
2024年氢能领域年度报告

编制单位：中国科学院大连化学物理研究所
低碳战略研究中心

编制时间：2024 年 12 月 15 日

目 录

1 引言	1
2 主要年度进展	2
2.1 国内外氢能产业发展现状	2
2.1.1 国际氢能发展现状	2
2.1.2 中国氢能发展现状	10
2.2 氢能政策进展	20
2.2.1 国际政策进展	20
2.2.2 中国国家层面政策进展	22
2.2.3 中国地方层面政策	25
2.3 氢能技术进展	32
2.3.1 电解水制氢	32
2.3.2 天然氢勘探与开采技术	36
2.3.3 地质储氢技术	38
2.3.4 管道输氢技术	39
2.3.5 液氢储运技术	40
2.3.6 固态储氢技术	43
2.3.7 氢冶金技术	45
2.3.8 氢燃料电池技术	48
2.3.9 氢燃气轮机技术	50
3 结论	51
4 参考文献	54

插图清单

图 1 2020 ~ 2023 年全球氢能生产情况 2

图 2 全球低碳氢项目数量 3

图 3 全球低碳氢项目规划产能 4

图 4 全球低碳氢项目中电解水制氢规模 4

图 5 全球低碳氢项目发展阶段 5

图 6 全球投产的低碳氢项目地区分布 5

图 7 2019 ~ 2023 年全球分部门的氢气需求 6

图 8 2019 ~ 2023 年全球分地区的氢气需求 6

图 9 2021 ~ 2024 年全球低碳氢生产项目分产品类型统计 7

图 10 2021 ~ 2024 年全球低碳氢生产项目分终端用途统计 8

图 11 2017 ~ 2023 年全球氢燃料电池车及加氢站数量 9

图 12 2023 年中国氢气生产与消费-氢流图 11

图 13 2020 ~ 2023 年中国氢气生产规模 11

图 14 2023 年中国氢气生产结构 12

图 15 2023 年中国氢气地区分布情况 12

图 16 截止 2024 年 10 月中国可再生氢项目类型 13

图 17 截止 2024 年 10 月中国可再生氢项目下游应用情况 14

图 18 截止 2024 年 10 月中国可再生氢项目各省市产能排名 14

图 19 2023 年中国氢气需求情况 15

图 20 2015-2023 年中国燃料电池汽车数量 15

图 21 2016-2024 年中国加氢站数量 16

图 22 截止 2024 年 10 月中国加氢站类型分布 16

图 23 截止 2024 年 10 月中国加氢站地区分布 17

图 24 全球氢能战略及首次公布年份分布 21

图 25 各省绿氢规划产能 26

附表清单

表 1 2024 年开工的氢能项目 18

表 2 2024 年投产的氢能项目 19

表 3 2024 年国家层面氢能相关政策（部分） 23

表 4 部分省市绿氢生产的相关政策管理政策 27

表 5 氢车免高速费的相关政策 29

表 6 放宽氢车路权的相关政策 30

表 7 部分省市氢氨醇相关政策 32

表 8 天然氢勘探与开发项目 37

表 9 2024 年国内氢冶金技术进展 46

1 引言

在全球气候变化和能源转型的背景下，氢能凭借其清洁、灵活、高效等独特优势，日益成为国际关注的焦点。氢不仅是一种能源和能源载体，更是对冲高碳和高能耗工业的重要工具。在“双碳”目标指引下，清洁氢在帮助各行业实现碳达峰和推动能源转型中发挥着日益重要的作用。世界氢能理事会与麦肯锡公司于2024年9月联合发布的《氢能洞察 2024》报告指出，全球通过最终投资决策(FID)的氢能项目投资规模从2020年的100亿美元跃升至2024年的750亿美元，增长了7.5倍。其中，专注于清洁氢气供应的项目占总投资比例从2020年的60%提升至2024年的75%，显示出投资重心逐渐向上游倾斜¹。

与此同时，全球已有60多个国家和地区发布了氢能相关战略，氢能发展正逐步成为全球共识。国际能源署(IEA)发布的《全球氢能展望 2024》报告显示，自2020年的短暂下滑后，全球氢气需求从2021年起稳步增长，年需求量已达到9700万吨，电解槽装机规模则增长至1.4 GW，同比增长近100%²。然而，当前氢能产业仍面临着成本高企、核心技术尚未完全成熟，以及基础设施建设滞后等关键瓶颈。为破解这些难题，必须从产业发展的全局出发，加强电解水制氢、储氢、燃料电池等核心技术的研发力度，通过技术创新降低氢能生产、储运和应用成本，提高效率和可靠性，增强氢能的市场竞争力。同时，加强政策支持与引导，通过制定清晰、稳定、长期的氢能发展战略和产业政策，为氢能项目落地提供保障，拓展其应用领域，推动绿氢产业的健康可持续发展。

¹ COUNCIL H, COMPANY M. Hydrogen Insights 2024 [R], 2024.

² IEA. Global Hydrogen Review 2024 [R]. Paris: International Energy Agency, 2024.

