

# 加氢站：千车易得，一“站”难寻

## ——氢能及燃料电池产业前沿系列四

行业深度

◆**中国加氢站建设处于产业导入期，欧、美、日进入快速发展期。**截止2018年底，全球公开运营的加氢站数目达到369座，其中欧洲152座（德国最多60座）、美国42座、日本96座、中国23座。欧、美氢能发展受国家清洁能源需求驱动，日本受能源安全及能源结构驱动，且都表现出政策主导，社会资本辅助促进的发展态势。中国现阶段尚处于导入期，加氢站分布呈现出明显的产业聚集效应，东部沿海及南部地区凭借天然优势，由龙头企业带动产业技术进步，加氢站建设步伐较快。

◆**压缩和储氢系统是加氢站建设的两大关键系统，占加氢站建设总成本比重较高。**压缩机方面，活塞式和膜式压缩机在加氢站建设中最常使用，国外先进水平氢气压缩机出口压力高达100 MPa，排量为200-700 Nm<sup>3</sup>/h。我国现阶段具备45MPa小流量压缩机的完全自主研发制造能力，拥有87.5 MPa压力等级压缩机样机，关键部件需进口；线性压缩机和离子液体压缩机有望成为未来发展方向。储氢容器方面，我国目前多采用钢内筒钢带缠绕容器，具有45 MPa固定储氢容器完全自主知识产权，98 MPa固定储氢容器设计与制造能力，但是使用成本较高；国际上开始广泛使用耐压超过70 MPa的碳纤维复合材料和铝合金内胆材料的高压储氢容器。

◆**外供氢高压氢气加氢站建设成本最低；压缩、储氢、加氢三大系统成本随规模化、标准化而降低，进而或使加氢站总建设成本降低空间达40%。**以2015年美国加利福尼亚州3种不同类型的加氢站建设成本为例：日供氢能力为180 kg/d，储氢能力为250 kg，同时具备35 MPa和70 MPa加氢压力的外供氢高压氢气加氢站总成本约为200万美元，当生产规模达到100套/年时，其总成本约为120万美元，成本降低空间或达40%。日供氢能力为350 kg/d的外供液氢加氢站，总成本约为280万美元。日供氢能力为130 kg/d的站内电解水加氢站建设总成本约为320万美元，其中电解水制氢装置成本约为131万美元。当生产规模由10套/年增加到100套/年时，压缩系统成本可降低约56%，加氢系统建设成本降低空间约为20%。材料成本为储氢系统的主要成本构成，其成本随生产规模的扩大而降低，但是降低幅度较小。

◆**投资建议：**目前，我国各地陆续推出加氢站规划布局，各能源企业也积极布局加氢站建设，如油氢混建等；但现阶段建设成本依然居高不下，其经济性将更取决于下游需求增加而引起的规模经济性影响，二级市场的投资机会也多以主题性为主。我们认为，氢能利用产业相对集中、燃料电池及燃料电池汽车示范规划规模较大的地区有望成为加氢站投资建设重点地区。建议关注：**厚普股份、雪人股份、京城股份、深冷股份、富瑞特装、中国石化、中国石油。**

◆**风险分析：**加氢站建设核心技术尚未完全自主化，发展或将受限；加氢站产业化能力尚不足，建设成本偏高；完善的政策体系及专项规划尚未形成，国家加氢站补贴政策不明晰；氢能燃料电池汽车的大众接受度不及预期，或将制约发展速度。

### 分析师

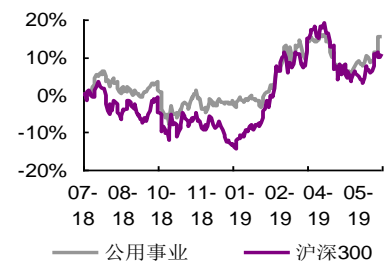
殷中枢（执业证书编号：S0930518040004）  
010-58452063  
[yinzs@ebsecn.com](mailto:yinzs@ebsecn.com)

王威（执业证书编号：S0930517030001）  
021-52523818  
[wangwei2016@ebsecn.com](mailto:wangwei2016@ebsecn.com)

### 联系人

郝嵩  
021-52523827  
[haogian@ebsecn.com](mailto:haogian@ebsecn.com)

行业与上证指数对比图



资料来源：Wind

### 相关研报

小小气瓶，大大学问——氢能及燃料电池产业前沿系列三  
..... 2019-07-09  
弃风弃光，化电为氢——氢能及燃料电池产业前沿系列二  
..... 2019-06-06  
氢能时代，点煤成金——氢能及燃料电池产业前沿系列一  
..... 2019-06-05

## 投资聚焦

### 研究背景

2019 年氢能源首次被写入《政府工作报告》，政府工作任务中明确“将推动加氢等设施建设”。作为氢能产业上、下游的桥梁，加氢站的建设得到了各方关注，在国家氢能发展路线的基础上，各地陆续推出加氢站建设规划。氢能产业的发展是一个战略性的、长期的过程，目前高额的建设成本无疑是加氢站建设的一个“绊脚石”，因此，我们需要对当前的政策、产业阶段和技术发展有一个清楚的认识，才能找准发展方向，紧抓问题关键，把控行业发展。本篇报告主要分析了目前加氢站的发展阶段，从加氢站建设的各个环节入手，对加氢站的建设成本及未来成本降低空间进行了分析和测算。

### 我们的创新点

- (1) 详细拆分了加氢站各系统的建设成本，分析了成本与生产规模的关系，以及未来成本的压缩空间；
- (2) 比较了外供氢高压氢气、外供液氢以及站内电解水制氢加氢站的建设成本；
- (3) 分析了欧、美、日加氢站建设情况以及我国加氢站发展布局，对不同国家加氢站建设成本进行了对比。

### 投资观点

目前，我国各地陆续推出加氢站规划布局，各能源企业也积极布局加氢站建设，如油氢混建等；但现阶段建设成本依然居高不下，其经济性将更取决于下游需求增加而引起的规模经济性影响，二级市场的投资机会也多以主题性为主。

我们认为，氢能利用产业相对集中、燃料电池及燃料电池汽车示范规划规模较大的地区有望成为加氢站投资建设的重点地区。建议关注具备较强的技术实力和规模化生产能力的加氢站关键设备供应商：厚普股份（加氢机）、雪人股份（压缩机）、京城股份（压缩机）、深冷股份（液态储氢设备）、富瑞特装（液态储氢设备），以及在我国加氢站运营布局中占据领先优势的龙头能源化工企业：中国石化、中国石油。

## 目 录

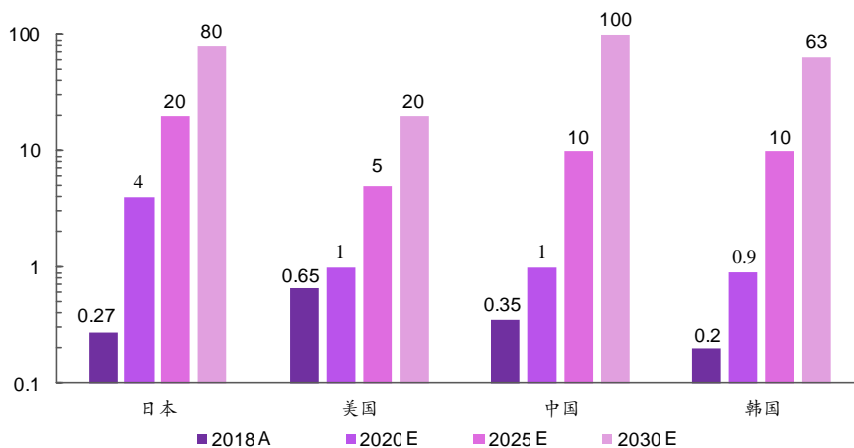
1、 加氢站设施建设是氢能利用的保障.....	4
1.1、 加氢站建设技术路线分为外供和内制.....	4
1.2、 美、日、欧加氢站进入加速建设阶段.....	6
1.3、 压、储是加速发展、成本降低的核心.....	12
2、 中国加氢站建设瓶颈待破，理想丰满.....	18
2.1、 我国加氢站分布呈现出明显的产业集聚效应.....	18
2.2、 补贴多在燃料电池车，未来有望向加氢站倾斜.....	22
3、 规模化或使未来加氢站成本降低空间达 40%.....	26
3.1、 外供氢式高压氢气加氢站的建设成本最低.....	26
3.2、 压、储、加三大系统成本规模经济性显著.....	29
3.3、 中国加氢站建设成本较其他国家优势明显.....	32
4、 投资建议.....	35
5、 风险分析.....	36

## 1、加氢站设施建设是氢能利用的保障

氢能作为一种清洁、高效、可持续的二次能源，是构建未来以可再生能源为主的多元能源结构的重要载体，其开发和利用技术也成为了新一轮世界能源技术变革的重要方向。2017 年末，国际氢能委员会发布了全球首份氢能未来发展趋势调查，报告中指出：到 2050 年，氢能有望承担全球 18% 的能源需求，创造 2.5 万亿美元的市场价值，减少二氧化碳排放量高达  $6 \times 10^9$  吨。

作为氢能产业上游制、储环节与下游应用市场的枢纽，加氢站的建设受到了各个国家和地区的高度重视。根据中国氢能联盟的预计，到 2050 年，氢能在中国能源利用体系中的占比有望超过 10%，需求量接近 6000 万吨，而交通领域作为氢能消费的重要突破口，用氢量将达到 2458 万吨，约占该领域总用能量的 19%（乐观情景达到 4178 万吨/年，占交通领域整体用能的 28%）。当前，全球燃料电池汽车发展全面加速，预计到 2030 年，中国的燃料电池汽车保有量将超过全球其他国家，达到 100 万辆。燃料电池汽车的广泛采用，与氢能基础设施建设的发展紧密相关。

图 1：主要国家燃料电池汽车保有量



资料来源：中国电动汽车网；单位：万辆

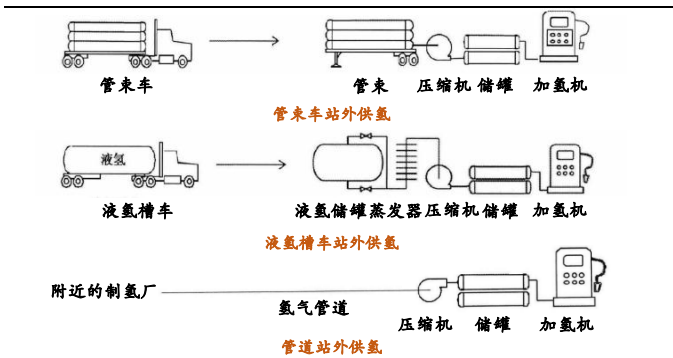
### 1.1、加氢站建设技术路线分为外供和内制

加氢站建设技术路线根据氢气来源可分为：外供氢加氢站和内制氢加氢站。

(1) 外供氢加氢站：站内无制氢装置，氢气通过长管拖车、液氢槽车或者氢气管道由制氢厂运输至加氢站，由氢气压缩机压缩并输送入高压储氢瓶内存储，最终通过氢气加气机加注到氢能源燃料电池汽车中使用。根据氢气存储方式的不同，又可进一步分为高压气氢站和液氢站，全球约 30% 为液氢储运加氢站，主要分布在美国和日本，中国现阶段全部为高压气氢站。相比气氢储运，液氢储运加氢站占地面积更小，存储量更大，但是建设难度也相对更大，适合大规模加氢需求。

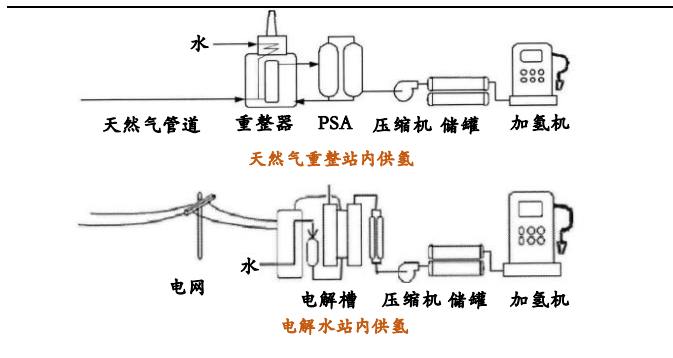
(2) **内制氢加氢站**：在站内建有制氢系统，制氢技术包括电解水制氢、天然气重整制氢、可再生能源制氢等，站内制备的氢气一般需经纯化、干燥后再进行压缩、存储及加注等步骤。其中，电解水制氢和天然气重整制氢技术由于设备便于安装、自动化程度较高，且天然气重整技术可依托天然气基础设施建设发展，因而在站内制氢加氢站中应用最多，欧洲内制氢加氢站主要采用这两种制氢方式。

图 2：外供氢加氢站技术路线



资料来源：潘相敏等《燃料电池汽车加氢站的工程实践》

图 3：内制氢加氢站技术路线



资料来源：潘相敏等《燃料电池汽车加氢站的工程实践》

根据供氢压力等级不同，加氢站分为 35 MPa 和 70 MPa 两种压力供氢。国外市场大多采用 70 MPa 氢气，国内加氢站受现有压缩机和储氢瓶技术发展的限制，大部分采用 35 MPa 氢气压力标准。用 35 MPa 压力供氢时，氢气压缩机的工作压力为 45 MPa，高压储氢瓶工作压力为 45 MPa，一般供乘用车使用；用 70 MPa 压力供氢时，氢气压缩机的工作压力为 98 MPa，高压储氢瓶工作压力为 87.5 MPa。

在原有或新的加油站、加气站的基础上加入加氢功能设施，使站内具有加油、加气、加氢等多种功能。根据《加氢站技术规范（GB50516-2010）》，加氢站可以单站建设，需要重新选址、投入成本高；油氢混合站是未来加氢站发展的方向，也可以规避锂电新能源车充电需要更多场地及时间等问题；中石油、中石化等已经开始进行相关的研究和建设工作。2019 年 7 月 1 日，国内首座油氢合建站——中国石化佛山樟坑油氢合建站正式建成，这是全国首座集油、氢、电能源供给及连锁便利服务于一体的新型网点，日供氢能力为 500kg。

