

中国发展研究基金会资助课题

促进煤炭清洁生产与高效利用
推动“高碳能源”实现“绿色发展”

全国人大财经委

“促进煤炭清洁生产与高效利用”课题组

2012年6月

本报告是中国发展研究基金会发展研究项目 2011 年度资助研究的“煤炭清洁生产与高效利用专题研究”课题成果。

我国能源禀赋的基本特点是“富煤、缺油、少气”。煤炭是我国重要的基础性能源，在未来较长时期内仍将在我国能源结构中占据主导地位。随着全球气候变暖形势日趋严峻，碳减排压力不断加大，国内调整经济结构和转变发展方式的矛盾日益突出。加快推进煤炭清洁生产和高效利用，提高煤炭资源开发利用效率，控制污染物排放，最大限度减少对生态环境的破坏，构建节约发展、清洁发展、安全发展和可持续发展的新型煤炭工业发展体系，对于保障国家能源安全和支撑经济社会健康可持续发展都具有重要意义。为此，全国人大财经委成立课题组，就“促进我国煤炭清洁生产与高效利用问题”开展专题调研。课题组由全国人大财经委副主任委员汪恕诚、储波、乌日图同志牵头，吕薇、汤小泉、周坚卫等委员和经济室工作人员参加。

课题报告执笔人：

李命志（全国人大财经委员会经济室）

孙仁宏（全国人大财经委员会经济室）

张雪松（全国人大财经委员会经济室）

石宝峰（全国人大财经委员会经济室）

董 宁（全国人大财经委员会经济室）

徐 珏（全国人大财经委员会经济室）

目 录

1	我国煤炭行业改革发展总体情况	1
1.1	“十一五”期间我国煤炭行业取得很大发展	2
1.2	“十二五”期间煤炭工业发展规划	7
2	我国清洁煤产业发展现状和当前存在的主要问题	9
2.1	“十一五”期间我国煤炭清洁生产和高效利用取得显著成效	9
2.2	我国煤炭清洁生产和高效利用尚存在较大差距	19
3	推动煤炭资源实现“低碳发展、绿色发展”的意见和建议	27
3.1	高度重视煤炭清洁生产与高效利用	27
3.2	加强国家层面对煤炭行业发展的规划、引导和支持	30
3.3	促进煤炭行业实现“低碳发展”要抓住几个重点环节	32
3.4	加快煤炭资源运输通道建设，科学规划煤炭就地转化	39
3.5	进一步加大对煤炭科技研发的投入力度	41
3.6	创造有利于促进清洁煤产业发展的法律和政策环境	43
3.7	尽快解决煤层气开采权与煤炭开采权“两权分离”问题	44
	参考文献	46
	附件 1：关于进一步完善促进清洁煤产业发展的财税政策方面的意见和建议 ..	50
	附件 2：关于煤层气开发利用中采煤采气“两权分置”问题及对策建议	52
	编者说明	56

我国能源禀赋的基本特点是“富煤、缺油、少气”。煤炭是我国重要的基础性能源，在未来较长时期内仍将在我国能源结构中占据主导地位。随着全球气候变暖形势日趋严峻，碳减排压力不断加大，国内调整经济结构和转变发展方式的矛盾日益突出。加快推进煤炭清洁生产和高效利用，提高煤炭资源开发利用效率，控制污染物排放，最大限度减少对生态环境的破坏，构建节约发展、清洁发展、安全发展和可持续发展的新型煤炭工业发展体系，对于保障国家能源安全和支撑经济社会健康可持续发展都具有重要意义。为此，全国人大财经委成立课题组，就“促进我国煤炭清洁生产与高效利用问题”开展专题调研。课题组由全国人大财经委副主任委员汪恕诚、储波、乌日图同志牵头，吕薇、汤小泉、周坚卫等委员和经济室工作人员参加。

课题组在京先后召开一系列座谈会，听取国家发改委、国家能源局、工业和信息化部、科技部、财政部、国土资源部、环境保护部、铁道部等政府有关部门，中国煤炭工业协会、中国石油化工联合会、中国钢铁工业协会、中国电力企业联合会和中国建材联合会等行业协会组织，中国神华集团等煤炭企业和煤炭领域部分专家学者的情况介绍，并进行分析和讨论。全国人大常委会副委员长华建敏同志和全国人大财经委主任委员石秀诗同志出席座谈会。会后，课题组成员分赴内蒙古、山西、新疆、陕西等地开展实地调研，听取当地政府及有关部门和产煤、用煤重点企业的意见和建议，深入考察部分煤矿开采区、复垦区、燃煤发电厂和煤制油、煤制气、煤层气开采等项目，全面了解煤炭开采、加工、转化、运输和使用等全过程以及重点用煤单位关于煤炭清洁生产和高效利用的有关情况，对其中一些重要问题进行专门分析、研究和讨论。

在此基础上，课题组形成了《促进煤炭清洁生产和高效利用专题调研报告》，在通过多种形式广泛征求有关方面的意见和建议，经反复研究讨论并不断修改完善的基础上形成了课题研究总报告。此间，课题组成员出席了工程院化工、冶金与材料工程学部主办的“煤炭提质利用与减排高层论坛”和中国节能协会主办的“2011 中国节能与低碳发展论坛”等专题学术会议，在会上介绍了课题研究的主要成果和基本观点，并与出席会议的有关部门负责同志和专家学者进行深入地交流和讨论，进一步修改和完善课题研究总报告。课题研究主要成果如下。

1 我国煤炭行业改革发展总体情况

煤炭是我国重要的基础性能源，煤炭工业是我国重要的基础性产业，在国民

经济中占有重要的战略地位。新中国成立 60 多年来，煤炭工业为国民经济和社会发展提供了 2/3 以上的能源，有力地支撑了经济建设和社会发展。自 1986 年起，中国超过美国成为世界上最大的煤炭生产国和消费国。进入本世纪，随着经济快速发展，煤炭产量年均增长 1.86 亿吨，煤炭在一次能源消费总量中所占比重达 70% 左右。2000 年至 2010 年，我国原煤产量由 13.8 亿吨增加到 32.4 亿吨，占全球煤炭总产量的比例由 29.4% 上升到 48.3%，占同期世界煤炭产量增量的 72.1%；煤炭消费量由 14.1 亿吨增加到 34.27 亿吨，年均增速高达 8.8%，占全球煤炭消费总量的比例由 30.7% 上升到 48.2%，增加了 17.5 个百分点。我国煤炭种类齐全，从褐煤到无烟煤均有产出，65% 以上是低灰和低中灰煤，全球少有的优质动力煤集中分布在陕北和内蒙古东胜地区。

1.1 “十一五”期间我国煤炭行业取得很大发展

“十一五”期间，根据《煤炭工业发展“十一五”规划》，经有关部门和全行业的共同努力，我国煤炭行业取得很大发展，煤炭工业面貌发生了巨大变化：煤炭行业发展理念逐步改变，产业结构不断优化，资源利用效率持续提高，产业体系更加完善，生产供应能力显著增强，为国民经济和社会发展提供了强有力的能源保障。

1.1.1 煤炭产能产量显著提高

“十一五”期间，全国煤炭采选业固定资产投资 1.25 万亿元，是“十五”期间的 5 倍多。2011 年完成投资 4897 亿元，同比增长 25.9%。截至 2010 年底，全国查明煤炭矿区数 8854 个，查明资源储量 1.3 万亿吨，含煤面积达 60 多万平方公里。目前全国拥有采矿许可证的矿井 1.4 万处左右，总产能 39 亿吨左右，国土资源部划定矿区范围的在建矿井产能 6.5 亿吨。

(1) 煤炭产量大幅度增长。全国煤炭产量从 1994 年的 12.4 亿吨增加到 2004 年的 19.6 亿吨，2010 年进一步增加到 32.4 亿吨。“十一五”期间全国煤炭产量增长 37.87%，年均增加 1.78 亿吨。2011 年全国煤炭产量 35.2 亿吨，同比净增 2.8 亿吨，增长 8.7%。其中，山西省上半年煤炭产量 4.11 亿吨，同比增长 21.5%；陕西省上半年煤炭产量 1.89 亿吨，同比增长 14.1%；内蒙古上半年煤炭产量 4.52 亿吨，增长 34.8%。

(2) 煤炭运转能力增强。全国煤炭铁路运量由 2005 年的 10.7 亿吨增加到 2010 年的近 20 亿吨，增长 86.92%。主要港口煤炭转运量由 3.7 亿吨增加到 5.6 亿吨，增长 51.35%。2011 年上半年，全国铁路煤炭发送量 11.10 亿吨，同比增长 13.2%，

铁路煤炭运量占铁路货运总量的 57.34%；主要港口煤炭发运量 3.25 亿吨，同比增长 20.1%。

(3) 进口煤炭大幅增加。“十一五”期间，我国由传统的煤炭出口国转为煤炭净进口国。2005 年我国净出口煤炭 4555 万吨，到 2010 年我国煤炭转为净进口 1.46 亿吨。2011 年我国进口煤炭 1.83 亿吨，同比增长 10.82%；出口煤炭 1465 万吨，同比下降 22.98%；净进口煤炭 1.68 亿吨（不包括 4000 万吨褐煤）。

1.1.2 产业结构调整步伐加快

多年来，通过加大力度推进煤炭资源整合，淘汰落后产能，煤矿“多、小、散、乱”的产业格局发生了根本性变化，大基地、大集团、大型现代化矿井建设加速推进，行业可持续发展能力明显增强。“十一五”期间，通过淘汰落后产能，实施“十大重点节能工程”，发布国家重点节能技术目录，降低小火电机组上网电价等措施，促进煤炭产业结构优化和技术升级，煤炭开采的规模化程度和集约化水平大幅度提升。2010 年 10 月，国务院办公厅转发《发展改革委关于加快推进煤矿企业兼并重组若干意见的通知》（国办发[2010]46 号）明确提出，要发挥市场机制作用与政策引导、政府推动相结合，以股份制为主要形式、以矿区为单元确定兼并重组主体企业，支持具有经济、技术、管理优势的企业兼并重组落后企业，支持优势企业开展跨地区、跨行业、跨所有制兼并重组，鼓励煤、电、运一体化经营，实现规模化、集约化发展。

经过多年整顿、关闭、整合，我国煤炭矿山数量从 1994 年的 7.5 万个减少到 2004 年的 2.6 万个，再减少到 2010 年的 1.4 万个，比 2005 年减少了 52%。现有煤矿在全国 27 个省（区/市）、1264 个县均有分布，占行政区划的 44.2%。“十一五”期间，全国累计关闭小煤矿 1.48 万处，其中关闭不具备安全生产条件的小煤矿 9535 处，超额完成将小煤矿数量控制在 1 万处以内的目标，累计淘汰落后产能约 5.3 亿吨。全国大中型煤矿数量从 1994 年的 505 个，占煤矿总数的 1.14%，增加到 2010 年的 1690 个，占 12%。煤矿平均单井生产规模由 1994 年的 1.65 万吨上升到 2004 年的 7.5 万吨，再上升到 2010 年的 12.5 万吨。截至 2010 年底，全国高产高效矿井达 297 个，产量达 10.7 亿吨；年产 120 万吨及以上的大型煤矿产量 18.8 亿吨，占全国总产量的 58%；产能 30 万吨以下的小煤矿产量 7 亿吨，占全国总产量的比重由 2005 年的 45%下降至 22%。神华集团建成了 16 个千万吨级的现代化安全高效矿井，占全国的 65%；神东矿区以 3 座两千万吨矿井和 7 座千万吨矿井，位居全球井工矿井规模之冠；神东矿区全员工效为 74.2 吨/工，达到世界井工煤矿一流

水平；准格尔露天矿全员工效为 158.5 吨/工，居世界露天煤矿先进水平。

通过资源整合和企业战略性重组，一批跨行业、跨所有制、跨地区、跨国经营的大型煤炭企业集团迅速组建，大型煤炭企业集团快速发展壮大。截至 2010 年，全国煤炭产量超过亿吨的企业有 5 家，产量 8.13 亿吨，占全国产量的 25.1%；煤炭行业前 10 名企业的产量占全国的 36%，20 家产能超过 3000 万吨/年的企业年产量占全国产量的 50%；千万吨级煤炭企业 46 个，产量 21 亿吨。其中，神华集团煤炭产能超过 4 亿吨/年，截至 2010 年底总资产 5500 亿元，营业收入 2196 亿元，利润 585 亿元，员工人数达到 20 万人，已成为国内最大煤炭企业和全球最大的煤炭经销商，在新近发布的《财富》世界 500 强企业中名列第 292 位。到 2011 年底，我国已经组建形成了 7 个亿吨级煤炭企业，特别是神华集团煤炭产量超过 4 亿吨，销售量达到 5 亿吨，煤炭产销量均居世界第一。以煤为基础企业多元化发展格局初具规模。煤电一体化发展进程加快，新型煤化工产业逐渐兴起，多数大型煤炭企业非煤产业产值已经超过 50% 以上。例如，开滦集团 2009 年以煤炭物流为主的物流产业营业收入达 260 亿元，占其营业收入的一半以上。

与 2005 年相比，2010 年煤炭工业万元产值综合能耗降低了 66.9%，原煤生产综合能耗降低了 7.7%，原煤生产电耗降低了 9.6%。

1.1.3 科技创新成效明显

近年来，以企业为主体、市场为导向、产学研相结合的科技创新体系基本形成。一大批关键技术攻关取得重大突破，大型、重型煤矿技术装备研发与制造能力大幅度提升，煤炭生产力总水平显著提高。“十一五”期间，全国煤炭科技投入总额 1148.5 亿元，占总产值的 2.75%，全国大中型煤炭企业科技贡献率达到 39.2%。

采煤技术领域取得重大突破。年产 600 万吨和 1 米以下含坚硬夹矸薄煤层安全高效综采成套设备研制成功，千万吨工作面成套技术装备研制进展顺利。综采放顶煤理论与厚煤层开采围岩控制技术取得新成果。华北型煤田隐伏含水陷落柱预探评价与快速治理理论及关键技术、生态脆弱区煤炭开采与生态环境保护关键技术取得重要进展。

煤化工领域取得一大批重大技术突破，技术创新已成为推动新型煤化工产业可持续发展的主要动力。在先进煤气化领域，“大型多喷嘴对置式水煤浆气化技术”已推广至 17 家企业，共 44 台气化炉，其中 15 套装置已经实现工业化运转，炉型在日处理千吨级的基础上，又成功开发出日处理 2000 吨级煤量的大型炉型。我国自主研发的航天（HT-L）粉煤加压气化技术填补了国内空白，达到世界领先水平，

“航天粉煤气化炉”全部设备实现了国产化，目前已推广至 12 家企业、共 20 台气化炉，其中 2 套装置已投入工业化运行。此外，在煤制油、煤制烯烃、煤制乙二醇等一大批煤化工关键技术攻关也取得重大突破，为现代煤化工示范装置建设和发展提供了有力的技术支撑。

煤层气开发利用技术水平进一步提高。实施大型油气田及煤层气开发国家科技重大专项，攻克了多分支水平井钻完井等 6 项重大核心技术和井下水平定向钻孔钻进等 47 项专有技术。组建煤矿瓦斯治理国家工程研究中心和煤层气开发利用国家工程研究中心。完成国家科技支撑计划“煤矿瓦斯、火灾与顶板重大灾害防治关键技术研究”，“973”计划“预防煤矿瓦斯动力灾害防治关键技术研究”等项目，实施 10 项瓦斯治理技术示范工程和 8 项技术与装备研发，获得了煤与瓦斯突出机理的新认识，取得了低透气性煤层群无煤柱煤与瓦斯共采关键技术等一批重大成果。晋城矿区煤层气立体抽采关键技术与产业化示范和神华集团特大型矿井群资源与环境协调开发技术取得重大突破。

1.1.4 安全生产形势稳步好转

煤矿安全生产体制机制逐步完善，安全生产形势稳步好转，煤矿事故起数和死亡人数大幅下降。“十一五”期间，在全国煤炭产量增长 54% 的情况下，煤矿事故总量由 2005 年的 3306 起减少到 2010 年的 1403 起，下降 57.6%，其中重特大事故起数由 58 起减少到 24 起，下降 58.6%；死亡人数由 2005 年的 5938 人减少到 2010 年的 2433 人，下降 59%；煤炭百万吨死亡率由 2.811 下降到 0.749，下降 73%。其中，神华集团近年来原煤生产百万吨死亡率保持在 0.03 以下，处于国内领先和国际先进水平。2011 年，全国煤矿共发生较大事故 85 起；事故死亡人数 1973 人，首次下降到 2000 人以下，同比减少 460 人，下降 18.9%，已连续 9 年下降；煤炭百万吨死亡率 0.564，同比下降 24.7%。

但同时也要看到，与国外先进产煤国相比，我国煤矿灾害事故的起数和死亡人数仍较大。我国煤炭产量占全世界煤炭总产量的 48% 左右，但死亡人数却占世界煤矿事故死亡人数的 80% 左右。美国煤炭产量多年稳定在 10 亿吨/年，但煤矿事故死亡人数每年仅在 30 人左右。究其原因，其中一个重要方面是我国煤炭资源储藏的地质分布条件决定了我国煤炭开采方式主要以井工矿为主，而其他主要产煤国都是以露天矿为主。2010 年井工矿产量占全国煤炭总产量的 90%，露天矿产量仅占 10%，数量仅占 0.3%。煤矿开采深度平均每年增加 20 米以上，随着开采深度和开采强度的不断增加，相对瓦斯涌出量平均每年增加 1 立方米/吨左右，高瓦斯

矿井数量每年增加 4%，煤与瓦斯突出矿井数量每年增加 3%。矿井突出危险性加大，水、火、冲击地压、热害等灾害越来越严重，防灾抗灾难度加大。相比较世界煤炭产量最高的 4 个国家，美国、印度、澳大利亚、俄罗斯的露天矿开采产量占其本国煤炭总产量的比重都大于 60%。根据美国矿山安全与健康监察局(MASH)的统计数据，井工煤矿百万吨死亡率是露天煤矿的 4.54 倍。

1.1.5 “走出去”迈出新步伐

充分利用国际国内“两个市场、两种资源”的理念逐步形成，2009 年我国首次实现煤炭净进口，当年净进口煤炭超过 1.0 亿吨。

目前，神华集团获得蒙古国塔本陶勒盖煤矿 40%的股权，获取焦煤资源约 64 亿吨。兖州煤业完成体制整合，初步形成了资本运营、产业经营、产品贸易三项并举的国际化发展格局，2010 年境外煤炭产量 1709 万吨，利润 25 亿元。太重煤机收购澳大利亚威利朗沃制造公司，获得千米钻机生产许可证。焦作华飞在德国、三一重装在美国分别组建研发机构，我国煤机制造业“走出去”取得实质性进展。

1.1.6 体制机制改革稳步推进

2006 年，经国务院批准，在山西、内蒙古、黑龙江、安徽、山东、河南、贵州、陕西等八省区开展“深化煤炭资源有偿使用制度改革”试点。

改革的总体思路是：保护环境、节约资源与促进煤炭工业健康发展并举，以深化煤炭资源探矿权、采矿权有偿取得和建立煤炭资源勘查、开发合理成本负担制度为核心，以促进煤炭资源合理利用有序开发和不断提高煤炭资源回采率为主要目标。

