



# 氢能&燃料电池行业研究

**买入（维持评级）**
**行业年度报告**

证券研究报告

氢能组

 分析师：姚遥（执业 S1130512080001）  
 yaoy@gjzq.com.cn

 联系人：唐雪琪  
 tangxueqi@gjzq.com.cn

## 2025 年氢能年度策略：奇点将至，绿氢及商用车迎翻倍放量

### 投资逻辑

2024 年是氢能行业准备年，在政策推广、示范效应和产业降本三重驱动下，明年将迎放量，带动产业迈向商业化。从 2025 年国家目标看，绿氢项目缺口在 9-10 万吨（保有量 11 万吨）、燃料电池汽车缺口在 2.5 万辆（保有量 2.5 万辆），绿氢项目和燃料电池汽车的爆发量级均看向翻倍起步。把握绿氢一体化项目和燃料电池两大主线：1) 项目量级爆发和一体化带来的上游制氢设备和绿色运营商机；2) 目标+补贴+示范下燃料电池汽车零部件机会。

- 政策端：顶层政策定调+地方政策示范推进，政策已为明年爆发奠基。行业在政策端得到了空前的支持力度，从中央层面政府工作报告的加快前沿新兴氢能发展、入选《能源法》定性能源管理基调，到地方层面二十余个省市发布产业发展行动计划，中央+地方已为明年爆发做好政策支持。
- 应用端：项目向一体化发展、应用场景不断延伸，示范落地催化存量项目进度。绿氢转向制用一体化，政策支持探索建设风光氢氨醇一体化基地，2024 年起多家运营商建设风/光氢储+氨醇/重卡一体化项目。项目一体化发展打通上下游，解决应用难点并且便于控制整体经济性，缩短项目验证时间。同时，绿氢的商业模式跑通是当前重点，多个标杆性示范项目 2024 年正常推进，将加速存量项目招标进度，为明年大量项目落地提供实践支持。
- 经济端：产业链成本下行，绿氢逐步迈向应用平价。2024 年光储氢设备价格持续下行，以当前成本测算，绿氢可在特定场景实现经济性，如就地消纳制氨醇、燃料电池重卡等，为明年爆发奠定经济基础。

**绿氢一体化项目迎爆发，把握制氢设备和绿色运营商机。**2023 年-2024 年，国内立项的项目绿氢产能已超 600 万吨，当前落地项目约 11 万吨。随着政策出台、示范效应和产业降本三者共同驱动，项目落地进程将加速。考虑到 2025 年国家规划 10-20 万吨、各地合计 120 万吨绿氢产能规划，以及当前存量 68 万吨，5.8GW 的已开工未招标的项目，预计 2025 年绿氢项目将迎招标潮，带动制氢设备需求高增，我们乐观预计 2025 年国内电解槽招标量为 5GW。行业拿订单并在项目现场实地验证是现阶段的重点，制氢设备的渠道优势和一体化优势是关键，首选能源央企下属或合作公司。绿色运营商同迎机遇，绿醇绿氢的崛起为绿氢和电解槽带来更多的发展机会，若绿色甲醇/绿氢对传统方式替代比例达到 30%，则可以带动 556.2/368.1 万吨的绿氢消纳，布局高价值量及关键核心装备：风电和光伏产业链、绿氢合成氨/醇技术与设备、生物质处理的企业将率先受益。

**氢能商用车进入冲刺翻倍年，燃料电池核心零部件迎机遇。**2025 年规划确认时点将近，国家层面规划燃料电池汽车推广的保底量，即到 2025 年之前不低于 5 万辆，截至 2024 年 10 月，燃料电池汽车保有量约为 2.5 万辆，近半目标缺口需完成。同时，行业已具备商业化潜力，示范、补贴、降本三重因素将推动燃料电池汽车放量落地，对应带动系统、电堆、储氢瓶，价值量高的燃料电池零部件率先受益。

### 投资建议

1) 制氢和燃料电池两条主线并行，关键在经济性及应用突破，重点关注政策驱动与新商业模式闭环；2) 政策进一步定调+需求兑现+新商业模式落地，整体估值有望迎接修复。氢能板块交易逻辑在于政策的进一步推动预期和整体放量持续增长的预期：①氢能板块有望进一步从政策角度定调；②整体的板块驱动力逐步由先前的成本端向需求端转变；③“绿电绿氢+燃料电池车辆运营”的商业模式闭环有望初步形成。重点把握绿氢一体化项目和燃料电池汽车两大方向，制氢设备、绿色运营商和燃料电池相关标的率先受益：华电科工、吉电股份、森松国际、科威尔、中集安瑞科。

### 风险提示

政策推广力度不及预期、示范项目落地缓慢、降本速度不及预期、技术研发进度不及预期。



## 内容目录

一、政策、示范、降本三驱动，2025 年迈向放量年	5
1.1 中央层面定调、地方推广加码，2025 年项目招标和车量级翻倍起步	5
1.2 项目向一体化发展、应用场景延伸拓空间，示范效应催化存量项目落地	7
1.3 绿氢逐步迈向平价，为明年爆发奠定经济基础	10
二、绿氢一体化项目迎爆发，把握制氢设备和绿色运营商机	12
2.1 绿氢项目招标迎爆发，产能六倍向上释放空间	12
2.2 政策松绑、打造场景和资金扶持，为项目放量打下支持基础	14
2.3 绿氢项目招标和落地爆发下，制氢设备、绿色运营商迎机遇	15
三、氢能商用车进入冲刺翻倍年，燃料电池核心零部件迎机遇	18
3.1 近半目标缺口需完成，氢能商用车进入冲刺最后一年	18
3.2 示范、补贴、降本三重因素，推动燃料电池汽车放量落地	20
3.3 FCV 放量带动零部件需求高增，系统、电堆、储氢瓶企业迎贝塔	24
四、投资建议	27
五、风险提示	28

## 图表目录

图表 1：顶层定调发展氢能高度	5
图表 2：2025 年各省绿氢规划总量达 120 万吨（万吨）	6
图表 3：2025 年各省燃料电池汽车规划总量达到 9 万辆（辆）	6
图表 4：绿氢项目实际落地产能与目标规划缺口达到 9 万吨（万吨）	6
图表 5：燃料电池汽车 2.5 万辆缺口，过半目标亟待完成	7
图表 6：已开工一体化项目多在风光氢氨醇以及交通领域应用	7
图表 7：开工项目下游应用大多以化工、交通为主，包含储能和供能应用	8
图表 8：示范项目投运超一年（部分代表性项目）	8
图表 9：2025 年需重点关注的绿氢项目（绿氢年产能过万吨项目）	9
图表 10：制氢装备单瓦价格同比下降	10
图表 11：燃料电池系统价格持续下降	10
图表 12：氢气成本下行主要由设备投资和电耗费用贡献	11
图表 13：光伏组件价格下行（元/W）	11
图表 14：储能系统加权平均中标价格持续下降（元/Wh）	11
图表 15：电价 0.2 元/kWh 以下时绿氢和灰氢可达成平价	12
图表 16：绿氢制取成本敏感性分析（元/kg）	12



图表 17: 绿氢项目立项超 650 万吨, 开工率不到 25%.....	13
图表 18: 已开工未招标项目绿氢产能超 68 万吨.....	13
图表 19: 已开工未招标项目内新疆和内蒙古占比最高.....	14
图表 20: 氢气政策管理条例开始逐步松绑 (部分重要政策一览).....	14
图表 21: 政策打造多个绿氢下游示范应用场景.....	15
图表 22: 多地给予绿氢补贴扶持.....	15
图表 23: 绿氢项目立项对应制氢设备需求超 12GW.....	16
图表 24: 已开工未招标项目电解槽量级达 5.8GW.....	16
图表 25: 制氢项目电解槽月度招标量 (MW).....	16
图表 26: 制氢项目电解槽企业中标份额 (%).....	16
图表 27: 制氢项目电解槽月度开标情况 (MW).....	17
图表 28: 绿色甲醇替代将带动绿氢消纳.....	18
图表 29: 绿氢替代将带动绿氢消纳.....	18
图表 30: 氢储能适用于大规模和长周期.....	18
图表 31: 国内氢储能发电应用场景在用电侧较为广泛.....	18
图表 32: 氢能产业发展中长期规划 2025 年燃料电池汽车保有量达到 5 万辆.....	19
图表 33: 截至 2024 年 10 月燃料电池汽车保有量约为 2.5 万辆.....	19
图表 34: 第一年示范期示范城市群燃料电池汽车推广数量、目标及完成比例 (辆、%).....	20
图表 35: 截至 2024 年 10 月示范城市群燃料电池汽车推广数量、目标及完成比例 (辆、%).....	20
图表 36: 第一年和第二年共 27.67 亿元燃料电池示范城市群补贴已公示.....	20
图表 37: 燃料电池汽车补贴方案, 最高单车可超 50 万.....	21
图表 38: 京沪氢能交通走廊, 长距离跨省公路示范.....	22
图表 39: 山东、四川、内蒙古、吉林、陕西等相继宣布氢车免高速费政策.....	22
图表 40: 燃料电池系统售价逐年快速下降 (元/KW).....	23
图表 41: 单车系统价格未来有望持平内燃机.....	23
图表 42: 现阶段补贴后燃料电池重卡具备经济性优势.....	23
图表 43: 免高速费后燃料电池重卡经济性优势明显.....	23
图表 44: 减免高速费后燃料电池重卡 TCO 成本可下降 20%以上.....	24
图表 45: 2025 年燃料电池系统市场空间超 200 亿.....	24
图表 46: 2025 年燃料电池电堆市场空间超 120 亿.....	24
图表 47: 中国碳纤维逐步国产化价格, 降至 175.6 元/kg.....	25
图表 48: 2025 年车载高压储氢瓶销量随车辆放量带动.....	25
图表 49: 2025 年车载高压供氢系统销量随车辆放量带动.....	25
图表 50: 燃料电池产业链一览.....	26
图表 51: 2022-2024 年 10 月燃料电池系统竞争格局 (MW, %).....	26



图表 52: 2023 年燃料电池系统收入格局 (亿元, %)	26
图表 53: 2022 年燃料电池电堆前五大电堆厂商 (MW, %)	27
图表 54: 2023 年中国按销量计的前五大车载高压储氢瓶公司 (万个, %)	27
图表 55: 2023 年中国按销量计的前五大车载高压供氢系统公司 (万套, %)	27



## 一、政策、示范、降本三驱动，2025 年迈向放量年

### 1.1 中央层面定调、地方推广加码，2025 年项目招标和车量级翻倍起步

顶层定调发展氢能高度，支持政策提供发展保障。2024 年顶层政策支持力度趋势有增无减，为明年氢能产业发展爆发提供坚实保障。自 2022 年明确部署推动氢能产业发展的各阶段目标后，即 2025 年燃料电池汽车保有量达到 5 万辆、可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年，今年中央层面对氢能行业重要性及发展方向再定调。2024 年氢能首次出现在政府工作报告内，作为新质生产力位于新兴产业表述首位，定调高度可见一斑。与此同时，氢能首次在法律层面上被纳入能源管理体系，其作为现代能源体系的重要组成部分进一步得到明确，对氢能产业链的发展起到了重要促进作用。

图表1：顶层定调发展氢能高度

时间	颁布机构	文件	政策内容
2022/3/24	发改委、能源局	《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》	氢能是未来国家能源体系的重要组成部分；氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体；氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。到 2025 年，燃料电池汽车保有量达到 5 万辆，可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分。
2023/7/19	标准委与发展改委、工信部、生态环境部等部门联合	《氢能产业标准体系建设指南（2023 版）》	系统构建了氢能制、储、输、用全产业链标准体系。
2024/3/7	国务院	2024 年政府工作报告	加快前沿新兴氢能、新材料、创新药等产业发展。
2024/7/15	发改委	《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》	提出利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力，通过电解水制绿氢并合成绿氨，实施燃煤机组掺烧绿氨发电，替代部分燃煤。
2024/8/11	国务院	中共中央国务院关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见	推进氢能“制储输用”全链条发展。完善充（换）电站、加氢（醇）站、岸电等基础设施网络。建立健全氢能“制储输用”标准。
2024/10/30	发改委	《国家发展改革委等部门关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	在合成氨、合成甲醇、石化、钢铁等领域鼓励低碳氢规模化替代高碳氢，探索建设风光氢氨醇一体化基地。支持有条件的地区开展生物柴油、生物航煤、生物天然气、绿色氢氨醇等在船舶、航空领域的试点运行。
2024/11/9	十四届全国人大常委会	《中华人民共和国能源法》	国家积极有序推进氢能开发利用，促进氢能产业高质量发展。

来源：政府官网、国金证券研究所

地方政策和示范陆续铺开，推动实际项目落地加速。顶层定调氢能地位后，2021-2024 年各省市氢能推广和示范政策陆续出台，并且落地速度和力度逐年提升，规划量相较国家层面的也更为积极，主要支持政策方面可分为四个层面：规划具体目标、打造应用场景、给予资金扶持、松绑管理条例，在政策细则上为十四五目标冲刺做出保障。目前全国 31 个省、自治区和直辖市（不包括港澳台）里，除黑龙江、云南、西藏之外，其他 28 个省市均出台了省级氢能产业发展规划。

