



氢能行业：脱碳减排背景下需求空间广阔，燃料电池重卡环节先行受益

——氢能行业系列报告（一）

2024年6月7日

看好/维持

汽车

行业报告

分析师	李金锦 电话：010-66554142 邮箱：lijj-yjs@dxzq.net.cn	执业证书编号：S1480521030003
分析师	侯河清 电话：010-66554108 邮箱：houhq@dxzq.net.cn	执业证书编号：S1480524040001
研究助理	吴征洋 电话：010-66554045 邮箱：wuzhy@dxzq.net.cn	执业证书编号：S1480123010003

投资摘要：

氢能是我国战略性新兴产业与能源领域新质生产力的代表。近期行业积极变化引起市场关注度提升，我们认为行业或处于新一轮增长的起点。本报告将从“行业发展必要性”、“行业市场空间”以及“行业发展阶段与投资机遇”三个维度阐述行业发展逻辑普遍存在的疑问。

发展氢能的必要性：在全球各国达成长期减排脱碳趋势强共识背景下，氢能可推动能源、交通及工业等主要碳排放领域实现大规模深度脱碳，在建筑供热、重载航运及冶金等领域进行减排替代，并可作为长时储能媒介耦合可再生能源，提升能源利用效率并稳定电网，为全球脱碳减排不可或缺的能源构成。我国石油与天然气等主要工业与交通消费能源对外依存度较高，能源安全问题面临严峻考验，作为全球最大的产氢国家，我国可基于氢能资源禀赋优势替代对外依存度较高的化石能源，实现能源自主可控。国家高度重视氢能发展，预计2050年氢能在我国能源体系中占比将超过10%。

行业市场空间：氢能需求空间广阔，除传统石油炼化/合成氨/甲醇化工外，未来将发力于交通/储能/绿氨/冶金等领域，上游制氢环节及下游应用端燃料电池汽车发展提速：制氢成本下降叠加碳价提升等因素推动绿氢平价化放量趋势，2030年电解水制氢占比有望提升至33%，电解槽需求快速增长，预计2027年全球电解装机9.3GW，5年CAGR 56%，其中PEM电解槽降本潜力空间巨大，有望在持续降本下实现快速渗透；各国氢能战略加码燃料电池汽车，我国示范推广进展顺利，规模化效应带动系统及核心环节持续降本，驱动燃料电池装机规模稳定增长，目前示范城市群中长期规划明确，政策催化有望带动产业链商业化进程或步入加速期，预计2025/2030年我国燃料电池汽车销量1.3/5.5万辆，2030年保有量近20万辆，燃料电池系统装机功率增长将超过车端，预计2025/2030年装机功率1.8/8.8GW。

行业发展阶段与投资机遇：对标锂电新能源车行业，燃料电池汽车在政策推出节点、行业发展规模及产业链降本进程等维度上滞后锂电发展周期十年以上，锂电产业链快速发展得益于政策支持+技术进步+规模效应带动电池等核心零部件降本，进而驱动需求释放。当前燃料电池核心零部件较大程度的降本已为规模增长提供了潜力，用氢成本及加氢基础设施是制约起量的主要瓶颈，政策支持引导+用氢成本下降行业有望复制锂电发展逻辑步入加速提升期，板块投资的主要推力也将由政策推出预期或超预期规划目标等催化因素转变为订单招标/推广运营规模、政策支持力度及经济性等维度超预期边际变化带来的催化。

燃料电池重卡环节有望先行受益：1) 减排推动重卡新能源化趋势，燃料电池重卡车型优势显著、应用场景占优；2) 主要重卡市场与燃料电池汽车示范城市群、氢能资源富集区基本重合，有较强的应用推广基础；3) 当前补贴后燃料电池重卡购置成本与燃油/纯电重卡差距相对较小，制氢端降本+通行费减免政策降低运营成本，燃料电池重卡经济性提升可期；4) 政策引导倾斜重卡应用，零部件环节补贴力度不减，有望持续受益。

投资策略：建议关注燃料电池重卡整车与核心零部件环节：24-25年示范推广节奏有望提速，重卡兼具应用场景优势与需求端区位优势，占比有望进一步提升，在补贴倾向重卡车型背景下，整车环节将抢先受益，主要受益标的为中国重汽、福田汽车；示范期内政策对国产化核心零部件奖励力度维持不变，同时车端规模放量将直接带动零部件需求快速提升，建议持续关注价值量大且技术壁垒相对较高的环节，我们推荐核心零部件布局全面、卡位示范区域优势的中原内配，亿华通(A/H)、潍柴动力为主要受益标的。部分氢能企业于港交所申报上市流程，建议持续关注后续进展。

风险提示：行业支持政策出现重大变化、产业链降本进程不及预期、终端需求增长不及预期、锂电等其他可替代技术发展超预期的风险。

行业重点公司盈利预测与评级

简称	EPS (元)				PE*				评级
	2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	
中国重汽	0.92	1.21	1.53	1.90	16.7	12.7	10.0	8.1	-
福田汽车	0.12	0.17	0.22	0.29	21.5	14.2	10.9	8.4	-
中原内配	0.53	0.61	0.71	0.82	12.0	10.3	8.9	7.7	推荐
亿华通	-1.48	-0.98	-0.41	-0.11	-22.6	-	-	-	-
潍柴动力	1.04	1.30	1.53	1.75	15.4	12.2	10.4	9.1	-

资料来源：公司财报、东兴证券研究所，*基于2024-06-04收盘价计算，未覆盖标的盈利预测取自iFinD 90天一致性预测值

目 录

1. 发展氢能的必要性：脱碳减排的最后拼图，助力我国能源体系实现自主可控	5
1.1 氢能为全球脱碳减排不可或缺的能源构成	5
1.2 能源安全背景下我国高度重视氢能发展	7
2. 行业市场空间：减排背景下各环节前景广阔，制氢端、用氢端发展提速	9
2.1 氢能产业链：交通运输等增量需求极具潜力	9
2.2 制氢环节：减排趋势下绿氢放量在即，电解槽降本空间大、需求潜力旺盛	10
2.3 储运环节：国产化替代推进氢瓶降本，IV瓶应用有望加速落地	13
2.4 应用环节：燃料电池汽车示范推广进展顺利，核心环节降本进行时	16
3. 行业发展阶段与投资机遇：行业发展有望步入加速阶段，重卡环节先行受益	21
3.1 与锂电发展周期相差超十年，政策加持+产业链降本引领下行业有望步入加速提升期	21
3.2 区位优势+政策倾斜背景下重卡经济性可期，整车与核心零部件环节抢先收益	23
4. 投资策略：关注燃料电池重卡整车与核心零部件环节	26
5. 风险提示	26
相关报告汇总	27

插图目录

图 1： 全球各领域 CO ₂ 排放规模（十亿吨）	6
图 2： 全球各领域 CO ₂ 排放占比	6
图 3： 我国能源结构变化	8
图 4： 我国原油与天然气对外依存度变化	8
图 5： 氢能产业链及各细分环节构成	9
图 6： 全球氢气各终端应用场景需求结构变化（百万吨）	10
图 7： 全球氢气供给结构变化	11
图 8： 我国氢气供给结构变化	11
图 9： ALK 电解槽结构	12
图 10： PEM 电解槽结构	12
图 11： 1MW ALK 电解水系统成本构成	13
图 12： 1MW PEM 电解水系统成本构成	13
图 13： 全球电解槽装机功率（MW）	13
图 14： 中国电解槽装机功率（MW）	13
图 15： 各型号储氢瓶成本构成情况（美元）	15
图 16： 我国碳纤维需求与进口规模（吨）及国产化率	15
图 17： 全球与中国高压储氢瓶销量（万个）	16
图 18： 按技术路线分类燃料电池装机功率（MW）	17
图 19： 按应用场景分类燃料电池装机功率（MW）	17
图 20： PEMFC 燃料电池电堆结构及工作原理	18
图 21： PEMFC 燃料电池动力系统成本构成	18

图 22: 全球各国燃料电池汽车销量 (辆)	19
图 23: 中国燃料电池汽车分车型销量 (辆)	19
图 24: 我国燃料电池系统装机功率及系统成本.....	21
图 25: 全球及中国加氢站累计建成规模 (座)	21
图 26: 燃料电池汽车与锂电新能源车行业规模及核心零部件降本的发展进程.....	22
图 27: 燃料电池指数走势及其超额收益变化	23
图 28: 我国分车型汽车污染物排放量分布	24
图 29: 燃料电池重卡主要销量省份及重卡保有量份额.....	24
图 30: 我国各地区氢气产量 (百万吨)	24

表格目录

表 1: 全球各国脱碳时间表及碳中和政策阶段性目标.....	5
表 2: 氢气与其他能源能量密度及燃烧热对比	6
表 3: 全球各国氢能战略规划.....	7
表 4: 《氢能产业发展中长期规划 (2021-2035 年)》政策规划内容	8
表 5: 各制氢技术路线对比	10
表 6: 各电解水制氢技术对比.....	11
表 7: 各储氢技术对比	14
表 8: 不同规格高压储氢瓶性能对比.....	14
表 9: 各氢气运输技术特性对比.....	15
表 10: 各技术路线燃料电池特性参数.....	16
表 11: 各国氢能战略对燃料电池汽车的规划目标	18
表 12: 五大燃料电池汽车示范城市群及 2025 年推广规模目标	19
表 13: 燃料电池汽车示范应用第一年度奖励资金分配情况.....	20
表 14: 各动力类型重卡 TCO 测算.....	25
表 15: 各燃料电池车型示范应用奖励系数.....	26

氢能是我国战略性新兴产业和未来产业重点发展方向，是能源领域新质生产力的代表。近期燃料电池示范城市群第一年奖励落地、山东/四川省对氢能车辆免征高速费等积极变化引起市场对氢能行业的关注度有所提升，同时 24Q1 国内绿氢项目规划/投建以及燃料电池重卡推广规模持续高涨，我们认为氢能行业或处于新一轮增长的起点。针对行业发展逻辑普遍存在的疑问，本报告将从“行业发展必要性”、“行业市场空间”以及“行业发展阶段与投资机遇”三个维度进行阐述。

1. 发展氢能的必要性：脱碳减排的最后拼图，助力我国能源体系实现自主可控

1.1 氢能为全球脱碳减排不可或缺的能源构成

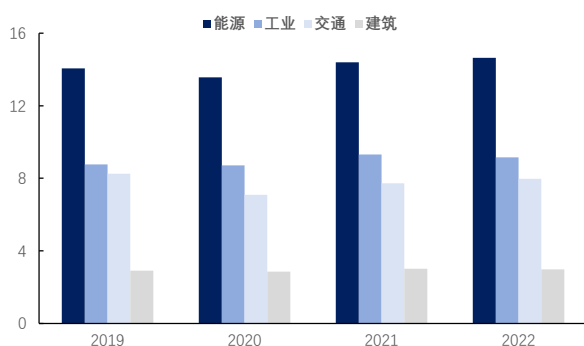
全球脱碳长期趋势已为强共识。2020 年 9 月联合国大会上习近平主席宣布在我国 CO₂ 碳排放力争 2030 年和 2060 年前分别实现碳达峰及碳中和的目标，2021 年 11 月《联合国气候变化框架公约》第 26 次缔约方大会各国就《巴黎协定》实施细则达成共识，并在此背景下为达成脱碳阶段性承诺目标加速推进各项政策与技术的执行落地，目前已有超过 100 个国家提出碳中和目标，如欧洲已实施碳排放配额交易多年且减排措施逐年趋严。对于长期的减排脱碳趋势，全球各国已达成较强的共识。

