

现代煤化工“十三五”煤控 中期评估及后期展望

COAL CHEMICAL INDUSTRY DEVELOPMENT THIRTEENTH
FIVE-YEAR COAL CAP MID-TERM EVALUATION AND
LATER-TERM OUTLOOK

执行报告

EXECUTIVE REPORT

中国煤炭加工利用协会



中国煤炭消费总量控制方案和政策研究 (煤控研究项目)

中国是世界煤炭生产和消费第一大国。以煤炭为主的能源结构支撑了中国经济的高速发展，但同时也对生态环境造成了严重的破坏。为了应对气候变化、保护环境和减少空气污染，国际环保机构自然资源保护协会 (NRDC) 作为课题协调单位，与包括政府智库、科研院所和行业协会等 20 多家有影响力的机构合作，于 2013 年 10 月共同启动了“中国煤炭消费总量控制方案和政策研究”项目，为设定全国煤炭消费总量控制目标、实施路线图和行动计划提供政策建议和可操作措施，以帮助中国实现资源节约、环境保护、气候变化与经济可持续发展的多重目标。了解更多详情，请登录：<http://coalcap.nrdc.cn/>



自然资源保护协会 (NRDC) 是一家国际非营利非政府环保机构，拥有逾 140 万会员及支持者。自 1970 年成立以来，以环境律师、科学家及环保专家为主力的 NRDC 员工们一直为保护自然资源、公共健康及环境而进行不懈努力。NRDC 在美国、中国、加拿大、墨西哥、智利、哥斯达黎加、欧盟、印度等国家及地区开展工作。请登录网站了解更多详情 www.nrdc.cn。

系列报告

- 《煤炭转型中的就业问题研究》
- 《中国煤炭行业“十三五”煤控中期评估及后期展望》
- 《“一带一路”重点区域(国家)环境影响评价体系研究报告》
- 《“一带一路”可再生能源发展合作路径及其促进机制研究》
- 《东盟国家可再生能源发展规划及重点案例国研究》
- 《中国高耗能行业“一带一路”绿色产能合作发展报告》
- 《“一带一路”电力综合资源规划研究》
- 《中国对外援助综合管理机构改革研究》
- 《中国能源气候管理机构改革研究》
- 《中国煤控项目“十三五”中期评估与后期展望研究报告》
- 《中国散煤综合治理调研报告 2018》
- 《中国大气污染防治回顾与展望报告 2018》
- 《中国现代煤化工的煤控实施与产业发展》
- 《煤炭行业继续深化供给侧结构性改革》
- 《供给侧结构性改革背景下如何实现煤炭行业的公正转型》
- 《气候变化风险及碳社会成本研究报告》
- 《中国实现全球 1.5°C 目标下的能源排放情景研究》
- 《钢铁行业供给侧结构性改革》
- 《推进水泥行业转型升级，实现绿色低碳发展》
- 《深化供给侧改革，助推实现部门积极煤控目标》
- 《建筑领域煤炭消费控制潜力及实施路径研究》
- 《持续推进电力改革 提高可再生能源消纳执行报告》
- 《中国对外援助综合管理机构改革研究》
- 《中国能源气候管理机构改革研究》
- 《中国散煤综合治理调研报告 2017》
- 《钢铁行业煤炭消费总量控制方案和政策研究》
- 《水泥行业煤控战略(计划)实施研究》
- 《中国散煤治理调研报告 2017》
- 《中国煤炭行业供给侧改革关键问题研究》
- 《城市低效燃煤总量配额交易政策建议报告》
- 《“去产能”政策对煤炭行业造成的就业影响研究》
- 《“十三五”电力行业控煤政策研究》
- 《煤化工产业煤炭消费量控制及其政策研究执行报告》
- 《建言“十三五”——中国煤炭消费总量控制规划研究报告》
- 《行业部门煤炭消费总量控制研究》
- 《煤炭消费总量控制目标的协同效应》

……
未完待续，请见封三……

煤控研究项目系列报告

现代煤化工“十三五”煤控 中期评估及后期展望

COAL CHEMICAL INDUSTRY DEVELOPMENT THIRTEENTH
FIVE-YEAR COAL CAP MID-TERM EVALUATION AND
LATER-TERM OUTLOOK

执行报告

EXECUTIVE REPORT

中国煤炭加工利用协会

2019年5月



目录

引言	6
执行摘要	7
Executive Summary	8
1. “十三五”中期产业发展现状	10
1.1 煤制油	
1.2 煤制天然气	
1.3 煤制烯烃	
1.4 煤制乙二醇	
1.5 煤制芳烃	
2. 《规划》前期实施情况	27
2.1 实施情况	
2.2 煤控下规划项目进展	
2.3 取得的成绩	
2.4 存在问题	

3. “十三五”后期煤控实施预测、调整及展望	36
3.1 行业发展面临的国内外形势	
3.2 项目煤控情况实施预计	
3.3 提高能效和降低能耗、水耗、煤耗的发展趋势	
3.4 污染治理约束形势	
3.5 规划项目及煤控调整研究	
3.6 “十三五”后期煤控展望	
4. 结论与政策建议	48
4.1 结论	
4.2 建议	
4.3 “十三五”后期煤控建议	
致谢	54
参考资料	55

引言

现代煤化工或新型煤化工，又称煤炭深加工，是指以煤为主要原料，生产油、气等清洁燃料和各种基础化工原料的煤炭加工转化产业，主要包括煤制油、煤制天然气、低阶煤分质利用、煤制化学品、油煤共炼等模式，但不包括煤焦化、煤制合成氨、尿素、电石等传统煤化工产业。经过长期攻关，我国新型煤化工在科技装备、工程设计、建设运营和产业示范等多方面均取得显著进步，总体达到国际领先水平，为推广产业发展、保障国家能源安全奠定坚实基础。2017年初，国家能源局和发改委先后印发了《煤炭深加工产业示范“十三五”规划》（下称《规划》）和《现代煤化工产业创新发展布局方案》，进一步促进了产业科学规范发展。

但是，我们应清醒看到产业发展中依然存在一些不平衡、不充分的因素：煤化工行业存在的制约“瓶颈”依然复杂，如技术短板、体制障碍、税负重压等；总体示范进展滞后于规划预期，部分示范项目“已核未建”、“核大建小”现象明显；面临形势依然严峻，国内外能源化工市场和新型煤化工技术与产业已发生深刻变化，机遇与挑战交织并存；特别是党的“十九大”以后，全行业进一步明确了习近平新时代中国特色社会主义思想的指导地位，但也面临诸多新任务和高质量发展要求。

时值“十三五”中期，开展新型煤化工产业发展中期评估，进一步明确产业发展的指导思想和定位，及时总结技术研发和产业示范的经验教训，厘清制约产业发展的关键难题，动态调整规划示范项目，提出合理化政策建议和保障措施，对促进产业健康可持续发展、发挥国家能源战略技术储备和产能储备作用、控制煤炭消费总量具有现实和长远意义。

有鉴于此，中国煤炭加工利用协会专题开展现代煤化工发展“十三五”中期评估工作，力求形成高质量研究成果报告，以期为国家政府、行业企业、研究机构等提供重要决策参考，共同促进新型煤化工产业科学可持续发展，协力构建“清洁低碳、安全高效”的能源体系。

执行摘要

能源是人类社会生存发展的重要物质基础，攸关国家战略安全和社会经济发展。2018年，全国能源消费总量46.4亿吨标准煤，比上年增长3.3%，煤炭消费量增长1.0%，占能源消费总量的59.0%。控制现代煤化工产业煤炭消费总量，既可以推动煤化工企业能源利用效率的提高，也是控制碳排放强度，积极应对气候变化的重要举措。

现代煤化工发展到“十三五”中期，其关键技术实现整体突破，示范工程取得成功。产业规模快速增长，产业集聚初见雏形。装备国产化率大大提高，培养锻炼了一批人才队伍。我国现代煤化工产业仍处于示范升级阶段，不同程度存在环境、效率、排放方面的技术、经济和政策等问题。一是污水处理难度大。二是产业技术有待提升和优化规范。三是面临水资源、生态环境容量等约束，对生态环境、水资源、交通运输的承载力要求高。四是外部市场的不确定性。五是部分产品同质化和区域存在投资过度集中和布局不尽合理趋势。六是标准、规范还不完备，影响产业的健康发展。

2017年，全国煤制油总产能921万吨/年，总产量322.7万吨，产能利用率35.0%，转化煤炭1698.9万吨；煤制天然气总产能51.05亿立方米/年，总产量26.3亿立方米，产能利用率51.5%，转化煤炭710.1万吨；煤（甲醇）制烯烃产能达到1242万吨/年，产量约634.6万吨，产能利用率79.9%，转化煤炭4251.8万吨；煤制乙二醇产能达到270万吨/年，产量153.6万吨，产能利用率56.9%，转化煤炭768万吨。较“十三五”初期分别增长了214.3%、64.4%、69.6%、50.9%。2017年，现代煤化工共转化煤炭7428.8万吨，约占全年煤炭消费总量的1.96%，较“十三五”初期增加耗煤量2890.8万吨。随着新建陆续投产并稳定运行，预计到2020年，现代煤化工耗煤总量将增加到1亿吨以上。

“十三五”后期，我国现代煤化工应以国家能源战略技术储备和产能储备为重点，积极稳妥推进煤炭深加工产业升级示范。在水资源有保障、生态环境可承受的地区，开展煤制油、煤制天然气、低阶煤分质利用、煤制化学品、煤炭和劣质原油综合利用等升级示范，提升煤炭转化效率、经济效益和环保水平，推进煤炭由燃料向原料与燃料并举转变，进一步发挥煤炭的原料功能。在全面总结运转经验及确定各项技术指标、资源消耗指标、经济指标的基础上，综合考虑各种因素，进行下一步推广应用。通过气化技术的改进降低煤耗，提高能量转化效率；通过先进节水技术及污水处理技术的应用，降低水耗，尽可能提高生产用水的循环利用率。适应低碳经济发展的要求，考虑配套CCS/CCUS装置，减少温室气体排放量。布局应综合考虑原料煤供应、经济效益、环境保护等因素。在富煤缺水的西部地区发展此类项目，要以水资源和生态环境承载能力为基准，并考虑当地的生态环境，防止触碰生态红线，合理确定规模。



Executive Summary

Energy is vital for the survival and development of human society, and is crucial to national strategic security and social-economic development. In 2018, China's total energy consumption reached 4.64 billion tons of standard coal, up 3.3% from 2017. Total coal consumption increased 1.0% in 2018, accounting for 59.0% of total energy consumption. Controlling the total coal consumption in the modern coal chemical industry will not only promote efficiency improvements in the coal chemical industry, but also help control carbon emissions and actively respond to climate change.

With regard to the development of the modern coal chemical industry in China's "13th Five-Year Plan" period thus far, key technologies have achieved overall breakthroughs and demonstration projects have achieved success. The industrial scale grows quickly, and industrial consolidation is beginning to form. Equipment localization rates are greatly improved, as is the initial formation of talent groups. China's modern coal chemical industry is still in the demonstration and upgrading stage. The whole industry faces different levels of technical, economic, and policy challenges related to the environment, efficiency, and emissions.

First, sewage treatment remains a major challenge. Second, industrial technology needs to be improved while the related specifications should be optimized. Third, the pressure resulting from the development of the coal chemical industry on environmental resources, water resources and existing transportation capacity is extremely high. Fourth, there is still external market uncertainty. Fifth, some products cannot meet diversified needs and regions have overheated investments and unreasonable distribution trends. Sixth, a lack of standards and norms affects the healthy development of the industry.

In 2017, China's total coal-to-oil production capacity was 9.21 million tons per year, with a total output of 3.227 million tons and a capacity utilization rate of 35.0%. A total of 16.99 million tons of coal were used in the coal-to-oil industry. The total coal-to-gas production capacity was 5.105 billion cubic meters per year, with a total output of 2.63 billion cubic meters and a capacity utilization rate of 51.5%. A total of 7.10 million tons of coal were used in the coal-to-gas industry.

The total production capacity of coal-to-olefins reached 12.42 million tons per year, with

output of 6.35 million tons, and capacity utilization rate of 79.9%. A total of 42.51 million tons of coal were used in the coal-to-olefins industry. The production capacity of coal-to-ethylene glycol reached 2.7 million tons per year, with output of 1.536 million tons, and capacity utilization rate 56.9%. A total of 7.68 million tons of coal were used in the coal-to-ethylene glycol industry.

Compared with the initial period of the “13th Five-Year Plan”, coal use in these industries has increased by 214.3%, 64.4%, 69.6% and 50.9%, respectively. In 2017, the modern coal chemical industry used 74.3 million tons of coal, accounting for 1.96 % of the total annual coal consumption of 3.796 billion tons, an increase of 28.908 million tons compared with the initial period of the 13th “Five-Year Plan”. With new capacities being put into operation and run smoothly, it is expected that total coal consumption in the modern coal chemical industry will increase by over 100 million tons by 2020.

In the latter period of the 13th “Five-Year Plan”, China’s modern coal chemical industry should focus on national energy strategic technology advancement and production capacity reserves, and should actively promote the update demonstrations of the coal processing industry. In areas where water resources are guaranteed and where it is environmentally sustainable, upgrade demonstrations such as coal-to-oil, coal-to-gas, low-rank coal quality-based utilization, coal-to-chemicals, comprehensive utilization of coal and inferior crude should be carried out so as to improve coal conversion efficiency and economic and environmental benefits, thereby promoting coal to be used as both fuel and raw material rather than fuel alone, and further undertake the raw material function of coal.

Comprehensively summarizing operational experience and determining various technical indexes, including resource consumption indexes, and economic indexes, is essential for further developing the modern coal chemical industry. Through the improvement of gasification technology, the coal consumption can be reduced and the energy conversion efficiency can be improved; through the application of advanced water-saving technology and sewage treatment technology, water consumption can be reduced, and the recycling rate can be improved as much as possible. In order to meet the requirements of sustainable development, the report recommends to deploy CCS/CCUS technology to reduce greenhouse gas emissions. Geographic layout should consider the supply of raw materials, economic benefits, environmental protection and other factors. The western region of China is rich in coal and short on water, so development of such projects should take the water resources and environmental constraints into account so as to avoid hitting an ecological red line.