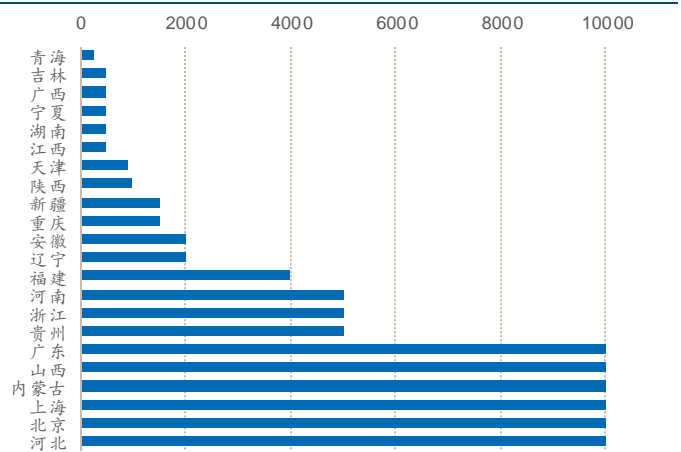
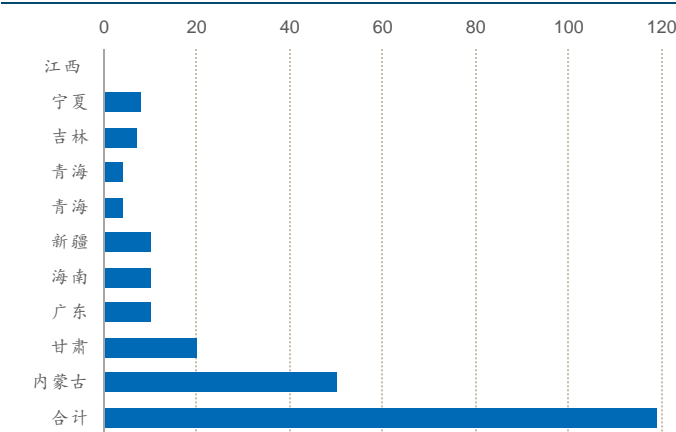
- 规划具体目标：从各省级氢能产业发展规划看，1) 绿氢规划：2025 年合计达到 120 万吨，其中内蒙古规划 50 万吨，在全国省市内合计占比超 40%，为绿氢发展的排头兵，需要重点关注内部大项目落地进展；2) 燃料电池汽车规划：2025 年合计达到 9 万辆，其中北京、上海、河北、内蒙古、山西、广东规划量均达到 1 万辆。





图表2: 2025年各省绿氢规划总量达120万吨(万吨)

图表3: 2025年各省燃料电池汽车规划总量达到9万辆(辆)

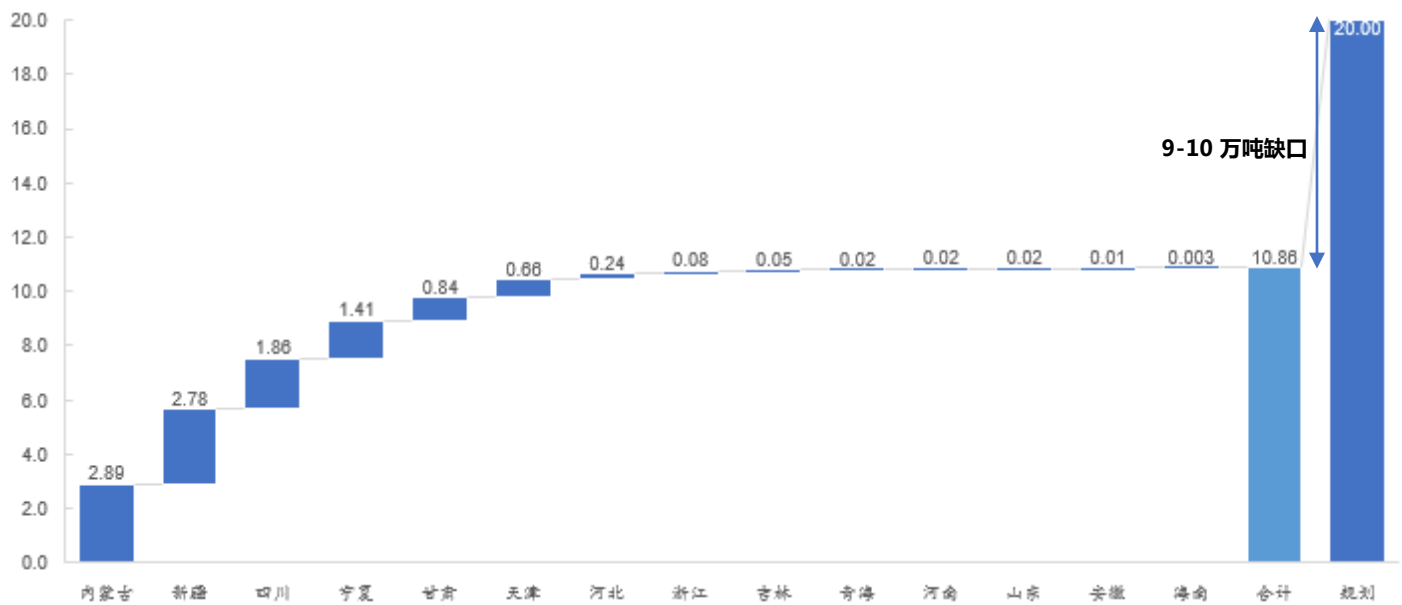


来源: 政府官网、国金证券研究所

来源: 政府官网、国金证券研究所

十四五收官之战,绿氢项目招标和车量级明年翻倍起步。根据《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》,2025年燃料电池汽车保有量将达到5万辆,可再生能源制氢产能达到10-20万吨。截至2024Q3,燃料电池汽车保有量约为2.5万辆,距离2025年目标保有量缺口2.5万辆;可再生能源制氢落地产能约为11万吨,距离2025年目标缺口约为9万吨,根据存量绿氢项目开工情况以及燃料电池汽车的政策推广看,2025年绿氢项目招标和车量级迎来爆发式增长,看向翻倍起步。

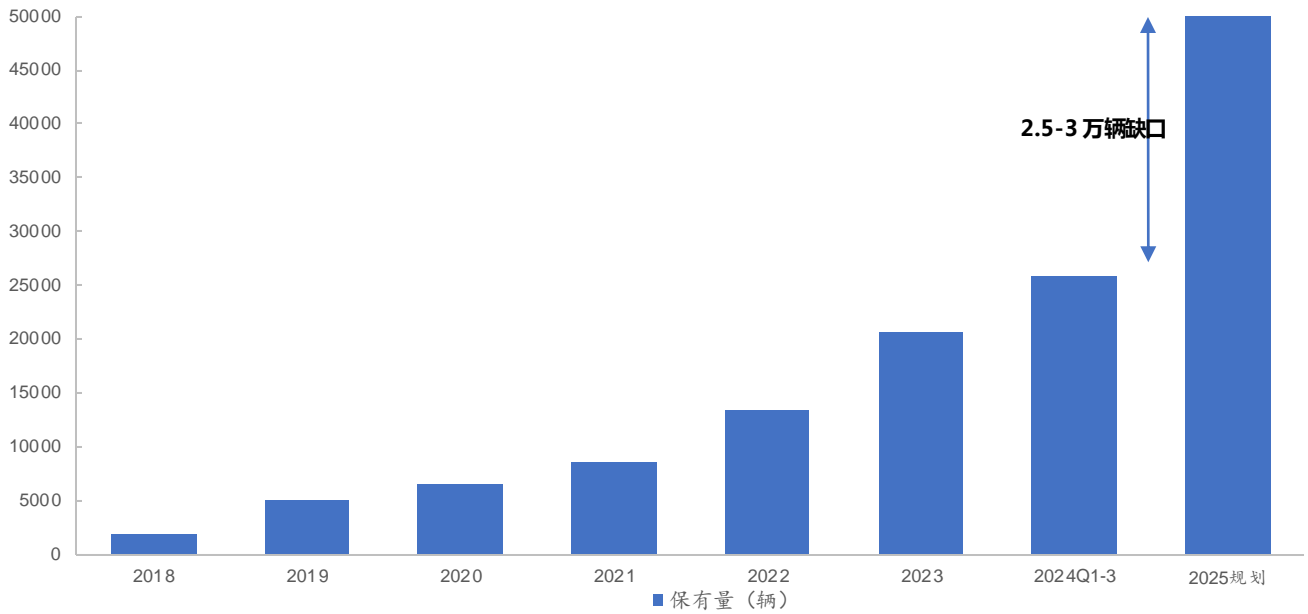
图表4: 绿氢项目实际落地产能与目标规划缺口达到9万吨(万吨)



来源:《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》、全球氢能、北极星电力网、政府官网等、国金证券研究所



图表5: 燃料电池汽车 2.5 万辆缺口, 过半目标亟待完成



来源: 交强险、《氢能产业发展中长期规划 (2021-2035 年)》、国金证券研究所

### 1.2 项目向一体化发展、应用场景延伸拓空间, 示范效应催化存量项目落地

绿氢项目向一体化发展, 应用场景不断延伸。绿氢转向制用一体化, 政策支持探索建设风光氢氨醇一体化基地, 2024 年起多家运营商建设风/光氢储+氨醇/重卡一体化项目。项目一体化发展打通上下游, 解决应用难点并且便于控制整体经济性, 缩短项目验证时间。

图表6: 已开工一体化项目多在风光氢氨醇以及交通领域应用

年份	月份	省份	项目名称	项目阶段	制氢量 (万吨/年)	应用	应用领域
2023	8 月	内蒙古	鄂尔多斯中极新能源 4000 万方制氢加氢一体化项目	项目开工	0.04	加氢站	交通
2023	9 月	甘肃	张掖绿氢合成氨一体化示范项目	项目开工	-	绿氢	化工
2023	9 月	新疆	中石油新疆油田风光气储氢一体化项目	项目开工	0.04	石油石化	化工
2023	11 月	新疆	国投泽普县光伏绿电制储加氢一体化项目	项目开工	0.11	加氢站、新能源电量消纳、合成氨	化工、交通、储能
2023	11 月	新疆	晶芳科技喀什地区泽普县光伏制氢一体化示范项目	项目开工	2.67	作为燃气替代原有天然气	供能
2023	12 月	内蒙古	京能查干淖尔风电制氢一体化及全额自发自用新能源替代厂用电项目	项目开工	1.65	-	-
2024	1 月	广东	3000KG 级电解水制氢加氢一体化示范站	项目开工	0.21	加氢站	交通
2024	4 月	吉林	中国天楹风光储氢氨醇一体化项目	环评公示	0.8	绿醇	化工
2024	5 月	宁夏	宁夏太阳山年产 10 万吨绿氢制储输用一体化示范项目 (一期)	项目开工	4	绿醇、绿氢、加氢站	化工、交通
2024	5 月	河北	承德航天天启风光储氢一体化多能互补示范项目	EPC 招标	2	-	-
2024	6 月	内蒙古	呼伦贝尔氢通风光制氢一体化项目	项目开工	0.43	加氢站	交通
2024	9 月	新疆	格罗夫木垒 200MW/1600MWh 氢储能调峰电站及风光氢储车一体化项目	项目开工	0.8	加氢站、储能	交通、储能
2024	9 月	内蒙古	深能鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氢项目制氢工程及合成氨工程	项目开工	1.65	绿氢	化工

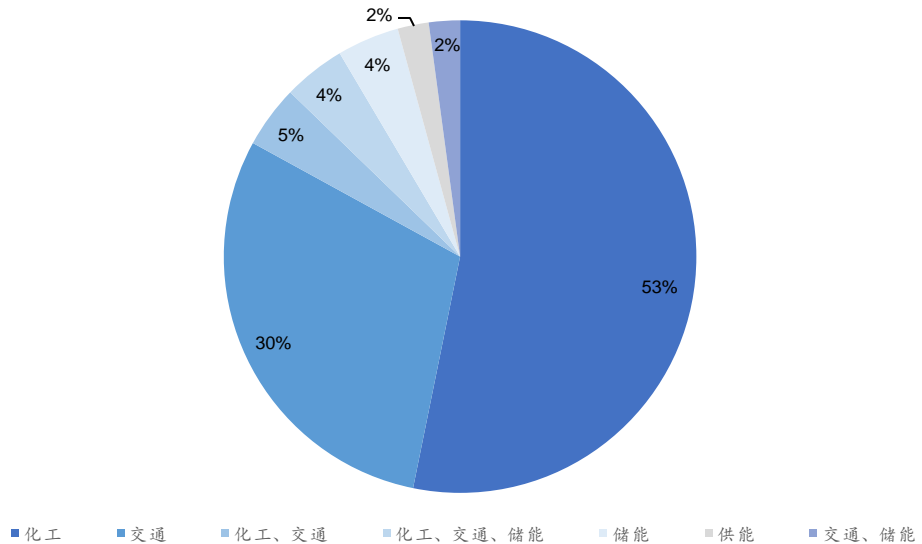


2024	10月	山西	山西通洲集团氢能源、合成氨一体化优化项目	EPC 招 标	1	绿氨	化工
2024	10月	内蒙古	鹏飞氢美宁城县风光制氢醇一体化项目	项目开工	0.04	绿醇	化工
2024	11月	宁夏	太阳山绿氢制储输用一体化项目(一期)	项目开工	-	绿醇、绿氨、加氢 站	化工、交通
2024	11月	河北	张家口市风氢一体化源网荷储综合示范工程项目 (一期)	项目开工	0.04	储能	储能

来源：政府官网、氢能汇、国际氢能网等、国金证券研究所

绿氢项目向一体化应用延伸，下游应用大多以化工、交通为主，同时拓展储能和供能。政策支持在合成氨、合成甲醇、石化、钢铁等领域鼓励低碳氢规模化替代高碳氢，支持有条件的地区开展生物柴油、生物航煤、生物天然气、绿色氢氨醇等在船舶、航空领域的试点运行。从当前开工项目看，化工和交通领域是当前应用的主流领域，分别有 19 和 29 个项目，同时，储能和供能的应用也正在同步推进示范项目。

图表7：开工项目下游应用大多以化工、交通为主，包含储能和供能应用



来源：政府官网、氢能汇、国际氢能网等、国金证券研究所，注：统计数据为已开工项目

示范效应逐步显现，落地催化存量项目进度。绿氢的商业模式跑通是当前重点，随着项目运行时长的增长，示范效应将逐步凸显。如中国最大规模的光伏绿氢示范项目——新疆库车绿氢示范项目，截至 2024 年 7 月 28 日，项目已安全平稳运行 394 天，开创了我国化工领域深度脱碳新发展路径，对炼化企业大规模利用绿氢实现减碳具有重大示范效应。据不完全统计，2024 年至少 10 个绿氢项目投产，中国能建、大唐能源、中石化、中石油、吉电股份、京能集团等央企国企陆续推进项目招标进度，多个标杆性示范项目落地运行将加速存量项目落地进度，为当前近 70 万吨已开工未招标的绿氢项目落地提供实践支持。

