



碳中和目标下的 中国化工零碳之路





关于落基山研究所(RMI)

落基山研究所(RMI)，是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库。我们与政府部门、企业、科研机构及创业者协作，推动全球能源变革，以创造清洁、安全、繁荣的低碳未来。落基山研究所致力于借助经济可行的市场化手段，加速能效提升，推动可再生能源取代化石燃料的能源结构转变。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市、加州奥克兰及华盛顿特区设有办事处。

作者与鸣谢

作者

李抒苒, 薛雨军, 王珮珊

*除非另有说明, 所有作者均来自落基山研究所。

其他作者

李婷

联系方式

李抒苒, sli@rmi.org

版权与引用

李抒苒, 薛雨军, 王珮珊, 碳中和目标下的中国化工零碳之路, 落基山研究所, 2022

鸣谢

本报告作者特别感谢中国石油和化学工业联合会和能源转型委员会 (Energy Transitions Commission) 对本报告撰写提供的洞见观点与宝贵建议。

特别感谢Angela Wright Bennett Foundation、Bloomberg Philanthropies、ClimateWorks Foundation、Quadrature Climate Foundation、Sequoia Climate Foundation 和 The William and Flora Hewlett Foundation对本报告的支持。

此外, 我们也向为本研究提供意见和建议的来自企业和研究机构的专家们表示诚挚的感谢。

目录

前言

第一章 开启中国化工零碳之路:挑战与优势

全球最大化工产品生产和消费国

中国化工行业零碳转型的挑战

中国化工行业零碳转型的优势

第二章 零碳图景下化工行业供需展望

合成氨

甲醇

乙烯

第三章 化工行业碳减排路径:立足资源禀赋,发展颠覆技术

技术可行性:化工行业碳减排路径

经济可行性:零碳解决方案的成本分析

第四章 中国化工零碳之路:时间、空间演变和转型模式

中国化工零碳转型时间线

中国化工零碳产能地理分布

中国化工零碳转型模式

第五章 政策建议

报告参考文献

5

6

7

9

10

11

12

13

14

17

18

23

33

34

37

43

48

51

前言

化工行业ⁱ是中国实现碳中和的关键行业之一，全国化工行业的碳排放占工业领域总排放的20%、占全国二氧化碳总排放的13%。化工行业也是难减排行业，其能源和原料难以被电气化完全替代。此外，中国初级化工产品产能较新，也为快速转型带来一定挑战。在双碳目标下，中国已着力构建碳达峰碳中和“1+N”政策体系ⁱⁱ，增强顶层部署，并抓紧明确重点领域、重点行业以及各地的行动方案。根据《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》，高耗能高排放项目严格落实产能等量或减量置换，对煤电、石化、煤化工等实行产能控制，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项目和新建乙烯项目。目前，中国化工企业在积极推进碳中和进程，例如，中国石化力争在国家目标提前十年实现碳中和，宝丰集团建设全球单厂规模最大太阳能电解水制氢项目以降低煤化工碳排放等等。

落基山研究所(RMI)是国内最早开展中国零碳图景研究的机构之一。早在2019年，落基山研究所与能源转型委员会(ETC)发布《中国2050：一个全面实现现代化国家的零碳图景》报告，对中国全经济体实现零碳进行了情景分析，力图为国家长远战略目标决策提供技术参考。2021年9月，落基山研究所发布《碳中和目标下的中国钢铁零碳之路》报告，对钢铁行业如何实现零碳转型和助力碳中和目标，进行了具体路线图的分析和搭建。本报告《碳中和目标下的中国化工零碳之路》同样是落基山研究所针对重工业零碳转型的系列研究报告之一，将针对化工行业，开展零碳转型路线图研究。

相比于钢铁和水泥的需求增长放缓，中国化工行业的整体需求随着社会经济水平的提升，需更长的时间达到需求峰值。与控制需求相比，生产技术路径的转型更为重要。本报告的研究聚焦化工行业的零碳生产情景。本报告中，零碳生产即在化工产品的生产过程中达到二氧化碳的净零排放（可利用CCS等末端处理技术），最终产品为零碳化工产品。在此基础上，化工行业应优化原料来源，促进生产过程和原料的零碳，与上下游行业共同努力实现全生命周期净零排放。低碳生产是零碳生产的过渡路径，即大幅度降低生产过程中的碳排放。化工行业需要充分利用多样的碳减排手段，从能源和原料角度，降低甚至消除生产过程中的碳排放，促进化工行业的碳达峰和碳中和。

我们的分析表明，在碳中和目标下，中国三大化工产品合成氨、甲醇和乙烯的需求除了受传统用途驱动外，还将受新型需求点影响。此外，产品结构、原料结构、能耗结构和生产工艺也将发生巨大变化。由于供需关系、技术发展速度、成本构成等因素的不确定性，相比深入地研究和确定脱碳时间表，本研究更聚焦于在假设时间框架下中国化工行业的零碳转型趋势、短中长期安排和技术经济路线图，以期作为政策制定、市场方向等提供参考。

i 本文中的化工行业是石化和化学工业行业，包含石油原料产业链和非石油原料产业链，是指利用石油、煤炭等上游原材料进行化学加工的产业。

ii “1+N”即中国加速构建碳达峰、碳中和的政策体系，其中，《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》即“1”，是中央层面推进“双碳”工作的系统谋划和总体部署。《2030年前碳达峰行动方案》是碳达峰阶段的总体部署，“N”则包括能源、工业、交通运输、城乡建设等分领域分行业碳达峰实施方案，以及科技支撑、能源保障、碳汇能力、财政金融价格政策、标准计量体系、督察考核等保障方案。

第一章

开启中国化工零碳之路： 挑战与优势



化工行业的二氧化碳排放占工业领域总排放的20%、占全国二氧化碳总排放的13%。¹中国是全球最大的化工产品生产和消费国，中国化工行业零碳转型对全国实现碳中和目标至关重要，也对全球化工价值链低碳转型意义重大。中国化工的零碳转型之路挑战

和优势并存。其中，挑战包括持续增加的需求、高煤炭依赖程度和较年轻的资产。此外，中国化工零碳转型也具备独特的优势，包括较强的新技术部署能力、以具备零碳转型意愿和能力的国有化工企业为主导以及规模化、集成化发展优势等。

全球最大化工产品生产 and 消费国

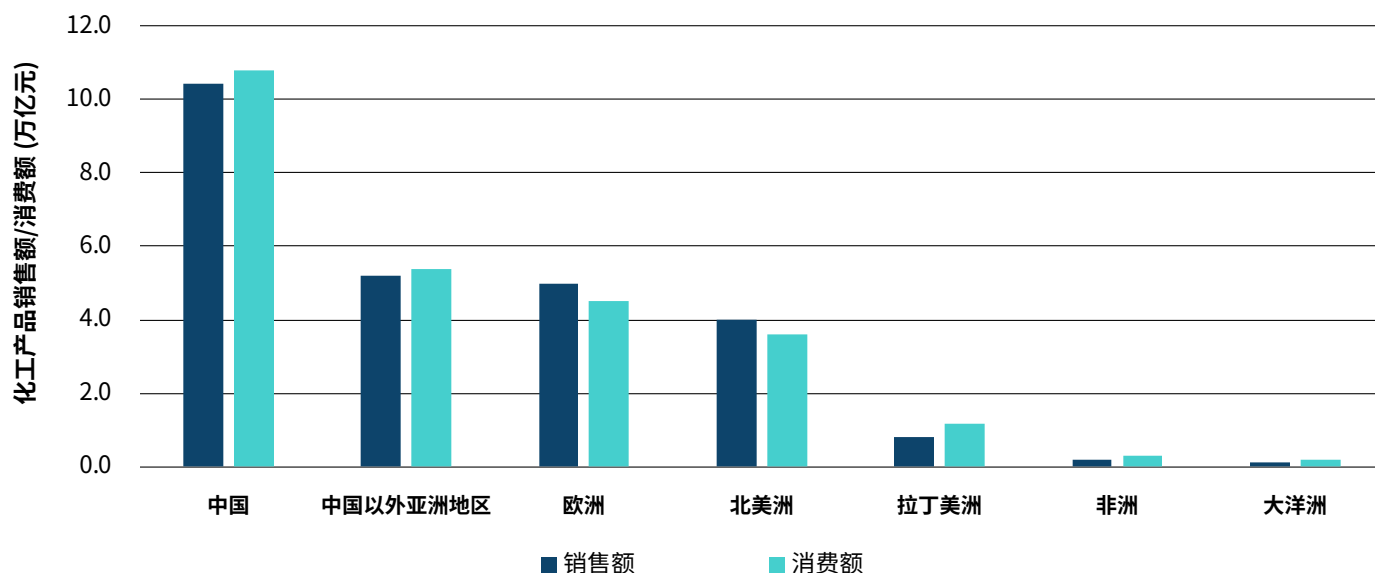
化工行业在广义上为石化和化学工业行业，即石油原料产业链和非石油原料产业链。化工行业属于工业生产部门中的过程工业ⁱⁱⁱ，即以自然资源为原料，通过物理和化学反应，生产用于非零售流通领域的通用大宗产品，作为产品工业的原料。化工产品的上游原材料主要包含煤炭、石油、天然气、原盐、石英石等自然资源。中国因为富煤缺油少气的资源特点，煤化工产业相对其他国家占比更大。化工行业产品众多，包含大宗化学品和精细化学品。大宗化学品的生产规模较大、利润水平较低，处于化工产业链上游，包含烯烃、芳烃等，而精细化学品则以大宗化学品为原料深加工而来，规模较小但附加值更高，用于农药、涂料等。

中国是全球最大的化工产品生产国，国际影响力在逐步扩大。根据欧洲化学工业委员会CEFIC数据，如图表1，2019年中国化工

产品产值合人民币10.4万亿元(1.48万亿欧元)，占全球的40.6%，预计2030年销售额将达到全球销售额的48.6%²。中国的化工行业近年来一直保持快速增长，工业增加值^{iv}2015-2020年年均增长率为5.2%³。

中国也是全球最大的化工产品消费国，且保持消费量的快速增长。根据德国化学工业协会VCI数据，中国2019年化工产品需求消费额折合人民币10.7万亿元(1.54万亿欧元)，占全球总消费额的41.6%，比2018年的39.1%增加了3个百分点⁴。分产品的全球市场份额也占主导地位，根据IHS Markit数据，中国的合成氨、甲醇和乙烯消费量分别占全球总消费量的约30%、60%和20%⁵。其中乙烯消费量为乙烯单体的表观消费量，若涵盖乙烯产业链下游产品，占比可进一步提高，如中国低密度聚乙烯(LDPE)消费量的全球占比为34%。

图表1 全球分地区化工产品销售额和消费额 (2019)

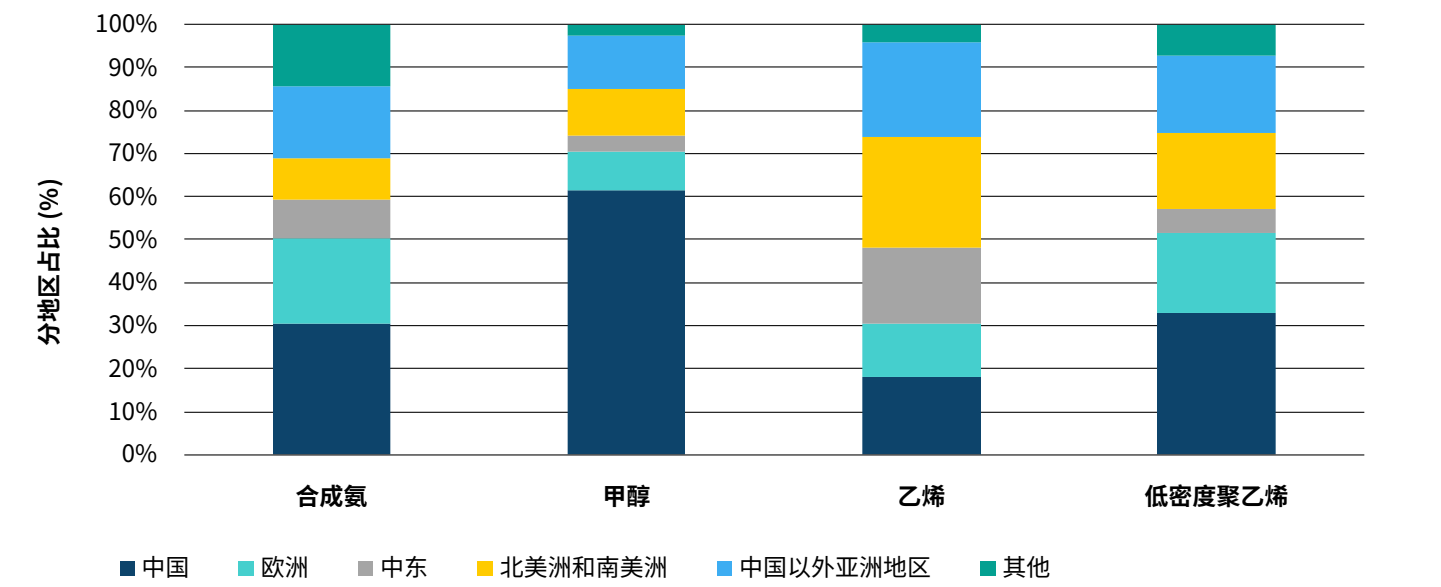


注：1欧元=7人民币 数据来源：欧洲化学工业委员会CEFIC, 德国化学工业协会VCI

iii 工业生产部门分为过程工业和产品工业：过程工业的原料为自然资源，包括物理变化和化学变化，如化工行业、建材行业和冶金行业；产品工业的原料是工程工业的产品，以物理变化为主，产品大多为人类直接使用，如汽车、冰箱等的生产。

iv 工业增加值是工业企业全部生产活动的总成果扣除了在生产过程中消耗或转移的物质产品和劳务价值后的余额，为工业企业生产过程中新增加的价值。

图表2 全球分地区主要化工产品消费量 (2020)



数据来源: IHS Markit

整体来看,中国化工行业的低端产品的产能过剩,而高端产品的产能短缺。尿素、电石、烧碱、纯碱等传统化工产品,产能利用率长期较低,行业正努力控制低端产品的过剩产能,从土地供应、能源技术评价、环境影响评价等方面优化结构,利用符合政策要求的先进工艺提升项目整体技术水平和运营效率。高端聚烯烃、特种工

程塑料、高端膜材料等高端产品,对外依存度保持在较高水平,需要国内产能进一步发展以缓解高端产品的进口压力与产业链安全风险。总的来说,多数传统化工产品产能增速放缓或产能总量下降,而化工新材料和专用化学品产能持续发展。

中国化工行业零碳转型的挑战

化工是难减排的重工业行业之一，碳排放主要来自反应过程和能源消耗。中国化工部门碳排放约为每年13亿吨，在全国二氧化碳总排放中的占比为13%，占工业领域总排放的20%。此外，化工行业的非二氧化碳温室气体排放也将增加碳当量排放，如合成氨产业链中产生的氧化亚氮和天然气化工装置逸散的甲烷等。作为重点耗能和排放行业之一，化工行业的企业也有望在未来几年纳入全国碳市场，成为中国实现碳中和愿景的重点关注领域。

中国化工行业零碳转型的挑战主要包括：

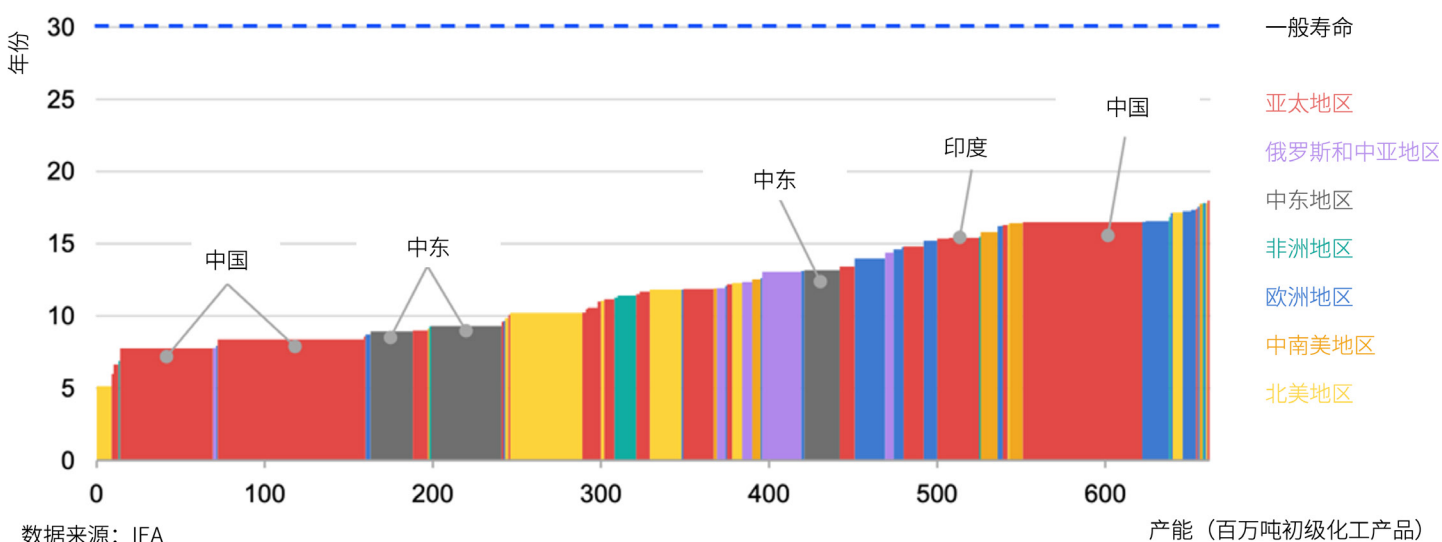
从需求端看，行业仍处于上升期，化工产品的总需求整体仍将不断增加。总需求方面，中国人均化工产品消费额为折合人民币8107元，而美国的人均化工产品消费额为9584元，比中国高近20%。随着国内经济水平和国民生活品质的提升，中国对于化工产品需求总量有较大的增长空间；对外依存度方面，高端化工产品自给率不足，如国内光伏级EVA和茂金属聚乙烯进口依赖度分别为75%和80%⁶，随着中国化工高精尖技术的突破，和政策资源对于高端产品供给的鼓励，高端化工产品的对外依存度会不断下降且产能会持续增加。

从供给端看，中国化工生产对煤依赖度高，而与煤相关的碳强度大大高于其他原料。中国因为自身的煤炭资源禀赋，煤化工产业体

量很大。以甲醇产品为例，中国甲醇产量有75%为煤制，而全球这个比例仅为35%⁷，美国和欧洲均没有煤制甲醇。煤炭相比其他的原料有更高的碳元素含量，生产碳含量相对较少的产品时，比其他原料碳排放更大。如生产一吨甲醇，煤炭路径的工业过程碳排放约为2.1吨，天然气路径的工业过程排放仅为0.7吨；而生产一吨合成氨的煤炭路径和天然气路径的工业过程碳排放分别为4.2吨和2.1吨⁸。中国庞大的煤化工产业为脱碳增加了难度。

此外，中国化工生产相关资产仍偏年轻化，快速转型可能带来的搁浅资产风险更高。根据国际能源署IEA数据⁹，如图表3，中国年龄较新的产能在化工等重工业行业中占据全球总产能的一半以上。例如，中国目前合成氨生产设施投产后的平均运行年限仅13年，甲醇约8年，乙烯约7年，近期仍有不少新增产能规划建设，而典型的设施投产后的寿命均在30年甚至40年以上。与其他国家相应生产设施均接近退役时限的情况相比，中国化工行业在零碳转型的过程中，需要同时综合考虑有计划地淘汰高碳产能、在现有设施基础上进行碳减排改造、直接上新零碳产能等多种方案组合。因此，如何妥善处置现有资产，规划好转型的时间线并尽量避免资产搁浅的问题更为棘手。

图表3 全球初级化工产品产能年龄构成 (2020)



中国化工行业零碳转型的优势

中国化工行业在零碳转型的挑战中也孕育着三大机会：

首先，中国具有较强的技术集成水平，且市场规模大，拥有快速规模化应用新技术的能力。乙烯成套工艺是石化产业技术含量最高、最复杂的技术之一，而2012-2013年中石油大庆石化60万吨和中石化武汉石化80万吨乙烯装置顺利投产，已标志着国产化大型乙烯成套技术工业化的成功。此外，随着沈鼓、陕鼓等装备制造厂技术水平提升，中国已成为世界上第五个可以制造百万吨级乙烯生产设备“三机”^v的国家。在煤化工方面，继各类技术突破以来，中国快速实现了2000吨/天大型气化炉、大型变换炉、12万等级的空分设备、8万等级以上的空压机、百万吨煤制油反应器、60万吨级甲醇制乙烯（MTO）反应器等规模化突破。目前，可助力脱碳的绿氢、CCS等技术初步发展。在未来，得益于中国快速规模化新技术的能力，这些技术有望快速实现成本降低。

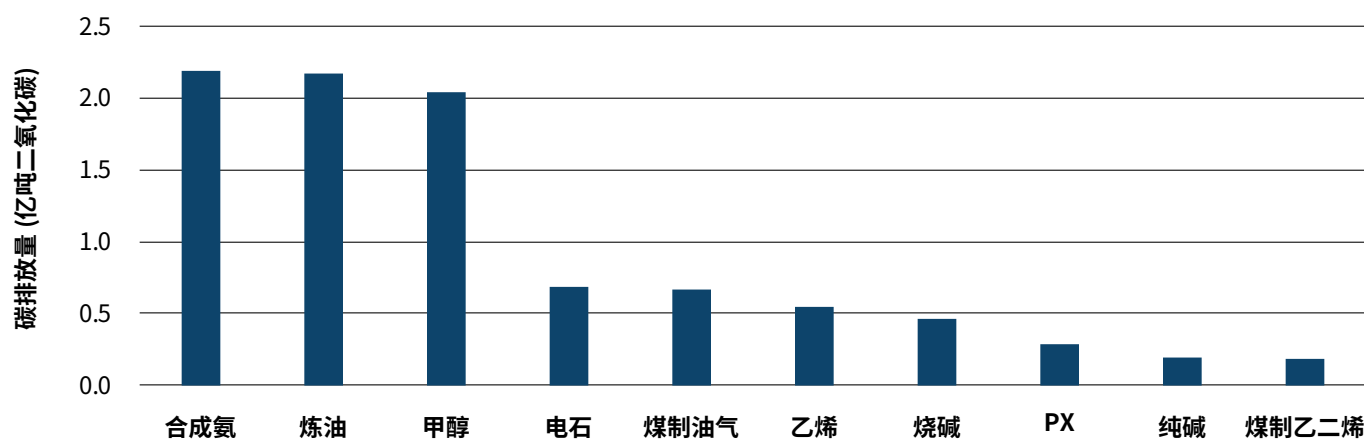
中国化工行业的主要企业以国有企业为主，有能力和资源带动行业的零碳转型。美国化学与工程新闻（C&EN）发布的2020年全球化工50强名单中，有5家中国内地企业入选，其中有3家为国有企业，即中石化、中石油和中国中化控股的先正达。中石化和中石油分别以616亿美元和227亿美元的销售额远远领先其他中国内地企业，国有企业占据中国化工市场的主要市场份额。国有企业是双碳行动的重点主体，一方面，国有企业受国家政策的约束力更强，另一方面，也承担示范和引领的角色。例如，《国务院关于印发2030

年前碳达峰行动方案的通知》指出，重点领域国有企业特别是中央企业要制定实施企业碳达峰行动方案，发挥示范引领作用。

此外，规模化布局与产业集成趋势明显，有利于资源、能源的充分利用和规模经济发挥。大型化装置可以提高能效，从而降低单位碳排放，如乙烯30万吨/年以下的小型装置能耗限定值为830kgoe/t，折CO₂排放为2.56tCO₂/t，而30万吨/以上的大型装置能耗限定值仅为720kgoe/t，折CO₂排放为2.22tCO₂/t¹⁰。园区化可充分发挥化工产业聚集的协同效应，依靠消费区或资源地，优化电能和热能利用，形成产业链纽带并实现标准化运营。根据中国石油和化学工业联合《化工园区“十四五”发展指南及2035中长期发展展望》，“十四五”期间中国将重点培育70个具有一流竞争力的化工园区。

由于化工行业中产品种类众多，上下游链条复杂，本报告主要关注三个代表性产品，即合成氨、甲醇和乙烯。首先，从碳排放角度看，在中国化工行业的所有子行业中，目前合成氨、炼油和甲醇碳排放总量最高¹¹。考虑到未来成品油需求量增长潜力受限，炼油产业的产能规模将有收缩的趋势。乙烯产业目前当量自给率约为60%，产能增长潜能大，未来乙烯产业的碳排放也将随之增长。因此合成氨、甲醇和乙烯将是未来化工行业碳减排的主要关注点。其次，从在价值链中的地位看，合成氨、甲醇和乙烯下游产品众多且附加值高，是化工产业的关键基础化学品。例如，乙烯是石油化工中最重要的基础化学品之一，乙烯产品占石化产品的75%以上¹²。乙烯下游的各品类高端塑料也是推动社会全方面发展的重要产品。

图表4 中国化工行业子行业碳排放 (2020)



数据来源：石油和化学工业规划院

^v 乙烯装置中最关键的三台离心压缩机组，即裂解气压缩机、丙烯压缩机、乙烯压缩机

第二章

零碳图景下化工行业供需展望



化工行业是难减排行业中为数不多的整体需求量仍在增长的部门，产业链较长且产品繁多，细分产品的供需关系复杂。本研究认为，未来合成氨消费量将先降后升，主要需求来源为农业和工业，长期有作为船用燃料的增长潜能；甲醇消费量将先升后降，需求包括乙烯制取、甲醇燃料和传统下游，其中用于乙烯制取稳中有升，甲醇燃料和传统下游逐步收紧；乙烯消费量持续增长，主要由终端产品塑料的庞大市场支撑，但由于塑料回收技术和体系日益成熟，原生塑料需求减少，导致乙烯消费量增速放缓。

随着中国工业化、城镇化逐渐步入后期，钢铁、水泥的需求长期来看将有较明显的减量趋势。而与钢铁、水泥不同，化工行业零碳转型的一大挑战是相关产品需求仍有持续上涨趋势。因此，分析化工零碳转型的第一步，是对行业内主要产品的供给和需求进行展望，深入分析其影响因素，以及碳中和新约束对产品供求情况的作用。本章将针对合成氨、甲醇和乙烯三个主要基础化工产品的供需情况进行分析展望。