1

“十三五”中期产业发展现状

经过长期不懈努力，我国现代煤化工产业已取得长足发展，规划科学规范，定位清晰准确，园区化、基地化格局基本形成，产业规模整体居世界首位，示范项目实现安稳运行，环保水平不断提升。截至 2017 年，共形成煤制油企业 8 家，煤制天然气企业 4 家，煤制烯烃企业 20 家，煤制乙二醇企业 15 家。2017 年，现代煤化工共转化煤炭资源 7428.8 万吨。

1.1 煤制油

1.1.1 产业规模

2015 年底，我国煤制油产能只有 254 万吨/年，产量为 115 万吨。进入“十三五”以来，我国煤制油产能规模显著扩大，居世界首位。如表 1 所示，到 2017 年底，我国已建成煤制油项目 8 个、产能规模约 906 万吨/年，产量 322.7 万吨；在建项目 2 个、产能规模 300 万吨/年。建成项目中，煤直接液化项目 1 个，产能 108 万吨/年，2017 年产量 84.8 万吨；煤间接液化项目 7 个，产能合计 798 万吨，2017 年产量 237.9 万吨，转化煤炭 1698.9 万吨。

表 1 我国煤制油示范项目统计

序号	项目	建成规模 (万吨/年)	2017 年产量 (万吨)	进展情况
1	神华鄂尔多斯 108 万吨 / 年煤直接液化项目	108	84.8	2011 年商业化运行
2	神华鄂尔多斯 18 万吨 / 年煤间接液化项目	18	0	2009 年 12 月投产, 2010 年 3 月停产
3	山西潞安 16 万吨 / 年煤间接液化项目	16	16.5	2009 年 7 月投产
4	内蒙古伊泰鄂尔多斯 16 万吨 / 年煤间接液化项目	16	18.9	2009 年 3 月投产
5	神华宁煤 400 万吨 / 年煤炭间接液化示范项目	405	76.6	2016 年 12 月投产
6	陕西未来能源榆林 100 万吨 / 年煤间接液化项目	115	81.3	2015 年 8 月投产
7	伊泰 120 万吨 / 年精细化学品商业化示范项目	120	44.6	2017 年 7 月投产
8	山西潞安高硫煤清洁利用油化电热一体化项目	108	0	2017 年 12 月投产
9	内蒙古伊泰 200 万吨 / 年煤间接液化示范项目	0	0	在建
10	伊泰伊犁能源有限公司 100 万吨 / 年煤制油项目	0	0	在建
	合计	906	322.7	

1.1.2 重点示范项目进展

1. 神华鄂尔多斯 108 万吨 / 年煤直接液化项目

原神华集团依靠自主技术建成世界首套百万吨级煤液化装置并实现长周期平稳运行, 完成了示范任务, 技术可行, 工艺合理, 示范工程的建设和运行取得了成功, 整体技术

处于世界领先水平。该项目于 2004 年 8 月 25 日正式开工建设，2008 年 12 月 31 日完成整体投料试车，2008 年 12 月 31 日打通生产流程，生产出合格的石脑油和柴油等产品。2011 年，该项目正式转入商业化运营，持续维持 85% 左右负荷运行，主要装置运行良好，达到了安全、稳定、长周期运行。自 2011 年至 2017 年底，累计生产油品 582 万吨，销售油品 577 万吨，其中 2017 年生产油品 84.86 万吨。

该项目主要创新成果有：自 2011 年投入商业化运行以来，经过技术攻关优化完善，实现了装置的安全平稳运行，最长单周期运行时间超过设计 310 天，达到 420 天；自主开发了煤直接液化催化剂及工艺。在完成中试的基础上，成功进行工程技术开发，放大了 1000 倍，首次实现煤直接液化供氢溶剂油的全加氢处理，并实现沸腾床催化剂的自主化；装备自主化率达 90% 以上，实现了世界上直径和重量最大的高温高压临氢反应器、世界上最大容量的增安型无刷励磁同步电机、煤直接液化高差压减压阀等关键设备的自主化；项目产品特点明显，生产的柴油环烷烃含量高、体积热值高、氧化安定性好、低硫、低氮、低凝点。从研究结果看，其生产的油品在一些特殊领域有很好的应用前景。

2014 年 2 月，国家能源局组织对煤直接液化项目进行了技术标定，能源转化效率为 58.0%，吨油综合能耗：1.69tce/t。通过不断优化，开展技术攻关与改造，煤直接液化示范项目（先期工程）吨油水耗由设计值 10 吨水 / 吨油品下降到 5.82 吨水 / 吨油品，万元工业增加值水耗为 17.8 吨 / 万元，远低于全国工业平均水平的 68.2 吨 / 万元。

2. 神华宁煤 400 万吨 / 年煤制油项目

该项目占地面积 561 公顷，设计总投资 550 亿元，规模为年产油品 405 万吨。项目于 2013 年 9 月 18 日获国家核准，9 月 28 日开工建设。2016 年 10 月 25 日项目投料试车，12 月 21 日油品 A 线打通流程并产出合格油品。

该项目分油品 A、B 两条线，承担完成了 37 项重大技术、装备及材料自主国产化任务，国产化率达到 98%。重点开展中科合成油公司费托合成及加工成套技术的百万吨级工业化示范，2200 吨级“神宁炉”干粉煤加压气化炉技术和 10 万标立方米 / 小时空分成套技术等重大技术、设备和关键材料国产化任务。油品 A 线于 2017 年 7 月 17 日达到满负荷运行，最高负荷 116%。油品 A、B 线于 2017 年 12 月 17 日达到满负荷运行，最高负荷 106%。2018 年第一季度共生产柴油及蜡类产品 41.9 万吨，石脑油 25.8 万吨，稳定轻烃 10.9 万吨，液化石油气 6.8 万吨。项目通过选择先进节水技术，最大化使用空冷器，循环冷却水系统采用节水消雾型冷却塔，年可节水 500 多万方。

通过对煤制油项目不同负荷下的成本进行分析，当国际原油价格高于 60 美元 / 桶，项目即具有盈利能力。

3. 陕西未来能源公司（简称兖矿榆林）100万吨/年煤间接液化示范项目

兖矿榆林 100 万吨 / 年煤间接液化示范项目概算总投资 164.06 亿元，设计规模年产 115 万吨油品，其中年产合成柴油 79 万吨、石脑油 26 万吨、液化石油气 10 万吨，年转化利用煤炭 500 万吨。该项目于 2012 年 7 月开工建设，2015 年 8 月一次投料成功。全厂共有大型设备 500 余台（套），绝大部分为国产设备，仅有部分特殊泵、阀门及压缩机等由国外进口。按投资额度计算，项目装备自主化率达到 82% 以上；按设备台套数计算，项目装备自主化率达到 92% 以上。所产油品不含硫、不含氮、不含芳香族化合物，轻柴油十六烷值为 81，重柴油十六烷值为 79，主要参数达到或超过欧 V 标准。水资源重复利用率达 98.26%。

截止 2017 年底，累计实现销售收入 69.7 亿元，累计亏损 14.87 亿元，上缴税金 29.17 亿元。

4. 山西潞安 16 万吨 / 年煤基合成油示范项目

该项目总投资 53 亿元、建设规模为 16 万吨 / 年煤基合成油，同时利用合成油尾气联产 18 万吨 / 年合成氨、30 万吨 / 年尿素及利用低热值废气联产 11.5MWe IGCC 发电，是我国煤间接液化自主技术产业化的首套工业性示范项目。

项目于 2006 年 2 月奠基，2007 年 2 月破土动工，2008 年 12 月 22 日钴基固定床装置产出煤基合成油；2009 年 7 月铁基浆态床一次投料试车成功，产出合格油品，同年 12 月合成氨尿素装置投产，宣告全系统工艺流程打通，系统逐步进入稳定生产状态；2011 年 8 月系统进行了为期一周的超负荷试验，最高生产能力达到了设计值的 120%。2010 年 10 月 30 日由山西省科技厅组织国内十三位专家，对“煤基合成油多联产低碳化技术开发与应用”项目进行了科技成果鉴定，关键技术达到了国际领先水平。2010 年 11 月 15 日由中国科学院组织专家对“钴基浆态床装置”进行了科技成果鉴定，关键技术达到国际领先。

项目自 2009 年生产以来，受原料价格、装置开工率、国际油价及燃油消费税等因素的影响，经济效益不好，累计亏损达 25 亿元，仅有 2014 年全年盈利 3000 万元。2017 年项目虽实现超负荷生产，但因油价低及燃油消费税，仍亏损 2 亿元。

5. 山西潞安 180 万吨 / 年高硫煤清洁利用油化电热一体化示范项目

项目以潞安自产高硫煤为原料，采用国际先进技术集成耦合，实现煤炭的清洁高效利用，生产高端蜡、无芳溶剂、特种燃料、高档润滑油、专属化学品等五大类高端精细化学品。项目总投资 236.7 亿元，建设规模为 180 万吨 / 年油品及化学品和 115MW 余热发电装置。

项目于 2013 年 3 月开工建设，2017 年 10 月建设完成，2017 年 12 月 29 日产出合格产品，截至 2018 年 4 月 10 日，累计产出油品约 3.8 万吨。配套的两个深加工项目建设基本完成，仅剩最后的收尾施工，并已同步开始设备单试、仪表调试、管道吹扫等试车工作，2018 年 6 月份投运。

2018 年计划生产产品 60 万吨，按照原设计 LPG、柴油、石脑油产品路线，销售收入仅 28 亿元，亏损近 10 亿元，达到满负荷生产后，销售收入 85 亿元，仍亏损 2 亿元。在总结示范厂亏损经验的基础上，大力研发费托产品深加工技术，在 180 项目建设的同时增设了产品深加工装置，走高端油品和精细化学品工艺路线，提高产品附加值，增加销售收入。新增深加工装置全部投产后，2019 年预计可生产产品 201 万吨，实现营业收入 147 亿元，利润 5.6 亿元。

6. 伊泰 16 万吨 / 年煤炭间接液化工业化示范项目

伊泰 16 万吨 / 年煤炭间接液化工业示范装置 2010 年 6 月正式实现满负荷生产，是我国前期煤炭深加工示范项目中第一个完全达标达产项目，标志着具有我国自主知识产权的煤间接液化成套工业化技术完全获得成功。2009 年至 2017 年生产各类油品产量分别为 2.1 万吨、10.2 万吨、15.2 万吨、17.2 万吨、18.1 万吨、17.8 万吨、20.2 万吨、19.4 万吨、18.9 万吨，连续六年超过设计产能，装置始终保持在“安、稳、长、满、优”运行状态。

伊泰 16 万吨 / 年煤炭间接液化工业示范项目于 2010 年 7 月及 2014 年 4 月分别通过 72 小时性能考核及连续运行标定。

第一次标定于 2010 年 7 月 14 日至 17 日，对示范项目进行了 72 小时现场性能考核。专家组综合评价认为，伊泰示范项目是我国首次实施并达到满负荷运行的煤制油项目，作为核心技术的高温浆态床费托合成催化剂、浆态床合成反应器及工艺成套技术，已经在示范项目中成功应用，显示出突出的优越性和可靠性，催化剂性能达到国际先进水平。该技术具备了进行大型工业化煤制油项目设计和建设的工程技术基础条件，对推进我国煤炭间接液化项目的产业化奠定了较坚实的技术基础。

第二次标定于 2014 年 4 月 22 日至 25 日，对该示范项目进行了再次 72 小时连续运行标定。标定结果表明：该项目工艺技术先进，装置设计合理，设备选择恰当，装置运行稳定、安全、可靠，产品质量特点明显，能源转化效率较高，“三废”排放达到国家标准要求，具有较好的社会效益与经济效益。

7. 伊泰化工 120 万吨 / 年精细化学品商业化示范项目

伊泰化工 120 万吨 / 年精细化学品商业化示范项目于 2017 年 6 月 8 日水煤浆气化 A 炉一次投料成功，快速打通全厂流程，7 月 7 日产出各类合格化学品，全过程仅用时

约一个月，合成反应器生产负荷已超过 100% 设计负荷，全厂进入稳定运行状态。主要运行指标：目前试生产阶段，吨油品煤耗 3.5 吨标煤，耗水量 5.6 吨。项目环保设施投资约 124555 万元，占总投资的 7.44%。目前项目已通过环保验收，验收结论合格。

项目 2018 年 3 月份成本及销售情况：生产油品共计 82293 吨，平均日产量 2654.63 吨，平均负荷 83.79%，在煤价（不含税）313 元/吨、运费 55 元/吨情况下，完全成本 4569 元/吨，平均产品销售价格（不含税）3918 元/吨，每吨亏损 601 元。3 月份因为装置设备问题，负荷偏低，如果 100% 满负荷生产在 3 月份煤价、油价的情况下，完全成本 4000 元/吨左右，伊泰化工 120 万吨/年精细化工品项目持平或微利。经试运行成本分析，在国际油价（布伦特原油）每桶 70 美元左右可以实现盈利。

1.2 煤制天然气

1.2.1 产业规模

2015 年底，我国煤制天然气产能只有 31 亿立方米/年，产量 18.8 亿立方米。如表 2 所示，“十三五”期间，相对于煤制油产业，煤制天然气产业进展相对滞后。截至目前，我国已核准煤制天然气规模 251 亿立方米/年，但仅建成煤制天然气项目 4 个、产能合计约 51.05 亿立方米/年，2017 年合计产量 26.3 亿立方米，转化煤炭 710.1 万吨；《规划》中已核准的项目 3 个、核准规模 120 亿立方米，除伊犁新天 20 亿立方米/年煤制天然气项目已建成投产外，苏新和丰 40 亿立方米/年、内蒙古北控 40 亿立方米/年煤制天然气项目尚未有实质性进展。

据了解，除内蒙汇能因一期 4 亿立方米/年煤制天然气工程生产具有市场竞争力的 LNG，有意愿继续建设二期 12 亿立方米/年煤制天然气工程外，大唐克旗项目二三期、大唐阜新项目、新疆庆华项目二三期和“十三五”已核准未建的苏新和丰项目，均有可能调整产品方案，改产烯烃、甲醇、乙二醇等较具市场竞争力的产品，脱离天然气产品方向。

去冬今春供暖季期间，4 家已建成投产的煤制天然气企业合计供应天然气 11.4 亿立方米，为北方地区天然气增供、冬季清洁取暖作出了一定贡献。

表 2 我国煤制天然气示范项目统计

序号	项目	建成规模 (亿立方米/年)	2017 年产量 (亿立方米)	进展情况
1	大唐克旗 40 亿方 / 年煤制天然气项目	13.3	10.1	一期工程于 2013 年 12 月投产, 二期在建
2	内蒙汇能 16 亿方 / 年煤制天然气项目	4	4.1	一期工程于 2014 年 10 月投产, 二期在建
3	新疆庆华 55 亿方 / 年煤制天然气项目	13.75	8.5	一期工程于 2013 年 12 月投产
4	伊犁新天 20 亿方 / 年煤制天然气示范项目	20	3.6	2017 年 3 月试生产
5	大唐国际阜新 40 亿方 / 年煤制天然气项目	0	0	一期工程复建
6	苏新能源和丰 40 亿方 / 年煤制天然气示范项目	0	0	前期准备阶段
7	内蒙古北控 40 亿方 / 年煤制天然气示范项目	0	0	前期准备阶段
	合计	51.05	26.3	

1.2.2 重点示范项目进展

1. 大唐克旗 40 亿立方米 / 年煤制天然气示范项目（一期工程）

大唐克旗 40 亿立方米 / 年煤制天然气及其配套输气管线项目于 2009 年 8 月 20 日获得国家发改委核准, 是我国第一个大型煤制天然气示范项目。项目一期工程 (13.3 亿立方米 / 年) 于 2012 年 7 月 28 日打通全部工艺流程并产出合格天然气, 2013 年 11 月下旬正式开工投运, 同年 12 月 24 日天然气经中石油输气管道并入北京燃气管网。2017 年, 项目煤制天然气产量 10.1 亿立方米。