图表8：示范项目投运超一年（部分代表性项目）

投产日期	省份	项目名称	投建企业	制氢量	应用
2024年8月	天津	新源氢能加氢母站二期	天津临港控股	5000吨/年	交通
2024年6月	四川	华能彭州制氢示范站（一期）	华能集团	1860吨/年	交通
2024年4月	内蒙古	鄂托克前旗上海庙经济开发区光伏制氢项目	深圳能源集团	6000吨/年	-
2024年3月	内蒙古	内蒙古华电达茂旗20万千瓦新能源制氢工程示范项目	华电集团	0.78万吨/年	绿氨
2024年3月	甘肃	玉门油田可再生能源制氢示范项目	中国石油	0.21万吨/年	氢车和工业用氢
2023年10月	河北	赤城风氢储多能互补示范项目	国华投资	每日4200公斤	交通
2023年9月	甘肃	张掖氢能综合应用示范项目	中国能建	1000标准立方米/时	交通
2023年8月	新疆	新疆库车绿氢示范项目	中国石化	2万吨/年	炼化





2023年6月 内蒙古 纳日松光伏制氢产业示范项目 三峡集团 1万吨/年 化工和交通

来源：政府官网、氢能汇、国际氢能网等、国金证券研究所

**图表9：2025年需重点关注的绿氢项目（绿氢年产能过万吨项目）**

项目名称	项目地	项目阶段	制氢量 万吨/年	电解槽 (MW)	应用领域	开工时间
1 中石油新疆油田风光气储氢一体化项目	新疆	项目开工	3.4	238	化工	2023/9/26
2 新疆东明塑胶有限公司年产80万吨煤制烯烃项目	新疆	项目开工	1.43	100	化工	2024/4/1
3 新疆俊瑞拜城新能源规模化制绿氢项目	新疆	EPC 招标	1.44	20	化工	2024/3/1
4 新疆俊瑞凯森能源科技有限公司规模化制氢项目	新疆	EPC 招标	1.44	20	化工	2024/3/1
5 新疆俊瑞鼎华能源科技有限公司托克逊县新能源规模化制绿氢项目	新疆	EPC 招标	1.44	20	化工	2024/3/1
6 新疆俊瑞楠鑫新建规模化制绿氢项目	新疆	EPC 招标	1.44	20	化工	2024/3/1
7 中国天楹风光储氢氨醇一体化项目	吉林	项目开工	2.67	250	化工	2024/4/1
8 兴安盟京能煤化工可再生能源绿氢替代示范项目	内蒙	项目开工	2.5	300	化工	2024/4/18
9 新疆俊瑞博乐新能源规模化制绿氢项目	新疆	EPC 招标	1.44	20	化工	2024/6/30
10 张家口风电光伏发电综合利用（制氢）示范项目活动	河北	项目开工	1.43	100	-	2024/5/9
11 中广核伊吾绿电制氢项目	新疆	EPC 招标	4.71	330	交通	2024/10/28
12 中煤鄂能化10万吨/年液态阳光—二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目	内蒙	项目开工	2.1	150	化工	2024/11/13
13 宁夏太阳山年产10万吨绿氢制储输用一体化示范项目（一期）	宁夏	项目开工	1.65	307	化工、交通	2024/5/29
14 新疆俊瑞叶城县新能源规模化制绿氢项目	新疆	EPC 招标	1.44	20	化工	2024/6/12
15 新疆俊瑞泽普县工业园区新能源规模化制绿氢项目	新疆	EPC 招标	1.44	20	化工	2024/6/12
16 新疆俊瑞玛纳斯新能源年产1.44万吨规模化制绿氢项目	新疆	EPC 招标	1.44	20	化工	2024/4/30
17 新疆志臻绿氢能源有限公司绿电规模化制氢、氨项目	新疆	EPC 招标	2.36	320	化工	2024/7/25
17 中煤鄂尔多斯新能源化工有限公司50万吨/年风光制氢合成绿氨技术示范项目	内蒙	项目开工	10.13	1080	化工	2024/5/9
18 玛纳斯隆盛达玉都有限公司玉都绿氢工厂建设项目	新疆	项目开工	1.0	70	交通	2024/6/1
19 新疆俊瑞莎车县新能源规模化制绿氢项目	新疆	EPC 招标	1.44	20	化工	2024/10/9
20 新疆俊瑞策勒县新能源规模化制绿氢项目	新疆	EPC 招标	1.44	20	化工	2024/10/12



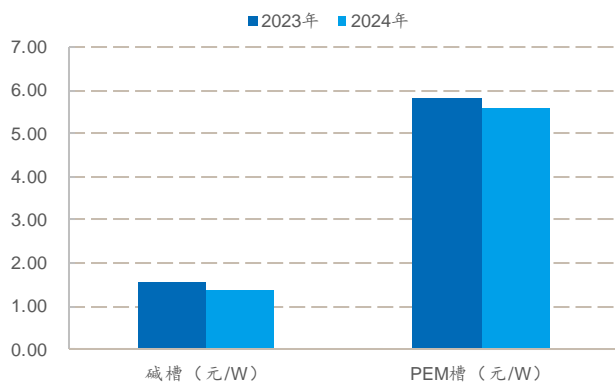
21	格罗夫木垒 200MW/1600MWh 氢储能调峰电站及风光氢储车一体化项目	新疆	项目开工	4	440	交通、储能	2024/9/25
22	深能鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氨项目制氢工程及合成氨工程	内蒙	EPC 招标	2	240	化工	2024/10/15
23	新疆俊瑞轮台县新能源规模化制绿氢项目	新疆	EPC 招标	3	530	化工	2024/10/12
24	海上风电制氢和氢能综合利用示范暨百万吨级绿色电氨醇实证项目(一期工程)	海南	项目开工	1.78	125	化工	2024/10/31
25	太阳山绿氢制储输用一体化项目(一期)	宁夏	项目开工	1.65	307	化工、交通	2024/11/4
26	张家口市风氢一体化源网荷储综合示范工程项目(一期)	河北	EPC 招标	1	80	储能	2024/11/20
<b>2023-2024 年合计</b>				<b>69.4</b>	<b>1826206.8</b>	<b>5904.8</b>	<b>-</b>

来源：政府官网、国际氢能网、全球氢能、氢能观察、高工氢电、碳索氢能、氢能汇、氢云链等，国金证券研究所

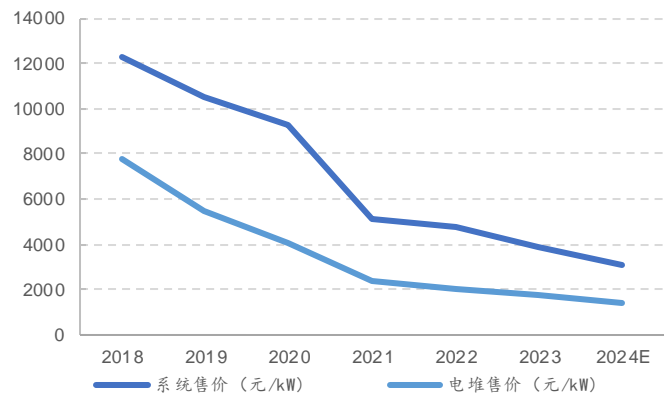
### 1.3 绿氢逐步迈向平价，为明年爆发奠定经济基础

氢能装备价格持续下行，向商业化逐步迈进。制氢装备从招标项目看价格下行趋势，制氢装备单瓦价格同比减少 10% 以上，其中碱性电解槽单瓦平均售价由 1.57 元下降至 1.39 元，同比下降 11.60%，PEM 电解槽由单瓦平均售价 5.80 元下降至 5.59 元，同比下降 3.7%。燃料电池系统和电堆价格持续下行，预计 2024 年同比下降 20%，向商业化迈进。

图表10：制氢装备单瓦价格同比下降



图表11：燃料电池系统价格持续下降



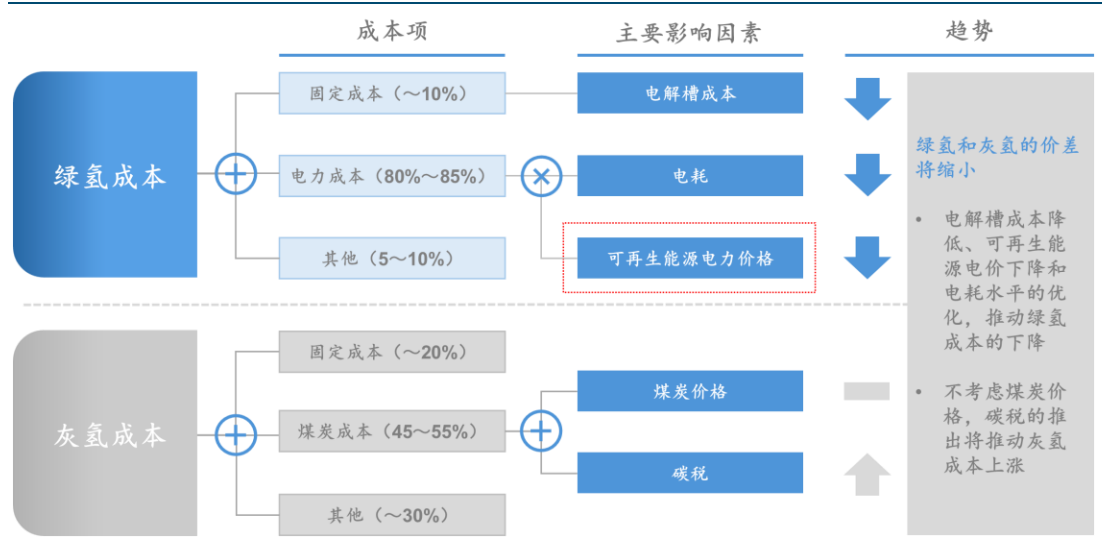
来源：中国招标与采购网、阳光氢能网、国际氢能网等、国金证券研究所

来源：弗若斯特沙利文、国金证券研究所

光储降价带来更低的发电成本，绿氢制取成本持续下行。除制氢设备成本外，发电成本是制氢成本的大头，考虑到光伏发电制氢以及配储，光伏系统和储能系统价格下降将带动制氢成本的不断下行。

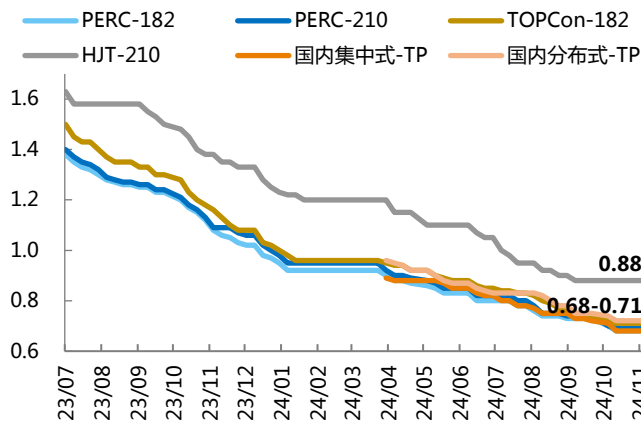


图表12: 氢气成本下行主要由设备投资和电耗费用贡献



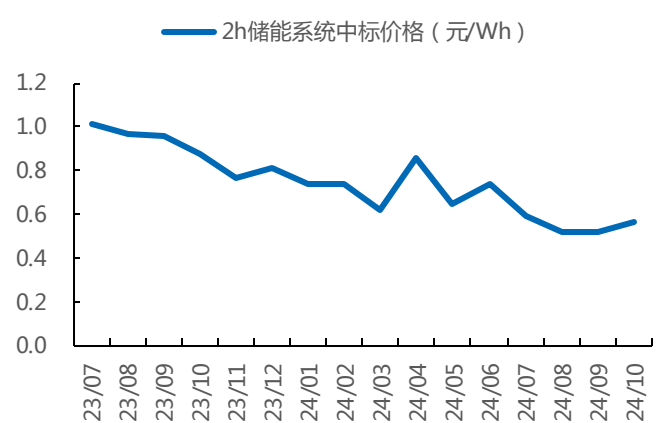
来源: BCG、国金证券研究所

图表13: 光伏组件价格下行 (元/W)



来源: PVInfoLink、国金证券研究所

图表14: 储能系统加权平均中标价格持续下降 (元/Wh)

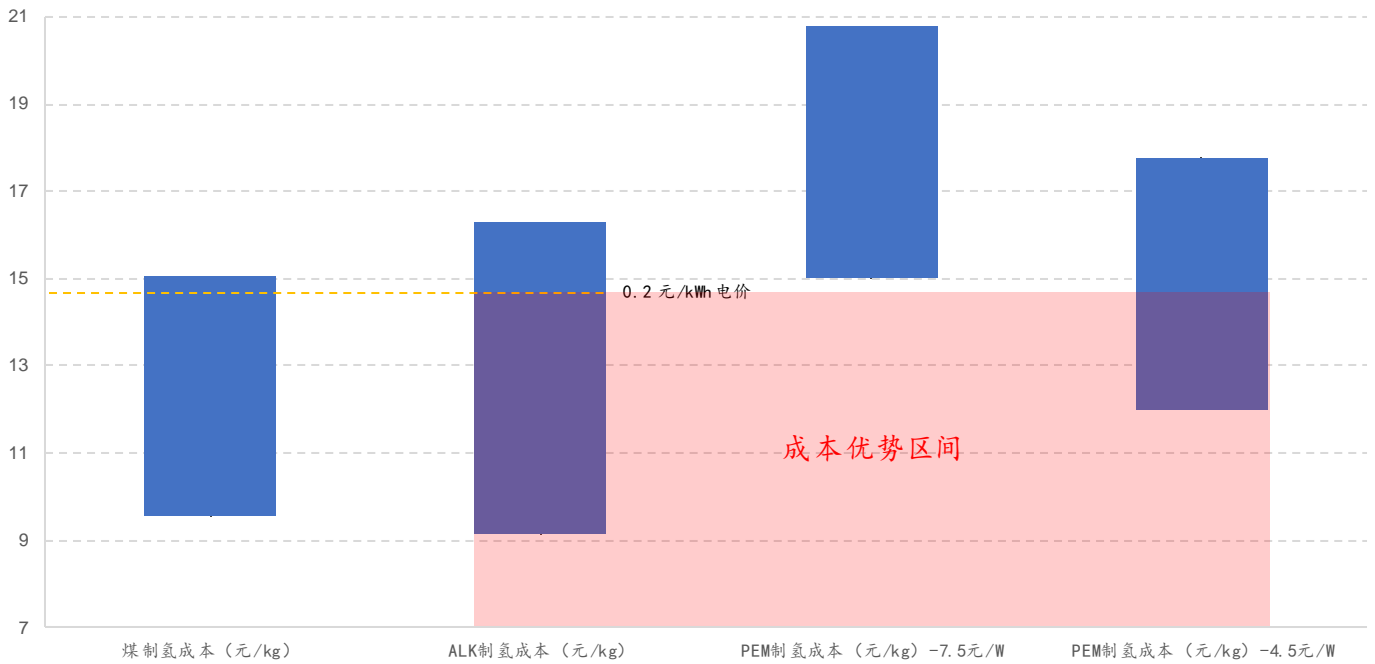


来源: 北极星储能网、各能源型央企招标平台、国金证券研究所

绿氢制取成本的下行, 为明年绿氢项目落地奠定经济基础。当前绿氢项目向制用一体化发展, 考虑就地消纳, 绿氢具备经济性——即制氢与使用原有能源达成平价, 将在风光资源丰富、发电成本低、下游对氢需求量高的地区率先实现经济性并且优先发展, 例如三北地区、沿海及优惠电价的地区。在 2024 年光储系统降幅及速度都超预期的背景下, 制氢成本实现快速下行, 绿氢达成经济性平价时点将超预期, 为明年绿氢项目落地奠定经济基础。



