

## 环保行业深度报告

# 氢能系列研究二：产业链经济性测算与降本展望

增持（维持）

2022年05月08日

证券分析师 袁理

执业证书：S0600511080001

021-60199782

yuanl@dwzq.com.cn

研究助理 赵梦妮

执业证书：S0600120100018

zhaomn@dwzq.com.cn

### 投资要点

- **氢能能源战略地位清晰，把握全产业链降本节奏与平价环节。**氢能能源属性及战略地位已明确，作为清洁高效的二次能源将助力高耗能高排放行业深度脱碳。我国氢能产业发展处于初期，规划要求重点突破“卡脖子”技术，扩大可再生能源制氢规模，到2025年燃料电池车保有量约5万辆，可再生能源制氢量10-20万吨/年。氢能产业有望加速发展，我们对全产业链关键环节进行经济性分析，以期把握当前产业链各环节成本现状，降本节奏及最具平价潜力的方向。
- **制氢：副产氢兼具减碳&成本优势，绿氢长期降本空间大。**三种主流制氢路径，制氢纯度制约应用，燃料电池用氢要求高纯度低硫低碳氢气，电解水制氢&丙烷脱氢可达99.999%氢气纯度。1) 化石能源制氢技术成熟，成本低碳排高：a) 煤制氢：煤炭价格450元/吨时，制氢成本约10元/kg，其中煤炭成本占比39%，考虑碳捕集后成本约16元/kg；b) 天然气制氢：天然气成本2.5元/m<sup>3</sup>时，制氢成本约15元/kg，其中天然气成本占比77%，考虑碳捕集后成本约18元/kg。2) 工业副产氢兼具减排&经济性优势：焦炉煤气副产氢成本介于9-15元/kg，氯碱化工、轻烃利用、合成氨醇等工艺产氢成本介于13-22元/kg，其中提纯成本约0.1-0.7元/Nm<sup>3</sup>。3) 电解水成本尚高，有待风光电价下行：碱性电解水已产业化应用，当电价为0.4元/度时制氢成本约32元/kg，其中电费成本占70%，当电价降至0.15元/度时，绿氢18元/kg与蓝氢平价。
- **储运：气态储运成本约8元/kg占主流，管道&液氢运输有望突破大规模运输关键瓶颈。**1) **长管拖车气态储运：**技术成熟，氢源距离为100km时20Mpa长管拖车储运成本约7.79元/kg，对距离敏感，短途运输经济性较高。2) **气态管道运输：**成本集中在前期管道建设，重点推进天然气管道掺氢&纯氢试点。3) **低温液态储运：**大规模运输潜力方向，技术不成熟，当前难点在于设备投资大&液化能耗较高。
- **加注：规模化降本&政策补贴驱动加氢站建设，当前加注成本约11元/kg。**35Mpa日加氢量500kg的加氢站初始投资约1500万元，满负荷运行下加注成本约11.33元/kg，终端价格约55元/kg（含补贴），核心设备国产化&规模化建设共促成本下降，预计2025年有望降至8.73元/kg。
- **应用：补贴支持下氢燃料重卡较燃油重卡具备成本优势，随燃料电池系统降本&加氢价格下行，预计2026年氢燃料重卡与电动重卡平价。**1) **现状经济性分析：**氢燃料电池客车和物流车由于初始购置成本较高，全生命周期难以平价燃油车。当前“以奖代补”政策倾向于重卡，氢燃料重卡在最高92.4万元补贴下，购置成本与燃油重卡接近，运维成本为燃油车的90%，在运营期第2年可与燃油重卡实现平价。2) **降本预测：**氢燃料重卡中燃料电池系统成本占比53%，储氢系统占比17%。随质子交换膜、气体扩散层等核心设备国产化&规模化，氢燃料车成本将快速下行。我们假设2022-2025年燃料电池/储氢系统成本年均降幅25%/7%，2025-2030年均降幅20%/5%，补贴逐步退坡，氢价及氢耗逐年下降，预计2026年考虑初始补贴下的氢燃料重卡可与电动重卡平价。
- **建议关注：**从产业链成本测算的角度，我们认为当前工业副产氢最具成本&规模优势，为产业链优先平价环节，可再生能源制氢及燃料电池领域发展前景及降本潜力较大，建议关注：1) 工业副产氢：【九丰能源】、【东华能源】、【金宏气体】；2) 核心设备制造商：加注设备【冰轮环境】、【厚普股份】；燃料电池及整车【亿华通】、【泛亚微透】、【腾龙股份】、【美锦能源】、【潍柴动力】。
- **风险提示：**政策推广不及预期，燃料电池技术落地不及预期、成本下降不及预期、配套设施建设不及预期。

### 行业走势



### 相关研究

《中央财经委会议强调低碳和环境体系建设&REITs扩募，水务固废资产优先受益》

2022-05-03

《基建稳增长政策+REITs融资工具支持，关注环保板块发力及优质运营资产价值重估》

2022-04-29

《社会资本投资指引利好有机物技术&沼气发电板块，持续推荐成长型&低估值标的》

2022-04-24

## 内容目录

<b>1. 氢能战略地位明确，政策支持加码</b> .....	<b>5</b>
1.1. 明确氢能能源属性及战略地位，渗透率提升前景广阔 .....	5
1.2. 政策支持不断加码，示范城市群加快氢能建设推广 .....	6
1.3. 制氢-储运-加注-应用构成氢能全产业链 .....	8
<b>2. 上游制氢：副产氢兼具减碳&amp;成本优势，绿氢长期降本空间大</b> .....	<b>9</b>
2.1. 三条主流制氢路径，制氢纯度体现应用差异 .....	9
2.2. 化石能源制氢技术成熟，成本低碳排高 .....	12
2.2.1. 煤制氢成本约 10 元/kg，考虑碳捕集后成本约 16 元/kg .....	12
2.2.2. 天然气制氢成本约 15 元/kg，考虑碳捕集后成本约 18 元/kg .....	13
2.3. 工业副产氢成本约 9~22 元/kg，兼具减碳&成本优势放量潜力大 .....	14
2.4. 电解水制氢成本约 32 元/kg，电价降至 0.15 元/度与蓝氢平价 .....	15
<b>3. 中游储运：气态储运为主，大规模运输的关键瓶颈环节</b> .....	<b>18</b>
3.1. 长管拖车气态储运的成本约 7.79 元/kg，短途运输占优 .....	18
3.2. 液态&管道储运为突破大规模远距离运输的重要方向 .....	19
<b>4. 中游加注：加氢站超前建设，加注成本尚高</b> .....	<b>20</b>
4.1. 规模化降本&政策驱动加氢站建设，多地加速加氢站布局 .....	20
4.2. 加注成本约 11 元/kg，核心设备国产化推动降本 .....	22
<b>5. 下游应用：氢燃料重卡经济性初现，燃料电池进入快速降本期</b> .....	<b>24</b>
5.1. 经济性测算：补贴倾斜&能耗优势，氢燃料重卡优先实现平价 .....	26
5.1.1. 氢燃料电池客车：购置&运维成本高，全生命周期现金流难以与燃油客车平价 .....	26
5.1.2. 氢燃料物流车：年运维成本为燃油车的 71%，全生命周期成本尚未平价 .....	28
5.1.3. 氢燃料电池重卡：初始购置补贴高，全生命周期内较燃油重卡具备经济性优势 .....	30
5.2. 技术进步&规模化带动降本提效，预计 2026 年氢燃料重卡与纯电动平价 .....	32
<b>6. 投资建议</b> .....	<b>36</b>
<b>7. 风险提示</b> .....	<b>37</b>

## 图表目录

图 1: 2020 年我国氢气来源占比.....	5
图 2: 2020 年我国氢气主要消费途径占比情况.....	5
图 3: 中国氢能产业发展中长期规划重点任务.....	6
图 4: 国家层面氢能政策陆续出台.....	6
图 5: 氢能产业链.....	9
图 6: 主流制氢工艺类型.....	9
图 7: 煤制氢成本对煤炭价格的敏感性测算.....	12
图 8: 天然气制氢成本对天然气价格的敏感性测算.....	14
图 9: 电解水制氢成本对电价的敏感性测算 (单位: 元/kg) .....	17
图 10: 中国历年加氢站数量及增速.....	21
图 11: 外供加氢站建设成本拆分.....	23
图 12: 加注环节降本测算.....	23
图 13: 氢能源车产量销量增长迅速.....	25
图 14: 2019 年底国内氢燃料电池车结构.....	25
图 15: 10.5 米氢燃料电池客车成本结构.....	26
图 16: 不同类型客车全生命周期累计现金流出 (单位: 万元) .....	27
图 17: 9 吨及氢燃料电池物流车成本结构.....	28
图 18: 不同类型物流车全生命周期累计现金流出 (单位: 万元) .....	30
图 19: 110kw 氢燃料电池重卡成本结构.....	30
图 20: 不同类型重卡全生命周期累计现金流出 (单位: 万元) .....	31
图 21: 2016-2021 年燃料电池系统年均降幅 20%.....	32
图 22: 商用车用燃料电池系统与储氢系统价格预测.....	32
图 23: 2022-2030 年氢燃料客车降本预测 .....	34
图 24: 2022-2030 年氢燃料物流车降本预测 .....	34
图 25: 氢燃料电池重卡在 2026 年有望与纯电动重卡实现全生命周期现金流平价.....	35
表 1: 各省市氢能及燃料电池车产业链相关政策.....	7
表 2: 各类工艺制取氢气的纯度比较.....	10
表 3: 氢气应用标准.....	10
表 4: 主要制氢路径及其优缺点.....	11
表 5: 煤制氢成本测算—煤炭价格假设为 450 元/吨 .....	12
表 6: 天然气制氢成本测算—天然气价格假设为 2.5 元/m <sup>3</sup> .....	13
表 7: 工业副产氢工艺和理论产能.....	14
表 8: 各类工业副产氢成本.....	15
表 9: 三大电解水制氢工艺比较.....	15
表 10: 电解水制氢成本测算—电价假设为 0.4 元/度 .....	16
表 11: 氢不同运输方式的技术比较.....	18
表 12: 20Mpa 长管拖车运氢成本测算 .....	19
表 13: 氢气储运格局展望.....	19
表 14: 国内天然气掺氢管道项目.....	20
表 15: 各地加氢站相关补贴政策.....	21

表 16: 加氢站运营成本及毛利率对利用率敏感性测算.....	23
表 17: 燃料电池汽车与燃油汽车和纯电动汽车性能对比.....	24
表 18: 2022 年“以奖代补”政策对各类燃料电池车的奖励标准.....	25
表 19: 不同类型客车运行成本对比.....	27
表 20: 不同类型物流车成本对比.....	29
表 21: 不同类型重卡运行成本对比.....	31
表 22: 氢燃料重卡降本测算.....	34
表 23: 氢燃料重卡运营期平价节点.....	35
表 24: 关注氢能产业链相关标的.....	36

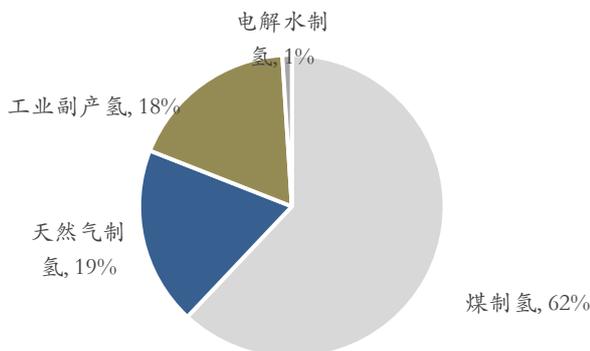
## 1. 氢能战略地位明确，政策支持加码

### 1.1. 明确氢能能源属性及战略地位，渗透率提升前景广阔

氢能作为清洁低碳的二次能源，在国家能源体系和产业发展中具有重要战略地位。氢能是一种来源广泛、能量密度高、可规模化存储、环保低碳、应用场景丰富的二次能源，发展氢能对保障国家能源安全、促进能源清洁转型、实现绿色双碳目标、推动相关新兴产业发展具有重要意义。2022年3月23日，国家发改委和能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》，明确氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向，进一步凸显氢能作为能源属性的重要战略地位。

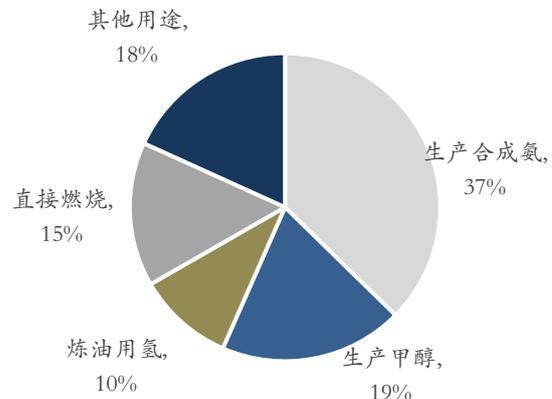
我国氢气年产量超3300万吨，已初步掌握氢能产业链主要技术和工艺。我国是世界上最大的制氢国，据中国氢能产业联盟与石油和化学规划院的统计，2019年我国氢气产能约4100万吨/年，产量约3342万吨，按照能源管理，换算热值占终端能源总量份额仅2.7%。目前国内已初步掌握氢能制备、储运、加注、燃料电池和系统集成等主要技术和生产工艺，在部分区域实现燃料电池汽车小规模示范应用。全产业链规模以上工业企业超过300家，集中分布在长三角、粤港澳大湾区、京津冀等区域。总体来看，我国氢能产业仍处于发展初期，但制氢基础良好，政策目标清晰，未来成长空间大。

图1：2020年我国氢气来源占比



数据来源：中国煤炭加工利用协会，东吴证券研究所

图2：2020年我国氢气主要消费途径占比情况



数据来源：中国煤炭加工利用协会，东吴证券研究所

重点突破“卡脖子”技术，扩大可再生能源制氢规模和应用比重。氢能产业链链条长、难点多，现有技术经济性还不能完全满足实用需求，亟需从氢能制备、储运、加注、燃料电池、氢储能系统等主要环节创新突破，重点突破“卡脖子”技术，降低氢能应用成本。根据氢能产业中长期发展规划目标，1) 到2025年：初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。燃料电池车辆保有量约5万辆，部署建设

一批加氢站。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,实现二氧化碳减排 100-200 万吨/年。**2) 到 2030 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,可再生能源制氢广泛应用。**3) 到 2035 年:**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重明显提升。

