

2025 年 07 月 02 日

氢能产业有望走向成熟 关注设备及运营商机遇

投资评级：看好（维持）

——新型电力系统系列报告之二：氢能行业发展回顾与展望

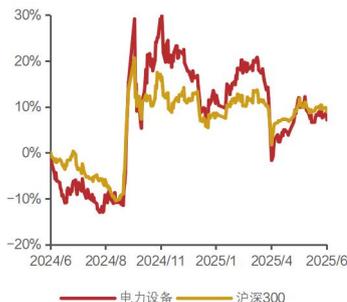
证券分析师

查浩
SAC: S1350524060004
zhahao@huayuanstock.com
刘晓宁
SAC: S1350523120003
liuxiaoning@huayuanstock.com

联系人

豆鹏超
doupengchao@huayuanstock.com

板块表现：



投资要点：

- **可再生能源的规模化发展为氢能打开了降本大门，氢能有望加速在能源体系中的渗透。** 氢气具备化学原料和燃料双重属性，但过去氢气长期被用作化工原料而非能源介质，我们认为主因：氢能作为一种二次能源，无论是化石能源制氢、还是电解水制氢，过去其成本都难以摆脱电源侧化石燃料价格的约束；然而在可再生能源时代，大规模边际成本为零的电力为压低制氢成本提供了可能性。氢能作为风光资源的能源转化介质，有望通过“风光-电-氢-电/热”的转换过程，加速在能源体系中的渗透。
- **“十四五”氢能产业重在示范，旨在初步建立产业体系。** 为推动氢能在经济价值驱动下实现自然扩张，需要通过大规模应用促进学习曲线和实现规模效益，但在行业发展初期，相关设施尚不完善、制储运用各环节降本无法一蹴而就。在我国《“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》中，氢能被列为未来产业，从近年来政策来看，我国在顶层设计和产业规划方面都体现出高度理性和对产业发展规律的尊重，并将“十四五”定位为氢能发展初期示范阶段，在规划层面**重布局、重引导、重协同**。
- **产业链发展层面：1) 制氢端：**在能源化工等企业引领下，我国绿氢项目建设持续推进，数个万吨级绿氢项目逐步投产；但就节奏而言，“十四五”期间实际落地项目数小于规划数；而超前规划的电解槽产能则使得行业较早地步入价格竞争阶段，根据公开中标数据，折算为 1000Nm³/h 的碱性电解槽中标均价从 2021 年 1000 万元跌至 2024 年的 650 万元附近。产业链发展亟待协同。**2) 运输：**空间错配抬高终端用氢成本，输氢管道规模有待扩大。对比氢能生产侧和用氢侧价格可知，当前中间运输成本仍较高。2024 年 12 月，全国氢能生产侧价格降至 28.0 元/千克，消费侧价格降至 48.6 元/千克，尽管创下氢能生产侧、消费侧均价统计最低点，但对比生产侧和用氢侧可知，中间运输及加注等成本合计占比仍在 40%左右。中国工程院院士干勇指出，当前液氢槽车运输成本高达 8-10 元/公斤，而管道运输可将成本降至 0.3 元/公斤·百公里。截至 2024 年底，我国共有 15 条纯氢管道，其中 6 条管道已建成；掺氢管道 8 条，6 条已基本建成，随着绿氢管道规模的扩大，“十五五”期间华北、华东地区氢能使用成本有望快速下降，促进绿氢消纳及消费规模的扩大。**3) 用氢端：**城市群引领燃料电池车推广，工业领域渗透率待提升。在交通领域，截至 2025 年 3 月，五大示范城市群累计推广燃料电池汽车 15850 辆，随着“十四五”即将走完，相关区域通过城市群扩容或“氢走廊”建设等政策进一步加快推广，燃料电池汽车销量有望走高。在工业领域，化工、冶金、分布式发电等启动氢能示范应用，氢冶金、氢能分布式发电等示范项目陆续建成投产。
- **展望 2030：碳成本或激发绿氢需求潜力，推动工业领域低碳氢替代。**1) 以欧盟 CBAM 为代表的国际贸易领域的碳税机制为例，欧盟对航运、航空领域分别于 2024/2026 年开始征收碳税，为碳付费或已成定局。成本驱动下，一些过去并无氢气需求的行业正计划通过绿氢相关产品降碳。例如对于航运等行业，可以使用绿氢衍生产品——绿色甲醇/绿氨等作为替代燃料实现降碳。碳价走高，意味着绿氢的绿色竞争力以经

济利益的形式持续增强，随着制氢端电力成本同步下行，绿氢需求规模有望扩大。**2)** 国内碳市场扩容，相关行业有望主动降碳。2025年3月，生态环境部印发《全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案》，对碳排放权交易市场扩围，覆盖碳排放量新增约30亿吨，覆盖全国二氧化碳排放量比例由此前40%提升至60%。工业领域是最大的氢需求部门，绿氢可助力工业领域实现降碳。**3)** 中下游管输、加氢站等基础设施建设有望加强，区域间制氢用氢协同值得期待。

- **投资分析意见：**立足当下，在电价下行、碳价上升、政策支持、绿色燃料订单增长等多重因素支撑下，绿氢项目开工率有望逐步提升，上游电解槽行业或将逐渐走出“内卷”阶段，建议关注电解槽相关企业：**华电科工、华光环能**。同时下游绿氢或绿氨绿醇项目经济性有望逐步改善，建议关注氢基能源运营商：**吉电股份**。此外随着绿氢成本的下降，氢能在交通、工业等领域的渗透率有望进一步提升，建议关注燃料电池相关企业：**国鸿氢能、国富氢能、重塑能源**等。
- **风险提示：**绿电成本下降不及预期；碳价增长不及预期；绿氢下游需求增长不及预期；绿氢项目开工情况不及预期。

内容目录

前言	5
1. 回顾“十四五”：制储运用体系初步建立，产业链发展亟需协同	6
1.1. “十四五”氢能产业重在示范，旨在初步建立产业体系	6
1.2. 制氢端：绿氢项目逐步落地，上游电解槽竞争加剧	9
1.3. 输运：空间错配抬高终端用氢成本，输氢管道规模有待扩大	13
1.4. 用氢端：城市群引领燃料电池车推广，工业领域渗透率待提升	16
2. 展望 2030：碳成本或激发需求潜力，期待工业领域低碳氢替代	19
2.1. 绿氢及其衍生品需求显现，国际市场有望引领下游应用	20
2.2. 工业领域潜力可观，碳市场扩容或将促进绿氢规模化应用	21
2.3. 强化基础设施建设，促进区域间制氢用氢协同	23
3. 投资分析意见	24
4. 风险提示	25

图表目录

图表 1: 氢气消费结构 (分下游行业和区域)	5
图表 2: 《氢能产业发展中长期规划 (2021-2035 年)》举措	7
图表 3: “十四五”时期氢能产业创新应用示范工程	8
图表 4: 电解水制氢成本构成	10
图表 5: 新疆库车绿氢示范项目	11
图表 6: 鄂尔多斯市纳日松光伏制氢示范项目	11
图表 7: 2024 年国内新建成绿氢项目 (10MW 及以上)	11
图表 8: 2024 年我国绿氢项目数量 (个) 状态及区域分布	12
图表 9: 2024 年电解槽企业中标量 (MW)	13
图表 10: ALK 电解系统中标价趋势	13
图表 11: PEM 电解系统中标价趋势	13
图表 12: 2024 年中国氢气生产结构及区域分部	14
图表 13: 液氢和高压气氢制、储、运综合成本对比	15
图表 14: 2024 年各省市新建加氢站数量 (个)	16
图表 15: 燃料电池车示范城市群年度新增推广数量 (辆) (2022-2024 年 11 月) ...	17
图表 16: 我国氢冶金示范项目 (截至 2025 年 3 月)	18
图表 17: 我国氢能分布式发电相关项目	19
图表 18: 欧盟排放配额(EUA)期货结算价 (欧元/吨 CO ₂)	20
图表 19: 中国碳排放配额(CEA)最新价(元/吨 CO ₂)	20
图表 20: 替代燃料船逐月订单数量	21
图表 21: 《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》重点措施	22
图表 22: 我国输氢管道建设情况 (截至 2024 年底)	23

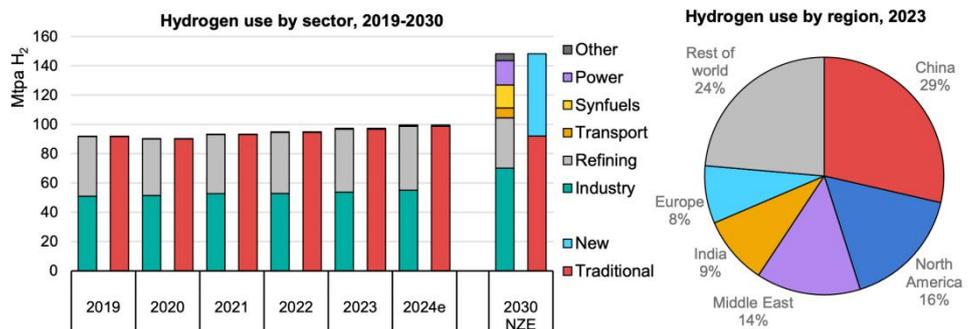
前言

能源替代严格依赖成本逻辑。能源清洁化是人类文明发展到一定阶段后基于自身安全提出的重要追求，然而时至今日，氢能作为零排放的能源，在全球能源体系中仍未成为真正的基石角色。究其原因，正如历史上重大能源革命所昭示的——“相对成本更低”是一种能源对其他能源进行替代的基本前提，而氢能作为一种二次能源，在可再生能源尚未大规模发展之前，无论是化石能源制氢、还是电解水制氢，历史上氢能始终在化石燃料成本的严格约束之下难以实现降本，难以成为一种被广泛应用的能源产品。

