

评级：增持

分析师：陈晨

执业证书编号：S0740518070011

电话：

Email: chenchen@r.qizq.com.cn

重点公司基本状况

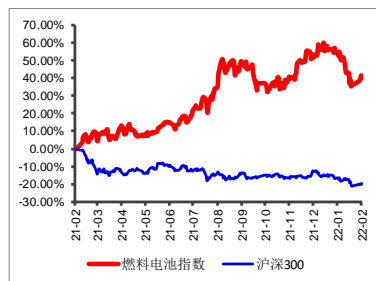
简称	股价 (元)	EPS				PE				PB	评级
		2019	2020	2021E	2022E	2019	2020	2021E	2022E		
美锦能源	14.22	0.22	0.16	0.57	0.66	64.6	88.9	24.9	21.5	5.12	买入

备注 股价为2月10日收盘价

基本状况

上市公司数	62
行业总市值(百万元)	1,219,763
行业流通市值(百万元)	1,087,716

行业-市场走势对比



相关报告

报告摘要

- **氢能是 21 世纪的理想能源。**氢能作为一种可再生的二次能源，来源丰富，质量能量密度高，热值达到 143MJ/kg，使用过程环境友好，无碳排放，被标榜为 21 世纪的理想能源，被多个国家提升至国家战略高度，也将成为我国双碳目标实现的重要途径。根据《中国氢能及燃料电池产业白皮书》，到 2050 年氢能在我国能源体系占比中将提升至 10%，产业规模将达到 10 万亿元以上，未来发展空间广阔。国内制氢拥有产业基础，政策支持不断，从中央到地方的发展规划及补贴政策陆续出台，五个示范城市群获批落地，行业或将进入发展快车道。
- **制氢：可再生能源制氢将是未来发展主流。**按照制取过程中的碳排放强度，氢气被分为灰氢、蓝氢和绿氢，当前国内制氢规模有限，灰氢占比高，加装 CCS 技术后，碳排放可减少 90%以上，但关键技术有待突破，而绿氢技术也有待发展。化石燃料制氢主要包括煤制氢和天然气制氢，制氢技术成熟，制氢成本低，但碳排放较高，结合 CCS 技术后成本明显增加，煤制氢成本上升至 12-24 元/千克。工业副产氢主要有焦炉煤气、氯碱化工、轻烃利用、合成氨合成甲醇等工业的副产氢气，其中焦炉煤气制氢成本最低，综合成本为 9.13-14.63 元/千克。电解水制氢主要包括碱性电解水、质子交换膜电解水和固体氧化物电解水，碱性电解水目前更具经济性（电价 0.3 元/千瓦时对应制氢成本约为 21.6 元/千克），质子交换膜电解水将是未来主流方向，总体效率更高，动态响应速度更快，可与风电光伏等可再生能源结合，但由于质子交换膜、催化剂等技术国内有待突破，成本依然较高（电价 0.3 元/千瓦时对应制氢成本约为 31.7 元/千克）。
- **储运加：氢气储运难度大，是制约氢能应用的关键环节。**储存方面，由于氢气密度小，易泄露，还存在氢脆和氢腐蚀的问题，对储存容器要求极高，储运难度较大，目前主流的储氢技术包括高压气态储氢、低温液化储氢等。高压气态储氢是最常见的方式，主要使用高压压缩的方式将氢气储存在各种型号的储氢瓶中，但储氢密度低，未来仍需要向轻量化、高压化、低成本、质量稳定等方向发展。低温液化储氢需要将氢气液化后存放在绝热容器中，储氢密度高，但液化能耗高，应用范围较小。运输方面，国内普遍采用高压气态长管拖车进行运输，其压缩能耗低，但运输密度小，在一定范围内具有经济性；氢气管网输氢运输范围大，输氢成本随运能的提升而降低，但是初始建设投资成本高。加氢站方面，国内加氢站建设与开发起步相对较晚，技术相对不够完善，核心设备仍然依赖进口，造成加氢站建设成本较高，氢能及燃料电池在中央和各地政府的大力推广之下，国内加氢站建设需求量激增，其建设进程随着中石化、中石油等能源央企的入局持续加速。
- **相关标的：氢能的生产供应主要涉及的环节包括生产、储存和加注及加氢站。**氢气生产

环节，当前参与者主要为焦炭、化工企业以及石化巨头，绿氢规模较小，建议关注美锦能源、鸿达兴业、华昌化工、金能科技、中国旭阳集团、东华能源、卫星化学、滨化股份、和远气体等具有副产氢能力的公司；宝丰能源、中国石化等率先布局绿氢业务的公司；以及东岳集团等具备电解水制氢相关设备布局的公司。**加氢站运营**环节，各类主体均有一定参与，建议关注当前建设规模较大以及未来规划建设规模大的公司，如美锦能源、雪人股份、雄韬股份、鸿达兴业、中国石化、中国石油等。**加氢设备**环节，国内技术储备相对不足，建议关注具有技术储备或国产替代能力的标的，如厚普股份、雪人股份、富瑞特装、深冷股份等。**储氢**环节，国内以高压储氢瓶为主，技术仍在追赶国外，建议关注京城股份、亚普股份、中集安瑞科、中材科技、杭氧股份、开尔新材等。

- **风险提示：**（1）技术突破速度不及预期风险。（2）政策补贴力度下降风险。（3）研究报告使用的公开资料可能存在信息滞后或更新不及时的风险。

投资主题

报告亮点

报告对氢能行业的供应端进行了全面梳理。本文对氢能产业链进行了详细的介绍和梳理，针对氢能供应端的产、储、运、加等各个环节的技术研究应用情况和行业发展现状进行了详细的介绍，并对各个环节的技术方法和成本进行了详细拆分和比较，全面分析了氢能供应一端的技术、政策等情况，将作为氢能及燃料电池产业链系列研究的开篇之作。

投资逻辑

氢能作为清洁高效的能源，在政策大力支持下，未来发展空间广阔，国内各环节均有望迎来较大的发展机会。氢能具有质量能量密度高，使用过程环境友好，无碳排放的优点，被多个国家提升至国家战略高度，也将成为我国双碳目标实现的重要途径。2050年氢能在我国能源体系占比中将提升至10%，产业规模将达到10万亿元以上。国内相关政策支持不断，从中央到地方的发展规划及补贴政策陆续出台，五个示范城市群获批落地，行业或将进入发展快车道。分环节来看，制氢环节中，当前焦炉煤气副产氢成本最低，可再生能源电解水制氢将是未来发展主流，相关技术设备及制氢均有望迎来增长；储运环节中，高压气态储氢是最常见的方式，运输当前多采用长管拖车，在当前需求规模较小时具备经济性，未来行业规模化发展，氢能需求增加，液态储氢及管网运输可能将有更大的发展空间，相关氢气储运加设备也将有较大的增长空间。

内容目录

氢能——21 世纪的理想能源	- 6 -
氢能是对能源结构的又一次革新.....	- 6 -
国外：美、日等国将氢能定位国家能源战略高度，具有先发优势.....	- 7 -
国内：制氢拥有产业基础，未来发展空间广阔.....	- 11 -
可再生能源制氢将是未来发展主流	- 17 -
当前制氢规模有限，化石燃料制氢占比高.....	- 17 -
化石燃料制氢：煤制氢产量大，天然气制氢国内较少.....	- 18 -
工业副产氢：焦炉煤气副产氢规模大、成本低.....	- 18 -
电解水制氢：碱性电解水更具经济性，质子交换膜将是未来主流.....	- 20 -
氢气储运难度大，制约氢能应用的关键环节	- 23 -
气态高压储氢为主，其他方式仍处探索阶段.....	- 23 -
国内运输普遍采用长管拖车.....	- 24 -
加氢站建设提速，国产化将降低建设成本.....	- 25 -
相关标的	- 27 -
风险提示	- 30 -

图表目录

图表 1：各能源性质比较	- 6 -
图表 2：中国氢能及燃料电池产业总体目标	- 7 -
图表 3：美国氢能发展路线	- 8 -
图表 4：日本氢能发展路线	- 9 -
图表 5：欧洲氢能发展路线	- 10 -
图表 6：韩国氢能发展路线	- 11 -
图表 7：各国氢能发展规模规划	- 11 -
图表 8：氢能主要政策汇编	- 12 -
图表 9：燃料电池汽车示范应用补贴政策	- 13 -
图表 10：示范城市群发展规模统计	- 15 -
图表 11：氢能产业链	- 16 -
图表 12：典型制氢方法对比	- 17 -
图表 13：国内氢源结构	- 18 -
图表 14：焦炉煤气变压吸附制氢流程图	- 19 -
图表 15：电解水制氢方法比较	- 20 -
图表 16：碱性电解水制氢	- 21 -
图表 17：质子交换膜电解水制氢	- 21 -
图表 18：国内外主要质子交换膜产品性能指标	- 22 -

图表 19: 膜电极制备方法对比	- 23 -
图表 20: 储氢技术对比	- 24 -
图表 21: 运氢技术对比	- 25 -
图表 22: 氢能全口径成本 (元/千克)	- 26 -
图表 23: 制氢相关标的	- 27 -
图表 24: 加氢站运营相关标的	- 28 -
图表 25: 加氢设备相关标的	- 28 -
图表 26: 储氢相关标的	- 29 -

氢能——21 世纪的理想能源

氢能是对能源结构的又一次革新

- **非石化新能源转型成为必然。**人类社会经历了三次大的能源革命，自原始人类首次使用火开始，能源便成为人类社会的必须资源，木材成为早期广泛使用的能源；1769 年瓦特发明蒸汽机，煤炭在 18 世纪八十年代成为总量最大的一次能源，自此完成了第一次能源革命，带来了以机器为动力的社会化生产时期，促进了钢铁、冶金等行业的发展和城市的建设；1886 年内燃机发明，油气作为高效能源在一次能源的消费结构中快速提升至超过 50%（1965 年），完成了煤炭向油气的第二次革命，促进了飞机、汽车、化工等产业的发展；随着对能源需求的增长和低碳发展的需要，传统石化能源向非石化新能源转换的第三次能源革命成为必然。
- **氢能是实现双碳目标的重要途径。**近年来以风电、光伏、水电等可再生能源为代表的新能源获得了大力的发展，脱碳加氢、清洁高效成为未来能源演变的趋势，而氢能作为一种可再生的二次能源，来源丰富，可以从水、化石燃料等含氢物质中制取，是重要的工业原料和能源载体，质量能量密度高，使用过程环境友好，无碳排放，能满足未来能源发展的多种要求，被标榜为 21 世纪的理想能源，被多个国家提升至国家战略高度。一方面，由于风、光等可再生能源的波动性导致其难以直接并网大规模利用，国家发改委明确将氢能纳入新型储能方式，由可再生能源制取氢气，氢气再转化为终端能源，有利于促进可再生能源消纳，加快能源结构绿色转型。另一方面，中国工业和交通业高度依赖传统化石能源，脱碳难度高。推行绿氢替代可促进绿色化工、绿色交通的发展，助力工业、交通业等碳密集行业实现碳中和。因此氢能将成为与风、光、水等一次能源互补的重要能源载体和双碳目标实现的重要途径。
- **根据中国氢能联盟白皮书，氢具有以下的特点：**
 - **氢能是一种清洁能源**，无论是燃烧还是电化学反应，产物只有水，没有传统能源利用所产生的的污染物及二氧化碳，真正实现低碳或零碳排放，满足未来能源发展低碳环保的要求。
 - **制氢方式多样**，作为可再生的二次能源，氢可以来源于化石能源重整、生物质热裂解、微生物发酵、工业副产以及电解水等多种途径，考虑到风电、光伏、水电等可再生能源发电具有不稳定性，氢作为一种储能手段，不仅能够与之互补，实现调峰，拓展了可再生能源的利用方式。
 - **氢能灵活且高效**。氢热值达到 143MJ/kg，是同质量焦炭、汽油等化石燃料的 3-4 倍，通过燃料电池可实现综合转化效率 90%以上，利用过程中能量损耗小。同时氢能可应用于多个领域，包括发电（分布式供电供暖）、交通（结合燃料电池应用于汽车、轨道交通、船舶等领域，具有长续航里程、加注速度快等优势）、冶炼（作为高效的还原剂和热源，减少碳排放）、建筑等。
 - **氢气是易燃易爆气体**，其燃点为 574° C，爆炸极限广至 4%~75%，安全问题极为重要。因此氢气的储运具有一定难度，但也是保证氢气安全且经济化应用的关键。

