



气候科技初创企业投资观察系列

绿氢产业各环节技术发展和投融资趋势解析



2025.9



关于落基山研究所(RMI)

落基山研究所 (Rocky Mountain Institute, RMI) 成立于1982年，是一家立足市场、独立运作的专业智库，致力于通过经济可行的市场化解决方案推动全球能源转型，构建繁荣、韧性、清洁的低碳未来。落基山研究所与企业、政策制定者、科研机构、创业者及跨领域伙伴广泛协作，推动战略性投资，以扩大清洁能源解决方案的规模化部署、减少能源浪费、并提升可负担清洁能源的可及性，在保障能源安全和经济效益的同时，携手共创可持续的美好愿景。目前，落基山研究所的研究和实践已覆盖全球60余个国家和地区。

作者与鸣谢

作者

董密尔，李婷，路舒童，谭光瑀，王喆，张博雅

作者姓名按姓氏首字母顺序排列。

联系方式

路舒童，llu@rmi.org

版权与引用

路舒童，谭光瑀，张博雅，董密尔等，气候科技初创企业投资观察系列：绿氢产业各环节技术发展和投融资趋势解析，落基山研究所，2025，<https://rmi.org.cn/insights/green-hydrogen-technology-and-investment-analysis-report/>

落基山研究所重视合作，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/>

除特别注明，本报告中所有图片均来自iStock。

鸣谢

感谢落基山研究所的刘琦宇、王珮珊、薛雨军和朱凌琪在报告撰写过程中给予的宝贵建议。

本报告作者特别感谢以下专家对报告撰写提供的洞见与建议：

李 航 东方江峡产投总经理
王辰博 博士 涌氢能源创始人
吴 竺 博士 中美绿色基金首席投资官
熊子敬 经纬创投副总裁
周雨萱 恩泽基金会总经理

本报告所述内容不代表以上专家及其所在机构观点。



目录

前言5

1 绿氢产业概况6

1.1 氢能产业链及技术路线全景图 6

1.2 绿氢产业整体发展现状 9

2 制氢市场发展的关键因素12

2.1 制氢技术发展概况 12

2.2 各技术路线多元发展，市场格局未定 14

2.3 国产替代成为电解槽技术重要发展趋势 15

2.4 精准有力激励政策攸关绿氢产业未来发展 17

3 储运氢市场发展的关键因素19

3.1 储运技术发展概况 19

3.2 培育新型应用场景，扩大市场规模 21

3.3 推动科技成果转化，促进技术多元化发展 23

3.4 统筹储运规划，保障高效有序建设 25

4 用氢市场发展的关键因素27

4.1 用氢技术发展概况 27

4.2 技术提升和规模扩大是道路交通用氢场景快速增长的关键 30

4.3 大量、稳定、经济的绿氢供给是撬动绿氢工业场景应用的关键 33

5 绿氢市场投融资情况及投资风险35

5.1 绿氢初创企业融资现状分析 36

5.2 绿氢市场投资风险分析 38

5.3 绿氢市场投资展望 42

附录44

参考文献48

气候科技初创企业投资观察系列—绿氢产业各环节技术发展及投融资趋势解析

前言

随着全球能源转型和碳中和进程加速，绿氢对于清洁能源体系的重要支撑作用不断突显。作为零排放的能源载体，绿氢不仅能助力减少碳排放，推动脱碳进程，还有助于提升能源安全，促进能源系统的多样化，在工业、交通和电力系统中提供多种应用的可能性。全球各主要经济体都在积极布局绿氢产业，推动其商业化和规模化应用。然而，尽管绿氢的战略价值日益显现，其市场化仍面临重大挑战，如何进一步实现技术突破、完善相关基础设施并不断提升经济性，是绿氢规模化发展的核心方面。

我国是全球最大的能源消费国之一，并致力于推动能源体系脱碳，正在大力发展绿氢产业，已将其纳入国家能源战略。近年来，中国在绿氢领域的政策支持得到不断加强，《氢能产业发展中长期规划（2021–2035 年）》明确提出，到 2030 年，绿氢的产能将大幅提升，形成较为完整的产业链体系。此外，各地正在加快布局绿氢产业集群，长三角、珠三角、京津冀、川渝地区、西北地区的绝大多数省份已相继出台专项政策，推动氢能制备、储运和应用的发展，并鼓励企业技术创新和商业模式探索。

绿氢产业要实现进一步商业化和规模化，关键在于技术突破和成本下降。目前，电解制氢设备成本偏高、与波动性电源适配性较差，储运成本和能耗也居高不下，基础设施如加氢站和输氢管道仍处于初期建设阶段，且当下用氢场景对溢价的接受程度有限。初创企业在推动绿氢关键技术突破和商业模式创新方面发挥着重要作用，聚焦电解槽、储运技术和燃料电池等核心环节，致力于攻克制约产业发展的技术难题、实现成本控制。近年来，中国涌现出一批绿氢初创企业，得到政策、产业和社会资本的关注。

根据国际可再生能源机构（IRENA）估计，到 2050 年，绿氢产业需要十万亿级美元的投资，以支撑技术创新、基础设施建设和市场推广。然而，受限于技术周期长、门槛高、研发成本高等问题，目前绿氢初创企业普遍面临融资难题。为推动产业形成突破，亟需围绕关键技术方向识别具备潜力的企业，助力其提升融资能力和市场竞争力。与此同时，投资者也需要获取更明确的投资窗口，尽可能保障资本的精准投入。这一进程不仅需要政府的政策引导，也离不开私募股权、风险投资、产业资本和基础设施基金等多元资本的协同参与。对于中国市场而言，投资者可通过支持初创企业的技术创新、布局产业链关键节点，以及与地方政府和龙头企业建立合作关系，实现长期价值创造。

本报告旨在全面梳理绿氢市场的发展现状、核心技术路径及投融资趋势，帮助投资者深入理解行业动态，降低投资门槛，力争实现资本对绿氢市场的技术突破和规模化发展的有效助力。本报告主要涵盖以下三个方面：

- 绿氢产业各环节的重点技术路径概述
- 绿氢产业分环节发展的关键突破因素及投资重点
- 绿氢市场及相关初创企业的投融资情况及投资风险分析

期望本报告能为关注绿氢领域的投资者、政策制定者以及产业从业者提供有价值的参考，各方携手共同推动绿氢技术创新和市场应用，为我国双碳事业和全球能源转型贡献更强有力的支撑。





1 绿氢产业概况

随着全球市场对能源转型的日益关注，氢能，尤其是绿氢，正日益成为能源体系去碳化的重要方向。绿氢不仅能够作为可再生能源的大规模储能解决方案，还能在工业、交通、建筑等多个领域发挥关键作用，加速深度脱碳进程。各国政府和市场主体对绿氢的投入不断加大，政策支持、技术研发和商业化进程正在提速。

中国近年来加快了绿氢产业的战略部署，政策层面已将绿氢纳入“十四五”规划，并出台了多个行业指导文件，推动绿氢在能源体系中的应用。国内市场对绿氢的关注度持续上升，地方政府、央企和民营企业纷纷布局，大规模可再生能源制氢项目开始落地，氢能基础设施建设逐步推进，产业链上下游协同加快。深入了解我国绿氢市场的发展趋势、技术演进路径及关键挑战，不仅有助于推动行业创新，还能为政策制定、投资布局和商业模式优化提供重要参考。

1.1 氢能产业链及技术路线全景图

氢能是一种应用广泛的二次能源，也是能源转型的重要载体。氢能并非新兴行业，也不是所有氢能都具有清洁低碳属性。当前我国绝大部分的氢气生产仍然是以化石能源制取而得，消费这类氢气无法实现转型减排。因此，我们需要明确不同类别氢源的制取来源和生产方法，并把扩大生产和应用来源清洁、排放较低的氢气作为产业发展的长期目标。

氢能的种类可按不同标准进行划分（如图表 1），最为广泛采用的划分方法是依据制取来源和生产方式进行分类。在此分类方法下，最常见的氢气生产方式是通过化石燃料（如煤炭、天然气等）重整制取，俗称“灰氢”；而在灰氢生产的基础上结合碳捕集和封存技术，将生产过程中的大部分二氧化碳排放进行收集储存，就可以获得碳排放相对较低的“蓝氢”；而若要实现生产过程的零排放，则需利用可再生能源（如太阳能、风能、水能等）电解水制取，

绿氢产业概况

氢能产业链及技术路线全景图

绿氢产业整体发展现状

制氢市场发展的关键因素

⋮

储运氢市场发展的关键因素

⋮

用氢市场发展的关键因素

⋮

绿氢市场投融资情况及投资风险

所得氢气一般称为“绿氢”ⁱ。作为全行业碳中和的重要支撑，绿氢产业链发展需求十分迫切，其技术进展和投融资情况是我们的关注重点。

图表 1 常见的氢分类方法¹



从不同制取来源氢气的碳排放量角度看，绿氢的生产过程的直接排放几乎为零，考虑上游设备制造过程的间接排放，总计也不足 1kg CO₂eq / kg H₂。因原料（天然气或者煤）不同，考虑化石能源原料生产环节的温室气体排放的基础上，灰氢的直接加间接排放水平达到 12–23 kg CO₂eq / kg H₂。而蓝氢生产的排放量取决于碳捕集率，即使在 90–95% 捕集率的条件下，再考虑上游燃料生产的间接排放，最终的排放强度也达到 2.6–4.5kg CO₂eq / kg H₂²。

绿氢产业链可以大致分为制备、储运和利用三大环节（如图表 2）。绿氢制备环节是将可再生电力转化为绿氢的过程，核心为制氢电解槽系统，并配套分离、提纯等气体处理技术。然后是氢储运环节，用于调节制氢和用氢环节间的时空错配，这一过程需要将生产出的氢进行压缩、液化或者通过多种化学物理反应转化为易于储运的形态，再将不同形态的氢气用不同容器和介质进行跨周期储存，在储氢的基础上按需利用交通工具或者管道设施将所储氢气进行跨地域输送。最后是绿氢利用环节，从利用方式看，氢燃料电池是氢作为燃料用途利用的重要技术手段之一；而从用氢场景（如交通、钢铁、化工等）看，因为绿氢的使用在许多传统行业也产生了新技术和新工艺，如交通领域的加氢站技术、钢铁领域的氢还原技术和绿氢化工的新工艺等。

ⁱ 绿氢：由于国际通用和各国标准定义并未完善，“绿氢”为行业惯用词，暂无权威定义，一般也和“可再生氢”概念替换使用。

图表 2 绿氢全产业链环节可选技术路线和技术发展成熟度³

□ 产业化阶段 □ 试验示范阶段 □ 早期研发阶段

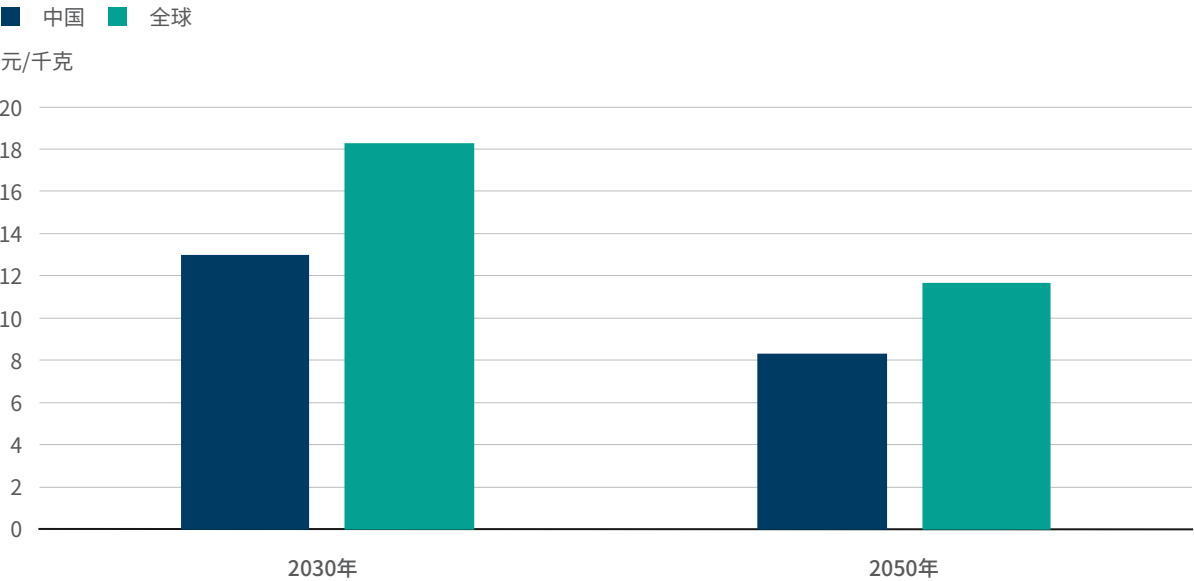
制备		储运				利用					
电解水	碱性 ALK	转化	存储		运输	电化学转化	质子交换膜 PEMFC	交通	加氢	氢气压缩	
	质子交换膜 PEM		隔膜式压缩机	拖车	液驱式压缩机						
	固体氧化物 SOEC		液驱式压缩机	储氢球罐	离子压缩机						
	阴离子交换膜 AEM		离子压缩机	地质储氢	预冷加注						
	物理吸附		氢气逆布雷顿法	储氢球罐	常温加注						
分离提纯	膜分离	氢气液化	合成氨	储氢瓶	不适用	热力转化	磷酸型 PAFC	钢铁	炼铁	富氢高炉喷吹	
	深冷分离	氢衍生物	甲醇	槽罐车/船	氢气克劳德法		熔融碳酸盐 MCFC			氢直接还原铁	
	化学吸收	有机液体	苯及苯的衍生物	储罐	储氢球罐		固态氧化物 SOFC			氢基熔融还原	
		吡唑类									
		吡啶类									
		固态	室温氢化物-钛铁/锰/钒基等	储氢球罐			纯氢燃气轮机	化工原料	绿氢制绿氨		
			高温氢化物-镁/铝/硼基等	固态储氢罐			氢内燃机	原料替代	绿氢制绿甲醇		
			纳米材料吸附						绿氢耦合煤/石油化工		
系统控制和安全技术											

1.2 绿氢产业整体发展现状

全球绿氢产业在近十年来快速发展，并正迎来投资热潮，尤其是在 2023 年和 2024 年，全球对绿氢的投资分别增长了约 33% 和 25%，预计这一增长趋势将在未来几年持续⁴。中国作为全球目前最大的绿氢装机市场，已进入提速发展的关键阶段。近年来，中国不仅在政策层面持续释放积极信号，还依托自身独特的资源禀赋和产业基础，推动各环节的技术创新与协同发展，积极探索多场景下的示范应用，正在成为引领全球绿氢产业发展的重要力量。

总体而言，中国已成为世界上最大的产氢国和氢气消费国，装机规模与产量排名位列第一。根据 IEA《全球氢能报告 2024》，中国氢能产量约 3550 万吨，约占全球产量的 36.6%⁵。在绿氢装机方面，截至 2024 年底，中国电解槽装机量约为 2.5GW，占比超过全球 50%，全国绿氢产能装机已达约 15 万吨 / 年。项目方面，我国已披露 713 个绿氢项目，并持续推动大规模项目规划与实施。投资方面，中国在全球已承诺阶段的项目投资表现尤为突出，截至 2024 年，中国拥有 310 亿美元已承诺阶段项目投资，和北美地区总计超过全球该阶段投资的 60%⁶，这标志着中国逐步在绿氢领域中形成主导优势，迎来蓬勃发展时期。成本经济性方面，中国具有全球最优的显著优势，当前每千克绿氢成本最低为 18 元 / 千克，未来中国绿氢生产成本预期继续下降，在全球绿氢市场中更具竞争力（如图表 3），有望成为绿氢出口国。在产业应用方面，当前中国绿氢产能约七成被应用在化工领域，并逐步扩大更多领域。

图表 3 2030 与 2050 年中国与全球绿氢生产成本对比预测⁷



在政策驱动层面，中国的支持力度强劲且持续有力。《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》等政策明确了氢能产业的发展目标、重点任务和保障措施，为产业发展提供了政策指引，其中提出到 2025 年，能源制氢量达到 10-20 万吨 / 年；2024 年《中华人民共和国能源法》对氢能在能源管理体系的正式纳入进一步明确其 在国家能源体系中的重要地位，为氢能产业的长期稳定发展提供了坚实的法律保障。2025 年 6 月，国家能源局发布《关于组织开展能源领域氢能试点工作的通知》，进一步推动创新氢能管理模式，通过区域协同、试点推广及金融支持等方向，助力氢能全产业链的应用及规模化进程。同时，全球绿氢政策更加趋于明朗，全球不少国家针对氢能提出战略政策目标及资金支持政策，如图表 4:

图表 4 全球主要市场氢能战略目标及资金支持政策⁸

	战略目标	资金支持
欧盟	《欧洲氢能战略》（EU Hydrogen Strategy）：2030 年可再生氢产量达 1000 万吨，并每年从域外国家进口 1000 万吨；2050 年氢能占能源结构 13-14%；《可再生能源指令 III》（Renewable Energy Directive III）：要求 2030 年工业用氢 42% 为可再生氢。	《欧洲氢能银行》（European Hydrogen Bank）通过拍卖和差价合约（CfD）直接补贴绿氢生产商，2023 年 11 月已启动首轮拍卖，7 个项目获得 7.2 亿欧元支持。
美国	《美国国家清洁氢能战略和路线图》（National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap）2030 年目标为清洁氢年产量达 1000 万吨，2050 年清洁氢年产量达 5000 万吨。	《通胀削减法案》（Inflation Reduction Act）清洁氢生产税收抵免（45V 条款）补贴标准：根据全生命周期碳排放强度（g CO ₂ e /MJ），绿氢（≤ 0.45kg CO ₂ e/kg H ₂ ）最高可获 3 美元 /kg 补贴；允许企业将税收抵免转换为现金补贴。《大而美法案》（One Big Beautiful Bill）将可享受减免政策的项目投产时间由 2033 年 1 月 1 日提早至 2028 年 1 月 1 日。 《两党基础设施法》（Bipartisan Infrastructure Law）投入 80 亿美元建设区域性氢能中心，首批 70 亿美元资助 7 个中标中心进行建设。
英国	《英国氢能战略》（UK Hydrogen Strategy）：到 2030 年，建成 5GW 低碳氢产能，其中至少 1GW 来自电解水制氢。	净零氢能基金（Net Zero Hydrogen Fund）：预计拨付 2.4 亿英镑支持项目前期开发及建设。 氢能生产商收入支持计划（Hydrogen Production Business Model）：使用差价合约（CfD）工具，政府通过长期合同锁定氢能生产商的销售价格，补偿低碳氢与化石燃料氢的成本差额。2022 年，预算 2.4 亿英镑的首轮支持计划目标支持 250MW 产能项目，最终，总容量共计 125MW 的 11 个项目成功获得支持。目前第二轮评估正在进行中，预计支持高达 875MW 容量的项目。
日本	《氢能基本战略》（Basic Hydrogen Strategy）提出 2030 年氢供应 300 万吨 / 年，2040 年 1200 万吨（包括氨），2025 年 2000 万吨的目标。	《氢能基本战略》（23 年修订）计划未来 15 年投资 15 万亿日元（约 1075 亿美元）支持氢能。 绿色创新基金（Green Innovation Fund）设立 2 万亿日元（约 150 亿美元）重点覆盖氢能、可再生能源、工业脱碳等。

分类标准上，欧盟、美国、日本等国家地区已由最高级别政府出台氢能分类标准，加强绿氢产业监管。而中国目前缺乏全行业统一认可的分类标准，2020 年中国氢能联盟提出的团体标准《低碳氢、清洁氢与可再生能源氢的标准与评价》规定的碳排放阈值仍与国际具有差距，还需进一步加强。

图表 5 国际绿氢分类标准⁹

国家或地区	发布部门	碳排放核算方法 规定氢能碳排放核算的系统边界与方法论	碳排放分类标准 规定低碳/清洁氢认证的排放阈值和来源
国际参考	国际组织机构	 国际标准化组织《氢产品全生命周期碳足迹核算方法》： 边界：全生命周期	 绿色氢组织《绿色氢标准(GHS)》： 绿色氢需满足$\leq 1.0 \text{ kg CO}_2 \text{ eq/kg H}_2$，且100%由可再生能源水电解生产
 欧盟 可再生能源指令 (RED II)	欧洲议会及 欧盟理事会	边界：全生命周期	RFNBO 3.384 $\text{kg CO}_2 \text{ eq/kg H}_2$ 且电源满足同时性、同地性、额外性
 美国 清洁制氢指南草案	美国能源部	边界：原料+生产	清洁氢 4.0 $\text{kg CO}_2 \text{ eq/kg H}_2$
 日本 氢能基本战略修订版	日本经济产业省	边界：原料+生产	低碳氢 3.4 $\text{kg CO}_2 \text{ eq/kg H}_2$
 韩国 清洁氢认证系统概要	韩国产业通商资源部	边界：原料+生产	清洁氢 4.0 $\text{kg CO}_2 \text{ eq/kg H}_2$
 印度 绿色氢标准	印度新能源暨再生 能源部	边界：全生命周期	绿色氢 2.0 $\text{kg CO}_2 \text{ eq/kg H}_2$ 且使用可再生能源水电解生产或 生物质转化所得

在技术研发层面，中国近几年投入大量资金用于绿氢技术的基础研究、成果转化与应用，推动绿氢从单一领域向全产业链创新转变，显著增强了自主研发能力与技术创新体系的完整性。中国在碱性电解水制氢 (ALK)、质子交换膜电解水制氢 (PEM) 和阴离子交换膜电解水制氢 (AEM) 领域积累的专利数量位居全球首位。当前，绿氢生产、储运与应用等环节的核心技术正处于全球竞争与合作交织的阶段，我国企业需统筹推进关键技术研发和零部件供应链保障，夯实产业链整体竞争优势。