表 1：我国加氢站等级划分

加氢站等级	加氢站		加氢加气合建站		加氢加油合建站			
	总容量 G kg	单罐容量 kg	总容量 G kg	单罐容量 kg	加油站等级	加油站等级	加油站等级	加油站等级
一级	4000<G≤8000	≤2000	1000<G≤4000	≤1000	120m <sup>3</sup> <V≤180m <sup>3</sup>	60m <sup>3</sup> <V≤120m <sup>3</sup>	30m <sup>3</sup> <V≤60m <sup>3</sup>	V≤30m <sup>3</sup>
二级	1000<G≤4000	≤1000	G≤1000	≤500	不得合建	不得合建	不得合建	不得合建
三级	G≤1000	≤500			不得合建	一级（合建后）	一级（合建后）	一级（合建后）
备注			管道供气的加气站储气设施总容积≤12 m <sup>3</sup>	加气子站储气设施总容积≤18 m <sup>3</sup>			二级（合建后）	三级（合建后）

资料来源：《加氢站技术规范（GB50516-2010）》；注：对于加氢加气合建站：管道供气的加气站储气设施总容积是各个储气设施的结构容积或水容积之和；对于加氢加油合建站：V 为油罐总容积，m<sup>3</sup>；柴油罐容量可折半计入油罐总容积；不得合建表示对应等级的加氢站和加油站不得建设为加氢加油合建站

按建设形式不同，加氢站可分为固定式、撬装式和移动式加氢站。固定式加氢站占地面积约为 2000-4000 m<sup>2</sup>，需要在城市总体规划中详细地划定用地边界，在当下城市建设用地紧张、用地价值高以及加氢站未来发展不确定性的情况下，寻找用于建设加氢站的独立用地存在一定困难，且有可能影响用地的开发价值。而撬装式和移动式加氢站将压缩机、储氢装置、加氢机等设备进行集成化、模块化设置，设备的占地面积很小，可小于 600 m<sup>2</sup>，一般不需要在城市规划中单独控制用地，较为适合与加气、加油站、环卫厂区、物流园区等合建。（房达等《我国城区内加氢站规划发展方式的探讨》）

表 2：加氢站类型、能力及用地面积需求

类型	储氢容量, kg	加氢能力	占地面积, m <sup>2</sup>
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：房达等《我国城区内加氢站规划发展方式的探讨》

图 4：加氢站实例



资料来源：房达等《我国城区内加氢站规划发展方式的探讨》

## 1.2、美、日、欧加氢站进入加速建设阶段

截止 2018 年底，全球公开运营的加氢站数目达到 369 座，较 2017 年增加了 48 座，其中 152 座位于欧洲，亚洲 136 座，北美 78 座，这些加氢站中有 273 座对外开放，占全球加氢站总数的 74%（根据 H<sub>2</sub>Stations 数据统计）。

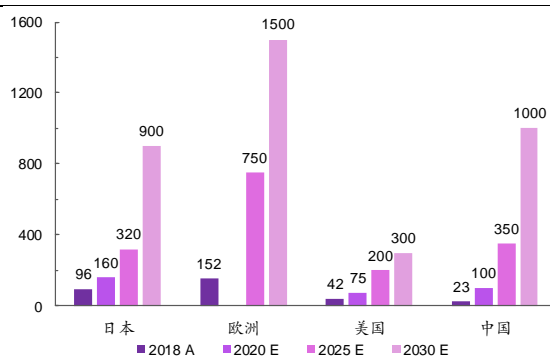
从国家来看，日本、德国、美国拥有加氢站数量位居前三位，分别为 96 座、60 座和 42 座，占全球总数的 54%，显示出这三个国家在氢能利用方面的高度重视。其他国家也正在积极部署加氢站建设，计划建设加氢站较多的国家包括德国（38 座）、荷兰（17 座）、法国（12 座）、韩国（27 座）等。

图 5：全球加氢站建设分布



资料来源：H2stations.org

图 6：主要国家加氢站建设及规划



资料来源：各国政府网站，2020/25/30 年预测值来自《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》中各国规划；单位：座

从发展历程来看，日本、欧洲氢能利用的商业化进程较快，美国目前趋于商业化。氢燃料电池、氢燃料电池汽车的研发与商业化在日本、美国及欧洲各国迅速发展，作为燃料电池汽车动力的补给点，加氢站的建设也进入了一个快速发展阶段，各个国家和地区积极制定了氢能相关的发展战略。

表 3：世界主要国家和地区氢能基础设施建设相关政策

国家和地区	氢能产业相关政策	加氢站建设、燃料电池汽车相关补贴政策
日本	1973 年，成立氢能协会，开展氢能技术研讨与技术开发 1982 年，通产省在“月光计划”中启动了燃料电池的开发； 1993 年，NEDO 牵头开展了为期 10 年的氢能系统技术研究开发项目 2002 年，启动 JHFC 示范项目，推动加氢站建设 2010 年，FCCJ 发布《燃料电池汽车和加氢站 2010-2025 年商业化路线图》，计划 2015 年将建成 100 座加氢站，到 2025 年加氢站将实现自力发展 2013 年，推出《日本复兴战略》，把发展氢能上升为国策，大力普及家用和工业用的燃料电池 2014 年，发布《第四次能源基本计划》，提出了加速建设和发展氢能社会的战略方向 2014 年，发布《日本氢和燃料电池战略路线图》，并于 2016 年修订，确定了实现氢能社会目标三步走的发展路线：2025 年前大规模使用燃料电池，2020 至 2030 年建立大规模氢气供应系统，2040 年前实现零排放氢气制取 2014 年发布《氢能白皮书》，对加氢站建设的巨额成本进行补助 2017 年，经济产业省制定了实现氢能社会的《氢能基本战略》，规划了 2050 年目标愿景，以及为实现这一目标截至 2030 年的行动计划 2018 年，经济产业省发布《第五次能源基本计划》，强调将节能和氢能利用作为应对气候变化政策的重要抓手	2009 年，家用微型燃料电池热电联供装置 Ene-farm 上市，政府对购置用户提供 50% 左右的补贴并做出长期补贴的承诺 2013 年，日本经济产业省启动对商业化加氢站的补贴计划，每个加氢站可获得最高相当于投资成本的 50% 的政府资金补贴，除补贴加氢站建设成本外，日本政府也每年给与 2200 万日元的运营补贴，丰田、本田和日产三家汽车厂商再额外提供每年 1100 万日元运营补贴 2014 年，日本丰田公司开始推出新型氢燃料电池汽车 Mirai，政府向用户提供约 30% 的补贴 2015 年，日本三大汽车制造商丰田、日产和本田宣布计划联合投资 60 亿日元支持本国加氢站建设及运营 东京购置燃料电池汽车可享受京都政府补贴 100 万日元，并由中央政府补贴 200 万日元 根据目标规划，日本将在 2040 年普及氢燃料电池汽车的应用
美国	1970 年，美国开始布局氢能技术研究 20 世纪末，先后颁布《1990 年氢气研究、开发及示范法案》、《氢能前景法案》等 2002 年，DOE 发布《国家氢能发展路线图》，美国氢能	2015 年美国国会将燃料电池汽车税收抵免额度提高至 8000 美元，2017 年购买燃料电池汽车的税收抵免为 4000 美元 2016 年，加州启动 GFO-15-605 项目，支持加氢站建设，

	<p>产业从设想阶段转入行动阶段</p> <p>2004 年, DOE 发布《氢立场计划》, 确认了氢能产业发展的研发示范、市场转化、基础建设和市场扩张、氢能社会四个发展阶段, 并开始持续开展氢能与燃料电池项目计划</p> <p>2014 年, 颁布《全面能源战略》, 确定了氢能在交通转型中的引领作用</p>	<p>总投入将达 3300 万美元</p> <p>2016 年, 氢能与燃料电池项目计划获得国会拨款 1.49 亿美元;</p> <p>2017 年, 宣布 DOE 继续投入 1580 万美元支持 30 个氢能和燃料电池项目的研究工作</p> <p>加州政府计划拨款 2 亿美元建设不少于 100 个公共加氢站</p> <p>加州政府将提供加氢站 70% 的投资资金, 并在前三年每年提供 10 万美元的运行资金支持</p>
欧洲	<p>2003 年, 欧盟 25 国开展了合作研究“European Research Area”项目, 其中包括建设欧洲氢能和燃料电池技术平台, 重点攻关氢能和燃料电池的关键技术</p> <p>2009 年, 欧盟开始开展天然气管道输氢研究, 批准燃料电池和氢联合行动计划项目, 促进氢和燃料电池技术的发展, 其总预算是在 2008-2013 年至少投入 9.4 亿欧元</p> <p>2013 年, 欧盟为 TEN-T 项目提供约 350 万欧元资助, 用于支持对荷兰和丹麦加氢站当前运营状态的分析以及制定扩大其应用的新战略</p> <p>2015、2016 年, 先后启动了 Hydrogen Mobility Europe H2ME 1 计划和 H2ME 2 计划, 两个计划共简化投资 1.7 亿欧元建设 49 座加氢站、1400 辆氢燃料电池汽车</p> <p>2016 年, 欧盟发布《可再生能源指令》等政策文件, 提出将氢能作为能源系统的重要组成部分, 《燃料电池和氢能实施计划》目标是到 2020 年实现氢能和燃料电池在固定式能源供应和交通方面的应用</p> <p>2016 年, 德国修订氢能源交通战略规划并推出氢能和燃料电池国家创新计划</p> <p>2019 年, 欧洲燃料电池和氢能联合 FCHJU 组织发布《欧洲氢能路线图: 欧洲能源转型的可持续发展路径》, 提出了欧洲氢能未来 30 年的发展规划, 到 2030 年, 氢能的预计部署将为欧盟公司的燃料和相关设备创造约 1300 亿欧元的产业, 到 2050 年达到 8200 亿欧元</p>	<p>2009 年, 德国政府与法国液化空气集团、林德集团、壳牌、道达尔等公司共同签署了 H2Mobility 项目合作备忘录, 10 年间投资 3.5 亿元在德国境内建设加氢站</p> <p>2014-2020 年, 欧盟将启动 Horizon2020 计划, 在该计划中氢和燃料电池的投入预算将达到 220 亿欧元</p> <p>到 2015 年, 德国已融资 3.93 亿欧元支持氢能及燃料电池技术发展, 其中 55% 用于氢生产和运输的基础设施建设</p> <p>2016 年, 德国修订了氢能源交通战略规划, 明确指出加大氢能和燃料电池产业投资; 促进合作, 成立氢能交通公司, 分阶段建设氢能交通基础设施网络</p> <p>出台了《氢燃料电池技术政府计划 2016-2026》计划于 2019 年前投资 2.5 亿欧元, 用于氢燃料电池汽车的研发和推广, 激活燃料电池汽车市场</p> <p>德国计划 2023 年之前将加氢站数量增加到 400 个, 届时德国整个告诉公路路网中每隔 90 公里至少有一个加氢站, 每个大都市区内至少有 10 个加氢站</p>

资料来源: 高慧等《国内外氢能产业发展现状与思考》

### 日本加氢站建设发展

日本是全球氢能发展最积极, 加氢站建设数量最多的国家, 其称氢能利用是解决能源安全保障和全球变暖问题的“王牌”:

- (1) 以改善国内 95% 的化石能源依赖进口的现状;
- (2) 以减少碳排放, 应对全球变暖问题。

截止 2018 年底, 日本加氢站建设达 96 座, 可在 70 MPa 压力标准下, 3 min 左右加注 5kg 氢气。

从布局上看: 日本加氢站主要围绕东京、大阪、名古屋、福岡四大都市区建设, 由城市向周围地区辐射, 以形成区域联动加氢网络。

从成本和补贴上看: 日本建设一座加氢站其成本约为 500-550 万美元, 政府可对加氢站建设项目给予 50% 的成本补贴, 补贴上限由 2013 年的 2.5 亿日元逐年上升到 2017 年的 4.2 亿日元。

从产业角度: 2018 年 2 月, 丰田、日产汽车、本田技研工业、JXTG 能源、出光兴业、岩谷产业、东京燃气、东邦燃气、Air Liquid Japan Ltd.、丰田通



商、日本政策投资银行 11 家企业联合成立了 Japan H<sub>2</sub> Mobility 公司，统一对其管理的加氢站进行投资部署、建设运营和商业模式探索。根据日本经济产业省制定的《氢能与燃料电池战略路线图》日本实现氢能社会建设目标分为三步走：

- (1) 到 2025 年加速推广和普及氢能利用市场；
- (2) 到 2030 年建立大规模氢能供给体系并实现氢燃料发电；
- (3) 到 2040 年完成零碳氢燃料供给体系建设。

图 7：日本加氢站具体分布

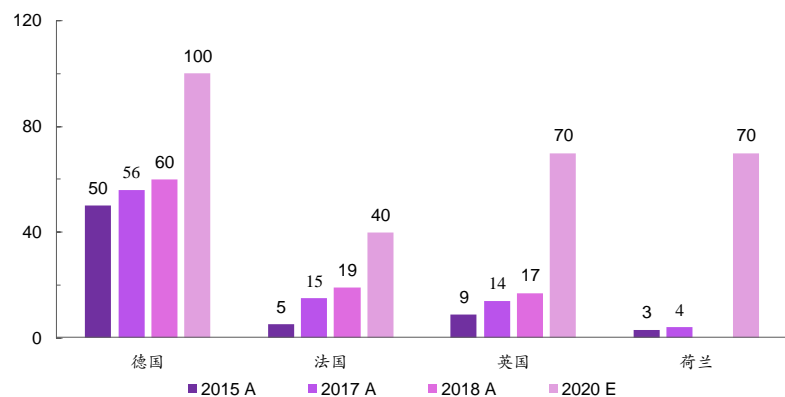


资料来源：赵俊玮等《我国燃料电池汽车加氢站发展现状及对策建议》

### 欧洲加氢站建设发展

全球范围内，欧洲拥有的加氢站数量最多，共 152 座，其中德国建设量居首，共 60 座，其次为法国 19 座、英国 17 座、丹麦 11 座。2008 年欧盟成立燃料电池与氢能联合组织（FCH JU），该组织致力于将先进的氢能和燃料电池技术引入欧洲。2019 年 2 月 FCH JU 发布了《欧洲氢能路线图》，提出了欧洲氢能未来 30 年的发展规划，并得到欧洲 17 家氢能公司和组织的支持。从欧洲各国 2015—2020 年加氢站的建设及规划情况来看，欧洲加氢站建设发展较快且维持了较高的热度。

