北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目

中国石化行业绿色高质量转型研究



北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY

2026.10

北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY

北京大学能源研究院是北京大学下属独立科研实体机构。研究院以国家能源发展战略需求为导向，立足能源领域全局及国际前沿，利用北京大学学科门类齐全的优势，聚焦制约我国能源行业发展的重大战略和科技问题，按照“需求导向、学科引领、软硬结合、交叉创新、突出重点、形成特色”的宗旨，推动能源科技进展，促进能源清洁转型，开展专业及公众教育，致力于打造国际水平的能源智库和能源科技研发推广平台。

如果您对报告有任何意见和建议，欢迎您联系我们：www.energy@pku.edu.cn

中国石化行业绿色高质量转型研究

北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目

2026 年 10 月

致谢

在项目调研和报告撰写过程中，众多专家给予了一手信息、专业见解和宝贵建议，为本报告开展碳排放现状分析、情景预测和减排路径研究提供了重要支撑。在此，谨向所有支持本研究的专家致以诚挚谢意，特别感谢高慧、高礼杰、龚慧萍、李晨阳、李顶杰、李强、李齐鸣、苗红、庞立葳、田涛、王丽景、王敏、阴悦、于型伟、张敏、张鹏程、张松臣、朱凯等专家（以上按专家姓名的汉语拼音顺序排列）。报告所述观点仅代表作者团队的见解，不代表受访及提供意见的专家或其所在机构的立场。

本报告由郭灵燕执笔，郑平是本报告的规划和组织者，杨富强、王敏、王倩钰、韩沁珂等在研究过程中给予了支持；张佳明、管奕菲、刘玥明、黄艺坤、余思远、张泽康等参与了项目相关资料整理与数据处理工作。在此一并致谢。

特别感谢世界资源研究所对本研究项目的支持。

报告中如有错误或不足，均由作者团队负责。欢迎读者提出意见和建议，联系邮箱：contact@ccetp.cn。

目录

摘要 I

第一章 碳减排背景下的中国石化行业 3

（一） 石化产业具有重要产业地位与强带动效应 3

（二） 石化行业可在能源转型中发挥重要的“节点”作用 4

（三） 石化行业已发生结构性变化 5

第二章 中国石化行业碳排放现状 6

（一） 行业规模 6

（二） 碳排放现状 8

第三章 基准情景下的碳排放预测 23

第四章 碳减排情景下的碳排放预测 26

第五章 油控情景下的碳排放预测 29

第六章 中国石化行业碳减排路径分析 34

（一） 产业结构调整 34

（二） 节能降耗 39

（三） 新能源规模化应用 41

（四） 轻质原料替代 55

（五） 数智化平台技术 59

（六） CCUS与碳利用 63

（七） 碳减排路径的边界界定与贡献分解 67

（八） 转型成本与投资需求 69

第七章 主要结论 71

（一） 2025年行业排放已处于高位，直接排放与间接排放并重 71

（二） 六成排放集中于上游环节，上下游排放差异明显 71

（三） 成品油需求见顶回落，化工需求增长与结构性过剩并存 72

（四） 三类情景下减碳路径显著分化，油控情景碳排情况取决于绿氢耦合 73

（五） 结构调整、能效提升和能源替代是近期减排主力 74

（六） 轻质原料替代、绿氢和CCUS决定中长期的减排深度 74
（七） 油控与低碳转型必须在统一边界下协同权衡 75

第八章 政策建议 76
（一） 完善产业准入、产能预警和退出机制 76
（二） 建立统一的碳排放核算基准体系并明确碳市场的中长期作用 77
（三） 推动炼化基地和园区能源系统低碳化 78
（四） 完善绿电、绿氢和低碳原料认证机制 78
（五） 支持废塑料循环和低碳材料发展 79
（六） 防范低水平高端化和重复建设 80
（七） 将能源安全、产业安全和低碳转型协同纳入规划 80

摘要

在钢铁、建材等传统高耗能行业陆续进入平台期之后，石化行业成为影响全国碳排放的关键变量。本研究所界定的石化行业，是从炼油开始到有机化工原料和合成材料为止的产业链，按国民经济行业分类主要包括原油加工及石油制品制造、有机化学原料制造和合成材料制造，不包含煤化工及天然气化工。考虑到石化行业产品众多、工艺复杂，本研究选取炼油、乙烯、丙烯、聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、对二甲苯、PTA、乙二醇和聚酯等十个重点子行业，核算其直接与间接碳排放，再合理外推至全行业，十个重点子行业的碳排放量约占全行业的 85%。在此基础上，本研究设定基准、碳减排和油控三类情景，对 2025—2060 年石化行业的碳排放走势及主要转型路径进行了测算。

经测算，2025 年中国石化行业碳排放量约为 5.48 亿吨，约占全国二氧化碳排放总量的 4.6%，且仍处于增长通道。其中化石燃料燃烧排放 2.29 亿吨，占 41.8%；工业生产过程排放 1.38 亿吨，占 25.3%；净购入电力排放 1.16 亿吨，占 21.1%；净购入热力排放 0.65 亿吨，占 11.8%，总体呈现直接排放为主、间接排放为辅的格局。从子行业分布看，排放高度集中于产业链上游，炼油排放约 2.40 亿吨、占 43.8%，油基乙烯排放 4817 万吨、占 8.8%，对二甲苯排放 3403 万吨、占 6.2%，三者合计占全行业的 58.8%，炼油、乙烯和芳烃三条产业链基本决定了行业排放走势。

但各子行业的排放来源差异明显。炼油排放中工业生产过程占 45%、燃料燃烧占 32%，乙烯排放中裂解炉燃料燃烧占 83%，对二甲苯排放中燃料燃烧占 86%；而聚丙烯、PTA、聚酯等下游产品的排放几乎全部来自净购入电力和热力，其中聚丙烯电力排放占 87%、PTA 热力排放占 86%、聚酯热力排放占 73%。因此，上游炼化环节的减碳重点在于工艺燃料替代、过程排放捕集与原料结构优化，下游合成材料环节的减碳重点在于绿电绿热替代与园区能源系统改造，两类环节需要不同的政策工具分别承接，不宜按行业统一下达能效或碳排放强度指标。

与此同时，石化行业已发生结构性变化。成品油消费于 2023 年达到 3.87 亿吨后进入下行通道，2025 年表观消费量约 3.78 亿吨，同比下降 1.5%；2025 年原油加工量约 7.38 亿吨，炼油能力约 9.69 亿吨 / 年，产能利用率仅为 76.2%。化工产品需求仍有增长空间，但低端过剩与高端短缺并存，国内八成以上大宗化工产品的产能与需求之比超过 120%，而高端化工品自给率仅约 60%。行业面临的核心矛盾已由早期的基本原料不足，转变为“低端过剩、高端短缺”的结构性矛盾，这决定了近期减排的着力点更多在于产能退出与产品结构调整，而非尚未成熟的颠覆性技术。

三类情景下的碳排放路径分化显著。基准情景下，行业排放延续现行政策惯性，于 2035 年前后达到约 6.08 亿吨，2060 年降至 3.83 亿吨，减排进度难以支撑全国碳中和目标。碳减排情景下，通过提高单位产品碳排放强度下降目标和能效标杆产能比例，

行业排放于 2030 年前后进入平台期，约 5.48 亿吨，与 2025 年基本持平，2060 年降至 2.35 亿吨；但油基路线收缩所让出的产能若主要由煤基化工承接且不采取低碳化措施，全口径排放将于 2035 年前后升至约 7.32 亿吨，2060 年仍达 4.97 亿吨，若配套绿氢耦合，对应碳排放可降至约 5.89 亿吨，2060 年降至 3.40 亿吨。可见，石油消费控制与低碳转型并非零和关系，二者能否兼容，取决于以何种原料路线替代石油。

从六大路径的减排贡献看，各路径在时序上呈现明显的接替关系。2030 年，产业结构调整、新能源规模化应用和节能降耗对情景缺口的贡献率分别为 40.5%、24.2% 和 15.2%，合计 79.9%，表明 2030 年前的碳减排任务主要依靠存量结构优化、用能替代和能效提升，基本不依赖尚未成熟的颠覆性技术。2035 年之后路径结构发生转换：轻质原料替代的贡献率由 2030 年的 8.1% 升至 2040 年的 16.1% 和 2060 年的 20.9%，自 2040 年起超过 CCUS 成为第三大路径；节能降耗由 15.2% 持续回落至 5.2%，可挖掘的能效空间已接近技术极限；CCUS 由 9.1% 升至 15.0%，发挥远期兜底作用；新能源规模化应用则全时段稳定在四分之一左右，是六条路径中最稳健的技术类路径。需要特别关注的是，贡献后置的路径，其部署窗口大多在“十五五”。轻烃裂解与原油直接裂解装置的建设周期、再生料回收体系的组织周期，以及相关产品标准与认证体系的建立周期均在五到十年量级，“十五五”期间若不提前布局，2040 年之后的减排缺口将无从填补。

基于上述分析，本研究从七个方面提出政策建议：完善产业准入、产能预警和退出机制，把多维评价落实为可打分、可核查的产能认定标准，坚持“退多进少”守住炼油产能上限；建立统一的碳排放核算与基准体系，明确石化行业纳入全国碳市场的时间表、配额分配方法及碳市场的中长期作用；以电气化为主攻方向，以炼化基地和化工园区为单元推动能源系统低碳化；完善绿电、绿氢和低碳原料的认证、溯源与互认机制，使绿色属性得以变现；以实施主体重构和需求侧政策支持废塑料循环和低碳材料发展；以可操作的识别标准防范低水平高端化和重复建设；将能源安全、产业安全与低碳转型纳入同一规划框架统筹权衡，并明确煤化工与石化的互动边界。

第一章 碳减排背景下的中国石化行业

（一）石化产业具有重要产业地位与强带动效应

石化产业在国内工业体系中占据着举足轻重的地位。作为国民经济的重要支柱行业，2025 年，石化行业实现营业收入 15.67 万亿元，占全国规模以上工业营业收入的 11.3%，较 2020 年增长 41.4%。目前中国生产全世界 46% 的化工产品，乙烯、甲醇、烧碱等十大类大宗化工产品产量连续多年稳居全球首位。中国已构建起全球规模最大、门类最全、配套最完善的生产体系。

石化产业绿色高质量转型升级不仅关系到行业自身的可持续发展，更对整个工业体系的低碳化、循环化和可持续化发展具有显著的示范引领作用。作为产业链的中游环节，石化产业连接着上游的能源开采与下游的终端产品，其转型进程将带动整个产业链的协同升级。在上游领域，石化产业的转型对原油开采、天然气勘探等产业提出了更高的清洁化与高效化要求，推动了上游原料供应体系的多元化发展；在下游领域，石化产业与化工、纺织、汽车、建筑等众多制造业深度关联，其绿色转型将带动下游产业链的整体升级，降低产品碳足迹，促进上下游企业共同实现绿色高质量发展。

石化行业作为典型的原材料加工行业，与钢铁、有色、建材等行业类似，其产业链源头是资源和能源。石油资源支撑着石化产业及现代工业体系的运转，2025 年中国原油加工量为 7.38 亿吨，规模多年位居世界前列。受限于资源禀赋，中国已连续多年稳居全球第一大石油进口国，2025 年原油进口量为 5.78 亿吨，外采率约为 73%，是我国与 40 多个资源国的重要贸易纽带。

石化产业的绿色高质量转型将产生显著示范效应，涉及技术创新、管理模式革新、产业生态重构等多个维度。中国石化产业在“十五五”时期加速推进绿色转型升级，实现化石能源转型及碳减排，既是实现产业高质量发展、支撑国家“双碳”战略目标的关键历史性跨越，也是应对全球气候变化、推动产业升级的必然选择。

（二）石化行业可在能源转型中发挥重要的“节点”作用

在全球能源转型与中国“双碳”目标的背景下，中国石化产业正面临前所未有的转型压力与战略机遇。石化产业应加速推进化石能源转型进程，尽快实现行业增长与化石能源消费和碳排放的全面脱钩，这对推动全国碳排放的持续稳定下降具有重要的战略意义。

“十四五”以来，我国工业领域各行业能源需求格局发生重大结构性调整。伴随中国房地产市场深度调整，以钢铁、建材为代表的传统高耗能行业能耗和碳排放已进入或即将进入平台期。而石化产业碳排放仍处于持续增长阶段。尽管成品油消费已见顶，但在消费升级、产业升级及新能源、生物医药等新兴产业需求带动下，石化产品需求持续增长。这种趋势为全国碳达峰目标带来了新的挑战，也凸显了石化产业加速推进化石能源转型、实现碳减排的紧迫性。

石化行业[1]作为能源消费大户，其能耗和碳排放总量占全国总量比例较高。本研究推算 2025 年中国石化行业总二氧化碳排放量约 5.48 亿吨，占中国二氧化碳排放总量的 4.6%。如果将范围扩展到整个石化化工行业（包括国民经济分类中代码 25 石油、煤炭及其他燃料加工业中的“2511 原油加工及石油制品制造”“2522 煤制合成气生产”和“2523 煤制液体燃料生产”，以及代码 26 化学原料和化学制品制造业），石化化工行业碳排放将占到全国的 12% 以上。

作为传统的高碳排放行业，石化产业的绿色转型路径具有显著的典型性和示范性。除传统节能减碳手段外，石化行业的绿色转型需要大规模采用清洁能源和可再生能源，如太阳能、风能、氢能等。作为高能耗行业，石化产业在可再生能源消纳方面具有独特优势：其巨大的能耗体量、稳定的需求特征以及连续的生产工艺，为可再生能源提供了规模化、稳定化的应用场景。此外，作为氢气主要生产消费方，石化产业在绿氢应用方面具有天然优势。这些应用都将推动工业能源结构从传统化石能源为主向清洁能源为主、多元化并存转变，减少对不可再生能源的依赖，提高能源利用效率，降低工业领域的碳排放。

1 本报告所指石化行业为以石油为原料进行化学加工的产业。石化行业与国民经济发展、人民生活和国防军工密切相关，提供包括基础化学原料、三大合成材料（合成树脂、合成纤维、合成橡胶）及其他重要化工产品在内的多种产品。本研究不包括以非石油基原料生产有机原料（三烯三苯）的行业，如煤炭或甲醇制烯烃等行业。

（三）石化行业已发生结构性变化

石化行业的主要产品可以区分为油品和化工产品两大类。油品包括汽油、柴油、煤油等作为燃料使用的产品，化工产品包括以“三烯三苯”为代表的一系列基础有机原料及下游合成材料等产品。

从油品来看，随着全社会电气化程度加深，交通领域电气化的快速转型，尤其是新能源汽车规模的急剧扩张，加上“公转铁”（减少公路运输、增加铁路运输）运输结构调整的持续推进，社会对汽油和柴油的需求量已进入下行区间。汽油消费量已于 2024 年见顶，2025 年中国新能源乘用车市场渗透率达到 53.9%。柴油的主要需求来自于工业及运输，随着房地产及基建等传统行业增长放缓，以及天然气、电力在交通领域的替代，柴油消费量持续下降。2025 年，成品油（汽油、柴油和煤油）总体表观消费量为 3.78 亿吨，同比减少 1.5%，总产量为 4.13 亿吨，总出口量为 0.36 亿吨。

从化工产品来看，多数重点石化产品产能规模及产量持续保持增长态势。2022 年起，中国炼油及乙烯产能首次跃居全球第一，中国已成为世界规模最大、产业链最为齐全、配套最为完善、市场规模最大的化工大国。以最重要的有机原料为例，近五年来，我国乙烯产能接近翻番，丙烯产能增长 50% 以上。国内八成以上大宗化工产品的产能与需求之比已超过 120%，而高端化工品自给率仅约 60%，部分高端下游产品如茂金属聚烯烃等自给率不足 10%，产品仍面临“卡脖子”风险。2025 年，乙烯当量消费量约为 6670 万吨，自给率约为 80%，人均乙烯当量消费量为 48 千克，与美国、西欧及日本等地仍有较大差距。据 CCETP 统计，“十五五”期间中国乙烯装置新增约 2200 万吨 / 年产能。整体来看，化工用油仍有较大增长潜力。

目前，中国石化行业面临的核心矛盾已从早期的基本原料不足，演变为“低端过剩、高端短缺”的结构性矛盾。成品油需求已经回落，大宗基础化学品产能过剩压力持续加大，中低端产能可完全自给甚至部分过剩，高端材料则严重依赖进口。在此背景下，降油增化的结构性调整正在向纵深推进，推动石化行业向高端化、绿色化、智能化方向迈进，将是“十五五”乃至更长时期内石化行业转型发展的核心课题。

第二章 中国石化行业碳排放现状

（一）行业规模

本课题研究的边界是从炼油开始到合成材料及有机化工原料为止的石化行业（不包含煤化工及天然气化工），按照国民经济分类，主要包括“2511 原油加工及石油制品制造”“2614 有机化学原料制造”“265 合成材料制造”等细分行业。按照石化行业产业链，合成树脂（塑料）、合成橡胶和合成纤维等三大合成材料是石化下游最为主导、最重要的产品。以“三烯三苯”为代表的有机原料是石化行业主要的中间产品，用作生产合成材料等的原料。炼油是有机原料的上游，提供生产“三烯三苯”的原料。

自 20 世纪 80 年代起，全球石化产业重心逐步向亚洲、中东及非洲转移。中国已确立了作为全球最大化学品生产国与消费市场的地位，2024 年其销售额占全球总量的 46%[2]。过去十年，得益于全球经济增长、城市化进程加速、生活水平提升以及能效目标驱动下的材料替代趋势，全球石化产能以年均约 3.2% 的速度稳步增长。

截至 2024 年，全球七大基础石化产品（“三烯三苯”及甲醇）总产能达 7.88 亿吨。其中，中国占比高达 38%，北美与中东分别占 14% 和 11%。区域间发展分化明显：中东与北美依托原料成本优势持续扩大投资；中国主要受制造业升级及出口导向型经济驱动进行规模化扩张；而欧洲等地则深陷市场饱和、装置老化及原料价格高企的结构性困境，竞争力持续承压。

当前，受地缘政治波动及贸易保护主义影响，全球经济不确定性加剧。基础石化产品面临严重的产能过剩，上游利润空间被大幅压缩。在低利润与高风险并存的背景下，新项目审批与推进受阻，行业扩张步伐将显著放缓。据标普全球（S&P Global）预测，至 2034 年，全球主要石化产品产能年均增速将降至 2.1%，其中中国预计将贡献约一半的新增产能。

2 EUROPEAN CHEMICAL INDUSTRY COUNCIL. 2025 facts and figures[R/OL]. 2025.

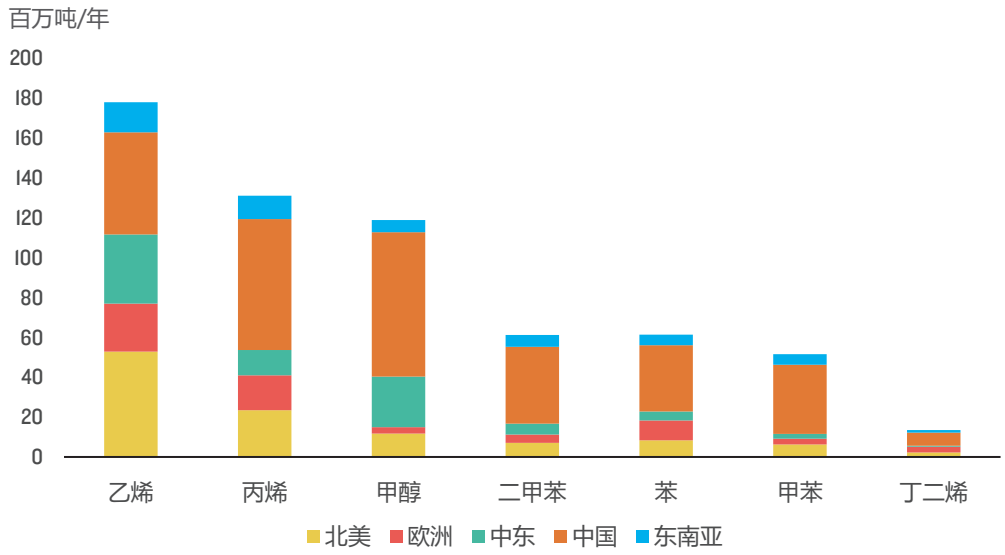


图2-1：2024年全球主要区域重点石化产品产能分布（S&P）

全球石化行业需求结构正经历深刻变革。据 IEA 统计，过去五年，石化行业已取代传统燃料，成为全球石油需求增长的核心引擎。2019—2024 年间，石化原料消耗贡献了全球石油需求净增长的 95%。

这一趋势主要受两大因素驱动：一是新兴市场国家对塑料与化学纤维的基础需求稳步攀升；二是电商物流带来的包装需求激增，以及清洁能源技术（如电动汽车、光伏组件）对轻量化材料和关键化工品的依赖。这些因素将进一步推升石油作为化工原料的消费比重。预计到 2030 年，石脑油、液化石油气及乙烷在石油总需求中的占比将从 2019 年的 20% 提升至 24%。

中国市场方面，2025 年仍呈现明显的“减油增化”特征。2025 年中国原油加工量为 7.4 亿吨，产品结构分化显著，成品油（汽柴煤）产量为 4.13 亿吨，同比下降 1.4%；石油路线乙烯产量达 3345 万吨，同比增长 4.7%。

（二）碳排放现状

1. 总体情况

如前所述，本研究的范围为从炼油开始到合成材料及有机化工原料为止的石化行业，统计的行业碳排放是此过程中产生的直接和间接碳排放。由于石化行业产品众多，工艺复杂，因此本研究按照重点产业链条及重点产品进行梳理，通过研究重点产品排放特征，再进行合理外推，计算全行业总体碳排放情况。经研究，2025 年中国石化行业碳排放量为 5.48 亿吨左右，其中化石燃料燃烧产生碳排放为 2.29 亿吨，工业生产过程碳排放为 1.38 亿吨，净购入电力的碳排放 1.16 亿吨，净购入热力的碳排放 0.65 亿吨（见表 2-1）。按照占比来分析，中国石化行业碳排放中净购入电力与热力排放合计占 32.9%，化石燃料燃烧占 41.8%。

表 2-1：中国石化行业 2025 年碳排放总体情况

序号	源类别			万 tCO_2	占比
1	化石燃料燃烧碳排放			22901	41.8%
2	工业生产过程碳排放	碳输入		13844	25.3%
3	CO_2 回收利用量			--	
4	净购入电力的碳排放			11569	21.1%
5	净购入热力的碳排放			6464	11.8%
6	二氧化碳排放总量（1+2-3+4+5）			54778	

石化行业产品众多，其中最重要的产业链条为炼油 – 油品、乙烯丙烯 - 合成树脂、芳烃 – 合成纤维等三大链条。炼油 – 油品产业链的重点子行业是炼油，乙烯丙烯 - 合成树脂产业链的重点子行业是乙烯、丙烯、聚乙烯、聚丙烯，芳烃 – 合成纤维产业链的重点子行业是苯乙烯、对二甲苯、PTA、乙二醇、聚酯。2025 年，炼油、乙烯、丙烯、聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、对二甲苯、PTA、乙二醇、聚酯等重点子行业的碳排放量占全行业碳排放量的比例约为 85%。其中，炼油排放量最大，占总排放量的 43.8%。（见表 2-2）。

表2-2：2025年中国石化行业重点子行业碳排放情况

序号	重点子行业	产量（万 t）	吨产品碳排放量（tCO_2）	总排碳量（万 tCO_2）	占比
1	炼油	73759	0.325	23972	43.8%
2	乙烯（油基）	3345	1.44	4817	8.8%
3	丙烯（丙烷脱氢）	1970	2.1	4137	7.6%
4	对二甲苯	3740	0.91	3403	6.2%
5	聚乙烯	3153	0.39	1230	2.2%
6	聚丙烯	3963	0.26	1030	1.9%
7	苯乙烯	1798	1.31	2355	4.3%
8	PTA（精对苯二甲酸）	7342	0.18	1322	2.4%
9	乙二醇	1260	1.65	2079	3.8%
10	聚酯	8207	0.27	2216	4.0%
	小计			46561	85.0%
	其他			8217	15.0%
	合计			54778	100.0%

备注：“吨产品碳排放量”系参考《GB/T 32151.10-2023 温室气体排放核算与报告要求第 10 部分：化工生产企业》，在考虑目前行业典型工艺的基础上，根据消耗指标计算得出。

从不同产品的碳排放特征来看，化石燃料燃烧和工业生产过程中的碳排放基本涉及炼油、乙烯、丙烯、苯乙烯、对二甲苯及乙二醇产品，其他产品的碳排放基本都来自净购入的电力和热力（见表 2-3）。因此，从碳减排角度来说，减少这几类产品生产环节的燃料燃烧和工艺过程中的碳排放是关键；对于其他产品的生产，则更多需要用清洁电力和热力替代当前以煤炭为主体的供电和供热系统。

表2-3：2025年中国石化行业重点子行业碳排放结构

序号	重点子行业	化石燃料燃烧碳排放占比，%	工业生产过程碳排放占比，%	净购入电力的碳排放占比，%	净购入热力的碳排放占比，%
1	炼油	32	45	17	6
2	乙烯（油基）	83	1	4	12
3	丙烯（丙烷脱氢）	80	6	12	2
4	对二甲苯	86	--	14	0
5	聚乙烯	--	--	84	16

序号	重点子行业	化石燃料燃烧碳排放占比，%	工业生产过程碳排放占比，%	净购入电力的碳排放占比，%	净购入热力的碳排放占比，%
6	聚丙烯	--	--	87	13
7	苯乙烯	50	12	13	25
8	PTA（精对苯二甲酸）	--	--	14	86
9	乙二醇	23	17	27	33
10	聚酯	--	--	27	73

2. 炼油

炼油产品种类多，用途广，其中需求量较大的产品主要有九种，分别为汽油、煤油、柴油、液化气、化工轻油、燃料油、沥青、石油焦、润滑油，合计约占中国原油消费比重的 90% 以上。当前，成品油（汽油、煤油、柴油）仍是原油的主要消费产品，2025 年成品油约占原油总加工量的 56%。