产业应用上，中国绿氢行业应用场景上加速拓展，市场前景十分广阔。作为最大的氢气生产国，2023 年，全球约一半的电解槽投资发生在中国，同时中国注重氢能基础设施建设和产业协同发展，截止 2024 年 12 月底，中国累计建成超过 497 座加氢站¹⁰，居全球第一；交通领域，燃料电池汽车推广数量超越美国居全球第二，紧随韩国；在工业领域，绿氢在钢铁、化工等行业的应用和先进试点示范也正在逐渐展开。从全球来看，绿氢发展仍呈现区域不均衡态势，而中国有望凭借多元的应用场景和落地验证，为全球绿氢产业提供示范样板与实践经验，推动产业加速发展。

综上，全球绿氢产业正处于快速扩张的关键时期，而中国在全球氢能格局中扮演着越来越重要的角色，绿氢成本的快速下降使中国在全球绿氢市场中更具竞争力，中国在绿氢自主技术创新、基础设施建设等方面也展现出强大的发展潜力，在政策支持、创新型金融工具的探索以及国际合作的推动下，中国有望进一步引领全球绿氢市场的发展。但同时，我们仍要看到中国在绿氢分类标准、技术实际应用的成本、场景实践和规模扩大上面临的诸多挑战，这些因素将直接影响到中国氢能产业的可持续发展和市场竞争力的提升。接下来，我们将深入剖析制氢、储运加氢、用氢市场发展的关键因素，探寻推动绿氢产业进一步发展的有效路径。



2 制氢市场发展的关键因素

2.1 制氢技术发展概况

绿氢制备环节是整个绿氢产业链的起始与核心，主要技术板块包括电解水和分离提纯。一般而言，当前各技术路线的电解槽生产的氢气纯度都在 99% 以上，远高于传统化石能源制氢纯度，因此在一般的下游应用场景中简单分离后即可直接利用，如钢铁、化工、氢燃气轮机等。但在道路交通用燃料电池和电子工业等场景中，由于氢气纯度要求更高，需达到 99.99% 甚至 99.999% 以上，因此也会涉及分离提纯步骤。从发展趋势上看，国内众多主流电解槽公司，如隆基氢能、中船派瑞和阳光氢能等，都已将分离提纯步骤整合入电解水制氢系统，作为整体制氢解决方案的辅助部分。

从市场应用情况来看，不同电解水制氢技术路线产业化进展差异较大。碱性（ALK）电解槽是市场最主流的选择，在 2024 年国内制氢电解槽公开订单需求中占比高达 98.6%；其次为质子交换膜（PEM）电解槽，占比约为 1.3%；另有约 0.1% 的订单来自阴离子交换膜（AEM）电解槽和固体氧化物（SOEC）电解槽技术¹¹。

随着各地绿氢装机目标提出和重要企业的积极减碳行动，近年来中国制氢电解槽采购需求快速增长。如图表 6，据氢燃料电池行业研究机构香橙会研究院统计，2024 年中国电解水设备公开招标需求规模超 2369 MW，同比增长约 39.7%，增速虽然相较 2023 年有所回落，但仍处于高速增长长期。

绿氢产业概况

制氢市场发展的关键因素

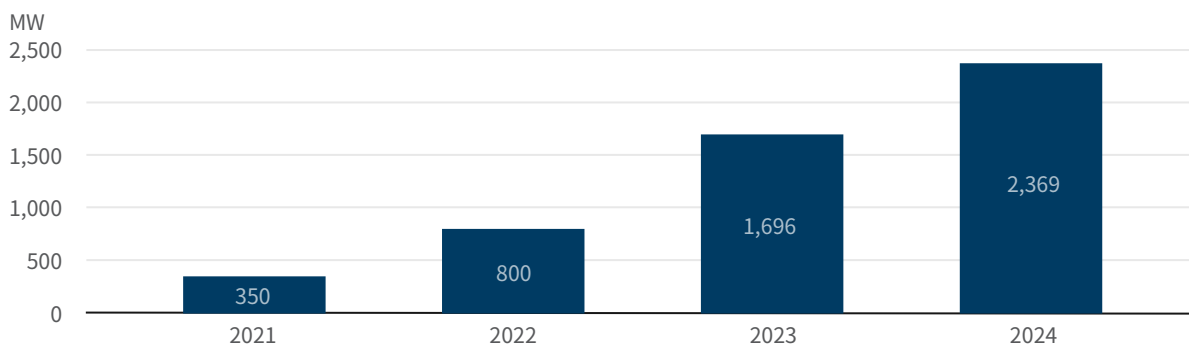
- 制氢技术发展概况
- 各技术路线多元发展，市场格局未定
- 国产替代成为电解槽技术重要发展趋势
- 精准有力激励政策攸关绿氢产业未来发展

储运氢市场发展的关键因素

用氢市场发展的关键因素

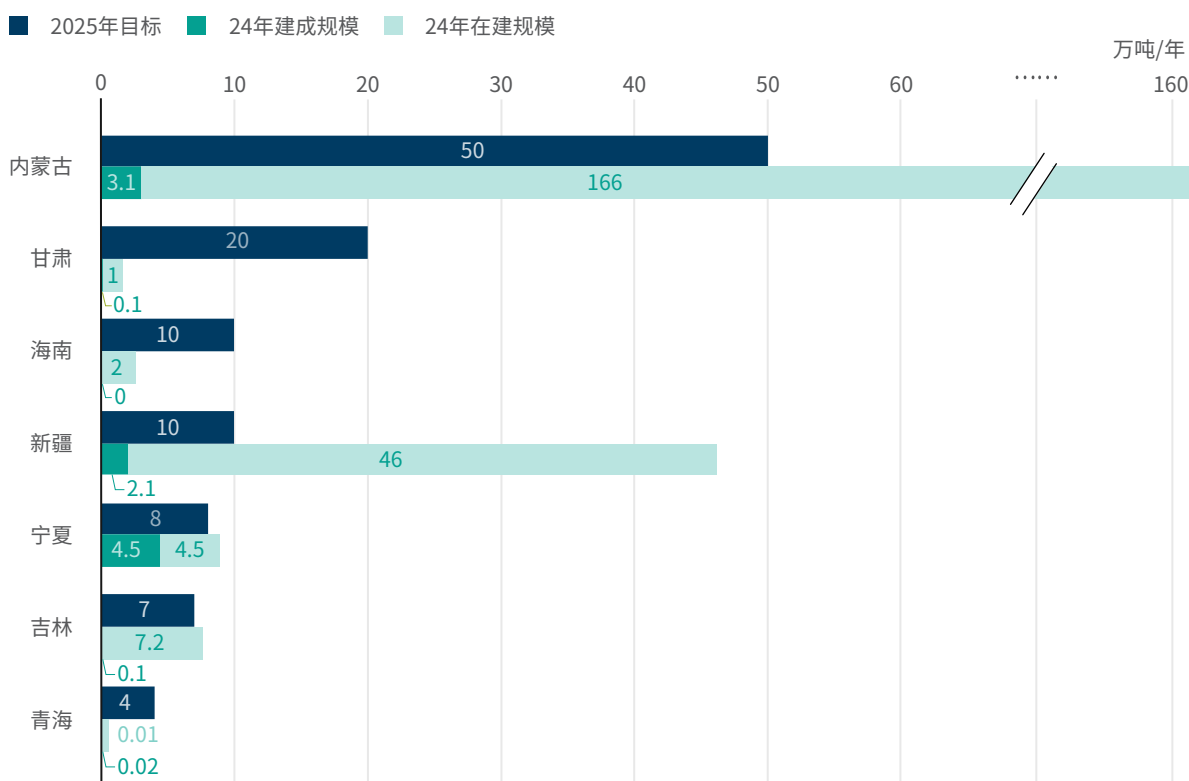
绿氢市场投融资情况及投资风险

图表 6 2021-2024 年国内电解槽企业年度需求变化¹²



截至 2024 年底，全国绿氢产能装机已达约 15 万吨 / 年，基本可满足《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》中提出 2025 年全国可再生能源制氢量目标（10-20 万吨 / 年），但各省级 2025 年绿氢发展规划的目标总和却远远超过 20 万吨。如图表 7，多个省份提出了富有雄心的绿氢装机目标，如内蒙古 50 万吨、甘肃 20 万吨、海南 10 万吨等等。根据香橙会统计显示，多个省份已建成绿氢装机虽暂未达标，但开工项目规模仍然可观。

图表 7 中国各省份 2025 年绿氢规划目标及 2024 年底完成进度¹³



随着各地已开工项目逐步建成以及更多早期项目的规划落地，我国绿氢装机在未来很长一段时期仍然将保持快速增长。从 2030 年 100GW 装机的目标倒推，不考虑已开工的项目，接下来五年时间仍将有约 70GW 制氢装机需求待部署。从绿氢制备环节的技术发展上看，提纯分离技术成熟度较高且与电解槽系统的整合趋势越来越明显，因此行业关注的核心仍聚焦于各类电解槽的技术发展和降本空间。随着绿氢认证标准趋严，离网制氢比例不断提升，项目规模不断扩大，实际制氢项目对于电解槽设备的成本以及与波动性可再生能源的耦合能力要求也将逐渐变高。此外，叠加各类电解槽技术国产化带来的降本效应，以及各类潜在的激励政策都可能对绿氢平价发展产生重要影响。因此，理解当前绿氢制备的关键需要着眼于路线选择、国产替代和激励政策等三方面的发展趋势。

2.2 各技术路线多元发展, 市场格局未定

虽然可再生电力制氢的实践是在新世纪以来才开始作为一种难减排领域的解决方案进入大众视野，但其实制氢电解槽技术的发展历史十分悠久。早在 19 世纪 ALK 电解槽技术和装置已经问世，最早用于氮肥生产。而 PEM 和 SOEC 制氢路线的发明则相对较晚，在 20 世纪 60 年代，美国企业和国家实验室开始开发这两种制氢技术路线，主要用于军事和航天等领域，由于成本较高一直难以商业化¹⁴。20 世纪晚期，研究人员在探索对于 PEM 的低成本替代方案时，AEM 电解槽作为一种理论上成本更低的技术路线，成为了热点研究方向¹⁵。

制氢电解槽与其他技术的发展历程类似，早期研发需基于应用场景痛点提出更优的解决方案，根据不同技术路线各自特点，匹配于不同类型的需求场景。然后随着技术进步和市场需求的螺旋上升，技术发展会逐步进入产业化阶段，那些经济性更佳、适配度更广的技术路线将脱颖而出成为主流，占据更多市场份额。在图表 8 中项目组整理了在当前发展阶段下四种主流制氢电解槽的重要技术特点和关键数据指标。不同技术路线有各自独特的优势应用场景，且由于各技术所处发展阶段不同，当前的性能指标和成本水平还会不断迭代，因此需保持对电解槽行业技术发展的长期关注。

图表 8 不同制氢电解槽技术路线对比¹⁶

		碱性 ALK	质子交换膜 PEM	固体氧化物 SOEC	阴离子交换膜 AEM
技术原理及特点		使用碱性水溶液作为电解质，并通过隔膜于分隔阴阳极室。结构简单，成本较低但工作电流密度和效率相对较低、响应速度慢	使用质子交换膜作为电解质和隔膜。具有高电流密度、快速响应等优点，但设备成本（膜、催化剂等）较高	高温环境下利用固体氧化物电解质氧离子传导进行电解，效率高，但耐用材料成本高、热管理难度大	使用阴离子交换膜作为电解质和隔膜，结合了 ALK 和 PEM 特点，效率、响应速度和成本都介乎两者之间
技术成熟度		规模产业化	产业化初期	研发示范阶段	研发示范阶段
适用场景		大规模工业制氢场景（有稳定电源更佳）	分布式制氢场景（适配波动性电源）	有丰富热能资源的工业场景	可与 ALK/PEM 电解槽实现替代补充
领先指标	国际	参考国内指标	单槽 1000 Nm ³ /h 直流能耗 4.2kWh/Nm ³ 最低负荷 <5%	系统效率 84% 电堆衰减率 <1%/1000h	参考国内指标
	国内	单槽 3000–5000 Nm ³ /h 直流能耗 4.5kWh/Nm ³ 可调负荷范围 10–110%	单槽 500 Nm ³ /h 直流能耗 4.3kWh/Nm ³ 可调负荷范围 5–130%	接近国际指标	单槽 100 Nm ³ /h 直流能耗 4.3kWh/Nm ³ 可调负荷范围 5–120%
成本水平	国际	2000–3000 元/kW	6000–8000 元/kW	10000–20000 元/kW	3000–5000 元/kW
	国内	1500–2500 元/kW	6000–8000 元/kW	10000–20000 元/kW	2000–4000 元/kW
降本方向		更大单槽产气量、更高电流密度、更宽负载适应性	更低贵金属成本、更佳结构设计、更长使用寿命	更高效率、更强耐高温材料和余热回收技术	更高性能/低成本膜材料、更大单槽产气量

2015 年以来，各国逐步确立应对气候变化的温室气体减排目标和路线，可再生氢作为难减排领域的关键技术抓手成为热点技术开发方向。因此在工业制氢领域本身相对小众的电解槽技术受到行业关注，得以进入快速发展阶段。对于利用风力、光伏发电为主的可再生电力离网制氢这一全新的，也是潜力最大的应用场景而言，各制氢技术路线各有优劣势，在技术经济性和匹配度方面有不同的发展特点。

从中短期来看，ALK 电解槽发展成熟度最高，价格领先优势较大，仍将保持作为最主流的电解制氢技术路线。虽然国内 ALK 电解槽厂家在技术指标和成本控制管理方面都处于国际前列，但电解槽性能仍有优化空间，主要的创新机会在于优化制氢效率和应对负荷波动。但随着未来制氢所用离网电力比例不断提高，出于安全和成本的双重考虑，采购方对于电解槽应对负荷波动的能力要求将更为严苛。与此同时，以 PEM 和 AEM 为代表的其他电解制氢技术路线降本提效速度也在加快。因此，从中长期来看，这一市场格局的未来发展仍然存在不确定性。对于 PEM 和 AEM 等技术路线而言，技术创新主要将发生在材料选择和设计工艺方面的优化，尤其像以 AEM 电解槽为代表的新技术，结合了 ALK 和 PEM 两种技术的优点。虽然该技术路径当前体量较小，但在绿氢大规模部署的下一阶段，其发展潜力也不容小觑，是值得投资者关注的早期赛道。

2.3 国产替代成为电解槽技术重要发展趋势

我国制氢技术的发展历史相对较短，但后发优势明显、进步迅速，目前部分技术水平已跻身世界一流。我国在上世纪 60 年代开始自主研发 ALK 电解槽技术，中船重工 718 所创新了加压电解槽，早期应用于军事领域，到 80 年代中期开始产业化，拓展至玻璃、电子、钢铁等民用工业需求领域，90 年代开始我国 ALK 电解槽技术得以快速发展并走向国际市场。而我国 PEM 电解槽技术自主研发的开端可追溯到 90 年代，由大连化物所牵头，但商业化进程一直较慢，直到 2021 年国产首台套兆瓦级 PEM 电解槽才正式投入使用。SOEC 电解槽的发展时间线和 PEM 电解槽相似，最早由中科院硅酸盐研究所牵头，后扩展至各大院校，在 2018 年左右开始往产业化方向发展，目前多以“产学研”合作模式布局¹⁷。最后，我国 AEM 电解槽技术起步较晚，2005 年以后开始在部分高校作为课题进行研究，近两年开始往产业化方向发展，但由于 AEM 电解槽长期以来是作为补充性技术路线，因此发展进程相对较慢，所以在技术发展方面我国 AEM 电解槽企业与国际领先水平没有明显代差，甚至有后来居上的发展势头。

总体而言，从技术发展角度我国 ALK 和 AEM 电解槽在全球相对领先，而 PEM 和 SOEC 电解槽仍处于追赶阶段。从全球产能分布来看，截至 2024 年 9 月，国内水电解制氢设备厂商总产能达 32GW，全球占比超过 60%¹⁸。其中，中国 ALK 电解槽产能全球占比约为 70%，而 PEM 电解槽产能方面落后于国外，约占国外产能的 1/10¹⁹。推动核心零部件和关键材料国产化可实现成本结构优化，推动电解槽设备进一步降本。在图表 9 中，项目组对各制氢电解槽技术路线中核心零部件和关键材料的国产发展水平进行了评价对比，可以看到普遍在膜和催化剂等关键材料上国产化仍有待突破。



图表 9 各技术路线电解槽关键零部件材料及国产化水平²⁰

○ → ● 国产化程度由低到高

技术路线	国产化水平	核心零部件及关键材料		国产化率
碱性 ALK		极板	由主极板和极框组成，一般采用铸铁、镍板或不锈钢金属板，用于支撑电极与隔膜，还具备导电功能	高
		密封垫	位于极板和隔膜之间，一般由橡胶制成，以保证密封性能、防止电解液泄露并确保极片间绝缘	高
		隔膜	位于阴极板与阳极板中间，一般采用聚苯硫醚（PPS）隔膜，保证氢气和氧气分子不能通过隔膜，但允许电解液离子通过	中等
		电极	通常采用镍网或泡沫镍，其性能对电流密度和电解效率有决定性影响	高
质子交换膜 PEM		质子交换膜	用以传导质子、隔离氢氧和支撑催化剂，需适应高压、低负荷和频繁启停的运行环境，主流材质为全氟磺酸酯膜	低
		催化剂涂层	将贵金属或氧化物覆涂在质子交换膜两侧，可在PEM槽工况下参与析氢反应过程时表现出催化活性和稳定性	中等
		气体扩散层	用于传输气/液两相和传导/收集电子，阳极扩散层为防腐蚀通常覆涂贵金属，阴极扩散层以碳毡为主	低
		双极板	一般采用钛基金属并覆涂贵金属防腐层，以在强腐蚀性工况中保持稳定防止金属离子浸出，并支撑电解小室结构	中等
固体氧化物 SOEC		电解质	一般采用离子传导陶瓷，用于在施加电压时将氧离子从阴极传输到阳极，在高温下表现出优异的离子电导率	中等
		电极	阴极通常使用镍和YSZ金属陶瓷，阳极使用亚锰酸镧锶-YSZ混合物，从而实现最大化活性表面积，传导电子和氧化物离子	低
		密封垫	通常以云母/热塑性材料为主要材质，用以防止气体和液体泄漏，须具备较高的稳定性和热循环性能	中等
		连接体	用于将多个单电池连接形成堆栈，以提高生产效率，通常由金属互连、玻璃密封、流动通道等组成	低
阴离子交换膜 AEM		阴离子交换膜	通常以聚合物为主要材料，用于分离氢氧气，同时允许氢氧根离子和水分子流通，需具备较高阴离子导电性和极低气体渗透性	高
		催化电极	用于催化水的分解反应，须具备较强的催化活性和多孔性，现阶段使用最多的阴极材料是镍，阳极材料是镍铁合金（无需贵金属）	高
		气/液扩散层	作为气/液流动的高孔隙率通道，用于传输气体、电子和热量，常见材料为镍纤维材料等	高

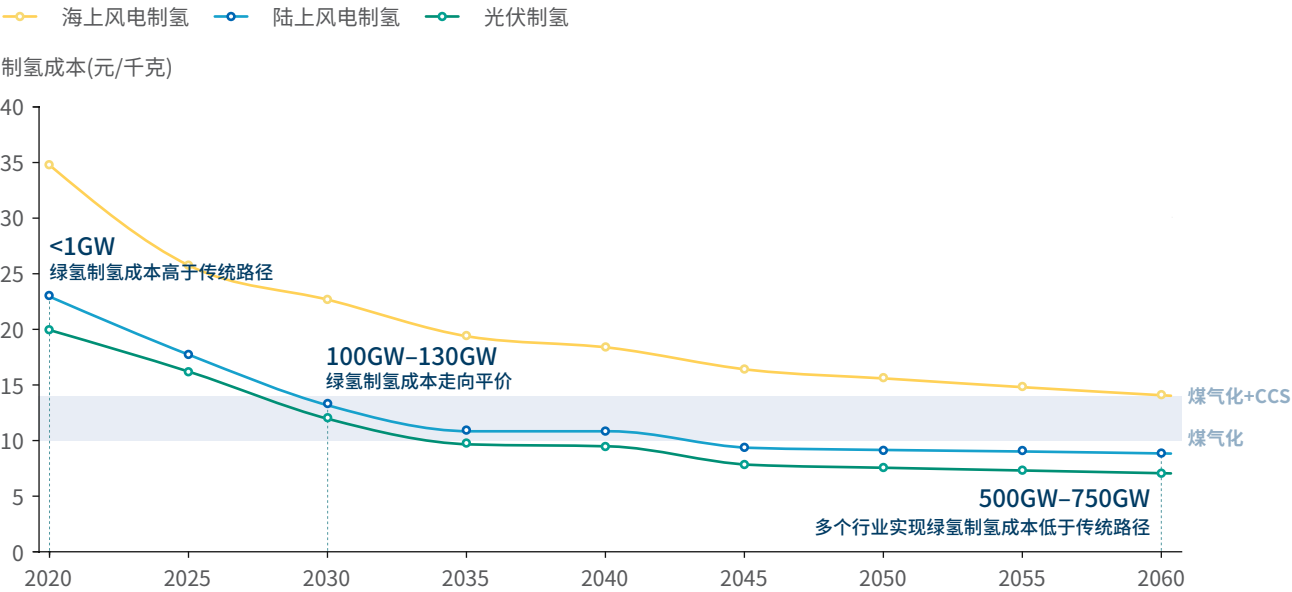
当前，国内电解槽及其上游厂家推动关键零部件和材料国产替代作为重要发展趋势之一。一方面可利用我国的制造业产业链和物流优势，降低原材料成本；另一方面也可以更灵活地衔接配合制氢电解槽其他生产制造环节，降低设计沟通成本。随着国内电解槽需求大幅增加，各技术创新团队逐步突破各制氢电解槽技术的关键瓶颈，不断提升的“中国造”可激发更强的协同网络效应，进而提升中国电解槽的产品竞争力，使得国内电解槽厂家成为国际市场技术创新的重要引领者。

