

魏蔚

xxwei2002@163.com

煤炭转型与高效清洁利用的技术支撑

目前中国煤炭产能过剩问题还没有从根本上得到解决，“十三五”乃至更长时期，我国煤炭企业转型发展是大势所趋，势在必行。但中国“富煤贫油少气”的能源赋存条件决定了在未来很长一段时期内，中国的能源结构特别是电力生产仍然以煤炭为主，因此，短时间内不可能从能源组合中把煤炭取消以减少温室气体排放和提高空气质量。彻底抛弃煤炭的粗放开发利用，推进煤炭的转化和清洁高效利用，实现黑色资源的“绿色革命”，是当前最现实、最可靠的选择，可以让能源开发、经济增长与生态保护多方共同受益¹。从各个角度看，清洁煤技术很明显会成为中国能源的战略选择。尽管目前清洁煤技术在中国的利用还没有普及，但已显示出巨大的发展潜力。目前煤炭高效利用的方向主要是集中在以煤热解和气化为基础的煤化工，合成各种替代的液体燃料和化工产品。最近开发出了现代煤化工先进工艺技术，其中以煤制稀烃、煤制油、煤制甲烷气、煤制乙二醇等为代表，并且将它们进行了工程示范。

国外的煤炭转型相对较早，2001年，时任美国总统布什公布了一项综合性的新能源政策，这个以增加能源供应为核心的能源政策提出了105项建议，主要内容包括增加石油、天然气、煤炭的产量和发电量，加强能源基础设施建设，在今后10年内投入100多亿美元鼓励节能和能源开发、减税40亿美元来鼓励消费者购买节能汽车等。其中煤炭作为主要能源的地位十分突出，甚至有人认为美国新能

¹县祥，《互联网+：新常态下煤炭转型升级的战略选择》，《工业经济论坛》，2016年第1期

源政策的核心就是煤炭。²虽然以煤炭作为主要能源最易造成环境污染，但是世界和美国煤炭资源相对丰富，价格优势明显。进入21世纪以来，世界各国又再度运用“替代”手段，以减小油价飙升对世界经济增长带来的影响，煤炭成为最主要的替代物。低油价时代“油代煤”出现反转趋势，燃油为主的电力、冶金、陶瓷、化肥等企业大受打击，“煤代油”、“煤洁净化利用技术”重新成为能源发展的重头戏。结合国内外的产业发展情况，我们认为，煤炭的转型发展，主要集中在以下几个方面：

（一）煤炭清洁发电及相关技术

煤电在我国电力供应中占据主导地位，与天然气发电、核电、风电等可再生能源发电相比，煤电更加安全、可靠和经济。一味地进行煤炭生产、消费的总量控制并非根本解决之道，只有高效清洁低碳转化的利用方式才会使煤炭行业产生革命性变化，分质转化则是清洁高效利用的最佳途径。

近年来持续的技术创新，燃煤发电在环保排放方面取得重大突破，已能实现污染物近零排放，大幅减少对大气环境的影响。目前神华舟山电厂4号机、三河电厂一期等一批燃煤机组的氮氧化物、二氧化硫及烟尘的排放值均达到并优于燃气机组污染物排放限值，实现了近零排放，同时也可以为二氧化碳减排做出贡献。美国、欧盟、日本等发达经济体都在制定清洁煤技术的发展规划，加大了洁净煤技术研发的资金投入和知识投入，重视基础研究，促进煤炭清洁技术的升级。我国也需要从国家层面加强这方面的立法与基础研究投入，地方政府层面要加强产业与环境管制力度、出台研发投入的优惠政策，鼓励企业加大清洁煤技术投入。

1. 超超临界发电技术

目前的主流技术是超超临界发电技术。世界上最先进的超超临界发电机组的主蒸汽温度已经达到600摄氏度，发电效率达到46%，如果将主蒸汽温度进一步提高到700摄氏度以上，那么发电效率将接近甚至超过50%。欧洲于1998年启动“AD700”先进超超临界发电计划，其目标是建立35兆帕、700摄氏度或35兆帕、720摄氏度等级的示范机组，使机组效率达到50%以上。欧洲项目研究的核心材料为“Alloy617”，属于固溶强化镍基合金。经过十余年的不懈努力，欧洲基于“Alloy617”等建立了一套较为完备的700摄氏度电站高温镍基合金制造技术体

²任德新：《美国新能源政策及其对我国的启示》，《现代经济探讨》，2001年第10期。

系，完成了700摄氏度机组的可行性研究、风险和经济性评估等。但由于管道焊接接口的裂纹问题一直悬而未决，导致700摄氏度研制计划暂时搁置。美国先进的超超临界压力发电项目（A-USC）的目标是将主蒸汽参数提高到35兆帕、760摄氏度。选择“Inconel740H”为核心材料，“Haynes282”等为辅助验证材料。但迄今尚未进行过任何实炉试验，能否如期进行也受到质疑。日本则于2008年8月正式启动“先进的超超临界压力发电”项目的研究，目标是最终使蒸汽温度达到700摄氏度以上，净热效率达到46%~48%。按计划，日本将于2015年开始部件的实炉挂片试验。整个项目预计于2016年底完成。此外，印度在2013年也提出了700摄氏度技术发展规划，目前项目尚未实质开展。