表 2-4：中国炼油行业供需平衡现状单位：万t，万t/a

年份	原油产量	表观消费量	炼油能力	原油加工量	产能利用率（%）	成品油（汽煤柴）产量	成品油产率（%）
2020	19492	67477	88570	67411	76.1	33125	49.1
2021	19888	72299	91090	70355	77.2	35738	50.8
2022	20472	70023	92350	67590	73.2	36611	54.2
2023	20903	77000	93550	73478	78.5	42835	58.3
2024	21289	76400	95480	70843	74.2	41917	59.2
2025	21600	79000	96855	73759	76.2	41316	56.0

数据来源：国家统计局、石化联合会、中石油经研院、中国海关总署

整体来说，中国炼油行业呈现以下特征：

- **原油生产保持稳定，海洋油气贡献主要增量。**“十四五”期间，国内原油年产量突破并稳定在 2 亿吨左右，其中海洋油气“增储上产”成效显著。预计未来几年，国内原油产量将继续维持在 2 亿吨以上的水平。
- **产业集中度提升，炼油行业转入存量优化与高质量发展阶段。**“十四五”期间，中国炼油产能呈现“先增后降”的特征：大型炼化一体化项目陆续投产，同时大型产能置换及存量改造也在有序推进。预计“十五五”期间，部分低效燃料型炼

厂将逐步退出，行业产能将进一步向千万吨级一体化基地集中。

- **“减油增化”持续推进，行业重心转向化工新材料。**随着“减油增化”战略的深化，成品油收率将进一步降低。在需求端，新能源汽车的普及使得汽柴油消费进入下行通道，替代效应显著；在生产端，通过炼油装置的技术升级与改造，资源配置进一步向高附加值化工品倾斜。行业发展重点正从单纯的规模扩张，转向化工新材料的生产与供应。

表2-5：中国成品油供需平衡情况单位：万吨

年份	油品	产量	进口量	出口量	表观消费量
2020	成品油合计	33125	422	4573	28974
	汽油	13172	48	1600	11620
	柴油	15904	119	1976	14047
	煤油	4049	255	997	3307
2021	成品油合计	35738	249	4031	31956
	汽油	15457	36	1454	14039
	柴油	16337	76	1721	14692
	煤油	3944	137	856	3225
2022	成品油合计	36611	133	3441	33303
	汽油	14536	2	1257	13281
	柴油	19126	44	1093	18077
	煤油	2949	87	1091	1945
2023	成品油合计	42835	47	4192	38690
	汽油	16138	0	1229	14909
	柴油	21729	13	1381	20361
	煤油	4968	34	1582	3420
2024	成品油合计	41917	48	3666	38299
	汽油	16011	0	974	15037
	柴油	20340	12	800	19552
	煤油	5566	36	1892	3710
2025	成品油合计	41316	63	3644	37735
	汽油	15463	4	802	14665
	柴油	19959	23	666	19316
	煤油	5894	36	2176	3754

数据来源：国家统计局、中国海关总署

随着新能源汽车渗透率快速攀升，车用能源结构加速转型，我国石油消费呈现“减油增化”特征，炼油行业正加快从燃料型向炼化一体化乃至“炼化生精材”（“炼化”指石油炼制与化工生产，“生”代表新材料制造，“精”指精细化工，“材”即高端材料）方向转变。成品油收率持续下降，化工原料用油成为石油消费增长的主体部分。炼油产品不断轻质化，原油加工深度进一步提高，生产过程更加清洁低碳。

受国家政策严格控制新增延迟焦化生产规模以及节能降碳要求趋严的影响，延迟焦化和催化裂化产能逐步收缩，部分企业已开始以加氢工艺替代传统焦化装置。与此同时，以渣油加氢、加氢裂化等为代表的加氢装置能力占比持续提升，成为支撑炼厂减油增化、生产高质量油品和化工原料的关键手段。

表 2-6：炼油能耗限额等级（GB 30251-2024 炼化行业单位产品能源消耗限额）

单位炼油能量因数能耗限额等级			
单位	1 级	2 级	3 级
kgoe/t·能量因数	≤6.85	≤7.50	≤8.50

表 2-7：炼油企业单位碳排放水平（T/CCECTA 0103—2023《石油炼制行业碳排放基准》）

单位原油碳排放量			
单位	1 级	2 级	3 级
tCO_2/t 原（料）油	≤0.21	≤0.27	≤0.36

国内典型复杂炼厂的能量因数通常在 9~10，炼油过程单位平均能耗约为 0.1 吨标煤/t 原油。据研究，某燃料型炼厂碳排放系数为 0.27 tCO_2/t 原油[3]，部分典型炼油企业和炼化一体化企业的炼油部分（约包括 30% 中国炼油产能）平均碳排放系数为 0.36 t CO_2/t 原油[4]。某典型千万吨级炼化一体化企业 2024 年原油加工量约为 1600 万吨，炼油板块二氧化碳总排放量为 592 万吨[5]，碳排放系数为 0.37 t CO_2/t 原油。综合来看，当前中国燃料型炼厂产能约占 45.2%，碳排放系数约为 0.27 tCO_2/t 原油；炼化一体化炼厂产能约占 54.8%[6]，碳排放系数约为 0.37 tCO_2/t 原油，总体碳排放系数平均约为

3 王敏等.某炼油企业碳排放核算及减排潜力分析.低碳化学与化工. 2025, 50(6)

4 贾曌.部分典型炼油企业碳排放和碳减排措施研究.石油石化绿色低碳. 2022, 7(1)

5 黄奕欢.炼化一体化碳排放核算及减碳潜力研究.北京化工大学硕士研究生学位论文. 2025

6 钱兴坤等.国内外油气行业2025年发展及2026年展望.国际石油经济, 2026, 34 (02)

0.325 tCO_2/t 原油，2025 年碳排放量合计约 23972 万 tCO_2[7]。

从碳排放结构来看，据公开文献，某小规模“燃料型”炼厂，以低硫、高酸、中质的环烷 - 中间基原油为主要原料，加工规模约为 260 万 t/a，其工艺过程碳排放占比为 38.40%；化石燃料燃烧工艺过程碳排放占比为 32.15%；外购电力碳排放占比为 16.22%；外购热力碳排放占比为 13.23%[8]，如下表所示。

表 2-8：某燃料型炼厂碳排放结构

CO_2 排放源		碳排放量 / 万 t/a	排量占比 / %
工艺过程	催化剂烧焦	22.9739	32.01
	制氢	4.5879	6.39
燃料燃烧	生产装置燃料燃烧	16.8353	23.46
	动力锅炉燃料燃烧	6.1579	8.58
	火炬排放	0.0790	0.11
间接排放	外购电力	11.6421	16.22
	外购热力	9.4922	13.23
	合计	71.7683	100.00

某千万吨级炼油企业工艺过程碳排放占比为 50.74%；化石燃料燃烧碳排放占比为 31.12%；外购电力碳排放占比为 17.99%；外购热力碳排放占比为 0.15%[9]，如下表所示。

表 2-9：某千万吨级炼油企业全厂碳排放结构

项目	CO_2 排放量 / 万 t/a	比例，%
燃料燃烧排放		
工艺装置	85.8525	29.75
公用工程	3.3343	1.16
火炬	0.6098	0.21
工业过程排放		

7 此处及以下子行业碳排放计算方式是按照《GB/T 32151.10-2023 温室气体排放核算与报告要求第 10 部分：化工生产企业》计算得来。

8 王敏等 . 某炼油企业碳排放核算及减排潜力分析 . 低碳化学与化工 . 2025, 50(6)

9 吴章柱 . 某千万吨炼油企业碳排放及碳减排分析 . 石油炼制与化工 2024, 55(10)

项目	CO_2 排放量 / 万 t/a	比例，%
催化裂化	93.9093	32.55
重整	0.2500	0.09
制氢	52.0826	18.05
酸性气	0.1395	0.05
间接排放		
外购电力	51.9045	17.99
外购蒸汽	0.4422	0.15
合计	288.5247	100

综合以上典型企业碳排放结构，我国石化行业炼油过程生产过程中，包括燃料燃烧和火炬燃烧等在内的化石燃料燃烧引起的排碳量约占总排碳量的 31.6%；来自催化裂化催化剂烧焦、连续重整催化剂烧焦、制氢等工艺过程的排碳量约占总排碳量的 45.2%；净购入的电力导致的间接排碳量约占总排碳量的 17.2%，净购入热力导致的间接排碳量约占总排碳量的 6.0%，净购入电力和热力导致的间接排碳量合计占总排碳量的 23.2%。炼油过程碳排放结构如图 2-2 所示。

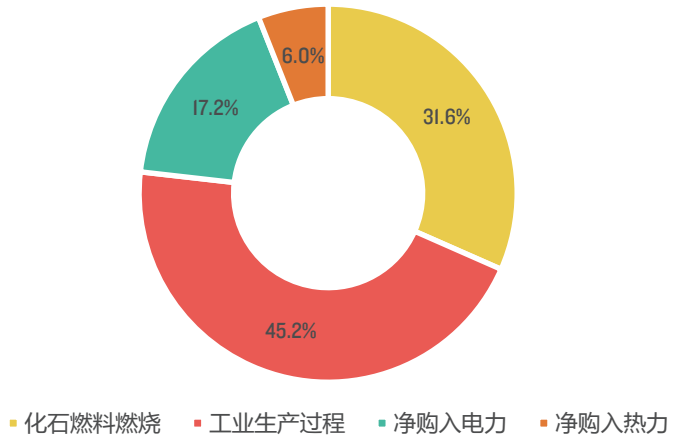


图 2-2：炼油过程碳排放结构

3. 乙烯

乙烯工业是石油化工产业的核心基石。近年来，得益于民营炼化一体化项目的持续扩张及乙烷裂解、煤制烯烃（CTO/MTO）等多元化原料路线的快速推进，中国乙烯产能实现了跨越式增长，于 2022 年跃居全球首位。“十四五”期间，国内乙烯产能、产

量及表观消费量的年均增速分别达到 12.8%、12.0% 和 11.8%。步入“十五五”，中国乙烯行业将持续迎来产能释放高峰。根据公开项目统计，预计 2026 年及 2027—2030 年间，将分别有 8 个和 19 个新项目建成投产（未计入部分规划中项目），涉及新增产能分别为 569 万吨 / 年和 1665 万吨 / 年。至 2030 年，全国乙烯总产能预计将达 8000 万吨 / 年左右，大量新增产能或将对市场供需格局形成显著压力。在生产工艺方面，石脑油蒸汽裂解仍占据主导地位，但乙烷、丙烷等轻烃裂解凭借高收率与低成本优势，受关注度日益提升；与此同时，煤制烯烃作为石油路线的重要补充，尤其在目前国际能源环境动荡局势下，在保障国家能源安全方面发挥着关键作用。

在中国乙烯消费结构中，聚乙烯（含 EVA 树脂）占据绝对主导地位，份额达 55%，构成了乙烯需求的主要驱动力。环氧乙烷 / 乙二醇为第二大消费领域（占比 23%），且由于国内聚酯产业发达，其消费占比显著高于全球平均水平。苯乙烯与聚氯乙烯（PVC）分别占消费总量的 9% 和 6%。受中国能源资源禀赋影响，国内 PVC 产业主要依赖煤基电石法路线，导致该领域对乙烯原料的消耗比例相对较低。

2025 年乙烯总产量为 5376 万吨，石油原料蒸汽裂解路线制乙烯产量为 3345 万吨，该工艺吨乙烯排放二氧化碳 1.44 吨，整体碳排放量约 4817 万吨。蒸汽裂解路线碳排放主要来自裂解炉用燃料燃烧排碳，占到总排放的 83% 左右，其次是蒸汽消耗折排碳，占 12% 左右，再次是电力消耗折排碳，占 4% 左右，此外还有少量清焦尾气等排碳，占 1% 左右。

表 2-10：乙烯能耗限额等级（GB 30251-2024 炼化行业单位产品能源消耗限额）

乙烯装置单位产品综合能耗能耗限额等级			
单位	1 级	2 级	3 级
kgoe/t	≤580	≤590	≤640

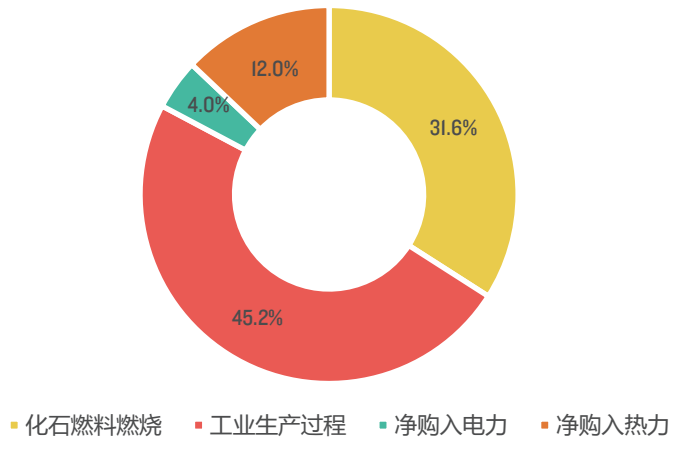


图 2-3：石油路线蒸汽裂解制乙烯生产碳排放结构

4. 丙烯

丙烯是重要的基础有机化工原料。中国丙烯市场最大的下游应用为聚丙烯（PP），消费占比高达 68%。其余下游衍生物占比相对较小且呈递减趋势，依次为环氧丙烷（8%）、丙烯腈（6%）、丙酮（6%）、辛醇（4%）、丙烯酸（4%）及正丁醇（3%）。丙烯产业链通过一系列中间产品，向家电、汽车、纺织等终端行业深度延伸。

中国丙烯的来源主要有炼厂催化裂化（FCC）、裂解乙烯副产、甲醇制烯烃和丙烷脱氢等。其中炼厂催化 FCC 制丙烯的能耗及碳排放计入炼油能耗及碳排放，蒸汽裂解乙烯副产丙烯能耗及碳排放计入乙烯能耗及碳排放。甲醇制烯烃不属于传统石油路线加工。丙烷脱氢制丙烯路线碳排放需要独立考虑。

2025 年中国丙烷脱氢制丙烯产能约占丙烯总产能的 32.3%[10]，该路线丙烯产量约 1970 万吨。丙烷脱氢制丙烯每吨产品能耗约为 3.5~4.5 GJ/t 丙烯，碳排放强度达 1.8~2.5 吨 CO_2/t 丙烯 [11]，按平均碳排放为 2.1 吨 CO_2/ 吨丙烯计算，2025 年丙烷脱氢制丙烯整体碳排放量约 4137 万吨。丙烷脱氢碳排放结构中化石燃料燃烧排放约占 80%，工业过程排放约占 6%，净购入电力排放约占 12%，净购入热力排放约占 2%。

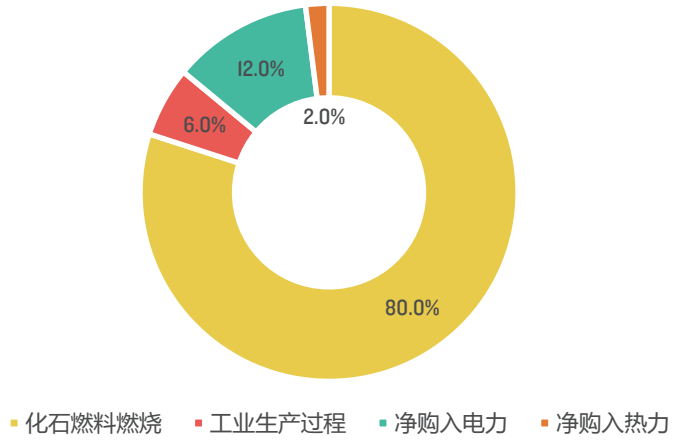


图 2-4：丙烷脱氢制丙烯生产碳排放结构

5. 芳烃

芳烃是重要的基本有机化工原料，主要包含苯、甲苯、二甲苯。其中，二甲苯中的对二甲苯（PX）是用量最大的芳烃品种之一，也是芳烃联合装置最主要产品，主要用

10 中国石油和化学工业联合会 . 中国重点石油化工产品发展报告 . 2026

11 陈赛等 . 碳中和背景下丙烷脱氢绿色低碳发展路径思考 . 科技导报 . 2026 44(2)

于生产精对苯二甲酸（PTA），进而生产聚酯（PET），构成了上下游紧密联系的 PX-PTA-PET 芳烃产业链。

按照《GB 30251-2024 炼化行业单位产品能源消耗限额》，苯、甲苯、二甲苯加工能耗计入炼油综合能耗，因此芳烃生产中增加的能耗及碳排放主要来自对二甲苯（PX）生产。

表 2-11：对二甲苯能耗限额等级（GB 30251-2024 炼化行业单位产品能源消耗限额）

对二甲苯单位产品综合能耗限额等级			
单位	1 级	2 级	3 级
kgoe/t	≤370	≤380	≤550

对二甲苯（PX）作为二甲苯中最主要的加工产品，其能耗占芳烃下游加工的主要部分。目前我国吨对二甲苯（PX）单位能耗为 0.32 吨标煤，排放二氧化碳 0.91 吨。2025 年我国对二甲苯（PX）生产共排放 3403 万吨二氧化碳。对二甲苯（PX）生产碳排放结构情况如图 2-5 所示。

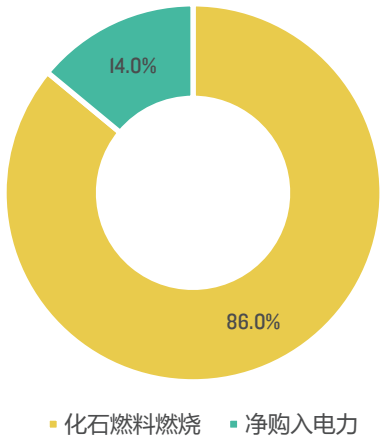


图 2-5：对二甲苯（PX）生产碳排放结构

6. 聚乙烯

聚乙烯是乙烯下游最大宗加工产品，是世界产量和消费量最大的通用塑料产品之一。聚乙烯具有优良的力学性能、电绝缘性、耐化学腐蚀性、耐低温性和加工性能。聚

乙烯通常分为低密度聚乙烯（LDPE）、线性低密度聚乙烯（LLDPE）和高密度聚乙烯（HDPE）。LDPE 主要用于薄膜、注塑制品等；LLDPE 主要用于薄膜制品等；HDPE 主要用于吹塑制品、注塑制品、薄膜片材、管材制品等。聚乙烯制品广泛应用于工业、农业、汽车、通讯以及日常生活等领域。

中国聚乙烯产品单位能耗约为 0.2 吨标煤 / 吨产品，二氧化碳排放约为 0.39 吨 / 吨产品，2025 年聚乙烯产量约为 3153 万吨，排放二氧化碳总量约为 1230 万吨。聚乙烯生产碳排放结构情况如图 2-6 所示。

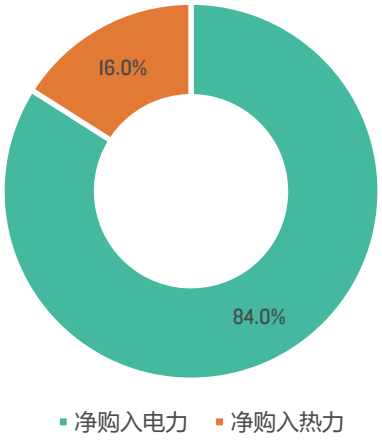


图 2-6：聚乙烯生产碳排放结构

7. 聚丙烯

聚丙烯是丙烯下游最大宗加工产品，是世界五大通用热塑性合成树脂之一，也是主要的通用塑料产品之一。聚丙烯可生产编织、注塑、薄膜、纤维等制品，广泛应用于汽车、电器、日用品、家具和包装等领域。

表 2-12：聚丙烯能耗限额等级（GB 30251-2024 炼化行业单位产品能源消耗限额）

聚丙烯单位产品综合能耗限额等级				
生产工艺	单位	1 级	2 级	3 级
连续气相法	kgoe/t	≤48	≤54	≤79
连续液相本体法	kgoe/t	≤51	≤64	≤95

中国聚丙烯产品单位二氧化碳排放约为 0.26 吨 / 吨产品，2025 年聚丙烯产量约为 3963 万吨，排放二氧化碳总量约为 1030 万吨。聚丙烯生产碳排放结构情况如图 2-7 所示。

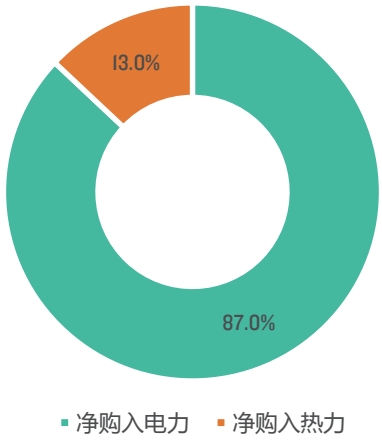


图 2-7：聚丙烯生产碳排放结构

8. 苯乙烯

苯乙烯是仅次于聚乙烯和乙二醇的第三大乙烯衍生物。工业领域中，苯乙烯最重要的用途是作为合成橡胶和塑料的单体，以用于生产丁苯橡胶、聚苯乙烯、可发性聚苯乙烯等产品，也用于与其他单体共聚制造多种不同用途的工程塑料，如广泛用于各种家用电器及工业仪表上的 ABS、SAN 树脂等。2025 年中国苯乙烯产量为 1798 万吨[12]。中国苯乙烯生产工艺以乙苯脱氢法为主，总产能占比 74%，PO/SM 法占 25%，还有 C8 抽提法占 1% 左右。综合考虑不同工艺碳排放量及结构，中国苯乙烯总体碳排放强度约 1.31 吨 CO_2/ 吨苯乙烯，其中化石燃料燃烧排放约占 50%，工业生产过程排放约占 12%，净购入电力排放约占 13%，净购入热力排放约占 25%，如图 2-8 所示。2025 年中国苯乙烯总碳排放量为 2355 万吨。

12　中国化工经济技术发展中心 . 中国石油和化工大宗产品年度报告(2026 版)

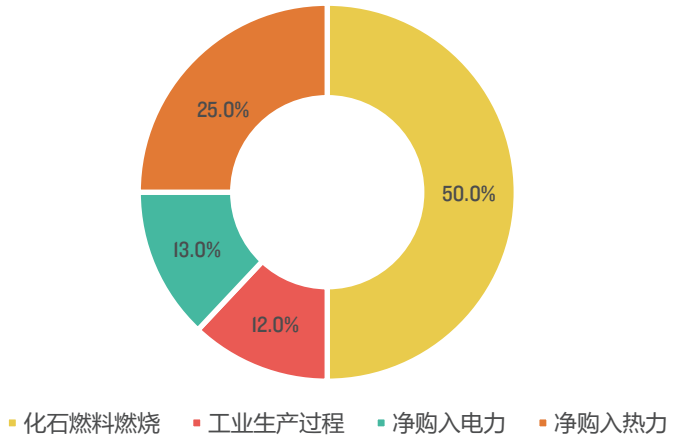


图 2-8：苯乙烯生产碳排放结构

9. 精对苯二甲酸（PTA）

精对苯二甲酸（PTA）是合成纤维生产最大宗的原料，也是对二甲苯最主要的下游加工产品。PTA 与乙二醇（MEG）聚合后可制成涤纶（包括长丝和短纤），广泛应用于纺织服装领域，也可制成瓶级聚酯切片，用于饮料包装。

表 2-13：对苯二甲酸能耗限额等级（GB 30251-2024 炼化行业单位产品能源消耗限额）

对苯二甲酸单位产品综合能耗限额等级			
单位	1 级	2 级	3 级
kgce/t	≤70	≤80	≤180

PTA 产品单位能耗约为 0.09 吨标煤 / 吨产品，二氧化碳排放约为 0.18 吨 / 吨产品，2025 年 PTA 产品排放二氧化碳总量约为 1322 万吨。PTA 生产碳排放结构情况如图 2-9 所示。

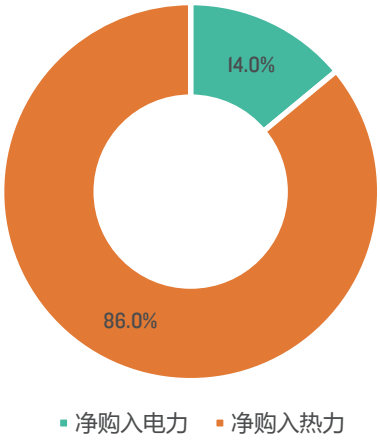


图 2-9：PTA生产碳排放结构

10. 乙二醇

乙二醇是合成纤维生产的主要原料之一，也是乙烯除聚乙烯外的最大下游加工产品。中国石油路线乙二醇产品单位二氧化碳排放约为 1.65 吨 / 吨产品，2025 年石油路线乙二醇产量约为 1260 万吨，排放二氧化碳总量约为 2079 万吨。乙二醇生产中燃料燃烧碳排放约占 23%，工业过程碳排放约占 17%（主要为乙烯氧化生产环氧乙烷时副产的二氧化碳），净购入电力约占 27%，净购入热力约占 33%，如图 2-10 所示。

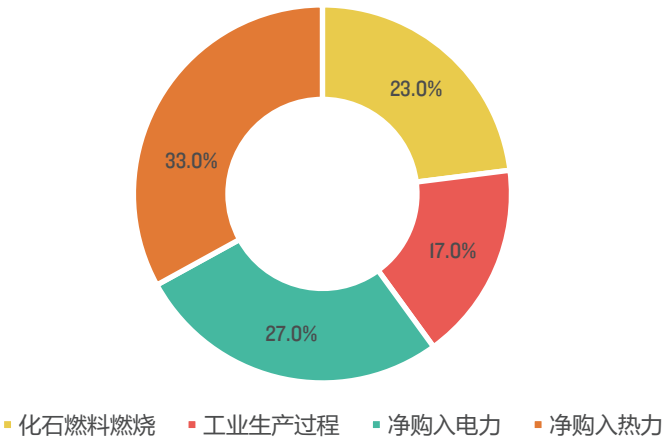


图 2-10：乙二醇生产碳排放结构

11. 聚酯（PET）

聚酯（PET）的主要品种包括聚酯瓶片、聚酯切片及涤纶长丝、短纤、工业丝等。中国聚酯产品能耗约为 0.1 吨标煤 / 吨产品，二氧化碳排放约为 0.27 吨 / 吨产品，2025 年聚酯相关产品产量约为 8207 万吨，对应排放二氧化碳总量约为 2216 万吨。聚酯生产碳排放结构情况如图 2-11 所示。

