

【融中咨询行研报告】

2026 政府工作报告首提“未来能源”，氢能行业 如何抢占先机？



联系人：黄道林

电话：17781681276

邮箱：
huangdaolin@thecapital.com.cn

www.chinabridgeglobal.com

目录

1. 行业现状分析	4
1.1 背景	4
1.2 行业定义及发展历程	4
1.2.1 定义及分类	4
1.2.2 发展历程	6
1.3 行业现状分析	7
1.3.1 政策梳理及发展方向	7
1.3.2 宏观经济影响	8
1.3.3 技术发展进程	9
1.4 市场规模及竞争格局	10
1.4.1 行业市场规模	10
1.4.2 竞争格局	11
1.5 产业链图谱	13
2. 行业深入分析	14
2.1 绿色氢能分析	14
2.1.1 商业模式梳理	14
2.1.2 场景痛点及用户需求梳理	15
2.1.3 企业展示	16
2.2 灰色氢能分析	17
2.2.1 商业模式梳理	17
2.2.2 场景痛点及用户需求梳理	18
2.2.3 企业展示	20
2.3 蓝色氢能分析	21
2.3.1 商业模式梳理	21
2.3.2 场景痛点及用户需求梳理	22
2.3.3 企业展示	23
3. 行业未来发展趋势	25
3.1 应用场景的变化趋势	25
3.2 行业或产品走向	25
3.3 行业趋势风险研判	25

图表目录

图表 1	氢能的分类	4
图表 2	氢能行业相关法规/政策概览	8
图表 3	2020-2060 年中国氢能市场规模及预测（单位：万吨）	11
图表 4	氢能竞争格局分析	12
图表 5	氢能产业图谱	13
图表 6	应用场景	16
图表 7	绿色氢能企业展示	16
图表 8	灰色氢能企业展示	20
图表 9	蓝色氢能场景痛点及用户需求	23
图表 9	蓝色氢能企业展示	23

1. 行业现状分析

1.1 背景

在“双碳”目标驱动下，氢能作为零碳二次能源，已成为我国能源转型的核心抓手。2025年《能源法》实施后，氢能从战略定位走向法律定性，产业正处于从示范验证向商业化过渡的关键节点。

1.2 行业定义及发展历程

1.2.1 定义及分类

氢能是指以氢及其化合物（如氨、甲醇）为能量载体，通过化学反应释放化学能的二次能源。从产业链维度看，氢能行业涵盖制取、储存、运输、加注及终端应用的全过程。在技术属性上，它既可作为工业原料（如炼化、合成氨），也可作为燃料（如氢燃料电池）和储能介质。2025年《能源法》首次在法律层面将氢能明确为与煤炭、石油、天然气并列的能源主体，标志着其从工业气体正式纳入国家能源管理体系。

氢能根据其制取方式和碳排放情况，通常被划分为灰氢、蓝氢和绿色氢能三大类，每一类氢能在能源利用效率、环境影响以及经济成本等方面均有显著差异。当前全球氢能产业呈现“灰氢稳、蓝氢弱、绿氢亏”的极端分化格局。灰氢凭借成熟技术和稳定需求，是行业唯一的现金流支柱；蓝氢作为过渡路线，陷入“减碳不经济”的尴尬境地；绿氢虽代表终极方向，却陷入全行业亏损的困境。

图表 1 氢能的分类

对比维度	灰氢	蓝氢	绿氢
技术路径	天然气蒸汽重整 (SMR)、煤炭气化	SMR/自热重整 + 碳捕集与封存 (CCUS)	可再生能源电解水 (碱性 / PEM/SOEC)
碳排放强度	高: 9-12 kg CO ₂ /kg H ₂ (无捕集)	中: 捕集率≥95%时降至 6.59 kg CO ₂ /kg H ₂	零碳 (全生命周期接近零)
生产成本	低: 约 1.82 美元/kg (无碳捕集)	中元/kg 无 CCUS, 政策补贴后 2.59 美元/kg	高: 4-12 美元/kg, 普遍为灰氢 2-3 倍

产业占比	全球产能 90%以上	不足 5%，多为示范项目	不足 0.1%，商业化前期
盈利状况	盈利稳定，毛利率 5%-15%	微利或盈亏平衡，依赖补贴	全行业亏损
代表企业	空气产品、林德、ATMOS 能源	BP 阿曼项目（勉强平衡）、埃克森美孚贝敦项目（暂停）	ITM Power、尼古拉（破产）、阿尔斯通（暂停）

来源：融中咨询

灰氢是通过化石燃料（天然气、煤）转化反应制取的氢气，是目前全球占比最高（90%以上）、技术最成熟的制氢路线。

技术路径以天然气蒸汽重整（SMR）为主，煤制氢在我国仍占相当比例。其核心优势在于成本低廉——无碳捕集配置下平准化成本约 1.82 美元/kg，规模化生产后毛利率可达 5%-15%。典型案例包括美国空气产品公司 2025 年氢能板块贡献 30%以上净利润，德国林德集团灰氢及相关储运业务是其核心盈利支撑。

然而，灰氢面临日益严峻的碳成本压力。无捕集配置下每公斤氢气排放约 11.99 kg CO₂，随着全球碳减排政策收紧——欧盟碳价长期在 71-94 美元/吨徘徊，美国、日本推进碳税政策，2026 年欧盟碳边境调节机制（CBAM）正式启动收费——灰氢的成本优势将被大幅削弱。据测算，若未来碳价升至 118 美元/吨以上，灰氢将失去经济性

蓝氢是在灰氢生产工艺基础上增加碳捕集、利用与封存（CCUS）技术，可实现 50%-90%的碳减排。它被视为从高碳向零碳过渡的“桥梁”，但当前陷入“减碳不经济”的困境。

技术经济性存在明显权衡：美国能源部资助的最新研究显示，采用 CCUS 捕集≥95%的 CO₂后，碳足迹可从 11.99 降至 6.59 kg CO₂/kg H₂，但平准化成本从 1.82 美元/kg 升至 3.22 美元/kg；即使考虑美国 45Q 税收抵免，成本仍达 2.59 美元/kg。CCUS 环节成本占蓝氢总成本的 30%-35%，导致蓝氢制造成本比灰氢高 30%-50%。

盈利表现分化明显：仅在碳价较高、配套收益明确的区域具备微弱经济性。例如，欧盟部分蓝氢项目通过出售碳配额、获取政府补贴实现小幅盈利；BP 与阿曼合作的蓝氢项目依托 CO₂驱油收益覆盖部分 CCUS 成本，勉强维持盈亏平衡。但多数项目面临亏损压力——埃克森美孚贝敦蓝氢项目 2025 年因成本超预期暂停，壳牌荷兰蓝氢示范项目全年亏损、规模化扩张推迟。