合成氨

合成氨的供需量主要受下游需求影响，受进出口影响较小。合成氨2020年的表观消费量为6000万吨，增速约为2%，主要消费领域为农业部门和工业部门，未来，船用燃料或将成为合成氨的重要需求增长点。

农业是合成氨需求的主要来源，其次是工业需求。其中，在农业领域，合成氨主要用于生产尿素，进而直接施肥或生产复合肥。在工业中，合成氨可用于生产三聚氰胺、脲醛树脂、炸药、杀虫剂等。目前，合成氨在农业的消费量占总体的约70%，工业约占30%。在“减肥增化”的背景下，未来合成氨的农业消费占比将逐渐下降，而工业方面的需求可呈上涨趋势。此外，在碳中和背景下，除目前已有用途外，合成氨作为潜在的船用新型燃料，可能出现新的需求增长点。

合成氨在农业方面的需求呈降低趋势，主要原因是化肥利用效率的提高。“十三五”以来，我国化肥消费总量呈下降趋势，提前实现了农业部2015年提出的《到2020年化肥使用量零增长行动方案》。随着中国人口增长放缓、渐趋稳定并缓慢下降，中国的化肥消费量将逐渐平稳并下降。从利用效率看，中国目前耕地单位面积化肥使用量约为主要发达国家水平的两倍，化肥使用效率较低，2017年仅为35%，远不及美国的52%和欧洲的68%，充分挖掘效率提升潜力将大大降低化肥需求量。此外，受肥效提高、有机肥替代、环保治理升级和落后产能加速退出等多重因素影响，未来农业用合成氨消费将不断减少。事实上，根据国家统计局数据，近五年国内化肥产量已呈现不断下降趋势，年均降幅达6.3%。

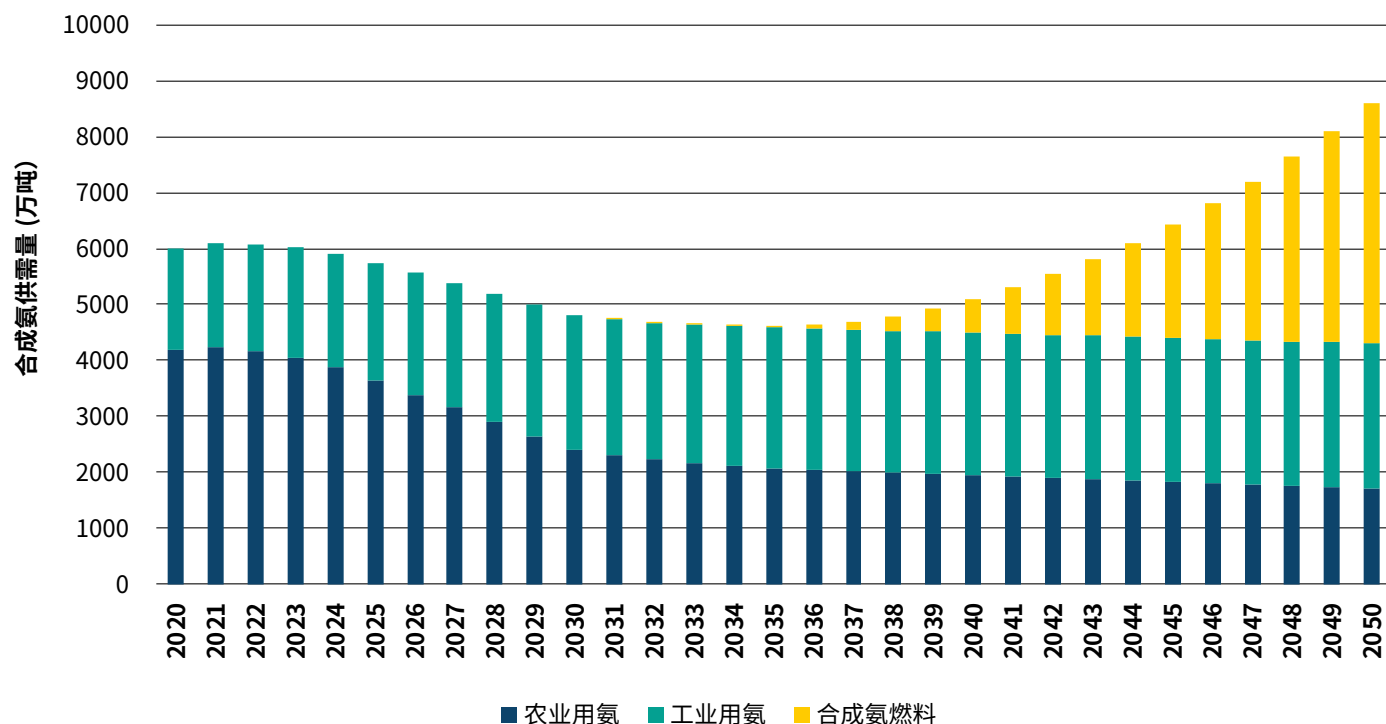
工业方面，合成氨的需求有可能上升。在工业领域，合成氨的主要产品炸药、脲醛树脂等广泛应用于采石采矿、土木建筑等领域。随着经济的发展和国民生活品质的提升，相应的合成氨工业需求将有一定程度上涨。但考虑到中国的工业化、城镇化逐渐步入后期阶段，相关开发、土建等需求空间有限，这部分的合成氨需求也不会出现大规模上涨。

未来，合成氨作为航运等领域的新型能源，可能爆发新的需求增长点。作为能源载体，合成氨具有稳定可靠、易液化易储运等特点，且可利用氢制取并可在必要时转化为氢，是克服氢较难实现长距离、高效、安全、低成本运输等问题的重要介质。长途大型航运目前正在从高排放的燃料油或柴油逐步转化为低碳的液化天然气（LNG），而在零碳趋势下，合成氨将成为长途航运的重要选择。根据挪威船级社DNV的预测，在激进情境下2050年合成氨燃料将占到全球总船用燃料的25%¹³。在RMI的零碳情景下，到2050年，中国航运50%的能源需求将由合成氨提供。此外，合成氨也可直接燃烧或掺入其他燃料用于发电。例如，日本最大的电力生产商JERA公司计划在2024~2025年实现日本碧南四号燃煤发电厂中掺入20%的合成氨，2035年前在所有自营燃煤发电厂掺混20%合成氨燃料，并逐步提高掺混比例，于2050年前实现100%合成氨热力发电。

合成氨的进口依赖度较低，长期有出口潜能。合成氨在常温下为气态，需经加压或降温液化以长途海运，相对于常温下固态或液态的产品更难进出口。2020年合成氨进口量120万吨，仅占合成氨表观消费量的2%。中短期来看，中国合成氨需求量下降，将进一步压缩合成氨的进口量。长期来看，合成氨燃料需求将增长，推动国内合成氨先进产能的发展，促进合成氨燃料的出口。

综合上述三大领域，RMI对零碳图景下合成氨的需求进行了测算。如图表5所示，合成氨需求变化将经历三个阶段：2025年前，合成氨的总需求在6000万吨左右稳中有降，其中农业需求受政策影响下降，工业需求因下游行业发展而增加；2025年到2035年，主要受氮肥效率大幅提升带来的合成氨农业需求萎缩影响，合成氨总需求量下降至2035年的约4600万吨，此时，工业需求量增速放缓，合成氨作为能源在2030年前后出现试点但并未形成规模化应用；2035年至2050年，合成氨总需求量由于作为能源的需求扩张而增加，合成氨作为燃料应用出现规模化商业化应用；到2050年，燃料端应用达到总需求量的50%，农业端和工业端需求趋于平稳。

图表5 中国合成氨供需展望



甲醇

中国甲醇供需情况主要受下游消费影响，进出口对中国甲醇供需的长期影响有限，总体供需趋势为先增后减。2020年，中国甲醇的表观消费量为8170万吨^{vi}，增速约为6%。甲醇的需求侧有作为原料甲醇制乙烯（MTO）、传统下游（乙酸、MTBE、甲醛等）和作为燃料应用，占比分别为51%、34%和15%。未来制乙烯需求占比不断扩大，而传统下游占比下降，甲醇燃料需求占比稳中有升。

乙酸、MTBE、甲醛等的传统下游需求稳中有降，且长期降幅将逐步增大。甲醇的传统下游为乙酸、MTBE、甲醛等，主要用于建材装潢、成品油添加剂等领域。未来，在环保、安监、双控的背景下，传统下游需求量将受到限制。

MTO的增长潜能较大，MTO可以高效利用煤炭资源，并缓解对进口原油的依赖。乙烯是重要的石油化工行业基础化工品，利用甲醇制乙烯将提高甲醇需求端的经济效益。当煤炭价格较低且油价较高时，煤制甲醇制乙烯的成本优势大于石脑油制乙烯工艺。以MTO为主的甲醇新型下游需求占比在2020年从44%增至51%。未来，若乙烯需求量随着下游高端塑料等需求增加而增加，将向上传导至甲醇需求上涨。但由于现阶段甲醇制取多以煤炭为原料，能耗和碳排放问题将限制甲醇制乙烯路径需求量。

甲醇燃料是一种较为清洁的液态燃料，其作为燃料的需求有望有一定增长，但长期需求有限。以甲醇代替煤炭作为燃料，排放的PM2.5将减少80%以上，氮氧化物减少90%以上¹⁴。“十三五”期间，随着对高效、清洁燃料的大力推广和煤改气等政策的执行，甲醇燃料得到一定程度的发展，应用领域包括甲醇汽油、甲醇汽车、甲醇锅炉、甲醇灶台以及船舶燃料等。2020年，甲醇燃料消费量为1220万吨，占甲醇消费总量的15%。在电气化应用受限的领域，甲醇作为清洁的易储存燃料可以发挥重要作用，且在低温条件下有比电池更稳定的功能表现。甲醇相对氢有更高的安全稳定性和体积能量密度，也可作为氢的储存媒介，在应用场景中转化成氢能。此外，液态燃料属性也使甲醇的应用通过少量改造，可以最大化地利用现有基础设施，如管道、油库、加油站等。

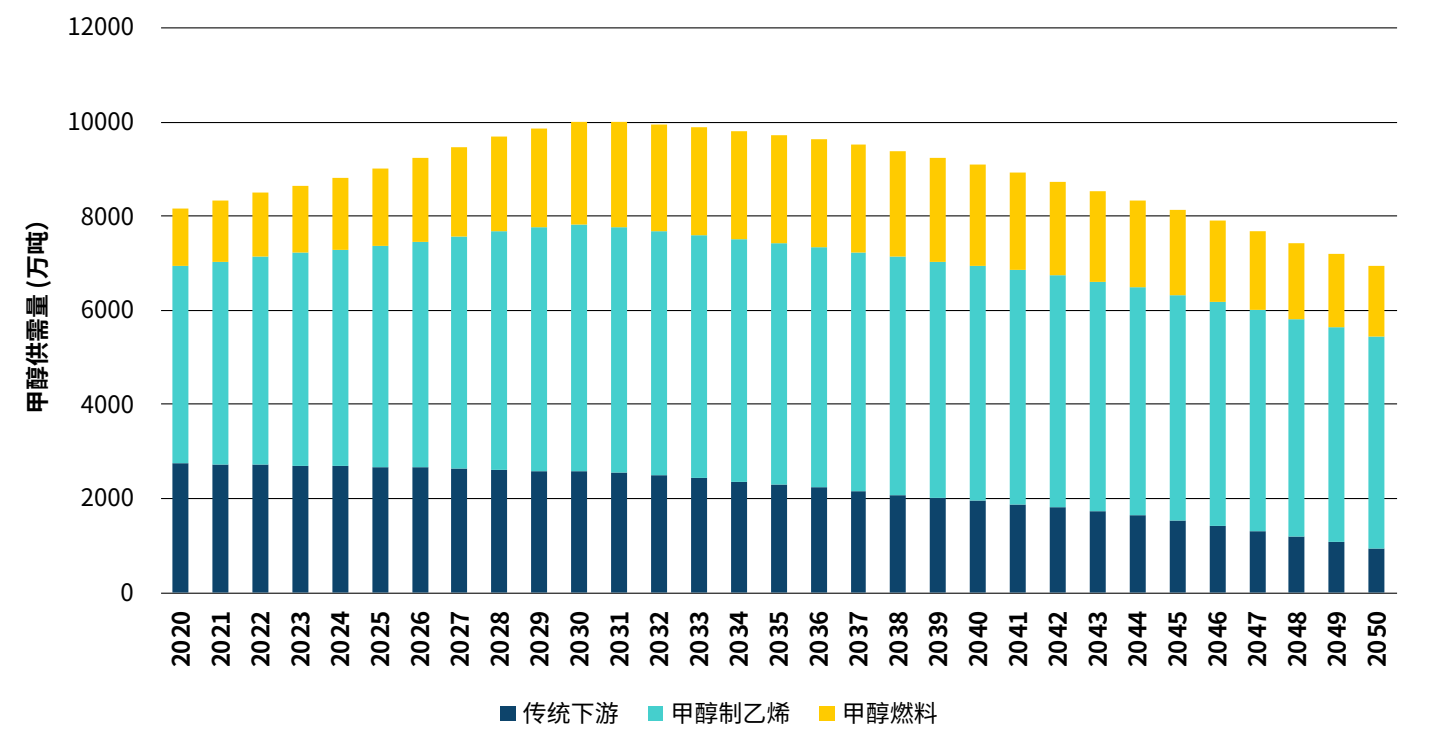
甲醇进口量将随着国内供需结构的优化而缓步下降。2020年甲醇进口1300万吨，占总表观消费量的16%，而出口仅在偶有套利空间时少量发生。国内计划产能和在建产能的陆续投产，将在短期内减少进口依赖度，中期对产能结构的调整优化使得甲醇进口量趋于稳定，长期的甲醇需求下降可能进一步压低甲醇进口量。甲醇的未来需求量也受到绿色甲醇制取技术发展的影响。现有的煤炭为主的生产路径碳排放高，如果可大规模推广甲醇的低碳、零碳生产路径，则可从供给端推动需求端发展，进而扩大甲醇行业的市场规模。

vi 根据中国石油和化学工业联合会和山东隆众信息技术有限公司组织编写的《中国石化市场预警报告（2021）》的数据

根据RMI分析,如图表6,甲醇的供需变化将经历两个阶段:2030年前,甲醇的总表观消费量将持续上涨,到2030年达约1亿吨。在这一阶段,MTO和燃料需求为甲醇需求增长的主要驱动力,其中,用于MTO的甲醇在2030年可达近5200万吨,而其他传统甲醇下游如甲醚等缓步下降。2030年至2050年,甲醇总消费量在峰值年2030年后持续走低,到2050年降至6950万吨。MTO因为下游烯烃

产业能耗碳排放限制而略有下降,传统甲醇下游需求保持减少趋势。而作为燃料,一方面在电气化趋势下,甲醇锅炉、甲醇灶具等逐步淘汰拉低甲醇需求,另一方面,船运、路面交通零碳化转型可能拉高甲醇需求,综合来看,甲醇作为燃料的需求于2035年后基本保持平稳趋势。

图表6 中国甲醇供需展望



乙烯

国内乙烯的产量主要由下游需求量和进出口量两方面驱动,本研究主要分析下游需求的影响。由于乙烯不适宜长途运输,全球通常以乙烯下游衍生物而不是乙烯的形式进行贸易。目前,国内乙烯下游需求中,聚乙烯、乙二醇、苯乙烯均存在较大进口缺口,2019年进口依赖度约48%、56%、26%。未来国内煤化工制乙烯路径的发展有可能降低进口依赖。综上,由于进出口情况还会受各国产品成本、资源可得性、各类产品供需等多重因素影响,未来发展趋势不确定因素较大。本研究在假设乙烯需求均来自国内自给的情景中,分析未来供需情况。

乙烯是石化工业的基础原料,其产品占石化产品的75%以上。2020年,我国乙烯产量为2160万吨,表观消费量3370万吨,当量消费量6280万吨。聚乙烯是乙烯最大的下游产品,占比61%,另外,乙二醇占17%、苯乙烯占6.5%、环氧乙烷5%。未来,乙烯的

下游消费中,聚乙烯仍将是最大的增长点,其余领域消费较为平稳。聚乙烯是被最广泛应用的塑料品种之一,本研究从分析塑料的未来需求入手,探究对乙烯供需的可能影响。

塑料是数量庞大且未来需求仍将持续上涨的化工终端产品。近10年来,在经济发展的大背景下,全球塑料市场规模稳步增加。2019年,全球原生塑料产量达到3.7亿吨。面对需求快速增长,世界自然基金会预测,如果在废塑料处理技术及管理方式上无重大改变及发展,则至2030年原生塑料产量将在目前基础上再次提升40%。中国是全球最大的塑料生产和消费国,目前每年的塑料表观消费量超过8000万吨。未来,随着生活水平提高,中国对塑料的需求仍将持续上涨。目前,中国的年人均塑料消费量为45kg左右¹⁵,约是主要发达国家的一半,假设到2050年,中国的人均塑料消费量接近当前部分发达国家的平均消费量,那么届时中国塑料消费总量将达到1.2亿吨以上。

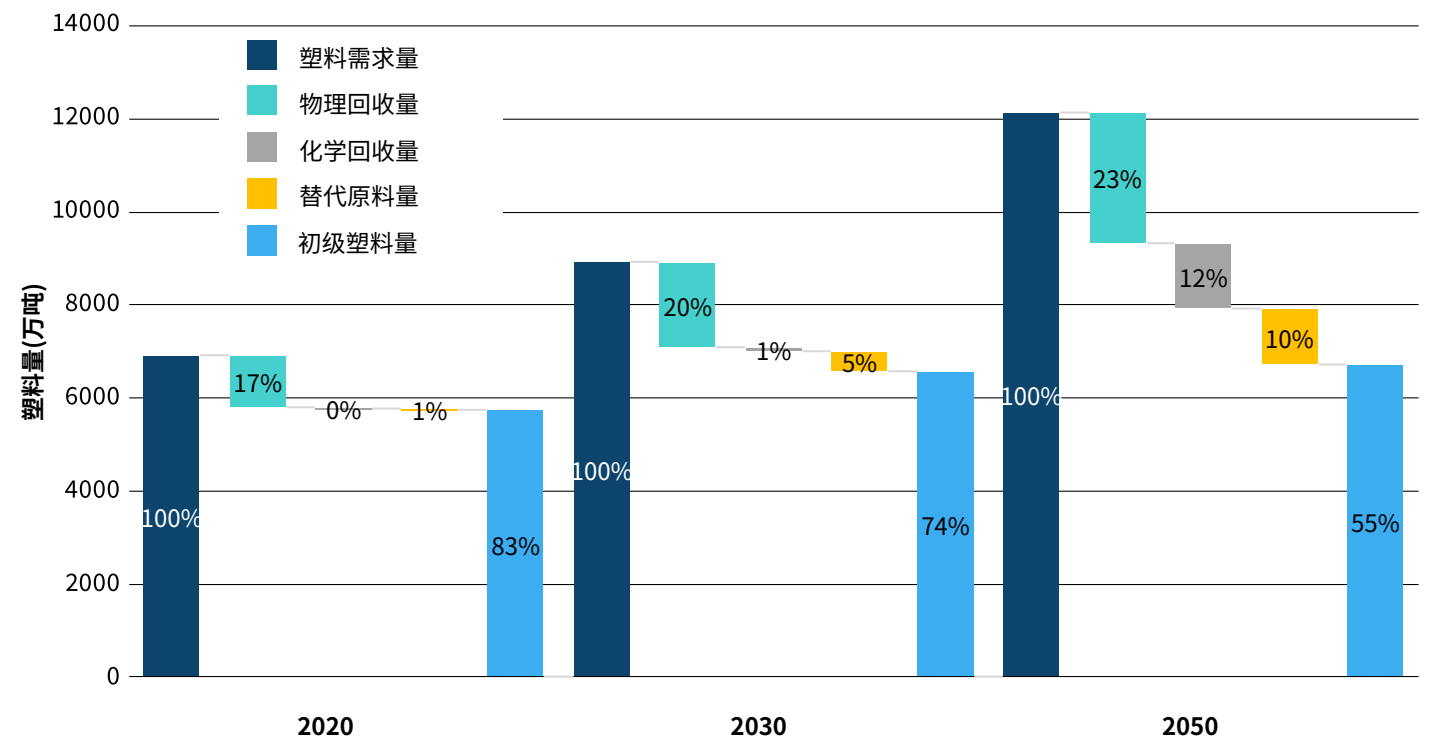
塑料是乙烯需求的主要来源，其回收利用潜力的充分释放，可大大降低对初级原料乙烯的需求。此外，生物基等替代原料也可能降低原料乙烯的需求量。过去5年，中国每年的塑料回收量在1800万吨左右，目前，按占废塑料产生量的比例计，中国的塑料回收利用率为27.8%¹⁶。通过减少低质包装塑料产能，限制包装塑料出口，提高包装用废塑料回收比例，预计到2030年和2035年废弃塑料回收利用体系分别增加1000万吨/年、1500万吨/年的回收和处理能力¹⁷。进一步，通过新型回收利用技术的发展和有效回收模式的形成，若到2050年，塑料的回收利用率达到60%，来自替代原料的塑料制品占到总需求的10%^{vii}，那么来自乙烯原料的塑料需求将仅占到总需求的55%。如果考虑改善消费习惯从而延长塑料制品的使用寿命等其他因素，和照常发展情况相比，塑料制品对乙烯原料的需求量还将进一步降低。

塑料回收利用潜力的释放主要来自于两方面，即由回收体系完善带动的物理回收^{viii}水平提升，和由技术进步驱动的化学回收^{ix}市场的扩张。2030年前，塑料回收利用潜力的释放主要来自物理回收水平的提高，而化学回收在2030年后有望得到较大规模的应

用。物理回收潜力的释放主要来自前端回收、分类和收集系统的完善。以欧盟为例，2018年的2910万吨塑料中，混合收集的1510万吨废塑料只有6%可用于物理回收，而分类收集的1400万吨废塑料有62%可用于物理回收。化学回收方面，目前相关关键技术和成套技术已经有显著的进展和突破，并陆续进入验证示范阶段，未来需要进一步技术突破和产业链条完善，快速实现规模化。目前，巴斯夫、科思创、陶氏等领先企业均在塑料化学循环领域进行了系列布局，在国内，中石油、中石化也一直密切关注相关领域。例如，中石油在“十四五”期间，全面布局相关研究，包括单一化塑料材料回收利用技术、新型废塑料优化技术等；中石化也已全面启动成套技术开发和工业应用，同时着手相关产品标准研究。

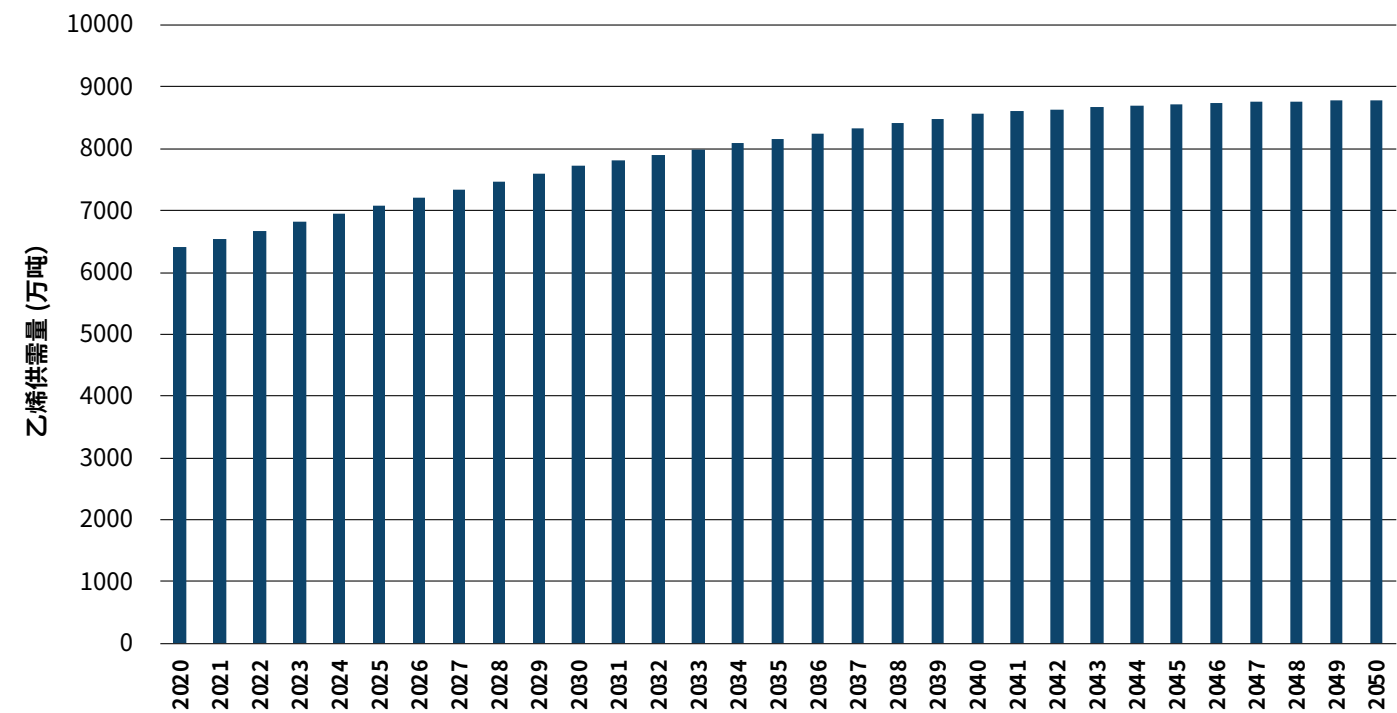
根据RMI分析，如图表8所示，中国乙烯的供需将保持上升趋势，到2050年，供需量接近8800万吨，与2020年乙烯的表现消费量相比，增长了37%。乙烯供需的上涨主要来自于以塑料为代表的终端产品需求的上涨，与未充分发挥塑料回收利用潜力的照常发展情况相比，2050年中国乙烯的供需水平可降低约40%。

图表7 塑料需求量和回收量预测



vii 能源转型委员会和Material Economics分析，到2050年，全球范围内来自替代原料的塑料可占到总需求量的10%左右。
viii 物理回收指塑料被收集、分类、清洗、磨成薄片，再分类，然后熔化成小球，用于制造新产品的过程。
ix 化学回收是指通过一系列的化学过程将废塑料转化为塑料单体等组分，进而制造新的塑料或其它有价值的化工产品的过程。