2 主要年度进展

2.1 国内外氢能产业发展现状

2.1.1 国际氢能发展现状

2.1.1.1 国际氢能生产概况

根据国际能源署（IEA）《Global Hydrogen Review》报告数据，从 2020 年至 2023 年，全球氢气产量从 9000 万吨增加到 9700 万吨。由图 1 中近年来的趋势来看，全球氢气主要来源于化石燃料，预计 2024 年将基本保持不变，总量将超过 1 亿吨。其中天然气制氢占比在 60%及以上，2023 年达到氢气总量的三分之二；煤制氢占比约 20%左右，近年来基本保持不变，主要来源于中国；石化行业的工业副产氢的占比由 21%下降至 15%，主要通过石脑油重整生产；低碳氢气的产量在过去两年中略有增长，始终保持在 100 万吨以下，占全球总产量占比仍不到 1%，其中主要是耦合 CCUS 的化石燃料制氢，电解制氢只占总量的很小部分，2023 年电解制氢量在 10 万吨以下，主要位于中国、欧洲和美国，合计占全球电解制氢总量的 75%左右。

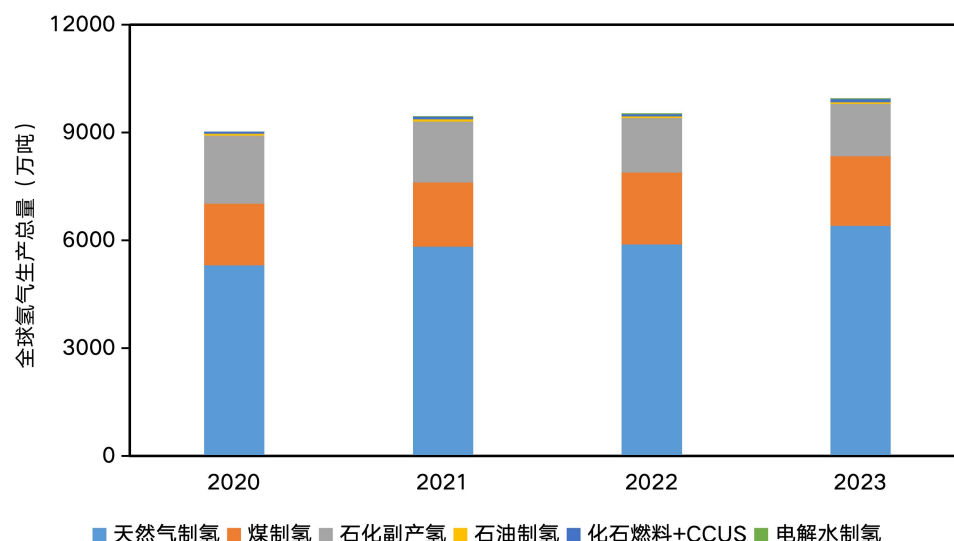


图 1 2020 ~ 2023 年全球氢能生产情况

随着全球气候变化问题的日益严峻，为降低制氢过程中二氧化碳的排放，从 2021 年至 2024 年全球规划低碳氢项目数量不断增加。根据国际能源署（IEA）统计数据，截止 2024 年 10 月，全球低碳氢生产项目近 2500 项，同比增长 20%

左右，较 2021 年 10 月增加了约 1.5 倍。从现有及规划项目数量上看，电解水制氢技术是未来低碳氢生产的主流，累计超过 2000 项，占比接近 90%，耦合 CCUS 的化石燃料制氢项目 163 项，占比约 6.7%。在已经明确技术路线的电解水制氢项目中，质子交换膜（PEM）电解水制氢项目占比最高，超 400 项，其次是碱性（ALK）电解水接近 300 项，固体氧化物（SOEC）电解水项目 50 项。