主要采用碎煤加压气化、粗煤气耐硫变换冷却、低温甲醇洗净化、克劳斯硫回收氨法脱硫、甲烷化合成及废水处理等工艺技术, 总体装置匹配达到了国际先进水平。其中, 合成气完全甲烷化成套工艺技术、碎煤加压气化废水处理与回用技术是国家“863”攻关项目。工业废水进行高效处理后得到循环利用, 实现废水“零”排放。项目实现了国内

首套以褐煤为原料的 4.0MPa 碎煤加压气化炉长周期安全稳定运行。2017 年实现 8 台气化炉连续在线运行时间超过 100 天，单台气化炉最长连续运行时间达 241 天，气化炉单炉最高氧负荷达到设计负荷的 120%。甲烷化装置在公司大负荷考核中已达到 100% 以上负荷运行。2017 年 10 月 -2018 年 3 月冬季供暖期一系列产量累计达到 6 亿标方，有 5 个全月份产量超亿方。2018 年 3 月全月平均负荷达到 96.18%，并实现了日产量 400.95 万方的历史性突破。

该项目面临主要的制约因素表现在“煤头水尾困扰”：一是项目煤源来自多个矿点，加上铁路运力紧张和冬季极寒气候，原料煤稳定供应存在隐患，须强化“煤头”管控。二是气化废水水质的污染物总量和废水总量与设计的较大偏差，导致废水处理系统的运行负荷和水质控制仍然是制约生产负荷的主要因素，要彻底改变污水处理系统整体的运行状况，须进行优化扩能改造。

目前，项目单位根据实际工程建设和经营状况，结合目标市场对煤制天然气的供需情况及售价困扰，拟在第二系列装置计划调整产品结构，建设甲醇和乙二醇装置，提升盈利能力，不再扩建天然气产能。

2. 新疆庆华 55 亿立方米 / 年煤制天然气示范项目（一期工程）

该项目于 2012 年 7 月 11 日获国家发改委核准，2010 年 5 月正式动工，2012 年 12 月底一期煤制天然气项目机械竣工，部分装置具备单体和单元联动试车条件。2013 年 12 月 27 日合格天然气送入中石油西气东输管网。除甲烷化装置工艺包采用丹麦托普索外其它工艺技术全部为国产化建设。截止 2017 年 12 月 31 日，生产天然气 30.35 亿 Nm³。累计实现销售收入 39.38 亿元。天然气结算价格远低于企业的成本，形成了天然气完全成本和销售价格严重倒挂，企业亏损严重。

该项目完成碎煤加压固定床气化技术和高效污水处理回用技术工业化应用的示范任务。利用二氧化碳给气化炉锁充压，为碳排放探索综合利用办法。通过开展科技创新，使低阶煤碎煤加压气化废水成功循环利用，实现了“零排放”。建设国产甲烷化技术及催化剂试验室，承担了 5000m³/h 的甲烷化示范，取得了一大批宝贵的技术成果，为我国产甲烷化技术发展提供了核心支撑。

3. 伊犁新天 20 亿立方米 / 年煤制天然气示范项目

该项目在 2009 年获得新疆维吾尔自治区备案批准的基础上，于 2017 年又获得国家发改委核准；项目自 2010 年开工建设，计划总投资约 169 亿元，总设计负荷年产主产品为 20 亿立方米天然气，以及重芳烃、轻烃等副产品。作为《规划》新建项目，承担了固定床气化废水处理及利用关键技术与示范、固定床碎煤加压气化废水处理、重大装备自主化示范等任务，重大装备国产化率达到 96% 以上。

项目是世界一次性建成的单体最大（20 亿立方米/年）的煤制天然气项目，分 A、B 两系列。A 系列于 2017 年 3 月 6 日开始投料试车，3 月 29 日产出合格天然气并入西气东输二线管网；B 系列同年 6 月 1 日开始投料试车，6 月 4 日天然气并入西气东输二线管网。6 月 8 日至 6 月 11 日进行单系列满负荷试验，平均负荷 305 万方，达到设计产能。同年 7 月 27 日因气化炉腐蚀系统停车提前进入计划的年度检修。同年 10 月 28 日 A 系列开始投料，10 月 30 日合格天然气并入中石油管网。截至 2018 年 5 月，项目累计产出合格天然气 74806 万 Nm^3 。由于新增环保工程未完工，项目已于 5 月 19 日停车检修，并于 2018 年 8 月恢复生产。

根据 2018 年 1-3 月份的实际数据计算，煤制天然气单位成本在 2.4 元/ Nm^3 左右。天然气的销售价格在 1.067 元/ Nm^3 （含税），成本远高于销售价格，经营十分困难。

项目能效为 56.75%，煤耗为 2.25 tce/ kNm^3 ，达到《煤炭深加工示范项目规划》规定的基本要求。

4. 内蒙古汇能 16 亿立方米/年煤制天然气项目（一期工程）

该项目于 2009 年 12 月经国家发改委核准，规划分两期建设。一期工程建设年产 4 亿立方米煤制天然气和液化生产线及公用工程，2010 年 4 月份开工建设，2014 年 10 月 17 日一次性投料试车成功，10 月 26 日产出 SNG，10 月 29 日产出 LNG 产品。SNG 中甲烷纯度达到 97.0% 以上，LNG 中甲烷纯度达到 99.7% 以上。目前，二期工程设计招标工作已经完成，专利技术及相关主要设备等系列招标工作正在全面推进，力争下半年土建开工，计划于 2021 年底投产。

项目自投产以来，累计亏损 0.07 亿元。其中 2015 年亏损 1.01 亿元；2016 年亏损 1.04 亿元；2017 年实现利润 0.75 亿元；2018 年 1—3 月份实现利润 1.23 亿元。

1.3 煤制烯烃

煤制烯烃技术是以煤为原料，通过煤气化、甲醇合成、甲醇制烯烃、烯烃聚合等单元工艺技术耦合生成以聚乙烯、聚丙烯为主要产品的生产工艺。按照目标产物不同，分为甲醇制烯烃（MTO）和甲醇制丙烯（MTP）。

1.3.1 产业规模

2015 年底，我国煤制烯烃产能只有 862 万吨 / 年，2015 年产量 648 万吨。截至 2018 年 10 月，我国 20 家煤制烯烃产能达到 1242 万吨 / 年，2017 年产量 634.6 万吨，转化煤炭 4251.8 万吨。

表 3 我国煤制烯烃项目统计

序号	项目	建成规模（万吨 / 年）
1	神华包头 60 万吨 / 年煤制烯烃	60
2	大唐多伦 46 万吨 / 年煤制烯烃	46
3	神华宁煤 50 万吨 / 年煤制烯烃	50
4	中原石化 20 万吨 / 年甲醇制烯烃	20
5	宁波禾元 60 万吨 / 年甲醇制烯烃	60
6	惠生南京 30 万吨 / 年甲醇制烯烃	30
7	中煤榆林 60 万吨 / 年甲醇醋酸系列深加工及综合利用项目	60
8	靖边能源化工 60 万吨 / 年综合利用项目	60
9	神华宁煤 50 万吨 / 年甲醇制烯烃	50
10	宁夏宝丰 60 万吨 / 年焦炉煤气制烯烃	60
11	山东神达 100 万吨 / 年甲醇制烯烃	100
12	陕西蒲城清洁能化 70 万吨 / 年甲醇制烯烃	70
13	中煤蒙大新能源 50 万吨 / 年工程塑料	50
14	神华榆林 68 万吨 / 年甲醇制烯烃	68
15	神华乌鲁木齐 68 万吨 / 年煤基新材料	68
16	青海盐湖 100 万吨 / 年煤制烯烃	100
17	中天合创鄂尔多斯 130 万吨 / 年煤制烯烃	130
18	山东阳煤恒通 30 万吨 / 年甲醇制烯烃	30
19	中安联合煤化 70 万吨 / 年煤制烯烃	70
20	久泰内蒙古 60 万吨 / 年甲醇制烯烃	60
	合计	1242

1.3.2 重点示范项目进展

1. 神华包头煤制烯烃示范项目

该项目于2006年12月11日获得国家发改委核准。2007年5月8日项目现场施工，2010年5月28日全部建成，同年8月21日打通全流程，投料试车一次成功，产出全部合格产品。2011年1月正式投入商业化运行。

作为全球最大、世界首套煤制烯烃示范工程，首创了60万吨级煤制烯烃工程化技术，实现了具有自主知识产权的MTO技术首次工业化，达到了国际领先水平。在技术开发和工程建设过程中成功实现了30多台套关键设备和特大型设备的工程化。包括水煤浆气化炉、破渣机、碳洗塔、一氧化碳变换炉、产能最大的甲醇合成塔、甲醇制烯烃单元反再两器和立式换热器、烯烃分离单元丙烯精馏塔等核心关键设备工程化应用。该示范工程设备国产化率达到87%以上，带动国内煤制烯烃项目装备国产化进程。

项目建成后，随着生产运行逐渐暴露出一些问题，如甲醇合成塔取热能力不足、MTO再生器的再生能力不足等，“十二五”期间项目实施技改达40余项，投入资金近20亿元。“十二五”期间，除大修外，包头项目运转率基本达到100%，平均生产负荷在92%左右，达到了安全、稳定、高负荷运行，设备大检修已实现由原设计1年1次，延长为2年1次。项目表现出较强的盈利能力，在2015年较低油价下，仍实现利润总额3.2亿元，税收6.9亿元。2017年，项目聚烯烃产量63.7万吨，利润总额4.82亿元，税收6.35亿元。

2. 大唐多伦煤制烯烃项目

多伦煤化工项目是大唐集团投资建设的第一个大型煤化工项目，是国内煤化工产业烯烃类（MTP）示范项目，位于锡林郭勒草原南端多伦县淖尔镇盆窑村，2004年12月成立项目筹备处，2006年3月6日开始土建施工，2009年8月19日注册成立公司，2012年末正式投产。设计年产能为主要产品聚丙烯49.78万吨，混芳18.22万吨，液化气3.64万吨，硫磺3.8万吨；中间产品丙烯47.98万吨，乙烯2.35万吨，甲醇168万吨。

项目于2014年7月实现MTP国产催化剂在工业装置的运行，工业运行结果显示国产催化剂主要性能指标进口催化剂相当，且部分指标已优于进口催化剂。自主开发了国内首创、国际领先的褐煤蒸汽管式间接干燥技术，使原料煤水含量由42%降至12%。

受设备故障、循环水、原煤煤质供应等因素制约，装置2013-2016年间，始终未能实现高负荷稳定运行。2017年4月装置开车以来，多伦煤化工生产负荷维持在较高水平，甲醇、聚丙烯、混合芳烃、液化石油气产量逐月增加，4-10月共产聚丙烯14.6万吨，完成年度计划的64.3%，其中共聚产品占比约46%；甲醇日产量连续刷新投产以来产量记录，最高到5294吨。

3. 中天合创鄂尔多斯 180 万吨 MTO 项目

该煤炭深加工示范项目位于内蒙古鄂尔多斯图克镇，由中煤、中石化、申能、内蒙古满世 4 个股东出资成立中天合创能源有限责任公司投资建设，股比为 38.75: 38.75: 12.5: 10。

项目采用中国石油化工股份有限公司自行开发的 S-MTO 技术。两套聚丙烯装置分别采用中石化第二代环管法聚丙烯技术和引进的气相法聚丙烯技术，三套聚乙烯装置分别采用釜式法高压聚乙烯技术、管式法聚丙烯技术和气相法聚丙烯技术。为节约投资并降低后续检修、维护成本，本项目大力推进重大装备国产化，实现了气化装置高压煤浆泵，甲醇装置合成水冷甲醇反应器、气冷甲醇反应器、合成气压缩机机组，SMTO 装置产品气压缩机机组、丙烯制冷压缩机机组、烟气轮机、急冷塔底泵，LLDPE 装置挤出机，全厂 DCS 系统等一大批重大装备国产化。

项目包括 360 万吨 / 年甲醇装置、35 万吨 / 年的聚丙烯（环管）装置、35 万吨 / 年的聚丙烯（气相）装置、12 万吨 / 年的 LDPE（釜式）装置、25 万吨 / 年的 LDPE（管式）装置及 30 万吨 / 年的 LLDPE（气相）装置，另外包括为工艺装置配套的空分装置（6 套 82000Nm³/h O₂）、锅炉装置（设置 5 台 490 吨 / 小时高压煤粉锅炉和 1 台 240t/h 高压煤粉锅炉）、发电装置（2 台 135MW 的抽凝发电机组和 1 台 30MW 背压发电机组），配套公用工程及辅助生产设施。项目总投资约 385 亿元，于 2016 年 7 月建成并投入试运行，2016 年 9 月 18 日煤气化装置进料，2016 年 9 月 24 日甲醇合成装置产出合格 MTO 级甲醇。2016 年 10 月 17 日 S-MTO 装置进料，产出聚合级乙烯、丙烯。2016 年 10 月 26 日聚丙烯装置产出合格聚丙烯，一系列生产装置打通全流程。2017 年 8 月 6 日釜式聚乙烯装置投料开车成功，标志着中天合创煤炭深加工示范项目主要生产装置全部投入运行。2017 年 9 月开始全面商业运行。

2017 年 1-10 月中天合创累计生产化工产品 352.13 万吨，销量 102.04 万吨。1-10 月累计生产 MTO 级甲醇 208.48 万吨，乙烯 30.03 万吨，丙烯 33.39 万吨，聚丙烯产品 32.68 万吨，低密度聚乙烯 7.24 万吨，线性聚乙烯产品 21.5 万吨，其他化工产品 18.81 万吨。销售 MTO 级甲醇 20.43 万吨，低密度聚乙烯 7.1 万吨，线性聚乙烯 22.53 万吨，聚丙烯 33.81 万吨，其他化工产品 18.17 万吨。目前各生产装置都能达到满负荷平稳运行。受公用工程平衡、上下游物料平衡影响，各装置未达满负荷运行。

4. 神华新疆 180 万吨 MTO 项目

该项目采用神华自主甲醇制烯烃 SHMTO 技术，建设 180 万吨甲醇制烯烃装置，2016 年下半年完成项目中交。2016 年 9 月，装置投入运行，标志着 SHMTO 技术的首次工业化获得成功。2016 年 9 月首次开车以来，连续运行至 2017 年 4 月，实现了工业装置连续稳定运行。2017 年 5 月，经过首次大检修后，MTO 工业装置负荷逐渐提高，2017 年 6 月 5 日，装置达到 100% 负荷。

5. 陕煤化集团蒲城 180 万吨甲醇 70 万吨聚烯烃项目

该项目是由陕煤集团和长江三峡集团共同投资建设的新型煤化工项目，总投资约 200 亿元，于 2014 年底打通全流程，产出合格聚烯烃产品。项目主要产品为：30 万吨/年聚乙烯、40 万吨/年聚丙烯、1.2 万吨/年硫磺、1.43 万吨/年混合 C4 产品、0.54 万吨/年混合 C5+ 产品等。