更为严峻的是，学术研究对蓝氢的长期价值质疑。一项针对电力系统的建模研究表明，蓝氢的边际减排成本高达 161-371 美元/吨，远高于天然气+CCUS(7-86 美元/吨)和核电路线(64-94 美元/吨)，在未来低碳电力系统中蓝氢的价值有限且定位低端。

绿氢是利用风能、太阳能等可再生能源发电，再电解水生产氢气，全程零碳排放，是氢能利用最理想的形态。然而，当前绿氢产业陷入全行业亏损，被称为“理想丰满、现实骨感”。

成本高企是核心障碍。最新学术综述显示，绿氢生产成本高达 4-12 美元/kg，是灰氢(1-2 美元/kg)的 2-3 倍。其中电力成本占运营总成本的 60%-80%，电解槽设备成本占比超 40%。电解技术路径分化明显：碱性电解(AWE)初始投资最低(500-1200 美元/kW)，运行寿命超 8 万小时；质子交换膜电解(PEM)响应快、适配波动性电源，但成本更高(1000-2000 美元/kW)；固体氧化物电解(SOEC)效率可达 90%，但耄耋期足。

1.2.2 发展历程

基于学术研究、产业报告及权威媒体报道，氢能行业的发展历程可划分为以下五个关键阶段。其演进路径呈现从科学探索到工程实践，再到能源战略的清晰脉络：

第一阶段：科学探索与早期发现（16 世纪—19 世纪）

这一阶段是氢能的“前产业时代”，主要停留在实验室层面的科学认知。16 世纪：瑞士科学家帕拉塞尔苏斯记录了铁与硫酸反应产生“可燃气体”的现象，这是人类最早对氢的接触；19 世纪：关键原理取得突破。1806 年，弗朗索瓦·伊萨克·德里瓦兹发明了氢内燃机；1839 年，威廉·格罗夫发明了燃料电池雏形，奠定了氢能利用的核心原理。

第二阶段：技术萌芽与航天驱动（20 世纪中期）

氢能技术从实验室走向初步应用，主要驱动力来自航天与国防。20 世纪 50-60 年代：航天竞赛推动了液氢作为火箭燃料和氢氧燃料电池（如阿波罗飞船）的实用化发展；中国起步：中国从 20 世纪 60 年代初开始，为航天事业研究液氢生产与氢氧燃料电池技术。

第三阶段：初步探索与试点验证（2000年—2010年）

能源危机和环境意识觉醒，促使国际石油公司和汽车巨头开始介入氢能交通的试点验证。2003年：壳牌在冰岛建成全球首座为公交车服务的加氢站；同年，中国首辆燃料电池轿车试制成功；2006年：中国第一座加氢站在北京中关村建成；2008年：北京奥运会期间，中国首次规模化使用氢燃料电池车提供服务。

第四阶段：战略孕育与政策启动（2011年—2020年）

氢能开始被纳入国家能源战略视野，多国及地区启动产业规划和示范项目。国际协同：2017年，13家国际能源与运输企业在达沃斯成立氢能理事会，标志着行业联合推动的开始；

中国政策破冰：2019年：氢能首次被写入《政府工作报告》，提出“推动充电、加氢等设施建设”；2020年：《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》发布，首次将氢能列为能源范畴；五部委随后启动燃料电池汽车示范城市群申报，采用“以奖代补”方式。

第五阶段：规模化与商业化攻坚（2021年至今）

氢能产业从局部示范转向全链条发展，法律地位确立，并开始直面成本与商业模式的挑战。顶层设计出台：2022年3月，国家发布《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》，明确了氢能的战略定位；示范城市群落地：2021-2022年，京津冀、上海、广东、河北、河南五大燃料电池汽车示范城市群获批；技术突破与应用拓展：2023年，我国首次高压纯氢管道爆破试验成功；氢能船舶、氢能列车、氢能两轮车等多元应用场景相继亮相；法律地位最终确立：2025年1月1日，《中华人民共和国能源法》正式施行，在法律层面明确将氢能纳入能源管理体系；进入规模化试点“考核期”：2025年底，国家能源局发布首批41个氢能试点项目，标志着产业进入“真金白银”的商业化攻坚阶段。

1.3 行业现状分析

1.3.1 政策梳理及发展方向

当前中国氢能政策体系已形成“顶层定调—机制奠基—地方落地”的三层架构。2025年《能源法》的实施是里程碑事件，氢能首次在法律层面与煤、油、气并列。2025年底启动的首批试点项目（41个+9区域）标志着产业进入“真金

白银”的考核期——跑不通成本、降不了碳的将被动态淘汰。2026年政策呈现“精细化、场景化”特征。标准体系建设从“有没有”转向“好不好”；零碳工厂政策将氢能纳入工业绿色转型的核心路径；绿电直连机制是电力市场改革的破冰之举，直接回应绿氢成本痛点。

图表 2 氢能行业相关法规/政策概览

层级	时间	政策	发布机构	核心内容	战略意义
顶层设计	2025.12	首批 41 个氢能试点项目+9 个试点区域发布	国家能源局	组织实施能源领域氢能试点工作，推动氢能区域开发利用	从“示范”进入“试点”阶段，强调全链条协同和商业化合验证
	2025.1	《中华人民共和国能源法》正式施行	全国人大常委会	首次在法律层面明确将氢能纳入能源管理体系	氢能从“工业气体”正式升格为“能源主体”，为行业监管、补贴、定价提供法律依据
	2022.3	《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》	国家发展改革委、国家能源局	明确氢能战略定位，提出“制储输用”全链条发展目标	首部国家级顶层规划，确立氢能作为未来国家能源体系重要组成部分
机制创新	2026	成立四大氢能标委会	国家能源局	设立基础与通用、制取、储存与运输、应用四个标准化技术委员会	系统性解决产业链各环节标准缺失问题，为储运和应用提供规范支撑
	2026	19 项氢能国标征求意见	国家标准化管理委员会	涵盖《氢燃料质量要求》《碱性电解槽》《天然气管道掺氢输送技术要求》等	覆盖“制储输用”全链条，标准体系加速完善
	2026	《关于开展零碳工厂建设工作的指导意见》	工信部等五部门	将氢能明确为清洁低碳燃料，鼓励发展绿色氢氨醇一体化项目	为氢能在工业燃料（氢冶金）、化工原料（绿醇、绿氨）等领域的商业化应用创造需求
	2026	绿电直连机制探索	内蒙古等地	新建氢基绿色燃料项目可开展绿电直连，明确新能源规模核定标准	破解绿氢生产核心成本——电价问题，为绿氢降本提供创新路径
	2026	工信部党组会明确攻关方向	工信部	发挥新型举国体制优势，推动氢能等攻关突破	顶层重视程度高，氢能与其他市场热点并列

