

发电工程设计项目经理（设总）培训课题

第二部分：专业设计基础知识

第二十四章：火电厂环境保护基础知识

华北电力设计院工程有限公司

2012 年 9 月 北京

编 写：陈 瑾、刘海燕

校 审：宋红军、刘海燕

目 录

1. 火电厂环境保护设计概述.....	1
1.1 名称解释.....	1
1.2 厂址选择条件.....	2
1.3 环境及生态保护与水土保持.....	3
2. 火电行业发展及污染物治理概况.....	3
2.1 火电行业环境保护法规政策.....	3
2.2 电力行业发展概况.....	7
2.3 重点区域火电装机发展概况.....	11
2.4 火电行业污染物治理概况.....	11
2.5 “十一五”电力环保的主要成绩.....	17
2.6 “十二五”节能减排主要目标.....	19
2.7 新标准的实施将提高火电行业环保准入门槛.....	20
3. 电厂环境保护设计应注意的问题.....	26
3.1 国家产业技术政策.....	26
3.2 项目选址及与法规政策规划的相符性.....	32
3.3 污染治理对策、达标排放及清洁生产.....	38
3.4 生态保护与水土保持设计.....	45

1. 火电厂环境保护设计概述

1.1 名称解释

(1) 建设项目环境保护：建设产生和排放污染物的建设项目时，要采取相应的污染治理措施，保护大气、水、海洋、土地、矿藏、森林、草原、野生生物、自然遗迹、人文遗迹、自然保护区、风景名胜区、城市和乡村等影响人类生存和发展的各种天然的和经过人工改造的环境不受破坏。

(2) 生态保护：生态是指生物（原核生物、原生生物、动物、真菌、植物五大类）之间和生物与周围环境之间的相互联系、相互作用。通过生态保护，遏制生态环境破坏，减轻自然灾害的危害；促进自然资源的合理、科学利用，实现自然生态系统良性循环；维护国家生态环境安全，确保国民经济和社会的可持续发展。

(3) 建设项目环境影响报告书：国家实行建设项目环境影响评价制度。建设项目对环境可能造成重大影响的，应当编制环境影响报告书。报告书应对建设项目可能产生的污染和对环境的影响进行全面、详细的预测和评价，提出论证拟采取的污染治理措施的可行性和合理性。依法应当编制环境影响报告书的生产建设项目，生产建设单位未编制环境影响报告书或者环境影响报告书未经环境保护行政主管部门批准的，生产建设项目不得开工建设。

(4) 水土保持方案报告书：在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案。水土保持方案应当包括水土流失预防和治理的范围、目标、措施和投资等内容。依法应当编制水土保持方案的生产建设项目，生产建设单位未编制水土保持方案或者水土保持方案未经水行政主管部门批准的，生产建设项目不得开工建设。

(5) SO_2 、 NO_x 、烟尘脱除效率：指采取 SO_2 、 NO_x 、烟尘削减措施后的削减量与采取削减措施前的产生量的比值（百分比）。

(6) SO_2 、 NO_x 、烟尘、COD、氨氮等排放浓度： SO_2 、 NO_x 、烟尘的排放浓度分别指其单位体积烟气量中所含有的污染物的重量，通常以“ mg/m^3 ”为单位。COD、氨氮等排放浓度分别指其单位体积水量中所含有的污染物的重量，通常以“ mg/l ”为单位。

(7) 厂界噪声：指在工业生产活动中使用固定设备等产生的、在厂界处进行测量和控制的干扰周围生活环境的声音。

(8) 一般工业固体废物：系指未被列入《国家危险废物名录》或者根据国家规定的鉴别标准和鉴别方法判定不具有危险特性的工业固体废物。其中：按照 GB5086 规定方法进行浸出试验而获得的浸出液中，任何一种污染物的浓度均未超过 GB8978 最高允许排放浓度，且 pH 值在 6 至 9 范围之内的一般工业固体废物为“第 I 类一般工业固体废物”；按照 GB5086 规定方法进行浸出试验而获得的浸出液中，有一种或一种以上的污染物浓度超过 GB8978 最高允许排放浓度，或者是 pH 值在 6 至 9 范围之外的一般工业固体废物为“第 II 类一般工业固体废物”。火电厂燃煤产生的灰渣即为“第 II 类一般工业固体废物”。

(9) 污染物总量指标及来源：国家“十二五”期间，对 SO₂、NO_x、COD 和氨氮等 4 类污染物实施总量控制。环境保护行政主管部门下达或批复允许建设单位排放的污染物的年排放量即为其总量指标。对于新建项目，总量指标应从环保部门认可的其它建设项目的削减量中取得或通过排污交易等方式取得。

(10) 环保、水保验收：环境保护设施和水土保持设施，均应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用；生产建设项目竣工验收，应当分别验收环境保护设施和水土保持设施；未经验收或者验收不合格的，生产建设项目不得投产使用。

1.2 厂址选择条件

(1) 厂址的地理位置。说明厂址所在行政区中位置及该地区人文状况和社会经济情况。

(2) 厂址自然条件。厂址（含灰场、水源、铁路专用线和码头、进厂道路和运灰道路）所在区域的地形地貌、用地类型及面积、拆迁工程内容和工程量、工程地质、地下矿藏资源、水文气象、出线走廊、厂区自然标高等情况。

(3) 厂址周围环境。厂址与城乡规划、开发区、居民区、学校、医院、名胜古迹、自然保护区、水源保护区、文物保护区、河流、湖泊、水库、军事设施、机场等环境敏感目标的关系以及环境影响。

(4) 厂址选择时应严格控制在大中城市及其近郊建设除热电联产外的燃煤电厂。

(5) 厂址选择应符合所在地的环境保护规划或相关规划，避免在禁止选址的区域内选址。厂址（含灰场）选择时应尽量避免选择在城市主导风向的上风向，避免选择在饮用水源保护区的上游。

(6) 城市热电厂选址原则上应避免在城市主导风向的上风向选址，无法避免时应采取更严格的污染治理措施或提高污染治理标准。

1.3 环境及生态保护与水土保持

可研报告应进行厂址环境现状分析，对电厂的环境影响进行预测（含污染物排放、水土流失影响范围等）。按国家颁布的有关环境保护与水土保持的法令、政策、标准和规定，提出项目建设的防治措施原则（包含大气污染防治、生活污水和工业废水处理、固体废弃物处理、噪声污染防治、水土流失控制以及相应的工程费用），污染物排放量和总量控制指标以及公众参与的结论意见，调整环境治理和水土保持措施。

2. 火电行业发展及污染治理概况

2.1 火电行业环境保护法规政策

2.1.1 法律法规

(1) 环境保护综合法

《中华人民共和国环境保护法》；

(2) 环境保护单项（专项）法

《中华人民共和国环境影响评价法》；

《中华人民共和国水污染防治法》；

《中华人民共和国大气污染防治法》；

《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》；

《中华人民共和国环境噪声污染防治法》；

《中华人民共和国放射性污染防治法》；

《中华人民共和国海洋环境保护法》；

(3) 环境保护相关法

《中华人民共和国水法》；

《中华人民共和国水土保持法》；

《中华人民共和国防沙治沙法》；
《中华人民共和国森林法》；
《中华人民共和国草原法》；
《中华人民共和国渔业法》；
《中华人民共和国野生动物保护法》；
《中华人民共和国矿产资源法》；
《中华人民共和国国土地管理法》；
《中华人民共和国清洁生产促进法》；
《中华人民共和国循环经济促进法》；
《中华人民共和国气象法》。

（4）行政法规

《建设项目环境保护管理条例》；
《自然保护区管理条例》。

（5）部门规章及相关规范性文件

指由国务院环境保护行政主管部门单独发布或者与国务院有关部门联合发布的环境保护规范性文件。它以有关的环境保护法律法规为依据制定，或针对某些尚无法律法规调整的领域作出相应规定。

（6）地方法规、规章

指由各省、自治区、直辖市、省会城市、国务院批准的较大的市及计划单列市的人民代表大会及其常务委员会、人民政府制定的环境保护规范性文件。这些规范性文件是根据本地实际情况和特殊环境问题，为实施环境保护法律法规而制定，具有较强的可操作性。

2.1.2 环保政策

（1）国务院《国务院批转发展改革委、能源办关于加快关停小火电机组若干意见的通知》（国发〔2007〕2号）；

（2）国家发展和改革委员会《国家发展改革委关于火电机组“上大压小”项目前期工作有关要求的通知》（发改能源〔2008〕295号）；

(3) 国家发展和改革委员会《国家发展改革委关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》（发改能源〔2004〕864号）；

(4) 国家发展改革委、建设部《国家发展改革委、建设部关于印发〈热电联产和煤矸石综合利用发电项目建设管理暂行规定〉的通知》（发改能源〔2007〕141号）；

(5) 《产业结构调整指导目录(2011年本)》；

(6) 国务院办公厅《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）；

(7) 国务院《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2011〕35号）；

(8) 国家环境保护总局《关于加强燃煤电厂二氧化硫污染防治工作的通知》（环发〔2003〕159号）；

(9) 环境保护部《关于发布〈火电厂氮氧化物防治技术政策〉的通知》（环发〔2010〕10号）；

(10) 《国家先进污染防治示范技术名录》；

(11) 《国家鼓励发展的环境保护技术目录》；

2.1.3 环境保护标准

(1) 环境质量标准

《环境空气质量标准》（GB3095-2012）；

《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）；

《地下水质量标准》（GB/T14848-93）；

《海水水质标准》（GB3097-1997）；

《声环境质量标准》（GB3096-2008）；

《农田灌溉水质标准》（GB5084-92）；

《渔业水质标准》（GB11607-89）；

《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）；

《海洋生物质量》（GB18421-2001）；

《城市区域环境振动标准》（GB10078-88）。

《环境空气质量标准》(GB3095-2012);
《地表水环境质量标准》(GB3838-2002);
《地下水质量标准》(GB/T14848-93);
《海水水质标准》(GB3097-1997);
《声环境质量标准》(GB3096-2008);
《农田灌溉水质标准》(GB5084-92);
《渔业水质标准》(GB11607-89);
《海洋沉积物质量》(GB18668-2002);
《海洋生物质量》(GB18421-2001);
《城市区域环境振动标准》(GB10078-88)。

(2) 污染物排放标准

《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223-2011);
《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2001);
《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB 9078-1996);
《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996);
《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93);
《污水综合排放标准》(GB 8978-1996);
《污水排入城市下水道水质标准》(CJ3082-1999);
《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011);
《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008);
《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011);
《铁路边界噪声限值及其测量方法》(GB 12525-90);
《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001);
《生活垃圾焚烧污染控制标准》(GB 18485-2001);
《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB 16889-2008);
《危险废物焚烧污染控制标准》(GB 18484-2001);
《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001);
《危险废物填埋污染控制标准》(GB 18598-2001);

《农用粉煤灰中污染物控制标准》（GB 8173-87）；
《农用污泥中污染物控制标准》（GB 4284-84）；
《电磁辐射防护规定》（GB 8702-88）；
《关于生物质发电项目废气排放执行标准问题的复函》（环境保护部环函[2011]345号）。

（3）其它标准

地方环境保护标准

2.1.4 环境技术规范 and 标准

火电厂环保工程的设计、施工、验收、运行和维护应严格执行以下环境工程技术规范：

- （1）HJ 562《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性催化还原法》
- （2）HJ 563《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性非催化还原法》
- （3）HJ/T 178《火电厂烟气脱硫工程技术规范 烟气循环流化床法》
- （4）HJ/T 179《火电厂烟气脱硫工程技术规范 石灰石/石灰-石膏法》
- （5）DL/T 514《燃煤电厂电除尘器》
- （6）DL/T 461《燃煤电厂电除尘器运行维护导则》

火电厂污染物监测应执行以下技术规范：

- （1）HJ/T 75《火电厂烟气排放连续监测技术规范》
- （2）DL/T 414《火电厂环境监测技术规范》

火电厂粉煤灰渣的排出、贮存、运送和综合利用环节应执行 DL/T15321《电厂粉煤灰渣排放与综合利用技术通则》

火电厂环保竣工验收应执行 HJ/T 255《建设项目竣工环境保护验收技术规范——火力发电厂》

火电厂污染物排放执行《火电厂大气污染物排放标准》、《污水综合排放标准》、《工业企业厂界环境噪声排放标准》等。

2.2 电力行业发展概况

2.2.1 电力装机结构

我国发电方式有火力发电（煤电、气电和油电）、水力发电、风力发电、核电、

生物质发电、垃圾发电、太阳能发电、潮汐能发电、海洋温差发电和地热发电等，主要发电方式是火电、水电、风电和核电。

根据《中国电力行业年度发展报告 2011》，截至 2010 年底，我国发电装机总容量为 9.66 亿 kW，同比增长 10.56%。其中，火电装机容量为 7.09 亿 kW，约占总装机容量 73.43%，同比增长 9.0%；水电装机容量为 2.16 亿 kW，约占总装机容量 22.36%，同比增长 10.07%；核电装机容量为 1082 万 kW，约占总装机容量的 1.12%，同比增长 19.23%；风电装机容量为 2958 万 kW，约占总装机容量的 3.06%，同比增长 68.05%。2010 年我国火电装机总量最大，装机比例最高，在电力结构中处于主导地位。

