



2023 年深度行业分析研究报告



目 录

一、 制氢：技术路径多元化，低碳与降本是关键	7
（一）化石燃料制氢：规模化、低成本人工制氢的最佳途径	8
（二）工业副产氢：回收利用工业副产气，为氢能产业发展初期提供低成本、分布式氢源	12
（三）电解水制氢：最理想的制氢路线，大规模商业化应用正在推广中	14
（四）高温分解制氢：以甲醇裂解制氢为主，适合中小规模制氢.....	19
（五）其他制氢方式：技术成熟度和经济性制约其发展	20
二、 储氢：氢能大规模推广应用的前提	21
（一）高压气态储氢：目前最成熟、最常用的储氢技术	22
（二）低温液态储氢：成本较高，主要应用于航空航天方面	23
（三）固体储氢：全国首个固态储氢项目已并网发电，实现“绿电”与“绿氢”灵活转换.....	24
（四）有机液体储氢：开发新型有机储氢介质是重点，目前处于研发阶段.....	25
三、 运氢：从生产到使用的过渡步骤	26
（一）高压气氢运输：目前最为主流的运氢方式	26
（二）液氢运输：国外技术较为成熟，国内尚未商业化使用	28
（三）管道输氢：前期投资大，适用于远距离、大规模输氢	29
四、 加氢：氢能落地民用的最后一环	31
（一）加氢站种类众多，各具特色	32
（二）我国加氢站建设起步较慢，核心设备落后于欧美发达国家.....	33
（三）加氢站受到国家政策的大力支持，各地补贴标准相继落地.....	34
（四）目前加氢站成本较高，但具有广阔的降本空间	35
五、 用氢：应用场景包括交通、工业、电力和建筑四大领域	36
（一）交通：我国氢燃料电池汽车产业正处在商业化初期阶段	37
（二）工业：氢能助力钢铁企业实现产业结构和能源结构双赢局面。	39
（三）电力：氢储能有望成为电网的“稳定器”.....	39
（四）建筑：“天然气掺氢”+“热电联供”助力建筑供热领域碳减排	41
六、 氢能各环节重点公司梳理	42
（一）制氢：目前以碱性电解制氢技术为主，碱性电解制氢装备公司超 30 家....	42
（二）储氢：多家公司掌握 IV 型瓶生产技术	47
（三）加氢：行业内公司多从压缩机切入加氢领域	48
（四）氢燃料电池：亿华通以燃料电池起家，雄韬股份从蓄电池切入.....	50

图表目录

图表 1 制氢方法主要有化石燃料制氢、高温分解制氢、含氢尾气副产氢回收和电解水制氢.....	7
图表 2 世界能源理事会将氢气按市场来源分成“灰氢”、“蓝氢”、“绿氢”三类，碳排放量由高到低.....	7
图表 3 2021 年全球主要制氢来源是天然气.....	8
图表 4 2020 年煤制氢为我国最主要的制氢方式，占比达到 62%。.....	8
图表 5 煤气化制氢包括煤造气、净化、压缩、变换、干燥、变压吸附等过程.....	8
图表 6 煤气化制氢可以分为固定床气化、流化床气化和气流床气化三类.....	9
图表 7 煤炭价格为 950 元/t 时，煤制氢成本为 1.11 元/Nm ³ 或 12.46 元/Kg.....	10
图表 8 煤气化制氢成本敏感性测算.....	10
图表 9 天然气水蒸气转化制氢包括加氢脱硫、蒸汽转化、中温变换、PSA 提氢等过程.....	11
图表 10 天然气价格为 2.87 元/m ³ ，天然气制氢成本为 2.19 元/m ³ 或 24.63 元/kg.....	11
图表 11 天然气制氢成本敏感性测算.....	12
图表 12 各种工业副产氢来源及组成成分.....	12
图表 13 氯碱副产氢主要包括除氯、压缩、脱氧干燥和变压吸附 4 个工序.....	13
图表 14 焦炉煤气压缩净化后采用变压吸附法直接分离提纯氢气，是纯物理变化.....	13
图表 15 产氢量 10000m ³ /h 的焦炉煤气制氢装置的制氢成本约为 1.39 元/Nm ³ 或 15.57 元/Kg.....	14
图表 16 目前电解水制氢的电解池主要有碱性电解池(ALK)、质子交换膜电解池(PEM)和固体氧化物电解池(SOE) 三种.....	14
图表 17 风电制氢系统由发电机组、电解水装置、储氢装置、燃料电池、电网等组成.....	15
图表 18 光伏发电制氢系统有间接连接和直接连接两种形式，目前国际上大多采用间接连接的方式.....	16
图表 19 可再生能源电解水制氢技术各具优势.....	16
图表 20 以产氢量 1000 Nm ³ /h 的电解水制氢装置为例，每年运行 2000 小时下，ALK、PEM 电解水制氢成本分别为 3.29、4.66 元/ Nm ³ 或 36.99、52.31 元/Kg.....	17
图表 21 ALK 制氢经济性主要受制于电费成本.....	18
图表 22 PEM 制氢经济性主要受制于电解槽和电费成本.....	18
图表 23 当电解槽成本与电价同时变化时，碱性制氢成本敏感性测算.....	18
图表 24 甲醇裂解制氢装置通过甲醇和水在催化剂床层上发生分解、转化制取氢气..	19
图表 25 产氢量 2000 Nm ³ /h 的甲醇裂解制氢装置制氢单位成本分别为 2.50 元/ Nm ³ 或 28.06 元/Kg。.....	19
图表 26 生物制氢具体流程一般包括原料的预处理、气化制氢、气体净化等.....	20
图表 27 每千克生物质产氢气吸附后可得 0.54Nm ³ 氢气，即 0.048kg.....	20

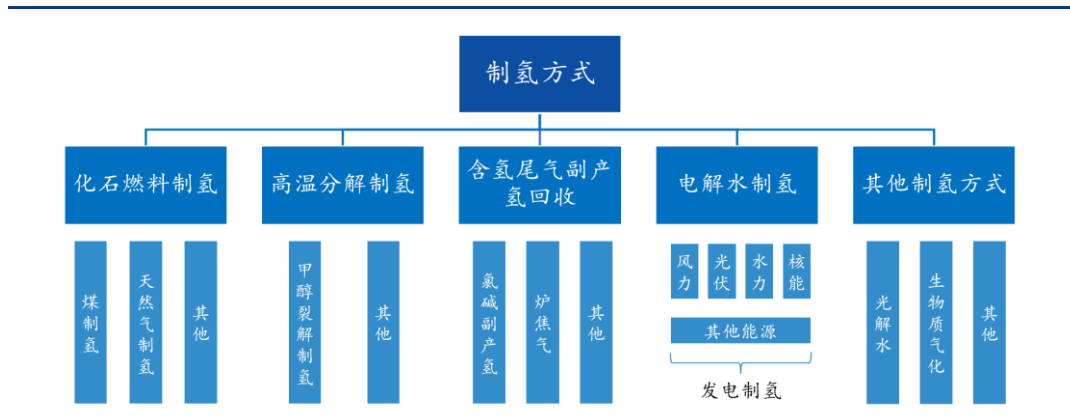
图表 28	每使用 1Kg 生物质制氢的成本为 1.23 元	21
图表 29	从成本看，短期内化石燃料制氢的成本优势仍会在大多数地区继续存在.....	21
图表 30	氢气爆炸极限广，在储存过程中需要考虑安全性问题	21
图表 31	常见的氢气储存方式包括高压气态储氢、低温液态储氢、固体储氢、有机物液体储氢等.....	22
图表 32	四种类型的高压气态储氢容器各具特点，满足不同应用场景的需求.....	23
图表 33	液氢储罐根据其使用形式可分为固定式、移动式、罐式集装箱三种类型.....	24
图表 34	固体储氢材料在储放氢温度，可逆性和循环寿命等方面显出了比较好的市场前景，但各有缺点制约其大范围应用	24
图表 35	金属氢化物储氢罐具有多种结构	25
图表 36	不同有机液体储氢材料具有不同的物理性质，储氢量也各不相同.....	26
图表 37	不同运氢方式的技术成熟程度、应用场景以及使用成本各不相同，各有其特定的优缺点.....	26
图表 38	高压气氢运输流程包括经压缩机压缩、装气柱、卸气柱，经减压并入氢气管网等.....	27
图表 39	20Mpa 长管拖车运氢成本在运输距离为 100km 时为 6.65 元/kg，50MPa 的长管拖车在运输距离为 100km 时为 3.19 元/kg.....	27
图表 40	考虑液氢的蒸发损耗后，其运输成本在运输距离为 100km 时为 24.05 元/kg	29
图表 41	据研究测算，在快速发展情境下，2050 年全世界长距离输送管道需求量可达 435000km.....	29
图表 42	我国氢气管道总里程数与国外有较大差距，大规模的氢气管道运输目前在我国仍未形成.....	30
图表 43	相较于天然气管道，目前氢气管道的建设量仍然较少，管道直径和设计压力也均小于天然气管道.....	30
图表 44	研究表明如果将掺混入天然气的氢气含量控制在 15%~20%以内，可以直接利用现有天然气管道输送，意大利、英国等已有类似示范项目	31
图表 45	据测算，对于长度 25km、年输送能力 10.04 万吨的氢气管道来说，运氢价格为 0.80 元/kg.....	31
图表 46	加氢站通常将长管拖车、运氢管道等加氢站外供氢和加氢站内自制供氢等不同储运方式的氢气，通过压缩机、储罐等装置处理后输入加氢机	32
图表 47	加氢站按照不同分类方式可以分成不同种类	32
图表 48	从建设方式看，加氢站可分为固定式、撬装式和移动式	33
图表 49	截至 2022 年底，日本拥有 165 座加氢站位居全球第一，中国以 138 座加氢站拥有量位居全球第三.....	33
图表 50	截至 2022 年底，广东省在运加氢站数量达 25 座，山东以 20 座排在第二位	33
图表 51	国内加氢站核心设备研发尚处于起步阶段，加注压力低于欧美发达国家，压缩机等关键设备未实现国产化，仍依赖进口	34
图表 52	2030 年中国加氢站预计达到 5000 座	34
图表 53	顶层文件落地后，各地出台一系列补贴标准（不完全统计）	35

图表 54	压缩机占加氢站总成本的 32%，其次是土建施工费，占 16%左右	35
图表 55	若加氢站规模为 500kg/d，在加氢站环节增加的氢气成本为 10.85 元/kg	36
图表 56	研究表明氢气压缩机生产规模从 10 台/年增加到 500 台/年时，制造成本下降幅度超过 80%（单位：美元/个）	36
图表 57	当电站年平均利用率为电站容量的 80%时，1000kg/d 大型加氢站的氢气成本相较于 200kg/d 的加氢站下降 37%（单位：\$/Kg_H2）	36
图表 58	预计到 2050 年工业领域用氢在下游占比最大，达到 57%	37
图表 59	氢燃料电池为上游核心部件	37
图表 60	氢燃料电池系统中关键零部件是电堆与空压机	38
图表 61	示范城市群预计于 2025 年实现 3.3 万辆燃料电池汽车保有量，京津冀示范城市群 2022 年完成其总目标的 22.58%，居五大城市群之首	38
图表 62	2022 年，燃料电池汽车产销量同比分别增长 104.05%和 112.30%	39
图表 63	与传统碳冶金相比，氢冶金工艺流程短	39
图表 64	以张家口 200MW/800MWh 氢储能发电工程项目为例，其度电成本为 0.75 元/kWh 左右	40
图表 65	项目规模越大，土地、建设以及核心设备的摊销成本越低，氢储能发电的度电成本越低，目前其成本区间在 0.75-2.19 元/KWh	41
图表 66	2022 年国内外碱性电解制槽主要公司（不完全统计）	42
图表 67	派瑞氢能产品以碱性电解水制氢设备为主，同时也掌握 PEM 制氢技术	43
图表 68	苏州竞立深耕于水电解制氢设备二十余年，主要布局于大型制氢设备和微型制氢设备	43
图表 69	隆基氢能于 2023 年 2 月面向全球发布全新一代碱性电解水制氢设备 ALK Hi1 系列产品	44
图表 70	天津大陆电解水制氢设备包括 FDQ 系列、纯水制氢设备、气体纯化设备等	44
图表 71	阳光电源可再生能源制氢系统主要产品有制氢电源、制氢装置和智慧氢能管理系统	45
图表 72	昇辉科技联手国鸿氢能与飞驰汽车，加速布局氢能产业	45
图表 73	华电重工于 2020 年涉足氢能事业，2022 年 7 月发布 1200Nm ³ /h 碱性电解槽产品	46
图表 74	亿利洁能发挥风光土地资源的优势，构建风光氢储新材料一体化产业链体系	46
图表 75	富瑞特装氢能试验中心计划 2023 年投入运营，主要业务为燃料电池相关部件测试	47
图表 76	厚普股份在加注领域拥有完整产品系列	48
图表 77	石化机械重点研制压缩机，覆盖加氢站和供氢中心	49
图表 78	亿华通是首家以氢燃料电池系统为主业的上市公司	50
图表 79	雄韬集团在制氢、膜电极、燃料电池电堆、发动机、整车运营等产业链关键环节实现卡位布局	51
图表 80	氢能产业链各环节重点关注企业（包括但不限于）	51

一、制氢：技术路径多元化，低碳与降本是关键

当前化石能源制氢处于主流地位，具有低成本的优势，但较高的碳排放阻碍其可持续发展，利用可再生能源电解水制氢则被认为是未来的发展方向。目前传统的氢气制取方法主要分为以下几类：1) 化石燃料制氢：主要包括煤制氢、天然气重整制氢等，该技术目前相对成熟，已经进行工业生产。2) 含氢尾气副产氢回收：主要包括氯碱工业、焦炉气、合成氨等。3) 高温分解制氢：主要包括甲醇裂解制氢等。4) 电解水制氢：利用新能源电能来制氢，可以实现碳的零排放，电力来源包括太阳能、风能、水能、核能等。5) 其他方式制氢：主要包括光解水制氢、生物质气化等。

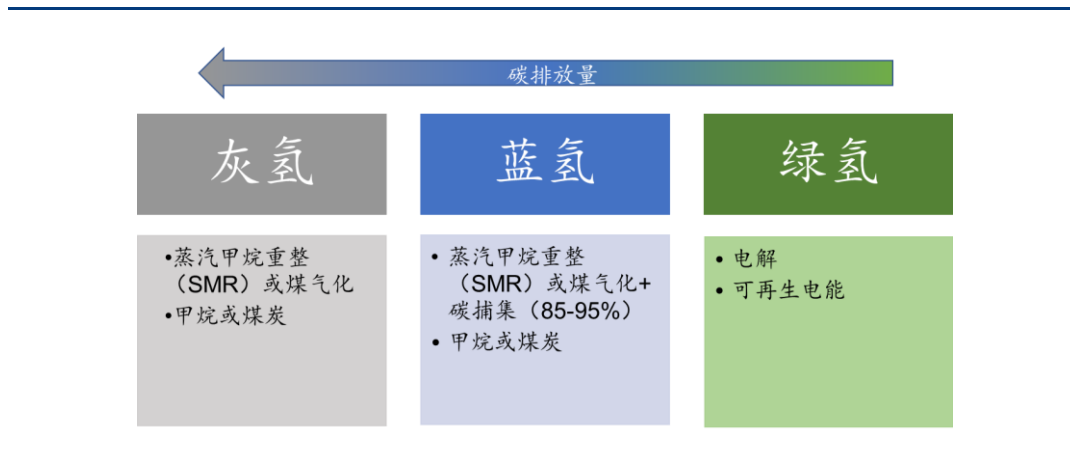
图表 1 制氢方法主要有化石燃料制氢、高温分解制氢、含氢尾气副产氢回收和电解水制氢



资料来源：李建林,李光辉,马速良等《碳中和目标下制氢关键技术进展及发展前景综述》，华创证券

世界能源理事会将氢气按市场来源分成“灰氢”、“蓝氢”、“绿氢”三类。“灰氢”是指由煤等化石燃料制取的氢气，制造过程排放大量二氧化碳，并且难以实现较为经济的碳捕捉、利用和封存。“蓝氢”是指使用碳捕集和封存（CCS）技术脱碳的灰氢，可以由天然气等化石燃料制得。“绿氢”是指使用新能源电力或核能制取的氢气，是最适合实现可持续能源转型的一种氢能。2019 氢能产业发展创新峰会上，工信部原部长李毅中指出：“灰氢不可取，蓝氢可以用，废氢再利用，绿氢是方向。”

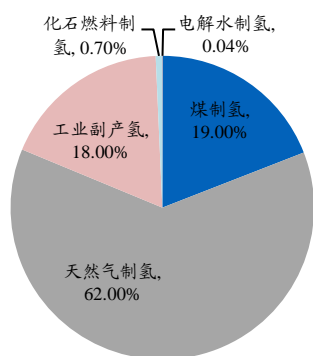
图表 2 世界能源理事会将氢气按市场来源分成“灰氢”、“蓝氢”、“绿氢”三类，碳排放量由高到低



资料来源：IRENA，中国氢能联盟，华创证券

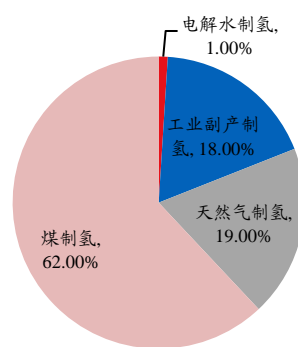
从氢气制取方式的占比情况看，全球氢气制取方式以天然气 SMR 为主，而我国以煤气化制氢为主。2020 年，全球 59% 的氢气来源于蒸汽甲烷重整，其次 21% 的氢气来源于工业副产品，电解水制氢只占 0.03%。对于我国来说，煤制氢仍为最主要的制氢方式，占比达到 62%，其次是天然气制氢和工业副产氢，占比分别为 19% 和 18%，占比最小的同样为电解水制氢。我国氢气来源结构相比于全球的差异可能与国内能源结构有关，由于我国煤资源相对于天然气更为丰富，所以煤制氢相比于天然气制氢成本更低，在大规模制取时具有优势。

图表 3 2021 年全球主要制氢来源是天然气



资料来源：IEA，华创证券

图表 4 2020 年煤制氢为我国最主要的制氢方式，占比达到 62%。

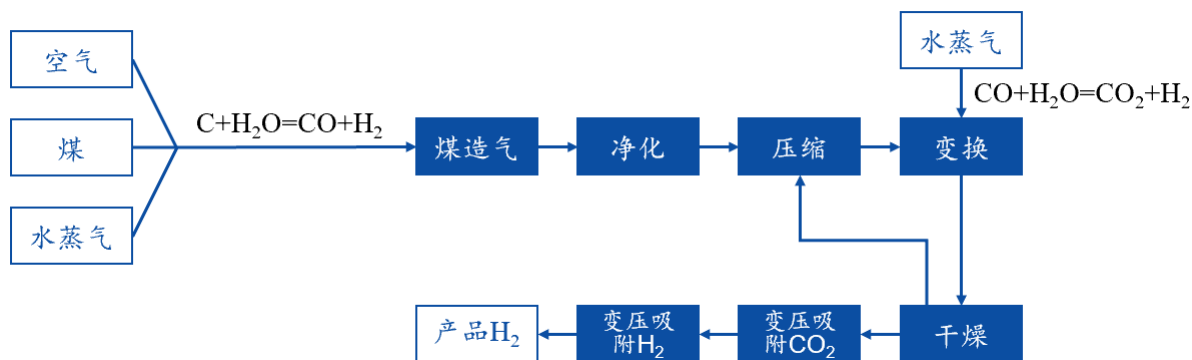


资料来源：中国煤炭工业协会，前瞻产业研究院，华创证券

（一）化石燃料制氢：规模化、低成本人工制氢的最佳途径

煤气化制氢是工业大规模制氢的首选方式之一，具有工艺成熟、成本低等优点。煤气化制氢具体工艺过程是煤炭经过高温气化生成合成气（ H_2+CO ）、 CO 与水蒸气经变换转变为 H_2 和 CO_2 、脱除酸性气体（ CO_2+SO_2 ）、氢气提纯等工艺环节，可以得到不同纯度的氢气。近几年，煤制氢技术凭借原材料成本低、装置规模大的优势在全世界范围内发展迅速，煤制油和煤制烯烃等煤化工行业的迅速发展也使煤气化技术获得了更大发展空间，尤其是在富煤贫油少气的我国。随着石油价格上涨，石油加工所需氢气逐步转由煤制氢供给，这将推动煤制氢规模的进一步扩大。