回顾历史上几轮“氢能热”，摆在大规模应用面前的问题，是下游难以承受的用氢成本之痛。尽管电解水制氢技术最早于 1800 年前后便诞生于世，但事实上直到 20 世纪 70 年代石油危机的大背景下才出现第一轮“氢能热”，并随着石油危机结束第一轮氢能热冷却下来，其意义更多在于开启了对氢作为能源的一种探索。此后，20 世纪 90 年代初迎来第二轮氢能热，因关注气候变化，当时日本与欧美等发达国家积极投资研发探索氢应用；第三轮氢能热则发生在 21 世纪初，美国发布路线图、召集合作组织，欧盟开展项目、出台计划大力投资，日本持续推进示范。但因气候政策的不确定和基础设施不足等问题，以及由于未形成成熟的盈利模式，产业链不具备经济性，氢能在各国均更多受政策补贴推动发展。

因此，**尽管氢具有化工原料与能源双重属性，但氢气消费主力仍然是化工。**全球来看，根据 IEA 数据，2023 年全球氢气消费量超过 9700 万吨，中国仍是全球第一氢气消费国。2023 年中国氢气消费占全球氢气消费比例约 29%。根据《中国氢能发展报告（2025）》，2024 年我国氢气产量超 3650 万吨，氢气消费方面：合成甲醇、合成氨氢气消费量占细分氢气消费领域前两位，分别约 995 万吨和 950 万吨，占比 27%和 26%；炼化和煤化工氢气消费量分别约 600 万吨、405 万吨，占全国氢气消费量 16%和 11%。

图表 1：氢气消费结构（分下游行业和区域）



资料来源：IEA《Global Hydrogen Review 2024》，华源证券研究所

尽管如此，**以我国为焦点，全球第四轮氢能热正在上演。**2019 年我国政府工作报告首次提出推动充电加氢等建设，同年 10 月国家能源委召开会议要求加快探讨氢能商业化路径；2020 年 4 月国家能源局发布《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》，正式将氢能纳入我国能源发展范畴；2022 年发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》。随着我国

新能源产业迅速发展，我国正成为全球第四轮氢能热的焦点——风电光伏迅速发展为电解水制氢创造降本空间，百万吨绿氢项目从规划到落地，打造燃料电池汽车城市示范“3+2”格局，此外新型电力系统建设为氢能带来长时储能领域应用前景。

本轮氢能热有何根本性的不同？一个基本的思路是：**可再生能源的规模化发展为氢能打开了降本大门，氢能有望在不久的将来加速在能源体系中的渗透。**具体而言，随着我国光伏与风电行业逐步向平价时代过度，风电与光伏成本大幅下降；我国氢能紧随新能源发展步伐，我们认为这并非巧合。从能量梯级利用的角度来看，可再生能源使电解水制氢摆脱电源侧燃料价格的约束，为氢气从化学燃料大规模转变为能量介质创造了条件。

即使氢气具备化学原料和燃料双重属性，但作为一种燃料，过去无论是化石能源制氢、还是电解水制氢，氢气作为二次能源的成本都显然高于化石能源燃烧或者电能直接利用，因为上述2种方式制氢最终都可归一为化石能源制氢，在转化过程损失下，燃氢的边际成本难以突破化石燃料成本的约束，在很大程度上决定了氢气更多是作为化学原料被使用。

然而，随着风光等可再生能源的发展，大规模边际成本为零的电力为压低制氢成本提供了可能性，对于电解水制氢而言，氢气作为燃料的成本不再困在化石燃料的笼子里，而是同样作为一种“矿产资源”、有希望与传统化石能源同台竞争。在碳税成本日渐上升的背景下，当碳排成本被合理定价，氢能相对于化石能源的优势有望进一步提升，并加速在能源体系中的渗透。

正因此，我们认为以可再生能源降本为契机，国内氢能产业从启动到迈向成熟更多是时间长短问题，随着相关政策、定价机制的完善，氢能产业有望获得长足发展。**本报告将围绕“十四五”氢能行业发展节奏，对产业链各环节进行梳理，进而根据行业下一步发展方向，挖掘相关投资机遇。**

1. 回顾“十四五”：制储运用体系初步建立，产业链发展亟需协同

1.1. “十四五”氢能产业重在示范，旨在初步建立产业体系

一个产业从无到有、从小到大，是技术、资本、需求、供给以及其他各种因素的综合结果。氢能产业在发展初期，在制储运用各环节都面临挑战。为推动氢能在经济价值驱动下实现自然扩张，需要大规模应用促进学习曲线和规模效益的发生，但一方面这与上游制氢、中游储运共同决定的终端用氢成本有关，另一方面亦需合理考虑下游需求侧可承受的成本。因此，基于产业客观发展情况，我国在顶层设计和产业规划方面都体现出高度理性和对产业发展规律的尊重，尤其是对于“十四五”，从政策表述来看，我国更多将这段时间定位于初期示范阶段，在产业规划层面**重布局、重引导、重协同**。

下面回顾我国“十四五”初期的氢能重点政策及规划，由此重温当初的产业发展预期。从政策体系来看，从顶层设计到具体产业规划，我国氢能发展体制机制不断完善：

- 《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》《2030年前碳达峰行动方案》等“双碳”顶层设计文件拉开了氢能发展的帷幕，多次提及氢能及其对实现“双碳”目标的重要性，较早地提出“统筹推进氢能‘制储输用’全链条发展”、“加强关键技术的研发、示范和规模化应用”。《“十四五”规划和2035年远景目标纲要》将氢能列为未来产业，提出组织实施产业孵化与加速计划。
- 各部委进一步酝酿具体落地路径。例如：科技部在国家重点研发计划中支持 PEM 关键材料制备、可再生能源制氢/制氨等 17 个科技示范工程项目，支持打造氢能高速/港口/园区试点工程；在国家发改委、工信部等支持下，2021 年北京、上海、广东、河南、河北获批燃料电池示范城市群，形成“3+2”示范格局。
- 2022 年 3 月国家发改委、能源局发布我国首个氢能发展规划——《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，进一步明确氢能定位、发展目标、应用方向。定位方面，正式将氢能定位为能源和能源体系的重要组成部分。目标方面，2025 年燃料电池汽车保有量达到 5 万辆、可再生能源制氢规模在 10-20 万吨/年，在应用端和制氢端给出了可量化的目标。应用方向上，将交通、储能、分布式能源、工业作为创新示范应用的四大主要领域。
- 2023 年，国家标准委、国家发改委等联合发布《氢能产业标准体系建设指南（2023 版）》，系统构建氢能“制储输用”标准体系。
- 除了上述政策外，地方层面，30 多个省市将氢能纳入“十四五”发展规划，北京、河北、四川、内蒙古等省份出台详细的实施方案。

图表 2：《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》举措

	具体内容
构建发展创新体系	提升关键核心技术水平：推进质子交换膜燃料电池技术创新，提高可再生能源制氢效率，开发全链条安全技术等。
	打造产业创新支撑平台：构建多层次创新平台，支持高校、科研院所和企业建设研究平台，鼓励搭建各类支撑平台，促进大中小企业协同创新。
	建设氢能专业人才队伍：引进和培育高端人才，加快培育专业人才队伍，健全人才培养培训机制，鼓励职业院校开设相关专业。
	开展氢能技术创新国际合作：鼓励国际联合研发，参与国际标准化活动，与“一带一路”国家及技术领先国家和地区开展合作。
推进氢能基础设施建设	合理布局制氢设施：结合资源和产业布局选择制氢技术路线，优先利用工业副产氢，开展可再生能源制氢示范，推进多种制氢技术研发，探索设立制氢基地。
	稳步构建储运体系：以安全为前提推进技术创新，提高高压气态储运效率，推动低温液氢储运产业化，探索多种储运方式，开展管道试点示范。
	统筹规划加氢网络：坚持需求导向，安全节约集约布局加氢站，探索站内制氢、储氢和加氢一体化模式。
推进示范应用	交通领域：重点推进氢燃料电池中重型车辆应用，拓展新能源汽车市场，探索在船舶、航空器等领域应用。

用

储能领域：发挥氢储能优势，开展在可再生能源消纳、电网调峰等场景示范，探索“风光发电+氢储能”模式，促进异质能源互联互通。

发电领域：根据各地条件布局氢燃料电池分布式热电联供设施，推动在备用电源、发电调峰、偏远地区发电等方面的应用。

工业领域：提升氢能利用经济性，开展氢冶金技术研发应用，探索氢能作为高品质热源的应用，引导高耗能行业绿色低碳发展。

建立健全氢能政策体系：制定完善管理政策，规范建设管理程序，落实监管责任，推动规模化应用，完善基础设施建设运营规定，研究电价政策和市场机制。

完善政策和制度体系

建立完善氢能产业标准体系：推动完善制、储、输、用标准体系，鼓励企业参与标准研制，建设检验检测和认证平台。

加强全链条安全监管：研究安全管理制度和标准，落实各方安全责任，推动技术协同发展，利用先进技术手段预警风险，加强应急能力建设。

资料来源：《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，华源证券研究所

图表 3：“十四五”时期氢能产业创新应用示范工程

专栏“十四五”时期氢能产业创新应用示范工程	
交通	在矿区、港口、工业园区等运营强度大、行驶线路固定区域，探索开展氢燃料电池货车运输示范应用及 70MPa 储氢瓶车辆应用验证。 在有条件的地方，可在城市公交车、物流配送车、环卫车等公共服务领域，试点应用燃料电池商用车。 结合重点区域生态环保需求和电力基础设施条件，探索氢燃料电池在船舶、航空器等领域的示范应用。
储能	重点在可再生能源资源富集、氢气需求量大的地区，开展集中式可再生能源制氢示范工程，探索氢储能与波动性可再生能源发电协同运行的商业化运营模式。 鼓励在燃料电池汽车示范线路等氢气需求量集中区域，布局基于分布式可再生能源或电网低谷负荷的储能/加氢一体站，充分利用站内制氢运输成本低的优势，推动氢能分布式生产和就近利用。
发电	结合增量配电网改革和综合能源服务试点，开展氢电融合的微电网示范，推动燃料电池热电联供应用实践。 鼓励结合新建和改造通讯基站工程，开展氢燃料电池通信基站备用电源示范应用，并逐步在金融、医院、学校、商业、工矿企业等领域引入氢燃料电池应用。
工业	结合国内冶金和化工行业市场环境和产业基础，探索氢能冶金示范应用，探索开展可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源的示范。