截至 2010 年底，我国全口径发电量为 4.23×10^4 亿 kWh，同比增长 14.85%。其中，火电发电量为 3.41×10^4 亿 kWh，约占总发电量的 80.81%，同比增长 13.45%；水电发电量为 0.69×10^4 亿 kWh，约占总发电量的 16.24%，同比增长 20.13%；核电发电量为 747 亿 kWh，约占总发电量的 1.77%，同比增长 6.7%；风力发电量 494 亿 kWh，约占总发电量的 1.17%，同比增长 78.89%。

2010 年，全年发电设备累计平均利用小时为 4650h，同比增加 104h。其中，水电 3404h，同比增加 76h；火电 5031h，同比增加 166h；核电 7840h，同比增加 124h；风电 2047h，同比减少 30h。

2.2.2 火电装机结构

2010 年，我国 100MW 及以上火电装机 485448.48MW，其中燃煤机组占绝大多数，共计 1342 台，总容量 466178.3MW，占火电总装机容量的 95.99%；燃油机组经过近年来燃油改燃煤的改造，所占比例越来越小，2010 年统计燃油机组 2 台，总容量 200MW，占火电总装机容量的 0.04%；燃气轮机组 67 台，总容量 19270.18MW，占火电总装机容量的 3.97%。

2010 年，100MW 及以上容量常规火电机组中（不含燃气轮机组），500-1000MW 容量机组 325 台，总容量 207282MW，占常规火电总装机容量的 44.46%；300-399MW 容量机组 607 台，总容量 190908MW，占常规火电总装机容量的 40.95%；200-299MW 容量机组 191 台，总容量 39494.5MW，占常规火电总装机容量的 8.47%；100-199MW 容量机

组219台，总容量28493.8MW，占常规火电总装机容量的6.11%。300MW 及以上容量机组所占比重进一步提高，占常规火电总装机容量的85.42%。

我国各省电力结构、水利资源不均衡，火电机组主要分布在华东地区的江苏省、浙江省、安徽省和上海市，华北的山东省、内蒙古、山西省和河北省，华南地区的广东省和华中地区的河南省和湖北省。宁夏、海南和西藏火电机组容量相对较少。我国大型火电机组主要分布在华东地区。

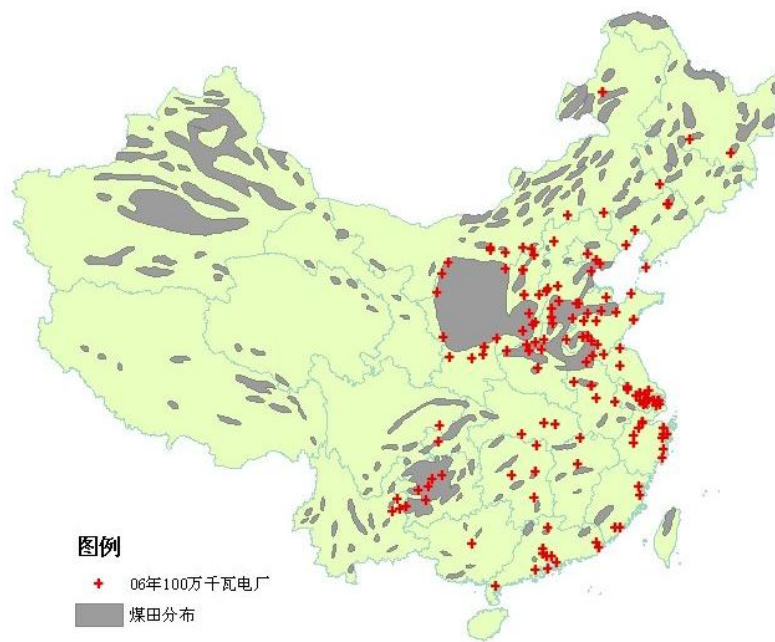


图 2.1 2006 年全国 100 万千瓦以上火电厂分布图

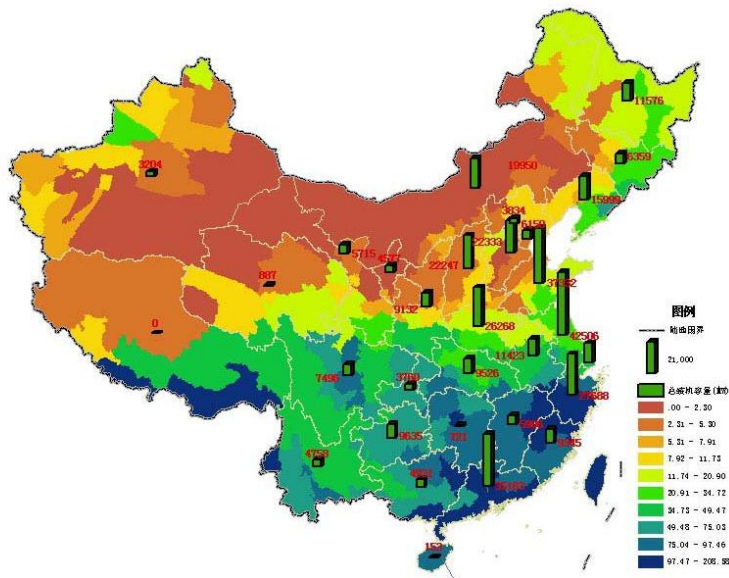


图 2.2 各省（市、自治区）装机容量与我国水资源量的关系图

2.2.3 其余电力装机结构

2010 年全国水电装机容量为 2.16 亿 kW，约占总装机容量 22.36%，同比增长 10.07%。2010 年水电机组平均利用小时 3404 小时，同比增加 76 小时。单站 5 万 kW 以上的大中型水电站是我国水电的主力，截至 2009 年底，已经建成水电站 230 余座，其中 50 万 kW 级水电站 40 余座，100 万 kW 级及以上的水电站 25 座。我国主要水电站主要集中在中西部地区，100 万 kW 以上大型水电站主要分布在四川、湖北、湖南、云南和浙江等省区。

2010 年底我国风电累计装机容量达到 4473 万千瓦。其中累计并网装机 3107 万千瓦，年风力发电量 501 亿 kWh，装机规模仅次于美国，位列全球第二。截至 2010 年底，我国已建的风电场主要分布在风能资源丰富的新疆北部、辽宁、吉林和内蒙古以及东部沿海地区，如广东、福建、浙江、江苏。

2010 年全国核电装机容量为 1082 万 kW，约占总装机容量 1.12%。截至 2010 年底，在运的核电机组达到 11 台，总装机 895.8 万 kW，在建施工规模 20 台，装机容量为 2192 万 kW。运行核电机组主要分布在广东、福建、浙江、江苏地区，在建核电机组主要分布在广东、浙江、辽宁、福建、山东地区，拟建的核电机组主要分布在我国的沿海省区以及内陆的四川、重庆、湖北、湖南、江西和安徽等省区。

2.3 重点区域火电装机发展概况

2.3.1 长三角地区火电装机

2009 年长三角地区(包括江苏省、浙江省及上海市)火电装机 11226 万 kW, 约是 2004 年的 1.73 倍, 装机容量同比增长 3.5%。2009 年长三角地区火电装机容量约占全国火电装机 17.24%。

2008 年长三角地区火电装机中, 60 万 kW 等级及以上机组装机约占到火电装机的 41%, 30 万 kW 级机组装机约占总装机的 30%。20 万 kW 级机组及以下装机 29%。

2.3.2 珠三角地区火电装机

2009 年珠三角地区(指广东全省)火电装机总量 4830 万 kW, 约是 2004 年的 1.6 倍, 同比增加 5.6%。2009 年珠三角地区火电装机容量约占全国火电装机 7.42%。

2008 年珠三角地区火电装机中, 60 万 kW 等级机组装机约占到火电装机的 25%, 30 万 kW 等级机组约占火电总装机的 42%, 20 万 kW 及以下等级装机约占火电装机的 33%。

2.3.3 京津冀地区火电装机

2009 年京津冀地区(包括北京、天津和河北省)火电装机容量为 5029 万 kW, 约是 2004 年的 1.6 倍, 同比增长 19.4%。2009 年京津冀地区火电装机容量约占全国火电装机 7.72%。

2008 年京津冀地区火电装机中, 60 万 kW 等级装机约占到火电装机的 26%, 30 万 kW 等级装机约占到火电装机的 40%, 20 万 kW 及以下等级装机占火电装机的 34%。

2.4 火电行业污染物治理概况

相比 2005 年, “十一五” 末期电力工业二氧化硫、烟尘和氮氧化物排放绩效均下降, 二氧化硫和烟尘年排放总量下降, 氮氧化物年排放量略有增加。

截至 2009 年底, 我国火电行业烟尘排放量为 315 万吨, SO₂排放量 948 万吨, NO_x排放量约 845 万吨。与 2005 年相比, 在火电机组装机容量增加 66.6%, 火力发电量增加 46.3%的情况下, 烟尘排放下降了 12.5%, SO₂排放下降了 27.1%, NO_x排放增长了 15.7%。2010 年电力行业烟尘、SO₂、NO_x 排放分别达到 305 万吨、926 万吨、870 万吨。

2.4.1 火电行业烟尘排放与控制

2.4.1.1 烟尘排放情况

自 2007 年以来，电行业烟尘排放连续三年实现下降，排放绩效逐年也呈下降趋势。2009 年电力行业烟尘排放量 315 万吨，与 2005 年相比下降了 12.5%；电力行业烟尘排放绩效值由 2005 年的 1.8g/kWh 下降到 1.0g/kWh，下降了 44.4%。2010 年全国火电行业烟尘排放量和排放绩效变化情况

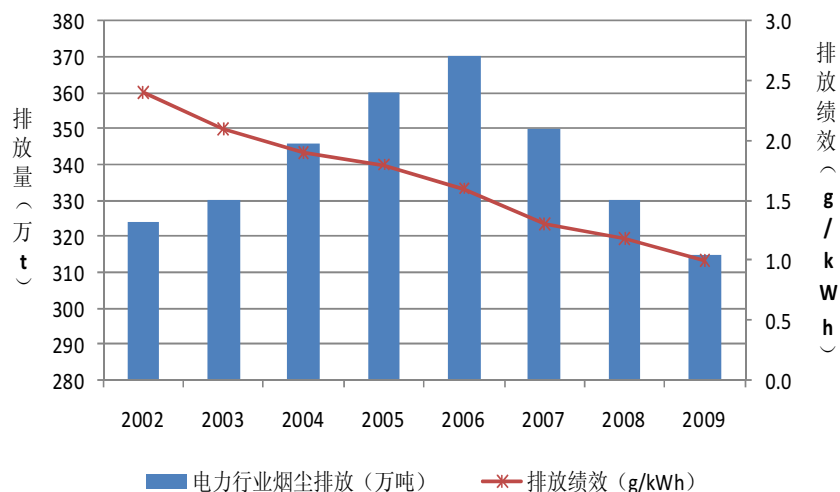


图 1.3 全国火电行业烟尘排放量和排放绩效变化情况

2.4.1.2 烟尘治理情况

自 2006 年以来，全国发电企业不断加大烟尘治理力度，火力发电机组采用电除尘器的比例逐年增长，截至 2010 年底，采用静电除尘器的锅炉容量占 95%，除尘器效率不断提高，全国 6000 千瓦及以上燃煤电厂平均除尘器效率由 98%提高到 98.5%以上。在新投产的燃煤机组中，除尘器平均效率在 99%以上。其间，电力工业除尘技术也取得历史性突破，适用于电站锅炉的布袋除尘器、电袋除尘器已实现了国产化，并在国内 20~60 万千瓦机组应用。大量高效除尘设备的使用，有力推动了火电厂的烟尘治理，从而使我国燃煤电厂烟尘排放基本得到有效控制。

2.4.2 火电行业二氧化硫排放与控制

2.4.2.1 二氧化硫排放情况

“十一五”期间，火电行业二氧化硫排放量从 2007 年开始连续三年实现下降，排放绩效逐年也呈下降趋势。2009 年电力行业 SO₂ 排放量为 948 万吨，同比下降 9.7%，

降幅超过全国 SO₂ 排放总量降幅 5.1 个百分点，已经提前完成电力行业“十一五”二氧化硫减排目标。

2010 年电力行业二氧化硫排放进一步降低，为 926 万吨。与 2005 年相比，2010 年电力行业 SO₂ 排放量下降了 28.7%；电力行业 SO₂ 排放量占全国 SO₂ 排放量的比例由 2005 年的 51.0% 下降到 42.4%，降低了 8.6%；电力行业 SO₂ 排放绩效值由 2005 年的 6.4g/kWh 下降到 2.7g/kWh，下降了 58%。

