

附件 3

《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性催化还原法(征求意见稿)》

编制说明

《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性催化还原法》编制组

目 次

1. 制定本标准的必要性和主要过程..... 1

 1.1 标准编制的背景..... 1

 1.2 标准编制的工作过程..... 2

 1.3 制定本标准的原则..... 3

 1.4 产业政策..... 3

 1.5 标准指定所依据的法律、法规和政策..... 4

 1.6 标准制定的总体思路和技术路线..... 6

2. 火电厂 NO_x 排放现状和发展趋势..... 7

 2.1 我国火电厂现状与特点..... 7

 2.2 NO_x 的排放现状..... 9

 2.3 NO_x 的控制现状..... 12

 2.4 NO_x 的发展趋势..... 14

3. 火电厂 NO_x 产生环节分析..... 15

 3.1 典型工艺..... 15

 3.2 NO_x 产生环节..... 16

 3.3 NO_x 控制技术..... 16

4. 国内外相关标准调研..... 18

 4.1 日本标准..... 18

 4.2 欧洲标准..... 20

 4.3 我国相关标准..... 21

5. 标准主要内容和说明..... 24

 5.1 标准内容说明..... 24

 5.2 选择性催化还原法..... 24

 5.3 喷氨混合系统..... 25

 5.4 SCR 反应器..... 25

 5.5 烟道及钢结构..... 26

 5.6 氨与空气的混合..... 26

 5.7 应急处理安全防范设施..... 27

 5.8 脱硝技术装备技术性能..... 27

 5.9 工艺布置及工艺流程..... 27

 5.10 催化剂及设计选型所需的基础数据..... 28

 5.11 还原剂及耗量的计算方法..... 30

6. 若干关键问题研究..... 32

 6.1 烟气旁路..... 32

 6.2 还原剂的安全性..... 34

 6.3 催化剂的后处理..... 35

 6.4 空预器的影响与改造..... 37

 6.5 脱硝系统与锅炉主体的关系..... 41

 6.6 几个重要参数的选择..... 42

7. 脱硝技术装备主要试验..... 44

 7.1 脱硝技术装备试验..... 44

 7.2 一些具体试验项目及内容..... 44

 7.3 与性能实验相关的测定方法..... 45

8. 条文说明..... 45

9. 与有关的现行法律、法规和强制性国家标准的关系..... 46

10. 贯彻国家标准的要求和措施建议..... 53

1. 制定本标准的必要性和主要过程

1.1 标准编制的背景

一段时期以来，随着社会经济的快速稳定发展，我国大气污染物排放不断增长，由此引发了一系列的环境问题，一些地区的环境质量有恶化的趋势，环境形势相当严峻，如果不及时采取有效措施，将严重影响到我国经济和社会的健康发展。

以氮氧化物（NO_x）等为主的区域性酸雨污染严重，61.8%的南方城市出现酸雨，酸雨面积占国土面积的30%，是世界三大酸雨区之一。火电厂锅炉烟气NO_x等污染物排放控制是国家整个减排工作的重点。据国家统计局公报，2006年全国GDP增长10.7%，万元GDP能源消耗仅降低1.2%（国家计划降低4%），SO₂排放量增加1.8%（国家计划减少2%）。由于《国家环境保护“十五”计划》没有完成，《国家环境保护“十一五”计划》提出了更高的要求。

我国火电厂脱硝项目中已建、在建或环评已批、待批项目仅SCR脱硝机组就多达几十个，装机总容量达到55150MW，几乎均为引进技术。福建漳州后石电厂和浙江宁海电厂引进日立技术、广东台山电厂引进Topose技术、厦门嵩屿电厂引进日本IHI技术、广东恒运发电厂引进德国鲁奇技术正在建设烟气脱硝装置、国华太仓发电有限公司采用江苏苏源环保工程有限公司自主技术（催化剂采用日立造船产品）等。其中，福建漳州后石电厂、国华太仓发电有限公司、浙江宁海电厂、广东台山电厂、厦门嵩屿电厂等SCR脱硝项目已经投入运行。

但是，我国的烟气脱硝技术还处在研究开发与示范设计阶段，国内已建成的选择性催化还原(SCR)脱硝工程基本上均采用全套进口或引进技术及关键设备。由于大量引进不同类型的SCR脱硝技术装备应用到我国锅炉烟气脱硝工程实际中，用户缺乏一套统一的技术评价体系。在脱硝治理还处于起步阶段就制订一套我国自己的锅炉烟气选择性还原脱硝技术装备标准，将有利于规范我国锅炉烟气脱硝技术市场，规范火电厂燃煤烟气脱硝技术装备的设计、制造、工程建设、运行维护，促进火电厂氮氧化物减排，保护环境，减少污染，保障人体健康，保障环境污染治理企业的权益不受侵犯，促进火电厂烟气脱硝工程技术进步和可持续发展。

在此背景下，为建立科学的环境技术管理体系，国家环境保护总局加强了环境标准体系建设，确立了环境质量标准、污染物排放标准等十四个大类的环境标准体系，正式把《环境工程技术规范》纳入环境标准体系，按行业标准组织制定、发布、实施，并作为实施各项环境法规、污染物排放标准的技术支持，也是环境技术管理体系的重要组成部分。

1.2 标准编制的工作过程

1.2.1 任务的来源

2007 年，国家环境保护总局启动了《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性催化还原法》的编制工作，该工程技术规范属于控制行业性污染或重点污染源的规范。

中国环境保护产业协会为该规范的主编单位，该规范的技术论证、规范调研与编制工作委托东南大学具体负责开展，由东南大学、中国环保产业协会炉窑专委会、西安热工研究院有限公司、国网电力技术公司、北京博奇电力科技有限公司、北京国电龙源环保工程有限公司、清华同方环境有限责任公司和浙江天地环保工程有限公司等单位共同起草完成。

1.2.2 标准编制过程

（1）标准编制启动会

2007 年 9 月 12 日，中国环境保护产业协会组织相关单位在北京召开了《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性催化还原法》规范编制工作启动会，会议讨论了开展该规范编制工作的意义和紧迫性，成立了编制组，明确了分工职责，标志着该项工作的启动。

（2）标准开题会

2008 年 1 月 29 日，国家环境保护总局科技标准司、中国环境保护产业协会组织标准承担单位在北京召开了开题论证会。标准承担单位就课题的开题情况作了工作汇报，专家组认真听取了标准承担单位关于标准主要内容、技术路线等内容的汇报，进行了充分的讨论，认为标准编制组提出的编制原则、技术路线、实

施方案和编制大纲基本可行，项目可以正式启动，同时对在下一步工作中需调整和完善之处提出了建议。

（3）标准征求意见稿

2009年4月8日，国家环境保护总局科技标准司、中国环境保护产业协会组织标准承担单位在北京召开了征求意见稿（初稿）审查会。标准承担单位就课题的征求意见稿（初稿）进行了工作汇报，专家组认真听取了汇报，并讨论了征求意见稿（初稿）中各条文及编制说明，修改后形成征求意见稿。

1.3 制定本标准的原则

环境工程技术规范属于行业标准，其编制工作应严格执行《国家环境保护标准制修订管理办法》，遵守以下原则：

（1）以科学发展观为指导，以实现经济、社会的可持续发展为目标，以国家环境保护相关法律、法规、规章、政策和规划为根据，通过制定和实施标准，促进环境效益、经济效益和社会效益的统一；

（2）有利于保护生活环境、生态环境和人体健康；

（3）有利于形成完整、协调的环境保护标准体系；

（4）有利于相关法律、法规和规范性文件的实施；

（5）与经济、技术发展水平和相关方的承受能力相适应，具有科学性和可实施性，促进环境质量改善；

（6）以科学研究成果和实践经验为依据，内容科学、合理、可行；

（7）根据本国实际情况，可参照采用国外相关标准、技术法规；

（8）制订过程和技术内容应公开、公平、公正。

1.4 产业政策

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》提出了“十一五”期间单位国内生产总值能耗降低20%左右，主要污染物排放总量减少10%的约束性指标。“十一五”期间，根据电力市场需求、中国能源资源的特点以及环境保护需要，电力发展要与促进和谐社会发展相适应，与依法治国的要求相一致。二氧化硫排放总量在“十五”末的基础上减少10%左右，即年排放量控制在1200万~1300万吨，平均排放绩效指标比“十五”末下降20%以上，即相当于5.0克/千瓦时左右。烟尘排放量继续做到基本持平，年排放量控制在300万吨左右，平均排放绩效指标比“十五”末下降25%以上，即相当于1.2克/千瓦时左右，

到 2010 年火电平均供电煤耗下降到 360 克/千瓦时，线损率下降到 7%，单位千瓦水耗指标下降 10%，粉煤灰综合利用率达到 70%。

脱硝方面，我国火电厂排放的氮氧化物一直未进行总量控制，其排放量随着火电机组装机容量的增加，也助推了酸雨的形成。根据专家预测，我国氮氧化物产生量 2000 年为 1880 万吨，2005 年将增加到 2200 万吨，2010 年为 2420 万吨，2020 年为 2668 万吨。随着火电厂燃煤量的不断增长，氮氧化物的产生量将逐步上升到占全国总产生量的大部分。国家就此情况逐步加大对电厂脱硝产业的重视和监督，先后出台了一系列相关政策和法规：《大气污染防治法》、《排污费征收使用管理条例》及电力工业环境保护“十五”规划中，都对氮氧化物控制作出了规定。电力工业环境保护“十五”规划中，提出“大力推广低氮燃烧器及采用分级燃烧技术，扩大烟气脱硝试点范围，强制火电厂减少氮氧化物的排放。现有 20 万千瓦火电机组开始进行低氮燃烧技术改造，积极推进位于氮氧化物污染严重、中心城市周围、具有经济承受能力的大型新建燃煤机组及超标排放的现有机组实施烟气脱硝。国家同时推进 30 万千瓦及以上机组进行烟气脱硝国产化示范工程建设，预计“十五”期末，在运行锅炉上完成排烟脱硝工业示范试验。

1.5 标准指定所依据的法律、法规和政策

(1) 《中华人民共和国环境保护法》

1989 年 12 月 26 日实施的《中华人民共和国环境保护法》规定，新建工业企业和现有企业的技术改造，应当采用资源利用率高、污染物排放量少的设备和工艺，采用经济合理的废弃物综合利用技术和污染物处理技术。

建设项目中防治污染的设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。防治污染的设施必须经原审批环境影响报告书的环境保护行政主管部门验收合格后，该建设项目方可投入生产或者使用。

(2) 《中华人民共和国大气污染防治法》

2000 年 9 月 1 日实施的《中华人民共和国大气污染防治法》规定：企业应当对燃料燃烧过程中产生的氮氧化物采取控制措施。严格限制向大气排放含有毒物质的废气和粉尘；确需排放的，必须经过净化处理，不超过规定的排放标准。排污单位不正常使用大气污染物处理设施，或者未经环境保护行政主管部门批准，擅自拆除、闲置大气污染物处理设施的，环境保护行政主管部门或者本法第

四条第二款规定的监督管理部门可以根据不同情节，责令停止违法行为，限期改正，给予警告或者处以五万元以下罚款。

(3) 《火电厂大气污染物排放标准》

2004 年 1 月 1 日，GB13223-2003《火电厂大气污染物排放标准》开始实施，代替了原 GB13223-96 标准。新标准规定了现有火力发电锅炉达到更加严格的排放限值的年限，并且对第 3 时段燃煤锅炉（实施时间 2004 年 1 月 1 日）氮氧化物最高允许排放浓度做出如下规定：当煤 $V_{daf} < 10\%$ 时， $NO_x \leq 1100 \text{mg/m}^3$ ；当煤 $10\% \leq V_{daf} \leq 20\%$ 时， $NO_x \leq 650 \text{mg/m}^3$ ；当煤 $V_{daf} > 20\%$ 时， $NO_x \leq 450 \text{mg/m}^3$ 。同时明确规定第 3 时段火力发电锅炉须预留烟气脱除氮氧化物装置空间。这标志着我国对 NO_x 排放要求越来越高，环保控制标准更加严格。

(4) 《国家环境技术管理体系建设规划》

为贯彻落实《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》、国家环保总局《关于增强环境科技创新能力的若干意见》和第六次全国环保大会精神，加强环境技术管理，为实现节能减排和环境保护目标提供技术支撑，国家环保总局组织于 2007 年 9 月 29 日印发了《国家环境技术管理体系建设规划》，其中一项重要内容是根据节能减排目标和建设环境技术管理体系的要求，选择能耗高、污染物排放量大的 16 个重点污染行业，编制或修订 40 项相关工程技术规范，为环境污染防治与管理提供环境工程技术规范。

(5) 《国家环境保护“十一五”规划》

根据《国民经济和社会发展的“十一五”规划纲要》和《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》编制的本规划《国家环境保护“十一五”规划》，是国家“十一五”规划体系的重要组成部分，旨在阐明“十一五”期间国家在环境保护领域的目标、任务、投资重点和政策措施，重点明确各级人民政府及环境保护部门的责任和任务，同时引导企业、动员社会共同参与，努力建设环境友好型社会。

《国家环境保护“十一五”规划》明确指出：“继续开展氮氧化物控制研究，加快氮氧化物控制技术开发与示范，将氮氧化物纳入污染源监测和统计范围，为实施总量控制创造条件。”“实施酸雨和二氧化硫污染防治规划，重点控制高架源的二氧化硫和氮氧化物排放。”“新（扩）建燃煤电厂除国家规定的特低硫煤坑口电厂外，必须同步建设脱硫设施并预留脱硝场地。”

(6) 《建设项目环境保护管理条例》

环境保护设施建设项目需要配套建设的环境保护设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。建设项目的主体工程完工后，需要进行试生产的，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入试运行。建设项目试生产期间，建设单位应当对环境保护设施运行情况和建设项目对环境的影响进行监测。建设项目需要配套建设的环境保护设施经验收合格，该建设项目方可正式投入生产或者使用。

1.6 标准制定的总体思路和技术路线

为贯彻执行《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国大气污染防治法》、《建设项目环境保护管理条例》和《火电厂大气污染物排放标准》，规范我国火电厂烟气脱硝工程建设，为火电厂烟气脱硝工程的规划、设计、评审、采购、施工及安装、调试、验收和运行管理提供依据，控制火电厂氮氧化物排放，改善环境质量，保障人体健康，促进火电厂可持续发展和烟气脱硝行业技术进步，作必要的限定，制定本标准。

根据我国火电厂烟气脱硝行业工程技术方面的整体水平，既要考虑到国家相关文件对火电厂烟气脱硝的要求，又要兼顾国内大多数企业的实际情况。在规范我国火电厂烟气脱硝行业的同时，也要体现出对企业发展的引导，既为企业设置一定的“门槛”，也充分考虑到不同级别企业的生存、发展空间。