从技术环节发展上看，虽然各类电解槽技术的国产化发展重点有差异，但总体而言集中于一些传统的高端制造和先进材料领域，比如复合材料隔膜、电极催化层材料等。这些技术创新的主体既包括来自传统电解槽生产企业的内部团队，也不乏专注于某一材料和环节的独立初创企业。这些小型团队往往具备极强的科研实力，且在膜和催化剂开发领域拥有丰富经验，随着制氢电解槽市场进入高速增长期，团队近期将研究重点逐渐向制氢电解槽配套材料的应用方面迁移。从投资者视角，制氢技术环节的国产化替代市场潜力巨大。在 ALK 和 PEM 等相对成熟技术中的国产化水平相对薄弱环节上有突出科研成果，或在 SOEC 和 AEM 等新兴技术等拥有国内自主跨越式创新技术的团队，都可以作为制氢环节当前投资的潜在标的。当然，除关注团队突破核心技术的实力之外，也需评估包括替代技术成本、潜在应用场景及市场份额等在内的其他降本潜力要素。

2.4 精准有力激励政策攸关绿氢产业未来发展

对制氢端企业而言，可再生电力成本和制氢设备价格偏高是导致绿氢制备成本过高的主要因素。制氢成本过高是当前绿氢产业难以回避的挑战，推动绿氢制备成本与传统化石能源制氢平价是实现规模化、商业化发展的最重要也是唯一解决路径。落基山研究所前期研究²¹显示（如图表 10），在考虑我国条件最优越地区的可再生电力成本和经济性最好的 ALK 电解槽制氢系统前提下，当前绿氢生产成本仍然比煤制氢（约 10 元 / 千克氢气）高出 50% 以上。根据 2024 年内蒙鄂尔多斯项目实测数据，当前生产 1 千克绿氢的成本约 18 元 / 千克。在 2030 年前后，随着装机规模扩大 100GW 以上，该成本有望下降至 15 元 / 千克氢气以下，与“煤制氢 + CCS”基本相当。

图表 10 2020-2060 年中国绿氢制备成本与煤制氢对比²²



当前我国制氢电解槽装机仅约 2.5GW，距离 2030 年的 100GW 目标仍有很大差距。从绿氢制备的成本结构来看，其中，可再生电力成本占比 50–70%，但降本主要依赖发电设备制造商和项目开发及运营方的技术进步和统筹协调；制氢设备折旧在总制氢成本占比高达 20–40%，设备购置价格贵是制氢装机快速上量的重要制约因素。然而，制氢设备企业又亟需更大规模的订单来摊薄研发和生产成本，从而提供更有价格竞争力的设备。而从过往经验来看，在产业发展的合适阶段引入政策端经济激励，可作为开启规模降本和订单扩大良性循环的最佳切入口之一。对于可释放更多环境和社会效益的新兴产业而言，在发展起步阶段，政府可通过补贴提高新技术的价格竞争力，帮助产业成长、度过发展困难期，之后随着产业发展规模扩大、价格优势增强，再逐渐减弱和取消支持，使新兴技术回归市场化竞争的轨道。

从全国范围内的制氢激励政策出台情况来看，当前仍以地方政策为主且通常要求较模糊。对制氢端的激励形式比较多样化，大致分为以下几类：最直接方式为直接补贴制氢设备采购，对于采购制氢设备给予固定额度或者一定比例的经济补贴，如北京昌平、浙江嘉兴、山东潍坊、宁夏宁东、辽宁沈阳大东等。也有地方按照绿氢产量补贴制氢企业的形式，如吉林省、河南濮阳、内蒙古鄂尔多斯等。此外，还有针对电解水制氢电费进行补贴的相关政策，如四川成都等。各地发布的政策文件一般会规定所补贴的制氢项目类型，需要为“绿氢”或者“风光制氢”，其衡量标准比较模糊，并未明确实际制氢中使用可再生电力的比重，或氢气生产全生命周期的碳排放水平等具体指标。

在地方性绿氢生产激励的基础上，绿氢产业的发展仍然需要一套全国性且定义更加清晰明确的绿氢激励政策。一方面，适用范围更广的全国权威标准可以形成更具参考性的行业发展指引，也可避免部分高潜力地区因财政能力有限无法获得孵化产业早期发展的情况，从而改善产业发展的地域性分布失衡；另一方面，可以杜绝一部分仍然使用大量网电进行电解水制氢的项目，生产非“绿”氢却仍然接受补贴的不公平情况。虽然欧盟、美国和日本等主要经济体已经由最高级别行政机构出台了关于氢气的碳核算和分类判定的标准，我国当前仍只有关于绿氢分类的团体标准，缺乏普适性和权威性。因此，对于我国当前绿氢生产补贴政策的精细化发展而言，建立一套全国性的绿氢产业碳核算和分类标准是当务之急，也是基础前提。据了解，我国主管部门正在加快推动绿氢相关国家标准的起草并将于近期出台，基于标准，我们可以持续关注并期待更精准和有力的全国性绿氢产业激励政策的后续进展。



3 储运氢市场发展的关键因素

3.1 储运技术发展概况

氢气具有密度小、质量轻的特性，在标准状态下的密度仅为 0.0899 g/L，这意味着相同质量的氢气所占的体积远大于其他常见气体燃料。在储运过程中，由于储存空间通常受限，为了提升储运效率并降低成本，需通过物理或化学方式对氢气进行转化，以提高其密度。目前，氢储运技术正沿着多种技术路径并行发展。根据氢气转化后所处的介质形态，氢储运方式可大致分为五类：压缩氢气、液化氢气、氢基衍生物、有机液体储氢，以及固态储氢。

我国各级政府从顶层设计、专项规划到地方配套政策等多个层面，全面支持氢储运技术的发展。在国家层面，2022 年发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》明确提出了氢储运的总体发展目标及各技术路线的方向。2021 年底出台的《“十四五”能源领域科技创新规划》将多项氢储运关键技术列为重点攻关任务。2023 年印发的《氢能产业标准体系建设指南（2023 版）》系统梳理了氢储运领域的标准体系，涵盖 11 类已制定和待制定的国家标准。在地方层面，多省市在氢能专项规划中提出加强氢储运技术研发与基础设施建设，并配套出台设备购置补贴、运营补贴等扶持政策。在政策引导下，各类氢储运技术近年来加速发展，产业化进程不断推进。

按照产业链的不同环节，氢储运的关键技术可以分为转化方式、储存容器和运输工具三个部分。转化方式板块主要关注如何以最低的能耗和成本，将氢气转化为更易于储存的形态；储存容器板块聚焦于设计和优化能够安全高效地存储氢气或其转化产物的容器；运输工具板块则关注开发能够高效、便捷地运输氢或储氢容器的运输工具。根据氢气转化过程及转化产物的特点，不同的技术路线在关键技术环节上有所不同，且各环节处于不同的技术成熟度阶段。每种技术路线都有其独特的优势与面临的挑战。图表 11 总结了各技术路线的具体情况。

绿氢产业概况

⋮

制氢市场发展的关键因素

⋮

储运氢市场发展的关键因素

⋮

储运技术发展概况

培育新型应用场景，扩大市场规模

推动科技成果转化，促进技术多元化发展

⋮

统筹储运规划，保障高效有序建设

用氢市场发展的关键因素

⋮

绿氢市场投融资情况及投资风险

图表 11 不同氢储运技术路线关键要素对比²³

储运	关键技术环节	关键技术路线	关键技术类型	技术成熟度	核心优势	关键挑战
压缩氢气	存储容器	高压储氢瓶	全金属气瓶(I型)	成熟	成本低、技术简单	储氢密度较低、质量较大、氢脆问题严重
			金属内胆纤维环向缠绕气瓶(II型)	成熟	成本低、技术简单	储氢密度较低、质量较大、氢脆问题严重
			金属内胆纤维全缠绕气瓶(III型)	成熟	容重比较小, 储氢效率高	抗氢脆、抗腐蚀能力弱、成本较高
			非金属内胆纤维全缠绕气瓶(IV型)	产业化起步	容重比较小, 储氢效率高	瓶口气密性技术难度高、非金属内胆成型、高强度碳纤维制造及缠绕技术难度高
		中低压储罐	单层中压球形储罐	成熟	技术成熟, 储氢规模大	占地面积大
		地质储氢	岩洞	规模化示范	地质条件要求相对较低, 储氢量大	密封性仍需验证, 有效性仍需探索, 稳定性仍需数据支撑
			盐穴	规模化示范	储氢量大, 成本较低	建库地址受限, 密封性仍需验证, 有效性仍需探索, 稳定性仍需数据支撑
			枯竭油气田	实验室	储氢量极大, 成本较低	研究较为匮乏, 安全有效性需要论证, 需提高储氢效率降低损失, 提高采出纯度
			含水层	实验室	储氢量极大	地质勘探程度低、库址筛选评价难, 杂质较多
		输氢管道	/	产业化起步	成本低、运氢规模大	抗氢脆、提高密封性、建立管道检测与维护方法
液化氢气	转化方式	Claude循环(氢制冷)	/	规模化示范	制液氢规模大, 能耗相对较低	大型氢液化设备缺失、综合能耗成本高、国产化程度需要提升
		逆Brayton循环(氢制冷)	/	规模化示范	冷却能力强, 液化率高	综合能耗成本高、国产化程度需要提升
	存储容器	固定式储罐	真空绝热储罐	产业化起步	储氢量大	蒸发损失高、储罐质量大
		移动式储氢瓶	/	产业化起步	储氢量大	蒸发损失高、储罐质量大
氢衍生物		合成氨	哈伯-博世工艺合成氨、氨裂解制氢	成熟	储运便捷, 成本低	选择合适催化剂, 降低反应温度, 减少能源消耗, 提高转化效率和反应速率
		甲醇	羰基合成法制甲醇、甲醇裂解制氢	成熟	储运便捷, 成本低	选择合适催化剂, 降低反应温度, 减少能源消耗, 提高转化效率和反应速率, 解决二氧化碳来源和末端回收问题
有机液体	转化方式	环烷烃类	甲苯/甲基环己烷, 二苄基甲苯/全氢化二苄基甲苯	规模化示范	储氢量较高, 原料易得, 熔沸点区间合适, 在有机液体储氢技术路线中相对成熟	脱氢温度高、能耗高、副反应多、需提高氢气纯度
		杂芳族类	呋唑类, 吡啶类	原型	储氢密度更高	载体需要化学合成, 产量低, 价格高, 需提高氢气纯度
固态		室温氢化物	钛铁/锰/钒基等	产业化起步	高储氢密度, 高安全性, 材料成本较低, 适应较宽的温度和压力范围	对杂质气体比较敏感, 储氢重量较高, 需提高循环次数
		高温氢化物	镁/铝/硼基等	产业化起步	高储氢密度, 高安全性, 资源丰富成本低	储氢重量较高, 充放氢需要高温辅助, 需提高循环次数
		纳米材料吸附	活性炭	实验室	成本低, 来源广泛, 制备简单, 常温常压	储氢容量低, 需通过低温、高压条件提升储氢性能
			碳纳米管、石墨烯	实验室	理论储氢容量高	缺乏大规模制备能力, 成本高

当前，氢储运环节整体仍处于发展初期，市场规模有限，大多数技术尚处于示范验证至商业化早期阶段。面向未来，随着我国氢能使用规模的扩大和应用场景的不断丰富，供需两端的时空错配将进一步加剧，呈现出错配量更大、形式更复杂、不确定性更强等特征。相应地，氢储运需求也将由小规模向大规模扩展，由当前的单一场景向多样场景演化，由短时、少量的临时调运向长时、大量的稳定调配过渡。特别是考虑到我国西北地区可再生能源资源丰富、而东南沿海地区则聚集大量工业用氢需求，未来将形成以“西氢东送”为核心的大规模、跨区域储运格局，对远距离、高效率、低成本的储运能力提出更高要求。在此背景下，氢储运不仅是支撑氢能供需匹配的物理通道，更将在保障系统安全、提升资源配置效率、引导产业合理布局等方面发挥日益重要的作用。为加快储运行业发展、弥合当前能力与未来需求之间的差距，亟需从三方面入手：一是识别和培育典型应用场景，推动市场规模逐步扩大；二是加快关键技术突破与转化应用，提升整体成熟度；三是通过系统性规划，明确行业发展路径，引导产业有序发展。以下三节将围绕这三方面展开深入分析。

3.2 培育新型应用场景, 扩大市场规模

氢储运市场作为连接供给侧与需求侧的关键环节，其发展规模和模式受到氢能供需在时间和空间上的错配程度影响，尤其取决于绿氢产业的发展进程。传统化石能源制氢由于具备“就地制取、随用随制”的特点，通常可以在应用端附近直接制氢，无需大规模储运。然而，绿氢的制备依赖于可再生能源，如风能和太阳能，而这些资源在我国的分布具有显著的地域性，同时其出力具有间歇性和波动性，使得绿氢的生产地往往与主要消费地存在空间上的错配，绿氢的生产时间也难以根据需求端的变化进行即时调整，导致短期内的氢能过剩或短缺，带来了氢能储运的需求。

当前，氢储运市场仍处于发展初期，主要受限于绿氢产业尚在起步阶段，整体市场需求相对较低。然而，自 2020 年以来，氢储运市场的年均增长率接近 30%，当前储运体量已达到百万吨级别，对应市场规模约百亿元人民币。虽然增长迅速，但与制氢侧、用氢侧千亿级别的产业规模相比，整体规模仍然较小，尚未形成大规模、成熟的市场体系。

当前规模化的氢储运场景主要集中于工业和交通两大领域。在传统的工业用氢场景中，氢储运主要以场内储存和短距离输送为主，通常采用储氢球罐储存氢气，并通过长管拖车或短距离输氢管道输送至用氢设施。而在新兴的交通应用场景中，氢储运的核心模式是通过长管拖车将氢气运输至加氢站进行短时存储，并供燃料电池汽车加注至车载储气瓶中。目前，氢的存储周期主要集中在日內至周内，运输距离一般在 200 公里以下，储运场景仍较为单一。

未来随着绿氢供需规模的增加，储运市场规模将具有较大增长。当前已存在的短距离、短时储运场景在未来将进一步扩大规模，此外还将出现大规模、长距离、长时间尺度的氢能储运需求。预计到 2060 年，我国年氢能运输需求将达到 7250–7600 万吨，年储氢需求将达到 4050–4150 万吨²⁴，具体需求场景及各场景储运需求规模如图表 12 所示。

图表 12 碳中和情景下不同需求场景的氢储运规模²⁵

		制氢侧	中间调节环节	用氢侧		
				工业	道路交通	电力
储氢场景	储氢规模	2500万吨/年	200万吨/年	300万吨/年	300万吨/年	500万吨/年
	储氢周期	小时-日级	月度以上	日-周级	小时-周级	月度以上
	场景描述	在制氢侧配备短时储氢设施抚平可再生能源制氢产生的日内、日间产氢量差异	在氢储运系统关键节点配备长时储氢设施，抚平可再生能源出力的季节性差异	在工业用氢消纳前配备短时储氢设施，抚平上游制氢或运氢环节产生的波动性	在加氢站配备短时储氢设施以保障日内的充足氢能供给，满足随机的车辆加氢需求	在可再生发电设施周边或电网关键节点配备长时储氢设施，抚平可再生能源出力的季节性差异
	主要影响因素	可再生电力波动性、下游运氢及用氢需求	可再生能源出力曲线与氢能需求曲线的差异	可再生电力波动性、运氢技术特点、工业用氢对波动性的承受能力等	氢燃料电池道路交通的产业规模	其他电力季节性调峰技术的成本竞争
运氢场景	运氢规模		500–2000万吨/年	3000万吨/年	3000万吨/年	
	运氢距离		600公里以上	600公里以内	600公里以内	
	场景描述		由于我国具有“西北制氢、东南用氢”的地理格局，需通过长距离运输将氢从产氢集中地区运往用氢集中地区	部分一体化项目无需运输；其余则依赖短途运输将氢从就近的产氢地或储氢节点运往用氢设施	通过短途运输将氢从就近的产氢地或储氢节点运往加氢站	
	主要影响因素		未来用氢产业的地理分布变化、与长距离输电技术方案的成本竞争等	用氢工业规模	氢燃料电池道路交通的产业规模	

未来的氢储运体系将呈现出更高的复杂性和多样性，受到可再生能源出力特性、运输距离、储存周期以及下游用氢场景多元化等多重因素的综合影响。在技术路径上，气态储运因受限于氢气的低密度，适合小规模、短距离的应用，但在未来对大规模、长距离氢能跨区域流通需求日益增长的趋势下，其局限性将逐步显现。

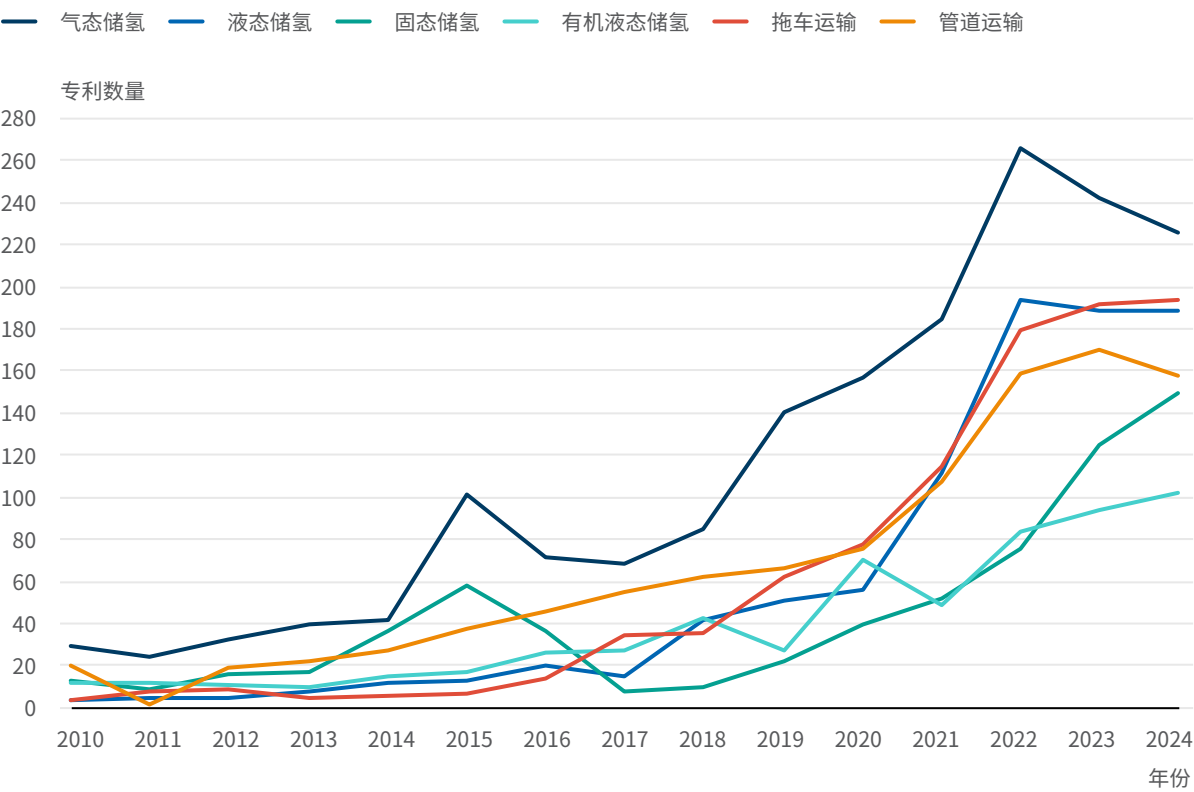
因此，对于关注氢能发展的早期投资者而言，建议聚焦具备潜在规模化能力、技术成熟化路径清晰、并可适配多种应用场景的储运解决方案。例如，液氢储运、有机液体储氢、金属氢化物储氢等新兴技术凭借更高的能量密度和灵活的应用场景，有望打开更广阔的市场空间。对于新型氢储运技术企业来说，提前布局、探索并培育合适的应用场景试点，是推动技术落地和实现规模化发展的关键。企业应发挥自身技术优势，结合对其他储运路径的对比分析，精准识别最契合自身能力与市场需求的应用方向。在此基础上，持续跟踪市场动态、识别供需错配问题，并以技术创新与运营优化为突破口，将有助于提供更高效、经济的解决方案。通过这些试点实践，企业不仅可以明确技术发展的方向，抢占具有先发优势的细分市场，还能在产业链中发挥关键的连接作用，助力氢能体系协同、高效地迈向商业化与规模化。

3.3 推动科技成果转化, 促进技术多元化发展

当前从市场应用角度看, 氢储运技术选择仍较为单一。高压气态储氢是当前市场的主流储运技术, 占据 90% 以上的市场份额, 具有技术成熟、经济性较高的优势。此外, 少量管道输氢和液态储氢技术也在市场中逐步应用, 但受限于基础设施建设、经济性和技术成熟度等因素, 其市场份额仍然较小。其他氢储运技术的成熟度仍分布于实验室至规模化示范阶段, 尚未具备商业化应用的能力。

然而, 从技术研究的角度看, 氢储运技术已经呈现极为多样化的发展趋势。以压缩氢气、液化氢气、氢衍生物、有机液体、固态为储氢介质的五大类技术路线并行发展, 除了已经成熟的压缩气氢道路运输之外, 其他技术路线都在从实验室阶段向规模化示范阶段迈进。近年来, 氢储运领域主要技术的发明专利申请数量都呈现出明显提升趋势 (如图表 13 所示), 反映出氢储运行业内技术创新活跃。在政策支持和资本驱动下, 企业、高校和研究机构的研发投入持续增加, 储运技术研究进入了快速发展阶段, 专利的积累为技术突破奠定了坚实基础。