资料来源：《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，华源证券研究所

落实到具体路径来看，制储运用各个环节都有较为清晰的发展方向。其中，

- **制氢端**：以可再生能源制氢、工业副产氢利用为主，技术层面则主要推进电解槽、燃料电池电堆等系统降本。
- **储运端**：由于我国存在制氢侧与用氢侧空间错配特征，为了降低储运成本，主要发展方向为建设区域性输氢管道网络、加氢站网络等，降低长距离运输成本；研发高压气态、液态、固态储氢技术，重点突破 70MPa 高压储氢瓶、液氢储运等关键技术。

- **用氢端：**可分为交通利用和固定式利用两大方向发展。其中 1)交通利用主要指氢燃料电池汽车（例如电动重卡）的示范推广，以及氢燃料、氢燃料在船舶领域的装备研发与示范应用。2)固定式利用则包括氢冶金、氢化工（合成氨、合成醇、石油炼化）、分布式能源、天然气掺氢、长时储能等领域。

就彼时的产业展望来看，“十四五”初期市场预期主要聚焦于基础设施建设、产业链降本、示范应用规模的扩张。尤其是：1)在示范城市群的支撑下，市场预期氢燃料电池汽车有望得到进一步推广，同时推进加氢站建设；2)以新疆库车、宁夏宁东等地大型可再生能源制氢项目为代表，市场预期绿电制氢项目规模快速扩张；3)电解槽及燃料电池技术降本，带动下游应用市场逐渐起量。

1.2. 制氢端：绿氢项目逐步落地，上游电解槽竞争加剧

制氢技术主要有 3 种成熟的路线：1)化石能源重整制氢，以煤制氢和天然气制氢为代表；2)工业副产气制氢，以煤干馏、烃类热裂解和氯碱尾气副产氢等为代表；3)电解水制氢。根据制氢过程中碳排放量的不同，制取的氢气可以分为灰氢、蓝氢和绿氢。其中灰氢是由化石燃料制得的，也可作为工业活动的副产物被生产出来，制氢的过程中会产生大量的 CO₂、NO_x 等气体，对环境造成严重污染。蓝氢是在灰氢生产过程中增加了碳捕获技术，从而降低了碳排放。而绿氢则是通过风电、光电等可再生能源电解水的方式来制取氢气，工艺简单、绿色清洁，并且产生的氢气纯度很高。

化石能源制氢仍占氢气供应主导地位。根据《中国氢能发展报告（2025）》，截至 2024 年底，全国氢气产能超 5000 万吨/年，同比增长约 1.6%；2024 年全年氢气产量超 3650 万吨，同比增长约 3.5%。煤制氢产能约 2800 万吨/年，同比增长约 0.7%；产量约 2070 万吨，同比增长约 6.7%，新增产量主要应用于煤制油气；天然气制氢产能约 1080 万吨/年，与上年基本持平；产量约 760 万吨，同比下降约 4.4%。工业副产氢产能约 1070 万吨/年，同比增长约 5.3%；产量约 770 万吨，同比增长约 4.0%。电解水制氢产能约 50 万吨/年，同比增长约 9.7%；产量约 32 万吨，同比增长约 3.6%。

（一）“十四五”以来，我国绿氢项目建设持续推进，能源化工企业是绿氢项目引领者

电耗成本占绿氢成本的比例超过 70%，电解水制氢成本主要受电价约束。以当前主流碱性电解槽为例，根据《中国可再生能源工程造价管理报告 2024 年度》，2024 年均招标价格已下降至 1200 元/kW 左右；若电价为 0.3 元/kWh，在 5000h 年利用小时数、单位电耗 4.9kWh/Nm³ 情况下，我们测算绿氢成本可下降至 22 元/kg 左右，其中电耗成本占比达到 75.4%，可见电价是影响绿氢成本的重要因素。

图表 4：电解水制氢成本构成


资料来源：华源证券研究所测算。注：假设电解槽成本 1200 元/kW，电价为 0.3 元/kWh，年利用小时数 5000h、单位电耗 4.9kWh/Nm³

当前，随着风光组件价格的下降，以及部分地区绿电装机过快+外送通道有限+本地用电需求增长的不确定性，绿电消纳矛盾下，新疆、甘肃等地交易电价已下降至 0.2 元/kWh 左右。若以煤价平均 788 元/吨计算，则煤制氢的总成本在 12.6 元/kg 左右。若以 2.5 元/m³ 的天然气价格计算，则天然气制氢成本约为 16.61 元/kg。电解水制氢方面，以当前主流的碱性电解槽为例，在工业电价 0.4 元/kWh 的情况下，按照每年 5000h 利用小时数、单位电耗 4.9kWh/Nm³、电解槽成本 1200 元/kW 计算，电解水制氢成本在 28 元/kg 左右；若电价下降至 0.15 元/kWh，相同假设下绿氢成本可下降至 15 元/kg 左右，逐渐靠近平价区间。

因此，我国绿氢项目更多分布在可再生能源丰富、度电成本较低的区域。例如，内蒙古是我国绿氢项目的主要区域之一，其风电度电开发成本约 0.15-0.20 元/千瓦时，且区内化工、冶金等氢气需求旺盛，具备绿氢产业大规模发展的资源与消纳场景基础。典型项目如乌兰察布 10 万吨/年风光制氢一体化项目、中天合创风光融合绿氢化工示范项目等，均为百亿规模的绿氢项目。截至 2025 年初，内蒙古已批复 39 个风光制氢一体化项目，已建成绿氢产能 3 万吨，位居全国第一。此外，《内蒙古自治区绿氢产业先行区行动方案》和《内蒙古自治区绿氢管道建设发展规划》明确提出，到 2027 年力争绿氢产能达到 100 万吨/年。

此外，除内蒙古外，新疆、宁夏、辽宁、吉林等地绿氢产业发展同样较快。

双碳背景下，传统能源企业谋求绿色转型，新能源企业则可通过制氢项目助力风光资源消纳。对于化工企业，其本身具有规模化的氢气需求、在就地消纳方面具备优势；而对于电力企业而言，则可从用电层面控制制氢成本。“十四五”以来，随着各地氢能支持政策的出台，全国签约及备案的绿氢项目数量快速增长，从规划/在建/投产的项目来看，中国石化、中国石油、中国能建、国能集团、中国华电、中国电建、中广核、大唐集团等是主要投资方。

项目进展来看，数个万吨级绿氢项目逐步投产。例如：1) 以我国首个万吨级光伏制氢项目——中国石化新疆库车绿氢示范项目为例，该项目于 2021 年开工、并于 2023 年 6 月成功贯通绿氢生产、输送、利用全流程，成为全球规模最大的光伏制绿氢项目，绿氢产能达每年 2 万吨，并可就近供给中国石化炼化公司，替代炼油过程中使用的灰氢。2) 内蒙古万吨级绿电制氢项目——鄂尔多斯市纳日松光伏制氢示范项目年产绿氢 1 万吨，于 2024 年 8 月调试完成并投料试车。

图表 5：新疆库车绿氢示范项目


资料来源：中石化官网，华源证券研究所

图表 6：鄂尔多斯市纳日松光伏制氢示范项目


资料来源：鄂尔多斯市政府官网，华源证券研究所

图表 7：2024 年国内新建成绿氢项目（10MW 及以上）

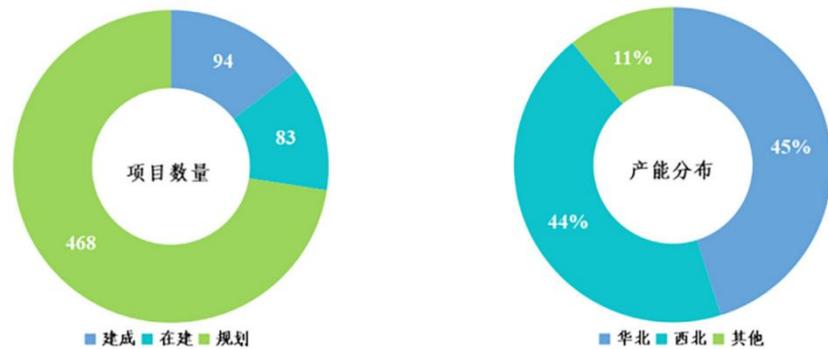
省份	项目名称	制氢技术	电解槽规模 (MW)	制氢设备参与方
宁夏	国华投资宁夏新能源宁东可再生氢碳减排示范区制氢站项目	ALK	100	派瑞氢能、南通安思卓
内蒙古	鄂尔多斯市鄂托克前旗上海庙经济开发区光伏制氢项目	ALK	45	阳光氢能
内蒙古	纳日松光伏制氢产业示范项目	ALK	75	派瑞氢能、隆基氢能、大陆制氢
内蒙古	华电内蒙达茂旗 20 万千瓦新能源制氢工程示范项目	ALK+PEM	60	华电科工 (ALK)
内蒙古	查干淖尔风光火储氢一体化示范项目	ALK	10	中电丰业
甘肃	玉门油田 160 兆瓦可再生能源制氢示范项目	ALK	80	青骊骥
内蒙古	大唐多伦 15 万千瓦风光制氢一体化示范项目	ALK	70	中车株洲所
辽宁	华电铁岭 25MW 风电离网制氢一体化项目	ALK	10	华电科工
河北	“30 万 m ³ /d 可再生能源电解水制氢—450m ³ 高炉富氢冶炼”工业化示范项目	ALK	60	派瑞氢能、隆基氢能
云南	云南通威二期 20 万吨高纯晶硅项目	ALK	15	派瑞氢能