本标准编制技术路线如图 1-1 所示。

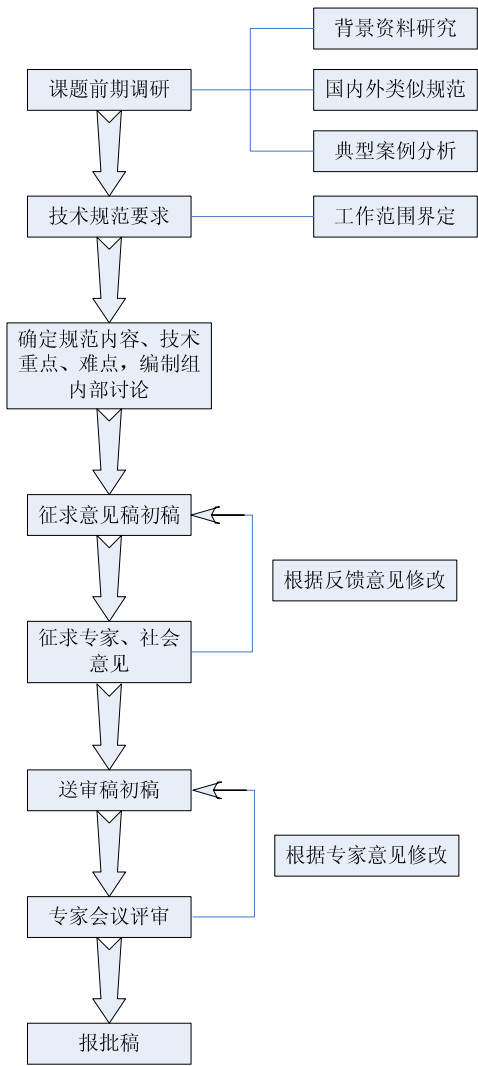


图 1-1 标准编制技术路线

2. 火电厂 NO_x 排放现状和发展趋势

2.1 我国火电厂现状与特点

2002～2006 年期间，我国火电行业的装机容量、发电量与煤耗量均呈不断增长的趋势。2006 年我国火电厂装机容量为 4.84 亿千瓦，发电量为 23573 亿千瓦时，煤耗量为 12.13 亿吨，与 2002 年相比，分别增长了 82%、74%和 70%，如图 2-1 所示。

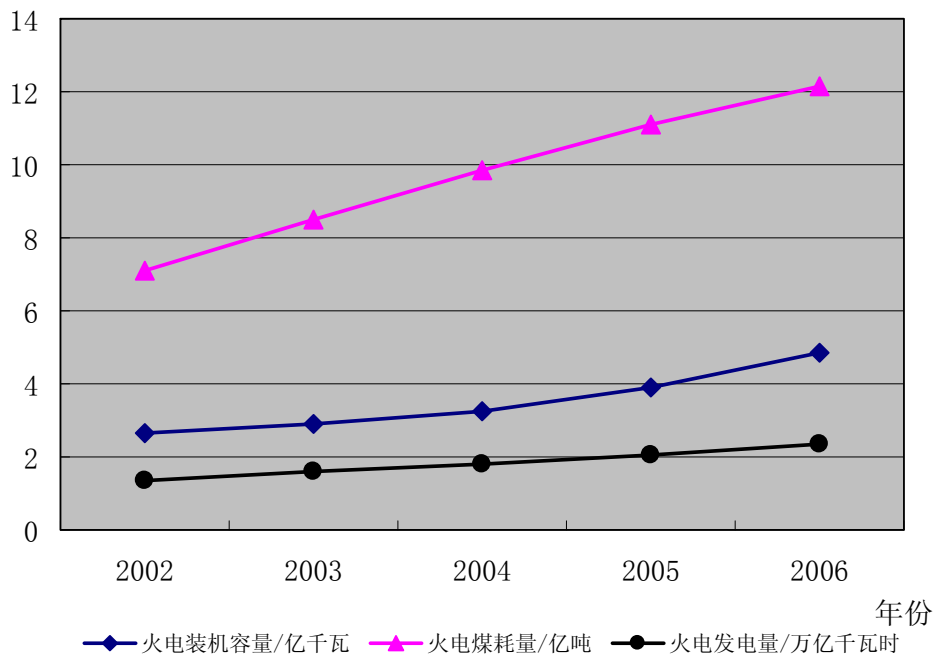


图 2-1 我国近几年火电装机容量、发电量及煤耗量

据 2006 年底的统计，全国 10 万千瓦及以上火电机组有 1393 台，装机容量已达到 35874.8 万千瓦，占全国火电厂装机容量的 74.11%，其中 30 万千瓦及以上火电机组 635 台，装机容量为 24441 万千瓦，占全国火电厂装机容量的 50.44%，分别比 2002 年增加 102%和 120.8%。台数和装机容量的发展速度高于 30 万千瓦以下火电机组的发展速度，见表 2-1。自 2004 年上海外高桥电厂二期第一台百万千瓦机组投入商业运行后，截止到 2006 年底，全国共有百万千瓦以上规模的电厂 171 座，装机容量达到 25660 万千瓦，占全国总装机容量的 41.25%，成为电力供应的主力。

我国火电厂建设采取了发展高参数、大容量机组，改造和关停小火电机组的战略措施，主要发展单机容量 30 万千瓦及以上的高参数、高效率的机组，为进一步控制火电厂大气污染物的排放提供了良好基础。

表 2-1 2002～2006 年全国 10 万千瓦及以上火电装机容量分布

年份		2002	2003	2004	2005	2006
装机容量及分布						
10 万千瓦	台数	855	931	1026	1174	1393
	装机容量（万千瓦）	19076.1	20881.8	23618.4	27798.9	35874.8

及以上	占火电总装机容量的比重(%)	71.84	72.06	72.69	72.37	74.11
20万千瓦及以上	台数	519	554	612	708	880
	装机容量(万千瓦)	15201.5	16412.0	18644.0	22123.0	29542.0
	占火电总装机容量的比重(%)	57.34	56.64	57.38	57.59	61.03
30万千瓦及以上	台数	314	342	394	480	635
	装机容量(万千瓦)	11071.5	12118.0	14218.0	17491.0	24441.0
	占火电总装机容量的比重(%)	41.69	41.82	43.76	45.53	50.44

我国的电力构成已火电为主，火电行业主要燃料为煤。根据中国电力企业联合会 2007 年 1 月 11 日统计快报显示，截至 2006 年底，我国发电装机容量达到 62200 万千瓦，其中，火电达 48405 万千瓦，约占总装机容量的 77.82%。

“十一五”（2006-2010 年）期间，我国将关停 5 万千瓦及以下凝汽式燃煤小机组 1500 万千瓦，以及关停小燃油机组 700 万千瓦以上。预计“十一五”末期，我国发电装机容量将接近 8 亿千瓦，届时水电、核电、清洁煤发电和新能源发电等清洁电力比重将超过 35%。

美国能源部信息管理局发布的《国际能源展望 2006》报告预计，至 2020 年，我国用电量将达 5.6 万亿千瓦时，发电总装机容量预计达到 11.86 亿千瓦，届时我国的用电量和发电总装机容量将超过美国跃居世界第 1 位。报告称，从 2003 年至 2030 年，我国的用电量将增加 43000 亿千瓦时。

2.2 NO_x 的排放现状

目前我国尚无火电厂氮氧化物排放量的权威发布数据。对中国火电厂氮氧化物排放量的分析，最早见于 2004 年 10 月清华大学环境科学与工程系编著的《国家中长期氮氧化物控制方案》。该报告中采用部门燃料消耗排放因子法，估算了中国氮氧化物的排放总量，其估算结果见图 2-2。同时，还给出了 2002 年中国

氮氧化物排放总量在各个经济部门的排放清单，见图 2-3。其中：火力发电厂排放的氮氧化物总量为 505.4 万吨，约占全国氮氧化物排放总量的 36.1%。之后，一些专业人士亦曾对火电厂氮氧化物排放量作出一些分析和预测。在此基础上，在考虑火电行业近几年发展和氮氧化物控制在火电行业应用情况后，补充了到 2006 年的火电厂氮氧化物排放量发展趋势的分析，见图 2-4。

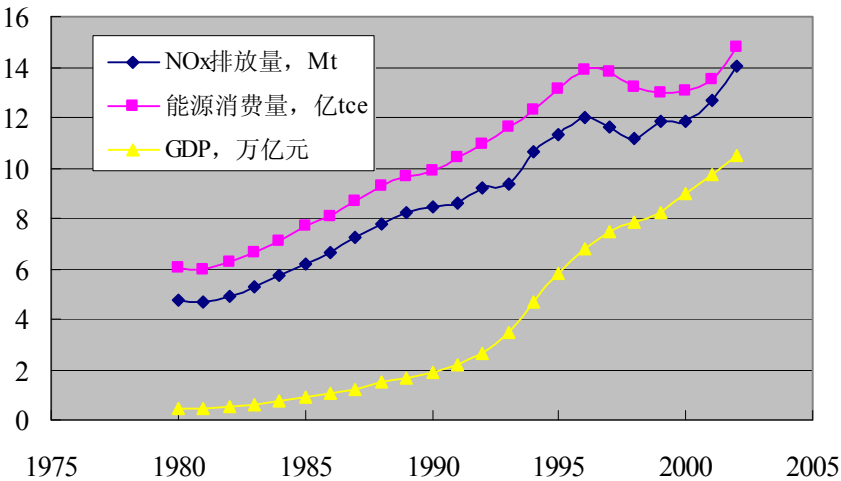


图 2-2 中国 GDP、能源消费、NO_x 排放总量变化（1980—2002）

2002年部门NO_x排放清单

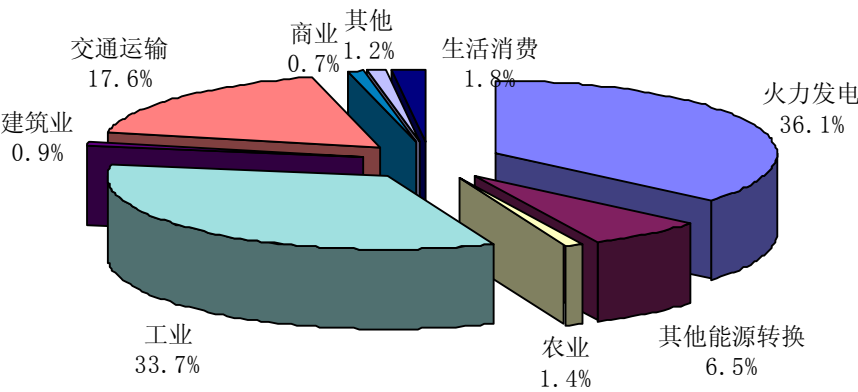


图 2-3 2002 年中国行业部门 NO_x 排放清单

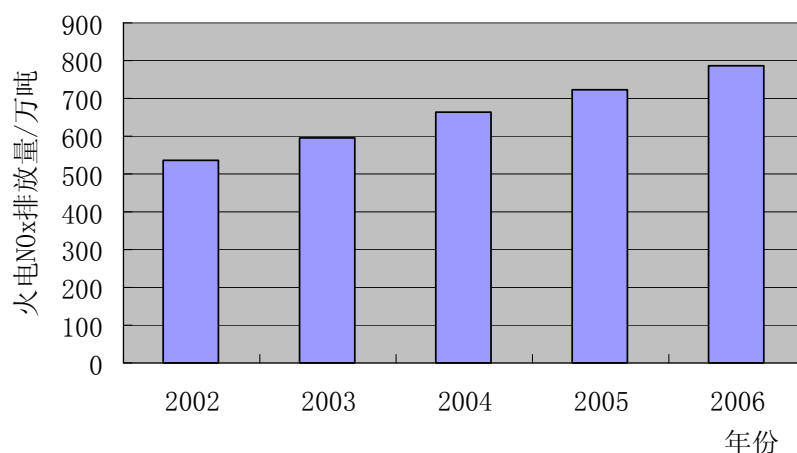


图 2-4 我国火电行业近几年氮氧化物排放量

从图 2-4 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。2002~2006 年五年间，火电厂装机容量增长了 82%，煤耗量增长了 70%，而 2006 年我国火电 NO_x 排放量为 786.73 万吨，只比 2002 年的 536.8 万吨增加近了 47%。相对于我国火电的总装机容量和煤耗量而言，NO_x 排放量的增加速率明显小于我国火电总装机容量和煤耗量的增长率。其主要原因是：高效率大容量机组增速较大，单位发电量的煤耗有所降低；其次，这些机组大多采用了低 NO_x 燃烧技术，使单位发电量的 NO_x 排放水平呈下降趋势；最后，对在役机组的低 NO_x 燃烧技术改造和烟气脱硝装置的建成并投入运行，致使 NO_x 排放水平总体上有所降低。

值得注意的是，同世界主要工业国家比较，我国的火电厂 NO_x 排放水平仍然很高。2002 年，我国的单位火电发电量 NO_x 的排放水平仍然高于美国、日本、德国等发达国家 1985 年的单位发电量排放水平，更远远高于发达国家的 1999 年的单位发电量排放水平，见图 2-5。根据国务院审议通过的电力工业“十一五”发展规划，“十一五”期间规划开工火电项目的装机容量将达到 1.41 亿千瓦，按照现有的 NO_x 控制政策，初步测算到 2010 年 NO_x 排放量将达到 850 万吨左右。

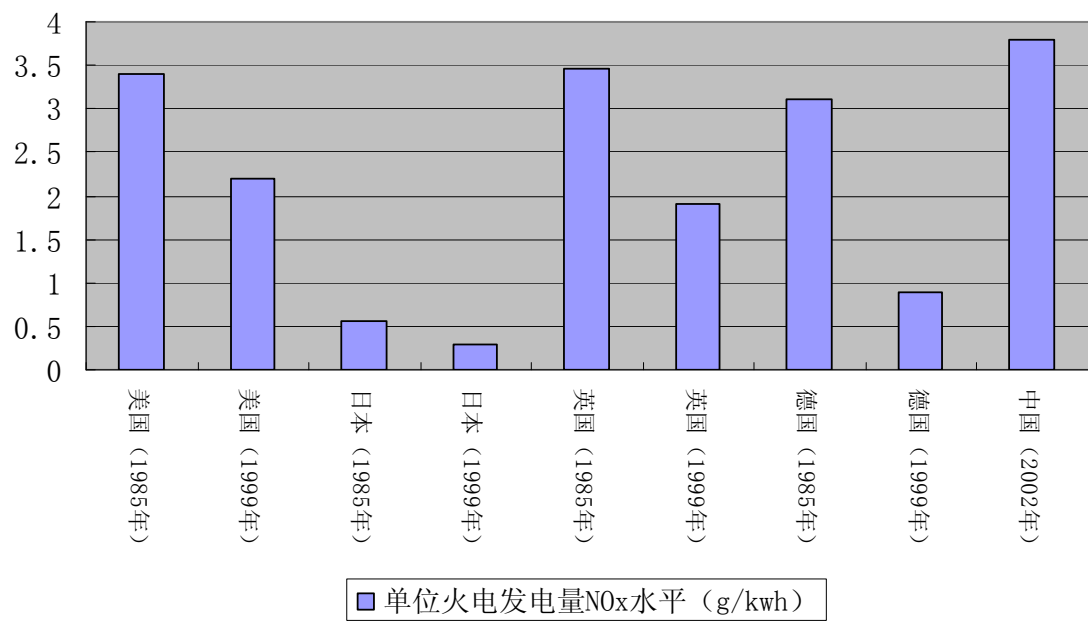


图 2-5 部分国家单位火电发电量的 NOx 排放状况比较

2.3 NOx 的控制现状

我国对氮氧化物的控制自 2003 年颁布《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223—2003）后，一批新建火电机组，大多采用了低氮氧化物燃烧技术，有的火电厂结合技术改造安装了低氮氧化物燃烧器，商业化烟气脱硝装置也已在 30 万千瓦、60 万千瓦装机容量的多台机组上投入运行，为火电厂降低氮氧化物的排放控制积累了经验。据不完全统计，到目前为止约有 90 多家电厂的近 200 台总装机容量为 1.05 亿千瓦的机组已通过环评，其中已建、在建或拟建的火电厂烟气脱硝项目达到 5745 万千瓦装机容量(见表 2-3)，主要分布在北京、上海、江苏、浙江、广东、山西、湖南等省（市）。所采用的工艺技术主要是选择性催化还原法（SCR），约占 96%，非选择性还原催化法（SNCR）只占 4%。

