

中银研究产品系列

- 《经济金融展望季报》
- 《中银调研》
- 《宏观观察》
- 《银行业观察》
- 《国际金融评论》
- 《国别/地区观察》

作者：叶银丹 中国银行研究院
电话：010 - 6659 6874

签发人：陈卫东
审稿人：周景彤 梁婧
联系人：程栖霞 刘佩忠
电话：010 - 6659 4016

* 对外公开
** 全辖传阅
*** 内参材料

中国氢能产业链国际竞争力比较 与政策建议*

氢能被誉为 21 世纪的终极能源，具有产业链长、复杂度高等特征。近年来，光伏、风电等可再生能源价格下降为推动制氢成本下降提供了有利条件，全球掀起了新一轮氢能产业发展热潮。在氢能产业链的制氢、储运和应用三大环节中，中国具备配套设施相对完善、氢气生产和消费规模大、在部分环节拥有先进技术等优势，但同时也面临相关标准和法规不够完善，氢气生产和需求区域空间错位严重，氢能应用场景受限等问题。未来，建议完善氢能发展政策体系和监管机制，加快输氢管道建设部署，加快氢能相关技术创新，加快数字技术应用和信息平台建设，大力发展绿氢产业，积极培育扩展氢能应用场景。

中国氢能产业链国际竞争力比较与政策建议

氢能被誉为 21 世纪的终极能源，具有产业链长、复杂度高等特征。近年来，光伏、风电等可再生能源价格下降为推动制氢成本下降提供了有利条件，全球掀起了新一轮氢能产业发展热潮。在氢能产业链的制氢、储运和应用三大环节中，中国具备配套基础设施相对完善、氢气生产和消费规模大、在部分环节拥有先进技术等优势，但同时也面临相关标准和法规不够完善，氢气生产和需求区域空间错位严重，氢能应用场景受限等问题。未来，建议完善氢能发展政策体系和监管机制，加快输氢管道建设部署，加快氢能相关技术创新，加快数字技术应用和信息平台建设，大力发展绿氢产业，积极培育扩展氢能应用场景。

一、全球氢能产业发展热潮及主要国家发展战略

氢能源被誉为 21 世纪的终极能源，具有产业链长、零碳排放、上游资源丰富、能量密度高、环境适应性好、自燃风险低等优点，在能源革命、能源安全、碳减排碳达峰、产业升级等方面具有重要战略意义。因此，自 1800 年左右电解水制氢技术诞生以来，全球掀起了数轮氢能发展热潮。20 世纪 70 年代石油危机的背景下，全球出现第一轮氢能发展热潮，并随着石油危机的结束而冷却下来，其意义主要在于开启了各国对氢作为能源使用的探索。20 世纪 90 年代初，随着各国对气候变化关注度的提高，全球开始第二轮氢能发展热潮，日本、欧美等发达国家积极探索氢应用，但因技术突破难度大、混合动力和纯电动汽车产业崛起等原因未能持续。21 世纪初期，美国、日本等发达国家持续推进氢能发展，带来第三轮氢能发展热潮，但因配套基础设施不完善、氢能产业链不具备经济性问题，氢能产业主要在各国政策补贴下缓慢发展。

过去三轮氢能发展热潮最终都未能推动全球氢能产业大发展，氢能使用成本居高不下是重要原因。成本是实现能源替代的关键驱动力之一，历史上的重大能源革命中，“相对成本更低”是一种能源对其他能源形成大规模替代的基本前提。尽管氢气具备化学原料和燃料（能源）双重属性，但作为一种燃料，过去在光伏、风电等可再生能源还未大规模、低成本普及的情况下，无论是通过化石能源制氢还是电解水制氢，氢

气作为二次能源的成本都受到前端化石燃料成本约束，明显高于化石能源直接燃烧或者电能直接使用的成本，这在很大程度上制约了氢气作为能源和燃料使用，导致氢气主要被用作化学原料。

表 1：主要国家氢能战略及相关支持政策

国家/地区	政策名称	主要内容	发布时间
日本	氢能基本战略	分析了日本面临的能源问题、氢能源的优势，强调了日本领先于世界实现氢能源社会的重要性并部署相关具体政策	2017
	氢能与燃料电池战略路线图	确定了燃料电池、氢能供应链、电解水制氢 3 大技术领域 10 个重点项目研发	2019
	第六次能源基本计划	积极开发氢能，全面推进氢气供应链建设	2021
	2050 碳中和绿色增长战略	到 2030 年将氢能年供应量增加到 3×10^6 t，到 2050 年氢能供应量达到 2×10^7 t/a，重点发展制氢技术与氢动力交通工具	2021
	车用和固定式燃料电池路线图	统筹产学研界，立足长远进行氢能技术开发，确定了氢燃料电池在固定式发电和交通领域到 2030 年的技术开发目标	2023
	氢能战略基本规划	实现稳定、廉价、低碳的氢供应，加强氢能产业竞争力与氢能安全	2023
欧盟	欧洲绿氢行动计划	促进欧盟范围内电解槽产量的大规模增加，支持绿色氢气的生产	2020
	能源白皮书	在 2.4 亿英镑的零氢净基金支持下，到 2030 年将氢的产能提高到 5.0×10^4 t	2020
美国	氢能经济路线图	描绘了美国氢能经济的实现路线，将氢能发展划分为 4 个阶段	2019
	氢能计划发展规划	电解槽成本降至 300 美元/kW，运行寿命达到 8×10^4 h；储氢罐用高强度碳纤维成本达到 13 美元/kg	2020
	国家清洁氢能战略和路线图(草案)	全面概述了美国氢气生产、运输、储存和使用的潜力，美国实现清洁氢能的主要挑战，及促进氢能发展的关键战略	2022
	美国国家清洁氢能战略路线图	提出了加速清洁氢能生产、加工、交付、存储和应用的综合发展框架	2023
阿联酋	阿联酋氢能领导力路线图	到 2030 年实现氢产能占全球市场 25% 份额的目标	2021
	阿联酋国家氢能战略	到 2031 年，阿联酋国内外的绿氢产能达到 50 万吨/年，蓝氢产能达到 40 万吨/年，此外每年还要生产 7500 吨粉氢，总体低碳氢年产能超 140 万吨，到 2031 年，阿联酋的氢能需求量将达 270 万吨/年，其中包括出口的 60 万吨/年	2023
沙特	国家氢能战略	旨在到 2030 年生产 120 万吨绿色氢能，并占据全球氢能市场 10% 的份额	2020
	2030 愿景	到 2030 年实现 400 万吨氢气年产量和出口量的目标，成为全球氢能经济的领导者	2016

