

## 电力设备

2026年03月20日

## 绿醇：氢能重要载体，绿色燃料元年

——行业深度报告

投资评级：看好（维持）

殷晟路（分析师）

金益腾（分析师）

陈诺（分析师）

yinshenglu@kysec.cn

jinyiteng@kysec.cn

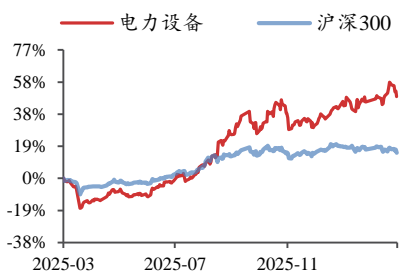
chennuo@kysec.cn

证书编号：S0790522080001

证书编号：S0790520020002

证书编号：S0790525070008

### 行业走势图



数据来源：聚源

### 相关研究报告

《欧洲电动车销量月报（2026年1月）：1月欧洲9国新能源车同比+23%，法、意、西等增长明显——行业点评报告》-2026.2.28

《欧洲电动车销量月报（2025年12月）：2025年欧洲9国BEV同比+31%，2026年多国补贴将延续或重启——行业点评报告》-2026.1.22

《欧洲电动车销量月报（2025年11月）：法国、意大利补贴落地后BEV高速增长——行业点评报告》-2025.12.25

### ● 氢能有望成为“十五五”支柱产业，2026年将成为绿色燃料元年

2026年《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提到“推动氢能成为新的经济增长点”，并通过非电消费考核机制推动绿氢在工业脱碳领域的规模化应用。2026年3月，国家能源局强调绿色燃料的战略意义，绿色甲醇作为绿氢高效载体和近零碳能源，受益于全球航运强制脱碳，将成为未来主流航运绿色燃料，我们测算2030年全球船用绿醇需求有望达到约1900万吨。截至2025年，全球实际绿醇投运产能较少，不足百万吨，多数项目仍处于前期规划阶段，随着航运推进脱碳和技术进步带来的降本，绿醇需求将呈现千万吨级市场潜力，而受供应短缺形成结构性缺口。

### ● 需求：全球航运脱碳创造合规溢价，2030年需求超千万吨级

绿醇产业发展的关键驱动力来自全球航运业的绿色转型进程，EU ETS、FuelEU Maritime等法规规定通过碳配额清缴和燃料温室气体强度标准，为涉及欧洲航线的船舶使用传统燃料创造了显著的合规成本压力，尽管IMO净零框架延迟1年表决，但全球航运面临日益严格的碳排放约束趋势没有改变。我们测算，一艘15000 TEU集装箱船使用传统燃料在2035年可能面临每吨1205美元的合规成本，而绿色甲醇凭借其接近零的碳排放强度可有效规避此类费用。这种合规溢价机制正在重塑船用燃料的经济性比较，推动绿色甲醇从示范应用走向规模化采购。

### ● 供给：2024年底全球实际投产绿醇产能不足百万吨，

截至2025年底，全球绿色甲醇规划产能已超过7000万吨，但实际投运产能不足百万吨，产能转化率仍然偏低。从区域分布来看，中国占据了近80%的规划产能，但大部分项目仍处于备案或前期准备阶段，已投产项目多集中在示范性的小规模产线。从技术路径来看，生物质制甲醇凭借其相对成熟的工艺和成本优势，在短期内成为主要投产路线；而电制甲醇虽具备更大的规模化潜力，但其经济性仍高度依赖绿电成本下降。供给端的滞后发展，意味着在未来几年内全球绿色甲醇市场或将维持供需紧平衡状态，具备先发优势的企业将迎来重要的市场窗口期。

### ● 投资建议：

在绿色甲醇产业确定性趋势下，我们重点关注已布局绿色甲醇产能并取得绿证认可、与下游客户锁定消纳占据先发优势的龙头企业，受益标的：金风科技、中国天楹、中集安瑞科、复洁科技、嘉泽新能、佛燃能源、电投绿能。

### ● 风险提示：政策风险；成本与供应链风险；技术路线风险；市场竞争风险。

## 目 录

1、 氢能：动力燃料和工业原料双重属性 .....	4
1.1、 政策：氢能有望成为“十五五”时期新兴支柱产业 .....	4
1.2、 氢气：绿氢替代灰氢是必然趋势 .....	6
1.3、 氢气下游应用领域多元，绿氢消纳成熟度仍不足 .....	8
2、 需求：全球航运脱碳驱动，千万吨市场潜力将现 .....	10
2.1、 绿醇作为关键低碳载体，是绿色燃料重要分支 .....	10
2.2、 绿色溢价需求：航运脱碳已成为重要应用场景 .....	11
2.2.1、 EU ETS：2026年起欧盟内通行的船舶需 100%缴纳其碳排放对应的碳配额 .....	11
2.2.2、 FuelEU Maritime：目标欧盟内通行的船舶 2025-2029 年温室气体排放强度降低 2% .....	12
2.3、 合规溢价测算：2035 年单吨绿醇的合规溢价为 573.9 美元 .....	16
2.4、 需求测算：2030 年船用绿醇需求约 1900 万吨 .....	18
3、 供给：当前全球投运产能较少，国内绿醇产能正在加速投产 .....	21
3.1、 全球绿醇规划产能超 7000 万吨，但投产不足 50 万吨 .....	21
3.2、 绿色甲醇包括生物质甲醇和电制甲醇 .....	22
3.2.1、 生物质制甲醇包括气化合成气路线和沼气 2 条技术路线 .....	22
3.2.2、 电制甲醇：电费成本占比较高 .....	23
3.3、 产能梳理：2025 年底国内绿醇投产 61 万吨 .....	26
4、 受益标的 .....	27

## 图表目录

图 1： 技术路线图提出 2030 年氢燃料汽车保有量目标为 50 万辆 .....	5
图 2： 2024 年国内氢气产能以化石能源制氢为主 .....	6
图 3： 绿氢价格显著高于灰氢和蓝氢 .....	7
图 4： 当前有 3 种主流的电解水技术路线 .....	8
图 5： 2024 年国内电解水制氢以碱性电解槽为主 .....	8
图 6： 氢气的下游领域包括交通、工业、能源 .....	8
图 7： 国内绿氢消纳场景以甲醇、合成氨等化工应用为主 .....	9
图 8： 2025 年底累计建成绿氢产能 36.98 万吨 .....	9
图 9： 甲醇根据生产原料和生产工艺可分为绿醇、蓝醇、灰醇、棕醇 .....	10
图 10： EU ETS 规定自 2026 年起欧盟内通行的船舶需 100%缴纳其碳排放对应的碳配额 .....	12
图 11： FuelEU Maritime 规定欧盟内通行的船舶 2025-2029 年温室气体排放强度降低 2% .....	12
图 12： 2023 年 7 月 IMO 通过了 2023 年船舶温室气体减排战略 .....	14
图 13： IMO 净零框架设立两级合规赤字 .....	15
图 14： 绿醇是中长期满足“FuelEU”减排的主流燃料（单位：gCO <sub>2</sub> eq/MJ） .....	17
图 15： 绿醇是中长期满足“IMO 净零框架”ZNZs 的主流燃料 .....	17
图 16： 2035 年的单吨燃料合规罚款合计为 1205.2 美元 .....	17
图 17： 2025 年末在运营船队可使用替代燃料或推进装置船舶的占比上升至 9.4% .....	18
图 18： 2025 年新船订单中替代燃料船舶占比为 37% .....	18
图 19： 2025 年 1-11 月在运营的甲醇动力船为 93 艘（单位：艘） .....	19
图 20： 2025 年 11 月的在手甲醇动力船订单为 321 艘（单位：艘） .....	19
图 21： 根据当前在运营和在手甲醇船舶订单对应绿色甲醇需求量在 1050.5 万吨 .....	19

图 22: 按甲醇船舶的需求拆分, 船东 CR5 为 67%.....	19
图 23: 截至 2024 年底, 海外规划绿醇产能约 1450 万吨.....	21
图 24: 截至 2024 年底, 国内规划绿醇产能约 5678 万吨.....	21
图 25: 海外绿醇产能规划以电制甲醇路线为主.....	22
图 26: 国内绿醇产能规划以电制甲醇路线为主.....	22
图 27: 生物质气化制绿醇是当前生物制甲醇的主流技术路线.....	22
图 28: 生物质沼气制绿醇主要基于天然气制甲醇技术路线.....	23
图 29: 电制甲醇包括直接法和间接法.....	24
图 30: 随着绿电价格下降, 电制甲醇将表现出一定的价格优势.....	25
表 1: 政策高度重视氢能产业发展.....	4
表 2: 政策在非电利用和工业脱碳方向引导绿氢规模化发展.....	5
表 3: 可再生甲醇作为替代燃料具有一定优势.....	11
表 4: 假设 7000 吨传统 HFO 燃料, 对应 GHG 强度 91.54 gCO <sub>2</sub> e/MJ.....	13
表 5: 我们测算 7000 吨传统 HFO 船舶在 2025-2029 年的 FuelEU 罚款为 40.4 万欧元.....	13
表 6: 船舶年度 GFI 目标值包括基础目标和直接合规目标.....	14
表 7: 假设 7000 吨传统 HFO 燃料, 对应 GFI 93.01 gCO <sub>2</sub> e/MJ.....	15
表 8: 我们测算 7000 吨传统 HFO 船舶在 2028 年的 IMO 净零框架罚款为 72.24 万美元.....	16
表 9: 我们测算 2030 年全球船用绿醇消耗 1883.5 万吨.....	20
表 10: 沼气制绿醇生产成本较低但总投资较高.....	23
表 11: 绿氢在电制甲醇的成本占比超 80%.....	24
表 12: 短期绿醇最优解为生物质路线.....	25
表 13: 国内规模化绿醇项目已投产 61 万吨.....	26
表 14: 受益标的盈利预测与估值.....	28

## 1、氢能：动力燃料和工业原料双重属性

### 1.1、政策：氢能有望成为“十五五”时期新兴支柱产业

政策定调，氢能有望成为“十五五”时期新兴支柱产业。氢能在2019年首次被写入《政府工作报告》，2022年国家发改委与国家能源局联合印发的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，明确了氢能的能源属性与战略定位。2024年，氢能首次作为前沿新兴产业被写入政府工作报告，并正式纳入《中华人民共和国能源法》的能源范畴进行管理。2025年，《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》提到，推动氢能成为新的经济增长点，奠定了其战略性新兴产业的地位。2026年3月，《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》首次提出布局绿色氢氨醇，拓展氢能在交通、电力、工业多领域应用，明确氢能在新型能源体系、能源安全与“双碳”目标中的关键支撑作用。

表1：政策高度重视氢能产业发展

时间	政策	内容
2019年3月	《政府工作报告》	原文提到：“推动充电、加氢等设施建设”，首次将发展氢能首次写入《政府工作报告》。
2020年4月	《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》	通过“以奖代补”方式支持符合条件的城市群开展燃料电池汽车商业化示范运行，明确氢的能源定位。
2022年3月	《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》	确立氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，制定三步走发展目标，到2030年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系。
2024年3月	《政府工作报告》	原文提到：“加快前沿新兴氢能等产业发展”，氢能首次作为前沿新兴产业被写入政府工作报告。
2025年10月	《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》	原文提到：“前瞻布局未来产业，推动氢能成为新的经济增长点”，赋予了氢能作为新兴支柱产业的时代使命。
2026年3月	《第十五个五年规划纲要》	原文提到：“提升可再生能源制氢装备水平，加快攻关验证经济安全的规模化氢储运技术，优化布局氢能基础设施，推动绿氢产业链向绿色氨醇、可持续航空燃料延伸，拓展氢能在交通、电力、工业等领域应用。”

资料来源：新华社、商务部、国家能源局等、开源证券研究所

**响应“十五五”未来产业，三部门联合印发氢能应用试点通知。**2026年3月，工信部、财政部、国家发展改革委联合印发《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》，通过城市群试点，将氢能应用场景由燃料电池汽车向交通、工业等具备条件的多元领域拓展。目标到2030年，城市群氢能在多元领域实现规模化应用，终端用氢平均价格降至25元/千克以下，力争在部分优势地区降至15元/千克左右；全国燃料电池汽车保有量较2025年翻一番，力争达到10万辆。