图3: 中国氢能产业发展中长期规划重点任务



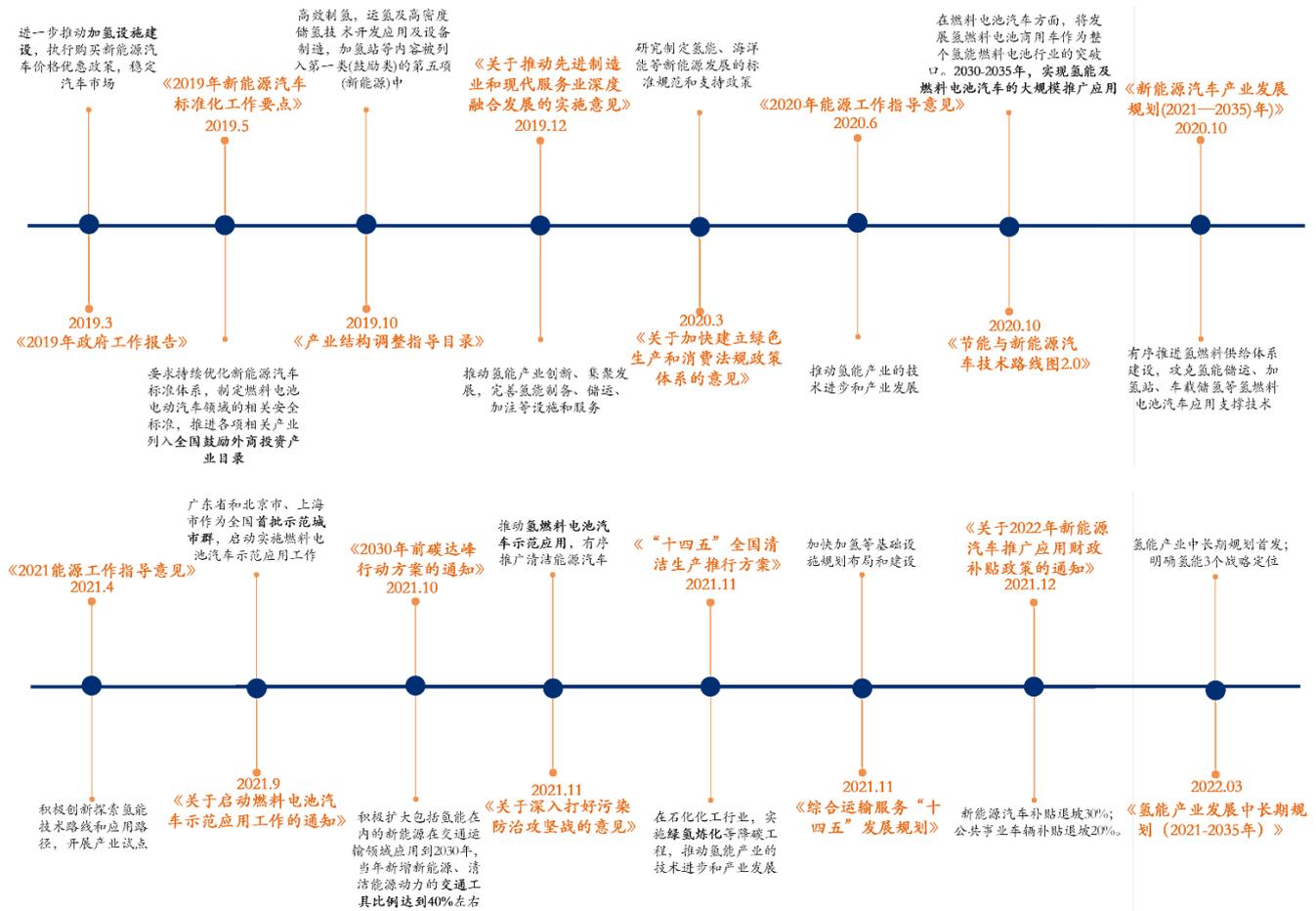
数据来源: 国家发改委, 能源局, 东吴证券研究所

**氢能渗透率有望提升, 长期发展潜力广阔。**据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2019/2020》数据, 至 2050 年, 氢能在交通运输、储能、工业、建筑等领域广泛使用, 氢气年需求量将提升至 6000 万吨, 在我国终端能源体系中占比达 10%, 产业产值达 12 万亿。据中国煤炭加工利用协会数据, 2020 年我国超过 99% 的制氢方式都属于灰氢和蓝氢, 使用端仍有 15% 的氢气被直接燃烧, 其他利用方式也较为粗放, 无论是需求端还是供给端都存在较大的提升空间, 产业发展潜力广阔。

### 1.2. 政策支持不断加码, 示范城市群加快氢能建设推广

**国家层面政策加码, 指引性、补贴性、规范性配套政策日益完善。**近年来, 我国加速布局氢能产业, 2019 年首次将氢能写入政府工作报告, 此后多次出台相关支持政策。

图4: 国家层面氢能政策陆续出台



数据来源：各政府部门网站，东吴证券研究所

**燃料电池“3+2”城市示范群格局形成，地方配套政策快速就位。**2020年9月五部委联合发布了《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，标志我国开始建设燃料电池示范区。2021年8月，上海、京津冀、广东三大城市群示范区首批入选，随后河北城市群和河南城市群在第二批入选，“3+2”示范群共同推动氢燃料电池和氢能产业发展。在入选示范群后，各地方政府迅速出台了相应补贴和指引政策，目前五大城市群都已经出台了相应产业发展计划。在其他地区，包括江苏、浙江、四川等在内的超过16个省市都已经出台了具体配套政策，力争氢能领域先发优势。据我们统计的地方性氢能产业规划目标，政策要求到2023年加氢站建设不低于322个，氢燃料电池车累计推广不低于23800辆；到2025年加氢站建设不低于951个，氢燃料电池车推广数量超77500辆。

表1：各省市氢能及燃料电池车产业链相关政策

省市	政策文件	发布年份	目标年份	加氢站目标(个)	产业产值(亿元)	氢燃料电池车推广	固定发电应用
江苏	《江苏省氢燃料电池汽车产业规划》	2019	2025	≥50	/	累计投放≥4000	500座
广州	《广州市氢能产业发展规划(2019-2030)》	2020	2025	≥50	≥600	燃料电池汽车占比≥30%	4座
			2030	≥100	≥2000	/	10座

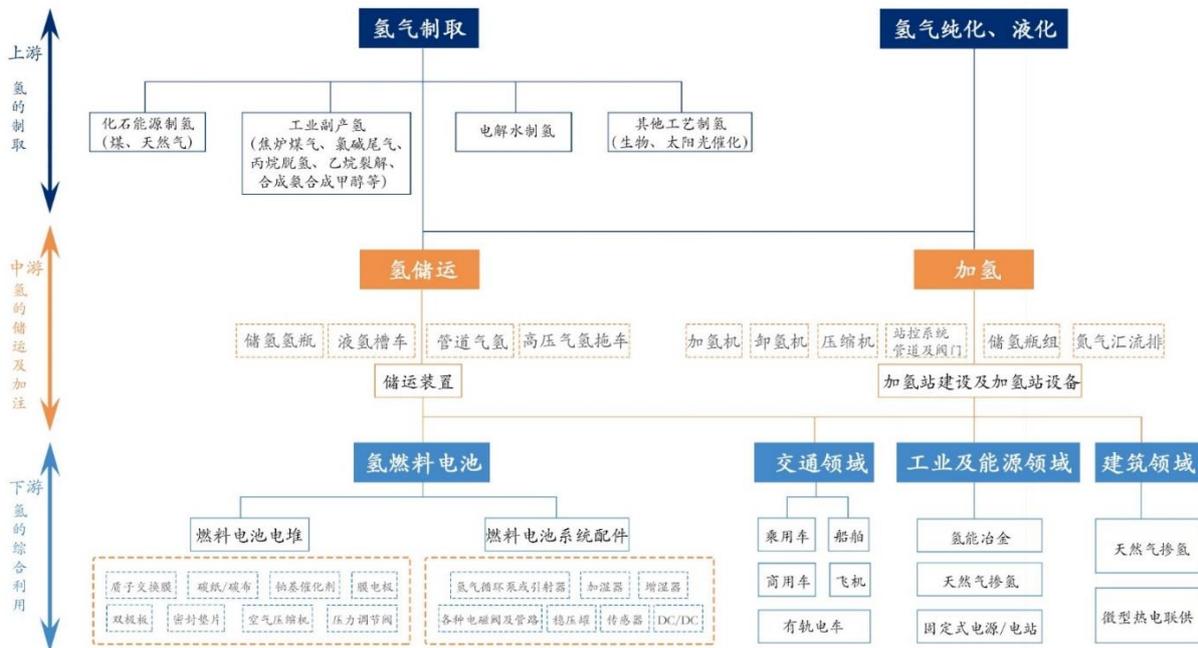
山东	《山东省氢能产业中长期发展规划（2020-2030年）》	2020	2025	≥100	≥1000	累计推广≥10000	100座
			2030	≥200	≥3000	累计推广≥50000	/
北京	《氢燃料电池汽车产业发展规划》	2020	2023	≥37	≥850	≥3000	/
			2025	≥74	≥2400	≥3000	/
天津	《天津市氢能产业发展行动方案(2020-2022年)》	2020	2022	≥10	≥150	≥1000	2座
内蒙古	《内蒙古自治区促进燃料电池汽车产业发展若干措施(施行)(征求意见稿)》	2020	2023	≥60	≥400	≥3830	/
			2025	≥90	≥1000(燃料电池车)	≥10000	/
浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划(征求意见稿)》	2021	2022	≥30	≥100	≥1000	/
四川	《四川省氢能产业发展规划(2021-2025年)》	2021	2025	≥60	/	≥6000	5座
河北	《河北省氢能产业发展“十四五”规划》	2021	2022	≥25	≥150	≥1000	/
			2025	≥100	≥500	≥10000	/
上海	《上海市加快新能源汽车产业发展实施计划(2021-2025年)》	2021	2025	≥70	≥1000(燃料电池车)	≥10000	/
重庆	《关于印发重庆市氢燃料电池汽车产业发展指导意见的通知》	2021	2022	≥10	/	≥800	/
			2025	≥15	/	≥1500	/
宁夏	《自治区人民政府办公厅关于加快培育氢能产业发展的指导意见》	2021	2030	1-2	/	/	/
河南	《河南省氢能产业发展“十四五”规划》	2021	2023	≥50	≥150	≥3000	/
			2025	≥100	≥1000	≥10000	2000座
山西大同	《大同市氢能产业发展规划（2020-2030年）》	2021	2023	≥17	≥100	≥1000	/
			2025	≥50	≥450	≥6300	/
			2030	≥100	≥1600	≥57000	/
辽宁大连	大连市氢能产业发展规划（2020—2035年）	2021	2025	≥15	≥400	≥1000	/
			2035	≥80	≥2000	≥57000	/
深圳	《深圳市氢能产业发展规划（2021-2025年）》	2021	2025	≥10	≥500	≥1000	/

数据来源：各政府部门网站，东吴证券研究所

### 1.3. 制氢-储运-加注-应用构成氢能全产业链

氢能产业链从上游到终端下游分为生产、储运、加注、终端运用四大环节。1) 制氢：主要有化石能源制氢、工业副产氢、电解水制氢等路线，氢气的生产成本、纯度、碳排放量依赖于工艺路线和技术水平。2) 储运：氢气可通过气态、液态、固态三种形式储存并运输至终端应用，目前国内氢气运输以长管拖车+高压气态储存形式为主，液态储运尚未大规模运用于民用领域，是未来的主要发展方向，固态储运仍处于研发升级阶段。3) 加注：加氢站分为外供氢加氢站和站内制氢加氢站两种，我国现有加氢站均为外供氢加氢站，即氢气储运至加氢站后在站内进行压缩、存储和加注。4) 应用：氢气下游应用广泛，涉及交通、工业、能源和建筑领域等，交通领域为短期政策主要推广的新兴方向。

图5：氢能产业链



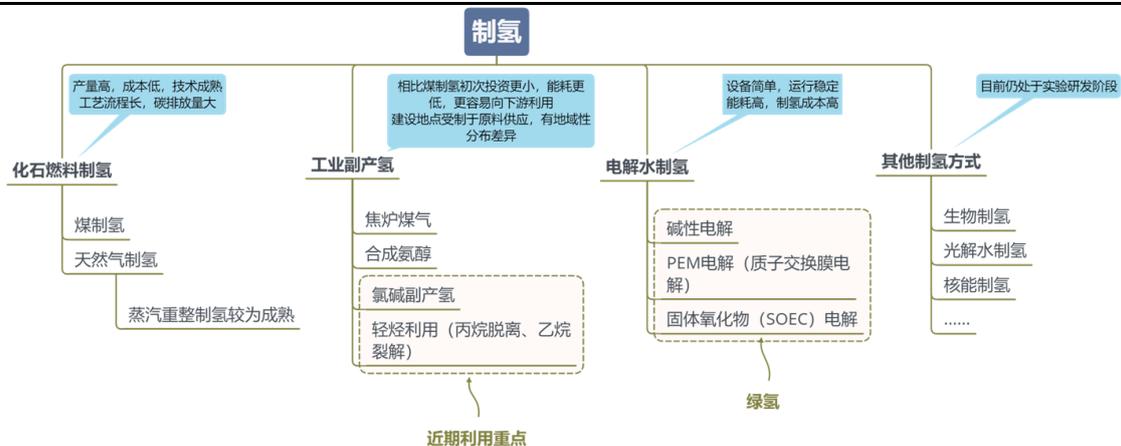
数据来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，东吴证券研究所

## 2. 上游制氢：副产氢兼具减碳&成本优势，绿氢长期降本空间大

### 2.1. 三条主流制氢路径，制氢纯度体现应用差异

氢气目前主要有三种主流制取路径：1) 以煤炭、天然气为代表的化石能源重整制氢；2) 以焦炉煤气、氯碱尾气、丙烷脱氢为代表的工业副产气制氢；3) 电解水制氢。此外其他制氢方式包括生物质制氢、太阳能光催化分解水制氢、核能制氢等，但此类制氢方式多处于试验和开发阶段，尚未形成工业化应用。我国氢能的生产利用已较为广泛，制成的氢气主要应用在工业原料或生产供热中，工业制氢已经成为较多化工、新能源、环保企业的主营业务之一。

图6：主流制氢工艺类型



数据来源：《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2020》，东吴证券研究所

### 高纯度+低硫+低碳的氢气制取为未来燃料电池用氢的攻关重点。

1) 从供给端制氢纯度来看，氢气品质取决于制取工艺和提纯方式，氢气纯化技术一般包括变压吸附（PSA）、低温分离、膜分离、金属氢化法和氧化脱氢法等，其中变压吸附工艺成熟成本低，为当前最常用的提纯方式。化石能源制氢通常采用制取+提纯一体化装置，未区分提纯成本，工业副产氢提纯成本通常为 0.1~0.7 元/Nm<sup>3</sup>。经提纯后，煤制氢所得氢气纯度为 99.90%，天然气制氢和工业副产氢纯度可以达到 99.99%以上，PDH 副产氢和碱性电解水制氢的纯度可达 99.999%。质子交换膜电解水的产物中纯度最高，可达 99.9995%以上，但尚未实现产业化应用。