资料来源：根据公开资料整理

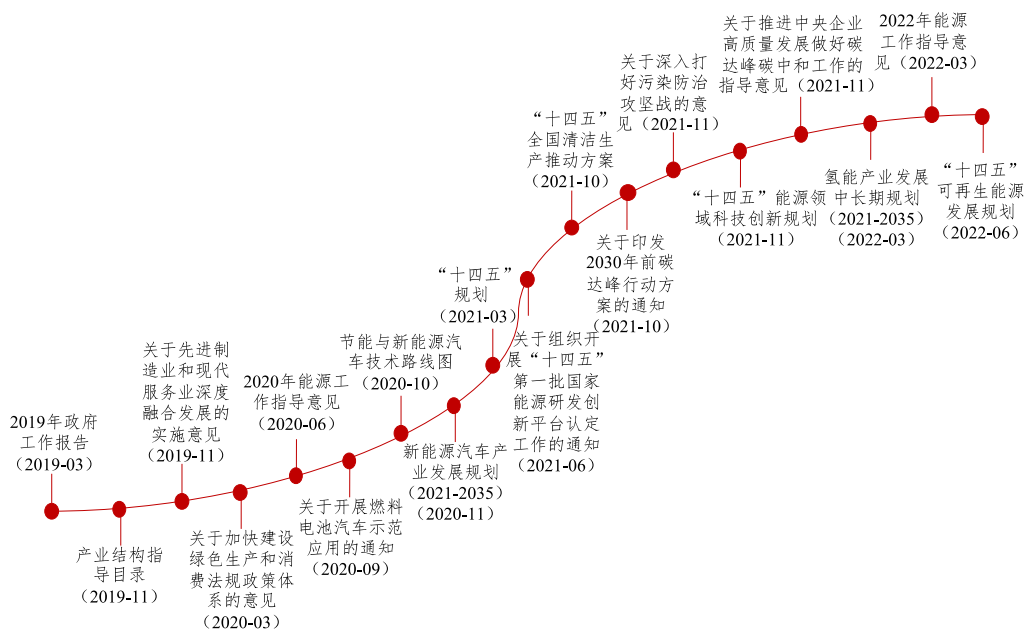
近年来，大规模、低成本的光伏、风电等可再生能源供应为氢能降成本奠定了基础，也为全球氢能产业发展带来新契机。随着光伏、风电等可再生能源快速发展，大规模边际成本接近零的清洁电力供应助力电解水制氢摆脱电源侧燃料价格的约束，使得大幅压低制氢成本成为可能，为氢气从化学原料转变为能量介质创造了条件。同时，在碳税成本逐步上升的背景下，当碳排放成本被合理定价，氢能相对于化石能源的优势有望进一步提升，从而加速其在全球能源体系中的渗透。

在此背景下，当前全球正掀起第四轮氢能发展热潮，主要国家纷纷制定氢能发展战略目标，进一步加大氢能领域的政策扶持力度。截至 2024 年底，全球已有超过 60 个国家和地区公布氢能发展战略，并且因地制宜结合资源禀赋特征确定制氢技术路线（表 1）。日本将氢能定位为国家未来的第一能源。在发展策略上，日本选择灰氢、蓝氢与绿氢并举，进口与国产并重的方式。在政策支持上，日本对氢能全产业链进行巨额财政补贴，包括研发、加氢站建设与运营、燃料电池汽车购买、家庭用燃料电池系统、低碳氢本地生产和进口等。欧盟明确将氢能作为摆脱俄罗斯化石能源依赖的核心手段，并通过加大氢能产业发展相关基础设施投入，加大财政补贴、政府公共投资等支持氢能项目等方式支持氢能产业发展。美国氢能发展支持政策导向出现变化。2023 年美国国家清洁氢战略和路线图明确“目标是到 2030 年实现清洁氢的经济规模部署”。2025 年 1 月，美国对氢气生产商实施最高每公斤 3 美元的税收减免。但随后，总统行政令又暂停了向企业提供绿氢补贴。中东多国基于风光资源禀赋和区位优势以及摆脱单一石油经济的诉求，大多选择“绿氢+氢能源”路线战略扶持氢能源。

中国光伏、风电等新能源产业规模大、成本低、竞争力强，为氢能产业发展奠定了良好基础，近年来氢能发展战略的重要性明显提高、发展规划日渐清晰。中国氢能源战略最早可追溯到 2019 年《政府工作报告》，随后国务院、国家发改委、国家能源局等开始发布氢能行业政策与规划，政策部署呈现出“范围广、力度大、决心强”的特点，氢能相关政策不仅涵盖了源头制氢、储氢、运氢，还包含了氢燃料电池、氢燃料电池汽车等用氢领域（图 1）。2022 年 3 月，国家发改委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，首次将氢能定位为未来国家能源体