图表 1：各能源性质比较

技术指标	氢气	汽油蒸汽	天然气
爆炸极限 (%)	4.1-75	1.4-7.6	5.3-15
燃烧点能量 (MJ)	0.02	0.2	0.29
扩散系数 (m ² /s)	6.11×10 ⁻⁵	0.55×10 ⁻⁵	1.61×10 ⁻⁵
能量密度 (MJ/kg)	143	44	42

来源：中国氢能联盟、中泰证券研究

- 产业规模将超过 10 万亿，空间广阔。**根据中国氢能联盟编制的《中国氢能及燃料电池产业白皮书》，截至 2019 年，氢气在我国能源体系中占比仅为 2.7%，计划到 2050 年提升至 10%，2060 年提升至 20%，氢气需求量将分别达到 6000 万吨、1.3 亿吨。2050 年加氢站建设达到 1 万座，燃料电池车产量达到 500 万辆/年，燃料电池系统产能达到 550 万套/年，产业规模将达到 10 万亿元以上，行业未来发展空间广阔。

图表 2：中国氢能及燃料电池产业总体目标

产业目标	近期目标 中期目标 远期目标			
	2019年	2020-2025年	2026-2035年	2036-2050年
氢能源比例 (%)	2.70%	4%	5.90%	10%
产业产值 (亿元)	3000	10000	50000	120000
加氢站 (座)	23	200	1500	10000
燃料电池车 (万辆/年)	0.2	5	130	500
固定式电源/电站 (座)	200	1000	5000	20000
燃料电池系统 (万套/年)	1	6	150	550

来源：中国氢能联盟、中泰证券研究所

国外：美、日等国将氢能定位国家能源战略高度，具有先发优势

- 全球主要国家高度重视氢能与燃料电池的发展，美、日、德等发达国家已经将氢能上升到国家能源战略高度，**相关领域自 1970 年已经开始关注，在行业内技术和应用等多方面的先发优势。
- 美国是最早将氢能及燃料电池作为能源战略的国家。**根据北极星氢能网，早在 1970 年，美国就已经提出“氢经济”的概念，国家能源研究和开发组织开始赞助氢能源相关研究；1990 年克林顿政府出台了《1990 年氢研究、开发及示范法案》、《氢能前景法案》等支持政策；布什政府将氢能源纳入国家能源战略体系之中，发布了《国家能源政策报告》、《美国向氢经济过渡的 2030 年远景展望》等政策性报告，并提出《国家氢能发展路线图》，系统实施国家氢能计划；2004 年-2008 年，美国能源部先后发布《氢能技术研究、开发与示范行动计划》、《先进能源倡议》、《氢立场计划》等政策，用于氢能的相关技术开发的年度资金也从 2004 年的 1.5 亿美元增加到 2008 年的 2.76 亿美元，重要性被不断提高；奥巴马政府发布《全面能源战略》，政府和企业共同出资开展“氢能美国”、

“国家燃料替代与充电网络规划”等项目,助力汽车制造商建设加氢站;特朗普政府在 2017 年先后退出《巴黎协定》和《清洁能源计划》,但继续将氢能与燃料电池作为美国有限能源战略,开展前沿技术研究。综上,美国以占有关键核心技术为主要目标,商业化推广项目稍弱,近年来虽然相关规划和政策逐渐减少,但继续保持对氢能和燃料电池技术的研发支持,以确保美国在相关技术的领先地位。截止 2018 年底,美国在氢能及燃料电池领域拥有的专利仅次于日本,尤其在质子交换膜燃料电池、燃料电池系统、车载储氢三大领域技术专利数量上,美、日两国占比总和均超过了 50%;美国液氢产能和燃料电池乘用车保有量全球第一,在营加氢站 42 座,2025 年计划达到 200 座,燃料电池乘用车数量达到 5899 辆,全年固定式燃料电池安装超过 100 兆瓦,累计固定式燃料电池安装超过 500 兆瓦。

图表 3: 美国氢能发展路线



来源: 北极星氢能网、中国氢能联盟、中泰证券研究所

- **日本致力于成为全球第一个实现氢能社会的国家。**日本能源对外依存度高,一次能源对外依存度高达 94%,而核电重启阻力大,其他可再生能源计划进展缓慢。2003 年 10 月,日本《第一次能源基本计划》中首次提出建设未来“氢能源社会”,通过进口海外氢气资源、利用燃料电池进行终端利用领域革命等措施,改变日本的能源供需结构和消费方式。2016 年 5 月日本政府承诺 2030 年、2050 年将温室气体排放量较 2013 年分别削减 26%、80%,该计划是基于 2015 年 12 月巴黎气候大会上达成的相关协定制定的。为了达成在 2030 年前温室气体排放减少 26% 的目标,日本将全面普及 LED 照明设施,导入 530 万台高效率的家庭用燃料电池,使得家庭和办公场所二氧化碳排放量减少约四成(来源:人民网)。在过去三十年里,日本政府先后投入数千亿日元用于氢能及燃料电池技术的研究和推广,并对加氢基础设施和终端应用进行补贴,截止 2018 年底,日本氢能和燃料电池技术拥有专利数全球第一,在营加氢站 113 座,燃料电池乘用车保有量 2839 量,2025 年计划建成加氢站

900 座，燃料电池乘用车保有量达到 20 万辆，2030 年达到 80 万辆，2040 年实现燃料电池车的普及。其中 2014 年量产的丰田 Mirai 燃料电池车电堆最大输出功率达到 114 千瓦，能在零下 30 摄氏度的低温地带启动行驶，一次加注氢气最快只需要 3 分钟，续航超过 500 千米，用户体验与传统汽车无异。

图表 4：日本氢能发展路线

2003 年 10 月，日本《第一次能源基本计划》中首次提出建设未来“氢能源社会”。

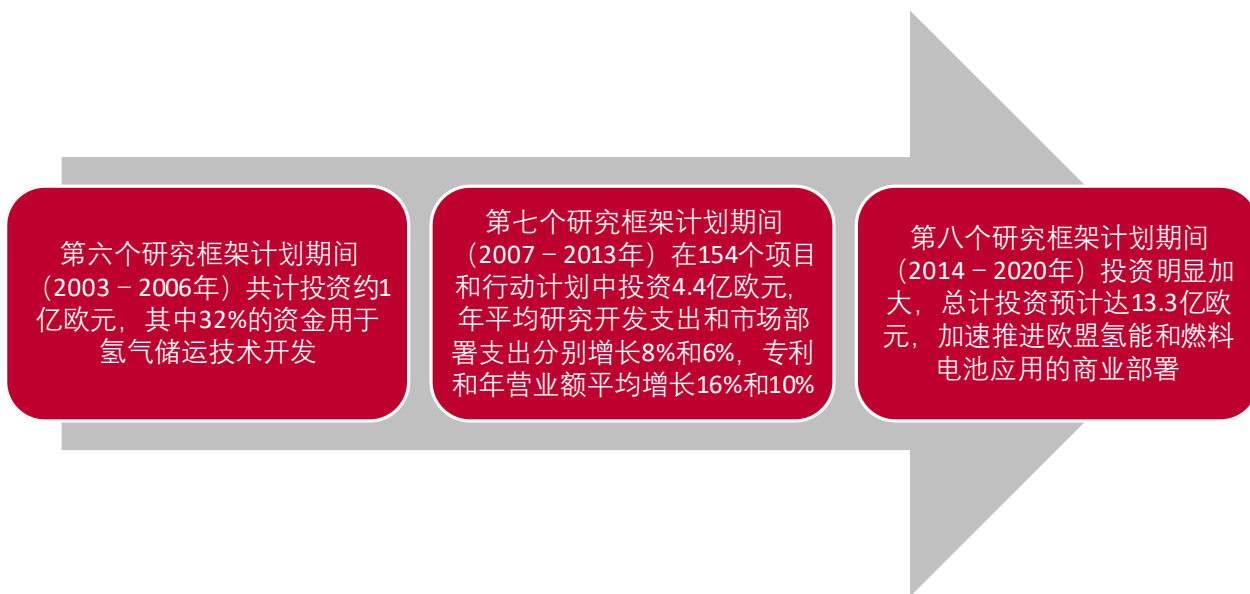
2016 年 5 月日本政府承诺 2030 年、2050 年将温室气体排放量较 2013 年分别削减 26%、80%，为此导入 530 万台高效率的家庭用燃料电池。

来源：人民网、中国氢能联盟、中泰证券研究所

- **欧洲脱碳决心大，推动可再生能源与氢能协同发展。** 欧盟积极探索向脱碳能源系统转型，将氢能作为能源安全和能源转型的重要保障，在促进可再生能源发展的政策文件中均提及支持氢能与燃料电池。在能源战略层面，制定了《2005 欧洲氢能研发与示范战略》《2020 气候和能源一揽子计划》《2030 气候和能源框架》《2050 低碳经济战略》等文件；在能源转型层面，发布了《可再生能源指令》《新电力市场设计指令和规范》《气候行动和可再生能源》《所有欧盟人的清洁能源》等文件。欧盟的氢能发展力量已形成合力，对氢能的具体支持主要在框架计划（Framework Programme，简称 FP）下进行。第六个研究框架计划期间（2003 - 2006 年）共计投资约 1 亿欧元，其中 32% 的资金用于氢气储运技术开发。第七个研究框架计划期间（2007 - 2013 年）在 154 个项目和行动计划中投资 4.4 亿欧元，年平均研究开发支出和市场部署支出分别增长 8% 和 6%，专利和年营业额平均增长 16% 和 10%。第八个研究框架计划期间（2014 - 2020 年）投资明显加大，总计投资预计达 13.3 亿欧元，加速推进欧盟氢能和燃料电池应用的商业部署。截止 2018 年底，欧洲在营加氢站 152 座，燃料电池乘用车月 1080 辆，计划在 2025 年建成运营加氢站 770 座，2030 年达到 1500 座；欧盟在氢气制取、储运等供应链技术全球领先，拥有 1500km 长的专用输氢管道，率先开展了可再生能源制氢并掺入天然气管网的商业示范运营，计划利用可再生能源和氢能协同发展，实现在工业领域脱碳减排德国是欧洲在氢能方面领先的国家，政府专门成立了国家氢能与燃料电池技术组织推进相关领