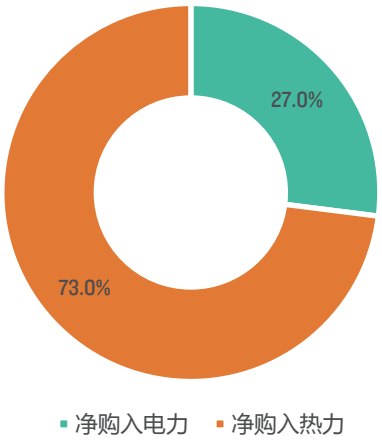


图 2-11：聚酯生产碳排放结构

第三章 基准情景下的碳排放预测

根据石化行业目前的发展趋势、碳排放现状、国家已经出台的涉及石化行业的相关节能降碳规划、规范、指南和发展目标，以及行业已经开始采取的降碳行动，本研究对基准情景下石化行业碳排放做了整体评估。预计全行业碳排放将于 2035 年进入平台期，对应碳排放在 6.08 亿吨左右。

此情况下的碳排放评估，基于如表 3-1 所示的假设：

表 3-1：基准情景特点

<table>
<tr><th colspan="2">基准情景</th><th>2025</th><th>2030</th><th>2035</th><th>2040</th><th>2050</th><th>2060</th></tr>
<tr><td rowspan="4">主要应用</td><td rowspan="2">交通</td><td>燃油车保有量达峰，汽柴油消费量进入下降通道</td><td colspan="5">汽柴油消费量加速下跌</td></tr>
<tr><td colspan="3">航空出行潜力持续释放，煤油消费量持续增长</td><td colspan="3">绿色燃料逐步对航空煤油形成替代，消费量进入下降通道</td></tr>
<tr><td rowspan="2">化工</td><td>人均乙烯当量消费量约为 48kg/ 人，乙烯当量自给率约为 80%，油基产量占比 63%</td><td>人均乙烯当量消费量持续提升至 59kg/ 人，乙烯当量自给率约为 85%，油基占比下降至 60%</td><td>人均乙烯当量消费量持续提升至 70kg/ 人，乙烯当量自给率约为 88%，油基占比下降至 58%</td><td>人均乙烯当量消费量持续提升至 75kg/ 人，乙烯当量自给率约为 90%，油基占比下降至 55%</td><td>人均乙烯当量消费量维持 75kg/ 人，乙烯当量自给率维持 90%，油基占比下降至 50%</td><td>人均乙烯当量消费量维持 75kg/ 人，总消费量 8320 万吨，当量自给率维持在 90% 左右，油基占比下降至 45%</td></tr>
<tr><td>PX 自给率约 80%</td><td>PX 自给率约 88%，油基占比 98%</td><td>PX 自给率约 93%，油基占比维持 98%</td><td colspan="3">PX 自给率达到 100%，油基占比持续下降至 90%</td></tr>
<tr><td colspan="2">政策要点</td><td colspan="6">产业政策、能耗标准及碳减排措施按照目前政策要求执行。</td></tr>
</table>

基准情景		2025	2030	2035	2040	2050	2060
重点产品能耗及碳排放指标	重点产品单位碳排放强度	-	比 2025 年下降 4% 左右	比 2030 年下降 4% 左右	比 2035 年下降 4% 左右	比 2040 年下降 4% 左右	比 2050 年下降 4% 左右
	重点产品能耗水平	30% 的产能达到标杆能耗水平	50% 的产能达到标杆能耗水平	65% 的产能达到标杆能耗水平	75% 的产能达到标杆能耗水平	85% 的产能达到标杆能耗水平	100% 的产能达到标杆能耗水平

此情景下中国重点石化产品产量如表 3-2 所示。

表 3-2：基准情景下中国重点石化产品产量情况

序号	重点子行业	2021	2025	2030	2035	2040	2050	2060
1	炼油（加工量）	70355	73759	73392	70312	63923	50114	37270
1.1	汽油	15457	15463	13279	10548	8162	6019	3604
1.2	柴油	16337	19959	17139	13975	10814	7189	4780
1.3	煤油	3944	5894	6833	7544	7544	6164	4545
1.4	化工轻油	11317	14693	18303	21280	22069	19434	16824
2	乙烯（油基）	2776	3345	4207	4823	4863	4311	3746
3	丙烯（丙烷脱氢）	805	1970	2575	2843	2871	2346	1560
4	对二甲苯	2132	3740	4814	6163	6477	6413	5800
5	聚乙烯	2290	3153	3897	4465	4642	4288	3933
6	聚丙烯	2860	3963	4822	5590	5702	4902	3845
7	苯乙烯	1243	1798	2034	2138	2138	1934	1580
8	PTA（精对苯二甲酸）	5283	7342	8720	9628	10119	10018	9060
9	乙二醇	822	1260	1496	1652	1737	1719	1555
10	聚酯	6541	8207	9747	10762	11311	11198	10127

备注：表中产量不包括利用甲醇等非石油基原料生产的产品

石化行业及重点子行业碳排放预测如表 3-3 和图 3-1 所示。在基准情景下，中国石化行业 2035 年碳排放为 6.08 亿吨，到 2060 年石化行业碳排放为 3.83 亿吨。

表3-3：基准情景下中国石化行业碳排放预测单位：万吨CO_2

序号	重点子行业	2021	2025	2030	2035	2040	2050	2060
1	炼油	22865	23972	22898	21060	18380	13833	9876
2	乙烯（油基）	3998	4817	5815	6401	6196	5272	4399
3	丙烯（丙烷脱氢）	1691	4137	5191	5502	5335	4184	2671
4	对二甲苯	1940	3403	4206	5169	5215	4957	4303
5	聚乙烯	893	1230	1459	1605	1602	1420	1251
6	聚丙烯	744	1030	1203	1339	1312	1083	815
7	苯乙烯	1628	2355	2558	2581	2478	2151	1688
8	PTA（精对苯二甲酸）	951	1322	1507	1597	1611	1532	1330
9	乙二醇	1356	2079	2370	2512	2535	2409	2092
10	聚酯	1766	2216	2527	2678	2702	2568	2230
小计		37832	46561	49734	50444	47366	39410	30654
其他		6676	8217	9473	10332	11110	9852	7663
合计		44508	54778	59208	60776	58476	49262	38317

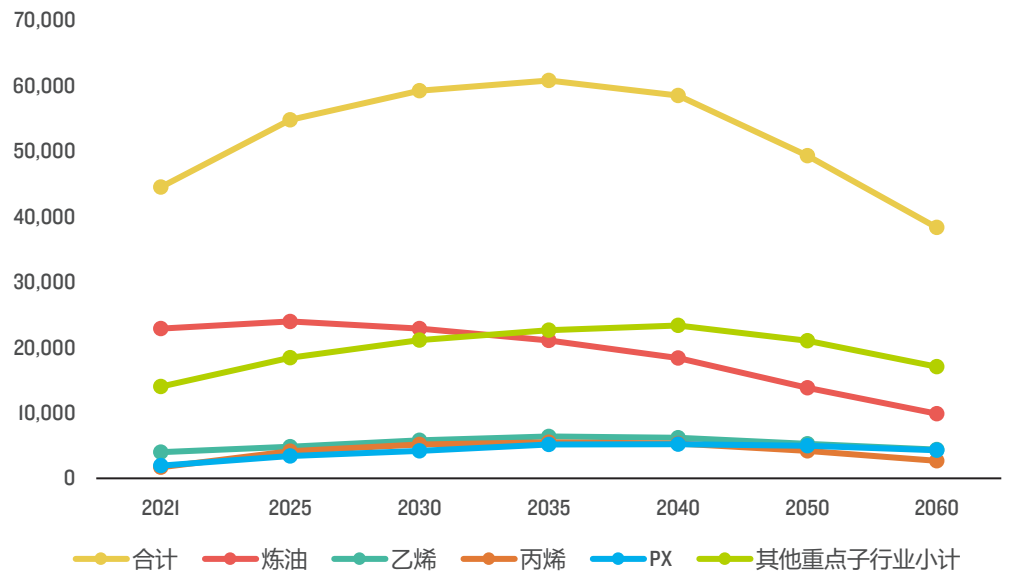


图3-1：基准情景下中国石化行业碳排放预测单位：万tCO_2

第四章 碳减排情景下的碳排放预测

根据石化行业未来的低碳发展潜力、国家更具力度的节能降碳政策目标与行动要求，以及行业在技术创新和深度降碳方面可采取的进一步措施，本研究对碳减排情景下石化行业碳排放做了整体评估。预计全行业碳排放将于 2030 年左右进入平台期，对应碳排放在 5.5 亿吨左右。

此情况下的碳排放评估，基于如表 4-1 所示的假设：

表 4-1：碳减排情景特点

碳减排情景		2025	2030	2035	2040	2050	2060
主要应用	交通	燃油车保有量达峰，汽柴油消费量进入下降通道	汽柴油消费量加速下跌				
		航空出行潜力持续释放，煤油消费量持续增长		航空出行潜力持续释放，但绿色燃料替代，煤油消费量维持不变	绿色燃料逐步对航空煤油形成替代，消费量进入下降通道，并持续加速下降		
	化工	人均乙烯当量消费量约为 48kg/ 人，乙烯当量自给率约为 80%，油基产量占比 63%	人均乙烯当量消费量持续提升至 59kg/ 人，乙烯当量自给率约为 85%，油基占比下降至 60%	人均乙烯当量消费量持续提升至 70kg/ 人，乙烯当量自给率维持在 85%，油基占比下降至 55%	人均乙烯当量消费量维持 70kg/ 人，乙烯当量自给率维持 85%，油基占比下降至 50%	人均乙烯当量消费量维持 70kg/ 人，乙烯当量自给率维持 85%，油基占比下降至 40%	人均乙烯当量消费量维持 70kg/ 人，总消费量 7770 万吨，自给率维持 85%，油基占比下降至 35%
		PX 自给率约 80%	PX 自给率约 88%，油基占比 98%	PX 自给率约 93%，油基占比下降至 96%	PX 自给率达到 100%，油基占比持续下降至 85%		

碳减排情景		2025	2030	2035	2040	2050	2060
政策要点		产业政策、能耗标准及碳减排措施高于目前政策要求。					
重点产品能耗及碳排放指标	重点产品单位碳排放强度	-	比 2025 年下降 8% 左右	比 2030 年下降 8% 左右	比 2035 年下降 10% 左右	比 2040 年下降 10% 左右	比 2050 年下降 10% 左右
	重点产品能耗水平	30% 的产能达到标杆能耗水平	60% 的产能达到标杆能耗水平	75% 的产能达到标杆能耗水平	80% 的产能达到标杆能耗水平	90% 的产能达到标杆能耗水平	100% 的产能达到标杆能耗水平

此情景下中国重点石化产品产量如表 4-2 所示。

表 4-2：碳减排情景下中国石化产品产量情况

序号	重点子行业	2021	2025	2030	2035	2040	2050	2060
1	炼油（加工量）	70355	73759	70961	64432	55647	37780	24793
1.1	汽油	15457	15463	11965	8781	6795	4068	2436
1.2	柴油	16337	19959	16274	11944	8765	5248	3142
1.3	煤油	3944	5894	6833	7544	7544	5563	3331
1.4	化工轻油	11317	14693	18140	19284	18048	13263	10114
2	乙烯（油基）	2776	3345	4207	4418	3897	2880	2312
3	丙烯（丙烷脱氢）	805	1970	2284	2341	2353	1735	1154
4	对二甲苯	2132	3740	4699	5870	6018	5442	4447
5	聚乙烯	2290	3153	3897	4465	4333	4002	3671
6	聚丙烯	2860	3963	4375	4599	4715	4264	3310
7	苯乙烯	1243	1798	2034	2138	2127	1924	1572
8	PTA（精对苯二甲酸）	5283	7342	8511	9169	9401	8502	6947
9	乙二醇	822	1260	1461	1574	1613	1459	1192
10	聚酯	6541	8207	9514	10249	10508	9503	7765

备注：表中产量不包括利用甲醇等非石油基原料生产的产品

石化行业及重点子行业碳排放预测如表 4-3 和图 4-1 所示。在碳减排情景下，中国石化行业 2030 年碳排放为 5.5 亿吨，到 2060 年石化行业碳排放为 2.1 亿吨。

表4-3：碳减排情景下中国石化行业碳排放预测单位：万吨CO_2

序号	重点子行业	2021	2025	2030	2035	2040	2050	2060
1	炼油	22865	23972	21217	17724	13777	8418	4972
2	乙烯（油基）	3998	4817	5573	5385	4275	2843	2054
3	丙烯（丙烷脱氢）	1691	4137	4412	4162	3764	2498	1495
4	对二甲苯	1940	3403	3934	4521	4172	3395	2497
5	聚乙烯	893	1230	1398	1474	1287	1070	883
6	聚丙烯	744	1030	1047	1012	934	760	531
7	苯乙烯	1628	2355	2452	2371	2123	1728	1271
8	PTA（精对苯二甲酸）	951	1322	1409	1397	1289	1049	772
9	乙二醇	1356	2079	2217	2198	2028	1650	1214
10	聚酯	1766	2216	2363	2342	2161	1759	1294
小计		37832	46561	46023	42585	35810	25172	16982
其他		6676	8217	8766	8722	7861	5904	4245
合计		44508	54778	54789	51307	43670	31076	21227

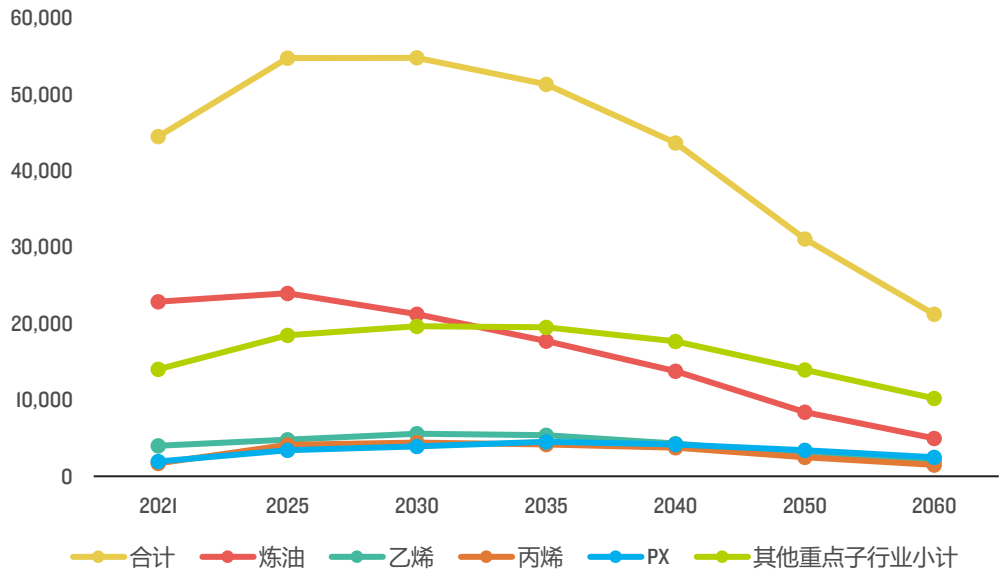


图4-1：碳减排情景下中国石化行业碳排放预测单位：万tCO_2

第五章 油控情景下的碳排放预测

在石油消费控制情景下，降低石油消费量成为相关政策的重要目标，石化行业逐步降低原油和天然气的外采率，推进国内油气资源增储上产、煤基化工替代以及生物质等非石油基原料路线的规模化应用。

基于石油消费控制的政策导向、石化行业外采率现状及供应链稳定性要求，结合行业在降低石油消费方面可采取的相关举措，本研究对石油消费控制情景下的石化行业进行了整体评估，并预测了其碳排放情况。该情景下的评估基于如表 5-1 所示的假设：

表5-1：油控情景特点

油控情景		2025	2030	2035	2040	2050	2060
原油供应情况	产量	2.16 亿吨	持续增长，2035 年增长至 2.3 亿吨		伴随原油需求下降，持续下降，2060 年约 2 亿吨		
	进口量	5.78 亿吨	持续下降至 4.1 亿吨	持续下降至 2.8 亿吨	持续下降至 2.3 亿吨	持续下降至 1.1 亿吨	持续下降至 0.3 亿吨
	外采率	73%	持续下降至 65%	持续下降至 55%	持续下降至 50%	持续下降至 33%	持续下降至 13%
主要应用	交通	燃油车保有量达峰，汽柴油消费量进入下降通道	成品油停止出口，汽柴油消费量加速下跌				
		航空出行潜力持续释放，煤油消费量持续增长		航空出行潜力持续释放，但受绿色燃料替代，煤油消费量维持不变	绿色燃料逐步对航空煤油形成替代，煤油消费进入下降通道		
	化工	人均乙烯当量消费量约为 48kg/ 人，乙烯当量自给率约为 80%，油基产量占比 63%	人均乙烯当量消费量持续提升至 53kg/ 人，乙烯当量自给率约为 85%，油基占比下降至 56%	人均乙烯当量消费量持续提升至 58kg/ 人，乙烯当量自给率持续提升至 88%，油基占比下降至 46%	人均乙烯当量消费量持续提升至 63kg/ 人，乙烯当量自给率提升至 90%，油基占比下降至 45%	人均乙烯当量消费量提升至 65kg/ 人，乙烯当量自给率维持在 90%，油基占比下降至 40%	人均乙烯当量消费量维持 65kg/ 人，总消费量 7215万吨，自给率维持 90%，油基占比下降至 35%
		PX 自给率约 80%	PX 自给率约 88%，油基占比 98%	PX 自给率约 93%，油基占比下降至 96%	PX 自给率达到 100%，油基占比持续下降至 85%		
政策要点		产业政策、能耗标准及碳减排措施略高于目前政策要求，以保证国内能源自给自足为第一要求。					
重点产品能耗及碳排放指标	重点产品单位碳排放强度	-	比 2025 年下降 5% 左右	比 2030 年下降 5% 左右	比 2035 年下降 5% 左右	比 2040 年下降 5% 左右	比 2050 年下降 5% 左右
	重点产品能耗水平	30% 的产能达到标杆能耗水平	60% 的产能达到标杆能耗水平	75% 的产能达到标杆能耗水平	80% 的产能达到标杆能耗水平	90% 的产能达到标杆能耗水平	100% 的产能达到标杆能耗水平

此情景下中国重点石化产品产量如表 5-2 所示。

表5-2：油控情景下中国石化产品产量情况

序号	重点子行业	2021	2025	2030	2035	2040	2050	2060
1	炼油（加工量）	70355	73759	60755	49497	43051	29694	21013
1.1	汽油	15457	15463	10191	6360	4192	2258	1665
1.2	柴油	16337	19959	13155	8670	5120	2757	2033
1.3	煤油	3944	5894	6669	6837	6837	5042	3019
1.4	化工轻油	11317	14693	15887	15831	16771	12901	9329
2	乙烯（油基）	2776	3345	3548	3190	3328	2779	2194
3	丙烯（丙烷脱氢）	805	1970	2397	2646	2713	2001	1330
4	对二甲苯	2132	3740	4699	6016	6016	4915	3625
5	聚乙烯	2290	3153	3501	3700	3899	3716	3409
6	聚丙烯	2860	3963	4375	4599	4715	4264	3310
7	苯乙烯	1243	1798	2034	2138	2085	1793	1322
8	PTA（精对苯二甲酸）	5283	7342	8511	9397	9397	7678	5662
9	乙二醇	822	1260	1461	1613	1613	1318	972
10	聚酯	6541	8207	9514	10504	10504	8583	6329

备注：表中产量不包括利用甲醇等非石油基原料生产的产品

石化行业及重点子行业碳排放预测如表 5-3 和图 5-1 所示。在油控情景下，仅就中国石化行业本体而言，其二氧化碳排放将持续下降，到 2060 年石化行业碳排放为 2.35 亿吨。

表5-3：油控情景下中国石化行业碳排放预测单位：万吨CO_2

序号	重点子行业	2021	2025	2030	2035	2040	2050	2060
1	炼油	22865	23972	18758	14518	11996	7860	5284
2	乙烯（油基）	3998	4817	4854	4146	4108	3259	2444
3	丙烯（丙烷脱氢）	1691	4137	4782	5015	4885	3422	2161
4	对二甲苯	1940	3403	4062	4941	4694	3643	2552
5	聚乙烯	893	1230	1297	1302	1304	1180	1029
6	聚丙烯	744	1030	1081	1079	1051	903	666

序号	重点子行业	2021	2025	2030	2035	2040	2050	2060
7	苯乙烯	1628	2355	2532	2528	2342	1913	1340
8	PTA（精对苯二甲酸）	951	1322	1455	1527	1450	1126	789
9	乙二醇	1356	2079	2290	2402	2281	1771	1241
10	聚酯	1766	2216	2440	2560	2432	1888	1322
小计		37832	46561	43551	40017	36543	26965	18828
其他		6676	8217	8295	8196	8022	6325	4707
合计		44508	54778	51846	48213	44565	33290	23535
增量煤制烯烃、煤制乙二醇的碳排放		-	-	17525	24996	27220	27265	26145
增量考虑绿氢耦合下的碳排放				7010	9998	10888	10906	10458
不考虑绿氢耦合下合计碳排放				69371	73209	71785	60555	49681
考虑绿氢耦合下合计碳排放				58856	58212	55453	44196	33994

在本情景假设下，石油路线乙烯产量的下降将主要由煤化工产能的增加加以弥补。由于煤制烯烃路线的碳排放强度远高于石油路线，这一替代效应将带来额外的碳排放增量。将上述各部分排放加总后，所得合计碳排放数据见表 5-3“合计碳排放”。若考虑绿氢耦合，将降低约 60% 煤制乙烯及煤制乙二醇的单位碳排放，在此情景下，碳排放预计在 2030—2035 年进入平台期，碳排放约为 5.9 亿吨；至 2060 年前后，碳排放将降至约 3.4 亿吨。原料路线的选择本身就是一项碳排放决策，其影响量级超过多数技术减排措施的总和。降低石油外采率存在多条路径，煤基替代只是其中之一，扩大轻烃与甲醇进口、发展生物基原料、提高循环利用比例同样具有降低石油依存度的效果，且碳代价显著更低。因此，减少石油消费与低碳转型的兼容与否，取决于实现的具体方式，而非两个目标本身的冲突。

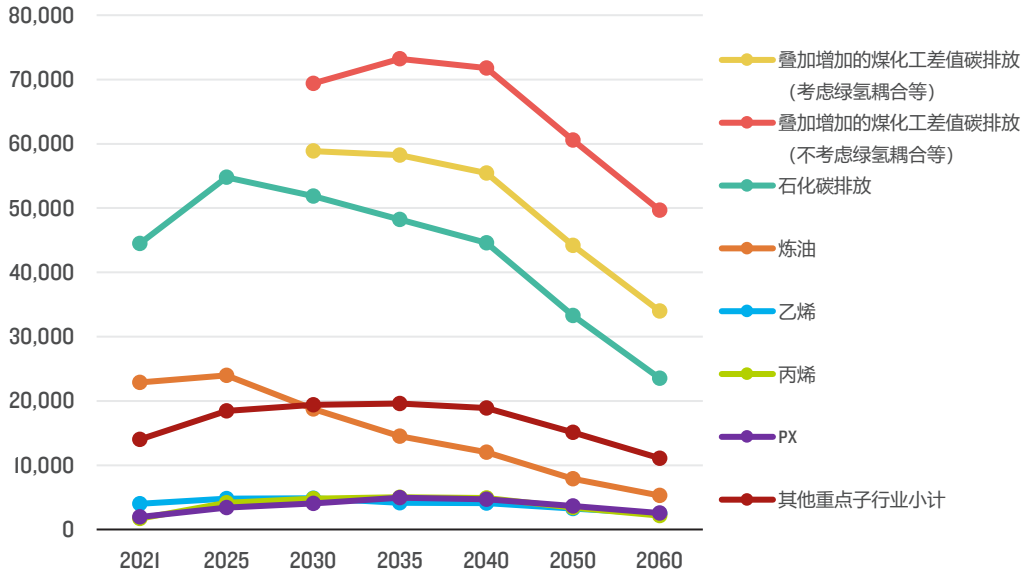


图5-1：油控情景下中国石化行业碳排放预测单位：万tCO_2

第六章 中国石化行业碳减排路径分析

在情景分析的基础上，本章聚焦石化行业绿色高质量转型与碳减排的主要路径，并测算各路径的减排贡献潜力。

从宏观层面看，中国石化行业当前仍面临产能供需错配、高端化工品供给不足的结构性矛盾，亟须进行产业结构调整，一方面坚决淘汰落后产能，另一方面推进产品结构性调整与高端化升级。同时，石化行业作为典型的高能耗、高碳排放行业，可通过节能降耗实现能效提升，具体路径包括系统优化与节能降耗、节能技术应用等。

从行业总体碳排放特征来看，化石燃料燃烧、工业生产过程排放以及净购入电力和热力所对应的排放，构成了石化行业碳排放的最主要来源，可分类施策、定向减碳。在用能结构方面，依托新能源规模化应用，通过深度电气化及绿电替代、发展绿氢等方式，可显著降低化石燃料燃烧及外购电力、热力相关排放；在工业生产过程方面，通过原料替代与循环利用，推动蒸汽裂解原料轻质化、适度发展低碳原料、促进生物基材料发展、扩大废塑料循环，可有效降低过程排放。此外，数智化平台技术的深度赋能，包括数智化技术应用与老旧石化厂区改造潜力的挖掘，可进一步释放系统性减碳空间；对于难以避免的直接排放，可借助 CCUS 与碳利用，依托 CCUS 技术及石化行业碳利用予以捕集与消纳。

综合以上分析，中国石化行业绿色高质量转型路径可从产业结构调整、节能降耗、新能源规模化应用、轻质原料替代、数智化平台技术、CCUS 与碳利用六大维度协同推进。

（一）产业结构调整

“十五五”是我国石化行业结构调整的重要窗口期，行业面临需求转折、产能过剩和效益下滑三重压力。

需求侧已出现结构性拐点。我国成品油消费已于 2023 年起进入下行通道，新能源汽车加速替代是主要原因。2025 年新能源乘用车渗透率达 54%，预计 2030 年、2035