表 2-3 我国已建、在建和拟建的燃煤电站烟气脱硝项目

地区	项目	脱硝机组容量	脱硝供应商
北京市	北京第一热电厂一期	4×100MW	浙江能源 SCR
	北京第一热电厂二期	2×200MW	华电环保 SCR
	北京草桥电厂	2×300MW	华电环保 SCR
	太阳宫电厂	2×350MW	杭州锅炉厂 SCR
	北京高井发电厂	4×100MW+4×50MW	清华同方 SCR

	石景山电厂	4×200MW	清华同方 SCR
上海市	上海外高桥第三发电厂	1×1000MW	重庆远达 SCR
	吴泾电厂	2×300MW	SCR
江苏省	国华太仓发电有限公司	2×600MW	苏源环保 SCR
	江苏徐州阌山发电厂	2×600MW	NPCC&美国燃烧技术公司 SNCR
	南京热电厂	1×200MW	SCR
	利港电厂	2×600MW	美国燃烧技术公司 SNCR
	南通电厂	2×900MW	SCR
	镇江电厂	2×1000MW	SCR
	靖江电厂	2×600MW	SCR
浙江省	浙江乌沙山发电厂	1×600MW	清华同方 SCR
	国华宁海电厂	1×600MW+2×1000MW	日本 BHK SCR
	北仑电厂	2×1000MW	国电龙源，浙江天地环保 SCR
	乐清电厂	1×600MW	浙江天地环保 SCR
广东省	厦门嵩屿电厂	2×300MW	上海电气集团&IHI SCR
	广州恒运电厂	2×300MW	东锅&比晓夫 SCR
	黄埔电厂	2×125MW	东方锅炉厂，比晓夫 SCR
	广东台山电厂	1×600MW	丹麦 Topsoe SCR
	南海电厂	1×600MW	SCR
	德胜电厂	2×300MW	哈锅 SCR
	海门电厂	2×1000MW	SCR
	平海电厂	2×1000MW	上海 IHI SCR
	惠来电厂	2×1000MW	东方锅炉厂，比晓夫 SCR
湖南省	长沙电厂	2×600MW	东方锅炉厂 SCR

	耒阳电厂	2×300MW	SCR
	涟源电厂	2×300MW	东方锅炉厂，比晓夫 SCR
山西省	山西鲁晋王曲发电有限责任公司	2×600MW	SCR
	山西阳城电厂	1×600MW	东方锅炉厂 SCR
	山西晋城电厂	2×600MW	SCR
	太原钢厂配套机组	2×300MW	SCR
	山西漳山电厂	2×600MW	北京紫泉 SCR
	河坡电厂	2×100+2×50MW	SCR
福建省	漳州后石电厂	7×600MW	日立 SCR
	可门电厂	2×600MW	SCR
河北省	三河发电厂	2×300MW	国华荏原 SCR
	定州电厂	2×600MW	国华荏原 SCR
	高碑店电厂	4×250MW	清华同方 SCR
天津市	天津东北郊热电厂	1×600MW	SCR
	东郊电厂	1×600MW	SCR
山东省	黄台电厂	1×600MW	SCR
辽宁省	绥中电厂	2×1000MW	国华荏原 SCR
云南省	滇东电厂	2×600MW	北京巴威 SCR
四川省	四川福溪电厂	1×600MW	SCR
黑龙江省	哈尔滨电厂	2×300MW	SCR
安徽省	铜陵电厂	1×600MW	国电龙源 SCR
河南省	孟津电厂	3×600MW	SCR
总计		55150 MW	SCR
		2400MW	SNCR

2.4 NO_x 的发展趋势

近年来，随着我国产业结构由粗放型向集约型的转变和能源消费结构的优化调整，能源消耗排放 NO_x 不断增加的趋势有所缓解，但是，NO_x 排放在行业、

燃料及地区分布上均极为不平衡的特征并没有根本改变。排放 NO_x 较多的经济行业依然是工业、电力和交通运输部门，占排放总量的 90%以上。电力工业又是我国的燃煤大户，火电厂是 NO_x 的主要来源之一。“十一五”期间，我国经济仍将快速发展，能源需求旺盛。据预测，到 2010 年，我国煤炭消费将达到 16.9~19.9 亿吨；到 2020 年，原煤消费将达到 20.5~29.0 亿吨，燃煤产生的 NO_x 将急剧增加。

根据国务院审议通过的电力工业“十一五”发展规划，“十一五”期间规划开工火电项目 1.41 亿千瓦，按照现有的 NO_x 控制政策，初步测算 2010 年 NO_x 排放量将达 850 万吨左右。我国 NO_x 排放量和大气 NO_x 浓度的快速增加，将使我国大气污染的性质发生根本性的变化，大气氧化性增加，导致一系列的城市和区域环境问题，对人体健康和生态环境构成巨大的威胁，NO_x 控制任务非常艰巨。因此，今后我国应通过经济、技术、法律及政策等多种手段，加大洁净煤技术的开发力度，鼓励开发利用低污染的替代燃料（LPG、天然气等），大力推进水力、核能、风能、太阳能等可再生能源的利用，减少高污染排放的煤炭消耗，逐步改善以煤为主的能源消费结构，从而有效控制能源消耗产生的 NO_x 污染。

3. 火电厂 NO_x 产生环节分析

3.1 典型工艺

火力发电厂简称火电厂，是利用煤、石油、天然气等燃料的化学能产生出电能的工厂。按其功能可分为凝汽式电厂和热电厂两类，前者提供电能，后者还可提供蒸汽和热水，即所谓“热电联合生产”。火电厂的容量大小各异，具体形式也各不相同，但其生产过程相似，图 3-1 为凝汽式燃煤电厂的生产过程示意图。

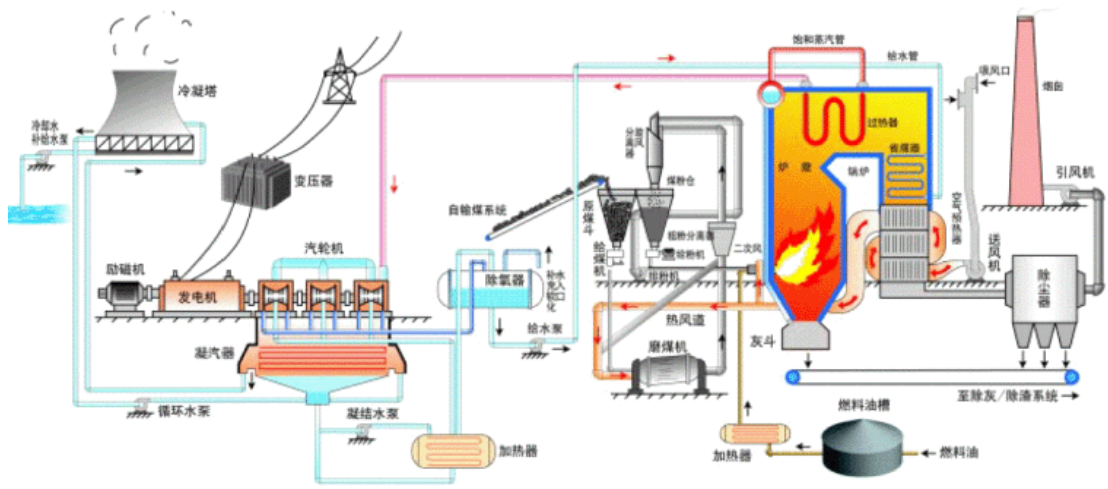


图 3-1 火电厂工作流程图

3.2 NO_x 产生环节

研究表明,煤等化石燃料在燃烧过程中会生成 NO_x,其生成途径主要有三种:

(1)“热力”NO_x (Thermol NO_x)

燃烧用空气中的 N₂ 在高温下氧化而产生的氮氧化物。

(2)“快速”NO_x (Prompt NO_x)

碳化氢燃料过浓时燃烧产生的氮氧化物。

(3)“燃料”NO_x (Fuel NO_x)

燃料中含有的氮的化合物如杂环氮化物在燃烧过程中氧化而生成的氮氧化物。

燃烧过程中,空气带入的氮被氧化为 NO_x 的反应可以概括地表示(忽略中间过程)为:



以上两个反应共存于燃烧系统中,烟气中 NO、NO₂ 均有,主要为 NO,约占总 NO_x 的 90%以上,其余为 NO₂。

3.3 NO_x 控制技术

控制火电厂 NO_x 排放的措施分两大类。一类是通过燃烧技术的改进,如低 NO_x 燃烧器、分级燃烧及再燃烧(燃料分级燃烧)等;另一类是尾部加装烟气脱硝装置。其中选择性催化还原法(Selective Catalytic Reduction, SCR)烟气脱硝技术应用最为广泛。SCR 烟气脱硝技术是指在催化剂的作用下,利用还原剂(如 NH₃)“有选择性”地与烟气中的 NO_x 反应并生成无毒无污染的 N₂ 和 H₂O^[6]。其原理首先由 Engelhard 公司发现并于 1957 年申请专利,后来日本在该国环保政

策的驱动下，成功研制出了现今被广泛使用的 V_2O_5/TiO_2 催化剂，并分别在 1977 年和 1979 年在燃油和燃煤锅炉上成功投入商业运用。SCR 技术对锅炉烟气 NO_x 控制效果十分显著、技术较为成熟，目前已成为世界上应用最多、最有成效的一种烟气脱硝技术。

在 SCR 脱硝过程中，通过加氨可以把 NO_x 转化为空气中天然含有的氮气(N_2)和水(H_2O)，主要的化学反应如下：



反应式(3-8)为主要化学反应。反应所需的 NH_3/NO_x 比为化学计量关系。在不添加催化剂的条件下，较理想的上述 NO_x 还原反应为 $800^{\circ}C\sim 900^{\circ}C$ ，但是，这一温度范围“很狭窄”。当温度在 $1050^{\circ}C\sim 1200^{\circ}C$ 时， NH_3 会氧化成 NO ，而且， NO_x 还原速度会很快降下来，当温度低于 $800^{\circ}C$ 时，反应速度很慢，此时需要添加催化剂，因此分为 SCR 工艺和 SNCR 工艺。

在选择性催化还原工艺中，催化剂安放在一个像固体反应器的箱体内。催化剂单元通常垂直布置，烟气由上向下流动。典型工艺布置和反应原理如图 3-2 所示。

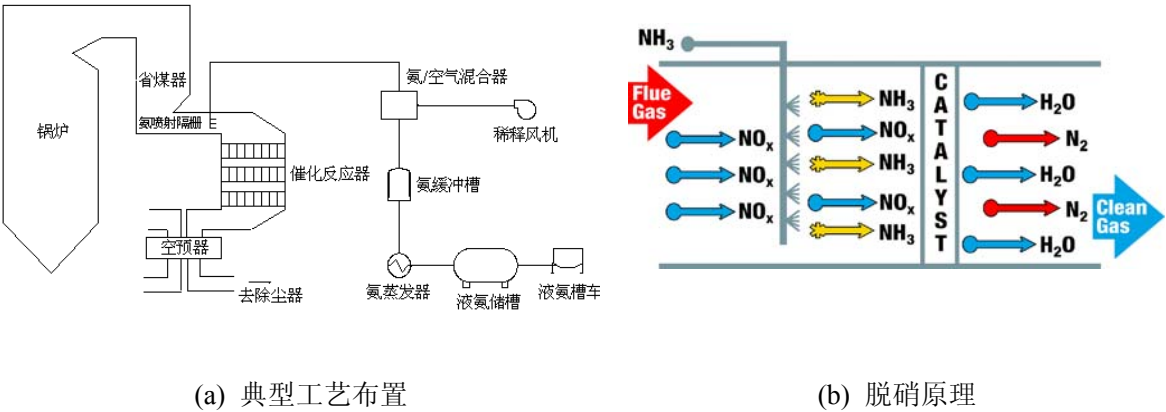


图 3-2 SCR 烟气脱硝原理

SCR 技术在国外，尤其是那些对 NO_x 排放严格限制的国家如德国、日本及美国等国家有较为广泛的应用。表 3-1 为主要发达国家电力行业安装 SCR 烟气脱硝装置的情况。

表 3-1 主要发达国家电力行业安装 SCR 的统计

国家	SCR 机组容量/MW	SCR 占烟气脱硝装置的比例
日本*	23100	93%
德国*	55000	95%
美国**	100000	33%

(*2002 年统计数据；**2004 年统计数据)

到目前为止，仅日本的日立公司就有 330 套 SCR 系统的销售业绩，60 多项有关 SCR 的发明，其中，板式 TiO₂/V 催化剂应用到 170 套系统中，具有世界上处理烟气量最大(3029000Nm³/h)、配套机组容量最大(1000MW)的 SCR 系统。欧洲从 1985 年开始引进 SCR 技术，并迅速展开相关研究，迄今为止，装机容量达到 60,000MW 以上。美国从 1959 年就开始研究 SCR 技术，并获得了该方面的许多专利，但直到 20 世纪 80 年代后期才发展到工业应用上来，在能源部的支持下，美国于 1987-1999 年花费在 SCR 研究上的经费超过 6700 万美元，美国现有燃煤容量有 30%以上订购了 SCR 系统。SCR 已成为国际上电站烟气脱硝的主流技术。

为了适应更为严格的排放要求，我国目前已开展这方面的研究工作，特别是国电热工研究院和江苏苏源环保工程有限公司等，已对 SCR 工艺、催化剂和相关的关键技术设备开展了全面的研究，并已取得了初步的研究进展。SCR 技术在国内已逐步开始推广应用，目前已建成、正在建设和拟建的 SCR 脱硝装置有 50 余套。

4. 国内外相关标准调研

日本和德国是世界上较早实施燃煤烟气脱硝的两个国家，美国也将这种脱硝方法作为电厂燃煤烟气脱硝的重点应用技术。

4.1 日本标准

日本在 1979 年就制定了《排烟脱氮设备指针》(JEAG3604)，对日本排放烟气脱硝技术装备进行了技术规范，后来经过了两次修订直到现在。日本空气关于氮氧化物污染控制法的立法历史如表 4-1 所列。

