

中国可持续航运燃料发展报告

2025



中国可持续航运燃料发展报告

• 执行摘要

近年来，全球航运温室气体（GHG）减排进程明显加快，欧盟（EU）将航运业纳入其碳排放交易体系并实施了《欧盟海运燃料条例》，国际海事组织（IMO）也批准了“IMO净零框架”草案。国际航运减排方向逐渐从提高船舶能效转向管控船舶燃料的全生命周期排放，使用可持续航运燃料已成为国际航运业实现净零排放目标的根本路径。但当前航运业对于可持续航运燃料的定义尚未达成共识，中国发展可持续航运燃料产业的路线还不清晰。为此，中国船级社编制了《中国可持续航运燃料发展报告》，提出了可持续航运燃料的定义与内涵，梳理了国内外可持续航运燃料产业发展现状，分析了中国发展可持续航运燃料的前景和问题，并从政府、行业、企业三个层面总结提出发展思考与建议。

一般而言，可持续航运燃料是指生命周期内温室气体排放低于传统化石燃料，且满足环境、社会和经济等方面可持续性要求的船用燃料。其核心目标是通过替代高碳化石燃料，帮助国际航运业实现IMO设定的净零排放目标。当前具备应用条件的可持续航运燃料主要包括绿氢、绿色甲烷、绿色甲醇、绿氨、生物燃油等。



从全球来看，当前各种可持续航运燃料均有可规模生产的制备技术和较大规模的规划产能，但实际落地产能有限，规划产能布局呈现明显的地域集中特点。此外，受生物质原料及绿电价格影响，可持续航运燃料的制备成本明显高于传统化石燃料。燃料的大规模运输主要依靠船舶和管道，其中甲醇、甲烷、氨、生物燃油的航运技术成熟，氢的航运技术仍在发展；管道运输则呈现明显的区域化集中特征，整体规模有限。港口加注方面，甲烷、甲醇有较多实践；生物燃油在多个港口实现了低掺混比的加注；氢有较多港口实践但均为少量加注；氨已实现港口试点加注，但仍处于发展初期。应用方面，甲烷、甲醇、生物燃油等作为船舶燃料应用的技术及关键装备已较为成熟，船队规模正快速扩大。相比之下，氢、氨的船用技术仍不成熟。除船舶燃料外，可持续航运燃料在能源、化工、道路交通、航空等领域也有需求，未来航运获取可持续航运燃料可能会面临竞争。

从中国来看，我国生物质资源丰富、可再生资源发电量全球第一，电解水制氢技术逐渐成熟，生物质和电合成燃料的制备技术水平在实践中快速提升；绿氢、绿色甲醇、绿氨、生物燃油的规划产能和实际产量均处于全球领先地位，在生产端具备良好的产业和技术条件。在运输环节，除液氢外，我国其他各类燃料的运输技术均已较成熟，船队运力充足，仅铁路、管道运输的建设规模还相对有限。加注方面，甲醇燃料已有大吨位船舶加注的实践经验，多个港口正在积极推进；低掺混比的生物燃油已在多个港口实现了常态化加注；氢燃料已实现了多艘试点船的高压氢加注；氨燃料也有少量槽车试点加注实践。整体而言，我国的船舶燃料港口加注实践经验居全球前列。从制备成本、产业布局、港口储运等方面综合来看，我国具备发展可持续航运燃料产业的优势。

面向国际航运中长期的减排需求，绿色甲醇和绿氨将成为可持续航运燃料的主流选择。我国具备绿色甲醇和绿氨的产业发展条件和大规模供应潜力，近几年也取得了众多阶段性成果，但当前仍面临着诸多发展难题，需以资源协同为根基、技术创新为核心、政策机制为杠杆，通过跨区域产业链整合、技术迭代，推动从“单一技术突破”向构建“全链路零碳航运生态”的跃迁。同时，要积极参与并主导国际规则的制定，将技术优势转化为国际标准和技術规则的话语权。从顶层规划引领、区域发展协同、精准政策支持、产业合力推进、关键技术突破、国际合作深化等方面出发，逐步构建起技术领先、产业完整、机制完善的可持续航运燃料发展体系。

目录

执行摘要 1

第一部分：概述 5

第1章 航运温室气体减排规则 5

1.1 国际海事组织（IMO） 5

1.2 欧盟 6

1.3 中国 7

第2章 可持续航运燃料发展趋势 8

2.1 可持续航运燃料内涵 8

2.2 可持续航运燃料应用趋势 8

第二部分：可持续航运燃料产业分析 10

第3章 氢 10

3.1 制备生产 10

3.2 储存运输 11

3.3 船上应用 12

3.4 其他终端应用 13

3.5 小结 13

第4章 甲烷 14

4.1 制备生产 14

4.2 储存运输 14

4.3 船上应用 15

4.4 其他终端应用 15

4.5 小结 15

第5章 甲醇 16

5.1 制备生产 16

5.2 储存运输 17

5.3 船上应用 17

5.4 其他终端应用 18

5.5 小结 18

第6章 氨.....19

6.1 制备生产.....19

6.2 储存运输.....19

6.3 船上应用.....20

6.4 其他终端应用.....21

6.5 小结.....21

第7章 生物燃油.....22

7.1 制备生产.....22

7.2 储存运输.....23

7.3 船上应用.....24

7.4 其他终端应用.....24

7.5 小结.....24

第三部分：中国可持续航运燃料产业发展及展望.....25

第8章 发展现状.....25

8.1 氢.....25

8.2 甲醇.....26

8.3 氨.....26

8.4 生物燃油.....27

8.5 小结.....27

第9章 中国可持续航运燃料发展思考.....28

9.1 可持续航运燃料应用前景.....28

9.2 中国可持续航运燃料产能潜力.....28

9.3 中国可持续航运燃料发展面临的困难.....29

9.4 中国可持续航运燃料发展思考.....29

参考文献.....33

第一部分：概述

第1章 航运温室气体减排规则

1.1 国际海事组织（IMO）

2023年IMO通过船舶温室气体减排战略，明确了2050年前后实现净零排放的减排目标。2025年4月，IMO批准了具有强制约束力的温室气体减排核心中期措施“IMO净零框架”草案，以推动减排目标的实现。

IMO净零框架是全球首个将行业领域强制性排放限制和温室气体定价相结合的框架，核心举措是惩罚不满足排放限制的船舶、奖励满足排放限制的船舶和激励使用零或近零温室气体排放技术、燃料和/或能源（ZNZs），标志着IMO减排策略从以船舶能效设计指数（EEDI）、现有船能效指数（EEXI）和碳强度指数（CII）等为代表的船舶能效管理，转向对船舶燃料的全生命周期排放进行管控。

IMO净零框架由技术要素和经济要素组成，其中技术要素的核心是年度温室气体强度（GFI）目标要求。GFI目标为双重目标，包含宽松的基础目标（Base target annual GFI）和严格的直接合规目标（Direct compliance target annual GFI）。经济要素是基于双重年度温室气体强度目标要求的船舶灵活履约机制和差异化温室气体排放定价机制。

当船舶的实际年度GFI高于基础目标时，实际年度GFI高于基础目标的部分产生二级合规赤字，基础目标和直接合规目标之间的部分产生一级合规赤字；当船舶的实际年度GFI低于基础目标、

高于直接合规目标时，实际年度GFI高于直接合规目标的部分产生一级合规赤字，不产生二级合规赤字；当船舶的实际年度GFI低于直接合规目标时，实际年度GFI低于直接合规目标之间的部分产生盈余单位（SU），既不产生一级合规赤字，也不产生二级合规赤字。对于一级合规赤字，必须通过购买一级补救单位（Tier 1 RU）合规；对于二级合规赤字，可通过从其他船舶转移盈余单位（SU）、使用以前报告期储存的SU或购买二级补救单位（Tier 2 RU）等3种途径合规；对于SU，可选择平衡其他船舶的二级合规赤字、储存供后续报告期使用或作为捐款自愿取消。

除此之外，船舶可通过使用经IMO可持续燃料认证计划（SFCS）认证的ZNZs获得奖励，ZNZs的阈值初期为低于19.0 gCO₂eq/MJ，2034年12月31日后为低于14.0 gCO₂eq/MJ。激励金额将由IMO委员会每5年重新定义一次，首期激励金额将在2027年3月1日前确定。

2025年10月，IMO海上环境保护委员会（MEPC）特别会议（MEPC/ES.2）对IMO净零框架草案进行了审议。会议过程中各方对于是否即时通过IMO净零框架以及是否应采取明示生效程序等方面存在较大分歧，最终决定休会一年延期表决。尽管IMO净零框架草案未能在本次会议上通过，但多边磋商已明确关键争议与未来工作方向，国际航运业的脱碳进程将在新一轮谈判中继续推进。