我国研发700摄氏度发电技术与国外几乎同步。2008年，华能集团公司所属的西安热工研究院对700摄氏度机组关键材料进行了预研。2010年，国家能源局组织成立了“国家700摄氏度超超临界燃煤发电技术创新联盟”，并依据《“十二五”国家能源发展规划》和《“十二五”能源科技发展规划》设立了国家能源领域重点项目《国家700摄氏度超超临界燃煤发电关键技术与设备研发及应用示范》。该项目于2011年7月正式启动。参与单位几乎囊括了我国发电行业、动力装备制造行业、材料行业以及研究院所等多个相关基础行业的重点单位。2011年，国家科技部发布《能源技术领域项目征集指南》。其中，洁净煤技术部分专项设立了《700摄氏度超超临界发电关键技术研究》项目。该项目由华能集团公司及上海电气集团承担，华能集团公司为项目牵头组织单位。

目前，国内700摄氏度技术的研发已经取得阶段性成果。依托华能南京电厂建设，验证部件包括水冷壁、过热器、集箱、高温管道及附件等不同单元，平台最高蒸汽温度达到700摄氏度，流量大于10吨/小时。我国的超超临界发电技术则综合考虑欧美的研究状况、技术基础、发展前景及应用风险，采用了以时效强化合金为主、固溶强化合金为辅的材料选择方案。试验材料分别从国内、国外采购，以国产材料为主。在主机方案研究方面，清能院提出了“M”型及倒置型700摄氏度锅炉布置方案，相较传统布置方案，该方案可大大缩短700摄氏度机组主蒸汽管道长度，从而大幅降低电站建设成本，具有显著的创新性和经济性。该方案已经获得国家专利，正在申请国际专利。目前，清能院联合东锅及西北电力设计院，完成了我国第一个700摄氏度紧凑型超超临界煤粉锅炉的初步设计。同时，

清能院通过计算对700摄氏度电站热力系统进行了优化分析，分别为700摄氏度湿冷机组和空冷机组制定了一套合理的关键参数，并给出了影响规律和取值依据，得到了许多具有创新性的、有价值的结论。

2. 整体煤气化联合循环（IGCC）发电技术

煤炭消费一半用于发电。煤炭清洁化，重点在于发电清洁化。整体煤气化联合循环（IGCC）发电技术是新一代先进的燃煤发电技术，它既提高了发电效率，又提出了解决环境问题的途径，为燃煤发电带来了光明，其发展令人瞩目。从大型化和商业化的发展方向来看，IGCC把高效、清洁、废物利用、多联产和节水等特点有机地结合起来，被认为是21世纪最有发展前途的洁净煤发电技术。2009年11月，奥巴马访华带来的第一个实质性的合作项目：GE与神华集团于11月17日签署协议，将开展战略合作以进一步提高IGCC技术商业，合作扩大煤气化技术在中国工业领域的应用并共同推动和促进带有碳捕捉与封存(CCS)技术的整体煤气化联合循环（IGCC）商业应用。化石能源的碳排放系数都很高，其中煤炭的排放系数最高。目前美国等发达国家和地区在探索的清洁煤技术主要就是CCS和IGCC发电联产技术。

表 1 IGCC与几种洁净煤发电技术在环保性能方面的比较

技术	超超临界 (FGD/SCR)	CFB	IGCC
耗水 (加仑/MWh)	600 - 660	570 - 625	360 - 540
粉尘 lbs/MBtu	0.07	0.07	0.01
SO ₂ 1 lbs/MBtu	0.18	0.18	0.06
NO _x 1 lbs/MBtu	0.08	0.08	0.012
CO 1 lbs/MBtu	0.12	0.12	0.05

注：Btu：英制热量单位，1Btu=1.0551 kJ

1 lbs=0.454kg；1加仑=3.785升

FGD：尾气脱硫装置；

SCR：选择性催化还原装置

CFB：循环流化床锅炉

相比其他清洁煤发电技术，IGCC的优点很多：发电效率高达45%以上，能

实现 98% 以上的污染物脱除效率，耗水量小，燃烧前进行碳捕捉的成本低，能与其他先进的发电技术如燃料电池等结合等。

目前全球共有近 30 座 IGCC 示范电厂在建或运行，总装机容量超过 8000MW，其中运行超过 10 年的 IGCC 电厂有 4 个。然而，这种普遍看好的技术在国内却是“雷声大、雨点小”，据统计，我国的煤化工和石油化工行业已经建成的 IGCC 多联产项目仅有两个，还有 4 个项目在建或拟建。究其原因，主要还是成本问题。

IGCC 电站的造价较高，是常规燃煤电站成本的 2 倍左右。相对超临界燃煤电厂，增加 CCS 将使燃煤发电的成本提高 40%~80%，也就是说，IGCC+CCS 虽然能减少 CCS 的成本，却会使发电的总成本增加 40%~60%。这无疑大大降低了 IGCC 的经济性。

如果国内加大对这一技术的支持力度，那么，在 2020 年度电煤的消耗减少到 300 克标准煤以下的标准还是有可能的实现的。

(二)煤制油气技术

煤炭转化是煤炭产业发展的重要方向，煤制油、煤制气是煤炭清洁利用的重要方向，这方面国外也在大力发展。我国发展煤制油和煤制气更多的是从国家能源安全的角度，增加国内油气的供应，以降低石油和天然气的对外依存度，提高我国的能源安全保障。煤制油气产业经过多年研发探索，目前发展势头良好，不仅可以同时解决煤炭过剩和清洁利用问题，推动优势企业和优势资源为主体强强联合，还可以降低我国石油对外依存度、保障国家能源安全。经过近年的探索实践，中国煤制油气行业逐步开始进入由示范项目建设向工业化生产过渡阶段。《煤炭工业“十二五”规划》指出，要稳步推进煤炭深加工示范项目建设，加快煤制油、煤制气等先进技术产业化应用。国家《天然气“十二五”规划》及《大气污染防治行动计划》也提出，要制定煤制气发展规划，加快煤制气产业化和规模化步伐。