表 4-1 日本氮氧化物污染控制法的立法历史

1973 年 5 月	环境质量标准的制定
1973 年 8 月	开始氮氧化物的调整（大型锅炉的排放控制等）

1975 年 12 月	第二次调整
1977 年 6 月	第三次调整
1978 年 7 月	环境质量的校正
1979 年 8 月	第四次调整
1981 年 6 月	总量控制的制定（3 部分）
1983 年 9 月	第五次调整
1985 年 9 月	对小型锅炉的补充
1988 年 2 月	对燃气轮机和柴油发动机的补充
1991 年 2 月	对煤气发动机和汽油发动机的补充
1999 年 10 月	软磁盘的报告书
2000 年 4 月	分权
2001 年 1 月	部门和办事处的再编

最新规定的 NOx 排放限值如表 4-2 所列。

表 4-2 日本最新规定的 NOx 排放限值

	设备类型	规模	规定的标准值	
			On	NOx
			(%)	(ppm)
锅炉	燃气炉	≥40,000m³N	5	60-100
		<40,000m³N	5	130-150
	重油燃烧炉及气-液混合 燃烧炉	≥200,000m³N	4	130-150
		40,000-200,000m³N	4	150
		10,000-40,000m³N	4	150
		<10,000m³N	4	180
	醋酸铁液燃烧炉	≥200,000m³N		
		40,000-200,000m³N		
		<40,000m³N		

	设备类型	规模	规定的标准值	
			On	NOx
			(%)	(ppm)
	燃煤炉	≥200,000m³N	6	200-250
		40,000-200,000m³N	6	250-320
		<40,000m³N	6	250-350
	锅炉的催化剂再生塔		4	
	其它锅炉	≥40,000m³N	6	
		<40,000m³N	6	

作为烟气治理产业发达的国家之一，日本的《排烟脱氮设备指针》（JEAG 3604）规范了日本本国的烟气脱硝技术，该标准后来经过两次修订，在 2002 年与《排烟脱硫设备指针》（JEAG 3603）、《集尘装置规程》（JEAG 3719）及当时新颁布的法令、标准等整合在一起，形成现在的日本《排烟处理设备指针》（JEAG 3603-2002）。其中对涉及烟气脱硝的系统、材料、设计、运行管理以及其他一般事项作出了诸多规定。

4.2 欧洲标准

欧洲标准《电厂设备采购指南》EN45510-4-10：1999 是由 CEN/CENELEC 于 1999 年 10 月通过欧洲标准。其中，第 4-10 部分为锅炉附件—烟气脱硝装置。该标准现有英文、法文和德文三种官方版本。它包括：范畴、标准的参考文献、定义、总体项目简述、供货范围、终端、操作要求、使用期限、性能要求、设计和构成、维护要求、技术文件要求、应用规范，标准和进一步要求、评价准则、质量体系、现场因素、特殊性能的校验。欧盟通过 88/609/EEC 指令和 2001/80/EC 指令对氮氧化物的排放进行控制。

欧洲国会和议会关于大型企业大气污染物排放限值的 2001/80/EC 导则（2001 年 10 月 23 日）对热功率≥50MW，燃烧各类燃料（固体、液体或气体）的装置的 NOx 作了如表 4-3 的限制。

表 4-3 新建和现有企业的 NO_x 排放限值

燃料类型	限值 ⁽¹⁾ (mg/Nm ³)
固体 ^{(2), (3)} : 50~ 500MWth: >500MWth: 从 2016 年 1 月 1 日 50~ 500MWth: >500MWth:	600 500 600 200
液体: 50~ 500MWth: >500MWth:	450 400
气体: 50~ 500MWth: >500MWth:	300 200

(1) “外围区域”除外，其采用以下限值：

- 普通固态燃料：650
- Vol comps<10%的固态燃料：1300
- 液态燃料：450
- 气态燃料：350

(2) 到 2015 年 12 月 31 日，从 2008 年起，年运行时间不超过 2000 小时（五年的年平均值），额定热输入量大于 500MW 的企业，应采用以下限值：

- 依照第 4 章（3）（a）取得许可证的企业，氮氧化物的排放（衡量 NO₂）限值是 600 mg/Nm³；
- 根据第 4 章（6）实施国家减排计划的企业，以 600 mg/Nm³ 的排放限值对国家减排计划做出了贡献。

从 2016 年 1 月 1 日起，年运行时间不超过 1500 小时（五年的年平均值）的企业，将服从的氮氧化物排放限值（以 NO₂ 计）是 450 mg/Nm³。

(3) 到 2018 年 1 月 1 日，截止至 2001 年 1 月 1 日在 12 个月内运行且将继续运行，所用燃料的挥发组分含量小于 10%的企业，排放限制为 1200 mg/Nm³。

（NO_x 以 NO₂ 计，以 mg/Nm³ 表示（固态燃料氧含量为 6%，液态和气态燃料氧含量为 3%））

4.3 我国相关标准

4.3.1 火电厂大气污染物排放标准

火电厂大气污染物排放标准（GB13223-2003）规定了火力发电锅炉及燃气轮机组氮氧化物最高允许排放浓度须执行的规定限值（见表 4-4）。

表 4-4 火力发电锅炉及燃气轮机组氮氧化物最高允许排放浓度/（mg/m³）

时 段	第 1 时段	第 2 时段	第 3 时段
实施时间	2005 年 1 月 1 日	2005 年 1 月 1 日	2004 年 1 月 1 日

燃煤锅炉	$V_{\text{def}} < 10\%$	1500	1300	1100
	$10\% \leq V_{\text{def}} \leq 20\%$	1100	650	650
	$V_{\text{def}} > 20\%$			450
燃油锅炉		650	400	200
燃气轮机组	燃油			150
	燃气			80

本标准分三个时段，对不同时期的火电厂建设项目分别规定了排放控制要求：

1996 年 12 月 31 日前建成投产或通过建设项目环境影响报告书审批的新建、扩建、改建火电厂建设项目，执行第 1 时段排放控制要求。

1997 年 1 月 1 日起至本标准实施前通过建设项目环境影响报告书审批的新建、扩建、改建火电厂建设项目，执行第 2 时段排放控制要求。

自 2004 年 1 月 1 日起，通过建设项目环境影响报告书审批的新建、扩建、改建火电厂建设项目（含在第 2 时段中通过环境影响报告书审批的新建、扩建、改建火电厂建设项目，自批准之日起满 5 年，在本标准实施前尚未开工建设的火电厂建设项目），执行第 3 时段排放控制要求。

第 3 时段火力发电锅炉须预留烟气脱除氮氧化物装置空间。液态排渣煤粉炉执行 $V_{\text{daf}} < 10\%$ 的氮氧化物排放浓度限值。

4.3.2 北京市地方标准

新建、扩建和改建锅炉大气污染物排放限值如表 4-5 所列。

表 4-5 新建、扩建和改建锅炉大气污染物排放限值

污染物	电站锅炉	工业锅炉
氮氧化物（ mg/m^3 ）	100	150

在用锅炉大气污染物排放限值如表 4-6 所列。

表 4-6 在用锅炉大气污染物排放限值

污染物	电站锅炉		工业锅炉		
	I 时段	II 时段	I 时段		II 时段
			$\leq 45.5\text{MW}$	$> 45.5\text{MW}$	

氮氧化物 (mg/m ³)	250	100	300	250	200
---------------------------	-----	-----	-----	-----	-----

注：自备电站锅炉执行工业锅炉大气污染物排放限值。

在用锅炉分为 I、II 两个时段：第 I 时段为 2007 年 9 月 1 日至 2008 年 6 月 30 日，第 II 时段自 2008 年 7 月 1 日起。

4.3.3 上海市地方标准

4.3.3.1 电站锅炉大气污染物排放限值

(1) 2007 年 9 月 1 日前建成投产或通过建设项目环境影响报告书审批的电站锅炉，分两个时间段执行相应的大气污染物排放限值。

2009 年 12 月 31 日前，执行 GB13223-2003 规定的排放限值；自 2010 年 1 月 1 日起，执行表 4-7 规定的排放限值。

(2) 2007 年 9 月 1 日起通过建设项目环境影响报告书审批的新建（含扩建、改建）电站锅炉，自 2007 年 9 月 1 日起执行表 4-8 规定的排放限值。

表 4-7 现有电站锅炉氮氧化物最高允许排放浓度

锅炉类别		氮氧化物排放浓度(mg/m ³)
燃煤锅炉	≥300MW	450 650*
	<300MW	550
燃油锅炉		150
燃气锅炉		80

* 本标准实施前改建的燃用贫煤的锅炉执行该限值。

表 4-8 新建（含扩建、改建）电站锅炉氮氧化物最高允许排放浓度

锅炉类别		氮氧化物排放浓度(mg/m ³)
燃煤锅炉	≥300MW	200
	<300MW	
燃油锅炉		150
燃气锅炉		80

4.3.3.2 热电联供锅炉大气污染物排放限值

各种容量的热电联供煤粉锅炉，以及单台出力 45.5MW（65t/h）以上的其他

燃烧方式热电联供锅炉，按照电站锅炉的大气污染物排放控制要求执行。其它热电联供锅炉按照工业锅炉（含生活锅炉）的大气污染物排放控制要求执行。

4.3.4 制定中的其他相关标准

4.3.4.1 《燃煤烟气脱硝技术装备》

2006 年国家标准化管理委员会批准了国标《燃煤烟气脱硝技术装备》，项目编号为 20068667-T-604，该标准是我国在烟气脱硝方面的第一个技术标准。国家标准化管理委员会委托中国机械工业联合会组织了浙江大学热能工程研究所等单位负责起草该技术标准，现已形成送审讨论稿。

4.3.4.2 《火电厂选择性催化还原法烟气脱硝设计规程》

中电联发起，委托江苏苏源环保工程股份有限公司、北京国电龙源环保工程有限公司起草的火电厂选择性催化还原法烟气脱硝设计规程》，现已形成报批稿。该规范适用于火电厂烟气脱硝工程中选择性催化还原法的工程设计，主要技术内容包括：适用范围、规范性引用文件、总则、系统布置、催化剂选择、工艺参数计算、催化反应系统设计、热工自动化设计、还原剂储存系统设计、热工自动化等。

5. 标准主要内容和说明

5.1 标准内容说明

本标准针对 SCR 技术进行说明定义，无其它脱硝方法如 SNCR，电子束辐照法等的内容。制定本标准的原则是根据我国锅炉烟气 NO_x 排放治理的具体情况和的发展趋势，建立一套既符合我国国情又能与国际接轨的锅炉烟气脱硝技术装备标准，规范我国燃煤烟气脱硝技术装备的设计、制造、引进吸收、工程建设、运行维护等行为准则，促进我国燃煤烟气脱硝工程技术进步和可持续发展。

5.2 选择性催化还原法

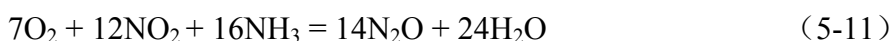
选择性催化还原法（SCR）是利用还原剂在催化剂作用下有选择性地与烟气中的氮氧化物（主要是一氧化氮和二氧化氮）发生化学反应，生成氮气和水。

其主要反应方程式：





另外，由于烟气成分的复杂性和氧的存在，伴随着 NH_3 对 NO_x 还原的主反应还会发生一系列副反应并生成相应产物，其反应方程式如下：



5.3 喷氨混合系统

喷氨混合系统有喷氨栅格与烟气混合器两种技术。

喷氨栅格的作用是将氨气/空气混合气体均匀喷入烟道中，以达到和烟气尽可能均匀混合。为尽可能使得烟道截面上各点浓度分布均匀，可根据烟气速度分布与 NO_x 的分布，采用覆盖整个烟道截面的网格型多组喷嘴设计，用多组阀门单独控制各喷嘴的喷氨量。为使氨与烟气在 SCR 反应器前有较长的混合区段以保证充分混合，应尽可能使氨在 SCR 反应器入口处喷入。

烟气混合器的作用是使烟气流经混合器时产生两个转向相反的湍流漩涡，通过氨喷嘴将氨喷射在两个湍流漩涡的中央位置，使烟气和氨气均匀混合进入 SCR 反应器。

5.4 SCR 反应器

SCR 反应器可分为横流方式反应器和纵流方式反应器。见图 5-1 (a) 和图 5-1 (b)。应根据不同煤种和整体布置选择 SCR 反应器的布置形式。

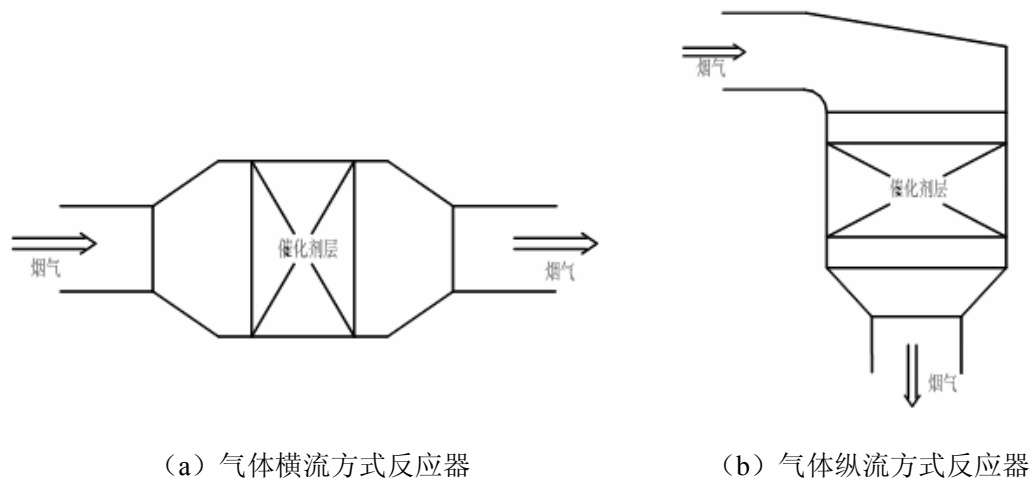


图 5-1 SCR 反应器的布置形式

粉尘含量高时，应选择气体纵流的反应器形式。且应选定不会发生粉尘堆积及磨损的适当的气体流速。为防止粉尘堆积，应根据需要选择吹灰器，并采取具有使灰尘均匀分布的装置如灰尘均分器。灰尘均分器设置在反应器入口处，用于优化灰尘分布，最小化催化剂的磨损和堵塞。

5.5 烟道及钢结构

若是原有锅炉的改造项目，增加 SCR 反应器后，由于压损增加，烟道强度需重新计算。烟气成分和温度的变化，使得空预器冷端容易出现堵塞和腐蚀，则换热元件和换热面积都需作出相应的调整。若需要修改原有锅炉的钢架和斜撑的布置，钢结构因此变化，需要重新校核计算强度，并需考虑 SCR 钢架和锅炉钢架的水平力传递及钢架支撑点结合的配合。

5.6 氨与空气的混合

氨/空气混合器内氨与空气的混合比例应符合 GB 536 的防爆规定，一般氨气浓度（体积百分比）不大于 5%。GB536—88 表明气体无水氨和空气的比例达到 16%~25%（V:V）时，形成爆炸性混合物。因此应在这一浓度基础上设定注入的氨气浓度。