图表8 中国乙烯供需展望 (当量)



第三章

化工行业碳减排路径： 立足资源禀赋，发展颠覆技术



化工行业碳减排可从消费侧和供给侧入手，路径包括消费减量、产品高端化、终端替代、效率提升、燃料替代、原料替代和末端处理这七大方面。从技术方案看，在化工产品生产中，可从原料低碳、燃料低碳和系统节能三个维度考虑碳减排。从经济性看，绿

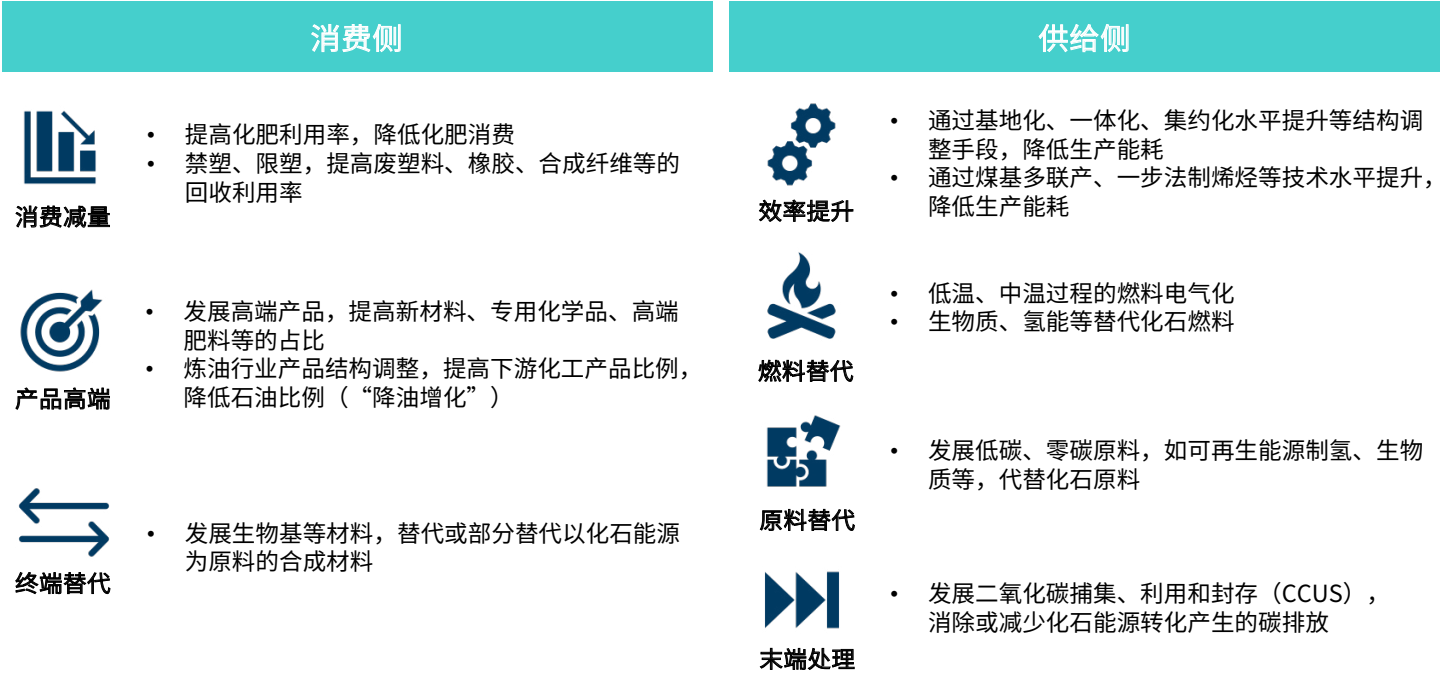
氢、CCS等颠覆性技术的成本下降将使化工低碳、零碳生产的成本竞争力将大大提升。本章将主要以合成氨、甲醇、乙烯三大产品为例，探讨中国化工零碳转型的技术可行性和经济可行性。

技术可行性：化工行业碳减排路径

化工行业低碳、零碳转型应从需求侧和供给侧两方面入手，碳减排抓手包括需求减量、效率提升、燃料和原料替代以及末端处理等多个方面。消费侧的碳减排举措包括消费减量、产品高端化、终

端替代三类；供给侧的碳减排举措包括效率提升、燃料替代、原料替代和末端处理四大类（图表9）。

图表9 石化和化工行业碳减排路径



消费侧碳减排路径

消费侧碳减排的重点是减少对能耗密集型产品的依赖度，一方面是通过提高效率、回收利用等减少同等服务水平下的需求，另一方面也包括向更绿色、环保、高端的产品或替代产品转移。需求侧碳减排路径包括消费减量、产品高端化、终端替代等。

● 消费减量

消费减量可以从源头降低能耗和碳排放，不同产品的消费减量潜能不同。与未来能源和社会体系相融合的应用将有更高的需求增长，如甲醇和合成氨在交通运输中对传统燃料的替代；而在部分传统领域，尤其是高耗能高污染行业，消费减量的潜能更大，如甲醇下游甲醛制胶板、合成氨下游尿素制化肥、乙烯下游制塑料等，都会随着经济结构的变化、循环经济的深入和生活习惯的改变有一定的下探空间。提高废塑料回收率、增加化肥利用率和优化建筑行业材料都会促进消费减量。

● 产品高端化

产品高端化可有效淘汰落后产能和优化低端产能，降低行业能耗和碳排放。中国的化工产业的产量和产能均处世界前列，但是在高端产品的产业链上仍然存在技术受制于发达国家的问题。以烯烃行业为例，整体上同质化严重，且主要集中在世界石化产业链的中低端，高端高性能聚烯烃产品关键技术短缺¹⁸。国内烯烃产业仍然有较高的当量进口量，进口产品集中于以茂金属聚乙烯为代表的高端聚烯烃产品。聚甲醛等工程塑料产品产业链也有很大的深度发展潜质。

● 终端替代

在满足服务功能的同时，化工产品在终端应用上可以由更环保的产品提供。如在材料上，可以通过生物基材料的发展和推广进行替代。根据Nova Institute的报告¹⁹，2020年全球生物基塑料等结构高分子材料的产量为420万吨，为化石资源基产量的1%。生物基结构高分子材料年复合增长率高达8%，并预计在未来五年持续增长。中国生物基化学品研究起步较晚，但在“十二五”国家科技支撑计划中，生物基材料和生物基化学品被列为研究核心，下游材料应用和商业模式的发展获得大力推动。各省政策要求限制和禁止不可降解塑料的使用，也将推动可降解生物基材料的推广²⁰。

供给侧碳减排路径

供给侧碳减排路径对化工生产提出更高的技术要求。化工行业的碳排放主要来自反应过程和能源消耗。不同生产路径有不同的排放结构，如煤制甲醇的主要碳排放来源为反应过程，而乙烷制

乙烯的主要碳排放来源为能源消耗。供给侧碳减排主要从反应过程和能源消耗入手，辅以负碳技术，以充分实现碳减排。具体措施包括：

● 效率提升

化工反应大多在高温高压催化剂的反应条件下进行，因此对于能源消耗有较高的要求，有效管理热能、催化剂高效化等都是提高能效的有效方法。蒸汽再压缩等热能管理技术可提高热能利用效率，新型催化剂的应用可以降低化学反应所需的温度，从而减少能源消耗，降低碳排放。例如，林德公司的EDHOX技术可将烯烃蒸汽裂解的反应温度从870°C降低到400°C以下，该技术已在德国开展试点项目²¹。

● 燃料替代

效率提升是通过减少能源需求量来降低碳排放，而燃料替代是从燃料本身的角度，通过降低或者消除单位能源对应的碳排放量，以达到碳减排的目的。具体地，可以利用低碳或零碳的清洁能源替代传统的高排放化石能源，包括：

○ 电加热

电气化是替代化石能源的重要手段，化学反应中的温度压力要求大多可通过以电为能源的反应器达到，例如电裂解炉可以作为制取烯烃的反应器。巴斯夫、沙特基础工业和林德公司正在共同开发推广电加热蒸汽裂解炉²²，并计划2025年实现商业化。现阶段，电裂解技术发展的瓶颈主要来自电网、设备、电加热效率等。使用绿电进行电加热对该技术环境属性的提升至关重要，目前中国的电力结构以煤电为主，电力的碳排放较高。随着新能源推广和绿电市场化交易提升，零碳电力将可为化工脱碳提供重要的绿色能源。

○ 生物质

生物质资源包含秸秆、畜禽粪便、林业废弃物等，工业利用的生物质燃料多为生物质天然气或生物质液体燃料。生物质燃料以燃烧的形式供热，与传统的化工加热炉差异较小。目前生物质燃料技术较为成熟，但是经济性和资源可得性受限。为了缓解原料资源性问题，以埃克森美孚为代表的公司和科研机构，投资研发以非粮食为原料的第二代生物质燃料²³。国内的生物质发展前景、以及是否有充足的生物质燃料用于化工行业，取决于未来的政策指引、市场情况和第二代生物质燃料的技术进展。

○ 氢能

氢能是理想的清洁能源，燃烧后仅生成水，且可满足特定化学反应需要的较高温度。陶氏化学与生态催化技术公司和西南研究院就“氢气燃烧与节能乙烯生产的集成”进行合作。未来氢能化工的能源应用主要集中在温度需求较高、电炉很难高效率运行的场景，或在氢气资源条件较好的情况下作为加热燃料的主要能源或灵活性能源。

● 原料替代

原料替代可以降低反应过程的碳排放。提高化工产品转化率为现阶段的主要方式，例如利用乙烷制取乙烯可大幅提高乙烯产品的收率。长期来看，零碳来源的资源将成为化工生产的主要原料，在不能完全实现原料零碳的情况下，通过调配原料比例，也可以最大限度减少反应过程的碳排放。

○ 绿氢和Power-to-X (PtX)

绿氢的应用可以有效地解决传统化石能源原料碳氢比偏高的问题。以煤化工为例，煤炭与水通过水煤气变换反应生产合成气制取甲醇，由于原料煤碳组分偏高，部分碳以二氧化碳形式排放。如果利用绿氢将这部分碳加以利用，将会最大化降低化工反应过程的碳排放。而PtX技术则大幅降低对化石资源的依赖，利用空气中或者工业捕捉的二氧化碳，与绿氢结合制取化工产品。绿氢和PtX都已有相关的试点，如何通过技术革新和政策指引降低成本，将成为未来发展的关键。

○ 生物质

生物质的化工原料利用多以乙醇为中间体，制取乙烯等高附加值化学品。生物质制乙醇的技术成熟，在部分资源丰富的国家地区经济性尚可，且乙醇制乙烯转化率高。中国生物质资源较为匮乏，且未来发展路径尚不明晰，大规模获取生物质原料存在难度，生物质制化工品的成本可能长期处于较高水平。

● 末端处理

对于经过原料、能源等不同维度的碳减排仍然剩余的碳排放，负碳技术将成为支撑全面脱碳的末端处理手段。CCS（碳捕集与封存）将捕集的二氧化碳处理压缩并注入地下的油气田或咸水层，并永久封存在地下。为提高经济性，中短期的CCS可以与成熟油气田EOR（提高采收率）相结合，而长期应以咸水层封存为主以提高封存量。

总体来看，在化工生产中，可从原料替代、燃料替代和系统节能三个维度考虑碳减排。其中，作为原料的碳源应从化石燃料逐步过渡到生物质、沼气和二氧化碳，氢源应从来自煤制氢、天然气制氢等逐步过渡到生物质、沼气、可再生能源制氢等。即便是仍采用化石燃料原料，也可逐渐选择碳强度较低的原料。例如，在乙烯生产中，条件允许时，原料可从煤炭、石脑油逐步向轻烃过渡。在燃料方面，可电气化的过程应尽量电气化，并从化石能源逐步转变到可再生电力。在系统节能方面，充分利用热能管理和催化剂技术等降低反应的能源需求，从而降低整体系统的碳排放。图表10和图表11以甲醇和乙烯为例，列出了可能的转型路径。

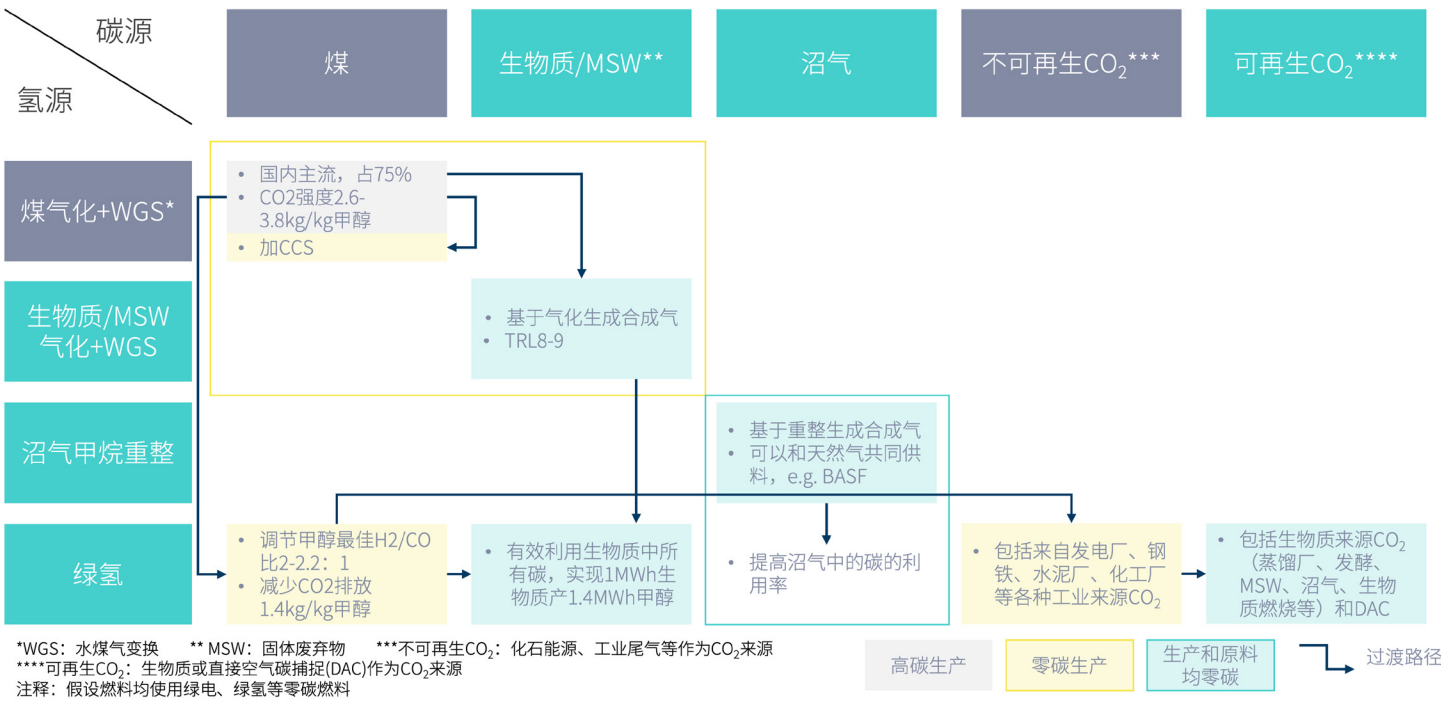
在甲醇的原料方面，碳源可从以煤为代表的化石燃料逐步转向生物质、沼气和二氧化碳。其中，在过渡时期，二氧化碳可来自工业尾气等非可再生途径，以减少部分的碳排放。然而，长期来看，若在保证原料的“零碳”属性，二氧化碳应来自空气捕获或生物质、沼气燃烧等来源。氢源的变化可以从水煤气变换过渡到生物质、沼气和可再生能源电解水等来源。在能源利用方面，化石燃料可逐步过渡到电气化，在化石燃料仍在使用时，可以逐步配备CCS来处理燃烧带来的碳排放。

对于乙烯生产，原料端将碳源和氢源从煤炭、石脑油逐步转变到轻烃、生物质和绿氢加二氧化碳，能源端从化石能源逐步转变到电加热裂解炉，并在过程中利用热能管理和催化剂技术等提高能效。国内烯烃生产按原料不同可分为国内油气、国内煤炭和进口资源这三个模式。根据不同模式的特点，发展适宜的转型路径，将副产甲烷作为原料提高产品转化率，促进乙烯产业链完成从高碳生产到低碳生产再到零碳生产的跨越。

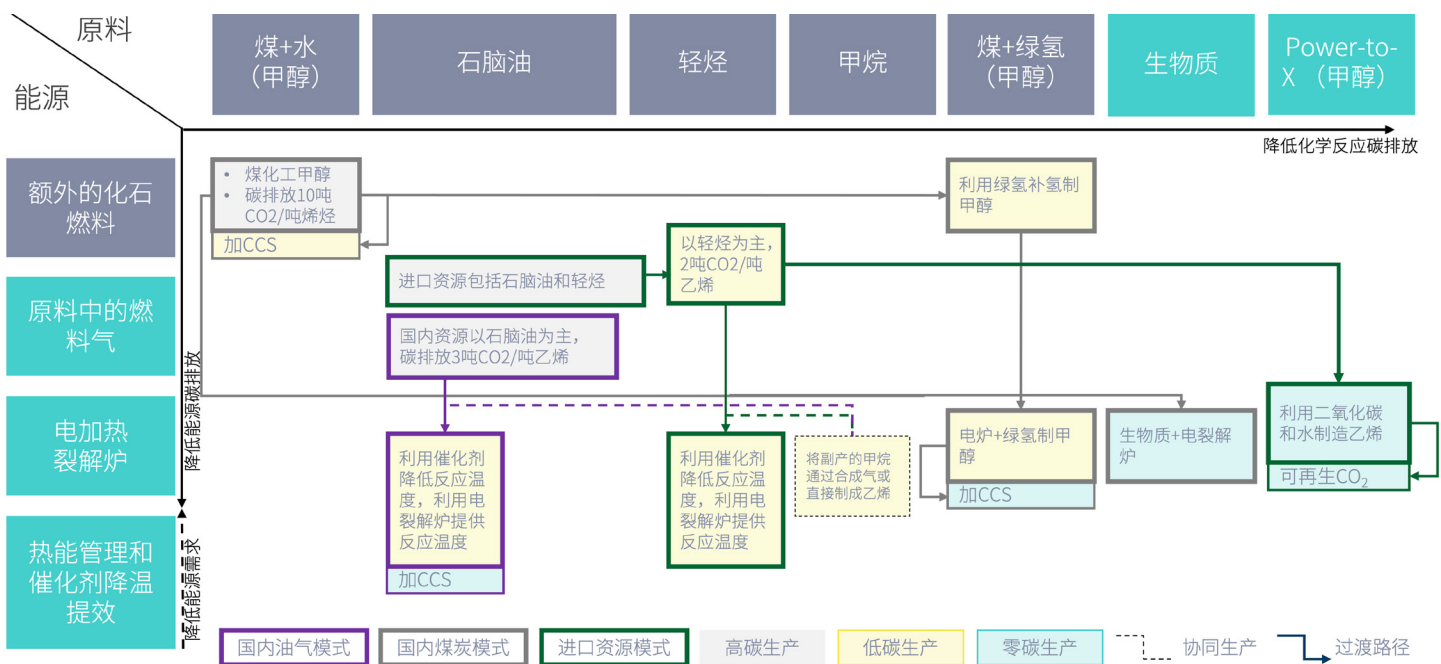
2050年前，可推动化工生产碳减排技术的成熟度均能达到可大规模部署的水平，且根据不同技术的成熟度水平，可判断该技术应用的时间。从技术成熟度看，以回收利用为代表的需求减量和以工艺优化、管理改善为代表的能效提升在中短期内具有较高的可行性。这类技术截至目前已经释放了较大的碳减排潜力，但仍可进一步提升。然而，不管是需求减量还是能效提升，都无法实现接近零碳。而燃料电气化、绿氢利用、生物质利用、碳捕集利用与封存等颠覆性技术虽然碳减排潜力更大，但技术成熟度相对较低。总体而言，化工行业可用的脱碳技术基本在2035年左右达到可商业化应用。图表12和图表13列出了相关碳减排技术成熟度的曲线和展望。

此外，随着技术水平的进步，将有更多解决方案推动化工行业加速转型。根据国际能源署（IEA）评测，更快创新情景下（2050年实现净零排放），所需的一半碳减排量将来自于今天仍未进入商用阶段的技术，在重工业和远距离运输领域中，未商用技术占据更高比例²⁴。

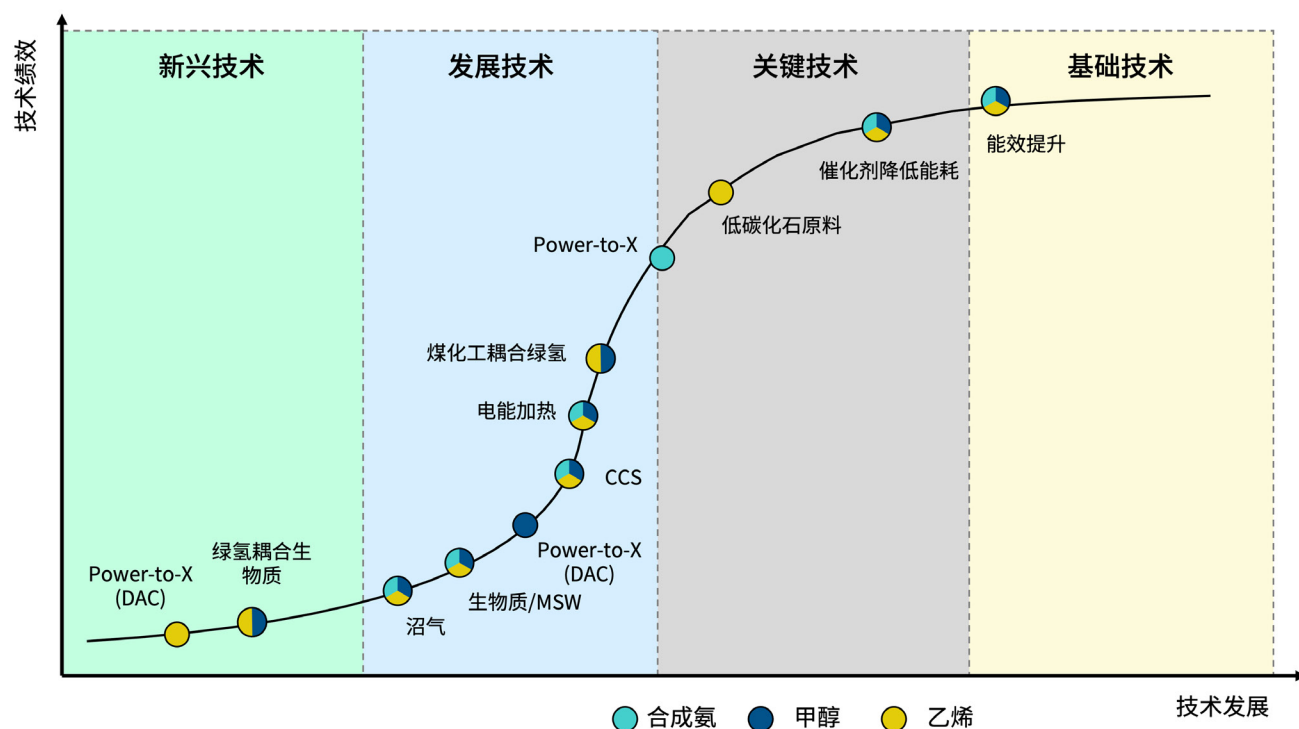
图表10 甲醇低碳、零碳转型技术路线



图表11 乙烯低碳、零碳转型技术路线



图表12 化工行业碳减排技术成熟度曲线



图表13 化工行业碳减排技术成熟度展望

	技术选择	技术成熟水平	试点/示例项目	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
生产过程 低碳	低碳化石原料	9	卫星石化125万吨轻烃制乙烯投产（2021）	●	●							
	能效提升革新新技术	8-9	美国EcoCatalytic乙炔生产应用金属氧循环（2020）	●	●			●				
	催化剂革新新技术	7-9	陶氏利用FCDh技术降低25%的能源消耗（2022）	●	●			●				
生产过程 零碳	煤化工耦合绿氢	7-9	中国宝丰 1.3万吨绿氢/年耦合煤化工制甲醇（2021）	●	●		●					
	CCS	6-7	中石化齐鲁石油化工EOR项目（2021）	●		●		●				
	电能加热	7	巴斯夫、沙特基础工业和林德开发电裂解（2023）		●		●		●			
生产和原料均零碳	生物质/MSW	8-9	美国New Hope Energy 甲醇 71.5万吨/年（2023/24）		●			●		●		
	沼气	8-9	巴斯夫在德国利用天然气+生物甲烷生产甲醇（2018）	●			●		●			
	Power-to-X (DAC)	4-7	欧盟资助CO ₂ EXIDE项目利用CO ₂ 生产乙烯（2020）		●		●		●			
	绿氢耦合生物质	7-9	瑞典Perstorp 甲醇 20万吨/年（2025）		●			●		●		
				通用技术	燃料替换	原料替换	末端处理	● 试点	● 可商业化运行	● 市场成熟	政策驱动转向市场驱动	

经济可行性：零碳解决方案的成本分析

从经济性看，由于未来绿氢、CCS等颠覆性技术的成本有望大幅下降（图表14），化工低碳、零碳生产的成本竞争力将大大提升。低碳、零碳生产路径的成本主要取决于燃料和原料成本，相比之下，设备等的资本投入所起的作用较小，除非需要进行大范围的改造。此外，由于资源禀赋和市场现状不同，各种零碳生产路径的成本竞争力在各地区间也有所差异。

绿氢是化工零碳生产的重要原料，其成本的降低主要来自可再生能源发电成本的急剧下降、制氢设备成本的降低和转化效率的提升。电力成本占绿氢成本较高，可高达60%~70%，未来零碳电力成本的下降将大大推动绿氢成本的下降。目前，在中国绿电资源充足的地区的制氢成本约为16.0元/kg，根据RMI分析，到2050年，绿氢成本大概是10.5元/kg，而在可再生能源廉价、技术完备、管理高效、政府支持等的情况下，绿氢交付价格可以进一步压缩，如印度的Reliance Industry公司声明可降低绿氢成本至1美元/kg（6.3元/kg）。设备方面，目前电解槽成本在2000元/kW左右。随着中国的电解槽技术愈加成熟和规模化增加，电解槽成本未来很大的下降空间，彭博新能源财经（BNEF）评估的中国电解槽价格在300美元/kW（1880元/kW），国外的电解槽相关公司也正加速加强电解槽经济性，如印度的Ambani公司，澳大利亚的Fortescue Future Industries公司等。到2050年，电解槽成本可降至670元/kW以下。从转化效率看，2050年制氢用电量可低至