图表15: 电价 0.2 元/kWh 以下时绿氢和灰氢可达成平价



来源: 国金证券研究所测算, 注: 煤制氢成本测算区间对应煤价 400-1050 元/吨, ALK 和 PEM 制氢成本测算区间对应电价 0.1-0.23 元/kWh。

图表16: 绿氢制取成本敏感性分析 (元/kg)

绿氢制取成本 (元/kg)		电解槽价格 (元/W)												
		0.70	0.75	0.80	0.85	0.90	0.95	1.00	1.05	1.10	1.15	1.20	1.25	1.30
光伏组件格 (元/W)	0.68	7.07	7.09	7.12	7.14	7.16	7.19	7.21	7.24	7.26	7.28	7.31	7.33	7.35
	0.70	7.09	7.12	7.14	7.16	7.19	7.21	7.24	7.26	7.28	7.31	7.33	7.35	7.38
	0.72	7.12	7.14	7.17	7.19	7.21	7.24	7.26	7.28	7.31	7.33	7.35	7.38	7.40
	0.74	7.14	7.17	7.19	7.21	7.24	7.26	7.28	7.31	7.33	7.36	7.38	7.40	7.43
	0.76	7.17	7.19	7.21	7.24	7.26	7.29	7.31	7.33	7.36	7.38	7.40	7.43	7.45
	0.78	7.19	7.22	7.24	7.26	7.29	7.31	7.33	7.36	7.38	7.40	7.43	7.45	7.48
	0.80	7.22	7.24	7.26	7.29	7.31	7.33	7.36	7.38	7.41	7.43	7.45	7.48	7.50
	0.82	7.24	7.26	7.29	7.31	7.34	7.36	7.38	7.41	7.43	7.45	7.48	7.50	7.52
	0.84	7.26	7.29	7.31	7.34	7.36	7.38	7.41	7.43	7.45	7.48	7.50	7.53	7.55
	0.86	7.29	7.31	7.34	7.36	7.38	7.41	7.43	7.45	7.48	7.50	7.53	7.55	7.57
	0.88	7.31	7.34	7.36	7.38	7.41	7.43	7.46	7.48	7.50	7.53	7.55	7.57	7.60
	0.90	7.34	7.36	7.39	7.41	7.43	7.46	7.48	7.50	7.53	7.55	7.57	7.60	7.62
0.92	7.36	7.39	7.41	7.43	7.46	7.48	7.50	7.53	7.55	7.58	7.60	7.62	7.65	

来源: 国金证券研究所测算, 注: 0.75 元/Wh 储能成本, 假设电力来源仅来自光伏发电, 电解槽年运行小时数为 8000 小时

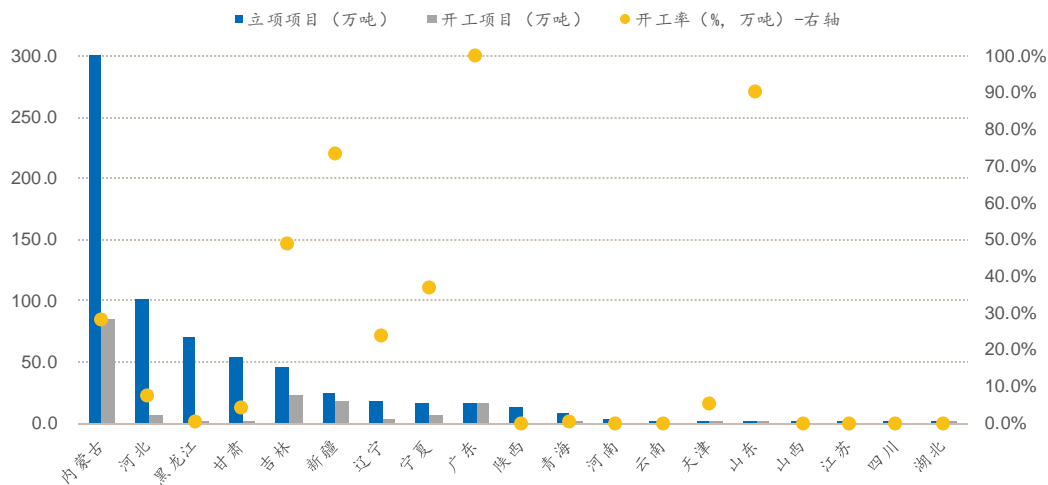
## 二、绿氢一体化项目迎爆发，把握制氢设备和绿色运营商机

### 2.1 绿氢项目招标迎爆发，产能六倍向上释放空间

绿氢存量项目量级高企，连续放量动力充足。绿氢项目展开积极备案，目前存量落地绿氢项目产能仅约 11 万吨，但已立项产能达到了 680 万吨，项目开工率 24%，随着政策出台、示范效应和产业降本三者共同驱动，项目落地进程将加速。



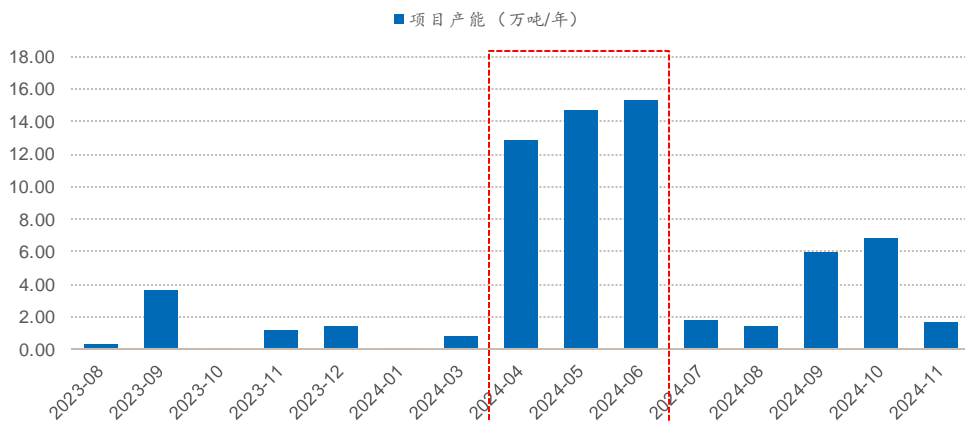
图表17: 绿氢项目立项超 650 万吨, 开工率不到 25%



来源: 政府官网、国际氢能网、全球氢能、氢能观察等、国金证券研究所

绿氢项目将迎招标潮, 向上约 6 倍空间。2023 年-2024 年, 大量绿氢项目开始申报立项, 国内立项的项目绿氢产能已超 650 万吨, 当前落地项目约 11 万吨产能。考虑到 2025 年国家规划 10-20 万吨、各地合计 120 万吨绿氢产能规划, 以及当前存量 68 万吨已开工未招标的项目, 预计 2025 年绿氢项目将迎招标潮。

图表18: 已开工未招标项目绿氢产能超 68 万吨



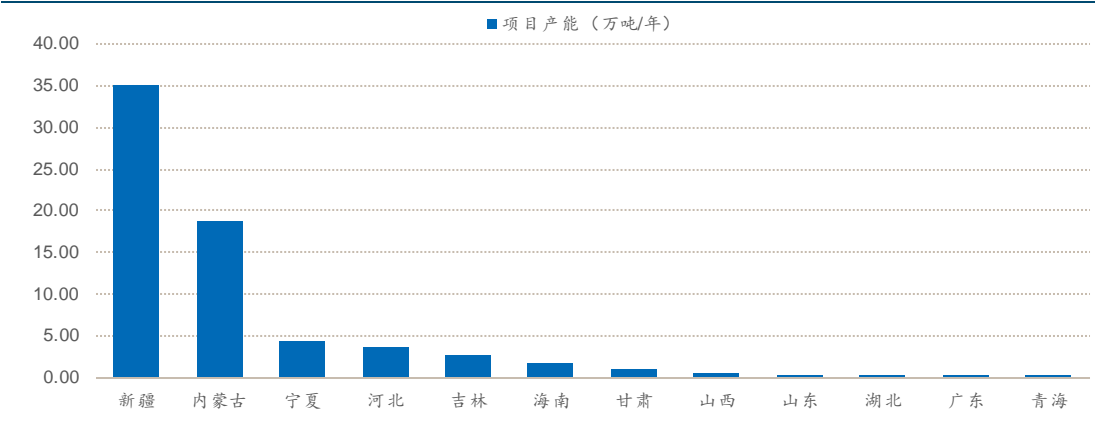
来源: 政府官网、氢能汇、国际氢能网等、国金证券研究所

新疆和内蒙古是明年项目放量主力军。从已开工未招标项目看, 新疆和内蒙古是绿氢项目建设的主要地区, 待招标的项目产能分别为 35 万吨和 18 万吨, 其次为宁夏、河北和吉林, 为 4.3 万吨、3.7 万吨和 2.7 万吨。





图表19: 已开工未招标项目内新疆和内蒙古占比最高



来源: 政府官网、氢能汇、国际氢能网等、国金证券研究所

## 2.2 政策松绑、打造场景和资金扶持, 为项目放量打下支持基础

政策管理条例逐步松绑, 氢能推广将提速。受限于能源管理条例, 初期氢能发展应用推广相对较缓。今年以来, 氢气政策管理条例开始逐步松绑, 氢能能源属性政策破冰, 体现在绿氢生产不需危化品许可、允许在非化工园区建制加氢站等等, 极大程度上放开了绿氢的生产和使用限制, 也降低了额外的无效成本支出, 政策的松绑扫除了绿氢推广路上的重要障碍之一, 内蒙古、新疆、河北、吉林等多地均已出台相关政策。

图表20: 氢气政策管理条例开始逐步松绑 (部分重要政策一览)

环节	放松/利好政策	地区	政策名称
制氢	绿氢生产项目不需在化工园区内建设。绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可。	河北	《河北省氢能产业安全管理办法(试行)》
		辽宁大东区	《大东区支持氢燃料电池汽车产业高质量发展的若干政策措施(征求意见稿)》
		吉林	《吉林省氢能产业安全管理办法(试行)》
制氢	离网型项目按照制氢所需电量确定新能源规模, 新能源综合利用率不低于 90%; 并网型年上网电量不超过年总发电量的 20%, 年下网电量不超过项目年总用电量的 10%	内蒙古	《内蒙古自治区工业园区绿色供电项目实施细则 2023 年修订版(试行)》
储运	液氢在运输环节标准规范的细化, 也是实现民用液氢道路运输的前提。	交通部	《氢气(含液氢)道路运输技术规范》
储运	支持输氢管道建设和前期手续办理。	内蒙古鄂尔多斯	《鄂尔多斯市支持氢能产业发展若干措施》
		内蒙古	《内蒙古自治区新能源倍增行动实施方案》
加氢站	推动输氢管道规划布局, 变输电为输氢, 以绿氢为载体实现新能源跨区域输送。	广东	《广东省燃料电池汽车加氢站建设管理暂行办法》
		河北	《河北省氢能产业安全管理办法(试行)》
		辽宁大东区	《大东区支持氢燃料电池汽车产业高质量发展的若干政策措施(征求意见稿)》
		安徽六安	《六安市燃料电池汽车加氢站建设管理暂行办法(征求意见稿)》
		吉林	《吉林省氢能产业安全管理办法(试行)》
		新疆布尔津	《布尔津县加氢站管理办法(暂行)(征求意见稿)》
		内蒙古	《内蒙古自治区加氢站管理暂行办法》
加氢站	加氢站参照天然气加气站管理模式, 经营性加氢站应取得燃气经营许可或批复。	河北	《河北省氢能产业安全管理办法(试行)》
		吉林	《吉林省氢能产业安全管理办法(试行)》
		辽宁大东区	《大东区支持氢燃料电池汽车产业高质量发展的若干政策措施(征求意见稿)》
加氢站	参照燃气管理办法, 规范加氢站审批、建设、验收标准。	辽宁大东区	《大东区支持氢燃料电池汽车产业高质量发展的若干政策措施(征求意见稿)》