系的重要组成部分和用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，明确氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。2024 年，氢能作为新兴产业列入政府工作报告任务¹。同年，“积极有序推进氢能开发利用，促进氢能产业高质量发展”被写入《中华人民共和国能源法》，从国家法律层面为氢能产业发展提供了明确的指引和保障。2025 年 9 月 11 日，国务院批复同意《成都市要素市场化配置综合改革试点实施方案》，自即日起 2 年内在成都市等 10 个地区开展要素市场化配置综合改革试点。该方案明确指出要“积极发展绿色氢能”“出台社会资本投资标准化充换电、储加氢设施建设激励政策”，明确鼓励吸引社会资本投资氢能基础设施，这将为全国氢能产业的规模化、规范化发展更多资金支持。在中央政策指导下，地方政府也因地制宜积极推进氢能产业发展，22 个省级行政区将推动氢能发展写入 2024 年政府工作报告。截至 2024 年底，全国累计发布氢能专项政策超 560 项。根据各地方的氢能发展计划，可粗略推算出到 2025 年末，中国氢能产值将达到 1 万亿元左右，加氢站达到千座以上，氢燃料电池汽车达到十万辆左右（表 2）。

图 1：中国关于氢能发展的主要政策



资料来源：根据公开资料整理，中国银行研究院

¹ 2024 年《政府工作报告》指出：“加快前沿新兴氢能、新材料、创新药等产业发展”。

表 2：中国 20 个省区市到 2025 年氢能产业规划情况

省市	氢车保有量 (辆)	加氢站保有量 (座)	产业规模 (亿元)	政策文件
广东	10000 以上	300	1000	《广东省加快建设燃料电池汽车示范城市群行动计划（2022-2025）》
上海	10000	70	1000	《上海市氢能产业发展中长期规划（2022-2035）》
北京	10370	74	1000	《北京市氢燃料电池汽车车用加氢站发展规划（2021-2025）》
河南	5000	50	1000	《河南省氢能产业发展中长期规划（2022-2035）》
河北	10000	100	500	《河北省氢能产业发展“十四五”规划》
山东	10000	100	1000	《山东省氢能产业发展工程行动方案》
山西	10000	100	/	《山西省氢能产业发展中长期规划（2022-2035）》
陕西	10000	100	1000	《陕西省“十四五”氢能产业发展规划》
安徽	3000	30	500	《安徽省氢能产业发展中长期规划》
湖南	500	10	/	《湖南省氢能产业发展规划》
吉林	500	10	100	《“氢动吉林”行动实施方案》
福建	4000	40	500	《福建省氢能产业发展行动计划（2022-2025）》
宁夏	500	10	/	《宁夏回族自治区氢能产业发展规划》
贵州	1000	15	/	《贵州省“十四五”氢能产业发展规划》
辽宁	2000	30	600	《辽宁省氢能产业发展规划（2021-2025）》
浙江	5000	50	/	《浙江省加快培养氢燃料电池汽车产业发展实施方案》
内蒙古	5000	60	1000	《内蒙古自治区“十四五”氢能发展规划》
四川	6000	60	/	《四川省氢能产业发展规划（2021-2025 年）》
重庆	1500	30	/	《重庆市能源发展“十四五”规划（2021-2025）》
江苏	4000	100	/	《江苏省“十四五”新能源汽车产业发展规划》
合计	108370	1339	9200	/

资料来源：根据公开资料整理

二、从国际对比看中国氢能产业链发展情况

氢能源产业链涵盖制氢（工业副产氢、化石燃料/生物质/电解水制氢等）、储运/加注、氢燃料电池系统与下游运用（交通/钢铁化工/电力储能供热等）等，具有产业链长、复杂度高等特点。从产业链的各个环节来看，当前中国氢能产业链已具备一定发展优势，未来有望形成全球竞争力。

（一）上游：制氢

第一，氢气产能产量稳中有升，制氢市场规模全球领先。全球氢能生产规模稳步增长，以化石能源制氢为主。截至 2024 年底，全球氢能生产消费规模约 1.05 亿吨，同比增长约 2.9%。氢能生产仍以化石能源制氢为主，占比高达 80%以上，其中加碳捕集装置的化石能源制氢年产量在百万吨左右。中国制氢规模全球领先。截至 2024 年底，中国氢气产能超 5000 万吨/年，同比增长约 1.6%。其中，2024 年全年氢气产量超过 3650 万吨，同比增长约 3.5%。与全球结构类似，当前中国化石能源制氢仍占氢气供应主导地位，煤制氢占 56%（图 2），因此氢气生产区域主要分布在山东、内蒙古、陕西、宁夏等传统能源丰富地区，2024 年产量分别占全国的 12%、10%、8%、8%（图 3）。

图 2：2024 年中国氢气生产能源结构

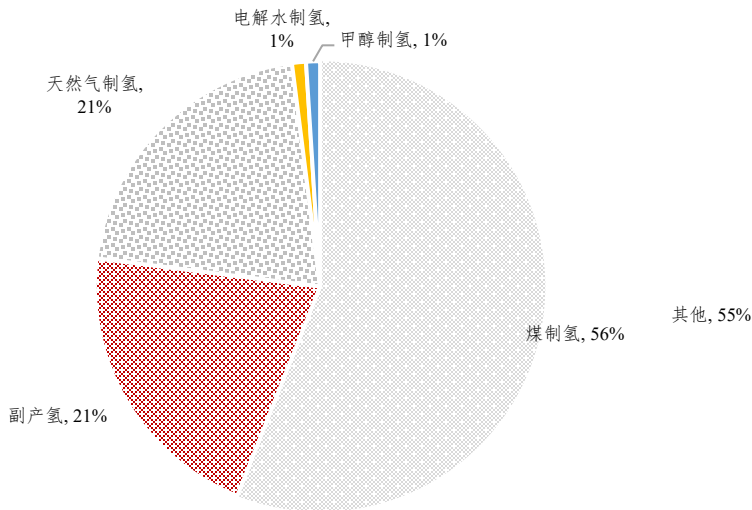
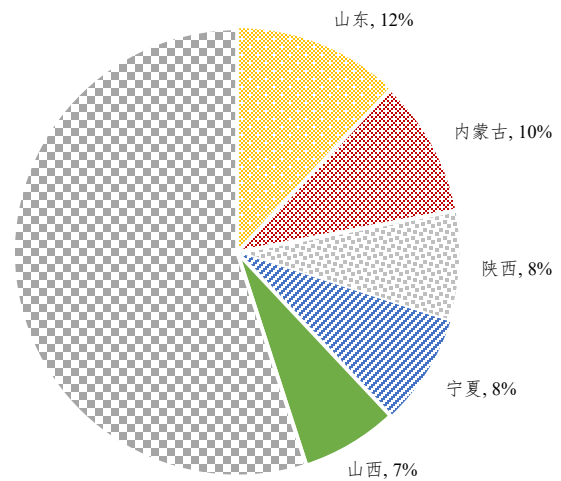