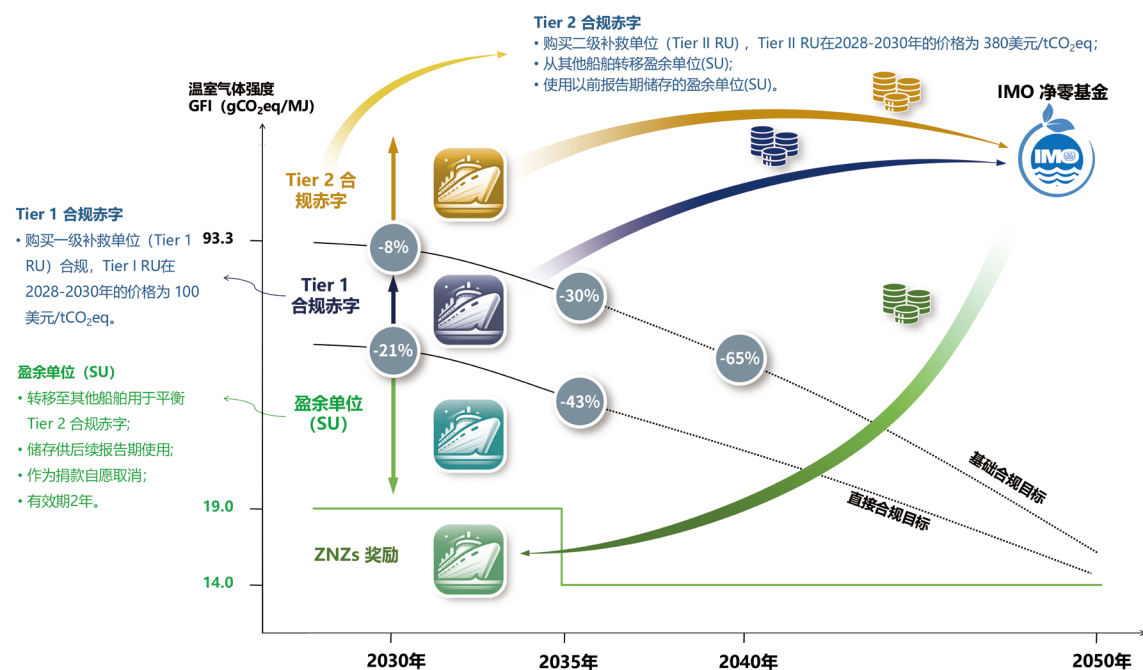


图1.1 IMO净零框架下的GFI履约示意图

1.2 欧盟

2013年, 欧盟委员会制定海运业温室气体减排“三步走”战略, 包括监测、报告和验证大型船舶二氧化碳排放 (MRV), 制定减排目标, 以及考虑中长期进一步措施。2019年底, 欧盟提出2050年率先实现“气候中和”、2030年温室气体减排55% (与1990年相比) 的目标。2021年7月, 欧盟委员会发布“减排55%”一揽子立法与政策提案 (Fit for 55), 以推动目标实现。2023年10月, “Fit for 55”关键提案完成立法流程, 其中与航运业密切相关的法案有《欧盟排放交易体系指令 (EU ETS)》和《欧盟海运燃料条例 (FuelEU Maritime)》。

《欧盟碳排放交易指令》(EU ETS) 2008年正式运行, 是全球最大碳排放交易市场, 覆盖欧盟成员国及冰岛、列支敦士登和挪威。2023年5月, 海运业纳入ETS指令的修订文本发布, 2024年1月1日起海运业纳入EU ETS, 2024至2025年

为过渡期, 2026年1月1日起全面实施。此次修订旨在使2030年排放交易体系覆盖行业温室气体排放量比2005年减少62%, 以匹配欧盟2030年减排55%的气候目标。若2028年前IMO未通过符合《巴黎协定》目标且与EU ETS同等水平的航运业减排市场措施, 欧盟将审查是否对欧盟港口与非欧盟港口间航行船舶适用更高配额清缴要求。据2021年MRV年报数据, EU ETS覆盖的5000总吨及以上国际航运船舶约占全球商船船队规模38%, 12000多艘船舶和1600多家航运公司将受影响。全面纳入后, 若按95欧元/t的欧盟碳排放配额价格, 则每吨燃油配额成本约增300欧元。

《欧盟海运燃料条例》(FuelEU Maritime) 于2023年9月22日发布, 10月12日生效, 2025年1月1日实施。这是全球首个对船用能源全生命周期温室气体强度设限的法令, 要求以2020年温室气体强度为基准分阶段折减, 2050年较基线值下降

80%。该条例适用于5000总吨以上所有船旗国船舶, 停靠欧盟港口及欧盟内航段能源用量全统计, 欧盟与非欧盟港口间航段按50%统计。符合规定的船舶获欧盟燃料符合证书, 否则将受处罚。该条例对航运及能源全产业链影响广泛深远, 影响广度和深度或超EU ETS。

1.3 中国

在国际航运减排规则和国内碳达峰碳中和目标的双层驱动下, 我国围绕交通能源融合和可再生能源替代等, 出台了一系列政策文件和规划, 积极推动国内能源转型发展和船舶应用可持续航运燃料。虽然现阶段国内船舶仅要求对船端排放进行核算, 但政策文件中已多次表明对于船舶应用绿氢、绿氨及绿色甲醇等可持续航运燃料的支持。

近期, 我国密集出台政策强化可再生能源发展

以及交通与能源融合发展。2024年10月, 国家发改委等制定了《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》, 提出加快交通运输和可再生能源融合互动, 支持开展生物柴油、生物天然气、绿色氢氨醇等在船舶领域的试点运行; 2025年3月, 交通运输部等发布《关于推动交通运输与能源融合发展的指导意见》进一步要求, 加强交通运输与能源基础设施规划协同, 完善车船绿色燃料加注体系规划, 系统推动车船绿色燃料加注设施和装备发展; 也提出要推进绿色低碳船舶发展, 积极推动电力、LNG、生物柴油、绿醇、绿氨、绿氢等清洁能源在船舶上应用。这些政策强化了可再生能源替代传统能源的战略方向, 更从基础设施协同规划、加注体系完善和船舶应用推广等多维度全面发力, 激发可持续航运燃料产业的创新活力, 为航运业低碳转型提供了坚实的制度基础和明确的政策导向。



第2章 可持续航运燃料发展趋势

在国际减排规则牵引下，航运业面临巨大的减排压力。以天然气、醇类、生物、氢、氨等为代表的能源在船舶上的应用逐步兴起与发展。

2.1 可持续航运燃料内涵

(1) 概念起源

IMO 并未直接制定“可持续航运燃料”标准，而是先建立一套全生命周期温室气体核算规则，用同一标尺度量所有燃料的碳强度，再逐级收紧排放限值，促使航运业采用低排放燃料。这种“先量化、再限额”的路径，是围绕排放对燃料使用进行约束，而非对可持续航运燃料的定义。

欧盟《可再生能源指令》（RED）与国际民用航空组织（ICAO）“可持续航空燃料（SAF）”框架已相对成熟，RED 要求可再生燃料全生命周期减排达到既定阈值，并排除对生态、社会的负面冲击；ICAO 的 SAF 则强调以可再生资源或废弃物为原料、替代化石航空燃料。IMO 海上环境保护委员会（MEPC）在第 83 届会议上决定启动“可持续燃料认证计划”，拟于 2027 年 3 月发布首批认可清单。上述实践为定义“可持续航运燃料”提供了可借鉴的参考。

(2) 定义

可持续航运燃料是指在整个生命周期内（包括原料获取、制备、运输及使用）温室气体排放低于传统化石燃料，且满足可持续性要求的船用燃料。其核心目标是通过替代高碳化石燃料（如重油和柴油），帮助国际航运业实现IMO设定的净零排放目标。

(3) 可持续性要求

根据IMO《2024年船用燃料全生命周期温室气体强度导则》，燃料的可持续性需满足以下要求：全生命周期温室气体排放降低；仅使用可再生碳源；电力或能量须来自零碳或低碳来源；避免直接和间接的土地利用变化；维持或提升水质与可用性；保障空气质量；保持并增强土壤健康；以及安全使用与处置危险化学品。

2.2 可持续航运燃料应用趋势

满足可持续性要求、具备应用潜力的航运燃料包括基于绿电、绿氢和生物质等制成的绿氢、绿色甲烷、绿色甲醇、绿氨、生物燃油等。不同燃料的应用前景受安全性、经济性、可供性、技术成熟度、减排贡献度、规则完备度、社会接受度等关键因素的影响。

安全性主要指燃料可能对船舶、人员和环境带来的危害，包括船舶应用安全和操作安全等；经济性主要考虑船舶建造成本、燃料成本、燃料舱增加所带来的货损成本、碳成本等产生的综合影响；燃料可供性主要考虑燃料供应能力和加注基础设施等完善程度；技术成熟度主要考虑船用关键装备（发动机、燃料舱、燃料供应系统等）的技术水平和商用程度；减排贡献度是指燃料使用后的减排效果，与燃料排放核算口径有关；规则完备度是燃料在船上应用的依据和安全衡准的完备程度；社会接受度主要考虑公众对燃料安全的可接受度，包括燃料自身属性、泄漏、故障可能导致的灾害后果。

可持续航运燃料的应用趋势，是现阶段及未

来可预见时间内各类燃料在上述关键因素综合作用下的体现，呈现多元化、分阶段特点。

对于现阶段，生物燃油和化石LNG会是主流的选择。生物燃油由于即加即用的特点，可满足现阶段减排要求，已成为可持续航运燃料的优选方向之一。化石LNG虽不是可持续航运燃料，但已实现规模化应用，且具备一定的减排效果，预计会在较长时间内保持主流航运燃料地位，但面向中长期的目标，其船舶应用还需转向绿色甲烷。

对于中期而言，随着基础设施建设和关键技术取得突破，绿色甲醇将快速发展并占据主要地位。绿色甲醇具备巨大的减排潜力、成熟的船用

技术以及健全的储运体系，预计会是中期的主流可持续航运燃料选择，其他燃料如绿色甲烷、绿氨随着产业的发展和技术的成熟，预计也会占据一定比例。

对于远期而言，绿氨凭借其在无碳及相对成熟的运输体系方面的优势，预期将成为远洋航运脱碳的重要长期解决方案之一。采用绿氨为燃料的船队规模将不断扩大，可能替代甲醇成为该阶段的主要可持续航运燃料。同时绿色甲醇和绿色甲烷也会保持较高比例。而绿氢随着技术的不断提升，也可能会占据一席之地，但预计发展规模有限。



第二部分：可持续航运燃料产业分析

第3章 氢

3.1 制备生产

3.1.1 技术路线

绿氢主要通过可再生能源电解水制取，包括碱性（ALK）电解水制氢、质子交换膜（PEM）电解水制氢、固体氧化物（SOEC）电解水制氢、离子交换膜（AEM）电解水制氢、海水原位直接电解制氢等。此外，太阳能分解水制氢、生物质制氢和核能制氢等方法清洁环保、制氢效率高，正处于在研究阶段^[1]。

目前ALK制氢技术成熟度最高，已充分商业化；PEM制氢技术处在商业化前期阶段，SOEC、AEM和海水原位直接电解制氢技术仍处于实验室或示范应用阶段。未来随着电解水制氢技术工艺的不断成熟，质子交换膜电解槽成本会下降，商业化程度也会随之提高。

3.1.2 产能分布

2023年，全球氢能产量达到9700万吨，其中

绿氢占比不足1%，仍处于较低水平。氢能需求主要集中在炼油和化工行业，而这些需求主要由传统的化石燃料制氢来满足^[3]。

截至2024年底，各类可再生能源电解水制氢试点项目逐步建成落地，累计建成产能超25万吨/年；2024年新增产能超7万吨/年，同比增长约42%；新建项目单体规模加快提升，千吨级以上项目占比超过80%；中国、欧洲新建成可再生能源电解水制氢项目产能分别占全球产能约63%和24%，累计建成相关项目产能分别占比约51%和30%，逐步成为全球可再生能源制氢及相关产业发展的引领地区^[2]。