年分别升至 70% 和 80%。“十五五”期间，汽柴油需求将持续下降，且具有较强的长期性，仅航煤保持小幅增长；石油消费总量也将进入平台期，传统燃料型炼厂的核心市场进一步收缩。供给侧结构性过剩加剧。2025 年我国炼油产能达 9.69 亿吨 / 年，居全球首位；乙烯产能由“十三五”末的 3400 万吨 / 年增至“十四五”末的 6200 万吨 / 年，PX 由 2500 万吨 / 年增至 4400 万吨 / 年。目前，国内八成以上大宗化工产品的产能与需求之比已超过 120%。行业效益持续承压。近年来石化行业利润连续下滑，多个板块出现亏损，产品定价由成本推动转向供需主导，增产不增利甚至增产减利的问题日益突出。

由此，“十五五”将成为中国由石化大国向石化强国跨越的攻坚期，行业发展必须由规模扩张转向内涵提升。淘汰落后产能方面重点需要解决做减法、清出口的问题，而产品高端化方面需要解决做加法、找出路的问题，二者共同构成结构调整的完整闭环。

经过测算，在碳减排情景下，通过产业结构调整，到 2025 年原油加工量达到 7.4 亿吨 / 年，之后呈下降趋势，到 2060 年原油加工量降低至 2.5 亿吨 / 年，乙烯总产量约为 6600 万吨 / 年，对二甲苯总产量约为 4400 万吨 / 年。在 2035 年前，通过压减炼油规模、控制乙烯当量自给率、优化下游产品结构等产业结构调整方式为石化行业的减排主导路径之一，对 2030 年、2035 年、2040 年、2050 年、2060 年情景缺口的减排贡献分别占当年情景缺口的 40.5%、37.5%、36.0%、34.6% 和 30.7%。产业结构调整仍是最大的单一减排路径，但随着落后产能退出、产品结构优化等措施逐步兑现，其相对贡献持续下降；绝对减排量在 2050 年前后达到高点后有所回落。

1. 淘汰落后产能

淘汰落后产能首先需要厘清什么是落后产能这一问题。在国家层面，《产业结构调整指导目录》将不符合法律法规、严重浪费资源或污染环境、存在重大安全隐患并妨碍“双碳”目标实现的工艺、装备和产品列为“淘汰类”；将技术落后、不符合行业准入及安全生产要求、不利于“双碳”目标实现，需督促改造且禁止新建的产能、工艺和装备列为“限制类”。《加力推进石化化工行业老旧装置更新改造行动方案（2026—2029 年）》进一步要求地方提前排查落后、高能耗、缺乏经济性的产能及老旧装置，并形成排查报告。由此，落后产能认定正由单一规模标准转向规模、能效、环保、安全、装置年限和经济性等多维评价。

以炼油装置为例，可从以下四个维度分析其落后性及退出压力。

一是规模。2025 年国内炼厂平均规模达 717 万吨 / 年，接近美国 750 万吨 / 年的水平；千万吨级炼厂和炼化一体化企业炼能占比分别为 58.4% 和 54.8%，较 2021 年提高约 6 个百分点。但全国 221 套常减压装置中，约 150 套规模低于 500 万吨 / 年，合计产能约 4 亿吨 / 年，占全国 40%；其中不足 200 万吨 / 年的产能仍有 4880 万吨，约占 5%，200 万—300 万吨 / 年的产能约 1.45 亿吨，占 15%。小规模装置通常加工成本、能耗物耗较高，固定成本摊薄能力和抗周期波动能力较弱，是落后产能的重要表现。

二是能效。截至 2025 年，约 15%—20% 的炼油产能能效低于国家基准，落后装置

综合能耗较先进水平高 60% 以上，主要与装置规模偏小、负荷率低、核心工艺能耗较高及热电联产效率不足有关。2024 年中国石化炼油平均单因耗能为 7.56 千克标准油 / 吨·因数，达到国家标杆水平（7.5 千克标准油 / 吨·因数）的产能约占 40%，行业仍有较大提升空间。

三是装置年限。2025 年有关部门摸排投运超过 20 年的石化化工装置 1600 余套，其中 600 余套需更新改造，主要集中在传统化工领域。这类装置往往设计标准偏低、工艺和自动化水平不足，存在安全环保风险高、布局不合理和运行效率低等问题。全国投运超过 20 年的炼油产能约 3.02 亿吨 / 年，占 31%；其中三大石油公司约 2.27 亿吨 / 年，占 75%，民营地炼约 0.75 亿吨 / 年，占 25%。由于大型国企和头部民营企业已多次实施技术改造，装置年限并不必然等同于落后，未来退出压力将更多集中于缺乏持续改造能力、综合竞争力较弱的民营装置。

四是运行效率，主要表现为开工率长期偏低。“十四五”期间我国炼油平均开工率为 76%，低于全球 81% 和美国 88% 的水平，民营炼厂开工率波动达 20—30 个百分点。2025 年乙烯、PX、PTA、乙二醇、环氧丙烷和 ABS 产能利用率分别约 85%、85%、81%、64%、75% 和 65%。据中咨公司对国内消费量超过 100 万吨的大宗石化化工产品分析，约一半产品产能利用率低于 75%。低负荷运行使固定成本难以摊薄，持续挤压行业效益。

“十五五”期间，落后产能可通过行政、市场和标准三类机制协同退出。

一是强化行政性退出。严格产能准入、置换和退出管理，依法淘汰能效、环保不达标装置，限制未履行审批或存在严重税收违法行为的主体参与产能置换，并逐步清理无原油加工资质的产能，重点处置灰色产能。过去部分地炼通过加工燃料油弥补原油进口配额不足。2025 年燃料油进口关税和消费税抵扣政策调整后，山东地炼燃料油加工成本上升、利润收窄，部分隐性产能被迫显性化并阶段性停工或退出，表明监管与成本约束能够加快产能出清。

二是发挥市场倒逼作用。通过消费税优化、出口退税调整和出口配额竞争性分配重塑竞争格局，同时加强配额执行监督，对未落实配额的主体限制再次申请，推动低效产能在国内外竞争中退出。民营炼厂既是结构调整中最承压的群体，也是“减油增化”的重要主体，可利用决策灵活的优势转向细分产品，或围绕特定区域和产业链形成专业化配套，以差异化经营提升生存能力。

三是强化标准约束。自 2025 年 5 月 1 日起，《炼化行业单位产品能源消耗限额》等 13 项强制性国家标准实施，能效不达限额的装置将失去合规运行条件；《老旧石化化工装置标准提升专项行动方案（2025—2026 年）》等政策进一步提高了安全、能效和技术门槛。标准化退出为监管执法和企业改造提供了量化依据。

淘汰落后产能需与先进项目建设统筹推进。公开规划显示，未来五年拟建炼油产能约 8000 万吨 / 年，包括华锦阿美（辽宁盘锦，1500 万吨 / 年）、东明一体化（山东菏泽，1500 万吨 / 年）、富海集团（山东东营，1500 万吨 / 年）、大连石化搬迁（1000 万吨 / 年）、塔河炼化扩能（500 万—850 万吨 / 年）和古雷二期（福建漳州，1600 万吨 / 年）。这些项目多为大型一体化项目或存量搬迁置换。通过“有进有退”提升千万吨级炼厂比重，但退出规模应高于新增规模，才能守住炼油产能“10 亿

吨”上限。

产能出清也是全球石化行业的共同议题。欧洲炼厂进入关停周期，近两年已关闭约1100 万吨化工产能，市场份额预计降至 10% 左右；日本、韩国也在主动调整产能，其中韩国由政府牵头推动企业协议减产，计划削减石脑油裂解产能 270 万—370 万吨 / 年。与此同时，2030 年前中国、中东和美国仍有较多新增产能投放，现有削减力度尚不足以扭转供给过剩，利润承压可能延续至 2027 年，我国产能调整仍面临较大压力。

综合项目建设和退出预期，国内炼油能力或于 2028 年前后达到约 9.8 亿吨 / 年，随后随落后产能退出降至“十五五”末的约 9.6 亿吨 / 年，千万吨级炼油企业产能占比约 70%；到 2035 年，炼油能力有望降至 9 亿吨 / 年以下，千万吨级企业产能占比超过 80%。

2. 推进产品结构性调整与高端化升级

（1）“油转化”——产品结构性调整

需求变化正在推动炼油产品结构调整。基准情景下，成品油收率，即成品油产量占原油加工量的比重，由 2025 年的 56% 降至 2030 年的 51% 和 2035 年的 45%。汽油受电动化替代最明显，柴油受到 LNG 重卡和经济结构转型的双重影响，航煤增量不足以抵消总体下降。同期化工轻油占比由 20% 升至 25% 和 30%；2025 年消费量达 1.58 亿吨，较 2021 年的 1.21 亿吨增长 30%，油品向化工原料转化趋势进一步增强。

尽管基础化学品短期过剩，中长期烯烃和芳烃需求仍有增长空间。基准情景下，乙烯当量消费量由 2025 年的 6673 万吨 / 年增至 2030 年的 8248 万吨 / 年，年均复合增长 4.3%；PX 需求由 4700 万吨 / 年增至 5582 万吨 / 年，年均复合增长 3.5%。

需求重心正由房地产、农业、传统家电和燃油汽车等成熟领域转向新能源汽车、电子信息及未来产业。动力电池隔膜、汽车轻量化、芯片与显示面板制造将增加特种聚烯烃、工程塑料、碳纤维、电子化学品、光刻胶和光学膜材料需求。未来五年，人形机器人产业年均增速有望达到 70%，低空经济增速接近 15%，也将带动高性能材料、纤维及固态电池材料市场。“十五五”期间，化工新材料市场规模年均增速预计超过 5%，其中高端聚烯烃约 7%、高性能纤维超过 15%，显著高于大宗化学品 2%—3% 的增速。

产品结构调整应围绕“减油增化、原料多元、产品高端、产业集聚”推进。碳减排情景下，“十五五”期间成品油收率由约 56% 降至 50%，化工原料收率由约 20% 升至 26% 以上；同时保持合理的成品油出口和化工原料进口，在原油加工规模基本稳定的条件下优化全产业链成本。

（2）“化转材”—行业高端化升级

当前石化行业同时面临基础产品过剩和高端供给不足的问题。2025 年中国石化联合会发布的供大于需风险产品清单涉及 15 种产品，其中环氧丙烷、丙烯腈、聚氯乙烯、ABS、PBAT、BDO、尼龙 66 等 12 种为高风险，聚丙烯、纯碱和钛白粉为较高风险。

多数基础化工品产能利用率已低于 75% 的警戒水平，供需失衡较为突出。与此同时，高端材料、电子化学品和特种化学品仍存在供给缺口，高端催化剂、特种树脂、高纯试剂和配方体系等环节对外依赖较高，高端化工自给率约 60%，精细化工自给率较欧盟、日本低约 20 个百分点。特种聚烯烃 POE、UHMWPE、聚丁烯 -1、EVOH、COC/COP 等年进口量超过 240 万吨，茂金属 PE/PP、管材 PE、绝缘 PE 和高熔体强度 PP 等高端牌号年进口量超过 700 万吨。

部分高端产品虽已具备国内产能，但在成本、质量、稳定性和技术服务方面仍有差距。主要制约包括核心技术尚未掌握且外部技术转移受限、现有装置以中低端牌号为主、生产成本偏高、材料改性和应用服务不足、认证准入周期长、部分关键原料存在短缺，以及特定用途产品规模较小、开发推广成本高、替代进度不及预期等。

不同产业链的资源条件、技术基础和市场结构各异，应选择差异化的高端化路径。

乙烯产业链应同步推进原料和工艺降本、下游产品差异化及装置大型化。“十五五”新增项目已强化高端产品配置，如兰州石化配套 UHMWPE、辛烯 -1、POE 和 EVA，中海壳牌三期配套 mLLDPE、LAO 和 PAO，埃克森美孚惠州、巴斯夫湛江、福建中沙等项目也以高端牌号为主。

芳烃—聚酯产业链需关注 PX 供需衔接。经过近十年集中扩能，我国 PX 已由进口依赖转为本土主导，城镇化和纺织、包装消费仍将支撑需求增长。但随着大型炼化项目建设放缓，PX 新增供给趋弱，下游 PTA—聚酯仍在扩张，阶段性偏紧可能成为常态。由于 PX 产能集中在少数头部企业，多数聚酯企业仍需外购，若国内投资不足，进口依存度可能回升，部分企业已通过恒逸文莱、桐昆印尼等项目布局海外产能。

精细化工和特色产品可成为中小炼厂转型的重要方向，包括高性能材料、关键单体、精细化工品，以及高端炭材料、电池负极材料和炭素沥青等特色油品。政策支持符合条件的中小炼厂依托区域产业基础做精做特、服务细分市场，为不具备一体化条件但仍有竞争力的企业提供差异化发展空间。

高端化不等于盲目扩张。部分化工新材料市场已由蓝海转为红海。“十四五”期间，POE、EVA、尼龙 66、碳纤维等产品产能增长超过 40%，利润却下降 40% 以上，部分领域出现投产即过剩。对高风险产品，应提高新建项目的技术、安全和环保门槛，分析下游产业链和目标市场，评估成本及综合竞争力，防止低水平重复建设和集中投产；同时结合资源禀赋与产业基础形成差异化布局。

（二）节能降耗

1. 能效现状及潜力

石化行业耗能设备众多，包括精馏塔、换热器、加热炉、压缩机、物料泵等各式各样设备。通过技术改造、系统优化、提升数字化水平，可以实现节能降耗，发挥碳减排作用。

根据国家发展改革委发布的《工业重点领域能效标杆水平和基准水平（2023 年版）》，炼油行业单位能量因数综合能耗标杆水平为 7.5 千克标准油 / 吨·能量因数，基准水平为 8.5 千克标准油 / 吨·能量因数。石脑油烃类制乙烯单位产品能耗标杆水平为 590 千克标准油 / 吨，基准水平为 640 千克标准油 / 吨。对二甲苯单位产品能耗标杆水平为 380 千克标准油 / 吨，基准水平为 550 千克标准油 / 吨。乙二醇（乙烯法）单位产品能耗标杆水平为 375 千克标准油 / 吨，基准水平为 470 千克标准油 / 吨。

综合来看“十四五”期间我国乙烯能耗有所降低。2025 年中国石油集团内石脑油制乙烯装置能耗 592.34kgoe/t，同比降低 15.58 kgoe /t[13]。2025 年，中国石化集团内乙烯装置平均能耗 576.60 kgoe/t，其中镇海 1 号乙烯装置能耗最低为 515.04 kgoe/t[14]，大大优于标杆值水平。而根据工信部等部门发布的《2020 年重点用能行业能效“领跑者”企业名单》，2020 年乙烯行业能效领跑者为中石化镇海炼化，其乙烯单位产品能耗为 575.10kgoe/t。2025 年中国石化乙烯平均能耗已经接近 2020 年我国乙烯行业能效领跑者水平，镇海炼化乙烯装置能耗降低了约 10.4%。综合来看，“十五五”期间我国炼油、乙烯等主要石化装置单位产品平均能耗有望降低 4%—5%。但能效标杆值由国家动态调整、未来可能进一步加严，因此，本报告“达标杆产能比例”口径下的节能潜力按现行标杆水平测算，实际节能空间将随标杆提升而动态变化；同时，预计能耗指标与碳排放指标可能双轨运行一段时间，节能成效向减碳成效的传导还取决于用能结构的变化。

2. 工艺与装置节能

通过工艺技术进步，对工艺装置进行节能降碳改造是石化行业实现节能降耗的重要环节。根据国家发展改革委等 5 个部门发布的《重点行业节能降碳改造攻坚三年行动计划》，2028 年前在炼油和乙烯行业推动常减压、催化裂化、重整、焦化、制氢加氢等炼油核心工艺和芳烃、烯烃、乙二醇等装置节能降碳改造，推广高效催化裂化烟气轮机、

13 姜洋等. 中国石油2025年乙烯业务综述. 乙烯工业2026, 38(1)

14 曾淼洋. 中国石化2025年乙烯业务述评. 乙烯工业2026, 38(1)

重劣质渣油低碳深加工等工艺技术。根据文献调研，推进炼化产业节能减碳，要持续做好下列技术的创新开发和推广应用：炼化一体化新技术、短流程炼油与石化产品生产技术、工艺过程和系统优化节能技术、“过程强化”的灵活运用技术、实现炼油与化工低碳化的重大改进型及重大变革型的催化材料和催化剂[15]，具体技术包括：

在炼化一体化新技术方面，重点推广应用蒸汽裂解与重油催化裂解集成技术、全厂饱和轻烃综合回收技术、柴油中芳烃分离技术、石脑油正异构分离技术。

在工艺过程和系统优化节能技术方面，重点推广应用低能耗低氢耗加氢技术、催化裂化副产超高压蒸汽技术工艺、精馏系统节能和分壁塔技术。

在催化新材料和新型催化剂技术方面，重点推广应用限域催化技术、单原子催化技术、纳米催化技术、金属有机骨架催化材料相关技术、新型催化裂化催化剂与技术、渣油加氢新型催化材料与工艺技术、柴油加氢新型催化材料与工艺技术。

3. 系统优化及余热余压热利用

在系统优化方面重点加快高效蒸汽、制冷制热、电机、空压、输配电等系统更新升级，协同优化换热网络、低品位热利用、蒸汽动力系统等，实施原料燃料绿色低碳替代和用能系统电气化改造。重点推动应用微界面强化技术、超重力技术、催化精馏技术、缠绕管式换热器、膜反应器及膜分离技术。

在余热余压和低品位热利用方面，持续应用 MVR 等低温热综合利用技术。

4. 管理与能碳协同优化

在管理与能碳协同优化方面，石化行业未来可实施的主要节能降耗措施如下：

一是完善管理机制。从生产计划优化、低碳技术应用、新项目源头管控三个维度，全面搭建节能降碳管理机制，同步实现经济效益提升与能源碳管控目标。将能碳指标作为约束性条件纳入计划排产，搭建测算模型，实现经济效益与能碳指标同步测算，充分挖掘生产计划环节的降碳潜力。在新建项目设计阶段优化工艺方案与用能方案，如创新应用结晶法复叠制冷、歧化与芳烃二甲苯分离耦合、蒸汽压缩机升压等技术，精简冗余设备[16]。

二是加强节能技改。对于具体生产企业，节能技改是存量装置能效提升、实现降碳的核心手段。如以能效提升为核心，将单装置优化模式升级为全厂一体化、系统化优化模式，可实现全厂存量碳排放总量 3.8% 的减排幅度[17]。主要做法：一是开展设备能效全

15 魏志强等. 中国炼化产业实现碳达峰与碳中和路径及支撑技术. 石油学报(石油加工)2024，40(1)

16 佘睿. “十五五”期间我国炼油行业低碳转型策略探索. 中国能源观察 2026

17 佘睿. “十五五”期间我国炼油行业低碳转型策略探索. 中国能源观察 2026

面摸排，实施加热炉系统化改造，使加热炉平均热效率接近 94%，推动设备功率与实际生产需求精准匹配，加快淘汰三级及以下能效的低效电机。二是推进低温热资源化利用，建成国内炼化行业单体节能量最大的余热回收项目，打造发汽、伴热、采暖、制冷、轻烃回收一体化的低温热综合利用模式。三是集成优化换热网络，实现装置间热联合，提升热进料占比，应用绕管换热器等高效换热设备，全面提高能量利用效率。

在采用上述措施后，预计到 2030 年石化炼油、乙烯单位产品能耗相比 2025 年能够下降 4%—5%，约 50%—60% 的产能达到当前标杆能耗水平，2030 年单位产品碳排放比 2025 年下降 4%—5%，2035 年单位产品碳排放比 2030 年再下降 4%—5%。

根据测算，在碳减排情景下，节能降耗对 2030 年、2035 年、2040 年、2050 年、2060 年情景缺口的减排贡献占比分别为 15.2%、14.3%、8.0%、6.2% 和 5.2%，是近期技术类路径中的重要支撑，其贡献主要来自加热炉、蒸汽动力与工艺装置能效提升。常规炼化装置达到行业正常水平之后，单纯依靠设备更新和系统优化可挖掘的空间已明显收窄，更新设备所带来的边际改善不足以支撑深度减排，真正的深度减排必须依靠大规模引入绿电、绿氢和原料替代。因此节能降耗的战略价值主要在于为 2030 年前争取时间，并降低后续绿电、绿氢、原料替代与 CCUS 的部署规模和成本，而非承担远期减排主力。

（三）新能源规模化应用

1. 深度电气化及绿电替代

电气化是推动能源绿色低碳转型、助力“双碳”目标实现的关键路径。中国电力企业联合会发布的《中国电气化年度发展报告 2026》显示，当前中国电气化发展呈现“协调互动、绿色低碳、经济便捷、创新驱动、智能融合”特征。中国电气化发展成效显著。电力需求与供应稳步增长，全社会用电量达 10.37 万亿千瓦时，同比增长 5.0%。全国电气化率持续提升，2025 年达 29.5%，较上年提高 1.4 个百分点，总体位居世界前列。2024 年中国电气化率已高于 OECD 国家整体水平及美国、英国、德国等欧美主要发达经济体。重点领域电气化转型成效突出，其中工业领域电气化率达到 28.0%。

当前石化行业使用大量化石燃料用于加热或生产蒸汽。一是在工艺过程中需要用到热量与蒸汽，如乙烯裂解炉需要燃烧燃料进行加热，需要蒸汽参与裂解反应。二是大型动设备需要蒸汽驱动，如乙烯裂解气压缩机大多采用蒸汽驱动。化石燃料在直接燃烧加热过程中会排放大量二氧化碳。石化行业使用的蒸汽多数也来自燃烧化石能源的锅炉，同样是碳排放的主要来源之一。随着大型火电装置发电效率的提高和可再生能源比例的迅速增加，我国电力碳排放因子不断下降。2020 年度全国电网排放因子为 0.6101

$kgCO_2/kWh$，而根据生态环境部和国家统计局 2025 年 12 月份发布的《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》，我国 2023 年平均度电二氧化碳排放因子为 $0.5306kgCO_2/kWh$。提高石化行业用电比例，推动“**以电代汽、以电代气**”[18]，将能够提高整体用能效率，促进节能降碳。

根据国家统计局数据，2010 年—2023 年间我国化学原料及化学制品制造业电力消费虽然不断增加，但是占行业能耗比例以及占全社会耗电比例相对稳定。工业绿色低碳发展“十五五”规划提出加快电气化改造和绿色能源应用；实施工业终端用能电气化改造，推广电炉炼钢、电锅炉、电窑炉、电助熔、电加热、高温热泵、大功率电热储能锅炉等先进技术装备，加快存量低效设备电气化替代，提高终端用能设备电气化水平。石化行业当前的电气化率在 11% 左右，未来在全社会电气化的大背景下，石化行业电力消费占行业能源消费的比例仍有较大提升空间。

表 6-1：我国化学原料和化学制品制造业能源消费及电力消费情况[19]

年份	全社会电力消费量，亿千瓦时	其中化学原料和化学制品制造业电力消费量，亿千瓦时	占比	化学原料和化学制品制造业能源消耗，万 t 标煤	其中化学原料和化学制品制造业电力消费量折能，万 t 标煤 *	占比
2010	41934	3149	7.5%	29689	3870	13.0%
2015	58020	4754	8.2%	49009	5843	11.9%
2020	77620	5781	7.4%	56723	7105	12.5%
2023	94393	6748	7.1%	73772	8293	11.2%

*：按每 1 万千瓦时电力折 1.229t 标煤

从具体装置上看，乙烯装置是石化企业中的能量利用和消耗大户，电气化潜力较大。有公开文献对某 120 万吨 / 年新建乙烯装置能源消耗构成进行了分析。乙烯装置的耗能工质主要包括燃料气、电、蒸汽等。其中，反应部分的能量消耗约占 40%，主要为裂解炉的燃料气消耗；分离部分能耗约占 60%，主要为乙烯装置“三机”（裂解气压缩机、丙烯制冷压缩机、乙烯制冷压缩机）的蒸汽消耗。研究结果显示常规乙烯装置的电气化率为 14.8%[20]。可见，常规乙烯装置的用能系统仍然以化石能源为主，电气化率处于较低水平，低于工业领域平均电气化率，提升装置电气化率还有较大空间。

18 郑平 . 从供给焦虑到需求韧性——大变局下的中国能源安全与战略重构 . 北京大学能源研究院 . 2026.04

19 整理自国家统计局统计年鉴

20 吴德飞 . 新建大型乙烯装置提高电气化率研究与思考 . 石油炼制与化工 . 2025 56(7)

（1）深度电气化潜力

① 公用工程深度电气化

热力供应是石化行业公用工程的重要部分，石化行业热力需求的主力是各种蒸汽透平机械，如驱动乙烯三机（裂解气压缩机、丙烯制冷压缩机、乙烯制冷压缩机）、空分空气压缩机等大型机械的大型汽轮机等。这部分蒸汽需求可在供电容量、供电可靠性、设备运行特性和全厂蒸汽平衡允许的条件下，逐步推进汽轮机驱动向高效电机驱动转变。电驱改造应与余热回收、锅炉负荷下降和蒸汽管网优化统筹实施。

以乙烯装置为例，有文献对乙烯装置中的 6 个蒸汽用户进行电力替换蒸汽研究：丙烯制冷压缩机、乙烯制冷压缩机、急冷油泵、急冷水泵、超高压锅炉给水泵和汽油汽提塔再沸器（乙烯“三机”中裂解气压缩机暂未考虑电驱）。结果表明，随着电气化率提升，碳排放量下降，当 6 个蒸汽用户全部用电代替后，乙烯装置电气化率最高可达 34.7%，此时碳排放量比常规采用蒸汽驱动的情景下降 36%，取得良好降碳效果[21]。

裂解气压缩机（cracked gas compressor）是裂解制乙烯装置的关键设备之一，用于逐级压缩裂解产生的裂解气，传统压缩机为裂解炉余热和燃烧化石燃料产生的蒸汽涡轮驱动。巴斯夫所宣称的“全球首套主压缩机（电驱，eDrives）100% 采用可再生能源驱动”，即将此类压缩机从蒸汽驱动改为电驱动，并将外购电力用绿电替代。根据公开资料，该主压缩机和电驱系统由林德公司（Linde plc）参与工程设计，压缩机单台功率为 35MW（兆瓦），为化工业界的前沿技术。

大型空气分离装置是石化行业提供氧气、氮气的重要装置，也是石化行业重要的能耗和碳排放来源。其中的核心装置空气压缩机传统上多采用蒸汽驱动。目前一些企业已经开始使用电驱动，如中煤榆林煤炭深加工基地在建的二期项目使用电驱空分，其 3×85000 标准立方米 / 小时（氧气）空分装置是目前中国较大的电驱空分装置集群。

