

附件三：

《火电厂大气污染物排放标准》编制说明

（二次征求意见稿）

《火电厂大气污染物排放标准》编制组

二〇一一年一月

项目名称：火电厂大气污染物排放标准

下达项目计划文件：《关于下达 2006 年度国家环境保护标准制修订项目计划的通知》（环办函〔2006〕371号）

项目统一编号：474

标准编制单位：中国环境科学研究院、国电环境保护研究院

标准编制组成员：武雪芳、朱法华、赵国华、王宗爽、李晓倩、盛青

标准所技术管理人：李晓倩

标准处项目管理人：谷雪景

目 录

1	项目背景.....	1
1.1	任务来源.....	1
1.2	工作过程.....	1
2	《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2003) 修订的必要性	1
2.1	我国对环境保护工作提出了更高的要求.....	2
2.2	贯彻落实科学发展观, 实施电力工业的可持续发展.....	2
2.3	提高排放控制要求, 控制火电NO _x 排放.....	3
2.4	我国火电厂大气污染控制技术有了实质性的进展.....	3
3	修订原则及总体思路.....	4
3.1	修订原则.....	4
3.2	总体思路.....	4
4	标准主要技术内容.....	4
4.1	适用范围.....	4
4.2	时间段的划分.....	5
4.3	术语和定义.....	5
4.4	污染物控制项目.....	5
4.5	污染物排放限值的确定及制定依据.....	5
4.6	达标排放技术分析.....	9
4.7	监测要求.....	10
5	污染防治技术分析.....	10
5.1	烟尘控制技术.....	10
5.2	SO ₂ 控制技术.....	12
5.3	NO _x 控制技术.....	12
5.4	汞控制技术.....	14
6	主要国家、地区及国际组织相关标准研究.....	15
6.1	SO ₂ 排放标准.....	15
6.2	烟尘排放标准.....	17
6.3	NO _x 排放标准.....	18
6.4	汞排放标准.....	20
7	实施本标准的环境经济技术分析.....	21
7.1	我国火电装机现状与发展预测.....	21
7.2	NO _x 排放标准实施的减排经济技术分析.....	21
7.3	SO ₂ 排放标准实施的减排经济技术分析.....	22
7.4	烟尘排放标准实施的减排经济技术分析.....	23
7.5	汞排放标准实施的减排经济技术分析.....	23
8	对实施本标准的建议.....	24
9	标准征求意见情况.....	24
10	标准技术审查情况.....	25

11	标准重大调整情况说明	25
11.1	氮氧化物限值的调整情况	25
11.2	二氧化硫限值的调整情况	26
11.3	新增了大气污染物特别排放限值	26
11.4	新增了燃煤电厂汞排放限值	26

《火电厂大气污染物排放标准》编制说明

1 项目背景

1.1 任务来源

火电厂是烟尘、SO₂和NO_x等大气污染物排放的主要来源，《火电厂大气污染物排放标准》GB13223-2003的实施，对控制火电厂大气污染物的排放、保护生态环境和推动电力行业的技术进步发挥了重要作用。近年来，国家制订出台了一系列的法律法规、规划、技术政策，对火电厂大气污染物的排放控制提出了更高的要求，在此期间，我国的火电脱硫、脱硝、除尘等大气污染防治技术也有了实质性的进展。电力行业作为国家环境保护工作的重点行业，对实现国家环境保护目标具有重要的作用，GB13223-2003已难以适应新形势下环境保护工作的要求。原国家环保总局在《关于下达2006年度国家环境保护标准制修订项目计划的通知》（环办函〔2006〕371号）中下达了《火电厂大气污染物排放标准》修订计划，项目统一编号为474，由中国环境科学研究院承担该标准的修订任务。

1.2 工作过程

接受任务后，中国环境科学研究院成立了标准编制组，并邀请国电环境保护研究院作为合作单位开展了标准的修订工作。标准编制组对我国火电发展状况与发展趋势，以及火电大气污染排放现状与趋势和环境保护的要求进行了系统的研究与预测，对发达国家和地区的火电污染物排放标准和控制经验进行了深入研究，并对GB13223-2003实施后取得的经验进行了总结，组织召开了多次专家研讨会，对《火电厂大气污染物排放标准》修订方案进行研讨，在此基础上形成《火电厂大气污染物排放标准》（征求意见稿）。

2009年7月7日，环境保护部发文（环办函〔2009〕695号）对《火电厂大气污染物排放标准》（征求意见稿）公开征求意见。编制组对征求意见进行汇总和处理，在此基础上编制完成《火电厂大气污染物排放标准》（送审稿草案）。

2009年11月3日，环境保护部科技标准司组织召开《火电厂大气污染物排放标准》（送审稿草案）讨论会，与会专家与代表对《火电厂大气污染物排放标准》（送审稿草案）进行了充分的讨论，编制组根据讨论结果，修改和完善了标准，形成《火电厂大气污染物排放标准》（送审稿）。

2009年12月1日，环境保护部科技标准司组织召开《火电厂大气污染物排放标准》（送审稿）审议会，审议委员会一致通过该标准的审议。编制组根据审查意见，对标准进行了修改和完善，编制完成《火电厂大气污染物排放标准》（报批稿）初稿。

2010年5月12日，环境保护部科技标准司组织专家对《火电厂大气污染物排放标准》（报批稿草案）进行讨论，根据讨论会意见，对标准进行了修改和完善，编制完成《火电厂大气污染物排放标准》（报批稿）。

2010年11月，受环境保护部科技标准司委托，标准编制单位组织召开讨论会，就火电厂二氧化硫、氮氧化物和汞的排放限值及监测进行了讨论，标准编制组会后对标准文本进行了修改，形成了《火电厂大气污染物排放标准》（二次征求意见稿）。

2 《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2003）修订的必要性

2.1 我国对环境保护工作提出了更高的要求

我国环境保护虽然取得积极进展，但环境形势依然严峻，以煤为主的能源结构导致大气污染物排放总量居高不下，潜在的环境问题不断显现，区域性大气污染问题日趋明显，长三角、珠三角和京津冀地区等城市群大气污染呈现明显的区域性特征，NO_x 的污染问题尚未得到有效控制，酸雨的类型已经从硫酸型向硫酸和硝酸复合型转化。

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

为进一步加大大气污染防治工作力度，解决我国一些地区酸雨、灰霾和光化学烟雾等区域性大气污染问题，国务院发布了《国务院办公厅转发环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见的通知》（国办发〔2010〕33 号），该通知要求制定并实施重点区域内重点行业的大气污染物特别排放限值，严格控制重点区域新建、扩建除“上大压小”和热电联产以外的火电厂，在地级城市市区禁止建设除热电联产以外的火电厂。

2.2 贯彻落实科学发展观，实施电力工业的可持续发展

近年来，我国经济快速发展，电力需求和供应持续增长。1987 年，我国电力装机容量仅为 1 亿千瓦，1995 年增至 2 亿千瓦，2000 年超过 3 亿千瓦，2005 年已突破 5 亿千瓦，2006 年突破 6 亿千瓦，2007 年超过 7 亿千瓦。截止 2007 年底，全国发电装机容量达到 7.13 亿千瓦，其中，火电达到 5.54 亿千瓦，约占总容量 77.73%；水电达到 1.45 亿千瓦，约占总容量 20.36%；核电为 0.09 亿千瓦，约占总容量 1.23%。截止 2008 年底，全国发电装机容量达到 7.93 亿千瓦，其中火电达到 6.03 亿千瓦，约占总容量 76.05%；水电达到 1.73 亿千瓦，约占总容量 21.77%；核电为 0.09 亿千瓦，约占总容量 1.12%。由此可见，我国发电总装机容量及火电装机容量一直呈快速上升趋势，2008 年比 2005 年增长近 60%。2008 年全国电力装机结构构成情况见图 1。

从电力生产情况看，截至 2007 年底，全国发电量达到 32559 亿千瓦时，其中，火电发电量 26980 亿千瓦时，约占全部发电量的 82.86%；水电发电量 4867 亿千瓦时，约占全部发电量的 14.95%；核电发电量 626 亿千瓦时，约占全部发电量的 1.92%。截至 2008 年底，全国发电量达到 34510 亿千瓦时，其中，火电发电量 28030 亿千瓦时，约占全部发电量的 81.22%；水电发电量 5655 亿千瓦时，约占全部发电量的 16.39%；核电发电量 692 亿千瓦时，约占全部发电量的 2.01%。2008 年全国发电量比例见图 2。

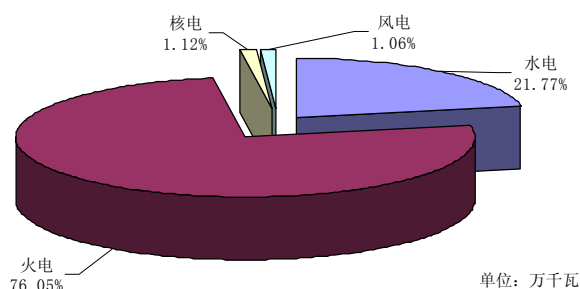


图 1 2008 年全国电力装机结构图

图 2 2008 年全国发电量比例图

按第一次全国污染源普查公报中电力热力的生产与供应排放量分别为 733 万吨、1069 万吨、315 万吨，其中电力行业的排放量分别为 695 万吨、964 万吨、259 万吨。我国将全面建设小康社会，预计到 2020 年经济总量将在 2000 年的基础上翻两番。要达到中等发达国家的经济水平，全国平均每人最低需要 1 个千瓦的装机容量。我国能源资源以煤炭为主，在

电源结构方面今后相当长的时间内将继续维持燃煤机组的基本格局。预计到 2010 年、2015 年和 2020 年，我国火电装机容量将分别达到 7 亿千瓦、10 亿千瓦和 12 亿千瓦。标准编制组据此测算，按照目前的排放控制水平，到 2010 年，火电排放的 NO_x、SO₂、烟尘将分别达到 865 万吨、859 万吨、254 万吨以上，到 2015 年，将分别达到 1116 万吨、993 万吨、281 万吨以上，到 2020 年，将分别达到 1234 万吨、1016 万吨、299 万吨以上。同时，燃煤也是汞排放的主要来源，而火电厂主要是燃煤电厂为主，我国目前还没有对汞排放量开展统计和普查。标准编制组根据火电装机容量预测情况，对汞排放量也进行了测算，到 2010 年，火电汞的产生量将达到 257 吨以上，到 2015 年将达到 359 吨以上，到 2020 年将达到 431 吨以上。由此可见，火电大气污染物的排放对生态环境的影响将越来越严重。

我国是一个发展中的人口大国，也是人均资源拥有量较低的国家。目前我国火电厂的 NO_x 等大气污染物的排放尚未得到有效控制，我们决不能再走早期工业化国家的先发展经济后治理环境的弯路，必须以科学发展观为指导，以污染减排为中心，加大污染治理力度，着力解决危害群众健康的突出大气环境问题，努力改善环境空气质量，推动经济社会又好又快发展，走生产发展、生活富裕、生态良好的文明发展道路。

2.3 提高排放控制要求，控制火电NO_x排放

我国先后四次颁布实施有关火电厂大气污染物的排放标准，分别为：《工业企业“三废”排放试行标准》（GBJ4-73）、《燃煤电厂大气污染物排放标准》（GB13223-91）、《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-1996）、《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2003），现行的标准为 GB13223-2003。

GB13223-2003 设置了烟尘、SO₂ 和 NO_x 三种污染物的排放限值，控制的重点之一是推动火电烟气脱硫，标准实施后，通过近几年烟气脱硫设施的建设，电力 SO₂ 排放量从 2007 年开始出现下降。

GB13223-2003 对烟尘的排放也加强了控制，2003 年以后，新建机组的烟尘排放浓度均按小于等于 50mg/m³ 的新标准进行设计和建设，大力推进电除尘器和袋式除尘器的安装。同时，60 万千瓦机组配套的布袋除尘器已投入商业运行。大量高效除尘设备的投入运行有力地推动了火电厂的烟尘治理，从 1980 年到 2008 年，尽管火电装机容量增长了 12 倍以上，但烟尘排放总量基本持平并略有下降。烟尘排放得到了有效控制，单位发电量烟尘排放量逐年较大幅度地降低。