45kWh/kg氢气，较目前水平降低约20%。制氢装置的优化进程有高于预期的可能性，如澳大利亚Hysata公司的技术可将转化效率提升至41.5kWh/kg。绿色氢气的成本将取决于是否利用就地可再生能源或电网电力。电力市场改革可能给电价的未来走势带来不确定性，成本模型中的电价和氢气价格是全国平均水平。

化工生产中产生的CO₂浓度较高，为相对低成本的CCS应用创造了绝佳条件。未来，随着技术的迭代和规模效应的凸显，CCS的成本也将持续下降。到2035年，第一代捕集技术^x成本将较目前降低15%~25%，随着第二代捕集技术^{xi}实现商业化应用，其成本将比第一代技术降低5%~10%。到2040年，随着CCS集群初步建成，第二代捕集技术将比当前降低40%~50%。²⁵到2050年，相应的成本还将进一步降低。

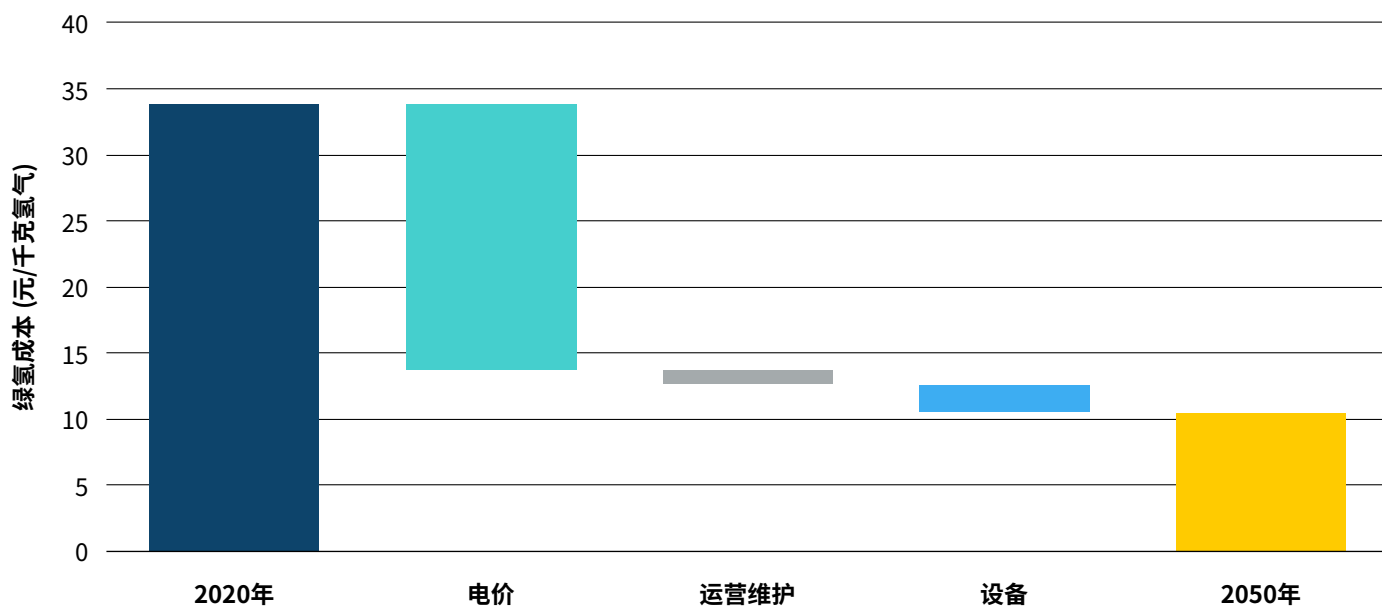
在中国，由于生物质资源相对有限，尽管未来生物质大规模利用趋势有望降低基于生物质的零碳化工生产的成本，但和其他零碳技术相比，生物质扮演的角色有限，仅可能在生物质资源尤其优越的地区得到较大规模应用。

本章节将分别针对合成氨、甲醇和乙烯三种主要的初级化工产品，分析不同零碳生产路径的成本经济性。

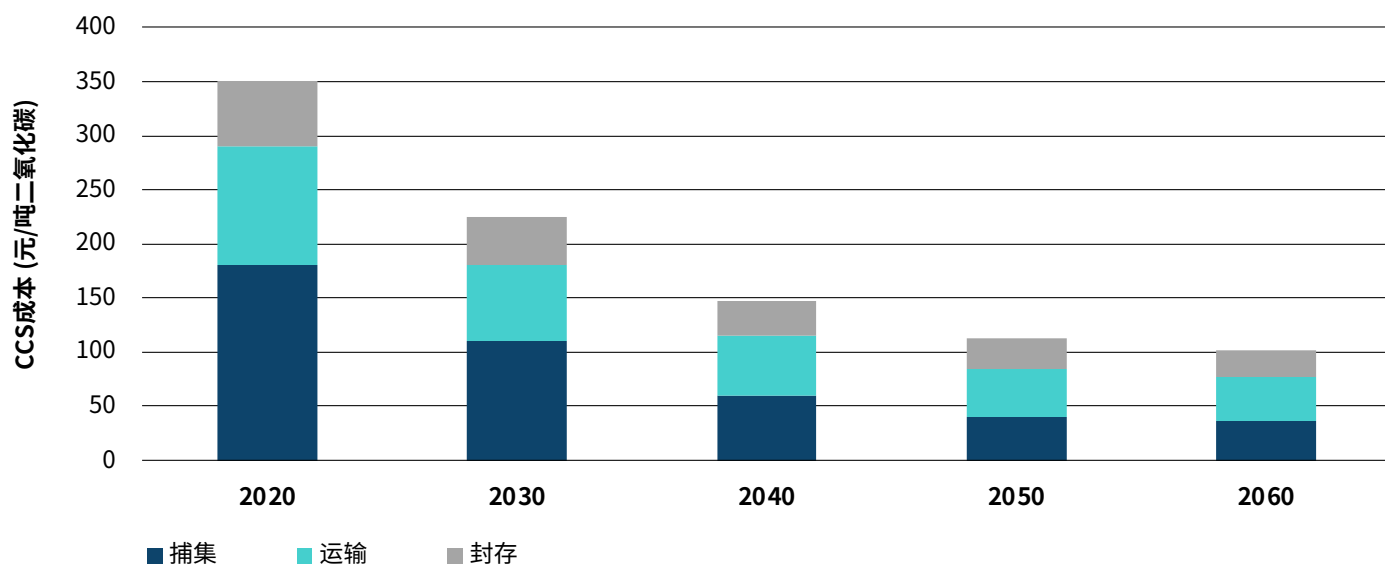
x 第一代捕集技术指现阶段已能进行大规模示范的技术，如胺基吸收剂、物理溶剂、富氧燃烧等。

xi 第二代捕集技术指技术成熟后能耗和成本可比成熟后的第一代技术大幅降低的新技术，如新型膜分离技术、新型吸收技术、新型吸附技术、增压富氧燃烧技术等。

图表14 中国未来绿氢成本下降趋势



图表15 中国未来CCS成本下降趋势



数据来源：生态环境部环境规划院、中国科学院武汉岩土力学研究所、中国21世纪议程管理中心

● 合成氨

未来,应用煤+CCS或绿氢是零碳合成氨生产的最有经济性的手段。即使在目前,在可再生能源条件较为优越时,绿氢合成氨已经在成本上和传统的煤制合成氨竞争。国际能源署在2019年的一项研究指出,通过有效利用风光资源,中国绿氢合成氨的成本可低至约2870元/吨和煤制合成氨的约2380-2560元/吨差距不大。²⁶由于原料差异(如煤、天然气等)及其价格波动,目前合成氨成本也较为敏感。未来,一方面,碳价将削弱基于化石能源的合成氨的成本经济性;另一方面,CCS和绿氢成本的加速下降将使零碳生产路径更有竞争力。

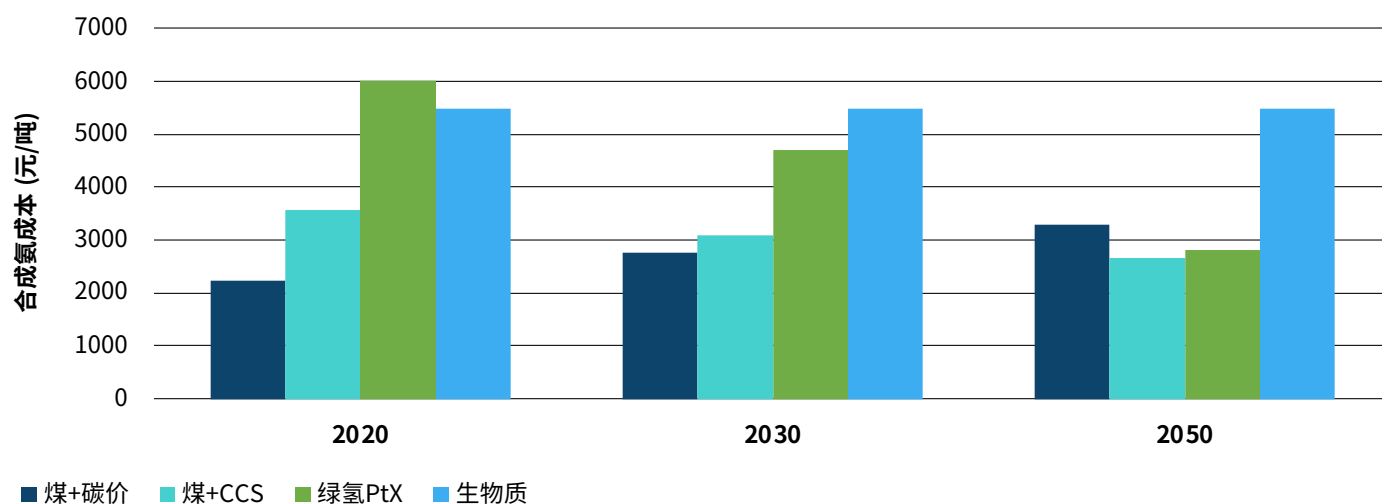
图表16给出了未来各种零碳生产路径下的合成氨成本比较。长远来看,在未来潜在碳价下,零碳生产路径将可能比传统的基于化石能源的生产路径更具经济性。假设2050年碳价水平为250元/吨不论是应用CCS或绿氢合成氨,都比传统煤制合成氨更有经济性。而目前国际上对碳价的预估远远高于这个水平,例如,高盛认为要有效降低碳排放,需要高达630美元/吨的碳价²⁷,而Wood Mackenzie则认为,要符合控制温升在1.5°C内的目标,碳价需达到1000元/吨²⁸。由于中国生物质资源相对短缺,生物质成本较

高,利用生物质制合成氨的成本在未来也将保持在高位。除非当地有低价且可持续供应的生物质资源,否则其在合成氨脱碳中的贡献有限。

短期内,传统煤制合成氨应用CCS是较为经济的脱碳手段。目前,应用CCS的合成氨生产成本约3570元/吨,零碳生产溢价为60%左右。到2030年,成本下降到3090元/吨,2050年2660元/吨。假设2030年碳价为130元/吨应用CCS的合成氨生产成本将仅比支付碳价高12%;假设2050年碳价250元/吨到2050年,应用CCS的合成氨生产成本将比支付碳价低19%。由于CCS用于合成氨生产的成本整体较低,目前仍在用的煤制合成氨设备可在短期内就配备CCS。

虽然短期内CCS是普遍较便宜的选择,但在绿氢价格极速下降的情况下,利用绿氢生产合成氨在远期可能实现更低的成本。到2050年,从平均水平看,若终端氢气价格为12元/kg,绿氢合成氨的成本为2820元/吨,比碳价在250元/吨水平的煤制合成氨的成本低15%。而在未来更高碳价的预期下,绿氢合成氨将更有成本竞争力。此外,在可再生能源条件较好、零碳电价较低的区域,绿氢合成氨的成本性将更突出,有望低于应用CCS的合成氨生产,甚至低于不外加CCS的化石能源制合成氨的成本。

图表16 零碳合成氨生产成本随时间的变化

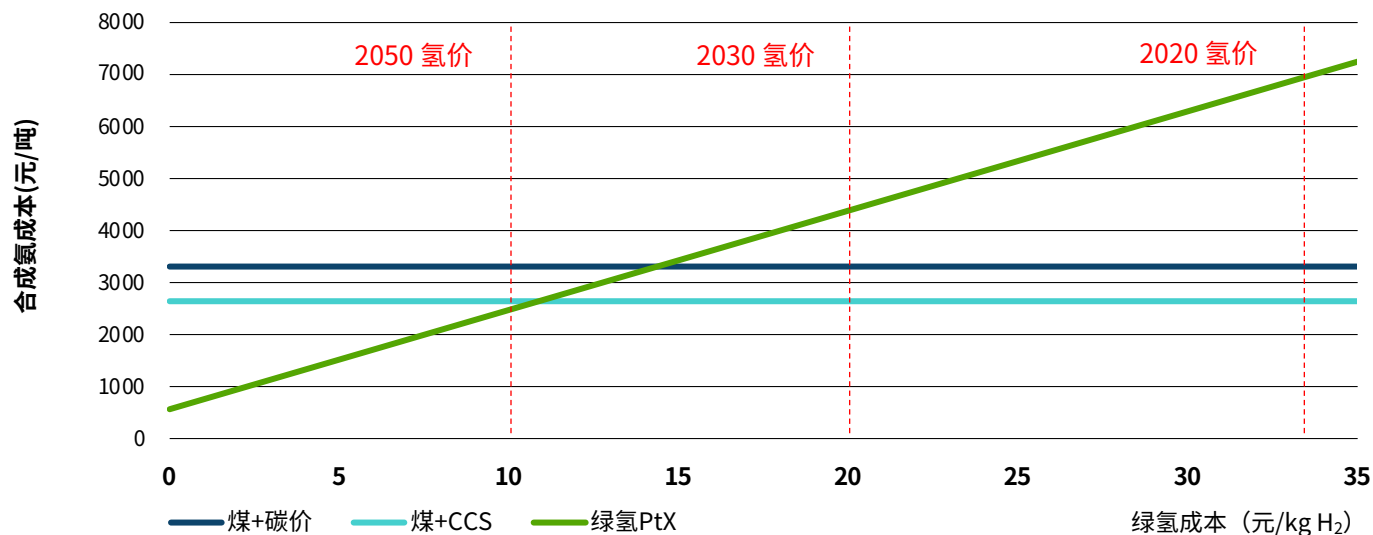


模型假设: 电解槽成本: 2020年2000元/kW, 2030年1330元/kW, 2050年670元/kW; 电价: 2020年530元/MWh, 2030年330元/MWh, 2050年200元/MWh; 制氢电耗: 2020年55kWh/kg, 2030年51kWh/kg, 2050年46kWh/kg; 碳价: 2020年0元/t, 2030年130元/t, 2050年270元/t; CCS成本: 取高浓度CO₂成本2020年350元/t, 2030年230元/t, 2050年110元/t。

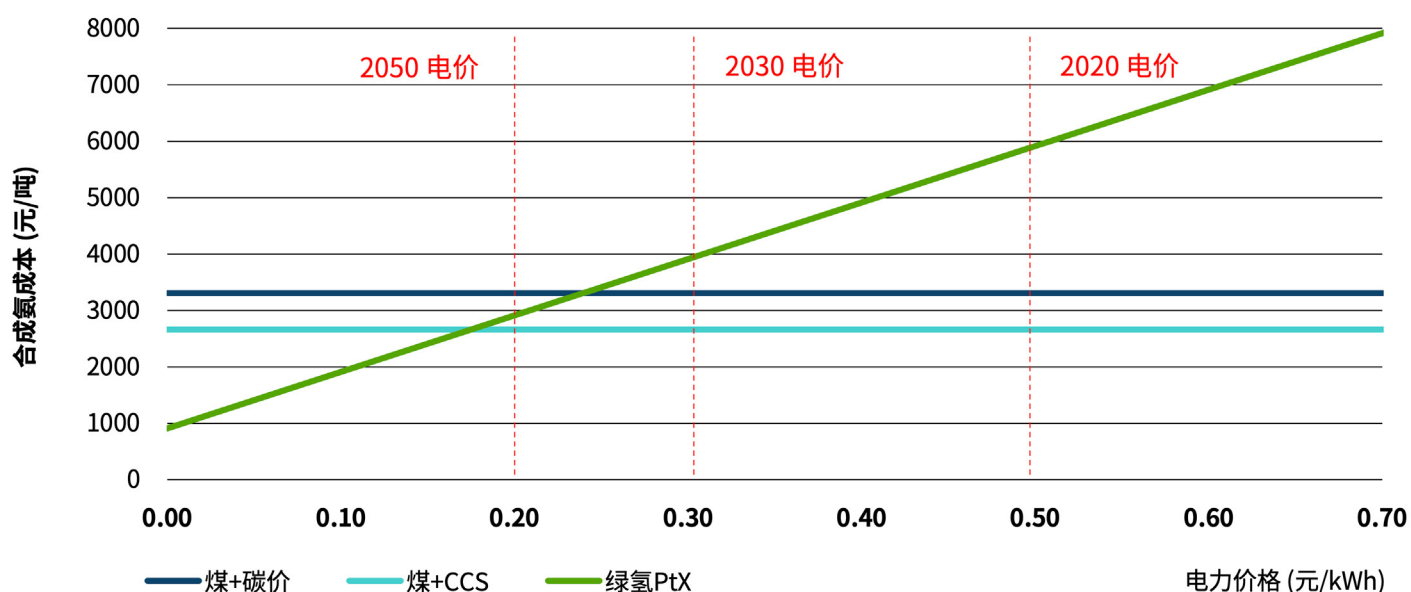
基于绿氢的合成氨生产成本对绿氢成本的敏感性较高,而绿氢成本高度依赖于零碳电价。图表17给出了不同绿氢终端价格下,零碳合成氨的生产成本。到2050年,若不考虑碳价,在约9元/kg氢气终端价格下,绿氢合成氨的成本和煤制合成氨达到平价;若计入碳

价,该条件为15元/kg。图表18给出了假设在就地直接利用可再生能源电力制氢时,不同零碳电价下的零碳合成氨的生产成本。到2050年,若不考虑碳价,在电价低于0.13元/kWh时,绿氢合成氨的成本将低于煤制合成氨;若计入碳价,该条件为0.24元/kWh。

图表17 不同绿氢终端价格下零碳合成氨生产成本（2050情景）



图表18 不同零碳电价下零碳合成氨生产成本（就地制氢）（2050情景）



从应用CCS和绿氢合成氨两个生产路径的比较看，当氢气终端价格低于约11元/kg时，绿氢合成氨将比应用CCS更有成本竞争力。如果考虑可再生电力就地制氢，当电价在0.17元/kWh以下时，绿氢合成氨成本更低。通过比较这些成本条件，可以识别适合CCS或绿氢合成氨试点的早期机会，也有助于不同区域的合成氨生产选择最具成本竞争力的零碳生产路径。

● 甲醇

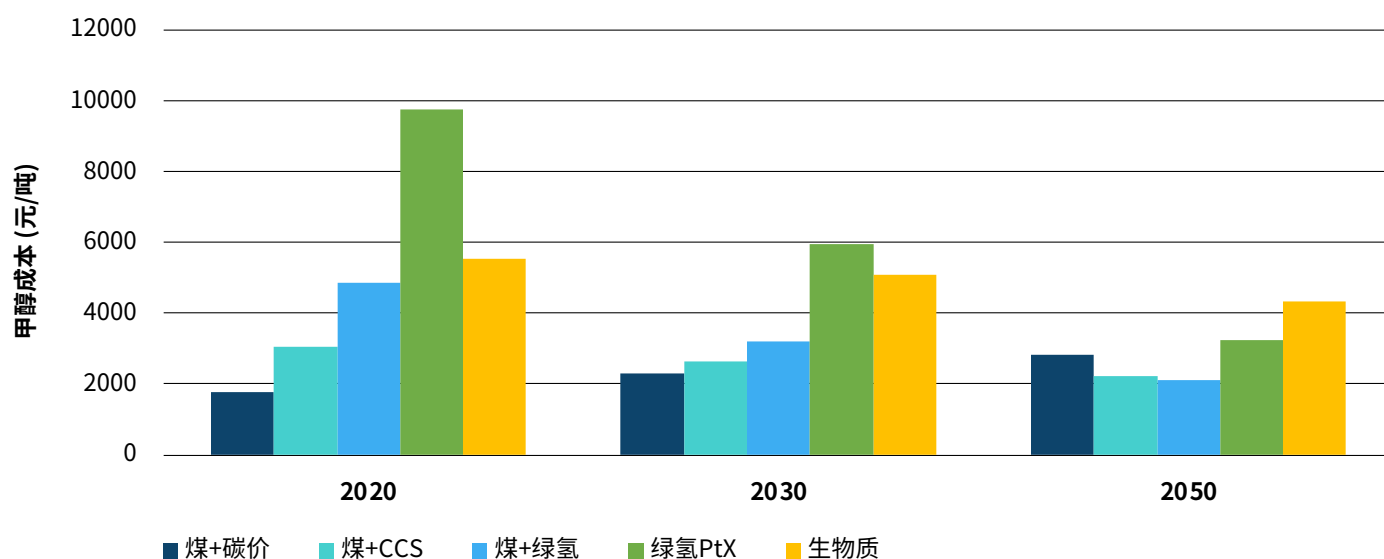
甲醇的零碳生产路径按原料划分，可分为仍依赖化石能源（主要是煤）的路径和采用新型替代原料的路径。其中，前者由于产品中的碳依然来自化石能源，有可能在全生命周期结束时依然排放到大气中。要实现生产过程和原料碳中和，这部分碳仍需用碳汇的手段进行抵消。

在上述分类中，前者包括传统的煤制甲醇结合CCS，以及传统煤制甲醇耦合绿氢以避免过程排放两种。这两种生产路径可以在很大程度上避免反应过程中的碳排放。采用新型替代原料的路径主要包括基于绿氢的Power-to-X制甲醇，以及生物质制甲醇两种。其中，Power-to-X路径除绿氢外，还需要二氧化碳作为原料，若二氧化碳来自空气碳捕获或生物质来源，则甲醇可认为是生产过程和原料均零碳；若二氧化碳来自工业尾气，那么这部分碳在产品生命周期结束时仍然可能排放到大气中，因此仅有生产过程零碳。

与合成氨的情况类似，在短期内，在传统的煤制甲醇中应用CCS是

短期内最有经济性的零碳生产路径。图表19显示了不同零碳生产路径的成本随时间的变化情况。2020年，即使应用CCS带来的绿色溢价超过70%，但成本仍大大低于其他零碳生产路径。到2030年，即使在较低的碳价下，应用CCS的绿色溢价也仅不到15%。到2050年，应用CCS将比支付碳价更有成本竞争力。CCS所具有的竞争力来自两方面，其一是煤化工生产中的二氧化碳浓度非常高，甚至接近100%，从而碳捕集成本优势明显；其二是中国甲醇生产具有高度煤炭依赖的传统，应用CCS意味着最大可能地利用当前的产能和资产，避免了大动作转型带来的不确定性。

图表19 零碳甲醇生产成本随时间的变化



然而，长期来看，由于绿氢成本将极速降低，不论是在传统煤化工中耦合绿氢，还是直接应用绿氢Power-to-X生产甲醇，都有可能获得理想的成本经济性。对于Power-to-X，与构成中没有碳的合成氨不同在于，二氧化碳原料成本也将影响甲醇成本。然而，本研究计算表明，相较于二氧化碳成本，绿氢成本仍然是决定Power-to-X制甲醇成本的瓶颈因素，工业副产氢可作为过渡解决方案。以2050年为例，即使二氧化碳成本仍高达630元/吨，相当于直接空气碳捕获的成本，在绿氢成本低至10元/kg的情况下，绿氢成本在零碳甲醇生产成本中仍占到60%左右。到2050年，若终端氢气价格为10元/kg，绿氢Power-to-X制甲醇的成本约为3260元/吨，此时，相较传统煤制甲醇加碳价的成本，绿色溢价为20%左右。如果能获取更低成本的氢气，Power-to-X的成本经济性将更为突出。

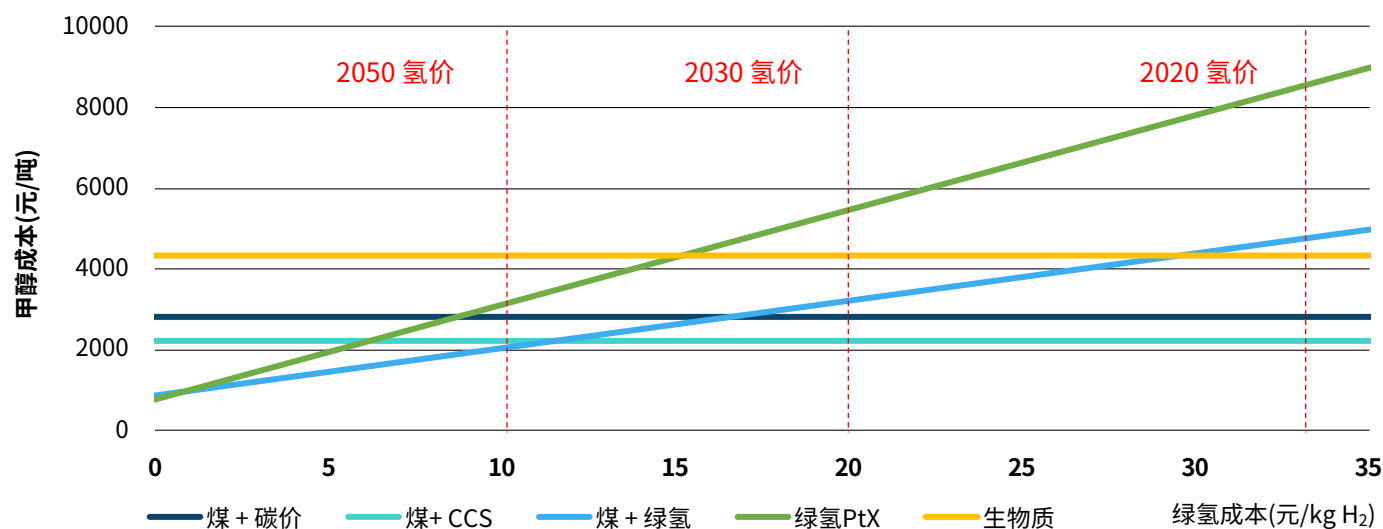
传统煤制甲醇耦合绿氢的成本同样高度依赖于绿氢成本。该路径虽然仍依赖煤，但为得到可避免过程碳排放碳氢比的合成气，需要补充作为原料的绿氢。到2050年，用这一路径生产的甲醇成本