根据国际能源署（IEA）预测，到2030年全球低排放氢规划产量将达到4900万吨/年，其中，2700万吨将由低排放电解水生产，1000万吨来源于化石燃料制氢结合碳捕集、利用与封存（CCUS）。到2050年，全球绿氢产量将达到3.23亿吨^[3]。

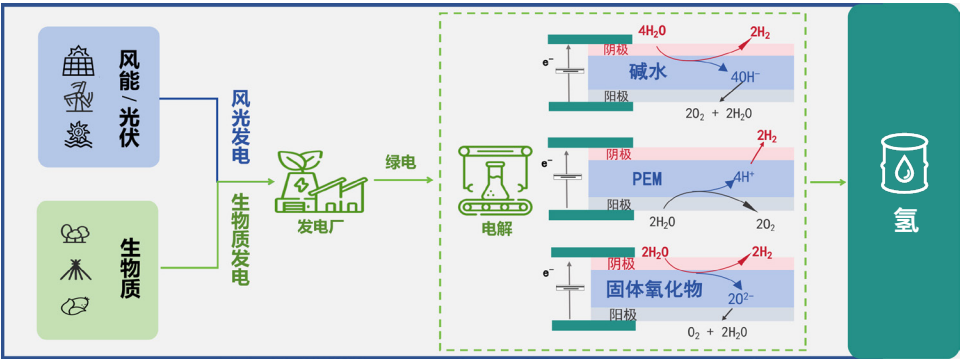


图3.1.1 绿氢制备流程

3.1.3 成本价格

目前，绿氢的制备成本为化石氢的1.5-6倍，受地理位置、资源、技术成熟度和规模等因素影响，其中电解槽装置占总成本的50-60%。2024年，绿氢制备成本为4-18美元/kg，美国重点地区绿氢（PEM）全年均价约5.2美元/kg，欧洲重点地区绿氢全年均价约6.1欧元/kg^[2]；根据IEA净零情景预测，到2030年，得益于规模化应用和成本降低，绿氢制备成本预计会降至2-9美元/kg，电解槽成本预计下降40-50%，与化石氢的成本差距从1.5-8美元/kg缩小至1-3美元/kg，阿根廷、智利和中国部分可再生资源优越地区的绿氢制备成本可能低于2美元/kg。然而，尽管绿氢制备成本下降，但仍高于化石氢，缺乏政策支持的项目或缺少竞争力^[2]。

3.2 储存运输

3.2.1 运输

氢气在常温常压下的密度仅为空气的1/14，体积储能密度极低，液化需冷却至-253℃，成本高且工艺复杂。氢分子小，易渗漏并损伤材料，且点火能量低、爆炸范围广，燃爆特性使其运输

面临较大挑战。

目前氢可通过多种形式进行运输：

（1）高压气态运输，采用长管拖车，灵活性高，适合短距离、小规模运输，单次运输量有限，能量损耗较大；技术成熟，广泛用于氢气分销，但运输成本高，主要用于200公里以内的短距离应用场景。

（2）低温液氢运输，适合长距离、大规模运输，但对储罐材料和绝热技术要求高，液化成本约占低温液态运输成本的70%；主要应用于航空航天和液氢加氢站，民用市场处于起步阶段。

（3）管道运输，是最经济的大规模、长距离输送方式，包括纯氢管道、天然气掺氢管道和油气管道改造为输氢管道等。全球部分国家已有成熟输氢管网。

（4）有机液体运输，可利用现有石化管网，避免了高压低温限制，目前已实现工程应用，但效率较低、成本较高，技术层面还需进一步突破。

（5）固态金属运输，安全性和放氢纯度高，但储氢密度低、材料成本高，处于实验阶段^[3]。

目前全球氢能贸易量小，多为小规模邻国运

表3.2.1 不同氢气运输方式对比

氢气运输方式	优点	缺点	应用
高压气态运输	适合近距离、小容量	输送成本较高	产业较为成熟
低温液氢运输	适合远距离、大容量	液化能耗大，容器要求高，成本高	航空航天和液氢加氢站
管道运输	成本低、能耗小，适合大规模、长距离	一次性投入大	纯氢管道运输在部分国家/地区有营运
有机液体运输	常温常压下液态，适合大规模、长距离	成本高，效率低，催化剂不稳定	有工程应用
固态金属运输	比较安全，可多种运输工具输送	储氢容器要求高	试验阶段

输和氢基产品贸易。随着需求增长，预计不同运输方式将互为补充。管道和液氢运输将主导大规模长距离运输，有机液体运输和金属氢化物运输适合在特定场景中应用。

3.2.2 港口储存加注

全球超过100个港口正在推进氢能项目，这些氢能项目主要分布于欧洲、北美和东亚。

欧盟计划到2030年实现每年1000万吨氢的进口与本地生产，支持工业和航运业脱碳。多个港口正开发氢气进口终端、多模式加注站和分配管网，如荷兰的艾默伊登港、鹿特丹港，比利时安特卫普港，英国Unitrove氢加注设施，以及德国黑尔戈兰岛和挪威Hellesylt氢能中心。挪威为世界首艘液氢动力渡轮“Hydra”建立槽车液氢加注设施。

东亚地区，日本和韩国加速港口布局液氢和高压氢气加注设施，支持氢动力船舶及燃料电池车辆发展。中国已有多艘试点船舶实现高压氢气加注。

在低碳政策推动下，美国加州等地正加速建设港口液氢接收与分配设施，支持氢能应用发展。液氢动力豪华游艇“Breakthrough”已开展液氢槽车加注试点。



图3.3.1 “三峡氢舟1”（左）与“氢电拖1”（右）

3.3 船上应用

3.3.1 氢燃料动力船舶设计建造

中国、美国、日本、欧盟等国家/组织正在积极开展氢能船舶示范应用，包括旅游船、渡船、海上工程船等。其中欧盟氢燃料船舶发展较早，目前已有10余艘营运船；中国近几年在氢燃料船舶方面得到了快速发展，公务船、海上交通艇、集装箱船、港口作业船等船型都有应用，但整体船队规模较小。其他国家如美国、日本、韩国、加拿大等国家均有试点示范船。当前氢燃料船舶的动力型式包括氢燃料电池和氢内燃机，其中氢燃料电池动力型式技术相对更成熟，商业化程度较高，应用前景更明朗。

目前，氢能动力船舶大多仅限于在内河或近海区域航行，主要原因为储氢的能量密度较低，导致续航里程受限，同时燃料电池的功率较小，仅能满足小型船舶需求。为了拓展氢能应用船舶类型和场景，未来需要突破高能量密度储氢、大功率/长寿命/高效燃料电池和智能化能量管理策略等技术。

3.3.2 氢燃料动力船关键设备配套

储氢装置方面，当前船舶多采用高压储氢



图3.3.2 船舶加氢系统

瓶。液氢储氢密度更高，储罐的制造及应用也相对成熟，日本在全球首艘液氢运输船上配备了1个1250方的真空绝热型液氢罐。此外，可移动式罐箱因其方便灵活的优势，未来可能在高压储氢和液态储氢中得到应用。金属氢化物储氢体积储氢密度大，在潜艇中已有应用。

氢燃料电池方面，美国、英国、德国、韩国、日本等多国不断发展船用燃料电池技术。中国超过400家零部件企业实现燃料电池装车配套。

氢内燃机方面，全球多家企业正积极进行研发。BeHydro公司研发了2.7MW四冲程船用氢双燃料发动机，EVERLLENCE成功实现了50cm缸径的大型船用二冲程发动机的氢燃烧运行试验。中国一汽、广汽、玉柴等正在开展车用氢内燃机研究，部分机型已成功点火。

3.4 其他终端应用

除船舶领域外，汽车、航空等交通、工业、能源是氢能应用的主要领域，建筑、发电等领域正在探索氢能的应用。

氢燃料电池汽车提供零排放替代解决方案，尤其是对于长途卡车、公共汽车和铁路。丰田、现代

和尼古拉等领先制造商正在推进氢燃料电池汽车技术，中国正在建设多个燃料电池汽车城市群，推动氢能在汽车领域应用。

氢气是工业过程中有前景的化石燃料替代解决方案。瑞典SSAB和安赛乐米塔尔等公司正在测试基于氢的钢铁生

产，以替代该过程中的化石燃料。氢气广泛应用于炼油、化工（合成氨和甲醇）、水泥等领域，是生产化肥氨的关键成分。

能源领域，氢可以作为储能载体进行长周期、大规模的绿电能源储存，基于“电-氢-电”转换过程实现电能储存，起到削峰填谷的作用。

3.5 小结

绿氢主要通过可再生能源电解水技术制备，包括ALK、PEM等多种技术路线。目前ALK技术成熟且商业化程度高，PEM处于商业化前期，其他技术仍处于示范阶段。氢储运面临密度低、液化难、安全性要求高等挑战，目前以高压气态、低温液氢及管道运输为主要方式，全球港口正加速布局氢能基础设施。应用方面，氢能已在船舶、汽车、工业及能源领域逐步推广，氢燃料电池船舶在内河与近海试点运行，交通与工业领域逐步替代化石燃料。然而，氢能商业化仍受成本、技术成熟度及基础设施限制，需通过政策支持、技术创新与规模化应用进一步突破。未来，随着电解槽成本下降、储运技术优化及多领域应用拓展，氢能有望成为全球能源转型的关键支撑。

第4章 甲烷

4.1 制备生产

4.1.1 工艺路线

目前，绿色甲烷根据来源方式不同主要分为2类：生物质甲烷和电合成甲烷。

生物质甲烷制备分热化学法和生物化学法，热化学法主要由生物质预处理、气化、净化与调整、甲烷化和气体提质5个步骤组成，其中催化剂的开发是甲烷化过程的重点。生物化学方法目前应用更广，主要通过水解、酸化、产氢产乙酸和产甲烷四个阶段的厌氧消化技术获得沼气。

电合成甲烷是通过可再生电力电解水获得的 H_2 ，耦合捕集的 CO_2 ，在催化剂的作用下实现甲烷化反应制备得到。电合成甲烷具备规模化生产条件，但目前技术尚不成熟，合成难度大，成本较高。