图 8：欧洲各国加氢站建设及规划



资料来源：H<sub>2</sub>stations.org，中国氢能产业技术创新与应用联盟，各国政府网站；纵轴单位：座；注：德国计划 2019 年实现加氢站 100 座，2020 年预测值为各国规划数据

德国是欧洲发展氢能基础设施建设和燃料电池最领先的国家，由法液空集团（Air Liquid）、戴姆勒、林德、OMV、壳牌、道达尔以及长城汽车合资成立的 H<sub>2</sub>Mobility 是世界领先的加氢站运营商。H<sub>2</sub>M 的加氢站建设规划中，第一阶段（截至 2019 年）将在德国汉堡、柏林、莱茵-鲁尔、法兰克福、纽伦堡、斯图加特和慕尼黑七大都市区间最常使用的高速公路沿线建成 100 座加氢站，此后，随着燃料电池汽车数量的增加将再建成 300 座加氢站，从而在德国全国范围内建成世界上最大规模的氢气站网络。

截止 2019 年 7 月 7 日，德国现已建成加氢站 71 座，均能实现 70 MPa 压力加注，立项规划 11 座，正在审批 6 座，正在建设 6 座，调试阶段 6 座。

图 9：德国加氢站具体分布



资料来源：赵俊玮等《我国燃料电池汽车加氢站发展现状及对策建议》

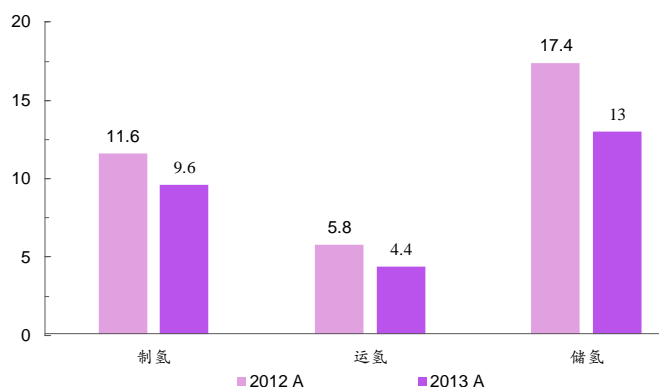
### 美国加氢站建设发展

美国现有加氢站共 42 座，其中加州集中度最高。美国加州已开放运营的加氢站共 40 座，2 座现阶段为试运营，正在开发的零售加氢站共 25 座，预计 2019 年将有 14 座建成投运，其加氢站供应规模为 100-350 kg/d，可实现 35 MPa 和 70 MPa 双压力加注。

美国除加州以外，其他地区加氢站建设发展不及预期，主要因为：

- (1) **成本**：加氢站建设成本较高，发展前期需要政府投入大量资金进行支持，现阶段氢能使用成本未显优势；
- (2) **其他可替代能源**：美国近几年“页岩气革命”使得天然气产量大幅增加，天然气使用价格下降，加之其他清洁能源比例上升，对氢能利用产生冲击。

图 10：美国加氢站建设政府投入资金缩减



资料来源：《2012 Annual report: DOE Hydrogen and Fuel Cells Program》；纵轴单位：百万美元

图 11：美国加州加氢站具体分布



资料来源：赵俊玮等《我国燃料电池汽车加氢站发展现状及对策建议》

从布局上看：加州的零售加氢站主要分布在旧金山湾区、洛杉矶、奥兰治县及其附近的西海岸城市，形成了南加州以洛杉矶为中心、北加州以旧金山湾区为中心的两个零售加氢站集群。其中，高压气氢站最多，共 35 座，占比为 83.3%，尤以外部长管拖车运氢的方式最常用，占比达 69%。1 座为站内电解水制氢和外部拖车运氢结合建设，5 座为液氢加氢站。

加州建设规划目标：到 2020 年建立 100 个加氢站，2025 年建立 200 个加氢站，并到 2030 年在加州实现 500 万辆零排放汽车目标，计划 2030 年拥有 1000 座加氢站，为 100 万辆燃料电池汽车提供服务。

从成本方面来看：在美国投资建设一座中型加氢站约需要 220-350 万美元。

从产业角度：**生产端**，有 Air Products、Praxair 等世界先进的气体公司，掌握着技术领先的质子膜水电解制氢技术和液氢储气瓶、储氢瓶等核心技术；**需求端**，拥有世界最大的燃料电池叉车企业 Plug Power，燃料电池叉车和乘用车保有量领先全球，且燃料电池汽车液氢使用量很高，全年液氢市场需求量的 14% 都被用于燃料电池汽车。

表 4：美国加州运营和试运行加氢站类型和占比（截至 2018 年底）

加氢站类型	供氢方式	数量，座	占比
气氢站 (83.3%)	外部长管拖车运氢	29	69.0%
	外部管道运氢	1	2.4%
	内部电解水制氢	4	9.5%
	内部电解水制氢+外部长管拖车运氢	1	2.4%
液氢站 (11.9%)	外部液氢罐车运氢	5	11.9%
NG SMR (4.8%)	-	2	4.8%

数据来源：香橙会研究院

总体来看，日本、美国、欧洲的加氢站发展呈现出以下特点：

(1) 欧、美、日地区的加氢站建设已进入快速发展期，各国加氢站规划、布局清晰，各具特色；

(2) 欧洲、美国氢能发展主要受法规、政策驱动，其中，美国其他清洁能源发展对氢能发展产生的冲击较大，日本主要受其国内能源结构驱动，但都表现出政策主导，社会资本辅助共同促进的发展态势；

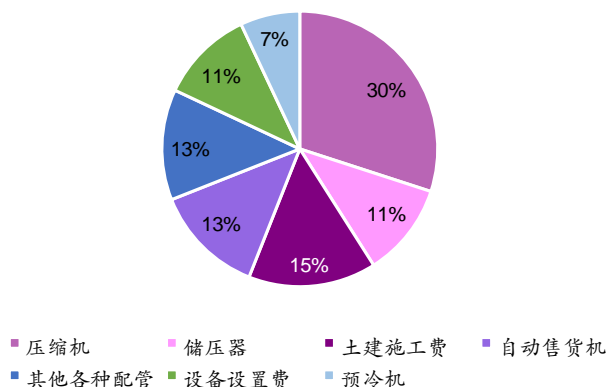
(3) 加氢站基础设施建设与氢燃料电池汽车同步发展，相互促进，积极进行技术革新，降低建设成本，促进氢能利用产业化、商业化。

### 1.3、压、储是加速发展、成本降低的核心

加氢站的主要系统包括：

(1) 输送系统（外供氢）或制氢系统（内制氢）、(2) 氢气压缩系统、(3) 氢气储气系统、(4) 售气加注系统、(5) 控制系统，其中压缩系统和储氢系统占加氢站总建设成本的比重较高。因此，我们主要对加氢站中的压缩机和储气瓶的技术发展现状进行分析。出于安全考虑的明确要求，我国现有加氢站主要为外供氢加氢站，其储、运及加注过程是加氢站安全、高效、低成本运营的关键。为了达到加氢站工作参数要求、降低建设成本，众多国家及机构对相应的关键设备展开了大量的研究工作。

图 12：加氢站建设成本比例（2018 年）



资料来源：上海情报服务平台

#### 1.3.1、膜式压缩机技术发展较为成熟，广泛使用

现有压缩机根据工作原理及结构不同可分为机械式压缩机和非机械式压缩机。其中机械式压缩机包括往复式压缩机、膜式压缩机、线性压缩机和液体压缩机，非机械式压缩机包括低温液体泵、金属氢化物压缩机、电化学氢气压缩机和吸附型压缩机等。由于氢气是已知密度最小的气体，具有很低的体积能量密度(0.01079 MJ/L, 作为对比, 石油体积能力密度达 34 MJ/L)，为了提高储运效率，最常用的方法就是将氢气进行压缩。

考虑氢气特殊的性质，通常要求氢气压缩机工作压力大、流量范围广、易于控制、操作安全、密封性好，同时需在工作中能保证被压缩氢气的纯度，压缩效率高能量消耗少，且对材质有较高要求以避免产生氢脆等现象。

目前加氢站使用的主要是容积型、往复式机组，包括活塞式和隔膜式压缩机，未来如离子液体压缩机有望成为下一步研究发展的方向之一。

**(1) 活塞式压缩机：**工作原理是主电机通过联轴器带动主机做往复活塞运动，推动活塞在对气缸中气体进行压缩。活塞式压缩机的优点是技术发展较为成熟，生产使用经验丰富，压力范围广，系统较为简单，可在无润滑油的条件下工作，保证了氢气的纯度。其也存在一定的不足：此类压缩机的经济性并不是最高的，排气压力为 25 MPa，流量为 890 kg/h 的活塞式压缩机功耗可高达 11.2 MW；受自身结构以及压缩速度的限制，活塞式压缩机无法满足高压、大排量的使用场合，一般适用于中等排量、高压工作条件；另外，由于活塞等移动部件的存在，使得易损件较多且维修不便。

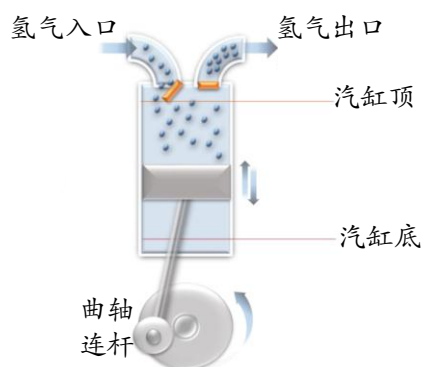
目前，活塞式压缩机的输出压力可达到 100 MPa，流量为 300 Nm<sup>3</sup>/h。HydroPac 公司研制出出口压力为 85.9 MPa 的高压活塞式压缩机，其入口压力为 35 MPa，流量为 430 kg/h。

**(2) 隔膜式压缩机：**工作原理是电动机驱动曲轴转动，再经过连杆使油缸中的活塞作往复直线运动，推动油液，使膜片作往复振动，完成吸、排气过程。隔膜式压缩机的优点是密封性非常好，压缩气体的洁净度极高，气缸散热性好，容积效率更高，单机压力比大，可适用于进、排气压力调整范围大的高压工况。其缺点与活塞式相似，由于结构的限制，一般适用于小排量高压的工况。

隔膜压缩机的膜片一边与氢气直接接触，另一边与油缸中的油液接触，因此**膜片材料的选择是关键**。不锈钢、镍铬钢、铜钼合金和双相钢是隔隔板常用的材料。国际上先进的隔膜式压缩机排气压力可达 100 MPa，对应流量为 200 -700 Nm<sup>3</sup>/h，效率可达 80%-85%。美国掌握三层金属隔膜结构的氢气压缩机制造技术，其输出压力可超过 85 MPa。美国 PDC machines 研制的氢燃料电池汽车车载隔膜式压气机排气压力可达到 51.7 MPa，流量为 50-280 Nm<sup>3</sup>/h。

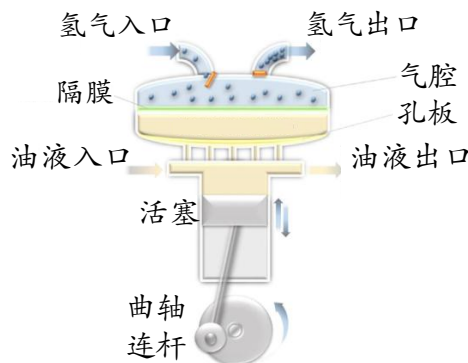
目前我国具备 45 MPa 小流量压缩机的完全自主研发制造能力，但在实际应用中故障率较高；我国同时拥有 87.5 MPa 压力等级压缩机的试验样机，但其关键部件仍需进口。

图 13：活塞式压缩机工作示意图



资料来源：G. Sdanghietal. 《Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications》

图 14：隔膜式压缩机工作示意图

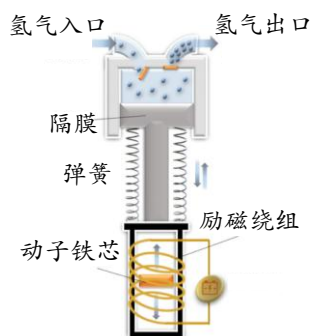


资料来源：G. Sdanghietal. 《Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications》

(3) **线性压缩机是未来成本降低的一个方向。**该类压缩机采用直线电机驱动，将电磁力直接转化为活塞往复运动的驱动力，避免了活塞式及隔膜式压缩机由曲柄连杆机构转化所带来的损失；其采用柔性板弹簧为活塞提供径向支撑和轴向自由往复运动，省去了大量的支撑部件，结构更加紧凑，效率增加，因而线性压缩机的经济性潜力大。目前，尚未有线性压缩机应用于氢气压缩的实例。美国为了实现能源部对于提高氢气压缩机效率、降低压缩成本的目标，正在研制排气压力为 86-95 MPa、气体排量高于 112 Nm<sup>3</sup>/h、效率超过 73% 的线性压缩机。

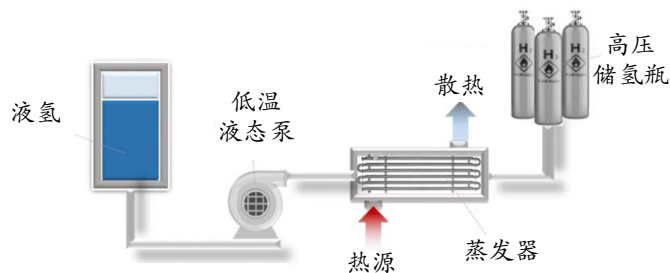
(4) **离子液体压缩机成本大幅降低。**该类压缩机是液体压缩机的一种，采用在常温下为液态的低熔点盐替代活塞，在等温条件下（离子液体具有良好的导热性）对氢气进行压缩。这种压缩机使用寿命更长，相比活塞式压缩机可节省 20% 的能耗。离子液体压缩机由德国 Linde 公司研制，构造简单，所需零件由普通压缩机的 500 个大幅降低到 8 个，因而成本也大大降低。现已应用到加氢站的离子液体压缩机排气压力为 45-90 MPa，流量为 90-340 Nm<sup>3</sup>/h，效率高于 65%，最高排气压力可到 100 MPa，排量为 376-753 Nm<sup>3</sup>/h。