GB13223-2003 对 NO_x 的控制立足于低氮燃烧方式，并预留烟气脱硝装置空间。近年来我国 NO_x 排放量不断增加，酸雨污染已由硫酸型向硫酸、硝酸复合型转变，城市大气环境形势依然严峻，区域性大气污染问题日趋明显。此外，NO_x 的排放控制要求与发达国家和地区相比差距较大，GB13223-2003 中 NO_x 的浓度限值为 450~1100mg/m³，而发达国家和地区的 NO_x 排放限值一般在 200mg/m³ 以下（欧盟现行的 NO_x 排放限值为 200mg/m³，美国为 1.0lb/MWh~1.4lb/MWh，约折合 135mg/m³~184mg/m³，日本为 100ppm，约折合 200mg/m³）。现行排放标准已无法适应当前及未来一段时期内火电行业环境保护要求，提高排放控制要求，控制火电 NO_x 排放迫在眉睫，需要对 GB13223-2003 进行修订，以满足当前的环保工作需要。

2.4 我国火电厂大气污染控制技术有了实质性的进展

GB13223-2003 自 2004 年 1 月 1 日实施以来，对控制我国火电厂大气污染物排放和推动技术进步发挥了重要作用。截至 2008 年底，全国火电装机容量 6.03 亿千瓦，已建成脱硫设施的火电装机容量累计 3.63 亿千瓦，占全国火电装机容量的 60.2%。

近年来，新建大型燃煤机组均按要求同步采用了低氮燃烧方式，并在环境敏感地区开始建设烟气脱硝装置。一批现有火电厂结合技术改造安装了低氮燃烧器。截至 2008 年底，全

国约有 200 多台套，近 2 亿千瓦的火电机组安装了烟气脱硝装置。

由于我国在电力行业大力推行电除尘技术，目前生产的电除尘器技术水平已接近国际先进水平，已能满足各种容量的火电机组需要，并开始向国外出口。近年来，各种可应用于火电机组的袋式除尘器、电袋复合除尘器等高效除尘器相继涌现，并有不同程度的实际运行案例。

这些控制技术为提高火电厂大气污染物排放控制要求提供了技术支撑。

3 修订原则及总体思路

3.1 修订原则

- (1) 与我国有关的环境保护法律法规、标准协调配套，与环境保护的方针政策相一致。
- (2) 在实现环境保护目标的同时，促进国家资源的合理利用和电力结构的调整与发展，实现保护生态环境与电力发展的双赢，拉动我国环保产业的发展。
- (3) 我国地域辽阔、经济发展不平衡，综合考虑新、老污染源的差别、重点城市和一般城市的差别、地区（东部、中部、西部）的差别、城乡差别等，制订符合我国国情的标准。
- (4) 以先进的技术为依托，淘汰落后技术，促进技术进步。
- (5) 力求使标准做到科学合理、技术上可行、经济上合理、具有可操作性。

3.2 总体思路

- (1) 加强新建火电厂污染物排放控制，努力减少新增污染物排放量。
- (2) 削减现有火电厂污染物排放量，实现总量削减。
- (3) 进一步推动火电厂安装烟气脱硫装置，并提高脱硫装置的稳定高效运行。
- (4) 推动火电厂安装烟气脱硝装置。
- (5) 推动火电厂进一步提高除尘效率。
- (6) 通过新标准的实施，拉动环保产业发展。

4 标准主要技术内容

4.1 适用范围

新标准的适用范围完全涵盖了 GB13223-2003 标准的适用范围，与《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2001）相衔接。

新标准适用于：

- (1) 各种容量的煤粉发电锅炉。
- (2) 单台出力 65t/h 以上的燃煤循环流化床等发电锅炉。
- (3) 单台出力 65t/h 以上的燃油及燃气发电锅炉。
- (4) 各种容量的燃气轮机组。
- (5) 单台出力 65t/h 以上采用煤矸石、生物质、油页岩、石油焦等为燃料的发电锅炉。
- (6) 煤气化整体联合循环（Integrated Gasification Combined Cycle，简写“IGCC”）发电的燃气轮机组。

新标准不适用于：

- (1) 各种容量的层燃炉、抛煤机炉发电锅炉。
- (2) 各种容量的以生活垃圾、危险废物为燃料的发电厂。
- (3) 内燃发电机组。

各种容量的以生活垃圾、危险废物为燃料的发电厂分别执行《生活垃圾焚烧污染物控制

标准》(GB18485-2001)和《危险废物焚烧污染物控制标准》(GB18484-2001)。

4.2 时间段的划分

GB13223-2003 划分了 3 个时段,新标准则以现有及新建火力发电锅炉及燃气轮机组进行划分。新标准与 GB13223-1996、GB13223-2003 标准的时间段比较见表 1,表中“建成”是指: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。

表1 新标准与 GB13223-2003 标准时间段比较

标准	时间段划分比较			
	第 I 时段	第 II 时段	第 III 时段	
GB13223-1996	1992.8.1 前建成的机组	1992.8.1-1996.12.31 建成的机组	1997.1.1 起建成的机组	
GB13223-2003	第 1 时段		第 2 时段	第 3 时段
	1996.12.31 前建成的机组		1997.1.1-2003.12.31 建成的机组	2004.1.1 起建成的机组
新标准	现有火力发电锅炉及燃气轮机组			新建火力发电锅炉及燃气轮机组

4.3 术语和定义

《火电厂大气污染物排放标准》GB13223-2003 定义了火电厂、坑口电厂、标准状态、烟气排放连续监测、过量空气系数、干燥无灰基挥发分、西部地区 7 个术语。新标准中不再涉及坑口电厂、干燥无灰基挥发分和西部地区这 3 个术语相关的内容。烟气排放连续监测的要求和定义已经成熟,本次修订也不列入术语。因此,新标准删除了坑口电厂、烟气排放连续监测、干燥无灰基挥发分和西部地区 4 个术语,新增加了现有火力发电锅炉及燃气轮机组和新建火力发电锅炉及燃气轮机组 2 个术语,将过量空气系数改为氧含量,符合实际监测工作的需要。

4.4 污染物控制项目

火电厂排放烟气中所含成份很多,主要有 N₂、水蒸汽、CO₂、SO₂、SO₃、NO_x、CO、颗粒物、重金属和微量元素,如 As、Hg、Ni、Mn 等。目前,我国和世界各国对火电厂排放烟气中污染物的控制集中于 SO₂、NO_x 和烟尘,发达国家开始研究对重金属的控制。

新标准控制的大气污染物除 GB13223-2003 中的三种污染物外,还新设置了汞及其化合物,新标准共控制四种污染物,分别为 SO₂、NO_x、烟尘和汞及其化合物。

控制指标包括:SO₂ 浓度、NO_x 浓度、烟尘浓度、汞及其化合物浓度,以及烟气黑度 5 项指标。

4.5 污染物排放限值的确定及制定依据

4.5.1 NO_x排放限值的确定

为了控制大气 NO_x 污染,《关于印发<2009-2010 年全国污染防治工作要点>的通知》(环办函(2009)247 号)要求以火电行业为重点,开展工业 NO_x 污染防治。在京津冀、长三角和珠三角地区,新建火电厂必须同步建设脱硝装置,2015 年年底前,现役机组全部完成脱硝改造。

(1) 新建火力发电锅炉及燃气轮机组排放浓度限值(新建电厂)

我国对控制火电 NO_x 的研究起步较晚,对 NO_x 的控制时间不长,GB13223-2003 标准的限值制订依据是低氮燃烧方式。目前大容量的锅炉主要采用低氮燃烧方式,以达到

GB13223-2003 标准第 3 时段排放浓度 450~1100mg/m³ 的要求。但是随着近年来脱硝技术的发展，国产化率的逐步提高，截至 2008 年底，全国约有 200 多台套，近 2 亿千瓦的火电机组安装了烟气脱硝装置。

在制定新建电厂排放浓度限值时遵循以下原则：

① 新建、改建和扩建的燃煤火电锅炉，须同步配套建设烟气脱硝装置，执行 100mg/m³ 的限值。

新建电厂是在标准颁布后才开始设计建设的，按照国家政策，新建的燃煤发电机组和热电联产机组分别采用单机容量 60 万千瓦和 30 万千瓦及以上高参数、高效率的机组，有条件采用能源利用效率高的先进生产技术以及先进的低氮燃烧技术和烟气脱硝技术。同时为了缓解重点地区的大气 NO_x 污染带来的酸沉降、大气能见度降低、灰霾天气等，有必要对新建电厂采用更严格的排放限值。因此，对新建、改建和扩建的燃煤电厂，制定 100mg/m³ 的排放限值。

该限值比欧盟现行的《大型燃烧装置大气污染物排放限制指令》(2001/80/EC) 中规定的新建大型燃烧装置排放限值(200mg/m³)和美国 2005 年规定的新源排放限值(1.0 lb/MWh, 约折合 135mg/m³) 都严格。

② 燃油锅炉及燃气锅炉 NO_x 排放控制要求

新标准规定了燃油锅炉和燃用天然气的燃气锅炉执行 100mg/m³ 排放限值，燃用其他气体燃料的燃气锅炉执行 200mg/m³ 排放限值。

欧盟 2001/80/EC 指令规定燃用天然气的单机容量大于 300MW 的锅炉执行 100mg/m³ 排放限值，单机容量介于 50MW~300MW 的锅炉执行 150mg/m³ 排放限值，燃用除天然气外的气态燃料的锅炉执行 200mg/m³ 排放限值；燃用液体燃料的单机容量大于 100MW 的锅炉执行 200mg/m³ 排放限值，单机容量介于 50MW~100MW 的锅炉执行 400mg/m³ 排放限值。

③ 燃气轮机组 NO_x 排放控制要求

新标准规定新建燃用天然气的燃气轮机组执行 50mg/m³ 排放限值，燃用除天然气外的气态燃料和燃油的燃气轮机组执行 120mg/m³ 排放限值。

欧盟 2001/80/EC 指令规定燃用天然气的燃气轮机组 NO_x 排放限值执行 50mg/m³，燃用除天然气外的气态燃料和燃油的燃气轮机组 NO_x 排放限值执行 120mg/m³。

(2) 现有火力发电锅炉及燃气轮机组排放浓度限值（现有电厂）

现有火电厂（即新标准发布前建成或审批的火电厂），基本上是已建或在建的火电厂，GB13223-2003 标准中第 3 时段的机组预留烟气脱硝场地，具备安装烟气脱硝装置的条件。对于 2003 年 12 月 31 日前建成的机组，根据实际情况、环保要求和现有技术制订限值。

现有火力发电锅炉及燃气轮机组排放浓度限值：

① 到 2014 年 1 月 1 日，2004 年 1 月 1 日至 2011 年 12 月 31 日期间环境影响评价文件通过审批的现有燃煤火力发电锅炉执行 100mg/m³。

② 到 2014 年 1 月 1 日，2003 年 12 月 31 日前建成投产或环境影响评价文件已通过审批的现有燃煤火力发电锅炉执行 200mg/m³。

200mg/m³ 的限值比欧盟 2001/80/EC 指令中规定的现有锅炉排放限值（400mg/m³）和美国 2005 年规定的现有电站锅炉排放限值（1.6lb/MWh，约折合 218mg/m³）严格。

③ 燃油锅炉及燃气锅炉 NO_x 排放控制要求

新标准规定了燃油锅炉及燃气锅炉 NO_x 排放控制要求，到 2014 年 1 月 1 日，燃用天然气的燃气锅炉执行 100mg/m³ 排放限值，燃油锅炉及燃用其他气体燃料的燃气锅炉执行 200mg/m³ 排放限值。

欧盟 2001/80/EC 指令规定燃用天然气的单机容量大于 300MW 的锅炉执行 100mg/m³ 排放限值，单机容量介于 50MW~300MW 的锅炉执行 150mg/m³ 排放限值，燃用除天然气外的

气态燃料的锅炉执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。燃用液体燃料的单机容量大于 100MW 的锅炉执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，单机容量介于 $50\text{MW}\sim 100\text{MW}$ 的锅炉执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。

④ 燃气轮机组 NO_x 排放控制要求

新标准规定到 2014 年 1 月 1 日，现有燃用天然气的燃气轮机组 NO_x 执行 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，燃用除天然气外的气态燃料和燃油的燃气轮机组执行 $120\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。

欧盟 2001/80/EC 指令规定燃用天然气的燃气轮机组 NO_x 排放限值执行 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，燃用除天然气外的气态燃料和燃油的燃气轮机组 NO_x 排放限值执行 $120\text{mg}/\text{m}^3$ 。