稀释氨气时，可将电厂原有的鼓风机的出口空气分流到一个支管，用该支管的空气进行稀释；当电厂鼓风机没有风机余量能供给多余的空气时，则需另外设置一个氨气稀释风机。

5.7 应急处理安全防范设施

脱硝技术装备系统内应就地设有事故应急处理喷淋系统、氨气吹扫装置和防雷防静电等安全防范设施，同时还应设有氨气泄漏检测报警系统，以实时监测空气中氨的浓度，若氨气泄漏，则可立即发现并做出相应处理措施，可喷水吸收氨气。设置水喷淋系统，一般情况下也可用于氨区周围环境温度过高时，喷水降低氨区各设备的温度。

5.8 脱硝技术装备技术性能

氨逃逸不大于 3ppm， SO_2/SO_3 转化率小于 1%，脱硝系统的脱硝效率满足环保要求并具有进一步提高脱硝效率的能力，燃煤烟气脱硝系统主体设备设计使用寿命应不低于锅炉的剩余使用寿命，装置的可用率应保证在 95%以上。

由于脱硝过程中会有不希望发生副反应，生成的 $(\text{NH}_4)\text{HSO}_4$ ，在 230℃时， $(\text{NH}_4)\text{HSO}_4$ 会凝结为粘稠状物质并具有腐蚀性。采用典型的高尘布置时，烟气在空预器中的温度降低， $(\text{NH}_4)\text{HSO}_4$ 会吸附灰分并粘结在空预器管道上，缓慢增加系统压损，并逐渐堵塞空预器通道，使得系统无法正常运行。控制氨气的逃逸率不大于 3ppm、 SO_2/SO_3 转化率小于 1%，都是为防止反应生成 $(\text{NH}_4)\text{HSO}_4$ 而采取的有效措施。

5.9 工艺布置及工艺流程

5.9.1 工艺布置

在燃煤电厂中的 SCR 反应器一般有三种布置方式：位于锅炉后部（高尘布置，HD (High Dust)）；位于电除尘器 (ESP) 后空气预热器 (APH, Air Pre-Heater) 之前（低尘布置，LD (Low Dust)）；位于烟气脱硫除尘之后（尾部布置，TE (Tail end)）。

高尘布置时，SCR 反应器处于空气预热器与省煤器之间，温度 (300~430℃) 正好是一般催化剂的最佳活性温度窗口，这种方案烟气在进入 SCR 反应器前不需要采用加热器对其进行再加热，因而投资费用与运行费用较低。

低尘布置方式减少了烟气中烟尘对催化剂的冲刷腐蚀，避免了催化剂的堵塞，延长催化剂的使用寿命，但必须使用高温电除尘器（热 ESP）。

尾部布置时，SCR 反应器位于烟气脱硫及除尘之后，需要加设一套额外的烟气再热系统（含烟气换热器和燃烧器），提升脱硫后烟气的温度以满足脱硝催化剂的温度要求，因而投资费用与运行费用较高。

一般情况下，燃煤烟气脱硝首选高尘布置工艺。

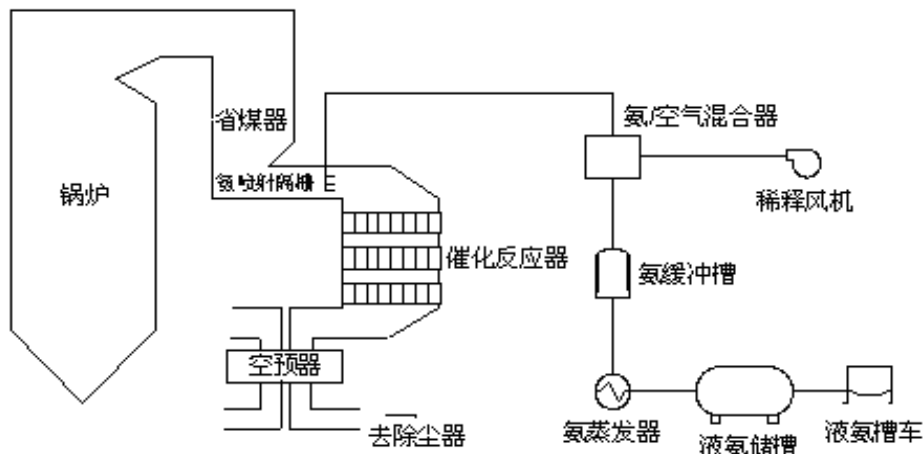


图 5-2 典型火电厂烟气脱硝工艺流程图(采用液氨作为还原剂)

5.9.2 典型工艺流程

典型的 SCR 工艺一般包含脱硝系统和还原剂储运制备系统，其中脱硝系统一般由喷氨混合系统、SCR 反应器、催化剂和烟气旁路等组成。

从还原剂储运制备系统制备得到的氨气送至氨/空气混合器，与空气混合后的氨气再送至 SCR 反应器内与烟气中的氮氧化物在催化剂催化条件下反应，生成氮气和水，从而达到去除氮氧化物的目的，如图 5-2 所示。

5.10 催化剂及设计选型所需的基础数据

5.10.1 催化剂材料

催化剂一般由 TiO₂、V₂O₅、WO₃、MoO₃ 等氧化物组成。催化剂材料从功能上划分，可分为活性成分、载体和辅助材料三部分。所谓活性成分，指能吸附氨气、并促进氨气与氮氧化物反应的活性络合体的物质成分。可以用金属、金属氧化物、活性炭等作为活性成分。载体是使活性成分得以分散的骨架物质，为了增加活性成分与烟气的接触机会，一般都用多孔质的物质作为载体，且与活性物质相协调，使活性物质均匀分散。作为载体使用的物质中，有各种多孔质的陶瓷类，矿物等，一般采用铝、钛、硅等的氧化物多孔质材料。辅助材料主要是指为保证为催化剂的机械强度而使用的粘结剂或骨料，根据催化剂的不同形状，可分别采用高岭土、玻璃纤维、陶瓷、钢板、钢丝网等作为载体。

5.10.2 催化剂选择

催化剂的选择应根据烟气具体工况、飞灰特性、反应器形状、脱硝效率、NH₃ 逃逸率、SO₂ 转化率、系统压降、使用寿命以及业主要求等条件来考虑。当

煤质含硫量高时，可选择二氧化硫转化率低的催化剂，防止对下游设备产生影响；当粉尘含量高时，可选择具有高耐磨损性的催化剂。含有 SO_2 或者 SO_3 的烟气中，应避免使用多孔质氧化铝（矾土）作为催化剂载体，以避免与 SO_2 和 SO_3 作用形成硫酸盐，此时，催化剂载体可选用钛或硅的氧化物作为催化剂载体。

5.10.3 催化剂失活

由于受到烟气中的气体条件，粉尘条件和温度条件方面因素的影响，催化剂的活性一般都会随着时间的延长而降低，主要原因如下：

- (1) 烟气中成分（碱金属、碱土金属、As、卤素等）使催化剂中毒，降低催化剂的活性；
- (2) 烟气中粉尘对催化剂的冲刷、玷污、堵塞，降低催化剂的活性；
- (3) 温度过高，引起催化剂烧结，使催化剂失活。

不同的催化剂有不同的活性温度窗口。一般烟气温度范围控制在 $320^\circ\text{C} \sim 400^\circ\text{C}$ ，过高或过低的温度都会导致催化剂无法正常起到催化作用，致使脱硝效率降低。

5.10.4 催化剂设计选型所需的基础数据

催化剂设计选型的基础数据一般应包括：

烟气中 NO_x 含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；

烟气体积流量（标态，湿基或干基）；

烟气温度范围；

含尘量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；

煤种的工业分析，元素分析；

灰份分析；

飞灰粒径分布；

烟气组分分析：

O_2 含量（标态干基）；

CO_2 含量（标态干基）；

N_2 含量（标态干基）；

H_2O 含量（标态）；

SO_2 含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；

SO_3 含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；
 HCl 含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；
 HF 含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；
 CO 含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；
 硅（Si）含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；
 硒（Se）含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；
 砷（As）含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；
 汞（Hg）含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；
 铅（Pb）含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；
 磷（P）含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；
 有机烷烃（CH）含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）；
 多氯代二苯并呋喃（PCDF）含量（标态干基，过剩空气系数 1.4）。

5.11 还原剂及耗量的计算方法

5.11.1 还原剂的制备

5.11.1.1 还原剂制备方法比较

(1) 液氨法

通过液氨卸料压缩机将液氨由槽车送入储氨罐内，储氨罐内的液氨在压差和重力作用下被送至液氨蒸发器内蒸发为氨气，氨气送到氨气缓冲槽备用。缓冲槽的氨气经调压阀减压后，送入氨 / 空气混合器中与来自稀释风机的空气充分混合，通过喷氨混合系统将稀释好的氨气喷入 SCR 反应器入口烟道与烟气充分混合，再进入 SCR 反应器。氨气系统紧急排放的氨气则引入氨气稀释槽中，经水的吸收排入废水池，再由废水泵送至废水处理厂处理。

(2) 氨水法

将 20%~30% 的氨水溶液，通过加热装置使其蒸发，形成氨气和水蒸气。一般可采用接触式蒸发器法和喷淋式蒸发器法。

(3) 尿素法

一般有水解法和热解法两种。

水解法：将储料仓中的干尿素(NH_2CONH_2)送入混合罐中，通过混合罐中搅拌器地搅拌，使尿素完全溶解后用循环泵将尿素溶液抽出来，这个过程不断重复，以维持尿素溶液存储罐的液位。从储罐里出来的溶液在进入水解槽之前要过滤。

把尿素溶液送入热交换器吸收热量。在水解槽中，尿素溶液首先通过蒸汽预热器加热到反应温度，然后尿素溶液与水反应成氨和二氧化碳。

热解法：将气体燃料或柴油与热烟气或预热的助燃空气一起送入热解室（又称混合燃烧室），再将配好的高浓度（40%~50%）尿素溶液喷进热解室转化成氨气，实现氧化还原反应。

5.11.1.2 还原剂制备原料比较

液氨属于危险品，需十分注意安全防护；氨水容易运输且较液氨安全，氨区更易整合在电厂总平面布置中，但是运输体积大；尿素是安全原料(肥料)，湿或干的形态都容易运输，但是其制氨的系统复杂，设备占地面积大，储存量大时需考虑潮解问题。

根据国外应用的情况和我国国情，可将无水液氨法作为主选方案；尿素运输便利、安全，但制氨、储存等问题较多，可以作为次选方案；氨水运输成本高、且运输不安全，国内尚无工程应用，故本标准中没有规定氨水 SCR 的技术要求。

5.11.1.3 安全考虑

(1) 氨对铜、铜合金、铝等有腐蚀性，相关的管道、阀门以及仪器上不能使用这些材料。

(2) 为防止氨气逆流，应设置止回阀。

(3) 考虑到氨的毒性，在管和管接头、以及阀门类的结合处，应采用焊接结合；若连接时，不能采用焊接结合的，也可使用法兰盘结合。

(4) 各管道设备应考虑防止静电而接地。

(5) 系统进行检修时，须先进行氮气吹扫。

5.11.2 还原剂耗量的计算方法

以氨气作为 SCR 法脱硝还原剂，其耗量按下式计算：

$$Q = 22.4F \times \frac{C_{NOx}}{M} \times n \times 10^{-6} \quad (5-18)$$

$$n = \frac{C_{slipNH_3}}{C_{NOx}} + \frac{\eta_{NOx}}{100} \quad (5-19)$$

式中：Q — 氨气耗量，Nm³/h；

F — 锅炉烟气流量（标态干基），Nm³/h；

C_{NOx} — 表示 SCR 反应器入口的 NOx 的浓度(标态干基)，mg/Nm³；

- M — NO_2 的摩尔质量, g/mol;
- n — NH_3 与 NO_x 反应摩尔比;
- C_{slipNH_3} — 表示逃逸的氨的浓度 (标态干基), mg/Nm^3 ;
- η_{NO_x} — 表示氮氧化物的脱除效率, %。

6. 若干关键问题研究

6.1 烟气旁路

旁路的设置是 SCR 脱硝一个较有争议的问题。

6.1.1 SCR 反应器旁路

增加 SCR 反应器旁路系统主要是因为当锅炉处于低负荷运行的时候, 反应器入口的温度可能会下降到低于催化剂的最佳反应温度区间, 此外在锅炉的停机以及开机运行期间, 其温度也会产生很大的波动, 因此需要 SCR 反应器的旁路使烟气绕过反应器, 以避免在非活性温度区间内使催化剂中毒或使催化剂的表面受到污染。同时, 该系统要进行密闭以防止烟气进入 SCR 的反应器中。

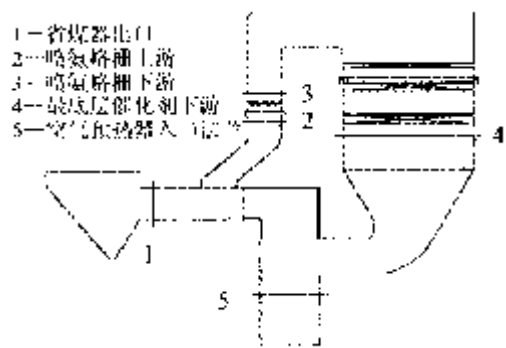


图 6-1 SCR 反应器旁路设置

20 世纪 80 年代, 由于当时的催化剂不能很好地适应启动和停运期间温度梯度的变化, 日本电厂均设置了旁路烟道。但随着催化剂性能等的提高, 目前倾向于不加设旁路。

在美国, 由于立法要求仅在臭氧季节 (5-10 月) 减少 NO_x 排放量, 其东北部地区许多电厂设置了旁路。

欧洲的 SCR 反应器通常不设旁路。

在全年运行的系统中加设 SCR 旁路, 具有如下优点:

(1) 在锅炉被迫停炉期间, 催化剂的温度会保持几天, 这对于有积灰的 SCR 系统非常重要, 避免了飞灰的硬化。

(2) 锅炉不停运, 也可以更换或维护 SCR 反应器中的催化剂。

但是, 通常不推荐系统设置旁路, 原因如下:

(1) 烟道复杂, 压损升高, 增加了运行费用。同时, 水平烟道有积灰的危险, 导致催化剂或空预器的堵塞。

(2) 由于烟道等钢结构增加导致费用增加。

(3) 需要性能可靠且紧密的烟道挡板门来关闭旁路, 而该挡板门的费用较高。

(4) 挡板门附近灰的沉积将影响挡板门的运行, 需要安装灰斗或吹灰器。美国的一些装置出现过沉积灰硬化阻碍挡板门运行的现象。

(5) 旁路烟道运行期间百叶挡板门有磨损问题, 导致挡板门无法再紧密关闭, 美国一些电厂曾出现过此类情况。

可见, 设置 SCR 旁路, 虽然可以在锅炉低负荷时减少 SCR 催化剂的损耗, 有利于 SCR 的检修, 但旁路挡板的密封和积灰问题严重, 投资运行和维护费用较高。是否设置 SCR 旁路一般主要依据 SCR 的年投运率以及锅炉启动的次数, 若每年锅炉启动的次数低于 10 次, 则无需设置旁路。