域工作,并在2006年启动了氢能和燃料电池技术国家创新计划,从2007至2016年共投资14亿欧元。截止2018年底,德国可再生能源制氢规模全球第一,燃料电池的供应和制造规模全球第三,加氢网络全球第二大,在营加氢站60座,仅次于日本。

图表5: 欧洲氢能发展路线



来源: 北极星氢能网、中国氢能联盟、中泰证券研究所

- 韩国能源状况与日本类似,推进氢能发展振兴产业经济,计划在2030年进入氢能社会。2008年,韩国政府发布低碳绿色增长战略,先后投入3500亿韩元实施绿色新政、百万绿色家庭、绿色氢城市等示范项目,并在《韩国新能源汽车规划》《氢燃料电池汽车产业生态战略路线图》等规划政策中明确了燃料电池汽车发展目标。2015年韩国环境部确定,2030年碳排放量降低37%的目标,将氢能定位为未来经济发展的核心增长引擎和发展清洁能源的核心。2018年韩国政府发布《创新发展战略投资计划》,将氢能产业列为三大战略投资方向之一,计划未来5年投入2.5万亿韩元。2019年,韩国工业部联合其他部门发布《氢能经济发展路线图》,其发展目标和重点与日本《氢能与燃料电池战略路线图》具有高度相似性,提出在2030年进入氢能社会,率先成为世界氢经济领导者。截止2018年底,韩国在营加氢站14座,燃料电池乘用车保有量300量,计划到2025年建成加氢站210座,2030年达到520座,到2025年燃料电池乘用车保有量达到15万辆,2030年63万辆,到2040年分阶段生产620万辆。

图表 6: 韩国氢能发展路线



来源：中国氢能联盟、中泰证券研究所

图表 7: 各国氢能发展规模规划

国家/地区	2018年规模		2025年目标		2030年目标	
	加氢站	燃料电池车	加氢站	燃料电池车	加氢站	燃料电池车
美国	42	5899	200			
日本	113	2839	320	200000	900	普及
欧洲	152	1080	770		1500	
韩国	14	300	210	150000	520	630000

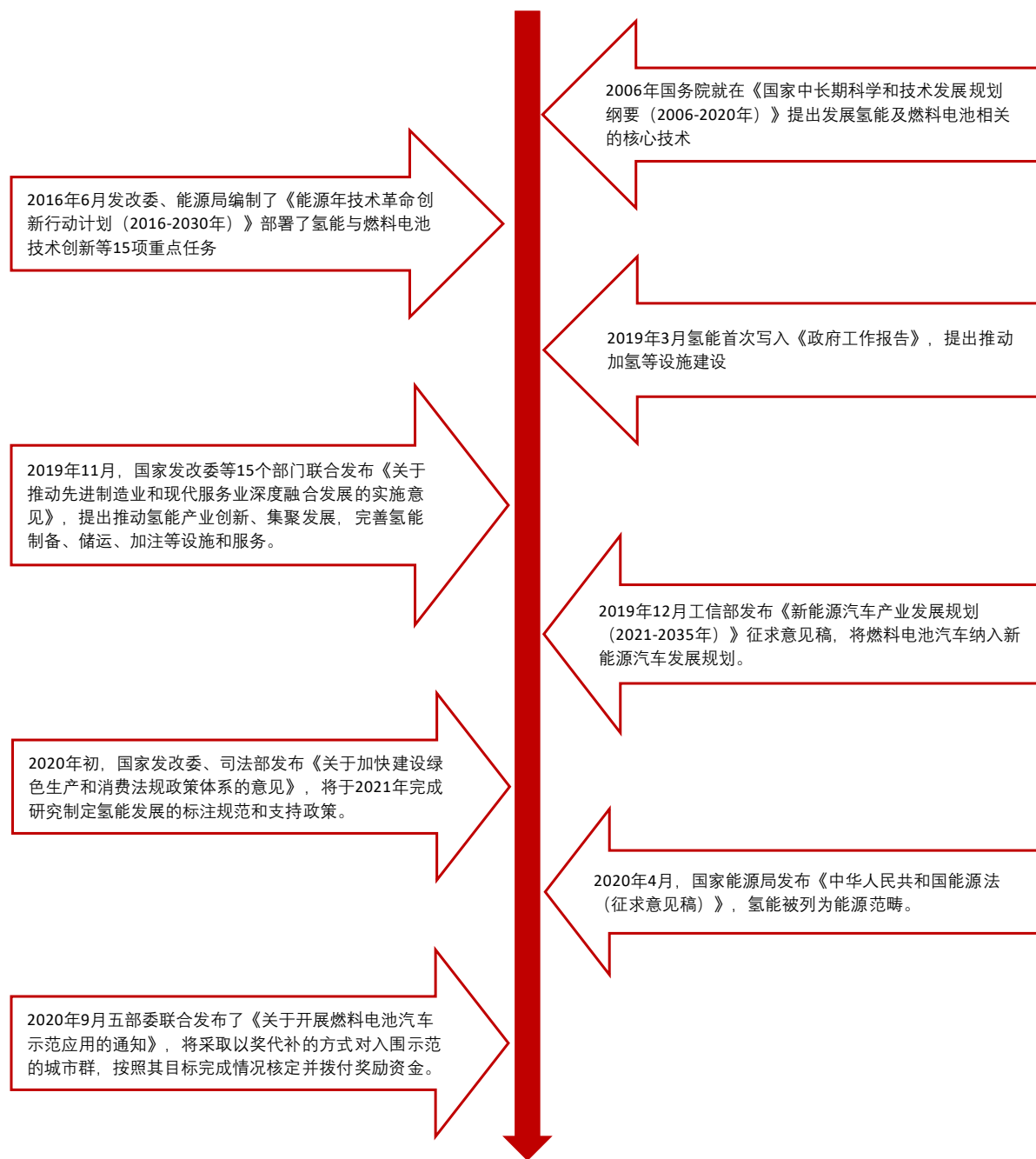
来源：中国氢能联盟、中泰证券研究所

国内：制氢拥有产业基础，未来发展空间广阔

- **国内政策支持持续，但行业尚未形成体系，未来发展空间广阔、潜力巨大。**当前我国氢能产业快速发展，中央及地方支持政策密集出台，行业顶层设计呼之欲出，我国氢能产业发展正步入快车道。目前，我国氢能已逐步建立起制储运加用等重点环节较完整的产业链，初步具备了规模化发展的基础，但氢能产业仍面临核心技术、关键零部件依赖进口、产业配套能力不足等问题；而国内拥有丰富的氢能供给经验和产业基础，拥有目前世界上规模最大的制氢能力，低成本的氢源将能支持产业早期的发展，且国内应用市场广阔、潜力巨大。
- **氢能持续获关注，以奖代补政策推动示范性发展。**以奖代补早在 2006 年国务院就在《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006-2020 年）》提出发展氢能及燃料电池相关的核心技术；2019 年氢能首次写入《政府工作报告》，提出推动加氢等设施建设；2019 年 11 月，国家发改委等 15 个部门联合发布《关于推动先进制造业和现代服务业深度融合发展的实施意见》，提出推动氢能产业创新、集聚发展，完善氢能制备、储运、加注等设施和服务；2020 年初，国家发改委、司法部发布《关于加快建

设绿色生产和消费法规政策体系的意见》，将于 2021 年完成研究制定氢能发展的标注规范和支持政策；2020 年 4 月，国家能源局发布《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》，氢能被列为能源范畴；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》，将采取以奖代补的方式对入围示范的城市群，按照其目标完成情况核定并拨付奖励资金。

图表 8：氢能主要政策汇编



来源：国务院及各部委、中国氢能联盟、中泰证券研究所

■ 近年，氢能及燃料电池相关政策文件密集出台，覆盖了氢能发展规范、

氢气制储运、氢能与风电光伏结合、燃料电池研发应用推广，包括各个环节的规划、政策等，对氢能及燃料电池发展的各个环节提出了规范和支持手段，大力推进行业的研发和应用。

- 全国政策：**2020年9月发改委、能源局、财政部等联合发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，将对燃料电池汽车的购置补贴政策，调整为燃料电池汽车示范应用支持政策，对符合条件的城市群开展燃料电池汽车关键核心技术产业化攻关和示范应用给予奖励。示范期暂定为四年，示范期间，将采取“以奖代补”方式，对入围示范的城市群按照其目标完成情况给予奖励。每个示范城市群最高可获得18.7亿补贴，涵盖制氢、加氢、燃料电池零部件、整车等各个环节。另外在《2030年前碳达峰行动方案》中也将氢能提到了极高的位置，强调其在碳达峰中的重要作用。

图表 9：燃料电池汽车示范应用补贴政策

领域	关键指标	城市群示范目标	奖励积分标准	补贴上限(分)
燃料电池汽车推广应用	推广应用车辆技术和数量	1.示范期间，电堆、膜电极、双极板、质子交换膜、催化剂、碳纸、空气压缩机、氢气循环系统等领域取得突破并实现产业化。车辆推广规模应超过1000辆。 2.燃料电池系统的额定功率不小于50kW，且与驱动电机的额定功率比值不低于50%。 3.燃料电池汽车所采用的燃料电池启动温度不高于-30℃。 4.燃料电池乘用车所采用的燃料电池堆额定功率密度不低于3.0kW/L，系统额定功率密度不低于400W/kg；燃料电池商用车所采用的燃料电池堆额定功率密度不低于2.5kW/L，系统额定功率密度不低于300W/kg。 5.燃料电池汽车纯氢续航里程不低于300公里。对最大设计总质量31吨(含)以上的货运车辆，以及矿山、机场等场内运输车辆，经认定后可放宽至不低于200公里。 6.燃料电池乘用车生产企业应提供不低于8年或12万公里(以先到者为准，下同)的质保，商用车生产企业应提供不低于5年或20万公里的质保。 7.平均单车累计用氢运行里程超过3万公里。 8.鼓励探索70MPa等燃料电池汽车示范运行。	1.2020年度1.3分/辆(标准车，下同)，2021年度1.2分/辆，2022年度1.1分/辆，2023年度0.9分/辆。燃料电池系统的额定功率大于80kW的货运车辆，最大设计总质量12-25(含)吨按1.1倍计算，25-31(含)吨按1.3倍计算，31吨以上按1.5倍计算。 2.关键零部件产品通过第三方机构的综合测试，每款产品在示范城市群应用不低于500台套，产品实车运行验证超过2万公里，技术水平和可靠性经专家委员会评审通过，给予额外加分。其中：电堆、双极板奖励积分标准0.20分/辆；膜电极、空气压缩机、质子交换膜奖励积分标准0.25分/辆；催化剂、碳纸、氢气循环系统奖励积分标准0.30分/辆。每款关键零部件产品最多额外奖励1500分。 在全国范围内，根据关键零部件产品技术、质量和安全水平等因素进行综合评价，每类关键零部件最多给予5款产品加分。	15000
氢能供应	氢能供应及经济性	1.车用氢气年产量超过5000吨。鼓励清洁低碳氢气制取，每公斤氢气的二氧化碳排放量小于15公斤。 2.车用氢气品质满足《质子交换膜燃料电池汽车用燃料氢气》(GB/T37244-2018)要求。 3.车用氢能价格显著下降，加氢站氢气零售价格不高于35元/公斤。	按照车用氢气实际加注量给予积分奖励： 1.2020年度7分/百吨，2021年度6分/百吨，2022年度4分/百吨，2023年度3分/百吨。 2.成本达标，奖励1分/百吨。 3.清洁氢(每公斤氢气的二氧化碳排放量小于5公斤)奖励3分/百吨。 4.运输半径<200km，奖励1分/百吨。	2000
注：1.原则上1积分约奖励10万元，示范期间将根据示范进展情况适度调整补贴标准和技术要求。 2.燃料电池标准车折算办法。燃料电池汽车按燃料电池系统额定功率(p，单位为kW)折算为标准车，折算系数(Y)为： (1)乘用车：Y=(p-50)×0.03+1；p≥80时，Y=1.9； (2)轻型货车、中型货车、中小型客车：Y=(p-50)×0.02+1；p≥80时，Y=1.6； (3)重型货车(12吨以上)、大型客车(10米以上)：Y=(p-50)×0.03+1；p≥110时，Y=2.8。 3.示范结束后，对超额完成示范任务的，超额完成部分予以额外奖励，按照超额完成的任务量和奖励积分标准进行测算，额外奖励资金上限不超过应获得资金的10%。				