表1：全球各国脱碳时间表及碳中和政策阶段性目标

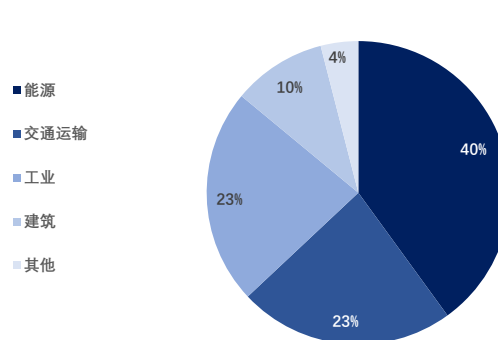
地区/国家	目标发布时间	碳中和时间	阶段性目标	
			目标年份二氧化碳减排量	减排量的比较基准年
日本	2021 年 10 月	2050	2030 46%	2013
美国	2021 年 4 月	2050	2030 50-52%	2005
欧盟	2021 年 4 月	2050	2030 55%	1990
德国	2021 年 5 月	2045	2030 65%	1990
英国	2020 年 12 月	2050	2030 68%	1990
中国	2021 年 10 月	2060	2030 碳强度*65%	2005
韩国	2021 年 10 月	2050	2030 40%(包括森林吸收)	2018
印度	2021 年 11 月	2070	2030 温室气体强度*45%	-
巴西	2021 年 11 月	2050	2030 50%	2005
希腊	2021 年 11 月	2050	2030 55%	-
俄罗斯	2021 年 11 月	2060 (草案)	2030 55%	1990
乌克兰	2021 年 7 月	2060	2030 65%	1990
越南	2021 年 11 月	2050	-	-
泰国	2021 年 11 月	2050	-	-
马来西亚	2021 年 10 月	2050	2030 45%	2005
印度尼西亚	2021 年 11 月	2060	2030 工业排放碳达峰	
澳大利亚	2021 年 10 月	2050	2030 温室气体 26-28%	2005
沙特阿拉伯	2021 年 10 月	2060	2030 甲烷 30%	2020
加拿大	2021 年 4 月	2050	2030 45%	2005

资料来源：联合国、各国政府、东兴证券研究所

氢能为脱碳减排的最后拼图，将成为能源体系重要部分。根据 IEA 统计，全球最主要的碳排放领域为能源发电、交通运输及工业生产，2022 年 CO₂ 碳排放量达 318 亿吨，合计占总排放量的 86%，因此以上三个领域的脱碳减排为实现碳中和净零排放的关键。尽管近年来风电与光伏发电装机与新能源车销量持续攀升有效推动了以上领域的脱碳减排进程，但某些特定领域的能源应用需要拥有更高的能量密度或通过燃烧产生更高的热值，如建筑供热领域、公路重载货运与航空航运等交通领域以及金属冶炼等工业生产领域，仅依靠基于清洁电能无法直接进行减排替代，减排问题依旧亟待解决，同时如风光等可再生能源发电的波动性、间歇性与资源分布不均又催生资源利用效率不足及电力系统效率下降等问题。作为来源广泛、清洁环保的二次能源，氢气具备高能量密度及热值，可真正意义上实现交通运输、工业生产等领域大规模、全面深度脱碳，同时可作为长时储能媒介，与风光等可再生能源耦合，实现能源的跨地域、跨季节调用存储，提升能源利用效率并优化配置，达到稳定电网的作用。目前全球各主要经济体均认可氢气在实现低碳能源结构转型过程中的重要性，目前包括有美国、日本、欧洲各国与欧盟整体等超过 20 个国家地区已制定了氢能发展战略，并积极发力燃料电池汽车与绿氢产业发展。作为脱碳减排的最后一块拼图，有望成为未来清洁能源体系的重要部分，Hydrogen Council 预测到 2050 年氢气将占全球终端能源需求的 22%。

图1：全球各领域 CO₂ 排放规模（十亿吨）

资料来源：IEA、东兴证券研究所

图2：全球各领域 CO₂ 排放占比

资料来源：IEA、东兴证券研究所

表2：氢气与其他能源能量密度及燃烧热对比

能源形式	质量能量密度 (MJ/kg)	体积能量密度 (MJ/L)	燃烧热 (百万焦/千克)
压缩氢气 (350bar) (298.15K)	141.6	2.83	141.8
压缩氢气 (700bar) (298.15K)	141.6	4.72	141.8
液氢	141.6	8.5	141.8
柴油	44.8	38.6	44.8
汽油	47.3	32	47.3
锂离子电池	0.94	2.63	-

资料来源：Wikipedia、Appropedia、国际能源网、中国工业气体工业协会、东兴证券研究所

表3：全球各国氢能战略规划

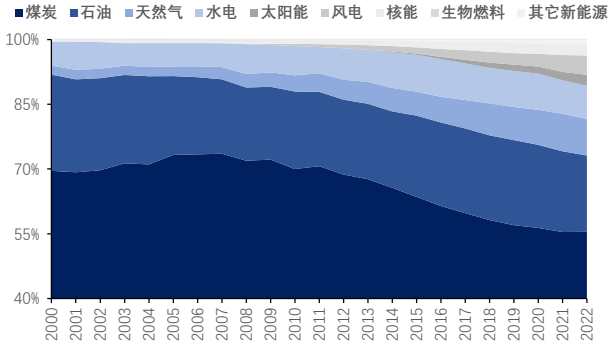
国家	政策名称	政策具体内容
中国	氢能产业发展中长期规划	目标到 2025 年，可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年
	绿色新政	5 年投资 114.1 万亿韩元加快绿色低碳转型，目标 30 年构建 100 兆瓦级绿氢量产体系
韩国	氢能领先国家愿景	到 2030 年构建产能 100 万吨/年的绿氢生产体系，清洁氢能占比升至 50%
	国家氢能目标	建立海外制氢基地，通过进口满足绿氢需求
日本	绿色增长战略	未来 10 年氢产业投入 3700 亿日元，目标 30 年氢产能 300 万吨，推动水电解技术发展
	氢能全供应链综合支持试点	5 亿日元/年支持在风、光能源丰富的地区生产绿氢，供产能相对不足的伙伴国家
英国	英国氢能战略	将原有至 30 年 5GW 的低碳氢产能提升至 10GW/年(绿氢+蓝氢)，公布 9000 万英镑绿氢基金
	差价合约 (CfD)	英国政府承诺将通过 23 年和 24 年的两轮分配授予对 1GW 绿氢项目的差价合约支持
德国	国家氢能战略	30 年/40 年目标电解槽产能 5/10GW，对绿氢需求巨大
	可再生能源法 2021	支持绿氢生产及应用，减免绿氢的可再生能源附加费，幅度达 85-100%
加拿大	氢全球计划	培育国际绿氢市场，在国外竞价收购绿氢并在国内竞价拍卖，投入 9 亿欧元
	国家氢战略	22 年 11 月宣布为绿氢提供高达 40% 的税收减免，23 年春季退出，持续到 30 年
印度	绿氢计划	印度仍在制定国家战略中，截止到 22 年 2 月，印度宣布到 30 年达到 500 万吨/年的绿氢产能
	财政补贴	22 年 1 月 4 日批准了一笔 1974 亿卢比 (24 亿美元) 的初始资金用于绿氢和电解槽生产制造

资料来源：各国政府、Clean Energy Wire、东兴证券研究所

1.2 能源安全背景下我国高度重视氢能发展

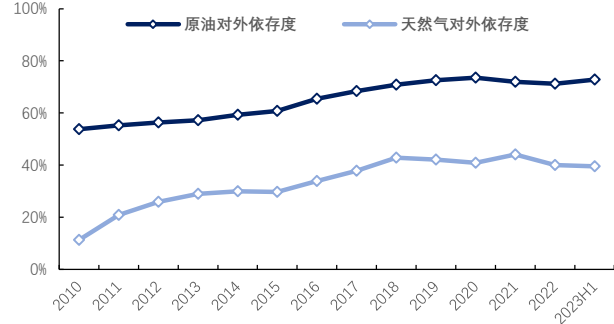
我国氢能资源禀赋优势显著，能源自主可控需求将驱动氢能行业快速发展。我国现有能源体系中主要消耗的能源为煤炭、石油与天然气，分别占 55%/18%/8%，而工业与交通运输业合计占原油消费总量超 70%，占天然气消费总量近 80%。从能源供给的角度，目前我国整体能源的对外依存度较高，截至 2023H1，我国石油对外依存度 72.8%，天然气对外依存度 39.5%，在国际形势复杂多变背景下我国能源安全问题将面临严峻考验。根据前述，氢能可配合其他清洁能源在诸多领域最大限度地替代我国目前对外依存度较高的化石能源，完善我国能源体系且提升能源利用效率，同时我国氢气资源禀赋优势显著，2023 年我国氢气产量约 3686 万吨，占全球氢气总产量超 1/3，为全球最大的产氢国家，因此我国具备氢能产业大规模发展的基础。“十四五规划”中氢能作为前瞻未来产业被首次提及，2022 年 3 月国家发改委发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》重申了氢能“作为国家能源体系的重要组成部分”的战略地位，2024 年氢能产业首次被写进政府工作报告，提出“加快前沿新兴氢能产业发展”。因此从脱碳减排与能源自主可控角度出发，氢能被给予高度重视，能源自主可控需求也将成为我国氢能行业快速发展的驱动力。中国氢能联盟《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》预计 2050 年氢能在我国终端能源体系中占比将超过 10%，氢能相关产业年产值达 12 万亿元。

图3：我国能源结构变化



资料来源：Energy Institute、东兴证券研究所

图4：我国原油与天然气对外依存度变化



资料来源：石化智汇网、东兴证券研究所

表4：《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》政策规划内容

规划	政策内容		
战略定位	1、氢能是未来国家能源体系的重要组成部分 2、氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体 3、氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向		
	2025	2030	2035
发展目标	燃料电池车辆保有量：约5万辆 加氢站：部署建设一批加氢站 可再生能源制氢量：达到10-20万吨/年 二氧化碳减排：100-200万吨/年	形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，产业布局合理有序，可再生能源制氢广泛使用，有力支撑碳达峰目标实现	形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。可再生能源制氢在终端能源消费中的比例明显提升，对能源绿色转型发展起重要作用
重点任务	系统构建支撑氢能产业高质量发展创新体系		
	1、持续提升关键核心技术水平 2、着力打造产业创新支撑平台 3、推动建设氢能专业人才队伍 4、积极开展氢能技术创新国际合作		
	统筹推进氢能基础设施建设		
	1、合理布局制氢设施 2、稳步构建储运体系 3、统筹规划加氢网络		
	稳步推进氢能多元化示范应用		
	1、有序推进交通领域示范应用 2、积极开展储能领域示范应用 3、合理布局发电领域多元应用 4、逐步探索工业领域替代应用		
	加快完善氢能发展政策和制度保障体系		
	1、建立健全氢能政策体系 2、建立完善氢能产业标准体系 3、加强全链条安全监管		

