
基于 **GPS** 的中国电力行业多污染物
综合控制战略研究
(第一期项目)

项目号: G-0804-10070

资助单位: 美国能源基金会

承担单位: 环境保护部环境规划院

二〇〇九年十月

报告编写人员

项目负责人：杨金田 环境保护部环境规划院，副总工程师，研究员

主要技术成员：严 刚 环境保护部环境规划院，博士

许艳玲 环境保护部环境规划院，助理研究员

蒋春来 环境保护部环境规划院，博士

孙亚梅 环境保护部环境规划院，博士

陈潇君 环境保护部环境规划院，助理研究员

燕 丽 环境保护部环境规划院，助理研究员

李 荔 环境保护部环境规划院，研究生

前 言

电力行业是我国大气污染物的排放大户，烟尘、二氧化硫、氮氧化物、汞和二氧化碳的排放量均位居全国各类行业前列。纵观电力行业大气污染控制历程，我国一直在实施单一污染物的控制策略，以阶段性重点污染物控制为主要特征，建立了总量控制与浓度控制相结合的大气污染管理制度，形成了排污收费、脱硫电价及排污交易等一系列的环境经济政策，取得了阶段性的成果。从早期的以烟尘为主要控制对象，以浓度控制为主要手段，到“九五”开始实施二氧化硫总量控制，经过多年的努力，污染治理取得一定成效。2000年前后火电厂的烟尘排放得到有效地控制，二氧化硫排放量也在2007年首次出现了拐点。

但是，环境形势仍不容乐观，目前我国大气污染出现了明显的局地污染和区域污染相结合、污染物之间相互耦合的特征。而单一污染物的控制手段以孤立的思想为主线，无法反映我国大气污染的特征，难以有效改善区域性复合型污染的严峻形势。西方发达国家在应对区域性污染问题上选择了多污染物协同控制战略，有效地实现了颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、汞等多种污染物排放总量的削减，实现了环境效益和经济效益的最大化。新形势下大气污染的复杂特征要求我们必须对各种相关的污染问题进行整体考虑。面对区域性大气复合污染不断加重的现状，中国应尽快启动和实施多污染物综合控制战略。

为了深入探讨符合中国国情的电力行业多污染物综合控制方案，在美国能源基金会的资助下，环境保护部环境规划院承担了《基于GPS的中国电力行业多污染物综合控制战略研究》。按照项目计划，项目共分为三期执行，第一期执行时间为2008年7月-2009年10月。作为项目合作伙伴，美国电力监管援助计划(RAP)为本项目的

成功开展和深入研究提供了大量富有成效的技术支持。通过双方专家的深入讨论和多次技术交流，开拓了研究视野，丰富了研究成果，也充分消化吸收了美国在电力行业多污染物综合控制的经验和成功做法，为中国电力行业多污染物综合控制战略的研究制定奠定了重要基础。另外，项目研究过程中，得到了环境保护部污染防治司和主要污染物排放总量控制司的大力支持和指导。在此对他们的帮助表示衷心的感谢。

项目研究成果目前已在中国大气环境政策的制定中得到有效应用，在环境保护部制订的“关于推进区域大气污染联防联控工作的指导意见”和目前正在研究制定的“十二五”环境保护规划基本思路中都得到了充分体现，进一步凸显出该项工作的重要性。应用前景广阔。

课题研究技术组

2009年10月

摘 要

1、区域性复合污染要求中国实施多污染物综合控制战略。传统煤烟型污染依然严重，臭氧和颗粒物细粒子等二次污染问题又接踵而至，形成了以局地污染和区域污染相结合、污染物之间相互耦合为主要特征污染区域性复合污染。具体表现为大气氧化能力不断增强、高浓度细粒子使大气能见度下降、光化学烟雾、大气灰霾和酸沉降污染频繁发生。只有系统考虑大气环境问题和各种污染物之间的关系，实施多污染物综合控制战略，才能有效缓解我国区域性复合型污染的严峻形势。

2、国外多污染物综合控制策略已初见成效。美国制定了三个规划方案 CAIR\CAMR\CAVR，以实现 SO₂、NO_x、Hg 的进一步减排，解决臭氧和 PM_{2.5} 超标、污染物州际传输和能见度问题。2008 年美国又制定了清洁空气战略规划，为实现空气质量目标要求，针对法规污染物和区域霾、HAPs、酸沉降等问题，分别提出了对 PM_{2.5}、SO₂、NO_x、VOC 和 HAPs 等污染物的减排目标。欧盟在欧洲委员会 (UNECE) 和长距离大气污染跨界输送协议 (CLRTAP) 的框架下制定了欧洲清洁空气计划 (即 CAFÉ 计划)，在此基础上制定了大气污染控制战略，设置了 2020 年 SO₂、NO_x、VOC 和 NH₃ 的减排目标。

3、多污染物综合控制的基本内涵。多污染物综合控制的基本思路是指摒弃传统单一污染物孤立管理的思想，将大气环境问题、各种大气污染物控制放在统一平台上或在统一的框架机制下，充分考虑各种污染物控制的协同效应，制定出大气污染综合控制战略和综合管理模式，从系统的角度更好处理大气环境问题，并提出综合减排计划。

4、多污染物综合控制战略应以电力行业先行。电力行业是烟尘、二

氧化硫、氮氧化物、汞和二氧化碳的排放大户。经过多年的努力，二氧化硫的控制工作已经取得了突破性进展，而氮氧化物的污染问题日益显现并广受人们关注，汞和二氧化碳的减排在国际国内迅速升温，成为了当前环境保护的紧迫任务。同时，电力行业属于高架源排放，污染物的远距离输送导致影响范围更大更广，是酸雨、细粒子等污染等区域性污染的重要排放源。近年来，我国一直在推行单一污染物的控制，阶段性重点污染物控制是电力行业污染控制演变的重要特征，形成了总量控制与浓度控制相结合的大气污染管理制度。但是，随着大气环境形势进入区域性复合型污染阶段，单一污染物的控制手段难以满足环境质量的要求。为了促进电力行业的清洁发展，解决区域性环境问题，有效改善环境质量，多污染物综合控制战略应在电力行业先试先行，并逐步在其他行业推广实施。

5、电力行业多污染物综合控制的基本思路。在建立大气环境问题、各种大气污染物关系的统一框架下，遵循协同控制原则、一体化原则、效益最大化原则和可持续性原则，综合考虑控制技术的评估结果，提出电力行业多污染物综合控制的控制指标为烟尘、SO₂、NO_x、CO₂和Hg。基于各种主要污染物和二氧化碳的排放绩效标准，提出电力行业多污染物综合控制的控制目标，开展电力行业烟尘、SO₂、NO_x、CO₂和Hg的总量分配，将总量指标落实到机组。

6、多污染物综合控制框架包括三个层面。第一，完善的顶层设计，出台多种污染物综合控制政策，为多污染物控制战略的实施提供法律保障。第二，建立灵活的方法体系和技术体系，形成一种涵盖源头控制和末端治理的全过程控制思路，并引入排污交易等灵活机制，为多种污染物综合控制战略的实施提供技术支撑。第三，综合环境质量、排放现状、技术可行性等多方面因素，提出多种污染物综合控制目标，制定多种污染物减排计划，为多种污染物综合控制战略的成功实施提供了有力保障。

7、多污染物综合控制的目标。基于大气复合污染存在多种污染物的相互作用、多种过程的耦合和污染控制技术的协同效应的特征，推动从单一污染物治理向多污染物综合控制转变。在多污染物协同控制的策略下，对酸沉降、臭氧、细粒子、重金属等各种相关的大气环境问题进行整体考虑，制定有效的多污染物综合减排计划，构建多污染物减排法规、政策、技术和监管体系，达到保护人体健康和改善环境质量的目的是。

8、多污染物综合控制指标。多污染物综合控制的对象设置为烟尘、二氧化硫、氮氧化物、汞及二氧化碳。针对城市环境质量、主要环境问题及控制技术可行性，确定不同的发展阶段的多污染物综合控制的重点。(1) 2010-2015年：严格控制烟尘、SO₂、NO_x排放，开展Hg和CO₂协同减排。(2) 2015-2020年：严格控制烟尘、SO₂、NO_x、Hg的排放量，开展CO₂的协同减排。(3) 2020年-2030年：CO₂与污染物的综合控制与减排。

9、电力行业多污染物综合控制战略

(1) **坚持总量控制道路，扩大总量控制的因子范围。**考虑电力行业大气污染物的远距离输送、均质性特点和我国大气污染特征的转变，电力行业污染总量控制因子也必须要随之拓广，依次实施氮氧化物、汞和二氧化碳的总量控制。

(2) **实行排放绩效的分配方法。**调查分析电力行业主要污染物和二氧化碳排放现状，总结排放特征和排放规律，考虑控制技术的可行性，确定烟尘、二氧化硫、氮氧化物、汞及温室气体的排放绩效现状值及目标值，建立完整协调的多污染物排放绩效体系。在此基础上，开展基于排放绩效的电力行业多污染物总量分配方法研究。

(3) **强化倒逼机制，引导能源清洁化发展。**充分考虑能源利用与环境之间的关系，将环境问题全面纳入到能源管理体系中，实施能

源与环境的综合管理，引导能源清洁化发展，可从源头控制污染物的产生。

(4) 引导多污染物减排技术发展。应加大燃煤电厂烟气多污染物综合控制技术的研发和试用，促进国家尽早出台鼓励多污染物综合控制技术应用的政策。

(5) 与现有政策相衔接。多污染物控制不应完全摒弃原有的政策/规划，应与单种污染物控制计划之间的衔接，与地方的环保政策兼容。

10、多污染物综合控制技术选择方向。综合考虑脱除效率、协同减排效果、二次污染、投资/运行成本、能耗物耗及技术的成熟水平等多项指标，我国的多污染物综合控制应采取优化发电能源结构与污染减排并行的策略，鼓励先进发电技术的应用，推进单一污染物末端控制技术向多污染物综合控制技术的转变。

11、电力行业多污染物综合控制的实施保障。

(1) 构建多种污染物综合控制的政策法规体系。建立包括尘、SO₂、NO_x、O₃、PM_{2.5}、汞等多项指标在内的环境空气质量标准体系，完善电力行业大气污染物排放标准。应用多污染物综合控制思路，将烟尘、SO₂、NO_x、汞等大气污染物的防治及CO₂减排列为“十二五”规划的重点领域。充分发挥环境经济政策的导向作用，进一步完善排污收费标准、环保电价政策等。

(2) 构建多污染物综合控制监测体系。建设多污染物监测网络，推进多污染物在线监控系统的建设，将电力企业的烟尘、SO₂、NO_x、Hg等多种污染物和CO₂排放均纳入远程连续监控。

(3) 支持综合控制技术的研发、示范、推广运用。促进多污染物综合治理技术及设备的自主创新。

(4) 完善监督考核体系，创新环境执法监督机制。根据多污染

物控制战略在近、远期的控制重点，合理制定污染物指标。

(5) 加强多污染物综合控制的科学研究。包括酸雨、臭氧和细粒子等区域性污染的研究、控制措施和技术研究、汞和温室气体的协同减排效果的研究等，为多污染物综合控制提供理论依据。

目 录

第 1 章 多污染物控制的历程和必要性	1
1.1 多污染物综合控制的基本内涵	1
1.1.1 多污染物综合控制是对单一污染物孤立管理的突破.....	1
1.1.2 多污染物综合控制对能源清洁化发展形成更大推动力.....	3
1.1.3 多污染物综合控制与多污染物控制、协同控制的区别与联系.....	3
1.2 多污染物综合控制的国际经验	4
1.2.1 美国多污染物综合控制经验.....	4
1.2.2 欧洲多污染物综合控制经验.....	9
1.3 多污染物综合控制是我国大气污染控制的必然选择	13
1.3.1 我国的区域性大气复合污染不断加重.....	13
1.3.2 多污染物协同控制战略应尽早提上日程.....	16
第 2 章 我国电力行业实施多污染物综合控制的必要性	18
2.1 电力行业污染物排放及控制现状	18
2.1.1 烟尘控制仍需继续加强.....	19
2.1.2 二氧化硫总量控制初见成效.....	20
2.1.3 氮氧化物污染控制亟待加强.....	21
2.1.4 汞排放面临较大国际压力.....	22
2.1.5 二氧化碳排放控制需得到重视.....	22
2.2 电力行业的环境影响	23
2.2.1 装机容量快速增长对大气环境质量改善带来很大压力.....	23
2.2.2 火电机组布局导致严重的区域性环境问题.....	25
2.3 电力行业大气污染控制政策演变	26
2.3.1 阶段性重点污染物控制是电力行业污染控制演变的重要特征.....	27
2.3.2 总量控制与浓度控制相结合的大气污染管理制度.....	28
2.3.3 一系列环境经济政策激励污染减排.....	28
2.4 实施电力行业多污染物综合控制的重要意义	29
2.4.1 实现效益最大化.....	29
2.4.2 促进电力行业综合治理技术的开发.....	30
2.4.3 促进电力行业的清洁发展.....	30
2.4.4 提高电力行业综合防治效率.....	31
2.4.5 解决区域性环境问题.....	32
2.4.6 有利于应对国际环境压力，保障经济正常发展.....	32
第 3 章 电力行业多污染物综合控制策略	33
3.1 多污染物综合控制基本思路与原则	33
3.1.1 基本控制思路.....	33

3.1.2 基本原则.....	36
3.1.3 技术路线.....	36
3.2 多污染物综合控制的目标与指标	37
3.2.1 总体目标.....	37
3.2.2 控制指标.....	38
3.3 实施战略	39
3.3.1 坚持总量控制道路，扩大总量控制的因子范围.....	40
3.3.2 拓宽排放绩效的应用范围，实行排放绩效的分配方法.....	40
3.3.3 强化倒逼机制，引导能源清洁化发展.....	41
3.3.4 引导多污染物减排技术发展.....	41
3.3.5 逐步推进 SO ₂ 、NO _x 和温室气体的排污交易	42
3.3.6 与现有政策相衔接.....	43
第 4 章 电力行业多污染物综合控制技术选择	44
4.1 多污染综合控制技术选择原则与指标	44
4.2 多污染物综合控制技术选择路线	45
4.2.1 技术选择路线图.....	45
4.2.2 脱硫技术选择.....	46
4.2.3 脱硫脱硝综合技术.....	50
4.2.4 Hg 协同减排技术.....	53
4.2.5 SO ₂ 、NO _x 和 Hg 同时脱除技术	59
4.2.6 考虑温室气体减排技术发展方向.....	60
第 5 章 电力行业多污染物综合控制的实施保障	69
5.1 构建多种污染物综合控制的政策法规体系	69
5.1.1 建立促进综合控制的标准体系.....	69
5.1.2 多污染物控制思想贯穿“十二五”规划.....	70
5.1.3 充分发挥环境经济政策的导向作用.....	70
5.2 构建多污染物综合控制监测体系	71
5.2.1 建设多污染物监测网络.....	71
5.2.2 推进多污染物在线监控系统的建设.....	72
5.3 支持综合控制技术的研发、示范、推广运用	72
5.4 完善监督保障体系	73
5.4.1 建立严格的多污染物减排考核体系.....	73
5.4.2 加强执法能力建设.....	73
5.5 加强多污染物综合控制的科学研究	73
5.5.1 加强对酸雨、臭氧和细粒子等区域性污染的研究.....	73
5.5.2 控制措施和技术研究.....	74
5.5.3 对汞和温室气体的协同减排效果的研究.....	74
5.5.4 对实施效果的评估.....	74

第 1 章 多污染物控制的历程和必要性

1.1 多污染物综合控制的基本内涵

多污染物综合控制，是指摒弃传统单一污染物孤立管理的思想，将大气环境问题、各种大气污染物控制放在统一平台上或在统一的框架机制下，充分考虑各种污染物的相互关联及协同效应，制定出大气污染综合控制战略和综合管理模式，从系统的角度更好处理大气环境问题。它是以减排的有效性和成本经济性为目标，基于减排技术确定多种污染物的排放绩效目标值，并提出综合减排计划。

多污染物综合控制的核心：考虑多种污染物控制的协同效应和各污染物的相互关联，不再是单一污染物控制或者简单的单一污染物控制的加法。在此基础上进行统筹安排，控制目标将更为清晰，控制效果更为明显。

多污染物综合控制的目的：改善大气环境质量和追求经济效益两手抓。改善大气环境质量是保护和改善生活环境和生态环境以及保障人体健康的重要措施。在改善大气环境质量的同时追求经济效益则是意味着以最小的经济成本实现改善大气环境质量。

多污染物综合控制的手段：坚持从污染物产生的源头到排放的全过程系统减排，优化能源结构，提高能源使用效率，倡导先进发电技术；加强污染物的末端治理，鼓励使用具备多污染物协同控制的先进技术，制定有关多污染物协同减排的法规政策，严格监督监管。

多污染物综合控制的控制对象：由于多污染物综合控制的综合考虑和统筹安排，它的着眼点更高。控制对象主要是依据当地的环境质量和亟待解决的环境问题而定。欧盟的 NECD 即提出了对 SO₂、NO_x、VOCs、NH₃ 四种污染物的控制目标。

1.1.1 多污染物综合控制是对单一污染物孤立管理的突破

各种污染物会造成不同的环境影响。酸化、富营养化、近地面臭氧、细粒子、

能见度、城市空气质量、全球变暖等问题都是当今非常严峻的环境问题。而 NH₃、SO₂、NO_x、VOC、CO、PM_{2.5}、CO₂、CH₄、N₂O、重金属和苯是引起这些环境问题的环境问题的主要污染物。如下表显示，不同的环境问题由多种污染物引起，而污染物能引发多种环境问题。因此，单一污染物孤立管理对于多种环境问题以及复合型环境问题显得力不从心。而多污染物控制则创新地提出了一个崭新的污染物控制的理念，即把多种污染物置于同一个系统中，同时考虑。

多污染物综合控制是系统思想的成功应用。多污染物综合控制的系统思想体现在以下三个方面：**把多种污染置于同一个系统中考虑；把污染物、环境问题、环境质量置于同一个系统中考虑；把污染的源头控制和末端控制置于同一个系统中考虑。**

表 1-1 大气污染物及其环境影响

	酸化	富营养化	近地面臭氧	细粒子	能见度	城市空气质量	全球变暖
NH ₃	++	++		++			
SO ₂	++			++			
NO _x	++	++	++	++			
VOC			++	++			
CO						+	
PM _{2.5}				++	++	++	
CO ₂							++
CH ₄							+
N ₂ O							+
重金属						+	
苯				+		++	

注：‘+’：中度影响，‘++’：重要影响

CO₂ 是一种重要的温室气体，对于全球变暖有着非常大的影响。发达国家都把 CO₂ 减排作为重要的环境保护措施，给予了非常高的重视，我国也在积极推动 CO₂ 的减排。将温室气体纳入多污染物综合控制的范畴是我国对于温室气体减排的积极响应。

1.1.2 多污染物综合控制对能源清洁化发展形成更大推动力

实施多污染物综合控制将逐步把各种污染物及温室气体纳入控制范畴。相应的控制技术会发生改变，因此各种能源的利用成本也将随之发生变化。煤等非清洁能源的成本优势将变得不再明显，甚至清洁能源将会占有成本优势。

将污染防治重点前移，充分考虑、利用能源与环境之间的相关关系，将环境问题全面纳入到能源管理体系中，实施能源与环境的综合管理，这无疑将对解决多污染物的综合控制具有事半功倍的效用，采取的方法主要有通过技术手段或政策手段提高能源利用效率和改善能源消费结构，这将大大促进能源结构向清洁化的方向发展。

1.1.3 多污染物综合控制与多污染物控制、协同控制的区别与联系

多污染物综合控制与多污染物控制、协同控制相互区别，又有着一定的联系，见下表所示。

表 1-2 多污染物综合控制与多污染物控制、协同控制的关系

大气污染控制战略	控制目的	控制目标的确立
多污染物综合控制	改善环境质量和追求经济效益	在考虑各种污染物之间的相互作用和协同效应的基础上确立
多污染物控制	改善环境质量	分别简单地对各种污染物确立控制目标
协同控制	控制温室气体的同时追求经济效益	在考虑温室气体和其他污染物协同效应的基础上确立

当前，大多数国家都对多种大气污染物采取了控制措施，即多污染物控制。但多污染物控制还只停留在单一污染物控制的思想层面，是单一污染物控制的简单加法，其实质为多污染物独立控制。从目的上来说，多污染物控制未考虑在改善环境质量的同时追求经济效益。从控制对象上来说，也只是停留在大气污染物的层次。因此，采用多污染物控制战略在确立控制目的的时候，不会考虑各种污染物之间的相互作用和协同效应。

协同控制是指为了获得协同效应而采取的相应控制策略。关于协同效应，有广义的狭义的不同说法。广义上来说，因实施某一种政策而获得的收益都属于协同效应的范畴；从狭义上来说，协同效应是指由于当地采取减少大气污染和相关温室气体的一系列政策措施所产生的所有正效益。在实际工作中，协同控制都是以温室气体减排为核心任务。

多污染物综合控制的对象不仅包括了各种大气污染物，也包括了温室气体。故多污染物综合控制和协同控制在目的以及控制目标的确立上都存在一定的区别。

1.2 多污染物综合控制的国际经验

工业革命以来，随着工业化进程的不断加快，欧美发达国家最先出现了大气污染问题。经历了煤烟型污染、机动车污染、酸雨问题、重金属污染等的考验，发达国家控制思路基本都从单一污染物控制转向了多污染物综合控制，形成了比较完备的污染物控制体系，环境空气质量得到很大改善。我国在发展过程中也遇到了类似的环境问题，因此，发达国家的经验值得中国学习和借鉴。

1.2.1 美国多污染物综合控制经验

1.2.1.1 美国多污染物综合控制思想出现的背景

传统污染物未得到有效控制，新的大气污染问题不断出现。烟尘污染问题是美国工业发展初期的主要大气环境问题，光化学烟雾污染问题随着机动车增加而逐步显现。这些问题还未得到有效控制，又出现了新的大气环境问题。酸雨问题与以往的大气污染问题不同，属于区域性大气污染问题。而美国的酸雨污染更是涉及了跨国污染问题，成为一直以来最棘手的大气环境污染问题。1978年，美加两国组建的大气污染远距离传输咨询小组研究结果表明，在加拿大所有酸性沉降中至少有50%来自美国。在此背景下，美国开始花费巨资削减SO₂排放量。此后，有毒大气污染物（如苯、汞和多氯联苯等）由于其对人体健康的重大影响在美国引起了广泛关注。大气污染物的二次污染问题也愈演愈烈，对人们的身体健康和日常生活造成了严重的危害。美国的大气污染形成了一次污染与二次污染

并存，局地污染和区域污染结合的态势，表现为能见度下降，光化学烟雾、大气灰霾和酸沉降污染频发等。

不断完善的大气环境法律法规为多污染物综合控制提供了依据。美国的清洁空气法经历了三次修订。1970年，国会制定《清洁空气法 1970年修正案》，增补有关一氧化碳、碳氢化合物和氮氧化物的标准，并授权 EPA 为主要污染物制定国家环境大气质量标准；1977年，国会修订《清洁空气法》，增补了更严格的氮氧化物标准，加强了对清洁区和未达标地区的空气污染控制；1990年，国会再次修订《清洁空气法》。针对 1977年修订的 CAA 在实施过程中暴露的问题，再次强调了对未达标区的管理，加强了对汽车污染及危险空气污染物的控制，新增了酸雨条款，强化了空气污染控制的许可证制度。1990年的修正案已经形成了初步的系统框架，把大气污染控制作为一个整体来考虑，是美国大气环境法律的一个重要的突破。美国酸雨污染控制始于 1990年，“清洁空气法案”第四修正案提出的酸雨控制计划（ARP）为美国 SO₂ 和 NO_x 排放设定了明确的削减目标，即到 2010年 SO₂ 年排放在 1980年基础上削减 1000 万 t；到 2000年将 NO_x 排放削减 200 万 t，同时要求燃煤电厂锅炉安装低氮燃烧装置，遵守新的排放标准。