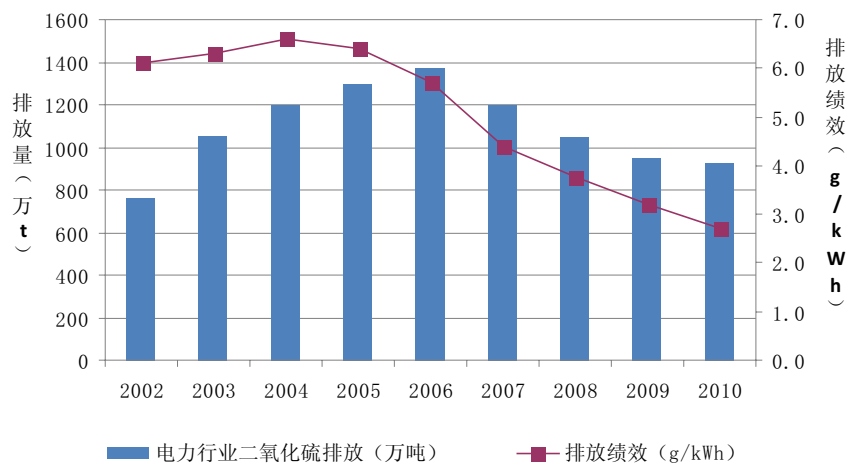


图 1.4 全国火电行业二氧化硫排放量和排放绩效变化情况

2.4.2.2 二氧化硫治理情况

“十一五”期间火电行业脱硫机组装机逐年增加，占火电装机比例也呈逐年上升趋势。2010 年¹全国新增燃煤脱硫机组装机容量 1.07 亿千瓦。截至 2010 年底，全国脱硫机组装机容量达到 5.78 亿千瓦。与 2005 年脱硫装机 0.46 亿千瓦相比增长了 11 倍多；脱硫机组装机占全部火电机组的比例由 2005 年的 12% 增长到 2010 年的 82.6%。

中电联：截至 2010 年底，全国已投运烟气脱硫机组超过 5.6 亿千瓦，约占全国煤电机组容量的 86%。

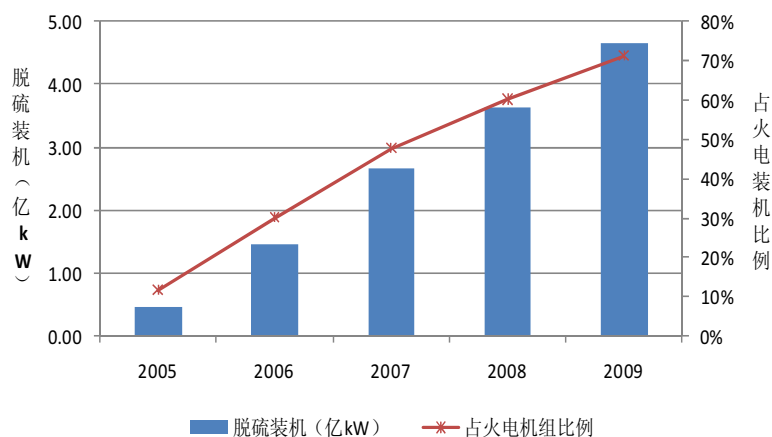


图 1.5 全国火电行业脱硫机组装机情况

2009 年全国投运燃煤机组脱硫设施工艺情况。我国电力行业脱硫工艺以石灰石-石膏法为主，占 92%；其次为海水法，占 3%；循环硫化床法占 2%，氨法占 2%，其他占 1%。

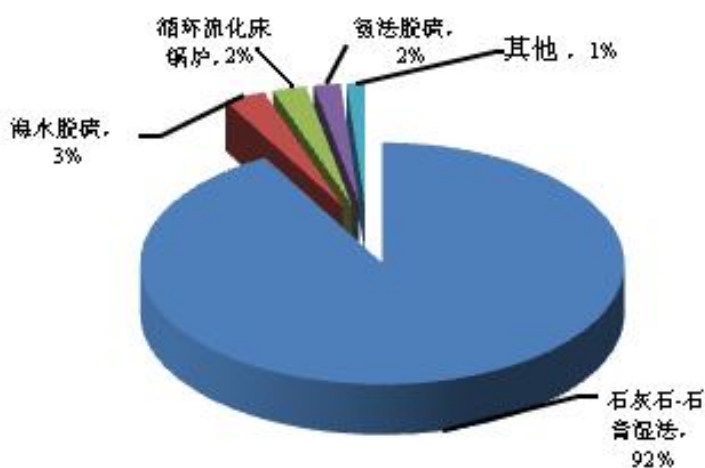


图 1.6 截至 2009 年底火电行业已投运烟气脱硫机组工艺情况

2.4.3 火电行业氮氧化物排放与控制

2.4.3.1 氮氧化物排放情况

2006 年火电行业排放增幅较大，约 14%，随后几年排放总量增幅明显放缓，但火电行业 NOX 排放绩效逐年呈下降趋势。2009 年电力行业 NOX 排放量约 860 万吨，与 2005 年相比增加了 17.7%；电力行业 NOX 排放绩效值由 2005 年的 3.57g/kWh 下降到 2.88g/kWh，下降了约 19.5%。

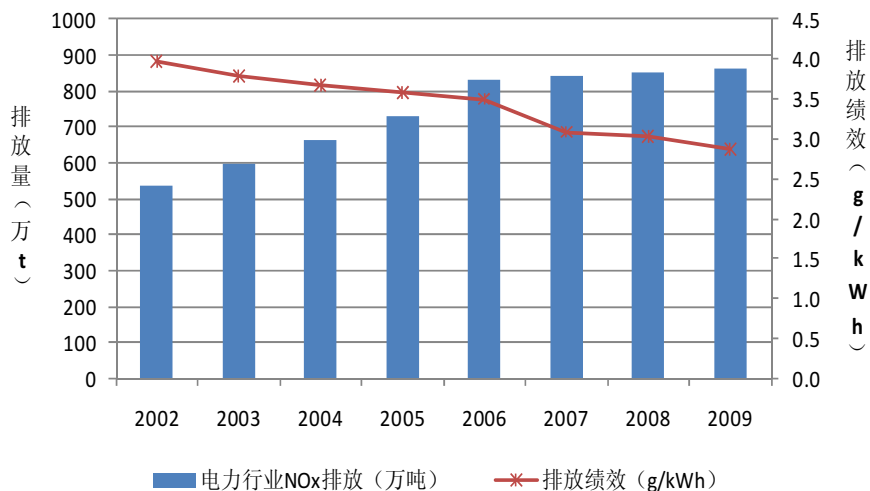


图 1.7 全国火电行业氮氧化物排放量和排放绩效变化情况

2.4.3.2 氮氧化物治理情况

火电厂氮氧化物排放控制是自 2003 年颁布的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223—2003) 后逐步开始的。此后，一批新建火电机组大多采用了低氮氧化物燃烧技术，有的火电厂结合技术改造安装了低氮氧化物燃烧器，商业化烟气脱硝装置也已在 30 万千瓦、60 万千瓦装机容量的多台机组上投入运行，为火电厂降低氮氧化物的排放控制积累了经验。目前，单机 200MW 以上燃煤机组基本采用低氮燃烧技术。烟气脱硝所采用的工艺技术主要是选择性催化还原法 (SCR) (约占 96%) 和选择性非催化还原法 (SNCR) (约占 4%)。

截至 2010 年底，全国已投运烟气脱硝机组容量约 9000 万千瓦，约占煤电机组容量的 14%；在建、规划（含规划电厂项目）的脱硝工程容量超过 1 亿千瓦。从地区分布来看，脱硝机组主要集中在东部沿海地区，如福建、浙江、广东、江苏等。

2.4.4 火电行业固体废弃物综合利用情况

(1) 脱硫石膏

目前，全国有 90% 以上的烟气脱硫机组采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺，该工艺是现阶段及今后一段时期内我国燃煤电厂主要采用的脱硫工艺，随着我国“十一五”节能减排方案的实施，大批燃煤火电厂的脱硫重点工程投入运行，脱硫石膏产量逐年提高。据统计，2007 年全国燃煤电厂烟气脱硫约产生石膏 1700 万吨左右，

比 2006 年增加 80%左右；2008 年全国脱硫石膏产量 3500 万吨左右，比 2007 年增加 1 倍多；2009 年全国脱硫石膏产量约 4300 万吨左右，比上年增长 23%。

国内脱硫石膏利用率普遍很低，大部分燃煤电厂采取抛弃堆存方式处置，许多地区 80%以上的脱硫石膏未能实现资源化利用。一方面，建设脱硫石膏堆存场不仅投资大，而且占用了宝贵的土地资源，对周围生态环境也会产生不利影响。在许多地区，脱硫石膏堆场的选址已成为火电厂所面临的难题。另一方面，建筑建材业对石膏的需求量巨大，虽然我国天然石膏储量丰富，但是开采方式落后，资源利用效率低，造成了资源浪费，破坏了生态环境。

2010 年全国脱硫石膏综合利用率约 56%。但受地域和经济发展水平影响，各地脱硫石膏综合利用情况不一。北京、河北、珠三角和长三角等地区的脱硫石膏综合利用情况较好，西南地区脱硫石膏的综合利用率相对较低。

（2）粉煤灰

我国的粉煤灰大部分来自大、中型火电厂的煤粉发电锅炉，其余则来自城市集中供热的粉煤锅炉。我国粉煤灰最早用于生产建筑材料，利用率一直保持在 25%左右。粉煤灰烧结砖、生产水泥熟料及用作混合材、生产陶粒、砌块、加气混凝土、墙体材料等，都是国家推广的成熟技术。

同时，粉煤灰是一种特殊的废渣，其物理化学特性是个性化的，不同电厂粉煤灰的密度、孔隙度及比表面积等物理性质差异较大。很多应用研究在实验室可以过关，但在工业化应用中却由于环境的巨大差异，会出现很多问题或者应用失败。比如粉煤灰用于水泥混凝土的掺和料，有很多指标，很多粉煤灰如高钙灰、高硫灰等是无法直接应用在水泥混凝土中的。还有很多因素影响粉煤灰的性能，比如烧失量、需水比、结晶体等。

截至 2008 年，我国粉煤灰年排放量已达 3.95 亿吨，全国燃煤电厂粉煤灰综合利用率达 67%。2009 年，全国燃煤电厂发电及供热消耗原煤约 15.47 亿吨，产生粉煤灰 4.2 亿吨，比上年增长 7.7%；粉煤灰综合利用量 2.8 亿吨，比上年增长 7.7%，燃煤电厂粉煤灰综合利用率为 68%，比上年提高 1 个百分点。

粉煤灰利用区域发展不平衡的问题较为严重。南方粉煤灰利用相对较好，甚至有的地区不够用，因为粉煤灰是很好的基建材料，盖房子、修高速公路都能用。而

北方火电厂较为集中的地区则出现粉煤灰囤积过量。粉煤灰的综合利用也存在季节性，一般冬季为淡季，粉煤灰的利用率低。还存在一个现实的问题，粉煤灰太便宜，如果运往外地，则运输成本可能高过粉煤灰本身。

2.4.5 火电行业节约用水和废水处理情况

目前火电机组多为干除灰、干除渣系统，贮灰场也基本都是干灰场，大大减少了耗水量。对于北方地区多采用空冷机组，即使是湿冷也多利用城市中水或疏干水做补充水源，减少了对地下水资源的消耗。为减少对环境的影响，设计中水量平衡尽量考虑废水回用，正常工况下不外排。但是设计中应考虑事故情况下的废水排放，应根据外环境容纳水体的环境功能是否允许接纳外排废水，确定事故情况时废水外排或排至厂内的事故水池。尽量不要堵死外排水口。目前有些项目，并不是环保不让排水，而是在水资源论证报告中明确不允许有排水，然后环评审查中就严格按照水利部门的批复执行，要求电厂采取严格的措施确保“零排放”，大大增加了项目投资。因此，在设计阶段要提醒建设单位注意这方面的问题。

2.5 “十一五”电力环保的主要成绩

《国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》要求：“十一五”单位 GDP 能耗下降 20%左右，二氧化硫排放总量减排 10%的目标。“十一五”期间电力行业为完成我国环境保护目标做出了较大贡献，各项指标均提前完成，尤其在二氧化硫排放控制方面，电力行业的二氧化硫减排为全国实现“十一五”二氧化硫减排目标奠定了坚实的基础。

