



# 中国氢能产业发展报告2020

## 研究报告



扫一扫  
关注中国电动汽车百人会  
官方微信

中国电动汽车百人会  
China EV100  
中国·北京·海淀区清华科技园科技大厦A座17层  
17F, Tower A, Tuspark, Haidian District, Beijing  
电话/Tel: +86 10 8215 9419/20/21/22  
传真/Fax: +86 10 8215 9419/20/21/22-820  
邮箱: chinaev100@chinaev100.org  
网址: www.chinaev100.com  
微信公众号: ChinaEV100

发布单位



支持单位



# 中国氢能产业发展报告2020

2020年10月

感谢国际氢能委员会对本报告的大力支持和资助。

本报告中所有观点由中国电动汽车百人会收集整理，仅供参考。

## 课题组

### 课题负责人

张永伟

### 课题协调人（排名不分先后）

张真 苗乃乾

### 课题组成员及执笔人（排名不分先后）

刘秀峰 吴依静 牟语薇 刘坚 钟财富 符冠云  
张健 席学章 薛贺来 丁睿 杨鹏飞 郭运通  
杜国锋 雷灵龙 陈曦 胡骏明 朱晋

### 特邀顾问（排名不分先后）

王贺武 清华大学中美清洁汽车联盟执行副主任、  
中国电动汽车百人会副秘书长

程林生 国家电力投资集团氢能产业推进工作小组副组长

蒋亚雄 中国船舶第七一八研究所所长助理、研究员

高金林 北京中科富海低温科技有限公司总裁

张天羽 未势能源科技有限公司总裁助理

Marc W. Melaina 原美国能源部可再生能源实验室氢能产业规划负责人

# 引言

---

当前我国氢能产业正在快速发展，中央及地方支持政策密集出台，燃料电池产品快速迭代。截止 2020 年 6 月，全国范围内省及直辖市的氢能产业规划超过 10 个，地级市及区县级的氢能专项规划超过 30 个。在氢能产业快速发展的同时，产业链面临的关键共性问题亟需深入研究，以凝聚行业共识，提供政策参考，保障氢能发展的关键制度供给。

目前全球多个国家和地区已经颁布了氢能发展路线图。例如，2020 年 4 月，荷兰正式发布国家级氢能政策，计划到 2025 年，建设 50 个加氢站、投放 15000 辆燃料电池汽车和 3000 辆重型汽车；到 2030 年投放 300,000 辆燃料电池汽车。2020 年 6 月，德国政府正式通过了国家氢能战略，为清洁能源未来的生产、运输、使用和相关创新、投资制定了行动框架。2020 年 6 月，法国交通部长宣布支持一项在 2035 年实现的绿色氢燃料飞机的计划。2020 年 7 月，欧盟发布了《欧盟氢能战略》和《欧盟能源系统整合策略》，希望借此为欧盟设置新的清洁能源投资议程，以达成在 2050 年实现碳中和的目标，同时在相关领域创造就业，进一步刺激欧盟在后疫情时代的经济复苏。美国、日本、韩国也将在已推出的氢能发展路线图基础上继续支持氢能产业的发展。

目前我国氢能领域的顶层设计尚不完善，有必要尽快制定我国的氢能发展路线图。我国氢能的研究较为分散于各个子板块（例如燃料电池车用氢能等），缺乏顶层统筹。自 2016 年以来，中国电动汽车百人会就氢能产业发展问题，多次召开行业研讨会，进行多项专题研究工作。相关课题研究单位及与会专家均认为有必要推出全国性的氢能发展规划，推进氢能在交通运输、能源供应、工业生产、商住生活等多个领域的产业应用。

氢能顶层设计需要跨部门、跨行业、跨学科协同。氢能基础设施建设

审批涉及工商、土地规划、住建、安监、消防、环境评价等多个部门，主管单位尚不明确。氢能供应与应用不仅涉及煤化工、炼油、炼钢、焦化等传统工业，还涉及氢燃料电池汽车、固定式燃料电池储能应用等新兴产业。氢能技术突破也涉及多个学科，如化学、化工、热能、机械、车辆等能源基础学科以及新能源融合的交叉学科。因此，过去单一学科、单一产业、单一部门归口的模式难以胜任氢能顶层设计工作，亟需多部门、多行业、多学科协同。

课题组在 2019 年启动了“中国氢能发展路线图”项目，重点聚焦于绿色高效经济的氢能供应体系和全球领先的氢能应用网络，梳理当年氢能产业发展进程、发现氢能产业发展面临的问题、研判未来行业趋势、探索具备中国特色的问题解决方案。

《中国氢能产业发展报告 2020》是课题组 2020 年度在氢能领域研究成果的一部分。本报告详细描述了中国氢能供应及应用体系的现状与问题，描述未来如何通过模式创新、技术进步与规模升级、管理体制与政策优化逐步实现绿色高效经济的氢能产业体系。

我们将持续开展氢能应用网络的深入研究，希望我们的研究可以为从业人士、政府机构、咨询机构和投资机构等更好的了解产业发展情况以及面临的问题提供帮助。同时也真诚的希望产业内的企业、研究机构、专家和学者共同参与，一起为中国氢能产业的发展贡献力量。

# 目录

1. 氢能发展的意义	1	3.4. 基础设施	36
1.1. 推动能源结构转型，保障能源安全	1	4. 中国氢能发展的战略目标	39
1.2. 降低温室气体与污染物排放	2	4.1. 总体思路与目标	39
1.3. 带动上下游产业，提供经济增长强劲动力	3	4.2. 分领域分阶段目标	40
2. 全球氢能发展情况及趋势	4	5. 中国氢能发展的重点领域及行动方案	42
2.1. 全球氢能产业前景	4	5.1. 建立全球领先的氢能应用网络	42
2.2. 主要国家推进动向	4	5.1.1. 交通运输领域	42
2.2.1. 美国	4	5.1.2. 储能领域	53
2.2.2. 欧洲	5	5.1.3. 工业领域	57
2.2.3. 韩国	7	5.1.4. 建筑领域	65
2.2.4. 日本	8	5.2. 因地制宜扩展稳定的氢能供应体系	67
2.3. 全球企业的竞争与合作	10	5.2.1. 氢生产	68
3. 中国氢能发展现状及条件	12	5.2.2. 氢储运	72
3.1. 政策环境	12	5.2.3. 氢加注	77
3.1.1. 政策体系	12	5.3. 保障氢能安全性	80
3.1.2. 标准体系	13	5.3.1. 安全管理制度	80
3.2. 产业基础	14	5.3.2. 安全标准体系	81
3.2.1. 氢制备与储运	14	5.3.3. 安全支援体系	82
3.2.2. 氢燃料电池汽车应用	24	5.3.4. 社会认知普及	83
3.3. 技术研发	27	6. 中国氢能领域的未来投资	84
3.3.1. 氢制取	27	6.1. 重点领域的市场规模	84
3.3.2. 氢储运	32	6.1.1. 政府补贴金额	84
3.3.3. 燃料电池电堆及系统	34	6.1.2. 氢能供应链成本	86
		6.1.3. 绿氢生产领域	92
		6.1.4. 加氢基础设施领域	93
		6.1.5. 氢燃料电池汽车应用领域	95
		6.2. 成本下降潜力	97
		6.2.1. 驱动因素	97

6.2.2. 氢供应成本下降 .....	99
6.2.3. 燃料电池成本下降 .....	99
<b>7. 中国氢能产业发展的总体建议 .....</b>	<b>101</b>
7.1. 国家发布路线图，明确氢能发展，给予行业参与者信心 .....	101
7.2. 跨部门协调与共同部署行动方案 .....	101
7.3. 构建清洁化、低碳化的氢能供应体系 .....	102
7.4. 打造全方位的氢能产业生态圈 .....	102
7.5. 当前亟需解决的政策问题 .....	103
<b>8. 愿景：迎接氢能社会 .....</b>	<b>104</b>

## 图表目录

图表 1-1 1990~2019 年全球能源供应体系结构 .....	2
图表 1-2 氢能产业链地图 .....	3
图表 2-1 日本氢能战略目标 .....	8
图表 3-1 全球与中国的氢气生产结构现状 .....	14
图表 3-2 煤制氢的产能适应性特点 .....	15
图表 3-3 煤制氢成本随煤炭价格的变化趋势 .....	16
图表 3-4 天然气制氢成本变化趋势 .....	17
图表 3-5 中国工业副产氢制氢的供应潜力 .....	20
图表 3-6 中国工业副产氢制氢综合成本（元 /Nm <sup>3</sup> ） .....	21
图表 3-7 中国 2018 年弃风、弃光、弃水电量电解水制氢的潜力 .....	22
图表 3-8 不同储运方案的特点 .....	23
图表 3-9 氢燃料电池车型推荐情况汇总 .....	24
图表 3-10 全国氢燃料电池车企分布情况（不完全统计） .....	26
图表 3-11 主要制氢路径及其优缺点 .....	27
图表 3-12 CCUS 上下游技术路径 .....	28
图表 3-13 典型煤气化技术性能参数 .....	29
图表 3-14 国内电解水制氢主要技术路线的性能特点对比 .....	30
图表 3-15 电解水制氢与化石能源制氢的碳排放强度对比 .....	32
图表 3-16 不同储氢方式的对比 .....	33
图表 3-17 国内外燃料电池电堆产品及其参数 .....	34
图表 3-18 国内外燃料电池系统产品及其参数 .....	35
图表 3-19 中国每年建成加氢站数量（座） .....	36
图表 3-20 中国各省市建成加氢站情况 .....	37
图表 3-21 中国加氢站建设参与主体分析 .....	37
图表 4-1 中国氢能发展总体目标 .....	39

图表 4-2 中国氢能供应体系发展路径 .....	40	图表 5-30 管道运输的成本构成 .....	77
图表 4-3 中国氢能应用体系发展路径 .....	41	图表 5-31 规模效应下加氢站设备成本下降趋势(35MPa 固定式加氢站为例)·	78
图表 5-1 我国氢燃料电池汽车运行情况 .....	42	图表 5-32 国内外合建加氢站情况 .....	79
图表 5-2 商用车用燃料电池系统与储氢系统的价格下降 .....	44	图表 5-33 氢能安全管理涉及到的多领域问题 .....	80
图表 5-3 氢燃料电池客车的 TCO 成本经济性趋势 .....	45	图表 5-34 氢能全链条的安全标准体系建设任务 .....	81
图表 5-4 氢燃料电池客车的技术性能发展趋势 .....	45	图表 6-1 燃料电池汽车城市群示范目标和积分评价体系 .....	84
图表 5-5 氢燃料电池物流车的 TCO 成本经济性趋势 .....	46	图表 6-2 当前技术条件下电解水制氢成本 .....	87
图表 5-6 氢燃料电池物流车的技术性能发展趋势 .....	47	图表 6-3 现有技术条件下气氢与液氢储运方案的成本 .....	88
图表 5-7 氢燃料电池重卡的 TCO 成本经济性趋势 .....	48	图表 6-4 不同加注能力的 35MPa 固定式加氢站成本对比(不含土地) .....	89
图表 5-8 氢燃料电池重卡的技术性能发展趋势 .....	49	图表 6-5 加氢站运营成本折算到氢气销售量的价格(元/kg) .....	89
图表 5-9 氢燃料电池乘用车的 TCO 成本经济性趋势 .....	50	图表 6-6 在站碱性电解水制氢项目(产能 500Nm <sup>3</sup> /h, 约合 1000kg/d)成本 ·	90
图表 5-10 乘用车用燃料电池系统与储氢系统的价格下降 .....	51	图表 6-7 目前我国部分加氢站的氢气销售价格 .....	91
图表 5-11 氢燃料电池汽车的市场渗透率 .....	52	图表 6-8 我国目前氢能供应各环节的成本现状 .....	91
图表 5-12 氢燃料电池在非道路交通运输领域的国内项目和技术储备 .....	52	图表 6-9 PEM 和碱性电解制氢技术未来发展的评估 .....	92
图表 5-13 我国光伏风电成本未来趋势 .....	54	图表 6-10 中国绿氢生产领域的未来市场规模 .....	93
图表 5-14 我国弃风弃光现象存在 .....	55	图表 6-11 中国加氢站市场规模预测 .....	94
图表 5-15 传统调峰储能方案下未来的可再生能源功率调节缺口 .....	55	图表 6-12 中国政府需要在加氢站环节投入的补贴 .....	94
图表 5-16 季节性储能与短期储能不同方式的能典型参数对比 .....	56	图表 6-13 中国氢燃料电池汽车保有量 .....	95
图表 5-17 主要钢铁生产工艺的二氧化碳排放强度 .....	59	图表 6-14 中国氢燃料电池汽车市场规模预测 .....	96
图表 5-18 不同钢铁生产工艺的吨钢成本及构成分析 .....	60	图表 6-15 中国政府需要在氢燃料电池汽车推广环节投入的补贴 .....	96
图表 5-19 中国氢能冶金进展 .....	61	图表 6-16 我国氢能与燃料电池的技术创新重点 .....	97
图表 5-20 各国绿色氢能成本竞争力比较 .....	64	图表 6-17 中国氢能供应终端价格下降潜力及实现路径 .....	99
图表 5-21 各热电联供技术路线的性能比较 .....	65	图表 6-18 中国燃料电池系统及储氢系统价格的下降潜力(以商用车为例) ·	100
图表 5-22 未来新增光伏装机发电成本(元/kWh) .....	68		
图表 5-23 可再生能源大规模电解水制氢关键技术研究 .....	69		
图表 5-24 国内未来副产氢产能情况预测 .....	70		
图表 5-25 CCUS 技术成本(元/kg CO <sub>2</sub> ) .....	72		
图表 5-26 液氢装置技术发展路径 .....	74		
图表 5-27 液氢储运成本未来变化趋势(元/kg, 运输距离 500km) .....	74		
图表 5-28 IDEALHY 对未来氢液化能耗和成本的预期 .....	75		
图表 5-29 国内两条氢气管道参数对比 .....	76		

# 1. 氢能发展的意义

氢能是一种来源广泛、清洁无碳、灵活高效、应用场景丰富的二次能源，是推动传统化石能源清洁高效利用和支撑可再生能源大规模发展的理想互联媒介，是实现交通运输、工业和建筑等领域大规模深度脱碳的最佳选择。氢能产业链较长，氢能产业的快速发展有望带动当地经济发展。

## 1.1. 推动能源结构转型，保障能源安全

近年来，全球的能源供应主要是由三大化石能源石油、煤和天然气提供。1994年，石油、煤和天然气在全球能源供应体系中的占比分别为40%、26%和21%，三者合计占比为87%。到2019年，石油、煤和天然气在全球能源供应体系中的占比分别为33%、27%和24%，三者合计占比为84%<sup>1</sup>。

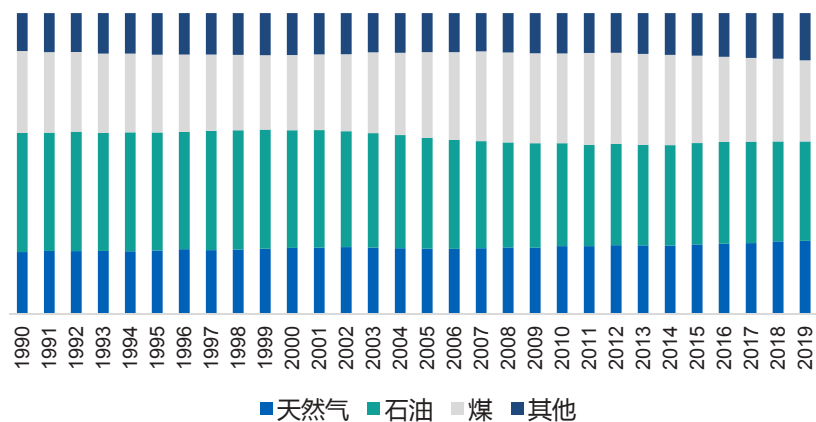
化石能源在地球的储备是有限的。从能源安全的角度考虑，一旦石油、煤和天然气等化石能源枯竭，人类的能源供应将成为一个重大问题。人类必须在石油、煤和天然气等化石能源之外，寻找新的能源来保障能源安全。

---

<sup>1</sup> BP,  
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>



图表 1-1 1990~2019 年全球能源供应体系结构



资料来源: BP

## 1.2.降低温室气体与污染物排放

与工业化前的水平相比,人为引起的变暖已经达到 1°C 左右。与工业化前时期 (1850-1900) 相比,2006 年至 2015 年这十年间,人类活动已经使得世界变暖了 0.87°C (±0.12°C)。如果继续以当前的速度变暖,到 2040 年左右,人为引起的全球变暖将达到 1.5°C<sup>2</sup>。

世界上许多地方已经感受到了这种变暖的影响。如果在这一水平上继续增温,则会放大风险和相应效应,并会影响到整个世界及居民。全球升温 1.5°C,将导致 14%的全球人口至少五年一次暴露在极端炎热天气中。这也将导致一些地区强降雨事件增加,特别是在北半球高纬度地区,进而增加洪水风险。

对于人类社会而言,气候变化是一项紧迫的威胁,并且具有潜在的不可逆性。基于对这一点的认识,世界上绝大多数国家于 2015 年 12 月签订了《巴黎协定》。该协定的主要目标包括努力将全球升温限制在 1.5°C 以内,要求所有部门大幅度地减少温室气体排放。

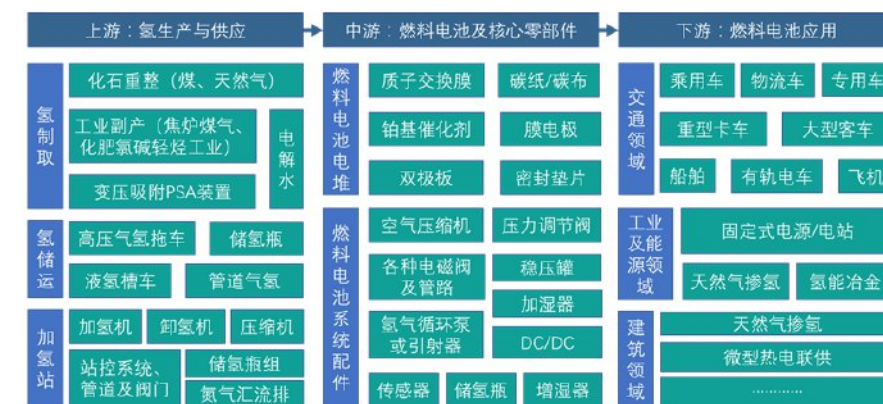
<sup>2</sup> IPCC, <https://www.ipcc.ch/sr15/>

化石能源的使用会向大气中排放 CO<sub>2</sub>,造成温室效应。自 1990 年以来,石油、煤和天然气就是主要的 CO<sub>2</sub> 排放源。2019 年,石油、煤和天然气的 CO<sub>2</sub> 排放量占总燃料燃烧排放量的比例分别为 33%、44%和 23%<sup>3</sup>。

## 1.3.带动上下游产业,提供经济增长强劲动力

从产业角度来看,氢能产业链条长,涉及能源、化工、交通等多个行业。氢能产业的快速发展必将带动氢能产业链上下游零部件商、原材料商、设备商、制造商、服务商快速发展。

图表 1-2 氢能产业链地图



资料来源:车百智库

<sup>3</sup> Enerdata, <https://yearbook.enerdata.net/co2-fuel-combustion/CO2-emissions-data-from-fuel-combustion.html>

## 2. 全球氢能发展情况及趋势

### 2.1. 全球氢能产业前景

根据国际氢能委员会（Hydrogen Council）预测，到 2050 年，氢能将创造 3000 万个工作岗位，减少 60 亿吨二氧化碳排放，创造 2.5 万亿美元产值，在全球能源中所占比重有望达到 18%。

在减少碳排放、能源安全、促进经济增长等因素的驱动下，美国、欧盟、日本、韩国等国家和地区依据当地实际情况，逐步明确氢能在国家能源体系中的定位，制定多样化的氢能相关政策，引导氢能产业健康发展。

### 2.2. 主要国家推进动向

#### 2.2.1. 美国

美国是最早将氢能及燃料电池作为能源战略的国家。自 1990 年起，美国以从政策评估、商业化前景预测，到方案制定、技术研发，再到示范推广的思路推动氢能产业发展。该过程中，美国能源部（DOE）为主导，将大量的资金用于解决氢能产业所面临的技术难题，保持美国在世界范围内氢能领域中的技术优势地位。

美国在氢燃料电池汽车市场、加氢站利用率等方面处于全球领先水平。截至 2020 年 6 月，美国氢燃料电池乘用车累计销量（含租赁）达到 8413 辆，氢燃料电池叉车超过 3 万辆，普拉格能源（Plug Power）基本垄断了全球氢燃料电池叉车的市场。美国加州处于领头羊地位，其氢燃料电池乘用车市场份额约 98%，在运营的氢燃料电池大巴 42 辆，在运营加氢站 42 座，还

将陆续投入运营 7 辆氢燃料电池大巴和建设 18 座加氢站。<sup>4</sup>氢能基础设施方面，目前美国的加氢站数量次于日本和德国，位居世界第三，加氢站利用率高，平均每座加氢站服务的汽车数量约 130 辆<sup>5</sup>，并计划到 2020 年建成 100 座加氢站、2025 年达到 200 座、2030 年达到 1000 座。北美 2019 年燃料电池的出货量达到 384.1MW，约 8600 套，其固定式燃料电池系统的装机量位于全球第一，主要是工业级 100kW 以上的机组<sup>6</sup>。

美国将继续投入资金支持氢能与燃料电池的发展。2020 年 7 月，DOE 宣布在 2020 财年提供约 6400 万美元的资金，用于支持“H2@Scale”行动中的 18 个项目，以实现氢在多领域大规模生产、储运和利用的经济性。未来 5 年内，DOE 计划投资 1 亿美元支持由美国国家实验室主导的氢能和燃料电池的关键技术研究，一是要突破大规模、长寿命、高效率、低成本的水解槽技术，二是要加速重型车辆（包括长途卡车）燃料电池系统的开发，以实现其与传统燃油发动机相当的经济性<sup>7</sup>。

#### 2.2.2. 欧洲

欧盟先后制定了《2005 欧洲氢能研发与示范战略》、《2020 气候和能源一揽子计划》、《2030 气候和能源框架》、《2050 低碳经济战略》等氢能相关战略。2019 年 1 月，第二代欧盟燃料电池和氢能联合组织（FCH2JU）主导发布《欧洲氢能路线图》。2020 年，3 月欧盟发布了《欧洲工业战略》，部署氢燃料电池卡车；7 月欧盟委员会发布了《欧盟氢能战略》和《欧盟能源系统整合策略》，希望借此为欧盟设置新的清洁能源投资议程，以达成在 2050 年实现碳中和的目标，同时在氢相关领域创造就业，进一步刺激欧盟在后疫

<sup>4</sup> Baum and Associates <https://cafcp.org/sites/default/files/FCEV-Sales-Tracking.pdf>;  
<https://cafcp.org/sites/default/files/April-8-2020-Retail-H2-Fueling-Station-Network-Update.pdf>;  
[https://cafcp.org/sites/default/files/h2\\_station\\_list.pdf](https://cafcp.org/sites/default/files/h2_station_list.pdf)

<sup>5</sup> E4tech. The Fuel Cell Industry Review 2019. 202001.

<sup>6</sup> E4tech. The Fuel Cell Industry Review 2019. 202001.

<sup>7</sup> DOE,  
<https://www.energy.gov/articles/energy-department-announces-approximately-64m-funding-18-projects-advance-h2scale>;  
<https://www.energy.gov/articles/doe-announces-new-lab-consortia-advance-hydrogen-and-fuel-cell-rd>

情时代的经济复苏。

《欧盟能源系统整合策略》提出了欧盟向绿色能源过渡的框架，目标是建立一个更加一体化的能源系统。该策略提出了 38 项行动计划，具体措施包括修订现有立法、财政支持、研究部署新技术和数字工具、向成员国提供财政措施的指导以逐步淘汰化石燃料、市场治理改革和基础设施规划等。

《欧盟氢能战略》把绿氢作为未来发展的重点，主要依靠风能、太阳能生产氢，并制定了三大阶段性目标。第一阶段为 2020~2024 年，在欧盟境内建成装机容量为 6GW 的电解槽（单槽功率达 100MW），可再生氢能年产量超过 100 万吨。第二阶段为 2025~2030 年，建成多个地区性制氢产业中心，电解槽装机容量提升至 40GW 及以上，可再生氢能年产量达到 1000 万吨。第三阶段为 2030~2050 年，重点是氢能在能源密集产业的大规模应用，典型代表是钢铁和物流行业。

为实施氢能源战略，欧盟委员会宣布成立“欧洲清洁氢联盟”，由相关产业领导者、民间机构、国家及地区能源官员和欧洲投资银行共同发起，旨在为氢能源的大量生产提供投资，满足欧盟国家对清洁氢能的需求。

德国的一项长期目标是实现温室气体净零排放。到 2030 年，德国计划温室气体排放总量较 1990 年减少 55%。2020 年 6 月，德国政府正式通过了国家氢能源战略，为清洁能源未来的生产、运输、使用和相关创新、投资制定了行动框架。第一阶段为 2020~2023 年，国内氢能市场打好基础，第二阶段为 2024~2030 年，稳固国内市场，加强欧洲与国际市场，服务德国经济。同时，德国政府任命了一个国家氢能源委员会，由多领域产学研专业人士组成，并将在现有基础上投入 70 亿欧元（约 578 亿元人民币）用于氢能源市场推广、20 亿欧元（约 165 亿元人民币）用于相关国际合作。截止到 2019 年底，德国加氢站在运营 78 座，未投运 9 座，2020 年运营加氢站将超 100 座，但目前氢燃料电池汽车数量仅有 600 多辆，导致加氢站的利用率较低。德国计划到 2025 年，氢燃料电池汽车规模扩大，加氢站达到 400 座。

法国认为氢能对其能源模式是一场“潜在的革命”。2018 年法国提出了

一项氢能计划，拟于 2019 年通过法国环境和能源署（ADEME）出资 1 亿欧元，用于在工业、交通以及能源领域部署氢能。到 2028 年，电解制氢成本降低至 2~3 欧元/公斤（约 16.5-24.8 元/公斤），加氢站规模建设增加至 400~1000 座，轻型商用车 2~5 万辆，重型车辆 800~2000 辆，工业用氢中无碳氢占 20~40%。法国政府还将支持在 2035 年实现飞机的碳中和，并在未来三年投入 15 亿欧元（约 124 亿元人民币）用于研发。

荷兰非常重视清洁能源的发展。2020 年 4 月，荷兰正式发布国家氢能战略。荷兰计划到 2025 年，建成 50 个加氢站、投放 1.5 万辆燃料电池汽车和 3000 辆重型汽车；到 2030 年投放 30 万辆燃料电池汽车。2030 年后，海上风能将成为荷兰生产绿氢的关键来源。

### 2.2.3. 韩国

韩国在 2018 年发布《创新发展战略投资计划》，将氢能产业列为三大战略投资方向之一。2019 年，韩国工业部联合其他部门发布《氢经济发展路线图》，提出在 2030 年进入氢能社会，率先成为世界氢经济领导者。根据该路线图，政府计划到 2040 年氢燃料电池汽车累计产量增至 620 万辆，加氢站增至 1200 个，燃料电池产能扩大至 15GW，氢气价格约为 3000 韩元/kg（约 17.6 元/公斤）。韩国计划五年内投资 2.6 万亿韩元（约 152 亿元人民币），加大氢燃料电池汽车的推广普及。

2019 年，韩国的氢燃料电池汽车市场发展迅速。得益于政府的补贴和政策激励，现代 NEXO 氢燃料电池乘用车全年销量 4987 辆，超过丰田 Mirai，位居世界第一。2019 年，韩国政府的直接投资高达 3700 亿韩元（约 22 亿人民币），同时制定了扩大氢能基础设施、未来汽车业发展战略、氢能技术开发蓝图、氢能安全管理等六大政策激励汽车厂商开发并销售燃料电池汽车。2020 年，韩国政府将继续扩大投资至总计 9500 亿韩元（约 56 亿人民币，比 2019 年增加 60%），用于氢燃料电池汽车和加氢站的推广及支持企业研发项目等。