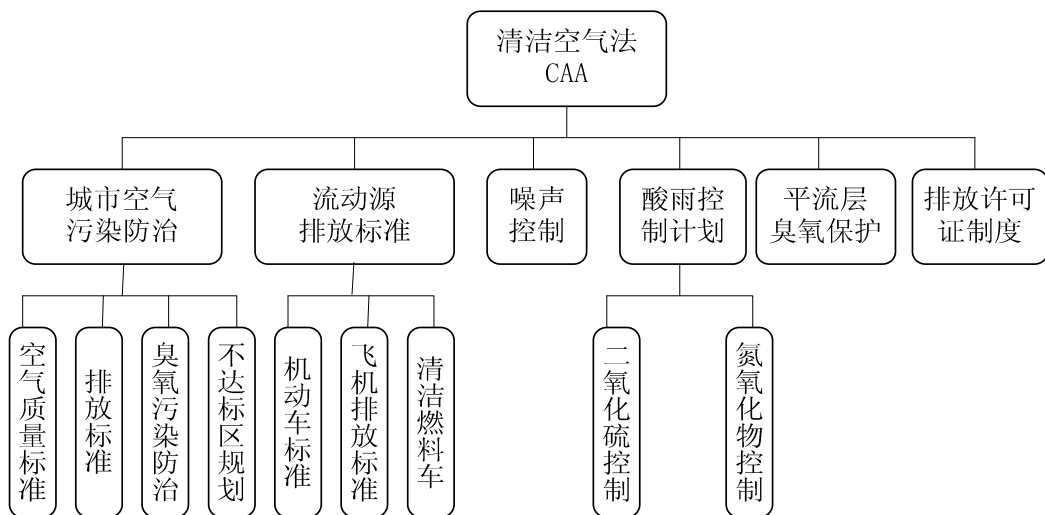


图 1-1 美国 1990CAA 设计框架

环境空气质量标准的不断推进为多污染物综合控制提供了保障。（1）1970年美国通过“清洁空气法”后，建立了国家环境空气质量标准(NAAQS)，通过标准限制的方法促进未达标地区削减污染物排放量。标准限定的污染物主要包括 SO₂、NO₂、CO、Pb、O₃ 和 PM。1997年，EPA 重新修订了 O₃ 指标，由原来的

1 小时平均值 0.12ppm 改为 8 小时平均值为 0.08ppm；2006 年，EPA 发布了最新的细粒子指标，PM_{2.5} 的 24 小时标准由原先的 65 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 下降到 35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，撤销了 PM₁₀ 年均指标。(2) 1999 年，美国颁布了“区域霾法规 (Regional Haze Rule)”，主要目的是改善美国 156 个国家公园和原野地区 (自然保护区) 的能见度问题，并要求所有州政府制定相应的治理实施方案。

1.2.1.2 美国多污染物综合控制探索及其相关经验

美国多污染物综合控制——以不断更新的专项规划及标准为顶层战略框架，以成熟的法律法规为依据，以有效大气污染控制对策为保障。美国多污染物综合控制不断地发展，至 2005 年形成了成熟的顶层战略框架。这主要体现在四个重要规划的相继出台及 EPA 每五年对煤烟 (即颗粒物)、臭氧等主要空气污染物标准的复审中。

为了实现在未来 15~20 年内电力行业污染物 (SO₂、NO_x、Hg) 的进一步减排，解决臭氧和 PM_{2.5} 超标、污染物州际传输和能见度问题，2005 年美国先后制定了三个规划方案：清洁空气州际规划 (CAIR)、清洁空气汞排放规划 (CAMR)、清洁空气能见度规划 (CAVR)，2008 年的清洁空气战略规划 (2009-2014) 更是标志着美国多污染物综合控制战略的成熟。

(一) CAIR 是依据《清洁空气法》制定，要求美国东部 28 个州和哥伦比亚区进一步削减 SO₂ 和 NO_x 排放量来解决下风向区域臭氧和 PM_{2.5} 超标问题。

(二) 清洁空气汞排放规划 (CAMR)，旨在利用总量控制和排污交易制度来削减主要来自电力行业的 Hg 排放量。CAMR 中建立了“发电绩效标准”来限制新建和现役燃煤火电厂的 Hg 排放，同时也设置了一个 Hg 总量控制目标和分两阶段实施的交易计划，第一阶段的 Hg 总量目标为 38 吨，利用削减 SO₂ 和 NO_x 的协同效应来完成 Hg 的减排，第二阶段 Hg 总量目标为 15 吨，从 2018 年开始在 CAMR 全面实施基础上进一步削减 Hg 的排放量。

(三) 清洁空气能见度规划 (CAVR) 是为了解决大气污染物造成的在国家公园和野外区域能见度问题，主要针对的污染物包括 PM_{2.5} 及其前体 (SO₂ 和 NO_x、有机化合物、氨)。

(四) 2008 年美国 EPA 又制定了 2009-2014 年的清洁空气战略规划。这标志着美国多污染物综合控制战略思想的成熟。清洁空气战略规划（2009-2014）以“改善空气质量，保护环境和人体健康，减少温室气体排放”为总体目标，分为六个具体目标，分别设立子目标，具体到控制因子，对控制因子提出相应控制目标，并分别拟定了实现这些目标的具体方法与战略，如下图所示。该规划体现了成熟的多污染物控制思想，体现了环境保护和利用协同效应寻求经济效益的思想，是美国多污染物综合控制战略思想成熟的体现。

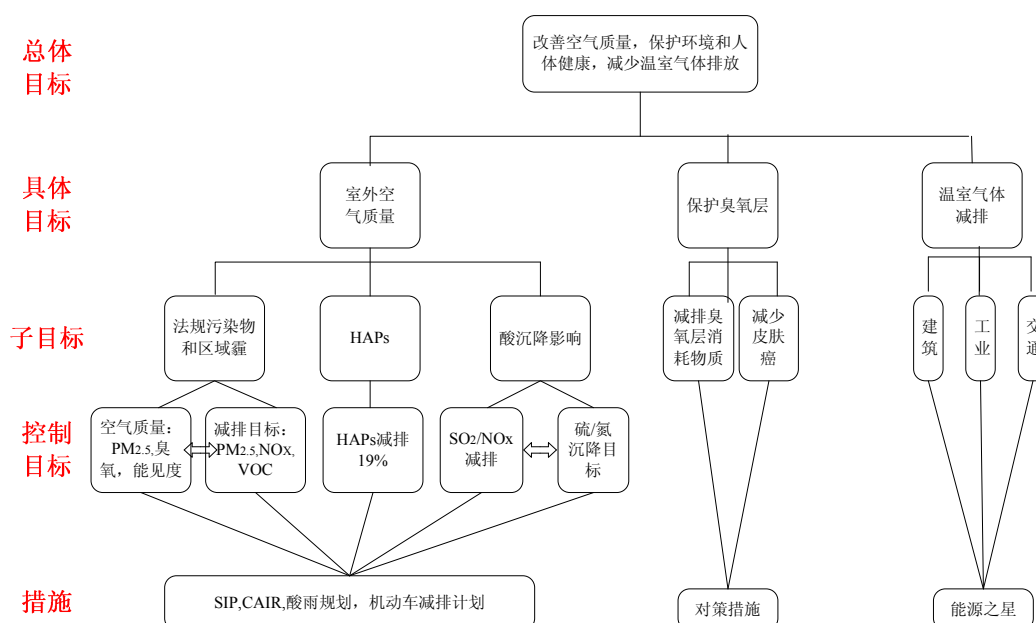


图 1-2 美国清洁空气战略的基本思路

多污染物综合控制在美国取得了显著的成效。根据 CAIR 在清洁空气法基础上对于削减 SO_2 和 NO_x 排放量来解决下风向区域臭氧和 $\text{PM}_{2.5}$ 超标问题的进一步规定，若 CAIR 的控制措施完全实施，控制区域范围内的 SO_2 排放量在 2003 年的基础上削减大约 70%， NO_x 排放量在 2003 年基础上削减大约 60%。与此同时，CAIR 和其他控制措施的协同实施将使 O_3 和 $\text{PM}_{2.5}$ 浓度未达标区的面积分别减少 95% 和 67%。

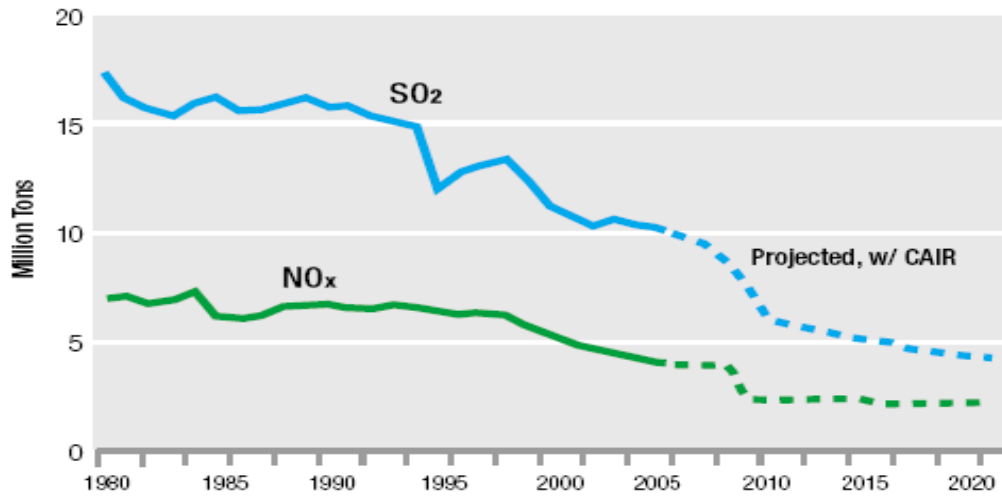


图 1-3 美国电力行业 SO₂、NO_x 排放的历史与 CAIR 预测排放状况

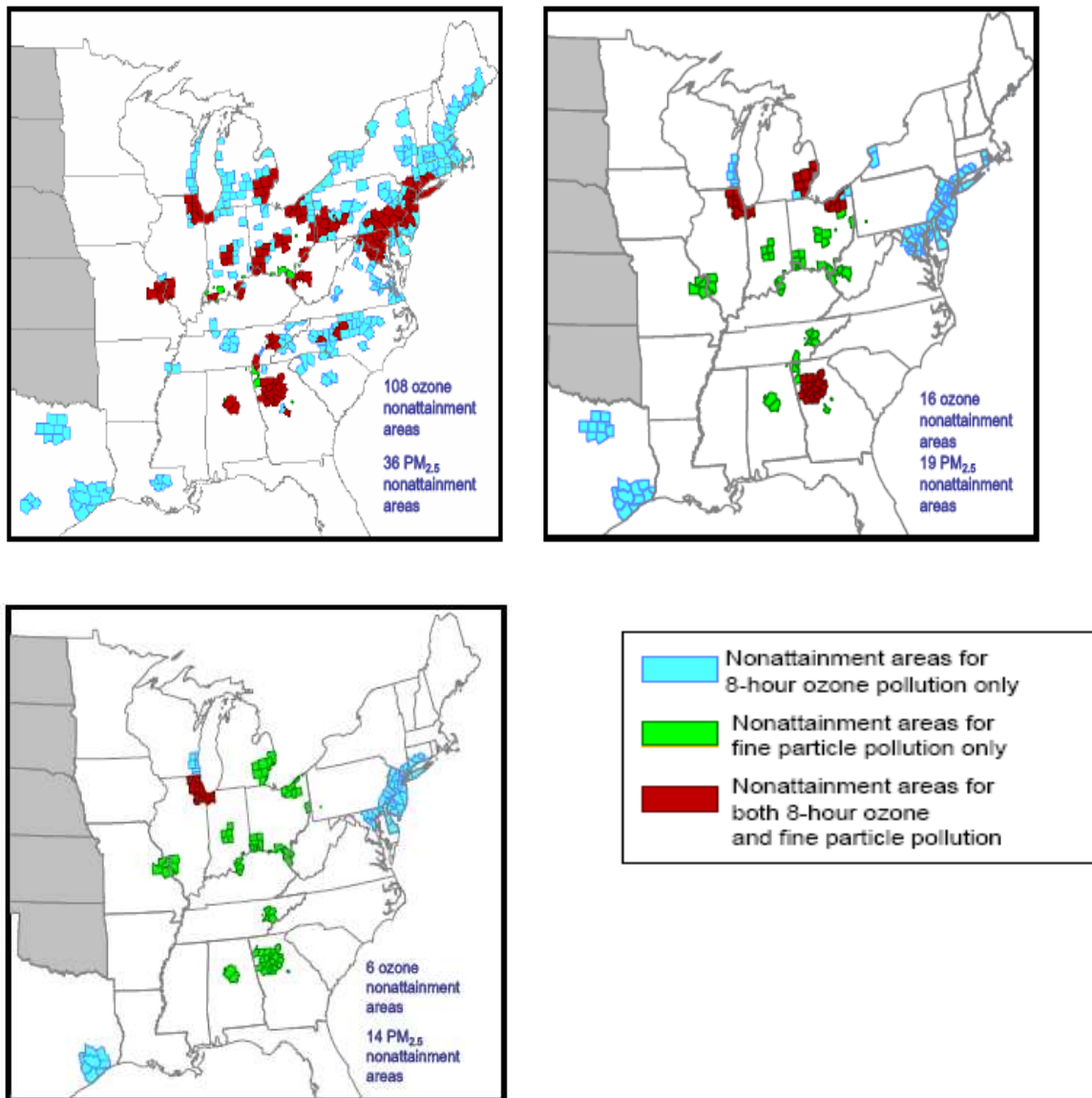


图 1-4 臭氧和 PM_{2.5} 超标地区示意图

(左上图为 2005 年 4 月实际情况, 右上图为 2010 年实施 CAIR 的预测情况, 左下图为 2015 年实施 CAIR 的预测情况)

1.2.2 欧洲多污染物综合控制经验

1.2.2.1 欧洲多污染物综合控制思想出现的背景

自 19 世纪 70 年代末期始, 欧洲大气环境问题不断出现。酸雨于 20 世纪 60 年代最早出现在挪威、瑞典等北欧国家, 随后由北欧扩展到中欧和东欧, 直至覆盖整个欧洲, 其危害引起了整个欧洲的极大关注; 二十世纪八十年代末, 随着机动车的迅速增加, NO_x 逐渐成为了欧洲重要的大气污染物; 此后, 挥发性有机化合物、重金属、持久性有机污染物等多种大气污染问题逐步显现。

针对性的国际协议成为初期欧洲大气污染问题的解决途径。1988 年的索非亚协议 (Sofia Protocol) 要求所有的协议签署国在 1994 年前不能提高 NO_x 的排放; 签署国还承诺引入控制标准及污染治理设施; 1991 年的日内瓦协议 (Geneva Protocol) 对挥发性有机化合物提出了控制目标, 要求签署国在 1988 年至 1999 年之间, 挥发性有机化合物的排放量要减少百分之三十; 1998 年的重金属协议 (Protocol on Heavy Metals) 对镉、铅和汞提出了控制目标, 要求将镉、铅和汞的排放降低到 1990 年的水平, 并商定了一系列的干预措施; 1998 年持久性有机污染物 (POPs) 协议 (Protocol on Persistent Organic Pollutants) 明确指出了签署国应禁止使用的 16 种物质, 和一系列应限制使用的物质。

虽然欧洲的大气环境国际协议不断签订, 但仍不能解决日益严重的大气环境问题。十九世纪末, 随着经济的发展, 欧洲的大气环境遭遇了更为严峻的考验。SO₂、NO_x、挥发性有机化合物、重金属、持久性有机污染物等污染物还没有得到完全控制, 酸化、富营养化、细粒子、臭氧和光化学烟雾、区域性的霾等环境问题出现, 形成了大气复合型污染。这些环境问题比之前遇到的都要复杂。面对错综复杂的大气环境问题, 传统的单一污染物控制的策略已经开始显示出弊端。在这样的背景下, 欧洲的大气环境控制开始向多污染物综合控制转变。

1.2.2.2 欧洲多污染物综合控制的发展历程及相关经验

以 1996 年通过的空气质量框架指令为标志，多污染物综合控制的思想开始在欧洲萌芽。二十一世纪初，复合型大气污染不断加重。随着污染控制经验的不断积累和研究的不断深入，欧洲多污染物控制思想逐渐走向成熟，基于多污染物的减排—效应非线性关系制定综合控制策略开始出现，逐渐形成了以 NEC 指令和大气污染控制专题战略为顶层核心的欧洲多污染物控制体系。

法律法规体系不断完善

1996 年欧洲委员会部长会议通过了空气质量框架指令（96/62/EC）。它规定了整个欧盟制定限制值以及空气质量评估、管理共同的规则和原则，促进了后来四个空气量子指令的发展。四个空气量子指令制定了 13 种不同的大气污染物标准，体现了多污染物综合控制思想。

1999 年的哥德堡协议（Gothenburg Protocol）制定了 2010 年硫、氮氧化物、氨和有机挥发物的排放限制。

2001 年 7 月通过的 NEC 指令是欧洲多污染物控制的开始。它涉及造成酸沉降和地面臭氧的四种空气污染物，即 SO_2 、 NO_x 、挥发性有机化合物和氨，规定了 2010 年的临时的环境质量目标，并规定每个国家上述四种污染物的排放上限，从而限制了各国大气污染物的排放总量。

2001 年，欧盟在欧洲委员会（UNECE）和长距离大气污染跨界输送协议（CLRTAP）的框架下制定了欧洲清洁空气计划（即 CAFÉ 计划），并据此制定了相应的大气污染控制专题战略（the thematic strategy on air pollution）。2008 年，NECD 在大气污染控制专题战略中的 2020 年临时目标的基础上进行了修订。修订稿调整了每个国家的总的排放水平，希望在 2020 年每个成员国家都能达到空气质量目标。

控制目标不断严格

随着时间的推移以及欧洲对于多污染物综合控制认识的逐步深入，欧洲对于污染物减排目标不停地进行更新，不断地提出更加严格的控制目标。如下表所示。

表 1-3 欧洲污染物减排目标的更新历程

污染物/政策	基准年	目标年	减排率 (%)
UNECE-CLRTAP			
SO ₂ (1994 Oslo Protocol)	1980	2000	62
SO ₂ (1999 Gothenburg Protocol)	1990	2010	75
NO _x (1988 Sofia Protocol)	1987	1994	保持稳定
NO _x (1999 Gothenburg Protocol)	1990	2010	50
NMVOCS (1991 Geneva Protocol)	1987	1999	30
NMVOCS (1999 Gothenburg Protocol)	1990	2010	58
NH ₃ (1999 Gothenburg Protocol)	1990	2010	12
NECD (EU-15)			
SO ₂	1990	2010	78
NO _x	1990	2010	55
NMVOCS	1990	2010	62
NH ₃	1990	2010	21

多污染物综合控制的预期效果显著

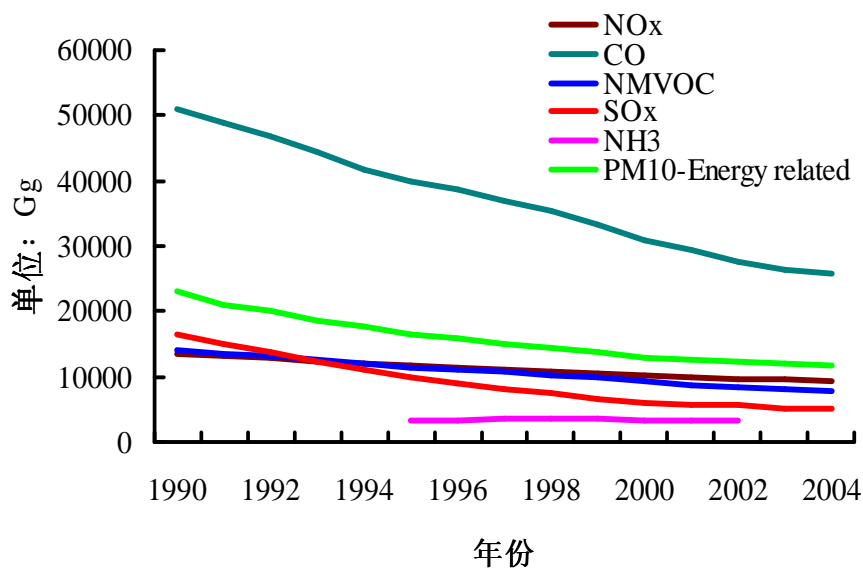


图 1-5 欧盟各国 1990—2004 年污染物排放量变化趋势

与 1990 年相比，2004 年欧盟 15 国的各种污染物几乎都得到了控制，排放量都呈下降趋势，如下图所示。其中，SO₂ 是一个代表性污染物，其降低趋势最明显。

图 1-6 和图 1-7 分别给出了 CAFÉ 计划和最大减排情景下细颗粒造成的生命期望损失以及臭氧浓度分布。从图中也可以直观地看出多污染物综合控制的预期成效。

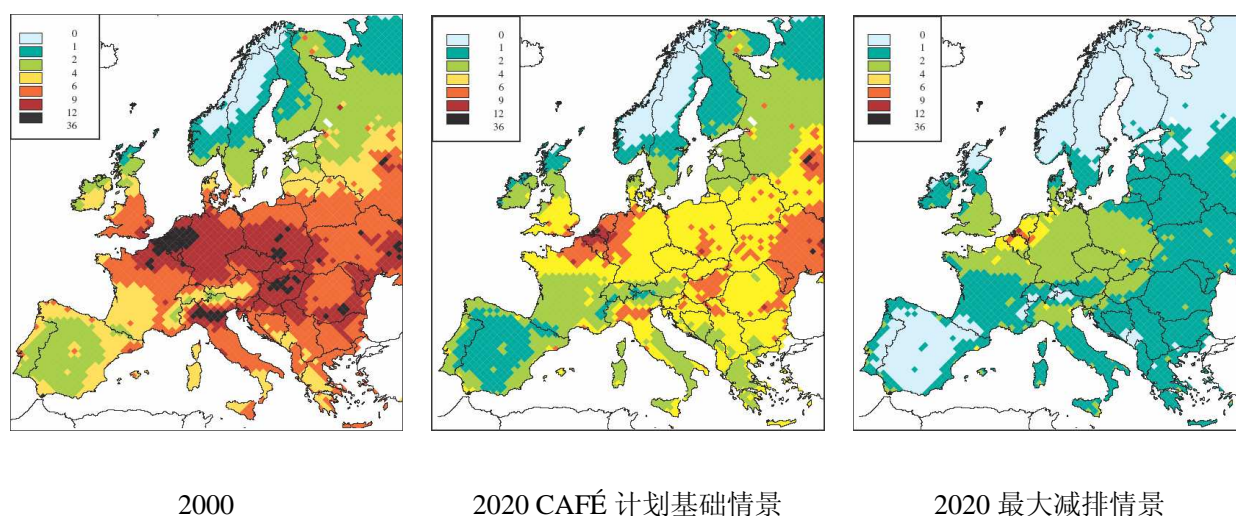


图 1-6 欧洲地区细颗粒造成的生命期望损失分布的情景结果

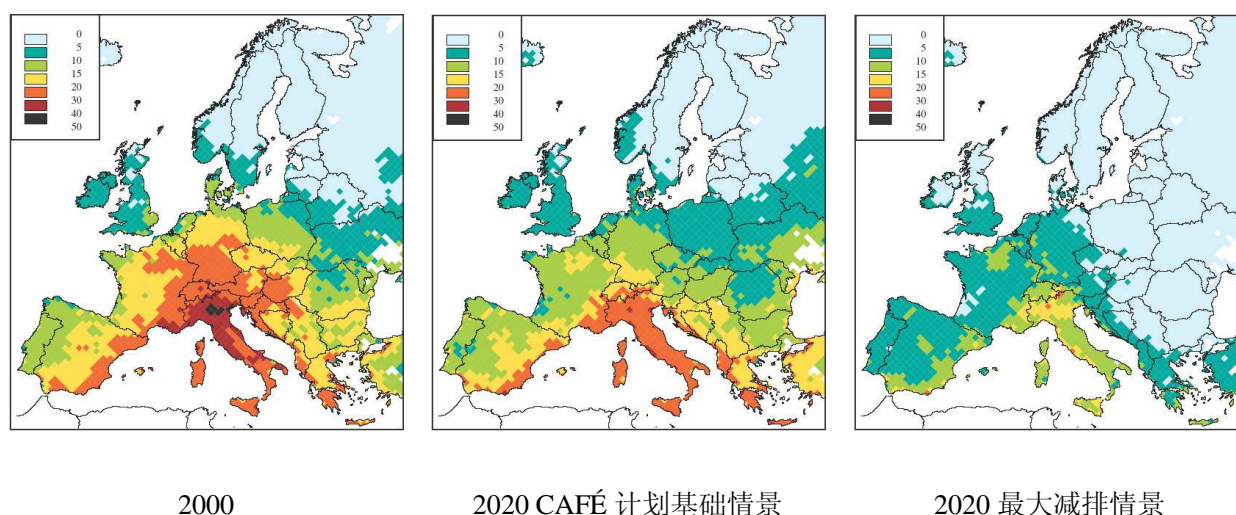


图 1-7 欧洲地区臭氧浓度分布的情景结果

1.3 多污染物综合控制是我国大气污染控制的必然选择

1.3.1 我国的区域性大气复合污染不断加重

在经济快速发展的情况下，全国大气环境质量基本稳定，部分城市有所好转。主要大气污染物排放总量得到有效控制；城市大气环境综合整治不断加强；大气污染区域联防新机制得到积极探索；产业结构调整力度进一步加大；清洁能源利用和节能工作扎实推进；大气污染防治法制建设和执法工作不断深入；污染防治基础能力建设力度不断加大。