② 工艺过程深度电气化

工艺过程产生的碳排放主要存在原料转化、高温加热等过程中，由于其与工艺流程联系紧密，是石化行业碳减排的难点。目前在乙烯、合成气等领域，利用电提供高温或者采用电化学反应替代传统工艺的技术正在开发中。

◎ 电加热蒸汽裂解

利用电加热代替化石燃料产生热量用于石脑油裂解制乙烯等工艺过程，在使用可再生资源电力的情况下能够起到显著减排效果。在乙烯生产中，蒸汽裂解装置起着至关重要的作用，将碳氢化合物分解成烯烃和芳烃需要消耗大量的能量。通常情况下，裂解反应需要在炉内温度达到约 850 摄氏度才会发生。乙烯蒸汽裂解路线碳排放主要来自裂解炉用燃料燃烧排碳，占到总排放的 83% 左右。其次是蒸汽消耗折排碳，占 12% 左右。再次是电力消耗折排碳，占 4% 左右。其中燃料燃烧和蒸汽升温目前主要是通过燃烧化石燃料来完成，如果这部分能量可以通过电加热实现替代，同时电力来自绿电，则这项

21 吴德飞.新建大型乙烯装置提高电气化率研究与思考.石油炼制与化工. 2025 56(7)

具有颠覆性的革新技术有望实现高达 90% 的减排比例。

2024 年 4 月沙特基础工业公司（SABIC）、巴斯夫与林德为全球首座大型电加热蒸汽裂解炉示范装置举行落成庆典。示范装置投入 6 兆瓦可再生能源电力，用于工业级规模材料测试和工艺开发。

中石油独山子石化 22 万吨 / 年乙烯装置与中国寰球工程有限公司联合开展的“新型乙烯电裂解炉技术研发及侧线试验项目”取得重要进展，项目于 2025 年 12 月 14 日成功实现电裂解炉首次投料（循环乙烷 / 丙烷），标志着该新型电裂解技术向工程化应用迈出了关键一步，为乙烯行业绿色低碳转型提供了重要的技术储备与实践路径。中石化镇海炼化等也在推进工业化试验。

◎ 电化学还原二氧化碳制乙烯

在乙烯工业中另一种减少二氧化碳排放的方式是通过二氧化碳直接制乙烯。电催化二氧化碳还原反应是一个多电子、多质子的复杂过程，其最终产物种类繁多，可根据产物中所含碳原子数分为 C1 产物和 C2 产物两大类，其中 C2 产物包括乙烯（C_2H_4）、乙醇（C_2H_5OH）、乙酸等。利用可再生能源电力将 CO_2 转化为乙烯，可实现碳元素的循环利用，为化工行业提供一条绿色、低碳的原料路径，助力“碳中和”目标。因此，实现 CO_2 高选择性、高效、稳定地电催化还原制乙烯，已成为该领域最具吸引力和挑战性的研究方向之一。

全球范围内，众多顶尖研究机构和团队在 CO_2 电还原制乙烯领域取得了显著进展。早期研究多在低电流密度下探索催化机理，近年来则向高电流密度、高选择性和长期稳定性等产业化相关指标迈进。从公开报道看，不同团队采用各具特色的技术路线。例如，法国蒙彼利埃大学与江苏大学团队采用芳基重氮官能化的铜催化剂，在 212 mA/cm^2 的电流密度下实现了 83% 的乙烯选择性，并稳定运行 120 h。多伦多大学团队使用铜基催化剂，在 150 mA/cm^2 下获得 65% 的乙烯选择性，稳定 110 h。陕西大聚能化科技发展有限公司与加拿大卡尔加里大学合作团队，采用纳米铜基催化剂和超薄双极膜设计，在 100 ~ 200 mA/cm^2 电流密度范围内实现了 60% ~ 70% 的乙烯选择性和大于 30% 的能量效率，催化剂稳定性约 110 h。中国科学院大连化学物理研究所团队则在较低电流密度下（60 $mA/cm^{2)}$ 实现了高达 83.2% 的乙烯选择性 [22]。

从电催化二氧化碳还原制乙烯领域的专利活动中可以看到，在技术生命周期方面，该技术已跨越萌芽期，目前正处于成长期的关键阶段，创新活跃，专利壁垒加速构建；在区域格局方面，已经形成了以中国为单一创新策源地和核心市场的独特格局，中国在该领域已建立起显著的规模优势。未来的挑战在于如何将中国专利申请数量优势转化为高质量的核心技术专利包，并加快系统化的全球化布局 [23]。

22 唐珊. 二氧化碳电催化还原制乙烯技术的原理、进展与趋势. 化工管理. 2026.06

23 张竞赛. 电催化二氧化碳还原制备乙烯专利技术分析. 中外能源. 2026.06，31(6)

◎ **二氧化碳电化学制合成气**

二氧化碳电化学制合成气是指利用电化学反应在催化剂作用下将二氧化碳和水变成一氧化碳和氢气的过程，该过程能够将二氧化碳变为在化工行业中很有价值的合成气，合成气进一步可用于生产甲醇等一系列化工产品。国内碳能科技采用该技术在内蒙古建成了二氧化碳处理量为 30 吨 / 年中试装置。根据 2024 年 9 月中国石油和化学工业联合会召开的“二氧化碳电解制合成气技术”科技成果评价会现场考核结果，该技术二氧化碳单程转化率 13.1%，合成气碳氢比 0.52:1，能耗 6.69kWh/Nm^3，反应器直流电解效率 42.3%。该技术为二氧化碳减排和资源化利用提供了一条新途径，具有较好的环境和社会效益。该成果拥有自主知识产权，总体达到国际先进水平。

（2）绿电替代

使用绿色电力对石化行业的存量耗电进行替代，以及提供增量用电是石化行业新能源规模化利用的必由之路。2025 年中国石化行业外购电力产生碳排放 11569 万吨二氧化碳，通过使用绿色电力可以将绝大部分因外购电力产生的碳排放削减。

目前一些大型石化企业已经在大比例使用绿色电力。巴斯夫湛江一体化基地的设计用电负荷为 400MW，预计后续工程到 2028 年全部完成后，设计用电负荷增加至 430MW，远期总负荷预测 630MW。巴斯夫宣称凭借长期绿电直购协议及海上风电场的投资项目，湛江一体化基地将实现 100% 可再生能源供电；加上一体化工艺整合，二氧化碳排放量较传统石化基地可降低多达 50%。

巴斯夫采取“自建和外购”结合的方式获得绿电资源，包括投资布局自己的可再生能源资产，与发电厂运营商签订长期供应协议，或通过绿电直购协议或可再生能源证书在市场上购买绿电。2025 年，可再生电力在巴斯夫全球各基地的生产用电占比 36%。

为了达成湛江基地“100% 绿电”的目标，2023 年，巴斯夫与国电投、中国能建广东设计院分别签订了 25 年的长期绿电采购协议，其中从国电投购电 10 亿度 / 年。发电资产方面，巴斯夫与广东风机制造商明阳合资建设 500MW 风电场，位于湛江市徐闻县以东海域，巴斯夫持股 10%，目前正在建设中；湛江基地厂区内停车场、办公楼、中央仓库等建筑设施屋顶还安装了 10MWp（兆瓦峰值）的分布式光伏。

根据中国石化可持续发展报告（2025），2025 年中石化推进重大项目配套风光绿电资源，稳步推进风光绿电项目建设，持续提升绿色应用比例。公司于 2024 年正式启动“万站沐光”行动，规划到 2027 年，在油气矿区、石油石化工业园区及加油站等新建设光伏站点约 10000 座。截至 2025 年末，累计建成 7000 余座光伏站点。2025 年，公司太阳能光伏发电量 47060 万千瓦时，风力发电量 414 万千瓦时。

2. 发展绿氢

氢气是石化行业的重要原料，也是石化行业二氧化碳排放的来源之一。绿氢可以在绿电无法发挥作用的领域实现互补，促进以氢为原料的行业深度脱碳。利用绿电电解水制取绿氢（亦可进而合成绿氨、绿醇）。随着技术的不断迭代，质子交换膜电解槽

（PEM）和碱性电解槽（ALK）已经具备较强的秒级 / 分钟级负荷跟随能力，能够较好地贴合风光发电的剧烈波动。制出的绿氢用于下游的合成氨或炼化装置，这就相当于把电网中无法消纳的“垃圾电”，通过电解槽，变成了可以长期储存、运输的化学品[24]。

可再生能源发展“十五五”规划在非电利用部分提出科学布局发展绿色氢氨醇；统筹风光资源、碳源、水源等要素，结合运输、加注、转运等基础设施建设，因地制宜规划布局绿色氢氨醇生产基地。结合市场需求，建设就近消纳利用的风光氢氨醇一体化项目。鼓励风光制氢弱联网、离网模式发展。加快构建绿色氢氨醇储运体系，加强重点区域港口、机场绿色燃料加注和转运基础设施建设。

面向未来，当绿氢成为稳定足量的低价氢源时，绿氢将更好地促进石化行业脱碳。绿氢属于可再生能源非电利用的重要途径，鉴于绿氢在石化行业极其重要的应用前景，本报告对绿氢应用专门进行研究。

（1）绿氢供需现状与预测

从需求端看，根据国家能源局能源节约和科技装备司和国能氢创科技有限责任公司共同编著的《中国氢能发展报告 2026》，2025 年我国全年氢气消费量约 3900 万吨。我国氢气的生产和消费主要分布在山东、内蒙古、陕西、宁夏、山西等传统重工业所在地区，合成甲醇、合成氨氢气消费量占细分氢气消费领域前两位，分别约 1250 万吨和 1050 万吨，占比 32% 和 27%；炼化和煤化工氢气消费量分别约 600 万吨、410 万吨，占全国氢气消费量 15% 和 10%。其他氢气消费分布在交通、供热、冶金等多个不同领域。

从供应端看，《中国氢能发展报告 2026》显示，2025 年，国内氢能产业规模持续扩增，生产消费保持全球引领，清洁高效氢能供应体系建设有序推进。截至 2025 年底，全国氢气产能超 5100 万吨 / 年，同比增长约 1.4%；当年氢气产量超 3900 万吨，同比增长约 7.3%。生产结构方面，煤制氢、天然气制氢、甲醇制氢产能分别为 2850 万吨 / 年、1050 万吨 / 年、60 万吨 / 年，产量分别为 2300 万吨、790 万吨、40 万吨；工业副产氢产能超 1100 万吨 / 年，同比增长约 3.5%，产量约 770 万吨。

24　从供给焦虑到需求韧性——大变局下的中国能源安全与战略重构，北京大学能源研究院，2026.04

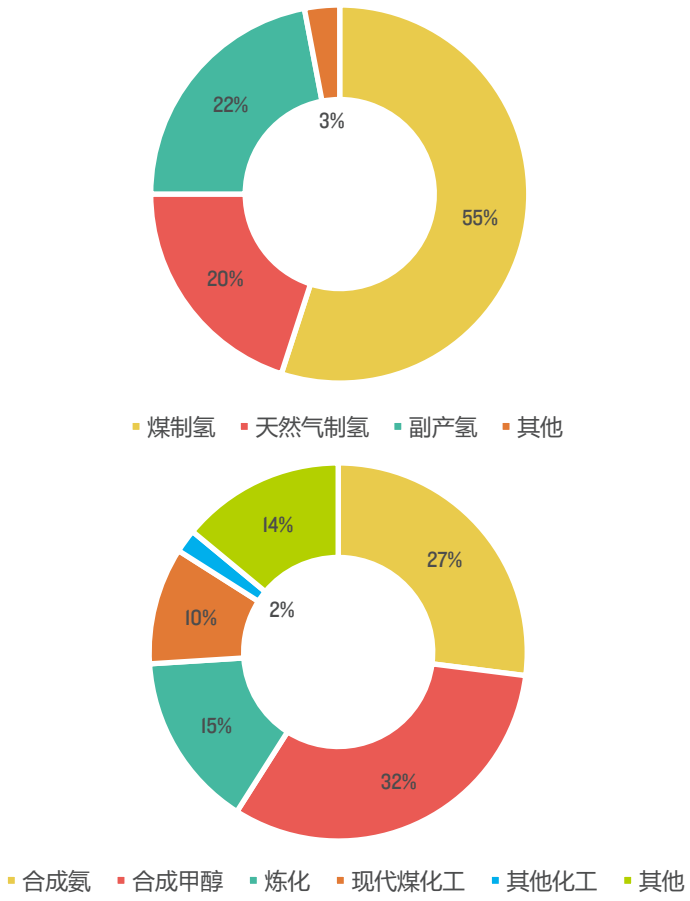


图 6-1：2025 年中国氢气产能结构及下游消费结构[25]

截至 2025 年底，我国建成在建可再生能源制氢产能规模超过 100 万吨 / 年，其中建成投运超 25 万吨 / 年，较 2024 年底增长超 1 倍，在建超 90 万吨 / 年，以电解水制氢为主要路线。分地域来看，东北地区已投运可再生能源电解水制氢项目产能规模占全国 46%，华北地区占 30%，西北地区占 22%，其他地区约占 2%。2025 年，东北、华北为主要增长区，新增产能分别超 10 万吨 / 年和 2 万吨 / 年。分省份来看，受新能源消纳需求及政策支持等多重驱动，吉林、内蒙古可再生能源电解水制氢发展迅速，建成产能超 9 万吨 / 年和 8 万吨 / 年。

25　国家能源局能源节约和科技装备司、国能氢创科技有限责任公司. 中国氢能发展报告 2026. 人民日报出版社 2026

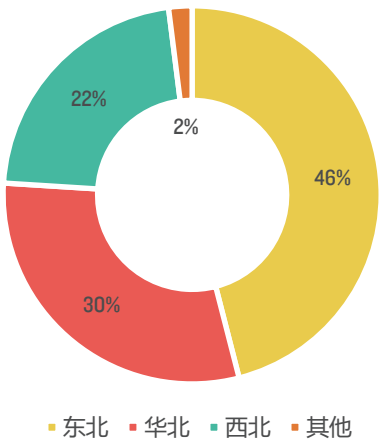


图 6-2：2025 年中国可再生能源电解水制氢项目状态及分布[26]

表 6-2：国内部分已建成重点绿色氢氨醇示范项目

示范项目名称	时间	地点	产品	规模	制氢方式
沽源风电制氢综合利用示范项目	2019	河北沽源	绿氢	1752 万 Nm^3/ 年	风电制氢
宝丰能源太阳能电解水制氢储能及综合应用示范项目	2020	宁夏宁东	绿氢	800MW 光伏，9 万 Nm^3/h 制氢	光伏制氢
张家口风电光伏发电利用（制氢）示范项目	2020	河北张家口	绿氢	2800 吨 / 年氢气	风、光制氢
山西首座氢储能综合能源互补项目	2020	山西大同	绿氢	制氢 72.3 万 Nm^3/ 年	风、光制氢
国家电投 1000 标方 / 小时可再生能源制氢示范项目	2022	宁夏宁东	绿氢	1000 Nm^3/h 制氢	光伏制氢
京能宁东发电 0.5 万千瓦分布式光伏 +200Nm^3/h 质子交换膜法氢能制储加一体化示范项目	2023	宁夏宁东	绿氢	5MW 光伏，200Nm^3/h 制氢	光伏发电制氢
万吨级光伏绿氢示范项目	2023	新疆库车	绿氢	300MW 光伏，2 万吨 / 年氢气	光伏制氢

26　国家能源局能源节约和科技装备司、国能氢创科技有限责任公司. 中国氢能发展报告 2026. 人民日报出版社 2026

示范项目名称	时间	地点	产品	规模	制氢方式
准格尔旗纳日松光伏制氢产业示范项目	2024	内蒙古准格尔旗	绿氢	年产氢气约 1 万吨、副产氧气约 8 万吨	光伏制氢，该项目利用采煤回填区建设光伏电站，年均发电量约为 7.4 亿千瓦时
中国化学赛鼎工程有限公司、江苏华昌化工、绿技行科技绿色甲醇项目	2024	江苏南京	绿色甲醇	8 万吨 / 年绿色甲醇	生物质气化制氢合成
中石油大庆石化绿氢制绿色甲醇项目	2024	黑龙江大庆	绿色甲醇	10 万吨 / 年绿色甲醇	生物质天然气转化制氢合成
国家能源集团国华投资（氢能公司）宁夏分公司清洁能源制氢项目	2024	宁夏宁东	绿氢	0.14 万 t/a 氢气	电解水制氢
内蒙古华电风光制氢项目	2024	内蒙古达茂旗	绿氢	0.78 万 t/a 氢气	风电 12 万千瓦，光伏 8 万千瓦，电化学储能 2 万千瓦时，电解水制氢 12000 标立方 / 小时
大唐集团新能源股份有限公司风光制氢项目	2024	内蒙古多伦县	绿氢	0.54 万 t/a 氢气	15 万千瓦新能源，14000 立方米 / 小时的电解水制氢装置，其中配置 12 台 1000 立方米 / 小时和 1 台 2000 立方米 / 小时碱性电解水制氢设备
远景零碳技术 (赤峰) 有限公司零碳绿氨一期项目	2024	内蒙古赤峰	绿氨	2 万 t/a	电解水制氢，配套风电
远景零碳技术 (赤峰) 有限公司零碳绿氨二期项目	2025	内蒙古赤峰	绿氨	30 万 t/a 液氨装置	电解水制氢，配套风电
国家电投吉林大安绿氨项目	2025	吉林白城	绿氨	18 万 t/a 液氨装置	电解水制氢，配套风光发电
中能建松原绿色氢氨醇一体化项目 (一期)	2025	吉林松原	绿氨	20 万 t/a 液氨装置	电解水制氢，配套风光发电

示范项目名称	时间	地点	产品	规模	制氢方式
中广核宁东清洁能源制氢项目	2025	宁夏宁东	绿氢	2400Nm^3/h 制氢（约 600t/a 氢气）	电解水制氢，配套 36MW 光伏
金风科技兴安盟绿色甲醇项目	2025	内蒙古兴安盟	绿色甲醇	25 万 t/a	生物质气化耦合电解水制氢
上海电气洮南市风电耦合生物质绿色甲醇一体化示范项目一期项目	2025	吉林白城	绿色甲醇	5 万 t/a	生物质气化耦合电解水制氢
中集绿能低碳科技（湛江）有限公司绿色甲醇项目	2025	广东湛江	绿色甲醇	5 万 t/a	生物质气化制氢合成

*：不含采用化石能源为原料的低碳甲醇，以及利用质量平衡法生产的甲醇。

根据目前国内重点规划绿色氢氨醇项目进度，预计到 2028 年底我国绿氢 / 绿氨 / 绿色甲醇产能分别达到 42/147/407 万吨（绿氢产能不含就地转化为绿氨、绿醇的绿氢产能）。

从石化行业来看，炼化行业下游需求增量潜力有限，氢气消费量随产品结构优化缓慢增长，可再生氢应用比例将呈上升趋势。目前，炼化行业氢气消费约占我国氢气产量的 15%，加氢处理和加氢裂化在炼油工艺中耗氢占比 90% 以上。随着“双碳”目标和相关行业政策的推进，交通领域加速清洁能源替代，石化产品市场总需求增长放缓，大型炼化一体化装置投产后，预计部分规模较小的独立炼厂将面临淘汰或兼并重组，可再生氢需求量占比逐渐提升。

预计至 2030 年，我国炼厂总产量将与当前持平，年需要氢气约 840 万吨，其中装置内部副产氢比例约 50%—60%，外部供氢需求占比约 40%—50%，每年需要外部供氢 340 万—420 万吨。其中可再生氢的需求量将达到 70 万—80 万吨 / 年，可再生氢对外部供氢的替代比例达到约 20%。到 2060 年，我国炼化行业原油加工量减至目前的一半以下，对氢气的总需求量在 400 万吨 / 年左右，需要外部制氢量在 160 万—200 万吨 / 年，外部制氢中绿氢占比将超过 80%，对绿氢的需求量为 100 万—160 万吨 / 年（此部分绿氢不包括用于生产绿色氨醇的氢气）。

（2）绿氢成本分析

可再生氢成本随风光资源不同而有所不同。目前风光资源地（新疆、甘肃、内蒙古、陕北、吉林西部）风光发电成本在 0.2—0.3 元 /kWh 之间波动，而风光发电制氢成本（含合理收益率）随之在 1.60—2.10 元 /Nm^3 波动。以蒙东区域某规划风电制氢项目为例，该项目年氢气产量为 2 万吨，绿氢出厂价格 18 元 /kg（1.62 元 /Nm^3，含税），项目投资财务内部收益率（税前）为 6.38%。面向未来，风光发电成本还可能有所降低，预计 2030 年后风光资源地风光发电制氢的成本（含合理收益率）可望普遍降低至 1.80 元 /Nm^3 以下。

绿氢主要与煤制氢和天然气制氢进行竞争。煤制氢和天然气制氢的成本与煤炭价格和天然气价格息息相关，如下两表展示了煤制氢和天然气制氢成本与煤炭、天然气价格的关系。2025 年我国煤炭平均市场价格约为 700 元 / 吨，煤制氢平均成本约为 13.7 元 /kg（1.23 元 /Nm^3）；天然气（按 LNG 市场价格计）平均市场价格约为 3.3 元 / Nm^3，天然气制氢平均成本约为 19.5 元 /kg（1.75 元 /Nm^3）。

表 6-3：煤制氢成本和煤炭价格关系

煤炭价格	煤制氢含税价格（达到 12% 内部收益率）	
含税	含税	含税
元 / 吨	元 /Nm^3	元 /kg
300	0.90	10.0
400	0.98	10.9
500	1.07	11.9
600	1.15	12.8
700	1.23	13.7
800	1.33	14.8
900	1.40	15.5

表 6-4：天然气制氢达到基准内部收益率的价格与天然气价格的关系

天然气含税价格	天然气制氢含税价格（达到 12% 内部收益率）	
元 /Nm^3	元 /Nm^3	元 /kg
1.000	0.730	8.120
1.200	0.819	9.111
1.400	0.908	10.101
1.600	0.997	11.092
1.800	1.086	12.083
2.000	1.175	13.072
2.200	1.264	14.063
2.400	1.353	15.054
2.600	1.442	16.044
2.800	1.531	17.034
3.000	1.620	18.025

天然气含税价格	天然气制氢含税价格（达到 12% 内部收益率）	
3.200	1.710	19.015
3.400	1.799	20.006
3.600	1.888	20.996
3.800	1.977	21.986
4.000	2.066	22.977
4.200	2.155	23.967
4.400	2.244	24.958
4.600	2.333	25.948
4.800	2.422	26.938
5.000	2.511	27.929

由于氢气不便于长途运输，其成本竞争需考虑区域特点。以黄河几字湾区域为例，此区域风光资源和煤炭、天然气资源均较为丰富，预计 2030 年后此区域绿氢成本有望控制在 17.8 元 /kg（1.6 元 /Nm^3）左右，而此区域 2030 年煤炭和天然气价格预计分别在 600 元 / 吨和 2.6 元 /Nm^3 左右，对应煤制氢成本为 12.8 元 /kg（1.15 元 /Nm^3），天然气制氢成本为 16.0 元 /kg（1.44 元 /Nm^3），可见绿氢成本仍然高于煤制氢和天然气制氢成本。如果考虑到未来化工行业纳入碳排放权交易，煤制氢单位产品碳排放比绿氢多 20kgCO_2/kgH_2，天然气制氢单位产品碳排放比绿氢多 8 kgCO_2/kgH_2，则当碳排放权交易价格达到 225 元 / 吨时，绿氢成本和天然气制氢成本相当；当碳排放权交易价格达到 250 元 / 吨时，绿氢成本和煤制氢成本相当。

自 2021 年 7 月份我国全国碳排放权交易市场启动以来，碳交易价格从启动初期最低 38 元 / 吨，一度上涨到最高点 105 元 / 吨（2024 年 11 月份）左右，整体呈现震荡抬高的趋势，目前（2026 年 7 月底）我国碳交易价格在 99 元 / 吨左右。从欧洲来看，近年来碳排放权交易价格整体呈现震荡上涨态势，自 2021 年以来从 30 余欧元 / 吨一度上涨到 99 欧元 / 吨的高点，目前（2026 年 7 月底）欧洲碳排放权交易价格为 81 欧元 / 吨（约合人民币 632 元 / 吨）左右。综合对比来看，我国碳交易价格还有较大上涨空间，助力绿氢能够在 2030-2035 年期间与煤制氢和天然气制氢充分竞争。

（3）替代路径

根据《“可再生氢 100”化工报告——氢能支撑重点化工场景脱碳展望》[27] 报告，成本控制能力和产业链一体化程度是炼化行业转型发展的关键考量因素，市场韧性强的华东地区以及资源优势大的西北、东北等地区将成为可再生氢渗透利用的重点区域。

考虑到现有炼化产业链基础和双控压力等因素，西北、东北地区如新疆、吉林等地

27　万燕鸣等.“可再生氢100”化工报告-氢能支撑重点化工场景脱碳展望.西安交通大学出版社. 2025.07

依托可再生能源资源优势和下游化工产品需求增量，同步推动区域传统炼化产能的绿色替代和增量建设；华东、华南等沿海地区如山东、浙江、海南可依托海上风电基地制备的可再生氢，协同开展传统炼化可再生氢替代，并进一步延链强链，打造高端化、精细化绿色化工产品。综上考虑，绿色炼化产业或将在华东、东北、华南地区沿海城市集聚，产业链进一步向中下游拓展延伸；西北、华北等地区近期可推动炼化可再生氢替代，中远期依托可再生能源资源推动绿色炼化增量发展，并打造贸易平台。