图表 13 2010-2024 年中国氢储运领域技术发明专利申请数量²⁶



未来, 随着用氢规模扩大、各类应用场景成熟, 氢储运需求将日益复杂。当前相对成熟的压缩气氢储运技术在能效、成本、运输距离等方面具有局限性, 难以全面满足未来多元场景下的需求。为避免氢储运环节成为制约氢能产业发展的瓶颈, 必须尽早布局并推动多种技术路线的协同发展。一方面, 大部分氢储运技术仍处于早期阶段, 发展具有高度不确定性, 目前尚无法明确判断哪一类技术将在安全性、经济性、适用性等方面率先实现商业化突破, 因此多元技术路径的并行推进有助于提升整体产业的抗风险能力。另一方面, 不同技术路线在能量密度、储运便捷性、基础设施要求、系统成本等方面各具优劣, 适用于不同的场景和需求。随着下游应用的持续扩展与细分, 不同储运技术均有可能在其最优适配的细分场景中实现商业落地与规模化应用。因此, 应根据潜在应用场景特点加快推动各类氢储运科技成果的转化和试点验证, 逐步构建起结构合理、技术多元、系统高效的氢储运体系。

根据技术特点与资源分布的差异, 氢储运行业的科技成果转化有三类主要途径: 跨行业技术转化、产学研合作技术转化以及国际技术合作。



跨行业技术转化适用于那些在特定行业已实现技术突破，且具备跨行业应用潜力的关键技术。尽管氢储运行业仍处于发展早期，但许多基础性技术不必从零开始研发，而可以通过借鉴和转化其他行业已成熟的解决方案，显著缩短研发周期、降低试错成本。特别是对于一些具备通用属性、应用范围广泛的基础技术，例如低温绝热材料、气密性连接技术、智能化控制系统等，可以通过跨行业协同、技术集成与工艺优化，在航空航天、化工、能源、汽车等多个领域之间实现有效转化与复用。这样不仅能提高技术演进的效率和经济性，还能够增强整个产业链的系统协同能力与创新活力，推动氢储运关键技术加速成熟。例如，液氢储运技术最早应用于航天领域，自 2020 年以来，随着氢能产业的快速发展，液氢作为高效氢储运介质逐渐受到民用市场的关注。以 101 所为代表的航天科研机构积极开展民用液氢技术研发，发布国产首套氢膨胀 5 吨 / 天氢液化系统，为我国液氢大规模工业化应用奠定了重要基础²⁷。



产学研合作技术转化依托科研机构与企业之间的资源共享和优势互补，提升技术成熟度与市场适应性。科研机构 and 高校在材料、工艺、系统等方面具备较强的基础研究能力和技术创新优势，能够为氢储运技术提供原始创新和前沿突破。而企业则在工程放大、系统集成、产业化路径设计以及市场需求把握方面具有实践经验和产业资源。通过产学研的有效对接，科研团队能够更有针对性地识别产业中的关键技术难点，提高科研成果的可转化性；企业则可推动技术在实际工况下的验证和优化，缩短从实验室成果到商业应用的周期。例如，上海交通大学丁文江院士团队成功开发出镁基储氢合金材料的低成本规模化制备工艺，在此基础上，团队与氢枫能源合作，推出全球首台大容量高密度吨级镁基固态储运氢车，推动了镁基固态储氢技术的工程化应用²⁸。



国际技术合作适用于不同国家和地区在技术研发、产业能力和市场环境方面各具优势、相互补充的领域。欧美、日本等国家在液氢储运、IV 型高压储氢瓶、液态有机氢载体 (LOHC) 等技术方向起步较早，积累了丰富的工艺优化经验和工程实践。通过与国际领先企业和科研机构的协同合作，我国可以有针对性地吸收其在关键技术方面的成熟成果，结合本土制造能力和市场应用场景，推动相关技术加快工程化、商业化，将技术高效转化为市场应用。同时，我国在固态储氢材料，特别是金属氢化物体系方面取得了较强的技术积累与原始创新，而国际化市场拥有差异化的应用场景与更高的支付意愿。将此类早期优势技术输出到国际市场，可以支持早期项目落地运营，拓展外部市场空间。

跨行业技术转化、产学研协同与国际技术合作共同构成了氢储运技术早期转化的重要来源，也是投资者发现高潜力投资机会的关键路径。在评估跨行业技术转化项目时，建议重点关注三方面：一是原始技术的成熟度，尤其是否经过高标准应用场景的验证；二是目标行业的契合度，即技术是否能精准面向实际需求痛点；三是技术转化方的产业化能力，包括其资源整合能力以及合作的积极性。在产学研协同方面，投资者应重点评估技术的潜在应用场景规模、技术壁垒及未来降本潜力，以判断市场化可行性，并识别具备较强工程化能力和实际转化经验的科研团队。在国际技术合作中，建议投资者一方面要评估海外技术的先进性与转化可行性，关注其成熟度、创新优势以及与中国制造体系和市场需求的匹配程度；另一方面，要考察本地合作方的吸收能力和再开发能力，是否具备将引进技术本地化、规模化的工程支撑与产业路径。通过系统性识别上述关键因素，投资者能够更精准地把握氢储运赛道中具备长期成长潜力的优质项目。

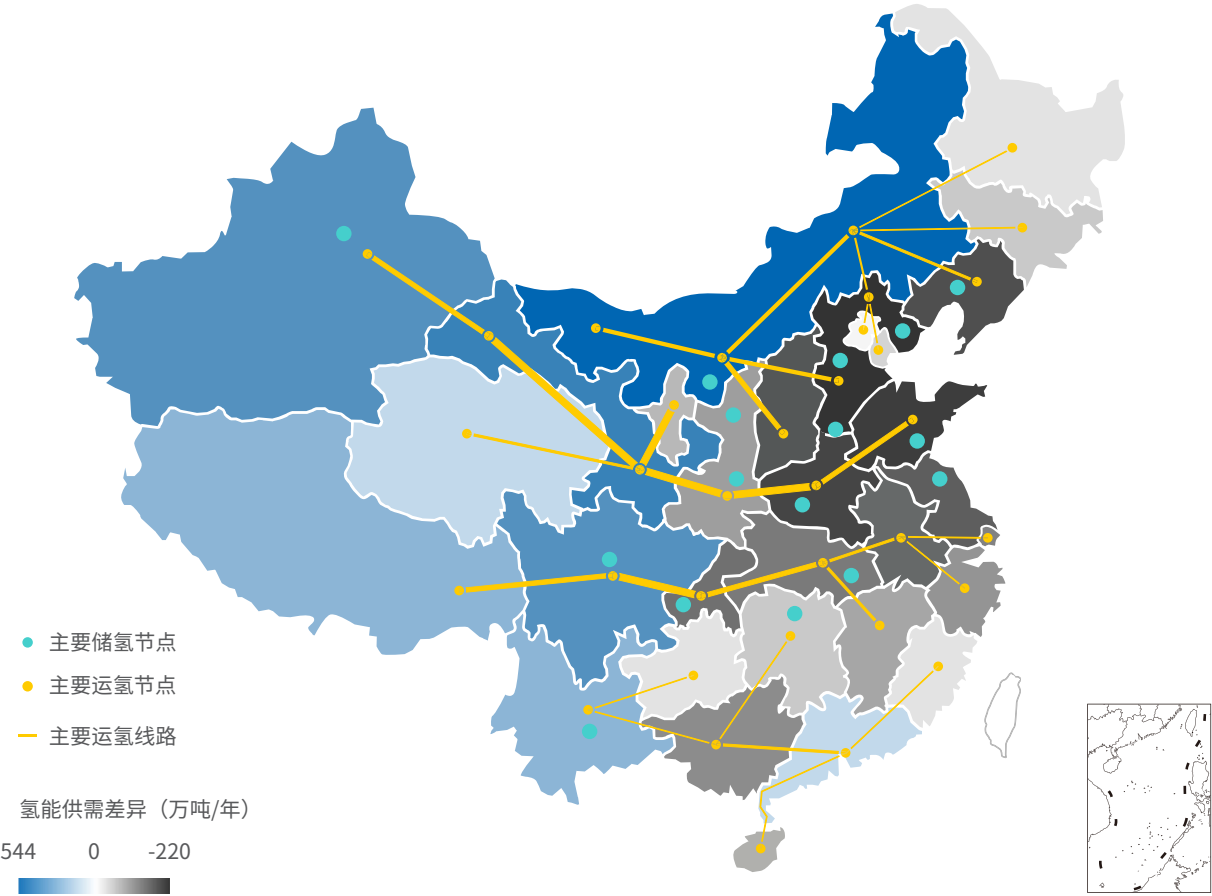
3.4 统筹储运规划，保障高效有序建设

当前，我国氢能储运正处于从示范应用向规模化推广的关键阶段，系统性、前瞻性的氢储运政策规划亟须同步推进。氢储运产业不仅要服务当前的局部项目需求，更应在国家、地方、行业乃至企业和项目层面，形成统一、协调、有序的整体架构。若能尽早明确涵盖多种技术路线的整体储运路径规划，将有助于推动建设高效、经济、可靠的全国性输氢网络。这样的系统规划可以引导资源高效配置、基础设施协同建设，并为企业投资和项目实施提供稳定预期。

在整体规划中，需要重点考虑“西氢东送”的战略布局。受西北地区丰富的可再生能源资源与东南沿海地区高度集中的工业用氢需求之间的结构性差异驱动，我国未来可能产生大规模的西氢东送需求。在碳中和情景下，长距离跨地区运氢规模最高可能达到 2000 万吨 / 年，长时储氢需求亦将达到 700 万吨 / 年。为满足如此大规模、长距离、长时间的氢能储运需求，建设全国性的储运管网是一个可选的典型模式。单条输氢管道的年运氢量可达到 40 万吨 / 年，同时由于管道输氢无需对氢气进行大幅压缩或转化为其他储运介质，使其在能效上更具竞争力，远期 600km 运距时的输氢成本可低至 3 元 / kg，是已知输氢量最大、成本最低的氢储运技术²⁹。

在未来，大规模储氢管网的主干线路可连接氢能供需侧的重要节点和大规模储氢库，根据实时的生产数据调节氢在管道内的流速，从而保障供需平衡，解决时空错配问题。管网的支线还可以延伸连接至具体的制氢项目和用氢园区，满足短距离、短时的储运需求。全国范围内的统一管网系统将显著提升氢能的调节能力与系统韧性，有效缓解局部资源波动带来的不稳定性，提升整体氢能供应的安全性。与通过长距离输电后在用氢地制氢的模式相比，建立输氢管网不仅能够在氢能体系内部实现更直接的供需调节，避免增加电网负担，还可形成独立于电力系统的清洁能源远距离输送通道，增强国家能源体系的多样性与安全性。图表 14 中展示了基于各省氢能供需差异、地理地质条件、现有管线分布等因素得出的我国氢气储运管网主干线路及储气库分布示意图。

图表 14 碳中和情景下全国氢气储运管网主要线路示意图³⁰



氢能管网的建设需要政府的统筹规划，以确保资源的合理配置和项目的高效推进。输氢管道的建设具有较强的路径依赖性，一旦建成，其位置和走向将难以调整，因此在规划阶段就需要科学决策，综合考虑未来的产业发展趋势、市场需求以及区域能源结构的演变，确保管网长期可用。同时，合理的输氢网络布局可以有效降低建设成本，避免重复投资和资源浪费，使氢能运输更加高效和经济。此外，氢能管道的建设还需要与其他产业布局、用地规划等因素统筹协调，以最大程度降低对周边产业和环境的影响。在安全性方面，氢气具有易燃易爆的特性，氢气管道还面临“氢脆”问题，因此管道的建设和运行需要严格的安全管理，制定高标准的安全规范，并建立健全的应急预案，以应对可能的泄漏或事故。

我国在管道输氢方面的研究起步相对较晚，已有输氢管道规模较小，总里程约 400 公里，在运管道仅有百公里左右。2024 年 11 月 22 日，内蒙古自治区能源局发布了《关于印发〈内蒙古自治区绿氢管道建设发展规划〉的通知》，具体规划了全省氢能管网干线布局，提出“一干双环”的主网架构，其中包括构建环鄂尔多斯市的西部环网，环赤峰市、通辽市的东部环网，以及贯通鄂尔多斯市、呼和浩特市、乌兰察布市、锡林郭勒盟、赤峰市的中部干线。这是国内首个省级绿氢管道专项规划，标志着我国氢能管网建设进入实质性推进阶段。政策发布后，内蒙古及周边省份的输氢管道建设大幅提速。根据统计，我国目前规划及在建的输氢管道总长度接近 7000km，具体项目情况如图表 15 所示。

图表 15 我国规划及在建的输氢管道项目³¹

名称	核心信息	类别	状态
内蒙古能源绿氢氨醇管网	总长度: 4400公里 绿氢管道:10条, 总长度2423公里(单线50万吨/年) 绿氨管道:1条(赤峰-锦州, 299公里, 500万吨/年) 绿醇管道:3条(总长1678公里, 总输量1000万吨/年)	纯氢、 氨、醇	可研招标
中石化乌兰察布—燕山石化输氢管道	总长度: 1145公里 途经内蒙古自治区、山西省、河北省、北京市和天津市等5个省级行政区 管径DN457、DN610, 管道近期设计输量为10 万吨/年, 远期规划输量为 50 万吨/年	纯氢	2025年 开工
康(保)曹(妃甸)氢气长输管道项目	总长度: 1037.82公里 管径为813毫米, 年输量155万吨	纯氢	启动勘测
华电包头输氢管道	总长度: 190公里 该项目属于内蒙古自治区“一干双环四出口”绿氢输送管网支线项目	纯氢	获得核准
固阳-白云鄂博掺氢输气管道	总长度: 125公里 20%掺氢输送功能	掺氢	开工
中能建鹿泉制氢基地-中电科普兴电子输氢管道工程	总长度: 49.5公里 干线长45公里, 输量4000吨/年; 支线长4.5公里, 输量800吨/年	纯氢	备案

虽然大型输氢管道项目通常由央企或地方国资主导，直接股权投资机会有限，但其背后涉及的诸多关键配套技术，正是早期投资者可以切入的潜力方向。例如，耐氢腐蚀管道涂层、高性能密封材料、智能监测与控制系统等领域，不仅技术门槛高、应用前景广阔，也具有从示范项目快速拓展至规模化市场的潜力。具备领先技术的企业，若能通过标准认证、实地验证或与工程总包单位形成合作关系，有望在管网建设加速的背景下实现产品的商业落地，并伴随行业成长获得长期发展红利。



4 用氢市场发展的关键因素

4.1 用氢技术发展概况

受不同利用方式和场景的影响，用氢环节其涉及的技术类别有所区别，其中最主要的用途包括原料用氢和燃料用氢两种。原料用氢是指氢气作为化工或工业生产过程中的关键反应物，例如在炼油过程中用于加氢精制，在化工行业用于合成氨、甲醇生产，以及在钢铁冶炼、电子工业等领域作为还原剂或工艺气体使用，技术相对成熟。燃料用氢则是将氢气作为能源载体，将其蕴含的化学能转化为电能、热能、动能等形式利用。目前，燃料用氢的应用在全球范围内尚为有限，氢能量转化技术的成熟度与成本经济性是其重要的限制因素。为完整剖析用氢环节的各类技术，本章先聚焦氢能量转化的相关技术，再从终端用氢场景切入整体评估其发展情况。

氢能量转化技术

电化学转化技术和热力转化技术是氢能量转化技术中最具有代表性的两类技术，分别通过电化学反应和燃烧反应将氢的化学能转化为电能。由于氢能存储比电池储能质量更轻、更为便捷，可以将这两类技术应用于交通运输、偏远地区微电网、备用电源等场景。此外，还可以将电解槽与这两类技术协同利用，实现电 - 氢 - 电的能量循环，作为电力系统的调节措施，解决可再生能源波动性、间歇性问题。

燃料电池是将氢气的化学能直接转换成电能的电化学装置。根据电解质与隔膜类型可划分为质子交换膜燃料电池、碱性燃料电池、磷酸型燃料电池、熔融碳酸盐燃料电池、固体氧化物燃料电池五类较为主流的技术。当前，受到燃料电池汽车示范城市群政策利好，车载 PEM 燃料电池成为燃料电池最为主流的应用场景与技术路线，近年来燃料电池装机量持续上涨，2024 年达到 807.42MW。图表 16 总结了氢燃料电池各技术路线的具体情况。

绿氢产业概况

⋮

制氢市场发展的关键因素

⋮

储运氢市场发展的关键因素

⋮

用氢市场发展的关键因素

⋮

用氢技术发展概况

技术提升和规模扩大是道路交通用氢场景快速增长的关键

大量、稳定、经济的绿氢供给是撬动绿氢工业场景应用的关键

绿氢市场投融资情况及投资风险

图表 16 氢燃料电池技术路线关键要素对比³²

技术类型	质子交换膜 燃料电池	碱性燃料电池	磷酸型燃料电池	固体氧化物 燃料电池	熔融碳酸盐 燃料电池
应用场景	汽车、清洁电站	航空航天及军事领域	大型固定式发电系统，与工商业耦合可利用废热提高效率	大型固定式发电系统，与工商业耦合可利用废热提高效率	大型固定式发电系统，与工商业耦合可利用废热提高效率
技术成熟度	成熟	成熟	成熟	产业化起步	规模化示范
工作温度 (摄氏度)	室温-80	65-220	100-200	500-1000	600-700
发电效率 (%)	40-45	45-60	35-60	50-60	45-60
比功率 (W/kg)	300-1000	35-105	100-220	15-20	30-40
主要优势	固体电解质无腐蚀，操作温度低、能量转换效率及功率密度较高、启动快	启动快、效率高、价格低廉	对燃料的纯度要求低，可适应天然气、甲醇等多种燃料，系统稳定性强	对燃料纯度要求低，可以使用一氧化碳、烃类等作为燃料，电极电解质材料简单成本低，工作寿命长	对燃料的纯度要求低，可适应煤气、沼气、天然气等多种燃料，反应速度较快
挑战	氢气纯度要求高，材料成本高，电池寿命短	需要纯氧作为催化剂，容易二氧化碳中毒，性能和耐用性落后于PEMFC	发电效率较低，启动加热时间较长	需要高温条件，带来材料、密封和结构上的问题，如电极的烧结、电解质与电极之间的界面化学扩散以及热膨胀系数不同的材料之间的匹配和双极板材料的稳定性等	需要高温条件，液体电解质管理困难，需解决腐蚀和渗漏问题，电池寿命需要提高

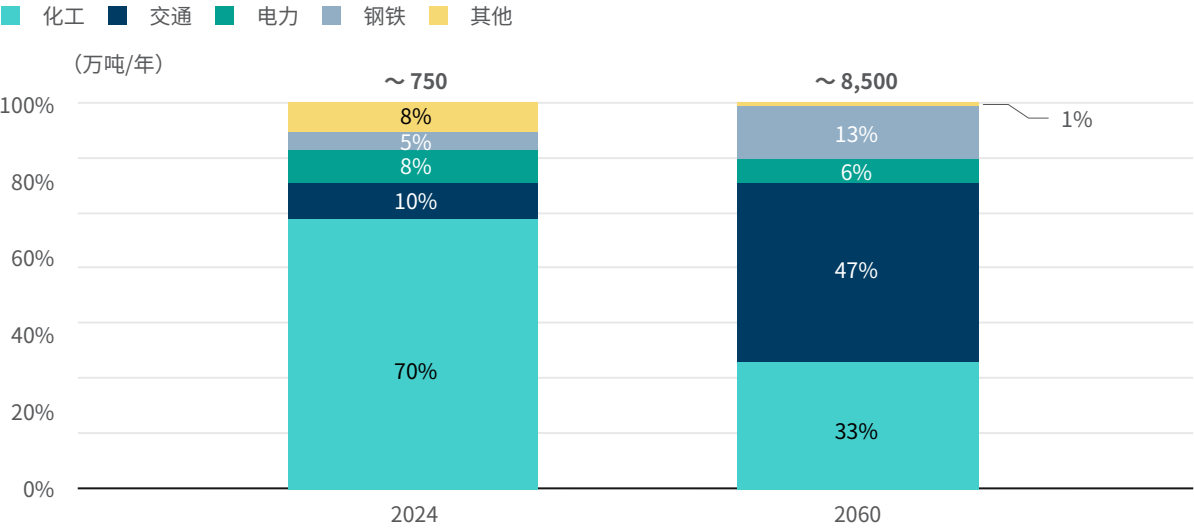
燃氢燃气轮机和氢内燃机是常见的氢热力转化技术。燃氢燃气轮机的设计在一定程度上依赖于现有燃气轮机技术，以连续流动的气体为工质带动叶轮高速旋转，将氢能转变为有用功。然而由于氢气可燃浓度范围大，燃烧速度快，扩散性强，大多数现有燃气轮机需要改造燃烧室和辅助部件以实现掺氢或纯氢燃烧。近年来，我国氢燃气轮机技术快速发展，逐步攻克氢气燃烧易回火、热声震荡、NOx 排放高等难题，氢燃气轮机技术从原型示范阶段向规模化示范阶段过渡。目前掺氢燃气轮机技术相对成熟，主要发展方向为提高掺氢比例，并攻克大规模氢气掺混精准控制技术。纯氢燃气轮机的主要发展方向为提高单机功率。2024 年 12 月，明阳氢燃开发的全球最大的纯氢发电机组“木星一号”点火成功，单机功率达到 30MW³³。氢内燃机则是在传统燃气发动机基础上改造燃料供给与点火系统，使其适应氢气高燃烧速率和易回火等特性，可用于商用车辆、机械、发电设施等。其优势在于对氢气纯度要求不高，可与多种其他燃料掺混应用。目前国内已开展多项示范应用。2024 年 11 月，天津检验中心联合一汽解放、重汽、柳汽、广汽等多家单位，开展了为期一年的氢内燃机实车示范运行工作³⁴。