4.5.2 SO_2 排放限值的确定

(1) 新建火力发电锅炉及燃气轮机组排放浓度限值（新建电厂）

制订 GB13223-2003 标准的主要目的之一是大力推动我国火电 SO_2 的排放控制，广泛推行高效烟气脱硫装置的安装，考虑到当时我国缺乏脱硫装置运行和管理方面经验的实际情况，制订出的排放限值较为宽松。经过近几年的发展，脱硫装置的运行经验、管理经验都比较成熟，为此在本次标准修订过程中根据脱硫装置可以达到的脱硫效率制订更为严格的排放限值。

在制定新建电厂排放浓度限时遵循以下原则：

① 新建、改建和扩建的燃煤火电锅炉执行 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值

新建电厂是在标准颁布后才开始设计建设的，按照国家政策，新建的燃煤发电机组和热电联产机组分别采用单机容量 60 万千瓦和 30 万千瓦及以上高参数、高效率的机组，有条件采用能源利用效率高的先进生产技术以及先进的烟气治理技术。为避免新建电厂的二次改造，应制定较为严格的标准限值。

从世界各国的经验来看，美国、日本和欧盟国家均对新建电厂提出了严格的要求，美国 2005 年的电站锅炉 SO_2 新源排放标准要求新建燃煤电厂脱硫效率必须大于 95%，并有相应的排放量限制。欧盟 2001/80/EC 指令要求新建大型燃烧装置的排放浓度必须小于 $200\text{mg}/\text{m}^3$ ，实际上是要求安装高效率的脱硫装置，日本的燃煤电厂基本上安装了脱硫装置。

该限值比欧盟 2001/80/EC 指令中规定的新建锅炉排放限值、日本新建大型排放源排放限值，以及美国 2005 年规定的新源排放限值（ $1.4\text{ lb}/\text{MWh}$ ，约折合 $184\text{mg}/\text{m}^3$ ）均严格。

② 燃油锅炉 SO_2 排放控制要求

新标准规定燃油锅炉的 SO_2 排放浓度限值为 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 。

欧盟 2001/80/EC 指令规定新建燃用液态燃料的的锅炉 SO_2 排放限值执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。

③ 新增燃气锅炉及燃气轮机组 SO_2 排放控制要求

新标准增加了对燃气锅炉及燃气轮机组 SO_2 排放控制要求，燃用天然气时执行 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃用除天然气外的气体燃料时执行 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃油的燃气轮机组执行 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。

欧盟 2001/80/EC 指令规定新建燃用除液化气、低热值的焦炉煤气和高炉煤气外的一般气态燃料的锅炉 SO_2 排放限值执行 $35\text{mg}/\text{m}^3$ ，燃用低热值的高炉煤气执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。欧盟对燃用气态燃料的燃气轮机组 SO_2 无排放控制要求。

(2) 现有火力发电锅炉及燃气轮机组排放浓度限值（现有电厂）

现有火电厂（即新标准发布前建成或审批的火电厂），基本上已是已建或在建的火电厂，在制订现有火电锅炉执行的排放浓度限时遵循以下原则：

到 2014 年 1 月 1 日，2011 年 12 月 31 日前建成投产或环境影响评价文件已通过审批的现有燃煤火力发电锅炉，对已安装烟气脱硫装置的锅炉，加强运行管理，优化运行，执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值，对位于西部非两控区的燃用特低硫煤（燃煤硫分小于 0.5%）预留烟气脱硫场的坑口电厂，安装烟气脱硫装置，也执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值。对燃用高硫煤的火电锅炉执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值。对以煤矸石等为主要燃料的资源综合利

用火力发电锅炉，采用炉内加石灰石脱硫及烟气脱硫，执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值。

$200\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值与欧盟 2001/80/EC 指令中规定的新建锅炉排放限值 ($200\text{mg}/\text{m}^3$) 相同，比欧盟 2001/80/EC 指令中规定的现有锅炉排放限值 ($400\text{mg}/\text{m}^3$) 和美国规定的现有电站锅炉排放限值 ($740\text{mg}/\text{m}^3$) 严格，比美国 2005 年规定的新建电站锅炉排放限值 ($1.4\text{lb}/\text{MWh}$ ，约折合 $184\text{mg}/\text{m}^3$) 略为宽松。

② 燃油锅炉 SO_2 排放控制要求

新标准规定燃油锅炉的 SO_2 排放浓度限值为 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。

欧盟 2001/80/EC 指令规定新建燃用液态燃料的锅炉 SO_2 排放限值执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。

③ 新增燃气锅炉及燃气轮机组 SO_2 排放控制要求

新标准增加了对燃气锅炉及燃气轮机组 SO_2 排放控制要求，燃用天然气时执行 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃用除天然气外的气体燃料时执行 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃油的燃气轮机组执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。

欧盟 2001/80/EC 指令规定新建燃用除液化气、低热值的焦炉煤气和高炉煤气外的一般气态燃料的锅炉 SO_2 排放限值执行 $35\text{mg}/\text{m}^3$ ，燃用低热值的高炉煤气执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。欧盟对燃用气态燃料的燃气轮机组 SO_2 无排放控制要求。

4.5.3 烟尘排放限值的确定

根据国内外的经验，烟气脱硫和除尘之间的关联性较强，烟尘排放浓度限值的制订应当与 SO_2 的治理措施同时考虑。

(1) 新建火力发电锅炉及燃气轮机组排放浓度限值（新建电厂）

由于新建机组须进行烟气脱硫，在制订排放浓度限值时主要考虑以下几个方面的因素：

① 新建电厂须同步安装脱硫装置，烟气在经过湿法脱硫后除尘效率可以进一步提高。

② 新建电厂有条件采用除尘效率高的电除尘器、袋式除尘器或电袋复合除尘器等烟气治理技术。

③ 从世界各国的经验来看，美国、日本和欧盟国家均对新建电厂提出了严格的要求。我国的标准应逐步向国外先进的烟尘排放标准靠拢。

在制定新建电厂排放浓度限值时遵循以下原则：

① 新建、改建、扩建燃煤电厂和燃油电厂的烟尘执行 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 排放浓度限值。

该限值与欧盟 2001/80/EC 指令中规定的新建锅炉排放限值相同，比美国 2005 年规定的新源排放限值 ($0.14\text{lb}/\text{MWh}$ 或 $0.015\text{lb}/\text{MBtu}$ ，约折合 $20\text{mg}/\text{m}^3$) 基本处于同一水平。

② 新增燃气锅炉及燃气轮机组烟尘排放控制要求

新标准增加了对燃气锅炉及燃气轮机组烟尘排放控制要求，燃用天然气时执行 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值，燃用除天然气外的气态燃料时执行 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 排放限值。

欧盟 2001/80/EC 指令规定新建燃用除高炉煤气和来自钢铁工业的可燃气体外的气态燃料的锅炉的烟尘排放限值执行 $5\text{mg}/\text{m}^3$ ，燃用高炉煤气锅炉的排放限值修订为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 。欧盟对燃用气态燃料的燃气轮机组无排放控制要求。

(2) 现有火力发电锅炉及燃气轮机组排放浓度限值（现有电厂）

现有火电厂（即新标准发布前建成或审批的火电厂），基本上已是已建或在建的火电厂。GB13223-2003 标准中的排放限值为 $50\sim 600\text{mg}/\text{m}^3$ ，本次修订考虑到我国火电机组经过近些年的发展，基本安装了电除尘器，甚至个别 600MW 机组安装了袋式除尘器，同时电袋复合除尘器经过近 10 年的发展，技术上已经成熟，并积累了一定的运行经验。

在制定现有火力发电锅炉排放浓度限时遵循以下原则：

① 到 2014 年 1 月 1 日，已安装烟气脱硫装置的现有燃煤火力发电锅炉，烟尘的控制与 SO_2 的控制统筹考虑，执行 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 排放浓度限值；对以煤矸石等为主要燃料的资源综合利用火力发电锅炉，不再放宽要求，也执行 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放浓度限值。

30mg/m³ 排放浓度限值与欧盟 2001/80/EC 指令中规定的新建锅炉排放限值相同，比美国 2005 年规定的新源排放限值（0.14 lb/MWh 或 0.015 lb/MBtu，约折合 20mg/m³）基本处于同一水平。

② 到 2014 年 1 月 1 日，以油为燃料的锅炉和燃气轮机组执行 30mg/m³ 的排放浓度限值。

③ 新增燃气锅炉及燃气轮机组烟尘排放控制要求

新标准增加了对燃气锅炉及燃气轮机组烟尘排放控制要求。到 2014 年 1 月 1 日，燃用天然气时执行 5mg/m³ 排放限值，燃用除天然气外的气态燃料时执行 10mg/m³ 排放限值。

欧盟 2001/80/EC 指令规定新建燃用除高炉煤气和来自钢铁工业的可燃气体外的气态燃料的大型燃烧装置的烟尘排放限值执行 5mg/m³，对燃用高炉煤气大型燃烧装置排放限值修订为 30mg/m³。欧盟对燃用气态燃料的燃气轮机组无排放控制要求。

4.5.4 汞及其化合物

GB13223-2003 标准中没有设置汞的排放限值，为支持履约工作，本次修订增加汞的排放指标。鉴于我国现有燃煤电厂大气汞控制的科研基础薄弱，实际排放数据和普查资料都缺乏，对汞的控制技术也未完全掌握，因此制订思路和限值借鉴国外的研究成果和排放限值。通过研究美国、欧盟和德国的火电厂排放标准，确定我国火电厂汞的排放限值为 0.03mg/m³。

该限值与德国 2004 年修订的《大型燃烧装置法》（GFAVO）中的限值相同。

4.5.5 大气污染物特别排放限值

为控制区域空气质量，国务院发布了《国务院办公厅转发环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见的通知》（国办发〔2010〕33 号），该通知要求制定并实施重点区域内重点行业的大气污染物特别排放限值，严格控制重点区域新建、扩建除“上大压小”和热电联产以外的火电厂，在地级城市市区禁止建设除热电联产以外的火电厂。为落实通知精神，在本标准中增加了大气污染物特别排放限值。

对重点区域内的燃煤锅炉，烟尘为 20mg/m³，二氧化硫为 50mg/m³，氮氧化物为 100mg/m³。燃油的锅炉及燃气轮机组烟尘为 20mg/m³，二氧化硫为 50mg/m³，氮氧化物为 100mg/m³ 和 120mg/m³。燃气的锅炉及燃气轮机组烟尘为 5mg/m³，二氧化硫为 35mg/m³，氮氧化物为 100mg/m³ 和 50mg/m³。

4.6 达标排放技术分析

4.6.1 NO_x达标排放技术分析

当排放限值为 200mg/m³ 和 100mg/m³ 时，可采用下列方法达标排放：

- ① 高效低氮燃烧器+SCR。
- ② 高效低氮燃烧器+SNCR。

火电厂可根据具体情况采用高效低氮燃烧技术+SCR 技术、高效低氮燃烧技术+SNCR 技术实现达标排放。

4.6.2 SO₂ 达标排放技术分析

当限值为 100mg/m³ 时，应采用低硫煤(硫分<1%)，并安装脱硫效率超过 95%的烟气脱硫装置，或改用 IGCC 等其他发电工艺。

当限值为 200mg/m³ 时，应采用低硫煤(硫分<1.5%)，并安装脱硫效率超过 95%的烟气脱硫装置，须加强管理可满足要求。

4.6.3 烟尘达标排放技术分析

当排放限值为 30mg/m³ 时，可以采用下列方法达标排放：

① 使用袋式除尘器。适用于燃用一切燃料的火电厂，在澳大利亚得到普遍应用，在美国、日本和欧洲也得到较多地应用。在国内已有在大型火电厂成功运行的先例，技术成熟，在国内 300MW 以下运行经验丰富。

② 静电除尘+湿法脱硫。适用于易于电除尘器收集的飞灰，且灰份不宜太高。技术成熟，得到广泛应用。

③ 静电除尘+袋式除尘。适用于燃用一切燃料的火电厂。主要适用于老厂改造，在电除尘器后增加一级袋式除，称为“紧凑型”（Compact）结构，在美国一些电厂中得到应用。