约为2000元/吨。虽然成本经济性较高，但从全生命周期看，由于碳组分仍来自煤，在甲醇终端消费或处置中仍可能带来碳排放。

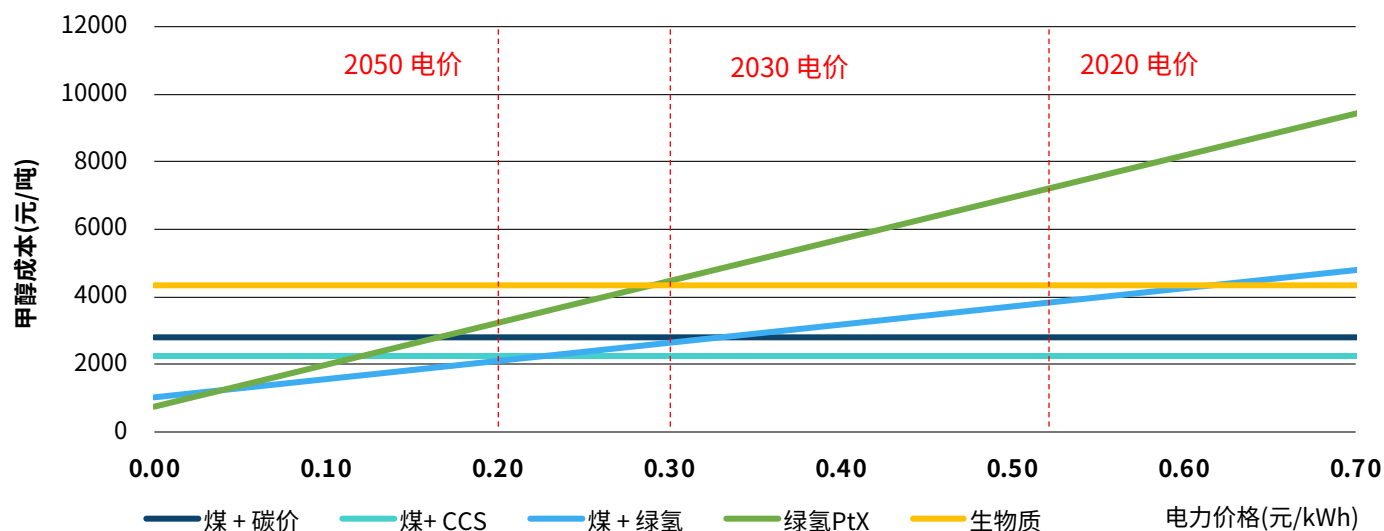
生物质制甲醇的成本在短期内比基于绿氢的路径成本更低，但由于国内生物质资源较短缺，原料成本高，长期来看，生物质制甲醇在甲醇零碳转型中的作用有限。

图表20和图表21分别展示了在不同的终端氢气价格和电价（就地制氢）下，不同零碳甲醇生产路径的成本对比情况。2050年，在250元/吨的碳价下，终端氢气价格低于约7.6元/kg时，绿氢Power-to-X制甲醇将比传统煤制甲醇具备更好的经济性。而当终端氢气价格低于约5.0元/kg时，基于绿氢的零碳甲醇生产成本将低于煤制甲醇应用CCS。若考虑就地可再生电力制氢的情况，使得基于绿氢的零碳甲醇生产路径比煤制甲醇、煤制甲醇加上碳价应用CCS更具成本力的平价条件分别是电价低于约0.14元/kWh和约0.10元/kWh。

图表20 不同绿氢终端价格下零碳甲醇生产成本 (2050情景)



图表21 不同零碳电价下零碳甲醇生产成本 (就地制氢) (2050情景)



● 乙烯

目前,制乙烯的原料主要包含煤、石脑油和轻烃,原料的成本为总体成本的重要构成,其中煤炭路径的原料成本约占总成本的25%,石脑油路径约占75%,而轻烃路径约占39%²⁹。煤炭、石脑油和轻烃价格对乙烯制取的经济性起重要作用,也影响不同原料的竞争格局。2020年国际油价下跌,石脑油价格随之下降,煤炭路线在低油价环境下受到挤压。油价每下降10美元,油制烯烃成本下降约800元/吨。煤制烯烃的可盈利临界油价在45美元/桶(280元/桶)左右,低成本煤化工可将临界油价压至40美元/桶(250元/桶)以下³⁰。

相比煤化工,石油化工的原料反应过程碳排放较少,碳排放多来自为达到反应温度的燃料燃烧。零碳乙烯可分别使用石脑油、轻烃、绿色甲醇、生物质和二氧化碳、水为原料。石脑油和轻烃路径所需温度较高,前者多依赖副产物燃烧,后者还需副产物以外的化石燃料补充。由此产生的二氧化碳应加CCS进行处理。电裂解炉技术可有效替代石脑油和轻烃路径中的化石燃料燃烧,在电价较低时有较强的成本优势,且设备投入仅略高于传统裂解炉。电裂解炉能量传递效率更高,但如何利用电能高效经济地达到800℃以上高温,仍为规模化应用需要解决的问题。甲醇制乙烯(MTO)已较为成熟,目前甲醇价格占总成本的70%以上。MTO的反应温度为约400℃,用电裂解炉替代难度更低但在零碳情景下,原料甲醇

需来自零碳路径。生物质制乙烯可选用多种原料，较为常用的是生物乙醇，但此方案成本较高且原料有限。Power-to-X技术一项颠覆性技术，利用二氧化碳和氢气直接制取乙烯，仍处于较早期。

图表22展示了零碳乙烯生产路径成本的变化趋势。石脑油和轻烃路径的成本下降主要来源于热能管理技术的成熟、电价的降低和石脑油原料成本的压缩。低碳发展大趋势将拉低石油需求，而供应应对需求有适应滞后性，因此油价会处于较低水平。石脑油作为石油产业链的产品，会受到油价的影响而在低位徘徊，石脑油原料的价格下降为石脑油路径的发展提供空间。轻烃制取乙烯转化率高，但由于资源受限，未来轻烃价格将不断走高。但由于技术发展和电价等成本的降低，轻烃路径仍然保持较快的成本下降速度。上述两个路径需要与CCS或者电裂解相结合，成本均有望大幅下降。其中电裂解炉应用成本下降趋势明显，例如，未来30年，轻烃+电裂解炉路径制乙烯成本将从8900元/吨下降到4800元/吨，降幅将近50%。

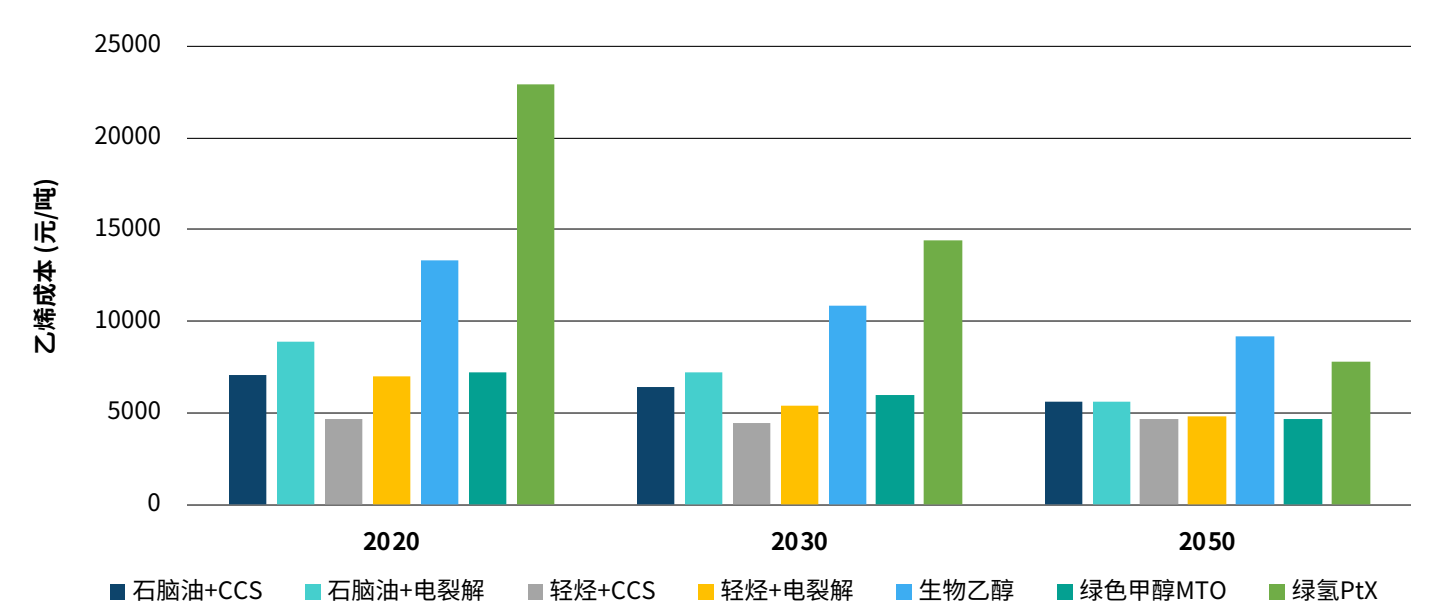
到2050年，化石原料路径耦合CCS或电裂解的成本将达到5000元/吨左右，但如果考虑范围三排放，石脑油和轻烃路径的成本竞争力将会被削弱。此外，原油直接制乙烯路线近年来发展迅速，该路线可以不经原油精炼，免去石脑油等中间原料的转换，从原油直接制取乙烯，缩短生产流程且降低能耗。但因为原油成分各不

相同，所涉及工艺、产品转率等也有差异，原油制取乙烯的成本波动范围大且较难估计。

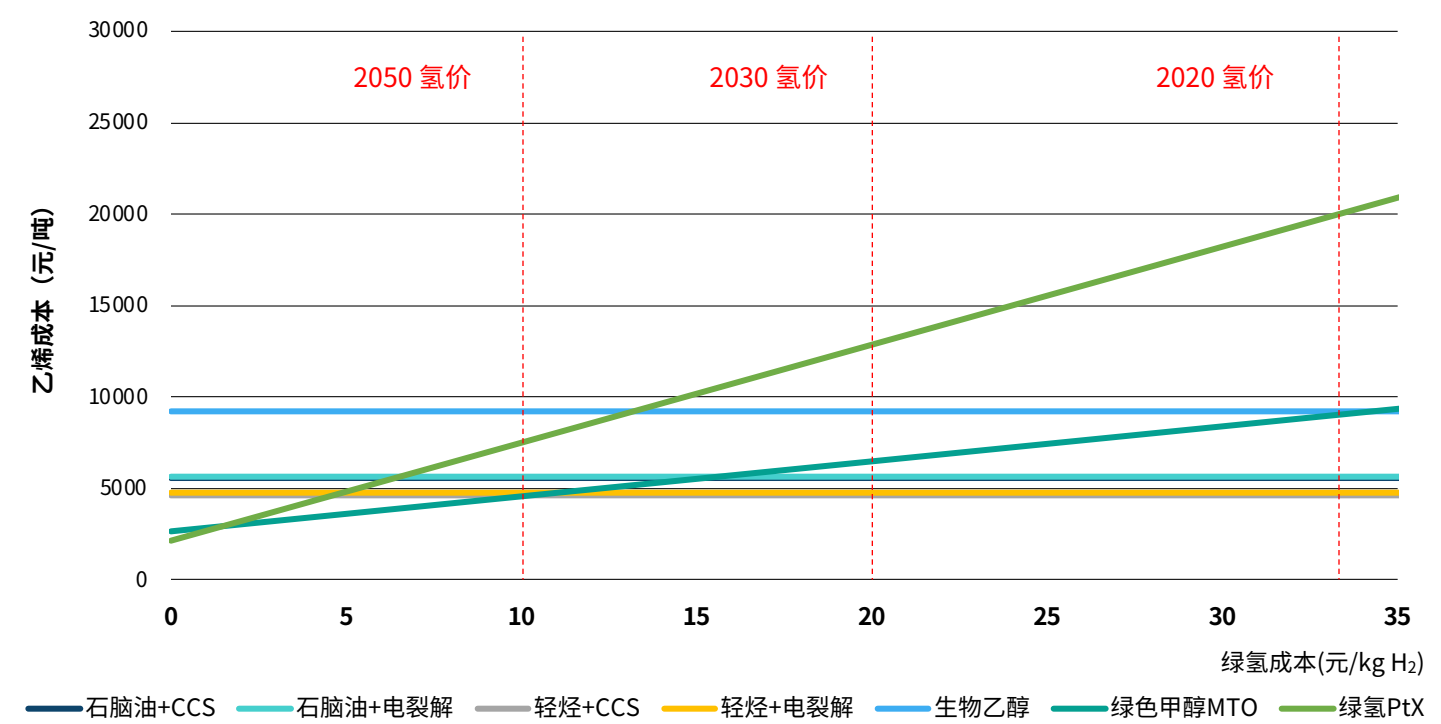
基于绿色甲醇的乙烯生产成本下降潜力较大，原因主要是绿氢成本的下降带来的绿色甲醇成本的下降。Power-to-X技术的突破逐步成熟也会带来成本的削减。绿氢PtX和绿色甲醇MTO路径成本有望在2050年下降到7000元/吨左右，和化石能源路径相比已有竞争力。生物质原料的限制和较高电量需求会使生物质制乙烯成本较高，2050年仍接近10000元/吨。长期看来，生物质技术很难为乙烯生产提供大量产能。

图表23分析了2050年不同路径乙烯生产成本对于绿氢价格的敏感性。绿氢PtX和绿色甲醇MTO路径对于绿氢价格敏感较高，获得较低成本的绿氢是取得较优成本竞争力的关键。图表24分析了2050年零碳乙烯生产成本对电价的敏感性。其中涉及绿氢和生物质的路径对用电量需求较高，因此对价格也更加敏感，而石脑油或轻烃路径对电价敏感度低。当电价在0.30元/kWh以下时，绿色甲醇MTO路径有较高的成本优势，而在电价为0.30元/kWh以上时，石脑油和轻烃路径的优势更加明显。绿氢PtX路径只有在电价极低的地区才有成本竞争力，而生物乙醇路径在不同电价下的竞争力均相对有限。

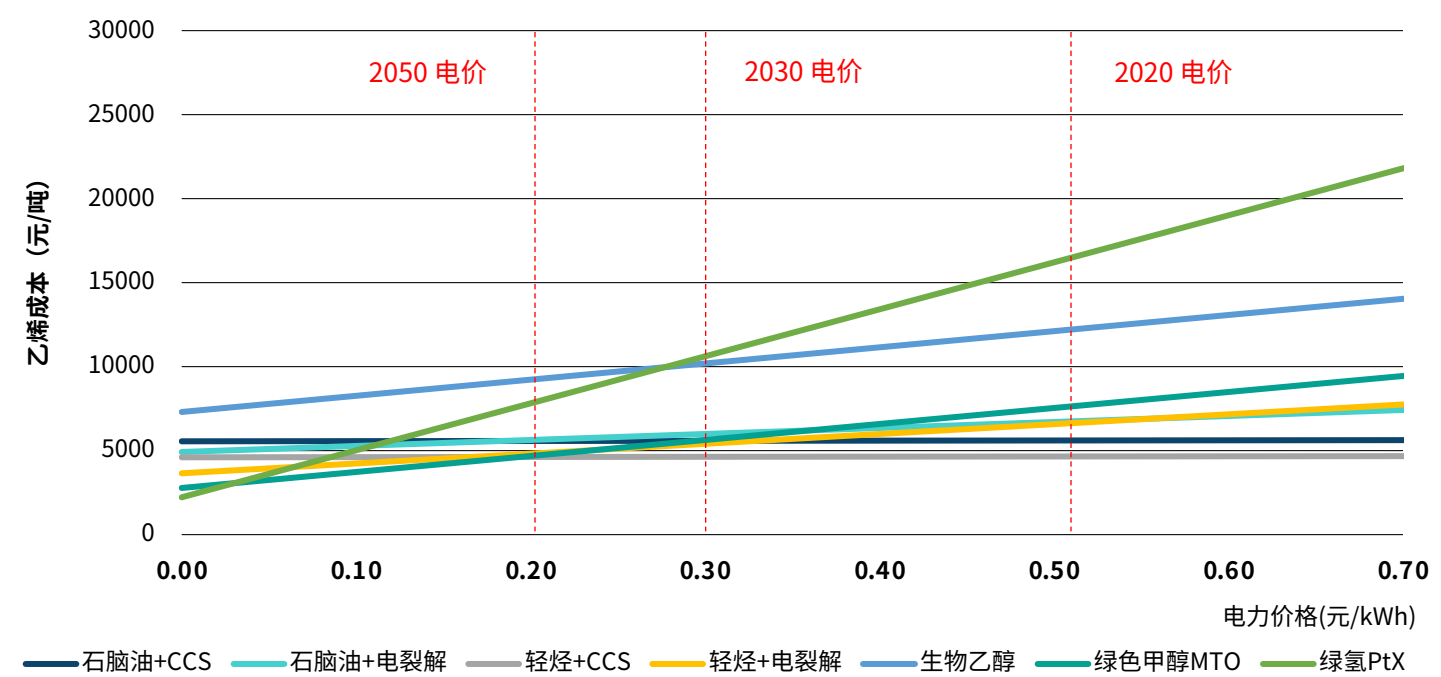
图表22 零碳乙烯生产成本随时间的变化



图表23 不同绿氢终端价格下零碳乙烯生产成本 (2050情景)



图表24 不同零碳电价下零碳乙烯生产成本 (就地制氢) (2050情景)

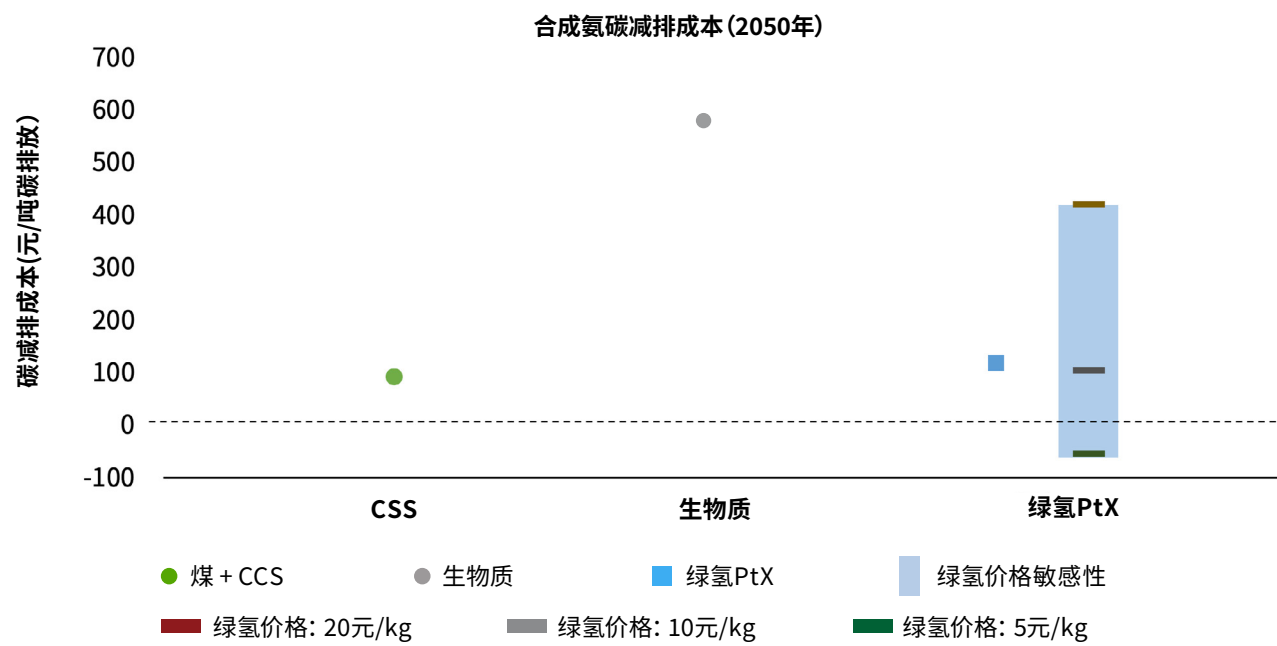


● 减排成本

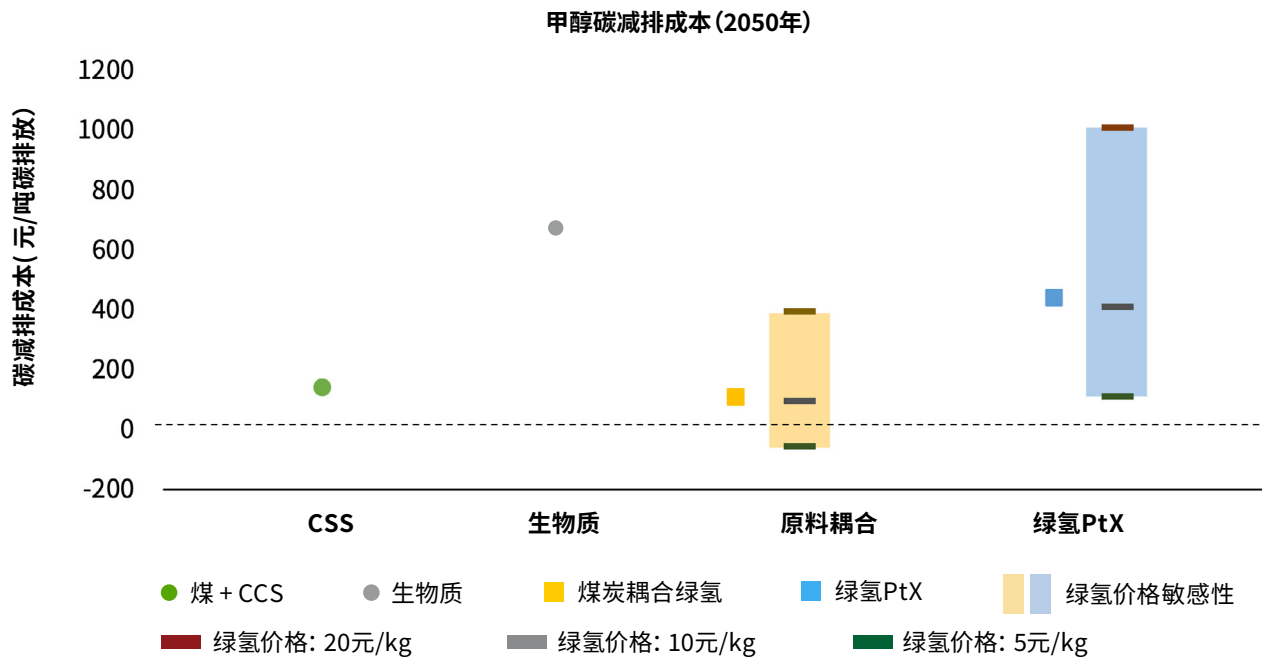
图表25-27展示了2050年合成氨、甲醇和乙烯的零碳生产路径的单位碳排放减排成本。CCS和电裂解的碳减排成本在200元/吨左右。生物质路径的碳减排成本保持在较高水平。对于使用绿氢的

路径，绿氢交付价格不同时，减排成本差异较大。本研究分别计算了绿氢价格在20元/kg、10元/kg和5元/kg时的减排成本，当绿氢价格足够低时，减排成本甚至为负值。未来，当碳价高于相应减排成本时，采用零碳生产路径将比传统路径更具经济性。

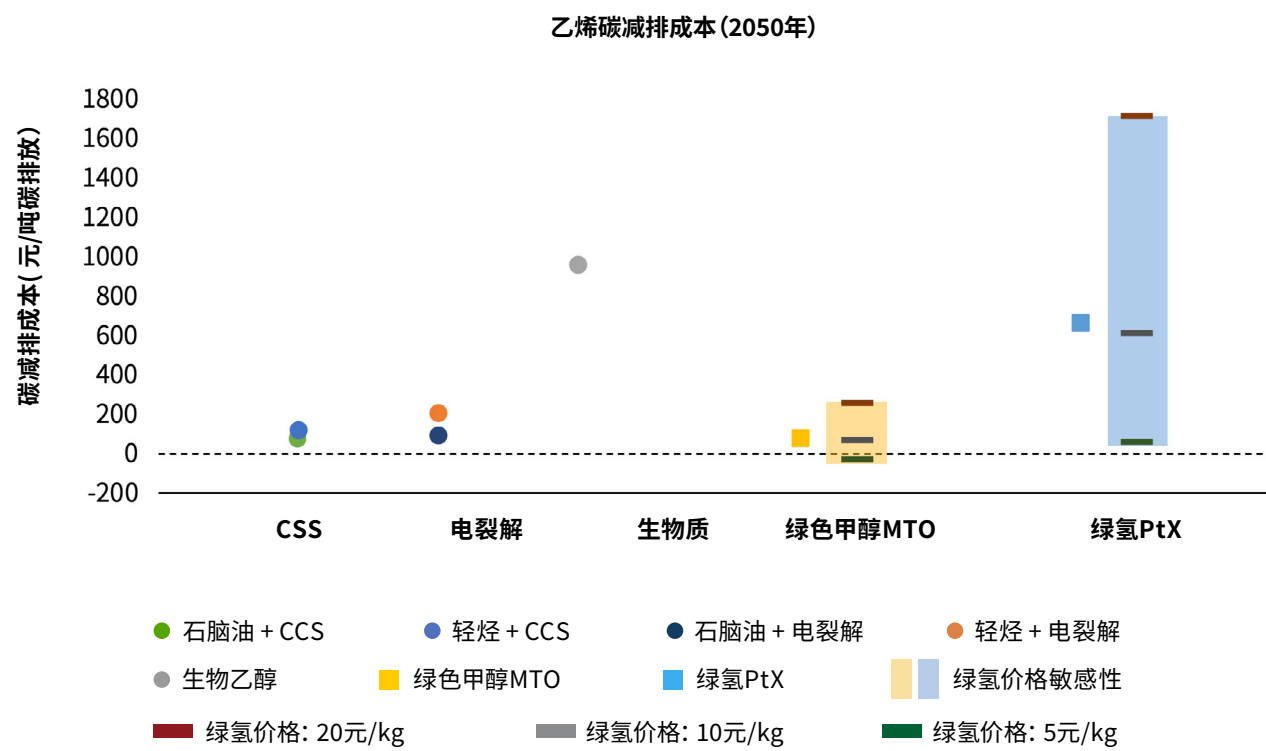
图表25 合成氨减排成本 (2050情景)