韩国在燃料电池发电应用与氢能保障领域也加大了部署。截至 2019 年底，韩国燃料电池发电装机规模为 408MW，全球占比约 40%，超过日本

(245MW) 和美国 (382MW)。韩国政府对外与沙特、挪威、澳大利亚、新西兰签署合作协议共同开发制氢项目，确定安山、蔚山、完州与全州作为“氢经济示范城市”试点，每个城市选定一个 10 平方公里的氢能示范区域，在住宅和交通领域率先采用氢能技术。HyNet 加氢基础设施建设计划于 2018 年起开始筹备，韩国燃气公司、现代汽车、韩国液化空气集团、伍德赛德、EcoBio 控股、科隆工业、晓星重工业、Nel 韩国、Bumhan 工业、JNK 加热器公司、SPG 化学、德阳和 Valmax Technology 共计 13 家公司已经加入，计划到 2022 年建设运营 100 座加氢站。2019 年新增加氢站 20 座，累计投运 34 座。由斗山主导建设的“昌源国家产业园液氢示范项目”将于 2022 年底完工，投产后预计液氢产能将达到 5 吨/天。

### 2.2.4.日本

能源安全和环保问题一直是日本能源的核心关切。日本的一次能源供给 94%来自海外，原油的消费 98%集中在汽车燃油领域，这些原油 87%来自中东地区。为了减轻对外部能源的依赖，日本一直把提高能源效率作为重要的手段，从政策和技术方面支持能源效率的提高。

2017 年 12 月，日本公布了《基本氢能战略》，意在创造一个“氢能社会”。该战略的主要目的是实现氢燃料与其他燃料的成本平价，建设加氢站，在汽车（包括卡车和叉车）和发电领域实现氢能对传统能源的替代，发展家庭热电联供燃料电池系统。2019 年 3 月，日本政府公布《氢能利用进度表》，明确至 2030 年氢能应用的关键目标。

图表 2-1 日本氢能战略目标

	《氢能利用进度表》	《基本氢能战略》	
	2025 年目标	2030 年目标	2050 年目标
氢气供应能力		形成 30 万吨/年的商业化供应能力	500~1000 万吨/年，主要用于氢能发电
氢气供应成本		降至 30 日元/Nm <sup>3</sup> (约 1.97 元/Nm <sup>3</sup> )	降至 20 日元/Nm <sup>3</sup> (约 1.31 元/Nm <sup>3</sup> )

	《氢能利用进度表》	《基本氢能战略》	
	2025 年目标	2030 年目标	2050 年目标
发电成本	低压、高压发电成本分别为 25 日元/kWh、17 日元/kWh	17 日元/kWh	12 日元/kWh，取代天然气发电
交通运输领域的应用	加氢站 320 座；燃料电池轿车 20 万辆，与混合动力轿车的价格相当；氢燃料电池公交车价格减半（目前 1.05 亿日元/辆，约 689 万元/辆）	加氢站 900 座；燃料电池轿车 80 万辆；燃料电池公共汽车 1200 辆；燃料电池叉车 1000 辆	加氢站取代加气站；燃料电池汽车取代传统汽油燃料车；引入大型燃料电池车
其他应用领域		家用热电联供燃料电池系统普及 530 万户家庭（普及率 10%）	家用热电联供燃料电池系统取代传统居民的能源系统

资料来源：车百智库整理

截至 2019 年底，日本共有加氢站约 130 座，每座加氢站服务车辆约 30 辆<sup>8</sup>，丰田、本田等企业主导推动日本氢燃料电池汽车的发展。2018 年 3 月，丰田汽车、日产汽车、本田汽车、JXTG 日本石油能源、出光兴产、岩谷、东京煤气、东邦煤气、日本液化空气、日本丰田通商和日本开发银行共计 11 家公司联合成立 Japan H2 mobility (JHyM)，促进加氢站的部署。2019 年，丰田的氢燃料电池乘用车 Mirai 的销量超过 2400 辆，主要销往美国加州，并推出 10.5 米氢燃料电池大巴 SORA，计划为东京奥运会投入使用 100 辆，到 2030 年投入 1200 辆，其中已有 18 辆在东京及周边地区运营。截至 2019 年底，日本在运营的氢燃料电池乘用车超过 3500 辆，氢燃料电池大巴达 22 辆。为保证本土的氢能供应，日本正在推进日本-文莱天然气制氢、日本-澳大利亚褐煤制氢的海外船舶输氢项目，并于 2020 年 2 月完成福岛 10MW 级制氢装置的试运营，这是全球目前最大的光伏制氢装置。

<sup>8</sup> E4tech. The Fuel Cell Industry Review 2019. 202001.

### 2.3. 全球企业的竞争与合作

在发展氢能方面，全球企业开始加强合作，争取在氢能时代到来的时候取得较大的市场份额。

美国方面，美国能源部与汽车制造商建立 H2USA 公私合作关系，把加氢站建设与氢能源应用场景结合，应对建设氢能基础设施所面临的关键挑战。美国加州于 1999 年成立了政企合作组织加州燃料电池伙伴关系 (California Fuel Cell Partnership)，以发展氢动力燃料电池汽车。普拉格能源 (Plug Power) 于 1997 年成立，1999 年成功上市，是全球最大的燃料电池系统及叉车供应商。2015 年起开始建设加氢站，目前已成为基础设施建设领军者，已投放超过 34000 套车用燃料电池系统，已建设运营 95 座加氢站。Nikola Motor (尼古拉) 是美国氢燃料重卡的代表企业，通过创新商业模式可将氢燃料电池重卡的总拥有成本降至与柴油车相当的水平，于 2020 年 6 月 4 日在纳斯达克交易所上市，据 Nikola 预计，到 2024 年将销售 7000 辆电动卡车、5000 辆氢燃料卡车，收入达到 32 亿美元。美国柴油机巨头 Cummins (康明斯) 公司成立了新动力事业部并全面布局氢能产业链，收购 Hydrogenics (水吉能) 公司、GE 公司的固体氧化物燃料电池 (SOFC) 业务，投资 Loop Energy，与 NPROXX 建立合资公司，与现代签署合作协议，掌握了 PEM 及碱性电解水制氢、IV 型储氢瓶、PEM 燃料电池和 SOFC 燃料电池等多项核心技术和生产能力。

欧洲方面，2015 年，由法国液化空气集团、戴姆勒、林德、OMV (奥地利石油天然气集团)、壳牌和道达尔等六家领先的石油、天然气和汽车公司联合组建 H2Mobility 运营公司，主要负责德国加氢站基础设施建设与运营。德国工业巨头蒂森克虏伯伍德氯工程技术公司与美国空气产品公司 (Air Products) 在 2020 年签署战略合作协议，计划在关键地区展开合作，利用互补的技术和工程等优势共同开发绿氢项目。

日本方面，2017 年日本成立加氢站合资公司，共享技术，平摊加氢站建设成本。丰田扩大了供货协议的范围，目前向葡萄牙 CaetanoBus、中国的海格、一汽、北汽福田和亿华通供应燃料电池，并与重塑科技、苏州金龙

在氢燃料电池客车领域达成战略合作协议。

韩国方面，现代已开展燃料电池系统外供业务，入股高性能汽车公司瑞马克 (Rimac)，并与康明斯合作研发下一代燃料电池系统。斗山燃料电池公司于 2019 年初剥离其固定式燃料电池业务，于 10 月在韩国证交所上市，公开募集外部资金用以扩展燃料电池业务，预计到 2023 年的目标销售额超 1 万亿韩元 (约 58 亿人民币)。

## 3. 中国氢能发展现状及条件

### 3.1. 政策环境

#### 3.1.1. 政策体系

##### ◆ 中央层面

中国政府对发展氢能持积极态度，已在多项产业政策中明确提出要支持中国氢能产业发展，近期支持政策出台频率更加密集，支持力度不断增加。但截至 2020 年 6 月底，尚未出台全国性的氢能发展规划。

具体来看：

由国务院印发的《节能与新能源汽车产业发展规划（2012—2020 年）》、《中国制造 2025》、《“十三五”国家战略性新兴产业发展规划》等国家纲领性规划文件，均指出要系统推进燃料电池汽车研发与产业化，发展氢能源产业。

2016 年，国家发改委、能源局编制了《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》与《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》，将氢能与燃料电池技术创新作为重点任务，推进纯电动汽车、燃料电池等动力替代技术发展，发展氢燃料等替代燃料技术，实现大规模、低成本氢气的制储运用一体化，以及加氢站现场储氢、制氢模式的标准化和推广应用。

2019 年 3 月，氢能源首次写入《政府工作报告》，明确将推动加氢等设施建设。2019 年底，《能源统计报表制度》首度将氢气纳入 2020 年能源统计，15 部门印发《关于推动先进制造业和现代服务业深度融合发展的实施意见》，推动氢能产业创新、集聚发展，完善氢能制备、储运、加注等设施和服务。

2020 年初，国家发改委、司法部发布《关于加快建立绿色生产和消费法规政策体系的意见》，将于 2021 年完成研究制定氢能、海洋能等新能源发

展的标准规范和支持政策。2020 年 4 月，国家能源局发布《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》，氢能被列为能源范畴。2020 年 6 月，氢能先后被写入《2020 年国民经济和社会发展规划》、《2020 年能源工作指导意见》。

##### ◆ 地方政府层面

地方政府发展氢能的积极性非常高，一方面是为了践行绿色发展的理念，另一方面是为了吸引氢能产业链相关企业落户本地，促进当地产业结构调整，实现经济效益。

截止 2020 年 6 月，全国范围内省及直辖市的氢能产业规划超过 10 个，地级市及区县级的氢能专项规划超过 30 个。包括广东、江苏、山东、安徽、四川、浙江、上海、福建、河北、北京等在内的众多省市都推出了相应的推广补贴政策。各地方政府纷纷设立加氢站建设目标，并从产业产值、氢燃料电池汽车推广、固定式发电应用、企业培育等方面提出了发展目标和行动计划，并配套车辆购置补贴、氢气补贴、加氢站建设补贴等不同程度的扶持措施。

#### 3.1.2. 标准体系

目前氢能产业仍处于初期发展阶段，氢能规范标准体系有一定的滞后性。中国氢能产业正处于快速发展阶段，对氢能标准化工作提出了更高的要求，也促进了氢能标准体系的快速发展。

中国现行氢能技术标准体系包括氢能基础与管理、液氢、氢质量、氢安全、氢工程建设、氢制备与提纯、氢储运与加注、氢能应用，及氢相关检测。2019 年 8 月，全国氢能标准化技术委员会完成对《氢能汽车用燃料液氢》、《液氢生产系统技术规范》和《液氢贮存和运输安全技术要求》三项国家标准公开征求意见。2020 年 7 月，住建部完成国家标准《加氢站技术规范（局部修订条文征求意见稿）》的公开征求意见的通知；8 月，气瓶安全标准化与信息工作委员会完成团体标准《车用压缩氢气塑料内胆碳纤维全缠绕气瓶（征求意见稿）》的公开征求意见。截止 2020 年 7 月，中国氢能领域的相关标准共计超过 90 项。

各城市也在积极布局氢能标准体系建设。以广东佛山为例，2018 年 4

月，广东省佛山市批复成立佛山绿色发展创新研究院，是由中国标准化研究院、佛山市人民政府和南海区人民政府共同支持建设的技术与标准创新发展平台。佛山绿色发展创新研究院主要起草的《车用氢燃料电池离心式空压机》、《加氢站视频安防监控系统技术要求》、《加氢站站控系统技术要求》3项团体标准已于2020年5月通过中国技术经济学会批准发布，其承担的《氢燃料电池公交车维保技术规范》、《氢燃料电池公交车运营管理规范》、《氢燃料电池物流车运营管理规范》、《质子交换膜燃料电池用氢气质量快速检测方法》等4项标准已经批准修订。

### 3.2. 产业基础

#### 3.2.1. 氢制备与储运

在中国，氢能的生产利用已经非常广泛，不过主要是把氢作为工业原料而非能源使用。中国是世界第一产氢大国，2019年全国氢气产量约2000万吨，中国发展氢能产业具有较好的基础。中国在合成氨、合成甲醇、炼焦、炼油、氯碱、轻烃利用等传统石油化工行业中具有较为成熟的经验。

图表 3-1 全球与中国的氢气生产结构现状

制氢原料及方式		全球 <sup>9</sup>	国内-统计口径 1 <sup>10</sup>	国内-统计口径 2 <sup>11</sup>
化石能源制氢	煤制氢	18%	43%	62%
	天然气重整制氢	48%	16%	19%
	石油制氢	30%	13%	合计 18%
工业副产提纯制氢	焦炉煤气、氯碱尾气等	\	28%	
电解水制氢		4%	微量	1%
其他方式产氢	生物质、光催化等	\	微量	微量

资料来源：车百智库

<sup>9</sup> Hydrogen From Renewable Power 2017

<sup>10</sup> 清华大学提供

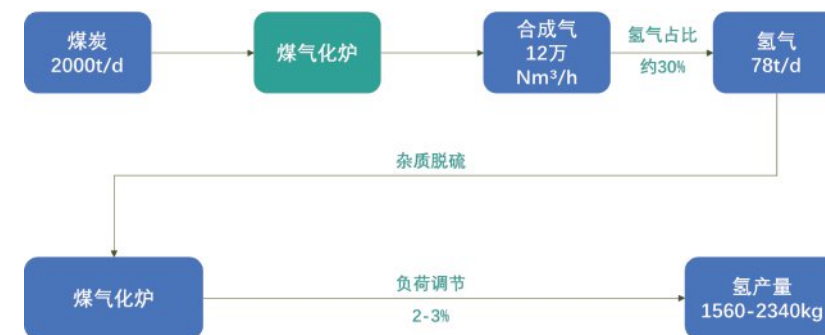
<sup>11</sup> 中国标准化研究院，全国氢能标准化技术委员会.《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书(2018)》

一般由企业购买煤炭、天然气、石油等制氢原料，利用自有设备制得氢气，并把其用于相应产品合成的原料及为生产供热。总体上，由于中国主要以煤炭为原材料，因此，中国煤气化制氢（以下称煤制氢）占比超过其他制氢方式。目前氢产量的统计通常采取由下游产品产量倒推计算的方法，然而企业在实际生产过程中通常会留有余量，因此各口径下的产量统计数据略有差异。

#### ◆ 煤制氢

从供应潜力看，中国当前煤化工行业发展较为成熟，煤制氢产量大且产能分布广，并可以基于当前的煤气化炉装置生产氢气，并利用变压吸附(PSA)技术将其提纯到燃料电池用氢要求。煤制氢产能适应性强，可以根据当地氢气消耗量的不同，设置氢气提纯规模并调节产能，在车用氢能产业发展初期对企业的整体运营影响较小。一台投煤量2000吨/天的煤气化炉，只需把其约2%~3%的负荷用作提纯制氢，就可提供1560~2340kg/天的氢气，按照车辆氢耗7kg/100km、日均行驶200km计算，则可满足111~167辆氢燃料电池公交车的用氢需求。

图表 3-2 煤制氢的产能适应性特点



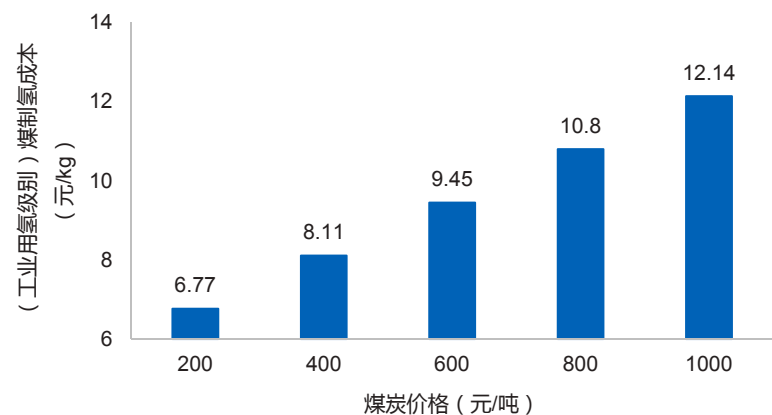
资料来源：航天长征化学工程股份有限公司，车百智库

煤制氢需要大型的气化设备，煤制氢一次装置投资价格较高，单位投资成本在1~1.7万元/(Nm<sup>3</sup>/h)之间<sup>12</sup>。只有规模化生产才能降低成本，在大规模制氢条件下，其投资与运营成本能够得到有效摊销，在煤价200~1000元/

<sup>12</sup> 中国石油化工集团公司，河南省煤气（集团）有限责任公司

吨时，制氢成本约 6.77~12.14 元/kg。因此，煤制氢不适合分布式制氢，适合于中央工厂集中制氢。

图表 3-3 煤制氢成本随煤炭价格的变化趋势



资料来源：未势能源，车百智库

煤制氢过程会排放大量 CO<sub>2</sub>，据相关研究<sup>13</sup>，煤制氢的碳排放水平达到约 19kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>，需要添加碳捕集、封存和利用 (CCUS) 技术和设备加以控制。利用 CCUS 技术能有效降低生产过程的碳排放水平，国外已有天然气 SMR+CCUS 结合生产的案例，采取稀释烟气捕获 CO<sub>2</sub> 的技术路径可减少 90% 以上的碳排放量。根据国外相关案例<sup>14</sup>，结合 CCUS 的煤制氢将增加 130% 的运营成本以及 5% 的燃料和投资成本，增加约 1.1 元/Nm<sup>3</sup> 的成本。结合 CCUS 技术的煤制氢技术的经济性暂未体现。此外，煤制氢含有硫磷等强吸附性的杂质，检测难度较高，但我国已具备国家标准 4ppm 硫等杂质的检测能力<sup>15</sup>。

<sup>13</sup> International Energy Agency (IEA). The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities (Report Prepared for the G20, Japan). 201906.; 中国标准化研究院, 全国氢能标准化技术委员会. 《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书(2018)》

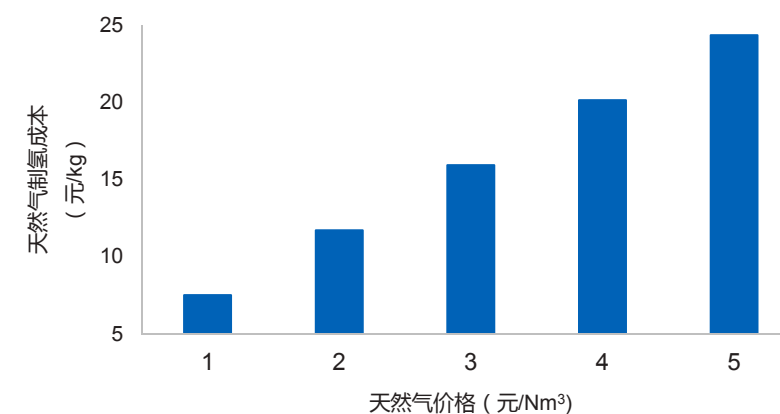
<sup>14</sup> International Energy Agency (IEA). The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities (Report Prepared for the G20, Japan). 201906.

<sup>15</sup> 国家能源集团

### ◆ 天然气制氢

蒸汽重整制氢 (SMR) 在天然气制氢技术中发展较为成熟、应用较为广泛。根据天然气价格的变化，天然气制氢成本可从 7.5 元/kg 增加到 24.3 元/kg，其中天然气原料成本的占比到 70~90%。其生产过程需要将原料气的硫含量降至 1ppm 以下，以防止重整催化剂的中毒，因此制得氢气的杂质浓度相对较低。中国天然气资源供给有限且含硫量较高，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。

图表 3-4 天然气制氢成本变化趋势



资料来源：未势能源，车百智库

由于中国“富煤、缺油、少气”的资源特点，仅有如西部盆地等天然气资源充足的区域适合探索发展 SMR 技术。

### ◆ 工业副产氢

工业副产氢是指在生产化工产品的同时得到的氢气，主要有焦炉煤气、氯碱化工、轻烃利用 (丙烷脱氢、乙烷裂解)、合成氨合成甲醇等工业的副产氢。中国工业副产氢大多数已有下游应用，也存在部分放空。当前工业副产氢基本为各企业自产自消，较难统计，实际可利用情况还需与企业相互协调与平衡。



轻烃利用的副产氢主要是丙烷脱氢、乙烷裂解两类<sup>16</sup>。

丙烷脱氢制丙烯装置（PDH）对原料丙烷的纯度要求极高。国内丙烷基本为炼油副产品，纯度及杂质含量均难以满足丙烷脱氢的要求。国外丙烷脱氢装置都采用湿性油田伴生气为来源的高纯低硫丙烷为原料。因此国内建设的丙烷脱氢装置（PDH）通常采用进口的高纯度液化丙烷，2014~2017年，中东和北美货源大约占据了我国80%-95%的丙烷进口量。

截止2020年，国内在运行及在建的丙烷脱氢项目的氢气供应潜力在30万吨/年，考虑2023年计划投产的项目，预计副产氢总规模可达44.54万吨/年<sup>17</sup>。丙烷脱氢后粗氢的纯度已经高达99.8%，变压吸附提纯后可达99.999%，其中O<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>O、CO和CO<sub>2</sub>的含量基本达到燃料电池用氢气的标准要求，仅有总硫含量超出标准，采用成本较低的PSA提纯装置满足燃料电池用氢气的生产。

丙烷脱氢副产氢生产成本约1.0~1.3元/Nm<sup>3</sup>，提纯成本约0.25~0.5元/Nm<sup>3</sup>，综合成本为1.25~1.8元/Nm<sup>3</sup>。

乙烷裂解目前的国内项目基本处于在建或在规划的状态，暂未释放氢气供应的潜力。乙烷裂解制乙烯工艺以项目投资低、原料成本低、乙烯收率高、乙烯纯度高为优势引起国内炼化企业的关注。用乙烷裂解方法生产乙烯，每生产1吨乙烯大约产生107.25kg氢气，乙烷裂解产生的氢气纯度为95%以上，采用PSA提纯后可满足燃料电池用氢标准的要求。

乙烷裂解副产氢生产成本约为1.1~1.3元/Nm<sup>3</sup>，提纯成本约为0.25~0.5元/Nm<sup>3</sup>，综合成本为1.35~1.8元/Nm<sup>3</sup>。

氯碱行业<sup>18</sup>的离子膜烧碱装置每生产1吨烧碱可副产280Nm<sup>3</sup>氢气，尽管大型氯碱装置多数配套盐酸和聚氯乙烯装置，以平衡氯气并回收利用副产氢气，但是仅有60%左右得到回收以生产盐酸、氯乙烯单体和双氧水等，其余氢气大部分都被用作锅炉燃料或者直接放空，因此40%左右的氯碱副产氢被低水平利用或直接浪费。理论上2018年全国氯碱行业可以提供33万吨副

<sup>16</sup> 丙烷脱氢、乙烷裂解的材料由国家电投提供

<sup>17</sup> 亚化咨询《中国氢能产业链年度报告2019》

<sup>18</sup> 氯碱副产氢的材料由国家电投提供

产氢气用来供应氢能需求。

单个氯碱化工企业可利用放空副产氢量较小，且产能比较分散，但其比较接近氢能应用下游市场，氯碱工业副产氢更适合用于短距离、小规模的分分布式氢源供应。

离子膜电解的副产氢纯度一般在99.99%以上，CO含量较低且不含有机硫和无机硫。但氯碱副产氢中含有微量的氯和少量氧，对燃料电池有毒害作用，使膜电极导电率降低，影响发电效率，且易造成管道、设备腐蚀发生安全事故；其还含有惰性气体氮、氩等杂质，长时间使用将造成燃料电池惰性气体累积，对燃料电池发电效率有一定影响。氯碱工业副产氢生产成本约为1.1~1.4元/Nm<sup>3</sup>，用变压吸附提纯成本在0.1~0.4元/Nm<sup>3</sup>，综合成本为1.2~1.8元/Nm<sup>3</sup>。

焦炭是中国炼钢行业的主要原材料，煤焦化过程中每1吨焦炭可产生约400Nm<sup>3</sup>的焦炉煤气，其中氢气含量约44%（体积分数），有40%~50%供焦炉自身加热，有一小部分作为合成氨与合成甲醇的原料，剩下的约39%几乎全部放空<sup>19</sup>。若这部分放空量被回收利用，按2018年焦炭产量计算，则理论上全国焦化行业可以提供约271万吨副产氢。

焦炉煤气呈现出向下游利用的发展趋势，有企业建设了焦炉煤气制甲醇再制烯烃装置、焦炉煤气制乙二醇装置、焦炉煤气制乙醇装置。对于现有的焦炉煤气制化学品装置，加建氢气分离提纯和压缩单元可达到燃料电池用氢气的生产要求，企业投入成本低，但能实现下游产品的多元化，以对冲合成氨、甲醇等化学品价格波动的市场风险。焦炉煤气压力只有0.5MPa，为满足PSA提纯制氢的要求，需预先将焦炉煤气压力分段压缩提升，并进行脱萘脱烃脱焦油的预处理。

从焦炭产量分布区域来看，华北地区焦炭产量占全国38%，华东地区占比21%，有利于就近供应华东和华北地区的氢燃料电池汽车示范项目。单个焦化厂的焦炭产量通常在百万吨以上，可供副产氢规模较大，并且离城市较近，在氢气运输距离上有一定优势。由于焦炉煤气生产规模通常较大，提纯

<sup>19</sup> 钱程, 王贺武. 清华大学; 李立业, 黄世平. 焦炉煤气高效多联产利用技术[J]. 燃料与化工, 2018, 49(03); 李慧敏. 合成氨工业现状和未来发展趋势[J]. 现代工业经济和信息化, 2017, 7(19)

制氢综合成本<sup>20</sup>约为 0.83~1.33 元/Nm<sup>3</sup>。

合成氨与合成甲醇是传统煤化工产品。目前，用于合成氨、合成甲醇的氢气消耗量在中国氢气消耗结构中占比共计可达 50%以上，煤、天然气与焦炉煤气是生产需要氢气的主要原料。合成氨和合成甲醇生产过程会有合成放空空气及弛放气排出，其中氢气含量在 18%~55%之间。按照 2018 年合成氨及合成甲醇的产量，则全国的弛放气放空量回收利用的副产氢供应潜力达到 118 万吨<sup>21</sup>。

合成氨醇企业可通过回收利用现有合成放空空气及弛放气、调整下游产品结构等途径实现氢气的外供。目前生产成本在 0.8~1.5 元/Nm<sup>3</sup>，提纯成本按照 0.5 元/Nm<sup>3</sup> 计算，则合成氨合成甲醇的副产氢成本<sup>22</sup>为 1.3~2 元/Nm<sup>3</sup>。

综上，从工业副产氢的放空量现状看，供应潜力可达到 450 万吨/年，能够支持超过 97 万辆公交客车的全年运营，但其存在地域性分布差异的特点。PDH 及乙烷裂解项目主要分布在华东及沿海地区，较大规模的氯碱厂主要分布在新疆、山东、内蒙古、上海、河北等省市，焦化厂主要分布在华北、华东地区，合成氨醇企业主要分布在山东、山西、河南等省份。

图表 3-5 中国工业副产氢制氢的供应潜力

	现有年制氢潜力	可供应公交车数量 <sup>23</sup>
轻烃利用副产氢	30 万吨	6.5 万辆
氯碱副产氢	33 万吨	7.1 万辆
焦炉煤气副产氢	271 万吨	58.9 万辆
合成氨合成甲醇等副产氢	118 万吨	25.6 万辆
合计	450 万吨	97.6 万辆

资料来源: 车百智库

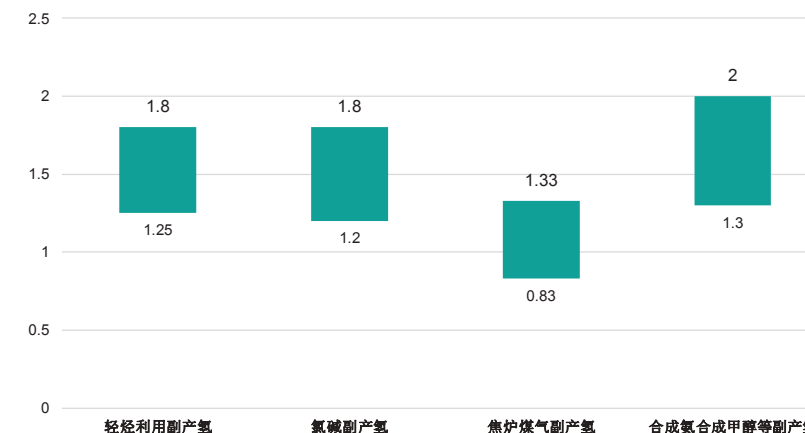
<sup>20</sup> 邓彤. 氢能产业发展的挑战与机遇分析——以山西为例[J]. 技术经济与管理研究, 2019(10).

