



煤炭可持续利用与污染控制政策

国合会政策研究报告 2009

中国环境与发展国际合作委员会 2009 年年会

(2009.11.11-13)

课题组成员

课题组中外组长

濮洪九	国家能源专家咨询委员会副主任，中国煤炭工业协会副会长 中国煤炭学会理事长
彼泽森	丹麦石油天然气公司副总裁
杰卡德	加拿大西蒙弗雷泽大学教授

课题组中外成员

张玉卓	中国神华集团公司总裁，教授级高工
彭苏萍	中国工程院院士，中国矿业大学（北京）
岑可法	中国工程院院士，浙江大学
王金南	中国环境规划院副院长，研究员
李 政	清华大学，教授
克劳德·芒迪	国际能源机构前执行主任
罗杰·比尔	澳大利亚艾伦咨询集团，高级顾问
Y·P·楚	美国南伊利诺斯大学，教授
汉斯·波斯科	荷兰 CCS、国土规划及环境事务部（VROM）和经济事务部主任

课题组支持专家

杜铭华	神华煤制油化工研究院副院长，研究员
胡振琪	中国矿业大学（北京），教授
陈罕立	中国环境规划院，研究员
宁成浩	神华煤制油化工研究院，高工
胡省三	中国煤炭学会副会长兼秘书长，教授
姜智敏	中国煤炭工业协会副会长兼秘书长，高级经济师
张 宏	中国煤炭工业协会政策研究部处长，教授级高工
康 荣	中国煤炭工业协会 处长
布莱恩·里基茨	国际能源机构洁净煤中心，能源分析师
鲁道夫·百隆	丹麦石油天然气公司 能量研究与发展分公司总经理
涂建军	加拿大工业能源最终用途数据和分析中心高级顾问，副研究员
李 晶	中国矿业大学（北京），讲师、博士
麻林巍	清华大学，讲师、博士
陈潇君	中国环境规划院，助研
刘兰翠	中国环境规划院，博士

课题组中外联络人

胡振琪	中国矿业大学（北京）教授
涂建军	加拿大工业能源最终用途数据和分析中心高级顾问，副研究员

目 录

1 中国煤炭资源开发利用现状与趋势	1
1.1 煤炭资源总量与分布特点	1
1.1.1 煤炭资源总量特点	1
1.1.2 煤炭资源分布特点	1
1.2 煤炭在国民经济发展中的地位与作用	2
1.3 煤炭开发现状与趋势	2
1.4 煤炭利用现状与趋势	3
2 中国煤炭可持续利用战略目标与制约因素	5
2.1 煤炭可持续利用的战略目标	5
2.2 煤炭可持续开发的资源约束	5
2.3 煤炭可持续利用中的约束	6
2.3.1 煤电的能效与洁净化问题	6
2.3.2 分散燃煤存在的主要问题	6
2.3.3 煤转化存在的主要问题	7
2.4 煤炭可持续利用中的大气与区域约束	7
2.4.1 煤炭使用造成严重的大气污染问题	7
2.4.2 煤炭使用中的区域环境约束	8
2.4.3 煤炭使用面临巨大的碳减排压力	10
2.5 煤炭可持续发展的环境政策失效约束	12
3 中国煤炭可持续开发的资源环境对策	13
3.1 实施煤炭可持续开发的资源保障战略	13
3.1.1 煤炭可持续开发资源保障条件分析	13
3.1.2 实行煤炭开发总量控制	13
3.1.3 解放受水威胁的东部煤炭资源	13
3.1.4 合理开发利用西部煤炭资源	14
3.2 实施煤炭绿色开采战略	14
3.2.1 明确煤矿区环境治理目标	14
3.2.2 全面推广煤炭绿色开采技术	14
3.2.3 加强煤矿区塌陷地复垦进程	14
3.2.4 促进煤矸石处置与综合利用	15
3.2.5 充分利用煤炭矿井水资源	15
3.2.6 提高煤矿瓦斯抽放与利用水平	16
3.2.7 完善煤矿区环境治理的保障体系	16
3.3 加快制定西部煤炭开发的环境对策	17
3.3.1 制定西部开采的水资源保护措施	17
3.3.2 积极开展矿区土地复垦与生态重建	18

4 中国煤炭高效洁净利用对策	19
4.1 实施高效洁净的燃煤发电战略	19
4.1.1 电煤需求和碳排放情景预测	19
4.1.2 高效洁净的燃煤发电政策	19
4.2 加快实施工业锅（窑）炉节能减排	20
4.2.1 发展高效洁净分散燃煤技术	20
4.2.2 高效洁净分散燃煤政策保障	20
4.3 稳步推进煤炭高效洁净转化战略	21
4.3.1 发展高效洁净煤炭转化技术	21
4.3.2 促进煤炭高效洁净转化的政策措施	21
5 中国煤炭可持续利用的环境保护对策	22
5.1 实施基于污染物排放总量的煤炭消费总量控制	22
5.1.1 国家中长期大气污染物总量控制目标	22
5.1.2 基于污染物排放总量控制的煤炭最大消费量	22
5.1.3 煤炭最大消费总量控制实施策略	26
5.2 运用经济手段促进煤炭的可持续开采	27
5.2.1 全面推行煤炭采矿权有偿使用制度	27
5.2.2 加快改革煤炭资源税政策	27
5.2.3 建立煤炭开采生态补偿制度	27
5.2.4 实施环境治理保证金制度	28
5.3 建立控制煤炭环境污染的经济政策体系	28
5.3.1 进一步改革和完善排污收费制度	28
5.3.2 加快制定和实施环境税收制度	28
5.3.3 继续深化环保电价补贴政策	28
5.3.4 全面推行排放指标有偿使用	29
5.3.5 积极开展电力行业排污交易试点	29
6 主要结论	30
6.1 煤炭可持续利用的资源约束与对策	30
6.1.1 中国煤炭资源总量丰富，但资源赋存条件相对较差	30
6.1.2 未来应实行煤炭开发总量控制并做好煤炭开发的时序安排	30
6.2 煤炭可持续开发的环境约束与对策	30
6.2.1 煤矿区环境破坏严重	30
6.2.2 煤矿区环境治理目标	31
6.2.3 环境友好型煤炭开采的综合保障体系	31
6.3 煤炭可持续利用的环境约束与对策	31
6.3.1 煤电方面	31
6.3.2 分散燃煤方面	32
6.4 煤炭行业大气污染物控制	33

6.4.1 中长期大气污染物总量控制目标.....	33
6.4.2 污染物总量目标约束下的最大煤炭消费量.....	33
6.4.3 煤炭消费的区域环境制约.....	34
6.5 建立有效的环境经济政策体系，实现环境外部成本内部化.....	34
7 政策建议.....	35
7.1 进一步加强煤炭开发与利用相关产业管理.....	35
7.2 完善环境可持续的煤炭开发与利用法规体系.....	36
7.3 进一步推进市场化改革，促进煤炭可持续利用.....	37
7.4 加强科技创新，促进煤炭可持续开发与利用.....	38
致谢.....	40

1 中国煤炭资源开发利用现状与趋势

1.1 煤炭资源总量与分布特点

1.1.1 煤炭资源总量特点

中国煤炭资源丰富，煤炭探明储量占中国化石能源探明储量的 94%。根据世界能源理事会最新“能源资源调查报告”估算，中国煤炭资源总量排名第一，其中查明资源储量居世界第二位。按 1999 年中国煤炭资源预测与评价结果：远景煤炭资源储量 55553 亿吨，其中，累计探明煤炭资源量 10421.35 亿吨。预测资源量和地质总资源量居世界第一位。

1.1.2 煤炭资源分布特点

中国煤炭资源分布面积达 60 万平方公里。根据中国煤炭资源聚集和赋存规律，可以天山-阴山造山带、昆仑山-秦岭-大别山纬向造山带和贺兰山-龙门山经向造山带为界，将中国划分为东北、华北、华南、西北和滇藏五大赋煤区。在此基础上，根据大兴安岭-太行山-雪峰山断裂带将东部三个赋煤区划分为六个亚赋煤区，即二连-海拉尔赋煤亚区和东三省亚区，黄淮海和晋陕蒙宁亚区，华南和西南亚区，见图 1.1。



图 1.1 中国煤炭资源分布示意图

既广泛又相对集中，西多东少、北多南少，是中国煤炭资源地理分布的重要特征。在大兴安岭—太行山—雪峰山一线以西的晋、陕、内蒙古、宁、甘、青、新、川、渝、黔、滇、藏 12 个省（市、自治区）的煤炭资源量达 4.50 万亿吨，占全国煤炭资源总量的 89%；而该线以东的 20 个省（市、自治区）只有 0.56 万

亿吨（台湾未统计在内），仅占全国的 11%。分布在昆仑山—秦岭—大别山一线以北的京、津、冀、辽、吉、黑、鲁、苏、皖、沪、豫、晋、陕、内蒙古、宁、甘、青、新 18 个省（市、自治区）的煤炭资源量达 4.74 万亿吨，占全国煤炭资源总量的 93.6%；而该线以南的 14 个省（市、自治区）只有 0.32 万亿吨（台湾未统计在内），仅占全国的 6.4%。客观地质条件形成的这种不均衡分布格局，决定了中国北煤南运、西煤东调的长期发展态势。

此外，从与经济发展的关系来看，中国是以煤炭为主的能源结构，煤炭消费和经济发展水平具有密切的关系。根据中国煤炭资源分布特征和供求关系，具有明显的分带性和分区性。东部地区煤炭需求量大，资源短缺，需要从晋陕蒙宁等区域调入。晋陕蒙宁区是中国已经查明资源最丰富的地区，资源条件优越，长期以来是中国煤炭主要生产区和供给区，西南四省市在中国南方煤炭资源相对丰富，可作为中国南方的煤炭重要供给区之一予以建设。新疆等广大西北地区煤炭需求量不大，离东部主要煤炭消费区远，煤炭生产、消费主要在区内循环。

1.2 煤炭在国民经济发展中的地位与作用

能源是国民经济发展的基础，煤炭在中国能源结构中占有重要地位。虽然人们已充分认识到，以煤为主的能源消费结构带来了许多环境和社会问题，然而中国石油、天然气人均资源量仅为世界平均水平的 7.7% 和 7.1%，多年来，煤炭在中国能源生产和消费总量构成中，始终占 70% 左右的比重，2007 年煤炭占中国能源生产总量的 76.6%，消费总量的 69.5%。随着国民经济发展、城市化进程的推进以及城乡居民消费结构升级，能源消费将继续保持增长趋势。一方面，中国积极发展水电、核电、风电等新型能源，1978 年水电、核电、风电生产量占能源生产总量的 3.1%，2007 年增长到 8.2%，在能源生产构成中比重不断增大；另一方面，在今后一段时间内，煤炭仍将作为中国主要的能源在能源消费构成中占有重要地位。

1.3 煤炭开发现状与趋势

中国煤炭工业经过 60 年的开发建设，特别是改革开放 30 年来的发展，解决了建国后长达 30 多年煤炭供不应求的局面，为发展能源工业、保障国民经济发展做出了巨大贡献。1996 年全国煤炭产量 13.97 亿吨，居世界第一位，是 1949 年煤炭产量 0.32 亿吨的 43 倍，自此之后，中国煤炭产量一直位居世界第一位。2003 年全国原煤产量进一步上升到 16.70 亿吨，到 2008 年达到 27.93 亿吨。从 2000 年到 2008 年，煤炭产量增加了 14.16 亿吨。

与此同时，到 2008 年，规模以上煤炭企业预计实现利润总额超过 1000 亿元，比 2002 年增加 864.96 亿元，增长了 11 倍多。煤炭产业集中度进一步提高。2007

年末，全国年产量超千万吨的企业 34 家，产量规模超过 11 亿吨，占全国总量的 45%；年产量超过 5000 万吨的企业 6 家，产量 5.76 亿吨，占全国总量的 23%。煤矿生产机械化程度明显提高，2006 年国有重点煤矿采煤机械化程度达 85.50%，综采程度 77.47%，分别比 2002 年提高 7.72 和 14.49 个百分点；综掘程度 28.44%，比 2002 年提高 12.56 个百分点。百万吨死亡率明显下降（图 1.2、图 1.3）。2007 年，国有重点煤矿百万吨死亡率为 0.383，比 2005 年减少 0.575，下降 60.0%；比 2002 年减少 0.887，下降 69.8%。2006 年 219 处安全高效矿井共生产原煤 7.02 亿吨，平均单井产量 320.7 万吨，百万吨死亡率为 0.064，平均原煤工效 18.8 吨/工，平均单井盈利 1.65 亿元，其中 35 处矿井盈利逾亿元，其它主要经济技术指标接近或达到世界主要产煤国的水平。

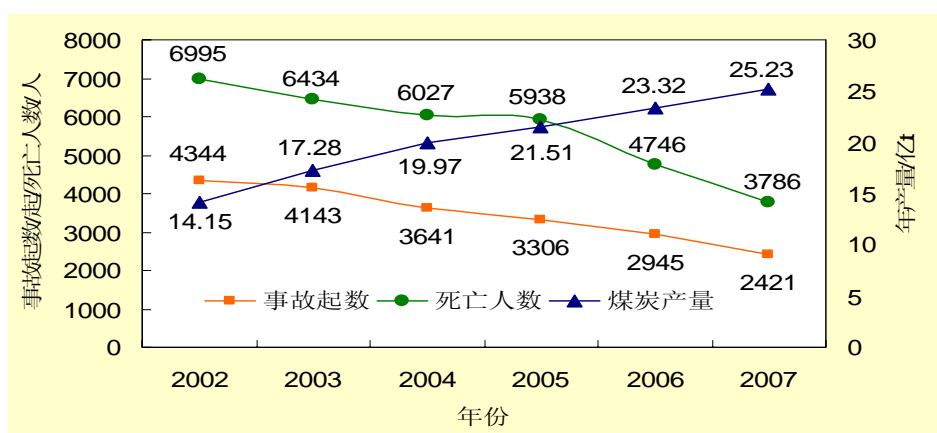


图 1.2 中国煤矿事故情况与煤炭产量统计 (2002-2007)