来源：融中咨询

1.3.2 宏观经济影响

宏观经济环境对氢能行业的影响正日益深化，其作用机制主要体现为政策导向、能源价格、国际贸易规则以及整体经济周期的综合驱动。

首先，宏观政策为氢能发展提供了根本性支撑，从顶层设计上确立了其战略地位。中国已将氢能明确为与电力、石油并列的能源主体，并通过《能源法》及一系列国家级规划，将其定位为推动能源结构转型和实现“双碳”目标的关键抓手。这种政策倾斜不仅为氢能产业注入了长期发展的确定性，还通过成立标准化技术委员会、推动绿电直连机制等方式，从制度和市场层面为氢能的经济性突围扫清障碍。其次，宏观经济中的能源价格与成本要素直接决定了氢能的市场竞争力。

当前，绿氢的生产成本普遍是灰氢的 2 至 3 倍，但随着可再生能源发电成本的持续下降（地面光伏已降至 0.15-0.20 元/kWh）以及电解槽等核心设备的技术降本，绿氢的成本曲线正在被重塑，有望逐步进入与化石能源制氢竞争的临界点。此外，国际碳关税机制（如欧盟 CBAM）的生效，正将宏观层面的国际贸易规则转化为微观企业的刚性减碳需求，为零碳工厂和绿氢在钢铁、化工等高碳行业的应用创造了巨大的市场空间。最后，宏观经济的整体走势影响着对氢能的投资力度与节奏。

在全球范围内，氢能产业正从单纯的政策驱动转向“政策与市场双轮驱动”，2026 年被视为关键的分水岭，只有具备明确商业闭环和可持续需求的项目才能获得资本青睐并落地。在中国，新能源发展已成为宏观经济逆周期调控的重要途径，为氢能等新兴产业的快速发展提供了战略窗口期。

总体而言，宏观环境正在通过强有力的政策引导、成本倒逼机制和国际贸易规则，将氢能从一个战略愿景推向切实的产业化发展阶段。

1.3.3 技术发展进程

技术发展水平：当前氢能产业正处于从“技术降本”向“规模化降本”过渡的关键阶段。在制氢环节，中国电解槽年产能已超过 50GW，单位成本从约 250 美元/kW 降至 100 美元/kW 以下。在储运环节，技术路径呈现多元化态势，高压气态储运(I-V型瓶)最为成熟，低温液态储氢密度高但能耗大，液态有机储氢(LOHCs)可实现常温常压储运。在应用环节，燃料电池系统典型案例单位售价近 3 年复合年降幅达 32.2%，电堆 2020-2024 年复合降幅为 15.4%。

研发周期：氢能技术的研发周期呈现“基础研究—工程验证—商业化推广”的三阶段特征。以电解槽技术为例，碱性电解已有百年历史，技术成熟度高，研发重点转向效率提升和成本优化。PEM 电解槽商业化进程加快，但核心材料（质子交换膜、催化剂）仍依赖进口，膜电极组件（MEA）价格高达每平方米 500 美元。SOEC 技术尚处于中试阶段，效率可达 90%但长期稳定性不足。

成本投入：成本是氢能产业最核心的制约因素。绿氢生产成本普遍在 2.5-3 美元/公斤，是灰氢（约 1-1.5 美元/公斤）的 2-3 倍。绿氢成本对电价最敏感——电力成本占运营总成本的 60%-80%，随着地面光伏发电成本降至 0.15-0.20 元/kWh 区间，绿氢成本可降至 10.36-13.22 元/kg。

当前氢能产业面临多重技术瓶颈，呈现“制氢成本高、储运难度大、应用场景窄”的结构特征：

制氢环节：绿氢生产成本高企是首要障碍。PEM 电解槽的质子交换膜、催化剂（铂、铱）等核心材料仍依赖进口，价格波动大。欧盟 RFNBO 合规成本一项，可能使氢能生产成本每公斤增加 1 至 2 美元。可再生能源制氢与电网互动技术尚未成熟。

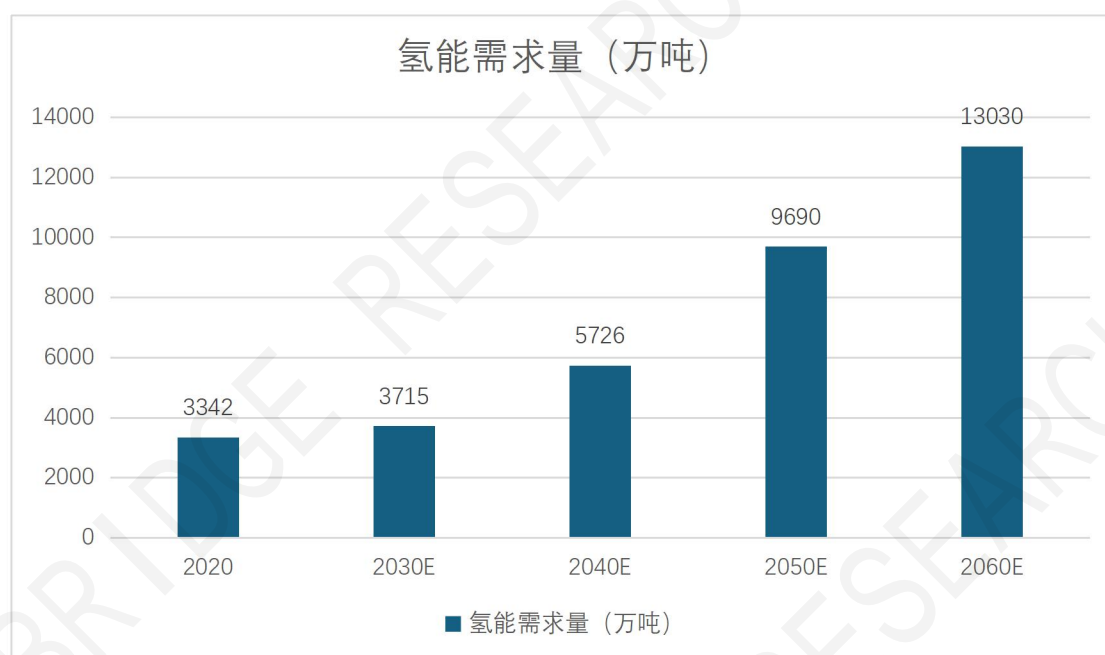
储运环节：氢的密度极低，需高压或低温储存，运输和储存比传统燃料更复杂。大规模、低成本、安全高效的输送体系尚未成熟。管道、压缩机和设施通常需要升级以安全高效地处理氢气。固态及液态储运氢等应用技术研究不足。目前加氢站平均每 2.5 万公里道路才设一座，远低于加油站密度标准。

