

光期能化：《“十四五”现代能源体系规划》解读

- ◆ 如何理解现代能源体系？“清洁低碳安全高效”是现代能源体系的核心内涵。

光大期货研究所

能化研究团队

研究总监：钟美燕

品种：原油、甲醇

分析师：杜冰沁

品种：原油、燃料油

分析师：周遨

品种：聚烯烃、乙二醇

分析师：朱金涛

品种：天然橡胶

- ◆ 现代能源体系建设的主要目标是什么？单位国内生产总值能源消耗和二氧化碳排放分别降低 13.5%、18%，能源综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，非化石能源消费比重提高到 20%左右。
- ◆ 如何有力保障我国能源安全稳定供应？增强能源的供应能力，做好增量和稳住存量；加快完善能源产供储销体系；加强能源应急安全保障能力
- ◆ 如何在能源领域做好碳减排工作？完善能耗“双控”与碳排放控制制度；加快能源结构绿色低碳转型；实施重点行业领域节能降碳行动。

撰写人：周遨、杜冰沁

撰写日期：

2022 年 3 月 25 日

期市有风险

入市需谨慎

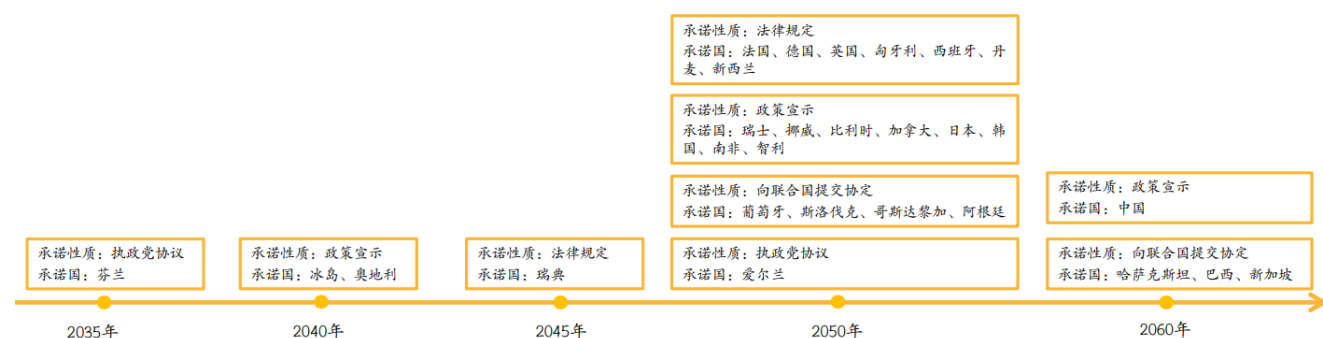
光期能化：《“十四五”现代能源体系规划》解读

1、如何理解现代能源体系？

20 世纪以来，全球变暖的趋势愈发明显，遏制气候变化逐渐成为了全球共识，已有多个国家相继宣布了在本世纪中叶实现碳中和的目标。全球的能源体系也出现了深刻变革，能源发展呈现出明显的低碳化、智能化、多元化、多极化趋势。而我国要加快构建的，就是顺应世界大趋势、大方向的“现代能源体系”。习近平总书记在中央财经委员会第九次会议和中央政治局第三十六次集体学习时，就碳达峰碳中和工作作出重要指示，强调的第一项重点任务就是构建清洁低碳安全高效的能源体系。“清洁低碳安全高效”八个字，就是现代能源体系的核心内涵。

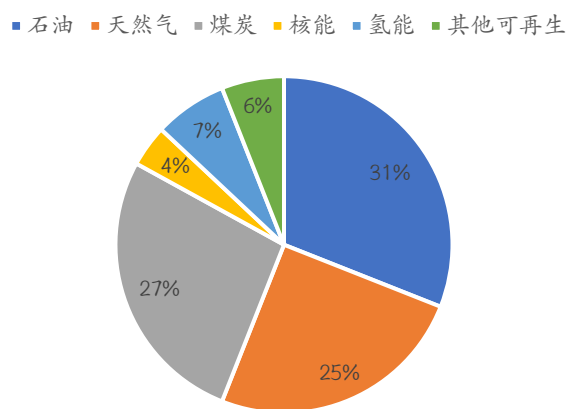
当前我国的能源结构仍以煤炭为主，煤炭发电量仍占我国发电总量的 60% 左右。但随着全球能源结构低碳化转型加速推进，世界各国的能源结构都在加速调整，多国积极发展新能源，加快化石能源清洁替代，近五年来可再生能源提供了全球新增发电量的约 60%，这也将是我国能源结构未来的调整方向。