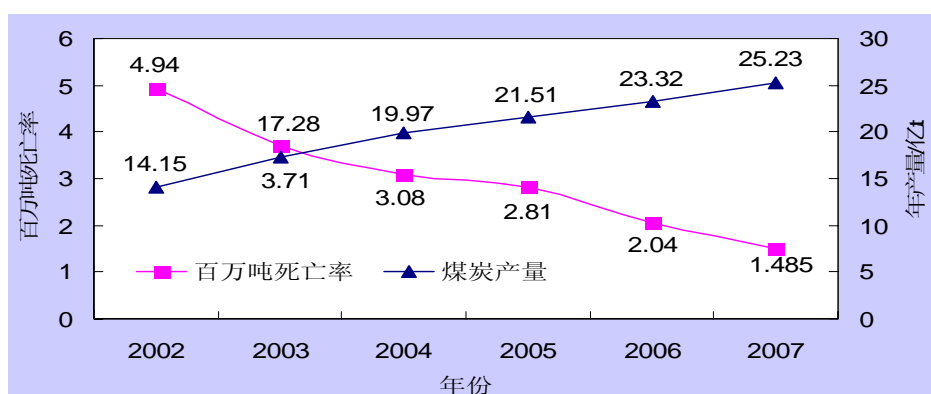


图 1.3 中国煤开采百万吨死亡率与煤炭产量 (2002~2007)

1.4 煤炭利用现状与趋势

2007 年，中国煤炭生产总量 25.14 亿吨，进口量 0.51 亿吨，出口量 0.53 亿吨，消费量 25.86 亿吨。其中，终端消费占消费总量的 24.03%，中间消费占 73.72%，洗选损耗占 2.25%。在中间消费中，67% 是发电，21% 是炼焦，12% 是供热以及制气。在终端消费中，79% 用于工业部门，主要是工业锅炉和窑炉的燃煤消耗，

其余为民用和其他部门终端消费。

1990-2007 年间，中国煤炭中间消费增幅明显，推动了煤炭消费总量逐年快速增加。见图 1.4。总体而言，发电始终是煤炭消费的主要流向，其占煤炭消费总量的比重由 1990 年的 25.78% 增长到 2007 年的 50.47%。

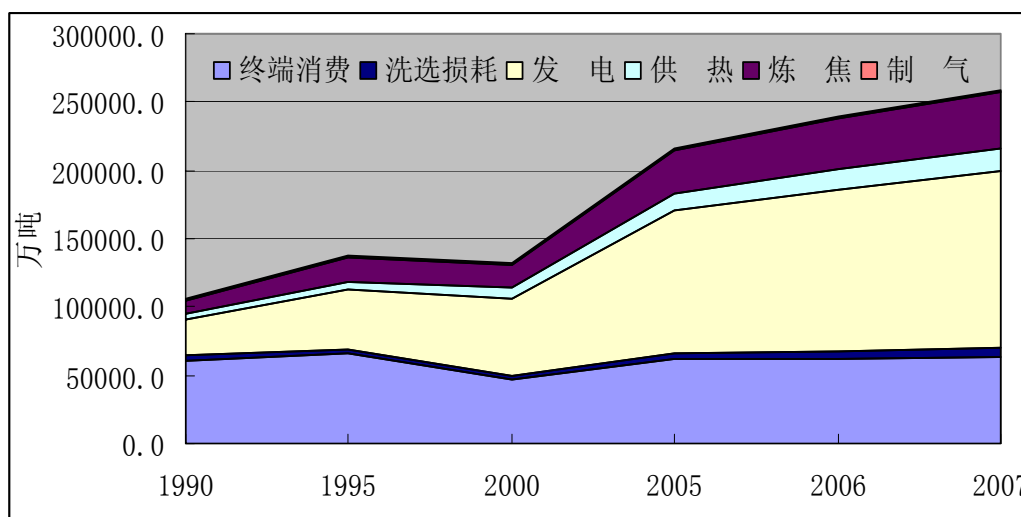


图 1.4 中国煤炭消费量及其构成变化（1990-2007）

伴随中国经济发展和城市化进程的逐步推进，能源消耗仍将稳步增长。综合考虑经济结构调整、技术进步和节能降耗等因素，预测 2020 年、2030 年和 2050 年国内煤炭消费需求将分别为 35 亿吨、40 亿吨和 42 亿吨；煤炭在一次能源消费结构中的比重将分别为 58%、53% 和 43%。最近一段时间，电力用煤将继续快速增长，钢铁、建材等工业用煤基本维持不变，煤化工产业将成为新的增长点。

2 中国煤炭可持续利用战略目标与制约因素

2.1 煤炭可持续利用的战略目标

中国是一个发展中国家，对能源的需求很大。由于中国资源赋存量的先天限制，今后很长时间内煤炭在中国一次能源结构中仍将占据主体地位。煤炭的安全、高效、环境友好开采以及科学、高效和洁净利用将是煤炭工业可持续发展的主题。

在煤炭的安全、高效、环境友好开采方面，要针对中国国民经济发展对煤炭的强劲需求和我国煤炭资源赋存地质条件复杂、开采难度大的现实，加强煤炭企业的集约化、机械化程度，加强科学技术的研究开发，用 20 年（到 2030 年）时间基本实现煤炭的科学安全开采和科学利用。在安全方面，由目前每年事故死亡 3000 多人，降到 300 人；百万吨死亡率由 1 人/百万吨，降到 0.1 人/百万吨；在高效开采方面，全面淘汰、关闭 6-15 万吨以下小煤矿；煤矿数由 1 万多处降到 2000 处以下；机械化开采率由 40% 上升到 80% 以上；少部分 5% 煤矿实现自动化开采，科学开采的产能达 26-37 亿吨。在洁净开采方面，高瓦斯煤层全部实现抽采利用，80% 矿井水实现处理复用，基本消灭矸石山，塌陷土地复垦率达到 80%。

在科学、高效和洁净利用方面，由于中国 80% 以上的煤炭直接用于电站锅炉、工业锅炉、工业窑炉以及民用炉具等燃烧，因此要严格控制煤炭燃烧的污染物排放。到 2030 年，煤炭使用的废渣处理率大于 80%，废水处理率大于 90%。二氧化硫和氮氧化物排放量应分别控制在 1400 万吨/年和 1500 万吨/年，按燃煤排放量分别占 85% 和 65% 估算，燃煤二氧化硫和氮氧化物排放量应分别控制在 1200 万吨/年和 1000 万吨/年左右。同时通过节能及二氧化碳捕获和埋存技术（CCS）的应用，到 2030 年努力将二氧化碳控制在 65 亿吨/年以内。

2.2 煤炭可持续开发的资源约束

煤炭资源与水资源呈逆向分布关系。东部经济发达地区，煤炭资源量仅占全国的 7%，水资源占全国水资源总量的 71.9%。中部区煤炭资源量占全国煤炭资源量的 73.6%，而水资源总量占全国的 22.7%，特别是中部的晋陕蒙宁区，查明煤炭资源量占全国的 64.4%，而水资源总量仅占全国的 2.6%。西部自给区（带）煤炭资源量占全国的 11.6%，而水资源总量仅占全国的 4.6%。富煤地区水资源严重短缺，极大地制约着煤炭资源的开发。

其次，大部分富煤地区水土流失严重，泥石流、滑坡等地质灾害频繁，植被覆盖率低，生态环境十分脆弱。煤炭开发过程中造成土地破坏与占用、水体污染与水文地质条件改变、瓦斯排放煤矸石自燃等严重的环境问题。

2.3 煤炭可持续利用中的约束

2.3.1 煤电的能效与洁净化问题

改革开放以来，中国煤电在能效和洁净化方面已经取得了巨大的进步。2008年底，中国电力装机容量达到 7.92 亿千瓦，其中煤电 6 亿千瓦。煤电中 30 万千瓦以上大型机组已占 50% 以上；超临界、超超临界机组已成为近年来安装的主要机型；与此同时，通过实施“上大压小”的产业政策，火力发电平均效率得到了提高，2008 年供电煤耗已降到 349gce/kWh，已低于美国和德国 2005 年的水平，但比日本仍高出约 11%。在污染控制方面，超过 50% 的发电机组已经安装了烟气脱硫设备，燃煤发电排放的二氧化硫和烟尘总量已呈下降趋势。已建、在建或拟建脱硝设备的机组容量达到了 5000 万千瓦以上，预计未来随着脱硝装置的推广应用，煤电氮氧化物排放的增加趋势将得到遏制。但与美国相比，我国 2007 年二氧化硫和氮氧化物的排放绩效仍分别高出 30% 和 150%。

我国煤电发展面临的主要约束总体有三个方面：一是供应安全的限制，包括煤炭的科学和安全生产能力不足以及运输能力紧张，二是污染容量的限制，近期主要是硫氧化物、氮氧化物和粉尘等常规污染物，中远期还包括微量重金属排放以及可吸入颗粒物排放；三是二氧化碳排放的限制。

因此，我国煤电发展的战略目标可以归纳为：在满足经济发展对电力需求的前提下，通过各种可行途径，尽可能降低最终的电煤的总量需求；以国际先进水平为目标，大幅度地降低煤电的常规污染物排放，并将痕量重金属和可吸入颗粒物排放纳入环保控制范围；及早做好减排二氧化碳的对策和技术准备。

此外，电力企业的平稳运作和有序发展始终是实现上述战略目标的基础和保证，因此，理顺煤电工业上下游产业的合理利益分配关系，规范和引导电力企业理性发展，是煤电发展的体制和机制目标。

2.3.2 分散燃煤存在的主要问题

能源利用效率低，资源浪费严重。中国燃煤工业锅炉以层燃燃烧为主，锅炉设计热效率一般在 72%~80% 之间，与发达国家设计水平没有很大差距，但实际运行热效率大多在 60%~65% 左右，通常比锅炉产品的鉴定热效率低 10~15 个百分点以上，有的锅炉实际运行热效率仅为 30%~40%，能源效率比发达国家低 30%~50%。此外，服役时间越长的燃煤工业锅炉热效率越低，这与发达国家的燃煤工业锅炉实际运行效果有很大差距。

2.3.3 煤转化存在的主要问题

(1) 落后技术及产能仍占一定比例，其资源浪费及环境污染问题仍较为突出。目前，国家规定需淘汰和改造的小机焦仍有数百座，产能约 5000 余万吨，约占全国机焦能力的 15%。此外，个别落后地区土焦、改良焦生产仍有存在，其资源浪费和环境保护问题更为严重，属于国家明令禁止技术。另据统计，中国 55% 的合成氨由技术水平落后、能源利用效率低、污染物控制难度大、数量众多的 18 万吨/年以下的合成氨企业生产，而技术等级较高、规模较大（单厂产量 \geq 30 万吨/年）的企业产量仅占 1/4 强。甲醇产能在 20 万吨/年以下的企业占全国甲醇生产企业数量的 90%、甲醇产能的 58%、甲醇产量的 56%。这些小炼焦、小化肥、小甲醇企业使用的煤焦化及气化合成技术与装备都相对比较落后，能耗高，环保水平低，资源浪费及环境污染问题较为突出。目前，全国仍有近 50% 的机焦生产未配套建设除尘处理设施或已建成的除尘处理设施未能有效运行；一半的小型机焦生产及部分中型独立焦化厂煤气净化装置（主要是脱硫装置）还不健全；为数不少的机焦生产过程产生的焦化外排废水未进行脱氮处理而直接排放，与发达国家先进环保技术水平还有较大差距。

(2) 低品质热能回收与利用是新型煤化工技术能效提高面对的首要问题。据对新型煤化工项目能源平衡数据分析，煤转化成油品、化工品或天然气的效率在 30%~60%，与关键工艺、产品品质、生产流程等都有很大关系，其中能源损失主要集中在反应过程中大量热能的损失。如甲醇合成过程中反应器温度在 250~260℃，经过夹套冷凝水换热也只能产生中等压力蒸汽，这对于发电而言，效率低且数量难以保障；对于供热而言，又没有足够的热用户需求，使得这些热能不能得到有效利用，导致煤的综合转换效率相对低。

(3) 新型煤化工技术发展面临煤炭如何更高效、更洁净转化的问题。规划、技术研发与示范、产业政策、标准体系、激励政策等方面仍有不足，例如，缺乏鼓励二氧化碳封存的激励政策等。

2.4 煤炭可持续利用中的大气与区域约束

2.4.1 煤炭使用造成严重的大气污染问题

中国以煤为基础的能源结构引发了严重的环境污染问题。2007 年中国二氧化硫排放量为 2468.1 万吨，氮氧化物排放约 2000 万吨，二氧化碳排放居世界第 2 位，燃煤贡献分别为 80% 和 70% 和 80% 左右。

(1) 二氧化硫排放量从 2006 年起有所下降。2007 年，全国二氧化硫排放量为 2468.1 万吨，比前两年（2005 年、2006 年）有所下降，下降范围在 3.2%~4.7%

之间。氮氧化物排放量有所增加。中国环境统计从 2006 年开始统计氮氧化物排放量。2007 年，氮氧化物排放量为 1643.4 万吨，比 2006 年（1523.8 万吨）增加 7.8%。烟尘和工业粉尘排放量从 2006 年起呈下降趋势。