来源：各部委、中泰证券研究所

- 地方政策：**两批示范城市群陆续获批。2021年8月，财政部、工信部、科技部、发改委、能源局联合发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，燃料电池示范城市群政策正式落地，首批三个示范城市群——京津冀城市群、上海城市群、广东城市群陆续启动。京津冀城市群由北京市大兴区牵头，联合海淀、昌平等六个区和经济技术开发区，以及天津滨海新区、河北省保定市、唐山市、山东省滨州市、淄博市等共12个城市(区)组建。要对标国家示范要求，实现示范城市群预期指标全部达标，8项核心零部件取得技术突破、实现产业化，车辆应用不少于5300辆，购车成本降幅超过40%，新建投运加氢站不低于49座，氢气售价

不高于 30 元/公斤。上海城市群由上海市牵头，联合苏州、南通、嘉兴、淄博、宁夏宁东、鄂尔多斯市等 6 个城市组建。上海率先发布落地方案——《关于支持本市燃料电池汽车产业发展若干政策》，涉及支持整车应用、支持关键零部件发展等六部分安排，明确提出到 2025 年底前，市级财政将按照国家燃料电池汽车示范中央财政奖励资金 1:1 比例出资，在支持整车产品示范应用方面按照每 1 积分 20 万元给予奖励。广东城市群由佛山市牵头，联合广州、深圳、珠海、东莞、中山、阳江、云浮以及省外的福州、淄博、包头、六安等城市组建。广东省级财政按照国家奖补标准 1:1 给予配套资金，省内示范城市相关地市财政按照国家和省的奖补标准 1:1 给予配套补贴。此外，第二批示范城市群也已经获批，包括郑州城市群和张家口城市群，郑州城市群以郑州市为牵头城市，宇通客车为优势企业，包括省内新乡、洛阳、开封、安阳、焦作 5 市，和上海三区（嘉定、临港、奉贤）、张家口、潍坊、佛山等 11 个产业链优势城市或地区；张家口城市群由张家口市牵头，联合河北省唐山市、保定市、邯郸市、秦皇岛市、定州市、辛集市、雄安新区、内蒙古自治区乌海市、上海市奉贤区、河南省郑州市、山东省淄博市、聊城市、福建省厦门市等 13 个城市组成。

- **示范城市群规划陆续出台，推广规模大。**五大示范城市群中各自城市的规划陆续出台，根据我们统计，到 2025 年，京津冀示范城市群合计将推广至少 1.63 万辆燃料电池车，136 座加氢站，牵头城市北京将至少推广 1 万辆燃料电池车以及 74 座加氢站；上海示范城市群合计将推广至少 1.65 万辆燃料电池车，140 座加氢站，牵头城市上海将至少推广 1 万辆燃料电池车以及 78 座加氢站；广东示范城市群合计将推广至少 1.56 万辆燃料电池车，120 座加氢站，牵头城市佛山将至少推广 1 万辆燃料电池车以及 43 座加氢站；河南示范城市群合计将推广至少 2.35 万辆燃料电池车，172 座加氢站；河北示范城市群合计将推广至少 1.79 万辆燃料电池车，174 座加氢站。（部分示范城市有重叠）

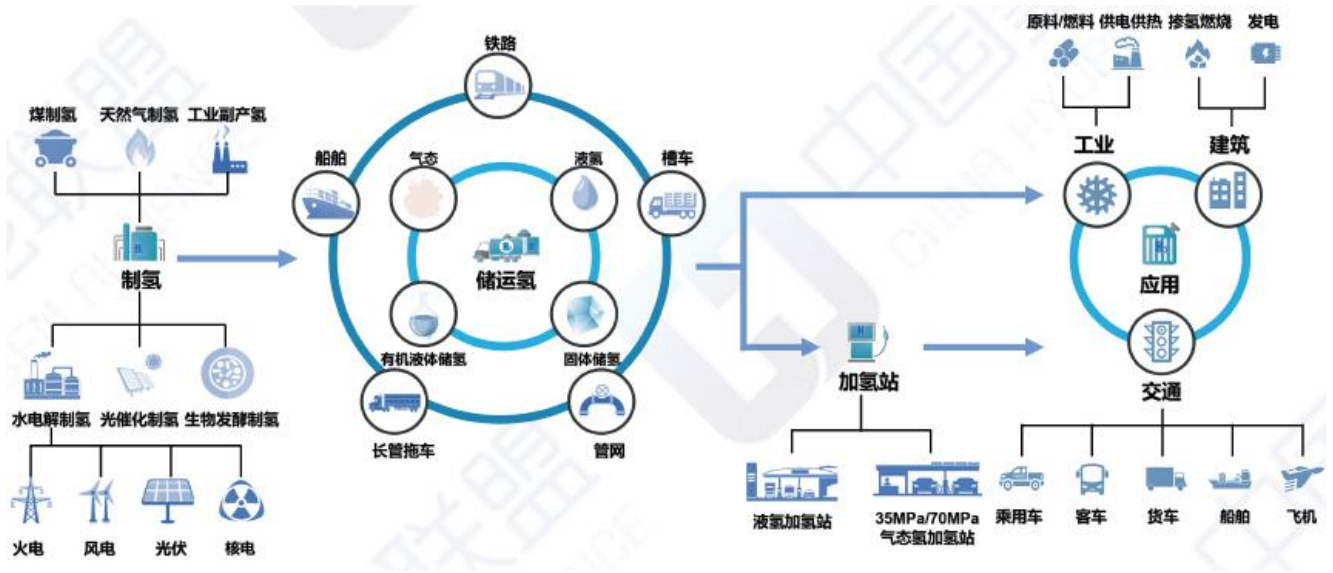
图表 10: 示范城市群发展规模统计

示范城市群	城市	2025年整车累计推广数量(辆)	2025年加氢站累计建设数量(座)
京津冀示范城市群	北京	10000	74
	天津滨海新区	1000 (2022年)	74
	唐山	3000	74
	保定	1330	74
	滨州		
	淄博	1000	10
	累计	16330	136
上海示范城市群	上海	10000	78
	苏州	3000	20
	嘉兴	2500	30
	淄博	1000	10
	宁夏宁东		2
	鄂尔多斯、南通		
	累计	16500	140
广东省示范城市群	佛山	10000	43
	广州	3000	50
	深圳	1000	10
	淄博	1000	10
	六安	600	5
	宁夏宁东		2
	东莞、珠海、福州、中山、阳江、渭南、包头		
累计	15600	120	
河南省示范城市群	郑州市		
	新乡市	1000	10-20
	开封市		
	安阳市		
	洛阳市		
	焦作市		
	上海市嘉定区	3500	18
	上海市奉贤区		
	上海市自贸区临港片区	1500	14
	河北省张家口市	2500	40
	保定市	1330	10
	辛集市	100	1
	山东烟台市	400	4
	淄博市	1000	10
	潍坊市	1200	12
	广东省佛山市	10000	43
	宁夏回族自治区宁东镇	1000	
	累计	23530	172
	河北省示范城市群	张家口	2500
唐山市		3000	30
保定市		1330	10
邯郸市		1000	12
秦皇岛市		1000	12
定州市		100	2
辛集市		100	1
雄安新区		1700	12
内蒙乌海市		5250	36
上海市奉贤区			
河南郑州市			
山东淄博市		1000	10
聊城市		900	9
福建厦门市			
累计		17880	174

来源: 各省市政府网站、中泰证券研究所

- 氢能主产业链可概括为“氢气制取、氢气储运、氢气使用”三个环节：
- 制氢方面，目前，中国氢气供给结构中约近 80%来源于煤制氢或焦炉煤气副产氢，电解水等清洁氢源占比较低。根据中国氢能联盟对未来中国氢气供给结构的预测，中短期来看，中国氢气来源仍以化石能源制氢为主，以工业副产氢作为补充，可再生能源制氢的占比将逐年升高。到 2050 年，约 70%左右的氢由可再生能源制取，20%由化石能源制取，10%由生物制氢等其他技术供给。
- 储运方面，储氢技术分为两个方向物理储氢和化学储氢。物理储氢主要包括常温高压气态储氢、低温液化储氢、低温高压储氢和多孔材料吸附储氢；化学储氢主要包括金属氢化物储氢和有机液体储氢。其中低温高压储氢、多孔材料储氢、金属氧化物储氢和有机溶液储氢尚处于研发阶段。
- 氢气下游应用方面，主要氢能燃料电池汽车将是主要应用场景，当前由于成本等原因商用车和重卡将是应用主流；在工业领域，氢气是重要的化工原料，合成氨、合成甲醇、原油提炼等，均离不开氢气。除了交通行业和工业，氢气在其他行业也有巨大的应用潜力。在电力行业，氢能发电，可以用作备用电源、分布式电源、为电网调峰。在建筑行业，一方面，天然气掺氢用作家用燃料，可以降低燃气使用碳排放强度；另一方面，氢驱动的燃料电池热电联供系统，为建筑物供电供热，综合能源利用效率超过 80%。在医疗领域，氢气也被证实有去除氧化基、治疗氧化损伤等疗效。在食品工业，也常常用氢气实现油脂氢化，以提高油脂的使用价值。

图表 11: 氢能产业链



来源：中国氢能联盟、中泰证券研究所

可再生能源制氢将是未来发展主流

当前制氢规模有限，化石燃料制氢占比高

- 灰氢占比高，电解水制氢前景广阔，降本提效是关键。**按照制取过程中的碳排放强度，氢气被分为灰氢、蓝氢和绿氢。灰氢是指由化石燃料重整制的氢气，碳排放强度高，如煤制氢碳排放约为 19kg 二氧化碳/kg 氢气，天然气制氢排放相对较低，也达到 10 kg 二氧化碳/kg 氢气，但该制氢技术成熟，成本优势显著，是当前主流的制氢方式，约占全球市场供氢的 96%。蓝氢包括工业副产氢以及加装碳捕捉和封存技术（CCS）的化石燃料制氢，工业副产氢是指在生产化工产品的同时从副产品中得到氢气，国内相关产业规模较大，行业经验丰富，成本相对较低，在产业发展早期，能提供较为丰富和低成本氢源；在化石燃料制氢的基础上增加碳捕捉和封存等环节，能大幅降低生产过程中的碳排放，国外已经有天然气重整制氢+CCUS（碳捕集、封存和利用）技术结合生产的案例，可减少 90% 以上的碳排放量（碳排放约 1 kg 二氧化碳/kg 氢气），但成本也会大幅上升，国内 CCS 或 CCUS 的技术尚有不足，关键技术有待突破，蓝氢可以作为灰氢向绿氢过渡的方式。绿氢是指可再生能源制氢，制氢过程中几乎不产生碳排放，是未来制氢的主流方向，但是相关技术仍处于研究中，成本较高，行业有待发展。由可再生能源电解水制氢，能有效解决可再生能源消纳问题，在风电、光伏等可再生能源大力发展的情况下，氢能与之结合，解决调峰、储能、运输等方面的问题，是一条颇具前景的清洁能源技术路径。而如何提升电解水制氢的效率，降低技术成本，是突破该项技术发展的关键。