4.1.2 产能分布

根据IEA《沼气和生物甲烷2025》报告^[4]，2023年全球沼气和生物甲烷的总产量约500亿方，其中20%的沼气被提纯为生物甲烷；2023年生物甲烷产量约为80亿方，主要集中在欧盟和北美。

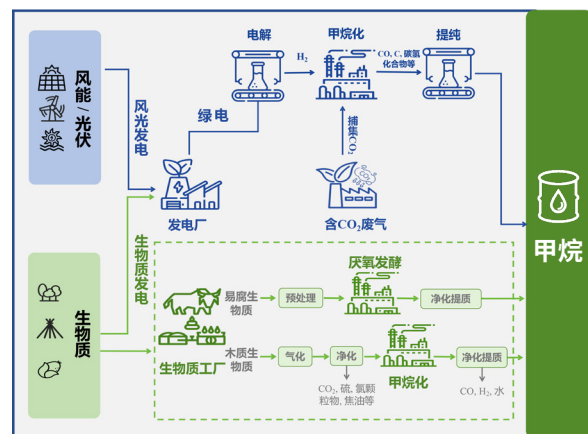


图4.1.1 绿色甲烷制备流程

欧洲是全球最大沼气生产地区，2023年占全球产量的近一半，生物甲烷年产量超4.5亿方，其中德国产量最高，占欧洲总产量的40%；中国每年生产约10亿方沼气；2023年美国沼气产量约为60亿方，其中生物甲烷产量为30亿方。

4.1.3 成本价格

根据IEA《沼气和生物甲烷2025》报告^[4]，欧洲地区生物甲烷生产平均成本约为1210美元/t，印度地区约770美元/t，中国及东南亚地区约715美元/t，南美地区约1265美元/t，北美地区约990美元/t，非洲地区约1320美元/t。

4.2 储存运输

4.2.1 运输

陆上运输方面，天然气可通过管道、槽车、罐式集装箱和气瓶等各种载运工具进行输送。对于陆上长距离运输，主要通过天然气管道。2025年全球在役天然气输送管道总里程超150万公里。对于中短途运输，可通过高压气瓶、低温液体槽车或罐式集装箱进行运输。

水路运输方面，截至2025年3月，全球LNG运输船总计820余艘（含订单），主流船型为12-21万方LNG运输船，共700余艘。

4.2.2 港口储存加注

根据克拉克森统计，截至2025年3月，全球已有201个港口具备LNG加注能力，另有约73个港口在建或规划提供LNG加注服务。当前LNG加注港口主要集中在欧洲，亚洲正快速发展。

截至2025年3月，全球已有49艘LNG加注船投入运营，另有28艘LNG加注船舶手持订单。

2023年沼气和生物甲烷的使用

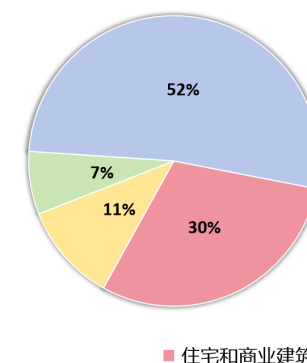
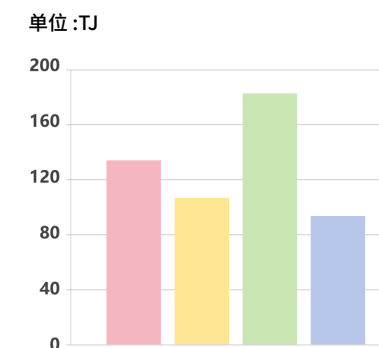


图4.4 全球沼气和生物甲烷的应用领域

2024-2030年沼气和生物甲烷的增长



4.3 船上应用

4.3.1 天然气燃料动力船舶设计建造

截至2025年3月，全球共有LNG动力船约1340余艘，总数量在全球船队占比约1.2%，总吨位占比约6.6%。LNG动力船舶手持订单约1000艘，在全球船舶订单中占比约15.1%，总吨位占比约38.3%。LNG仍是全球替代燃料动力船手持订单中最多的替代燃料类型，总吨占比约72.3%。

4.3.2 天然气燃料动力船关键设备配套

全球范围内对于船用天然气发动机的开发已历经20年，主要包括双燃料发动机（含高压二冲程、低压二冲程、低压四冲程）、纯气体发动机（低压四冲程）在内的各种机型均有实船应用，相应的LNG供气系统技术也在不断完善。当前船用天然气发动机技术及产品已基本成熟，EVERLLENCE、WinGD等厂家正通过优化燃烧室结构、废气再循环、甲烷氧化催化、低负荷停缸运行等技术措施减少甲烷逃逸。

4.4 其他终端应用

绿色甲烷在其他终端应用，主要场景如下：

（1）作为天然气的直接替代品并入现有的天

然气管网，提供燃料和电力供应。当前并入管网是我国生物质天然气消纳的主要方式，国内部分石油公司正在开展生物甲烷开发利用的探索，芬兰、丹麦、德国、希腊、中国等国家都已开展沼气热电联产城镇污水处理厂低碳处理项目，实现污水处理和资源再利用。

（2）作为重型货车的清洁燃料。2023年Tarmac公司在英国建筑材料行业领域中首次尝试重型货车使用生物甲烷燃料，测定行驶范围以期实现近零排放；日本也在2024年推出世界上第一台生物甲烷发动机。

根据IEA“Renewables 2024”报告^[5]，在2023年，全球沼气和生物甲烷的应用领域如图4.4所示。

4.5 小结

目前，生物质甲烷制备较为成熟，电合成甲烷具备规模化生产条件，但技术尚不成熟。得益于现有成熟的运输载具、储存/加注基础设施和配套产业链供应，甲烷燃料仍是全球替代燃料动力船队数量（包括已建和订单）中应用最多的替代燃料类型。除作为船上燃料应用外，绿色甲烷在现有天然气管网、重型货车等场景中也拥有广泛的应用空间。

第5章 甲醇

5.1 制备生产

5.1.1 技术路线

目前绿色甲醇主要通过生物质制备和电合成两种路径获取。

生物质甲醇制备一般采用生物质气化合成途径，将生物质气化形成富碳合成气，再经气体重整合成甲醇。当前市场除技术成熟的生物质气化合成项目外，也存在部分生物质耦合绿氢项目，通过绿电制取绿氢后补充至合成气。

电合成甲醇一般通过电解水制氢与CO₂合成，其中CO₂需使用可再生CO₂，即来自于生物质能产生或从空气捕集的CO₂。生物质能产生的CO₂总量有限，从CO₂含量极低的空气直接捕集CO₂成本也极高，而从CO₂浓度相对较高的工业废气中捕集CO₂难度更小，成本更低且能有效减排。若工业废气捕集碳能够在燃料全生命周期排放中被核

减，工业废气捕集CO₂合成甲醇或可成为更有前景的电合成甲醇制备路径。

5.1.2 产能分布

根据全球甲醇协会和Gena solutions统计数据，截至2025年4月，全球已有220个绿色甲醇项目，到2030年已宣布的预计总产能为3710万吨，其中电合成甲醇的预计总产能为2060万吨，生物质甲醇总产能为1650万吨，主要集中在欧洲、北美和东亚等地区^[7]。

5.1.3 成本价格

绿色甲醇的出厂价格主要受原料价格、电力成本、生产工艺等因素影响。参考IRENA数据^[7]：

(1) 生物质甲醇：当前生物甲醇的生产成本大约在327-764美元/t之间，其中原料成本占据主要比重。到2050年，成本将下降至227-553美元/t。

(2) 电合成甲醇：成本主要受制于绿氢成本

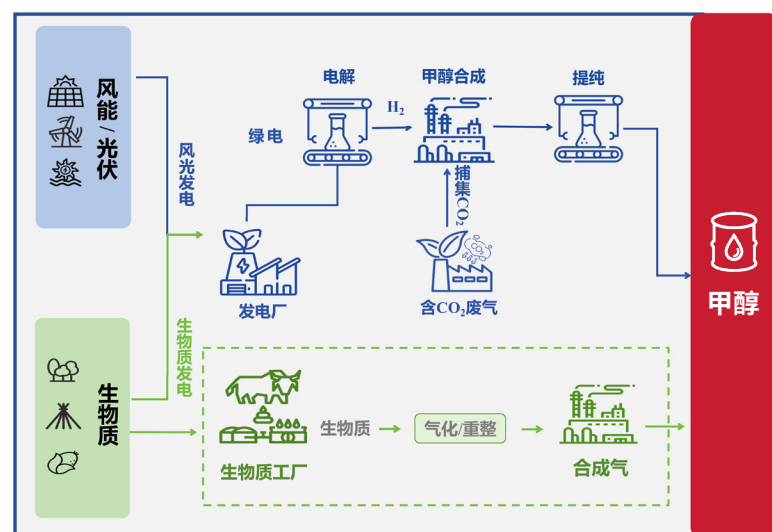


图5.1.1 绿色甲醇制备流程^[6]

和捕集CO₂成本。当前，电合成甲醇的生产成本高达为820-1620美元/t，主要由昂贵的电解水设备投资和可再生电力成本所致，到2050年，成本将下降至250-630美元/t。

5.2 储存运输

5.2.1 运输

甲醇燃料常温下为液态，对运输要求不高，已有成熟完备的技术和操作要求体系。甲醇的运输包括水运和陆运两种路径。

水路运输方面，全球甲醇运输主要由中东输送至东北亚、欧洲、北美等地。中国是全球最大的甲醇消费国，其次为欧洲、北美以及东南亚地区，主要出口国为伊朗、沙特和阿曼等中东国家^[8]。目前甲醇作为危化品在船舶散装运输方面已有较为成熟的经验，甲醇运输船也是当前较为常见的船型之一。

陆上运输方面，目前多为槽车运输，部分固定路线可通过铁路运输，管道运输技术和经验还相对匮乏，尚未形成运输标准规范，大规模和长距离运输还有待进一步发展。国际上管道运输已有较远距离的应用，中国也在积极探索甲醇管道运输的可行性。

5.2.2 港口储存加注

工业上多用金属储罐存储甲醇，甲醇储罐有立式、卧式、圆柱形、球形、椭圆形、浮顶罐等。大型的甲醇储罐多选用内浮顶储罐，单罐容积可达1-2万方，最大储量可达1.4万吨。