4.6.4 汞达标排放技术分析

采用烟气脱硝+静电除尘/布袋除尘+湿法烟气脱硫的组合技术进行协同控制。如采用协同控制还未达标，可采用炉内添加卤化物等和烟道喷入活性炭吸附剂。

采用烟道喷入活性炭吸附剂脱汞的成本约为 8~10 万美元/千克。

4.7 监测要求

监测方法标准选用的基本原则是采用国家有关环境监测方法标准。

4.7.1 烟尘

新标准烟尘的测量方法与 GB13223-2003 相同，采用《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》（GB/T 16157）中的重量法。

4.7.2 烟气黑度

新标准烟气黑度监测采用《固定污染源排放烟气黑度的测定 林格曼黑度图法》（HJ/T 398）。

4.7.3 SO₂

新标准 SO₂ 测量采用《固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法》（HJ/T 56）和《固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法》（HJ/T 57）。

4.7.4 NO_x

新标准 NO_x 测量采用《固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法》（HJ/T 42）和《固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法》（HJ/T 43）。

4.7.5 汞及其化合物

新标准汞及其化合物测量采用《固定污染源废气 汞的测定 冷原子吸收分光光度法（暂行）》（HJ 543）。

5 污染防治技术分析

5.1 烟尘控制技术

火电厂除尘主要采用静电除尘器、袋式除尘器和电袋组合除尘器。

5.1.1 静电除尘器

目前，我国生产的静电除尘器技术水平已接近国际先进水平，能满足各种容量火电机组的需要。近年来，我国新建燃煤火电厂烟气除尘绝大部分采用了静电除尘器，在制造、运行上都积累了丰富的经验。电除尘器最大的优点是设备阻力低，处理烟气量大，去除率高，运行费用低，维护工作量少，使用温度范围广。但是，锅炉工况和负荷变化影响其除尘效率，燃煤煤质（粉尘比电阻变化）影响其除尘效率，例如，在燃用硫含量低，煤灰比电阻高的准格尔煤时，静电除尘器的除尘效率很难进一步提高。一般情况下，静电除尘器设备维护只能在停运下进行。经电除尘器除尘后会产生飞灰，处理方式主要有两种，即在灰场中堆存或外运综合利用，若处置不当会造成空气和水体污染。

5.1.2 袋式除尘器

布袋除尘器是一种高效、稳定的干式除尘器。由于袋式除尘器不受烟尘比电阻的影响，而且去除细颗粒物的能力优于电除尘器，逐渐得到重视和推广，现已成为一项成熟的技术，在发电锅炉和工业锅炉广泛地应用。

发电锅炉采用布袋式除尘器最积极的国家是澳大利亚。因为该国的发电厂普遍使用的是低硫煤，含硫量多在 0.4~0.5% 之间，煤灰中 SiO_2 和 Al_2O_3 含量在 85% 左右、 Na_2O 含量在 0.4% 左右。电除尘器对这种特性的煤灰比较难以收集。当排放标准提高后，原有的电除尘器不能满足要求，所以在 1972 年有电厂开始改用布袋式除尘器并取得了成功后，其他发电厂也纷纷改用布袋式除尘器。在澳大利亚新建电厂大多采用了布袋式除尘器，人口最多、工业最密集的新南威尔士州，除了 4 台 500 兆瓦机组仍在用电除尘器外，其他各发电厂已把原有的电除尘器全部改为布袋式除尘器，在改造时，往往利用原有电除尘器的外壳。其他如加拿大和欧洲的一些国家，也都广泛地在发电锅炉和工业锅炉上应用了脉冲布袋式除尘器。布袋式除尘器在国外的锅炉烟气净化中占有很重要的地位，已经是不容置疑的事实。

布袋除尘器优点有：（1）排出颗粒物浓度低，一般低于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，甚至可以达到 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。（2）颗粒物排放浓度不受比电阻浓度和粒度等性质影响。锅炉负荷变化、烟气量的波动对布袋除尘器出口浓度影响小。（3）布袋除尘器一般采用分室结构，从而使除尘器可以轮换检修，而不影响锅炉的运行，设备可用率高。（4）布袋除尘器对微细颗粒物的捕集效率更高，与静电除尘器相比，可以更有效地去除飞灰中的重金属离子。（5）布袋除尘器结构和维护简单。（6）布袋除尘器的关键部件——滤料材质和寿命已有了突破，使用寿命一般可保证 2 年以上，最高甚至 6 年以上。（7）布袋除尘器和某些烟气脱硫工艺相结合，可提高脱硫装置的脱硫效率。

布袋除尘器的缺点有：（1）由于锅炉的类型、燃烧方式、燃烧煤种以及燃煤粒度等各不相同，产生的烟气性质也各不相同，颗粒物的浓度、粒度、烟气成分（氧含量、 SO_x 、 NO_x 、水分等）、露点等各不相同，对布袋除尘器的操作和维护提出了较高的要求。（2）锅炉运行负荷稳定与否，将直接影响布袋式除尘器滤料的寿命。尤其是在点火、启动和停炉的情况下，烟气中的油类杂质较多的时候。（3）滤料的使用寿命是该设备成功与否的关键。其滤料使用寿命达到 2 年以上，布袋除尘器在经济上才具有合理性。（4）布袋除尘器压力损失较大，若清灰系统失灵，将导致系统阻力急剧升高，甚至影响锅炉运行。

对于现有电厂来说，将电除尘器改造为袋式除尘器不需要推倒重来，一般情况下，现有电除尘器的壳体、灰斗、框架、烟道、输灰系统都可以保留并继续使用。澳大利亚的许多电厂就是由电除尘器改造的，改造后的烟尘排放浓度 $<30\text{mg}/\text{m}^3$ ，有的甚至达到 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。

实际上，自“六五”起，我国先后在巡检司发电厂、云南普坪村发电厂、山东南定热电厂、四川内江电力修造厂、安徽淮南发电厂的火电锅炉使用了布袋除尘器。1994 年，上海杨树浦电厂与澳大利亚 Lurgi howden 公司合作进行技术改造，其中布袋式除尘器的关键设备如布袋、笼骨、清灰装置及控制系统等由外方提供，其他由中方合作制造。我国内蒙古呼和浩特电厂扩建的 2 台 200 兆瓦机组，全部采用脉冲型袋式除尘器，目前该工程已正式投入运行，烟尘排放浓度能够稳定地小于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。2008 年，山西漳山发电有限责任公司 2×600 兆瓦机组袋式除尘器通过 168 小时试运行，烟尘出口浓度可达到 $12.8\text{mg}/\text{m}^3$ 。

滤袋是布袋除尘器最关键的设备之一，直接影响除尘效率。滤袋寿命的长短，对除尘器运行性能的评定起着关键的作用，一般与滤袋材质、制作质量、过滤烟气温度、流穿滤袋速度等有关。此外，与清灰的压力、时间、频率也有关。近几年来，国内许多科研单位进行了大量的研究，并且在布袋除尘器技术研究、设计、制造和应用方面已有相当的基础，已能生产制造用于电站锅炉烟气的布袋除尘器。但还需要进一步加强适用于电站锅炉烟气除尘的滤料的研究和生产。

5.1.3 电袋复合除尘器

电袋复合式除尘器综合了电除尘器和袋式除尘器的优点，其工作原理为：前级电场预收烟气中 70%~80% 以上的颗粒物量；后级袋式除尘装置拦截收集烟气中剩余颗粒物。其中，前级电场的预除尘作用和荷电作用为提高电袋复合除尘器的性能起到了重要作用。目前开发

出的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。

电袋复合除尘器优点有：①电袋复合除尘器前级电除尘和后级袋式除尘共用同一壳体，适合现有电厂的改造；②电袋复合除尘器除尘效率高、稳定，烟尘排放浓度可达到 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，甚至更低；③技术适应性强，电袋复合除尘器的除尘效率不受高比电阻细微颗粒物、煤种和烟灰特性影响；④滤袋使用寿命长，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。

5.2 SO₂控制技术

综合国内外的经验来看，燃煤电厂减排SO₂的主要途径有煤炭洗选、洁净煤燃烧技术、燃用低硫煤和烟气脱硫等。

5.2.1 燃用低硫煤

降低燃煤含硫量是减少SO₂排放量最简单的办法。我国能源资源以煤炭为主，在电源结构方面今后相当长的时间内将继续维持燃煤机组的基本格局。到2020年，预计火电装机容量将达到12亿千瓦，SO₂产生量达3847万吨（以平均硫分为0.95%计）以上，如果全部换烧低硫煤（以平均硫分为0.5%计），到2020年，火电SO₂产生量仍将达2024万吨以上，不能有效控制SO₂排放量。而且，如果用煤量大、技术装备水平较高的燃煤电厂燃用低硫煤，则不仅将造成全国低硫煤资源供应的紧缺，而且将导致中高硫煤转移到技术装备水平较差的其他工业炉窑或民用方面使用，从而增加全国SO₂排放控制的难度和治理SO₂污染所付出的经济代价。

5.2.2 煤炭洗选

煤炭洗选技术是采用物理、化学或生物方法除去或减少煤中所含的硫分、灰份的技术。煤炭经洗选后不仅可以脱除一定的灰份和硫分，而且热值将平均提高10%以上，也即可节煤约10%。我国高硫煤产区中，煤中有机硫成分都较高，很难用煤炭洗选的方法达到有效控制SO₂排放的目的，燃用洗选煤只能作为削减SO₂排放的手段之一。

5.2.3 洁净煤燃烧技术

近十几年来，在各国发展烟气脱硫的同时，洁净煤发电技术也得到了积极的研究与开发。美国是投入较多的国家之一，目前工业发达国家成熟和已经商业化运行的洁净煤发电技术有：常压循环流化床锅炉（CFBC）、加压循环流化床锅炉（PFBC）、煤气联合循环发电（IGCC）等，我国CFBC单机容量最大已经达到300兆瓦，IGCC技术也在我国逐步得到应用。

5.2.4 烟气脱硫

烟气脱硫是控制SO₂污染的主要技术手段。按照我国未来的能源结构、预计的火电发展速度、以及控制大气污染的总体思路，在未来较长的时间内，控制火电SO₂的排放，其主流和根本有效的手段仍将是烟气脱硫。

烟气脱硫技术开发于20世纪60年代，到70年代后期已出现200多种脱硫技术，到80年代，各种脱硫技术在竞争中不断完善。尽管各国开发的烟气脱硫方法很多，但真正进行工业应用的方法仅是有限的十几种。其中湿法烟气脱硫技术（含抛弃法及石膏法）占主导地位。湿法烟气脱硫技术以其脱硫效率高于90%，可达97%、运行可靠性高于95%、适应范围广，技术成熟，副产物可做商品出售等优势，逐步被广大用户所接受，成为世界上脱硫市场中占统治地位的脱硫技术。

GB13223-2003发布实施极大地推动了我国火电烟气脱硫的发展，截至2008年底，全国火电装机容量6.0132亿千瓦，已建成脱硫设施的火电装机容量累计3.63亿千瓦，占全国火电装机容量的60.4%。

5.3 NO_x控制技术

控制火电厂 NO_x 排放的主要技术有低氮燃烧技术、选择性催化还原法 (Selective Catalytic Reduction, SCR)、选择性非催化还原法 (Selective Non-Catalytic Reduction, SNCR)。

5.3.1 低氮燃烧技术

控制火电厂 NO_x 排放的低氮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。

5.3.2 选择性催化还原法 (SCR)

SCR 是指烟气中的 NO_x 在催化剂的作用下, 与还原剂 (如 NH₃ 或尿素) 发生反应并生成无毒无污染的 N₂ 和 H₂O。日本率先于 20 世纪 70 年代对其实现商业化, 目前这一技术在发达国家已经得到了比较广泛的应用。

我国火电厂 NO_x 排放控制尚处于起步阶段, 在依靠低氮燃烧技术控制 NO_x 排放仍不能满足要求时, 则需要实施烟气脱硝。20 世纪 90 年代福建后石电厂采用日立技术在 600MW 火电机组上率先建成了我国第一套 SCR 烟气脱硝装置。国华太仓发电有限公司 7 号机组、浙江乌沙山电厂、宁海电厂、福建嵩屿电厂采用的 SCR 法烟气脱硝装置也已先后投入运行。到目前为止共有约 200 台套的脱硝装置。

为了适应更为严格的排放要求, 我国目前已有许多研究机构对 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。