图表 5 煤气化制氢包括煤造气、净化、压缩、变换、干燥、变压吸附等过程



资料来源：黄格省,李锦山,魏寿祥等《化石原料制氢技术发展现状与经济性分析》，华创证券

煤制氢方法的技术设备结构复杂，运转周期相对较短，并且产氢效率偏低、二氧化碳的排放量较大，与可持续、低碳发展的目标相悖。目前，世界范围内已经实现产业化应用

的煤气化技术有十几种，根据气化炉的操作状态和流体力学状态的不同可以分为固定床气化、流化床气化和气流床气化三类。在更强调低碳清洁的环境下，能否低成本并有效减少碳排放是决定煤制氢技术发展前景的关键因素。因此，低成本的碳捕获、利用与封存（CCUS）技术的缺乏限制着煤气化制氢的低碳化发展。目前气流床气化技术被广泛应用及推广。

图表 6 煤气化制氢可以分为固定床气化、流化床气化和气流床气化三类

床型	气化技术	适用煤料	压力/Mpa	温度/°C	单炉产气量/ (Nm ³ /h)	CO ₂ 排放量/ (kgCO ₂ / kgH ₂)	制氢成本/(元 /kg)
固定床	常压间歇气化技术	无烟块煤	常压	1000~1800	7000~13000	22~32	10~18
	连续加压气化技术	褐煤、长焰煤、烟煤、半无烟煤	加压 (0.1~4.0)	1000~1800	36000~70000	22~32	10~18
流化床	常压气化技术	长焰煤、烟煤	常压	960~980	35000~45000	18~38	10~15
	加压气化技术	长焰煤、烟煤	加压 (0.1~1.0)	960~980	35000~45000	18~38	10~15
气流床	水煤浆加压气化技术	褐煤、长焰煤、烟煤	加压 (3.0~8.7)	1200~1700	100000~200000	26~38	8~12
	粉煤加压气化技术	褐煤、长焰煤、烟煤	加压 (3.0~8.7)	1200~1700	100000~200000	26~38	8~12

资料来源：中国汽车工程学会《世界氢能与燃料电池汽车产业发展报告（2019）》，华创证券

我们测算，煤炭价格为 950 元/t 时，煤制氢成本为 1.11 元/Nm³ 或 12.46 元/Kg。测算依据如下：（1）假设制氢量为 23.4 吨/天，消耗原料煤 179 吨（根据中国工程院中国煤炭清洁高效可持续开发利用战略研究重大项目的数据）。（2）煤炭价格以山西产为基准，2022 年平均价格为 950 元/吨，电价采用北京市大工业用电在高峰及平段销售电价的平均值，为 0.77 元/kWh。外购氧气成本为 0.5 元/m³（3）煤制氢采用水煤浆技术，建设投资 2.5 亿元，折旧时间为 20 年，采用直线折旧法。修理费占总投资的 3%，财务费用占 5%，从成本构成看，对于煤制氢来说，原料煤炭成本占总成本的比例为 58.34%，氧气成本占 14.75%，电费成本占 6.55%。

图表 7 煤炭价格为 950 元/t 时，煤制氢成本为 1.11 元/Nm³ 或 12.46 元/Kg

		消耗量	单位	单价/元	成本/元	成本占比/%
原料	原料煤	179000	Kg	0.95	170050.00	58.34%
	氧气	86000	Nm ³	0.5	43000.00	14.75%
	盐酸	40.42	Kg	0.6	24.25	0.01%
	烧碱	208.33	Kg	2.5	520.83	0.18%
辅料	催化剂	0.02	m ³	200000	4000.00	1.37%
	絮凝剂	5.05	Kg	20	101.00	0.03%
	甲醇	110	Kg	2.3	253.00	0.09%
	燃料气	4148	Nm ³	3	12444.00	4.27%
	LPG	0.03	Kg	3.73	0.11	0.00%
	柴油	5.05	Kg	2	10.10	0.00%
	外购电	24779	KWh	0.77	19079.83	6.55%
	新鲜水	3000	Kg	0.00177	5.31	0.00%
	高压锅炉给水	221500	Kg	0.00177	392.06	0.13%
	中压锅炉给水	25300	Kg	0.00177	44.78	0.02%
	低压锅炉给水	49600	Kg	0.00177	87.79	0.03%
公用工程	折旧费用 (元/天)				34246.58	11.75%
	维修费用 (元/天)				1027.40	0.35%
	财务费用 (元/天)				1712.33	0.59%
	直接工资 (元/天)				4500.00	1.54%
总计 (元)					291499.36	100%
煤制氢单位成本 (元/Kg)					12.46	
煤制氢单位成本 (元/Nm ³)					1.11	

资料来源：程婉静,李俊杰,刘欢等《两种技术路线的煤制氢产业链生命周期成本分析》，华创证券测算

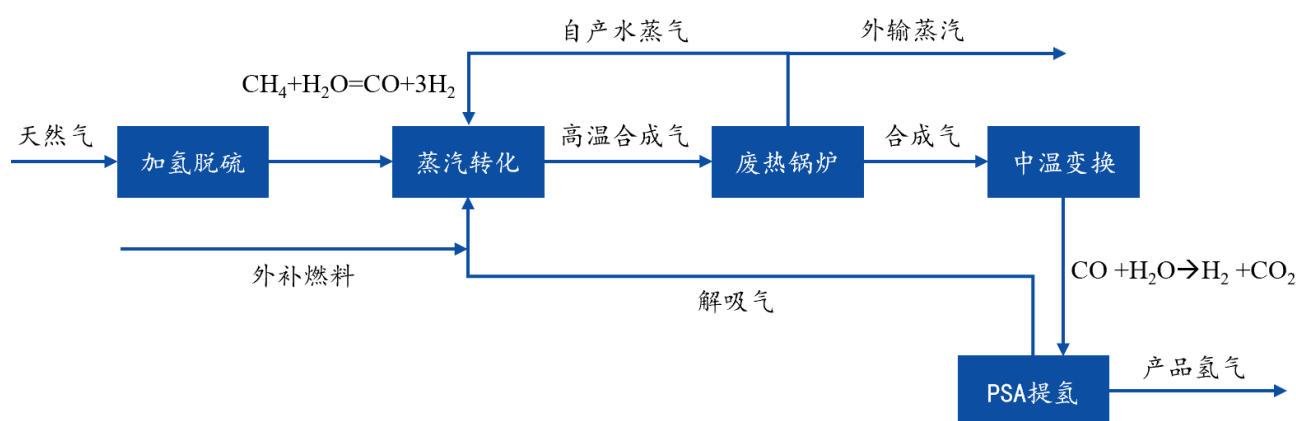
图表 8 煤气化制氢成本敏感性测算

煤气化制氢成本 (元/Nm ³)		煤价(元/吨)					
		500	600	700	800	900	1000
电价 (元/KWh)	0.8	0.81	0.87	0.94	1.01	1.08	1.15
	0.75	0.80	0.87	0.94	1.00	1.07	1.14
	0.7	0.80	0.86	0.93	1.00	1.07	1.14
	0.65	0.79	0.86	0.93	1.00	1.06	1.13
	0.6	0.79	0.85	0.92	0.99	1.06	1.13
	0.55	0.78	0.85	0.92	0.99	1.05	1.12
	0.5	0.78	0.84	0.91	0.98	1.05	1.12

资料来源：华创证券测算

相比于煤制氢，天然气制氢产量高，碳排放量低，是国外主要的制氢途径。工业上由天然气制氢的技术主要有蒸汽转化法、部分氧化法以及天然气催化裂解制氢，其中天然气蒸汽转化制氢是普遍采取的制氢路线。其主要流程为天然气预处理后与水蒸气高温重整制成合成气，经废热锅炉产生蒸汽回收热量，中温下合成气中的CO进一步通过水蒸气变换得到H₂和CO₂，变换气经换热冷凝除去水，再经过变压吸附（PSA）分离提纯得到氢气。由于我国天然气产量较低，所以天然气制氢成本高于美国、俄罗斯、中东等富产天然气的国家和地区。

图表 9 天然气水蒸气转化制氢包括加氢脱硫、蒸汽转化、中温变换、PSA 提氢等过程



资料来源：黄格省,李锦山,魏寿祥等《化石原料制氢技术发展现状与经济性分析》，华创证券

我们测算，当天然气价格为 2.87 元/m³，天然气制氢成本为 2.19 元/m³ 或 24.63 元/kg。核心根据常宏岗《天然气制氢技术及经济性分析》可知，天然气制氢工艺生产 1m³ 氢气需消耗：原料天然气 0.48 m³，燃料天然气 0.12 m³，锅炉给水 1.7Kg，电 0.2KWh。天然气价格采用北京市工城六区商业用气非采暖季价格，2.87 元/m³。对于天然气制氢来说，天然气价格是最主要的构成部分，占 62.84%，该比例远高于煤制氢中煤炭成本所占比重，其次是燃料气成本，占比为 15.71%，电费占 7.02%，因此，原料对天然气制氢的影响大于煤制氢。考虑到煤在我国能源结构中的比例高达 70% 左右，而天然气资源供给有限，主要依赖进口，而且含硫量较高，预处理工艺复杂，导致国内天然气制氢的经济性远低于国外。从这一角度分析，煤制氢在我国仍优于天然气制氢。

图表 10 天然气价格为 2.87 元/m³，天然气制氢成本为 2.19 元/m³ 或 24.63 元/kg

		消耗量	单位	单价/元	单位成本/元	成本占比/%
原料	原料天然气	0.48	m ³	2.87	1.38	62.84%
	燃料天然气	0.12	m ³	2.87	0.34	15.71%
辅料	锅炉给水	1.7	Kg	0.00177	0.00	0.14%
	电	0.2	KWh	0.77	0.15	7.02%
公用工程	折旧费用 (元/天)				0.10	4.56%
	维修费用 (元/天)				0.00	0.14%
	财务费用 (元/天)				0.01	0.23%
	直接工资 (元/天)				0.21	9.37%
制氢单位成本 (元/m ³)					2.19	100.00%

资料来源：常宏岗《天然气制氢技术及经济性分析》，华创证券测算

图表 11 天然气制氢成本敏感性测算

天然气制氢成本(元/N/m ³)		天然气价格(元/m ³)				
		2	2.5	3	3.5	4
电价(元/KWh)	0.8	1.68	1.98	2.28	2.58	2.88
	0.75	1.67	1.97	2.27	2.57	2.87
	0.7	1.66	1.96	2.26	2.56	2.86
	0.65	1.65	1.95	2.25	2.55	2.85
	0.6	1.64	1.94	2.24	2.54	2.84
	0.55	1.63	1.93	2.23	2.53	2.83

资料来源：华创证券测算

(二) 工业副产氢：回收利用工业副产气，为氢能产业发展初期提供低成本、分布式氢源

我国含氢工业尾气资源十分丰富，有氯碱副产氢、焦炉煤气制氢、炼厂重整制氢、轻烃裂解制氢（丙烷脱氢 PDH 和乙烷裂解）等多种途径。我国炼油、化工、焦化等主要工业副产气中大多含有 H₂，且部分副产气 H₂ 含量较高。工业副产气制氢相较于化石燃料制氢流程短，能耗低，且与工业生产结合紧密，配套公辅设施齐全，下游 H₂ 利用和储运设施较为完善，故工业副产气是目前较为理想的氢气来源。常见的工业副产氢方法有炼厂重整、丙烷脱氢、焦炉煤气及氯碱化工等生产过程产生的氢气。烧碱尾气通过电解饱和 NaCl 溶液制取，含氢量约为 97%；焦炉煤气经煤炭高温蒸馏后获得，含氢量约为 57%；丙烷脱氢副产气通过丙烷催化脱氢制取，含氢量为 80-92%；炼厂气以石脑油为原料制取，含氢量为 14-90%。

图表 12 各种工业副产氢来源及组成成分

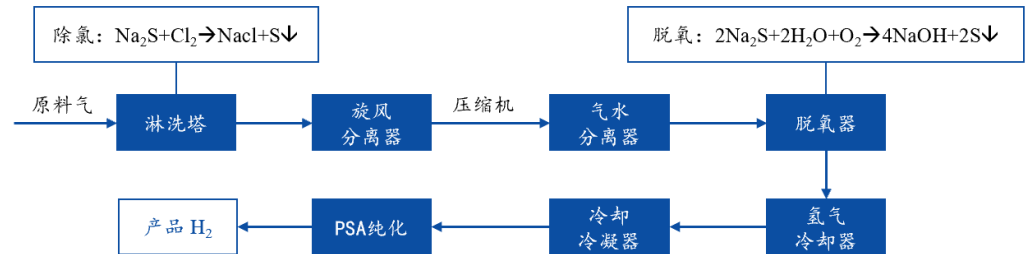
氢气来源	生产原理	原料消耗	含氢工业副产气组分表/%
氯碱化工	用电解饱和 NaCl 溶液的方法来制取 NaOH、氯气、氢气	生产 1t 烧碱可副产 270m ³ 氢气	H ₂ : 97, O ₂ : 1, N ₂ : 0.5
焦炉煤气	煤炭经高温蒸馏后，在产出焦炭和焦油产品的同时，得到主要成分为甲烷、氢气和一氧化碳等的可燃气体	通常生产 1t 焦炭可副产 425.6m ³ 焦炉气，1m ³ 的焦炉气可制取 0.44m ³ 的氢气	H ₂ : 57, CH ₄ : 25.5, CO: 6.5, C _n H _m : 2.5, CO ₂ : 2, N ₂ : 4
丙烷脱氢	丙烷催化脱氢生产丙烯，同时副产氢气	丙烯收率按 42% 计算，生产 1t 丙烯可副产氢气 54kg	H ₂ : 80-92, C ₂ H ₆ : 1-2, C ₃ H ₈ : 0.5-1, N ₂ : 1-2
炼厂催化重整	以石脑油为原料，生产高辛烷值汽油和“三苯”，同时副产氢气	1t 原料油可副产氢气 20~30kg	H ₂ : 14~90, CH ₄ : 3~25, C ₂₊ : 15~30

资料来源：黄格省,李锦山,魏寿祥等《化石原料制氢技术发展现状与经济性分析》，陈健,姬存民,卜令兵《碳中和背景下工业副产气制氢技术研究与应用》，华创证券

氯碱工业副产氢净化回收成本低，环保性较好，提纯后作为燃料电池车用燃料是一条较好的利用途径。以氯碱副产氢为原料时，氢中的主要杂质是氯、氯化氢、氧和氮等，具体制氢流程包括 4 个工序，即除氯工序、原料气压缩工序、脱氧干燥工序及变压吸附工序。来自电解工序的氢气经过淋洗塔，用硫化钠溶液喷淋洗涤，除去氢气中的氯气。除去氯气的含氢尾气通过旋风分离器除去夹带的水分，借助氢气压缩机加压至 0.8MPa，进入汽水分离器除水，再进入脱氧器进行脱氧反应，除去氢气中的氧气。由于脱氧过程中放出大量热量，故从脱氧器出来的气体先通过氢气冷却器冷却，再通过冷却冷凝器用冷冻水进一步冷却。冷却后的气体通过变压吸附除去氮气和少量杂质气，最后输出纯度在

99.99%以上的氢气。目前，氯碱工业副产氢被誉为最有可能提供大规模燃料电池用廉价氢源的重要途径。

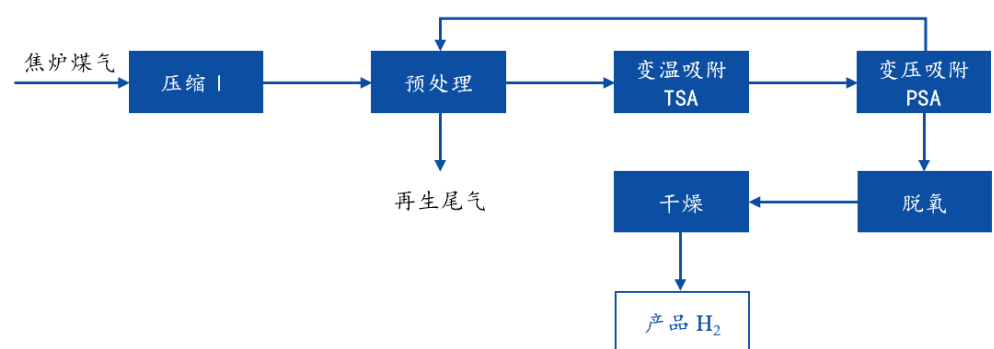
图表 13 氯碱副产氢主要包括除氯、压缩、脱氧干燥和变压吸附 4 个工序



资料来源：熊新国,徐秀杰《氯碱厂副产氢气的分离提纯方法》，华创证券

焦炉煤气约含 55% 氢气，主流制氢工艺是焦炉煤气压缩净化后采用变压吸附法直接分离提纯氢气。焦炉煤气是煤炼焦过程的副产品，初步净化后的焦炉煤气富含体积分数 55%-60% H₂、23%-27% CH₄、5%-8% CO、1.5%-3% CO₂、3%-5% N₂、0.3%-0.5% O₂、2%-3% C_nH_m 等常量组成，同时还含有大量杂质组份如焦油、苯、萘、氨、氯化氰、有机硫、无机硫等。变压吸附制氢工艺流程主要分为四个工序。第一阶段是压缩，将炼焦厂产生的焦炉煤气压缩，第二阶段是预处理与净化，焦炉煤气经过冷却进入预净化装置，预脱除有机物、H₂S、NH₃ 等杂质。再通过变温吸附（TSA）工艺进一步脱除易使吸附剂中毒的组分，如焦油、萘、硫化物。第三阶段是变压吸附（PSA），被认为是整个工艺的核心，用于除去氢气以外的绝大部分杂质组分。第四阶段是氢气精制，前一道工序获得的氢气一般含有少量氧气和水分，为了获得纯度达到 99.999% 的高纯氢还需要严格控制氧气含量。

图表 14 焦炉煤气压缩净化后采用变压吸附法直接分离提纯氢气，是纯物理变化



资料来源：李志强,王华,李孔斋《焦炉煤气制氢技术研究进展》，华创证券

我们测算，产氢量 10000m³/h 的焦炉煤气制氢装置的制氢成本约为 1.39 元/Nm³ 或 15.57 元/Kg。假设该制氢设备总投资 500 万元，折旧年限为 15 年，折旧方式为直线法。该装置 1h 可生产 10000 m³ 氢气，消耗 20850 m³ 焦炉煤气，耗电 3285kW·h，耗循环水 346t，在电费为 0.77 元/kWh、水费为 0.3 元/吨、焦炉煤气为 0.5 元/m³ 时，假设项目运行期间每年人工支出为 150 万元，修理费用占总投资的 3%，财务费用占 5%，设备一年运行 8000h。因此煤焦炉气制氢单位成本为 1.39 元/m³。从成本构成看，原料焦炉煤气占总成

本的比例为 75.25%，电费占 18.26%。

图表 15 产氢量 10000m³/h 的焦炉煤气制氢装置的制氢成本约为 1.39 元/Nm³ 或 15.57 元/Kg

		消耗量	单位	单价/元	成本/元	成本占比/%
原料	焦炉煤气	20850.71	m ³	0.5	10425.35	75.25%
辅料	电	3285.24	KWh	0.77	2529.63	18.26%
	循环水	346.12	t	0.3	103.84	0.75%
	除盐水	0.17	t	8	1.33	0.01%
	饱和蒸汽	1.29	t	150	193.91	1.40%
公用工程	折旧费用 (元/h)				416.67	3.01%
	维修费用 (元/h)				12.50	0.09%
	财务费用 (元/h)				20.83	0.15%
	直接工资 (元/h)				150.00	1.08%
焦炉煤气制氢单位成本 (元/m ³)					1.39	100.00%

资料来源：李海洋《焦炉煤气制氢气和天然气工艺及成本效益研究》，华创证券测算

（三）电解水制氢：最理想的制氢路线，大规模商业化应用正在推广中

目前电解水制氢技术主要有三种，其中碱性电解水制氢技术（ALK）最悠久，市场化最成熟，制氢成本最低；质子交换膜（PEM）电解水制氢技术较为成熟，能适应可再生能源波动性，是重要的研究方向；固体氧化物电解水制氢（SOE）技术是能耗最低、能量转换效率最高的电解水制氢技术，尚处于不断改进阶段。电解水制氢的基本原理是在电极两端施加足够大的电压时，水分子在阳极发生氧化反应产生氧气，在阴极发生还原反应产生氢气。该制氢技术设备简单、无污染，所得氢气纯度高，杂质含量少，但耗能大，成本较高。当前电解水制氢技术主要技术攻关在于如何降低电解过程中的能量损耗及提高能源的转换效率。研究表明最有效的方法是降低电极在反应过程中的过电位，其重点攻关领域主要在电极材料、催化剂及隔膜材料三大领域。