本次试点拟择优确定5个产业基础好、应用场景丰富、氢能资源保障能力强、产业链条完整的城市群率先开展氢能综合应用试点，中央财政将采取“以奖代补”方式，对城市群给予奖励资金支持，单个城市群试点期内奖励上限不超过16亿元，合计不超过80亿元。本次试点任务为积极探索氢能创新应用场景，形成“1个燃料电池汽车通用场景+N个工业领域应用场景+X个创新应用场景”的氢能综合应用生态，包括燃料电池汽车、绿色氨醇、氨基化工原料替代、氢冶金、掺氢燃烧、创新应用场景六大应用场景，由燃料电池汽车向交通、工业等具备条件的多元领域拓展。

氢能是非电利用的重要载体，政策正从应用导向引导绿氢走向规模化发展。《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》明确到2027年，要在冶金、合成氨、合成甲醇等领域实现绿氢规模化应用。《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消耗量目标及重制度实施办法（征求意见稿）》首次将绿色氢、氨、醇的消费量，正式纳入可再生能源非电消费最低比重的强制性考核体系，以非电利用为关键突破口，通过刚性考核机制，为绿氢锁定确定性的终端需求。《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》将绿氢定位为新能源消纳的重要出口，鼓励绿氢项目与新能源基地协同发展，实现“风光氢储”一体化。

**表2：政策在非电利用和工业脱碳方向引导绿氢规模化发展**

时间	政策	内容
2024年12月	《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》	明确到2027年要在冶金、合成氨、合成甲醇等行业实现清洁低碳氢的规模化应用，并开展多元化示范。
2025年9月	《以更大力度推动我国新能源高质量发展》	以非电利用为突破，拓宽新能源利用途径。加大力度推动风光制氢取得一定规模突破，在新能源资源丰富地区，结合“沙戈荒”新能源基地、海上风电基地等大基地规划建设，加强绿氢制输储用一体化发展布局，并重点向绿氢冶金、绿色合成氨、绿色甲醇、绿色航煤等方向延伸绿电制氢产业链和价值链，形成新能源产业新增增长点。
2025年10月	《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重重制度实施办法（征求意见稿）》	明确要求重点用能行业需通过可再生能源制氢氨醇等方式完成非电消费目标，首次将绿色氢氨醇消费纳入可再生能源非电消费最低比重考核体系。
2025年11月	《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》	首次将氢能置于新能源消纳体系的核心位置，明确绿氢作为“灵活负荷”，鼓励绿氢项目与新能源基地协同发展，推动西部绿氢大基地建设，并探索氢能参与电力市场机制。

资料来源：国家能源局、发改委等、开源证券研究所

2035年、2040年氢燃料汽车保有量目标分别达100万辆以上、400万辆以上。由工业和信息化部指导、中国汽车工程学会组织修订编制的《节能与新能源汽车技术路线图3.0》提到：燃料电池仍将是商用车实现绿色低碳转型的重要技术路径，到2040年，燃料电池汽车将实现从当前的万辆提升至10万辆、百万辆的阶梯式突破，总体规模达到400万辆以上。

**图1：技术路线图提出2030年氢燃料汽车保有量目标为50万辆**

		2030年	2035年	2040年
燃料电池汽车	燃料电池汽车总目标	实现氢能与燃料电池汽车的规模化推广，燃料电池汽车规模为40万-80万辆以上	实现燃料电池汽车商用车、乘用车并举的发展格局。燃料电池汽车规模为100万辆-200万辆	实现燃料电池汽车与其他动力系统汽车全面竞争的市场格局。燃料电池汽车规模为400万-800万辆
	商用车	纯电续航里程≥1000km CHTC工况燃料经济性≤8kg/100km* 整车寿命≥100万km* 整车成本≤80万元* 使用环境温度：-35-55℃ 使用环境海拔(功率无下降)：0-3000m 加氢速率≥6kg/min	纯电续航里程≥1000km* CHTC工况燃料经济性≤7kg/100km* 整车寿命≥150万km* 整车成本≤60万元* 使用环境温度：-45-60℃ 使用环境海拔(功率无下降)：0-4000m 加氢速率≥8kg/min	纯电续航里程≥1000km* CHTC工况燃料经济性≤6kg/100km* 整车寿命≥200万km* 整车成本≤50万元* 使用环境温度：-45-60℃ 使用环境海拔(功率无下降)：0-4000m 加氢速率≥10kg/min
	乘用车	续航里程800km CLTC工况百公里氢耗≤0.7kg 耐久性≥20万km(8年) 整车使用温度范围：-30-45℃ 整车使用海拔高度：0-3000m 整车成本≤20万元	续航里程≥900km CLTC工况百公里氢耗≤0.65kg 耐久性≥30万km(12年) 整车使用温度范围：-35-45℃ 整车使用海拔高度：0-3500m 整车成本≤15万元	续航里程≥1000km CLTC工况百公里氢耗≤0.6kg 耐久性≥60万km(15年) 整车使用温度范围：-40-50℃ 整车使用海拔高度：0-5000m 整车成本≤12万元

注：燃料电池商用车加“\*”数据以49t重型货车为例，燃料电池乘用车数据以B级车为例。

资料来源：中国汽车工程学会《节能与新能源汽车技术路线图3.0》、香橙会研究院公众号

## 1.2、氢气：绿氢替代灰氢是必然趋势

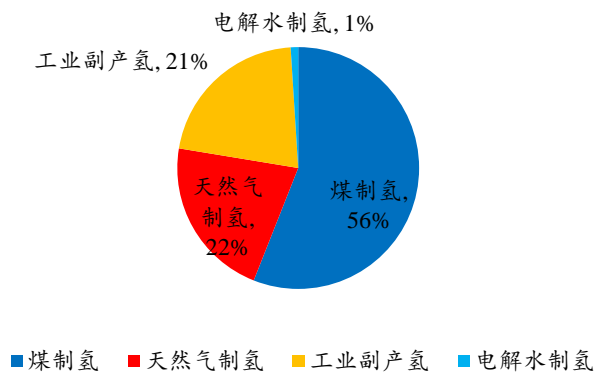
氢气为二次能源，需要通过能量转化过程从煤、烃类和水等物质中提取。根据制取过程中的碳排放可分为灰氢、蓝氢和绿氢，“灰氢”指的是通过煤炭、石油、天然气等化石能源的重整制氢，和以焦炉煤气、氯碱尾气、丙烷脱氢（PDH）等为代表的工业副产氢，生产过程中释放大量的二氧化碳，但因技术成熟且成本较低，是当前主流制氢方式。

“蓝氢”是在灰氢的基础上，将CO<sub>2</sub>副产品捕获、利用和封存（CCUS），减少生产过程中70-90%的碳排放，碳足迹低于灰氢，但成本更高；

“绿氢”是通过可再生能源如风电、水电、太阳能制氢、生物质制氢等方法制得的氢气，生产过程基本不会产生二氧化碳等温室气体，保证了绿氢的生产过程零排放。其中可再生能源电解水制氢是应用最广、技术最成熟的绿氢制备方式，太阳能光解水制氢、生物质制氢等技术尚未实现大规模工业应用。

当前国内产能仍以“灰氢”为主。2024年国内氢气年产量约5000万吨，其中煤制氢占比56%、天然气制氢占比22%、工业副产氢占比21%，而电解水制氢占比仅约1%，主要由化石能源制氢和工业副产氢构成，推动可再生能源电解水制氢有利于实现工业脱碳。

图2：2024年国内氢气产能以化石能源制氢为主

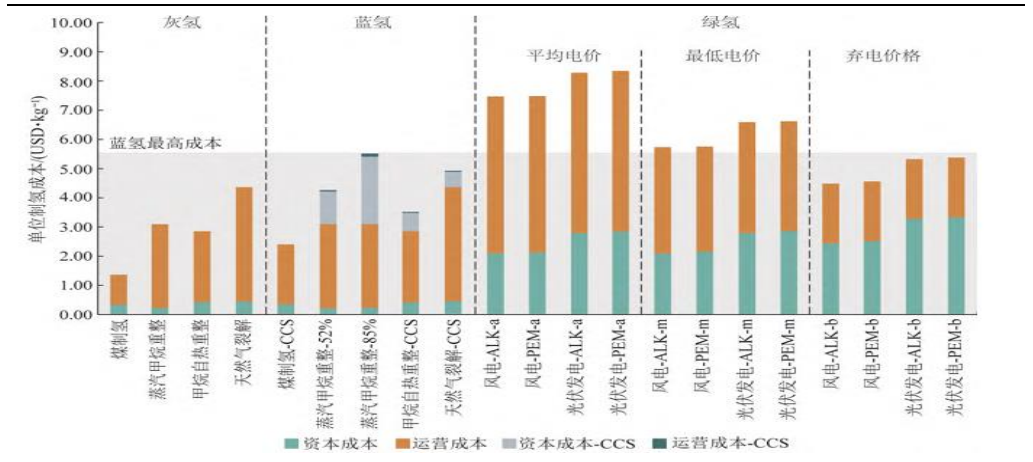


数据来源：国家能源局、开源证券研究所

2025年12月25日，发改委发布《加快构建现代化基础设施体系》，提出重点以灰氢替代、绿色船燃等应用为牵引，推进全国绿色氢氨醇规划布局。

当前绿氢生产成本显著高于灰氢和蓝氢。根据王建良等著《统一框架下不同净零氢气生产途径成本比较研究》，在煤炭、天然气、电力均为中国平均价格时，灰氢的净零成本在1.6~4.4美元/kg，蓝氢的净零成本为2.1~5.0美元/kg，绿氢的净零成本为7.5~8.4美元/kg，成本差距是绿氢实现规模化应用的关键瓶颈。

绿氢生产成本有望随绿电成本下滑实现平价。根据中科院院士郑南峰测算，在绿氢生产成本中，电价占比超60%，到2030年绿电价格降至0.15-0.25元/度，绿氢成本有望跟随下降至10-15元/kg，部分资源优越地区的规模化项目可降至10元/kg，届时绿氢价格将具备一定竞争力。

**图3：绿氢价格显著高于灰氢和蓝氢**


资料来源：王建良等著《统一框架下不同净零氢气生产途径成本比较研究》

**电解水制氢较为成熟，有4种主流技术路线。**碱性电解水制氢（ALK）即在碱性电解质环境下进行电解水制氢的过程，在两个电极之间施以直流电，并用隔膜将阴阳两极分离开来，在阳极，OH<sup>-</sup>发生氧化反应生成氧气，在阴极，H<sup>+</sup>被还原生成氢气。碱性电解水制氢技术已有数十年的应用经验，在20世纪中期就实现了工业化，商业成熟度高。但分解效率不高，且电解质是强碱具有腐蚀性、石棉隔膜不环保，有明显缺点，但应用成本较低，是当前工业应用中的重点。

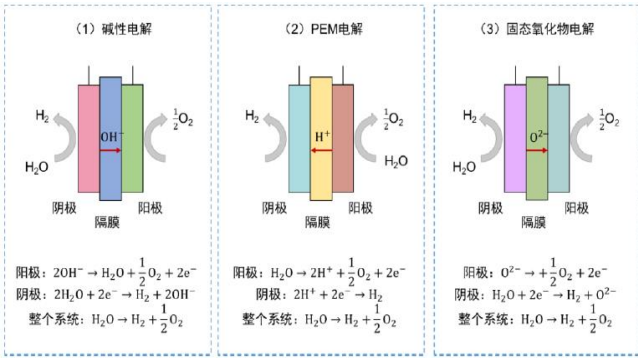
质子交换膜电解水（PEM）是指使用质子交换膜作为固体电解质替代了碱性电解槽使用的隔膜和液态电解质，和碱性电解水制氢技术相比，PEM电解水制氢技术具有电流密度大、氢气纯度高、响应速度快等优点，PEM电解水制氢技术工作效率更高，易于与可再生能源消纳相结合，是目前电解水制氢的理想方案。但是由于PEM电解槽需要在强酸性和高氧化性的工作环境下运行，因此设备需要使用含贵金属如铂、铱的电催化剂和特殊膜材料，导致成本过高，使用寿命也不如碱性电解水制氢技术。