我国目前首批示范项目包括神华鄂尔多斯 108 万吨煤炭直接液化制油项目、伊泰 16 万吨煤炭间接液化制油项目，潞安 21 万吨煤间接液化制油项目。三个项目均已出油，其中神华项目采用直接液化路线，技术难度高，持续运行能力较弱。后两项目可实现持续稳定运行。自主技术指由中科合成油公司持有的间接液化制

油技术，具有完全自主知识产权工艺包和独家催化剂。相对于煤制油项目均采用国内自主产权技术，而煤制气“十一五”期间获批四个煤制气项目，全部采用国外技术。2013年获批的8个煤制气项目中，多数也采用国外技术。

煤制油项目投资情况

公司	投产项目	规划项目	投资额
神华集团	鄂尔多斯伊金霍洛旗煤炭直接液化一期第一条生产线108万吨产能	鄂尔多斯伊金霍洛旗的煤制油项目规划总产能为500万吨/年，一期产能320万吨/年	第二、三条生产线计划投资240亿元，预计2016年建成投产
伊泰集团	鄂尔多斯16万吨/年间接液化煤制油示范项目2009年即已投产	鄂尔多斯180万吨/年煤制油二期项目；新疆伊犁540万吨/年煤制油	新疆伊犁项目总投资645亿元
潞安集团	潞安集团山西长治煤制油示范项目产能为21万吨/年于2009年投产	潞安集团在山西长治建设高硫煤清洁利用油化电热一体化项目，总投资239亿元，其中含三条50万吨/年F-T合成油品生产线	潞安集团长治项目总投资239亿元
神华宁煤集团	暂无	年产400万吨煤炭间接液化示范项目，计划2016年建成投产	项目总投资550.2亿元
兖矿集团	暂无	兖矿在陕西规划榆横煤洁净综合利用示范项目，其中含100万吨/年间接液化煤制油项目	项目总投资161.2亿元
晋煤集团	晋煤集团的10万吨/年MTG项目已于2009年投产	晋煤集团100万吨/年甲醇制清洁燃料项目于2012年7月开工建设	项目总投资30亿元

五大煤制气项目

公司	投产项目	规划项目	投资额
中电投集团	暂无	新疆伊犁煤制气项目规划年产能60亿立方米煤制天然气	总投资500亿元
庆华集团	庆华新疆伊宁一期年产能13.5亿立方米已投产	规划总产能55亿立方米	总投资264.38亿元
大唐集团	大唐在赤峰市克什克旗一期13.3亿立方米煤制天然气已投产	大唐在内蒙古赤峰市克什克旗总规划40亿立方米煤制天然气项目	总投资257.1亿元
大唐集团	大唐辽宁阜新项目暂未投产	总规划40亿立方米煤制天然气项目	总投资245.7亿元
汇能煤电集团	汇能鄂尔多斯项目暂未投产	汇能煤电集团鄂尔多斯规划16亿立方米煤制天然气项目	总投资88.7亿元

我国的煤制油气行业发展优势主要是煤炭储量丰富，价格低廉，且经过“十一五”、“十二五”期间的首批示范项目建设、运行，积累了经验，验证了自主知识产权技术可行性，同时也为煤制油气培养了一批专业技术人员，形成了一批宝贵的知识资产。而石油、天然气供需的缺口不断加大，也是发展煤制油气的外部外部推动力。

同时，煤制油产业发展的也受于多种因素的制约：其一，受油气、煤价价格波动的影响较大。煤制油成本区间范围为 5451~6087 元/吨油品，煤制天然气成本为 2.32 元/立方米，当国际油价高于 50 美元/桶时可以实现盈利。但在低油价条件下，不具备竞争力。其二是水资源的约束：拥有足够的水资源是关键因素。煤制气每生产一吨油当量的煤制天然气，需要消耗 6~9 吨的水。直接煤制油吨产品耗水量为 6.8 吨，而间接煤制油的吨产品耗水量高达 15.7 吨。³其三是技

³陈子瞻，《煤制油气产业竞争力分析》，《中国地质大学博士学位论文》，2016年5月

术的选择：煤制油技术已经掌握，但面临多种技术路线的选择。煤制气的核心技术——合成气完全甲烷化技术主要被英国的DAVY公司和丹麦的TOPSOE公司所垄断，为确保项目一次成功，中国的煤制气项目均要从国外引进技术和设备，需支付高昂的专利许可费与设备采购费⁴；其四是产业发展基础：煤制油气有产业是技术、人才和资金高度密集型产业，三者缺一不可，产业链不成熟，缺少可借鉴经验可。其五是环保的要求。满足日益严格的环境污染指标，坚持走绿色低碳发展之路。其六，中国煤制油气项目没有自主独立的产品销售渠道，无论是打破中石油、中石化的成品油垄断还是新建输气管道，都会降低项目经济性。