图表26 甲醇减排成本 (2050情景)



图表27 乙烯减排成本 (2050情景)



第四章

中国化工零碳之路： 时间、空间演变和转型模式



本章分别以合成氨、甲醇和乙烯为代表，分别分析零碳转型过程中这些产品生产路径在短期、中期和长期内渗透率的变化，展现中国化工行业逐步实现零碳的发展情况。本章也将结合既有化工生产流程、零碳资源分布、成本性等多项因素，阐述分地区的重点零

碳行动，及可能的最终零碳产能布局构想。此外，结合行业特点，本章也对未来中国化工零碳转型的大基地模式、分布式生产模式与与进口竞争模式可能的特点和关键行动进行讨论。

中国化工零碳转型时间线

化工行业零碳转型的举措包括产业结构优化、能源结构调整（含原料结构调整、燃料结构调整）、节能技术改造、资源循环利用、末端捕集封存等。由于不同措施技术水平、成本经济性以及和发展阶段匹配性等因素的不同，需要综合考虑，采取最佳的行动时间和力度。原料调整是中国化工零碳转型的最主要碳减排抓手之一，本研究将主要从原料调整的角度出发，探讨中国化工零碳转型的时间线，并对各时点上其他举措应如何实施进行分析。

在零碳情景下，中国化工行业的转型之路将呈现以下几个主要特征。首先，当前以煤为主要原料的“一家独大”的生产模式将逐渐转变为多种原料并重，且由于Power-to-X路径的逐渐扩张，绿氢将取代煤成为最重要的原料。其次，由于现有的基于化石能源的资产较年轻，中短期内需规模化地在已有资产上添加CCS，而基于绿氢路径的规模化发展将更多发生在中长期。此外，在退出落后产能和碳排放约束双重条件下，即使基于化石能源的生产路径可配备CCS，但整体来看，基于煤、气等的资产仍然会有较大规模的退出。本研究分别对合成氨、甲醇和乙烯零碳转型过程中不同生产路径渗透率和规模变化情况进行分析。

● 合成氨

零碳情景下，在农业用途需求整体下降、工业用途需求缓慢上升、能源用途需求显著扩张三大趋势的整体作用下，国内合成氨的总需求量从目前到2050年间将呈现先下降后上升的“U型”曲线。从生产路径看，基于煤的产能将持续退出，在运行的煤基产能配备CCS的比例逐渐提升，基于绿氢的PtX产能逐渐扩张，并在2040年后更快速规模化。

2020年，以煤为原料的合成氨占77%，天然气占21%，焦炉气占2%。到2030年，以煤为原料的合成氨比例降至70%，10年间共计1200万吨的煤制合成氨产量退出，有20%的合成氨将来自迅速发展的PtX路径；此外，在以化石燃料为原料的生产中，30%以上需配备CCS。到2040年，煤基产能进一步退出，10年间减少500万吨产量，且在剩余的化石能源为基础的产能中，配备CCS的比例达到60%以上，PtX进一步扩大规模，达到总合成氨生产的近40%。到2050年，PtX成为合成氨的最大来源，占比达70%，剩余合成氨需求基本由煤制合成氨满足，但所有煤制合成氨均需要配备CCS。由于天然气制合成氨的经济性整体偏低，且国家目前已禁止新建或扩建天然气制合成氨产能，到2040年后，随着在运行资产基本

寿命到期，国内将不再存在天然气制合成氨的生产路径。

● 甲醇

在零碳情景下，中国的甲醇产量将在2030年左右达峰，达到1亿吨，此后逐渐下降至2050年的6950万吨，较目前的水平低约15%。相应地，从生产路径看，在2020年到2030年的产量提升阶段，增加的产量主要来自PtX等零碳生产路径，但由于规划的惯性，仍有部分增量由煤化工提供，但需要配备CCS或耦合绿氢以最大程度降低碳排放。在2030年到2050年的产量下降阶段，基于煤的产能将快速退出，尤其是无配备CCS或耦合绿氢的资产，将全部退出。

2020年，煤制甲醇占中国甲醇产量的75%，其余12%来自天然气，13%来自焦炉气。到2030年，除现有原料生产路径外，PtX、生物质等新型生产路径也占到一定比例。其中，来自PtX的甲醇产量占到总量的20%，达到2000万吨，生物质制甲醇由于可持续供应的原料较为短缺且成本较高，仅占到总量1%。煤化工耦合绿氢、煤化工加CCS得到一定规模的发展，在所有基于煤的产能中，有30%~40%耦合绿氢或配备CCS。到2040年，PtX和生物质路径规模进一步扩大，PtX制甲醇产量占总量达40%，生物质制甲醇比例达500万吨，占5%。煤制甲醇中，耦合绿氢或配备CCS的产能占到一半以上，余下未实行碳减排措施的产能将快速退出，产量较2030年减少2200万吨以上。到2050年，PtX制甲醇总量达到60%，生物质制甲醇规模也进一步扩大到10%，煤基生产路径占比缩小至30%，且均耦合绿氢或配备CCS。基于煤的甲醇生产规模将降至2020年水平的1/3左右。

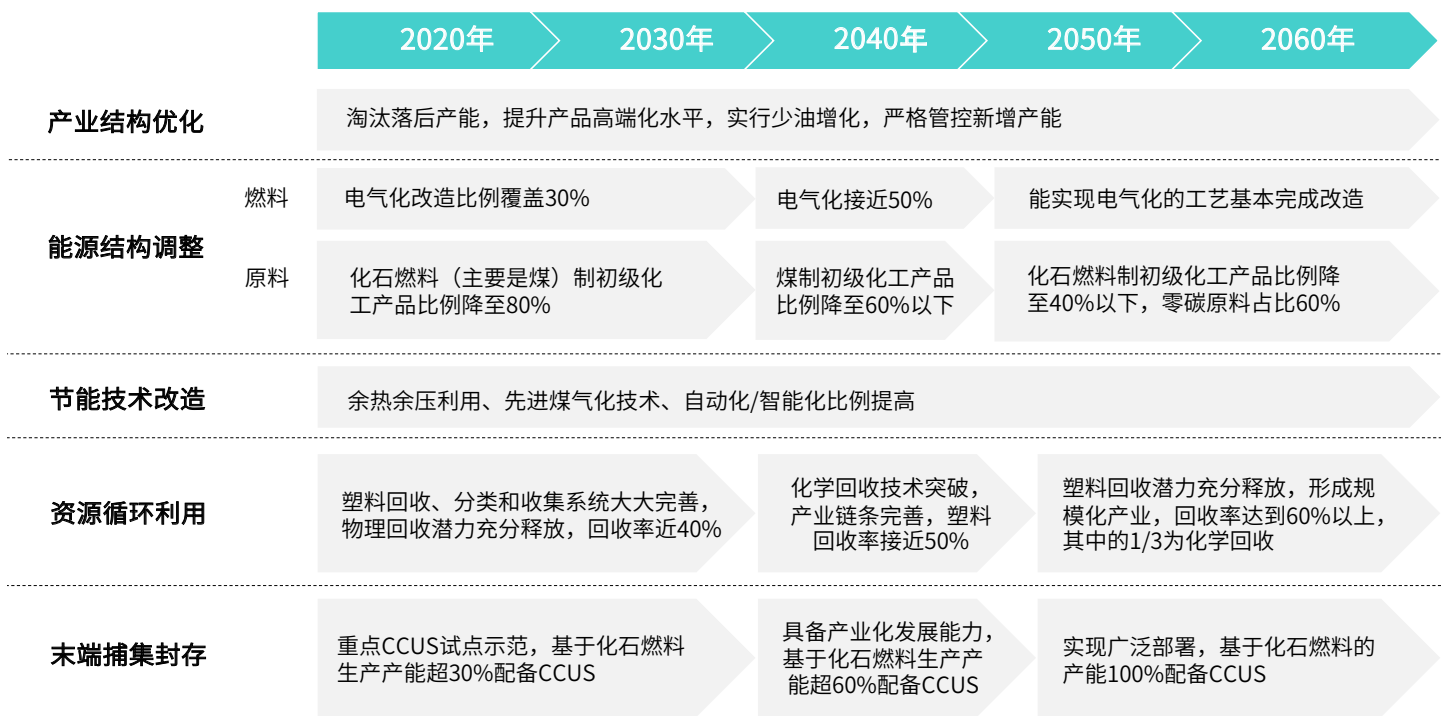
● 乙烯

目前，中国制乙烯的主要原料基于石油（主要为石脑油），比例达71%，煤制烯烃和甲醇制烯烃（MTO）共计19%，此外有10%左右乙烯来自乙烷等轻烃路线。中国乙烯的零碳转型路径将呈现以下特征。首先，原料将从以石油基为主向多种原料并存转变。一方面，原料轻质化由于带来大量能效提升潜力，将大大有利于碳减排，因此轻烃原料路线可能有一定增长。石脑油原料路线由于计划投产的惯性，在短期内仍有一定增长，但中长期看占比逐渐下降。另一方面，甲醇制烯烃路线也将得到一定发展，甲醇原料可来自多种生产路径，且中长期看，甲醇原料均来自零碳路径。同时，以化石能源为原料的生产路径中，CCS的比例逐渐提升。此外，生物质制乙烯以及

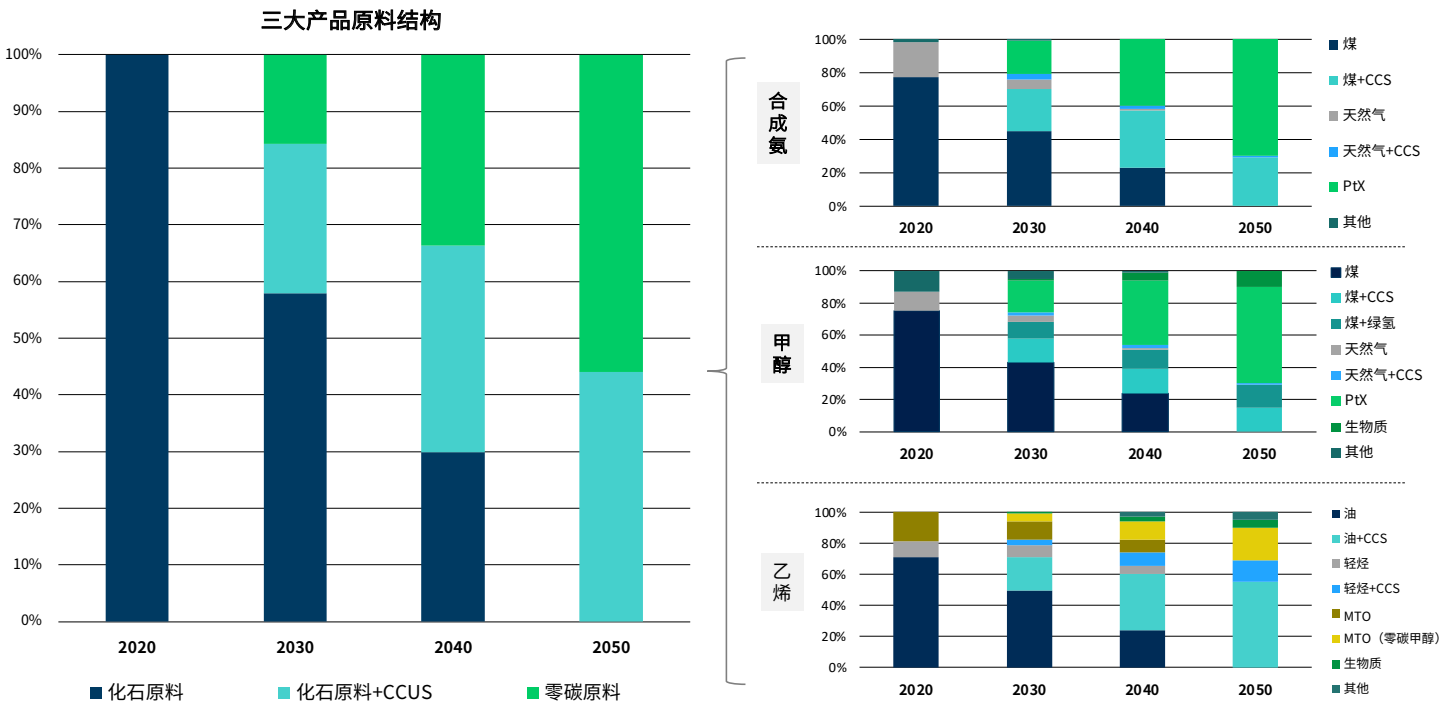
PtX直接制乙烯等新型零碳生产路径，也将在长期扮演一定角色。

到2030年，原料轻质化进一步发展，以轻烃为原料的乙烯产量占到总量的14%。MTO路径占17%，相应地，基于石油的乙烯生产比例降至55%左右。总体来看，到2030年，基于化石能源的乙烯生产中，有30%配备CCS。到2040年，轻烃路线有少量增长，MTO路线中的60%以上均为零碳甲醇制乙烯。基于石油的乙烯生产比例降至60%。基于化石能源的产能中，CCS的渗透率超过60%。到2050年，轻烃路线达14%，MTO路线保持在20%左右且全部来自零碳甲醇，油基路线进一步降至55%。从2020年到2050年，生物质制乙烯也将逐步发展，尽管由于成本偏高且原料紧缺，规模相对较小。除此外，Power-to-X直接制乙烯等新型路径也会有一定发展，但由于技术较为早期，总体的量并不大。

图表28 零碳情景下中国化工行业转型路线图



图表29 零碳情景下中国化工行业三大产品原料结构



中国化工零碳产能地理分布

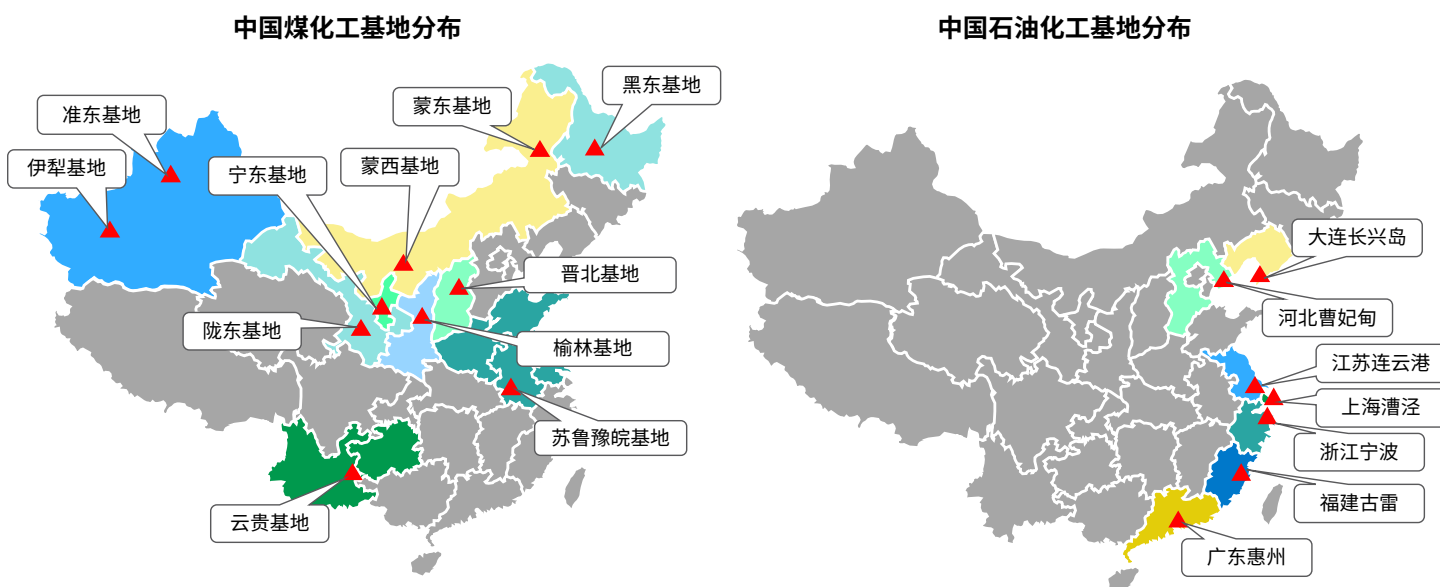
化工零碳生产路径依赖于各类零碳技术和资源，包括零碳电力、CCS封存地、生物质资源等。从技术可行性、成本经济性和资源可得性三个角度综合考虑，化工零碳生产的产能更可能趋近于上述三类零碳资源条件优越的地区。相应地，从供给侧看，化工生产的分布将可能从趋近化石能源向趋近零碳资源转变。当然，产能的分布也将一定程度上取决于市场的分布。

● 中国化工产能分布特征

目前，国内的化工产能分布有明显近化石能源资源的区位特征。

具体表现在，中国的煤化工生产主要集中在大型煤化工基地，呈现以能源化工“金三角”^{xii}为核心、以新疆和青海为补充、以东部沿海为外延的产业发展格局（图表30左）。国内的石油化工同样具有明显的基地化发展特征，中国七大世界级石化产业基地包括大连长兴岛、河北曹妃甸、江苏连云港、浙江宁波、上海漕泾、广东惠州和福建漳州古雷，全部投射沿海重点开发地区，同时立足于海上原油进口的重要通道（图表30右）。从三种主要的基础化工产品的产能分布看，主要的合成氨和甲醇的产能均靠近煤炭资源，分布于大型煤炭基地及其附近，而石脑油和乙烯的产能多沿海分布于中国七大石化基地（图表31）。

图表30 中国煤化工和石油化工基地分布

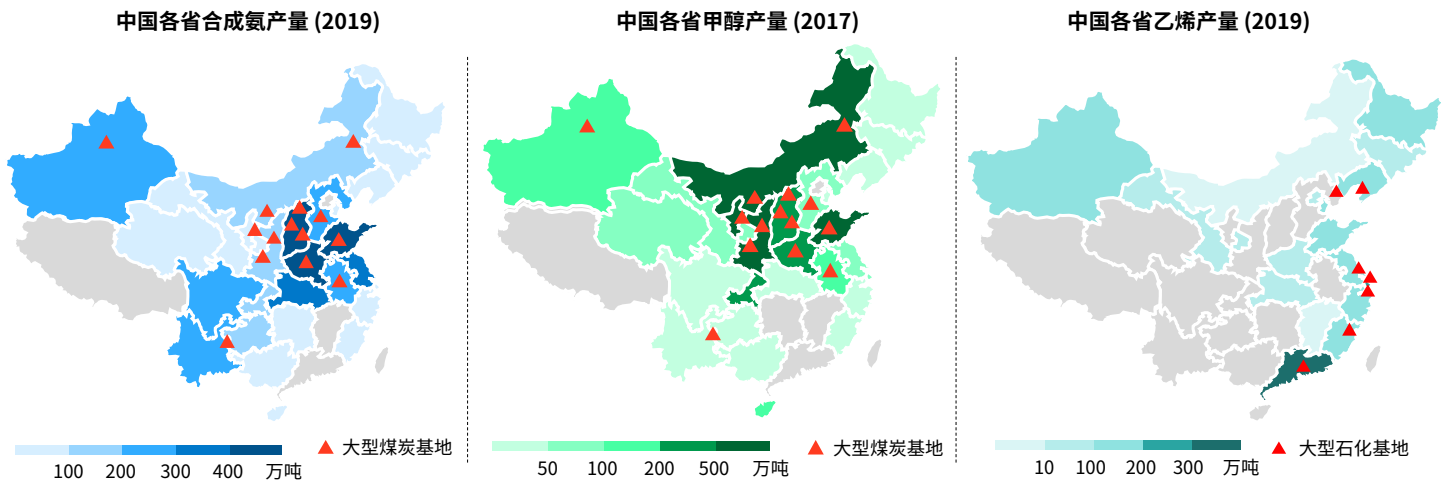


数据来源：煤炭科学研究总院，平安证券研究所

数据来源：《石化产业规划布局方案》

xii 即宁夏宁东能源化工基地、内蒙古鄂尔多斯市、陕西榆林市一带，由于其在地理上构成一个几何“三角”地带，统称能源“金三角”地区。

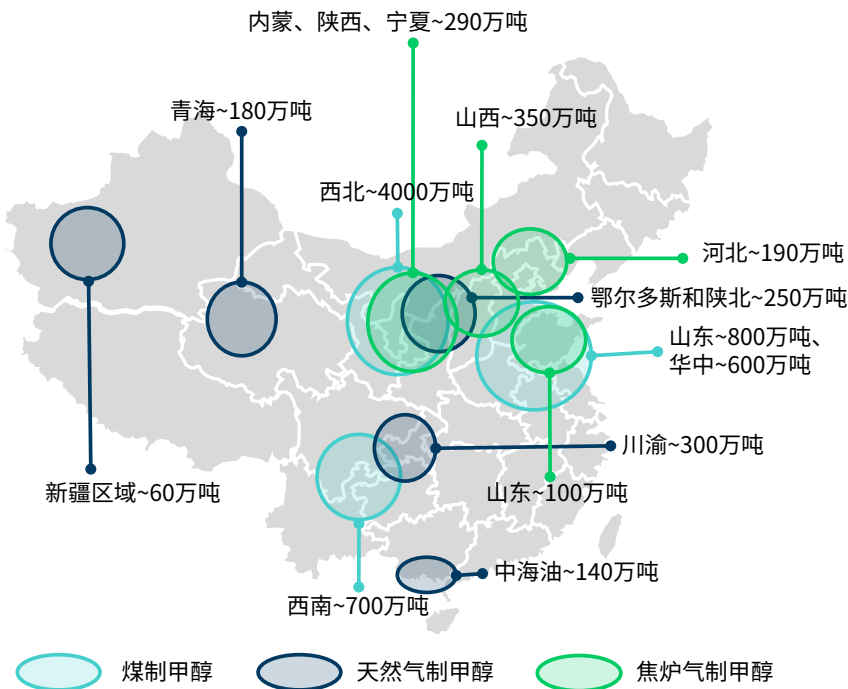
图表31 中国主要化工产品产能分布



对于合成氨、甲醇和乙烯，除以煤和石油为原料外，还有天然气、焦炉气等其他原料。这些产能也有分布于大型基地之外的地区，但是，未来重点的脱碳区域仍然是以煤和石油为原料的区域。以甲醇为例，目前国内甲醇生产的原料包括煤、天然气、焦炉气等，其中煤制甲醇占75%以上。按原料的不同，产能聚集区域也存在差异。在未来，由于资源限制，即使没有零碳转型压力，天然气和

焦炉气制甲醇也将被逐渐淘汰（图表32）。例如，对于天然气制甲醇，目前国家已禁止新建或扩建相关项目，且由于天然气需要管道运输，只有原料资源就近时，才会有成本优势。而对于焦炉气制甲醇，未来也存在原料供应短缺的问题。因此，在分析中国甲醇产能地理分布时，主要分析的是煤制甲醇产能分布的变化，以及新型生产路径产能会在哪些区域分布。

图表32 国内甲醇产能分布及趋势



煤制甲醇：

- 基于原料优势的结构调整成效明显，煤制甲醇占比逐年提升（2019年比2018年提高9.4个百分点）。
- 新型煤气化技术带动的大型化、高效化、清洁化优势明显。

天然气制甲醇：

- 由于资源限制，国家明文规定，禁止新建或扩建天然气制甲醇项目。
- 天然气需管道运输，因此天然气制甲醇须考虑原料就近性才较有竞争力。
- 西南经济性较好，由于有页岩气优势。

焦炉气制甲醇：

- 由炼焦剩余焦炉气为原料，产能多在10-20万吨，部分达50万吨，取决于焦炉尾气供应。
- 目前集中在焦炭生产集中区域，未来由于炼钢脱碳很可能减少。

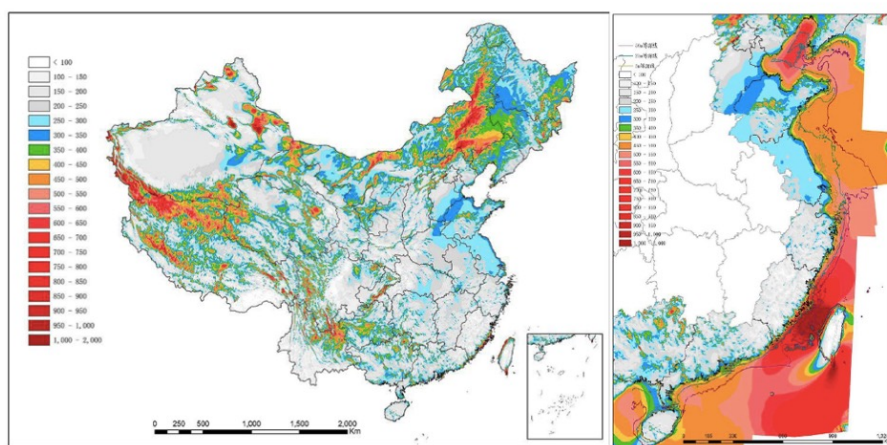
● 零碳资源的地理分布

中国零碳电力资源分布主要集中在西部和北部地区。其中“三北”地区（东北、西北和华北）风能资源占中国风能资源的90%以上，西部和北部地区太阳能资源占总体的80%以上。³¹此外，由于大量的弃风弃光现象，西部和北部多数省份已经引入了降低可再生能源

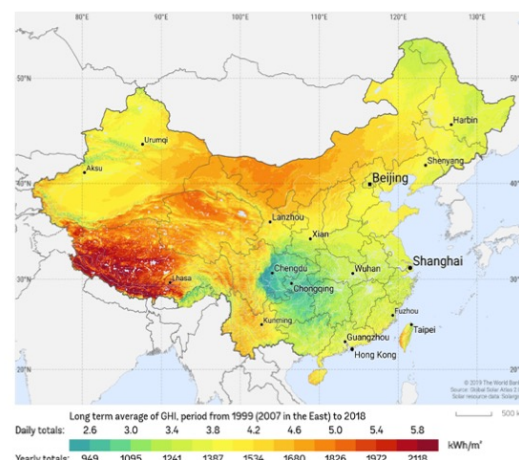
成本的价格机制。除了西部和北部，西南地区也有丰富的水力资源和良好的议价机制。中国80%左右的水能资源分布在西南部地区，西藏、四川、云南和青海等地的水力资源条件优越。对于东部沿海地区，尽管目前的电价较高，但未来，由于海上风电的进一步发展和电力市场改革的推进，零碳电力价格也有可能进一步降低。