主要措施包括：严格实行煤炭资源探矿权、采矿权有偿取得制度；将煤炭资源勘查作为中央地质勘查基金支持的重点；建立煤矿矿山环境治理和生态恢复责任机制；合理调整煤炭资源税费政策；加强煤炭资源开发管理和宏观调控。

截至目前，全国煤炭矿业权有偿处置率达到 80%以上。煤炭资源有偿使用从根本上建立了煤炭资源节约利用的内在激励和约束机制，通过矿产资源有偿使用制度改革和矿山企业兼并重组，全国减少矿业权近 2 万个，市场配置资源的基础性作用日益增强，煤炭资源节约、集约利用长效机制逐步形成，资源回采率明显提高。

此外，山西省积极推动开展“煤炭可持续发展基金”试点，施行“矿山环境恢复治理保证金”和“煤矿转产发展基金”，效果明显。

1.2 “十二五”期间煤炭工业发展规划

“十二五”时期是我国煤炭行业转方式、调结构，实现从量的增长到质的提升和推进全行业科学发展的关键时期，随着经济发展方式转变，煤炭在一次能源结构中的比重将有所下降，但作为主体能源的地位在今后相当长的一个时期内不会发生改变，煤炭行业发展面临的机遇与挑战并存。一方面，国民经济继续保持平稳较快发展，工业化和城镇化进程加快，煤炭消费总量持续增加，预计到2015年全国煤炭需求约39~43亿吨。另一方面，煤炭生产力发展不平衡，大型现代化煤矿与落后的小煤矿并存，转变煤炭发展方式任务艰巨。随着煤矿开发深度增加，瓦斯、水害、地温、地压等自然灾害日趋严重，安全生产压力加大。东中部煤炭资源储量减少，资源约束加剧，煤炭企业转产和资源型城市转型难度增大。煤炭开发强度大，建设资源节约型、环境友好型矿区任务十分艰巨，实现煤炭工业安全发展、节约发展、清洁发展和可持续发展面临诸多挑战。

国家“十二五”规划纲要针对煤炭领域明确提出，“发展安全高效煤矿，推进煤炭资源整合和煤矿企业兼并重组，发展大型煤炭企业集团。有序开展煤制天然气、煤制液体燃料和煤基多联产研发示范，稳步推进产业化发展。……推进煤层气、页岩气等非常规油气资源开发利用。发展清洁高效、大容量燃煤机组，优先发展中大城市、工业园区热电联产机组，以及大型坑口燃煤电站和煤矸石等综合利用电站。”

据此，有关部门研究制定了煤炭行业“十二五”发展规划。主要包括：

1.2.1 指导思想

以邓小平理论和“三个代表”重要思想为指导，深入贯彻落实科学发展观，按照科学布局、集约开发、安全生产、清洁利用、保护环境的发展方针，以加快转变发展方式为主线，以改革开放为动力，以科技进步为支撑，建设大型煤炭企业集团，建设大型煤炭基地，建设大型现代化煤矿，保障煤炭稳定供应，提高资源综合利用水平，提高矿区环境质量，提高矿工生活水平，促进煤炭工业可持续发展。

1.2.2 基本原则

坚持煤炭工业发展与能源结构调整相适应，保障国家能源安全；坚持发展先进生产力与淘汰落后产能相结合，优化煤炭产业结构；坚持开发转化规模与水资源、环境承载能力相匹配，保护矿区生态环境；坚持煤炭开发与资源综合利用相衔接，发展循环经济；坚持企业发展、接替产业发展与地区经济社会发展相协调，建设和谐矿区。

1.2.3 发展目标

到 2015 年，煤炭开发秩序规范、布局合理，生产进一步向大基地、大集团集中，现代化煤矿建设取得新进展，安全生产状况显著好转，资源回收率明显提高，循环经济园区建设取得重大进展，矿区生态环境得到改善，企业“走出去”取得新成效，矿工生活水平明显提高，基本建成资源利用率高、安全有保障、经济效益好、环境污染少的新型煤炭工业体系。

1.2.4 生产开发布局

结合我国煤炭资源禀赋特点，“十二五”期间全国煤炭生产开发总体布局确定为“控制东部、稳定中部、发展西部”：东部开采历史长，可供建设新井的资源少，控制开发规模，维持现有供应能力；中部资源相对丰富，开发强度偏大，降低开发增速，保障稳定供应；西部资源丰富，开发潜力大，扩大生产规模，增加调出量。

1.2.5 发展重点和主要任务

重点做好以下十个方面的工作：一是推进煤矿企业兼并重组，培育和发展大型企业集团；二是有序建设大型煤炭基地，保障煤炭稳定供应；三是建设大型现代化煤矿，提升小煤矿办矿水平；四是提高煤矿安全生产水平，加强职业健康监护；五是大力发展洁净煤技术，促进资源清洁高效利用；六是推进瓦斯抽采利用，促进煤层气产业发展；七是发展循环经济，保护矿区生态环境；八是加强科技创新，提升科技支撑能力；九是发展现代煤炭物流，建立煤炭应急储备体系；十是积极开展国际合作，深入实施“走出去”战略。具体任务和目标如下：

(1) 加快推进煤矿企业兼并重组，优化煤炭产业组织结构。力争到 2015 年，通过兼并重组将全国煤矿企业数量由目前的 1.12 万家减少到 4000 家以内，企业平均年产能由目前的不足 30 万吨提高到 100 万吨以上，技术装备水平明显提升，环境保护与治理明显加强，煤炭开发秩序明显改善，形成 10 个年产 1 亿吨以上、10 个年产 5000 万吨~1 亿吨的特大型煤矿企业集团，其煤炭产量占全国煤炭总产量的 60%以上。（注：世界其他主要产煤国前十大煤炭企业市场集中度，美国为 46%，澳大利亚为 50%，南非为 60%。）

(2) 稳步建设大型现代化煤矿，优化煤炭生产技术结构。力争到 2015 年，年产 120 万吨及以上大型煤矿生产能力达到 28 亿吨，比 2010 年增加 9 亿吨，占全国煤炭总产量的比例由 58%提高到 70%。神东、陕北、黄陇、宁东大型煤炭基地重点建设一批世界一流的千万吨级矿井群；蒙东大型煤炭基地重点实施煤电一体化开发项目，有限建设大型露天煤矿；晋北、晋中、晋东大型煤炭基地重点做

好整合煤矿升级改造，适度新建大型现代化煤矿；新疆大型煤炭基地重点做好煤炭开发规划，优先建设大型露天矿井。

(3) 进一步淘汰落后产能，提升小煤矿办矿水平。力争到 2015 年，全国小煤矿产量由 2010 年的 7 亿吨下降到 5 亿吨以下，占全国煤炭总产量的比例由 22% 下降到 13% 以下；到 2020 年小煤矿产量进一步下降到 3 亿吨以下，基本解决小煤矿问题。其中：山西、内蒙古、陕西、宁夏、甘肃、新疆以资源整合和技术改造为重点，实现机械化开采，小煤矿基本退出；辽宁、吉林、黑龙江、河北、河南、安徽以技术改造或关闭淘汰为重点，大幅度减少小煤矿数量；云南、贵州、四川可采取上大压小、整合改造和淘汰落后相结合的措施，提高小煤矿办矿水平，减少小煤矿数量；福建、江西、湖北、湖南、广西、重庆重点提高办矿水平，逐步减少小煤矿数量。

2 我国清洁煤产业发展现状和当前存在的主要问题

煤炭本身是高碳能源，也是污染物排放的主要来源。推动煤炭产业实现“绿色、低碳”发展，关键是加快推进煤炭清洁生产和高效利用，提高煤炭资源综合利用效率，控制污染物排放，最大限度地减少其对生态环境的破坏，这对于保障国家能源安全稳定和支撑经济社会平稳较快发展都具有重要意义，也是我国未来能源发展规划的战略选择。

清洁煤技术是指从煤炭开发到利用的全过程中，旨在减少污染物排放与提高利用效率的加工、燃烧、转化以及污染控制等技术，主要包括：煤炭洗选加工、煤炭高效洁净燃烧与发电、煤炭清洁转化、污染物排放控制与资源化利用、废弃物处理等 5 个领域 14 项技术，是当今世界各国解决能源和环境问题的主导技术之一，也是高新技术国际竞争的一个重要领域。在国家能源技术“十一五”发展规划中，已将清洁煤技术列为优先发展的先进适用技术。

2.1 “十一五”期间我国煤炭清洁生产和高效利用取得显著成效

2.1.1 煤矿绿色开采已见成效

在国家相关政策法规的指导下，煤炭企业结合矿区、煤种和经济地理特点，与大专院校和科研单位合作研究，开发的煤矿采煤工作面（巷道）矸石填充、膏体填充技术与装备趋于成熟，部分矿区开始规模化应用。采煤沉陷区充填复垦、疏排降法复垦以及塌陷区地基处理等矿区土地复垦技术得到普遍应用，采空区土地恢复治理工作有序推进。部分缺水矿区开发煤矿保水采煤技术和工艺，取得良

好效果。2010 年我国采煤机械化程度达到 64%，比 2005 年提高 19 个百分点。其中神华集团煤矿采煤机械化率已达 98%，掘进机械化率达到 93%。

煤炭行业积极推动循环经济发展取得成效。全行业已建成国家级循环经济试点单位 11 个，行业节能示范企业试点单位 4 个。以同煤塔山煤矿循环经济工业园区为代表的煤炭循环经济产业园区和以神华宁煤煤化工工业园区为代表的煤化工园区建设取得成效，初步探索出以煤为主、多元发展、节能减排的发展道路。其中，神华集团 2010 年煤矿回采率达到 83.9%，近三年来累计提高了 10 个百分点，多采出煤炭 5000 多万吨；神东矿区在开发建设 50 平方公里的基础上成功治理并恢复生态环境 140 平方公里，矿区地表植被覆盖率由开发初期的 3%~11% 提高到 63%，主要矿区矿井水复用率达到 60% 以上。

2.1.2 煤炭洗选加工能力不断增强

我国煤炭含灰分偏高，含硫分中等。在煤炭利用之前对原煤进行洗选加工，可提高商品煤质量。洗选加工主要包括煤炭洗选、配煤、水煤浆和型煤。近年来，随着社会各界环保意识逐步增强，用户对用煤质量要求提高，煤炭洗选加工业发展很快。2008 年，环保部门发布了煤炭采选业清洁生产标准，从生产工艺与装备、资源能源利用、矿山生态保护等方面，提出了具体指标要求。

(1) 煤炭洗选。截至 2010 年底，我国已建成各种类型的选煤厂约 1800 座，全国原煤洗选能力达到 17.5 亿吨，比 2005 年的 8.4 亿吨增长 111.9%，单厂平均能力提高至近 100 万吨。2010 年，全国原煤入选量约 16.5 亿吨，原煤入选率由 2005 年的 31.9% 提高到 50.9%。其中，炼焦煤入选率近 100%，动力煤入选率约为 35%。炼焦煤洗选后的精煤主要用于生产焦炭；动力煤洗选后的精煤主要用作化工生产原料，如生产合成氨、半焦、喷吹煤等，用于燃烧发电和工业炉窑的很少。

近年来，我国煤炭洗选工艺和技术水平迅速提高。目前按洗选工艺分，跳汰占 30.5%，重介占 55%，浮选占 9.5%。新建选煤厂洗选工艺主要以重介洗选工艺为主，技术指标达到国际先进水平。选煤厂向大型化发展，已建成千万吨级选煤厂 20 多座，最大规模为 3100 万吨/年，进入世界先进水平行列。目前我国自行研制开发的选煤设备已能满足年处理能力 400 万吨及以下的不同厂型、不同煤型、不同选煤工艺的新选煤厂建设和老厂技术改造的需要。

(2) 水煤浆。近年来，随着国际油价持续上涨以及国内环保意识不断增强，水煤浆在我国得到迅速推广使用。但由于国家缺乏相关扶持政策、锅炉效率低等方面的原因，水煤浆的利用目前主要集中在中小型工业锅炉及窑炉上。

国内水煤浆生产能力发展很快，自主设计生产水平显著提高。2005 年国内第一条年产 50 万吨水煤浆成套生产线在广东建成投产。据不完全统计，截至 2010 年底，全国各类燃料用制浆厂设计生产能力 5000 万吨/年，生产和使用量 3000 万吨/年。以水煤浆为燃料的电站锅炉已建成近 100 台。随着水煤浆应用规模不断扩大，制浆用煤正在从价高、量少、易成浆的中等变质程度的烟煤向较难成浆的低煤阶烟煤扩展。

(3) 动力配煤。20 世纪 80 年代，动力配煤首先在几个大城市发展起来。90 年代初，我国已有 20 多个省份的几十个城市建成了近 200 条动力配煤生产线。随着对能源需求的日益扩大，为了解决煤炭质量和数量上供求不平衡的问题，以及满足燃煤用户日益严格的环保要求，2005 年以后动力配煤技术开发研究和大规模工业应用发展较快，2008 年以后大规模、集成化发展速度明显加快。

国内动力配煤常见方式主要有两种：一种是在入炉前简单配煤，大型电厂由于进煤矿点多、煤种杂，普遍对入厂煤进行粗配，各种煤的配比并不十分严格。另一种是港口、煤站煤场混煤，按几种煤的发热量和挥发分，采用简单的加权平均法，按一定比例混合，即不同煤种的简单机械混合。目前，国内动力配煤主要用于电站锅炉、工业锅炉和工业窑炉，其中电站锅炉和工业锅炉用煤量约占 80% 以上，是采用动力配煤最多的领域，而中小型电厂除烧单煤种外，也购入配煤燃烧。

(4) 型煤。型煤主要有气化型煤、锅炉型煤、窑炉型煤、民用型煤等。近年来，我国型煤用量达到 4000 万吨/年以上，炉窑型煤发展较快。型煤技术比较成熟，工艺比较简单，建设投资和运行成本较低。燃用型煤代替散煤和块煤，可节煤 10% 以上，可减少烟尘排放量，在配入脱硫剂后，还能脱除燃煤烟气中的二氧化硫，节能减排、经济效益都很显著。但在推广应用由于缺乏相关标准，型煤产品质量难以得到保障。国内型煤生产厂家规模普遍较小，平均生产能力 3~5 万吨/年。

2.1.3 煤炭热转换效率持续提高

从煤炭需求侧来看，电力、钢铁、建材、化工是我国四大主要用煤行业，其中发电和供热用煤是拉动煤炭消费增长的主要因素。

(1) 燃煤发电。我国每年发电用煤占全国煤炭消费总量的一半以上，2010 年电力工业消费煤炭约 18 亿吨，占全国煤炭消费总量的 54.7%；比 2000 年增加 11.5 亿吨，占同期全国煤炭消费增量的 61.2%。随着电力行业“上大压小”和技术进步，2010 年全国 6000 千瓦以上火电机组平均供电标准煤耗降至 333 克/千瓦时，比 2005

年下降 37 克/千瓦时，相当于节约标准煤 3.2 亿吨，低于美国 356 克/千瓦时和澳大利亚 360 克/千瓦时，已达国际较先进水平。其中，神华集团 2011 年上半年平均发电煤耗为 296 克/千瓦时，居于全国领先水平。“十一五”期间，全国累计淘汰小火电机组 7683 万千瓦；到 2010 年底，单机容量 30 万千瓦及以上火电站机组占总装机容量比重由 2005 年的 47% 提高到 73%，五年提高了 26 个百分点。国内现有超超临界机组 200 多台，其中最先进的超超临界机组燃烧效率达到 99.68%。中国已是世界上 1000MWe 超超临界机组发展最快、数量最多、装机容量最大和性能最先进的国家。

(2) 工业锅炉。工业锅炉是我国工业用热和民用采暖的主要途径，目前以中小燃煤锅炉为主，用煤量 6~6.5 亿吨，占煤炭消费总量的 20% 左右。2010 年，我国工业锅炉运行效率达到 70%~75%，比 2005 年提高 10% 左右。“十一五”期间，中央预算内投资和中央财政共计投入 70 多亿元，支持了 1300 多个燃煤锅炉（窑炉）改造项目，实现节能能力 3000 多万吨标准煤。

(3) 其他重点用煤行业煤炭利用情况。

——钢铁行业。煤炭作为钢铁工业重要燃料和还原剂，主要用途分为动力煤、炼焦煤、喷吹煤，分别用于钢铁企业蒸汽和发电、炼焦和高炉冶炼生产。2010 年我国钢产量达到 6.26 亿吨，比 2005 年增产 2.76 亿吨，增长 44%；同期，有能源统计的重点钢铁企业消耗煤炭 5.33 亿吨，比 2005 年多消耗 2.09 亿吨，增长 39%，占当年全国煤炭总消耗的 15.56%。“十一五”期间，重点钢铁企业通过各种节能措施，实现吨钢综合能耗从 694 千克标准煤下降到 604 千克标准煤，降幅达到 13%。其中，通过建设煤气柜以及实施煤气发电等措施减少焦炉煤气排放，焦炉煤气回收利用率提高了 2.8%。通过实施干熄焦技术加强焦炭显热的回收利用，可回收 80% 的红焦显热，同时可提高焦炭质量。大型高炉采用干熄焦可使焦炭的焦比降低 2%，在保持原焦炭质量不变的条件下，采用干熄焦可以降低强粘结性的焦、肥煤配入量 10%~20%，可在配煤中多用 15% 的弱粘结性煤，降低焦炭成本。通过实施掏鼓焦技术、型煤炼焦技术、高炉喷煤技术等，扩大煤炭使用种类范围，增加低品质弱粘结性煤的使用，减少高品质焦煤、焦炭的使用。此外，焦化企业还开展了煤质改性拓展并提高非炼焦煤和弱粘结性煤用量的低成本配煤技术实践，应用后比焦煤成本平均低 100 元/吨以上。

——建材行业。2009 年规模以上建材企业能源消耗 2.12 亿吨标准煤，比 2005 年增长 36.8%，占全国能源消耗总量的 8.3%。建材行业中，耗能较大的主要是水

泥、建筑陶瓷、平板玻璃和墙体材料等行业，消耗的能源品种主要包括煤炭、电力、燃料油、天然气、柴油和焦化产品，其中煤炭占比为 76.76%，电力占比 12.21%。2009 年，规模以上建材企业消耗煤炭 2.29 亿吨，比 2005 年增长 33.9%。进入二十一世纪以来，建材行业万元工业增加值能耗从 2000 年的 9.53 吨标准煤下降到“十一五”期末的 3 吨标准煤，下降幅度达 68.5%。水泥和墙体材料行业是利用工业固体废弃物的主要产业，其利用量从 2000 年的 1.7 亿吨增加到 2010 年的 6 亿吨，增长达 3.5 倍，北水、海螺、越堡水泥在利用水泥窑协同处置有毒有害废弃物、城市生活垃圾和污水处理厂污泥等各类废弃物方面取得很大进展。水泥工业大力推广纯低温余热发电，2010 年已实现总装机超过 4000MW。每年生产新型墙体材料消耗工业固体废弃物 2 亿多吨，相当于节约资源 2 亿多吨。据测算，2008 年由于新型墙体材料较实心粘土砖年生产能耗减少超过 1600 万吨标准煤，直接减少二氧化碳排放近 4200 万吨，减少二氧化硫排放 32 万吨。2010 年，建材工业中低能耗行业增加值比重达到 43%，比 2005 年提高 7 个百分点，其中水泥行业在建材行业中所占比重从 2005 年的 34% 下降到 2010 年的 24%，成为建材行业综合能耗下降的重要因素。