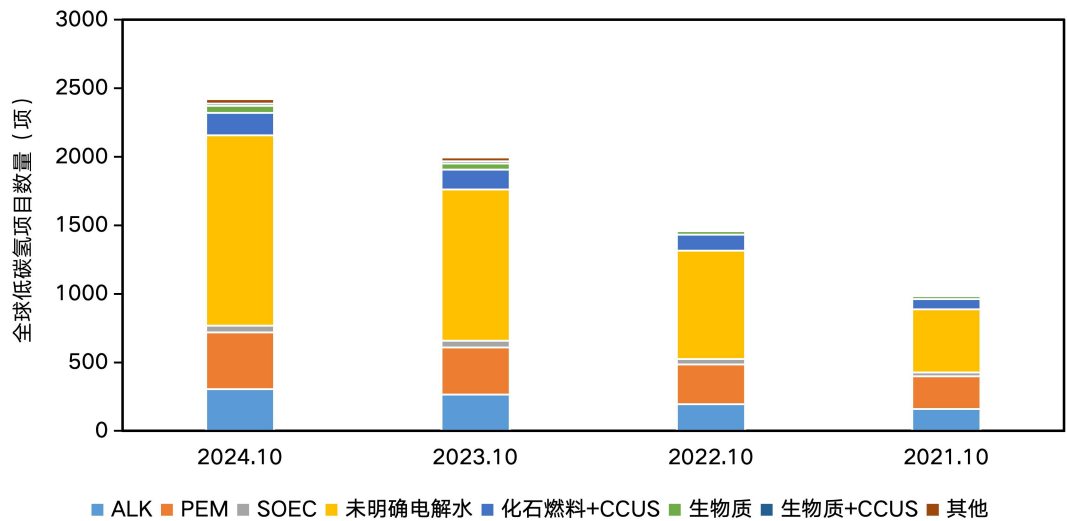


图 2 全球低碳氢项目数量

从项目规划产能来看，从 2021 年至 2024 年趋势来看，全球对于低碳氢项目产能规划不及预期，将 2024 年与 2023 年的统计规划产能相比，对于历年项目的累计规划产能预期有所回落。具体体现在，2023 年统计时预计 2025 年低碳氢产能将接近 2200 万标立/小时（约 1788 万吨/年），而 2024 年统计时预计 2025 年低碳氢产能将接近 1000 万标立/小时（约 780 万吨/年），明显下降。2024 年统计时预计 2030 年低碳氢产能将接近 1 亿吨/年，其中电解水制氢占比约为 82%，耦合 CCUS 的化石能源制氢占比约 18%，其余低碳氢生产技术占比较小，可以忽略。由于耦合 CCUS 的化石能源制氢技术项目产能通常较大，故其按产能统计的占比要高于按项目数量统计的占比。

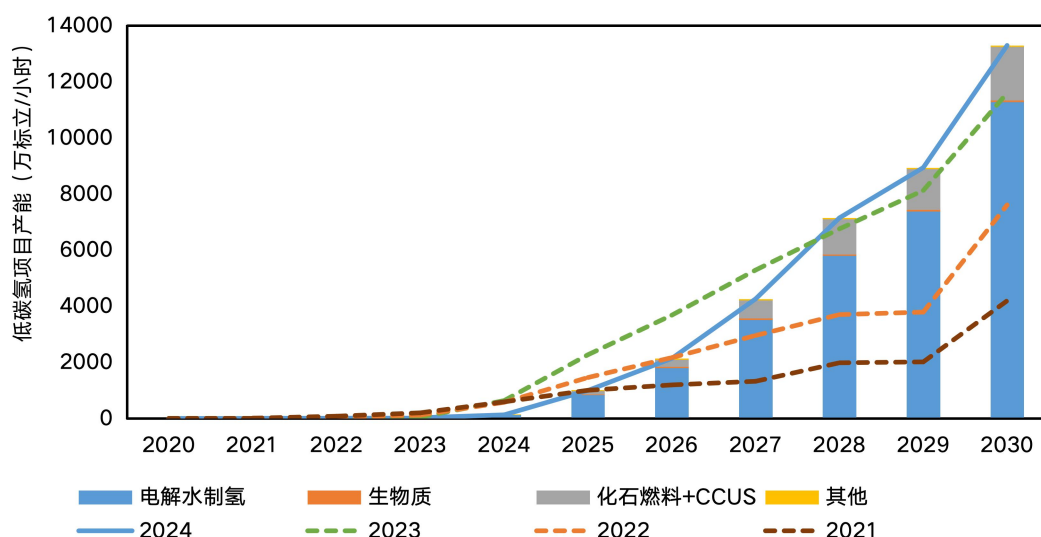


图 3 全球低碳氢项目规划产能

目前统计的规划项目中，电解槽装机规模预计到 2025 年达到 38GW，相比 2023 年的统计规模降低 51%；到 2030 年达到 512GW，相比 2023 年的统计规模增长 16%。