发达国家历经近百年出现的环境问题在我国近二、三十年集中出现。但是，随着中国国民经济的持续快速发展，能源消费的不断攀升，发达国家历经近百年出现的环境问题在我国近二、三十年集中出现。以煤为主的能源结构导致大气污染物排放总量居高不下；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；机动车污染问题更加突出；环境法规和保障体系有待进一步加强。2007年中国SO₂排放量为2468.1万吨，NO_x排放2000万吨以上，CO₂排放居世界第2位，燃煤贡献分别为80%和70%和80%左右。近年来SO₂排放量有所下降，但NO_x排放量有所增加，烟尘和工业粉尘排放量从2006年起呈下降趋势。

区域性大气复合污染成为我国现阶段的主要大气环境问题。以SO₂、NO_x、PM₁₀为特征的传统煤烟型污染依然严重，臭氧和颗粒物细粒子等二次污染问题又接踵而至，且污染态势更加严峻、危害更大，两种污染形式结合在一起，形成了大气复合型污染。大气复合型污染具有明显的局地污染和区域污染相结合、污染物之间相互耦合的特征，具体表现为大气氧化能力不断增强、高浓度颗粒物细粒子使大气能见度下降、一次污染物和大气氧化剂及颗粒物细粒子同时成为区域大气主要污染物，光化学烟雾、大气灰霾和酸沉降污染频繁发生。

1.3.1.1 酸沉降问题仍然不可忽视

酸雨以其对自然环境、工农业生产和人类健康等方面的严重危害，受到各个国家的重视，已成为世界性的环境问题。上世纪80年代以来，随着经济的发展，我国的酸雨污染呈加速上升趋势，已成为继欧洲和北美的世界第三大酸雨区的重

要贡献者。

酸雨直接作用于人类和动植物，会破坏其健康；酸雨会使淡水湖泊的水酸化，改变微生物的组成和代谢活性；水体 pH 值减小可使水体可溶性金属水平提高；酸雨导致土壤 pH 下降，使土壤的物理化学性质发生变化，某些矿物质发生风化，释放出盐基离子，导致土壤养分库的损耗，造成土壤养分贫瘠；在酸性条件下，土壤中的重金属化合物能提高溶解度，迁移强，易被植物吸收，危害人类；酸雨加速了材料的腐蚀，损坏建筑物和桥梁。

近年来，全国酸雨分布区域保持稳定，约占国土面积的 30%~40%，见图 1-8 所示。我国酸雨分布区域主要集中在长江以南，四川、云南以东的区域，包括浙江、江西、湖南、福建、贵州、重庆的大部分地区，以及长江、珠江三角洲地区。

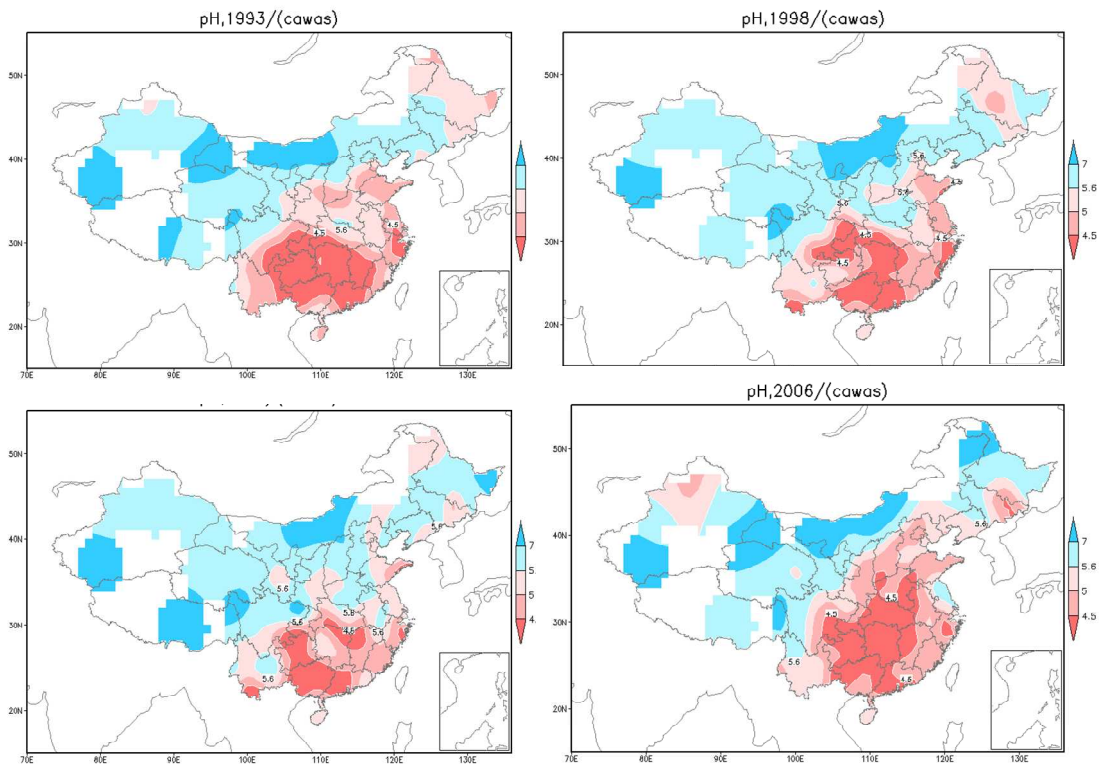


图 1-8 1993~2006 年全国酸雨区域分布（数据来源：中国气象科学研究院）

十五年来，北京及其附近地区（不含天津）、中部地区和东南沿海地区的 PH 值明显减小；华东部分地区、除重庆外的西南大部分地区 pH 值明显增加。出

现酸雨城市占统计城市的比率不断降低，但仍超过 50%，降水年均 PH<5.6 的城市所占比率有升高趋势，见图 1-9。此外，部分地区酸雨的频率有所升高，如 2000~2006 年期间长江三角洲的酸雨频率从 38.0% 增加到了 62.2%。

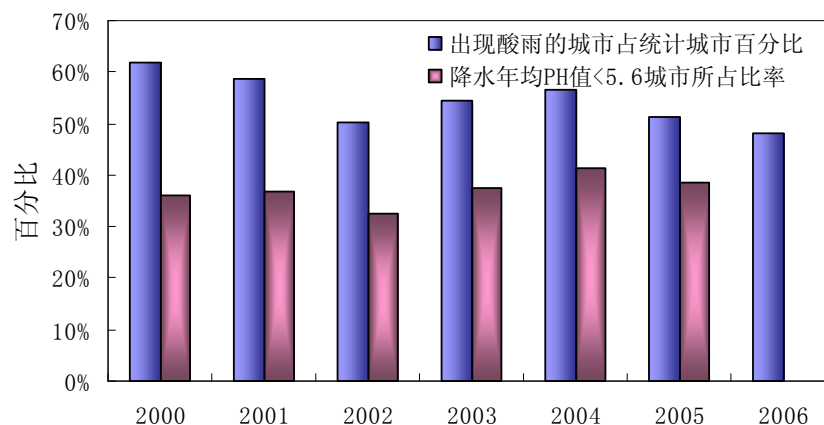


图 1-9 2000-2006 年出现酸雨城市占统计城市比率及降水年均 PH<5.6 城市所占比率

监测结果显示，东北、华北和华东地区降水中的主要阴离子均为 SO_4^{2-} 和 NO_3^- ，主要阳离子为 NH_4^+ 和 Ca^{2+} 。三个地区多年平均 SO_4^{2-} 浓度均大于 NO_3^- 浓度，但相差不大。因此，其前体物除 SO_2 外， NO_x 也应该引起足够的重视。

2008 年，监测的 477 个城市（县）中，出现酸雨的城市 252 个，占 52.8%；酸雨发生频率在 25% 以上的城市 164 个，占 34.4%；酸雨发生频率在 75% 以上的城市 55 个，占 11.5%。

1.3.1.2 颗粒物、霾和能见度污染的严重性与日俱增

目前，我国 $\text{PM}_{2.5}$ 浓度相对较高的地区往往覆盖较大的区域范围，呈现明显的区域性。能见度的下降指示了霾天气的分布，变化和严重的程度。近 50 年来，我国东部年平均能见度下降 $\sim 10 \text{ km}$ ，下降速率为 $\sim 0.4 \text{ km/yr}$ ，西部能见度下降的幅度和速率约为东部的一半，显示出我国以能见度下降为表征的区域霾问题日趋严重，且在东部表现更为明显，已成为其空气污染的突出问题之一。特别是珠三角、长三角和京津冀地区的灰霾天气增加明显。在珠三角地区，灰霾天气有的已经占到了全年天数的一半，或者是一半以上。但目前中国空气污染指数却并没有将颗粒物这一指标包括在内。

1.3.1.3 臭氧和光化学污染危害逐步显现

目前，光化学烟雾污染和高浓度的臭氧污染频繁出现在北京地区和珠江三角洲及长江三角洲，呈现出明显的区域性大面积污染。

在典型地区经常出现臭氧最大小时浓度超过 240 ppb（欧洲警报水平）的重污染现象。臭氧形成的前体物为 NO_x 和 VOC，此二者也已经成为我国现阶段新的重要大气污染物，必须引起重视。

我国早在 70 年代末就在兰州西固石油化工区首次发现了光化学烟雾，1986 年夏季在北京也发现了光化学烟雾的迹象，近 10 年来日趋严重。我国中、南部特别是沿海城市均已发生或面临光化学烟雾的威胁，上海、广州、深圳等城市也频繁观测到光化学烟雾污染的现象。根据现行城市交通规划对北京和广州的光化学烟雾预测表明，北京市在今后 20 年内 O₃ 浓度将大面积超过国家 2 级和 3 级空气质量标准；如果广州市机动车排放量增加 1 倍，O₃ 平均浓度和最大浓度都将增加 60%~100%。

1.3.1.4 以汞为代表的有毒有害废气污染对公众健康造成更大威胁

研究显示，我国城市大气中普遍存在严重的汞污染，且远高于发达国家。在中国重庆市室内外气态总汞远高于瑞典哥德堡市。随着重化工业快速发展，结构性污染将进一步突出，不仅是汞，工业生产排放的多种有毒有害物质将严重污染部分地区的大气环境，这些有毒有害物质如苯系物等多具有致癌、致畸、致突变的作用，严重危害受影响区人民群众的身体健康，事故排放情况下其危害更加严重。因此，未来几十年大气有毒有害污染物的危害不容忽视，如不高度重视，极易引发重大环境污染事件。

1.3.2 多污染物协同控制战略应尽早提上日程

鉴于我国的区域性大气复合污染不断加重的现状，为缓解来自国内、国际方面的污染减排压力，选择行之有效的污染物控制方案是我国环保部门的当务之急。区域性复合大气污染是一种多污染物相互作用所形成的污染，各种污染问题相互关联。我国目前的大气污染控制思路已不再适应环境形势的变化，无法满足

区域臭氧和细粒子污染控制的要求。

(一)污染类型已经发生的质的改变，造成光化学烟雾和造成大尺度能见度恶化的细粒子污染的原因不是污染源的直接排放，而是多种污染物物理和化学过程的结果。当前，大气环境管理的常规污染物，即 SO_2 、 NO_2 和 PM_{10} 已不能完全反映我国大气污染的状况。

(二)单一污染物的控制手段不能有效改善城市群的污染状况，将造成大气复合污染的多个污染物分别地进行控制，忽略了各种污染物的相互作用。割裂地看待大气环境污染问题，可能会顾此失彼，甚至会出现“老问题未解决，新的问题又出现”的尴尬局面。

新形势下大气污染的复杂特征要求我们必须对各种相关的污染问题进行整体考虑。因此，中国应尽快启动和实施多污染物综合控制和协同控制战略。

第2章 我国电力行业实施多污染物综合控制的必要性

电力行业是我国大气污染物排放的首要大户，SO₂、烟尘、NO_x、Hg 和 CO₂ 排放都位居全国各类行业的首位，未来随着装机容量的快速增长和煤炭消耗量的持续增加，电力行业对环境的压力将会越来越大，严格控制电力行业污染物的排放对我国大气污染物排放控制的成效具有至关重要的意义。我国政府一直把电力行业作为污染控制的重点，为解决颗粒物及区域性酸雨问题，采取了一系列的政策和措施，经过多年的努力，烟尘和 SO₂ 的控制工作已经取得了突破性进展。随着臭氧、灰霾等区域复合型大气污染形势的出现及加重，及有毒有害大气污染物环境风险的加大，全面加强 NO_x 的污染防治工作已经势在必行，Hg、温室气体等污染减排的国际压力也逐渐升温，单一污染物的控制模式已经难以满足目前大气污染控制形势的需要，选择适合我国国情、利于行业发展及具有效益最大化特点的多污染物综合控制已经成为我国电力行业环境管理工作最为迫切的任务之一。

2.1 电力行业污染物排放及控制现状

电力行业具有污染物多，排放量大，且环境影响范围广的特点，其污染物的控制是九十年代初随着国家对酸雨和 SO₂ 污染防治工作展开的，进入“十五”期间，特别是近几年来，随着电力行业的不断发展，能源资源消耗迅速增长，SO₂ 等污染物排放量大幅度反弹，电力行业的快速发展对环境的影响进一步加重，污染物排放居高不下，在“十一五”提出的生产总值能源消耗及主要污染物减排目标的推动下，国家加大了对电力行业的控制力度，烟尘和 SO₂ 的控制工作已经取得了突破性进展，但区域复合型污染不断加剧，NO_x 作为导致我国区域复合型污染的关键污染物，已经成为下一阶段的控制重点，有毒有害污染物汞及导致温室效应的环境协同因子 CO₂ 的控制也将成为我国下一阶段大气污染防治的关注点。

2.1.1 烟尘控制仍需继续加强

烟尘是电力行业的主要污染物之一，其排放亦呈现明显的行业集中特点。历年工业烟尘排放状况表明，工业烟尘排放量主要集中在电力行业、非金属矿物制品业、黑色金属冶炼业，这三大行业占统计行业烟尘排放量的 68.1%，其中电力行业是烟尘排放的首要大户，其排放量显著高于其他四大行业，2007 年电力行业烟尘排放量为 329.3 万吨，占工业行业排放总量的 42.7%，占全国烟尘排放量的 33.4%。

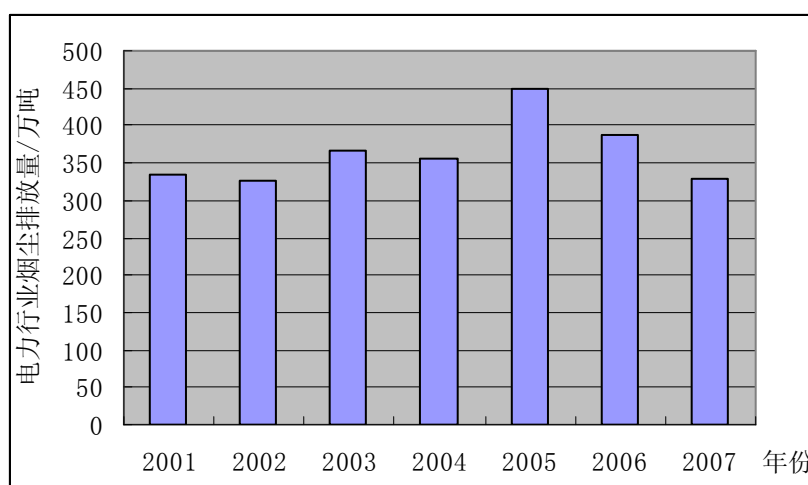


图 2-1 近年我国电力行业烟尘排放变化趋势

我国电力行业的烟尘控制始于 20 世纪 70 年代，在《火电厂大气污染物排放标准》中分时段规定了烟尘的排放浓度，并在“九五”和“十五”期间实行了总量控制，在烟气除尘方面，逐步采用高效静电除尘器，替代湿式除尘器和机械除尘器。经过二十多年的发展，电除尘器的比例逐年增长，新建机组普遍采用 4 电场和 5 电场电除尘器，并通过加大比收尘面积等手段，使除尘效率高达 99.6% 以上，而且袋式除尘器也已在内蒙古、河南等 10 多台 200MW 及以上机组成功运行。2000 年全国火电烟尘排放总量比 1995 年减少 113 万吨，由于我国电力行业的高速发展，自 2002 年开始工业烟尘排放量出现明显的反弹趋势，2005 年排放量达到最大（图 2-1），随着除尘设备的改进，2006 年以后基本控制在 300 万吨左右，实现了“增产不增加烟尘”，火电厂烟尘排放基本得到控制。但目前我国颗粒物污染形式依然严峻， PM_{10} 仍为城市空气污染的首要污染物，细粒子污染也日趋凸显，电力行业燃煤产生的烟尘大部分为 PM_{10} 以下的微细颗粒物，是烟尘排放大户，

对我国环境影响仍然很大，“十一五”期间国家烟尘排放以落实排放标准为主，标准仍旧相对宽松，因此电力行业的烟尘控制仍需继续巩固和加强。

2.1.2 二氧化硫总量控制初见成效

SO₂是我国大气环境的主要污染物，2007年我国SO₂排放量为2468.1万吨，其中电力行业是SO₂排放量的首要大户，排放量为1245.5万吨，占全国排放量的58.7%，与2000年相比，电力行业SO₂排放贡献增长了15个百分点，说明电力行业对我国SO₂排放影响逐渐增大，近几年电力行业SO₂排放量见图2-2。

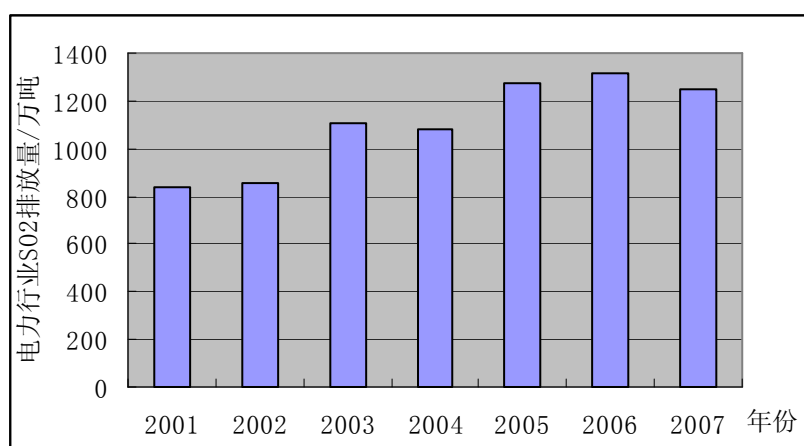


图 2-2 近年我国电力行业 SO₂ 排放变化趋势

“十五”期间，国务院批复《两控区酸雨和二氧化硫污染防治“十五”计划》全面启动了SO₂治理工作，2003年国务院召开了区域流域污染控制会议，全面启动了火电厂脱硫工作，已建成脱硫设施装机容量由2000年的500万千瓦，提高到2005年底的5300万千瓦，在建2亿千瓦。但是，由于装机容量的快速增长，“十五”期间，电力行业的SO₂排放总量仍然呈现逐年增长的趋势。“十一五”期间，电力行业的减排力度进一步加大。“十一五”规划纲要中提出2010年SO₂排放总量在2005年基础上减排10%的约束性控制指标。这一阶段，SO₂的治理效果显著，排放量的增长趋势有所减缓，详见图2-2所示。到2007年底，火电行业已建成脱硫设施装机容量达到2.7亿千瓦，装备脱硫设施的燃煤机组占全部火电装机容量的比例提高到48%，电力行业SO₂排放量为1245.5万吨，同比下降了6%。

2.1.3 氮氧化物污染控制亟待加强

氮氧化物是导致我国复合型大气污染的关键污染物。自 1995 年以来，NO_x 排放量年增长率在 6% 以上，2007 年达到约 2200 万吨，其中火电厂排放约 840 万吨，占 38%，其次是工业和交通运输业，分别占 30% 和 22%。近些年电力行业 NO_x 的排放量见图 2-3。随着电力工业的快速发展和燃煤发电装机容量的快速增长，火力发电的贡献率将继续增加。而我国目前 NO_x 污染控制相对落后，法规、政策、标准等尚不健全和完善，NO_x 对人体健康和生态环境构成的威胁将会越来越大，如不严格控制，不仅将显著抵消 SO₂ 减排带来的环境效益，还使大气复合型污染不断加剧，国家已将其列为下一阶段的控制重点。

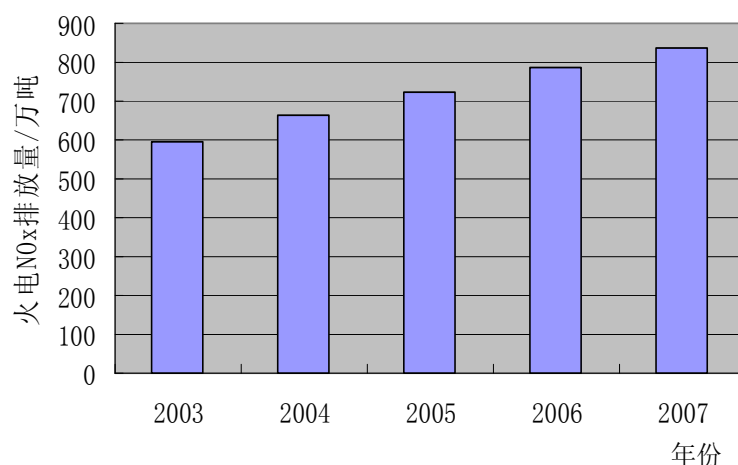


图 2-3 我国火电行业近几年 NO_x 变化趋势

目前，我国对火电厂 NO_x 的污染控制主要以落实排放标准为主，《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2003) 规定了三个时段的 NO_x 排放浓度限值，但与美国、欧盟和日本的标准相比还有一定差距，目前国家正在修订新的排放标准，预计年底出台，NO_x 的排放标准将会更加严格。“十一五”期间，我国加强了对电厂 NO_x 排放的计量管理，在新建火电机组全面采用、现役机组逐步实施低氮氧化物燃烧技术的基础上，开始了烟气脱硝装置的建设，截止到 2008 年底，全国已近安装了 200 多台套烟气脱硝装置，烟气脱硝技术以 SCR 法为主，脱硝效率达 70%~90%。