图 15：线性压缩机工作示意图



资料来源：G. Sdanghietal. 《Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications》

图 16：低温液体泵工作示意图



资料来源：G. Sdanghietal. 《Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications》

(5) 低温液态泵被用于低温高压储氢技术中，以进一步提高氢气利用的体积能量密度。但是这种方法的成本较高，且需要对氢气储、运过程进行严格的保温，以维持其低温状态。该技术中使用低温液态泵直接将低温液态氢升压至所需压力，再通过蒸发器，将液氢汽化注入高压储氢瓶中，排气压力可达到 85 MPa，氢气排量 100 kg/h，氢气储存密度达 80 g/L。低温高压储存技术相比于普通的高压气态储存，储存相同量的氢气可以降低氢气压力，常温下 100 L 储罐中存储 4.1 kg 氢气其压力需要达到 75 MPa，而当氢气温度降到 77 K 时，储存相同量的氢气在 100 L 储罐中压力仅为 15 MPa。Linde 公司采用的低温液态泵其排气压力 35-90 MPa，排量超过 1000 Nm<sup>3</sup>/h。

(6) 金属氢化物压缩机、电化学型压缩机及吸收型压缩机也正在研制，由于技术尚不成熟，还未使用到现有的加氢站建设中。相关技术的发展使氢气压缩机朝着紧凑型、低成本、低能耗、高压、大排量的方向发展，对未来加氢站降低成本有着重要的作用。

表 5：不同类型压缩机性能及成本对比

压缩机类型	国际先进水平	应用情况	能耗, kWh/kg	成本	效率	维护管理费用
机械往复式	$P_{out}=100$ MPa $V=300$ Nm <sup>3</sup> /h	广泛应用	11	17 万美元 ( $P_{in}=0.7$ MPa, $P_{out}=25$ MPa)	45%	8000 美元/年
线性压缩机	$P_{out}=86 - 95$ MPa $V>112$ Nm <sup>3</sup> /h	尚未用于加氢站	-	较低	>70%	较低
离子液体压缩机	$P_{out}=100$ MPa $V=376 - 753$ Nm <sup>3</sup> /h	已应用于加氢站	2.7	低	~70%	最低
低温液态泵	$P_{out}=85$ MP $V=100$ kg/h	用于液氢加氢站	10.3~13.3 (包含液化耗能)	低	-	较机械往复式低
金属氢化物压缩机	$P_{out}=70$ MP	正在研制	10 (可利用废热供能)	15 万美元 ( $P_{in}=0.7$ MPa, $P_{out}=25$ MPa)	<25% 平均为 10%	1000 美元/年
DOE 2020 年目标	$P_{out}=87.5$ MPa $V=100$ kg/h	-	1.6	压缩系统总成本 27.5 万美元	85%	系统总维护费用 11000 美元/年

资料来源：G. Sdanghi et al. 《Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications》；注： $P_{in}$ 表示入口压力， $P_{out}$ 表示出口压力， $V$ 表示压缩机排量

表 6：国内、外氢气压缩机供应企业

国家	企业	描述
美国	PDC Machines	作为加氢市场的第一大气体压缩机供应商，主要生产膜式氢气压缩机，输出压力高达 10 OMPa；掌握具有三层金属隔膜结构的氢气压缩机制造技术，输出压力超过 85 MPa，全球 300 多座加氢站有将近 200 个使用 PDC 膜式氢气压缩机机组。
	HydroPac 公司	研制出出口压力为 85.9 MPa 的高压活塞式压缩机，其入口压力为 35 MPa，流量为 430 kg/h。其研制的 LX-SERIES™ 多级氢气压缩机可将入口压力为 0.5 MPa 的氢气压缩至 100 MPa。其生产的压缩机出口压力为 7-100 MPa，排量为 3-1170kg/天。
英国	Howden (豪顿集团)	豪顿压缩机的主要产品，包括 HPC 的双螺杆工艺压缩机和单级离心鼓风机以及 HBC 的金属隔膜压缩机和活塞压缩机，其中最著名的就是双螺杆工艺压缩机和金属隔膜压缩机。
德国	Andreas Hofer	主要生产隔膜式和活塞式压缩机，其用于加氢站的氢气压缩机出口压力可达 100 MPa。
	Linde	研制了离子液体压缩机，其排气压力为 45-90 MPa，流量为 90-340 Nm <sup>3</sup> /h，效率高于 65%，最高排气压力可到 100 MPa，排量为 376-753 Nm <sup>3</sup> /h。其生产制造的低温液态泵排气压力 35-90 MPa，排量超过 1000 Nm <sup>3</sup> /h。
中国	北京京城机电	今年 3 月与美国 PDC 签署了氢压缩机系统协议，双方共同开发加氢站压缩设备市场。
	江苏恒久机械股份有限公司	主要从事膜式压缩机的开发和制造，正在研发大排量，压力高达 90MPa 的高压氢气膜式压缩机。浦江特汽内部加氢站采用该公司生产的一台压缩机。

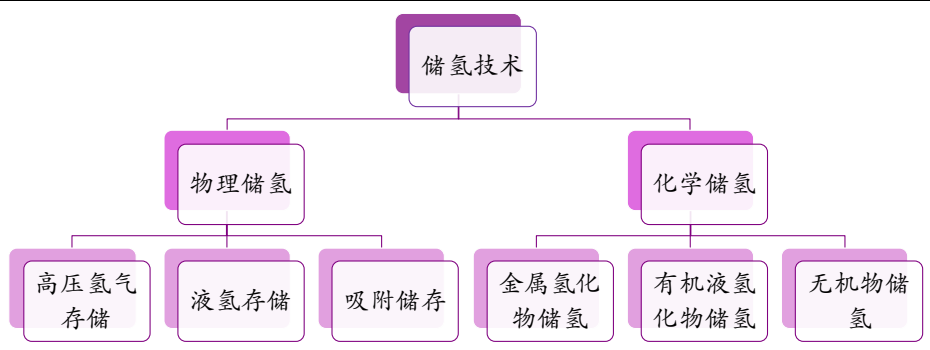
北京天高隔膜压缩机有限公司	主要从事隔膜压缩机的开发制造，为国内十个加氢站提供氢气压缩机，压缩机出口压力可达 70 MPa。
北京中鼎恒盛气体设备有限公司	主要从事隔膜压缩机的生产、服务，氢气压缩机设计排量为 50 Nm <sup>3</sup> /h-2000 Nm <sup>3</sup> /h，出口压力为 45 MPa 和 70 MPa 两种，其中 45 MPa 压缩机排量最大为 2000 Nm <sup>3</sup> /h。

资料来源：各公司官网，光大证券研究所整理

### 1.3.2、现阶段多采用钢内筒钢带缠绕容器进行储氢，全复合纤维缠绕储氢瓶是未来的发展方向

高效储氢技术是加氢站氢储备系统的关键环节，储氢方式分为物理储氢和化学储氢两大类。其中，高压气态储氢技术已成为较为成熟的储氢方案，我国现有加氢站全部采用高压气态储氢方式。

图 17：加氢站储氢技术



资料来源：光大证券研究所

高压储氢瓶的发展主要经历了金属储氢瓶、金属内衬纤维缠绕储氢瓶以及全复合储氢瓶等三个阶段，全复合纤维缠绕结构的轻质高压储氢瓶是未来发展的主要方向。目前我国 20 MPa 钢制氢瓶已得到广泛的工业应用。加氢站加注压力为 35 MPa 时，其储气瓶的压力通常为 40-45 MPa，加注压力为 70 MPa 时，储气瓶的压力通常为 80-90 MPa。

我国现阶段固定储氢装置多为钢内筒钢带缠绕容器。我国具有 45 MPa 固定储氢容器完全自主知识产权，其每立方米水容积的使用价格超过 20 万元；同时具有 98 MPa 固定储氢容器设计与制造能力，每立方米水容积的使用价格超过 100 万元。（数据来源：《中国氢能基础设施产业发展战略研究》（凌文等））

表 7：世界主要国家和地区氢能基础设施建设相关政策

类型	I	II	III	IV
材质	铬钼钢	钢制内胆纤维环向缠绕	铝内胆纤维全缠绕	塑料内胆纤维全缠绕
工作压力, MPa	17.5~20	26.3~30	30~70	30~70
应用情况	加氢站等固定储氢应用		国内车载	国际车载

资料来源：《车用压缩氢气铝内胆碳纤维全缠绕气瓶》（GB/T35544-2017）



大连 70 MPa 同新加氢站中采用的 87.5 MPa 缠绕大容积储氢容器，是国内第一例采用碳纤维全缠绕增强钢内胆结构形式的固定储氢容器。其生产制作厂家为石家庄安瑞科气体机械有限公司，该储氢容器的成功研制填补了国内技术空白。

#### 总体上看：

(1) 我国已经具备了生产 30MPa、70MPa III 型储氢瓶的能力，且 30MPa III 型储氢瓶具有成熟的产品，而对于 70MPa III 型储氢瓶，据中国储能电站网报道，国内仅有 5 家企业正在研发或已具备量产能力（科泰克、天海工业、中材科技、富瑞氢能、斯林达）。

(2) 国际上，日本、美国等国家已经开始广泛使用耐压超过 70MPa 的碳纤维复合材料和铝合金内胆等材料制成的高压储氢容器，IV 型全复合材料气瓶也已经进入了示范使用阶段。

表 8：国内外储氢罐供应企业

国家	企业	描述
美国	Impco	研制了超轻型 Trishield 储氢瓶，储氢压力为 69 MPa，质量密度达 7.5%
日本	丰田	提供 70 MPa 高压氢气存储箱，具备全复合轻质纤维缠绕储氢罐的商业化生产能力
	JARI	生产供应高压储氢瓶，储氢瓶压力有 37 MPa 和 70 MPa 两种
德国	奔驰	储氢瓶压力达 70MPa，正在继续研制大容量，高储存密度的储氢瓶
	Linde	提供高压氢气也低温液氢储存容器，储存压力达 70 MPa
加拿大	Dynetek	研制了铝合金内胆，碳纤维/树脂基体复合增强外包层结构的高压储氢瓶，压力达 70 MPa
挪威	Hxagon	具备全复合轻质纤维缠绕储氢罐的商业化生产能力
中国	中材科技	主要开发生产燃料电池车用氢气瓶，采用铝制内胆纤维缠绕工艺，容量为 120 L-165 L，压力 35 MPa，能够进行批量生产
	京城股份	开发了 35 MPa 和 70 MPa 高压氢燃料电池车用储氢瓶
	安瑞科	开发生产运输及加氢站用储氢瓶，为我国第一座 70MPa 加氢站提供 87.5 MPa 碳纤维全缠绕增强钢内胆结构形式的储氢罐

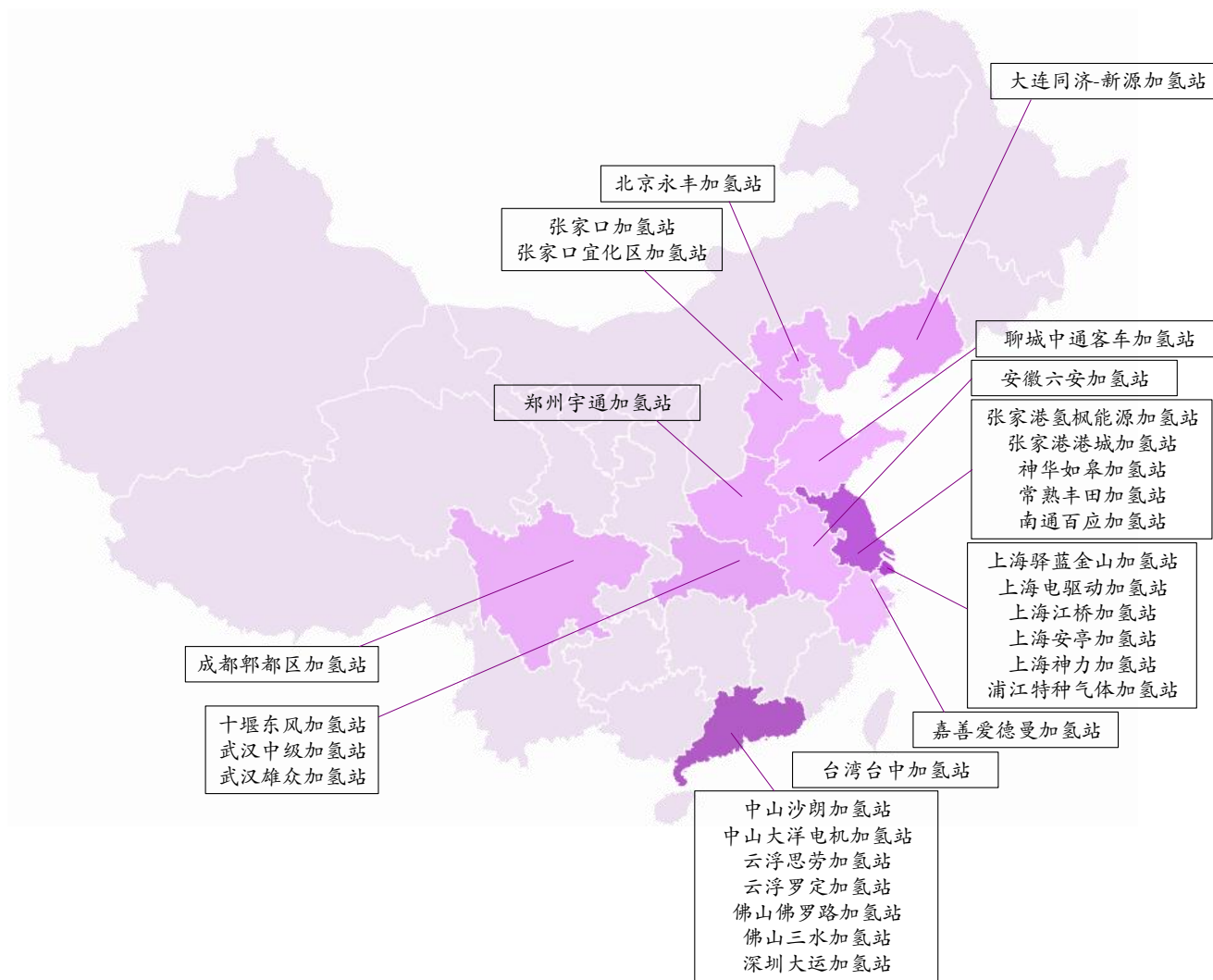
资料来源：各公司官网，光大证券研究所整理

## 2、中国加氢站建设瓶颈待破，理想丰满

### 2.1、我国加氢站分布呈现出明显的产业集聚效应

截至 2018 年底，我国共建成加氢站 23 座，其中固定式 11 座、撬装站 10 座、厂内站 2 座。加氢规模 500 kg 以上的占 39%，多以试验及内部使用为主，商业化运营的加氢站 6 座，占比为 26%，在建加氢站合计约 40 余座。