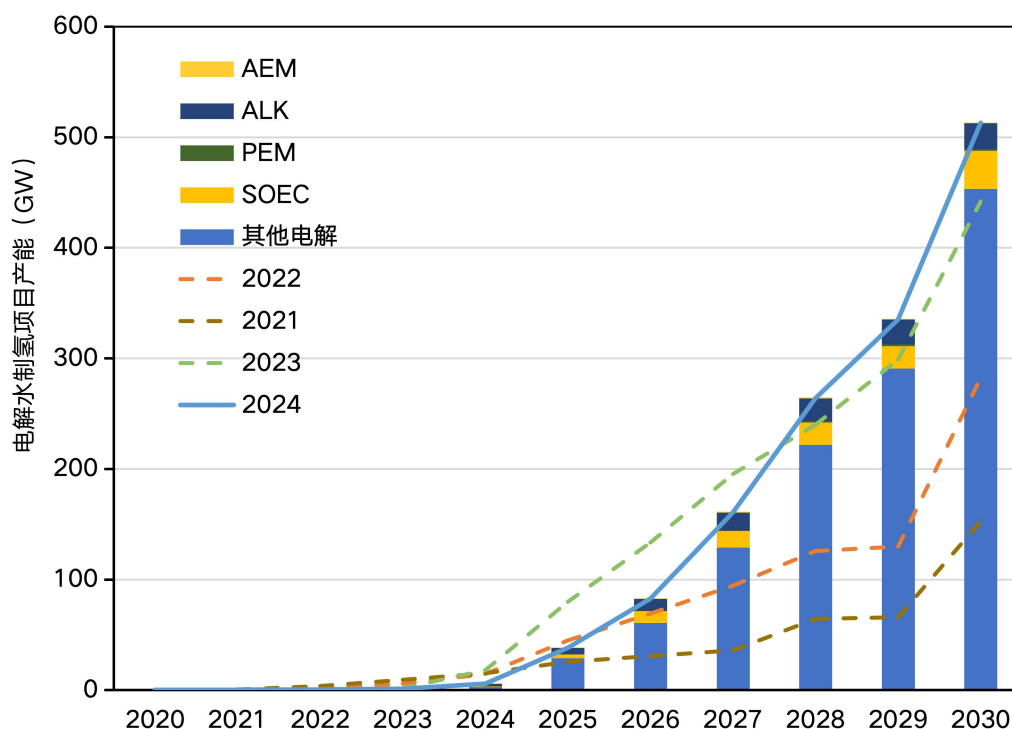


图 4 全球低碳氢项目中电解水制氢规模

从项目阶段来看，截止 2024 年 10 月，全球低碳氢项目规划总产能约 128 万标方小时（约 100 万吨/年）。然而，目前大多数规划项目尚处于早期阶段，

投产项目产能较小, 2024 年累计投产产能约 22 万吨/年, 占已有规划产能的 22%。在已投产的低碳氢项目中, 从地区分布来看, 亚洲和欧洲地区逐步占据全球清洁低碳氢发展的主导地位, 北美等地的项目加速落地。

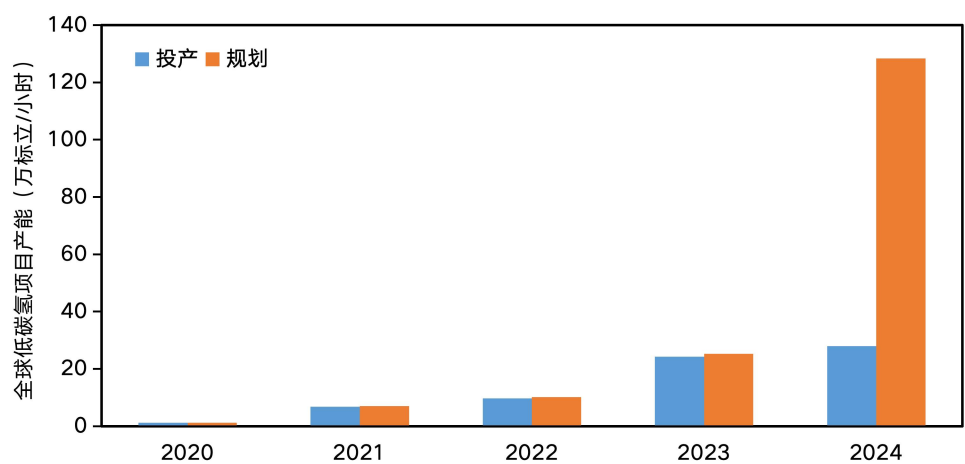


图 5 全球低碳氢项目发展阶段

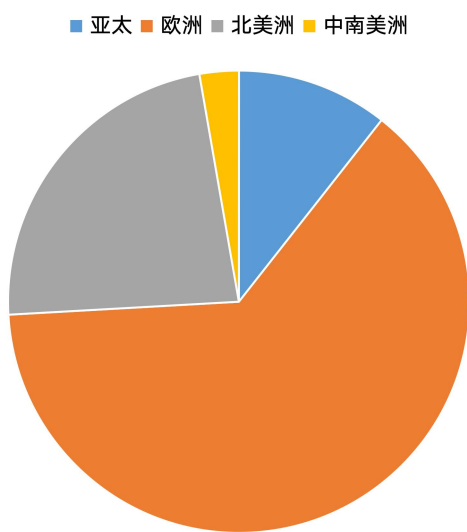


图 6 全球投产的低碳氢项目地区分布

2.1.1.2 国际氢能需求概况

自 2019 年以来全球分部门氢气需求的分布基本保持不变, 氢气需求总量稳中有升。2023 年, 全球氢气需求约 9700 万吨, 比 2022 年增长了 2.5%。预计 2024 年还将继续增长, 全球氢需求可能达到接近 100 万吨。

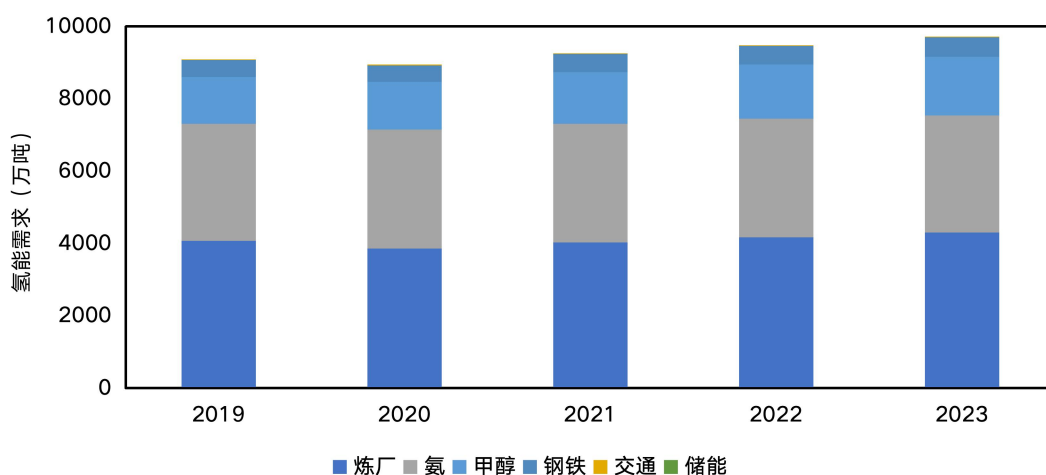


图 7 2019~2023 年全球分部门的氢气需求

自 2019 年以来，氢气区域需求分布也基本保持不变。2023 年中国依旧氢气需求规模最大的国家，占全球需求的近三分之一（接近 2800 万吨），同比增长 2%；是排名第二的美国的两倍多（接近 1300 万吨），其占全球需求的 14%。氢气需求在中东的增长更为显著，同比增长接近 10%，主要是由于炼油和甲醇生产需求的增加。