加气站参照城镇燃气加气站管理，由住建部门  
核发燃气经营许可证。  
新疆布尔津 《布尔津县加气站管理办法（暂行）（征求意见稿）》

来源：政府官网、国金证券研究所

打造应用场景，政策推动下拓展绿氢使用领域。政策在下游多个领域打造氢能应用场景，包括绿氨、绿醇、储能、汽车、航空燃油、船运燃油等，以加速绿氢的渗透应用。

图表21：政策打造多个绿氢下游示范应用场景

时间	颁布机构	文件	政策内容
2024/2/29	山东省交通运输厅等三部门	《关于对氢能车辆暂免收取高速公路通行费的通知》	自2024年3月1日起，对行驶山东省高速公路安装ETC套装设备的氢能车辆暂免收取高速公路通行费。该政策试行期2年，到期后依据执行情况适时调整。
2024/7/15	发改委	《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）》	提出利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力，通过电解水制绿氢并合成绿氨，实施燃煤机组掺烧绿氢发电，替代部分燃煤。
2024/10/4	广州工信局	《广州市推进新型储能产业园区建设实施方案》	定位打造成以电化学储能、氢能为主要的应用型新型储能产业高地，建设储能电池、氢能的控制产品及系统集成产业核心园
2024/10/30	发改委	《国家发展改革委等部门关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	在合成氨、合成甲醇、石化、钢铁等领域鼓励低碳氢规模化替代高碳氢，探索建设风光氢氨醇一体化基地。支持有条件的地区开展生物柴油、生物航煤、生物天然气、绿色氢氨醇等在船舶、航空领域的试点运行。

来源：政府官网、国金证券研究所

给予资金扶持，推动绿氢发展进程。多省市出台绿氢电价优惠、绿氢制造与生产等补贴政策，现阶段绿氢项目和补贴大多集中在三北地区，内蒙古、甘肃、吉林、新疆、大连等给予3-12元/kg不等的绿氢补贴，补贴下绿氢与煤制氢平价，解决项目业主及应用方使用绿氢的核心阻碍，补贴将使绿氢项目建设落地速度大幅提速，并且从各地政策出台上看，给予绿氢设备及生产补贴、确保制氢项目落地的各项实施细则逐步趋严。

图表22：多地给予绿氢补贴扶持

省份	政策名称	补贴条件	政策内容		
			2023	2024	2025
吉林	《支持氢能产业发展若干政策措施（试行）》	对年产绿氢100吨以上（含100吨）的项目	15元/kg	12元/kg	9元/kg
内蒙古鄂尔多斯	《支持氢能产业发展若干措施的通知》	对落地鄂尔多斯且氢气产能大于5000吨/年的风光制氢一体化项目主体	4元/kg	3元/kg	2元/kg
河南濮阳	《濮阳市促进氢能产业发展扶持办法（2023年修订版）》	对绿氢出厂价格不高于同纯度工业副产氢平均出厂价格，且用于本市加气站加注的	15元/kg	12元/kg	9元/kg
新疆克拉玛依	克拉玛依市支持氢能产业发展的有关扶持政策	对落地克拉玛依且氢气产能大于5000吨/年的风光制氢一体化项目主体	-	3元/kg	1.5元/kg
甘肃张掖	《关于促进氢能产业高质量发展的若干措施（暂行）》（征求意见稿）	对已和市内加气站签订中长期供气合同的绿氢制造企业，出厂价格不超过30元/公斤的	10元/kg	10元/kg	-
辽宁大连	《大连市氢能产业发展专项资金管理办法（2023-2025）》（征求意见稿）	前款加气站氢气来源为可再生能源发电制取、电解水“零碳”绿氢的，对提供氢源的制氢企业	10元/kg	10元/kg	-
宁夏宁东	《宁东基地促进氢能产业高质量发展的若干措施2024年修订版（意见征求稿）》	对在宁东基地实施绿氢替代的化工项目	-	5.6元/kg	5.6元/kg

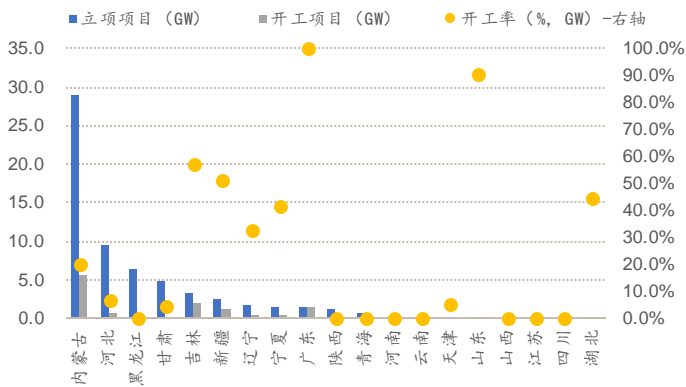
来源：政府官网、国金证券研究所

### 2.3 绿氢项目招标和落地爆发下，制氢设备、绿色运营商迎机遇

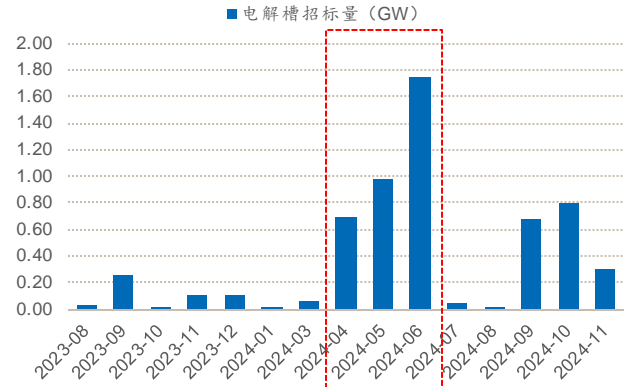
绿氢项目招标爆发，制氢设备环节弹性高。绿氢项目招标将带动制备设备需求，已开工绿氢项目产能对应制氢设备需求超过12GW，为目前落地项目的12倍。当前已开工未招标绿氢项目68万吨，对应约5.8GW的制氢设备需求，预计2025年绿氢项目的招标潮将带动制氢设备需求爆发。我们乐观预计2025年国内电解槽招标量为5GW，对应约1000台套电解槽，并且按一年左右从开工到招标时间推算，2025Q2-Q3将迎来招标高峰期。



图表23: 绿氢项目立项对应制氢设备需求超 12GW



图表24: 已开工未招标项目电解槽量级达 5.8GW



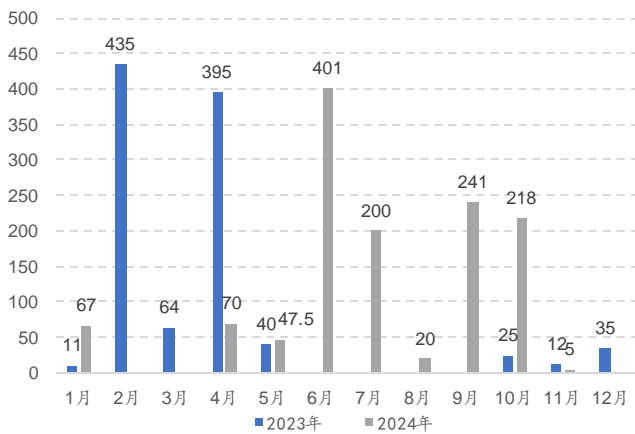
来源: 政府官网、国际氢能网、全球氢能、氢能观察等, 国金证券研究所

来源: 政府官网、氢能汇、国际氢能网等, 国金证券研究所

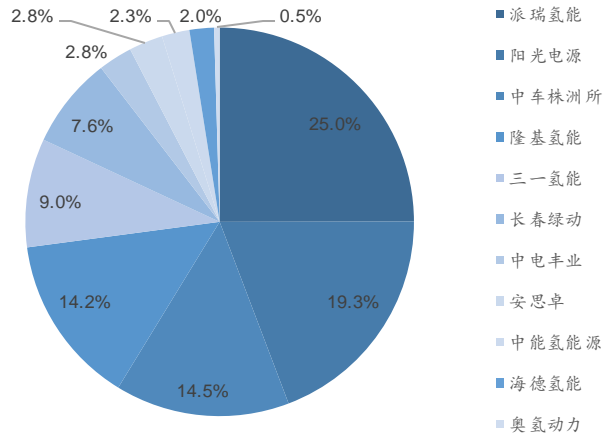
制氢设备的渠道优势和一体化优势是关键, 首选能源央企下属或合作公司。行业尚处跑马圈地阶段, 拿订单并在项目现场实地验证是现阶段的重点。国内制氢装备跟随绿氢项目招标放量, 绿氢项目业主方通常以五大六小发电集团、中石化、中石油等央企以及相关能源国企为主, 招标倾向于央企下属企业、相关合作企业, 如: 华电科工(中国华电集团下属企业)、华光环能(无锡国企、入选中能建名单)、石化机械(中石化子公司)、吉电股份(与国电投成立合资氢能公司长春绿动)以及提供风/光氢设备打包一体化的公司, 如: 隆基绿能、阳光电源等。

不考虑拆分时提供风/光氢设备打包一体化的公司弹性有限, 因而上市公司内首选能源央企下属或合作公司, 并优先设备产品已出货的企业: 华电科工已完成德令哈 PEM 制氢、铁岭离网风电制氢、达茂旗风光储氢用一体化制氢三大项目, 2023 年实现了 5.1 亿元收入; 华光环能中标中能建松原氢能产业园; 长春绿动中标大安风光氢氨一体化示范项目。

图表25: 制氢项目电解槽月度招标量 (MW)



图表26: 制氢项目电解槽企业中标份额 (%)



来源: 中国招标与采购网、国金证券研究所, 数据截至 2024/11/22

来源: 中国招标与采购网、国金证券研究所, 注: 仅统计公开中标份额项目的第一候选人, 数据截至 2024/11/22


**图表27：制氢项目电解槽月度开标情况 (MW)**

公告时间	投标方	入围/中标企业	中标规模 (MW)	中标价格 (万元/套)	类型
2023年3月	深圳能源集团	阳光电源	45	997.5	碱性电解槽
2023年3月	吉电股份	长春绿动	50	580	PEM 电解槽
2023年3月	华能清能院	中能(江苏苏州)氢能科技	6.5	486.6552	碱性电解槽
2023年4月	吉电股份	隆基氢能	75	698	碱性电解槽
		阳光电源	60	748.9	碱性电解槽
		三一氢能	40	720	碱性电解槽
		派瑞氢能	20	770	碱性电解槽
2023年4月	国华投资宁夏分公司	派瑞氢能	16	680.5	碱性电解槽
		安思卓	5	683.4	碱性电解槽
2023年5月	大连洁净能源	阳光电源	20	830	碱性电解槽
		隆基氢能	20	900	碱性电解槽
2023年6月	三峡科技	派瑞氢能	35	699.71	碱性电解槽
2023年6月	中国石油	中能氢能科技	15	766.7	碱式电解槽
2023年11月	中广核	隆基氢能	12	1199	碱性电解槽
2023年12月	中国华电	中电丰业	35	686	碱性电解槽
2024年5月	大唐集团	中车株洲电力机车研究所	70	915	碱性电解槽
2024年6月	圣圆科技	派瑞氢能	30	999.13	碱性电解槽
		海德氢能	15	1232.5	碱性电解槽
2024年7月	国华投资	中车株洲电力机车研究所	65	436.77	碱性电解槽
2024年8月	京能集团	派瑞氢能	18.75	607.972	碱性电解槽
2024年9月	京能科技	派瑞氢能	1.25	698.16	PEM 电解槽
2024年10月	潍坊港区集装箱码头公司	奥氢动力	1	556	碱式电解槽
2024年11月	吉电股份	三一氢能	40	649.5	碱式电解槽

来源：政府官网、北极星氢能网等，国金证券研究所，注：公示多个中标候选人时仅统计第一中标候选人，数据截至 2024/11/22

绿色运营商同迎机遇，绿色燃料构建新需求。绿色甲醇和绿氨需求量强劲，带动快速发展的可再生能源电力和绿氢消纳。2023 年我国甲醇表观消费量为 9757.7 万吨，若绿色甲醇对传统甲醇替代比例为 30%，则可以带动 556.2 万吨的绿氢消纳；2023 年我国合成氨需求量为 6816.17 万吨，若绿氨的渗透率达到 30%，则可以带动 368.1 万吨的绿氢消纳。绿醇绿氨的崛起，为绿氢和电解槽带来更多的发展机会。

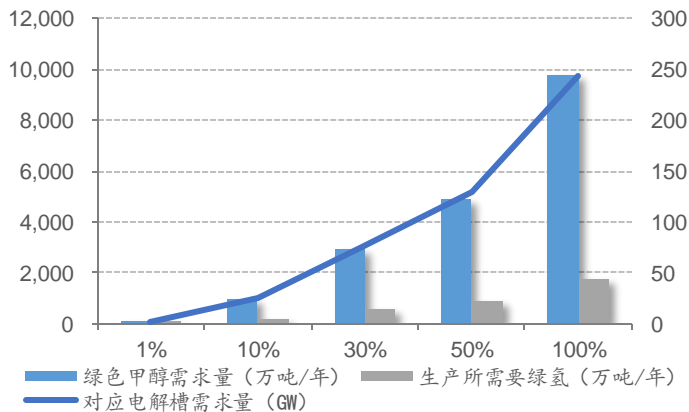
绿色燃料溢价带动绿色氢氨醇一体化项目火热建设，布局相关高价值量及关键核心技术装备：风电和光伏产业链、绿氢合成氨/醇技术与设备、生物质处理的企业将率先受益。绿色甲醇制备标的：吉电股份、中国天楹、东方电气、金风科技；生物质产业链标的：圣泉集团、航天工程；氢醇氨 EPC 标的：辉丰股份。

- 中国绿色甲醇供应潜力巨大，产能扩张进行时。截至 2024 年 6 月，国内已规划绿色甲醇项目数量累计已经达到 109 个，累计规划产能（部分项目含远期产能）已超过 5037.4 万吨。项目建设满弓劲发，2024 年上半年新增开工绿醇项目 7 个，合计开工产能超过 214 万吨。
- 国内绿色合成氨项目建设火热，提升与传统合成氨竞争可能。2024 年以来，国内超过 20 个绿色氢氨项目有所推进，逐步打造完整的“绿电-绿氢-绿氨”产业链，包括中能建、国家能源集团、华电、水木明拓等在内的能源企业推进绿氨项目总投资超 3000 亿元，年规划产能近 600 万吨。