表2 我国部分燃煤电厂烟气脱硝项目

序号	公司或电厂名、机组号	机组容量 (MW)	脱硝供应商	采用技术
1	北京高井电厂	4×50+2×100	国电龙源	SCR
2	北京第一热电厂	4×100+2×200	浙江能源+华电环保	SCR
3	北京草桥电厂	2×300	华电环保	SCR
4	北京太阳宫电厂	2×350	杭锅	SCR
5	北京石景山电厂	4×200	清华同方	SCR
6	上海外高桥电厂	2×1000	重庆远达	SCR
7	上海吴泾电厂	2×300	上海电气集团&IHI	SCR
8	天津东北郊热电厂	2×300	国电龙源	SCR
9	河北三河电厂	2×300	国华荏原	SCR
10	河北定州电厂	2×600	国华荏原	SCR
11	河北高碑店电厂	4×250	清华同方	SCR
12	山西阳城电厂	1×600	东锅	SCR
13	山西漳山电厂	2×600	北京紫泉	SCR
14	辽宁绥中电厂	2×1000	国华荏原	SCR
15	江苏国华太仓#7	2×600	苏源环保	SCR
16	江苏利港电厂	4×600	美国燃料公司	SNCR
17	江苏徐州阚山	2×600	美国燃料公司	SNCR
18	浙江大唐乌沙山	1×600	清华同方	SCR
19	浙江宁海电厂	1×600+2×1000	日本 BHK	SCR
20	浙江北仑电厂	2×1000	国电龙源	SCR
21	浙江乐清电厂	1×600	浙江天地环保	SCR
22	安徽国电铜陵	1×600	国电龙源	SCR
23	福建后石电厂	7×600	日立	SCR
24	福建嵩屿电厂	4×300	上海电气集团&IHI	SCR
25	福建可门电厂	2×600	福建龙净	SCR
26	湖南长沙电厂	2×600	东锅&比晓夫	SCR

27	湖南涟源电厂	2×300	东锅&比晓夫	SCR
28	广东台山电厂	1×600	丹麦 Topsoe	SCR
29	广州恒运 D	2×300	东锅&比晓夫	SCR
30	广东惠州平海	2×1000	上海电气&IHI	SCR
31	广东惠来电厂	2×1000	东锅&比晓夫	SCR
32	广东德胜电厂	2×300	哈锅	SCR
33	四川福溪电厂	1×600	东方锅炉	SCR
34	云南滇东电厂	2×600	北京巴威	SCR

国外生产脱硝催化剂主要厂商有：Topsee 公司（主要生产波浪型催化剂）、Cormetech 公司（主要生产蜂窝结构的钛-钒基商业催化剂）、德国 Argillon 公司（主要生产宽使用范围的平板型和蜂窝型催化剂）、Hitachi（日立公司）（主要提供板型 SCR 催化剂）。

截至 2010 年底，我国催化剂产能将达到 60000m³/年，可满足 7500 万千瓦的烟气脱硝催化剂容量。目前，我国主要脱硝催化剂生产企业有：成都东方凯特瑞环保催化剂有限责任公司、江苏龙源催化剂有限公司、大拇指环保科技集团等。成都东方凯特瑞环保催化剂有限公司产能为 5000m³/年，江苏龙源催化剂有限公司产能为 3000m³/年，重庆远达催化剂制造有限公司产能为 10000m³/年，福建大拇指环保工程有限公司产能为 6000m³/年，河北涿州中天环保催化剂有限公司产能为 4500~6000m³/年，宁波瑞基科技发展有限公司产能为 2000m³/年。其中成都东方凯特瑞环保催化剂有限公司将扩产能 10000m³/年。随着大量脱硝催化剂项目的投产，产能还将进一步增加。

5.3.3 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℃~1100℃ 范围内还原 NO_x 的方法，还原剂常用 NH₃ 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℃~1100℃ 的区域后，迅速热分解成 NH₃ 和其他副产物，随后 NH₃ 与烟气中的 NO_x 进行 SNCR 反应而生成 N₂。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。

SNCR 脱硝技术系统简单，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，不需要催化剂，运行成本相对较低；但对温度窗口要求十分严格，更适用于老机组的改造。SNCR 脱硝技术脱硝效率较 SCR 法低，一般在 30%~50%

目前，江苏利港电厂、华能伊敏发电有限公司、徐州阚山电厂、广州瑞明电厂和国华北京热电厂采用 SNCR 法进行烟气脱硝。

5.4 汞控制技术

5.4.1 烟气治理技术协同控制技术

火电厂烟气在脱硝、除尘和脱硫的同时，可对汞产生协同脱除的效应。欧盟《大型燃烧装置的最佳可行技术参考文件》（Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants）建议汞的脱除优先考虑采用高效除尘、烟气脱硫和脱硝协同控制的技术路线。采用电除尘器或布袋除尘器后加装烟气脱硫装置，平均脱除效率在 75%（电除尘器为 50%，烟气脱硫为 50%），若加上 SCR 装置可达 90%。燃用褐煤时脱除效率在 30~70%。

5.4.2 炉前添加卤化物技术

燃煤电厂炉前添加卤化物脱汞技术就是在电厂输煤皮带上或给煤机里加入卤化物，也可直接将溶液喷入锅炉炉膛。在烟气中卤化物氧化元素汞形成二价汞，SCR 烟气脱硝装置可加强元素汞的氧化形成更多的二价汞，二价汞溶于水从而被脱硫装置所捕获，从而达到除汞目的。这种技术对安装了 SCR 和脱硫装置的燃煤电厂脱汞效果好，成本低。而且由于加入煤里的卤化物远少于煤里本身含有的氯，所以添加到煤里的卤化物不会对锅炉加重腐蚀。现

在很多装备了 SCR 和 WFGD 的美国燃煤电厂正在测试这种脱汞技术，其中一些电厂已取得了很好的汞控制效果。

利用烟气湿法脱硫装置能有效的控制汞的排放。而且喷射系统简单，除汞成本低。唯一值得注意的是脱除的汞都进入烟气湿法脱硫装置的排出物石膏或废水里，需要二次处理。但由于除汞成本低，此技术对现今装备了 SCR 和湿法脱硫装置的电厂吸引力非常大。

5.4.3 烟道喷入活性炭吸附剂

该方法是将含有卤化物的活性炭在静电除尘器或布袋除尘器前喷入，烟气里的汞和活性炭中的卤化物反应并被活性炭所吸附，然后被静电除尘器所捕集，飞灰里被收集下来的汞不会再次释放从而达到除汞的目的。吸附剂占粉煤灰中的比例取决于喷射率和燃煤的灰分含量，一般在 0.1% 到 3% 左右。

烟道喷入活性炭吸附剂技术包括选择和生产吸附剂、吸附剂储存和喷射与汞测量三个环节。含卤化物的活性炭吸附剂从生产的工厂运送到电厂，储存于贮料罐中，压缩空气将吸附剂分别压到喷射器的进料注入导管，再通过一批喷嘴喷射到烟气中，连续汞监测仪将烟气中的汞含量记录下来。

吸附剂是该技术的核心。优化的喷射系统可以将吸附剂颗粒均匀地喷射在烟气中，让吸附剂颗粒涵盖所有的烟道空间，以最快的速度 and 烟气混合，使吸附剂颗粒与汞化合物最大限度地接触和反应，大大地提高吸附剂的脱汞效率和降低成本。

6 主要国家、地区及国际组织相关标准研究

6.1 SO₂ 排放标准

6.1.1 美国SO₂ 排放标准

美国 1971 年颁布的新源排放标准规定，1971 年 8 月 17 日以后新建的热功率超过 73MW 的电站锅炉 SO₂ 排放量不得超过 1.2lb/MBtu（相当于 0.516g/MJ，约折合 1480mg/m³）。1977 年对该标准进行了修改，颁布了修改后的新源标准，要求 1978 年 9 月 18 日以后新建的热功率超过 73MW 的电站锅炉必须安装脱硫装置，且脱硫效率不得小于 70%。当脱硫效率为 70% 时，SO₂ 排放量不得超过 0.6lb/MBtu（相当于 0.258g/MJ，约折合 740mg/m³），当脱硫效率为 90% 时，SO₂ 排放量不得超过 1.2lb/MBtu。

1970 年代后期，酸雨成为美国关注的焦点问题，这是由于《清洁空气法》对新源规定了严格的排放标准，却忽视了现有污染源的管理，而新源并没有象想象的那样占支配地位。为了解决酸雨问题，1990 年的《清洁空气法》修正案在第四篇中提出了酸雨计划，目的是实施减排计划，降低全国 SO₂ 和 NO_x 的排放量，减少酸沉降的不利影响。酸雨计划的管理规定草案发表于 1991 年，最终发表于 1993 年。

美国 1970 年、1980 年、1990 年和 2000 年的 SO₂ 排放量分别为 2930 万吨、2609 万吨、2368 万吨和 1800 万吨，2010 年预计为 1400 万吨。酸雨计划的主要目标之一是：到 2010 年，美国的 SO₂ 排放量将比 1980 年的排放水平减少 1000 万吨。该计划明确规定，通过在电力行业实施 SO₂ 排放总量控制和交易政策，分两个阶段来实施这一目标。选择电厂作为酸雨计划的控制对象是基于美国 SO₂ 排放的实际情况而定的：1980 年代，美国每年硫氧化物的排放总量超过 2000 万吨，其中 75% 来自火力发电厂，20% 左右来自其他工业源，5% 来自交通污染源。

第 I 阶段（1995 年 1 月—1999 年 12 月）：着手解决分布在 21 个州 110 家排放水平超过 2.5lb/MBtu（相当于 3083mg/m³ 左右）高污染燃煤电厂中的 261 个重点机组（这些电厂及机组清单都已列入法规中），其排放水平必须满足 2.5 lb/MBtu，这一排放限值（2.5 lb/MBtu）技术上不难满足，但实现后每年可比 1980 年减排 350 万吨 SO₂。

第 II 阶段 (2000 年 1 月—2010 年): 限制对象扩大到 2000 多家, 包括了规模 25MW 以上所有电厂, 目标是使它们的 SO₂ 排放总量比 1980 年减少 1000 万吨。第 II 阶段将第 I 阶段的允许排放水平从 2.5lb/MBtu 下降到 1.2lb/MBtu (对应于 1971 年电站锅炉新污染源排放标准), 使 SO₂ 年排放量比 1980 年减少 1000 万吨。

美国 2005 年颁布了新的排放标准, 对新建、扩建和改建电站锅炉分别规定了排放限值。对新建电站锅炉改为基于电量输出的排放限值, 对扩建和改建电站锅炉要求达到基于电量输出排放限值和热量输入排放限值两者之一即可。修改后的新源排放标准要求 2005 年 2 月 28 日前建设的热功率超过 73MW 的电站锅炉仍执行老标准; 2005 年 2 月 28 日以后热功率超过 73MW 的新建、扩建电站锅炉的脱硫效率不得小于 95%, 改建电站锅炉脱硫效率不得小于 90%。新建电站锅炉 SO₂ 排放量不得超过 1.4lb/MWh; 扩建和改建电站锅炉不得超过 1.4lb/MWh 或 0.15 lb/MBtu (相当于 0.0645 g/MJ, 约折合 184 mg/m³)。

6.1.2 欧盟 SO₂ 排放标准

在欧洲国家中, 德国率先制订《大型燃烧装置法》(GFAVO), 该法于 1983 年生效, 要求自 1987 年 7 月 1 日起, 大型燃烧装置排放烟气中的 SO₂ 浓度不得超过 400mg/m³, 烟气中硫含量低于燃料含硫量的 15%。因此, 几乎所有的电厂都在原有的机炉厂房旁建立起高大崭新的烟气脱硫、脱硝设备, 成为德国电厂的一大特色。德国人后来把 1983~1988 年期间在全西德范围内加装烟气净化设备的举措称之为“改装运动”。到 1988 年德国已有 95% 的装机容量安装了烟气脱硫装置, 火电厂 SO₂ 排放量由 1982 年的 155 万吨降低到 1991 年的 20 万吨, 削减幅度达到 87%, 占全国 SO₂ 排放量的 21%。