图 18：我国加氢站建设具体分布（截至 2019 年 6 月）



资料来源：赵俊玮等《我国燃料电池汽车加氢站发展现状及对策建议》，光大证券研究所整理

**从技术路线来看：**我国现已建成的加氢站中仅大连同济-新源加氢站及北京永丰加氢站具备站内制氢能力，其中大连同济-新源加氢站采用可再生能源站内制氢加氢站，其他均为外供氢气式加氢站，加注压力基本为 35MPa。大连同济-新能源加氢站的建成是我国在 90MPa 超高压氢气压缩和存储技术、70MPa 加注技术以及 70MPa 加氢站集成技术研发与示范上迈出的坚实一步。随着技术的发展，我国加氢站的日加注能力已逐渐从 200 kg/d 提高到 1000kg/d 甚至 2000kg/d。

图 19：我国氢能产业整体布局（2019 年）



资料来源：中国氢能联盟，光大证券研究所整理；代表性企业单位：个，示范运行燃料电池汽车单位：辆，在营加氢站单位：座

**从布局来看：**氢能利用产业区域产业集聚效应显著，产业链企业集中聚集地的氢能基础设施建设也依托其自身资源禀赋得到快速发展。我国现运营的加氢站主要集中在上海、江苏、广东、湖北四个省份，约占全部加氢站的 65%。结合我国氢能产业整体布局来看，东部区域氢能利用产业主要集中在山东、江苏和上海，该地区也是我国最早进行燃料电池研发与示范的地区，该区域共有规模以上企业 68 家，示范运行燃料电池车 563 辆，现有加氢站约 12 座，并计划到 2020 年建成 50 座加氢站。南部地区主要以广东佛山和云浮为首，依托燃料电池及燃料电池汽车的大规模示范，该地氢能产业链逐步完善，共有规模以上企业 32 家，示范运行燃料电池车 95 量，加氢站 7 座，计划到 2020 年建成 40 座。国内制氢企业分布也明显呈现出东部沿海多内陆少，北京、山东、江苏、上海和广东氢气产量占全国制氢总量超过 60%。

表 9：截止 2019 年 6 月国内现有加氢站信息介绍

序号	地点	加氢站名称	日加注量 kg/d	储备容量 kg	加注压力 MPa	投资 万元	参与单位	时间	备注
1	北京	永丰加氢站	200	-	35	2400	北京清能华通、BP	2006	具备站内制氢能力
2	上海	安亭加氢站	200	800	35	-	上海舜华、同济大学、上海神力	2007	外供氢气，固定站
3	台湾	台湾台中加氢站	-	-	35	-		2011	利用微生物技术、以农业废弃物为原料制氢
4	郑州	宇通加氢站	210	-	35	-	宇通	2015	
5	大连	同济-新源加氢站	400	600	35/70	-	同济大选、新源动力	2016	风光互补发电制氢
6	佛山	三水加氢站	80-100	-	-	-	氢枫能源、广东国鸿	2016	撬装式加氢站
7	如皋	南通百应加氢站	2000	980	-	2473	氢枫能源、南通百应	2017	外供氢气，撬装站
8	常熟	丰田加氢站	-	-	35/70	-	丰田	2017	外供氢气
9	上海	江桥加氢站	750	-	-	1200	富瑞氢能、嘉氢实业	2017	撬装站
10	十堰	十堰东风加氢站	500	764	-	-	氢枫能源、东风特汽	2017	
11	佛山	丹灶瑞晖加氢站	360	350	35	1550	瑞晖能源	2017	
12	中山	氢枫能源中山大洋电机加氢站	500	-	-	-	氢枫能源、国能联盛	2017	
13	张家口	张家口加氢站	400	-	35	-	亿华通	2018	外供氢气
14	张家口	宣化区加氢站	-	-	-	-	-	2018	
15	上海	电驱动加氢站	800	-	-	-	氢枫能源、上海电驱	2018	撬装站
16	武汉	武汉中极加氢站	300	-	-	-	中极氢能、中国石油湖北公司、成都华气厚普机电	2018	
17	成都	郫都区加氢站	400	600	-	5000	四川燃气、四川金星	2018	
18	佛山	佛罗路加氢站	1000	-	35	1250	佛山汽车运输集团	2018	
19	云浮	罗定加氢站	400	-	35	1780	舜华新能源、云浮舜为氢能	2018	
20	嘉善	爱德曼加氢站	200	-	-	-	氢枫能源、爱德曼	2018	撬装站
21	聊城	中通客车加氢站	200	-	-	-	中通客车，氢枫能源	2018	
22	上海	驿蓝金山加氢站	1920	-	35/70	5500	上海驿蓝能源	2019	外供氢、管道输氢
23	武汉	雄众加氢站	1000	1000	35	-	雄众氢能	2019	
24	云浮	思劳加氢站	500	665	-	-	氢枫能源、广东国鸿	-	
25	中山	沙朗加氢站	1000	-	-	-	氢枫能源、大洋电机	-	
26	深圳	大运加氢站	460	-	35/43	-	舜华新能源、五洲龙	-	一辆加氢车+固定站
27	如皋	神华如皋加氢站	1000	980	-	-	神华集团、舜华新能源	2019	固定站
28	张家港	氢枫能源张家港加氢站	1000	980	-	-	氢枫能源	-	
29	张家港	港城加氢站	500	-	-	-	东华能源、富瑞氢能	2019	撬装站
30	佛山	樟坑油氢合建站	500				中石化	2019	油氢合建

资料来源：高慧等《国内外氢能产业发展现状与思考》，北京市氢燃料电池发动机工程技术研究中心《我国加氢站建设情况》，光大证券研究所整理

### (1) 北京永丰加氢站

北京永丰加氢站总投资金额约 350 万美元，位于北京中关村永丰高新技术产业基地新能源交通示范园内，2006 年 11 月 8 日正式运行，是我国第一座固定车用加氢站。

该项目业主为北京清能华通科技发展有限公司，合作伙伴包括英国 BP 公司和同方股份有限公司，设计单位为中国天辰化学工程公司，由美国空气化工产品公司运行管理。该加氢站占地面积约 4000 平方米，最终包括三种制、供氢方式：外供氢气（2000 Nm<sup>3</sup>/d）、电解水制氢（1200 Nm<sup>3</sup>/d）、天然气重整制氢（1200 Nm<sup>3</sup>/d）。

加氢站为戴克燃料电池客车加注时间约 15 min，加注压力达 35 MPa，每辆车加满可携带约 40 kg 氢气。站内配备了不同的加注接口以同时为国产及戴克燃料电池客车、轿车加注氢气。（资料来源：清能华通）

表 10：北京永丰加氢站设备介绍

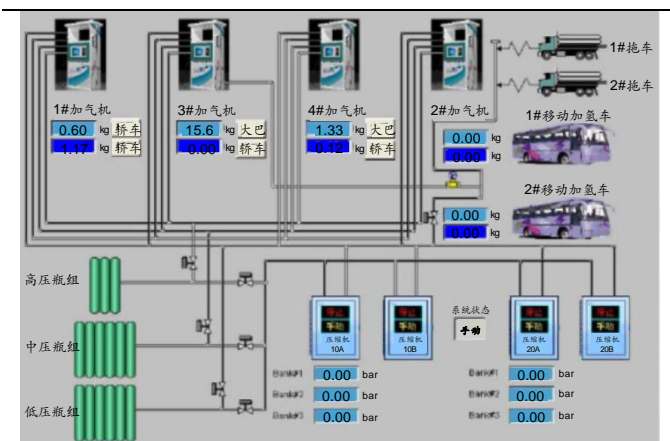
设备名称	型号	数量	供应商
氢气压缩机	PDC-13-5800	1	USA PDC
氢气高压储罐	TAE/EVO-121	1	USA CPI
氢气长管拖车	298kg/辆	2	中国
氢气加注机	Series 300	1	USA Genesys
蒸汽天然气重整制氢装置	50m <sup>3</sup> /h	1	-

资料来源：清能华通《北京新能源交通示范园加氢站介绍》，光大证券研究所整理

### (2) 上海安亭加氢站

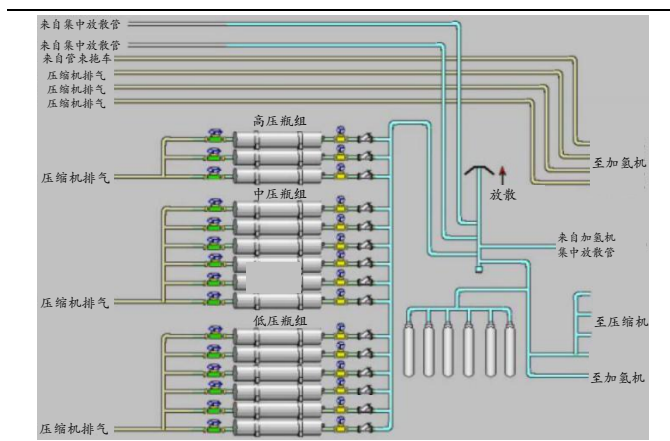
上海安亭加氢站在 2019 年以前是上海唯一的一座固定式加氢站，采用外供氢气的设计，利用上海焦化厂工业副产氢气，经过提纯后以高压氢气形式用管束拖车运输到加氢站内，经卸气柱将氢气从管束内卸载进入压缩系统，当管束拖车上管束内压力与储气瓶内压力平衡时，压缩机启动，继续将剩余氢气存储到高、中、低三级储气瓶组内，加氢时按照低、中、高压顺序取气，压力允许时氢气可直接从管束车或储气瓶或直接由压缩机对汽车进行加注。站内配有移动式储气瓶组和固定式储气瓶组，其中移动式储气瓶组包括两组 DOT 储气瓶组，每车实际可用储氢量为 250 kg，因此站内移动储氢能力为 500 kg；固定式储气采用 15 个 ASME 储气瓶，分为低中高三级容量，容量比例为 2:2:1，按低中高容量的储气瓶数量分配为 6:6:3。另外，站内配备齐全的加氢系统、氮气系统、安全监控系统等保证加氢站安全运行。（资料来源：中国石油大学）

图 20：上海安亭加氢站流程工艺图



资料来源：《新型加氢站的课题展示》（中国石油大学），光大证券研究所整理

图 21：上海安亭加氢站储氢流程工艺图



资料来源：《新型加氢站的课题展示》（中国石油大学），光大证券研究所整理

### 总体看来：

- (1) 我国加氢站基础设施建设处于导入阶段，加氢站建设数量、速度及运行参数未达预期，与发达国家存在一定差距；
- (2) 我国加氢站分布呈现出明显的产业集聚效应，东部沿海及南部地区凭借天然优势，由龙头企业带动产业技术进步，加氢站建设步伐较快。

## 2.2、补贴多在燃料电池车，未来有望向加氢站倾斜

国家及各地政府对氢能利用、新能源汽车的发展给予高度重视，相继出台了一些政策扶持氢能推广、燃料电池和加氢站关键技术研究及相应基础设施的建设，我们主要对涉及燃料电池汽车及加氢站建设补贴的相关政策进行分析。

### 2.2.1、国家层面对燃料电池汽车及加氢站建设的补贴政策

2015年财政部、科技部、工业和信息化部、发展改革委发布了《关于2016年-2020年新能源汽车推广应用财政支持政策的通知》，在补助标准上规定了2017-2020年除燃料电池汽车外其他车型补助标准适当退坡，给予燃料电池乘用车补贴20万/辆，轻型客车货车30万/辆，大中型客车和中重型货车50万/辆。

较之前的补贴力度，2018年对燃料电池汽车的补贴政策基本不变，力度不减。2018年，四部委联合发布了《关于调整完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》，要求燃料电池乘用车依然按燃料电池系统的额定功率进行补贴，补贴标准为6000元/kW，上限为20万元/辆；轻型燃料电池客车、货车以及大中型客车、中重型货车依然采用定额补贴方式，补贴上限不变，分别为30万元/辆和50万元/辆。在技术要求上，乘用车燃料电池系统的额定功率不小于10kW，商用车燃料电池系统的额定功率不小于30kW。

表 11：2018 年我国燃料电池汽车补贴标准

车辆类型		2018 年补贴标准
乘用车		20 万 (10-30kW 按照 6000 元/kW 补贴)
轻客、轻货		30 万元
大中客、中重货		50 万元
技术要求	纯电续航里程	≥30km
	燃料电池系统额定功率	乘用车≥10kW; 商用车≥30kW
	燃料电池额定功率 驱动电机额定功率	额定功率比值不低于 30% (比值介于 0.3 (含)-0.4 的车型按 0.8 倍补贴; 比值介于 0.4 (含)-0.5 的车型按 0.9 倍补贴; 比值在 0.5 (含) 以上的车型按 1 倍补贴)