图表 12：典型制氢方法对比

氢气	工艺路线	技术成熟度	生产规模/(标准立方米/小时)	碳排放(千克二氧化碳/千克氢气)	制氢成本(元/千克)
灰氢	煤制氢	成熟	1000-20×10 ⁴	19	6.77-12.14
	天然气制氢	成熟	200-20×10 ⁴	10	7.5-24.3
蓝氢	煤制氢+CCS	示范论证	1000-20×10 ⁴	2	12-24
	天然气重整制氢+CCS	示范论证	200-20×10 ⁴	1	
	甲醇裂解制氢	成熟	50-500	8.25	
	芳烃重整副产氢	成熟	—	有	13.75-19.8
	焦炉煤气副产氢	成熟	—	有	9.13-14.63
绿氢	氯碱副产氢	成熟	—	有	13.2-19.8
	水电解制氢	初步成熟	0.1-4×10 ⁴	—	21.6-31.7
	核能制氢	基础研究	—	—	
	生物质制氢	基础研究	—	—	
	光催化制氢	基础研究	—	—	

来源：《中国氢能技术发展现状与未来展望》、中泰证券研究所

- 我国氢气主要来源于化石燃料。**根据石油和化学工业规划院统计，截止 2021 年中，我国氢气来源主要包括煤、焦炉煤气、天然气、甲醇、烧碱等，其中煤制氢达到 2388 万吨/年，占接近六成；焦炉煤气制氢产能达到 811 万吨（20%）。

图表 13: 国内氢源结构

来源	产能 (万吨/年)	占比
煤	2338	58.9%
焦炉煤气	811	20.0%
天然气和炼厂干气	662.5	16.3%
化工 (甲醇制氢、烧碱点解副产、烷烃制烯烃副产)	195.5	4.8%

来源:《碳中和背景下工业副产氢气能源化利用前景浅析》、石油和化学工业规划院、中泰证券研究所

化石燃料制氢: 煤制氢产量大, 天然气制氢国内较少

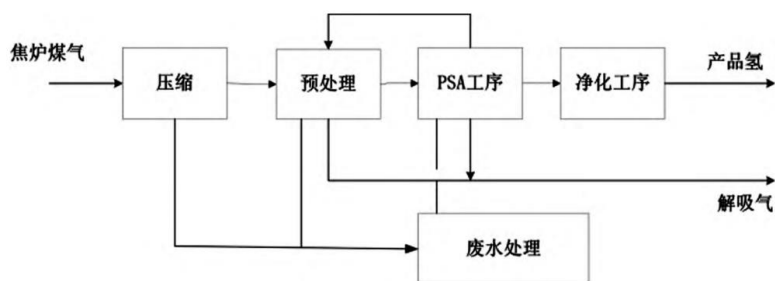
- **煤制氢产量大, 天然气制氢国内较少。**从供应潜力看, 国内煤化工行业发展成熟, 煤制氢产量大且产能分布广, 并且由于其产能适应性, 可提供量大、可调节的氢源, 而天然气制氢是国外主流制氢方式, 国内由于资源禀赋问题, 经济性较低, 仅少部分资源地有发展。
- **煤制氢普遍采用水煤浆工艺原理,**核心反应为煤炭(含碳量高)作为还原剂与水反应生成氢气: $C+H_2O \rightarrow CO+H_2$, 具体流程主要是: 将煤炭高温加热, 加入气化剂在高压或常压下进行气化得到以氢气、甲烷、一氧化碳为主的煤气产物, 然后利用变压吸附(PSA)等手段提纯出符合燃料电池用氢要求的高纯度氢气。煤制氢产能适应性强, 可根据需求调节提纯规模和产能, 根据《中国氢能产业发展报告 2020》, 一台投煤量 200 吨/天的煤气化炉, 约生产合成气 12 万立方米/小时, 对应产氢量为 78 吨/天, 只需将其 2%-3% 的负荷用作提纯制氢, 即可提供 1560-2340 千克/天的氢气, 按照车辆氢耗 7 千克/100 千米、日均行驶 200 千米计算, 则可满足 111-167 辆燃料电池公交车的用氢需求。从成本来看, 煤制氢需要大型的气化设备, 初始投资较高, 约为 1-1.7 万元/(立方米/小时), 当生产规模较大时, 经济性才能体现, 在煤价 200-1000 元/吨, 制氢成本约为 6.77-12.14 元/千克(煤价每增加 100 元/吨, 制氢成本增加 0.675 元/千克); 结合 CCS 技术后, 煤制氢成本上升至 12-24 元/千克。
- **天然气制氢广泛采用蒸汽重整制氢(SMR)的方法。**由于天然气(甲烷)化学结构稳定, 在高温下才具有反应活性, 因此高温下天然气与水蒸气转化制氢成为国外普遍采用的路线。主要过程为天然气预处理后与水蒸气高温重整制合成气(包含一氧化碳、氢气、水蒸气等), 经过肺热锅炉产生蒸汽回收热量, 温度降至中温后, 合成气中的一氧化碳进一步与水蒸气反应得到氢气和二氧化碳, 然后经过冷凝和变压吸附得到纯度较高的氢气。根据天然气价格由 1 元/立方米增加到 5 元/立方米, 天然气制氢的成本可以从 7.5 元/千克增加到 24.3 元/千克(来源:《中国氢能产业发展报告》车百智库)。由于国内天然气供应有限且含硫量较高, 导致国内天然气制氢经济性远低于国外, 仅在西部天然气资源充足的区域有相关探索和发展。

工业副产氢: 焦炉煤气副产氢规模大、成本低

- 主要有焦炉煤气、氯碱化工、轻烃利用(丙烷脱氢、乙烷裂解)、合成氨合成甲醇等工业的副产氢。
- **焦炉煤气。**根据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2019》, 中国是全

全球最大的焦炭生产国，我国的焦化厂主要分布在华北及华东地区，每吨焦炭可产生焦炉煤气约 350-450 立方米，焦炉煤气中氢气含量约占 54%-59%，另有一定量的甲烷和少量的一氧化碳、二氧化碳等，可以直接净化、分离、提出得到氢气，也可以将其中的甲烷进行转化变化后再提纯氢气，最大化氢气的产量。以焦炉煤气为原料制取氢气的过程中广泛采用变压吸附技术(PSA)。小规模焦炉气制氢一般采用 PSA 技术，只能提取焦炉气中的氢气，解吸气返回回收后做燃料再利用；大规模的焦炉气制氢通常将深冷分离法和 PSA 法结合使用，先用深冷法分离出甲烷，再经过变压吸附提取氢气。通过 PSA 装置回收的氢含有微量的氧气，经过脱氧、脱水处理后可得到 99.999% 的高纯氢。通过焦炉煤气提纯制氢的成本在工业副产氢中是最低的，综合成本为 9.13 元/千克-14.63 元/千克

图表 14：焦炉煤气变压吸附制氢流程图



来源：《焦炉煤气制氢方法的比较及成本分析》、中泰证券研究所

- **氯碱化工。**我国每年烧碱产量达到 3000-3500 万吨，主要分布在新疆、山东、内蒙古、上海、河北等省市，烧碱产量与副产氢气的产量配比基本为 40:1，每年副产氢气 75 万-87.5 万吨，其中约 60% 被配套聚氯乙烯和盐酸利用，剩余约 28-34 万吨。经过 PSA 提纯后可获得纯度 99%-99.999% 的高纯氢气，该制氢方式具备难度小、纯度高优势。根据《中国氢能产业发展报告 2020》，烧碱副产氢制氢成本约 13.2 元/千克-19.8 元/千克。
- **轻烃利用**主要是指丙烷脱氢和乙烷裂解两类。截止 2020 年，国内在运行和在建的丙烷脱氢项目的氢气供应潜力在 30 万吨/年，考虑 2023 年计划通产的项目，预计副产氢总规模可达 44.54 万吨/年。丙烷脱氢后粗氢的纯度已经高达 99.8%，经过变压吸附后可达到 99.999%，其中氧气、水、一氧化碳、二氧化碳含量基本达到燃料电池用氢的标准要求，仅有总硫含量超出标准。丙烷脱氢副产氢生产及提纯总成本约 13.75 元/千克-19.8 元/千克。乙烷裂解生产乙烯，每生产亿吨乙烯大约产生 107.25 千克氢气，纯度达到 95% 以上，变压吸附后可满足燃料电池用氢的标准，副产氢气综合成本为 14.85 元/千克-19.8 元/千克，但国内的乙烷裂解项目基本处于在建或规划状态，暂未释放氢气供应的潜力。
- **合成氨与合成甲醇。**根据《中国氢能产业发展报告 2020》，用于合成氨、合成甲醇的氢气消耗量在中国氢气消耗结构中占比共计达到 50% 以上，而其生产过程中会有合成放空气及驰放气派出，其中氢气含量在 18%-55% 之间，副产氢气的生产成本约为 14.3 元/千克-22 元/千克，生

产企业主要分布在山东、山西、河南等省份

电解水制氢：碱性电解水更具经济性，质子交换膜将是未来主流

- 碱性电解水目前更具经济性，质子交换膜电解水将是未来主流方向。** 电解水制氢的技术相对成熟，对未来清洁可持续能源的使用至关重要，电解水制氢是在直流电的作用下，通过电化学反应将水分子解离为氢气和氧气，分别再阴阳两极析出，根据使用的电解质不同，主要可分为碱性电解水（ALK）、质子交换膜电解水（PEM）和固体氧化物电解池电解水（SOEC）三大类，目前可以实际应用的电解水制氢技术主要有 ALK 和 PEM，SOEC 虽然具有更高能效，但仍处于实验室开发阶段。对比 ALK 和 PEM 两种已经商业化的制氢路线，ALK 电解槽基本实现国产化，而 PEM 电解槽由于关键材料和技术仍依赖进口，投资成本相对较高。但是 PEM 电解水总体效率更高，动态响应速度更快，是更具前景的水电解制氢技术，目前已经在加氢站现场制氢、风电光伏等可再生能源电解水制氢、储能等领域得到示范应用并逐步推广，但是投资和运行成本高仍然是制约 PEM 电解水制氢发展的主要问题，这与目前析氧、析氢电催化剂只能选用贵金属材料密切相关。为此降低催化剂与电解槽的材料成本，特别是阴、阳极电催化剂的贵金属载量，提高电解槽的效率和寿命，是 PEM 水电解制氢技术发展的研究重点。