资料来源：势银 (TrendBank)，华源证券研究所

（二）绿氢项目上马速度不及电解槽出货量增速，产能短期过剩、产业链发展亟待协同

尽管绿氢项目逐步落地，但就节奏而言，“十四五”期间实际落地项目数小于规划数。根据金联创氢能数据，截至 2025 年 4 月下旬，我国绿氢项目累计 690 个（不包含终止项目），其中规划项目 497 个，在建项目 125 个，运营项目达 63 个，停运项目 2 个，试运营项目 3 个。我们认为主因受限于制氢、储运等各环节仍不具备经济优势，消纳渠道尚未完全打开，导致出现已建成项目产能利用率较低、经济性不佳的局面，进而影响存量规划项目开工节奏。

图表 8：2024 年我国绿氢项目数量（个）状态及区域分布

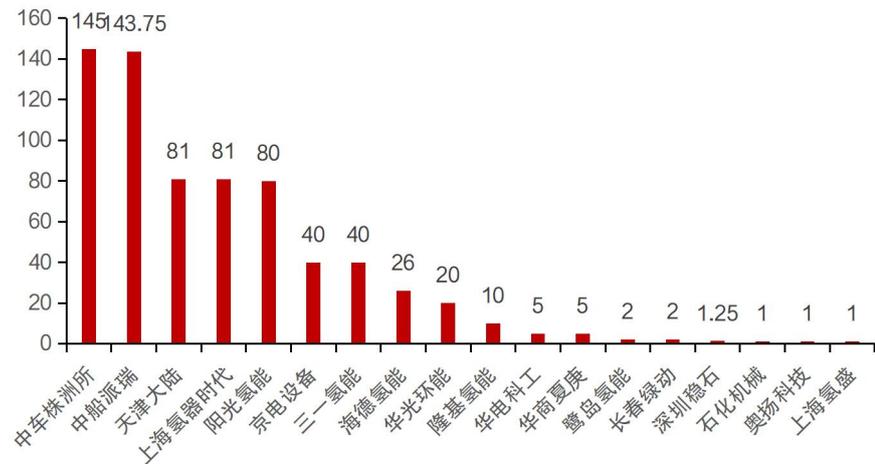


资料来源：《中国氢能发展报告（2025）》，华源证券研究所

超前规划产能激化行业竞争，电解槽降价趋势明显，产业链发展亟待协同。可再生能源制氢项目驱动下，电解槽招标进入 GW 时代：根据香橙会研究院数据，2024 年国内电解槽公开招标规模约 2.37GW，较 2023 年 1.7GW 提升约 39.7%。2024 年全年累计中标规模达到约 1503MW，同比增长约 42%。中标项目中，超过 50MW 电解槽需求的大型风光项目订单有 6 个，累计电解槽需求规模就达到 1035MW，占总需求规模的约 70%。从技术路线来看，碱性电解槽 2024 全年招标需求 2239.4MW，占比超过 98.6%。

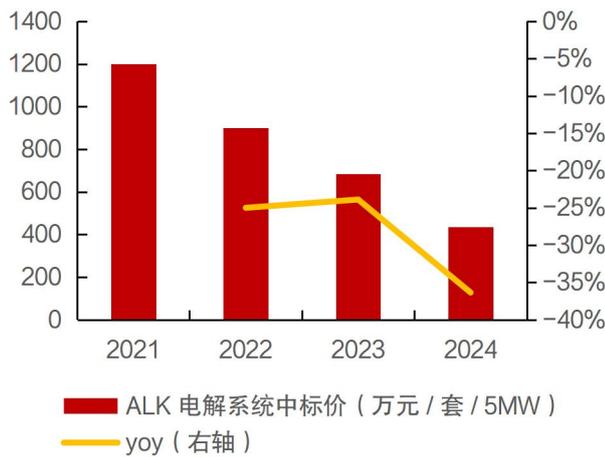
但从产能来看，**目前碱性电解槽生产商已经具备数十 GW 级别的名义产能。**竞争格局方面，根据香橙会研究院数据，2024 年行业 CR5 达到 55%，市场集中度较高的同时，新进入者成长迅速，中标规模前十中有新面孔出现（如中纯氢能、通辽国氢）。在主流的碱性电解槽技术已经较为成熟、但潜在需求兑现率较低的情况下，中标价格下降较为显著。随着制氢设备产能的扩张，中国电解槽装备产能 47.7GW/年，占全球产能 80%以上，不过 2024 年我国电解槽出货量仅约 3.1GW(其中 940MW 为出口量)。供需偏差之下，电解槽价格下降明显：根据香橙会研究院数据，折算为 1000Nm³/h 的碱性电解槽中标均价从 2021 年 1000 万元跌至 2024 年的 650 万元附近。产业链上下游发展亟待协同。

图表 9：2024 年电解槽企业中标价 (MW)



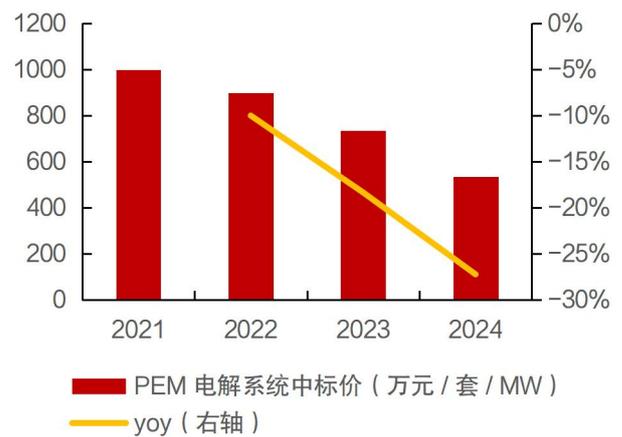
资料来源：氢能和燃料电池公众号，华源证券研究所

图表 10：ALK 电解系统中标价趋势



资料来源：阳光氢能，华源证券研究所

图表 11：PEM 电解系统中标价趋势



资料来源：阳光氢能，华源证券研究所

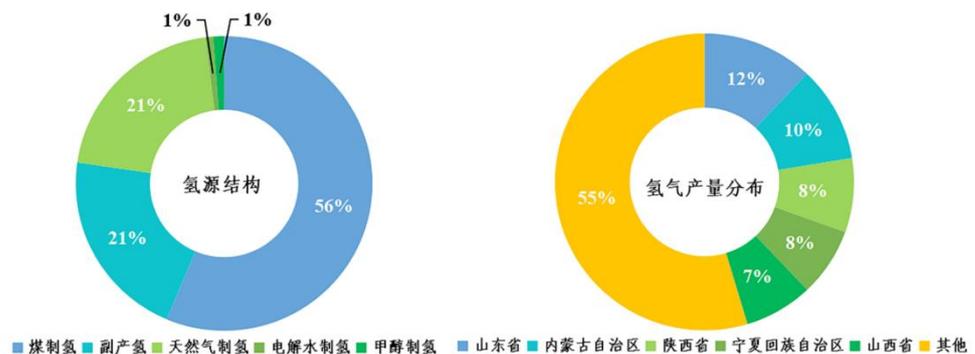
长远来看，电解设备企业的竞争，或将由技术参数向品牌背书、股东背景、资本规模等维度扩散。一方面，对于绿氢项目，运营成本 (OPEX) 占比远高于初始投资成本 (CAPEX)，电解槽运行稳定对制氢成本影响较大，在电解能耗、寿命等基础技术参数差别不大的情况下，具有较强品牌背书的设备厂商在质保、运维方面更易获得业主信任；另一方面，绿氢项目主要由可再生能源运营商或石化企业投资建设，从订单获取角度，具有相关股东背景的电解槽企业更具优势；此外，在电解槽头部企业大力扩产、设备降价的趋势下，头部企业可凭借资本优势、规模优势以较低的利润率抢占市场份额，而规模较小的企业或将在此阶段面临出清。

1.3. 输运：空间错配抬高终端用氢成本，输氢管道规模有待扩大

绿氢产能远离氢气负荷中心，相较于传统化石能源和工业副产氢产能，绿氢产能面临更严峻的远距离运输问题。需求侧而言，我国氢气负荷中心主要位于东部和东南沿海。供给侧来看，由于绿氢对电价十分敏感，因此绿氢产能主要聚集在可再生能源资源丰富的西北、华北地区；而对于传统化石能源制氢、工业副产氢而言，其产能相对更加靠近负荷中心。其中，煤炭制氢主要集中于宁夏宁东能源基地、内蒙古鄂尔多斯等煤炭产区，天然气、炼油重整制氢则多分布于沿海地区，如青岛、宁波等大型石化炼化基地，工业副产氢则分布在山东、宁夏、江苏、浙江、上海等地。

对比氢能生产侧和用氢侧价格可知，当前中间运输成本仍较高。根据《中国氢能发展报告（2025）》，2024年全国平均生产侧、消费侧氢能价格分别降至30元/千克以下和52元/千克以下；2024年12月，全国氢能生产侧价格降至28.0元/千克，相较上年同期下降幅度约15.6%，消费侧价格降至48.6元/千克，相较上年同期下降幅度约13.7%。尽管创下氢能生产侧、消费侧均价统计最低点，但对比生产侧和用氢侧可知，中间运输及加注等成本合计占比仍在40%左右。