(2) 电力行业是二氧化硫、氮氧化物和工业烟尘排放的最大行业。2007 年，二氧化硫和氮氧化物排放量分别占工业二氧化硫和氮氧化物排放量的 58.2% 和 64.3%，占据主导地位，是二氧化硫、氮氧化物的排放大户。

(3) 部分城市大气环境质量仍未达标。2007 年，城市综合空气质量趋势有所改善，全国城市空气质量劣于三级城市数量有所减少，处于三级城市变化不大，优于二级城市的比例有所增加。但颗粒物仍然是大部分城市的首要污染物，且细粒子比例有逐年增大的趋势。仍有 20.9% 的城市二氧化硫年均浓度未达到国家二级标准（0.06 毫克/立方米）其中超过国家三级标准（0.10 毫克/立方米）的城市占统计城市的 1.2%。

(4) 酸雨仍以煤烟型污染为主，电力行业对酸雨污染影响较大。中国目前硫酸根与硝酸根（ $\text{SO}_4^{2-}/\text{NO}_3^-$ ）的比值仍处在 5-3 之间，表明煤烟来源的 SO_4^{2-} 仍占有绝对优势。说明中国的酸雨还是以煤烟型污染为主。形成的主要原因是燃煤产生的二氧化硫排放。电力行业的煤炭消费占煤炭总消费量的 52.6%，排放的二氧化硫和氮氧化物分别占工业行业二氧化硫和氮氧化物排放总量的 58.2%、64.3%，并且排放高度高，输送距离远，对酸雨污染影响较大。

(5) 重点区域大气复合污染格局已经形成。在中国经济社会相对发达地区城市群，区域大气复合污染格局已经形成。京津塘、长江三角洲、珠江三角洲等城市群地区城市群效应尤其显著，区域复合污染格局显现，污染特征日益彰显。

2.4.2 煤炭使用中的区域环境约束

中国各区域之间由于经济发展水平的差异，导致煤炭消费、污染物排放及污染治理水平存在差异和不平衡。将全国按地域及经济发展水平分成东部、中部、西南、西北等四个地区（地区的划分与国家“十一五”二氧化硫总量减排分配方案一致）。东部地区单位面积煤炭消费量和单位面积污染物排放量均高于中部地区、远高于西部地区。环境的约束和发展空间也存在差异。各区域单位面积煤炭消费量、污染物排放量、污染物达标率如表 2.1、表 2.2 所示。

表2.1 区域单位面积煤炭消费量、SO₂、NO_x排放量 (2007年)

区域	面积 (万km ²)	煤炭消费量 (万吨)	二氧化硫 排放量 (万吨)	氮氧化物 排放量 (万吨)	单位面积 煤炭消费 量(t/km ²)	单位面积 SO ₂ 排放 量(t/km ²)	单位面积 NO _x 排放 量(t/km ²)
东部合计	106.78	114695.0	913.30	807.50	1074.12	8.55	7.56
中部合计	166.87	85489.0	667.00	428.0	512.31	4.00	2.56
西南合计	260.22	28980.0	489.0	202.0	111.37	1.88	0.78
西北合计	429.20	37292.00	399.00	205.70	86.89	0.93	0.48
全国合计	963.07	266457	2468.1	1643.4	276.67	2.56	1.71

表2.2 区域大气污染物排放达标率比较(2007年)

区域	二氧化硫 排放达标率 (%)	烟尘 排放达标率 (%)	工业粉尘 排放达标率 (%)	工业氮氧化物 排放达标率 (%)
东部合计	91.63	95.51	95.57	89.68
中部合计	87.01	90.68	86.68	80.26
西南合计	79.10	70.33	67.83	72.82
西北合计	68.23	68.93	66.02	70.53
全国合计	86.3	88.2	88.1	77.5

从表 2.1、表 2.2 中可以分析得出东部、中部、西南、西北呈现以下几方面特点：

(1) 东部地区。从单位面积煤炭消费量和污染物排放量来看，东部地区都已远超过西部地区的十几倍，且从排放达标率来看，治理力度潜力也较少。而且东部地区的珠三角、长三角和京津塘地区存在城市群效应，使得在城市集结地区城市间污染相互影响、相互作用显著，造成区域性光化学污染，同时由光化学烟雾和细粒子污染导致的大气灰霾日趋严重，能见度显著降低，由此过程引发一系列问题。这些地区大多数还是酸雨的重污染区。

东部地区的污染物排放量已超出环境容量。如要增加煤炭消费，需要大幅度削减原有污染排放，为新增量腾出空间，并采用尽量减少污染物排放的最佳实用技术。由于东部地区现有的环保技术已较先进，削减空间较少，难度比较大，环境制约比较严峻。

(2) 中部地区。从中部地区的单位面积煤炭消费量和污染物排放量来看，低于东部高于西部，但也高于全国平均值，排放达标率也处于同样的层次。从区域整体来看，中部地区尚有一些环境容量，但分布不太均匀。如山西、河南、湖

南、河北、安徽等省都有二氧化硫污染较重的城市。煤炭发展，需要建立在现有污染排放的削减和实施最佳可行技术基础上，如在区域污染较重城市中布局煤炭消费项目需特别慎重。

(3) 西南和西北地区。西南和西北地区的单位面积煤炭消费量和污染物排放量都远低于东中部地区，排放达标率也有潜力可挖，环境容量较大，但也分布不均。尤其是西南地区的贵州、四川、重庆、广西酸雨严重，煤炭含硫量高；西北地区生态环境薄弱。贵州省、内蒙古自治区、云南省、重庆市、新疆自治区、广西自治区、甘肃省、陕西省等都有二氧化硫污染较重的城市分布；需要区别慎重对待。煤炭发展要综合考虑这些环境要素，加大技术进步的投入，提高达标排放率。

2.4.3 煤炭使用面临巨大的碳减排压力

未来随中国经济的增长和能源消费的增加，中国的能源需求将继续增加，煤炭使用也必将面临巨大的碳减排压力。根据《世界能源展望 2007 年》三种情景，即参考情景、替代政策情景和高增长情景预测，2015 年和 2030 年中国的能源需求及其二氧化碳排放如图 2.1 和图 2.2 所示。

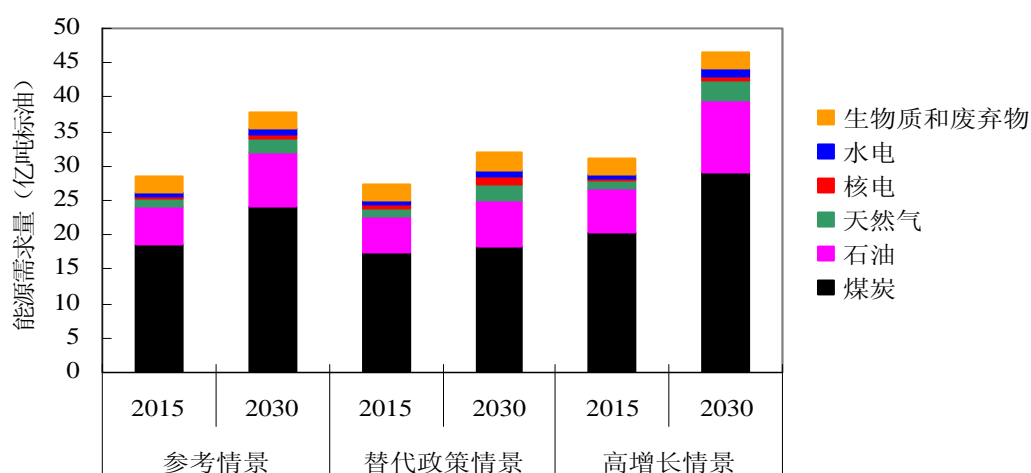


图2.1 不同情景下的中国能源需求预测 (《世界能源展望2007年》)

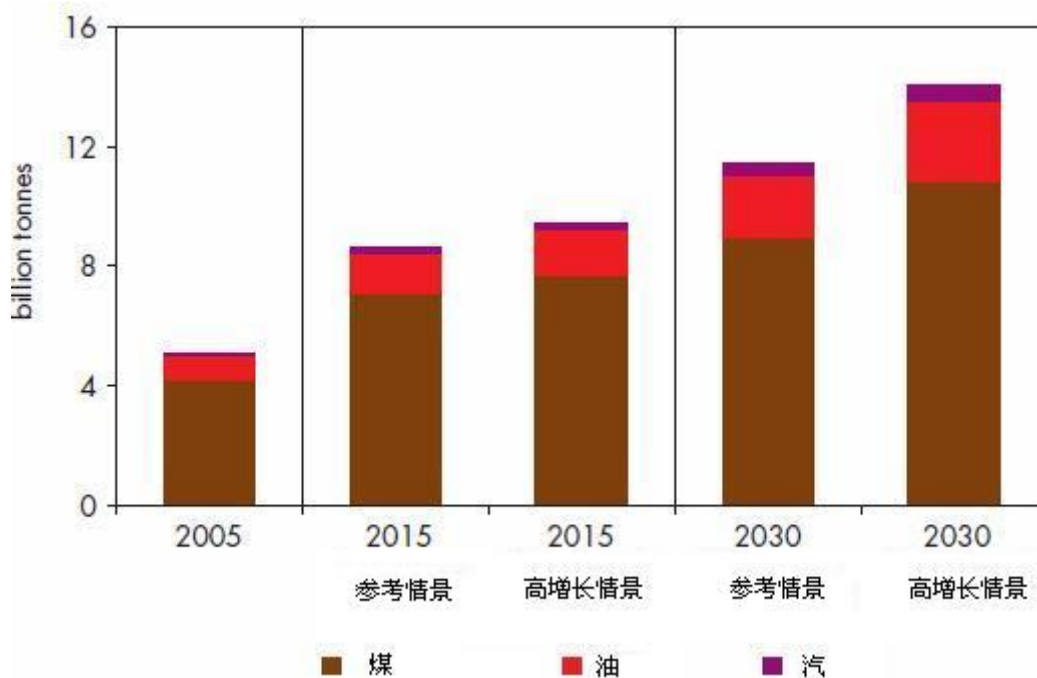


图2.2 不同情景下的中国二氧化碳排放预测 (《世界能源展望2007年》)

由图 2.1 和图 2.2 可见，未来到 2030 年，在参考情景、替代政策情景和高增长三种情景下，中国的能源需求仍然以煤炭为主。能源消费的增长和以煤炭为主的能源消费结构意味着中国的二氧化碳排放将继续增长。

参考情景下，2015 年中国的二氧化碳排放为 86.32 亿吨，2030 年为 114.48 亿吨；替代政策情景下，2015 年二氧化碳排放为 80.92 亿吨，2030 年为 88.77 亿吨；高增长情景下，2015 年二氧化碳排放为 95 亿吨，2030 年为 141 亿吨。每种情景下，都是以煤炭利用的二氧化碳排放最多，占能源利用二氧化碳排放的 75% 以上，这与能源消费结构直接相关。煤炭利用的二氧化碳排放主要来自煤炭发电过程的排放，占煤炭利用二氧化碳排放的 60% 以上。

在参考情景下，2015 年煤炭发电的二氧化碳排放为 43.28 亿吨；2030 年煤炭发电的二氧化碳为 59.97 亿吨；在替代政策情景下，2015 年煤炭发电的二氧化碳排放为 39.43 亿吨，2030 年为 44.65 亿吨。2005-2030 年中国参考情景、替代政策情景和高增长情景的二氧化碳排放增长量分别占全球排放增量的比例为 42%、52% 和 49%。由此可见，未来中国能源利用的二氧化碳将是全球二氧化碳排放增加的主要贡献者。从人均排放的角度，2015 年中国三种情景的人均二氧化碳排放将明显超过世界平均水平，但是仍然低于 OECD 国家水平，如图 2.3 所示。

中国二氧化碳排放的快速增长，尤其是人均排放量的增长，对中国以煤炭为主的能源消费结构、粗放型的增长方式提出严峻挑战，中国将面临巨大的国

际减排压力。

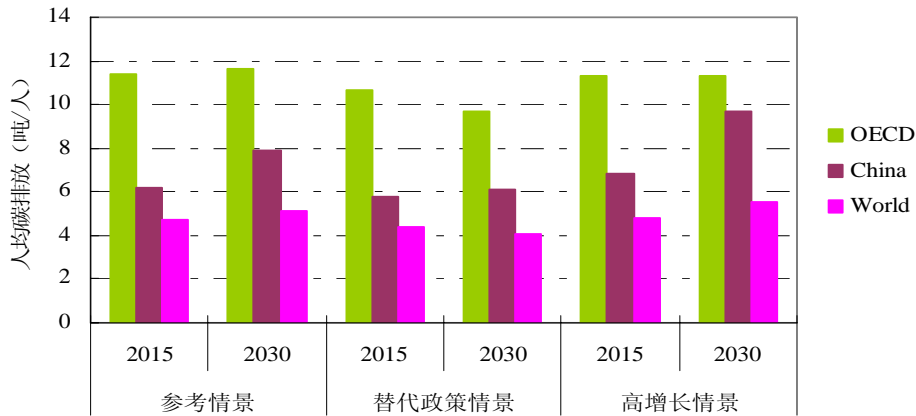


图2.3 不同情景下的人均二氧化碳排放预测（《世界能源展望2007年》）

2.5 煤炭可持续发展的环境政策失效约束

目前，中国涉及煤炭行业环境保护的相关法律主要有：《环境保护法》、《大气污染防治法》、《环境影响评价法》、《节约能源法》、《循环经济促进法》、《清洁生产促进法》、《煤炭法》、《矿产资源法》、《水土保持法》和《土地管理法》等；相关行政法规包括：《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》、《国务院关于促进煤炭工业健康发展的若干意见》、《土地复垦规定》等；相关部门规章及标准包括：《煤炭工业环境保护暂行管理办法》、《煤炭工业污染物排放标准》、《煤炭工业清洁生产标准》、《煤层气(煤矿瓦斯)排放标准(暂行)》、《环境影响评价技术导则—煤炭开采工程》等；其它相关环保政策包括：《国家酸雨和二氧化硫污染防治“十一五”规划》、《煤炭工业发展“十一五”规划》、《煤炭产业政策》、《关于印发煤炭工业节能减排工作意见的通知》、《关于印发煤矿瓦斯治理与利用实施意见的通知》、《燃煤二氧化硫排放污染防治技术政策》、《关于在山西省开展煤炭工业可持续发展政策措施试点的意见》、《中国洁净煤技术“九五”计划和2010年发展纲要》、《国家实施洁净煤技术发电优惠政策》等。