<sup>21</sup> 清华大学提供

<sup>22</sup> 企业调研数据

<sup>23</sup> 计算依据: 车辆氢耗 7kg/100km、日均行驶 200km、年出勤率 90%

图表 3-6 中国工业副产氢制氢综合成本 (元/Nm<sup>3</sup>)



资料来源: 车百智库

由于副产氢主要作为化工过程的副产品或放空空气，可作为近期低成本的分分布式氢能供应源。工业副产氢的供应潜力与成本能根据生产企业的下游产品结构与氢气的经济附加值调整。

#### ◆ 电解水制氢

目前国内碱性电解水制氢成本在各电解水制氢技术路线中最具经济性。对比目前已经商业化的碱性电解与 PEM 电解两条技术路线的制氢成本，电解槽成本在制氢系统设备成本中的占比分别为 50%、60%<sup>24</sup>，假设年均全负荷运行小时 7500h、使用电价 0.3 元/kWh，则碱性电解与 PEM 电解水的制氢成本分别为约 21.6 元/kg、31.7 元/kg，其中电费成本是制氢成本构成的主要部分，占比分别为 86%和 53%。

碱性电解水制氢的成本存在差异。一是商业化发展阶段不同，碱性电解槽基本实现国产化，价格 2000~3000 元/kW；PEM 电解槽由于关键材料与技术仍需依赖进口，价格 7000~12000 元/kW。二是制氢规模不同，国内 PEM 电解槽单槽制氢规模约 200Nm<sup>3</sup>/h，但国内还未有大规模制氢应用

<sup>24</sup> IEA. The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities (Report Prepared for the G20, Japan). 201906.

的案例;碱性电解槽单槽产能已达到 1000Nm<sup>3</sup>/h,国内已有兆瓦级制氢应用,规模化使其在设备折旧、土建折旧、运维成本上低于 PEM 电解。

总体上,中国电解水制氢规模仍处于兆瓦级,规模经济效益尚未发挥,且目前电价很难达到 0.3 元/kWh 的价格,即当前电解水制氢尚未体现经济性。

从供应潜力看,2019 年中国全年弃风电量 169 亿千瓦时、弃光电量 46 亿千瓦时、弃水电量约 300 亿千瓦时,三者合计总弃电总量达到 515 亿千瓦时<sup>25</sup>,理论上可制氢 92 万吨。

图表 3-7 中国 2018 年弃风、弃光、弃水电量电解水制氢的潜力

	电量	制氢潜力 <sup>26</sup>	可供应公交车数量 <sup>27</sup>
弃风	169 亿千瓦时	30.2 万吨	6.6 万辆
弃光	46 亿千瓦时	8.2 万吨	1.8 万辆
弃水	300 亿千瓦时	53.6 万吨	11.6 万辆
合计	515 亿千瓦时	92 万吨	20 万辆

资料来源:国家能源局,车百智库

中国可再生能源资源丰富,但地域性分布存在差异。东北、西北等地区可再生能源制氢潜力较大,其中宁夏风能资源总储量 2253 万千瓦,太阳能光伏电站可开发规模约 1750 万千瓦;吉林省白城具有约 1600 万千瓦风能、约 1300 万千瓦光伏的开发潜力。在张家口风电多、四川水电多、以及富余电力和可再生能源充足的地区,电解水制氢的供应潜力较大。

### ◆ 氢储运

现阶段,中国普遍采用 20MPa 气态高压储氢与集束管车运输的方式。在加氢站日需求量 500kg 以下的情况下,气氢拖车运输节省了液化成本与管道建设前期投资成本,在一定储运距离以内经济性较高。当用氢规模扩大、

<sup>25</sup> 国家能源局, [http://www.nea.gov.cn/2020-03/06/c\\_138850234.htm](http://www.nea.gov.cn/2020-03/06/c_138850234.htm)

<sup>26</sup> 电解水制氢电耗按 5kWh/Nm<sup>3</sup> 计算

<sup>27</sup> 公交车平均百公里氢耗量为 7kg,日均行驶 200km,全年出勤率 90%

运输距离增长后,提高气氢运输压力或采用液氢槽车、输氢管道等运输方案才能满足高效经济的要求。

图表 3-8 不同储运方案的特点

	20MPa 高压气氢拖车	液氢槽车	管道气氢
全年运输氢气可用量 <sup>28</sup>	78.8~100.8 吨/辆	1047.6 吨/辆	9.2 万吨
适用场景	规模较小、运输距离较短	规模较大、长距离运输	大规模用氢、应用多领域
特点	单车装载量约 350kg,装卸时间各需 4~8h,技术及产品成熟,前期投资小	单车装载量约 3000kg,装卸时间 1~2h,液化成本高,未来采用混合工质预冷等方案降低液化成本	可解决氢气资源与应用市场空间分布不均问题,前期投资大,存在氢脆等技术难点

注:该测算只基于单车或管道的氢气技术可运输量,不考虑由于商业运营等带来的运输效率降低。

资料来源:车百智库

由于低温液态氢高密度的特性(液氢密度分别是 20MPa、30MPa、70MPa 气氢密度的 4.9、3.4、1.8 倍),液氢槽车运输方式相较于 20MPa 高压气氢拖车,可使单车储运量提高约 9 倍,充卸载时间减少约 1 倍,并且在液化过程还能提高氢气纯度,一定程度上可节省提纯成本。随着氢能产业的发展,液氢储运是大规模长距离储运氢的方向之一。

国内,液氢只在航天领域有少量实际应用。液氢产业链各环节包括氢液化装置、储罐、罐车和加注系统等,均已基本具备自主国产化的技术和产品。如前文所述,全国氢能标准化技术委员会于 2019 年提出并归口三项液氢应用相关国家标准已完成征集,但正式标准仍有待发布。

采用液氢槽车储运在长距离大规模运输上有很强的竞争力。在现有技术条件下,采用液氮预冷循环,液氢生产能耗约为 17~20kWh/kg,则电价 0.5

<sup>28</sup> 按运输距离 100km、单日 1 次(气氢与液氢公路运输)往返计算。受安全要求限制,气氢拖车单车实际可运氢量一般为装载量的 60-80%不等。

元/kWh 时，液化过程的总成本约为 18.5~20 元/kg<sup>29</sup>。此外，根据法液空数据，当有外部冷源（如有 LNG 辅助时），其生产单耗会下降 30%以上，因此有条件的 LNG 终端配备液氢生产装置的经济可行性提高。从液化到运输全过程成本分析，由于液氢槽车储运量较大，可减少槽车及人员的配置，尽管长距离运输也会带来成本的提高，但提高的幅度并不大。因此，液氢在长距离、大规模的运输中，相较于 20MPa 高压气氢拖车储运有着显著的成本优势。

现有技术条件下，液化过程的能耗和固定投资较大，液化过程的成本占到整个液氢储运环节的 90%以上。未来，由于液化设备的规模效应和技术升级，液化能耗和设备成本还有较大的下降空间。

### 3.2.2. 氢燃料电池汽车应用

中国氢燃料电池汽车产业链近两年也加速布局，但应用领域主要集中在商用车领域。截止 2020 年 8 月，根据《新能源汽车推广应用推荐车型目录》，中国进入新能源汽车推广目录的氢燃料电池车企总共 43 家。其中，中通客车控股股份有限公司、上海申龙客车有限公司、东风汽车集团有限公司在目录车型数量中排在前三位。从地域来看，中国氢燃料电池车企分布比较广泛，其中华东地区密度最大。

图表 3-9 氢燃料电池车型推荐情况汇总

公司名称	进入新能源车推荐目录的车型数
中通客车控股股份有限公司	47
上海申龙客车有限公司	37
东风汽车集团有限公司	33
佛山市飞驰汽车制造有限公司	31
郑州宇通客车股份有限公司	30
南京金龙客车制造有限公司	22
厦门金龙旅行车有限公司	22

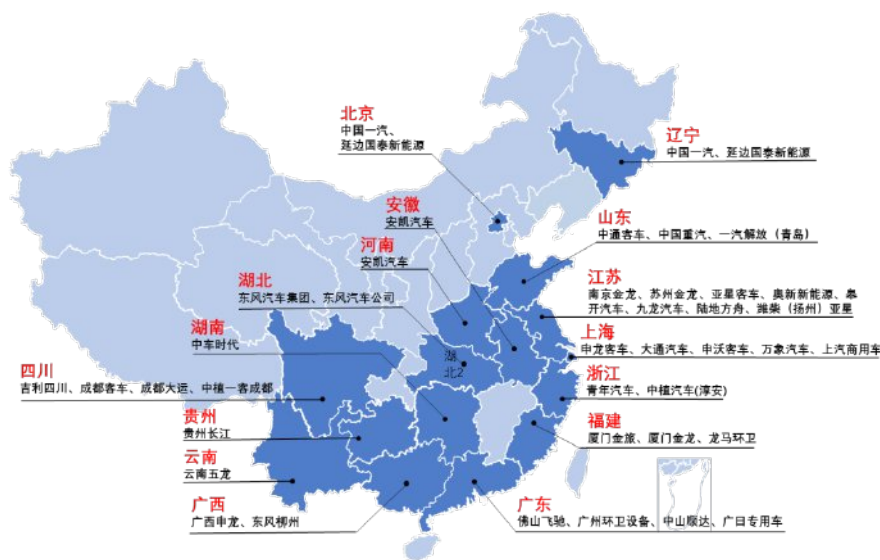
<sup>29</sup> 中科富海调研数据，车百智库测算

公司名称	进入新能源车推荐目录的车型数
北汽福田汽车股份有限公司	19
湖南中车时代电动汽车股份有限公司	12
安徽安凯汽车股份有限公司	11
金龙联合汽车工业(苏州)有限公司	11
云南五龙汽车有限公司	9
广西申龙汽车制造有限公司	9
扬州亚星客车股份有限公司	9
广州市环境卫生机械设备厂	7
上汽大通汽车有限公司	7
金华青年汽车制造有限公司	7
吉利四川商用车有限公司	6
中植汽车(淳安)有限公司	6
成都客车股份有限公司	5
贵州长江汽车有限公司	5
中国重型汽车集团有限公司	4
成都大运汽车集团有限公司	4
江苏奥新新能源汽车有限公司	4
厦门金龙联合汽车工业有限公司	4
中山市顺达客车有限公司	3
中国第一汽车集团有限公司	3
东风汽车公司	3
南通皋开汽车制造有限公司	3
东风柳州汽车有限公司	2
上海申沃客车有限公司	2
福建龙马环卫装备股份有限公司	2
延边国泰新能源汽车有限公司	2

公司名称	进入新能源车推荐目录的车型数
上海万象汽车制造有限公司	2
江苏九龙汽车制造有限公司	2
中植一客成都汽车有限公司	2
一汽解放青岛汽车有限公司	2
广州广日专用汽车有限公司	2
潍柴(扬州)亚星新能源商用车有限公司	2
上海汽车商用车有限公司	1
江苏陆地方舟新能源车辆股份有限公司	1
总计	395

资料来源: 公开资料<sup>30</sup>, 车百智库

图表 3-10 全国氢燃料电池车企分布情况 (不完全统计)



资料来源: 车百智库

<sup>30</sup> 截止 2020 年 4 月,《道路机动车辆生产企业及产品》和《新能源汽车推广应用推荐车型目录》汇总

### 3.3.技术研发

#### 3.3.1.氢制取

从各制氢路径的特点来看,传统制氢工业中以煤、天然气等化石能源为原料,制氢过程产生 CO<sub>2</sub> 排放,制得氢气中普遍含有硫、磷等危害燃料电池的杂质,对提纯及碳捕获有着较高的要求。焦炉煤气、氯碱尾气等工业副产提纯制氢,能够避免尾气中的氢气浪费,实现氢气的高效利用,但从长远看无法作为大规模集中化的氢能供应来源;电解水制氢纯度等级高,杂质气体少,易与可再生能源结合,被认为是未来最有发展潜力的绿色氢能供应方式。

图表 3-11 主要制氢路径及其优缺点

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

资料来源: 车百智库

为控制氢气制取环节的碳排放，化石能源制氢需结合 CCUS 技术。CCUS 技术在碳捕捉与封存 (CCS) 技术基础上增加了 CO<sub>2</sub> 利用，包括上游碳捕集、中游碳运输与下游碳利用。相较于 CCS，CCUS 可以有效摊销前沿技术体系与巨大工程规模带来的巨额投资和运营成本，但目前还处于研发和示范的初级阶段。

图表 3-12 CCUS 上下游技术路径

	技术路径	技术原理	适用范围
上游	燃烧前捕集	通过燃烧前将碳从燃料中脱除	新建发电厂
	燃烧后捕集	从燃烧生成的烟气中分离 CO <sub>2</sub>	新建和已投产的发电厂、煤化工厂等
	富氧燃烧	氧气、CO <sub>2</sub> 燃烧技术或空气分离、烟气再循环技术	新建和已投产的发电厂、煤化工厂等
中游	运输	高浓度、高压力的液态 CO <sub>2</sub> 输送	罐车或管道输送
下游	物理应用	利用 CO <sub>2</sub> 的物理特性用于食品行业	啤酒、碳酸饮料的生产；固态或液态 CO <sub>2</sub> 用于食品的冷藏储运；果蔬的自然降氧、气调保鲜剂等
	化工应用	CO <sub>2</sub> 的化学转化	合成尿素、生产轻质纳米级超细活性碳酸盐、催化加氢制取甲醇、共聚生产高聚物等
	生物应用	植物光合作用等的 CO <sub>2</sub> 生物转化	生物肥料、食品和饲料添加剂等
	地质应用	将 CO <sub>2</sub> 注入地下，利用地下矿物或地质条件生产	原油、煤层气、天然气、页岩气采收
	矿化应用	利用地球上广泛存在的橄榄石、蛇纹石等碱土金属氧化物将 CO <sub>2</sub> 转化为稳定的碳酸盐类化合物	目前中国在 CO <sub>2</sub> 矿化磷石膏技术上取得成果

资料来源：文献调研<sup>31</sup>，车百智库

煤制氢是当前中国大规模稳定制取廉价工业氢气的主要途径。传统煤制氢采用固定床、流化床、气流床等工艺，合成气中 CO<sub>2</sub>、CO 等体积分数高

<sup>31</sup> 米剑锋, 马晓芳. 中国 CCUS 技术发展趋势分析[J]. 中国电机工程学报, 2019(9).

达 45~70%，碳排放较高，不满足低碳化的制氢路径，且含有硫化物等腐蚀性气体。近年来，新型煤气化制氢技术也在不断发展，超临界水煤气化技术利用超临界水（温度≥374°C、压力≥22.1MPa）作为均相反应媒介，具有传统煤气化技术无法比拟的气化效率高、氢气组分高、污染少等优点，但目前尚未产业化。

图表 3-13 典型煤气化技术性能参数

	固定床	流化床	气流床 (粉煤)	气流床 (水煤浆)	超临界 水煤气化
技术成熟度	大规模工业应用	大规模工业应用	大规模工业应用	大规模工业应用	尚未产业化
气化炉	中试加压气化炉	常压 Winkler	Shell 气化炉	多喷嘴气化炉	高压釜
气化温度	560°C	816~1204°C	1450°C	1260°C	650°C
气化压力	2~2.5MPa	0.1 MPa	3.0 MPa	3.8 MPa	26 MPa
合成气 H <sub>2</sub> 占比	38.1~38.6%	40%	25.9%	34.7%	80%
合成气 CO <sub>2</sub> 占比	32.6~34%	19.5%	0.9%	18%	0.2%
合成气 CO 占比	14~14.7%	36%	68.4%	48.3%	—
合成气硫含量	H <sub>2</sub> S 0.3%	H <sub>2</sub> S 0.3%	H <sub>2</sub> S 0.13%	H <sub>2</sub> S 0.24%	以硫化盐形式固化
其他污染物	焦油产率 0.35%；轻油产率 0.11%	不含酚类及焦油等污染物	不含酚类及焦油等污染物	不含酚类及焦油等污染物	不含酚类及焦油等污染物
冷煤气效率 <sup>32</sup>	79.3~81.9%	74.4%	82%	74.9%	123.9%

资料来源：文献调研<sup>33</sup>，车百智库

<sup>32</sup> 冷煤气效率即气化效率，煤气化生成煤气的热量与为制取煤气所消耗的煤的热量之比。

<sup>33</sup> 杨小彦, 陈刚, 殷海龙, 徐婕, 张生军. 不同原料制氢工艺技术方案分析及探讨[J]. 煤化工, 2017, 45(06).

目前碱性电解、质子交换膜（PEM）电解、固体氧化物（SOEC）等技术路线被广泛应用与研究，根据各自技术特点的不同，与可再生能源结合的应用领域有所差异。

- 碱性电解技术已经实现大规模工业应用，国内关键设备主要性能指标均接近国际先进水平，设备成本较低，单槽电解制氢产量较大，易适用于电网电解制氢。
- PEM 电解技术国内较国际先进水平差距较大，体现在技术成熟度、装置规模、使用寿命、经济性等方面，国外已有通过多模块集成实现百兆瓦级 PEM 电解水制氢系统应用的项目案例。其运行灵活性和反应效率较高，能够以最低功率保持待机模式，与波动性和随机性较大的风电和光伏具有良好的匹配性。
- SOEC 电解技术的电耗低于碱性和 PEM 电解技术，但尚未广泛商业化，国内仅在实验室规模上完成验证示范。由于 SOEC 电解水制氢需要高温环境，其较为适合产生高温、高压蒸汽的光热发电等系统。

图表 3-14 国内电解水制氢主要技术路线的性能特点对比

	碱性电解	PEM 电解	SOEC 电解
技术成熟度	大规模应用	小规模应用	尚未商业化
运行温度	70~90°C	70~80°C	600~1000°C
电流密度	0.2~0.4 A/cm <sup>2</sup>	1.0~2.0 A/cm <sup>2</sup>	1.0~10.0 A/cm <sup>2</sup>
单台装置制氢规模	0.5~1000Nm <sup>3</sup> /h	0.01~500Nm <sup>3</sup> /h	/
电解槽能耗	4.5~5.5 kWh/Nm <sup>3</sup>	3.8~5.0 kWh/Nm <sup>3</sup>	2.6~3.6 kWh/Nm <sup>3</sup>
系统转化效率	60~75%	70~90%	85~100%
系统寿命	已达 10~20 年	已达 10~20 年	/

	碱性电解	PEM 电解	SOEC 电解
启停速度	热启停：分钟级 冷启停：>60 分钟	热启停：秒级 冷启停：5 分钟	启停慢
动态响应能力	较强	强	较弱
电源质量需求	稳定电源	稳定或波动电源	稳定电源
负荷调节范围	15~100%额定负荷	0~160%额定负荷	/
系统运维	有腐蚀性液体，后期运维复杂，运维成本高	无腐蚀性液体，运维简单，运维成本低	目前以技术研究为主，尚无运维需求
占地面积	较大	较小	/
电解槽价格	2000~3000 元/kW (国产) 6000~8000 元/kW (进口)	7000~12000 元/kW	/
特点	技术成熟、成本低、易于实现大规模应用，但实际电能消耗较大、需要稳定电源	占地面积小、间歇性电源适应性高、易于实现与可再生能源结合，但设备成本较高	高温电解能耗低、可采用非贵金属催化剂，但存在电极材料稳定性问题、需要额外加热
与可再生能源的结合	适用于稳定电源的装机规模较大的电力系统	适配波动性较大的可再生能源发电系统	适用于产生高温、高压蒸汽的光热发电系统

资料来源：中国船舶重工集团第七一八研究所，国家能源集团大渡河流域水电开发有限公司，中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司，康明斯（中国）投资有限公司，车百智库整理

考虑减排效益，结合可再生能源的电解水制氢才符合绿色氢能的发展路径。如果考虑当前中国电力的平均碳强度，电解水制氢的综合碳排放是化石

能源制氢过程碳排放的 2~3 倍；随着可再生能源平价上网，中国电力平均碳排放强度将持续下降。

图表 3-15 电解水制氢与化石能源制氢的碳排放强度对比

制氢方式		生产过程单位碳排放 <sup>34</sup> (kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> )
煤制氢	传统煤气化	~19
	传统煤气化+CCUS	<2
天然气制氢	SMR	~9.5
	SMR+CCUS	<1
电解水制氢	电网电力	38~45
	水电风电	<1
	光伏发电	<3

资料来源: 车百智库

### 3.3.2. 氢储运

与传统石油燃料易运输、可规模存储的特点不同，国内氢的储运技术在能效性、安全性上尚未完全解决。目前普遍采用的高压气氢储运方式存在储氢密度低、压缩能耗高的缺点，而且由储氢罐安全设计冗余带来的材料成本较高。

根据氢的物理特性与储存行为特点，可将各类储氢方式分为：压缩气态储氢、低温液态储氢、液氨/甲醇储氢、吸附储氢（氢化物/液体有机氢载体（LOHC））等。压缩气态储氢，以其技术难度低、初始投资成本低、匹配当前氢能产业发展等特征优势，在国内外广泛应用。低温液态储氢在国外应用较多，国内的应用基本仅限于航空领域，民用领域尚未得到规模推广。液

<sup>34</sup> IEA, The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities. 201906; 中国标准化研究院等.《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书(2018)》

氨/甲醇储氢、氢化物吸附储氢、LOHC 储氢等技术目前国内产业化极少，基本处于小规模实验阶段，国外 Chiyoda、Hydrogenious LOHC Technologies（以下简称 HT 公司）等企业在 LOHC 储氢领域已有产品和项目。

图表 3-16 不同储氢方式的对比

	压缩气态储氢	低温液态储氢	液氨/甲醇储氢	氢化物/LOHC 吸附储氢
技术原理	将氢气压缩于高压容器中，储氢密度与储存压力、储存容器类型相关	低温（20K）条件下对氢气进行液化	利用液氨、甲醇等液体材料在特定条件下与氢气反应生成稳定化合物，并通过改变反应条件实现氢的释放	利用金属合金、碳质材料、有机液体材料、金属框架物等对氢的吸附储氢和释放的可逆反应实现
优点	技术成熟、充放氢速率可调	体积储氢密度高、液态氢纯度高	储氢密度高、安全性较好、储运方便	安全性高、储存压力低、运输方便
缺点	体积储氢密度低、容器耐压要求高	液化过程能耗高、容器绝热性能要求高、成本高	涉及化学反应、技术操作复杂、含杂质气体、往返效率相对较低	普遍存在价格高、寿命短或者储存、释放条件苛刻等问题
技术成熟度	发展成熟，广泛应用于车用氢能领域	国外约 70%使用液氢运输，安全运输问题验证充分	距离商业化大规模使用尚远	大多处于研发试验阶段
国内技术水平	关键零部件仍依赖进口，储氢密度较国外低	民用技术处于起步阶段，与国外先进水平存在差距	处于攻克研发阶段	与国际先进水平存在较大差距

资料来源: 世界银行<sup>35</sup>，中国工业气体工业协会，中化石油勘探开发有限公司，公开资料<sup>36</sup>，车百智库

<sup>35</sup> ESMAP. 2020. Green Hydrogen in Developing Countries. Washington, DC: World Bank.

<sup>36</sup> [1]中国氢气存储与运输产业发展研究报告（2019）  
 [2]张志芸,张国强,刘艳秋,康启平.车载储氢技术研究现状及发展方向[J].油气储运,2018,37(11)  
 [3]杨静怡.储氢材料的研究及其进展[J].现代化工,2019,39(10)  
 [4]赵延兴,公茂琼,周远.气相低温高压储氢密度和能耗的理论分析及比较[J].科学通报,2019,64(25)



氢的运输方式包括道路车辆、铁路、轮船、管道运输四种<sup>37</sup>。道路运输方面，气氢拖车是目前应用最为广泛的一种氢运输方式，国内长管拖车储氢罐压力均在 20MPa，国外已达到了 50MPa 的储氢压力；液氢槽车的单车运氢能力是气氢拖车的 10 倍以上，运输效率提高，综合成本降低，在国外应用较为广泛，国内目前仅用于航天及军工领域。氢的铁路运输应用较少，且一般与液氨储氢技术结合。液氨储氢与液氢储运技术结合轮船运输的方案已经得到了实践应用，如日本川崎重工将采用液氢运输船的方式把澳大利亚褐煤制氢运至日本，近期建造小型液氢运输船，超低温压力储氢容器可以容纳 2500m<sup>3</sup>（约 170 吨）的液氢，自然蒸发量控制在 0.09%以内；到 2030 年将建造 2 艘大型液氢运输船，液氢的总装载量达到 160000m<sup>3</sup>（约 1100 吨）<sup>38</sup>。管道运输方面，全球输氢管道已超过 4500km，其中美国超过 2600km，欧洲超过 1500km，中国已有多条在运行的氢气管道。

### 3.3.3. 燃料电池电堆及系统

电堆行业先进企业有丰田和本田，峰值功率在 110kW 左右，其电堆比功率 3.1kW/L，乘用车用堆寿命 5000h，商用车用堆寿命 10000h，最高效率 65%以上，目前国内电堆供应商主要为捷氢、新源动力等，其中捷氢于 2020 年 8 月发布的燃料电池金属板电堆，功率密度达到 3.8kW/L，双极板和膜电极均已实现 100%自主化与国产化，可在-30℃低温环境下实现 30s 无辅热自启动，完成 6000h 实车工况的耐久性测试。

图表 3-17 国内外燃料电池电堆产品及其参数

参数	丰田	本田	现代	捷氢	新源动力
产品型号	Mirai 新一代	Clarity 第三代	NEXO	PROME M3H	HYMOD-110
额定功率	92kW	80~90kW	75~85kW	115kW	110kW
峰值功率	114kW	103kW	95kW（双堆）	130kW	120kW

<sup>37</sup> 本段内容参考 ESMAP. 2020. Green Hydrogen in Developing Countries. Washington, DC: World Bank.