应用环节：稳定承购协议落地难——仅约 3%的补贴用于刺激用氢需求，导致多数清洁氢项目尚未找到稳定买家。各地政府规划的“氢能重卡”数量可能远超实际物流需求，导致加氢站利用率低。工业领域绿氢替代面临成本倒逼，冶金、化工等场景需重构生产工艺。部分关键材料在长期低浓度氢气暴露下的兼容性缺乏研究。

1.4 市场规模及竞争格局

1.4.1 行业市场规模

图表 3 2020-2060 年中国氢能市场规模及预测（单位：万吨）



来源：融中咨询

2020 - 2030 年：需求增长平缓，从 3342 万吨增至 3715 万吨，10 年增幅仅约 11.2%，说明氢能在这一阶段仍处于技术成熟、成本下降和市场培育的初期阶段。

2030 - 2040 年：需求增速明显提升，从 3715 万吨增至 5726 万吨，增幅约 54.1%，标志着氢能在工业、交通等领域的应用开始规模化落地。

2040 - 2050 年：需求迎来爆发式增长，从 5726 万吨跃升至 9690 万吨，增幅高达 69.2%，这是氢能从 niche 能源向主流能源转型的关键十年。

2050 - 2060 年：需求继续保持强劲增长，从 9690 万吨增至 13030 万吨，增幅约 34.5%，氢能在全球能源体系中的地位进一步巩固。

1.4.2 竞争格局

当前全球氢能行业的竞争格局呈现显著的“技术路线分化”与“区域市场分化”特征，产业正处于从政策驱动向市场驱动过渡的关键筛选期。从企业层面看，竞争态势与制氢技术深度绑定，呈现出“灰氢稳、蓝氢弱、绿氢亏”的极端分化格局。灰氢（化石能源制氢）凭借成熟技术和成本优势，目前仍占据全球 90% 以上的市场份额，是行业唯一的稳定现金流来源，代表企业如美国空气产品公司

(Air Products) 和德国林德集团 (Linde)，其氢能业务持续贡献稳定利润。相比之下，蓝氢（化石能源+碳捕集）企业普遍处于微利或盈亏平衡状态，高度依赖碳价与政策补贴，规模化盈利尚未突破。而作为终极方向的绿氢（可再生能源电解水制氢）企业则陷入全行业亏损，受制于高成本（普遍为灰氢 2-3 倍）和需求疲软，导致德国 ITM Power、美国尼古拉 (Nikola) 等企业亏损严重甚至破产，仅少数聚焦绿色航油等高附加值场景的企业显现盈利曙光。

从区域竞争角度看，全球氢能市场正经历系统性“筛选”，区域分化加剧。中国凭借完整的产业链优势、超过 50GW 的电解槽年产能以及快速下降的设备成本，已成为全球清洁氢能发展的核心驱动力量，深刻影响着全球成本曲线。亚太地区（尤其是中国、日本、韩国）占据全球市场约 34% 的份额，主导地位稳固。欧洲虽政策激进，但严苛的监管规则（如 RFNBO 合规成本）正在推高项目成本，部分工业用氢目标面临现实修正。中东以出口为导向的超大型项目因欧洲需求不及预期而承压收缩。与此同时，细分赛道竞争同样激烈，在氢燃料基础设施领域，Air Products、林德、Nel ASA 等国际巨头与中国的国富氢能、厚普清洁能源等本土企业展开市场份额争夺。总体而言，2026 年已成为产业分水岭，竞争核心从“政策愿景”转向“商业可行性”，只有具备明确承购协议、可控成本结构和政策连续性的项目与企业才能在这一轮“优胜劣汰”中胜出。

图表 4 氢能竞争格局分析

竞争维度	具体表现	核心特征
技术路线 (制氢)	灰氢：占全球 90% 以上份额，盈利稳定（如空气产品、林德）； 蓝氢：微利或盈亏平衡，高度依赖碳价与补贴； 绿氢：全行业亏损（如 ITM Power、尼古拉），仅少数高附加值场景（绿色航油）显现曙光。	极端分化： “灰氢稳、蓝氢弱、绿氢亏”。
区域市场	中国：主导地位，电解槽年产能超 50GW，成本优势显著； 亚太：占全球市场约 34% 份额，日韩引领； 欧洲：政策激进但成本高企，目标面临修正； 中东：出口导向型项目因需求不及预期而收缩。	区域分化加剧： 中国成为全球核心驱动力，欧美与中东进入筛选期。
细分赛道	氢燃料基础设施：国际巨头（如林德）与本土企业（国富氢能）争夺市场份额； 工业应用：绿氢在钢铁、化工等领域的替代竞争刚刚起步。	赛道竞争激烈： 从设备制造向终端应用场景延伸。

来源：融中咨询

2026 年氢能产业进入商业化分水岭，竞争核心从“政策愿景”转向“商业可行性”，拥有成本优势、稳定订单及持续政策支持的企业将主导下一阶段格局。

1.5 产业链图谱

氢能产业链的完整图景，可以理解为一条从前端制备到终端消费的能源价值链条。上游聚焦于氢气的生产与流通，通过化石能源重整、工业副产提纯或可再生能源电解等方式制取氢气，再经由高压储氢瓶、液氢槽车或专用管道输送至消费终端，最终通过加氢站网络完成燃料补给，则依托燃料电池等技术，将氢能转化为动力或电力，广泛应用于交通出行、工业生产、建筑供能等多元化场景。

图表 5 氢能产业图谱



来源：融中咨询

2. 行业深入分析

2.1 绿色氢能分析

2.1.1 商业模式梳理

绿电-绿氢-绿色化工一体化模式

该模式以风光资源富集区为依托，将波动性绿电转化为绿氢，再进一步合成为绿氨、绿色甲醇等化工品，直接对接航运、炼化等刚性脱碳需求。其核心逻辑在于通过“风光氢储氨醇”全链条耦合，解决绿电消纳与绿氢储运难题，同时利用绿色燃料的全球贸易溢价。典型案例包括远景科技在内蒙古赤峰的零碳氢氨项目，以及金风科技与马士基、达飞集团等国际航运巨头签署的大规模绿色甲醇采购协议。

风光氢储+交通/园区区域一体化模式

该模式聚焦于特定区域（如零碳园区、港口城市），通过建设分布式风电/光伏、制氢站、加氢设施和氢能车队，形成“制—储—加—用”的内部小循环。其商业价值在于替代园区内高排放的燃油重卡和工业燃料，叠加高速费减免等政策性补贴后，氢能重卡运营成本已可低于传统燃油车。福建古雷石化基地的零碳示范线路即为此类代表，利用 20MW 风电制氢，为园区氢能重卡和工业生产提供绿氢。