表2：各类工艺制取氢气的纯度比较

类型	制取技术	初产物氢含量 (%)	提纯技术	氢气纯度 (%)
化石能源制氢	煤制氢	48~54	甲烷化	97.16
			一段法 PSA、二段法 PSA、PSA 与膜分离耦合	99.90
	天然气制氢	75~80	变压吸附提纯	>99.99
工业副产氢	焦炉煤气	约 44	变压吸附提纯	>99.99
	氯碱化工	98.50		>99.99
	丙烷脱氢 (PDH)	99.80		99.999
	乙烷裂解	95.00		>99.99
	合成氨和合成甲醇	18~55		>99.99
电解水制氢	碱性电解	>99	催化脱氧、变温吸附、钯膜分离	99.999
	质子交换膜电解	/	/	≥99.9995
	固体氧化物电解	/	/	≥99.99

数据来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，《不同氢气净化提纯技术在煤制氢中的经济性分析》，《浅谈氢气提纯方法的选取》，东吴证券研究所

2) 从需求端各类用氢标准来看，参考国家标准，质子交换膜燃料电池用氢气的纯度要求为 99.97%，低于工业用纯氢、高纯氢、超纯氢的纯度要求，但对杂质含量的要求更为严格，其中 CO 含量要求为高纯氢的 1/5，总硫（以 H<sub>2</sub>S 计）要求控制在 4ppb 含量以下，主要是 CO 和硫化物对燃料电池催化剂具有毒化作用。在实际应用中，一般要求车用主流燃料电池技术质子交换膜燃料电池（PEMFC）需要氢气纯度大于 99.99%，部分燃料电池厂商要求其燃料电池必须使用水电解制氢，主要考虑到水电解制取的氢气不含硫成分。

表3：氢气应用标准

国标	GB/T37244-2018	GB/T3634.2-2011			GB/T16942-2009			GB/T3634.1-2006		
应用行业	PEM-FC 汽车	电子工业、石油化工、金属冶炼、科学研究			电子工业			石油、食品、精细化工、玻璃、人造宝石		
氢气品类		纯氢	高纯氢	超纯氢				优等品	一级品	合格品
H <sub>2</sub> (%) ≥	99.97	99.99	99.999	99.9999	99.9999	99.9997	99.9995	99.95	99.5	99
单类杂质的最大浓度 (μ mol/mol)										

H <sub>2</sub> O	5	10	3	0.5	0.2	0.2	0.5	/	/	/
CH <sub>4</sub>	2	10	1	0.2	0.05	0.2	0.5	/	/	/
O <sub>2</sub>	5	5	1	0.2	0.2	0.2	0.5	100	2000	4000
Ar	100	供需商定	供需商定		/	/	/	400	3000	6000
N <sub>2</sub>		60	5	0.4	0.5	2	2			
He	300	/	/	/	/	/	/	/	/	/
CO <sub>2</sub>	2	5	1	0.1	0.05	0.2	0.5	/	/	/
CO	0.2	5	1	0.1	0.05		0.5	/	/	/
总硫(H <sub>2</sub> S)	0.004	/	/	/	/	/	/	/	/	/
HCHO	0.01	/	/	/	/	/	/	/	/	/
HCOOH	0.2	/	/	/	/	/	/	/	/	/
NH <sub>3</sub>	0.1	/	/	/	/	/	/	/	/	/
总卤化物	0.05	/	/	/	/	/	/	/	/	/

数据来源：中国标准化研究院，东吴证券研究所

**双碳背景下，制氢将逐步由灰氢和蓝氢转向绿氢为主。**国内现阶段氢气主要由化石能源制氢或副产氢获得，所获得的氢气多为灰氢和蓝氢，仍然存在一定程度的碳排放和环境污染。为实现碳减排和化石能源替代的目标，后续主要有两种发展路径：**1) 发展蓝氢**，即在灰氢制作过程中结合 CCUS 降低碳排放，但化石能源制氢及工业副产氢最多只能降低 80%碳排放，更多是向绿氢转变中的过渡阶段。**2) 发展绿氢**，即待可再生能源占比提升、电价成本下降、电解槽技术升级成本下降后，全面推广电解水制氢，通过绿氢助力深度脱碳，推动双碳目标的实现。

表4：主要制氢路径及其优缺点

制氢方法	原料	优点	缺点	适用范围	碳排放 (kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> )	制氢效率 (吨)
灰氢	化石能源制氢	煤	技术成熟、成本低	合成氨、合成甲醇、石油炼制	传统煤气化 ~19	吨煤制氢 0.11~0.13 吨
		天然气	技术成熟、耗水量小、氢气产率高	/	SMR ~9.5	吨天然气制氢 0.23~0.37 吨
	工业副产氢	焦炉煤气、化肥工业、氯碱、轻烃利用等	成本低、效率高	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	吨焦炭制氢 0.017 吨 吨烧碱制氢 0.024 吨 吨合成氨制氢 0.04 吨
蓝氢	结合 CCUS 技术	灰氢原料 +CCUS	碳排放量小	成本高，经济性尚未体现	灰氢制备路径	传统煤气化 +CCUS <2 SMR+CCUS <1
绿氢	电解水制氢	电、水	工艺简单，无碳排放	尚未实现规模化应用，成本较高	结合可再生能源制氢；电子/有色等对氢气纯度要求较高的行业	电网电力 38~45 水电风电 <1 光伏发电 <3

数据来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，车百智库，东吴证券研究所

## 2.2. 化石能源制氢技术成熟，成本低碳排高

### 2.2.1. 煤制氢成本约 10 元/kg，考虑碳捕集后成本约 16 元/kg

煤制氢成本的主要影响因素为煤炭价格，当煤炭价格为 450 元/吨时，煤制氢成本约 10 元/kg。煤制氢成本测算关键假设如下：

- 1) **制氢规模**：以单个项目为例，假设制氢装置规模为 90000m<sup>3</sup>/h。
- 2) **总投资**：建设投资共 12.4 亿元（装置界区内，建设投资不含征地费以及配套储运设施），折旧年限 10 年，残值率 5%，年修理费 3%，采用线性折旧。
- 3) **煤炭成本**：煤炭不含税价格为 450 元/吨。考虑生产过程的转换关系，假设每立方米氢气所需煤炭为 0.76kg，约合每千克氢气煤炭成本 3.8 元。
- 4) **其他原料成本**：假设氧气外购价格为 0.5 元/m<sup>3</sup>，电价为 0.56 元/度，新鲜水价格为 4 元/m<sup>3</sup>；同时假设每立方米氢气所需氧气 0.42m<sup>3</sup>，电 0.043 度。
- 5) **财务费用**：按建设资金 70% 贷款，年利率为 5%。

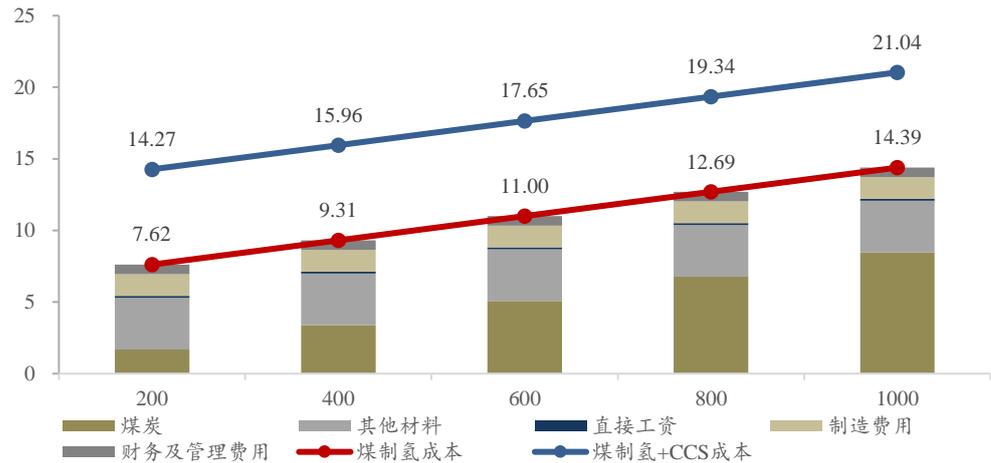
经测算，在煤炭价格为 450 元/吨的情况下，煤制氢成本为 9.73 元/kg，此时煤炭成本约占总成本 39%。煤制氢工艺下，每制备 1kg 氢气会伴生约 19kg 二氧化碳，产生考虑碳捕集情况下成本为 16.38 元/kg，此时产品氢由灰氢转为蓝氢。根据敏感性测算，当煤炭价格在 200~1000 元/吨时，不考虑碳捕集成本时煤制氢成本介于 7.62~14.39 元/kg。

表5：煤制氢成本测算—煤炭价格假设为 450 元/吨

成本	按体积（元/m <sup>3</sup> ）	按质量（元/kg）
煤炭	0.340	3.808
氧气	0.210	2.352
辅助材料	0.043	0.482
燃料动力能耗	0.069	0.773
电	0.024	0.269
循环水	0.008	0.090
新鲜水	0.001	0.011
脱盐水	0.036	0.403
直接工资	0.012	0.134
制造费用	0.135	1.512
财务及管理费	0.060	0.672
<b>成本（标准状态）</b>	<b>0.869</b>	<b>9.733</b>

数据来源：《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，东吴证券研究所

图7：煤制氢成本对煤炭价格的敏感性测算



注：横轴为煤炭单价，单位“元/吨”；纵轴为制氢成本，单位“元/kg”  
数据来源：《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，东吴证券研究所

### 2.2.2. 天然气制氢成本约 15 元/kg，考虑碳捕集后成本约 18 元/kg

天然气制氢成本的主要影响因素为天然气价格，当天然气价格为 2.5 元/m<sup>3</sup>时，天然气制氢成本约 15 元/kg。测算关键假设如下：

- 1) 制氢规模：以单个项目为例，假设制氢装置规模为 90000m<sup>3</sup>/h。
- 2) 总投资：建设投资共 6 亿元（装置界区内，建设投资不含征地费以及配套储运设施），折旧年限 10 年，残值率 5%，年修理费 3%，采用线性折旧。
- 3) 天然气成本：假设天然气不含税价格为 2.5 元/m<sup>3</sup>，每立方米氢气所需天然气为 0.4 m<sup>3</sup>，对应每千克氢气生产需要天然气成本 11.2 元。
- 4) 其他原料成本：假设电价为 0.56 元/度，新鲜水价格为 4 元/m<sup>3</sup>，3.5MP 蒸汽价格为 100 元/吨，1.0MP 蒸汽价格为 70 元/吨。
- 5) 财务费用：按建设资金 70% 贷款，年利率为 5%。

经测算，在天然气价格为 2.5 元/m<sup>3</sup>的情况下，天然气制氢成本为 14.61 元/kg，天然气成本约占总成本 77%。天然气制氢工艺下，每制备 1kg 氢气会伴生约 9.5kg 二氧化碳，考虑碳捕捉情况下，考虑碳捕集情况下成本为 17.93 元/kg，此时产品氢由灰氢转为蓝氢。根据敏感性测算，当天然气价格在 1~5 元/m<sup>3</sup>时，不考虑碳捕集时天然气制氢成本介于 7.88~25.80 元/kg。

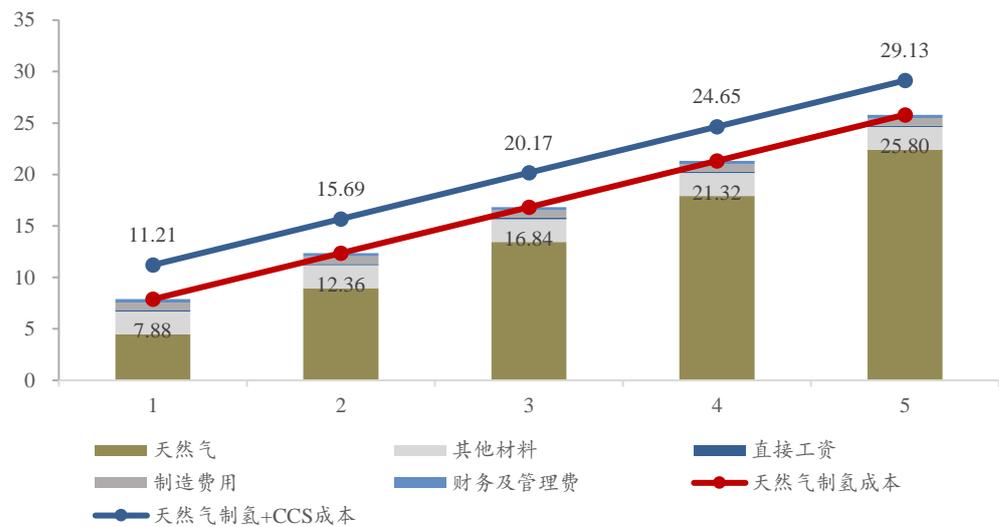
表6：天然气制氢成本测算—天然气价格假设为 2.5 元/ m<sup>3</sup>

成本	按体积 (元/m <sup>3</sup> )	按质量 (元/kg)
天然气	1.000	11.200
辅助材料	0.014	0.157
燃料动力能耗	0.184	2.061
电	0.020	0.224
循环水	0.002	0.022
新鲜水	0.001	0.011

脱盐水	0.022	0.246
3.5MP 蒸汽	-0.018	-0.202
1.0MP 蒸汽	0.000	0.000
燃料气	0.157	1.758
直接工资	0.012	0.134
制造费用	0.065	0.728
财务及管理费	0.029	0.325
<b>成本 (标准状态)</b>	<b>1.304</b>	<b>14.605</b>

数据来源:《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》, 东吴证券研究所

图8: 天然气制氢成本对天然气价格的敏感性测算



注: 横轴为天然气单价, 单位“元/m³”; 纵轴为制氢成本, 单位“元/kg”

数据来源:《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》, 东吴证券研究所

### 2.3. 工业副产氢成本约 9~22 元/kg, 兼具减碳&成本优势放量潜力大

工业副产氢潜力亟待挖掘, 助力化工企业低碳发展。工业副产氢是指在生产化工产品的同时得到氢气, 主要有焦炉煤气、氯碱化工、轻烃利用、合成氨醇等副产工艺。我国工业副产氢潜力大, 但目前资源利用率较低。根据 2021 年清华大学核能与新能源技术研究院发布的《中国制氢技术发展现状》, 我国工业副产氢年产量约 900~1000 万吨, 氯碱企业每年副产氢气放空率高达 30%, 其中 2017 年有 25 万吨工业副产氢被放空。目前多家传统化工上市公司已将副产氢列入重要发展方向。由于其显著的减排效果和较高的经济性优势, 在电解水绿氢成本达到或接近平价以前, 副产氢是过渡阶段的较优途径。

表7: 工业副产氢工艺和理论产能

技术路线	工艺	2021 年主要产物产量	转换关系 (假设氢气 60% 可利用)	副产氢理论产量
焦炉煤气	焦炉煤气压缩和预净化、预处理、变压吸附和氢气精制	焦炭 4.6 亿吨	吨焦炭对应氢气约 10kg	460 万吨