图表 1: 各国发布的碳中和目标计划达成时间表



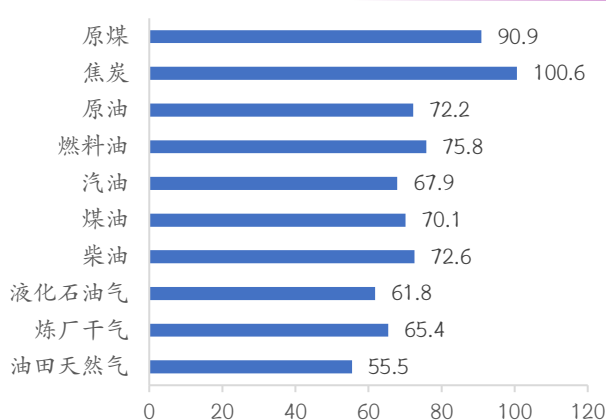
资料来源：欧盟委员会，国际能源网，《联合国气候变化框架公约》等，光大期货研究所

图表 2：2020 年全球一次能源消费结构



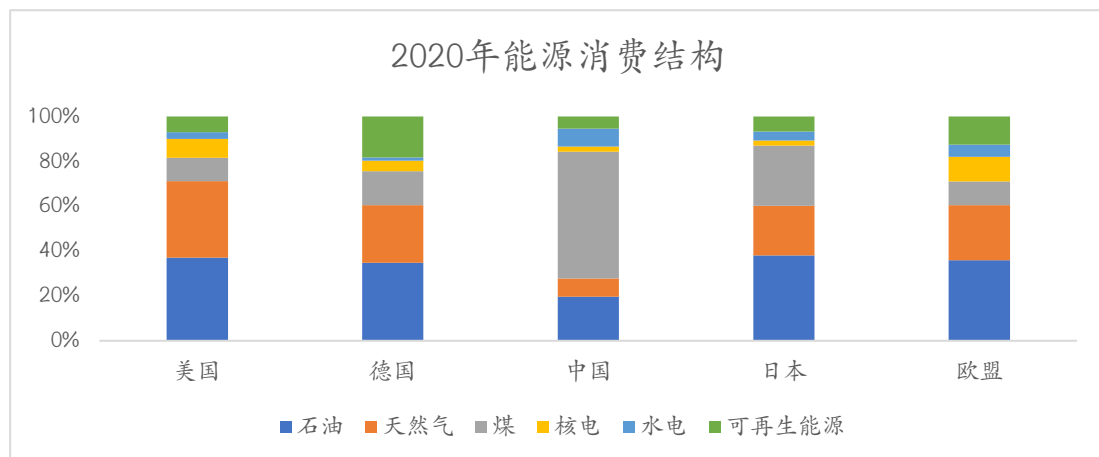
资料来源：BP、光大期货研究所

图表 3：常见能源单位热值碳排放（单位：g-CO₂/J）



资料来源：碳排放交易网、光大期货研究所

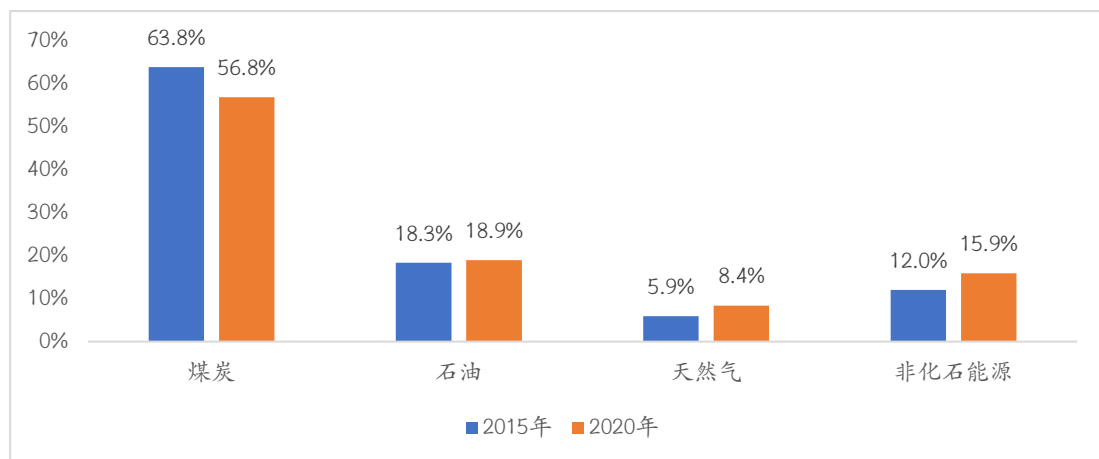
图表 4:我国能源消费结构仍以煤炭为主



资料来源：BP，光大期货研究所

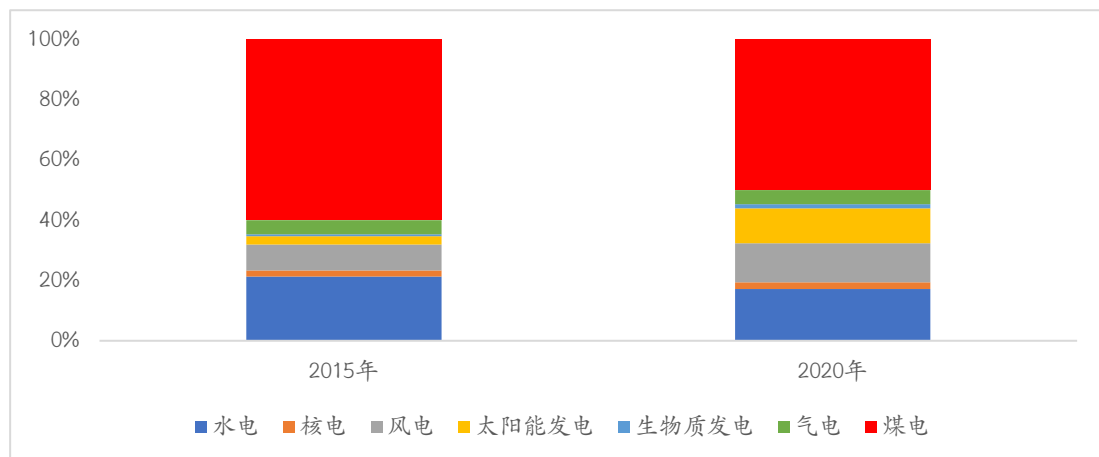
根据《“十四五”现代能源体系规划》(以下简称《规划》)，“十三五”时期，我国能源结构持续优化，低碳转型成效显著，非化石能源消费比重达到 15.9%，煤炭消费比重下降至 56.8%，常规水电、风电、太阳能发电、核电装机容量分别达到 3.4 亿千瓦、2.8 亿千瓦、2.5 亿千瓦、0.5 亿千瓦，非化石能源发电装机容量稳居世界第一。“十四五”时期是为力争在 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和打好基础的关键时期，同时能源安全保障也将进入固根基、扬优势、补短板、强弱项的新阶段。

图表 5: 我国能源结构变化 (%)



资料来源：国家发改委，光大期货研究所

图表 6: 非化石能源发电装机容量占比逐渐上升 (%)



资料来源: 国家发改委, 光大期货研究所

2、现代能源体系建设的主要目标是什么?

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，与能源相关的目标指标共 4 个，分别为：单位国内生产总值能源消耗和二氧化碳排放分别降低 13.5%、18%，能源综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，非化石能源消费比重提高到 20% 左右。

图表 7: 现代能源体系部分建设目标

项目	目标
能源综合生产能力	到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上
原油生产能力	到 2025 年，原油年产量回升并稳定在 2 亿吨水平
天然气生产能力	到 2025 年，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上
发电装机容量	到 2025 年，发电装机总容量达到约 30 亿千瓦
非化石能源消费比重	到 2025 年，非化石能源消费比重提高到 20% 左右；到 2035 年，在 2030 年达到 25% 的基础上进一步大幅提高。
非化石能源发电量比重	到 2025 年，非化石能源发电量比重达到 39% 左右