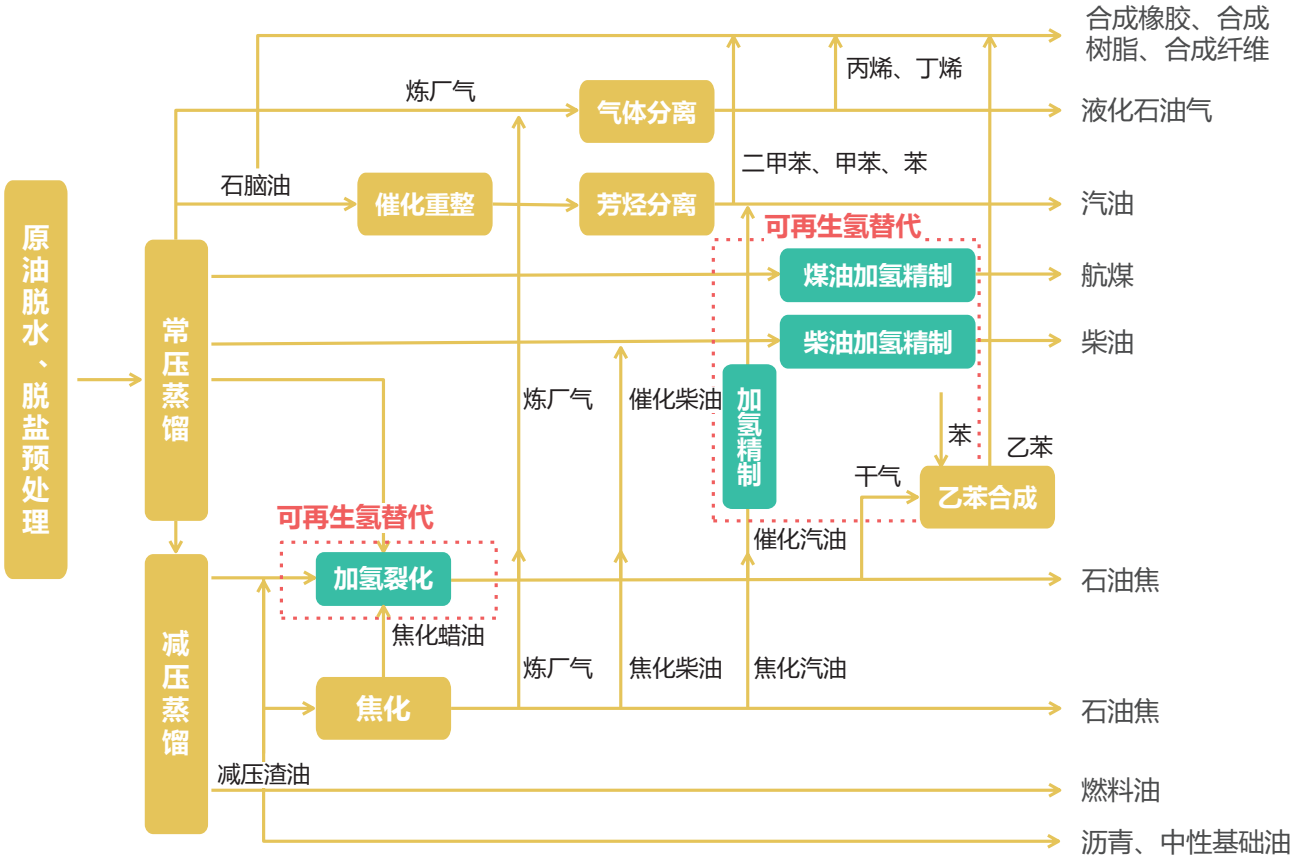


图 6-3：可再生氢应用于原油炼制加工过程示意图[28]

按照国家发展改革委、国家能源局发布的《新型能源体系建设“十五五”规划》，从区域上看，因地制宜在东北（含蒙东）、黄河“几字弯”、华北北部、天山北麓等地建设一批绿色氢氨醇生产基地项目，研究论证风电光伏基地电力外送至消费地制氢的可行性。支持上海建设国际航运绿色燃料加注中心和交易中心。开工建设内蒙古乌兰察布—京津冀地区输氢管道工程，规划建设鄂尔多斯—榆林、巴彦淖尔—宁东跨省区输氢管网工程，研究论证兴安盟—松原—大连跨省区绿色甲醇专用管道。在技术创新方面，因地制宜发展绿电直连制氢、可再生能源离网制氢等模式，2030 年可再生能源制氢规模达到 200 万吨。

28　万燕鸣等.“可再生氢100”化工报告-氢能支撑重点化工场景脱碳展望.西安交通大学出版社.2025.07

3. 其他非电利用

可再生能源发展“十五五”规划提出着力推动可再生能源非电利用实现突破，结合可再生能源资源和消费侧燃料、原料、用热等绿色低碳替代需求，推动可再生能源非电利用方式和利用规模实现新突破。除用于绿色氢氨醇外，可再生能源在非电利用方面的其他主要方式为供热供暖。2025 年中国石化行业外购热力产生的碳排放约 6464 万吨。此部分碳排放可以通过风光发电、生物质等多种途径进行削减。

一是积极推进风光供热供暖。

可再生能源发展“十五五”规划提出针对工业领域用热需求，合理配置聚光集热、储热储电系统，优化用热行业生产工艺流程，实现高比例风光供热。鼓励园区、大型建筑应用分布式新能源耦合电热泵等高效供暖（制冷）技术。探索新能源供暖与储热技术的耦合应用，推动新能源与建筑热力系统联合优化调度运行。

炼化企业大量使用各种燃煤 / 燃油 / 燃气锅炉供热，应逐步推广采用电锅炉替代燃煤 / 燃油 / 燃气锅炉等措施。电锅炉技术在核电、多晶硅生产企业中已经有应用，由于多只做启动锅炉或配套有中间原料库存，对其可靠性、连续运行的要求没有炼化企业高。

电锅炉具有效率高、可快速起动、调节方便、占地面积小和自动化程度高等优点，现有技术单台运行设备的最大功率可以达到 15 MW 左右，已有企业在开发更大功率的电锅炉，未来发展应用、推广可期。

电锅炉与绿电消纳相结合，在高电价区域（一般认为度电电价高于 0.4 元 /kW·h 为高电价区）采用谷电价段运行，和热水、熔盐等方式储能相结合，在经济上具有可行性。某石化公司储运系统原油卸车间歇使用，对可靠性要求相对较低，与主厂区蒸汽管网距离远、热损失大，经测算电锅炉生产蒸汽的运行费用与现有燃气锅炉基本相当，具有良好的应用场景。[29]

二是因地制宜推进生物质能多元高效利用。

可再生能源发展“十五五”规划提出推进生物质供热供暖应用。因地制宜推动秸秆打捆直燃、生物质固体成型燃料等供热供暖应用。采用大中型、高效生物质锅炉集中供热，鼓励达到超低排放水平。推进生物天然气产业化发展。对于炼化企业，可推动部分采用生物质燃料代替化石燃料，有条件的地方探索以生物天然气作为炼化企业的燃料或者原料。

通过测算，在碳减排情景下，新能源规模化应用路径（包括深度电气化、绿电替代与绿氢应用）对情景缺口的减排贡献分别为 2030 年约 1069 万吨 / 年、2035 年约 2443 万吨 / 年、2040 年约 3879 万吨 / 年、2050 年约 4656 万吨 / 年和 2060 年约 4392 万吨 / 年，占比分别为 24.2%、25.8%、26.2%、25.6% 和 25.7%。该路径始终是贡献最大的技术类路径，2040 年后稳定承担约四分之一的减排任务。电力与热力是电气化与绿电替代的主要作用对象，用能结构调整在近期的减排确定性最高，绿氢则同时削减制氢过程排放并替代部分化石燃料。

29　徐辉 . 炼化企业提高终端电气化率路径探讨 . 电气时代 . 2024.04

（四）轻质原料替代

1. 蒸汽裂解原料轻质化

蒸汽裂解是乙烯最主要的工艺路线，其原料包括石脑油、轻柴油、抽余油、加氢尾油及轻烃（乙烷、丙烷等）。根据《中国重点石油化工产品发展报告（2026）》，2025 年我国乙烯产能原料结构为石脑油蒸汽裂解路线 71.0%，轻烃蒸汽裂解制烯烃占 12.5%，甲醇制烯烃（含煤制甲醇和外购甲醇）占 16.5%。石脑油裂解凭借产业链配套完善、副产物价值高、技术成熟稳定等优势，仍是行业主流工艺。国内乙烯裂解料中石脑油等液体原料占比偏高、轻烃占比偏低，以液体为主的原料结构导致中国蒸汽裂解制乙烯成本缺乏国际竞争力。例如，石脑油裂解制烯烃的能耗约为 590kgoe/ 吨，而乙烷裂解制乙烯的能耗只有 400kgoe/ 吨。因此，进一步优化原料结构，深入挖掘一体化增效潜力，提高乙烯裂解料中轻质化原料如炼厂轻烃、油田轻烃、凝析油、拔头油等的比重，仍是蒸汽裂解制乙烯企业降低烯烃生产成本的重要任务。以镇海炼化为例，虽然受产量、价格、质量等各个因素的制约，但是公司已逐步增加轻质原料的进口量作为自产原料的补充。2022 年 1 月份，120 万吨 / 年乙烯工程投产，其中计划外购丙烷 35 万吨 / 年作为乙烯原料，也将外购天然气作为动力中心燃料。预计“十五五”期间有中石油塔里木乙烯二期 120 万吨 / 年、中石油兰州石化（长庆二期）120 万吨 / 年等两套轻烃裂解制乙烯项目投产，我国轻烃路线烯烃产能将进一步增加。

2. 适度发展低碳原料

（1）适度增加天然气作为化工原料使用规模

受限于中国资源禀赋特点，煤炭在中国石化行业占比较高。与煤炭相比，天然气作为制氢或合成气原料通常具有较低的生产端直接碳排放，但仍属于化石原料，其全生命周期排放还受上游甲烷泄漏、LNG 液化、运输和再气化等因素影响。随着自产天然气的开发和进口天然气的增加，以及交通及其他领域电气化的发展，适度调整天然气消费结构，提高天然气在中国石化行业原料中的消费比例，对中国石化行业从源头上进行节能减碳有重要意义。

一是推进天然气制氢替代煤制氢。在石化行业中煤炭原料主要用于制氢，2025 年石化行业制氢用煤约为 2500 万吨，排放二氧化碳约 2000 万吨，如利用天然气制氢替代煤制氢，碳排放可下降约 1200 万吨。

二是推动甲烷二氧化碳干重整。利用甲烷和二氧化碳为原料生产一氧化碳和氢气，实现天然气的原料化利用和二氧化碳的资源化利用。合成气与富氢原料（焦炉气、可再

生能源制氢）结合可进一步生产化学品。

三是发展合成气一步法制烯烃。合成气一步法制烯烃技术是指利用合成气在催化剂作用下一步生产烯烃。相对于目前由合成气制甲醇、甲醇制烯烃的两步法工艺，直接法省去了甲醇合成这一中间过程，具有流程短、能效高、投资和运行费用较低等显著优势，并能够进一步促进天然气在石化行业中的原料化利用。合成气直接制烯烃或基于费托合成反应（Fischer-Tropsch to Olefins, FTO），或依靠具有双功能的氧化物 - 分子筛催化剂。

（2）促进甲醇等轻质原料使用

煤制烯烃 / 甲醇制烯烃已经成为中国烯烃产品的重要工艺路线之一。2025 年煤制烯烃 / 甲醇制烯烃中乙烯产能约为 980 万吨 / 年，产能占乙烯总产能的比例约为 16%。与国内主要采用煤作为原料生产甲醇不同，国外甲醇生产绝大多数采用天然气作为原料，全球天然气路线的甲醇产能约占总产能的 60%（不包括一体化煤制烯烃项目中中间产品甲醇产能）。2025 年我国进口甲醇达到 1441 万吨，占国内总消费量 11400 万吨的比例为 12.6%。

下表为几种路线下乙烯（烯烃）原料生产以及乙烯（烯烃）生产碳排放分析。可以看到使用乙烷生产乙烯碳排放最低，使用煤制甲醇生产乙烯碳排放最高。由于炼油装置在生产石脑油等乙烯料的同时又伴随着产出更多的汽油、柴油等产品，产出更多的成品油增加了销售的压力，同时间接增加了碳排放。适度利用进口甲醇制烯烃将能促进石化行业节能降碳，同时还起到降低石油消费、促进石化行业原料多元化和保障产业安全的作用。总体来看，进口煤基甲醇 MTO 在境内口径下有利于国内减碳，其全球净减排效果取决于甲醇来源；但是在 CBAM 碳边境调节机制扩围情形下存在成本回补风险。

表 6-5：不同路线下乙烯（烯烃）生产碳排放情况

生产路线	乙烯原料生产		乙烯生产（国内生产过程）		从乙烯原料获取到乙烯产品口径	备注
石脑油裂解	石脑油生产阶段	1.07	石脑油裂解制乙烯	1.44	2.51	以吨乙烯计；吨乙烯耗石脑油 3.3 吨；石脑油生产阶段碳排放按炼油碳排放 0.325 吨 CO_2/ 吨石脑油计
乙烷裂解	乙烷生产阶段	0.81	乙烷裂解制乙烯	0.69	1.50	以吨乙烯计；吨乙烯耗乙烷按 1.25 吨计；乙烷生产阶段（天然气分离部分）碳排放按 0.65 吨 CO_2/ 吨乙烷计
煤基甲醇 MTO	煤制甲醇阶段	17.25	甲醇制烯烃阶段	2.72	19.97	以吨乙烯计；吨乙烯耗甲醇按 5.6 吨计；煤制甲醇碳排放按 3.08 吨 CO_2/ 吨甲醇计

生产路线	乙烯原料生产		乙烯生产（国内生产过程）		从乙烯原料获取到乙烯产品口径	备注
气基甲醇 MTO	天然气制甲醇阶段	3.25	甲醇制烯烃阶段	2.72	5.97	以吨乙烯计；吨乙烯耗甲醇按 5.6 吨计；天然气制甲醇碳排放按 0.58 吨 CO_2/吨甲醇计
进口甲醇 MTO	进口甲醇生产阶段（按天然气制甲醇）	3.25	甲醇制乙烯阶段	2.72	5.97	以吨乙烯计；吨乙烯耗甲醇按 5.6 吨计；天然气制甲醇碳排放按 0.58 吨 CO_2/吨甲醇计；未考虑进口甲醇运输阶段碳排放

3. 促进生物基燃料及材料发展

发展生物基燃料及材料可以减少对进口石油和天然气的依赖，降低石化行业全生命周期的碳排放，在石化行业原料替代方面具有长远意义。

生物质燃料方面，生物柴油、可持续航空燃料等是生物燃料的主要产品。全球范围内，发展低碳能源产品已经是当前多数国际石油公司的重要发展战略，一方面关停小规模、设备老旧的传统炼油厂，另一方面转向生物燃料，比如可持续航空燃料。生产生物质燃料的优点在于可以利用已有炼化装置。通过对现有炼厂进行改造，可生产氢化生物柴油（HVO），与普通柴油相比，可再生柴油的温室气体排放可减少 50% 以上，同时降低了资本成本、缩短了建设时间、减少了风险，案例包括埃尼公司的 Venice 炼厂和道达尔能源公司的 La Mède 炼厂等。受益于美国的联邦生物燃料消费税抵扣额，可再生柴油业务在美国正蓬勃发展。欧美炼油厂还使用现有资产共同加工原油和生物油，即联合处理装置。生物质可在不同装置点插入，被制成生物燃料。联合处理使可再生燃料生产与现有炼厂基础设施能够简单而高效地整合，并为炼油厂提供所需的灵活性。

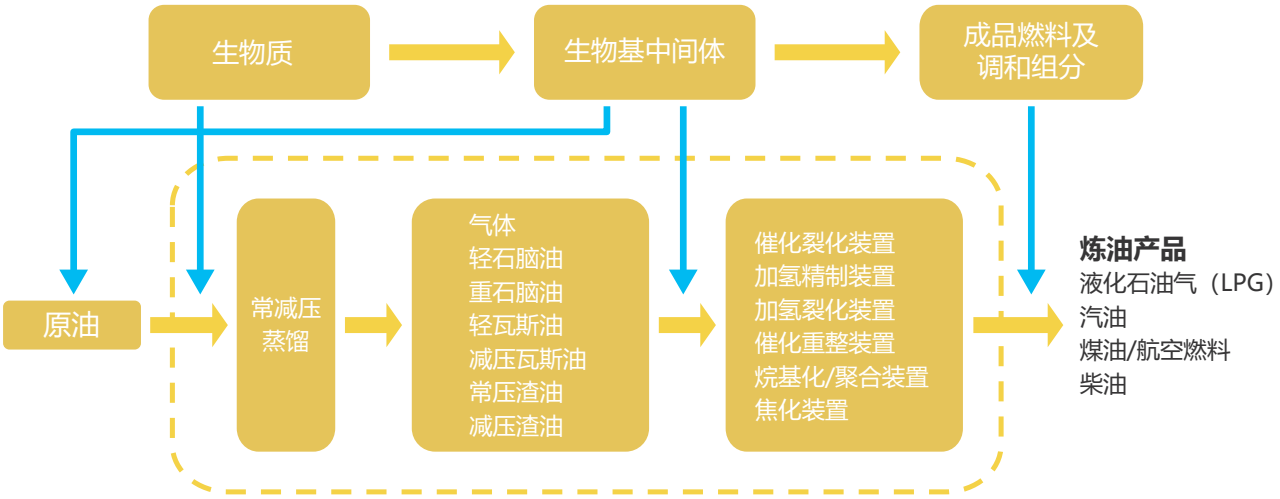


图6-4：以现有炼厂基础设施实现原油加工与生物燃料联合生产

我国在可持续航空燃料方面发展迅速。2011 年，我国首套 2 万吨级可持续航空燃料装置建成投产。“十四五”时期，随着国际航空碳减排进程的推进，我国可持续航空燃料产能增长速度较快。截至 2025 年底，我国已建成可持续航空燃料产能约 170 万吨 / 年，主要分布在华东、华中地区，均采用废弃油脂加氢（HEFA）技术路线[30]。绿色航空燃料主要技术路线还包括生物质气化 + 费托合成（G+FT）、醇转航油（ATJ）和电转液体燃料（PtL）技术路线等，所用原料可进一步扩展至农林废弃物、醇类、二氧化碳和绿氢等。在应用方面，2024 年，我国民航业开展试点工作，第一阶段率先在北京大兴、成都双流、郑州新郑、宁波栎社等 4 座机场开展可持续航空燃料加注试点，未来试点范围将逐步扩大。2025 年，我国已完成十大重点机场的绿色航空燃料保障能力建设，具备绿色航空燃料掺混加注能力。同时，我国以“白名单”监管方式支持绿色航空燃料生产企业出口，助力国际航空业绿色转型。

生物基材料主要包括生物基聚二元酸二元醇酯、聚乳酸（PLA）、聚羟基脂肪酸酯（PHA、PHBV）以及天然高分子淀粉与其共混物（淀粉 /PVA、淀粉 /PBS、淀粉 / PLA）等。其中聚二元酸二元醇酯包括聚丁二酸丁二酯（PBS）、聚丁二酸 - 己二酸丁二酯（PBSA）、聚对苯二甲酸 - 己二酸丁二酯（PBAT）等产品。

聚乳酸（PLA）是比较典型的生物基材料，其原料乳酸通过淀粉发酵制备得到，目前生产工艺和技术已经非常成熟。聚乳酸可在自然环境或堆肥条件下完全降解，对环境无毒无害，随着生产成本的降低以及性能的提高，可以逐渐在包装领域取代传统的聚乙烯（PE）、聚苯乙烯（PS）等材料，在纤维领域替代传统的聚酯（PET）材料，降低石油消耗和环境污染。当前，全球纺织产业加速向低碳可持续转型，作为替代传统石油基纤维的一种重要载体，生物基纤维正重构整个行业的发展格局。根据国家统计局数据，2025 年，生物基化学纤维行业利润总额同比提升 88.28%。行业结构分化明显，绿色创新成为纤维行业盈利的核心驱动力。

30　国家能源局等. 中国绿色燃料发展报告(2026). 2026

工业和信息化部等六部门印发的《加快非粮生物基材料创新发展三年行动方案》明确提出推动乳酸、聚乳酸等生物基材料在纺织纤维领域规模化应用，培育骨干企业与产业集群，为生物基纺织产业发展划定清晰路线图。

经过测算，碳减排情景下原料替代与循环利用对情景缺口的减排贡献：2030 年约 358 万吨 / 年、2035 年约 890 万吨 / 年、2040 年约 2384 万吨 / 年、2050 年约 3273 万吨 / 年、2060 年约 3572 万吨 / 年。该路径的贡献由两部分构成：一是强度效应，即乙烷、丙烷等轻质路线与石脑油路线、再生原料与原生原料的单位产品排放差；二是产量效应，即轻质化与原油直接裂解压减原油加工量、非油基路线替代油基乙烯，以及再生聚酯、再生聚烯烃与可降解材料沿产业链压减原生料需求带来的减排。随着轻烃路线乙烯产能占比进一步提升，原油直接裂解推广及再生塑料规模化应用，产量效应部分在远期显著放大。其部署窗口在“十五五”，而收益在“十六五”之后，因此若“十五五”期间不提前布局轻烃裂解、原油直接裂解、再生料体系和相关认证标准，后续减排缺口将无从填补。

但同时，国际政策环境将显著影响本路径的实现节奏：绿氢与氢基燃料的国际规则、塑料循环国际谈判由污染治理转向“从资源出发的公平”，以及 CBAM 类边境调节机制的扩围，都会改变各类低碳原料的相对成本和技术渗透速度，其影响甚至可能大于国内政策本身。

（五）数智化平台技术

国家正加速构建多层级、系统化的数智化转型政策体系。2024 年，工业和信息化部等九部门印发《原材料工业数字化转型工作方案（2024—2026 年）》，对原材料工业数字化转型作出部署。2025 年 6 月，工业和信息化部印发《工业互联网与石化化工行业融合应用参考指南》，聚焦炼油化工、管道储运、生产制造、产品销售等关键环节，系统梳理了 137 项具体应用场景，覆盖 36 类应用领域，总结形成应用模式，为行业数智化转型提供了场景化的操作指引。同年 9 月，工信部等七部门联合印发《石化化工行业稳增长工作方案（2025—2026 年）》，明确提出实施“人工智能 + 石化化工”行动，并配套推进老旧装置更新改造，目标 2025 至 2026 年间石化化工行业增加值年均增长 5% 以上。数智化改造将与装置淘汰、能效对标形成政策组合拳。与此同时，在国家数字化与绿色化协同转型战略框架下，化工园区智慧化水平分级评价已成为行业治理的重要抓手，政策层面正加速推动园区级、企业级、装置级三级数字化体系的贯通。

2026 年 5 月，石化联合会发布的《石化行业“十五五”数智化发展指南》进一步确立了行业的量化发展目标：到 2030 年，智能制造成熟度二级及以上规上企业占比达 80%，三级及以上达 30%，智能工厂普及率超 30%，数字化研发设计工具普及率达 90% 以上。在示范引领层面，目标是打造 10 家领航级、150 家卓越级、1000 家先进级智能工厂，以及 100 家智慧化工园区、200 个智能制造行业典型案例。这些目标不仅为

行业数智化转型设定了清晰的里程碑，也为数智化平台作为减碳基础设施的战略定位提供了政策背书。

石化企业正经历从信息化、数字化向智能化的跃迁。数智化平台技术在提升生产效率的同时，也为行业精准减碳、合规运营与资产优化提供有力支撑。

在石化行业的减碳工具箱中，数智化平台技术不同于电气化、CCUS、绿氢等直接减碳手段，它本身不直接产生减排量，而是一条辅助路径，通过提升其他减碳措施的运行效率、挖掘存量装置节能空间，实现减碳效果。数智化平台技术在石化行业的重点应用包括：先进控制与实时优化带来的能效提升，预测性维护削减非计划停车等高排放事件，物耗下降与收率提升，蒸汽与电氢的公用工程协同优化，泄漏检测与火炬回收的无组织排放管控，以及支撑碳市场履约的碳排放数字化核算（MRV）等多个方面。

表 6-6：数智化手段及其减碳机理

减碳机理路径	主要数智化手段	减碳作用
能效提升	先进控制（APC）、实时优化（RTO）、能效优化模型	降低单位产品综合能耗
异常工况减少	预测性维护、智能故障诊断	削减非计划停车、开停工等高排放事件
物耗下降·收率提升	生产计划与调度优化	降低单位产品碳强度
公用工程协同	能源管理系统（EMS）、能碳管理中心	蒸汽 / 电 / 燃料气 / 氢气的厂级与园区级优化
无组织排放管控	泄漏检测与修复（LDAR）、火炬气回收监测	减少甲烷及 VOCs 等逸散排放
碳排放数字化核算	碳排放 MRV 平台、碳资产管理	支撑碳市场履约与碳资产经营

数智化平台技术是一条低成本、广覆盖、强协同的辅助型减碳路径。在推进方向上，近期应着力夯实数据底座，加快建设行业高质量数据集，破解数据孤岛与标准碎片化问题，提升存量工厂自动化水平，落地“AI+ 石化化工”行动；长期看，随着数据底座成熟与算力、大模型能力提升，数字孪生将从装置级走向全厂级乃至园区级，AI 驱动的实时优化将从辅助决策迈向自主优化，智能体将在复杂工况下承担更多自动调控职能，并通过智慧化工园区实现跨企业的能源与物料协同，支撑行业迈向碳中和。

经过测算，碳减排情景下数智化平台技术对情景缺口的减排贡献分别为 2030 年约 128 万吨 / 年、2035 年约 275 万吨 / 年、2040 年约 385 万吨 / 年、2050 年约 455 万吨 / 年和 2060 年约 427 万吨 / 年，占比分别为 2.9%、2.9%、2.6%、2.5% 和 2.5%。其直接贡献主要来自全厂一体化优化、先进过程控制与智能调度等系统性节能；更重要的价值在于为其他路径提供碳排放监测、能源管理和优化决策基础设施，因此其间接协同效益高于单独核算的减排量。

1. 数智化平台技术架构

数智化平台技术通常按“感知 – 网络 – 平台 – 应用”四层架构组织。在石化行业应用中，除基本架构外，叠加政策、标准、碳市场、数据要素为外部驱动，最终放大电气化、CCUS、绿氢、循环经济等其他减碳路径的效果。其总体框架如下图所示。