2.1.4 煤炭资源综合利用率和污染控制水平显著提升

(1) 资源综合利用水平显著提升。国务院有关部门发布了《“十一五”资源综合利用指导意见》和《矿井水利用专项规划》等文件，把资源综合利用作为一项重大技术经济政策，不断加大推进力度，逐步完善管理体系，推动实施产业化示范工程，资源综合利用逐步走上规模化发展道路。

“十一五”期间，煤矸石、粉煤灰、脱硫石膏和煤矿矿井水综合利用量分别达到 11 亿吨、10 亿吨、1 亿吨和 39 亿吨。2010 年，煤矸石、粉煤灰、脱硫石膏和煤矿矿井水综合利用率分别达到 60%、68%、69% 和 60%。2009 年煤矸石综合利用率为 63%，其中煤矸石电厂年利用 2 亿吨，煤矸石砖利用 0.9 亿吨，煤矸石复垦造田筑路和井下填充 1 亿吨以上。目前，煤泥、煤矸石综合利用发电装机容量已达 2600 万千瓦，煤层气与瓦斯抽采达到 91 亿立方米。一些煤矿推广地热利用和充填开采技术实现了产煤不烧煤，解放了大量资源，减少了固体废弃物排放。煤机多联产稳步推进，建成世界首套年产 24 万吨甲醇和 7.2 万千瓦发电的煤电联产工业示范装置，总能利用率达到 57.16%，实现了长周期运行。

(2) 控制污染物排放取得较大进展。有关部门编制了《现有燃煤电厂二氧化硫治理“十一五”规划》，制定了《燃煤发电机组脱硫电价及脱硫设施运行管理办法

(试行)》，出台了烟气脱硫机组优惠电价政策。印发了《关于加快火电厂烟气脱硫产业化发展的若干意见》，开展烟气脱硫特许经营试点，规范脱硫市场，提高烟气脱硫技术装备水平及设施建设和运行质量。

——燃煤电厂脱硫工作进展迅速：截至 2010 年底，全国累计建成 5.6 亿千瓦燃煤电厂脱硫设施，其中“十一五”期间投入运行 5 亿多千瓦，煤电脱硫装机比例由 2005 年的 14% 提高到 86%，比美国 2009 年高 36 个百分点。“十一五”以来，在燃煤量大幅度增长的情况下，二氧化硫排放总量比 2005 年减少 14.29%。其中，电力行业为“十一五”全国二氧化硫减排约束性指标的完成作出重要贡献，电力二氧化硫排放量比 2005 年下降 374 万吨（全国下降 364 万吨），是全国水平的 1.03 倍；单位千瓦时火电二氧化硫排放量由 2005 年的 6.4 克下降到 2.7 克，美国 2009 年为 3.4 克。

——脱硝工作全面启动：到 2010 年建成火电脱硝装机容量达 9700 万千瓦，约占煤电机组容量的 12%；在建、规划的脱硝工程装机容量超过 1 亿千瓦。

——在烟尘排放方面：目前全国的燃煤锅炉已全部安装除尘设备，火电锅炉基本普及电除尘。2010 年电力烟尘排放总量 160 万吨，比 2005 年降低 55.6%；单位火电发电量烟尘排放量为 0.5 克/千瓦时，降低 37.5%。

——在温室气体排放方面：“十一五”期间，电力行业累计减排二氧化碳 7.6 亿吨，2010 年与 2005 年相比，单位千瓦时发电碳排放量由 946 克下降到 827 克。我国正在积极研究和推动碳捕获和储存（CCS）技术，以及碳捕获、利用与封存（CCUS）示范项目的建设，但尚处于研发阶段和小规模示范的前期。其中，华能北京热电厂 2008 年在高碑店建成投产国内首个、同时也是国际上规模较大的燃煤电厂烟气二氧化碳捕集实验装置，年捕集二氧化碳 3000 吨，目前该项目运转正常。神华集团在鄂尔多斯建成了世界首例 CCS 工业示范装置，将煤直接液化项目产生的二氧化碳经过提浓、压缩和液化后注入地下深部咸水层进行封存，封存二氧化碳规模为 10 万吨/年，每年能减少约 5100 万立方米二氧化碳排放量，相当于 274 公顷阔叶林碳汇造林。该项目于 2010 年 12 月 30 日一次试车成功，生产出纯度为 99.2% 的适应地下封存的液态二氧化碳，并成功实现将液体二氧化碳注入地下 2000 多米深的低渗透咸水层区域。该项目的成功标志着神华在二氧化碳捕集和封存的关键技术上取得了突破，为未来实现大规模二氧化碳捕集和封存奠定了坚实基础，从而有可能实现在发展煤炭转化项目时不增排二氧化碳，真正实现煤炭的清洁、低碳化利用。

2.1.5 现代新型煤化工产业快速发展

改革开放 30 多年来，针对油气资源短缺、煤炭资源相对丰富的资源禀赋特征，我国一直坚持石油化工和煤化工并举的方针。经过几十年的努力，煤化工从传统的焦炭、电石、合成氨等为主，逐步向石油替代为主的现代新型煤化工转变，取得了长足进步。

现代新型煤化工是以煤炭为原料生产石油、天然气、石化产品等替代产品为主的产业，主要包括煤制油、煤制烯烃、煤制乙二醇、煤制天然气、煤制甲醇、煤制二甲醚等。现代新型煤化工产业可以直接或间接替代石油、天然气生产能源和化工产品，是石油化工、天然气化工的重要补充，是我国能源战略的重要组成部分，对保障国家能源安全具有重要战略意义。

为促进现代新型煤化工发展，国家先后发布《关于加强煤化工项目建设管理，促进产业健康发展的通知》、《加强煤制油项目管理有关问题的通知》、《关于规范煤制天然气产业发展有关事项的通知》、《关于规范煤化工产业有序发展的通知》，明确了“十一五”期间及未来煤化工产业的发展方向，对新上煤化工项目的规模、技术、能耗、环保等方面提出了严格要求，引导煤化工产业健康可持续发展。

“十一五”期间，煤化工产业取得重大进展，煤制油、煤制烯烃、煤制二甲醚、煤制乙二醇等新型煤化工示范工程的首套装置先后建成投产，突破了一批重大关键技术，创造了多项世界级科技成果。目前规划和在建规模大幅度增加，甲醇、二甲醚、烯烃和煤制油分别达到 4730 万吨、1088 万吨、1584 万吨和 148 万吨。

从 2008 年起，我国陆续建成 1 套百万吨级煤直接液化装置、2 套 16 万吨级和 1 套 18 万吨级煤间接液化装置，3 套分别为 60 万吨级、52 万吨级和 46 万吨级的煤制烯烃装置，1 套 20 万吨级煤制乙二醇装置，开工建设 2 个 40 亿立方米/年和 1 个 16 亿立方米/年的煤制天然气项目。

——神华鄂尔多斯 108 万吨/年煤直接液化示范工程。采用国内自主核心技术建设的世界首套、全球规模最大的煤直接液化大型工业化装置，攻克了“煤直接液化核心工艺放大”、“超大型设备制造和安装”、“首套工业化示范装置安全稳定长周期运行”等三大世界性技术难题，成功研发出“神华煤直接液化工艺”和“煤直接液化高效催化剂”等核心技术，成功完成了百万吨级煤直接液化技术的工业示范，形成具有自主知识产权、居于世界领先水平的煤直接液化成套工艺技术，使我国成为世界上唯一掌握百万吨级煤直接液化技术的国家。该项目装置于 2005 年 4 月开工建设，2008 年 12 月 30 日打通全流程，产出合格油品和化工品，目前已进入长周

期调试优化运行阶段，至今已累计运行 10497 小时，共生产油品 97.5 万吨，最高负荷达 105%。截至 2011 年上半年，该项目装置累计运行 3818 小时，平均运行负荷 81.5%，生产油品 45.35 万吨，营业收入 28.9 亿元，利润 3.47 亿元，开工率、能源转化效率均达到较高水平，初步实现了安全、稳定、较长周期、较高负荷运行。

——煤炭间接液化示范工程。采用国内自主开发技术建成的潞安集团 16 万吨/年、伊泰集团 16 万吨/年和神华集团 18 万吨/年煤间接液化制油项目已经投产运行，打破国外技术垄断，部分指标领先世界。目前正在流程优化、关键设备考验、稳定运行等方面进行改进和完善，使示范工程努力实现“安、稳、长、满、优”运行。其中，神华集团 18 万吨/年煤间接液化合成油示范装置于 2009 年底建成，目前已累计平稳运行超过 1100 小时。

——神华包头 60 万吨/年煤制烯烃示范项目。该项目于 2007 年 9 月开工建设，2010 年 5 月建成，2010 年 8 月全流程投料试车，主要产品为聚乙烯 30 万吨/年，聚丙烯 30 万吨/年，核心单元采用具有我国自主知识产权的甲醇制低碳烯烃(MTO)技术，当年生产 MTO 级甲醇 39 万吨，聚烯烃 8.1 万吨，实现销售收入约 9 亿元。2011 年转入商业化运行，上半年累计生产聚烯烃 26.52 万吨，营业收入 31.05 亿元，实现利润 8.6 亿元；甲醇转化率达到 99.9%，乙烯加丙烯选择性达到 80%以上，甲醇制烯烃(MTO)最高负荷达到 110%，实现了安全、平稳、连续、高负荷生产的良好运行状态。该项目的示范意义在于，采用具有中国自主知识产权的创新 DMTO 工艺技术，实现将甲醇转化为低碳烯烃这一重要石油化工基本原料的产业化示范，开辟一条以煤为原料生产烯烃、聚烯烃，“高碳”能源“低碳化”应用的新型煤化工技术路线，间接实现石油替代的能源安全战略新途径，创立了煤制烯烃新产业，奠定了中国在煤制烯烃工业化生产方面的国际领先地位。

——煤制天然气项目开始建设。煤制天然气工艺技术成熟，大部分生产设备已经实现国产化，在建规模达到 136 亿立方米/年。目前国家发改委已经核准了四个项目：大唐集团内蒙古克什克腾旗年产 40 亿立方米天然气项目、大唐集团辽宁阜新年产 40 亿立方米天然气项目、内蒙古汇能公司年产 16 亿立方米天然气项目、华能集团淮东年产 40 亿立方米天然气项目。其他拟建项目年产能达 200 亿立方米以上。

——全球首套年产 20 万吨煤制乙二醇示范装置，在内蒙古通辽市进行投料试车。

总的看，我国现代煤化工技术起点较高，一大批国际先进的关键技术取得突破，煤化工转化产业化走在世界前列，但技术目前多处于工业示范阶段。

2.1.6 煤层气（煤矿瓦斯）开采利用取得重要进展

煤层气是清洁高效能源。我国煤层气资源十分丰富，根据《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十二五”规划》中的数据，我国埋深 2000 米以浅的煤层气总地质资源量约为 36.81 万亿立方米，相当于 450 亿吨标准煤或 350 亿吨标油，接近全国陆上 38 万亿立方米的常规天然气资源量，是世界上仅次于俄罗斯、加拿大的第三大煤层气储量国，勘探开发潜力巨大。20 世纪 50 年代初，我国就开始开发利用煤矿井下抽放的煤层气，迄今已形成一定产业规模。近年来，煤层气开发利用已经取得重要进展，已经形成了中联煤层气有限责任公司、中国石油天然气集团公司和中国石油化工集团公司三大煤层气主体企业，通过自主开发与对外合作相结合、企业开发与国家扶持相结合，加大煤层气抽采和利用力度，推动实施产业化示范工程，促进了煤层气产业发展。“十一五”期间，全国施工煤层气井 5400 余口，形成产能 31 亿立方米。新增煤层气探明地质储量 1980 亿立方米，是“十五”时期的 2.6 倍。

2010 年，全国煤层气抽采量 75 亿立方米，利用量 23 亿立方米，分别比 2005 年增长 226%、283%，成为仅次于美国的世界第二大煤层气开采国。其中，山西、贵州、安徽等省瓦斯抽采量超过 5 亿立方米，晋城、阳泉、淮南等 10 个煤矿企业瓦斯抽采量超过 1 亿立方米。煤层气进入规模化开发阶段，全国共钻煤层气井 5426 口，形成 1400 多口，年产量 15 亿立方米，商品气量 12 亿立方米，建成 50 亿立方米压缩和液化能力。山西煤层气顺利注入西气东输主干线，沁水盆地南部煤层气开发示范工程开始商业运营，主要用于汽车动力燃料、发电和工业燃料等。

随着煤层气开发利用逐步规范，煤矿瓦斯防治形势持续稳步好转，瓦斯事故和死亡人数逐年大幅度下降。2010 年，煤矿瓦斯事故比 2005 年减少 269 起、死亡人数减少 1548 人，事故起数和死亡人数分别下降 65% 和 71.3%，10 人以上瓦斯事故、死亡人数分别下降 73.1%、83.5%。

与此同时，煤层气开发利用节能减排效益开始显现。煤层气利用范围不断拓展，广泛应用于城市民用、汽车燃料、工业燃料、瓦斯发电等领域，煤矿瓦斯用户超过 189 万户，煤层气燃料汽车 6000 余辆，瓦斯发电装机容量超过 75 万千瓦，实施煤矿瓦斯回收利用 CDM 项目 60 余项。低浓度瓦斯发电开始推广，风排瓦斯利用示范项目已经启动。“十一五”期间，累计利用煤层气（煤矿瓦斯）95 亿立方

米，相当于节约标准煤 1150 万吨，减排二氧化碳 14250 万吨。

2.1.7 制定出台了一系列财税扶持政策

近年来，中央财政出台了一系列支持煤炭清洁生产和高效利用的财税政策，不断完善有利于清洁煤产业发展的政策环境。

(1) 财政安排专项资金支持

——矿产资源节约与综合利用专项资金。自 2010 年起，中央财政从分成的矿产资源补偿费及探矿权采矿权使用费和价款中安排专项资金，用于支持矿产资源节约与综合利用，包括奖励资金和循环经济发展示范工程资金两部分，其中煤炭资源综合利用是专项资金支持的重点。2010 年中央财政共安排煤炭资源节约与综合利用专项资金 11.44 亿元。其中，奖励资金 7.35 亿元，重点奖励近三年在提高开采回采率、选矿回收率方面取得显著成效的企业，在矿山废弃物利用、矿井水循环利用方面成效显著的企业以及煤炭共伴生资源和低品位煤炭资源综合利用方面取得良好效益的企业等；示范工程资金 4.09 亿元，主要支持涉及中薄煤层机械开采、特厚煤层高效开采、煤矸石回填绿色开采及综合利用、煤炭共伴生资源综合利用、含煤高岭石及煤系硫铁矿综合利用以及高灰难选煤泥分选、矿井水循环利用类项目等。

——淘汰落后产能专项资金。为支持中西部等经济欠发达地区淘汰火电等落后产能，加快推进燃煤小机组关停力度，中央财政设立了淘汰落后产能专项资金，并创新资金安排方式，采取“以奖代补”，根据淘汰落后产能规模安排奖励资金，多淘汰则多获得奖励。其中，煤炭利用率低、污染排放量大的燃煤小机组是该专项资金支持的重点。

——矿山地质环境治理专项资金。自 2001 年起，中央财政安排了矿山地质环境治理专项资金。截至 2010 年，全国用于矿山地质环境治理资金达到 500 多亿元，其中中央财政安排资金约 143 亿元，地方财政和企业自筹资金近 400 亿元。初步统计，截至 2009 年底，全国矿山地质环境治理共治理恢复土地面积约 49.6 万公顷。2010 年，中央财政重点支持了国务院公布的 36 个矿产资源枯竭型城市的矿山地质环境治理工作，共安排资金 35 亿元，其他重点项目资金共 21.4 亿元。

——支持煤炭企业实施节能技术改造。中央财政采取“以奖代补”方式，鼓励引导企业实施燃煤工业锅炉（窑炉）改造、余热余压利用、节约和替代石油、电机系统节能和能量系统优化等节能技术改造项目。支持电力企业采取通流改造、汽封改造、变频改造、除尘改造等综合性节能减排措施，实现系统节能，根据项目

节能量按规定标准予以奖励。

(2) 制定优惠的税费政策

——在鼓励煤炭等资源综合利用方面：一是对销售自产的以煤炭开采过程中伴生的舍弃物油母页岩为原料生产的页岩油实行增值税即征即退的政策。二是对销售自产的以煤矸石、煤泥、石煤、油页岩为燃料生产且煤矸石、煤泥、石煤、油页岩用量占发电燃料的比例不低于60%的电力和热力，实行增值税即征即退50%的政策。三是陆续取消或降低了“两高一资”产品的出口退税率并适时开征出口关税。四是企业所得税法及实施条例规定，企业以《资源综合利用企业所得税优惠目录》规定的资源作为主要原料，生产国家非限制和禁止并符合国家和行业相关标准的产品取得的收入，可以在计算应纳税所得额时按90%计入收入总额。根据2008年印发的《资源综合利用企业所得税优惠目录》（财税[2008]117号），对有关综合利用的资源、生产的产品以及技术标准进行了规定。企业利用煤系共生、伴生矿产资源、瓦斯，生产高岭岩、铝矾土、膨润土，电力、热力及燃气，以及利用煤矸石、石煤、粉煤灰、采矿和选矿废渣，生产砖瓦、砌块、墙板类产品、石膏类制品以及商品粉煤灰，均可享受上述所得税优惠政策。

——在促进煤炭清洁生产和环境保护方面：一是对污水处理费、烟气脱硫生产的二水硫酸钙等副产品减免增值税。二是对企业从事符合条件的环境保护项目的所得，给予所得税“两免三减半”的优惠。三是对企业购置并实际使用《环境保护专用设备企业所得税优惠目录》内的环境保护专用设备，给予按该专用设备投资额10%的比例抵免企业当年应纳企业所得税额的优惠。

2.2 我国煤炭清洁生产和高效利用尚存在较大差距

长期以来，我国煤炭开发与利用采取的是一种低端和粗放的发展方式。与国际先进水平和实现我国经济社会科学、可持续发展对能源保障和能源安全提出的要求相比，我国煤炭清洁生产和高效利用方面还存在较大差距。

2.2.1 煤炭资源勘探和开采程度低，煤矿回采率较低，资源浪费和环境破坏问题严重

(1) 煤炭资源勘探和开采程度比较低。我国煤炭资源丰富，储量世界排名第三，但煤炭资源勘查程度和储采比都较低。全国预测煤炭资源量5.5万亿吨，目前查明资源量仅1.3万亿吨，仅占23.6%。截至2005年底，已利用4035.98亿吨，尚未利用资源量6393.59亿吨，在尚未利用资源量中勘探精查储量仅987.9亿吨。