项目采用陕煤集团拥有自主知识产权的 DMTO- II 代甲醇制烯烃技术。DMTO- II 技术在第一代 DMTO 技术上增加了 C4+ 回炼技术，使得烯烃产率提高 10%，大大提高聚乙烯、聚丙烯产量，提高了项目的经济效益和资源利用率。该技术装置规模和技术指标均处于国际领先水平，成功入选 2010 年中国 10 大科技进步成果。截止目前生产装置运行良好，实现了“安稳环长满优”。甲醇装置连续运行时间已突破 457 天，装置的运行率实现了 100%，甲醇、DMTO 装置的平均负荷率维持在 105% 的水平。截止 2017 年 10 月底，累计生产聚烯烃 55.01 万吨，实现营业收入 50.02 亿元，利润 2.32 亿元。

6. 中安联合 170 万吨/年煤制甲醇及转化烯烃项目

中安联合煤制 170 万吨/年甲醇及转化烯烃项目位于安徽省煤化工（淮南）基地祁集片区，由中国石化和皖北煤电出资成立的中安联合煤化有限责任公司投资建设，股比为 50: 50。项目主要建设内容及规模为：170 万吨/年煤制甲醇装置（以产量计）、180 万吨/年甲醇制烯烃装置和下游 35 万吨/年线性低密度聚乙烯装置、35 万吨/年聚丙烯装置，配套公用工程及辅助设施。项目总投资约 200 亿元，项目于 2014 年 8 月开工建设，计划 2018 年底建成中交，2019 年上半年投料试车。

1.4 煤制乙二醇

目前研究的煤经合成气制乙二醇技术路线主要有直接合成、甲醇甲醛合成和草酸酯合成三种技术路线，其中草酸酯合成路线，工艺要求不高，反应条件温和。

1.4.1 产业规模

煤制乙二醇投资相对降低，且经受住了低油价考验，表现出较强的竞争力，项目投资热度相对较高。2015 年底，我国煤制乙二醇产能约为 216 万吨/年。截至 2017 年底，我国已建成煤制乙二醇项目 15 套，总产能 270 万吨/年，2017 年总产量约 153.6 万吨，

转化煤炭 768 万吨；截至 2018 年又相继投产 3 套，总产能达到 363 万吨 / 年；在建项目 15 套，总规模 353 万吨。

表 4 我国煤制乙二醇项目统计

序号	项目	建成规模（万吨 / 年）
1	通辽金煤 20 万吨 / 年煤制乙二醇	20
2	永金化工安阳 20 万吨 / 年煤制乙二醇	20
3	永金化工濮阳 20 万吨 / 年煤制乙二醇	20
4	永金化工新乡 20 万吨 / 年煤制乙二醇	20
5	永金化工永城 20 万吨 / 年煤制乙二醇	20
6	新疆天业 5 万吨 / 年电石尾气制乙二醇	5
7	中石化湖北化肥 20 万吨 / 年合成气制乙二醇	20
8	华谊集团 60 万吨 / 年煤制乙二醇	1
9	华鲁恒升 5 万吨 / 年合成气制乙二醇	5
10	新疆天业二期 20 万吨 / 年煤制乙二醇	20
11	新航能源鄂尔多斯 30 万吨 / 年煤制乙二醇	30
12	阳煤深州 22 万吨 / 年煤制乙二醇	22
13	阳煤寿阳化工 40 万吨 / 年煤制乙二醇	40
14	阳煤平定 20*2 万吨 / 年煤制乙二醇	一期 20
15	黔希煤化贵州 30 万吨 / 年煤制乙二醇	30
16	永金化工洛阳 20 万吨 / 年煤制乙二醇	20
17	华鲁恒升 50 万吨 / 年合成气制乙二醇	50
18	淮化集团 10 万吨 / 年煤制乙二醇	10
	合计	363

1.4.2 重点示范项目进展

1. 通辽金煤煤制乙二醇项目

通辽金煤化工有限公司拥有全球首创的煤制乙二醇生产技术，即以煤炭为原料，经羰化加氢生产乙二醇的全新的清洁环保的工艺路线，主要技术具有完全的自主知识产权。金煤化工由丹化科技、中科院、上海金煤控股共同投资建立，首期投资 22 亿元，是全球第一家以褐煤为原料生产乙二醇的现代化高新技术企业。产能为 20 万吨/年，项目于 2007 年开工建设，2009 年 12 月投产。目前，通辽金煤乙二醇装置生产负荷稳定运行在 93% 以上，乙二醇产品的优等品率保持 99% 以上。装置运行周期长，除了正常检修以外，装置基本保持稳定高产运行，2015 年最长运行时间达 161 天，装置负荷稳定在 93% 以上。优等品率高，达 99% 以上。经过不断的技术进步，公司于 2014 年 6 月取得突破性进展。装置设有产品透光率控制系统，保证煤制乙二醇的产品品质达到并超越了石油法乙二醇的产品品质，且优等品率保持在 99% 以上，广泛应用于聚酯纤维行业等各个领域。采用硝酸还原等新工艺，使生产运行过程中废水废气合格排放并降低了消耗，节约了成本，实现节能环保双突破。

2. 河南能源集团 5 套 20 万吨 / 煤制乙二醇装置

河南能源化工集团的安阳、濮阳、永城等三套乙二醇装置完全成本小于 4500 元/吨，与石油路线 6000 元/吨相比具有良好的成本优势。

2010 年，河南能源集团和通辽金煤化工有限公司共同出资组建合资公司——永金化工投资管理有限公司，该公司下辖安阳永金、濮阳永金、新乡永金、永城永金和洛阳永金等五个子公司，负责建设和管理运营五套 20 万吨/年乙二醇项目。五套乙二醇装置建成投产后，设计年产能 100 万吨。

新乡永金、濮阳永金、安阳永金于 2012 年陆续开车投运，装置均一次开车成功。经过几年的运行技术改造，乙二醇单套装置运转率和负荷率不断提升，装置长周期运行再上新台阶。2016 年永城永金同样实现一次开车成功，成为永金投资第四套打通流程的生产装置。2017 年以来，各乙二醇装置的多项生产运行再创记录。一是生产负荷持续攀升。安阳永金乙二醇系统长期稳定在 95% 以上负荷运行，最高日常量达 586 吨；濮阳永金乙二醇日产量最高达 594.80 吨；永城永金乙二醇日产量最高达 586 吨；连同副产品的羰化合成工序总的负荷率已超过 100%。二是运转周期延长。安阳永金连续运行达到 160 余天，濮阳永金、永城永金的长周期高负荷运行已成为常态。三是物料消耗降低。以安阳永金为例，吨乙二醇产品耗蒸汽最低降到 5.32 吨，电耗降至 248 度以内。四是乙二醇产品优等品率提升。至 2017 年 11 月 7 日，安阳 / 濮阳永金今年度乙二醇产品的累计优等品率均保持在 100%、永城永金为 97.07%。五是催化剂运行取得突破。安阳永金合成催化剂目前已高负荷稳定运行 716 天，目前仍维持高负荷运行；加氢催化剂也曾

高负荷运行达 440 天（累计生产乙二醇近 2 万吨）。目前正在使用中的加氢催化剂目前状态良好，预计可以使用两年时间。六是副产品增收。碳酸二甲酯 / 燃料乙醇等副产品增收良好。七是销售市场良好。河南能源煤制乙二醇产品已广泛应用于聚酯纤维行业等各个领域。

3. 新疆天业集团煤制乙二醇项目

新疆天业集团依托循环经济产业链优势，以乙炔化工和电石炉尾气化工高效利用为切入点，建成世界首套电石炉尾气制乙二醇和 1,4- 丁二醇装置，形成了电石炉尾气高值化利用与乙炔化工延伸发展、传统化工与新型化工有机结合发展的新格局。项目建设分两期完成，一期电石炉尾气制 5 万吨乙二醇项目于 2012 年底建成投产，产品成功进入下游聚酯企业。在此基础上，公司投资 38 亿元，于 2015 年底建设投产了二期合成气制 20 万吨乙二醇装置。目前天业集团已具备年产 25 万吨乙二醇生产能力。

装置建成投产以来总体运行平稳，各项能耗技术指标均能达到行业先进水平。截止 2017 年 7 月，天业乙二醇装置累计生产乙二醇 56.67 万吨，平均满负荷率在 90% 以上。

项目建设过程中，通过不断的技术创新、工程优化，同时引进、培养各类专业技术人才，注重与下游客户的及时沟通，在运行管理水平、核心技术水平、产品品质等方面均取得了一定的成果。在关键工艺方面，天业集团通过自主创新解决了关键工艺环节，并在工业运行中进行长周期验证，保证了乙二醇工艺整体可靠性和稳定性。在核心技术方面，天业集团煤制乙二醇项目选用水煤气气化技术，经过多年的运行论证以及对关键设备的优化，目前，天业煤制乙二醇项目气化技术能够适应高灰份、高灰熔点、高碱渣煤、长焰煤、烟煤、褐煤等不同煤种，煤种适应性极强，可以实现气化用煤本地化。

1.5 煤制芳烃

目前国内中科院山西煤化所和赛鼎工程公司合作开发的固定床甲醇制芳烃技术、清华大学的循环流化床甲醇制芳烃技术（FMTA）都在积极推进工业化示范。此外，河南煤化集团研究院与北京化工大学也在合作开展甲醇制芳烃技术研发。其中，清华大学自 2000 年起开始开发煤基甲醇制芳烃技术，形成了甲醇制芳烃小试核心技术。自 2011 年起，中国华电集团与清华大学合作，在清华大学实验室研究的基础上，开展甲醇制芳烃工业化开发，2013 年建成世界首套万吨级甲醇制芳烃工业试验装置，成功完成 3 万吨 / 年甲醇进料的工业性试验。

2

《规划》前期实施情况

2.1 实施情况

2.1.1 规划指标完成情况

技术升级方面。通过示范项目的不断攻关，进一步优化完善了大型煤气化、加氢液化、低温费托合成和甲醇制烯烃等工艺技术；陕煤集团实现了 50 万吨级中低温煤焦油深加工制取轻质化燃料，拥有完全自主知识产权。但是，10 亿立方米级自主甲烷化、百万吨级煤制芳烃等技术尚未完成工业化示范，需在“十三五”后期抓紧落实。

资源利用效率方面。“十三五”以来，煤制油、煤制天然气示范项目运行水平稳步提升，单位产品的综合能耗、原料煤耗、新鲜水耗总体达到《规划》基准值（见表 5），多数达到先进值。如神华鄂尔多斯煤直接液化项目吨产品水耗已从设计值 10 吨降至 5.82 吨，神华宁煤煤制油示范项目吨产品水耗已从设计值 15 吨降至 6.5 吨；兖矿未来能源煤间接液化综合能源利用效率最高上升为 45.9%，大唐克旗煤制天然气能源转化效率超过 54.4%。据各示范项目反映，随着技术进步和项目升级运行，相关指标有进一步优化的空间。

表 5 资源利用效率主要指标

指标	煤制油（直接液化）		煤制油（间接液化）		煤制天然气	
	基准值	先进值	基准值	先进值	基准值	先进值
单位产品综合能耗，吨标煤 / 吨（千标立方米）	≤1.9	≤1.6	≤2.2	≤1.8	≤1.4	≤1.3
单位产品原料煤耗，吨标煤 / 吨（千标立方米）	≤3.5	≤3.0	≤3.3	≤2.8	≤2.0	≤1.6
单位产品新鲜水耗，吨 / 吨（千标立方米）	≤7.5	≤6.0	≤7.5	≤6.0	≤6.0	≤5.5
能源转化效率（%）	≥55	≥57	≥42	≥44	≥51	≥57

注：①同时生产多种产品的项目要求达到按产品加权平均后的指标；

②以褐煤等劣质煤为原料的项目可适度放宽指标要求。

规模目标方面。预计到 2020 年，将形成煤制油产能 1206 万吨 / 年，略低于《规划》原计划的 1300 万吨 / 年；受经济性影响，煤制天然气产能约 90 亿立方米 / 年，明显低于《规划》原计划的 170 亿立方米 / 年。

2.1.2 环境指标完成情况

示范项目建设初期，主要以打通流程、实现稳定运行为目的，对于环保关注不够、经验不足；示范项目前期运行不稳定，新工艺技术存在的缺陷、不成熟、不匹配等问题，都会引起排放水平高，环保不达标等问题。近几年，随着国家对于环保要求的不断严格，产学研各方面共同攻关，多家企业开展了煤炭深加工关键环保技术的攻关，包括废水处理处置、结晶盐处置和综合利用等关键技术问题，并取得了一定的成功，为行业摸索绿色发展途径积累了经验。

随着示范项目的稳定运行和国家环境保护要求的不断提高，项目环保水平也在不断提高。大多数已完成污水处理系统改造，其中优秀的项目污水基本可以得到妥善处理。通过示范项目的建设和运行，初步摸清了煤炭深加工污染源及排放、组成规律，对不同污染源采用分类、分质处理措施，污染控制技术及其水平得到很大提高。如将废水进行有效分类包括一般废水、含酚废水、高浓有机废水、含盐废水等；同时废水处理工艺有较大的发展，如神华鄂尔多斯煤制油公司研发了高选择性多元协同强化催化降解新技术及生物与化学耦合分级处理关键技术，解决了煤直接液化高浓污水中溶解性有机毒物的选择性降解难题，大幅提高了废水的可生化性，保障了后续生化的稳定高效运行。废水回用率可达 98%，其余 2% 的高浓盐水进入蒸发结晶系统结晶成盐，基本实现了“零排放”。中煤图克高含盐污水处理装置生产出了结晶盐。通过固定床加压气化的运行示范，基本摸清了该类工艺所产酚水的性质。鄂尔多斯煤制油公司、包头烯烃公司、陕西榆林、宁东能源化工基地等公司或地方已经实施或正在实施 VOCs 综合整治工作，进一步削减无组织废气排放。“十三五”新获环评批准的项目，通过可研、设计阶段环境保护方案的不断优化，已全面达到了《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》的要求，引领煤炭深加工行业环保水平迈上新台阶。

神华煤直接液化示范项目废水年产生量 500 ~ 550 万 m³，污水回用率达 100%，各项污染物排放均能满足国家排放标准要求。一般固废年产生量约 35 ~ 40 万 t，综合利用率 40 ~ 45%，剩余部分送渣场填埋。危险废物主要有脱水污泥、废催化剂，脱水污泥每年约 500t，全部送电站锅炉掺烧利用；废催化剂产生量因催化剂种类和寿命不同而年产生量不等，但根据统计数据计算年均产生量约为 100 ~ 130t/a，主要是由厂家回收和危废处置单位安全处置。

神华宁煤 400 万吨 / 年煤炭间接液化项目采用严格的环保限排的措施，锅炉烟气产生的硫化物和氮氧化物通过氨法脱硫 + SCR 脱硝工艺，回收率分别达到 98% 和 80% 以上，通过超低排放改造，在满足超低排放限值的基础上，粉尘排放浓度达到 ≤ 5mg / Nm³。对“废水”采取清污分流、分类回用及节水措施，基本实现全厂废水“零排放”。