<sup>38</sup> 日本川崎重工官网，氢云研究院

参数	丰田	本田	现代	捷氢	新源动力
体积功率密度	3.1kW/L	3.1kW/L	2.8kW/L	3.8kW/L	4.2kW/L
寿命目标	5000h	5000h	5000h	10000h	5000h
电压范围	220~360V	200~330V	240~400V	220-370V	230-370V
增湿方式	自增湿	外增湿	外增湿	自增湿	\
双极板	金属	金属	金属	金属	金属

资料来源: 未势能源, 捷氢科技, 车百智库

行业主流系统是商用车用燃料电池发动机及乘用车用燃料电池发动机。其中商用车用燃料电池发动机前沿技术指标如下，额定功率 100kW，冷启动温度零下 40℃，寿命 20000 小时以上，功率密度 0.6kW/L。国内商用车用燃料电池发动机的额定功率逐步向大功率发展，近期工信部《新能源汽车推广应用推荐车型目录》中的氢燃料电池商用车系统功率基本在 40~100kW，由大同氢雄研发的 130kW 大功率燃料电池发动机已经进入量产程序。

图表 3-18 国内外燃料电池系统产品及其参数

厂商	额定功率(kW)	质量功率密度 (W/kg)	冷启动(°C)	系统峰值效率	耐久性 (h)
Ballard	70/85/100	280/330/350	-30/	57%	>30000
Hydrogenics	60/93/198	220/258/275	-10	55%	>10000
US Hybrid	40/80/120	270	-30/-40/-25	46.3~56.9%	>10000
北京亿华通	31.3/65/75	230/250/302	-30	55%/57%/58%	\
新源动力	60	\	-30	≥43.5%	\
上海重塑	32/46/60/80/110	237/301/400/530/650	-15/-30	\	12000/15000/25000/30000
弗尔赛	30/45/60/120	267/375	-10/-20/-30	≥47%	10000
捷氢科技	40/66/92	\	-25/-30	51%/60%	10000
江苏清能	30/40/45/60	\	\	46~52%	\

资料来源: 产品手册及官方网站, 车百智库整理

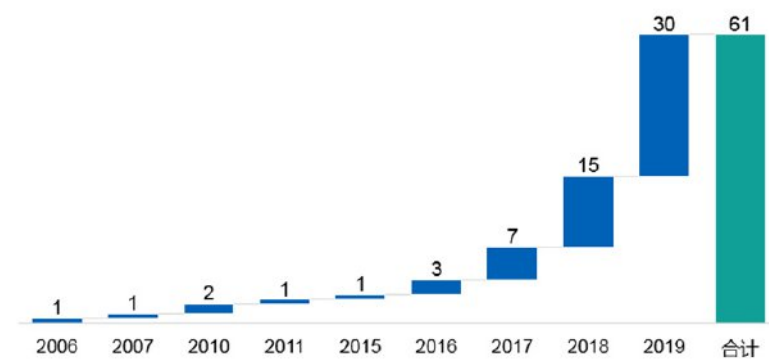
### 3.4. 基础设施

氢能基础设施种类较多，最重要的基础设施是加氢站。

关于加氢站，在技术方面，中国的 35MPa 加氢站技术已趋于成熟，加氢站的设计、建设以及三大关键设备：45MPa 大容量储氢罐、35MPa 加氢机和 45MPa 隔膜式压缩机均已实现国产化。目前，中国已经开始主攻 70MPa 加氢站技术，2016 年中国首座利用风光互补发电制氢的 70MPa 加氢站（同济-新源加氢站）在大连建成，集成了可再生能源现场制氢技术、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。

截止 2019 年底，中国已建和在建的加氢站有 130 座以上，其中 61 座已经建成，投入运营的共计 52 座<sup>39</sup>。2016 年以后中国加氢站建设开始提速，2016 至 2018 年翻倍增长，2019 年建成的加氢站数量是 2018 年的 2 倍。从地域分布来看，加氢站主要集中在东部沿海等氢燃料电池汽车产业发展较为领先的省市，如广东、上海等。

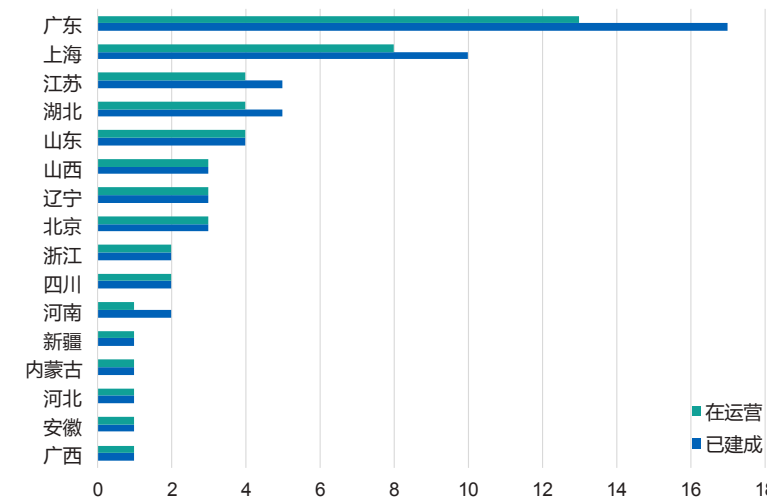
图表 3-19 中国每年建成加氢站数量（座）



资料来源: 车百智库

<sup>39</sup> 公开资料整理

图表 3-20 中国各省市建成加氢站情况



资料来源: 车百智库

从加氢站建设参与主体来看，中国加氢站建设前期以行业标杆企业为主，如亿华通、舜华新能源、液空厚普、派瑞华氢、海德利森、国富氢能等公司。随着近年氢能行业发展逐渐加快，加氢站建设参与主体呈现多样化发展，氢能产业各环节的企业都有参与加氢站建设的案例，包括上游的能源、化工和气体公司以及专业的加氢站建设运营商和设备供应商，中游的燃料电池电堆和系统企业，下游的整车企业和车辆运营企业。大型能源化工企业大都是从 2018 年开始有实质性动作，凭借自身强大的资源背景，参与加氢站建设的进程明显快于其他参与者。

图表 3-21 中国加氢站建设参与主体分析

产业链位置	主体性质	企业名称
上游	加氢站投资建设运营企业	舜华新能源、国富氢能、氢枫能源、海德利森、派瑞华、中极氢能、液空厚普、雄韬股份、液空厚普
上游	气体公司	浦江气体、美国 AP、法国液化空气集团

产业链位置	主体性质	企业名称
上游	化工企业	华昌化工、鸿达兴业
上游	能源企业	国家能源集团、中石油、中石化、美锦能源、嘉化能源、四川燃气
中游	燃料电池系统（电堆）企业	亿华通、南通百应、明天氢能、大洋电机、新源动力、国鸿氢能
下游	车企	宇通客车、中通客车、丰田、上汽集团、潍柴等
下游	车辆运营企业	国联氢能、沐与康、雄川氢能

资料来源：车百智库

## 4. 中国氢能发展的战略目标

### 4.1. 总体思路与目标

截至 2020 年 7 月，中国政府还没有制定专门的氢能规划和目标指引。不过根据 2020 年 5 月新华社授权发布的《关于 2019 年国民经济和社会发展计划执行情况与 2020 年国民经济和社会发展计划草案的报告》，2020 年国民经济和社会发展计划中其中一项是制定国家氢能产业发展战略规划<sup>40</sup>。

氢能将作为中国清洁高效能源生产和消费体系的重要构成部分。根据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书（2019 年版）》，到 2050 年，氢能在交通运输、储能、工业、建筑等领域广泛使用，氢需求量由目前 2000 多万吨提升至约 6000 万吨，氢能产业链产值扩大，产业产值将超过 10 万亿元。2050 年氢的终端销售价格将降至 20 元/kg，加氢站数量达到 12000 座，氢燃料电池汽车保有量达到 3000 万辆，固定式发电装置 2 万台套/年，燃料电池系统产能 550 万台套/年。

图表 4-1 中国氢能发展总体目标

	2025 年	2035 年	2050 年
氢需求总量（万吨） <sup>41</sup>	~3000	~4000	~6000
产业产值（万亿元） <sup>41</sup>	1	5	12
氢终端销售价格（元/kg）	40	30	20
加氢站数量（座）	200	2000	12000

<sup>40</sup> 国家发展和改革委员会，  
[https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/xwfb/202006/t20200601\\_1229648.html](https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/xwfb/202006/t20200601_1229648.html)  
<sup>41</sup> 中国氢能联盟. 《中国氢能源及燃料电池产业白皮书（2019 年版）》

	2025年	2035年	2050年
氢燃料电池汽车保有量（万辆）	10	100	3000

资料来源: 课题组, 车百智库整理

## 4.2.分领域分阶段目标

氢能供应体系, 以实现绿色经济高效便捷的氢能供应体系为目标, 中国将在氢的制储运加各环节上逐渐突破。氢气的终端价格降低需依靠上游产业链制氢、储运、加氢各环节的整合, 寻找更绿色经济的氢气来源、采用更高效的氢气制取方式和更安全的氢气运输渠道。从长远看, 随着用氢需求的扩大, 结合可再生能源的分布式制氢加氢一体站、经济高效的集中式制氢、液氢等多种储运路径并行的方案将会是主要的发展方向。

图表 4-2 中国氢能供应体系发展路径

	2025年	2035年	2050年
<b>制氢路径</b>	工业副产氢提纯为主 可再生能源电解水制氢试点运营	低碳排放制氢 • 可再生能源电解水制氢 半集中化制氢为主 • CCUS技术实现产业化 • 工业副产氢提升利用效率	零碳排放制氢 • 可再生能源电解水制氢集中化制氢为主 • 工业副产提纯、化石能源制氢+CCUS为辅
<b>储运路径</b>	高压气态运输为主 液氢运输试点推广	液氢运输作为主动脉 高压气态储运作为毛细血管	液氢储运+高压气态储运+管道储运 +有机液体储运等多种路径并行
<b>加注模式</b>	合建站为主 在站制氢一体站试点运营	加氢站及其它基础设施 多元化、网络化发展	形成多元化、网络化的 氢能基础设施体系

资料来源: 课题组, 车百智库整理

氢能应用体系, 交通运输领域将作为氢能下游应用市场发展的突破口, 并逐渐向储能、工业、建筑领域拓展。其中, 氢燃料电池商用车将率先实现产业化的应用与运行, 除了政策的激励效应外, 氢燃料电池客车、物流车、重卡等车型将在 2030 年前取得与纯电动车型相当的全生命周期经济性, 赢得市场消费者的购买。

图表 4-3 中国氢能应用体系发展路径

	2025年	2035年	2050年
<b>交通运输领域</b>			
氢燃料电池汽车保有量	10万辆	100万辆	3000万辆
• 氢燃料电池客车渗透率	5.0%	25.0%	40.0%
• 氢燃料电池物流车渗透率	< 5.0%	> 5.0%	10.0%
• 氢燃料电池重卡渗透率	0.2%	15.0%	75.0%
• 氢燃料电池乘用车渗透率	< 1.0%	2.0%	12.0%
• 非道路运输领域	积极探索氢燃料电池重型工程机械、轨道交通、船舶、无人机等领域		
<b>储能领域</b>			
波动性可再生能源发电规模	1000GW	4000GW	
	氢能作为季节性储能方案, 将可再生能源与能源消费终端有效连接, 保障可再生能源平稳可持续大规模的开发利用		
<b>工业、建筑领域</b>			
	围绕钢铁、石化、化工行业“三点”及天然气掺氢提供高品位“一线”, 实现工业部门的深度脱碳 围绕微型燃料电池热电联供系统、天然气管道掺氢两大应用场景, 逐步在居民和工商业用户中推广		

资料来源: 课题组, 车百智库整理

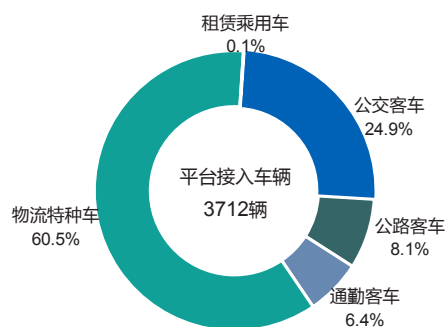
## 5. 中国氢能发展的重点领域及行动方案

### 5.1. 建立全球领先的氢能应用网络

#### 5.1.1. 交通运输领域

根据中国的实际情况，中国氢能在交通领域的应用遵循氢燃料电池商用车先发展，氢燃料电池乘用车后发展的特点。在过去的十年里，在产业补贴和国家支持政策等措施的激励下，中国氢燃料电池客车、物流车等商用车的应用已领先于其他氢燃料电池车型。根据新能源汽车国家监测与管理平台的统计数据，截至 2019 年底，国内已接入平台的氢燃料电池汽车运行的情况为，物流车占比达到 60.5%，公交客车、公路客车、通勤客车等客车占比达到 39.4%，乘用车只用于租赁，占比仅为 0.1%，当前氢燃料电池汽车的示范应用主要集中在物流、客车等商用车领域。

图表 5-1 我国氢燃料电池汽车运行情况



资料来源：新能源汽车国家监测与管理平台<sup>42</sup>，车百智库整理

<sup>42</sup> 新能源汽车国家大数据联盟. 《全国氢燃料电池车数据分析报告》. 202002

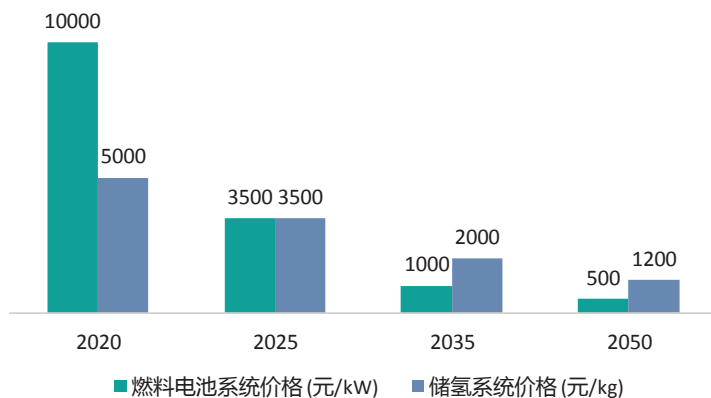
氢燃料电池的成本是市场化应用的重要因素。现阶段，氢燃料电池汽车的发展仍较依赖于政府的补贴和政策的支持。未来的 20~30 年，随着质子交换膜燃料电池的技术突破与规模效应带来的成本下降，氢燃料电池重卡、乘用车等车型的市场化进程将加快，并成为氢能在中国交通运输领域的重要组成部分。

从消费者角度看，在购买和使用氢燃料电池汽车时，其全生命周期成本与纯电动汽车等竞争产品的成本平衡点，是氢燃料电池汽车在各细分领域市场渗透率提升的重要转折点。预计氢燃料电池汽车将逐步摆脱政策依赖性，实现自主市场化发展。本节以面向消费者的全生命周期总拥有成本（TCO）角度分析，研究氢燃料电池汽车未来的 TCO 发展趋势，研判各车型的产业化途径。

商用车用燃料电池系统与储氢系统的价格，随着生产规模的扩大可大幅降低。根据调研，商用车用燃料电池系统与储氢系统的价格较去年的研究结果<sup>43</sup>已有较大幅度的下降，目前商用车用燃料电池系统的价格（系统生产商供应给车企的销售价格/车企自主生产的对外报价，含研发调试、人员费用等运营成本），国内行业平均水平现状约 1 万元/kW，商用车用储氢系统的价格（包含储氢瓶、阀门、传感器及管道等，厂商对外销售价格），国内行业平均水平现状约 5000 元/kg。未来随着氢燃料电池汽车应用的范围与规模扩大，核心零部件及系统价格的规模效应逐步显现，商用车用燃料电池系统的价格至 2025、2035、2050 年分别降至 3500、1000、500 元/kW，商用车用储氢系统的价格至 2025、2035、2050 年分别降至 3500、2000、1200 元/kg。

<sup>43</sup> 车百智库. 《氢燃料电池汽车全生命周期经济性分析 2020》. 202001

图表 5-2 商用车用燃料电池系统与储氢系统的价格下降



备注：生产侧成本依据欧阳明高院士于 2020 年 7 月 24 日中石化氢能发展战略研讨会讲话中关于中国氢燃料电池汽车技术路线图的内容，本报告从消费者角度出发，在生产侧成本基础上比例增加。

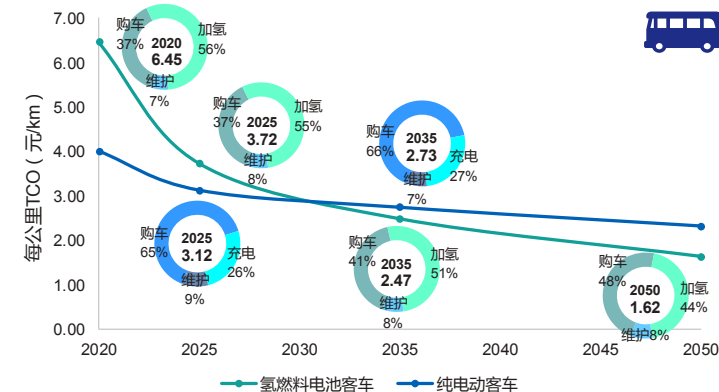
资料来源：课题组，车百智库整理

### ◆ 氢燃料电池客车

在中国，氢燃料电池客车是目前氢能在交通领域最主要的细分应用场景之一，其中公交车是主要用途，占比达到 60% 以上。

较长续航里程的氢燃料电池客车将于 2030 年左右 TCO 成本经济性优于纯电动车型。2030 年，氢燃料电池客车的续航里程将达到 500km 以上，车辆购置成本与同等续航里程的纯电动客车相当。由于氢耗水平降至 5kg/100km 以下，氢气销售价格低于 40 元/kg，氢燃料电池客车的能源使用成本大幅下降，使其全生命周期的 TCO 优于纯电动客车。从消费者角度看，氢燃料电池客车的每公里 TCO 成本 2025 年将降低至 3.72 元/km，相比 2020 年的降幅达到 42.3%，到 2035 年、2050 年分别降到 2.73 元/km、1.62 元/km。

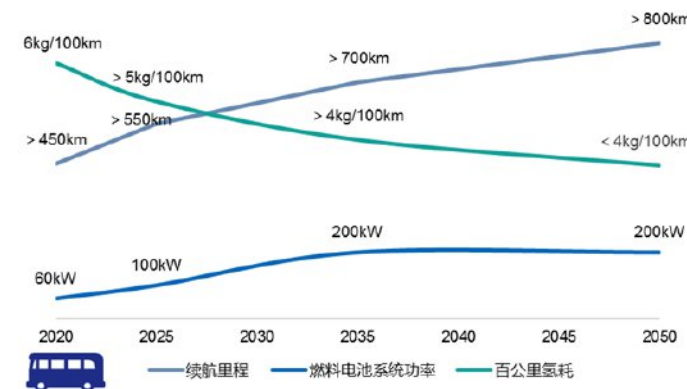
图表 5-3 氢燃料电池客车的 TCO 成本经济性趋势



资料来源：课题组，车百智库整理

随着燃料电池和储氢系统技术性能的提升，氢燃料电池客车的续航能力、低温适应性、能源补给时间等方面的优势逐渐凸显，在长距离公交大巴领域具备较大的发展前景。氢燃料电池客车将朝着大功率燃料电池系统的趋势发展，通过动力系统的优化逐步降低整车氢耗水平，在不增加储氢系统容量的前提下提高续航能力，且未来氢气价格降低，氢燃料电池客车 TCO 目前占主要比例的购车与加氢成本下降，全生命周期经济性改善。至 2050 年，氢燃料电池客车的燃料电池系统功率、氢燃料经济性、续航能力将分别提升至 200kW、<4kg/100km、>800km。

图表 5-4 氢燃料电池客车的技术性能发展趋势



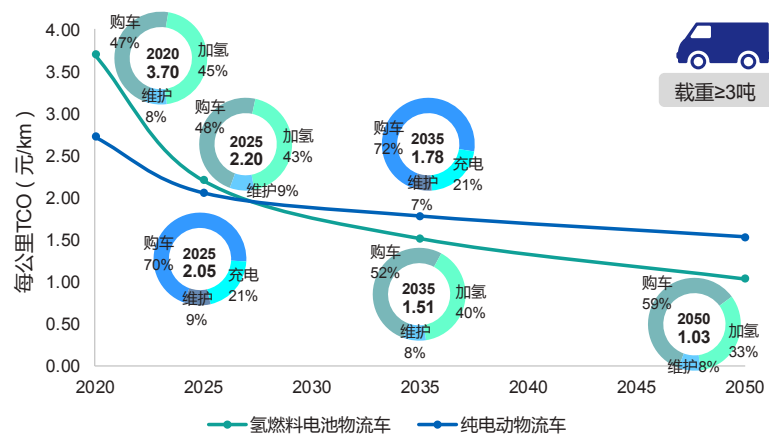
资料来源：课题组，车百智库整理

### ◆ 氢燃料电池物流车

在中国，氢燃料电池物流车是氢能在城市或城际中长距离货运领域的一个细分应用场景，目前是国内在运行氢燃料电池汽车的主要部分。

载重能力 $\geq 3$ 吨、续航里程 $> 400\text{km}$ 的氢燃料电池物流车将于2025~2030年间TCO成本经济性优于纯电动车型。由于载重能力和续航里程的要求，纯电动物流车所需的动力电池系统容量在200kWh左右，导致其车辆购置成本较高，且充电时间较长。氢燃料电池物流车将在3吨及以上负荷水平的城市中长途运输货车领域具备优于纯电动车型的经济性。从消费者角度看，氢燃料电池物流车的每公里TCO成本2025年将降低至2.20元/km，相比2020年的降幅达到40.5%，到2035年、2050年分别降到1.51元/km、1.03元/km。

图表 5-5 氢燃料电池物流车的 TCO 成本经济性趋势

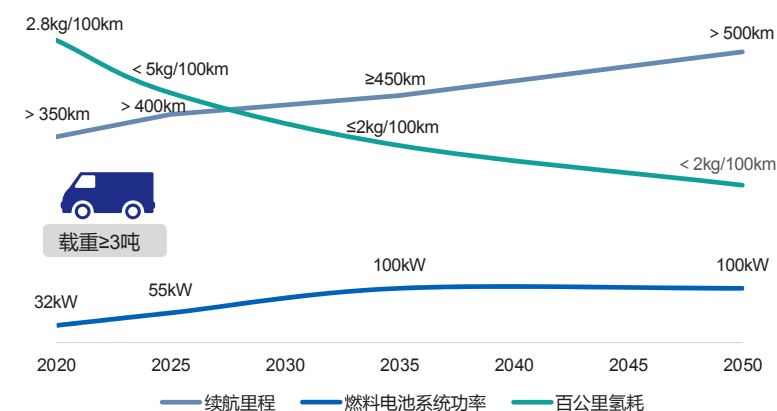


资料来源: 课题组, 车百智库整理

对于有一定载重能力和续航里程要求的城市物流车，氢燃料电池车型在能量补给时间、低温适应性、装载空间等方面相对纯电动车型更具优势。随着大功率燃料电池系统关键技术的突破，氢燃料电池物流车的动力性能提升，且耗氢水平较低，2035年后可降至2kg/100km以下，在不影响续航能力的前提下储氢系统容量可稍作缩减，进一步提升车内的有效装载空间。此

外，氢燃料电池物流车的加注时间在10~15min以内，远低于纯电动物流车的充电时间（快充技术需要投入较大的充电基础设施改造费用），适合用于运输距离较长的城市或城际物流配送领域。至2050年，氢燃料电池物流车的燃料电池系统功率、氢燃料经济性、续航能力将分别提升至100kW、 $< 2\text{kg}/100\text{km}$ 、 $> 500\text{km}$ 。

图表 5-6 氢燃料电池物流车的技术性能发展趋势



资料来源: 课题组, 车百智库整理

### ◆ 氢燃料电池重卡

氢燃料电池重卡是重卡领域减排脱碳的重要替代方案，目前国内已推出多款车型，并已展开小范围小批量的试运营。2020年9月，北汽福田32T氢燃料电池重卡车型发布，搭载了109kW大功率氢燃料电池发动机（供应商为亿华通），电堆为国内自主研发，采用了液氢储氢系统，已通过 $-30^{\circ}\text{C}$ 低温冷启动试验<sup>44</sup>。江铃重汽在2020年3月向上海智迪交付首批10台江铃威龙氢燃料电池重卡，采用了95kW燃料电池系统<sup>45</sup>。

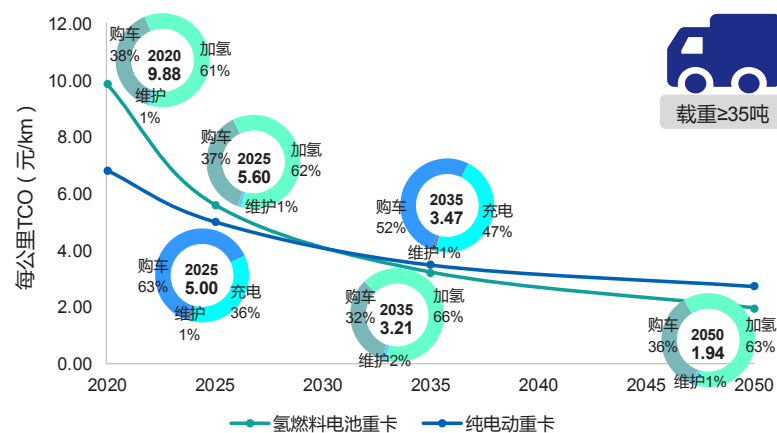
对于载重能力 $\geq 35$ 吨的重卡，在城际干线或支线物流等长距离运输场景（续航里程 $\geq 500\text{km}$ ）下，氢燃料电池重卡的全生命周期经济性将在2030

<sup>44</sup> 搜狐. [https://www.sohu.com/a/417729904\\_120153712](https://www.sohu.com/a/417729904_120153712)

<sup>45</sup> 环球时报汽车周刊. <https://chejiahao.autohome.com.cn/info/6910983>

年左右超过纯电动车型。从消费者角度看，氢燃料电池重卡的每公里 TCO 成本 2025 年将降低至 5.60 元/km，相比 2020 年的降幅达到 43.3%，到 2035 年、2050 年分别降到 3.21 元/km、1.94 元/km。由于氢燃料电池重卡的每公里 TCO 成本结构中，能源使用成本占比 60%以上，2030 年后，氢能产业规模扩大，氢气销售价格低于 40 元/kg，且重卡的氢耗水平也有了显著的下降，至 8kg/100km 以下，此时能源使用成本降低，氢燃料电池重卡的 TCO 具备与纯电动重卡相当或更优的经济性。

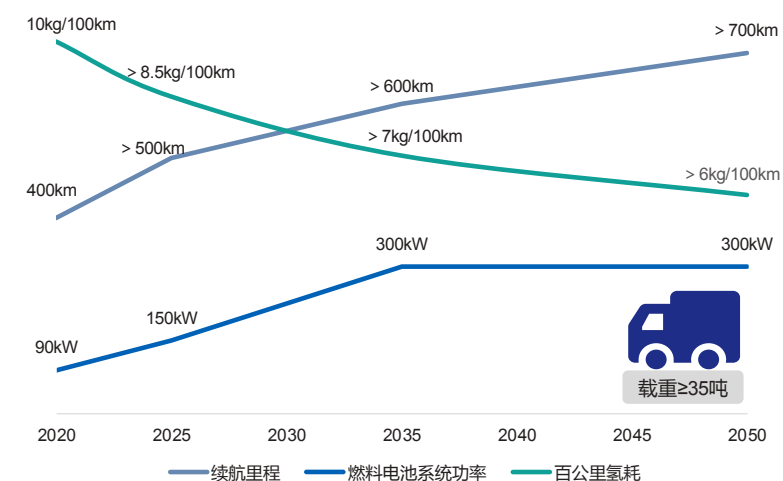
图表 5-7 氢燃料电池重卡的 TCO 成本经济性趋势



资料来源: 课题组, 车百智库整理

随着氢燃料电池动力系统的技术发展，氢燃料电池重卡的动力性能和续航能力将在干线或支线重载长途物流领域发挥极大的优势。对于载荷能力和续航里程要求较高的使用场景，由于氢燃料电池动力系统功率密度大，动力系统体积小，随着车载储氢密度的提升，氢燃料电池重卡的动力和能量储存系统的重量与体积有望与传统燃油车型拉平。同等续航里程下，纯电动重卡所需的动力电池系统容量超过 900~1260kWh，重量约 3~4.2 吨，体积约 2250~3150L，相比氢燃料电池重卡，有效载荷空间和重量的减少较大（假设动力电池技术没有重大跨越式的突破）。至 2050 年，氢燃料电池重卡的燃料电池系统功率、氢燃料经济性、续航能力将分别提升至 300kW、6.1kg/100km、>700km。