轻烃利用	氯碱化工	以食盐水为原料，利用离子交换膜法电解生产	烧碱 3891 万吨	吨烧碱对应氢气约 15kg	58 万吨
	丙烷脱氢	丙烷在催化剂条件下脱氢生成丙烯，氢气作为副产物	PDH 1000 万吨	吨 PDH 对应氢气约 50kg	50 万吨
	乙烷裂解	乙烷蒸汽裂解制成乙烯，放出氢气	乙烯 2826 万吨	吨乙烯对应氢气约 64kg	181 万吨
	合成氨	回收利用现有合成放空气及驰放气，通过提纯再利用	合成氨约 5200 万吨	吨合成氨制氢 24kg	125 万吨

数据来源：中国钢研科技集团，中商产业研究院，工信部，东吴证券研究所测算

工业副产氢成本主要包括生产成本和提纯成本，各类副产氢综合成本介于 9~22 元/kg 之间。由于工业副产物往往是多种气体的混合，为获得较纯的氢气需要进行提纯，工业副产氢常用变压吸附（PSA）提纯工艺，提纯后产氢纯度普遍达 99.99% 以上，其中丙烷脱氢纯度可以达到 99.999% 以上。由于各类原料气的杂质组分和氢气含量有差异，提纯成本往往介于 0.1-0.7 元/Nm<sup>3</sup> 之间。

表8：各类工业副产氢成本

工艺	原料气中氢气体积分数 (%)	提纯后产氢纯度	生产成本 (元/Nm <sup>3</sup> )	提纯成本 (元/Nm <sup>3</sup> )	综合成本 (元/kg)
焦炉煤气	约 44	>99.99	/	0.4-0.7	9.30-14.90
氯碱化工	98.50	>99.99	1.1-1.4	0.1-0.4	13.44-20.16
丙烷脱氢 (PDH)	99.80	99.999	1-1.3	0.25-0.5	14.00-20.16
乙烷裂解	95.00	>99.99	1.1-1.3	0.25-0.5	15.12-20.16
合成氨和合成甲醇	18~55	>99.99	0.8-1.5	0.5	14.56-22.40

数据来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，东吴证券研究所

## 2.4. 电解水制氢成本约 32 元/kg，电价降至 0.15 元/度与蓝氢平价

碱性电解水工艺成熟，PEM 电解水已初步商用。电解水制氢主要工艺路线为碱性电解、PEM 电解和 SOEC 电解。其中碱性电解槽技术最为成熟，生产成本较低；PEM 电解水流程简单、能耗较高，启停速度快能较好配合风光的波动性，已经实现初步商用，但因为电解槽需要使用贵金属电催化剂铱、铂、钌等材料，目前成本较高，是中长期电解水发展的主要方向。固体氧化物水电解槽采用水蒸气电解，能效最高，但尚处于实验室研发阶段。

表9：三大电解水制氢工艺比较

	碱性电解 (AWE)	质子交换膜电解 (PEM)	固体氧化物电解 (SOEC)
电解质	20~30%KOH	PEM (Nafion 等)	Y2O3/ZrO2
催化剂	非贵金属电催化剂 (如 Ni、Co、Mn 等)	Ir、Ru 等贵金属/氧化物及其二元、三元合金/混合氧化物	/
运行温度	70~90℃	70~80℃	600~1000℃
电流密度	0.2~0.4A/c m <sup>2</sup>	1.0~2.0A/c m <sup>2</sup>	1.0~10.0A/c m <sup>2</sup>

单台产气量	0.5~1000Nm <sup>3</sup> /h	0.01~500Nm <sup>3</sup> /h	/
电解槽能耗	4.5~5.5 kWh/Nm <sup>3</sup>	3.8~5.0 kWh/Nm <sup>3</sup>	2.6~3.6 kWh/Nm <sup>3</sup>
电解槽价格	国产: 2000~3000 元/kW 进口: 6000~8000 元/kW	7000~12000 元/kW	/
系统转化效率	60%~75%	70%~90%	85%~100%
系统寿命	已达 10~20 年	已达 10~20 年	/
启停速度	热启停: 分钟级 冷启停: >60 分钟	热启停: 秒级 冷启停: 5 分钟	启停慢
动态响应能力	较强	强	较弱
电源质量需求	稳定电源	稳定或波动电源	稳定电源
负荷调节范围	15~100%额定负荷	0~160%额定负荷	/
系统运维	有腐蚀性液体, 运维复杂成本高	无腐蚀性液体, 运维简单成本低	目前以技术研究为主, 尚无运维需求
成本	成本较低, 最具经济性	使用贵金属催化剂等, 成本偏高	/
环保性	碱液污染, 石棉膜有危害	无污染	无污染
技术推广度	已实现大规模工业应用, 碱性电 解槽基本实现国产化	初步商业化应用, PEM 电解槽 关键材料与技术需依赖进口	尚处于实验室研发阶段
特点和适用场景	设备成本较低, 单槽电解制氢产 量较大, 易适用于电网电解制氢	反应效率高, 与波动性和随机性 较大的风电和光伏匹配性好	电耗最低, 高温环境, 适合产生 高温高压蒸汽的光热发电等系统

数据来源:《中国氢能产业发展报告 2020》,《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》,高工锂电网,东吴证券研究所

当电价为 0.4 元/度时, 碱性电解水制氢成本约 32 元/kg。测算关键假设如下:

- 1) 制氢规模: 采用碱性电解水, 制氢装置规模为 1000Nm<sup>3</sup>/h, 年有效利用时间 2000 小时, 年制氢规模 200 万标方。
  - 2) 总投资: 设备投资 850 万元, 折旧年限 10 年, 残值率 5%, 按直线法折旧; 土建及设备安装 150 万元, 折旧年限 20 年, 残值率 5%, 按直线法折旧。
  - 3) 电费成本: 假设电解水制氢所用电价为 0.4 元/度, 每单位氢气消耗电量 5 度/Nm<sup>3</sup>。
  - 4) 其他原料成本: 纯水价格为 3.5 元/吨, KOH 价格为 10,000 元/吨, 冷却费用 0.2 元/度。同时假设每 Nm<sup>3</sup>氢气消耗纯水 0.01 吨/Nm<sup>3</sup>, KOH 0.0004kg/Nm<sup>3</sup>, 冷却 0.001 度/Nm<sup>3</sup>。
  - 5) 人工和运维费用: 人员费用 32 万元/年; 运营维护 8.5 万元/年。
  - 6) 财务费用: 按建设资金 70% 贷款, 年利率为 5%。
- 经测算, 在电价为 0.4 元/度的情况下, 天然气制氢成本为 31.99 元/kg。

表10: 电解水制氢成本测算—电价假设为 0.4 元/度

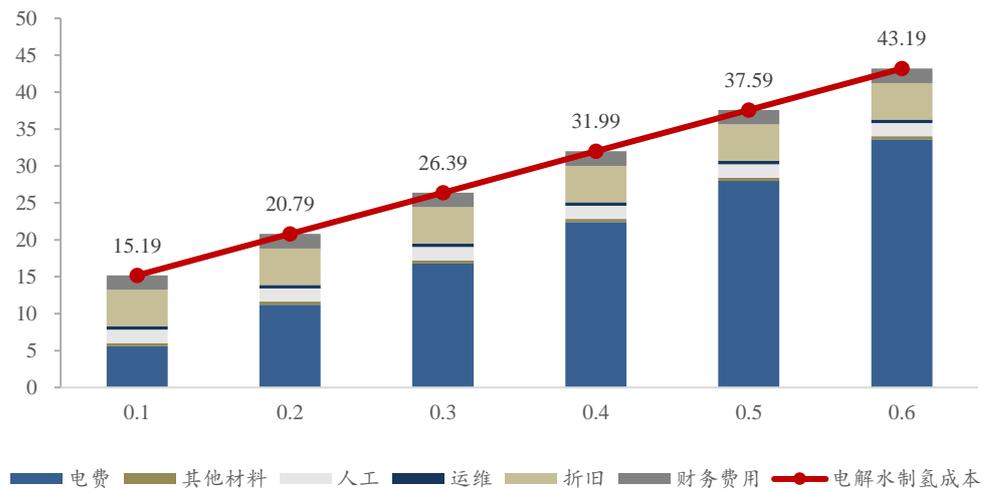
成本	按体积 (元/m <sup>3</sup> )	按质量 (元/kg)
电	2.000	22.400
设备折旧	0.035	0.392
纯水	0.004	0.045
KOH	0.000	0.002
冷却	0.160	1.792
人工	0.043	0.476
运营维护	0.439	4.921
财务费用	0.175	1.960

成本	2.856	31.988
----	-------	--------

数据来源：中国氢能产业发展报告，《电解水制氢成本分析》，东吴证券研究所

电解水制氢的主要影响因素为电价成本，当电价为 0.4 元/度时，电费占电解水制氢总成本的比例为 70%。其他条件不变，当电价介于 0.1~0.6 元/度时，碱性电解槽电解水制氢的成本介于 15.19~43.19 元/kg。

图9：电解水制氢成本对电价的敏感性测算（单位：元/kg）



注：横轴为电价，单位“元/度”；纵轴为制氢成本，单位“元/kg”

数据来源：中国氢能产业发展报告，《电解水制氢成本分析》，东吴证券研究所

**三大因素驱动绿氢降本：电价下降、电解槽降本、技术进步。**

1) **可再生能源度电成本下降**：2021年9月，财政部表示近十年来陆上风电和光伏发电成本分别下降30%和75%左右。2022年，通威集团表示目前我国光伏发电成本已经降到0.3元/kWh以内，在多数地区已经具备了与新建燃煤发电竞争的能力，预计“十四五”期间将降到0.25元/kWh以下，低于绝大部分煤电价格。

2) **电解槽成本下降**：根据彭博新能源财经报告，2014-2019年，北美和欧洲制造的碱性电解槽成本下降了40%。2021年，中国制造的碱性电解槽系统成本为300美元/千瓦，而西方制造的同类产品为1200美元/千瓦，质子交换膜电解槽达到1400美元/千瓦。随着电解槽制造规模进一步扩大，成本将继续下降。

3) **技术进步带来能效提升&原料优化**：目前大多数电解槽制氢效率约为55kWh/kg（即电耗约5kWh/m<sup>3</sup>），最新的Hysata电解槽能以41.5kWh/kg的效率电解制氢，技术进步带来能耗下降。同时随着材料及催化剂的优化，设备折旧、其他原材料成本也有望降低50%以上。

当电价为0.15元/kg时绿氢与蓝氢平价，2050年绿氢成本有望降至10元/kg。根据敏感性测算，假设其他条件不变，随着电力成本下降，当可再生能源电费为0.15元/kWh时，电解水制氢成本为17.99元/kg，基本实现与蓝氢平价。根据氢能会预测，在可再生

能源电价、电解槽成本下降、制氢效率提升等多重因素驱动下，到 2050 年国内绿氢制备成本有望降至 10 元/kg。

### 3. 中游储运：气态储运为主，大规模运输的关键瓶颈环节

固液气三种储氢路线，气态储氢最为成熟。主流储氢方式主要有四种：1) 高压气态储氢：技术成熟度最高，已得到广泛应用，但体积储氢密度较低，安全性较差；2) 低温液态储氢：技术较成熟，但氢气液化难度较大，安全性较差，现多用于航空航天项目；3) 有机液化储氢：利用氢气与有机介质的化学反应，从而进行储存、运输、释放，当前仍存在脱氢温度高、效率低、能耗大的问题；4) 固态储氢：指利用物理或化学吸附将氢气储存在固体材料之中，但在当前技术下，室温情况可实现的储氢量较低，且固体材料制备昂贵。有机液化储氢和固态储氢技术在单位储氢密度、安全性方面占有优势，但目前技术成熟度较低，是各国正在探索的新技术。目前气态储运路线最为成熟，受运输规模小和经济距离短的限制，储运环节为氢能源向下游大规模推广应用的瓶颈所在，未来氢能源的大规模推广亟待远距离和大规模储运技术路线的突破。

表11：氢不同运输方式的技术比较

储氢方式	运输工具	特点	压力 (Mpa)	载氢量 (kg/车)	体积储氢密度 (kg/m <sup>3</sup> )	经济距离 (km)
气态储运	长管拖车	规模较小，运输距离较短	20	300-400	14.5	≤150
	管道运输	大规模用氢，应用多领域	1-4	—	3.2	≥500
液态储运	液氢槽罐车	适合规模较大、长距离运输，目前成本过高	0.6	7000	64	≥200
有机液态储运	槽罐车	由于成本和技术问题尚未实现大规模商业化应用	常压	2000	40-50	≥200
固态储运	货车	储氢密度高、运量大，技术难度大，尚处于研发阶段	4	300-400	50	≤150

数据来源：中国钢研科技集团，中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2019，东吴证券研究所

#### 3.1. 长管拖车气态储运的成本约 7.79 元/kg，短途运输占优

当氢源距离为 100km 时，20Mpa 气态储运成本约 7.79 元/kg。随氢源距离增加，运费成本随之提升，因而气态储运更适合 200km 内的短途运输。关键假设如下：

1) 拖车运输效率：长管拖车满载氢气 (20MPa) 350kg，管束氢气残余率 20%，拖车一年 365 天均可工作，每日工作时长 15h，拖车充卸氢气时长 5h，平均行驶速度 50km/h，当氢源距离 100km 时，可得每日拖车可以往返 1 次加氢站，可运输氢气量 280kg/天。

2) 设备折旧：车头投资额 40 万元，管束投资额 100 万元，折旧年限均为 10 年。

3) 其他固定成本：配备两名驾驶员和两名装卸员，人员费用共 40 万/年，车辆保险费用 1 万元/年。

4) 可变成本：拖车百公里油耗 25L，柴油价格 6.5 元/L；车辆保养费用 0.3 元/kg，

过路费 0.6 元/kg；氢气压缩耗电 1kwh/kg，电价 0.6 元/kwh。

经我们测算，氢源距离 100km 时，长管拖车运氢成本为 7.79 元/kg。据敏感性测算结果显示，当氢源距离从 50km 增加到 500km，运氢成本从 4.19 元/kg 增加到 20.38 元/kg。长管拖车气态运输成本主要来源于油耗和人工成本，降本空间较小，随着管束工作压力从 20Mpa 提至 50Mpa，单位运输成本有望下降。

