

CHINA HYDROGEN INDUSTRY REPORT 2024—PROMOTING THE INTEGRATED DEVELOPMENT OF
GREEN HYDROGEN PRODUCTION, STORAGE, TRANSPORTATION AND UTILIZATION

中国氢能产业发展报告2024

推动绿氢制储输用一体化发展



百人会低碳院
China EV100 Low Carbon Institute



车百智库
EV100plus

更多免费行业报告

并购家

www.ipoiipo.cn

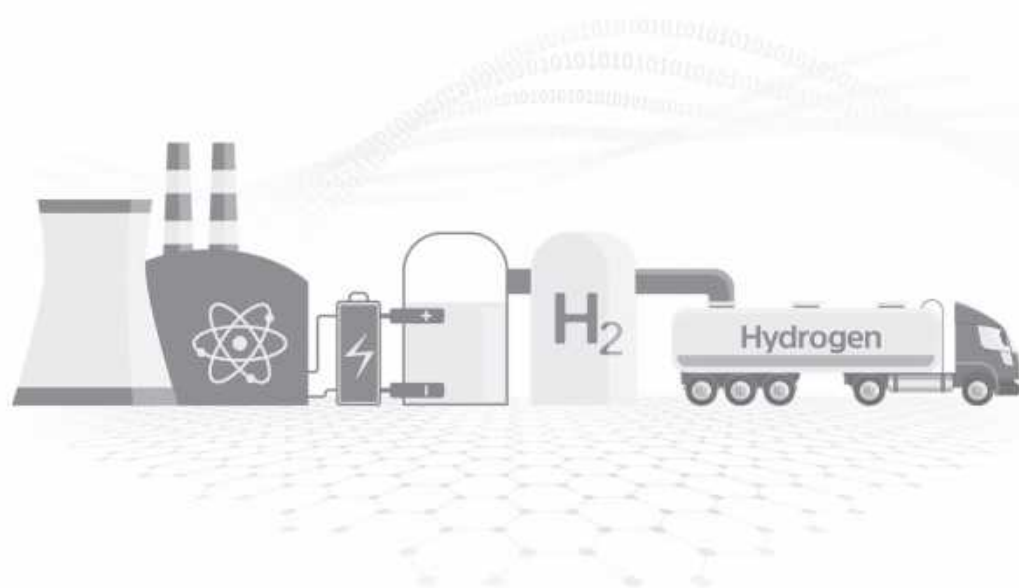
并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

CHINA HYDROGEN INDUSTRY REPORT 2024—PROMOTING THE INTEGRATED DEVELOPMENT OF
GREEN HYDROGEN PRODUCTION, STORAGE, TRANSPORTATION AND UTILIZATION

中国氢能产业发展报告2024

推动绿氢制储输用一体化发展



更多免费行业报告

并购家

www.ipoiipo.cn

中国电动汽车百人会低碳融合发展研究院，是百人会围绕新能源与新型交通融合发展需求打造的全场景低碳转型解决方案服务平台。低碳院旨在满足企业和政府对产业绿色化、低碳化、智能化发展的需要，促进企业及区域自绿色转型和可持续发展。主要工作涉及对氢能、储能、智能微电网、充换电等领域的技术、标准、模式、发展路径研究；交通、园区等场景的低碳转型规划和解决方案；可持续发展管理、供应链减碳和气候投融资咨询；产业链跨国交流合作等工作。

车百智库是中国电动汽车百人会联合权威机构、产业链头部企业共同发起成立的专业研究机构。自成立以来，车百智库坚持“面向政府和行业，服务战略与决策”的宗旨，围绕汽车电动化、智能化、网联化、绿色化以及能源变革、交通变革、城市变革等多个方向开展研究，支撑政府、企业政策制定和战略决策，致力于打造服务政府、服务行业、服务企业、服务社会的权威智库，努力推动汽车产业高质量可持续发展。

课题组

课题指导人

张永伟

课题负责人

张 真、苗乃乾

课题编写组

云祉婷、张 凡、杨斌宇、黎 妍、杨晓霞、刘天宇

课题顾问

刘小诗

目 录

一、中国氢能产业链发展概览	1
(一) 国内已基本形成完整的氢能产业链	3
(二) 氢能产业高质量发展趋势向好	5
(三) 产业升级仍面临多重挑战	6
二、氢能产业政策体系更加完善	9
(一) 中长期规划实现氢能产业战略引领	11
(二) 五大示范城市群引领氢燃料电池汽车政策布局	12
(三) 长时储能专项政策为氢储能发展创造空间	16
(四) 氢能助力工业减碳获更多政策支持	19
三、上游制氢：电解水制氢规模快速攀升	23
(一) 主要电解水制氢技术路线快速迭代	25
(二) 电解水制氢发展现状	28
(三) 电解水制氢降本路线亟需明确	31
专题：风光制氢规模化推广的问题及建议	35
(一) 风光制氢项目规模化发展情况	35
(二) 风光制氢项目规模化推广面临的问题	40
(三) 风光制氢项目规模化推广路径和政策建议	42
四、中游储运：氢能基础设施建设仍需加码	45
(一) 多项氢储运技术取得关键突破	47
(二) 加氢站及输氢管道等基础设施建设仍需加快	54

五、下游应用：多应用场景加速实现用氢经济性	59
（一）交通形成先导示范场景	61
（二）绿氢耦合化工经济性渐显	66
（三）氢冶金大型示范项目启动	76
（四）分布式发电开启示范应用	78
专题：绿氢及其衍生品经济性分析和全球贸易趋势	82
（一）绿氢及其衍生品正进入发展快通道	82
（二）降本及消纳场景是绿氢及其衍生品规模化发展的关键	84
（三）绿氢及其衍生品增量主要来自化工、炼钢、航运航空等应用场景	86
（四）绿氢及其衍生品发展趋势	88
六、氢能产业高质量发展前景展望	91
（一）氢能示范应用政策支持需进一步深化	93
（二）绿氢成本有望持续降低	93
（三）燃料电池汽车有望持续增长	94
（四）氢能应用场景呈现“多面开花”	94
专题：大湾区氢能产业规模化发展调查	96
（一）地方政策驱动氢能产业技术创新	96
（二）龙头企业带动关键零部件国产化进程提速	100
（三）氢能热电联供形成有效示范	107
（四）大湾区氢能产业规模化发展面临的挑战	111
（五）大湾区氢能产业规模化发展的建议	113
参考文献	115

图目录

图 1 氢能产业链结构	4
图 2 电解水制氢三大技术路线原理	25
图 3 碱性电解槽成本组成	32
图 4 2023 年各省绿氢制取成本估算（单位：元 /kg H ₂ ）	34
图 5 全国可再生能源制氢建成项目产能排名	35
图 6 全国可再生能源制氢应用方向分布图	38
图 7 35MPa 储氢 III 型瓶成本构成	49
图 8 镁吸放氢过程相变及活化能变化	53
图 9 中国加氢站累计建成数量（单位：座）	56
图 10 加氢站运营成本折算到氢气销售量的价格（单位：元 /kg）	57
图 11 化工行业氢能利用的两大模式	67
图 12 氢能耦合煤制烯烃工艺流程框图	69
图 13 合成氨生产产业链示意	73
图 14 中国绿氨产业市场规模	74
图 15 甲醇生产产业链示意	75
图 16 液态阳光转化原理图	75
图 17 电解水制氢联动能源基地与用能负荷协同发展	79
图 18 我国电解槽出货量、招标需求情况	83
图 19 当前我国电解槽类型占比	83
图 20 不同电价下合成氨总成本（元 / 吨）	85
图 21 不同电价下合成氨生产成本（元 / 吨）	85
图 22 仙湖实验室俯瞰图	97
图 23 仙湖实验室七大支撑平台与八大研发中心	98
图 24 仙湖实验室五项核心技术成果	99

图 25 鸿基创能膜电极生产核心工艺	101
图 26 济平新能源燃料电池催化剂	102
图 27 济平新能源 PEM 电解水制氢催化剂	103
图 28 中科富海超低温科技园	104
图 29 中科富海主要产品及性能指标	105
图 30 中科富海低温装备五大核心技术	106
图 31 中科富海国内首台 5 吨 / 天氢液化装置	107
图 32 丹青苑氢能进万家智慧能源示范社区居民楼	108
图 33 丹青苑氢能进万家智慧能源示范社区商业楼	108
图 34 日本爱信 SOFC 家用热电联供系统设备图示及性能指标	109
图 35 日本松下 PEM 家用热电联供设备图示及性能指标	109
图 36 韩国斗山商用燃料电池冷热电三联供系统图示及性能指标	110
图 37 中科润谷氢进万家智慧能源管控平台	111

表目录

表 1 “十四五”时期氢能产业创新应用示范工程	11
表 2 五大示范城市群产业目标	13
表 3 全国燃料电池汽车累计接入情况（单位：辆）	14
表 4 2023 年燃料电池汽车政策支持体系	14
表 5 2023 年氢能与长时储能相关支持政策	18
表 6 2023 年氢能与工业相关支持政策	21
表 7 电解水制氢的三大基数路线特征对比	25
表 8 国内电解槽装机需求估算	29
表 9 2023 年第一季度国内电解槽招标情况	30
表 10 部分省市风光制氢项目布局情况	36
表 11 部分地区绿氢合成甲醇项目	38
表 12 部分地区绿氢合成绿氨项目	39
表 13 部分地区新能源配储政策	41
表 14 不同储氢方式的对比	47
表 15 常见有机液态储氢介质列表	52
表 16 2023 年国内部分加氢站氢气销售价格区间	57
表 17 氢能耦合煤制烯烃系统性能表	69

中国氢能产业链 发展概览

氢能作为新型能源体系的重要一环，对减少温室气体排放，尽早实现碳达峰、碳中和目标具有重要意义。当前，以新能源为轴心的国际能源竞争不断深化，抢抓国际市场机遇，推进燃料电池、电解槽等各项关键技术全面成熟，加快推动氢能在交通、工业、储能等领域的重点应用，是推动氢能产业高质量发展的关键所在。本报告通过深入研究与详细调研，对 2023 年氢能产业的政策演进、技术突破、市场应用进行全面总结，以期对市场提供全面参考。

2023 年，我国已初步掌握了氢能制备、储运、加氢、燃料电池和系统集成等主要技术和生产工艺，积累了丰富的经验和产业基础，九成以上的关键零部件实现了国产化替代，氢能产业保持高速发展，绿氢全产业链加快突破。同时也应看到，我国氢能产业仍处于发展初期，与国际领先水平相比，在部分领域仍存在产业创新能力不强、技术装备水平不高等问题，产业发展路径尚需进一步探索。

（一）国内已基本形成完整的氢能产业链

目前我国已基本构建了较为完整的制氢、储运、加注和应用的氢能产业链，详见图 1 所示。在制氢环节，目前我国已成为世界上最大的制氢国。2022 年，氢气年产量超 3500 万吨，已规划建设超 300 个可再生能源制氢项目，72 个在建、建成的项目总产能超 20 万吨/年，在氢能供给上具有巨大潜力。此外，电解水制氢成本稳中有降，在内蒙古鄂尔多斯等地，随着光伏、风电度电成本的下降，电解水制氢的经济性大幅提升。

在储运环节，目前我国氢气的储运主要以 20MPa 高压长管拖车高压气态运输方式为主，同时开展纯氢管道输氢和天然气管道掺氢的运输方式。氢液化规模突破 10 吨/天，民用液氢实现大幅跨越。在加注环节，全国已建成加氢站数量超过 350 座，约占全球总数的 40%，位居世界第一，35MPa 智能快速加氢机和 70MPa 一体式移动加氢站技术获得突破。

在应用领域，交通作为氢能应用的先导性场景快速发展，工业、储能等领域不断取得突破，部分国产化装备竞争力提升明显。交通方面，氢燃料电池汽车保有量超万辆，已成为全球最大的氢燃料电池商用车生产和应用市场。工业方面，氢基化工规模化试点落地，氢冶金技术示范项目开启。能源方面，发电与热电联产完成重点技术试点示范。建筑方面，全国首个氢能进万家智慧能源示范社区项目在佛山落地。

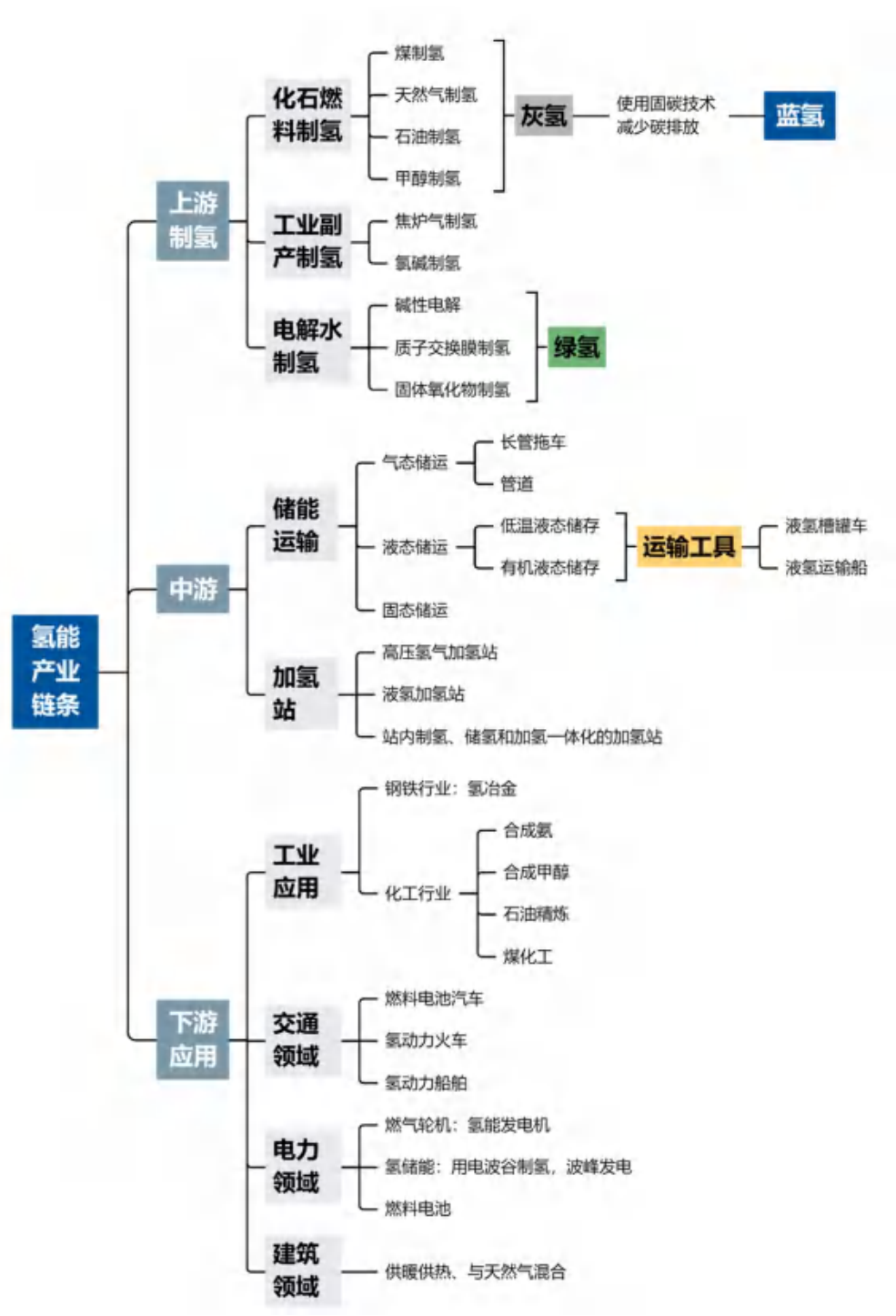


图 1 氢能产业链结构

（二）氢能产业高质量发展趋势向好

协同创新的氢能产业生态初步形成。2023 年，氢能产业链生态持续向好。一是氢能市场投资热度不断提高，据不完全统计，2023 年 38 家氢能企业进行了 47 轮融资，如羚牛氢能、唐锋能源、上海碳际、科润新材料、中科氢易等。二是产业布局全面覆盖氢能关键技术、核心部件、先进工艺、基础材料，推动氢能市场化规模化发展。三是多地出台支持政策，加快培育一批拥有氢能源产业关键技术、核心装备和创新能力的企业，并且开始布局关键材料和核心部件以及制氢、储运、加氢站、燃料电池汽车、燃料电池发电系统等重点项目。

三大氢能产业集群引领产业高质量发展。产业集群的形成对于氢能产业高质量发展具有重要意义。一是依托区域产业特色优势，聚焦制氢、储运、加氢、氢燃料电池及配件、终端应用等诸多环节，形成了覆盖技术研发、装备制造等全产业链体系。二是推动氢燃料电池汽车示范应用，逐渐从以燃料电池为主的交通领域向能源、工业、建筑等多领域拓展。三是依托“氢进万家”和“冬奥会”等重大工程项目，推动了氢能多场景应用和推广。2023 年，京津冀、长三角和粤港澳大湾区汇集全产业链规模以上工业企业超过 300 家，苏州、佛山、武汉、成都等地汇集多家氢能企业及研发机构，形成了领先的氢能产业集群。

电解水制氢、氢燃料电池在关键技术、装备制造方面取得重要突破。2023 年，国内在电解槽、燃料电池的核心技术攻关以及各项核心零部件方面实现了大范围的国产化替代，关键性能指标向国际先进水平看齐，成本大幅降低，成功打破了国外企业垄断格局。一方面，我国电解水制氢技术路线已经逐步成熟，其中，碱性电解水技术设备基本实现国产化，已能够实现大规模制氢应用，国内已实现兆瓦级制氢应用。质子交换膜电解水制氢技术取得快速突破，催化剂和膜电极成本显著降低。另一方面，目前我国已初步掌握催化剂、质子交换膜、碳纸、膜电极组件、双极板等关键材料的制备技术和工艺，全面掌握氢燃料电池电堆设计与制造技术，基本建立了具有自主知识产权的燃料电池汽车动力系统技术平台。

绿氢规模化发展全面提速。2023 年，多地出台政策文件鼓励风光氢储一体化发展，国内多个兆瓦级绿氢示范项目投产投运，电解槽装机量高速增长。示范项目的规模化应用为尽快降低绿氢制取成本提供了更多可能，据测算，碱性电解槽、

PEM 电解槽价格有望大幅下降，叠加可再生电力价格的降低，到 2030 年，国内各地绿氢制取成本有望全面低于 35 元/kg，内蒙古等可再生资源丰富的地区有望可降至 17.64 元/kg，推动绿氢全面开启商业化、大规模应用。

（三）产业升级仍面临多重挑战

尽管氢能全产业链已取得诸多突破，产业发展仍受到部分关键问题掣肘，主要分为以下几方面。

第一，用氢价格仍处高位，实现绿氢就地消纳仍需努力。从产业分布来看，国内氢的产、用空间分布存在天然错配，可再生能源集中在西北、东北等地区，而用氢场景大多集中在东南部地区，供需之间的错配造成了部分地区氢源紧张，氢价高企。考虑到氢的长距离储运效率低、能耗损失大，因地制宜扩大氢供给，在西北地区推动氢电耦合、氢化工等一体化项目落地，实现绿氢的大规模制取和就地消纳仍需各方努力。

第二，大规模储运技术有待突破，储运成本急需降低。当前，大规模储运技术还处于起步阶段，氢主要以气态、通过长管拖车为主，而长管拖车仍以 20MPa 的 I、II 型瓶为主，单车运输氢气量 260-460 千克，储运成本高、效率较低。其他国家多采用 45MPa 纤维全缠绕高压氢瓶长管拖车，单车运氢可提至 700 千克；当前全球 50MPa 长管拖车也已实现技术突破，单次运氢量最大可达 1000-1500kg。从储氢密度、轻量化等角度出发，轻质 III、IV 型瓶高压储运的优势更为明显，法国、日本、韩国等国家已实现 IV 型瓶量产，我国在此方面仍需更多技术突破。此外，VI 型瓶中碳纤维复合材料成本占比较高，当前罐体材料已基本实现国产化，但高性能碳纤维材料、碳纤维缠绕工艺设备和高压瓶口阀仍依赖进口。除气态储运外，氢液化技术以及装备制造仍需突破，当前我国已实现 10 吨/天的液化规模，但距离美国 100 吨/天的氢液化工厂还有诸多攻坚工作要做。液氢储运密度高、纯度高，氢液化规模的提升有望显著降低液氢成本，为氢的大规模储运创造有利条件。

第三，基础设施仍需升级，输氢管道布局急需顶层设计。当前，从实际运营情况来看，国内仍面临加氢站等基础设施不足，加氢排队时间太长的的问题，仍需要加大投入，在用氢难的地区建设制氢加氢一体站。输氢管道方面，管道作为输

氢的重要基础设施，目前国内输氢管道总长度仅为几百公里，管道建设主要依赖中石化等国有企业，缺乏顶层设计和区域规划。

第四，专项政策仍需出台，氢能多场景应用仍需专项政策激励。近年来，各地方积极出台氢能产业支持政策，政策体系不断完善。但截至目前，氢在多地仍参考危化品管理，为制氢加氢一体站建设、氢运输和应用都造成了一定的困难。行政审批方面，氢能项目的建设往往需要跨部门协同，各地主管单位不尽相同，如何更好协调不同部门之间的责权利关系，简化审批流程，仍对氢能项目的审批具有重要影响。此外，当前多地开展风光储氢一体化项目，由于上述项目往往需要匹配一定的网电，而电价是影响绿氢边际成本的最主要因素，因此出台专项支持政策，给予上述项目一定的电价优惠，也是绿氢产业大规模发展的重要议题。

氢能产业政策体系 更加完善

早在 2006 年,《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006—2020 年)》已将氢能及燃料电池技术列入先进能源技术之中。2014 年,国务院发布《能源发展战略行动计划(2014-2020 年)》,正式将氢能与燃料电池作为能源科技创新战略方向和重点之一。“十四五”以来,我国氢能产业快速发展,相关政策体系随之建立健全。

(一) 中长期规划实现氢能产业战略引领

2022 年 3 月，国家发改委、能源局联合发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》（以下简称《中长期规划》），提出氢能产业发展的基本原则、阶段目标以及重要举措等，为我国氢能产业的高质量发展提供了明确的方向及目标，成为指导氢能产业高质量发展的纲领性文件。《中长期规划》勾勒出氢能中长期蓝图，体现出政策对未来氢能产业的发展定位，也明确了政策鼓励的应用场景和领域。

《中长期规划》主要有三大核心要点，包括氢能定位、未来发展目标以及应用方向。产业定位方面，氢能被正式确定为能源，且是能源体系的重要组成部分，氢能产业链的相关环节也被纳入国家战略新兴产业的范畴。发展目标方面，到 2025 年，氢燃料电池汽车保有量达到 5 万辆，可再生能源制氢规模在 10-20 万吨。下游应用方面，《中长期规划》提出了包括交通、储能、分布式能源以及工业领域的减碳四大领域，打造创新应用示范工程，详见表 1 所示。

表 1 “十四五”时期氢能产业创新应用示范工程

领域	内容
交通	在矿区、港口、工业园区等运营强度大、行驶线路固定区域，探索开展氢燃料电池货车运输示范应用及 70MPa 储氢瓶车辆应用验证。 在有条件的地方，可在城市公交车、物流配送车、环卫车等公共服务领域,试点应用燃料电池商用车。 结合重点区域生态环保需求和电力基础设施条件，探索氢燃料电池在船舶、航空器等领域的示范应用。
储能	重点在可再生能源资源富集、氢气需求量大的地区，开展集中式可再生能源制氢示范工程，探索氢储能与波动性可再生能源发电协同运行的商业化运营模式。 鼓励在燃料电池汽车示范线路等氢气需求量集中区域，布局基于分布式可再生能源或电网低谷负荷的储能/加氢一体站，充分利用站内制氢运输成本低的优势，推动氢能分布式生产和就近利用。
发电	结合增量配电改革和综合能源服务试点，开展氢电融合的微电网示范，推动燃料电池热电联供应用实践。 鼓励结合新建和改造通讯基站工程，开展氢燃料电池通信基站备用电源示范应用，并逐步在金融、医院、学校、商业、工矿企业等领域引入氢燃料电池应用。
工业	结合国内冶金和化工行业市场环境和产业基础，探索氢能冶金示范应用，探索开展可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源的示范。

资料来源：《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》

在交通领域中,《中长期规划》提到燃料电池车在商用车型上的优势,也提出其是对锂电车的互补;储能领域中,氢储能的优势主要在长周期、大规模场景中;分布式能源的应用可以看作是储能领域的拓展,主要是利用氢能不同能源间灵活转换的特性;氢在工业领域中的减碳作用主要是替代传统的化石能源作为燃料或者化工原料。

2023 年,在顶层设计的指引下,氢能产业从中央到地方向着更全面、更完善的方向迈进。国家层面,8 月 8 日,国家标准委、国家发改委等 6 部门联合发布《氢能产业标准体系建设指南(2023 版)》(以下简称“标准指南”),成为国家层面首个氢能全产业链标准体系建设指南。《标准指南》系统构建了氢能制、储、输、用全产业链标准体系,涵盖基础与安全、氢制备、氢储存和输运、氢加注、氢能应用五个子体系。地方层面,氢能已被 30 多个省市纳入“十四五”发展规划,北京、河北、四川、内蒙古等省份出台了详细的氢能产业发展实施方案。

(二) 五大示范城市群引领氢燃料电池汽车政策布局

交通是氢能应用的先导场景。氢燃料电池车辆以其零排放、高续航的特点,正在成为交通领域低碳转型、清洁化发展的解决方案。早在“十五”时期,我国已将氢燃料电池汽车作为新能源汽车“三纵三横”发展路径之一。

2020 年 9 月,国家五部委共同发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》,提出对燃料电池汽车示范采取“以奖代补”的鼓励措施。2021 年 8 月,财政部、工业和信息化部、科技部、国家发展改革委、国家能源局正式批复燃料电池汽车示范应用首批示范城市群,分别为京津冀、上海、广东;次年 1 月,由郑州牵头的河南城市群和由张家口牵头的河北城市群正式获批,成为第二批燃料电池汽车示范城市群。五大示范城市群设立了各自的发展目标,从成效来看,尽管氢在交通领域的大规模应用仍面临诸多挑战,但城市群仍在政策扶持、技术突破、示范应用方面起到了显著的带动作用。

表 2 五大示范城市群产业目标

城市群	城市构成	示范目标
京津冀	牵头：北京大兴	示范期间,8 项核心零部件取得技术突破和产业化，推广车辆不少于 5300 辆，新建加氢站不低于 49 座
	北京：海淀、昌平等 6 区	
	天津：滨海新区	
	河北：保定、唐山	
	山东：滨州、淄博	
上海	牵头：上海	规划建设加氢站 100 座，产出规模达 1000 亿元，推广燃料电池汽车 10000 辆
	江苏：苏州、南通	
	浙江：嘉兴	
	山东省：淄博	
	宁夏：宁东	
	内蒙古：鄂尔多斯	
广东	牵头：佛山	实现 8 大关键零部件技术自主可控，达到自主知识产权配套应用，推广超过 10000 辆燃料电池汽车，建成 46 万吨的供氢体系，建成 200 座以上加氢站，氢气售价降至 35 元/公斤以下
	广东：广州、深圳、珠海、东莞、中山、阳江、云浮	
	福建：福州	
	山东：淄博	
	内蒙古：包头	
	安徽：六安	
河南	牵头城市：郑州	2025 年，河南省推广氢燃料电池汽车超 5000 辆，建成加氢站 80 个以上，氢燃料电池汽车产值规模突破 1000 亿元
	河南：新乡、洛阳、开封、安阳、焦作	
	上海：嘉定区、奉贤区、临港	
	河北：张家口、保定、辛集	
	山东：烟台、淄博、潍坊	
	广东：佛山	
	宁夏：宁东	
河北	牵头城市：张家口	到 2025 年，河北省累计建成加氢站 100 座，燃料电池汽车规模 10000 辆
	河北：唐山、保定、邯郸、秦皇岛、定州、辛集、雄安新区	
	内蒙古：乌海市	
	新疆：巴州、库尔勒	
	上海：奉贤	
	河南：郑州	
	山东：聊城、淄博	

从规模来看，五大示范城市群燃料电池汽车接入量占全国七成以上。按照规定，上述五大城市群的示范期均为 4 年（从示范开始时间算起），而且在 4 年内都有具体的目标值：京津冀城市群 5300 辆、上海城市群 5000 辆、广东城市群 10000 辆、河北城市群 7710 辆、河南城市群 5000 辆。截至 2023 年 9 月底，上海示范城市群完成其总目标的 54.22%，居五大城市群之首，其次为京津冀示范城市群、广东示范城市群、河南示范城市群、河北示范城市群，完成率分别为 41.43%、28.26%、13.7%、10.61%。五大示范城市群燃料电池汽车累计接入 9236 辆，全国占比 71.3%。从各示范城市群燃料电池汽车推广结构来看，京津冀城市群、河北城市群、河南城市群以燃料电池客车推广为主；上海城市群、广东城市群以燃料电池专用车推广为主。2024 年 1 月，财政部等部委对燃料电池汽车示范应用城市群第一年度工作进行了考核评价。依据考核结果，中央财政拨付京津冀城市群奖励资金 3.5 亿元。

表 3 全国燃料电池汽车累计接入情况（单位：辆）

示范城市群	客车接入量	专用车接入量	乘用车接入量	总接入量	占比
京津冀	1164	1030	2	2196	17.0%
上海	489	2019	203	2711	20.9%
广东	1079	1737	10	2826	21.8%
河北	454	364	0	818	6.3%
河南	468	217	0	685	5.3%

数据来源：新能源汽车国家监测与管理平台，数据截至 2023 年 9 月底

2023 年，国内出台多项支持政策，包括五大示范城市群在内的多地积极响应氢燃料电池汽车发展，广西、新疆、辽宁等地相继发文支持氢燃料电池汽车技术突破，支持加氢站等基础设施建设，详见表 4 所示。

表 4 2023 年燃料电池汽车政策支持体系

时间	发布主体	政策名称	政策内容	政策类型
9.1	工业和信息化部等七部门	汽车行业稳增长工作方案（2023-2024 年）	深入推进燃料电池汽车示范，稳步提升燃料电池汽车应用规模。 鼓励地方加快氢能基础设施建设，推动中长途、中重型燃料电池商用车示范应用。	国家