从上述法规政策体系可以看出：中国煤炭行业环境保护政策贯穿于煤炭开采、加工及利用的全过程，主要涉及到生态环境保护、大气环境污染防治及温室气体减排三个领域，其特点是“涉及多个产业环节及多环境问题”。存在的不足是煤炭行业环境保护法规体系虽涉及面广，但却“广而不精”，大多法规政策内容比较模糊，可操作性较差，缺乏相应配套经济激励、技术鼓励政策的支持，环境政策失效。具体表现在：（1）现有法规政策尚不完善，且原则性规定居多，缺乏操作性；（2）现有法规政策“重污染，轻生态”，生态环境保护工作举步维艰；（3）现有法规政策侧重行政手段，缺乏环境成本内部化的有效手段；（4）现有

法规政策“政出多门”，环境保护工作缺乏有效监管；（5）现有法规政策缺乏对涉及煤炭可持续利用关键技术的引导与推广。

3 中国煤炭可持续发展的资源环境对策

3.1 实施煤炭可持续发展的资源保障战略

3.1.1 煤炭可持续发展资源保障条件分析

中国煤炭资源总量丰富，但另一方面，深部煤炭资源所占比重大，经初步统计，在保有储量中，300米以浅的占36.1%；300~600米的占44.6%；600~1000米的占19.3%，平均开采深度400米。此外，煤田地质构造相对比较复杂，从煤层倾角变化条件看，煤层倾角小于5°的近水平煤层资源量仅占9%左右，倾角在5°~15°的缓倾斜煤层资源量占60%左右，倾角在15°~45°的倾斜煤层资源量约占28%，大于45°的急倾斜煤层资源量约占2%，在现有煤矿中，以简单构造类型为主的煤矿分布范围小。此外，中国煤炭资源富集地区生态脆弱，大幅度增加煤炭资源产量将受到制约，而东部地区煤矿的开采深度以每年8~12米的速度增加，未来十年煤矿深部开采的问题将越来越突出。

3.1.2 实行煤炭开发总量控制

综合考虑市场需求、经济效益、社会效益和生态效益，在环境容量许可范围内调控煤炭开采规模，实行煤炭开发总量控制，既考虑当代人的需求，又不危害后代人的生存和发展，变“有水快流”为“细水长流”，在保障能源安全的同时不对粮食安全、生态安全、社会安全和社会经济可持续发展造成危害。根据环境承载力的地域差异统筹安排煤炭区域开发时序，以节约利用资源并提升煤炭生产的整体效益。

3.1.3 解放受水威胁的东部煤炭资源

解放受水威胁的煤炭资源是稳住东部煤炭产量的一项特别重要的措施。北方石炭二叠纪含煤岩系是中国最主要的含煤岩系之一。东部许多重要的矿区都开采石炭二叠纪煤系，但石炭二叠纪煤田中下组煤的开采普遍受到底部岩溶水的威胁，受岩溶水威胁的煤炭资源达200亿吨以上。解放受水威胁的煤炭资源，可以通过加大矿井排水能力、缩小煤柱尺寸、采区疏干等综合办法解决。但首先得做好水文地质工作，查明水文地质条件。

3.1.4 合理开发利用西部煤炭资源

未来中国煤炭资源开发的重点向晋陕蒙、新疆和云贵地区转移，是中国煤炭资源条件决定的，也是区域经济社会发展的必然要求。但是，要合理开发利用西部煤炭资源：（1）统筹协调西部煤炭资源开发和地方社会经济发展用水，编制通盘规划，做好矿井水资源工作，其中，做好煤田水文地质和矿区水资源勘查工作至关重要。（2）保护矿坑水水质，提高矿井水综合利用率。（3）加快研发和推广西部矿区煤炭资源与环境协调开采技术。

3.2 实施煤炭绿色开采战略

3.2.1 明确煤矿区环境治理目标

力争至 2020 年，采煤塌陷及挖损土地治理率达到当年塌陷面积的 75%，煤矸石利用及处置率达到当年排放量的 95%，其中利用率超过 85%，煤矿矿井水利用率达到 70%，瓦斯利用率达到 60%；2030 年，采煤塌陷及挖损土地治理率达到当年塌陷面积的 80%，煤矸石利用及处置率达到当年排放量的 100%，其中利用率超过 90%，基本消灭煤矸石山，煤矿矿井水利用率达到 80%，瓦斯利用率达到 70%，基本实现煤矿区塌陷地充分治理、“三废”充分利用和无害化处置、矿区生态安全的环境友好型煤炭开发目标。

要实现煤炭资源的环境友好型绿色开采，必须从源头控制、采中防范、采后治理三个方面来考虑。

3.2.2 全面推广煤炭绿色开采技术

深入研究和推广绿色开采技术体系，包括：水资源保护—“保水开采”技术，土地与建筑物保护—“充填开采”技术；瓦斯抽放—“煤与瓦斯共采”技术等等。

（1）最大限度地从源头减少矿区环境污染，继续大力推广矸石充填技术，利用煤矸石进行巷道充填与采空区充填。（2）在矿井浅部煤层采用房柱式与条带式采煤法，同时对其他煤层进行间歇式开采和煤层配采，有效防止地表下沉。（3）进一步研究提高气体质量的技术、井下煤炭与瓦斯的协调开采配套技术以及煤矿瓦斯利用技术。

3.2.3 加强煤矿区塌陷地复垦进程

迄今为止，中国采煤塌陷地的复垦率仍然较低，仅为 12% 左右，远低于国外土地复垦率 65% 的平均水平。伴随经济发展和煤炭的进一步开发，每年仍将新增大量的塌陷地。因此，需要加大塌陷地复垦力度，重点推动和研发下列问题和技

术：(1) 结合不同塌陷的影响，研究和推动塌陷地复垦的公众参与制度以及塌陷地产权管理方法。(2) 提高采煤塌陷的预计精度，重点解决山区、后冲积层、深部开采、高强度开采等复杂条件的采煤塌陷地预计。(3) 革新现有塌陷地复垦技术，重点解决煤—粮复合区、山区、生态脆弱区等不同特征区域的塌陷地复垦技术，探讨无污染的充填复垦技术工艺与设备。(4) 探讨塌陷地动态预复垦技术，解决塌陷地土壤资源的保护和及时复垦问题。

3.2.4 促进煤矸石处置与综合利用

随着煤炭开采规模的不断增大，固体废物产生量也不断增大。仅以煤炭开采和洗选业为例，2007年产生的固体废弃物为18751.6万吨，占各行业固体废弃物产生量的11.4%。近几年来，中国煤矸石等固体废弃物利用率不断提高。1999年，煤炭开采和洗选业固体废弃物利用率为24.70%，2003年增长为57.42%。2007年，固体废弃物中综合利用率达到63.64%，废物处置量占28.00%，废物贮存量及排放量分别占6.51%和1.86%。

中国煤矸石利用与发达国家仍存在很大差距。一方面，美国、英国等西方国家对煤矸石的总利用率已达到90%以上，另一方面，中国煤矸石利用除做修路的垫层材料、充填塌陷区外，规模生产仅局限于制砖业等建筑行业，煤矸石、煤泥发电在电价、规模、排放等方面得不到很好的政策支持，且煤矸石排放分布的分散性，以及生产、运输成本偏高等因素，也极大地限制了煤矸石发电的大规模发展。

针对上述问题，提出如下对策建议：(1) 各个地区应该根据煤矸石中元素含量的不同，因地制宜，有针对性的进行综合开发利用和工业化生产，严禁设立永久性煤矸石堆场。要以煤矸石发电、煤矸石新型建材产品、煤矸石复垦造田筑路和井下充填为主要利用方向。对本身不具备单独利用条件的中小煤矿，要实行区域集中利用、集中治理。(2) 政府应提高对全国已经堆存的矸石山的重视，加快消纳和治理长年堆积形成的矸石山，消除或削弱煤矸石山的危害。对历史堆积的约35.5亿吨（2005年数据）煤矸石，应积极进行筛分或洗选回收并有区别利用，如制作煤矸石空心砖、发电、用于矿井开采采空区、塌陷区的回填、复垦造田及筑路等；对无法综合利用或经济欠发达地区的已形成的煤矸石堆（山）要实现无害化处理和生态修复。(3) 加快对自燃煤矸石山的治理进度，消除自燃煤矸石山引发的二氧化硫污染、矸石山爆炸、垮塌等对人民健康和生命财产的危害。

3.2.5 充分利用煤炭矿井水资源

中国主要产煤区严重缺水。按产量计算，全国70%煤炭产量所处的矿区严重缺乏生活饮用水，但是煤矿每年因为采煤生产必须排放的矿井水数量巨大。

2007年，中国排放矿井水量达60亿立方米左右，利用率仅为26%。这表明中国矿井废水在一定程度上得到了控制，但在水资源循环利用方面还存在着很大差距，煤矿矿井水利用地区分布不均衡。以2005年为例，华东地区煤矿矿井水利用率最高，为65.99%，西北地区利用率最低，仅为26.93%。

针对矿井水资源利用，提出如下对策建议：（1）合理定位各地区矿井水综合利用方法、利用能力和关键问题。对于华北、西北等严重缺水地区，且矿井水大部分为苦咸水，应重点进行矿区苦咸水淡化，以解决矿区职工及周边居民日常生活用水；对于西南地区，矿区局部缺水，可经矿井水净化处理，作为生产、生活用水；对于其他雨水相对充足区，主要是加快建设矿井水净化处理能力，提高矿井水利用率，矿井水利用可采取先工业用水、后饮用水的顺序进行。（2）在政策支持方面，建议在地表水贫乏的大水矿区（吨煤排水量大于3.5立方米），经过净化达到饮用水标准的矿井水允许其接入市政供水管网，国家给予最低水价保护；对净化自用矿井水的企业国家给予基本建设贴息贷款的财政扶持；对通过净化达到饮用水标准且供应城镇居民的水量部分国家免征水资源费。

3.2.6 提高煤矿瓦斯抽放与利用水平

据有关资料，中国已探明煤矿瓦斯储量约3.5万亿立方米，预测总资源量达到36.8万亿立方米。2008年，煤矿抽放瓦斯约58亿立方米，利用量为17亿立方米，利用率仅为29%，用于发电装机1104台，容量920兆瓦，民用供气90万户，风排低浓度瓦斯约250亿立方米。

目前煤层气主要用于以下四个方向：化工、民用、发电和瓦斯液化。由于瓦斯气源不稳，在化工方面的应用受到限制。在电力领域，由于发电机组小，电网结算价格低，企业开发利用煤层气的积极性也受到极大限制。通过瓦斯液化，冷冻分离LNG（液化天然气），1000立方米瓦斯可以生产1万吨液化天然气。综合而言，供热、发电将是煤层气利用的主要方向，技术较为成熟，需要从政策方面给予支持：（1）打破行业保护，上网电价实现同网同价，解决电网调度问题，实现物尽其用，为瓦斯抽放与利用创造良好的条件。（2）对煤层气发展在税费征收、科技投入、产业协调等方面要给予优惠政策，使之尽快形成产业。煤层气和天然气在成分和用途上是基本相同的，下游市场一致，在分布上具有互补性，应与天然气统筹规划，共用相同的管网设施，统一规划。

3.2.7 完善煤矿区环境治理的保障体系

完善机构，加强指导与监管。建议国家成立相应的专门机构，协调煤炭、土地、环境、水利、电力、农业等各部门，指导、监督煤矿企业和地方政府落实矿

区土地复垦工作，并实行严格的目标责任制，使复垦治理工作有组织、有步骤、有计划地向前推进。

建立矿山关闭审批、管理与实施体系。目前中国尚未形成规范的矿山关闭规划、矿山关闭审批等完善的工作内容体系，导致矿山废弃后遗留有未清洁的工作场地和污染的生态环境，对当地的影响将长期存在。伴随资源开采进程的推进，中国将有越来越多的矿山因为资源枯竭而关闭。建议：（1）遵循“围绕关闭而开采（Mining for Closure）”的理念，对从勘探、设计、建设、开采至实施关闭等矿业开发生命周期各环节的环境保护和修复任务做出明确规定，确保矿山关闭后给后代留下的是福利而不是危害。（2）将矿山关闭规划作为煤炭开发项目整个生命周期重要的有机组成部分，形成完善的矿山关闭规划体系，制定矿山关闭规划编制标准或规范。（3）完善矿山关闭规划的实施过程，从政策法规、制度、经济奖惩、舆论机制等方面营造企业自觉履行矿山关闭和完成的义务。若企业未能履行矿山关闭规划规定的任务与成功实施矿山关闭，除不返还土地复垦保证金等经济处罚外，将不能获准新矿的开采许可权，等等。