图 3：2024 年中国氢气生产区域分布



资料来源：《中国氢能发展报告 2025》

第二，全球绿氢产能增长提速，中国大规模低价清洁能源供给奠定绿氢产业发展优势。电力成本是电解水制氢成本的最主要影响因素，根据测算，电解水制氢成本中，电费、设备折旧、人工成本、设备维修、水费分别占 75.4%、4.71%、3.42%、2.29%、0.41%²。近年来，全球可再生能源、清洁电力发展提速，带动绿氢产能快速增长。截

² 资料来源：华源证券研究所测算。假设电解槽成本 1200 元/kW，电价为 0.3 元/kWh，年利用小时数 5000h、单位电

至 2024 年末，全球已累计建成可再生能源制氢产能超 25 万吨/年，其中 2024 年新增产能超过 7 万吨/年，同比增长约 42%。新建成项目单体规模加快提升，千吨级以上项目占比超过 80%。中国大规模低价可再生能源优势凸显，绿氢产能全球领先。“十四五”期末，中国已构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，可再生能源发电装机占比高达 60%左右。这为中国绿氢产业发展提供了大规模、低价电力保障，助力中国成为全球可再生能源制氢及相关产业发展的引领地区。2024 年，中国新建成可再生能源电解水制氢项目产能占全球的 63%（排名第二的欧洲占比为 24%），累计建成相关项目产能占比约为 51%（欧洲为 30%）。当前中国可再生能源制氢项目主要分布在华北和西北等可再生能源丰富、电力成本较低的区域。截至 2024 年底，中国已建成可再生能源电解水制氢项目超过 90 个（图 4），已建成产能约 12.5 万吨/年，华北和西北地区分别占 45%和 44%（图 5），其中，内蒙古、新疆、宁夏、辽宁、吉林等地的绿氢产业发展迅速。

图 4：中国可再生能源电解水

制氢项目数（个）

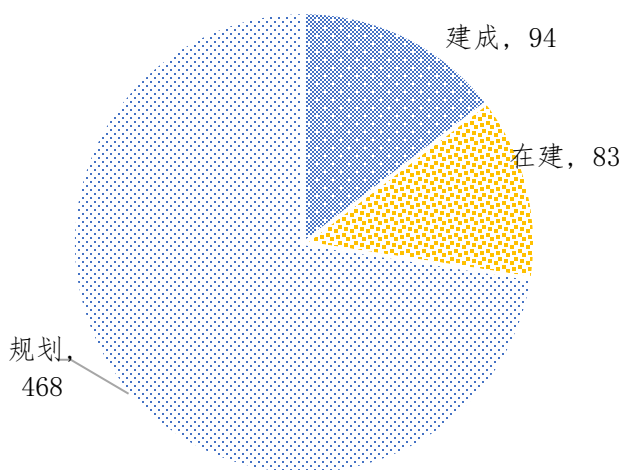
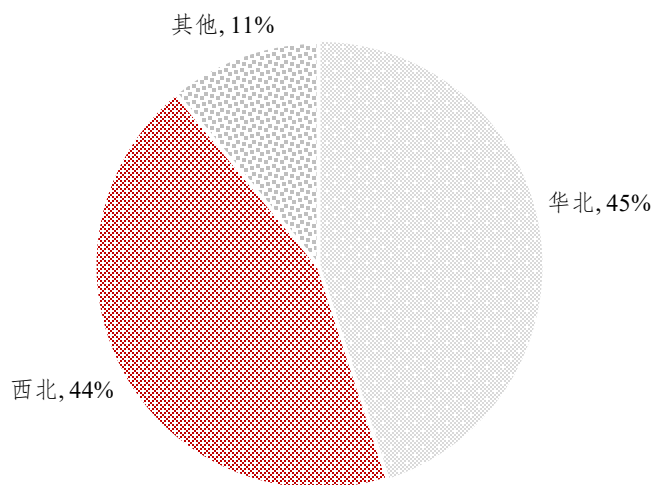


图 5：中国可再生能源电解水

制氢产能分布³



资料来源：《中国氢能发展报告 2025》

耗 4.9kWh/Nm³。

³ 图 4、5 数据截至 2024 年末。

第三，政策牵引效果显现，氢能市场价格逐步下行。从全球来看，多国陆续出台专项支持举措，电解水制氢价格整体稳中有降。近年来，各国为有效降低氢能生产消费成本，尤其是电解水制氢成本，陆续出台差价补贴、税收优惠、专项资金等支持措施⁴，取得较好效果。2024 年，美国重点地区电解水制氢（质子交换膜）全年均价约 5.2 美元/千克，较上年同比下降约 5%；欧洲重点地区电解水制氢全年均价约 6.1 欧元/千克，同比下降约 24%。从中国来看，相关示范政策效果显现，氢能市场价格逐步下行。近年来，中国氢能生产侧价格加速下行，下降效应逐步传导至消费侧，燃料电池汽车示范等政策在氢能生产消费价格方面的引导效应逐步显现。根据中国氢价指数显示，2024 年全国生产侧、消费侧氢能平均价格分别降至 30 元/千克以下和 52 元/千克以下。2024 年末，全国氢能生产侧、消费侧价格分别降至 28 元/千克、48.6 元/千克，分别较上年同期下降约 15.6%、13.7%，均创下氢能生产侧、消费侧均价统计最低点。