表 1.1 “十一五”电力行业节能减排指标完成情况

指标	目标值		2009 年情况		2010 年情况	目标来源
	2005	2010	数据	完成情况		
供电煤耗 (g/kWh)	370	355	340	已提前完成	333	《能源发展“十一五”规划》
线损率 (%)	7.21	7	6.72	已提前完成	6.53	
电力二氧化硫排放总量 (万吨)	-	951.7	948	已提前完成	926	《“十一五”期间全国主要污染物排放总量控制计划》
脱硫机组投运容量 (亿 kW)	-	“十一五”期间投运 3.55 亿 kW	2006~2009 年投运脱硫机组 4.2 亿 kW	已提前完成	5.78	节能减排综合性工作方案
关停小机组容量 (万 kW)	-	5000 万 kW	截至 2009 年已关停 6006 万 kW	已提前完成	1204	2007 年全国电力工业上大压小节能减排工作会议
单位发电量二氧化硫排放强度	-	比 2005 年降低 50%	2009 年为 3.2 g/kWh, 与 2005 年 6.4g/kWh 相比下降 50%	已提前完成	2.7g/kWh	《国家酸雨和二氧化硫污染防治“十一五”规划》

2.5.1 节约资源消耗

“十一五”前四年我国供电煤耗累计下降约 30 克/千瓦时,累计节约标煤 2.22 亿吨。2010 年全国火电机组平均供电标准煤耗为 333g/kWh,比上年下降 7 g/kWh,与 2005 年相比,节约标煤约 1.55 亿吨。

2006~2009 年,我国线损率累计下降 0.47 个百分点,相比于 2005 年累计节约电量约 375 亿千瓦时,折合节约标煤 1303 万吨。2010 年,我国线损率达到 6.53%,与 2005 年相比,当年节约电量 286 亿千瓦时,减少标煤消耗约 951 万吨。

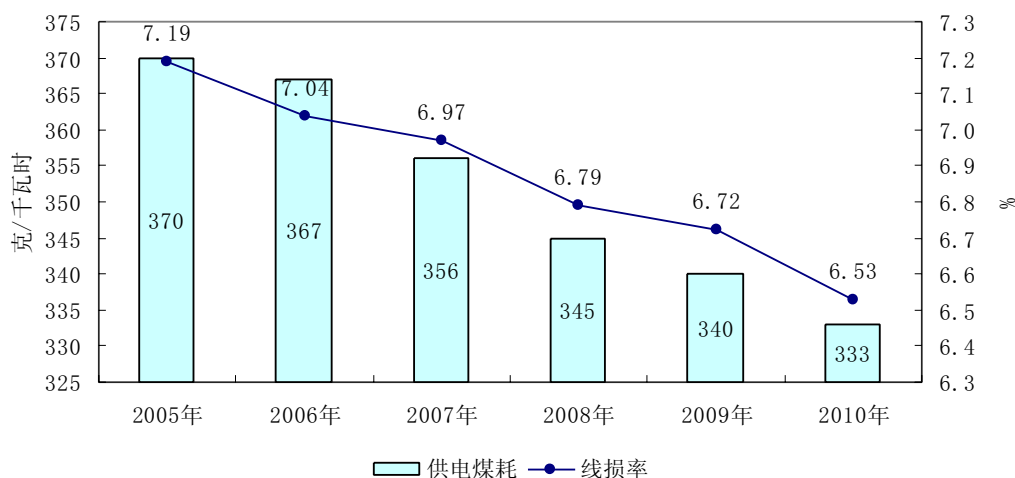


图 1.8 2005~2010 年我国供电煤耗与线损率变化情况

2.5.2 关停小火电机组

“十一五”以来累计关停小火电机组 7210 万千瓦,提前一年半完成关停小火电机组 5000 万千瓦的任务,为全国完成“十一五”减排阶段性目标、改善大气环境做出了重要贡献。

表 1.4-2 我国“十一五”期间关停小机组情况

年份	2006	2007	2008	2009	2010
关停机组容量 (万 kW)	285	1435	1669	2617	1204

2.6 “十二五”节能减排主要目标

2011 年 8 月国务院发布了《国务院关于印发“十二五”节能减排综合性工作方案的通知》(国发〔2011〕26 号),对确保实现“十二五”节能减排约束性目标进行了部署。主要目标要求:到 2015 年,全国万元国内生产总值能耗下降到 0.869 吨标准煤(按 2005 年价格计算),比 2010 年的 1.034 吨标准煤下降 16%,比 2005 年的 1.276 吨标准煤下降 32%;“十二五”期间,实现节约能源 6.7 亿吨标准煤。2015 年,全国化学需氧量和二氧化硫排放总量分别控制在 2347.6 万吨、2086.4 万吨,比 2010 年的 2551.7 万吨、2267.8 万吨分别下降 8%;全国氨氮和氮氧化物排放总量分别控制在 238.0 万吨、2046.2 万吨,比 2010 年的 264.4 万吨、2273.6 万吨分别下降 10%。

《“十二五”节能减排综合性工作方案》制定实施节能减排重点工程。其中，包括实施脱硫脱硝工程，推动燃煤电厂等行业脱硫脱硝，形成二氧化硫削减能力 277 万吨、氮氧化物削减能力 358 万吨。

《“十二五”节能减排综合性工作方案》要求加强节能减排管理。新建燃煤机组全部安装脱硫脱硝设施，现役燃煤机组必须安装脱硫设施，不能稳定达标排放的要进行更新改造，烟气脱硫设施要按照规定取消烟气旁路。单机容量 30 万千瓦及以上燃煤机组全部加装脱硝设施。

《“十二五”节能减排综合性工作方案》给出了“十二五”各地区节能目标、二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮排放总量控制计划的量化指标。

2.7 新标准的实施将提高火电行业环保准入门槛

2.7.1 环境形势严峻

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二氧化硫、氮氧化物、烟尘和汞等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，氮氧化物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。

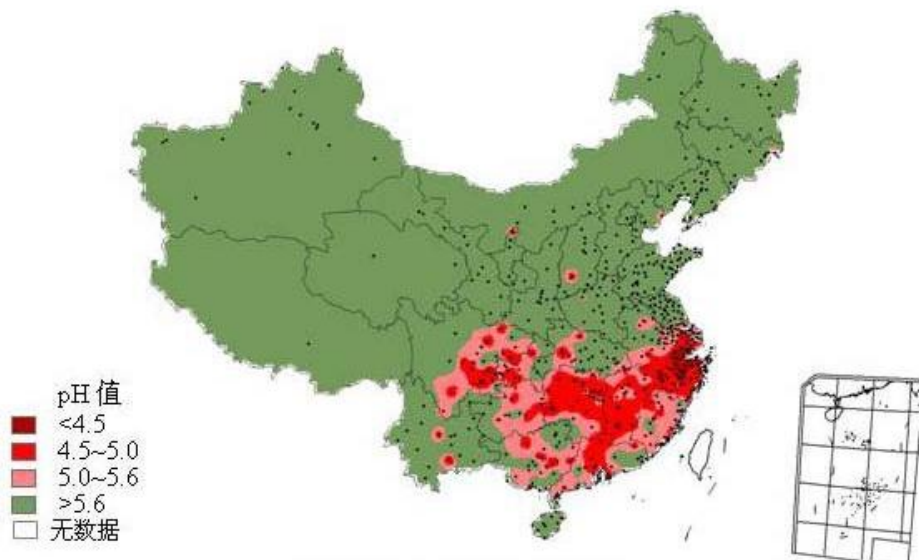


图 1.9 全国酸雨区域分布图

2.7.2 环境管理及环境执法体系不健全

国家电力体制改革相继取消了电力工业部及国家电力公司，电力投资主体的多元化，片面追求 GDP 及规模，出现了电力规划缺乏全局性以及大量电力基建违规项目和电站建设势头过猛的局面，对节能减排的实现造成了较大的冲击。

部分省（市）及地方环保部门因为环境机构的属地管理体制及地方原因，为地方经济建设牺牲环境利益，违规审批，监督不利，也是电站建设势头过猛、出现大量电力基建违规项目、节能减排及总量控制目标完成不利的原因之一。

国家《电力工业中长期发展规划（2004-2020）》制定的电力发展基本方针为：提高能源效率，保护生态环境，加强电网建设，大力开发水电，优化发展煤电，积极推进核电建设，适度发展天然气发电，鼓励新能源发电，带动装备工业发展，深化体制改革。应在保证电力安全稳定供应的同时，提高电源点分布的科学合理性，减小火电行业对环境的污染。

《第一次全国污染源普查公报》中电力热力的生产和供应业氮氧化物、二氧化硫和烟尘的排放量分别为 733 万吨、1069 万吨和 315 万吨，分别占全国总排放量的 40%、46%和 27%；2008 年我国火电氮氧化物、二氧化硫和烟尘的排放量分别为 744 万吨、1059 万吨和 250 万吨。按照目前的排放控制水平，到 2010 年，火电排放的氮氧化物、二氧化硫和烟尘将分别达到 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、285 万吨以上；到 2020 年，将分别达到 1234 万吨、1016 万吨、303 万吨以上。

我国目前还没有对汞排放量开展统计和普查。污防司的研究报告指出 2007 年我国汞排放量约为 890 吨，其中火电厂汞排放量约为 138.5 吨。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。

目前，火电行业对烟尘的治理技术主要采用静电除尘器、袋式除尘器和电袋复合除尘器；对二氧化硫的治理技术主要采用湿法烟气脱硫；对氮氧化物的治理技术主要采用低氮燃烧技术、SCR 技术和 SNCR 技术相组合进行治理。

截至 2009 年底，全国已建成脱硫设施的火电装机容量累计 4.65 亿千瓦，占全国火电装机容量的 71%。截至 2010 年底，全国已建成脱硫设施的火电装机容量累计 5.65 亿千瓦，占全国火电装机容量的 80%。

截至 2010 年底，全国已有约 8000 万千瓦的火电机组烟气脱硝装置建成运行。到 2010 年底，我国脱硝催化剂产能将达到 60000m³/年，若按催化剂用量 0.8m³/MW 计，每年可满足 7500 万千瓦的烟气脱硝容量。随着大量脱硝催化剂项目的投资投产，产能还将进一步增加。

2.7.3 新修订的《火电厂大气污染物排放标准》和《环境空气质量标准》提高了火电行业的准入门槛

环境保护部和国家质量监督检验检疫总局联合发布了新修订的《火电厂大气污染物排放标准》，新标准自 2012 年 1 月 1 日起实施。新标准的实施将提高火电行业环保准入门槛，推动火电行业排放强度降低并减少污染物排放，加快转变火电行业发展方式和优化产业结构，促进电力工业可持续和健康发展。

近年来，我国经济快速发展，电力需求和供应持续增长。截至 2010 年底，全国电力装机容量已达 9.62 亿千瓦，居世界第二位，其中火电为 7.07 亿千瓦，占全国总装机容量的 73%，火电发电量约占全部发电量的 80%以上，消耗燃煤 16 亿吨。为有效控制火电厂大气污染物排放，我国采取了发展清洁发电技术，降低发电煤耗，淘汰落后产能，强化节能减排，关停小火电机组，推进电力工业结构调整等一系列重要措施，并取得了显著成效。截至“十一五”末，累计建成运行 5.65 亿千瓦燃煤电厂脱硫设施，全国火电脱硫机组比例从 2005 年 12%提高到 80%。但我国人均装机容量却远低于发达国家平均水平，我国的能源结构决定了在今后相当长的时间内燃煤机组装机容量还将不断增长，火电厂排放的二氧化硫、氮氧化物和烟尘仍将增加。火电厂排放的大气污染物若得不到有效控制，将直接影响我国大气环境质量的改善和电力工业的可持续和健康发展。

为更好地适应“十二五”环境保护工作的新要求，环境保护部在总结实践经验的基础上，对《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2003）进行了修订。新标准区分现有和新建火电建设项目，分别规定了对应的排放控制要求：对新建火电厂，规定了严格的污染物排放限值；对现有火电厂，设置了两年半的达标排放过渡期，给企业一定时间进行机组改造。修订后的标准有以下几方面的特点：一是更符合当前和今后环境保护工作的需要。新标准大幅收紧了氮氧化物、二氧化硫和烟尘的排放限值，针对重点地区制定了更加严格的大气污染物特别排放限值，并增设了汞的

排放限值。二是限值设置科学合理具有可操作性。新标准中的每一个控制限值均有对应的成熟、可靠的控制技术，并规定脱硫、除尘统筹考虑，使火电厂的大气污染物排放控制形成一个有机的整体。三是充分考虑了我国发展的阶段性特征和基本国情。新标准中氮氧化物、二氧化硫和烟尘的排放限值接近或达到发达国家和地区的要求，体现了以环境保护优化经济发展的指导思想。

据测算，实施新标准在大幅削减污染物排放的同时，还将带动相关的环保技术和产业市场的发展，形成脱硝、脱硫和除尘等环保治理和设备制造行业约 2600 亿元的市场规模。发电企业增加的达标成本可以通过电价优惠政策给予一定的补偿。