高温固体氧化物电解水（SOEC）需要在500~1000℃的高温下反应，因为高温的存在，催化剂的活性显著提升，使得水分解能耗降低，高温水电解的效率也很高，转换效率接近100%，但因为高温环境仍存在一些技术难题，目前还处于技术示范和系统测试阶段。

阴离子交换膜（AEM）电解水技术与PEM相似，区别在于将膜的交换离子由质子换为氢氧根离子，产氢纯度高、气密性好、系统响应快速，但当前缺少高电导率和耐碱性的AEM，以及贵金属电催化剂增加了制造电解装置的成本。

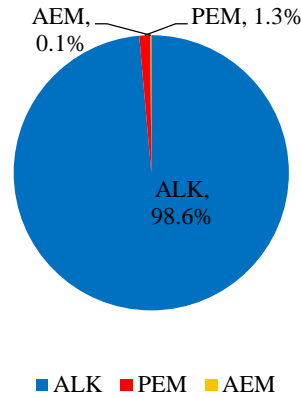
**国内电解水制氢技术路线以碱性电解槽绝对主导。**碱性电解槽占比从2023年的95.5%进一步上升至2024年的98.6%，需求规模超2.1GW，碱性路线压倒式引领市场；而PEM路线招标需求规模和占比双降，从2023年的4.5%下滑至2024年的1.3%，较高的投资成本仍是主要制约；而AEM电解槽有一些零星示范项目，开始出现一定订单。

图4：当前有3种主流的电解水技术路线



资料来源：水电水利规划设计总院

图5：2024年国内电解水制氢以碱性电解槽为主

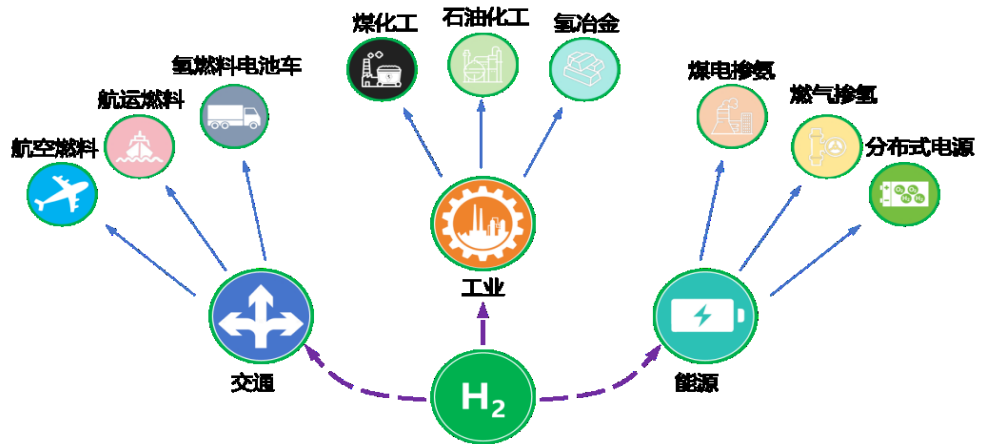


数据来源：H2 Plus Data、香橙会研究院、开源证券研究所

### 1.3、氢气下游应用领域多元，绿氢消纳成熟度仍不足

氢气兼具动力燃料与工业原料的双重属性，下游应用领域多元。作为动力燃料，氢气通过燃料电池实现高效零碳发电，直接驱动车辆、船舶等交通工具；亦可转化为甲醇、氨及合成航油等二次燃料，为航运、航空等难以电气化的长距离重型交通提供深度脱碳路径。在石化领域，它用于加氢精制、裂化以提升油品质量；在煤化工中，通过与碳耦合生产烯烃、芳烃等高价值化学品；在冶金行业，则以“绿氢”直接还原铁矿石，实现钢铁生产的根本性脱碳。

图6：氢气的下游领域包括交通、工业、能源

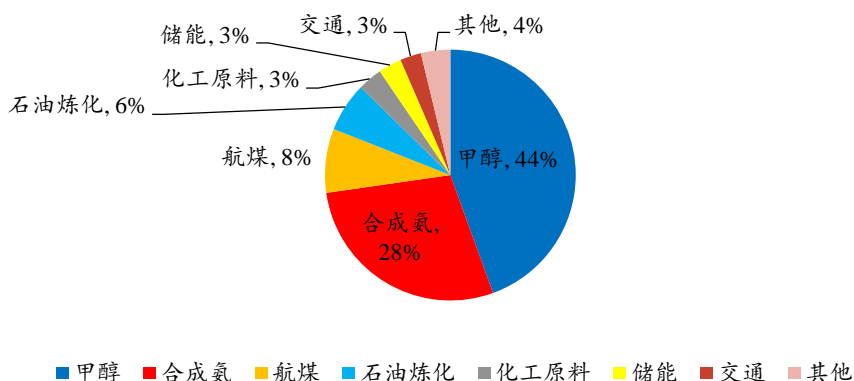


资料来源：氢能促进会公众号

当前绿氢消纳场景高度集中，工业减碳是核心驱动力。从当前绿氢项目的规划消纳方向来看，绿色甲醇、绿色合成氨、可再生航煤 SAF 等绿色氢基燃料占比分别为 44%、28%、8%，受益于航运业、航空业国际脱碳规则驱动；相比之下，直接用于交通燃料电池、储能或掺氢发电等能源领域的规划占比合计不足 10%。

政策导向进一步强化了这一趋势。《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》明确将冶金、合成氨、合成甲醇等列为 2027 年前规模化应用的重点领域，为绿氢锁定了明确的工业出口。尽管火电掺氢、氢冶金等场景潜力广阔，但尚处技术示范与商业探索初期，规模化消纳仍需时日。

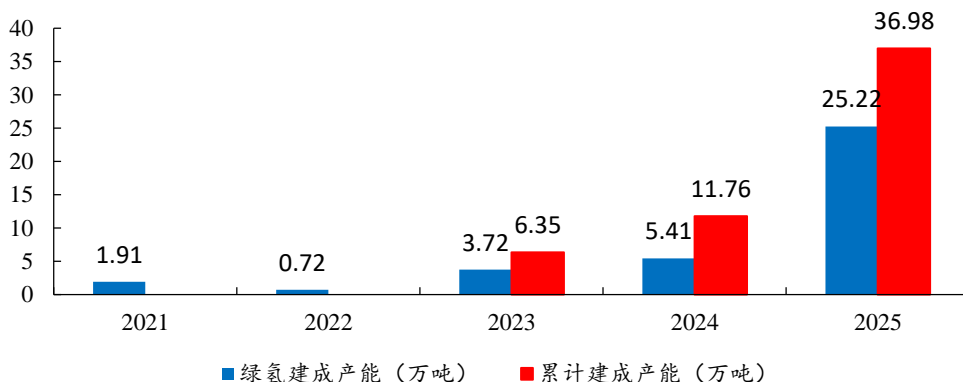
图7：国内绿氢消纳场景以甲醇、合成氨等化工应用为主



数据来源：H2 Plus Data、香橙会研究院、开源证券研究所

**绿氢建成产能超 30 万吨，潜在产能超千万吨。**2022 年起国内绿氢项目加速落地，2023-2025 年分别新增绿氢年产能 3.72、5.41、25.22 万吨，2025 年底累计建成绿氢产能约 36.98 万吨。截至 2025 年 11 月，国内共规划 879 个风光氢基能源项目，约 1036 万吨绿氢，下游消纳市场成熟度不足，是制约绿氢大规模规划产能向实际建成产能转化的关键瓶颈。

图8：2025 年底累计建成绿氢产能 36.98 万吨



数据来源：H2 Plus Data、香橙会研究院、向上氢能公众号、开源证券研究所

## 2、需求：全球船运脱碳驱动，千万吨市场潜力将现

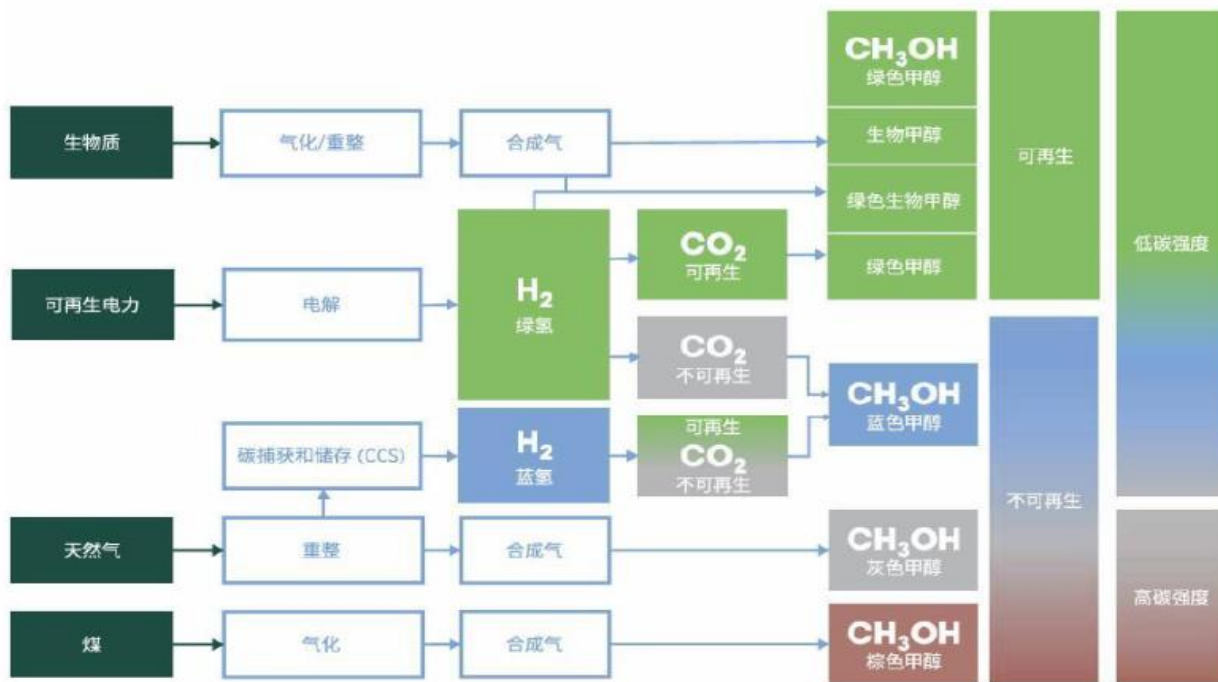
### 2.1、绿醇作为关键低碳载体，是绿色燃料重要分支

甲醇是重要的化工原料，在常温常压下呈液态，具有水溶性与生物可降解特性。相比传统燃料，其燃烧过程能显著减少硫氧化物、颗粒物及氮氧化物等有害排放。根据生产原料和生产工艺可分为绿醇、蓝醇、灰醇、棕醇。根据国际可再生能源署定义，生产可再生甲醇的所有原料和能源都来自可再生能源。

可再生甲醇包括生物甲醇和电制甲醇，生物甲醇即利用林业、农业废弃物、沼气和制浆造纸业的黑液等生物质原料生产，而电制甲醇是利用光伏、风电等可再生能源获得绿色电力，电解水制绿氢再与生物质二氧化碳合成转化。

绿醇作为关键低碳载体，在能源替代与工业脱碳中扮演双重战略角色。从能源属性看，其燃烧碳足迹显著低于传统化石燃料，可作为船舶、航空等交通领域的直接清洁燃料，提供即时的减排解决方案。从工业属性看，绿醇是重要的基础化工原料，可用于生产甲醛、醋酸、烯烃等系列衍生品，推动塑料、精细化工等行业实现从原料端的绿色转型，减少对石油、煤炭等化石资源的路径依赖。