图表 15：电解水制氢方法比较

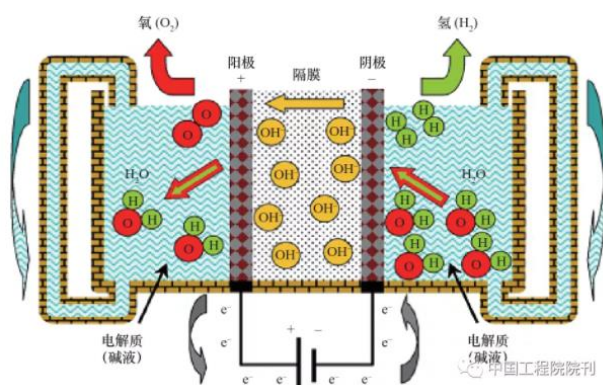
比较项目	ALK	PEM	SOEC
开发程度	已产业化	示范使用	研发中
工作温度/°C	60-80	50-80	800-1000
电流密度/(A·cm ⁻²)	0.2~0.4	0.6-2.0	0.3-1.0
工作电压/V	1.8-2.4	1.8-2.2	0.95-1.30
功率密度/(W·cm ⁻²)	≤1.0	≤4.4	——
能耗/(kW·h·N ⁻¹ m ⁻³)	4.5-6.5	4.5-5.5	2.5-3.5
氢气生产率/(N·m ³ ·h ⁻¹)	<750	<30	——
系统效率/%	62-82 (未来约67-87)	74-87 (未来约82-93)	——
电池堆寿命/h	<90000	<20000	<40000
系统寿命/a	20-30	10-20	——
氢气纯度/%	>99.8	99.999	——
启动时间/min	15	<15	>60
所占空间	较大	小	——
电解质	20%~30%KOH	PEM(Nafion)	Y ₂ O ₃ /ZrO ₂
投资/(美元/kW)	850-1500	2000-3000	——

来源：《氢能与燃料电池关键科学技术：挑战与前景》、《质子交换膜水电解制氢技术现状与展望》、中泰证券研究所

- 碱性电解水制氢的电解槽隔膜主要由石棉组成，起到气体分离作用，** 电解槽成本在制氢系统设备成本中占比约为 50%，电解液一般是质量分数 20%-30%的氢氧化钾（KOH）溶液，电极由金属合金组成（如 Ni-Mo 合金），电解槽工作温度 60-80 摄氏度，系统寿命达到 20-30 年，每立方米氢气的生产需要耗电 4.5-6.5 千瓦时，系统整体效率为 62%-82%，

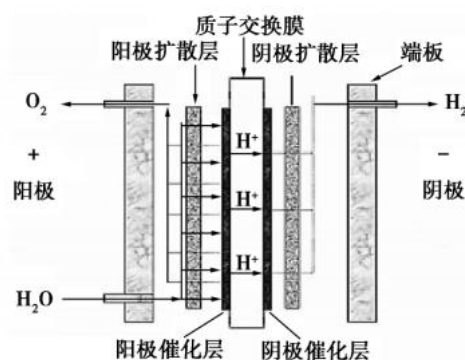
每千瓦投资约 850-1500 美元，单堆产氢量 750 立方米每小时，假设年均全负荷运行 7500 小时，在电价 0.3 元/千瓦时的情况下，制氢成本约为 21.6 元/千克，电费成本约占 86%。碱性电解水虽然在投资、运行成本方面相对较低，但是仍存在明显不足：第一，碱性的电解液会与空气中的 CO₂ 反应生成不溶盐，阻塞多孔催化层，阻碍产物和反应物的传递，大大降低电解槽的性能；第二，由于电极与隔膜间隔较远，整个电解槽体积巨大，因此电解性能低（2.0V 电压下电流密度仅有 300mA/cm²）；第三，碱性电解槽难以快速的关闭或者启动，因此难以与具有快速波动特性的可再生能源配合。（中国工程院《电解制氢与氢储能》）

图表 16: 碱性电解水制氢



来源：中国工程院院刊、中泰证券研究所

图表 17: 质子交换膜电解水制氢



来源：《质子交换膜水电解制氢技术现状与展望》、中泰证券研究所

- **质子交换膜电解水制氢时**，水通过阳极室在阳极催化反应界面发生电化学反应被分解成氧气、氢离子以及电子。阳极所产生的氢离子以水合氢离子(H⁺·H₂O)的形式通过电解质隔膜，并在阴极室反应界面处与通过外电路输运过来的电子发生电化学反应生成氢气。PEM 水电解槽的主要部件由内到外依次是：质子交换膜、阴阳极催化层、阴阳极气体扩散层、阴阳极端板等。其中质子交换膜、催化层与扩散层组成膜电极，是物料运输与电化学反应的主场所。作为电解槽的核心部件，膜电极的结构与特性对 PEM 水电解槽的寿命与性能有显著影响。选用具有良好化学稳定性、质子传导性、气体分离性的全氟磺酸质子交换膜作为固体电解质，替换了碱性电解槽中的石棉膜，有效阻止电子传递，提高了电解槽的安全性；同时固体电解质膜两侧能够承受较大的压差，可以快速启停，能匹配可再生能源发电的波动性。欧盟规定电解器的制氢响应时间在 5s 之内，目前只有 PEM 水电解技术可以满足这个要求。成本方面，假设年均全负荷运行 7500 小时，在电价 0.3 元/千瓦时的情况下，制氢成本约为 31.7 元/千克，电费成本约占 53%。PEM 水电解槽中的质子交换膜对电极片要求较高，只有铂片电极等贵金属电极在该体系下较为适用，其他电极片使用时容易发生腐蚀，因此经济成本高于传统的碱水电解技术。电解槽成本中，双极板约占 48%，膜电极约占 10%。降低 PEM 电解槽成本的研究集中在以催化剂、PEM 为基础材料的膜电极，气体扩散层，双极板等核心组件。
- **质子交换膜性能的好坏直接决定电解槽的性能和使用寿命**。目前水电解制氢所用质子交换膜多为全氟磺酸膜，制备工艺复杂，长期被美国和日本

本企业垄断，因此质子交换膜价格高达上百甚至上千美元每平方米。为降低膜成本，提高膜性能，国内外重点攻关改性全氟磺酸质子交换膜、有机/无机纳米复合质子交换膜和无氟质子交换膜。全氟磺酸膜改性研究聚焦聚合物改性、膜表面刻蚀改性以及膜表面贵金属催化剂沉积 3 种途径。通过引入无机组分制备有机/无机纳米复合质子交换膜，使其兼具有机膜柔韧性和无机膜良好热性能、化学稳定性和力学性能，成为近几年的研究热点。另外选用聚芳醚酮和聚砜等廉价材料制备无氟质子交换膜，也是质子交换膜的发展趋势

图表 18: 国内外主要质子交换膜产品性能指标

厂家	膜型号	厚度/ μm	每摩尔磷酸盐基团的 聚合物干重 E-W 值 (g/mol)	特点
科慕	Nafion™ 系列膜	25-250	1100-1200	全氟型磺酸膜，市场占有率最高，高湿度下导电率高，低温下电流密度大，质子传导电阻小，化学稳定性强，机械强度高
陶氏	XUS-B204膜	125	800	含氟侧链短，难合成，价格高
戈尔	GORE-SELECT® 复合膜	-	-	基于膨体聚四氟乙烯的专有增强膜技术形成的改性全氟型磺酸膜，具有超薄、耐用、高功率密度的特性，适用燃料电池
旭硝子	Flemion® 系列膜	50-120	1000	支链较长，性能接近 Nafion 膜
旭化成	Aciplex®-S 膜	25-1000	1000-1200	支链较长，性能接近 Nafion 膜
东岳集团	DF988/DF2801	50-150	800-1200	短链全氟磺酸膜，适用水电解制氢、燃料电池

来源：《质子交换膜水电解制氢技术现状与展望》、中泰证券研究所

- 当前催化剂主要使用贵金属及其合金，开发耐腐蚀、高催化活性的非金属材料是研究重点。理想催化剂应具有抗腐蚀性、良好的比表面积、气孔率、催化活性、电子导电性、电化学稳定性以及成本低廉、环境友好等特征。阴极析氢电催化剂处于强酸性工作环境，易发生腐蚀、团聚、流失等问题，为保证电解槽性能和寿命，析氢催化剂材料选择耐腐蚀的 Pt、Pd 贵金属及其合金为主。现有商业化析氢催化剂 Pt 载量为 $0.4 \sim 0.6\text{mg}/\text{cm}^2$ ，贵金属材料成本高，阻碍 PEM 水电解制氢技术快速推广应用。为此，降低贵金属 Pt、Pd 载量，开发适应酸性环境的非贵金属析氢催化剂成为研究热点。相比阴极，阳极极化更突出，是影响 PEM 水电解制氢效率的重要因素。苛刻的强氧化性环境使得阳极析氧电催化剂只能选用抗氧化、耐腐蚀的 Ir、Ru 等少数贵金属或其氧化物作为催化剂材料，其中 RuO_2 和 IrO_2 对析氧反应催化活性最好。相比 RuO_2 ， IrO_2 催化活性稍弱，但稳定性更好，且价格比 Pt 便宜，成为析氧催化剂的主要材料，通常电解槽 Ir 用量高于 $2\text{mg}/\text{cm}^2$ 。与析氢催化剂相似，开发在酸性、高析氧电位下耐腐蚀、高催化活性非金属材料，降低贵金属载量是研究重点。
- 膜电极制备工艺对降低电解系统成本，提高电解槽性能和寿命至关重要。根据催化层支撑体的不同，膜电极制备方法分为 CCS 法和 CCM 法。CCS 法将催化剂活性组分直接涂覆在气体扩散层，而 CCM 法则将催化剂活性组分直接涂覆在质子交换膜两侧。与 CCS 法相比，CCM 法催化剂利用率更高，大幅降低膜与催化层间的质子传递阻力，是膜电极制备

的主流方法。在 CCS 法和 CCM 法基础上，近年来新发展起来的电化沉积法、超声喷涂法以及转印法成为研究热点并具备应用潜力。新制备方法从多方向、多角度改进膜电极结构，克服传统方法制备膜电极存在的催化层催化剂颗粒随机堆放，气体扩散层孔隙分布杂乱等结构缺陷，改善膜电极三相界面的传质能力，提高贵金属利用率，提升膜电极的电化学性能。

图表 19: 膜电极制备方法对比

制备方法	工艺描述	优点	缺点/改进方向
电化沉积法	电场作用下分布均匀的贵金属催化剂颗粒沉积到膜电极核心三相反应区	催化层与 PEM 结合牢固，界面电阻低，电流密度高，贵金属载量低	催化剂沉积颗粒大小不一、粒径大；催化剂团聚、分布不均
超声喷涂法	利用超声浴震荡催化剂浆料，使其分散均匀，再用超声喷涂到 PEM 或气体扩散层	自动化操作，可大规模生产；喷涂可控，节省催化剂；贵金属负载量低；催化剂高度分散，团聚少，催化剂均匀分布在支撑体	能耗较高
转印法	转印基质上先涂覆催化剂浆料，烘干后再热压与 PEM 结合，实现催化层转移到支撑体，移除转印基质制成膜电极	贵金属载量低，避免 PEM“吸水”膨胀褶皱等问题	催化剂利用率低，开发涂覆时“亲和力”好，热压时易剥离的特定转印基质和浆料