时间	发布主体	政策名称	政策内容	政策类型
9.1	广西壮族自治区发展和改革委员会	广西氢能产业发展中长期规划（2023-2035 年）	到 2025 年，探索形成以工业副产制氢为主，可再生能源制氢、氨制氢和化石能源制氢等互为补充的制氢方式，力争高纯度氢气年供应能力达到 2000 吨，建成加氢站 10 座，推广氢燃料电池汽车 500 辆。氢气终端售价持续降低，应用场景向公共交通、物流等领域拓宽，制氢加氢一体化、氢能汽车等示范应用取得成效，氢燃料电池汽车等技术创新能力稳步提高。	地方
9.1	新疆维吾尔自治区发展和改革委员会	自治区氢能产业发展三年行动方案（2023-2025 年）	积极争取纳入国家氢燃料电池汽车示范城市群。以绿氢产业为主攻方向，推动能源结构实现清洁低碳绿色转型，为全方位推动高质量发展提供坚实保障。	地方
9.21	辽宁大连市工信局	关于组织开展大连市 2022 年度氢能源交通工具推广应用补助资金申报工作的通知	根据申报指南，总质量 18 吨以上载货汽车和牵引车车型系数按标准 1.1 倍计算；总质量 32 吨以上载货汽车和牵引车车型系数按标准 1.2 倍计算。单车补助不超过车辆价格的 50%，且不高 于 100 万元。对氢燃料电池船舶，按照总造价 30%最高不超过 200 万元予以补助。对氢燃料电池乘用车，予以每辆 8 万元补助。各级财政补助总额不超过整机价格的 50%。	地方
10.8	烟台市人民政府办公室	烟台市氢能产业中长期发展规划（2022-2030 年）	到 2025 年，全市燃料电池车辆（含公交车、乘用车、重型卡车、牵引车、环卫车、物流车等）保有量达到 400 辆以上，燃料电池船舶保有量达到 2 艘以上。 到 2030 年，全市燃料电池车辆（含公交车、乘用车、重型卡车、牵引车、环卫车、物流车等）保有量达 3000 辆以上，燃料电池船舶保有量达 30 艘以上。	地方
10.17	新疆生产建设兵团第八师发改委	八师石河子市推进氢能源产业高质量发展若干措施（试行）	对在本地生产的氢燃料电池重型货车奖励。引导大宗货物中长距倒运使用氢能重卡，对在师市辖区内新购置的本地企业生产（包括组装、改造、制造等）的氢燃料电池重型货车（不包括二手车），且在师市公安车辆管理部门注册登记的燃料电池重型货车进行奖励。对燃料电池系统额定功率 50kW、货运 12 吨以上的燃料电池标准车，奖励 10 万元/辆。其它功率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：Y=（p-50）×0.03+1；p≥110 时，Y=2.8。每年奖励不超过 100 辆氢燃料电池重型货车，如当年未达到 100 辆，奖励可顺延。	地方

时间	发布主体	政策名称	政策内容	政策类型
10.19	上海市人民政府	上海市进一步推进新型基础设施建设行动方案（2023-2026 年）	扩大氢燃料电池在客车、货车和大型乘用车领域应用，拓展燃料电池在船舶、航空领域应用，开展氢储能可在再生能源消纳、电网调峰、绿色数据中心、分布式热电联供等场景的试点应用。	地方
10.25	安徽省新能源汽车产业集群建设工作领导小组办公室等	关于加快推进公共领域新能源汽车应用工作的通知	主要明确加快氢能公交车、冷链物流车等示范项目建设，推进燃料电池在环卫车、公交、市政用车、重卡、氢能船舶、景交用车等领域的示范应用。加快推进加氢站布局建设。	地方
10.26	甘肃省张掖市人民政府	关于促进氢能产业高质量发展的若干措施（暂行）（征求意见稿）	推广使用氢燃料电池车辆。鼓励、支持新增及更新的物流运输、市政环卫、公交通勤、景区观光等车辆优先采购氢能源车。对氢能源车运营企业与氢气加注企业签订中长期供气合同的，按照氢气使用量给予 10 元/公斤用氢补贴，单车最高不超过 6 万元/年。	地方

资料来源：根据公开信息整理

（三）长时储能专项政策为氢储能发展创造空间

长时储能一般指能够储存电能 4 小时以上的储能技术。可再生能源的发电具有间歇性，主要发电时段和高峰用电时段不一致，因此存在供需落差。随着可再生能源的渗透率上升，平衡电力系统的负荷需求增加。相对于短时储能，长时储能系统更适合实现电力平移，将可再生能源的电力储存起来，然后在高峰用电时段释放，从而平衡电力系统的供需。长时储能系统具备跨天、跨月，乃至跨季节充放电循环的能力，可以提高新能源的消纳能力，减少对传统发电方式的依赖，为电网提供更多的灵活性资源，有效降低电网运行成本，以及提供更多的市场盈利潜力和峰谷套利机会，对于构建新型电力系统具有重要意义。

氢储能与其他储能方式相比，在能量维度、时间维度和空间维度上具有突出优势。氢作为一种能源载体，可将清洁的风光资源转化成可存储、可运输的物质实体，满足跨季节、长距离的储能需求。在用电低谷期时，利用富余的新能源电力进行电解水制氢，储存起来或者供下游产业使用；在用电高峰期时，储存起来

的氢可利用燃料电池进行发电并入电网。因此，氢储能技术被认为是极具潜力的新型大规模储能技术，适用于极长时间能量储备的技术方式。与化学电池储能类似，氢储能技术的外部环境依赖性小，项目建设选址方便、环境影响小。尽管如此，与其他储能技术相比，氢储能仍面临一定的制约与挑战，主要体现为能量转换效率偏低，建设成本高，商业化应用的各个环节仍存在不少瓶颈。

近年来，氢储能已越来越受到重视，与之配套的国家政策不断出台。2022 年 1 月，国家能源局、发改委发布《“十四五”新型储能发展实施方案》，提出到 2025 年，氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破，推动长时间电储能、氢储能、热（冷）储能等新型储能项目建设，开展“十四五”新型储能技术试点示范、可再生能源制储氢（氨）、氢电耦合等氢储能示范应用。同年 8 月，工信部发布《关于促进能源电子产业发展的指导意见（征求意见稿）》，特别强调了需要加快研发固态电池、钠离子电池和氢储能/燃料电池等新型电池技术。10 月，国家发改委、商务部联合发布了《鼓励外国投资产业目录（2022 年版）》，其中涵盖了氢能制备与储运、加氢站建设、燃料电池发动机、膜电极等多个领域。

2023 年，针对长时储能、氢储能的政策进一步细化。国家层面，2023 年 1 月 17 日，工信部等六部门发布《关于推动能源电子产业发展的指导意见》，其中在氢能领域提出，应将促进新能源发展摆在更为重要的位置，积极、有序地发展光能、硅能、氢能和可再生能源，加速固态电池、钠离子电池、氢储能/燃料电池等新型电池的研发。在氢储能/燃料电池方面，要加快高效制氢技术研究，推进储氢材料、储氢容器和车载储氢系统等研发。加速氢、甲醇、天然气等高效燃料电池的研发和推广应用。突破电堆、双极板、质子交换膜，催化剂，膜电极材料等燃料电池的关键技术。支持制氢、储氢、燃氢等系统集成技术的开发和应用。并加强氢储能/燃料电池等标准体系的研究。10 月 25 日，国家发改委和能源局联合印发了《关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见》，提出充分发挥氢储能等各类新型储能的优势，结合应用场景构建储能多元融合发展模式，提升安全保障水平和综合效率。

地方层面，风格资源较好的中西部地区 7 个省份都在积极鼓励氢储能产业的发展。“风光发电+氢储能”、“海上风电+氢储能”、“光伏+氢储能”等方案也开始出现在各地政策中。从全国来看，目前已有超过 20 个省、市和自治区将“氢储能”列入了政策规划。

表 5 2023 年氢能与长时储能相关支持政策

时间	发布主体	政策名称	政策内容	类型
1.17	工业和信息化部等六部门	关于推动能源电子产业发展的指导意见	促进质子交换膜、电极材料等关键部件产业化。	国家
4.21	国家标准委联合国家发展改革委、工业和信息化部等部门	碳达峰碳中和标准体系建设指南	其中指出氢（氨）等新型储能标准，储能系统接入电网、储能系统安全管理与应急处置标准。	国家
4.24	国家能源局综合司	关于加强新型电力系统稳定工作的指导意见（征求意见稿）	充分发挥氢储能等各类新型储能的优势，探索储能融合发展新场景，提升电力系统安全保障水平和系统综合效率。	国家
6.2	国家能源局	新型电力系统发展蓝皮书	2030 年之前，储能多应用场景多技术路线规模化发展，重点满足系统日内平衡调节需求。2030-2045 年，规模化长时储能技术取得重大突破，满足日以上平衡调节需求。2045-2060 年，重点发展基于液氢和液氨的化学储能、压缩空气储能等长时储能技术路线，在不同时间和空间尺度上满足未来大规模可再生能源调节和存储需求。	国家
7.14	国家发改委	国家发改委就产业结构调整指导目录公开征求意见	电力消纳和存储方面包含储氢（氨）等各类新型储能技术推广应用。	国家
1.18	江苏省科学技术厅	江苏省科技支撑碳达峰碳中和实施方案	加快突破基于可再生能源的大规模制氢、高功率低成本氢燃料电池、可再生能源发电并网支撑控制、超长时间储能等一批关键技术瓶颈，促进我省能源技术升级和结构调整。	地方
6.15	宁夏回族自治区发展改革委	宁夏回族自治区光伏发电项目管理暂行办法	为提升电力消纳能力，光伏发电项目需配套建设或租赁适当规模新型储能设施，包括氢（氨）储能等储能设施。	地方
6.21	江苏省发改委	关于加快推动我省新型储能项目高质量发展的若干措施（征求意见稿）	积极支持氢储能等创新技术试点示范。	地方
7.7	广东省惠州市人民政府	惠州市推动新型储能产业高质量发展行动方案	落实企业研发费用加计扣除优惠政策，鼓励我市储能电池制造企业在氢燃料电池等新领域加大研发投入力度，前瞻布局新一代储能技术及装备。	地方

时间	发布主体	政策名称	政策内容	类型
7.7	宁夏固原市人民政府	关于深入推进新型工业强市五年计划的实施方案	引进制氢、储氢、运氢项目，推进氢能试点示范应用。	地方
7.19	江苏省发展改革委	加快推动我首新型储能项目高质量发展的若干措施	积极支持氢储能等创新技术试点示范。	地方
7.26	浙江省杭州市人民政府	关于加快推进绿色能源产业高质量发展的实施意见（征求意见稿）	推进氢储能等新型储能技术攻关及产业化发展。	地方
8.1	天津市人民政府	天津市新型储能发展实施方案	积极推动氢储能等各类先进储能技术研发和示范应用。	地方
8.15	广东省广州市人民政府	关于推动新型储能产业高质量发展的实施意见	强化关键核心技术攻关。支持从材料、器件、集成等维度提升氢储能等多元新型储能技术的经济性和安全性，研究动力电池快速智能检测评估、柔性无损快速拆解等高效回收利用技术，加强氢能等领域前沿技术的创新突破。	地方

资料来源：根据公开信息整理

（四）氢能助力工业减碳获更多政策支持

工业领域是最大的氢需求部门。通过用氢进行原料替代与燃料替代，氢能有望推动石油炼制、化工、钢铁等工业部门的深度减碳。2021 年 10 月，国务院发布《2030 年前碳达峰行动方案》（以下简称《达峰方案》），为落实节能降碳增效行动，推动工业领域碳达峰提出了明确的路线和详细的方案。《达峰方案》提出实施节能降碳重点工程，推动电力、钢铁、有色金属、建材、石化化工等行业开展节能降碳改造，提升能源资源利用效率；促进钢铁行业结构优化和清洁能源替代，探索开展氢冶金、二氧化碳捕集利用一体化等试点示范。

2022 年 9 月，工业和信息化部、国家发展改革委、生态环境部联合印发《工业领域碳达峰实施方案》（以下简称《方案》）助推氢能产业发展。在支持氢能全产业链发展方面，《方案》提出“推进氢能制储输运销用全链条发展。鼓励企业、

园区就近利用清洁能源，支持具备条件的企业开展“光伏+储能”等自备电厂、自备电源建设。”大力发展氢能全产业链的同时利用清洁能源、光伏制氢，增加清洁氢的产业规模；发展氢储能，增加能源利用效率的同时增加用氢场景，促进氢能产业发展。在支持可再生能源制氢方面，《方案》提出鼓励有条件的地区利用可再生能源制氢，优化煤化工、合成氨、甲醇等原料结构。在发展氢能交通方面，《方案》提出开展电动重卡、氢燃料汽车研发及示范应用，大力发展绿色智能船舶，加强船用混合动力、LNG 动力、电池动力、氨燃料、氢燃料等低碳清洁能源装备研发，通过大力推广氢能等新能源车辆实现加大交通运输领域绿色低碳产品供给的目的。在推动绿色低碳技术重大突破方面，《方案》提出“部署工业低碳前沿技术研究，实施低碳零碳工业流程再造工程，研究实施氢冶金行动计划”，计划到 2030 年，富氢碳循环高炉冶炼、氢基竖炉直接还原铁、碳捕集利用封存等技术取得突破应用，短流程炼钢占比达 20%以上。

化工用氢将持续增长，成为氢消纳的重要场景。石化化工行业产品需求随全社会国民经济发展而发展，工业氮肥、甲醇化工、甲醇燃料等产品的产能预计未来仍将增长，总体上将会促进氢气需求增长。当前国内一半以上的氢被应用于合成氨、甲醇及炼油领域，并且大多已立项的绿氢项目应用也集中于化工领域，未来化工领域将成为氢消纳的重要场景。

钢铁行业氢需求结构面临调整，基于氢的新技术有望迎来突破性增长。在钢铁工业中，副产的焦炉煤气中含氢为 55-60%，高煤气含氢为 1-4%，转炉煤气含氢为 0.2-0.3%，另外利用 COREX 技术（熔融还原法）在生产铁水过程中产生的煤气含氢为 10%-30%（上述焦炉煤气的含氢量已与焦化合并统计）。目前我国钢铁行业每年生产约 1400 万吨的含氢副产品，其中高炉炼铁使用约为 900 万吨/年，电炉炼铁消耗约为 400 万吨/年。根据国家有关钢铁行业去产能、确保粗钢产量同比下降等要求，以及废钢回收和氢气直接还原铁等技术逐步推广，预计未来基于传统高炉炼铁所需要的焦化产能将有所下降，焦化副产氢相应下降；基于氢直接还原铁技术的氢需求或将得到突破性增长。

2023 年，针对氢在工业领域应用的支持政策进一步细化。2023 年 7 月，国标委等六部门发布《氢能产业标准体系建设指南》，为打造氢冶金、氢化工等新标准提供了政策支持。发改委、工信部等多部门，相继发布鼓励氢在煤化工、钢铁、石油炼制等工业领域应用的政策文件，氢能助力工业部门减碳进一步获得国家级政策支持。

表 6 2023 年氢能与工业相关支持政策

时间	发布主体	政策名称	政策内容	政策类型
7.19	国家标准委、国家能源局等六部门	氢能产业标准体系建设指南(2023 版)	工业领域氢能应用标准。针对氢能在钢铁、合成氨、甲醇、炼化、煤制油等工业领域的应用，统一以氢为能源或原料的新技术、新工艺、新方法、安全等要求，包括：氢冶金等标准。	国家政策
7.27	国家发展改革委等部门	关于推动现代煤化工产业健康发展的通知	鼓励建设大型高效“气化岛”，打造平台化原料集中生产、下游产品多头并进发展模式。在资源禀赋和产业基础较好的地区，推动现代煤化工与可再生能源、绿氢、二氧化碳捕集利用与封存（CCUS）等耦合创新发展。	国家政策
8.25	国家工信部、发改委、财政部等	钢铁行业稳增长工作方案	加大对氢冶金、低碳冶金等低碳共性技术中试验证、产业化攻关的支持力度；清理针对钢铁行业的歧视性政策，对于低碳冶金、氢冶金、环保绩效达到 A 级且能效水平先进的电炉炼钢、承担关键技术攻关等符合高质量发展方向的钢铁项目不纳入“两高一资”项目管理。	国家政策
10.10	国家发展改革委等部门	关于促进炼油行业绿色创新高质量发展的指导意见	支持制氢用氢降碳。推动炼油行业与可再生能源融合发展，鼓励企业大力发展可再生能源制氢。支持建设绿氢炼化示范工程，推进绿氢替代，逐步降低行业煤制氢用量。鼓励强化加氢工艺选择性，实施氢气网络系统集成优化，降低制氢装置碳排放。	国家政策

资料来源：根据公开信息整理

上游制氢：电解水制氢 规模快速攀升

制氢环节居于整个氢能产业链的上游，是决定氢供给和终端用氢价格的前提。根据制备方法的不同，氢的主要来源包括煤制氢、天然气制氢、工业副产氢和电解水制氢等几大类。其中，化石燃料制氢是目前全球产量最大的制氢方式，由于煤、天然气等化石能源在制氢过程中二氧化碳排放较高，统称为“灰氢”；工业副产制氢是指将富含氢气的工业尾气（如氯碱尾气、焦炉煤气等）作为原料，主要采用变压吸附法分离提纯氢气的制氢方式，成本较低，碳排放低于煤制氢；以煤或天然气等化石燃料为制备原料，并在制备过程中产生的二氧化碳捕集封存与利用（CCUS）后所获得的氢，一般称为“蓝氢”；利用可再生电力电解水得到的氢则称为“绿氢”。

(一) 主要电解水制氢技术路线快速迭代

电解水制氢的技术主要包括四种，即碱性水电解（Alkaline Water Electrolysis, AWE）、质子交换膜（Proton Exchange Membranes, PEM）、固体氧化物电解电池（Solid Oxide Electrolytic Cells, SOEC）和固体聚合物阴离子交换膜（Solid Polymer Anion Exchange Membrane, AEM）。其中，碱性电解槽技术可靠，成本低，操作方便，但设备占地面积较大。PEM 技术集成简单，动态响应好，转换效率高，体积小，在各性能指标上表现均衡且指标突出，但成本略高。SOEC 效率高，热机状态动载性能好，可快速双向工作，但需要高温热源，且设备投资大、寿命短，适用于核电制氢及大规模热电联供等。AEM 技术仍处于研究阶段。电解水制氢工艺路线各有利弊，目前，碱性电解槽发展最成熟，已完全商业化，质子交换膜电解水制氢在国内处于商业化初期，固体氧化物电解水制氢则仍处于研发和示范阶段。从发展潜力及市场占比来看，碱性电解槽和 PEM 电解槽或将成为未来最主要的电解水制氢技术。

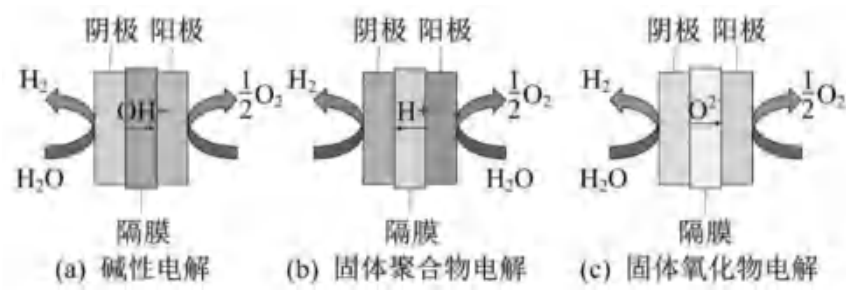


图 2 电解水制氢三大技术路线原理

表 7 电解水制氢的三大技术路线特征对比

	碱性电解	质子交换膜电解	固体氧化物电解
发展阶段	大规模应用，基本实现国产化	小规模应用，国内技术存在一定差距	尚未实现产业化
运行温度	70-90℃	70-80℃	600-1000℃
电流密度	0.2-0.4A/cm ²	1.0-2.0A/cm ²	1.0-10.0A/cm ²
单台装置制氢规模	0.5-1000Nm ³ /h	0.01-500Nm ³ /h	-
电解槽能耗	4.5-5.5kWh/Nm ³	3.8-5.0kWh/Nm ³	2.6-3.6kWh/Nm ³

	碱性电解	质子交换膜电解	固体氧化物电解
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	-
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
系统运维	有腐蚀液体，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，尚无运维数据
占地面积	较大	较小	-
电解槽价格	国产 2000-3000 元/kw 进口 6000-8000 元/kw	7000-12000 元/kW	-
特点	技术成熟，成本相对较低，易于大规模应用；适配稳定电源的电力系统，较难直接用于波动设备成本较高，且催化剂多采用	效率高于碱性电解；占地面积小、间歇性电源适应性强，易于实现与风光等可再生能源的结合	高温环境下反应，可采用非贵金属催化剂，但存在电极材料稳定性的问题，光伏、风电制氢贵金属，技术存在升级空间

数据来源：根据公开信息整理

1. 碱性电解槽应用广泛

碱性电解槽具备技术相对成熟、结构简单、安全稳定、成本相对低廉等优势，是现阶段主流制氢技术路线，已成功实现规模化制造及应用、占据主要市场份额。目前，碱性电解槽产氢量可达 2000Nm³/h 以上，最大可达 3000Nm³/h。据高工产业研究院（GGII）预计，2023 年中国碱性电解水制氢装备出货量有望达到 1.5GW，到 2030 年将会快速增长至 62GW，2022-2023 年均复合增长率为 75%。另据 GGII 调研，国内 AEM 制氢代表企业产品有望在 2024 年达到单槽 100kW，并于 2025 年推出 MW 级产品；同时部分企业开始建设 AEM 产线，加快产业化落地。

良好的市场预期下，碱性制氢设备市场竞争较为激烈。目前国内碱性制氢设备主要企业超 50 家（部分同时布局 PEM 制氢），在碱性制氢领域耕耘时间久及由光伏等领域跨界而来的几家头部企业占据明显优势。一批后来入局企业的长期发展还需看自身产品成熟度、批量供应交付能力以及企业资源优势。

碱性电解槽由多个电解小室构成，电极、隔膜和密封垫片是关键材料。碱性电解槽通常呈圆柱形，可采用串联单极性或并联双极性压滤式结构，由螺栓和两

块端压板将极板夹在一起，形成多个分隔的小室，每个小室由电极、隔膜、垫片、双极板组成。电极、隔膜和密封垫片是碱性电解槽的关键材料。电极通常采用镍网或泡沫镍，其性能对电流密度和电解效率有决定性影响，其成本约占系统成本的 28%；隔膜用于将两极隔离开，要求保障气密性的同时，降低电阻以减少电能损耗；密封垫片用于解决极片之间的绝缘问题，其绝缘性能对电解效率、安全、系统使用寿命均有影响。

2. PEM 电解槽装机量快速增长

PEM 电解槽同样由多个电解单元堆叠而成，每个单元均由质子交换膜、催化剂、气体扩散层和双极板构成。PEM 电解槽使用质子交换膜作为固体电解质，替代了碱性电解槽使用的隔膜和液态电解质(KOH 溶液)，内阻更小、内部结构更为紧凑，电解效率大幅提高，规模选择也更为灵活；PEM 电解采用纯水而非碱液作为电解原料，产氢纯度较碱性制氢更好。

然而，PEM 电解在强酸性环境下进行，需使用贵金属催化剂，导致成本较高，掣肘了其规模化推广。通过催化剂实现 PEM 电解槽降本增效是重要一环，催化剂未来降本空间保守估计在 30%-50%，在保障稳定性的前提下，通过掺杂非贵金属或者降低贵金属载量等方式降低成本尤为关键；双极板和气体扩散层约占据 PEM 电解槽总成本的 60%，这两部分的国产化替代也是降本增效的重要途径。

国内 PEM 电解槽产业的发展，需要国产核心零部件的进一步突破。从技术层面来看，国产 PEM 电解槽已取得了长足进步，但在技术成熟度、装置规模、关键材料性能和可靠性验证等方面和国外先进水平相比还存在一定差距，整体仍有较大进步空间。国内布局 PEM 制氢主要企业超过 30 家（部分同时布局碱性制氢），率先突围的关键在于技术实力。国内企业已推出产品以小功率为主，集中在 0.5-10kW、电流密度 0.1-2.5A/cm²，能耗 3.7-5kWh/Nm³。截至 2023 年 6 月，多家公司都推出了单槽产氢量达 200Nm³/h 以上的产品，正在向 300Nm³/h 跃进。未来随着 PEM 制氢核心部件的技术提升及国产化率提高、PEM 制氢设备规模化应用的扩大，价格将大幅降低，市场占比将逐渐提升。

目前，国内兆瓦级 PEM 制氢技术已在加氢站现场制氢、风电等可再生能源电解水制氢等领域探索初步的示范应用。从 2021 年到 2023 上半年已公开披露的绿氢项目来看，从 1MW、2.5MW、7.5MW 到 50MW，PEM 电解槽装机规模在逐步扩大。结合其他在建及规划的绿氢项目来看，国内 PEM 制氢装机量增长趋势将进

一步加快。GGII 预计，到 2030 年中国 PEM 电解水制氢装备出货量有望增长至 19GW，2022-2030 年均复合增长率为 124%。

3. SOEC 路线潜力可期

技术指标方面，现阶段国内企业 SOEC 电解槽制氢功率以千瓦级为主，集中在 2-25kW，电流密度 0.50-1.0A/cm²，系统效率在 75%以上，部分企业可达 85%。目前国内 SOEC 单电池片面积主要有 10×10cm²、12×12cm²两类，以 12×12cm² 为主，现阶段国内 SOEC 单电池片面积最大是 15×15cm²。SOEC 单电池片和 SOFC 单电池片的材料类型基本一致，但电解要求更高，目前国内只有少数几家企业制备出 SOEC 专用电池片及专用大功率电堆塔，整体技术水平有待进一步的升级与突破。

据不完全统计，国内布局 SOEC 制氢设备的单位包括企业及科研院所所在内超过 10 家，多集中在北京、华东地区。从应用场景与前景来看，SOEC 拥有无需使用贵金属催化剂、余热温度高、能量转化效率高等优势，可适用于制氢、热电联产等应用场景，在我国用户侧电解制氢、绿电消纳及发电侧电解制氢、氢冶金、化工尾气制合成气以及核电等领域均显现出一定的发展空间。目前中广核、国家电网有针对 SOEC 展开示范应用。

（二）电解水制氢发展现状

2020 年“双碳”目标提出后，电力结构转型为绿氢发展创造了良好契机。我国火电装机占比由 2012 年的 71.49%下降到 2021 年的 54.58%，光伏、风电装机占比持续上升，由 2012 年的 5.65%提升至 2021 年的 26.73%。同时，截至 2021 年我国单位火电发电量二氧化碳排放约为 828g/kWh，与 2005 年相比降低 21.0%。2022 年我国国内氢总产量为 4004 万吨，成为目前世界上最大的制氢国。同期电解水制氢产量从 2018 年的 0.85 万吨增长至 2022 年的 4.20 万吨。尽管电解水制氢占氢总产量的比重仅为 0.1%，但电解槽装机量的快速扩大以及电解水制氢总产值的快速提升趋势不容忽视。

1. 电解水制氢规模快速增长

2022 年，我国电解水制氢产值为 14.32 亿元，同期国内电解水制氢设备规模为 17.65 亿元;电解水制氢产业规模从 2018 年的 4.87 亿元增长至 2022 年的 31.97 亿元。数据显示，2022 年全球电解槽市场出货量达到 1GW，其中中国电解槽总出货量超过 800MW，同比增长 129%，全球占比超过 80%。

《中国氢能源及燃料电池产业发展报告》显示，截至 2022 年底，我国已规划超过 300 个可再生能源制氢项目，建成运营项目 36 个，累计可再生能源制氢年产能约 5.6 万吨。其中，2022 年我国新增建成运营可再生氢能源项目 23 个，新增年产能约 3.3 万吨，同比增长超过 140%。2023 年中国电解槽出货量将保持高增，出货量有望达到 2.1GW，占当年全球出货量的 60%以上，同比增加 163%。

据预测，仅考虑国内市场，分中性、乐观场景假设 2025、2030 年国内电解制氢规模为 20-50、450-600 万吨，则对应电解槽累计出货规模在 5-13、97-129GW 上下，如表 8。

表 8 国内电解槽装机需求估算

指标	单位	三峡项目	2025E		2030E	
			中性	乐观	中性	乐观
电解槽单体规模	Nm³/h	1000	1000	1000	1000	1000
年制氢规模	万吨	1.07	20	50	450	600
年制氢规模	亿标方	1.20	22.5	56.2	506	674
利用小时数	h	8000	1800	1800	1980	1980
单日等效利用小时数	h	22	5	5	5.5	5.5
等效配置台数	台	15	1248	3121	25536	34048
单位电耗	kWh/Nm³	5	4.1	4.1	3.8	3.8
总装机功率	MW	75	5119	12797	97038	129384

资料来源：企业官网、Trendforce、氢能联盟等、招商证券

注：三峡项目配套光伏容量 400MW，80%电量用于制氢，利用小时数更高

2. 电解槽装机量及产能显著提升

当前，全球制氢电解槽装机步入快速增长阶段。国际能源机构（International Energy Agency, IEA）预计，2023 年全球制氢电解槽新增装机将达到 4.1GW，总装机达到 5.5GW；净零排放目标下，2030 年全球制氢电解槽累计装机将达到 720GW。根据高工氢能，截至 2023 年上半年，中国电解槽名义总产能超过 14GW，其中碱性电解槽占比约 94%，PEM 电解槽约 6%。单家厂商碱性电解槽产能大部分在 0.5-1.5GW 之间，行业格局较为分散。当前单槽制氢能力大多为 1000-2000Nm³/h，大标方单槽成为趋势。2023 年 9 月隆基绿能刷新最大单体碱性电解水制氢产氢量，达到 3000Nm³/h。

GGII 初步统计，2022 年国内电解水制氢设备出货量达到 722MW（含出口，不含研发样机），同比大幅增长 106%。其中，中石化新疆库车绿氢示范项目贡献比例最大，安装 52 台单槽制氢能力 1000Nm³/h 的碱性电解槽，功率规模约 240MW，占全国出货量的 1/3。在《2023 中国电解水制氢装备行业蓝皮书》中，GGII 乐观预计，2023 年中国电解水制氢装备出货量有望达到 1.6GW，到 2030 年将会快速增长至 86GW，2022-2030 年均复合增长率 81%。氢云链统计，仅 2023 年第一季度国内氢电解槽公开招标量 452MW（如表 9），相当于 2022 年全年出货量的 60%，已超过 2021 年全年出货量。绿氢电解槽赛道爆发在即。