图表 5-8 氢燃料电池重卡的技术性能发展趋势



资料来源: 课题组, 车百智库整理

### ◆ 氢燃料电池乘用车

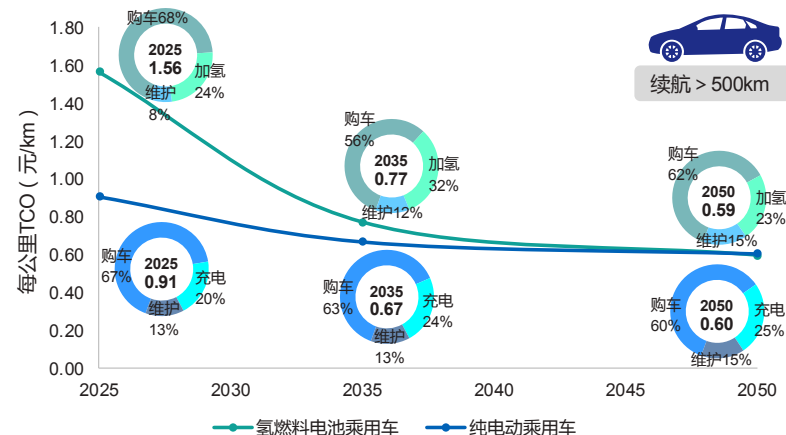
在中国，氢燃料电池乘用车仍未实现量产与销售。国际上，美国、日本氢燃料电池乘用车累计销量（含租赁）超过 1 万辆。多国在相关规划或路线图中提出要推广氢燃料电池乘用车，如韩国政府于 2019 年发布的《氢经济路线图》指出，在本土与海外范围推广氢燃料电池轿车，到 2022 年累计 7.9 万辆，到 2040 年累计 590 万辆（本土 275 万辆），并在出租车领域进行示范应用，到 2040 年推广氢燃料电池出租车累计达到 8 万辆。

续航里程在 500km 以上的乘用车将于 2040 年后达到与同等续航能力的纯电动车型相当的全生命周期成本经济性。由于小型纯电动乘用车的发展较为成熟且 TCO 成本经济性更优，氢燃料电池在 SUV、大型乘用车等领域更具商业化推广的潜力。目前，国内氢燃料电池乘用车尚未量产，整车处于样车试制阶段，整车购置成本约接近 150 万元。随着加氢基础设施网络的建设，氢燃料电池乘用车将逐步实现规模化应用，全生命周期的成本经济性将在规模效应与技术进步的双重影响下降低。2035 年以后氢燃料电池乘用车的每公里 TCO 成本与同等续航里程的纯电动乘用车差距小于 0.1 元/km，考虑到氢燃料电池乘用车加注时间较短，同时在寒冷地区的适应性较强，氢燃料电



池乘用车在北方严寒地区的市场竞争力将较为突出。从消费者角度看，氢燃料电池乘用车的每公里 TCO 成本到 2025 年、2035 年、2050 年分别降到 1.56 元/km、0.77 元/km、0.59 元/km。

图表 5-9 氢燃料电池乘用车的 TCO 成本经济性趋势



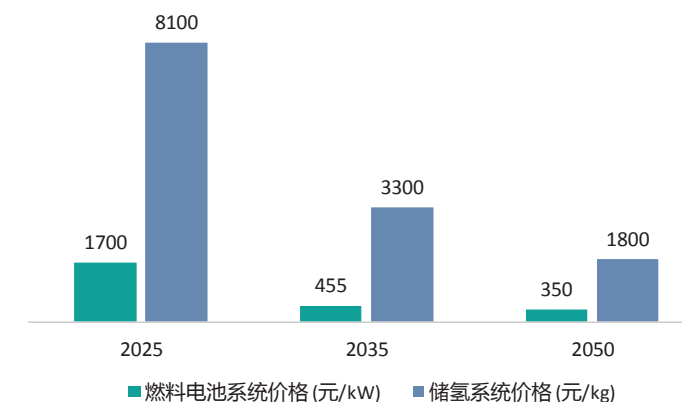
资料来源: 课题组, 车百智库整理

氢燃料电池乘用车的技术路线与发展路径与商用车不同。乘用车在整车布置、动力性、经济性、乘坐体验、续航里程等方面更高的要求，决定了用于乘用车的氢燃料电池系统功率密度需要更高。在氢燃料电池乘用车动力系统由电电混合到全功率的发展路线上，关键是提高燃料电池系统的体积比功率，多采用功率密度更高的金属板电堆代替石墨板电堆，以 70MPa 高压储氢系统代替 35MPa 储氢系统，同时零部件如空压机、氢循环的体积要求也更高。为保证乘用车的经济性，车辆购置成本必须要加快下降，关键是降低燃料电池系统和储氢系统的价格。

未来乘用车用燃料电池系统与储氢系统的价格将随着规模化生产大幅降低。乘用车用燃料电池系统的价格（系统生产商供应给车企的销售价格/车企自主生产的对外报价，含研发调试、人员费用等运营成本），至 2025、2035、2050 年分别降至 1700、455、350 元/kW。乘用车用储氢系统的价格（包含储氢瓶、阀门、传感器及管道等，厂商对外销售价格），至 2025、2035、

2050 年分别降至 8100、3300、1800 元/kg。

图表 5-10 乘用车用燃料电池系统与储氢系统的价格下降



资料来源: 课题组, 车百智库整理

氢燃料电池乘用车在未来中国的智能共享出行市场具有较大的发展潜力。目前，国内氢燃料电池乘用车的应用主要是提供汽车共享服务<sup>46</sup>。随着氢燃料电池乘用车续航里程的提升、全生命周期经济性的改善等，氢燃料电池乘用车将成为共享出行的重要载体，减少了消费者对纯电动乘用车续航里程和充电问题的忧虑，有助于提高全社会对于氢燃料电池汽车的接受度。

氢燃料电池汽车的市场渗透率<sup>47</sup>未来逐步提升，拉动生产与应用规模的扩大。氢燃料电池客车的市场渗透率至 2025、2035、2050 年分别达到 5%、25%、40%。氢燃料电池物流车的市场渗透率至 2030 年、2050 年分别达到 5%、10%。氢燃料电池重卡的市场渗透率至 2025、2035、2050 年分别达到 0.2%、15%、75%。氢燃料电池乘用车的市场渗透率至 2025、2035、2050 年分别达到 0.08%、2.0%、12.0%。

<sup>46</sup> Shell, Energy of the future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H2

<sup>47</sup> 氢燃料电池汽车的市场渗透率定义为：氢燃料电池客车、物流车、重卡、乘用车的年销量与客车、物流车、重卡、乘用车的总体市场销量的比值。

图表 5-11 氢燃料电池汽车的市场渗透率

	2025	2035	2050
氢燃料电池客车	5.0%	25.0%	40.0%
氢燃料电池物流车	<5.0%	>5.0%	10.0%
氢燃料电池重卡	0.2%	15.0%	75.0%
氢燃料电池乘用车	0.05%	2.0%	12.0%

资料来源: 课题组, 车百智库整理

总体来说, 在中国, 氢燃料电池汽车成本下降的主要途径是扩大量产规模。对于企业而言, 一是通过提高膜电极组件等关键零部件的采购量, 缩减单位采购价格; 二是提高生产线自动化水平, 降低人工成本; 三是提高生产设备的产能利用率, 如自动堆叠设备等; 四是利用规模化生产的经验, 寻求轻量化、低成本的替代方案, 降低安全设计冗余, 有效减少原材料使用量, 从而降低成本。

#### ◆ 非道路交通运输领域

在非道路的运输领域, 中国正在氢燃料电池重型工程机械、轨道交通、船舶、无人机等领域积极探索。目前在上述领域已有项目和技术储备, 未来逐步完成实际运营验证及性能改进, 有望推进商业化应用, 扩展氢能在交通运输领域的应用。

图表 5-12 氢燃料电池在非道路交通运输领域的国内项目和技术储备

领域	国内项目和技术储备情况
重型工程机械	<p>叉车</p> <p>2019 年 11 月清大股份与深圳汽航院成立全国首个“燃料电池智能叉车联合创新中心”</p>
	<p>矿用车</p> <p>2019 年 12 月潍柴 200 吨以上氢燃料电池矿用卡车自卸车下线, 采用氢燃料-锂电池混合能源系统, 驱动电机功率达 1100kW</p>

领域	国内项目和技术储备情况
	<p>节能效果: 单车单日往返 45 趟, 每天可节约燃油 20 吨, 相当于节约柴油 21739 升, 减少二氧化碳排放约 57 吨</p>
有轨电车	<p>中车四方已推出两代氢燃料电池有轨电车, 第二代已在佛山高明投入运营, 搭载 230kW 氢燃料电池堆和钛酸锂电池, 储氢瓶 140L*6 个, 续航里程 100km, 已开通线路 6.5km, 设车站 10 座, 其中换乘站 1 座, 最多可载客 270 人</p> <p>中国中铁首辆氢燃料电池有轨电车于 2020 年 4 月完成静态调试工作</p>
船舶	<p>2002 年北京世纪福原燃料电池公司的燃料电池游艇试航成功, 燃料电池功率 400W</p> <p>2005 年上海海事大学研发氢燃料电池游艇“天翔 1 号”, 燃料电池功率 2kW</p> <p>2019 年中国船舶七一二所发布全国首台 500KW 级船用氢燃料电池系统, 补给时间&lt;1h, 续航 200~500km, 与储能同样 10MWh 的锂电池方案相比, 船用氢燃料电池系统的重量从 100 吨减至 30 吨, 占地面积从 300m<sup>2</sup> 减至 50m<sup>2</sup>, 补给时间从 4~8h 缩短至 1h, 成本基本持平</p>
航空领域	<p>无人机</p> <p>代表企业有新研氢能、北京晟泽、武汉众宇、首航国翼、同济大学、上海攀业、清能股份等, 覆盖航段在 2km 以内高空, 燃料电池功率在百瓦到千瓦级</p>
	<p>有人飞机</p> <p>2017 年大连化物所研制国内首架有人驾驶燃料电池试验机试飞成功, 燃料电池系统 20kW, 国内表企业有大连化物所、中国商飞等</p>

资料来源: 公开资料, 车百智库整理

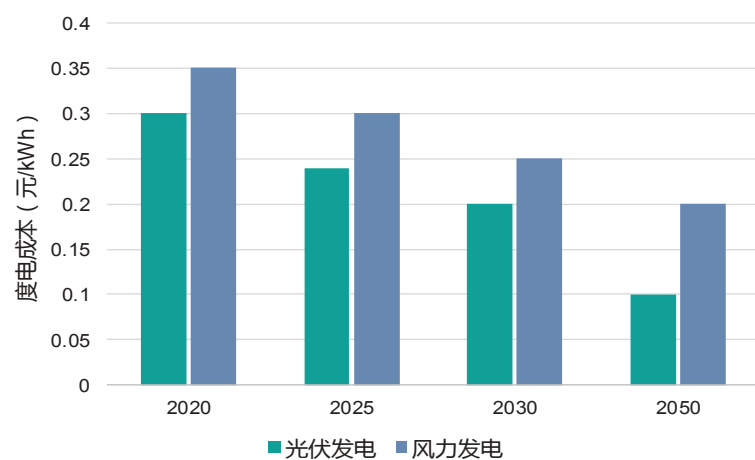
#### 5.1.2. 储能领域

基于中国光伏、风电等可再生能源迅猛发展的现状, 在中国, 氢能将在高渗透率可再生能源电力系统中扮演重要的季节性储能角色。2019 年底, 中国的并网风电装机容量已经达到 2.1 亿千瓦, 同比增长 14%, 并网太阳能发电装机容量已经达到 2.05 亿千瓦, 同比增长 17.4%, 光伏和风电占发电设

备容量的比例为 20.63%。在可预见的未来，中国可再生能源发电占比将逐渐增大。根据国家发展改革委和国家能源局在 2016 年 12 月联合发布的《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》，2021~2030 年可再生能源、天然气和核能利用持续增长，高碳化石能源利用大幅减少；到 2030 年，非化石能源占能源消费总量比重达到 20%左右，新增能源需求主要依靠清洁能源满足；展望 2050 年，能源消费总量基本稳定，非化石能源占比超过一半。

光伏、风电发电的成本未来将显著下降。得益于我国西北、东北、西南等地区充足的可再生能源资源，我国光伏、风电发电的度电成本仍将持续降低。2020 年，光伏、风力发电度电成本分别为 0.30、0.35 元/kWh；到 2030 年，光伏、风力发电度电成本分别降至 0.20、0.25 元/kWh；至 2050 年，光伏、风力发电度电成本分别降至 0.10、0.20 元/kWh。

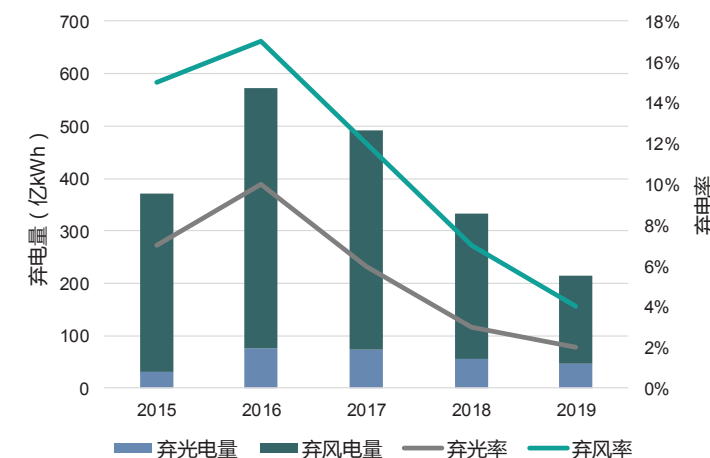
图表 5-13 我国光伏风电成本未来趋势



资料来源: 国网能源研究院, 课题组, 车百智库整理

风电、光伏发电等可再生能源具有随机性、间歇性、能量密度低等特点。不同于冷、热等其他形式的能源需求，电力具有供需实时平衡以及难以大规模存储的特点。大规模可再生能源发电并网加剧了电力系统供需两侧的双重波动性与不确定性，系统调峰难度大，并带来了弃风、弃光等一系列问题。

图表 5-14 我国弃风弃光现象存在



资料来源: 国家能源局, 水电水利规划设计总院, 车百智库整理

未来更长远时期，传统电力系统调节手段将无法满足不同可再生能源发电产生的波动性储能需求。当全国非水可再生能源装机达到 1500~2000GW 以上时，传统的电力系统调节和优化手段将遭遇天花板，在极端情况下，即使全国煤电机组全部用于为可再生能源发电调峰，也难以满足电力系统安全可靠运行要求，即意味着传统调峰方式失效。随着可再生能源发电规模的扩大，为平滑电力系统波动性问题的储能需求也将提高，到 2030 年可再生能源功率调节缺口将达到 1200GW，到 2050 年缺口将扩大至约 2600GW。

图表 5-15 传统调峰储能方案下未来的可再生能源功率调节缺口

	2020	2025	2030	2050
波动性可再生能源发电规模 (GW)	500	1000	2000	4000
灵活煤电机组 (GW)	100	200	300	400
天然气发电机组 (GW)	100	150	180	230
抽水蓄能 (GW)	32	68	120	170
电化学储能 (GW)	3	20	200	610
可再生能源功率调节缺口 (GW)	265	562	1200	2590

资料来源: 全球能源互联网合作组织, 车百智库整理

在此情景下，必须寻求可再生能源新的发展路径和调峰储能方式，以打破对传统调峰方式的依赖。随着科技进步和成本大幅下降，以氢能、电池等储能方式为介质和纽带，可提供不同时间尺度上的储能方案，将可再生能源与能源消费终端有效连接起来，保障可再生能源实现平稳可持续大规模开发利用，让清洁能源覆盖社会生产和生活各个方面。

图表 5-16 季节性储能与短期储能不同方式的能典型参数对比

属性与性能	季节性储能			短期储能
	储气	储热/冷	储电	
储能形式	天然气/氢/甲醇/氨	热水, 冰雪, 冷热空气	大型抽蓄/压缩空气	电化学储能、超级电容及飞轮储能等
功能划分	能量型储能			功率及能量型储能
参与功能	季节性调峰, 平衡系统季节不平衡电量; 协同异质能源系统; 供给用户端多能负荷			平滑可再生能源出力波动, 参与调频和日内调峰
潜在瓶颈	建设成本、高压储氢技术、地下储气库的风险与运行管理、储运配套建设等	建设成本、储热介质材料技术等	建设成本、地理条件限制、效率提升等	高成本、电力市场激励不足、安全风险、商业模式缺失、经济效益提升等
容量等级	1 TWh	10 GWh	抽蓄: 30 GWh 压缩空气: 240 MWh (国内单站最大 10MW)	目前最大 100 MWh 级
持续放能时间	1~24 h 以上	1~24 h 以上	1~24 h 以上	秒级~小时级
能量转换效率	储氢 电-氢-电: <30% 电-氢-电/热: >50%	储热: 50~90%	抽蓄: 75~80% 压缩空气: 60~70%	电化学: 80~90%
能量自耗散率	接近 0	0.05%~3.0%	低	0.1%~0.6%

属性与性能	季节性储能			短期储能
	储气	储热/冷	储电	
合适的储能期限	小时~月	小时~月	小时~月	秒~小时
寿命	5~25 年	5~15 年	20~60 年	5~25 年 1000~15000 次循环
成本	储氢: 50 元/kWh (季节储能投资成本), 1.8~6 元/kWh (季节储能度电成本)	储热 (相变): 350~400 元/kWh (投资成本)	抽蓄: 600 元 /kWh (日调节投资), 0.1 元/kWh (日调节度电成本)	电化学 (锂电池): 1500 元/kWh (日调节投资成本), 0.5 元/kWh (日调节度电成本)

资料来源: 课题组, 中关村储能联盟, 车百智库整理

氢能兼具清洁二次能源与高效储能载体的双重角色, 是实现可再生能源大规模跨季节储存、运输的最佳整体解决方案。在风、光资源好的“三北”地区, 可再生能源基地化开发及技术进步带来的成本大幅下降, 为清洁能源制氢提供了经济可行性 (目前中国部分风电、光伏发电基地电价已下降至 0.25 元/kWh 左右)。利用富余的可再生能源电解制氢, 再将氢能输送到能源消费中心多元化利用, 可有效解决风、光等可再生能源不稳定及长距离输送问题。

在用能负荷集中区, 可利用远方输送来的可再生能源电解制氢, 也可直接利用远方储运过来的氢能, 满足当地用能需求。氢能有广阔的应用场景, 可转换为电和热, 供工商业、交通、建筑、民用等各类用能终端使用, 有效替代天然气、石油和煤炭; 也可与分布式能源结合, “量身定制”就近利用, 解决风电、光伏发电等可再生能源不稳定和低能量密度问题。

### 5.1.3. 工业领域

氢能是工业部门深度脱碳的重要实现路径, 同时工业部门大规模用氢也可加速氢能社会建设。麦肯锡于 2018 年 6 月发布了《工业部门脱碳方案》

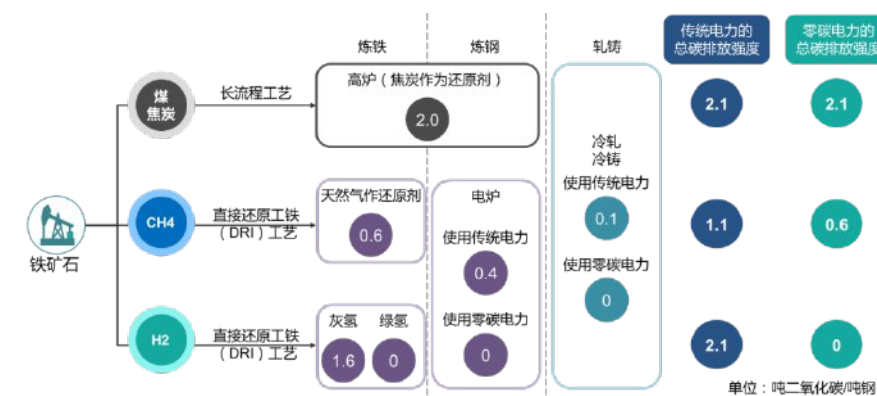
研究报告，指出全球工业部门 45%的碳排放来自水泥、钢铁、合成氨和乙烯这四种产品生产过程，其中 45%的碳排放来自于原料用途、35%的碳排放来自于生产高品位热能、20%的碳排放来自于生产中低品位热能。基于可再生能源的电气化手段只能减少生产中低品位热能所造成的 20%的碳排放，而对于原料用途和高品位热能领域“无能为力”。绿色氢能是实现上述难以减排领域深度脱碳的重要解决方案之一，即大规模应用氢气直接还原铁技术、可再生能源制氢替代化石能源制氢、天然气掺氢或纯氢燃烧等方式。此外，世界能源委员会于 2019 年发布了《氢能：工业催化剂》研究报告，该报告不仅分析了氢能在助力工业脱碳的路径、成本、效果等内容，更是提出了工业部门是氢能发展的催化剂。一方面是因为工业部门用氢需求大，能够以规模效益来降低氢能供应链成本；另一方面是工业企业决策相对集中，可在基础设施等方面率先行动，并带动全社会氢能发展。

未来氢能在工业领域的应用前景广阔。从截止目前的理论探索和实践案例来看，氢能炼钢、绿氢化工和天然气掺氢是三个最主要应用场景。

#### ◆ 氢能炼钢

冶金工业指的是采选、烧结金属矿石，并冶炼、加工成金属材料的工业部门。黑色冶金工业是二氧化碳排放大户，焦炭作为还原剂使用是钢铁行业污染严重的重要原因。当前全球 75%的钢铁来自“长流程”——通过高炉中添加焦炭还原铁矿石，每生产 1 吨生铁需要消耗 1.6 吨铁矿石，0.3 吨焦炭和 0.2 吨煤粉，高炉还原过程的碳排放量占整个炼钢流程的 90%。虽然有直接还原铁工艺（DRI），可使用天然气代替焦炭作为还原剂来生成海绵铁，然后通过电弧炉将其转化为钢，但仍然无法达到深度脱碳效果。不同钢铁生产工艺的二氧化碳排放情况如图所示。可见，氢能冶金是低污染、低排放的全新前沿技术，符合国家节能、环保、绿色产业政策。氢能冶金的原理是利用氢气的高还原性，将氢气代替煤炭作为高炉的还原剂，以减少乃至完全避免钢铁生产中的二氧化碳排放。

图表 5-17 主要钢铁生产工艺的二氧化碳排放强度



资料来源：公开资料<sup>48</sup>，车百智库整理

随着钢铁行业二氧化碳减排压力的增大，日本、瑞典、德国等国纷纷探索应用氢冶金技术并取得一定进展，其中包括瑞典钢铁 HYBRIT 项目、萨尔茨吉特 SALCOS 项目、奥钢联 H2FUTURE 项目、德国蒂森克虏伯 Carbon2Chem 项目、日本 COURSE50 项目等。其中，瑞典钢铁 HYBRIT（突破性氢能炼铁技术）项目将使钢铁生产过程中的二氧化碳排放量降至近乎于零，有望引发钢铁行业的一场变革。

#### 专栏：瑞典 HIBRIT 氢能炼钢工艺

**技术原理：**氢能直接还原铁技术是用氢气作为还原剂，在低于矿石软化温度下，在反应装置内将铁矿石还原成金属铁的方法。其产品称直接还原铁(DRI)，这种铁保留了失氧前的外形，因失氧形成大量微孔隙，显微镜下形似海绵结构，故又称海绵铁。由于海绵铁中碳、硅含量低，成分类似钢，可代替废钢用于炼钢。

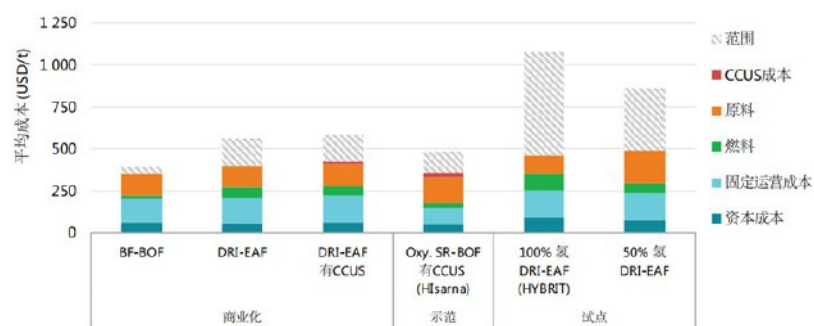
**节能减碳效果：**将氢气代替煤炭作为高炉的还原剂，以减少乃至完全避免钢铁生产中的二氧化碳排放。在传统的工艺流程中，需要在高炉中消耗 300kg 的焦炭和 200kg 的煤粉作为还原剂，才能生产出 1 吨生铁。而

<sup>48</sup> 落基山研究所，能源转型委员会，《中国 2050：一个全面实现现代化国家的零碳图景》，201911

在钢铁生产中，氢气可作为铁矿石的无排放还原剂，对气候保护十分有益。氢气燃烧的副产物只有水，并不产生有害气体。根据瑞典钢铁公司（SSAB）、瑞典大瀑布电力公司（Vattenfall）和瑞典矿业集团（LKAB）联合成立的运行数据，按照 2017 年底的电力、焦炭价格和二氧化碳排放交易价格，HYBRIT 项目采用的氢冶金工艺成本比传统高炉冶炼工艺高 20%~30%。SSAB 采用长流程工艺的吨钢二氧化碳排放量为 1.6 吨（欧洲其他国家的水平约为 2~2.1 吨），电力消耗为 5385kWh；采用 HYBRIT 工艺的吨钢二氧化碳排放量仅为 25kg，电力消耗为 4051kWh。

**技术经济性：**瑞典 HYBRIT 项目一期试点工厂投资为 14 亿瑞典克朗（约 1.5 亿美元），瑞典能源署提供了 5.3 亿瑞典克朗（约 5600 万美元）的支持。产品生产成本方面，HYBRIT 项目采用的是 100%氢气 DRI 工艺，吨钢综合成本超过 1000 美元。相比之下，日本的 COURSE50 项目氢气使用比例为 50%（剩余为天然气、焦炉煤气等），吨钢综合成本仅为 800 美元。

图表 5-18 不同钢铁生产工艺的吨钢成本及构成分析



资料来源：国际能源署<sup>49</sup>

中国的钢铁企业从 2019 年开始，也在积极探索氢能冶金。主要参与者包括宝武集团、河钢集团和中国钢研等企业，对外合作方式包括开展产学研合作、与国际领先企业开展合作等。

<sup>49</sup> International Energy Agency (IEA). The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities (Report Prepared for the G20, Japan). 201906.