建立完善的法规体系。如建立完善的《土地复垦法》，形成更严厉的土地复垦约束机制。进一步明晰复垦土地产权，规定详细的复垦标准、管理监督等易于操作和实施的细则和标准，各项规定尽量明确具体，以保证可操作性。

实施矿区土地复垦保证金制度。建议：（1）澄清矿区土地复垦保证金的内涵和目标，将各地不同的保证金名称统一为“土地复垦保证金”。（2）改变目前矿区环境恢复治理费用多部门收缴、管理不规范、修复效果不理想、修复成果监管不严等状况，规范收缴标准、交纳保证金形式、交纳与返还方式、管理模式等。（3）从国家层面上在全国性立法中确立土地复垦保证金制度，提高保证金制度的法律约束力，提高保证金管理的透明度，形成政府、企业、银行和群众责任、权利、义务分明的保证金管理和使用体系。

3.3 加快制定西部煤炭开发的环境对策

水环境的保护、水资源再生是保护西部矿区生态环境、解决西部煤炭开采对生态破坏的关键问题。在西部煤炭开发过程中，必须实施保护水资源的煤炭开发战略，同时，加强生态脆弱矿区的土地复垦与生态重建也是至关重要的。

3.3.1 制定西部开采的水资源保护措施

大力推广保水采煤技术。积极应用国内外“三下”采煤技术与特殊开采方法，使煤层顶板破坏最小，导水裂隙带不波及水体。当煤层覆岩较薄、采矿不可避免的要影响到上覆含水层时，改造含水层形成人造隔水层，确保地下水不涌入矿井，

实现水资源的保护性开采。中国东部矿区“三下”采煤中广泛应用的防水采煤技术与西部矿区的保水采煤技术有许多不同，还有大量技术、经济问题需要研究解决。

推行水资源再造与联合调度。西部矿区煤层埋藏较浅，上覆岩层和土层多为沙性，隔水层较少且隔水性较差等，导致在煤炭开采过程中很难实现原地保护煤层上覆的含水层。另一方面，西部矿区古冲沟、河道、湖泊较多，本身就是地下水资源良好的储存构造或转移通道。将采煤过程中破坏的水排入其中，建设地下水坝，形成地下水库，进行适当的帷幕截流。同时采取人工调蓄，在丰水期让地表水补给地下水并在地下水库中储存待用。将开采过程中破坏的地下水和地表水进行人工调度与调蓄，可以充分保护西部矿区水资源。

提高矿井水资源循环利用水平。采用合理的处理工艺和设备，对在煤矿开采过程中产生的废水进行处理，除去矿井水的超标物质或污染物，变“废水”为可利用的水源。针对中国西部矿区矿井水多为高矿化度水的状况，重点研究和开发新型高矿化度矿井水的处理和再生技术。

3.3.2 积极开展矿区土地复垦与生态重建

实现煤炭开采与生态重建一体化。煤炭开采要与保护环境、生态重建同时进行，将二者合为一体，使煤炭生产过程成为环境治理的过程，真正实现采煤 - 复垦一体化。如在煤炭开采前期先做好水土保持工作，建立防护林等，开采过程中根据土地损毁预测和开采进程实施动态预复垦，在煤炭开采后，应重点以生态恢复为主、恢复草地、减少动土造成的次生影响为要求，采取综合治理等有效措施。

研究和推广生态脆弱区的适用复垦技术。研发绿肥改良技术、化学改良技术、微生物改良技术等，增加土壤养分，改善土壤理化性状，固沙护坡，防止水土流失。加大西北部生态脆弱地区适宜植物种类筛选的研究，特别要注意开发、培育和优选价值高的经济作物和林木。

4 中国煤炭高效洁净利用对策

中国煤炭利用可以分为煤炭发电、工业锅炉和窑炉燃煤、煤化工三种类型。2007 年，煤炭利用的比例是：发电 50.5%，工业锅（窑）炉燃烧 30%，煤化工 18%，其它不足 2%。

4.1 实施高效洁净的燃煤发电战略

4.1.1 电煤需求和碳排放情景预测

对 2030 年中国电煤需求总量和煤电温室气体排放的情景分析表明，在不同的节电力度和发展低碳电力的力度下，2030 年中国的电煤需求量大约为 11.77 到 21.43 亿吨标准煤，电煤二氧化碳排放量大约为 28.92 到 52.15 亿吨。若到时电力行业二氧化碳排放不能满足控制目标的要求，将不得不发展煤电的二氧化碳捕获和埋存技术（CCS）。但这意味着生产单位电能的能耗将大大增加，因此需要消耗更多的煤炭。

对 2030 年中国煤电常规污染排放的情景分析表明，在现行氮氧化物排放标准能得到有效执行的情况下，2030 年中国煤电的氮氧化物排放总量可控制在 627-847 万吨；若进一步采用美国现行的氮氧化物排放标准，总量可削减至 209-282 万吨。在 2010 年中国将执行的二氧化硫排放标准能得到有效执行的情况下，2030 年煤电二氧化硫排放可控制在 467-843 万吨；若执行更为严格的污染控制政策，强制煤电机组 100% 投运脱硫设备，在脱硫效率分别为 95% 和 98% 的情况下，煤电二氧化硫总排放量可以控制在 330 万吨和 132 万吨以下。由此可见，通过制定和执行更严格的排放标准和污染控制政策，煤电行业的传统污染物是可以控制的，但随着减排边际成本的上升，燃煤电厂的脱硫脱硝成本也会有可观的增加。

4.1.2 高效洁净的燃煤发电政策

由 2.3.1 中关于煤电发展战略目标的分析，可以把电力工业发展的政策目标归纳为四个，即：控制电煤需求总量，减少常规污染排放，促进温室气体减排以及产业自身持续发展，通过开展内部和外部影响因素分析，上述政策目标间的内在关联如下：（1）电力需求控制和低碳电力发展将减少电煤需求总量，进而减少煤电污染排放和二氧化碳排放；（2）煤电效率提高可有效减少电煤需求及污染和二氧化碳排放，而水资源的可获得性将严重影响煤电效率，CCS 将大大降低电厂效率；（3）脱硫/脱硝设备的安装与运行，以及动力煤的煤质决定污染排放的规模；（4）CCS 的采用将因效率降低增大发电煤炭需求，并影响技术选择。（5）煤价上涨是目前电力行业亏损的直接和主要原因，电力行业内部的不合理扩张和

博弈进一步影响了产业自身可持续发展的能力。为此，我们建议：（1）在能效方面，应持续优化装机容量结构，减少运行效率损失和发展下一代先进煤电技术，例如 700C 机组、高效空冷技术、低能耗二氧化碳捕捉技术；（2）在环保方面，应强化脱硫的执行力度、推进脱硝技术的应用并进一步完善和提高排放标准。应对是否全面或分情况倡导动力煤洗选提出明确建议，并建立标准和规范；（3）在二氧化碳减排方面，应尽早明确发展 CCS 的国家意志和政策导向，并及早开展 CCS 的技术研发和示范，积极发展 IGCC/多联产和生物质掺烧；（4）在产业发展策略方面，应尽早切实推进电煤价格联动，并从国家层面对未来电力和煤炭供需进行主动引导和调节。

4.2 加快实施工业锅（窑）炉节能减排

4.2.1 发展高效洁净分散燃煤技术

建设动力配煤厂，实现燃煤质量的稳定和提高。加强煤炭燃烧性能研究，开发先进的高效低污染燃烧技术、自动化运行控制技术、先进污染物净化技术，全面提高燃煤锅炉、窑炉的热效率及控制污染物排放。

4.2.2 高效洁净分散燃煤政策保障

加快实施燃煤工业锅炉技术改造工程。选择和优化配置热电联供、集中供热、燃料优化、锅炉系统改造等技术途径，制定近期及“十二五”改造计划，研究配套政策，并尽快组织实施。

对实际热效率不到 70% 的锅炉纳入改造计划，对热效率低于 60% 的限期强制改造，对运行热效率不足 50% 的、超过设计使用年限的予以淘汰。重点改造链条锅炉，改造后热效率要达到 75% 以上。新建锅炉热效率达到 85% 以上。推广采用高效布袋除尘技术，采用先进脱硫技术，实现二氧化硫达标排放。推进锅炉主、辅机设备成套化和系列化生产，开展节能、节水和环境标志产品认证。加快建设运行效率、污染物排放水平监测体系。

落实燃煤工业窑炉技术改造任务。提高对燃煤工业窑炉节能减排工作的认识。制定出适合当地改造实施的技术指标和时间要求，并与企业签订改造目标责任书。由企业制定燃煤工业窑炉改造实施计划，并组织实施；政府根据目标责任书考核和验收企业的实施进度和结果，并通过能源审计和清洁生产审核。

促进燃煤工业窑炉技术装备升级。水泥生产企业要制定淘汰高能耗的立窑、湿法窑、干法中空窑及其他能耗大于 150 千克标准煤/吨熟料的计划；积极发展日产熟料 4000 吨及以上的新型干法窑外分解技术；对现有水泥窑炉进行系统改

造，能耗达到 130 千克标煤/吨熟料以下。墙体材料生产企业要制定淘汰落后窑型，应用高效燃煤、废热回收利用、高效保温及自动检测与控制等先进技术；改造后能耗达到 100 克标煤/块标砖以下。采用先进燃煤、废热利用、优化炉型等先进技术改造石灰窑，能耗达到 130 克标煤/千克石灰以下。对耐火材料窑进行系统综合改造，改造后热效率达到 35% 以上。新、改、扩建燃煤工业窑炉要推广应用先进的配套技术及装备，如高效除尘、烟气脱硫及硫资源化利用、排放实时监测等；改造后的排放要达到目标责任书签订的指标，并经验收。

推动节能环保社会化服务体系建设。积极推动建立多种形式的节能环保技术服务企业，实施市场化服务。政府对环保企业实施扶持优惠政策，加强监管。

制定完善相关标准规范。编制有关标准和规范的制定修订计划，包括商品煤质量标准，各类煤利用工艺及装备技术规范及能效、排放标准等制定和修订。

4.3 稳步推进煤炭高效洁净转化战略

4.3.1 发展高效洁净煤炭转化技术

(1) 在煤焦化行业中推广和应用大型、先进节能环保技术装备。重点推广干法熄焦、煤水分调湿等清洁生产技术；推行焦炉大型化。(2) 大力发展煤炭高效低碳清洁转化技术。煤低碳清洁转化技术包括煤直接液化、煤气化、煤间接液化、煤制天然气、整体煤气化联合循环发电 (IGCC) --多联产等现代煤转化技术。开发、引进先进煤气化、大型合成反应器等技术及装备，实现煤炭高效洁净转化零排放。(3) 探索煤炭高效低碳清洁转化技术与碳封存技术的集成模式。煤炭清洁转化过程能获得占总碳排放量 50% 以上的高纯度二氧化碳，可以直接进行碳封存。积极开展煤转化、CCS 技术集成和工程示范。

4.3.2 促进煤炭高效洁净转化的政策措施

(1) 积极发展适合资源利用和市场需求的煤转化新技术，合理、高效配置利用低质煤、高硫煤资源。鼓励开发煤化工新型节水技术。(2) 积极采用先进、适用技术改造和提升传统煤化工产业，着力培育资源节约型、环境友好型企业和产业集群。淘汰落后产能，提高煤化工产业技术准入条件。加大对能源转化效率、污染物排放等监管，实施清洁生产审核。加大对煤制油、大型煤基醇醚、煤基烯烃、煤 - 化 - 电多联产等新型煤化工技术和大型成套装备的自主研发力度，有序推动工业示范和产业化发展。(3) 鼓励企业积极开展二氧化碳封存与利用。加强国际交流与合作，积极进行适合二氧化碳大规模埋藏的油田、气田等地质调查和埋藏潜力的研究，探索技术可行性和经济合理性。出台具体的激励措施，鼓励有条件的煤化工企业积极规划、开展二氧化碳封存与利用。(4) 制定和完善相关产

品能耗及污染物排放等标准。以世界或国内先进技术为标杆，制定和完善产品能耗、产品质量及污染物排放标准，促进企业节能环保技术的不断进步。

5 中国煤炭可持续利用的环境保护对策

5.1 实施基于污染物排放总量的煤炭消费总量控制

煤炭加工和利用过程是中国大气污染物排放的最主要来源，减少煤炭消费量是控制大气污染的根本途径，也是以较低成本实现多种污染物综合控制的最有效途径。从中远期来看，当二氧化硫和氮氧化物等污染治理技术发展达到一定水平，酸雨和城市空气污染问题基本解决以后，温室气体排放控制将成为煤炭消费的主要制约因素，但近期煤炭消费的主要约束条件仍然是二氧化硫和氮氧化物排放总量控制。

5.1.1 国家中长期大气污染物总量控制目标

大气污染物排放总量控制目标的确定主要基于全国硫氮沉降临界负荷、大气环境质量、污染治理技术可达性等三方面因素。

(1) 二氧化硫控制目标。中国 2007 年的二氧化硫排放总量为 2468 万吨，根据《国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》对二氧化硫排放总量削减 10% 的要求，2010 年全国的二氧化硫总量控制目标为 2295 万吨。2015、2020 和 2030 年的二氧化硫排放总量控制目标分别为 1900 万吨、1700 万吨和 1400 万吨。此时尚未满足基于城市环境质量的二氧化硫容量总量要求，将在 2030 年以后通过继续加强污染控制来实现。

(2) 氮氧化物控制目标。预计 2010 年氮氧化物排放量将达到 2300 万吨。2015、2020 和 2030 年的氮氧化物排放总量控制目标分别为 2100 万吨、1900 万吨和 1500 万吨。