图表 16 目前电解水制氢的电解池主要有碱性电解池（ALK）、质子交换膜电解池（PEM）和固体氧化物电解池（SOE）三种

项目	碱性水电解技术	PEM 水电解技术	SOE 电解水技术
电解效率（%）	62~82	70~85	>90
产氢压力（kPa）	100~1000	100~7000	>10
电流密度（A/cm ² ）	0.2~0.4	0.2~2.0	0.1~1.0
产氢能耗（kWh/Nm ³ ）	4.2~5.9	4.2~5.6	>3.7
优点	简单，技术成熟，可靠性高，能在常温常压下运行	生命周期长，稳定性好、槽腐蚀性小，电解效率高，系统简化，装置结构紧凑，产氢纯度高	电解效率高，可达 90% 以上
缺点	制氢效率低，能耗大，存在渗碱环境污染问题	成本高，价格昂贵，膜电极组件上的电催化剂易被金属离子毒化	工作温度要求高，工作温度高达 600~1000℃，关键材料在高温下易老化

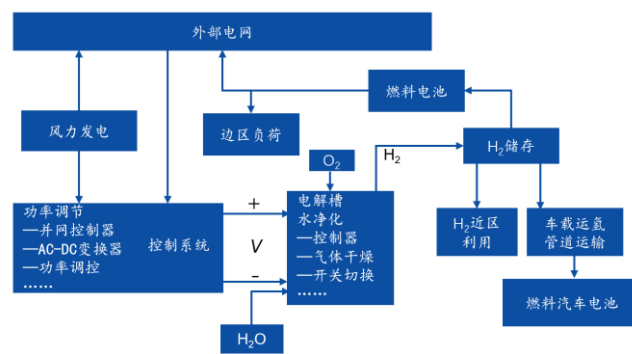
阳极反应	$4\text{OH}^- = 2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2\uparrow + 4\text{e}^-$	$2\text{H}_2\text{O} - 4\text{e}^- = \text{O}_2\uparrow + 4\text{H}^+$	$2\text{O}^{2-} - 4\text{e}^- = \text{O}_2\uparrow$
阴极反应	$2\text{e}^- + 2\text{H}_2\text{O} = \text{H}_2\uparrow + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- = \text{H}_2\uparrow$	$2\text{e}^- + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2\uparrow + \text{O}^{2-}$
总反应	$2\text{H}_2\text{O} = 2\text{H}_2\uparrow + \text{O}_2\uparrow$	$2\text{H}_2\text{O} = 2\text{H}_2\uparrow + \text{O}_2\uparrow$	$2\text{H}_2\text{O} = 2\text{H}_2\uparrow + \text{O}_2\uparrow$
图示			

资料来源：田江南,蒋晶,罗扬等《绿色氢能技术发展现状与趋势》，华创证券

电解水制氢的电力来源包括火力、风力、光伏、水力等，可再生能源是其最理想的电力来源。传统的电解水制氢技术在发电环节多采用火电，电价高并且伴随着大量的碳排放，而可再生能源制氢采用的是风电、光电等能源，是真正意义上的绿氢制取技术。通过利用弃风、弃光电力，电解水制氢可以平抑风力、光伏等发电输出的波动性，减少对能源的浪费。但就目前来说，可再生能源电解制氢成本较高，因此“绿氢”的制取亟需可再生能源电解水制氢技术的进一步攻关，降低制氢成本，助力碳达峰、碳中和目标的推进。

风电制氢技术是一种将风力发电产生的电能通过简单处理后直接应用到电解水制氢的一种新型环保制氢技术，它被看作一种清洁高效的能源利用模式。该模式的基本思路是将超出电网接纳能力的风力发电量直接送入电解水制氢设备实现电-氢转换，产生的氢气经过储氢罐储存运输，应用于氢燃料电池汽车、化工、医疗等方面。该技术利用风力发电的多余电量来电解水制氢，通过控制系统调节风电上网与电量比例，能最大限度地吸纳弃风电量，缓解规模化风电“上网难”的问题。

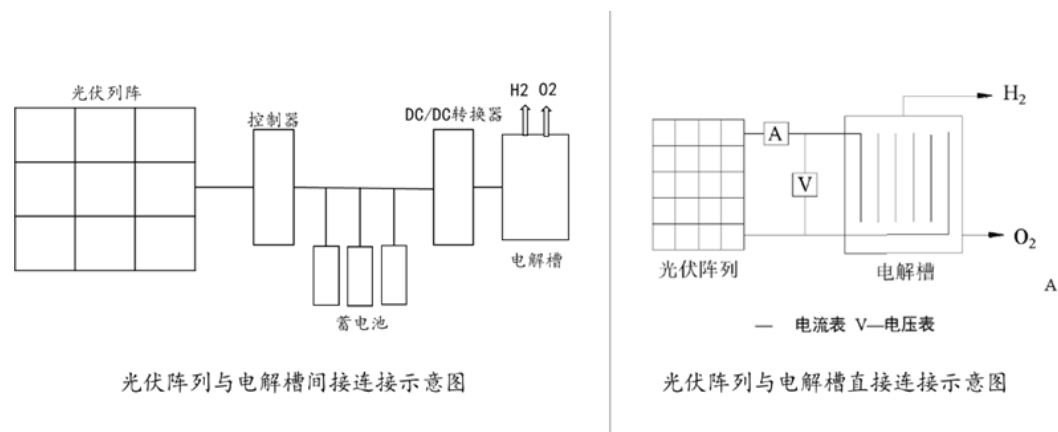
图表 17 风电制氢系统由发电机组、电解水装置、储氢装置、燃料电池、电网等组成



资料来源：孙鹤旭,李争,陈爱兵等《风电制氢技术现状及发展趋势》，华创证券

目前国际上大多数光伏发电制氢系统采用太阳能光伏板与电解槽间接连接的方式。整套光伏发电制氢系统包括光伏阵列、蓄电池、DC/DC转换器、电解槽等部件。而直接连接方式是将光伏阵列输出的电能直接通入电解槽，省去了蓄电池、DC/DC等部件，优点是系统更为简单且故障出现频率更低，但无法调节电压和电流，若光伏阵列最大功率点的输出电压、电流与电解槽的工作电压、电流不能很好的匹配，将会使光伏阵列在偏离最大功率点的地方运行，导致光伏电池的转换效率降低，从而使系统效率下降。因此，直接连接系统中，光伏阵列与电解槽的合理匹配是难点。另外，直接连接系统中没有蓄电池、DC/DC转换器等调节装置，这也对电解槽的宽功率适应性也提出了更高要求。

图表 18 光伏发电制氢系统有间接连接和直接连接两种形式，目前国际上大多采用间接连接的方式



资料来源：马俊琳,刘业凤《光伏发电制氢系统的研究》，华创证券

图表 19 可再生能源电解水制氢技术各具优势

项目	风力发电制氢	光伏发电制氢	水力发电制氢
主要优势	实现电力高效利用，“削峰填谷”作用；实现能量可持续存储，解决风力随机性、间歇性问题；实现氢能综合利用，优化能源结构	实现太阳能的有效利用和存储；工艺简单，可根据需要进行模块化组合；凭借光伏发电的成本优势，实现氢能的低成本供应	解决富余水电消纳问题；提升水电综合经济效益；全生命周期低碳排放
存在问题	风电随机性等对设备高效利用提出更高要求；资源分布问题导致氢能储运和应用成本加大	光伏电网配套和核心技术有待突破；光伏资源利用和氢能产业发展存在区域协调问题	资源分布不均，具有较强地域性；规模化氢能产业尚未成熟
发展建议	寻求关键技术突破；推动海上风电制氢	技术攻关，降低成本；探索合理布局的示范项目	综合资源优势和经济发 展进行合理布局；多方合力优化氢能全产业链

资料来源：郭博文,罗昶,周红军《可再生能源电解制氢技术及催化剂的研究进展》，华创证券

我们测算，对于额定产氢量为 1000 Nm³/h 的电解水制氢装置，每年运行 2000 小时下，ALK、PEM 电解水制氢单位成本分别为 3.29、4.66 元/Nm³ 或 36.99、52.31 元/Kg。固定投资方面，主要设备包括：制氢电源、纯水制取系统、电解槽系统、储罐、压缩机和充装管路系统，其中电解槽系统成本最高，两种电解槽成本分别为 1000 万、7000 万元，假定运行年限均为 20 年。运维投入方面，假设运维所需人员为 12 人，人均年薪为 8 万元；设备在 20 年内需大修一次，大修成本为固定投资的 20%；每制取 1 Nm³ 氢气，理论消耗的纯水量为 0.8L，考虑纯水制取效率 80%，则消耗的水量为 1L/Nm³H₂；两种电解水制氢技术所需电耗分别为 4.78 kWh/Nm³、3.69 kWh/Nm³。经测算，碱性电解水制氢成本为 3.29 元/Nm³，其中电费成本占 58.08%，电解槽成本占 7.59%；PEM 电解水制氢成本为 4.66 元/Nm³，其中电费成本占 31.70%，电解槽成本占 37.59%。可以看出，电解水制氢经济性受电价和电解槽成本影响大。

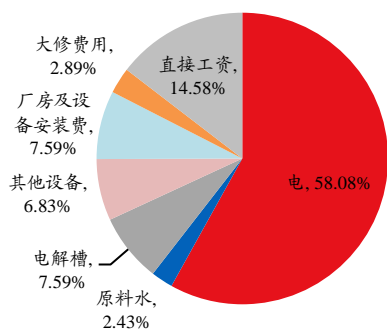
图表 20 以产氢量 1000 Nm³/h 的电解水制氢装置为例，每年运行 2000 小时下，ALK、PEM 电解水制氢成本分别为 3.29、4.66 元/Nm³或 36.99、52.31 元/Kg

成本项目	消耗量	单位	单价	单位成本	成本占比
碱性（ALK）电解水制氢					
电	4.78	(KWh/ Nm ³)	0.4 元/KWh	1.912	58.08%
原料水	1	(Kg/ Nm ³)	0.008 元/Kg	0.08	2.43%
电解槽	1000	万元	-	0.25	7.59%
其他设备	900	万元	-	0.225	6.83%
厂房及设备 安装费	1000	万元	-	0.25	7.59%
大修费用	380	万元	-	0.095	2.89%
直接工资	96	万元/年	-	0.48	14.58%
单位制氢成本 (元/Nm ³)				3.29	100.00%
质子交换膜（PEM）电解水制氢					
电	3.69	(KWh/ Nm ³)	0.4 元/KWh	1.476	31.70%
原料水	1	(Kg/ Nm ³)	0.008 元/Kg	0.08	1.72%
电解槽	7000	万元	-	1.75	37.59%
其他设备	900	万元	-	0.225	4.83%
厂房及设备 安装费	1000	万元	-	0.25	5.37%
大修费用	1580	万元	-	0.395	8.48%
直接工资	96	万元/年	-	0.48	10.31%
单位制氢成本 (元/Nm ³)				4.66	100.00%

资料来源：徐进,丁显,宫永立等《电解水制氢厂站经济性分析》，张玉魁,陈换军,孙振新等《高温固体氧化物电解水制氢效率与经济性》，华创证券测算

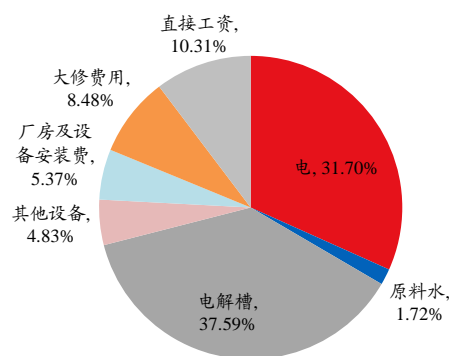
ALK 制氢经济性主要受制于电费成本，PEM 制氢经济性主要受制于电解槽和电费成本。在前文测算条件下，可以看到，电费在两种制氢成本中占比高达 58.08%和 31.70%，电解槽成本分别占 7.59%和 37.59%。可以看到在 ALK 制氢中，电费的成本是影响单位制氢成本的最大因素，而电费的成本取决于电耗和电价。在电耗方面，今年 2 月 14 日，隆基氢能发布的 ALK 电解槽新品，在电流密度为 2500A/m² 时，生产每标方绿氢耗电 4kWh；当电流密度满载为 3000A/m² 时，每标方绿氢生产耗电可低至 4.04kWh，测试过程中平均耗电 4.07kWh。伴随着电耗的降低，即使电价不变，ALK 制氢的经济性也将提高。在电费方面，根据国家发改委数据，过去十年光伏发电标杆上网电价总体下降 69.57%，未来光伏发电成本仍有下降空间，碱性电解水制氢成本或将低于化石燃料制氢，真正实现“绿氢”经济性。除了电价之外，电解槽的价格也是影响两种电解水制氢成本的关键，尤其在 PEM 中电解槽成本占比超过 37%，因此控制电解槽系统成本也是降低绿氢成本关键。

图表 21 ALK 制氢经济性主要受制于电费成本



资料来源：华创证券测算

图表 22 PEM 制氢经济性主要受制于电解槽和电费成本



资料来源：华创证券测算

我们以 ALK 制氢技术所需电耗为 4.2kWh/Nm³ 的条件下进行测算，当电价为 0.05 元/KWh，电解槽设备为 1000 万元以内，设备每年运行 3200h 时，绿氢制取成本低于灰氢。在模拟测算中，当设备每年运行 2000h 时，即使当电价下降到 0.05 元/KWh，电解槽成本下降至 600 万元，碱性电解水制氢成本为 1.47 元/Nm³，仍然与成本为 1.11 元/Nm³ 的煤制氢技术有一定差距，因此提高设备运行时间、增加设备利用率是进一步降低绿氢制取成本的关键。在电价和电解槽价格一定时，设备每年运行小时数从 2000 提升到 3200 时，电解槽成本只要低于 1000 万元，ALK 制氢技术在经济性上就超过了煤气化制氢，为绿氢进一步替代灰氢提供了可能。

图表 23 当电解槽成本与电价同时变化时，碱性制氢成本敏感性测算

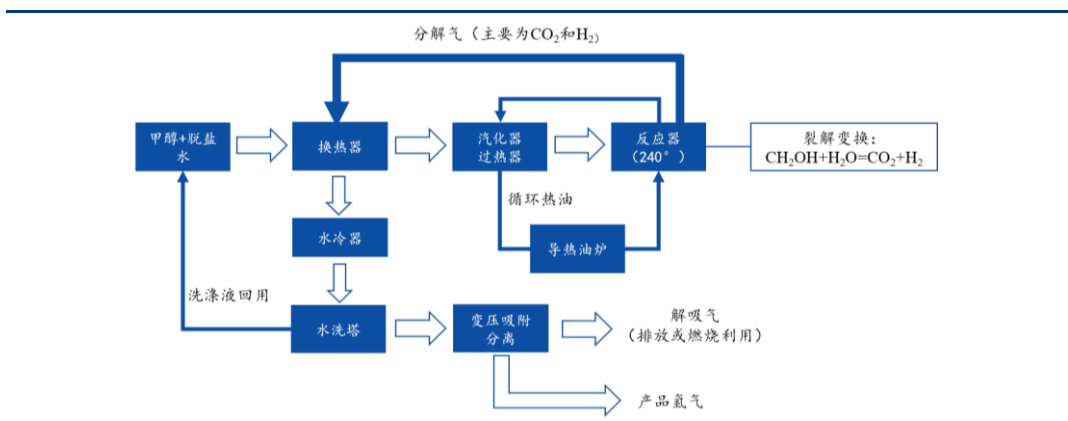
一年运行 2000 小时下的测算											
碱性电解水制氢成本 (元/Nm ³)		电价 (元/KWh)									
		0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5
电解槽成本 (元)	600	1.47	1.68	1.89	2.1	2.31	2.52	2.73	2.94	3.15	3.36
	700	1.5	1.71	1.92	2.13	2.34	2.55	2.76	2.97	3.18	3.39
	800	1.53	1.74	1.95	2.16	2.37	2.58	2.79	3.00	3.21	3.42
	900	1.56	1.77	1.98	2.19	2.4	2.61	2.82	3.03	3.24	3.45
	1000	1.59	1.8	2.01	2.22	2.43	2.64	2.85	3.06	3.27	3.48
	1100	1.62	1.83	2.04	2.25	2.46	2.67	2.88	3.09	3.3	3.51
一年运行 3200 小时下的测算											
碱性电解水制氢成本 (元/Nm ³)		电价 (元/KWh)									
		0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5
电解槽成本 (元)	600	1.03	1.24	1.45	1.66	1.87	2.08	2.29	2.50	2.71	2.92
	700	1.05	1.26	1.47	1.68	1.89	2.10	2.31	2.52	2.73	2.94
	800	1.07	1.28	1.49	1.70	1.91	2.12	2.33	2.54	2.75	2.96
	900	1.08	1.29	1.50	1.71	1.92	2.13	2.34	2.55	2.76	2.97
	1000	1.1	1.31	1.52	1.73	1.94	2.15	2.36	2.57	2.78	2.99
	1100	1.12	1.33	1.54	1.75	1.96	2.17	2.38	2.59	2.80	3.01

资料来源：华创证券测算

(四) 高温分解制氢：以甲醇裂解制氢为主，适合中小规模制氢

甲醇裂解制氢工艺简单，易于操作，是主要的高温分解制氢方法。甲醇裂解制氢的工艺路线是将加压汽化后的甲醇气与水蒸气混合后，在铜系催化剂的作用下，于 250~300℃ 甲醇裂解转化生成氢气、二氧化碳及少量一氧化碳和甲烷的混合气体，作为制取氢气的原料气，再经变压吸附法提纯氢气，采取不同的操作方法可得到纯度不同的氢气，纯度最高可达 99.9% 以上。在实际应用中，甲醇裂解制氢具有操作简便，所需设备少的特点，并且作为制氢原料的甲醇常温常压下呈液态，储运方便，可以节约生产成本，所使用的铜系催化剂也廉价易得，副产物少。

图表 24 甲醇裂解制氢装置通过甲醇和水在催化剂床层上发生分解、转化制取氢气



资料来源：李洪亮,潘哆吉,马维清《甲醇裂解制氢纯度控制与影响因素》，华创证券

我们测算，对于额定产氢量 2000 Nm³/h 的甲醇裂解制氢装置，制氢单位成本为 2.50 元/Nm³ 或 28.06 元/Kg。固定投资方面，相较于其他制氢设备，甲醇裂解制氢设备单次投资小，假设设备投入为 400 万元，运行年限为 20 年，每年运行 8000 小时。运维投入方面，假设运维所需人员为 12 人，人均年薪为 8 万元，每年维修费用为总投资的 3%。根据《甲醇制氢技术及在燃料电池中的应用》可知，每制取 1 Nm³ 氢气，理论消耗原料甲醇 0.72Kg，需要 30Kg 冷却水，0.4Kg 除盐水，耗电量为 0.7KWh，假设甲醇价格为 2500 元/吨。经测算，甲醇裂解制氢成本为 2.50 元/Nm³，其中原料成本占 72.07%，电费成本占 21.58%。甲醇裂解制氢的设备投资规模小，适合中小规模制氢，但甲醇由化石能源制取后需要再分解制氢，是对能源的浪费。

图表 25 产氢量 2000 Nm³/h 的甲醇裂解制氢装置制氢单位成本分别为 2.50 元/Nm³ 或 28.06 元/Kg。

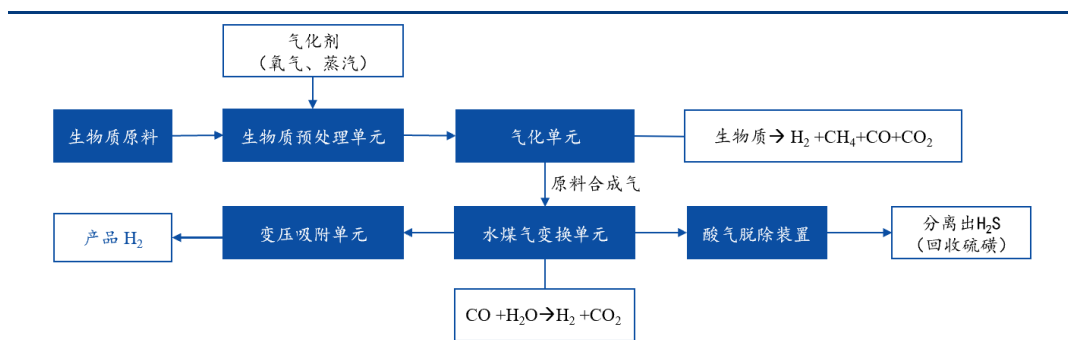
成本项目		消耗量	单位	单价/元	单位成本/元	成本占比/%
原料	甲醇	0.72	Kg	2.5	1.80	72.07%
辅料	冷却水	30	Kg	0.00177	0.05	2.13%
	除盐水	0.4	Kg	0.08	0.03	1.28%
	电	0.7	KWh	0.77	0.54	21.58%
公用工程	折旧费用	400	万元		0.01	0.50%
	维修费用	12	万元		0.00	0.02%
	财务费用	20	万元		0.00	0.03%
	直接工资	96	万元/年		0.06	2.40%
单位制氢成本 (元/Nm ³)					2.50	100.00%