对“废渣”进行综合治理、循环利用，锅炉废灰渣的 43.2% 作为砖、陶瓷等建筑材料原料，其他固体废弃物全部得到无害化处理。

此外，项目单位加大环保投入，新增环保设施，进一步确保环保指标。如神华煤直接液化示范项目环保累计投入近二十二亿元，占总投资的 15%；神华宁煤煤间接液化示范项目环保设施投入已达到 70 亿元；陕西未来能源煤间接液化制油项目节能环保投资共计 18.1 亿元，占总投资 11.04%。

但我们还要清醒地认识到，煤化工企业对煤焦油资源化利用问题、含酚氨废水处理问题、高盐废水增发结晶后混盐分离和利用问题、气化系统和动力系统残渣资源化问题、催化剂低成本回收再生利用问题、高浓度碳排放无法利用问题仍没得到完全解决。绝大多数现代煤化工企业建立在生态环境薄弱的内蒙古、宁夏、陕西和新疆地区，有可能触碰当地的生态红线。

2.2 煤控下规划项目进展

2.2.1 煤制油

《规划》确立了 4 个煤制油新建项目，产能合计 680 万吨 / 年，目前已核准 3 个，其中潞安煤制油项目已建成一期 108 万吨 / 年装置；3 个储备项目仍处于前期阶段。

表 6 《规划》中煤制油项目进展

单位：万吨/年

状态	项目	规划产能	建成产能	进展
新建项目	山西潞安高硫煤清洁利用油化电热一体化示范项目	180	108	2017 年底试生产
	内蒙古伊泰煤间接液化油品升级示范项目	200		已核准，缓建
	伊泰伊犁煤制油项目	100		已核准，缓建
	贵州渝富毕节（纳雍）煤炭间接液化示范项目	200		尚未核准
	合计	680	108	
储备项目	陕西未来榆林煤间接液化一期后续项目	400		前期阶段
	伊泰甘泉堡煤炭间接液化项目	200		前期阶段
	宁煤二期煤制油项目	400		前期阶段
	合计	1000		

2.2.2 煤制天然气

《规划》中煤制天然气新建项目 5 个，产能合计 182 亿立方米/年，已建成伊犁新天项目产能 20 亿立方米/年；储备项目多个，均处于前期阶段。

表 7 《规划》中煤制天然气项目进展

单位: 亿立方米/年

状态	项目	规划 产能	建成 产能	进展
新建项目	苏新能源和丰煤制天然气项目	40		已核准, 尚未开工建设
	北控鄂尔多斯煤制天然气项目	40		已核准, 尚未开工建设
	山西大同煤制天然气项目	40		尚未核准
	新疆伊犁煤制天然气项目	40	20	一期 20 亿方/年已于 2017 年 3 月建成试生产; 二期尚未核准
	安徽能源淮南煤制天然气项目	22		尚未核准
	合计	182	20	
储备项目	新疆准东煤制天然气项目	40		均在前期阶段, 区域总量控制在 40 亿立方米/年。
	内蒙古西部煤制天然气项目	40		
	内蒙古东部煤制天然气项目	40		
	陕西榆林煤制天然气项目	40		
	武安新峰煤制天然气项目	21		前期阶段
	湖北能源煤制天然气项目	21		前期阶段
	安徽京皖安庆煤制天然气项目	21		前期阶段
	合计	223		

2.3 取得的成绩

项目总体安稳运行。神华宁煤煤制油项目油品 A、B 线于 2017 年 12 月 17 日达到满负荷运行, 最高负荷 106%。神华鄂尔多斯项目生产负荷保持在 80% 以上, 煤液化装

置最长单周期运行达到 420 天，远超设计值（310 天）。煤制天然气项目运行水平企稳向好，大唐克旗项目在去冬今春平均负荷超过 80%，2018 年 3 月负荷超过 90%，创历史最好水平。

运行指标不断优化。煤间接液化综合能源利用效率最高上升为 45.9%；神华鄂尔多斯煤直接液化项目单位产品水耗降低至 5.82 立方米 / 吨，神华宁煤煤制油示范项目单位产品水消耗降至 6.1 立方米 / 吨；大唐克旗、神华宁煤等示范项目可实现污水近“零”排放，环保水平不断提高。

装备国产化率提升。神华鄂尔多斯项目装备国产化率已达到 98.39%，实现了世界上直径和重量最大的高温高压临氢反应器、世界上最大容量的增安型无刷励磁同步电机、高差压减压阀等关键设备的自主化。神华宁煤项目成功开展了核心煤间接液化技术和大型费托反应器等 37 项技术装备国产化任务，国产化率达 98.5%。依托煤炭深加工项目，国内技术、装备、材料等迅速发展，总体达到国际领先水平。具有自主知识产权的“神宁炉”大型煤气化技术已向美国顶峰集团等国内外企业技术许可 23 台，神华鄂尔多斯项目联合开发的高差压减压阀可在 420℃ 高温高含固介质等苛刻条件下承受 16MPa 的压差，最长使用寿命已达 3000 小时，远超德、日等外资品牌。杭氧集团、沈鼓集团等本土企业具备了自主制造大型空分（制氧量 ≥ 10 万方 / 小时）、压缩机组等重大装备的能力，倒逼国外同行大幅下调竞标报价。

培养了一批优势企业和人才队伍。神华集团、兖矿集团、内蒙古伊泰集团等企业成为推动产业发展的重要力量，国家能源煤基液体燃料研发中心、低碳催化与工程研发中心、煤气化技术研发中心、煤炭分质清洁转化重点实验室等成为产业技术创新中心，中国石油化工集团公司、中国化学工程公司、大连金州重型机器集团有限公司、沈阳鼓风机（集团）有限公司等企业成为工程设计和装备制造的重要支撑力量，煤炭深加工产业从业人员超过 10 万人，逐步建立起有效的人才培养机制，基本形成了专业全面、结构合理的人才队伍。

产品具有明显优势。煤制油品适用于生产超清洁柴油、特种油品以及高附加值化学品，对保障国家能源安全等具有重大意义。神华宁煤煤间接液化油品可用于生产特殊燃油、高端润滑油和高附加值化学品，可缓解我国特殊燃料供应紧张局势、打破国外高端润滑油和化学品垄断。神华鄂尔多斯煤制油品具有比重大、高体积热值、高体积比热容、高热安定性和低硫、低氮、低芳烃、低凝点的优点，在一些特殊领域已完成试用，显示出优良性能。

2.4 存在问题

新型煤化工产业尚处于示范发展阶段，仍面临一些亟需解决的问题。

技术研发仍需加强攻关。目前，煤制油、煤制天然气、煤制烯烃、煤制乙二醇等煤炭深加工等工艺流程均已打通，具备规模化发展基础。但在国产化 10 亿方 / 年甲烷化工艺及催化剂、煤制芳烃等方面，尚未有成熟稳定的示范业绩，需要加快相关技术攻关。在共性关键技术方面，也存在一些制约“瓶颈”，需要加强技术突破。如各系统工程整合、节水、环保、水平衡、能效、CCUS 等。特别是在环保排放方面，几个项目曾出现了较为严重的环保负面事件，随着环保政策日加严苛和“近零”排放的刚性要求，煤炭深加工高浓度污水、浓盐水、水系统处理技术需要改进和优化，蒸发塘底泥无害化、结晶盐、分盐技术需要加快探索。长远来看，如煤炭深加工产业被征收碳税，会明显加重企业负担，为此，需加快技术及工程突破，实现技术上连续、成本上可承受的 CCUS。在关键装备材料国产化方面，我国煤炭深加工项目装备国产化水平程度总体较高，神华鄂尔多斯、神华宁煤等示范项目的装备国产化率均超过 98%，但在关键核心装备材料等方面，如大型压缩机和关键泵阀等仍需进口。

煤制油气示范进度略有滞后。相比“十一五”、“十二五”期间的未批先建、“遍地开花”式的过热发展，目前煤制油、煤制天然气示范项目已核不建、核大建小现象较为明显，示范进展相对滞后于《规划》预期，其原因是多方面的。

一是中低油价下项目经济性较差。新型煤化工项目投资强度较高，固定成本在总成本中比重较高，可变成成本所占比重较低。自 2014 年以来，国际油价断崖式下跌并持续低迷，煤价逆向上涨，煤制油气项目竞争力弱，企业亏损面扩大，投资趋于理性。虽然近期油价恢复性上涨，一些投机型企业被挤出，剩下一些有实力的企业也总体处于观望阶段。

二是项目配套资源难以保障。一些投资主体在前期争取项目积极，但后期推动不力，导致项目配套的煤炭资源不能充分保障、环境容量指标不能及时落实等多方面问题，影响项目推进进度。

三是基地、园区等可依托公辅设施不能同步跟上、产品输配通道建设明显滞后、市场准入和消纳仍存在壁垒。

四是沿海多项原油炼化基地的大型石化项目建设提速，市场竞争更加严峻。

项目管理和运行水平仍需提高。煤炭深加工是一个复杂的系统性工程，在项目规划、设计、建设和运营等方面，对项目单位均是不小的考验，部分项目也曾因为缺乏科学性、专业化管理，导致项目“先天不足”。因此，项目单位应积极引入先进管理理念，创新管理模式，积极整合现代信息、智能技术，着力建设智能化工厂、数字化车间，提升管理水平。同时，多数示范项目布局在能源“金三角”、新疆准东等地，这些区域水资源

相对匮乏、生态环境承载力较弱、社会关注度高，需要项目不断提高运行水平和应急能力，减少事故频次。

标准体系仍需加快完善。煤炭深加工相关基础标准、产品标准和方法标准等相对缺失，明显滞后于产业化进程。许多企业在无相关设计标准和可借鉴范例的情况下，边设计、边施工，导致部分装置能力因设计缺陷而先天不足。高品质的煤制油产品则因标准缺失，销售难度较大或被迫降价销售，不利于产业的良性发展。

政策缺位和机制障碍依然突出，产品持续亏损。新型煤化工项目投资强度大，产业尚处于发展初期，低油价下竞争力弱，亟需国家给予扶持政策培育发展。但是，目前尚无针对性的扶持政策，一些体制机制障碍也严重制约着产业发展。煤制油方面，油品税负沉重，超清洁、符合特需的煤制油品不能实现优质优价，也不能直接进入终端市场，导致中低油价下，煤制油企业普遍处于亏损状态。特别是基于石油基油品制定的消费税政策，不符合煤制油产业发展实际，当前柴油税负约为 31%，石脑油税负约为 53%，企业税负负担较大。煤制天然气方面，除内蒙古汇能项目以 LNG 外售外，大唐克旗、新疆庆华和伊犁新天 3 个项目均因管网运营方的垄断，成本与售价倒挂，迫使开工率低，企业经营难以为继，特别是新疆庆华煤制天然气项目，资金链短缺，员工流失严重。

在建和新建项目带来潜在煤耗增长。面对复杂多变的外部环境，油气价格不稳定因素更多，预计 2019 年煤制油产能保持不变，煤制气新投产项目 1 个，新增产能 13.3 亿立方/年；煤制烯烃新投产项目 6 个，新增产能 340 万吨/年；煤制乙二醇新投产项目 8 个，新增产能 142 万吨/年。若项目全部达产，到 2020 年将新增耗煤量 3000 万吨以上，为现代煤化工的煤控增加更多压力。

3

“十三五”后期煤控实施
预测、调整及展望

3.1 行业发展面临的国内外形势

3.1.1 宏观经济

1. 国际方面

国际原油供应持续宽松，价格维持中低位运行。世界原油供应再创新高，加拿大、巴西等国产量增长较快，特别是美国页岩气、页岩油革命，使其成为全球第一大石油生产国，且未来将从由原油净进口国逐渐转变为净出口国。

世界能源消费重心东移，资源出口国加快挤占市场。中东、俄罗斯、美国等传统和新兴的油气生产区域或国家逐渐将亚洲作为重要的能源出口目的地，这也是加剧亚洲石油供应宽松的重要因素。根据 IEA 预测，到 2040 年，主要能源增长将集中在中国、印度、东南亚、非洲等发展中经济体。

从当前世界能源供需将持续宽松、国际油气价格低位运行的形势判断，其对发展新型煤化工产业具有不容忽视的冲击作用。但是，考虑到以美国为代表的逆全球化势力上扬、中美贸易摩擦加剧等因素，尽管面对当前国际能源供应宽松的局面，我们仍要窥见潜藏的能源安全供应方面的风险和挑战，不能转移发展新型煤化工产业的注意力，要立足国内，将能源安全牢牢掌握在自己手中。

2. 国内情况

我国经济进入新常态，经济结构调整在不断推进，能源消费强度降低。新时代下，我国经济发展已由高速度发展转向高质量发展阶段，经济增速趋缓，高耗能产业不断压减，能源消费增长换挡减速。国内汽油、柴油需求量已呈总体下滑趋势，加之进口能源供应宽松等局面，我国新型煤化工产业将受到一定抑制。

但是，随着国家煤炭清洁高效利用政策的深入实施、“煤改气”、“北方地区冬季清洁取暖”、煤炭供给侧结构性改革加速推进，将为新型煤化工产业焕发发展动力、提升竞争力带来了新的机遇，以及“一带一路”建设、京津冀协同发展等国家战略的推进，也将给产业发展提供有利机遇。特别是，我国新型煤化工领域自主创新活跃度高，技术升级换代进度加快，新一代的煤气化、液化、热解、合成等关键技术不断涌现，合成气一步法制烯烃、热解-气化一体化等革命性技术研究取得重要突破，将为产业注入持续发展动力。

3.1.2 油气依存度

我国的油气对外依存度持续攀升，已成为全球主要的能源消费国和进口国。随着我国城镇化步伐加快和人民生活质量的逐步提高，国内油气和油基化工品供需缺口将进一步扩大；同时，国内汽车保有量不断上升，也将刺激成品油消费。2018年，我国原油、天然气对外依存度已分别为70.9%、45.3%，并呈进一步上扬趋势。因此，立足国内相对丰富的煤炭资源，发展新型煤化工产业，减少进口油气资源，对保障能源安全具有重要意义。

3.1.3 与石化行业的比较竞争

我国新型煤化工产业与传统石化产业可以互相补充、协同发展，不完全存在此消彼长的对立竞争问题，更多的是互补。

从煤制燃料方面来看，利用煤制油产品有别于石油基产品的特点，与石油基产品调和，为有效提高油品质量做出贡献；利用煤炭深加工生产特点，相对低价地生产氢气，为炼厂提供较便宜的氢气，可有效促进油品加工成本下降。同时煤炭深加工对各种设备的大量需求，可以拉动机械制造等相关配套行业的发展，带动装备制造业的发展壮大。此外，煤直接液化制油品具有大比重、高热量、高比热容、高安定性等特点，可以作为特需油品，这是传统炼厂难以生产的，故不存在挤占传统炼厂市场空间的问题；煤间接液化制油品具有高十六烷值、高清洁性的特点，是良好的油品调和组分，随着我国成品油质量升级提速，为提升油品标准和保障环保达标排放，传统炼油企业开始采购超清洁的煤间接液化油品，对炼厂油品进行调和、升级。

从煤制化学品方面来看，我国大宗化工品自给率低，2016年我国乙烯（当量）、对二甲苯、乙二醇的自给率分别只有52.5%、44.6%和40.1%。煤制化学品可以立足国内丰富的煤炭资源，替代部分进口石油资源，进而降低石油对外依存度，成为石油化工行业的重要补充，可以同时实现化工产品原料来源多样化和保障国家能源安全。