表 9 2023 年第一季度国内电解槽招标情况

省份	地区	项目	招标规模/MW	技术路线
吉林	白城	大安风光制绿氢合成氨一体化项目	195	碱性
内蒙古	鄂尔多斯	深能北方光伏制氢项目	45	碱性
宁夏	宁东	国能宁东可再生氢碳减排示范区项目	105	碱性
山东	潍坊	华电潍坊氢储能示范项目	25	碱性
吉林	白城	大安风光制绿氢合成氨一体化项目	50	PEM
四川	德阳	东方锅炉集装箱式电解槽制氢项目	1	碱性
新疆	库尔勒	深圳能源库尔勒绿氢制储加用一体化示范项目	5	碱性
甘肃	张掖	华能清能院碱性电解槽采购项目	6.5	碱性
陕西	榆林	北元化工制氢设备采购项目	1	PEM

省份	地区	项目	招标规模/MW	技术路线
浙江	杭州	西湖大学 500NL/h AEM 电解槽项目	-	AEM
黑龙江	七台河	黑龙江 200MW 风电制氢联合运行项目	7.5	碱性
河北	保定	涿源县 300MW 光伏制氢项目	6	碱性
新疆	哈密	广汇能源绿电制氢及氢能一体化示范项目	5	碱性

资料来源：氢云链

（三）电解水制氢降本路线亟需明确

可再生能源电解水制氢是真正意义上零碳排放的制氢方式，尽管各主要技术路线已取得了诸多突破，但绿氢大规模应用前景仍然需要进一步政策指引，降本增效仍面临挑战。

1. 碱性电解槽、PEM 电解槽成本有望大幅降低

电耗下降与单台设备产能提升是碱性电解槽降本抓手。根据 IRENA 数据显示，碱性电解槽系统中电堆组件成本占比为 45%，其中膜片/电极组件成本占比达 57%，如图 3 所示。在 IRENA 的预测中，尽管碱性电解槽的系统降本空间不大，目前电解系统的成本在 1500 元/kW，未来在系统成本在 1400 元/kW，但在系统电解效率、产氢纯度、与可再生能源适配等方面，碱性电解槽仍具有较大提升空间，当前重点研究方向集中在电极、催化剂、隔膜等环节上。给定 1000Nm³/h 电解槽和土建设备分别按照 800 万元和 150 万元建设，折旧期分别为 10 年、15 年和 20 年，当电价为 0.4 元/kWh，年工作时长为 2000h 时，单位制氢成本为 2.62 元/Nm³，而当电价在 0.2 元/kWh，年工作时长为 6000h 时，单位制氢成本在 0.97 元/Nm³。电耗成本下降、单台制氢产量增加和寿命增加带来的电耗成本和固定成本均摊下降分别将达到 78.0%和 79.5%，对应单位制氢成本从 2.62 元/Nm³降至 0.97 元/Nm³，降幅 63.1%。

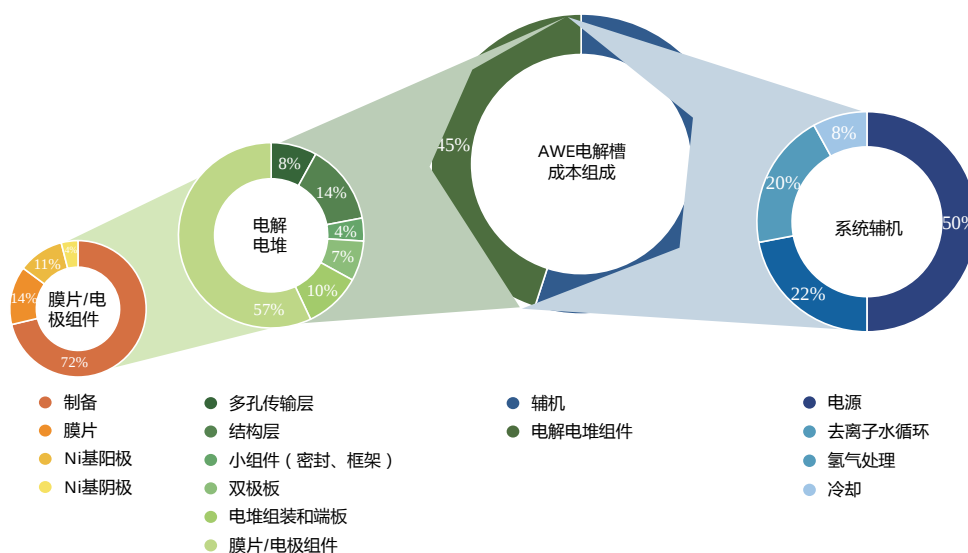


图 3 碱性电解槽成本组成

图片来源：IRENA

技术进步、寿命提升有助于 PEM 电解槽成本大幅下降。PEM 电解电堆系统主要由多孔传输层、小组件、双极板、电堆组和端板、膜电极构成，其中双极板和膜电极分别占比约 53%、24%。PEM 电解槽需要在强酸性和高氧化性的工作环境下运行，依赖于价格昂贵的贵金属催化剂如铂、铱等，导致成本过高。近三年来，铂的价格大约在 250 元/g 左右，铱的价格大约在 1100 元/g 左右，贵金属的稀缺性导致价格将持续坚挺。现有商业化析氢催化剂 Pt 载量为 0.4-0.6mg/cm²，Ir 载量在 1-2mg/cm² 之间。而降低催化剂用量，或寻求替代方案，提高电解槽的效率和寿命是 PEM 水电解制氢技术发展的研究重点，如贺利氏 H2EL-IrO-S 型号的阳极催化剂中铱含量仅为 10%-50%，大幅降低铱用量。PEM 电解槽降本空间较大。目前 PEM 的技术迭代路径主要包括增加电流密度、提高电极板面积、降低膜厚度、优化设计催化剂等。根据 IRENA 预测，技术进步叠加规模化量产 PEM 电解槽的最低投资成本有望由 400 美元/kW 降至低于 100 美元/kW，降幅达到 75% 以上。目前 1000Nm³/h PEM 电解槽约 3000 万元，而随着关键零部件国产化及电解槽生产降本未来有望达到 700 万元。根据《电解水制氢成本分析》，土建及安装 200 万元，折旧 20 年，现阶段和远期目标电解槽设备寿命分别为 2 万和 9 万小时，单位能耗分别为 4.5 和 3.8kWh/Nm³，电价分别为 0.4 和 0.2 元/kWh，制氢成本分别达到 3.56 和 0.93 元/Nm³，降幅达到 73.8%。其中，固定资产均摊和电耗成本下降的幅度分别为 94.2%和 57.8%。

碱性、PEM 电解槽大幅降本是必然趋势。远期来看，碱性电解槽制氢成本和 PEM 电解槽制氢成本的降幅分别达到 63.1%和 73.8%。碱性电解槽制氢成本的降低主要受益于电耗及电价的降低带来的运营成本下降，以及寿命的延长带来的固定资产均摊成本下降，两者的降幅分别达到 78.0%和 79.5%。PEM 电解槽制氢成本的降低主要受益于电价的下降，以及国产化替代带来的设备成本下降叠加寿命延长带来的均摊成本下降，两者的降幅分别达到 94.2%和 57.8%。远期来看绿氢制备成本与灰氢相当。当电价为 0.4 元/kWh，运行寿命为 2 万小时时，碱性电解槽制氢成本在 29.7 元/kg；而当电价为 0.2 元/kWh，运行寿命为 9 万小时时，碱性电解槽制氢成本为 10.8 元/kg。当电价为 0.4 元/kWh，运行寿命为 5 万小时时，PEM 电解槽制氢成本在 40.0 元/kg；而当电价为 0.2 元/kWh，运行寿命为 9 万小时时，PEM 电解槽制氢成本为 10.5 元/kg。

2. 绿氢中长期降本前景向好

在电解水制氢的成本构成中，电力成本约占总成本的 60%-70%。绿氢降本一方面要依靠规模化生产、制取技术突破及装备成本下降，另一方面也要依靠可再生电力价格的进一步下降。由于长距离、大规模储运氢气的成本瓶颈在短期内难以得到突破，叠加可再生能源资源禀赋分布不均，各区域绿氢制取成本差异较大。

西北地区有望率先实现绿氢大幅降本。从整体来看，三北地区、西南地区可再生资源丰富，可再生氢与传统制氢路径成本差异相对较小。东部和中部地区绿色电力成本较高，制氢资源相对匮乏。根据时伟团队测算，考虑风光资源特征及波动性，绿氢生产成本最低的前 5 个省份分别是内蒙古、辽宁、黑龙江、河北、吉林，生产成本最高的省份主要集中在中国中部和南部，分别为河南、浙江、湖北、湖南、重庆。造成绿氢生产成本差异的主要原因是不同地区风光资源的分布特征、尤其是风光的波动性特征具有较大差异。从中长期来看，绿氢降本趋势明显，到 2030 年，全国各省份绿氢成本有望全面低于 35 元/kg，内蒙古绿氢成本仍有领先优势，最低可达 17.64 元/kg；到 2040 年，国内制氢成本有望全面低于 29 元/kg，最低可达 14.23 元/kg；到 2060 年全面低于 13.5 元/kg，最低可达 7.4 元/kg。绿氢成本有望在中长期实现大幅下跌，推动绿氢规模化应用全面升级。

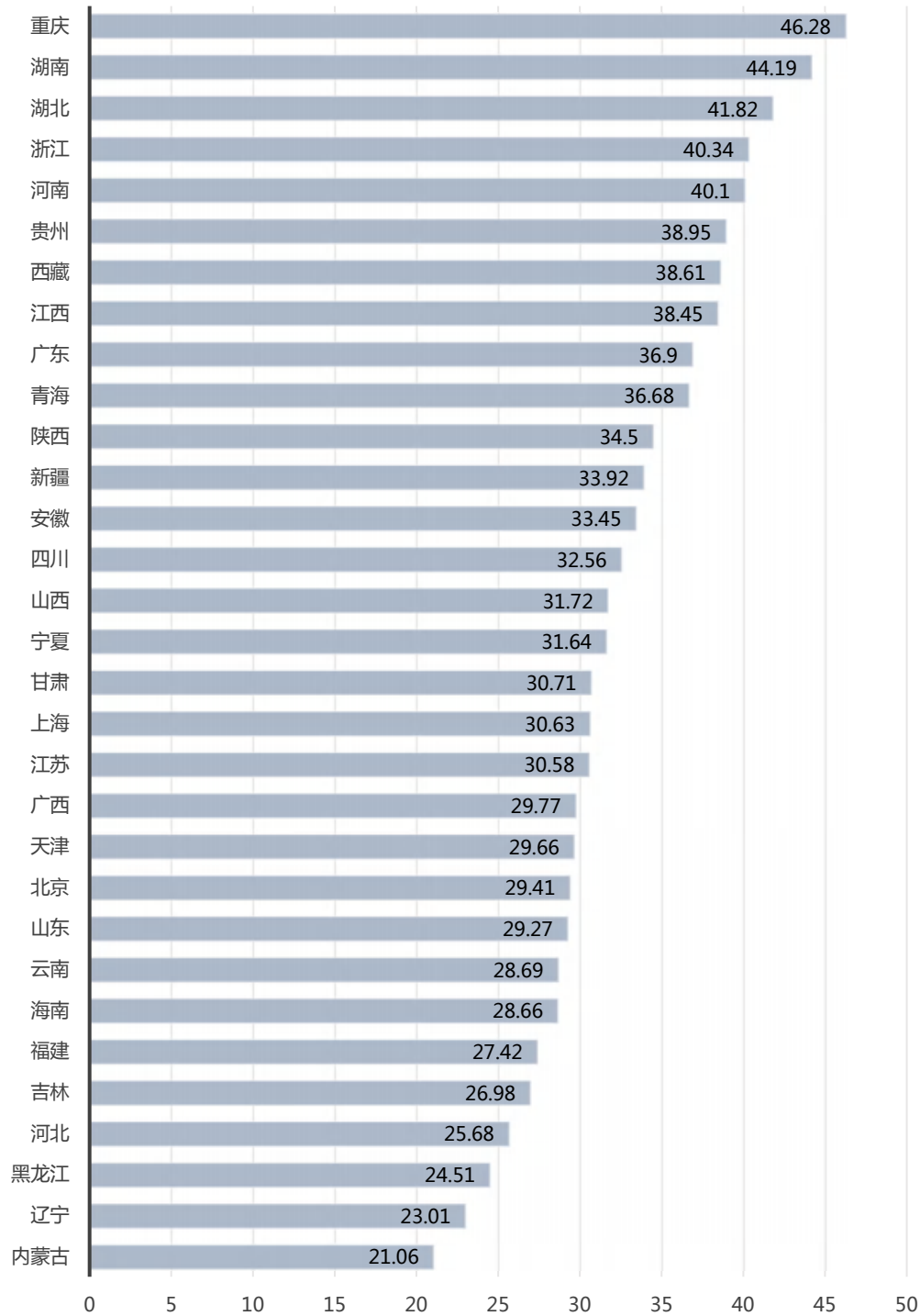


图 4 2023 年各省绿氢制取成本估算（单位：元/kg H₂）

数据来源：资源禀赋差异地区绿氢替代灰氢潜力分析

专题：

风光制氢规模化推广的问题及建议

风光制氢在我国新疆、内蒙、宁夏等风光资源丰富的地区已开展多个示范项目，制氢的经济性、技术路径和下游产品的市场化等问题备受关注。通过分析示范项目在风光发电、绿氢消纳方向以及下游基础设施建设等环节的现状和问题，可提出风光制氢规模化推广的路径和政策建议。

（一）风光制氢项目规模化发展情况

1. 风光制氢项目区域化布局效应显现

我国依托政策、资源、资本优势，已初步形成可再生能源制氢、绿氢消纳、氢能基础设施建设等产业发展集群，各地区因地制宜探索特色化氢能发展路径。

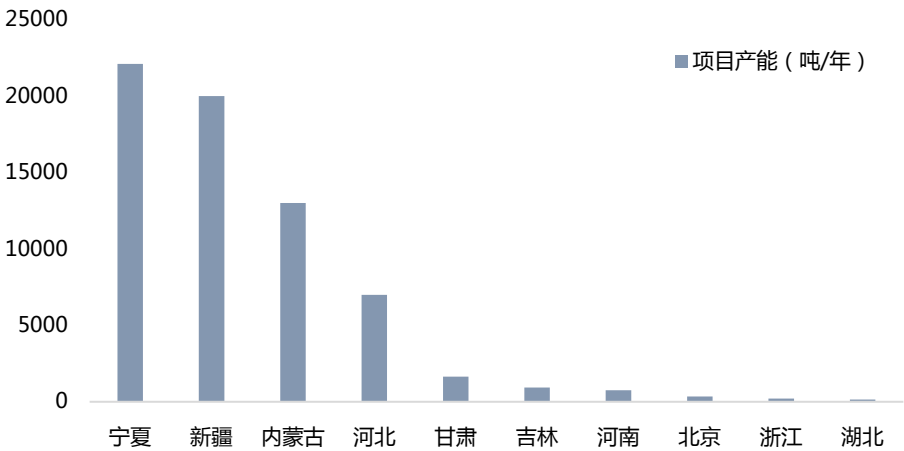


图 5 全国可再生能源制氢建成项目产能排名

数据来源：中国氢能联盟，氢能产业大数据平台

截至 2023 年 8 月，可再生能源制氢项目建成运营的共有 44 个，产能 6.65 万吨/年，数量和产量猛增，全国正在建设的 69 个项目产能达到了 87.84 万吨，主要集中在内蒙古、宁夏、新疆等地。

内蒙古作为我国重要的能源化工基地，“制储运加用”全产业链的优势极为明显。2023 年内蒙古全区批准建设 18 个绿氢项目，产能达到 62.91 万吨/年。从项目类型看，风光制氢与合成氨、合成甲醇项目是内蒙古氢能投资的热点；从区域分布看，鄂尔多斯市、包头市、乌海市、乌兰察布市的数量最多；从业主类型看，能源央企是内蒙古风光制氢项目的主力军。

宁夏以宁东能源化工基地、银川、石嘴山、吴忠、中卫等地区为重点，建设宁夏“沿黄氢走廊”。截至 2023 年 8 月，建成运营的项目有 4 个，产能约 2.21 万吨/年。目前，宁夏回族自治区规划了 14 个可再生能源制氢项目，绿氢产能将达到 18.25 万吨/年。从项目类型看，光伏制氢与煤化工等化工项目是氢能投资的热点；区域分布上，宁东基地的项目数最多；从项目业主看，中石化、国家能源、国电投等能源央企是主力军。

新疆地区在哈密、巴州、南疆环塔里木开展“风光氢储”示范项目，在大型工业园区、矿区等地推进工业副产氢项目建设。截至 2023 年 8 月，新疆在 2023 年布局建设的风光制氢项目 4 个，产能 2.14 万吨/年。从项目类型看，依托风光制氢与石油炼化等化工结合的项目是氢能投资的热点；从区域分布上看，塔城、库车、克拉玛依、吐哈等油田的项目数量最多；从项目业主看，中石化等央企是主力军¹。

以下是部分省市风光制氢项目布局情况：

表 10 部分省市风光制氢项目布局情况

省份	项目	数量
宁夏	宝丰能源可再生及应用示范项目、国能宁煤绿氢耦合煤制油化工示范一期项目、国能宁东可再生氢碳减排示范项目、中石化可再生资源制氢一体化示范项目、鲲鹏清洁能源公司节能降碳示范项目、宁东新能源发展公司可再生资源制氢示范项目、百中绿电可再生资源制氢示范项目、中广核宁东清洁能源制氢项目、国电投宁东可再生资源制氢示范项目、京能宁东氢能制储加一体化示范项目、太阳山制氢合成氨项目	11 个

¹ 以上部分数据来源于氢能产业大数据平台

省份	项目	数量
内蒙古	兴安盟京能煤化工可再生资源绿氢替代示范项目、三一重工乌拉特中旗甘其毛都口岸加工园区风光氢储氨一体化示范项目、中能建巴彦淖尔乌拉特中旗绿电制氢制氨综合示范项目、中核科右前旗风储制氢制氨一体化示范项目，赤峰市能源物联网一体化示范项目、中电建赤峰风光制氢一体化示范项目、多伦 15 万千瓦风光制氢一体化示范项目、鄂尔多斯市能源风光制氢加氢一体化项目、鄂尔多斯液态阳光--二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目、国际氢能冶金化工产业示范区新能源制氢联产无碳燃料配套风光发电一体化示范项目、国能阿拉善高新区风光氢氨基础设施一体化低碳园区示范项目、乌兰察布兴和县风光发电制氢合成氨一体化项目、鄂尔多斯库布其 40 万千瓦风光制氢一体化示范项目、腾格里 60 万千瓦风光制氢一体化示范项目	15 个
新疆	新疆伊宁市光伏绿电制氢源网荷储一体化项目、深能库尔勒绿氢制储加用一体化示范项目、中核克拉玛依源网荷储一体化项目、克拉玛依愿景新材料有限公司白碱滩区源网荷储一体化项目、吐哈油田吐鲁番区域源网荷储一体化项目、库车经济技术开发区“源网荷储氢”一体化项目	6 个

资料来源：公开资料，车百智库整理

2. 绿氢及其衍生品初显绿色价值

绿氢应用在炼化领域体现出氢能绿色价值。截至 2023 年 8 月，可再生能源制氢用于炼化的规模占比达到 44.7%，通过合理配置绿氢与工业副产氢用于炼化的比例，不仅可以降低氢源供给成本，而且可以提高氢衍生品的绿色价值。

例如，神华集团煤制油项目 PSA（变压吸附）装置以及裂解装置提供的氢气，处理后耦合部分绿氢送入氨合成单元生产合成氨；国能集团的大型煤化工项目耦合 3 万吨/年的绿氢，对已有聚烯烃产业链进行延链、补链和强链；中石化集团新疆库车绿氢项目生产的绿氢，用于替代塔河炼油的天然气制氢实现炼油绿色化。这些项目对煤化工高端化、多元化和低碳化发展起到示范作用。

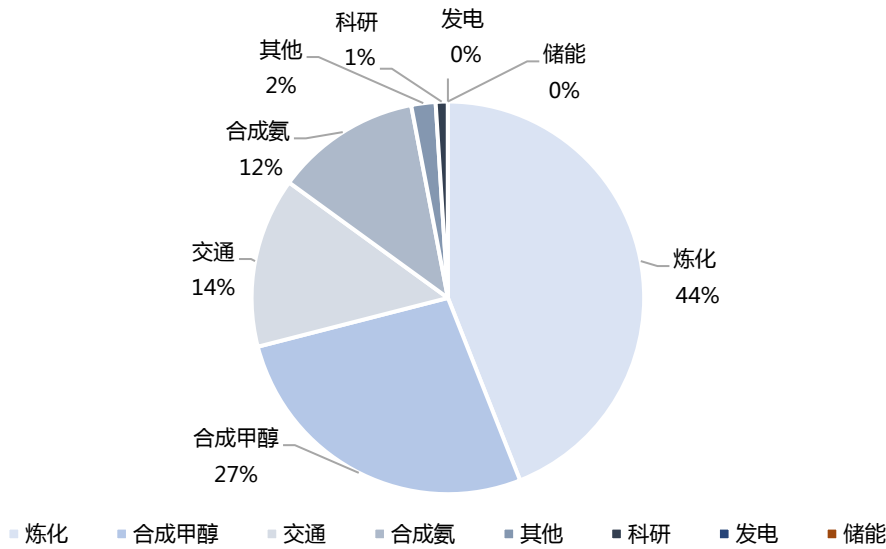


图 6 全国可再生能源制氢应用方向分布图

数据来源：中氢能联盟，氢能产业大数据平台。

绿色氢衍生品推动绿氢需求。根据中国氢能联盟数据显示，可再生能源制氢应用于合成绿色甲醇和合成氨的比例达到 39%。我国目前已成为全球最大的甲醇和合成氨的生产国和消费国，根据 Wind 数据，2021 年合成氨的总产量 5189 万吨，占全球合成氨市场份额约 30%，而 2022 年有效甲醇产能达到 1 亿吨左右。

发改委和能源局发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》均提出要加快发展绿氨和绿色甲醇。由于欧盟对船用绿色燃料的要求，采用绿氢和来自于生物质的二氧化碳合成的甲醇成为国际航运公司使用在远洋货轮的主要燃料，绿色甲醇价格目前可以达到 4000-4500 元/吨。甲醇成为绿氢的主要产品，绿氢合成甲醇迎来发展加速期。全国范围内已有多个项目相继落地，从省份上来看，内蒙古地区的绿色甲醇项目最多。从项目类型看，工业园区分布式制甲醇的数量高于集中式的大型绿氢合成甲醇项目。

表 11 部分地区绿氢合成甲醇项目

省份	项目名称	规模（万吨/年）
内蒙	巴彦淖尔市 200 万千瓦风光制氢制甲醇项目	50
内蒙	兴安盟扎赉特旗 200MW 风光制氢制甲醇项目	50
内蒙	巴彦淖尔市新能源制氢、生物制绿色甲醇项目	-

省份	项目名称	规模（万吨/年）
内蒙	鄂托克经济开发区吉道能源绿氢制绿色甲醇项目	33.75
内蒙	赤峰风光制氢 100 万吨绿色甲醇项目	100
内蒙	鄂托克旗 1GW 风光发电可再生能源制绿氢合成甲醇项目	-
江苏	江苏徐圩新区江苏斯尔邦石化有限公司 CO ₂ 制绿色甲醇项目	10
河南	安阳顺利环保科技有限公司 CO ₂ 加氢制绿色低碳甲醇联产项目	11
新疆	新疆奇台 45 万吨绿氢绿色甲醇工程	45
河南	绿色低碳甲醇工厂项目	10
江苏	南京江北绿色甲醇项目	38
大连	绿色氢能与液态阳光项目	10

资料来源：公开资料，车百智库整理

在“双碳”背景下，伴随着绿氢的发展，氢的载体绿氨也被化工和能源企业重视。全国规划的绿氨项目总产能约 380 万吨，从省份看内蒙古的绿氨项目最多，2022 年公布的绿氨产能约 180 万吨。从项目企业来看，以国能、国电投、远景能源、吉能股份、中国氢能、明拓集团等为代表的国有和私营企业都在积极投资布局风光电氢氨规模化项目。

表 12 部分地区绿氢合成绿氨项目

省份	项目名称	规模（万吨/年）
内蒙	明拓集团 150MW 风光发电制氢联产无碳燃料项目	39
内蒙	国电投达茂旗风光制氢与绿色灵活化工一体化项目	10
内蒙	国能集团风光氢氨一体化新型示范项目	30
内蒙	远景能源风光制绿氢绿氨一体化示范项目	-
内蒙	国能源创百万千瓦风光氢氨+基础设施一体化低碳园区示范项目	40
内蒙	清能链（北京）能源科技有限公司乌拉特后旗绿氨合成氨项目	30
内蒙	清能链（北京）能源科技有限公司达茂旗绿氨合成氨项目	30
吉林	吉电股份大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	18
四川	三峡集团十万吨可再生能源电解水制氢合成氨示范工程	-

资料来源：公开资料，车百智库整理

(二) 风光制氢项目规模化推广面临的问题

1. 风光制氢项目电力运行成本受电力政策影响

鼓励可再生能源发电上网政策有待完善。由于风光制氢集中在风光资源优越的地区，鼓励部分风光资源发电上网参与电力市场交易，可以增加风光制氢的投资收益。目前，各地区源网荷储项目出台的政策，原则上是并网不上网，鼓励可再生能源就地消纳。能源局批复的文件中，虽然风光制氢项目允许 20%电量上网，然而并未出台针对这部分上网电量的市场交易细则，需要制定更加完善的电价机制，促进风光制氢项目的投资收益。

风光制氢项目的用电优惠政策缺失。风光制氢项目通过并网利用谷电制氢，既可以提高电解槽设备的利用率，又可以支撑电网消纳谷电时段的电量，但目前许多地区并没有相关的用电优惠政策用于鼓励风光制氢。由于电解槽并网运行电价成本较高会导致制氢成本偏高，从而引起整个链条综合成本的提升。以内蒙古地区为例，普通制氢项目的平均电价为 0.42 元/kWh 左右，与高耗能用户 0.43 元/kWh 左右的平均电价相近，远高于大数据、硅产业等新兴产业 0.3-0.35 元/kWh 的平均电价。

鼓励氢储能纳入配储等实施细则有待完善。氢储能能在储能时长（范围可从数小时至季度）和容量规模（百吉瓦级别）上的优势，比其他新型储能更为明显，是构建新型电力系统的重要助力。目前，各地区风光制氢项目配置储能容量的鼓励政策各有不同，例如：内蒙古地区鼓励建设储氢设施，提出储氢设施容量大于 4 小时制氢能力的，可根据需要相应降低电储能配置要求；山东省下发通知，鼓励风电、光伏发电制氢，制氢装机运行容量视同配建储能容量；宁夏地区要求同一企业集团储能设施可视为本集团新能源配置储能容量。以上氢储能的鼓励政策对风光制氢项目虽然起到推动作用，但只把可再生能源风光制氢的储氢配置做了调整或者放宽了限制，氢储能作为一种收益参与电力市场的细则在这些政策中还没有被提及。

表 13 部分地区新能源配储政策

时间	省份	政策文件	配储比例和时间	说明
2021 年	宁夏	自治区发展改革委关于加快促进储能健康有序发展的通知	新能源项目储能配置比例不低于 10%、连续储能时长 2 小时	同一企业集团储能设施可视为本集团新能源配置储能容量。
2021 年	新疆喀什地区	2021 年光伏发电和储能设施项目竞争性配置工作	连续储能时长 2 小时	
2022 年	内蒙古	关于征求工业园区可再生能源替代、全额自发自用两类市场化并网新能源项目实施细则意见的公告	新增负荷所配置的新能源项目配建储能比例不低于新能源配置规模的 15% (4 小时)。	储氢设施容量大于 4 小时制氢能力的可根据需要相应降低电储能配置要求
2021 年	山东	关于开展储能示范应用的实施意见	不低于 10%比例配建或租赁储能设施，连续充电时间不低于 2 小时。	按不低于 10%比例（时长不低于 2 小时）配建或租赁储能（制氢）设施

资料来源：公开资料，车百智库整理

2. 氢能基础设施现状制约绿氢产业发展

氢能基础设施投资成本高。与新能源装备如风电、光伏的基础设施由“五大六小”发电集团等大型国企带动投资建设不同，绿氢的风光制取、储存、输送等基础设施还处在需要攻克技术瓶颈的发展阶段，没有达到标准统一化。生产规模化和产品市场化的要求，投资建设成本偏高。居高不下的成本反过来又制约了氢能产业的发展，并为氢能从化工领域拓展到交通领域、能源领域的应用带来了更多掣肘和瓶颈。

管道输氢等配套设施建设滞后。从供给和消纳空间的分布看，我国绿氢的潜在供给和消费存在空间错配的情况。我国风光制氢项目主要集中在西北、东北和华北地区。西北地区拥有大量的煤化工产能，可解决部分绿氢替代的就地消纳问题，但石油炼化用氢、交通用氢的消纳集中在东部、华北和南部沿海省份。特别是交通领域用氢，以北京、上海、广东、河南、河北五大燃料电池汽车示范城市群为主，需要提前部署建设长距离、大规模储运的基础设施。从技术和成本来看，如果以管道输氢为主，单条管道的年输氢规模可达到十万吨以上，且长距离的管

道输氢成本远低于目前的长管拖车。以年输氢能力为 10 万吨管道输氢为例，当运输距离在 500 公里时，管道输氢成本可控制在 3.02 元/kg，远低于目前常用的高压气态储运路线。

（三）风光制氢项目规模化推广路径和政策建议

一是强化区域规模化发展规划并打通下游产业消纳。目前风光制氢项目大部分集中在西北、东北、华北等风光资源优势明显的三北地区，结合当地的化工产业形成区域内联动发展。未来需要逐步吸引重工业和化工业向三北地区转移，实现大规模可再生能源制氢与下游产业协同发展的新格局。对于其它区域，未来的发展趋势是长三角区域利用海上风光制氢与长三角周边区域的产业消纳联动，环渤海区域利用河北的可再生能源制氢与北京区域的产业消纳联动。区域规模化规划发展并打通下游产业消纳是风光制氢项目重要的推动力量。