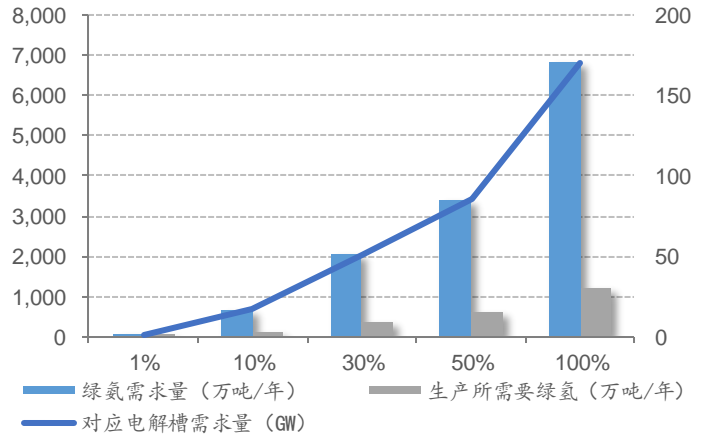




图表28: 绿色甲醇替代将带动绿氢消纳



图表29: 绿氢替代将带动绿氢消纳

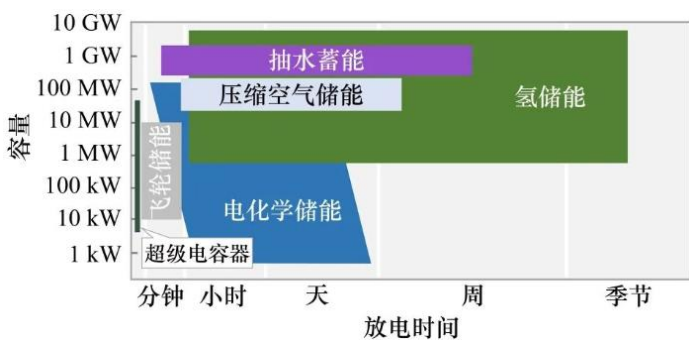


来源: 中国产业发展促进会生物质能产业分会、国金证券研究所

来源: 水电水利规划设计总院《氢能十解》、国金证券研究所

工信部提出适度超前布局氢储能,下游应用场景再释放,带动产业链加速示范。11月6日,工信部发布《新型储能制造业高质量发展行动方案》,表示适度超前布局氢储能等超长时储能技术。同时,广州也发布政策表示将打造百亿级氢储能产业集群。氢储能作为长周期、大规模储能场景的优先选择,是非电能源消费领域碳中和的关键,上游侧耦合风光设备电解水制氢,可解决可再生能源电消纳及上网问题,风光氢储一体化项目正逐步落地,同时下游多样化零碳应用将打开需求侧市场,带动供给侧绿氢应用以及消纳,加速上游绿氢项目落地进程。据GGII不完全统计,2021年至2024年7月,国内公开发布氢燃料电池储能发电示范项目累计超60个,燃料电池发电规划装机规模高达460MW。虽然2024年公开发布氢储能发电项目数量较少,但燃料电池发电装机规模明显提高,普遍达到MW级以上,有助于推动燃料电池产业化应用。

图表30: 氢储能适用于大规模和长周期



图表31: 国内氢储能发电应用场景在用电侧较为广泛

新型电力系统应用环节		作用	发展驱动力
“源”	可再生能源发电侧	1) 利用风光弃电制氢 2) 波动平抑 3) 惯量支撑 (燃氢电厂)	1) 国家政策规定集中式风光电站必须强制配储才能并网 2) 河北、西藏、内蒙古、上海、新疆等多省份明确提出配置4小时以上长时储能
	可再生能源电网侧	1) 调频/调峰 2) 环节输配电线路阻塞 3) 季节性电量平衡	1) 调峰调频,保持电力供需平衡 2) 缓解电网阻塞,保障稳定性
“荷”	可再生能源用电侧	1) 电力电量支撑 2) 需求侧响应 3) 调频/调峰	1) 峰谷价差套利 2) 副产氢综合利用 3) 绿电双碳责任 4) 技术难度相对较小 5) 作为应急备用电源
	园区/居民区/建筑		
	离网场景 (海岛/基站) 其他		

来源:《中国工程科学》、国金证券研究所

来源: GGII、国金证券研究所

### 三、氢能商用车进入冲刺翻倍年，燃料电池核心零部件迎机遇

#### 3.1 近半目标缺口需完成，氢能商用车进入冲刺最后一年

2025年规划确认时点将近,近半目标缺口需完成。国家层面发布《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》规划了燃料电池汽车推广的保底量,即到2025年之前不低于5万辆,也为氢能的发展节奏提供有力的路线指引。截至2024年10月,燃料电池汽车保有量约为2.5万辆,近半目标缺口需完成。



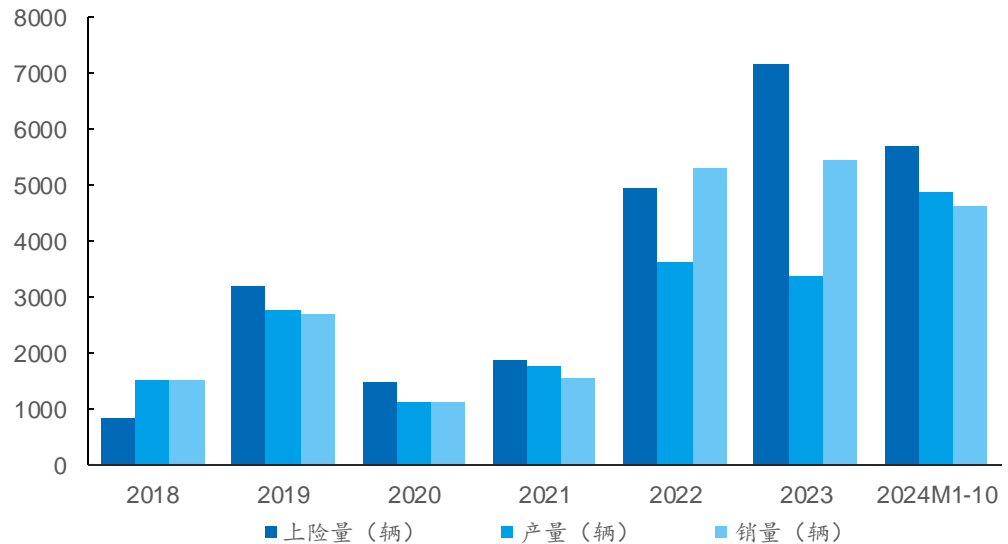


图表32: 氢能产业发展中长期规划 2025 年燃料电池汽车保有量达到 5 万辆

发展目标	2025 年				2030 年		2035 年	
	燃料电池车保有量	加氢站	可再生能源制氢	二氧化碳减排	形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系。	广泛应用可再生能源制氢。	提升可再生能源制氢在终端能源消费中的比重。	形成涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。
	约 5 万辆	部署建设	10-20 万吨/年	100-200 万吨/年				
规划路线	核心技术	产业创新	制氢设施	交通领域	工业领域	储能领域		
	质子交换膜燃料电池、新型燃料电池、核心零部件以及关键装备。	高校、科研院所、企业建设重点实验室、前沿交叉研究平台。	因地制宜的制氢技术路线，清洁化、低碳化、低成本。	重型车辆应用，货汽车市场，与锂电池纯电动汽车的互补发展模式。	还原剂，替代化石能源应用。	“风光发电+ 氢储能”一体化应用新模式。		
示范工程	交通		储能	发电		工业		
	城市公交车、物流配送车、环卫车		可再生能源资源富集、氢气需求量大的地区	在金融、医院、学校、商业、工矿企业等领域引入氢燃料电池		在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源		

来源:《氢能产业发展中长期规划(2021-2035)》、国金证券研究所

图表33: 截至 2024 年 10 月燃料电池汽车保有量约为 2.5 万辆

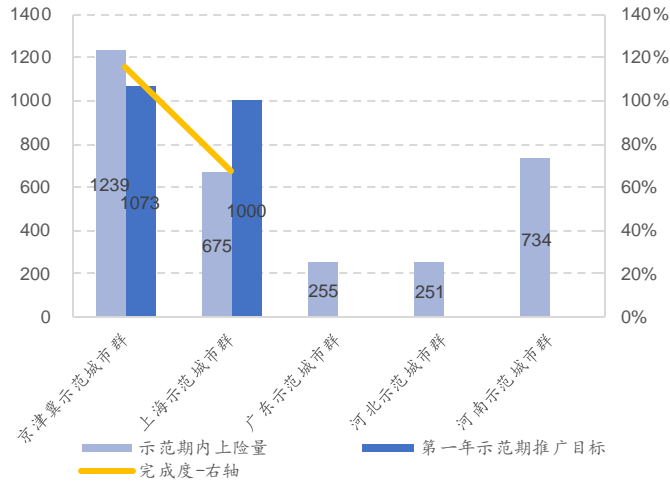


来源: 中汽协、交强险、国金证券研究所

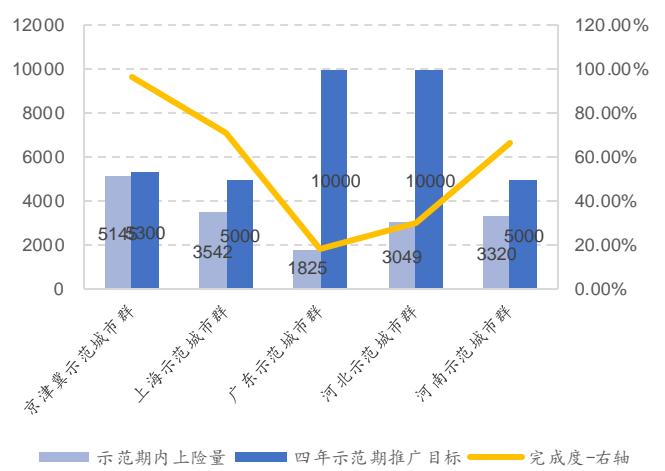
示范城市群后续推广有望提速，非示范城市群同步积极推广。根据第一年度推广情况看，受补贴滞后、推广经验不足等因素影响，整体推广完成度低于预期，其中京津冀和上海城市群完成度相对较好，广东、河北低于预期，后续推广潜力大。截至 2024 年 10 月，五大城市群共推广约 1.7 万辆燃料电池汽车，占四年示范推广总目标 35300 辆的 48%，明年近半目标待完成。



图表34：第一年示范期示范城市群燃料电池汽车推广数量、目标及完成比例（辆、%）



图表35：截至2024年10月示范城市群燃料电池汽车推广数量、目标及完成比例（辆、%）



来源：各省政府官网、交强险、国金证券研究所，按示范城市群口径统计部分城市重叠

来源：各省政府官网、交强险、国金证券研究所，按示范城市群口径统计部分城市重叠

### 3.2 示范、补贴、降本三重因素，推动燃料电池汽车放量落地

27.67 亿元补贴已公示，国家补贴下发坚定发展信心。入围五大示范城市群（北京、上海、广东、河南、河北）按照其目标完成情况给予奖励，最高单城市群达 17 亿，地级市（区）也可按照 1:1 针对燃料电池汽车和氢气发放补贴，当前燃料电池汽车示范城市群第一年度和第二年度补贴资金均已公示，分别为 7.72 亿元和 16.25 亿元，第二年较第一年度补贴上升 42%，涵盖北京、天津、河北、内蒙古、上海、浙江、江苏、山东、河南和宁夏等 10 个省级行政区的 25 个市区，比第一年新增北京经开区、邯郸、辛集、苏州、洛阳、焦作、宁东能源化工基地。国家资金下发助力企业回血，并且第二波补贴下发速度超预期，将夯实下游燃料电池企业推动氢车信心，加速 2025 年燃料电池汽车放量。

图表36：第一年和第二年共 27.67 亿元燃料电池示范城市群补贴已公示

地区	第二年奖励资金（万元）	第一年奖励资金（万元）	第一年与第二年总和（万元）
<b>合计</b>	<b>162465</b>	<b>114219</b>	<b>276684</b>
北京	<b>合计</b>	<b>24308</b>	<b>29786</b>
	大兴区	10863	15435
	海淀区	4073	3502
	房山区	2278	1543
	昌平区	2068	554
	延庆区	13074	8752
	经开区	3719	/
天津	<b>合计</b>	<b>11207</b>	<b>1583</b>
	滨海新区	11207	1583
河北	<b>合计</b>	<b>49708</b>	<b>17164</b>
	张家口	2897	655
	唐山	39830	13960
	保定	4372	2541
	邯郸	2268	/
	辛集	252	/
	定州	188	8
内蒙古	<b>合计</b>	<b>504</b>	<b>1519</b>
			<b>2023</b>



	乌海	/	4	4504
	鄂尔多斯	504	1515	2019
上海	<b>合计</b>	<b>31349</b>	<b>30366</b>	<b>61715</b>
	上海	31349	30366	61715
江苏	<b>合计</b>	<b>87</b>	<b>/</b>	<b>87</b>
	苏州	87	/	87
浙江	<b>合计</b>	<b>7579</b>	<b>884</b>	<b>8463</b>
	嘉兴	7579	884	8463
山东	<b>合计</b>	<b>2868</b>	<b>1205</b>	<b>4073</b>
	淄博	2868	1205	4073
河南	<b>合计</b>	<b>34341</b>	<b>23763</b>	<b>58104</b>
	郑州	26368	20350	46718
	洛阳	2284	/	2284
	安阳	3464	1803	5267
	焦作	422	/	422
	开封	1008	653	1661
宁夏	<b>合计</b>	<b>514</b>	<b>/</b>	<b>514</b>
	宁东能源化工基地	514	/	514
安徽	<b>合计</b>	<b>/</b>	<b>262</b>	<b>262</b>
	六安	/	262	262
广东	<b>合计</b>	<b>/</b>	<b>7687</b>	<b>7687</b>
	广州	/	5026	5026
	佛山	/	2660	2660
	中山	/	1	1