图表33 风能和太阳能资源在中国的地理分布

70米高度陆上风能分布(左)和5-20米水深近岸区域100米高度的海上风能分布(中)



中国太阳能资源分布

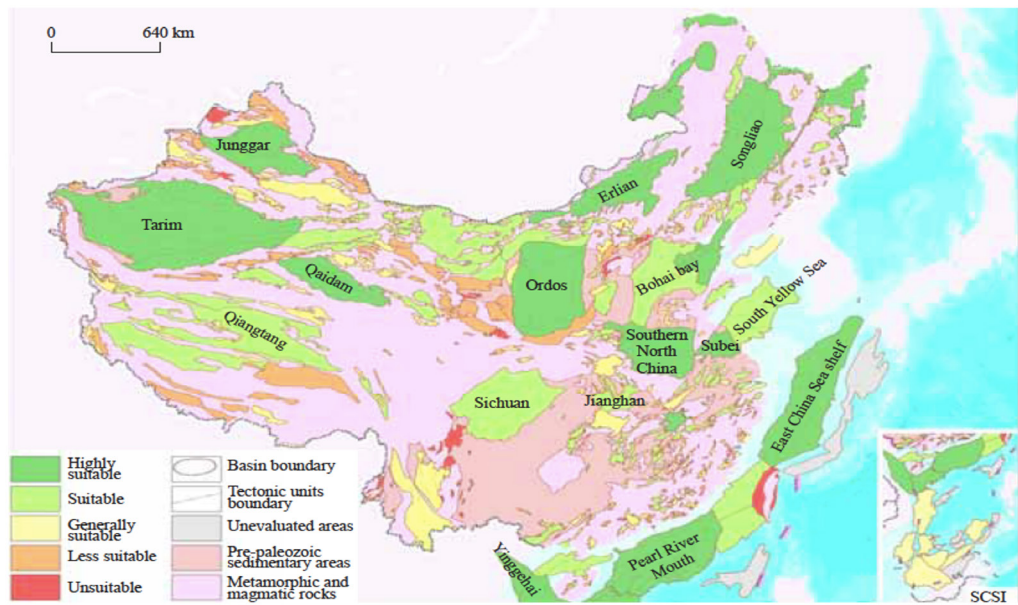


数据来源：国家发改委能源研究所；IEA.(2011).Development Roadmap for China's Wind Power 2050（左）；Solargis数据库（右）

中国的CCS地质封存潜力约为1.21-4.13万亿吨，适合进行碳捕集和封存的地点主要集中在东北、西北、华北南部、四川盆地等具有大量咸水层以及油田、煤层气田、常规天然气田和页岩气田等地质条件的地区（图表34）。国内油田主要集中在松辽盆地、渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地和准噶尔盆地，通过CO₂强化石油开采技术（CO₂-EOR）可实现51亿吨CO₂封存量。气藏主要分布于鄂尔多斯

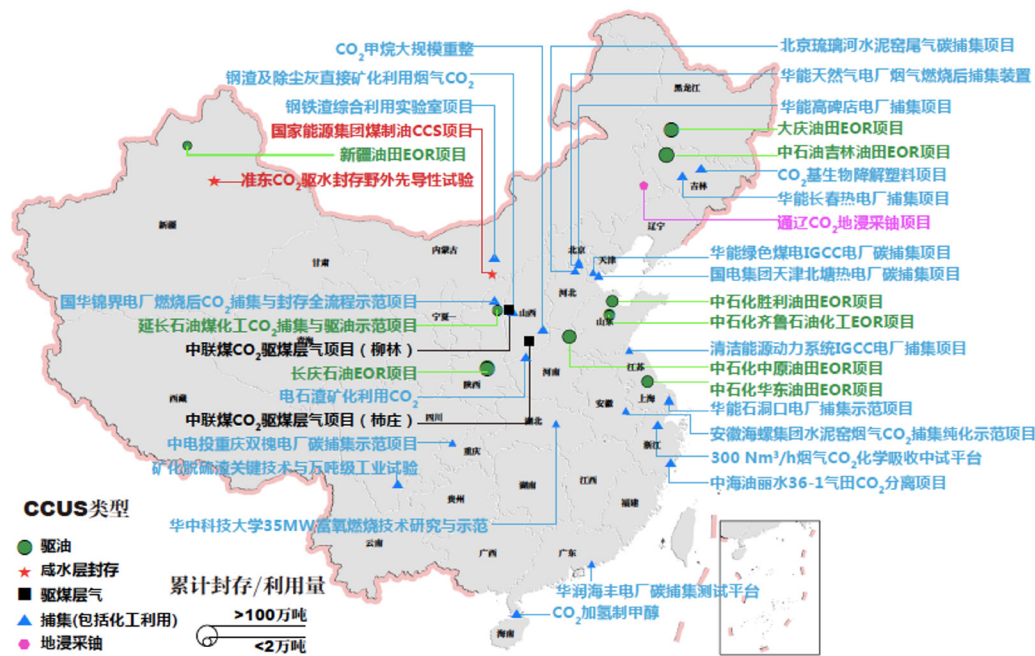
盆地、四川盆地、渤海湾盆地和塔里木盆地，利用枯竭气藏可以封存约153亿吨CO₂，通过CO₂强化天然气开采技术（CO₂-EGR）可封存约90亿吨CO₂。中国深部咸水层的CO₂封存容量约为2.4万亿吨，其分布与含油气盆地分布基本相同。其中，松辽盆地、塔里木盆地和渤海湾盆地约占总封存量的一半。苏北盆地和鄂尔多斯盆地深部咸水层也具有较大封存潜力。³²

图表34 中国适合二氧化碳封存的地点



数据来源: KAPSARC

图表35 中国CCUS项目分布



数据来源: 生态环境部环境规划院、中国科学院武汉岩土力学研究所、中国21世纪议程管理中心

总体来说, 中国的生物质资源较为紧缺, 其应用场景出要是缺少其他脱碳手段的领域(如航空), 或本地具有成本较低的可持续生物质资源供给的情况。从全国看, 生物质资源分布不均。中国一半以上的生物质资源集中在四川、河南、山东、安徽、河北、江苏、湖

南、湖北、浙江等9个省, 西北地区和其他省区资源相对较少。在生物质资源较丰富的地区, 随着大规模、集中化、自动化农林牧业发展趋势带来的生物质原料成本的下降, 有可能产生一些本地化的基于生物质的化工生产。

● 零碳化工产能潜在地理分布

零碳化工产能的地理分布的约束因素既包括了目前产能分布惯性、已有基地规划,也包括各种零碳资源的分布等。对这些因素进行综合分析,本研究得出了未来中国零碳化工产能的潜在地理分布。以甲醇的零碳产能为例(图表36),总体来说,该分布呈现以下特征:

在以西北“金三角”地区为代表的煤化工基地,由于同时具备较优的可再生能源和碳封存地,未来可同时发展煤化工耦合绿氢、煤化工应用CCS以及基于绿氢的Power-to-X甲醇生产。这一地区仍有相当规模的煤基化工的原因在于:首先,丰富的煤炭资源使得煤基化工成本竞争力突出,即使加上零碳手段的应用,仍有可能具备较强的经济性;其次,国内甲醇产能平均投产应用年限仅在8年左右,而典型寿命一般可达30年,因此在未来20年左右,基于避免搁浅资产的考虑,这部分产能仍然可能在用;此外,尽管煤依然是重要的化工生产资源,通过绿氢的耦合或CCS的应用,可以基本上消除生产过程碳排放,煤更多是作为原料,碳组分将作为产品的组分,而非以二氧化碳的形式进入大气中。因此,在未来尤其是中短期内,煤化工结合零碳技术是这一区域的典型特征。同时,由于可再生能源资源优势,这一地区也可能发展出分布式的Power-to-X产能。

在云南、四川、重庆等西南地区,由于其水力资源优势以及目前相对较高的化石能源制甲醇成本,未来可成为基于绿氢的Power-to-X制甲醇的典型区域。得益于天然气资源带来的经济性,西南地区是目前国内天然气制甲醇较为集中的地区。但是,总体而言,由

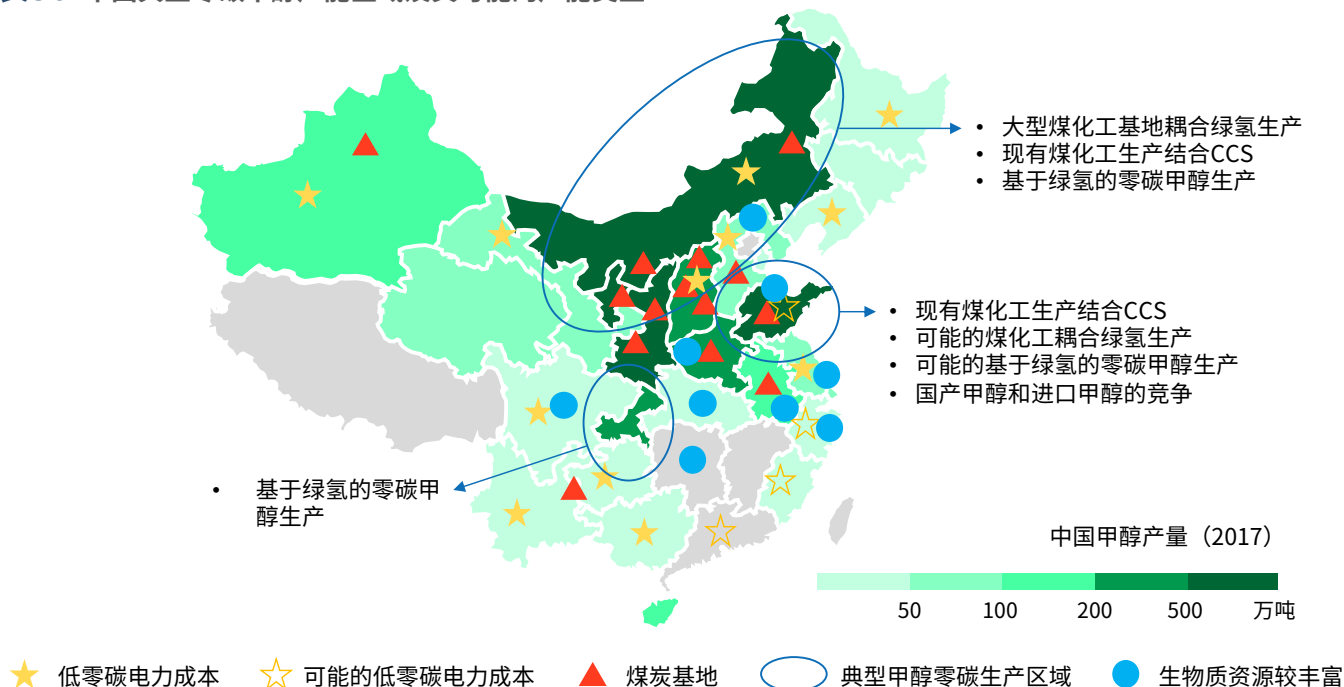
于需要管道运输等一系列配套,天然气制甲醇经济性整体较差,且国内目前已禁止新建或扩建天然气制甲醇项目。因此,该地区现有的化石能源制甲醇经济性优势不明显。与之相对,西南地区有丰富的水力资源,可再生能源制氢成本低,即便是目前,在条件优越的地区,绿氢Power-to-X制化工产品已经有可能和传统路径竞争。

具有较优煤炭资源同时地处沿海的区域,以山东为代表,其潜在的零碳生产方式具有较大不确定性。一方面,这一区域靠近渤海湾较好的碳封存地点。同时,又可能得益于较好的海上风电资源,然而,由于沿海地区为用电大区,较好的海上风电资源是否意味着较低零碳电力成本仍有不确定性。此外,沿海区位又该地区零碳化工产品面临进口产品的竞争,尤其对于甲醇而言,其一大下游消费是用于制烯烃,因此,若零碳甲醇生产成本较高,当地也可能选择进口甲醇作为制烯烃的原料,而不是在当地进行碳排放主要集中的甲醇生产环节。

对于生物质资源较丰富的省份,只有可能出现规模相对较小的甲醇产能。这主要是因为,国内生物质资源总量整体偏少,难以形成大规模、可持续的生物质供给;此外,生物质原料的运输成本较高,因此更有可能仅在生物质资源地附近形成产能集中。

需要注意的是,以上讨论的均是较为典型的零碳甲醇产能分布,并没有穷尽所有可能。对于其他区域,零碳甲醇产能分布同样可以依照现有产能惯性、零碳资源情况等因素进行综合考虑。此外,零碳甲醇产能的分布还和下游需求地以及运输成本等因素有关。本研究尚未对此进行进一步展开的讨论。

图表36 中国典型零碳甲醇产能区域及其可能的产能类型



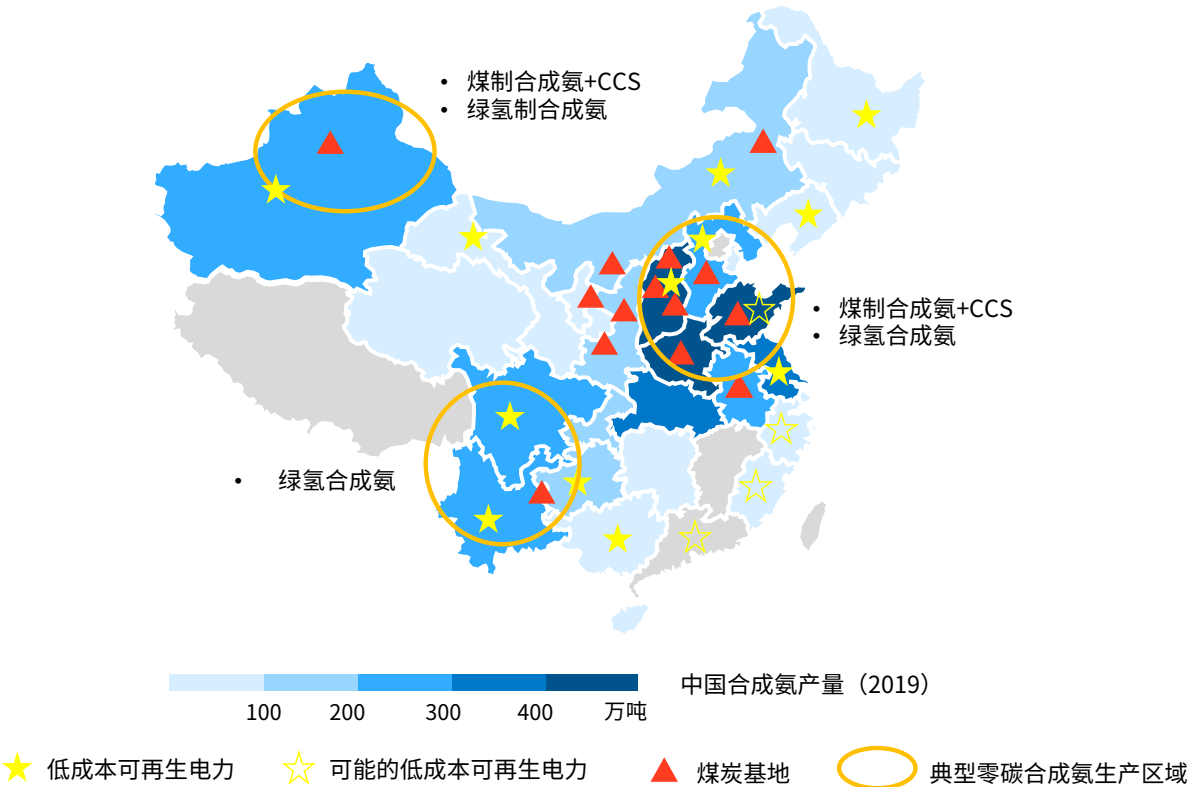
类似地，图表37显示了中国典型的零碳合成氨产能区域以及相应的产能发展类型。其中，原来煤制合成氨产能较多的地区，由于同时距离碳封存地较劲，未来转型路径可以是煤制合成氨加CCS。在具有较优可再生能源资源的区域，未来将会是绿氢制合成氨的主要集中地。与甲醇不同点在于，合成氨受进出口影响相对较少，因为目前其下游主要是农业用化肥，具有较本地化的特征。然而未来，正如第二章中提到，若合成氨未来作为燃料的作用愈加凸显，合成氨也会更多的涉及进出口问题。整体来看，中国绿氢成本优势明显，因此合成氨成本优势也相应的较为突出，因此国内零碳合成氨产能将较少受到国外进口合成氨的影响。

对于乙烯生产，由于油基原料高度依赖进口，仍以油基为原料但加上零碳措施的产能地理分布预计不会和目前有太大差异。而基于

零碳资源的乙烯生产主要是以甲醇为中间产品，乙烯产地靠近甲醇产地甚至一体化，将带来更好的经济效益，因此产能分布可参考甲醇的零碳产能分布。在此，本研究未对乙烯的零碳产能地理分布作进一步的探讨。

针对西部可再生能源丰富而东部相对缺乏的情况，未来国家在能源宏观部署上可能会加大“西电东送”等调节区域能源禀赋不平衡的手段，增加横跨东西部的能源基础设施的建设。西部的可再生能源可以以电力的形式通过特高压电线，或以氢气的形式通过管道运送到东部，东部的化工企业利用西部低价稳定的电能或氢能，促进沿海已有设备的节能改造和低碳转型，避免东部化工企业因控制碳排放而造成的生产设备资产搁浅。

图表37 中国典型零碳合成氨产能区域及其可能的产能类型



中国化工零碳转型模式

未来，中国的化工零碳生产可能出现三种模式，即（1）依托基地的大规模、集中式生产模式；（2）规模相对较小的分布式生产模式；和（3）与进口化工产品竞争的模式。不同零碳生产模式在转型过程中，需要解决一系列的实际问题。本章节将对各个转型模式中的关键挑战和行动方案进行讨论。

● 大基地模式

在依托基地的大规模、集中式化工零碳生产中，由于大规模绿氢应用的土地限制、可再生能源就地制氢的非连续性等问题，以及CCS适宜地的分布、规模等限制，实际转型中，需要多种路径结合，形成综合性的解决方案。

以大型煤化工基地的零碳转型为例，若以煤为原料并耦合绿氢实

现过程零碳排放，需要同时满足以下条件，即：（1）大量的绿氢需求；（2）不间断生产。而要满足上述两个条件，需要同时考虑当地可再生能源装机所占土地面积、由于可再生能源就地制氢间歇性导致的就地储氢需求、可能的网电补充制氢等情况。若以CCS作为零碳解决方案，则需要考虑化工产地与封存地的距离，以及封存地的碳封存规模限制等。此外，由于各种限制，还可能同时需要基于绿氢和基于CCS的零碳生产路径。

本研究讨论以下三种模式，以分析不同条件之间的约束，试图为实际转型中的模式选择提供参考。实际情况可能是三种模式中的一种，或者是不同模式的混合。三种模式分别为：（1）“就地制氢+CCS”模式；（2）“就地制氢+氢储运”模式；以及（3）“就地制氢+网电制氢”模式。三种模式的特征如图表38所示。

图表38 化工零碳生产大基地模式的三类典型模式

就地制氢+CCS	就地制氢+氢储运	就地制氢+网电制氢
- 利用当地可再生能源资源制绿氢，并作为补充氢源耦合煤化工生产 - 由于土地限制，就地制氢规模有限，剩余传统煤化工生产配备碳捕集 - 就地制氢耦合煤化工生产具有间歇性，原有生产路径保证连续生产	- 利用当地可再生能源资源制绿氢，并作为补充氢源耦合煤化工生产 - 由于土地限制，就地制氢规模有限，剩余所需绿氢由异地补足，需配备氢储运设施 - 就地制氢具有间歇性，需配备足够储氢设施保证连续生产	- 利用当地可再生能源资源制绿氢，并作为补充氢源耦合煤化工生产 - 由于土地限制，就地制氢规模有限，剩余所需绿氢由网电电解水提供 - 就地制氢有间歇性，为保证连续生产，缺口由网电补足

以下，以零碳甲醇生产为例，进一步讨论大基地模式中的三类典型模式。

在“就地制氢+CCS”模式中，完全利用就地制氢方式来调整粗合成气碳氢比面临可再生能源装机所需的土地面积限制，对于无法耦合绿氢的甲醇生产过程，需配备碳捕集来实现零碳。如图表39（左）所示，按整个基地年产1500万吨^{xiii}甲醇计，就地制氢所需的土地面积和对CCS规模的需求呈反向相关关系。可用于就地制

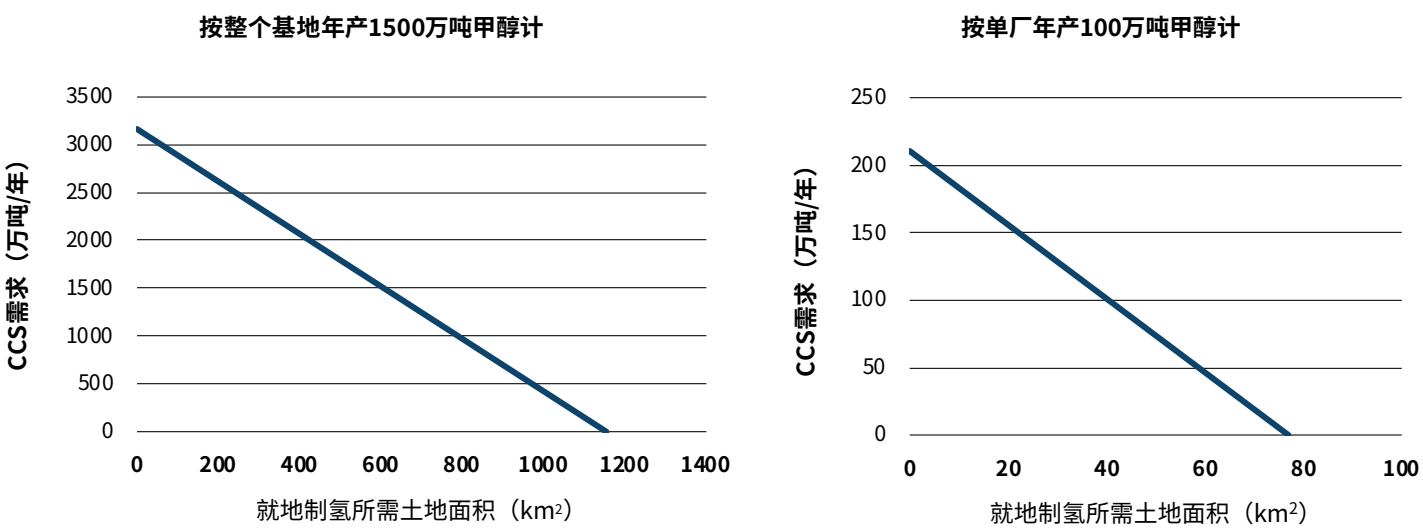
氢的土地面积越大，另外需要的CCS规模越小。假设基地内就地制氢可用的最大土地面积为350km²（约为宁东基地面积的10%），那么该基地还需要CCS规模约为2200万吨/年，相当于目前全球运行中的CCS设施每年可捕集和永久封存量的55%^{xiv}。如图表39（右）所示，按单个甲醇厂年产100万吨甲醇^{xv}计，如果单个厂可以利用的就地制氢土地面积为40km²（约为宁东能源化工基地核心区面积的5%），那么其所需CCS容量大约为100万吨/年，而目前国内试点项目最大大概为几十万吨级别。

xiii 按目前内蒙古和宁夏甲醇总产量共计接近1500万吨/年类比，假设大基地内甲醇产量与该水平相当。

xiv 根据全球碳捕集与封存研究院《全球碳捕集与封存现状2020》，目前运行中的CCS设施每年可捕集和永久封存约4000万吨二氧化碳。

xv 目前，国内百万吨以上甲醇生产装置产能占比为40%左右，受准入规模和配套产业的影响，这一比例还将继续增长，因此假设100万吨/年为典型的单厂甲醇规模。

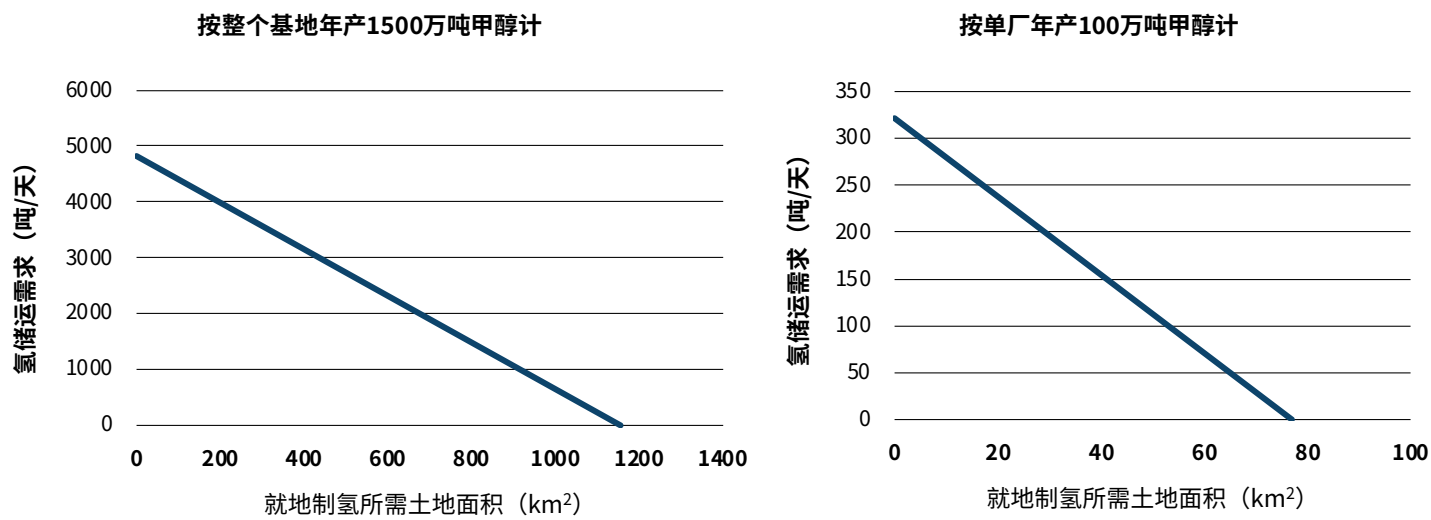
图表39 零碳甲醇生产所需就地制氢土地面积和CCS容量的关系



在“就地制氢+氢储运”模式中，同样由于土地限制，所需绿氢无法全部就地制取，所缺少的绿氢可以在异地制取然后运输到化工基地。同时，由于可再生能源的间歇性，为实现连续生产，需要在可再生能源出力时过量制氢，并配合氢的储运以供可再生能源不出力时使用。同样地，图表40展示了按区域年产1500万吨甲醇和