二是调整风光制氢余电上网和制氢用电的电力市场购电方式。目前大部分地区风光制氢项目还无法余电上网，需要在风光制氢的运营初始期，通过风光发电的电力市场交易收益鼓励风光制氢。建议制定适合风光制氢项目的详细上网参考准则和审核规定，根据风光制氢的容量和地区风光条件，适度允许风光制氢中的小部分风光发电参与电力市场交易，并限制最大上网比例，从而增加风光制氢项目的投资收益。此外，由于欧盟对绿氢碳排放的要求，风光制氢项目仅可以购买总制氢用电量 7%左右的网电用于风光制氢，而不同地区电网的峰谷电价都不相同，未来需要根据区域特点统筹协同项目企业、电网企业、政府等多方共同推动制氢用电的输配电价标准，优化制氢用电的电价体系，促使风光制氢用电电价从单一高耗能电价，向优惠峰谷电价、电力市场交易购买低价绿电等多种优惠电价体系，以降低风光制氢的电价成本。

三是鼓励氢储能作为电网灵活性资源参与电力市场辅助服务。风光制氢项目可以适度增加氢储能的配置容量，发挥氢储能长时储能的优势，通过甲醇和氨的生产季节的调整，来支撑新型电力系统的季节性调峰和灵活性消纳。未来需要明确氢储能作为新型储能参与电力市场交易的政策，鼓励氢储能参与电力市场辅助服务增加收益，通过电力市场的辅助服务收益将电和氢更好的耦合。

四是适度超前布局氢能基础设施建设。氢能基础设施是风光制氢项目下游氢能消纳的重要保障，适度超前布局建设管道输氢等基础设施，可以为绿氢大规模消纳提供支撑。我国建设输氢管道和加氢站等基础设施技术逐步成熟，输氢管道的设计标准和施工技术已经达到国际先进水平，为输氢管道及氢能基础设施建设奠定了坚实的基础。未来需要根据区域化氢能发展方向，通过政府相关政策的引导，超前布局发展输氢管道和加氢站等氢能基础设施。同时，为确保输氢管道等氢能基础设施的安全运营，应加强对输氢管道的监测和检修工作，加强对加氢站的监管和管理，保障输氢管道和基础设施的运营安全。

五是通过碳市场政策工具推动绿氢及衍生品实现减碳效益。以绿氢替代高碳原料，企业可直接减少碳排放、节约碳配额成本。随着全国碳配额交易市场的逐步完善，化工、钢铁等更多控排行业将于“十四五”期间纳入全国碳配额市场，尽早纳入碳配额市场，是推动绿氢在化工、钢铁行业实现减碳效益最主要的市场机制。建议加快研究上述行业的碳排放核算体系，形成并完善交易机制，为推动绿氢及衍生品在相关行业的规模化应用奠定基础。

中游储运：氢能基础设施建设仍需加码

安全可靠的储运是实现氢能产业良好发展的关键。当前，高压气态储氢和低温液态储氢已经规模化运用并进入商业应用阶段，有机液态储氢和固体材料储氢则处于发展初期。基础设施方面，加氢站是氢燃料电池交通工具应用发展的关键环节。政策推动下，中国已成为全球拥有最多加氢站的国家，而国内管道建设仍处于起步阶段，仍需要顶层设计的统筹规划和支持。

2022 年末，全国已建成的加氢站达到了 310 座。截至 2023 年 6 月底，我国共有加氢站 385 座。据香橙会统计，全国内地 31 个省份除西藏外均有加氢站或加氢站建设计划。从区域分布来看，加氢站的布局也具有区域集中性特征，当前排名前四的省份分别是广东省、山东省、江苏省和浙江省。

(一) 多项氢储运技术取得关键突破

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，如表 14 所示。压缩气态储氢，以其技术难度低、初始投资成本低、适配当前氢能产业发展等特征优势，已进入到广泛应用的阶段，但受限于储氢密度和安全性能，通常需要大型储氢设施来满足需求。压缩气态储氢大多需要采用长管拖车运输，运输效率仍需要持续完善和提升。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，民用领域在 2023 年取得诸多突破，但尚未得到规模推广。液氨/甲醇储氢、氢化物吸附储氢、LOHC 储氢等技术目前国内仍在产业化初期。

与传统石油燃料易运输、可规模存储的特点不同，国内氢的储运技术尚未实现能效与安全的最优解。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。

表 14 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
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（-253℃）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	吸附储氢利用金属合金、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	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

	压缩气态储氢	低温液态储氢	液氨/甲醇储氢	氢化物/LOHC
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

数据来源：世界银行，中国工业气体工业协会，中化石油勘探开发有限公司，《中国氢能产业发展报告》，广发证券发展研究中心

1. 高压气态储氢

高压气态储氢通过连接减压阀即可方便、快捷释放所需氢气，是目前工业中使用最普遍、最直接的氢能储运方式，也是我国车用储氢及固定式加氢站采取的主要方案。具有运营成本低、压缩氢气技术成熟、承压容器结构简单、能耗较小、氢气充放响应速度快等优点。我国高压氢气运输以长管拖车为主，结合集装格小范围补充。其中集装格由多个 40L 容积、15MPa 压力的高压储氢钢瓶组成，运输较为灵活，适用于需求量小的加氢站；长管拖车则适用于需求量略大的运氢场景。根据头豹研究院，截至 2022 年我国高压气态路线占总储运方案比例约 98%，其中长管拖车方案占比超过 90%。长管拖车的储氢压力多为 20MPa，在 20MPa 的压力下，氢气密度可由常温常压下的 0.089kg/m³ 提升至 14.5kg/m³，储氢密度是常温常压氢气的 160 倍。

用于氢储运的高压气瓶主要包括纯钢制金属瓶（I 型）、钢制内胆纤维缠绕瓶（II 型）、铝内胆纤维缠绕瓶（III 型）及塑料内胆纤维缠绕瓶（IV 型）。其中加氢站等固定式储氢瓶多用 I 型、II 型钢制氢瓶，但由于 I 型和 II 型瓶储氢密度低、氢脆问题严重，因此现阶段车用储氢容器主要为 III 型瓶和 IV 型瓶。

储氢瓶的痛点在于成本，成本下降的关键在于碳纤维。以广泛用于车载运氢的 III 型瓶和 IV 型瓶为例，碳纤维复合材料在两类储氢瓶中的成本占比均在 60%-80%之间，其次为阀门、平衡储罐、调节器等。近年来我国碳纤维的产能与产量不断攀升，国产化率持续提高，2022 年我国大陆碳纤维运行产能 11.2 万吨，占全球运行产能约 43.3%，较 2021 年提升 12.8%。未来随着航空航天、风电叶片、

碳/碳纤维材料等。受新兴产业的需求带动，据初步估算 2023 年中国碳纤维总需求约 9.16 万吨，国产碳纤维的市场占比也将逐渐提高。根据中国节能协会氢能专业委员会援引 DOE 数据，目前车载储氢瓶成本在 16 美元/kWh~21 美元/kWh，而未来目标为 8 美元/kWh，仍有超过 50%的成本下降空间，以我国广泛应用于氢燃料电池车的 35MPa 储氢Ⅲ型瓶为例（如图 7），碳纤维复合材料占生产成本的 62.5%，碳纤维材料价格直接决定了储氢瓶的成本。预计随着我国碳纤维产能的持续扩张，有望带动高压储氢气瓶成本下降。

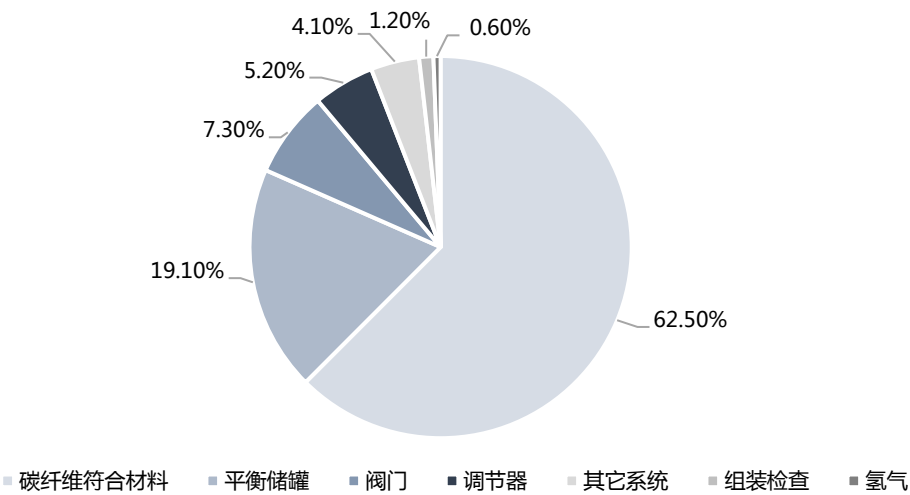


图 7 35MPa 储氢Ⅲ型瓶成本构成

数据来源：国家统计局，中国汽车工业协会，头豹研究院，广发证券发展研究中心

2. 低温液氢

低温液态储氢是将氢气冷却至-253℃，以液态的形式储运。低温液态储氢具有以下比较优势。一是储氢密度大，单车运输量高，液氢在常温、常压下的体积储氢密度为 70.8kg/m³，分别为 20、35、70MPa 高压氢气的 5、3、1.8 倍。其运氢效率远超气态储氢，单车运氢量可达 4000kg，是高压气态运输的 15 倍，装卸时间也明显缩短，运输效率显著提高，在远距离运输液氢储运在单位成本上具有成本优势。二是液氢在计量上误差更小，在大规模的交易中，计量的精准性将变得非常敏感，液氢可以直接称重计量，误差在 1%；而高压气氢的压差法计量，至少有 3%的误差。三是安全性高，液氢储存在日常储存运输的压力较低（一般低于 1MPa），以 Linde 公司为例，其液氢储罐压力为 0.2MPa，远低于高压气氢储运方式的压力，在日常运营过程中更易保证安全。

然而，低温液态储氢需要对氢气进行低温液化处理，因此能耗较高。根据中国氢能联盟数据，高压气态储氢每公斤满氢气能耗约 0.2-1.3kWh，而目前 1.5 吨/天的液化规模下，低温液态储氢每公斤氢气能耗约 15kWh，其预计在短途运输情况下高压气态氢气储运成本约 0.3-2.02 元/kg，而低温液态氢气储运成本约 12.25 元/kg。氢液化的能耗问题有望伴随着液化规模的提升而显著下降，5 吨的液氢设备可将能耗将至 12 度电，10 吨/天的设备甚至有望降至 6-8 度电。2023 年，我国已在 10 吨/天级别的氢液化装备方面取得了零的突破。如果未来液氢设备的电力供应可以通过可再生能源实现，那么当光伏电价下降到 2 毛左右，大型的液氢装备每公斤液化成本仅需要 1-2 元。

在国内液氢储运技术尚不成熟的情况下，美日等发达国家液氢已大规模普及，液氢储运占 70%。2021 年全球的液氢产能接近 500 吨/天，其中北美地区有接近 20 座 10 吨/天以上的液氢生产工厂，占据了全球 85% 的产能，远远领先于其他国家和地区。并且液氢储运规模效应显著，发达国家已将成本降低到高压气氢的八分之一左右。这表明液氢储运技术已得到充分验证，降本路径逐渐清晰，未来国内大规模产业化发展指日可待。美国 Gardner Cryogenics 公司、美国 Chart 公司、日本川崎重工业株式会社和俄罗斯深冷机械公司 Cryogenmesh 等企业代表了液氢储运的产业前沿。

运输能耗方面，相同能耗下低温液态储运的运输能力是高压气态储运的 15 倍。以一总重 36 吨的运输车为例，液氢和高压气态的载重能力分别为 4500kg 和 30kg。每百公里能耗增加方面，液氢也比气氢表现优异，每公斤液氢能耗增加分别为 0.16kWh，2.38kWh。总能耗方面，高压气态运输总能耗主要为压缩能耗与运输能耗，液氢的总能耗包括氢的液化能耗，压缩能耗与运输能耗。在运输里程达到 500 km 以上时，液氢的总运输能耗低于高压气氢。因此，长距离运输的成本优势与能耗优势使得液氢在中长距离运输更占优势。

应用方面，由于液氢具有最小的分子量和极强的燃烧强度，液氢传统意义上运用于航空航天领域。Mordor Intelligence 预测，到 2040 年，我国预计新增 8700 架次飞机，市场规模达到 10.29 万亿，这将有效推动液氢行业发展。同时，对清洁能源的需求日益增加，液氢替代传统化石燃料的趋势愈发明显。据 Mordor 估计，全球液氢市场 2018-2028 年的年均复合增长率将达到 5.20%，到 2028 年全球液氢市场有望达到 3521.44 亿元。

从整体来看，2023 年中国液氢的发展取得了多项关键突破，小到车载液氢储

氢系统、液氢罐车，大到液氢加氢站、液氢船和大型民用氢液化系统，国内相关装备制造能力整体升级。由于起步较晚，我国液氢发展最大的挑战一度集中于装备制造，多年来与液氢相关的装备和技术由国外垄断且大多对中国禁运，大型氢液化冷箱、高速低温透平膨胀机等液氢关键设备只能依靠国内企业攻关。在中科富海、中广核集团、国富氢能等企业的努力下，大型液氢制取设备正逐步实现成套装备国产化。国内氢液化规模已经实现了从 1.5 吨/天到 10 吨/天的进步，并且逐步向 15 吨、30 吨/天突破，液氢的大规模应用前景可期。

3. 有机液态储氢

有机液态储氢（LOHC）将氢存储在具有高氢质量分数的有机液体中，通过化学吸附或物理吸附将氢气储存于有机液体的分子间隙中。有机液态储氢能够实现常温常压下的氢气储运，其稳定性高、长周期储存成本低、日常维护量小、储氢过程可逆，减少资源浪费与环境污染。但由于脱氢效率低、反应温度高、催化剂易被中间产物毒化等问题，目前尚处于研发阶段。

LOHC 颇有潜力，在氢储运中的优势明显。一是 LOHC 储氢密度高、能耗低，液态有机氢载体在常温常压下始终为液态，化学性质稳定，储氢量几乎是目前 35MPa 的高压气态氢的 3 倍，能实现大规模、长时间储氢、长距离运氢。二是储运成本相对低，现在使用的液态有机氢载体主要为甲苯，吸收氢气后转化为甲苯/甲基己烷，并且氢载体还可以循环利用，储运成本相对低。三是对现有基础设施改造利用难度小，LOHC 可与现有能源基础设施完全匹配，只用将现有的炼油厂及加油站稍加改造，就能应用于氢的规模化储存、运输和加注，从而大幅降低氢能规模化利用的成本。

国内目前在开展 LOHC 研发的企业主要有武汉氢阳能源，国外霍尼韦尔公司最近也推出了 LOHC 方案。但 LOHC 面向大规模推广也存在瓶颈，LOHC 的核心竞争力在于化学材料，其组分的独特性决定了 LOHC 是一个相对封闭的体系，从上游材料生产到下游应用都需要大量的投资，与现有能源体系兼容存在一定难度。

有机液态储氢的介质有很多种（如表 15），例如烯烃、炔烃、芳烃、杂环化合物等，不同介质间的优缺点分别为：一是烯烃和炔烃，如辛烯、乙炔等，具有较高的理论储氢量，但反应可逆性较差，且易发生聚合反应，影响储氢效率；二是芳烃，如苯、甲苯、萘等，具有较高的储氢量和稳定性，且与常规液体燃料具有相似的物理性质，便于运输和利用现有基础设施，但脱氢温度较高，需要贵金属

催化剂，且脱氢产物易挥发和污染环境；三是杂环化合物，如咪唑、乙基咪唑、吡啶等，具有较低的脱氢温度和反应焓，且可以通过引入杂原子（如 N、O、P 等）来调节储氢性能，缺点是储氢量相对较低，且可能存在毒性和环境问题。

表 15 常见有机液态储氢介质列表

类型	示例	储氢量 wt. %	反应可 逆性	脱氢温度	催化剂	环境影响
烯烃和炔烃	辛烯、乙炔等	6.2	好	250°C-300°C		易发生聚合反应
芳烃	苯、甲苯、萘等	6.2	好	240°C-400°C	贵金属	脱氢产物易挥发和污染
杂环化合物	咪唑、乙基咪唑、吡啶等	5.8	好	124°C	杂原子（如 N、O、P 等）	可能存在毒性和污染问题

数据来源：《液态有机氢载体储氢：催化剂、可再生载体和技术》，华安证券研究所

从国际经验来看，欧洲与日本等受限于资源禀赋的国家及地区，依靠早期规划已经实现 LOHC 的部分商业化应用。2019 年，日本先进氢能源链技术开发协会投资有机液态储氢进口项目，每年运送 210 吨氢至日本用于发电和交通领域。2023 年，德国投资全球首个液态储氢项目，ShipaH2oy 将应用兆瓦级液态有机储氢 LOHC 技术的绿氢，在船上开发和应用零排放推进技术。由于起步较晚，技术尚未成熟等劣势，我国有机液态储氢项目仍处于示范阶段，有望伴随技术的成熟和材料革新弯道超车。

4. 固态储氢

固态储氢是指通过物理或化学材料对氢的吸附作用而将其存储在固体材料中的储氢方式。与高压气态或液态储氢方式相比，固态储氢具有体积储氢密度高、安全性能好、储存时间长等优势，目前处于示范阶段。根据吸附原理的不同，固态储氢材料可分为物理吸附储氢材料和化学吸附储氢材料。其中，物理吸附主要指通过范德华力将氢分子可逆地吸附在比表面积高的多孔材料中，化学吸附则是指将氢以离子键或共价键与其他元素结合并生成金属氢化物等材料。

镁基材料被视为最具前景的固态储氢技术路径。化学吸附储氢材料中的金属氢化物发展最为成熟，其中镁系合金由于储氢量高、原料丰富、产氢纯度高等特点

点,被认为是最有前景的固态储氢材料之一。镁基储氢材料具有储氢量高、镁资源丰富以及成本低廉等优点,被认为是极具应用前景的一类固态储氢材料。Mg 基储氢材料的综合吸放氢性能不仅与热力学性能有关,还与动力学性能有关。动力学性能评估主要聚焦于材料吸放氢反应速率方面,主要由材料自身结构以及特定条件吸放氢反应机制来决定。镁吸放氢体系由金属初始态向具有较低能态的金属氢化物终态转变前,需要越过一个激发能态。由于 MgH_2 高热力学稳定性 ($\Delta H=76\text{kJ/mol}$) 和较差的动力学性质, MgH_2 只能在高温下 ($\geq 300^\circ\text{C}$) 才有优异的吸附氢性能,且在吸放氢循环中, MgH_2/Mg 颗粒的团聚和长大导致循环稳定性差。因此,为了使 MgH_2 在储氢应用中得到广泛应用,必须调整其热力学和动力学性能。

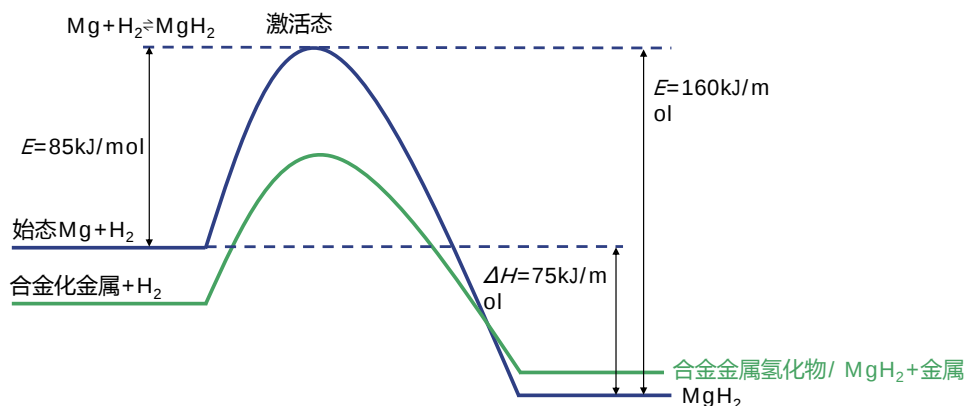


图 8 镁吸放氢过程相变及活化能变化

图片来源：镁基固态储氢材料研究进展

固态储氢终端应用场景主要为固定式和小型移动式。由于固态储氢多采用金属氢化物作为载体，且用铝合金氢罐作为容器，因此固态储氢罐普遍较重，导致其终端应用多集中于固定式储氢和重量相对较轻的小型移动式场景。其中，固定式应用场景主要包括电力调峰电站、分布式供能、应急备用电源、制氢或用氢现场缓存等领域，此场景下固态储氢装置可以将氢气进行长期的常温常压储存，在需要时再直接释放氢能或利用燃料电池将其转化为电能供应。而小型移动式应用主要包括工程车载、乘用车载、船载等储运氢场景。

（二）加氢站及输氢管道等基础设施建设仍需加快

当前，我国氢，特别是绿氢的供给侧与需求端，存在较大的空间错配。绿氢示范项目多位于西部地区，全球最大的光伏绿氢生产项目——中石化库车年产 2 万吨绿氢项目位于新疆；年产绿氢约 1 万吨的三峡准格尔旗纳日松光伏制氢项目位于内蒙古。用氢需求主要在东部地区特别是东南地区。空间错配对氢的大规模、长距离储运提出了更高的要求，以输氢管道、加氢站为代表的氢能基础设施建设亟需升级。

1. 输氢管道建设步伐加快

输氢管道可被分为“纯氢管道”、“天然气掺氢管道”、“经改造的天然气管道”。根据国家能源局发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，我国将稳步构建氢储运体系，开展掺氢天然气管道、纯氢管道等试点示范。

氢气管道输运具备广阔市场空间。根据德勤预测，2050 年输氢管道总长或将超过 75 万公里，2023-2050 年管道建设复合增速约 20%。油气管道建设对输氢管道建设具备积极借鉴意义：石油、天然气凭借成熟的管网系统实现了对煤炭的快速替代。由于利用管道输运油气的运输成本低、损耗少、永久性占用土地少、建设速度快、运输量大、安全性高，因此管道运输已经成为油气输送的主要手段。我国油气行业已经形成“长距离管道+短距离长管拖车”的运输模式。由于氢气、天然气在物理性质方面具备相似性，氢气利用管道进行大规模运输具备可行性。

国内输氢管道各项指标加快突破。欧美发展输氢管道已有近 80 年历史，全球 90% 以上输氢管道位于美国及欧洲。截至 2022 年末全球氢气管道总长超过 5000km，其中美国输氢管道总长超过 2700km，欧洲输氢管道总长达到 1770km。我国氢气管网发展相对较晚，已投用输氢管道总长约 100km，包括中石化“济源-洛阳全长 25 千米输氢管道”、“巴陵-长岭全长 42 千米输氢管道”等。我国已建成的氢气管道在长度、压力、管径等方面与国外管道存在差距，长度方面，我国已投用输氢管道长度仅约 100km，而海外已建设超过 5000km 氢气管道。压力方面，美国已建成最高输氢压力 10.3MPa 的管道，而我国仍以 5MPa 的中低压管道为主。我国目前尚未形成完整的氢气管道标准，更缺少氢气长输管道标准。2023

年 6 月，我国首次 9.45MPa 全尺寸非金属管道纯氢爆破试验在国家管网集团管道断裂控制试验场成功实施，标志着国内首次高压多管材氢气输送管道中间过程应用试验圆满完成。

相关标准正在逐步建立。标准方面，国外氢气长输管道设计建设技术整体比较成熟，已颁布的标准规范包括：压缩气体协会的 CGAG 5.6 Hydrogen Pipeline Systems、美国机械工程师协会的 ASME B31.12 Hydrogen Piping and Pipelines、欧洲工业气体协会 EIGA 的 IGC Doc121/14 Hydrogen Pipeline Systems、亚洲工业气体协会的 AIGA033/06 Hydrogen Transportation Pipelines。2022 年以来，我国针对氢气长距离管道输送的设计标准正在逐步建立。2022 年，国家能源局下发《2022 年能源领域行业标准制定计划项目汇总表》，其中“输氢管道工程设计规范”适用于纯氢及天然气掺氢管道的新建、改扩建等工程设计。2023 年 1 月，中国标准化协会发布标准《氢气输送工业管道技术规程》（征求意见稿）。2023 年 8 月，国家标准委联合五部委联合印发《氢能产业标准体系建设指南（2023 版）》，将针对输氢管道、氢气/天然气掺混等输运方式制定标准。

2. 加氢站布局进一步优化

加氢站是氢燃料电池产业化、商业化的重要基础设施，主要通过将不同来源的氢通过压缩机增压储存在站内的高压罐中，再通过加气机为氢燃料电池汽车加注氢气的燃气站。加氢站的主要设备包括储氢装置、压缩设备、加注设备、站控系统等，其中压缩机占总成本较高，目前设备制造方向主要是加速氢气压缩机的国产化进程，从而降低加氢站的建设成本，促进氢能产业链的发展。

由于燃料电池汽车主要通过加氢站补能，因此充足的加氢站以及完善的氢制储运体系是燃料电池汽车规模化的前提。根据匹配车型的不同，一座加氢站可匹配 20-100 辆氢燃料汽车加氢需求。根据中国石化数据，一座加注能力 500kg/天的加氢站可满足每天 100 台氢燃料电池车加注需求。

根据 EVTank 最新研究报告统计数据显示，截至 2023 年上半年，全球累计已经建成加氢站达到 1089 座，其中中国累计建成加氢站为 351 座，全球占比达到 32.2%，为全球最大的加氢站保有量国家，其余建成的加氢站主要分布在日本、韩国、亚洲和北美等国际和地区。根据 GGII《中国加氢站数据库》，截至 2023 年 10 月底，国内累计建成加氢站 376 座，2023 年国内新建成加氢站 44 座，在建及进入招标阶段的加氢站数量达到 72 座；截至 2023 年年底，国内加氢站累计建成数量将

突破 400 座，详见图 9。EVTank 预计，到 2025 年中国累计建成的加氢站数量有望突破 1000 座。从累计建成的加氢站来看，亚洲总量遥遥领先，占比超过 60%。

EVTank 指出，目前中国的加氢站行业相关技术的发展水平还明显落后于国外发达国家。在加氢站加注压力上，中国仍以 35MPa 为主；在加氢站的加注能力上，1000kg/d 以上的加氢站占比仍落后于国外；在氢气形态上，中国仍以高压气态加氢站为主，相对于国外液氢加氢站发展较为滞后。

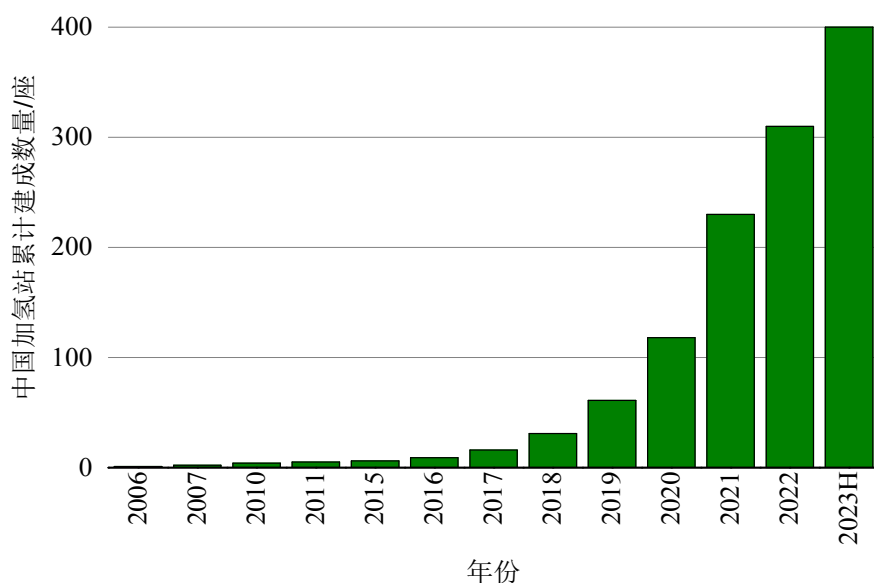


图 9 中国加氢站累计建成数量（单位：座）

数据来源：前瞻产业研究院，EVTank，GGII《中国加氢站数据库》

从中国累计建成的加氢站区域分布来看，截至 2023 年 6 月，中国累计建成加氢站 351 座，主要分布在广东、山东、江苏、上海等地。EVTank 统计数据显示，广东省已建成加氢站 55 座，山东省已建成 34 座，浙江、江苏、河北、河南等多地均已建成超过 20 座。此外，全国有 22 个省（市）分别出台了相关政策支持氢能基础设施建设，并明确提出了 2025 年加氢站具体建设目标，广西和新疆两地也在相关政策中指出未来将适度超前布局一批加氢站。

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，如表 16 所示，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。

表 16 2023 年国内部分加氢站氢气销售价格区间

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

数据来源：《中国氢能产业发展报告》，广发证券发展研究中心

根据《中国氢能产业发展报告》，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，如图 10 所示。根据《中国氢能产业发展报告》的调查显示，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。

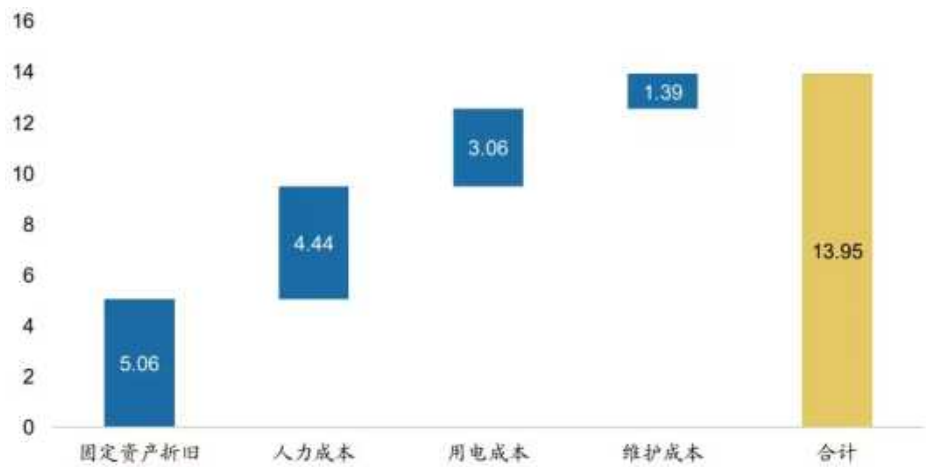


图 10 加氢站运营成本折算到氢气销售量的价格（单位：元/kg）

数据来源：中化石油勘探开发有限公司，《中国氢能产业发展报告》，广发证券发展研究中心

标准方面，我国积极推动加氢基础设施建设。2023 年 7 月国家标准委印发《氢能产业标准体系建设指南（2023 版）》，其中明确，我国将在氢加注领域，针对加氢站设备、技术、系统、运营管理、安全管理等多方面进行规范。根据《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，我国将有序推进加氢网络体系建设，支持依法依规利用现有加油加气站的场地设施改扩建加氢站，探索站内制氢、储氢和加氢一体化的加氢站等新模式。