专业化装备制造与工程解决方案模式

部分企业专注于电解槽等核心装备的研发制造，通过极致降本和提升能效向全球市场提供绿氢生产解决方案。其商业模式本质是“卖铲人”逻辑，收益来自设备销售和技术服务。例如隆基氢能通过持续降低单位制氢能耗来提升产品竞争力。然而，这一领域正面临价格战压力，单套碱性电解槽中标价已普遍低于制造成本。

混合生产与碳交易溢价模式

面对不同区域对“绿氢”定义标准不一（如欧盟严格的 RFNBO 规则），出口导向型项目开始采用混合生产策略，同时生产符合 RFNBO 标准的高溢价产品和面向其他市场的非 RFNBO 产品，以实现收益最大化。同时，国内首个氢能领

域温室气体自愿减排项目方法学的发布，使绿氢项目可通过核证自愿减排量（CCER）交易获得额外碳收益，撬动减排潜力。

总体而言，绿氢商业模式的探索已呈现“**化工开路、交通筑基、装备出海、碳利套利**”的多元格局。其中，依托国际航运脱碳刚性需求的绿色化工模式被普遍认为最具商业闭环潜力，而区域一体化模式则在补贴支持下率先实现运营端平价。未来3-5年，随着电解槽成本进一步下降和储运技术的突破，上述模式有望在规模化验证中走向融合与成熟。

2.1.2 场景痛点及用户需求梳理

当前绿氢产业在规模化突围的关键阶段，其场景痛点与用户需求呈现出“**供给侧成本高企、储运侧效率低下、需求侧买单乏力**”的结构性特征，各环节的瓶颈与诉求形成鲜明映射。

从供给侧来看，绿氢制备成本高企是首要痛点，直接导致用户“用不起”。电力支出占绿氢制备成本的60%至70%，加上电解槽设备折旧，综合制取成本约为灰氢的2至3倍，年产万吨的绿氢项目仅设备投资就需10亿至15亿元。这使得绿氢及其下游产品价格远超传统产品，市场竞争力严重不足。用户端的核心诉求是“便宜的氢”——以广东地区为例，加氢站氢气到站价30元/公斤、枪口价35元/公斤时，公交公司表示18元/公斤才可考虑，物流车因无补贴更难以接受。同时，政府补贴获取周期长达2年左右，进一步加重了运营方的现金流压力。

从储运环节来看，效率低下与基础设施不足是核心痛点，导致用户“加不到、加不起”。当前我国绿氢运输主要依赖20兆帕高压气态长管拖车，100公里范围内每千克储运成本约8.5至9元，500公里时跃升至20元以上。加氢站面临“吃不饱”与“建不起”的双重困境——部分站点日均加注量不足设计能力的30%，单座固定式加氢站投资高达1000万至3000万元，叠加每年数十万元的设备维保支出，在利用率不足时难以维系。土地性质也成为商业化障碍，如广州某加氢站因位于工业用地只能自用，无法对外商业化运营。用户对加氢网络的诉求是“像加油站一样方便”——目前欧洲平均每2.5万公里道路才设一座加氢站，远低于加油站密度标准，跨区域运营时35MPa与70MPa加氢站的不兼容更导致氢能乘用车续航体验大打折扣。

从需求侧来看，不同应用场景的用户诉求呈现显著分化，但共同指向“稳定承购”与“经济性替代”两大核心。

图表 6 应用场景

应用场景	关键结论
交通领域	“油氢同价”（18-20 元/公斤）是规模化推广的生死线；加氢网络的密度与标准统一性直接决定车辆运营效率。
工业领域	用户需要的是“能够变现的绿”——必须通过碳交易、绿色认证等机制将减排成本传导至终端，替代才能摆脱“赔本赚吆喝”。
国际贸易	通过“混合生产”策略在欧盟严苛规则与亚洲务实需求之间套利；谁能以最低成本适配多套国际标准，谁就能掌握定价权。

来源：融中咨询

2.1.3 企业展示

涉及案例企业的产品、营收、客群、商业模

当前绿氢产业的代表企业已形成“国家队主力军、风光跨界生力军、专业化装备尖兵”三足鼎立的格局，各企业基于自身资源禀赋选择差异化的发展路径，共同推动产业从示范走向规模化。

图表 7 绿色氢能企业展示

企业类型	代表企业	核心模式	关键成就与布局
全链条一体化布局型	电投绿能（原吉电股份）	央企主导的“绿电-绿氢-绿色化工品”全产业链	大安风光制绿氢合成氨项目创“五项全球之最”；已与韩企签署绿氢出口协议。
	中国能建	央企主导的“绿电-绿氢-绿色化工品”全产业链	松原氢氨醇项目创“四项世界纪录”，核心装备 100%国产化；获 ISCC 欧盟认证并签订全球首单绿氢远洋燃料合同。
风光跨界布局型	远景科技	“绿电+AI”驱动的绿色产业园模式	赤峰全球最大零碳氢氨项目，首创离网制氢制氨模式，跑通绿氢商业闭环。
	明阳智能	海上风电制氢与能源装备融合	突破“海上风电一制氢”关键技术，打通从绿电到纯氢燃气轮机发电的闭环；推出离子膜离网柔性制氢技术。
	隆基氢能	聚焦电解槽专业化装备制造	“LONGiALKHi1”系列产品显著降低单位制氢能耗，提升绿电制氢经济性。

专业化装备 与场景深耕 型	海德氢能	电解水制氢解决方案及成本攻坚	与壳牌、道达尔等巨头合作；绿氢平准化成本已降至 14 元/公斤，预计 2028 年降至 10.5 元/公斤。
	宝武清能	场景深耕（海上风电制氢+固态储氢）	阳江 110.9 亿元海上风电直连制氢项目；同步布局固态储氢材料与输氢管道。
	中国钢研	场景深耕（纯氢冶金）	松原全球首条 120 万吨“绿电—绿氢—纯氢冶金”全产业链生产线。

来源：融中咨询

2.2 灰色氢能分析

以应用场景二举例，围绕行业内细分场景进行分析，包括商业模式、场景痛点、解决方案。

2.2.1 商业模式梳理

灰氢（化石燃料制氢）凭借成熟技术、低廉成本和稳定的工业需求，成为全行业唯一的现金流支柱。灰氢的商业模式围绕“规模化生产+原料成本控制”展开，主要分为“内部配套型（Captive）”与“市场销售型（Merchant）”两种成熟路径，同时面临碳成本上升与绿色转型的深层压力。

内部配套型模式——垂直一体化下的“原料自给”