来源：《质子交换膜水电解制氢技术现状与展望》、中泰证券研究所

氢气储运难度大，制约氢能应用的关键环节

气态高压储氢为主，其他方式仍处探索阶段

- **储存难度大，是氢能经济应用的关键环节。**标准状况下，氢气的密度约为空气的 1/14，因此其体积能力密度并不占优势，按照美国能源部提出的商业化储氢密度要求，质量储氢密度需达到 6.5wt%（存储氢气质量占整个储氢系统的质量百分比），体积储氢密度达到 62 千克/立方米。氢气分子尺寸小，易泄露，还可能引起氢脆和氢腐蚀问题，对储存容器要求极高；氢气是易燃易爆气体，安全问题极为重要。因此氢气的储运具有一定难度，但也是保证氢气安全且经济化应用的关键。
- **储氢技术分为两个方向：物理储氢和化学储氢。**物理储氢主要包括常温高压储氢、低温液化储氢、低温高压储氢和多孔材料吸附储氢；化学储氢主要包括金属氢化物储氢和有机液体储氢。其中低温高压储氢、多孔材料储氢、金属氧化物储氢和有机溶液储氢尚处于研发阶段。
- **高压气态储氢**采用高压压缩的方式将氢气储存在特制容器中，是目前最常见的一种方式，技术已较为成熟，车载储氢容器是当前氢气储运技术的研究热点。目前车载储氢容器中，一型瓶（I 型）是纯钢制金属瓶，二型瓶（II 型）是钢制内胆纤维缠绕瓶，三型瓶（III 型）是铝内胆纤维缠绕瓶，四型瓶（IV 型）是非金属内胆纤维缠绕瓶。由日本丰田汽车开发的 70MPa 铝合金内胆纤维缠绕瓶几乎无氢脆问题，可在三分钟内加满 5.5 千克氢气；国内商用储氢容器主要是 35MPa 碳纤维包覆铝合金内胆储氢瓶。中国当前已经建设完成的加氢站也是采用高压气态储氢技术，如丰田中国常熟加氢站采用的是 70MPa 全多层钢制高压储氢技术。高压气态储氢虽然技术成熟、应用广泛，但其体积储氢密度（39g/L）还较

低，与美国能源部发布的 2020 年储氢目标（55g/L）仍有较大的差距。另外，高压气态储氢也存在泄露、爆炸的安全隐患，安全性能有待进一步提高。由于储氢密度低，且存在安全隐患，长期来看不是储氢技术的优选方案，高压气态储氢瓶未来仍需要向轻量化、高压化、低成本、质量稳定等方向发展。

- **低温液化储氢**是指将氢气在低温下液化，存放在绝热的储存容器，可大幅提高储氢密度(70.8g/L)，由于氢气液化要在-252.65 摄氏度才能完成，消耗的能量约占初始氢气能量的 25%-40%，远高于天然气液化的 10%，且液氢易挥发，使其基础设施的成本比液化天然气高 30%左右。欧美和日本的液化储氢技术已经成熟商业化，在车载系统和加氢站中均有应用，约有 1/3 以上的加氢站是液氢加氢站，而国内受核心技术和高成本限制，目前仅在航天领域有应用。
- **低温高压储氢**技术相较于高压气态储氢提高了储氢密度，相较于液态储氢降低了能耗，不过目前尚处于研发阶段。
- **多孔材料**，如碳纳米材料、金属有机框架物等，比表面积大，可以通过范德华力吸附氢气，但是在常温常压下的吸附性能和储氢容量有待提高。
- 一些特定**金属、金属化合物**在一定的温度和压力下能与氢气反应，生成金属氢化物，经加热重新释放氢气，如镁基合金、钛基合金、稀土系金属等。固态材料储氢的质量储存密度一般都在 1%-4.5%左右，几乎与液氢相当，而且固态金属储氢安全性高，能保持氢气高纯度，但吸放氢性能和循环使用性能有待改善。
- 近年来，**不饱和烃类有机溶液**被看作是颇具前景的氢载体，通过加氢反应储存氢气，通过脱氢反应释放氢气，储氢密度高，且可以借助现有的液体燃料运输基础设施实现氢运输。目前尚处于研发阶段，反应催化剂有待进一步优化，且脱氢后的氢气需要进一步纯化。

图表 20：储氢技术对比

储氢技术	质量储氢密度/%	优点	缺点
高压气态储氢	3.8-4.5	技术成熟，成本低	质量储氢密度低
低温液态储氢	5.7	质量储氢密度高	易挥发，成本高
固态储氢	4.5	安全，操作条件易实现	成本高，质量储氢密度低
有机液体储氢	7.2	质量储氢密度高	成本高，操作条件苛刻

来源：《氢能及燃料电池关键科学技术：挑战与前景》、中泰证券研究所

国内运输普遍采用长管拖车

- **当前三种主流的氢气运输方式为长管拖车、液氢槽车/船、氢气管网。**
- 现阶段国内普遍采用**高压气态长管拖车**进行氢气运输，压缩能耗低，运输密度小，在加氢站日加氢量不超过 500 千克的情况下，节省了液化成本与管道建设的前期投资，在一定储运距离以内经济性较高。
- **液氢槽车**运输低温液体，单次载氢量达到 4000 千克，远超长管拖车，其运输成本随运输距离变化较小，适合远距离、中大体量运输，但是氢气液化能耗较高，有待进一步优化。

- **氢气管网**初始投资成本高，输氢成本随运能的提升而降低，达到一定规模后经济性凸显，且随着运输距离的增加成本显著提升，因此管网运输适合固定性的批量供氢线路，当前国外尝试在天然气管网中掺氢运输，可节约初期建设成本，但由于氢腐蚀带来的安全问题，掺氢比例较低。
- **固态储氢和有机溶液储氢**运输方便，且储氢密度高，待技术突破，将大大降低氢气输运成本

图表 21: 运氢技术对比

储运方式	运输工具	单车载氢量	运输密度	能耗		适宜场景
				kWh/kg	Wt%	
气态储运	20MPa长管拖车	300kg	~1%	1-1.3	3%-4%	城市内配送
	管道	连续输送	-	0.3	1%	城际、跨城市与城市内配送
液氢储运	液氢槽罐车	4000kg	~10%	12-20	35%-60%	国际、规模化
有机液体储运	槽罐车	2000kg	~5.7%	15-20	44%-60%	、长距离
固体储运	火车	2000kg	~2.5%	14-18	42%-54%	-

来源：《中国氢能及燃料电池产业手册》、中泰证券研究所

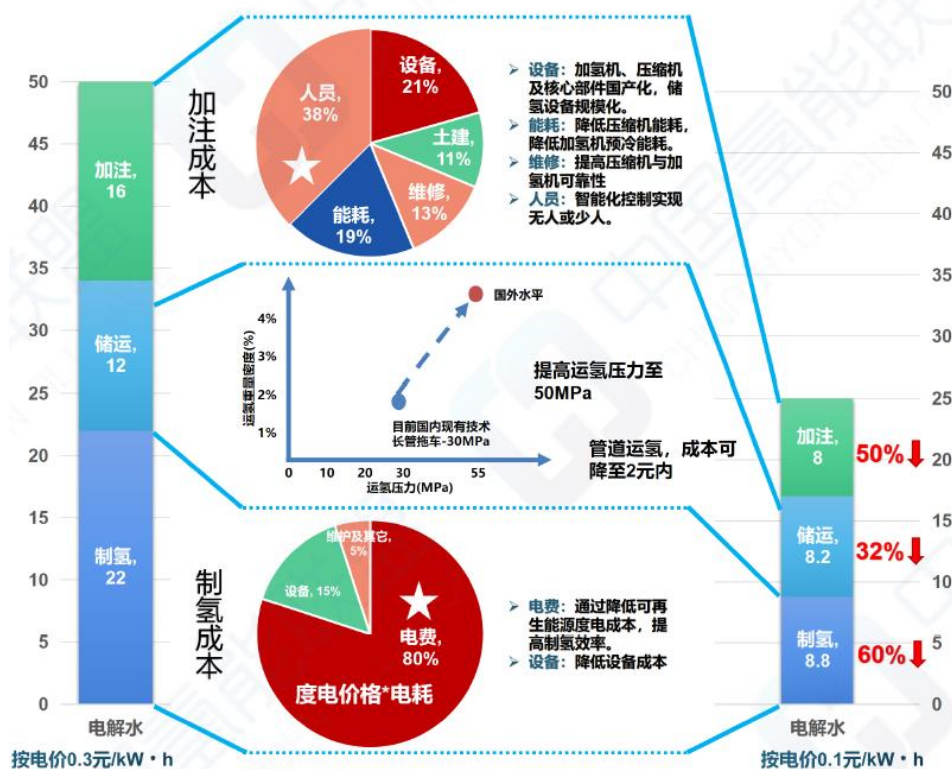
加氢站建设提速，国产化将降低建设成本

- **加氢站建设迎来提速。**加氢站作为向氢能燃料电池汽车提供氢气的基础设施，是燃料电池汽车产业中十分关键的、不可或缺的重要环节。根据高工氢电，氢能及燃料电池在中央和各地政府的大力推广之下，国内加氢站建设需求量激增，其建设进程随着中石化、中石油等能源央企的入局持续加速，国内加氢站数量明显增加，2021 年国内已建成加氢站 218 座（2019 年底仅 61 座），在过去的一年内增长了近 100 座，但仍与加油站的数量有巨大差距。国内加氢站主要集中在东部沿海等氢燃料电池汽车产业发展较为领先的省市，如广东、上海等。
- **加氢站的主要设备过包括高压储氢装置、氢气压缩装置、氢气加注设备及站控系统等。**
 - **高压储氢装置**一般有两种储氢罐，分别是单个容积 600-1500L 的无缝锻造压力气瓶和单个容积 45-80L 的小容积气瓶。
 - **氢气压缩装置**主要是依靠金属膜片在气缸中往复运动来压缩和输送气体的隔膜式压缩机，是加氢站的核心装备，核心部件如压缩机机头、膜片尚以来进口，国内主要通过采购国外企业机头在国内进行系统集成，国产化率约 30%，进口依赖度较高。
 - **氢气加注设备**与天然气加注设备的原理相似，但是由于加注压力达到 30MPa 甚至 70MPa，对设备承压能力和安全性有很高的要求。核心部件如加氢枪、调压阀、截止阀、流量计、氢气检测器、传感器等国内已有相关产品，但一致性和耐久性尚需要持续验证，仍以进口部件为主，设备成本居高不下。（中国氢能联盟 《中国氢能及燃料电池产业手册》）
- **国内加氢站建设与开发起步相对较晚，技术相对不够完善，核心设备仍然依赖进口，造成加氢站建设成本较高，**在国内建设一座加氢能力大于 200 千克的加氢站需要 1000-2000 万元，在较高的补贴力度下，建设成

本仍然是加氢站规模化发展的最大障碍。从加氢站建设的主体来看，随着氢能行业发展逐渐加快，建设参与主体呈现多样化发展，氢能产业各个环节的企业都有参与加氢站建设的案例，包括上游的能源、化工和气体公司以及专业的加氢站建设运营商和设备供应商，中游的燃料电池电堆和系统企业，下游的整车企业和车辆运营企业等。大型的能源化工企业布局较早，凭借资深资源优势，加氢站建设进程明显快于其他参与者。

- 整体来看，在度电成本 0.3 元的情况下，制、储运、加环节的成本分别为 22 元/千克、12 元/千克，16 元/千克，综合各个环节，国内当前氢气的应用成本在 50 元/千克左右，距离与燃油持平的 35 元/千克仍有较大距离，当前要达到这一价格主要依赖各地的补贴。未来规模化发展后，各环节效率明显提升，成本大幅降低，度电成本 0.1 元的情况下，综合成本将有望下降至 25 元/千克左右，制氢环节成本下降最为明显。

图表 22: 氢能全口径成本 (元/千克)