图表 5-19 中国氢能冶金进展

钢铁集团	合作时间	合作对象	合作内容
宝武集团	2019.1	中核集团、清华大学	(1) 核能制氢（高温气冷堆）； (2) 氢能冶金。
河钢集团	2019.11	意大利特诺恩集团、中冶京诚	氢冶金技术方，共同研发建设全球首个 120 万吨规模的氢冶金示范工程
中国钢研	2020.5	京华日钢	双方将携手开发中国首台套 2×20 万吨国产化转底炉技术、三电工程、品种研发等，开展具有自主知识产权的首台套年产 50 万吨氢冶金及高端钢材制造项目建设。

资料来源：车百智库整理

### ◆ 绿氢化工

石化、化工行业是目前氢气消费的最主要领域，绿氢化工（也可称为“绿氢替代灰氢”）是实现这些行业深度脱碳的重要途径。2019 年 2 月，欧洲燃料电池和氢能联合组织（FCH-JU）发布《欧洲氢能路线图：欧洲能源转型的可持续发展路径》报告，指出欧洲已经踏上向脱碳能源系统转型的道路，到 2030 年，工业中大约三分之一的超低碳氢能产品可应用于炼油厂和氨生产在内的所有工业生产。2019 年 11 月，美国燃料电池和氢能协会（FCHEA）发布《美国氢能经济路线图》，提到化工行业如氨、甲醇和炼化已经使用了大量的传统氢（由天然气合成），需要向低碳氢过渡以减少排放。

国外已有石油公司率先开启了推动绿氢对灰氢减量替代的行动。2018 年，壳牌公司联合 ITM Power 在其德国莱茵州的炼厂建设 10MW 的 PEM 电解制氢厂，绿氢年产量达到 1300 吨。2019 年，壳牌丹麦 Fredericia 炼油厂与 Everfuel 启动 HySynergy 项目，将建设北欧最大规模的 P2X 工厂（可再生能源发电的电解水制氢），近期目标规模 20MW，远期目标规模 1GW，建设成本约 2000 万欧元。全面扩建后，制氢厂的产能可完全满足精炼厂全面使用绿氢的需求，并且每天可向多达 4000 辆氢燃料电池公共汽车和卡车供氢。在

该项目的第一阶段（2022~2023年），Everfuel 将建设一个 20MW 的电解厂和一个中央储氢设施，能够为波动的可再生能源生产提供必要的缓冲<sup>50</sup>。

#### 专栏：兰州“太阳能甲醇”示范项目

2020年1月，由中国科学院李灿院士团队主导的国内首个太阳能燃料生产示范工程在兰州新区精细化工园区落地。该项目占地 289 亩，将建设年产 1440 吨甲醇的制备装置，总投资 14100 万元。项目由光伏发电、电解水制氢、二氧化碳加氢合成甲醇三大系统单元组成，通过装机规模为 10MW 的光伏发电单元向 2 台功率为 1000Nm<sup>3</sup>/h 的电解槽供电实现电解水制氢，制取的氢气与气化后的二氧化碳在催化剂作用下反应合成甲醇。

“液态太阳能燃料合成—二氧化碳加氢合成甲醇技术开发”项目，即太阳能等可再生能源电解水制氢及二氧化碳加氢合成甲醇技术开发项目，由兰州新区石化产业投资有限公司、苏州高迈新能源科技有限公司、中科院大连化物所三方合作开发建设。利用可再生清洁能源太阳能发电，最终制备成甲醇，形成低碳运输燃料，实现甲醇重整制氢及氢燃料电池在重卡等商用车上的技术应用。

项目重点研究高效电解水制氢以及固溶体催化剂催化二氧化碳加氢合成甲醇技术，能够有效提高光伏电能的利用率，是太阳能制液体燃料的重要途径。产品甲醇作为最基础的化工原料之一，主要用于生产甲醛、二甲醚、醋酸等化工产品，也可用来生产烯烃、芳烃、汽油等化学品或燃料，可以缓解对石油资源的依赖。项目建成后将发挥“聚集”效应，吸引一大批精细化工科技成果到兰州新区转化，提升精细化工园区技术水平，形成相辅相成的持续化绿色发展模式。

#### ◆ 天然气掺氢

工业部门有大量高品位热能需求（温度在 400°C 以上），分布于钢铁、石

<sup>50</sup> 氢能观察.壳牌与 Everfuel 合作北欧最大氢工厂，以储存和利用多余的风能[EB/OL].北极星氢能网, 2019-12-23

化、水泥等产品生产过程之中。由于热能的需求量大、温度高，很难通过电气化的方式来解决。因此，实现高品位热能需求的深度脱碳，成为我国能否实现“2°C”目标的关键。

随着氢能发展速度的加快，天然气网络掺氢研究和示范项目也不断增加。据 IEA 数据显示，截至 2019 年初，全球已有 37 个示范项目正在进行相关研究，涉及意大利、德国、法国、澳大利亚、英国等国。其中，德国自 2013 年底就开始向一些天然气分销网络注入氢气，当时掺氢比例低于 2%；2019 年，德国 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%。意大利公司 Snam 于 2019 年 4 月开始向南意大利两家工业公司输送含量为 5% 的掺氢天然气，2020 年 1 月该项目的掺氢量被提高到 10%。天然气掺氢技术的发展不仅能够实现工业燃料的低碳化，还能让供热等领域获得低碳燃料。2020 年 1 月 2 日，英国首个将零碳氢气注入天然气网络为住宅和企业供热的示范项目 HyDeploy 正式投入运营，掺氢比高达 20%。值得一提的是，德国西门子公司已率先在天然气掺氢燃气轮机方面取得重大技术突破，其生产的燃气轮机设备可使用掺氢量 5%-50% 的 HCNG，奠定了天然气掺氢技术发展的硬件基础。

#### 专栏：中国的掺氢示范项目

国家电投集团公司于 2019 年起开展天然气掺氢应用的示范项目。

2019 年 10 月，国家电投位于辽宁省朝阳市的可再生能源掺氢示范项目第一阶段工程完工，是国内首个电解制氢掺入天然气的示范案例。该项目利用燕山湖发电公司现有碱性电解制氢站（10Nm<sup>3</sup>/h）新建氢气充装系统，在朝阳朝花药业公司建设天然气掺氢设施，氢气经压缩气态储氢+集装箱式货车的方式运至掺氢地点并实现天然气掺氢示范。

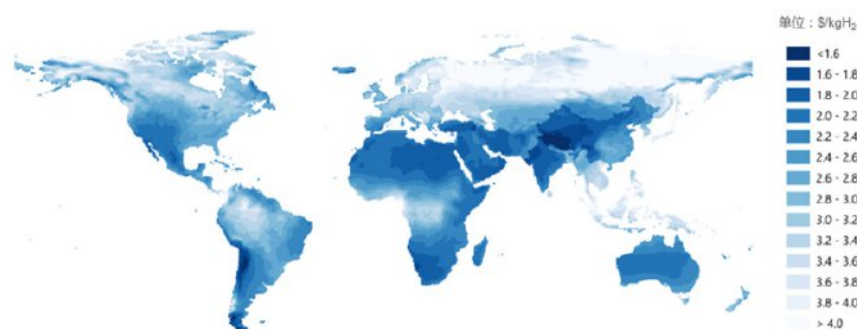
2020 年 9 月，国家电投中央研究院在河北张家口启动“天然气掺氢关键技术研发及应用示范”项目。该项目的氢源来自鸿华清洁能源有限公司在张家口的一座制氢厂，制氢厂预计每年可生产氢气约 1000 吨。该厂所产氢气经纯化后分 3 路向外输送，其中一路将与张家口市政燃气管

网掺混，应用于民用灶具及车用示范。该项目预计每年可向张家口市区输送氢气 440 万立方米，使天然气用量每年减少 158 万立方米，碳排放每年减少 3200 吨。

◆ 前景展望

工业部门大规模使用氢能具有现实必然性和可行性。我国拥有全球规模最为庞大、门类最为齐全的工业生产体系，是全球第一大钢铁、水泥、合成氨生产国和第二大乙烯生产国。在钢铁生产过程中需要使用焦炭作为还原剂，在石化和化工行业需要使用来自化石能源的氢气作为原料，工业领域造成的二氧化碳排放接近 15 亿吨/年，且都属于“难以减排领域”，再加上各行业生产过程所需要的高品位热力，都需要创新的技术解决方案。尽管未来钢铁、水泥等产品产量将有所下降，高品位热力需求也会稳中有降，但由于我国作为全球制造中心的定位及在全球供应链的枢纽位置难以改变、国内新建/改建/翻新基础设施等原因，中长期来看工业经济体量和原材料产量规模仍将保持一定水平，氢能将有助于实现这些难以减排领域的深度脱碳。同时，我国又是可再生能源资源比较丰富的国家，进而在绿色氢能供应上具有数量和价格上的巨大优势，有条件率先在工业部门开展规模化氢能应用的探索。

图表 5-20 各国绿色氢能成本竞争力比较



资料来源：公开材料<sup>51</sup>

<sup>51</sup> International Energy Agency (IEA). The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities (Report Prepared for the G20, Japan). 201906.

围绕“三点一线”开展多元化探索，逐渐构建氢能应用场景。“三点一线”分别指代石化行业、化工行业、钢铁行业这三个具体的行业“点”，以及天然气掺氢燃料生产高品位热力的一条技术“线”。石化行业需要使用氢气作为加氢精制、加氢裂化的原料，这部分氢气主要由天然气、煤炭来制取，在油品质量升级、原油重化等因素影响下，加氢需求持续增加。目前国内已有炼油企业计划使用可再生能源制氢来替代一部分化石能源制氢，未来“绿氢替代灰氢”潜力巨大。化工行业中，氢气主要用来生产合成氨、甲醇等产品，根据产量推算，氢气消费量约在 1200-1500 万吨，考虑到合成氨、甲醇产量将基本保持稳中有降，未来将立足存量推进绿氢替代灰氢，建设一批绿色化工示范工厂、生产基于绿色氢气的绿色化工产品。钢铁行业将围绕氢气直接还原铁技术发展氢能炼钢，进而替代传统高炉炼钢工艺，氢能炼钢发展前景很大程度上取决于碳减排约束。高品位热力方面，天然气掺氢甚至纯氢都是可选方案，若考虑到充分利用已有天然气基础设施、终端用能设备改动最小化及经济性等因素，天然气掺氢将是比较理想的选择，未来可在可再生能源资源丰富地区率先展开应用，并逐渐扩展到其他地区和行业。

5.1.4. 建筑领域

◆ 微型热电联供

微型热电联供用于家庭或小型商业建筑同时提供热量和电力，以避免长距离运输电力的约 6-8% 能量损失，达到节能效果。当所需电力大于微型热电联供系统供电能力时，用户可向电力公司购买。系统发电时产生的余热可为用户提供热水及采暖系统。

燃料电池是微型热电联供合适的路线。目前可为微型热电联供技术路线有内燃机、微型燃气轮机、燃料电池等。其中，燃料电池具有能量转换效率高、燃料选取范围广、功率密度大、安静无污染等特征。

图表 5-21 各热电联供技术路线的性能比较

	往复式发动机	汽轮机	燃气轮机	微燃机	燃料电池
功率 (MW)	0.005~10	0.5~数百	0.5~300	0.03~1.0	0.2~2.8



	往复式发动机	汽轮机	燃气轮机	微燃机	燃料电池
电效率 (%)	27~41%	5~40%	27~39%	22~28%	30~63%
CHP 综合效率	~80%	~80%	~80%	~70%	55~90%
热电比	0.83~2.0	10~14	0.9~1.7	1.4~2.0	0.5~1.0
CHP 安装成本 (美元/KWh)	1500~ 2900	670~ 1100	1200~ 3300	2500~ 4500	5000~ 6500
大修间隔时间	30000~ 60000h	>50000h	25000~ 50000h	40000~ 80000h	32000~ 64000h
启动时间	10s	1h~1d	10min~1h	60s	3h~2d
NOx(kg/MWh)	0.027	0.18~0.36	0.24~0.59	0.06~0.22	0.005~0.007

资料来源: EPA, 车百智库

目前美日均已实现燃料电池微型热电联供商业化。美国 BloomEnergy 生产固体氧化物燃料电池发电系统主要用于数据中心和办公楼宇等商业用户, 2019 年销售量达到 1194 套。日本通产省 2005 年起启动 ENE-FARM 计划, 由松下、东芝、爱信精机等生产商负责开发 700~750W 家用燃料电池热电联供系统。从 2009 年至今, 共销售 30 万套产品。

中国的燃料电池微型热电联供正在初步研发阶段。2019 年 6 月 26 日, 由潮州三环(集团)股份有限公司牵头承担的“可再生能源与氢能技术”重点专项 2018 年立项项目“固体氧化物燃料电池电堆工程化开发”正式启动。目前, 河北省、天津市、广州市、上海市等多地规划提出要推广燃料电池热电联供的试点项目。

与欧美相比, 高成本将是中国市场推广微型燃料电池热电联供系统的主要障碍。对于微型小型燃料电池热电联供系统, 以当前的设备成本以及约 3 元/m<sup>3</sup> 的天然气价格, kW 级系统的度电成本国内将至少在 2 元/kWh 以上, 到远期也在 1 元/kWh 以上, 明显高于终端电价, 即使考虑燃料电池热电联供系统单位千瓦时发电供热综合价值(通常热价在 0.25 元/kWh 以内), 也难以在国内的居民和工商业用户中大规模推广。

对于大型燃料电池分布式发电系统, 随着技术进步和成本下降, 预计发电成本远期有望降低到约 0.7 元/kWh, 和当前工商业用户的平均用电成本相当。如果 2050 年工商业用户的用电成本仍保持当前水平的话, 在进一步计入热力价值后, 大型 SOFC 分布式热电联供系统才将逐渐展现出一定的经济性。

#### ◆ 管道掺氢

天然气管道掺氢混烧是否具有经济性取决于计价方式。如果按照体积而非热值计价, 不管是当前还是中长期天然气掺氢的家用商用推广都将存在经济性问题。国内各地工商业、居民等终端用户天然气价格由省级门站价格和配送网络价格组成, 省级门站价格在 1~2 元/m<sup>3</sup>, 西部地区普遍在 1.5 元/m<sup>3</sup> 以内, 而东部沿海地区约为 2 元/m<sup>3</sup>; 而终端居民和工商业用户的天然气价格分别在 2.5 和 3.0 元/m<sup>3</sup> 左右。1m<sup>3</sup> 天然气热值(取均值)为同体积氢气的约 2.8 倍, 由于氢气一般是在天然气进入到门站之前掺入管道中, 如果按照热值计价, 西部和东部地区的配网端氢气成本分别要低于 0.54 元/Nm<sup>3</sup> 和 0.71 元/Nm<sup>3</sup>, 在天然气中掺混氢气理论上才具有经济吸引力。

考虑到管道掺氢一般发生在可再生能源电价很低或者弃电严重地区, 管道掺氢在该类地区的经济性问题突出。新疆和内蒙古等地是国外低价天然气输入国内的起点, 管道气门站价格分别低至 1.03 元/m<sup>3</sup> 和 1.22 元/m<sup>3</sup>, 往新疆和内蒙古的天然气管道里掺氢, 氢气成本更是要低于 0.37 元/Nm<sup>3</sup> 和 0.44 元/Nm<sup>3</sup> 才有经济价值, 显然可再生能源制氢的成本要高不少。

## 5.2. 因地制宜扩展稳定的氢能供应体系

中国氢能供应体系的发展应遵循绿色、经济、高效、便捷的原则。目前, 可再生能源电解水制氢的方式在中国氢气供应结构中占比不足 1%<sup>52</sup>, 且存在成本高、储运效率低等问题。本节将从制氢、储运、加注三个环节分析, 如何打造以绿氢为主的氢能供应体系, 实现到 2050 年绿氢的供应比例达到 70% 以上。

<sup>52</sup> 刘坚, 钟财富. 中国氢能发展现状与前景展望[J]. 中国能源, 2019, 041(002):32-36.

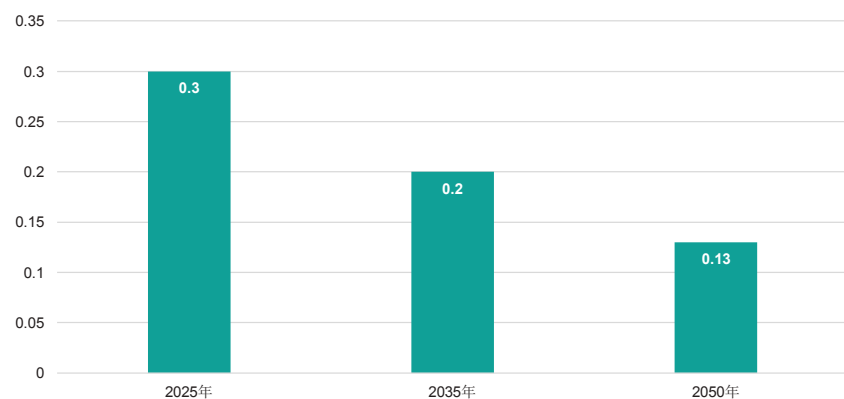
### 5.2.1. 氢生产

#### ◆ 可再生能源电解水制氢

展望未来的制氢路径，可再生能源发电电解水制氢是实现“绿氢”的最好途径。目前，通过可再生能源发电制取“绿氢”主要面临成本高的问题。一方面，当前阶段以风电光伏为代表的可再生能源发电成本还较高；另一方面，电解槽的能耗和初始投资成本较高，规模还较小。未来，通过可再生能源发电成本下降，电解槽能耗和投资成本下降以及碳税等政策的引导，不断提高“绿氢”经济性。

随着可再生能源发电规模的扩大，光伏、风电发电成本将不断下降。未来可再生能源将成为一次能源消费中的主体，到 2050 年，可再生能源在一次能源需求中的占比预计将达到 61%，其中风电和光伏在可再生能源中的合计占比将超过 70%<sup>53</sup>。可再生能源电价将大幅下降，到 2025 年可降至 0.3 元/kWh，到 2035 年可降至 0.2 元/kWh。

图表 5-22 未来新增光伏装机发电成本（元/kWh）



资料来源：《中国 2050 年光伏发展展望》，车百智库整理

电解槽技术的不断成熟，能耗与设备价格也随之下降，可直接改善电解水制氢的成本。碱性电解与 PEM 电解两条技术路线商业化推进，其中 PEM

<sup>53</sup> 数据来自《中国可再生能源展望 2018》

电解能较好适配波动性强的可再生能源离网制氢，碱性电解适用于可再生能源电网制氢，两者更可组合应用于不同场景，实现成本与电源适配的最优化。实现大规模“绿氢”的重点是突破与可再生能源耦合的大规模电解水制氢技术，加紧研究宽功率波动环境下的高适应性关键技术，加大力度进行质子交换膜、碱性阴离子交换膜、电极材料、新型极框等关键材料和部件的研发和国产化。

图表 5-23 可再生能源大规模电解水制氢关键技术研究



资料来源：中国船舶重工集团第七一八研究所，车百智库整理

基于 PEM 电解制氢系统，重点研究快速启停及输入功率波动变化对电解水设备运行工况参数的影响，优化设计及工艺制造方案，构建高适应性电解设备工作特性。

基于碱性电解制氢系统，重点研究模块化、组合式制氢系统结构参数对运行效果的影响及反馈机理，开发含设计、运行环节的大容量制氢系统全过程仿真软件，实现模块化电解水制氢系统全过程仿真分析。

5~10 年内，电解水制氢成本将降至 20 元/kg 以内，具备经济性。成本下降驱动因素主要来自三大方面，一是电解槽设备成本随着技术进步和规模化将在 2030 年前下降 60%-80%<sup>54</sup>，二是电解制氢系统的耗电量和运维成本降低，三是可再生能源发电成本的大幅降低。

<sup>54</sup> Hydrogen Council. Path to Hydrogen Competitiveness—A Cost Perspective. 202001

### ◆ 工业副产氢

秉承“废氢”可以用的原则，工业副产氢可作为我国氢能发展初期的重要过渡性氢源加以利用。基于环保限产、提纯成本以及可获得性等方面的考虑，近期的利用重点应在轻烃利用和氯碱行业（离子膜烧碱工艺）的工业副产氢。

焦炭和烧碱等相关化工产业制备工艺比较成熟，且近年来面临着淘汰落后产能的问题，未来焦炉煤气副产氢和氯碱工业副产氢在产量规模上基本维持平稳。

图表 5-24 国内未来副产氢产能情况预测

副产氢来源	未来产能预测	说明
焦炉煤气	维持平稳	焦炭行业属于产能过剩行业，根据政策 <sup>55</sup> ，十三五期间要化解过剩焦化产能 5000 万吨。2018 年，全国焦炭产量同比增长 0.8%
氯碱	维持平稳	氯碱行业属于产能过剩行业，根据政策 <sup>56</sup> ，对符合政策要求的先进工艺改造提升项目应实行等量或减量置换
丙烷脱氢 <sup>57</sup>	到 2023 年副产氢产能 44.54 万吨/年	目前是石化行业副产氢的主要来源
乙烷裂解 <sup>58</sup>	2019-2022 年副产氢约 92.25 万吨/年	2019-2022 年规划中的乙烷裂解产能达到 1460 万吨

资料来源：车百智库整理

考虑到工业副产氢产能分布比较分散，随着未来氢气需求量的增加，未来工业副产氢制取氢气的可能路径有：

- 发展生产企业直接供应的模式。采用销售公司供应模式，容易造成销

<sup>55</sup> 《焦化行业“十三五”发展规划纲要》

<sup>56</sup> 2016 年 8 月国务院办公厅发布的《关于石化产业调结构促转型增效益的指导意见》

<sup>57</sup> 亚化咨询《中国氢能产业链年度报告 2019》

<sup>58</sup> 国家电投提供

售公司为追求利润最大化随意更换副产氢生产厂家，导致氢源质量不稳定的问题。生产企业直接供应，能够保证供应质量与数量的稳定，并有助于副产氢生产企业的长期战略调整。

- 将分散的副产氢集中提纯处理，减小单位氢气的提纯成本。此外，不断优化氢气分离装置工艺，减少氢气分离装置建设成本。

- 建立副产氢生产企业与下游储运行业与加氢站的联动机制，能够实现低成本、稳定的氢源，是氢能产业发展初期的理想供应源。在加氢站的选址时充分考虑周边工业副产氢源的分布情况，制定最佳的运输路径，最大化的减少运输成本等。

- 完善氢燃料检测标准，建立第三方氢燃料检测中心，健全氢能管理体制。工业副产氢由于生产原料与工艺路线的不同，氢气的纯度与杂质浓度有所差异，必须建立第三方检测中心，提高检测技术，规定对每个副产氢供应企业必须进行周期检测和全样检测，以确保氢源的质量。

### ◆ 煤制氢

从中国的国情来看，煤制氢技术路线仍将长期存在，但是需要叠加 CCUS 技术将“灰氢”变为“蓝氢”，补充氢能的供应。

发展 CCUS 面临的挑战是示范项目的成本相对过高。现有技术条件下，安装碳捕集装置，将产生额外的资本投入和运行维护成本等，以火电厂安装为例，将额外增加 140~600 元/吨的运行成本，直接导致发电成本大幅增加。如华能集团上海石洞口捕集示范项目，在项目运行时的发电成本从 0.26 元/kWh 提高到 0.5 元/kWh。CO<sub>2</sub> 目前输送主要以罐车为主，运输成本高，而 CO<sub>2</sub> 管网建设投入高、风险大，也影响着 CCUS 技术的推广。受现有 CCUS 技术水平的制约，在部署时将使一次能耗增加 10~20% 甚至更多，效率损失很大，严重阻碍着 CCUS 技术的推广和应用。<sup>59</sup>

根据 CCUS 技术的发展趋势和目标，到 2025 年 CO<sub>2</sub> 捕集成本大约为 0.15~0.4 元/kg。煤制氢技术每产生 1kgH<sub>2</sub>，伴生的 CO<sub>2</sub> 约为 19kg，以此推

<sup>59</sup> Science and Technology Daily. Where is the difficulty of carbon capture and utilization in dealing with climate change?[EB/OL]. 2019.

算, 2025 年结合 CCUS 技术的氢气制取成本将增加 2.85~7.6 元/kg, 到 2035 年采用 CCUS 技术增加的制氢成本降低至 2.28~5.32 元/kg。

图表 5-25 CCUS 技术成本(元/kg CO<sub>2</sub>)



资料来源: 文献调研<sup>60</sup>, 车百智库整理

### 5.2.2. 氢储运

由于运输距离及资源禀赋的不同, 高压气态储运、液态储运和管道运输三种运输方式将并行发展。如何提高储运效率和规模是未来构建安全、高效、多元的氢能储运网络的重要任务。

#### ◆ 气态储运路线

未来应提高储氢压力, 通过规模化生产降低成本。一方面, 采用更高的储氢压力可提高储氢密度和运输效率。另一方面, 扩大相关设备生产量以实现规模下的降本效应, 例如, 当储氢容器需求量从 10 增加到 100 个时, 储氢容器成本下降幅度约为 45%<sup>61</sup>。

<sup>60</sup> 米剑锋, 马晓芳. 中国 CCUS 技术发展趋势分析[J]. 中国电机工程学报, 2019(9)

<sup>61</sup> Mayyas A, Mann M. Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(18):9121-9142.

#### 专栏：国外超高压气态储运案例

目前中国高压气态氢以管束车的方式进行运输的成本约为 10 元/100km, 储运环节价格占氢气销售终端价格的比例约 10~16.7%。

国外的空气产品公司开发了 52MPa 超高压氢气运输管车, 这些管车采用复合材料制成的管束集合而成, 和普通的氢气运输车相比, 输送压力提升到 52MPa, 且配备了自动控制阀门, 在和加氢站控制系统对接后, 氢气将直接进入加氢机进行加氢。挪威采用上述超高压氢气运输车进行氢气配送的价格约为 10 元/kg, 使氢气终端销售价格下降到 40 元/kg 以下。

注重高压储氢的安全性, 加强相关技术研究。加强氢气泄漏及火源检测、安全使用和规范管理外, 从设计环节开始采用合适的材料、合理的容器结构以提高本质安全性。目前, TSG21《固定式压力容器安全技术监察规程》、TSGR0006《气瓶安全技术监察规程》等要求主要针对的是公称工作压力(设计压力)35MPa 以内的氢气瓶(容器)。对于压力更高的储氢容器, 其服役性能不仅仅取决于材料化学成分和力学性能, 而且与应力(应力比、加载频率等)、环境(氢气压力、温度、纯度等)和制造(热处理、无损检测等)密切相关, 需要提出进一步的安全技术要求。<sup>62</sup>

#### ◆ 液态储运路线

未来应面向大规模的液氢生产需求, 解决氢液化系统效率低、投资大的主要问题。未来, 相关法规标准体系建设完善后, 国内液氢的生产与运输将实现民用化, 液氢的生产与储运成本将快速下降。综合考虑我国当前液氢产业基础及氢液化工厂建设周期较长的实情, 我国液氢储运的发展目标如下表所示。

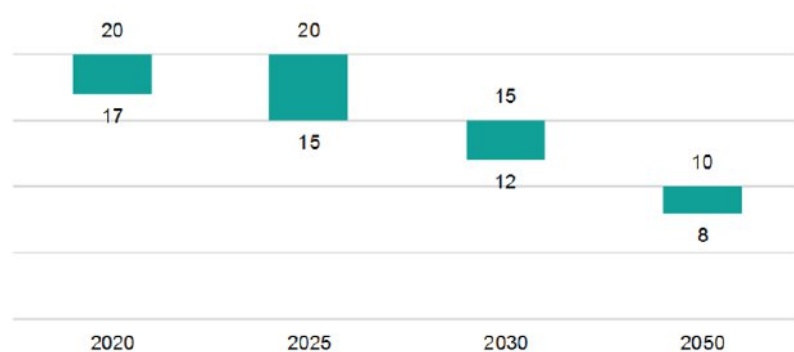
<sup>62</sup> 郑津洋, 马凯, 周伟明等. 加氢站用高压储氢容器[J]. 压力容器, 2018.

图表 5-26 液氢装置技术发展路径

	当前技术水平		2030 年	2040 年
液化能力 (吨/天)	<3	2~15	15~50	最大 200
制冷循环	逆布雷顿	克劳德	克劳德	克劳德
制冷工质	氢气	氢气	氢气	氢气
预冷循环	液氮	液氮	氮逆布雷顿循环	混合工质制冷循环
压缩机类型	螺杆	活塞	活塞	活塞
压缩机排气压力 (MPa)	1~1.5	1.5~2	2~2.5	>2
典型功耗 (KWH/KG)	13.4~12.3	12.7~10.8	10.8~7.7	9.0~7.5

资料来源: 文献调研<sup>63</sup>, 中科富海, 车百智库整理

图表 5-27 液氢储运成本未来变化趋势 (元/kg, 运输距离 500km)



资料来源: 中科富海, 车百智库整理

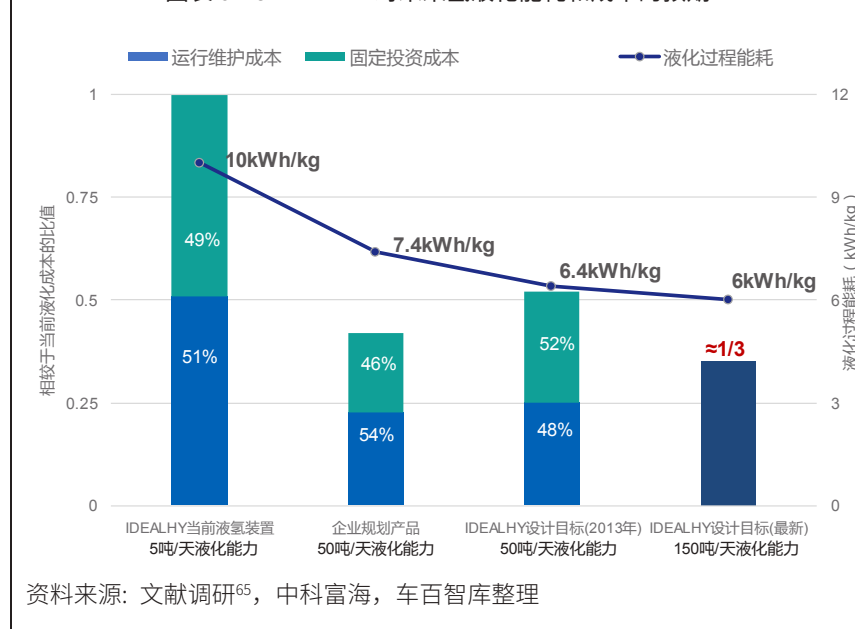
提高氢液化系统效率, 对于大规模液氢装置, 通过改善预冷液化循环、改进压缩机和膨胀机工艺设备等途径, 降低氢液化系统的综合能耗和投资成本。

<sup>63</sup> Ohlig K, Decker L. The latest developments and outlook for hydrogen liquefaction technology[C]// American Institute of Physics, 2014.