该模式主要应用于炼化、合成氨、甲醇等大型化工企业，氢气作为中间产品在企业内部生产并直接消耗，不进入外部市场交易。其核心逻辑在于通过规模化自备制氢装置（如天然气重整 SMR 或煤制气）保障主工艺流程的原料供应稳定性，并依托连续化生产摊薄固定成本，实现全产业链的成本可控。在中国，煤制氢占比高达 57%，是化工企业的主流选择。典型案例包括中国石化、中国石油等能源巨头，其炼厂制氢装置完全服务于内部的加氢裂化、加氢精制等环节。盈利核心在于原料成本（煤炭或天然气）的控制能力与装置开工率——天然气制氢企业毛利率普遍维持在 5%-15%，高度依赖规模化生产。

市场销售型模式——工业气体巨头的“产品化”运营

该模式以空气产品公司（Air Products）、林德集团（Linde）、液化空气（Air Liquide）等全球工业气体巨头为代表，将氢气作为商品对外销售，通过“生产+储运+销售”的全链条服务获取利润。其商业逻辑在于依托大型制氢装置（通常

布局在天然气资源富集区或工业客户集聚地），通过管道、长管拖车或液氢槽车向周边炼厂、化工厂、电子厂等分散客户供应氢气，形成区域性气体供应网络。盈利来源包括管道供气的长期照付不议合同、液体氢气的批量销售以及瓶装氢气的零售溢价。林德集团 2025 年前三季度净利润达 54.81 亿美元，灰氢及相关储运业务是核心盈利支撑。

副产品提纯型模式——循环经济下的“变废为宝”

该模式依托焦炉煤气、氯碱化工、乙烷裂解等工业过程副产的氢气，通过提纯装置回收利用，实现资源价值最大化。其商业逻辑在于以极低的边际成本获取氢气资源（副产氢原本作为废气燃烧或放空），通过变压吸附（PSA）等技术提纯至 99.9% 以上，就近供应周边工业用户或加氢站。在中国，工业副产氢约气总供应量的 21%，已成为燃料电池汽车示范初期的关键氢源。典型案例包括焦化企业将焦炉煤气制氢用于氢能重卡加注，既解决了废气处理问题，又开辟了新的利润增长点。

灰氢+碳抵消的过渡模式——应对碳约束的短期策略

针对日益收紧的碳减排政策和欧盟碳边境调节机制（CBAM）的正式收费，部分能源公司推出“灰氢+碳抵消”组合方案，通过购买碳信用或林业碳汇来中和生产过程中的碳排放（每公斤灰氢约排放 9-12 公斤二氧化碳），以满足下游客户的 ESG 合规需求。这种模式并不改变生产工艺本身，而是通过碳市场交易为灰氢贴上“碳中和”标签，获取短期市场准入资格。其经济性高度依赖碳信用价格——当欧盟碳价长期徘徊在 71-94 美元/吨时，碳抵消成本已开始侵蚀灰氢利润空间。

向蓝氢转型的“渐进式升级”模式

面对碳税压力和绿色替代品的竞争，传统灰氢企业正在规划将现有蒸汽重整装置（SMR）加装碳捕集与封存（CCUS）模块，转化为蓝氢产能。其商业逻辑在于利用已折旧完毕的存量资产，通过追加资本支出（约占原投资 30%-50%）实现低碳转型，从而延续现有客户关系并获取碳配额收益。典型案例包括埃克森美孚的贝敦项目，但因成本超预期已暂停；英国石油公司（BP）与阿曼合作的蓝氢项目则依托 CO₂ 驱油收益勉强维持盈亏平衡。

2.2.2 场景痛点及用户需求梳理

当前灰氢产业在“双碳”目标与碳市场机制双重挤压下，其场景痛点与用户需求呈现高度分化的特征——化工用户困于“绿色溢价无法传导”、出口企业受制于“碳关税刚性成本”，而存量资产持有者则在“转型还是退出”之间艰难权衡。

场景一：化工与炼化用户——深陷“绿色溢价”传导困境

对于合成氨、甲醇、炼化等传统化工企业，灰氢是其生产流程中的刚性原料（用于加氢裂化、合成反应等），用户核心诉求在于“稳定供应+成本可控”。然而，随着欧盟碳边境调节机制（CBAM）2026年正式启动收费及国内碳市场扩容，下游客户（如出口欧洲的化肥、塑料制品企业）开始反向要求上游供应商提供碳足迹更低的“绿色化工品”，但绿氢的高价（煤制灰氢 9-12 元/kg vs 绿氢 30-40 元/kg）使得下游客户“不愿为绿色溢价买单”。化工企业陷入“用灰氢面临碳关税成本、用绿氢则亏损”的两难境地，其深层需求是“低成本绿色原料的可获得性”以及“碳减排成本的有效传导机制”（如碳配额收益、绿色产品认证溢价）。

场景二：出口导向型制造业用户——承受“碳关税刚性成本”

位于长三角、珠三角的外向型制造企业（如机械、电子、高端化工品出口商）本身不生产氢气，但其上游供应链深度依赖灰氢制备的基础材料（如钢铁、甲醇）。欧盟 CBAM 机制下，这类用户需为进口产品隐含的碳排放支付高昂碳关税（欧盟碳价 71-94 美元/吨，约合人民币 510-680 元/吨）。他们的核心痛点是“供应链碳足迹不可控”——上游供应商（如化工厂、钢铁厂）使用灰氢导致的碳排放，直接转化为出口产品的合规成本，但无力改变上游的制氢工艺。其核心诉求是“可追溯、可认证的低碳原料供应链”，甚至愿意为经过认证的绿氢/蓝氢支付 15%-25% 的溢价，以换取出口市场的准入资格。

场景三：煤制氢与天然气制氢企业——面临“碳锁定的资产贬值风险”

作为灰氢的生产方，国家能源集团、中石化等煤制氢巨头面临的核心痛点是“存量资产碳锁定”。煤制氢装置投资动辄数十亿元，设计寿命 20-30 年，但在碳价攀升至 118 美元/吨以上时，灰氢成本优势将被彻底颠覆。这些企业既无法立即关停现有装置（沉没成本极高），又面临向蓝氢/绿氢转型的技术与资金压力（CCUS 改造增加成本 30%-50%）。其深层需求是“过渡期的政策缓冲空间”和“存量资产改造的技术经济可行性”——希望获得碳捕集补贴、延长设备折旧周期，以及通过参与碳市场（如 CCER 机制）获得部分收益对冲成本。

场景四：交通与分布式能源用户——追求“不计来源的廉价氢”