图表 12：2024 年中国氢气生产结构及区域分部



资料来源：《中国氢能发展报告（2025）》，华源证券研究所

（一）输氢管道建设不足，难以承载大规模氢储运任务

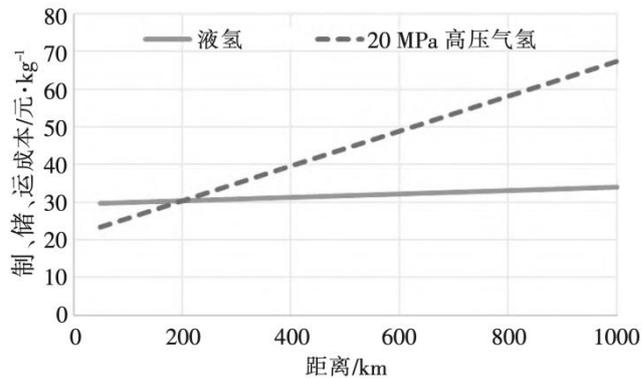
主流的氢气输送方案包括长管拖车、液氢槽车和管道运输，分运输类型看：

1) 长管拖车是目前国内最常用的氢气运输方式，存在 200km 经济运输半径。根据《氢能储运成本优化研究》（邹鹏等）、《氢能开发利用经济性研究综述》（徐东等），由于气态储氢密度低，单辆长管拖车运输量在 300kg 左右，导致单位储运成本较高。在 100km 以内的短距离下，20MPa 长管车氢气综合储运成本约 8~13 元/kg·百公里。高压气态运输总能耗主要为压缩能耗与运输能耗，随着运输距离的增长，成本增长迅速。因此，长管拖车仅适用于城市内短距离运输，不能满足大面积区域输氢需求。我们认为短期内氢气输运仍以长管拖车为主、且具有 200km 经济运输半径。

2) 液氢槽车是输氢的主流发展方向，但尚不具备大规模应用基础。根据《氢能储运成本优化研究》（邹鹏等），一台容量为 65m³ 的液氢槽车可以净运输 4 吨的氢气，约为长管拖

车的 15 倍，具有更高的运输效率。液态运输总能耗主要为液化能耗、压缩能耗与运输能耗。从制储运综合成本来看，液氢成本对运输距离的敏感度较低，根据《氢能利用——液氢的制、储、运技术现状及分析》（张振扬等）测算，205km 以上液氢较高压运输具有明显优势，因此液氢十分适合大规模、长距离运输。然而，由于液氢技术门槛较高，国产化程度低，液氢输运在我国尚未实现大规模应用。

图表 13：液氢和高压气氢制、储、运综合成本对比



资料来源：张振扬等《液氢的制、储、运技术现状及分析》，华源证券研究所

3) 管道输氢成本最低，但目前我国输氢管道规模较小。在 2025 年第十五届中国国际清洁能源博览会上，中国工程院院士干勇指出，当前液氢槽车运输成本高达 8-10 元/公斤，而管道运输可将成本降至 0.3 元/公斤·百公里。由于初始投资大、并且氢能仍处于起步阶段，企业缺乏大规模建设氢气管道的动力，因此建设较为滞后。全球来看，全球范围的输氢管道总里程已超过 6000 公里，其中美国投入运营的输氢管道已达 2600 公里。而我国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。

因此，在长距离输运降本困难较大的情况下，短期内绿氢产能或将面临比传统氢气产能更加严峻的远距离运输问题，即使制氢端成本取得平价，但输运成本仍将大幅限制绿氢对氢气市场的渗透速度。为解决输运成本导致的用氢价格较高问题，第一，可以因地制宜扩大氢供给，在风资源丰富地区推动氢电耦合、氢化工等一体化项目落地；第二，以绿氨/绿色甲醇作为绿氢储存介质解决绿氢储运难题；第三，打造区域型供氢-用氢体系，即：通过整合现有资源优势，探索绿氢区域协作，各地可以通过自主生产和区域合作的方式，逐步构建一个有安全保障的绿氢供应和消纳体系。

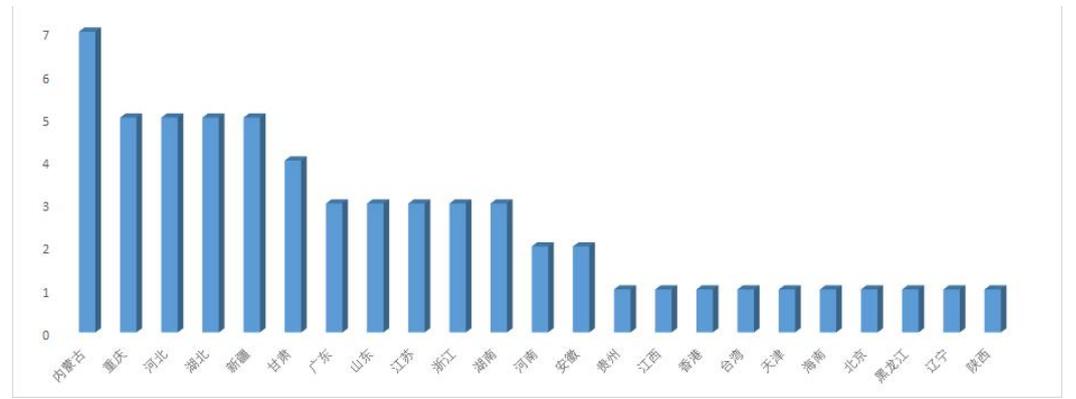
（二）加氢站建设低于规划，短期仍需政策支持

根据高工氢电产业研究所 (GGII)，截至 2024 年 12 月底，国内累计建成加氢站 497 座。增量来看，2023 年国内新建加氢站是 92 座，2024 年国内新建成加氢站 60 座，2024 年新建数量同比有所下降。较“十四五”初期各地规划数量来看，目前仍有差距。

从建设类型来看，由于油氢合建站的以“油”养氢模式可以缓解加氢站运营压力、一体站则可以缓解氢源供应问题、降低储运成本，因此合建站/一体站成为加氢站建设主流，2024 年合建站/一体站占新建加氢站比例达到 75%。加注量方面，由于氢燃料汽车应用主要为重卡、

公交车等商用车为主，因此加氢站具有朝着大吨位加注量发展的趋势，1000kg/d 加氢站或成为建设主流。

图表 14：2024 年各省市新建加氢站数量（个）



资料来源：高工氢电公众号，华源证券研究所

政策支持加氢站建设，期待加氢站规模进一步扩大。2024 年 10 月，湖北印发《湖北省加快发展氢能产业行动方案（2024-2027 年）》，提出力争到 2027 年，建成 100 座加氢站。2025 年 1 月，广州市发布《关于公布广州市氢能基础设施建设项目推介清单的通知》，根据清单，广州现有加氢站共 13 座，规划新建加氢站 40 座，现状改/扩建加氢站 48 座；此外广州提出鼓励对加氢站建设给予补贴，省、市、区各级财政补贴合计不超过 500 万元/站，且不超过加氢站固定资产投资 50%。

1.4. 用氢端：城市群引领燃料电池车推广，工业领域渗透率待提升

（一）五大示范城市群引领燃料电池汽车示范应用，推广较目标仍存在差距

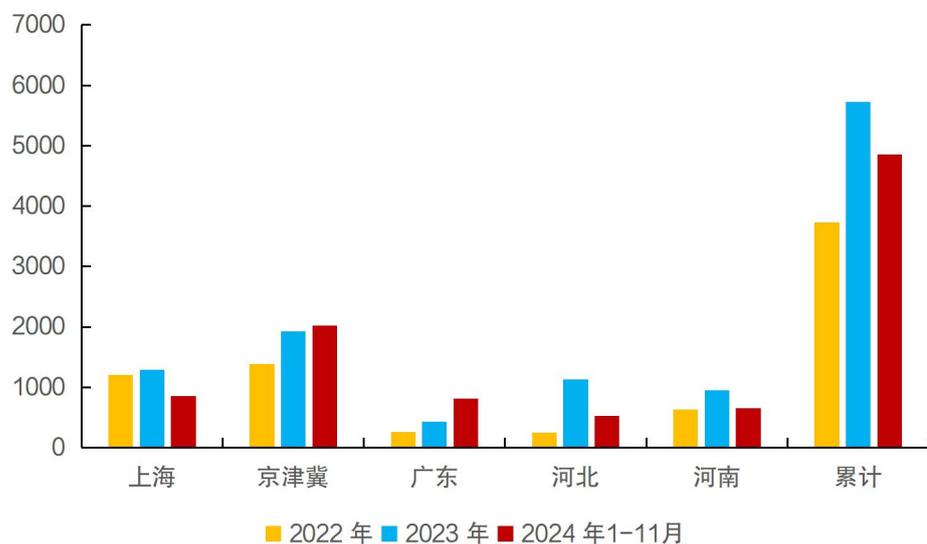
早在 2019 年时，国内各地氢燃料电池汽车规划推广数量就超过 10 万辆，彼时日本丰田生产的 MIRAI 氢燃料电池汽车在全球全年销量首次突破 1 万辆，我国当年度燃料电池汽车产销量也分别完成 2833 辆和 2737 辆，同比分别增长 85.5%和 79.2%；同时我国多家企业推出了燃料电池重卡样车。长三角地区、珠三角地区、京津冀地区均积极打造氢能产业链、培育下游燃料电池车应用场景。