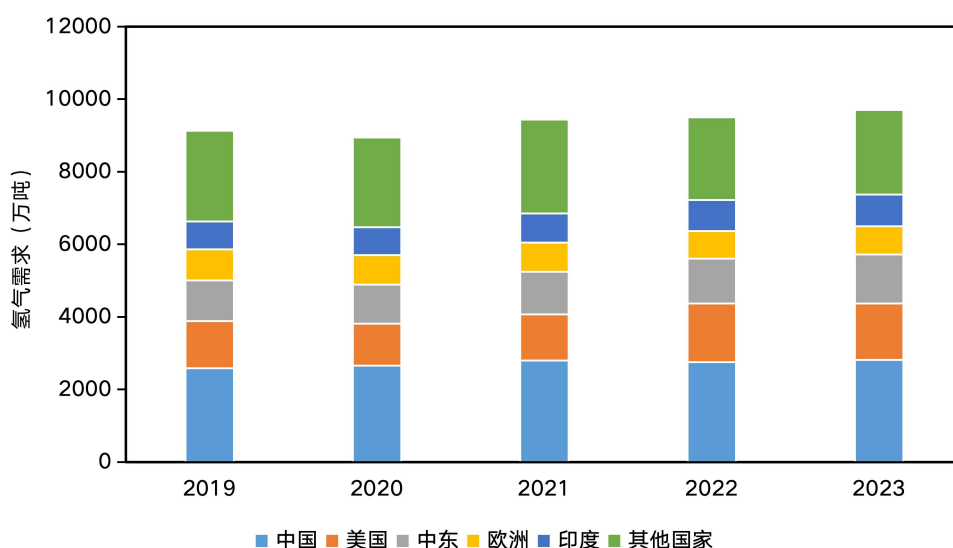


图 8 2019~2023 年全球分地区的氢气需求

全球大规模部署氢气是应对气候变化的重要举措之一，具有重要的脱碳潜力。因此，低碳氢的生产备受关注。2021 年以来，在全球低碳氢项目中产品分布基

本保持不变，主要以氢气为主，氨、醇等作为产品的项目数量增长速度较快。³

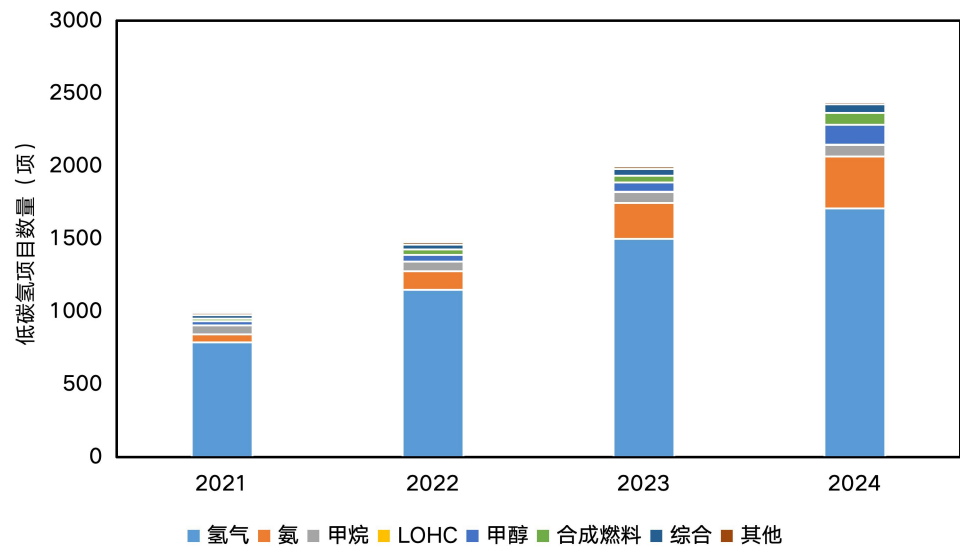


图 9 2021 ~ 2024 年全球低碳氢生产项目分产品类型统计

从 2021 至 2024 年全球低碳氢项目中用于各种终端用途数量均不断增加，主要分布在工业、交通、建筑、能源等领域。其中 2024 年交通领域项目数量达到 696 项，同比增加 20%左右，炼厂、合成氨、甲醇、钢铁等工业领域共计达到 1279 项，电力、热电联供、生活供热等用途均呈现小幅增加趋势。