对于加氢站运营商、氢能重卡车队等终端用户，其核心诉求极其朴素——“哪里便宜买哪里”。当前燃料电池汽车示范城市群内，加氢枪口价普遍在 35 元/公斤左右，而用户心理价位仅 18-20 元/公斤。他们不关心氢气是灰是绿，只关心终端价格是否低于燃油/电动替代的经济平衡点。这类用户的痛点在于“氢气来源不可选择”——受限于加氢网络密度和供应渠道，往往只能接受当地工业副产氢或化石制氢，无法根据价格波动灵活切换气源。

2.2.3 企业展示

当前灰氢产业的代表企业呈现“国际工业气体巨头主导市场销售、大型能源化工企业深耕内部配套、煤制氢企业主导中国区域特色格局、副产氢回收企业构筑循环经济”的四层格局，各企业基于资源禀赋与产业链位置形成差异化生存策略。

图表 8 灰色氢能企业展示

企业类型	代表企业	核心模式	关键特征/成就
国际工业气体巨头	空气产品公司 (Air Products) 林德集团 (Linde) 液化空气 (Air Liquide)	市场销售型	空气产品氢能板块贡献 30%以上净利润；林德 2025 前三季度净利润 54.81 亿美元；通过管道+长协锁定区域市场。
能源化工一体化企业	中国石化 中国石油 埃克森美孚 壳牌	内部配套型	氢气作为中间产品自产自消；中国煤制氢占比 57%；毛利率 5%-15%，高度依赖规模生产。
中国煤制氢特色企业	国家能源集团 中天合创 宝丰能源	资源禀赋驱动型	国家能源集团为全球最大煤制氢企业；中天合创拥有百万吨级甲醇烯烃产能；宝丰已启动绿氢耦合煤化工。
工业副产氢回收企业	宝武碳业 新疆天业 卫星化学	循环经济型	焦炉煤气/氯碱尾气/乙烷裂解副产氢提纯；零边际成本原料；占中国氢气供应 21%。

数据来源：融中咨询

2.3 蓝色氢能分析

以应用场景三举例，围绕行业内细分场景进行分析，包括商业模式、场景痛点、解决方案。

2.3.1 商业模式梳理

以应用场景三举例，围绕行业内细分场景进行分析，包括商业模式、场景痛点、解决方案。

蓝氢（化石能源制氢+碳捕集与封存 CCUS）作为从高碳向零碳过渡的“桥梁”技术，其商业模式正围绕“减碳价值变现”与“基础设施共享”两大核心展开探索。由于 CCUS 环节的高投入（占蓝氢总成本 30%-35%）导致制造成本比灰氢高 30%-50%，蓝氢企业普遍处于微利或盈亏平衡状态，规模化盈利尚未突破，仅在碳价较高、配套收益明确的区域具备微弱经济性。当前蓝氢的主流商业模式可归纳为以下四种：

模式一：国际能源巨头合资合作的“技术+资源”一体化模式

该模式以沙特阿美（Saudi Aramco）与空气产品公司（Air Products）在朱拜勒的蓝氢工业气体公司（BHIG）合资项目为代表，通过整合上游油气资源、工业气体运营经验与 CCUS 基础设施，为工业城提供规模化低碳氢源。其商业逻辑在于依托阿美的碳捕集与封存（CCS）网络和空气产品的气体分离技术，将天然气转化为蓝氢并向周边炼化、化工企业供应，形成区域性氢能网络。盈利来源包括长期工业气体供应合同、碳配额收益以及未来氢能出口溢价。BP 与阿曼合作的蓝氢项目则依托 CO₂驱油（EOR）收益覆盖部分 CCUS 成本，勉强维持盈亏平衡。

模式二：传统能源巨头存量资产改造的“内部配套向蓝氢转型”模式

以埃克森美孚、壳牌为代表的石油巨头，尝试将现有炼厂制氢装置（SMR）加装 CCUS 模块，转化为蓝氢产能，延续对内部炼化、化工装置的氢气供应。其商业逻辑在于利用已折旧完毕的存量资产，通过追加资本支出（约占原投资 30%-50%）实现低碳转型，从而应对碳税压力和欧盟碳边境调节机制（CBAM）的合规要求。然而，这一模式正面临严峻挑战——埃克森美孚贝敦蓝氢项目因资

金削减、需求疲软及 CCUS 成本超预期于 2025 年暂停；壳牌荷兰蓝氢示范项目 2025 年全年亏损，规模化扩张推迟。

模式三：产业集群与港口枢纽驱动的“氢氨联动+出口导向”模式

该模式依托工业集群或港口枢纽，将蓝氢转化为蓝氨实现低成本跨境运输，锁定国际能源贸易的长期溢价。典型案例包括空气产品公司与雅苒国际（Yara）在路易斯安那州的清洁能源综合体——空气产品建设日产 7.5 亿标准立方英尺蓝氢产能并配套碳捕集（捕集率 95%），雅苒以项目总成本 25% 收购氨生产设施，并与空气产品签署 25 年长期承购协议，将年产 280 万吨低碳氨纳入其全球分销网络。壳牌在阿曼杜库姆的 Blue Horizons 项目同样采用这一逻辑，利用 KBR 的蓝氨技术建设 3000 吨/日氨装置，瞄准欧洲与亚洲出口市场。

模式四：区域资源驱动型的“煤炭+CCUS”资源转化模式

以澳大利亚赫克斯康公司（Hexagon）的佩迪尔卡蓝氢项目为代表，依托地下煤炭资源通过零碳排放蒸汽重整工艺制氢，并将 CO₂ 封存地下或用于驱油。其商业逻辑在于将本地廉价煤炭资源转化为低碳氢能，同时利用现有油气基础设施降低运输成本，服务出口与国内市场。这类模式尚处于可研阶段，核心挑战在于煤炭制氢的高碳排放强度与 CCUS 技术的经济性平衡。

2.3.2 场景痛点及用户需求梳理

以应用场景三举例，围绕行业内细分场景进行分析，包括商业模式、场景痛点、解决方案。

当前蓝氢产业在“减碳不经济”的困境中，其场景痛点与用户需求呈现高度分化的特征——化工与炼化用户困于“碳税倒逼但溢价无人买单”、出口导向型用户受制于“国际标准割裂与套利困难”、项目开发商深陷“承购协议缺失导致融资难产”，而化石能源巨头则在“存量资产转型与增量投入产出失衡”中艰难权衡。