图9：甲醇根据生产原料和生产工艺可分为绿醇、蓝醇、灰醇、棕醇



资料来源：IRENA

国家能源局召开绿色燃料产业发展专题座谈会。2026年3月，国家能源局组织召开绿色燃料产业发展专题座谈会，会议指出，要充分认识发展绿色燃料产业的重要意义。发展绿色燃料产业有利于替代石油、保障能源安全，有利于降低碳排放、促进绿色发展，有利于促进新能源非电利用和消纳、增强发展新动能，是能源领域新质生产力发展的重要方向。

可再生甲醇作为替代燃料具有一定优势。质量能量密度和体积能量密度共同决定了燃料燃烧效率，尽管液氢质量能量密度为120MJ/kg，而且氢气燃烧仅产生能量和水，但液氢的体积能量密度较低，且需在-253℃的极低温下储存，储运成本较高；

甲醇与 LNG 是当前兼顾两项指标的成熟选择，但 LNG 存储也需要-162℃的低温。综合比较，甲醇在储运便利性、能量密度与安全性之间取得了较好的平衡，在常温常压下以液态形式储存与运输，绿色甲醇有效解决了氢气储运在安全性与基础设施方面的瓶颈，成为规模化消纳绿氢、推动氢能经济落地的高效载体。

**表3：可再生甲醇作为替代燃料具有一定优势**

燃料种类	LHV (MJ/kg)	体积能量密度 (GJ/m <sup>3</sup> )	储存压力 (bar)	储存温度 (°C)
甲醇	19.9	15.8	1	20
DME	28.9	19.2	5	20
LNG	48.6	20.8	1	-162
CNG	48.6	9	250	20
液氨	18.6	11.5	1-10	-34 (1 bar) ~ 20 (10 bar)
液态氢	120	8.5	1	-253
压缩氢气	120	4.7	700	20
汽油	43.4	32	1	20
船用轻柴油	42.8	36.6	1	20
锂离子电池	0.4-1	0.9-2.4	1	20

数据来源：IRENA、开源证券研究所

## 2.2、绿色溢价需求：航运脱碳已成为重要应用场景

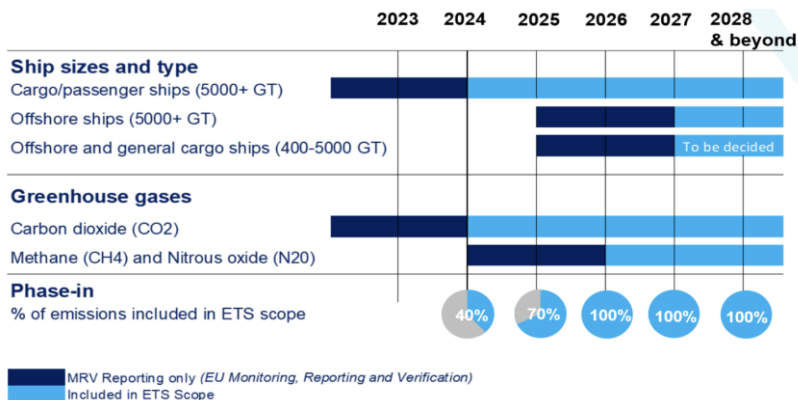
### 2.2.1、EU ETS：2026年起欧盟内通行的船舶需 100%缴纳其碳排放对应的碳配额

2021年7月，欧盟委员会发布了“Fit for 55”一揽子温室气体减排计划，旨在实现欧盟到2030年将温室气体排放量较1990年水平削减55%的目标，其中包括《欧盟碳排放交易体系（EU ETS）》、《欧盟船舶燃料管理法规（FuelEU Maritime）》等关键举措。

**EU ETS 规定 2026 年起，欧盟内通行的船舶需 100%缴纳其碳排放对应的碳配额。**2024年1月1日起，航运业被正式纳入 EU ETS 法规，所有进出欧盟和欧洲经济区 EE 港口的 5000 总吨以上船舶都必须收集并报告其二氧化碳排放数据，欧盟内部港口间航段的排放按照 100%的比例统计，欧盟港口与非欧盟港口之间的航段排放按照 50%的比例统计。2024 和 2025 年为过渡期，船舶可分别按照规定的 40%和 70%的比例清缴碳配额；2026 年 1 月 1 日起，船舶必须按 100%的比例清缴配额。2024 年 EU ETS 中的碳价大约为 67 欧元/吨二氧化碳。

从 2026 年开始，其覆盖范围将扩大至甲烷和一氧化二氮。此外，400-5000 总吨的近海服务船舶和杂货船将被强制要求报告排放量，并有可能在晚些时候被纳入 EU-ETS。

图10: EU ETS 规定自 2026 年起欧盟内通行的船舶需 100% 缴纳其碳排放对应的碳配额



资料来源: C.H. Robinson

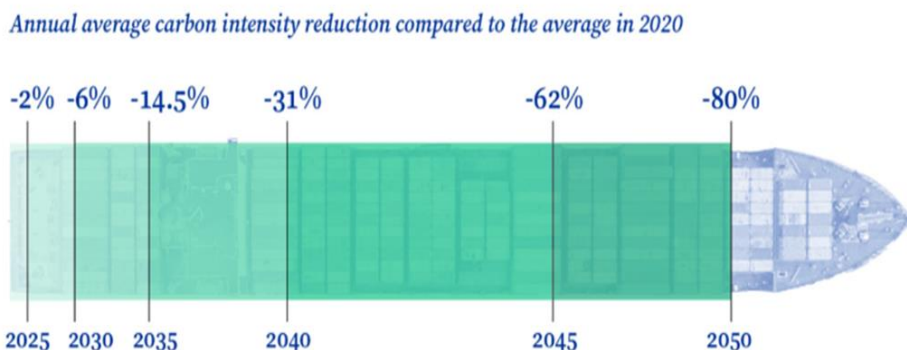
以上海至德国汉堡港、15000TEU 集装箱货船为例, 中德航线航程约 34 天, 消耗燃料约 7000 吨, 对应碳排放约 26234t CO<sub>2</sub>e, 假设碳配额单价为 70 欧元/吨, 对应罚款 183.64 万欧元, 对应单吨船用燃料合规溢价为 262.34 欧元。

### 2.2.2、FuelEU Maritime: 目标欧盟内通行的船舶 2025-2029 年温室气体排放强度降低 2%

FuelEU Maritime 规定 2025-2029 年, 欧盟内通行的船舶需降低 2% 的温室气体排放。FuelEU Maritime 政策要求航运业所用燃料的温室气体强度逐步降低, 对停靠欧洲港口超过 5000 总吨位的船舶, 考虑船舶燃料的全生命周期温室气体排放 (Well to Wake), 2025-2029 年相对于 2020 年的平均温室气体强度降低 2%, 并之后继续逐步降低, 到 2050 年实现降低 80% 的目标, 旨在于用强制的手段逐步提高航运业使用可再生和低碳燃料的比例。

以 2020 年 91.19 gCO<sub>2</sub>e/MJ 为基准, 船舶燃料的温室气体排放强度需在 2025 年降低 2%, 对应 2025-2029 年、2030-2034 年、2035-2039 年、2040-2044 年、2045-2049 年、2050 年及以后的 GHG 强度分别为 89.34、85.69、77.94、62.90、34.64、18.23 gCO<sub>2</sub>e/MJ。

图11: FuelEU Maritime 规定欧盟内通行的船舶 2025-2029 年温室气体排放强度降低 2%



资料来源: European Commission

FuelEU Maritime 的罚款规则为计算碳排放合规赤字。FuelEU 的罚款计算公式为：

$$|Compliance\ Balance| \div actual\ GHGIE \div 41000\ MJ/t\ fuel \times 2400\ EUR/t\ fuel$$

将船舶的实际碳排放与法定 GHG 目标值对比，计算出合规赤字后转化为等量的基准燃料，将 VLSFO 当量吨数乘以固定罚款费率 2400 欧元/吨即为船舶需缴纳的总罚款金额。如果船舶表现连续不达标，罚款金额还会继续升高。

以上海至德国汉堡港、15000TEU 集装箱货船为例，中德航线航程约 34 天，消耗燃料约 7000 吨，对应碳排放约 26234t CO<sub>2</sub>e。

假设燃料使用传统 HFO 即 80%重质燃料油、20%船用轻柴油，则消耗能量 286,580,000 MJ，对应 GHG 强度 91.54 gCO<sub>2</sub>e/MJ。

**表4：假设 7000 吨传统 HFO 燃料，对应 GHG 强度 91.54 gCO<sub>2</sub>e/MJ**

以上海至德国汉堡港、15000TEU 集装箱货船为例	
消耗燃料 (吨)	7000
总能量 (MJ)	286,580,000
实际 GHG 强度 (gCO <sub>2</sub> e/MJ)	91.54

数据来源：FuelEU 计算器、RMI、开源证券研究所

假设不采取任何措施维持碳排放强度不变，且罚款金额不变。根据 2025-2029 年相对于 2020 年的平均温室气体强度降低 2%，即 GHG 目标为 89.34 gCO<sub>2</sub>e/MJ，2025-2029 年罚款约 40.4 万欧元，则单吨船用燃料合规溢价为 57.7 欧元。为完成 2050 年减碳目标，对应 GHG 目标 18.23 gCO<sub>2</sub>e/MJ，对应罚款 1343.4 万欧元，单吨船用燃料合规溢价为 1919.2 欧元。

**表5：我们测算 7000 吨传统 HFO 船舶在 2025-2029 年的 FuelEU 罚款为 40.4 万欧元**

	减碳目标 (gCO <sub>2</sub> e/MJ)	合规赤字 (gCO <sub>2</sub> e)	罚款 (万欧元)	燃料合规成本 (欧元/吨)
2025-2029E	89.34	2.20	40.4	57.7
2030-2034E	85.69	5.85	107.2	153.1
2035-2039E	77.94	13.60	249.2	356.0
2040-2044E	62.90	28.64	524.8	749.8
2045-2049E	34.64	56.90	1042.7	1489.6
2050E	18.23	73.31	1343.4	1919.2

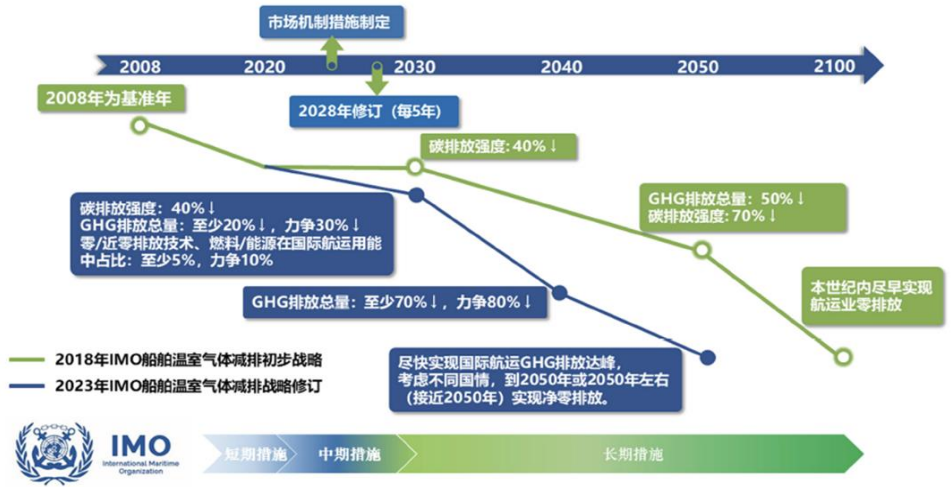
数据来源：European Commission、FuelEU 计算器、RMI、开源证券研究所

**IMO 2023 战略目标于 2050 年前后实现国际航运温室气体净零排放。**2023 年国际海事组织 (IMO) 通过了《2023 年船舶温室气体减排战略》，到 2030 年，国际航运温室气体年度排放总量相比 2008 年至少降低 20%，并力争降低 30%；到 2040 年，国际航运温室气体年度排放总量相比 2008 年应至少降低 70%，并力争降低 80%；明确了 2050 年前后实现净零排放的减排目标。

**IMO 净零框架投票延迟一年，但全球航运脱碳的趋势不会改变。**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，在草案正式通过后将于 2027 年生效。然而，在同年 10 月的 MEPC 特别会议上，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即时通