2.1.4 汞排放面临较大国际压力

汞是一种对环境和人体健康都会产生危害的危险化学品。汞的绝大多数化学形态都具有很高的毒性，且会由于其不易发生降解和转化的性质而造成持久性污染，同时它的生物富集性还会使其浓度沿着食物链而累积增大。

我国是汞的排放大国。一些科研单位的研究结果表明，我国大气汞污染相当严重，燃煤电厂是我国大气汞污染的主要排放源，2005 年的燃煤电厂汞的排放量约为 120 吨，在过去的 10 年间，我国燃煤电厂大气汞排放以年均 6% 的速度增长，年排放量占燃煤总排放的 40% 左右。燃煤电厂 2000-2005 年的 Hg 排放量如图 2-4 所示，2005 年燃煤电厂的 Hg 排放量是 2000 年的 1.8 倍，年增长率为 12.2%。

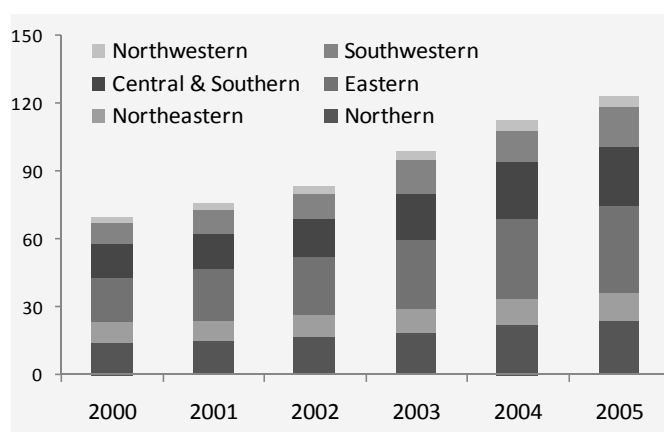


图 2-4 2000-2005 年中国燃煤电厂汞排放量，吨

目前发达国家越来越关注我国汞排放的长距离传输对全球汞循环的影响，因此我国在汞污染方面面临着巨大的国际压力。目前，我国尚未制订大气汞的排放标准和空气质量标准，相关监测工作也未纳入日常管理，对汞排放情况的研究刚刚起步，基础数据十分缺乏。加强我国汞污染研究，尽快启动大气汞污染工作，已经成为当前环境保护的一项紧迫任务。

2.1.5 二氧化碳排放控制需得到重视

近年来排放量不断增加，我国煤炭发电的二氧化碳排放由 1980 年的 6686.42 万吨碳增加到 2006 年的 61947.56 万吨碳，增加了 8.26 倍（图 2-5）。中国 2006

年煤炭发电的 CO₂ 排放明显高于世界第三大 CO₂ 排放国家俄罗斯能源利用和水泥生产的碳排放（根据 CDIAC 统计数据，2005 年俄罗斯能源利用和水泥生产的 CO₂ 排放为 41029 万吨碳，是世界上第三大排放国家）。

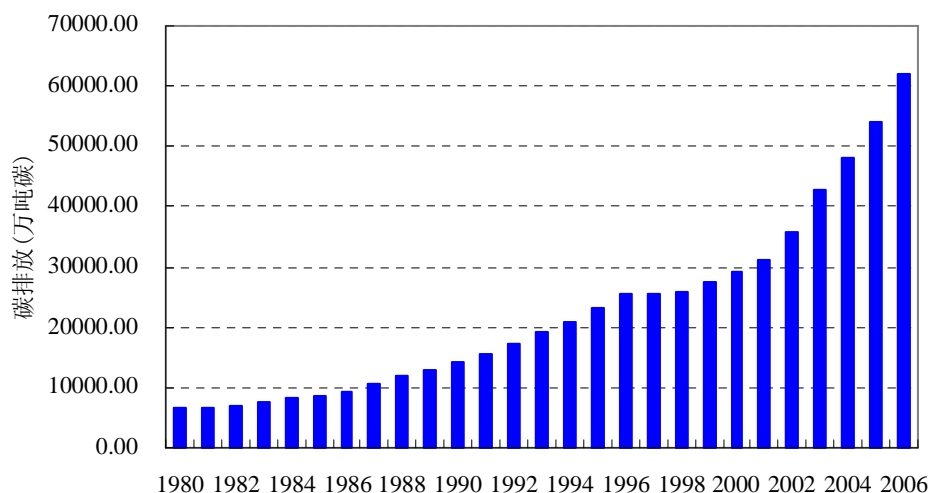


图 2-5 1980-2006 年火电行业二氧化碳排放量

虽然《京都议定书》暂时未对发展中国家规定定量减排义务，但面对国际气候谈判越来越大的压力，中国温室气体减排形势已经刻不容缓。目前我国在 CO₂ 领域的相关研究还比较少，尚未开展温室气体排放监测、计量、统计等基础工作，对我国温室气体排放情况尚不清楚，也没有排放标准和总量控制要求，这将会导致我国在国际谈判时缺乏有效的科技支持，也将成为电力工业实施可持续发展战略的重要制约因素。

2.2 电力行业的环境影响

2.2.1 装机容量快速增长对大气环境质量改善带来很大压力

随着社会经济的持续快速发展和工业化进程的加快，中国对能源生产和能源消费需求迅速增长，现已成为世界能源生产和消费大国。作为国民经济的动力之源，中国电力工业得到了快速发展。自 2002 年以来，电力投资增速逐年加快，带来了发电装机容量的快速增长。2002 年至 2007 年，中国新增发电装机规模约 3.5 亿千瓦，相当于建国后 50 多年的总和。2008 年发电装机达 7.93 亿千瓦。

我国的能源结构以煤为主，在我国电源结构中，火电装机的比重一直在 75% 以上。根据中电联发布的数据，截止到 2008 年底，火电发电设备容量为 6.01 亿千瓦，约占总容量的 75.87%。我国未来能源结构的设定将尽量把煤炭的比重控制在一定范围内，这决定了火电未来发展将趋缓。而过去的的数据已经显现出这种趋势。从 2005-2007 年三年的统计数据看，火电的投资比例分别为 70.3%、69.77%、62.13%；从 2008 年的发电量结构来看，火电发电比重已经回落。考虑到核电及水电项目建设周期较长，风电和太阳能发电受成本及技术等因素制约难以迅速扩大规模，未来我国电源结构维持燃煤机组为主的格局仍将长期存在。图 2-6 是近十几年来电煤消费量占全国煤炭消费总量比重的变化趋势。1995 年以来，电煤消费量占全国煤炭消费总量的比重由原来的 30% 上升到 2007 年的 50% 左右。

装机容量快速增长和煤炭消耗量的持续增加，使得电力行业对环境的压力越来越大，我国电力行业排放的 SO₂、NO_x、烟尘、CO₂ 和 Hg 均超过其他各行业的排放量而列居第一位，虽然 SO₂ 和烟尘的排放已开始下降，但排放量仍远远超出我国的环境容量，减排任务仍旧严峻。而电力行业 NO_x、Hg 和 CO₂ 的排放量仍旧持续增长，给我国大气环境质量的改善带来了很大的压力，严格控制电力污染物的排放对中国大气污染物排放控制的成效将具有至关重要的意义。

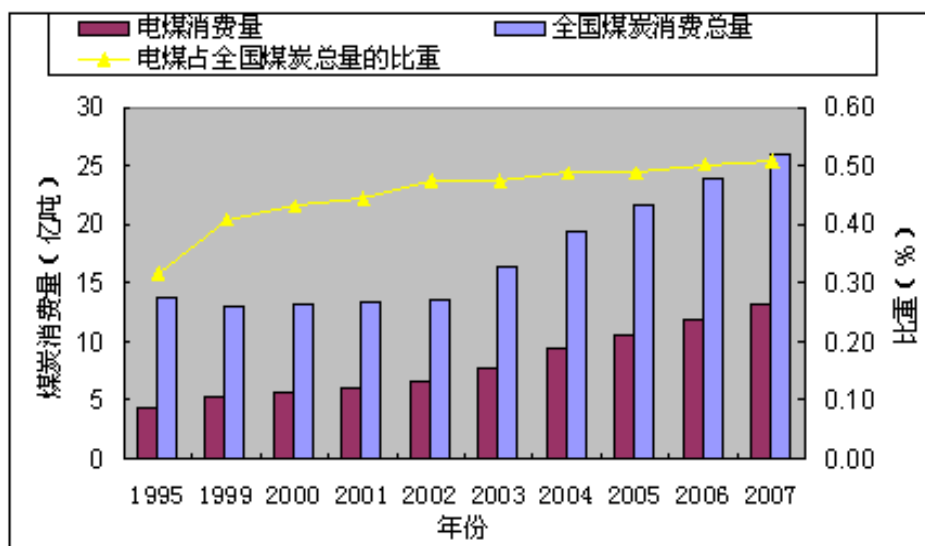


图 2-6 近年来电煤消费量占全国煤炭消费总量比重的变化趋势

2.2.2 火电机组布局导致严重的区域性环境问题

根据我国各地酸雨污染危害程度的差异，考虑到经济发展情况、SO₂排放基数、排放强度、污染物治理水平等因素，从环境和经济角度，将全国火电行业分为东部、中部、西南和西北四个区域。

从区域分布来看，我国火力发电企业主要集中在煤炭产区和电力消费市场所在区域。2007年全国火电厂装机容量为5.56亿千瓦，发电量为27209亿千瓦时。按区域划分，我国东部地区装机容量和发电量分别占全国的50.66%和51.64%，均为全国的1/2强。中部地区有8个省份，装机容量和发电量分别为全国的26.00%和25.90%，是全国的1/4强。西部地区（西北、西南）有12个省份，装机容量和发电量分别占全国的23.34%和22.46%，约为全国的1/5左右，小于中部地区。从省份角度分析，发电量最高的三个省份分别为江苏、山东和广东，均为东部地区，分别占全国发电量的9.96%、9.52%、7.93%。我国火力发电业工业总产值前十大地区依次为广东、山东、河南、江苏、河北、浙江、黑龙江、山西、上海、辽宁，火电企业分布存在较强的区域集中趋势。表2-1为2007年全国各地火电厂建设情况。由此得出，目前我国电力行业的空间分布总体格局是以东部地区为主、中部地区略大于西部地区，具有区域性的特点。

表 2-1 2007 年全国火电厂建设情况

区域	省份	装机容量 (万千瓦)	容量比例 (%)	发电量 (亿千瓦时)	发电量比例 (%)
东部	北京	390	0.70	223	0.82
	天津	692	1.24	399	1.47
	辽宁	1972	3.55	1065	3.91
	河北	2902	5.22	1633	6.00
	山东	5414	9.74	2591	9.52
	上海	1415	2.54	726	2.67
	江苏	5334	9.59	2709	9.96
	浙江	3949	7.10	1723	6.33
	福建	1391	2.50	723	2.66
	广东	4471	8.04	2157	7.93
	海南	240	0.43	101	0.37
	小计		28170	50.66	14050
中部	黑龙江	1408	2.53	684	2.51
	吉林	758	1.36	437	1.61

	山西	3095	5.57	1734	6.37
	河南	3854	6.93	1773	6.52
	湖北	1304	2.35	609	2.24
	湖南	1336	2.40	542	1.99
	安徽	1776	3.19	848	3.12
	江西	927	1.67	421	1.55
	小计	14458	26.00	7048	25.90
西南	重庆	637	1.15	288	1.06
	四川	1200	2.16	451	1.66
	贵州	1596	2.87	843	3.10
	云南	1063	1.91	474	1.74
	广西	931	1.67	361	1.33
	西藏	1	0.00	0.01	0.00
	小计	5428	9.76	2417.01	8.88
西北	内蒙古	3987	7.17	1801	6.62
	陕西	1229	2.21	591	2.17
	甘肃	784	1.41	424	1.56
	宁夏	703	1.26	435	1.60
	青海	190	0.34	97	0.36
	新疆	656	1.18	346	1.27
	小计	7549	13.58	3694	13.58
合计		55605	100.00	27209.01	100.00

电力行业属于高架源排放，污染物能够远距离输送，是酸雨污染的重要来源，相对于低矮源，它的影响范围更大更广。研究表明，我国酸雨属硫酸型，形成的主要原因是燃煤产生的 SO_2 排放。通过对全国电力排放 SO_2 的传输进行模拟计算得知，火电企业布局的区域性特点，造成了该行业的大气污染物集中排放的现象，并经过迁移转化，导致区域性的酸雨问题。此外，电力行业排放的污染物在长距离输送过程中经化学转化形成硫酸盐和硝酸盐粒子，从而加重区域的细颗粒物污染，不仅对人体健康造成危害，也导致大气能见度降低，电厂排放的 NO_x 污染还会引起臭氧浓度升高，产生光化学烟雾污染，在东部地区如北京、广州等城市大气臭氧浓度时有超标。

2.3 电力行业大气污染控制政策演变

自 1973 年全国环境保护会议到现在的已走过了二十多年的历程里，我国已经形成了一套较完善的大气污染物法规体系：以《环境保护法》和《大气污染防治

治法》为基础，以“三大政策”为主线，以“八项环境制度”为支撑，建立起以浓度控制和总量控制为手段的两种污染物控制方式，综合运用行政、经济、技术三种手段解决大气环境问题的大气污染物控制政策体系。

在国家的大气环境保护政策框架下，电力行业相继制定和出台了一系列的控制大气污染物的法律、法规、规章、标准及相应的政策措施，形成了一套具有行业特色的大气污染物控制政策体系。主要特征如下：

2.3.1 阶段性重点污染物控制是电力行业污染控制演变的重要特征

上世纪 80 年代，我国的大气环境污染属于煤烟型污染，烟尘和 SO_2 成为当时大气污染控制的重点对象。1987 年 9 月 5 日，《中华人民共和国大气污染防治法》正式颁布，确定了以防治煤烟型污染为主的大气污染防治基本方针，突出了燃煤烟尘污染防治的重点，这一阶段是以点源控制为主国家环境保护总局（现环境保护部）颁布《国家环境保护“九五”计划和 2010 年远景目标》中，烟尘和 SO_2 均被列为实施总量控制的指标。《国家环境保护“十五”规划》规划中，明确指出：2005 年 SO_2 、尘（烟尘及工业粉尘）的排放量比 2000 年减少 10%。由于电力行业属于高架点源，且是煤炭的消费大户， SO_2 、工业烟尘排放量均位居全国各类行业的首位，使其成为了这一时期大气污染控制的重点行业。随着电除尘器的比例逐年增长，自 2000 年全国火电烟尘排放总量基本控制在 300 万 t 左右，实现了“增产不增加烟尘”，电力行业的烟尘污染基本得到了控制。“十五”期间，我国的酸雨和二氧化硫污染防治工作也取得了一定进展，实施了国务院批准的《两控区酸雨和二氧化硫污染防治“十五”计划》，修订了《火电厂大气污染物排放标准》，全面开征了二氧化硫、氮氧化物排污费，对重污染的排放源实施了限期治理，城市空气二氧化硫污染状况有所改善，但是酸雨污染总体上未能得到有效控制，局部地区加重。在这种形势下，酸雨和 SO_2 污染成为了“十一五”大气污染防治工作的重点。《国家环保“十一五”规划》和《国家酸雨和二氧化硫污染防治“十一五”规划》指出，以火电厂建设脱硫设施为重点，削减 SO_2 排放量，控制 NO_x 排放量增长趋势。

2.3.2 总量控制与浓度控制相结合的大气污染管理制度

我国的大气污染控制始于浓度控制；“九五”开始实施总量控制，“自上而下”分解指标，但并未落实到源；“十五”期间，环境保护计划的SO₂总量控制是根据“质量-总量-项目-投资”的设计体系，采用“自下而上”的方法制定的，在一定程度上实行了目标总量控制与容量总量控制相结合，但是配套政策存在很多薄弱环节。在总量指标分配到区域和排放源后，没有一套规范有效的考核办法，缺乏对任务完成的奖惩措施，显著影响着总量控制的实施效果。“十一五”期间，总量控制全面展开，总量控制逐渐成为我国大气污染控制的基本手段。《国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》明确提出“到2010年全国主要污染物排放总量要比‘十五’期末削减10%”，作为“十一五”期间我国社会经济发展的约束性指标，具有法律效力。电力行业是“十一五”减排的重点行业，《国家酸雨和二氧化硫污染防治“十一五”规划》要求火电行业SO₂排放量控制在1000万吨以内，单位发电量SO₂排放强度比2005年降低50%。国家环境保护总局还首次与六大电力集团公司签订了《“十一五”二氧化硫总量削减目标责任书》，目标实施的工程措施落实到了机组。

2.3.3 一系列环境经济政策激励污染减排

(1) 排污收费制度

排污收费制度是实现环境外部成本内部化的最有效手段，如果将排污收费标准提高到污染治理的平均边际成本，即能达到有效刺激污染治理的目的。目前我国电力行业SO₂排污费标准为0.63元/千克，虽然较过去有了大幅度的改观，但距离电力行业SO₂平均治理成本（1.2元/千克）仍有较大差距，排污收费标准仅为治理成本的一半。为了争取商业利润，企业选择排污，放弃运行或是低效率运行环保设施。因此，目前排污收费的标准并没有充分反映容量资源的稀缺性，难以充分发挥排污收费对企业激励作用。

(2) 脱硫电价

脱硫电价补贴政策的理论基础是将环境的外部成本内部化。安装脱硫设施后，火电厂发电成本上升，在市场化的竞价上网机制中处于不利地位。脱硫电价

这一经济激励政策，使电厂从补贴电价中可以收回脱硫设施运行成本，在很大程度上提高了火力发电厂建设脱硫设施的积极性，推动其加大污染治理力度。目前，我国对电厂脱硫所采取的补贴政策为在正常电价基础上提价 1.5 分/千瓦时。

与排污收费相比，脱硫电价补贴政策具有更强的操作性和刺激功能，但从政策的连续性考虑，不宜全面替代排污收费制度。脱硫电价补贴政策仅是一项有效的辅助手段。

(3) 排污交易

排污交易是一项有效配置环境容量资源的市场手段。我国从上世纪 90 年代就开展了排污交易试点工作，现已形成了地方上的排污交易政策体系，达成了多起排污交易案例。在试点经验的基础上，起草了《火电行业二氧化硫排污交易管理办法》和设计了全国层面的电力行业二氧化硫排污交易框架。虽然用于支持排污交易项目的基础条件已初步形成，但仍有大量的工作需要开展，如排污许可证制度以及总量指标分配的进一步完善。有关氮氧化物的研究工作起步较晚，目前已就电力行业 NO_x 排污交易的可行性进行了多次讨论。综合考虑氮氧化物排放监管和控制技术等因素，认为已具备了在电力行业实行氮氧化物总量控制、排污交易的基本条件。

2.4 实施电力行业多污染物综合控制的重要意义

由于我国大气环境形势总体上进入了多物种共存、多污染源叠加、多尺度关联、多过程演化、多介质影响为特征的复合性大气污染阶段，目前的控制政策割裂地看待大气环境问题和大气污染物的环境影响，忽略了各种污染物之间的化学转化和过程耦合，同时部分具有环境影响的环境因子仍旧没有纳入环境管理工作，因此系统和综合的考虑各种社会、经济、环境等要素，实行多污染物的统筹管理是目前我国电力行业环境管理工作的迫切任务之一，将对我国大气环境质量的改善及电力行业的可持续发展具有重要的意义。

2.4.1 实现效益最大化

效益最大化原则是实施电力行业多污染物综合控制的基本出发点，也是最终

目标。这里效益最大化既包括环境效益，也包含经济效益和管理效率。

多污染物综合控制有助于实现环境效益最大化。多污染物综合控制的目标是保护人体健康、改善区域和城市大气环境质量，保护生态环境。在保障人体健康的大前提下尽可能地实现环境效益的最大化。我国现在正处在快速发展时期，发达国家上百年的环境问题在我国二三十年的发展中集中显现，复合型大气污染形势日益严峻，因此需要实施多目标统筹管理的多污染物综合控制，并充分借鉴发达国家的污染防治经验，实现环境效益的最大化。

多污染物综合控制有助于实现经济效益最大化。实施多污染物控制能够综合考虑多种污染物的控制措施和多种污染物削减的协同效应，选择最佳减排计划，从而降低实现污染物削减目标的成本；实施多污染物控制可以避免重复建设和不必要的建设，从而节约成本；同单一污染物治理相比，实施多污染物控制可以更加确保居民健康，有效减少呼吸道疾病的患病率和死亡率，相应地也减少了医疗开支。同时国民健康也是国家的一笔巨额财富。

多污染物综合控制有助于实现管理效率最大化。政策的统一化有利于明确地执行，也利于精确地评估。政策的明朗化有利于企业选择最优的减排方案，减少重复建设，简化管理。

2.4.2 促进电力行业综合治理技术的开发

分阶段的控制要求制约了综合污染控制技术的开发。污染控制技术在治理某种污染物的同时本身就存在对其他污染物协同减排的效果，因此实施多污染物综合控制将会促进电力行业综合治理技术的开发，充分发挥污染控制技术的协同效应，用最小经济费用实现最大环境效应，促进电力行业的可持续发展。

2.4.3 促进电力行业的清洁发展

多污染物的综合、协同控制是有效控制电力行业大气污染的突破口，有利于电力行业走清洁、可持续发展之路，主要的原因有以下两个方面。

①多污染物综合控制策略有助于国家明确提出一个电力行业的近期和远期污染控制目标，利于进一步优化电源结构。在综合考虑资源条件、国家控制目标、

多污染物综合控制框架下的各种污染物的排放要求和技术经济性等多方面原因的基础上，加快火电厂的技术进步和污染减排，促进水电、核电、新能源发电、可再生能源发电等的开发和应用。

②目前，我国的大气污染物控制技术研究滞后已成为阻碍各项管理工作的主要瓶颈。当前，中国对 NO_x 的控制研究刚处于起步阶段，对 Hg 排放控制和 CO₂ 减排控制研究更是处于“空白状态”。多污染物协同控制的策略将酸沉降、臭氧、细粒子、重金属等各种相关的大气环境问题进行整体考虑，研究制定有效多污染物综合减排方案，建立健全相应的多污染物减排法规、政策、技术和监管机制。在借鉴美国、欧盟等先进国家多污染物协同减排的成功经验的基础上，探求另一种更加科学合理的环境管理思路，有助于中国电力行业实现多种污染物的综合减排。

2.4.4 提高电力行业综合防治效率

换句话说，多种污染物综合控制是一种利用多种污染物减排上存在协同效应的全过程控制，主要体现在以下两个方面：

①减排协同效应体现在对具体污染源减排措施的选择上。考虑到有些末端治理技术上能有脱除多种污染物的效果，像活性炭吸附法不仅具备同时脱硫、脱硝的效果，而且还能节约投资成本和运行成本。

②减排协同效应还体现在多种污染物共同削减的控制效果上。在把大气看成一个统一的整体基础上，充分考虑污染物之间的物理和化学过程。当一种污染物有效削减后，即破坏了另一种污染物的生成条件，以达到多个污染物同时削减的目的。例如：解决臭氧超标问题，同时控制氮氧化物和挥发性有机物比单独控制其中某一种效果明显。

因此，多污染物协同控制战略能有效地提高电力行业综合防治效率，降低污染物削减成本。根据美国的经验，当实施 SO₂、NO_x 和 Hg 的多污染物控制后，火力发电厂的减排效果十分显著，并收到了巨大的经济效益。和其他化石燃料、核能、可再生能源的电厂相比，火力发电厂仍具有较大的优势。当多污染物控制增加了 CO₂ 这项指标后，火力发电厂的优势不再明显。但是，清洁煤技术，包