截至2025年3月，全球已有16个港口可提供船舶甲醇加注服务，包括上海港、哥德堡港、阿姆斯特丹港、鹿特丹港、安特卫普港、艾因苏赫纳港、塔林港&格丁尼亚港、新加坡港、蔚山港和休斯顿港等，另有21个港口正在建设或规划甲醇加

注能力。整体看来，以亚欧港口及墨西哥湾为依托的甲醇加注网络图正逐渐形成，这些将构成全球甲醇动力船舶发展的燃料供应节点。

5.3 船上应用

5.3.1 甲醇燃料动力船舶设计建造情况

截至2025年3月，全球共有甲醇动力船53艘，手持订单306艘，其中大部分为集装箱船，其余为干散货船、油轮、化学品船、客滚船等船型。

5.3.2 甲醇燃料动力船关键设备

现阶段船舶应用甲醇燃料的动力形式主要为发动机，少数采用燃料电池。

二冲程发动机领域，主要由EVERLLENCE与WinGD主导市场。EVERLLENCE早在2012年推出适用于甲醇、乙醇燃料的ME-LGI低速机，成为全球首家甲醇燃料低速机供货商，而后ME-LGI系列持续迭代，到2025年5月已交付全球最大功率甲醇双燃料低速机，最大设计功率达64000kW，甲醇替代率约93%。WinGD近年来正在加速推进甲醇二冲程机的开发工作，2025年2月成功交付甲醇双燃料二冲程发动机10X92DF-M-1.0。四冲程发动机领域，瓦锡兰、潍柴、中船动力、潍柴动力已具备商业化能力，EVERLLENCE、Rolls-Royce、Caterpillar等公司正在积极研制。

除发动机外，甲醇燃料电池也受到部分企业关注。2021年，中国企业研制的高温甲醇燃料电池动力游船“嘉鸿01”首航成功。此外，上海博氢新能源科技、丹麦Blue World Technologies等公司也在进行甲醇燃料电池技术的研究。但单一燃料的电池动力系统对能量传递响应速度较慢，难以满足船舶变工况需求，同时燃料电池还没有突破兆瓦级功率，现阶段仅适用于小型船舶。

5.4 其他终端应用

甲醇作为一种多功能化学品，广泛用于能源、化工、医药和农业等领域：

(1) 能源领域。通过将上游的绿氢与可再生二氧化碳或捕集的二氧化碳合成甲醇，再利用现有的甲醇储运体系，可以有效解决氢能储运技术不成熟的问题。

(2) 化工领域。甲醇是重要的有机化工原料，广泛应用于生产烯烃、二甲醚、醋酸、合成橡胶等有机化工产品。

(3) 医药领域。甲醇可作为有机合成溶剂，在制备药物时起催化作用，促进药物合成。此外，甲醇还可以用于制备各种医药中间体。

(4) 农业领域。甲醇可以作为农药的溶剂，提高农药的渗透性和效果。甲醇还可以用于制备各种绿色肥料，如有机肥、复合肥等。

5.5 小结

绿色甲醇具备产业链成熟、储运方便和全生命周期减排效果显著等突出优势。生物质和电合成甲醇技术已趋成熟，产能不断扩大有望推动成本下降。现有基础设施兼容性好，全球加注网络正加速形成。甲醇动力船舶订单快速增长，动力装置已基本具备商业化条件。此外，甲醇还是重要的氢能载体和化工等领域的关键原料，具有广阔的应用前景。

第6章 氨

6.1 制备生产

6.1.1 工艺路线

绿氨的生产基本采用传统合成氨的哈伯-博世法，将绿氢与空气分离的 N_2 在高温高压及催化剂的作用下通过电化学反应合成，与化石氨相比，仅需用绿氢取代化石来源的氢。工艺比较成熟，未来技术突破主要在催化剂材料研发、降低反应条件、提高产率等方面。

6.1.2 产能分布

截至2025年3月，全球绿氨投产产能很少。2021年，全球首个绿氨工厂在丹麦投产，产能为5000吨/年。2024年，挪威雅苒公司Porsgrun工厂投产，产能为2万吨/年。远景能源绿色氢氨项目宣布一期工程投产，并开展了千吨级的试生产。

根据国际可再生能源署（IRENA）统计^[9]，当前全球规划绿氨产能到2030年将达1500万吨，到2040年将达7100万吨，主要分布在澳大利亚、毛里塔尼亚（非洲）和阿曼（中东）等区域。

6.1.3 成本价格

根据IRENA预测^[11]，当前全球绿氨成本约720-1400美元/t，明显高于化石氨。预计到2030年将降至480-900美元/t，到2050年降至310-610美元/t，其中绿氢成本占绿氨成本的90%以上。

6.2 储存运输

6.2.1 运输

当前全球合成氨约90%在产地直接作为原料消耗，每年仅2500-3000万吨氨通过公路、火车、船舶和管道运输，其中1800-2000万吨氨通过船舶运输^[11]。

船舶运输方面，根据克拉克森统计，截至2023年底，全球范围内可运输液氨的船舶有498艘，考虑船舶一年往返多航次，现阶段液氨海上运力相对充足。此外还有1600余艘LPG运输船，总吨位超3000万吨，通常兼容液氨运输。

管道运输方面，全球氨运输管道集中在美

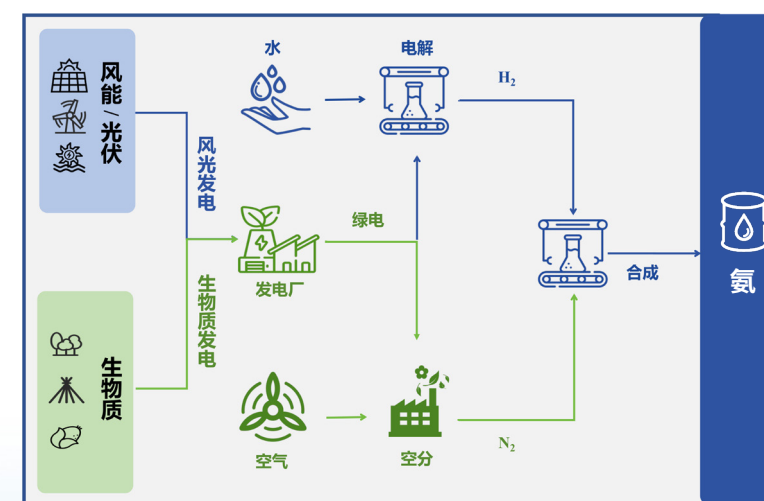


图6.1.1 绿氨制备流程

国、俄罗斯等国家。2022年美国液氨管道里程约5000km，俄罗斯约2400km；欧盟液氨管道主要面向港口、储罐和用户，长度较短；中国液氨管道总里程小于200 km^[10]。

6.2.2 港口储存加注

截至2022年，全球120余个港口可大规模处理氨，储氨能力多在1.5-6万吨之间，少量大型港口可储氨超10万吨。全球进出口码头储氨能力近500万吨^[11]。

2024年新加坡港成功完成了全球首次氨燃料加注，实现了氨动力船“Fortescue Green Pioneer”的燃料加注；2024年7月，日本邮船在横滨港完成了全球首艘氨燃料拖轮“魁号”的首次燃料加注；2024年12月，大连中远海运重工完成了中国首艘氨燃料拖轮“远拖一”的首次燃料加注；2025年4月，鹿特丹港实现了两船间的液氨转运。整体而言，氨作为船舶燃料的加注尚处于初期，尽管已有成功案例，但广泛应用仍需克服安全、技术和基础设施等方面的挑战。

6.3 船上应用

6.3.1 氨燃料动力船舶设计建造

氨燃料是液化气体，其船舶燃料围护系统的设计建造与氨运输船货物系统类似，供应系统等与LNG燃料船类似。基于氨的毒性，氨动力船设计

时需考虑毒性区域导致的布置难题，也要关注氨泄漏后的毒性防护和氨排放处理等的设计。

截至2025年3月，全球已有3艘氨燃料动力船和41艘订单。2022年，澳大利亚在1艘海洋工程船上完成了全球首次柴油混燃改造，而后在2024年，中国和日本各有1艘氨燃料动力试点拖轮交付。整体而言，当前氨燃料动力实船较少，但全球已有多家企业具备氨燃料动力船舶设计能力和经验，也有众多船厂开展氨动力船建造。

6.3.2 氨燃料动力船关键设备配套

氨燃料可燃下限较高，可燃范围窄，点火能量较高，其发动机研制在点火、燃烧控制等方面存在难度。此外发动机燃烧排放的NO_x和N₂O等氮氧化物的处理也需特别考虑。

当前各厂家正在积极研制船用氨燃料发动机，2025年预计能取得关键突破，支撑首批氨动力船的试点应用。四冲程机方面，瓦锡兰、日本IHI、中船动力院、中船711等均有机型在研，功率多在2000kW左右，其中日本IHI的首台氨发动机已在拖船“魁号”上应用，瓦锡兰 W25 机型已研制完成，还有待于进一步实船验证。二冲程机方面，WinGD 和EVERLLENCE已投入重点研发，WinGD首款氨燃料机型X52DF-A和EVERLLENCE首款氨燃料机型7S60均在测试，预计可在2025年完成研制。

除发动机外，部分企业也在开展氨燃料电池的研究，但整体发展落后于发动机，当前技术水平还难以支撑实船应用。

6.4 其他终端应用

全球约80%的合成氨用于农业，其余多用于工业和化工生产，包括空调制冷、塑料纺织品、炸药生产、废液处理、药品生产等。相关行业也在积极探索新用途，未来绿氨在储氢载体、清洁动力燃料、清洁电力燃料等新场景中拥有较好前景。

(1) 储氢

氨是较理想的储氢载体。氨更易液化，同体积液氨储氢比液氢多60%，工业生产、技术体系、储运设施也更完备^[13]。智利、中东、澳大利亚等可再生资源丰富的地区已有规划，利用风光发电制氢，再通过液氨运输船运输到欧美、日本等市场。

(2) 发电

到2040年，发达经济体中43%的燃煤和燃气电厂仍有使用寿命，发电行业减排压力巨大。日

本已制定《2021-2050日本氨燃料路线图》，提出2025年前火电厂完成20%掺氨的示范验证。中国于2024年7月发布《煤电低碳化改造建设行动方案（2024-2027年）》，提出火电厂通过生物质掺烧、绿氨掺烧、碳捕集与封存进行改造。韩国、马来西亚、新加坡、印度尼西亚和印度等国也在进行掺氨燃烧发电的研究和实践，当前掺氨燃烧发电已具备商用条件，发展前景较好。