过，但多边磋商已明确核心争议与未来工作方向，国际航运业的强制脱碳进程将在新一轮谈判中继续推进。

图12：2023年7月IMO通过了2023年船舶温室气体减排战略



资料来源：中国船级社

IMO 净零框架规则草案的核心指标为年度温室气体强度（GFI），其基准值（GFI2008）以国际航运业 2008 年数据为基础进行统计分析，设置为 93.3 gCO<sub>2</sub>eq/MJ。船舶年度 GFI 目标值由两个层级构成：（1）基础年度 GFI 目标值，即基础目标；（2）直接合规年度 GFI 目标值，即直接合规目标。

船舶年度 GFI 目标值计算公式如下：

$$GFI = (1 - ZT/100) * GFI_{2008}$$

ZT 为年度 GFI 折减系数，用于确保船舶 GFI 的持续改进。除合规要求外，IMO 针对零或净零排放燃料、技术、能源（ZNZs）等的阈值进行了明确，若船舶在直接合规的基础上满足 ZNZs 要求的，可额外获得奖励。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。

表6：船舶年度 GFI 目标值包括基础目标和直接合规目标

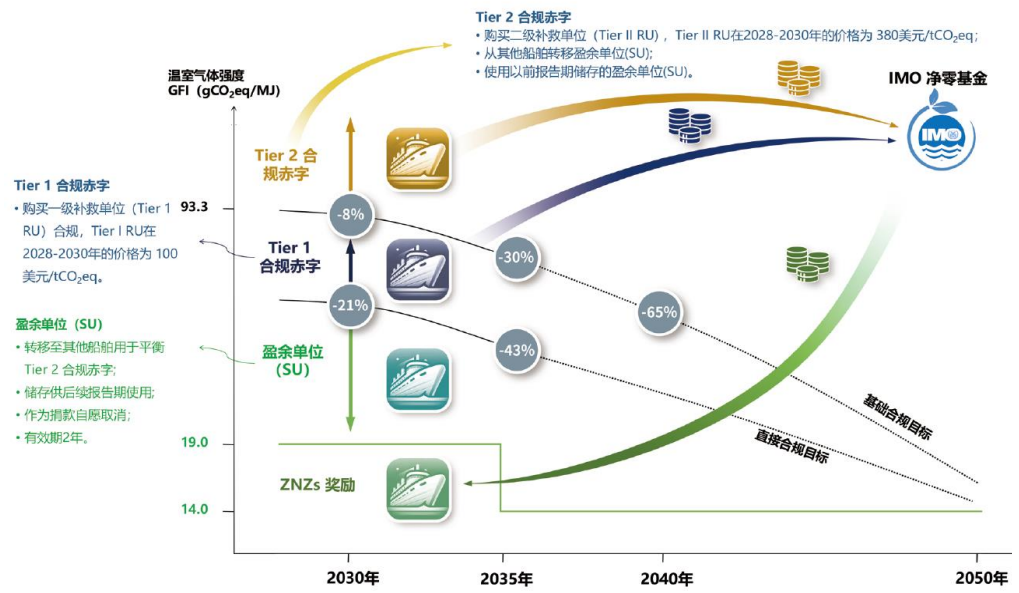
年份	ZT		GFI (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)		ZNZs 阈值 (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
	基础目标	直接合规目标	基础目标	直接合规目标	
2028E	4	17	89.6	77.4	
2029E	6	19	87.7	75.6	
2030E	8	21	85.8	73.7	
2031E	12.4	25.4	81.7	69.6	19.0
2032E	16.8	29.8	77.6	65.5	
2033E	21.2	34.2	73.5	61.4	
2034E	25.6	38.6	69.4	57.3	
2035E	30	43	65.3	53.2	
2040E	65	65	32.7	32.7	14.0

数据来源：IMO、开源证券研究所

**IMO 净零框架设定两级合规体系，一级合规赤字只能购买一级补救单位即 100 美元/t CO<sub>2</sub>eq。**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)。

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。2028-2030 年二级和一级合规赤字的补救单位单价分别为 380、100 美元/t CO<sub>2</sub>eq。

**图13: IMO 净零框架设立两级合规赤字**



资料来源：中国船级社

同上文假设，以上海至德国汉堡港、15000TEU 集装箱货船为例，中德航线航程约 34 天，消耗燃料约 7000 吨。假设燃料使用传统 HFO 即 80%重质燃料油、20%船用轻柴油，则消耗能量 286,580,000 MJ，对应 GFI 强度 93.01 gCO<sub>2</sub>e/MJ。一级、二级补救单位为 100、380 美元/t CO<sub>2</sub>eq。

**表7: 假设 7000 吨传统 HFO 燃料，对应 GFI 93.01 gCO<sub>2</sub>e/MJ**

以上海至德国汉堡港、15000TEU 集装箱货船为例	
HFO 重燃油 (吨)	5600
MDO/MGO 柴油/汽油 (吨)	1400
合计燃油消耗 (吨)	7000
航程总消耗 (MJ)	286580000
一级补救单位 (美元/t CO <sub>2</sub> eq)	100
二级补救单位 (美元/t CO <sub>2</sub> eq)	380
实际 GFI (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	93.01

数据来源：RMI、中国船级社、开源证券研究所

假设不采取任何措施维持碳排放强度不变,且不考虑盈余单位的转移。根据 IMO 净零框架设定的 GFI 目标,2028 年的基础目标、直接合规目标分别为 89.6、77.4 gCO<sub>2</sub>eq/MJ,一级、二级合规赤字分别为 12.1、3.4 gCO<sub>2</sub>eq/MJ,对应的一级、二级补救单位购买成本为 34.76、37.48 万美元,合计 72.24 万美元,对应单吨船用燃料合规溢价为 103.2 美元,2035 年对应的一级、二级补救单位购买成本为 34.76、301.65 万美元,合计 336.41 万美元,对应单吨船用燃料合规溢价为 480.6 美元。

**表8: 我们测算 7000 吨传统 HFO 船舶在 2028 年的 IMO 净零框架罚款为 72.24 万美元**

	GFI (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)		合规赤字 (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)		购买补救单位 (万美元)		
	基础目标	直接合规目标	一级	二级	一级	二级	合计
2028E	89.6	77.4	12.1	3.4	34.76	37.48	72.24
2029E	87.7	75.6	12.1	5.3	34.76	57.80	92.56
2030E	85.8	73.7	12.1	7.2	34.76	78.13	112.88
2031E	81.7	69.6	12.1	11.3	34.76	122.83	157.59
2032E	77.6	65.5	12.1	15.4	34.76	167.54	202.30
2033E	73.5	61.4	12.1	19.5	34.76	212.24	247.00
2034E	69.4	57.3	12.1	23.6	34.76	256.95	291.71
2035E	65.3	53.2	12.1	27.7	34.76	301.65	336.41

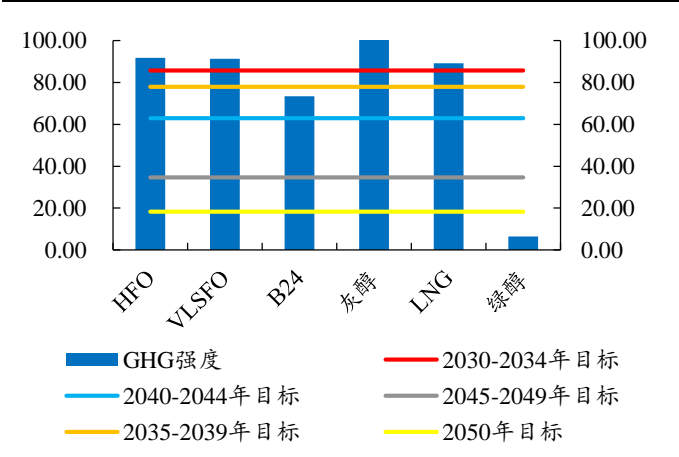
数据来源: 中国船级社、香橙会研究院、开源证券研究所

### 2.3、合规溢价测算: 2035 年单吨绿醇的合规溢价为 573.9 美元

全球航运业在面临“FuelEU”与“IMO 净零框架”双重强制性法规约束的背景下,燃料选择逻辑除了经济性还要考虑碳排放合规罚款。从“FuelEU”衡量的 GHG 强度看,满足 2035-2039 年目标的主流燃料仅有 B24 生物柴油、蓝醇、绿醇,而 B24 生物柴油也将从 2040 年起面临一定的罚款。从“IMO 净零框架”衡量的 GFI 看,B24 生物柴油、LNG 分别在 2028 年、2030 年后将无法直接满足直接合规指标,中远期蓝醇也将面临一定的 GFI 合规赤字费用。

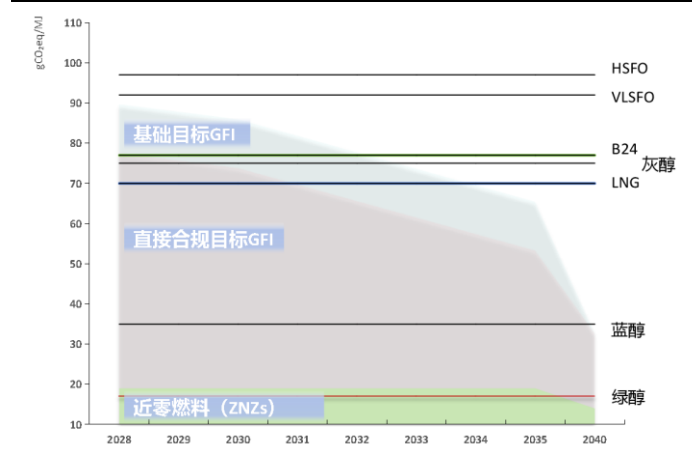
绿醇将是航运业中远期满足法规要求且综合成本较低的船用燃料。绿醇的 GHG 强度为 6.48 gCO<sub>2</sub>eq/MJ, GFI 约为 15-20 gCO<sub>2</sub>eq/MJ,基本满足欧盟对温室气体减排和海洋环境保护委员零或近零技术及燃料(ZNZs)的定义阈值,即在“FuelEU”与“IMO 净零框架”法规背景下,绿醇将是航运业中远期满足法规要求且综合成本较低的船用燃料。

图14: 绿醇是中长期满足“FuelEU”减排的主流燃料 (单位: gCO<sub>2</sub>eq/MJ)



数据来源: European Commission、开源证券研究所

图15: 绿醇是中长期满足“IMO 净零框架”ZNZs的主流燃料

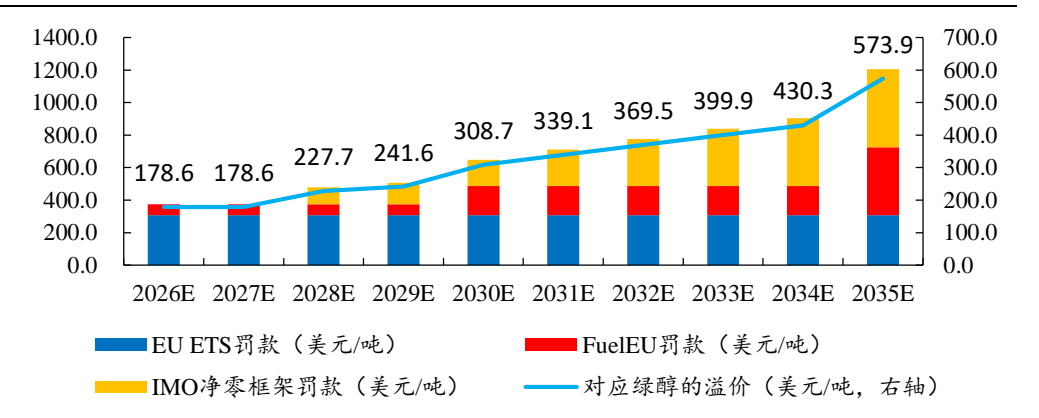


资料来源: 香橙会研究院

总结上文基于一艘国际航线 15000 TEU 集装箱货船的假设, 消耗传统 HFO 燃料约 7000 吨, 即 80%重质燃料油、20%船用轻柴油, 消耗能量 286,580,000 MJ, 对应碳排放约 26234t CO<sub>2</sub>e, 1 EUR=1.1719 USD。