³ IEA 数据库中大多数低碳氢项目规划了多个终端用途，且未明确各个终端用户氢气的需求量。在本节的讨论中，旨在探讨不同部门规划项目的发展趋势。

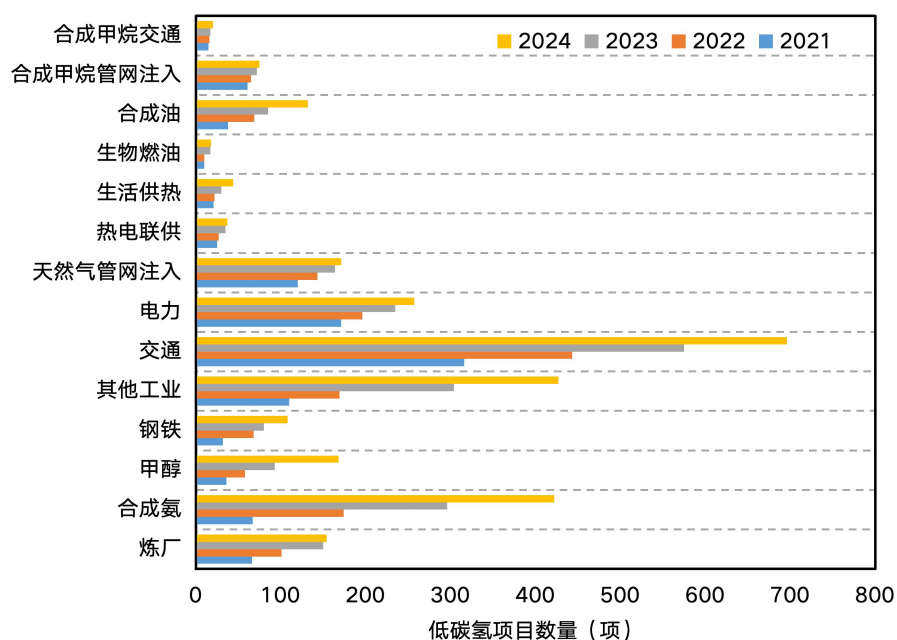


图 10 2021 ~ 2024 年全球低碳氢生产项目分终端用途统计

截止 2023 年底，全球氢燃料电池汽车的数量达到了 88025 辆。韩国在全球燃料电池汽车部署中领先，占有 39% 的市场份额，其次是中国，占 23%。美国和日本分别占全球总量的 21% 和 11%。从车型来看，乘用车是全球燃料电池汽车中的主要类别，占总数的 75%。公共汽车的市场份额排名第二，占 9%，其次是重型卡车，占 8%，中型卡车，占 5%。轻型商用车只占 1% 的比例要小得多。

在氢燃料电池车配套的加氢站部署方面，全球 28 个国家共有 1218 座加氢站投入运行，其中中国加氢站数量最高，其次是韩国、日本等。

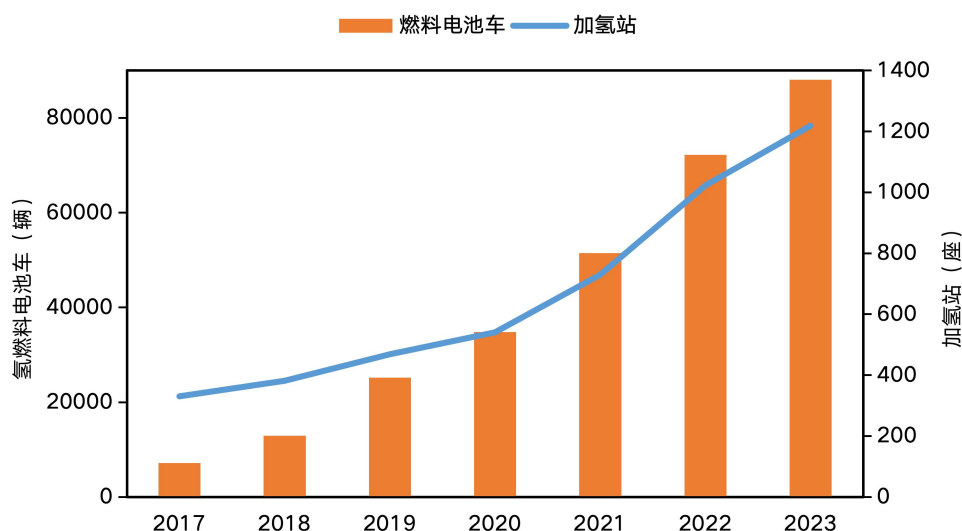


图 11 2017 ~ 2023 年全球氢燃料电池车及加氢站数量⁴

2.1.1.3 重点项目进展

绿氢项目属于工程项目，从提出到落地，一般要经过可行性研究、前期工程设计、最终投资决议、详细设计、建设等多个标准流程步骤。尤其是千吨以上绿氢产能的大中型绿氢项目，流程更加严格。2024 年，全球多国加速布局氢能项目，据 IEA 数据，截至 2024 年 10 月，海外投决/在建阶段的项目约 261 项，绿氢产能约 345 万吨/年。若不考虑已经建成的项目，到 2024 年 10 月海外投决/在建阶段项目数量是上年度同期的约 1.5 倍，对应绿氢产能规模是上年度同期的约 2.4 倍。大型化项目开始逐渐落地。2024 年，海外陆续有多个千吨级的绿氢项目建成或投运，在补贴等因素推动下有近 10 个百兆瓦级的项目通过投资决议或提上议程，典型有壳牌在德国的 100 MW REFHYNE II 项目、德国公用事业公司 EWE 的 280MW “清洁氢海岸线”项目等正式通过投决，均计划 2027 年左右建成运营。商业化运营的项目开始出现。据能景研究调研，2024 年海外开始出现一些商业化运营的大中型绿氢项目，典型如国际首个电制甲醇项目丹麦 Aabenraa 项目、普拉格在美国建设的 40MW 电解水及氢液化项目、挪威 5000 吨级 Ramme 绿氢项目等，对应绿氢产能达到千吨级。这些项目或是有了确定性较强的销售渠道，或是能够整合进业主方已有的业务领域⁵。