表12：20Mpa 长管拖车运氢成本测算

氢源距离 (km)	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
满载氢气质量 (kg)	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
每天可往返加氢站次数	2	1	1	1	1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
可运氢气量 (kg/天)	560	280	280	280	280	140	140	140	140	140
<b>可变成本</b>	<b>1.50</b>	<b>2.40</b>	<b>3.31</b>	<b>4.21</b>	<b>5.11</b>	<b>6.01</b>	<b>6.91</b>	<b>7.81</b>	<b>8.72</b>	<b>9.62</b>
油费 (元/kg)	0.58	1.16	1.74	2.32	2.90	3.48	4.06	4.64	5.22	5.80
车辆保养费 (元/kg)	0.11	0.21	0.32	0.43	0.54	0.64	0.75	0.86	0.96	1.07
过路费 (元/kg)	0.21	0.43	0.64	0.86	1.07	1.29	1.50	1.71	1.93	2.14
电费 (元/kg)	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
<b>固定成本</b>	<b>2.69</b>	<b>5.38</b>	<b>5.38</b>	<b>5.38</b>	<b>5.38</b>	<b>10.76</b>	<b>10.76</b>	<b>10.76</b>	<b>10.76</b>	<b>10.76</b>
设备折旧 (元/kg)	0.68	1.37	1.37	1.37	1.37	2.74	2.74	2.74	2.74	2.74
人员费用 (元/kg)	1.96	3.91	3.91	3.91	3.91	7.83	7.83	7.83	7.83	7.83
保险费用 (元/kg)	0.05	0.10	0.10	0.10	0.10	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
<b>合计成本</b>	<b>4.19</b>	<b>7.79</b>	<b>8.69</b>	<b>9.59</b>	<b>10.49</b>	<b>16.77</b>	<b>17.68</b>	<b>18.58</b>	<b>19.48</b>	<b>20.38</b>

数据来源：《氢能供应链成本分析及建议》，东吴证券研究所

### 3.2. 液态&管道储运为突破大规模远距离运输的重要方向

低温液态储运、气态管道运输适合大规模长距离运输，符合长期氢能储运发展方向。

2022 年 2 月 10 日，国家发改委和国家能源局联合印发了《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》，意见指出在满足安全和质量标准等前提下，探索输气管道掺氢输送、纯氢管道输送、液氢运输等高效输氢方式。

表13：氢气储运格局展望

阶段	具体时期	储运方式
氢能发展前期	-2025	储氢以 70MPa 高压气态储氢为主；运输以 45MPa 长管拖车为主，低温液态运输和管道运输将逐步推进示范项目。
中期阶段	2025-2030	储氢以气态，低温液态为主；运输以高压气态车载运输、低温液态运输和气态管道运输的方式协同进行。
远期阶段	2030-2050	大力发展气态管道运输。

数据来源：《氢气储运技术的发展现状与展望》，东吴证券研究所

**低温液态储运设备投资和液化能耗较高，尚未产业化。**低温液态储氢具有**能量密度大、体积密度大、加注时间短等优势**，基本原理是将氢气压缩冷却至-253℃并使其液化储存在绝热装置。低温液态储氢的液化过程能耗较高，对储氢容器的材料要求也高，因此当前低温液态储氢的技术难度较大，研发投入要求高。

**气态管道初始建设开支大，短期探索天然气管道掺氢。**管道运输具有输氢量大、能耗小、成本低等优势，但建设管道的前期投资较大。在氢能发展的中远期阶段，随着氢能在能源结构中地位的提升，可再生能源丰富的西北地区有望成为氢能主要的供应地区，而东南沿海地区则是主要的氢能源消费地，气态管道运输可低成本、低能耗地完成氢能跨域运输的任务。目前我国输氢管道长度较短，仅100km左右，因此天然气管道掺氢亦成为研究探索的重要方向，天然气管道掺氢主要面临氢气进入管道后造成的氢脆、氢鼓泡、氢开裂等问题。国内正积极探索避免氢脆的最佳输气压力和掺氢比例，2021年7月中国标准化协会批复了《氢气输送工业管道技术规程》的编制工作，相关实验项目积极推进中。

**表14：国内天然气掺氢管道项目**

项目名称	具体内容
朝阳天然气掺氢示范工程	2019年该项目完工，是国内首个电解水制氢天然气掺氢项目。2021年5月项目一年试验结束，国电投依托试验数据，牵头编制了团体标准“天然气掺氢混气站技术规程”征求意见稿。
达茂一工业区氢气管道工程	该项目在达茂哈日朝鲁水库地区利用弃电进行制氢，线路管道159.07km，一期输送能力10万吨/年，二期30万吨/年，目前该项目正在推进中。
干线掺氢项目	该项目在陕煤线进行掺氢可行性论证，是国内主干线首次掺氢可行性论证。该线路全长97km，掺氢比例5%，一期计划输量4.2万吨/年，二期规划11.7万吨/年。
广东海底掺氢管道项目	我国首条掺氢海底管道，管道起自拟建的干线雷州分输站，止于东海岛湛江钢铁末站，未来将为宝武集团绿色钢厂输送氢气。线路全长55km，掺氢比20%，设计输量40亿方/年。
宁夏天然气掺氢降碳示范化工程中试项目	我国首个省级掺氢综合实验平台，试验流量1200~3000Nm <sup>3</sup> /h，测试3%~25%掺氢比例下管材，流量计、阀门、检测仪表、可燃气体探测器的适应性，验证现有燃气管网密封材料、焊缝适应性、氢脆概率及风险评估等问题。该项目受疫情影响暂未实施。

数据来源：分布式能源网，东吴证券研究所

## 4. 中游加注：加氢站超前建设，加注成本尚高

### 4.1. 规模化降本&政策驱动加氢站建设，多地加速加氢站布局

**2035年远期目标2000座加氢站，规模化建设有望降低成本。**2017年中国共建成10座加氢站，截至2021年中国共有加氢站218座，2017-2021年复合增长率高达116%。根据《中国氢能产业发展报告2020》，我国2035年远期目标建成2000座加氢站。加氢

站分为外供氢加氢站和站内制氢加氢站两种，我国现有加氢站均为外供氢加氢站，即氢气储运至加氢站后在站内进行压缩、存储和加注。根据供氢压力等级不同，加氢站有35MPa和70MPa两种压力。据中国氢能联盟数据，我国建设一座日加氢能力500kg、加注压力为35MPa的加氢站投资成本接近1200万元（不含土地费用），约相当于传统加油站的3倍，其中设备成本占投资成本（不含土地费用）的80%以上，随着规模化建设或加油/加氢/加气站合建，单位加注成本有望下降。

图10：中国历年加氢站数量及增速



数据来源：华经产业研究院，东吴证券研究所

**政策补贴驱动加氢站建设，多地加速加氢站布局。**上海、重庆、广东、浙江等多省市都明确提出对加氢站建设、运营进行补贴，补贴期限一般到2023年或2025年，并逐步退坡。加氢站的建设补贴金额多在100-500万元之间，高压强的固定式加氢站、混合加氢站可以获得更高补贴，有最高补贴限制。多地明确土地费用不计入补贴范围，有效避免跑马圈地行为。运营过程中一般对不超过限定售价的氢气进行补贴，同样具有补贴上限。

表15：各地加氢站相关补贴政策

省市	政策文件	加氢站建设补贴	加氢站运营补贴
上海	《关于支持本市燃料电池汽车产业发展若干政策》	2025年前：补贴不超过总额30%。 2022/2023/2024-2025年：补贴不超过500/400/300万元，分三年拨付，市级财政和区1:1。	氢价≤35元/kg的，2021/2022-2023/2024-2025年补贴标准分别为20/15/10元/kg。资金由统筹资金和加氢站所在区按1:1安排。
重庆	关于印发重庆市支持氢燃料电池汽车推广应用政策措施（2021—2023年）的通知	2021-2023年建成运行的前10座加氢站补贴实际投资30%，最高不超过300万元。	氢价≤25元/kg的补贴30元/kg，单站不超过300万元

广东省	广东省加快氢燃料电池汽车产业发展实施方案	2022年前： $\geq 500\text{kg}$ 的一体化综合能源补给站/固定式加氢站/撬装式加氢站分别补贴250/200/150万元。各级补贴合计不超过500万元/站或固定投资的50%。	/
浙江省	浙江省加快培育氢燃料电池汽车产业发展实施方案的通知	对加氢站补贴不超过固定投资的50%。	/
浙江省	宁波市关于印发宁波市氢能示范应用扶持暂行办法的通知	2025年前：加氢规模 $\geq 1000/500-1000/\leq 500\text{kg}$ 分别补贴500/300/150万元。最高不超过固定资产投资50%。	氢价 $\leq 35$ 元/kg的，2021-2022/2023/2024-2025年补贴14/12/8元/kg
浙江省	嘉兴市推动氢能产业发展财政补助实施细则	2025年前： $\geq 500\text{kg}$ 的固定式加氢站或综合供能站，补贴总额的20%，最高不超过400万元。	2025年底前：2021年6月-2022年6月补贴15元/kg，每年6月1日退坡3元/kg。
山东省	济宁市人民政府关于支持氢能产业发展的意见	2025年前： $\geq 500\text{kg}$ 的固定式加氢站或综合供能站，补贴总额的25-35%，最高不超过400万元。	2025年前：加氢能力 $\geq 500\text{kg}$ 、价格 $\leq 35$ 元/kg，按国补标准1:1补助。每年最高不超过200万元。
山东省	淄博市《关于进一步鼓励氢能产业发展的意见》《关于支持氢能产业发展的若干政策》	2022年前： $\geq 500\text{kg}$ 的固定式加氢站或综合供能站，补贴总额的30-40%，最高不超过500万元。	2022年前：加氢能力 $\geq 500\text{kg}$ 、价格 $\leq 45$ 元/kg，2021/2022年补贴15/10元/kg。每年每座不超过200万元。
山东省	潍坊市《关于支持氢能产业发展的若干政策（征求意见稿）》	2022/2023年： $\geq 1000\text{kg}$ 的补贴350/300万元，500-1000kg的补贴160/120万元， $\leq 500\text{kg}$ 的补贴40/30万元。	2022/2023年：价格 $\leq 38/35$ 元/kg，补贴15/10元/kg。
福建省	福州市关于印发福州市促进氢能产业发展扶持办法的通知	2023年前： $\geq 500\text{kg}$ 的35Mpa补贴总额30%，最高不超过300万元。 $\geq 500\text{kg}$ 的70Mpa或 $\geq 1000\text{kg}$ 的35Mpa补贴总额30%，最高不超过500万元。	2020-2021/2022/2023年对终端售价 $\leq 40/35/30$ 元/kg的加氢站给予20/14/9元/kg补贴，
四川省	成都市《成都市能源结构调整十条政策措施》《成都市能源结构调整行动方案（2021-2025年）》	最高1500万元建设运营补助	/

数据来源：各政府部门网站，东吴证券研究所

## 4.2. 加注成本约 11 元/kg，核心设备国产化推动降本

35Mpa 日加氢量 500kg 的加氢站满负荷运行，加注成本约 11.33 元/kg。假设加氢站承担储运环节，氢源价格 20 元/kg，储运成本 7.79 元/kg，外供氢气价格 55 元/kg，则中游储运+加注环节毛利率约 28.87%。测算关键假设如下：

- 1) 加氢装置规模：日加氢量 500kg/天，加注压力 35Mpa，年运行天数 300 天，产能利用率 100%，年加氢量 150 吨。
- 2) 氢源价格：氢气出厂价格约 20 元/kg。
- 3) 储运成本：储运环节由加氢站完成，且采用长管拖车运输，储运成本 7.79 元/kg。

4) **加注成本**: 建设成本 1200 万元, 土地成本 300 万元, 建设成本折旧年限 15 年, 土地折旧年限 30 年。人员费用 8 万元/人/年, 共有员工 8 人, 运营维护 40 万元/年。

5) **终端价格**: 终端用户加氢价格 35 元/kg, 地方补贴 20 元/kg, 则考虑补贴后加氢站外供价格 55 元/kg。

可得, 当加氢站产能利用率 100%的情况下, 加注成本约 11.33 元/kg, 储运+加注环节利润率约 28.87%。当产能利用率为 40%时, 中游储运和加注环节基本无毛利空间。

表16: 加氢站运营成本及毛利率对利用率敏感性测算

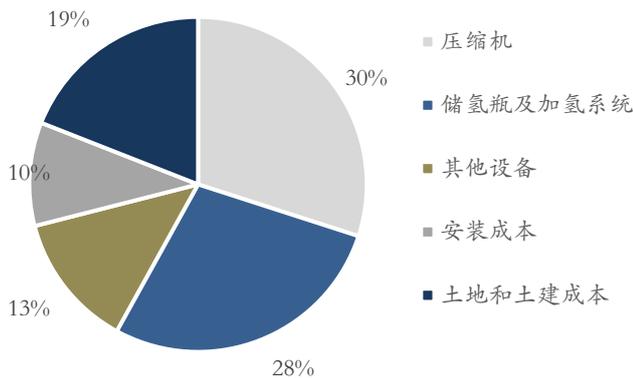
产能利用率	20%	40%	60%	80%	100%
日加氢量 (kg/天)	500	500	500	500	500
年运行天数 (天)	300	300	300	300	300
年加氢量 (kg)	30000	60000	90000	120000	150000
折旧费用 (万元/年)	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
人工成本 (万元/年)	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
运营管理费用 (万元/年)	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
单位折旧费用 (元/kg)	30.00	15.00	10.00	7.50	6.00
单位人工成本 (元/kg)	13.33	6.67	4.44	3.33	2.67
单位运营管理费用 (元/kg)	13.33	6.67	4.44	3.33	2.67
<b>加注成本 (元/kg)</b>	<b>56.67</b>	<b>28.33</b>	<b>18.89</b>	<b>14.17</b>	<b>11.33</b>
氢源价格 (元/kg)	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
储运成本 (元/kg)	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79
加氢站终端价格 (元/kg)	55	55	55	55	55
<b>储运+加注环节毛利率</b>	<b>-53.56</b>	<b>-2.04</b>	<b>15.13</b>	<b>23.7</b>	<b>28.87</b>

数据来源:《氢能供应链成本分析及建议》, 东吴证券研究所

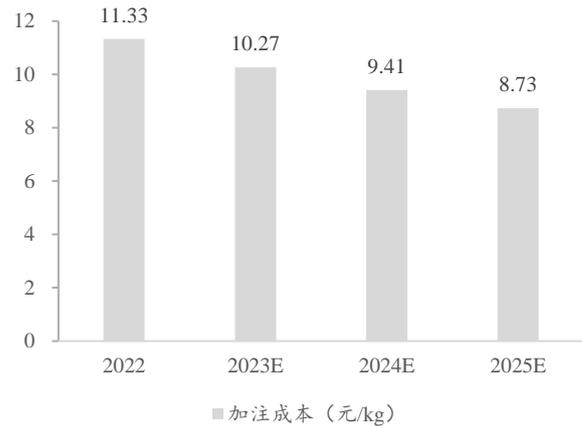
**加氢站核心设备国产化有望推动加注成本下降。**目前加氢站核心设备依赖进口, 包括压缩机、加氢枪及其软管、流量计、安全阀、氢气管道和阀件等。外供氢式加氢站的建设成本中, 压缩机成本占比约 30%。国内加氢站主要采用美国 PDC 隔膜压缩机, PDC 全球氢气隔膜压缩机市场份额约 70%-75%。随着国内厂商的研发进展, 氢气压缩机国产化进程加快, 已有国产厂商推出符合要求的 90Mpa 压缩机和 70Mpa 压缩机。储氢装置加注设备、站控系统等设备也出现国产替代加速的趋势。伴随着规模化生产的推进, 加氢站核心设备的成本有望进一步下降。根据氢云链的预测, 未来几年国内加氢站建站成本每年至少按照 20-30%的速度下降。我们假设 2022-2025 年加氢站建设成本年均降幅 20%, 预计到 2025 年加注成本有望降至 8.73 元/kg。