终端用氢场景

氢能或者绿氢的使用在部分终端场景中的运用带来了革新性变化，甚至改写了原来的产业结构。因此，关注氢产业链末端的用氢场景的构建情况，解决应对氢能或绿氢在应用过程中来自技术和成本的挑战，也是扩大绿氢市场的关键推动力。

如图表 17，从各场景的用氢规模来看，截至 2024 年底，据势银统计，我国已公布的绿氢项目的用氢场景主要集中在化工行业，其次是交通、电力、钢铁³⁵。根据落基山研究所预测，2060 年我国绿氢项目的用氢场景分布按规模从大到小则分别为交通、化工、钢铁、电力。

图表 17 2024 年已公布绿氢项目行业分布及 2060 年绿氢应用行业分布预测³⁶



 交通

交通部门的用氢场景广泛，包括道路运输和极少量水路、航空运输。燃料电池汽车是氢和绿氢在道路交通领域的主要应用载体，车辆所配备的燃料电池系统，以氢气为燃料，通过电化学反应将化学能转化为电能，驱动电机运转，进而实现车辆行驶。目前氢燃料电池技术路线已经应用在客车、重卡及乘用车等类型车辆上。氢燃料电池汽车具备独特技术优势，使之成为未来零碳交通的重要技术路线之一。相对传统燃油车而言，氢燃料电池汽车更加清洁、高效；相对锂电池电动汽车而言，其在续航能力、加注速度和低温性能方面的优势尤其突出。据香橙会统计，截至 2024 年我国氢燃料电池汽车的保有量已超过 3 万辆，2024 年全年销量超过 1 万辆，保持近 50% 的同比增速。随着交通场景的脱碳进程不断深入，氢燃料电池技术和绿氢终端消费成本的可负担性越来越强，交通有望在 2060 年碳中和时期成为最主要的绿氢需求来源。

氢燃料电池汽车这一用氢场景的拓展将带动产业链其他环节的共同发展，如车用氢燃料电池和加氢基础设施建设等，涉及的技术创新则包括燃料电池技术和加氢过程中的氢气压缩、加注技术等。

在政策支持层面，早在 2022 年，北京、上海、广东、河南、河北五省市就启动燃料电池汽车示范应用城市群，省市级地方政府随即出台各类关于燃料电池汽车产业链补贴政策，包括但不限于对于整车购置奖励、关键零部件应用奖励、车辆运营奖励、加氢站建设补贴、氢气零售价补贴等。另外，自 2024 年 3 月起山东成为首个对于行驶高速公路的氢能车辆免收通行费省份后，据不完全统计，截至 2025 年年中全国已有四川、内蒙、陕西、吉林、湖北、辽宁、河南等全省份或部分城市出台氢能汽车免收高速通行费的相关举措。

 钢铁

当前研究结果表明，绿氢冶金解决方案是钢铁这一难减排行业实现碳中和的必由之路。钢铁行业传统工艺因使用化石能源作为燃料和还原剂从而排放出大量二氧化碳，而使用绿氢作为还原剂和燃料，无论在长流程炼钢还是直接还原铁路线中，都可替代化石能源、实现深度减排。作为钢铁大国，我国在氢冶金场景中的绿氢需求十分可观。

目前，国内的头部钢企也已经开始开展绿氢冶金的重要实践示范，例如 2024 年 9 月河钢的全球首例 120 万吨氢冶金示范工程成功应用绿氢作为还原气实现稳定生产。作为全球最大的钢铁生产和消费市场，我国钢铁行业减排任务艰巨、目标清晰，随着氢冶金技术的成熟和工业用绿氢成本的下降，到 2060 年绿氢冶金的比例有望大幅提升，钢铁行业成为第三大的绿氢消费场景。

在产业规划与指导方面，2024 年 12 月 31 日，工业和信息化部办公厅、国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司联合印发了《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》。方案明确提出，到 2027 年，清洁低碳氢在冶金等行业要实现规模化应用。其中在有序提升氢冶金应用水平上，要求加快氢基直接还原竖炉、纯氢竖炉、流化床直接还原炉、氢基熔融还原炉等氢冶金装置研发，突破还原炉内衬耐火材料、富氢喷枪等关键材料和核心零部件，以及氢冶金控制机理模型、数字化智能化控制系统等关键技术。鼓励钢铁企业充分利用焦炉煤气、化工副产氢等氢源，并逐步提升可再生能源制氢的利用比例。

虽然已有方向性政策目标，但对于绿氢冶金的激励政策仍然缺失，无论中央还是地方目前都没有具体补贴政策出台。对于关注氢冶金行业发展的技术初创团队或者风险投资者而言，应密切关注政策动向，未来补贴政策的出台将推动这一用氢场景加速发展。



化工行业是传统用氢行业，绿氢的应用替代了原本在化工行业中普遍使用的灰氢，从而为化工行业实现深度减排提供了有效途径。以合成氨和甲醇生产为例，传统工艺因依赖化石能源制氢，以煤和天然气为原料的吨氨二氧化碳排放分别是 4.5 吨和 3.0 吨，而吨甲醇二氧化碳排放分别是 2.9 吨和 1.1 吨³⁷。因此，相比其他场景而言，化工行业使用绿氢更加便利，无需对生产流程和设备工艺进行大幅改造，这也解释了化工（如合成氨 / 甲醇 / 炼化等）是当前绿氢最大的应用场景。到 2060 年碳中和时期，化工品总需求在未来并不会发生太大波动，但随着绿氢成本不断下降，行业减排要求趋严和消费者绿色低碳消费意识的增强，使用绿氢原料的化工企业比例将逐步提高。

炼化、合成氨等行业都已经提出方向性的产业规划目标。2024 年发布的《炼油行业节能降碳专项行动计划》提出到 2030 年底，使炼油行业生产过程绿电、绿氢消费占比明显提升，行业绿色低碳发展取得显著成效。稳步提高绿氢使用比例，推进炼油工艺流程再造与新能源耦合体系建设。《合成氨行业节能降碳专项行动计划》中提出到 2030 年底，使合成氨行业生产过程绿电、绿氢消费占比明显提升，推动以可再生能源替代煤制氢，提高绿氢利用比例。

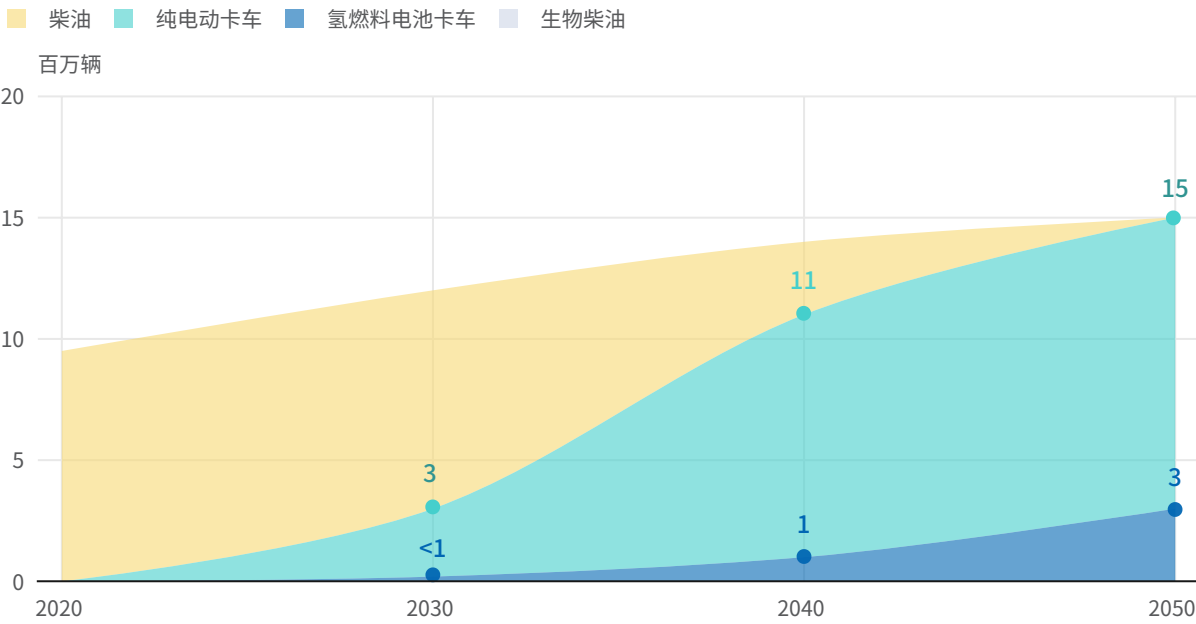
而直接补贴方面，目前全国首个也是唯一绿氢化工补贴是宁夏宁东 2024 年初发布的《宁东基地促进氢能产业高质量发展的若干措施 (2024 修订)》（以下简称“《措施》”）。《措施》中提到鼓励化工企业使用绿氢逐步替代煤制氢和甲醇制氢，对在宁东基地实施绿氢替代的化工项目，经认定，本级财政按 5.6 元 / 公斤标准给予用氢补贴，单个企业每年不超过 500 万元，最多补贴 3 年。

基于上述氢能能量转化技术和终端应用场景的基本发展情况，总体而言，当前我国绿氢应用环节的瓶颈仍然集中于技术成熟度和经济性。而对于交通和工业等不同用氢场景发展的具体挑战却也不尽相同，分别蕴藏着不同的投资重点和机会。

4.2 技术提升和规模扩大是道路交通用氢场景快速增长的关键

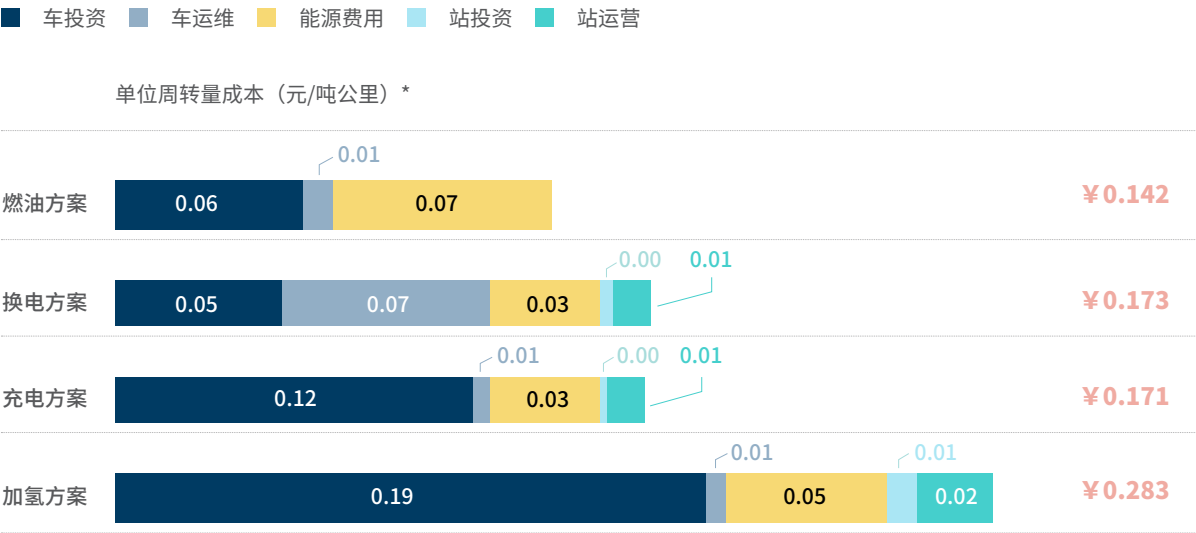
从长远来看，氢燃料电池汽车在长距离、无固定线路以及重型运输场景中展现出不可替代的优势。与电动汽车相比，氢燃料电池汽车的加氢时间短、续航里程长，并且受电池重量影响较小，能够更好地满足重载运输需求。因此，在长途货运、长途客运、冷链物流以及特种车辆等领域，氢燃料电池汽车有望发挥重要作用。预计到 2030 年前后，随着氢能全产业链降本进程的推进，氢燃料电池重型车辆的经济性将逐步接近甚至超过传统燃油车，并在市场中占据更大份额。如图表 18，在远期重卡行业可能形成纯电路线和氢燃料电池路线共存的局面。

图表 18 主流重卡技术路线保有量变化³⁸



然而，当前氢燃料电池汽车的成本仍然远高于电动汽车和传统柴油车，导致其在市场化应用方面面临较大困难。图表 19 对比了主流重卡技术的总拥有成本（TCO）。可以看出，氢燃料电池重卡在购置成本和使用成本两方面均处于劣势。其中，购置成本主要受制于燃料电池系统、储氢系统及整车装配成本，当前整车市场价格约为同等规格柴油重卡的四倍。加氢成本则受到氢能上游产业链发展程度的限制，由于制氢、储运等环节未完全成熟，泵端氢价平均在 45-60 元 / 千克（截至 2024 年底）³⁹，即使按照示范城市群所要求的 35 元 / 千克氢价计算，氢燃料电池重卡的百公里燃料成本仍然约为柴油重卡的两倍。因此，推动氢燃料电池汽车降本应分别从降低车辆购置成本和降低用氢成本两方面入手。

图表 19 主流重卡技术路线的单位周转成本对比⁴⁰



* 车队规模400辆，单车日行驶距离120公里

降低车辆购置成本方面，当前车辆购置仍主要依靠政府补贴，示范城市群政策为燃料电池汽车提供了直接的财政支持。然而，随着补贴政策的逐步退坡，行业将需要通过**技术创新**和**规模化生产**实现降本，逐步减少对政策支持的依赖，形成独立的市场竞争力。

- 在技术创新方面应重点关注关键材料和部件的国产化和技术突破。燃料电池系统占车辆总成本的将近一半，而催化剂、双极板和交换膜三个核心部件成本又占燃料电池系统成本的将近一半，是降本的核心抓手。其中，催化剂含铂、铈等贵金属，价格高昂，未来可通过优化催化剂性能降低用量，或开发新型非贵金属催化剂降低成本。质子交换膜当前主要依赖进口，价格较高，随着国产替代材料性能的持续提升，未来有望实现性能与寿命的突破，从而推动大幅降本。双极板在材料选择、成型工艺与涂层处理方面仍有显著优化空间，可在保障导电性和耐腐蚀性能的同时降低制造成本。
- 随着市场成熟，制造端的规模效应也将成为推动燃料电池汽车降本的重要推动力。当前，燃料电池汽车的年产量仍处于较低水平，导致供应链各环节产能利用率不高、单位成本居高不下。未来，随着上游零部件产能释放以及市场需求增长，整车厂将具备开展批量化、标准化生产的条件。整车装配环节的自动化程度不断提高，减少人工操作成本、提升效率，从而降低单位车辆制造成本。

除了购置成本外，较高的使用成本也是制约氢燃料电池汽车推广的重要因素。当前，氢能产业链上环节较多，导致整体附加成本较高。同时，加氢站建设与车辆推广难以完全匹配，难以形成稳定的运营模式和规模效益。另外，绿氢制取成本仍然较高，绿色溢价明显。针对上述问题，行业应在过渡阶段优先打通下游应用链条，推动车站协同发展，并逐步与上游绿氢体系接轨。

- 在绿氢成本高昂、尚未大规模普及的阶段，优先使用可及性强的氢源作为过渡方案。可合理利用工业副产氢、灰氢等低成本氢源，并结合具备稳定副产氢供应的工业园区、化工基地等具体场景，推动燃料电池汽车率先投入应用。通过先行使用现有氢源，有助于尽早形成示范效应、积累运营经验。但需注意的是，这类氢源不具备绿氢的零碳排放属性，随着未来绿氢、低碳氢等标准和认证机制的逐步建立，若无法满足标准要求，可能难以获得补贴或被市场接受。
- 加快建设加氢基础设施，推动车站协同发展。截至 2024 年底，我国累计建成 497 座加氢站，居全球首位，但覆盖密度和服务能力仍不能满足产业发展需求，影响了燃料电池汽车的推广速度。当前，加氢站普遍存在“车少导致站难盈利，站少又制约车发展”的困境。为此，应加大对加氢站建设与运营的政策支持，包括建设补贴、加氢量补贴及财政奖补等，并持续完善安全标准与技术规范，提升加氢站的建设效率与运行合规性。
- 探索产业链协作，逐步对接绿氢供应。加氢站运营方应逐步拓展与绿氢产业链的协作，主动推动交通氢能应用与上游可再生能源制氢的衔接，以满足客户的低碳用氢需求，并确保未来供应的合规性和经济性。在可再生能源资源条件允许的地区，还可以建设集制氢、储氢、加氢为一体的综合能源站，提升供应效率、降低中间成本。

在交通用氢场景的发展过程中，投资者可以重点关注具备技术壁垒和规模化前景的关键环节。一方面，燃料电池系统核心部件如双极板、碳纸、催化剂、质子交换膜等仍有显著的国产替代空间和降本潜力，具有自主研发能力的零部件厂商值得重点布局。另一方面，随着示范车队规模的扩大，整车制造、车队运营及维保服务等环节也逐渐显现出平台化和专业化趋势，为提供系统集成解决方案的企业创造了新机会。此外，氢能交通在特定场景如矿山、重工业、港口、机场等垂直领域中具备先行落地优势，相关运营企业若能与地方政府及产业链伙伴协同推进项目试点，有望抢占细分市场的领先地位。总体而言，投资者应关注那些具有示范应用机会和规模复制潜力，积极参与交通氢能布局的企业，在行业规模化、商业化的进程中把握结构性成长机会。

4.3 大量、稳定、经济的绿氢供给是撬动绿氢工业场景应用的关键

以钢铁和化工为代表的重工业部门，也常被称作“难减排部门”。绿氢作为目前为止可行性最高的减排技术，对于钢铁和化工行业脱碳具有至关重要的作用。相比交通等用氢部门而言，由于生产规模大、连续性强，且工业品毛利水平较低，因此工业部门对于原料和能源的需求特点主要体现为大量、稳定和经济。对于绿氢而言也不例外，若想要完全打开工业场景的消纳市场，则需要在以上三个维度进行优化，尽量追平或者超越传统化石能源或原料。

相比交通场景而言，无论是钢铁还是化工场景的用氢需求都更加集中，用氢规模显著更大。从单个典型用氢场景的 annual 用氢量来看，一个加氢规模约 5 吨 / 天的加氢站年需氢量约 0.2 万吨，而一个年产 100 万吨粗钢的钢铁厂年需氢量可达 6 万吨，年产 30 万吨的合成氨厂也年需氢 5 万吨以上⁴¹。工业用氢场景的需求规模比交通场景高出一个数量级。若作简单估算，生产 5-6 万吨绿氢 / 年需要约 1GW 电解槽装机（以 3000 小时计），假设制氢电源装机为电解槽的 2-4 倍，则需要 2-4GW 的风光发电装机，若全部本地部署则需占用土地数十平方公里来铺设风光发电设备。因此任何工业绿氢项目在设计规划之初就需考虑后续绿氢氢源规模的问题，例如是否有条件进行本地部署制氢，若不能，是否可以找到包含储运成本之后价格仍然可接受的异地绿氢氢源。

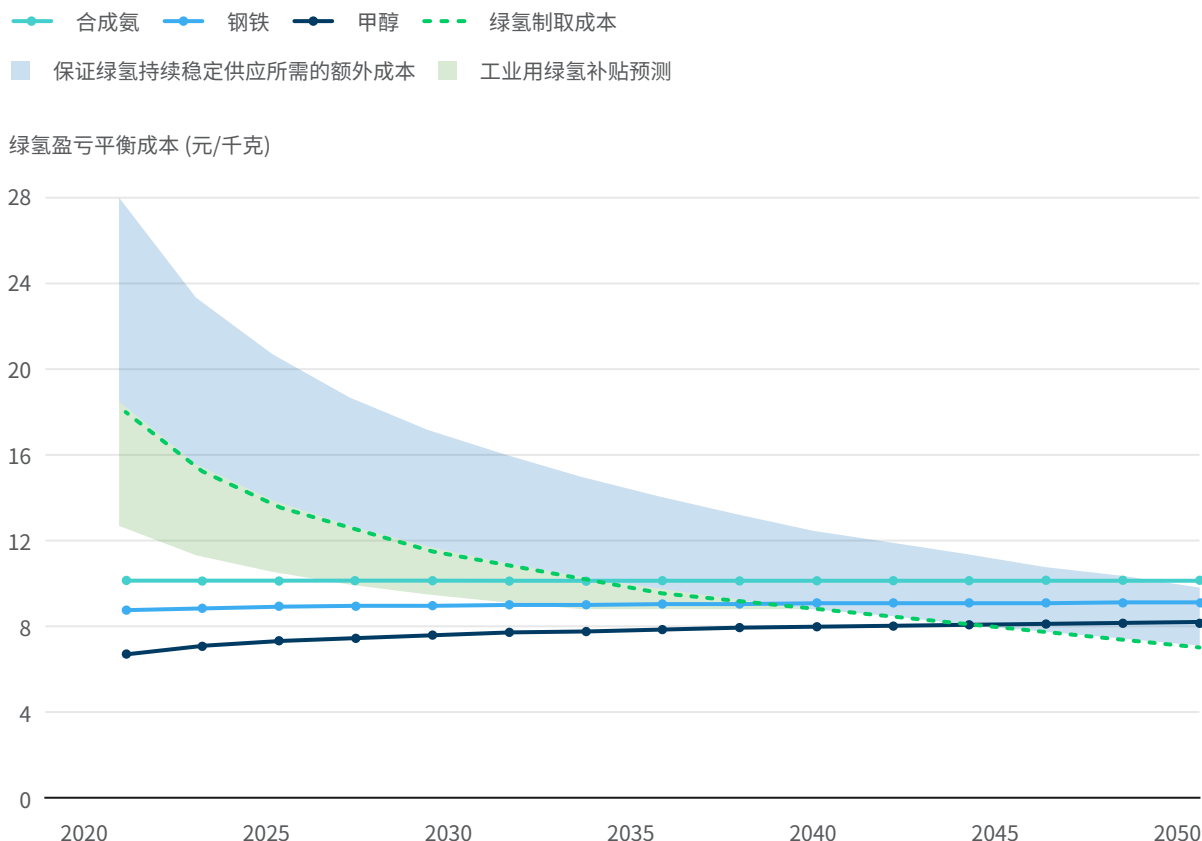
此外，作为原料和燃料，氢气的连续稳定供给也对工业生产意义重大。一方面，稳定供氢可避免生产间断所带来额外的设备启停和人工管理成本；另一方面，从生产安全角度，某些化工生产环节氢气的投料波动甚至会引发燃爆危险。对于计划部署和使用绿氢的业主而言，首先需明确相比传统灰氢而言，绿氢的生产受到可再生电力波动性的影响，也会呈现出日内和年内的产出波动。因此对于工业用氢方而言，平抑绿氢生产波动来衔接平稳投料的需求则可以通过以下方式进行解决：一是可考虑在场内建设提供缓冲调节的储氢设施，二是可以优化生产管理系统和工艺环节，在经济、安全的前提下使产线更好地耦合波动性氢源。