资料来源：《关于调整完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》

2019 年发布的通知中强调了重视加氢站基础设施建设的补贴。2019 年 3 月，国家财政部官网再次发布了《关于进一步完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》，该通知从 2019 年 3 月 26 日起实施，2019 年 3 月 26 日-6 月 25 日为过渡期，过渡期期间销售上牌的燃料电池汽车按 2018 年对应标准的 0.8 倍补贴，而除燃料电池汽车外的其他新能源汽车根据是否符合技术指标要求按 2018 年对应标准的 0.1 倍或 0.6 倍进行补贴，且过渡期后取消地方对新能源汽车(新能源公交车和燃料电池汽车除外)给予的购置补贴，并**特别强调将地方补贴转为用于支持充电(加氢)基础设施“短板”建设和配套运营服务等方面。**

我们认为未来燃料电池汽车的政府补贴是与燃料电池汽车生产成本挂钩的。虽然燃料电池汽车补贴政策尚未真正落定，但本次补贴中规定的过渡期间销售上牌的燃料电池汽车按 2018 年对应标准的 0.8 倍补贴，减少 20% 的补贴，随着技术的不断进步，成本较之前将会大幅降低，补贴力度的调整或将与之基本一致。

另一方面，国家对于加氢站建设成本的补贴继 2014 年发布的《关于新能源汽车充电设施建设奖励的通知》后并没有其他递接政策出台，该通知中规定对 2013 至 2015 年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为 400 万元，但此项政策已于颁布一年后过期。本次《关于进一步完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》中关于“将地方补贴转为用于支持充电(加氢)基础设施“短板”建设和配套运营服务等方面”的条款无疑为加氢站基础设施建设带来了好消息。

## 2.2.2、地方政府层面对燃料电池汽车及加氢站建设的相关政策

在国家政策的引导下，各地政府纷纷响应号召，根据实际情况对未来加氢站建设及燃料电池汽车的发展进行规划布局，并出台相关补贴政策进行支持。

**规划建设加氢基础设施建设最多的当属浙江省。**2019 年 4 月 16 日，浙江省发改委发布了《浙江省培育氢能产业发展的若干意见（征求意见稿）》，其目标为到 2022 年，建成加氢站（含加氢功能的综合供能站）30 座以上，累积推广氢燃料电池汽车 1000 辆；列出了四项重点任务，包括在全省规划建设 700 座综合供能服务站并根据需要预留加氢装置空间。若未来这 700 座综合供能服务站均配备加氢装置，浙江省加氢站将达到 700 座，这是所有省份

中对加氢站规划数量之首。另外，浙江省还对嘉兴、宁波、湖州、杭州等地未来加氢站和燃料汽车进行了规划，以加速开展氢能产业化和应用示范试点。

氢能发展主要区域上海、武汉、佛山等地均积极部署氢能产业发展路线。

表 12: 各地方政府加氢站建设及燃料电池汽车发展规划

地区	规划出台时间	2020 E	2025 E
上海	2017.09	加氢站 5-10 座，氢能汽车 3000 辆	加氢站 50 座，乘用车不少于 2 万辆，特种车辆不少于 1 万辆
武汉	2018.01	加氢站 5-20 座，氢能汽车 2000-3000 辆	加氢站 30~100 座，氢能汽车 1~3 万辆
苏州	2018.03	加氢站 10 座，氢能汽车 800 辆	加氢站 40 座，氢能汽车 1 万辆
如皋	2016.08	加氢站 3-5 座，公共服务新增车辆中燃料汽车比例≥50%	公共服务领域中氢能汽车不低于 30%
佛山	2018.11	加氢站 28 座，氢能汽车累计达 5500 辆	加氢站 43 座，氢能汽车累计达 11000 辆
张家港	2018.12	加氢站 10 座，氢能汽车 200 辆	-
宁波	2019.01	加氢站 10-15 座，氢能汽车 600-800 辆 (2022 年)	加氢站 20-25 座，氢能汽车 1500 辆
山东省	2019.01	加氢站 20 座，氢能汽车 2000 辆	加氢站 200 座，氢能汽车 5 万辆
山西省	2019.05	加氢站 3 座，氢能汽车 700 辆	加氢站新增 10 座，氢能汽车 7500 辆 (2024 年)

资料来源：香橙会研究所，光大证券研究所整理

根据国家发布的《关于调整完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》中对于燃料电池汽车的补贴政策，各地政府积极跟进地方对燃料电池汽车的补贴力度。

表 13: 各地方政府加氢站建设及燃料电池汽车发展规划

省	市(区)	日期	政策名称	补贴标准
北京		2018.06.29	《关于调整完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》	按照国标 1:0.5 补贴
湖北	襄阳	2018.12.04	《关于襄阳市 2018 年新能源汽车推广应用财政支持政策》	燃料电池乘用车 20 万元/辆，燃料电池轻型客车、货车 30 万元/辆，燃料电池大中型客车、中重型货车 50 万元/辆
	武汉	2018.02.05	《武汉市新能源汽车推广应用地方财政补贴资金实施细则》	按照国标 1:1 补贴
广东		2018.06.14	《关于加快新能源汽车产业创新发展的意见》	新能源汽车推广应用省级财政补贴中 30% 用于支持燃料电池推广，按燃料电池装机额定功率最高按国标 1:1 补贴
广东	深圳	2018.08.29	《深圳市 2018 年新能源汽车推广应用财政支持政策》	燃料电池汽车补贴标准不变，燃料电池乘用车 20 万元/辆，燃料电池轻型客车、货车 30 万元/辆，燃料电池大中型客车、中重型货车 50 万元/辆
	佛山(禅城区)	2019.01.30	《禅城区新能源公交车推广应用和公交充电设施建设财政补贴资金管理实施细则》	氢能公交车按照国家补贴的 100% 确定，且补贴总额均不高于车辆销售价格的 60%。要求：车辆必须纳入国家工业和信息化部《新能源汽车推广应用推荐车型目录》，且累计运营里程须达到 2 万公里
江苏	苏州	2018.03.13	《2017 年苏州市新能源汽车推广应用市级财政补贴实施细则》	燃料电池乘用车 5 万元/辆，燃料电池客车 5 万元/辆、燃料电池货车 7 万元/辆
	如皋	2018.10.31	《扶持氢能产业发展的实施意见》	是公共交通、物流运输企业，购买氢燃料电池客车、物流车、专用车开展业务，运行里程达 2 万公里以上的，每辆车给予一次性补贴，具体补贴标准待省、市新能源汽车补贴政策明确后另行确定
上海		2018.05.12	《上海市燃料电池汽车推广应用财政补助方案》	燃料电池系统功率≥驱动电机的 50% 或 60kW，按照 1:1；其他按照国标 0.5 倍补贴
重庆		2018.06.20	《重庆市 2018 年度新能源汽车推广应用财政补贴政策》	按照国标 1:0.4 补贴
河南		2018.06.05	《关于调整河南省新能源汽车推广应用及充电基础设施奖补政策的通知》	按照国标 1:0.3 补贴



海南	2018.02.12	《海南新能源汽车推广应用财政补贴政策》	按中央财政同期补贴标准的1:0.5执行,其中,省、市县两级财政各自承担50%	
陕西	西安	2018.05.29	《西安市新能源汽车推广应用地方财政补贴资金管理暂行办法》	公共服务领域燃料电池汽车按照国标1:0.5补贴,非公共服务领域按1:0.3补贴
青海	2018.06.12	《关于调整2017年-2018年新能源汽车推广应用购置补贴财政的通知》	按照国标1:0.5补贴	
浙江	绍兴	2018.01.06	《绍兴市2018年新能源汽车应用财政补助办法》	按照国标1:0.5补贴,补助总额最高不超过车辆市场指导价的50%
	宁波	2018.07.24	《关于宁波市2018年新能源汽车推广应用地方财政资金补助政策的通知》	按照国标1:0.5补贴
安徽	合肥	2018.08.22	《关于进一步做好我市新能源汽车推广应用工作的通知(征求意见稿)》	按照国标1:0.2补贴
广西	南宁	2018.12.26	《关于调整完善南宁市新能源汽车地方财政补贴政策的通知》	燃料电池汽车按国家补助的80%给予地方补助,自治区和南宁市地方补助政策叠加后,燃料电池汽车获得地方补助是国家标准的100%
云南	2018.09.05	《云南省加快新能源汽车推广应用工作方案》	对省内上牌的新能源汽车配套补贴25%,州、市财政再配套补贴25%	
四川	成都	2018.05.25	关于组织申报成都市2017年度新能源汽车关键零部件新增销售奖励和新列入工业和信息化部《新能源汽车推广应用推荐车型目录》产品奖励的通知	负荷财政奖励条件的年度新列入《新能源汽车推荐应用推荐车型目录》产品,按每个目录产品20万元给予奖励

资料来源:中国电池联盟,光大证券研究所整理

坚持“以车带站”的发展路线,各地在大力推广燃料电池汽车应用的同时积极推进加氢站基础设施的建设,为减小加氢站高额建设投资成本对其发展的阻碍,各地积极推出加氢站补贴政策。

放眼全国,广东省佛山市是在加氢站建设方面行动最积极、政策最详实的,其加氢站建设补贴力度最大。2018年4月12日,《佛山市南海区促进加氢站建设运营及氢能源车辆运行扶持办法(暂行)》出台,对南海区加氢站建设及运营进行补贴,扶持办法中对新建的固定式加氢站最高补贴金额达800万元,是目前加氢站扶持政策中最高的,且当地企业不仅可享受南海区的补贴政策,还可以同时享受上级相关补贴政策。

表 14: 各地政府加氢站补贴标准

佛山市南海区加氢站建设补贴标准					
加氢站类型	日加氢能力	建设类型	2018/12/31前建成	2019/12/31前建成	2020-2022年内建成
固定式加氢站	500kg及以下	新建	500万元	300万元	200万元
		改建	400万元	300万元	200万元
	500kg以上	新建	800万元	500万元	300万元
		改建	600万元	450万元	300万元
撬装式加氢站	35kg及以上	新建	250万元	150万元	无
		改建	200万元	150万元	无
佛山市南海区加氢站运营补贴标准					
年度	销售价格,元/kg		补贴,元/kg		
2018-2019年	≤40		20		
2020-2021年	≤35		14		
2022年	≤30		9		
中山市加氢站建设补贴标准					

申请条件	1. 加氢站应符合国家技术标准且日加氢能力不少于 200kg; 2. 加氢站建设地点纳入市政府年度建设计划或工作方案; 3. 不属于使用市、镇财政性资金投资建设项目	
补贴	100 万元/站	
<b>济南市加氢站建设补贴</b>		
《先行区促进产业发展十条政策》表示在先行区建设运营的商业化、公共服务用的加氢站、油电气氢合建站, 最高给予建设企业 900 万元建设补贴		
<b>六安市加氢站建设补贴</b>		
加氢站加注压力	日加氢能力	补贴
35MPa	≥400kg/d	按设备投入金额的 30% 补助, 上限 200 万元
	≥1000kg/d	按设备投入金额的 30% 补助, 上限 400 万元。
70MPa	≥200kg/d	按设备投入金额的 30% 补助, 上限 200 万元
	≥400kg/d	按设备投入金额的 30% 补助, 上限 400 万元。

资料来源: 各政府网站, 光大证券研究所整理

### 3、规模化或使未来加氢站成本降低空间达 40%

加氢站的建设与氢燃料电池汽车的推广应用看似是一个“鸡与蛋”式的困境, 但是, 现在越来越多的政府、企业和机构开始认识到, 加氢站的建设与燃料电池汽车的发展应该齐头并进, 这样才能实现未来氢能源利用的商业化, 同时降低氢能源的使用成本及燃料电池的价格。

**建设加氢站的首要难题就是巨额的建设成本, 因此我们将针对加氢站的建设成本详细地进行分析和比较。**

加氢站从组成上主要包含制氢系统 (仅适应于具有内制氢能力的加氢站)、纯化系统 (内制氢加氢站中用于纯化站内制备的氢气, 以达到使用标准)、压缩系统、储氢系统、加氢系统、安全监控、电气设备以及其他机械设备 (包括管道、配件、阀门等)。

#### 3.1、外供氢式高压氢气加氢站的建设成本最低

我们对外供氢高压氢气加氢站、外供液氢加氢站以及内制氢加氢站, 三种不同技术路线加氢站的建设总成本进行了对比分析。由于我国现阶段加氢站全部为高压氢气储存加氢站, 为了比较不同类型加氢站建设成本, 我们以 2015 财年, 美国加利福尼亚洲这三种不同类型加氢站的建设成本为例进行分析。

##### 3.1.1、外供氢高压氢气加氢站建设成本

以日供氢能力为 180 kg/d, 存储能力为 250 kg 的外供氢高压氢气加氢站为分析对象, 其氢气运输方式为集装管束拖车运输, 加氢站同时具备 35 MPa 和 70 MPa 两种加氢压力。当加氢压力达到 70 MPa 时, 需要添加冷却系统, 在加氢过程中对氢气进行预冷, 以防止加氢过程中由于氢气温度过高而引发的安全事故。

加州能源局的研究数据表明，该类型加氢站建成所需的与设备相关的费用约为 160 万美元，考虑投入使用前所需的调试费用、工程设计费用、管理费用、建筑施工费用等其他费用，总成本将超过 200 万美元。