资料来源：李洪亮,潘哆吉,马维清《甲醇制氢技术及在燃料电池中的应用》，华创证券测算

(五) 其他制氢方式：技术成熟度和经济性制约其发展

生物质制氢技术可分为热化学转化法和微生物法，前者已大规模应用。生物质是地球种类最丰富、用途最广泛且可持续利用的含碳资源之一，已成为世界第 4 大能源。依据制氢原理不同，生物质制氢技术可分为热化学转化法和微生物法，其中热化学转化法制氢是一种有效且快速的方法，目前已部分实现规模化生产。微生物法制氢技术的发展起步较晚，其制氢过程虽然具有流程简单、节能等优势，但易受其自身副产物或外界环境影响，导致整体制氢效率不高，限制了其产业化发展。以热化学转化法中气化为例，其主要工艺流程为：气化剂(氧气、蒸汽)与生物质原料通过生物质预处理单元处理后送到生物质气化装置中进行生物质气化反应，并生成原料合成气，此时，合成气中仍含有焦油、氨气、苯酚等杂质，利用水蒸气将杂质洗去后送入水煤气变换单元。水煤气变换气通常包含酸性气体以及大量的杂质，需要进一步纯化。经过纯化后的合成气被送入变压吸附装置中进行气体分离。气化法 H₂ 产率远高于热解制氢法，总效率高达 52%。

图表 26 生物制氢具体流程一般包括原料的预处理、气化制氢、气体净化等



资料来源：应浩,余维金,许玉等《生物质热解与气化制氢研究进展》，华创证券

我们测算，生物质制氢成本介于电解水和煤气化制氢之间，为 2.28 元/Nm³或 25.59 元/Kg。根据《煤气化、生物质气化制氢与电解水制氢的技术经济性比较》可知，每千克生物质吸附后可得 0.54Nm³氢气，即 0.0482kg。制氢成本包括原料成本、原料成型成本、气化成本、净化成本、变换成本及 PSA 成本。若把这些成本都折算为原料成本，可得每使用 1Kg 生物质制氢的成本为 1.230 元，最终可制得 0.54Nm³氢气，故测算出生物质制氢成本为 2.28 元/Nm³，即 25.59 元/kg。该成本低于电解水制氢，从长远来看，在生物质丰富的地区可推广应用，但目前其受到催化剂活性、成本等限制，氢气效率较低。

图表 27 每千克生物质产氢气吸附后可得 0.54Nm³氢气，即 0.048kg

气体成分	体积分数%	每千克产气/Nm ³	重整后得氢气/Nm ³	吸附后得氢气/Nm ³
H ₂	12	0.24	0.24	
CO	18	0.36	0.252	
CH ₄	5	0.1	0.28	
C _n H _m	1	0.02		
CO ₂	16	0.32		
其他 N ₂	48	0.96		
总计	100	2	0.722	0.54

资料来源：谭静《煤气化、生物质气化制氢与电解水制氢的技术经济性比较》，华创证券

图表 28 每使用 1Kg 生物质制氢的成本为 1.23 元

序号	项目	成本 (元/t)
1	原料及成型成本	350
2	气化系统及运行成本	240
3	净化系统及运行成本	120
4	变换系统及运行成本	220
5	PSA 及运行成本	300
6	合计	1230

资料来源：谭静《煤气化、生物质气化制氢与电解水制氢的技术经济性比较》，华创证券

从成本看，短期内化石燃料制氢的成本优势仍会在大多数地区继续存在。从规模来看，煤制氢技术适用于更大规模的制氢，天然气制氢技术其次，电解水适用规模最小。未来一段时间内，氢成本将在很大程度上受到电力和天然气成本的影响，根据燃料价格和电费情况，各主要制氢方式的成本有所不同。在天然气依赖进口并且可再生资源发展良好的国家，用可再生资源生产氢气可能比用天然气成本更低；而在国内天然气资源和 CO₂ 储存能力较低的地区，用配备 CCUS 的煤制氢可能是更经济的选择。

图表 29 从成本看，短期内化石燃料制氢的成本优势仍会在大多数地区继续存在

制氢方式	化石能源制氢		工业副产氢	电解水制氢		高温分解制氢	其他
	煤气化制氢	天然气制氢	焦炉煤气制氢	碱性电解水制氢	质子交换膜电解水制氢	甲醇裂解制氢	生物质制氢
LCOH (元/Nm ³)	1.11	2.19	1.39	3.29	4.66	2.50	2.28

资料来源：华创证券测算

二、储氢：氢能大规模推广应用的前提

储氢是氢能大规模推广应用的前提，其关键在于提高氢气能量密度的同时保证安全性。作为氢能利用的基础环节，氢气的存储是其高效发展的重要环节，也是目前限制氢气大规模使用的瓶颈之一。氢通常情况下以气态形式存在，是已知的世界上密度最小的气体，288.15K、0.101MPa 条件下，单位体积氢气的能量密度仅为 12.1MJ，因此在存储过程中提高氢气的能量密度对于降低储氢成本、提高储氢效率以及含量至关重要。另外，氢气易燃、易爆、易扩散，当氢气体积浓度为 4.0%~75.6% 时，遇火即爆，因而氢气的储存过程中还需要考虑安全性与泄露损失问题。

图表 30 氢气爆炸极限广，在储存过程中需要考虑安全性问题

技术指标	氢气	汽油蒸气	天然气
爆炸极限/%	4.0~75	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 ⁻¹)	6.11×10 ⁻⁵	0.55×10 ⁻⁵	0.61×10 ⁻⁵
能量密度/(MJ·kg ⁻¹)	143	44	42

资料来源：李建,张立新,李瑞懿等《高压储氢容器研究进展》，华创证券

常见的氢气储存方式可以分为物理储氢和化学储氢两大类。物理储氢过程只发生物理变化，仅通过改变储氢条件提高氢气密度，不需要储氢介质，成本较低，并且得到的氢气浓度高，具体包括高压气态储氢和低温液态储氢等方式。化学储氢则是指储氢介质在一定条件下与氢气发生化学反应生成稳定化合物，再通过改变条件实现放氢的方法，具体

包括固体储氢、有机液体储氢等。目前来说，发展最成熟、使用最广泛的是高压气态储氢方法，在加氢站及车载储氢领域均有应用。低温液态储氢、固体金属氢化物储氢、有机液体储氢综合性能好，但尚处于研发阶段。

图表 31 常见的氢气储存方式包括高压气态储氢、低温液态储氢、固体储氢、有机液体储氢等

储存方法	储氢材料	单位质量储氢密 (%)	优点	缺点	技术突破	其他
高压气态储氢	耐高压容器	1.0~5.7	技术成熟、充放氢速度快、成本低	体积储氢密度低	提高体积储氢密度	目前车用储氢主要采用的方法
低温液态储氢	耐超低温和保持超低温的特殊容器	~5.7	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	降低能耗与成本，克服挥发问题	液氢主要用于航空航天领域，民用很少
固体储氢	金属氢化物、络合氢化物、有机氢化物	1.0~4.5	体积储氢密度高、安全性高、不需要高压容器，操作条件易实现、具备纯化功能，可得到高纯度氢	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	未来重要发展方向
有机液体储氢	环己烷、甲基环己烷	5.0~7.2	储氢密度高，储存、运输、维护安全方便、可多次循环使用	成本高、操作条件苛刻、有发生副反应的可能	降低成本与操作条件	可以利用传统石油基础设施进行运输和加注，前景广阔

资料来源：焉知新能源汽车报告《氢能及氢燃料电池产业链概述》，华创证券

（一）高压气态储氢：目前最成熟、最常用的储氢技术

高压气态储氢通过高压压缩氢气将其储存在高压气瓶中，具有氢气充放速度快，成本相对较低的特点。高压气态是目前最为常用的氢气储运技术，一般是将氢气加压到 35 或 70MPa，储存到复合材料氢气储运装备中。该过程在常温下就可以直接对氢气进行压缩，工艺较为简单，通过减压阀就可以调控氢气的释放。但是由于氢的分子渗透作用，钢制高压气瓶容易出现氢脆现象，带来氢气泄露和爆炸的风险，因此对于气瓶材料的选择应格外谨慎。高压气态储氢容器通常可以分为全金属瓶（I 型）、钢制内胆纤维缠绕瓶（II 型）、铝内胆纤维缠绕瓶型（III 型）及塑料内胆纤维缠绕瓶（IV 型）四种。

四种类型的高压气态储氢容器各具特点，满足不同应用场景的需求。全金属储氢气瓶（I 型）由于使用全金属材料，所以质量较大，储氢密度低，质量储氢密度在 1% ~ 1.5% 左右。另外材料强度较高使其对于氢脆的敏感性较强，高压下失效的风险增加，无法满足车用储氢容器的要求，多用于固定式、小储量的氢气储存。钢制内胆纤维缠绕瓶（II 型）内胆仍为钢材质，质量储氢密度与 I 型相当，但它利用纤维作为承压层，储氢压力可达 40KPa。铝内胆纤维缠绕瓶型（III 型）通常以铝合金材料作为内胆，金属内衬的厚度减小，大大降低了储罐的质量，目前，中国 III 型瓶技术较为成熟，35KPa 的 III 型瓶已在燃料电池汽车上实际投产使用。塑料内胆纤维缠绕瓶（IV 型）内胆采用阻隔性能良好的工程热塑料，与氢气具有更好的相容性，且具有高气密性、耐腐蚀、耐高温和高强度、高韧性的优点，

容重比目前最高，在车载氢气储存系统中的具备一定竞争力，但在我国目前仍处于研究阶段。

图表 32 四种类型的高压气态储氢容器各具特点，满足不同应用场景的需求

类型	I型	II型	III型	IV型
材质	纯钢制金属瓶	钢制内胆纤维缠绕瓶	铝内胆纤维缠绕瓶	塑料内胆纤维缠绕瓶
工作压力/Mpa	17.5~20	26.3~30	30~70	>70
介质相容性	有氢脆、有腐蚀性	有氢脆、有腐蚀性	有氢脆、有腐蚀性	有氢脆、有腐蚀性
质量储氢密度/%	≈1	≈1.5	≈2.4~4.1	2.5~5.7
体积储氢密度/(g·L ⁻¹)	14.28~17.23	14.28~17.23	35~40	38~40
使用寿命/a	15	15	15~20	15~20
成本	低	中等	最高	高
车载是否可以使用	否	否	是	是

资料来源：李建,张立新,李瑞懿等《高压储氢容器研究进展》，华创证券

根据储存目的、安装地点的不同，高压气态储氢又可分为车载式、固定式、移动式三种形式。车载式储氢瓶主要用于汽车内氢燃料电池的氢能储存，出于对于体积和质量的要求，大多使用 III 型和 IV 型高压气瓶，工作压力为 35KPa 或 40KPa。固定式储氢容器主要用于加氢站的氢能储存，一般而言，35KPa 加氢站需要使用设计压力为 50KPa 的固定式储氢容器，70KPa 加氢站需要使用设计压力为 98KPa~99KPa 的固定式储氢容器，现阶段正进行材料和制造工艺方面的研究。移动式氢气运输气瓶主要用于通过高压长管拖车或管束式集装箱将氢气由产地运往加氢站。由于需要进行公路运输，该类气瓶对安全性提出了较高的要求。目前我国主要以 20KPa 的纯钢质 I 型瓶为主，与国际使用 III 型和 IV 型的先进水平还有较大差距。

（二）低温液态储氢：成本较高，主要应用于航空航天方面

液化储氢方式最大优点在于质量储氢密度高，但氢气液化耗能多，易泄露，安全技术较为复杂。在一个大气压下，氢气在-253℃以下为液态，此时液氢的密度是气态氢的 865 倍，因此低温液态储氢相对于高压气态储氢具有更大的吸引力，按目前的技术单位质量储氢密度可达 5% 以上。从成本看，氢气的低温液化能耗高，理论上液化 1kg 氢气约需耗电 4KWh，占 1kg 氢气自身能量的 10%，实际消耗能量大约是理论值的 2.5 倍。另外，液氢还存在较为严重的泄露问题，稍有热量从外部深入容器，便会导致液氢的快速沸腾和损失。所以液化储氢方式不适用于汽车等间歇使用的场合，而对于航天领域是有利的。

为避免内外温差导致的液氢快速蒸发损失，低温液态储氢对储氢容器有着较高要求，根据其使用形式可分为固定式、移动式、罐式集装箱三种类型。液氢沸点仅为 20.38K，气化潜热小，仅为 0.91kJ/mol，因此液氢的储存需要使用具有良好绝热性能的容器。通常采用双层壁真空绝热结构，并配置安全保护装置和自动控制装置来减震和抗冲击，这提高了储氢系统的复杂程度和总体质量。液氢储罐有多种类型，根据其使用形式可分为固定式、移动式、罐式集装箱三种类型，由于液氢储罐表面积越小，其蒸发损失也越小，所以球形储罐是一种比较理想的形式。

图表 33 液氢储罐根据其使用形式可分为固定式、移动式、罐式集装箱三种类型

种类	特点	示意图
固定式	包括球形储罐和圆柱形储罐两种类型，球形储罐由于机械强度高、应力分布均匀且蒸发损失小的特点，是最常用的固定式储罐。但是其造价高昂，加工难度大，目前只用于大容积液氢的储存。	
移动式	移动式液氢储罐设计时主要考虑运输工具的限制，因此主要采用卧式圆柱形。除具有一定的抗冲击强度外，其结构功能与固定式储罐相似。	
管式集装箱	罐式集装箱可实现从液氢工厂到液氢用户的直接储供，减少了液氢转注过程的蒸发损失，具有运输方式灵活，既能采用陆运，也可进行海运的优点	

资料来源：孙延寿,李旭航,王云飞等《氢气储运技术发展综述》，华创证券

（三）固体储氢：全国首个固态储氢项目已并网发电，实现“绿电”与“绿氢”灵活转换

固体储氢具有安全、高效、高密度的特点，可以把光伏、风电等不稳定的发电量高密度存储起来，实现“绿电”与“绿氢”的灵活转换。固体储氢是指利用某些固体对于氢气的物理吸附或化学反应，将氢气储存在固体材料中，再根据需要随时将氢气释放出来的储氢技术。它解决了高压气态储氢和低温液态储氢需要苛刻高压、低温条件的问题，体积储氢密度更高，安全性更好。3月25日，国家重点研发计划中的固态储氢开发项目率先在广州和昆明实现并网发电。这是我国首次利用光伏发电制成固态氢能并成功应用于电力系统，对于推进可再生能源大规模制氢、加快建成新型电力系统具有里程碑意义。

固态储氢时，氢以分子、离子、原子等状态存在，有物理和化学两种机制。物理机制下，氢以分子态与材料结合，而在化学机制下氢以离子键或共价键与其他组分结合，生成金属氢化物、配位氢化物等。因此，固体储氢材料分为物理吸附型储氢材料、金属氢化物储氢合金和配位氢化物储氢三种类型，其中金属氢化物因储氢质量密度较大、储氢体积比高于高压和液化储氢、安全性好、氢气纯度高、可逆循环好，是近年来发展较快的固体储氢方式。

图表 34 固体储氢材料在储放氢温度，可逆性和循环寿命等方面显出了比较好的市场前景，但各有缺点制约其大范围应用

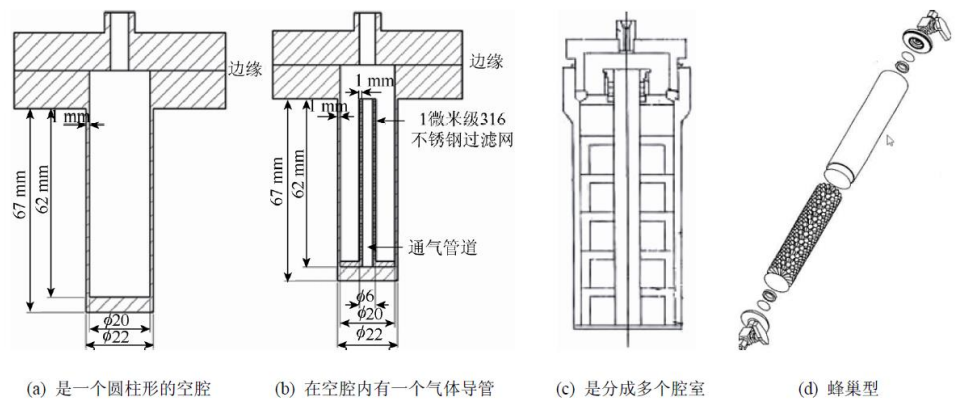
固态储氢材料		优点	缺点
基于化学吸附机制	金属氢化物及其储氢合金	吸氢时是放热过程，不损耗能量，循环寿命长、常温常压储氢，具有较强的竞争能力和较好的应用前景	镁的表面极易生成一层氧化膜；平衡放氢温度高达 289 °C
	钛系储氢合金	TiFe 储氢合金成本低、易制取、室温下吸放氢速度快，另外其循环寿命长	易生成致密的 TiO ₂ 层而很难被活化，活化后极易与空气中的 O ₂ 、CO ₂ 、H ₂ O 等杂质气体接触并丧失吸放氢活性
	钒系储氢合金	储氢量大、可在常温下实现吸放氢且反应速度快	金属钒的价格高、常温常压下放氢不彻底

	稀土系储氢合金	活化性能好、吸放氢反应速度快、滞后小、不易中毒	合金在吸氢后晶体会膨胀，从而导致合金粉化，而且原料成本过高
	锆系储氢合金	储氢量大和循环寿命长	初期活化困难、原料成本高等
	配位氢化物储氢材料	存储密度高，安全性好	放氢温度很高、吸放氢反应很难完全完成且反应会有副产物生成或产生杂质气体
基于物理吸附机制	碳基材料	-	必须在极低的温度、较高压力下来完成氢的吸附，且吸附量有限
	MOFs 和 COFs 储氢材料	-	必须在极低的温度、较高压力下来完成氢的吸附，且吸附量有限

资料来源：李锦山,任春晓,罗琛等《固体储氢材料研发技术进展》，华创证券

氢气在金属氢化物储氢罐中以储氢合金的形式存在，储氢罐有四种形式。金属氢化物储氢装置将储氢合金（一般为 AB₅ 型、AB₂ 型、AB 型、镁系的储氢材料）以一定的方式装填到容器内，利用储氢合金的可逆吸放氢能力，达到储存、净化氢气的目的。金属氢化物储氢密度可达标准状态下氢气的 1000 倍，与液氢相当，甚至超过液氢，可应用于仪器配套、燃料电池、半导体工业、保护气体、氢气净化等领域。金属氢化物储氢罐具有圆柱形空腔、空腔内置气体导管、多腔室和蜂巢型四种结构。

图表 35 金属氢化物储氢罐具有多种结构



资料来源：徐丽,马光,盛鹏等《储氢技术综述及在氢能中的应用展望》，华创证券

镁基储氢材料，具有储氢量高、镁资源丰富以及成本低廉等优点，被认为是极具应用前景的一类固态储氢材料。我国在镁资源方面非常有优势，全球大概 90% 的镁都是生产于中国，镁年产量占全球 85% 以上，原料来源丰富且成本低。镁基固态储氢材料在吸氢时是放热过程，不损耗能量，循环寿命长、常温常压储氢，具有较强的竞争能力和较好的应用前景。目前，研究最多且产业化前景较好的镁基氢化物是 MgH₂。镁在 300 ~ 400 °C 和较高氢压 (2.4 ~ 40 MPa) 的环境下可以直接与氢气反应生成 MgH₂，MgH₂ 具有性能稳定的红晶石结构，而且它的质量密度和体积密度分别达到 7.6% 和 110 kg/m³。

(四) 有机液体储氢：开发新型有机储氢介质是重点，目前处于研发阶段

有机液体储氢具有储氢容量大，应用安全、环保，可实现大规模、远距离运输的特点，是一种可行的氢能储运方法。该储氢系统的工作原理为：对有机液体氢载体催化加氢，储存氢能；通过存储设备将有机液体氢化物运输至目的地；在脱氢反应装置中催化脱氢，释放氢气。不同有机液体储氢材料具有不同的物理性质，储氢量也各不相同，总的来说有机液体储氢技术具有较高储氢密度，通过加氢、脱氢过程可实现有机液体的循环利用，

成本相对较低。同时，常用材料（如环己烷和甲基环己烷等）在常温常压下即可实现储氢，安全性较高。

图表 36 不同有机液体储氢材料具有不同的物理性质，储氢量也各不相同

储氢介质	熔点/°C	沸点/°C	理论储氢量/%
环己烷	6.5	80.7	7.19
甲基环己烷	-126.6	101	6.18
四氢化萘	-35.8	207	3
顺式-十氢化萘	-43	193	7.29
逆式-十氢化萘	-30.4	185	7.29
环己基苯	5	237	3.8