而到了 2020 年时，全国 30 多个地方政府发布氢能相关规划，其中涉及到的加氢站数量及燃料电池车分别超过 1000 座和 25 万辆，较 2019 年进一步提升。例如北京市《氢燃料电池汽车产业发展规划（2020-2025 年）》提出到 2025 年推广 1 万辆氢燃料电池汽车的目标。同年，国家级政策层面，2020 年 9 月财政部、工信部、科技部、国家发改委、国家能源局等联合发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，发文开展燃料电池汽车示范应用工作，聚焦商用车和绿氢两大场景，采取“以奖代补”方式，对开展燃料电池汽车关键技术和示范应用的城市群给予奖励。

2022年初燃料电池车“3+2”示范城市群形成，截至2025年3月完成度尚存在较大缺口。2021年8月和次年1月，燃料电池汽车“3+2”示范城市群分别获批，包括京津冀、上海、广东、河南、河北五大城市群、合计47座城市纳入其中。规模来看，各城市群目标量分别为：京津冀城市群5300辆、上海城市群5000辆、广东城市群10000辆、河南城市群7710辆、河北城市群5000辆。完成效果来看，截至2025年3月，五大示范城市群累计推广燃料电池汽车15850辆，占四年示范期推广总目标的48.8%。

在此背景下，2025年五大燃料电池汽车示范城市群扩容新增吕梁、濮阳、济源、大连、沧州、哈密6大城市，以及广东佛山发布千辆氢能物流车招标、城市群之外的西部陆海新通道“氢走廊”跨区域氢能重卡干线投运，有望进一步刺激燃料电池汽车销量。

图表 15：燃料电池车示范城市群年度新增推广数量（辆）（2022-2024年11月）



资料来源：香橙会研究院，华源证券研究

（二）工业领域：化工、冶金、分布式发电等启动示范应用

化工：根据《中国氢能产业发展报告 2024》，目前化工仍是最大的氢需求部门之一，绿氢在石化行业已进入初步示范阶段。在传统化工行业，氢被用于传统煤化工（如合成氨、合成甲醇）、现代煤化工（煤制油、煤制气、煤制烯烃、煤制乙二醇）、炼油等领域。绿氢如何支持现代煤化工实现脱碳？从碳排放来源看，除了煤炭燃烧带来的碳排放以外，现代煤化工工艺中另外一大碳排来源为一氧化碳与水反应制氢过程中的二氧化碳排放，若采用绿电制氢对这部分氢进行替代，则可大幅减少总体碳排放。此外，在石油炼化领域，氢被用于裂解反应，采用绿氢对工艺中的灰氢进行替代可降低碳排放。值得注意的是，新疆、宁夏等区域既有优质的风光资源，亦具备化工产业基础，因此成为了绿氢耦合化工行业发展的先行区域。例如，新疆库车绿氢示范项目即为光伏发电所制氢气通过管道被输送到中国石化塔河炼化、替代现有天然气制氢。

氢冶金：根据《中国氢能产业发展报告 2024》，国内氢冶金技术加快突破，氢冶金大型示范项目启动。冶金过程中氢主要被用作还原剂，氢冶金中氢供给主要有两种：焦炉煤气提

纯氢和电解水制氢。其中，焦炉煤气可作为近期氢源，当焦炉煤气不能满足氢冶金中用氢需求时，则需要电解水制氢满足氢能供给。根据中钢协，预计到 2050 年钢铁行业的用氢需求将达到 980 万吨/年，将成为绿氢最大的下游应用行业之一。从减排路径来看，国内氢冶金技术路线主要分为高炉喷吹焦炉煤气和氢气气基竖炉直接还原铁两种。其中气基竖炉采用无焦直接还原铁，可大幅降低炼铁过程中的碳排放。2023 年，中国钢研科技集团主研发和建设的纯氢多稳态竖炉示范工程在临沂市临港正式运行，我国纯氢竖炉工程实现首次成功应用，该示范工程采用绿电制绿氢，使用 99.5% 氢气作为还原气，钢铁产能为 5 万吨。

图表 16：我国氢冶金示范项目（截至 2025 年 3 月）

项目名称	地点	产能/规模	技术路线	当前状态	合作企业	最新进展
昌黎县兴国精密机件 30 万 m ³ /d 绿氢制氢-高炉富氢冶炼项目	河北昌黎	30 万 m ³ /d 制氢 +450m ³ 高炉	隆基氢能+派瑞氢能 3000Nm ³ /h 电解槽	2025 年初投产	隆基氢能、派瑞氢能	已投产
张宣科技 120 万吨氢冶金示范项目	河北张家口	120 万吨/年	绿氢直接还原竖炉	一期已投产	亿华通	2024 年 8 月与亿华通合作，拟采用张家口绿氢
鞍钢绿氢零碳流化床高效炼铁新技术示范项目	辽宁鞍山	单槽 1500Nm ³ /h 制氢	国际先进电解水技术+制氢-炼铁能质耦合	2024 年 11 月投产	-	入选中央企业科技成果应用拓展工程项目清单
经安钢铁绿电制氢-200 万吨绿色电炉零碳短流程铸造项目	内蒙古通辽	200 万吨/年铸造	绿电制氢+电炉短流程	-	-	2023 年 9 月备案
荣程集团光伏绿电制加氢一体化氢冶金试验项目	天津	-	光伏制氢+氢燃料电池重卡	暂无进展	吉利	2025 年 3 月下线氢燃料电池重卡，氢冶金项目无更新
哈密通慧德绿色铸造 20 万吨绿氢直接还原一体化精铸项目	新疆哈密	20 万吨/年	电解水制氢+氢基直接还原系统	环评阶段	-	2024 年 12 月环评
中氢冶控回转窑绿氢冶金中试基地	-	1 万吨/年海绵铁	绿氢直接还原赤铁矿	备案阶段	-	2024 年 10 月备案
四川兆强钛磁科技绿氢微碳炼铁工艺示范项目	四川	-	自热式回转窑绿氢冶金	后续无进展	-	2024 年 5 月签约后无公开进展
中国钢研松原“绿电-绿氢-纯氢冶金”一体化项目	吉林松原	25 万吨/年铸件+锻件	绿氢多稳态竖炉工业化示范	即将开工	-	2025 年 3 月备案，计划 2025 年 5 月开工
新疆恒泰绿能 120 万吨纯绿氢冶金项目	新疆	120 万吨/年 DRI (直接还原铁)	太阳能光伏/风能制氢→纯氢竖炉直接还原→熔分炉提纯	2025 年 3 月开工	中国五矿集团(中冶京诚)	签订总体设计合同

资料来源：新能源技术与装备公众号，华源证券研究所

发电：首批氢能分布式发电项目启动。氢能发电可以用来解决电网削峰填谷、可再生能源电力并网稳定性问题，有利于提高电网安全性和灵活性，并大幅度降低碳排放。根据国家能源局《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，我国将依托通信基站、数据中心、铁路通信站点、电网变电站等基础设施工程建设，推动氢燃料电池在备用电源领域的市场应用；将在可再生能源基地，开展以燃料电池为基础的发电调峰技术研发与示范，同时结合偏远地区、海岛等用电需求，开展燃料电池分布式发电示范应用。据研创科技公众号不完全统计，2021年以来，截至2024年底，我国至少已建成7个氢能分布式发电相关项目。

图表 17：我国氢能分布式发电相关项目

项目名称	地点	产能/规模	技术路线	投运时间	运营商/建设单位	亮点
中船 712 所 100kW 级氢燃料电池固定式电站	甘肃戈壁滩	100kW 发电	PEM 燃料电池+风光制氢	2024 年 6 月	中船 712 所	“风光氢储”一体化示范，全流程绿色
东方氢能丽江热电联供科研项目	云南丽江	100kW 热电联供	PEM 燃料电池+余热回收	2023 年 10 月	东方氢能	综合能源利用率超 85%，支持古镇 24 小时供电
广州南沙小虎岛电氢智慧能源站	广东广州	90kg 储氢+燃料电池发电	固态储氢+PEM 燃料电池	2023 年 3 月	南方电网	国内首个固态储氢调峰站，支撑电网灵活性
国网缙云水光氢生物质近零碳示范工程	浙江丽水	18 万 Nm ³ 氢气/年	水电制氢+沼气提纯脱碳	2022 年 10 月	国家电网	农村废弃物循环利用，年供 100 户用能
国网六安兆瓦级氢能综合利用示范站	安徽六安	1MW 发电+70 万 Nm ³ 氢气/年	PEM 电解槽+燃料电池	2022 年 7 月	国网安徽电力	国内首套全自主“制储发”氢能技术验证
国网杭州柔性直流风光储氢示范工程	浙江杭州	200Nm ³ /h 制氢	柔性直流+光伏制氢	2022 年 5 月	国网杭州供电公司	首个融合柔性直流与氢电耦合的低碳园区
国网台州大陈岛氢能综合利用示范工程	浙江台州	73000 Nm ³ 氢气/年	风电制氢+燃料电池	2022 年 7 月	国网浙江电力	海岛场景氢能综合利用，年发电 10 万千瓦时

资料来源：研创科技公众号，华源证券研究所

2. 展望 2030：碳成本或激发需求潜力，期待工业领域低碳氢替代

“十四五”以来，氢能被明确定位为未来能源体系中的重要组成部分。尽管随着风电光伏度电开发成本以及电解槽成本的降低，绿氢制备成本较过去已显著下降，但受限于中游运输基础设施建设不足、储运成本较高，以及下游对绿氢需求规模不足，终端绿氢使用成本仍然处于较高水平。