我国煤炭资源储采比仅为35，而世界平均储采比为118，俄罗斯大于495，美

国为 241，澳大利亚为 180，印度为 106（BP 世界能源统计 2011）。从煤层分布情况看，我国煤炭资源中深部煤炭资源约占 50%左右，复杂的煤田地质构造，决定了与国外主要采煤国相比，我国煤矿高瓦斯和瓦斯突出矿井多，约占全国煤炭产量的 1/3。从煤炭品种看，煤炭资源虽然品种多、分布广泛，但主焦煤、肥煤等稀缺煤资源短缺。在已探明的储量中，可用于炼焦的气煤、肥煤、主焦煤、瘦煤分别占煤炭资源总量的 13.03%、3.38%、5.39%和 4.01%。焦煤与肥煤是炼焦的主力煤种，二者合计占我国煤炭资源总量的 8.77%，其中主焦煤占焦煤资源量的 22.01%，肥煤占焦煤资源量的 12.58%。加之，对战略性稀缺煤炭资源的保护不够，煤炭资源配置的规范化程度较低，致使大量的稀缺煤种被用作动力煤直接燃烧，造成严重浪费。

（2）煤矿回采率低，资源浪费严重。目前我国煤炭生产呈现多层次技术结构，先进与落后生产力并存，特别是绝大多数小煤矿仍采用原始生产方式。而发达产煤国家上世纪 70 年代就已全部实现综合机械化开采，与之相比，我国还存在很大差距。

目前，我国煤矿资源回采率只有 40%左右，其中小煤窑一般仅为 10%~30%。据不完全统计，从 1980 年至 2009 年，全国煤矿资源浪费 415 亿吨，目前被遗弃在地下的呆滞资源在 800 亿吨以上。目前，我国薄煤层储量约为 600 多亿吨，埋深在 1000 米以下的深部资源约为 2.95 万亿吨，仅国有重点煤矿生产矿井“三下一上”（建筑物下、铁路下、水体下、承压水体上开采，简称“三下一上”开采）压煤量达到 137.9 亿吨，这些煤炭资源对开采技术和设备有特殊的要求。

（3）煤炭过度开发导致生态环境破坏严重。我国煤炭产量增长最快的晋陕蒙宁地区，也是生态环境最脆弱、水土流失最严重的地区。高强度的煤炭开发，将加剧这些地区生态系统与环境功能的逆向演变和恶性循环。据不完全统计，我国 2 万多个煤矿矿井分布在全国 1200 多个县市，煤矿开采毁损和占压土地 75 万公顷，每开采万吨原煤破坏土地面积平均达到 0.27 公顷。目前全国煤矿采空区土地塌陷累计达 100 万公顷左右，每年新增采空区 6 万公顷左右。全国矿山固体废弃物年产出量约为 16.73 亿吨，累计积存量达 353.3 亿吨。煤矸石地面堆积量累计约 45 亿吨，年递增 1.5~2 亿吨，占用土地面积约 2 万多公顷。高强度的煤炭生产导致矿区水土流失加剧、土地沙漠化蔓延、风沙灾害频繁等一系列生态环境问题。

我国以井工开采为主的煤矿开采方式，对地下岩层空间的破坏严重，造成地下水水位下降、水资源损失和水循环被破坏。我国矿井水年排放量超过 60 亿立方米，

累计排放矿井水约 800 亿吨，利用率仅为 44%，净化率仅为 30%左右，在山西已造成 600 万人饮水困难。另外，我国煤化工项目主要集中在“三西”（山西、陕西、蒙西）和新疆等水资源匮乏的产煤地区，且低水平重复建设严重，将大量消耗能源和水资源，进一步加剧当地生态环境的恶化。

煤质差和分散开采也是造成污染严重的一个重要原因。我国广大南方地区，如湖南、江西，煤炭资源较少，储量不到全国的 0.5%，且煤质较差，含硫一般在 3%~4%。但由于当地经济迅速发展的需要，煤炭需求量大，开发了很多小煤矿。高硫煤燃烧产生的二氧化硫是这些地区酸雨的重要成因，严重污染环境。

2.2.2 原煤入洗率低，影响煤炭高效利用

目前我国原煤入洗率超过 50%，虽然比五年前提高了约 20 个百分点，但仍远低于美国、澳大利亚等主要产煤国 90%的水平。全国煤炭洗选能力仅为 17.5 亿吨/年，主要用于炼焦，动力煤基本使用原煤。2010 年全国原煤入洗率为 51%，其中动力煤入选率仅为 35%，远低于主要产煤国家的水平（美国 55%、澳大利亚 75%、南非 60%、波兰 40%）。产煤大省陕西原煤入洗率仅为 30%，低于全国平均水平约 20 个百分点。过低的入洗率导致大量低品位劣质煤炭或煤矸石的“无效运输”，造成大量运力浪费和运输能源消耗。对于终端用煤设备而言，煤质参差不齐也导致设备运行无法达到预期效率，影响煤炭高效利用。据统计，我国煤炭终端利用效率仅为 36%，比发达国家约低 10 个百分点。

在终端用煤行业中，电力、冶金、化工和建材等不同行业对煤炭产品的质量指标的要求差异甚大，即使是同一行业，不同设备型号、工艺特点的企业，对于煤炭的水分、灰分、挥发分、硫分、发热量等质量指标的要求也不同。以发电用煤为例，近年来，各燃煤发电厂实际燃用的煤种、煤质和设计值相比，都有较大差别。燃煤电厂的来煤渠道非常复杂，燃煤主要指标（如发热量、灰分和硫分）普遍达不到设计用煤要求，与锅炉设计指标偏差较大，给燃煤电厂带来一系列负面影响。具体表现为：锅炉效率下降，辅机设备电耗增大，脱硫系统电耗增大，厂用电率增大，供电标准煤耗增大等。锅炉进行多煤种掺烧时，因燃用煤种突变、波动较大，给锅炉带来很大的安全风险，运行调整难度增大，灭火、爆管事件频发，机组可靠性降低。

2.2.3 煤炭直接燃烧比例较大，利用方式不合理

（1）煤炭直接燃烧比例高，能源转换效率低，污染物排放严重

煤炭发电的热转换效率最高。美国、欧盟发电用煤占煤炭消费总量比重分别

达到 90%和 80%，我国发电用煤比例在 50%左右，仍有大量煤炭作为燃料而直接燃烧，能源转换效率低，污染物排放严重。尽管近年来通过实施“上大压小”等严厉措施，目前 30 万千瓦以上燃煤发电机组已占我国全部火电装机容量的 50%以上，超临界、超超临界机组已经成为近年来新上火电厂的主要机型，但截至 2007 年底我国 10 万千瓦以下小机组占比仍达到 24.8%，而美国仅为 7%，平均供电煤耗比日本 2005 年的水平（313.3 克标准煤/千瓦时）高出 11%，2007 年二氧化硫和氮氧化物的排放绩效比美国高出 30%和 150%。从长远看，未来即使继续关停小火电、新建高效机组，燃煤发电的节能空间也在不断减小，预计到 2015 年火电机组平均煤耗降至 320~325 克/千瓦小时左右，已基本接近极限值。目前，我国二氧化硫减排主要依靠燃煤电厂烟气脱硫，由于燃煤机组在“十二五”初期将全部安装脱硫设备，而新建燃煤发电机组二氧化硫排放量仍需增长，二氧化硫减排的技术及经济空间已经不大，且难度日益增大。

煤炭消费中还有近一半用于非电行业，对非电终端用煤行业的脱硫脱硝治理力度亟待加强。在非电终端用煤行业中，现有燃煤工业锅炉约 48 万台，每年消耗煤炭 6~6.5 亿吨，占煤炭消费总量约 20%。这种直接燃烧的利用方式，因为煤炭来源和质量不稳定，与燃煤设备要求不符，同时煤炭利用技术落后等，造成能源效率低，且污染物排放严重。我国燃煤工业锅炉的燃烧方式以层燃方式为主，锅炉设计热效率一般在 72%~80%之间，但实际运行的热效率平均仅为 60%~70%，通常比锅炉产品的鉴定热效率低 10~15 个百分点，有的锅炉实际运行热效率仅为 30%~40%，比发达国家低 30%~50%。而且，服役时间越长的燃煤工业锅炉热效率越低，与发达国家燃煤工业锅炉实际运行效果有很大差距。与此同时，燃煤工业锅炉的二氧化硫排放 600 多万吨，占全国的约 25%；烟尘排放量 400 多万吨，占全国的约 40%，排放强度远远高于火电锅炉；氮氧化物排放量 190 多万吨，位居全国第三；二氧化碳排放量约为 10 亿吨。这方面节能减排潜力巨大，是我国未来节能减排的重点。

(2) 燃煤是我国大气污染物排放的主要来源。煤炭本身是高碳能源，是以碳、氧为主，兼含氢、硫、氮等元素及其他矿物杂质的固体矿物燃料，燃煤会产生煤渣、飞灰等污染物，排放大量的二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物等温室气体。当前，我国燃煤排放的二氧化硫、氮氧化物、硝化物、烟粉尘分别占全国排放总量的约 90%、70%、67%和 65%。“十一五”期间，尽管我国二氧化硫减排目标超额完成，但 2010 年排放量仍达到 2185.1 万吨，氮氧化物排放量 2273.6 万吨，二者均

高居世界首位。排放的大量污染物造成严重的大气环境污染，酸雨面积达 120 万平方公里。2010 年全国超过 18% 的地级以上城市空气质量达不到国家二级标准，若按照世界卫生组织标准中发达国家指导值评价，我国将有 90% 以上的城市空气质量不达标。据估计，每年大气污染造成的经济损失占我国 GDP 的 3%~7%。

我国是温室气体排放大国，二氧化碳排放量每年在 60 亿吨以上（2010 年排放二氧化碳 66.04 亿吨），占世界排放总量的 20% 左右，而其中煤炭利用排放的二氧化碳占 82%。在国际社会高度重视控制温室气体排放、着力削减二氧化碳排放量的情况下，我国承担国际责任的压力与日俱增。预计到 2020 年我国二氧化碳排放量将相当于美、欧、日排放之总和，到 2030 年将相当于全部 OECD 国家排放量的总和，在应对气候变化国际谈判中将面临更大压力。此外，我国大气汞排放占全球人为汞排放的 30%~40%，居世界首位，主要来自于燃煤和有色金属冶炼、水泥生产等行业。

2.2.4 传统煤化工产能过剩，新型煤化工缺乏合理规划

(1) 传统煤化工产能过剩。我国已经成为世界上最大的煤制化学品生产国，煤制合成氨、甲醇和电石等主要煤化工产品产能、产量均居世界第一位。2010 年，全国合成氨产量达到 5150 万吨，占全球的 32%；甲醇总产量达 1570 万吨，占全球的 28%，同比增长 24.3%；二甲醚产能从 2005 年 12 万吨发展到 900 万吨，短短 5 年间产能增长 70 多倍。

但是，传统煤化工产能过剩矛盾凸显，装置开工率较低，技术落后，能耗高，污染严重。我国 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、数量众多的产能在 18 万吨/年以下的合成氨企业生产；我国甲醇的生产能力已突破 3000 万吨，其中产能在 20 万吨/年以下的企业占全国甲醇生产企业数量的 90%、产能的 58%、产量的 56%，目前甲醇行业整体开工率不到 50%；二甲醚的平均开工率甚至下降到 20%，企业生产经营困难。这些企业使用的煤焦化及气化合成技术与装备相对比较落后，能耗高，环保水平低，资源浪费及环境污染问题比较突出，与发达国家先进环保技术水平相比还有较大差距。究其原因，一是发展速度过快，总体规模过大；二是甲醇应用严重滞后，甲醇汽油未大面积推广，下游产品开发脱节；三是原料煤涨价，生产成本过高，部分企业成本倒挂；四是国外低价甲醇的倾销，特别是中东地区低价产品的冲击。

(2) 新型煤化工缺乏合理规划。“十二五”期间，全国所有产煤大省纷纷规划新型煤化工项目，存在“逢煤必化”的趋势，一些产煤大省还制定了煤化工专项发展

规划，竞相发展，新型煤化工产业出现投资规划过热、盲目发展的势头。例如，内蒙古规划到“十二五”期末，煤制油生产能力达到 1000 万吨，新增 876 万吨；煤制天然气 300 亿立方米；煤制二甲醚生产能力达到 500 万吨，新增 480 万吨；煤制二甲醇生产能力达到 200 万吨，新增 180 万吨；煤制烯烃生产能力达到 200 万吨，新增 100 万吨。新疆“十二五”规划纲要提出，到 2015 年要建成煤制天然气 600 亿立方米。即使是河南、安徽等煤炭调入省份也规划了大量煤化工项目，如河南煤业集团在建 5 个 20 万吨煤制乙二醇项目，安徽皖北煤电 170 万吨煤制烯烃项目开工。

煤化工规划同质化问题严重，主要是烯烃、煤制油、乙二醇等。据初步调查，全国在建甲醇生产规模超过 2000 万吨，全国规划的煤制烯烃生产规模达到 1841.7 万吨。而且，规划用煤量巨大，据不完全统计，目前全国在建和已批待建煤化工项目的新增用煤量已经超过亿吨，各地规划拟建项目的新增用煤量还有几亿吨。

需要指出的是，煤化工作为煤转化项目，属于高耗能、高耗水、高排放产业，其过度发展必然加剧资源环境矛盾，增加完成节能减排约束性目标的难度。以水为例，水资源是建设现代煤化工项目的重要基础条件，大部分煤化工属于高耗水行业，发展煤化工必须“量水而行”，充分考虑环境承载量。我国煤炭资源与水资源总体上呈逆向分布，东部经济发达地区国土面积约占全国的 27.5%，查明煤炭资源量仅占全国的 7%，而水资源总量年均 20224 亿立方米，占全国水资源总量的 71.9%。西部主要产煤省属于干旱缺水地区，自然条件恶劣，森林覆盖率只有东部地区的 1/3 左右，水土流失面积占全国的 60% 以上，沙漠化面积占全国的 90%，且尚有约 15.8 万平方公里的面积潜沙化。煤矿区普遍水资源短缺，全国约有 71% 的矿区缺水，40% 的矿区严重缺水。晋陕蒙宁地区查明煤炭资源占全国的 64.4%，而水资源总量仅占全国的 2.6%，其中太行山以西煤炭资源富集地区水资源总量为 451 亿立方米，仅占全国水资源总量的 1.6%。富煤地区水资源严重短缺，极大地制约着煤炭资源的开发利用。一些地方、企业片面强调经济效益，节水意识淡薄，继续采用高耗水技术装备，对区域水资源平衡和生态环境保护造成严重影响。有许多煤化工企业常常由于水的问题困扰发展，煤化工与农业或其他工业争水的现象时有发生。

2.2.5 煤炭资源开发基础理论研究和清洁煤技术研究严重滞后，对国外依赖性较强

我国煤炭资源禀赋状况较为复杂，煤矿开采面临水、火、瓦斯和冲击地压、

高地温等严重灾害威胁，资源开发基础理论研究滞后，还有许多重大共性关键科学问题和许多重大技术问题需要研究和攻关。随着我国煤炭生产和消费量逐年大幅增加，社会对优质煤炭产品需求、改善生态环境和节能减排的压力加大，煤炭绿色开采、高效转化与洁净利用的科学和技术问题亟待攻关。我国是煤炭生产和消费大国，加上资源的差别，外国技术不能完全适应国内的煤质，必须根据国内煤炭资源特点研究开发适用的清洁煤技术。

清洁煤产业是技术密集型产业，对技术需求迫切，许多关键技术和核心装备亟待科技攻关突破。一是目前已建成的煤化工装置中，采用国外技术和装备仍占很大比例，如大型煤气化炉、大型空分设备、甲醇反应器、大型煤直接液化反应器、关键泵阀等许多核心部件仍依赖进口。国外许多煤化工技术缺少工业示范验证，引进风险很大，给企业生产造成很大困难，付出的成本代价也很高。二是建成的示范工程要实现满负荷、长周期运行还需要进一步完善工程化技术，例如百万吨级煤直接液化技术、20万吨/年煤制乙二醇技术等。三是延伸产业链，发展新的产品需要技术支撑。四是进一步提高现代煤化工的生产效益和竞争力需要继续提高技术水平。

2.2.6 相关法律法规不完善，政策扶持不到位

(1) 法律法规过于原则宽泛。现行法律体系中涉及到煤炭清洁生产和高效利用问题的法律主要包括：《煤炭法》、《矿产资源法》、《清洁生产促进法》、《环境保护法》、《环境影响评价法》、《节约能源法》、《循环经济促进法》、《大气污染防治法》、《水土保持法》、《土地管理法》、《固体废弃物污染环境防治法》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；相关部门规章及行业标准包括：《煤炭工业发展“十一五”规划》、《煤炭产业政策》、《中国洁净煤技术“九五”计划和 2010 年发展纲要》、《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；其他相关政策包括：《国家酸雨和二氧化硫污染防治“十一五”规划》、《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》、《国家实施洁净煤技术发电优惠政策》等。

这些法律法规和政策措施虽然涉及面比较广，但却“广而不精”，大多限于一般

性原则规定，内容比较模糊，可操作性不强，且缺乏相关配套法规与实施细则，缺乏经济激励和技术支持机制，相关法律法规与行政规章之间的协调性、一致性及配套性有待进一步完善，此外，还存在有法不依、执法不严等问题，严重影响法律效力的发挥。

在具体执行过程中，往往更加重视行政手段，对法律手段运用不足。例如，大气污染防治法虽然明确规定了电厂二氧化硫控制的法定要求，包括制定排放标准和在总量控制区实行总量控制，但在实际执行过程中，往往忽视法律途径，重视行政手段。“十二五”期间的脱硫工作并不是主要通过对排放标准管理来实现的，而主要是通过行政手段签责任书实现的，而且行政手段的效力往往要大于法律规定的效力。

(2) 政策扶持力度不够。现行财税金融政策、价格政策、产业政策等对清洁煤产业发展的扶持力度不够，已有的优惠政策中有的还不落实或因标准过高而适用范围过窄，很多方面还存在政策缺位等。

——有些政策适用标准过高，企业很难符合条件。例如，税法要求利用共生、伴生矿产资源达到 100%，利用废水、废气、废渣的原料比例达到 70%，才能享受减按 90% 计算应纳税所得额的优惠。又如，对煤矸石发电搀兑比例要求过高，许多企业反映如果煤矸石搀兑比例达到税法规定的占到发电燃料 60% 以上的要求时，以现有的技术条件无法达到发电所需热量要求。

——有些政策适用范围过窄，企业难以享受到。例如，现行税收政策规定生产原料中搀兑废渣的比例不低于 30% 的特定建材产品可享受免征增值税政策，但仅限于某些特定建材产品，不包括煤矸石和粉煤灰。又如，对燃煤电厂及各类工业企业生产的烟气、高硫天然气进行脱硫生产的副产品实行增值税即征即退 50% 的政策，仅限于石膏、硫酸、硫酸铵、硫磺等四种产品，而炼焦过程中产生的其他副产品则不适用。