通过对我国煤制油产业的技术路线、人力资源保障、资源条件、生态条件、基础设施、经济、风险等因素进行综合分析，可以看出目前我国煤制油技术、资源和生态条件已经具备，项目经济性明显，只要加强风险控制，推动煤制油气的产业化发展已经具备较好的可行性。目前已形成的煤制油气产业发展思路是⁵：

1. 技术路径选择上，煤制油重点发展间接液化，继续示范直接液化和其他工艺，推动技术创新，打造中国煤制油技术的升级版。煤制气在引进消化的基础上，尽快形成国内自主知识产权技术；
2. 产业布局上，要“立足西北、加快新疆、拓展海外”；
3. 产能规划上，“十二五”期间，完善已形成的产能；“十三五”期间，对达产项目进行科学扩能，并规划新的产能；
4. 生产主体上，要由掌握核心技术、代表煤制油气先进生产力的企业牵头发展煤制油产业；
5. 物流服务上，打破成品油市场的垄断格局，加强煤制气的管道建设，打造完善的调配运销网络。

未来可以将煤制油气作为国家安全战略综合考虑，主管部门做好产业规划、合理布局，制定相关标准、严格产业准入，严防出现投资过热，保证政策的稳定；各地方要根据实际情况，按照国家规划发展煤制油产业，相关企业在自主发展的基础上，加强协作，进行技术联合攻关，实现煤制油气企业的共赢，促进煤制油气产业长期稳定发展。

从资源基础、经济性、政策扶持力度等角度分析，到2020年，煤制油产业预计能够实现6000万吨至7000万吨的产量，2030年更有可能达到1亿吨。而由于煤制气核心技术主要由国外公司垄断，因此，在国产技术发展的情况下，2020

⁴朱琪，《中国煤制气发展利弊分析》，《能源与节能》，2014年第5期

⁵中国煤炭报，《发展煤制油，转型升级的重要方向》，见中国煤炭网，<http://www.ccoalnews.com/101773/101786/233770.html> 2014年01月03日

年煤制气达到 500 亿立方米是一个合理的数据,而此前国家能源局 2015 年达到 500 亿立方米煤制气的规划在缺乏国产技术支持的情况下,已证明难以实现。到 2030 年煤制气产量有望突破 2000 亿立方米。

（三）发展精细煤化工

发展煤化工是我国煤炭产业转型升级的必然选择。一是可以解决煤炭利用过程中产生的环境污染问题,实现煤炭资源的低碳化、清洁化利用。二是可以降低对进口石油的依赖,解决石油供给的安全问题,部分实现石油替代。三是由于国际油价高位振荡,其经济意义也很大。通过推进现代煤化工产业化发展,促进煤炭产品由燃料向原料与燃料并重转变,同时可以减少煤炭库存,延长产业链,提高产业的效益。我国现代煤化工产业已具雏形,煤转化利用已从以焦炭、电石、煤制化肥为主的传统产业,逐步向以清洁油品和化学品为主的现代煤化工转变,以煤制油、煤制烯烃为代表的煤化工示范工程成功运营为显著标志。

目前,中国现代煤化工产能和产量均居世界第一,煤制液体燃料年产能达 168 万吨,煤制甲醇年产能达 5000 万吨,煤制烯烃(含甲醇制烯烃)年产能达 276 万吨。数据显示,通过煤炭资源就地转化带给企业的利润会更高。以一吨 5000 大卡的动力煤为例,目前的坑口价是 170 元,如果用于发电,可发 2143 度,折价 750 元;转化为油,可产 0.19 吨,折价 1370 元;变成甲醇,可产 0.74 吨,折价 1740 元;变成烯烃,可产 0.28 吨,折价 2780 元。从原煤到烯烃价格翻了十几倍,延伸到石蜡、航空油等高端精细化工品,升值会更大,效益会更好。因此,我国要坚定不移地走煤炭产业链延伸的道路,通过延伸煤炭产业链,实现产能消化和价值增值。在我国煤化工产业转型过程中,精细化将是未来的发展趋势,它既能解决传统煤化工产品雷同、竞争力差、产能过剩等问题,又能改善煤化工产业能源转换效率和资源综合利用水平偏低的现状。