正如开篇所讲，提升氢能在能源体系中的渗透率需要“相对使用成本”更低。展望十五五，除了降低上游和中游成本，另一方面或需立足于氢能的绿色属性和其脱碳使命，扩大下

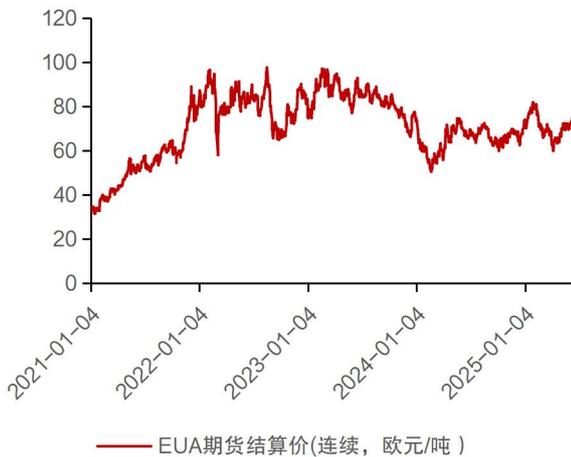
游对绿氢的需求规模(存量化工与工业领域需求的渗透+增量绿色燃料需求+增量储能需求),继续推动以规模效应促进产业链良性发展。

2.1. 绿氢及其衍生品需求显现, 国际市场有望引领下游应用

碳定价机制日益成熟, 为碳付费或已成定局。2005年, 欧盟推出了碳排放交易体系(EU ETS), 覆盖了电力、钢铁、炼油、炼焦、铝等高碳排放行业。近年来, 随着全球气候变化问题的日益严峻, 欧盟加强了对碳排放的控制, 通过碳边境调节机制(CBAM)等新政策, 将碳税机制扩展到了国际贸易领域。2023年4月, 欧洲议会正式批准CBAM即碳关税, 同时海运被纳入碳排放交易体系, 按照规划, 2024年1月1日起, 航运领域开始征收碳税。除此之外, 欧盟还规定到2026年逐步取消对航空业的免费配额, 促进航空业使用可持续燃料。

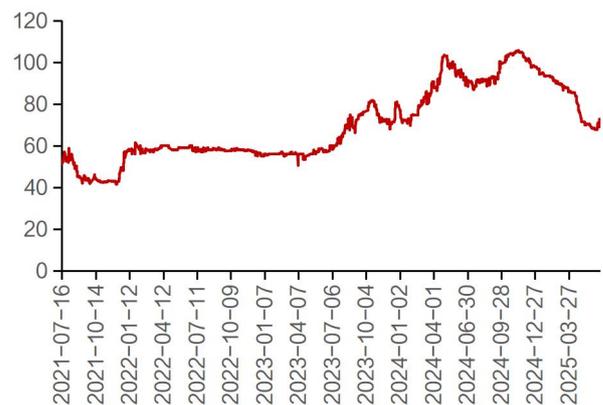
碳价维持高位, 成本驱动下, 除了存量氢气用户需考虑使用绿氢降碳以外, 其他过去并无氢气需求的行业也正计划通过绿氢相关产品降碳。2020年后, 欧盟EUA价格维持在40-100欧元/吨CO₂之间; 2025年5月, 我国碳排放配额CEA在70元/吨CO₂左右附近波动, 此前最高曾达100元/吨CO₂以上。碳排成本走高后, 产业面对的核心问题是选择何种降碳路径。对于具有氢气需求的产业, 可以选择使用绿氢、或者安装CCUS设备等方式脱碳。而对于航运等行业, 则可以使用绿氢衍生产品——绿色甲醇/绿氨等作为替代燃料实现降碳。碳价走高, 意味着绿氢的绿色竞争力以经济利益的形式持续增强, 随着制氢端电力成本同步下行, 绿氢需求规模有望扩大。

图表 18: 欧盟排放配额(EUA)期货结算价(欧元/吨CO₂)



资料来源: wind, 华源证券研究所

图表 19: 中国碳排放配额(CEA)最新价(元/吨CO₂)



资料来源: wind, 华源证券研究所

脱碳带来的绿氢需求已经开始兑现: 随着欧盟推动碳税在航运领域落地, 绿色甲醇成为替代燃料重要选项。2023年4月, 欧洲议会将海运纳入碳排放交易体系, 规定从2024年1月1日起, 将航运业纳入欧盟碳排放交易体系(EU ETS)管制, 离开欧盟航线以及欧盟区域内航线的航运公司需要就特定船舶排放的二氧化碳等温室气体购买并缴纳碳配额。具体而言, 在欧盟国家港口间航行的所有5000总吨及以上船舶, 要就100%的排放量支付费用;在欧盟

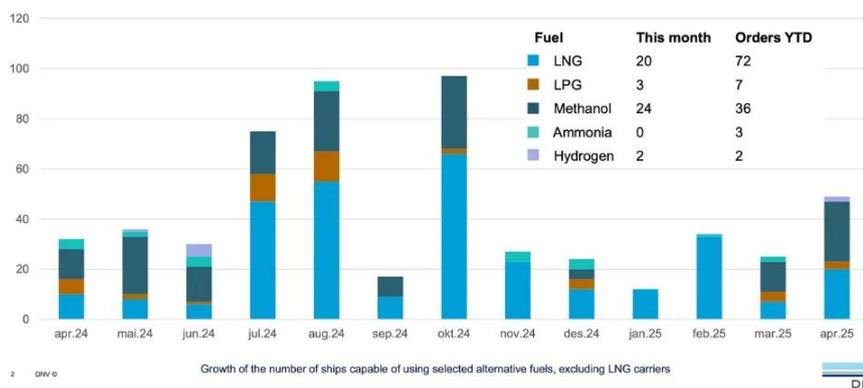
国家港口和非欧盟国家港口间航行的 5000 总吨及以上船舶，要就 50%的排放量支付费用。时间规划来看，2024 年，40%的航运排放量纳入 ETS；2025 年，70%的航运排放量纳入 ETS；2026 年，100%的航运排放量纳入 ETS。

受碳税政策推动，航运业加快绿色转型，据挪威船级社（DNV）数据，甲醇替代燃料船舶成为仅次于 LNG 的主流新增替代燃料船舶。例如 2025 年 4 月，当月新增 49 艘替代燃料船舶订单，其中甲醇与 LNG 船舶分别为 24 艘和 20 艘。甲醇燃料订单集中在集装箱船（14 艘）和客滚船（9 艘）领域，另有 1 艘油轮订单。此外，国内绿电企业与海外航运巨头签署绿色甲醇协议，例如 2023 年 11 月，航运巨头马士基与金风科技签署一份全球首个大规模绿色甲醇采购协议，绿色甲醇采购规模为每年 50 万吨；以及，2024 年 11 月金风科技子公司与德国赫伯罗特船舶公司签署年交付量 25 万吨的绿色甲醇照付不议长期合同。

图表 20：替代燃料船逐月订单数量

Alternative fuelled vessels added this month

According to the latest figures from DNV's AFI platform 49 new orders for alternative-fuelled vessels were registered in April 2025.



资料来源：挪威船级社 DNV，中国远洋海运公众号，华源证券研究所

2.2. 工业领域潜力可观，碳市场扩容或将促进绿氢规模化应用

碳市场扩容，相关行业有望主动降碳。国内来看，我国碳配额交易机制起步于 2011 年，当时在北京、天津、上海、重庆、广东、深圳和湖北七个省市启动了碳排放权交易试点。2021 年 7 月 16 日，全国碳市场正式启动，首批纳入的是电力行业，涵盖了 2225 家发电企业，标志着中国碳市场进入了一个新的发展阶段。当前，中国碳市场主要包括配额(CEA)市场和国家核证自愿减排量（CCER）市场，其中 CEA 是主要市场，CCER 则作为补充允许企业通过投资减排项目来抵消部分排放。2025 年 3 月，生态环境部印发《全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案》，对碳排放权交易市场扩围，在现有发电行业基础上，新增企业约 1500 家，覆盖碳排放量新增约 30 亿吨，覆盖全国二氧化碳排放量比例由此前 40% 提升至 60%。按照规划，石化、化工、建材、造纸、航空等高排放行业也有望逐步纳入碳市场。

工业领域是最大的氢需求部门，绿氢可助力工业领域实现降碳。1)化工：当前国内一半以上的氢被应用于合成氨、甲醇及炼油领域，并且大多已立项的绿氢项目应用也集中于化工领域，未来化工领域有望成为氢消纳的重要场景；2)钢铁：钢铁行业碳排放占全球碳排放7.2%，以绿氢作为还原剂是炼钢行业降碳的主要路径之一。根据国家有关钢铁行业去产能、确保粗钢产量同比下降等要求，以及废钢回收和氢气直接还原铁等技术逐步推广，预计未来基于传统高炉炼铁所需要的焦化产能将有所下降，焦化副产氢相应下降；基于氢直接还原铁技术的氢需求或将得到突破性增长。

政策支持推动工业领域低碳氢应用。2024年12月，工业和信息化部、国家发展改革委、国家能源局联合发布实施《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》，提出加快工业副产氢和可再生能源制氢等清洁低碳氢应用，以促进节能降碳和推进新型工业化，鼓励氢在煤化工、钢铁、石油炼制等工业领域应用，氢能助力工业部门减碳进一步获得国家级政策支持。