——价格形成机制等激励政策支持力度还不够。例如，部分已安装脱硫设施的电厂脱硫电价补偿不能及时到位，1.5 分钱/千瓦时的脱硫电价难以解决高硫煤机组、老电厂脱硫技改、30 万千瓦以下小机组以及供热机组脱硫的成本；脱硝机组的较高成本由企业承担，国家尚未出台脱硝电价政策；利用低浓度瓦斯和煤矸石发电的电力上网和定价政策没有得到充分落实；清洁煤技术特别是投资大、市场风险高的煤化工示范项目缺乏多元投资渠道；油气价格不到位制约了煤制油、煤制气等项目的发展；煤层气价格定价偏低，开发销售煤层气以及煤层气发电获得

的政府补贴偏少，不足以调动企业开发和利用的积极性，加之煤层气入管网难等问题，造成煤层气“围而不采”、“采而不用”等不合理现象。

3 推动煤炭资源实现“低碳发展、绿色发展”的意见和建议

“十二五”时期，我国经济发展仍处于可以大有作为的重要战略机遇期。随着工业化、城镇化进程加快和消费结构持续升级，我国能源需求呈刚性增长，资源环境约束日趋强化，节能减排形势十分严峻，应对气候变化所面临的国内外压力与日俱增。煤炭工业的发展必须以科学发展观为指导，坚持依靠科技进步，走安全有保障、资源利用率高、环境污染少、经济效益好的绿色、可持续发展道路，不断提高煤炭清洁生产和高效利用水平，推动煤炭“高碳能源”实现“低碳发展”。为此，提出以下几点意见和建议。

3.1 高度重视煤炭清洁生产与高效利用

3.1.1 煤炭在未来较长时期内仍将是我国的主体能源，必须给予高度重视

我国能源禀赋的基本特点是富煤、缺油、少气，煤炭是我国重要的基础性能源。在我国常规化石能源的保有储量中，煤炭占 94%，石油占 4%，天然气占 2%。从能源禀赋情况来看，煤炭具有中长期能源保障能力，在未来至少 50 年内煤炭在我国能源结构中的主体地位不会改变。

——我国石油、天然气资源短缺。2010 年进口石油 28881 万吨，用汇 1630 亿美元，折合人民币近 1 万亿元，石油对外依存度高达 55%，超过国际公认的 50% 的警戒线。2011 年，我国石油对外依存度达到 56.5%，天然气对外依存度达到 24.3%。

——煤炭资源储量还相当丰富。从勘探情况看，煤炭资源探明储量和远景储量都很大，远景煤炭资源储量 55553 亿吨，累计探明煤炭资源量 10421.35 亿吨，探明储量占全部化石能源探明储量的 94%。截至 2010 年底，全国共有煤炭探矿权 2064 个，勘查面积总计 12.18 万平方公里，预计还将查明资源储量 5000 亿吨左右，按目前开采量和技术水平还可以保障和满足煤炭工业持续开采 100 年以上的资源需求。

——非化石能源比例提升空间有限。近年来我国积极发展可再生能源和新能源，如风能、太阳能、生物质能、水能、核能等，但由于受到各种因素制约，在最近 20 到 30 年内，这些新能源在整个能源结构中所占比重不可能有较大提升空间，很难替代煤炭成为主体能源。以近期发展最快的风电为例，尽管装机容量每

年翻一番，2010 年风电发电量达到 450 亿千瓦时，但只占我国当年总发电量的 1.07%。

综合各方面情况，有关部门预计，到 2015 年煤炭在我国一次能源消费结构中所占比重将从目前的 70% 下降到 68% 左右，到 2020 年仍将占 60% 以上，到 2030 年仍将超过 50%。可以明确的是，在未来较长时期内，煤炭仍将是我国最主要的能源，在我国能源结构中仍将长期占据不可替代的主导地位，这是由我国能源资源禀赋的客观条件所决定的。同时还要看到，煤炭既是重要能源，同时也是重要的资源，要把煤炭作为重要资源来看待并进行全面的综合开发利用。煤炭资源的综合利用可以带动煤化工等很多关联产业的发展，随着煤制油工业化生产，煤炭还可以部分替代石油。

因此，高度重视煤炭问题，进一步发掘煤炭资源的潜力，提高煤炭资源综合使用效率，应该成为我国“十二五”期间乃至未来更长时期能源发展战略的重要组成部分。

3.1.2 煤炭行业必须转变发展方式，把清洁生产和高效利用作为首要目标

随着全球气候变化形势日趋严峻，国际对我温室气体减排压力不断加大，煤炭行业发展面临巨大挑战。作为我国的基础性能源和主体能源，煤炭行业必须转变过去粗放的发展方式，把清洁生产和高效利用作为促进煤炭行业转变发展方式的明确方向和首要目标。

一方面，要控制煤炭生产和消费总量。“十二五”时期我国工业化和城市化进程将继续快速发展，煤炭需求还将继续增长。综合考虑国民经济发展趋势、能源结构调整、主要耗煤行业发展趋势和节能降耗等因素，有关部门预计，2015 年我国煤炭保守产量将达到 38~39 亿吨，全国煤炭需求将达到 39~43 亿吨，相当于“十二五”期间煤炭产量年均增长 1~2 亿吨，年均增速达到 4.5%~5.5%。若 2015 年煤炭净进口达到 2 亿吨，届时国内煤炭产量还需要达到 40 亿吨左右。但尽管如此，煤炭市场依然供应紧张，煤炭需求量持续增加给煤炭生产带来巨大压力。随着煤炭产量的不断攀升，生产企业疲于应付增产扩能，难免忽视清洁、安全生产和环境保护，未来我国煤炭安全生产及矿区生态环境保护将面临更加严峻的形势和压力。

要对煤炭开发实行总量控制，既要考虑当代人的需求，又不危害后代人的生存和发展，变“有水快流”为“细水长流”，综合考虑市场需求、经济效益、社会效益和生态效益，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。可以说，如果没有总量调控，煤炭工业转变发展方式

和提高质量效益都无从谈起。“十二五”规划纲要明确提出要合理控制能源消费总量，明确总量控制目标和分解落实机制。要根据这一要求，尽快明确能源消费总量控制目标和各省区能源消费量指标，树立煤炭产能科学适度的理念，将安全、清洁、高效放在首位，综合考虑煤炭矿区地质情况、资源条件、环境容量和运输能力等诸多因素，积极促进煤炭发展方式的转变，即：从一味扩大供给满足需求，向适度供给满足合理需求转变，把煤炭等资源能源和环境容量等因素作为经济发展的约束性条件，以此为抓手加快推进经济发展方式根本性转变。

另一方面，要提高煤炭质量和使用效率，推动煤炭资源实现“低碳发展”。煤炭资源实现“低碳发展”是指在开发和利用过程中减少温室气体排放、提高煤炭资源利用效率，从而实现低能耗、高效能和低碳排放。研究表明，只要具备足够的技术条件和良好的政策环境，煤炭完全可以成为一种清洁能源，关键在于推进煤炭清洁生产 and 高效利用。煤炭清洁生产和高效利用涉及煤炭从勘探、开采、洗选、加工、储存、运输、转化到最终用户使用以及废物处理的全过程，涵盖煤炭采选业、电力、冶金、建材、化工和环境保护等多个产业，必须统筹规划，协调安排，在煤炭产业链的各个环节全面推广和使用清洁煤技术，鼓励采煤、用煤单位提高资源使用和回收效率，最大限度减少污染物排放。应该说，这方面的潜力是非常大的，应当给予高度重视。

例如，在水泥行业，采用新型干法工艺取代立窑等传统工艺，单位熟料的烧成热耗可降低 25% 左右，按新型干法水泥比例由 70% 提高到 95% 计算，则每年可节省燃煤消耗约 1600 万吨标准煤，减排二氧化碳约 4100 万吨。若新型干法窑配置纯低温余热发电比例提高到 80%，则全行业每年可减少外购电力超过 280 亿千瓦时，相当于每年节约 980 万吨标准煤，减排二氧化碳约 2520 万吨。通过技术进步，推广使用立磨等节能磨粉技术，积极采用变频技术等其他节能手段，可使水泥单位电耗由目前的 90 千瓦时/吨降低至 85 千瓦时/吨，由此估算全行业每年可节省电耗约 100 亿千瓦时，相当于每年节约 350 万吨标准煤，相应减排二氧化碳约 870 万吨。在利用可燃性废弃物方面，按二次燃料替代率达到 2% 估算，全行业每年可节省燃煤消耗约 3 万吨标准煤，减排二氧化碳约 750 万吨。

又如，在墙体材料工业中，按照“十二五”规划目标，新型墙体材料比重在 2015 年达到 65%，计划比 2010 年提高 10 个百分点，则每年可节约能耗 460 万吨标准煤，减排二氧化碳约 1150 万吨。墙体材料利用工业废渣潜力很大，新型墙体材料不但可有效消纳固体废弃物，而且生产能耗较低，不断开发利用新产品，可加大

废渣利用量，减少生产能耗，同时降低碳排放。

再如，在玻璃工业中，预计淘汰 5700 万重量箱普通平板玻璃产能，可实现节能 66.4 万吨标准煤，减排二氧化碳约 170 万吨。通过推广窑炉综合节能技术，如采用富氧燃烧技术加快燃烧反应速度，拓宽燃烧极限，从而提高燃烧效率、火焰温度、传热效率、熔化率，提高产量节约能源，可实现每年节能减排 0.8%~1%。通过推广原料优化技术，如提高配料中碎玻璃的含量，在不影响产品质量的条件下，日本相关研究表明，每加入 1% 的碎玻璃可节约能源 0.2%~0.4%。通过推广余热发电技术，在提高全厂能源效率、降低单位玻璃产品生产能耗的同时，可减少外购电力消耗及发电产生的废气排放。2015 年预计 50 条 500~700t/d 规模的生产线采取余热发电措施，新建 25 座余热利用电站，装机 122MW，年发电量 8.1 亿千瓦时，可实现年节能 28.2 万吨标准煤，减少二氧化碳排放 70 万吨。

3.2 加强国家层面对煤炭行业发展的规划、引导和支持

3.2.1 国家层面缺乏对煤炭行业发展的总体规划和组织领导

目前在清洁煤生产和技术研发等方面主要依靠企业行为，一些企业及当地政府积极性较高，前期投入较大，在关键技术和核心领域取得突破进展，几个工业示范项目运行效果都不错，代表了煤炭行业特别是煤化工未来发展的方向。但目前，在国家层面缺乏对煤炭行业发展的总体规划、布局、组织和领导，资金和政策等方面支持力度也有限。国务院曾设有洁净煤技术开发推广领导小组，但在机构改革后已不再开展工作。

目前涉及煤炭行业的政府管理部门较多，主要包括国家发改委、国家能源局、国土资源部、国家煤矿安监局、国务院国资委、国家环保总局、商务部、财政部、科技部、工业和信息化部以及煤炭行业协会等，条块分割、职能分散、交叉与缺位并存，政出多门，各管一摊，缺乏统一布局与沟通，部门间协调难度很大，宏观调控和监管效率不高，难以形成有效合力。煤炭行业发展没有统一、科学、合理的规划和布局，勘探、规划、咨询等中介机构力量薄弱，调控手段缺乏多样性和有效性，行业管理弱化，对行业发展的支撑作用不强，这与煤炭在国家能源结构中的主体地位极不相称，成为当前煤炭相关领域诸多矛盾和问题长期得不到解决的重要因素。

3.2.2 加强煤炭行业管理，承担起促进煤炭科学发展的国家责任

煤炭清洁生产和高效利用关系我国能源安全和环境安全，涉及多个部门、多个行业、多个地区，是一项巨大的系统性工程。国家应有更高层次的职能部门全

面负责，承担起引导煤炭行业发展变革的历史重任。建议国家尽快理顺煤炭管理体制，明确主管部门，整合各部门职责，协调各方面利益关系，承担起促进煤炭行业科学发展的国家责任。在此基础上，组织成立专门的国家级清洁煤技术推广应用领导小组，加强组织协调和政策引导，组织研究清洁煤技术相关技术标准及标准体系、相关规范、发展规划、技术名录的制定，指导和加强煤炭质量的监督管理。具体包括：

(1) 科学规划、统筹安排煤炭资源开发利用。加大资源勘探开发力度，摸清家底。根据环境承载能力和地域差异统筹安排煤炭区域开发时序，在节约利用资源的同时，注重提高煤炭生产的整体效益。协调中央和地方政府涉及煤炭行业发展的各种政策措施，协调涉及煤炭产业、与煤相关产业的规划与发展，统筹协调煤炭行业产业链的生产、运输和利用等各个环节，从国家层面对煤炭供需进行主动引导和调节。加大煤炭安全管理部门和环境保护部门的执法权限，进一步建立和完善项目建设环境审批一票否决权，将环境累加效应评估纳入环境影响评估体系。

(2) 加强需求侧管理，实施煤炭总量控制，提高煤炭质量和开发利用水平。煤炭行业要由过去片面强调扩大供给满足需求向适度供给满足合理需求转变，使经济社会发展水平与资源环境承载能力相适应。要树立科学产能理念，根据不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和开发潜力，分类指导，统筹规划控制区域煤炭生产和消费总量。建立健全煤炭行业节能管理和能源消费统计体系，加强分区域、分类型指标体系研究与分析，促进能源消费总量和强度“双控制”有效落实。实施合同能源管理推进工程，引导重点用能单位积极采用合同能源管理方式实施节能改造。

(3) 强化煤炭产业准入管理，建立科学、严格的准入门槛。完善产业政策，修订技术标准，规范煤炭行业有序发展。研究建立煤炭产品和应用的标准化体系和相关规范，控制煤炭生产、运输、销售等环节相关企业的产品质量，尽快制定煤炭产品的规范和标准，使煤炭产品实现标准化、系列化。根据不同区域、不同用户类型设定煤炭市场产品质量准入标准，把煤矿安全生产和煤炭资源清洁、高效利用方面的指标作为重要的准入标准，主要包括瓦斯抽采率、煤炭洗选率、煤渣煤矸石和粉煤灰利用率、资源综合回采率、矿井水抽采和煤炭资源综合利用率等，不符合产品质量标准的煤炭产品一律不得在市场上销售。整合规范煤炭、电力、钢铁、建材等行业的清洁生产评价指标体系，按照《清洁生产评价指标体系

编制通则》对煤炭开采、加工进行审核，在生产环节遏制盲目投资和低水平重复建设，在流通环节禁止不达标的煤炭产品进入市场销售。

(4) 减少煤炭清洁生产和高效利用项目审批环节，下放审批权限。对符合循环经济发展要求的煤炭转化和综合开发利用项目应实施一揽子核准，不要再分项目审批，并在政策上予以大力扶持。对于技术相对成熟、市场前景良好的煤化工产业，应尽快批准其实现规模化生产和正式运营，早日实现经济效益。

3.3 促进煤炭行业实现“低碳发展”要抓住几个重点环节

煤炭行业实现“低碳发展”的目标是大幅度提高煤炭的综合利用效率（节能）、大幅度降低煤炭使用过程中的污染、大幅度降低煤炭生产过程中的碳排放（减排）等。具体包括：在煤体开采过程中，提高资源回采率、减少地表植被破坏和土壤扰动、提高风排瓦斯的利用率、开发煤层气以及煤矸石等煤系伴生资源的开发利用；在煤炭资源加工过程中，高效分选、深度净化，高含灰、高含硫、高含水的低品质煤资源在提质过程中提高品质、优化性能；在煤炭燃烧和转化过程中，提高能效、减少污染；在煤炭资源利用中，二氧化碳分离、捕获与封存等。

3.3.1 实施绿色开采以保护矿山资源环境

“十二五”期间，应坚持依靠科技进步，研发推广先进绿色开采技术，加快大型现代化煤矿建设和现有煤矿技术改造，提高煤矿现代化、规模化、集约化、清洁化水平，以较少的煤矿数量实现煤炭资源的安全稳定供应。要转变采矿理念，从“高资源消耗”向“高回采率”转变，从“瓦斯灾害被动治理”向“煤与瓦斯共采”转变，从“先破坏后治理”向“与环境协调的绿色开采”转变，大力发展固体废弃物充填采煤技术，形成煤炭资源开采与环境协调发展的绿色开采模式，即“资源保护—环境保护—矿区可持续发展”的绿色开采模式，实现安全、高效、绿色开采。

提高煤炭资源回收利用率，其中一个重要方面是要设法降低煤炭资源的遗弃率。研究发展“三下一上”采煤技术、深部开采技术、薄层煤开采技术，研制开发与之相应的特殊设备和技术，可以提高我国煤炭资源采收率和难采煤开采安全水平，是煤炭行业实现“低碳发展”的重要组成部分。

3.3.2 加大瓦斯、煤矸石、矿井热等煤系能源综合开发利用力度

煤炭既是一种能源，也是一个能源体系。煤系能源包括煤层气、乏风、煤矿地热、煤矸石、煤泥等煤炭地层以及开采过程中出现或形成的能量物质。目前，这些资源还没有得到充分利用，综合利用率不高，给环境保护带来较大压力。例如，煤层气综合利用率较低，2007年至2010年我国煤层气抽采量分别为47.35亿、

58 亿、64.5 亿和 91 亿立方米，利用量分别为 14.46 亿、18 亿、19 亿和 36 亿立方米，平均利用率仅为 33.5%。又如，煤矸石是煤炭生产过程中的副产品，我国每生产 1 亿吨煤炭，排放煤矸石 1400 万吨左右，每洗选 1 亿吨炼焦煤排放煤矸石 2000 万吨，每洗选 1 亿吨动力煤排放煤矸石 1500 万吨。煤矸石的大量堆积挤占土地，污染环境。目前国有煤矿现有矸石山 1500 余座，堆积量 30 亿吨以上，占到我国工业固体废弃物排放总量的 40% 以上。2010 年全国产生可用于发电的煤矸石量 4.75 亿吨，而受综合利用电厂装机容量总规模的限制，仅能处理 1.2 亿吨，利用率不足 30%。目前，煤矸石综合利用率在 60% 左右。再如，煤泥是煤炭洗选加工的副产品，具有较高的经济利用价值和节能环保意义。我国煤泥资源丰富，若以原煤入选比例 20% 计算，选煤厂排出的煤泥量也达上千万吨，但煤泥综合利用基础较差。直到上世纪 90 年代初，我国第一座煤泥实验电厂才开始投产使用。当前我国煤泥综合利用主要以中小规模为主，综合利用率不到 28%。

加强煤系能源综合开发利用，可从源头上避免污染物产生，最大限度控制污染物生成量及污染程度，并减少温室气体排放。

例如，煤层气的主要成分是甲烷，严重危害大气环境。甲烷的温室气体效应是二氧化碳的 21 倍，对臭氧层的破坏程度是二氧化碳的 7 倍。据测算，我国在煤炭开采、加工、运输过程中，每年直接排空的煤层气（煤矿瓦斯）超过 300 亿立方米，而每利用 1 亿立方米煤层气相当于减排 150 万吨二氧化碳。加快煤层气开发利用，不仅可以遏制煤矿瓦斯事故，还可以有效减排温室气体、改善大气环境，弥补我国常规天然气在地域分布和供给量上的不足。“十二五”期间，应进一步加大煤层气（煤矿瓦斯）开发利用力度，坚持“先抽气后采煤”，地面抽采与井下抽采相结合，提高煤层气产量。进一步出台优惠政策，提高煤层气利用补贴标准，由目前的 0.2 元/立方米提高到 0.4 元/立方米，低浓度煤层气发电电价补贴标准提高到 0.42 元/千瓦时以上。力争到 2015 年，新增煤层气探明储量 1 万亿立方米，煤层气产量达到 200 亿立方米，其中地面开发 80 亿立方米，井下抽采 120 亿立方米，建成 36 个年抽采量超过 1 亿立方米的规模化抽采矿区，煤层气（煤矿瓦斯）发电装机容量超过 300 万千瓦。