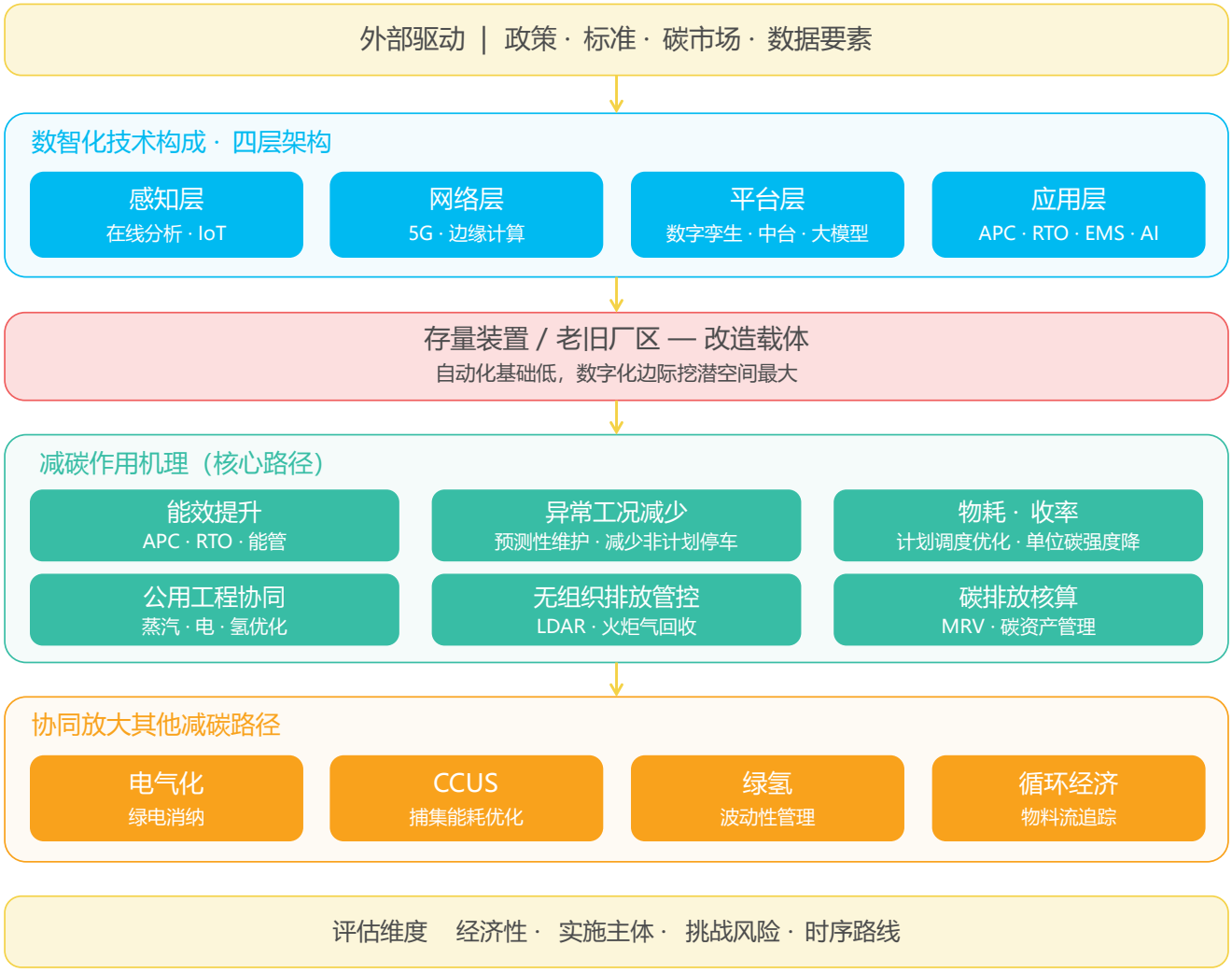


图6-5：数智化平台技术的减碳路径总体框架

四层架构中，最为关键的是平台层与应用层。

平台层能够提供可靠的数据基础。石化企业内部 DCS（集散控制系统）、MES（制造执行系统）、ERP 等系统长期相互独立、数据标准不一，普遍存在“数据孤岛”的问题，能耗与碳排放数据分散、口径不一，难以支撑精细化的能效与碳管理，AI 模型缺乏高质量数据支撑。通过数据中台等手段实现多源异构数据的汇聚、治理与统一，可以建立全厂统一的能碳数据底座，也是碳排放可监测、可报告、可核查（MRV）的基础。在此基础上，数字孪生为重点装置乃至全厂建立与实际运行同步的虚拟模型，用于工况模

拟与节能潜力挖掘，帮助在保障安全生产的前提下寻找降耗空间。算力与行业大模型是新兴支撑能力，可将工艺知识与运行经验结构化沉淀，为能效诊断、操作优化提供新的技术手段。目前中国石化已成功打造云边端协同的石化智云工业互联网平台，中国石油联合中国移动、华为、科大讯飞共建了“昆仑大模型”，覆盖油气勘探开发、炼化生产、技术服务、资本金融等全产业链核心环节，为行业提供了算力与模型底座。

应用层是减碳价值的直接出口，各类应用分别对应明确的减碳路径并可量化考核。其中，先进控制（APC）与实时优化（RTO）应用最为成熟、节能效益最为确定，通过使装置平稳运行并向最优工况逼近，直接降低单位产品能耗与碳强度。乙烯装置应用在线实时优化（RTO）技术实现全工况优化运行，三烯收率提高 0.2 个百分点；聚丙烯装置采用非线性优化控制，牌号切换过渡时间较人工操作缩短约 10%，直接减少过渡料损失与切换期间的高耗能非稳态工况；循环流化床锅炉实施燃烧优化控制，锅炉综合效率提高 1.04 个百分点，按锅炉效率每提升 1 个百分点对应燃料消耗下降约 1% 估算，可直接折算为减碳量。

能源管理（EMS）面向蒸汽、电、燃料气、氢等公用工程系统优化调度，挖掘系统级节能空间。预测性维护通过减少非计划停车等异常工况，规避高排放事件。碳排放核算（MRV）平台则支撑企业摸清碳家底、对接碳市场履约与碳资产管理。工业 AI 大模型并非单一应用，而是横向赋能上述各环节，推动 AI 从单点优化向全链智能转型。

表 6-7：不同应用层技术对应情况

应用层技术	对应减碳路径	关键量化指标
先进控制 APC	能效提升（平稳卡边、压缩操作裕量）	综合能耗降幅、装置平稳率
实时优化 RTO	能效提升、物耗收率优化（经济目标寻优）	收率、装置经济效益
能源管理 EMS	公用工程协同（蒸汽 / 电 / 燃料气 / 氢调度）	蒸汽放空率、单位产品能耗
预测性维护 PdM	异常工况削减（设备状态预警）	非计划停车次数与时长、设备可用率
计划与调度优化	降物耗、提收率（原料配置与排产寻优）	加工损失率、收率、单位碳强度
碳排放 MRV 平台	碳排放核算（在线采集与报告）	碳排放强度、数据时效与准确率
工业 AI 大模型	横向赋能各应用（软测量、诊断、优化）	软测量覆盖率、优化建议采纳率

2. 老旧装置数字化改造

相比新建智能工厂，老旧厂区的数字化改造更具独特价值。以炼油为例，存量装置中蕴藏着庞大的节能挖潜空间，而老厂自动化基础薄弱、能量系统优化不足、加热炉热效率偏低等问题，恰好是数字化改造边际收益最高的地方。许多老厂仪表与控制系统陈旧、数据尚未打通，难以直接部署先进控制或人工智能模型。因此，老旧厂区的数智化

升级改造路径可考虑“基础先行、分步叠加”，即先完成仪表与 DCS（集散控制系统）升级、打通数据，夯实数据底座，再逐步叠加 APC、EMS、预测性维护等应用，进一步释放节能降碳价值。相较新建工厂，老厂数字化的边际收益更高，但改造周期更长、更依赖分步设计，这一路径对资金与技术力量相对有限的中小企业尤为关键。

经济性是数智化区别于其他减碳技术的关键优势。与昂贵的 CCUS 相比，数智化挖潜的单位减碳成本低、投资回收期短，往往处于减碳成本曲线最便宜的一端，适合进行优先部署。以电力行业为例，自全国碳市场启动线上交易以来，已有几百家发电行业重点排放单位通过低碳技术改造、生产流程优化等手段实现配额扭亏为盈，这种“技改 + 市场”的正向循环，对未来或将纳入碳市场的石化企业具有直接借鉴意义，合同能源管理（EMC）、平台即服务等模式，则可进一步降低存量厂改造的资本门槛。以中石化为例，中国石化自 2012 年启动智能工厂建设，十余年间完成 16 家炼化企业智能工厂建设，建成全球首家数字孪生智能乙烯工厂；镇海炼化、中科炼化入选国家“领航级”智能工厂培育对象，天津石化、扬子石化、九江石化等 7 家企业项目入选工业和信息化部首批“卓越级”智能工厂名单。截至 2024 年底，通过智能工厂建设，企业劳动生产率平均提升 30% 以上，万元产值能耗降低 8%，先进控制（APC）投用率达到 90% 以上，重点装置报警数量下降约 70%，累计增效超过 30 亿元。

（六）CCUS 与碳利用

碳捕集、利用与封存（Carbon Capture, Utilization and Storage，CCUS）指将工业过程中产生的二氧化碳从排放源中分离捕集，经压缩、纯化和运输后，用于地质资源开采、化工转化或长期地质封存的技术体系。根据 IEA 净零排放情景（NZE，2050 年全球能源部门净零、将本世纪末温升控制在 1.5℃以内），可再生能源、电气化、燃料转换与能效提升贡献绝大部分减排量，CCUS 在全局累计减排中的贡献为个位数百分比；但在化工等缺乏替代技术的难减排行业，CCUS 的作用显著放大——IEA 测算 CCUS 可贡献化工行业累计减排量的约 38%[31]，是该行业最重要的单项脱碳手段。

截至 2025 年 7 月，全球处于运行和建设规划阶段的大型 CCS/CCUS 项目共计 734 个，总捕集能力达到 5.13 亿吨 / 年 [32]。从区域分布看，北美以项目数量占全球 60% 的份额引领发展，欧洲位居第二；亚太地区作为第三大核心区域，中国项目数量增长最为迅速。然而，全球 CCUS 产业的整体规模与气候目标之间仍存在数量级差距。即便在已运行设施全部满负荷运转的条件下，年捕集量也仅占全球年排放总量不到 0.2%。

中国 CCUS 产业正在经历从示范试验到规模化部署的关键转折。2021 年全国运行

31 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Transforming industry through CCUS[R/OL]. Paris: IEA, 2019

32 GLOBAL CCS INSTITUTE. Global status of CCS 2025: Staying the course—Executive summary[R/OL]. 2025

及规划中的 CCUS 工程仅约 40 个，截至 2025 年底已建成和规划项目超过 120 个，捕集能力约 940 万吨 / 年，注入能力约 590 万吨 / 年，实际年注入量约 400 万吨[33]。从企业端看，目前中石油在 CCUS 领域占据主导地位，累计注入量超过 1000 万吨，已建成吉林、长庆、新疆三大典型开发模式。中石化齐鲁石化 - 胜利油田百万吨级项目于 2022 年 8 月投产，成为国内首个全链条示范工程。中海油则于 2023 年 6 月投用首个海上 CCS 示范工程，拓展了 CCUS 的应用场景边界。

从减排需求看，中国到 2060 年实现碳中和目标需要 CCUS 技术提供约 23.5 亿吨 / 年的减排能力。这意味着当前不到 1000 万吨 / 年的捕集能力与远期目标之间存在两百多倍的缺口，未来三十年产业规模需要实现指数级扩张。

经过测算，碳减排情景下中国石化行业 CCUS 与碳利用对情景缺口的减排贡献分别为 2030 年约 402 万吨 / 年、2035 年约 956 万吨 / 年、2040 年约 1643 万吨 / 年、2050 年约 2382 万吨 / 年和 2060 年约 2564 万吨 / 年，占比分别为 9.1%、10.1%、11.1%、13.0% 和 15.0%。其绝对减排量和贡献率均随时间稳步上升。近期可依托制氢尾气等排放源和驱油封存项目起步，2035—2040 年进入规模化部署期；2050 年以后，随着运输封存基础设施和商业机制逐步成熟，CCUS 将更多覆盖经能效、用能替代和原料替代后仍然存在的难减排燃烧及工业过程排放，发挥远期兜底作用。

1. CCUS 与石化行业碳利用

捕集是 CCUS 全链条的核心与成本重心。其能耗与成本在典型 CCUS 项目中占比分别高达 60% ~ 80% 和 70% 以上，因此捕集的技术经济性直接决定整个系统的可行性。对于石化行业而言，捕集成本的相对优势恰恰来自其气源特征。石化行业排放源的二氧化碳浓度差异显著，直接决定了捕集技术路径的选择与经济性。煤化工、炼化厂、天然气净化厂等高浓度排放源的二氧化碳体积分数通常在 15% ~ 90% 之间，捕集成本处于 105 ~ 250 元 / 吨的较低区间。中国石油吉林油田依托天然气藏伴生二氧化碳资源，全流程捕集成本仅为 120 ~ 190 元 / 吨，是我国运行成本最低的 CCUS 项目之一。特低渗透油藏百万吨级项目的配套石化厂排放气二氧化碳浓度超过 90%，采用胺法吸收（MDEA 溶液）工艺，再生热耗低于 2.8GJ/t，捕集成本低于 200 元 / 吨，产出纯度达到 99.2% 以上。高浓度源的成本优势源于气体流量小、二氧化碳分压高，吸收 / 吸附过程的传质驱动力强，溶剂循环量和设备尺寸显著降低。这些进展为石化行业大规模、低成本捕集提供了可借鉴的技术基础。

利用是石化行业 CCUS 区别于单纯封存、实现减碳增效协同的关键。当前消纳主体是以驱油为代表的地质利用，而化工利用则代表着高值化和规模化拓展的方向。

CCUS-EOR 是现阶段消纳主渠道。二氧化碳驱油（CO_2-EOR）将捕集的二氧化碳注入油藏，一部分驱替出更多原油、一部分实现地质封存，兼具提高采收率与埋碳减排的双重效益，是目前石化行业二氧化碳消纳规模最大、经济性相对最好的利用方式。其

33 中国21世纪议程管理中心. 中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2025)[R]. 北京:中国21世纪议程管理中心, 2025.

中最具标志性的，是中国石化建成投运的齐鲁石化 - 胜利油田百万吨级 CCUS 全流程示范项目。该项目打通了“工业减排—资源化利用—经济收益”的完整闭环，标志着我国 CCUS 由试点示范迈入百万吨级工程化应用阶段。目前国内三大石油公司均已形成规模化布局，代表性项目情况见下表。

表 6-8：石化行业代表性CCUS-EOR项目概览

项目	气源	规模与进展	驱油封存成效
齐鲁石化—胜利油田（中国石化）	煤制气装置 CO_2 尾气，提纯至 99% 以上	国内首个百万吨级全链条项目，2022 年 8 月投产；截至 2024 年 11 月累计注入封存 150 余万吨	单井日产量提高 36.8%；区块日产油由 220 吨升至 460 吨；规划 15 年增油 300 万吨、提高采收率约 12 个百分点
“四大六小”示范（中国石油）	吉林、大庆、长庆等周边石化企业高浓度气源	2024 年注入约 190 万吨，连续 3 年超百万吨，累计注入超 900 万吨；动用储量超 3200 万吨	平均换油率 2.5 吨 CO_2/ 吨油；“四大”全周期预计增油超 730 万吨、提高采收率近 11.7 个百分点
恩平 15-1（中国海油）	高含 CO_2 油田伴生气，平台捕集提纯	我国首个海上 CCS/CCUS 示范项目，2023 年 6 月投用；截至 2025 年 3 月回注超 18 万吨	“老井新用 + 分层注气”模式，规划 10 年回注超 100 万吨、增油 220 万吨
延长石油 CCUS-EOR	炼化及周边工业 CO_2 气源	历经先导、示范、推广三阶段；2025 年总注入能力达 41 万吨 / 年	验证超低渗油藏 CO_2 非混相驱与封存可行性

注：数据整理自各企业公开披露及行业研究文献，部分为规划目标值。

化工利用是 CCUS 向高值化转化的突破方向。化工利用以化学转化为手段，将二氧化碳与共反应物转化为目标产物，是推进二氧化碳大规模消纳、实现高附加值转化的重要路径，也最契合石化行业的产业链优势。我国已在多个方向取得突破性进展，中国石化上海石油化工研究院自主研发的二氧化碳制高纯碳酸乙烯酯多相工艺成套技术，实现全球唯一商业化运行；二氧化碳加氢制甲醇、二氧化碳甲烷重整等化工利用技术已实现工业示范；二氧化碳矿化磷石膏、矿化脱硫渣技术进入工业试验阶段。

依托上下游一体化优势，石油石化相关企业的化工利用项目正有序落地。中国石油辽阳石化推进 10 万吨 / 年电子级碳酸酯科技示范，吉林石化启动 20 万吨 / 年碳酸二甲酯项目，大庆炼化建设千吨级二氧化碳加氢制绿色甲醇示范，独山子石化二期 120 万吨乙烯项目配套将低浓度二氧化碳烟气转化为尿素以实现近零排放；华鲁恒升将副产高纯二氧化碳回收联产碳酸二甲酯，构建“排放—回收—再利用”循环模式。从远景看，二氧化碳制燃料应用规模庞大，绿色甲醇等路径预计到 2050 年可消耗二氧化碳 10 亿～ 42 亿吨，化工利用有望成为石化行业碳消纳的重要增量。

经济性的不足和回报的不确定性是制约 CCUS 商业化的核心问题。以国内某低浓度二氧化碳示范工程为例，全链条平均利用成本约 480 元 / 吨，其中捕集环节高达 350

元 / 吨、占比 73%，运输（百公里）约 60 元 / 吨、占 12.5%，驱油利用与封存约 70 元 / 吨、占 14.5%。捕集是当之无愧的成本重心，也是降本提效的关键环节。而从产业带动看，CCUS 链条长、投资拉动效应显著。据测算，建设 20 亿吨规模的 CCUS，工程总投资可达万亿级，带动相关产业产值达十万亿级，有望成为新的经济增长点。但也应清醒认识到，在现行激励政策尚不完善、增油效益尚难覆盖全链条高额成本的背景下，大规模商业化仍需政策与市场的持续支撑。

标准先行，是推动 CCUS 从工程示范走向可复制产业基础设施的前提。2026 年 2 月，国家市场监督管理总局集中批准发布 12 项 CCUS 国家标准，并于 2026 年 7 月 1 日起全面实施。该批标准覆盖术语、量化与检测、减排量评估等基础环节，明确了项目温室气体减排量的核算边界、流程和方法，填补了此前的标准空白。算上既有成果，我国已发布 CCUS 国家标准十余项、行业标准 18 项，并牵头编制《二氧化碳捕集、运输与地质封存——量化与核查》《CCS 项目全生命周期风险管理》2 项 ISO 国际标准，标准建设与国际协同同步推进。标准的落地，正在推动行业规范发展，并为审批提效、碳资产确权与跨行业接口统一奠定基础。政策层面，《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》明确提出推进二氧化碳捕集利用与封存项目建设；随着全国碳市场扩容、CCER 自愿减排机制向重点领域全覆盖推进，生态环境部正积极论证将 CCUS 项目纳入自愿减排交易，碳减排量市场化变现的路径有望逐步打通，这将显著改善项目经济性。

尽管成效显著，石化行业 CCUS 规模化推进仍面临四方面制约。一是成本效益压力突出。捕集能耗与全链条成本居高不下，国内二氧化碳驱油又多用于低品位油田，增油收益难以覆盖成本；叠加激励政策与碳市场机制不健全，项目难以自主盈利。二是核心技术有待突破。主流燃烧后化学吸收法能耗、成本双高，膜分离、相变吸附等新工艺尚不成熟；驱油效率偏低、腐蚀防控困难，对复杂油藏注入机理认识不足；高值化利用的催化剂、反应器及绿氢绿电耦合工艺仍存在瓶颈；长输管道的腐蚀、泄漏问题也对管材装备提出更高要求。三是碳资产路径待打通。我国 CCUS 减排量核证缺乏统一标准，尚未纳入全国碳市场，绿色减碳价值难以体现，制约了相关企业的投入意愿。四是产业协同待加强。CCUS 跨行业、跨地域特征突出，但当前布局碎片化、孤岛化，减排责任界定模糊，成本分摊与利益分配机制不清，基础设施共建共享不足。

下一步，CCUS 与碳利用应把握四个方向。一是推动集群化、枢纽式开发以摊薄单位成本，围绕渤海湾、松辽、鄂尔多斯等重点盆地，依托二氧化碳管网布局规模化项目、构建可持续的商业模式。二是深化“CCUS ＋化工”与绿氢绿电耦合，向高值化要效益，延伸甲醇、尿素、聚碳酸酯等高附加值产品链，推动二氧化碳由减排负担转化为碳基资源。三是坚持创新驱动，夯实标准与基础设施底座，聚焦关键环节协同攻关，打造共享技术平台与标杆示范，助力中小企业降低技术与投资门槛。四是完善政策标准和碳市场机制，加快建立统一的 CCUS 减排量核算、监测与核证标准体系，推动 CCUS 项目纳入全国碳排放权交易市场和温室气体自愿减排交易机制，加大财税、金融等激励支持力度，明确封存长期责任与跨行业成本分摊、收益分配规则。

总体而言，CCUS 与碳利用是石化行业绿色转型中兼具兜底保障与增值潜力的战略性路径。我国已建成百万吨级全链条能力，标准体系加速成型，成本相对国际具备优势，正处于由规模化示范迈向产业化的关键窗口期。通过集群化降成本、高值化增效益、政策标准强支撑等手段，石化行业有望将 CCUS 打造为支撑碳达峰碳中和的重要抓手。

（七）碳减排路径的边界界定与贡献分解

六条转型路径在物理实现上存在交叉，为避免减排量的重复计入，本研究按减排量的直接来源而非实施手段划分路径边界，具体规则如下：

- 产业结构调整：仅统计产量效应，即因产能退出、产品结构调整导致的产量变化所对应的减排量，不含单位产品排放强度的变化。
- 节能降耗：仅统计在既有用能结构下，通过工艺改进、系统优化、余热利用、管理优化实现的单位产品能耗下降所对应的减排量。电气化改造、燃料替代不计入本路径，尽管其在工程实践中常与节能技改同步实施。
- 新能源规模化应用：统计因用能结构改变导致的减排量，包括三个子项——深度电气化（以电代燃料、以电代汽）、绿电绿氢替代（同等用电量下电力碳强度下降及化石制氢替代）、用能结构调整（燃料结构由煤转气、转燃料气等排放因子改善）。
- 轻质原料替代与循环利用：统计强度效应与产量效应之和，即轻质原料路线与石脑油路线的单位产品排放差，以及再生原料对原生原料需求的压减。为避免与产业结构调整重复，因原料轻质化压减的原油加工量所对应的减排量计入本路径，产业结构调整路径中已相应扣除。
- 数智化平台技术：本路径不直接产生减排量，其减排贡献来自提升其他路径措施的运行效率（如先进控制使装置更接近最优工况、能碳数据平台使节能措施可量化考核）。为避免重复，本研究将数智化的贡献单独计列为其他各路径减排量的增量部分，其他路径的减排量测算中已扣除该增量。
- CCUS 与碳利用：统计末端捕集量，与前五条路径无交叉。

在实施上述路径的条件下，根据前序章节所测算的中国石化行业在基准情景与碳减排情景下的行业碳排放情况，主要路径减碳潜力及其占比情况见下表：

表 6-9：六大路径对情景缺口的减排贡献（万吨CO_2/年）

路径	2030	2035	2040	2050	2060
产业结构调整	1790	3551	5330	6292	5247
节能降耗	672	1354	1184	1128	889
新能源规模化应用	1069	2443	3879	4656	4392
轻质原料替代	358	890	2384	3273	3572

路径	2030	2035	2040	2050	2060
数智化平台技术	128	275	385	455	427
CCUS 与碳利用	402	956	1643	2382	2564
六路径合计（= 情景缺口）	4419	9469	14806	18186	17090

表 6-10：各路径贡献占情景缺口的比例

路径	2030	2035	2040	2050	2060
产业结构调整	40.5%	37.5%	36.0%	34.6%	30.7%
节能降耗	15.2%	14.3%	8.0%	6.2%	5.2%
新能源规模化应用	24.2%	25.8%	26.2%	25.6%	25.7%
轻质原料替代	8.1%	9.4%	16.1%	18.0%	20.9%
数智化平台技术	2.9%	2.9%	2.6%	2.5%	2.5%
CCUS 与碳利用	9.1%	10.1%	11.1%	13.1%	15.0%

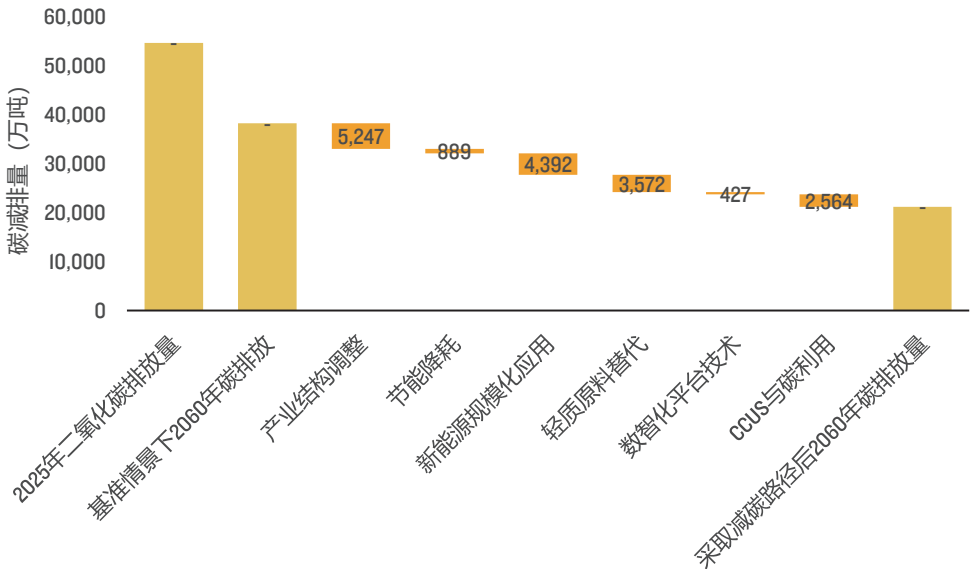


图 6-6：中国石化行业主要碳减排路径潜力

从路径构成看，六条路径呈现产业结构调整领跑、新能源规模化应用稳居技术路径首位、轻质原料替代和 CCUS 中长期加速的格局。产业结构调整始终是最大的单一路径，但贡献率由 2030 年的 40.5% 降至 2060 年的 30.7%；新能源规模化应用的贡献率稳定在 24.2%—26.2%，是第二大路径和最大的技术类路径；原料替代与循环利用由 2030 年的 8.1% 升至 2060 年的 20.9%，是增幅最大的一条路径，并在 2040 年之后超过 CCUS 成为第三大路径。除产业结构调整外，其余五条技术路径的合计贡献率由 2030 年的 59.5% 提高至 2060 年的 69.3%，表明深度减排日益依赖多技术协同，而不能仅依靠产量和产品结构调整。