5.1.2 基于污染物排放总量控制的煤炭最大消费量

能源消费结构、煤炭利用方式、燃煤品质以及污染治理水平是影响污染物排放的重要因素。设计两个煤炭消费结构情景（[0]和[1]）和两个污染控制方案（[B][S]），对未来煤炭利用方式和污染治理水平进行分析：[0]和[1]分别代表当前煤炭利用结构情景和用煤结构调整情景。污染控制基准方案[B]是根据目前污染控制政策的发展趋势，假设未来对电力与交通部门实行更严格的排放控制，其中电厂脱硝进展较慢；[S]为综合强化控制方案，对燃煤电厂、工业、交通等部门均采取了更严格的控制措施，尤其是电厂脱硝力度和燃煤锅炉、窑炉的污染

物治理力度大幅度提高。

(1) 2030 年煤炭利用方式情景方案

将煤炭利用方式分为三大类：发电用煤、分散式供能用煤以及煤化工用煤。其中，发电用煤主要指 65 蒸吨/小时及以上的工业锅炉发电用煤；分散式供能用煤主要指 65 蒸吨/小时以下的工业锅炉和各种工业窑炉用煤；煤化工用煤包括炼焦、合成氨、电石等传统煤化工用煤和煤制油、煤制甲醇、二甲醚、烯烃、天然气等新型煤化工用煤。目前这三类用煤技术分别占全国煤炭消费总量的 51%、31%和 18%。未来热电联产的发展将逐步取代分散型供热锅炉，落后工业锅炉和窑炉的淘汰、改造也将使这部分用煤量下降。随着发电和煤化工用煤比例的提高，分散型供能锅炉和窑炉用煤比例的降低，吨煤污染物排放强度将降低，因此将 2030 年煤炭利用结构情景设定为：发电用煤占煤炭消费总量的 70%，分散式供能用煤和煤化工用煤各占 15%，见表 5.1。

表5.1 中国煤炭利用结构情景方案

情景	煤炭消费量比例		
	电厂	分散式供能	煤化工
2007 年用煤结构情景[0]	51%	31%	18%
2030 年利用结构调整情景[1]	70%	15%	15%

(2) 污染物总量目标约束下的最大煤炭消费量：

在基准控制情景中，煤炭消费结构仍然维持在 2007 年水平，电力行业二氧化硫治理力度进一步加大（见表 5.2 和表 5.3）。2015、2020 和 2030 年二氧化硫平均去除率达到 64%、81%和 86%（2007 年为 42%）；其他燃煤锅炉和工业炉窑使用洗精煤或简易脱硫设施，吨煤二氧化硫排放强度比 2007 年排放水平分别降低 5%、15%和 30%；2015、2020 和 2030 年全国二氧化硫排放总量分别控制在 1900 万吨、1700 万吨和 1400 万吨，则煤炭最大可消费量分别为 25.8 亿吨、29.7 亿吨和 30.6 亿吨。2007 年全国煤炭消费总量已达到 25.86 亿吨，在该情景下，煤炭消费总量控制压力非常大。考虑到氮氧化物排放总量控制，若 2010 年以后东部发达地区新建机组开始逐步建设 SCR 脱硝设施，其他地区新建机组全部采用 LNB，2015 年、2020 年和 2030 年，火电行业氮氧化物平均去除率有望逐步提高到 36%、52%和 71%；2020 和 2030 年分散式供能锅炉和工业炉窑的吨煤氮氧化物排放强度比 2007 年排放水平降低 5%和 15%（2015 年仍保持在 2007 年的排放强度水平）；在油品消费的氮氧化物排放方面，预计 2015、2020 和 2030 年，全国油品消费比 2007 年分别增长 30%、60%和 100%，同时，通过加严排放标准、改善燃油品质、安装尾气净化装置等措施，油品消费的氮氧化物排放强度比 2007

年排放水平分别降低 10%、20%和 30%，综合两方面因素，2015、2020 和 2030 年油品消费的氮氧化物排放量将比 2007 年分别增长 17%、28%和 40%；2015、2020 和 2030 年全国氮氧化物排放总量分别控制在 2100 万吨、1900 万吨和 1500 万吨，则全国煤炭最大可消费量分别为 32.0 亿吨、31.5 亿吨和 26.5 亿吨。

在强化控制情景中，煤炭消费结构逐步调整，发电用煤比例提高到 70%；燃煤电厂、工业、交通等部门均采取了更严格的污染物排放控制措施，尤其是电厂脱硝力度和燃煤锅炉、窑炉的污染物治理力度大幅度提高(见表 5.2 和 5.3)。2015、2020 和 2030 年火电行业二氧化硫平均去除率分别提高到 72%、86%和 95%；分散式供能锅炉和工业炉窑的二氧化硫治理技术进展较快，2015、2020 和 2030 年二氧化硫排放强度分别比 2007 年降低 10%、30%和 50%；在二氧化硫污染治理水平和排放总量控制目标约束下，2015、2020 和 2030 年全国煤炭最大可消费量分别为 30.4 亿吨、40.1 亿吨和 78.6 亿吨。氮氧化物排放总量控制方面，2015、2020 和 2030 年火电行业氮氧化物平均去除率分别提高到 44%、60%和 78%，分散式供能锅炉和工业炉窑的吨煤氮氧化物排放强度比 2007 年排放水平分别降低 0%、10%和 30%，油品消费的氮氧化物排放强度比 2007 年排放水平分别降低 15%、30%和 50%，2015、2020 和 2030 年油品消费的氮氧化物排放量分别比 2007 年增长 11%、12%、0%（2030 年回落至 2007 年排放水平）。在这种氮氧化物污染治理和排放目标约束下，2015、2020 和 2030 年全国煤炭最大可消费量分别为 35.1 亿吨、38.9 亿吨和 52.4 亿吨。

表5.2 不同阶段的全国二氧化硫治理水平情景方案

情景	时间节点	电厂二氧化硫平均去除率	与 2007 年相比，分散式供能排放强度降低
基准控制方案[B]	2015	64%	5%
	2020	81%	15%
	2030	86%	30%
强化控制方案[S]	2015	72%	10%
	2020	86%	30%
	2030	95%	50%

表5.3 不同阶段全国氮氧化物治理水平情景方案

情景	时间节点	电厂氮氧化物去除率	与2007年相比，分散式供能排放强度降低	与2007年相比，油品消费的氮氧化物排放量增长率
基准控制方案[B]	2015	36%	0	17%
	2020	52%	5%	28%
	2030	71%	15%	40%
强化控制方案[S]	2015	44%	0	11%
	2020	60%	10%	12%
	2030	78%	30%	0

综合上述两个情景方案，如图 5.1 中所示：

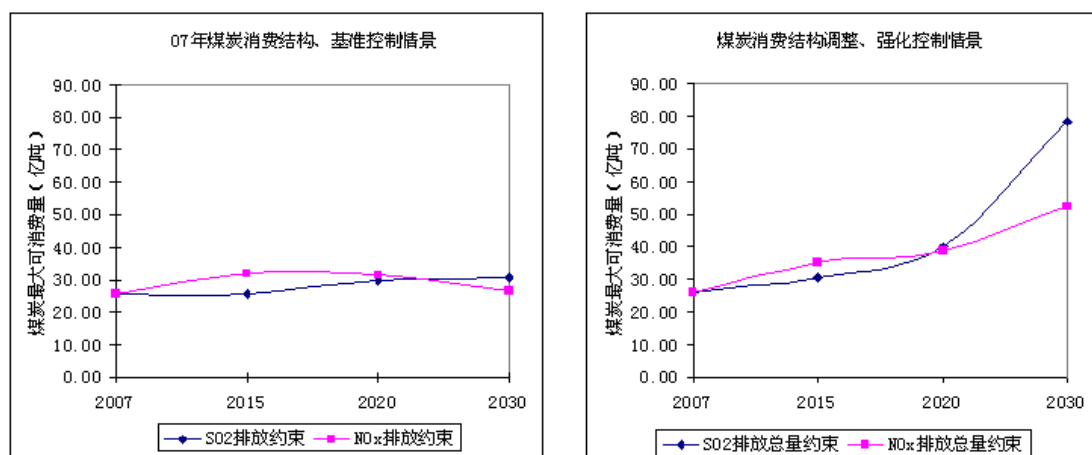


图5.1 二氧化硫和氮氧化物总量控制目标约束下的最大煤炭可消费量

在基准控制情景方案下，2015、2020 和 2030 年全国煤炭最大可消费量分别为 25.8 亿吨、29.7 亿吨和 26.5 亿吨。可见，随着氮氧化物控制要求的日趋严格，若不大幅度提高二氧化硫和氮氧化物污染治理力度，则煤炭最大可消费量在 2015 年后将呈现递减趋势；

在强化控制情景方案下，随着煤炭消费结构的调整和污染治理力度的加大，煤炭最大消费量可以有所提高，2015、2020 和 2030 年全国煤炭最大可消费量分别为 30.4 亿吨、38.9 亿吨和 52.4 亿吨。由于污染治理水平的大幅度提高，煤炭最大可消费量在 2020 年以后将有较大幅度的增长，但在 2020 年之前仍需控制在 38.9 亿吨以内。

由以上分析可以看出，煤炭最大可消费量与污染物总量控制目标、煤炭利用方式、污染治理力度极大相关，近期若污染治理水平不能大幅度提高或污染物总量控制目标比预期更为严格，则必须对煤炭消费总量加以控制才能够实现污染物总量控制要求。

同时，由于温室气体减排的压力，我国很可能在 2020~2030 年开始限制温室气体排放量增长，届时，温室气体排放控制将成为煤炭消费的主要制约因素，基于温室气体排放总量控制的最大煤炭消费量可能远低于以上测算结果。

5.1.3 煤炭最大消费总量控制实施策略

(1) 在长三角、珠三角和京津冀区域性大气污染突出地区实行煤炭消费总量约束性控制，以最有效的方式同时减少多种污染物排放，降低环境保护成本。在珠三角和长三角地区，由于没有剩余的大气环境容量，原则上应禁止新建燃煤电厂。

(2) 加快调整产业结构，控制高耗能行业过快增长，大力发展服务业和高技术产业，提高第三产业在国民经济中的比重和水平。同时加大高耗能行业落后产能淘汰力度，切实减少能源需求总量，进而减少煤炭消费需求。

(3) 推动节约型社会发展，坚持节能优先，加快节能技术研发和产业化推广，强化节能管理，提高整个产业链各环节的能源利用效率。加强节能技术应用与节能管理。

(4) 大力发展绿色用能技术与污染物排放控制技术，改变传统工艺过程，以系统能源、环境和经济效益最优为目的，实现能源和物质的梯级利用和循环利用，提高能源利用效率。

(5) 实行多污染物排放协同控制。在控制技术条件逐步成熟的今天，应以保护人体健康和生态环境为核心，构建系统、科学的空气质量标准体系和排放标准体系，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同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，同时要考虑效益最大化、可持续发展，制定出大气污染综合控制战略和综合管理模式。技术层面上，研究和开发除尘、脱硫、脱硝、除汞、二氧化碳收集储存等协同减排技术，国家对协同减排要有激励政策。政策层面要提出二氧化硫、氮氧化物、总悬浮颗粒物、汞、二氧化碳等多污染物减排计划，并给出绩效分配方法及经济政策，管理层面将能源发展与环境保护进行综合统筹考虑，重视节能、优化能源结构，深化体制改革。

(6) 国家应组织各方面的力量制定国家清洁空气行动计划。国家清洁空气行动计划应紧紧围绕今后 20~50 年内必须解决的城市大气环境质量、复合大气污染以及区域污染与气候变化等重大问题,以中国典型城市群地区的大气污染防治为核心,根据典型区域的大气污染控制的需要,组织开展系统的技术研究开发和工程示范,形成中国大气污染控制核心技术的研究开发基地和自主创新体系。建立全国区域大气环境质量的机制和体系,推动大气污染控制产业的技术进步和技术创新,带动全国国民经济部门的行业技术向节能减排和绿色化的方向发展。

5.2 运用经济手段促进煤炭的可持续开采

5.2.1 全面推行煤炭采矿权有偿使用制度

借鉴国外煤炭资源采矿权有偿使用制度的经验,一方面对国家没有投资勘察的煤炭资源也应该征收采矿权价款,切实足额征收一次性采矿权价款,煤炭企业只有在一次性交纳采矿权价款后才能获得煤炭采矿权,从事煤炭开采获得,使中国煤炭采矿权从无偿获得向有偿获取转变。另一方面,要进行煤炭资源税改革,切实提高中国煤炭资源税税率,真正体现出煤炭资源的消耗损失,理顺煤炭价格形成机制、引导煤炭行业合理有序发展。

5.2.2 加快改革煤炭资源税政策

加快煤炭资源税的改革进程,尽早出台新的煤炭资源税方案,使煤炭资源税真正成为保护中国煤炭资源、理顺煤炭价格形成机制、引导煤炭行业合理有序发展的有效“武器”。具体改革方向有两个方面:(1)改过去的从量征收为从量从价征收或者完全从价征收,使煤炭资源税与煤炭价格能够联动起来,更好地发挥煤炭资源税调节市场主体行为的作用,真正起到保护煤炭资源的作用。当煤炭价格高时,按从价或部分从价征收煤炭资源税也相应的高,能够明显降低煤炭行业的利润,调节市场主体行为,有效地抑制煤炭行业的盲目开采。当煤炭价格低时,按从价或部分从价征收的煤炭资源税也相应低,能够对整个煤炭行业起到一定的保护作用。(2)提高征收额度。目前按从量征收的煤炭资源税为 3~4 元之间,不足煤炭价格的 1%,是造成中国煤炭价格扭曲的重要原因之一。应大幅度提高煤炭资源税征收额度,把煤炭消耗损失纳入到煤炭价格体系中。