（二）中游：储运

氢气储运包括气态、液态、固态储运三大方式，前者两者主要通过加压或液化氢气后利用交通工具进行运输，目前加氢站大多采用这两种方式；而固态氢气输送则借助金属氢化物实现，在未来具有较大发展潜力（表 3）。

当前中国氢能运输主要为长管拖车、液氢槽车和管道运输三种方式，对比全球不具备优势。具体来看，长管拖车是目前国内最常用的氢气运输方式，但存在 200km 左右的经济运输半径。由于气态储氢密度低，单辆长管拖车运输量在 300kg 左右，并且随着运输距离的增长，成本增长迅速，具备经济性的运输半径仅为 200km 左右。液氢槽车是输氢的主流发展方向，但中国受技术等方面限制，尚不具备大规模应用基础。一台容量为 65m³ 的液氢槽车可以净运输 4 吨的氢气，约为长管拖车的 15 倍，具有更高的运输效率。但由于液氢技术门槛较高、国产化程度低，当前液氢输运在我国尚未

⁴ 例如，日本议会通过《氢能社会促进法案》，将在未来 15 年内投入 3 万亿日元用于氢能推广和补贴，并以差价合约方式向低碳氢提供补贴；韩国审议通过《税收特例限制法》修订方案，针对氢能等国家战略技术的综合投资制定了 15%-25% 的税额抵免政策，并扩大对战略技术研发的税收抵免适用范围；欧盟委员会通过创新基金发起了总金额 46 亿欧元的资助项目征集，用以推动可再生氢等净零技术发展，依托该基金欧洲氢能银行启动了第二轮绿色氢能拍卖，预算总额提高至 12 亿欧元，每千克可再生氢补贴提高至 4 欧元。

实现大规模应用。管道输氢成本最低，但目前中国输氢管道规模较小。当前液氢槽车运输成本高达 8-10 元/kg·百公里，而管道运输可将成本降至 0.3 元/kg·百公里。由于初始投资大，并且氢能发展仍处于起步阶段，输氢管道建设较为滞后。当前全球范围的输氢管道总里程已超过 6000 公里，其中美国投入运营的输氢管道已达 2600 公里，而我国已建成输氢管道总里程约 400 公里，在运管道仅有百公里左右。未来，政策将大力推动低温液氢和管道运输方式，有望逐步缓解我国氢能储运劣势。根据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》，未来，液氢技术突破和输氢管道建设将成为政策支持的主要方向，到 2030 年左右，高压、液态氢罐与管道输运将成为主要运输方式，到 2050 年，遍布城市乡村的氢气管网将成为主流运输力量。

表 3：主要氢气储运方式对比

运氢方式		运输量	应用情况	优缺点
气态	集装箱	5-10kg/格	广泛用于商品氢运输	技术成熟，运输量小，适用于短距离运输
	长管拖车	250-460kg/车	广泛用于商品氢运输	技术成熟，运输量小，适用于短距离运输
	管道	310-8900kg/h	国外小规模发展，国内尚未普及	一次性投资高，运输效率高，适合长距离运输
液态	槽车	360-4300kg/车	国外应用广泛，国内目前仅用于航天军事领域	液化能耗和成本高，设备要求高，适合中长距离运输
	有机载体	2600kg/车	试验阶段，少量应用	加氢和脱氢处理使得氢气高纯度难以保证
固态	储氢金属	24000kg/车	试验阶段，用于燃料电池	运输方便，储氢密度高，储存时间长，安全性好，放氢纯度高，吸放氢速度慢，成本高

资料来源：根据公开资料整理

（三）下游：用氢

1. 中国氢能消费市场规模全球第一，氢能消费仍主要作为原料用于工业过程

中国氢能消费占全球市场需求比例总体呈上升趋势，2023 年高达 62%。据中国氢能联盟预测，2050 年中国氢气需求量将接近 6000 万吨，产业链年产值达到 12 万亿元，在中国终端能源体系中占比超过 10%，成为引领经济发展的新增长极。

从氢能消费结构上来看，尽管氢具有化工原料与能源双重属性，但目前全球和中国氢能消费均主要集中在化工领域，例如合成氨、合成甲醇、炼化和冶金、供热等。

2024 年，全球合成氨、合成甲醇、炼化和冶金、供热等其他领域年氢气消费量分别约 3200 万吨、1750 万吨、4300 万吨和 1300 万吨。2024 年，中国合成甲醇、合成氨、炼化、煤化工的氢气消费量分别占全国氢气消费量的 27%、26%、16%、11% 左右，其他氢气消费主要分布在交通、供热、冶金等多个不同领域。根据中国氢能联盟和毕马威分析，预计到 2060 年，工业和交通领域将会是氢能的主要应用领域，分别占比 60%、31%，建筑和电力等领域仍将处于探索阶段。

2. 下游氢能应用领域发展仍处于初期阶段，中国在一些领域具有竞争优势

氢能的应用范围极其广泛，涵盖了工业、交通运输、建筑以及电力等多个领域。其中，氢燃料电池汽车是氢能下游应用的重要领域，是全球主要国家重点支持、培育的氢能相关产业之一。氢燃料电池汽车与传统电池汽车相比具有上游资源丰富、零碳排放、能量密度高、加注时间短、环境适应性强、能够长期存储和长距离运输等优势（表 4），但同时也有购置成本和燃料成本高等劣势。