图表 21：《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》重点措施

领域	具体内容	
加快清洁低碳氢替代应用	替代方向	炼化、煤化工、有色金属、半导体、医药等行业替代化石能源制氢
	技术支撑	开发低成本“光伏+储能”技术，提升绿电供给能力
	项目模式	推动清洁能源富集地区建设“制氢+用氢”一体化项目
	创新模式	发展可再生能源弱并网/离网制氢、工业余热与高温电解耦合制氢、海上风电制氢等
	智能调控	研发风光制氢负荷自适应系统，提升智能控制技术水平
	副产氢利用	推进工业副产氢提纯，支持化石能源制氢设施加装碳捕集装置
氢冶金应用	装备研发	突破氢冶金装置关键材料（耐火材料、富氢喷枪）和控制系统
	氢源利用	钢铁企业利用焦炉煤气、副产氢，提升可再生能源制氢比例
	工艺升级	推进高炉富氢冶炼、氢基竖炉/熔融还原炼铁等技术应用
	示范项目	开展“绿电-绿氢-纯氢冶金”全产业链示范
绿色甲醇	技术开发	研发氢-碳/生物质耦合制甲醇工艺及催化剂、吸附剂等核心材料
	装置创新	开发高效甲醇合成反应器、生物质气化炉等设备
	产业协同	推动燃料炼制、废弃物回收、生物质利用、航空运输等企业联合示范
	项目管理	严禁借绿色甲醇名义违规建设煤制甲醇项目
绿色合成氨	工艺创新	开发柔性合成氨工艺、低温低压合成新工艺及关键材料
	示范项目	推进风光离网制氢、合成氨柔性调度控制等示范
	分布式应用	开发小型撬装式制氢装置，实现绿氢就地消纳
氢燃料电池汽车	核心技术	开发大功率燃料电池、高效率氢内燃机、高储氢密度装置
	应用场景	推广工业副产氢/可再生能源制氢在物流干线、港口码头等场景应用
	示范工程	建设燃料电池汽车示范城市群，推进“氢进万家”多场景示范
氢动力船舶/航空/轨道交通	船舶技术	研发氢燃料船用发动机，打造标准化船型
	轨道交通	开发中高速氢燃料电池动车组，试点城郊/景区/机场轨交应用

	航空技术	布局氢燃料电池/内燃机/涡轮动力装置研发
氢电融合微电网	系统建设	推动氢电融合工业微电网，整合可再生能源制氢、储氢、燃料电池发电等
	装备应用	推广质子交换膜/固体氧化物燃料电池发电系统
	副产氢利用	工业园区就近利用副产氢进行燃料电池发电/热电联供

资料来源：工信部、国家发改委、国家能源局，华源证券研究所

碳排成本市场化定价驱动下，上述行业有动力主动降碳，期待减碳效益完善绿氢及衍生品的盈利模式。以吉电股份大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目为例，根据公司公告，项目预计绿氢合成氨产能约 15.3 万吨，若按照东北地区合成氨近 5 年平均价格 3115 元/吨测算，资本金内部收益率 4.57%，但若将绿氢销往国外、按照海外绿氢成交价 6000 元/吨测算，项目收益率将大幅提高。若国内碳市场进一步扩容，当经济效益驱动企业减排，绿氢环境价值有望在市场价格中得以体现，真正实现减碳效应，进而带动产业良性健康发展。

2.3. 强化基础设施建设，促进区域间制氢用氢协同

如前文所述，供需空间错配在较大程度上限制了应用端氢能降本，发挥下游规模化应用优势、以存量需求市场推动降本是相对可行路径。京津冀、长三角、珠三角在氢能应用方面各具特点，通过建设“氢走廊”联通区域内制氢用氢合作，有望推动氢能更快实现从示范应用阶段迈入规模化发展阶段。

例如：1) 京津冀地区靠近内蒙古这一清洁能源丰富地区，同时区域内天津和河北分别有较深厚的化工和冶金等工业基础，具有较好的氢能消纳潜力，当前正在建设的内蒙古-京津冀氢能管道将进一步打通区域内制氢-用氢链条，为规模化发展创造条件。2) 长三角区域不仅聚集了一批制氢储氢装备企业，而且靠近港口，在氢基燃料航运应用方面具备天然优势。可以上海临港建设氢基绿色能源交易平台为契机，推动联通国际绿色燃料市场。3) 珠三角则在燃料电池、氢能控制与检测方面培育出一批优秀企业，一方面毗邻国际资本市场、有助于引入国际资本，另一方面可发挥制造优势，联通内地，推动各地氢走廊实现燃料电池降本。

展望十五五，在区域间协同方面，输氢管道建设逐步加快，期待区域间管网规模化发展。

截至 2024 年底，我国共有 15 条纯氢管道，其中 6 条管道已建成；掺氢管道 8 条，6 条已基本建成。从区域分布来看，在建管道主要分布在华北、华东区域。此外，2024 年 12 月，国家能源局批准《输氢管道工程设计规范》，为输氢管道提供设计及施工标准。同月，内蒙古能源局官网发布《内蒙古自治区绿氢管道建设发展规划》，规划建设“一干双环”绿氢输送主网架构、推进建设支干线，包括西部环网、东部环网、中部干线，打通区内与省际绿氢消纳。随着绿氢管道规模的扩大，“十五五”期间华北、华东地区氢能使用成本有望快速下降，促进绿氢消纳及消费规模的扩大。

图表 22：我国输氢管道建设情况（截至 2024 年底）

纯氢管道

管道名称	管长(km)	管径(mm)	设计压力(Mpa)	最大输送能力(万吨/年)	建成时间
金陵-扬子江管线	32	325	4	4	2008
巴陵-长岭输氢管线	42	457	4	4.42	2014
济源-洛阳输氢管线	25	508	4	10.04	2015
玉门石油公输氢管线	5.77	200	2.5	0.7	2023
宁夏宁东输氢管线	1.2	50	-	0.017	建设中
乌海至呼和浩特输氢管道	-	-	-	50	建设中
“西氢东送”氢气管道	400+	-	6.3	10(一期)、50(远期)	规划中
通辽纯氢示范应用项目	7.8	400	6.3	10(首期)、30(二期)	规划中
通辽纯氢输送管道	4.7	323.9	1.6	10	建设中
达茂工业区氢气管道项目	159.07	610	6.3	10(首期)、30(二期)	建设中
定州至高碑店氢气管道工程	164.7	-	4	10	建设中
上海宝钢输氢管道	3.97	-	-	0.504	已建成
中石化内蒙古-京津冀输氢管道	1145	457/610	6.3	10	在建中
潍坊高新华润燃气宝通街输氢管道	5.2	-	1.6	3	已建成
张家口康保-曹妃甸氢气长输管道	1037.82	813	7.2	155	2026 年底
掺氢管道					
管道名称	管长(km)	管径(mm)	设计压力(Mpa)	最大输送能力	建成时间
包头-临河掺氢输气管道	249	457	6.3	3.93 亿立方米	2024
通辽中低压纯氢与掺氢燃气管道	4.7	323.9	1.6	部分投运	
中石油固阳-白云鄂博输气管道	125	457	6.3	3.65 亿立方米	基本完工
广东海底掺氢管道	55	-	-	40 亿方	在建中
陕煤干线掺氢管道	97	323.9	4	4.2 万吨/a(一期) 11.7 万吨/a(二期)	在建中
宁夏能源化工园掺氢管道工程	7.4	219	4	-	主体完工
乌海低碳产业园掺氢管道	45787	50/150/200	1.6/0.01/0.4	测试完成	
朝阳天然气掺氢示范工程	5	150/200	0.4	2000 吨/a	已建成

资料来源：氢能观察公众号，华源证券研究所

3. 投资分析意见

双碳目标与可再生能源快速发展为绿氢产业创造了历史性发展机遇，氢能有望随着风光成本下降以及输氢管道建设等实现更大程度降本。此外，随着全球脱碳进程加快、碳排成本落地，绿色甲醇、绿氨有望解绑氢能消纳困境。

立足当下，在电价下行、碳价上升、政策支持、绿色燃料订单增长等多重因素支撑下，绿氢项目开工率有望逐步提升，上游电解槽行业或将逐渐走出“内卷”阶段，建议关注电解

槽相关企业：**华电科工、华光环能**。同时下游制备绿氢或绿氨绿醇项目经济性有望逐步改善，建议关注氢基能源运营商：**吉电股份**。此外随着绿氢成本的下降，氢能在交通、工业等领域的渗透率有望进一步提升，建议关注燃料电池相关企业：**国鸿氢能、国富氢能、重塑能源**等。

4. 风险提示

绿电成本下降不及预期；碳价增长不及预期；绿氢下游需求增长不及预期；绿氢项目开工情况不及预期。

证券分析师声明

本报告署名分析师在此声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，本报告表述的所有观点均准确反映了本人对标的证券和发行人的个人看法。本人以勤勉的职业态度，专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观的出具此报告，本人所得报酬的任何部分不曾与、不与、也不将会与本报告中的具体投资意见或观点有直接或间接联系。

一般声明

华源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告是机密文件，仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司客户。本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息撰写，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、意见及推测等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投资标的的邀请或向人作出邀请。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特殊需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。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。

本报告所载的意见、评估及推测仅反映本公司于发布本报告当日的观点和判断，在不同时期，本公司可发出与本报告所载意见、评估及推测不一致的报告。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。除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。本公司不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。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修改、复制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。如征得本公司许可进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华源证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。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。

本公司销售人员、交易人员以及其他专业人员可能会依据不同的假设和标准，采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论或交易观点，本公司没有就此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

信息披露声明

在法律许可的情况下，本公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。本公司将会在知晓范围内依法合规的履行信息披露义务。因此，投资者应当考虑到本公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级说明

证券的投资评级：以报告日后的6个月内，证券相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入：相对同期市场基准指数涨跌幅在20%以上；

增持：相对同期市场基准指数涨跌幅在5%~20%之间；

中性：相对同期市场基准指数涨跌幅在-5%~+5%之间；

减持：相对同期市场基准指数涨跌幅低于-5%及以下。

无：由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

行业的投资评级：以报告日后的6个月内，行业股票指数相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好：行业股票指数超越同期市场基准指数；

中性：行业股票指数与同期市场基准指数基本持平；

看淡：行业股票指数弱于同期市场基准指数。

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。

本报告采用的基准指数：A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生中国企业指数（HSCEI），美国市场基准为标普500指数或者纳斯达克指数。