6.1.2 省煤器旁路

虽然 SCR 反应的最佳温度范围在 320~400℃ 附近, 但对于某个特定的装置, 其催化剂的设计温度范围会窄一些, 通常是按锅炉正常运行状态下的省煤器出口烟气温度范围设计。保持烟气温度在设计温度范围内, 对于优化脱硝反应是非常重要的。当锅炉低负荷运行时, 省煤器出口烟气温度下降, 这时可以采用省煤器旁路来提升 SCR 入口烟气温度。省煤器旁路烟道通常使用一个可调节的挡板, 来调整经过旁路的热烟气与省煤器出口的冷烟气比率。锅炉负荷越低, 挡板的开度就越大, 旁路的热烟气就越多。省煤器出口烟道也需要安装调节挡板来提供足够的压力, 使烟气从旁路经过。

省煤器旁路在设计时主要考虑下面两个问题: 一是保持烟气的最佳反应温度; 二是保证两股气流在进入 SCR 反应器之前均匀混合。数值模拟技术可以解决气流在进入 SCR 反应器之前均匀混合的问题, 并且已经在国外的一些 SCR 设计中取得了很好的应用成果。

省煤器旁路的主要作用是当烟气的温度较低时，引一路烟气绕过省煤器直接进入 SCR 的反应器中，以保证烟气的温度处于 SCR 催化剂的活性温度区间之内。脱硝系统可以根据需要设置省煤器烟气旁路。

6.2 还原剂的安全性

液氨又名无水氨，无色，有刺激性臭味，为 GB12268-90 规定的危险品（危险物编号 23003）。分子式 NH_3 ，分子量 17.03，相对密度 0.7714g/l，熔点 -77.7°C ，沸点 33.35°C ，自燃点 651.11°C ，水溶液呈强碱性。蒸气密度 0.6，蒸气压 1013.08kPa（ 25.7°C ）。

液氨变为气态时会膨胀 850 倍，通常加压液化储存，当液氨泻入空气中时会与空气中的水形成云状物，在地面滞留，并不自然向空中扩散，从而会给现场人员造成伤害。

GB536-88 表明气体无水氨和空气的比例达到 16%~25%（V:V）时，形成爆炸性混合物，其最易引燃浓度为 17%，因此应在这一浓度基础上设定注入的氨气浓度。氨与空气混合物达爆炸极限时遇明火会燃烧和爆炸，如有油类或其它可燃物质存在则危险性更高。一般氨气浓度（体积百分比）不大于 5%。

液氨会侵蚀某些塑料制品（如橡胶和涂层），不能与乙醛、硝酸、双氧水等多种物质共存。

长期暴露在氨气中会造成肺的损伤，导致咳嗽或支气管炎。直接接触氨会刺激皮肤，灼伤眼睛，使眼睛暂时或永久失明，并导致头痛、恶心、呕吐等，严重时会导致系统积水，甚至会导致死亡。

烟气脱硝系统中液氨储存及供应系统布置必须符合安全要求。在必要场合必须设置警告招牌，指出危险的存在或可能存在，如可燃性物质、爆炸性物质、腐蚀和有毒物质、悬吊负荷、一般危险、宽/高限制、被困、滑动、落下的危险等。在警告招牌之外，在需要的地方也应采用适当的红白带标识。

氨气防爆的报警系统设计成具有可独立完成监测与控制功能，并与主厂房报警系统通讯连接在一起。

液氨储存及供应系统保持系统的严密性，防止氨气的泄漏和氨气与空气的混合造成爆炸是最关键的安全问题。基于此方面的考虑该系统的卸料压缩机、液氨储罐、氨气温水槽、氨气缓冲槽等都备有氮气吹扫管线。在液氨卸料之前通过氮气吹扫管线，对以上设备分别进行严格的系统严密性检查和氮气吹扫，防止氨气

泄漏和与系统中残余的空气混合造成危险。

液氨储存和供应控制由机组的DCS上实现。所有设备的启停、顺控、连锁保护等都可从机组DCS上软实现，设备及有关阀门启停开关还可通过MCC盘柜硬手操作。对液氨储存和供应系统故障信号实现中控室报警光字牌显示。此系统所有的监测数据都可以在CRT上监视，系统连续采集和处理反映液氨储存和供应系统运行工况的重要测点信号，如储罐、温水槽、缓冲槽的温度、压力、液位显示、报警和控制，氨气检测器的检测和报警等。

在事故发生时，所有有关人员应立即得到所有需要的信息。现场应安放足够数量、适当尺寸的招牌，列出出逃线路（包括标明楼层）、事故出口、火警、灭火器、对特殊灭火人员的指示、对灭火人员的警告、急救设备、急救点、事故报告点、电话等。

具体消防及防爆措施如下：

（1）防火措施

在氨储罐区、氨蒸发区和卸氨区设置自动喷淋设施，喷淋系统符合《水喷雾灭火系统设计规范》的有关规定。当液氨大量外泄或周围有明火时，可用大量雾状水吸收氨，防止人员中毒和发生火灾。

操作室配有防毒面具、四氯化碳灭火器和专用的冲洗装置。

（2）防爆

氨区为独立设置，并采用敞开式布置，主要设备都设有泄压设施；电气和自控设计都满足相关规定。

（3）消防给水系统

氨区消防系统纳入电厂消防系统，供氨和储存系统按其保护半径及被保护对象的消防用水量，根据管道内的水压及消防栓出口要求的水压计算后确定。

6.3 催化剂的后处理

在SCR脱硝过程中，由于烟气中存在灰分和其它的杂质和有毒的化学成份等因素，从而降低催化剂的活性。当催化剂的活性降低到一定的程度，不能满足脱硝性能要求时，就必须对催化剂进行更换。对于失活的催化剂，首先考虑的处理方式是催化剂的再生(图6-2)。催化剂的再生是把失活催化剂通过浸泡洗涤、添加活性组分以及烘干的程序使催化剂恢复大部分活性。



图 6-2 催化剂再生

SCR 催化剂再生较为经济的方式是请专业人员在现场进行操作，但并不是所有失活的催化剂都能够通过再生方式回用。例如由于烟气温度过高使催化剂烧结造成的失活，是不能通过催化剂再生恢复活性的。对于不同的情况活性恢复的程度以及成本都会不同，要通过对失活的催化剂的样品进行技术和经济分析，再确定催化剂是否有再生的必要。

如果确定了不采用再生的方法回用失活的催化剂，那么就要对其进行废弃处理。催化剂的主要成份是 TiO_2 、 V_2O_5 、 WO_3 、 MoO_3 等，其中 TiO_2 属于无毒物质， V_2O_5 为微毒物质，属于吸入有害； MoO_3 也为微毒物质，长期吸收入或者吞服有严重危害，对眼睛和呼吸系统有刺激。因此，在催化剂使用和废弃处理过程中，如果措施得当，不会造成危害。

在正常情况下，SCR 催化剂性状稳定，不会发生分解。在催化剂处理过程中，要防止粉末的产生和浸水；在接触催化剂时，要戴手套；在催化剂粉碎过程中，要戴口罩。正常情况下，催化剂性状稳定，不会发生分解。迄今为止尚没有发现由于催化剂产生伤害的报告。

虽然催化剂自身属于微毒物质，但是在其使用过程中烟气中的重金属可能在催化剂内聚集，这种情况下，使用后失效的 SCR 催化剂应作为危险物品来处理。

对于蜂窝式 SCR 催化剂，一般的处理方式是把催化剂压碎后进行填埋。填埋按照微毒化学物质的处理要求，在填埋坑底部铺设塑料薄膜。板式催化剂除了采用压碎填埋的方式外，由于催化剂内含有不锈钢基材，并且催化剂活性物质中有 Ti、Mo、V 等金属物质，因此可以送至金属冶炼厂进行回用(图 6-3)。

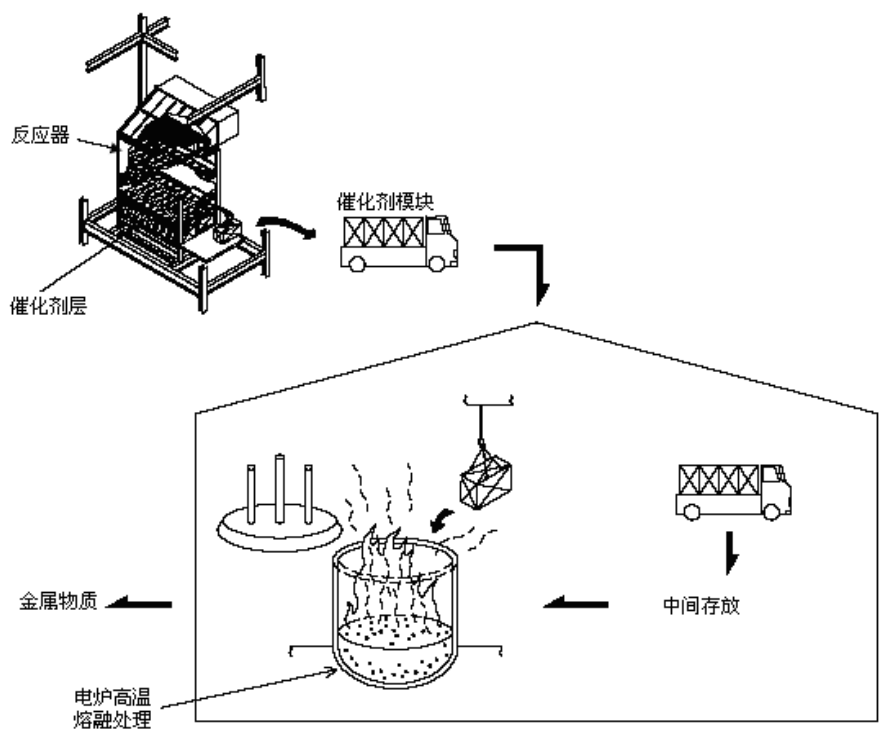


图 6-3 板式催化剂的回用

催化剂废弃处理的第三种方式是将催化剂压碎后装入混凝土容器内然后填埋。该处理方式由于其成本相对较高，而且一般情况下不采用。只有在燃煤中重金属含量较多，在脱硝装置的运行过程中聚集在催化剂内，并且达到了一定的浓度，或者在某些特殊地区有明确的要求的情况下，才采用该方式处理。

6.4 空预器的影响与改造

6.4.1 空气预热器改造原因

SCR脱硝运行时，部分 NH_3 和烟气中 SO_3 和 H_2O 形成的硫酸氢铵(NH_4HSO_4)会对空气预热器中温段和冷段形成强腐蚀。硫酸氢铵具有很强的粘结性，通常迅速粘在传热元件表面进而吸附大量灰分，造成空气预热器堵灰。同时，烟气中有部分 SO_2 被SCR催化剂转化为 SO_3 ，加剧了空气预热器冷端腐蚀和堵塞的可能。

(1) 由于烟气中约有 1% 的 SO_2 转化为 SO_3 ， SO_3 和烟气中的 H_2O 和从 SCR 反应器后烟气中残存的还原剂氨(NH_3) 发生反应生成硫酸氢氨。而硫酸氢氨在 230℃ 时开始从气态凝结为液态，空气预热器的中温段和低温段的温度区间约为 250~130℃，正是硫酸氢氨的相变区，它极易粘附于换热元件表面，进而吸附飞灰，危及空气预热器的正常运行，会迫使锅炉机组停运次数增加。据国外的运行经验，在残留氨浓度 3~5 ppm 时，3~6 个月就能使空气预热器阻力上升一倍，

迫使停炉停机清理空气预热器的堵灰。

(2) 由于烟气中 SO_3 浓度增大, 使得烟气的硫酸露点温度有所提高, 空气预热器低温腐蚀较以前加剧。除此之外, 硫酸氢氨本身具有腐蚀性, 会对空气预热器中的低碳钢及低合金钢部份产生腐蚀作用。

(3) 换热元件表面集灰, 将使元件的换热能力大为降低, 降低了预热器的功能。

6.4.2 空气预热器改造方案

为了适应锅炉加装SCR的需要, 避免空气预热器冷端传热元件的腐蚀和堵塞, 有SCR脱硝设备情况下的空气预热器在防止堵塞和冷段清洗方面需作特殊设计, 主要包括: 热元件采用高吹灰通透性的波形替代原有空气预热器波形, 以保证吹灰和清洗效果; 冷段层采用搪瓷表面传热元件, 采用此传热元件可以隔断腐蚀物和金属接触, 而且表面光洁, 易于清洗干净。搪瓷层稳定性好, 耐磨损, 使用寿命长(一般不低于50000h)。增加转子清洗措施, 提高空气预热器的可靠性和经济性, 必须对空气预热器进行改造。其主要内容为空气预热器受热元件和吹灰系统改造两部分。

(1) 更换冷段传热元件

一般来说, 回转式空气预热器的传热元件分为高、中温段和低温段。高、中温段一般选用低碳钢; 低温段的腐蚀性较强, 一般选用搪瓷传热元件或考登钢等低合金钢传热元件。

由于空气预热器的绝大部分中温段和部分低温冷段处于产生硫酸氢氨堵塞的温度区间内, 所以为了避免两段的连接间隙内的硫酸氢氨堵塞搭桥, 可以考虑将传统的低温冷段和中温段合并为一段。同时, 为了有效清灰, 该段内的传热元件采用高吹灰通透性的波形如 NF 替代原来的 DU 等波形。这种波形的内部气流通道为局部封闭型, 可以保证吹灰介质动量在元件层内不迅速衰减, 从而提高吹灰有效深度。NF 波形的吹灰穿透性远远优于传统中间层用的 DU 波形。

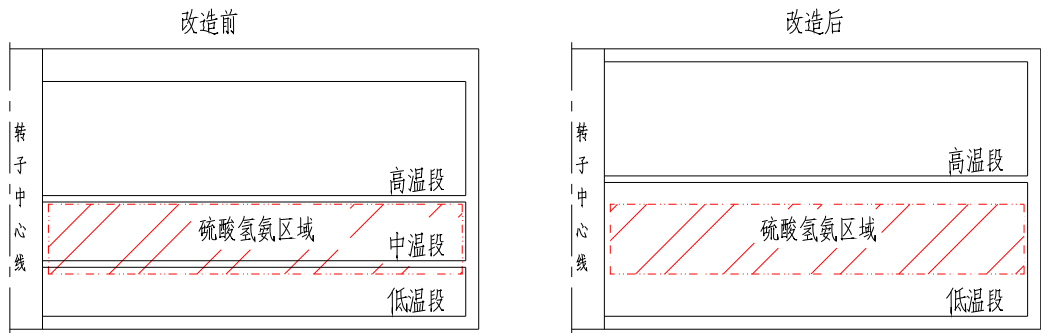


图 6-4 改造前后的传热元件对比

这种 NF 波形虽然能保证吹灰和清洗效果，但换热性能（单位容积中受热面积）不如原空气预热器用的 DU 等板型，因此要维持空气预热器排烟温度不上升，须视情况增加换热面积。

（2）转子部分改动

转子内部取消栅架（用以减少对传热元件的阻挡面积，提高吹灰和清洗效果），将横向隔板延伸到冷端，直接安放加高后的冷段传热元件，封闭不再使用的转子侧面传热元件更换门。

（3）空气预热器吹灰系统改造

在锅炉加装 SCR 系统以后，空气预热器的腐蚀和积灰都大大增强，原有的吹灰系统不能满足要求。为了及时清洗空预器内部沉积的硫酸氢铵腐蚀物和冷端积灰，需要对空预器吹灰器系统进行改造。