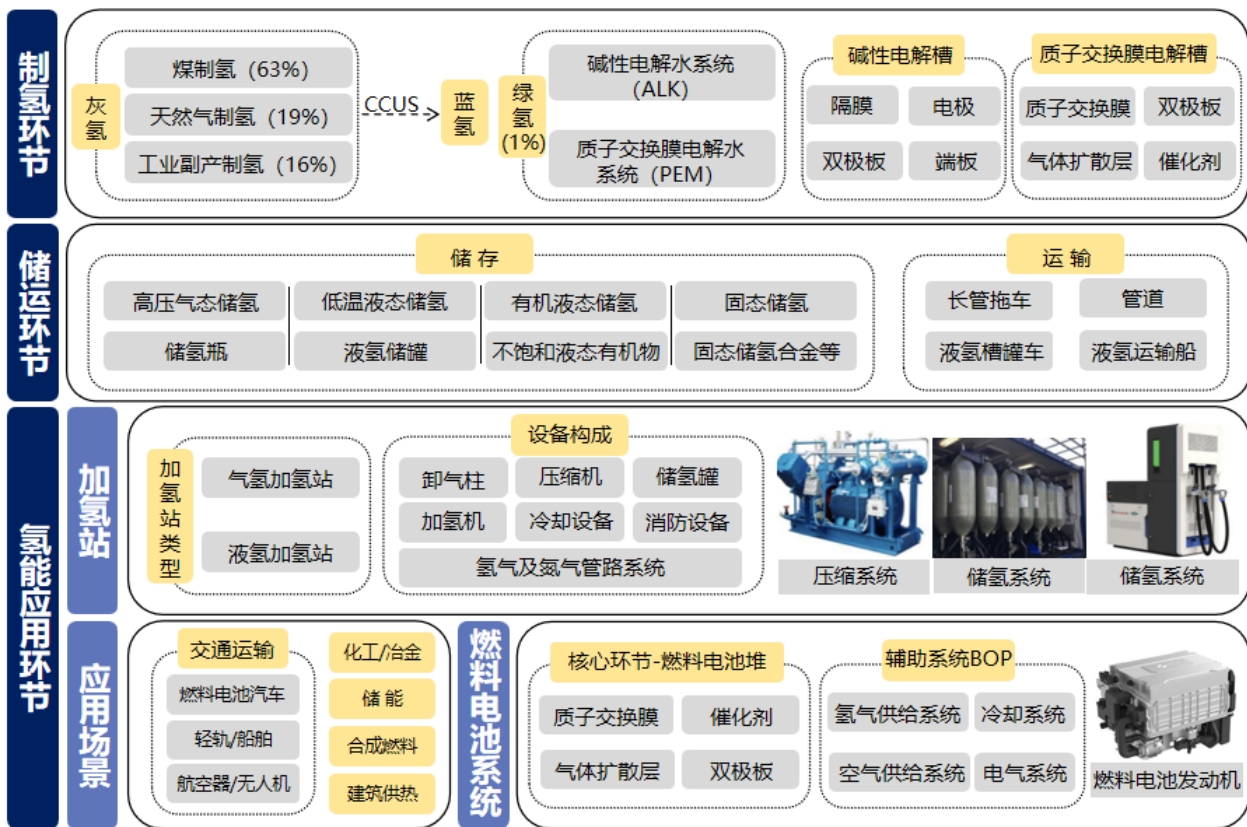
资料来源：国家发改委、东兴证券研究所

2. 行业市场空间：减排背景下各环节前景广阔，制氢端、用氢端发展提速

2.1 氢能产业链：交通运输等增量需求极具潜力

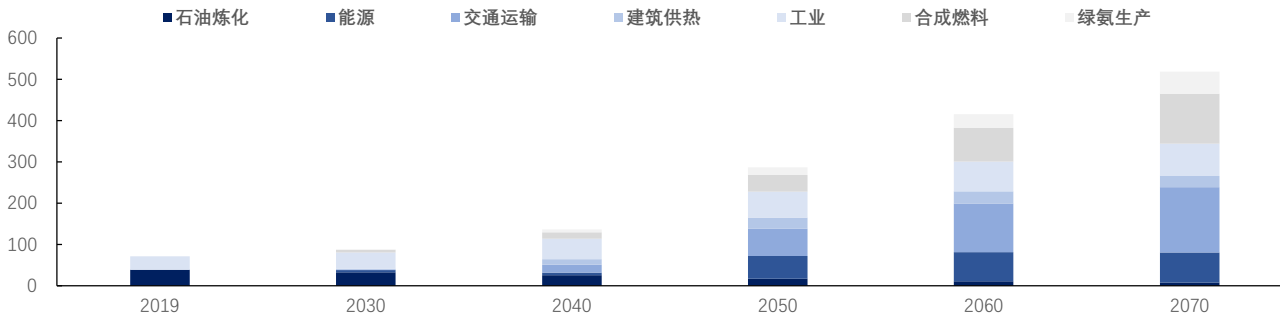
根据氢气的应用链条可将氢能产业链整体划分为氢气生产、氢气储运与氢气终端利用三大环节：上游与中游的氢气“制-储-运”环节主要基于不同的技术路线存在划分，下游氢气的终端应用场景较为广泛，全球现有氢气的最大应用场景为石油炼化中的加氢裂化环节，占全球氢气消耗量的44%，同时氢气也作为合成氨/甲醇生产等化工领域的原材料、电子仪器及粉末冶金工业等领域的还原剂或保护气体，以及航天等领域的燃料。相较于传统应用场景，未来氢能将在全球碳中和大势之下着重发力于交通运输、长时调峰储能、合成燃料以及绿氨与冶金工业的脱碳减排以及建筑采暖供热等领域，IEA 预测到 2030/2050/2070 年全球氢能需求将增长至 0.88/2.87/5.19 亿吨，增量需求空间中交通领域应用增长潜力巨大，在氢能需求中的占比有望提升至 2050/2070 年的 23%/30%。

图5：氢能产业链及各细分环节构成



资料来源：东兴证券研究所

图6：全球氢气各终端应用场景需求结构变化（百万吨）



资料来源：IEA、东兴证券研究所

从产业链各环节当前发展情况来看，上游制氢环节可再生能源电解水制绿氢及下游应用端燃料电池汽车两个领域的发展逐渐提速，成本下降推动绿氢放量在即，电解槽需求有望快速增长，燃料电池汽车销量依旧保持增长韧性，未来行业空间潜力巨大，同时中游储运环节对终端氢气降本亦有较大影响，国产化替代稳固推进。

2.2 制氢环节：减排趋势下绿氢放量在即，电解槽降本空间大、需求潜力旺盛

绿氢契合脱碳减排趋势，极具发展潜力。目前成熟的氢气制取技术路线主要包括利用煤炭/石油/天然气等化石能源重整制氢、利用焦炉煤气/氯碱尾气/合成氨尾气/丙烷脱氢等工业副产提纯制氢、电解水制氢三大类别，以及生物质/光解水制氢等实验阶段技术路线。根据碳排放对产出氢气进行分类，氢气分为灰/蓝/绿氢。灰氢通过化石能源/工业副产制备，排放大量二氧化碳；蓝氢在灰氢基础上通过CCUS技术（Carbon Capture, Utilization and Storage，碳捕集、利用与封存技术）减少碳排放；绿氢通过可再生能源电解水制取，可真正意义上实现零碳排放，符合绿色氢能的发展路径，同时其具有生产灵活、产氢纯度高以及副产氧气价值高的优势，是未来发展潜力较大的制氢方式，有助于加速实现全球各国脱碳减排的目标。

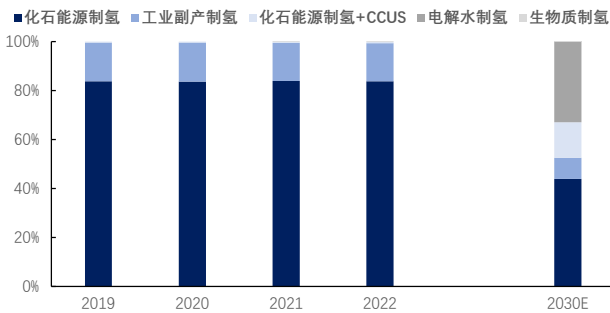
表5：各制氢技术路线对比

制氢方式	原料	优点	缺点	适用范围
化石能源制氢	煤、天然气	技术成熟	储量有限，制氢过程存在碳排放问题，须提纯及去除杂质	合成氨、合成甲醇、石油炼制
化工过程副产氢	焦炉煤气、化肥工业、氯碱、轻烃利用等	成本低	须提纯及杂质去除，无法作为大规模集中化的氢能供应源	合成氨、石油炼制
电解水制氢	电、水	工艺过程简单，制氢过程不存在碳排放	尚未实现规模化应用，成本较高	结合可再生能源制氢；电子、有色金属冶炼等对气体纯度及杂质含量有特殊要求
生物质制氢	农作物、藻类等	原料成本低	氢含量较低	-
核能制氢	水	合理利用核能发电废热	技术不成熟	-
光催化制氢	水	原料丰富	技术不成熟	-

资料来源：中国氢能产业发展报告、东兴证券研究所

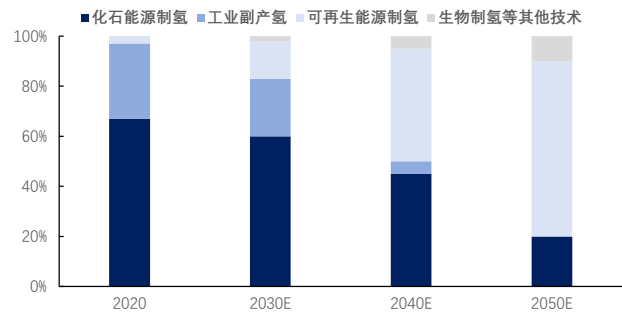
灰氢主导当前氢源，绿氢长期需求增长空间广阔。现阶段灰氢占据全球氢气产量超 95%，灰氢生产技术相对成熟且成本较低，煤制氢或天然气制氢成本仅 10-15 元/kg，而可再生能源电解水制取绿氢的成本超过 30 元/kg，由于成本远高于灰氢导致尚未普及。氢气供给结构方面，2022 年化石能源制氢主导全球氢气供给，占比 84%，与工业副产氢共同归属灰氢合计占比达 99%，电解水制绿氢占比仅不到 1%，IEA 预测到 2030 年灰氢占比将降至 53%，电解水制氢占比有望提升至全球氢气总供应的 33%。《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》计划到 2025 年我国可再生能源制氢规模 10-20 万吨/年，到 2035 年可再生能源制氢占能源总消耗比重将显著提高，《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》也预测到 2050 年我国氢气需求中可再生能源制氢占比将达 70%，未来随着各国全球政策的持续推动，叠加可再生能源电价下行与碳价提升等因素将共同驱动绿氢成本下降，绿氢有望逐步走向平价，长期需求增长空间广阔。

图7：全球氢气供给结构变化



资料来源：IEA、东兴证券研究所

图8：我国氢气供给结构变化



资料来源：中国氢能联盟、东兴证券研究所

碱性电解水制氢为当前主流技术路线。电解水制氢目前有 4 种技术路线，分别为碱性(ALK)、质子交换膜(PEM)、固体氧化物(SOEC)以及阴离子交换膜(AEM)电解水制氢技术，其中 ALK 技术最成熟，为现阶段应用最广泛的电解水技术，其投资成本较低，但由于电流/功率密度较低增加了系统尺寸和制氢成本，此外还存在产出氢气纯度不足等问题。PEM 技术相较 ALK 在电流/功率密度、产出氢气纯度与能量转化效率等方面都有较大提升，且可灵活快速启停，市场关注度较高，目前主要的瓶颈在于贵催化剂和氟化膜材料导致设备投资成本大幅提升，同时由于技术尚不成熟，其使用寿命低于 ALK。SOEC 与 AEM 技术尚未实现工业化应用。

表6：各电解水制氢技术对比

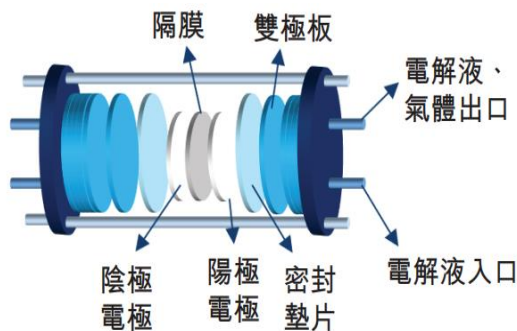
	ALK	PEM	SOEC	AEM
电解质/隔膜	20%-30% KOH / PPS 膜	质子交换膜	固体氧化物	阴离子交换膜
电流密度 (A/cm ²)	0.2-0.7	1.0-4.0	0.2-0.4	1.0-2.0
工作温度 (°C)	70-90	50-80	600-1000	40-60
氢气纯度 (%)	99.5-99.9	99.99	99.9	99.9
氢气压力 (Mpa)	1.0-3.0	2.0-5.0	0.1-1.5	0.1-3.0
单位能耗 (kWh/Nm ³)	4.5-5.5	3.4-4.4	2.23-2.27	4.0-4.8
电解效率 (%)	56-80	76-85	90-100	60-78

负荷范围 (%)	15-100	0-150	0-120	-
响应速率	数十秒级	秒级	分钟级	-
寿命 (h)	90000	20000-50000	约 7000	-
设备投资成本	1000Nm ³ 电解系统约 600-800 万	200Nm ³ 电解系统约 600-800 万	未实现规模化生产	未实现规模化生产
操作特征	需控制压差，原料气需脱碱	快速启停，仅水蒸气	启停不便，仅水蒸气	快速启停，仅水蒸气
可维护性	强碱腐蚀强	无腐蚀性介质	-	无腐蚀性介质
环保性	碱液不环保	无污染	-	无污染
技术成熟度	完全商业化	商业化初期	研发和示范阶段，个别公司商业化尝试	研发和示范阶段，个别公司商业化尝试
与可再生能源结合能力	适用于有稳定电源的，装机规模较大的电力系统	适配波动性较大的可再生能源发电系统	适用于产生高温、高压蒸汽的光热发电系统	-