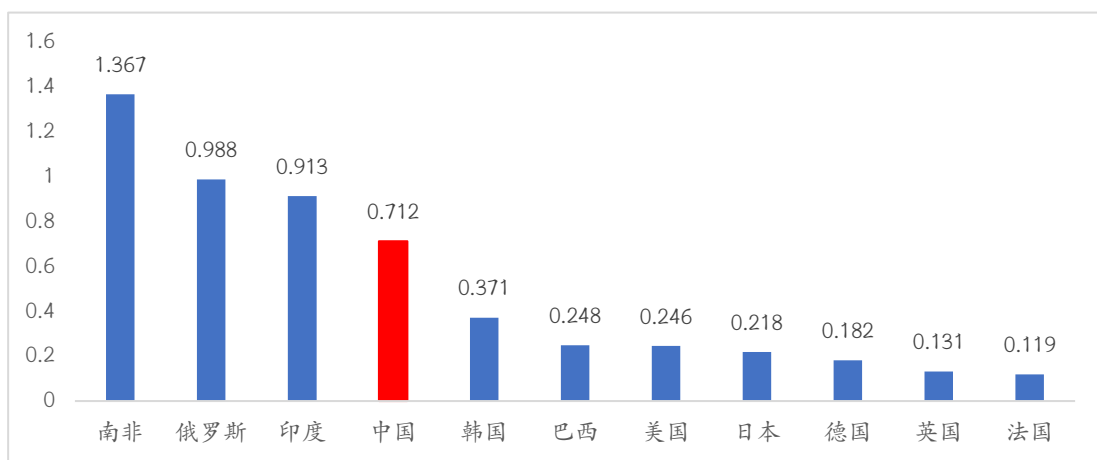
资料来源: 国家发改委, 光大期货研究所

根据 BP 统计的数据，截至 2020 年，我国碳排放量占全球碳排放量的比重达到了 30.7%，是全球碳排放量最多的国家，其次分别是美国、印度、俄罗斯和日本，占比分别为 13.8%、7.1%、4.6%和 3.2%。而且，从世界主要国家单位 GDP 所产生的碳排放来看，发达经济体的单位 GDP 碳排放普遍在 0.1-0.3 千克/美元，而我国 2019 年的单位 GDP 碳排放为 0.712 千克/美元。因此，无论是从总量还是从强度上来看，我国都急需控制碳排放量。

因此，在能源消费端，现代能源体系的建设目标便是推动形成绿色低碳的能源消费模式，做好增加清洁能源供应能力的“加法”和减少能源产业链碳排放的“减法”。主要着手点有三：一是要完善能耗“双控”与碳排放控制制度，严格控制能耗强度，坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展；二是实施重点行业领域节能降碳行动；三是大力推动煤炭清洁高效利用，严格控制钢

铁、化工、水泥等主要用煤行业煤炭消费。

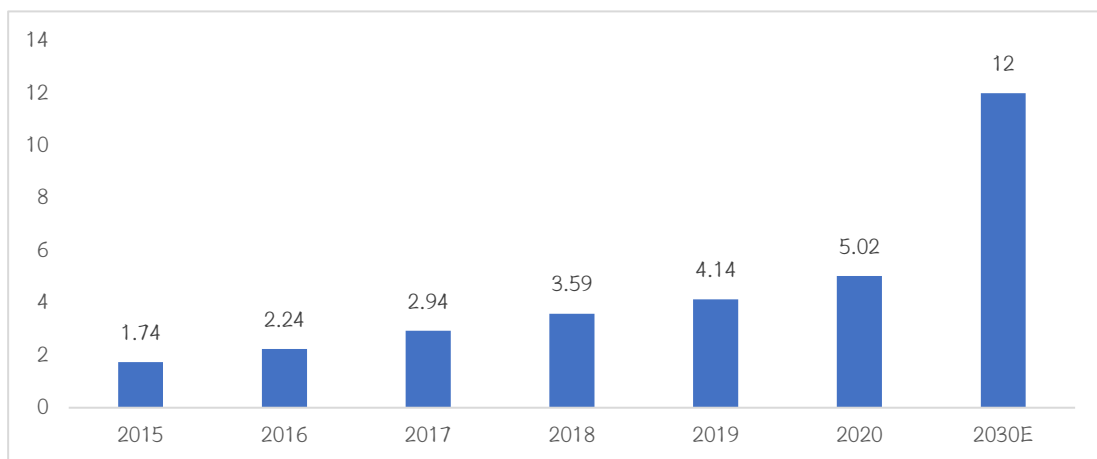
图表 8：2019 年世界主要国家单位 GDP 碳排放量（千克/美元）



资料来源：Our World in Data，前瞻产业研究院，光大期货研究所

在能源供给端，《规划》在指标设置上提出，到 2025 年非化石能源发电量比重达到 39% 左右，加快发展风电、太阳能发电，因地制宜开发水电、生物质发电，积极安全有序发展核电，力争 2025 年常规水电装机容量达到 3.8 亿千瓦左右，核电运行装机容量达到 7000 万千瓦左右。2020 年，我国光伏和风电发电机装机规模仅为 5 亿千瓦，相比国家提出的 2030 年达到 12 亿千瓦时的目标仍有较大差距（参考《国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》），相当于 10 年时间市场规模至少翻一倍，行业发展仍有较为广阔的前景。

图表 9：2015-2020 年中国光伏和风电发电机装机规模（亿千瓦时）



资料来源：前瞻产业研究院，光大期货研究所

图表 10：能源绿色低碳转型工程

项目	工程
水电	建成投产金沙江乌东德（已建成投产）、白鹤滩（部分机组已建成投产），雅砻江两河口（部分机组已建成投产）等水电站。推进金沙江拉哇、大渡河双江口等水电站建设。力争开工金沙江岗托、旭龙，雅砻江牙根二级、孟底沟（已核准开工），大渡河丹巴，黄河羊曲（已核准开工）等水电站。深入开展奔子栏、龙盘、

	古学等水电站前期论证。实施雅鲁藏布江下游水电开发等重大工程。
核电	建成投产辽宁红沿河 5、6 号（5 号已建成投产）；山东石岛湾高温气冷堆、“国和一号”示范项目；江苏田湾 6 号（已建成投产）；福建福清 5、6 号（5 号已建成投产），漳州一期 1、2 号；广东太平岭一期 1、2 号；广西防城港 3、4 号等核电机组。
风电和光伏发电	积极推进东部和中部等地区分散式风电和分布式光伏建设，优化推进新疆、青海、甘肃、内蒙古、宁夏、陕北、晋北、冀北、辽宁、吉林、黑龙江等地区陆上风电和光伏发电基地化开发，重点建设广东、福建、浙江、江苏、山东等海上风电基地。
生物质能和地热能	稳步发展城镇生活垃圾焚烧发电，有序发展农林生物质发电和沼气发电，建设千万立方米级生物天然气工程。在京津冀、山西、陕西、河南、湖北等区域大力推进中深层地热能供暖制冷，在西藏、川西、青海等高温地热资源丰富地区建设一批地热能发电示范项目。
灵活调节电源	推进桐城、磐安、泰安二期、浑源等抽水蓄能电站建设，开工大雅河、尚志、滦平、徐水、灵寿、美岱、乌海、泰顺（已核准开工）、天台（已核准开工）、建德、桐庐、宁国、岳西、石台、霍山、连云港、洪屏二期、大幕山、平坦原（已核准开工）、紫云山、安化、栗子湾（已核准开工）、哇让、牛首山（已核准工）、贵阳（石厂坝）、南宁（已核准开工）、黔南（黄丝）、羊林等抽水蓄能电站。开展黄河上游梯级电站大型储能项目研究。在青海、新疆、甘肃、内蒙古等地区推动太阳能热发电与风电、光伏发电配套发展。重点对 30 万千瓦及以下煤电机组进行灵活性改造，对于调峰困难地区研究推动 60 万千瓦亚临界煤电机组灵活性改造。