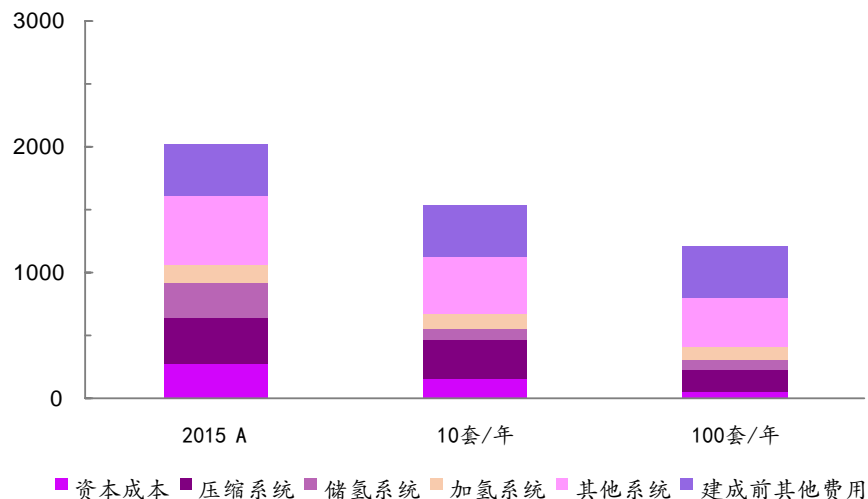
表 15：外供氢高压氢气加氢站建设成本组成

成本组成	费用 (×1000 美元)	备注
压缩机	270	40HP 活塞式压缩机
储氢瓶	370	250kg 储氢能力
加氢及冷却系统	加氢	35/70Mpa 双压力
	冷却	
其他系统成本	527	包括加氢站建成所需的其他阀门、管路、材料、连接设备等
<b>系统费用总计</b>	<b>1607</b>	-
其他建成前的必须费用	408	包括调试费、设计施工费、工程管理费用、项目申请产生的费用等
<b>总计</b>	<b>2015</b>	-

资料来源：《Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: Assessment of Time and Cost Needed to Attain 100 Hydrogen Refueling Stations in California》

如果生产规模增加到 100 套/年，加氢站建设成本较 2015 年可降低 40% 左右。未来，随着设备生产规模的扩大，规模经济影响显著，压缩系统、储氢系统以及加氢系统的成本将明显下降，外供氢高压氢气加氢站的总成本将有很大的下降空间。

图 22：外供氢高压氢气加氢站建设成本随生产规模增加而降低



资料来源：Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》；单位：千美元

### 3.1.2、外供液氢加氢站建设成本

下面对一个日供氢能力为 350 kg/d，同样具备 35 MPa 和 70 MPa 两种加氢压力的外供液氢加氢站进行建设成本分析。相比于外供高压氢气加氢站，外

供液氢加氢站在运输之前需要耗能将氢气温度降低到零下 253°C，以液态氢的形式进行运输。加氢站中需要添加额外的储氢瓶和冷却系统保证加氢站的正常运行，占地面积更大，因此液态加氢站的建设成本高于高压氢气加氢站。

加州能源局的研究数据表明，外供液氢加氢站建成所需的与设备相关的费用约为 193 万美元（高于外供氢高压氢气加氢站的 160 万美元），考虑投入使用前所需的调试费用、工程设计费用、管理费用、建筑施工费用等其他费用，总成本约为 280 万美元。

**表 16：外供液氢加氢站建设成本组成**

成本组成	费用 (×1000 美元)	备注
压缩机	778	Linde IC90, 离子液压缩机, 低温型
	12	仪用空压机
储氢瓶	92	3000 加仑储氢能力
加氢及冷却系统	319	35/70Mpa 双压力
其他系统成本	729	包括加氢站建成所需的其他管路、材料、连接设备等
<b>系统费用总计</b>	<b>1930</b>	
其他建成前的必须费用	873	包括调试费、设计施工费、工程管理费用、项目申请产生的费用等
<b>总计</b>	<b>2803</b>	

资料来源:《Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: Assessment of Time and Cost Needed to Attain 100 Hydrogen Refueling Stations in California》

### 3.1.3、站内电解水制氢加氢站建设成本分析

美国加利福尼亚州 HyGen 加氢站采用站内电解水制氢，该加氢站日供氢能力为 130 kg/d，同样具备 35 MPa 和 70 MPa 两种加氢压力，下面对该加氢站的建设成本进行分析。

站内电解水制氢加氢站由于站内具备制氢能力，与外供氢加氢站相比，省去了将氢气由制氢厂运至加氢站的运输费用。受益于模块化的设计，电解水制氢系统包含的所有设备都可以放置于 20-40 英尺的国际标准集装箱中，英国 ITM Power、加拿大的 Hydrogen Technology and Energy (HTEC) 公司以及美国 HyGen Industries 等企业都提供这种集装箱式电解水制氢系统。

本部分对外供氢加氢站的分析中并没有考虑集装管束拖车的制造/使用成本、氢气运输成本等，仅针对加氢站建设投资成本进行分析比较。

加州能源局的研究数据表明，HyGen 电解水制氢加氢站总建设成本超过 320 万美元，远远超过外供氢高压氢气加氢站（200 万美元）和液氢加氢站（280 万美元），其中电解水制氢装置成本约 131 万美元。

**表 17：站内电解水制氢加氢站建设成本组成**

成本组成	费用 (×1000 美元)	备注
压缩机	151	提供 35MPa 供氢压力
	112	提供 70MPa 供氢压力
储氢瓶	217	45MPa 压力存储 84.6kg 氢
加氢机及 加氢	388	35/70Mpa 双压力

冷却系统	冷却	19	
电解装置		1309	1.5MPa
其他系统成本		188	加氢站建成所需的其他材料、连接设备等
系统费用总计		2384	
其他建成前必须费用		828	包括调试费、设计施工费、工程管理费用、项目申请产生的费用等
总计		3212	

资料来源:《Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: Assessment of Time and Cost Needed to Attain 100 Hydrogen Refueling Stations in California》

综合来看,现阶段外供氢高压氢气加氢站的建设成本最低,且随着生产规模的扩大,成本将有大幅降低的可能,进一步考虑氢气生产和运输费用后的氢气使用成本将增加。

### 3.2、压、储、加三大系统成本规模经济性显著

国内现阶段主要为外供氢高压氢气加氢站,因此,本节中我们对外供氢高压氢气加氢站中最为重要的三大系统——压缩、储氢及加氢系统,进行建设成本的分析。

根据 Ahmad Mayyas 等人的研究,直接成本可分为系统核心部件成本及辅助设备成本(Balance of system, BOS)两部分进行分析,主要包括与设备生产有关的设备/建筑成本、材料成本、废料成本、工人工资费用、生产耗能、设备及厂房维护费用以及资本成本。另外,考虑系统建设产生的装配费,从而得到加氢站中相应系统生产建设所需的成本。

表 18: 与系统生产建设相关的成本拆分

成本类型		用途
直接成本	核心部件成本	资本成本、设备/建筑成本、材料成本、废料成本、人工费
	辅助设备成本	
装配成本		将核心部件与辅助设备装配为一体化系统

资料来源: Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》

#### 3.2.1、压缩系统成本随生产规模扩大而大幅降低

假设加氢站压缩系统中采用活塞式压缩机,其直接成本包括与压缩机壳体及内部结构加工制造相关的系统核心部件成本,以及与电机、控制单元、管路系统等相关的辅助设备成本。

表 19：压缩机系统直接成本构成

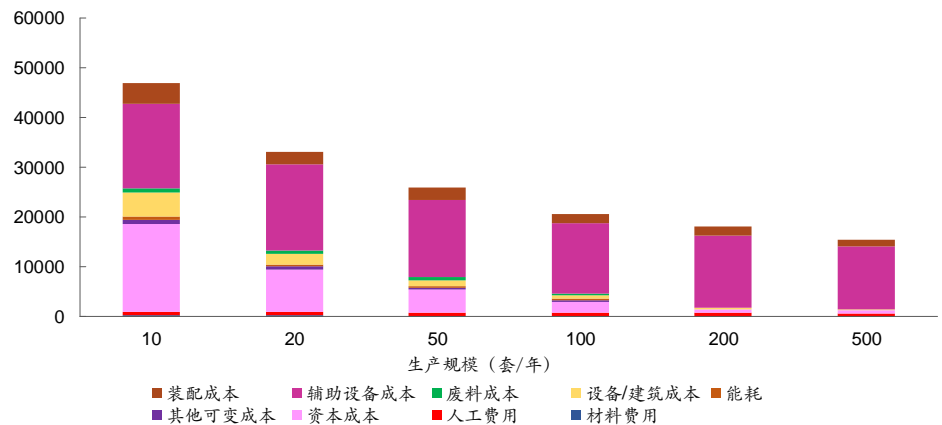
成本分类		构成
直接成本	系统核心部件成本	与压缩机壳体及内部结构相关，如曲轴箱、曲轴、连杆机构、轴承、十字头、气缸、内衬、活塞组件、阀座及防护装置等
	辅助设备成本	电机、控制单元、管路系统、减压阀、冷却泵、润滑设备、接头、紧固件等

资料来源：Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》

根据 Ahmad Mayyas 等人的研究，通过对比压缩系统建设成本与生产规模的关系我们发现：

- (1) 随着生产规模的增加，压缩系统核心部件的直接生产成本将大幅降低，当生产规模由 10 套/年增加到 100 套/年时，核心部件直接生产成本降低约 82%；
- (2) 核心部件直接生产成本降低的主要原因是由于随着生产规模的增加，平均到每套压缩系统的资本成本及设备/建筑成本明显降低；
- (3) 辅助设备成本随生产规模的增加变化很小，其中系统的控制单元价格最高，占辅助设备成本的 58%，高精度的控制单元成本约为 13000 美元；
- (4) 考虑压缩系统直接成本及装配成本的总成本随生产规模的增加而降低，生产规模由 10 套/年增加到 100 套/年时，总成本降低约 56%。

图 23：压缩系统的直接生产成本及装配成本与生产规模的关系



资料来源：Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》；数据来源国家：中国；纵轴单位：美元/套；压缩机容量 93Nm<sup>3</sup>/h

我们预测在未来，压缩系统的成本降低空间将更大。随着生产规模的增加，辅助设备成本在总成本中的占比将超过直接成本，未来随着需求的增加，针对不同参数压缩系统的阀组、接头、传感器等辅助部件将趋于更加标准化、集成化的生产制造模式，届时，辅助设备成本将大幅降低，这使得压缩系统的成本在未来将有很大的降低空间。

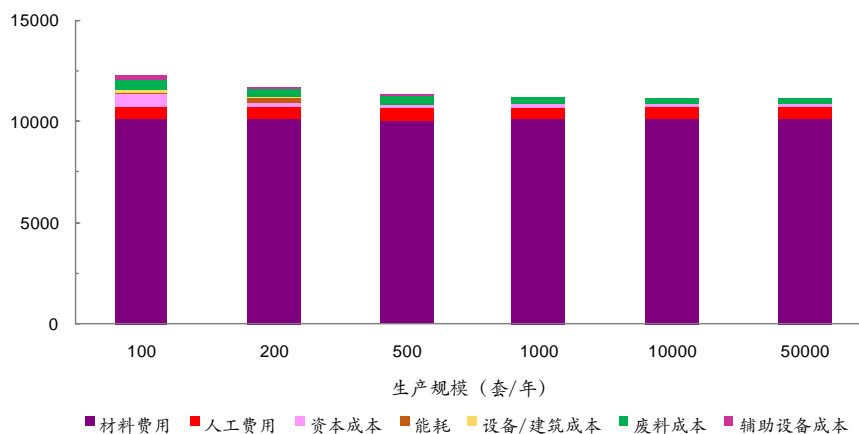
### 3.2.2、储氢系统成本随生产规模扩大降幅有限

储氢系统成本分析分为储氢瓶直接成本以及辅助设备成本两部分。假设加氢站采用 I 型储氢瓶，储氢压力为 38 MPa 时容量为 30 kg。

根据 Ahmad Mayyas 等人的研究，通过进一步分析我们发现：

- (1) 材料费用是储氢系统成本的主要部分，其次为人工费用；
- (2) 由于材料费用为主要成本构成，且随生产规模变化不大，因此储氢系统成本随生产规模的增加降低较小；
- (3) 当生产规模由 100 套/年增加到 1000 套/年时，与储氢系统直接生产建设相关的成本将可降低 8.5%。

图 24：储氢系统的建设成本与生产规模的关系



资料来源：Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》；数据来源国家：美国；纵轴单位：美元/套

### 3.2.3、加氢系统成本随生产规模扩大而降低

对于加氢系统的成本分析，我们考虑两种情况：

- (1) 只有 35 MPa 加注口的加氢机；
- (2) 同时配有 35 MPa 和 70 MPa 两种加注口的加氢机。

加氢系统相关部件可直接购买并进行组装，成本可分为设备成本及人工费用。在已有加气站加气系统的建设经验基础上，加氢系统中的相关部件现已形成了较为标准化的生产制造，包括加氢机外壳、相关阀门组件、流量计、压力计、加氢枪、控制及显示面板、相关按键等。

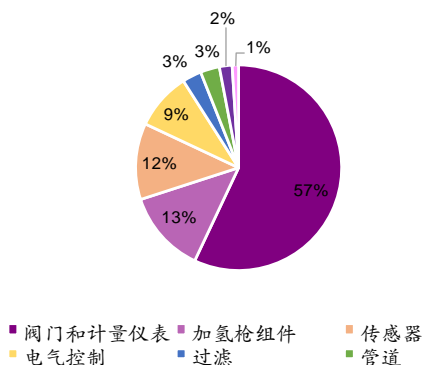
根据 Ahmad Mayyas 等人的研究：

- (1) 设备成本中最主要的为阀门和计量仪表等，占设备成本的 60% 左右，用于监测压力以及氢泄露相关的传感器也是加氢系统成本的重要组成部分；
- (2) 加氢枪组件成本在 H35/H70 加氢系统中的占比高于在 H35 单加注口加氢系统成本中的占比。这是由于 70 MPa 加氢枪组件成本相比于 35 MPa 成本更高，且能够制造成熟产品的供应商更少；