图表 9 蓝色氢能场景痛点及用户需求

场景类型	核心用户	核心痛点	用户需求	核心关键句
化工与炼化	炼油厂、合成氨、甲醇企业	碳税倒逼但溢价无人买单；蓝氢成本比灰氢高 30%-50%	可预期的碳定价体系、长期稳定的绿色溢价机制	“化工用户的痛点本质是‘碳税倒逼转型但溢价无人买单’——他们需要的不只是低碳氢源，更是一个能让减碳成本顺畅传导至终端产品的市场机制。”
出口导向型	面向欧盟等严格碳市场的出口企业	政策不确定性、RFNBO 与低碳氢标准割裂；承购协议缺失导致项目难以融资	明确、稳定、可执行的国际标准；长期承购协议	“出口导向用户的焦虑源于‘绿氢有硬指标、蓝氢无硬目标’的政策割裂——他们需要一个能够清晰地界定蓝氢减排价值、并为其提供稳定溢价通道的监管框架。”
项目开发商	蓝氢项目投资方、EPC 承包商	需求侧资金严重不足（仅 3% 补贴用于刺激需求）；多数供应商找不到稳定买家	15-25 年长期承购协议锁定现金流	“项目开发商的生死线在于‘需求侧资金严重不足’——没有长期承购协议，蓝氢项目永远停留在 PPT 阶段；空气产品与雅苻的 25 年长约模式揭示了唯一出路。”
化石能源企业	埃克森美孚、壳牌、BP 等传统能源巨头	存量资产碳锁定；CCUS 改造成本占 30%-35%，制造成本比灰氢高 30%-50%；能量损失约 25%	碳捕集补贴、设备折旧优惠、碳交易收益	“化石能源企业的困境在于‘不改有碳税成本，改了无经济收益’——存量资产的沉没成本与 CCUS 改造的高昂投入之间，需要政策组合拳才能找到平衡点。”
工业集群用户	炼化园区、钢铁基地、产业集群	管网基础设施缺失；无法享受蓝氢的低碳红利	集群化布局、管网联通、区域性氢能网络	“工业集群用户的逻辑是‘就近消纳、管网依赖’——蓝氢的商业价值高度依赖管道基础设施的排他性布局，只有形成区域性氢能网络，才能将低碳氢源的减碳价值转化为集群内企业的合规收益。”

来源：融中咨询

2.3.3 企业展示

蓝氢产业的代表企业呈现“国际巨头主导、传统能源转型、技术与工程公司切入”的三层格局，各企业基于资源禀赋与战略定位形成差异化的生存策略，但普遍面临“减碳不经济”的共同挑战。

图表 9 蓝色氢能企业展示

企业类型	代表企业/项目	核心模式	关键特征
资源整合型	沙特阿美+空气产品（朱拜勒 BHIG）	油气资源+气体技术+CCS 基础设施合资	依托朱拜勒 CCS 枢纽，为工业集群供应蓝氢

企业类型	代表企业/项目	核心模式	关键特征
出口导向型	空气产品+雅苻（路易斯安那） 壳牌阿曼 Blue Horizons	蓝氢→蓝氨转化+长期 承购协议	年产 280 万吨蓝氨；25 年长约锁 定现金流
存量改造受 挫型	埃克森美孚贝敦（搁置） 壳牌荷兰（亏损）	灰氢装置加装 CCUS 模 块转型蓝氢	曾为全球第二大蓝氢项目；因承 购协议缺失搁置
技术授权与 工程	KBR（壳牌阿曼） 三星集团（Wabash 项目）	工艺包授权+工程服务 +政府融资支持	KBR 提供氨合成技术授权；三星 Wabash 获 15 亿美元贷款
区域深耕型	Posco + Approtium（韩国）	原料+建设+运营+碳利 用垂直整合	投资 2000 亿韩元，年产 4 万吨 蓝氢；副产 CO ₂ 制干冰

来源：融中咨询

3. 行业未来发展趋势

3.1 应用场景的变化趋势

氢能正从交通先导向工业与航运主战场加速转移。在交通领域，燃料电池汽车已在干线运输、城际重载、冷链物流等优势场景形成小规模商业化应用，预计“十五五”期间将实现规模化发展。同时，应用范围正从车端向轨道交通、船舶、无人机等海陆空多元场景快速延伸，已投运燃料电池轨道机车约 20 列、燃料电池船舶约 6 艘。但真正的“吨位市场”在工业与航运领域——绿氢在合成氨、甲醇、炼化等化工领域的灰氢替代正成为主要消纳方向，截至 2025 年 9 月，交通领域应用仅占绿氢消纳的 18.8%，而工业领域占比远超这一数字。航运业受欧盟海事燃料条例驱动，5000 吨以上船舶需分阶段减排，绿色甲醇与绿氨作为可贸易的氢载体正成为刚性需求。

3.2 行业或产品走向

制储运用各环节技术路线呈现多元化融合与专业化突破并行的格局。制氢领域，碱性电解槽凭借成本优势继续主导大型项目（2026 年占比超 60%），PEM 电解槽占比从 6.8% 提升至 18% 并抢占海上风电等高端市场，SOEC 技术增速最快（同比增长超 200%）适配工业园区热电联产。储运环节呈现“高压气态、低温液态、固态、管道多路径的递进格局，氨裂解制氢将在 2026 年实现商业化，至少三个工业级项目完成最终投资决策。特别值得关注的是，固体氧化物燃料电池（SOFC）正从示范走向工程化验证，潍柴动力 100kW 系统热电联产效率达 92.55% 刷新全球纪录，Bloom Energy 获 26.5 亿美元订单印证了分布式发电场景的商业价值。产品核心逻辑正从“装备制造”转向“系统集成+长期服务”，一体化项目（风光氢储氨醇）成为主流形态

3.3 行业趋势风险研判

未来 3-5 年行业将面临三重压力。一是经济性风险：绿氢生产成本仍为灰氢 2-3 倍，多数地区车用氢能终端售价仍在 30 元/kg 以上，距离用户 18-20 元/kg 的

心理价位差距明显。二是需求侧风险：仅约 3% 的补贴用于刺激用氢需求，导致多数清洁氢项目难以锁定稳定承购协议，埃克森美孚贝敦项目搁置、壳牌荷兰项目亏损即为证明。欧盟放弃工业氢能强制配额后，面向传统市场的绿氢项目需彻底重估经济性。三是供应链与资金风险：关键材料（质子交换膜、催化剂）仍依赖进口，膜电组件价格高达 500 美元/平方米；燃料电池行业普遍面临盈利能力差、应收账款积压问题，补贴发放周期长达 2 年左右，制约企业研发与扩张能力。此外，区域市场分化加剧——欧洲转向补贴驱动、中东出口项目收缩、印度激进拍卖报价面临检验，国际规则的不确定性成为出口导向型项目的重大障碍。



北京:北京市朝阳区东三环北路霞光里18号佳程广场A座20层D单元

上海:上海市静安区恒丰路329号中港汇静安2001室

深圳:深圳市福田区深南大道6011-8号深铁置业大厦3001

香港:香港九龙尖沙咀东部麼地道61号冠华中心506B室

电话:(86) 10 8446 7811

网址:www.chinabridgeglobal.com



融中咨询