括 IGCC 以及二氧化碳捕获和封存技术等先进技术的研究和应用,使得大幅降低火电厂 CO₂ 排放量的目标成为可能。

2.4.5 解决区域性环境问题

多污染物协同控制战略是在确定的空气质量目标下,建立基于环境影响的电力行业污染控制全国性计划,制定多污染物综合控制技术方案,综合考虑各种环境问题,如颗粒物污染、臭氧污染、灰霾等,制定其前体物 SO₂、NO_x、有机碳、VOC 等的统筹管理计划。火电厂属于高架源,其排放的 SO₂、NO_x、Hg 等污染物在大气中发生远距离传输和化学转化,不仅会影响当地的环境质量,而且也是造成区域性的酸沉降危害、细颗粒物和汞污染的重要污染源。电力行业的多污染物协同控制战略即是在确立区域整体空气质量改善的目标的基础上,开展区域污染物排放总量控制和总量协调,推动从单一城市大气污染治理向区域联合减排转变,以实现全国性、大范围并且多污染物有效的减排,改善区域环境质量。

2.4.6 有利于应对国际环境压力,保障经济正常发展

当前,世界各国都在关注环境问题,尤其是大气环境问题,由于具有远距离传输的特征已经成为各国关注的焦点。不少发达国家更是运用环境问题作为外交手段对发展中国家施压。面对这样的国际环境压力,只有采取积极的应对措施,才能维护我国的国家尊严,促进全球大气环境质量的持续改善。实施大气污染综合控制战略可以全面综合地控制多种污染物,防止因我国目前经济发展及环境形势而疏忽的污染因子对全球环境造成的影响,从而应对国际环境压力,保障我国经济正常持续的发展。

第3章 电力行业多污染物综合控制策略

我国相关法规和标准都对电力行业烟尘、SO₂、NO_x 的排放提出了控制要求，同时部分电力行业污染物控制技术对汞也具有协同减排效果，电力行业多污染物综合控制已初具雏形。但是，这种过渡阶段的多种污染物综合控制形式难以满足区域性复合型大气污染防治的要求。未来一段时期必须以电力行业为抓手，以制定科学合理的总量分配方法和实施电力行业多污染物的综合控制为突破口，引领中国大气污染控制进入多污染物综合控制和空气质量全面改善新阶段。

3.1 多污染物综合控制基本思路与原则

3.1.1 基本控制思路

多污染物综合控制的基本思路是指摒弃传统单一污染物孤立管理的思想，将大气环境问题、各种大气污染物控制放在统一平台上或在统一的框架机制下，充分考虑各种污染物控制的协同效应，制定出大气污染综合控制战略和综合管理模式，从系统的角度更好处理大气环境问题。它是以减排的有效性和成本经济性为目标，是制定者根据要到达一定空气质量标准需要削减各种污染物比例的综合计划。它能够使受影响企业和管理机构都能获得较高的管理效率，能够使排放源综合考虑多种污染物的控制措施和多种污染物削减的协同效应，选择最佳减排计划，从而能低成本的实现污染物削减目标。

具体而言，我国的多污染物综合控制大致分为三个层面，即政策层面、技术层面和目标层面。

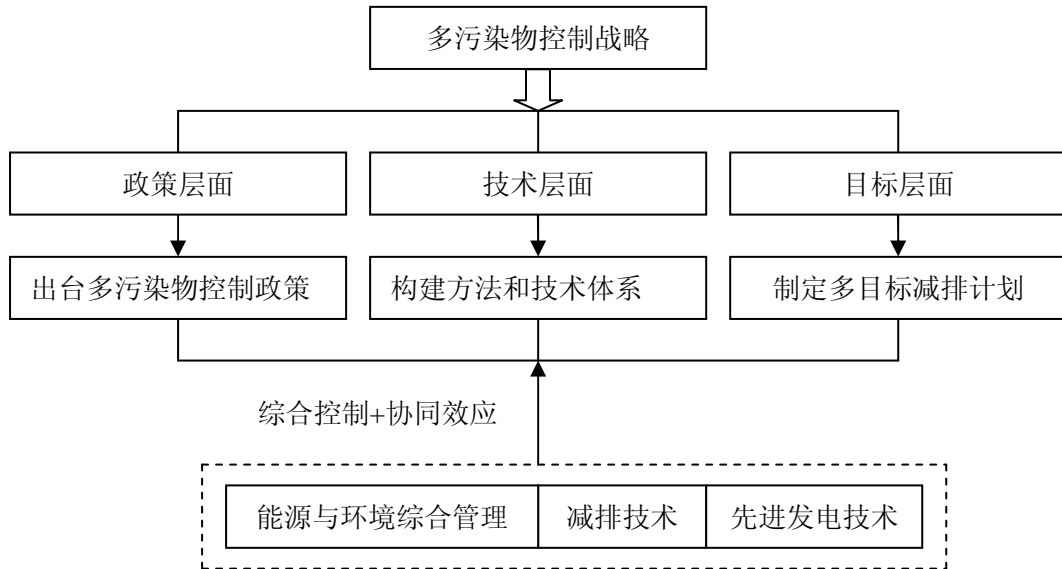


图 3-1 多污染物综合控制结构体系

(1) 政策层面：多种污染物综合控制政策

多种污染物综合控制一般都有完善的顶层设计，大多数是以法律、法规或指令形式颁布的多种污染共同削减的战略计划作为多种污染物综合控制的基础。2001 年欧盟委员会通过国家排放上限指令（NECD， National Emissions Ceilings Directive），对造成酸沉降和地面臭氧的四种空气污染物提出减排要求，即二氧化硫（SO₂），氮氧化物（NO_x），挥发性有机化合物（VOCs）和氨（NH₃）。2005 年美国出台并出台了三个规划方案：清洁空气州际规划（Clean Air Interstate Rule， CAIR）、清洁空气汞排放规划（Clean Air Mercury Rule， CAMR）、清洁空气能见度规划（Clean Air Visibility Rule， CAVR）。CAIR/ CAMR/ CAVR 针对的污染物包括 SO₂ 和 NO_x、PM_{2.5}、有机化合物及氨等。

为保障多污染物综合控制的管理理念和管理思路得以贯彻和实施，必须配套制定国家层面的多污染物综合控制政策。政策的制订应在借鉴国外多种污染物综合控制政策实施的成功经验，总结国内在能源、环境政策的研究成果与实践经验的基础上，充分考虑的环境现状、环境污染问题和环境影响分析等因素。同时，顶层设计应十分注意多种污染物综合的控制计划之间以及它们与以前实施的单种污染物控制计划之间的衔接和兼容制定，进一步削减污染物排放的目标保持控制政策上的一致性。我国也应加快制定多种污染物综合控制政策，为多污染物控

制战略提供法律保障。

(2) 技术层面：灵活的方法体系和技术体系

多种污染物综合控制是一种利用多种污染物减排上存在协同效应的全过程控制，这种减排协同效应在微观层面上不仅体现在针对具体污染源的末端治理技术上（例如：除尘、脱硫、脱硝与脱汞之间的协同效应），而且还表现在具体污染源完成综合减排任务的方法选择上（例如：为了减少温室气体排放，用天然气替代煤，在减少温室气体排放量时，SO₂和NO_x的排放也会减少）。在宏观层面上主要体现在减排方案中各种污染物削减比例以达到更加严格的空气质量标准或者不超过环境容量来保护人体健康为目标。

因此，实施电力行业多污染物控制战略，在方法的选择上存在着很大的灵活性。受影响源面对多种污染物削减任务时，既可采取综合末端治理技术，又可以提高能源利用效率、进行能源转化、工艺的改善，在存在排污交易市场，还可以通过多减排卖出配额来获利或少减排买入配额来降低削减成本。其在设计削减方案时需综合考虑技术、成本和减排目标等多方面因素，选择最佳的削减方案。

(3) 目标层面：多种污染物综合控制减排计划

在全面评估环境现状和污染问题识别的基础上，考虑技术可行性，确定控制目标，提出多种污染物综合控制减排计划，即多污染物多目标的综合减排方案。

“十一五”期间，我国深化SO₂总量控制，促进了电力行业污染源的SO₂排放数据趋向明朗化，而NO_x、Hg、CO₂等的排放情况还不明晰。因此，应全面的评估污染源排放情况、环境现状，并进行问题识别，针对大气环境质量目标，考虑现有控制技术的对大气污染物的减排效果及协同效益、多污染物协同控制技术的技术可行性，基于多污染物的排放绩效，提出多污染物的控制目标，制定综合减排计划。

控制目标应从上到下提出，有比较完整的削减比例或总量目标的分解方案相配套，使削减任务能够具体化到每个省，再具体到排放源。地方层次或是受影响源，面对削减任务，应做出相应层次的多污染物综合控制方案或计划，实际把总的相对宏观的多污染物综合控制战略具体化到若干个小的综合控制方案，增

强了多种污染物综合控制战略的可操作性,为多种污染物综合控制战略的成功实施提供了有利保障。

3.1.2 基本原则

在多污染物的综合控制实施过程中,应重点遵循以下四项基本原则:

(1) 协同控制原则。在实施多种污染物的综合减排计划下,鼓励使用具备多污染物协同控制的先进技术和出台对其他污染物也具有减排效应的法规政策。

(2) 一体化原则。包括两个层面,一是将大气看作一个整体,充分考虑多种污染物之间的化学过程、多种过程的耦合、各种污染问题的相互关联。二是建立统一的控制框架和管理指令,提出综合减排计划,进行多种污染物的综合控制。

(3) 效益最大化原则。这是实施多污染物综合控制的基本出发点,也是最终目标。利用多种污染物减排上存在协同效应的全过程控制,提高电力行业综合防治效率,最大限度地获得环境效益和经济效益。

(4) 可持续性原则。多污染物控制战略应与我国的其他的政策法规不应相互矛盾,而属一系相承。准确判断未来一段时期内国家污染物控制的政策方向,使得多污染物控制战略保持着一定的连贯性。但是并不代表一成不变,应在设定的框架下,依据经济发展和环境形势转变,多污染物控制还应具有创新性。

3.1.3 技术路线

在对电力行业大气污染物排放现状评估的基础上,分析当前大气污染形势与挑战,考虑大气污染机制,提出电力行业多污染物综合控制的控制指标;结合环境质量、排放现状和技术可行性等因素,提出电力行业多污染物综合控制目标;采用排放绩效的方法,开展电力行业 SO₂、NO_x、CO₂ 和 Hg 的总量分配,并完善监督保障体系,保障减排目标的实现。其技术路线见图 3-2 所示。

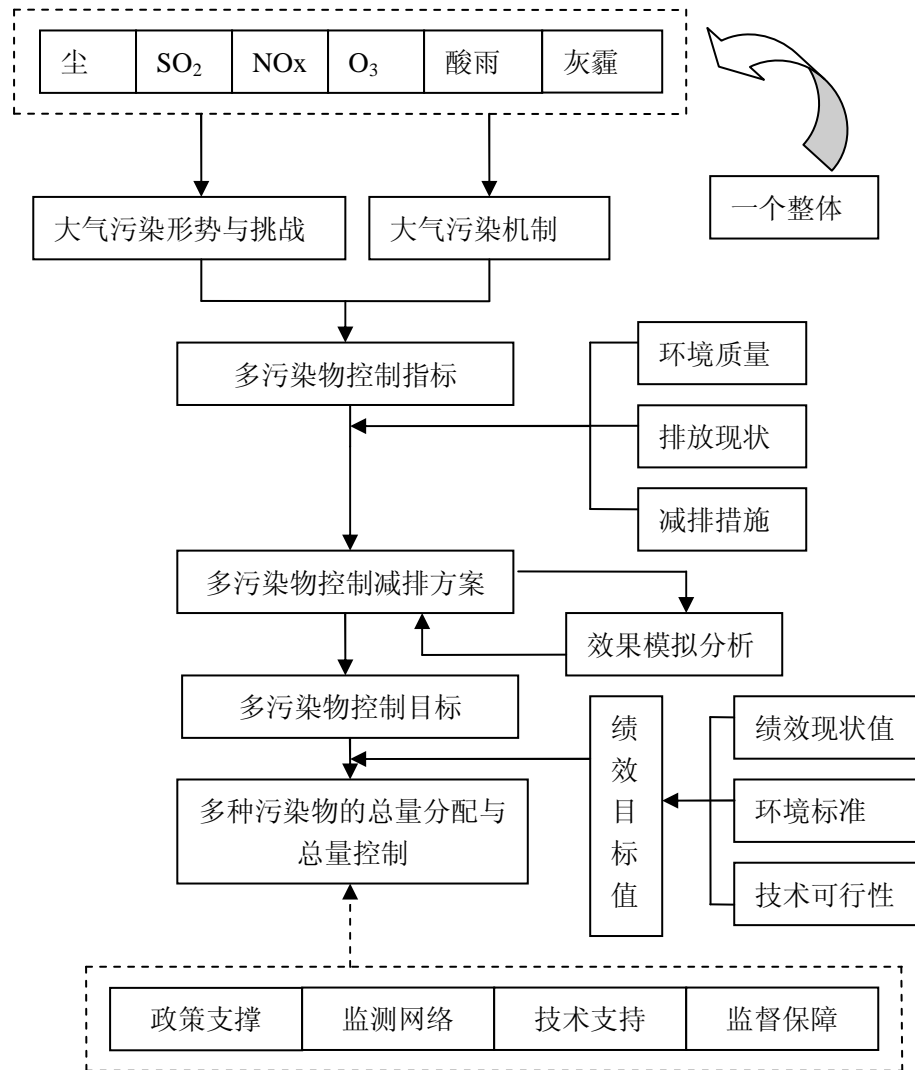


图 3-2 基于 GPS 的多污染物综合控制的技术路线

3.2 多污染物综合控制的目标与指标

3.2.1 总体目标

基于大气复合污染存在多种污染物的相互作用、多种过程的耦合和污染控制技术的协同效应的特征，推动从单一污染物治理向多污染物综合控制转变。在多污染物协同控制的策略下，对酸沉降、臭氧、细粒子、重金属等各种相关的大气环境问题进行整体考虑，制定有效多污染物综合减排计划，构建多污染物减排法规、政策、技术和监管体系，达到保护人体健康和改善环境质量的目的。

3.2.2 控制指标

考虑目前我国区域性复合型大气污染的特征、协同效应及协同控制之间的关系，针对多污染物综合控制的实施目标，即改善城市和区域环境空气质量、减轻酸沉降、臭氧、细粒子等污染问题、控制温室气体排放，多污染物综合控制的对象设置为烟尘、二氧化硫、氮氧化物、汞及二氧化碳。

表 3-1 电力行业多污染物综合控制目标体系

项目	二氧化硫	氮氧化物	烟尘	汞	温室气体
酸沉降	√	√			
臭氧		√			
细粒子	√	√	√		
汞污染				√	
气候变暖					√

多污染物综合控制战略是将多种大气污染物放在同一个系统中，进行统筹考虑。针对城市环境质量、主要环境问题及控制技术可行性，确定近期、远期优先控制的多污染物综合控制的重点。

(1) 2010-2015 年：严格控制烟尘、SO₂、NO_x 排放，开展 Hg 和 CO₂ 协同减排

考虑当前面临的酸雨污染、光化学烟雾污染、臭氧、细粒子等严重污染问题的成因，电力行业应该严格控制的烟尘、SO₂、NO_x 三种大气污染物的排放量，开展电力行业 SO₂、NO_x 的总量控制，实现电力行业 SO₂ 的排放量进一步减少，NO_x 排放基本得到控制。

从控制技术可行性方面考虑，目前的除尘、脱硫技术已相当成熟，并已在全国推广使用。“十一五”期间建设的脱硝示范工程，也为“十二五”期间脱硝技术在推广应用提供了丰富的经验。因此，2010-2015 年间，主要是通过安装除尘

装置、脱硫装置、低氮燃烧器、SCR、SNCR 等现有主流环保设施组合的方式，实现电力行业烟尘、SO₂ 和 NO_x 的大幅削减。在技术成熟的情况下，推荐采用一体化多污染物综合治理装置。Hg 和 CO₂ 的脱除技术还不太可能在电力行业广泛推广，控制思路主要是：提高现役燃煤发电机组已安装的除尘、脱硫、脱硝设备的脱汞、除 CO₂ 的效率，以期在不增加额外设备的条件下，实现 Hg 和 CO₂ 的协同减排，达到多污染物综合控制的目的。

(2) 2015-2020 年：严格控制烟尘、SO₂、NO_x、Hg 的排放量，开展 CO₂ 的协同减排

继续深化电力行业烟尘、SO₂、NO_x 的控制，坚持 SO₂、NO_x 的总量控制手段，使 SO₂ 的排放量进一步减少，NO_x 的排放量能明显下降，一次颗粒物的排放得到控制。

严格控制火力发电汞排放，减少高汞煤的使用量，提高煤炭洗选比例；在多污染物综合控制的基础上，实施活性炭喷入法等排汞控制新技术，大幅消减汞排放量。

通过改进发电技术（主要是 IGCC）、发展清洁能源，实现 CO₂ 的减排。

(3) 2020 年-2030 年：CO₂ 与污染物的综合控制与减排

洁净煤发电技术和发展清洁能源控制是考虑污染物和 CO₂ 共同减排最有效方式。随着科技的进步，CO₂ 的治理技术，例如二氧化碳捕集和封存技术等，将不断成熟，为电力行业 CO₂ 的有效控制提供了技术支撑。因此，到 2030 年，CO₂ 也将被列入为电力行业多污染物综合控制的重点。

3.3 实施战略

中国的电力行业多污染物综合控制应把改善环境质量为核心，以行业的总量控制为主要手段，并逐步完善配套的经济政策，建立多污染物综合考核机制，制定综合减排目标和减排计划。

3.3.1 坚持总量控制道路，扩大总量控制的因子范围

火电厂是高架源，其排放的大气污染物都具备远距离输送的特征。排放的SO₂和NO_x通过长距离输送，是造成区域性酸雨问题的主要排放源，必须对其进行总量控制以减轻酸沉降危害。火电厂汞排放造成的也主要是区域性污染问题，适宜采用总量控制手段，目前全球正计划对汞排放进行总量限制。CO₂本身就是典型的均质影响污染物，对其控制的最好方法就是总量控制，这也是目前国际社会控制CO₂排放普遍采用的基本方法。

“十一五”期间，我国实行了SO₂的总量控制。作为污染物排放的重点行业，电力行业成为了SO₂总量控制的重点。随着我国大气污染特征的转变和环境质量改善的需求，电力行业污染总量控制因子也必须要随之拓广。近期将开展电力行业NO_x排放的总量控制，实施从当前SO₂单一污染物控制向以SO₂和NO_x为双核心的污染物控制战略转变，并实施多种污染物的协同有效控制，实行温室气体、汞等与常规污染物的协同减排，建立相应的多污染物减排法规、政策、技术和监管机制。“十三五”期间应将火电行业的汞排放纳入到总量控制因子范畴，全面推行汞减排的治理技术和政策措施。在2020年左右，将CO₂减排纳入到总量控制范畴。

3.3.2 拓宽排放绩效的应用范围，实行排放绩效的分配方法

将污染物的排放总量控制目标分配到各个不同的企业，有很多种分配方法，如历史数据法、拍卖法和排放绩效法等。对于电力行业污染物排放的总量控制而言，采取发电绩效标准（Generation Performance Standard，GPS）方法无疑是当前最为公平和科学的分配方法。实际上它综合考虑了企业的生产工艺水平、能源利用效率、污染治理状况等，兼顾了企业的生产和污染治理情况，是较为公平而又客观的一种方法。这种方法能促使污染排放较差的企业改善其环境行为，有利于生产技术和污染治理技术的进步，有利于和环境管理配套的政策结合，也有利于能源结构和电源结构的调整。

“十一五”期间，排放绩效的分配方法不仅在试点省市得到了成功应用，为地方环保部门决策管理提供了技术支持，而且直接应用于我国“十一五”电力行业二

氧化硫总量指标分配，为总量控制和排污交易的实施奠定了基础。排放绩效机制还可进一步推广到其他控制因子，如氮氧化物、汞以及二氧化碳等。

从战略的角度考虑，应设计成一个完整协调的多污染物排放绩效体系，为“十二五”期间国家制定有关氮氧化物、汞以及二氧化碳排放等制定总量控制方案和出台相关环保标准提供方法依据。

3.3.3 强化倒逼机制，引导能源清洁化发展

开展多污染物综合控制，必然会增加电力企业的投入成本，同时考虑污染物的外部经济损失内在化成本，电力企业的经济总成本将发生显著变化。应对多污染物控制，电力行业的技术选择方向有采用末端控制、先进发电技术和清洁能源。在追求经济利益最大化的驱动下，污染物排放量少、环境成本低的发电技术和电源将发挥越来越重要的作用，多污染综合控制将刺激清洁能源的发展。充分考虑能源利用与环境之间的关系，将环境问题全面纳入到能源管理体系中，实施能源与环境的综合管理，引导能源清洁化发展，可从源头控制污染物的产生。

目前，我国煤电、水电、核电装机容量的比例约为 75：24：1。电源结构以煤为主，核能、风能及其他可再生能源的发展在近期内发展规模有限，导致了未来一段时期内电力行业的大气污染形势更加严峻，电源结构的调整力度需进一步加大。改变燃煤电厂“一类独大”的局面，引导电力的能源结构向清洁能源方向发展，大力发展 LNG 电厂和水电等清洁能源，适当发展核电，适度开发潮汐能、风能、太阳能和垃圾发电。

3.3.4 引导多污染物减排技术发展

污染控制技术在治理某种污染物的同时本身就存在对其他污染物有消除作用的协同效应。如，同时脱硫脱硝技术由于其在同一套系统内能同时实现脱硫与脱硝，具有设备精简，占地面积小；脉冲电晕等离子体技术(PPCP)可实现脱硫脱硝和除尘一体化；电催化氧化（ECO）对 SO₂ 的脱除率可达到 99%，对 NO_x 的脱除率可达到 80%，Hg 脱除率可达 75%~85%；燃煤电厂烟气多污染物一体化控制技术（Multi-Pollutant Control, MPC）将脱硫、脱氮和重金属脱除工艺进行集成，可实现多污染物的综合控制。多污染物联合脱除技术与先前的单污染物控

制技术相比，除了自身采用新的技术工艺而达到的高效脱除效率外，还具有投资费用低、占地面积小、技术改造相对容易，自动化程度高等优点，能够达到日趋严格的环保排放标准。目前这些技术还处于研究和试点阶段。

因此，应加大燃煤电厂烟气多污染物综合控制技术的研发和试用，国家应出台鼓励多污染物综合控制技术应用的政策，引导电力行业大气污染控制技术向多污染物减排技术的方向发展。

3.3.5 逐步推进 SO₂、NO_x 和温室气体的排污交易

排污交易政策是一项有效配置环境容量资源的市场手段，不仅能促进火电厂加大污染物的削减力度，而且促进了火电行业可持续发展，降低了治理成本。

第一步：二氧化硫排污交易

我国已在多个省份开展了排污权有偿使用和排污交易试点。地方各省市根据当地实际情况设计排污交易的框架，并分别出台了地方上排污交易管理办法。国家层面的火电行业二氧化硫排污交易的研究工作已取得了初步成果。政策层面上，《火电行业二氧化硫排污交易管理办法》初稿已完成。技术层面上，设计了中国电力行业二氧化硫排污交易框架，系统阐述了排污交易的工作机制和关键性技术。实施层面上，试开发“火电行业二氧化硫排污交易管理平台”，现已在试运行阶段。总体来说，实施火电行业二氧化硫排污交易的基础条件已经具备，“十二五”期间，国家层面的火电行业二氧化硫排污交易应正式开展。