资料来源：中国氢能产业发展报告、势银能链、马晓锋等《PEM 电解水制氢技术的研究现状与应用展望》、东兴证券研究所

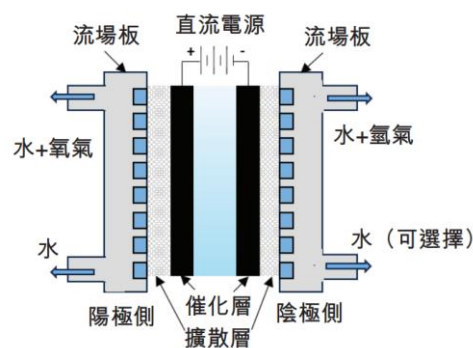
电解槽价值量高，为核心电解水制氢系统核心设备。目前 ALK 与 PEM 两种技术路线的电解水制氢系统的构成主要包括电解槽主体、BOP 辅助系统，其中在电解槽上二者有所区分，ALK 电解槽主要由极板、电极、隔膜、密封垫圈等构成，而 PEM 电解槽主要由质子交换膜、催化剂、气体扩散层和双极板组成。BOP 辅助系统由供电设备（电源、变压器、整流器）、气液分离设备、干燥纯化设备及其他设备构成。以 1MW 电解水制氢系统为例，ALK 电解水系统成本中电解槽/供电设备/气液分离与干燥纯化设备/其他 BOP 设备分别占比总成本的 50%/15%/15%/20%，而 PEM 电解水系统成本中电解槽/供电设备/气体分离纯化设备/其他设备分别占比总成本 60%/15%/10%/15%，其中由于质子交换膜、催化剂成本较高导致 PEM 系统中电解槽的成本占比高于 ALK。

图9：ALK 电解槽结构



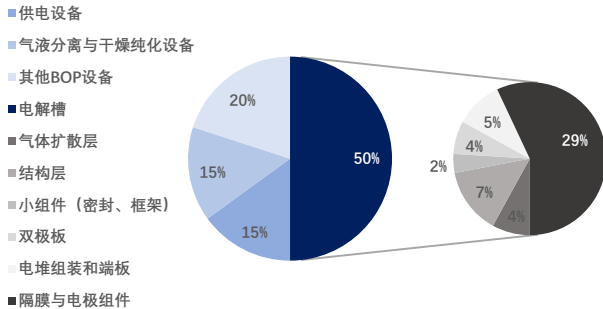
资料来源：弗若斯特沙利文、东兴证券研究所

图10：PEM 电解槽结构



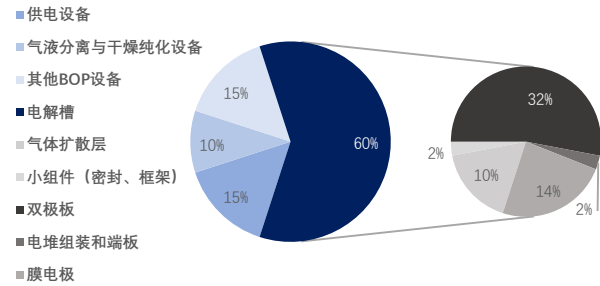
资料来源：弗若斯特沙利文、东兴证券研究所

图11：1MW ALK 电解水系统成本构成



资料来源：Oxford Energy、IRENA、东兴证券研究所

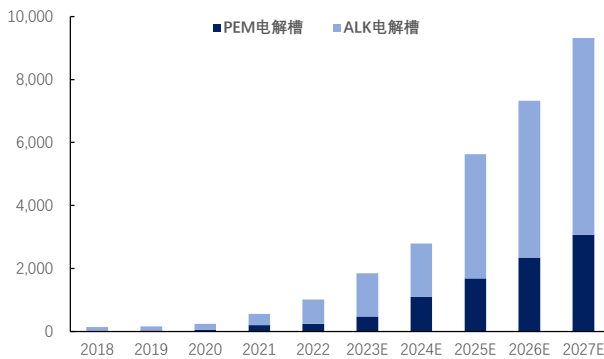
图12：1MW PEM 电解水系统成本构成



资料来源：Oxford Energy、IRENA、东兴证券研究所

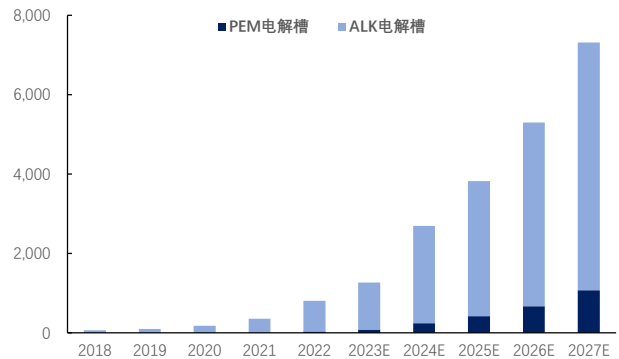
成本优势带动 ALK 出货占优，PEM 降本空间大，电解槽长期需求潜力旺盛。由于 ALK 电解槽技术相对成熟，其成本与售价相较 PEM 有较大的优势，1,000Nm³ ALK 电解槽设备售价约 600-800 万元，与 200Nm³ PEM 电解槽价格相近，二者单位成本相差 3-4 倍。成本优势带动 ALK 电解槽出货高增，2022 年全球 ALK 电解槽出货 775MW，占比 76%。目前我国 ALK 电解槽已实现规模化生产，2022 年国内 95% 以上的电解槽出货为 ALK 技术路线，PEM 电解槽由于质子交换膜、催化剂等核心材料依赖进口，目前仍处于发展初期。PEM 路线相较 ALK 路线在启停响应速度、效率衰减等方面优势显著，同时体积更小具有更广泛的应用场景，未来有望通过规模化生产以及降低贵金属催化剂用量等方式实现降本，预计 2030 年 PEM 电解槽单位成本有望降低至 63-234 €/kW，降幅近 80%，降本潜力空间较大。平价化趋势加速绿氢放量，长期电解槽市场空间广阔、需求潜力旺盛，预计 2027 年全球范围电解槽年装机功率有望达 9.3GW，5 年 CAGR 56%，我国电解槽年装机功率有望达 7.3GW，占全球年装机功率近 80%。PEM 电解槽将在持续降本推动下实现快速渗透，2027 年全球 PEM 电解槽装机功率有望增长至 3.1GW，5 年 CAGR 66%。

图13：全球电解槽装机功率（MW）



资料来源：弗若斯特沙利文、东兴证券研究所

图14：中国电解槽装机功率（MW）



资料来源：弗若斯特沙利文、东兴证券研究所

2.3 储运环节：国产化替代推进氢瓶降本，IV 瓶应用有望加速落地

目前氢气储运成本占终端用氢成本构成比例约 30%，因而储运环节的技术发展对于氢能产业链整体的降本发展趋势至关重要。

储氢方式根据氢气储存的形态可分为气态储氢、液态储氢、固体储氢三种：气态储氢主要以高压气态储氢瓶为容器，结构简单且充放氢速度快，是现阶段的主要储氢方式，液态储氢包括低温液氢及利用不饱和有机液

体储氢两种方式，储氢密度较高，但充放需要增加液化/气化或吸氢/脱氢环节，能耗高且需要较高的设备投入成本，导致成本远高于气态储氢，故目前仅有少量应用场景采用低温液态方式储氢；固态储氢是以氢化物或纳米材料等作为储氢载体，通过物理与化学吸附的方式实现储氢的方式，由于技术成熟度相对较低，仍处于实验开发阶段。

表7：各储氢技术对比

储氢方式	优点	缺点	技术演进方向	现状
高压气态储氢	技术成熟、充放氢速度快、成本低	储氢密度低	提高罐体压力和储氢密度	目前车用储氢广泛应用
低温液态储氢	体积储氢密度高、液态氢纯度高	液化过程耗能大、易挥发、成本高	降低液化能耗和挥发	用于航空航天，成本高，暂时较难推广
固体储氢	体积储氢密度高、无需高压容器、需具备纯化功能	质量储氢密度低，成本高、吸放氢有温度要求	提高质量储氢密度、降低成本和吸放氢温度	实验阶段
有机液体储氢	储氢密度高、可利用现有石油基础设施运输和加注，可多次循环使用	成本高，操作条件严苛，有副反应可能	降低成本和操作条件	实验阶段

资料来源：中国氢能联盟、东兴证券研究所

35MPa III 型瓶已批量应用，70MPa IV 型瓶尚待突破。气态储氢瓶主要分为纯钢制金属瓶（I 型）、钢制内胆碳纤维半缠绕瓶（II 型）、铝内胆碳纤维全缠绕瓶（III 型）和塑料内胆碳纤维全缠绕瓶（IV 型）四代产品，通过高强度纤维与塑料替代金属瓶身与内胆已达到减重降本进而提升储氢密度为主要的技术迭代趋势。同时根据使用场景不同，储氢瓶适用的储氢压强亦有区分，目前主流车载储氢瓶压强为 35MPa 与 70MPa，加氢站固定式储罐与拖车长管容器压强在 15-30MPa。目前我国商业化应用的主流车载储氢瓶为大口径 35MPa III 型瓶，而海外已具备 70MPa IV 型瓶批量供应能力。IV 型瓶对于内胆材料与瓶身密封性要求苛刻，技术壁垒高且生产难度大，我国现阶段技术发展进程相对滞后于海外，同时由于早年 IV 型瓶引起安全事故后限制使用导致相关行业法规标准缺失，直至 2020 年 9 月《车用压缩氢气塑料内胆碳纤维全缠绕气瓶》团体标准发布后才放开生产限制，因此目前 IV 型瓶仍处于小规模推广阶段，未来重卡等应用端对储氢密度要求逐步增加将推动储氢瓶高压/轻量化趋势，我国 70MPa IV 型瓶商业化应用有望提速。

表8：不同规格高压储氢瓶性能对比

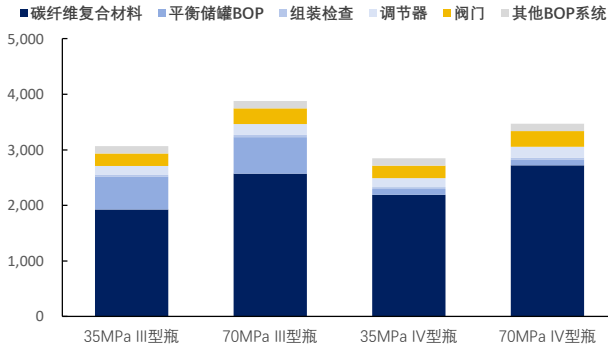
	I 型瓶	II 型瓶	III 型瓶	IV 型瓶
材质	珧钢	钢制内胆纤维环向缠绕	铝内胆纤维全缠绕	塑料内胆纤维全缠绕
工作压力 (MP)	17.5-20	26.3-30	30-70	30-70
储氢密度 (wt%)	≈1.7	≈2.1	3.5-4.2	4.5-6.0
使用寿命	15 年	15 年	15-20 年	15-20 年
应用情况	加氢站、道路运氢等		国内车载	国际车载

资料来源：中国氢能联盟、Miao Yang 等《A review of hydrogen storage and transport technologies》、东兴证券研究所

碳纤维为氢瓶核心原材料，国产化率提升推动降本与前沿技术落地。从成本结构来看，碳纤维复合材料为高压储氢瓶的核心原材料，在 35MPa III 型瓶中成本占比超过 60%，而在全缠绕 70MPa IV 型瓶中成本占比接近

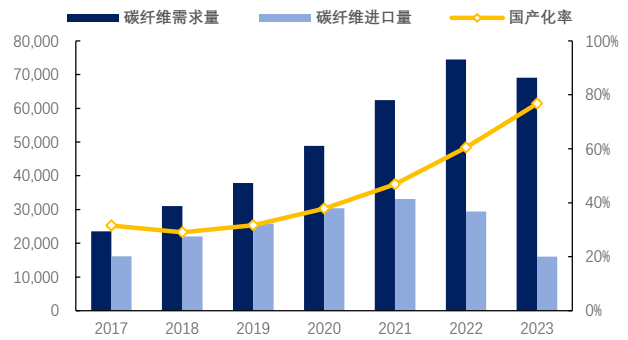
80%。目前我国碳纤维材料整体进口依赖度较高，其中 T800 级别以上高端碳纤维普遍依赖日本东丽集团，近年来随着中复神鹰等企业技术持续突破，我国碳纤维国产化比例已由 2017-2019 年约 30% 提升至 2023 年 77%，预计将带动高压储氢瓶成本稳固下降，同时也将推动 70MPa IV 型的批量应用。