⁴ https://www.ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2024/Annual_Report_2023.pdf

⁵ <https://m.ofweek.com/hydrogen/2024-11/ART-180826-8420-30651906.html>

除此之外 2024 年全球范围内也积极筹划并投资建设多项绿氢项目。在非洲，南非 Hive Hydrogen 公司计划投资 59 亿美元建立绿氨工厂，第一阶段预计每年生产约 90 万吨绿氨，产品或由日本商社伊藤清商事株式会社承购⁶。在东南亚，马来西亚士马勒可再生能源有限公司宣布获得 18.8 亿林吉特融资，将在霹雳州开发一座装机容量达 60 兆瓦的绿氢工厂，这是马来西亚迄今规模最大的绿氢项目。在中东，阿曼大型绿氨项目由法国电力集团牵头的联盟开发，规划建设 4.5GW 风能和太阳能发电容量，以及 2.5GW 电解槽，年产 100 万吨绿氨，成为中东地区清洁能源合作的金字塔。欧洲方面，英国氢能中心（H₂ terminals）启动了英国最大的液氢枢纽港和氢能发电厂，该项目包括年 100 万吨液氢接收气化和储存能力和 2GW 的氢电厂发电能力，并将通过设计和建造全球首个液氢运输船队。德国 PNE 集团的西班牙子公司 Kolya-PNE 宣布了阿尔巴塞特建造一座 30 亿欧元的绿氢设施，配备 1000 兆瓦的电解槽，用于大规模绿氢生产，进一步巩固了在西班牙欧洲氢能产业链中的领先地位。在亚洲，乌兹别克斯坦塔什干绿氢项目成为中亚地区首个实施的绿氢项目，由中国电建所属华东院 EPC 总承包，项目包含产能为依托 4000 立方米的制氢厂和 52 兆瓦陆上风电厂，年产绿氢 3000 吨，用于制造 50 万吨氨肥，同时节省天然气在化肥生产中的使用，每年可为乌兹别克斯坦节省 3300 万立方天然气，有效缓解该国天然气供应压力。澳大利亚联邦政府和西澳大利亚州政府宣布投资 1.4 亿澳元在西澳大利亚州皮尔巴拉建设氢能中心，这是西澳大利亚唯一进入最终投资决定阶段的绿氢项目。该项目预计将于 2028 年中期开始运营，年生产能力约为 49.2 万吨，每年足以为 2.6 万辆重型车辆提供动力。这些项目的规划建设与落地实施，体现了绿氢作为清洁能源的重要地位，不仅为全球碳中和目标提供了实际路径和技术支撑，同时也推动了全球能源结构向低碳、可持续方向转型。

2.1.2 中国氢能发展现状

现阶段，我国氢气生产依然以化石能源制氢为主，工业副产氢为辅，电解水制氢规模较少。从终端消费来看，合成氨、合成甲醇是最大下游消费领域，石油化工次之，交通及其他领域较少。

⁶ https://www.fh-h2.com/newsinfo/7212322.html?utm_source=chatgpt.com

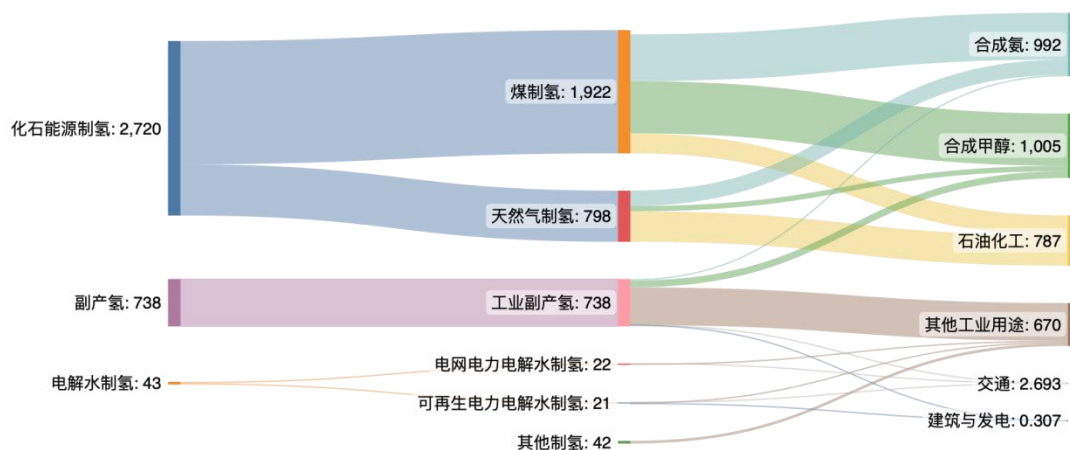


图 12 2023 年中国氢气生产与消费-氢流图

2.1.2.1 中国氢能生产概况

根据中国氢能联盟数据, 2020 年至 2023 年我国氢气产量稳中有升, 截至 2023 年底, 我国氢气产量为 3545 万吨。从氢气生产结构来看, 2023 年煤制氢产量为 1922 万吨, 占比 54%; 天然气制氢产量为 798 万吨, 占比为 23%; 工业副产氢产量为 738 万吨, 占比为 21%; 电解水制氢产量不到 50 万吨。西北、华东和华北等传统重工业地区是氢气主要生产地区, 产量分别超 1100 万吨、1000 万吨和 500 万吨, 合计占全国总产量的 70% 以上。