又如，完善低热值煤炭资源综合利用发电政策，制定相关技术规范和标准。重点支持 30 万千瓦循环流化床锅炉发电项目建设，有序推进 60 万千瓦循环流化床锅炉发电技术应用，在大型洗煤厂周边地区优先布局燃用洗矸、煤泥等综合利用电站。“十二五”期间，规划新增低热值煤炭资源综合利用发电装机 5000 万千瓦，

至 2015 年全国煤炭资源综合利用机组容量达到 7600 万千瓦，占同期全国火电装机容量容量的 8%。其中，力争到 2015 年新增煤泥、煤矸石综合利用电厂装机容量 2500 万千瓦，总装机规模达到 5000 万千瓦以上；煤矸石综合利用量达到 7.3 亿吨，综合利用率达到 75%以上；其中，煤矸石等低热值燃料电厂利用 3 亿吨，煤矸石制建材利用 1 亿吨，煤矸石井下填充、复垦和筑路利用 3.3 亿吨以上。

再如，我国深井热害低位热能储量约为 2 亿千瓦，相当于每年 4390 万吨标准煤。如果全部得到利用，每年可减排二氧化碳接近 1 亿吨，减排潜力非常大。

3.3.3 通过洗选加工提高煤炭质量

煤炭洗选加工可以实现煤炭整体提质，是提高煤炭燃烧效率、资源综合使用效率、降低煤炭运输能耗和减少污染物排放的有效手段。如前所述，目前我国原煤入洗率约为 50%左右，如果其余 50%原煤全部入选，平均降水 10%、降灰 15%，可节省电力 16.43 亿千瓦时，煤炭企业节约铁路运费 212 亿元。我国二氧化硫排放量高居世界首位，其中燃煤造成的二氧化硫排放量占总排放量的 90%左右。通过煤炭分选加工，可除去煤中 60%以上的灰分和 50%~70%的黄铁矿硫；入选 1 亿吨原煤可减少二氧化硫排放量 100~150 万吨；每分选 1 亿吨原煤，可平均排除 1500~2000 万吨矸石，从而减少大量无效运输，减少运输能源消耗和碳排放。电厂宜使用硫分不高于 1%的低硫煤，对于硫分在 1%~3%之间的中硫煤，通常应该洗选降硫；对于硫分高于 3%的高硫煤，需要采用高效选硫工艺，以求最大限度排硫。为达到环保要求，目前许多燃煤电厂都增设脱硫装置，但实际上从源头治理，即在原煤分选环节脱硫更为合理。通过洗选加工过程除硫，要比电厂采取固硫、脱硫措施效果更好且成本降低许多。

煤炭分选加工还可提高煤炭后续利用效率，实现节约能源和减排温室气体的目的。据测算，冶金用炼焦精煤灰份每降低 1 个百分点，焦炭灰分可降低 1.33 个百分点，炼铁焦比可以降低 2.7%，高炉利用系数可以提高 4%，生铁产量可提高 3 个百分点；焦炭硫分降低 0.1 个百分点，生铁产量可提高 2 个百分点；发电用煤灰分每降低 1%，每度电的标准煤耗可减少 2~5 克，全国每年可减少二氧化碳排放量约 1500~3750 万吨；动力煤燃烧洗精煤比原煤可节能 10%以上，如果将动力煤入洗率提高到 40%，每年可以节约能源 3400 万吨标准煤，节约运输能耗近 1000 万吨标准煤。

要大力发展煤炭洗选，提高原煤入洗比例。力争到 2015 年，全国原煤入选能力由 2010 年的 17.5 亿吨提高到 28 亿吨，入选量由 16.5 亿吨提高到 26 亿吨，入

选率由 51%提升到 70%。“十二五”期间，应进一步完善商品煤质量标准，采用先进技术和设备改造现有选煤厂，充分发挥生产能力，提高原煤入选量和分选效率。在大型煤炭基地重点建设一批具有国际先进水平的大型选煤厂，大中型煤矿原则上要配套建设选煤厂，小型煤矿要依托大型煤矿选煤厂或建设群矿选煤厂。加大动力煤入选比例，高硫、高灰动力煤必须全部入洗，提高炼焦精煤、高炉喷吹用煤产品质量，灰分大于 25%的商品煤应就近使用。针对我国西部地区干旱缺水的特点，积极开发运用干法节水型选煤技术，扩大选煤技术覆盖面。

3.3.4 切实解决低品质煤大规模提质利用问题

低品质煤是指高含灰、高含硫、高含水（褐煤）的煤炭或煤炭产品，由于品质差造成煤炭利用效率低，污染严重。我国煤质整体条件复杂，高含灰、高含硫、高含水的低品质煤资源约占煤炭资源总量的 40%。其中：（1）高含灰煤：我国煤炭资源的灰分一般在 15%~25%之间，小于 10%的特低灰煤约占煤炭资源总量的 15%，大于 20%的中、高灰分煤占 60%左右，其中大于 30%的富灰和高灰煤约有 1000 亿吨，约占总量的 10%。（2）高含硫煤：煤炭资源平均含硫量为 1.32%，尚未利用储量中以特低硫和低硫煤为主，占 50.3%，低中硫煤和中硫煤占 34.2%，硫分在 2%以上的中、高硫煤和特高硫煤占 15.5%。（3）高含水煤（褐煤）：我国褐煤储量较大，约占煤炭资源的 13%。2007 年以前褐煤产量所占比重长期徘徊在 4%左右，2008 年开始上升，2009 年快速增长，2010 年褐煤产量近 3 亿吨，占煤炭产量的比重已经接近 10%。预计 2020 年褐煤产量将达到 3.5 亿吨，其中蒙东褐煤产量约占全国的 85%，灰分 20%~30%，水分 30%~35%，硫分 0.5%~1.5%。褐煤含水高，发电转化率不到 40%。低品质煤没有经过提质加工，直接进入终端利用环节，既浪费了资源，又产生大量的环境污染和温室气体排放。

针对高含灰、高含硫、高含水的低品质煤特点，进行大规模提质利用，是煤炭资源“低碳发展”亟待解决的重大难题。以褐煤为例，通过提质加工，其水分可以降低 60%~70%，热值提高 1000~1500 千卡/千克。如果全部采用铁路运输，可节省运力 420 亿吨公里，仅节省运力就可以减少二氧化碳排放约 34 万吨，要加大褐煤脱水提质、高硫煤的分选脱硫、优质稀缺煤种二次开发的技术研发力度，推进煤炭产品整体提质。

3.3.5 促进煤炭高效燃烧和洁净转换利用

我国煤炭利用以燃烧为主，大约 90%的煤炭用于电力、工业锅炉和民用炉灶。目前，我国煤炭在电力、钢铁、化工、建材等行业的燃烧和利用效率普遍低于发

达国家水平。以发电为例，发达国家煤炭发电的热转换效率可达 45% 以上，而我国只有 30% 左右。通常电站效率提高 1%，二氧化碳排放量将减少 2%。因此，大规模推广和利用超临界、超超临界发电机组，对提高煤炭热转换效率意义重大。超超临界燃煤发电机组热转换效率一般能够达到 45% 左右，500MW 超超临界机组比同容量亚临界机组二氧化碳排放量减少 20.8%。下一步，要稳步推进洁净煤发电示范项目，组织开展促进洁净煤发电技术推广的相关政策研究，以项目促进技术研发和推广应用。同时，继续淘汰火电落后产能，完善“上大压小”政策，切实做好关停企业人员安置和资产处理，提高火电机组管理运行水平，利用先进适用新技术加快推进在役火电机组节能提效工作。此外，实施煤电节能改造工程，制定燃煤火电厂节能改造工作方案和鼓励政策。“十二五”期间，力争采用节能技术改造煤耗偏高的 1 亿千瓦在役煤电机组，降低发电标准煤耗 20 千克/千瓦时，每年可节约原煤约 1500 万吨。在其他用煤行业，大力推广干熄焦、余热、废气等二次能源综合利用技术和工艺，推广新型干法水泥生产工艺，淘汰落后的立窑生产工艺。

发展现代新型煤化工技术，可以提高煤炭利用效率，是未来煤炭“低碳发展”的重要途径。据有关机构测算，从煤炭全周期能源转换效率来看，煤制天然气为 45.9%~52.6%，煤制油为 42%，煤制甲醇为 43.86%，煤基多联产可达 60% 以上，均高于普通燃煤电厂的效率（30%~40%）。同时，现代煤化工技术可以充分利用占我国煤炭资源 40%~60% 的高硫、劣质煤生产能源化工产品，提高煤炭资源综合利用率。发展现代新型煤化工，要重点支持采用国内自主研发核心技术和关键设备的示范项目，鼓励引进、消化、吸收国外先进技术和装备。继续推进煤炭清洁转化示范项目建设，严格控制煤炭转化产业总体规模，新上现代煤化工示范项目要与淘汰传统落后的煤化工产能相结合，尽可能不增加新的煤炭消费量，重点支持大型企业开展现代煤化工示范工程建设，支持开展二氧化碳捕集与封存技术（CCS）研究和示范。根据国家主体功能区规划，优先在煤炭调出省区重点发展布局区内示范项目。示范项目要符合节能减排政策的要求，以提高煤炭全周期能源转换效率为目标，提升关键技术水平，加强集成创新，开展系统节能，达到二氧化碳源头减排的目的。统筹兼顾、合理利用煤炭资源，鼓励利用高硫煤、褐煤等低质煤炭资源进行转化。加强煤炭转化示范项目水资源管理，严格遵守水资源利用规划，节约使用水资源，严禁挤占生活用水、农业用水和生态环境用水，鼓励使用矿井水、废水、中水等，严格控制缺水地区建设煤炭转化项目。

3.3.6 推动煤炭产业由生产型向服务型转变

长期以来，我国煤炭行业过于强调“保供给”，侧重于生产和运输环节的资源配置，对客户多样化需求不够重视。煤炭客户的需求被作为单一的无差别产品看待，缺乏一个从煤炭开采到消费的完整服务体系，煤炭产品的附加值较低。实际上，煤炭客户的需求不仅仅表现在煤炭实物产品上，更加关注的是附加在煤炭产品上的相关服务，如配煤服务、运输服务、仓储服务、金融服务、技术服务等。通过这些附加服务，满足煤炭客户对煤炭供应清洁性（有害杂质少）、一致性（符合用户设备和煤质要求）、经济性（成本低廉）、可靠性（供应稳定）等方面的个性化需求。而煤炭企业长期以来更多以开采煤炭为主，更多考虑满足煤炭消费“量”方面的需求，疏于考虑满足煤炭消费“质”方面的要求，未能根据客户需求全方位整合供应链资源，没有从能源服务角度满足客户个性化的需求，缺乏以煤炭高效清洁利用为目标的产业布局规划，无法实现煤炭分级利用从而为客户提供优质、可靠、洁净的煤炭资源。

另一方面，在煤炭供给环节中，煤炭企业更多关注煤炭资源的获取即煤炭开采环节，对煤炭资源的深度加工和煤炭输配环节关注不够，国家也没有将煤炭物流作为现代物流产业的重要组成部分加以培育和发展。实际上，完整的煤炭供应产业链应当包括煤炭资源勘探、煤炭开采、煤炭洗选加工、煤炭运输、煤炭储存、煤炭配送等环节。而煤炭输配送侧是这个产业链和产业体系的薄弱环节。但是，由于长期受计划经济体制影响，我国煤炭输配服务产业发展滞后，煤炭运力瓶颈未得到根本性解决，煤炭消费地的储备和配送体系没有建立，煤炭物流企业规模较小。据不完全统计，2006年我国煤炭物流企业达4.7万家，平均每户经营规模仅2~5万吨。由于煤炭输配体系不完善，我国煤炭物流效益低下，吨公里煤炭物流成本远高于美日等发达国家。同时，煤炭供应链应急反应能力较差，一旦铁路运输或煤炭生产受阻，煤炭就难以实现安全供给，区域性、品种性、时段性的煤炭短缺（即“煤荒”）现象频繁出现。

今后煤炭行业不能只立足于供应原煤，要从过去以开采为主转向开采与服务并重，根据客户不同的用煤需求提供专业化、多样化配送服务。煤炭产业由生产型向服务型转变，就是要充分挖掘资源型企业的特色和优势，以煤为本，打造煤炭开采—加工—输配送服务的完整产业链，打造全新的煤炭产业发展模式和煤炭产业体系，走一条资源高效开采、洁净加工与现代物流服务相结合之路，从煤炭采掘、制造为主的生产型企业向煤炭采掘、加工制造、输配服务一体化的服务型企业转变。

(1) 大力发展煤炭输配产业。煤炭输配服务涉及产业部门多，产业链条长，价值增值潜力大。我国煤炭生产地的煤炭出矿价一般在 300~400 元/吨，经过输配环节后的煤炭终端价格可以达到 800~1000 元/吨甚至更高，据此粗略估算我国煤炭输配服务价值增值空间可达 1 万多亿元。大力发展煤炭输配产业，通过提供加工、运输、储存、配煤等物流服务，煤炭企业能够实现产业转型并获得更多利润。从一定程度上讲，煤炭输配比煤炭采选产值更大，利润更高，同时也更符合资源节约型和环境友好型社会的要求。

(2) 树立以客户为中心的服务观念。煤炭企业要树立服务观念，以煤炭客户为中心，从生产销售煤炭产品向为客户提供个性化煤炭能源服务转变，提高煤炭客户的满意度，提高对煤炭市场的控制能力，提高煤炭企业竞争力和可持续发展能力。满足煤炭客户的个性化需求，需要整合多种供应链资源，需要煤炭生产企业、煤炭加工企业、运输企业、金融服务企业、港口中转企业、技术服务企业、煤炭客户的共同参与。煤炭企业在服务客户的过程中，不一定要拥有所有的供应链资源，但一定要善于进行供应链资源的整合和优化利用，实现煤炭企业、客户企业、供应链合作企业的价值共创和利益共赢。

(3) 利用现代物流技术设备改造提升传统煤炭物流产业。近年来，发达国家特别重视利用现代信息技术和物流设施发展现代煤炭物流业，煤炭物流在向专业化、规模化、信息化、绿色化方向发展。我国煤炭产业也需要利用现代物流技术和设备提升传统煤炭物流产业，形成以大型煤炭物流企业、大型煤炭储配基地为主体的煤炭物流格局。例如，可以通过原煤提质技术降低无效运输；通过建立封闭运煤系统减少煤炭运输沿线的环境污染；通过建立封闭贮煤仓减少露天煤炭堆放和贮煤区环境污染；通过数字化配煤技术向不同用户提供不同煤质、质量稳定的煤炭产品，提高煤炭资源利用效率，进而可在煤炭利用时减少对环境的污染，达到节能和环保的要求；通过物联网技术提高煤炭多式联运水平和客户服务水平等。

应重点支持建立满足客户多样化需求的煤炭配送体系。鼓励煤炭生产企业对不同质量的煤炭进行配采，保证产品质量的稳定。优先在港口、煤炭集散中心、产煤区、煤炭用户集中区等，建设大型现代化动力配煤场和储配煤中心，制定煤炭配送相关标准，根据用户需求，开展精细化配煤，建立产、配、销、送及售后服务的煤炭配送体系。

3.4 加快煤炭资源运输通道建设，科学规划煤炭就地转化

3.4.1 煤炭主要产销地逆向分布带来资源大规模、长距离调运问题

我国煤炭资源分布总体上是“西多东少、北富南贫”。秦岭-大别山以北的煤炭资源储量占全国的 90%，且主要集中在“三西”（山西、陕西、蒙西）地区和新疆，储量占到北方地区的 65%；秦岭-大别山以南煤炭资源储量占全国的 10%，集中分布在云贵两省，储量占南方地区的 77%。而煤炭主要消费地集中在东南沿海地区，形成了煤炭生产和消费“两个中心”的供需格局：煤炭生产中心在华北和西北地区，煤炭消费中心在东部沿海地区。煤炭生产和消费“两个中心”的格局导致我国煤炭资源分布不平衡、产业分布不对称，由此带来的“北煤南运”、“西煤东运”大格局将长期存在，耗费大量运输成本和能源资源。

目前煤炭运输主要以铁路和公路为主，其中近六成煤炭由铁路运输。据测算，铁路运煤综合能耗约 4.25 千克标准煤/吨，2010 年我国铁路煤炭发运量近 20 亿吨，占全国铁路货运总量的 57.6%，煤炭铁路周转量 1.28 万吨公里，由此可测算出全年煤炭铁路运输用电量约 131 亿千瓦时，意味着仅铁路运煤能耗就达 1000 万吨标准煤。同时，煤炭在长距离运输过程中，沿途遗洒会产生大量煤尘，污染环境。在现有运输条件下，铁路运煤每吨损失一般在 1%~2% 之间，在大风季节会达到 2% 甚至更高，以此计算我国每年的煤炭运输损耗达 3000~4000 万吨，公路运煤损失更大，对环境污染的程度和造成的损失十分惊人。

与此同时，很多地区煤炭运输通道建设与煤炭产能不匹配，造成运力紧张矛盾突出和运输结构日趋恶化。内蒙古外运煤炭中有 20% 需要通过公路运输，其中鄂尔多斯有 2/3 的外运煤炭依赖公路运输。公路运煤比重过高不仅消耗大量石油，还经常造成高速公路大堵车，既不经济也不合理。

还有的地区燃煤发电厂项目审批与电网规划不匹配，发了电却送不出去，造成局部地区窝电严重。例如，内蒙古东部呼伦贝尔的伊敏、宝日希勒、鄂温克电站都发电不足，下达计划不到 4000 小时，到了冬季这个问题更加突出。造成局部窝电的深层次原因还是体制问题。因为内蒙古电网属于地方电网，不属于国家电网，与华北电网的联系不通畅，发了电送不出去。类似情况在河北也存在。河北省内电网由于历史原因，分为北网和南网。其中，张家口、承德、秦皇岛、唐山、廊坊属于河北北网，与北京电网和天津电网统一归属于华北电力公司管辖；石家庄、保定、邢台、邯郸、衡水、沧州属于河北南网，属于河北省电力公司管辖。涉及不同电网之间的电力调配问题，解决起来更为复杂。

3.4.2 统筹规划、合理安排煤炭资源转化和运输方式

“十二五”规划纲要指出：“提高能源就地加工转化水平，减少一次能源大规模长距离输送压力。”为此，建议有关方面统筹考虑煤炭资源的运输问题，针对不同地区的特点，科学规划、合理安排煤炭资源运输方式。