资料来源：蔡颖等《储氢技术与材料》，华创证券

有机液体储氢技术到实际应用仍需解决一系列技术瓶颈。首先，需要开发高转化率、高选择性和稳定性的脱氧催化剂，以提高储氢效率和安全性。其次，脱氧反应是强吸热的非均相反应，需要在低温高压条件下反应，脱氧催化剂在高温条件下容易发生孔结构破坏、结焦失活等现象，不仅其活性随着反应的进行而降低，而且有可能因为结焦而造成反应器堵塞，所以需要保证催化剂的反应条件得到持续满足。然后，脱氧过程也可能发生副反应如氢解反应，使环状结构的氢化物转化成 C₁~C₅ 的低分子有机物。如何减少副反应的发生，提高氢气纯度，是亟待解决的技术难题。

三、运氢：从生产到使用的过渡步骤

目前氢气的主要运输手段有三种，即高压气氢运输、液氢运输和管道输氢，其中高压气氢运输是当前广泛使用的运输方式。由于氢能的存储方式按照氢气所处状态可以分为气态、液态和固态，相应地，氢气的运输方式可以分为气态氢气运输、液态氢气运输和固态氢气运输。不同运氢方式的技术成熟程度、应用场景以及使用成本各不相同，各有其特定的优缺点。其中气态和液态氢气运输是将氢气加压或者液化再利用交通工具或管道运输，但对于固态氢气来说，迄今尚未有专门的输送方式，随着固氢技术的不断进步，这种便捷的运输方式在将来具有一定前景。

图表 37 不同运氢方式的技术成熟程度、应用场景以及使用成本各不相同，各有其特定的优缺点

运氢技术	优点	缺点
长管拖车运输	技术成熟，运输灵活	运输量小，不适合远距离运输
液氢槽车运输	容量高，适用于中等距离运输	液化成本及能耗高，施加的压力高，易爆
管道运输	容量大，适用于较远距离运输	一次性投资高，需防范氢脆现象

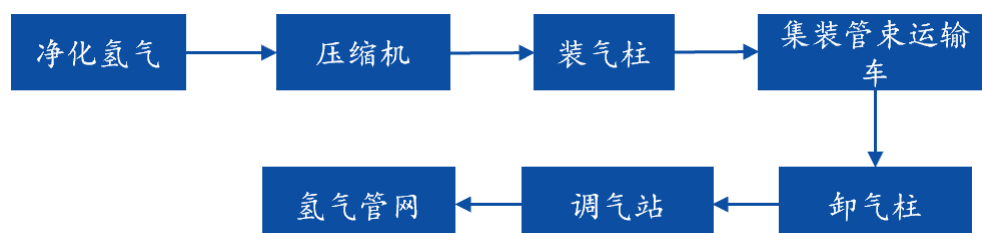
资料来源：李争,张蕊,孙鹤旭等《可再生能源多能互补制-储-运氢关键技术综述》，华创证券

（一）高压气氢运输：目前最为主流的运氢方式

气态的氢能通常进行加压后储存在压力容器中，再通过集装箱、长管拖车运输，该技术相对成熟，是加氢站使用的主要运氢方式，但存在效率低下、成本较高的问题，比较适用于近距离、小体量运氢场景。其中，集装箱由多个水容积为 40L 的高压氢气钢瓶组成，压力通常为 15MPa，在少量的灵活运输方面具有优势。长管拖车使用的储氢容器则通常是压力为 20MPa 左右的无缝钢瓶，储氢量可以达到 3500Nm³。但由于氢气密度小，储氢

容器自重大，所以长管拖车所运氢气的质量只占总质量的1%~2%，国内常见的单车运氢量约为260~460kg，未来通过提高压力有望进一步提升运氢能力。另外氢气瓶卸车时间较长，需要约2~6小时，效率较低。具体流程包括经压缩机压缩、装气柱、卸气柱，经减压并入氢气管网等。

图表 38 高压气氢运输流程包括经压缩机压缩、装气柱、卸气柱，经减压并入氢气管网等



资料来源：许胜军,盖小厂,王宁《集装管束运输车在氢气运输中的应用》，华创证券

我们测算，20Mpa 长管拖车运氢成本在运输距离为 100km 时为 6.65 元/kg，50MPa 的长管拖车在运输距离为 100km 时为 3.19 元/kg，高压运氢的成本优势明显。核心假设如下：(1)20MPa 的长管拖车满载氢气质量 350kg，管束中氢气残余率 20%；(2)氢源距离加氢站 100km，加氢站每天用氢 500kg；(3)拖车百公里耗油量 25L，柴油价格 7.5 元/L；(4)拖车每天工作 15 小时，平均时速为 50km/h，拖车装、卸氢均需 5 小时；(5)每台车拖车车头和管束共 70 万元，10 年折旧，折旧方式均为直线法；(6)每车配 1 名司机和 1 名装卸操作员，人员费用 10 万元/人·年，车辆保险费用 1 万元/车·年，保养费用 0.3 元/km，过路费 0.6 元/km；(7)每次氢气压缩过程耗电 1kWh/kg，电价 0.6 元/kWh；(8)运氢毛利 15%。为了在拖车的工作时限内将足够量的氢气运至加氢站，以满足其要求，可以计算出所需长管拖车的数量为 2 台。这样一来，可测算出 20MPa 的长管拖车在运输距离为 100km 时为 6.65 元/kg。若把容器罐压力提高到 50Mpa，使其可运载 1200kg 氢气，则仅需一台长管拖车便可满足加氢站的氢气需求，同理，可测算出 50MPa 的长管拖车在运输距离为 100km 时为 3.19 元/kg。50MPa 的长管拖车在相同设定下比 20MPa 的长管拖车成本下降了 52.03%，因此从经济性角度出发，加大钢瓶储氢压力能较大地降低成本，是未来高压气氢运输的发展方向。

图表 39 20Mpa 长管拖车运氢成本在运输距离为 100km 时为 6.65 元/kg，50MPa 的长管拖车在运输距离为 100km 时为 3.19 元/kg

项目	成本 (元/kg)	
	20Mpa	50Mpa
折旧费用	0.77	0.38
保险费	0.11	0.05
人工费用	2.19	1.10
柴油费	1.34	0.39
电费	0.60	0.60
保养费	0.21	0.06
过路费	0.43	0.13

成本总计	5.65	2.71
运输价格	6.65	3.19

资料来源：马建新,刘绍军,周伟等《加氢站氢气运输方案比选》，张轩,樊昕晔,吴振宇等《氢能供应链成本分析及建议》，华创证券测算

从成本构成来看，人工费用和油费是最主要的组成部分。对于 20Mpa 长管拖车来说，人工费用和油费占总成本的比重达到 62.48%，而对于 50Mpa 长管拖车来说，人工费用和油费占总成本的 54.98%，电费在总成本中的占比高于油费。由于长管拖车运氢量增加，所需的长管拖车量数减少，这在很大程度上减少了人工费用和油费，另外折旧费用也从 0.77 元/kg 减少到 0.38 元/kg。因此，长管拖车的数量是影响运氢成本的重要因素，可以通过减小运氢距离或加大储氢容器压力来减少所需长管拖车数量。

（二）液氢运输：国外技术较为成熟，国内尚未商业化使用

液氢运输提高了氢气的能量密度，效率较高，但制取液氢能耗较大，运输过程存在一定蒸发损失，对设备、工艺、能源的要求更高，目前国内仅用于航天及军事领域。液氢运输主要是指将气态氢降温至 21K 液化，再通过 0.6MPa 的专用低温绝热槽罐进行运输的方法，为了保证液氢储存的密封性和隔热性，其中液氢储罐由特殊材料和工艺制成。由于液氢的密度达 71g/L，所以 65m³ 的液氢槽罐车每次可容纳约 4000kg 的氢气，是长管拖车每次运氢量的 10 倍以上。国外加氢站采用槽车液氢运输的方式要略多于气态氢气的运输方式，但从国内情况来看液氢在短期内还无法成为运氢的主要手段，一是由于我国的液氢关键设备（如透平膨胀机、3000m³ 以上大型液氢储罐、液氢泵等）与发达国家差距较大，很大程度上依然依赖进口；二是由于液氢运输相应的法律法规不完善，导致液氢运输审批困难，限制了液氢罐车在民用领域的应用。

液氢适合远距离、大体量运输场景，可以利用铁路和轮船进行长距离或跨洲际输送。深冷铁路槽车长距离运输液氢是一种既能满足较大的输氢量要求又比较快速、经济的运氢方法。这种铁路槽车常用水平放置的圆筒形杜瓦槽罐，其储存液氢的容量可达 100m³，特殊的更大容量的铁路槽车甚至可以运输 120~200m³ 的液氢，在国际上，俄罗斯的液氢储罐容量跨度可达到 25~1437m³。但目前仅有非常少量的氢气采用铁路运输，仅在国外有非常少量的氢气铁路运输路线。总的来说，若液氢液化、运输过程中的损耗问题未得到解决，液氢运输在中远距离的输氢将有较大前景。

我们测算，从成本来看，考虑液氢的蒸发损耗后其运输成本在运输距离为 100km 时为 24.05 元/kg，在长距离运输场景具备优势。核心假设如下：(1)65m³ 的液氢槽罐车满载氢气质量 4000kg；(2)氢源距离加氢站 100km，加氢站每天用氢 500kg；(3)液氢槽罐车百公里耗油量 25L，柴油价格 7.5 元/L；(4)槽罐车每天工作 15 小时，平均时速为 50km/h，拖车装、卸氢均需 6.5 小时，损耗氢气成本 11.1 元/kg；(5)液氢槽罐车价格约为 45 万元/辆，10 年折旧，折旧方式均为直线法；(6)每车配 1 名司机和 1 名装卸操作员，人员费用 10 万元/人·年，车辆保险费用 1 万元/车·年，保养费用 0.3 元/km，过路费 0.6 元/km；(7)每次氢气压缩过程耗电 11kWh/kg，电价 0.6 元/kWh；(8)运氢毛利 20%。因此可以测算出对于用氢量 500kg/天，距离氢源 100km 的加氢站来说，使用液氢运输的价格为 24.05 元/kg。从成本构成可以看到，氢气在液化、运输过程中的损耗占总成本的比重较大，达到 57.70%，因此降低液氢损耗是未来亟需解决的问题。另外，与距离呈正相关的油费、路费等占比并不大，因此液氢罐车在长距离运输下更具成本优势。

图表 40 考虑液氢的蒸发损耗后，其运输成本在运输距离为 100km 时为 24.05 元/kg

项目	成本(元/kg)
折旧费用	0.25
保险费	0.05
人工费用	1.10
柴油费	0.09
电费	6.60
保养费	0.02
过路费	0.03
损耗氢气成本	11.10
成本总计	19.24
运输价格	24.05

资料来源：玖牛研究院，马建新,刘绍军,周伟等《加氢站氢气运输方案比选》，华创证券测算

(三) 管道输氢：前期投资大，适用于远距离、大规模输氢

氢气管道可分为长距离输送管道和短距离配送管道，具有投资大、能耗低的特点。长输管道输氢压力较高，管道直径较大，主要用于制氢单元与氢气站之间的高压氢气的长距离、大规模输送；配送管道输氢压力较低，管道直径较小，主要用于氢气站与各个用户之间的中低压氢气的配送。氢气输送管道投资成本高，主要成本为路权，另外由于锰钢、镍钢以及其它高强度钢长期暴露在氢气中，尤其在高温高压下，强度会大大降低甚至导致失效，产生“氢脆”现象，所以目前氢气长输管道的造价为 63 万美元/公里左右，约为天然气管道造价的 2.5 倍。由于氢气在低压状态下运输，因此能耗相比高压运氢更低，并且运营成本也相对较低，使用寿命可达 40-80 年。

图表 41 据研究测算，在快速发展情境下，2050 年全世界长距离输送管道需求量可达 435000km

管道类型	快速发展	中速发展	慢速发展
长距离输送管道	435000	75000	10000
短距离配送管道	4000000	1000000	250000

资料来源：刘自亮,熊思江,郑津洋等《氢气管道与天然气管道的对比分析》，华创证券

我国氢气管道总里程数与国外有较大差距，大规模的氢气管道运输目前我国仍未形成。据统计，全球范围内氢气输送管道总里程已超过 4600km，其中，美国氢气管道规模最大，总里程达到 2720km，它拥有位于墨西哥沿岸的全球最大氢气输运管网，全长 965km，输氢量达 150 万 Nm³/h。相比之下，我国氢气管道网络的建设较为滞后，现有氢气输送管道总里程仅约 400km，其中自主建设的典型输氢管道有 2 条，分别是 2014 年建成投产的巴陵石化的巴陵 - 长岭输氢管道，与 2015 年建成投产的中国石化洛阳分公司的济源 - 洛阳输氢管道。2021 年，中国石油天然气管道工程有限公司中标河北定州至高碑店氢气长输管道可行性研究项目，管道全长约 145 公里，是国内目前规划建设的最长氢气管道，设计输量 10 万吨/年，同时还将在河北保定附近预留分支节点建立氢母站，用于兼顾河北雄安新区市场需求。据《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书（2016）》预计，到 2030 年，我国将建成 3000 公里以上的氢气长输管道。

图表 42 我国氢气管道总里程数与国外有较大差距，大规模的氢气管道运输目前在我国仍未形成

国家	管道(km)	典型管道
美国	2720	全球最大的氢气供应管网，位于墨西哥湾沿岸，全长 965km，输氢量 150 万 Nm ³ /h
比利时	613	某输氢管道全长 80km，管径 150mm，运行压力 10MPa
德国	390	全球最早的输氢管道，全长 240km，管径 250~300mm，运行压力 0.2~2.1MPa
法国	303	
荷兰	237	
加拿大	147	
韩国	87	
中国	400	巴陵-长岭输氢管道全长 42km，管道材质为 20 号无缝钢管，管道规格为 Φ406mm×11mm，设计压力 5MPa，设计输气量 7×10 ⁴ Nm ³ /h; 济源-洛阳输氢管道全长 25km，管道材质 L245NS，管道规格 Φ508mm×11.1/11.9mm，设计压力 4.0MPa，输量 10.04×10 ⁴ t/a

资料来源：杨静,王晓霖,李遵照等《氢气长距离管输技术现状与探讨》，华创证券

利用现有的天然气管网混氢运输可大幅降低氢气输送成本，减少开发新的输配基础设施的投资，具有一定前景。由于氢气长输管道昂贵的建设成本，利用现存天然气管道输送氢气与天然气混合气或将天然气管道改造为氢气管道的技术受到了研究人员广泛的关注。天然气和氢气同属气体能量载体，在物理性质方面具有一定的相似性，天然气的压缩、储存、管输、燃烧设施等基础设施也对氢气有一定的适应性，所以该技术在理论上具有可行性。但是天然气与氢气物性又有很多不同，使得这些基础设施对氢气的适应具有一定的范围，目前来看，运氢管道直径和设计压力均小于天然气管道，因此合理、安全的掺氢比例范围需审慎评估并确定。

图表 43 相较于天然气管道，目前氢气管道的建设量仍然较少，管道直径和设计压力也均小于天然气管道

管道类型	管道直径/mm	设计压力/Mpa	建设里程/km	常用材料
氢气管道	304~914	2~10	6000	X42, X52
天然气管道	1016~1420	6~20	1270000	X70, X80

资料来源：刘自亮,熊思江,郑津洋等《氢气管道与天然气管道的对比分析》，华创证券

目前来看，研究表明如果将掺混入天然气的氢气含量控制在 15%~20%以内，可以直接利用现有天然气管道输送，意大利、英国等已有类似示范项目。天然气管道掺入氢气后不仅会带来管道材料的氢脆、氢鼓泡、脱碳及氢腐蚀等风险，也会对管道的输气能力有影响。安全掺氢比例既取决于管道材质，又取决于终端应用方式。一般来说，聚乙烯内衬管道可输送 100%的氢气，而普通管道可掺氢 20%；欧洲燃气加热和烹饪器具可适用于 23%掺氢燃气，而燃气轮机仅能承受 5%以下的掺氢比例。如果掺氢技术研发成功，并能解决氢气与天然气管道相容性问题，我国西部地区便可利用丰富的光伏和风能资源制氢，并充分利用现有西气东输管道等天然气主干管道和庞大的支线网络向东部地区远距离输氢，大大降低国内运氢成本。

图表 44 研究表明如果将掺混入天然气的氢气含量控制在 15%~20%以内，可以直接利用现有天然气管道输送，意大利、英国等已有类似示范项目

国家	年份	示范内容
意大利	2019	4 月意大利 Snam 公司在该地将 5% 氢气和天然气混合，纳入意大利天然气管网并成功完成输送，年底 Snam 将该项目的掺氢量翻了 1 倍达到 10%。
德国	2019	公用事业公司意昂 (E.ON) 的子公司 Avacon 计划将其天然气管道网的氢气混合率提高到 20%。
英国	2020	向斯塔福德郡基尔大学现有的天然气管网注入 20% (按体积计) 的氢气，为 100 户家庭和 30 座教学楼供气。
西班牙	2022	西班牙第二大天然气分销商 Nortegas 推出 H2SAREA 项目，将向其现有的 8000 余公里管道基础设施注入氢气，目的是为巩固以氢作为西班牙住宅、工业和移动市场的经济脱碳杠杆的地位。

资料来源：环球零碳《天然气掺氢“潮流”席卷全球，氢能应用场景被打开》，华创证券

我们测算，对于长度 25km、年输送能力 10.04 万吨的氢气管道来说，运氢价格为 0.80 元/kg。管道氢气运输的成本主要包括管道建设费用折旧与摊销、运行和维护费用（材料费、维修费、输气损耗、职工薪酬等）、管理费及氢气压缩成本等。根据我国“济源-洛阳”氢气输送管道项目进行测算，它全长 25km，年输送氢气能力为 10.04 万吨，建设成本为 616 万/km，管道使用寿命 20 年。运行期间维护成本及管理费用按建设成本的 10% 计算，据统计氢气管道在满载输送过程中损耗为 1252kg/km 年，另外假设氢气压缩过程耗电 1kWh/kg，电价为 0.6 元/kWh。这样算出该项目合计成本为 0.68 元/kg，在毛利率为 15% 时运输价格为 0.80 元/kg。该成本相对于长管拖车与液氢槽车运输具有很大的优势，尤其是当氢能需求达到一定规模时前景光明。

图表 45 据测算，对于长度 25km、年输送能力 10.04 万吨的氢气管道来说，运氢价格为 0.80 元/kg

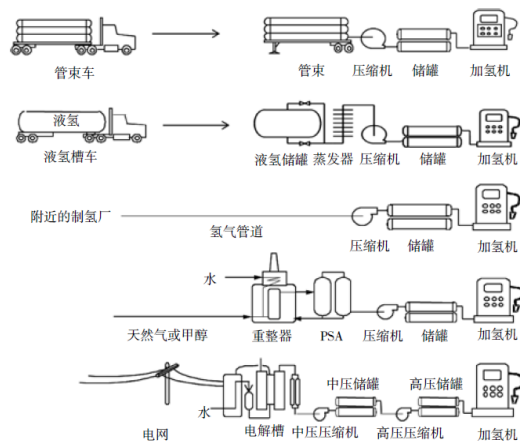
项目	成本(元/kg)
折旧费用	0.08
维护成本及管理费用	0.01
电费	0.6
合计成本	0.68
运输价格	0.80

资料来源：玖牛研究院，华创证券测算

四、加氢：氢能落地民用的最后一环

加氢站作为氢能行业的中转站和补给站，在交通领域的应用和推广中起到了至关重要的作用。根据《GB/T34584—2017 加氢站安全技术规范》国家标准，加氢站通常用于为氢能汽车提供燃料，包括氢燃料电池车辆、氢气内燃机车辆及氢气混合燃料车辆等，是氢能汽车发展所需的重要基础设施。加氢站通常由压缩系统、储氢系统和加注系统等部分组成，各系统不可或缺，分别对应加氢过程中的氢气调压、储存和加注。从具体流程来看，加氢站通常将长管拖车、运氢管道等加氢站外供氢和加氢站内自制供氢等不同储运方式的氢气，通过压缩机、储罐等装置处理后输入加氢机，最终给燃料电池汽车等提供氢气。