① 将吹灰器更换为双介质吹灰器，在正常运行阶段用蒸汽在线吹灰，当空预器烟气侧阻力上升到最初运行阻力的 150%（或 1.5Kpa）左右时，将锅炉负荷降低到 50%BMCR 运行，对空预器进行单台高压水离线冲洗。

② 锅炉增设高压水泵，用来向吹灰器提供高压水。

③ 为避免高压水损坏空预器传热元件，高压水喷嘴需使用清洗型，并且喷嘴口径不宜超过 2mm。

6.4.3 空气预热器改造对锅炉性能的影响

（1）SCR 操作时其主要反应生成氮气和水汽，对于锅炉烟气量而言，是微量反应，因此对烟气成份参数并无影响。氨的喷入量仅为烟气量的万分之几，所以对于烟气体积的影响可以忽略不计。此外由于氨在喷入以前都必须经过加热，因此由于喷入氨气带来的这部分热损失也是可以忽略不计的。

由于 SCR 反应器及烟道都有适当保温，因此烟气回到空气预热器后温度变化

很小，烟气温度最多下降 2~3℃。在省煤器出口烟气温度变化不大时，空气预热器通过追加热端换热面，排烟温度所受影响较小。但如果冷段堵塞未及时清理，会使排烟温度有所上升，但不足以危及锅炉安全运行。

(2) 安装 SCR 脱硝装置后，回到空气预热器的烟气流场分布应该均匀，否则会影响空气预热器的换热效果，在一定程度上影响锅炉效率和排烟温度。通过 CFD 模拟烟气流场，采取在连接烟道内装设若干导流板等措施可以消除空气预热器进口流场的不均匀性。

(3) 由于传热元件的总高增加，通过空气预热器的烟风阻力通常会增加，如果低温段发生堵灰，则阻力上升较为明显。通常在氨气浓度 1ppm 以下时，硫酸氢铵生成量很少，空气预热器堵塞现象不明显；如 NH_3 逃逸增加到 2 ppm，日本 AKK 的测试表明，空气预热器在运行 6 个月，阻力约增加 30%；如 NH_3 逃逸增加到 3 ppm，空气预热器运行 6 个月后，阻力约增加 50%。这种情况对风机的影响较大。

(4) 一般 SCR 烟气阻力约为 1kPa，空气预热器段烟气负压增加较多，空气预热器漏风压差相应增加。虽然在空预器上采用了大量的技术来减小漏风，但这些措施应在有脱硝装置(SCR)的机组上进行重新评估，因为压力增大时这些措施的效果会有一些变化。通常情况下空气预热器的漏风率会增加 0.8~1.5%左右。

(5) 空气预热器的使用寿命不受 SCR 影响。空气预热器除转子结构外其它结构和传统设计基本相同，中低温段元件采用搪瓷表面后，使用寿命也不低于一个大修期。

(6) 空气预热器的使用安全性不受 SCR 影响。空气预热器各部件工作温区和原预热器相同，传动系统相同，轴承承载倍率仍在安全范围内。

除此之外，还有一个因素值得在以后的工程设计中加以考虑。这就是设计条件和实际情况的偏差。在进行空气预热器设计时，一般假设沿预热器入口截面烟气的速度、温度分布是均匀的，但实际情况并非如此，当空气预热器的入口截面上烟气分布特别不均匀时，局部烟气流速过低，必然造成部分换热元件大大降低蓄热量，最终会严重影响设备的换热能力，因而就屡屡出现换热效果不好的现象。建议除了对蓄热板的质量严格要求外，也要更加注意空气预热器入口的烟气分布均匀性。通过烟气流场分析，提出合理的烟道布置及导流板加装方案，消除烟气流漩涡，使烟气流场均匀化，以保证空气预热器的正常工作。

加装 SCR 后，空气预热器通过合理修改设计，不会危及锅炉安全运行，但必须严格控制控制 NH_3 的逸量。

6.5 脱硝系统与锅炉主体的关系

脱硝系统与锅炉本体及相关辅机的关联度较大，将对锅炉钢架、尾部烟道、空气预热器和引风机的设计或选型产生影响，因此机组加装SCR脱硝装置首先要考虑空间位置与荷载问题。此外，有些情况下还要考虑装设SCR旁路系统和省煤气旁路系统。

其次增加脱硝装置后，系统压损将增加 1000Pa 左右，因此引风机需相应增加压头与电机功率。而脱硝装置后微量的逃逸氨与烟气中的三氧化硫会在空预器的冷端产生腐蚀，因此需要对空预器进行搪瓷等一系列改造措施。

6.5.1 SCR 运行对锅炉的影响

(1) 钢架

对现有电厂加装高尘布置方式的 SCR 装置，因空气预热器和省煤器之间的空间不足，通常是将 SCR 反应器布置在锅炉炉后，由此造成尾部烟道走向改变。将省煤器出口后直接进入空气预热器的原烟道改为穿出炉后钢架进入 SCR，然后再从 SCR 后穿入炉后钢架连接空气预热器的现烟道。

对 600MW 亚临界参数锅炉，整个 SCR 装置载荷约为 1000t，因此，需在炉后外侧设置单独钢架支撑 SCR 装置。为避让 SCR 进出口烟道，将修改原锅炉钢架和斜撑的布置，钢结构因此变化，要重新校核计算强度，并需考虑 SCR 钢架和锅炉钢架的水平力传递和钢架支撑结点的配合。

(2) 烟道

引风机压头增大主要是因为烟道阻力损失、SCR 阻力损失和空气预热器阻力损失增加所致。在省煤器出口至 SCR 入口范围，烟道压力与炉膛承受压力基本一致，对烟道强度计算没有影响；在 SCR 出口至空气预热器入口范围，烟道压力与省煤器出口相比，应增加空气预热器阻力损失和部分烟道阻力损失，烟道设计压力提高约 1kPa，对烟道强度计算有影响，加强筋需加强；在空气预热器出口范围，烟道设计压力提高 1.5kPa，烟道外形尺寸不变，烟道强度必须重新计算并增加加强筋。

(3) 空气预热器

详见6.4。

(4) 引风机

加装SCR给引风机带来的调整是风机压头的增加。SCR反应器、烟道、弯头增加的阻力约为1000Pa，空气预热器重新选型后新增阻力约为500Pa，故引风机需增加压头1500Pa左右。现有引风机可能达不到系统需要的压力。为了保持安装SCR系统前后的烟气压力相同，需要改造现有引风机或安装新的引风机，同时也需要调整现有风机和电机的基础。风机增加的电耗是SCR系统运行的主要能耗之一，在大多数情况下，约占机组电功率的0.3%。

(5) SCR旁路

具体见烟气旁路问题的论述部分。

6.5.2 锅炉负荷对 SCR 系统的影响

锅炉负荷的变化对 SCR 系统的影响一方面体现在喷氨量上，当锅炉负荷升高时，SCR 入口量也随之增加，为了维持一定的 NH_3 与 NO_x 之比以保证脱硝效率，必须适当增加喷氨量。另一方面，锅炉负荷变化时，烟气温度也随之变化，对反应速度和催化剂的活性也将有所影响。

6.6 几个重要参数的选择

6.6.1 NH_3 的逃逸率

从某种意义上来说，SCR 反应器就是氨反应器。由于许多因素的存在，不可避免地会出现氨逃逸的情况。图 6-5 为某火电厂的沿程氨逃逸示意图。

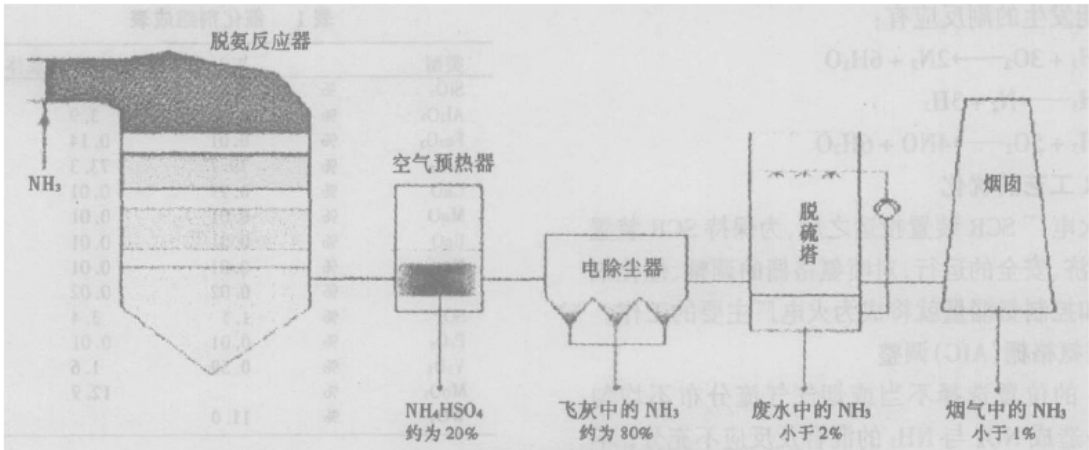


图 6-5 氨逃逸量沿程分布图

在高尘 SCR 工艺中，氨逃逸率的控制至关重要。若控制不好，不仅将使成本增加，还会导致以下几个问题：（1）空气预热器换热面的腐蚀；（2）飞灰污染；（3）催化剂的腐蚀；（4）环境污染。其中，最主要的是对空气预热器换热面的

腐蚀和对飞灰品质的影响。

多余的氨与烟气中的 SO_3 反应生成 NH_4HSO_4 ，当后续烟道烟温降低时， NH_4HSO_4 就会附着在空气预热器表面和飞灰颗粒物表面。这种 NH_4HSO_4 物质在烟温低于 150°C 时，会以液态形式存在。它会腐蚀空气预热器管板，和通过与飞灰表面物反应而改变飞灰颗粒物的表面形状，最终形成一种大团状粘性的腐蚀性物质。这种飞灰颗粒物和在管板表面形成的 NH_4HSO_4 会导致空气预热器的压损急剧增大当氨气逃逸浓度在 1ppm 以下时，硫酸氢铵生成量很少，空气预热器堵塞现象不明显； NH_3 逃逸浓度增加到 2ppm 时，日本 AKK 的测试表明，空气预热器在运行 6 个月，阻力约增加 30%；如果 NH_3 逃逸浓度增加到 3ppm，空气预热器运行 6 个月，阻力约增加 50%。压损增大造成频繁地清洗空气预热器，这种情况对风机的影响较大。

同时，由于氨过剩导致飞灰化学性质发生改变，使得飞灰变得不可能作为建材原料而利用，这就意味着电厂必须为飞灰的处置付出额外的高昂费用。

因此，必须对 NH_3 逃逸浓度进行严格的监测和控制，我国目前已建、在建和科研设计中的 NH_3 逃逸浓度一般要求不超过 3ppm，综合考虑国外的运行监测数据，可以暂时将 3ppm 作为目前 NH_3 逃逸浓度的最高限值，但鼓励工程实施中采用更低 NH_3 逃逸浓度的催化剂产品和技术解决方案。

一般来说，氨逃逸的影响因素为喷氨的不均匀性和催化剂层的活性下降。在实际运行中，这两者均无法及时发现，而通过脱硝效率又不能很好地反映氨逃逸率。这时利用分析飞灰中的含氮量能及时、准确获知氨逃逸率，根据国外火电厂运行经验，SCR 正常运行下，飞灰中含氮量控制在 50mg/kg 以下时，可有效控制氨逃逸率在安全运行范围之内。

6.6.2 SO_2/SO_3 转化率

SO_2 是燃煤锅炉排放烟气中的主要污染物之一，是 SCR 烟气脱硝设计中必须考虑的气体物质。如果 SCR 脱硝反应发生在含有 SO_2 的烟气中， SO_2 会在催化剂的作用下被氧化成 SO_3 。这一反应对于 SCR 脱硝反应而言是非常不利的。因为 SO_3 可以与烟气中的水以及 NH_3 反应，从而生成硫酸铵和硫酸氢铵。而这些硫酸盐，尤其是硫酸氢铵可以沉积并积聚在催化剂表面，引起催化剂的失活。

为防止这一现象的发生，可以从以下两个方面考虑降低 SO_2/SO_3 的转化率：

(1) 严格控制 SCR 的反应温度；(2) 合理调整催化剂成分，减少作为 SO_2 氧化的

主要催化剂 V_2O_5 在催化剂中的含量。 SO_2 低氧化率可以遏制形成空气预热器换热元件堵塞原因的副反应生成物（硫酸铵、硫酸氢铵）的生成，从而延长空气预热器的清扫周期。 SO_2 转化率过高，不仅容易导致空气预热器的堵灰和后续设备的腐蚀，而且会造成催化剂中毒。

受目前催化剂本身技术的限制，SCR 脱硝工程一般要求 SO_2/SO_3 转化率小于 1%，随着技术的不断进步，应鼓励采用更低 SO_2/SO_3 转化率的催化剂或技术方案，并在将来适当时间进一步实施更加严格 SO_2/SO_3 转化率限值。

7. 脱硝技术装备主要试验

7.1 脱硝技术装备试验

脱硝技术装备试验包括：

(1) 基本功能确认试验

在脱硝技术装备运转之前，应先进行报警装置、紧急停机装置的启动运行试验，以确认这些装置是否可靠。

(2) 启动停止试验

反复多次进行设备的启动、运行、停止运转试验，以确认其操作方法，掌握设备的启动、运行、停止运转的状况。

(3) 性能试验

首先应确定系统及烟道内的代表点，确认在锅炉额定负荷下以及在实际运行负荷下的性能（根据需要）。

7.2 一些具体试验项目及内容

表 7-1 试验项目及内容

序号	试验项目	试验内容
1	系统确认及联锁控制试验	在完成与各个控制盘之间的接线后，确认联锁装置的功能。确认系统状态正常。
2	氨供应系统注入氨气试验、氨气控制阀门操作试验	氨供应系统用氮气置换后，对系统注入氨的操作试验。确认在进行操作时阀门控制正常，没有异常情况发生。
3	氨/空气稀释混合实验、稀释风机操作试验	启动稀释风机，确认稀释风机运转正常。 确认有规定量的气体流量。