我们测算得: 2028 年的 EU ETS、FuelEU、IMO 净零框架对应的单吨燃料罚款分别为 307.4、67.6、103.2 美元, 合计 478.2 美元, 考虑到同等热值计算, 甲醇消耗量为燃油消耗量的 2.1 倍, 对应 2028 年单吨绿醇合规溢价为 227.7 美元。依此类推, 2035 年的单吨燃料罚款合计为 1205.2 美元, 对应单吨绿醇合规溢价为 573.9 美元。

图16: 2035 年的单吨燃料合规罚款合计为 1205.2 美元



数据来源: 中国船级社、香橙会研究院、RMI、开源证券研究所

## 2.4、需求测算：2030 年船用绿醇需求约 1900 万吨

在航运绿色转型趋势下，替代燃料船舶订单正加速起量。根据克拉克森统计，按总吨位计算，替代燃料船舶在全球新造船订单中的占比从 2020 年的 27% 提升至 2025 年的 37%，近几年来替代燃料船舶订单占比维持高位，船东的投资决策已系统性地转向绿色船舶，与订单的高速增长相呼应，全球在运营船队中可使用替代燃料的船舶占比也在稳步提升，从 2023 年的 6.0% 增长至 2026 年初的 9.4%，全球航运业的绿色转型已从政策预期进入大规模资本开支的实质落地阶段。

图17：2025 年末在运营船队可使用替代燃料或推进装置船舶的占比上升至 9.4%

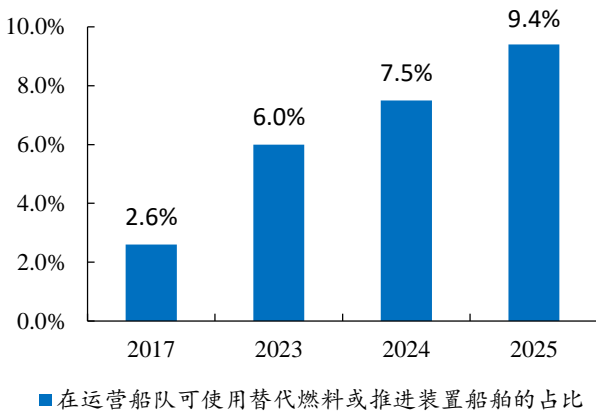
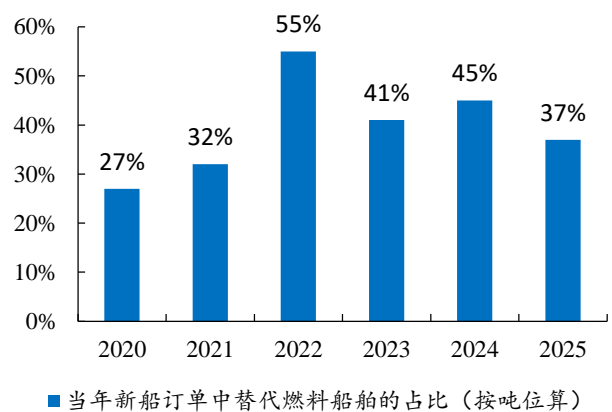


图18：2025 年新船订单中替代燃料船舶占比为 37%



数据来源：Clarksons Research、开源证券研究所

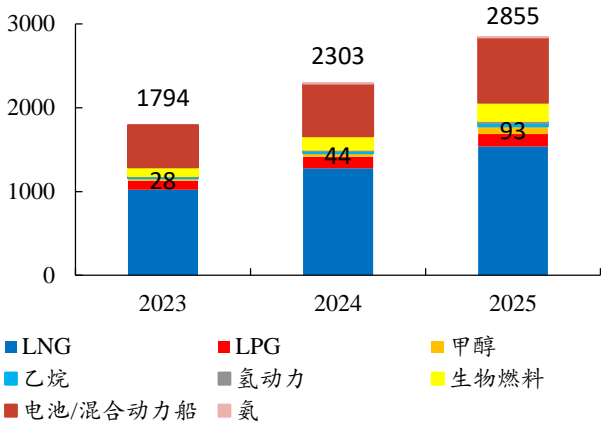
数据来源：Clarksons Research、开源证券研究所

**存量替代燃料船舶以 LNG、电池与混合动力船主导。**按船舶数量拆分，截至 2025 年 11 月，在运营替代燃料船舶合计 2855 艘，其中 LNG 动力船、电池混合动力船的数量分别为 1535、778 艘，占比为 54%、27%，LNG 凭借其基础设施的全球布局与供应稳定性成为了船东转型替代燃料的第一选择，电池混合动力多应用于小船。其次主流替代燃料为生物燃料、LPG、甲醇动力船，数量分别为 221、150、93 艘，当前仍处于早期示范阶段。

**LNG 燃料自 2031 年起将成为不合规燃料。**2025 年 11 月末在手替代燃料新船订单合计 2165 艘，其中 LNG 动力船仍延续强势主导地位，在手订单为 1012 艘，占比 47%，但根据中期减排措施现行标准，化石 LNG 燃料自 2031 年起也将成为“不合规”类型燃料，对新增订单或造成压制。

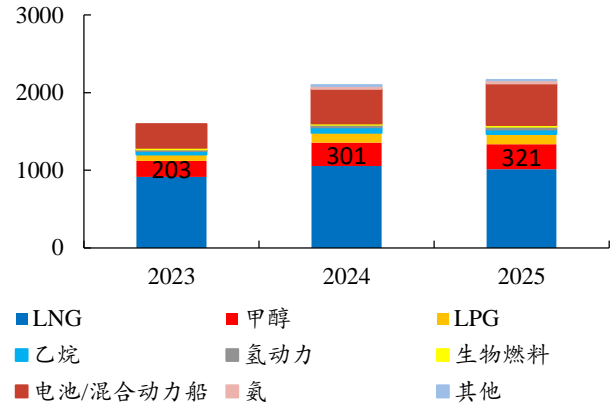
**甲醇动力的增量替代燃料船舶订单高速增长。**2025 年 11 月末甲醇动力船订单为 321 艘，占比 15%，2023-2025 年的复合增长率为 26%，展现出较高的增速，尽管存量甲醇动力船规模较小，但前置的船舶订单趋势显示甲醇动力船正在成为船东构建绿色船队的核心选择，未来 2-4 年全球甲醇燃料船队将进入规模化交付周期。

图19: 2025年1-11月在运营的甲醇动力船为93艘(单位:艘)



数据来源: Clarksons Research、开源证券研究所 (注: 2025年数据为2025年1-11月)

图20: 2025年11月的在手甲醇动力船订单为321艘(单位:艘)

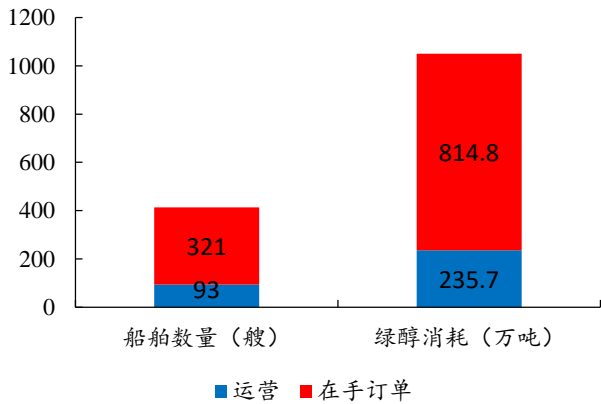


数据来源: Clarksons Research、开源证券研究所 (注: 2025年数据为2025年1-11月)

根据当前甲醇船舶订单看,千万吨需求能见度较高。根据香橙会研究院统计,全球在运营的93艘甲醇动力船年消耗绿醇对应235.7万吨,船用绿醇需求已进入规模化商用阶段,而在手的321艘甲醇船舶订单假设全部交付运营后,预计将带来814.8万吨的增量绿醇年需求。根据现有订单,未来船用绿醇总年需求将达到1050.5万吨,较当前运营船队消耗量增长约3.5倍,随着甲醇燃料船舶的陆续交付与新订单获取,船用绿色甲醇年需求量有望呈现几何式增长。

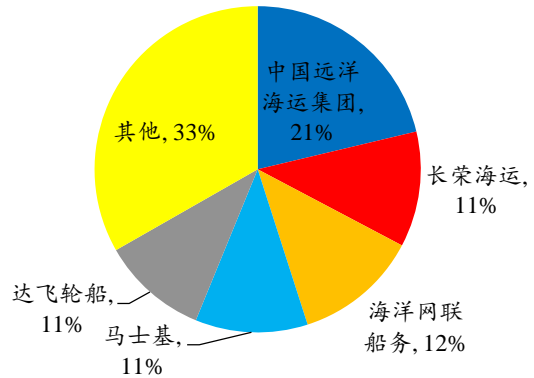
绿醇需求高度集中于顶级航运巨头。全球运营与在手订单合计414艘甲醇船舶,中远海运以55艘船舶、223.5万吨的甲醇年需求位居全球第一,东亚传统航运巨头长荣海运、海洋网联船务船舶数量分别位居全球第二、第三,甲醇年需求量分别为120.3、129.4万吨,欧洲船东最早倡导甲醇动力,马士基与达飞轮船位列全球第四、第五,甲醇年需求量分别为117.1、110.9万吨,前五家公司合计需求超700万吨,CR5份额为67%,甲醇需求高度集中于全球航运龙头。

图21: 根据当前在运营和在手甲醇船舶订单对应绿色甲醇需求量在1050.5万吨



数据来源: 香橙会研究院、Clarksons Research、开源证券研究所

图22: 按甲醇船舶的需求拆分,船东CR5为67%



数据来源: 香橙会研究院、Clarksons Research、开源证券研究所

根据 IMO 统计，2024 年全球船队燃油使用量达到 2.23 亿吨，2020-2024 年全球燃油消耗的复合增长率为 2%，我们假设 2024-2030 年的复合增长率为 2%，2030 年的全球船队燃油消耗量为 2.51 万吨。

其中，2024 年 HFO、LFO、MDO/MGO 三类传统燃油合计占比为 92.5%，替代燃料合计占比为 7.5%，参考克拉克森、马士基等对替代燃料占比的预测，我们假设 2030 年替代燃料的占比为 25%，则 2030 年全球替代燃料消耗 6278 万吨。

2024 年甲醇在替代燃料的占比为 0.83%。考虑到 2025 年甲醇动力船订单为 321 艘，占比 15%，在手新船订单有望加速交付，而同等热值计算，甲醇消耗量是船用燃料、主流替代燃料 LNG 的 2 倍以上，我们假设 2030 年甲醇在替代燃料的占比为 30%，则 2030 年全球甲醇燃料需求为 1883.5 万吨。

**表9：我们测算 2030 年全球船用绿醇消耗 1883.5 万吨**

	2022	2023	2024	2030E
燃油消耗（亿吨）	2.13	2.11	2.23	2.51
CAGR				2%
替代燃料消耗（万吨）	1142	1364	1669	6278
替代燃料占比	5.4%	6.5%	7.5%	25%
甲醇消耗（万吨）	3.6	9.4	13.8	1883.5
甲醇在替代燃料的占比	0.31%	0.69%	0.83%	30%

数据来源：IMO、Clarksons Research、开源证券研究所

### 3、供给：当前全球投运产能较少，国内绿醇产能正在加速投产

#### 3.1、全球绿醇规划产能超 7000 万吨，但投产不足 50 万吨

截至 2024 年底，全球绿醇产能规划超过 7130 万吨，但实际投产不到 50 万吨。根据 H2 Plus Data，全球除中国外地区规划绿醇产能约 1450 万吨，处于可研阶段的项目产能约 1000 万吨，设计阶段产能 330 万吨，建设阶段项目 19 万吨，实际投运约 48 万吨。而从海外项目规划的投产时间来看，超过 30 个项目计划于 2027 年建成，对应 658 万吨绿醇产能将落地，2027 年有望成为海外绿醇投产大年。