图表 46 加氢站通常将长管拖车、运氢管道等加氢站外供氢和加氢站内自制供氢等不同储运方式的氢气，通过压缩机、储罐等装置处理后输入加氢机

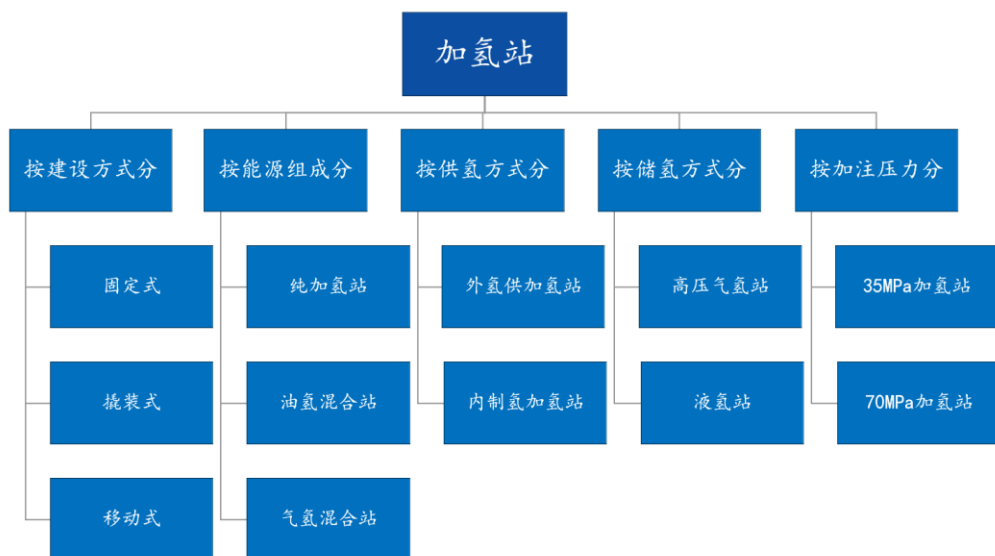


资料来源：段志祥、管坚、石坤《我国加氢站发展现状综述及问题分析》

（一）加氢站种类众多，各具特色

从供氢方式看，加氢站可分为外供氢加氢站和内制氢加氢站。外供氢加氢站的氢气来源主要为长管拖车、液氢槽车、管道等方式运输的氢气，通过这些方式将氢气运输至站内。内制氢加氢站需要建设制氢系统从而在站内制氢，所以氢气来源主要是站内电解水制氢、天然气重整制氢等方式获取的氢气。从加注压力看，加氢站可分为 35MPa 和 70MPa 工作压力加氢站。当充氢压力为 35~70MPa 时，加氢站氢气储存系统的工作压力宜为 35~100MPa。从氢气储存方式看，加氢站主分为高压气氢站和液氢站。现阶段，我国以高压气氢站为主，而美国和日本以液氢站居多。相比气氢站，液氢储运加氢站存储量更大建设难度也更高。从能源组成看，加氢站可分为纯加氢站、油氢混合站以及气氢混合站。

图表 47 加氢站按照不同分类方式可以分成不同种类



资料来源：郭思敏《我国加氢站现状与商用化进程展望》，叶召阳《外供氢加氢站工艺流程及设备研究》，华创证券

从建设方式看，加氢站可分为固定式、撬装式和移动式。固定式加氢站一般指具备固定

安装的高压、中压氢气储气压力容器的加氢站，采用的设备形式与传统加油站类似，其占地可达 2000~4000m³，在城市建设用地紧张的情况下固定式加氢站的大规模铺开具备一定难度。撬装式加氢站一般指设置可移动或搬运的底座（盘）的氢气压缩机及其辅助设备加氢站，它采用模块化设计，占地约为 200~600m³。移动式加氢站一般指可移动的、直接对氢能汽车、氢内燃机汽车或氢气天然气混合燃料汽车等的储氢瓶充装氢燃料的加氢站，其储氢容量较小，优点在于快速便捷。

图表 48 从建设方式看，加氢站可分为固定式、撬装式和移动式

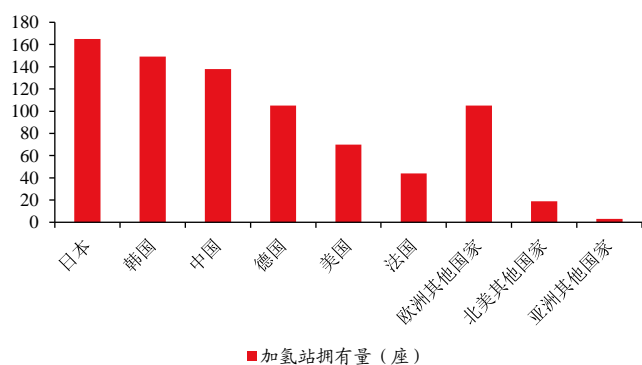
类型	储氢容量/kg	加氢能力	占地面积/m ³
固定式	1000	公交车 25 辆（或乘用车 100 辆）；2~3d 氢气耗量	2000~4000
撬装式	400~500	公交车 12 辆（或乘用车 50 辆）；2~3d 氢气耗量	200~600
移动式	200~300	公交车 8 辆（或乘用车 30 辆）；2~3d 氢气耗量	<50

资料来源：房达,于涛,解青波《我国城区内加氢站规划发展方式的探讨》，华创证券

（二）我国加氢站建设起步较慢，核心设备落后于欧美发达国家

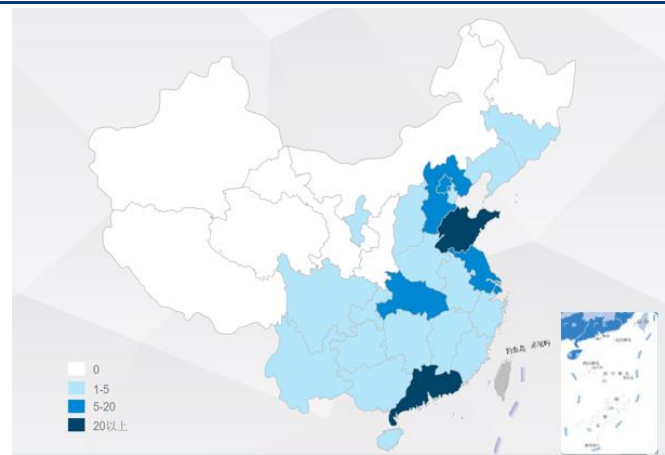
相较于欧美、日本等发达国家，我国加氢站的建设起步较慢，近几年增速加快。早在上世纪 80 年代，美国建成了世界上第一座加氢站，而我国第一座制氢加氢站于 2006 年在北京建成。从加氢站的全球分布来看，截至 2022 年底，日本拥有 165 座加氢站位居全球第一；韩国排名第二，加氢站数量为 149 座；中国以 138 座加氢站拥有量位居全球第三。从加氢站的国内区域分布看，H2-Stations 网站数据显示，截至 2022 年 12 月底广东省在运加氢站 25 座，遥遥领先于其他省份，山东以 20 座排在第二位，其次是上海、江苏、湖北、北京等省份和直辖市，东部省份加氢站的数量远远多于西部省份。

图表 49 截至 2022 年底，日本拥有 165 座加氢站位居全球第一，中国以 138 座加氢站拥有量位居全球第三



资料来源：Tuvsud，华创证券

图表 50 截至 2022 年底，广东省在运加氢站数量达 25 座，山东以 20 座排在第二位



资料来源：H2-Stations，华创证券

我国加氢站核心设备尚处于研发阶段，加注压力低于欧美发达国家，压缩机等关键设备未实现国产化，核心部件仍依赖进口。在压缩机方面，我国仅能生产用于石油、化工领域的工业氢气压缩机，输出压力均在 30Mpa 以下，无法满足加氢站技术要求。中船重工 718 所通过与美国 PDC 公司技术合作，可组装用于加氢站的高压氢气压缩机，但核心部件均需美方提供，国产化还有较远距离。在储氢罐方面，浙江大学掌握了纤维全缠绕铝合金内胆高压储氢罐制造技术，但尚未实现量产。在加氢机方面，江苏国富氢能技术有限公司和成都华气厚普机电设备股份有限公司已成功研发出国产加氢机，最大加注压力为 45Mpa，已在多座加氢站应用，是目前已实现国产化的加氢站核心设备。

图表 51 国内加氢站核心设备研发尚处于起步阶段，加注压力低于欧美发达国家，压缩机等关键设备未实现国产化，仍依赖进口

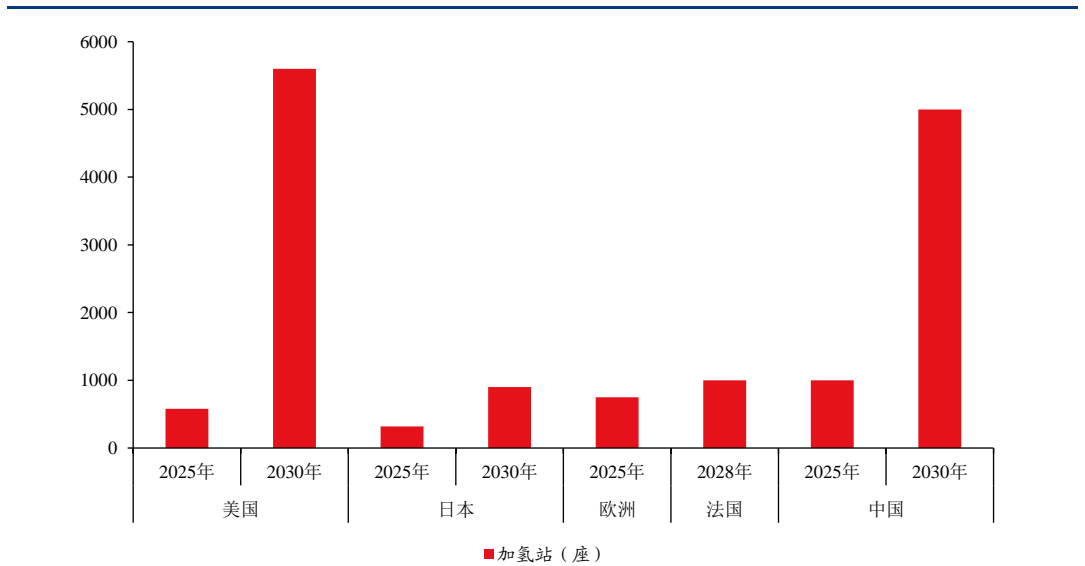
设备名称	国外代表企业	国内代表企业/机构
压缩机	美国 Hydro—Pac, PDC	中船重工 718 研究所
高压储氢罐	美国 AP, CPI	浙江大学、中材科技、博肯节能
加注机	德国 Linde, 美国 AP	厚普股份

资料来源：头豹研究院，华创证券

（三）加氢站受到国家政策的大力支持，各地补贴标准相继落地

近年来，加氢站得到了国家政策的大力支持，这为加氢站的建设打开了广阔前景。国务院于 2014 年发布的《能源发展战略行动计划(2014—2020 年)》，正式将氢能与氢燃料电池作为能源科技创新战略方向。《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书（2016）》，明确了氢能产业的基础设施规划目标：到 2030 年加氢站数量达到 1000 座。《中国制造 2025》指出到 2030 年实现氢燃料电池汽车的大批量应用，其中 2025 年前实现氢能汽车方面的制氢、加氢等配套基础设施基本完善。另外，2019 年《政府工作报告》首次提及氢能应用，明确提出推进加氢站设施建设。2021 年《国务院关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》提出加强新能源汽车充换电、加氢等配套基础设施建设。未来我国加氢站将进入快速发展阶段，尤其是 2025 年以后，在氢燃料电池汽车爆发式增长的推动下加氢站建设将呈线性高速发展。预计中国在 2025 年实现 1000 座加氢站，2030 年实现 5000 座加氢站的建设。

图表 52 2030 年中国加氢站预计达到 5000 座



资料来源：华经产业研究院，华创证券

国家和地方加氢站补贴标准相继落地，推动了加氢站向大规模发展。从国家层面看，2014 年 11 月国家科技部等三部委发布《关于新能源汽车充电设施建设奖励的通知》，规定对符合国家技术标准且日加氢能力不少于 200 公斤的新建燃料电池汽车加氢站每个站奖励 400 万元。2020 年 9 月，国家能源局等《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》指出采取“以奖代补”方式对关键核心技术产业化应用给予奖励，争取用 4 年左右时间构建完整的燃料电池汽车产业链。**从地方层面看，各地政策补贴倾向于日加注能力大于等于**

500kg/d 的加氢站，并且补贴力度较大的城市比如京津冀、长三角和珠三角地区，氢能产业得到了快速的发展。

图表 53 顶层文件落地后，各地出台一系列补贴标准（不完全统计）

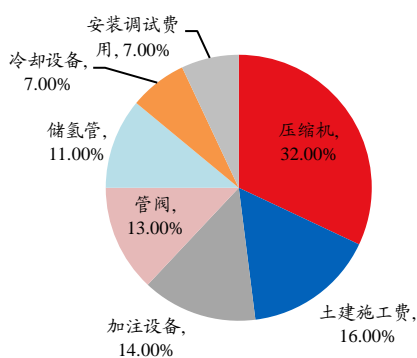
地区	补贴标准
广东广州黄浦区	对办法有效期内建成并投用且日加氢能力（按照压缩机每日工作 12 小时的加气能力计算）500 公斤以上的加氢站进行补贴。其中，属于油、氢、气、电一体化综合能源补给站，每站补助 250 万元；独立占地固定式加氢站，每站补助 200 万元；撬装式加氢站，每站补助 50 万元。
北京	对本市行政区域范围内建成（含改扩建）的加氢站，按照压缩机 12 小时额定工作能力不少于 1000 公斤和 500 公斤两档分别给予 500 万元和 200 万元的定额建设补贴。对本市行政区域范围内提供加氢服务并承诺氢气市场销售价格不高于 30 元/公斤的加氢站，按照 10 元/公斤的标准给予氢气运营补贴
江苏张家港	1. 建设补贴。对日加氢能力达到 500kg/d 的 35MPa 加氢站或日加氢能力达到 200kg/d 的 70MPa 加氢站，按加氢站设备投入金额的 30% 补贴，最高不超过 300 万元；对日加氢能力达到 1000kg/d 的 35MPa 加氢站或日加氢能力达到 400kg/d 的 70MPa 加氢站，按加氢设备投入金额的 30% 补贴，最高不超过 500 万元。 2. 运营补贴。加氢站运营采取逐步退坡的运营补贴政策。加氢站 2020 年度氢气补贴为 20 元/kg，2021 年度氢气补贴为 14 元/kg，2022 年度氢气补贴为 9 元/kg。每年每座加氢站氢气补贴不超过 200 万元。
山东青岛	对在我市建设运营的加氢站，终端销售价格不超过 35 元/Kg 的，按照 2023 年 20 元/Kg、2024 年 15 元/Kg 给予运营补助。

资料来源：广州市黄埔区发展改革局，张家港人民政府，北京市人民政府，青岛市工业和信息化局，华创证券整理

（四）目前加氢站成本较高，但具有广阔的降本空间

加氢站初始建设投资金额巨大，但随着设备的规模化生产和国产化研发的推进，预计未来 1-2 年内设备成本将明显降低。目前，我国一个加注能力 500 kg/d 的加氢站建设成本（不含土地费用）约 1000 万元，其中压缩机由于主要依赖进口，占总成本的比重达 32%，其次是土建施工费，占 16% 左右。因此，各地方相继出台的补贴政策对于降低加氢站的总成本极为重要。否则在氢能产业链的发展初期，民营企业因高额的投资成本望而却步，不利于氢能产业链的健康持续发展。

图表 54 压缩机占加氢站总成本的 32%，其次是土建施工费，占 16% 左右



资料来源：华经产业研究院，华创证券

若加氢站规模为 500kg/d，我们测算在加氢站环节增加的氢气成本为 10.85 元/kg。为计算单位氢气在加氢站增加的成本，做出如下假设：（1）加氢站日加氢量为 500kg，全年运营 360 天，设备费采购及安装费用 1200 万元，土地和土建费用 300 万元，固定成本共 1500 万元；（2）设备折旧 15 年，土地房屋折旧 30 年，均采用直线折旧法；（3）一个加

氢站配备 5 名工人，年薪为 9 万；（4）压缩机及用电设备总功率 150 kW，每天工作 12 h，每年工作 350 d，平均电价 0.7 元/kWh；（5）设备检修费为 15 万一年。可以计算出，在加氢站环节增加的氢气成本为 10.85 元/kg。

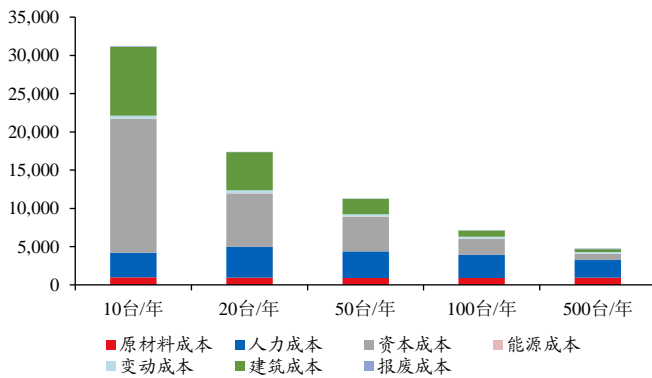
图表 55 若加氢站规模为 500kg/d，在加氢站环节增加的氢气成本为 10.85 元/kg

成本项目	数值(元/kg)
每年折旧	5.00
人工成本	2.50
电费	2.52
设备检修费	0.83
单位成本	10.85

资料来源：付亚轩,张丹,隋朝霞《中国加氢站商业模式及经济性比较》，华创证券

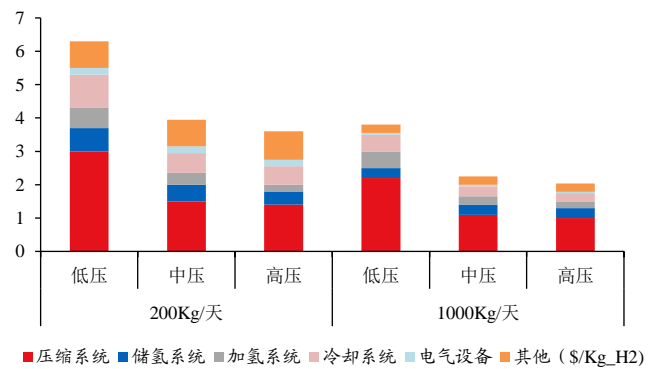
随着氢能产业链规模的扩大与加氢站数量的不断增加，规模效应将使加氢站成本呈现稳步下降的趋势。以氢气压缩机为例，研究表明生产规模从 10 台/年增加到 500 台/年时，工厂的制造成本会大幅下降，下降幅度超过原有成本的 80%。另外，随着加氢站日加氢量增加，氢气成本也会有所下降。当电站年平均利用率为电站容量的 80%时，1000kg/d 大型加氢站的氢气成本相较于 200kg/d 的加氢站下降 37%，在氢气规模足够大时，其平准化成本降低至约 2 美元/kg。因此，在规模经济效应的作用下，氢气具有广阔的降本空间。

图表 56 研究表明氢气压缩机生产规模从 10 台/年增加到 500 台/年时，制造成本下降幅度超过 80%（单位：美元/个）



资料来源：Mayyas A, Mann M., Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations，华创证券

图表 57 当电站年平均利用率为电站容量的 80%时，1000kg/d 大型加氢站的氢气成本相较于 200kg/d 的加氢站下降 37%（单位：\$/Kg_H2）

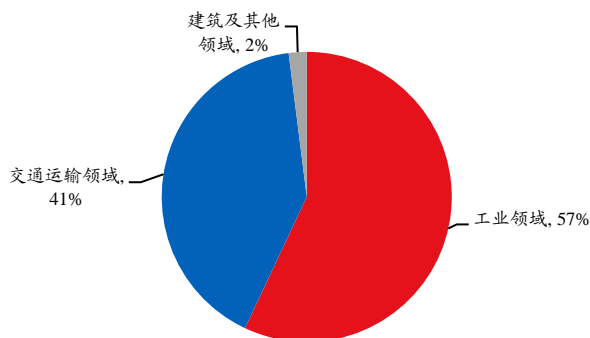


资料来源：Reddi K, Elgowainy A, Rustagi N, et al., Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen，华创证券

五、用氢：应用场景包括交通、工业、电力和建筑四大领域

氢能源的有效利用既可以减少碳排放，又可以降低对化石能源的依赖，应用场景丰富，包括交通、工业、电力和建筑四大领域。据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2020》数据，至 2050 年氢能需求量将提升至 6000 万吨左右，在我国终端能源体系中占比达 10%，其中工业领域、交通运输领域、建筑及其他领域用氢占比分别达 57%、41%和 2%。至 2060 年实现碳中和目标，氢气年需求量将增至 1.3 亿吨左右，在我国终端能源体系中占比达 20%。