继联邦德国之后, 奥地利和荷兰也通过了类似的标准, 在前联邦德国等国的推动下, 当时的欧共体颁布出台了《大型燃烧企业大气污染物排放限制指令》(88/609/EEC) 对大型燃烧装置的 SO₂、烟尘和 NO_x 排放进行控制。88/609/EEC 指令规定, 1987 年 7 月 1 日后获得许可证的新建厂, 热功率大于 500MW 燃用固体燃料的装置执行 400mg/m³ 的排放限值, 热功率在 50~100MW 之间的执行 2000mg/m³ 的排放限值, 热功率在 100~500MW 之间的, 执行的排放限值在 2000~400mg/m³ 之间线性递减。

为了进一步加强对大型燃烧装置排放大气污染物的控制, 欧盟对 88/609/EEC 指令进行了修改, 制订出台了现行的《大型燃烧企业大气污染物排放限制指令》(2001/80/EC), 替代了 88/609/EEC 指令。2001/80/EC 指令中是区分三类燃烧企业进行管理的, 对这三类企业规定了不同的排放限值。成员国可以采用更为严格的排放限值。

(1) 2002 年 11 月 27 日后获得许可证的新建燃烧装置, 也即 2001/80/EC 指令生效后获得许可证的新建燃烧装置, 对于热功率大于等于 300MW 燃用固体燃料的大型装置, 执行 200 mg/m³ 的限值。热功率在 50~100MW 之间的执行 850mg/m³ 的排放限值, 热功率在 100~300MW 之间的, 执行的排放限值在 850~200mg/m³ 之间递减。

(2) 1987 年 7 月 1 日后、2002 年 11 月 27 日前获得许可证的新建燃烧装置, 仍执行 88/609/EEC 指令中规定的限值。

(3) 1987 年 7 月 1 日前获得许可证的燃烧装置, 也即 88/609/EEC 指令生效前获得许可证的燃烧装置。各成员国在 2008 年 1 月 1 日前可以采用下面两种措施之一: ①采取必要的方法使排放达到 88/609/EEC 指令中规定的限值。②或者按照 2001/80/EC 中规定的各国排放总量上限的要求, 制订和实施国家排放削减计划, 成员国应该保证国家排放削减计划的削减量不少于采用方法①中的限值减少的排放量。

在 2001/80/EC 指令中规定了 15 个成员国的总量削减目标, 在成员国增加后, 欧盟分别于 2003 年和 2006 年对 2001/80/EC 进行了修订, 给出了 27 个成员国的总量削减目标。

欧盟的指令 (Directive) 是欧盟部长会议发布的确定目标, 允许成员国选择形式和方法的命令。指令具有法律约束力, 但没有直接的适用性, 需要成员国在特定的时期之内转换为

国内法，转换的期限通常是一至两年。成员国通常具有转换的义务，转换的形式多种多样，有时成员国可能已经制定了相应的法律规范，有时只需要修改现行法律，有时需要制定新的法律。在欧盟的环境法措施中，指令占 90%。

6.1.3 日本

为了解决二氧化硫污染，1968 年 6 月日本国会通过了全面修改后的《大气污染防治法》。该法很重要的一点是对二氧化硫的排放实行 K 值控制。K 值限制标准和总量控制标准的制定程序和方法基本上反映了日本在制定大气污染物排放标准时的思路与策略。K 值限制方式是在考虑了二氧化硫的最大落地浓度的基础上来限制排放出的二氧化硫的量。K 值越小则限制越严。

日本在 1968 年 12 月第一次规定了 21 个地区的 K 值范围及级别，K 值在 20.4~29.2 范围内被分成 3 个级别。以后经过八次修改（几乎每年一次），K 值一次比一次减小，即排放标准一次比一次严格。目前的 K 值是根据 1976 年 9 月修改决定的。在 120 个特别地区以及其他非特别地区中，K 值在 3.0~17.5 范围内被分成 16 个级别，相当于 $172\text{mg}/\text{m}^3 \sim 3575\text{mg}/\text{m}^3$ 。

6.1.4 其他国家和地区 SO₂ 排放标准

表 3 列出了我国和世界上主要国家和地区新建大型燃煤电厂 SO₂ 排放浓度限值，由表中的数据可见，美国、欧盟、日本、澳大利亚等发达国家和地区新建燃煤电厂的排放限值一般均在 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 以下，通常只有安装脱硫装置才能达标排放。

表3 主要国家和地区新建大型燃煤电厂
二氧化硫排放浓度限值（ mg/m^3 ）

国家和地区	排放限值	国家和地区	排放限值
新标准	200	加拿大	740
北京	20	新西兰	350
上海	200	瑞士	400
重庆	400	土耳其	1000
广东	200	中国香港	200
美国	184	印尼	750
日本	200	朝鲜	770
欧盟	200	菲律宾	760
澳大利亚	200	中国台北	1430

6.2 烟尘排放标准

6.2.1 美国

美国 1971 年颁布的新源排放标准规定，1971 年 8 月 17 日以后新建的热功率超过 73MW 的电站锅炉烟尘排放量不得超过 $0.1\text{ lb}/\text{MBtu}$ （约折合 $130\text{mg}/\text{m}^3$ ）。1977 年对该标准进行了修改，颁布了修改后的新源排放标准，要求 1978 年 9 月 18 日以后新建的热功率超过 73MW 的电站锅炉除尘效率不得小于 99%，排放量不得超过 $0.03\text{ lb}/\text{MBtu}$ （约折合 $40\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

美国 2005 年颁布了新的排放标准，对新建、扩建和改建电站锅炉分别规定了基于电量输出的排放限值和基于热量输入的排放限值。新标准要求 2005 年 2 月 28 日以后新建、扩建和改建的电站锅炉达到 $0.14\text{ lb}/\text{MWh}$ 或 $0.015\text{ lb}/\text{MBtu}$ （约折合 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

6.2.2 欧盟

与 SO₂ 相同，欧盟对烟尘也是通过 88/609/EEC 指令和 2001/80/EC 指令控制的。88/609/EEC 指令规定，1987 年 7 月 1 日后获得许可证的新建厂，热功率大于等于 500MW 燃用固体燃料的装置执行 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放限值，热功率小于 500MW 的执行 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放限值。

为了进一步加强对大型燃烧装置排放大气污染物的控制，欧盟对 88/609/EEC 指令进行了修改，制订出台了现行的《大型燃烧企业大气污染物排放限制指令（2001/80/EC）》，替代了 88/609/EEC 指令。2001/80/EC 指令中是区分三类燃烧企业进行管理的，对这三类企业规定了不同的排放限值。成员国可以采用更为严格的排放限值。

(1) 2002 年 11 月 27 日后获得许可证的新建燃烧装置，对于热功率大于 100MW、燃用固体燃料的大型新建燃烧装置，执行 30 mg/m³ 的限值。热功率在 50~100MW 之间的，执行 50 mg/m³ 的限值。

(2) 1987 年 7 月 1 日后、2002 年 11 月 27 日前获得许可证的新建燃烧装置，仍执行 88/609/EEC 指令中规定的限值。

(3) 1987 年 7 月 1 日前获得许可证的燃烧装置，各成员国在 2008 年 1 月 1 日前采取必要的方法达到 88/609/EEC 指令中规定的限值。

6.2.3 日本

日本的烟尘排放标准与 SO₂ 排放标准（K 值法）不同，采用了浓度限制方式，现行的标准规定，1982 年 6 月 1 日以后开始建设的大型燃煤电厂烟尘的一般排放标准为 100 mg/m³，特殊排放标准为 50 mg/m³，地方政府可以通过法令制订更为严格的标准。

6.2.4 其他国家和地区烟尘排放标准

表 4 列出了我国和世界上主要国家和地区新建大型燃煤电厂烟尘排放浓度限值，由表中的数据可见，美国、欧盟、日本等发达国家和我国的北京、香港、台湾等地区新建燃煤电厂的排放限值一般均在 50 mg/m³ 以下，要求非常严格，通常只有安装高效除尘装置才能达标排放。

表4 主要国家和地区新建大型燃煤电厂
烟尘排放浓度限值 (mg/m³)

国家和地区	排放限值	国家和地区	排放限值
新标准	30	加拿大	130
北京	10	新西兰	125
上海	50	泰国	40
重庆	50	土耳其	150
广东	30	中国香港	50
美国	20	印尼	125
日本	50~100	朝鲜	50
欧盟	30	菲律宾	160~220
澳大利亚	100	中国台北	29

6.3 NO_x排放标准

6.3.1 美国

美国 1971 年颁布的新源排放标准规定，1971 年 8 月 17 日以后新建的热功率超过 73MW 的电站锅炉 NO_x 排放量不得超过 0.7 lb/MBtu（约折合 860mg/m³）。

1977 年对该标准进行了修改，颁布了修改后的新源排放标准，要求 1978 年 9 月 18 日以后新建的热功率超过 73MW 的电站锅炉 NO_x 排放量不得超过 0.5~0.6 lb/MBtu（约折合 615~740mg/m³），去除率不得小于 65%。

1997 年对该标准中的 NO_x 指标进行了修订，分别对新建、扩建和改建电站锅炉进行规定，同时对新建电站锅炉改为基于电量输出的排放限值，对扩建和改建电站锅炉仍采用基于热量输入的排放限值。修改后的标准规定 1997 年 7 月 9 日以后新建的电站锅炉不得超过 1.6

lb/MWh (约折合 218mg/m³), 扩建和改建的电站锅炉不得超过 0.15 lb/MBtu (约折合 184mg/m³)。

2005 年又对该排放标准进行了修订, 规定 2005 年 2 月 28 日后新建的电站锅炉 NO_x 排放不得超过 1.0 lb/MWh, 扩建和改建电站锅炉采用达到基于电量输出排放限值和热量输入排放限值两者之一即可。扩建电站锅炉不得超过 1.0 lb/MWh 或 0.11 lb/MBtu (约折合 135mg/m³), 改建的电站锅炉不得超过 1.4 lb/MWh 或 0.15 lb/MBtu (约折合 184mg/m³)。

6.3.2 欧盟

与 SO₂ 相同, 欧盟对 NO_x 也是通过 88/609/EEC 指令和 2001/80/EC 指令控制的。88/609/EEC 指令规定, 1987 年 7 月 1 日后获得许可证的新建厂, 燃用一般固体燃料的装置执行 650mg/m³ 的排放限值, 燃用挥发份低于 10% 的固体燃料的装置执行 1300mg/m³ 的排放限值。

现行的《大型燃烧企业大气污染物排放限制指令 (2001/80/EC)》替代了 88/609/EEC 指令。2001/80/EC 指令中是区分三类燃烧企业进行管理的, 对这三类企业规定了不同的排放限值。成员国可以采用更为严格的排放限值。

(1) 2002 年 11 月 27 日后获得许可证的新建燃烧装置, 对于热功率大于 300MW、燃用固体燃料的大型新建燃烧装置, 执行 200 mg/m³ 的限值; 热功率在 100~300MW 之间的, 执行 300 mg/m³ 的限值; 热功率在 50~100MW 之间的, 执行 400 mg/m³ 的限值,

(2) 1987 年 7 月 1 日后、2002 年 11 月 27 日前获得许可证的新建燃烧装置, 仍执行 88/609/EEC 指令中规定的限值。

(3) 1987 年 7 月 1 日前获得许可证的燃烧装置, 也即 88/609/EEC 指令生效前获得许可证的燃烧装置。各成员国在 2008 年 1 月 1 日前可以采用下面两种措施之一: ①采取必要的方法使排放达到 88/609/EEC 指令中规定的限值。②或者按照 2001/80/EC 中规定的各国排放总量上限的要求, 制订和实施国家排放削减计划, 成员国应该保证国家排放削减计划的削减量不少于采用方法①中的限值减少的排放量。

在 2001/80/EC 指令中规定了 15 个成员国的总量削减目标, 在成员国增加后, 欧盟分别于 2003 年和 2006 年对 2001/80/EC 进行了修订, 给出了 27 个成员国的总量削减目标。

欧盟于 1996 年颁布《综合污染防治和控制》指令 (Integrated pollution prevention and control, IPPC), 对工业装置的排污许可和控制做了规定, 并于 2008 年正式写入法典。在欧盟成员国, 约有 52000 套装置涵盖在 IPPC 指令中。

IPPC 指令中对最佳可行技术定义为指所开展的活动及其运作方式已达到最有效和最先进的阶段, 从而表明该特定技术原则上具有切实适宜性, 可为旨在采用排放限值防止和难以切实可行地防止时, 从总体上减少排放及其对整个环境的影响奠定基础。最佳可行技术涉及的工业包括: 能源工业、金属制造和加工、采矿业、化学工业、废物处理、其他行为。其中对能源工业, 2006 年 7 月发布了《大型燃烧装置的最佳可行技术参考文件》(Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants), 规定了热功率 >50MW 的燃烧装置的最佳可行技术, 内容包括降低烟尘、SO₂ 和 NO_x 的最佳可行技术。