图15：各型号储氢瓶成本构成情况（美元）



资料来源：中科院宁波材料所、东兴证券研究所

图16：我国碳纤维需求与进口规模（吨）及国产化率



资料来源：赛奥碳纤维、东兴证券研究所

与储存环节基本一致，氢气输运环节可分为气-液-固三种形态并以交通或管道的形式输运：以交通形式的运输主要以搭载高压气氢与低温液氢容器的车辆进行运输，其中高压气氢长管拖车为我国目前主要的氢气交通运输形式，在中短途区域性氢能运输中具备一定经济性，但随运输距离增长而边际递减，中长距离交通运输氢主要通过液氢槽车完成，海外部分加氢站使用该方式运输。管道的形式输运目前主要以气氢直接输运或氢气掺混天然气的方式进行，可实现氢能的连续性、规模化、长距离点对点输送，单位运输成本低但前期资本支出较高，目前全球输氢管道总里程已超 6,000km，国内总里程约 400km，相较国外仍处于发展初期阶段。根据《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，未来我国将进一步推动低温液氢储运产业化应用，并开展掺氢天然气管道、纯氢管道示范试点以加快降低氢气储运成本，我们认为随着未来氢能应用场景逐渐丰富，各储运技术将基于各自特性而适用于不同情形，各氢能储运技术将并行发展。

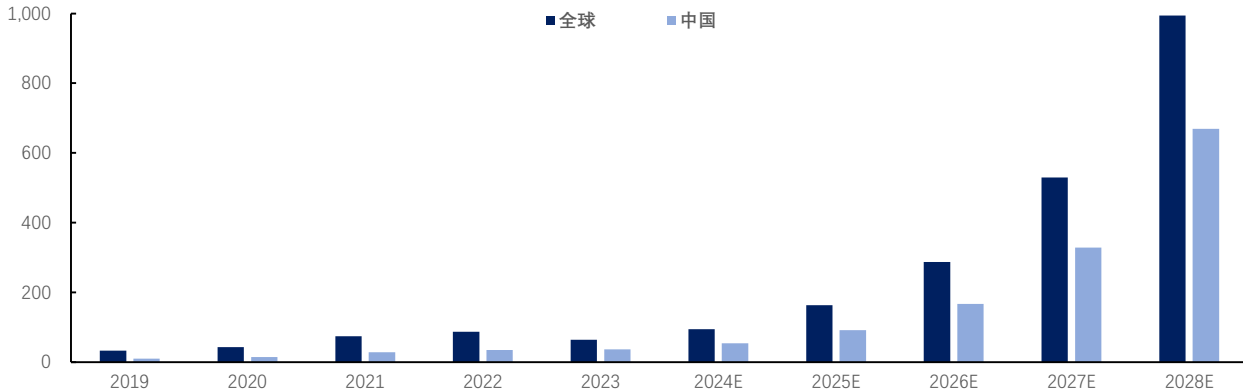
表9：各氢气运输技术特性对比

	高压气氢	低温液氢	有机液氢	金属固氢	
储氢原理	物理/无相变	物理/无相变	化学/有机物	化学/氢化物	
运输压力	20MPa	1-4MPa	常压	4MPa	
运输温度	常温	常温	常温	常温	
运输工具	长管拖车	管道	槽罐车	货车	
载氢量	300-400kg	连续	<4,000kg	2,000kg	300-400kg
经济距离	≤200km	≥500km	≥200km	≥200km	≤200km
特点	技术及产品成熟，装卸时间较长，短距离、小规模，现阶段主流氢储运方式	可解决氢气资源与应用市场空间分布不均问题，输氢连续、稳定，前期投资大	液化耗能高、成本高，主要应用于航天航空领域，民用商业化处于起步阶段	利用不饱和有机物进行加氢和脱氢反应，但技术操作条件相对苛刻，加氢和脱氢装置较复杂	镁基等轻质储氢材料具备高体积储氢密度，安全性高，拥有较大研发潜力

资料来源：势银能链、东兴证券研究所

仅关注已实现商业化应用的高压气态储氢模式，目前氢能产业链储运环节的需求主要为储氢容器，2023 年全球高压储氢瓶销量为 64.8 万个，其中中国销量 37.2 万个，占比 57%，预计到 2025/2028 年全球高压储氢瓶销量有望达 163/995 万个，中国销量有望达 92/670 万个。

图17：全球与中国高压储氢瓶销量（万个）



资料来源：弗若斯特沙利文、东兴证券研究所

2.4 应用环节：燃料电池汽车示范推广进展顺利，核心环节降本进行时

根据前述，氢能下游未来的增量应用主要为交通运输与新工业领域，目前交通运输领域的发展在如欧盟减排政策收紧等趋势下正逐步提速，如燃料电池以及船舶航运运用绿色甲醇燃料等应用持续推进，其中燃料电池技术发展相对成熟，应用前景较为广阔。

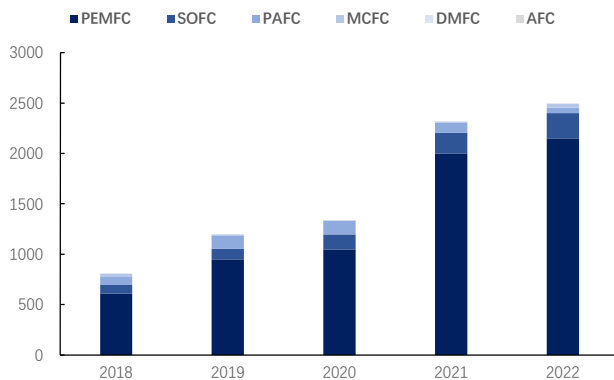
PEMFC 与交通领域应用为主要技术路线与应用场景组合。燃料电池是将燃料的化学能通过电化学反应直接转换成电能的发电装置，按电解质不同可分为质子交换膜燃料电池（PEMFC）、碱性燃料电池（AFC）、固体氧化物燃料电池（SOFC）、熔融碳酸盐燃料电池（MCFC）、磷酸燃料电池（PAFC）等，其中 PEMFC 因其功率密度高及启动速度快等优点而被广泛应用于燃料电池汽车领域，2022 年 PEMFC 出货占比近 86%；SOFC 能量转换效率高且燃料种类选择多样，目前主要应用场景为热电连供系统等固定式发电及储能领域，由于启动时间较慢在交通领域较难应用，2022 年 SOFC 出货占比约 10%。从应用场景来看，燃料电池技术主要应用于便携式、固定式以及交通运输三大领域，从装机功率来看，交通运输领域为主导应用场景且主导优势持续扩大，2022 年装机功率占比达 85%，较 2018 年提升 12pct。

表10：各技术路线燃料电池特性参数

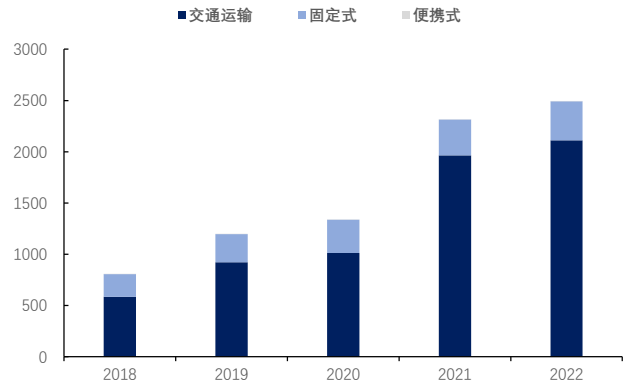
	碱性燃料电池 (AFC)	质子交换膜 (PEMFC)	磷酸燃料电池 (PAFC)	熔岩碳酸盐燃料电池 (MCFC)	固体氧化物燃料电池 (SOFC)	直接甲醇燃料电池 (DMFC)
电解质	KOH	含氟质子交换膜	磷酸	碳酸钾	固体氧化物	质子交换膜
电解质形态	液体	固体	液体	液体	固体	固体
燃料	纯氧	氢、甲醇、天然气	天然气、氢	天然气、煤气、沼气	天然气、煤气、沼气	甲醇
氧化剂	纯氧	空气	空气	空气	空气	空气或氧
效率 (%)	60-90	43-58	37-42	50	60	60

使用温度 (°C)	60-120	80-100	160-220	600-1000	80-100	80-100
阳极	Pt/Ni	Pt/C	Pt/C	Ni/Al、Ni/Cr	Ni/YSZ	-
阴极	Pt/Ag	Pt/C	Pt/C	Li/NiO	Sr/LaMnO ₃	-
启动时间	几分钟	<5S	几分钟	>10min	>10min	-
极板材料	镍	石墨/金属	石墨	镍、不锈钢	陶瓷、不锈钢	-
优点	启动快、室温常温下工作	空气做氧化剂、室温工作、启动迅速	对CO ₂ 不敏感、成本相对较低	空气做氧化剂、天然气或甲烷做燃料	空气做氧化剂、天然气或甲烷做燃料	-
缺点	需要纯氧氧化剂、成本高	对CO非常敏感、反应物需要加湿	对CO敏感、启动慢、成本高	工作的温度较高	工作的温度较高	-
应用	航天、特殊地面、潜艇	电站、交通工具电源、潜艇	特殊需求、区域供电	区域供电、联合发电	分布式电站、交通工具电源、移动电源	-
代表企业	AFC Energy	巴拉德、亿华通	富士电机	FuelCell Energy	西屋	-

资料来源：电池中国、前瞻产业研究院、东兴证券研究所

图18：按技术路线分类燃料电池装机功率（MW）


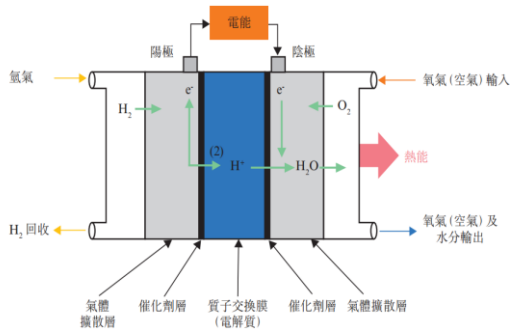
资料来源：ERM、东兴证券研究所

图19：按应用场景分类燃料电池装机功率（MW）


资料来源：ERM、东兴证券研究所

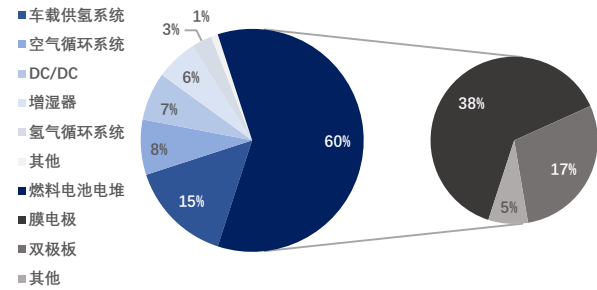
膜电极/双极板/车载储氢系统为燃料电池动力系统核心组成。以燃料电池汽车应用的PEMFC动力系统结构为例，燃料电池电堆是发生电化学反应的场所，由双极板与膜电极交替叠合而成的多个燃料电池单元串联组合并在间嵌入密封件构成，其中膜电极（MEA）为电堆电化学反应的核心零部件，成本占比达38%，由质子交换膜、催化剂和气体扩散层组成。其余成本较高的核心零部件包括双极板与车载储氢系统，成本占比分别为17%/15%。