第二步：氮氧化物的排污交易

氮氧化物对环境的影响与二氧化硫有同样的性质和特点，是造成区域大气环境质量影响的一种污染物，适合采取总量控制的措施和推行排污交易制度。现正加快研究对氮氧化物的总量控制。鉴于氮氧化物排放的特征和环境影响的特点，引入排污交易的机制将有更高管理效率和效果。因此，国家在全面实施电力行业二氧化硫排污交易机制后，在设计氮氧化物总量控制时，要与排污交易机制结合起来，在“十二五”期间进行推广和应用。

第三步：温室气体排放贸易

作为减排温室气体的三大机制之一的排放贸易机制正受到广泛的认可和应
用，成为温室气体减排战略的重要机制和手段。目前欧盟排放交易体系（EU
Emissions Trading Scheme, EUETS）是世界上影响力最大的排放配额交易市场。
2003 年欧洲议会达成了温室气体排放贸易的一揽子计划，建立了欧盟排放交易
体系，支持企业进行温室气体的排放指标交易。美国尽管不是《京都议定书》的
签约国，但东部和西部一些州政府建立了联合自愿减排计划，其积累的市场化创
新能力使其率先建立了碳减排交易机制，即 2003 年建立的芝加哥气候交易所
（CCX），成为全球第一个也是北美地区唯一一个以自愿性参与温室气体减排量
交易并对减排量承担法律约束力的先驱组织和市场交易平台。2004 年，CCX 针
对欧洲的情况发起设立了欧洲气候交易所（ECX）。2007 年以来两个交易所的交
易量非常活跃，2008 年以来更是跳跃式增长。

鉴于目前的形势和趋势，特别随着 2012 温室气体减排的机制安排，实行电
力行业减排是一种大的趋势，在全球全面引入市场机制开展温室气体的贸易将是
重要手段。

3.3.6 与现有政策相衔接

电力行业大气污染物的受到多因素制约，大气污染物之间、温室气体与大气
污染物之间还存在着协同效应。虽然之前的政策制定仅考虑了单一污染物的控
制，但是多污染物控制不应完全摒弃原有的政策/规划，应与地方的环保政策兼
容。除满足国家总量控制指标要求外，电厂同时还要满足各项环境法规的要求，
包括污染物排放标准、环境质量标准、国家层面的环境保护规划等。

第 4 章 电力行业多污染物综合控制技术选择

4.1 多污染综合控制技术选择原则与指标

多污染物综合控制技术选择目的是为了通过权衡各影响因素,对各种技术措施和技术方案进行分析比较,最后选取最佳可行方案。最佳可行多污染物综合控制技术的选择是一个多层次、多因素的动态决策过程。应遵循的主要原则有:

(1) 环境效益最大原则

在多污染物综合控制的思路指导下,采用的控制技术在去除目的污染物的过程中,尽量少排放或不排放其它污染物,产生的副产物不存在二次污染,可以综合利用,并且不存在潜在的环境风险。

(2) 技术可持续原则

污染物控制技术要全面和长远考虑处理技术的污染物去除和新污染物产生问题,采用的控制技术要满足现实污染物控制需求,并且具有技术改进的空间,从而能满足日益严格的环保要求。

(3) 经济成本低原则

经济成本是技术选择的基本原则。环境要求和经济成本是影响技术发展的最主要两个因素。在达到同一环境要求的前提下,经济成本高低是决定控制技术应用与否的关键因素。因此控制技术成本低也是技术选择的另一主要原则。

在燃煤电厂中,由于脱硫、脱硝、脱除重金属装置投资巨大,分别建设会造成很大的资金浪费。因此除尘、脱硫、脱硝、脱除重金属一体化控制技术将是今后污染治理技术的重点。

总体上,多污染物综合控制技术可简单分为 4 类:将较成熟的脱硫脱硝方法串联起来;在原有脱硫或脱硝方法上做出改进以达到脱除多污染物的目的;采用较为成熟的联合脱硫脱硝工艺;用新兴的联合多污染物控制技术。

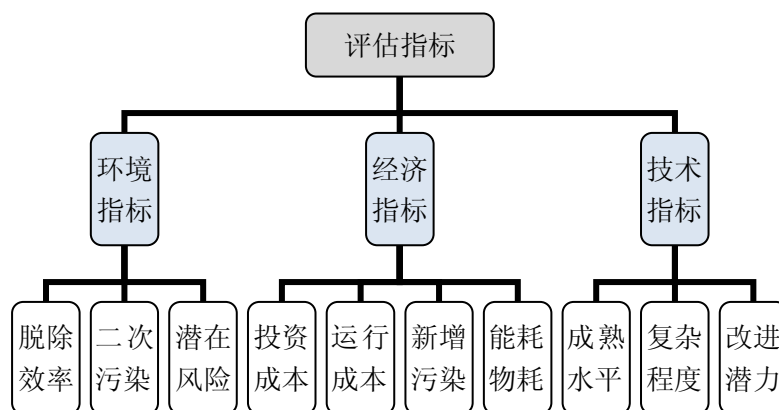


图 4-1 多污染物综合控制技术评估指标

每一种单一污染物控制技术都具有各自的优势和劣势，单一技术联合起来进行污染综合控制，联合技术也同样具备不同的特点，或许经济成本较低，或者污染物脱除效率较高，或许技术成熟度高。对多污染综合控制技术进行全面评估涉及多方面因素，根据上述选择原则，将评估指标划分为环境、经济和技术三大因素。

需要特别说明的是，经济指标不仅需要考虑治理目标污染物技术和设备的投资和运行成本，还需要考虑治理过程中产生新污染的防治成本。新增加污染成本可通过两种方法衡量，一是购买该污染物排污权需要的费用；二是治理该污染物需要的经济成本。

不同类型的多污染物综合控制技术污染物脱除效率、经济成本、适用条件以及技术程度都存在一定的差异，地区和企业应根据自身能力和环保要求，选用实现较高环保要求、成本低和技术可靠的最佳可行的污染物综合控制技术。

4.2 多污染物综合控制技术选择路线

4.2.1 技术选择路线图

按照控制污染物的种类以及技术可行性，电力行业大气多污染物综合控制技术选择方向见图 4-2。应对多污染物综合控制，电力行业的技术选择总体上可以分为三种方向：采用末端控制进行污染治理，采用先进发电技术减少污染物排放，

发展清洁能源控制污染物排放。控制污染物种类不同，所采取的控制技术或者方法也不相同。具体的技术选择如下：

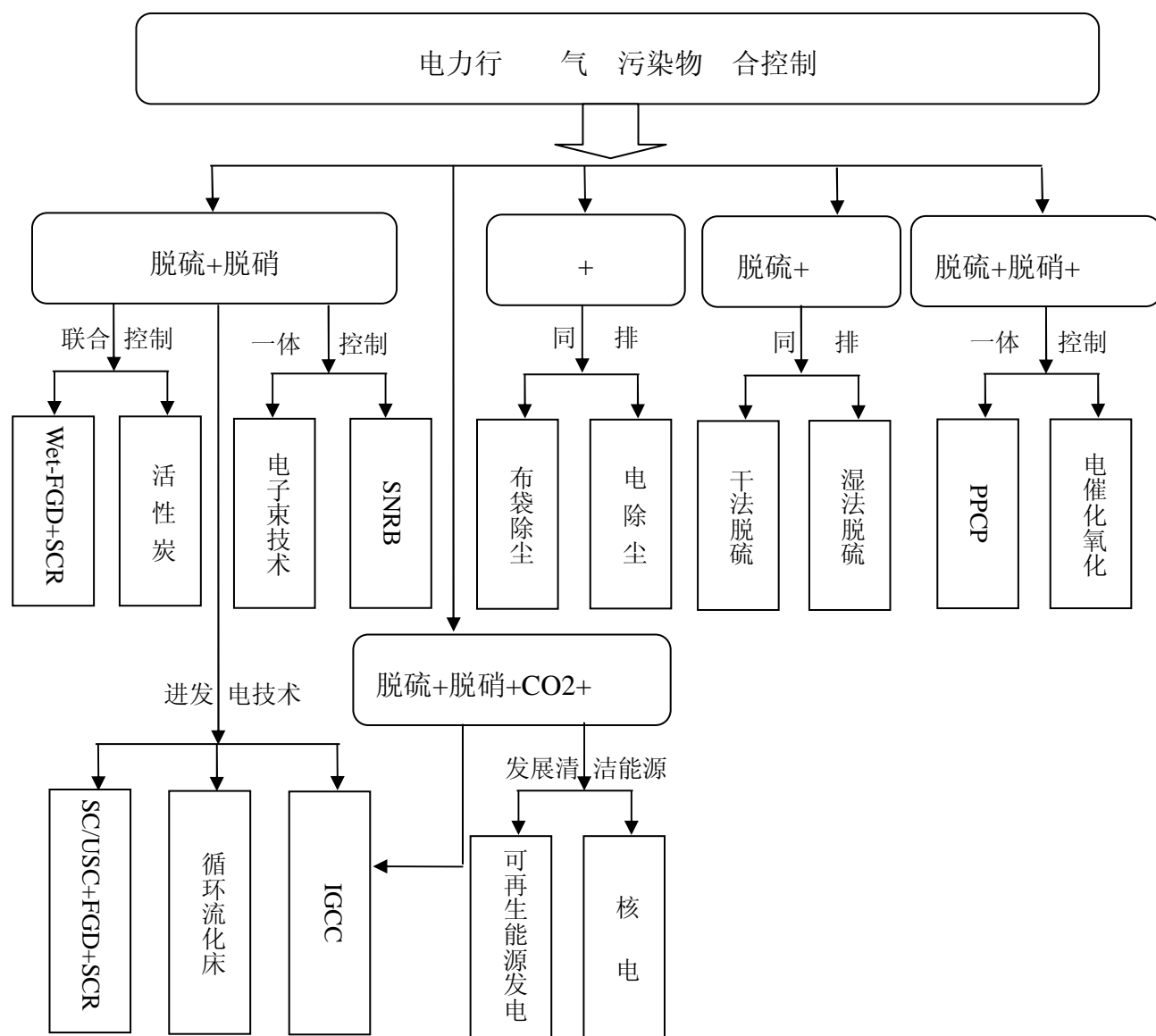


图 4-2 电力行业大气多污染物综合控制技术选择路线

4.2.2 脱硫技术选择

烟气脱硫是控制火力发电厂 SO_2 排放的主要途径之一，其技术成熟，运行可靠。目前世界上用于烟气脱硫的工艺主要有以下几种：石灰石-石膏湿法、半干法、烟气 CFB 干法、海水法、电子束法、氨水洗涤法等。

目前我国采用的主流烟气脱硫技术存在误区，治理已有的污染，又产生了新的环境问题，主要是产生新的 CO_2 排放，最终还需要进行新的治理。这是中国

科协中国科学技术咨询服务中心系统工程专家委员会日前在对我国烟气污染治理情况的调研报告中提出的观点。专家呼吁，必须纠正自己在认识上的误区，系统、科学地面对工业烟气中二氧化硫污染的治理问题，用更合理、更环保的技术和方法来治理二氧化硫的污染¹。

基于多污染物综合控制思想，分析目前主流烟气脱硫技术的协同减排效应，对比控制技术的不同特点，从中选取最佳实用技术。

4.2.2.1 技术特点分析

(1) 石灰（石）-石膏法

我国现有的脱硫技术较为单一，石灰石-石膏法烟气脱硫技术是脱硫工程建设主流技术，占在建和已建脱硫项目的 90% 以上。该技术主要采用石灰石浆液作为二氧化硫吸收剂，脱硫副产品为石膏($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)。对其脱硫副产物的处置及综合利用尚需引起足够重视，若任其堆放或抛弃，既浪费了资源，占用了场地，又会产生新的二次污染，专家认为如不采取积极有效的措施，它释放的有害物质而诱发的新病情将对人类造成极大的伤害。副产品石膏的综合利用途径有：可添加在水泥中作为缓凝剂；也可开发深加工做石膏建材等。

另外石灰石-石膏湿法采用碳酸钙脱硫，在去除二氧化硫的同时产生二氧化碳，去除 1 t 二氧化硫约排放 0.7 t 二氧化碳。新增二氧化碳排放由此导致的温室效应也起到了推波助澜的作用。

(2) 海水脱硫

海水脱硫技术主要利用海水的天然碱度(碳酸根和碳酸氢根)在吸收塔中与烟气中的 SO_2 发生反应，生成亚硫酸根，通入空气后，氧化成硫酸根，脱硫后产生的酸性水被海水中的碱度中和，产生的 CO_2 被鼓入的空气排走，并使海水的 pH 值得以恢复，从而达到脱除烟气中 SO_2 的目的。烟气海水脱硫技术的特点是比较适合于燃烧中、低硫煤的海边电厂，其工艺比较简单，投资及运行费用较低，不存在脱硫产生的废弃物处理问题，且脱硫效率较高。该技术当前存在的主要问

1 详细内容见 <http://www.people.com.cn/GB/keji/1059/2757378.htm>

题是：排放的脱硫废水对海洋生态环境影响问题还需长期连续观测和论证。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 Hg）。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。电厂附近的 pH 水平降低及剩余重金属和飞灰排放会给海洋生态系统带来一定影响。烟尘中的重金属虽为痕量，但其毒性较大、在海洋生物体内富集作用明显，具有重要的环境意义。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%。

海水脱硫投资省、运行费用低。一般来说投资费用约为石灰石-石膏湿法脱硫工艺的 2/3 以下，运行费用约为后者的 1/2~2/3。海水脱硫系统在沿海地区有较好的发展前景，是今后沿海地区新建、扩建电厂及老厂改造环保项目优先考虑的烟气脱硫技术。

此外，海水脱硫同石灰石-石膏湿法一样，在去除二氧化硫的同时生成二氧化碳，假设中和过程全由 HCO_3^- 参与，则去除 1 t 二氧化硫约排放 0.7 t 二氧化碳。

(3) 湿式氨法

湿式氨法脱硫工艺是采用一定浓度的氨水作为吸收剂，在吸收塔内洗涤烟气中的二氧化硫，达到烟气净化的目的，脱硫副产物是可做农用肥的硫酸铵，不产生废水和其他废物，脱硫率高。同石灰石-石膏法、海水脱硫法相比，湿式氨法脱硫的过程中不产生二氧化碳排放。

由于氨的价格贵，脱硫后的生产的副产物硫酸铵的质量以及氨的储运安全、氨逃逸等问题有待进一步采取措施予以解决，致使氨法脱硫技术在国内还未得到很好地应用和推广。

(4) 烟气循环流化床脱硫

循环流化床烟气脱硫属于干法脱硫工艺，流程简单，脱硫效率在 85% 以上，可去除烟气中的硫氧化物、HCL、HF、颗粒物和重金属（如 Hg）。无脱硫废水产生，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%。

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。

CFB 锅炉如采用石灰石作脱硫剂， CaCO_3 经过煅烧生成 CaO 和 CO_2 。循环流化床锅炉运行时钙硫摩尔比一般在 1.5~2.5 之间，钙硫摩尔比为 1.5 时，脱除 1 吨 SO_2 则产生 1 吨左右的 CO_2 。采用干态的生石灰或熟石灰作为吸收剂则不存在去除二氧化硫的同时生成二氧化碳的问题。

4.2.2.2 经济成本分析

以上几种主流脱硫技术，大部分在治理烟气中的 SO_2 污染的同时又新增 CO_2 排放，排放的 CO_2 需要购买排放权或者进行治理都会增加经济成本。

为了分析比较几种主流脱硫技术考虑温室气体 (CO_2) 排放后的经济成本，设定两种情景进行分析。

情景一：脱硫过程中产生的 CO_2 需要通过碳交易购买排放权，需支付的额外成本用 CO_2 交易价格来衡量，目前国内 CO_2 交易价格一般为 8-10 (欧元/吨)，约合人民币 80-100 元/吨。

情景二：脱硫过程中产生的 CO_2 需要通过二氧化碳捕集和封存 (CCS) 工程技术进行治理，需支付的额外成本用治理成本来衡量，目前国际 CCS 成本一般为 30-70 (欧元/吨)，约合人民币 300-700 元/吨。就一个新建的、使用化石燃料的大型电厂的电力生产而言，全套 CCS 系统的成本取决于很多因素，包括电厂和捕获系统的性能、封存地点的具体状况、 CO_2 量以及需要输送的距离。计算采用的是平均成本。

脱硫成本受装机容量影响很大，比较经济成本时需在相似装机容量条件下进行分析。几种主流脱硫技术的脱硫成本主要参考了相关科学研究。成本分析结果见表 4-1。

表 4-1 电力行业脱硫技术费用分析

指标内容	传统脱硫成本（元/吨）	情景一成本（元/吨）	情景二成本（元/吨）
湿法石膏	1586	1642-1656	1796-2076
CFB	1125	1205-1225(CaCO ₃)	1425-1825
海水脱硫	3000	3080-3100	3300-3700
湿式氨法	1500	1500	1500

从分析对比结果来看,从多污染物协同控制角度出发,采用经济成本来衡量,循环流化床烟气脱硫经济成本最低,如果采用干态的生石灰或熟石灰作为吸收剂则不存在去除 SO₂ 的同时生成 CO₂ 的问题,其经济性和环境性更高。此外,湿式氨法不增加新的 CO₂ 排放,经济成本也比较低,也具备较高的经济性和环境性。

4.2.3 脱硫脱硝综合技术

传统的联合烟气脱硫脱硝工艺一般是在脱硫装置后面或在除尘器前面加装一套脱硝装置如选择性催化还原(SCR)或选择性非催化还原(SNCR),从而实现联合脱硫脱硝。如湿法脱硫脱硝(Wet-FGD+SCR 组合技术)工艺,两种污染物控制技术相串联的方法目前在日本、德国、瑞典等国已进入工业应用阶段。但是此联合方法易产生二次污染、氨泄漏和设备腐蚀等问题;分级治理方式占地面积大、投资和运行费用高,给大范围的技术推广应用带来了一定困难。

近些年,烟气同时脱硫脱硝技术由于其在同一套系统内能同时实现脱硫与脱硝,具有设备精简,占地面积小,基建投资少,运行管理方便和生产成本低等优点,已成为大气污染控制领域中前沿性的研究方向。干法、半干法工艺虽然仍存在一些技术和经济等方面的缺陷,但由于具有耗水量少、运行成本低、设备简单,占地面积小、硫便于回收等优点,因而成为极具发展前景的烟气净化技术。

新型的脱硫脱硝一体化技术如电子束法、脉冲电晕等离子体技术、电催化氧化技术,可以有效的减少 SO₂、NO_x、PM_{2.5}、Hg 等污染物的排放量,实现多污染物控制一体化,控制成本较常规控制技术低,因而对于燃煤电厂烟气多污染物

控制来说将具有很大的吸引力。

4.2.3.1 脱硫脱硝联合技术

(1) 湿式烟气脱硫和选择性催化还原脱硝的技术组合(Wet+FGD+SCR)

当前国内外广泛使用的同时脱硫脱硝技术是 Wet+FGD+SCR 组合技术,就是湿式烟气脱硫(Wet+FGD)和 NH_3 选择性催化还原(SCR)技术脱硝的组合。

湿式烟气脱硫是利用碱性浆液或溶液作吸收剂,与 SO_2 反应生成硫酸盐产物以除去 SO_x 。其中以石灰石或石灰为吸收剂的强制氧化湿式脱硫方式是目前使用最广泛的脱硫技术,其工艺特点是脱硫效率高于 90%,吸收剂利用率可超过 90%。其缺点也是很明显的:工程庞大,初投资和运行费用高,易形成二次污染。

NH_3 选择性催化还原脱硝是在含氧气氛中利用催化剂将烟气中 NO_x 经氨还原为 N_2 和水。在反应温度为 300~450℃时,脱硝率可达 70~90%。该技术成熟可靠,目前在全球范围尤其是发达国家应用广泛,但该工艺设备投资大,需预处理烟气的,催化剂昂贵且使用寿命短,同时存在氨泄漏、设备易腐蚀等问题。

(2) 活性炭脱硫脱硝技术

德国、美国最早于 20 世纪 50 年代开始活性炭脱硫脱硝研究,日本自 20 世纪 70 年代后大力发展了相关工艺。活性炭法脱除机理为:烟气中的 SO_2 在脱硫塔中被活性炭吸附,并被催化氧化为吸附态硫酸,随脱硫塔中活性炭一起被送入分离塔;脱去 SO_2 的烟气将被送入第二级脱硝塔中,在活性炭的催化作用下 NO_x 与 NH_3 ,在塔中反应生成 N_2 。在分离塔中吸附了 H_2SO_4 的活性炭在 350℃下热解再生,同时释放出高浓度 SO_2 。该法反应温度为 100~200℃, SO_2 脱除率可达 90%, NO_x 脱除率可达 70%。活性炭的制备过程包括原料性质、炭化过程、活化条件以及活性炭担载的活性物质是影响其脱除特性的关键因素。在工艺中,活性炭的滞留时间、入口烟温、烟气流量、液 NH_3 浓度等是此工艺的主要影响因素。

4.2.3.2 脱硫脱硝一体化技术

(1) 电子束技术脱硫脱硝法

电子束法(Electron Beam with Ammonia, EBA)是一种物理与化学原理相结

合的脱硫脱硝技术。电子束设备安装在除尘器后面，首先将烟气冷却，之后喷入氨气，然后用高能电子束照射，从而除去烟气中的 SO_2 和 NO_x 。早在 1970 年，日本首先开始电子束脱硫技术的研究，并于 1977 年建成第一个工业示范基地。随后美国和德国也相继开展这方面的研究工作。在我国，成都热电厂于 1997 年引进该技术，实际运行脱硫率 86.8%，脱硝效率 17.6%。中国工程物理研究院环保工程研究中心自主开发的电子束氨法脱硫脱硝技术，目前已经完成了中试，并在中国和波兰都有工业装置的示范运行。该技术处于早期商业化阶段，对 SO_2 的脱除效率大于 95%，对 NO_x 的脱除效率可达 90%。

综合起来，电子束法处理烟气的主要优点有：用一个过程能同时脱硫脱氮，且去除效率高；能够生成硫酸氨和硝酸氨副产品作化肥用，没有废弃物；是干法过程，没有废水及其处理设施；因为不用催化剂，所以不存在催化剂中毒，影响使用寿命的问题；设备结构简单，对烟气条件变化适应性强，容易控制，对于含硫量的变化有较好的适应性和负荷跟踪性；脱硫成本低于常规方法。

然而电子束处理法也存以下问题：该法耗电量大，运行费用很高；烟气辐射装置还不适合用于大规模应用系统；处理后的烟气仍然存在排放氨、硫酸和 N_2O 的可能性。氨系统有泄露现象，增加二次污染和不安全因素，能耗也较高。有鉴于此，EBA 技术在我国的应用并不广泛。

根据美国能源部(DOE)报告的数据，100MW 规模的电厂，电子束法设备费用为 247 美元/kW，运行费是 21.6mills/(kW h)。根据日本资料报导，电子束法用于 500MW 规模的电厂，设备费是组合法的 70%~80%，运行费是组合法的 90%，由此计算，500MW 规模的电厂，电子束法的设备费是 210-240 美元/kW，运行费是 21.78mills/kW.h。

(2) $\text{SO}_x\text{-NO}_x\text{-Rox Box}$ (SNRB 工艺)

SNRB 工艺采用高温滤袋仓，将 SO_2 、 NO_x 和颗粒物的脱除功能结合于一体。滤袋仓安装在空气预热器之前。将钙基或钠基吸收剂喷入滤袋仓上游的烟气中，除掉烟气中的 SO_2 。滤袋仓内的高温陶瓷滤袋内装有 SCR 催化剂，将氨喷入滤袋仓上游的烟气中，通过 SCR 过程脱除烟气中的 NO_x 。烟气在通过滤袋仓时颗粒物被除掉。该技术处于中间试验阶段， SO_2 的脱除效率大于 80%~90%， NO_x