		确认氨/空气稀释混合比例符合安全要求。
--	--	---------------------

7.3 与性能实验相关的测定方法

7.3.1 气体流量

测试方法参照 GB/T 16157，使用皮托管或气体流速计。

7.3.2 气体温度

使用热电偶或电阻温度计进行测量。

7.3.3 NO_x 浓度

用化学分析或连续分析测量烟气中的氮氧化物。

7.3.4 氨浓度

用靛酚比色法或离子色谱法分析。

7.3.5 烟气中氧浓度

用磁气式或电化学式氧自动测量器进行测量。

7.3.6 烟气中水分

测试方法参照 GB/T 16157。

8. 条文说明

1 适用范围

规定了本标准的适应范围。

2 规范性引用文件

现行的大气环境治理及工业企业环保类标准，是制定本标准的法律依据，其中有关条文是本标准的技术基础，引用此类文件，使本导则具有合法性和权威性。

标准对于工程中的各类设备及管道、配件等的制造（作）、加工、运输、安装、测试、维修等方面的规定，均引用现行的国家标准及部级标准。

有关建设工程涉及的配套专业的工程施工、安装、测定调试、验收规范均成为本标准的引用文件。

3 术语和定义

对本标准中涉及的技术名词予以定义，便于标准条文的理解。

本章编制的原则：其他法律、法规和技术规范上定义的术语如果适用本标准不再重新定义，对于有关标准和规范上没有标准定义而本标准需要解释的给予了

命名和规范。

4 污染物与污染负荷

本节规定了 SCR 脱硝系统的烟气设计参数、校核参数及环保测试时选定的参数，其原则为设计参数以烟气量最大、NO_x 浓度为设计值，校核参数以烟气量为经济运行工况，NO_x 浓度为最大值，充分考虑了边界条件，测试则以相对比较容易满足的额定工况出力为依据。

5 总体设计

5.3.2 以液氨为基础进行编写，尿素或氨水的特殊规定另外注明。

6 工艺设计

6.1.1 考虑到设计、建设、运行的经济性，脱硝效率不宜低于80%。

6.1.5 SCR脱硝系统至少应能满足国家和地方环保要求。

6.2 还原剂系统以液氨、尿素为主叙述，尿素又以水解法为主进行说明，热解法不同之处另外注明。对于用的比较少的氨水法没有涉及。

6.4.2 仅规定了催化剂的选型说明和要求，其性能评定规范的制订目前时机尚未成熟。

7 主要工艺设备材料

规定了反应器不同部位及一些附件的材料选择的原则性意见。

8 辅助系统

参照电力系统设计的相关规定编制。

9. 与有关的现行法律、法规和强制性国家标准的关系

本标准在起草过程中参考了本行业和相关行业的标准和规定（具体如下）。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB 536-1988 液体无水氨

GB 2440-2001 尿素

GB50219-1995 水喷雾灭火系统设计规范

GB8958 -2006 缺氧危险作业安全规程

GB12801-1991 生产过程安全卫生要求总则
 GB13223-2003 火电厂大气污染物排放标准
 GB8978-1996 污水综合排放标准
 GB12348-1990 工业企业厂界噪声标准
 GB18599-2001 一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准
 GB/T50033-2001 建筑采光设计标准
 GB50040-1996 动力机器基础设计规范
 GBJ16-1987（2001 年版） 建筑设计防火规范
 GB50160-92（1999 年版） 石油化工企业设计防火规范
 GB50058-1992 爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范
 GB50229-2006 火力发电厂与变电所设计防火规范
 GB50116-1998 火灾自动报警系统设计规范
 GB 150 -1998 钢制压力容器
 GB50235-1997 工业金属管道工程施工及验收规范
 GB 12268-2005 危险货物品名表
 GB 12241-2005 安全阀一般要求
 GB17877-1999 液氨瓶阀
 GB/T7778-2001 制冷剂编号方法和安全性分类
 GB50274-1998 制冷设备、空气分离设备安装工程施工及验收规范
 JB/T7658.3-95 氨制冷装置用立式蒸发器
 JB/T5446-1999 活塞式单机双级制冷压缩机
 GB50243-2002 通风与空调工程施工质量验收规范
 GBJ22-1987 厂矿道路设计规范
 GBJ87-85 工业企业噪声控制设计规范
 GBJ140-90 建筑灭火器配置设计规范
 GBZ 1-2002 工业企业设计卫生标准
 GB18215-2000 重大危险源辨识
 GB 13223-2003 火电厂大气污染物排放标准
 GBJ16-87 中华人民共和国国家标准建筑设计防火规范
 HJ/T75-2001 火电厂烟气排放连续监测技术规范

HJ/T76-2001 固定污染源排放烟气连续监测系统技术要求及检测方法

DL5000-2000 火力发电厂设计技术规程

DL/T5094-1999 火力发电厂建筑设计规程

DL5009.1-2002 电力建设安全工作规程（火力发电厂部分）

DL/T5029-1994 火力发电厂建筑装修设计标准

DL/T5035-2004 火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程

DL 5053-1996 火力发电厂劳动安全与工业卫生设计规程

DL/T5032-2005 火力发电厂总图运输设计技术规程

HG/T20649-1998 化工企业总图运输设计规范

HG20546.5-1992 化工装置设备布置设计技术规定

HG/T20549.5-98 化工装置管道布置设计规定

DL/T5120-2000 小型电力工程直流系统设计规程

DL/T5136-2001 火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程

DL/T5153-2002 火力发电厂厂用电设计技术规定

SH 3007-1999 石油化工储运系统罐区设计规范

压力容器安全技术监察规程（国质技监局 1999 年颁发）

压力管道设计技术导则（中石化建管部 2004 发布）

液化石油气汽车槽车安全管理规定（国家劳动总局 1995 颁发）

《安全生产法》

《危险化学品安全管理条例》

《危险化学品生产储存建设项目安全审查办法》

《建设项目(工程)竣工验收办法》（国家计委 1990 年）

《建设项目环境保护竣工验收管理办法》（国家环境保护总局 2001 年）

GB/T 191-2000 包装储运图示标志

GB 985-1988 气焊、手工电弧焊及气体保护焊焊缝坡口的基本形式与尺

寸

GB 4053.1 固定式钢直梯安全技术条件

GB 4053.2 固定式钢斜梯安全技术条件

GB 4053.3 固定式工业防护栏杆安全技术条件

GB 4053.4 固定式工业钢平台

GB 4272-1992	设备及管道保温技术通则
GB/T 5117-1995	碳钢焊条
GB/T 5118-1985	低合金钢焊条
GB 6388-1986	运输包装收发货标志
GB 8175-1987	设备及管道保温设计导则
GB 12348	工业企业厂界噪声标准
GB/T 13306-1991	标牌
GB/T 13384-1992	机电产品包装通用技术条件
GB 50016-2006	建筑设计防火规范
GB 50017-2003	钢结构设计规范
GB 50057-1994（2000 版）	建筑物防雷设计规范
GB 50205-2001	钢结构工程施工质量验收规范
GB 50222-1995	建筑内部装修设计防火规范
GB 50236-1998	现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范
GB Z2-2002	工业场所有害因素职业接触限值
JB/T 4735-1997	钢制焊接常压容器

《安全生产法》中华人民共和国第九届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议于 2002 年 6 月 29 日通过，《危险化学品安全管理条例》国务院令 344 号，《危险化学品生产储存建设项目安全审查办法》国家安全生产监督管理局、国家煤矿安全监察局令（第 17 号），《建设项目竣工环境保护验收管理办法》国家环境保护总局令第 13 号。

此外，其它相关标准、规定如下：

DL5028-93	《电力工程制图标准》
DL/T5121-2000	《火力发电厂烟风煤粉管道设计技术规程》
DL/T5072-1997	《火力发电厂保温油漆设计规程》
DLGJ158-2001	《火力发电厂钢制平台扶梯设计技术规定》
YB9070—92	《压力容器技术管理规定》
GB150—98	《钢制压力容器》
GB50009-2001	《建筑结构荷载规范》
GB17-88	《钢结构设计规范》

GB50108-2001	《地下工程防水技术规范》
JGJ107-96	《钢筋机械连接通用技术规程》
GB/T11263-1998	《热轧 H 型钢和部分 T 型钢》
冶金部 YB3301-92	《焊接 H 型钢》
冶金部 YB4001-91	《压焊钢格栅板》
DL5053-1996	《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》
DL400-91	《继电保护和安全自动装置技术规程》
DL/T 5153-2002	《火力发电厂厂用电设计技术规定》
SDJ26-89	《发电厂、变电所电缆选择与敷设计规程》
DLGJ56-95	《火力发电厂和变电所照明设计技术规定》
GB50060-92	《3~110KV 高压配电装置设计规范》
DL/T620-1997	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》
DL/T5137-2001	《电测量及电能计量装置设计技术规程》
GB50217-94	《电力工程电缆设计规范》
DL/T5041-95	《火力发电厂厂内通信设计技术规定》
	《火力发电厂、变电所直流系统设计技术规定》
DL/T5044-95	《低压配电设计规范》
GB755-2000	《旋转电机定额和性能》
GB997-1981	《电机结构及安装型式代号》
GB1971-1980	《电机线端标志与旋转方向》
GB/T1993-1993	《旋转电机冷却方法》
GB/T4942.1-2001	《旋转电机外壳防护分级（IP 代码）》
GB10068-2000	《轴心高 56mm 及以上电机的机械振动测量、评定及限制》
GB/T10069.1-GB10069.3-88	《旋转电机噪声测定方法及限值》
GB1032-85	《三相异步电机试验方法》
NDGJ16-89	《火力发电厂热工自动化设计技术规定》
SDJ279-90	《电力建设施工及验收规范》热工仪表及控制装置篇
DL/T659-1998	《火力发电厂分散控制系统在线验收测试规程》
DL/T658-1998	《火力发电厂顺序控制系统在线验收测试规程》
DL/T657-1998	《火力发电厂模拟量控制系统在线验收测试规程》

	《闭路电视系统相关的设计、安装、调试、验收规范》
GB50221—95	《钢结构工程质量检验评定标准》
SD30—87	《发电厂检修规程》
HGJ229—91	《工业设备、管道防腐蚀工程施工及验收规范》
DL123—88	《火力发电厂热力设备和管道保温材料技术检验方法》
SDJ66—82	《火力发电厂耐火材料技术条件与检验方法》
DL / T616—97	《火力发电厂汽水管道与支吊架维护调整导则》
GB0198—97	《热工仪表及控制装置施工及验收规范》
HGJ209—83	《钢结构、管道涂装技术规程》
建质(96)111 号	《火电工程调整试运质量检验及评定标准》
电建(96)159 号	《火电基本建设工程启动及竣工验收规程》
GB50150—91	《电气装置安装工程电器设备交接试验规程》
JJG617—96	《数字温度指示调节仪检定规程》
JJG186—97	《动圈式温度指示调节仪表检定规程》
JJ674—92	《自动平衡式显示仪检定规程》
JJG351—96	《工作用廉金属热电偶检定规程》
JJG718—91	《温度巡回检测仪检定规程》
JJG829—93	《电动温度变送器检定规程》
JJG882—94	《压力变送器检定规程》
GB10060	《电梯安装验收规范》
GBJ310	《电梯安装工程质量检验及评定标准》
	《火力发电厂施工组织大纲设计规定》
	《火力发电工程施工组织设计导则》
	《电业安全工作规程》(热力和机械部分)
	《电业安全工作规程》(发电厂和变电所电气部分)
DL 558—94	《电业生产事故调查规程》
	《电业建设事故调查规程》
建质(1996)4. 0 号	《火电工程启动调试工作规定》
电建(1996)666 号	《火力发电厂工程竣工图文件编制规定》
电安生(1995)687	《电力生产安全工作规定》

- JGJ59—99 建设工程施工现场管理标准
- 国电办(2000)3 号 《关于颁发国家电力公司<安全生产工作规定>的通知》
- 电建(1995)543 号 《电力建设文明施工规定及考核办法》
- 电建(1995)36 号 《电力建设工程质量监督规程》
- 建设协调建质(1995)140 号 《电力建设消除施工质量通病守则》
- 《火电机组达标投产考核标准》(1998 年版)
- DL/T 657-1998 《火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程》
- DL/T 658-1998 《火力发电厂顺序控制系统在线验收测试规程》
- DL/T 659-1998 《火力发电厂分散控制系统在线验收测试规程》
- DL5017-93 《压力钢管制造安装及验收规范》
- GB3216-89 《离心泵、混流泵、轴流泵、旋流泵试验方法》
- 《火力发电厂基本建设工程启动及竣工规程》(1996 版)
- 电建[1996]第 159 号火力发电厂基本建设工程启动及竣工验收规程(1996 年版)
- GB156-93 《标准电压》
- GB2099-80 《单相、三相插头插座技术条件》
- GB12476.1-90 《爆炸性粉尘环境用防爆电气设备粉尘防爆电气设备》
- GB7595-87 《运行中变压器油质标准》
- GBJ46—88 《施工现场临时用电安全技术规范》
- GB50194—93 《建设工程施工现场供用电安全规范》
- GBJ303—88 《建筑电气安装工程质量检验评定标准》
- DL5007—92 《电力建设施工及验收技术规范》(火力发电厂焊接篇)
- SDJ69—87 《电力建设施工及验收技术规范》(建筑施工篇)
- DL / T5047—95 《电力建设施工及验收技术规范》(锅炉机组篇)
- SDJ280—90 《电力建设施工及验收技术规范》(水工工程篇)
- DL5031—94 《电力建设施工及验收技术规范》(管道篇)
- DL/T5048-1996 《电力建设施工及验收技术规范》(管道焊接接头超声波检验篇)
- DL/T5069-1996 《电力建设施工及验收技术规范》(钢制承压管道对接焊接接头射线检验篇)

GB50168—92	《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》
GB50169—92	《电气装置安装工程接地线路施工及验收规范》
GB50170—92	《电气装置安装工程旋转电机施工及验收规范》
GB50171—92	《电气安装工程盘柜二次接线施工及验收规范》
GB50172—92	《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》
GB50182—93	《电气装置安装工程电梯装置施工及验收规范》
GB50231-98	《机械设备安装工程施工及验收通用规范》
GB50236-1998	《现场设备工业管道焊接工程施工及验收规范》
GB50254~GB50259-96	《电气装置安装工程施工及验收规范》
GB50270-98	《连续输送设备安装工程施工及验收规范》
GB50275-98	《压缩机风机泵安装工程施工及验收规范》
GBJ147—90	《电气装置安装工程高压电器施工及验收规范》
GBJ148—90	《电气装置安装工程变压器、互感器、电抗器施工及验收规范》
GBJ149—90	《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》
GBJ235—82	《工业管道工程施工及验收规范》
TJ231—78	《机械设备安装工程施工及验收规范》

10. 贯彻国家标准的要求和措施建议

为了更好地贯彻施实该项国家标准，特提出以下建议措施：

- (1) 组织国内相关专家，严格审核修订该项国家标准。
- (2) 开通该标准项目申报立项绿色通道。
- (3) 为配合国家节能减排工作的实施，争取“十一五”末期作为过渡措施将此项国家标准先试运行。
- (4) 大力推进火电厂烟气脱硝技术的国产化进程，实行脱硝技术装备市场准入申报审查制度，对达不到达不到本标准要求的技术装备实行一票否决。
- (5) “十二五”期间在火电厂烟气脱硝技术领域建立国际协调互认机制，使我国烟气脱硝技术更好地与国际接轨。
- (6) 建立火电厂烟气脱硝技术安全监察与节能监管相结合的基本制度，实施高耗能脱硝技术装备的退出机制。

（7）进口的脱硝技术装备未达到本标准规定的不得入境。根据国家产业政策和进出口调控目标，加强对进出口脱硝技术装备产品的检验把关工作。

（8）“十二五”期间筹建 1~2 家与该项标准密切相关的国家级检验中心。争取在“十二五”期间使我国脱硝技术设备和科研能力达到国际水平。