图20：PEMFC 燃料电池电堆结构及工作原理



资料来源：灼识咨询、东兴证券研究所

图21：PEMFC 燃料电池动力系统成本构成



资料来源：弗若斯特沙利文、中国汽车工程学会、灼识咨询、东兴证券研究所

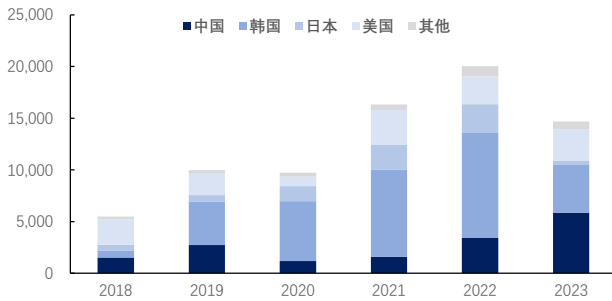
各国氢能战略均规划加码燃料电池汽车。燃料电池汽车相较纯电技术路线具有更高的能量密度，且长期性能衰减低于锂电池，更适用于长途重载等交通运输场景的应用，作为未来氢能在交通运输领域中重要的应用，各国政府在氢能发展战略中均对燃料电池汽车发展目标做出规划，我国也相继出台政策规划燃料电池汽车推广目标：发改委《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》中规划到2025年全国范围内燃料电池汽车目标保有量为5万辆；中国汽车工程学会《节能与新能源汽车技术路线图2.0》规划到2025年全国累计推广燃料电池汽车10万辆、2030-2035年累计推广达到百万辆。

表11：各国氢能战略对燃料电池汽车的规划目标

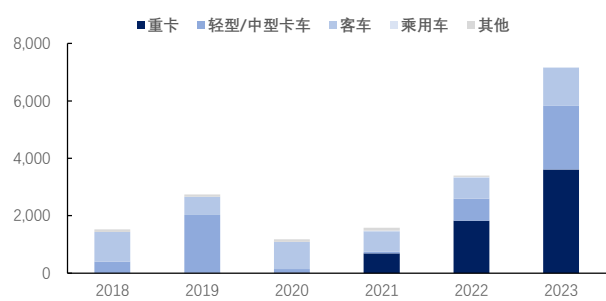
国家	政策	规划目标
美国	《氢能经济路线图》	2025/2030年氢燃料电池汽车运营数量将达到20/530万辆
欧盟	《欧洲氢能路线图：欧洲能源转型的可持续发展路径》	2030年氢燃料电池乘用车将达到370万辆，氢燃料电池商用车将达到54.5万辆
日本	《氢能基本战略》	2025/2030年氢燃料电池乘用车年产量应达到20/80万辆
中国	《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》	规划到2025年全国范围内燃料电池汽车保有量达5万辆
	《节能与新能源汽车技术路线图2.0》	规划到2025年全国累计推广燃料电池汽车10万辆、2030-2035年累计推广达到百万辆

资料来源：各国政府、东兴证券研究所

乘用车为海外市场主要推广车型，我国销量向重卡车型倾斜。2023年全球燃料电池汽车销量约1.47万辆，其中我国销量5843辆，占比约40%，海外销量约0.89万辆，韩国、美国、日本三国为海外主要市场，推广车型主要为乘用车，以丰田、宝马等海外主机厂燃料电池技术研发持续近30年，经过持续迭代目前技术成熟度相对较高；我国燃料电池汽车应用最初始于2010年上海世博会的小规模示范，真正开始推广的时点在2016年，由于技术发展相较海外仍处于产业化初期阶段，叠加锂电新能源乘用车已开始规模化应用，因此我国燃料电池汽车主要基于客车、货车等商用车型应用场景进行推广示范，截至2023年我国燃料电池汽车保有量超1.8万辆。从具体车型来看，行业发展初期由于燃料电池汽车相较燃油车与锂电新能源车不具备经济性，行业需求主要为政府采购驱动，燃料电池汽车销量主要由政府具有更强干预能力的公交客车主导，2018-2021年客车持续销量占比约50-80%。2022年起受政策端引导推动，燃料电池重卡销量快速增长，在整体销量中占比明显提升，2022重卡车型销量占比已达54%，成为燃料电池汽车主导车型，预计未来在政策与经济性驱动下，燃料电池汽车应用将进一步向重卡领域发展倾斜。

图22：全球各国燃料电池汽车销量（辆）


资料来源：SNE Research、弗若斯特沙利文、东兴证券研究所

图23：中国燃料电池汽车分车型销量（辆）


资料来源：中国汽车流通协会、弗若斯特沙利文、东兴证券研究所

“以奖代补”政策引导行业有序发展，各示范城市群阶段性规划目标积极。早期燃料电池汽车补贴政策形式与纯电新能源车相同为购置补贴，并同步采用国补+地补配套模式对整车厂给予配套补贴，但与纯电新能源车补贴不同的是2013-2020年燃料电池补贴基本保持不变并未退坡。2020年9月，财政部、工信部、科技部、国家发改委、国家能源局五部委联合发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》对符合条件的城市群开展为期四年的燃料电池汽车及核心零部件关键技术产业化示范应用，规划要求各示范城市群到2025年燃料电池汽车推广规模超过1000辆，并在补贴上调整为“以奖代补”的方式，根据示范进度及绩效采取给予单个城市群奖励总金额上限17亿元的奖励。2021年8月及12月，五部委批复同意北京市、上海市、广东省、河北省与河南省报送的城市群启动实施燃料电池汽车示范应用工作，燃料电池汽车购置补贴政策正式调整为示范应用支持政策，有望引导行业有序、高质量的发展，避免出现过去锂电行业的补贴乱象。国家示范政策推出后，各地方层面的配套补贴与推广目标积极跟进，其中补贴政策方面，北上广三大城市群均明确按照国家奖励标准1:1给予配套资金，推广目标方面，五大示范城市群牵头城市所在的省份/直辖市2025年燃料电池汽车保有量规划目标均为1万辆，合计已达到全国性政策规划目标5万辆的要求。

表12：五大燃料电池汽车示范城市群及2025年推广规模目标

示范城市群	牵头城市	具体城市	获批时间	政策目标
京津冀城市群	北京市	北京(大兴/海淀/经开/延庆/顺义/房山/昌平)、天津滨海新区、河北唐山/保定、山东滨州/淄博	2021年9月	《北京市氢燃料电池汽车产业发展规划(2020-2025年)》提出2025年前推广燃料电池汽车突破1万辆
上海城市群	上海市	上海、江苏苏州/南通、浙江嘉兴、山东淄博、宁夏宁东、内蒙古鄂尔多斯	2021年9月	《上海交通领域氢能推广应用方案(2023-2025年)》提出到2025年力争示范应用燃料电池汽车总量超过1万辆
广东城市群	佛山市	广东佛山/广州/深圳/福州/珠海/东莞/中山/阳江/云浮、内蒙古包头、安徽六安、山东淄博	2021年9月	《广东省加快建设燃料电池汽车示范城市群行动计划(2022-2025年)》提出实现推广1万辆以上燃料电池汽车目标
河南城市群	郑州市	河南郑州/新乡/开封/安阳/洛阳/焦作、上海(嘉定/奉贤/自贸区/临港片区)、河北张家口/保定/辛集、山东烟台/淄博/潍坊、广东佛山、宁夏宁东	2022年1月	《河南省加快新能源汽车产业发展实施方案》提出到2025年燃料电池汽车示范运营总量力争突破1万辆

河北城市群	张家口市	河北张家口/唐山/保定/邯郸/秦皇岛/定州/辛集/雄安新区、内蒙古乌海、上海(奉贤)、河南郑州、山东淄博/聊城、福建厦门	2022年1月	《河北省氢能产业发展“十四五”规划》提出到2025年燃料电池汽车规模达1万辆
-------	------	--	---------	--

资料来源：财政部等五部委、各地方政府、东兴证券研究所

近期燃料电池汽车示范应用第一年度考核奖励资金落地，公示奖励资金累计达11.4亿元，按照地方财政1:1中央财政的奖励资金配套比例，五大示范城市群首年“国补”+“地补”合计有望超22.8亿元，彰显国家发展氢能的坚定信心，同时有望缓解改善政策考核周期导致的产业链资金周转问题，维护产业链发展活力。

表13：燃料电池汽车示范应用第一年度奖励资金分配情况

城市群	省/直辖市	城市/区	示范应用奖励资金 (亿元)
京津冀城市群	北京	海淀/大兴/昌平/房山/延庆	2.98
	天津	滨海新区	0.16
	河北	保定市/唐山市	1.65
	山东	淄博市	0.12
	合计		4.91
上海城市群	上海	上海市	3.04
	浙江	嘉兴市	0.09
	内蒙古	鄂尔多斯市	0.15
	合计		3.28
广东城市群	广东	广州市/佛山市/中山市	0.77
	安徽	六安市	0.03
	合计		0.79
河南城市群	河南	郑州市/安阳市/新乡市/开封市	2.38
	合计		2.38
河北城市群	河北	张家口市/定州市	0.07
	内蒙古	乌海市	0.00
	合计		0.07

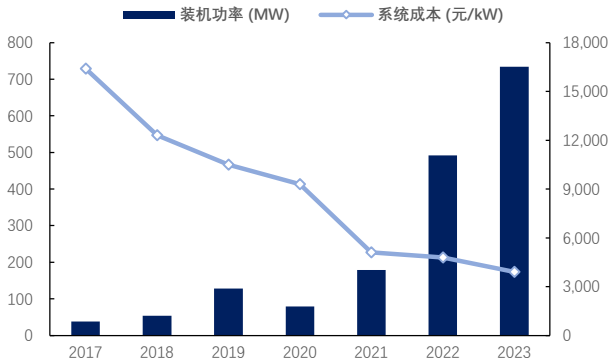
资料来源：财政部、东兴证券研究所

燃料电池系统装机高增，规模效应带动成本快速下降。车端销量的快速提升带动燃料电池系统装机维持高增，2017年至2023年，中国燃料电池系统年装机功率由37.8MW提升至734MW，6年CAGR+64%，同时行业规模效应逐渐显现，电堆等核心零部件成本快速下降，带动燃料电池系统降本稳固推进，燃料电池系统售价由2017年1.64万元/kW降低至2023年3900元/kW，6年累计降幅达76%。未来随着核心零部件本土化率持续提升，燃料电池系统价格有望进一步下探，预计2025年我国燃料电池系统价格有望下降至2500元/kW，相较2017年降幅85%，将为燃料电池系统装机规模增长提供稳定驱动力。

加氢基础设施规模初显，长期空间广阔。2023年底，全球累计建成加氢站1,362座，其中中国建成428座，数量位居世界第一。我国加氢基础设施建设主要由地方政府与能源行业国企承担，中石化规划“十四五”期间建设1,000座加氢站，对氢能行业基建的带头引领作用显著，此外示范城市群政策对各地区2025年建成投运加氢站超15座的要求，也在政策层面为加氢站建设进行托底，从现阶段示范城市群以及其他积极布局氢能的地方政府规划目标来看，目前广东加工站已初具规模，已建成加氢站94座，其他示范城市群亦加

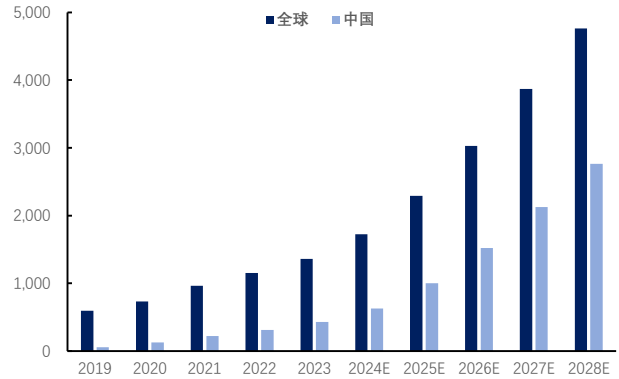
快加氢站建设，预计到 2025/2028 年我国有望建成加氢站 1000/2766 座，我们认为随着加氢站安全标准逐步落地，各地将持续推动加氢站建设，长期规划目标有望稳步实现。

图24：我国燃料电池系统装机功率及系统成本



资料来源：GGII、弗若斯特沙利文、中商产业研究院、东兴证券研究所

图25：全球及中国加氢站累计建成规模（座）



资料来源：IEA、弗若斯特沙利文、日本燃料电池商业化会议、氢能委员会、国务院、各地方政府、东兴证券研究所

目前示范城市群中长期规划明确，非示范区域加速出台氢能产业发展规划与相关支持政策，奖励政策持续落地助力各区域规划目标稳步推进，我们认为政策催化有望带动燃料电池行业迎来快速发展，配合核心零部件环节的加速降本趋势及加氢基础设施的持续完善，产业链商业化进程或将步入加速期。基于现有行业发展情况、国家层面政策指引以及各地方性规划目标，我们测算到 2025/2030 年我国燃料电池汽车销量有望达到 1.3/5.5 万辆，2030 年保有量有望接近 20 万辆，同时随着燃料电池重卡销量占比持续提升，单车燃料电池装机功率有望维持增长趋势，燃料电池系统装机功率增长将超过车端销量增速，到 2025/2030 年装机功率有望达到 1.8/8.8GW。