来源：香橙会、国金证券研究所

图表37：燃料电池汽车补贴方案，最高单车可超50万

车型	功率分界	A 基本补贴	B 年度增益系数				C 质量增益系数			最高补贴额 D=max(A x B x C)
			2021	2022	2023	2024	12<G≤25t	25<G≤31	31<G	
乘用车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	80kW	19	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	24.7
小型、中型客车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	80kW	16	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	20.8
轻型、中型货车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	80kW	16	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	20.8
大型客车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	110kW	28	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	36.4
重型货车	50kW	10	1.3	1.2	1.1	0.9	—	—	—	13
	80kW	19	1.3	1.2	1.1	0.9	1.1	1.3	1.5	37.05
	110kW	28	1.3	1.2	1.1	0.9	1.1	1.3	1.5	54.6

来源：《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》、国金证券研究所，补贴金额=功率系数 A\*时间系数 B\*质量系数 C



打造京沪氢走廊，长距离跨省公路示范有望逐步铺开。氢燃料电池车补能速度快、在长途重载上具有优势，但多年来受限于加氢站网络和续航能力，氢能交通仍局限在一省或一域，《共建中国氢能高速行动倡议》的提出以及京沪氢能交通走廊的成功探路为氢能高速示范的铺开奠定基础，示范全程约 1500 公里、跨越京津冀鲁苏沪 6 个省，这也是我国氢能车辆首次大范围、长距离、跨区域的实际运输测试，后续构建以五大城示范群为基础的氢能高速网络建设，并对高速运营车辆和加氢站给予政策支持，减免高速通行费等政策支持有望跟进，推动燃料电池车的长距离运输发展。

图表38：京沪氢能交通走廊，长距离跨省公路示范



来源：中国石化集团、国金证券研究所

免除高速过路费，给予经济支持推动燃料电池汽车的长距离实际应用。自 3 月起山东、四川、内蒙古、吉林、陕西等五省相继宣布氢车免高速费政策，将免除氢燃料电池汽车的省内高速公路通行费，为氢能高速的推广提供了切实的经济性支持。近年来虽然新能源汽车优惠政策不断，但针对道路出行方面并无补贴，免收高速费的试点政策也标志着氢能发展已具备从产业化到应用化开启的基本条件，结合《共建中国氢能高速行动倡议》以及氢气产供储销网络的不断完善，以长距离运输物流车为代表的燃料电池汽车应用场景开始逐步打开。

图表39：山东、四川、内蒙古、吉林、陕西等相继宣布氢车免高速费政策

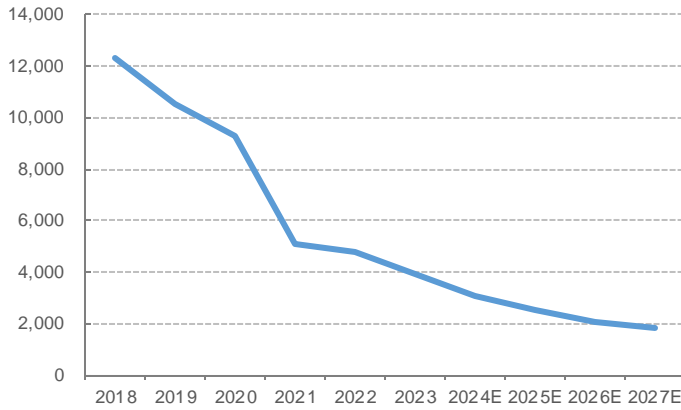
省市	政策文件	内容
山东	《关于对氢能车暂免收取高速公路通行费的通知》	自 2024 年 3 月 1 日起，对行驶山东省高速公路安装 ETC 套装设备的氢能车辆暂免收取高速公路通行费，政策试工期 2 年。
四川成都	《成都市推动氢燃料电池商用车发展及推广应用行动方案（2024—2026 年）（征求意见稿）》	提升氢燃料电池商用车道路权限。在全市范围内放宽氢燃料电池商用车市区通行限制。省市协同对行驶我市成温邛高速、双流机场高速、成彭高速、成灌高速和城北高速安装使用 ETC 装备的氢燃料电池商用车，经备案后免除高速公路通行费。
内蒙古鄂尔多斯	《市交通运输局关于印发氢能源车辆奖补通行费实施方案的通知》	2024 年 6 月 1 日起，对在鄂尔多斯市境内行驶通过收费站的氢能车辆，在收取收费金额后，次月审核后返还全部通行费。奖补时间为 2024 年 6 月 1 日起至 2026 年 6 月 1 日止，试工期 2 年。值得一提的是，政策试行后，预计全年将为运营企业减免通行费 300 余万元。
吉林	《关于对氢能车辆行驶吉林省高速公路实施优惠的通知》	自 2024 年 9 月 1 日 0 时至 2026 年 8 月 31 日 24 时，安装 ETC 套装设备的吉林省籍氢能车辆在吉林省各高速公路收费站间点对点免费通行，相应的高速公路通行费由省财政统一支付。
陕西	《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》	规定自 2024 年 9 月 1 日起至 2027 年 9 月 1 日止，对安装使用 ETC 装备的氢能车辆，全额免除省内高速公路通行费。

来源：政府官网、国金证券研究所

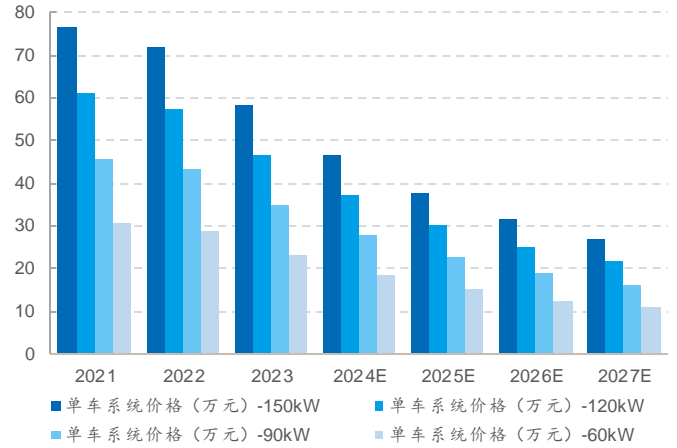


燃料电池成本与性能是燃料电池汽车（FCV）购置成本关键。燃料电池示范城市群的补贴与氢能中长期规划对燃料电池在交通领域的定位表明，燃料电池在交通领域未来要实现价格逼近或低于内燃机价格，同时其稳定性与可靠性需与内燃机持平，在补贴的尾声中，性能与成本是燃料电池行业的核心，单车系统即燃料电池汽车发动机价格未来有望持平内燃机。

图表40：燃料电池系统售价逐年快速下降（元/KW）



图表41：单车系统价格未来有望持平内燃机

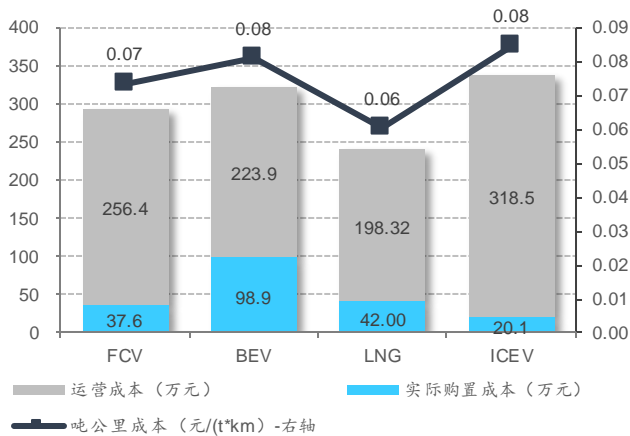


来源：弗若斯特沙利文、国金证券研究所

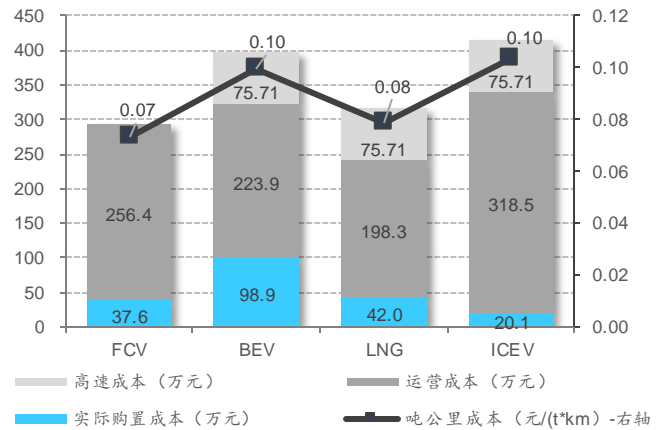
来源：弗若斯特沙利文、国金证券研究所

燃料电池重卡已初步具备经济性，免高速费后 FCV 经济性优势更显著。前期，在补贴下燃料电池重卡经济性开始显现，但在氢源、加氢站等基础设施供应不够完善的情况下，渗透率提升阻力仍然较大。现阶段，一方面上游制氢端开始大规模供应，另一方面加氢站数量也达到 400 余座，此时燃料电池汽车应用阻力大幅下降，近两年推广将大幅提速。此外，针对性政策的不断落地也将加速落地进程，免除高速公路费用将使燃料电池重卡的经济性优势更加凸显，实现 20% 以上的成本经济性优势。

图表42：现阶段补贴后燃料电池重卡具备经济性优势



图表43：免高速费后燃料电池重卡经济性优势明显



来源：国金证券研究所测算

来源：国金证券研究所测算





图表44: 减免高速费后燃料电池重卡 TCO 成本可下降 20%以上

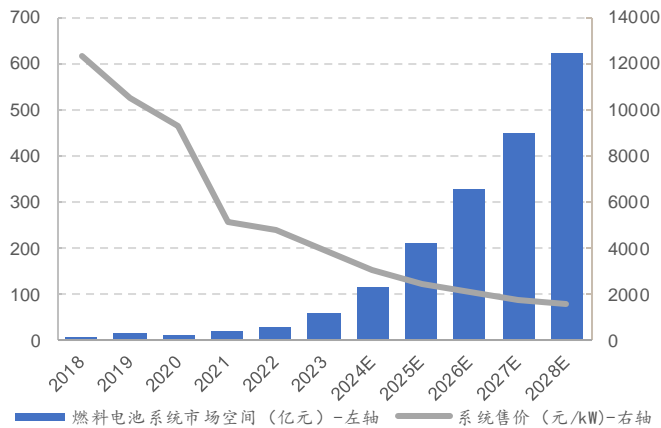
以 49t 重卡为例测算, TCO=5 年	
高速里程(km)	100
运输方案	往返
TCO-不含高速(万元)	268
高速过路费 (元/km)	2.2
高速路程占比 (%)	90%
高速成本(万元)	69.30
TCO 总成本 (万元)	337.54
高速成本占比(%)	21%

来源: 国金证券研究所测算

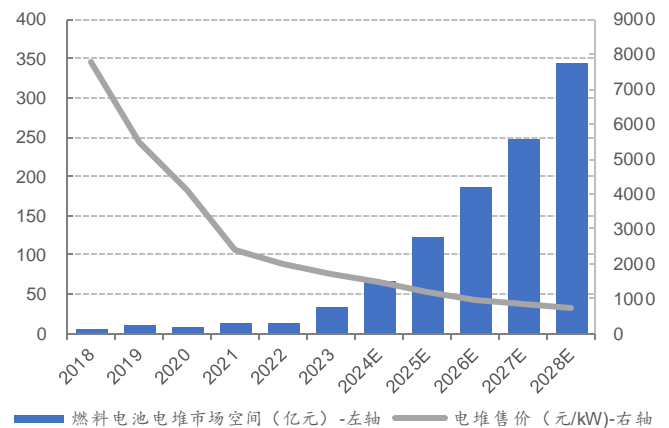
### 3.3 FCV 放量带动零部件需求高增, 系统、电堆、储氢瓶企业迎贝塔

2025 年系统和电堆市场空间均看向百亿。以国家规划 5 万辆推广目标、2023 年底 2 万辆保有量计算, 2024-2025 年 CAGR 超 55%, 由于燃料电池车的导向是高重载、长续航领域的应用场景, 故系统和电堆的使用功率将逐步增大, 系统和电堆的售价也将随着规模化放量以及技术迭代逐年下降, 预计 2025 年系统和电堆环节的市场将在 200 亿与 120 亿元左右。

图表45: 2025 年燃料电池系统市场空间超 200 亿



图表46: 2025 年燃料电池电堆市场空间超 120 亿



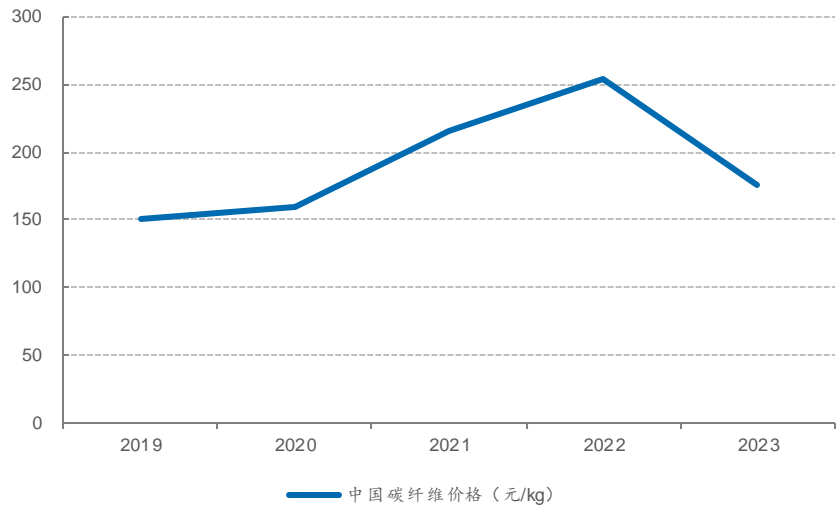
来源: 弗若斯特沙利文、国金证券研究所

来源: 弗若斯特沙利文、国金证券研究所

车载高压储氢瓶和供氢系统市场随燃料电池车放量带动高增。氢气生产储存、运输、加注等基础设施体系不断落地完善, 燃料电池汽车需求也将进一步增加, 从而推动车载高压供氢系统及车载高压储氢瓶行业的发展。车载高压供氢系统的原材料成本结构主要包括储氢瓶、管阀件、传感器及控制器等, 其中储氢瓶占系统总成本比例最大。单个供氢瓶而言, 原材料成本结构主要包括碳纤维及铝内胆等, 其中碳纤维占储氢瓶总原材料成本 50%以上, 随着中国核心技术本土化和产能提高, 碳纤维价格逐步下跌并于 2023 年达到 175.6 元/kg。原材料的下降及燃料电池汽车的放量将驱动车载高压供氢系统及储氢瓶将需求高增。