专栏: 欧洲 IDEALHY 项目案例

欧洲在 2011 年启动的 IDEALHY (Integrated Design for Efficient Advanced Liquefaction of Hydrogen) 项目详细研究了氢液化过程中的不同流程, 目标是比现有技术降低 50% 的液化能耗, 同时降低投资成本。IDEALHY 认为, 未来大规模示范运行下可将氢液化能耗和装置投资成本大幅降低, 如下图所示, 氢液化过程成本将大幅降低到当前水平的约 1/3。

图表 5-28 IDEALHY 对未来氢液化能耗和成本的预期<sup>64</sup>



资料来源: 文献调研<sup>65</sup>, 中科富海, 车百智库整理

此外, 应发展国内民用液氢市场, 提升液氢设备的规模化与国产化生产水平, 促进技术的军民融合与成果转化应用。突破液氢生产及存储关键技术, 主要包括压缩机、膨胀机等设备的设计与制造, 正仲氢转换装置的设计等。氢液化过程中的关键技术问题主要包括压缩机、膨胀机等设备的设计与制造, 正仲氢转换装置的设计等。对于氢液化过程中独有的正仲氢转化过程,

<sup>64</sup> 运行维护成本含设备维护及液化耗电成本

<sup>65</sup> Cardella U, Decker L, Klein H. Economically viable large-scale hydrogen liquefaction[J]. 2017.

目前国际上流行的主流转换技术为连续转化，仲氢浓度达到 95%以上，液化能耗明显下降，国内需加紧开展实验研究。

◆ 管道储运路线

主要问题是解决前期投资成本高的问题。一方面要合理选材，由于氢气具有腐蚀性、氢脆和氢致开裂等特点，对管材、阀门、设备及配件选型的要求都更为严苛，并导致成本增加，据相关研究氢气管道的成本相比天然气管道最多可增加 68%<sup>66</sup>。另一方面，要稳定氢气需求，提高运能利用率。

专栏：国内外管道输氢案例

全球管道输氢起步已有 80 余年，美国、欧洲已分别建成 2400km、1500km 的输氢管道。目前，我国已有多条输氢管道在运行，但与油气管道相比差距仍然巨大，如中国石化洛阳炼化济源—洛阳的氢气输送管道全长为 25km，年输气量为 10.04 万吨；乌海—银川焦炉煤气输气管线管道全长为 216.4km，年输气量达  $16.1 \times 10^8 \text{m}^3$ ，主要用于输送焦炉煤气和氢气混合气。巴陵-长岭输氢管道全长 42km，投资额 1.9 亿元。

图表 5-29 国内两条氢气管道参数对比

	巴陵-长岭	济源-洛阳
建成时间	2014.04.20	2015.08.31
全长	42 km	25 km
年输氢量	4.42 万吨	10.04 万吨
设计压力	4 MPa	4 MPa
投资额	1.9 亿元	1.46 亿元
单位投资额	452.38 万元/公里	584 万元/公里

资料来源：广证恒生，车百智库整理

<sup>66</sup> 美国国家标准和技术组织（NIST）

氢气管道的运输成本主要包括前期管道建设费用、折旧与摊销、维护管理费用、压缩费用、运输损耗等部分。

图表 5-30 管道运输的成本构成

成本	成本结构	金额
固定成本	管道折旧费用	320000 元/年公里
	维护管理费用	25000 元/年公里
可变成本	压缩费用	0.45 元/kg
	运输损耗	14000 元/年公里

资料来源：国内“济源-洛阳”项目测算，车百智库整理

◆ 其他储运路线

目前主要处于研发验证阶段的是 LOHC 储氢，其最大的特点是常温下为液态，能够方便地运输和储存，目前新型的有机液态储氢材料安全指标远高于汽油、柴油等传统能源。另外，金属氢化物储氢等其他储氢方式也在不断发展中。

专栏：国外有机液体储氢应用的先进经验借鉴

利用有机液体储氢是日本从海外大规模进口氢的运输方式之一。

2017 年，在日本新能源和工业技术发展组织（NEDO）指导下，千代田、日本邮船、三井物产、三菱商事四家企业联合设立先进氢能源链技术开发协会（Ahead），探索有机液态储氢的商业化运营示范，实现从文莱到日本的基于有机液态储氢的长距离海运输氢。计划于 2020 年正式运营，达产后年运输规模达到 210 吨。该项目主要利用甲基环己烷作为载体，由日本千代田公司开发的催化剂，其运行时间达到了 10000 小时。

5.2.3. 氢加注

氢加注环节的经济性改善，可有效降低氢的终端销售价格。成本下降空

间主要依赖于加氢站设备的成本下降以及对加氢站系统设备进行优化配置和选型，采用站内制氢方式，集中在固定时间段进行加氢、加氢站用设备的国产化等方面。

◆ 扩大市场规模

在技术进步及规模效应下，压缩机、储氢罐等设备的单位投资成本将大幅下降。

图表 5-31 规模效应下加氢站设备成本下降趋势（35MPa 固定式加氢站为例）

	10 套/年 (单位: 千美元)	100 套/年 (单位: 千美元)
压缩机	145	46
储氢罐	320	176
程控盘	87	82
冷装置	120	96
其他设备	450	400
安装成本	408	408
总投资成本	1530	1208

资料来源: 文献调研<sup>67</sup>, 车百智库

◆ 近期依靠补贴支持

世界范围内对加氢站建设给予补贴支持的国家及地区很多，美国加州通过州法确定在 2024 年之前每年投入 2000 万美元用于建设加氢站；日本根据加氢站规模的不同<sup>68</sup>，给予 4000~29000 万日元不等的补贴；德国投资 3.5 亿欧元建造全国加氢站网络。从国外补贴情况来看，在产业发展初期，加氢

<sup>67</sup> Mayyas A, Mann M. Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(18):9121-9142.

<sup>68</sup> Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: 2018 Annual Assessment of Time and Cost Needed to Attain 100 Hydrogen Refueling Stations in California; 《中国氢能发展路线图 1.0: 如何实现绿色高效经济的氢能供应体系? 》

站的补贴金额约占建设成本的一半以上。

◆ 提速合建站模式

加氢/加油、加氢/加气、加氢/充电、氢油气电综合补给、液氢加油等合建站发展模式，是中国发挥联合建站集约优势的重要途径。建设合建站比单独建设加氢站更容易实现还体现在土地审批上。目前，中国多个省市出台地方管理法案支持利用现有加油、加气站点网络改扩建加氢设施，鼓励积极参与加氢站投资建设。

专栏：国内外合建站案例

现阶段，混合建站正在成为加氢站建设的新趋势，合建站数量逐渐增长，合建形式出现多样化，从已有的加油站并设加氢站，到现在的加油站、加气站并设加氢站的三站合一式混合站、以及与便利店并设的加氢站、与充电基础设施并设的加油站等等，形式更加丰富，为燃料电池汽车的普及提供了更多样化的基础设施解决方案。

目前，我国多个省市出台地方管理法案支持利用现有加油、加气站点网络改扩建加氢设施，鼓励积极参与加氢站投资建设。

图表 5-32 国内外合建加氢站情况

项目名称	参与方
安亭加氢充电合建站	同济大学、上海舜华新能源、上海国际汽车城
云浮新兴县加油加氢站	中国石化广东云浮石油、云浮新兴县国资办
西上海油氢合建站、安智油氢合建站	中石化、液化空气
日本海老名市加氢站	日本 JX 日矿日石能源
美国加州加氢站	通用汽车、壳牌
德国慕尼黑加氢站、不莱梅市加氢站	戴姆勒、壳牌、林德公司

资料来源: 车百智库整理

◆ 加大政企合作力度

探索加氢站建设推广的新模式，以平摊成本，扩大规模，通过产业合作共建，整合优势资源，有助于形成规模化效应。将政府引导与市场驱动相结合、将技术进步与标准引领相结合，引入企业积极参与加氢站布局。

5.3.保障氢能安全性

安全是氢能发展必须守住的底线。氢气易挥发、易燃、易爆及氢脆等特性，使得氢气在使用过程中存在一定的安全隐患，氢气的危化品属性不应随着可能作为能源管理而被选择性忽视，反而更应该引起重视。应在制氢、储氢、运氢、用氢等各个环节时刻关注其安全问题。

5.3.1.安全管理制度

在顶层设计上，同步研究制定氢能安全条例。2020年4月《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》的公开是国内首次从法律上确认氢能的能源属性范畴。但在氢能的安全生产与管理领域，相应的法律依据、主管单位与管理体制仍然空白。借鉴韩国的《促进氢经济和氢安全法》，中国可出台氢能领域的基本法，如《氢能法》等能源单行法律，并建立有效的氢能安全政府管理体制。

氢安全管理应厘清氢安全与氢能发展的辩证关系。过去，氢作为工业原料的主要应用使氢被列入危险化学品的管理范畴。目前，氢作为清洁能源的使用，迫使氢能安全管理需考虑到交通、能源、工业、建筑等多领域的安全性问题。

图表 5-33 氢能安全管理涉及到的多领域问题

氢的特点	安全性问题	主要涉及领域
易泄漏扩散、无色无味	氢气在受限空间内泄漏，易形成氢气的积聚，引发着火爆炸事故	氢燃料电池汽车、储氢容器、管道运氢等
液氢能量密度高，沸点低	大规模泄漏易在地面形成液池，蒸发扩散后会与空气形成可燃气云，增加发生着火爆炸的可能性	液氢储运、液氢加氢站等

氢的特点	安全性问题	主要涉及领域
燃烧范围宽，点火能量低	泄漏后被立即点燃将形成氢喷射火，遇到障碍物易发生爆燃爆轰	氢燃料电池应用、氢储运、加氢基础设施、掺氢天然气等
氢环境下金属材料易发生氢脆	材料由于吸氢或氢渗透造成机械性能劣化，严重威胁氢系统的服役安全	纯氢管道、掺氢配送管道、储氢容器及零部件

资料来源：车百智库

在氢能产业发展初期，应出台《氢能安全法》。涵盖氢生产、充装、储存、销售，氢设施及相关产品制造使用等全过程，做出全面且具前瞻性的安全管理规定和责任主体界定。明确各个安全监督管理部门在氢能产业链中的分工和监管职责。随氢能在交通运输、储能发电、热电联产等新领域的应用，及时更新行业的安全管理和运行要点。

5.3.2.安全标准体系

根据氢能发展路线图规划，完善部件和产品的安全标准。尽快填补氢能的制储运新技术与应用新领域的标准空白，加强产品安全性的标准化工作，注重氢能生产、储运及使用过程的安全问题。

图表 5-34 氢能全链条的安全标准体系建设任务

领域	安全标准体系建设任务
氢燃料电池汽车	完善氢燃料电池客车、货车、重卡、乘用车等多车型的整车和部件安全标准 制定车载高压储氢系统安全标准：工作压力提高至 70MPa 及以上，兼顾 III 型瓶及 IV 型瓶，修订加注口技术标准 提高车载氢传感器等部件的可靠性标准
氢燃料电池发电/储能	对氢燃料电池用于发电/储能的安全性提出新的评定和测试标准
掺氢天然气应用	提高管道材料与掺氢天然气之间的相容性评估要求
热电联产	完善工业用/商业用/家用的燃料电池热电联产装置的型号标准和安全要求



领域	安全标准体系建设任务
可再生能源→氢	完善利用可再生能源的电解水制氢的电解技术安全性评价标准
氢提纯制备	制定新型制氢系统的安全标准，如 PEM 制氢、SOEC 制氢
气态储氢+长管拖车	逐步完善 20MPa 以上（45MPa、70MPa、80MPa 或更高）长管拖车储氢罐的安全标准
液氢储运	细化液氢生产、储存、运输和加注的安全运行要求 完善液氢泄露与扩散的试验要求 提高液氢容器耐火性能的标准
管道运氢	完善高低温高压氢脆试验要求和评价标准 加强氢气泄漏及火源检测、安全使用和规范管理的要求
加氢站	细化加氢站建设的安全距离、位置选择、安全要求、操作流程等 填补液氢加氢站、合建站、综合补给站等新种类的标准空白 利用 5G 和物联网技术开发加氢站远程监控控制系统

资料来源: 车百智库

进一步完善中国氢安全质量体系(包括标准、计量、合格评定、产品认证等方面)。组建具有第三方公正地位的氢安全检测研究中心，提升氢能装备安全检测能力，为氢能产品安全检验和认证、临氢容器设计制造、氢安全规范标准制订、氢能设施定量风险评价、进口氢能产品安全检测提供技术支持。

### 5.3.3.安全支援体系

成立专门的研究机构开展氢安全研究。在氢泄漏与扩散、氢燃烧与爆炸、氢与材料相容性、高压氢气快充温升、车载储氢瓶耐火性能、氢风险评价等方面开展系统研究。定期组织相关学术会议，为政企学研各界人士提供氢安全最新研究成果、相关信息、政策和数据提供开放的分享和交流的平台。

鼓励企业在氢相关零部件和产品开发过程中考虑安全性技术及标准化。以企业为主体，树立“技术开发——产品认证——标准认定”的安全性体系，形成相关部件和产品的安全标准。政府以政策引导、财税减免等激励政策，鼓励企业自下而上申报并修订形成氢安全领域的国家标准。

建立应急安全响应支援体系。加强氢能基础设施运行安全技术研究，形成氢系统综合风险评价方法，针对氢的制备、储输和加氢站建设，形成氢能基础设施服务网络重大危险源辨识方法，构建风险量化计算与评价指标体系，同时建立有效的事故缓解方法和应急安全响应机制。

### 5.3.4.社会认知普及

增进国民对氢能发展的认同和理解。中央与地方政府、企业联手，向各地民众发送并传递国家发展和利用氢能的意义，培养民众对氢能安全性的正确理解。

作好面向全社会的氢安全普及教育。成立专家组编写《氢安全教育手册》并发放给群众，以学校、社区、企业为单位，定期组织氢安全培训，可与消防演习结合。地方政府与行业合作可在当地设计以氢安全教育及安全文化传播为目的的氢安全体验馆，可与当地科技馆、博物馆结合。

## 6. 中国氢能领域的未来投资

### 6.1. 重点领域的市场规模

#### 6.1.1. 政府补贴金额

中央政府将优先选择有条件的城市作为氢能示范试点，并采取“以奖代补”的方式奖励示范城市。根据财政部 2020 年 4 月发布的《关于完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》，将当前对燃料电池汽车的购置补贴，调整为选择有基础、有积极性、有特色的城市或区域，重点围绕关键零部件的技术攻关和产业化应用开展示范，中央财政将采取“以奖代补”方式对示范城市给予奖励。2020 年 9 月，财政部发出《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，根据示范城市在燃料电池汽车推广应用、氢能供应等方面的实际情况给予奖励。

图表 6-1 燃料电池汽车城市群示范目标和积分评价体系

领域	城市群示范目标	奖励积分标准	积分上限
燃料电池汽车推广应用	1. 示范期间，电堆、膜电极、双极板、质子交换膜、催化剂、碳纸、空气压缩机、氢气循环系统等领域取得突破并实现产业化。车辆推广规模应超过 1000 辆。 2. 燃料电池系统的额定功率≥50kW，且与驱动电机的额定功率比值≥50%。 3. 燃料电池汽车所采用的燃料电池启动温度不高于-30°C。 4. 燃料电池乘用车所采用的燃料电池堆额定功率密度≥3.0kW/L，系统额定功率密度≥400W/kg；燃料电池商用车所采用的燃料电池堆额定功率	1. 2020 年度 1.3 分/辆（标准车，下同），2021 年度 1.2 分/辆，2022 年度 1.1 分/辆，2023 年度 0.9 分/辆。燃料电池系统的额定功率大于 80kW 的货运车辆，最大设计总质量 12-25（含）吨按 1.1 倍计算，25-31（含）吨按 1.3 倍计算，31 吨以上按 1.5 倍计算。 2. 每款关键零部件产品在示范城市群应用≥500 台套，产品实车运行验证≥2 万公里，技术水平和可靠性经专	15000

领域	城市群示范目标	奖励积分标准	积分上限
	密度≥2.5kW/L，系统额定功率密度≥300W/kg。 5. 燃料电池汽车纯氢续航里程≥300 公里。对最大设计总质量 31 吨（含）以上的货运车辆，以及矿山、机场等场内运输车辆，经认定后可放宽至≥200 公里。 6. 燃料电池乘用车生产企业应提供≥8 年或 12 万公里的质保，商用车生产企业应提供≥5 年或 20 万公里的质保。 7. 平均单车累计用氢运行里程超过 3 万公里。 8. 鼓励探索 70MPa 等燃料电池汽车示范运行。	家委员会评审通过，给予额外加分。其中：电堆、双极板奖励积分标准 0.20 分/辆；膜电极、空气压缩机、质子交换膜奖励积分标准 0.25 分/辆；催化剂、碳纸、氢气循环系统奖励积分标准 0.30 分/辆。每款关键零部件产品最多额外奖励 1500 分。 3. 全国范围内，每类关键零部件最多给予 5 款产品加分。	
氢能供应	1. 车用氢气年产量超过 5000 吨。鼓励清洁低碳氢气制取，每公斤氢气的二氧化碳排放量小于 15 公斤。 2. 车用氢气品质满足《质子交换膜燃料电池汽车用燃料 氢气》（GB/T 37244-2018）要求。 3. 车用氢能价格显著下降，加氢站氢气零售价格不高于 35 元/公斤。	1. 按照车用氢气实际加注量给予积分奖励： 2020 年度 7 分/百吨，2021 年度 6 分/百吨，2022 年度 4 分/百吨，2023 年度 3 分/百吨。 2. 成本达标，奖励 1 分/百吨。 3. 清洁氢（每公斤氢气的二氧化碳排放量小于 5 公斤）奖励 3 分/百吨。 4. 运输半径<200km，奖励 1 分/百吨。	2000

注：

- 原则上 1 积分约奖励 10 万元，示范期间将根据示范进展情况适度调整补贴标准和技术要求。
- 燃料电池标准车折算办法。燃料电池汽车按燃料电池系统额定功率（p，单位为 kW）折算为标准车，折算系数（Y）为：
  - (1) 乘用车：Y=(p-50)×0.03+1；p≥80 时，Y=1.9；
  - (2) 轻型货车、中型货车、中小型客车：Y= (p-50) ×0.02+1；p≥80 时，Y=1.6；
  - (3) 重型货车（12 吨以上）、大型客车（10 米以上）：Y=(p-50)×0.03+1；p≥110 时，Y=2.8。
- 示范结束后，对超额完成示范任务的，超额完成部分予以额外奖励，按照超额完成的任务量和奖励积分标准进行测算，额外奖励资金上限不超过应获得资金的 10%。

资料来源：《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，车百智库整理

参照 2009 年中国新能源汽车“十城千辆”首批示范工作，氢燃料电池汽车的示范城市群约在 10 个。除关键零部件奖励外，每个城市群在燃料电池汽车推广应用、氢能供应可获得的中央补贴上限约为 17 亿元，则全国的中央补贴规模约为 200 亿元。从征求意见稿的实施时间来看，时间维度为 4 年时间，即中央补贴的金额约为 50 亿元/年。

### 6.1.2. 氢能供应链成本

氢能供应链由氢制取、氢储运、氢加注三个环节构成，则在评估氢供应成本时需考量三个过程的成本因素。目前中国普遍采用工业副产氢+20MPa 气氢长管拖车+固定加氢站的外供氢供应模式；也有部分试点正在探索采用可再生电力进行电解水制氢、利用当地富余的天然气或煤炭资源制氢等制氢途径；在氢储运方面，我国已有多个液氢储运项目，已建成数条氢气运输管道并安全运营；制储加一体站、油氢合建站、综合能源补给站、液氢加氢站等多种加氢站模式正在发展。

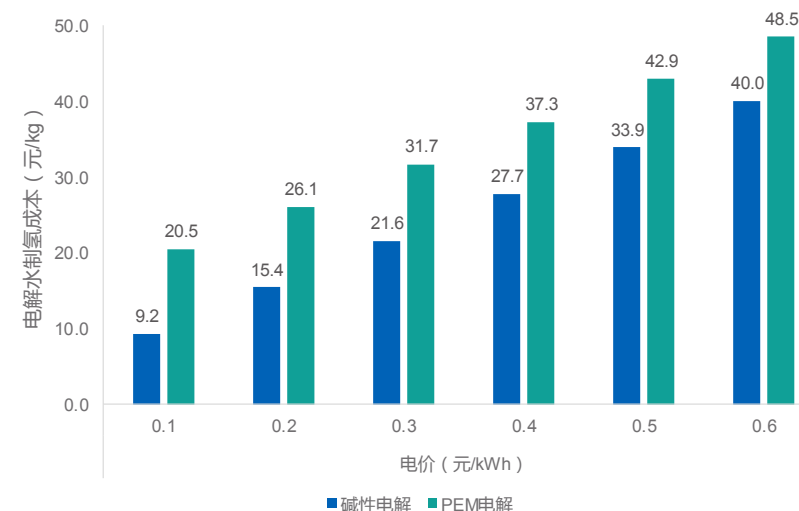
氢制取方面，根据各地资源禀赋和能源价格的差异，制氢成本在 10~50 元/kg 不等<sup>69</sup>。丙烷脱氢副产氢、乙烷裂解副产氢、氯碱副产氢、焦炉煤气副产氢、合成氨合成甲醇副产氢等各类副产氢的成本分别为 1.25~1.8 元/Nm<sup>3</sup>、1.35~1.8 元/Nm<sup>3</sup>、1.2~1.8 元/Nm<sup>3</sup>、0.83~1.33 元/Nm<sup>3</sup>、1.3~2 元/Nm<sup>3</sup>。电解水制氢成本与电解槽、电价相关度很大，商业用电条件下电解水制氢成本将超过 40 元/kg，可再生能源电解制氢成本则可将至 20 元/kg 以下。煤制氢、天然气制氢成本受煤炭、天然气等原料价格的影响较大，煤价 200~1000 元/吨时，煤制氢成本约 6.77~12.14 元/kg；天然气价格 1~5 元/Nm<sup>3</sup>，天然气制氢成本 7.5~24.3 元/kg。化石燃料制氢过程会排放大量 CO<sub>2</sub>，需利用 CCUS 技术加以控制，目前国内 CCUS 技术尚未产业化，根据国外相关案例<sup>70</sup>，结合 CCUS 的煤制氢将增加 130% 的运营成本以及 5% 的燃料和投资成本，增加约 1.1 元/Nm<sup>3</sup> 的成本，且煤制氢含有较多硫磷等杂质，按提纯

<sup>69</sup> 详细内容可参见本报告第 3 章

<sup>70</sup> International Energy Agency (IEA). The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities (Report Prepared for the G20, Japan). 201906.

成本 0.5~0.9 元/Nm<sup>3</sup> 计算<sup>71</sup>，结合 CCUS+杂质去除提纯的煤制氢综合成本达到 2.3~2.9 元/Nm<sup>3</sup>，即 25.8~32.1 元/kg。

图表 6-2 当前技术条件下电解水制氢成本



资料来源：车百智库

氢储运方面，我国目前普遍采用的 20MPa 气态高压储氢与集束管车运输的方式，在加氢站日需求量 500kg 以下的情况下，气氢拖车运输节省了液化成本与管道建设前期投资成本，在 200km 距离以内经济性较高。采用液氢槽车储运在长距离大规模运输上有很强的竞争力。在现有技术条件下，采用液氮预冷循环，液氢生产能耗约为 17~20kWh/kg，则电价 0.5 元/kWh 时，液化过程的总成本约为 18.5~20 元/kg<sup>72</sup>。从液化到运输全过程成本分析，由于液氢槽车储运量较大，可减少槽车及人员的配置，尽管长距离运输也会带来成本的提高，但提高的幅度并不大。因此，液氢在长距离、大规模的运输中，相较于 20MPa 高压气氢拖车储运有着显著的成本优势。

<sup>71</sup> 车百智库调研数据

<sup>72</sup> 中科富海调研数据，车百智库测算

图表 6-3 现有技术条件下气氢与液氢储运方案的成本

	20MPa 高压气氢拖车	液氢槽车	说明
单台单趟有效氢气运输量	280kg	2910kg	20MPa 气氢——两端充卸≥8h, 管束氢气残余率 20% 液氢——充卸约 2h, 管束氢残余率 3%
压缩/液化	1.05 元/kg	19.25 元/kg	电价 0.5 元/kWh, 液氢采用液氮制冷
固定成本			假设加氢站规模 1000kg/d
设备折旧	1.15 元/kg	0.35 元/kg	
人工	3.03 元/kg	0.42 元/kg	每辆车配置 2 司机, 装卸装操作工人各 1, 平均年薪 10 万元
车辆保险	0.12 元/kg	0.01 元/kg	每辆车 1 万元/年
可变成本			
耗油	0.014 元/kg/km	0.0012 元/kg/km	百公里耗油 25L, 柴油价格 7 元/L
过路/保养	0.0072 元/kg/km	0.0006 元/kg/km	车辆: 保养费 0.3 元/km, 过路费 0.6 元/km
运输距离	200km	200km	
合计成本	9.59 元/kg	20.39 元/kg	
适用场景	规模较小、运输距离较短	规模较大、长距离运输	

资料来源: 车百智库

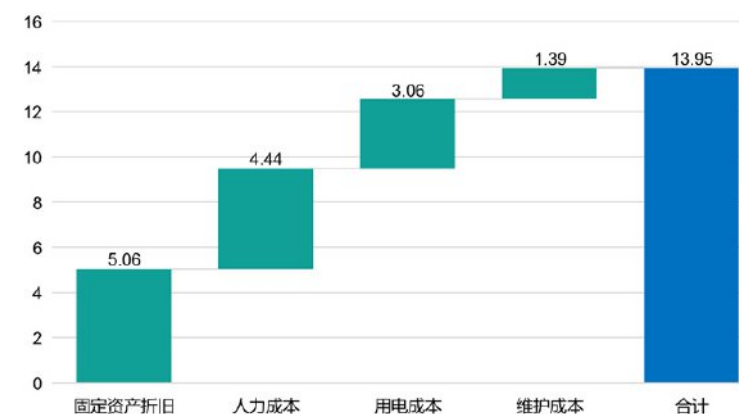
氢加注方面, 目前一座加注能力 500kg/d 的固定式加氢站投资规模在大约需要 700~1200 万元 (不含土地成本), 相当于传统加油站的 3 倍, 除建设成本外, 设备维护、运营、人工等运营成本也同样较高。保证加氢站的盈亏平衡的前提下, 加氢站的终端售价还需在氢气到站价的基础上增加约 14 元/kg 的运营成本。

图表 6-4 不同加注能力的 35MPa 固定式加氢站成本对比 (不含土地)

加注能力	≤500kg/d	500~800kg/d	1000~1200kg/d	≤2000kg/d
占地面积	4000m <sup>2</sup>	5000m <sup>2</sup>	5000m <sup>2</sup>	6000m <sup>2</sup>
设备购置费	480 万元	700 万元	950 万元	1200 万元
安装工程费	300 万元	350 万元	400 万元	500 万元
土建工程费	120 万元	150 万元	150 万元	180 万元
设计评估验收费	150 万元	150 万元	150 万元	150 万元
预备费	100 万元	100 万元	100 万元	100 万元
流动资金	50 万元	50 万元	50 万元	50 万元
总投资	1200 万元	1500 万元	1800 万元	2180 万元