下游应用：多应用场景 加速实现用氢经济性

“双碳”目标下，随着我国能源结构逐步向清洁化和低碳化转型，化石燃料在终端能源需求中的占比将逐渐下降，以氢气为代表的清洁燃料消费占比有望持续提升。目前工业和交通仍然为主要应用领域，建筑、发电等领域仍然处于探索阶段，需要进一步挖掘大规模运营的可行性。根据中国氢能联盟预测，以 2060 年实现碳中和为目标，届时我国各行业氢能需求合计将增长至 1.0-1.3 亿吨左右。2060 年工业领域和交通领域氢使用量占总用氢量的比重，将分别达到 60%和 31%。在发电领域和建筑领域，受限于在该领域对氢能的应用还在初步阶段，在 2060 年的氢气使用占比较低，分别为 5%和 4%。

（一）交通形成先导示范场景

交通领域是目前氢能应用相对比较成熟的领域。根据世界知识产权组织，自 2016 年以来，与交通运输有关的氢燃料电池技术的创新蓬勃发展，中国、日本和德国是该技术专利申请的主要来源国。氢能在交通领域的应用包括汽车、航空和海运等，其中氢燃料电池汽车是交通领域的主要应用场景。

1. 燃料电池汽车是商用车低碳转型的重要路径

氢燃料电池汽车是氢在交通应用最广泛的领域。氢燃料电池汽车包括公交车、物流车、物料搬运车辆、自卸车及重型卡车等商用车；重型运输车辆、叉车、水泥搅拌车及应急车辆等工程车；轿车及 SUV 等乘用车。氢燃料电池汽车具有能量密度高、自重低、加氢快、耐低温等优点，更适用于中长途、高载重、冷链运输等商用车类型，以及固定路线、封闭的矿区、港口等运输场景。在国家扶持政策和专项补贴等措施的激励下，商用车已成为中国氢燃料电池的主流应用场景。

中国氢燃料电池汽车市场保持快速增长。据中汽协数据显示，2023 年国内燃料电池车产销分别完成 5668 辆和 5805 辆，同比分别增长 55.3%和 72.0%。截至 2023 年末，国内氢燃料电池汽车累计保有量突破 1.8 万辆。2023 年 12 月，燃料电池车单月销量破千，刷新了 2019 年创下的记录。氢云链数据显示，2023 年燃料电池汽车招标量为 2040 辆，同比增长 16.2%；预算总额超 32 亿，同比微增 3.4%。受采购车型变化及燃料电池系统功率提升等因素的影响，2023 年燃料电池车平均采购价（以预算额计算）同比下降 11.1%。从燃料电池系统规模来看，自 2018 年至 2022 年，中国汽车用氢燃料电池系统的市场规模由 58.7MW 增至 588.9MW，复合年增长率为 78.0%。2022 年，汽车用氢燃料电池系统约占氢燃料电池系统总数的 97.7%。预期中国汽车用氢燃料电池系统的市场规模将于 2027 年增至 22,124.4MW，于 2030 年增至 65,826.0MW，2023 年至 2027 年及 2028 年至 2030 年的复合年增长率分别为 95.7%和 40.8%。随着未来氢燃料电池技术的进步、制造成本的降低以及产业规模效应的增强，氢燃料电池汽车有望得到进一步推广，推动氢燃料电池系统市场的持续增长。

在大吨位载重与续航能力上，氢燃料电池重卡具备显著优势。载重能力，限

制车辆载重能力的关键因素是车辆自重，根据《交通运输部办公厅关于进一步规范全国高速公路入口称重检测工作的通知》，6 轴车 6×4 双驱汽车列车总质量限值 49 吨，即牵引车、挂车合计质量应小于 49 吨。若牵引车自重较重，则其挂车所能承载重量则相应下降。由于氢燃料电池汽车动力系统较轻，因此氢燃料电池汽车载重能力更强。以飞驰 49 吨燃料电池重卡和福田 49 吨智蓝纯电重卡为例，燃料电池重卡可载挂车质量约 38.38 吨，续航可达到 400 公里；纯电重卡可载挂车质量约 37.97 吨，但续航仅 200 公里。续航方面，市场数据显示，63% 的重型货车使用场景对动力及续航能力要求较高。根据福田汽车不完全统计，重卡平均运营行驶里程在 200km 以上占比 78%，500km 以上占 50%。根据测算，假定纯电重卡电池带电量与续航里程呈正比例关系，纯电重卡要实现 400 公里续航则需要新增电芯 2.85 吨，此时燃料电池重卡和纯电重卡载重能力差距或拉开至 3 吨以上。

储氢瓶标准提升，有望推动氢燃料重卡载重量、续航里程进一步上升。Ⅲ型瓶、Ⅳ型瓶均属于储氢容器，两者区别在于Ⅲ型瓶使用金属内胆、Ⅳ型瓶使用碳纤维内胆。由于Ⅳ型瓶使用碳纤维内胆，因此单瓶重量较Ⅲ型瓶轻约 22.5%。2023 年前，国内缺乏车用Ⅳ型瓶相关标准，因此车辆基本使用Ⅲ型瓶作为车载储氢容器。2023 年 5 月 23 日，《车用压缩氢气塑料内胆碳纤维全缠绕气瓶》标准发布，轻量化Ⅳ型瓶商业化或加速，燃料电池重卡可载重量进一步提升。此外，储氢瓶标准对于提升燃料电池汽车续航能力也有帮助。燃料电池汽车续航里程与储氢量紧密相关，若燃料电池系统配备液态等大质量储氢容器，则燃料电池重卡续航里程可突破 1000 公里以上。福田汽车研发的智蓝欧曼氢能重卡搭载了液氢储供系统，储氢量达到 110kg，续航里程已经超过了 1000 公里。

部分场景有望率先突破氢燃料电池重卡经济性拐点。与纯电动汽车相比，燃料电池汽车在低温环境、全产业链环境保护、续航里程及加注时间的表现较为突出，但成本高昂一直是制约氢燃料电池商用车规模化发展的首要因素之一。氢燃料电池商用车的成本主要包括两部分，一是车辆购置成本，二是氢燃料成本。车辆成本方面，根据中国汽车工程学会发布的《节能与新能源汽车技术路线图 2.0》，到 2030 年，大功率燃料电池系统的重型卡车有望实现规模化应用，通过量产燃料电池商用车提升整车的性能，49 吨重卡为例，氢消耗量有望降至 10 公斤/百公里，实际线路的续驶里程超过 800 公里，整车冷启动的温度低于零下 40℃，寿命提升到 100 万公里，整车成本低于 100 万元甚至达到 50 万元。燃料成本方面，据 RMI 发布的《开启绿色氢能新时代之匙：中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图》

报告显示，未来十年随着电解槽装机规模的扩大，平均可再生电力制氢总成本有望下降至每公斤 13 元，2040 年降至 10 元/kg，2050 年降至 8 元/kg，氢燃料电池商用车相比于柴油车远期具备成本优势。从实际运营情况来看，2023 年美锦能源、晋南钢铁、河钢集团、鹏飞集团、荣程集团、德龙钢铁、中国宝武等企业，已经实现氢燃料自供部分钢铁、化工园区，由于上述企业往往副产氢资源丰富，部分园区氢燃料成本甚至低于燃料成本，有望在 5 年之内尽快突破经济性拐点。

氢燃料电池重卡渗透率仍有广阔提升空间。当前，推广应用燃料电池重卡区域跟主要重卡保有量市场、城市示范群基本重合，预计氢能重卡渗透率仍有较大提升空间。目前推广应用燃料电池重卡区域有河南、山西、上海、河北、北京、广东、内蒙、山东、天津。其中河南、山西、河北、广东、山东均为前十重卡保有量市场，山西作为非示范区域，场景及氢资源优势明显。目前氢能重卡主要应用场景涉及钢铁、焦炭、矿山、港口等短倒运输场景。2023 年 10 月，国家电投氢能物流车完成北京-济南跨省运输任务，往返纵贯京、津、冀、鲁四省市累计 1160 公里，打通串联京、津、冀、鲁的氢源补给线路，全程零故障、零失误、零投诉，成为国内氢能高速公路的重要示范，氢能重卡在长途重载领域优势显著，市场化潜力渐显。

2. 绿色甲醇成为航运脱碳首选

国际航运承担全球 80% 以上的国际贸易量，年消耗约 3 亿吨燃油。国际海事组织(IMO)公布的数据显示，船舶行业每年的碳排放量约为 10.76 亿吨，占全球二氧化碳排放总量的 2.89%，并呈继续增加的趋势，航运减碳迫在眉睫。

全球多项政策法规积极推动航运减碳。欧盟率先将航运纳入碳排放交易体系，涉及全球 29% 的集装箱运力。2024-2026 年三年过渡期内，欧盟碳排放费用预计分别达到 30、56、80 亿欧元，到 2040 年，欧盟碳排放费用达 300 亿欧元规模。2023 年，国际海事组织（IMO）将现有船舶能效指数（EEXI）、碳强度指标（CII）引入评价体系，修订船舶温室气体减排战略目标，预计 2024-2026 年，IMO 新规将迫使 10%-30% 的传统燃料运力退出市场。近期，MEPC8 会议、欧盟 Fitfor55 等计划加速推进航运领域脱碳进程，同时国际海运温室气体年度排放总量标准规划出台，规定 2030/2040 年较 2008 年至少降低 20%/70%、力争降低 30%/80%。多项政策推动下，老旧船舶的经济性或将明显下降。2023 年前三季度，45%（按吨位计算）新船订单选用替代燃料，超 50%（按数量计算）手持订单选用替代燃

料订单，低碳船舶投资已超过传统燃油船舶。

绿色甲醇成为航运业脱碳首选。当前，主流绿色航运液态燃料主要有四种，分别为 LNG、绿色甲醇、绿氨、液氢。LNG 依然是化石燃料，液氨需要解决大型发动机和储运安全设施的问题，液氢技术需要解决低温储运问题，远期看也非常有竞争力；绿色甲醇是中短期航运脱碳最优的选择，市场需求近年来显著增加。截至 2023 年 9 月，全球已确认 216 艘甲醇燃料船舶订购或投运，多集中在集装箱船领域，增速超过 LNG 动力。根据马士基等预测，适应绿氨燃料的大型动力系统预计 2030 年左右具备商业化条件。全球甲醇协会的数据显示，目前全球绿色甲醇产能约 80 万吨，预计到 2027 年产能 800 万吨，在不考虑落地不确定性情况下，仍有 3000 万吨缺口，市场需求可观。当前，甲醇燃料船订单量已超过 LNG 燃料船，全球绿色甲醇需求可能会出现很大缺口。按照 1 艘 5 万吨载重量双燃料船舶每年耗甲醇 5 万吨测算，预计到 2030 年新增甲醇船舶渗透率 9%，当年对应耗费氢量超 500 万吨。

国内发展绿色航运前景可观。依托完善的制造业，我国具备绿色航运全链条生产能力。船舶制造方面，以修正总吨计，2023 年 1-11 月中国收获了全球 58% 的新船订单，超过韩国 25%、日本 11%。替代燃料方面，2022 年，我国甲醇产能、产量分别为 10041 万吨、8022 万吨，合成氨生产消费量在 6200 万吨左右，均为世界第一，庞大基础化工工程装备生产能力，为发展绿色替代燃料奠定基础。我国船燃炼厂产能不断释放，2023 年产量有望 1500 万吨，产销系统顺畅，为燃料转型提供先行参考。2023 年 11 月，马士基与金风科技签订了年产 50 万吨的长期绿色甲醇采购协议，成为全球航运业首个大规模绿色甲醇采购协议，将支持首批 12 艘大型甲醇双动力船舶实现低碳运营。此次采购的绿色甲醇包括绿色生物质甲醇和电制甲醇，并将全部利用风能进行生产，预计到 2026 年实现首次量产，协议有效期持续到 2030 年以后。此外，国内主要船东中远海控、招商轮船都已下单甲醇双燃料动力船。据金风预测，甲醇燃料船舶在新船订单 9% 渗透率的条件下，到 2030 年，全球绿色甲醇需求量达 3800 万吨，约为我国当前甲醇产量的一半。

绿色甲醇有望率先实现不依赖补贴的商业闭环。当前，绿色甲醇仍面临成本挑战。绿色甲醇价格约为传统低硫燃油的 4-6 倍，显著高于煤制甲醇，预计航运成本上涨 10%-12%。全球绿色甲醇规划项目受前端资源、开工条件、投融资等影响或难落地，未来实际产能存在不确定性。投资方面，花旗预测，航运业脱碳将

耗资 2 万亿美元，所需资金体量大，航运业低碳转型存在资金掣肘。尽管成本较高，但受益于全球航运市场的庞大需求和支付能力，绿色甲醇的溢价整体处于合理区间。未来，伴随欧盟等主要市场对航运减碳的刚性要求，以及绿色甲醇成本的不断降低，绿色甲醇有望率先实现商业闭环，在不依赖财政补贴的前提下实现对传统航运燃油的规模化替代。

绿色甲醇成本中长期有望低于煤制甲醇。根据甲醇合成工艺流程，每吨绿色甲醇需氢约 0.19 吨，450 万吨绿色甲醇规划对应约 86 万吨氢气增量。长期来看，随着绿氢成本降低，绿氢制甲醇具备经济性。据相关研究机构分析，到 2050 年，若考虑就地可再生电力制绿氢的情况，当电价低于 0.14 元/kWh 时，绿氢制甲醇的经济性可以与煤制氢+CCS 制甲醇的经济性相当。此外，新型的甲醇生产技术，例如液态阳光，也具备发展前景。从区域和产业分布看，我国西北和西南地区具备绿氢制甲醇发展潜力。

绿色甲醇规模化发展仍面临多项挑战。绿色甲醇市场前景向好，但仍需要进行多方面的突破。技术层面，国内尚未形成成熟的绿色甲醇商业化项目，绿色甲醇在技术成熟度和商业化运行经验仍然不足。来源方面，生物质原料制甲醇虽然符合国际严苛的绿色甲醇标准，但生物质原料的供给稳定性和价格稳定性都难以满足长周期化工项目需求。需求方面，绿色甲醇供给仍需要尽可能多的锁定国际订单，避免产能盲目扩张造成消纳难题。

3. 可持续航煤推动航空零碳之路

在交通部门中，航空是公认难以脱碳的领域。过去二十年中，全球航空业的平均碳排放增速约为 2.5%，2010 至 2018 年间，航空业增速更是达到了每年 4%，远高于公路、铁路及航运等其他交通领域。

航空业减碳箭在弦上。尽管目前航空业仅占全球碳排放的 2.4%，但是根据国际民航组织（ICAO）预测，若保持现有排放水平，至 2050 年时航空碳排放将占到全球总碳排放的 25%。而世界经济论坛则预测到 2050 年时，航空碳排放可能增加到 22 亿吨/年。为响应全球气候协议，国际民航组织（ICAO）已于 2019 年起实施国际航空全球碳抵消和减排机制，要求以 2019—2020 年航空碳排放量为基准，在 2021—2035 年保持零增长。

推动可持续航煤是航空实现零碳转型的必由之路。可持续航空煤油

(Sustainable Aviation Fuel, SAF) 有四种主流生产技术路线，分别是油脂加氢 (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids, HEFA)、气化-费托合成 (Gasification/Fischer-Tropsch)、醇制油 (Alcohol-to-Jet) 和合成燃料 (Power-to-Liquid) 技术。当前大多数可持续航煤生产企业采用的都是 HEFA 路线，而其他三种新技术由于技术或产业链尚不成熟，只存在小规模或实验性的生产项目。

全球对可持续航煤需求空前。欧盟作为积极推动航空领域减碳的地区，其《可再生能源指令》要求绿色航煤的添加比例从 2025 年开始不低于 2%，到 2030 年不低于 5%。2022 年，全球航空煤油消费量约 3 亿吨，绿色航煤占比仅为 0.1-0.15%，预计 2025 年，航空领域的 SAF 将增至 480 万吨左右，市场潜力巨大。值得关注的是，可持续航煤的绿色溢价很高。国内传统航空煤油价格一般为每吨 6000-8000 元人民币，国际绿色航空煤油交易价格高达每吨 2700-3100 美元，折合人民币 2 万元左右，是传统石油基航煤的 2-3 倍。

我国的可持续航煤产业正处于起步阶段。得益于《“十四五”民航绿色发展专项规划》等政策的支持，2022 年以来可持续航煤的需求与产能正在快速增加，相关市场也在迅速成熟。统计数据显示，我国已建成的可持续航煤年产能达到了 20 万吨，已宣布的可持续航煤规划产能已达 390 万吨，随着空中客车、中国国际航空、国泰航空等航煤消费企业与航司的加入，我国的可持续航煤市场已初具雏形。

国内可持续航煤需求有望长期增长。根据德勤预计，中国航空业为践行国际航空运输协会 (IATA) 到 2050 年实现净零排放的承诺，需迈出重要一步，推动可持续航煤产量和需求量达到必需水平。预计到 2030 年，中国航空燃料消费总量将达到 6050 万吨，到 2050 年，这一数字预计达到 1.325 亿吨。如果中国航空业与 IATA 的可持续航煤使用目标 (5.2%) 保持一致，预计到 2030 年，中国的可持续航煤需求量将达到 300 万吨/年，随着技术的进步和中国全面脱碳目标的推进，预计到 2050 年，中国的可持续航煤需求量将达到 8600 万吨/年。

(二) 绿氢耦合化工经济性渐显

化工是最大的氢需求部门，也是绿氢发挥减碳作用的关键部门。氢被广泛用于传统煤化工 (氮肥、甲醇)、现代煤化工 (煤制油、煤制天然气、煤制烯烃、煤

制乙二醇)、炼油等石化化工相关行业。按 2020 年各行业产品产能统计,生产合成氨的中间原料氢气产能为 1270 万吨/年,为最大下游消费领域,占比 31%;生产甲醇(包括煤经甲醇制烯烃)的中间原料氢气产能为 1150 万吨/年,为第二大下游消费领域,占比 28%;现代煤化工范畴内的煤间接液化、煤直接液化、煤制天然气、煤制乙二醇的中间原料氢气产能为 411 万吨/年,占比 10%;炼厂用氢规模为 450 万吨/年,占比 11%;焦炭和兰炭副产氢综合利用规模(不包括制氢醇产能)为 615 万吨/年,占比 15%;其他方式氢气利用比例 5%左右。

化工行业耦合绿氢可实现大规模工业降碳。有研究表明,如果仅考虑绿氢取代煤化工中变换工序制氢,原料煤中碳进入甲醇产品的比例可从目前 37.8%提高到 71.8%,如果再考虑二氧化碳转化成甲醇,按照李灿院士团队已实现每年千吨级绿色甲醇合成报道,甲醇选择性达到 98%,原料煤中碳几乎能全部转化到甲醇产品中,煤化工耦合绿氢绿电后有可能成为零碳行业。绿氢在化工行业驱动力来自现有替代及新增需求两部分,包括既有传统工艺流程的绿氢替代和新型化工生产的绿氢利用两种模式。由于化工项目工艺复杂、投资大且周期长,绿氢作为原料在化工生产中的大规模利用需要进行较多产线的升级改造,短期内成本较高且风险较大,因此短期内绿氢将主要在既有传统工艺流程中发挥对传统化石能源制氢的替代作用,并在条件相对成熟的少部分绿氢新型化工项目中逐步开展试点应用。新型化工路径采取的工艺技术不同于现有传统生产路径,已有项目进行改造的难度大,因而仅适用于新建项目。

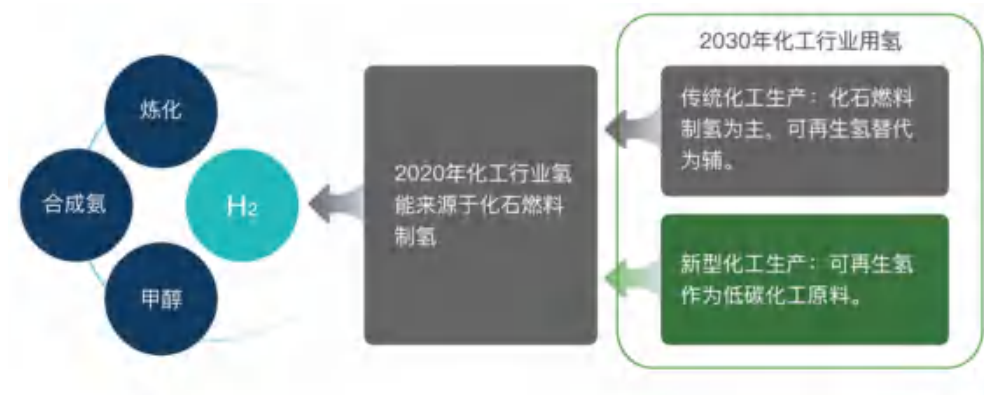


图 11 化工行业氢能利用的两大模式

绿氢在我国石化工业应用已进入示范阶段。当前,我国多家大型央企正引领绿氢耦合化工发展。据不完全统计,国内代表性绿氢炼化项目主要包括中国石化新疆库车绿氢示范项目、中国石化鄂尔多斯市乌审旗风光融合绿氢化工示范项

目、兰州新区液态阳光燃料合成示范项目、宁夏宝丰能源光伏制氢项目、大安吉电绿氢能源有限公司风光制绿氢合成氨一体化示范项目等。

1. 绿氢耦合现代煤化工前景可期

现代煤化工是指以煤为原料，采用先进技术和加工手段生产替代石油化工产品和清洁燃料的产业，涉及煤制油、煤制天然气、低阶煤分质利用、煤制化学品以及多种产品联产等领域。截至 2020 年末，中国煤制油、煤（甲醇）制烯烃、煤制天然气、煤（合成气）制乙二醇的年产能已分别达到 823 万吨、1672 万吨、51.05 亿方和 597 万吨。目前，我国已形成以“三西（蒙西、陕西、山西）、宁夏为核心，以新疆、青海为补充，以东部沿海为外延的现代煤化工产业格局，内蒙古鄂尔多斯煤化工基地、宁夏宁东能源化工基地、陕西榆横煤化工基地以及新疆的准东、伊犁、吐哈、和丰等煤化工基地已初具规模。

现代煤化工项目的碳排放来源主要包括 2 个方面：一是工艺排放，由于煤炭中的碳多氢少，所以在煤炭制备的合成气中碳多氢少，而生产的产品（如乙烯、丙烯等）要求合成气中碳少氢多，对此必须用水补充氢源。而目前煤化工的方法是用一氧化碳与水反应生产氢，由此必然产生大量 CO_2 ，约占总排放的 63%；二是煤炭燃烧的排放，主要是现代煤化工项目配套的热电中心锅炉燃煤排放，约占 33%。2020 年现代煤化工产业 CO_2 排放总量约 3.2 亿吨，约占石化化工行业排碳量的 22.5%。在现代煤化工产业中，煤制烯烃碳排放约占 23.3%、煤制油碳排放约占 10.9%、煤制天然气碳排放约占 6.8%、煤制乙二醇碳排放约占 6.2%、煤制甲醇（不含煤制烯烃中甲醇）碳排放占比最大，约 52.8%。

降低工艺碳排放强度最重要的路径则是通过低碳方式获取足够氢，由此替代一氧化碳和水反应。传统煤制烯烃工艺，先由煤炭和空分装置产生的氧经气化炉生产出粗合成气（主要成分是 CO 和 H_2 ），粗合成气经变换调整氢碳比（变换就是将 CO 通过反应生成 H_2 ，以达到甲醇合成所需要的 2:1），经脱硫脱碳净化得到净合成气，合成气经过压缩后进入甲醇合成塔，生成粗甲醇，粗甲醇再经过精馏制得精甲醇，精甲醇经过 MTO 装置和烯烃聚合装置得到最终聚烯烃产品。氢能耦合煤制烯烃工艺（如图 12）在流程上最大的不同就是部分或全部省去变换反应，让粗合成气直接进入净化过程，外界获取的纯氢与净化后的合成气按照氢碳比 2:1 的要求进行混合，后续合成过程不变。

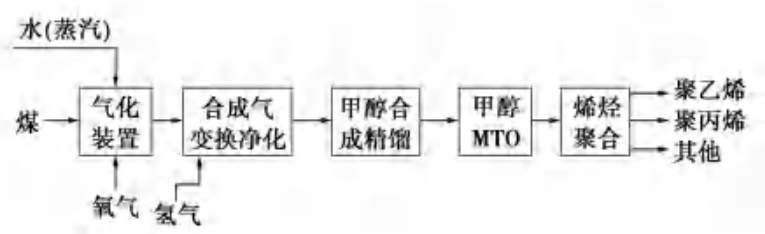


图 12 氢能耦合煤制烯烃工艺流程框图

以 60 万吨/年煤制烯烃为例，主要工艺过程包括水煤浆煤气化、空分、净化、变换、甲醇合成/精馏、MTO/聚合等，依据物料平衡、化学反应平衡和反应动力学分别建立不同单元过程模型和项目财务分析模型。通过模型计算和数据分析，可得出耦合工艺与传统工艺节省和增加的物流、装置和投资等信息，如表 17 所示：

表 17 氢能耦合煤制烯烃系统性能表

项目序号	1	2	3	4	5
原料煤替代量/%	10	20	30	40	49
煤炭总替代量（包括原料煤和燃料煤）/（万 t/a）	36.7	74.1	114.3	158.7	191.7
绿氢总量（光伏电解水制氢）/（万 t/a）	4.2	7.7	11.2	14.7	17.7
绿氢占总合成气氢气比/%	16.7	30.8	44.9	59.0	71.3
光伏装机总量/GW（1500h）	1.5	2.8	4.1	5.4	6.5
电解水规模/（万 Nm ³ /h）	5.9	10.8	15.8	20.7	25.1
绿氧占空分制氧比/%	16.0	33.1	55.2	84.5	119.7
CO ₂ 总减排量/（万 t/a）	106.8	192.7	285.5	388.7	464.5
CO ₂ 总减排比/%	15.6	28.2	41.7	56.8	67.9
原料煤 CO ₂ 减排比/%	21.0	36.4	51.8	67.2	80.6
系统规模缩小带来的系统投资减少量/亿元	5.0	9.8	15.0	20.7	35.5
光伏和水电解制氢带来的系统投资增加量/亿元	66.9	118.4	165.1	206.0	236.3
系统投资净增加量/亿元	61.9	108.6	150.0	185.3	200.8
减少煤炭和减排 CO ₂ 碳税带来的成本减少/（亿元/a）	1.4	2.7	4.0	5.5	6.6

数据来源：《绿氢耦合煤化工系统的性能分析及发展建议》

现代煤化工与绿氢耦合发展，符合能源发展趋势和国家产业政策、发展前景

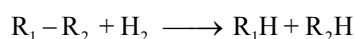
广阔。无论是单个大型风光发电的技术，还是单个大型电解水制氢、储氢、输氢技术都已经成熟，难点在于以低成本解决可再生电力不稳定性与用户平稳用氢需求的矛盾。2023年7月，国家发展改革委等部门关于推动现代煤化工产业健康发展的通知中提到，在资源禀赋和产业基础较好的地区，推动现代煤化工与可再生能源、绿氢、二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)等耦合创新发展。目前中国石化、宁夏宝丰等正在研究绿电专线制绿氢技术、绿电增量配网售电主供制绿氢等新型电网技术、电和氢储能技术、生产智能化控制等多种组合技术，准备开展万吨级绿氢与煤化工耦合发展产业化示范。另外，国家4个现代煤化工产业示范区风光资源条件好，风光发电成本已低至0.2元/度左右，光伏制氢成本基本上能做到20元/kg以下(据宁夏宝丰能源公司报道其国家级太阳能电解水制氢项目综合成本可以控制在1.54元/Nm³，约合17元/kg H₂)，显著低于中国氢能联盟统计的2021年9月辽宁、上海、江西、川渝等地工业氢价(2-2.5元/Nm³)，也低于中国几乎所有地区道路交通高纯氢售价(2-4.5元/Nm³)。

如果考虑煤化工产业因绿氢替代带来的减物耗、减碳排、节能和提产等带来的合理利润分成收益，绿氢生产企业副产高纯氧的销售收入和配套光伏项目绿电销售收入，绿氢生产成本能进一步大幅降低到天然气制氢或高煤价制氢的生产成本，而这需要现代煤化工企业、电网企业、绿电绿氢生产企业深度合作，创造多方共赢的新型商业模式。例如，2023年12月，东方希望80万吨煤制烯烃项目在新疆开工，通过“20000Nm³/h水制氢装置”和“干煤粉气流床加压气化半废锅流程”两个节能降碳技术示范工程，实现绿氢与现代煤化工的深度耦合，据测算，该项目近期每吨烯烃产品碳排放为5.71t CO₂，远低于行业平均水平10.5t CO₂，降低45.6%；远期单位产品碳排放为5.25t CO₂，比行业平均水平减少50%。

2. 绿氢是炼化行业实现脱碳的关键路径

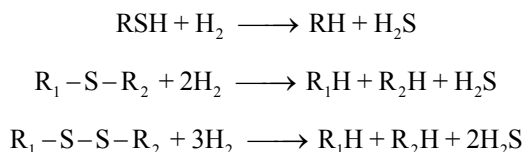
氢能在炼化行业中主要被用在加氢裂化工段和加氢精制工段，分别占炼油厂氢总消费量的31.5-40.1%和6.7%-27.0%。虽然氢在原油最终精炼产品总成本中占比不到5%，但制氢过程的碳排放占据了产品碳排放的约30%。

加氢裂化是指在氢和催化剂作用下，使重质油（如减压渣油、焦油等）转化为轻质油或高价值化工产品的石油加工过程。以烷烃加氢裂化反应为例，该过程反应式如下：

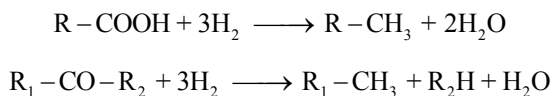


随着高质量的常规石油资源逐渐减少，对于占据石油资源总量约 70% 的非常规石油资源（如稠油、沥青等重质油）进行裂化加工，成为了石油行业发展的必由之路。与热裂解相比，加氢裂化可以在相对较低的温度下（340-420℃）进行，加氢裂化产品具有高氢碳比和杂质含量低的优势，由于无需热裂解的后处理过程，加工成本较低。

加氢精制是指在氢和催化剂作用下，使油品脱去硫、氮、氧、金属等有害元素，以及使烯烃和芳烃加氢饱和等提高油品质量的过程。以加氢脱硫过程为例，硫元素在石油馏分中的赋存形式主要为硫醇、硫醚、二硫化物和杂环硫化物等，为了防止硫元素导致催化剂中毒与环境污染等问题，常通过加氢反应使硫化物分解为烃类化合物和硫化氢，如下式：