图表 58 预计到 2050 年工业领域用氢在下游占比最大，达到 57%

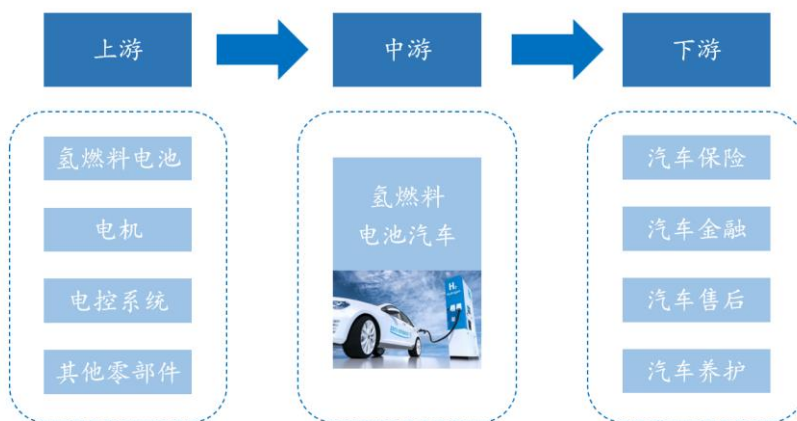


资料来源：中国氢能源及燃料电池产业创新联盟《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2020》，华创证券

（一）交通：我国氢燃料电池汽车产业正处在商业化初期阶段

氢能源汽车发展前景广阔，氢燃料电池为核心部件。氢燃料电池指的是氢通过与氧的化学反应而产生电能的装置。和电动车相比，氢燃料电池车续航足、加氢快；和传统燃油车比，氢燃料电池车又具有节能减排的属性。因此，氢能源汽车被视为 21 世纪最具发展潜力的清洁能源汽车，开发氢能已引起各国的高度重视。氢燃料电池汽车上游为汽车零部件生产，主要包括氢燃料电池、电机、电控系统、仪表盘、车灯等。汽车厂商将各种零部件组装成氢燃料电池汽车，下游为汽车保险、汽车金融、汽车售后维修、汽车养护、汽车 IT 等。

图表 59 氢燃料电池为上游核心部件



资料来源：中商产业研究院，华创证券

氢燃料电池系统中关键零部件是电堆与空压机。氢燃料电池体系的核心电堆由双极板和膜电极构成，膜电极由反应催化剂、质子交换膜、气体扩散层等组成。除电堆以外，氢燃料电池系统还包括空气供应系统、氢气供给系统、水、热管理系统、电气系统、控制系统等。这些配套系统和电堆的有机结合、相互配合，共同完成了氢燃料电池系统的正常运行，为负载输出所需要的能量。空压机对空气进行增压，为电池供给电压和流速快的清洁空气，以满足氢电池对空气的要求。适用于氢燃料电池系统的空压机需要满足清洁、低功耗、小尺寸、低噪音及少振动、动态反应快五大要求。

图表 60 氢燃料电池系统中关键零部件是电堆与空压机



资料来源：田长安、阎凯、贾红洋《氢燃料电池系统及其在轨道交通领域中的应用》，华创证券

示范城市群计划 2025 年实现 3.3 万辆燃料电池汽车保有量，2025 年有望实现 10 万辆的保有量目标。2020 年 9 月五部委(财政部、工业和信息化部、科技部、国家发展改革委、国家能源局)联合发布了《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》(以下简称通知)，启动燃料电池汽车城市群示范应用推广。2021 年 8 月，京津冀、上海、广东三大城市群示范区首批入选。2021 年 12 月，河北、河南城市群第二批入选。至此，燃料电池汽车城市群示范应用推广形成“3+2”新格局。根据示范城市群的示范目标，2025 年合计为 3.3 万辆，考虑其他非示范氢能规划持续落地，预计 2025 年中国氢燃料电池汽车 10 万辆的保有量目标有望实现。“京津冀示范城市群”2022 年累计推广燃料电池汽车数量为 1197 辆，完成了 4 年示范期推广总任务 5300 辆的 22.58%，完成率居五大示范城市群之首。在京津冀城市群内部，2022 年北京累计推广了 887 辆燃料电池汽车，占据了该城市群 2022 年推广总数量的 74.1%。

图表 61 示范城市群预计于 2025 年实现 3.3 万辆燃料电池汽车保有量，京津冀示范城市群 2022 年完成其总目标的 22.58%，居五大城市群之首

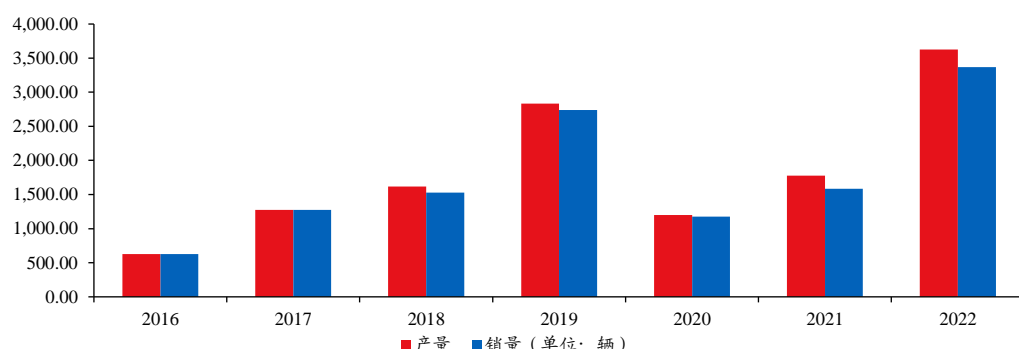
	京津冀城市群	上海城市群	广东城市群	河北城市群	河南城市群
牵头城市	北京大兴	上海城市群	佛山	张家口	郑州
示范期内推广燃料电池目标(辆)	5300	5000	10000	7710	5000
2022 年燃料电池汽车实际推广应用数量	1197	1037	278	270	880
2022 年燃料电池汽车实际推广应用数量占目标任务比例	22.58%	20.74%	2.78%	3.50%	17.60%

资料来源：汽车总站网，华创证券

2022 年氢燃料电池汽车产销业绩再创新高，产业发展明显提速。中国汽车工业协会数据显示，2022 年，燃料电池汽车产销分别完成 3626 辆和 3367 辆，同比分别增长 104.05% 和 112.30%。产销量快速增长的原因有三点：首先，城市群示范政策落地后，政策迎来四年稳定期，五大城市群在未来四年将推广超过 3 万辆氢燃料电池汽车。其次，“双碳”目标的推动和《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》的出台，加之 2022 年 20 多个省(直辖市、自治区)均出台氢能产业规划，有部分地区还有明晰的补贴政策，示范城市

群和非示范区域推广应用氢燃料电池汽车的积极性空前高涨。最后，燃料电池货车发展较快，燃料电池重卡更是呈现出较强的发展势头，为氢燃料电池汽车的增长提供了有力的支持。

图表 62 2022 年，燃料电池汽车产销量同比分别增长 104.05%和 112.30%



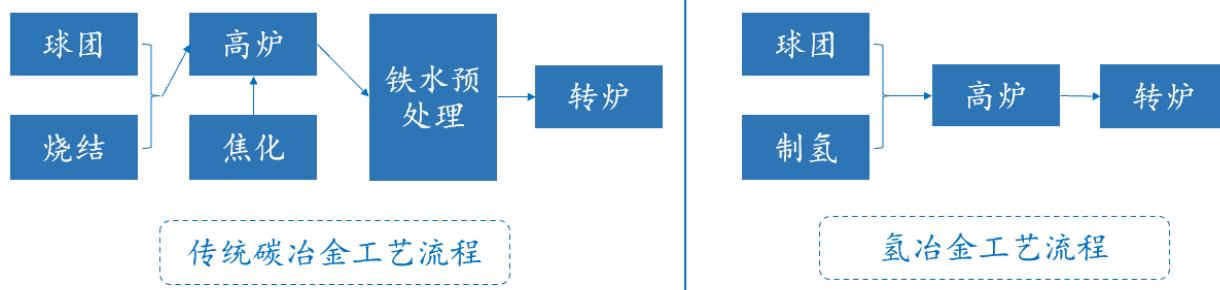
资料来源：中国汽车工业协会、华创证券

(二) 工业：氢能助力钢铁企业实现产业结构和能源结构双赢局面

目前我国钢铁企业面临碳减排压力过大，加快推进氢能的应用势在必行。钢铁是第一碳排放的工业行业，2019 年我国钢铁总产量 9.96 亿吨，占全世界总产量的 53.3%，而钢铁产业 CO₂ 排放量为 22.27 亿吨，约占我国碳排放总量的 16%，是碳排放量最多的行业之一。目前氢气在钢铁企业应用层面比较少，氢能除了具有能源燃料属性外，还是重要的工业原料。氢气可代替焦炭和天然气作为还原剂，可以消除炼铁和炼钢过程中的绝大部分碳排放。利用可再生能源电力电解水制氢，然后合成氨、甲醇等化工产品，有利于化工领域大幅度降碳减排。

氢冶金具有工艺流程短、产品质量高、节能减排的优势。首先，碳冶金生产的铁水，含 S、P、Cu、Zn 等有害元素含量较高，而氢冶金生产的海绵铁，含 S、P、Cu、Zn 等有害元素的含量相对较低，铁的质量明显提高。其次，与碳冶金相比，氢冶金短流程免除了高污染、高能耗的烧结、焦化、高炉等工序，氢冶金 CO₂、SO₂ 排放量大幅减少。最后，与传统碳冶金相比，氢冶金工艺流程短。

图表 63 与传统碳冶金相比，氢冶金工艺流程短



资料来源：危中良、戴金华《氢能在钢铁企业应用方向的探讨》，华创证券

(三) 电力：氢储能有望成为电网的“稳定器”

氢储能可以同时提高可再生能源的消纳以及实现对电网的调峰调频、平滑电网的输出。氢储能体系是“电—氢—电”的转换，是指将分布式可再生能源电力或电网中过剩的氢电

力，通过电解水制氢转换成氢气的化学能，随后利用氢气发电技术将氢能再次转换为电力并输送回电网，或运输至用户端进行分布式发电。相比其他储能方式，氢储能能在“电—氢—电”的转换过程中，可以同时提高可再生能源的消纳以及实现对电网的调峰调频、平滑电网的输出，有助于构建以可再生电力为主的新型电力系统，保障我国能源安全。未来随着可再生能源电力并网规模的增加，不稳定的风电、光伏发电必将对电网的稳定性造成较大冲击，氢储能将对电网的稳定性发挥重要作用

碱性电解水制氢下氢发电系统的度电成本为 0.75 元/kWh 左右。测算全生命周期度电成本是目前储能常用的成本衡量指标，计算公式为：储能电站总成本/储能电站总处理电量。全生命周期储能电站总成本分为安装成本和运行成本，安装成本主要包括储能系统成本和土建成本等初始投资，运行成本则包括运维成本、人工成本、回收残值等。全生命周期储能电站总处理电量主要指氢发电系统的发电总量。以我国正在建设的全球最大的氢储能发电项目——张家口 200MW/800MWh 氢储能发电工程项目为例，其制氢技术为碱性电解水制氢，采用固态储氢装置。假设设备折旧年限为 10 年，土地及房屋折旧年限为 40 年。从预计运行情况测算，该氢储能项目的度电成本预计在 0.75 元 /kWh 左右。

图表 64 以张家口 200MW/800MWh 氢储能发电工程项目为例，其度电成本为 0.75 元 /kWh 左右

	数值
一、设备折旧年限(年)	10
二、土地、房屋折旧(年)	40
三、安装成本(亿元)	24.8
(一) 设备装置费用(亿元)	20
1.碱性电解制氢装置(亿元)	6
2.储氢装置(亿元)	1.8
3.燃料电池发电装置(亿元)	12
4.其他设备费用(亿元)	0.2
(二) 土地、建设费用(亿元)	4.8
四、每年土地、房屋折旧(亿元/年)	0.12
五、每年设备装置费用摊销(亿元/年)	2
六、每年维修运营成本(亿元/年)	0.04
七、每年人工成本(亿元/年)	0.02
八、每年平均成本合计(亿元/年)	2.2
九、预计每年氢发电(亿 kWh/年)	2.9
十、度电成本(元/kWh)	0.75

资料来源：张真、黎妍《氢储能经济性及应用前景研究》，华创证券

技术路线、发电时长及项目规模都对氢储能成本有较大影响，目前采用碱性电解水制氢和固态储氢装置的发电成本最低。例如，在张家口 200MW/800MWh 氢储能发电工程项目中，假设将碱性电解水制氢装置替换成为 PEM 电解水制氢装置，测算其度电成本将增加至 1.3 元 /kWh；假设将固态储氢装置替换成为高压气态储氢，测算其度电成本将降至 0.74 元 /kWh。若以规模较小的安徽六安兆瓦级氢能科技示范工程为例，该项目由 1MW 质子交换膜 (PEM) 电解水制氢装置、1MW 质子交换膜燃料电池发电装置、200kg 储氢装置组成。根据同样的计算方式，该项目的氢储能度电成本为 2.19 元/kWh，假设制氢方式为 ALK 电解水装置，其度电成本下降至 1.63 元/kWh。

图表 65 项目规模越大，土地、建设以及核心设备的摊销成本越低，氢储能发电的度电成本越低，目前其成本区间在 0.75-2.19 元/KWh

项目规模	200MW/800MWh			1MW		
	碱性水电解制氢	PEM 水电解制氢	碱性水电解制氢	PEM 水电解制氢	碱性水电解制氢	PEM 水电解制氢
制氢系统	碱性水电解制氢	PEM 水电解制氢	碱性水电解制氢	PEM 水电解制氢	碱性水电解制氢	PEM 水电解制氢
储氢系统	固态储氢	固态储氢	高压储氢	高压储氢	固态储氢	固态储氢
氢发电系统	PEM 燃料电池	PEM 燃料电池	PEM 燃料电池	PEM 燃料电池	PEM 燃料电池	PEM 燃料电池
度电成本 (元/KWh)	0.75	1.3	0.74	1.28	1.63	2.19

资料来源：张真、黎妍《氢储能经济性及应用前景研究》，华创证券

（四）建筑：“天然气掺氢”+“热电联供”助力建筑供热领域碳减排

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%。

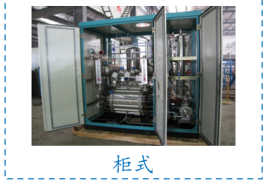
利用掺氢天然气供暖是实现建筑领域能源消费低碳转型最有潜力的发展方向。加拿大、美国和西欧等主要供暖市场已有成功经验，将一定比例的氢气混合到天然气管网中，对锅炉和煤气灶等最终使用设备几乎没有影响。2022 年 1 月，国家电投荆门绿动电厂成功实现 15% 掺氢燃烧改造和运行，成为全球首个在天然气商业机组中进行掺氢燃烧的联合循环、热电联供示范项目。

欧美日韩在燃料电池热电联供领域的技术和应用都处于全球领先地位，我国燃料电池热电联供市场正逐渐铺开。热电联供系统指在氢气发电过程中将供热和发电联合在一起，将氢气发电过程中原本浪费的热能加以利用，为工业建筑或居民提供廉价的取暖用热，从而提升能源利用效率。作为全球小型热电联供的最大市场，日本的家用燃料电池热电联供 Ene-Farm 项目已部署了超过 40 万台套；东芝也推出 H2Rex 系列系统，用于零售店和酒店等小型商业应用。美国和韩国专注于开发兆瓦级的大型燃料电池分布式发电系统，Bloom Energy、FuelCell Energy、LG、斗山等企业均有布局。而我国生物燃料电池热电联供市场正处于发展初期，在各项政策推动下，小规模示范应用正在稳步铺开。

六、氢能各环节重点公司梳理

(一) 制氢：目前以碱性电解制氢技术为主

图表 66 2022 年国内外碱性电解制槽主要公司（不完全统计）

2022年：碱性电解制槽主要公司（不完全统计）		
国内	<p>原行业公司： 派瑞氢能（中船718）、苏州竞立、天津大陆</p> <p>新能源厂家： 隆基绿能、阳光电源等</p> <p>上市公司： 亿利洁能、双良节能、华电环能、华电重工、昇辉科技、国富氢能、希倍优氢能、盛氢制氢、康明斯思泽、明阳智能等</p> <p>创新科技企业： 海德氢能、吉道能源、华易氢元、瑞麟科技</p>	 <p>集装箱式</p>
	<p>碱性制氢头部企业：</p> <p>美国：Teledyne Energy System</p> <p>挪威：NEL</p> <p>德国：ThyssenKrupp</p> <p>加拿大：Hydrogenics</p>	 <p>柜式</p>
		 <p>分体式</p>

资料来源：天津大陆官网，派瑞氢能官网，华创证券整理

派瑞氢能产品以电解水制氢设备为核心，逐步拓展加氢、供氢等领域。中船派瑞氢能是中国船舶第七一八研究所全资子公司，以七一八研究所六十余年在氢能领域的技术实力和工程经验为依托，是目前国内电解水制氢设备、氢能装备产业链较为完备的科研生产企业，公司官网数据显示年产量可达 1.5 GW，具有年生产碱性制氢设备 350 台套、PEM 制氢设备 120 台套的生产能力，以及进行各型加氢站建设。公司在水电解制氢、甲醇裂解制氢、富氢尾气提纯、车载氢系统研制加工、加氢站建设等方面具有雄厚的技术实力，已形成以制氢为核心，加氢、供氢为拓展的产业发展架构，业务涵盖水电解制氢、化石燃料制氢、氢能交通等多个领域，其中水电解制氢装备在全国市场占有率保持领先地位。

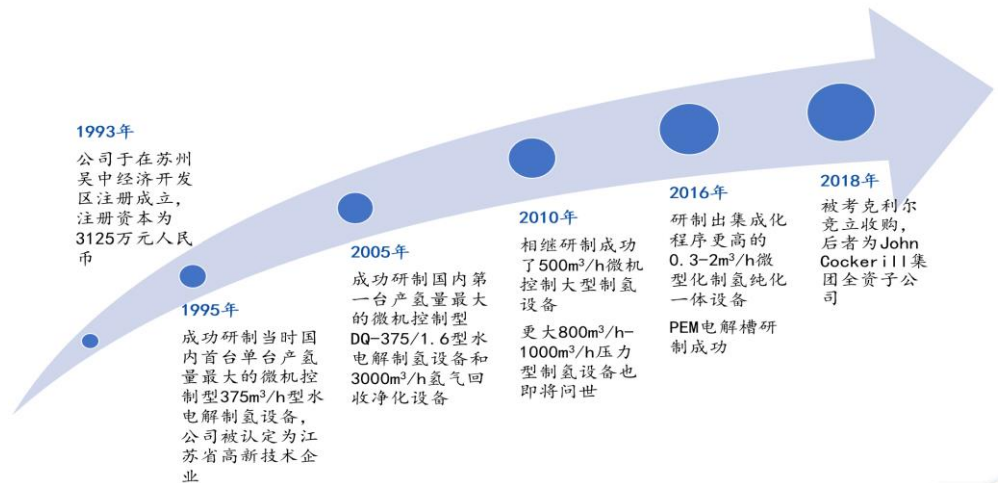
图表 67 派瑞氢能产品以碱性电解水制氢设备为主，同时也掌握 PEM 制氢技术



资料来源：公司官网，华创证券

苏州竞立深耕于水电解制氢设备二十余年，主要布局于大型制氢设备和微型制氢设备。公司于 1993 年注册成立，是一家集研发、生产、销售水电解制氢设备、气体纯化、回收设备及各种类型的氢能专业设备于一体的高科技企业，并积极引进国外氢能设备行业专业技术，曾为江苏省氢能科技企业。2018 年，公司被考克利尔竞立收购，后者为 John Cockerill 集团全资子公司。公司研制生产的水电解制氢设备氢气产量从 0.3m³/h-1000m³/h，设备主要技术指标都达到或接近国际先进水平，并取得了电解槽、气液分离器、隔膜垫片等多项国家专利和“CE”认证。在产品系统中，公司单机产量向两个方向发展，一是大型制氢设备，800m³/h-1000m³/h 压力型制氢设备即将问世；二是微型制氢设备，公司研制出集成化程序更高的 0.3~2m³/h 微型化制氢纯化一体设备，为氢燃料电池、移动式加氢站行业提供更好的产品和服务。