6.3.3 日本

针对工厂等固定污染源, 日本在 1973 年 8 月第一次规定了 NO_x 的排放标准。此后, 对排放标准进行了 4 次强化。目前的排放标准规定新建大型燃煤电厂的 NO_x 排放浓度小于 100ppm (约折合 200 mg/m³)。

6.3.4 其他国家和地区 NO_x 排放标准

表 5 列出了我国和世界上主要国家和地区新建大型燃煤电厂 NO_x 排放浓度限值, 由表中的数据可见, 欧盟、日本、美国等发达国家和地区新建燃煤电厂的 NO_x 排放限值一般均在 200 mg/m³ 以下, 欧盟在 88/609/EEC 指令中按照燃料的挥发分制订了不同的排放限值,

但在 2001/80/EC 指令中，除了排放限值更加严格外，不再按照燃料的挥发份制订排放限值。

表5 主要国家和地区新建大型燃煤电厂
氮氧化物排放浓度限值 (mg/m³)

国家和地区	排放限值	国家和地区	排放限值
新标准	200	加拿大	460
北京	100	新西兰	410
上海	200	泰国	940
重庆	450~1100	中国香港	670
广东	200	印尼	850
美国	135	朝鲜	720
日本	200	菲律宾	1090
欧盟	200	中国台北	720
澳大利亚	460		

6.4 汞排放标准

6.4.1 美国

美国大规模控制工业汞的排放开始于 20 世纪 90 年代初，主要针对的是医疗废物焚烧炉及城市垃圾焚烧炉。目前，美国最大的汞排放源为燃煤火力发电厂。

克林顿时期的美国环境保护局制定了汞减排目标，计划 2007 年的汞排放量在 1999 年的基础上削减 90%。布什政府废除了这个计划，并在 2005 年 3 月颁布了《清洁空气汞法规》(Clean Air Mercury Rule)，该法案规定了燃煤电厂汞削减和排放上限，分两个阶段实施。第一阶段到 2010 年，汞排放控制在 38 吨/年，比 1999 年排放量削减 20%，并可以交易；第二阶段到 2018 年，汞排放控制在 15 吨/年，比 1999 年排放量削减 70%。2008 年 2 月 8 日，美国巡回法院 (D.C. Circuit) 判决《清洁空气汞法规》作废。

同时，美国也对新源排放标准进行了修订，对 2004 年 1 月 30 日以后新建的电站锅炉汞排放提出要求，制订了基于 12 个月滚动平均的排放限值。但未通过美国国会批准，因此该标准尚未实施。

表6 美国新建大型燃煤电厂汞排放浓度限值

序号	煤种	排放限值 (年均值)	
		lb/GWh	mg/m ³
1	烟煤	0.020	约 0.02
2	褐煤	0.175	约 0.18
3	煤矸石	0.016	约 0.02

6.4.2 欧盟

欧盟《大型燃烧装置大气污染物排放限值指令》(2001/80/EC) 对汞的排放未作要求。欧盟于 2006 年制订了《大型燃烧装置的最佳可行技术参考文件》(Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants)，在最佳可行技术中没有对汞的排放提出限值要求，仅是给出了汞污染控制的技术和不同技术下汞脱除率。

《大型燃烧装置的最佳可行技术参考文件》建议汞的脱除优先考虑采用高效除尘、烟气脱硫和脱硝协同控制的技术路线。采用电除尘器或布袋除尘器后加装烟气脱硫装置，平均脱除效率在 75% (电除尘器为 50%，烟气脱硫为 50%)，若加上 SCR 装置可达 90%。燃用褐煤时脱除效率在 30~70%。

德国 2004 年对《大型燃烧装置法》(GFAVO) 进行了修订，针对燃煤电厂的汞排放制

订了排放限值，规定汞及其化合物的排放限值不得超过 $0.03\text{mg}/\text{m}^3$ 。

7 实施本标准的环境经济技术分析

7.1 我国火电装机现状与发展预测

煤炭燃烧是我国 SO_2 、烟尘和 NO_x 排放的主要来源之一，在未来相当长的时期内，以煤炭为主要能源的格局不会改变，煤炭消耗量将持续增长，预计到 2010 年将达到 29 亿吨以上，到 2015 年将达到 33 亿吨以上，到 2020 年将超过 35 亿吨。表 7 为我国煤炭消费量预测。

表7 我国煤炭消费量预测（万吨）

	2008年	2010年	2015年	2020年
煤炭总消费量	279300	310000	330000	350000
火电煤炭消费量	131900	160000	175000	195000
火电耗煤占煤炭消费量比例	47.2%	51.6%	53.1%	55.7%

近年来，全国电力工业继续保持持较快增长势头，电力需求不断增加，截至 2008 年我国火电装机容量为 6.03 亿千瓦。预计到 2010 年我国火电装机容量将增加到 7.2 亿千瓦，到 2015 年将增加到 10 亿千瓦，到 2020 年将增加到 12 亿千瓦，表 8 为我国到 2020 年火电装机预测。

表8 全国火电机组装机容量预测（万千瓦）

年份	2005年	2006年	2007年	2008年
火电装机容量	39137	48405	55442	60132
年份	2010年	2015年	2020年	
火电装机容量	71780	107000	121000	

7.2 NO_x 排放标准实施的减排经济技术分析

NO_x 是主要的大气污染物之一，直接或间接与大气环境问题相关，如光化学烟雾、酸沉降、平流层臭氧损耗和全球气候变化。此外，氮沉降量的增加会导致地表水的富营养化和陆地、湿地、地下水系的酸化和毒化，从而对陆地和水生态系统造成破坏，最终对人体健康和生态环境安全产生不利影响。

7.2.1 新标准实施后火电 NO_x 减排环境效益预测

截至 2008 年底，我国发电装机规模已达 7.93 亿千瓦，其中火电机组容量为 6.03 亿千瓦，占总装机规模的 76.05%。如果以到 2010 年、2015 年和 2020 年火电装机容量分别达到 7.18 亿千瓦、10.17 亿千瓦和 12.19 亿千瓦计，火电行业 NO_x 排放量也持续增加，到 2010 年、2015 年和 2020 年火电 NO_x 排放量将分别达到 865 万吨、1116 万吨和 1234 万吨。表 8 为我国火电 NO_x 产生量和排放量预测。

对新标准实施后的减排效益，设定两种控制方案进行预测：

(1) 控制方案一

① 对新建和 2004 年 1 月 1 日至 2011 年 12 月 31 日期间环境影响评价文件通过审批的现有燃煤火力发电锅炉全部实施烟气脱硝， NO_x 排放浓度控制在 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ；

② 2003 年 12 月 31 日前建成投产或环境影响评价文件已通过审批的现有燃煤火力发电锅炉排放浓度控制在 $200\text{mg}/\text{m}^3$

则到 2010 年、2015 年和 2020 年全国火电 NO_x 排放量将分别为 865 万吨、250 万吨和 280 万吨。

(2) 控制方案二

在控制方案一的基础上，对位于重点地区（截至 2008 年底，以全国 10 万千瓦以上火电机组装机容量为基数，北京市、天津市、河北省火电装机容量占 7.73%；上海市、江苏省、浙江省火电装机容量占 16.15%；广东省火电装机容量占 5.72%；上述地区合计占 29.6%。）内的燃煤火电机组 NO_x 排放浓度控制在 100mg/m³。

则到 2010 年、2015 年和 2020 年全国火电 NO_x 排放量将分别为 865 万吨、234 万吨和 266 万吨。

表9 火电 NO_x 产生量及达标排放量预测（万吨）

年 份	2007			2010	2015			2020	
	环境统计	普查办提供			排放量 预测	比 2010 年削减	全 国 减 排 贡献率	排放量 预测	比 2010 年削减
	电力和热力	电力和 热力	电力						
目前控制水平 排放量预测	748	733	695	865	1116	+29%	—	1234	+43%
控制方案一	748	733	695	865	250	-71%	28.4%	280	-68%
控制方案二	748	733	695	865	234	-73%	29.2%	266	-69%

7.2.2 新标准实施后脱硝经济效益预测

与减排效益设定两种控制方案相对应，新标准实施后，不同控制方案的脱硝经济效益预测如下：

(1) 控制方案一

对新建和 2004 年 1 月 1 日至 2011 年 12 月 31 日期间环境影响评价文件通过审批的现有燃煤火力发电锅炉全部实施烟气脱硝，对 2003 年 12 月 31 日前建成的火电机组部分实施烟气脱硝，则新标准实施后，到 2015 年，需要新增烟气脱硝容量 8.17 亿千瓦，若都以安装高效低氮燃烧器和 SCR，以老机组改造每千瓦脱硝装置投资为 280 元，新机组加装每千瓦脱硝装置投资为 150 元计，共需脱硝投资 1950 亿元。以每台机组年运行 5000 小时，每度电脱硝运行费用为 0.015 元计，2015 年需运行费用 612 亿元/年。到 2020 年，需要新增烟气脱硝容量 10.66 亿千瓦，共需脱硝投资 2328 亿元，2020 年需运行费用 800 亿元/年。

(2) 控制方案二

投资和运行费用略高于控制方案一。

7.3 SO₂ 排放标准实施的减排经济技术分析

7.3.1 新标准实施后火电 SO₂ 减排环境效益预测

GB13223-2003 发布后，大大的促进了烟气脱硫的发展，截至 2008 年底，我国火电厂烟气脱硫装机容量超过 3.63 亿千瓦，约占火电总装机容量的 60.2%。其中以石灰石-石膏法为主。现行的火电排放标准中对 SO₂ 的控制限值为 400mg/m³~1200mg/m³，新标准实施后，西部燃用低硫煤的坑口电厂也要求安装烟气脱硫装置，均执行 200mg/m³ 的排放限值。

2007 年我国火电 SO₂ 排放量为 964 万吨，按目前的控制水平，到 2010 年，火电 SO₂ 排放量为 859 万吨，到 2015 和 2020 年分别为 993 万吨和 1016 万吨。

到 2015 年，由于新标准的实施，SO₂ 排放量将由 2010 年的 859 万吨削减到 409 万吨，削减率为 52%，对全国减排贡献率占 23.9%；到 2020 年削减到 411 吨，削减率为 52%。表 10 为新标准实施后火电 SO₂ 达标排放量预测。

表10 火电 SO₂ 产生量及达标排放量预测（万吨）

年份	2007			2010	2015			2020	
	环境统计	普查办提供			排放量预测	比2010年削减	全国减排贡献率	排放量预测	比2010年削减
	电力和热力	电力和热力	电力						
目前控制水平排放量预测	1147	1069	964	859	993	+15%	-	1016	+18%
达标排放量	1147	1069	964	859	409	-52%	23.9%	411	-52%

7.3.2 新标准实施后脱硫经济效益预测

到2015年，将有1.31亿千瓦的新建火电机组需要安装烟气脱硫装置，若都以安装高效湿法石灰石-石膏法，新机组安装脱硫装置投资为130元/千瓦计，约需170亿元。以机组年运行5000小时，每度电脱硫运行费用为0.015元计，到2015年新建火电机组烟气脱硫装置运行费用为98亿元/年，到2020年新建火电机组烟气脱硫装置运行费用为286亿元/年。

此外，部分现有机组也需要经费进行烟气脱硫改造。

7.4 烟尘排放标准实施的减排经济技术分析

7.4.1 新标准实施后火电烟尘减排环境效益预测

我国现行的火电厂排放标准中对烟尘的控制限值为50~200mg/m³，而发达国家一般均在50mg/m³以下。2007年我国火电烟尘排放量为259万吨，按目前的控制水平，到2010年，火电烟尘的排放量将达到254万吨，到2015年和2020年分别达到285万吨和303万吨。

本次标准的修订中除要求必须同步配套建设脱硫设施外，还要求加强脱硫装置运行和管理，如果在静电除尘后安装选择湿法脱硫装置，可以稳定地达到30mg/m³。或者采用布袋除尘器，可以稳定地达到30mg/m³以下，这种技术在国外得到广泛应用，技术成熟。如果在烟气循环流化床干法脱硫后加装袋式除尘也可以地达到30mg/m³以下。