资料来源：国家发改委，光大期货研究所

保障安全是能源发展的首要任务。“十四五”时期我们将从战略安全、运行安全、应急安全等多个维度，加强能源综合保障能力建设。到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上。能源储备体系更加完善，能源自主供给能力进一步增强。重点城市、核心区域、重要用户电力应急安全保障能力明显提升。

《规划》提出，到 2035 年，能源高质量发展取得决定性进展，基本建成现代能源体系。能源安全保障能力大幅提升，绿色生产和消费模式广泛形成，非化石能源消费比重在 2030 年达到 25% 的基础上进一步大幅提高，可再生能源发电成为主体电源，新型电力系统建设取得实质性成效，碳排放总量达峰后稳中有降。

3、如何有力保障我国能源安全稳定供应？

2020 年底，我国原油进口依赖度高达 73%，天然气进口依赖度也在 40% 以上，因此我国能源安全的保障问题十分紧迫。《规划》中提到，我们要强化底线思维，坚持“立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备”的原则，以保障安全为前提构建现代能源体系，加强能源自主供给能力建设，确保能源供需形势总体平稳有序。

第一，要增强能源的供应能力，做好增量和稳住存量。“增量”即把风、光、水、核等清洁能源供应体系建设好，加快实施可再生能源替代行动，持续扩大清洁能源供给。“存量”即发挥好煤炭、煤电在推动能源绿色低碳发展中的支撑作用，有序释放先进煤炭产能，根据发展需要合理建

设支撑性、调节性的先进煤电。着力提升国内油气生产水平，力争 2022 年回升到 2 亿吨水平并较长时期稳产。天然气产量快速增长，力争 2025 年达到 2300 亿立方米以上。

第二，要加快完善能源产供储销体系。做好电网、油气管网等能源基础设施建设，特别是加强电力和油气跨省跨区输送通道建设。建立健全煤炭储备体系，加大油气增储上产力度，重点推进地下储气库、LNG 接收站等储气设施建设，提升能源供应能力弹性。到 2025 年，全国集约布局的储气能力达到 550 亿~600 亿立方米，占天然气消费量的比重约 13%。

第三，要加强能源应急安全保障能力。建立健全煤炭、油气、电力供需预警机制，提高快速响应和能源供应快速恢复能力。

图表 11：能源安全重点保障工程

项目	工程
油气勘探开发	立足四川盆地、塔里木盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、柴达木盆地等重点盆地，加强中西部地区和海域风险勘探，强化东部老区精细勘探。推动准噶尔盆地玛湖、吉木萨尔页岩油，鄂尔多斯盆地页岩油、致密气，松辽盆地大庆古龙页岩油，四川盆地川中古隆起、川南页岩气，塔里木盆地顺北、富满、博孜一大北，鄂西、陕南、滇黔北页岩气，海域渤中、垦利、恩平等油气上产工程。加快推进四川盆地“气大庆”、塔里木盆地“深层油气大庆”、鄂尔多斯亿吨级“油气超级盆地”等标志性工程。加强沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发。开展南海等地区天然气水合物试采。
储气库及 LNG 接收站	打造华北、东北、西南、西北等数个百亿方级地下储气库群。优先推进重要港址已建、在建和规划的 LNG 接收站项目。
煤炭储备	支持符合条件的企业履行社会责任，在煤炭生产地、消费低、铁路交通枢纽、主要中转港口建设煤炭储备。
网络安全管控	加快推进电力监控系统安全防护体系完善工程、电力信息系统密码基础设施建设工程、北斗时空基础设施应用及智能化运营体系工程建设，开展北斗时频网建设，推进重点企业电力北斗综合服务平台建设和终端应用试点。建成电力行业网络安全态势感知平台和全业务、分布式、高仿真的电力行业网络安全仿真验证环境。
风险与应急管控	初步建成流域水电安全与应急管理信息平台、水电站（大坝）安全和应急管理平台。建设电力安全应急指挥平台。

资料来源：国家发改委，光大期货研究所

4、如何在能源领域做好碳减排工作？

（1）完善能耗“双控”与碳排放控制制度

《规划》中提到，能耗强度目标在“十四五”规划期内统筹考核，并留有适当弹性，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制。坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展，优先保障居民生活、现代服务业、高技术产业和先进制造业等用能需求。加快全国碳排放权交易市场建设，推动能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变。

一方面，实现碳达峰碳中和是我国推动高质量发展的内在要求，要坚定不移地推进；另一方

面，“双碳”政策不可能毕其功于一役，我们需要立足于我国以煤为主的基本国情，传统能源的逐步退出要建立在新能源安全可靠的替代基础上。因此，2021 年 12 月的中央经济工作会议提出，要抓好煤炭清洁高效利用，增加新能源消纳能力，推动煤炭和新能源优化组合。同时，《规划》中也谈到，要在“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长，严格控制钢铁、化工、水泥等主要用煤行业煤炭消费。

我们认为，原料用能不纳入总量控制，有望使符合能效标杆的煤化工、大炼化新项目审批逐步正常化，政策面将推动化工产业转型升级，加快淘汰落后，鼓励优势企业做大做强。在落实“精细化”统计之后，对于使用化石能源作为生产原料的企业，其碳排放的压力有望得到一定程度的减轻，但是生产加工原料过程中的燃料用能的碳排放依然受到严格约束。而新增可再生能源不纳入能源消费总量控制，意味着国家将大力鼓励、支持可再生能源行业发展，用能企业也可以通过购买可再生能源的方式提升企业能源消费总量，缓解双控压力，这都将利好绿电的发展。