但目前尚未有配套的优惠电价政策出台。

2.7.4 《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）的主要内容

2.7.4.1 时间段的划分及执行

新修订的《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）以现有和新建火力发电锅炉及燃气轮机组进行划分。现有火力发电锅炉及燃气轮机组 2014 年 6 月 30 日前仍执行 GB 13223—2003 标准，自 2014 年 7 月 1 日起执行新标准。新建火力发电锅炉及燃气轮机组自 2012 年 1 月 1 日起执行新标准。汞及其化合物污染物排放限值自 2015 年 1 月 1 日起执行新标准。

2.7.4.2 污染物控制项目

新标准控制的大气污染物除 GB13223-2003 中的四种污染物项目外，还新设置了汞及其化合物，控制指标包括：二氧化硫浓度、氮氧化物浓度、烟尘浓度、汞及其化合物浓度，以及烟气黑度 5 项指标。同时，标准中还规定了不同燃烧设施的基准氧含量。

2.7.4.3 排放限值

（1）自 2014 年 7 月 1 日起，现有火力发电锅炉及燃气轮机组执行表 1 规定的烟尘、二氧化硫、氮氧化物和烟气黑度排放限值。

（2）自 2012 年 1 月 1 日起，新建火力发电锅炉及燃气轮机组执行表 1 规定的烟尘、二氧化硫、氮氧化物和烟气黑度排放限值。

（3）自 2015 年 1 月 1 日起，火力发电锅炉及燃气轮机组执行表 1 规定的汞及其化合物污染物排放限值。

表 1 火力发电锅炉及燃气轮机组大气污染物排放浓度限值

单位: mg/m^3 (烟气黑度除外)

序号	燃料和热能转化设施类型	污染物项目	适用条件	限值	污染物排放监控位置
1	燃煤锅炉	烟尘	全部	30	烟囱或烟道
		二氧化硫	新建锅炉	100 200 ⁽¹⁾	
			现有锅炉	200 400 ⁽¹⁾	
		氮氧化物 (以 NO_2 计)	全部	100 200 ⁽²⁾	
		汞及其化合物	全部	0.03	
2	以油为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟尘	全部	30	
		二氧化硫	新建锅炉及燃气轮机组	100	
			现有锅炉及燃气轮机组	200	
		氮氧化物 (以 NO_2 计)	新建燃油锅炉	100	
			现有燃油锅炉	200	
			燃气轮机组	120	
3	以气体为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟尘	天然气锅炉及燃气轮机组	5	
			其他气体燃料锅炉及燃气轮机组	10	
		二氧化硫	天然气锅炉及燃气轮机组	35	
			其他气体燃料锅炉及燃气轮机组	100	
		氮氧化物 (以 NO_2 计)	天然气锅炉	100	
			其他气体燃料锅炉	200	
			天然气燃气轮机组	50	
			其他气体燃料燃气轮机组	120	
4	燃煤锅炉, 以油、气体为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	全部	1	烟囱排放口

注: (1) 位于广西壮族自治区、重庆市、四川省和贵州省的火力发电锅炉执行该限值。

(2) 采用 W 型火焰炉膛的火力发电锅炉、现有循环流化床火力发电锅炉, 以及 2003 年 12 月 31 日前建成投产或通过建设项目环境影响报告书审批的火力发电锅炉执行该限值。

(4) 重点地区的火力发电锅炉及燃气轮机组执行表 2 规定的大气污染物特别排放限值。

重点地区值: 指根据环境保护工作的要求, 在国土开发密度较高, 环境承载力开始减弱, 或大气环境容量较小、生态环境脆弱, 容易发生严重大气环境污染问题而需要严格控制大气污染物排放的地区。

根据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 号文:

重点区域：开展大气污染联防联控工作的重点区域是京津冀、长三角和珠三角地区；在辽宁中部、山东半岛、武汉及其周边、长株潭、成渝、台湾海峡西岸等区域，要积极推进大气污染联防联控工作；其他区域的大气污染联防联控工作，由有关地方人民政府根据实际情况组织开展。

防控重点：大气污染联防联控的重点污染物是二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物等，重点行业是火电、钢铁、有色、石化、水泥、化工等，重点企业是对区域空气质量影响较大的企业，需解决的重点问题是酸雨、灰霾和光化学烟雾污染等。

执行大气污染物特别排放限值的具体地域范围、实施时间，由国务院环境保护行政主管部门规定。

表 2 大气污染物特别排放限值

单位：mg/m³（烟气黑度除外）

序号	燃料和热能转化设施类型	污染物项目	适用条件	限值	污染物排放监控位置
1	燃煤锅炉	烟尘	全部	20	烟囱或烟道
		二氧化硫	全部	50	
		氮氧化物（以 NO ₂ 计）	全部	100	
		汞及其化合物	全部	0.03	
2	以油为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟尘	全部	20	
		二氧化硫	全部	50	
		氮氧化物（以 NO ₂ 计）	燃油锅炉	100	
			燃气轮机组	120	
3	以气体为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟尘	全部	5	
		二氧化硫	全部	35	
		氮氧化物（以 NO ₂ 计）	燃气锅炉	100	
			燃气轮机组	50	
4	燃煤锅炉，以油、气体为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟气黑度（林格曼黑度，级）	全部	1	烟囱排放口

2.7.5 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的主要内容

2.7.5.1 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的主要内容

继 2012 年 1 月 1 日实施《火电厂大气污染物排放标准》（GB13221-2011）之后，环境保护部于 2012 年 2 月 29 日发布了《环境空气质量标准》（GB3095-2012）。新

的环境质量标准调整了污染物项目及限值，增加了细颗粒物(PM_{2.5})浓度限值和臭氧(O₃)8小时浓度限值监测指标，收紧了二氧化氮、PM₁₀等污染物的浓度限值。

2.7.5.2 《环境空气质量标准》(GB3095-2012)实施时限

根据环境保护部《关于实施环境空气质量标准的通知》(环发[2012]11号)，将分期实施新修订的《环境空气质量标准》。通知明确了分期实施新标准的时间要求：

- (1) 2012年，京津冀、长三角、珠三角等重点区域以及直辖市和省会城市；
- (2) 2013年，113个环境保护重点城市和国家环保模范城市；
- (3) 2015年，所有地级以上城市；
- (4) 2016年1月1日，全国实施新标准。

同时，鼓励各省、自治区、直辖市人民政府根据实际情况和当地环境保护的需要，在上述规定的时间要求之前实施新标准。

2.7.6 火电项目执行新标准存在的问题

随着新的污染物排放标准和环境质量标准的实施，火电项目作为二氧化硫、氮氧化物、PM₁₀、PM_{2.5}等污染物的重大排放大户，必将采取更加严格的烟气治理措施。今后还应进行提高脱硫、脱硝、除尘效率，脱汞等技术的研究。

3. 电厂环境保护设计应注意的问题

3.1 国家产业技术政策

一个国家的产业政策是随着经济、社会和技术的发展而不断调整的，火电项目的产业政策也在不断地调整之中。其主要内容体现在机组规模(容量、参数)、建设性质(发电、热电、新建、扩改建)、燃料及水源等方面，主要来自于国家综合部门等发布的政策性文件。

火电建设项目产业政策主要体现了我国电力工业、发电设备制造业和经济社会发展的水平，体现国家环境保护、节煤、节水方面等的原则要求，体现了国家促进资源和废物综合利用以及循环经济的要求，也体现了国家对电站运行经济性、可靠性的要求。

“十五”期间我国出台的与火电建设项目密切相关的产业政策。

3.1.1 有关电力建设的国家产业技术政策

原国家经贸委、财政部、科技部和国家税务总局联合发布的国经贸技术[2002]444号文《国家产业技术政策》规定：要重点发展洁净煤燃烧发电技术、电站锅炉排放控制技术；火电 600 MW 及以上的超临界机组关键技术。

原国家经贸委对 13 个重点行业“十五”发展方向规划中，提出要发展大型坑口燃煤电厂，进一步优化火电机组结构，压缩小火电，推进循环流化床、洁净煤燃烧、空冷机组等高新技术的应用。

2004 年 11 月 30 日国家发展和改革委员会、商务部以第 24 号令发布《外商投资产业指导目录（2004 年修订）》，该目录鼓励外商投资制造的火电设备有：60 万 kW 及以上超临界机组、大型燃气轮机、10 万 kW 及以上燃气—蒸汽联合循环发电设备、煤气化联合循环技术及装备（IGCC）、增压循环流化床（PFBC）、60 万 kW 及以上大型空冷机组、30 万 kW 大型循环流化床（CFB）锅炉（限于合资、合作）。鼓励外商投资和经营的火电项目有：单机容量 30 万 kW 及以上的火电站、洁净煤燃烧技术电站、热电联产电站、天然气电站。限制外商投资和经营的火电项目为单机容量 30 万 kW 以下发电为主的常规燃煤火电厂。

3.1.2 燃煤电站规划和建设

2004 年国家发展和改革委员会颁布了发改能源[2004]864 号文《国家发展改革委关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》，该文在燃煤电站新、扩、改建项目的环评审批过程中得到了较为广泛的执行。该文规定：除西藏、新疆、海南等地区以外，所选机组单机容量原则上应为 60 万 kW 及以上，机组发电标煤耗控制在 $286 \text{ g/kW} \cdot \text{h}$ 以下。需要远距离输燃煤的电厂，原则上规划建设超临界、超超临界机组。在缺乏煤炭资源的东部沿海地区，优先规划建设超超临界机组（发电标煤耗不高于 $275 \text{ g/kW} \cdot \text{h}$ ）。在煤炭资源丰富的地区，规划建设坑口或矿区电站项目，建设亚临界发电机组。在生产外运煤炭的坑口和煤矿矿区，结合当地电力需求和资源条件，可建设燃用洗中煤、泥煤及其他劣质煤的大中型电厂。

该文还规定，在北方缺水地区，新建、扩建电厂禁止取用地下水，严格控制使用地表水，鼓励利用城市污水处理厂的中水或其他废水。原则上应建设大型空冷机组，机组耗水指标控制在 $0.18 \text{ m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ 以下。坑口电站项目首先考虑使用矿井疏干水。

关于热电联产，该文规定，在热负荷比较集中或发展潜力较大的大中型城市，争取采用单机容量 300 MW 及以上的环保、高效发电机组，建设大型发电供热两用电站。在不具备建设大型发电供热机组条件的地区，原则上建设背压式机组或“抽背”联合运行方式供热。对已建成的单机 150 MW 等级及以下的抽汽供热机组，必须按“以热定电”的原则进行调度，电厂不带热负荷不得上网发电。

国家鼓励在经济较发达地区及负荷中心建设单机 600MW 及以上超临界发电机组，并未要求此类机组必须满足热电联产的相关政策要求，且供热机组与纯凝机组相比，可以提高机组热效率，减少由于汽轮机凝气和循环冷却水所造成的冷端热损失，在同等发电量和供热量的前提下可以降低能耗，减少区域的面源排放并改善环境质量，而降低能耗、减少二氧化硫排放总量。在具有建设条件、相应热负荷和电力需求的地区，建议应积极推进 600MW 供热机组的建设。

关于洁净煤技术，该文规定，优先安排采用国产化设备的整体煤气化联合循环、大型循环流化床、增压流化床等洁净煤先进技术的发电项目。

2005 年国家发改办能源[2005]604 号文件《国家发改委办公厅关于征求对电力工业产业发展政策（征求意见稿）意见的函》提出，除西藏、新疆、海南省外，在大电网覆盖范围内，燃煤电站应建设高参数、大容量、高效率、节水环保型机组，所选单机容量应为 30 万千瓦及以上，禁止建设单机容量在 20 万及以下燃煤凝汽式火电机组。对燃煤凝汽式火电机组，此文件比 864 号文件有所放宽，但此文是征求意见稿，正式文件尚未出台。

3.1.3 关于发展热电联产的规定

国家计委、国家环境保护总局等四部委 2000 年发布的计基础[2000]1268 号文件《关于发展热电联产的规定》，对热电联产的具体指标进行了规定：单机容量在 50 MW 以下的热电机组，其热电比年平均应大于 100%；单机容量在 50~200 MW 以下的热电机组，其热电比年平均应大于 50%；单机容量在 200 MW 及以上的抽汽凝汽两用热电机组，采暖期热电比应大于 50%；各容量等级燃气-蒸汽联合循环热电联产机组的热电比年平均应大于 30%。常规热电联产机组，总热效率年平均大于 45%；燃气-蒸汽联合循环机组，总热效率年平均大于 55%。

国家发改委计基础〔2003〕369 号文《关于进一步做好热电联产项目建设管理工作的通知》规定，热电联产机组项目必须有经批准的供热规划，落实热网建设运行单位。

3.1.4 综合利用机组（电厂）

资源综合利用电厂（机组）是指利用余热、余压、城市垃圾、煤矸石（石煤、油母页岩）、煤泥和农林废弃物等低热值燃料以及煤层气、沼气、高炉煤气等生产电力、热力的企事业单位。资源综合利用电厂发电原料限定在《资源综合利用目录》范围内。