图表 20 主要钢铁和化工产品生产的用氢方式及其对比⁴²

		用氢场景	技术说明	试点项目
钢铁	新增需求	高炉富氢冶炼 H ₂ -BF	在高炉顶部喷吹含氧量较高的还原性气体	宝钢新疆八一钢铁富氢碳循环高炉项目
		氢基直接还原 H ₂ -DRI	在气基竖炉或流化床中直接还原炼铁中提升氢气比例	河北宣化河钢富氢气体直接还原铁项目
		氢基熔融还原 H ₂ -SRI	在熔融还原炼铁工艺中注入一定比例的含氢气体	内蒙古建龙钢铁赛斯普氢基熔融还原冶炼项目
化工	替换灰氢	Haber法制合成氨	利用氮气和氢气制取合成氨，将化石能源制氢替换为绿氢	吉林白城大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目
		加氢石油炼化	将常减压后的组分进行加氢脱硫处理，降低不饱和度	新疆库车中石化塔河炼化绿氢炼化示范项目
		绿氢耦合碳源制甲醇	绿氢与来自煤/天然气/生物质/直接捕获等碳源耦合制甲醇	中煤鄂尔多斯能源化工有限公司10万吨液态阳光项目

如图表 20，从绿氢在工业场景消纳的角度，绿氢的利用对于钢铁行业属于新场景拓展，而对化工行业则属于产品升级替代⁴³。除了绿氢氢源端降本和保证大量稳定供给之外，两种场景的技术发展重点也各不相同。氢冶金作为一种低碳排放的全新钢铁生产技术，其发展重点方向在于如何改造炼炉设备，优化还原工艺，提升反应效率等，从而使得氢冶金所制得的绿色钢铁产品在考虑减排收益（如有）的情况下与传统路径生产的产品平价。而绿氢化工的技术发展方向则为生产工艺优化，使得终端绿色化工产品的减排收益（如有）可以覆盖因投入绿氢原料所产生的额外成本。

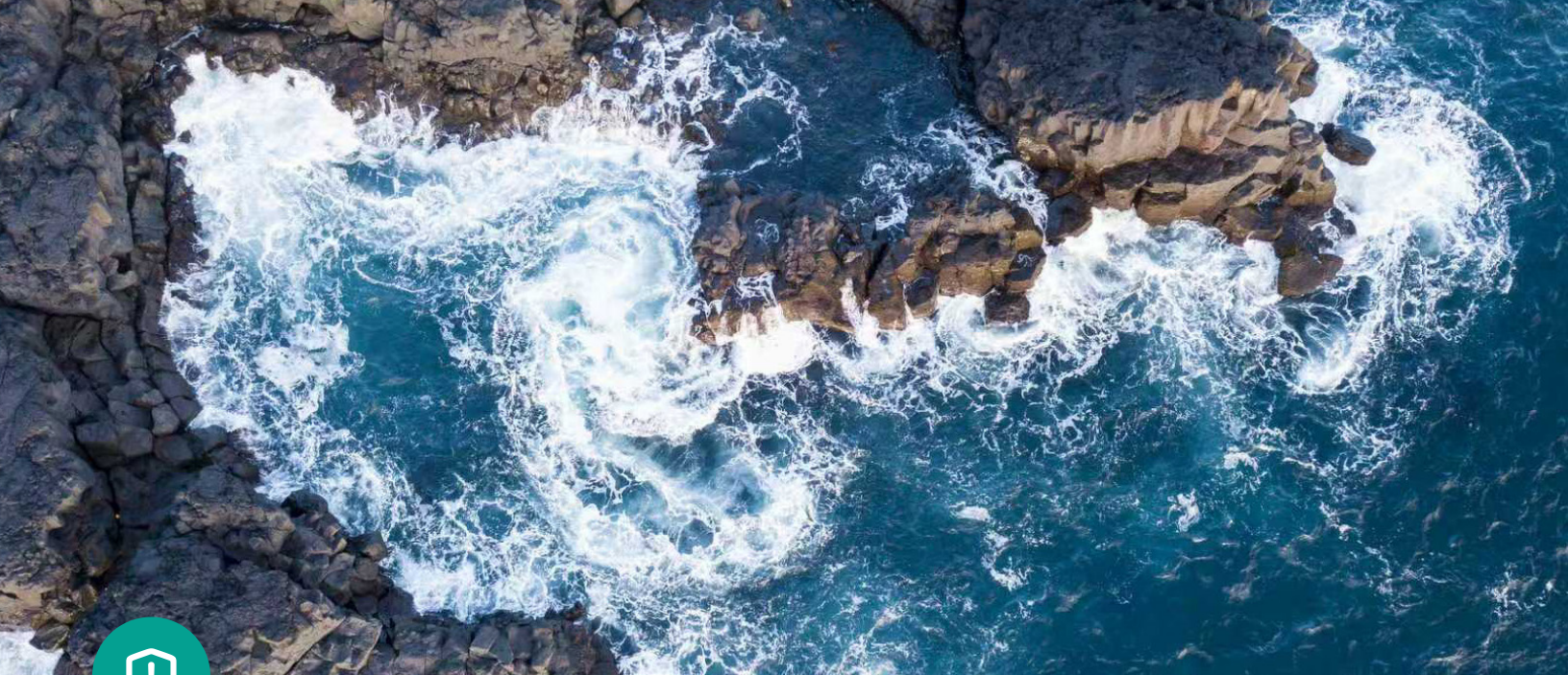
图表 21 钢铁、合成氨和甲醇生产中绿氢路径与传统路径实现平价的时间和绿氢价格⁴⁴



注：各产品选取有代表性的绿氢低碳技术，合成氨是绿氢替代，钢铁是直接还原铁（DRI），甲醇是电化学工艺（P2X）；保证绿氢持续稳定供应所需的额外成本，是为了提高制氢用电的规模性和稳定性，通过采购网电或配套储能等方式而增加的额外成本；工业用绿氢补贴，是基于现有绿氢补贴政策的预测，参考宁东基地 5.6 元 /kg 的绿氢补贴作为现状，并假设逐步退补至 2040 年。

综合以上因素，当前“绿氢 + 工业”的产品绿色溢价仍然很高，市场接受难度较大。据落基山研究所前期分析结论⁴⁵显示，如图表 21，即使不考虑工业场景中为保证绿氢连续稳定供应的额外成本，工业用氢场景的平价时间点都在 2035 年之后，若考虑 5.6 元 / 千克氢气的补贴，这一平价时间可提早至 2025–2035 年之间。当然，若考虑连续稳定供给，这一平价时间则会更远。为弥补绿氢工业品与传统产品之间的绿色溢价，可行的解决方案大致分为以下几种：一是直接依靠力度更大的绿氢补贴，由政府来承担这部分溢价，这种方案见效速度快，但并不可持续也有潜在公平风险。二是由下游优势企业加价采购，最终间接由消费者承担这部分溢价，如部分知名汽车品牌企业采购氢冶金钢材，航运巨头企业采购绿色甲醇燃料等，这种方案传导至终端消费者处可能溢价已不明显，容易推动，但非常依赖企业的战略决心和行动力，以及消费者对低碳消费的接受程度。三是依靠“制 - 储 - 运 - 用”氢产业链更好的协同发展，从而降低工业用绿氢的综合成本，包括推广“集群化”、“一体化”项目发展模式，确保产业链环节的优化串联，以及提早规划布局全国性和区域性氢储运基础设施，从而减轻用氢场景的储氢压力等。

对于关注工业绿氢应用场景机会的投资者而言，虽然短期内绿氢经济性不够乐观，但从试点示范和早期技术布局的角度，研发创新的需求仍然存在。在钢铁用氢领域，富氢高炉改造所需的工艺升级、控制系统开发以及更强耐受性的设备研发，氢气直接还原铁技术所需的更大型、更高效的反应器设计、矿石预处理和后处理技术等都是创新热点方向，是大型绿氢钢铁项目优化迭代的必需技术。同样，在化工用氢领域，更柔性的生产系统、更高效催化剂和合成工艺也是引入绿氢生产后的技术创新必选方向。对于初创企业而言，以上任何角度的微创新和突破都有望降低绿氢在工业领域的利用成本，从而创造实际的经济价值。



5 绿氢市场投融资情况及投资风险

随着欧美、日韩等国相继推出绿氢支持政策，初创企业凭借在技术突破、成本控制及商业模式创新方面的优势，正逐步成为推动绿氢产业发展的重要力量。当前，绿氢初创企业已吸引包括风险投资、产业基金与主权资本在内的多元资本参与，融资活跃度不断提升。绿氢初创企业面临高研发成本、长研发周期，其融资需求十分迫切。但同时，由于专业门槛高、市场接受度低、研发不确定性高，影响投资者信心，绿氢初创企业普遍面临较高的融资压力。项目组追踪了2012-2017年成立的89家绿氢相关公司的融资数据（图表22），截止2024年，仅有四家成功上市（IPO），仅4.5%的融资成功率反映出资本市场对绿氢产业的谨慎态度。尽管投资者对绿氢产业的长期前景普遍看好，但短期内技术落地难度大、盈利模式不清晰，使得资本更倾向于支持已具备规模化条件的项目，而非尚处于早期发展阶段的初创企业。因此，理解绿氢初创企业的融资需求、融资现状及投资风险，有助于引导资本流向关键领域，推动行业健康发展。

绿氢产业概况

⋮

制氢市场发展的关键因素

⋮

储运氢市场发展的关键因素

⋮

用氢市场发展的关键因素

⋮

绿氢市场投融资情况及投资风险

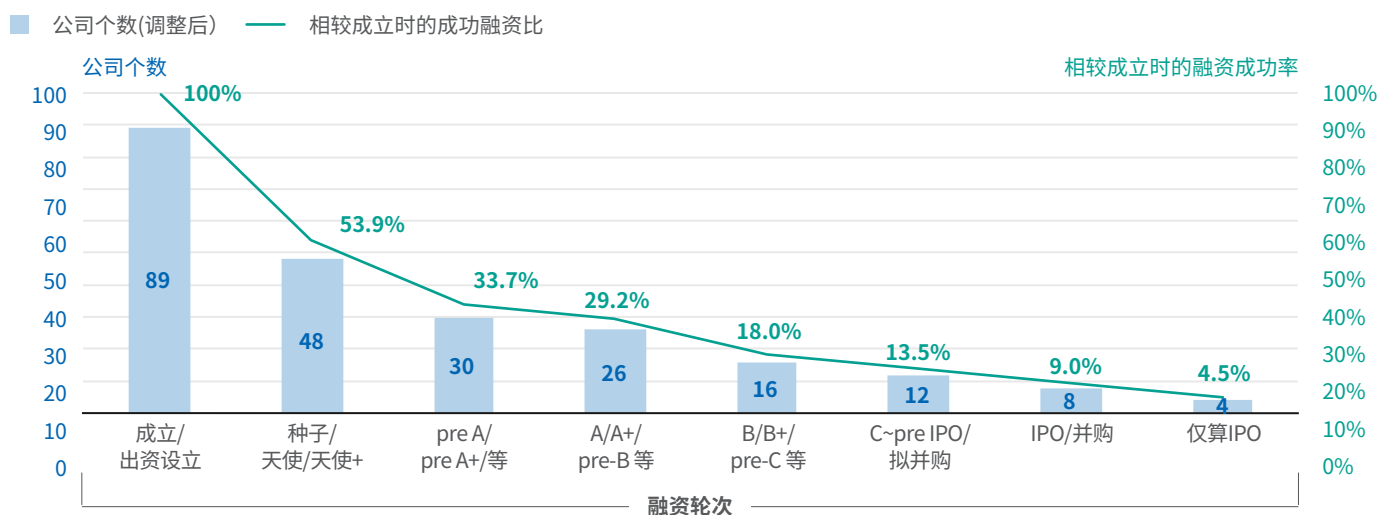
⋮

绿氢初创企业融资现状分析

绿氢市场投资风险分析

绿氢市场投资展望

图表 22 绿氢初创企业(2012-2017 年成立)融资成功率分析⁴⁶

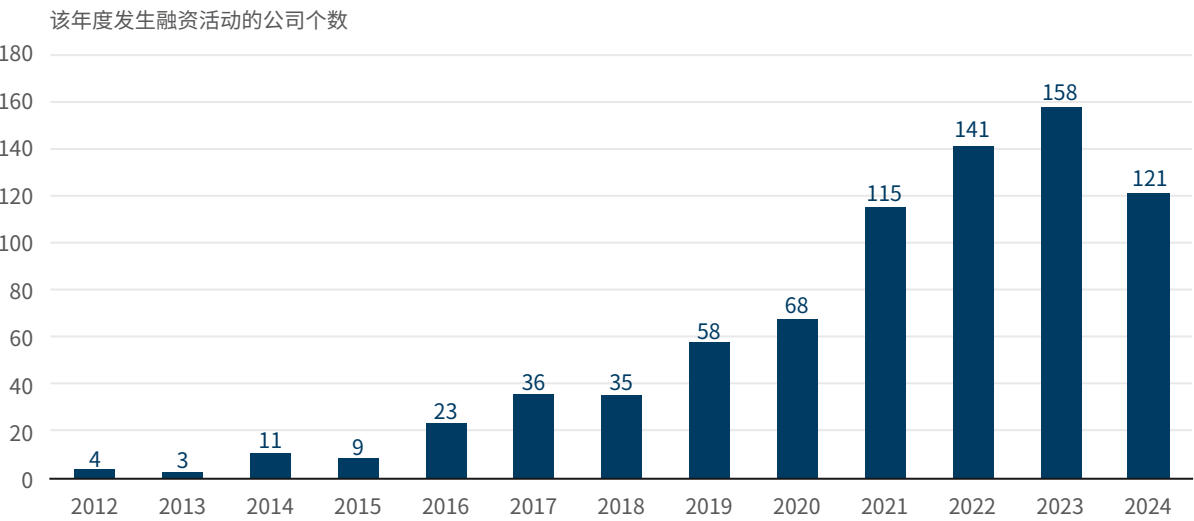


5.1 绿氢初创企业融资现状分析

投资正日益成为推动国内初创企业发展的关键动因，促使企业在早期技术研发方面加速取得突破，业务拓展步伐加快，团队建设与高端人才集聚水平稳步提升，带动产业整体竞争力持续增强。从融资实践来看，国内绿氢初创企业在资本运作过程中逐步呈现出一系列具有代表性的市场动态与发展趋势，值得重点关注。

尽管短期内绿氢初创企业的融资节奏有所放缓，但从长期趋势来看，融资环境整体仍保持向好态势。近年绿氢初创企业融资事件数量和金额持续处于较高水平，如图表 23 所示，2015 至 2023 年间获得融资的企业数量逐年增长，尤其在 2020 至 2021 年间，融资企业数量同比增长近 70%，反映出市场对绿氢的高度关注。然而，2024 年绿氢初创企业在一级市场和二级市场成功融资的公司数量比约为 60:1，一方面表明初创企业在技术创新方面表现出较强的爆发力，另一方面也凸显出投资者对绿氢企业技术路线、发展模式及业绩表现等方面仍存在一定疑虑。叠加宏观经济环境低迷、政策与监管不确定性等外部因素，资本趋于审慎，近两年对绿氢初创企业的投资热度有所回落。但从技术进步、政策推动与产业链逐步成熟的角度出发，绿氢初创企业依然是能源转型过程中的重要增长引擎，具备极大的成长空间。

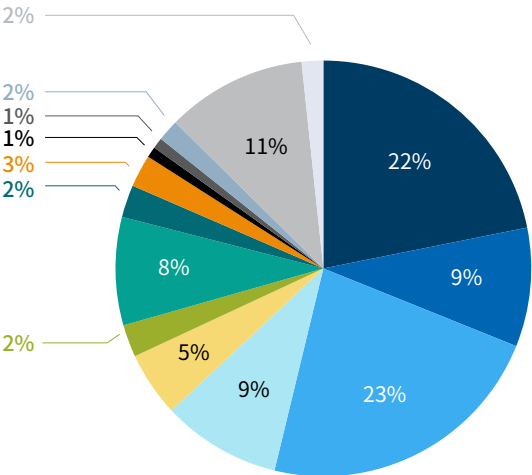
图表 23 2012–2024 年发生融资活动的绿氢公司个数⁴⁷



绿氢企业融资结构呈“早期为主、头部突围”态势，部分企业迈向成熟阶段。2024 年中国绿氢初创企业种子期至 A 轮的融资占比约为 54%（如图表 24），这与中国绿氢处于早期发展阶段相吻合。同时，不少领头企业走向 C、D 轮等成熟阶段轮次，并启动上市服务或进行辅导备案登记，重塑能源、国富氢能两家企业成功于港股主板上市，这显示绿氢产业逐步形成分层结构，头部企业正在探索成熟化发展路径。根据已披露金额，2024 年绿氢企业融资千万级别、亿级别居多，融资金额亿级人民币以上有 19 个企业，千万级到亿级为 25 个，百万级 2 个。同时，资本在绿氢领域呈现资金集聚效应，头部企业及明星绿氢企业凭借团队背景、资源和技术优势更易获得大额融资，如氢辉能源、费曼动力、醇氢科技、协氢新能源、明阳氢能等企业在 2024 年进行多轮融资。

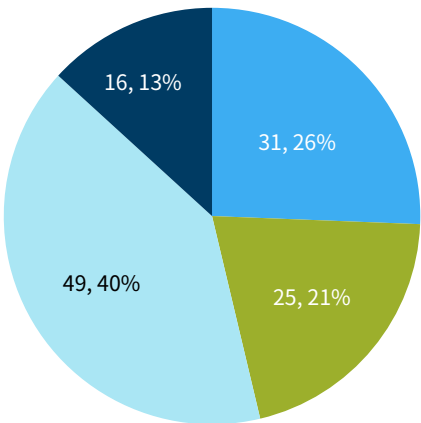
图表 24 2024 年中国绿氢产业初创公司融资轮次占比⁴⁸

种子/天使/天使+ pre A/pre A+等 A/A+/pre-B等
B/B+/pre-C等 C/C+轮 D轮/D+轮等 战略融资
股权融资 股权转让 拟收购 定向增发
并购 出资设立 IPO上市



图表 25 2024 年中国绿氢公司融资产业链分布情况⁴⁹ (个数、占比)

上游制氢 中游储运加 下游用氢 多产业链环节



绿氢投资主要聚焦于制氢与用氢两个关键环节，投资活动逐步延伸至产业链上下游各个节点，下游多元应用场景受到关注。如图表 25 所示，2024 年中国绿氢产业链中，制氢及用氢领域获得融资的企业合计占比约 66%，资本持续关注制用氢相关材料及设备。与此同时，在船舶、无人机、重型卡车等终端场景中的绿氢应用也开始吸引投资。例如，氢动力无人机企业氢源智能完成亿元级人民币 B 轮融资，氢能船舶动力系统技术提供商擎波探索也获得近亿元 A 轮融资。上述融资动态表明，中国绿氢产业正从以技术突破为主的发展阶段，迈向覆盖制储运用全链条、融合多元应用场景的系统化成长阶段。

绿氢融资企业呈现区域集中趋势，政策、产业和人才优势驱动聚集效应，部分地区正加速成长为具备投资潜力的绿氢发展高地。如图表 26 所示，2024 年获得融资的绿氢企业主要分布在江苏省、上海市、广东省、北京市、浙江省等地，体现出一定的区域集聚性，这主要得益于政策支持、产业基础与市场条件的多重推动。对投资者而言，区域集聚提升了绿氢资源的集中度，包括技术、项目、人才与政策在内的关键要素高度整合，有助于投资人在重点区域内实现更高效的项目筛选与资源配置。与此同时，集聚地区通常针对绿氢初创企业有着稳定的政策支持体系或较明确的发展规划，这能够有效降低政策不确定性，为投资人提供更高的安全边际。此外，产业链上下游的协同效应能增强企业落地与商业化扩展能力，也为投资者带来了更灵活的退出路径，如并购整合、战略合作等，从而使绿氢投资具备更好的风险回报特征。