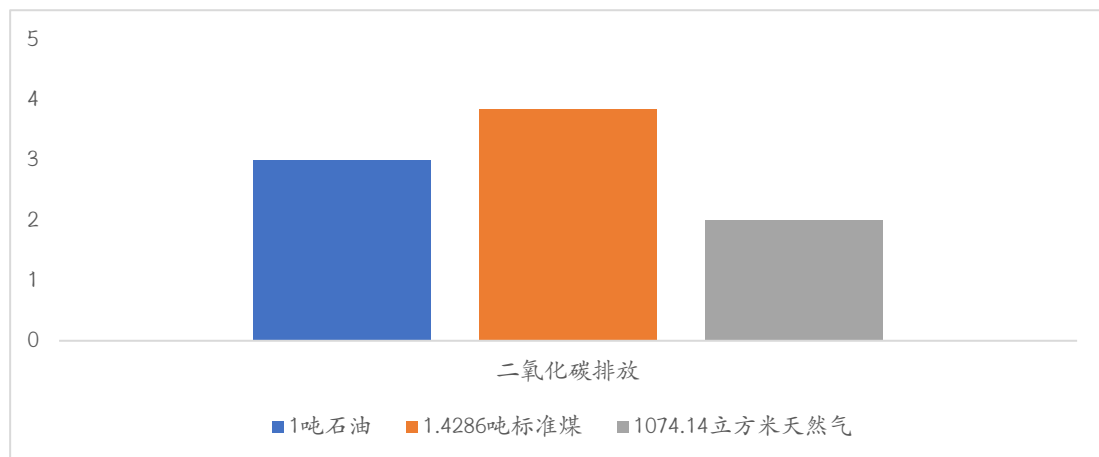
（2）加快能源结构绿色低碳转型

《规划》中提到要加快能源结构绿色低碳转型，提高非化石能源消费占比，重点加快发展风电、太阳能发电，积极安全有序发展核电，因地制宜开发水电和其他可再生能源，增强清洁能源供给能力。有关非化石能源的部分在前文已有介绍，在此不再赘述，下面重点介绍传统能源行业中的绿色低碳转型问题。

在传统能源行业当中，从产生热能的效率来看，1 吨石油所产生的热量等于 1.4286 吨标准煤和 1074.14 立方米天然气所产生的热量，而在产生相同热量的情况下，燃烧煤所释放的二氧化碳远高于燃烧石油和天然气所排放的二氧化碳。虽然为了实现“双碳”目标，传统石化能源行业发展进入政策低谷期。然而由于短时间内新能源并不能完全替代石化能源，而且经济的发展也会增加各个行业对传统石化能源的需求。因此想要减少碳排放，在传统能源消费结构中，就应该进一步减少煤炭消费，增加对石油和天然气的使用。

而天然气是重要的一次能源，也是清洁能源的发展方向。天然气相比于石油和煤炭而言燃烧更完全，污染水平较低；碳饱和度和热值较高，单位热值碳排放量较低，其在全球一次能源消费中的比例逐年上升，2020 年占比约为 25%，与煤炭接近。天然气作为高热值、低碳排放的化石能源，不仅能够替代传统能源，保证能源安全，也可以满足新型清洁能源在电力系统中的调峰调谷需求，是助力实现双碳目标、构建清洁低碳、安全高效能源体系的重要实现途径。

图表 12：产生相同热量时燃烧煤所产生的碳排放（吨）要高于石油和天然气

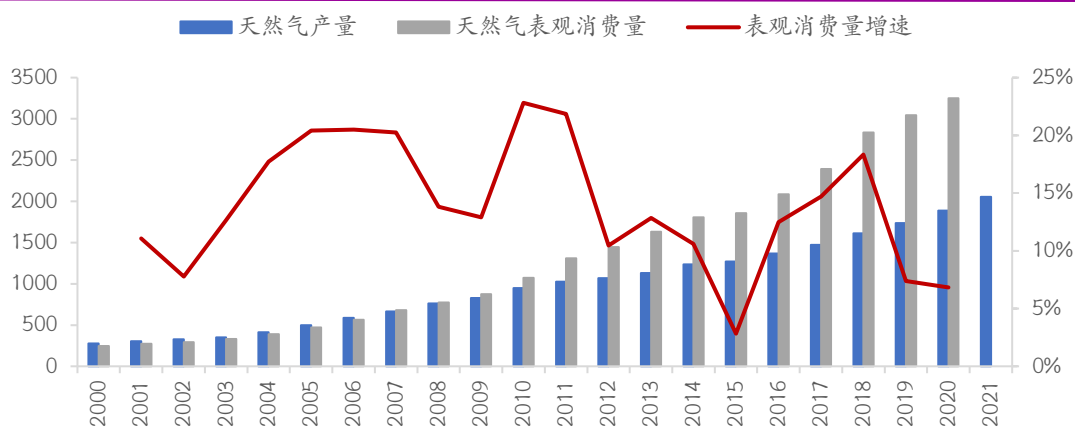


资料来源：前瞻产业研究院，光大期货研究所

近年来，我国天然气储量和产量持续上行。数据显示，2020 年国内已探明可开采天然气储量为 8.4 万亿立方米，探明新增地质储量 1.29 万亿立方米。2021 年，我国天然气产量为 2052.6 亿立方米，同比增长 8.7%，较 2019 年增长 18.5%。2021 年为全面推进“十四五”天然气大发展的开局之年，国内三大上游生产企业加大勘探开发力度，常规天然气与非常规天然气并举，其中非常规天然气产量增速超过 10%，常规天然气产量增长维持在 5-10% 左右。在“双碳”目标驱动下，预计 2022 年中国天然气产量将达到 2220 亿立方米，同比增长 8.2%。另一方面，在碳中和碳达峰的背景下，我国“煤改气”进程加速，天然气的表观消费量也快速上升。2021 年全年，我国天然气表观消费量达到 3670.6 亿方，同比去年和前年分别增长 12.7% 和 21.1%，两年平均增速为 10.1%。2011-2020 年，我国天然气产量年均复合增速为 7%，消费量年均复合增速则达到 11%。