按单厂年产100万吨甲醇计，就地制氢所需土地面积和氢储运需求之间的关系。对于区域，如果就地制氢土地面积上限为350km²，那么该区域的氢储运需求约为3400吨/天。对于单个厂，在就地制氢土地为40km²时，氢储运需求为150吨/天，按大型槽车可储运5吨氢气/天算，当日单厂需要30车次。

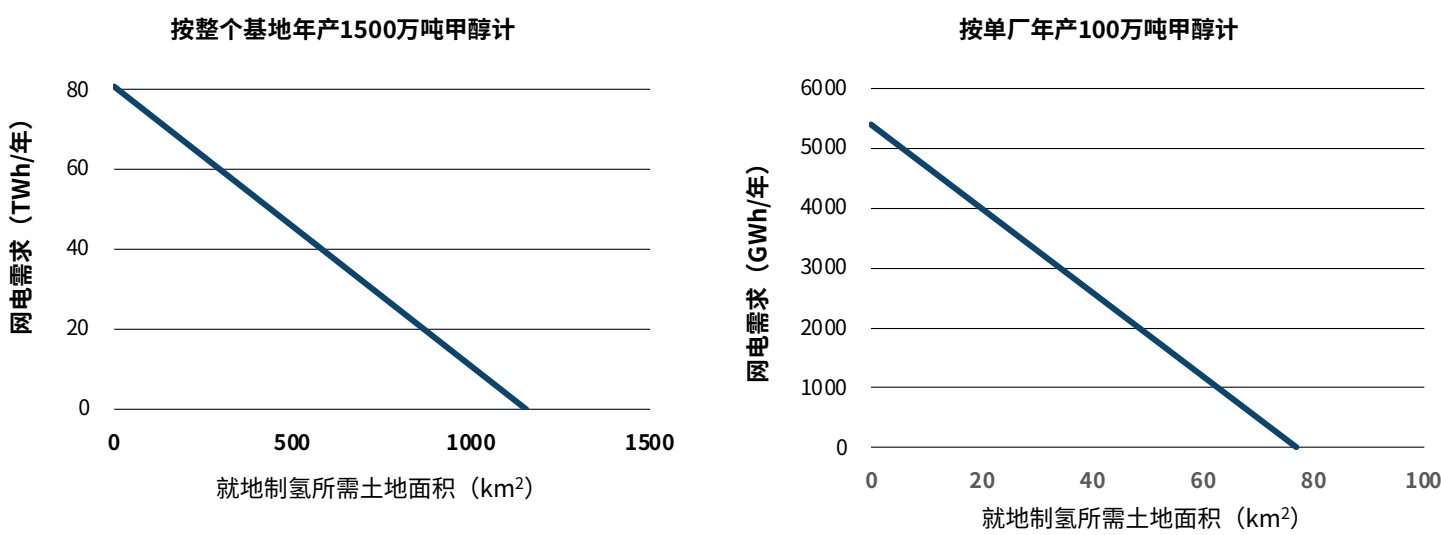
图表40 零碳甲醇生产所需就地制氢土地面积和氢储运需求的关系



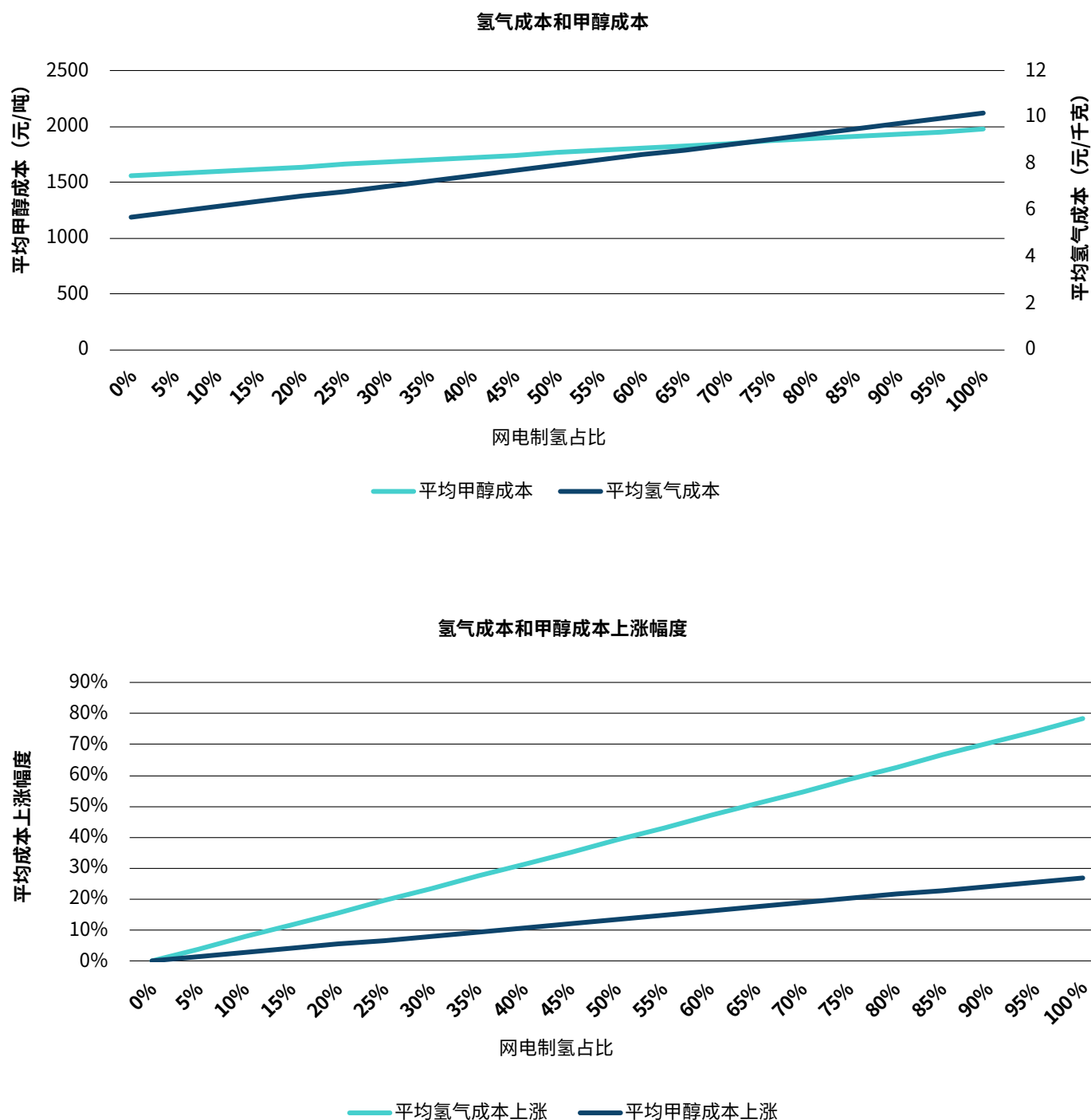
在“就地制氢+网电制氢”模式中，就地制氢受制于土地面积限制，为保证所需绿氢量以及保障连续生产，需要配合网电制氢。图表41展示了就地制氢所需土地面积额和额外网电需求之间的关系。对于年产1500万吨甲醇的基地，就地制氢土地面积为350km²时，额外需要用于制氢的网电约56TWh/年。对于年产100万吨甲醇的单个厂，就地制氢土地面积40km²时，每年额外需要网电约2600GWh。

同时，由于就地制氢的可再生电力成本通常较低，网电成本较高，制氢用电中，网电的比例增加，会导致绿氢成本增加，从而使零碳甲醇成本上升。图表42展示了制氢用电中网电占比和平均氢气成本、平均甲醇成本之间的关系。网电制氢占比每提升5%，氢气成本将上涨4%，甲醇成本将上涨1.3%。

图表41 零碳甲醇生产所需就地制氢土地面积和网电需求的关系



图表42 网电制氢占比和平均甲醇成本、平均氢气成本间的关系



模型假设：就地制氢电价0.095元/kWh，网电制氢电价0.190元/kWh，制氢用电46kWh/kg。

目前,以大基地为依托是国内化工生产的典型模式。在零碳转型过程中,作为过渡手段,基于化石能源的化工大基地将逐步引入和扩大绿氢和CCS的应用。而由于上述讨论的各种实际约束的存在,在零碳情景中,不论对于依托大基地模式的一个区域还是单个厂,实际的零碳生产模式很可能是“就地制氢+CCS”、“就地制氢+氢储运”以及“就地制氢+网电制氢”的融合。具体依实际情况而定,本章对各个约束因素的讨论可以为实际转型中在资源配置方面的思考提出了参考。

● 分布式模式

基于绿氢的Power-to-X路径是典型的分布式零碳化工生产模式。由于不像大基地模式那样依赖化石能源资源,分布式的零碳化工生产的选址和规模都更加灵活。而条件较好的可再生能源分布区域是这种分布式零碳化工布局的首选。在实际转型中,需要分别考虑氢源和碳源如何获得。

在零碳情景中,分布式化工生产的氢源主要是来自可再生能源电解水的绿氢。如果这部分可再生能源是光伏或风电,那么和大基

地模式类似,实际生产中需要考虑到土地面积的约束。但由于分布式模式中,生产规模相对较小,土地面积的约束较弱。因此基于绿氢的Power-to-X路径更具经济性时,就可能得到较好的发展。目前,在国内西南地区已有基于水电的试点,如四川凉山州雷波县2018年启动规划的水电制氢制合成氨项目,第一期完成20万吨/年的可再生能源制氢制合成氨示范,后续还继续扩大项目产能。另外,如果还要实现连续不间断的生产,实际操作中还需要考虑和网电制氢的配合,或相关氢储运设施的配备等。

在碳源方面,在转型过渡期可由邻近的工业尾气CO₂提供。邻近工业尾气CO₂提供化工生产的碳源是CO₂利用的重要手段。例如,钢铁厂、水泥厂以及许多化工生产过程均会产生CO₂尾气,可以作为化工生产的原料。以40万吨/年甲醇厂为例,假设CO₂原料效率为80%,每年需要的CO₂原料约69万吨,按钢铁和水泥生产碳排放因子分别为2.01tCO₂/t和0.88tCO₂/t计,年产34万吨的钢铁厂或年产78万吨的水泥厂即可满足此部分碳源。在各行业零碳转型的过程中,通过行业间耦合实现的CO₂利用可大大降低碳排放。然而,长期来看,要完全实现零碳,生物质利用尾气或者空气直接碳捕获可以作为Power-to-X化工生产中的CO₂来源。

案例: 河南安阳二氧化碳加氢制甲醇试点

位于河南安阳的利用二氧化碳和氢气制甲醇联产LNG项目由吉利科技集团有限公司、河南省顺成集团煤焦有限公司、麦芬隆(上海)环境工程技术有限公司、河南省顺聚能源科技有限公司、安阳顺峰化工贸易有限公司共同出资建设。

项目引进冰岛CRI的二氧化碳加氢制甲醇技术,建成后将是国内第一套二氧化碳加氢制绿色甲醇工业化生产装置,并且

是目前世界上规模最大的二氧化碳加氢制绿色甲醇工业化生产装置。

项目利用顺成集团产生的焦炉煤气作为原料,以工业废气中捕集的CO₂为主要碳源和H₂反应合成甲醇,可有效实现碳减排。每年可综合利用焦炉煤气3.6亿Nm³,生产甲醇11万吨,联产LNG7万吨/年。每年直接减排二氧化碳16万吨,间接减排55万吨。

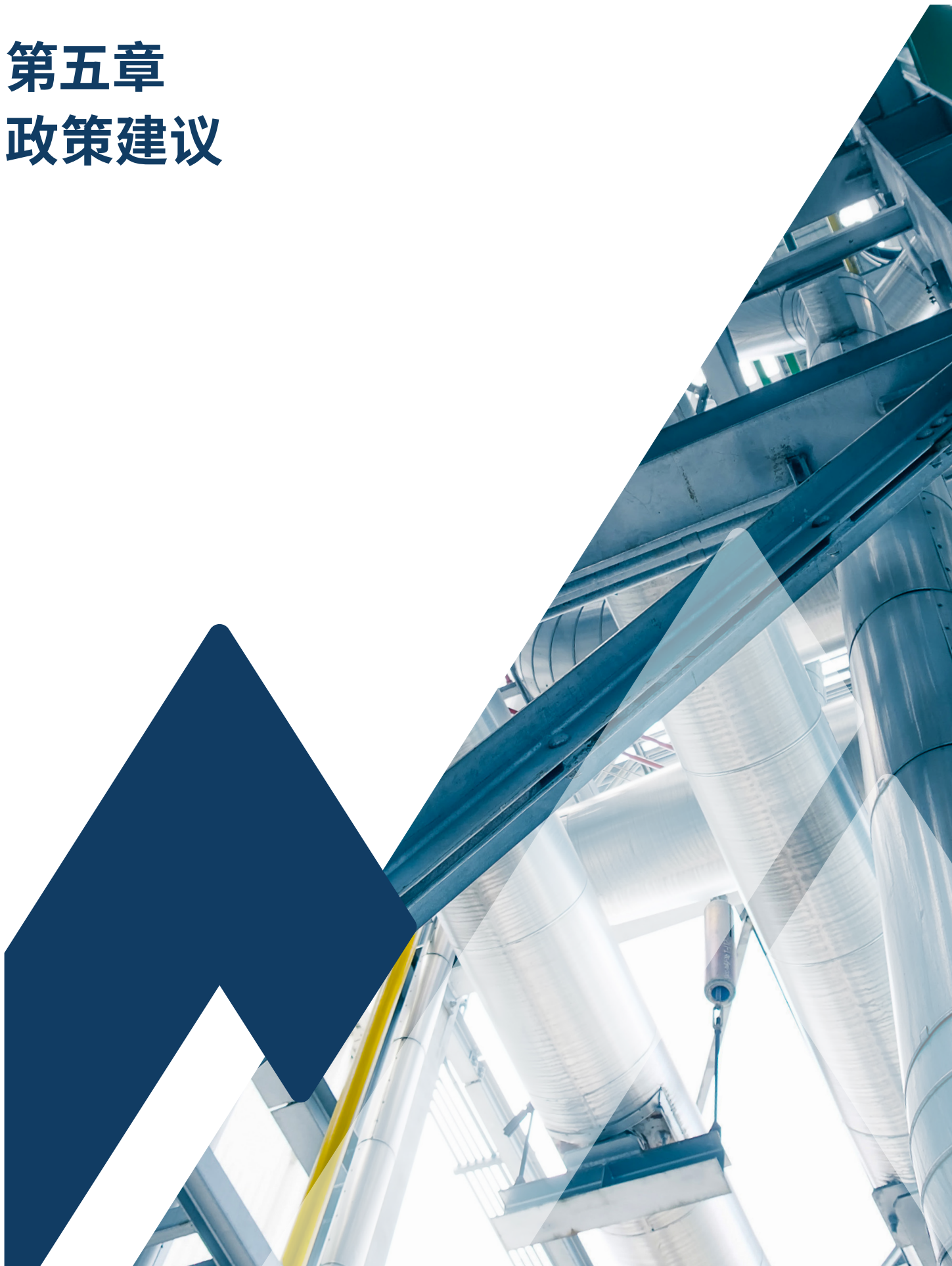
除了Power-to-X外,以生物质为原料的化工生产也将是分布式的模式。原因在于,生物质原料来源分散,收集运输成本较高,因此更可能本地供应,规模效应有限。以甲醇生产为例,未来,基于生物质的零碳甲醇生产的单厂的规模预计在10-20万吨/年的范围。而目前,75%以上的甲醇厂的产能均在40万吨/年以上,且规模化趋势越来越明显。可见,基于生物质的甲醇生产将形成较小规模、分布式的发展模式。

● 与进口产品竞争模式

全球的零碳转型趋势和中国碳中和目标下,各国零碳转型的比较

优势和时间表的差异,可能会改变国产和进口化工产品的竞争格局。目前,由于靠近消费市场和原料进口方便等原因,中国的沿海地区是化工产品的主要产地之一。未来,在零碳转型的约束下,一方面,国内化工生产可能会向可再生能源、碳封存地等零碳资源转移;另一方面,由于零碳化工产品仍有一定绿色溢价,中国也有可能转向进口化工产品而非国内生产。即便国内生产和国外进口产品均受零碳约束,由于国外一些化工产品产地可能拥有更优的零碳生产条件,国内的零碳化工产品也会面临进口产品的竞争。此外,除了直接进口终端产品外,中国也可能综合考虑成本经济性、各生产环节碳排放等因素,选择进口价值链上某一环节的产品作为原料,在国内生产终端产品,避免生产中的高碳环节。

第五章 政策建议



在碳中和目标下，中国化工行业要在未来最多40年相对较短的时间内实现低碳甚至零碳转型，势必需要政策引导甚至驱动，充分调动各相关方协同行动。针对绿色溢价问题，政策应从一“推”一“拉”的角度，内部化传统高碳路径的碳排放成本，同时促进零碳路径成本降低。政策应推动重要相关方参与，注重鼓励头部企业，同时注重需求侧激励，以及国际市场的有效利用。此外，还应重点关注化石能源的妥当利用和终端产品循环利用等关键问题。

具体建议如下：

促进国有企业等大型头部企业创新，针对性地开展关键技术、设备的研发和示范。化工行业产业链长且产品繁多，子行业相对独立但产品间却又相互关联，设备和技术保障尤为重要。中国化工行业经多年发展，已形成以大基地为主体，国有企业引领行业发展的特色模式，产业化技术、大型化设备和规模化产能走在世界前沿。政府应高效指导国有企业和头部民营企业，对行业关键技术和设备有针对性地进行扶持，并加强跨界应用。如支持传统煤化工耦合新型绿氢制甲醇等试点，加深化工行业电气化，鼓励电裂解炉试点，推动催化剂技术发展，支持相关技术“首台套”推广，通过政策保障和财政补贴等手段消除企业对于发展前沿技术风险的担忧。

推动终端产品循环、高效利用，通过需求减量倒逼供给侧落后产能的淘汰。目前，部分终端产品仍存在粗放、低效利用的情况，而利用效率的提高可减少初级化工产品的需求，实现排放减量。例如，目前中国化肥施用效率处于较低水平，且消费总量较高，反向传导至上游合成氨产业导致产能过剩。在政策上，应完善标准化管理，指导化工消费合理控量，缓解供给端的供应风险和减排压力。同时，应推广化工产品的循环利用，例如，大力促进塑料回收利用，包括完善物理回收的管理体系，支持化学回收技术突破等。

充分利用好国际市场外部环境，在综合考虑供应链安全的前提下，分阶段动态调整原料进出口政策，助力国内化工生产碳减排。气候变化是全球性问题，而国际合作可充分发挥不同国家的比较优势。在供应链安全的前提下，应综合中国化工行业价值链特点和国际产业链资源情况，动态调节进出口产品结构。短期内，可注重原料轻量化碳减排，进口轻烃原料，缓解国内由于重质原料占比高带来的高排放问题。中期可探索从有丰富可再生能源的国家进口绿氢，以突破中短期内成本较高对国内氢源利用的限制。长期看可进一步有效管控初级化工产品产能和结构，扩大高端产品产能规模，进口低端产品并出口高端产品。此外，积极推动全球技术交流，引入适应中国行业结构的先进技术，有机整合已有技术和引进技术的优势，强化行业技术良性发展。





加大对碳减排技术的支持力度，降低其成本，同时利用碳市场等政策手段，内部化传统技术的碳排放成本。通过鼓励低碳路径与抑制高碳路径双轮驱动，逐步降低低碳、零碳化工生产的绿色溢价。正如报告第三章分析，零碳化工生产具有多种路径，但目前与传统生产路径相比，成本经济性较差。政策方面，一方面可利用补贴、税收减免、优惠电价等方式，鼓励绿氢等颠覆性技术的应用，降低低碳、零碳路径成本；另一方面，加快将石化和化工行业纳入全国碳市场，将传统生产路径的碳排放成本内化入生产成本中。通过压低低碳、零碳化工产品的绿色溢价，促进低碳、零碳化工价值链系统建设成熟。

引导煤化工产业对煤炭的利用逐步向“一可作两不作”转型，即作为提供碳元素的原料，不作燃料，不作制氢反应剂。中国的资源特性为“富煤贫油少气”，总体来看，煤炭仍将为化工产品的供应安全提供支撑。政策应理性管控煤化工，避免过度激进控制。在原料属性方面，“作化工产品原料”。中央经济工作会议指出，原料用能不纳入能源消费总量控制，政策上应保障煤作为原料为化工产品提供碳元素，支持产业升级和技术进步，提高煤作为原料的转化率，降低过程排放。在能源属性方面，“不作燃料”。推动对化工装置尤其是高温反应设备的供热系统改造升级，摆脱燃料端对煤炭的过度依赖，鼓励新能源发展。此外，优先利用清洁方式制氢，煤炭“不作制氢反应剂”，将灰氢有序替换为绿氢。长期看，为达到全面零碳，还可将化工产品范围三排放纳入考核范围，在保障供应前提下，科学有序地推广零碳生产路径，实现直接、间接和上下游全面脱碳。

建立行业标准，完善消费端零碳产品认证体系，利用税收减免等方式培育零碳化工产品的需求市场。化工行业的终端产品涉及经济和生活的各个方面，从消费者的衣物，到汽车厂商的车辆内饰，再到航空航天的高端塑料等，需求端参与者涵盖面繁多。应建立起低碳、零碳化工产品的行业标准和碳排放核算认证体系，鼓励各级政府和国有企业采购，并逐渐扩大应用范围。此外，还可以大型化工消费企业为切入点，逐步将低碳或零碳化工产品的消费习惯渗透到个人消费者层面。例如，鼓励食品包装类公司建立自身全产业链脱碳管理体系，并逐渐影响终端消费者，有序构建全社会对于低碳、零碳化工产品的需求和消费习惯。

推动绿氢的全产业链建设，使得工业应用端与绿氢的制取、储运等环节互相促进、不断成熟。绿氢是未来化工行业碳减排的必要抓手，而化工也是现阶段氢气利用最大的下游行业，应利用化工对氢气的庞大需求量，缓解氢气制取储运等其他环节主要参与者对资产搁浅的担忧，并优化需求端结构，打通氢能产业链的各个环节。可在短期逐步将化工的灰氢过渡到工业副产氢，化工用氢的供给端逐步降低就地煤制氢气比例，推进炼化、煤化工与绿氢等产业耦合示范，形成完整氢气供应、储运、应用的产业链，并在中长期有序增长供应端的绿氢比例。

报告参考文献

- 1 石油和化学工业规划院数据
- 2 *The European Chemical Industry a Vital Part of Europe's Future*, 欧洲化学工业委员会Cefic, 2021
- 3 我国石化化工行业“十三五”回顾和“十四五”高质量发展, 石油和化学工业规划院, 2021
- 4 *Chemiewirtschaft in Zahlen*, 德国化学工业协会VCI, 2021, <https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/chemiewirtschaft-in-zahlen-online.jsp>
- 5 *Chemical Economics Handbook*, IHS Markit, 2021, <https://ihsmarkit.com/products/chemical-economics-handbooks.html>
- 6 石油化工行业化工新材料专题系列二: 乙烯下游, 海通证券, 2021
- 7 Dolan, G. A., *Overview of Global Methanol Fuel Blending*, Methanol Institute, 2019
- 8 化工碳中和系列报告二: 化工行业碳排放压力有多大, 东方证券, 2021
- 9 2020年能源技术展望报告, 国际能源署IEA, 2020
- 10 李远, 王北星, 蔡玉田, 我国乙烯行业碳排放基准值制定研究, 2019
- 11 我国石化化工行业碳达峰、碳中和路径研究, 石油和化学工业规划院, 2021
- 12 乙烯行业: 高速发展全球贸易再平衡, 中国石油新闻中心, 2019
- 13 *Maritime Forecast to 2050*, DNV, 2019
- 14 李灿委员: “液态阳光”技术可助力中国完成碳达峰、碳中和目标, 中国新闻网, 2021
- 15 *Future of Petrochemicals*, IEA, 2018
- 16 中国物资再生协会再生塑料分会统计数据
- 17 中国石油和化学工业联合会分析
- 18 2020年国内外油气行业发展报告, 中国石油经研院, 2020
- 19 *Bio-based Building Blocks and Polymers*, Nova Institute, 2020
- 20 生物基行业: 政策保驾 护航下潜力巨大的新蓝海, 安信证券, 2021
- 21 “EDHOX™ technology”, Linde, <https://www.linde-engineering.com/en/process-plants/petrochemical-plants/edhox-technology/index.html>
- 22 *BASF, SABIC and Linde join forces to realize the world's first electrically heated steam cracker furnace*, BASF, 2021
- 23 “Advanced biofuels”, ExxonMobil, <https://corporate.exxonmobil.com/Climate-solutions/Advanced-biofuels>
- 24 2020年能源技术展望报告, 国际能源署IEA, 2020
- 25 中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2021), 生态环境部环境规划院, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 中国21世纪议程管理中心, 2021
- 26 *IEA Analysis: Green Chinese P2A Could Compete with Brown NH3*, Ammonia Energy Association, 2019
- 27 *Carbonomics: The Green Engine of Economic Recovery*, Goldman Sachs, 2020
- 28 *Significant increase in carbon pricing is key in 1.5-degree world*, Wood Mackenzie, 2021
- 29 轻烃一体化龙头扬帆起航, 国盛证券, 2021
- 30 低油价时代煤制烯烃遇“劫”: 成本优势缩小, 巨头加码前景如何, 每日经济新闻, 2020
- 31 黄其励, 中国可再生能源发展对建设全球能源互联网的启示, 中国国家电网公司, 2018
- 32 中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2021), 生态环境部环境规划院, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 中国21世纪议程管理中心, 2021

李抒苡，薛雨军，王珮珊，碳中和目标下的中国化工零碳之路，落基山研究所，2022

RMI 重视合作，旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此，我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别说明，本报告中所有图片均来自iStock。



RMI Innovation Center

22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

©2022年4月，落基山研究所版权所有。Rocky Mountain Institute和RMI是落基山研究所的注册商标。