此外，由于对可再生能源的需求不断增加，加氢精制在生物燃料生产方面近年也受到了更多的关注。生物油与石油燃料油有很大的不同，生物油是数百种有机化合物的复杂混合物，主要包括酸、醇、醛、酯、酮、酚和木质素衍生的低聚物。可以看出生物油中氧元素含量偏高，因此需要加氢脱氧处理来提高生物油的品质，如下式：



“双碳”目标下，“减油增化”措施的广泛实施，油品的需求将逐步减低，高附加值高端化工产品将逐步增多，整体上原油加工行业的氢能需求将降低。据 IEA 预测，2050 年世界原油加工行业氢能需求将降至 1000 万吨。作为石油行业的替代，2050 年合成燃料行业的氢能需求将提升至 1 亿吨。

绿氢炼化是指在新能源安全可靠的基础上，石化工业在实现节能减排、绿色低碳发展的同时，用氢以绿电电解水制取的绿氢为主，用能以绿电和绿氢为主，改造提升炼化工艺流程和生产装置，重塑炼化产业链、产品链、服务链和价值链，生产更多绿色低碳石化产品，推动石化工业实现净零排放。绿氢炼化的减碳作用主要通过以下路径实现：一是氢气生产暂时以灰氢为主，以蓝氢作为过渡，最终

以绿氢替代灰氢、蓝氢，如果绿氢技术发展较快、经济上可行，甚至可能绿氢直接替代灰氢，减少制氢环节碳排放。二是利用绿电和绿氢的能源属性，以绿氢和绿电替代炼化工艺用化石燃料，绿氢与绿电协同减少炼化生产用能环节的碳排放，推动石化工业低碳化转型。三是依靠科技进步，对炼化工艺流程进行适应绿电、绿氢再造，实现节能降碳、绿色环保，未来短流程生产特色产品、低碳排放的总流程方案将成为炼化工艺主流。四是利用氢的物质属性，以绿氢为原料生产碳足迹更少的石化产品，特别是加强二氧化碳资源化利用，为石化工业提供碳中和解决方案。

截至 2023 年，诸多大型国际石油石化公司都明确提出了净零碳排放目标和低碳发展战略，加快部署“绿电—绿氢—炼化”一体化示范项目，积极推进绿色低碳转型。例如，BP 公司与海上风电开发商合作，将在德国 Lingen 炼油厂大规模应用绿氢，计划 2024 年建成一座 50 兆瓦电解水制氢设施，利用海上风电生产绿氢，替代现有 20% 的天然气制氢产能，项目后期规模将扩大至 500 兆瓦，完全取代该厂的化石能源制氢装置。壳牌公司现已公布 7 个碳中和绿氢项目；2021 年 7 月，壳牌开始建设欧洲最大的质子交换膜电解槽，可年产 1300 吨绿氢，用于德国莱茵兰炼厂加氢装置；2022 年 1 月，壳牌与中国企业合资建设的世界最大的 8 万千瓦绿氢项目一期（2 万千瓦），在张家口建成投产，全部投产后可年产氢约 2800 吨、液氧 2.28 万吨。2021 年 3 月，巴斯夫公司、沙特基础工业公司和林德公司签署协议，联合开发和验证电加热蒸汽乙烯裂解炉解决方案，打造全球首座电加热裂解炉，可减少碳排放达 90%。

石化工业作为我国碳排放量较多的产业之一，要在 2060 年前实现碳中和，亟待探索以绿氢炼化为特征的新发展路径，试点示范并推广应用绿氢+绿电+化石能源（紧急保障用）取代化石能源的工艺流程，全面实现低碳化发展和绿色转型升级。2023 年 6 月，中国石化宣布，新疆库车绿氢示范项目顺利产氢，产出的氢通过管道输送到中国石化塔河炼化、替代现有天然气化石能源制氢。至此，项目成功实现绿氢生产到利用全流程贯通，这也标志着我国首次实现万吨级绿氢炼化项目全产业链贯通。该项目制氢规模达到每年 2 万吨，是我国首个万吨级光伏绿氢示范项目，为国内光伏发电绿氢产业发展提供了可复制、可推广的示范案例。

3. 低碳氢基衍生品市场快速增长

绿氢的规模化发展直接关系到合成氨、合成甲醇等下游化工产业的低碳化发

展。氨是大宗基础化工品，具备原料、燃料双重属性，应用场景广泛。作为工业上最基本、结构最简单的含氮原料，几乎所有的含氮化合物的最上游都源自于氨。我国是合成氨生产和消费大国，氨可用于尿素等化肥农业原料（氮肥）、以及硝酸等化工用品生产。氨也可作为氢的载体，在输送点需要将 NH_3 裂解为 H_2 和 N_2 ，再进行分配使用。

传统合成氨工艺碳排放强度较高。工业上高温高压下氮气与氢气反应合成氨，传统的合成氨在生产氢气原料的过程中采用的是煤或者天然气制氢，生产过程中产生大量碳排放。目前我国的合成氨产量近 6000 万吨/年，其中 4500 万吨来自煤炭，消耗约 5000 万吨标准煤。根据中国气体工业协会数据，2020 年我国合成氨行业二氧化碳的总排放量 2.19 亿吨，占到了化工行业排放总量的 19.9%。合成氨生产产业链示意如图 13 所示。

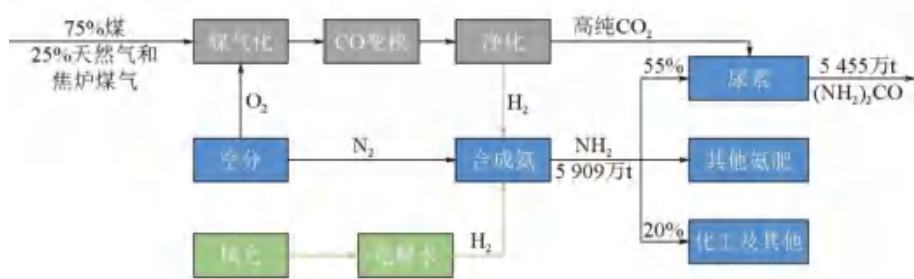


图 13 合成氨生产产业链示意

绿氨经济性高度依赖绿电价格。绿氢代替灰氢合成氨，或者采用传统合成氨结合 CCS 技术，是我国零碳合成氨生产的重要技术路径。据 IEA 研究，通过有效利用风光资源，我国绿氢合成氨的成本可低至约 2870 元/吨，与煤制合成氨的约 2380-2560 元/吨差距不大。绿氢的合成氨生产成本对绿氢成本的敏感性较高，而绿氢成本高度依赖于绿电价格。据相关研究机构分析，到 2050 年，若不考虑碳价，在电价低于 0.13 元/kWh 时，绿氢合成氨的成本将低于煤制合成氨；若计入碳价，电价约为 0.24 元/kWh。

国内绿氨产业规模快速增长。假设 4500 万吨煤制合成氨的氢都来自绿氢，则需消耗 800 万吨绿氢，可减少 1.5 亿吨的 CO_2 排放，同时纯碱和尿素还可以消耗其他来源的高纯 CO_2 约 5000 万吨。当前，合成氨主要的下游市场是尿素、氮肥及化工原料等；未来，氨可作为载氢体，实现氢能的远距离运输；氨也可作为一种燃料，其热值相当于 18.9MJ/kg 的煤，作为火电厂的发电燃料和作为船舶的动

力燃料。统计数据显示，2022 年绿氨行业市场规模为 233.41 亿元左右，2023 年预计中国绿氨产业市场规为 260.49 亿元左右。随着环保意识的增强和可再生能源的发展，我国绿氨行业市场规模逐渐扩大。绿色氨在农业肥料、化工原料、能源存储等领域的应用逐渐增多，市场需求不断增加。2029 年中国绿氨产业市场规模预测为 530.72 亿元。

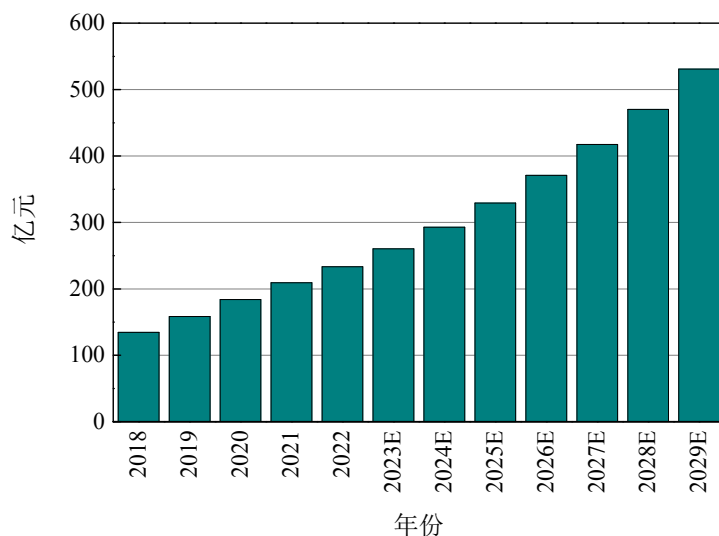


图 14 中国绿氨产业市场规模

数据来源：智研瞻产业研究院

甲醇是重要的化工产品，甲醇作为重要的氢衍生品，既可以实现氢的储运，又能满足下游化工应用的需要。相较于氢，甲醇常温常压下即为液态，在零下 93 摄氏度也不会结冰，安全等级和汽油相近，可以通过罐车、管道高效率的输送，可作为一种理想的氢载体。相同管径下，输入甲醇的总能量是天然气的 36 倍，且输送成本远低于气体输送。甲醇与氢的转化技术成熟。甲醇是含氢量高达 12.5% 的液体，可以通过成熟的重整技术制成氢气。1L 甲醇与水反应可以获得 143g 氢气，比液氢（72g/L）产氢量还高。

国内甲醇制取碳排放整体较高。目前我国的甲醇产量近 7800 万吨，其中 6200 万吨来自煤炭，消耗约 1 亿吨标准煤，排放 CO₂ 近 2 亿吨，超一半的甲醇用于生产聚丙烯/聚乙烯(PP/PE)。甲醇生产产业链示意如图 15 所示。假设 6200 万吨煤制甲醇的氢都来自绿氢，则需消耗 750 万吨绿氢，可减少 1.6 亿吨的 CO₂ 排放。目前国内甲醇产业整体供过于求且各区域差异大，原料结构对煤炭的依赖度高，

易受国外低成本甲醇的冲击。未来预计甲醇下游消费增长将以 MTO/MTP（甲醇制烯烃）、甲醇燃料等新兴下游带动，政策引导下优胜劣汰产能整合升级以提高竞争力。碳排放双控下，绿色甲醇有望成为甲醇新增产能突破口。

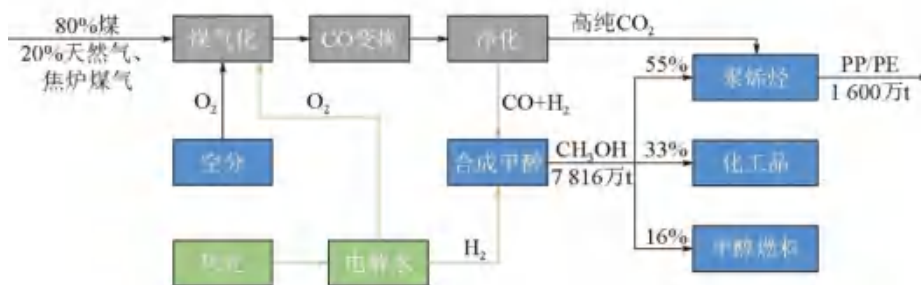


图 15 甲醇生产产业链示意

绿色甲醇已成为零碳甲醇最优解。绿氢加 CO_2 制绿色甲醇，或者煤制甲醇结合 CCS，是零碳甲醇生产的重要技术路径。尽管短期内煤制甲醇+CCS 更具经济性，但考虑碳排放管控下煤制甲醇新项目难以获批，采用绿氢制备的绿色甲醇将成为未来增加甲醇产能的突破口，且传统甲醇生产设施只需进行改造翻新即可用于制取绿色甲醇。绿色甲醇也称之为液态阳光，不仅把二氧化碳作为资源加以利用，还具备储能调峰功能，兼顾了经济发展和减碳目标。目前我国兰州已经建成了全球首套千吨级液态阳光合成的规模化示范工程，并于 2020 年试车成功并完成成果鉴定。目前，利用氢和 CO_2 合成甲醇过程的能源转化效率仅有 75%左右。25%左右的氢化学能在合成过程中转变为 $200\text{--}230^\circ\text{C}$ 的中低热能，而中低温热可以通过余热回收发电、系统集成等方式，实现能源的部分回收利用。

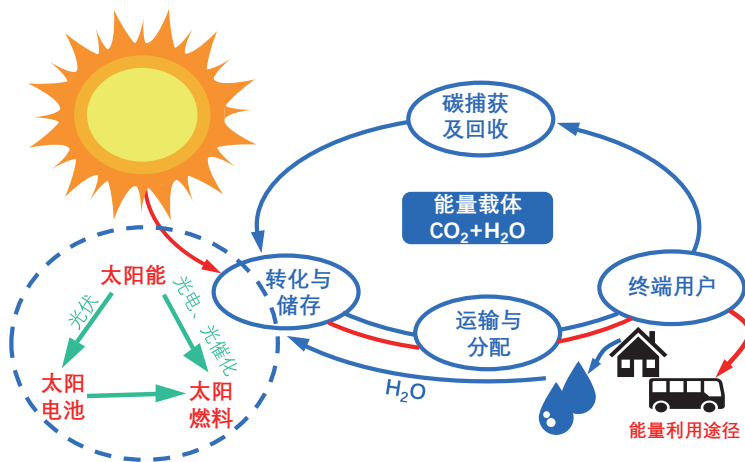


图 16 液态阳光转化原理图

国际绿色甲醇标准严苛。根据国际可再生能源署 IRENA 在 2021 年的《创新场景：可再生甲醇》报告指出，绿色甲醇需要原料来源全部符合可再生能源标准，只有两种方式制取的甲醇才能称为“绿色甲醇”：一是生物质循环利用制甲醇（也称生物甲醇，Bio-methanol）；二是绿电制绿氢再制甲醇（也称生物电子甲醇 Bio-e-methanol，或电子甲醇 E-methanol），其中制甲醇的二氧化碳只能从生物质能或从空气捕集，即必须使用可再生二氧化碳。生物质甲醇将生物质原料进行预处理后，通过热解气化，产生含有一氧化碳、二氧化碳、氢气的合成气，再经过催化剂合成生物甲醇。当前，绿氢结合煤炭清洁化利用或者是利用从工业废气中捕集二氧化碳生产的甲醇只能叫做低碳甲醇。《欧盟可再生能源指令（RED II）》的补充条例中表示，考虑脱碳进程，在短期内，利用已计入欧盟排放交易体系，在工业中捕集获得的二氧化碳制备甲醇可以暂认为绿色甲醇，但全生命周期碳排放不超过 $28.2\text{g CO}_2/\text{MJ}$ 。然而，根据 IEA 报告显示，即使用煤电厂捕捉的二氧化碳和可再生电力制氢生产的甲醇的碳排放也达到了 $33.1\text{g CO}_2/\text{MJ}$ 。

（三）氢冶金大型示范项目启动

在碳达峰、碳中和目标背景下，钢铁行业作为工业的支柱性产业，面临绿色低碳转型的巨大压力。2023 年前 11 个月，全国钢产量 9.52 亿吨，同比增长 1.5%；折合粗钢表观消费量 8.74 亿吨，同比下降 1.9%。预计 2023 年，全国钢产量约 10.2 亿吨，同比基本持平；粗钢表观消费量约 9.4 亿吨。我国粗钢产量占全球 50% 以上，但碳排放占全球钢铁行业的 60% 以上，占全国二氧化碳排放总量的 15%，钢铁行业计划于“十四五”期间纳入全国碳排放市场，减碳压力巨大。

氢冶金是钢铁生产实现低碳冶炼的革命性技术。氢气气基竖炉技术减排潜力在 50%-95%，是实现钢铁行业碳中和目标的关键途径之一。据中钢协修订的钢铁行业碳达峰实施方案披露，钢铁行业在 2025 年前实现碳排放达峰，到 2030 年二氧化碳排放量较峰值降低 30%。到 2040 年，伴随氢气气基竖炉技术的成熟、绿氢成本的降低以及碳价格的提高，基于绿氢的氢冶金具备成本竞争力，氢冶金的减碳经济性及应用价值开始呈现，将逐渐扩大在钢铁行业中的规模化应用；预计到 2050 年，钢铁行业的用氢需求将达到 980 万吨，将成为绿氢最大的应用行业之一。当前，宝武、河钢等多家大型钢企相继提出“双碳”目标路线图，将氢冶

金视为实现碳中和目标的关键技术路径。

气基竖炉是氢冶金减碳的重要技术路线。国内氢冶金技术路线主要分为两种，一是高炉喷吹焦炉煤气，一是氢气气基竖炉直接还原铁。焦炉煤气可为高炉提供氢气作还原剂，降低二氧化碳排放量，喷吹设备简单，技术可靠，当喷吹氢气占比最高可达到 22%，减碳 21%。气基竖炉采用无焦直接还原铁，可大幅降低炼铁过程中的碳排放。气基竖炉又可进一步分为富氢竖炉和纯氢竖炉。富氢竖炉直接还原铁技术已成为氢冶金技术的研发热点，依据还原剂氢的含量不同，富氢竖炉碳减排潜力可达 50%-95%。纯氢竖炉炼铁过程中几乎没有引入任何碳元素，碳减排能力可达到 98%，但技术攻破难度较大。

国内氢冶金技术加快突破。2023 年，我国纯氢竖炉工程实现首次成功应用。中国钢研科技集团主研发和建设的纯氢多稳态竖炉示范工程在临沂市临港区正式运行，我国自主研发纯氢冶金技术实现从 0 到 1 的突破。该示范工程采用绿电制绿氢，使用 99.5% 氢气作为还原气，钢铁产能为 5 万吨，100% 采用国产设备，还原后的金属化球团在炉内直接用氢气冷却，热效率得到极大提高。截至 2024 年 1 月初，项目顺利运行超过 200 小时，金属化率超过 93%，达到各项持续运行考核指标。产品可以进一步冶炼制备超洁净高纯铁或超纯铁，既可以作为高端特种材料和电磁材料制备的原料，也可以作为高端钢材制备的基材。

氢冶金对绿氢需求将长期处于高位。氢冶金中氢供给主要有两种：焦炉煤气提纯氢和电解水制氢。其中，焦炉煤气具有价格便宜、原料易得的优势，缺点是供给量和节能减排的空间有限，可作为近期氢源。当焦炉煤气不能满足氢冶金中用氢需求时，需要电解水制氢满足氢能供给。结合 2030 年、2050 年我国钢铁行业氢需求分别为 259 万吨、980 万吨的预测，到 2030 年，氢冶金用氢需求中约 92%（237 万吨）来自焦炉煤气，剩余约 8%（22 万吨）来自电解水制氢。2050 年我国钢铁行业氢需求为 980 万吨，其中焦炉煤气提供 166 万吨氢，剩余 814 万吨来自绿氢。长期来看，焦炉煤气远不足以支撑 2050 年钢铁行业的用氢需求，必须大规模发展电解水制氢补充氢冶金的用氢需求。

（四）分布式发电开启示范应用

分布式发电是氢与新型电力系统协同发展的重要场景。根据国家能源局《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，我国将依托通信基站、数据中心、铁路通信站点、电网变电站等基础设施工程建设，推动氢燃料电池在备用电源领域的市场应用；将在可再生能源基地，探索以燃料电池为基础的发电调峰技术研发与示范，同时结合偏远地区、海岛等用电需求，开展燃料电池分布式发电示范应用。

氢能发电建设成本较低。氢气发电建设成本较低，根据中商产业研究院，氢能发电建设成本约 580 美元/kW，较天然气发电建设成本低 25%以上。国内通常使用 PEM 燃料电池和固体氧化物燃料电池（SOFC 燃料电池）作为发电系统，根据高工产研，2022 年国内氢发电系统装机量接近 10MW，同比增长 186%；国内氢发电单个项目装机功率向兆瓦级发展，预计到 2025 年，国内氢发电市场需求量约 400MW 左右。

政策驱动与储能需求将助推氢储能加快发展。储能在发电侧、电网侧以及负荷侧的驱动因素不同。在发电侧其驱动力在于国家强制性新能源配套储能政策；在电网侧储能驱动力则是基于新能源比例提升后电力系统对调峰、调频等辅助服务的巨大需求；在负荷侧储能驱动力在于峰谷价差拉大套利空间、部分地区（例如：浙江、江苏、山东）分布式电源配储政策等。在源侧实现风光消纳并发展大规模长时储能，是实现绿色大电网稳定供电的关键，也是绿电外送的前提，氢储能就是其中的关键。我国大规模可再生能源利用中的根本性问题是西北和华北地区的大光伏和大风电的外运或消纳问题，当前可行方案分为两类，一是外送绿电，二是离网制氢。外送绿电需要风光发电与零碳、低碳的灵活电厂同步配置，通过特高压外输绿电，适用于西北和华北大光伏和大风电，由电力企业等作为主导方。离网制氢采用风光发电匹配电解水制氢，可实现氢能多场景应用，适用于大多数风电和光伏储能，从当前示范项目来看多由石化能源等企业主导。



图 17 电解水制氢联动能源基地与用能负荷协同发展

1. 氢燃气轮机技术仍需优化

氢能可以作为终端能源应用于电力行业，通过氢燃料电池将化学能转化成电能，或者通过燃气轮机将化学能转化为动能。其中燃气轮机是将燃料的化学能转化为动能的内燃式动力机械，是发电和船舶领域的核心装备。较之于燃煤发电机组，燃气轮机具有发电效率高、污染物排放量低、建造周期短、占地面积小、耗水量少和运行调节灵活等优点。目前，燃气轮机电站发电量约占全球总发电量的 23.1%。

全球加快开展氢燃气轮机技术突破。早在 2019 年初，西门子能源与行业组织 EUTurbines 的成员承诺，到 2020 年将燃气轮机中的燃氢能力逐步提高到至少 20%，到 2030 年提高到 100%。泰斯的热电厂（800 兆瓦火力发电厂）在新能源电力成为该国供电主流后沦为调峰的角色。随着主燃气轮机接近其使用寿命，2020 年春季，奥地利能源供应商 EVN 决定将其更换为更高效、更环保、可使用高达 10% 氢气的燃气轮机，以确保工厂在未来更绿色的环境中的生存地位，西门子能源则成为其燃机更新的合作对象。日本《基本能源计划》要求，到 2030 年 1% 的电力供应由氢气和氨气掺混燃烧发电来满足，需要近 80 万吨氢气。

氢燃气轮机路线符合我国实际需要。传统燃气轮机以天然气为主要燃料，我国天然气供应紧缺，市场需求仍依赖进口，2021 年，我国天然气进口量达到 1670 亿立方米以上。纯氢燃气轮机可用于轨道交通、船舶、数据中心、能源、汽车、

工业生产、储能调峰等多个场景，发展纯氢燃气轮机，不仅可缓解燃气轮机领域天然气供应不足问题，还有助于推动燃气轮机高端化、低碳化发展。

国内氢燃气轮机路线加快突破。当前，国电投、东方电气、慕帆动力、华天航空动力等一批企业开展氢燃气轮机技术研发。值得一提的是，国电投在 2021 年便率先推进了相关示范项目的运行。2023 年，上海电气成功实现大 F 重型在运燃机掺氢技术自主升级及示范验证，掺氢比例达到 7%，测试过程各设备运行稳定、排放优异。低掺氢比例项目的运行为掺氢安全燃烧积累了成功案例和经验。随着掺氢比例的提高，对燃烧、材料、控制等关键技术和辅机、管道、密封、通风、危险气体探测等配套技术的要求也越来越高。掺氢燃气发电要从示范到商业化，从低碳到零碳还需要进行更多试验论证，技术体系成熟度需逐步提升完善。

2. 氢储能解决可再生电力外送问题的可能性

氢能适用于大规模和长周期的储能，具备无自衰减、扩容成本低等特性。氢储能主要指将太阳能、风能等间歇性可再生能源余电或无法并网的弃电，通过电解水制氢的方式储存，可就地消纳、时经燃料电池进行发电或管道、长管车运输等方式供应于下游应用终端。相较于抽水储能、压缩空气储能、蓄电池储能（锂电）具有无自衰减、扩容成本低、能量密度大、能源发电转移便捷等优点，凭借其无自衰减的特性，尤其适用于跨周和季度的储能。基于扩容成本低的特点，即仅需增加氢瓶即可扩充储能容量，适用于大规模的储能。

氢燃料电池可与氢储能形成耦合，规模化发展仍需时间。氢储能指以氢能作为媒介，实现“可再生能源发电-电解水制氢-氢燃料电池发电”的能量转换过程，将多余的电能通过电解水转化为氢气中的化学能得以储存。其中，电解水制氢效率达 60%-85%，燃料电池发电效率为 40%-60%，虽然单过程转换效率相对较高，但电-氢-电过程存在两次能量转换，整体效率会下降到 40%左右，需要结合下游应用，通过预热利用等方式提升综合能效。氢燃料电池与氢储能耦合可应对新能源消纳不足的问题，使可再生能源电力在不同时间和空间尺度上实现转移，但是整体效率略低。成本方面，抽水蓄能和压缩空气储能成本约为 7000 元/kW，电化学储能成本约为 2000 元/kW，而氢储能系统成本约为 13000 元/kW。氢储能工艺流程较长，目前各环节的产业化程度还比较低，实现规模化发展仍需一定时间。根据《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，我国将发挥氢能调节周期长、储能容量大的优势，开展氢储能在可再生能源消纳、电网调峰等应用场景的示范，

探索培育“风光发电+氢储能”一体化应用新模式。

能源配储需求推动氢储能放量，风光氢储一体化项目逐步落地。风光配储成为刚需，各地政府陆续发布强制配储需求，配储比例最高可达 30%，为实现碳中和目标，若在风光装机量达到 50 亿千瓦、年发电量 10 万亿度的时候，按 10%-30%的配储比例，储能容量将在 1 万亿-3 万亿度，意味着储能必须满足低成本、规模化、无地域限制、长寿命等要求。当前氢能与传统的电池等技术同被认定为储能，纳入了强制配储需求可计算的比例内，可再生能源装机叠加配储需求，上游供给侧放量将推动氢储能发展，风光氢一体化项目正处于不断规划与落地的状态，2023 年开工风光氢储一体化项目对应制氢产能已达 28 万吨。

专题： 绿氢及其衍生品经济性分析 和全球贸易趋势

（一）绿氢及其衍生品正进入发展快通道

在政策的推动以及下游钢铁、炼化、煤化工、航运航空等应用场景脱碳需求的驱动和大型能源企业的投资拉动下，绿氢及其衍生品市场有望迎来爆发式增长，进入发展快通道。

1. 绿氢及其绿氨、绿色甲醇等衍生品已成为行业发展热点

截至 2023 年 8 月末，今年国内新公布了数十个绿氢相关项目，总投资额高达 2690 亿元。其中，60%的资金来自中石化、中石油、中能建、中电建等大型能源央企或国企。此外，我国多个地方政府已出台相关文件规划当地的绿氢产量，规划总量达到 91.1 万吨，远超过《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》中所提到的 10~20 万吨，仅内蒙古的绿氢规划产量就达到 50 万吨。预计到 2030 年，绿氢在终端能源消费中的比重将明显提升，达到 5%；到 2060 年，氢气需求总量达到 1.3 亿吨，绿氢将占整个氢气消费结构的 80%左右。

2. 短期内碱性电解槽将是电解水制氢主要技术路线

2021 年和 2022 年我国电解槽出货量大约分别为 380MW 和 800MW。2023 年以来国内共计 29 个电解槽项目招标，招标规模累计超过 2220.5MW。而根据现有的数据，预计 2023 年电解槽出货量在 1.4-2.1GW 左右，增幅预计能在一倍左右。

从技术路线来看，这 29 个电解槽项目中，主要以碱性电解槽为主，规模约 2091.5MW，占比达 94.2%；PEM 电解槽次之，规模在 66MW 左右，占比 3%；SOEC 规模在 63MW 左右，占比 2.8%。碱性技术路线占电解槽市场的主流，主要源于碱性电解槽的成本和技术情况。在成本方面，当前，碱性电解槽的市场价格

大约 150 万元-200 万元/W_M，而 PEM 电解槽市场价格在 500 万元/MW 左右，SOEC 电解槽市场价格在 1000 万/MW 左右，碱性电解槽成本远低于 PEM、SOEC 电解槽。在技术方面，目前我国主流企业的单槽制氢能力基本都能达到 1000Nm³/h 以上，隆基氢能更是推出单槽产能 3000Nm³/h 的电解槽产品，并且 ALK 电解水制氢的关键材料如隔膜、电极等均已实现国产化；相比之下，PEM、SOEC 电解槽单槽的产能通常较小，PEM 电解槽通常在几十至数百 MW 之间，SOEC 电解槽在 kW 到数 MW 级别之间，难以满足大规模生产绿氢的需求。