表 4：三大动力类型汽车对比

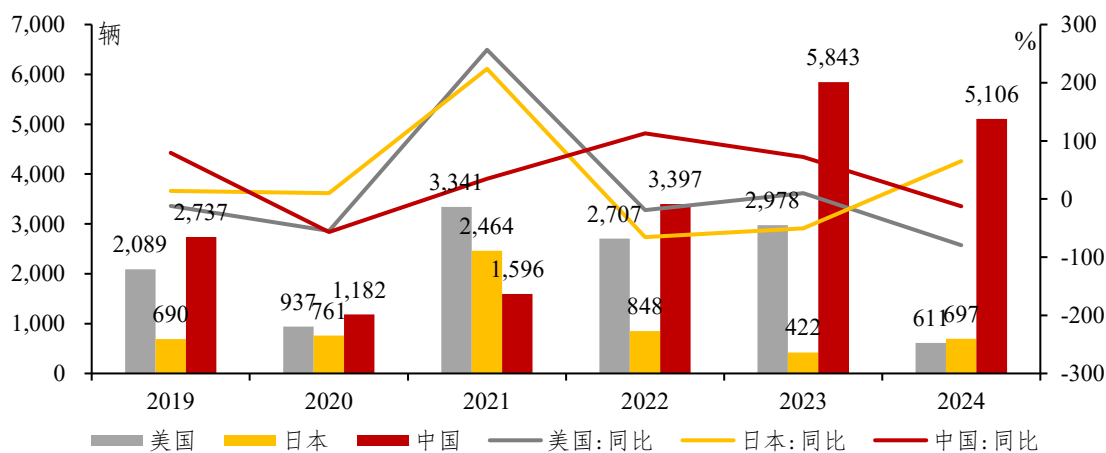
	氢燃料电池汽车	纯电动汽车	内燃机汽车
机械系统	氢燃料电池	电池	内燃机
加注材料	氢气	电	汽油/柴油
环保	零碳排放	污染部分转移至上游	排放温室气体
续航里程（KM）	500-800	300-600	500-700
加注/充电设施及时间	加氢站，3-15 分钟	充电站，30 分钟以上	加油站，5-10 分钟
能源转换效率	60%-80%	60%-80%	30%-40%
应用领域	中长途、重载运输	中短途运输	普遍适用
工作噪声	低	低	高

资料来源：Frost & Sullivan

第一，全球氢燃料电池汽车发展仍处于初期阶段，行业发展陷入恶性循环。中、美、日等国家的氢燃料电池汽车发展全球领先，但近年来行业发展偏慢。从销量、市场渗透率等指标来看，当前全球氢燃料电池汽车产业发展阶段可类比 2010 年左右的电动汽车产业。从 2024 年销量来看，中国仅 5000 余辆，美国、日本只有 600 余辆，大约为 2010 年左右电动汽车的销量水平（图 6）。从氢燃料电池汽车的市场渗透率来看，

2024 年中国、日本、美国分别为 0.018%、0.016%、0.004%，也基本和 2010 年的电动汽车渗透率处于相近水平。氢能燃料汽车产业发展较慢的主要原因有以下几方面。一是购置成本高。当前，全球市场上可供选择的氢燃料电池汽车极少。全球首批量产、且累计销量最高的丰田MIRAI，在中国内地的指导价高达 74.8 万元，远高于绝大多数国内销售的中高端混动、纯电轿车。二是使用成本高。根据官方标定的能耗/油耗数据，凯美瑞（汽油）、丰田MIRAI（氢燃料电池）、Model3（电车）三款不同动力类型汽车的行驶单位能源成本分别为 0.45、0.24、0.06 元/公里，氢燃料电池汽车的成本是电车的 4 倍。三是基础设施薄弱，加氢站数量太少。截至 2024 年上半年，全球累计建成加氢站达到 1262 座，主要分布在中国、日本、韩国、欧洲等地区，其中，中国加氢站数量最多，但也仅有 456 座，加注极不便利。这些因素使得氢燃料电池汽车产业发展陷入双重恶性循环：氢燃料电池汽车购置成本高昂—销量极少—规模不经济导致购置成本难以下降；加氢站投入高但利用率低—加氢站亏损—加氢站投资缺乏动力—加氢站少—加注不便制约氢燃料电池汽车需求从而制约加注需求—加氢站利用率低。

图 6：美国、中国、日本氢燃料电池汽车销量



资料来源：Wind，中国银行研究院

第二，中国氢燃料电池汽车市场规模全球第一，未来在政策推动下销量有望加速增长。2024 年中国氢燃料电池系统与整车供需两端规模均为全球第一。尽管如此，当前中国氢燃料电池汽车产业的发展依然明显滞后于规划目标。一是中国氢能产业发展

中长期规划（2021-2035 年）明确规划到 2025 年，氢燃料电池汽车保有量达到 5 万台；而截至 2018-2024 年总销量累计仅为 2.14 万辆，不足规划目标的 43%。二是根据中国 20 个省市氢能产业发展规划，到 2025 年氢燃料电池汽车保有量高达 10.8 万辆、加氢站 1339 座（表 2）；截至 2024 年累计总销量不到规划总目标的 20%、加氢站数量不及规划目标的 35%。预计未来，在发展目标倒逼之下，中央、地方政府可能加大对氢能行业的政策扶持力度，未来中国氢燃料电池汽车销量可能加速增长，进一步夯实全球最大氢燃料电池汽车市场的地位。

第三，中国氢燃料电池产业链基本完成国产化布局，在技术方面具有全球领先优势。一是氢燃料电池系统基本完成国产化替代。从市场份额来看，当前，中国企业已经占据国内市场绝大部分份额，2023 年重塑能源、亿华通、国鸿氢能、捷氢科技等龙头企业的市场份额合计高达 67%。从产品性能来看，中国企业产品的使用寿命、峰值功率等部分核心参数也达到全球领先产品的同等水平。二是核心零部件国产化率高。当前，电堆、膜电极、空气压缩机、双极板、氢气循环泵等核心零部件的国产化率已经超过 80%。同时，中国在部分关键技术已经达到国际领先水平，并持续通过合资合作、技术引进、自主研发等方式，快速推动国产化进程与技术进步。三是催化剂、气体扩散层的炭纸等环节目前仍主要依赖进口，但也实现了国产化突破。