3.1.4 新能源替代

目前，新能源技术快速创新升级，可再生能源开发利用的成本逐渐下降，可再生能源在世界一次能源结构中的比重逐年增加，煤炭和石油的消费比重逐年减少；天然气作为相对清洁的传统化石能源，比重仍保持增加。据国际能源署IEA预计，未来数十年内，全球能源体系将发生重大变化。其中，可再生能源和天然气将成为满足能源需求的“主力军”。

新一轮科技革命和产业变革正在孕育兴起，发达国家出台了一系列能源技术创新战略计划，电动汽车、铁路电气化、可再生能源等技术进步十分迅速，如率先实现重大革

命性突破，将压缩煤炭深加工产业发展空间。我国清洁燃料需求将保持持续增长，国五及以上标准车用汽、柴油和普通柴油将全面推广，船用燃料油升级步伐加快，天然气车、船快速发展，散煤以及高硫煤、石油焦等劣质燃料逐步退出市场，工业窑炉、采暖锅炉“煤改气”、“煤改电”积极推进，进一步降低煤炭消费比重。预计到2020年，非化石能源占一次能源消费比重达到15%，天然气比重达到10%以上，煤炭消费比重控制在60%以内。

虽然新能源产业发展势头迅猛、市场空间很大，但对煤制油、煤制天然气等新型煤化工产业的影响较小，因为其在相当长一段时间内，还不足以实现对成品油的替代效应，不足以对煤炭深加工发展形成致命影响。此外，我国成品表观消费量基数很大，而煤制油产能所占比例很低，短期内新能源对成品油的替代传导到煤制油品的影响很小。

3.1.5 碳减排

我国已承诺2030年左右二氧化碳排放达到峰值并争取早日实现，新型煤化工产业也面临碳减排压力，碳排放将是其未来发展的制约因素之一。新型煤化工项目产生的CO₂分别来自于工艺过程和自备电厂，项目排放总量较大。如生产1吨煤制油产品或1000立方米煤制天然气约排放5~6吨CO₂。不同于电力、冶金等用煤行业，新型煤化工行业排放的CO₂浓度高（70~98%），便于低成本CO₂捕集、封存和利用（CCS/CCUS）。

但短期来看，大规模推广CCS的可能性不大，产业需要通过碳汇林、驱油驱气、工业利用等多种途径解决碳排放问题。神华鄂尔多斯项目配套建成了国内首套10万吨/年碳捕集与封存示范工程，每年可少排5100万立方米CO₂，相当于274公顷阔叶林吸收储存的CO₂总量。

目前，我国已开始对部分产业征收碳税，尽管暂未对新型煤化工产业征收碳税，但可以预见，碳税的开征将对行业产生影巨大影响。

3.2 项目煤控情况实施预计

煤制油项目情况。新建项目4个，产能合计680万吨/年，目前已核准3个，贵州毕节煤制油项目正处于核准评估阶段；储备项目3个，产能1000万吨/年。从项目核准和建设情况预测，煤制油已建成项目8个、产能规模约906万吨/年，在建项目2个、产能规模300万吨/年，即伊泰鄂尔多斯200万吨/年、伊泰伊犁100万吨/年煤制油项目，

这两个项目在 2020 年底有一定希望能够建成，届时将形成煤制油产能 1206 万吨 / 年，略低于《规划》原计划的 1300 万吨 / 年，潜在新增煤炭消耗量约 1800 万吨 / 年。这主要是因为 2014 年至 2017 年，国际油价低迷，且煤制油品税负过重，企业投资积极性不高、进度放缓。随着当前国际油价恢复性上涨，企业加快建设进度，煤制油产能有可能趋近《规划》预计值，接近煤控情景下煤制油的规模指标。

煤制天然气项目情况。新建项目 5 个，产能 182 亿立方米 / 年，目前已核准 3 个，储备项目多个。目前，我国已建成煤制天然气项目 4 个、产能规模约 51.1 亿立方米 / 年，在建项目 3 个、规模 120 亿立方米。预计在 2020 年底，大唐克旗二期 13.3 亿立方米 / 年、大唐阜新一期 13.3 亿立方米 / 年、汇能二期 12 亿立方米 / 年煤制天然气项目有望建成，届时将形成煤制天然气产能约 90 亿立方米 / 年，但明显低于《规划》预估的 170 亿立方米 / 年。潜在新增煤炭消耗量约 750 万吨 / 年。这主要是煤制天然气项目产品单一、且严重受制于输气管网垄断地位，导致生产成本和售价倒挂，多数企业抱有观望态度，存在核准后不建、缓建现象。后期煤制气企业有可能调整产品，向煤制甲醇、煤制乙二醇等方向发展，建议进一步收紧煤制气的煤控指标。对于煤制烯烃、煤制乙二醇等煤制化学品，由于产品同质化和技术路线相似，建议灵活调整、加强煤控。2017 年现代煤化工煤炭消费情况，见表 8。

表 8 2017 年现代煤化工煤炭消费情况

单位：万吨

项目	煤炭消费情况
煤制油	1698.1
煤制天然气	710.1
煤制烯烃	4251.8
煤制乙二醇	768.0
合计	7428.8

3.3 提高能效和降低能耗、水耗、煤耗的发展趋势

随着技术的创新升级和示范项目的不断优化运行，新型煤化工在能效、物耗等指标方面明显优化，总体达到《规划》基准值，多数项目达到先进值。如神华鄂尔多斯煤直接液化项目能耗、物耗等均持续下降，吨油水耗由设计值 10 吨水 / 吨油品下降到 5.82 吨水 / 吨油品，万元工业增加值水耗为 17.8 吨 / 万元，远低于全国工业平均水平（68.2 吨 / 万元）；综合能耗由 2011 年的 2.12 吨标煤 / 吨降到 1.69 吨标煤 / 吨；能源转化效率为 58.0%。伊泰 16 万吨 / 年煤间接液化项目吨产品煤耗从 4 吨标煤降至 3.6 吨标煤；神华包头煤制烯烃项目综合能耗由设计 5.88 吨标煤 / 吨下降到 5.5 吨标煤 / 吨左右；吨产品综合能耗从 3.6 吨标煤降至 3.3 吨标煤。

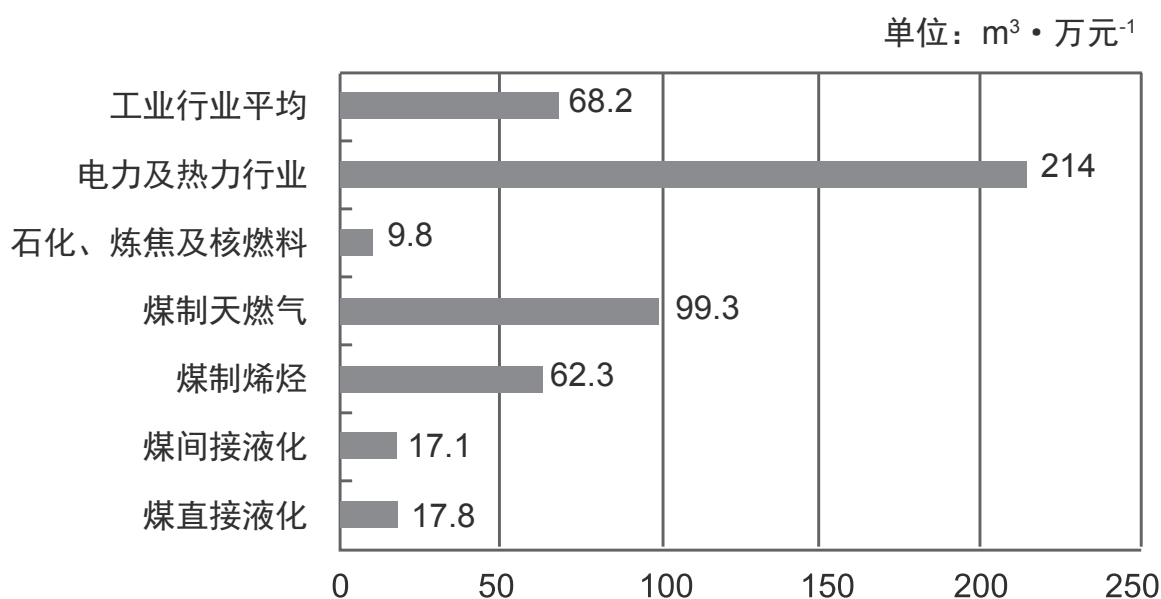


图 1 现代煤化工项目万元增加值水耗

水资源问题是制约产业发展的关键因素，“十一五”和“十二五”建成的煤炭深加工示范项目的单位水耗的确较高。煤制烯烃的单位产品水耗达到 27.18 吨，煤制天然气单位产品水耗约为 8.10 吨，煤制油（煤直接液化、

煤间接液化)的单位产品水耗在6吨左右。随着工艺完善和科技进步,采用先进节水技术和系统优化,可进一步降低水耗,“十三五”期间煤炭深加工项目单位水耗可以在目前水平上再降低10%,基本可降低到“十一五”期间设计值的30~40%,可以实现煤制油5-6吨水/吨油品、煤制气7-9吨水/千立方米天然气、煤制烯烃15-16吨水/吨烯烃的先进指标。

随着《水污染防治行动计划》、《实行最严格水资源管理制度考核工作实施方案》等产业政策的出台,对煤化工的发展提出了“以水定产、总量控制、严禁取用地下水”等更高标准,煤化工产业发展面临的水资源约束更为严重。煤炭深加工示范项目通过不断优化节水系统,如采用闭路循环及先进节水设备等,吨产品水耗有了大幅度的下降。煤深加工由于单体项目规模大,水资源消耗较高,但单位工业增加值水耗低于全国工业平均水平,且产业总体用水占全社会用水比重很低。目前,煤炭深加工企业均通过建设节水工程和水权置换获取用水指标,同时扩大利用矿井水、城市中水等非常规水资源,采用消雾、密闭循环、空冷等技术进一步降低水耗,以降低区域用水总量。如神华煤直接液化示范项目目前生产用水全部使用矿井疏干水,稳定供水量达到800吨/时。

3.4 污染治理约束形势

在十九大报告中提出了“推进绿色发展”、“壮大节能环保产业、清洁生产产业、清洁能源产业。推进能源生产和消费革命,构建清洁低碳、安全高效的能源体系”等有关能源发展的新思想,强调了“绿水青山就是金山银山”新理念。新型煤化工项目主要分布在生态环境脆弱的西部地区,其中鄂尔多斯盆地、新疆伊犁和准东地区的项目较为集中,产业发展与地区生态环境保护的矛盾较突出。随着国内雾霾治理的紧迫性、水污染防治的难题以及全球变暖及气候异常等种种环境保护问题加剧,环境保护税改革步伐加快。

事实上,我国新型煤化工产业从一开始就面临严格的环保政策约束,近年来门槛也不断提高。随着新环保法以及大气污染、水污染、土壤污染等专项行动计划的实施,2018年1月1日环境保护税正式征收,煤炭利用面临更加严格的政策约束和“红线”要求,项目获得用水、用能、环境指标的难度加大,也面临碳减排压力。以现代煤化工为例,新建项目必须符合土地利用总体规划,及所在地区能耗总量和强度控制指标要求,满足城市规划、土地利用、安全环保、节能、节水等标准和规范要求。项目选址及污染控制措施应满足《现代煤化工建设项目环境准入条件(试行)》的相关要求,严格控制二氧化硫、氮氧化物、细颗粒物、挥发性有机物及其他有毒有害大气污染物排放,固体废弃物和高含盐废水做到无害化处理及资源化利用。

3.5 规划项目及煤控调整研究

综合分析，结合当前新型煤化工发展实际和地方政府与企业主体积极性，为保障《规划》的权威和可行性，建议对《规划》中确立的项目调整如表 9、表 10。

煤制油。由于煤制油项目投资强度高、当前油品税负重，在中低油价下企业投资积极性降低。截至目前，我国已建成煤制油项目 8 个、产能规模约 906 万吨/年，在建项目 2 个、产能规模 300 万吨/年，预计 2020 年底可形成 1206 万吨/年。针对《规划》提出的到十三五末期形成 1300 万吨/年煤制油产能，建议将陕西未来榆林煤间接液化一期后续 400 万/年煤制油项目由储备调整为新建项目，并加快贵州渝富毕节（纳雍）400 万/年煤炭间接液化示范项目核准流程，督促已核准的伊泰伊犁 100 万/年项目、伊泰鄂尔多斯 200 万/年项目加快建设进度，落实示范任务。按照基地化、规模化发展趋势，建议在“十四五”时期，将单个煤制油项目的核准准入规模上调为不低于 400 万吨/年。

表 9 《规划》中煤制油项目调整研究

当前状态	项目	规划产能	调整建议
	山西潞安高硫煤清洁利用油化电热一体化示范项目	180	跟踪一期建设投产情况，总结经验、教训
	内蒙古伊泰煤间接液化油品升级示范项目	200	已核准，缓建。
新建项目	伊泰伊犁煤制油项目	100	已核准，缓建。
	贵州渝富毕节（纳雍）煤炭间接液化示范项目	200	保留新建项目资格，继续研究，完善配套
	陕西未来榆林煤间接液化一期后续项目	400	企业具有积极性，在一期 100 积累了成熟经验，继续论证
储备项目	伊泰甘泉堡煤炭间接液化项目	200	保留储备项目资格
	宁煤二期煤制油项目	400	保留储备项目资格，落实项目煤源、环境容量指标后，再行论证调整



煤制天然气。我国煤制天然气产业进展相对滞后。截至目前，我国已核准煤制天然气规模 251 亿立方米 / 年，但仅建成煤制天然气项目 4 个、产能合计约 51.1 亿立方米 / 年；《规划》中已核准的 3 个项目，除伊犁新天 20 亿立方米 / 年煤制天然气项目已建成投产外，苏新和丰 40 亿立方米 / 年煤制天然气项目、内蒙古北控 40 亿立方米 / 年煤制天然气项目尚未有实质建设进展。加上大唐克旗项目二期、大唐阜新项目一期、内蒙古汇能项目二期有可能在建的产能，预计“十三五”末期，我国煤制天然气产能可达 90 亿立方米 / 年，难以实现《规划》提出的到十三五末期形成 170 亿立方米 / 年的产能目标。而且，据了解，除内蒙汇能因有意愿继续建设二期 12 亿立方米 / 年煤制天然气工程外，大唐克旗项目二三期、大唐阜新项目、新疆庆华项目二三期与苏新和丰项目均有可能调整产品方案，改产烯烃、甲醇、乙二醇等较具市场竞争性的产品。同时，《规划》确定的多个储备项目，前期推进工作也无明显进展，更有个别业主明确放弃项目资格。总体来看，目前我国已核准煤制天然气产能合计 251 亿立方米 / 年，仅建成 51 亿立方米 / 年，应优先建设剩余已核未建产能。鉴于上述情况，特别是煤制天然气企业亏损严重、企业投资意愿低迷等情况，除《规划》中已具有产业基础优势的新疆、蒙西等煤炭基地，其他项目应予以淘汰，集中力量推进已核未建产能。从基地化、规模化发展角度，建议在“十四五”时期，将单个煤制油项目的核准准入规模上调为不低于 40 亿立方米 / 年。