5.2.3 建立煤炭开采生态补偿制度

通过部分省份已开展煤炭开采生态补偿政策实践经验,应加紧对煤炭开发的生态补偿政策的系统研究,制定出具体的可操作的实施方案,重点选取山西、内蒙古、新疆等典型煤炭资源开采区域,开展煤炭开采生态补偿试点,再逐步推广,

争取尽早在全国范围内建立煤炭开采生态补偿费制度，为煤炭开采区生态环境管理提供规范化、市场化的制度保障，为控制和恢复煤炭开采区生态环境提供资金渠道。

5.2.4 实施环境治理保证金制度

针对煤炭开采造成的各种环境影响，建议在中国煤炭行业建立环境治理保证金制度，实行专款专用，以督促企业落实《中华人民共和国煤炭工业污染物排放》的具体要求，有效调动煤炭企业建设污染治理设施的积极性，改变整个煤炭行业环境污染治理滞后的被动局面，同时也强化对污染设施运行情况监督，以实现控制原煤开采、选煤及其所属煤炭贮存、装卸场所的污染物排放和消除对生态环境造成的不利影响的目的。

5.3 建立控制煤炭环境污染的经济政策体系

5.3.1 进一步改革和完善排污收费制度

中国的排污收费制度在过去 20 多年的发展历程中不断完善，排污收费标准逐步提高，对促进企业治理污染和减少污染排放等方面发挥了积极的作用。但是仍不能弥补污染治理成本和污染带来的经济损失。出现企业违法成本低、守法成本高的现象，不利于调动企业治污的积极性。因此，中国排污收费制度还需进一步完善，通过提高排污收费标准，增强企业治理污染的积极性，以推动环境外部成本完全内部化目标的实现。

5.3.2 加快制定和实施环境税收制度

从理论上来说，环境税和排污收费都是有效控制环境污染的经济手段，同时也是实现环境外部成本内部化的有效手段。但环境税比排污收费具有更强的法律约束力，更加容易足额征收，能为环境污染治理提供稳定的资金来源。因此，中国可在充分借鉴发达国家经验的基础上，先开征大气污染税（二氧化硫税、氮氧化物税等），取代相关排污收费，来控制煤电等行业的大气污染排放，减少煤炭等能源利用环节的环境外部性。在此基础上逐步建立适合中国国情的环境税收制度，更有效地实现环境外部成本内部化。

5.3.3 继续深化环保电价补贴政策

电价环保政策的理论基础是对主动减少环境负外部性的燃煤电厂给予一定的奖励，部分弥补其减少自身环境的外部性所产生的高额成本。电价环保政策和环境税、排污费都是实现环境外部成本内部化的有效手段。但与环境税、排污费

相比，电价环保政策是通过“以奖促治”的方式来激励燃煤电厂主动采取必要措施控制污染物排放。从理论上讲如果将排污收费标准提高到污染治理的平均边际成本，即能达到刺激污染治理的目的。但由于我国目前二氧化硫收费标准较低，不足以起到刺激企业进行污染治理的作用，因此将脱硫成本和脱硝成本纳入电价核算中是对排污收费制度的必要补充，以共同刺激企业进行污染治理。在实行脱硫电厂上网电价补贴的同时，进一步深化环保电价补贴政策，将脱硝成本纳入电价核算中，对氮氧化物削减的电厂进行上网电价补贴，上网电价每度电补贴的金额可参考脱硫上网电价的补贴幅度，同时各省可对安装脱硫脱硝除尘设备的企业给予财政奖励或者贷款贴息优惠政策。与排污收费相比，电价环保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。

5.3.4 全面推行排放指标有偿使用

目前在中国某些地方已经开展一些对污染物总量指标进行有偿分配的试点，出现了浙江秀州等多种模式，提高排放指标初始配置的效率，取得了良好的环境 and 经济效果。因此，在充分借鉴国外排放指标有偿分配经验的基础上，并结合中国实际情况和地方试点经验，国家应抓紧选择一些条件好的地区或行业开展排放指标有偿取得和排污交易试点。考虑到中国“十一五”污染物总量控制政策，有偿获得的排放指标首先选择二氧化硫，逐步成熟后向其它污染物推进。

5.3.5 积极开展电力行业排污交易试点

火电行业是中国二氧化硫和氮氧化物等主要大气污染物的排放大户。2007年火电行业二氧化硫和氮氧化物排放量分别占全国排放总量 50.5% 和 49.3%。再加上火电行业排放源属于高架源排放，二氧化硫和氮氧化物的环境影响都具有均质性特点，受其影响的区域范围大。根据中国地方已开展的二氧化硫交易试点以及美国二氧化硫和氮氧化物排污交易的实践经验，在中国电力行业先试点实施二氧化硫总量控制和排污交易已具有很好的基础条件，相关科研工作和交易平台的建设也正在进行之中。在成功实施电力行业二氧化硫总量控制和排污交易计划之后，可以在未来火电行业氮氧化物控制引入总量控制和排污交易计划。

6 主要结论

6.1 煤炭可持续利用的资源约束与对策

6.1.1 中国煤炭资源总量丰富，但资源赋存条件相对较差

从中国煤炭资源地质条件分析，煤层埋藏深，井工开采比重大，适合露天开采的资源量少；煤炭分布呈现“西多东少、北多南少”的资源格局，煤炭资源与经济发展水平呈逆向分布，与水资源逆向分布，资源开发规模与生态环境保护矛盾越来越突出；煤炭长距离、巨量的输送格局，瓶颈制约严重；煤炭清洁生产与精细加工转化刚刚起步，粗放的煤炭利用方式、大量的煤炭直接燃烧、煤炭利用效率低、污染物排放控制技术落后的状况，使煤炭资源开发、区域经济和社会可持续发展面临严峻挑战。

6.1.2 未来应实行煤炭开发总量控制并做好煤炭开发的时序安排

煤炭开发要综合考虑市场需求、经济效益、社会效益和生态效益，在环境容量许可范围内调控煤炭开采规模，实行煤炭开发总量控制，既考虑当代人的需求，又不危害后代人的生存和发展，变“有水快流”为“细水长流”，根据环境承载力的地域差异考虑煤炭开发的时序安排。解放受水威胁的东部煤炭资源，合理开发西部煤炭资源，加快研发和推广西部矿区煤炭资源与环境协调开采技术。

6.2 煤炭可持续开发的环境约束与对策

6.2.1 煤矿区环境破坏严重

煤炭开采对环境的影响包括土地破坏与占用、水体污染与水文地质条件改变、大气污染、经济生产与社会生活受到影响等，西部富煤区脆弱的环境本底条件更成为煤炭可持续开发的严峻挑战。

截至目前，中国采煤塌陷土地面积已达 80 万公顷且仍以约 4 万公顷/年的速度递增，采煤破坏土地复垦率仅为 12%，远低于发达国家 65% 的平均水平。2005 年以来煤矸石年排放量达到 1.8 亿吨左右，其综合利用率虽有较快增长，但至 2007 年底仅为 66%，低于发达国家 90% 的利用水平，且有约为 38 亿吨的累计存量。中国主要产煤区严重缺水，但是煤矿每年必须排放的矿井水数量巨大，2007 年全国排放矿井水量达 60 亿立方米左右，利用率仅为 26%，煤矿矿井水利用地区分布不均衡。2008 年，煤矿抽放瓦斯约 58 亿立方米，利用量为 17 亿立方米，利用率仅为 29%。此外，煤矸石自燃、煤炭运输、瓦斯排放等均加重了大气污染。

6.2.2 煤矿区环境治理目标

力争至 2020 年，采煤塌陷及挖损土地治理率达到当年塌陷面积的 75%，煤矸石利用及处置率达到当年排放量的 95%，其中利用率超过 85%，煤矿矿井水利用率达到 70%，瓦斯利用率达到 60%；2030 年，采煤塌陷及挖损土地治理率达到当年塌陷面积的 80%，煤矸石利用及处置率达到当年排放量的 100%，其中利用率超过 90%，基本消灭煤矸石山，煤矿矿井水利用率达到 80%，瓦斯利用率达到 70%，基本实现煤矿区塌陷地充分治理、“三废”充分利用和无害化处置、矿区生态安全的环境友好型煤炭开发目标。

6.2.3 环境友好型煤炭开采的综合保障体系

应统筹考虑源头控制、采中防范和采后治理，深入研究和推广“保水开采”技术、“充填开采”技术、“煤与瓦斯共采”技术等。革新现有塌陷地复垦技术，因地制宜地拓宽塌陷地利用方向，推广塌陷地动态预复垦技术。对新产生的煤矸石等煤矿固体废弃物应加大综合利用和无害化处理，同时应加快自燃煤矸石山的治理进度。充分利用煤炭矿井水资源，提高煤矿瓦斯综合利用水平。完善煤矿区环境治理的保障体系，包括建立矿山关闭审批、管理与实施体系，完善的法规体系，科学健全的土地复垦保证金制度，将为实现煤矿区环境治理目标和煤炭可持续发展提供有效的保障。

6.3 煤炭可持续利用的环境约束与对策

6.3.1 煤电方面

(1) 1985 年至 2007 年，中国煤炭用于发电的比例从 20% 上升到 50%，煤耗达到 9.33 亿吨标煤。目前煤电总量仍在迅速增长，并将长期作为电源主力，煤电可持续对于中国煤炭可持续利用非常关键。

(2) 中国火力发电排放的二氧化硫、氮氧化物以及烟尘总量分别占全国排放量的 45%、41% 和 30%。粗略估计，煤电占化石能源燃烧二氧化碳排放的 40% 左右。我国煤电能效和污染物治理近年来有了很大改善，但还有较大的提高潜力。在持续改善在役主力的燃煤蒸汽发电技术的同时，应该积极促进以低碳为目标的电力结构多元化。

(3) 燃煤蒸汽发电是煤电的在役主力技术，其技术发展方向是不断提高蒸汽初参数和优化热力循环，例如超临界，超超临界和 AD700℃。除常规煤粉锅炉外，循环流化床技术在中国也得到了较好的发展。煤和生物质掺烧发电可有效减少煤电的二氧化碳排放，应在应用 CCS 之前得到大力发展。

(4) 正常情况下，2030 年电煤需求将达到 21.23 亿吨标煤；在极力发展核能和可再生能源的情况下，可达到 17.69 亿吨标准煤，这有利于我国煤电的可持续发展。如果所有机组安装脱硫和 SCR 设施，排放将可以达到预定目标要求。但这意味着需要在煤电技术进步、污染物治理技术进步、环保政策方面做出大量的努力，尤其对于脱硝而言。

(5) 如果建议的技术途径能够被正确采用，我国煤电发展是可以实现常规污染排放控制目标的。但这意味着需要在技术和政策方面付出艰辛的努力。

6.3.2 分散燃煤方面

(1) 通过借鉴国内外先进分散燃煤技术及管理经验，加大现有分散燃煤技术装备升级改造与先进技术推广应用，能有效提高能源利用效率、减少污染物排放，实现分散燃煤的可持续发展。

分散式燃煤是中国煤炭利用重点领域之一，其煤炭消费量占中国煤炭消费总量的 30% 左右。其中，工业燃煤锅炉约 50 万台，年消费煤炭 4~5 亿吨，主要用于工业用热及建筑物采暖；工业燃煤窑炉约 10 万台，年消费煤炭 3 亿吨，主要用于钢铁、建材产品生产。

近年来，中国通过产业结构调整、技术升级改造、推广应用先进技术等措施，促进了分散燃煤技术水平的提高。但与国外先进技术相比，中国工业燃煤锅炉、工业燃煤窑炉能源利用效率低、污染物排放严重的问题仍较为突出，造成了煤炭资源的大量浪费，也对城市大气环境质量产生不利影响。追溯问题产生的根源，既有技术层次的原因，也有认识、管理、政策、市场等方面的原因，与国外有较大的差距。

从国内外高效分散洁净分散燃煤技术应用来看，工业燃煤锅炉和工业燃煤窑炉是能够实现提高效率、减少污染物排放目标的。当前一是要加快实施现有工业燃煤锅炉、燃煤工业窑炉技术升级改造工作，推广先进成套技术装备，促进分散燃煤整体技术水平的提高；二是要借鉴国内外先进的管理经验，引入市场化服务机制，出台相关金融税收价格优惠政策，制定完善的相关标准规范，为高效洁净分散燃煤技术应用提供保障，从而实现分散燃煤的可持续发展。

(2) 传统煤化工产业结构的优化调整，促进了先进节能环保技术应用，是减少污染物排放的重要途径。未来，随着新型煤化工的发展，应通过技术进步、出台行业准入机制、制定节能环保标准等，提高能源转换效率，减少常规污染物排放，实现二氧化碳封存，从而实现煤炭转换的可持续发展。

煤炭转化是中国煤炭利用重点领域之一，其煤炭消费量占中国煤炭消费总量的 18% 左右。当前，中国煤炭转化仍以焦炭、合成氨、甲醇等传统煤化工产品生产为主。未来，随着石油、天然气产品需求的增加，以生产石油、天然气替代产品为特点的新型煤化工产业将有较大的发展，是中国未来煤炭转化的重点领域。

近年来，中国加快了炼焦、合成氨等传统煤化工产业结构调整力度，有效地推进了行业技术水平的提高，但落后产能仍占一定比例，使得能耗高、污染重问题仍较为突出，一些特征污染物排放影响了当地大气及水环境质量的提高。新型煤化工发展过程中特别注重先进节能与环保技术的应用，但仍面临进一步提高能源利用效率、减少常规污染物及二氧化碳排放问题。