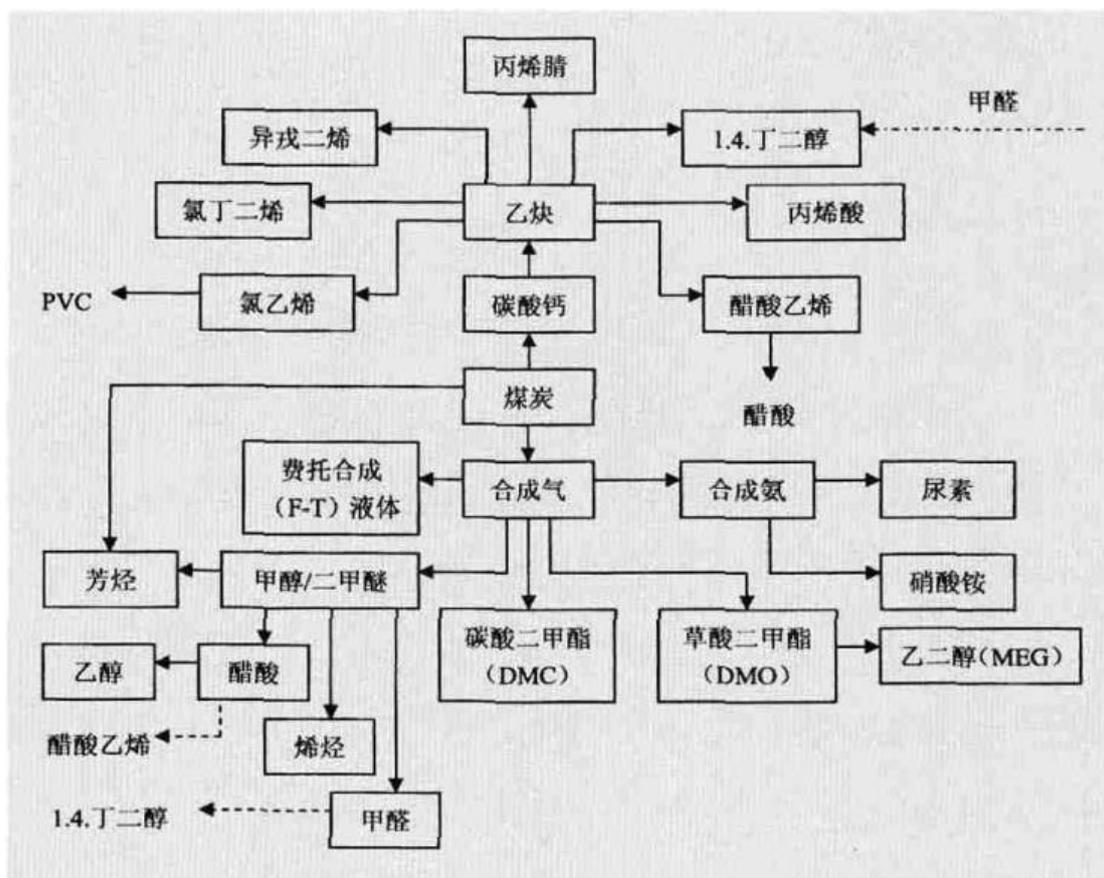


图 1 煤化工产业链

资料来源：钱伯章，《我国煤化工发展前景》，《上海化工》，2015年第1期

未来发展煤化工的主要技术集中在延伸产业链、拓宽产品幅及开发新的煤基化学品等三个方面⁶。根据中国石油和化学工业联合和煤化工专委会提出的技术，在延伸产业链方面：主要包括煤经甲醇制烯烃领域要开发与-烯烃共聚的聚乙烯、ULDPE、丙丁共聚 PP、融熔 PP、高结晶度 PP 等新牌号聚烯烃树脂。利用石油化工技术生产乙烯、丙烯下游产品，如聚氯乙烯、环氧乙烷、乙二醇、二氯乙烷、苯酚、环氧丙烷等；加强对 C4 资源综合利用，开发壬醇、异壬醇 INA、聚丁烯等高端 C3/C4 下游衍生化学品。

在拓宽产品幅方面，主要包括高温费托合成要在生产柴油的同时，开发高碳-烯烃、超硬蜡、高碳醇、橡胶填充料、润滑油基础油等石化行业难以获得的高附加值精细化工产品和专用化学品；煤制乙二醇领域要在发展乙二醇生产聚酯的同时，开发煤经草酸二甲酯、碳酸二甲酯生产聚乙醇酸及聚碳等技术路线。此外，以二甲醚为原料制乙酸甲酯也是拓宽煤化工产品幅的一个重要举措。

⁶煤化工产业谋局精细化，《石油和化工节能》，2015年第6期，第52页

在开发新的煤基化学品方面，可以重点关注合成气制高碳伯醇这一方向。

中国烯烃市场需求旺盛并将长期持续，随着烯烃原料轻质化、多元化的推进，尤其是中国甲醇制烯烃技术的日趋成熟，非石油基的烯烃产业将由现阶段的补充地位变为主流。石油基烯烃技术较为成熟，产品综合利用率较高。但若国际原油价格高位攀升，其发展空间将被压缩。预计 MTO 技术、PDH 路线及乙烷裂解项目到 2020 年均可大规模量产，届时烯烃年总产能将达到 7557 万吨。

为此，需要国家应尽快发布煤化工规划及产业政策，适度发展煤化工，避免无序和过热发展。对煤炭就地转化政策进行“纠偏”，避免煤化工项目盲目上马；加大对煤化工技术的研发投入，使企业能够尽早克服产业技术障碍；出台对煤化工产业的税收优惠政策，扶持煤化工产业发展。同时，企业应科学理性决策，树立风险意识，确保项目成功。

（四）CCUS 技术的应用

英国方面发布报告称，CCS 可减少实现碳减排目标的成本，到 2050 年，该技术每年可节约 420 亿英镑。（1 英镑约合 10.07 元人民币）⁷。碳捕捉与储存项目的资金需求量巨大，并且从某些方面甚至推动了化石能源的使用。此外与太阳能板、风力发电机、潮汐发电等设备相比，CCS 设施天生就不具备足够的吸引力，因此在过去十年内，该技术的发展十分缓慢。目前，全世界还没有实施过一个完整的、大规模的碳捕捉与储存项目。由于该技术设施需要大量的额外资金成本，这将降低电厂的灵活性。此外，发电公司建设风电场可以获得资金支持，而建设碳捕捉与储存设施却无法得到任何补贴，再加上碳市场疲软，因此发电公司对安装碳捕捉与储存设施没有足够的动力。