表 10 《规划》中煤制天然气项目调整研究

当前状态	项目	规划产能	调整建议
新建项目	苏新能源和丰煤制天然气项目	40	已核准，尚未开工建设，有可能结合市场形势调整产品方案。该项目最大制约瓶颈是产品气外输管道暂未落实，建议视业主意愿再行调整。
	北控鄂尔多斯煤制天然气项目	40	已核准，尚未开工建设。该项目具有目标市场优势，建议保留新建项目资格。
	山西大同煤制天然气项目	40	尚未核准，业主投资意愿暂不明确。进一步督促业主明确投资意愿，如业主确定退出，腾出发展指标给前期工作准备充分的项目单位。
	新疆伊犁煤制天然气项目	40	一期 20 亿方 / 年已于 2017 年 3 月建成试生产；二期尚未核准，建议结合新疆资源优势，予以保留。
	安徽能源淮南煤制天然气项目	22	尚未核准。进一步督促业主明确投资意愿，如业主确定退出，腾出发展指标给前期工作准备充分的项目单位。
储备项目	新疆准东煤制天然气项目	40	督促业主明确投资意愿
	内蒙古西部煤制天然气项目	40	督促业主明确投资意愿
	内蒙古东部煤制天然气项目	40	保留储备项目资格
	陕西榆林煤制天然气项目	40	保留储备项目资格
	武安新峰煤制天然气项目	21	据了解，已主动放弃
	湖北能源煤制天然气项目	21	属煤炭调入区，建议淘汰
	安徽京皖安庆煤制天然气项目	21	规模较小，建议淘汰

煤制化学品和煤炭与石油综合利用。依据《石化产业规划布局方案》、《现代煤化工产业创新发展布局方案》、《石化和化学工业发展规划（2016-2020年）》等相关规划部署的大型工程，开展相关调整。

3.6 “十三五”后期煤控展望

“十三五”末期和“十四五”期间,无论是国内国外均将面临石化产品巨大的供应压力,我国东南沿海新建大炼厂产能集中释放,将加剧煤化工市场的竞争。我国正处在工业发展转型升级的重要时期,现代煤化工产业发展的总体思路,应按照2017年颁布的《煤炭深加工产业示范“十三五”规划》和《现代煤化工产业创新发展布局方案》为指导,理性发展现代煤化工产业,通过示范项目建设继续完善工艺技术,加强不同技术间耦合集成,大幅提升能源转化效率。在示范取得成功后,结合国民经济和社会发展需要,按照统一规划、合理布局、综合利用的原则。再在煤炭资源丰富、水资源有保障、生态环境许可、运输便捷的地区,生态环境、水资源有保障的情况下,适度统筹推进现代煤化工产业发展。特别是2015年以来,部分领域投资过热的情况需引起重视。

“十三五”以来,我国现代煤化工产业无论是在产业规模,还是在技术创新等方面均取得了积极进展和斐然成绩:产业规模持续增长,示范项目基本实现安全、稳定、长周期运行,示范项目能耗、水耗和“三废”排放不断下降,技术创新均取得了一批新成果。后期进展是:

一是“十三五”后期产业规模及生产负荷仍将持续增长。特别是“十三五”时期,以煤制油、煤制气、煤制烯烃、煤制乙二醇为主的现代煤化工项目均打通了工艺流程,产业规模稳步增长。

二是“十三五”后期示范项目将实现“安稳长满优”的运行。通过优化工艺技术和提升管理水平,示范项目运行将不断趋于成熟。

三是“十三五”后期示范项目能耗、水耗和“三废”排放还有下降空间。先进节水技术、最大化使用空冷设备,循环冷却水系统采用节水消雾型冷却塔、锅炉烟气超低排放、废水“零排放”、废渣综合治理、循环利用、无害化处理等。

四是技术创新取得了一批新成果,大型气化炉开始出口。

从煤控角度讲,现代煤化工“十三五”后期应该注意以下方面:

一是以煤制油和煤制气为代表的煤制燃料行业长期不能盈利,投资回报率过低。受输气管网、产品单一、终端产品只能进输气管网,煤制天然气成本与销售价格倒挂,无论从经济性还是煤控来讲,都不建议新增产能,建议转向煤制甲醇、煤制乙二醇或者煤制烯烃等煤制化学品。煤制油受消费税影响,与煤炭直接销售、煤制甲醇等初级化工产品相比,投资回报率太低,应在总结现有技术和运行经验的基础上,提升工艺、节约能耗、降低生产成本。

二是烯烃项目大量上马引发新一轮投资热。近年国内投产和正建的丙烯产能,主要

来自于西北地区的煤制烯烃装置、沿海地区的丙烷脱氢制丙烯装置、大型炼油企业的催化裂化装置和裂解装置。随着乙烯、丙烯项目的大量建设，下游产品进口量将大幅减少，甚至可能出现供过于求的情况。

三是煤制乙二醇项目建设热情过高。随着国家对煤制化学品审批权下放，煤制乙二醇产能稳步提升，项目经济效益良好，促使国内煤制乙二醇建设及规划再掀热潮。同时，不少规划建设中的较大规模石脑油制乙烯项目，基本都配套乙二醇装置。而下游聚酯产能增长速度放缓，将出现产能过剩的局面。

四是煤化工新材料发展面临技术困境，部分高端产品生产尚属空白，扩大应用市场将是未来化工新材料的发展重点。

五是以煤制芳烃、煤制乙醇为代表的现代煤化工新技术取得了新的突破，有大规模工业化和产业化潜力，为现代煤化工的煤控形成一定压力。

六是国家正在鼓励的氢气产业快速发展，相较甲烷制氢、甲醇制氢、可再生能源制氢，煤制氢气有绝对的成本优势。同时，沿海新建大炼化的建设提速，也新增了大量氢气需求，广东湛江、宁波和大连已经上马煤制氢气装置，以弥补氢气原料的不足，也为煤化工的煤控实施产生压力。

4

结论与政策建议

立足能源资源国情，发挥煤炭主体地位，适度发展新型煤化工产业，是保障国家能源安全、提升煤炭清洁利用水平和促进经济社会发展的必由之路，是贯彻落实新时代能源高质量发展的有力抓手，是建设“清洁低碳、安全高效”能源体系的重要组成部分。

4.1 结论

我国现代煤化工产业在“十三五”期间进步显著，技术和工程化水平领先国际，规划科学规范，定位清晰准确，园区化、基地化格局基本形成，产业规模居世界首位，示范项目实现安稳运行，环保水平不断提高，是我国中国特色和中国自主知识产权的产业，具备发展成为战略性新兴产业的基础优势，对保障国家能源安全具有重大意义。尽管产业仍处于发展初期，需要一段时间的示范过程，面临着一些突出的制约难题和严峻的发展形势，但机遇大于挑战，潜力大于问题，发展前景可期。

（一）产业意义重大。新型煤化工是立足我国能源资源国情、提高能源自主保障能力的战略新兴产业，是我国重要的战略技术储备和产能储备，可以保障国家能源安全、提升煤炭清洁高效利用水平和拉大地方经济社会发展，是落实新时代能源高质量发展、加快能源生产革命和消费革命的有力抓手，是建设“清洁低碳、安全高效”的现代能源体系的重要组成部分。

（二）产业基础基本形成。经历“十一五”、“十二五”的示范，特别是“十三五”以来的升级示范，我国煤气化、煤制油、煤制天然气、煤制化学品等工艺流程基本被打通，建成投产了一批示范项目，验证了自主技术可行性，部分项目具有一定经济竞争力，装备国产化程度总体达到95%以上，带动了一批技术骨干企业，培养了专业人才队伍。目前，以能源“金三角”、新疆准东、伊犁等新型煤化工基地格局基本形成，煤制油、煤制天然气、煤制烯烃等产业出具规模，居世界领先水平，为新型煤化工产业规模化发展奠定坚实基础。

（三）产业政策问题逐步解决。技术有进一步升级突破空间。国产化10亿方/年甲烷化工艺及催化剂、煤制芳烃等需要加快相关技术攻关。示范项目在系统工程整合、节水、环保、水平衡、能效、CCUS方面需要改进和优化，大型压缩机、汽轮机和关键泵阀的装备材料国产化替代亟需加快。煤制油气示范相对滞后于《规划》预期，经济性较差。已核不建、核大建小现象较为明显，需要加快建成落地。项目管理和运行水平仍需提高。需引入先进管理理念，创新管理模式，积极整合现代信息、智能技术，提升管理水平。**标准体系仍需加快完善。**煤炭深加工相关基础标准、产品标准和方法标准等相对缺失，明显滞后于产业化进程，不利于产业的良性发展。**政策缺位和机制障碍依然突出，**急需出台一些针对性扶持政策。

(四)《规划》有序推进,但部分示范模式相对滞后。示范项目推进方面。煤制油新建项目4个,已核准3个,贵州毕节煤制油项目正处于核准评估阶段;煤制天然气新建项目5个,目前已核准3个;5个低阶煤分质利用新建项目不需国家发改委核准,目前仍处于前期阶段。技术升级方面。进一步优化完善了大型煤气化、加氢液化、低温费托合成和甲醇制烯烃等工艺技术,百万吨级低阶煤热解装置、50万吨级中低温煤焦油深加工装置均实现了产业化。资源利用效率方面。煤制油、煤制天然气示范项目的单位产品综合能耗、原料煤耗、新鲜水耗总体达到《规划》基准值,多数达到先进值。如神华鄂尔多斯煤直接液化项目吨产品水耗已从设计值10吨降至5.82吨,神华宁煤煤制油示范项目吨产品水耗已从设计值15吨降至6.5吨;兖矿未来能源煤间接液化综合能源利用效率最高上升为45.9%,大唐克旗煤制天然气能源转化效率超过54.4%。规模目标方面。预计到2020年,将形成煤制油产能1206万吨/年,略低于《规划》原计划的1300万吨/年;煤制天然气产能约90亿立方米/年,明显低于《规划》原计划的170亿立方米/年;低阶煤分质利用原料煤加工量有望达到1000万吨/年,但低于《规划》预计的1500万吨/年(煤炭加工量)。

(五)《规划》难以达到预期规划目标,需要动态调整。煤制油方面。从目前项目核准和建设情况预测,煤制油已建成项目8个、产能规模约906万吨/年,在建项目2个、产能规模300万吨/年,即伊泰鄂尔多斯200万吨/年、伊泰伊犁100万吨/年煤制油项目,这两个项目在2020年底有一定希望能够建成,届时将形成煤制油产能1206万吨/年,略低于《规划》原计划的1300万吨/年。这主要是因为2014年至2017年,国际油价低迷,且煤制油品税负过重,企业投资积极性不高、进度放缓。随着当前国际油价恢复性上涨,企业加快建设进度,煤制油产能有可能趋近《规划》预计值。煤制天然气方面。目前已建成煤制天然气项目4个、产能规模约51.05亿立方米/年,在建项目3个、规模120亿立方米。预计在2020年底,大唐克旗二期13.3亿立方米/年、阜新一期13.3亿立方米/年、汇能二期12亿立方米/年煤制天然气项目有望建成投产,届时将形成煤制天然气产能约90亿立方米/年,但明显低于《规划》预估的170亿立方米/年。低阶煤分质利用方面。预计在“十三五”末期,低阶煤分质利用原料煤加工量有望达到1000万吨/年,低于《规划》预计的1500万吨/年(煤炭加工量)。鉴于上述情况,需结合当前新型煤化工产业发展形势、技术进展和地方政府与企业意愿,对规划实施动态调整。

4.2 建议

进入“十三五”后期,全行业仍须牢固树立习近平新时代中国特色社会主义思想的指导地位,深入贯彻落实习近平总书记“四个革命、一个合作”能源发展的战略思想,

高质量推动技术创新和产业升级示范，坚持生态环境“红线意识”，将新型煤化工产业推向更高水平。

（一）科学评估现代煤化工发展规划，对示范进行项目动态调整。梳理总结已建成投产的示范项目在设计、建设、管理和运行过程中的成果、经验和教训，科学实施规划评估。重点做好项目动态调整，对推进不力、进展滞后或建设条件不具备、企业实施积极性不高的项目，及时清理、淘汰出规划。

（二）加快推动能源体制革命，解决煤制燃料经济性问题。为确保各示范项目尽快扭转经营困局，轻装上阵，推动技术和产业升级进步，落实好国家示范任务，建议从国家层面加快统筹协调，破除当前严重制约煤制油、煤制天然气产业发展的体制机制“藩篱”，确保煤制油、煤制天然气能够公平、公正地进入市场，实现优质优价。一是针对煤制油高昂的消费税问题，尽快出台差异化和阶段性煤制油消费税扶持政策，并将煤制油项目列入到《西部地区鼓励类产业目录》中，支持企业享受相关的税收优惠政策。二是针对煤制天然气企业遭管网运营方“卡脖子”问题，消除管网运营方的垄断地位，加快实现煤制天然气“大客户直销”或“管网代输”，使煤制天然气企业能够最大负荷生产，不承担调峰任务；针对煤制天然气成品与售价倒挂现象，参照国内页岩气等补贴机制，对煤制天然气给予适当补贴支持。

（三）科学规范推进产业发展，防范触碰生态红线。政府规范引导，协会有力衔接，企业主体作为，多方协同推动产业科学规范发展。注重《规划》中期评估的重要性，系统总结产业发展的成绩和教训，以资源容量、环境承载力等为导向，认真做好评估工作，合理实施动态调整，为“十三五”后期产业发展提供规划依据。科学实施《规划》，确保项目落地，完成承担的示范任务。同时，针对建成投产的项目，加强环境监测运行管理，严格环境执法，坚守“绿水青山就是金山银山”的环境理念，确保示范项目合法规范运行。

（四）发挥科技创新驱动作用，攻克现代煤化工技术瓶颈。科技创新是第一驱动力，我国新型煤化工技术和产业虽取得长足发展，但仍存在一些技术难题，亟需攻克。其中，既有关键共性问题，如水耗、环境污染、碳排放等；也有单一“瓶颈”障碍，如煤制天然气领域的“煤头水尾”问题、煤直接液化副产油灰渣的高效利用问题等；对低阶煤分质利用、煤制芳烃等技术原始创新和集成创新，加大扶持力度，促进示范应用。全行业应坚持自主创新，以问题为导向，依托科研院所、工程公司协同攻关，建立产学研用合作开发模式，攻克技术难题，提高核心技术、装备和材料的国产化率，发挥技术支撑和引领作用，促进产业高质量发展。

（五）建立健全产业标准体系，规范现代煤化工企业高质量发展。新型煤化工产业标准体系不够健全，在清洁生产标准、技术安全导则等重要的导向型、规范性基础通用标准上大量缺失。产业在规划设计、工程建设、生产运营、产品标准、流通体系等方面主要参考石油化工行业标准规范，不仅产业与产品自身的特点、技术特色、产品优势等都没有得到有效发挥，还带来各种运营管理、产品销售等方面的限制和问题，严重影响了产品市场定位，增加了销售难度。如煤制气、柴油产品因几乎不含硫等性能优势具有