资料来源: 北京海珀尔氢能科技有限公司, 车百智库

图表 6-5 加氢站运营成本折算到氢气销售量的价格 (元/kg)



资料来源: 中化石油勘探开发有限公司, 车百智库

我国现有在站碱性电解水制氢项目的示范项目, 由于免去储运环节, 氢气的损耗率降低, 长期看具有经济性优势。根据企业提供的案例数据, 对于 500Nm<sup>3</sup>/h 产能的制氢规模, 按氢气利用率 93% 以上计算, 该加氢站的加注

量为 1000kg/d。分析其成本构成，在电价 0.3 元/kWh 下，电力成本占材料成本的 98%；按现场管理人员 10 人的配置，运营维护成本年均 15 万元计入，设备折旧费用为 0.5 元/Nm<sup>3</sup>，即 5.6 元/kg。则该项目的氢气成本约为 30 元/kg。

图表 6-6 在站碱性电解水制氢项目（产能 500Nm<sup>3</sup>/h，约合 1000kg/d）成本

成本项		单价	消耗量	成本	说明
原材料	电	0.3 元/kWh	6kWh/Nm <sup>3</sup>	1.8 元/Nm <sup>3</sup>	含制氢电耗与动力电，留有富余量
	纯水	3.5 元/t	0.01t/Nm <sup>3</sup>	0.035 元/Nm <sup>3</sup>	
辅助材料	KOH	10 元/kg	0.0004kg/Nm <sup>3</sup>	0.004 元/Nm <sup>3</sup>	
	冷却	0.2 元/kWh	0.001kWh/Nm <sup>3</sup>	0.0002 元/Nm <sup>3</sup>	
人员工资		1 万元/人月	10 人	0.31 元/Nm <sup>3</sup>	3 人/班，3 班，1 管理人员
运营维护		15 万元/年		0.04 元/Nm <sup>3</sup>	每年 15 万元维护费用
制氢成本	未考虑折旧			2.15 元/Nm <sup>3</sup> (24.1 元/kg)	未考虑设备折旧成本和前期投资
	考虑折旧			2.65 元/Nm <sup>3</sup> (29.7 元/kg)	含制氢及加氢设备折旧费

资料来源：北京中电丰业技术开发有限公司，车百智库

一线企业<sup>73</sup>的数据显示，利用当地废弃水电和富余电力进行水电解制氢，其制氢所需电力成本可低于 11 元/kg，具有很高的经济性优势。但目前仍存在阻碍，一是储氢技术尚未成熟，如果能实现利用富余电力集中制氢存储再使用，则经济性能进一步提升；二是管理体制带来的制氢加氢一体站用地性质不一致、直购电范畴不明确等问题。

现阶段，由于市场用氢需求较小，各地的用氢市场规模、氢源供应、加

<sup>73</sup> 国家能源集团大渡河水电开发有限公司

氢站类型不一，且制氢、储运、加氢各环节的商业模式还未成形，因此，不同区域、不同模式的加氢站氢气销售价格差异较大，价格区间在 30~80 元/kg，且部分加氢站处于盈亏平衡或亏损状态。

图表 6-7 目前我国部分加氢站的氢气销售价格

地区	加氢站类型	氢气销售价格
佛山南海	外供氢加氢站	60-80 元/kg
上海	外供氢加氢站	60-70 元/kg
山西大同	在站电解水制氢一体站 (由于法规限制，目前采用外供氢模式)	50 元/kg
张家口望山	在站电解水制氢一体站（加氢协议价）	30 元/kg

资料来源：车百智库

图表 6-8 我国目前氢能供应各环节的成本现状

环节	技术路径	成本现状
制氢	煤制氢	▶ 未结合 CCUS: 6~12 元/kg
		▶ 结合 CCUS: 25.8~32.1 元/kg
制氢	天然气制氢	7.5~24.3 元/kg (未结合 CCUS)
制氢	工业副产氢	14.6~26.9 元/kg
制氢	电解水制氢	▶ 碱性电解: 9.2~40 元/kg
		▶ PEM 电解: 20.5~48.5 元/kg (电价 0.1~0.6 元/kWh)
储运	20MPa 气氢拖车	9.3~22.4 元/kg (运输距离 200~800km)
储运	液氢槽车	20.3~22.7 元/kg (当前技术条件下, 运输距离 200~1500km)
加注	外供氢	约 14 元/kg (200kg/d 加注能力)
加注	制储加一体站	30 元/kg (含制氢成本, 1000kg/d 规模, 0.3 元/kWh 电价)

资料来源：车百智库

### 6.1.3. 绿氢生产领域

绿氢生产是未来中国氢能供应与应用体系发展的关键环节，也是氢能领域投资的重点领域。

电解槽是利用可再生能源生产绿氢的关键设备。其技术路线、性能水平、成本的发展是影响绿氢市场趋势的重要因素。PEM 电解水和碱性电解水技术目前已商业化推广，未来具备较强的商业价值。

目前来看，碱性电解槽成本较低，经济性较好，市场份额较 PEM 电解槽高一些。不过随着燃料电池技术的不断成熟，质子交换膜国产化的不断加速突破，长期来看，PEM 电解槽的成本和市场份额将逐渐提高，与碱性电解槽接近持平，并根据各自与可再生能源电力系统的适配性应用在光伏、风电领域。

图表 6-9 PEM 和碱性电解制氢技术未来发展的评估

	2025 年	2030 年	2040 年	2050 年
PEM 电解槽能源转化效率	60%	63%	68%	74%
碱性电解槽能源转化效率	63%	65%	71%	78%
PEM 电解槽市场占比	5%	10%	20%	40%
碱性电解槽市场占比	95%	90%	80%	60%
PEM 电解系统设备价格 (元/kW)	6000~12000	3000~8000	1500~4000	800~2000
碱性电解系统设备价格 (元/kW)	1250~2000	1000~1500	800~1200	600~1000

资料来源: 课题组, 车百智库

基于上述基本假设，中国绿氢生产环节电解设备将是千亿级的市场。根据相关研究<sup>74</sup>，中国氢能需求到 2030 年将超过 3500 万吨，到 2050 年将接近 6000 万吨，可再生能源电解水制氢将逐步作为中国氢能供应的主体，在氢能供给结构的占比将在 2040、2050 年分别达到 45%、70%。随着氢能供需量的提升，制氢系统装机规模将大幅提高，规模经济将有效降低单位投资，

<sup>74</sup> 中国氢能联盟. 《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 (2019 年版)》

设备折旧在成本中的比例降低，因此可以通过减少设备的满负荷利用小时数以降低平均用电成本，从而降低制氢成本，促进氢燃料电池应用的经济性。至 2050 年，中国电解槽系统的装机量达到 500GW，市场规模突破 7000 亿元。

图表 6-10 中国绿氢生产领域的未来市场规模

	2025 年	2030 年	2040 年	2050 年
电解水制氢占比	3%	10%	45%	70%
电解制氢平均电耗 (kWh/kg)	53.0	51.4	47.3	43.6
电解槽系统装机量 (GW)	~10	>35	>200	>500
电解系统市场规模 (亿元)	>800	>2000	>6000	>7000

备注：电解槽的最佳利用率是设备折旧和电价的平衡，随着设备折旧成本的下降，制氢成本最低对应的最佳利用率将逐渐减小，可以降低平均用电成本。

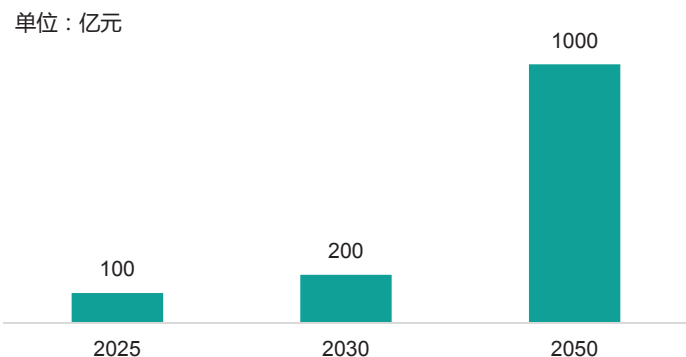
资料来源: 课题组, 车百智库

### 6.1.4. 加氢基础设施领域

加氢基础设施是未来中国新基建的重点内容。随着氢燃料电池汽车应用规模的扩大，加氢站的市场需求也逐步提升。目前加氢站建设成本仍然较高，预计近期在经济基础较好、具备氢燃料电池汽车推广规模的地区发展会较为迅速。

中国加氢站将于 2050 年达到 1.2 万座。加氢设备的国产化突破与规模化生产，加氢站建设成本将大幅下降，至 2050 年单座加氢站的平均建设成本将为 800 万元（不含土地成本）。中国未来加氢基础设施的市场规模在 2030~2050 年间突破千亿规模，于 2050 年达到千亿元的市场规模。

图表 6-11 中国加氢站市场规模预测



资料来源: 车百智库

在氢能发展初期, 尤其是 2020~2030 十年期间, 加氢站市场规模较小, 单纯依靠市场资本, 加氢站建设与运营的盈利空间较小。此时, 政府补贴将起到很大的激励作用, 并要出台具体的规划引导加氢站在公交、物流等线路的布置。

图表 6-12 中国政府需要在加氢站环节投入的补贴

	2022 年	2025 年	2030 年	
加氢站数量	250	750	1800	座
加氢站单站加注能力	1000	1200	1500	kg/d
建设投资成本	1800	1500	1000	万元/座
氢气到站价格	45	40	30	元/kg
理想情况下氢气销售量	9	>30	~100	万吨
建设补贴上限	500 <sup>a</sup>	250 <sup>b</sup>	50 <sup>b</sup>	万元/座
运营补贴力度	20 <sup>a</sup>	10 <sup>c</sup>	0 <sup>c</sup>	元/kg
政府补贴支出金额	>30	>50	<10	亿元

备注: a. 依据《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》的补贴金额; b. 假设加氢站建设 2025、2030 年的补贴按照相比 2022 年补贴下降幅度

50%、90%的比例退坡; c. 加氢站运营 2025、2030 年的补贴按照相比 2022 年补贴下降幅度 50%、100%的比例退坡。

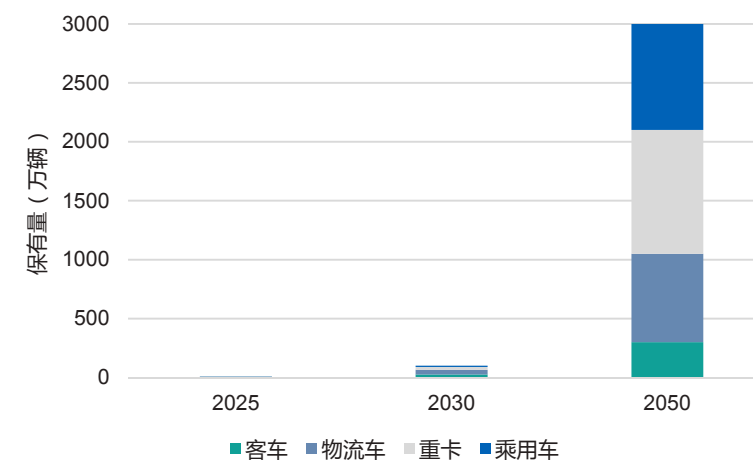
资料来源: 课题组, 车百智库整理

### 6.1.5. 氢燃料电池汽车应用领域

氢燃料电池汽车是拉动下游应用市场增长的主要力量。短期内, 氢燃料电池汽车在各地方的推广潜力和政策直接相关, 但从中长期发展角度以市场为主, 并和当地自身经济发展水平、所在地区气候、车辆总保有量等因素有关。

中国氢燃料电池汽车保有量在 2025、2030 年分别增长到 10、100 万辆, 至 2050 年将达到 3000 万辆以上。2030 年前, 客车、物流车是氢燃料电池汽车规模增长的主要力量, 在氢燃料电池汽车总保有量的占比在 80% 及以上。2030 年后, 随着燃料电池系统技术成熟以及成本下降, 重卡和乘用车的规模快速扩大, 发挥氢燃料电池在长距离、重载领域的优势。

图表 6-13 中国氢燃料电池汽车保有量

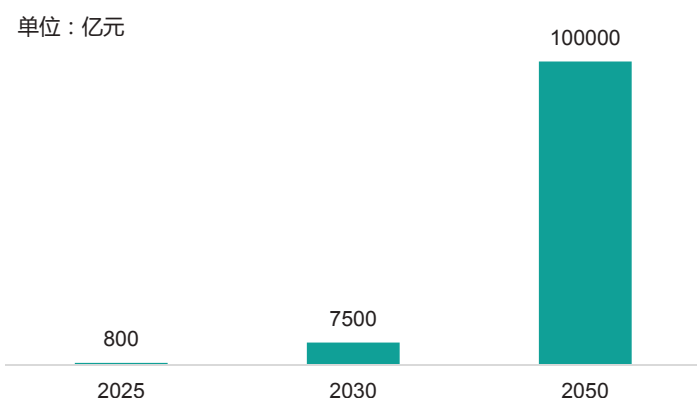


资料来源: 课题组, 车百智库整理

氢燃料电池汽车的市场空间, 2025 年处于百亿规模, 2030 年达到千亿规模, 2050 年将增至万亿级市场规模。2025 年, 氢燃料电池汽车保有量中,

客车、物流车、重卡占比分别为 50%、35%、10%，市场规模超过 800 亿元。2030 年，氢燃料电池客车、物流车、重卡在氢燃料电池汽车保有量的占比分别达到 25%、40%、25%，累计规模达到 7500 亿元。2050 年，氢燃料电池汽车总保有量达到 3000 万辆，累计规模达到 10 万亿元水平。

图表 6-14 中国氢燃料电池汽车市场规模预测



资料来源: 课题组, 车百智库整理

氢燃料电池汽车的推广对政府补贴的敏感度较高, 2035 年前政府补贴都将在市场发挥很大的激励作用。氢燃料电池汽车产业处于起步阶段, 当前最重要的难题是缺乏资金, 全生命周期中相对于其他动力车型的成本劣势仍较突出, 最紧迫的问题是要尽快降低整体成本。政府的补贴能够有效弥补氢燃料电池 TCO 的成本劣势, 促进消费者的购买意愿, 扩大下游应用需求并提高上游生产规模。

图表 6-15 中国政府需要在氢燃料电池汽车推广环节投入的补贴

	2022 年	2025 年	2030 年	
氢燃料电池汽车保有量	1	10	100	万辆
客车购置成本	130	100	85	万元
物流车购置成本	70	57	48	万元
重卡购置成本	150	100	80	万元

	2022 年	2025 年	2030 年	
客车购置补贴 (占购置成本比例)	50% <sup>a</sup>	25%	10%	
物流车购置补贴 (占购置成本比例)	50% <sup>a</sup>	40%	0%	
重卡购置补贴 (占购置成本比例)	60% <sup>a</sup>	40%	20%	
政府补贴累计支出金额	>50	>250	>800	亿元

备注: a. 参照《关于调整完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知 (财建〔2018〕18 号)》与各地地方补贴标准。

资料来源: 课题组, 车百智库整理

## 6.2. 成本下降潜力

### 6.2.1. 驱动因素

技术进步与规模扩大是氢能产业链成本下降的重要因素, 且二者相辅相成。

#### ◆ 技术进步

由国家发改委、能源局发布的《能源技术革命创新行动计划 (2016-2030 年)》, 其中对氢能与燃料电池领域提出了技术创新路线图。结合目前的氢能产业发展趋势, 未来, 适配可再生能源发电系统的大规模电解水制氢技术、高效低成本的氢储运技术、高功率的燃料电池发动机系统技术、燃料电池分布式发电技术等将是氢能领域的技术创新重点。

图表 6-16 我国氢能与燃料电池的技术创新重点

	重点技术领域	技术创新行动
氢能供应	大规模绿氢生产	研究可再生能源发电与碱性、PEM/SOFC 燃料电池电解水制氢一体化技术, 突破高效催化剂、聚合物膜、膜电极和双极板等材料与部件核心技术, 掌握适应可再生能源快速变载的高效中压电解制氢电解池技术, 建设可再生能源电解水制氢示范并推广应用



	重点技术领域	技术创新行动
	高效低成本氢储运	开发 70Mpa 等级碳纤维复合材料与储氢罐设备技术、加氢站氢气高压和液态氢的存储技术；研发成本低、循环稳定性好、使用温度接近燃料电池操作温度的氮基、硼基、铝基、镁基和碳基等轻质元素储氢材料；发展以液化化合物和氨等为储氢介质的长距离、大规模氢的储运技术，设计研发高活性、高稳定性和低成本的加氢/脱氢催化剂
氢能应用	高功率燃料电池发动机系统	针对清洁高效新能源动力电源的重大需求，重点突破质子交换膜燃料电池（PEMFC）的低成本长寿命电催化剂、聚合物电解质膜、有序化膜电极、高一一致性电堆及双极板、模块化系统集成、智能化过程检测控制、氢源技术等核心关键技术，解决 PEMFC 性能、寿命、成本等关键问题，并实现 PEMFC 电动汽车的示范运行和推广应用
	燃料电池分布式发电	重点研发 PEMFC 及氢源技术、SOFC 等技术。在分散电站工况条件下，突破 PEMFC、SOFC 等燃料电池关键材料、核心部件、系统集成和质能平衡管理等关键技术，建立分布式发电产业化平台，实现千瓦至百千瓦级 PEMFC 系统在通讯基站和分散电站等领域的推广应用；实现百千瓦至兆瓦级 SOFC 发电分布式能源系统示范运行或规模应用，发电效率 60%以上，并开发适于边远城市和工矿企业等分布式电站

资料来源：《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》，车百智库

### ◆ 规模提升

规模化生产是提升燃料电池系统及储氢系统经济性的重要因素。据未势能源的数据，膜电极作为燃料电池电堆最主要的成本部件，以当前技术条件下 100 万片/年的产量，膜电极量产成本约 350 元/片（约 850 元/kW），当年产规模达到 1000 万片时，将实现 200 元/片（约 500 元/kW）的量产成本，成本降幅达到约 43%，其中由规模化生产带来的成本降幅占比达到 58%。

此外，氢能应用市场的拓展带来了氢能需求量的增长，使得氢能供应体系中相关设备的摊销成本大大降低，并直接带来氢气销售价格的下降，同时

提高氢能应用的经济性，并将反过来促进氢能应用市场的增长。

### 6.2.2. 氢供应成本下降

氢能供应终端价格的降低需依靠上游产业链制氢、储运、加氢各环节的整合，具有较大的成本下降空间。

图表 6-17 中国氢能供应终端价格下降潜力及实现路径

	氢气终端供应价格	实现路径
现状	30~80 元/kg	\
2025	40 元/kg	①工业副产氢<20 元/kg+20MPa 以上高压气氢储运<10 元/kg+大型化合建站<10 元/kg ②可再生能源发电<0.3 元/kWh+制储加一体站<10 元/kg
2030	35 元/kg	①可再生能源发电<0.25 元/kWh+电解水制氢系统成本<1500 元/kW ②CCUS<0.3 元/kgCO <sub>2</sub> ③气氢储运≥50MPa+液化效率≤10kWh/kg
2050	20 元/kg	①集中化制氢：可再生能源发电<0.15 元/kWh+电解水制氢系统成本<1000 元/kW ②CCUS<0.2 元/kgCO <sub>2</sub> ③液化效率≤7kWh/kg

资料来源：课题组，车百智库整理，详情参见 5.2 章节

### 6.2.3. 燃料电池成本下降

燃料电池系统及储氢系统关键技术和材料的突破，可降低综合成本，对产品技术路径的发展起到决定性的作用。规模化生产、技术成熟度提高是燃料电池系统及储氢系统价格下降的两大驱动因素，其成本成本与量产规模、关键部件国产化率等因素密切相关。随着燃料电池技术性能的提升，耐久性与寿命提高，燃料电池下游应用的全生命周期成本将得到极大程度的改善。

图表 6-18 中国燃料电池系统及储氢系统价格的下降潜力（以商用车为例）

	现状	2025	2035	2050	
车用燃料电池系统价格	10000	3500	1000	500	元/kW
车用储氢系统价格	5000	3500	2000	1200	元/kg

备注：生产侧成本依据欧阳明高院士于 2020 年 7 月 24 日中石化氢能发展战略研讨会上的讲话中关于中国氢燃料电池汽车技术路线图，本报告从消费者角度出发，在生产侧成本基础上比例增加。

资料来源：课题组，车百智库整理

根据国内燃料电池发动机一线企业<sup>75</sup>的数据，与当前技术水平相比，下两代产品较上一代都将有约 38% 的成本降幅，即第五代燃料电池系统和储氢系统的成本是目前第三代产品成本的 40% 以下。催化剂及质子交换膜的国产化、碳纸国产化电堆功率密度提升、空压机及循环泵国产化、部件标准化模具、IV 型储氢瓶应用等是成本下降的主要技术迭代因素。其中，电堆核心材料的技术自主化掌握与国产化生产实现，将使得燃料电池的成本下降效果明显，根据研究，电堆中质子交换膜、催化剂等核心材料性能的提高往往与成本下降呈现同步性。

<sup>75</sup> 捷氢科技

## 7. 中国氢能产业发展的总体建议

### 7.1. 国家发布路线图，明确氢能发展，给予行业参与者信心

我国已将氢能写入《政府工作报告》、《2020 年国民经济和社会发展规划》、《2020 年能源工作指导意见》，国家能源局发布的《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》将氢能划入了能源种类。但目前为止，我国尚未出台氢能的专项发展规划。

建议将氢能纳入我国“十四五”能源战略规划，立足国情，谋划氢能发展的初心和定位，把氢能按照能源管理而非危险化学品管理，将氢能与清洁能源体系的建设相结合，加快出台国家层面的氢能产业发展规划，明确氢能发展路线图，为氢在各个领域的应用制定目标，从国家层面释放氢能产业发展的明确信号。

建议将氢能列入国家绿色基金及投资管理体系，建设相应的资金和担保机制，引导社会资本进入氢相关领域，重点解决氢能基础设施的投资，破除“先有鸡还是先有蛋”的困境。

### 7.2. 跨部门协调与共同部署行动方案

建议跨部门跨产业协调，共同发展氢能产业。需要哪几个部门进行协调（痛点、为什么没有协调、不协调出现的问题。完善氢能管理体系，明确氢气生产、储运、应用等环节的归口管理部门，明确主管部门和相关管理章程、法规体系。建立统一的、完善的、连贯的加氢站建设和运营审批政策及流程，解决制氢用氢土地性质的协调问题。政府、企业和研究机构共同合作，加强基础设施的规划和建设，加大技术研发的投入，突破一些卡脖子的技术和零部件，提高氢能储运的效率，优化氢的分销和配送体系。选准氢能在交通运输、能源、工业及建筑领域的应用场景，创新商业模式，逐步扩大氢能产业

规模，攻克瓶颈问题。

### 7.3. 构建清洁化、低碳化的氢能供应体系

秉承“绿氢为目标，蓝氢为过渡，灰氢不可取”的原则，构建清洁化、低碳化的氢能供应体系，明确近、中、远期各阶段的发展重点，制定切实可行的行动方案。近中期，基于经济、技术和环境的现状条件，应重点使用好工业副产氢和鼓励可再生能源制氢，发展高压气态与液态储运的关键氢气储运技术，鼓励不同模式的加氢站、加氢制氢一体站的发展并给予政策支持。中远期，重点发展大规模的可再生能源制氢和结合 CCUS 技术的化石能源制氢，鼓励先进技术的发展。

强化能源和环境政策监管，倒逼传统制氢工艺更清洁。抓好能源消费总量控制、煤炭消费总量控制等政策措施的落实，从源头上避免传统制氢工艺在“氢能热”的形势下“一拥而上”。将氢能与碳排放权交易结合，为相关企业设立适当碳排放目标，引导行业逐渐减少碳排放。鼓励传统制氢企业采取多联产等模式，与盐化工、废弃物综合利用等产业对接，提升废水、废渣处理水平，实现资源综合利用和循环利用的经济效益。

### 7.4. 打造全方位的氢能产业生态圈

围绕氢能全生命周期的科学发展，部署全方位的氢能产业生态圈。在政府指导下，加强市场力量的跨界合作。从全生命周期角度，挖掘氢能各个领域的发展潜力，鼓励市场资本要有前瞻性的投资策略，正确看待市场风险。加强氢能的国际合作，建立国际性的合作与创新平台，加大全球氢能与燃料电池高端人才的引进和国内人才储备。

动员全社会的力量参与氢能发展和建设，加强对公众的积极引导、教育和宣传等。借鉴国际先进经验，深化氢能安全生产和使用的社会宣传工作，向民众普及氢能相关知识。

加强国际先进技术的引入。在氢能发展初期，建立国际性合作与创新的平台，考虑积极引进氢能产业相关的国际上较为成熟的技术，培育氢能领域的国际先进人才，为国内长期有序高效发展打下坚实基础。

### 7.5. 当前亟需解决的政策问题

第一，针对氢能标准体系不完善的问题，建立健全氢安全基础研究体系，包括氢泄露与扩散燃烧、材料与氢的相容性、不同形式的储氢系统以及受限空间内氢监测等在内的氢安全体系，为氢能体系标准建设夯实基础。完善氢能体系通用标准建设，建立健全含检测、计量及售后服务保障在内的技术产品标准体系。

第二，针对各地发展氢能经济的规划同质化现象，鼓励基础好的地区加速设立示范运营区。鼓励模式创新，加快氢能产业园区、氢能示范项目等试点的推广，探索园区内以清洁能源制氢为纽带的多能互补模式。地方政府及园区管理部门应遵循因地制宜、科学合理的原则，做好园区规划、推动相关基础设施建设，建设一体化集成供能基础设施，帮助企业构建合适的商业模式并指导运行，实现园区内交通运输、工业生产、建筑供热等多领域的低碳化转型。当前，各地的氢能规划存在较严重的同质化问题，应依照各自的资源禀赋和产业基础，地方的政策导向应有重点有特色，能够有效指导产业发展，避免重复的低水平建设。

第三，针对氢能产业链薄弱环节，持续给予稳定的政策激励。氢能经济的发展必须要有政府的政策支持、技术的成熟应用、市场化推广。既要给氢燃料电池车辆示范性运营给予持续性资助，也要鼓励燃料电池技术的研发和储备，同时，对基础设施建设进行补贴，包括加氢站、大规模储运氢示范装置、纯氢管道等关键基础设施。出台和落实电解水制氢的电价优惠政策，鼓励支持能源企业参与制氢-氢能交通项目。

第四，牢牢把握电动汽车与氢燃料电池汽车错位互补发展的原则。中长期看，电动汽车与氢燃料电池汽车各有优势，是互补的关系，在不同的场景各有优劣，不是简单的替代关系。目前，电动汽车与氢燃料电池汽车的技术成熟度、产业化发展基础设施均处在不同阶段。在汽车整体市场低迷、国内补贴退坡、外资大批进入的情况下，中国电动汽车行业正面临一场严峻的考验，对两条技术路线并排发展力不从心。认清电动汽车与氢燃料电池汽车的优势领域，正确有效引导资源的合理配置，防止顾此失彼。

## 8. 愿景：迎接氢能社会

氢能将推动中国能源消费结构从传统化石燃料向清洁低碳燃料转变。到 2050 年，中国将进入氢能社会，对能源体系、国民经济、个人与社会生活产生巨大影响。

领域		2050 年目标
能源体系 <sup>76</sup>	氢能占终端能源消费的比例	10%
	氢能需求量	6000 万吨
	温室气体减排量	7 亿吨
氢的供应	电解水制氢占比	70%
	电解槽系统装机量	500GW
	加氢站数量	1.2 万座
	加氢站平均建设成本（不含土地）	800 万元
氢的应用	氢燃料电池汽车保有量	3000 万辆
	氢燃料电池客车渗透率	40%
	氢燃料电池物流车渗透率	10%
	氢燃料电池重卡渗透率	75%
	氢燃料电池乘用车渗透率	12%

资料来源：基于上述章节由车百智库整理

<sup>76</sup> 中国氢能联盟. 《中国氢能源及燃料电池产业白皮书（2019 年版）》