来源:《中国氢能及燃料电池产业手册》、中泰证券研究所

相关标的

- 氢能的生产供应主要涉及的环节包括**生产、储存和加注及加氢站**。
- 氢气的**生产环节**，当前参与者主要为焦炭、化工企业以及石化巨头，绿氢规模较小。
- **焦炭企业**中，美锦能源以焦炉煤气提纯氢气，具有年产 6.4 万吨氢气的的能力；中国旭阳集团依托焦炭规模优势和未来焦炭产能增长，持续提升氢气供应能力，预计到 2030 年氢气资源超过 130 亿立方每年。
- **化工企业**中，鸿达兴业通过氯碱化工尾气提纯氢气，同时规划建设 3 万吨液氢和 2 万吨高压气氢项目；金能科技通过丙烷脱氢每年可副产氢气 3.5 万吨；东华能源 180 万吨/年的 PDH 产能可以副产氢气 9 万吨；卫星化学当前副产氢气 14.2 万吨/年，到 2023 年将达到近 30 万吨/年。
- 而目前**绿氢**的规模较小，宝丰能源投资建设全球最大规模的太阳能电解水制氢储能及综合应用示范项目，主要包括新建 20,000Nm³/h 碱性电解槽电解水制氢装置及配套公辅设施，预计 2021 年底完工投产。此外中国石化和中国石油由于其规模体量优势，当前氢气产能分别达到 350 万吨和 260 万吨以上，并开始发展绿氢项目，如中国石化投资 30 亿元在新疆库车建设绿氢示范项目，利用光伏发电制氢，将新建装机容量 300 兆瓦、年均发电量 6.18 亿千瓦时的光伏电站，年产氢气 2 万吨的电解水制氢厂，储氢规模约 21 万标立方的储氢球罐，输氢能力每小时 2.8 万标立方的输氢管线及配套输变电等设施，这是国内首次规模化利用光伏发电直接制氢的项目。

图表 23: 制氢相关标的

公司	相关业务
美锦能源	公司采用焦炉煤气制氢，具备6.4万吨/年氢气生产能力。
鸿达兴业	公司目前拥有100万吨氯碱产能，副产氢气可达2.5万吨/年；公司计划“年产5万吨氢能项目”，包括3万吨液氢和2万吨高压气氢。
华昌化工	公司二期项目可生产合成气（氢气、一氧化碳）110000立方/小时，每年可生产氢气达20万吨。
金能科技	公司丙烷脱氢每年可副产氢气3.5万吨；公司建设90万吨/年丙烷脱氢与8x6万吨/年绿色炭黑循环利用项目、6.5亿立方/年清洁能源项目，公司现运营焦化规模1210万吨/年，预计2025年达到3000万吨/年，2030年达到6000万吨/年；与之相对应，旭阳集团现有氢资源26.6亿方/年，预计2025年氢资源超过65亿方/年，2030年氢资源超过130亿方/年。
中国旭阳集团	公司投资建设全球最大规模的太阳能电解水制氢储能及综合应用示范项目，主要包括新建20,000Nm ³ /h碱性电解槽电解水制氢装置及配套公辅设施，预计2021年底完工投产。
宝丰能源	公司目前拥有PDH产能180万吨/年，副产9万吨氢气。
东华能源	公司目前拥有PDH产能180万吨/年，副产9万吨氢气。
中国石化	公司氢气年产能力超350万吨。
中国石油	公司氢气年产能力超260万吨。
卫星化学	公司PDH装置副产氢气约7.2万吨/年，连云港石化副产氢气约7万吨/年，预计到2023年公司氢气产量将达到近30万吨/年。
滨化股份	目前公司副产氢气1.8万吨/年。
和远气体	与兴发集团合作建有2000方/小时离子膜烧碱提取高纯氢气项目，同时在建的氢气项目最大产能为4万方/小时。
东岳集团	子公司东岳未来氢能150万平米质子交换膜一期工程2020年11月投产，可用于电解水制氢、氢燃料电池。

来源：投资者互动平台、公司公告、中泰证券研究所

- **加氢站运营环节**，各类主体均有一定参与，未来中国石化等巨头由于其资金优势和油气站规模优势，在加氢站建设和运营方面具有优势。美锦能源有 8 座控股的在运加氢站，并在十四五期间规划建设 100 座；雪人股份计划在重庆市分期建设 35 座加氢站；雄韬股份有 3 座加氢站建成投运；鸿达兴业有 3 座投运加氢站；中国石化 2021 年预计建成 100 座加氢站，十四五期间规划建设 1000 座；中国石油的福田加氢站和太子城服务区加氢站已经投入运营，北京、张家口新建的加氢站于 2021 年

底建成，为冬奥会保供高纯氢助力。

图表 24: 加氢站运营相关标的

公司	相关业务
美锦能源	旗下已投运8座加氢站，并在计划在“十四五”期间规划建设100座加氢站。
雪人股份	公司在福州市长乐区建设一座固定式加氢站，计划在重庆市分期建设35座加氢站。
雄韬股份	公司参与建设的投运加氢站3座（大同、武汉、阳泉）。
鸿达兴业	目前公司已备案建设8座加氢站，其中3座已经投入运营。
中国石化	“十四五”期间将规划建设1000座加氢站，预计2021年新建加氢站100座。
中国石油	福田加氢站和太子城服务区加氢站已经投入运营，北京、张家口新建的加氢站于2021年底建成，为冬奥会保供高纯氢助力。

来源：投资者互动平台、公司公告、中泰证券研究所

- **加氢设备环节**，国内技术储备相对不足，厚普股份在加氢站领域具有覆盖整个产业链的综合能力，具有液氢加注技术，研发低压固态储氢装备，自主研发的70兆帕加氢枪打破国际垄断；雪人股份已经有氢燃料电池空压机、氢气循环泵、氢气压缩与氢气液化等产品；深冷股份已拥有氢液化、氢储运及加注等前端技术储备，并已注册氢液化装置相关专利。

图表 25: 加氢设备相关标的

公司	相关业务
厚普股份	公司在加氢站领域具有覆盖整个产业链的综合能力，具有液氢加注技术，研发低压固态储氢装备，自主研发的70兆帕加氢枪打破国际垄断。
雪人股份	公司具备加氢站核心设备制造能力，目前已有氢燃料电池系统、氢燃料电池空压机、氢气循环泵、氢气压缩与氢气液化等产品。
富瑞特装	公司从事加氢站的氢阀研发与设计，主要产品包括：35MPa加氢站用阀门设计优化、70/100MPa加氢站用阀门及液氢阀门设计开发
深冷股份	公司已拥有氢液化、氢储运及加注等前端技术储备，并已注册氢液化装置相关专利。

来源：投资者互动平台、公司公告、中泰证券研究所

- **储氢环节**，国内以高压储氢瓶为主，技术仍在追赶国外。京城股份下属的天海工业公司推出具有完全自主知识产权的新一代车载IV型储氢瓶，完成了20-70兆帕多种规格IV型储氢瓶产品设计和试制，各项指标均达到或超过国内团体标准及ISO国际标准要求，攻克了多项核心技术；亚普股份自主研发的III型35MPa车载储氢系统正与相关方深度合作，产品将搭载成渝氢走廊项目进行示范运行；公司自主研发的IV型70MPa小容积车载储氢瓶正在搭载整车台架进行相关性能验证；中材科技具有1-2万只35兆帕高压储氢瓶的产能；杭氧股份依托主业基础，发展氢能，拥有一氧化碳/氢分离、氢膨胀机、液氢阀门等多种产品，并在氢提纯、液化及存储等方面拥有技术储备；开尔新材参股公司舜华新能源（持股6.62%）自主研发的车用氢气瓶组合阀（型号：QKF-A）正式通过了德国交通部（KBA）EC79/EU406认证，并获得了型式批准证书，这也是全球首个获得德国交通部（KBA）认证车用氢气瓶组合阀。

图表 26: 储氢相关标的

公司	相关业务
京城股份	下属的天海工业公司推出具有完全自主知识产权的新一代车载IV型储氢瓶，完成了20-70兆帕多种规格IV型储氢瓶产品设计和试制，各项指标均达到或超过国内团体标准及ISO国际标准要求，攻克了多项核心技术。
亚普股份	公司自主研发的III型35MPa车载储氢系统正与相关方深度合作，产品将搭载成渝氢走廊项目进行示范运行;公司自主研发的IV型70MPa小容积车载储氢瓶正在搭载整车台架进行相关性验证。
中集安瑞科	公司通过旗下附属公司中集氢能科技与Hexagon Purus公司达成合营协议，成立高压储氢瓶合营公司和供气系统合营公司
中材科技	公司现具备1-2万只35Mpa高压储氢瓶产能。
杭氧股份	公司成立有氢产业发展团队，拥有一氧化碳/氢分离、氢膨胀机、液氢阀门等多种产品，并在氢提纯、液化及存储等方面拥有技术储备。
开尔新材	参股公司舜华新能源（6.62%）自主研发的车用氢气瓶组合阀（型号：QKF-A）正式通过了德国交通部（KBA）EC79/EU406认证，并获得了型式批准证书，这也是全球首个获得德国交通部（KBA）认证车用氢气瓶组合阀。

来源：投资者互动平台、公司公告、中泰证券研究所

风险提示

- **（1）技术突破速度不及预期风险。**若关键环节的技术迭代和突破速度不及预期，可能会使行业整体成本下降速度放缓，影响行业规模扩张。
- **（2）政策补贴力度下降风险。**若政策在各环节的补贴力度下降，可能会影响行业整体的推广速度。
- **（3）研究报告使用的公开资料可能存在信息滞后或更新不及时的风险。**

投资评级说明:

	评级	说明
股票评级	买入	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 15%以上
	增持	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 5%~15%之间
	持有	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 -10%~+5%之间
	减持	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数跌幅在 10%以上
行业评级	增持	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数涨幅在 10%以上
	中性	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数涨幅在 -10%~+10%之间
	减持	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数跌幅在 10%以上

备注: 评级标准为报告发布日后的 6~12 个月内公司股价 (或行业指数) 相对同期基准指数的相对市场表现。其中 A 股市场以沪深 300 指数为基准; 新三板市场以三板成指 (针对协议转让标的) 或三板做市指数 (针对做市转让标的) 为基准; 香港市场以摩根士丹利中国指数为基准, 美股市场以标普 500 指数或纳斯达克综合指数为基准 (另有说明的除外)。

重要声明:

中泰证券股份有限公司 (以下简称“本公司”) 具有中国证券监督管理委员会许可的证券投资咨询业务资格。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料, 反映了作者的研究观点, 力求独立、客观和公正, 结论不受任何第三方的授意或影响。但本公司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, 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, 可能会随时调整。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改, 投资者应当自行关注相应的更新或修改。本报告所载的资料、工具、意见、信息及推测只提供给客户作参考之用, 不构成任何投资、法律、会计或税务的最终操作建议, 本公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户, 不构成客户私人咨询建议。

市场有风险, 投资需谨慎。在任何情况下, 本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

投资者应注意, 在法律允许的情况下, 本公司及其本公司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投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。本公司及其本公司的关联机构或个人可能在本报告公开发布之前已经使用或了解其中的信息。

本报告版权归“中泰证券股份有限公司”所有。未经事先本公司书面授权, 任何人不得对本报告进行任何形式的发布、复制。如引用、刊发, 需注明出处为“中泰证券研究所”, 且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。