督工作，按规程对煤质进行工业分析，以便运行人员及时掌握煤质，指导各机组的经济燃烧；
- (3) 凡燃烧非单一煤种的电厂，要实行配煤责任制，根据不同煤种和锅炉设备特性研究确定掺烧方式和掺烧配比，并通知有关岗位执行；
- (4) 通过完善燃料采购、配煤掺烧的管理，尽量提高入炉煤的质量，确保锅炉燃烧最大限度地接近设计工况；
- (5) 采取措施防止煤中四块（大块、石块、铁块、木块）进入原煤斗。
- (6) 加强燃料运行交接班制度；
- (7) 加强煤场管理，作好喷淋、围挡或密闭等抑尘措施。

7.2.3.3 加强吹灰器的运行管理

吹灰器的投入率与吹灰效果将直接影响锅炉的经济及安全运行，尤其是吹完尾部烟道受热面之后，空气预热器入口烟温和排烟温度大大降低，提高了锅炉运行的经济性。吹灰器使用高温高压蒸汽，需要对其做最佳吹灰周期试验，加强吹灰器的运行维护管理，保障吹灰器正常运行。

7.2.3.4 加强经济运行管理

- (1) 运行人员要树立整体节能意识，不断总结操作经验，针对不同的运行方式，精心操作，合理调整；加强机组参数控制，使各项运行参数达到额定值，保持电厂的热力系统在最佳工况下运行；

(2) 严格执行两票三制：操作票、工作票及交接班制度、巡回检查制度、定期试验和轮换制度；

(3) 制定耗油定额，加强节油管理和考核，降低点火油量；改善操作技术，努力节约点火用油和助燃用油；

(4) 重视耗差分析，使机组始终处于最佳工况运行；

(5) 开展经济调度，有针对性的指导各机组的经济运行工作；

(6) 注意点滴节约，杜绝长明灯、长流水、长跑汽等浪费现象，要严格控制非生产用能。

(7) 每天核定实际耗煤量，如果耗煤量过高，应及时查明原因并采取相应措施。

7.2.3.5 加强汽轮机运行管理

(1) 每月至少进行一次真空严密性试验，以保持汽轮机处于最有利真空下运行；

(2) 加强凝汽器的清洗，根据循环水质情况确定每天清洗次数和时间；

(3) 进行系统内外漏的检查处理，减少能量和工质损失；

(4) 保持高压加热器的投入率在 95%以上，要规定和控制高压加热器启停中的温度变化率，防止温度急剧变化。

7.2.3.6 加强锅炉运行管理

(1) 入炉风量的合理控制是锅炉优化燃烧的关键，过大和过小都将对锅炉运行带来不利的影晌，因此要合理控制入炉风量；

(2) 合理控制煤粉细度，降低飞灰和炉渣可燃物，提高锅炉热效率；

(3) 降低制粉单耗，需对制粉系统的运行方式进行全面的优化调整，并加强制粉系统的运行管理与维护；

(3) 适时进行锅炉燃烧调整，使锅炉燃烧达到优化运行状态。

7.2.3.7 加强环保设施的运行管理

(1) 未经环保部门批准，环保设施不得停运。由于紧急事故造成环保设施停运的，应立即报告当地环保主管部门；

(2) 环保设施运行应在满足设计工况的条件下进行，并根据工艺要求，定期对各类设备、电气、自控仪表及建（构）筑物进行检查维护，确保装置稳定可靠地运行；

(3) 环保设施在正常运行条件下，各项污染物排放达到国家或地方标准规定的要求，并符合国家现行的其他有关强制性标准要求；

(4) 电厂应建立与环保设施运行维护相关的各项管理制度，以及运行、操作和维护规程；建立环保设施及主要设备运行状况的台帐制度；

(5) 电厂应配备专业的环保设施运行人员，持证上岗并接受定期培训，掌握环保设施正常运行的具体操作和应急情况的处理措施。

(6) 环保设施的维护保养应纳入全厂的维护保养计划中，并根据维护保养规定定期检查、更换或维修必要的部件。

7.2.3.8 加强化学运行管理

(1) 加强化学监督，搞好水处理工作，严格执行锅炉定期排污制度，防止锅炉和凝汽器、加热器等受热面以及汽轮机通流部分发生腐蚀、结垢和积盐，减少各种汽水损失，合理降低排污率；

(2) 加强节水管理，做好机、炉等热力设备的疏水、排污及启停时的排汽和放水的回收工作，逐步降低单位发电量取水量。

7.2.3.9 重视试验和计量管理工作

(1) 充分发挥热力试验在节能降耗中的作用，除开展好大修前后的常规性试验项目外，还要有针对性地开展一些优化调整方面的专题试验，用于指导经济运行；

(2) 主要系统和设备在试生产以及进行重大技改前后，均应进行性能测试，为节能技术监督提供依据；

(3) 监督设备保温情况，定期开展水泵、风机效率普查，定期对锅炉漏风率、空气预热器漏风率进行测试；

(4) 设置能源计量管理人员，建立健全能源计量器具周期检定制度，并参与到企业能量平衡工作中，参与能源审计和节能技改方案的审批。

7.2.3.10 建立健全记录和档案制度

(1) 电厂应建立电厂运行情况、设施维护和生产活动等的记录制度，特别是针对能源消耗和环保设施的记录，主要内容包括：系统启动、停止时间；燃料和吸收剂进厂质量分析数据、进厂数量和进厂时间；系统运行工艺控制参数记录，如脱硫装置的出、入口烟气温度、烟气流量、烟气压力、吸收塔压差、用水量等；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、生产事故及处置情况记录、定期检测、评价及评估情况的记录等；

(2) 电厂应建立健全档案管理制度，加强设备管理，做好运行日志、故障记录、

检修记录、调试报告等资料的收集整理，主要包括：各种有关标准（国标、地标、行标）、各种合同和技术协议文本、技术资料、化验和分析报告（如煤质、水质分析报告）、试验报告（如热态性能调整试验、热态性能考核试验）、运行日志、设备检修记录及分项试验报告。

第八章 导则中有关问题的必要说明

8.1 导则适用范围

本导则适用于单台机组额定容量为 50MW 及以上的燃煤电厂，垃圾焚烧电厂和危险废物焚烧电厂不适用于本导则。

8.2 导则作用

本导则旨在为电厂相关管理人员和用户选择污染防治最佳可行技术提供参考，同时为环境保护相关管理部门在环境影响评价、工程设计、工程施工以及竣工验收等提供技术依据。

(1) 规划阶段

本导则为规划管理和制订部门提供依据。对燃煤电厂实行统筹规划，全局考虑，为燃煤电厂建设规划、选址和技术路线的确定提供依据。

(2) 立项审批阶段

本导则规定了燃煤电厂从生产工艺到末端治理全过程污染防治最佳可行技术，为用户和相关管理部门在环境影响评价报告编制、审批等方面提供技术依据，选择适合的污染防治最佳可行技术，同时为项目其他审批部门提供切实可行的审批依据。

(3) 设计施工阶段

本导则为设计和施工单位提供相应的污染防治最佳可行技术及关键技术参数选择，从而实现对燃煤电厂污染的有效防治。

(4) 运营管理阶段

本导则为燃煤电厂竣工验收和运营管理提供参考依据，并督促燃煤电厂在运营管理时实现污染防治的最佳环境管理。

8.3 导则修订

由于燃煤电厂污染防治技术发展较快，因此最佳可行技术将根据技术发展情况定期修订。