的脱除效率为 90%。

SNRB 对锅炉运行性能没有影响，占地面积小，能达到较高脱硫、脱硝率，尾部烟道结渣和腐蚀的可能性小，能够在较低出口烟温下运行。但 SNRB 对脱硫率要求高于 85% 的机组不经济，当脱硫要求较低时，SNRB 则有较大优势。

4.2.4 Hg 协同减排技术

燃煤电厂汞排放控制的技术选择，主要针对燃煤汞排放的三个过程进行，它们是燃烧前脱汞、燃烧中脱汞和燃烧后烟气脱汞。燃烧前脱汞主要采用煤的洗选技术可脱除煤中的一部分汞。燃烧中脱汞是改变燃烧状况，降低烟气中汞浓度，或者改变烟气特性从而使烟气中汞更容易被下游烟气净化装置去除。燃烧后烟气脱汞是用静电、布袋等设备脱除烟气中的汞。其中燃烧后烟气脱汞为目前较广泛使用技术。

但是目前我国燃煤电厂环保设施方面还没有专门针对汞的单项脱除技术应用措施。很多常规控制技术可以同时去除 Hg。如湿法脱硫既能去除烟气中的 SO₂，还能同时去除一部分汞。NO_x 控制技术（选择性催化还原）能把烟气中的 Hg⁰ 氧化为 Hg²⁺，从而增加下游湿法脱硫系统的汞脱除率。燃煤锅炉的能源转换（如使用天然气等替代燃料）能很大程度地减少 SO₂ 和 Hg 排放（约 100%）以及 NO_x 排放（70%~80%）。布袋除尘器和电除尘器都能同时去除烟气中的颗粒物和汞，当两种控制技术联合运行时汞脱除率更会大大提高。因此，采用除尘、脱硫脱硝技术对汞进行协同减排是比较经济和可行的污染治理方向。

4.2.4.1 除尘对汞的协同脱除

（1）电除尘技术

除尘的同时，烟气中以颗粒形式存在的固相汞可同时得到脱除。但一般认为，以颗粒形式存在的 Hg 占煤燃烧中 Hg 排放总量的比例较低，且这部分汞大多存在于亚微米颗粒中，而一般电除尘器对这部分粒径范围的颗粒脱除效率很低，所以电除尘器的除汞能力有限。对冷侧电除尘器而言，由于烟气经过省煤器，温度得到降低，在烟气冷却过程中，汞经历一系列物理和化学变化，部分凝结在飞灰

颗粒表面上，与热侧除尘器相比，冷侧电除尘器用于脱除固相汞更为有效，脱汞效率大约为 30%。实验发现，烟气通过除尘器时，大约有 5% 的 Hg^0 在飞灰中的某些金属氧化物催化氧化下转化为 Hg^{2+} ，这有利于汞在脱硫系统中被去除。

(2) 布袋除尘器

通常用来脱除高比电阻粉尘和细粉尘，尤其在脱除细粉尘方面，有独特效果。由于部分细颗粒上富集了大量的汞，因此布袋除尘器对于去除烟气中汞有很大潜力。研究表明布袋除尘器的平均汞脱除效率为 58%，高于电除尘器的脱汞效率。但是布袋除尘器的工作耐久性很大程度上依赖于烟气温度和其对烟气中一些腐蚀性元素的抵抗能力。烟气温度往往超过了布袋除尘器所能承受温度，这就限制了其应用。

(3) 强化脱汞和 ESP、FF 脱汞成本

强化脱汞技术是指在现有设备不能满足脱汞要求的情况下，需要通过改进现有烟气处理装置或新建装置来满足脱汞要求的技术，包括活性炭喷射技术和多种污染物综合控制技术。

美国 EPA 曾计算汞控制技术的费用，用活性炭吸附法去除 1g 汞的成本约为 \$US11~66，燃料转换去除 1g 汞的成本约为 \$US143~933，均高于传统的污染物 (SO_2 、 NO_x 和 PM) 的去除成本。表 4-2 是 Pirrone 等对电厂锅炉各种汞控制技术的费用效益分析。由表可知，活性炭吸附法控制汞排放的技术经济性较好，但还要安装其它净化设备以控制 SO_2 和 NO_x 等污染物排放。

表 4-2 电厂汞控制技术的脱除率和费用分析

控制技术	汞脱除率 (%)	费用	
		初投资 (\$US 1000/MWh)	运行费用 (\$US 1000/MWh.yr)
ESP	10*	1.6	0.2
FF	29*	28.9	5.8
ESP/FF+湿法脱硫	85	59.0	2.5
SDA + ESP	67	143	5.0
ESP + 碳过滤床	90-95	264.0	62.0
活性炭吸附+ FF	50 - >90	34.6	8.1

注: *该结果偏低.

缩写词: ESP-电除尘器; FF-布袋除尘器; SDA - 喷雾干燥法脱硫

ESP(或 FF)和湿法脱硫系统联用可以取得较好的效果, 尽管其初投资很高, 装机容量为 1000MW 的电厂初投资费用约\$US 0.25 亿, 但其每年的运行费用比活性炭吸附法少\$US 6 百万。

4.2.4.2 脱硫装置对汞的脱除

烟气脱硫系统的温度相对比较低, 有利于 Hg^0 的氧化和 Hg^{2+} 的吸收, 使其富集在飞灰颗粒表面。 Hg^{2+} 易溶于水, 在湿式烟气脱硫系统中可除去 Hg^{2+} , 而对 Hg^0 没有明显的脱除。另外, 有关研究证实, 烟气脱硫系统的脱汞效率随入口烟气中汞的形态分布变化而变化, 入口烟气中氧化态汞含量较高的电厂, 汞排放量比入口烟气中元素态汞含量较高的电厂要少。在湿法脱硫系统中, 由于在洗涤液中有少量的氧化态汞会通过还原反应还原成元素汞, 所以在烟气脱硫系统的出口会出现短时间内元素汞的浓度峰值, 反应平衡需要几天的时间才能达到。

(1) 干法脱硫装置

在喷射干式吸附剂 (SDA) 的脱硫系统中, 颗粒态汞 Hg_p 很容易被除去。 Hg^0 和 Hg^{2+} 能潜在地被吸附在 SDA 系统的飞灰、硫酸钙或亚硫酸钙颗粒表面。研究表明, 干法脱硫系统的脱汞效率一般在 35%~85% 之间。当烟气通过下游风向的电除尘器 (ESP) 或纤维过滤器 (FF) 时, 吸附有汞的颗粒能很容易被吸附和捕获, ESP 脱汞的效率是 50%, FF 脱汞的效率可达 80% 以上。当气流通过 FF 上由飞灰和干浆粒结成的阻塞层时, 气态汞的捕获会进一步的增强, 达到更高的脱除效率, 可达 90% 以上。

(2) 湿法脱硫装置

湿式脱硫技术是应用最广泛的脱硫技术, 研究表明它能有效地捕获烟气中氧化的汞。此外, 湿式静电除尘器与湿式脱硫装置组合的组合也是一种能同时控制 SO_2 和 Hg 的技术。

Hg^{2+} 易溶于水, 能被湿法烟气脱硫(WFGD)循环液吸收, 无论是用石灰还是石灰石作为吸收剂, 均可除去 85% 以上甚至全部的 Hg^{2+} , 而对 Hg^0 没有明显的

脱除。因为气态单质汞 Hg^0 难溶于水，不能被循环液吸收。值得注意的是，在通常的 WFGD 系统中， Hg^0 不但不会被吸收，还略微有所增加。其原因是部分 Hg^{2+} 被还原。此外，在满足正常的锅炉操作条件下， $\text{Hg}^0/\text{Hg}^{2+}$ 比例应控制在一个相对稳定的范围内，能够适应一些可预料的变化发生，才能使得 WFGD 系统脱汞效率高且效果稳定。

湿法脱硫系统对烟气中汞的脱除效率受脱硫系统的设计、煤阶和运行工况等因素影响。湿式脱硫装置前一般都装有除尘设施（如电除尘器或布袋除尘器），上游除尘装置对烟气中汞的去除效果也会影响脱硫系统的汞脱除率。湿法脱硫过程可溶的汞物种能够被吸收塔去除，烟气中氯化汞和其它离子态汞的溶解性较高。元素态汞溶解度很低，它只有被固体颗粒吸附或氧化成高价态后才可能被吸收塔吸收。同样的湿法脱硫系统燃用烟煤时汞去除效率高于燃用亚烟煤时汞去除效率。另外为了确保 Hg^{2+} 被吸收液吸收后，并不再转化为 Hg^0 而进入到烟气中，应该控制吸收塔内的化学特性。脱硫浆液在排入环境前也应经过处理，防止其中的汞再进入到环境中。

4.2.4.3 烟气脱硫脱硝协同脱汞

湿法脱硫+SCR 可以有效脱除烟煤烟气中 80% 以上的汞。

分析烟气脱硫成本时可以采用的形式有单位 SO_2 的处理成本（元/吨）、单位发电成本的增量（元/kWh），无论采用哪种形式评价脱硫成本，装机容量大小和含硫量均是主要决定因素。含硫量为 1% 时，不同机组规模的单位 SO_2 处理成本见图 4-3。从图 4-3 中可以看出，当随着机组规模的增加，其单位 SO_2 处理成本逐渐下降，说明小机组的脱硫成本较大机组的脱硫成本高，发展大容量机组将有利于降低电力行业 SO_2 处理成本。

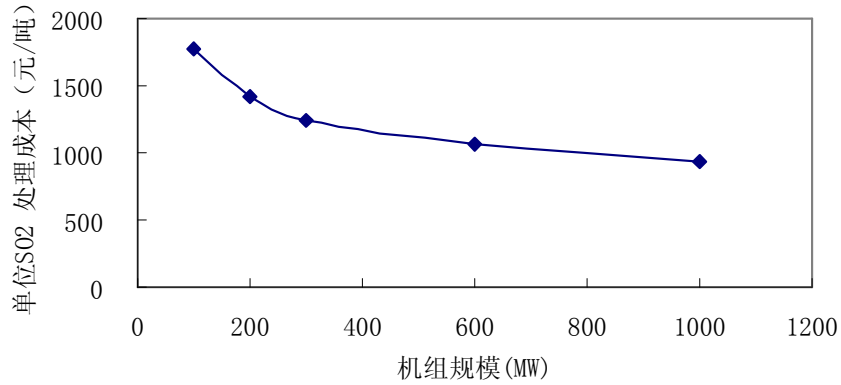


图 4-3 相同含硫量、不同规模新建机组的脱硫成本

SCR 烟气脱硝的初始投资成本随着机组容量的增大而呈下降的趋势。机组容量小于 300MW 时，投资成本约 350 元/kW；当机组容量较大时，投资成本降至 250 元/kW 以下，如图 4-4 所示。不同容量机组脱除每公斤的 NO_x 的运行成本如图 4-5 所示。可以看出，随着机组容量的增大，每 kWh 对应的 NO_x 产生量呈下降趋势，脱硝运行成本也逐渐降低。

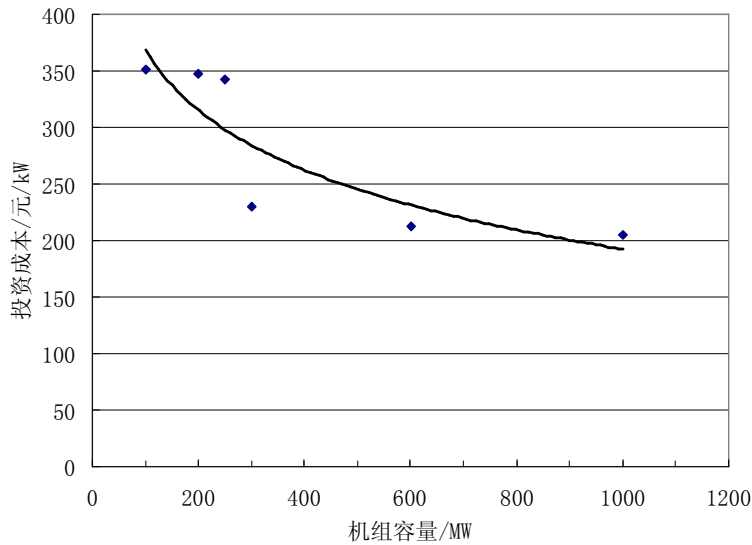


图 4-4 不同容量机组脱硝投资情况
(脱硝效率 80%，氨逃逸率约 2ppm，还原剂为液氨)

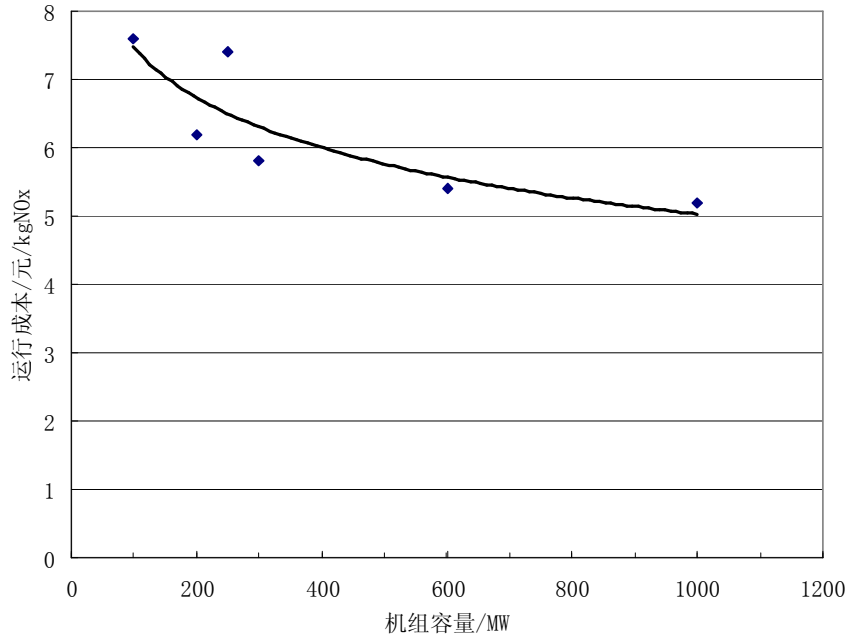


图 4-5 不同容量机组脱硝运行成本情况
(脱硝效率 80%，氨逃逸率约 2ppm，还原剂为液氨)

综合脱硫脱硝的成本分析结果，得出当湿法脱硫+SCR 协同脱汞时，成本基本满足图 4-6 曲线所示，蓝色实线为平均成本，误差范围在蓝色虚线范围内。从中可以看出，随着装机容量增大，脱硫脱 NOx 并协同脱汞成本呈下降趋势。装机容量为 1000MW 时，脱除 1kg 的 SO₂、NOx 和 Hg 的总成本约为 5.5 元。

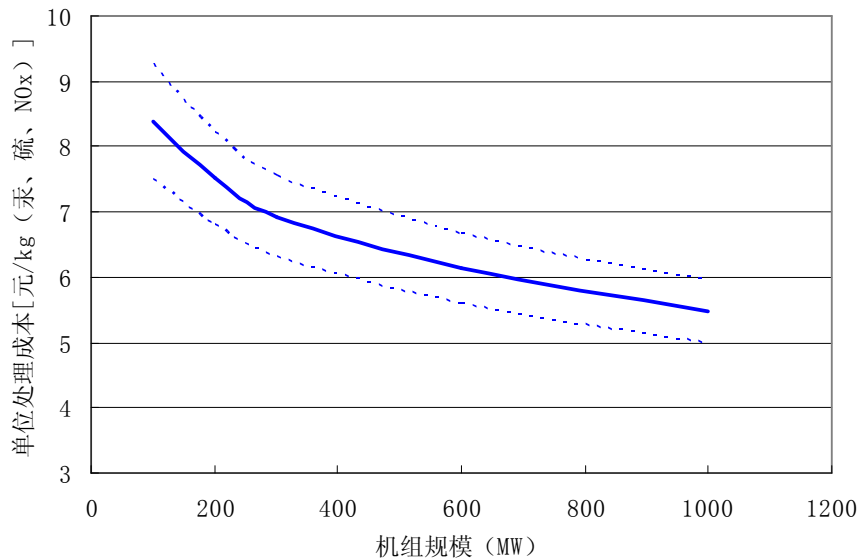


图 4-6 不同容量机组脱硫脱 NOx 并协同脱汞成本

注：湿法脱硫+SCR 协同脱汞时，只有燃煤煤时才能有效脱汞。

4.2.5 SO₂、NO_x 和 Hg 同时脱除技术

4.2.5.1 脉冲电晕等离子体技术(PPCP)

脉冲电晕等离子体技术(PPCP)是在电子束法的基础上发展起来的。该法和电子束法均属于等离子体法,不同的是脉冲电晕法利用高压脉冲电源放电获得活化电子,来打断烟气气体分子的化学键从而在常温下获得非平衡等离子体,即产生大量的高能电子和 O、OH 等活性自由基,进而对工业废气中的气体分子进行氧化、降解等反应,使污染物转化;再与注入的氨产生协同效应,产生硫酸铵、硝酸铵及其复盐的微粒,可显著提高 SO₂ 和 NO_x 的脱除率以及除尘效率,进而实现脱硫脱硝和除尘一体化。

自 1986 年 Masuda 等人发现电晕放电可以同时脱除 NO_x 和 SO₂ 以来,该法由于具有设备简单、操作简便,显著的脱硫脱硝和除尘效果以及副产物可作为肥料回收利用等优点而成为国际上脱硫脱硝的研究前沿。该技术最大的问题亦在于高的能耗(约占电厂总发电量的 5%)。另外,该法在如何实现高压脉冲电源的大功率、窄脉冲、长寿命等问题上仍有很多工作要。

PPCP 法的另一个优势在于可同时除尘。研究表明,烟气中的粉尘有利于 PPCP 法脱硫脱硝效率的提高。因此,PPCP 法集 3 种污染物脱除于一体,且能耗和成本比 EBA 法低,从而成为最具吸引力的烟气治理方法。该法目前已成为研究热点,正处于工业性试验阶段。

4.2.5.2 电催化氧化 (ECO) 技术

ECO 法(Electro-Catalytic Oxidation)电催化氧化技术是 Powerspan 公司在 First Energy's R.E Burger Plant 和美国能源部(DOE)达成合作协议的情况下研究出的一项旨在去除汞的多污染物控制技术。这项技术通过电催化氧化作用,能从燃煤电厂的废气中同步地去除其中的汞和其他重金属以及超细的颗粒物、氮氧化物和二氧化硫。

电催化氧化 (ECO) 系统通常安装在电除尘器或布袋除尘器的出口方向上。电催化氧化装置系统包括:一个诱发污染物氧化的介质阻挡放电反应器 (BDR),

一座双回路的氨喷淋塔，用来除去 SO_2 和污染物中的水溶性氧化态物质，一台除去酸雾和细粉颗粒的湿式除尘系统，一套产品（可出售的副产物肥料）收集系统和汞脱除系统，该系统是用碳纤维或石英纤维除去汞，并且还能从喷淋塔中把硝酸铵和硫酸铵结晶出来，作为肥料在市场上出售。ECO 能脱除多种污染物，美国 Powerspan 中试结果表明，ECO 对 SO_2 的脱除率可达到 99%，对 NO_x 的脱除率可达到 80%，在烟气总汞含量为 $16\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的条件下，脱除率可达 75%~85%，然而该法对 Hg^0 脱除效果不理想，处理后 Hg^0 含量略有增加。由于吸收塔中的化学反应，烟气中 $\text{SO}_2/\text{NO}_x \geq 3$ (摩尔比) 的条件下，ECO 装置运行效果最佳。

因为实现了多污染物控制一体化，ECO 系统使对装置进行必需的更新金额降低，它的成本是分别安装各种污染物控制设备的一半。与其它传统控制装置相比，ECO 系统占地面积减少了很多。因此对于受面积限制的现有燃煤电站改造，安装此系统将会十分方便。

可以预见，由于 ECO 装置可以有效的减少 SO_2 、 NO_x 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 Hg 的排放量，实现多污染物控制一体化，副产品可以回收利用，投资费用相比较低，占地面积少，因而对于燃煤电厂烟气多污染物控制来说将具有很大的吸引力。

4.2.6 考虑温室气体减排技术发展方向

可持续发展的原则必然会使电力行业及电力设备制造行业面临除尘、脱硫、脱硝的问题，此后还会面临 CO_2 减排的问题。

在除尘、脱硫、脱硝控制设备的基础上，开展 CO_2 减排，通过购买 CO_2 排放权或者二氧化碳捕集和封存，都会增加污染控制成本。电力行业大气多污染物综合控制，改进发电技术（主要是 IGCC）、发展清洁能源将是未来控制技术选择的必然方向。

4.2.6.1 采用洁净煤发电技术

燃煤发电在我国能源结构中的主导地位相当长时间内难以改变，大力发展洁净煤发电技术对节约资源、降低排放、保护生态、提高能源使用效率，具有重大的现实和深远意义。洁净煤发电技术是指煤洁净技术与发电技术的有机结合，其

重点是为了提高机组的综合热效率，并控制因燃煤而引起的污染物排放，正在研究和发展的主要洁净煤发电技术有：配备烟气脱硫和脱硝的超（超）临界发电技术(SC/USC+FGD+SCR)、循环流化床锅炉(CFBC)、增压流化床联合循环(PFBC-CC)、整体煤气化联合循环(IGCC)等，它们都有各自的特点和适用范围。从多污染物综合控制的角度，对以上几种重点技术做了概要分析。

(1) 超（超）临界发电技术

在传统燃煤发电技术基础上，超（超）临界发电技术提高温度和压力等参数以获得较高发电效率，与亚临界参数的传统燃煤发电机组相比，它降低了单位发电量的污染物排放量，单纯的超（超）临界发电机组不是严格意义的洁净煤发电技术，只有配备烟气脱硫和脱硝装置的超（超）临界发电(SC/USC+FGD+SCR)机组才能满足日益严格的环保要求。

超（超）临界发电技术仍是简单的朗肯循环，其发电效率提高的空间较小、难度很大。超（超）临界发电仍是传统的煤燃烧过程，无法在燃烧过程中较好地处理各种污染物，只能进行尾部处理。由于烟气中有大量惰性气体存住，尾部烟气处理工艺的体积庞大，脱除效率一般只能达到 90%-95%，几乎不可能达到 99% 以上，SO₂ 和 NO_x 深度净化的技术难度很大，对 PM₁₀、重金属及 CO₂ 脱除的难度更大，实现可资源化净化的技术经济性较差，未来将面临如何处理净化过程带来的固体和液体废料。此外，传统的蒸汽循环发电方式耗水量巨大，而我国煤资源丰富的地区，水资源往往缺乏。目前，国家鼓励在“三北”地区发展空冷发电机组，可节约 20% 的水资源，但它会使发电效率降低 6% ~8%。

(2) 循环流化床

循环流化床(Circulating Fluidized Bed, CFB)能在燃烧过程中控制 NO_x 并脱除 SO₂，属洁净煤发电技术，并能处理劣质煤，在我国已得到广泛应用。

德国烟气循环流化床脱硫脱硝工艺中，消石灰作为脱硫的吸收剂，氨作为脱硝的还原剂，FeSO₄·7H₂O 作为脱硝的催化剂，利用床内强烈的湍流效应和较高的循环倍率加强固体颗粒间的碰撞以及固体颗粒与烟气的接触，靠摩擦不断地从吸收剂表面去除反应产物，以暴露出新鲜的反应表面积，从而提高吸收剂的利用