原国家经贸委以国经贸资源〔2000〕660 号文件发布了《资源综合利用电厂（机组）认定管理办法》。该办法规定了各种类型的资源综合利用电厂的条件。

（1）第五条内容

申报认定资源综合利用电厂的单位，必须具备以下条件：

- ①机组单机容量在 500 千瓦及以上，机组设备没有超期服役或淘汰；
- ②发供电质量符合国家标准，所用原料在《资源综合利用目录》内，燃料属于就近利用；
- ③对废弃物采取综合利用措施，污染物实现达标排放；
- ④建设项目审批手续齐全，并按照批准内容建设、验收。

（2）第六条内容

煤矸石（石煤、油母页岩）、煤泥发电应当符合以下条件：

- ①煤矸石（石煤、油母页岩）电厂必须燃用以煤矸石（石煤、油母页岩）为主，且入炉燃料应用基低位发热量不大于 12550 千焦/千克；
- ②1998 年 3 月 1 日后批准建设的煤矸石（石煤、油母页岩）、煤泥综合利用电厂必须使用循环流化床锅炉；
- ③利用应用基含硫超过 1%的燃料应采取脱硫措施。

（3）第七条内容

城市生活垃圾发电应当符合以下条件：

- ①垃圾焚烧炉及其运行符合国家或行业有关标准或规范；

②使用的垃圾数量及品质需有地（市）级环卫主管部门出具的证明材料；每月垃圾的实际使用量不低于设计额定值的 90%，并定期将记录报送省级经贸委；

③垃圾焚烧发电采用流化床锅炉的，原煤掺烧量应不超过入炉燃料的 20%（重量比），必须配备垃圾与原煤自动给料显示、记录装置。

（4）第八条内容

工业余热、余压发电应当符合以下条件：

①应根据产生余热、余压的品质和余热量或生产工艺耗气量和可利用的工质参数确定工业余热、余压电厂的装机容量；

②以中压蒸汽为介质的余热、余压电厂的热效率，采用冷凝机组的应不小于 20%；抽背机组的应不小于 60%；背压汽轮发电机组不得排空或旁通调节发电；高炉炉顶煤气余压发电站回收的能量应大于高炉鼓风能耗的 15%；

③本办法所称工业余热、余压电厂是指回收利用工业生产过程中产生的可利用的热能及压差发电的电力企业（分厂、车间）。

（5）第九条内容

其他资源综合利用发电应当符合以下条件：

①以工业锅炉炉渣、造气炉渣等为主要燃料，且入炉燃料应用基低位发热量不大于 12550 千焦/千克，使用循环流化床锅炉；

②以煤层气、沼气（城市生活垃圾填埋气）、焦炉煤气、高炉煤气和生物质能等作为燃料，有充足、稳定的资源，并依据资源量合理配置装机容量。

针对资源综合利用电厂主要是煤矸石电厂，2004 年 5 月 21 日国家发展和改革委员会又以发改办能源[2004]864 号文发布了《国家发展改革委办公厅关于加强煤矸石发电项目规划和建设管理工作的通知》，该通知进一步明确：煤矸石品质和足够的资源量是建设煤矸石发电项目的前提条件。用于发电的煤矸石的热值应达到 5000 千焦/千克（1200 千卡/千克）以上，煤矸石发电必须以煤矸石（包括煤泥）为主要燃料，煤矸石（包括煤泥）在入炉燃料中的重量比不低于 60%，入炉燃料的热值不大于 12550 千焦/千克（3000 千卡/千克）。煤矸石发电项目原则上依托选煤厂建设，对消耗选煤厂产生的洗矸、煤泥等废弃物，厂址要尽可能靠近选煤厂，避免煤矸石的长距离运输。原则上没有足够规模的选煤厂不应规划建设煤矸石发电厂，

选煤厂的生产能力一般应在 200 万吨/年以上。在煤矸石资源和技术条件许可的情况下，鼓励建设大容量、高效率的大型循环流化床煤矸石发电机组，原则上建设单机容量 5 万千瓦及以上的高压和超高压机组。在煤矸石经济运输和供热距离内，鼓励建设煤矸石热电联产项目，向附近工矿企业和城镇集中供热。在环保方面，该通知还提出：煤矸石发电机组要达到国家对燃煤发电机组规定的环保指标，煤矸石发电厂要充分利用矿井疏干水和污水处理厂的中水，在北方缺水地区建设的煤矸石发电厂要采用空冷机组。煤矸石发电产生的灰渣要实现综合利用或妥善处理，避免造成二次污染。

2011 年，国家能源局发布《关于促进低热值煤发电产业健康发展的通知》（国能电力[2011]396 号），在对于低热值煤的综合利用方面与上述文件内容有较大变化。由原来的：利用煤矸石（煤泥）变为利用煤矸石、煤泥、洗中煤；低位发热量由 3000 大卡/公斤变为 3500 大卡/公斤，在优惠政策方面也有变化。新修订的《火电厂大气污染物排放标准》（13223-2011）在新标准中对新建的循环流化床锅炉没有优惠政策，其排放标准与煤粉炉一样。同时，低热值煤发电专项规划是项目核准的主要依据之一，由省、市、自治区级政府能源主管部门组织编制。

3.1.5 制止低水平重复建设

根据国家发展和改革委员会等部门颁发的发改产业[2004]746 号文，国家发展和改革委员会会同有关部门制定了《当前部分行业制止低水平重复建设目录》，列入禁止类的火电项目：

（1）大电网覆盖范围内、单机容量 5 万千瓦及以下、服役期满的燃煤凝汽火电机组；

（2）单机容量 5 万千瓦及以下的常规小火电机组；

（3）以发电为主的燃油锅炉及发电机组（5 万千瓦及以下）。

列入限制类的火电项目为：除西藏、新疆、海南等小电网外，单机容量在 30 万千瓦及以下的常规燃煤火电机组。

国家环境保护总局环监函[2000]8 号文件《关于印发国家有关部门关于工商领域制止重复建设项目，淘汰落后生产能力、工艺和产品及禁止外商投资产业的名录

的通知》规定：电力行业禁止建设大电网覆盖范围内、单机容量在 10 万 kW 及以下的常规燃煤火电机组（资源综合利用机组除外）。

3.1.6 其他

国家的很多部委都会在其相关的部门规章中涉及到火电产业政策，并会不断调整，环评技术人员应按照国家最新的产业政策开展火电项目的环境影响评价工作。

从长远来看，由于我国煤炭、石油、天然气等资源均较为短缺，因此节能降耗将是一项长期坚持的政策，火电应主要建设大容量、高参数、煤耗低、环保节能型的 600 MW 及以上超临界和超超临界机组，而且尽可能降低水耗指标。即使是供热机组，也尽可能建设 300 MW 及以上的抽凝式发电供热机组，50 MW 以下的供热机组应选用背压式机组，真正实现“以热定电”的运行方式。同时鼓励发展洁净煤和综合利用发电技术及热电冷联产机组。

3.2 项目选址及与法规政策规划的相符性

火电厂厂址及灰场、排水口选择必须符合有关国家环境保护及相关法律、法规规定，符合国家对火电厂选址的基本政策要求，符合国家环保政策，符合当地的城市发展规划、经济发展规划、电力发展规划、土地利用规划、环境功能区划、水源保护区规划及海域海洋功能区划等。项目建设工程内容涉及占用自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地，应取得相关行政主管部门的许可文件；

2004 年国家发展和改革委员会发改能源[2004]864 号文《国家发展改革委关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》指出，我国能源资源和电力负荷在地域上分布不均，燃煤电站项目要高度重视规划布局的合理性，电站规划布局需要符合我国一次能源总体流向，综合平衡煤源、水源、电力负荷、接入系统、交通运输、环境保护等电站建设必要条件，统筹考虑输煤与输电问题。该文件提出在电站布局上优先考虑以下项目：利用已有电厂厂址扩建项目和“以大代小”、老厂改造项目，靠近电力负荷中心，有利于减轻电网建设和输电压力的项目。提出在生产外运煤炭的坑口和煤炭矿区，结合当地电力需求和资源条件，可采取先进适用发电技术，建设燃用洗中煤、煤泥及其他劣质煤的大中型电厂。

2005 年国家发改委进一步提出，从厂址角度可以优先建设的项目从电力系统角度，包括有利于电网运行安全，多方向、分散接入系统的项目；依靠外来煤的电力负荷中心地区，单机容量为百万千瓦级超临界、超超临界机组的港口、铁道路口燃煤电站项目；在大型煤炭基地、满足区域电力优化配置要求和“西电东送”的大型坑口电厂；单机容量 20 万千瓦以上的热电冷多联产燃煤电站。

火电厂属于污染环境的工业生产设施。《中华人民共和国环境保护法》第十六条规定：在国务院、国务院有关部门和省、自治区、直辖市人民政府划定的风景名胜區、自然保护区和其他需要特别保护的区域内，不得建设污染环境的工业生产设施。本法实施前已经建成的设施，其污染物排放超过规定的排放标准的，依照本法第四十八条的规定限期治理。

《中华人民共和国水污染防治法》第二十一条规定：禁止向饮用水地表水源一级保护区的水体排放污废水。禁止在饮用水地表水源一级保护区内新建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目。在饮用水地表水源一级保护区内新建、扩建火电厂属禁止之列。

《中华人民共和国水污染防治法》第二十七条规定：“在生活饮用水水源地、风景名胜區水体、重要渔业水体和其他有特殊经济文化价值的水体的保护区内，不得新建排污口”。

1989 年国家环保局等五部委联合发布的《饮用水水源保护区污染防治管理规定》规定：“不准在饮用水地表水源二级保护区内新建、扩建向水体排放污染物的建设项目。改建项目必须削减污染物排放量”。火电厂虽然能够按照不外排污水进行设计，但为安全运行还须设排水口，事故或非正常情况下不能保证不外排。因此在饮用水地表水源二级保护区，此规定适合火电厂。《饮用水水源保护区污染防治管理规定》还规定“禁止在生活饮用水地表水源一级保护区堆置、存放工业废渣”，火电厂灰渣和脱硫石膏属于工业废渣。

《饮用水水源保护区污染防治管理规定》规定：“饮用水地下水源一级保护区禁止建设与取水设施无关的建筑物。禁止倾倒、堆放工业废渣”。因此在饮用水地下水源一级保护区建设火电厂或倾倒、堆放电厂灰渣及脱硫石膏属禁止之列。

《中华人民共和国海洋环境保护法》第三十条规定：“在海洋自然保护区、重要渔业水域、海滨风景名胜区和需要特别保护的区域，不得新建排污口”。第三十条还规定：“在有条件的地区，应当将排污口深海设置，实行离岸排放。设置陆源污染物深海离岸排放排污口，应当根据海洋功能区划、海水动力条件和海底工程设施的有关情况确定”。

《中华人民共和国防治海岸工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》第十四条规定：“设置向海域排放污水设施的，应当合理利用海水自净能力，选择好排污口的位置，采用暗沟或者管道方式排放，出水管口位置应在低潮线以下”。

《中华人民共和国海洋环境保护法》第三十六条规定：“向海域排放含热废水，必须采取有效措施，保证邻近渔业水域的水温符合国家海洋环境质量标准，避免热污染对水产资源的危害”。第三十三条规定：“禁止向海域排放油类、酸液、碱液、剧毒废液和高、中水平放射性废水”。

《中华人民共和国自然保护区条例》第二十三条 在自然保护区的核心区和缓冲区内，不得建设任何生产设施。在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家或地方规定的排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施”。第三十条规定：“自然保护区的内部未分区的，依照本条例有关核心区和缓冲区的规定管理”。

根据环保总局、国家发改委环发[2003]159号文件《关于加强燃煤电厂二氧化硫污染防治工作的通知》：“大中城市建成区和规划区，原则上不得新建、扩建燃煤电厂”。在实际设计工作中，如何界定新建、扩建火电厂厂址是否处于大中城市建成区和规划区，环保部环评司的原则是：应按照经批准的有法律效力的城市总体规划予以界定，相关文件应由省级以上人民政府及有关部门出具。位于规划区的燃煤电厂，应进一步明确厂址区域的具体功能，属于工业区和能源基地的区域可以适当考虑燃煤电厂的改扩建。如果采取了严格的自身削减和“以新代老”措施，实现二氧化硫等污染物大幅度削减的，可以适当放宽。充分考虑厂址所在地区的环境敏

感程度。属于酸雨和二氧化硫污染控制区，位于城市主导风向上风向的地区不应新布局电源点或对原有燃煤电厂进行扩建。

厂址选址还应注意与地方环境保护及相关规划的相符性，避免在其禁止建设的区域内选址。比如北京、广东等省市对新建燃煤发电机组和改扩建机组的选址均有规定，因此，燃煤纯凝发电项目的选址原则上应符合地方的相关要求。