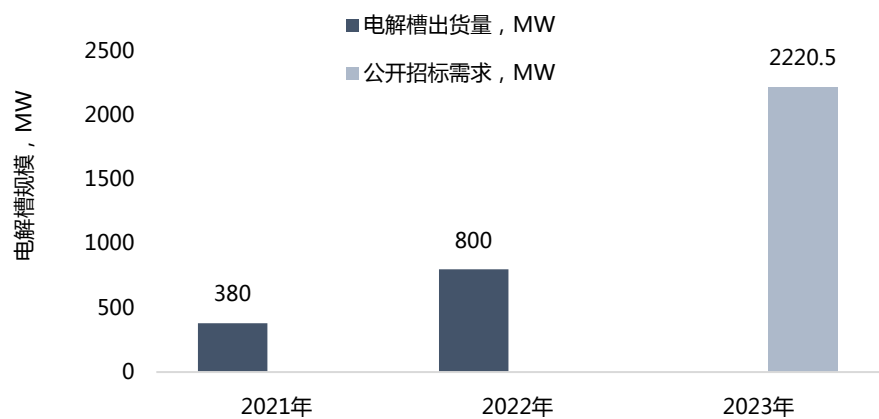


图 18 我国电解槽出货量、招标需求情况

数据来源：香橙会氢能研究院

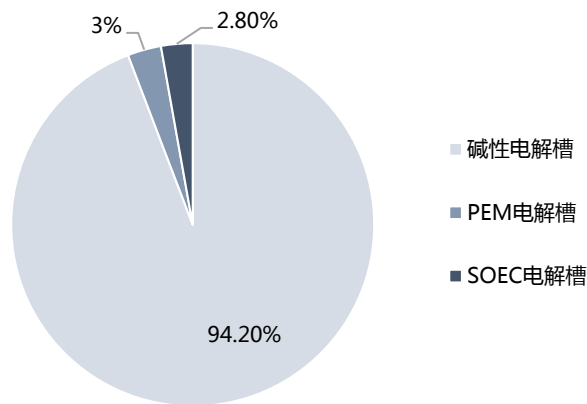


图 19 当前我国电解槽类型占比

数据来源：香橙会氢能研究院

(二) 降本及消纳场景是绿氢及其衍生品规模化发展的关键

当前绿氢及其衍生品尚未形成规模化生产，最主要的原因在于成本较高以及供需错配导致消纳难。关于成本方面，绿氢耦合生成绿氨和绿色甲醇路线，电价成本大约占据绿氢、绿氨成本的 60-70%，以及绿色甲醇成本的 70%以上，未来绿氢、绿氨、绿色甲醇的降本，重点在于降低电价。关于消纳方面，我国的风光资源以及风电、光伏发电装机量主要集中在内蒙古、甘肃、河北、吉林等三北地区；但能源消费主要分布在东部经济发达地区，从空间分布来看，氢能的潜在供给和消费存在错配，应当充分根据已有的或已计划好的需求场景来规划绿氢及其衍生品项目的落地。

1. 绿氢、绿氨和绿色甲醇成本主要取决于电价

受限于当前的电价、煤价、天然气价格，绿氢的成本远高于灰氢，导致绿氢耦合路线的绿氨和绿色甲醇成本远高于传统工艺合成氨和甲醇。当电价处于当前平均工业电价格（0.616 元/kWh）时，合成氨、合成甲醇的成本远高于传统煤制合成氨、甲醇的成本（约 2200 元-2700 元/吨和 2600 元-3000 元/吨）。经过测算，当电价下降到 0.16 元/kWh 和 0.2 元/kWh，绿氢耦合合成氨成本大约 2697 元/吨，绿氢耦合合成甲醇成本大约 2600 元/吨，开始具备与煤制氨、煤制甲醇竞争的优势。因此，要获取经济性较好的绿氢、绿氨和绿色甲醇，首要考虑的是寻找资源丰富、成本低廉的可再生电力以降低绿氢生产成本，如在内蒙古、新疆等三北地区寻找合适的电力来源；其次是不断降低电解槽等装备的成本，同时要提高装备满负荷利用小时数，以提高生产效率。

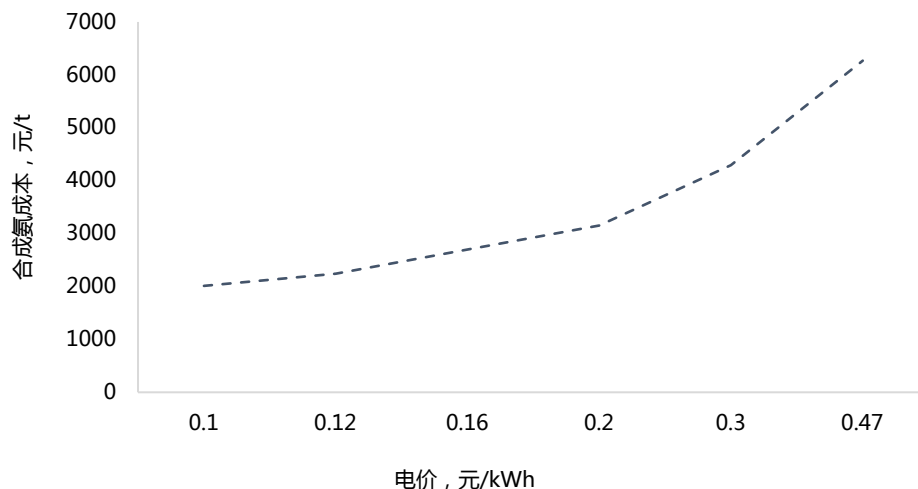


图 20 不同电价下合成氨总成本（元/吨）

数据来源：中国电动汽车百人会《绿氢促进化工产业低碳转型》

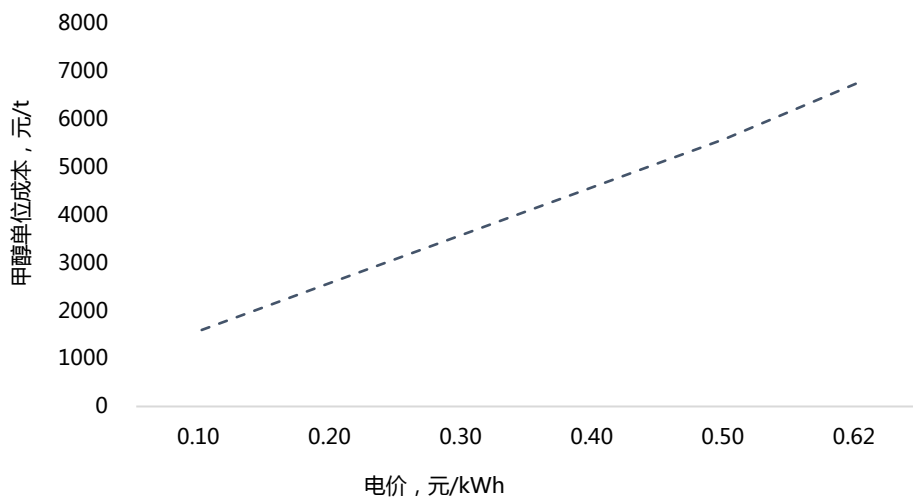


图 21 不同电价下合成氨生产成本（元/吨）

数据来源：中国电动汽车百人会《绿氢促进化工产业低碳转型》

目前我国少部分地区已经具有生产成本低廉绿氢、绿氨、绿色甲醇的潜力。例如 2021 年四川甘孜州正斗一期 200MW 光伏基地招标中，国家电投集团四川电力有限公司投标价格仅 0.1476 元/kWh，此电价下，合成氨和合成甲醇将具有良好的经济效益。但从我国大部分地区来看，制氢的电价还是相对较高的，并且许多地区并没有相关的用电优惠政策。以内蒙古地区为例，普通制氢项目的平均电

价为 0.42 元/kWh 左右，与高耗能用户 0.43 元/kWh 左右的平均电价相近，远高于大数据、硅产业等新兴产业 0.3-0.35 元/kWh 的平均电价。在绿氢产业发展初期，应当给予一定的优惠政策来鼓励风光制氢。例如鼓励各地给予制氢产业当地的优惠电价，鼓励氢能项目余电上网政策，允许一定比例的电量上网，促进风光制氢项目的投资收益。

2. 消纳场景主要依靠就地消纳和建立完善的输送基础设施

一方面，鼓励就地消纳绿氢，减少因长距离输送带来的技术、成本问题，鼓励“风光氢氨醇一体化”建设，确保在项目初期就规划好绿氢的具体消纳场景，实现整个产业链生产到利用的全流程贯通，形成产业闭环，全环节协同增效降本。例如目前已投运的全球最大规模绿氢工业化应用项目——中国石化新疆库车年产 2 万吨绿氢示范项目，一期生产的氢气通过管道输送，替代现有天然气制氢，主要满足 4.5 公里外的中石化塔河炼化的炼油需求，成功实现了从光伏发电—绿氢—现场消纳的全流程贯通，并且是以需求为导向的项目建设。未来在三北地区，大部分的绿氢项目将以现场消纳、需求为导向的原则来继续规划和落地，同时大量合成氨、合成甲醇、炼化产业将伴随绿氢项目同步落地。

另一方面，由于我国绿氢供给与消费在地域上存在错配问题，需要适度超前部署大规模储运等基础设施的建设。考虑到远距离输送和成本的问题，管道输氢是相对理想的选择。未来，以我国三北可再生能源资源丰富地区作为起点，可以建设长距离、输氢规模大的跨区域输氢大管道，将丰富的氢源通过输氢大管道输送到东部各区域，并在各区域内从输氢大管道延伸部署中短距离、覆盖面广的输氢管道支线。跨区域输氢大管道和区域内输氢支线共同构建完善的输氢管网体系。通过输氢管网体系的输氢模式，保障东部地区的用氢需求以及加快三北地区的氢能消纳。

（三）绿氢及其衍生品增量主要来自化工、炼钢、航运航空等应用场景

未来绿氢及其绿氨、绿色甲醇衍生品的增量主要以化工、炼钢、航运等应用

场景的原料替代和燃料替代为主，主要满足难以通过电动化实现的那部分减碳需求。

1. 化工行业即将纳入全国碳排放权交易市场

对于化工应用场景，在实际氢气生产中，氢气年产量在 3342 万吨左右，80% 以上作为用于化工合成中间原料，合成氨每年用氢量 1080 万吨，合成甲醇和石油炼化每年用氢量分别为 910 万吨和 820 万吨。这三类化工工艺碳排放总量约 6.2 亿吨，占化工行业的 44.6%，主要来源于生产过程的制氢环节（我国主要制氢方式为煤制氢等灰氢）。因此，绿氢替代灰氢生成绿氨、绿色甲醇和进行绿氢炼化，是降低化工行业碳排放的重要路径。

随着化工行业纳入全国碳市场的进程正在加快，以及受到欧盟碳关税进入过渡期的双重影响下，化工行业的脱碳化持续加速，有望启动绿氢在化工的规模化应用。在碳市场方面，2023 年 10 月，在生态环境部发布的《关于做好 2023—2025 年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知》中，已经将石化、化工等行业纳入温室气体排放的报告与核查工作范围，预计化工行业也将在“十四五”末纳入全国碳市场。在碳关税方面，2023 年 10 月开始，欧盟“碳边境调节机制”（CBAM）法案正式进入过渡期；尽管最初议案提出的炼油、石化、造纸等行业并未整体纳入征收范围，但从长远看，欧盟后续极有可能扩大到化工领域；欧盟是我国重要的贸易伙伴之一，未来一旦炼油、石化产品被 CBAM 覆盖，将对我国相关行业发展产生深远影响。

2. 绿氢冶金是钢铁行业深度脱碳的重要路径

对于钢铁应用场景，2020 年，我国钢铁行业二氧化碳排放量约 18 亿吨，占全国总量的 15%，主要来源于生产过程的制氢环节。目前我国钢铁行业以高炉-转炉长流程为主，粗钢产能占比约 90%，吨钢二氧化碳排放处于较高水平（约 2.2 吨 CO₂/吨钢）。绿氢冶金技术，替代灰氢在铁还原环节对煤、焦进行规模化替代，可以实现钢铁行业深度脱碳目标。随着钢铁行业产量的增加以及减碳进程的推进，钢铁产业的绿氢需求也将持续增加。预计到 2030 年，炼钢的氢气需求约为 191-259 万吨，其中约 92% 来自焦炉煤气，剩余约 8% 来自电解水制氢。到 2050 年，钢铁产量为 0.96-1.12 亿吨，炼钢的氢气需求约为 852-980 万吨，其中焦炉煤气提供 166 万吨氢，剩余 814 万吨来自于绿氢。

3. 当前绿色甲醇、绿色航煤正成为国际航空业低碳燃料的最优选择之一

在航运领域，欧盟已经将航运纳入欧盟碳排放交易体系（EUETS），规定自2024年起，5000吨及以上商业客船和货轮将按其碳排放的40%缴纳碳配额，2025年和2026年分别提升至70%和100%。高额的碳税压力正在推动航运公司加速开展低碳转型，绿色甲醇等绿色燃料的需求也将随之快速增加。按照每吨90欧元的碳价格，在2024年EUETS的影响下，一艘往返于欧洲和亚洲之间的集装箱船可能会被征收约数十万欧元的碳税费用。当前全球每年航运消耗约3亿吨燃料，未来5年，至少有5%的航运燃料会使用以绿色甲醇为主的绿色燃料，市场规模达到1500万吨。目前全球已有多个大型航运公司部署甲醇燃料船，并从全球范围内采购绿色甲醇作为船用燃料，绿色甲醇燃料供应产业链已初见雏形。

在航空领域，已有数十个国家执行绿色航煤强制掺混指令，虽然我国没有执行绿色航油强制掺混指令，但在《“十四五”民航绿色发展专项规划》中也提出了2025年绿色航煤消费量达到2万吨、累计消费量达5万吨的目标。此外，欧盟增加了航空领域对可持续燃料使用的ReFuelEU航空法规，要求欧盟机场的飞机燃油中掺混更多的可持续航空燃料（SAF），根据新规，从2025年开始，航空燃料至少有2%是绿色燃料，到2030年达到6%，2035年达到20%，2040年达到34%，2045年达到42%，2050年达到70%。按照ReFuelEU航空法规，2025年，航空领域的SAF将增加至480万吨左右，主要由绿色甲醇、绿色航煤组成。

（四）绿氢及其衍生品发展趋势

1. 绿碳已成为绿色氢基衍生品符合国际标准的关键

当前，绿碳正逐渐成为一类稀缺资源。从全生命周期碳排放角度来看，绿氢结合绿碳生产的衍生品，才真正具备绿色标签，可以获得绿色溢价的。以绿色甲醇为例，目前部分航运企业的绿色甲醇燃料，规定需要符合ISCC EU欧盟生物燃料市场内的认证体系，才能视为绿色甲醇，但其原材料需要遵循可再生能源指令，也就意味着二氧化碳需要来自生物质或空气捕集，溯源是绿碳，甲醇才能被认定

为绿色甲醇。

从规模来看，2020 年全球甲醇产量 1.08 亿吨，根据国际可再生能源署预测，到 2025 年，全球甲醇年产量预计将从目前的 1 亿吨增长到 1.2 亿吨，2050 年达到 5 亿吨，其中绿色甲醇产量将达到 2.5 亿吨，需要 3.5 亿吨可再生二氧化碳（绿碳）和 4800 万吨绿氢，建设约 200 多条百万吨级以上的甲醇生产线，绿色甲醇行业具有极大的市场空间。

2. 标准与法规体系亟需加快建设

当前我国未发布绿氢及其衍生品国家标准，唯一有关氢能碳排放评估和认证的标准是 2020 年生效的团体标准 T/CAB 0078-2020《低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价》、《绿色合成氨分级标准》（启动编制）和《绿色甲醇分级标准》（启动编制）等团体标准，现存标准的边界和阈值与国际标准有所差距。例如，尽管行业标准 T/CAB 0078-2020 中提供了全生命周期温室气体排放评估指南，但标准中对于低碳或清洁氢的定义本质上还是基于生产环节的排放，忽略燃料氢生命周期中其他环节的排放；对于平均电网水电解制氢，制氢环节碳排放可视为零，但全生命周期测算边界下，碳排放可能大于煤制氢的碳排放。

从目前我国氢能碳排放的要求来看，边界（仅计算制氢环节）和碳排放值（清洁氢 $41\text{g CO}_2\text{当量/MJ}$ ，低碳氢: $121\text{CO}_2\text{当量/MJ}$ ）普遍比欧盟、美国等发达地区的标准更宽松。随着欧盟“碳边境调节机制”（CBAM）法案正式进入过渡期，欧洲 ReFuelEU 航空法规（要求欧盟机场的飞机燃油中掺混更多的可持续航空燃料（SAF），飞行到欧盟机场的其它地区的飞机也需要遵守这一法规）的通过，欧盟将对更多包括绿氢、绿色甲醇、绿色航煤等氢基衍生品的进出口以及应用有着更加严格的法规要求和标准。未来，假如双边标准存在较大差异，有可能对我国绿氢及其衍生品和下游工业产品的贸易出口带来不利影响。

3. 绿氢及衍生品将成为重要能源贸易商品

根据国际可再生能源机构（IRENA）发布的报告，到 2050 年，全球四分之一的绿氢需求通过管道和船舶进行国际贸易来满足。未来绿氢作为一种能源资源，将和石油天然气传统化石能源一样，有望通过管道、大型货运轮船等完善的运输网络，进出口到全球各国或各地区，形成一种新的能源格局。在此背景下，由于

我国的氢能生产与消费潜力巨大，短期内氢能消费很可能会以内循环为导向；从长期来看，因为具备丰富的可再生能源和装备产业链成本优势，我国有望成为具有竞争力的绿氢及其衍生品的出口国，出口到周边氢气资源匮乏的国家和地区，届时，跨区域进行国际贸易合作有望成为我国氢能产业发展的新亮点。

氢能产业高质量发展 前景展望

2023 年，氢能产业全链条逐步成熟，对我国实现碳达峰碳中和目标，保障能源安全供给，有着重大意义。展望 2024 年，政策传导下，燃料电池和绿氢产业链发展均有望提速。按照氢能中长期发展规划目标推算，2024、2025 年氢燃料电池汽车市场规模有望连续高速增长。氢能示范应用逐渐从以燃料电池为主的交通领域向能源、工业、建筑等多领域拓展，绿氨、绿色甲醇等衍生品受益于交通工业转型需求迎来新一轮增长。大规模绿氢应用场景逐步落地，或将推动 2025-2030 年电解槽需求复合年均增长率持续保持高位。

（一）氢能示范应用政策支持需进一步深化

截至 2023 年末，中央到地方的氢能产业支持政策不断叠加，政策体系渐趋丰富。目前的政策框架大致可分为三个维度：中央的产业顶层设计；正在推行的燃料电池示范应用补贴政策；各地方的氢能产业政策规划。2024 年，国家有望加大对氢能产业应用端的支持，氢能衍生品将加速在应用端落地，同时市场也将涌现出一批新的氢能规模化应用场景，包括高速公路、机场、矿山、钢铁等。

2024 年伊始，氢能产业不断迎来政策利好。四川、陕西等全国多个省市相继出台氢能产业的发展政策与规划。同时，从中央到地方的对燃料电池汽车的补贴也纷纷落地，氢能行业加速发展再获强劲动力。2024 年 1 月初，财政部等部委对燃料电池汽车示范城市群第一年度（2021 至 2022 年）工作完成考核评价，京津冀燃料电池汽车示范城市群如期且超额完成车辆推广任务，依据考核结果获得首批中央财政奖励资金 3.5 亿元。根据上海市发展和改革委员会公开信息，上海要安排经审核通过的燃料电池汽车示范应用第一年度市级奖励金合计 1.72 亿元。随着中央和地方的持续发力，预计在 2024 年，在中长期规划的基础上，我国氢能“1+N 政策体系”将初步完善。同时，制约绿氢发展的政策问题将得到解决。大量资金将会持续注入氢能行业，助推氢能应用快速落地。

（二）绿氢成本有望持续降低

2023 年燃料电池系统全年装机量为 753.5MW，同比增长 49%，数量创下历史新高。目前在中国，碱性电解槽已初步实现商业化，产业链较为成熟，PEM 电解槽仍处于商业化初期，产业链国产化程度加快提高；高温固体氧化物电解和固体聚合物阴离子交换膜电解仍处于研发和示范阶段，目前没有进行商业化应用。按照跟踪的各类绿氢项目规划，预计 2024 年国内电解槽需求量或超过 3.75GW，增速或接近 90%，2025-2030 年复合年均增长率有望达到 75%。

从绿氢成本来看，当前国内绿氢制取成本仍然较高，相较于煤制氢和工业副产氢价格差异较大。用电成本是绿氢价格偏高的主要因素，短期内风电、光伏发

电制氢较并网发电并不具备经济性。目前大型化工、电力企业积极规划绿氢项目，从已运行的示范性项目看，经济性和商业模式尚未成熟。通过结合内蒙等地的相关政策推算，在风光互补的电站模式下，2024 年绿氢成本有望低于 25 元/kg，在特定的应用场景中或具备初步经济性。

(三) 燃料电池汽车有望持续增长

交通领域是氢燃料电池应用推广的先导场景，燃料电池汽车是最重要的组成部分。随着燃料电池汽车示范城市群工作逐渐取得成效，燃料电池汽车保有量增长迅猛。截至 2023 年 11 月底，我国氢燃料电池汽车保有量超过 1.8 万辆。目前，地方政府推广氢能汽车力度仍在加大。截至 2023 年 11 月，我国各省级行政区到 2025 年规划推广燃料电池汽车数量已突破 11.5 万辆。2024 年，伴随五大示范城市群政策的进一步落地，我国氢燃料电池汽车保有量有望超过 3 万辆。

燃料电池电堆是燃料电池技术构成的核心，也是燃料电池成本构成中占比最高的部分。目前我国燃料电池成本已下降至 4.8 千元/kW，《节能与新能源技术路线图 2.0》提出到 2035 年商用车用燃料电池系统价格要降至 1 千元/KW 以下。燃料电池电堆核心零部件生产制造技术突破是我国燃料电池产业降本的关键。现阶段，除了双极板以外，我国基本已实现其他电堆核心零部件的国产化生产。气体扩散层、催化剂和质子交换膜等核心零部件虽已具备国产化生产能力，国产厂商所占份额仍然不够高，部分关键原材料仍依赖进口。整体来看，我国燃料电池核心零部件国产化水平有待进一步提高，需要通过多元化示范应用场景，进一步验证国产零部件的性能，推动产能不断迭代。

(四) 氢能应用场景呈现“多面开花”

由于氢具有能源和原料的双重属性，因此氢能在能源、化工、交通、冶金、农业等多领域有着广泛的应用场景。2023 年，燃料电池技术和氢燃料电池汽车的发展取得了显著突破，氢能作为清洁能源在其他领域的应用也得到了推广，氢能

应用呈现“多点开花”的发展态势。

在冶金领域，中国宝武首套百万吨级氢基竖炉点火投产。在化工领域，大型风光氢储用项目逐步落地，例如新疆库车持续向用户端塔河炼化输送绿氢。在能源领域，氢燃料电池、内燃机、燃气轮机等多种技术取得突破，氢储能规模不断提升。在农业领域，富氢水灌溉对水稻和草莓等农产品产量提高和品质提升获得了验证。

随着电氢融合模式的不断发展创新，氢能应用的多样化趋势将日益明显。2024 年，氢能在能源、交通、化工、钢铁、建筑等领域的应用有望进一步深化，应用场景多面开花。

专题： 大湾区氢能产业规模化发展调查

近年来，中国氢能产业发展势头强劲，既有国家产业政策的支持，也得益于地方政府因势利导、因地制宜的大力扶持，更离不开当地科研院所、企业的不断突破创新。2023 年，研究团队赴广东省广州市、佛山市、中山市进行调研，对大湾区氢能产业规模化发展现状、独有优势、面临的难点、改革经验做了深入了解与总结，并提出发展建议。

在国家政策层面，广东燃料电池汽车示范城市群的批复为大湾区氢能产业发展注入强劲动能；在地方政策层面，大湾区地方政府给予精准支持，助力氢能降本提质增效；在市场层面，以科研院所、企业为代表的市场主体不断发挥创新能动性，氢能全产业链的核心零部件国产化替代进程喜人；在示范应用方面，氢能进万家率先在佛山南海落地，设备的适配性和经济性得到了有效验证。

（一）地方政策驱动氢能产业技术创新

2021 年 8 月，财政部、工业和信息化部、科技部、国家发展改革委、国家能源局正式批复燃料电池汽车示范应用广东城市群为首批示范城市群，该城市群以广东佛山为牵头城市，覆盖 5 省 12 市，包括广东广州、深圳、珠海、东莞、中山、阳江、云浮，福建福州，内蒙古包头，安徽六安及山东淄博。

1. 省市两级政府合力推动氢能产业技术创新

示范城市群获批后，广东省市两级地方政府出台了一系列举措，引导氢能产业加快发展。

省级顶层设计为产业发展指明方向。《广东省加快建设燃料电池汽车示范城市群行动计划（2022-2025 年）》（以下简称《行动计划》）提出，到示范期末，实现电堆、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，八大关键零部件技术水平进入全国前五，形成一批技术领先并具备较强国际竞争力的龙头企业，实现推广 1 万辆以上燃料电池汽车目标，年供氢能力超过 10 万吨，建成加氢站超 200 座，车用氢气终端售价降到 30 元/kg 以下。《行动计划》因地制宜，将推动氢燃料电池汽车关键部件的国产化替代摆在突出位置，着力提升供氢水平，降低燃料氢价格。

地市级政府政策精准聚焦产业痛点。具体到佛山市，《佛山市能源发展“十四五”规划》指出，要加强建设新能源车产业发展基地，打造能源科技创新平台，加快氢能科技创新平台建设，立足佛山仙湖实验室，部署创新链突破关键核心技术，把氢能产业培育成为新兴产业的重要支柱，将佛山建设成为全国领先的集装备制造、技术研发、运行维护于一体的氢能产业示范城市。通过成立佛山仙湖实验室、打造“仙湖氢谷”等氢能产业基地，佛山市在储能、氢燃料电池汽车、智慧电网等领域率先突破。

2. 仙湖实验室成为氢能关键技术研发推广的有力加速器

佛山仙湖实验室是广东省第三批建设的省级重点实验室，聚焦氢能和氢氨融合新能源领域关键材料与核心技术的研发及产业化。实验室一期建设（2020-2022）投资 18.8 亿元，建成一流水平的原创性研究和核心技术研发七大支撑平台、八个研发中心、广东省院士工作站、博士后科研工作站，形成了以院士为核心、国家级高端人才为骨干的科研人才队伍。仙湖实验室现配有大型实验设备 227 台套，二期计划新增大型设备 126 台套，投入研究经费 6.26 亿元。



图 22 仙湖实验室俯瞰图

图片来源：仙湖实验室

七大支撑平台

- 1.绿氢绿氨工程化制备技术平台：首席科学家蒋三平，主要支撑高纯度PEM电解水制氢、SOEC制氢、绿氨合成、氨裂解制氢及提纯等技术与产品研发。
- 2.燃料电池关键材料与发动机系统技术平台：首席科学家张清杰，支撑下一代燃料电池关键材料、膜电极、电堆、发动机系统以及工业软件、氢能源整车集成等研发。
- 3.氢氨融合零碳运载装备技术平台：首席科学家李骏，支撑氢复合动力与多堆共轨燃料电池系统、氢氨融合零碳内燃机及其电控技术、车载氢氨转换系统等研发。
- 4.氢氨融合工业窑炉零碳燃烧技术平台：首席科学家程一兵，支撑氢氨融合工业窑炉零碳燃烧、高温燃烧设备与控制、氮氧化物排放控制等技术研发与推广应用。
- 5.氢能与氨氨融合新能源安全检测平台：首席科学家郑津洋，支撑氢环境材料测试、氢氨燃料储运安全评价方法与标准研究、燃料电池与电解槽测试等研发。
- 6.材料研究与测试平台：首席科学家赵文俞，支撑氢能与氨氨融合新能源关键材料的基础研究和性能测试等。
- 7.公共能源站平台：包括一站式氨裂解制氢加氢系统，为6大平台、实验室的开发与研究提供能源：氢能、氨能、天然气、柴油等。

八大研发中心

- 1.绿氢绿氨制备技术专业实验室
- 2.燃料电池关键材料与电堆技术专业实验室
- 3.燃料电池系统与整车技术专业实验室
- 4.氢氨融合零碳运载装备技术专业实验室
- 5.氢氨融合工业窑炉零碳燃烧技术专业实验室
- 6.氢能与氨氨融合高端装备及安全技术专业实验室
- 7.氢能与燃料电池测试专业实验室
- 8.材料研究与测试中心

图 23 仙湖实验室七大支撑平台与八大研发中心

资料来源：调研内容整理

实验室取得多项关键成果，有力推动氢能核心零部件的国产化替代。自设立以来，仙湖实验室取得了包括燃料电池核心材料、高功率密度电堆及系统、氢复合动力系统、工业窑炉零碳燃烧技术、钙钛矿太阳能电池等五项核心成果，申报

发明专利 187 项，发表高水平论文 548 篇，其中国际重要期刊发表 252 篇。以前期成果为基础，仙湖实验室聚焦氢能与下一代燃料电池技术、氢氨融合新能源技术两大研发路线，通过重大项目及重点项目实现成果转化，并成立仙湖科技基金，形成产业孵化器。

燃料电池系统及整车集成技术

- 实验室完成了62kw、100kw燃料电池系统开发，形成了全自主的模型系统控制和软件技术开发，在多个轻型商用车及乘用车上应用。

高功率密度电堆

- 实验室团队开发的两款百千瓦级金属双极板燃料电池电堆技术，在北汽福田、东风氢舟等多个品牌的量产车型上应用。
- 核心指标：电堆功率125kW，体积功率密度6.7kW/L。

氢复合动力系统

- 李骏院士团队创造性提出氢复合动力、多堆共轨燃料电池系统技术（液氨罐+裂解部分氢气助燃），可实现降碳达到60%以上，具有与传统内燃机汽车相当的全生命周期成本竞争力。
- 核心指标：常用工作点80kW效率达到55%，寿命达30000小时。

工业窑炉零碳燃烧技术

- 程一兵院士团队采用零碳氨燃料烧制陶瓷创新技术，与德力泰公司、欧神诺公司合作，成功出炉世界上第一块零碳氨燃料烧制的建筑陶瓷。
- 核心指标：NOx排放2.6ppm，残余氨排放4.4ppm，陶瓷产品指标优于国标。

光伏制氢用大面积高效钙钛矿太阳能电池

- 黄福志教授的成果，首创原位控晶策略，解决了钙钛矿大面积印刷制备的世界难题，成果发表于《Science》上，实现了光伏制氢用大面积高效钙钛矿太阳能电池工程化制备，可大幅降低制氢成本。
- 核心指标：20x20cm大面积组件效率达20.16%。

图 24 仙湖实验室五项核心技术成果

图片来源：调研内容整理

（二）龙头企业带动关键零部件国产化进程提速

氢能产业的规模化发展，不仅要在政策驱动下实现由点到面的规模化应用，更要依靠企业、高校、科研院所等主体不断突破技术瓶颈，真正实现氢能降本增效。在龙头企业带动下，大湾区氢燃料电池车八大关键零部件国产化替代进程明显提速，液氢储运难题取得明显突破。

1. 鸿基创能国产膜电极生产工艺已达国际水准

膜电极是氢燃料汽车的“芯片”。国内自动化高性能膜电极制造业翘楚鸿基创能成立于 2017 年，坐落在广州市黄埔开发区，致力于实现膜电极的规模化量产。2019 年，年产 500 万片膜电极的生产线建成投产，2022 年建成佛山生产基地，实现年产 1000 万片产能。2022 年国内膜电极总出货量约 300 万片，其中鸿基创能出货 170 万片，市场占有率过半，企业自身产能已经超过市场总需求。客户涵盖亚洲、北美、欧洲等地区知名燃料电池企业，配套车型包括燃料电池货车、燃料电池厢式车、燃料电池重卡等。