图表 68 苏州竞立深耕于水电解制氢设备二十余年，主要布局于大型制氢设备和微型制氢设备

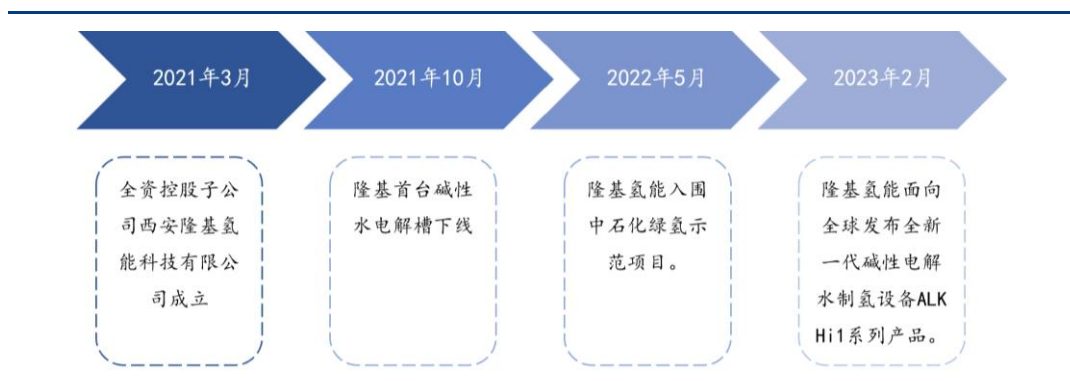


资料来源：公司官网，华创证券

隆基绿能（601012.SZ）成立全资控股子公司隆基氢能，重点发力碱性电解水制氢设备。自 2018 年起，隆基开始对氢能产业链进行战略研究，与国内外科研机构合作研发电解水制氢装备技术，于 2021 年 3 月 31 日在西安正式成立隆基氢能科技有限公司。目前，隆基氢能主要业务范围涵盖电解水制氢设备制造和可再生能源制氢系统解决方案。2023 年 2 月，隆基氢能面向全球发布全新一代碱性电解水制氢设备 ALK Hi1 系列产品。该系列

包含产氢量 800、1000 和 1500m³/h 三款产品，满足国标一级能效的标准，纯化后氢气浓度可达 99.999%，寿命大于 20 万小时。根据 BloombergNEF 2022 氢能市场展望报告，隆基氢能以 1.5GW 产能在 2022 年度排名中位列榜首，2023 年电解水制氢设备产能有望达到 2.5GW。

图表 69 隆基氢能于 2023 年 2 月面向全球发布全新一代碱性电解水制氢设备 ALK Hi1 系列产品



资料来源：公司官网，华创证券

天津大陆专注制氢设备二十余年，首创 FDQ 分立式循环流程。天津大陆天津市大陆制氢设备有限公司成立 1994 年，现有员工 100 多人，其中高、中级科技人员占员工总数的 50%。公司首创并独家采用 FDQ 分立式循环流程，可生产 0.1Nm³/h ~ 1000Nm³/h 的电解水制氢设备和 2Nm³/h ~ 1000Nm³/h 的气体纯化设备。所生产压力为 5.0MPa 的电解水制氢设备是目前生产运行压力最高的制氢设备。公司主要产品还有：氢气纯化装置、氧气纯化装置、氮气纯化装置变压吸附制氢装置、变压吸附制氧装置、变压吸附制氮装置、甲醇裂解制氢装置以及纯水装置

图表 70 天津大陆电解水制氢设备包括 FDQ 系列、纯水制氢设备、气体纯化设备等



资料来源：公司官网，华创证券

阳光电源（300274.SZ）设立全资子公司阳光氢能科技，专注于可再生能源电解水制氢技术的研究。可再生能源制氢系统主要产品有制氢电源、制氢装置、智慧氢能管理系统，致力于提供“高效、智慧、安全”的绿电制氢系统及解决方案。制氢电源有 IGBT 整流电源和 IGBT 直流变换电源；制氢装置中碱性电解水制氢装置的额定产氢能力为 1000 Nm³/h，PEM 电解制氢设备的额定产氢能力为 200Nm³/h；智慧氢能管理系统实现多套制氢系统之间，制氢系统与多种能量来源之间的协调控制，实现 100%绿电制氢。

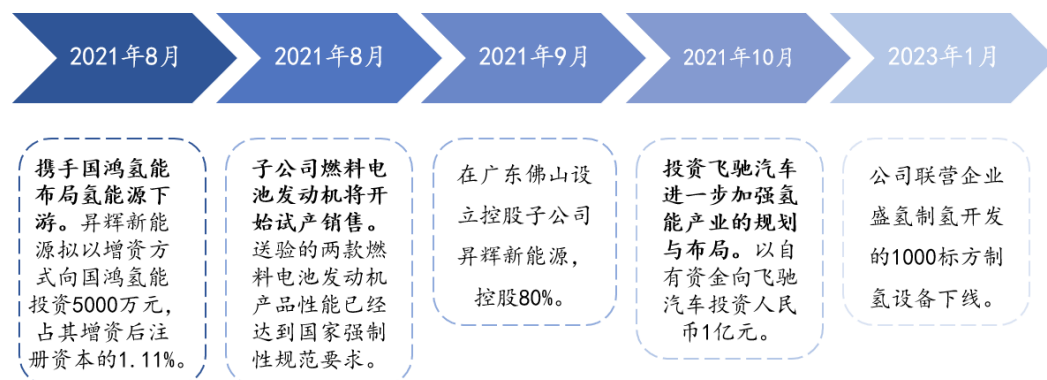
图表 71 阳光电源可再生能源制氢系统主要产品有制氢电源、制氢装置和智慧氢能管理系统



资料来源：公司官网，华创证券

昇辉科技(300423.SH)设立子公司昇辉新能源，已初步打通氢能产业链上、中、下游。昇辉科技于2021年8月在广东佛山设立控股子公司昇辉新能源，控股80%，随后接连投资国鸿氢能、飞驰汽车，进一步加强氢能产业的规划与布局。目前昇辉新能源已初步打通氢能产业链上、中、下游，依托上游自主生产的制氢设备，在谷期时段进行站内制氢，用电价格执行蓄冷电价政策，省却氢气运储等中间环节成本，为公司物流运营平台提供稳定、经济的氢气。通过整合供应链及客户资源，打造“新能源车（氢车）+移动方舱+一车多温运输”新模式，开拓氢能应用场景，深耕氢能全产业链。

图表 72 昇辉科技联手国鸿氢能与飞驰汽车，加速布局氢能产业



资料来源：公司公告，华创证券

华电重工(601226.SH)背靠华电集团，实现氢能业务快速起步和发展。公司于2020年设立氢能事业部，正式涉足氢能业务，2022年并购深圳氢能，控股51%。产品方面，公司同时布局碱性电解槽和PEM电解槽，首台套1200Nm³/h碱性电解槽已成功下线，多项指标达行业领先水平，另外主要产品还有气体扩散层、质子交换膜、氢燃料电池分布供能系统。战略方面，收购氢燃料电池核心企业深圳通用氢能51%股权。

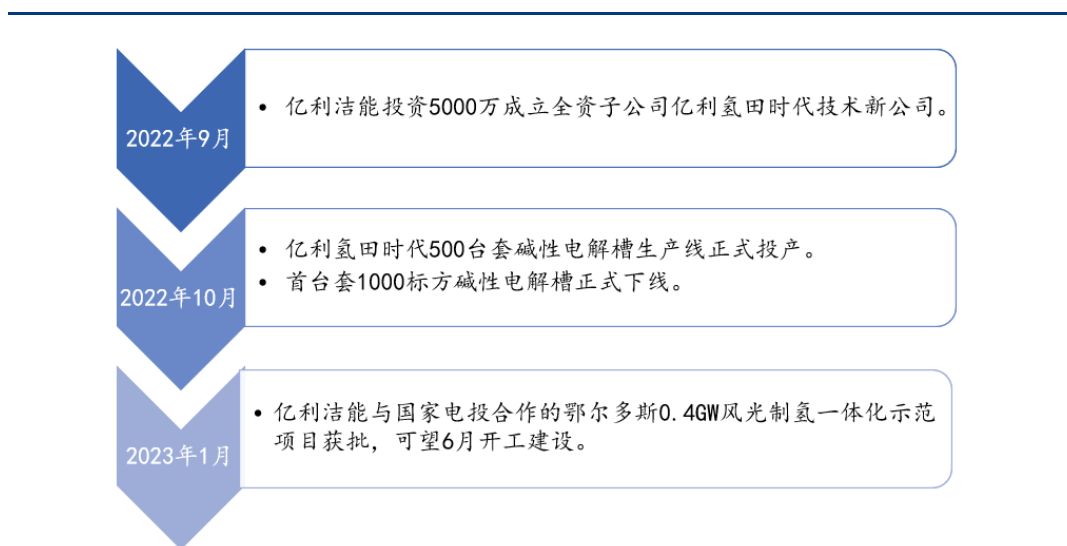
图表 73 华电重工于 2020 年涉足氢能事业，2022 年 7 月发布 1200Nm³/h 碱性电解槽产品



资料来源：公司公告，华创证券

亿利洁能（600277.SH）加速构建“全球沙漠风光氢储新材料产业链领先企业”。亿利洁能旗下全资子公司亿利氢田时代自建的 500 台套 1000 标方碱性电解槽生产线已于 2022 年 9 月投产，2023 年可望达产 200 台套，3 年达产 500 台套。2023 年 1 月 4 日，亿利洁能与国家电投合作的鄂尔多斯 0.4GW 风光制氢一体化示范项目获批，可望 6 月开工建设。目前，公司着力实现沙漠新能源与氢储新材料的融合，正在推动投资建设三个低碳产业基地，包括库布其阳光谷 5GW 风光氢储新材料低碳产业基地、甘肃阳光谷 5GW 立体生态光伏治沙低碳产业基地、上海庙阳光谷 5GW 风光氢储新材料低碳产业基地。

图表 74 亿利洁能发挥风光土地资源优势，构建风光氢储新材料一体化产业链体系



资料来源：公司官网，华创证券

华光环能（600475.SH）尚处于布局培育阶段，产品尚未商业化。公司在选择氢能业务方向时考虑公司自身装备制造的优势，选择在上游制氢环节切入，主攻碱性水电解槽制氢技术、装备及系统集成。2022 年 10 月，公司成功研发 30Nm³/h 的碱性电解槽制氢设备；2023 年第一季度，1500Nm³/h 的碱性电解槽制氢设备成功下线，但两款设备均未形成订单，均未进入商业化应用。

双良节能（600481.SH）成立氢能研究中心，重点聚焦制氢技术。双良集团积极布局氢能

产业，成立氢能产业专业技术研究机构——氢能研究中心，规划氢能产业链技术研发，布局上游电解制氢技术、储氢技术，以及下游氢气高效利用技术。双良绿电制氢装备制造基地规划厂房面积超 10000m²，能够实现年化 1000m³/h-1500m³/h 电解槽 100 台套的产能，预计可实现产值 10 亿元。2022 年 9 月，子公司双良新能源首套 1000Nm³/h 绿电智能制氢系统成功下线，为用能终端实现绿色低碳转型提供氢能支撑。

（二）储氢：多家公司掌握 IV 型瓶生产技术

富瑞特装 (300228.SZ) 早早布局储氢管，近年又开拓氢燃料电池产业链相关产品。公司早在 2016 年 6 月便积极布局氢能源产业公司，其控股 56% 的张家港富瑞氢能装备有限公司于 2016 年 6 月成立，主要经营范围是高压储氢瓶、车载供氢系统和加氢站等氢能装备。2022 年 1 月，公司出资成立合资公司上海富瑞氢新能源科技有限公司，占 51% 股权，合资公司借助上海城市群获批国内首批燃料电池汽车示范应用试点、大力扶持氢能源应用产业的机遇，专业从事研发制造各类氢燃料电池系统配套零部件产品。除目前量产的高压车载氢阀外，正积极研发氢燃料电池车用的液氢供氢系统、增湿回路等核心零部件，并衍生开发液氢产业链的关键装备及部件。公司于 2021 年 6 月投建氢能试验检测中心，计划 2023 年投入运营，建成后中心业务主要包括：燃料电池关键零部件测试、燃料电池车载供氢系统测试、燃料电池零部件耐久测试、燃料电池 HiL 测试等。

图表 75 富瑞特装氢能试验检测中心计划 2023 年投入运营，主要业务为燃料电池相关部件测试



资料来源：公司官网，华创证券

京城股份 (600860.SH) 在氢燃料储氢瓶技术领域处于领先地位，募资迅速提升 III 型瓶、IV 型瓶产能。公司下属的天海工业公司于 2021 年 5 月推出具有完全自主知识产权的新一代车载储氢气瓶——IV 型瓶。该产品与同规格 III 型瓶相比重量可降低约 30%，质量储氢密度更高，为氢燃料电池汽车提供了轻量化车载供氢系统新选择。目前，京城股份已建成一条柔性化 IV 型瓶生产线。生产线设计产能为年产一万支气瓶，后续会随市场需求而进行扩容。此外，京城股份所生产的 35MPa 高压铝内胆碳纤维全缠绕复合气瓶（储氢气瓶）也已批量应用于氢燃料电池汽车领域，70MPa 高压储氢气瓶承担北京科委和国家科技部等重点项目，目前已完成研制工作。

中材科技 (002080.SZ) 氢储运全面开花，三型、四型、站用储氢、运氢皆有成果，稳步推进氢气瓶产业拓量增收。中材科技在氢储运领域出色成绩，离不开子公司中材科技（苏州）有限公司的大力布局。公司储氢技术相关专利有 8 项。公司重点布局 70MPa 氢气瓶产业化、站用储氢容器、管束式集装箱运氢产品和 70MPa 加氢站用储氢容器等核心技术开发，已系统掌握各压力等级加氢站用储氢容器成套技术，填补国内空白，实现行业引领。

(三) 加氢：行业内公司多从压缩机切入加氢领域

厚普股份(300471.SZ)成立多个子公司全面布局氢能领域，是国内重点加氢站集成商之一。公司在氢能方面布局包括氢能加注设备的研发、生产和集成以及氢能源等相关工程的EPC，在加注领域拥有完整产品系列，业务稳定发展。在氢气核心部件研制上，公司已实现高压气氢、液氢、固态储氢三种储氢方式的布局，参与北京冬奥会4座加氢站、北京大兴氢能科技园加氢站、马来西亚电氢合建站项目、山西鹏飞集团鹏湾氢港一期2万吨焦炉煤气制氢项目、三峡集团制储运加加氢站EPC项目等多个大型氢能项目。此外，公司积极研发布局低压固态储氢装备和活塞式氢气压缩机，持续投入研发，目前低压固态储氢装备已通过小批量测试，活塞式氢气压缩机已经完成1000小时的连续运行测试。

图表 76 厚普股份在加注领域拥有完整产品系列

产品	功能介绍	图示
加氢机	70MPa加氢机主要由红外通信加氢枪、氢流量计、调节阀、预冷换热器以及新一代智能控制系统等核心部件组成。	
E系列出口型加氢站	E系列适用于欧亚地区加氢站不同需求，产品包含35或70Mpa两个压力等级	
S系列标准型产品	S系列标准型产品，采用模块化设计理念，适用于对占地面积要求不高，对功能、安全防护、自动化程度要求较高的客户。	
C系列通用型产品	C系列通用型集成氢气压缩机、加氢机、换热系统等为一体	
顺序盘	分级自动加注：当使用储气瓶（罐）供气时，系统根据容器内压力自动选择高中低压取气 管束车直充：当管束车压力远高于被加注气瓶压力时，优先进行车与瓶的平压操作 储存：首次及当储气设施压力低于一定值，或系统闲时，自动对气瓶（罐）补压	

加氢站控制系统

加氢站控制系统由加氢站收费管理系统和运营监控系统组成，实现加氢站交易数据的查询统计和报表输出，加氢站设备安全运营监控。



加氢橇装设备

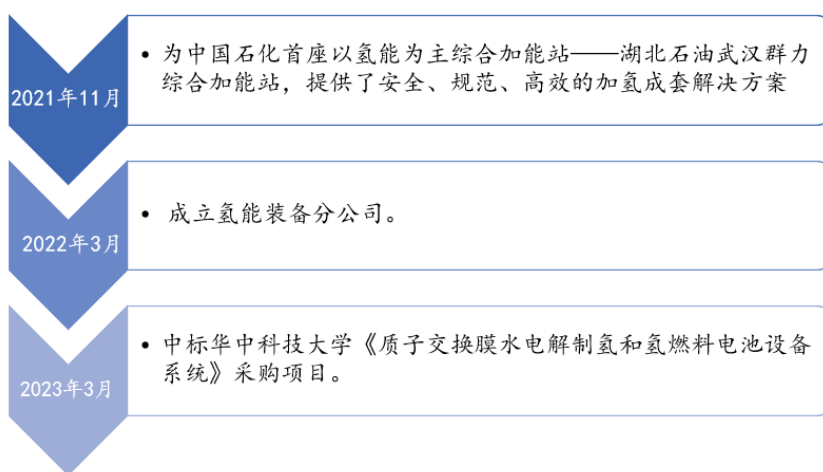
加氢站由氢气压缩机、冷却机组、存储、加注、计量、控制等设备组成，并集成在橇体内橇装式加氢站采用模块化，集成化设计，有利于设备整体运输、安装，并缩短了建站周期。



资料来源：公司官网，华创证券

石化机械（000852.SZ）是油气装备重点公司，战略目标是跟进中国石化打造“中国第一氢能公司”。公司紧跟中石化集团公司氢能重点工作部署，致力于打造成为中国石化氢能关键装备的研发、制造和服务基地。公司已研制了系列化压缩机，覆盖加氢站和供氢中心，并形成了加氢站成套装备解决方案能力，于2021年11月为中国石化首座自主建设的以氢能为主、集合多种能源为一体的综合加能站——湖北石油武汉群力综合加能站，提供了安全、规范、高效的加氢成套解决方案。同时，公司正在开展制氢装备、输氢管线等规划和研究。根据公司2023年1月17日发布的投资者问答，中国石化到2025年将建成保底600座、力争1000座加氢站，总加注能力12万吨/年的加氢站网络，截至2022年底，中石化已在全国建成98座加氢站。公司有望深度受益于母公司的加氢站建设规划。

图表 77 石化机械重点研制压缩机，覆盖加氢站和供氢中心



资料来源：公司公告，华创证券

雪人股份（002639.SZ）在“加氢+氢燃料电池”双发力，但目前氢能领域收入占比较小。在氢能燃料电池汽车产业中的两条主链，公司目前均已实现布局。在氢气端产业链上，公司技术储备已拥有“储氢、运氢、加氢装备及液氢装备技术”；在车辆端产业链上，拥有“燃料电池系统集成、空压机及氢循环泵等核心零部件技术”。公司空压机技术优势全球领先，系列化产品已在国内实现量产，推动成本大幅降低。公司氢燃料电池系统已搭载在厦门金龙、厦门金旅等车企的氢能源车辆上。同时，公司积极推动加氢站建设运营，在福州建设固定式加氢站，并参与行业标准制定。

开山股份(300257.SZ)深耕于压缩机领域,加盟氢能领域将打开新局面。开山股份借助压缩机业务切入氢能业务,压缩机在氢能社会有丰富的应用。压力为30-80bar的压缩机,用于氢气管网输送或天然气掺氢输送;200bar压缩机可用于氢气高压储存;350-700bar压缩机用于加氢站。公司于2016年4月收购了奥地利LMF95.5%股份,并于2023年全资拥有了该公司。LMF是全球领先的专业制造高压往复式压缩机的著名企业,近两年签下了多笔来自德国、英国、俄罗斯和荷兰的氢气压缩机订单。

(四) 氢燃料电池: 亿华通以燃料电池起家, 雄韬股份从蓄电池切入

亿华通(688339.SH)参与北京冬奥交通服务,是首家以氢燃料电池系统为主业的上市公司。公司成立于2012年,是中国燃料电池系统研发与产业化的先行者,拥有设计、研发、制造燃料电池系统包括核心零部件燃料电池电堆的能力,产品主要面向商用应用(如客车和货车),并于2016年开始量产。公司致力于氢燃料电池动力系统,目前持续迭代开发出了30kW、40kW、50kW、60kW、80kW及120kW型号,拥有先行优势,并于2021年12月向市场发布首个240kW型号,为国内首款额定功率达到240kW的车用燃料电池系统。

图表 78 亿华通是首家以氢燃料电池系统为主业的上市公司



资料来源: 公司官网, 华创证券

雄韬股份(002733.SZ)切入氢燃料电池后成功实现商业化落地,是全球最大的蓄电池生产企业。公司于2017年12月成立全资子公司雄韬氢雄,以氢燃料电池发动机及关键技术研发为主;于2020年9月成立雄韬氢瑞,以氢燃料电池发动机核心部件电堆及关键技术研发为主。此外,还战略投资了燃料电池产业链相关企业,如加氢站企业上海氢枫、电堆企业氢璞创能、膜电极催化剂企业苏州擎动力科技等。雄韬氢雄在武汉、深圳、大同、广州均有投资建厂,实现了在氢能产业链上制氢、膜电极、燃料电池电堆、发动机、整车运营等关键环节的卡位布局。据官网介绍,目前电堆年产能达5000套,氢燃料电池发动机年产能达30000套。

图表 79 雄韬集团在制氢、膜电极、燃料电池电堆、发动机、整车运营等产业链关键环节实现卡位布局



资料来源：雄韬氢能公众号，华创证券

图表 80 氢能产业链各环节重点关注企业（包括但不限于）



资料来源：各公司官网，华创证券