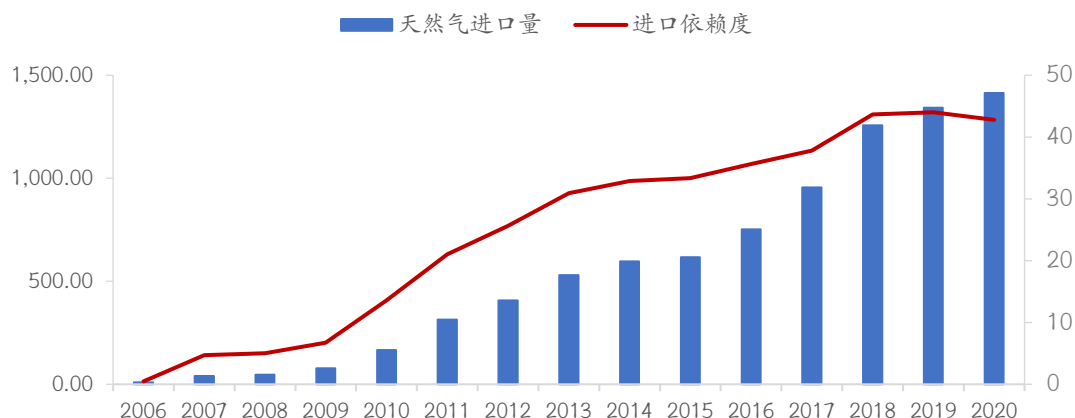
可以看出，我国天然气产量增长长期不及需求增长，进口依赖度逐年提升并保持在 40% 以上。2021 年，国内天然气产量较 2020 年增长 7.7%，而消费量同比增长 12.7%，我国天然气对外依存度攀升至 44.1%，高于 2020 年和 2019 年的 41.5% 和 42.9%。其中进口增长较为迅速的主要为 LNG，这主要是由于技术的成熟，LNG 船运成本逐渐降低，而管道气进口量则在 2019 和 2020 年出现了负增长。LNG 进口又分为现货和长协两种模式，其中现货进口由于较为灵活，其近年来增速相对长协进口也更为明显。

图表 13: 国内天然气产量、表观消费量及增速 (单位: 亿立方米、%)



资料来源: WIND、光大期货研究所

图表 14: 国内天然气进口量和进口依赖度 (单位: 亿立方米、%)



资料来源: WIND、光大期货研究所

但在经历了去年三季度开始持续至今的天然气价格暴涨之后, 未来新增供应潜力或将转移至管道气。2021 年, 我国共进口天然气 12135.5 万吨, 同比增长 19.9%。其中 LNG 进口量占比 65%, 较 2020 年同期占比下降 1.1%; 管道气进口量占比 35%。进口管道气价格优势明显叠加中俄东线供应增加, 导致去年管道气进口整体呈现增长的态势。截至 2020 年 12 月, 中国天然气长输管道总里程近 8.3 万千米。我国目前已建、在建和规划新建的中俄东线、中俄西线、中亚 A-D 线、中缅管道等全部建成投产后, 将增加我国进口能力至 1650 亿立方米/年。此外, 我国 LNG 终端配套设施也在逐步推进。2020 年, 我国已建成并投运 22 座 LNG 接收站, 总接收能力达到 8700 万吨/年, 同比增长 14.2%, 年新增接收能力 1085 万吨/年。目前在建 LNG 接收站有 17 座, 合计接收能力 7230 万吨。随着中俄东线供应量增加、在建 LNG 接收站项目加快推进以及多个新签的 LNG

中长协合同即将开始履约，预计 2022 年中国进口天然气总量或达到 1820 亿立方米，同比增长 8.7%。

图表 15：我国已建、在建及规划进口天然气管道

管道名称	气源国	管道长度（千米）	设计输气能力（亿立方米/年）	投产年份
中亚 A 线	土库曼斯坦	1833	150	2009
中亚 B 线	乌兹别克斯坦	1833	150	2010
中亚 C 线	哈萨克斯坦	1830	250	2014
中亚 D 线		1000	300	在建
中缅线	缅甸	2520	120	2013
中俄东线	俄罗斯	4000	380	2019
中俄西线			300	规划

数据来源：中石油官网、光大期货研究所

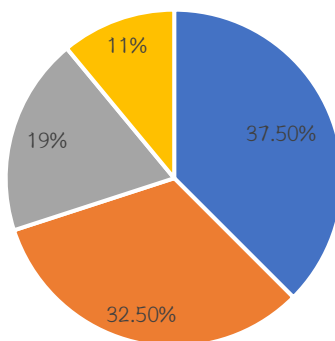
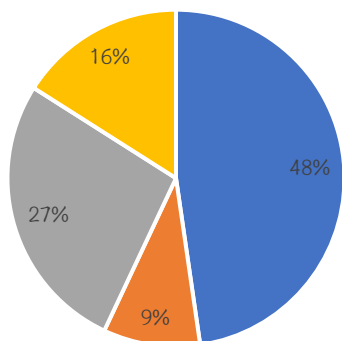
就我国天然气的消费结构来看，城市燃气和工业燃料占比较大，其中城市燃气需求稳定，化工用气占比较小，工业用气受价格波动影响较为明显。2021 年，我国城镇燃气消费增长成为推升天然气消费量的最大动力，贡献了超 60% 的增量；其次是发电用气和工业燃料用气的增长，分别贡献了 18% 和近 14% 的增量；而化工消费增量占比较低，仅为近 6%。发电用气占比近年来不断提升，预计未来将引领天然气新增需求。

图表 16：2020 年我国天然气供给结构

图表 17：2020 年我国天然气需求结构

■ 常规天然气 ■ 非常规天然气 ■ 进口 LNG ■ 进口管道气

■ 城市燃气 ■ 工业燃料 ■ 发电用气 ■ 化工用气



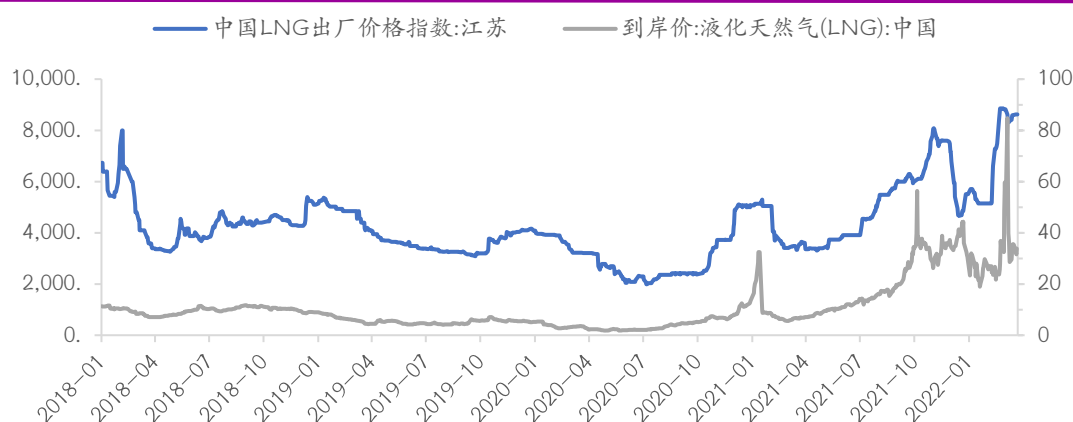
资料来源：WIND、光大期货研究所

资料来源：WIND、光大期货研究所

在我国，天然气价格呈现门站价政府管控与市场化定价以及终端价居民用气和非居民用气的“双轨制”特征。其中国产天然气与进口管道气出厂价格受政府指导价监管，整体缺乏弹性，中游管输费和配气费也实行政府定价。而进口 LNG 价格则完全市场化，分为长协价格和现货价格，亚太地区的 LNG 长协价格主要参考日本进口原油及粗制油综合价格指数（JJC），与国