自主知识产权显著提高膜电极量产能力。鸿基创能研发团队开发了国内领先的 CCM（催化剂涂层质子膜）无损阴阳极双面狭缝直接涂布技术、MEA（膜电极）自动化快速封装技术、膜电极一体化成型技术，CCM 良品率达到 99.9%，膜电极良品率达到 99.3%。该公司开发的阴阳极双面直涂工艺，大幅提高了自动化批量制造能力。常规的转印工艺一分钟完成 1 片到 1.5 片膜电极涂布，阴阳极双面直涂工艺一分钟可以完成 15 片以上（按照一米膜电极 3 片计算），连续生产线速度 ≥ 5 米/分钟，单卷涂布膜卷长度达到 400 米，产能达 30 万平方米/年，生产效率显著提高。该公司生产的 CCM 及膜电极产品核心技术自主可控，CCM 年产能 30 万平方米；MEA 产品性能、一致性、良品率均居全国前列，对标国际一流水平。

技术创新是推动膜电极降本增效的关键。在技术创新支撑下，鸿基创能膜电极产品在产品性能、耐久性、价格方面均建立了优势。鸿基创能膜电极产品的核心原材料（如树脂、质子交换膜、催化剂、气体扩散层等）都已通过性能和寿命验证；经优化组合，最终膜电极产品功率密度 $\geq 1.5\text{W}/\text{cm}^2$ ，寿命 20000 小时以上，成本约为 600 元/kw，以系统功率 100kW 的重卡为例，膜电极成本约为 6.6 万元左右，具备市场竞争力。铂金催化剂在电堆成本中的占比高达 23%-43%，鸿基创能膜电

极产品的铂金载量，可低至每平方厘米 0.3mg，并可根据客户要求进行调整。

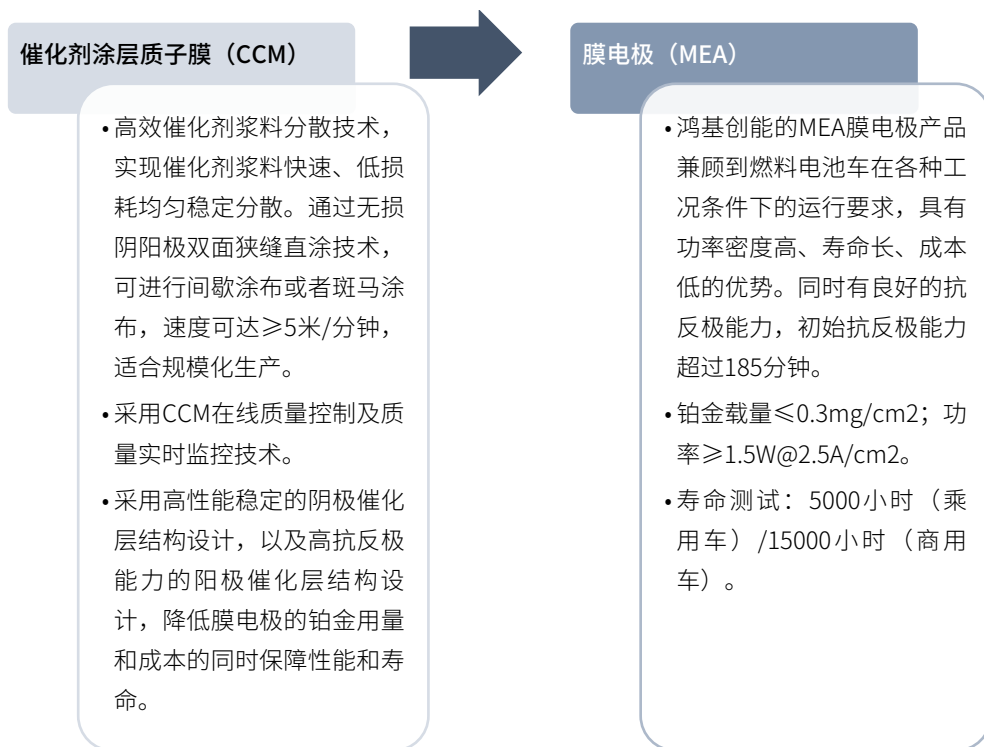


图 25 鸿基创新膜电极生产核心工艺

资料来源：调研内容整理

2. 上海济平催化剂国产化替代进程提速

催化剂作为氢燃料电池汽车和质子交换膜（PEM）电解槽的核心零部件之一，尽管单台设备用量不大，却是降低成本的关键抓手，目前要实现全面国产化替代还有较大难度。此次调研的上海济平新能源科技有限公司（以下简称“济平新能源”）成立于 2018 年 8 月，2020 年落户广东佛山南海区成立分公司，是国内第一家实现氢燃料电池和电解槽催化剂批量化生产的科技型企业，单条产线年产量 2 吨，产值 6 亿元，2021 年占国产催化剂市场份额高达 95%。

国产燃料电池催化剂具备性价比优势。历经几年技术探索，燃料电池催化剂市场相对成熟，在不少示范场景得以应用。济平新能源阳极催化剂涵盖 20%Pt/C（铂碳催化剂）、40%Pt/C、抗反极催化剂，阴极催化剂涵盖 40%-70%Pt/C、铂黑、PtCo/C，其中以 50% Pt/C 催化剂为主。催化剂的价格与国际贵金属铂、

铱的价格高度相关，目前国产车用燃料电池铂载量一般在 $0.5\text{--}1\text{mg}/\text{cm}^2$ 左右，国产催化剂价格在 200 元/g 左右，相比国外 300 元/g 左右的价格水平具备一定优势。



图 26 济平新能源燃料电池催化剂

图片来源：济平新能源

国产 PEM 电解水制氢新型催化剂工艺仍在迭代。当前，国产 PEM 市场规模相对较小，相关产品在制备工艺、耐久性方面仍与国外存在一定差距。阳极以氧化铱（含量从 50%–78%不等）、铱黑催化剂为主，阴极以铂黑、铂碳催化剂为主。在碱性电解水制氢方面，镍网加铂族金属的新型催化剂工艺正在开发中，应用后可实现碱性电解槽能耗和体积的进一步降低。价格方面，PEM 电解槽铱载量在 $2\text{mg}/\text{cm}^2$ 左右，而且受制于贵金属铱的市场价格波动。目前 71%氧化铱催化剂价格约为 1200 元/g，铂黑催化剂价格约 500 元/g，催化剂价格较高且受上游铱价波动影响大。



图 27 济平新能源 PEM 电解水制氢催化剂

图片来源：济平新能源

3. 中科富海深冷技术与液氢装备取得关键突破

氢、氦及其他稀有气体是高精尖装备、医学、尖端科技等领域的关键材料，其生产离不开深冷技术的攻关。长期以来，国内稀有气体主要依赖进口，随时面临“卡脖子”风险。此次调研的中科富海低温科技有限公司，是中国唯一拥有 20K 以下（-253℃到-271℃）大型超低温装备自主知识产权技术的高端装备制造企业，也是全球唯一能够同时提供 4.2K（-269℃）和 20K（-253℃）大型超低温装备非标定制、租赁、托管运营的制造商和服务商。

四代科学家突破深冷技术瓶颈。液氢的发展最早与我国航空航天事业息息相关。长征五号火箭（又称为“胖五”）需要的燃料，大部分是零下 183℃的液氧和零下 253℃的液氢，因此被称为“冰箭”。尽管主要燃料温度极低，但火箭表面仍需维持 0℃温度，对低温技术与保温材料提出了极高要求。在此背景下，中国科学院理化所进行数次攻关，通过两位院士、四代科学家、六十多年的持续努力，突破了深冷技术，实现-253℃超低温装备的成功研发。2021 年，技术团队进一步突破-269℃实现了氦液化，突破-271℃实现了超流氦温度，为我国量子计算的发展提供了关键支持，也打破了国际市场由林德、法液空垄断深冷技术的格局。

依托企业实现科研成果产业化。中科富海是中科院理化所大型低温工程技术

成果的产业化公司。2017 年，中科富海生产基地落户中山翠亨新区，建设中科富海超低温科技园。科技园占地 50 亩，总规划建筑面积 8.3 万平方米，首期建筑面积 4.2 万平方米。除大型氨制冷机和氨液化器外，布局大宗工业气体及稀有气体、特种气体的提取设备研制、投放、销售以及相关气体综合供应业务，整体形成了超低温装备、工业气体两大方向的业务布局。

工业气体方面，中科富海在中山市三角镇建设综合气体岛项目。这是粤港澳大湾区首个涵盖氨、氢、电子特气及空分装置的综合气体岛，建成后有望为大湾区集成电路、显示面板、光伏能源、光纤光缆、锂电池、医疗等相关领域提供服务。

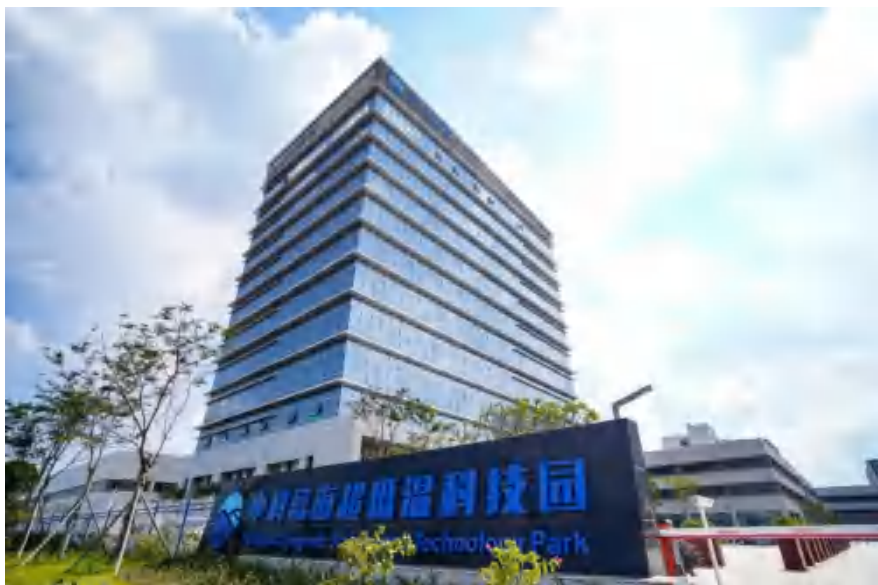


图 28 中科富海超低温科技园

图片来源：中科富海官网

产品名称	性能参数	应用领域
氢制冷机产品系列	160W/250W/320W/450W/580W/750W@4.5K等系列标准产品	超导加速器 核聚变装置 超导强磁场
	>750kW@4.5K非标定制产品	超导电力设备 超导磁悬浮
	500W-10kW@20K非标定制产品	空间环境模拟腔大型低温泵 航空航天液氢燃料 反应堆冷中子源CNS 散裂中子源SNS 高温超导电力设备
氢液化器产品系列	40、70、100、140、180、240L/h LHe等系列标准产品	超导加速器 超导强磁场 超导电力设备 核磁共振MRI
	>240L/h非标定制产品	超导量子干涉仪SQUID 氢资源回收 氢回收纯化
天然气提氮装置	可对50万立方米/天以上的LNG厂提供BOG提氮装置,提氮能耗不大于25kWh/Nm³,氮气产品纯度不低于99.999%	天然气处理
氢液化器产品系列	小型100~500L/h系列产品	航空航天液氢燃料
	中型500~1000L/h系列产品	氢能产业中氢的液化储存
	大型>1000L/h系列产品	
气体业务	1000~60000Nm³/h空分装置及工业气体(氧氮氩)供气 100~400Nm³/h 氮氩精制装置 10~100Nm³/h 氮氩精制装置	钢铁、煤化工、冶金、环保 医药、电子制造

图 29 中科富海主要产品及性能指标

图片来源：中科富海官网

五大核心技术支撑关键设备产业化。液氢密度约为气态氢的 800 倍，质量储氢密度为 14%，是目前密度最高的储氢方式。此外，氢的液化需要-253℃低温，极低的温度使有害杂质固化，氢纯度等级提高到 6-7N，可有效提高氢燃料电池寿命。尽管对温度要求苛刻，但液氢储运工作压力仅为 1-1.3bar，相比于高压气态储氢安全性更佳。中科富海在突破深冷技术基础上，掌握了包括透平膨胀机、板翅式换热器等五大核心装备的生产工艺，技术性能指标达到国际领先水平。在核心技术支持下，中科富海形成了氢液化储运全套解决方案，包括氢纯化装置、氢液化装备、液氢储罐、加氢站配套装备等一系列产品。

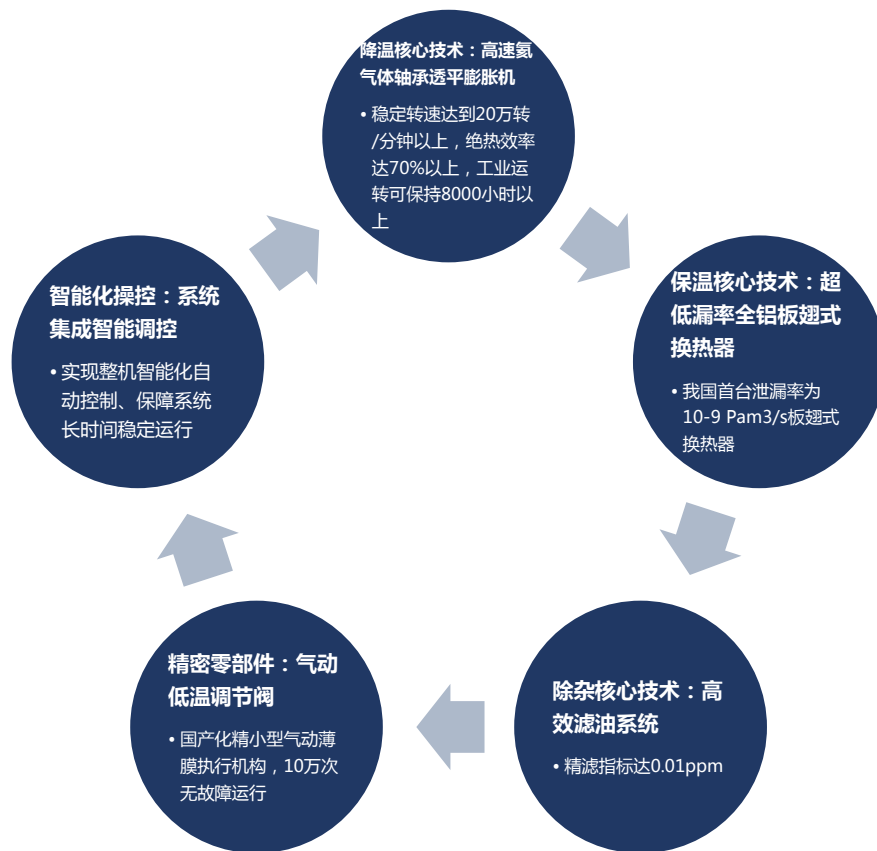


图 30 中科富海低温装备五大核心技术

资料来源：调研资料整理

中大型国产液氢装备产能落地。液氢储运的经济性，除设备投资外，主要取决于单位质量氢液化的电力消耗，而单位能耗则取决于液化规模。1.5 吨/天的液化规模下，每公斤液氢需要消耗 15 度电；当液化规模达到 5 吨/天时，单位能耗可降低至每公斤 12 度电；如能实现 10 吨/天的液化规模，单位能耗有望降至每公斤氢 6-8 度电。

2023 年 3 月，中科富海研制的国内首个国产化 5 吨/天大型氢气液化装置正式下线，整台设备由低温换热器组、重载氢透平膨胀机组、正仲氢转换器等组成，整体性能均优于设计指标。



图 31 中科富海国内首台 5 吨/天氢液化装置

图片来源：中科富海

（三）氢能热电联供形成有效示范

氢燃料电池热电联供，具有效率高、噪音低、体积小、排放低等优势，适用于分布式发电系统，能源综合利用效率可达 80% 以上，在全球范围内已形成多项示范。此次调研的佛山市南海区丹灶镇丹青苑，是全国首座氢能进万家智慧能源示范社区，为验证氢能热电联供技术与经济可行性提供了重要参考。

氢能热电联供综合能源利用率可达 90% 以上。氢进万家智慧能源示范社区项目一期以丹青苑为载体，由中科润谷智慧能源科技（佛山）有限公司和广东中岩泰科建设有限公司合作共建。该示范项目由中日韩联合开发，商用燃料电池设备主要由韩国斗山提供，家用燃料电池设备主要由日本爱信、松下提供。家用部分，丹青苑社区 5、6、7 号楼（12 层）的家庭安装 394 套（700W）家用燃料电池热电联供设备，依托现有城镇燃气管网，经过氢燃料电池发电，为住宅提供不间断的电力、暖气和生活热水。综合能源利用率最高达 92%，能源费用降低 45%，碳排放降低 50%。商用部分，丹青苑社区 8 号商业楼安装 4 套（440kW）燃料电池热电冷联供设备，总装机容量 2.035MW。



图 32 丹青苑氢能进万家智慧能源示范社区居民楼

图片来源：现场拍摄



图 33 丹青苑氢能进万家智慧能源示范社区商业楼

图片来源：现场拍摄

氢能热电联供设备国产化进程提速。由于氢热电联供设备需要提供 10 年质保，设计寿命达到 20 年（约合 18-19 万小时），当前国产化设备 3 万小时的设计使用寿命，尚不足以支撑项目持续运行。为此，项目方以合资公司方式逐步引入日韩技术，中科润谷与韩国斗山子公司 HyAxiom 有限公司签署协议，在南海建立合资公司，计划一期产能约为 60MW/年。在将燃料电池热电联供装备引进中国的基础上，对其进行适应性二次开发，还将进行市场化推广及售后市场服务，开发城镇居建、医院、工业园区、数据中心等应用场景和市场。



日本爱信SOFC家用热电联供系统设备

该固体氧化物燃料电池(SOFC)，由家用燃气重整制氢，通过电化学反应产生电能与热能

体积较小，功率700w，电力不足时由电网补能。设备总能效87%，体积约28L，重量为86kg，需安装在半封闭空间

据测算，供电0.3kw所需燃气量为0.06m³/h，按燃气3.18元/m³计算，1kw发电成本约为0.636元

图 34 日本爱信 SOFC 家用热电联供系统设备图示及性能指标



日本松下PEM家用热电联供设备

日本松下开发的质子交换膜 PEM 燃料电池系统

功率为700w，总能效87.6%-97%，体积相比于SOFC较大，额外增加了140L的蓄水单元，重量为86kg，安置在每户半封闭的阳台上

系统能耗情况基本等同于爱信sofc热电联供系统。

图 35 日本松下 PEM 家用热电联供设备图示及性能指标



韩国斗山商用燃料电池冷热电三联供系统

丹青苑社区8号商业楼安装4套韩国斗山磷酸燃料电池热电冷联供设备，单台功率440kw，通过天然气重整制氢，由燃料电池发电，工作温度在150 - 200℃之间

该设备配套日本松下溴化锂吸收式制冷机组进行冷热交换，夏季可以供冷，实现冷热电三联供

图 36 韩国斗山商用燃料电池冷热电三联供系统图示及性能指标

图片来源：调研现场拍摄

智慧能源管控平台有效实现多能互补。示范社区引入智慧能源管理控制系统，由中科润谷与北京冬奥会“科技冬奥-氢能出行”专项课题组、清华大学和北清智创合作团队联合开发，对智慧能源多能互补优化建模，提供包括气网能耗、电网能耗（自发自用及市电）、产氢能耗、碳排放以及减排数据等实时数据，综合分析制氢效率、使用效率、冷热电联产效率等。从社区管理角度，系统提供实时负荷强度排名、分布式能源节点能耗、供能排名及碳排放与减碳排名等。

智慧能源管控系统既具备实时大数据分析功能，也可以对各能源链条单独管控，为社区实现多能互补提供智慧大脑。一期项目以天然气管网为主要能源，二期项目将以光伏、风电为供能主体，可再生能源的间歇性也为智慧能源管控平台提供了更大施展空间。



图 37 中科润谷氢进万家智慧能源管控平台

图片来源：调研拍摄

部分商用场景有望率先突破经济性拐点。一期示范项目以天然气为主要能源，经测算，每立方天然气通过燃料电池热电联供设备产生的电与热，大约相当于 5 度电供应的效果，结合当地 3.8 元/m³的天然气价格，运营的边际成本与边际收益可以实现基本持平。

由于家庭用电的波动性，燃料电池设备大部分时间无需满负荷运行，经济性暂时难以体现。而在医院、数据中心、工业园区等用电量较大、负荷相对稳定的商业场景，氢能热电联供方案有望率先突破经济性拐点。据测算，考虑设备等前期成本，在部分商用场景应用氢能热电联供设备可在 8-10 年内收回投资，随后实现盈利。因此，商用场景有望成为氢能热电联供规模化应用的突破口。

据悉，该项目二期碳中和社区，将工业园区太阳能光伏引入电解水制氢装备，接入局域氢气管网工程，为社区和加氢站供应氢气。燃料电池热电联供装备解决社区冷热电三联供，实现真正意义上的碳中和社区，家庭端不用再缴纳燃气费和电费，经济性指标有望进一步提升。

（四）大湾区氢能产业规模化发展面临的挑战

当前大湾区仍面临诸多挑战，包括用氢价格过高、国产装备性能有待提升、

应用场景相对局限等。

1. 大湾区终端用氢成本居高不下

从现有情况来看，终端燃料氢价格还远高于 30 元/kg 的目标价格，大湾区燃料电池汽车保有量和运行受氢价影响面临严峻挑战。

从资源禀赋来看，广东缺少大规模的煤化工、石油化工企业，工业副产氢较少；煤炭、天然气资源匮乏，也无法依靠煤制氢、天然气制氢来满足用氢需求。因此，广东地区的氢供给主要依赖周边省份，甚至需要从北方地区匹配氢源，储运成本导致氢价飙升。

在没有补贴的情况下，广东终端燃料氢售价长期保持在 60 元/kg 以上，极端情况下甚至会飙升至 80-120 元/kg。尽管广东各地迅速出台针对性补贴政策，推动终端氢价降至 40-50 元/kg，但仍然过高。较高的用氢成本，一方面限制了潜在企业通过氢燃料电池车转型的需求，另一方面影响了部分已经投运的氢燃料电池汽车项目。

2. 国产核心零部件及关键材料仍需验证

当前，质子交换膜、催化剂、气体扩散层等原材料仍主要依赖进口，其中质子交换膜主要来自戈尔、Fumatech、东岳，气体扩散层主要来自 SGL、Toray、FBT 等国际厂商，燃料电池和电解槽催化剂市场仍以日本、韩国、欧盟为主。

成熟的产品大多需要数年的市场验证。当前，在催化剂、质子交换膜等领域，尽管我国已有部分企业发布替代产品且性能指标优秀，但在稳定性和寿命方面与国外成熟产品仍有差距，市场应用主要局限于示范场景下的小规模测试。

以催化剂为例，当前，全球催化剂厂商三巨头分别为德国巴斯夫（BASF）、英国庄信万丰（Johnson Matthey）、比利时优美科（Umicore），三者全球市占率约 90%，中国市场占有率高达 70%。国内由于与催化剂有关的国家标准、行业标准和产品规范尚不健全，催化剂的验证主要依赖厂商，催化剂下游应用企业，如鸿基创能这样的膜电极企业，在规模应用国内催化剂前，往往会小批量验证该催化剂的性能和耐久性。然而，产品验证往往需要数年时间，这也是限制国内原材料产品快速发展的一大原因。

（五）大湾区氢能产业规模化发展的建议

尽管仍面临诸多挑战，当前大湾区已经在各级政府的政策支持下，集聚了大批科研机构 and 科创企业，打造了氢能应用的先导场景。为推动大湾区氢能产业规模化、高质量发展，本文提出以下建议。

借力海上风电破题绿氢供给难题。从调研情况来看，降低终端用氢成本是推动大湾区氢能产业规模化的先决条件，通过氢与可再生能源耦合，是扩大绿氢供给规模、降低绿氢价格最有效的路径。规模化开发海上风电是广东构建新型电力系统的核心抓手，“十四五”期间，广东计划新增建成阳江沙扒、汕尾甲子、汕头勒门等约 800 万千瓦海上风电项目；开工建设阳江青洲、汕尾红海湾、珠海高栏等约 1200 万千瓦海上风电项目。因此，遴选条件合适的海上风电项目就地制氢，或就地制取甲醇、氨等氢衍生品，既可有效解决海上风电的电力输送和消纳问题，又能辐射大湾区形成绿氢的有效供给，降低终端用氢价格，提高现有用氢场景的可持续性。

多措并举推动氢能降本增效。除海上风电外，广东省出台多项政策文件，通过生物质能制氢、氢储运基地建设等多种方式，扩大氢供给来源，节约氢储运成本，着力解决大湾区氢供需错配导致的价格高企问题。氢热电联供等部分合适场景，可以考虑打造风光储一体化平台，将分布式风光资源转化为氢，通过管道运输、加氢站等方式，为氢能社区、氢能园区供能，在减少电网负荷的同时，推动分布式风光资源的就地消纳，真正意义上打造零碳园区、零碳社区。希望在这些措施助力下，通过各方努力降本增效，大湾区能尽早实现《行动计划》提出的，到示范期末年供氢能力超过 10 万吨，车用氢气终端售价降到 30 元/kg 以下的目标。

优先支持国产核心零部件应用推广。历经几年的技术迭代，大湾区氢燃料电池系统、电解槽、氢储运装备等核心零部件，已基本摆脱进口依赖，初步实现国产化替代，并具备一定成本优势。当前，相比于进口产品，部分国产零部件关键性能指标还存在一定差距，需要集中力量攻关。建议在各示范场景优先适配国产氢能装备或零部件，推动国产零部件的关键性能指标进行实地测试与验证，扩大市场需求，加速科研成果转化，为氢能产业全面国产化提供支持。

尽快补齐催化剂标准及规范短板。催化剂对于氢能产业的国产化进程至关重要。国产催化剂的成熟，往往需要更多的实践测试、更长的验证周期。面对催化

剂国产替代难度更大的问题，建议尽快完善燃料电池催化剂和电解水制氢催化剂相关标准及检测规范，在标准层面明确催化剂一致性、耐久性等产品要求。国标、行标的尽快出台，对国产催化剂市场规范化发展具有不可替代的作用。

加快推动氢能热电联供核心装备国产化替代。当前，氢能热电联供装备市场主要由国际市场主导，国内设备多以进口为主。大湾区企业已通过设立合资企业，从装备进口转向技术引进。未来，建议加强氢能热电联供核心技术攻关，尽早突破自主知识产权瓶颈，依托领先企业、高校、科研院所，尽快掌握氢能热电联供核心科技，依靠国内制造业优势补齐装备制造短板，摆脱进口依赖。

逐步扩大氢能终端应用场景。除氢燃料电池汽车外，氢在储能、石油炼制、化工、热电联供等领域的深度应用也为产业全面扩容创造了条件。广东省已着力开展多项试点工作，包括但不限于推动可再生能源与氢储能耦合发展，推动新型储氢技术与传统煤化工、石油化工产业链耦合发展，推动绿氢、绿色甲醇等清洁燃料在重载交通运输和船舶领域示范应用等。建议进一步扩大应用场景，以氢能小镇、氢能园区为先导，加快落地各项氢能示范项目。伴随着终端应用的不断升级，大湾区氢能产业加快降本增效前景可期。

参考文献

- [1] 时伟,伍飞,张珂等.资源禀赋差异地区绿氢替代灰氢潜力分析[J].现代化工,2024,44(01):1-7.
- [2] 氢能产业洞察. 绿色甲醇大爆发! 航运业如何绿色低碳转型? [EB/OL].
<https://mp.weixin.qq.com/s/JoZG04W9uuZB6EkC3fL8Wg>.
- [3] 王明华. 国内氢能应用场景分析及发展前景预测[J]. 石油炼制与化工,2023,54(9):18-23.
- [4] 赵玉晴,蒋文明,刘杨. 氢能产业发展现状及未来展望[J]. 安全、健康和环境,2023,23(1):1-12.
- [5] 孙旭东,赵玉莹,李诗睿,等. 我国地方性氢能发展政策的文本量化分析[J]. 化工进展,2023,42(7):3478-3488.
- [6] 凌文,李全生,张凯. 我国氢能产业发展战略研究[J]. 中国工程科学,2022,24(3):80-88.
- [7] 万燕鸣,熊亚林,王雪颖. 全球主要国家氢能发展战略分析[J]. 储能科学与技术,2022,11(10):3401-3410.
- [8] 王守信,马娜,秦凡.中国氢能产业有序发展面临的挑战与对策[J].现代化工,2023,43(9):1-5.
- [9] 张庆生,黄雪松. 国内外氢能产业政策与技术经济性分析[J]. 低碳化学与化工,2023,48(2):133-139.
- [10] 施昱萱,张志全. 国内外氢能产业发展实践对比及对我国的启示[J]. 应用化工,2023,52(8):2377-2380.
- [11] 俞红梅,邵志刚,侯明,等. 电解水制氢技术研究进展与发展建议[J]. 中国工程科学,2021,23(2):146-152.
- [12] 黄嘉豪,田志鹏,雷励斌,等. 氢储运行业现状及发展趋势[J]. 新能源进展,2023,11(2):162-173.
- [13] 张秋雨,任莉,李映辉,等. 镁基固态储氢材料研究进展[J]. 科技导报,2022,40(23):6-23.
- [14] 唐珊,汤驰洲,韩哲,等. 液态阳光甲醇合成技术[J]. 化学反应工程与工艺,2023,39(5):461-469.
- [15] 王翔宇. 可持续航空燃料发展展望[J]. 航空动力,2022(2):24-28.
- [16] 栗遇春,王刚,李瑞,等. 基于氢能的分布式家庭能源系统容量配置[J]. 热力发电, 2023, 52 (12): 49-58.
- [17] 阳国军,刘会友. 现代煤化工与绿电和绿氢耦合发展现状及展望[J]. 石油学报 (石油加工),2022,38(4):995-1000.
- [18] 朱凯,张艳红. “双碳”形势下电力行业氢能应用研究[J]. 发电技术,2022,43(1):65-72.



地址：北京市海淀区西三旗街道金隅智造工场N5

电话：010-82911506；0531-81777790

网址：www.chinah2.com

扫一扫二维码关注微信订阅号(ID:ChinaEV100Hydrogen)