6.5 小结

绿氨具备制备技术成熟、储运条件好和减排效果显著等优势。其中哈伯博世法合成氨制备技术成熟，未来绿氨产能扩大也有望推动成本下降。规模化运输主要通过船舶和管道，船舶运力充足，运输管道仅在部分区域有规模化建设。港口储存能力尚有不足，加注还处于初期的试点阶段。实船应用较少，动力装置整体处于研制阶段，有小规模的市场订单，但增速较慢。除作为航运燃料外，绿氨还在发电等行业有应用需求，航运获取绿氨燃料可能面临竞争。



图6.3.1 中远海运5500 HP 氨燃料港作拖轮（左）和西南海运25000方氨运输船（右）

第7章 生物燃油

7.1 制备生产

7.1.1 技术路线

生物燃油系指衍生自生物质的燃油，包括但不限于脂肪酸甲酯（FAME）、加氢处理的植物油（HVO）和直接植物油（SVO）等^[12]。

生物燃油制备的主要技术路线分为以下几种：

（1）酸碱催化法，是目前研究最为成熟的技术，其基本原理是利用酸碱催化剂催化经过处理的动植物油脂与甲醇等发生酯化或转酯化反应，从而生成低分子量的脂肪酸甲酯（生物柴油）和甘油。

（2）生物酶法，反应条件温和、后处理简单

和无污染排放，能产生高价值副产品。但生物酶易失活、寿命短、成本高严重阻碍其工业化。

（3）超临界法，是一种无催化剂的酯交换制备方法，反应快、无需催化剂、原料适应性强，但能耗和设备要求较高，大规模工业化生产面临挑战。

（4）加氢法，直接以各种动植物油为原料，在催化剂存在条件下进行加氢饱和、加氢脱氧、脱羧基以及加氢异构化反应来制备生物燃油。

7.1.2 产能分布

2023年，全球生物柴油总产量达到5600万吨，

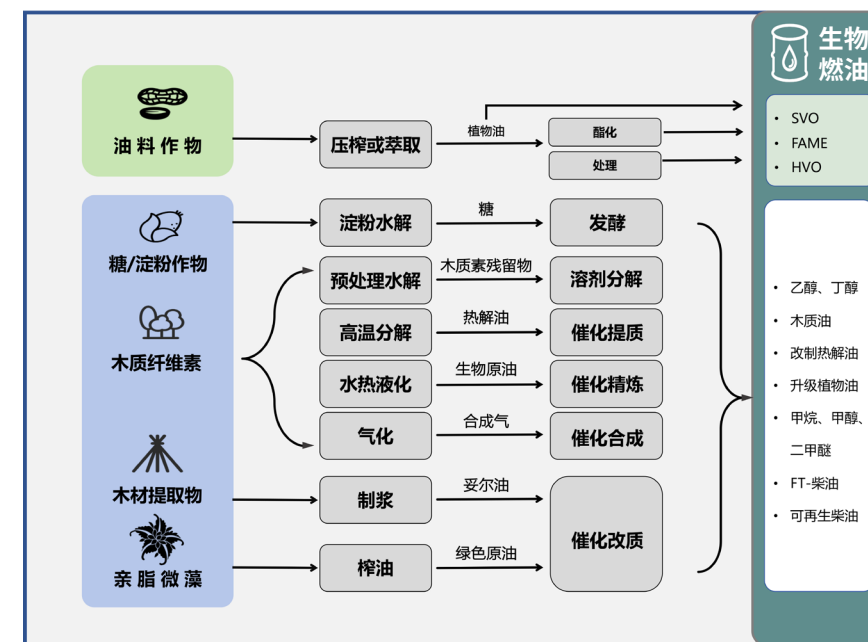


图7.1.1 生物燃油制备流程

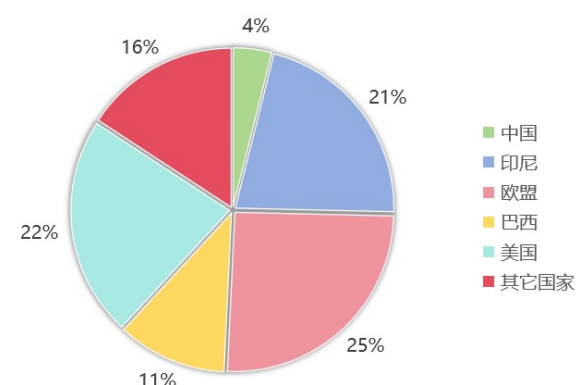


图7.1.2 2023年全球生物柴油生产情况

目前不同燃料来源、供应港口的生物燃油价格差别较大。根据Argus数据统计，2024年9月份休斯顿B30的平均价格为821美元/t，阿姆斯特丹-鹿特丹-安特卫普（ARA）地区的B30为776美元/t，西地中海枢纽直布罗陀和阿尔赫西拉斯的B24为766美元/t。而新加坡和中国广州的B24分别为706美元/t和760美元/t^[14]。2025年4月，新加坡B24平均价格增至729美元/t，B30平均价格增至788美元/t^[15]。

7.2 储存运输

7.2.1 运输

生物燃油性质与传统燃油接近，可适用于绝大部分现有燃油运输工具。目前生物燃油主要通过船舶从亚洲和拉丁美洲出口运输至欧洲和北美，欧美地区是全球最大的生物燃油消费地，其80%以上的生物燃油原料依赖船舶运输进口^[16]。当前全球范围内适用于B25以上混合生物燃油的化学品船还相对较少，对于生物燃油的运输有一定影响。

欧盟以1422万吨的产量居全球首位，占比25%；美国、印度尼西亚、巴西等国家紧随其后，中国生物柴油产量仅220万吨，占全球总产量3.93%^[13]。

7.1.3 成本价格

现阶段，航运业对于生物燃油的应用主要通过掺混形式进行，常见掺混比例包括B24（以体积比掺混为24%的混合生物燃油）、B30等，混合生物燃油的减排潜力会随着掺混比例变化而变化。



图7.2.2 “宝宁岭”轮在广州港加注生物燃油

7.2.2 港口储存加注

全球生物燃油港口加注发展迅速，其中鹿特丹港与新加坡港已形成规模化运营。2024年，鹿特丹港实现75万吨B30生物燃油加注量，而新加坡港以88万吨B24的加注量跃居全球第一^[17]。新加坡海事及港务管理局（MPA）于2025年3月批准B30生物船用燃油加注，随后IMO在4月的MEPC 83届会议上也批准了该掺混加注比例。

截至2025年5月，全球范围内已有鹿特丹、新加坡等20余个港口开展生物燃油加注业务。中国已有10余个港口先后实现生物燃油加注作业。

7.3 船上应用

7.3.1 生物燃油燃料动力船舶设计建造

生物燃油船上应用主要采用FAME和HVO两类，可与现有燃料舱、发动机、燃油供应系统等“无缝”连接。生物燃油燃料船舶在燃料舱布置、机舱设计、机械通风、燃料加注、消防、监测和控制等方面基本没有额外风险，仅在材料、燃料储存等方面存在一定差异。

7.3.2 生物燃油燃料动力船关键设备配套

生物燃油作为即用型燃料适用于大部分常规油船，但船舶应用不同种类的生物燃油时需考虑对

发动机、燃料供应系统和燃料存储进行适当的调整或改装，总体来说，相较于石化燃油，应用生物燃油的船舶无需增加配套的关键设备，但相关的配套设备应对其燃料特性差异带来的安全性和排放符合性等给予重点关注，尤其是B30以上生物燃油的NO_x排放问题。

7.4 其他终端应用

中国《可再生能源法》明确国家鼓励生产和利用生物液体燃料，《“十四五”现代能源体系规划》也要求大力发展生物柴油等燃料。在政策的引导下，生物燃油除在航运业得到应用以外，在其他交通领域也得到了积极推广和应用。

在航空领域，国家发展改革委、中国民用航空局在北京启动可持续航空燃料（简称“SAF”）应用试点。在车用交通方面，北京正式启动烃基生物燃油闭环推广应用试点，试点首批采用B10生物燃油。随着生物燃油在航空和车用等场景的推广使用，可能会使航运业使用生物燃油过程中本已存在的供应受限和燃油成本较高的问题更加突出。

7.5 小结

生物燃油制备技术多样且成熟，市场主流技术为酸碱催化法，产能主要分布在欧盟和美国，成本受地区及掺混比例等因素影响较大。储运环节可依托现有燃油基础设施，全球加注网络正逐步完善。船舶应用具备良好兼容性，无需改造设备，但需关注高比例掺混对排放合规与发动机适应性的潜在影响。随着航空和道路交通领域政策推动需求增长，生物燃油可能面临多行业资源竞争。

第三部分：中国可持续航运燃料产业发展及展望

第8章 发展现状

8.1 氢

8.1.1 制备

国内氢制备以碱性电解水（ALK）制氢、PEM制氢和SOEC制氢为主，其中ALK制氢占比达到95%以上。截至2024年底，全国规划建设绿氢项目超600个，建成产能约12.5万吨/年，主要在华北和西北地区，约占总产能45%和44%。

目前，国内煤制氢成本低于11元/kg，电解水制氢成本约34-45元/kg，工业副产氢成本在13-23元/kg。当前光伏、陆上风电和海上风电制氢成本分别为15元/kg、19元/kg和33元/kg，均高于化石氢^[18]。随着电解槽和绿电成本降低，预计2030年部分地区电解水制氢成本可达到与化石氢形成竞争的水平。

为规范低碳氢评价，中国氢能联盟发布团体标准T/CAB 0078-2020《低碳氢、清洁氢与可再生能源氢的标准与评价》，提出低碳氢排放量不超过14.51kgCO₂eq/kg，清洁氢和可再生能源氢排放量不超过4.9kgCO₂eq/kg。当前中国煤制氢和天然

气制氢过程中碳排放分别为9-11 kgCO₂eq/kg和5-10 kgCO₂eq/kg，焦炉煤气制氢过程碳排放为5-15kgCO₂eq/kg，绿电电解水制氢碳排放可低至0.03kgCO₂eq/kg^[19]。