到2015年，由于新标准的实施，烟尘排放量将由2007年的259万吨削减到113万吨，在2007年的基础上削减51%。表11为新标准实施后火电烟尘达标排放量预测。

表11 火电烟尘产生量及达标排放量预测（万吨）

年份	2007			2010	2015			2020	
	环境统计	普查办提供			排放量预测	比2010年削减	全国减排贡献率	排放量预测	比2010年削减
	电力和热力	电力和热力	电力						
目前控制水平排放量预测	297	315	259	254	281	-11%	-	299	-18%
达标排放量	297	315	259	254	113	-56%	15.1%	141	-44%

7.4.2 新标准实施后烟气除尘经济效益预测

到2015年，将有1.31亿千瓦的新建火电机组需要安装烟气除尘装置，目前认为除尘装置为电厂环境的统一配置，因此，若采用电除尘器加装高频电源只考虑高频电源部分增加的费用，约需8.8亿元。若以安装布袋除尘器计，约需131亿元。现有机组对电除尘器进行高频电源改造，改造部分的费用约需15.1亿元。

运行费用：以600MW机组为例，高频电源改造或新装投资费用约400万元，电厂2~3年的运行节约费用即可收回投资。以300MW机组为例，布袋除尘器运行费用为300元/吨尘。

7.5 汞排放标准实施的减排经济技术分析

7.5.1 燃煤汞含量及排放分析

煤中一般含有汞元素，在燃烧过程中会伴随着汞的排放。原煤汞含量同成煤环境有密切关系，不同来源的煤炭样品中汞含量波动较大。国内文献数据表明，我国煤炭汞平均含量为 0.20mg/kg。美国地质调查局数据为我国煤炭汞平均含量为 0.15mg/kg。

在燃烧过程中，煤中的汞将经历复杂的物理和化学变化，最后大部分随烟气排入大气中，小部分残留在底灰和熔渣中。燃煤排入大气的汞可分为 3 种形态：气态元素汞 (Hg^0)、气态二价汞 (Hg^{2+}) 和颗粒态汞 (Hg^p)。不同形态的汞在大气中的物理和化学特性差别很大。煤燃烧时，在通常的炉膛温度范围内，煤中的汞几乎全部以 Hg^0 的形式进入烟气中。在烟气冷却过程中，部分 Hg^0 同其它燃烧产物相互作用转化为 Hg^{2+} 和 Hg^p 。烟气中 Hg^0 、 Hg^{2+} 和 Hg^p 的相对比例分别为 20%、78% 和 2%（蒋靖坤、郝吉明等，中国燃煤汞排放清单的初步建立，2005 年）。 Hg^{2+} 和 Hg^p 的大气停留时间只有几天， Hg^0 则可以在大气中停留 1 年以上。

7.5.2 火电燃煤汞产生量和排放量预测

环境保护部污防司对主要涉汞行业汞排放清单与汞削减进行了研究，报告表明 2007 年我国火电汞排放量为 138.5 吨，编制组基于协同控制的技术路线，测算 2007 年火电汞产生量为 205 吨，并按照目前装机容量发展趋势预测，到 2010 年，火电汞产生量为 257 吨，到 2015 年和 2020 年分别为 359 吨和 431 吨。

GB13223-2003 标准对烟气除尘和脱硫提高了要求，随着除尘和脱硫装置的安装和运行，协同脱除汞的效应将产生，到 2010 年，火电排放量为 142 吨。

到 2015 年，由于新标准的实施，脱硫和脱硝装置的安装和运行，汞排放量将由 2010 年的 142 吨削减到 90 吨，削减率为 36%，到 2020 年削减到 108 吨，削减率为 24%。表 12 为火电汞产生量与排放量预测。

表12 我国燃煤火电厂大气汞排放情况

年份	2008 年	2010 年	2015 年	2020 年
汞产生量(吨)	222	257	359	431
汞排放量(吨)	135	142	90	108
比 2010 年排放削减	-	-	36%	24%

8 对实施本标准的建议

(1) 我国 NO_x 主要来源于火电厂、机动车和其他工业行业，在对火电行业 NO_x 排放进行控制的同时，还应同步对机动车和其他工业行业进行控制。

(2) 国家 NO_x 重点控制区域首先应为长三角、珠三角、京津冀（环渤海），在改善这些地区区域性大气污染的同时，积累经验、培育脱硝产业的发展，在此基础上逐步扩大重点控制区域的范围。

(3) 鉴于我国燃煤火电汞的排放控制试点工作刚起步，建议在试点工作完成后对本标准汞的排放限值及时进行调整。

9 标准征求意见情况

2009 年 7 月 7 日，环境保护部发布了《关于征求国家环境保护标准〈火电厂大气污染物排放标准〉（征求意见稿）意见和函》（环办函〔2009〕695 号），发送征求意见函 73 份，包括国务院有关部门、地方有关部门、科研机构、高等院校、有关企业及其他单位、环境保护部有关业务司局。截止 2009 年 11 月 27 日，反馈意见 44 份，未反馈意见 24 份，另有 6 份

通过网上留言、寄送信函反馈意见。总计有 50 份反馈意见，24 份未反馈意见。50 份反馈意见分别为国务院有关部门意见 8 份，地方有关部门、科研机构、高等院校、有关企业及其他单位的意见 30 份，环境保护部有关业务司局的意见 6 份，通过网上留言、寄送信函的意见 6 份。征求意见数量分类统计情况见图 3。

共提出意见 111 条，采纳意见 48 条，占 44%；部分采纳的意见 18 条，占 16%（采纳和部分采纳意见为 60%），未采纳意见 45 条，占 40%。征求意见处理情况统计见图 4。

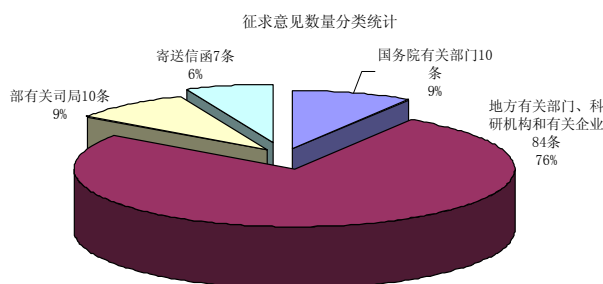


图 3 征求意见数量分类统计图

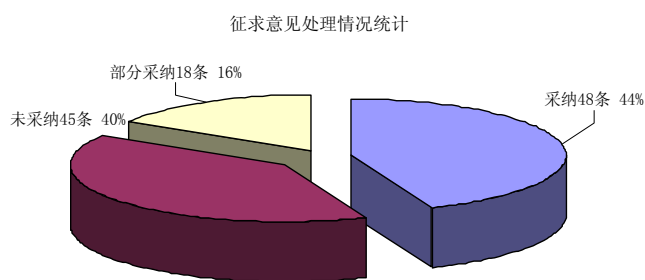


图 4 征求意见处理情况统计图

10 标准技术审查情况

2009 年 12 月 1 日，环境保护部科技标准司召开标准审议会，对《火电厂大气污染物排放标准》（送审稿）进行技术审查。参加会议的有北京市劳动保护科学研究所、环境保护部环境工程评估中心、西安热工研究院有限公司、中国环保产业协会、中国电力企业联合会、中国国电集团公司、中国华电集团公司、以及环境保护部规财司、总量司、环评司和污防司等单位的专家和代表。科技标准司高吉喜副司长参加了会议，并对标准审查工作提出了要求。

标准编制组中国环境科学研究院和国电环境保护研究院汇报了标准的编制过程、标准的主要内容、依据及对各单位意见的处理情况。审议委员会对标准送审稿进行了严格的审查，经质询、讨论，形成了审查意见，审议委员会一致同意通过对该标准的技术审查。审议委员会还对标准制定和实施工作提出如下建议：

（1）标准中氮氧化物的污染控制要求应与国家“十二五”氮氧化物污染控制目标相协调，鉴于国家“十二五”污染控制目标尚未出台，标准中氮氧化物的污染控制限值应做妥善处理；

（2）实施标准中大气污染物特别排放限值的重点地区范围和高硫煤地区执行二氧化硫排放限值的方式、区域范围，在标准发布之后通过适当的方式确定，并由环保部发布。

会后，标准编制组对标准按照会议要求，进行相应的修改，形成《火电厂大气污染物排放标准》（报批稿）。

11 标准重大调整情况说明

11.1 氮氧化物限值的调整情况

征求意见稿中规定燃煤锅炉的氮氧化物排放重点地区执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ ，其他地区执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 。修改后的版本则规定新建、已建脱硝装置和预留脱硝场地的燃煤电厂氮氧化物的排放限值调整为 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ；2003 年 12 月 31 日前的现有燃煤电厂，因其未预留脱硝场地及机组运行年限已较长，订为 $200\text{mg}/\text{m}^3$ ；重点地区的燃煤电厂执行 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 。

修改后的版本较征求意见稿中大大加严排放限值。调整后的限值对大多数电厂可采用高效低氮燃烧技术+SCR 技术、高效低氮燃烧技术+SNCR 达标排放，但是对于氮氧化物初始排放浓度超过 $1000\text{mg}/\text{m}^3$ 的燃煤锅炉（约占燃煤火电锅炉总容量的 5%）以及循环流化床（CFB）锅炉，排放难以达标。

11.2 二氧化硫限值的调整情况

征求意见稿中将燃煤锅炉的二氧化硫限值分成 3 档，分别为 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $400\text{mg}/\text{m}^3$ 和 $800\text{mg}/\text{m}^3$ 。位于西部非两控区燃用特低硫煤的坑口电厂锅炉和以煤矸石等为主要燃料的资源综合利用火力发电锅炉执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ ，1996 年 12 月 31 日前建成投产或环境影响报告书已批复的火力发电锅炉全厂平均值执行 $800\text{mg}/\text{m}^3$ ，其他的燃煤电厂执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。

修改后的版本则将新建燃煤电厂二氧化硫的排放限值调整为 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 。现有电厂分为两类，燃煤硫分较高地区的电厂执行 $400\text{mg}/\text{m}^3$ ，其他现有燃煤电厂执行 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。重点地区的燃煤电厂执行 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 。

当限值为 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 时，应采用低硫煤（入炉燃煤硫分小于 1%），并安装脱硫效率超过 95% 的烟气脱硫装置，或改用 IGCC 等其他发电工艺。当限值为 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 时，应采用低硫煤（硫分 < 1.5%），并安装脱硫效率超过 95% 的烟气脱硫装置，须加强管理可满足要求。

11.3 新增了大气污染物特别排放限值

为控制区域空气质量，国务院发布了《国务院办公厅转发环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见的通知》（国办发[2010]33 号），该通知要求制定并实施重点区域内重点行业的大气污染物特别排放限值，严格控制重点区域新建、扩建除“上大压小”和热电联产以外的火电厂，在地级城市市区禁止建设除热电联产以外的火电厂。为落实通知精神，在本标准中增加了大气污染物特别排放限值。

对重点区域内的燃煤锅炉，烟尘为 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ，二氧化硫为 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，氮氧化物为 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 。燃油的锅炉及燃气轮机烟尘为 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ，二氧化硫为 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，氮氧化物为 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 和 $120\text{mg}/\text{m}^3$ 。燃气的锅炉及燃气轮机烟尘为 $5\text{mg}/\text{m}^3$ ，二氧化硫为 $35\text{mg}/\text{m}^3$ ，氮氧化物为 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 和 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。

11.4 新增了燃煤电厂汞排放限值

为控制火电厂汞的排放，支持履约工作，本次修订增加汞的排放指标。鉴于我国现有燃煤电厂大气汞控制的科研基础薄弱，实际排放数据和普查资料都缺乏，对汞的控制技术也未完全掌握，因此制订思路和限值借鉴国外的研究成果和排放限值。通过研究美国、欧盟和德国的火电厂排放标准，确定我国火电厂汞的排放限值为 $0.03\text{mg}/\text{m}^3$ 。

该限值立足于烟气脱硝+静电除尘/布袋除尘+湿法烟气脱硫的组合技术汞的协同减排效应。对极少数协同控制未达标的电厂，可采用炉内添加卤化物等和烟道喷入活性炭吸附剂。当采用烟道喷入活性炭吸附剂脱汞的成本约为 8~10 万美元/千克。