(1) 变输煤为输电应作为主要方式。从能源一次转化效率来看，燃煤发电的热转换效率最高，输电应该是煤炭资源运输的主要方式。要根据大规模跨区输电和新能源发电并网的要求，加快现代电网体系建设，进一步扩大西电东送规模，完善区域主干电网，发展特高压等大容量、高效率、远距离先进输电技术。

(2) 原煤运输则应主要依靠铁路，减少公路运煤比重。今后东南沿海等主要用煤地区应加大煤炭进口力度，充分利用国外煤炭资源，以弥补国内运力紧张矛盾。到 2015 年，铁路部门规划煤炭运输能力为 30 亿吨，交通运输部规划煤炭装船能力为 8.2 亿吨，总体上能够满足煤炭运输需求。

(3) 科学规划、合理发展煤制油、煤制气等煤化工项目。这也是煤炭资源就地转化的一种重要方式，但要考虑当地水资源情况和国内煤化工产能总体规模问题。要坚持一体化、基地化、大型化、现代化发展方针，合理规划布局现代煤化工项目，综合考虑经济发展、煤炭资源、环境容量、水资源以及交通运输等因素，做到科学规划、合理布局。同时，还要充分考虑西部煤炭主产区特别是少数民族欠发达地区的发展需要，特别是对于新疆等地区要适当放宽发展煤化工的限制，支持西部煤炭净调出省提高煤炭资源就地转化率。加快西部地区外运铁路、电力和油气运输管道建设，解决好煤化工产品运输问题。

(4) 积极探索开发海外煤炭资源发展战略。我国煤炭生产地与消费地不均衡，水资源短缺，生态环境脆弱，东部沿海地区迫切需要加快开发国外优质煤炭资源，加大煤炭进口力度，以弥补国内供应不足，从而形成国内煤炭资源“北煤南运”和国外煤炭资源“南煤北运”的格局。开发利用海外优质煤炭资源，可以减轻国内煤炭资源的开发程度和生态环境破坏，以进口优质煤取代国内低品质煤，可以提高终端用煤效率，还可以减少国内煤炭大规模、长距离运输，减少运输能耗和污染排放。考虑到开发利用海外资源是一项影响面广、敏感度高、风险性强的工作，应从国家能源战略的高度出发，统一研究制定海外资源开发战略规划，推动煤炭企业到海外开发资源，为其提供信息、技术、政策等方面的扶持，通过技术合作和经济援助等方式，加强与煤炭资源国的合作，签订双边投资保护协议、多边投资担保协议，最大限度规避海外投资风险。

3.5 进一步加大对煤炭科技研发的投入力度

清洁煤技术是一项涉及面广、政策性强的庞大系统工程，需要政府、企业、科研单位的共同努力。在整个煤炭资源开发利用产业链中，涉及煤炭清洁高效利用的技术主要包括：煤炭高效开发技术、煤层气与煤系能源开发利用技术、清洁煤产品（燃料、原料、材料）技术、低热值煤利用技术、褐煤与高硫煤的开发与利用技术、煤炭转化（煤基焦炭、煤制油及天然气）、煤炭清洁燃烧与利用及碳捕捉（IGCC、CCS）技术等。清洁煤技术是当前世界各国解决资源环境问题的主导技术之一，是国际高技术竞争的一个重要领域。早在 1986 年，美国就推出了“清洁煤技术示范计划”，日本政府 1993 年也提出了规模庞大的“新阳光计划”，目的在于通过研发、推广和应用清洁煤技术，有效控制二氧化硫、氮氧化物、温室气体及其他有害气体、固体和液体废料以及其他污染物排放。

3.5.1 我国煤炭科技研发投入长期不足

我国煤炭资源开发基础理论研究相对滞后，许多关键性、基础性科学问题和重大、关键技术亟待科研攻关。作为世界煤炭生产和消费量最大的国家，我国必须走煤炭合理开发-清洁加工与高效利用-节能减排的低碳发展之路，因此对清洁煤技术的需求更为强烈，但是煤炭高效开发与清洁利用方面的许多核心技术还没有得到解决。

造成这些问题其中一个重要因素是，相对于其他能源来说，煤炭行业科技研发投入比例非常低。在一次能源比重中，煤炭和油气资源分别占到 70%和 20%左右，但煤炭领域从国家层面获得的科技资金还不到油气资源的 10%，甚至比可再生能源还要低。神华集团目前在煤化工领域研发投入累计超过 20 亿元，但在国家层面仅获得不足 5%的专项资金支持。特别是，在《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006-2020）》确定的 16 个国家重大科技专项中，仅有一个涉及到煤层气问题（即“大型油气田及煤层气开发”），而直接针对煤炭资源本身开发利用方面的国家重大科技专项一个都没有！这与煤炭资源在我国能源结构中所占比重、所处地位以及所做出的贡献相比都极不相称。

3.5.2 必须加大国家对煤炭科技研发的投入

我国是煤炭生产和消费大国，加上资源的差别，外国技术不能完全适应国内的煤质，必须根据国内煤炭资源特点研究开发清洁煤技术。

建议国家要像重视新能源产业发展一样重视煤炭的清洁生产与高效利用，高度重视煤炭行业科技投入。目前往往把非水可再生能源定义为新能源，高度重视

并加大投入，但这只是新能源的一部分，中国工程院院士倪维斗认为，运用新技术，实现传统能源的清洁高效利用也是新能源。能源专家韩晓平也认为，广义的新能源应该包括：能源高效利用、资源综合利用、可再生能源、替代能源、核能、节能等。国家应对煤炭“高碳能源、低碳利用”技术研发和推广给予更多支持，加大公共财政对煤炭科技，特别是关键共性技术研发的投入力度，拿出更多资金支持煤炭领域科技开发和成果转化，努力形成一批拥有自主知识产权的科研成果，提高重大技术装备的国产化率。尽快把“煤炭能源低碳发展”列入国家重大科技专项予以重点支持，针对提高煤炭开发利用效率、减少煤炭利用中污染物排放等一些核心和关键技术组织力量开展科研攻关，推动煤炭能源“低碳发展”的技术进步。

3.5.3 加强煤炭科技研发和提高自主创新能力建设，提高重大装备国产化率

加强煤炭科技研发和自主创新的主要方向包括：研究和开发先进的煤炭资源快速精细探测技术，开展绿色开采关键技术研究，重点研究同步开采与复垦技术、煤炭废弃物最小化技术、采矿与洗选过程的水资源保护技术、“充填开采”技术、“煤与瓦斯共采”技术等。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、高效清洁的分布式燃煤技术、多联产的核心技术、碳基固体氧化物燃料电池技术、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。同时，研发高效的碳捕集技术，探索其商业化应用的经济可行机制。

与此同时，要鼓励采用国产化技术和选用国产化设备，提高清洁煤技术装备的国产化率。支持科技创新，尽快实现国内自主开发技术产业化。鼓励采用国内自主开发的大型煤气化、大型合成氨、大型甲醇合成、二甲醚合成、甲醇制烯烃、煤制油等具有自主知识产权的技术。在工程建设中，依托煤化工示范工程，大力推进煤化工装备国产化，鼓励和推广使用大型成套国产设备。

加强科技创新工作的管理与协调，形成各职能部门与企业、科研院所、高校的合作。利用大型企业集团，建立共性技术研发和转化的产业技术创新联盟和技术创新平台，加快推进清洁高效煤电机组的消化吸收和自主开发，加强关键共性技术研究开发，实现一批核心技术的突破，形成一批拥有自主知识产权的科研成果，提高重大技术装备关键共性技术的供给能力。建立和完善科技创新的投资机制和激励机制，使大型煤炭企业成为科技投入的主体。培养技术创新领军人才和创新团队，构建高端人才集聚优势。

3.6 创造有利于促进清洁煤产业发展的法律和政策环境

3.6.1 健全完善相关法律环境，增强法律法规的针对性和操作性

修改和完善《煤炭法》等相关法律法规，制定相应的实施细则和配套规章制度，进一步细化相关规定，使之更加明确和具体，提高法律的针对性和可操作性，增强法制对促进煤炭清洁生产和高效使用的约束和激励作用。具体包括：

加快推动出台《能源法》，加紧《电力法》修订工作，适时修订《环境保护法》、《大气污染防治法》，出台应对气候变化专项法规，将煤炭清洁生产和高效利用的理念、制度、指标以及行业监管职责等通过法制化的形式予以确定。逐步淡化或改变以行政命令为主推进工作的方式，建立法律推进的长效机制。加快完善环境目标制定的科学决策系统，建立科学的目标评估系统。

3.6.2 完善产业政策，修订技术标准，规范煤炭产业有序发展

调整和更新《产业结构调整指导目录》、《资源综合利用目录》、《外商投资产业指导目录》以及《当前部分行业制止低水平重复建设目录》等相关产业指导目录，加快制定与煤炭清洁高效利用产业技术相关的国家技术标准、行业标准和规范以及社会化服务支持等配套政策措施。例如，2011年3月国家发改委公布的《产业结构调整指导目录（2011年本）》中，没有将煤制油、煤制烯烃、煤制天然气等煤炭清洁转化项目列入鼓励类项目的目录，建议国家将已经完成工业示范、具备产业化条件的煤炭清洁转化项目补充列入鼓励类项目。

编制《全国清洁生产推行规划》，大力推进煤炭、电力、钢铁、建材等行业的清洁生产工作。科学修订《火电厂大气污染物排放标准》，发布《国家重点节能技术目录》，实施节能减排技术产业化示范工程，加大煤炭高效利用新技术、新工艺、新产品的开发应用力度，提高研发、制造、系统集成和产业化能力。抓紧编制《全国循环经济发展规划》，推动煤炭行业循环经济发展。尽快出台《“十二五”矿井水利用发展规划》，加大政策引导力度，增加矿井水利用量。

3.6.3 制定专门的财税优惠政策，形成有利于清洁煤产业发展的体制机制和政策环境（详见附件1）

（1）加大财政支持力度，完善财政补贴方式，提高补贴标准。增加政府公共财政或年度预算对煤炭绿色开采和高效清洁利用重大科研攻关的支出，对涉及煤炭高效清洁利用发展的重大关键技术，列入国家科技计划予以重点支持和政策倾斜。继续加大资金支持力度，支持煤炭“绿色开采”技术的推广应用，支持开展煤炭清洁高效利用的技术攻关，加大新技术和先进适用技术的推广应用。完善矿产资

源开发的利益分配机制，加大转移支付对煤炭资源调出区的支持力度，促进资源开发收益更多向基层倾斜。

(2) 完善资源环境税费政策，降低税收优惠门槛并扩大优惠政策适用范围，进一步减轻企业税负。改革煤炭资源税，推进煤炭资源税由从量计征改为从价计征，加大资源税对煤炭资源高效、清洁利用和生态环境保护的调节力度，适当提高资源调出省份矿产资源补偿费中的地方分成比例。适当扩大消费税征税范围，将一些污染严重或者消耗大量资源的产品纳入消费税征收范围，增强消费税在促进煤炭清洁生产和高效利用方面的调控功能。研究试点环境税费政策，对现行以排污收费为主的环境经济制度进行改革，研究开征独立型环境税，加大对排污主体和包括煤炭资源在内的资源消耗主体的税费调节力度，引导其加大技术和工艺改造，实现清洁生产，同时建立健全排污权交易市场。继续完善营业税、企业所得税、关税等税收政策，推动现行税制“绿色化”改造。此外，要调整现行税收优惠政策标准，扩大适用范围，使更多企业能够真正享受到优惠待遇，同时研究出台专门针对清洁煤技术的专项税收优惠政策。

(3) 尽快出台政策性关闭合法小煤矿的经济补偿政策。近些年，随着产业政策规定的煤矿最低生产规模 and 安全生产技术标准不断调整，许多地方对一些证照齐全的合法小煤矿实施了政策性关闭。这些煤矿当年大多已按照资源有偿使用制度的要求缴纳了矿业权价款，并投入大量资金，按照安全生产技术标准和最低生产规模要求进行了技术改造。因政策性关闭没有相应的经济补偿政策，被关闭煤矿的合理利益诉求没有得到很好地解决，引发了一定的矛盾和社会稳定问题。《物权法》也规定了依法取得的采矿权是用益物权，因此建议国家能从法律制度层面出台相关政策，对政策性关闭合法小煤矿作出经济补偿。

3.7 尽快解决煤层气开采权与煤炭开采权“两权分离”问题（详见附件 2）

我国煤层气资源储量丰富，但开发利用水平较低，抽采率仅在 30%左右。造成这一问题，其中一个重要原因是煤层气开采权与煤炭采矿权长期“两权分离”，严重制约采煤采气一体化进程。

3.7.1 采煤采气“两权分离”

煤层气本属煤炭伴生资源，二者共贮同一空间，密不可分。但是根据现行《矿产资源法》及其配套法规，煤炭和煤层气属于两类不同的矿产资源，分属不同开发主体。煤层气资源开发实行国家一级管理，勘查登记实行“申请在先”的原则。目前，全国已登记煤层气区块的大部分都属于三家中央企业：中联煤层气有限公司、

中石油和中石化。

煤层气企业登记的煤层气区块面积与煤矿企业登记的煤炭资源开采面积存在较大重复，引发许多矛盾和问题。以山西省为例，这三家具有煤层气开采权的中央企业已登记的煤层气区块范围基本覆盖了全省所有煤炭规划矿区范围。

煤层气与煤炭资源开采权长期两权分置，煤炭企业申请煤层气抽采受到限制，“采煤采气一体化”目标难以实现。采煤和采气“两权分置”，还造成开发主体不明确，非煤企业占有煤层气矿权却不及时开发，有的侧重“跑马圈地”却“占而不探”，有的重抽采轻利用，制约煤炭资源整体开发和矿井的正常接替。同时，煤层气与煤炭资源开发脱节，也给煤炭企业安全生产带来严重隐患。煤矿区平均每吨煤中含有煤层气 10~20 立方米，最高含量达 38.7 立方米，一旦打开煤层，煤层气就会喷涌而出，仅靠井下抽放无法达到“井下瓦斯浓度不超过 1%”的安全生产要求。

3.7.2 已经采取的对策措施

为解决煤炭矿权和煤层气矿权“两权分离”问题，国务院领导和有关部门已经采取了一些对策措施，并出台了一些文件。2006 年国务院办公厅出台了《关于加快煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用的若干意见》；2007 年国土资源部出台了《关于加强煤炭和煤层气资源综合勘查开采管理的通知》。2010 年 11 月 2 日，国务院副总理张德江在全国瓦斯防治工作电视电话会议上明确指出，“希望下一步有关部门能够研究、制定、出台相关政策，将煤层气和煤炭的采矿权合二为一，煤炭开采企业和煤层气抽采企业组建联合公司，走合作开发的路子。其中，煤炭企业为甲方，煤层气企业为乙方，两方合作，共同推进。如果无法合作的，由政府裁决；如果两年或三年达不成协议的，乙方退出。”但上述政策及讲话精神并没有得到很好地贯彻和落实，到目前为止这一问题仍然没有得到有效解决。

3.7.3 对策建议

建议国家有关部门尽快研究制定并出台相关政策，理顺煤炭矿权和煤层气矿权的关系，从根本上解决这一问题，大力推进“采煤采气一体化”，支持煤炭开采企业和煤层气抽采企业走合作开发共赢之路，尽早实现“气随煤走、两权合一”。

参考文献

- [1] 《国务院关于促进煤炭工业健康发展的若干意见》，国发[2005]18号；
- [2] 《总结经验 抓好落实 加快构建新型煤炭工业体系》，马凯，2006年；
- [3] 《能源发展“十一五”规划》，国家发改委，2007年；
- [4] 《煤炭工业发展“十一五”规划》，国家发改委，2007年1月；
- [5] 《煤炭工业节能减排工作意见的通知》，国家发改委、环保总局联合印发，2007年；
- [6] 《发展改革委关于加快推进煤矿企业兼并重组若干意见的通知》，国办发[2010]46号；
- [7] 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》，十一届全国人大四次会议通过，2011年3月；
- [8] 《国务院“十二五”节能减排综合性工作方案》，国发[2011]26号
- [9] 《国家环境保护“十二五”规划》，国发[2011]42号；
- [10] 《工业转型升级规划（2011—2015年）》，国发[2011]47号；
- [11] 《工业节能“十二五”规划》，工业和信息化部，2012年2月；
- [12] 《工业转型升级规划（2011—2015）政策解读》，工业和信息化部，2011年；
- [13] 《工业清洁生产推行“十二五”规划》，工业和信息化部、科技部、财政部，2012年3月；
- [14] 《关于进一步规范煤化工产业有序发展的通知》，国家发改委，2011年4月；
- [15] 《煤化工产业中长期发展规划》和《煤炭深加工示范项目规划》，国家发改委；
- [16] 《关于加快煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用的若干意见》，国办发[2006]47号；
- [17] 《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十二五”规划》，发改能源[2011]3041号；
- [18] 《煤矿瓦斯治理与利用总体方案》，国家发改委等八部门制定，2005年6月出台；
- [19] 《煤层气与媒体资源矿权交叉（重叠）问题研究》，国土资源部地质勘查司油气管理处提供；
- [20] 《高效开发 清洁利用 推进煤炭工业健康可持续发展》，王显政，中国煤

炭工业网，2008年5月24日；

[21] 《深入推进煤炭行业节能减排工作》，王显政，中国煤炭报，2010年7月6日；

[22] 《煤炭总量过剩的矛盾越来越突出》，王显政，中国能源战略与“十二五”能源发展论坛，中国能源研究会主办，2010年6月19日，北京；

[23] 《推动煤炭工业走安全、节约和清洁发展道路》，王显政，中华环保联合会，2009年5月26日；

[24] 《可再生能源发展机制与政策》，吕薇，中国财政经济出版社，2008年12月第一版；

[25] 《“采煤采气一体化”法律问题研究》，朱晓明、王志林、贺天才、王凌文，法律出版社，2008年9月第一版；

[26] 《中国煤炭清洁高效可持续开发利用战略研究》，中国工程院；

[27] 《煤炭科技“十二五”规划（征求意见稿）》，中国煤炭工业协会，2010年9月；

[28] 《建设可持续发展的中国煤炭工业——安全、经济和环保》，世界银行、煤炭信息研究院、能源服务和管理项目赠款基金组织；

[29] 《中国煤炭开发与利用的环境影响研究》，煤炭信息研究院洁净能源与环境中心，世界自然基金会（中国）资助，2003年8月6日；

[30] 《关于推进我国煤炭清洁生产与利用的相关思考》，濮洪久，中国矿业报，2010年7月2日；

[31] 《煤的清洁高效利用是中国低碳经济的关键》，倪维斗，2012年2月；

[32] 《煤的清洁高效利用是中国低碳经济的关键》，倪维斗、陈贞，中国能源网，2010年8月10日；

[33] 《“十二五”煤炭利用更清洁高效》，中国石化报，第4221期；

[34] 《低碳发展重在煤炭的清洁利用》，经济日报，2010年03月16日；

[35] 《低碳经济要清洁利用煤炭资源》，中国企业报，2010年3月9日；

[36] 《煤炭企业发展循环经济的实践与思考》，郎庆田，《山东环境》，2003年第2期；

[37] 《当前煤炭资源开发中存在的问题与建议》，王元仁，《煤炭企业管理》，2005年第2期；

[38] 《对煤矿发展循环经济的研究》，王颖、郭惟嘉、丁连第，《商场现代化》，

2006年10月(中旬刊),总第482期;