3. 行业发展阶段与投资机遇：行业发展有望步入加速阶段，重卡环节先行受益

3.1 与锂电发展周期相差超十年，政策加持+产业链降本引领下行业有望步入加速提升期

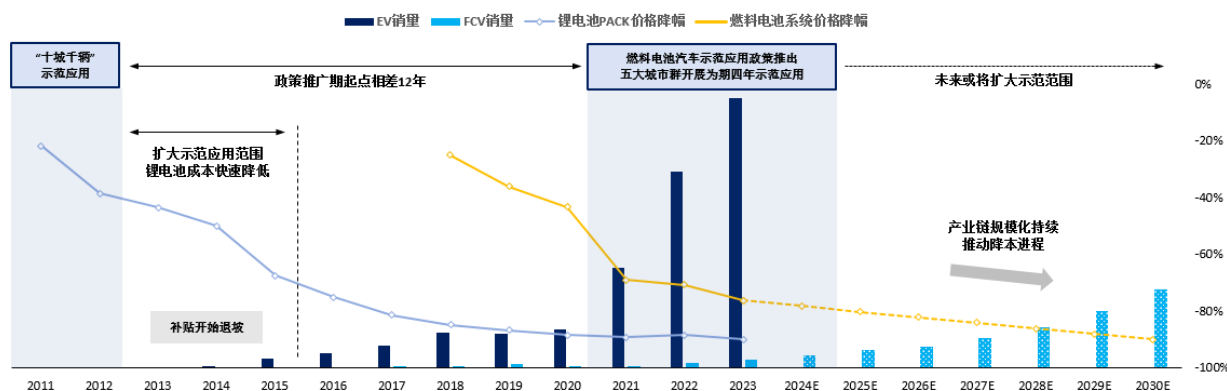
我国氢能产业发展主要聚焦于燃料电池技术在交通领域的应用以及电解水制氢技术两大细分产业链条，其中燃料电池汽车应用历史相对较早，相关国家级技术研发项目与政策规划已领先开展，故我们以燃料电池汽车细分领域的发展演绎出发，观察当前我国氢能产业发展所处的阶段位置。从产业链发展的角度，锂电新能源车行业在政策引导与高补贴支持下完善了产业链，通过持续示范运营培育终端需求，并最终在脱离补贴后正式进入市场化放量阶段，对标锂电的发展模式，燃料电池汽车行业在政策推出节点、行业发展规模以及产业链降本进程等维度上存在一定的周期差异。

燃料电池汽车滞后锂电新能源车发展周期十年以上。从示范政策推动的发展历程来看，锂电新能源车 2009 年启动“十城千辆”工程，2009-2012 年三年期间实际落地示范城市共 25 座，2013-2015 年继续扩大推广城市范围，2016-2020 年开展全国推广，产业由政策驱动为主向市场化驱动过渡；2021 年起，乘用车逐渐 C 端放量，锂电新能源车正式进入市场化发展期。支持政策启动时间维度上，2021 年燃料电池汽车示范城市群政策正式落地，相较锂电新能源车“十城千辆”政策滞后 12 年。行业发展规模维度上，在“十城千辆”政策后锂电新能源车规模快速增长，2012 年保有量近 3 万辆，在后续补贴政策持续刺激下销量维持高增，2017

年保有量即超过 100 万辆，相比之下 2020 年示范城市群政策发布时燃料电池汽车保有量未超过 1 万辆，2023 年保有量 1.82 万辆与锂电 2011 年规模相当，燃料电池汽车保有量同样滞后锂电新能源车约 12 年。

我们认为锂电产业链的快速发展，得益于在政策维持较大支持力度背景下的产业链技术进步与规模效应不断释放，带动电池等核心零部件环节持续降本，同时配合引导终端示范应用进而形成内生需求。零部件降本为需求的释放提供了较强的驱动力，2010-2018 年锂电池售价累计降幅达 85%，同期我国锂电新能源车销量实现百倍增长。目前燃料电池汽车行业已初具规模，保有量突破万辆，燃料电池系统售价 6 年累计降幅超 70%，从购置成本的角度，燃料电池汽车核心零部件较大程度的降本已为其规模增长提供了潜力，产业链维持快速发展有望进一步推动降本进程，相比之下燃料电池汽车与锂电发展差异点主要在于终端补能成本与补能便捷性，高额的用氢成本及亟待完善的加氢基础设施建设是现阶段制约行业起量的主要瓶颈。当前政策持续推进示范应用并明确引导重卡等终端应用场景，我们认为在用氢成本稳固下降背景下，燃料电池汽车销量增长具备较强的弹性，行业有望在重卡等细分领域迎来与锂电相同的快速放量阶段。

图26：燃料电池汽车与锂电新能源车行业规模及核心零部件降本的发展进程



资料来源：中汽协、IEA、弗若斯特沙利文、中商产业研究院、《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》、《节能与新能源汽车技术路线图2.0》、东兴证券研究所

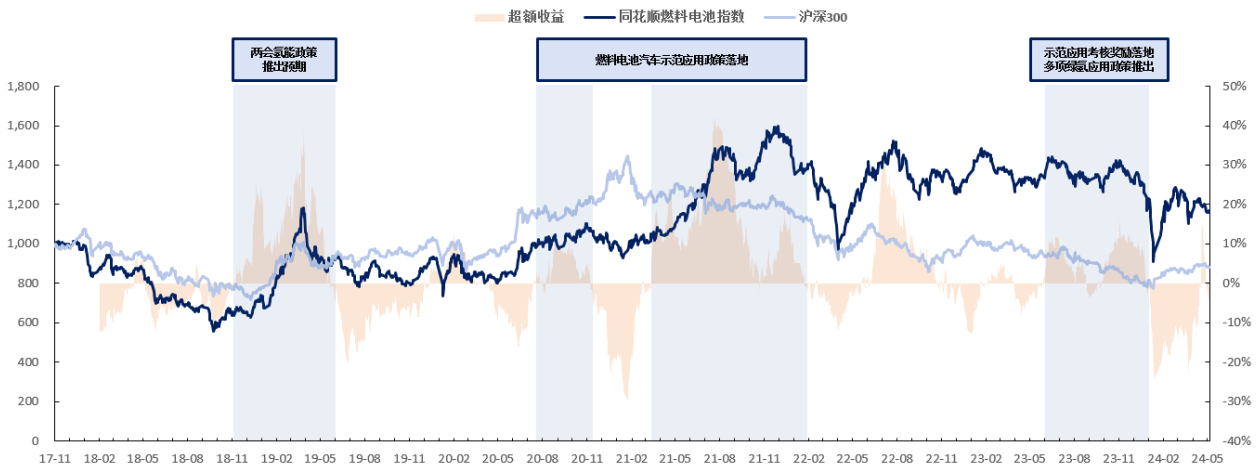
从投资的角度，新技术在投资上的演绎通常分为三个阶段：

- 1) **第一阶段-概念投资阶段**：主要表现为看好行业发展前景而带来的估值提升，该阶段以政策规划/支持、行业技术进展/突破以及公司的投资合作行为等政策与事件的催化为驱动；
- 2) **第二阶段-示范推广阶段**：主要表现为行业规模逐步启动并进入加速提升期，部分头部企业开始贡献实际订单收入/利润，市场有盈利估值双击预期，该阶段的催化因素包括行业规模增长、公司订单落地与产品迭代超预期情况，同时行业政策边际变化亦是关键因素；
- 3) **第三阶段-规模应用/市场化竞争阶段**：主要表现为行业竞争加剧+政策支持收缩背景下各公司业绩预估值表现的分化，龙头凭借技术优势与客户积累，营收维持高于行业增长进而享受高估值，该阶段催化因素主要关注公司层面盈利能力/市占率变化。

我们认为氢能板块投资也将同样经历以上阶段。通过复盘同花顺燃料电池指数（885775.TI）相对沪深300走势，我们发现政策预期为燃料电池板块2019年以来几轮超额收益的主要驱动因素，也验证了彼时板块处于新技术投资的第一阶段。目前燃料电池汽车行业已基本完成初期技术导入，对标锂电“十城千辆”的示范城市群政策已落地开展，实质性的订单开始落地释放。伴随产业链核心环节降本的持续推进与终端用氢成本的稳固下降，我们认为行业已逐步进入示范推广阶段，行情的主要推力将由单一的政策推出预期或超预期规

划目标等催化因素转变为订单招标/推广运营规模、政策支持力度以及全生命周期经济性等维度超预期边际变化带来的催化，近期山东免征氢能车高速费政策带动的板块热度提升正是对以上投资阶段切换的证明。向后看，示范期内各城市群推广目标明确且规划超过国家要求，叠加第一年示范城市群奖励资金落地为产业链带来的积极反馈作用，我们认为 2025 年 5 万辆保有量目标有望顺利实现，其过程有望伴随部分地区推广目标超预期达成，同时国产化替代+规模效应释放背景下终端产品快速降本，进而加速终端应用平价化趋势，行业有望复制锂电新能源发展逻辑进入提速阶段，板块或迎来新一轮上升趋势。

图27：燃料电池指数走势及其超额收益变化



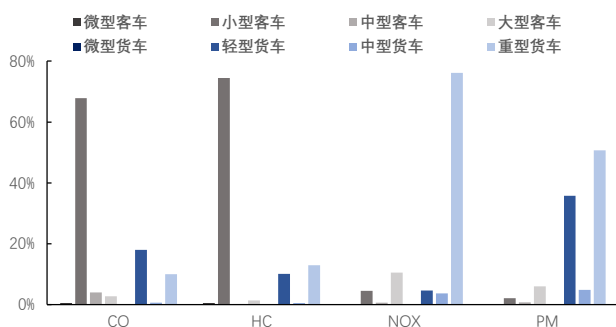
资料来源：iFinD、东兴证券研究所，*超额收益为同花顺燃料电池指数相对沪深300的90天交易日起超额收益率

3.2 区位优势+政策倾斜背景下重卡经济性可期，整车与核心零部件环节抢先收益

我国燃料电池汽车产业已逐步进入规模化示范应用阶段，伴随行业发展成熟度提升，行业规模增量将由政府主导的招标需求模式转变为可满足政策重点支持的应用示范场景的市场化需求模式。我们认为在此阶段下，燃料电池重卡车型优势显著，有望凭借以下优势快速放量：

(1) 减排推动重卡新能源化趋势，燃料电池重卡应用场景占优：在我国双碳战略长期脱碳减排趋势下，各领域排放要求日益趋严，汽车领域 2023 年全面实施的国六 b 排放标准在国五基础上提高了 40-50%。根据生态环境部《中国移动源环境管理年报 2023》，重型货车 NO_x 与 PM 排放分别占汽车排放总量的 76%/51%，CO 与 HC 排放占比也均超过 10%，因此重卡应用场景的减排责任重大，新能源重卡长期需求增长潜力确定性较强。重卡对载重量、续航里程有着较高的要求，即使采用换电方案解决补能时间长的问题，锂电池体积与质量能量密度的瓶颈也难以完全解决载重维度的应用需求。燃料电池系统能量密度远超锂电路线，在重卡应用的载重效率、长途运输与补能速度等方面优势显著，同时目前新能源重卡推广主要涉及钢铁、焦炭、矿山、港口等运量与线路相对稳定的应用场景，可更好地契合氢能的补能模式，我们认为燃料电池重卡将为行业发展的主要方向。