未来几十年，廉价的煤炭和天然气仍将是发电的主要燃料，因此 CCS 将具有十分重要的作用。除此之外，为避免气候变化，人们需要能够从大气中去除二氧化碳的“负碳”技术。目前看来，碳捕捉与储存技术和生物质发电将是最好的选择。当前，碳捕捉与储存也取得了一定的进展。英国《能源法案》中已有具体的条款支持该技术的研发应用，此外政府正在启动一个总计 1.25 亿英镑的研发经费项目，并对一个 10 亿英镑的示范工程进行招标。而欧盟也在努力打造一批碳捕捉与储存技术的示范项目。桥情境下的政策框架包括减少效率最低的燃煤火电

⁷<http://www.chinairn.com/news/20130105/730617.html>

厂。但是采用这一政策并不意味着投资有效的燃煤电厂是没有危险的。任何在长期实现两度目标的战略都需要在能源领域低碳化，但以目前的结构看，即使利用最高效的的燃煤电厂，这一目标也难以实现。在未来很长一段时间，燃气电厂如果不减少他们的二氧化碳排放也与这一目标不符。新化石能源电力投资者特别是燃煤电厂投资者需要确认不仅是高效电厂，可能还需要以后能够进行 CCS 的改造。比如他们要是“准备进行 CCS”避免以后气候目标更强的时候不会出局。在设计和建设的时候就需要采取行动提高改造 CCS 的技术和经济的可行性。特别注意在现场要保证足够的附加安装 CCS 设备可行空间。电厂的选址附近要有适合安装或者通过翻新能够成为二氧化碳储备的场所。要确定当地有足够的水资源能够满足电厂的需要，因为 CCS 需要大量的水资源⁸。

发展碳捕捉的当务之急是政府和企业必须共同努力，在未来几年内建设一批必要的示范项目，并从现在起对碳市场给予支持，使得碳价格可以释放出强烈的信号来刺激包括碳捕捉与储存技术在内的各种低碳投资。此外，政府应继续进行相关的技术研发，减少成本和降低风险。

由碳基金发起的一项研究表明，到 2050 年，碳捕捉与储存产业的发展可对英国 GDP 累计贡献 30-160 亿英镑。

美国在碳捕捉技术方面也处于世界领先。目前，美国已连续几十年在大型电厂实施碳捕捉，并利用一个 6000 公里长的管道网络，运送二氧化碳用于碳酸饮料的生产和强化采油。美国政府正资助改进碳捕捉与储存技术的主要研究项目。除此之外，亚洲一些国家也开始认识到碳捕捉与储存技术的商业机会。

IEA 的报告认为，2011 年，一吨油当量的煤排放为 3.5 吨二氧化碳，新政策情境下，排放系数基本保持不变（表明 IEA 认为 CCS 技术在中国并未推广），而 450 情境下 2035 年碳排放系数下降到 2.1。中国煤炭消费约 17 亿吨油当量，推广 CCS 相当于减排 24 亿吨二氧化碳。

近年来，中国企业积极开展 CCUS 研发与示范活动，在国家相关技术政策引导和各级政府及不同部门的支持配合下，已建成多个万吨以上级 CO₂ 捕集示范装置，最大捕集能力超过 10 万吨/年；开展了 CO₂ 驱油与封存先导试验，最大单独项目已控制封存 CO₂ 约 16.7 万吨；启动了 10 万吨/年级陆上咸水层 CO₂ 封存示范；

⁸IEA, “EnergyClimateandChange : World Energy Outlook Special Report”,2015

建成 4 万吨规模的全流程燃煤电厂 CO₂捕集与驱油示范。

结合《中国碳捕集、利用与封存（CCUS）技术发展线路图研究》中提出的中国 CCUS 发展的目标，和我们的调研分析，该目标与我们生态能源新战略的目标十分接近，该目标具体表现为：

2015 年，突破低能耗捕集关键技术，建立封存安全保障研发体系，开展全流程中试及示范，实现系统规模 30 万吨/年以上、能耗增加 25%以内、成本 350 人民币/吨。