8.1.2 运输加注

当前国内氢运输多采用高压氢气和液氢的形式，其中高压氢长管多采用拖车进行中短途运输，液氢多通过槽车进行中长距离运输，中国海洋石油完成了全球最远液氢罐箱海运试点项目。管道输运处于发展初期，总里程约400公里，首个长距离纯氢输送管道项目正在建设^[3]。除纯氢外，天然气管网改造的掺氢管道也是重要方向，截至2025年3月，中国已建成的掺氢管道总长超过500km。

截至2024年底，中国建成陆上加氢站540座，均为气氢加注。固定式加氢站为主流选择，撬装式因其灵活性和经济性在临时补氢或偏远地区应用较多。加氢压力以35MPa为主，占比90%，70MPa占比仅2%，主要受氢压缩机等限制。中国“三峡绿电绿氢示范站”实现200标方/h制氢及快速加注，为“三峡氢舟1号”提供气氢燃料，全国范围内已有多艘氢动力示范船投入运营，如“蠡湖未来号”“东方氢港”和“氢电拖1”等，均采用高压氢气加注方式。

8.2 甲醇

8.2.1 制备

根据中国船级社（CCS）统计，截至2025年3月，国内绿色甲醇规划和在建项目已达80余个，产能超过2600万吨，以生物质工艺路径为主。国内绿色甲醇规划产能主要集中在东北和内蒙古区域，而航运绿色甲醇需求预计将集中在东南沿海港口，呈现明显的“产销分离”特点。国内绿色甲醇存在规划产能多，实际落地少、落地慢的问题，现有产能较少，香港中华煤气5万吨绿色甲醇产能已经ISCC EU认证并向市场供货，中石油大庆炼化的生物质甲醇2024年10月已获得ISCC EU认证。

成本方面，经CCS测算，当前船舶获得国内生物质甲醇燃料的价格区间为4200~6600元/t（约600-943美元/t）。受生物质成本影响，即使未来我国电力价格持续下降，生物质甲醇的价格下降也有限。

8.2.2 运输加注

当前国内铁路和公路运输甲醇的产业已十分成熟，各区域间的运输基本没有障碍。此外，作为全球大宗化学品，国内大部分沿海主要港口均有甲醇储存能力和甲醇装卸业务。

8.3 氨

8.3.1 制备

根据CCS整理统计，截至2025年3月，国内绿氨规划和在建项目已有50余个，产能超1290万吨/年，其中在建项目9个，产能约237万吨/年。绿氨规划产能集中在内蒙古、吉林、陕西等区域，其中内蒙古约占总产能的70%，而航运绿氨燃料需求预计将集中在东南沿海港口，有明显的“产销分离”特点。此外，国内绿氨还存在规划产能多、实际落地少、落地慢的问题，现有产能极少。

成本方面，经CCS测算，当前船舶获得国内绿氨燃料的价格区间为5587-10483元/t（约798-1497美元/t），到2050年成本预计降至3531-7079元/t（约504-1011美元/t）。

8.3.2 运输加注

当前国内通过铁路和公路运输液氨的产业已十分成熟，但港口储运和加注的基础设施和作业经验仍有欠缺，液氨管道建设较晚，目前有4条长输管，总里程小于200 km。我国合成氨进出口相对较少，多为内贸，根据中国海关统计，2024年合成氨进口量47.07万吨，出口量仅8.97万吨，主要通过湛江港、连云港和南京港等港口进行。

国内具备氨装卸货经验的港口较少，液氨储罐也集中在江苏及以南区域，江苏省主要分布在南京港、大丰港和连云港地区，主要沿海港口几乎没有储氨能力，难以满足大规模海运和船舶燃料加注的需求。

8.4 生物燃油

8.4.1 制备

当前，中国生物燃油的产品、技术、装备均已达到国际先进水平。国内主流生物燃油产品主要有FAME和HVO，制备技术与国际类似，主要有酸碱催化法和催化加氢法。中国是全球重要的生物燃油生产国和出口国，由于国内市场尚未形成规模，国产生物燃油多出口至欧盟。2023年，我国生物柴油产量超200万吨/年，其中90%出口，约180万吨。2024年，由于欧盟的反倾销调查、调整关税等措施，我国生物柴油总产量降至约160万吨^[20]。

我国生物柴油主要以餐厨废弃油脂为原料，原料成本约占制备总成本的75%，受原料供应不足等因素影响，国内主流市场价格从2024年初的5150元/t持续上涨，至2025年5月已增至8000-8200元/t，进一步加剧了其作为航运燃料的成本压力和竞争劣势。

8.4.2 运输加注

我国对于生物燃油试点工作的推广历程已有约20年。当前，国内生物燃油主要应用于交通运

输领域，大部分通过船舶运输出口至欧盟，国内市场的应用规模有限。为加速产业落地，2024年3月国家能源局发布《关于公示生物柴油应用推广试点的通知》，明确在22个城市开展试点项目。随着多地试点项目的推进，我国生物燃油产业正逐步从出口依赖转向本土化应用探索。

在生物燃油加注领域，国内已从试点阶段逐步迈向常态化运营。截至2025年5月，全国开展生物燃油加注业务的港口增至10个，包括广州港、宁波舟山港、大连港、深圳盐田港、深圳蛇口港、厦门港、青岛港、连云港港、上海洋山港以及香港，国内港口生物燃油加注网络已初步成形，从试点转向常态化运营。

8.5 小结

中国的绿氢、绿色甲醇、绿氨及生物燃油等可持续航运燃料产业呈现快速发展态势。氢能领域，ALK和PEM制氢技术已较为成熟，华北和西北等地规划有大量产能；运输以高压氢为主，液氢运输实践较少；加氢站建设正在加速发展。甲醇和氨领域，国内在东北、西北、内蒙古等地规划有大规模的绿色甲醇和绿氨产能，其中甲醇以生物质工艺为主，氨基本为电合成工艺，二者均面临产销分离和项目落地慢的挑战。生物燃油产量全球领先，国内加注网络已初步形成。整体上，基础设施不足、成本偏高仍是行业破局的关键瓶颈。

第9章 中国可持续航运燃料发展思考

9.1 可持续航运燃料应用前景

为推动2050年净零排放目标的实现，IMO在2025年4月批准“IMO净零框架”草案，国际航运减排方向逐渐从提高船舶能效转向管控船舶燃料的全生命周期排放，使用可持续航运燃料成为实现减排目标的根本路径。作为核心市场措施，“IMO净零框架”生效后将通过经济手段调节燃油和可持续航运燃料的成本，推动可持续航运燃料应用。

根据IMO第4次GHG报告，国际航运燃料年消耗量约2.20-2.39亿吨当量燃油，预计到2050年燃料需求增至约2.59亿吨。CCS基于IMO 2023温室气体减排战略的分阶段目标测算得出：2030年国际航运需使用可持续航运燃料替代约13%的燃油，总需求量约为5400万吨；2040年需替代约65%的燃油，总需求量约3亿吨；2050年需替代约91%的燃油，总需求量约4.5亿吨。结合CCS对航运燃料发展现状及前景的研判，这些可持续航运燃料需求将主要由绿色甲醇和绿氨提供。

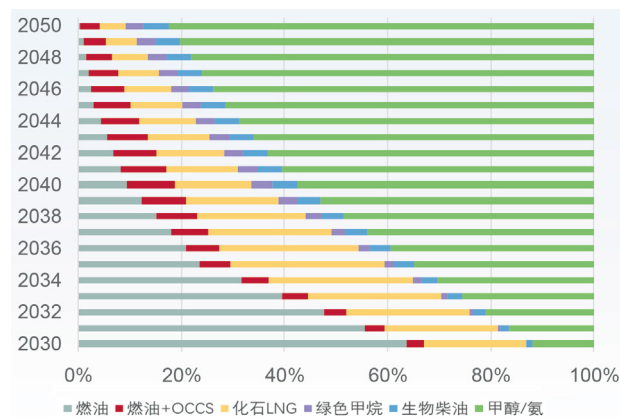


图9.1 2030-2050年全球国际航运燃料需求预测

9.2 中国可持续航运燃料产能潜力

绿色甲醇和绿氨等可持续航运燃料生产主要涉及生物质原料、碳源和可再生能源等。中国拥有较为丰富的生物秸秆、林业剩余物、畜禽粪便、生活垃圾和糖业副产物等生物质原料，总产量或产能潜力位居世界前列；风光可再生能源技术、装备和产能全球领先，绿电资源充足；因此，中国在生物质甲醇、电制甲醇和绿氨等可持续航运燃料方面具备较大发展潜力。

由于航运需求带动，2030年前我国将有大批绿色甲醇、绿氨项目投产，整体产能将快速增长。据CCS测算，受生物质原料总量限制，未来我国生物质甲醇最大产能潜力约4200万吨/年；我国工业捕集碳源及风光电资源丰富，绿电绿氢规划产能稳步增长，如IMO接受工业碳源制取绿色甲醇合规，则电制甲醇产能潜力极大，未来最大可达1.4亿吨/年；我国风光电资源丰富，绿氨未来最大产能潜力可达1.6亿吨/年。



图9.2 中国绿色甲醇和绿氨产能潜力预测

9.3 中国可持续航运燃料发展面临的困难

我国拥有丰富的可再生能源资源和成熟的制造业基础，在发展绿色甲醇、绿氨等可持续燃料方面具有显著潜力。在生产制备方面，香港中华煤气有限公司等多家公司生产的绿色甲醇获得ISCC EU认证，部分公司已向市场供货；在港口加注方面，我国上海港、大连港等多个沿海大型港口已开展绿色甲醇加注的试点示范，港口可持续航运燃料储存及加注能力不断提升；在燃料标准方面，全国石油产品和润滑剂标准化技术委员会已组织完成《绿色合成氨》《绿色甲醇》和《B24重质船用燃料油》等3项能源领域石化行业标准（征求意见稿）；另外，行业自发组织成立联盟，整合绿色船舶燃料供应链资源，打造从生产、运输到加注的全链条协作平台，促进绿色航运产业链上下游合作，如东北亚绿色船燃供应链联盟、上海市临港新片区绿色航运产业联盟等。尽管如此，当前我国可持续航运燃料发展仍面临诸多挑战：