图11: 外供加氢站建设成本拆分

图12: 加注环节降本测算



数据来源：《外供氢与现场制氢加氢站的氢气成本分析》，东吴证券研究所



数据来源：氢云链，《氢能供应链成本分析及建议》，东吴证券研究所

## 5. 下游应用：氢燃料重卡经济性初现，燃料电池进入快速降本期

**氢燃料电池车能量密度高&续航长，为长期战略部署方向。**燃料电池车主要包含燃料电池系统、储氢系统、蓄电池系统、驱动系统、车身及其他设施。氢燃料电池和蓄电池分别作为发电装置和储能装置配合工作，氢气与氧气反应产生电流，电能通过锂电池进行存储，结合电机与电控实现电能到动能的转换。氢燃料电池车具有能量密度高、续航里程长、加氢快、清洁环保等优点。

表17：燃料电池汽车与燃油汽车和纯电动汽车性能对比

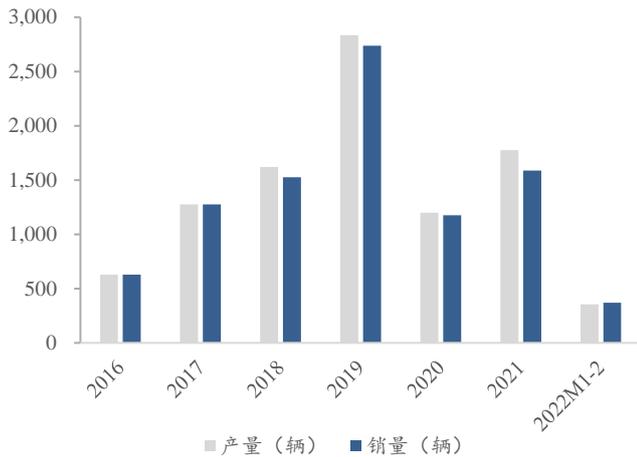
	氢燃料电池车	燃油汽车	纯电动汽车
能量来源	氢气（一次能源）	汽油、柴油（二次能源）	电（二次能源）
动力实现	化学能-电能-机械能	内能-机械能	电能-机械能
能量密度	36000Wh/kg	汽油：8600Wh/kg 柴油：9600Wh/kg	240Wh/kg
用于驱动汽车的能量比	约 60%	≤30%（其余机械损耗、热损耗）	67%
环保性	清洁环保	产生氮氧化合物、CO 等污染环境	废旧电池二次污染
燃料加注时间	<15min	<15min	>2h
续航里程	700-1000 公里	300-500 公里	200-570 公里

数据来源：高工锂电，中汽协，东吴证券研究所

**我国氢燃料电池车商用先行，成本为市场化推广的关键因素。**我国氢燃料电池车处于发展初期，在国家政策引导下氢燃料电池客车、物流车等商用车率先示范应用。从产销量来看，2016-2019 年氢燃料车产量复合增速达到 65%。2020 受疫情影响略有滑坡，2021 年氢燃料电池车销量同增 35%达 1586 辆。从销量结构来看，截至 2019 年底，国内

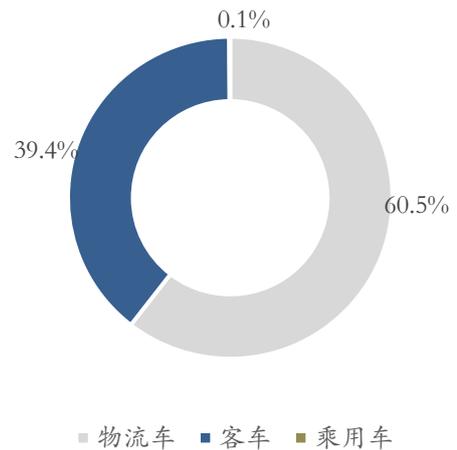
已接入平台的氢燃料电池车 3712 辆，其中物流车占 60.5%，客车占 39.4%，乘用车占 0.1%，氢燃料电池汽车商用先行，与电动车呈现出差异化发展的路径。**成本是氢燃料电池车市场化应用和推广的重要因素，当前我国燃料电池车发展仍依赖于政府补贴，在初始购置成本和运营成本上较燃油车和电动车尚未体现出经济性优势。** 本文将从消费者角度对客车、物流车、重卡三类氢燃料电池车的全生命周期成本和经济性进行静态对比和动态测算。

图13：氢能源车产量销量增长迅速



数据来源：中汽协，东吴证券研究所

图14：2019 年底国内氢燃料电池车结构



数据来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，东吴证券研究所

**燃料电池车从购置补贴调整为“以奖代补”，奖励侧重于大功率高吨位重卡。** 2020 年 4 月，财政部发布《关于完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》，将燃料电池汽车的购置补贴调整为中央财政采取“以奖代补”方式对示范城市给予奖励。2020 年 9 月，财政部发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，明确“以奖代补”对各类燃料电池车的补贴规则。根据燃料电池汽车城市群示范目标和积分评价体系，示范城市群奖励为期 4 年，2020/2021/2022/2023 年奖励系数为 1.3/1.2/1.1/0.9，大功率高吨位的重型货车将获得更多奖励资金，以 2022 年的奖励标准进行测算，功率 $\geq 110\text{kw}$ 且设计总质量 $\geq 31$ 吨的重卡可享受 46.20 万元国家奖励。

表18：2022 年“以奖代补”政策对各类燃料电池车的奖励标准

系统功率范围	基础折算系数	假设系统功率	单车奖励金额 (万元)			
			设计总质量 <12 吨	设计总质量 12-25 吨	设计总质量 25-31 吨	设计总质量 >31 吨
(12 吨以上) 重型货车和 (10m 以上) 大型客车	$Y=(p-50)\times 0.03+1$ $p\geq 110$ 时, $Y=2.8$	50	11.00	12.10	14.30	16.50
		60	14.30	15.73	18.59	21.45
		110	30.80	33.88	40.04	46.20
轻型客车、货车	$Y=(p-50)\times 0.02+1$ $p\geq 80$ 时, $Y=1.6$	50	11.00	12.10	14.30	16.50
		60	13.20	14.52	17.16	19.80

		80	17.60	19.36	22.88	26.40
乘用车	$Y=(p-50) \times 0.03+1$ $p \geq 80$ 时, $Y=1.9$	50	11.00	12.10	14.30	16.50
		60	14.30	15.73	18.59	21.45
		80	20.90	22.99	27.17	31.35

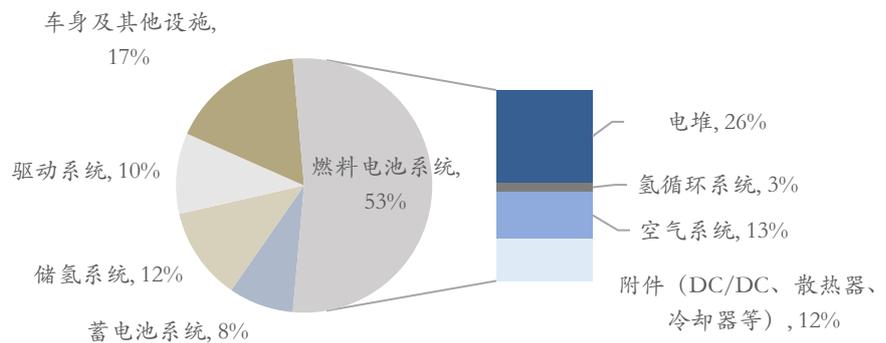
数据来源：财政部，东吴证券研究所

### 5.1. 经济性测算：补贴倾斜&能耗优势，氢燃料重卡优先实现平价

#### 5.1.1. 氢燃料电池客车：购置&运维成本高，全生命周期现金流难以与燃油客车平价

氢燃料电池客车主要用于公交客车、公路客车、通勤客车等场景，根据公开招投标信息，氢燃料电池公交车采购合同价基本在 200-300 万元/辆之间，燃料电池系统额定功率主要以 45~65kw 为主。根据车百智库，氢燃料电池客车主要由燃料电池系统、蓄电池系统、储氢系统、驱动系统、车身及其他设施构成，成本占比分别为 53%、8%、12%、10%、17%。其中电堆为燃料电池的核心组件，电堆成本占燃料电池系统的 49%。

图15：10.5 米氢燃料电池客车成本结构



数据来源：车百智库，东吴证券研究所

当前氢燃料电池客车从购置成本接近燃油客车 4 倍，年运维成本较燃油客车高 45%。以燃料电池系统额定功率 50kw 的 10.5 米氢燃料电池客车为例，分别与 10.5 米传统燃油客车和 10.5 米纯电动客车进行对比测算，关键假设如下：

- 1) 售价：10.5 米氢燃料电池客车售价为 220 万元，10.5 米传统燃料客车售价 50 万元，10.5 米纯电动客车售价 80 万元。
- 2) 补贴：根据示范城市群“以奖代补”评价体系计算，2022 年燃料电池系统额定功率 50kw、10.5 米氢燃料电池客车国家奖励资金为 12.10 万元，假设国补和地补为 1:1，则补贴合计 24.20 万元。根据财政部《关于 2022 年新能源汽车推广

应用财政补贴政策的通知》，10.5米纯电动客车2022年享有国家补贴的最高额度为6.48万元，无地方补贴。

- 3) **能耗**: 氢燃料电池车百公里氢耗7kg, 传统燃油客车百公里油耗20L, 纯电动客车百公里电耗70kwh。
- 4) **折旧**: 残值率均为5%, 按8年折旧。
- 5) **维修**: 购置合同包含8年全生命周期质保要求, 核心部件更换无需消费者付费。

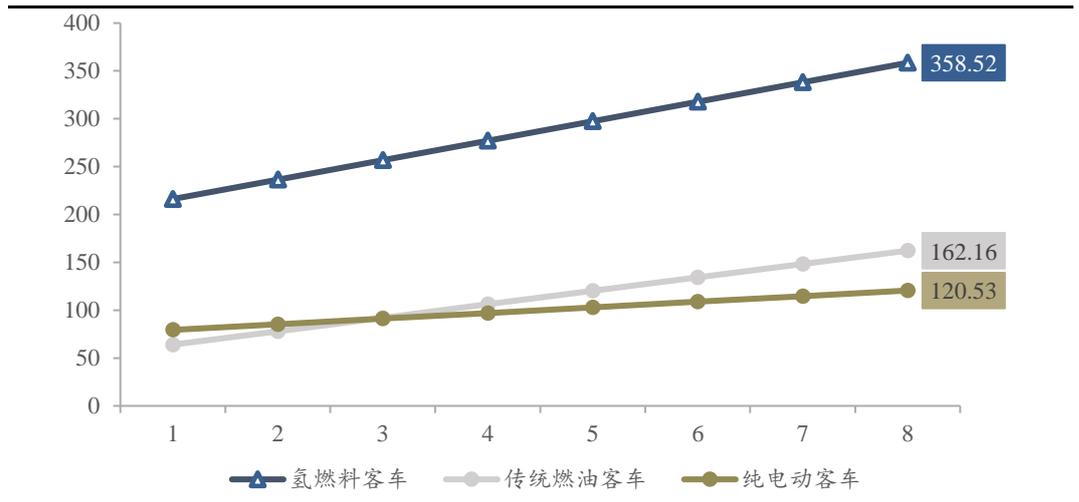
表19: 不同类型客车运行成本对比

	氢燃料客车	传统燃油客车	纯电动客车
<b>固定成本: 折旧 (万元/年)</b>	<b>23.25</b>	<b>5.94</b>	<b>8.73</b>
售价 (万元/辆)	220	50	80
国补 (万元/辆)	12.10	0	6.48
地补 (万元/辆)	12.10	0	0
折旧年限 (年)	8	8	8
残值率	5%	5%	5%
<b>初始购置费用 (万元)</b>	<b>195.8</b>	<b>50</b>	<b>73.52</b>
<b>可变成本: 运维 (万元/年)</b>	<b>20.34</b>	<b>14.02</b>	<b>5.88</b>
燃料费用 (万元/年)	17.64	11.52	3.38
日行使里程 (km)	200	200	200
百公里能耗 (kg、L、kwh)	7	20	70
能源价格 (元/kg、L、kwh)	35	8	0.67
年运营天数 (天)	360	360	360
日常保养费用 (万元/年)	1.7	1.5	1.5
其他费用 (万元/年)	1	1	1
<b>年运行成本 (万元/年)</b>	<b>43.59</b>	<b>19.96</b>	<b>14.61</b>

数据来源: 车百智库, 招标网, 财政部, 东吴证券研究所

纯电动客车运营第3年与燃油车现金流支出实现平价, 氢燃料客车8年全生命周期现金流支出难以与燃油车平价。从全生命周期现金流支出角度出发, 纯电动客车第3年累计现金流支出低于传统燃油客车, 此后经济性优势逐年扩大。而氢燃料客车由于固定成本和可变成本均高于传统燃油客车, 全生命周期累计现金流支出持续高于传统燃油客车, 不具备推广替代的内生驱动力。

图16: 不同类型客车全生命周期累计现金流出 (单位: 万元)



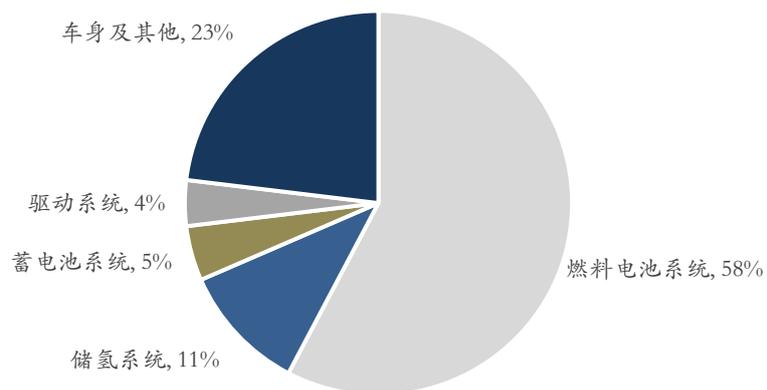
注：横轴为运营年限

数据来源：车百智库，招标网，财政部，东吴证券研究所

### 5.1.2. 氢燃料物流车：年运维成本为燃油车的 71%，全生命周期成本尚未平价

氢燃料物流车已实现商业化推广，产品大部分集中在 7.5~9 吨，燃料电池功率集中在 30~60kw，涵盖了厢式运输车、冷藏车、邮政车、保温车等车型。根据车百智库，以 9 吨级氢燃料物流车为例，燃料电池系统、储氢系统、蓄电池系统、驱动系统、车身及其他设施的成本占比分别为 58%、11%、5%、4%、23%。

图17：9 吨级氢燃料电池物流车成本结构



数据来源：车百智库，东吴证券研究所

氢燃料物流车初始售价为燃油车的 5.5 倍，年运维成本为传统燃油车的 71%，年运行成本（折旧+运维）高于燃油车。以燃料电池系统额定功率 50kw 的 9 吨级氢燃料电池物流车为例，分别与传统燃油物流车和纯电物流车进行对比测算，关键假设如下：