2020 年，建立封存安全保障体系，建成百万吨级全流程 CCUS 技术示范，实现能耗增加 20%以内、成本 300 人民币/吨；

2030 年，具备 CCUS 全流程项目涉及、建设和运营的产业化技术能力，实现系统规模百万吨/年以上、能耗增加 17%以内、成本 240 元/吨以内。

表 4 中国 CCUS 技术部分示范工程情况

序号	项目名称	地点	规模	示范内容	现状
1	中国石油吉林油田 CO ₂ EOR 研究与示范	吉林油田	封存量: 约 10 万吨/年	CCS-EOR	2007 年投运
2	中科金龙 CO ₂ 化工利用项目	江苏泰兴	利用量: 约 10000 吨/年	酒精厂 CO ₂ 化工利用	2007 年投运
3	华能集团北京热电厂捕集试验项目	北京高碑店	捕集量: 3000 吨/年	燃烧后捕集	2008 年投运
4	中海油 CO ₂ 制可降解塑料项目	海南东方市	利用量: 2100 吨/年	天然气分离 CO ₂ 化工利用	2009 年投运
5	华能集团上海石洞口捕集示范项目	上海石洞口	捕集量: 12 万吨/年	燃烧后捕集	2009 年投运
6	中电投重庆双槐电厂破捕集示范项目	重庆合川	捕集量: 1 万吨/年	燃烧后捕集	2010 年投运
7	中石化胜利油田 CO ₂ 捕集和驱油示范	胜利油田	捕集和利用量 4 万吨/年	燃烧后捕集 CCS-EOR	2010 年投运
8	连云港清洁煤能源动力系统研究设施	江苏连云港	捕集量: 3 万吨/年	燃烧前捕集	2011 年投运
9	神华集团煤制油 CO ₂ 捕集和封存示范	内蒙古鄂尔多斯	捕集量: 10 万吨/年 封存量: 约 10 万吨/年	煤液化厂捕集+咸水层	2011 年投运
10	新奥集团微藻固碳生物能源示范项目	内蒙古达拉特旗	拟利用量: 约 2 万吨/年	煤化工烟气生物利用	一期投产; 二期在建; 三期筹备
11	华能绿色煤电 IGCC 电厂捕集利用和封存示范	天津滨海新区	捕集量: 6-10 万吨/年	燃烧前捕集 CCS-EOR	2011 年启动
12	华中科技大学 35MWt 富氧燃烧技术研究与示范	湖北应城市	捕集量: 5 万吨/年	富氧燃烧捕集	2011 年启动
13	国电集团 CO ₂ 捕集和利用示范工程	天津塘沽区	捕集量: 2 万吨/年	燃烧后捕集	前期筹备
14	中石化煤制气 CO ₂ 捕集和驱油封存示范工程	胜利油田	捕集利用量: 70 万吨/年	煤制气捕集 CCS-EOR	前期筹备
15	中石化胜利油田 CO ₂ 捕集和封存驱油示范工程	胜利油田	捕集利用量: 50-100 万吨/年	燃烧后捕集 CCS-EOR	前期筹备
16	内蒙古 CO ₂ 地质储藏项目	内蒙古准格尔旗	拟封存量: 100 万吨/年	煤化工烟气捕集+咸水层	前期筹备

资料来源: 科技部社会发展科技司, 中国 21 世纪议程管理中心, 《中国碳捕集、利用与封存 (CCUS) 技术发展路线图研究》, 见中国碳捕集、利用与封存网, <http://www.CCUSChina.org.cn>。

表 5 CCUS 技术总体远景与目标

愿景 为应对气候变化提供技术可行和经济可承受的技术选择，促进经济社会可持续发展			
年份	2015	2020	2030
总体目标	突破低能耗捕集关键技术，建立封存安全保障研发体系，实现全流程中试及示范。 系统规模：30万吨/年以上 能耗增加：25%以内 成本 ⁵ ：350 RMB/吨左右	建立封存安全保障体系，建成百万吨级全流程 CCUS 技术示范。 系统规模：100万吨/年 能耗增加：20%以内 成本：300 RMB/吨左右	具备 CCUS 全流程项目设计、建设和运营的产业化技术能力。 系统规模：百万吨/年以上 能耗增加：17%以内 成本：240 RMB/吨以内
捕集技术	形成完整的捕集技术基础研究与开发平台，掌握主要关键技术和技术的经济和技术特性。 系统规模：30万-100万吨/年 能耗增加(常压CO ₂)：20%以内 成本：210 RMB/吨以内	形成自主的CO ₂ 捕集技术体系。 系统规模：100万吨/年 能耗增加(常压CO ₂)：15%以内 成本：180 RMB/吨以内	形成捕集主要设备的设计、制造和安装能力；具备大规模全流程商业化开发技术能力。 系统规模：百万吨/年以上 能耗增加(常压CO ₂)：12%以内 成本：140 RMB/吨以内
运输技术	突破 CO ₂ 输送的关键技术，开发出完整的 CO ₂ 输送工艺，支撑全流程中试及示范需要。 系统规模：管长 80km 以上，年输送能力 30万吨/年的 CO ₂ 输送管线示范工程及配套设备。 成本：90 RMB/吨百公里	完善并形成长距离 CO ₂ 输送工艺技术体系，制定相关规范和标准。 系统规模：建设 200km、输送能力大于 100 万吨/年的 CO ₂ 输送管线示范工程及配套设备。 成本：80 RMB/吨百公里	具备大口径长距离管网的设计、建造以及运营的能力。 系统规模：CO ₂ 输送干线管网长度不低于 1000km。 成本：70 RMB/吨百公里
利用技术	形成 CO ₂ 高效利用与封存一体化的技术，开展技术示范，EOR 利用和封存 CO ₂ 的总规模达到 100 万吨/年。 产油量：30 万吨/年 动态封存率：40-50%	集成、配套和完善 CO ₂ 高效利用与封存的产业化技术，初步建成涵盖石油、化工、电力、煤炭和生物工程等企业部门的 CCUS 技术产业项目，利用和封存 CO ₂ 的总规模达到 200 万吨/年。 产油量：60 万吨/年 动态封存率：50-60%	构建涵盖石油、化工、电力、煤炭和生物工程等企业部门的 CO ₂ 资源化利用产业，利用和封存 CO ₂ 的年规模达到 200 万吨以上。 产油量：100 万吨/年 动态封存率：60%以上
封存技术	建立封存安全保障研发体系，突破场地选址、安全性评价、监测与补救等关键技术； 建成 30 万吨/年封存集成系统与示范。 成本：50 RMB/吨以内	建立封存的监测、核证和计量系统，形成安全环保评价标准，建成封存安全保障体系；初步形成中国场地封存技术指导准则 建立 100 万吨/年封存集成系统与示范。 成本：40 RMB/吨以内	建立系统的 CO ₂ 地质封存技术规范，形成 100 万吨/年以上规模的封存工程技术体系。 成本：30 RMB/吨以内