绿氢正吸引多类型资本战略性进入，不同投资主体在布局方式和关注重点上各有侧重，共同推动产业协同和区域集聚。大型国有企业依托雄厚的资金实力、资源储备及丰富的应用场景进入绿氢价值链各环节，一般倾向于通过设立科创基金平台、战略投资或成立合资子公司等方式进行长期布局，并参与绿氢政策规划，为被投企业争取资源倾斜。政府投资者则聚焦区域战略发展与绿色转型目标，倾向引导具有技术自主性的初创企业落地及孵化，通过产业引导基金、资金扶持等手段助力地方氢能生态体系建设。与此同时，产业资本围绕主业延伸进行战略性投资，注重与绿氢企业在研发、供应链、市场等方面的深度协同。PE/VC 机构则聚焦企业技术壁垒与成长潜力，采用分散投资策略，在行业爆发前夕以合理估值和明确退出机制介入多个高潜绿氢项目。例如水木易德资本曾投资亿华通、重塑能源、骐翥氢能、大陆制氢、国富氢能、羚牛科技等共计 20 余个氢能企业。与此同时，投资者在投后管理中持续加码，通过加速技术迭代、精准导入产业资源，全方位赋能被投绿氢初创企业，助其快速突破关键瓶颈、构建可持续的核心竞争力。

总体而言，当前中国绿氢初创企业融资格局正在经历“数量扩张”及“结构优化”，行业迈入项目筛选与成长并重的新周期。整体融资热度仍保持较高水平，早期项目活跃，区域和产业链集聚效应初步显现，且多类资本的布局持续推动产业生态完善。尽管短期内受市场与监管环境变化影响，企业上市路径有所分化，资本趋于理性，倾向投资成熟项目与头部企业，但从长期视角看，绿氢初创企业仍将在技术突破与商业模式创新方面持续注入新动能，成为产业高质量发展的重要支撑。对于投资者而言，准确识别融资中的结构性信号、节奏变化与资本偏好，将是把握绿氢赛道核心价值、提升配置效率的关键所在。

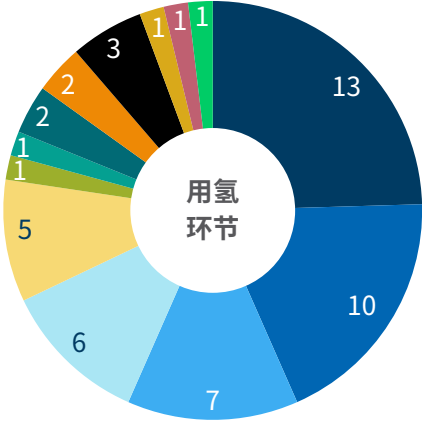
5.2 绿氢市场投资风险分析

初创企业的高技术风险、市场不确定性和盈利模式尚不稳定等特性，使得投资氢能初创企业存在较大的不确定性。再加上氢能行业政策依赖度高、基础设施建设周期长、供应链尚不成熟等因素，使得投资者在进入这一市场时需要更加审慎。因此，深刻理解氢能初创企业的投资风险，是规避潜在损失、制定合理投资策略的前提，也有助于促进资本流动，使绿氢行业的创新突破真正转化为可持续的市场增长。

根据观察及分析，绿氢市场投资的风险主要来源于技术研发、企业运营、资本市场等三个主要方向。

图表 26 2024 年绿氢已融资企业地域分布 (按产业链环节)⁵⁰

■ 江苏省 ■ 上海市 ■ 广东省 ■ 北京市 ■ 浙江省
■ 安徽省 ■ 陕西省 ■ 天津市 ■ 河南省 ■ 湖北省
■ 四川省 ■ 河北省 ■ 福建省 ■ 山东省 ■ 香港特别行政区
■ 湖南省 ■ 内蒙古自治区 ■ 黑龙江省 ■ 江西省 ■ 山西省



技术研发风险 – 投资人视角下的识别与评估

作为技术密集型行业的代表，绿氢产业的技术研发风险不仅是初创企业成长过程中的第一道关卡，更是投资人面临的核心挑战之一。技术路径是否合理、开发进度是否可控、商业化前景是否明朗，这些因素直接影响着资本投入的安全性、预期收益的实现程度，以及未来是否具备清晰的退出机制。

首先，对于绿氢技术来讲，若技术验证失败往往意味着投资本金难以回收，构成高强度的下行风险。如前文介绍，在绿氢制备技术领域，解决当前膜和催化剂的痛点成为行业创新的热点，不同的技术团队可能采取不同的技术路径和解决方案。当前各类技术发展势头尚不明朗，但若其他企业方案得到突破和快速验证，导致被投企业所选技术在后期被市场淘汰，前期投入将难以产生回报。此外，绿氢初创企业普遍采用轻资产模式，其主要资产为专利、研发设备与人力资本。一旦技术方向验证失败，几乎不存在可供处置或变现的有形资产，投资人将面临本金“近似归零”的风险。这类风险在技术路径已相对明朗的领域（如光伏、锂电）中相对较少，但在氢能产业中依然普遍存在。

其次，技术研发周期与资金周期的错配，是绿氢投资者面临的另一突出风险。类似其他新能源技术发展路径，绿氢相关的技术创新从实验室验证到实现商业化应用，通常需要 7 至 10 年甚至更长时间，而大多数创投基金的资金周期仅为 5 至 7 年。这种周期错配意味着投资者可能无法在基金周期内完成退出。同时，若企业未能按计划完成关键节点（如样机交付或客户测试验证），融资节奏将被打乱，极易面临资金链紧张或融资窗口关闭的局面。在此情况下，企业往往需以更低估值引入新一轮资金，导致原始投资者股份被动稀释，项目的内部收益率（IRR）也将大幅下滑。例如，某头部 PE 机构设立的新能源基金在绿氢领域的两个投资项目中，IRR 平均水平不足 10%，明显低于其在锂电、光伏等赛道中取得的 15%–20% 的收益水平。

最后，从实际操作角度来看，技术信息不对称放大了投资前的尽调难度。绿氢技术高度依赖跨学科的工程知识体系，非专业背景的投资人难以准确判断技术的真实成熟度。目前，行业普遍缺乏对技术进展的标准化披露机制。多数初创企业未采用 NASA 的 TRL（Technology Readiness Level）等通用框架进行阶段性评估。在融资材料中，“已接近商业化”的描述常见，但实质上项目可能仍停留在原型开发阶段，夸大进度的问题并不罕见，极易导致投资者高估项目的市场化进程与估值合理性。因此，投资者可采用综合指标体系判断初创企业技术的发展阶段、生产可扩展性及市场关注度，除 TRL 外，还可加入制造成熟度 MRL（Manufacturing Readiness Level）、商业化准备度 CRL（Commercial Readiness Level）等指标，从而综合评判初创企业的成长潜力，对其进行合理估值。

总结来看，在投资绿氢初创企业时，技术风险并不只是判断“技术有没有用”，而是要识别其是否能在合理时间内、沿清晰路径、在具备需求的市场中实现稳定、可复制的盈利模型，并最终形成明确的退出通道。面对这类高技术、高不确定性的项目，投资者需要采取更主动的策略。传统的“看材料投项目”的模式往往难以适应技术密集型赛道的节奏。相反，更为有效的方式是，在投前尽调阶段就引入技术顾问深度参与，对关键技术路径进行验证，并在投资后持续参与企业的技术路线推进和验证过程，形成“资本 + 技术陪跑”的互动机制。与此同时，探索阶段性里程碑挂钩的投融资结构，推动企业在关键节点前完成技术端的验证目标，也有助于降低技术风险，提升投后管理效率和退出确定性。在技术仍处于动态演进期的绿氢赛道，真正具备“懂技术、懂资本”的复合型投资能力，将成为把握机会、控制风险的关键。

企业运营风险 – 市场与政策依赖下的可持续成长考验

即便技术研发取得成功，如果企业无法构建可持续的商业化路径，投资也难以获得回报。当前，绿氢的单位成本仍远高于市场可接受价格，考虑经济性最优的场景，绿氢制氢成本比传统能源制氢高出 50%。许多项目主要依靠政策补贴或示范项目订单维系运营，而终端客户对价格高度敏感，缺乏在无政策激励下主动采购的意愿。这种“市场期待高、支付意愿弱”的现状使得绿氢企业短期内难以依靠销售收入实现自我造血。近期，全国碳市场开始扩容，钢铁行业的纳入为绿氢在工业领域的消纳带来积极信号。然而，碳市场对于绿氢市场推动的效果还有待验证。从投资角度看，这种商业化路径不清带来的不确定性，将直接影响企业的现金流稳定性，收入模型的可预测性也随之下降，进而放大估值体系的波动性。

除此之外，市场的拥挤情况也决定了绿氢初创企业的运营、成长风险。当前，绿氢的主要下游应用领域集中在钢铁、化工和重型交通等高碳行业，但这些行业的绿色转型步伐仍相对谨慎，技术适配与成本承压问题依旧突出，因此能带来的消纳潜力也十分有限。然而，在过去两年内，多地在政策鼓励和示范工程引导下密集启动了绿氢制备项目，但多数项目在建设初期并未同步落实明确的下游应用场景或签约客户。为评估当前项目投放节奏与实际市场需求之间的匹配度，我们开展了基于区域数据的供需压力测试，如图表 27，系统整理了现有已公告的在建及拟建绿氢产能总量，并与不同行业可预测的绿氢使用需求进行了对比分析。

案例分析

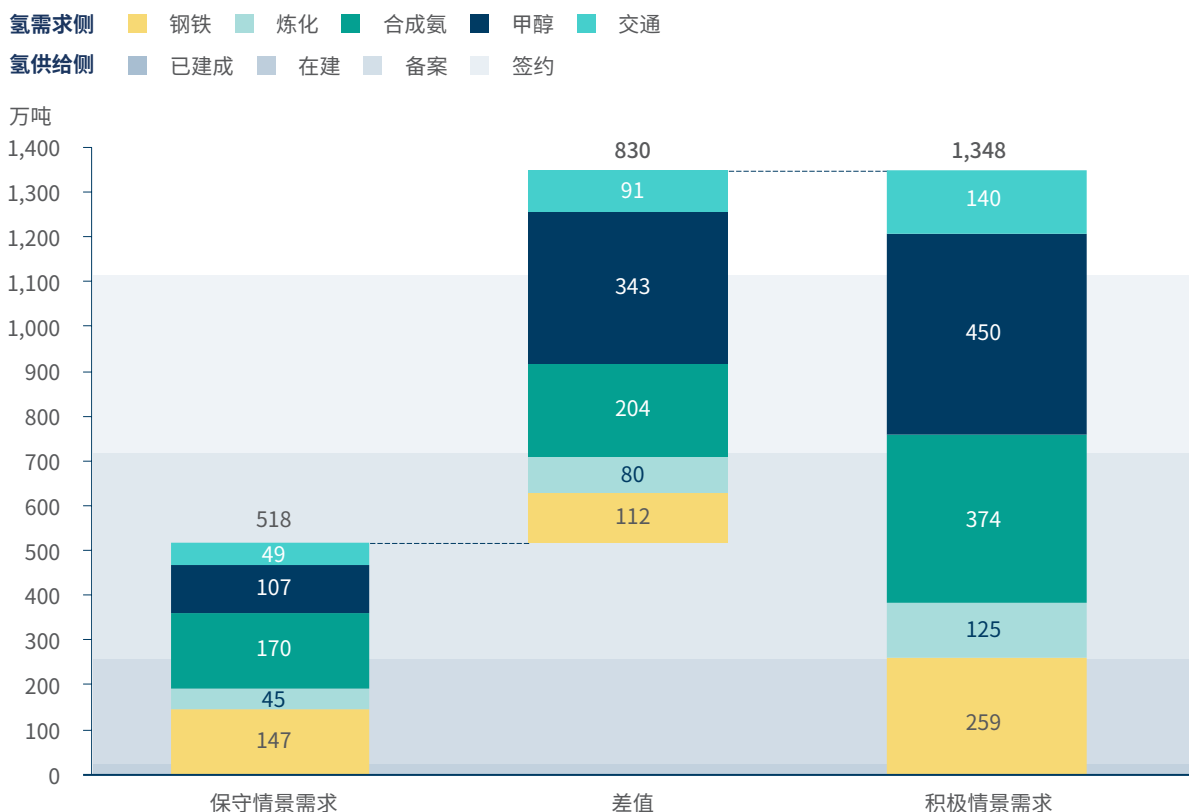
美国知名氢燃料电池初创公司 *Plug Power*（普拉格能源）曾在 2000 年代早期因技术成熟度不足、市场生态缺失导致市值毁灭性下跌，后经历多年重构业务场景才逐步恢复，近年业务推进不顺，甚至面临退市风险。

Plug Power（普拉格能源）成立于 1997 年，是全球氢燃料电池领域的先行者，总部位于美国纽约。公司聚焦氢燃料电池系统的研发与应用，构建了覆盖氢能生产、储运、加注及终端应用的端到端生态系统。1997 年至 2010 年间，公司将核心资源倾注于开发质子交换膜（PEM）燃料电池驱动的乘用车系统，试图以“零排放”技术颠覆传统汽车工业。然而，*Plug Power* 早期产品效率低下且成本较高，其早期 PEM 燃料电池系统的能量转换效率仅为 35%–40%，远低于 60% 的理论值，同时每千瓦制造成本超过 5000 美元，相较同期内燃机发动机 200 美元 / 千瓦的成本，是其 25 倍。例如，2005 年推出的 Gen1 燃料电池模块，功率仅 20kW，重量却达 300 公斤，无法满足乘用车的轻量化与功率密度需求。同时，*Plug Power* 推出的燃料电池堆的使用寿命仅 2000–3000 小时，仅为设计目标 8000 小时的四分之一，频繁更换膜电极与密封圈导致客户的维护成本极高。2003 年，某汽车厂商实测显示，搭载 *Plug Power* 系统的原型车在累计行驶 1.5 万公里后，燃料电池性能衰减达 40%，其被迫终止与 *Plug Power* 的合作。

2009 年，新任 CEO Andy Marsh 主导战略转型，放弃乘用车市场，聚焦叉车等工业设备——这一场景对续航、空间和成本的敏感度更低。*Plug Power* 首款 Gen-Drive 叉车燃料电池系统推出后，补能时间从铅酸电池的“8 小时充电+1 小时冷却”缩短至 3 分钟氢气加注，运营效率提升 30%，迅速获得亚马逊、沃尔玛等客户订单。2020 年，公司通过 SPAC（特殊目的收购公司）融资超 10 亿美元，市值突破 200 亿美元。

然而，在 *Plug Power* 近几年核心业务推进中，技术瓶颈、技术路线僵化等技术风险问题仍成为关键痛点，并且向财务及市场风险传导。截至 2025 年 4 月 7 日，*Plug Power* 股价 1.245 美元 / 股，市值 11.95 亿美元，较 2021 年高点（250 亿美元）累计跌幅超 95%，期间多次出现“腰斩式”下跌，甚至面临纳斯达克退市摘牌风险。

图表 27 中国绿氢供需平衡状况预测⁵¹



注：需求侧的保守情景与积极情景分别依据各行业主流研究中的氢能需求预测下限与上限进行综合测算；供给侧数据基于截至2024年底的已规划产能统计汇总所得。

预测结果显示，在需求场景扩展不尽理想的保守情景下，且当前制氢项目推进仍然按计划节奏推进，那么未来几年内则可能出现供给显著快于实际可消纳需求的趋势。这种失衡将对投资者构成双重挑战：一方面，过多项目集中上线将显著加剧市场竞争，导致同质化风险上升、客户获取成本提高，企业差异化优势难以凸显；另一方面，资本集中进入同一技术路径和地域板块，可能带来阶段性的融资稀释效应，压低项目估值，拉长投资回收周期。

在行业尚处于早期培育阶段的背景下，这种结构性市场拥挤将进一步放大不确定性。因此，投资者在评估绿氢项目时，必须关注其所在区域的供需动态、客户绑定情况与实际应用能力，从而识别具备更强市场韧性与退出确定性的企业。从实践角度出发，投资者可考虑优先布局具备明确消纳路径、稳定终端客户关系或产业链协同优势的企业，尤其是与钢铁、化工等行业龙头已建立试点合作或具备签约记录的项目。同时，建议关注那些能够通过技术差异化、模块化解决方案或跨区域运营策略提升竞争壁垒的企业，避免陷入“产能堆积但缺乏出路”的困局。如鄂尔多斯市的绿氢示范项目，通过与风光资源丰富的新能源基地一体化规划，配套建设氢气供应管网，并与中煤能源等化工企业探索下游转化合作，试图形成“制-储-运-用”全链条闭环，这种协同思路正在逐步被复制。因此，对投资者而言，深入研判项目在产业链中所处的位置，是否具备消纳能力、客户签约状态，以及地方政府是否提供配套支持等，都将有助于降低运营风险，提高退出确定性。相比单点制氢、依赖补贴的“孤岛式项目”，具备区域协同能力和已签署中长期供氢协议的项目，其抗风险能力和融资吸引力明显更强。同样，投资者的投后管理及运营对初创企业也非常重要，投资者可依据丰富的行业洞察及资源网络，帮助被投企业分析政策走向，拓展客户及合作伙伴，从而有效降低被投企业的运营风险。

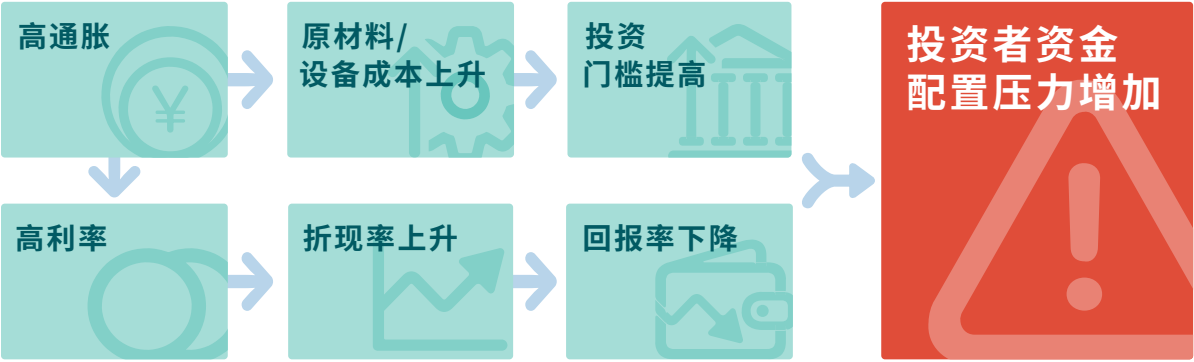
资本市场及财务风险——宏观波动下资金可持续性的考验

资本市场对绿氢行业的投资热度本身呈现显著波动性。2021–2022 年，氢能作为低碳产业中的“明星赛道”，一度吸引大量投资机构入场，多个项目获得超额融资。然而，随着市场对技术和商业化节奏的再评估，以及经济环境趋于收紧，2023–2024 年的行业投融资活动明显降温。如上一章节图表 23 显示，2024 年中国绿氢领域披露的融资公司个数同比下降 23%。这种市场情绪变化对投资者影响深远。一方面，在资本活跃期进入的投资者将面临下一轮融资或退出通道不畅的风险；另一方面，市场整体冷却意味着估值锚点失灵，投资者难以基于可比交易对项目进行定价，资本的流动性和配置效率明显下降，基金回报周期也被迫拉长。在几家已上市绿氢企业的融资历程中，2020-2022 年间估值涨幅显著，部分企业的估值半年近乎翻倍，体现出市场对绿氢技术稀缺性的长期看好及估值溢价。然而，部分企业上市后盈利不及预期，持续亏损导致估值回调，这也加剧了一级市场投资者对绿氢企业估值的不确定性及投资谨慎度。

其次，宏观经济环境的变化加重了全球投资者资金配置的整体压力（见图表 28），特别是在欧美市场。受高通胀影响，资金的机会成本上升，投资者对基金的回报要求同步提高。例如，在通胀率高企时期，机构投资者往往将目标内部收益率（IRR）从 15% 上调至 18% 或更高，以弥补通胀带来的实际收益侵蚀。这种回报预期的上升抬高了基金募资门槛，尤其对绿氢这类投资周期长、短期回报不确定的资产而言并不友好。与此同时，高通胀通常促使央行提高基准利率以对冲物价上涨。利率上升将推高项目折现率，压低未来现金流现值，从而降低项目估值。对于依赖长期现金流的绿氢资产来说，这种压缩效应尤为显著，即使项目本身具备发展潜力，也可能因宏观变量调整而难以达到投资者回报预期。以上这些现状，均增加了外币基金的募集难度。

相比之下，我国当前的通胀水平整体温和，2024 年前几个月居民消费价格指数（Consumer Price Index, CPI）同比增长处于 1% 左右，处于全球主要经济体中相对较低的位置。国内利率水平也维持在相对低位，中国人民银行近年来多次下调中期借贷便利（Medium-term Lending Facility, MLF）和贷款市场报价利率（Loan Prime Rate, LPR）以释放流动性。对于依靠人民币进行境内募资的基金来说，这意味着资本成本压力相对缓和，长期资金的可得性优于海外市场，整体募资环境相对稳定。然而，这也带来新的挑战：在国内宏观环境趋稳、资金成本较低的同时，投资人对风险偏好的提升却相对有限，资本更倾向于进入回报更具确定性的领域如储能、新材料等。绿氢这类需长期投入的赛道仍需借助明确的政策驱动或标杆项目支撑，以提升其在境内募资市场的吸引力。

图表 28 高通胀所引发对投资的影响



在当前全球经济不确定性加剧的大背景下，绿氢作为高投入、长周期、受政策驱动显著的产业类型，其财务表现与宏观变量的关联度极高。对于投资者而言，宏观风险往往难以预测和控制，但可以通过“增强假设敏感性”和“拉宽风险容忍区间”来提升配置的适应性。例如，在财务模型中设置多组情景假设，对通胀、利率、估值压缩等变量进行压力测试，有助于更早识别可能的回报下行风险。宏观变量带来的风险不可完全规避，但通过前置评估、动态管理和结构设计，可以在不确定性中提高资本配置效率，为绿氢这类新兴资产争取更具弹性的投资空间。