中国规划产能 5677.69 万吨，占比近 80%。其中公开签约或备案阶段的产能为 4922.4 万吨，约占总规划产能的 86%，大部分项目仍在筹备阶段，规划招标中的项目对应产能 484.7 万吨，有 13 个在建项目对应产能 323 万吨，仅 2 个示范项目在运营中，对应产能 6000 吨。

图23：截至 2024 年底，海外规划绿醇产能约 1450 万吨

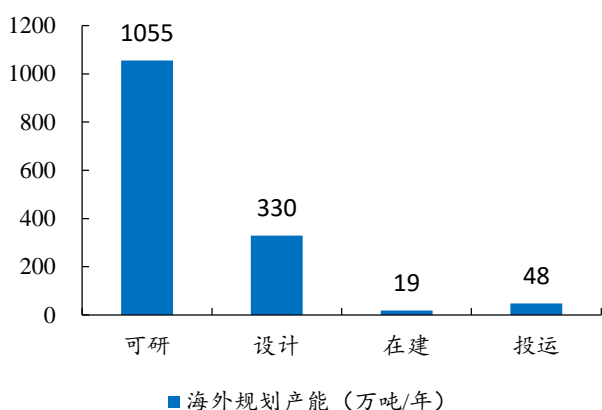
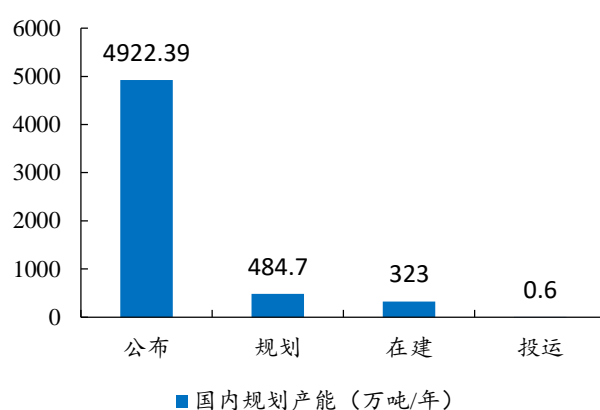


图24：截至 2024 年底，国内规划绿醇产能约 5678 万吨

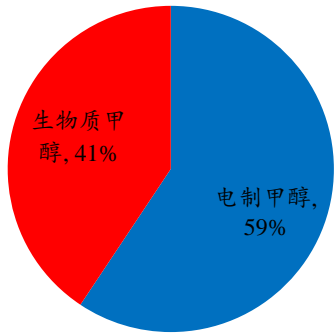


数据来源：H2 Plus Data、香橙会研究院、开源证券研究所

数据来源：H2 Plus Data、香橙会研究院、开源证券研究所

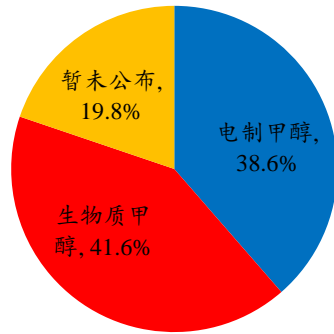
海外以电制甲醇路线为主，国内以生物质甲醇路线为主。从规划项目的技术路线看，海外多选择电制甲醇路线，项目数量占比 62%，对应产能占比 59%。而国内有 82 个项目选择生物质甲醇技术路线，项目数量占比 56%，规划产能占比 41.6%，电制甲醇项目数量占比 13%，规划产能占比 38.6%，另有 45 个项目暂未明确公开所采用的技术路线。

图25：海外绿醇产能规划以电制甲醇路线为主



数据来源：H2 Plus Data、香橙会研究院、开源证券研究所

图26：国内绿醇产能规划以电制甲醇路线为主



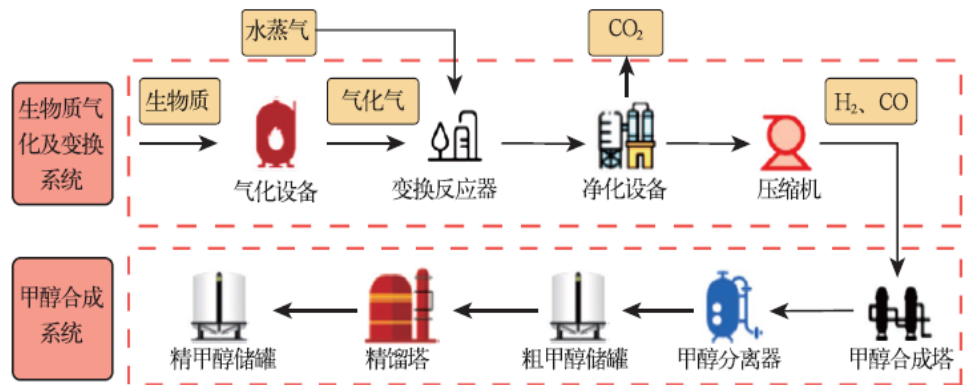
数据来源：H2 Plus Data、香橙会研究院、开源证券研究所

### 3.2、绿色甲醇包括生物质甲醇和电制甲醇

#### 3.2.1、生物质制甲醇包括气化合成气路线和沼气 2 条技术路线

生物质制甲醇包括气化合成气路线和沼气路线，当前以气化路线为主。气化技术是将生物质原料压制成型或简单破碎加工处理后，在气化炉中使生物物质的高聚物发生热解、氧化、还原、重整反应，进一步热裂化或催化裂化成为小分子碳氢化合物，获得包括 CO、H<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub>和 CO<sub>2</sub>的合成气，进而催化反应生成 CH<sub>3</sub>OH。生物质气化技术源于传统的燃煤气化技术，故技术路线较为成熟。

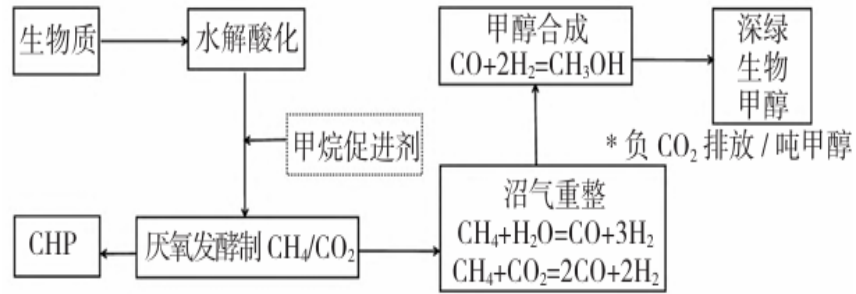
图27：生物质气化制绿醇是当前生物制甲醇的主流技术路线



资料来源：金太山等著《生物质制甲醇技术及船舶燃料应用分析》

生物质沼气是有机废弃物通过厌氧发酵产生的清洁燃气，其主要成分为 CH<sub>4</sub>和 CO<sub>2</sub>，还含有少量硫化氢、氧气、氮气等杂质，加氢重整合成生物甲醇。沼气制绿醇路线主要基于天然气制甲醇技术路线，优点在于自然发酵过程的耗能强度低。

图28：生物质沼气制绿醇主要基于天然气制甲醇技术路线



资料来源：李剑等著《生物质沼气制深绿生物甲醇技术路线及商业模型探析》

生物质气化路线需要额外补绿氢，故理论生产成本略高于沼气路线。生物质气化路线生产的合成气中氢碳比约为 0.6~1.6，为了达到 2.1 左右的最佳氢碳比以及将剩余的 CO<sub>2</sub> 转化为甲醇，一般需要补充 H<sub>2</sub> 以实现最大的甲醇转化率，而生物质沼气中 CH<sub>4</sub> 和 CO<sub>2</sub> 物质的量比在 1.0~2.0 范围内，不需要额外补充气体。根据张中亮等著《生物燃气制绿色甲醇技术路线探析及模型构建》，10 万吨生物质绿醇产能对应的气化制、沼气制路线年运行成本分别为 7.61、6.62 亿元，折合单吨价格约 7600、6600 元。未来通过改进工艺流程、提高气化效率等方法有望降低资本支出，远期生产成本有望达到 1400-3500 元/吨。

生物质耦合绿氢技术路线即在气化生成的合成气中直接补充绿氢，是绿电消纳的重要应用。根据《生物燃气制绿色甲醇技术路线探析及模型构建》测算，10 万吨绿醇项目的总投资额 36.6 亿元，初始投资较高主要系为制备绿电购买的风电光伏设备、制绿氢的电解槽设备等，合计绿电投资 22 亿，但后期生产成本较低。

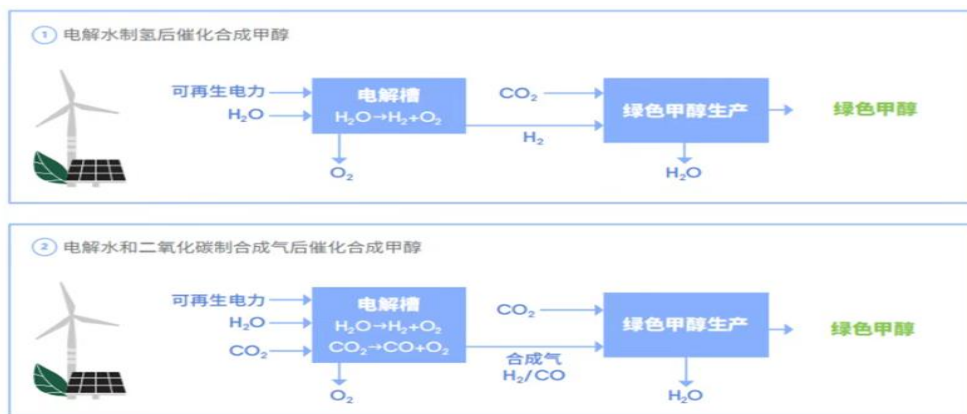
表10：沼气制绿醇生产成本较低但总投资较高

	总投资（亿元）	占地面积（亩）	年总收益（亿元）	年生产成本（亿元）
生物质气化制甲醇	10.0	200	9.0	7.61
生物质沼气制甲醇	18.0	800	11.0	6.62
绿电耦合生物燃气制甲醇	36.6	300	7.9	3.39

数据来源：张中亮等著《生物燃气制绿色甲醇技术路线探析及模型构建》、开源证券研究所

### 3.2.2、电制甲醇：电费成本占比较高

电制甲醇是利用可再生电力电解水制绿氢，再以捕集的绿色二氧化碳为原料，通过二氧化碳加氢制取甲醇。包括直接法和间接法，直接法即 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub> 催化反应，这是最成熟的技术路线。间接法是将 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub> 经过逆水煤气反应生成 CO 和 H<sub>2</sub>O，再转化为绿色甲醇，转化效率更高。理论上生产 1 吨甲醇需要 0.188 吨 H<sub>2</sub> 和 1.375 吨 CO<sub>2</sub>，由于存在副反应会略有一定损耗。

**图29：电制甲醇包括直接法和间接法**


资料来源：香橙会研究院

电制甲醇的成本较高主要系电解水制氢电费较高。根据张轩等著《绿色甲醇生产工艺技术经济分析》测算，以 10 万吨电制甲醇项目为例，在 CO<sub>2</sub> 成本为 100 元/吨、绿电成本为 0.3 元/kWh 的假设下，甲醇单吨成本为 4536 元，其中单吨甲醇中氢气成本为 3931 元，占比 87%，拆分氢气成本，电解水制氢需要大量电力，使得电费占比为 77%。

**表11：绿氢在电制甲醇的成本占比超 80%**

	对应单吨甲醇成本（元/吨）	占比
CO <sub>2</sub>	160	4%
H <sub>2</sub>	3931	87%
其中：设备折旧	405	9%
电力成本	3480	77%
耗水成本	46	1%
合成成本	170	4%
土建折旧及人工成本	275	6%
合计成本	4536	