际油价挂钩；现货价格主要与普氏发布的亚太天然气基准价JKM 价格挂钩，但 LNG 现货进口仅占总进口量的 26%、全国天然气供给量的 11%左右，我国天然气定价整体市场化程度不高。2017 年，《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》发布，提出天然气改革的核心是“管住中间，放开两头”，实现管输资源向第三方市场主体公平开放，放开上游天然气开采行业准入，促进下游配售环节的公平竞争；2019 年国家管网公司成立，成为市场化进场的关键举措之一。我国天然气价格市场化进程不断推进。

图表 18：中国 LNG 出厂价及液化 LNG 进口到岸价（单位：元/吨、美元/百万英热单位）



资料来源：WIND、光大期货研究所

《规划》中提出，“十四五”时期现代能源体系建设的主要目标是到 2025 年，天然气年产量力争达到 2300 亿立方米以上，能源储备体系更加完善，能源自主供给能力进一步增强。进一步提升天然气储备和调节能力，统筹推进地下储气库、LNG 接收站等储气设施建设。构建供气企业、国家管网、城镇燃气企业和地方政府四方协同履约新机制，推动各方落实储气责任。同步提高管存调节能力、地下储气库采气调节能力和 LNG 气化外输调节能力，提升天然气管网保供季调峰水平。全面实行天然气购销合同管理，坚持合同化保供，加强供需市场调节，强化居民用气保障力度，优化天然气使用方向，新增天然气量优先保障居民生活需要和北方地区冬季清洁取暖。到 2025 年，全国集约布局的储气能力达到 550 亿-600 亿立方米，占天然气消费量的比重约 13%。

图表 19: 《“十四五”现代能源体系规划》天然气安全保障重点工程

天然气安全保障重点工程	
油气勘探开发	推动四川盆地川中古隆起、川南页岩气，塔里木盆地顺北、富满、博孜—大北，鄂西、陕南、滇黔北页岩气，海域渤中、垦利、恩平等油气上产工程。加快推进四川盆地“气大庆”、塔里木盆地“深层油气大庆”、鄂尔多斯亿吨级“油气超级盆地”等标志性工程。加强沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发。开展南海等地区天然气水合物试采。
储气库及 LNG 接收站	打造华北、东北、西南、西北等数百亿方级地下储气库群。优先推进重要港址已建、在建和规划的 LNG 接收站项目。

数据来源：国家发改委、光大期货研究所

同时，加快天然气长输管道及区域天然气管网建设，推进管网互联互通，完善 LNG 储运体系。到 2025 年，全国油气管网规模达到 21 万公里左右。此外，加快完善天然气市场顶层设计，构建有序竞争、高效保供的天然气市场体系，完善天然气交易平台。适时推动成品油、天然气等期货交易。稳步推进天然气价格市场化改革，减少配气层级。

图表 20: 《“十四五”现代能源体系规划》区域能源发展重点及基础设施工程

区域能源发展重点及基础设施工程	
能源低碳转型引领区	京津冀及周边地区，完善环渤海地区 LNG 储运体系。长三角地区，推进沿海 LNG 接收站扩大规模，加强浙沪、浙苏、苏皖等天然气管道联通。粤港澳大湾区及周边地区，鼓励增加天然气发电规模，完善 LNG 储运和天然气管网体系，积极推动储能电池应用示范。
天然气管网	建设中俄东线管道南段、川气东送二线、西气东输三线中段、西气东输四线、山东龙口—中原文 23 储气库管道等工程。

数据来源：国家发改委、光大期货研究所

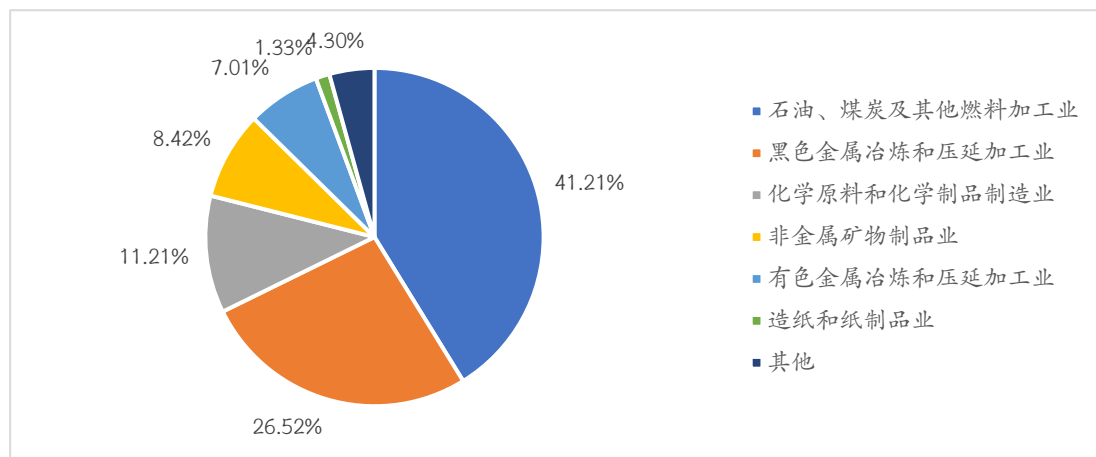
在《规划》发布的背景下，我国能源结构转型进入加速阶段。天然气作为最清洁的化石能源，将在实现碳中和碳达峰目标的过程中担任重要的过渡作用，我国天然气供需有望持续增长，天然气行业未来发展空间广阔。

（3）实施重点行业领域节能降碳行动

《规划》中提到，要实施重点行业领域节能降碳行动，加快工业节能与绿色制造标准制修订，开展能效对标达标和能效“领跑者”行动，推进绿色制造。

2019 年，我国制造业总体能源消耗碳排放量约 84 亿吨，其中石油、煤炭及其他燃料加工业、黑色金属冶炼和压延加工业、化学原料和化学制品制造业是碳排放量占比较大的行业，也将是我国推行节能降碳行动的重点行业。