5. 表格中所有成本均按照 2010 年不变价折算，不考虑能源等的价格变动，不考虑融资成本，设备按 15 年、管道按 30 年折旧，输送距离按照 100 公里计算，一般工程条件下的预测。

资料来源同上表。

总体来看，我们认为到 2025 年我国的煤炭可能会达到消费的顶峰，因此，从目前到 2050 年中长期来看，我国煤炭的转型分为三个方向，主流方向仍然是清洁煤的发电技术，以减少煤炭的污染和温室气体排放；其次通过适度发展煤制油和煤制天然气，发挥它们石油天然气进口替代的功能，降低中国油气能源进口的外贸依存度，确保国家能源安全；第三是通过发展精细煤化工，消化煤炭库存，延

长煤炭产业链，提升煤炭产业的附加值。从未来煤炭转型发展的方向来看，尽管有国家政策的支持，而且在技术上大部分都可以解决，但无论是清洁发电技术的大规模铺开，还是煤制油气及精细煤化工，都面临着巨大投资问题，能否筹集到足够的资金，是煤炭转型能否成功的关键。因此，要通过积极发展混合所有制经济，即国有资本、集体资本、非公有资本等交叉持股、相互融合的所有制经济，加大财政、税收、信贷、PE（私募股权投资）、上市等政策支持力度，多方筹资，确保煤炭转型的成功。

由于煤制油气和发展煤化工的过程中，同样会引起二次污染，同时还要消耗大量的水资源，因此，在这一方面还存在一定的争论。因此，煤炭转型一定不能搞集中式的快速发展，总体思路应该适度发展，各方面条件成熟一个发展一个，要和国家或地方的能源发展相匹配。同时，应该从全产业生命周期的角度着眼，且勿因为煤炭转型就降低对环境的要求，同时要切实做好水资源的保护和综合利用，提高利用效率，水资源也是决定煤炭转型发展能否成功的重要因素之一。

表6 现代煤化工技术经济量化指标

指标项目	技术指标			经济指标		环境指标	
	综合能源效率	单位产品煤耗	单位产品水耗	单位产能投资	单位产品工业增加值	单位产品二氧化碳排放	单位产品废水排放
煤炭直接液化	50~56	2.6~2.9	6~8	1.2~1.5	2800~3200	5~6	废水不外排
煤炭间接液化	38~43	3.2~3.6	13~15	1.4~1.7	2600~3100	6~7	废水不外排
煤制天然气	55~57	2.3~2.5	7~9	0.6~0.8	1100~1500	2~3	废水不外排
煤制烯烃	35~40	4.2~4.8	25~32	3.1~3.5	5000~6000	10~11	废水不外排
煤制乙二醇	25~30	2.1~2.6	20~25	1.0~1.3	2800~3500	3.3~4.5	废水不外排

资料来源：陈贵锋等，《现代煤化工技术经济及产业链研究》，《煤炭工程》，2014年第10期，第70页

加快推动煤炭生产和消费革命，大力实施煤炭清洁利用和高效转化，不仅有利于推动我国的节能减排工作，还可促进煤炭消费量的合理增长（预计新增煤炭消费量约12.6亿吨），是破解我国煤炭产能过剩困局的重要途径。⁹

参考文献：

县祥，《互联网+：新常态下煤炭转型升级的战略选择》，《工业经济论坛》，2016年第1期

任德新：《美国新能源政策及其对我国的启示》，《现代经济探讨》，2001年第10期。

⁹韩建国，《能源结构调整“软着陆”的路径探析——发展煤炭清洁利用、破解能源困局、践行能源革命》，《管理世界》，2016年第2期，第6页

张引刚, 低碳时代山西能源结构调整与煤炭转型发展分析, 《中国能源》。2014 年第 3 期

陈子瞻, 《煤制油气产业竞争力分析》, 中国地质大学博士学位论文, 2016 年 5 月

Bloch, H., Rafiq, S., Salim, R., 2012. Coal consumption, CO₂ emission and economic growth in China: empirical evidence and policy responses. *Energy Econ.* 34 (2), 518 - 528.

Bloch, H., Rafiq, S., Salim, R., 2015. Economic growth with coal, oil and renewable energy consumption in China: Prospects for fuel substitution. *Econ. Model.* 44 (1), 104 - 115.

Xu Tang, et al., Clean coal use in China: Challenges and policy implications *Energy Policy*, *Energy Policy*, 87 (2015) 517 - 523

郝大庆, 《内蒙古煤炭资源清洁高效利用技术战略研究》, 内蒙古大学硕士论文, 2014 年 10 月。

朱 琪, 《中国煤制气发展利弊分析》, 《能源与节能》, 2014 年第 5 期

中国煤炭报, 《发展煤制油, 转型升级的重要方向》, 见中国煤炭网,
<http://www.ccoalnews.com/101773/101786/233770.html> 2014 年 01 月 03 日

韩建国, 《能源结构调整 “软着陆” 的路径探析——发展煤炭清洁利用、破解能源困局、践行能源革命》, 《管理世界》, 2016 年第 2 期

黄格省等, 《我国现代煤化工产业发展现状及对石油化工产业的影响》, 《化工进展》, 2015 年第 2 期,