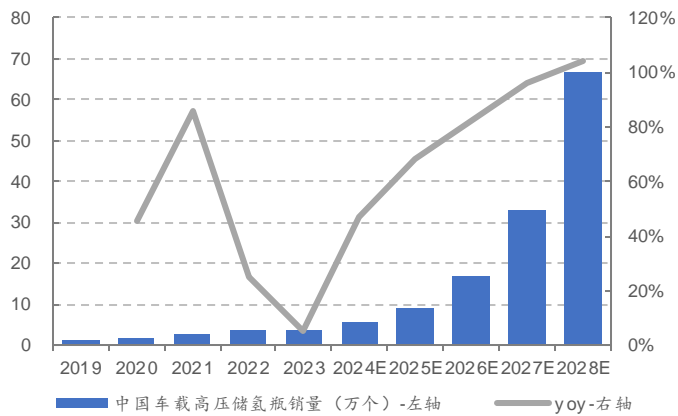


图表47：中国碳纤维逐步国产化价格，降至175.6元/kg

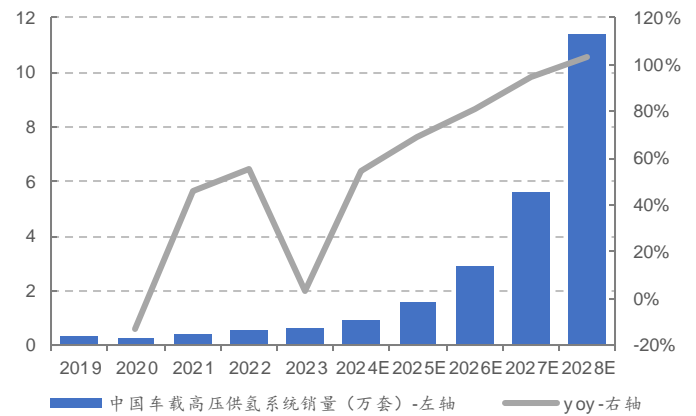


来源：百川盈孚、国金证券研究所

图表48：2025年车载高压储氢瓶销量随车辆放量带动



图表49：2025年车载高压供氢系统销量随车辆放量带动



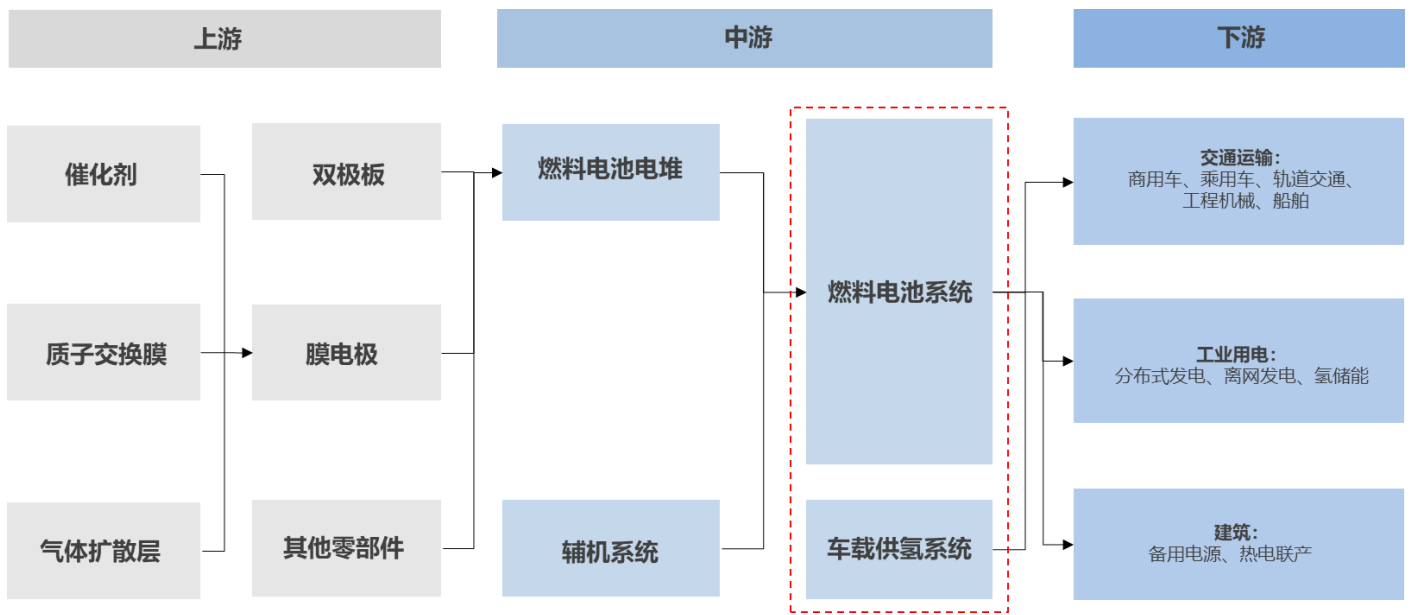
来源：弗若斯特沙利文、国金证券研究所，车载高压储氢瓶销量包括：作为单个产品销售的车载高压储氢瓶；以及作为车载高压储氢系统零部件销售的车载高压储氢瓶。

来源：弗若斯特沙利文、国金证券研究所

燃料电池汽车内核心零部件为首要受益环节。燃料电池汽车的放量将直接带动内部零部件的需求，首选价值量大及技术壁垒相对较高的环节：燃料电池系统和车载供氢系统。此次盘点燃料电池产业链中价值量高的核心零部件企业，主营业务为燃料电池系统（占整车成本约 60%）或车载供氢系统（占整车成本约 20%），已形成规模化销售并且明确披露相关产品收入、订单等情况。



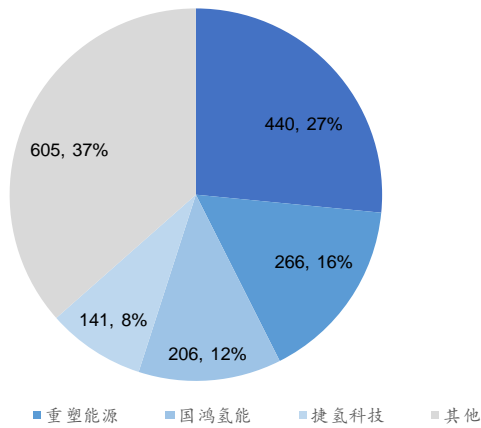
图表50：燃料电池产业链一览



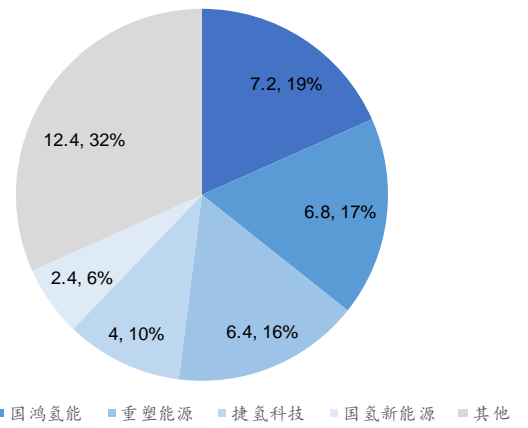
来源：《中国氢能产业发展报告》、国金证券研究所

燃料电池头部企业市占率过半，重点关注前五大供应商。2022-2024年10月，从燃料电池系统供应商格局看，亿华通、重塑能源、国鸿氢能为燃料电池系统前三大供应商；2022年，从燃料电池电堆前五大电堆厂商看，国鸿氢能、亿华通、捷氢科技、重塑能源、氢晨科技为燃料电池电堆前五大供应商。

图表51：2022-2024年10月燃料电池系统竞争格局 (MW, %)



图表52：2023年燃料电池系统收入格局 (亿元, %)

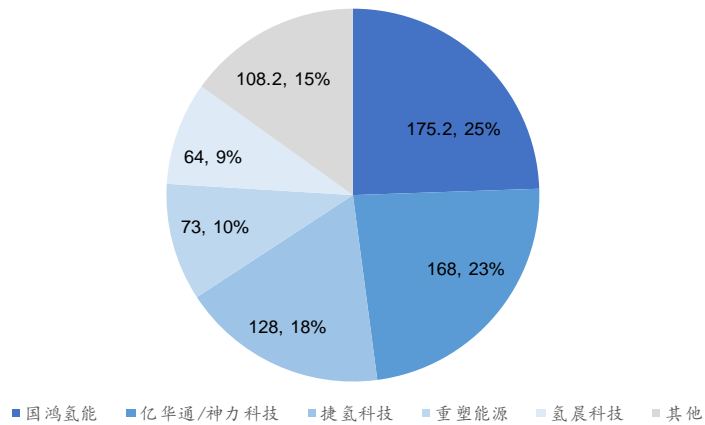


来源：交强险、国金证券研究所，按系统功率统计

来源：弗若斯特沙利文、国金证券研究所，按氢燃料电池系统的销售额统计



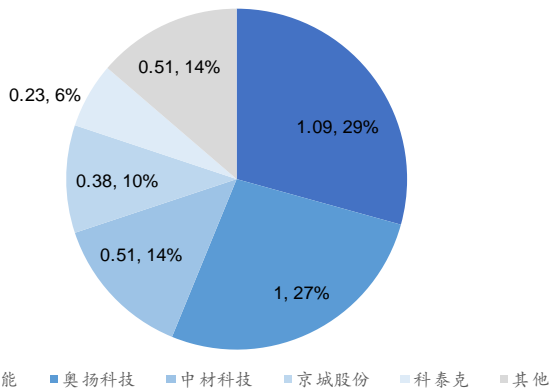
图表53: 2022年燃料电池电堆前五大电堆厂商(MW, %)



来源: 弗若斯特沙利文、国金证券研究所, 按系统功率统计

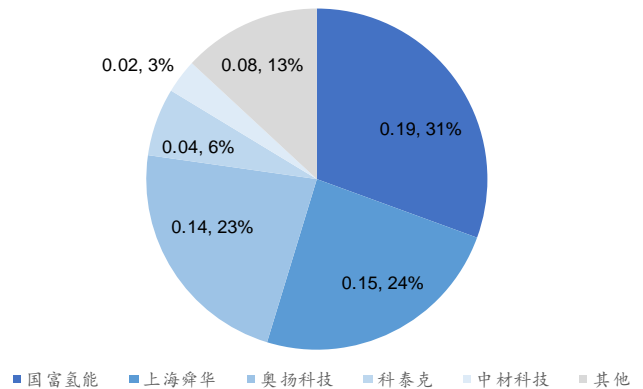
车载高压储氢瓶行业市场份额相对集中, 重点关注高市占率企业。前三大厂商市占率达到70%左右, 市场集中度相对较高, 国富氢能、奥扬科技、中材科技、京城股份、科泰克等企业市占率靠前。

图表54: 2023年中国按销量计的前五大车载高压储氢瓶公司(万个, %)



来源: 弗若斯特沙利文、国金证券研究所

图表55: 2023年中国按销量计的前五大车载高压供氢系统公司(万套, %)



来源: 弗若斯特沙利文、国金证券研究所

#### 四、投资建议

十四五目标下行业将迎放量大年, 量级翻倍起步带动产业链迈向商业化, 并且在政策推广、示范效应、产业链降本下, 行业将迎来连续放量, 重点把握绿氢一体化项目和燃料电池汽车两大方向。

(1) 制氢和燃料电池两条主线并行, 关键在经济性及应用突破, 重点关注政策驱动与新商业模式闭环;

(2) 政策进一步定调+需求兑现+新商业模式落地, 整体估值有望迎接修复。氢能板块交易逻辑在于政策的进一步推动预期和整体放量持续增长预期: ①氢能板块有望进一步从政策角度定调; ②整体的板块驱动力逐步由先前的成本端向需求端转变; ③“绿电绿氢+燃料电池车辆运营”的商业模式闭环有望初步形成。

绿氢一体化项目方向, 把握制氢设备和绿色运营商机遇:

- 行业拿订单并在项目现场实地验证是现阶段的重点, 制氢设备的渠道优势和一体化优势是关键, 首选能源央企下属或合作公司, 建议关注: 华电科工、华光环能、昇辉科技;
- 绿醇绿氢的崛起为绿氢和电解槽带来更多的发展机会, 布局高价值量及关键核心装备: 风电和光伏产业链、绿氢合成氨/醇技术与设备、生物质处理的企业将率先受益;



吉电股份、中国天楹、森松国际。

燃料电池方向：示范、补贴、降本三重因素将推动燃料电池汽车放量落地，对应带动系统、电堆、储氢瓶等价值量高的燃料电池零部件率先受益，建议关注燃料电池系统头部企业：亿华通、国鸿氢能；储、运氢瓶头部企业：中集安瑞科、国富氢能；检测设备头部企业：科威尔。

## 五、风险提示

政策推广力度不及预期：氢能产业处于前期政策驱动阶段，氢气在下游的应用渗透速度很大程度取决于政策的力度，推广政策落地的不及预期将影响产业的发展和应用速度；

示范项目落地缓慢：绿氢示范项目的落地受到政策、成本等多方面因素影响，可能出现招标和落地的时间超过一年的情况；

降本速度不及预期：若光伏组件、储能设备等新能源相关设备以及制氢设备降本速度不及预期，可能将影响绿氢和氢基能源的平价进程及应用推广。

技术研发进度不及预期：离网制氢、燃煤掺烧氢发电等技术尚处于小规模示范阶段，若技术研发不及预期，将影响商业化推广。



**行业投资评级的说明：**

- 买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；
- 增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；
- 中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；
- 减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。





**特别声明：**

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-80234211	电话：010-85950438	电话：0755-86695353
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	邮编：100005	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号 紫竹国际大厦 5 楼	地址：北京市东城区建国内大街 26 号 新闻大厦 8 层南侧	地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心 18 楼 1806



【小程序】  
国金证券研究服务



【公众号】  
国金证券研究