图表 21：2019 年我国制造业能源消耗碳排放量占比（%）



资料来源：中国能源统计年鉴，光大期货研究所

2022 年 2 月 11 日，国家发改委发布了《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南(2022 年版)》，文件中对炼油、乙烯、对二甲苯、煤制甲醇、煤制烯烃、煤制乙二醇等化工行业的节能降碳工作目标和内容做出了明确规定。目前在指出的化工行业中，其中煤制乙二醇目前能效低于基准水平的占比最大，达到 40% 左右，其次是乙烯工业，能效低于基准水平占比达到 30%。可见，未来通过能效淘汰的行业中，乙烯、煤制乙二醇、甲醇、炼油工业将会面临巨大的压力。《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》中也提出，坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展，新建、扩建钢铁、水泥、平板玻璃、电解铝等高耗能高排放项目严格落实产能等量或减量置换，出台煤电、石化、煤化工等产能控制政策；未纳入国家有关领域产业规划的，一律不得新建改扩建炼油和新建乙烯、对二甲苯、煤制烯烃项目；合理控制煤制油气产能规模；提升高耗能高排放项目能耗准入标准；加强产能过剩分析预警和窗口指导。伴随着低效产能的退出和政策面倒逼石化和煤化工技术升级，我国石化和煤化的竞争环境有望改善，整体上有利于各行业的健康发展。

图表 22：《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南(2022 年版)》部分规定

项目	能效标杆水平	能效基准水平	截至 2020 年底现状	目标
炼油	7.5（千克标准油/（吨·能量因数））	8.5（千克标准油/（吨·能量因数））	我国炼油行业能效优于标杆水平的产能约占 25%，低于基准水平的产能约占 20%。	到 2025 年，炼油领域能效标杆水平以上产能比例达到 30%，能效基准水平以下产能加快退出。
蒸汽裂解制乙烯	590（标准油/吨）	640（标准油/吨）	我国蒸汽裂解制乙烯能效优于标杆水平的产能约占 20%，能效低于基准水平的产能约占 30%。	到 2025 年，乙烯行业能效标杆水平以上产能比例达到 30% 以上，能效基准水平以下产能有序开展改造提升。 加快 30 万吨/年以下乙烯装置淘汰退出。对能效水平在基准值以下，且无法通过节能改造达到基

				准值以上的乙烯装置，加快淘汰退出。
对二甲苯	380 (标准油/吨)	550 (标准油/吨)	我国对二甲苯能效优于标杆水平的产能约占 23%，能效低于基准水平的产能约占 18%。	到 2025 年，对二甲苯行业能效标杆水平以上产能比例达到 50%，能效基准水平以下产能基本清零。 加快推动单系列 60 万吨/年以下规模对二甲苯装置淘汰退出，对能效水平在基准值以下，且无法通过节能改造达到基准值以上的对二甲苯装置，加快淘汰退出。
以褐煤为原料的煤制甲醇	1550 (千克标准煤/吨)	2000 (千克标准煤/吨)	我国煤制甲醇行业能效优于标杆水平的产能约占 15%，能效低于基准水平的产能约占 25%。	到 2025 年，煤制甲醇、煤制烯烃、煤制乙二醇行业达到能效标杆水平以上产能比例分别达到 30%、50%、30%，基准水平以下产能基本清零。
以烟煤为原料的煤制甲醇	1400 (千克标准煤/吨)	1800 (千克标准煤/吨)		
以无烟煤为原料的煤制甲醇	1250 (千克标准煤/吨)	1600 (千克标准煤/吨)		
煤制烯烃 (MTO 路线)	2800 (千克标准煤/吨)	3300 (千克标准煤/吨)	煤制烯烃行业能效优于标杆水平的产能约占 48%，且全部产能高于基准水平。	
煤制乙二醇	1000 (千克标准煤/吨)	1350 (千克标准煤/吨)	煤制乙二醇行业能效优于标杆水平的产能约占 20%，能效低于基准水平的产能约占 40%。	

资料来源：国家发改委，光大期货研究所

图表 23：低于基准能效水平的产能规模统计

项目	低于基准水平占比	2020 年产能 (万吨/年)	低能效产能 (万吨/年)
炼油	20%	89000	17800
蒸汽裂解制乙烯	30%	2659	798
PX	18%	2603	468
煤制甲醇	25%	7212.5	1803
煤制乙二醇	40%	599	240

资料来源：国家发改委，金联创，卓创资讯，CCF，光大期货研究所

能化研究团队简介

- 能化研究总监：钟美燕

钟美燕，现任光大期货研究所所长助理兼能化总监，上海财经大学硕士，荣获 2019 年度、2021 年度上期能源“优秀分析师”，带领能源研究团队获得上期能源 2021 年优秀产业服务团队奖。十余年期货衍生品市场研究经验，服务于多家上市公司及国内知名企业，为其量身定制风险管理方案及投资策略。曾获郑商所高级分析师，并长期担任《第一财经》、《期货日报》等媒体特约评论员。2020 年能化团队主讲的“原油衍生品精品系列直播‘油’刃有余”入选中期协 2020 年期货投资者教育优秀案例。从业资格号：

F3045334

投资咨询号：Z0002410

E-mail: zhongmy@ebfcn.com.cn

联系电话：021-80213726

- 原油/燃料油分析师：杜冰沁

现任光大期货研究所原油、燃料油分析师，美国威斯康星大学麦迪逊分校应用经济学硕士学位，山东大学金融学学士，扎根于能源行业研究，翻译多篇外文报告。

从业资格号：F3043760

投资咨询号：Z0015786

E-mail: dubq@ebfcn.com.cn

联系电话：021-80212213

- 聚烯烃/乙二醇分析师：周遨

现任光大期货研究所聚烯烃、乙二醇分析师，浙江大学化学工程与技术硕士，拥有国内顶尖改性塑料企业从业经历，对聚烯烃及聚酯产业链有深入的了解，擅长从商品基本面、产业调研等多视角对品种进行研究。

从业资格号：F3054029

投资咨询号：Z0016142

E-mail: zhouao@ebfcn.com.cn

联系电话：021-80213740

- 天然橡胶分析师：朱金涛

现任光大期货研究所橡胶分析师，吉林大学经济学硕士。熟悉橡胶产业链，擅长从基本面分析价格变化的内在供求因素。

从业资格号：F3060829

投资咨询号：Z0015271

E-mail: zhujt@ebfcn.com.cn

联系电话：021-80212215

免责声明

本报告的信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性、可靠性和完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，并不构成任何具体产品、业务的推介以及相关品种的操作依据和建议，投资者据此作出的任何投资决策自负盈亏，与本公司和作者无关。