为促进煤炭转化的可持续发展，一是要以产业结构调整为契机，引进国外先进技术装备，加快传统煤化工技术更新换代，提高能源利用效率，减少污染物排放；二是借鉴国内外先进管理模式与经验，提高市场准入门槛，制定和完善相关产品能耗及污染物排放等标准，保证新型煤化工技术能效与环保水平居世界先进水平，鼓励煤化工企业进行二氧化碳封存。

6.4 煤炭行业大气污染物控制

6.4.1 中长期大气污染物总量控制目标

大气污染物排放总量控制目标的确定主要基于全国硫氮沉降临界负荷、大气环境质量、污染治理技术可达性等三方面因素。

2015、2020 和 2030 年：二氧化硫排放总量拟控制在 1900 万吨、1700 万吨和 1400 万吨；氮氧化物排放总量拟控制在 2100 万吨、1900 万吨和 1500 万吨。

6.4.2 污染物总量目标约束下的最大煤炭消费量

(1) 基准控制情景

煤炭消费结构基本不变，各行业二氧化硫治理率有所提高，火电行业氮氧化物平均去除率逐步提高，但全国油品消费的氮氧化物排放量逐步增长。在满足污染物总量控制目标的约束下，2015、2020 和 2030 年煤炭最大可消费量分别为 25.8 亿吨、29.7 亿吨和 26.5 亿吨。

(2) 强化控制情景

煤炭消费结构逐步调整，各行业脱硫、脱硝进度进一步加快，油品消费的氮氧化物排放量得到控制。在满足污染物总量控制目标的约束下，2015、2020 和

2030 年全国煤炭最大可消费量分别为 30.4 亿吨、38.9 亿吨和 52.4 亿吨。

(3) 温室气体排放约束

由于温室气体减排的压力,我国很可能在 2020~2030 年开始限制温室气体排放量增长,届时,温室气体排放控制将成为煤炭消费的主要制约因素,基于温室气体排放总量控制的最大煤炭消费量可能远低于以上测算结果。

6.4.3 煤炭消费的区域环境制约

东部地区:污染物排放量已超出环境容量。如要增加煤炭消费,需要大幅度削减原有污染物排放,为新增量腾出空间,并采用尽量减少污染物排放的最佳实用技术。由于东部地区现有的环保技术已较先进,削减空间较少,难度比较大,环境制约比较严峻。

中部地区:从区域整体来看,中部地区尚有一些环境容量,但分布不太均匀。如山西、河南、湖南、河北、安徽等省都有二氧化硫污染较重的城市。煤炭发展,需要建立在现有污染排放的削减和实施最佳可行技术基础上,如在区域污染较重城市中布局煤炭消费项目需特别慎重。

西南和西北地区:单位面积煤炭消费量和污染物排放量都远低于东、中部地区,排放达标率也有潜力可挖,环境容量较大,但也分布不均。尤其是西南地区的贵州、四川、重庆、广西酸雨严重,煤炭含硫量高;西北地区生态环境薄弱。贵州省、内蒙古自治区、云南省、重庆市、新疆自治区、广西自治区、甘肃省、陕西省等都有二氧化硫污染较重的城市分布;需要区别慎重对待。煤炭发展要综合考虑这些环境要素,加大技术进步力度的投入,提高达标排放率。

6.5 建立有效的环境经济政策体系,实现环境外部成本内部化

重点进行如下环境经济政策体系的建立与完善:(1)全面推行和完善煤炭采矿权有偿使用制度,加快改革煤炭资源税政策;(2)建立煤炭开采生态补偿和实施环境治理保证金制度;(3)进一步改革和完善排污收费制度和实施环境税收制度;(4)继续深化环保电价补贴等优惠政策;(5)推进排放指标有偿使用试点范围,积极开展电力行业排污交易试点。

7 政策建议

“中国煤炭可持续利用与污染控制政策”课题组，通过国际、国内专家共同研究，借鉴先进国家煤炭资源清洁高效开发和利用的经验，提出以下四个方面的政策建议。

7.1 进一步加强煤炭开发与利用相关产业管理

7.1.1 设立全国统一的煤炭开发与利用行业主管部门

建议组建一个新的政府部门（部委），全面负责国家能源管理。并赋予以下职能：

（1）协调中央和地方政府有关煤炭行业的各种政策措施，协调煤炭产业和与煤相关产业的发展；

（2）进一步完善全国能源政策体系，建立健全煤炭及其它能源产业政策激励机制，兼顾能源安全、经济、环境及社会等多重目标，统筹协调煤炭行业产业链的生产、运输和利用等各个环节的可持续发展问题。

（3）加强煤炭产业的规划与管理。统筹考虑、协调煤炭产业链相关产业发展，煤炭需求变化与市场化机制，系统考虑全国煤炭需求与煤炭产区环境承载力、就业和区域经济发展。组织系统研究全国能源规划，协调煤矿、电厂、煤炭铁路、港口建设，以及考虑未来碳捕获与储存地质工作与二氧化碳运输管线的选址等问题。

7.1.2 加大煤炭安全管理部门的执法权限

（1）在企业层面依法建立明确的安全生产责任制度，依法对因工伤亡与患有职业病的矿工及其家属进行相应的赔偿。

（2）加强对煤矿的安全监察，完善重大矿难的独立调查机制。

（3）在煤矿管理人员与矿工中建立安全生产的企业文化氛围，加强工人专业技术培训，提高煤矿工人安全意识。

（4）赋予煤矿安全检查员更大的执法权力，一旦发现严重违章操作，在不需上级机关批示的情况下即有权下令停止现场的生产作业。

（5）鼓励煤矿采用先进的通风和除尘技术，以降低矿工患尘肺等职业病的

风险。

(6) 在主要煤炭产区建立煤矿安全培训机构，促进煤炭行业政府职能部门官员、企业管理人员和煤矿工人的安全生产能力建设，强化个人安全培训与在政府机关和煤炭企业重要岗位任职之间的联系。

7.1.3 加大环境保护部门的执法权限

(1) 进一步建立和完善项目建设环境审批一票否决权。

(2) 为环境保护部门单独提供资金保障。可行途径之一是将各类环保收费、罚款和环境税统一作为一般性政府财政收入，然后由国家财政统一向各级环保部门拨款。

(3) 多种环境压力的积聚和互动产生的累加效应会严重影响生态系统的各个组成部分及其环境功能。因此，中国现有的环境影响评估体系也应将环境累加效应评估纳入进来，环境累加效应评估对山西、陕西、内蒙古和新疆等生态环境脆弱的产煤区意义尤其重大。

7.1.4 强化煤矿许可证相关管理部门的执法权限，并将煤矿开发的环境影响作为许可证审批和发放过程的重要参考依据。

7.1.5 逐步鼓励产煤区的当地社区参与到煤矿项目开发的各个阶段中，尤其是对煤矿环境评估过程的参与。

7.2 完善环境可持续的煤炭开发与利用法规体系

7.2.1 加强对生产和废弃煤矿的废弃物管理

(1) 建立和完善煤矿关闭与采煤沉陷区土地复垦法律法规体系。

(2) 建立煤矿开办、运营许可管理体系，开办煤矿必须履行废弃物无害化处理义务。研究制定相关标准，提高煤炭燃烧产生的副产品（如，粉煤灰）的应用。主要包括以下六个方面：①土地沉陷控制性回填；②抵消资源开发环境影响的复垦过程中的人造土壤技术；③酸性废水控制；④煤矿废弃物管理；⑤当煤炭废弃物的回收使用可能对食物链产生影响时，必须建立煤炭废弃物中微量元素含量的相关技术标准，以避免煤炭废弃物中超标的汞及其他有害微量元素对食物链的污染；⑥利用粉煤灰生产混凝土及水泥。

7.2.2 修订和完善商品煤质量标准

制定和修改煤炭利用工艺及装备技术规范，明确设备能效和排放标准。研究建立发电用煤质量标准，控制电厂燃烧原煤，推行动力用煤(电煤)全部入选(洗)。

7.2.3 研究建立煤炭污染物排放标准体系

逐步建立地方、区域及全国空气质量标准体系。污染物控制法规由单个工厂控制为主，逐步向地方、区域和全国实施污染物总量控制，控制范围由现行的二氧化硫、氮氧化物和悬浮颗粒物逐步扩大到挥发性有机物、一氧化碳和重金属。

7.2.4 根据区域生态环境容量，研究建立煤炭消费水平考核标准，并进行总量控制。

煤炭消费总量控制目标可以运用总量控制目标，配合碳税或其他相关政策实施。通过设定能源效率和排放性能标准的途径来促使新厂矿和设备的投资达到最佳可行技术标准（BAT）的水平，以便在未来排污收费增长的情况下降低成本，并为碳固存的实施做好必要准备。具体措施如下：

（1）建立一个跨部门机构来为各产业定义与 BAT 技术相一致的性能标准，并在此基础上向负责规划和审批建立新电站和工业厂矿的各相关机构和部委提出政策建议。

（2）在项目动工之前，地方政府做出的投资决策必须要得到上一级跨部门机构的批准。同时，应该建立一个适当的机制以便其它机构和/或地方利益群体在具体情况下能就如何定义性能标准的问题提出抗诉。

（3）最低能源效率与环境性能标准的制订可避免对具体某一项技术的强制性推广，并能保障投资者在具体情况下灵活选择 BAT 技术的权利。

（4）必须对煤炭产业的重点用能机器设备建立明确的能效和排放指标，以便于 BAT 技术的采购管理。

7.3 进一步推进市场化改革，促进煤炭可持续利用

（1）在全国八个省开展煤炭资源有偿使用制度试点的基础上，尽快组织研究并在全国推行资源有偿使用制度。

（2）组织研究国务院在山西省开展的促进煤炭工业可持续发展政策措施试点工作实施效果，并进行评价，提出在全国范围内推行煤炭工业可持续发展政策的意见和建议。

(3) 加强煤炭资源税费体系研究，确定合理的煤炭税费结构和征收水平。

(4) 加强污染物总量控制政策研究，一旦实行了地方/地区/全国总量控制（如氮氧化物，硫氧化物等），那么排放价格可由总量管制和排放交易系统来决定。如果不采用这种体系，也可以就空气污染物的排放直接征收环境税。

(5) 进一步理顺煤电价格关系。电煤的定价和电的零售价格都必须能够真实反映国内、国际市场的变化，从而保障煤炭和其它能源的高效利用。

7.4 加强科技创新，促进煤炭可持续开发与利用

7.4.1 积极推进煤炭绿色开采利用技术的开发应用

为了将中国煤炭产业的环境危害减至最低，需要建立一个“绿色开采攻关项目”并着重进行下列六方面的研究工作：1) 同步开采与复垦技术；2) 采区沉陷最小化技术及沉陷区管理；3) 煤炭废弃物最小化技术以及环境友好型的管理方法；4) 采矿与洗选过程的水资源保护、规划与管理；5) 矿区生态系统风险管理；6) 煤矿安全关闭与全方位复垦。

需要重点研究、开发和推广的绿色开采技术包括：

(1) 水资源保护—“保水开采”技术；

(2) 土地与建筑物保护—“充填开采”技术；

(3) 瓦斯抽放—“煤与瓦斯共采”技术。煤矿瓦斯/煤层气技术的研究、开发和推广应当围绕三个核心展开：一是研发不同的瓦斯抽采技术；二是研究煤矿瓦斯/煤层气中甲烷浓度的大幅波动对于煤气供应稳定程度和燃烧装置的影响；三是发展低浓度瓦斯利用技术。

7.4.2 加大煤炭清洁利用技术的研发与推广

重点研究煤炭清洁高效燃烧、煤气化和煤化工转化利用技术，主要包括如下：

(1) 超超临界发电技术；

(2) 整体煤气化联合循环；

(3) 高效清洁的分布式燃煤技术。主要包括：一是层燃全程分级优化配风节能技术；二是高效煤粉燃烧技术；三是多元耦合燃烧技术。

(4) 适用于多种煤炭燃烧控制的实用自动化控制技术；

(5) 多联产的核心技术：如煤气化技术、大型燃气轮机、液相反应器和新型催化剂系统；

(6) 鼓励直接和间接煤制油技术的商业化研发，使其肩负能源行业“后备技术”的使命，在将来国际油价长期居高不下或者碳固存技术发展成熟并具有经济可行性的前提下可考虑该技术在国内的推广；

(7) 煤炭燃烧及气化固体废弃物的管理。

7.4.3 加快发展二氧化碳捕获与储存技术

(1) 建立一个国家级的碳固存研究中心；

(2) 提供项目投资配套资金和入网优惠电价，以加速建设中国首批碳固存实验装置（包括二氧化碳地质储存）；

(3) 研发高效的碳捕集技术，并尽快将其从试验装置推广为商业化应用；

(4) 通过全国性的高精度地质与地球物理勘探来确定碳储存的潜在地质结构，并将相关信息提供给广大项目投资者。加强对长距离二氧化碳管道运输的研究工作；

(5) 全面参与研发碳固存技术的国际组织，如碳储存领袖论坛 (CSLF)，全球碳固存研究所(GCCSI)和国际能源署(IEA)。

致 谢

感谢中国环境与发展国际合作委员会提供这样一个研究平台研究煤炭的可持续利用与污染控制。

感谢在课题研究中提供大力支持的中国煤炭工业协会、神华集团、丹麦 DONG ENERGY 公司、荷兰经济部和环境部、开滦矿业集团等。

本报告由课题组提供