率。该系统已在德国投入运行，结果表明在 Ca/S 为 1.2-1.5、 NH_3/NO_x 为 0.7-1.03 时，脱硫效率为 97%，脱硝效率为 88%。

采用氨作为还原剂，不仅运行费用较高而且存在漏氨的问题，为了克服此问题并进一步降低吸收剂费用，华北电力大学环境学院脱硫实验室研究开发了粉煤灰脱硫脱硝技术。该技术将石灰和粉煤灰加水在一定条件下消化，制成高活性吸收剂，放入具有独特内、外循环结构的烟气循环流化床中，进行脱硫脱硝。 SO_2 与吸收剂中的 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 反应，生成亚硫酸钙； NO 在活性添加剂作用下，与石灰和水作用生成 $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ 或 $\text{Ca}(\text{NO}_2)_2$ 。实验证明该吸收剂具有较大的表面积，可获得 90% 以上的脱硫率和 65% 左右的脱硝率，且运行可靠，工艺简单，投资成本和运行费用低。

但 CFBC 在未来发展中面临的主要问题是：如何提高燃烧效率；如何控制 N_2O (笑气) 的生成；如何使容量进一步放大。随着环保标准的提高，目前 CFBC 仅采用床内脱硫和 NO_x 控制的方式难以满足提高的环保标准。增设尾部脱硫脱硝工艺，将使 CFBC 的技术经济性受到巨大挑战。CFBC 仍是简单的蒸汽循环，发电效率低的弱点将难以克服。

(3) 整体煤气化联合循环

各种形式的洁净煤发电技术经过几十年的努力得到了很大发展。但从大型化和商业化发展来看，近期各国开发研究的重点主要放在整体煤气化联合循环 (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC) 上，投入人力物力最多，已建和在建的示范项目也占多数。越来越多的实践证明：IGCC 是最有发展前景的洁净煤发电技术。

IGCC 竞争力的保证是其优越的环保性能。煤洁净转化与非直接燃煤技术使它有极好的环保性能。先将煤转化为煤气，净化后燃烧，克服了由于煤的直接燃烧造成的环境污染问题，脱硫率 $>98\%$ ，除氮率可达 90%。废物处理量少，副产品还可销售利用。IGCC 目前能达到的排放水平同超超临界循环相比，能够节约 30~50% 的水，其 SO_2 、 NO_x 的排放都远远低于其它煤炭发电技术，可在较长时间内满足日益严格的环保要求。而且在污染物控制方面还有很大的发展潜力，IGCC 为燃煤发电技术处理 CO_2 提供了一条可行的途径，采取目前成熟的工艺

即可分离 85% 以上的 CO₂，IGCC 应对 CO₂ 减排具有很大的优势倘若考虑未来脱 Hg 和 CO₂ 减排，IGCC 将更具竞争优势。而目前，美国已经在制定控制 Hg 排放的相关政策，我国也在开展相关的研究工作。总体言之，从系统的环保性能看，IGCC 具有非常明显的优势。

但是目前其造价还偏高，可用率还比较低。不过按照美国能源部(DOE)、美国电力研究院(EPRI)等机构的专家预测，商业化的 IGCC 电站性能将在未来 10 年不断改善。目前国际上 IGCC 的发展正由政府主导转向企业主导，从示范运行转向商业运行。众多的电力运营企业和设备生产商纷纷进入，掀起了新一轮发展 IGCC 的高潮。在我国，IGCC 还是一项新技术，几乎所有的关键技术我国目前都不具备独立生产能力，因此在发展初期对政府的依赖很大。

IGCC 发电技术所具有的优越的环保性能、良好的节能、节水、易大型化等突出优点，完全符合我国的能源结构和电力工业的发展方向，符合我国可持续发展的战略，因此，建设 IGCC 电厂是我国电力工业发展的方向。

4.2.6.2 发展清洁能源

(1) 可再生能源发电

可持续发展的环保要求以及能源短缺的局面带来了全球能源多样化发展的格局，在继续发展常规能源的同时，新的可再生能源日益受到重视。开发丰富的可再生能源资源，迅速提高可再生能源使用的比例是一条从根本上解决大量消费化石能源所造成环境污染的根本途径和措施。开发利用可再生能源发电是保护环境和减少温室气体排放的有效途径。

可再生能源，是指风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源，资源潜力大，环境污染低，可永续利用，是有利于人与自然和谐发展的重要能源。利用可再生能源发电可以缓解枯竭性化石能源的大量消耗，有利于控制和修复环境污染、减排温室气体，用化石能源每发 1 度电，就要向自然界放出 2 公斤左右的 CO₂，用可再生能源代替化石能源每发 1 度电，就减少了等量的 CO₂ 排放。风力发电是目前可再生能源发电技术最成熟、经济性最好、具有规模化商业开发前景的发电方式，还具有显著的环保效益。随着风电的技术进步和应

用规模的扩大，风电成本持续下降，经济性与常规能源已十分接近。

在不考虑化石能源环境成本的前提下，可再生能源发电成本高于常规能源发电成本，如目前风电和生物质发电成本一般为 0.4~0.8 元/(kWh)、太阳能光伏发电则达到 3.0~5.0 元/(kWh)。如果按照纯商业化的市场竞争规则，可再生能源电力无法与煤电等化石能源电力相竞争。如果要求常规火电厂加装脱硫装置，火电厂的平均电价将上涨 1/3，若再加收二氧化碳排放税，火电的发电成本将高于可再生能源发电。

随着气候变化及环境压力的增大，改变能源结构，减少排放已成共识。可再生能源及相关技术的发展日益受到各国政府及国际组织的重视。各国纷纷制定了雄心勃勃的可再生能源发展计划。例如：欧盟计划 2010 年将可再生能源发电的份额由目前的 6 提高到 12%；澳大利亚计划 2010 年可再生能源发电量增加 9.5 亿 kWh，占发电量的 12.5%；印度计划 2012 年可再生能源发电的装机容量占发电总装机容量的 10%。

(2) 核电

燃烧化石能源产生大量 CO₂ 引起温室效应，克服温室效应须改变能源结构减少 CO₂ 的排放。与火电相比，核电不排放 SO₂、烟尘、NO_x 和 CO₂。在整个能源链上，核能的 CO₂ 当量排放因子最小、对环境的破坏最小。以核电替代部分煤电，不但可以减少煤炭的开采、运输和燃烧总量，而且是电力工业减排污染物的有效途径，也是减缓地球温室效应的重要措施。

核能开发势必涉及放射性这一高危物质和相关技术，必须坚持安全第一的核电发展原则，在核电建设、运营、核电设备制造准入，堆型、厂址选择，管理模式等工作中，贯彻核安全一票否决制。

4.2.6.3 环境成本分析

电力是 SO₂、NO_x、烟尘、CO₂ 和 Hg 等污染物排放的最主要行业，进行多污染物综合控制，在技术选择的决策中，经济成本的考虑常常是决定性的。但目前这种考虑仅限于末端控制技术、发电技术或者新能源的内部成本，而未考虑外部成本—环境控制和环境治理成本。根据这种观点做出的决策，显然不完全符合

可持续发展战略的要求。在进行多污染物综合控制技术评价时，应该既计算内部成本，也计算外部成本。

经济活动往往产生外部效应，如环境污染和生态破坏。这种效应又以“污染经济损失”形式转嫁给社会，即外部成本。如果一项工程，减少了污染物的排放量，避免了部分“污染经济损失”，产生的这个环境代价的节约，定义为工程的环境效益。所谓污染物的环境价值，是指减排单位量的污染物，所避免“污染经济损失”的价值量。

把环境代价纳入现有的经济管理与决策中，对我国火力发电行业减排污染物、促进清洁能源(包括洁净煤技术)的发展具有宏观调控作用。国家能源政策目标应该增加环境因子的约束权重，引导排污收费逐步向真实的环境价值标准逼近，鼓励与补贴清洁能源等减排项目，实现我国能源产业的可持续发展。

参照排污总量收费标准，对比美国环境价值标准，确立中国发电行业污染物的环境价值标准（见表 4-3）。环境价值标准确定以后，根据污染物的排放量(或减排量)，就可以计算不同电源多污染物的环境成本或环境效益（见表 4-4）。

进行多污染物综合控制，全面考虑 SO₂、NO_x、CO₂、TSP 等污染物的环境成本，对比分析可以发现，不采取任何污染控制措施的常规燃煤电厂环境成本最高，采用 IGCC 发电技术的污染物控制成本最低。与常规燃煤发电相比，洁净煤发电环境成本显著较低具有不容忽视的环境价值。

2001 年欧盟委员会(European Commission) 以安全环境特性为研究基础，公布了一份研究报告，这份报告显示了欧盟各国现有技术下各类电源产生的外部经济损失(见表 4-5) 。采用美国 2001 年公布的一项电力生产成本数据，作为各类电源全成本计量的依据(见表 4-6)。根据两表数据计算，可得到以下各类电源的外部平均经济损失成本和全成本(见表 4-7) 。

表 4-3 污染物环境价值标准 元/kg

污染物	SO ₂	NO _x	CO	CO ₂	TSP	粉煤灰	炉渣	废水
环境价值	6.00	8.00	1.00	0.023	2.20	0.12	0.10	0.008

表 4-4 不同电源的环境成本 分/Kw. h

项目	常规燃煤电厂	脱硫电厂	超超临界燃煤	IGCC
SO ₂	5.1369	0.3660	0.493	0.382
NO _x	3.042	3.042	1.753	0.717
CO	0.0124	0.0124	0.014	0.002
CO ₂	1.8924	1.8924	2.254	1.920
TSP	0.0418	0.0418	0.078	0.042
粉煤灰	0.6274	0.6274	1.384	0.555
炉渣	0.1426	0.1426		
脱硫费用	0	4		
合计	10.9186	10.1246	5.98	3.62

表 4-5 现有技术下欧盟各国不同电源的环境成本 欧分/kW. h

国家	煤炭	天然气	核能	风能	水能
奥地利		1-3		2-3	
比利时	4-15	1-2	0.5		
德国	3-6	1-2	0.2		0.05
丹麦	4-7	2-3			0.1
西班牙	5-8	1-2			0.2
芬兰	2-4				
法国	7-10	2-4	0.3	-	
希腊	5-8	1		1	0.25
爱尔兰	6-8				
意大利		2-3		0.3	
荷兰	3-4	1-2	0.7		
挪威		1-2		0.2	0-0.25
葡萄牙	4-7	1-2		0.03	
瑞典	2-4			0-0.7	
英国	4-7	1-2	0.25		0.15

表 4-6 美国电力生产成本 美分/kW. h

电源类型	核电	煤电	风电
发电成本	3.73	3.27	5.12

表 4-7 各类电源的外部经济成本和全成本 元/kW. h

电源类型	核电	煤电	风电
外部经济成本	0.039	0.58	0.015
全成本	0.34	0.84	0.42

水力发电、风力发电等 SO₂、NO_x 等污染物排放量很低，开展多污染物综合控制，不同电源的环境成本从低到高依次为：水能<核能<风能<天然气<煤炭（见表 4-5）。

从表 4-7 可以看出，煤电的外部经济损失成本大约为其全成本的 69%，而核电、风电仅为 11%和 3.6%，环境成本和生产成本加和之后的全成本最低的是核电。相对于煤电而言，核力发电的特点是后果严重但事故概率很低，通常情况下核力发电产生的外部经济损失成本很低，且产生的温室气体的数量也很少。

中国电力市场改革进一步深化，各区域竞价上网实质就是电价成本的竞争，全成本应该包含内部成本和外部成本。随着多污染综合控制的加强，环境外部成本在将来的电价成本中将起到举足轻重的作用，刺激清洁能源的快速发展。

4.2.6.4 电源结构转变方向

中国电力市场改革进一步深化，各区域竞价上网实质就是电价成本的竞争，全成本应该包含内部成本和外部成本。随着多污染综合控制的加强，环境外部成本在将来的电价成本中将起到举足轻重的作用，刺激清洁能源的快速发展。

核电是当前世界上技术成熟可大规模提供电力的一种安全、清洁、可靠的能源，用核电代替煤炭发电，不仅可以明显减少温室气体的排放，而且可以将煤燃料保留下来长期使用，对经济长远发展大有益处。因此，适度发展核电对缓解我国能源需求和环境保护都会起到非常重要的作用。

从可持续发展和保护环境的角度考虑,今后煤电在我国电源结构的比重会逐年下降,其他优质能源的比重会慢慢上升。但是,我国的能源资源条件、技术水平和经济状况等客观因素的存在决定了煤电的主导地位在今后一段相当长的时期内不会改变。使用洁净煤发电技术既可以节能又可以减少污染物的排放,为了满足经济发展和保护环境的双重需求,煤电行业必须努力发展洁净煤技术。

在多污染物综合控制的思想下,考虑传统火电的除尘、废水和灰渣治理费用,以及温室气体排放权费用等,可再生能源发电成本已完全能够与常规电力相竞争。因此电源结构更加多元化,风电、水电、太阳能发电等清洁电力发挥的作用也逐渐增强。

第5章 电力行业多污染物综合控制的实施保障

5.1 构建多种污染物综合控制的政策法规体系

通过“十一五”对主要大气污染物的重点攻坚减排，我国大气污染防治工作已经实现由被动应对向主动防控的战略转变，需要建立起以不断改善环境质量为目标，以减少污染物产生为核心的多污染物综合防治体系，从以末端治理为主向以防为主、防治结合转变，有效地服务于全面建设小康社会对大气环境质量的要求。应贯彻国家和地方在制定环保标准、政策、规划过程中，要采用多污染物综合控制的管理思路。

5.1.1 建立促进综合控制的标准体系

(1) 环境质量标准

目前，我国的大气环境质量标准仅包括了颗粒物、SO₂、NO₂三个基本的污染物指标，难以准确评估当前以区域性复合污染为特征的环境质量。大气环境保护标准体系不应局限于老三样指标，还有待进一步完善。应充分考虑我国目前的大气环境问题，以各种污染物的环境影响为出发点，对尘、SO₂和NO₂三种常规污染物指标进行科学论证，并进行完善和修正；研究制定O₃、PM_{2.5}的环境质量标准，配合多污染物综合控制战略的实施，建立包括尘、SO₂、NO_x、O₃、PM_{2.5}、Hg等多项指标在内的标准体系，综合、客观地分析评价当前环境空气质量的变化。

(2) 科学制定火电厂大气污染物排放标准

目前，我国火电厂执行《火电厂大气污染物排放标准 GB13223—2003》。该标准划分了三个时段，其对不同时期的火电厂建设项目分别规定了排放控制要求。和以前的标准相比，该标准相对科学合理。存在的问题主要在两个方面：一是NO_x排放限值相对宽松，二是污染物的种类过于单一，无法满足当前环境保护的要求。应在考虑环境承载力前提下，依据最佳适用技术，提出符合环境容量

要求，指标覆盖全面的火电厂大气排放标准体系。

进一步加严氮氧化物排放限值。与美国、欧盟和日本的标准相比，我国火电厂的 NO_x 排放限值还有一定差距。鉴于目前酸雨污染和臭氧污染的严峻形势，火电行业的 NO_x 排放标准应进一步加严。

增加汞的排放限值要求。美国在 2007 年 12 月颁布了《电炉有毒物质排放国家标准》，要求采取最可能完成技术 (Most Achievable Control Technology-MACT) 控制汞排放或采取可获技术和和管理来控制其他有毒污染物排放。欧盟《大型燃煤电厂指导原则》对大型燃煤电厂汞排放有控制技术和排放限值要求。我国的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2003) 仅对火力发电锅炉烟尘、SO₂、NO_x 的最高允许排放浓度提出了明确的要求，而未涉及目前国际上关注的大气汞的排放限值。我国应着手开展这方面的研究，尽快修订燃煤电厂大气污染物排放标准，增加汞排放浓度限值，为今后将汞污染纳入我国环境保护日常管理作好准备。

5.1.2 多污染物控制思想贯穿“十二五”规划

“十二五”环保规划是解决影响人民群众健康和社会经济可持续发展的突出环境问题的指导性文件。鉴于我国大气环境呈现出煤烟型与氧化型污染共存、局地污染和区域污染相叠加、污染物之间相互耦合的复合性大气污染特征，“十二五”大气污染防治规划应采取多污染物综合控制思路。在设置规划目标时充分考虑大气中各种污染物之间的关系和污染物之间的化学转化、过程耦合；重点领域和主要任务要覆盖烟尘、SO₂、NO_x、Hg 等大气污染物的防治及 CO₂ 减排，治理技术侧重选择多污染物的综合治理。

5.1.3 充分发挥环境经济政策的导向作用

重点通过经济激励等手段的运用，采用价格优惠等政策，鼓励天然气以及太阳能、风能、水力发电技术的使用，切实降低煤炭直接燃用比重，以控制和削减大气污染物排放。

完善排污收费标准。测算火电行业烟尘、SO₂、NO_x、Hg 及 CO₂ 的平均治

理边际成本，使排污收费涉及的污染物类别全面化、收费标准逼近污染物排放所造成的经济损失。

继续推行环保电价政策。“十一五”期间，脱硫电价政策的出台是推动我国火电行业脱硫设施大规模建设发展的主要推动力之一。与排污收费等政策相比，电价环保政策具有更强的刺激功能和可操作性。今后，为进一步控制电力行业多种污染物的排放，可考虑近期将 NO_x 污染控制纳入到环保电价政策中，远期将汞污染控制纳入到环保电价政策中。

开征碳税，促进节能减排。征收碳税实际上是根据化石燃料中的碳含量或碳排放量征收的一种产品消费税，是对煤、石油、天然气等产生 CO₂ 的化石燃料征税，影响能源的价格，其目的是减少能源的使用。随着工业化进程的推进，我国的国民经济还将保持较快的增长速度，能源需求量将继续增长，相应的温室气体排放也必然要继续增加。面临着国内节能减排和国际应对气候变化的双重压力，这就我国应更多从政策创新角度出发，利用协同机制促进目标的共同实现。碳税正是落实这两项国家目标的有效经济手段之一。

完善向节能倾斜的价格、财政、税收、信贷等政策，引导和激励企业和社会的节能行为。其中合理的能源价格体系是在市场机制条件下引导节能和提高能效的最基础力量。要把能源价格体系合理化作为基础工作来抓，改变过去对价格的管理着重讨论生产成本变化而较少引进外部成本的倾向。应加紧研究能源消费税的可行性，适时推行。

5.2 构建多污染物综合控制监测体系

5.2.1 建设多污染物监测网络

整合现有资源，增加和优化区域监测点位，增加监测的污染因子，建设完善多污染物大气环境自动监测网络。积极开展空气质量评价体系的改革试点，增加臭氧和 PM_{2.5} 等日常监测项目，并纳入国家二级空气质量的考核指标范围。提高环境监测能力，加快多污染物空气质量监测标准化、信息化体系建设。

5.2.2 推进多污染物在线监控系统的建设

电力行业多污染物控制战略对 SO₂、NO_x、Hg 和 CO₂ 等多种污染物实施了分阶段的总量控制，并根据环境质量的要求和技术可行性，提出多污染物减排目标。为实现多污染物控制目标，要加强对电力企业的多种污染物的监测能力，对国家重点控制主要污染物实施总量监测。

各电力企业的自动监控体系应该与地方及国家环保部门联网。环保部门将在线监测设备纳入污染治理设施进行管理，负责对设备进行系统适用性认可和数据比对校准，企业拥有在线监测设备所有权，确保系统正常、稳定运行，并上报数据，最终将电力企业的烟尘、SO₂、NO_x、Hg 等多种污染物和 CO₂ 排放均纳入远程连续监控，力争在动态掌握企业排污数据上取得突破。

各地环保部门要加大污染源的监控力度，加强监督性监测频次。将污染源监督性监测费用纳入财政经常性支出范畴。开展全国的电力行业的污染源普查，摸清的烟尘、SO₂、NO_x、Hg 等多种污染物和 CO₂ 排放基数，改善基础环境统计条件，建立并逐步完善污染源数据库。

5.3 支持综合控制技术的研发、示范、推广运用

发展洁净煤技术，提倡煤的洁净燃烧，加大多污染物一体化控制技术（Multi-Pollutant Control, MPC）、电催化法（CEO）、活性炭吸附法（AC）等新兴技术的研发与推广力度，为电力行业的多污染物综合控制提供技术支撑。但是，目前我国的大气污染治理工程的国产化水平较低，一次投资普遍偏高。因此，应重视技术的引进、吸收、推广和再创新，重视技术链条的衔接。应出台积极扶持脱硫脱硝等技术国产化的优惠政策，加快引进和消化吸收国外先进的成熟治理技术及设备，促进治理技术及设备的自主创新。

同时，在学习和引进国际先进技术和设备的同时，培养一批精通多污染物协同控制技术和能源相关技术的专业人才，促进先进能源技术与污染治理技术的引进和应用，与技术的自主创新相呼应，形成合力。

5.4 完善监督保障体系

为落实多污染物综合控制目标，建立起一套完善的监督保障体系，以确保实施战略和控制措施得到有效贯彻落实，包括跟踪与考核、加强执法能力建设等。

5.4.1 建立严格的多污染物减排考核体系

严格的减排考核体系是指为了顺利完成多污染减排计划而建立的一套严格的、操作性强的污染减排考核和责任追究体系。其显著标志是“权责明确、监督有力、程序适当、奖罚分明”。完善监督考核体系，创新环境执法监督机制，建立和创新内部监督、层级监督和外部监督相结合的监督机制。坚持地方各级人民政府环境目标责任制，对环境保护主要任务和指标实行年度考核制进行定期考核。完善大气污染物考核内容，根据多污染物控制战略在近、远期的控制重点，合理增加污染物指标。同时环保部门要积极联合发改、财政、监察等部门，对污染减排工作进行综合考核，实施联动机制。

5.4.2 加强执法能力建设

加强国家环境监察局建设，建立环境监察专员制度，进一步健全和完善区域环保督察派出机构，加强环保督察派出机构基础设施建设，加强地方监察机构的建设，落实标准化建设目标，落实监察职能，为多污染物控制目标的实现提供保障。

5.5 加强多污染物综合控制的科学研究

多污染物综合控制战略的技术性和操作性很强，需要有大量的科学研究为基础。

5.5.1 加强对酸雨、臭氧和细粒子等区域性污染的研究

多污染物综合控制战略的提出的一个重要的原因是源于酸雨、臭氧和细粒子等区域性污染问题的出现。如，美国的清洁空气州际规划（CAIR）是为了解决区域臭氧和 PM_{2.5} 超标问题，欧盟的国家排放指令（NECD）是为了解决酸雨、臭氧和 PM_{2.5} 超标问题。欧盟在制定 NECD 过程中大量的科学研究，设计了多个

情景，分析了可行的技术主要影响评估，设置了 VOCs、NO_x、NH₃ 和 SO₂ 四种污染物在 2010 年的目标值，并评估了污染物排放对环境和人体健康的影响。我国对酸雨问题进行了一系列的科学研究，而对臭氧和细粒子污染问题的研究相对较少。目前，研究成果尚不能充分支持政策的决策，特别是污染物的排放量与环境质量的改善关系。为了促进大气环境质量的改善，需要加强基础性研究，为科学制定多污染物的控制目标和设计多污染物综合控制政策创造良好的科学基础。

5.5.2 控制措施和技术研究

企业污染控制措施和技术是影响多污染物政策设计和目标完成的关键性因素。控制措施对各种污染物的协同效益不同，成本差异也很大。为了评估多污染物综合控制战略的经济效率，应对企业可采取的各项控制措施进行深入研究，对各项治理技术成本进行测算，为设计排污交易政策提供科学支持。

5.5.3 对汞和温室气体的协同减排效果的研究

计算颗粒物、SO₂、NO_x 等污染物控制措施对汞和温室气体的协同减排效果，评估其有效性，提出汞和温室气体的协同控制对策。

5.5.4 对实施效果的评估

在建立电力行业多种污染源排放清单，评估电力行业污染现状的基础上，根据多污染物的减排计划设计情景，利用环境质量模型、环境经济效应模型来多污染物综合控制战略的实施效果进行评估，包括对环境、经济和人体健康的影响。