数据来源：张轩等著《绿色甲醇生产工艺技术经济分析》、开源证券研究所

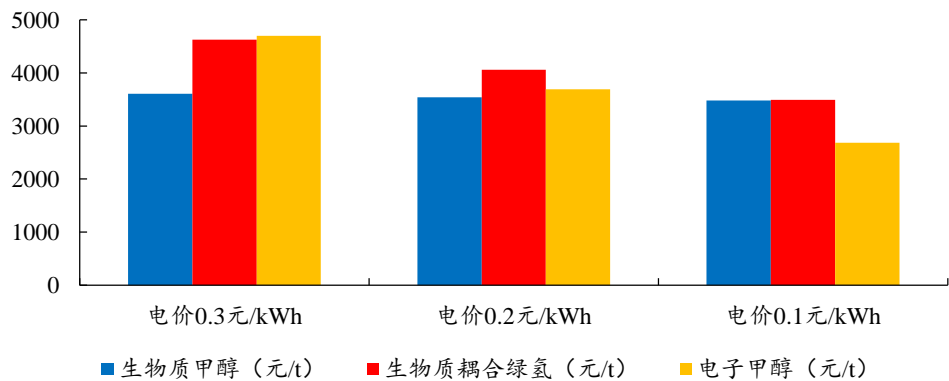
生物质甲醇凭借技术成熟度有望率先实现规模化应用，而电解甲醇路线在技术成熟后将是中远期更好选择。生物质气化路线已在国外实现工业化应用，技术相对成熟且对土地面积要求较小，将成为甲醇前期技术路线。生物甲烷路线具有一定成本优势，但废水处理难度较大，目前难以匹配规模化生产。电制甲醇未来与新能源大基地配套可满足千万吨级需求，是实现规模化生产的中远期技术路线。

**表12: 短期绿醇最优解为生物质路线**

项目	电解水路线	生物甲烷路线	生物质气化路线
占地规模	可再生电力发电效率限制, 需配套较大规模的土地资源用于发电	沼气厌氧发酵过程缓慢, 需较大土地面积建发酵罐	生物质气化利用热化学, 效率较高, 对土地面积要求相对较小
原料资源	可再生 CO <sub>2</sub> 与绿氢通常不在一处, 较难整合	沼气项目规模偏小, 目前难以匹配规模化甲醇生产	农林秸秆、城市园林废弃物, 资源丰富
技术应用	新兴技术, PEM 电解缺乏大型装置应用, 碱性电解难以匹配波动性可再生能源, 大型化应用尚需验证	餐厨垃圾、城市垃圾制沼气技术成熟, 畜禽粪便制沼气存在沼渣沼液难处理问题, 秸秆制沼气存在发酵效率低、碳氮比需调节等问题	生物质气化在国外实现工业化应用, 但建成装置较少, 国内尚无在大型装置应用的成功案例
碳源	需要空气捕集二氧化碳或生物质来源二氧化碳	来源于餐厨垃圾、畜禽粪便、农林废弃物等	来源于农林废弃物、城市有机垃圾
单套装置规模潜力 (万吨/年)	10	5	20
三废	较少	废水处理难度较大	较易处理
主要风险	电解槽技术的应用	沼渣沼液的处理	气化炉大型化

资料来源: 香橙会研究院、开源证券研究所

随着绿电价格下降, 电制甲醇将表现出更好的价格弹性。根据香橙会研究院测算, 假设生物质成本 750 元/吨, CCUS 捕集 CO<sub>2</sub>成本 320 元/吨, 当绿电价格为 0.3 元/kWh 时, 生物质甲醇、电制甲醇的成本分别为 3604、4697 元/吨, 生物质甲醇短期将更有成本优势。而随着绿电价格下滑至 0.1 元/kWh 时, 生物质甲醇、电制甲醇的成本分别为 3480、2686 元/吨, 电制甲醇表现出较大的成本优势, 随着技术进步与规模效应, 电制甲醇的长期经济性更优。

**图30: 随着绿电价格下降, 电制甲醇将表现出一定的价格优势**


数据来源: 香橙会研究院、开源证券研究所

### 3.3、产能梳理：2025 年底国内绿醇投产 61 万吨

国内绿醇项目正在陆续投产，均已绑定下游消纳。截至 2025 年底，国内投产的绿醇项目合计 61 万吨，其中金风科技兴安盟项目 25 万吨/年产能是当前国内最大单体项目。国内投产绿醇项目技术路线多元，包括生物质耦合绿氢、生物天然气重整及生物质气化等多路径，产能都已被马士基、中远海运等全球头部船东和港口集团锁定。

**表13：国内规模化绿醇项目已投产 61 万吨**

省份	项目	参与企业	年产能（万吨）	技术路线	下游消纳
吉林	洮南市风电耦合生物质制绿色甲醇一体化示范项目	上海电气	5	生物质+绿氢（风）	上港集团、达飞轮船
内蒙古	金风绿能化工兴安盟绿氢制绿色甲醇项目	金风科技	25	生物质+绿氢（风）	马士基、赫伯罗特
广东	中集绿能低碳科技湛江生物质液体燃料项目	中集安瑞科	5	生物质	中国船燃、华光海运
上海	上海化工区 10 万吨级绿色甲醇项目	上海华谊、中能	10	生物天然气	上港集团
海南	中海石油海南东方绿色甲醇示范项目	中海油化学、海洋石油富岛公司	0.5	城市垃圾	中远海运
内蒙古	内蒙古易高煤化年产 5 万吨绿色甲醇项目	香港中华煤气、佛燃能源	5	生物质	马士基、韩新海运
黑龙江	大庆炼化公司生物质天然气制绿色甲醇项目	大庆炼化	0.5	生物天然气	中远海运
河南	安阳十万吨级绿色低碳甲醇工厂项目	吉利集团、顺成集团	10	焦炉副产氢、工业尾气 CO <sub>2</sub>	吉利集团

资料来源：香橙会研究院、开源证券研究所

## 4、受益标的

**金风科技：**2023年11月，金风科技与全球航运巨头马士基签署年产50万吨的长期绿色甲醇协议，2024年11月，金风科技与赫伯罗特签署25万吨绿色甲醇合同。同年开始建设兴安盟风电耦合制50万吨绿色甲醇项目，一期25万吨已于2025年10月完成生物质气化炉工艺验证。2025年7月将二期产能扩展为60万吨，并于9月新增投资生物质气化耦合绿氢制取绿色甲醇60万吨，三期合计产能为145万吨。

**中国天楹：**2024年8月中国天楹公告全资子公司与辽源高新技术产业开发区管委会共同签署《绿色甲醇项目投资合作协议书》，辽源绿色甲醇合成项目规划年产能80万吨，首期工程产能17万吨/年，采用电制甲醇路线，计划2026年具备年产20万吨符合欧盟认证标准的电制甲醇生产能力，2030年前后具备100万吨电制甲醇供货能力。2026年3月，公司已与国际头部能源巨头签订了公司全球首单电制甲醇供货订单，另外，公司正与多家国际能源公司、航运公司就电制甲醇供应进行深入商谈。

**中集安瑞科：**2025年第四季度，中集安瑞科国内首个量产生物甲醇项目在广东湛江正式投产，一期实现5万吨/年生物甲醇产能，2027年规划二期产能20万吨，通过“生物质废弃物收集-气化转化-甲醇生产-航运加注”的全链条运作，首次在国内实现生物甲醇的规模化量产与市场化应用衔接。中集安瑞科在2025年分别与华光海运、中国船燃、中石化中海燃、香港运输及物流局达成绿色甲醇等绿色燃料的战略合作。

**复洁科技：**复洁科技联合多所高校、上港集团能源等共同开展“沼气全碳定向转化制绿色甲醇关键技术与中试验证”，旨在打通从城市湿垃圾等生物质到绿色甲醇的全链条技术，目标是通过千吨级中试验证，大幅提升沼气绿碳利用率，并最终为未来10万吨级产业化示范项目奠定关键技术基础。2026年1月，千吨级中试验证正在推进中。

**嘉泽新能：**2025年12月，公司公告拟在黑龙江省鸡西市鸡东县投资建设30万吨绿醇航油化工联产项目，以非粮生物质秸秆、玉米芯为原料，通过成熟的酶解发酵及气化合成工艺生产绿色甲醇。一期绿醇产能规划24万吨，计划于2026年5月开始土建施工，2027年10月完成全部土建及设备安装工作，进入调试运行阶段，并计划于2027年底启动生产。

**佛燃能源：**公司与香港中华煤气共同合资的投资平台收购的内蒙古易高公司已实现年产5万吨绿色甲醇并批量销售，该项目已实现多次绿醇加注，是国内最先实现商业化的项目，后续将投资扩产形成30万吨/年绿色甲醇产能。此外，2025年10月，佛燃能源公告与香港中华煤气合资投资建设佛山绿色甲醇项目30万吨，一期产能规划20万吨。

**电投绿能：**电投绿能是国家电投实际控制的上市公司，也是国家电投绿色氢能能源平台。2025年6月，公司公告建设梨树绿色甲醇创新示范项目，布局风电400MW，采用电解制氢路线合成甲醇20万吨，建设工期预计27个月，是电投绿能落地的首个绿色甲醇创新示范项目，当前已完成投资决策。

**表14：受益标的盈利预测与估值**

公司代码	公司名称	评级	市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)			PE		
			2026/3/18	2025E	2026E	2027E	2025E	2026E	2027E
002202.SZ	金风科技	未评级	1309	33.8	46.6	56.7	38.8	28.1	23.1
000035.SZ	中国天楹	未评级	174	3.5	4.7	5.3	49.2	36.7	32.8
3899.HK	中集安瑞科	未评级	215	12.8	15.1	17.5	16.8	14.3	12.3
688335.SH	复洁科技	未评级	57						
601619.SH	嘉泽新能	未评级	168						
002911.SZ	佛燃能源	未评级	192	10.0	10.6	11.4	19.2	18.1	16.8
000875.SZ	吉电股份	未评级	262	6.9	8.5	9.4	38.0	30.8	27.8

数据来源：Wind、开源证券研究所（注：收盘价日期为2026年3月18日，盈利预测来自于Wind一致预期，以2026年3月18日1港币=0.8800人民币对股价换算）

## 5、风险提示

**(1) 政策风险。**绿醇需求高度依赖全球航运强制脱碳法规对低碳燃料的配额要求与碳定价机制，2025 年 10 月，IMO 净零框架草案表决延迟 1 年，可能延缓船东的大规模燃料采购决策。

**(2) 成本与供应链风险。**绿醇生产成本高度依赖低电价绿氢与低成本碳源，原材料供应稳定性与价格波动风险高；同时，关键设备如大型电解槽、高效合成反应器的规模化供应能力、性能及降本进度存在不确定性，可能制约产能快速扩张。

**(3) 技术路线风险。**生物质气化、电解水制氢耦合 CO<sub>2</sub>等多种技术路线并行，其经济性、规模化潜力及长期竞争力尚未完全明朗，可能出现更具成本竞争力的颠覆性新路线。

**(4) 市场竞争风险。**国际能源巨头、化工企业及新兴创业公司加速布局，可能引发产能过剩与价格竞争，压缩项目盈利空间。

## 特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。

因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

## 分析师承诺

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及开源证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

## 股票投资评级说明

	评级	说明
证券评级	买入（Buy）	预计相对强于市场表现 20%以上；
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现 5%~20%；
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
	减持（underperform）	预计相对弱于市场表现 5%以下。
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；
	看淡（underperform）	预计行业弱于整体市场表现。

备注：评级标准为以报告日后的 6~12 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中 A 股基准指数为沪深 300 指数、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普 500 或纳斯达克综合指数。我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

## 分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

## 法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供开源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的机构或个人客户（以下简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于商业秘密材料，只有开源证券客户才能参考或使用，如接收人并非开源证券客户，请及时退回并删除。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他金融工具的邀请或向人做出邀请。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的开源证券网站以外的地址或超级链接，开源证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

开源证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。开源证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

## 开源证券研究所

### 上海

地址：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼3层  
邮编：200120  
邮箱：research@kysec.cn

### 北京

地址：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座9层  
邮编：100044  
邮箱：research@kysec.cn

### 深圳

地址：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层  
邮编：518000  
邮箱：research@kysec.cn

### 西安

地址：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层  
邮编：710065  
邮箱：research@kysec.cn