5.3 绿氢市场投资展望

在对绿氢市场投资现状与风险进行深入剖析之后，我们不难发现，尽管当前绿氢产业在发展初期面临技术瓶颈、成本高企、市场有待拓展等诸多挑战，但这些障碍并未掩盖其作为未来能源转型关键一环所蕴含的潜力，全球能源转型的大势正持续为绿氢市场注入强大动力。我们将从投资者和初创企业两个视角，聚焦绿氢市场的未来投资展望和发展趋势，探讨产业如何迈向更广阔的发展空间。

对于投资者而言，在政策大力扶持、市场需求逐步释放、技术持续创新等多维度协同发展态势下，绿氢产业蕴含着丰富的投资机遇。

- **绿氢政策方向更加明晰，为投资者增加进入市场的信心。**《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》为绿氢产业发展锚定了目标和方向，地方政府的补贴及优惠措施助力绿氢产业落地，绿氢技术认证标准也在不断走向完善。在复杂多变的市场环境下，敏锐捕捉政策动态对于绿氢投资者而言，是优化绿氢项目布局、降低投资项目潜在风险、最大化投资收益的关键所在。
- **绿氢在多个难减排行业拥有广阔的应用前景，具备巨大的投资潜力。**从氢冶金、绿氢化工、长时储能到氢能交通，绿氢有望成为年产值超过万亿元的新赛道。随着绿氢成本下降、用氢技术成熟以及下游价格接受能力提升，各应用场景将在未来先后迎来显著增长，投资规模潜力较为可观。投资者可密切关注氢能应用场景的发展动态，关注技术在不同场景下的商业化可能性和适配性，从而挖掘更多投资机会。
- **绿氢产业链各环节待商业化的早期技术创新机会众多，颇具投资价值。**在制氢环节，更加适配离网绿氢生产的技术路线正在崛起；在储运氢环节，一系列新型储运氢技术也在快速取得突破；在用氢环节，更多的绿氢应用的全新场景不断被创造。在这些产业环节中也涌现出一批具备核心技术竞争力的早期初创企业，是值得早期投资者关注的优秀标的。

对于初创企业来说，绿氢市场前景广阔但竞争激烈。若想脱颖而出，获得更多投资与发展机会，需在自主研发、商业化推进、重视产业合作和资源整合等方面全面发力。

- **技术创新与商业化，是绿氢初创企业在激烈市场竞争中脱颖而出的核心驱动力。**初创企业应组建专业化研发团队，减少对单一或外部技术源的依赖，致力于提高能源效率及核心材料的性能，突破降本难题，从而提升产品或服务的竞争力。加速核心技术商业化在绿氢产业同样重要，初创企业可通过建立示范项目验证技术可行性，推动技术快速从实验室走向市场，在积累项目案例的同时进一步提升公司知名度，吸引客户和投资者。
- **政策补贴及产业链资源的有效利用，是绿氢初创企业实现稳健发展的重要支撑。**全国各地针对氢能核心技术人才、技术研发、设备投资等出台了多项补贴或奖励政策，初创企业可密切关注政府政策，为早期发展补充营运资金，缓解初始投入压力。此外，与产业上下游积极开展创新合作，能为初创企业赢得资源支持和市场机会。产业伙伴不仅能解决资金问题，还能将初创企业纳入产业生态，促进技术验证与迭代，积累项目经验并带来预期订单，助力业务拓展。
- **完善的公司运营体系与资本管理，是绿氢初创企业实现规模扩展的坚实保障。**健全的公司治理结构、合理的团队配置、良好的财务合规性、完善的内控体系，是绿氢企业长期稳定发展的基石。绿氢初创企业应强化成本控制及订单回款管理，保障现金流健康，增强在复杂市场环境中的应变能力 and 灵活性。在获取外部资金的过程中，初创企业应提前规划融资时间窗口，根据资本市场变化灵活调整融资策略，避免资金短缺，并聚焦关键突破技术，谨慎使用融资资金。

综上，展望未来，绿氢产业在全球能源转型的进程中肩负重任且前景光明。绿氢政策体系与标准制定不断完善，产业发展环境不断优化。我们期待投资者能精准把握绿氢产业的投资机遇，助力初创企业突破技术瓶颈，加速技术迭代与成本降低，推动产业规模化发展。也希望绿氢初创企业持续在技术创新、商业化拓展和企业运营上发力，提升核心竞争力，在绿氢生态中稳健成长。各方携手，定能充分释放绿氢产业的巨大潜力，使其成为全球能源转型的关键驱动力，构建更加清洁、高效、可持续的能源新格局，为实现碳中和目标和全球可持续发展注入强大动力。

附录

表 1 全国近年氢能产业补贴及奖励政策⁵²

序号	发布省市	发布时间	发布部门	政策名称	生产/消费侧	补贴方式
1	四川绵阳	2025年3月19日	四川省交通运输厅、四川省财政厅	《2025年四川省新能源城市公交车及动力电池更新补贴实施细则》	消费侧	车辆购置补贴
2	广东广州	2025年3月13日	广州市发展和改革委员会	《广州市支持氢能产业发展资金管理办法（征求意见稿）》	消费侧	车辆运营补贴
3	河北沧州	2025年2月18日	沧州市发展和改革委员会	《沧州市氢气补贴管理办法(试行)》	消费侧	氢气销售价格补贴
4	浙江嵊泗	2025年2月17日	浙江嵊泗县人民政府办公室	《嵊泗县促进六大产业高质量发展若干政策》	生产侧	设备购置费用补贴
5	广东中山	2025年2月12日	中山市人民政府	《中山市进一步推动新能源产业做大做强若干政策措施》	生产侧	技术研发项目资助一次性补助
6	湖南长沙	2025年2月11日	长沙经济技术开发区管理委员会	《长沙经济技术开发区关于加快培育新质生产力推动制造业高质量发展的若干措施（试行）》	生产侧	加氢站建设投资奖励
7	广州天河	2025年2月6日	广州市天河区商务局	《广州市天河区加快推动现代商贸业高质量发展的若干政策措施》	消费侧	贸易规模补贴、销售一次性奖励
8	辽宁营口	2025年1月25日	辽宁省发改委	《辽宁省经济社会若干领域稳增长惠民生政策举措（征求意见稿）》	生产侧、消费侧	氢燃料电池货车免通行费、加氢站固定投资额一次性奖励、资源配置优待项目建设奖励
9	浙江乍浦经开区	2025年1月22日	浙江乍浦经济开发区管理委员会	《关于〈浙江乍浦经济开发区（嘉兴港区）关于进一步推动氢能产业高质量发展的若干政策意见（征求意见稿）〉公开征求意见的公告》	生产侧、消费侧	设备投资补助氢能货车免通行高速运费
10	广东佛山南海	2025年1月20日	南海区发展和改革局	《佛山市南海区促进加氢站建设运营及氢能源车辆运行扶持办法（2025年修订）》	消费侧	加氢站销售补贴、加氢装置补贴、车辆运营补贴 氢燃料电池货车免高速通行运费
11	四川甘孜州	2025年1月7日	甘孜藏族自治州人民政府	《甘孜藏族自治州人民政府办公室关于印发〈推进重点产业高质量发展政策措施〉的通知》	生产侧	加氢站固定投资额一次性奖励、资源配置优待 设备投资补助
12	河南	2025年1月6日	河南省人民政府办公厅	《推动2025年第一季度经济“开门红”若干政策措施》	消费侧	氢能货车免通行费、加氢站销售运营补贴、自用撬装加氢装置补贴、车辆运营补贴
13	香港	2024年12月19日	香港特区政府环境及生态局下设的新能源运输基金督导委员会	《氢燃料电池重型车辆试验资助计划》	消费侧	车辆购置及运营补贴、购置补贴、氢气购买加氢站运营补贴

序号	发布省市	发布时间	发布部门	政策名称	生产/消费侧	补贴方式
14	北京	2024年12月18日	市经济和信息化局、市科委、中关村管委会、市发展改革委	《北京市关于支持氢能产业发展的若干政策措施(修订版)》	生产侧、消费侧	研发创新补助、新产品应用奖励、首创产品资金支持、企业融资支持、孵化器支持、加氢站建设及运营补贴、标准制定补助、采购补贴等
15	浙江临海	2024年12月13日	临海市发展和改革委员会	《临海市氢能产业发展扶持政策》(征求意见稿)	生产侧	设备投资一次性补助
16	广东广州	2024年12月4日	广州市人民政府办公厅等	《关于加快推动氢能产业高质量发展的若干措施》	生产侧、消费侧	加氢站建设及氢气销售补贴、车辆购置补贴、创新平台资助、首台(套)项目销售奖励、车辆运营补贴
17	内蒙古鄂尔多斯	2024年11月28日	鄂尔多斯市交通运输局	《鄂尔多斯市交通运输局关于印发氢能源车辆奖补通行费实施方案的通知》	生产侧、消费侧	高速运费全额返还、加氢站及制氢站建设奖励、路权开放、研发项目补贴及技术转化奖励、场景推广及应用奖励
18	辽宁大连	2024年11月20日	大连市发展改革委、市财政局	《大连市新能源产业高质量发展支持政策》	生产侧	固定资产投资补贴
19	湖北	2024年11月8日	湖北省人民政府办公厅	《湖北省加快发展氢能产业行动方案(2024—2027年)》	消费侧	氢能车辆高速运费全返补贴
20	四川	2024年11月7日	四川省人民政府办公厅	《四川省进一步推动氢能全产业链发展及推广应用行动方案(2024—2027年)》	生产侧、消费侧	氢能车辆免高速运费、加氢站及制氢站建设奖励、路权开放、研发项目补贴及技术转化奖励、场景推广及应用奖励氢燃料电池分布式发电项目固定资产投资补贴
21	北京昌平	2024年10月31日	北京市昌平区经济和信息化局	《昌平区促进氢能产业创新发展支持措施》	生产侧	科技专项及研发投入支持、生产线建设支持
22	河北唐山	2024年10月31日	唐山市人民政府办公室	《唐山市支持新能源体系建设若干政策(2024年修订版)》	生产侧、消费侧	加氢站一次性建设补贴、营运补贴
23	湖北	2024年10月29日	湖北省人民政府办公厅	《湖北省加快发展氢能产业行动方案(2024-2027年)》	生产侧	研发创新中心及实验室一次性建设补助
24	湖南	2024年9月30日	湖南省发改委、省能源局	《关于支持氢能产业发展的若干政策措施》	生产侧	高新技术企业研发费用补助
25	浙江嘉兴	2024年9月13日	嘉兴市人民政府办公室	《嘉兴市人民政府办公室关于进一步推动氢能产业高质量发展的若干意见》	生产侧、消费侧	加氢站设备投资额、运营补助
26	陕西	2024年8月15日	陕西省发展改革委、省交通运输厅	《关于支持开展高速公路分布式光伏、加氢站建设及氢能汽车通行有关事项的通知》	消费侧	氢能车辆免高速运费、加氢站投资运营补贴
27	青海	2024年8月14日	青海省交通运输厅、省发展改革委、省财政厅	《青海省加力支持交通运输领域设备更新实施细则》	消费侧	绿氢储运车辆高速运费差异化收费
28	陕西榆林	2024年8月14日	榆林市人民政府办公室	《榆林市打造氢能产业示范区若干政策(修订)》	生产侧、消费侧	绿氢销售补贴

序号	发布省市	发布时间	发布部门	政策名称	生产/消费侧	补贴方式
29	吉林	2024年8月12日	吉林省交通运输厅、省财政厅、省发展改革委	《关于对氢能车辆行驶吉林省高速公路实施优惠的通知》	消费侧	省籍氢能车辆免高速运费
30	重庆	2024年7月26日	重庆市经济和信息化委员会、市公安局、市财政局	《重庆市2024年支持氢燃料电池汽车推广应用政策措施》	生产侧、消费侧	加氢站建设补贴、运营补贴、整车新产品开发一次性奖励补贴
31	山西吕梁	2024年7月14日	吕梁市人民政府	《吕梁市推动氢能产业发展若干政策措施(试行)》	消费侧	氢能车辆高速运费减免
32	内蒙古	2024年5月28日	鄂尔多斯市交通运输局、公安局、财政局、收费公路服务中心等	《氢能源车辆奖补通行费实施方案》	消费侧	氢能车辆高速运费全额返还
33	四川	2024年4月17日	四川省经济和信息化厅	《四川省进一步推动氢能全产业链发展及推广应用行动方案（2024-2027年）（征求意见稿）》	生产侧	绿氢项目无需危化安全生产许可
34	内蒙古	2024年4月9日	内蒙古自治区能源局、工信厅、应急管理厅等10个部门	《内蒙古自治区可再生能源制氢产业安全管理办法（试行）》	生产侧	绿氢项目无需危化安全生产许可
35	新疆克拉玛依	2024年3月29日	克拉玛依市人民政府	《克拉玛依市支持氢能产业发展的有关扶持政策》	生产侧	加氢站氢气加注售价运营补贴、无需危化许可
36	新疆	2024年3月26日	新疆维吾尔自治区发展改革委、自治区应急管理厅、自治区工业和信息化厅	《关于加快推进氢能产业发展的通知》	生产侧	太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目无需危化许可；绿氢生产、应用、涉氢装备制造类项目奖励
37	宁夏自治区	2024年3月5日	宁东能源化工基地管委会	《宁东基地促进氢能产业高质量发展的若干措施（2024修订）》	生产侧、消费侧	绿氢项目固定资产投资奖励、新增绿氢生产设备补助、化工绿氢替代用氢补贴、加氢站运营补贴
38	山东	2024年2月29日	山东省交通运输厅、山东省发展改革委、山东省科技厅	《关于对氢能车辆暂免收取高速公路通行费的通知》	生产侧、消费侧	氢能车辆免高速运费、无需危化许可
39	四川成都	2024年1月7日	成都市经信局、市新经委	《关于促进氢能产业高质量发展的若干意见》	生产侧、消费侧	加氢站一次性补贴、运营补贴
40	四川成都	2024年1月7日	成都市人民政府	《成都市优化能源结构促进城市绿色低碳发展政策措施实施细则（试行）》	生产侧	制氢企业电费补贴
41	内蒙古	2023年11月15日	内蒙古自治区能源局	《内蒙古自治区风光制氢一体化项目实施细则2023年修订版（试行）》	生产侧	制氢电力优待
42	广东	2023年10月30日	广东省发展改革委等部门	《广东省加快氢能产业创新发展的意见》	生产侧	关键零部件研发产业化事后奖补
43	新疆自治区	2023年8月26日	新疆维吾尔自治区发展改革委等相关部门	《自治区支持氢能产业示范区建设的若干政策措施》	生产侧	氢能生产落户企业补助、氢能示范项目补助
44	浙江	2023年7月26日	杭州市人民政府办公厅	《杭州市人民政府办公厅关于加快推进绿色能源产业高质量发展的实施意见》	消费侧	氢燃料电池企业按销售额奖励补助
45	湖南	2023年7月21日	湖南省人民政府办公厅	《湖南省促进水运发展的政策措施》	消费侧	氢能客货船舶奖补

序号	发布省市	发布时间	发布部门	政策名称	生产/消费侧	补贴方式
46	上海	2023年4月18日	上海市经济和信息化委员会等相关部门	《上海市燃料电池汽车示范应用专项资金实施细则》	生产侧、消费侧	整车示范应用购置奖励、关键零部件产业化应用奖励、车辆运营奖励、加氢站建设补贴、氢气零售价补贴
47	吉林	2022年12月5日	吉林省人民政府	《关于支持氢能产业发展若干政策措施（试行）的通知》	生产侧	储氢设备一次性补贴、运氢项目按公斤补贴
48	浙江嘉兴	2022年5月10日	嘉兴港区开发建设管理委员会、嘉兴综合保税区管理委员会	《嘉兴港区氢能产业发展扶持政策》	生产侧	氢燃料电池分布式发电示范项目设备投资额补助、发电补贴
49	山东潍坊	2021年12月23日	潍坊市人民政府办公室	《关于支持氢能产业发展的若干政策》	生产侧	天然气管道掺氢站建设项目补贴、纯氢管道项目建设补贴

参考文献

- 1 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 2 中国耦合 CCUS 制氢机遇，国际能源署（IEA），2022，<https://www.iea.org/reports/opportunities-for-hydrogen-production-with-ccus-in-china/executive-summary?language=zh>
- 3 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 4 IEA, World Energy Investment, 2025, <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2025>
- 5 Global Hydrogen Review 2024, IEA, 2024.10, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>
- 6 Hydrogen Insights 2024, Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2024.09, <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2024/09/Hydrogen-Insights-2024.pdf>
- 7 落基山研究所制图，来源：2030 年“可再生氢 100”发展路线图，落基山研究所（RMI），2022，<https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2022/07/Chinas-Green-Hydrogen-New-Era-2030-Chinas-Renewable-Hydrogen-100GW-Roadmap.pdf>；Hydrogen Levelized Cost Outlook 2025，彭博新能源财经(BNEF)，2024
- 8 落基山研究所制图，来源：European Commission, US Department of Energy, UK Department for Energy Security & Net Zero, Agency for Natural Resources and Energy of Japan et al
- 9 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 10 中国加氢站数据库，高工氢电产业研究所（GGII），2024
- 11 “绿氢热潮降温”，2025.02，<https://www.escn.com.cn/news/show-2083768.html>
- 12 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 13 《中国绿氢产业发展白皮书（2025 年）》，香橙会研究院，2025
- 14 “The history of water electrolysis from its beginnings to the present”，2021.10, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00010-0>
- 15 “Anion Exchange Membranes for Fuel Cell Application: A Review”，2022.02, <https://doi.org/10.3390/polym14061197>
- 16 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 17 “中国制氢行业发展的前世今生”，2023.12，<https://h2.in-en.com/html/h2-2431716.shtml>
- 18 “中国正在成为全球水电解制氢领域的领导者”，2025.03，https://www.cpn.com.cn/news/xny/202503/t20250320_1783874.html
- 19 《电解槽专题：氢风徐来，百花绽放，朔源而上，千树结果》，中航证券，https://pdf.dfcfw.com/pdf/H301_AP202407301638485316_1.pdf
- 20 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 21 中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图，落基山研究所（RMI），2022
- 22 中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图，落基山研究所（RMI），2022
- 23 落基山研究所制图，来源：香橙会研究院，华安证券，王璐等（2024），杨春和等（2024），能景研究，张杰等（2024）
- 24 李婷，谭光瑀，王喆，张博雅，中国氢储运中长期布局图景和技术展望，落基山研究所，2024，<https://rmi.org.cn/insights/long-term-outlook-on-hydrogen-storage-and-transportation-landscape-andtechnology-evolution-in-china/>
- 25 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 26 落基山研究所制图，来源：国家重点产业专利信息服务平台，截止 2024 年 12 月 31 日
- 27 “我国首套氢膨胀 5 吨 / 天氢液化系统正式发布”，新华社，2024.9.26，<http://www.news.cn/fortune/20>

240926/955bc8f72e614815a4f2846a6285ebe3/c.html

- 28 丁文江：镁合金领域的开拓者与科教融合的践行者，中国研究生，2024.11.19，<https://ysg.ckcest.cn/yysgNews/1758525.html>
- 29 李抒苒，薛雨军，王珮珊等，集群化发展助力低碳转型之：工业场景中大规模绿氢应用模式研究，2024，<https://rmi.org.cn/insights/transitioning-chinas-industrial-sectors-creating-clusters-for-large-scale-green-hydrogen-integration/>
- 30 李婷，谭光瑀，王喆，张博雅，中国氢储运中长期布局图景和技术展望，落基山研究所，2024
- 31 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 32 落基山研究所制图，来源：势银，头豹研究院
- 33 “全球首台！中国 30MW 级纯氢燃气轮机‘木星一号’点火成功”，新浪科技，2024.12.26，<https://finance.sina.com.cn/tech/roll/2024-12-26/doc-ineatxuy8145480.shtml>
- 34 “实车示范运行正式启动 氢内燃机加速迈向实际应用”，中国汽车报，2024.11.27，http://www.cnautonews.com/shangyongcar/2024/11/27/detail_20241127370107.html
- 35 2024 年中国绿氢市场总结分析及 2025 年展望，势银研究，2025.01，<https://finance.sina.com.cn/roll/2025-01-25/doc-inehefte1796385.shtml>
- 36 2024 年中国绿氢市场总结分析及 2025 年展望，势银研究，2025.01，<https://finance.sina.com.cn/roll/2025-01-25/doc-inehefte1796385.shtml>
- 37 “石化产业高质量发展与转型升级”，2024.04，http://www.cnfia.com/c/cn/news/2024-04/09/news_17796.html
- 38 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 39 中国氢价指数年度报告（2025 年版），中国氢能联盟研究院，2025
- 40 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 41 集群化发展助力低碳转型之：工业场景中大规模绿氢应用模式研究，落基山研究所（RMI），2024，<https://rmi.org.cn/insights/transitioning-chinas-industrial-sectors-creating-clusters-for-large-scale-green-hydrogen-integration/>
- 42 集群化发展助力低碳转型之：工业场景中大规模绿氢应用模式研究，落基山研究所（RMI），2024
- 43 集群化发展助力低碳转型之：工业场景中大规模绿氢应用模式研究，落基山研究所（RMI），2024
- 44 集群化发展助力低碳转型之：工业场景中大规模绿氢应用模式研究，落基山研究所（RMI），2024
- 45 集群化发展助力低碳转型之：工业场景中大规模绿氢应用模式研究，落基山研究所（RMI），2024
- 46 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理，截止 2024 年 12 月 31 日
- 47 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 48 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 49 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 50 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理
- 51 《中国绿氢产业发展白皮书（2025 年）》，香橙会研究院，2025
- 52 落基山研究所制图，来源：落基山研究所整理，截止 2025 年 3 月 25 日

路舒童，谭光瑀，张博雅，董密尔等，气候科技初创企业投资观察系列：绿氢产业各环节技术发展和投融资趋势解析，落基山研究所，2025，<https://rmi.org.cn/insights/green-hydrogen-technology-and-investment-analysis-report/>

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/>



除特别注明，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

© 2025年9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。