（1）规划发展仍不确定

尽管IMO提出了2050年净零排放目标，也批准了IMO净零框架草案，但该草案目前还未通过最终审议，后续的审议通过和实施仍有较大不确定性，将对航运减排进程产生较大影响。零或近零温室气体排放技术、燃料和/或能源（ZNZs）的奖励机制及可持续燃料认证机制等也尚未完全明确，各种可持续航运燃料在不同减排时期的经济性和可供性存在较大不确定性，航运企业对技术路线的选择也趋于保守。这也使得我国难以制定长期稳定的燃料发展路径，直接影响可持续航运燃料产业链的投资决策和国家规划布局节奏。

（2）政策规则体系尚不完善

当前绿色甲醇等可持续航运燃料的生产成本远高于传统燃料，然而针对可持续航运燃料的专

项政策有限，税收减免、补贴等经济激励政策和碳定价机制方面存在不足，碳排放核算和监管规则不明确，发展可持续航运燃料面临政策风险，导致商业前景不明朗，企业投资意愿不足，规模化发展受限，导致规划多落地少。

（3）认证标准体系尚未建立

欧盟建立了可持续燃料标准及认证体系，IMO正在制定可持续燃料认证计划（SFCS），我国尚未建立既符合国情又能与国际接轨的可持续燃料标准和认证体系，导致国内可持续航运燃料能否被国际认可存在不确定性，尤其是工业碳源合成的甲醇是否合规将直接影响其市场竞争力。

（4）原料供应保障不足

可持续航运燃料的大规模制备面临生物秸秆收集困难、绿电波动性大等问题，导致原料供应难以持续稳定。同时，生物质气化合成可持续航运燃料技术尚未完全成熟，进一步制约了规模化生产。原料供应的不确定性和技术瓶颈使得生产成本高企，难以形成经济可行的商业模式。

（5）技术成熟度有待提升

我国在可持续航运燃料生产制备、配套发动机装备等方面的技术成熟度仍显不足，相关装备的可靠性和经济性仍有待验证，制约了可持续航运燃料的规模化生产和应用。

（6）产业链协同不足

我国可持续航运燃料产业链各环节协同发展尚不足，从能源制备、燃料运输、港口加注到船上应用还未形成高效衔接，能源部门、航运企业和燃料生产商之间的合作机制尚不健全。运输和加注基础设施布局不完善，产销分离导致转运成本提升。

9.4 中国可持续航运燃料发展思考

我国可持续航运燃料发展需以资源协同为根

基、技术创新为核心、政策机制为杠杆，通过跨区域产业链整合、技术迭代，实现从“单一技术突破”到“全链路零碳航运生态”的跃迁。同时，需强化国际规则制定参与度，将技术优势转化为标准主导权：

（一）政策层面

1、明确路径规划，优化区域布局

我国应坚持市场主导和政府引导相结合，尽快制定并明确可持续航运燃料的中长期发展路线图，明确分阶段发展目标和主导技术路径，**重点聚焦绿色甲醇、绿氨**，并将其纳入能源和交通发展规划。基于资源禀赋和生产要素，实现差异化布局：在可再生能源富集区，如东北、华北和长江流域等地以农林废弃物为原料规模化生产生物质甲醇，西北等地以风光电生产绿氢/绿氨和绿色甲醇；在港口枢纽与工业区结合带，如长三角、珠三角优先发展工

业废气捕集CO₂制绿色甲醇项目，降低就地供应成本。同时，建立跨区域协调机制，促进绿能生产基地与港口需求的有效衔接。

2、强化政策助推力，促进产业发展

建议研究出台系列可持续航运燃料生产补贴政策，设计差异化碳成本传导方案，通过税收优惠等方式降低可持续航运燃料生产成本，缩小可持续航运燃料与传统燃料价差。推动培育可持续航运燃料生产力，完善绿色甲醇和绿氨的运输和加注体系。**构建“北醇南运”等运输渠道**，支持大连港、锦州港、天津港等环渤海港口开展可持续航运燃料转运基地建设；支持上海港、青岛港、宁波舟山港、深圳港等建设可持续航运燃料加注中心。

3、建立燃料标准和认证机制，降低运营成本

制定船用燃料的碳足迹核算标准、排放因子



图9.4 广州港实施生物燃油加注作业（左）“远拖一”轮在大连港加注氨（右）

数据库与碳标识认证体系，建立我国船用燃料标准与认证机制。推动航运碳税机制与国际接轨，加速燃料标准互认，降低制度性交易成本。同步完善航运绿色低碳运营管理配套机制，设立专项资金或绿色金融工具支持关键项目，降低可持续航运燃料项目的融资成本。

4、推动产业链协同，构建产学研用生态

强化交通与能源规划的协同，推动交通与能源基础设施一体化建设。鼓励能源企业、航运公司、港口集团、装备制造商组建产业联盟或签订燃料保供协议，分担初期风险和成本。精心打造示范区域，依托我国沿海航运枢纽和工业基础设施，优先在长三角、珠三角、渤海湾等航运枢纽区域，重点建设绿色甲醇和绿氨供应链合作平台，支持我国航运企业、能源供应商、港口集团联合构建“燃料生产供应+港口加注+船舶应用”垂直链条，打造可持续航运燃料示范区，形成可复制、可推广的商业模式，逐步带动全国可持续航运燃料产业生态的形成。

（二）燃料生产制备企业层面

1、聚焦技术创新与产学研协同

技术成熟度是产业化的基础，企业需将创新置于核心位置。**攻克关键技术瓶颈**，重点突破生物质

气化效率、电解水制氢成本、动态掺氢补碳以及合成工艺中的催化剂活性与稳定性等难题。**深化产学研合作**，主动与高校、科研院所共建研发平台，共同开发共性技术。**参与标准制定**，积极参与国家和行业标准的制定，确保产品符合标准要求，助力行业高质量规范发展。

2、强化全产业链布局与协同

可持续航运燃料发展涉及环节多，必须打破“孤岛”，构建生态。**上游保障原料供应**，积极探索与农业合作社、林业企业合作，建立稳定的秸秆等生物质原料收集、储存和供应体系，降低原料成本和供应风险。**中游推动一体化建设**，大力推广“风光氢氨醇一体化”模式，将可再生能源发电与燃料生产直接耦合，实现绿电本地消纳，提升整体能效。**下游开拓应用市场**，紧盯航运脱碳等确定性需求，与国际航运公司签订长期供货协议，以销定产，锁定市场。

3、多措并举提升经济性

当前可持续航运燃料成本较高，通过管理和技术手段降本增效是关键。依托规模化与精益管理降本，通过扩大项目产能，摊薄固定成本，并在项目建设运营中引入精益管理思想，优化流程，降低损耗。探索金融工具与商业模式创新，



善用制造业中长期贷款等政策性金融支持。探索配套建设储能设施，以化解新能源发电波动性与化工生产连续性之间的矛盾。

（三）航运业层面

1、布局基础设施建设，促进供应链协同

可持续航运燃料的普及，前提是建立起稳定、经济、便捷的供应网络。航运业需要与能源、港口各方紧密合作。**打造核心加注枢纽**，重点依托资源禀赋好、区位优势突出的港口，加快建设专业的燃料加注码头和储罐，形成区域加注中心。**布局“陆海联动”供应链**，鼓励航运企业向上游延伸，与燃料生产企业签订长期采购协议，锁定低成本资源。例如，依托东北地区丰富的风光资源和占全国产能的80%以上的绿色甲醇和绿氨生产规划项目，促进“北醇（氨）南运”“中醇（氨）外运”通道构建。**优先推动“绿色航运走廊”**，在特定航线（如中美、中欧等主干航线）上，联合港口、货主、能源企业共同建设从燃料生产、加注到船舶运营的全链条示范项目。集中资源解决初期瓶颈，形成规模效应。

2、加快技术攻关，突破燃料应用瓶颈

持续强化船用甲醇、氨等发动机的技术研究，提高设备安全可靠性和功率谱系；加强科研平台与国家部委重大专项建设，构建自主创新的技术体系，培养高端专业人才，通过技术突破带动全产业链升级，为可持续航运燃料发展应用提供坚实支撑。

3、深化国际合作，提升全球竞争力

积极参与国际规则与标准制定，推动国际规则有条件接受工业废气二氧化碳为可持续航运燃料的合规碳源。推动建立与国际接轨且符合国情的可持续燃料认证体系。加强国际合作，鼓励中国企业参与全球可持续航运燃料供应链项目，引进先进技术和管理经验，推动国内可持续航运燃料产品进入国际航运市场。

发展可持续航运燃料涉及能源、交通、工业等多个领域，需系统谋划、协同发力。通过科学规划引导、有效政策激励、产业链深度协同、核心技术攻关以及积极融入国际合作，我国有望在全球绿色航运转型浪潮中占据主动，为实现航运脱碳目标和推动国内相关产业发展奠定坚实基础。

参考文献

- [1] 李建林等. “双碳”目标下绿氢制备及应用技术发展现状综述. 分布式能源[J]. 6(4);
- [2] 国家能源局, 《中国氢能发展报告2025》, 2025;
- [3] IEA. Global Hydrogen Review[R]. 2024;
- [4] IEA. Outlook for Biogas and Biomethane 2025;
- [5] IEA, Renewables 2024;
- [6] IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021;
- [7] Gena solutions, Renewable methanol update (January 2025);
- [8] 五矿期货, 《甲醇：全球甲醇购销格局及进出口形式解读》;
- [9] IRENA, 2022年《创新展望：可再生氨》;
- [10] 尹鹏博等.国内外液氨管道输送技术标准对比分析;
- [11] IEA, Energy Technology Perspectives 2023;
- [12] CCS《船舶应用生物燃油指南》2024;
- [13] 中国产业发展促进会, 《2024中国生物质能产业发展年度报告》;
- [14] Argus, Market News;
- [15] S&P Global, Platts global bunker fuel cost calculator(May 15, 2025) ;
- [16] 经济日报：生物柴油发展再迎新契机;
- [17] 新加坡海事及港务管理局；鹿特丹港务局；
- [18] 蒋珊等. 绿氢制取成本预测及与灰氢、蓝氢对比. 石油石化绿色低碳[J]. 2022, 7(2), p6-11;
- [19] 2024年2月, 前瞻产业研究院, 预见2024：绿氢产业技术趋势展望;
- [20] 中国能源报：生物柴油亟待打通国内应用市场.



中国可持续航运燃料发展报告 2025

联系人：王志芳，金鼎

邮 箱：zf_wang@ccs.org.cn, dingj@ccs.org.cn

网 址：www.ccs.org.cn