火电厂项目的选址应尽可能避开城市上风向，在厂址比选后无法避开时，应严格电厂的环保措施，尽可能做到评价范围内“增产减污”。上风向的定义在《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2008）8.6.3.3.1、8.6.3.3.2中有明确规定：根据所收集的附近当地气象台站多年（20年以上）气候统计资料的统计结果，“主导风向指风频最大的风向角的范围。风向角范围一般为22.5度到45度之间的夹角。”“某区域的主导风向应有明显的优势，其主导风向风频之和应 $\geq 30\%$ ，否则可称该区域没有主导风向或主导风向不明显。”。厂址选择是否位于上风向的问题可根据上述定义确定。

根据GB3838-2002《地表水环境质量标准》关于水域功能和标准分类的规定，地面水Ⅰ类功能区主要适用于源头水、国家自然保护区，地面水Ⅱ类功能区主要适用于集中式生活饮用水地表水源地一级保护区、珍稀水生生物栖息地、鱼虾类产卵场、仔稚幼鱼的索饵场等；GB3097-1997《海水水质标准》海水水质分类的第一类海域适用于海洋渔业区域，海上自然保护区和珍稀濒危海洋生物保护区。根据GB8978-1996《污水综合排放标准》规定，GB3838中Ⅰ、Ⅱ类水域和GB3097中一类海域，禁止新建排污口。现有排污口应按照水体功能的要求，实行污染物总量控制，以保证受纳水体水质符合规定用途的水质标准。

GB12348-2008《工业企业厂界噪声排放标准》最严格的Ⅰ类厂界噪声限值（昼间55分贝、夜间45分贝）适用于居住、文教机关为主的区域，相当于GB3096-2008《声环境质量标准》1类区域；而GB3096对0类声环境功能区域的定义是疗养区、高级别墅区、高级宾馆区等特别需要安静的区域，其环境噪声限值是昼间50分贝、夜间40分贝，GB12348无0类声环境功能区的厂界噪声值；火电厂运行所产生的设备噪声也无法保证附近区域能够达到0类声环境功能区（疗养区、高级别墅区、

高级宾馆区等特别需要安静的区域)的噪声要求,因此,火电厂厂址选址及噪声影响不得涉及声环境功能0类区域。

在已划分声环境功能区的城市区域,其评价范围内应按《声环境质量标准》(GB 3096-2008)执行,未划分声环境功能区的城市区域,由县级以上地方人民政府确认其功能区和应执行的标准。

随着社会的进步,人们在关注经济发展的同时,逐步意识到改善环境、提高环境质量与社会经济协调发展的必要性。目前我国火电厂大气污染控制措施已处国际先进水平,废(污)水基本做到不外排,固体废物综合利用率日益提高,随着环保标准的日趋严格以及公众环保意识的不断提高,噪声污染问题已成为火电厂扰民的突出问题。据不完全统计,对噪声污染的投诉占环境污染投诉的近30%。目前噪声污染问题多数是由于地区规划不合理,或者说是制订城市发展规划时,未充分考虑工业噪声污染因素,导致城市区域功能不明确,交通、商业、文化、工业、住宅、机关、休闲等混杂一团。

经调研发现,地方政府政府制定的声环境功能区划(部分地区未制定)不细致且未能随当地发展及时调整,易出现与建设项目周边居民区声环境质量要求脱节的问题。例如:按声环境功能区划,建于工业区的项目,厂界噪声执行3类标准,周围敏感点也可执行3类标准,但会影响到人群声环境质量,如敏感点按2类控制,则可能出现厂界达标而敏感点超标情况;如项目位于非工业区,厂址选址本身不尽合理,厂界和敏感点至少需执行2类标准,一般需高投入采取专业隔声措施厂界噪声方可达标,但紧邻厂界的建筑或受高位声源影响的高层建筑环境噪声还可能出现超标。

依据《环境噪声污染防治法》定义,“环境噪声污染,是指所产生的环境噪声超过国家规定的环境噪声排放标准,并干扰他人正常生活、工作和学习的现象。”该法同时指出:“在城市范围内向周围生活环境排放工业噪声的,应当符合国家规定的工业企业厂界环境噪声排放标准。”“新建、改建、扩建的建设项目,必须遵守国家有关项目环境保护管理的规定。建设项目可能产生环境噪声污染的,建设单位必须提出环境影响报告书,规定环境噪声污染的防治措施,并按照国家规定的程序报环境保护行政主管部门批准。”

《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 4.1.4 规定“工业企业若位于未划分声环境功能区的区域，当厂界外有噪声敏感建筑物时，由当地县级以上人民政府参照 GB3096 和 GB/T15190 的规定确定厂界外区域的声环境质量要求，并执行相应的厂界环境噪声排放限值。”

依据上述法律和标准，可有以下几种理解：首先，当建设项目产生的噪声“超过国家规定的环境噪声排放标准”且“干扰他人正常生活、工作和学习”才视为“污染”，“污染”了才要采取“防治措施”；其次，“在城市范围内”不管受体是否存在，主体均应做到厂界环境噪声排放达标，但对“在城市范围内”这一提法未给出明确的定义，各方的理解亦不尽相同；第三，《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）作为工业企业的控制标准，超标即属违法行为，但当工业企业厂界处于未划定声环境功能区的区域，对厂界外无声环境敏感点时的要求不明确。

由于对噪声污染认识存在上述主要分歧，目前火电项目多对厂界噪声超标采取设置噪声防护距离的做法缺乏法律依据。

综上所述应重视项目选址，新建项目应尽量避免避开人群密集的城镇区域或居民聚集区。若确为城镇规划的热电项目，或位于江苏、浙江等土地资源紧缺地区的电厂项目，应尽量选择布置在城镇的工业集中区，否则必须采取有效的噪声治理措施，确保厂界噪声达标；对于厂址建于非城镇区域、工业区和敏感建筑物稀少的乡村，在经技术、经济、环境可行性综合论证后，可采取设置噪声防护距离的办法，但需确保环境敏感点满足环境功能区划要求。

噪声防护距离设置应取得项目所在地县级及以上人民政府规划部门同意的文件，防护范围内不再规划建设噪声敏感建筑。但要防止通过设置噪声防护距离，将建设单位所应承担的污染防治责任转嫁给社会，尤其是土地资源紧缺的地区，建设单位应对划入防护范围的土地资源进行一定的补偿。

另外，当电厂采用机力通风冷却塔代替自然通风冷却塔时，除滴水声外，风机噪声防治也应考虑，一般采用通风消声器装置。直接空冷机组的空冷岛安装高度约 40 米，虽然空冷平台四周设置一定高度的围挡起到一定隔声作用，但由于安装了数十台冷却风机，产生的中低频噪声绕射能力强，噪声超标区域可达数百米远，目前

尚无有效的厂界噪声达标治理措施。一般采取：在空冷凝汽器平台下的场地上铺设鹅卵石、沙子等吸声材料；增加空冷凝汽器的面积，减少进风速度；在通风量不变的情况下，增加风机叶片的数量，降低风机转速；采用低噪声的风机叶片等。采取上述措施后，进一步降低空冷岛噪声的影响程度和范围。

由于间接空冷系统无风机群体，其声环境影响可忽略不计。因此，在对空冷方式的比选时，应综合考虑厂址周围声环境敏感程度和噪声治理等因素。

鉴于我国地域广阔的实际，部分区域允许设置噪声防护距离既可做到厂界超标并不扰民，又可避免资金的浪费，是较为合理的一种办法，建议有关部门对该办法从法律上予以确认，并制定相关行业规范和实施细则。

火电厂灰、渣和石膏属于一般固体废弃物，按照 GB5086 规定方法实验获得的灰渣浸出液 PH 值会超出 pH6~9 的范围，据此火电厂灰渣属于第 II 类一般工业固体废物。根据 GB18599-2001《一般固体废弃物贮存、处置场污染控制标准》规定，堆放第 II 类一般工业固体废物的贮存、处置场（灰渣场）禁止选在江河、湖泊、水库最高水位线以下的滩地和洪泛区；灰渣场应避开地下水主要补给区和饮用水源含水层；禁止选在自然保护区、风景名胜区和需要特别保护的区域。

GB18599 规定，电厂灰渣场选址应符合当地城乡建设总体规划要求。应选在工业区和居民集中区主导风向下风侧，场界距居民集中区 500m 以外。

3.3 污染治理对策、达标排放及清洁生产

《中华人民共和国大气污染防治法》第三十条规定：“新建、扩建排放二氧化硫的火电厂及其他大中型企业，超过规定的污染物排放标准或者总量控制指标的，必须建设配套脱硫、除尘装置或者采取其他控制二氧化硫排放、除尘的措施”。

烟气脱硫：国家环保总局、国家发改委环发[2003]159 号文件《关于加强燃煤电厂二氧化硫污染防治工作的通知》要求：“第三十五条 东中部地区以及西部“两控区”内新建、改建和扩建燃煤电厂，要同步配套建设脱硫设施。西部“两控区”以外的燃煤电厂，不符合国家排放标准、总量控制等环保要求以及没有环境容量的，也要同步配套建设脱硫设施；建设燃用特低硫煤（含硫量小于 0.5%）的坑口电厂，有环境容量的，可暂不要求建设脱硫设施，但必须预留脱硫场地”。但是，由于二氧化硫总量控制的等问题，火电厂安装脱硫设施已经属于基本条件了。

根据国家发改委发改环资[2005]757 号文件《国家发展改革委关于印发加快火电厂烟气脱硫产业化发展的若干意见的通知》，火电厂烟气脱硫工艺选择应遵循经济有效，安全可靠，资源节约，综合利用的总原则，因地制宜选取最优工艺。对燃煤发电机组，在满足排放标准前提下，选择脱硫工艺技术的原则该文件共有五条。

由于 GB13223—2011 《火电厂大气污染物排放标准》比原 2003 版标准提高了很多，特别是对于重点地区（由环保主管部门确定）需要执行更为严格的特别限值。再加上总量控制、增产不增污以及排放浓度和环境质量等政策、标准方面的要求日趋严格，对燃煤机组而言必须采取较高的脱硫效率。目前常用的也是国家环保产业推荐的脱硫技术有石灰石-石膏法烟气脱硫、CFB 锅炉炉内加钙及炉后 CFB（半）干法烟气脱硫、氨法脱硫、海水脱硫以及活性焦吸附干法脱硫等工艺，脱硫效率一般均能达到 90%以上。国家明确新建机组不得设置烟气旁路以后，环评脱硫效率可以与设计的设备脱硫效率一致，及环评认可以 95%的脱硫效率进行排放计算和总量计算。但是如果煤质硫分较高或需要执行特别排放限值，脱硫效率必须达到 95%以上时，环评对脱硫设备的达标性需要进行详细论证说明。

对于老厂脱硫改造，单机容量为 20 万千瓦，由于没有预留湿法脱硫场地，或者为了节省投资，在满足老厂相应时段的排放浓度及项目总量控制指标的前提下选择了干法炉内脱硫，《燃煤二氧化硫排放污染防治技术政策》规定：在 200MW 及以上机组采用干法、半干法或其它一次性投资较低的成熟技术，应进行充分论证，并提供国内外已有相同或更大容量的烟气脱硫设施成功投运的实例。

环评提出的污染治理措施及效率超出常规运行效率时，应对保证运行效率的方案及措施进行专题技术经济论证，提供供货商承诺及运行业绩资料。这条要求主要为了环评措施的技术基础比较扎实，评估及审批方面能够详细了解环评措施的技术合理性和可行性，以保证这种环评措施的稳定运行及达标排放。

除尘器：静电除尘器是目前火电厂应用最为广泛的除尘器类型。影响电除尘器效率的因素很多，设计、安装、运行条件等都在不同程度上影响电除尘器的除尘效果。无论何种电除尘器，都会受到尘粒静电性质的影响，在这些静电性质中特别重要的是比电阻，一个较突出的问题是除尘效率受烟尘比电阻影响较大。烟尘俗称飞灰，当灰的比电阻大于 $5 \times 10^{10} \Omega \cdot \text{cm}$ 时，就难以集尘；而灰的比电阻过小时，又

易重新被烟气带起。故通常认为选用电除尘器时，灰的最佳比电阻为 $1 \times 10^4 \sim 5 \times 10^{10} \Omega \cdot \text{cm}$ 。

根据灰的比电阻对电除尘器性能的影响，大致可分为下列三种情况：
 $\rho < 10^4 \Omega \cdot \text{cm}$ 者属低比电阻灰，也有的将 $\rho < 10^5 \sim 10^6 \Omega \cdot \text{cm}$ 者列入此类；
 $10^4 < \rho < 5 \times 10^{10} \Omega \cdot \text{cm}$ 范围内的灰粒，适用于采取电除尘方式集灰，它带电稳定，集尘效率高；比电阻 $\rho > 5 \times 10^{10} \Omega \cdot \text{cm}$ 者，此为高比电阻灰。灰的比电阻在一定范围内，除尘效率随比电阻的增大而降低，过高或过低比电阻的灰粒，如不采取预处理措施，均不宜应用电除尘器。