- 1) **售价**: 氢燃料物流车售价为 110 万元, 传统燃油物流车售价 20 万元, 纯电动物流车售价 40 万元。
- 2) **补贴**: 根据示范城市群“以奖代补”评价体系计算, 2022 年 9 吨级 50kw 氢燃料电池物流车国家奖励资金为 11.00 万元, 假设国补和地补为 1:1, 则补贴合计 22.00 万元。根据财政部《关于 2022 年新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》, 公共领域 N2 类纯电动货车 2022 年享有国家补贴的最高额度为 3.96 万元, 无地方补贴。
- 3) **能耗**: 氢燃料电池重卡百公里氢耗 2.8kg, 传统燃油物流车百公里油耗 20L, 纯电动物流车百公里电耗 50kwh。
- 4) **折旧**: 残值率均为 5%, 按运营期 8 年折旧。
- 5) **维修**: 当前应用于物流车领域的燃料电池寿命基本达到 8000 小时, 在 8 年的使用周期中, 氢燃料电池物流车需更换电堆 1 次, 从消费者的角度, 目前氢燃料电池物流车订单中, 大多数包含氢燃料电池发动机系统的质保的要求。蓄电池系统作为辅助动力无需更换。

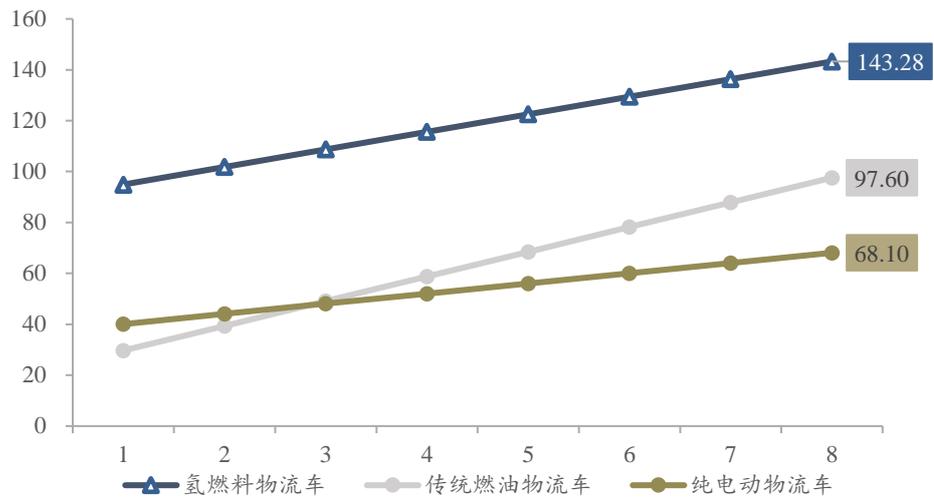
表20: 不同类型物流车成本对比

	氢能源物流车	传统物流车	纯电动物流车
<b>固定成本: 折旧</b>	<b>10.45</b>	<b>2.38</b>	<b>4.28</b>
售价 (万元/辆)	110	20	40
国补 (万元/辆)	11	0	3.96
地补 (万元/辆)	11	0	0
折旧年限 (年)	8	8	8
残值率	5%	5%	5%
<b>初始购置费用 (万元)</b>	<b>88</b>	<b>20</b>	<b>36</b>
<b>可变成本: 运维</b>	<b>6.91</b>	<b>9.70</b>	<b>4.01</b>
燃料费用 (万元/年)	4.41	7.2	1.5075
日行使里程 (km)	150	150	150
百公里能耗 (kg、L、kwh/100km)	2.8	20	50
能源价格 (元/kg、元/L、元/kwh)	35	8	0.67
年运营天数 (天)	300	300	300
日常保养费用 (万元/年)	1.5	1.5	1.5
其他费用 (万元/年, 保险、过路费)	1	1	1
<b>年运行成本</b>	<b>17.36</b>	<b>12.08</b>	<b>8.29</b>

数据来源: 车百智库, 招标网, 财政部, 东吴证券研究所

纯电动物流车运营第 3 年与燃油车平价, 氢燃料物流车车 8 年全生命周期累计现金流出为燃油车的 1.5 倍。纯电动物流车第 3 年累计现金流支出低于传统燃油物流车, 此后经济性优势逐年扩大。而氢燃料物流车由于固定成本高于传统燃油物流车, 尽管年运维成本较低, 全生命周期累计现金流支出持续高于传统燃油物流车, 制造端成本下降将释放经济性优势。

图18：不同类型物流车全生命周期累计现金流出（单位：万元）



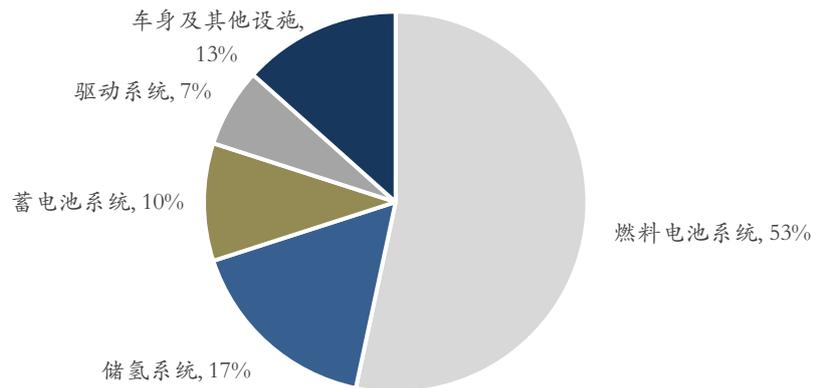
注：横轴为运营年限

数据来源：车百智库，招标网，财政部，东吴证券研究所

5.1.3. 氢燃料电池重卡：初始购置补贴高，全生命周期内较燃油重卡具备经济性优势

随着技术发展电堆功率增大，加上氢燃料电池政策补贴向重卡倾斜，氢能源重卡将进入发展的快车道。以 110kw 的氢燃料重卡为例，燃料电池系统、储氢系统、蓄电池系统成本占比分别为 53%、17%、10%。

图19：110kw 氢燃料电池重卡成本结构



数据来源：车百智库，东吴证券研究所

当前考虑初始补贴后氢燃料电池重卡购置成本与燃油重卡接近，运维成本为燃油车的 90%，5 年全生命周期基本实现平价。以燃料电池系统额定功率 110kw 的氢燃料电池重卡为例，分别与传统燃油重卡和纯电动重卡进行对比测算，关键假设如下：

- 1) **售价**: 氢燃料重卡售价为 140 万元, 传统燃油重卡售价 40 万元, 纯电动重卡售价 90 万元。
- 2) **补贴**: 根据示范城市群“以奖代补”评价体系计算, 2022 年燃料电池系统额定功率 110kw 氢燃料电池重卡国家奖励资金上限为 46.20 万元, 假设国补和地补为 1:1, 则补贴合计 92.40 万元。根据财政部《关于 2022 年新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》, 纯电动重卡 2022 年享有国家补贴的最高额度为 2.80 万元, 无地方补贴。
- 3) **能耗**: 氢燃料电池重卡百公里氢耗 8.7kg, 传统燃油重卡百公里油耗 42L, 纯电动重卡百公里电耗 240kwh。
- 4) **折旧**: 残值率均为 5%, 按运营期 5 年折旧。
- 5) **维修**: 在重卡长达 5 年的全生命周期使用过程中, 需更换电堆 0 次, 蓄电池系统作为辅助动力不需更换。

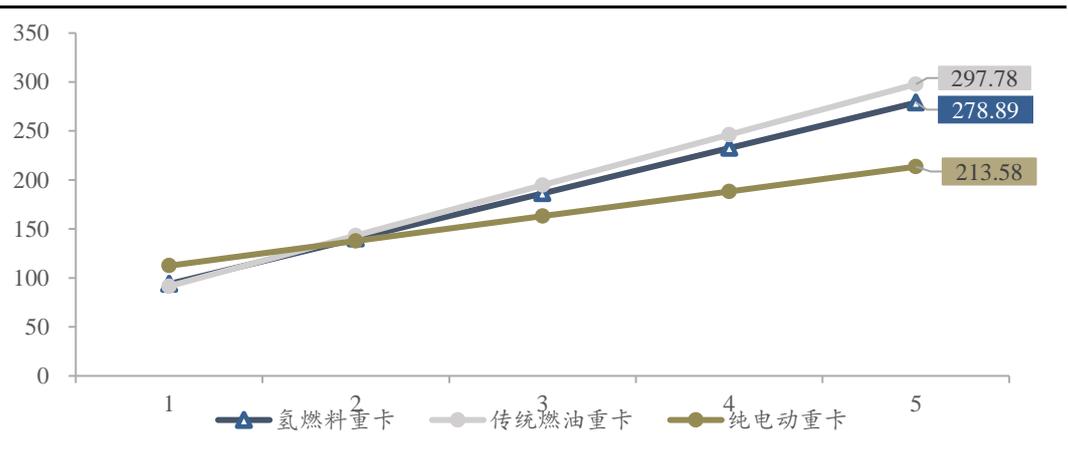
表21: 不同类型重卡运行成本对比

	氢燃料重卡	传统燃油重卡	纯电动重卡
<b>固定成本: 折旧 (万元/年)</b>	<b>9.04</b>	<b>7.60</b>	<b>16.57</b>
售价 (万元/辆)	140	40	90
国补 (万元/辆)	46.2	0	2.8
地补 (万元/辆)	46.2	0	0
折旧年限 (年)	5	5	5
残值率	5%	5%	5%
<b>初始购置费用 (万元)</b>	<b>47.6</b>	<b>40</b>	<b>87.2</b>
<b>可变成本: 运维 (万元/年)</b>	<b>46.26</b>	<b>51.56</b>	<b>25.28</b>
燃料费用 (万元/年)	44.46	49.06	23.48
日行驶里程 (km)	400	400	400
百公里能耗 (kg、L、kwh/100km)	8.7	42	240
能源价格 (元/kg、元/L、元/kwh)	35	8	0.67
年运营天数 (天)	365	365	365
日常保养费用 (万元/年)	1.3	2	1.3
其他费用 (万元/年, 保险、过路费)	0.5	0.5	0.5
<b>年运行成本</b>	<b>55.30</b>	<b>59.16</b>	<b>41.84</b>

数据来源: 车百智库, 招标网, 财政部, 东吴证券研究所

考虑初始购置补贴, 氢燃料重卡运行期第 2 年与燃油重卡实现平价。从全生命周期现金流支出角度出发, 氢燃料重卡和纯电动重卡在运营第 2 年累计现金流支出可低于传统燃油重卡, 此后经济性优势较燃油重卡逐年扩大。考虑初始补贴后的氢燃料重卡的购置成本低于纯电动重卡, 但氢燃料重卡运维成本是纯电动重卡的 1.8 倍, 所以氢燃料重卡相较于纯电动重卡不具备全生命周期的内生经济性。

图20: 不同类型重卡全生命周期累计现金流出 (单位: 万元)



注：横轴为运营年限

数据来源：车百智库，招标网，财政部，东吴证券研究所

## 5.2. 技术进步&规模化带动降本提效，预计 2026 年氢燃料重卡与纯电动平价

氢燃料电池车的降本主要涉及初始购置成本和运营成本两方面：

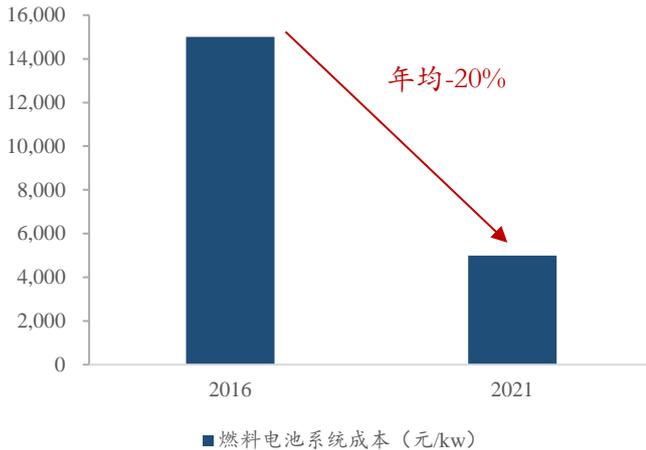
1) 初始购置成本：售价及补贴是影响初始购置成本的两大因素，其中售价取决于车辆的制造成本。

①氢燃料电池系统：欧阳明高院士预测未来十年燃料电池发动机成本会大幅下降。随着质子交换膜、气体扩散层等核心零部件工艺成熟以及规模化生产，燃料电池系统成本将持续下行。燃料电池系统由 2016 年 15000 元/kw 下降到 2021 年 5000 元/kw，5 年降幅 60%，年均降幅 20%。根据《节能与新能源汽车技术路线图》的预测，到 2025 年商用车燃料电池系统成本有望降至 2000 元/kw，到 2030 年有望降至 600 元/kw。我们假设 2022-2025 年氢燃料电池系统的成本年均降幅为 25%，2025-2030 年均降幅为 20%。

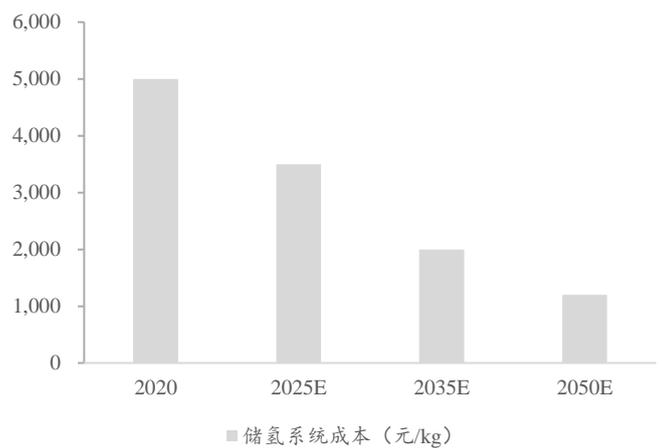
②储氢系统：根据《中国氢能产业发展报告 2020》的预测，商用车储氢系统 2020/2025/2035 年成本分别为 5000/3500/2000 元/kg，2020-2025 年均降幅为 7%，2025-2035 年均降幅为 5%。我们假设 2022-2025 年储氢系统年均降幅为 7%，2025-2030 年储氢系统年均降幅为 5%。

图21：2016-2021 年燃料电池系统年均降幅 20%

图22：商用车用燃料电池系统与储氢系统价格预测



数据来源：央视网，东吴证券研究所



数据来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，东吴证券研究所

③**蓄电池系统**：2015年至2020年期间，宁德时代动力电池系统平均售价从2.28元/Wh降至0.89元/Wh，年均降幅17%。《2018年中国汽车产业发展报告》预测到2025年动力电池成本可以做到0.55元/Wh，依此推算2020-2025年年均降幅为9%。考虑原材料成本上行等因素，我们保守预计**2022-2030年动力电池价格年均降幅5%**。