三、中国氢能产业链发展的竞争优势及存在的问题

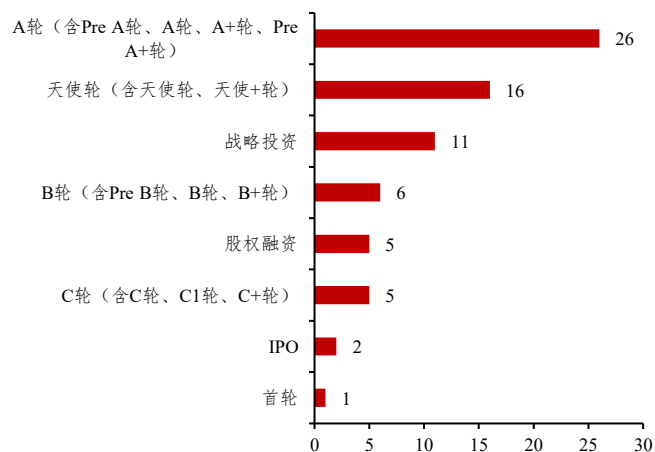
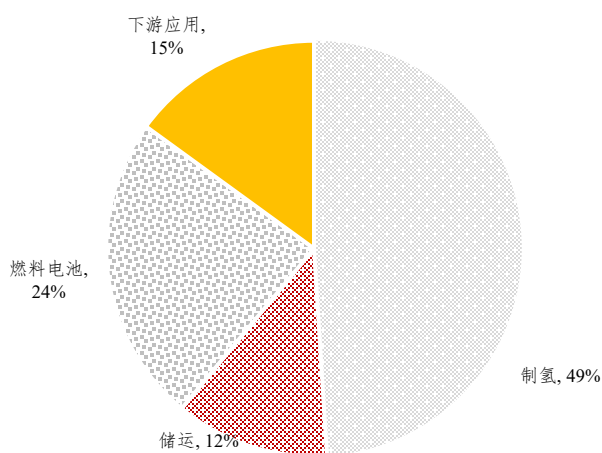
（一）中国氢能产业链的竞争优势

第一，氢能产业链及相关配套基础设施具备全球竞争优势。一是绿电生产、电解水制氢等全产业链具备全球竞争力。一方面，当前，中国光伏与风电产业已形成显著的全球领先优势，截至 2024 年光伏累计装机容量占全球 45.6%，年发电量超 9360 亿千瓦时，相当于美国同期规模的 3.3 倍，这为绿电生产奠定了坚实基础。另一方面，当前中国在电解槽部署方面也处于全球领先地位，大约占据了全球已安装或已承诺安装电解槽容量的 65%。中国电解水制氢设备制造能力全球领先，电解槽制造产能接近全球的 60%，已实现碱性电解槽全产业链国产化，单槽产能突破 3000Nm³/h，部分性能

指标优于国外产品。二是加氢站等配套基础设施数量领先。截至 2024 年 12 月 25 日，中国建成加氢站 540 座，覆盖 31 个省区市，占全球总数的 36% 以上，位居全球第一。其中，具备运营能力加氢站 392 座，占国内总加氢站数量的 72.6%。未来，在政策规划引导和支持下，中国加氢站数量还将快速增长。根据工业和信息化部指导、中国汽车工程学会修订编制的《节能与新能源汽车技术路线图 2.0》，到 2025 年，中国加氢站的建设目标至少为 1000 座，到 2035 年至少为 5000 座。

第二，产业链各环节技术积累优势明显。从技术专利总量来看，截至 2024 年底，中国涉氢专利申请数量累计超过 80000 件，约占全球总量的 27%，位列涉氢专利申请地区第一位。从具体技术环节来看，中国在氢能制取、氢能储运、氢能应用以及共性支撑等主要技术环节的专利申请量分别占全球相应技术环节专利申请总量的 37%、40%、23% 和 41%，均处于相对领先地位。

图 7：2024 年氢能产业链融资事件数量占比 图 8：2024 年氢能产业链融资轮次分布



资料来源：TrendBank，中国银行研究院

第三，资金支持加速成果转化与产业孵化。截至 2024 年底，中国氢能企业累计发起投融资事件超 550 起，投资方向由燃料电池为主逐步趋于多元拓展，从上游原材料研发、中游核心部件制造，到下游应用场景创新。资本逐步覆盖全产业链关键节点，驱动产业创新发展与结构重塑，已有 1 家企业实现科创板上市，5 家企业实现港交所上市。2024 年全年，国内至少有 57 家氢能企业完成 62 笔融资，累计融资金额约 65 亿元。从融资领域来看，制氢、储运、燃料电池、下游应用环节融资事件占比分别为

49%、12%、24%、15%（图 7）。从融资轮次来看，A 轮、天使轮、战略融资、B 轮占比分别约为 37%、22%、15%、8%（图 8）。

第四，技术和成本优势将加速中国氢能产业链商业化进程并进一步提高全球竞争力。氢能产业链成本下降与性能达标是实现商业化的基础，未来，中国氢能产业链持续降低成本有助于推动氢能相关行业的发展进程。**一是**电解水制氢成本不断下降。电解水制氢成本主要由电力成本和设备成本构成，其中电费占总成本 70%以上。近年来，这两方面的成本均有所下降，并且未来仍将继续下降。一方面，上游制氢设备价格明显下降，2023 年全球 ALK/PEM 电解槽平均出货价格较 2018 年下降了约 9%。另一方面，2025 年中国实施绿电价格市场化新政，绿电价格有望下行，绿电氢能一体化发展呈现加速趋势，这将有助于推动绿电制氢成本下降。**二是**近年来中国燃料电池产业链各环节持续的技术进步、国产化替代推动了成本的快速下降，2023 年中国氢燃料电池系统生产成本相比 2018 年大幅下降了 75%-80%。