以内蒙古准格尔煤为例，其烟尘（飞灰）的比电阻在烟气实际温度（工况温度）下通常达到 $10^{12} \Omega \cdot \text{cm}$ 量级，明显超过电除尘器对比电阻的适宜范围，因此对于燃用内蒙古准格尔煤的火电厂必须考虑电除尘器能否达到排放标准要求的问题。对于内蒙古地区燃用准煤的 30 万千瓦以下机组，目前环评大多推荐采用布袋除尘器，10 万、20 万千瓦机组也有运行较好的业绩。但 60 万千瓦机组以上机组，布袋除尘器的运行实例较少，而燃用准煤采用电除尘器情况下也没有满足新排放标准的运行实例，因运行经验不多，据此情况，工程和环评都应关注烟尘达标问题，已经签订技术协议的，应提供设备供货商的承诺保证书。

《火电厂大气污染物排放标准》修订后，烟尘浓度为 $30 \text{mg}/\text{m}^3$ 静电除尘器效率需要达到更高的要求，压力很大。目前为保证达标排放，许多电厂均选用电袋和布袋除尘器。但是厂址所在区域为坑口电站的情况下，煤质相对稳定，飞灰特性又适于静电除尘器的情况下，可选择技术成熟、有多年运行经验的静电除尘器，但要提供飞灰比电阻等参数的化验报告，充分说明静电除尘器长期稳定在较高效率运行的可靠性。在采用适宜静电除尘器的煤种时应优先选择静电除尘器为宜。收尘一般条件下可以通过烟气调质和选用高频直流电源、脉冲电源等方式降低比电阻和提高静电除尘器的除尘效率。

煤场防尘：对于环境不敏感、风速较小且较为潮湿的地区，经环境影响论证后可采取喷水抑尘措施；对于环境特别敏感且风速较大的地区，可采用封闭煤场；对于其他地区，煤场防尘措施可优先选用质量较高防风效果较好的防风抑尘网。但目

前许多地方环境保护部门制定了更为严格的城市，在西部地区（新疆、山西）均提出了电厂煤场全封闭的要求，设计时应注意关注地方环境保护部门的环保要求。

GGH：烟气脱硫吸收塔的出口烟气温度一般在 $45^{\circ}\text{C}\sim 55^{\circ}\text{C}$ ，且为水蒸汽所饱和，为增强烟气的抬升高度及扩散能力并降低地面浓度，可通过换热器（GGH）利用原烟气（未脱硫烟气）加热吸收塔出口烟气至 80°C 以上。德国环境法规曾规定烟气的排放温度不得低于 72°C ，因此德国的现有烟气脱硫基本上都安装了 GGH。

根据一些电厂运行经验，GGH 是整个烟气脱硫系统（FGD）的故障点，影响 FGD 的可用率。此外，GGH 在运行中也会增加能耗，对环境产生影响，因此近年来去掉 GGH，采用 SCR 脱硝的设施变更电厂越来越多。

但是，燃煤电厂在较为密集的地区、环境容量压力大，大中城市城区及近郊、风景名胜或有特殊景观要求的地区对环境质量要求高；在复杂地形的山区，不加装 GGH 环境空气预测结果出现长时间超标的情况下，不能满足地面环境空气质量控制浓度的要求时，应考虑采取气气热交换器（GGH）等工艺。

烟气脱硝：环境保护部环境工程评估中心 2008 年-2009 年 9 月审查通过的 88 个典型的火电项目，根据各火电项目环境影响评价报告书，统计了各项目的所在省市、汽轮机类型及装机容量、锅炉类型及蒸发量、燃料类型、设计煤种收到基氮、 NO_x 控制措施、脱硝装置工艺、设计脱硝效率、脱硝系统投资、脱硝投资占工程总投资的比重、处理后 NO_x 年排放量和小时排放量、处理后 NO_x 排放浓度等基础数据。

在 88 个项目中采用低 NO_x 燃烧+烟气脱硝措施的项目最多，有 45 个，占项目总数的 51.14%，这些项目中约有 54% 分布在华北、华中地区；烟气脱硝措施均为 SCR 法，脱硝效率 50%~80%，脱硝措施资金投入占工程总投资的 6% 以内；并且，采用该措施后， NO_x 排放浓度在 $80\sim 400\text{mg}/\text{m}^3$ 间，对减少氮氧化物的排放会有显著的效果。随着根据对氮氧化物控制的日趋严格，脱硝工艺在在电厂应用会越来越多，在火电厂的设计中应予以充分重视。

在长江、珠江、京津冀大城市、特大城市现有燃煤电厂扩建项目，应采取脱硝措施；位于主导风向上风方位的新建、扩建项目，应采取脱硝或区域减排氮氧化物措施；项目预测氮氧化物贡献值叠加项目所在区域背景值后造成环境空气质量超标

的，必须采取脱硝措施；对于预测后二氧化氮地面浓度接近或超过环境质量标准的扩建项目，应采取脱硝控制措施。

电厂脱硝方式包括 SCR、SNCR、SCR/SNCR。重点地区的电厂应优先选用 SCR 烟气脱硝方式，且烟气脱硝的潜在效率应不低于 80%；对于一般地区的电厂不能满足排放标准要求时可选用 SNCR 或 SCR 进行烟气脱硝，由于 SNCR 脱硝效率较低，选择 SNCR 时须建议预留加装 SCR 烟气脱硝的条件，以适应越来越严格的环境保护要求。

对于循环流化床锅炉的脱硝问题应与厂家一起研究有效的脱硝方法，目前一般采用 SNCR 的方法（炉内喷氨）但脱硝效率较低，在特殊情况下还应考虑 SCR 的脱硝方式以满足排放标准的要求。

脱硝吸收剂的来源应就近的采购，运输路径不宜过长，不应穿越环境敏感保护目标（水源保护区）或居民密集居住区，城市电厂周边居民较为密集的区域，宜采用尿素作为脱硝剂。现在很多地区环保部门（陕西）要求必须采用尿素作为脱硝剂，否则不给脱硝电价，因此项目建设是应关注对方环保部门的要求。

烟塔合一：电厂采用烟塔合一方案可节省投资和占地越来越多地被应用，虽然也有一些项目得到环保部的批准，但是由于环评技术相对落后，对于烟塔合一的烟气排放对环境空气的影响尚无法定论，烟塔合一排烟方式暂不宜推广。从而使采用烟塔合一的电厂在环评审批中增加了难度，越来越难得到认可，目前一些报批的项目环保部要求提供风洞试验的报告，增加了项目审批的难度。

如采用烟塔合一排烟时，必须设置距离冷却塔不少于 500 米的环境防护距离。

固废：GB18599-2001《一般固体废弃物贮存、处置场污染控制标准》规定，当灰场天然基础层的渗透系数大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 时，应采用天然或人工材料构筑防渗层，防渗层的厚度应相当于渗透系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 和厚度 1.5m 的粘土层的防渗性能。

DL5000-2000《火力发电厂设计技术规程》（大火规）规定，脱硫石膏与普通粉煤灰必须分格（分隔）堆放，以便综合利用；干灰场应配备必需的铲运、碾压灰渣的施工运行机具，并应配备必需的喷洒设施。

噪声：噪声在城市范围内的火电厂，必须采取有效的噪声治理措施，确保厂界噪声达标。

对于非城市范围内、工业区和敏感建筑物稀少的乡村，需采取有效的噪声污染防治措施，做到厂界噪声达标。二次循环冷却塔和机力通风冷却塔的隔声降噪措施，在国内外应用技术成熟，经采取有效的噪声治理措施可做到厂界噪声达标。

但在采取的噪声污染措施从技术经济环境效益比较不尽合理时，建议可采取设置噪声缓冲地带，但应确保环境敏感点满足环境功能区划要求。噪声防护范围设置应取得项目所在地县级及以上人民政府规划部门同意的文件。

直接空冷平台由于受到工艺要求的限制，无法优化总平面设计布置和采取经济有效的噪声治理措施，因此，在声敏感区的建设项目，应对直接和间接空冷方案进行技术经济环境效益比较，论证是否可采用间接空冷方案以减少对声环境影响。

对于厂址周边居民较多，无法满足环境噪声功能区划相应标准要求的，应采取搬迁等措施。

其他：《国务院关于环境保护若干问题的决定》（1996年8月3日发布）明确要求：所有大、中、小型新建、扩建改建和技术改造项目，要提高技术起点，采用能耗小、污染物产生量少的清洁生产工艺，严禁采用国家明令禁止的设备和工艺。

火电厂煤耗指标，根据国家发展和改革委员会发改能源[2004]864号文《国家发展改革委关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》要求，除西藏、新疆、海南等地区以外，所选机组单机容量原则上应为60万kW及以上，机组发电标煤耗控制在 $286\text{ g/kW}\cdot\text{h}$ 以下。需要远距离输燃煤的电厂，原则上规划建设超临界、超超临界机组。在缺乏煤炭资源的东部沿海地区，优先规划建设超超临界机组（发电标煤耗不高于 $275\text{ g/kW}\cdot\text{h}$ ）。在煤炭资源丰富的地区，规划建设坑口或矿区电站项目，建设亚临界发电机组，机组发电标煤耗控制在 $295\text{ g/kW}\cdot\text{h}$ （空冷机组发电标煤耗控制在 $305\text{ g/kW}\cdot\text{h}$ ）。

火电厂水耗指标，根据GB/T18916.1-2002《取水定额 第一部分：火力发电》规定，采用直流冷却供水系统的单机容量30万千瓦及以上的凝汽式电厂全厂发电水耗率指标（装机取水量定额指标）为 $0.12\text{ m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ ；采用循环冷却供水系统的单机容量大于30万千瓦及以上凝汽式电厂全厂发电水耗率指标为 $0.80\text{ m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ 。该标准规定，热电联产电厂其取水量应按照定额增加对外供气供热不能回收的取水量；配备湿法脱硫系统的电厂应按定额增加脱硫系统所需水量；空冷定额可高于直流冷却

供水系统电厂定额指标，按照《国家发展改革委关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》要求，北方缺水地区原则上应建设大型空冷机组，机组耗水指标要控制在 $0.18\text{m}^3/\text{s} \cdot \text{GW}$ 以下。

国家经贸委《工业节水“十五”规划》的发展重点要求，完善和推广成套输灰、干除灰、干除渣及空冷等技术和设备。对火力发电行业的工业节水目标，到 2005 年，工业用水重复利用率提高到 57%，其中循环冷却电厂工业用水重复利用率达到 96%，直流冷却电厂直流冷却水以外的工业用水重复利用率达到 34%。

应注意根据《产业结构调整目录（2011 年）》的要求在江、河、湖泊不允许采用直流冷却方式。

经国务院批准的《国家环境保护“十五”计划》要求到 2005 年燃煤电厂废水回用率达到 60%（不含循环冷却水）。国家经贸委、水利部等部委国经贸资源[2000] 1015 号）《关于加强工业节水工作的意见》关于 2000~2010 年工业节水的总体目标为：水重复利用率从目前的 50%提高到 2005 年的 60%，2010 年达到 65%；

由于南方沿海城市及经济发达的大中城市对电厂灰渣的综合利用途径广泛，需求量大，实际利用率高，很多电厂灰渣综合利用供不应求，故要求灰渣综合利用率达到 80%以上。对于一般地区按照目前报告书评估的情况，要求报告书取得的用灰协议应占总灰渣量的 60%以上。《国家环境保护“十五”计划》要求电厂已满灰场全部复垦。DL5000-2000《火力发电厂设计技术规程》规定，严禁灰渣排入江、河、湖、海等水域，对于用淡水低浓度输灰的水灰场，宜设完善的灰水回收系统。由于冲渣系统水量较小，故应厂内复用。

按照《国家发展改革委关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》要求，北方缺水地区，新建、扩建电厂严禁取用地下水，严格控制使用地表水，鼓励利用城市污水处理厂的中水或其他废水，靠近城市尽量使用城市中水；优先使用矿井疏干水。

国家改委发改办能源[2005]604 号文件《国家发改委办公厅关于征求对电力工业产业发展政策（征求意见稿）意见的函》提出，鼓励新建、扩建燃煤电厂采用新技术、新工艺，降低用水量。对扩建项目，应该对已投运机组进行节水改造，尽量做到发电增容不增水。

《国家发展改革委关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》要求，坑口电厂应首先考虑使用矿井疏干水，鼓励沿海缺水地区利用火电厂余热进行海水淡化。

3.4 生态保护与水土保持设计

《水土保持方案报告书》一般在可研阶段完成，可参照相关内容完善可研设计内容，并落实水土保持投资估算。