④**补贴**：根据示范城市群“以奖代补”评价体系，2020/2021/2022/2023年补贴系数分别为1.3/1.2/1.1/0.9。我们假设**2024-2030年补贴系数从0.8逐步降至0.2**。

2) **年运维成本**：加氢价格和百公里氢耗是影响年运维成本的关键因素。

①**氢气价格**：随着工业副产氢以及可再生能源发电+电解水制氢的推广，制氢成本有望下降，伴随加氢站规模化运行，终端加注价格将持续下行。当前考虑补贴的终端加注价格约35元/kg，我们预计**2025年终端加注价格为30元/kg，2030年为20元/kg**。

②**百公里氢耗**：行使效率提升百公里氢耗下降，我们假设**百公里氢耗年均降幅为3%**。

随着关键系统降本&加注成本下行&运营提效，根据以上关键指标的降本预测，假设氢燃料电池车的毛利率为20%不变，我们分别对氢燃料客车、氢燃料物流车和氢燃料重卡的降本及经济性进行测算。

**到2030年，氢燃料客车开始与燃油客车实现平价。**在氢燃料电池系统、储氢系统、蓄电池系统成本下降，以及氢气加注价格下降和燃料效率提升的预期下，到2030年氢燃料客车初始购置成本仍高于同类传统燃油车和纯电动车，年运维成本低于传统燃油车，但高于电动车；到2030年，氢燃料客车全生命周期现金流开始与燃油客车平价，但难以与电动客车平价。

**到2026年，氢燃料物流车与燃油物流车实现平价。**在制造成本和运维成本下降的预期下，到2026年氢燃料物流车初始购置成本降至燃油车的2.6倍，年运维成本为传统

燃油车的 58%，在运营期的第 8 年将与燃油物流车在累计现金流出上实现平价；在不考虑电动车制造成本随蓄电池成本下降的情况下，至 2030 年氢燃料物流车全生命周期现金流出难以与电物流车实现平价。

图23：2022-2030 年氢燃料客车降本预测

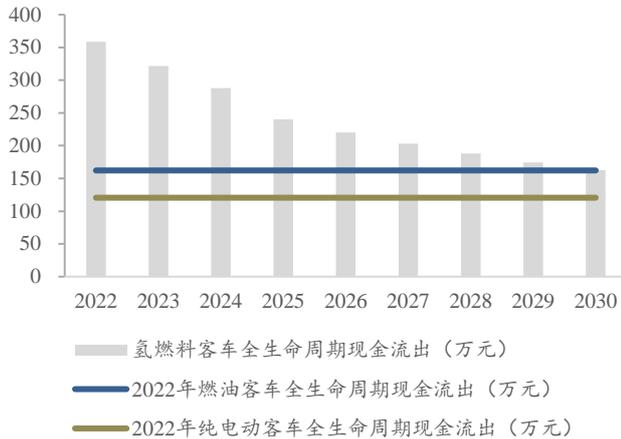
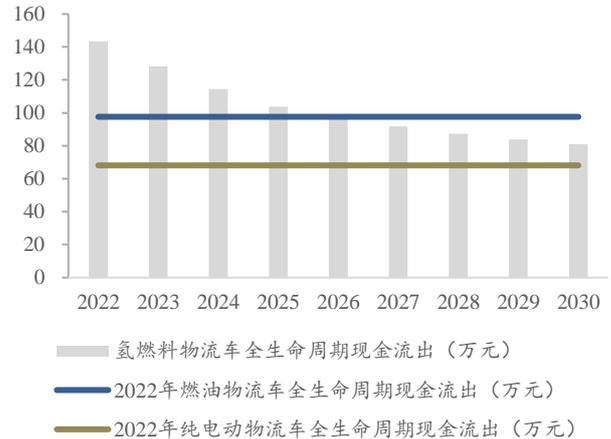


图24：2022-2030 年氢燃料物流车降本预测



数据来源：中国氢能产业发展报告 2020，财政部，东吴证券研究所测算

数据来源：中国氢能产业发展报告 2020，财政部，东吴证券研究所测算

预计从 2026 年开始，考虑初始补贴后的氢燃料重卡与纯电动重卡实现平价。氢燃料电池系统、储氢系统、蓄电池系统成本下降将带动整车制造成本下行，随着氢气加注价格下降以及燃料效率提升，同步考虑纯电动重卡的售价随动力电池成本下降而下行，到 2026 年氢燃料电池重卡全生命周期现金流支出与纯电动重卡实现平价。

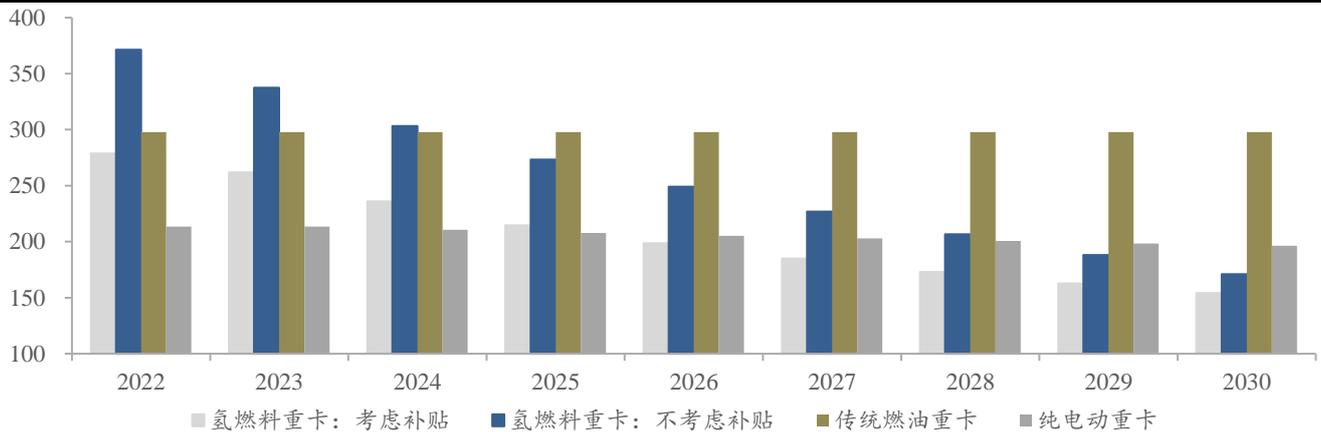
表22：氢燃料重卡降本测算

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>1) 固定成本</b>									
燃料电池系统 (万元)	59	45	33	25	20	16	13	10	8
年均降幅		25%	25%	25%	20%	20%	20%	20%	20%
储氢系统 (万元)	19	18	16	15	15	14	13	12	12
年均降幅		7%	7%	7%	5%	5%	5%	5%	5%
蓄电池系统 (万元)	11	11	10	10	9	9	8	8	7
年均降幅		5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
制造成本 (万元)	112	95	82	72	66	61	57	53	50
售价 (万元)	140	119	103	90	83	76	71	66	62
补贴 (万元)	92.4	75.6	67.2	58.8	50.4	42	33.6	25.2	16.8
补贴系数	1.1	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2
购置成本 (万元/车)	48	43	36	32	32	34	37	41	46
年折旧 (万元/年)	9.0	8.3	6.8	6.0	6.1	6.5	7.1	7.8	8.7
<b>2) 可变成本</b>									
氢气终端售价 (元/kg)	35	34	32	30	28	26	24	22	20
百公里氢耗 (kg/100km)	8.7	8.4	8.2	7.9	7.7	7.5	7.2	7.0	6.8

年均降幅		3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
日常保养费用 (万元/年)	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
其他费用 (万元/年)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
<b>年运维费用 (万元/年)</b>	<b>46.3</b>	<b>43.7</b>	<b>40.0</b>	<b>36.6</b>	<b>33.3</b>	<b>30.2</b>	<b>27.2</b>	<b>24.4</b>	<b>21.7</b>
年运行成本 (万元/年)	55.3	52.0	46.8	42.6	39.4	36.6	34.2	32.2	30.4
<b>全生命周期成本 (万元)</b>	<b>278.9</b>	<b>261.9</b>	<b>236.0</b>	<b>214.5</b>	<b>198.7</b>	<b>184.9</b>	<b>173.1</b>	<b>162.9</b>	<b>154.1</b>

数据来源：中国氢能产业发展报告 2020，财政部，东吴证券研究所测算

图25：氢燃料电池重卡在 2026 年有望与纯电动重卡实现全生命周期现金流平价



注：其中纯电动重卡同步考虑蓄电池系统的降本影响

数据来源：中国氢能产业发展报告 2020，财政部，车百智库，东吴证券研究所

**平价节点分析：**1) 在初始补贴支持下，2022 年氢燃料重卡在运营期的第 2 年累计现金流支出低于燃油重卡，其后与燃油重卡相比经济性优势逐渐扩大，2026 年氢燃料重卡全生命周期现金流出开始低于纯电动重卡，且由于初始购置成本较低，在运营期的第 1 年即可体现现金流优势；2) 若不考虑初始补贴，2025 年开始氢燃料重卡可以与燃油重卡实现全生命周期现金流平价。在我们的降本预期下，从 2027 年开始氢燃料重卡售价低于纯电动重卡，从 2029 年开始氢燃料年运维成本低于纯电动重卡，到 2029 年氢燃料重卡全生命周期现金流支出低于纯电动重卡。

表23：氢燃料重卡运营期平价节点

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
考虑初始购置补贴									
与燃油车平价节点	2	1	1	1	1	1	1	1	1
与电动车平价节点	/	/	/	/	1	1	1	1	1
不考虑初始购置补贴									
与燃油车平价节点	/	/	/	4	3	2	2	1	1
与电动车平价节点	/	/	/	/	/	/	/	1	1

注：“/”表示 5 年生命周期氢燃料重卡累计现金流出与燃油重卡/纯电动重卡相比更高

数据来源：中国氢能产业发展报告 2020，财政部，车百智库，东吴证券研究所

## 6. 投资建议

我国首个氢能产业发展中长期规划对制氢-储运-加注-应用指明发展目标和着力方向，加速全产业链发展。从产业链成本测算的角度，我们认为当前工业副产氢最具经济性优势，为产业链中优先平价环节，下游放量后有望优先受益，上游可再生能源制氢和下游燃料电池应用最具发展前景和降本空间，中游储运环节重点要突破技术瓶颈实现大规模运输打开下游市场，加氢站环节基础设施有望超前建设，核心零部件国产化带动加注成本下降。建议关注产业链相关环节的核心设备制造商和运营商。

1) **制氢**：短期内工业副产氢兼具减排&经济性优势，建议关注：制氢【九丰能源】、【东华能源】、【金宏气体】；长期来看可再生能源电解水制氢降本空间大，当电价为 0.15 元/度时，绿氢与蓝氢实现平价，绿氢大规模替代助力深度脱碳。

2) **储运**：长管拖车气态储运短途运输占优，低温液态储运、气态管道运输适合大规模长距离运输，符合长期氢能储运发展方向。

3) **加注**：政策驱动加氢站快速布局，2035 年建设目标较 2021 年底翻十倍，基础设施先行带动设备端放量，建议关注：加注设备【冰轮环境】、【厚普股份】

4) **燃料电池应用**：我国氢燃料电池车商用先行，经济性为市场化推广的关键制约因素，当前初始补贴下氢燃料重卡较燃油重卡全生命周期具备经济性优势，随着燃料电池&储氢系统等制造端降本、加氢价格下行，我们预计 2026 年氢燃料重卡较纯电动重卡实现平价，释放替代的内生驱动力。建议关注：氢燃料电池及整车【亿华通】、【泛亚微透】、【腾龙股份】、【美锦能源】、【潍柴动力】。

表24：关注氢能产业链相关标的

代码	公司名称	业务领域	市值 (亿元)	归母净利润 (亿元) 及 YOY				PE			
				2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E
688106.SH	金宏气体	制氢	79.31	1.67 -15%	2.90 74%	4.25 46%	5.41 27%	47	27	19	15
605090.SH	九丰能源	制氢	117.48	6.20 -19%	10.58 71%	14.00 32%	16.00 14%	19	11	8	7
002221.SZ	东华能源	制氢	119.06	11.40 -6%	16.02 41%	24.96 56%	31.68 27%	10	7	5	4
688339.SH	亿华通	氢燃料电池	76.12	-1.62 -619%	0.75 146%	1.42 90%	2.66 87%	—	101	54	29
688386.SH	泛亚微透	氢燃料电池	23.76	0.66 20%	1.15 74%	1.74 51%	2.18 25%	36	21	14	11
000811.SZ	冰轮环境	加注设备、 氢燃料电池	67.35	3.01 35%	4.19 39%	5.48 31%	6.62 21%	22	16	12	10
300471.SZ	厚普股份	加注设备	46.54	0.11	—	—	—	—	—	—	—

				107%							
603158.SH	腾龙股份	氢燃料电池	29.59	0.90	2.37	2.95	——	33	12	10	——
				-42%	162%	24%	24%				
000723.SZ	美锦能源	制氢、氢燃料电池汽车	446.24	25.67	26.93	32.09	29.44	17	17	14	15
				269%	5%	19%	-8%				
000338.SZ	潍柴动力	氢燃料电池	935.41	92.54	101.77	114.21	124.87	10	9	8	7
				0%	10%	12%	9%				

数据来源：Wind，东吴证券研究所

估值日期：2022/5/4，归母净利润预测均来自 wind 一致预期

## 7. 风险提示

- 1) **政策推广不及预期：**氢能产业扶持政策推广执行过程中面临不确定的风险，可能导致政策执行效果不及预期。
- 2) **燃料电池技术落地不及预期：**燃料电池技术水平不断完善，但电池系统的可靠性、耐久性还需要长期验证，可能导致技术发展进度不及预期，延缓行业空间释放。
- 3) **成本下降不及预期：**当前燃料电池系统相关部件及材料成本仍处于较高水平，如若成本下降无法达到预期水平，将会延缓氢燃料电池行业空间释放节奏。
- 4) **配套设施建设不及预期：**当前基础设施配套（包括加氢站、氢能配套供应链等）不足，如果基础设施建设低于预期，可能会对氢燃料电池行业空间释放产生负面影响。

## 免责声明

东吴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。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司(以下简称“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客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴证券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并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，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、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

## 东吴证券投资评级标准：

### 公司投资评级：

买入：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 15% 以上；

增持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 5% 与 15% 之间；

中性：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-5% 与 5% 之间；

减持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-15% 与-5% 之间；

卖出：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在-15% 以下。

### 行业投资评级：

增持：预期未来 6 个月内，行业指数相对强于大盘 5% 以上；

中性：预期未来 6 个月内，行业指数相对大盘-5% 与 5%；

减持：预期未来 6 个月内，行业指数相对弱于大盘 5% 以上。

东吴证券研究所

苏州工业园区星阳街 5 号

邮政编码：215021

传真：(0512) 62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