（二）中国氢能产业链发展存在的问题与困难

当前，中国氢能相关技术研发和产业应用尚处于初始阶段，在氢能全产业链发展过程中仍存在诸多问题亟待解决。

第一，氢能发展的相关标准和法规不够完善。一方面，现有的氢能发展标准存在空白、滞后、交叉等问题，关键技术指标缺失，难以满足产业发展需求。如在氢燃料电池汽车领域，氢燃料电池余氢排放、碰撞安全等方面标准缺位，影响产业规范化发展。**另一方面，**氢能相关监管法规滞后。现有法规对氢能定义较为模糊，未明确其能源或危化品属性，严格的审批流程和安全标准增加了氢能相关项目的前期投入和运营成本。例如，部分地方将氢气按危化品管理，严格限制加氢站建设，导致加氢站建设审批相对困难，限制了燃料电池汽车的推广和规模化发展，阻碍氢能应用发展。**此外，**氢能相关标准在与配套政策协同、与产业发展同步、落地应用推广和国际化等方面还需进一步提升。

第二，氢能生产区域和需求区域存在空间错位，导致氢能产业链成本攀升。在氢能管道相对缺乏的背景下，氢能从西北、东北等可再生能源充足的地区生产配送到东南沿海地区实现最终使用，需要消耗大量的资源。特别是在当前技术水平下，氢能储存、运输等环节的成本相对较高，氢的长距离储运过程中存在效率低、能耗大的问题。2024 年中国氢能生产侧、消费侧价格分别为 28 元/千克和 48.6 元/千克，由此可知当前氢能存储、输运、加注等中间成本占用氢总成本的比重高达 42.4%。同时，氢能产业链上下游各个环节之间缺乏有效的合作机制和信息共享平台，产业链中存在信息不对称、资源浪费等问题，导致整个产业链的成本攀升。

第三，氢能应用场景受限。一方面，除燃料电池汽车等少数领域外，氢能其他应用场景拓展较为困难。在分布式发电、储能等领域的应用面临技术、成本和市场接受度等问题。例如氢能在分布式发电领域，因成本高、技术成熟度低等原因，难以与传统能源发电相竞争。另一方面，技术成熟度存在短板。氢能部分技术和场景离商业化推广应用还有差距，对产业突破经济性瓶颈仍有掣肘。此外，当前公众对氢能的认知和接受度有限，尤其对氢能的安全性存在疑虑，也在一定程度上限制了氢能应用的落地和推广。

四、政策建议

当前，全球主要国家在氢能产业领域的竞争不断加剧，中国氢能产业链已具备一些优势，但也面临短板和挑战。未来，建议政策从以下几个方面发力，加快推动我国氢能产业链发展，不断提高全球竞争力。

第一，完善氢能发展政策体系和监管机制。一是明确法规定位。推动相关法规修订，明确氢能的能源属性，使其在能源管理框架下得到合理监管。同时，根据不同应用场景和风险等级，对氢气的管理进行分类分级，避免“一刀切”的严格限制，简化加氢站等氢能项目审批流程，降低运营成本。二是完善标准体系。组建专业标准化技术委员会，针对氢能产业各环节的关键技术指标进行系统研究和制定，填补标准空白，解决标准滞后和交叉问题。三是强化协同推进。推动标准与产业发展同步，及时

根据技术进步和市场需求调整标准。加快标准落地应用推广，鼓励企业积极参与标准制定和应用，并通过试点示范项目积累经验。积极参与国际标准制定，推动国内标准与国际接轨，提升我国氢能产业的国际竞争力。

第二，加快输氢管道建设部署，实现低成本氢能规模化、产业化应用。加大绿氢管网的建设力度，在电力外送通道缺乏和当地电力消纳能力不足的情况下，提升电力系统对可再生能源的消纳、配置和调控能力，加速释放我国“三北地区”风光资源。完善我国绿氢管网规划，出台支持政策，发挥大型国企央企的优势，推进长距离管道建设，打通大规模长距离输送障碍，实现低成本氢能规模化、产业化应用。

第三，加快氢能相关技术创新，赋能氢能全产业链发展。加强国家规划指导，采取龙头企业主导的方式，联合氢能产业链上下游企业、科研院所，建设涵盖全产业链的协同创新平台，聚焦氢能关键核心技术，加快设备、材料、零部件等共性技术开发和中试。加大氢能供需链的示范应用与推广，鼓励“风光氢储电”“油气氢一张网”“油氢气电综合能源站”等创新发展模式。对承担示范应用与推广的企业，给予税收减免、优惠政策。引导金融机构加大对氢能项目的金融支持力度，为氢能供需链建设提供多元化的融资渠道。

第四，加快数字技术应用和信息平台建设，提高氢能产业链发展一致性和协调性。面对氢能产业链条长、协调难度大的现状，未来可利用数字化技术和信息平台建设实现产业链上下游的实时沟通、协同发展以及降本增效。在制氢环节，利用数字技术可实现监控设备、优化参数、提升效率、提高设备寿命、能耗管理和故障预测等目标。在储氢环节，利用物联网和智能管理系统保障存储安全高效。在运输环节，利用智能调度与区块链技术降低成本。在终端应用环节，利用智能加氢站和能源管理系统提升用户体验和设备性能。最终，利用工业互联网平台促进氢能产业链上下游各项数据共享和协同。

第五，大力发展绿氢产业，推动绿色转型发展。坚持低碳制氢、可再生能源制氢的发展方向，在定价机制、减排机制、资源配置、电网政策等方面支持绿氢全产业链

发展。增加绿氢供给端的补贴支持，参考光伏、风电行业补贴政策，对采用先进技术的低能耗绿氢项目，按实际绿氢销售量对绿氢价格给予补贴等。

第六，积极培育扩展氢能应用场景，充分释放氢能需求。在抓住交通等大众化场景的同时，加快拓展冶金、石化等工业化氢能使用场景，丰富氢能多元化消费途径，加快探索氢能商业化应用的实现路径。同时，积极在战略性新兴产业中发展新的氢能应用场景，例如，将氢能产业和低空经济等新兴领域融合发展，充分发挥航空等高精度产业成本容忍度高等优势，丰富解决成本制约问题的手段。