很大环保价值，但受制于目前基于炼油行业制定的强制性标准壁垒，一直无法合规销售。建议国家突出重点加快构建煤炭深加工产业技术标准体系，解决影响产品市场准入和工程设计与建设标准缺位等重点问题，推进装备、工程设计与建设标准规范的制定，以高质量标准引领和规范产业发展。

（六）加快促进特殊油品发展，提高现代煤化工产品竞争力。煤制油可提供常规炼厂难以产出的超清洁油品、特种性能油品及高附加值化学品，对油品能源安全具有重要意义。煤直接液化油品具有比重大、热值高、凝点低等优点，经试用显示出优良性能。煤间接液化油品可用于生产各种特殊燃油、高端润滑油和高附加值化学品，可缓解我国特种燃油供应紧张局势、打破国外高端润滑油和化学品垄断。基于煤基新型燃料的稀缺性、特殊性，与石油基性能上优势互补，建议加快推进各种特殊用途煤基燃料的研发应用。

4.3 “十三五”后期煤控建议

“十三五”后期和“十四五”期间，我国现代煤化工产业将面临巨大的煤控压力，投资多元化、产能集中释放、负荷提升，潜在的煤制乙醇、煤制芳烃和煤制氢气等将加大现代煤化工的煤炭消耗转化量。控制现代煤化工的规模，就是控制现代煤化工的煤炭消耗量，对此提出以下建议：

一是继续深化供给侧结构性改革，加强现代煤化工煤控约束。在国家已经公布的京津冀、汾渭平原和重点煤炭消费总量控制省份，关停小危、落后企业，淘汰僵尸企业，提高行业集中度，持续营造健康的煤化工市场环境。“十三五”期间形成能源金三角煤炭深度转化基地、新疆煤基燃料外输基地、蒙东褐煤高效利用基地、云贵煤基燃料替代基地以及其他煤化工基地，未来发展一定要坚持量水而行、清洁高效转化、示范先行、科学合理布局和自主创新的原则。对煤炭资源没有落实、盈利性差、无法解决环境容量约束指标、生产过剩的煤化工企业和产业，应进一步加紧煤控，压缩煤炭指标。

二是加快煤化工行业转型升级，引导部分煤制燃料企业向煤制化学品转变。以煤制气为主、并最终入网的企业，面临严重亏损局面，应尽早调整工业转产煤制化学品或出台扶持政策，防止国有资产变为无效投资。煤制油企业应更多的调整产品，严控新增产能，避免高昂消费税的产品。面对国家的现代煤化工示范工程技术升级任务，煤炭油气的生产装置技术，以稳定运行为主；同时加快大型合成器甲烷化工艺自主研发工作；进一步加强煤制烯烃的下游产品开发、善煤制乙二醇的催化剂技术及工艺。

三是谨防煤制烯烃和煤制乙二醇投资过热，产品同质化竞争。严格控制重复建设和投资，提升行业发展质量，巩固煤制化学品行业产能平稳健康增长，促进装置开工率向

合理区间聚集，提升行业经济效益，优化煤制化学品的布局。在产业布局上，要根据煤炭资源储量、煤炭品种、水资源量来完成煤化工的项目布局，而在煤炭净调入省份、环境容量小、生态环境脆弱地区，禁止新建煤化工项目。

四是着力实施绿色发展战略，促进现代煤化工高质量发展。制定绿色标准，创建绿色产品、绿色工艺、绿色园区，践行责任关怀，创造行业发展需要的和谐环境，更多支持市场短缺的先进新型煤化工项目建设投资，为石化市场形成良性补充。结合现在的环保压力，现代煤化工应催生更加严格的排放要求、尽快出台相关政策、完善政策与法规建设也是“十三五”期间现在煤化工寻求进一步发展的重要意义。

五是重视新技术发展，解决温室气体排放。国内多家研究机构利用现代煤化工企业产生的高浓度二氧化碳重整生产化学品的新技术初见端倪，如二氧化碳制甲醇、二氧化碳一步法制烯烃、二氧化碳一步法制乙二醇已取得一定成果，即将进行中试和工业化试验，可能是未来温室气体综合利用的潜力技术。



致谢

本课题在研究过程中,邀请了国内煤化工产业相关协会、政府机构、设计院、生产企业、中国矿业大学(北京)等 20 多名著名学者专家咨询,为《现代煤化工“十三五”中期评估》的完成出谋划策。课题的研究还得到国家能源投资集团、神华宁夏煤业集团有限责任公司、中煤陕西榆林能源化工有限公司、陕西未来能源化工有限公司、神华鄂尔多斯煤制油分公司、神华包头煤化工有限责任公司、内蒙古荣信化工有限公司、内蒙古大唐国际克什克腾煤制天然气公司、山西潞安煤基合成油有限公司、河南能源化工集团有限公司安阳化学工业集团有限责任公司、河南能源化工集团有限公司濮阳化工园区濮阳永金公司、伊犁新天煤化工有限责任公司、新疆庆华能源集团有限公司、神华煤制油化工有限公司新疆子公司、兖矿新疆煤化工有限公司、陕西延长石油榆林煤化有限公司、内蒙古伊泰集团有限公司等 16 家现代煤化工生产企业对现场调研给予的大力支持。并对美国自然资源保护协会(NRDC)对课题完成给予的资金支持,对所有给予课题完成提供帮助的专家和单位表示衷心的感谢。

参考资料

1. 国家发改委关于规范煤化工产业有序发展的通知（发改产业〔2011〕635号）；
2. 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》国发〔2013〕37号；
3. 环保部《关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（公告2013年第14号）；
4. 产业结构调整指导目录（2011年本，2013修正）（发改委，2014年第21号令）；
5. 水利部、发改委、工信部、财政部、国土资源部、环保部、住建部、农业部、审计署、统计局关于印发《实行最严格水资源管理制度考核工作的通知》（国办发〔2013〕2号）；
6. 国家能源局关于规范煤制油、煤制天然气产业科学有序发展的通知（国能科技〔2014〕339号）；
7. 国家发改委关于做好《石化产业规划布局方案》贯彻落实工作的通知（发改产业〔2015〕1047号）；
8. 《关于规范煤制燃料示范工作的指导意见》（第二次征求意见稿）公开征求意见（国家能源局）（2015-7-7）；
9. 《煤制烯烃行业规范条件》（征求意见稿）（工业化信息化部原材料工业司，2015-08-07）；
10. 现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》环办〔2015〕111号）；
11. 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17号）；
12. 关于印发《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》的通知环发〔2015〕164号；
13. 国务院关于发布政府核准的投资项目目录（2016年本）的通知，（国发〔2016〕72号）；
14. 市场准入负面清单草案（试点版）（发改经体〔2016〕442号）；
15. 关于印发《热电联产管理办法》的通知，发改能源〔2016〕617号；
16. 《国家发展改革委 国家能源局关于印发能源发展“十三五”规划的通知》（发改



- 能源〔2016〕2744号)；
17. 国家能源局关于印发<能源技术创新“十三五”规划>的通知(国能科技〔2016〕397号)；
 18. 能源局《煤炭深加工产业示范“十三五”规划》(国能科技〔2017〕43号)，2017.2；
 19. 国家发改委、工业和信息化部《现代煤化工产业创新发展布局方案》(发改产业〔2017〕553号)；
 20. 《现代煤化工“十三五”发展指南》，石油和化学工业联合会，2016.5；
 21. 《关于加强工业园区环境保护工作的指导意见》(征求意见稿)，2015.5；
 22. 《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》(国发〔2016〕65号)，2016.12；
 23. 《工业和信息化部关于开展智能制造试点示范 2016 专项行动的通知》(工信部装〔2016〕125号)；
 24. 《关于加强园区环境保护工作的意见》环发〔2012〕54号；
 25. 《加强自治区工业园区环境保护工作的意见》(内环函〔2016〕37号)；
 26. 《中华人民共和国增值税暂行条例》(中华人民共和国国务院令第538号)；
 27. 《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》(财政部、国家税务总局令第50号)；
 28. 《中华人民共和国营业税暂行条例》(中华人民共和国国务院令第540号)；
 29. 《中华人民共和国企业所得税法》(中华人民共和国主席令第63号)；
 30. 《中华人民共和国企业所得税法实施条例》(中华人民共和国国务院令第512号)；
 31. 《中国石油建设项目技术经济评价参数与数据 2016》；
 32. 《中国石化建设项目技术经济评价参数与数据 2016》；
 33. 《国家税务总局最新消费税税目税率表 2016》；
 34. 《国家税务总局关于发布<用于生产乙烯、芳烃类化工产品的石脑油、燃料油退(免)消费税暂行办法>的公告》国家税务总局公告 2012 年第 36 号；
 35. 《现代煤化工产业发展问题研究》，工信部 / 中国工程院；
 36. 《中国现代煤化工产业可持续发展与区域协调发展重大问题战略研究》，中国工程院；
 37. 《煤直接液化制油单位产品能源消耗定额》(GB30178-2013)；
 38. 《煤制烯烃单位产品能源消耗定额》(GB30180-2013)；
 39. 《甲醇单位产品能源消耗限额第 1 部分：煤制甲醇》(GB29436.1-2012)；
 40. 《石油化学工业污染物排放标准》(GB31571-2015)；

41. 《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)；
42. 《宁夏回族自治区人民政府办公厅印发关于宁东能源化工基地 2015 年~2022 年环境保护行动计划的通知》(宁政办发〔2015〕87 号)；
43. 《关于印发〈宁东能源化工基地 2015 年-2017 年环境保护行动实施方案〉的通知》(宁东管办〔2015〕66 号)；
44. 《内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发〈内蒙古自治区限制开发区域限制类和禁止类产业指导目录(2016 年本)〉的通知》(内政办发〔2016〕127 号)，2016 年 9 月；
45. 《陕西省“十三五”工业经济发展规划》；
46. 《新疆维吾尔自治区煤化工产业“十三五”发展规划》；
47. 《山西省“十三五”煤炭工业发展规划》；
48. 《山西省“十三五”综合能源发展规划》；
49. 《山西省现代煤化工产业发展 2018 年行动计划》；
50. 《能源技术革命创新行动计划》；
51. 《煤炭清洁高效利用行动计划(2015-2020 年)》。

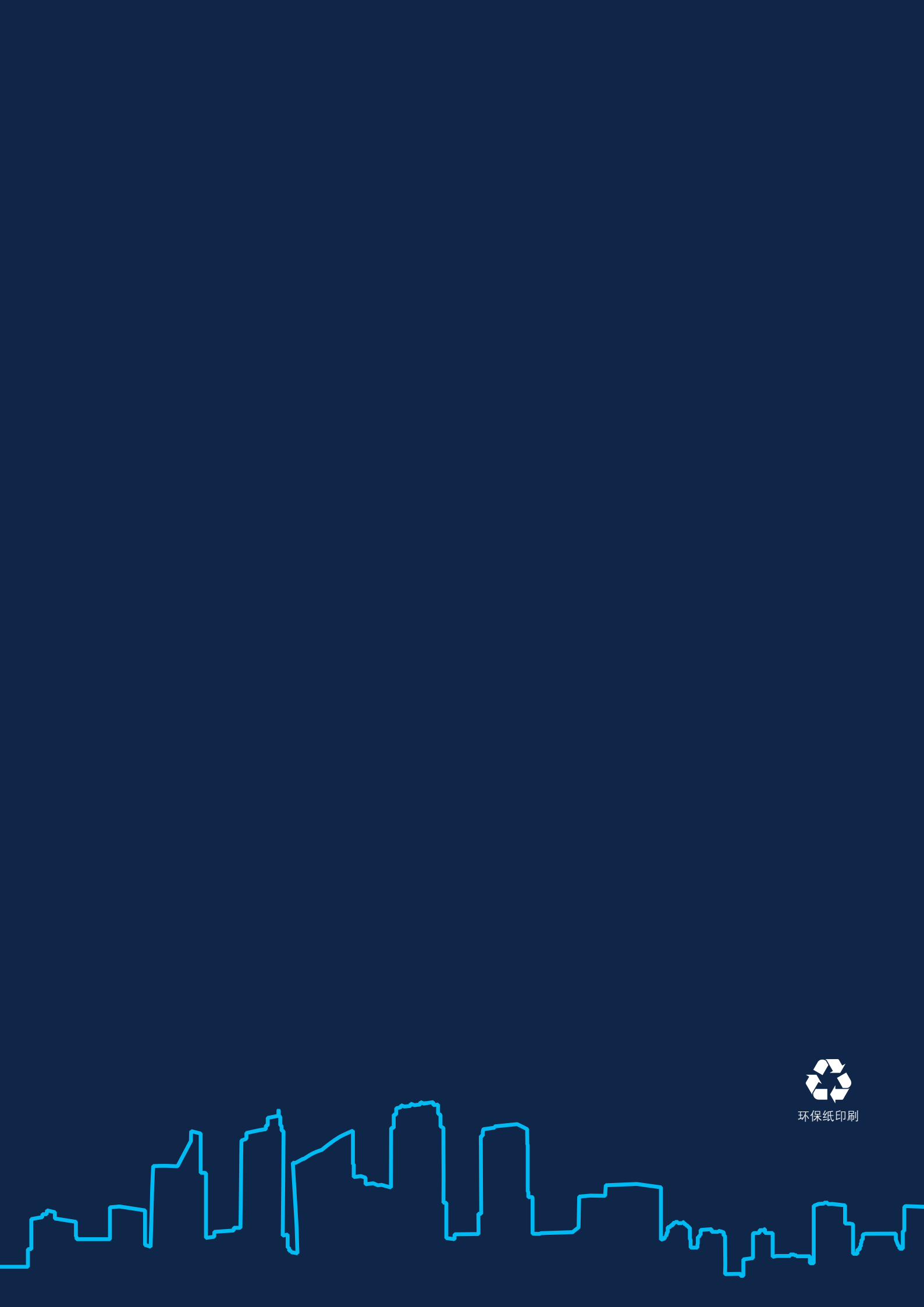
.....

上接封二

- 《城市煤炭总量控制方案政策和案例研究》
- 《省域温室气体总量控制与煤炭总量控制相互作用分析》
- 《碳排放控制与煤炭消费总量控制的约束及相互影响》
- 《建筑领域煤炭（电力）消费总量控制研究》
- 《基于煤炭消费总量控制的煤炭行业可持续发展研究》
- 《中国能源转型和煤炭消费总量控制下的金融政策研究》
- 《煤炭消费减量化对公众健康的影响和可避免成本》
- 《煤炭消费总量控制的就业影响》
- 《煤炭消费总量控制的财税政策研究》
- 《水泥行业煤炭消费总量控制方案及政策研究》
- 《电力行业煤炭消费总量控制方案和政策研究》
- 《中国能源统计系统改革的几点建议》
- 《2012 煤炭的真实成本》
- 《中国 2012 年能流图和煤流图编制及能源系统效率研究》
- 《煤炭使用对中国大气污染的贡献》

更多报告 请访问中国煤控研究项目网站:

<http://coalcap.nrdc.cn/>



环保纸印刷