(3) H35 单一加注口加氢系统设备成本约为 35048 美元，H35/H70 双加注口加氢系统的设备成本约为 67595 美元；

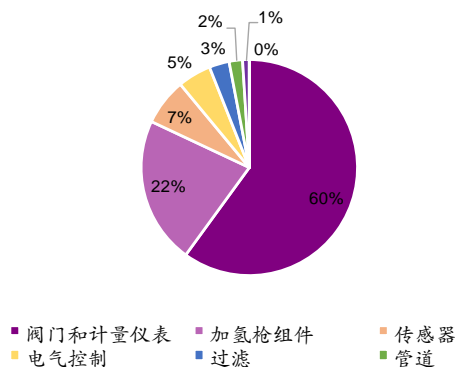
(4) 加氢系统的成本随着生产规模的增加而降低。

图 25: 35 MPa 单加注口加氢系统设备成本组成



资料来源: Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》

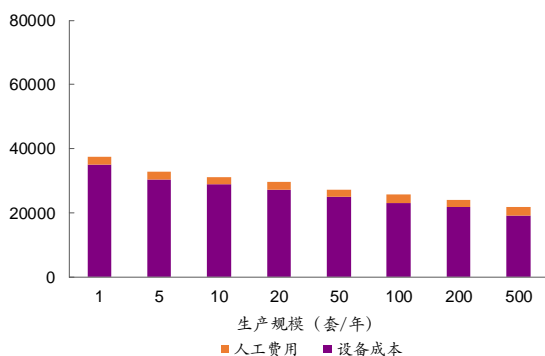
图 26: 35MPa/70MPa 双加注口加氢系统设备成本组成



资料来源: Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》

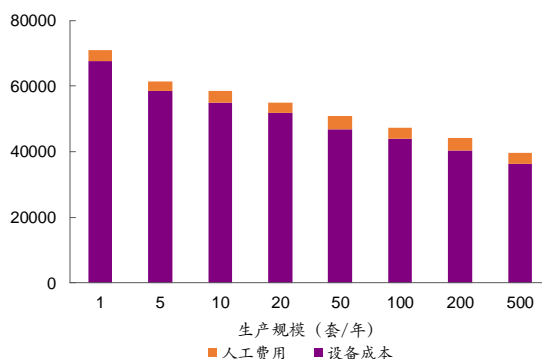
35 MPa/70 MPa 双加注口加氢系统总成本较 35 MPa 单加注口加氢系统成本增加约一倍。生产规模由 10 套/年增加到 500 套/年，加氢系统总成本可降低 30%-35%。

图 27: 35 MPa 加氢系统总成本随生产规模增加而降低



资料来源: Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》，数据来源国家: 美国；纵轴单位: 美元/套

图 28: 35 MPa/70 MPa 加氢系统总成本随生产规模增加而降低



资料来源: Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》，数据来源国家: 美国；纵轴单位: 美元/套

### 3.3、中国加氢站建设成本较其他国家优势明显

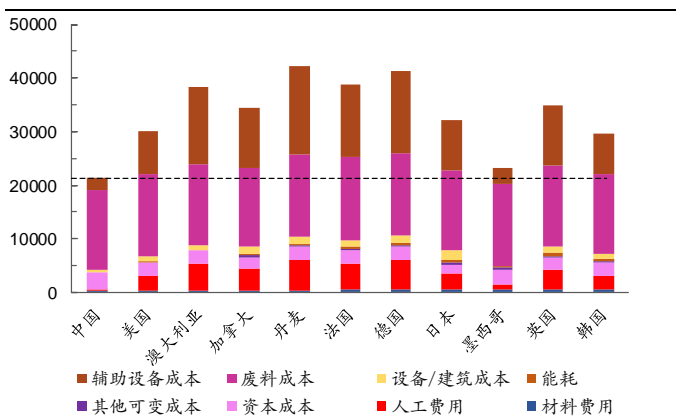
我们将我国加氢站压缩、储氢及加氢三大系统的建设成本与美国、日本、德国等其他国家的建设成本进行了比较，以分析中国在加氢站建设成本方面的国际竞争力。



各国压缩机系统建设成本比较:

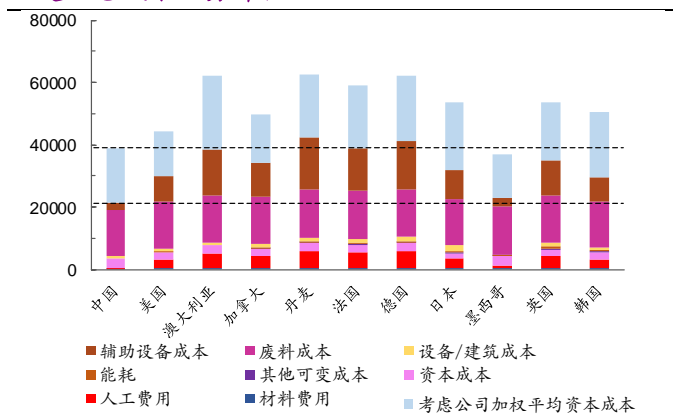
- (1) 我国压缩系统建设的直接成本和装配成本在国际上具有明显优势, 明显低于美国、日本、德国等氢能利用更为广泛的国家;
- (2) 考虑压缩机制造企业加权平均资本成本要求后, 我国压缩机建设成本的优势降低, 但依然低于其他发达国家;
- (3) 我国加氢站压缩系统建设成本较低的优势在于较低的人工费用及设备/建筑成本。

图 29: 我国压缩系统建设的直接成本及装配成本优势明显



资料来源: Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》纵轴单位: 美元; 假设生产规模为 100 套/年; 注: 图中虚线表示以中国数据为基准, 以比较中国在成本上较其他国家的优势, 图 31-34 中的虚线同理

图 30: 考虑公司加权平均资本成本要求后, 我国压缩系统建设总成本优势降低

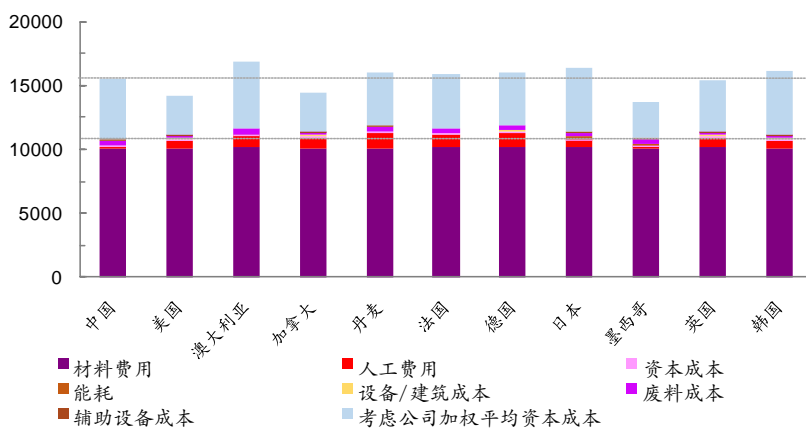


资料来源: Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》纵轴单位: 美元; 假设生产规模为 100 套/年

各国储氢系统建设成本比较:

- (1) 若只考虑系统的直接成本, 我国加氢站储氢系统建设成本依然低于其他国家;
- (2) 若综合考虑企业的加权平均资本成本要求, 美国、加拿大、墨西哥的储氢系统总成本将低于我国;
- (3) 我国加氢站储氢系统建设成本优势来源依然是我国较低的人工费用。

图 31：各国加氢站储氢系统建设成本对比

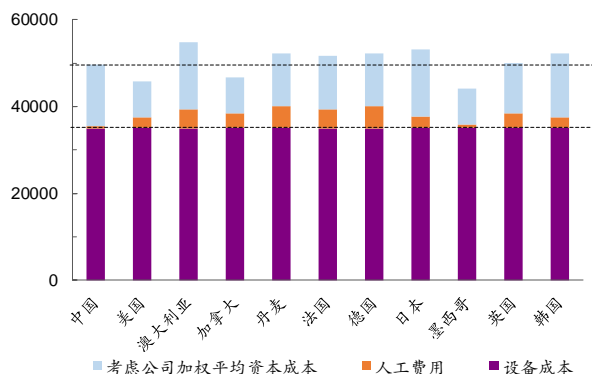


资料来源：Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》；纵轴单位：美元；假设生产规模为 1000 套/年

各国加氢系统建设成本比较：

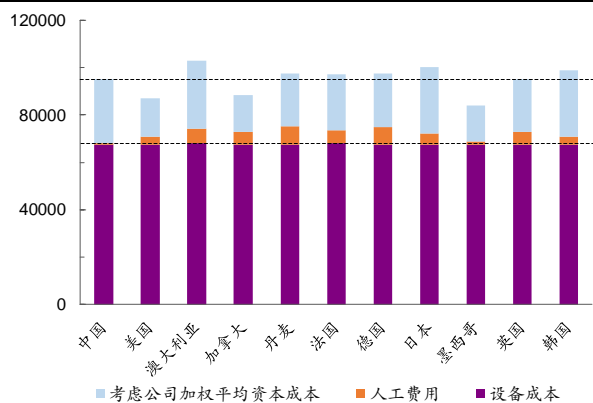
同样的，对于加氢站加氢系统建设成本来说，我国的建设成本设备成本及人工费用低于其他国家，而较高的公司加权平均资本成本要求使得我国加氢站建设的总成本优势下降。

图 32：各国 H35 单加注口加氢系统成本对比



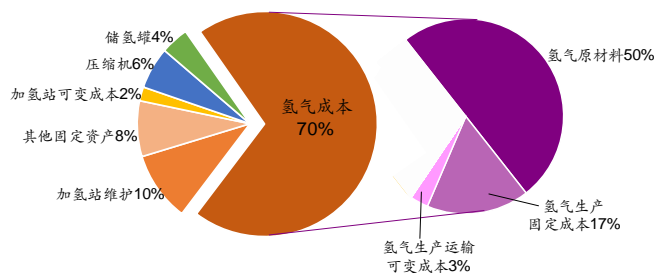
资料来源：Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》；纵轴单位：美元

图 33：各国 H35/H70 双加注口加氢系统成本对比



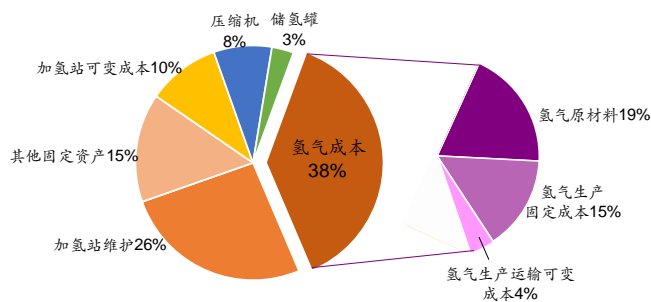
资料来源：Ahmad Mayyas et al. 《Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations》；纵轴单位：美元

图 34：中国加氢站成本组成比例



资料来源：新浪网，光大证券研究所

图 35：日本加氢站成本组成比例



资料来源：日本产业经济省，光大证券研究所整理

总的来说，由于我国拥有更低的人力成本及建筑成本，使得我国在加氢站关键系统建设成本上较其他国家具有一定优势，但是成本降低的关键还是在于生产规模的扩大和技术的进一步发展，加速发展氢能利用产业，形成上下一体的商业化产业链及标准化部件迫在眉睫。

## 4、投资建议

(1) 作为氢能利用的中间桥梁，加氢站的建设得到了各方极大的重视，随着社会资本和法规政策的落实与就位，加氢站设备提供商及加氢站设计、建设与运营商将最先受益；

(2) 继续关注各关键设备供应商——厚普股份、雪人股份、京城股份、深冷股份、富瑞特装等，其开发、生产的压缩机、储氢容器及加氢设备是加氢站建设的三大关键组成；

(3) 继续关注加氢站建设运营商——中石化、中石油、氢枫能源、舜华新能源、中国神华、明天氢能等，在当下各地加氢站建设规划如火如荼、补贴政策陆续颁布的背景下，加氢站设计、建设及运营将带来投资机会。

表 20：加氢站建设相关企业

分类	相关企业	
压缩机	北京天高、上海渦卷、上海舜华、雪人股份、伯肯节能、京城股份、江苏恒久机械、北京中鼎恒盛	
储氢	气态储氢	京城股份、天海工业、中材、北京科泰克、安瑞科、浙江巨化、博源实业（湖北）、斯林达
	液态储氢	富瑞特装、中国航天科技集团 101 所、深冷股份
	固态储氢	湖南科力远、安泰科技、江苏申建氢能、厦门钨业、宁波申江、北京浩运金能
	有机液体储氢	武汉氢阳、杭州聚力氢能、江苏申建氢能
加氢机	厚普股份	
加氢站建设、设计、运营相关	中石化、中石油、上海氢枫、雄众氢能、舜华新能源、嘉氢实业、中国神华、北京久安通、北京海珀尔、深圳氢枫、苏州绿萌氢能、江苏氢联合、普度氢能、安徽明天氢能、厚普股份	

资料来源：公司官网，光大证券研究所整理

## 5、风险分析

- (1) 加氢站建设部分核心技术尚未自主化，发展或将受限；
- (2) 加氢设备产业化能力不足，建设成本偏高；
- (3) 完善的政策体系及专项规划尚未形成，国家加氢站补贴政策不明晰；
- (4) 氢能燃料电池汽车的大众接受力不及预期，或将制约发展速度。

## 行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15% 以上;
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5% 至 15%;
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差 -5% 至 5%;
减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5% 至 15%;
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15% 以上;
无评级	因无法获取必要的资料, 或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件, 或者其他原因, 致使无法给出明确的投资评级。

**基准指数说明:** A 股主板基准为沪深 300 指数; 中小盘基准为中小板指; 创业板基准为创业板指; 新三板基准为新三板指数; 港股基准指数为恒生指数。

## 分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设, 不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性, 估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

## 分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师, 以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法, 使用合法合规的信息, 独立、客观地出具本报告, 并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证, 本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不曾与, 不与, 也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

## 特别声明

光大证券股份有限公司 (以下简称“本公司”) 创建于 1996 年, 系由中国光大 (集团) 总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司, 是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可, 本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围: 证券经纪; 证券投资咨询; 与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问; 证券承销与保荐; 证券自营; 为期货公司提供中间介绍业务; 证券投资基金代销; 融资融券业务; 中国证监会批准的其他业务。此外, 本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所 (以下简称“光大证券研究所”) 编写, 以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础, 但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息, 但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断, 可能需随时进行调整且不予通知。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。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况, 并完整理解和使用本报告内容, 不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果, 本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期, 本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险, 在做出投资决策前, 建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下, 本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易, 也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突, 勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发, 仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有, 未经书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失, 本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司 2019 版权所有。

## 联系我们

上海	北京	深圳
静安区南京西路 1266 号恒隆广场 1 号写字楼 48 层	西城区月坛北街 2 号月坛大厦东配楼 2 层 复兴门外大街 6 号光大大厦 17 层	福田区深南大道 6011 号 NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