从时间维度看，2035 年前减排以产业结构调整、新能源规模化应用和节能降耗为主，2030 年三者合计贡献 79.9%，2035 年合计贡献 77.6%。这一结构的政策含义十分明确：2030 年前的减碳任务基本不依赖尚未成熟的颠覆性技术，而取决于产能退出力度和已成熟技术的执行到位程度。轻质原料替代、CCUS 两项在 2030 年合计仅 17.2%。2035—2040 年是路径结构的转换期，轻质原料替代占比由 9.4% 提高至 16.1%，CCUS 由 10.1% 提高至 11.1%，而节能降耗由 14.3% 大幅回落至 8.0%。2040 年后进入深度脱碳阶段，到 2060 年产业结构调整、新能源规模化应用、轻质原料替代、CCUS、节能降耗和数智化的贡献率分别为 30.7%、25.7%、20.9%、15.0%、5.2% 和 2.5%，形成多元支撑格局。不同产品子行业因排放来源和替代条件不同，政策工具应与其排放结构和技术适用性匹配，不宜“一刀切”。

但同时，国际政策同样存在较大影响，主要体现在绿色低碳技术的渗透速度上，绿氢与氢基燃料的国际标准与贸易规则、塑料循环国际谈判的转向、CBAM 类边境调节机制的扩围，都会改变各类低碳技术在国内的相对成本和落地节奏。

（八）转型成本与投资需求

减排路径的技术可行性与经济可行性并不直接相关。本节从边际减排成本和成本承担机制两方面作进一步分析。

1. 边际减排成本分档

按单位减排成本对六条路径的具体措施分档，可得到石化行业的边际减排成本曲线。

表6-11：石化行业边际减排成本分档

成本档次	单位减排成本	主要措施	在 2030 年减排量中的占比
负成本	< 0 元 /tCO_2	数智化优化、管理节能、系统能效优化、低温热利用	约 14%
低成本	0—200 元 /tCO_2	用能结构调整（煤改气）、加热炉提效、蒸汽系统改造、低效产能退出	约 45%
中成本	200—500 元 /tCO_2	深度电气化改造、绿电采购、原料轻质化、高浓度源 CCUS	约 30%
高成本	500—1000 元 /tCO_2	绿氢耦合、电加热蒸汽裂解、生物基原料、低浓度源 CCUS	约 11%

由分析可知，2030 年前的减排任务中，约六成可通过负成本或低成本措施实现，行业近期减排的主要障碍不是成本，而是决策与执行。但 2040 年后，随着低成本措施空间耗尽，中高成本措施占比将进一步提升。

2. 成本承担机制

成本承担是政策设计的核心，应考虑按成本档次差异化配置承担机制：

- 负成本与低成本措施：由企业自主实施，政策的作用是消除信息障碍和决策惯性（如强制能效对标、公开排放数据），不需要财政补贴。
- 中成本措施：主要依靠碳价信号驱动。测算表明，2030 年碳价若升至 200—250 元 /tCO_2，计入碳成本后绿氢即可与化石能源制氢成本持平，经济性拐点将出现。因此碳价水平的政策设计，实质上决定了中成本措施的部署时点。
- 高成本措施：短期内难以由市场机制自发承担，需要通过示范项目支持、绿色金融和绿色溢价的市场化形成机制分担。

对于石化行业而言，部分排放源于化工原料用途的固有属性，其边际减排成本在深度脱碳阶段显著高于电力、建筑等行业。应尽早建立剩余排放的定价与配置机制，若把碳排放成本或未来的减碳收益计入，减排投资回报能否兑现，取决于碳市场、碳汇交易和绿色溢价机制是否建立。制度建设的滞后会使本可盈利的减排投资变成沉没成本。

第七章 主要结论

（一）2025 年行业排放已处于高位，直接排放与间接排放并重

按照本报告核算边界，不包括煤化工及天然气化工，2025 年中国石化行业二氧化碳排放约 5.48 亿吨，约占全国二氧化碳排放总量的 4.6%。从排放构成看，化石燃料燃烧排放 2.29 亿吨、占 41.8%，工业生产过程排放 1.38 亿吨、占 25.3%，两者合计 3.67 亿吨、占 67.1%；净购入电力和净购入热力对应的间接排放分别为 1.16 亿吨和 0.65 亿吨，合计 1.8 亿吨、占 32.9%，呈现直接排放为主、间接排放为辅的格局。

这一构成决定了行业深度脱碳的基本组合。约三分之一的排放可随电力、热力系统的清洁化同步削减，行业需要扩大绿电采购、推进电驱替代和低碳供热；其余约三分之二的燃料燃烧与工业过程排放，则必须依靠能效提升、燃料替代、原料替代和末端捕集解决，不会随外部条件改善而自动下降。前者的进度主要取决于电力行业的转型节奏，后者取决于石化行业自身的技术部署，两类减排需要差异化的政策工具分别承接。

（二）六成排放集中于上游环节，上下游排放差异明显

2025 年，炼油排放约 2.40 亿吨，占行业总排放的 43.8%；油基乙烯排放 4817 万吨，占 8.8%；对二甲苯排放 3403 万吨，占 6.2%。三者合计约 3.22 亿吨，占行业排放的 58.8%，炼油、乙烯和芳烃产业链基本决定了行业排放走势。若进一步纳入丙烯（PDH 法）、聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、PTA、乙二醇和聚酯，十个重点子行业合计占

85.0%，行业排放呈现高度集中的特征。

从排放来源看，炼油排放中工业生产过程占 45%、燃料燃烧占 32%；乙烯排放中裂解炉燃料燃烧占 83%；对二甲苯排放中燃料燃烧占 86%。而聚乙烯、聚丙烯、PTA、聚酯等下游产品的排放几乎全部来自净购入电力和热力，如聚丙烯电力排放占 87%、PTA 热力排放占 86%、聚酯热力排放占 73%。因此，上游炼化环节的减碳重点在于工艺燃料替代、过程排放捕集与原料结构优化，下游合成材料环节的减碳重点在于绿电绿热替代与园区能源系统改造。若按行业统一下达能效或碳排放强度指标，对上游的约束强度不足，对下游则约束在企业无法直接控制的环节上，政策工具应与各子行业的排放来源结构相匹配，不宜“一刀切”。

（三）成品油需求见顶回落，化工需求增长与结构性过剩并存

从油品看，我国成品油消费已于 2023 年达到 3.87 亿吨，2025 年表观消费量约 3.78 亿吨，同比下降 1.5%，同期产量仍有 4.13 亿吨，出口约 0.36 亿吨。2025 年新能源乘用车市场渗透率达到 53.9%，叠加“公转铁”运输结构调整的持续推进，汽柴油需求将延续下行。同期原油加工量约 7.38 亿吨，炼油能力约 9.69 亿吨 / 年，产能利用率仅为 76.2%，传统燃料型炼厂的经营压力还将进一步加大。

从化工品看，需求仍有增长空间，但低端过剩与高端短缺并存。2025 年乙烯当量消费量约 6670 万吨，自给率约 80%，人均乙烯当量消费量 48 千克，与美国、西欧及日本等地仍有较大差距；同时乙烯和对二甲苯产能已分别达到 6275 万吨 / 年和 4401 万吨 / 年，国内八成以上大宗化工产品的产能与需求之比超过 120%，而高端化工品自给率仅约 60%。“减油增化”的实质是通过减少低效燃料产出、控制大宗产品无序扩张来提高化工原料收率，并补齐真正短缺的高端材料。但同时，产业链向化工环节延伸意味着能源投入和工业过程排放的增加，在化工需求扩张期，行业排放仍具有一定的上行惯性。

（四）三类情景下减碳路径显著分化，油控情景碳排情况取决于绿氢耦合

“十五五”期间是石化行业碳减排的关键窗口期。对于石化行业而言，碳减排效果并非由单一技术决定，而取决于需求下行速度、产能退出力度、能效与用能替代进度三者的叠加，三类情景因此呈现显著分化。

表 7-1：三类情景下石化行业排放路径对比

情景	进入平台期年份	对应碳排放（亿吨）	2060 年排放（亿吨）
基准情景	2035 年前后	6.08	3.83
碳减排情景	2030 年前后	5.48	2.12
油控情景（不耦合绿氢）	2035 年前后	7.32	4.97
油控情景（耦合绿氢）	2030 年前后	5.89	3.40

基准情景下，行业排放延续现行政策惯性，于 2035 年前后达到约 6.08 亿吨，2060 年降至 3.83 亿吨，减排进度难以支撑全国碳中和目标。碳减排情景下，通过提高单位产品碳排放强度下降目标和能效标杆产能比例，2030 年碳排放为 5.48 亿吨、与 2025 年基本持平，2060 年降至 2.12 亿吨。

油控情景需要区分两个口径来看。就石化本体而言，排放自 2025 年起持续下降，2060 年降至 2.35 亿吨，控制石油消费对行业自身减排是有利的。但油基路线收缩所让出的产能需要由其他原料路线补足，若主要由煤基化工承接且不采取低碳化措施，全口径排放将于 2035 年前后升至约 7.32 亿吨，2060 年仍达 4.97 亿吨；若配套绿氢耦合，可将煤制烯烃和煤制乙二醇的单位排放降低约 60%，碳排放对应降至约 5.89 亿吨，2060 年降至 3.40 亿吨。

（五）结构调整、能效提升和能源替代是近期减排主力

以基准情景与碳减排情景的排放差作为情景缺口，2030 年情景缺口为 4419 万吨。其中产业结构调整、新能源规模化应用、节能降耗三者合计承担约 80% 的减排任务。2030 年前的减碳任务基本不依赖尚未成熟的颠覆性技术，而取决于产能退出力度和已成熟技术的执行到位程度。

预计到 2030 年炼油和乙烯单位产品能耗可较 2025 年下降 4%—5%，约 50%—60% 的产能达到标杆水平，加热炉提效、换热网络和蒸汽系统优化、余热利用、先进控制和全厂一体化优化应优先实施。净购入电力和热力合计占行业排放的 32.9%，因此扩大绿电采购、推进电驱替代和低碳供热，也可在“十五五”时期形成确定性较高的减排量。

但从长期看，能效路径存在天然上限。节能降耗的绝对减排量在 2035 年达到 1354 万吨的阶段性高点后回落至 2060 年的 889 万吨。常规炼化装置达到行业先进水平之后，单纯依靠设备更新和系统优化可挖掘的空间已明显收窄。节能降耗的战略价值主要在于为 2030 年前争取时间，并降低后续绿电、绿氢、原料替代与 CCUS 的部署规模和成本。

（六）轻质原料替代、绿氢和 CCUS 决定中长期的减排深度

轻质原料替代是六条路径中增幅最大的一条。其减排贡献由两部分构成：一是强度效应，即乙烷、丙烷等轻质路线与石脑油路线、再生原料与原生原料之间的单位产品排放差；二是产量效应，即原料轻质化与原油直接裂解压减的化工轻油需求，以及油基乙烯、油基对二甲苯因非油基路线替代而减少的产量。

然而，轻质原料替代的减碳贡献高度后置，而部署必须前置。基准情景与碳减排情景在原料结构上的差异要到 2035 年之后才逐步拉开，2040 年后才迅速放大；但轻烃裂解与原油直接裂解装置的建设周期、再生料回收体系的组织周期，以及相关产品标准与认证体系的建立周期均在五到十年量级，若近期不提前布局，2040 年之后的减排缺口将难以填补。

绿氢是打通用能替代与原料替代的关键环节。当前风光资源富集区制氢成本已降至

1.60—2.10 元 / 标准立方米，2030 年碳价若升至 200—250 元 / 吨，计入碳成本后绿氢可与化石能源制氢成本持平，经济性拐点将出现。按现有规划，2030 年可再生能源制氢规模目标为 200 万吨，炼化行业可再生氢需求将达 65 万—80 万吨 / 年，替代比例约 11%—13%；到 2060 年替代比例达 80% 左右。

CCUS 是决定远期剩余排放能否进一步削减的重要兜底路径。其减排贡献将逐步提高。石化行业需在 2035 年前完成高浓度源项目示范和区域集群布局，2040 年后加快共用管网、封存库和低浓度捕集技术建设。

在碳减排情景下，2060 年行业仍有 2.12 亿吨剩余排放，石化未来仍将保留一部分原料用途排放。可用抵消手段包括 CCUS、生物质原料与生物质能碳捕集、林业与海洋碳汇，以及全国碳市场和温室气体自愿减排机制。

（七）油控与低碳转型必须在统一边界下协同权衡

2025 年中国原油进口量 5.78 亿吨，外采率约 73%。在油控情景下，通过国内增储上产、煤基路线替代和成品油减少出口，原油进口量可由 2030 年的 4.1 亿吨逐步降至 2060 年的 0.3 亿吨，但这一路径的碳代价相对明确。甲醇制烯烃路线吨乙烯排放 2.72 吨二氧化碳，高于蒸汽裂解路线的 1.44 吨二氧化碳；即使计入炼油环节能耗后蒸汽裂解路线升至 2.51 吨二氧化碳，两者差距明显缩小，煤基路线的全生命周期排放仍然更高。根据测算，油控情景下煤制烯烃、煤制乙二醇带来的新增排放在 2040 年约为 2.72 亿吨，其影响量级超过多数技术减排措施的总和。

化解这一权衡有三个可行方向。一是推进绿氢耦合煤化工，可将煤制烯烃和煤制乙二醇的单位排放降低约 60%，使全口径碳排放由 7.32 亿吨降至 5.89 亿吨左右。二是适度扩大进口甲醇、乙烷、丙烷等轻质原料的使用，2025 年我国进口甲醇 1441 万吨，占国内消费量的 12.6%，进口甲醇制烯烃既可降低石油消费，又能实现原料多元化，是兼顾安全与低碳的中间选项。三是发展生物基燃料和材料，我国可持续航空燃料产能已达 170 万吨 / 年，可同时替代进口原油并降低全生命周期排放。

第八章 政策建议

（一）完善产业准入、产能预警和退出机制

产业结构调整是贡献最大的单一减排路径，占比稳定在 30% 至 40%，其推进力度直接决定全行业的减排成效。考虑到“十五五”新建项目大多已完成前期决策、2030 年前的新增产能格局基本锁定，近期减排的主动权几乎完全落在退出端。与此同时，《产业结构调整指导目录》《加力推进石化化工行业老旧装置更新改造行动方案（2026—2029 年）》等文件已推动产能认定标准由单一规模门槛转向规模、能效、环保、安全、装置年限和经济性并重的多维评价，因此其落地难点在于如何把多维评价转化为可执行的判定依据。针对退出端，建议进一步细化相关政策。

一是把“多维评价”落实为可打分、可核查的产能认定评分卡。建议以装置规模、单位能耗、单位产品碳排放强度、安全环保合规状况、装置年限、产能利用率等六项指标构成判别标准，命中两项及以上高风险的装置纳入限期整改清单，命中三项及以上纳入退出清单。装置年限不必然等同于落后，全国投运超过 20 年的炼油产能中三大石油公司约占 75%，这部分装置已多次实施技术改造，因此评分卡必须以复合命中而非单项超标作为判定依据，避免“一刀切”误伤。

二是把“退多进少”量化为硬性置换比例，并建立产能指标的有偿交易。建议明确产能置换的强制比例要求，守住炼油产能上限，推动千万吨级炼厂产能占比在 2035 年提升至 80% 以上；同时在省级层面建立产能指标台账，允许跨企业、跨区域有偿交易，使退出方获得可变现的补偿、新增方承担真实的置换成本，把行政指令转化为价格信号。

三是健全分产品的产能预警发布机制。定期公布重点产品的产能利用率、在建拟建产能和需求预测；对连续三年及以上产能利用率低于 75% 的产品，从严管理新建项目备案，并实施差别化的信贷和用地政策。

四是用好政策调整形成的退出窗口，畅通市场化退出通道。税收与成本约束的组合能够在不直接下达指标的情况下加快产能出清，其效果往往优于单纯的行政命令。建议系统梳理消费税、出口退税、出口配额竞争性分配等经济手段的时间窗口，政府补贴逐

步退出，发挥市场竞争作用，在行业利润低谷期集中释放退出压力；同时同步解决债务处置、土地再利用和职工安置问题，防范退出过程中的区域性金融和就业风险。

五是统一产能测算口径。政策文件中应明确各项产能目标是仅含既有产能还是包含已核准在建产能，避免因口径不一导致目标失真。

（二）建立统一的碳排放核算基准体系并明确碳市场的中长期作用

精准核算是实施差异化政策的前提。石化行业产品门类众多、工艺流程复杂，同一产品往往并存多条工艺路线，单位产品碳排放差异悬殊，现有核算体系尚难以支撑分产品的政策设计。同时，石化行业排放测算的分歧还来源于核算范围，如工业过程排放是否已剔除燃料燃烧、原料用能的碳如何处理、净购入电力排放是否与电力部门重复计入，任一处理方式不同都会导致数量级上的差异。

一是统一分产品的核算口径与边界。按“原料用能不纳入能源消费总量”的规定处理能耗口径，同时以碳输入减碳输出的碳平衡法保留原料碳的排放核算，避免碳的漏算，但在跨行业汇总时不与电力部门重复计入。核算范围应在现行标准基础上扩展至乙烯、对二甲苯、己内酰胺等高排放产品，并明确外购电力、热力排放因子的取值规则。

二是明确统一核算体系的建设抓手。建议明确牵头部门，以零碳园区和生态工业园区建设作为区域落地抓手，并以国际互认作为对外接口，三者分工明确。

三是设定分产品碳排放基准值并建立动态更新机制。参照炼油三档基准的做法分档设定，每三至五年随技术进步修订一次，作为产能准入与碳市场配额分配的共同标尺。

四是推进碳排放监测、报告与核查（MRV）数字化。依托数智化路径构建的工业互联网底座，实现重点装置能耗与排放数据的实时采集和在线核查。MRV 数字化是重建行业数据基础的现实途径，也是石化行业纳入全国碳市场的前提。

五是明确碳市场在行业碳中和中的中长期作用，填补当前的政策空白。建议明确石化行业纳入全国碳市场的时间表与配额分配方法，推动 CCER 与国际机制的对接与互认，为行业参与国际碳市场预留接口。

（三）推动炼化基地和园区能源系统低碳化

新能源规模化应用路径的贡献率全时段稳定在 24.2%—26.2%，是六条路径中最稳健的一条，也是贡献最大的技术类路径。同时，《工业绿色低碳发展“十五五”规划》已提出实施工业终端用能电气化改造、加快存量低效设备电气化替代。因此，建议把电气化确立为行业用能转型的主攻方向，以炼化基地和化工园区为单元系统推进。

一是实施公用工程深度电气化改造。推广蒸汽透平驱动改电力驱动、电驱空分等成熟技术。乙烯装置电气化率提升空间较大，建议优先推动乙烯装置电气化改造，并对首批改造项目给予电价和投资支持。

二是加快电加热蒸汽裂解技术的示范和推广。该技术与绿电耦合后减排幅度最高可达 90%，建议将其列入国家重大低碳技术示范专项，对首台套给予投资补贴与电价支持，并明确相应的改造目标。

三是把石化电气化与可再生能源消纳统筹考虑。石化行业能耗体量巨大、负荷稳定连续，是少有的可以规模化承接波动性电力的工业场景。建议在弃电严重地区将石化园区列为优先消纳主体，通过绿电直连、源网荷储一体化和分时电价机制，把弃电转化为行业减排量。煤化工项目也应同步推进电气化。

四是推进用能结构调整作为过渡措施。天然气与煤炭的单位热值碳排放因子差异显著，是近期成本最低、见效最快的手段之一。同时应明确其过渡性质：天然气仍属化石能源，其全生命周期排放还受上游甲烷泄漏影响，煤改气须与后续电气化统筹规划，避免形成新的资产锁定。

五是建设园区级能源梯级利用与绿电直供体系。鼓励园区推进源网荷储一体化布局，将绿电直连、储能设施与公用工程岛统筹规划，把电力系统清洁化的成效传导为园区的实际减排量。

（四）完善绿电、绿氢和低碳原料认证机制

绿电和绿氢的环境价值能否变现，直接决定其规模化的节奏。经济性拐点的到来以碳价信号和绿色属性认证为前提，而目前绿电、绿氢和低碳原料的绿色属性认定分散于

不同体系，缺乏统一的溯源与互认机制，绿色溢价难以形成。

一是建立绿电、绿氢和低碳原料的统一认证、溯源与核算互认机制。衔接绿色电力证书体系与绿氢标准，实现从电力生产、氢气制备到终端产品的全链条碳足迹可追溯，使绿色属性在下游定价和产品出口中获得承认。

二是推动绿色溢价的市场化形成。依托《新型能源体系建设“十五五”规划》布局的东北（含蒙东）、黄河“几字弯”、华北北部、天山北麓绿色氢氨醇基地和乌兰察布—京津冀等输氢管道工程，配套建设绿色燃料加注中心和绿色甲醇输送通道，培育绿色燃料消费市场。

三是将可再生氢替代比例纳入行业引导性目标。设定分阶段的行业替代比例目标，并与全国可再生能源制氢目标相衔接，为绿氢项目提供稳定的需求预期。

四是跟踪国际政策对技术渗透速度的影响。绿氢与氢基燃料的国际标准与贸易规则、塑料循环国际谈判的转向、CBAM 类边境调节机制的扩围，都会改变各类低碳技术在国内的相对成本和落地节奏，其影响甚至可能大于国内政策本身。建议在国内认证体系建设中同步开展国际规则跟踪和互认谈判，争取在标准制定阶段即取得话语权。

（五）支持废塑料循环和低碳材料发展

循环利用是远期减排贡献弹性最大的路径，需要以标准和需求侧政策提前培育。从技术路线看，物理回收成本低、能耗小，主要面向瓶级聚酯等单一材质品类；化学回收产品质量接近原生料、可进入现有炼化装置加工，与石化企业的资产结构天然契合，应作为制度供给的重点。

一是重构实施主体。建议采取三方分工的组织方式：由地方政府或专业运营商牵头建设区域性回收与分选平台，解决前端归集；由石化企业在炼化基地内配套化学回收装置，承接后端加工并共享公用工程、氢气与蒸汽系统；由品牌商通过再生料长期采购承诺提供需求侧的刚性支撑。

二是打通再生料进入现有炼化体系的制度通道。明确化学回收产品可采用质量平衡法进行核算与认证，允许其在碳足迹核算中计入减排量；将化学回收装置纳入炼化基地的项目准入、用地和环评通道，避免按新建化工项目从严限制；健全再生聚烯烃、再生聚酯及循环单体的产品标准与食品接触材料准入规范。

三是通过政府采购和绿色认证降低导入成本。在公共建筑、市政设施、政府车辆采购中设定再生材料比例要求，为产业化初期提供确定性订单。

（六）防范低水平高端化和重复建设

石化新材料等领域宜实行堵疏结合的差异化管理，而管理的前提是先回答怎么辨别、怎么识别、怎么防范的问题。

一是建立“低水平高端化”的可操作识别标准。可参考产品是否已列入行业协会发布的供大于需风险清单、国内现有产能与在建产能之和是否已超过预测需求的 120%、申报企业是否掌握核心催化剂或工艺的自主知识产权或具有可靠且可持续的技术来源等因素，对项目进行充分识别。

二是将下游应用验证作为项目核准的前置条件。高端材料的价值实现取决于能否进入下游供应链，而认证周期往往长达两到三年，产能建成并不等于能够进入供应链。建议对高风险清单产品，要求补充提供下游客户的验证报告或采购意向相关材料，防止以高端化之名行低端扩张之实。

三是建立新材料产能预警与下游验证进度的定期发布机制。定期公布重点新材料的产能规模、在建规模、下游认证进度和实际开工率，引导投资流向真正短缺的高端牌号而非同质化品种。

四是实施产业链差异化布局。中小炼厂可依托存量装置向精细化工、专用化学品及高端炭材料、电池负极材料等特色方向转型，避免在大宗品种上与大型一体化基地正面竞争。

五是加快关键技术攻关和认证准入。对填补国内空白的高端材料开辟认证绿色通道，缩短从投产到进入下游供应链的周期，使政策支持落在技术突破而非产能扩张上。

（七）将能源安全、产业安全和低碳转型协同纳入规划

油控情景表明，单一目标下的最优路径在其他维度上可能代价高昂。协同评估的任务，是在既定安全约束下寻找碳代价最小的技术路线。能源安全、产业安全与低碳转型三重目标需要在同一规划框架内统筹权衡。

一是建立三重目标的协同评估框架。在“十五五”及后续规划中，对重大项目和产业政策同步评估其对油气外采率、产业链安全、经济效益和碳排放的影响，形成可量化

的多目标评价方法，避免单目标决策带来的系统性偏差。

二是明确煤化工的发展边界与准入条件。建议充分考量总量控制、碳排放约束、产品差异化、区域布局与绿电协同等因素，形成综合平衡方案，并明确煤化工与石化在原料供应、产品结构和排放核算上的互动边界，避免两个行业各自规划、合计超量。

三是推进原料来源多元化。统筹国内油气增储上产、进口来源多元化、进口甲醇及轻烃利用、生物基原料和再生原料，形成“多元互补、可切换”的原料结构，使原料安全不必以单一替代路线的碳代价换取。

四是加强跨行业与跨区域的宏观协同机制建设。包括各产业之间的能力协作与基础设施共建共享、全国碳市场的协同发展、减排机制与 CCER 的国际对接，以及统一核算体系的建立。

排版印制 / 136 7111 7637
mirodesign
米罗空间品牌设计

北京大学能源研究院

地址：北京市海淀区成府路 298 号北大科技大厦 6 层 603

邮编：100871

邮箱：www.energy@pku.edu.cn

电话：010-62751150



本报告采用环保纸印刷