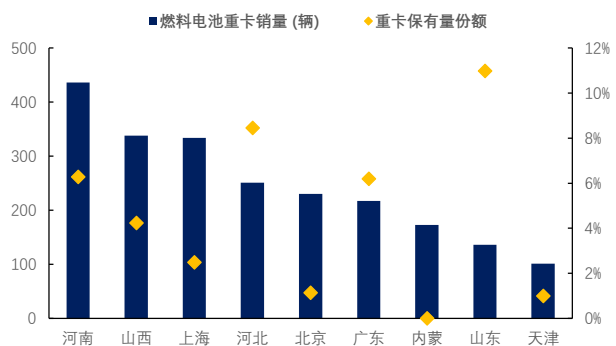
图28：我国分车型汽车污染物排放量分布



资料来源：生态环境部、东兴证券研究所

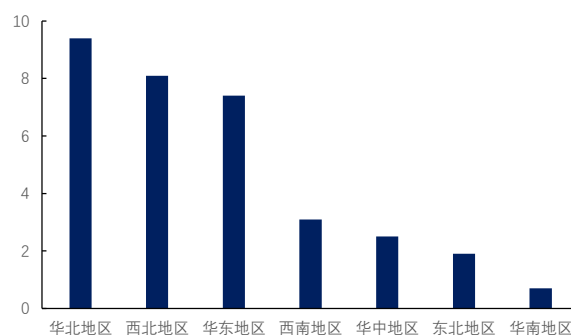
(2) 主要的重卡保有量市场与燃料电池汽车示范城市群、氢能资源富集区基本重合：我国重卡保有量前五省份为山东/河北/江苏/河南/广东，2022年合计保有量约345万辆，占全国重卡总保有量近40%，均为五大燃料电池示范城市群所在区域，同时山东/江苏所在华东地区、河北所在华北地区均为氢气产量富集区域，2021年氢气产量分别占比22%/28%，此外广东加氢站建成数量全国94座全国第一，山东/河北/河南均建成超40座加氢站，区域氢能基础设施相对完善。我们认为在重卡需求旺盛区域与燃料电池政策示范推广区+氢能资源富集区重合的背景下，燃料电池重卡在政策奖励支持与氢能资源利用等方面具有较强的应用推广基础，有望实现快速放量。

图29：燃料电池重卡主要销量省份及重卡保有量份额



资料来源：国家统计局、汽车总站网、东兴证券研究所

图30：我国各地区氢气产量（百万吨）



资料来源：灼识咨询、东兴证券研究所

(3) 多端降本+政策支持下燃料电池重卡经济性提升可期：从TCO角度，假设各能源类型重卡均行驶至70万km的强制报废标准里程数，我们测算在政府补贴基础上当前燃料电池重卡购置成本相较燃油与纯电重卡的购置成本差距相对较小，补贴后购置费用约50万元，已接近部分燃油重卡且低于纯电重卡，购置成本仅占其TCO的11%，而超过50%成本来自燃料氢气的使用成本。在其他条件不变的情况下，当用氢成本下降至24元/kg时，燃料电池重卡才可实现现在补贴条件下相对燃油重卡的终端应用平价，此外高速通行费等运营费用占TCO比例亦超过30%，可变成成本高企制约当前燃料电池重卡应用推广。但从行业发展趋势上，我们看到诸多降本维度的积极变化，目前燃料电池系统成本已降低至3,900元/kW，六年累计降幅76%，大连、重庆以及山西临汾等地加氢站氢气枪口价已下探至25元/kg，接近上述的油氢重卡平价时氢气价格，同时近期山东、四川发布对氢能车辆暂免收高速通行费的政策，产业技术进步与制氢端降本推动购置与燃料使用成本下降，地方政府在路权与通行费减免的支持政策复制推广至更多示范区域，运营成本将进一步优化，燃料电池重卡经济性提升可期，商业化应用进程有望提速。

表14：各动力类型重卡 TCO 测算

	燃油重卡	充电重卡	燃料电池重卡
假设			
全生命周期行驶里程	700000km	700000km	700000km
运行年数	5	5	5
残值率	5%	5%	5%
动力系统参数			
电池/系统单价	-	600元/kWh	4000元/kW
电池容量/系统功率	-	350kWh	110kW
燃料质量	1100L	-	107kg
百公里能耗	40L	170kWh	12kg
续航里程	2750km	206km	893km
购置成本 (万元)			
	38.1	80.0	49.2
占比%	9%	21%	11%
车辆总价	35.0	80.0	150.0
动力系统	-	21.0	44.0
购置税	3.1	0.0	0.0
补贴	0.0	0.0	100.8
使用成本 (万元)			
	363	299	394
能源费用	216	143	244
占比%	54%	38%	55%
能源费用(元/百公里)	308	204	348
能源单价	7.7元/L	1.2元/kWh	29元/kg
道路通行费用	139	139	139
占比%	35%	37%	31%
高速通行费用(元/km)	2.2	2.2	2.2
高速行驶里程占比%	90%	90%	90%
折旧费用	7	15	9
占比%	2%	4%	2%
维保费用	2	2	2
占比%	0%	1%	0%
TCO (万元)			
	402	379	443

资料来源：iFinD、弗若斯特沙利文、宇通商用车官网、海格汽车官网、飞驰科技官网、卡车之家、五部委、各省交通运输厅、东兴证券研究所

(4) 政策倾斜重卡应用，零部件环节有望持续受益：燃料电池汽车示范应用政策明确提出重点推动燃料电池汽车在中长途、中重型商用车领域的产业化应用，重卡奖励总金额与单位功率奖励金额均高于其他品类，装配系统功率超110kw燃料电池系统的31吨以上重卡可获得高达54.6万元的奖励补贴，政策在应用端整体倾向大功率商用车领域，对燃料电池重卡应用的引导作用有所强化。此外，不同于整车补贴金额逐年减少趋势，政策对电堆、膜电极、质子交换膜等关键零部件环节补贴金额总体不变，旨在培育完善我国核心零部件环节产业链，实现核心技术国产化率的提升。我们认为，在示范应用政策的引导推动下，终端应用将进一步倾向重载商用车领域，同时核心零部件环节将充分受益于补贴政策支持，在上游关键环节具有布局的企业有望在政策加持下快速脱颖而出。

表15：各燃料电池车型示范应用奖励系数

车型	车型总质量补贴标准		燃料电池系统功率补贴标准		最高年度单车奖励系数				
	总质量 (t)	补贴系数	系统功率 (kW)	补贴系数	2021 1.3	2022 1.2	2023 1.1	2024 0.9	
乘用车	-	1	<50	1	1.3	1.2	1.1	0.9	
			>80	1.9	2.5	2.3	2.1	1.7	
客车	10米以下中小型客车	-	<50	1	1.3	1.2	1.1	0.9	
			>80	1.6	2.1	1.9	1.8	1.4	
	10米以上大型客车	-	<50	1	1.3	1.2	1.1	0.9	
			>110	2.8	3.6	3.4	3.1	2.5	
货车	轻型/中型货车	<12	<50	1	1.3	1.2	1.1	0.9	
			>80	1.6	2.1	1.9	1.8	1.4	
	重型货车	>12	12-25	<50	1	1.3	1.2	1.1	0.9
				50-80	1-1.9	2.5	2.3	2.1	1.7
			25-31	>80	1.9-2.8	4.0	3.7	3.4	2.8
				>31	1.5	4.7	4.4	4.0	3.3
				5.5	5.0	4.6	3.8		

资料来源：五部委、东兴证券研究所，*单车奖励金额=奖励系数*10万元/标准车

4. 投资策略：关注燃料电池重卡整车与核心零部件环节

基于上述逻辑，我们判断在示范城市群政策加持下，燃料电池重卡推广有望顺利推进，实现规模放量，核心零部件环节亦将持续受益，建议关注燃料电池重卡整车与核心零部件环节。总量上，当前燃料电池汽车保有量1.8万辆较2025年5万辆目标仍有3.2万辆差距，2024-2025年各示范区域推广节奏有望提速，重卡兼具应用场景优势与需求端区位优势，占比有望进一步提升，在补贴倾向重卡车型背景下，整车环节将抢先受益，主要受益标为中国重汽（重卡销量龙头，与丰田合作开发车型输出功率国内居首位）、福田汽车（燃料电池汽车销量行业领先，联合亿华通/丰田发力京津冀示范城市群）。示范期内政策对国产化核心零部件奖励力度维持不变，同时车端规模放量将直接带动零部件需求快速提升，建议持续关注价值量大且技术壁垒相对较高的环节，我们推荐核心零部件布局全面、卡位示范区域优势的中原内配（战略合作宇通/重塑科技布局河南示范城市群，覆盖系统总成/双极板/空压机等五大核心环节），亿华通（A/H）（电堆-系统一体化布局优势，23年系统装机、旗下神力科技石墨板电堆出货均为第一）、潍柴动力（与巴拉德/陕汽集团成立合资公司，全面覆盖电堆到整车各环节）为主要受益标的。此外，近期部分氢能企业（膜电极/电堆/系统-重塑能源、加氢设备/储氢瓶-江苏国富）于港交所申报上市流程，建议持续关注后续进展。

5. 风险提示

行业支持政策出现重大变化、产业链降本进程不及预期、终端需求增长不及预期、锂电等其他可替代技术发展超预期的风险。

相关报告汇总

报告类型	标题	日期
公司深度报告	中原内配 (002448.SZ): 传统业务贡献稳定收益, 电控执行器、制动系统与氢能多点开花	2024-05-16
行业深度报告	汽车行业: 汽车生产模式的第三次变革, 从旧式生产力到新质生产力	2024-04-19
行业深度报告	汽车行业 2024 年投资展望: 新能源的分化趋势与零部件发展的 2.0 时代	2023-12-08
行业深度报告	汽车行业报告: 混动化趋势方兴未艾, 零部件企业进入成长机遇期	2023-07-07

资料来源: 东兴证券研究所

分析师简介

李金锦

南开大学管理学硕士，多年汽车及零部件研究经验，2009年至2021曾就职于国家信息中心，长城证券，方正证券从事汽车行业研究。2021年加入东兴证券研究所，负责汽车及零部件行业研究。

侯河清

金融学硕士，3年产业投资经验，2022年加盟东兴证券研究所，主要覆盖电新行业的研究。

研究助理简介

吴征洋

美国密歇根大学金融工程硕士，3年投资研究经验，2022年加盟东兴证券研究所，主要覆盖电力设备新能源等研究领域。

分析师承诺

负责本研究报告全部或部分内容的每一位证券分析师，在此申明，本报告的观点、逻辑和论据均为分析师本人研究成果，引用的相关信息和文字均已注明出处。本报告依据公开的信息来源，力求清晰、准确地反映分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。

风险提示

本证券研究报告所载的信息、观点、结论等内容仅供投资者决策参考。在任何情况下，本公司证券研究报告均不构成对任何机构和个人的投资建议，市场有风险，投资者在决定投资前，务必要审慎。投资者应自主作出投资决策，自行承担投资风险。

免责声明

本研究报告由东兴证券股份有限公司研究所撰写，东兴证券股份有限公司是具有合法证券投资咨询业务资格的机构。本研究报告中所引用信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

我公司及报告作者在自身所知情的范围内，与本报告所评价或推荐的证券或投资标的的存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，我公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本报告版权仅为我公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为东兴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

本研究报告仅供东兴证券股份有限公司客户和经本公司授权刊载机构的客户使用，未经授权私自刊载研究报告的机构以及其阅读和使用者应慎重使用报告、防止被误导，本公司不承担由于非授权机构私自刊发和非授权客户使用该报告所产生的相关风险和法律责任。

行业评级体系

公司投资评级（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数）：
以报告日后的6个月内，公司股价相对于同期市场基准指数的表现为标准定义：

强烈推荐：相对强于市场基准指数收益率15%以上；

推荐：相对强于市场基准指数收益率5%~15%之间；

中性：相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5%之间；

回避：相对弱于市场基准指数收益率5%以上。

行业投资评级（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数）：
以报告日后的6个月内，行业指数相对于同期市场基准指数的表现为标准定义：

看好：相对强于市场基准指数收益率5%以上；

中性：相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5%之间；

看淡：相对弱于市场基准指数收益率5%以上。

东兴证券研究所

北京

西城区金融大街5号新盛大厦B座16层

邮编：100033

电话：010-66554070

传真：010-66554008

上海

虹口区杨树浦路248号瑞丰国际大厦5层

邮编：200082

电话：021-25102800

传真：021-25102881

深圳

福田区益田路6009号新世界中心46F

邮编：518038

电话：0755-83239601

传真：0755-23824526