[39]《转变煤炭工业发展方式,推进煤炭工业科学发展》,方君实,中国能源报,2010年10月11日;

[40]《加快推进煤炭清洁生产与利用》,能源界,2010年7月15日;

[41]《晋煤集团:推进清洁生产,打造能源旗舰》,黄河新闻网,2010年09月25日;

[42]《中国煤炭工业改革发展成就与思考》,《经济》,2011年1-2月号;

[43]《中国煤炭行业的前景及机遇》,《经济》,2008年9月23日;

[44]《科技进步促进煤矿清洁安全高效生产》,韩霖,经济日报,2007年8月23日;

[45]《我国煤炭的清洁化利用》,廖逊,人民网海南视窗,2010年10月9日;

[46]《潞安集团:煤炭"吃干榨净"实现清洁生产低碳排放》,环保信息网,2009年12月11日;

[47]《煤炭地下气化:开启煤炭清洁利用之门》,中国化工报,2009年7月7日;

[48]《煤炭洁净生产和利用及其研究、开发与培训》,第一届中国环境与发展国际合作委员会第4次会议(1995)研究报告;

[49]《煤炭产业特点与科学发展》,钱鸣高,《中国煤炭》,2006年第32期;

[50]《煤炭企业应在节能减排中发挥重要作用》,刘建功,《中国煤炭》,2008;

[51]《煤炭企业节能形势与对策》,郝继锋,《煤质技术》,2009;

[52]《煤炭行业:发展循环经济,促进节能减排》,经济日报,2010年7月13日;

[53]《欧洲考虑环境成本,美国加紧清洁利用煤炭开发》,环球时报,2004年7月26日;

[54]《清洁生产机制在煤炭资源开发利用中的发展》,曾东,2006年中国法学会环境资源法学研究会年会论文集;

[55]《山西煤炭矿井数减至1053座,迎来大矿时代》,人民日报,2011年5月26日;

[56]《世界首条商业化运营特高压交流输电工程投产》,人民网,2011年12月16日;

[57]《树立和落实科学发展观促进煤炭工业环境保护工作》,孙欣、潘银忠,

中国工控网，2007年1月10日；

[58] 《我国煤化工战略规划缺失致产业乱象丛生》，经济参考报，2011年7月25日；

[59] 《我国煤炭行业的前景及机遇》，中国钢材期货网，2009年4月11日；

[60] 《循环经济：构建绿色煤炭工业体系的必然选择》，宋雷兵，中图分类号：TD946.4，文献标识码：B，文章编号：1673-1069（2008）12-0000-00；

[61] 《央企跑马圈地：新疆再现煤炭开发热潮》，21世纪经济报道，2011年7月15日；

[62] 《用技术变煤炭为清洁能源，节能减排更环保经济》，中国矿产资源网，2011年2月25日；

[63] 《再造煤炭循环经济产业链发展模式》，葛文静，《经济导刊》，2008年5月25日；

[64] 《制定煤炭采选业清洁生产标准应注意的几个问题》，谷明川、王会勤，《能源环境保护》，第21卷第5期（2007年10月）；

[65] 《专家献策煤炭业“十二五”规划：控开发节奏，推清洁生产》，经济参考报，2009年8月26日。

附件 1: 关于进一步完善促进清洁煤产业发展的财税政策方面的意见和建议

良好的政策环境对于促进煤炭清洁生产和高效利用具有重要意义。在课题研究过程中,有关部门和地方、企业比较集中地反映了目前财税政策方面存在的主要问题,主要包括:财税政策对清洁煤产业发展的扶持力度不够,现有优惠政策中有的还不落实,或因标准过高而适用范围过窄,很多领域还存在政策缺位等,并提出了一些修改完善的意见和建议。

一、进一步加大财政扶持力度

(一) 加大政府公共财政支出力度,完善财政补贴方式,提高补贴标准。中央财政要加大对煤炭资源调出区的转移支付力度,扩大补偿范围,提高对产煤区的利益补偿标准,重点支持资源型地区生态环境恢复治理重点工程。例如,目前中央财政将 44 个城市列入资源枯竭型城市转移支付补助范围,但山西作为产煤大省却只有孝义 1 个县级市列入其中。

(二) 在企业技术开发和应用初期对采用优质煤炭和清洁煤技术所取得的节能减排效益进行认定,并享受节能减排专项补贴或奖励以及其他优惠政策,对规划重点项目给予资金补助。

(三) 建议国家设立清洁煤技术推广应用专项基金,尽快建立清洁生产审核专项基金、清洁生产示范项目专项基金、清洁生产技术和产品推广基金等。

(四) 建立并完善落后产能淘汰补偿机制。前一阶段许多地方对一些证照齐全的合法小煤矿实施政策性关闭,因没有相应的经济补偿制度,被关闭煤矿的合理利益诉求没有得到很好解决,积累了一定的社会矛盾,建议尽快出台政策性关闭合法小煤矿的经济补偿政策。

二、在税收政策上给予更多优惠

现行税法中并没有针对煤炭清洁生产与高效利用的专项税收优惠政策,且现有优惠政策力度相对较弱,对企业激励作用有限。建议修改完善现行税收政策,尽快制定专门的税收优惠政策。

(一) 在所得税方面,有些优惠政策的标准过高,企业很难符合条件。例如,税法要求企业利用共生、伴生矿产资源达到 100%,利用废水、废气、废渣的原料比例达到 70%,才能享受减按 90% 计算应纳税所得额的优惠,建议降低这方面的比例要求,扩大政策惠及面。

对从事煤制油、煤制气等新型煤化工技术的企业,建议比照高新技术企业减

按 15% 的税率征收企业所得税。允许企业将提取的用于环境保护、生态恢复支出纳入成本并允许税前扣除，允许企业为促进煤炭清洁生产和高效使用而投入的设备投资和技术研发投入在税前扣除，适当提高研究开发费用的加计扣除标准，对相关技术转让免征或减半征收企业所得税，对相应的固定资产投资允许其缩短折旧年限或实行加速折旧。

（二）在增值税方面，有些规定与企业生产经营实际相差较大。例如，对煤矸石发电搀兑比例要求过高，许多企业反映如果煤矸石搀兑比例达到税法规定的占到发电燃料 60% 以上的要求时，以现有的技术条件无法达到发电所需热量要求。有些政策适用范围过窄。例如，现行政策规定企业生产原料中搀兑废渣的比例不低于 30% 的特定建材产品可享受免征增值税政策，但仅限于某些特定建材产品，不包括煤矸石和粉煤灰。又如，对燃煤电厂及各类工业企业生产的烟气、高硫天然气进行脱硫生产的副产品实行增值税即征即退 50% 的政策，仅限于石膏、硫酸、硫酸铵、硫磺等四种产品，而炼焦过程中产生的其他副产品则不适用。

建议扩大以废渣为原料生产产品的增值税优惠政策适用范围，调整煤矸石发电税收优惠政策中煤矸石的搀兑比例，对燃煤电厂及工业企业排放烟气经脱硫后生产的各类副产品实行即征即退的增值税优惠政策，对销售工业余热、热电联产、煤气综合利用等项目实行增值税即征即退 50% 的政策。

进一步研究煤制油项目适用的增值税比例。煤制油是用价格相对较低的煤炭生产价格相对较高的油品和化学品，增值税额可达到销售收入的 9%~11%，企业负担过重。建议针对煤化工行业特点，允许煤液化项目享受与石化炼油企业同等的增值税税负水平，或采用超过一定比例（如 6%）的增值税不予征收、先征后退或给予财政补贴等方式。

（三）在消费税方面，目前煤基汽油和柴油项目由于受到生产规模和成本等因素影响，基本处于亏损状态，建议减免征收煤基汽油和柴油项目的消费税。

（四）完善资源和环境税费制度，规范资源补偿费、矿业权出让金等。目前煤炭资源税从量计征，对煤炭行业清洁生产的促进作用十分有限，不能充分发挥资源税调节供需、保护资源环境的作用。要加快推进资源税改革，对煤炭等资源税由从量计征改为从价计征，并适当提高税率。建立能够灵活反映市场供求关系、资源稀缺程度和环境损害成本在内的动态资源税费形成机制，加大资源税政策对煤炭清洁、高效利用和生态环境保护的调节力度。对于资源调出多的西部地区，可以适当调高矿产资源补偿费中地方分成比例。研究试点环境税政策，建立健全

排污权交易市场，提高排污主体的环境补偿成本。在现行以排污收费为主的环境经济制度基础上，研究开征独立型环境税，或提取环境补偿基金用于回填和复垦。健全完善矿产资源开发利益分配机制，资源开发收益要更多向基层倾斜，主要用于加强矿区基础设施建设和改善当地群众生产生活条件等。

（五）将洗煤副产品、炼焦副产品、粉煤灰综合利用、中水复用等列入国家资源综合利用目录，利用以上产品作为原料进行生产的企业或者项目可享受国家规定的资源综合利用税收优惠政策。

（六）对治理采煤塌陷区、沉降区和废弃露天煤矿土地回填复垦工程，建议免收或减缓征收营业税，对棚户区改造拆迁安置房免征或减征房地产契税等。

附件 2：关于煤层气开发利用中采煤采气“两权分置”问题及对策建议

煤层气又称煤层甲烷，俗称瓦斯，是赋存在煤层中以甲烷为主要成分的烃类气体，具有可燃、易爆等特性。

一、煤层气开发的重要性

（一）煤层气是煤矿安全的最大威胁

煤层气的主要成分甲烷是一种危险气体，当甲烷在空气中的浓度达到 5%~16% 时，遇明火就会发生爆炸，这是煤矿瓦斯爆炸事故的根源。为了保障煤矿生产的安全，采煤之前应当先抽采煤层气。我国是世界上煤矿灾害最严重的国家之一，煤矿发生安全事故的一个重要原因是煤与瓦斯突出造成的瓦斯爆炸。我国每年采煤排放煤层气约 150 亿立方米，其中建有井下抽采系统的高瓦斯矿井抽采的煤层气仅为 23 亿立方米，抽采率仅为 15%。瓦斯抽采率不高，是瓦斯事故居高不下的重要原因。

（二）煤层气具有强烈的温室气体效应

甲烷具有强烈的温室气体效应，对臭氧层的破坏程度是二氧化碳的 7 倍，温室气体效应是二氧化碳的 21 倍，产生的温室气体效应在全球气候变暖中的份额为 15%，仅次于二氧化碳，对生态环境的破坏性极强。对于浅层煤层气，我国平均每开采 1 吨煤将造成 1~1.1 立方米的甲烷排放。2009 年，我国煤矿释放的瓦斯总量超过 150 亿立方米，约 2/3 的瓦斯直接排入大气，既浪费资源又污染环境。收集利用煤层气、有效控制采煤过程中甲烷的排放，能起到防止温室气体效应加剧的作用。

（三）煤层气是具有良好开发前景的新型能源

在我国一次能源消费结构中，天然气仅占 4.3%，远低于 24% 的世界平均水平。煤层气成分与天然气类似，甲烷的纯度一般能达到 90% 以上，甚至比天然气还高，被视为非常规天然气的一种。随着终端能源需求逐步向优质高效能源转化，天然气的需求量迅速增长，煤层气的开发利用将有效弥补我国常规天然气资源在地域分布上的差异和供给量上的不足。

二、煤层气开发的可行性

（一）我国煤层气资源开发利用不足，潜力巨大

我国煤层气资源十分丰富，是世界上仅次于俄罗斯、加拿大的第三大煤层气储量国。地下埋深 2000 米以浅的煤层气总地质资源量约为 36.81 万亿立方米，相当于 450 亿吨标准煤或 350 亿吨标油，与陆上常规天然气资源量基本相当，其中每吨煤可采煤层气含量大于 4 立方米的煤层气资源量 14.34 万亿立方米。20 世纪 50 年代初，我国就开始开发利用煤矿井下抽放的煤层气。煤层气可以与天然气同输同用。目前山西煤层气已注入西气东输主干线，沁水盆地南部煤层气开发示范工程开始商业运营，但规模化开发阶段才刚刚起步。2010 年，全国煤层气抽采总量为 75 亿立方米，利用量 23 亿立方米，利用率仅为 30.6%，主要用于汽车动力燃料、发电和工业燃料等。

（二）美国开发煤层气的经验

美国是世界上开发利用煤层气最早、最成功的国家之一，其煤层气储量约 15 万亿立方米，居世界第四位。20 世纪 70 年代以来，由于能源需求量的增加和常规天然气资源不足，美国开始重视并鼓励煤层气勘探开发。1981 年，美国煤层气生产达到商业化规模，上世纪 90 年代煤层气产量就占到天然气产量增长的 60%，煤层气成为美国天然气供应的重要组成部分。美国煤层气产业发展成就的取得，除了资源条件优越外，离不开政府给予的资金支持和政策扶持，特别是 1980 年出台的《原油意外获利法》第 29 条税收补贴政策的推行。该条例规定，1980~1992 年钻成的井以及于 1992 年 12 月 31 日以前开钻的井中，投产并于 2003 年前卖出的、从合格煤层中生产出的、销售给与生产商无任何关系的第三方的煤层气均可享受税收补贴政策。对煤层气税费实行“先征后返”政策，多数情况下，煤层气生产者得到的税款补贴比上交的税款要多。税收补贴值随产量的增加而增加，随通货膨胀系数的变化而调整，税收总额占气价的 48%，即税收补贴略高于税收额。《1992 年能源政策法》还规定了对煤层气产业的经济扶持政策，当企业开采煤炭时，如

大量回收和利用煤层气，减少煤层气向大气层排放，就可获得政府的优惠贷款，也起到了积极的作用。

三、采煤采气“两权分置”的问题

当前影响我国煤层气开发利用的因素除技术不完全成熟和政策支持不到位外，煤炭与煤层气矿业权“两权分置”也是一个重要因素。

（一）采煤、采气“两权分置”带来的问题

根据我国现行《矿产资源法》及其配套法规，煤炭和煤层气属于两类不同的矿产资源。煤层气资源开发实行国家一级管理，煤层气勘查登记实行“申请在先”的原则，目前全国已登记煤层气区块的大部分都属于中联煤层气有限责任公司、中国石油天然气集团公司和中国石油化工集团公司三家中央企业。以山西省为例，这三家非煤企业已登记的有效煤层气区块面积基本覆盖了全省所有煤炭规划矿区范围，煤炭采矿权和煤层气采气权重叠面积已经达到 3389.92 平方公里。煤层气作为煤炭的伴生资源，与煤炭资源共贮于同一空间，属于共生矿藏。根据《煤炭法》等法律，煤炭生产企业认为，“先抽气后采煤”既是煤矿安全生产的必要前提，也是资源综合利用的必然要求。矿区平均每吨煤中含有煤层气 10~20 立方米，最高含量达 38.7 立方米。一旦打开煤层，煤层气就会喷涌而出，仅靠井下抽放无法达到“井下瓦斯浓度不超过 1%”的安全生产要求。因此，只开采煤炭而不动煤层气是根本不可能做到的，但这极有可能“侵犯”另有所属的煤层气矿业权人的合法权利。

煤层气和煤炭资源的矿业权分属不同开发主体，使得采煤采气在时间和空间上很难实现一体化开采。一是煤炭矿区的煤层气资源被非煤企业先登记而取得。根据探矿权“申请在先”和“排他性”等原则，谁控制了煤层气矿权，谁就间接控制了煤层气矿权范围内的煤炭矿权的申请，煤炭企业在规划建设新矿井时，必须先取得煤层气矿权企业的同意，影响了“采煤采气一体化”、“先抽后采”政策的有效实施。二是地面煤层气抽采与矿井的生产建设脱节给煤矿安全生产带来较大隐患。地面煤层气抽采会严重破坏煤层和顶板，沟通含水层，极易诱发煤炭生产过程中的顶板事故、透水事故和片帮冒顶等事故，会导致矿井规划的部分重要固定设施（如巷道、火药库、井底车场等）无法建设。三是获得煤层气矿权的非煤企业在开采煤层气的过程中，往往会选择交通方便、布井便利、气源充足的地点布井，而不会去考虑煤矿的开拓布局和生产要求，造成采气与采煤不能在时间和空间上实现科学、合理、安全的一体化部署。此外，有的煤层气开发企业“跑马圈地”却“占而不探”，有的煤矿企业重抽采轻利用，既不利于调动各方面参与煤层气开发利用的

积极性，也影响煤炭及煤层气产业的可持续发展。

煤与煤层气是伴生的关系，采煤与采气必须有机结合才能实现协调发展，否则不仅浪费资源、污染环境，还威胁煤矿安全生产。“采气采煤一体化”是促进煤炭企业安全生产、提高资源综合利用效率的必然要求。

（二）为解决矿业权分置问题已采取的政策措施

国务院领导和有关部门多次提出“依法妥善解决煤炭和煤层气矿业权重叠问题”，并出台了一些文件。

2006年，国务院办公厅出台了《关于加快煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用的若干意见》，更多地从关注煤炭生产安全的角度来看待煤层气抽采利用问题。涉及煤、气矿业权争议的两点内容包括：一是在解决煤、气矿业权交叉重叠问题时，应坚持“采气采煤一体化”原则，这有利于避免新矛盾的发生。二是严格执行国家关于最低勘探投入量和施工期的基本要求，防止“占而不探”、“占而不采”。

2007年，国土资源部出台了《关于加强煤炭和煤层气资源综合勘查开采管理的通知》，对于解决煤、气矿业权冲突的基本思路是：一是在非重叠区块，支持煤炭企业进行“采气采煤一体化”。二是在重叠区块，如果先前煤炭企业和煤层气企业有合作协议的，优先执行协议；未达成合作协议的，鼓励双方达成协议。仍未达成协议的，支持煤炭生产企业综合勘查开采煤层气资源，煤炭企业应对煤层气企业进行必要的补偿。

2010年11月2日，国务院副总理张德江在全国瓦斯防治工作电视电话会议上明确指出，“希望下一步有关部门能够研究、制定、出台相关政策，将煤层气和煤炭的采矿权合二为一，煤炭开采企业和煤层气抽采企业组建联合公司，走合作开发的路子。其中，煤炭企业为甲方，煤层气企业为乙方，两方合作，共同推进。如果无法合作的，由政府裁决；如果两年或三年达不成协议的，乙方退出。”

但煤炭生产企业和地方政府反映，上述政策及讲话精神并没有得到很好落实，到目前为止这一问题没有得到有效解决。

四、对策建议

建议国家有关部门尽快研究制定并出台相关政策，理顺煤炭矿权和煤层气矿权的关系，从根本上解决这一问题，大力推进采“煤采气一体化”，支持煤炭开采企业和煤层气抽采企业走合作开发共赢之路，尽早实现“气随煤走、两权合一”。

编者说明

中国发展研究基金会由国务院发展研究中心发起成立，其宗旨是支持政策研究，促进科学决策，服务中国发展。中国发展研究基金会报告就是基金会围绕宗旨资助或组织的研究活动的成果。本报告为不定期内部刊物，请读者指正。