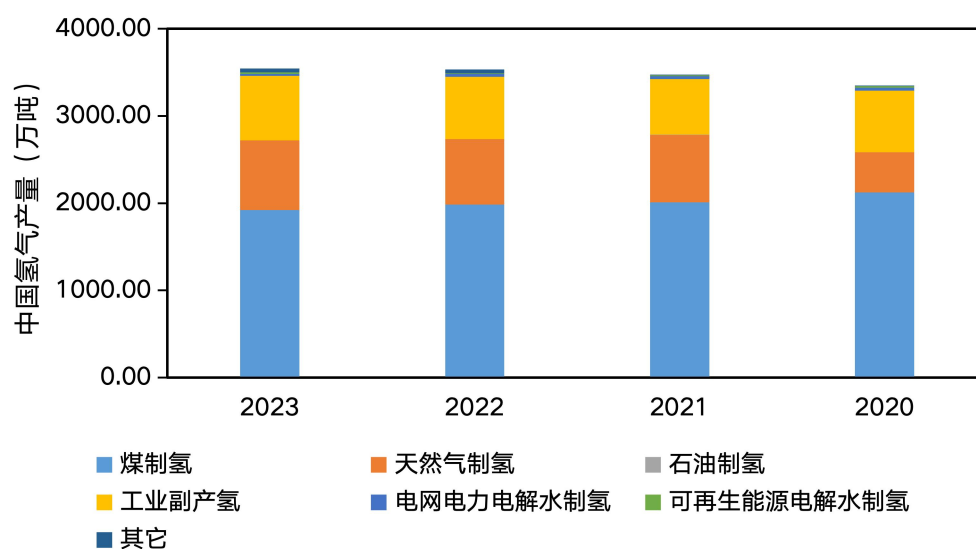


图 13 2020 ~ 2023 年中国氢气生产规模

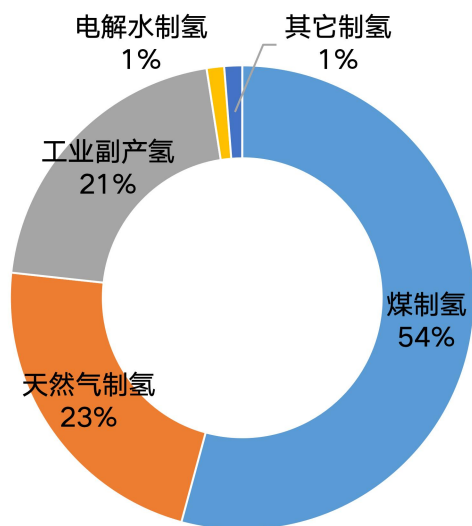


图 14 2023 年中国氢气生产结构

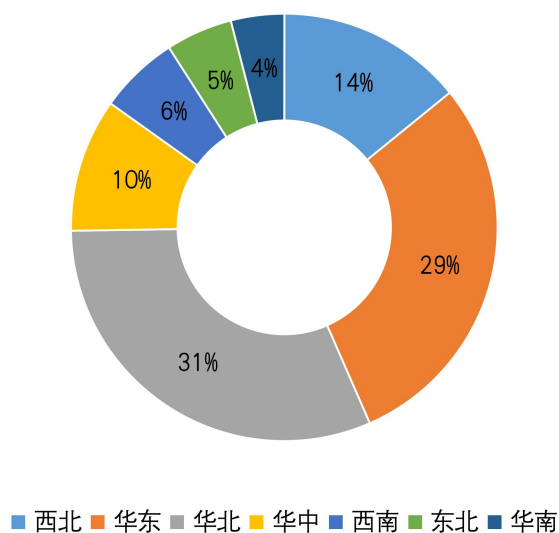


图 15 2023 年中国氢气地区分布情况

截至 2024 年 10 月，我国可再生氢规划项目 434 项，在建 82 项，规划及在建项目产能达到 936.4 万吨/年，建成运营项目产能 10.4 万吨/年。根据《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，2025 年可再生能源制氢产能达到 10 ~ 20 万吨，距离 2025 年目标缺口为 9.6 万吨。

我国已建成、运营和规划的可再生氢生产项目已达到 981.3MW。从电解技术来看，ALK 电解已实现大规模应用，占 86%，其次是 ALK/PEM 混合电解，占比 11%，新兴 SOEC 制氢技术占比较小。从可再生电力来源来看，主要的可

再生能源是光伏（PV），占 72%。从下游应用方向来看，可再生氢主要用于交通运输、炼化及合成氨和合成甲醇，占比达到 93%。

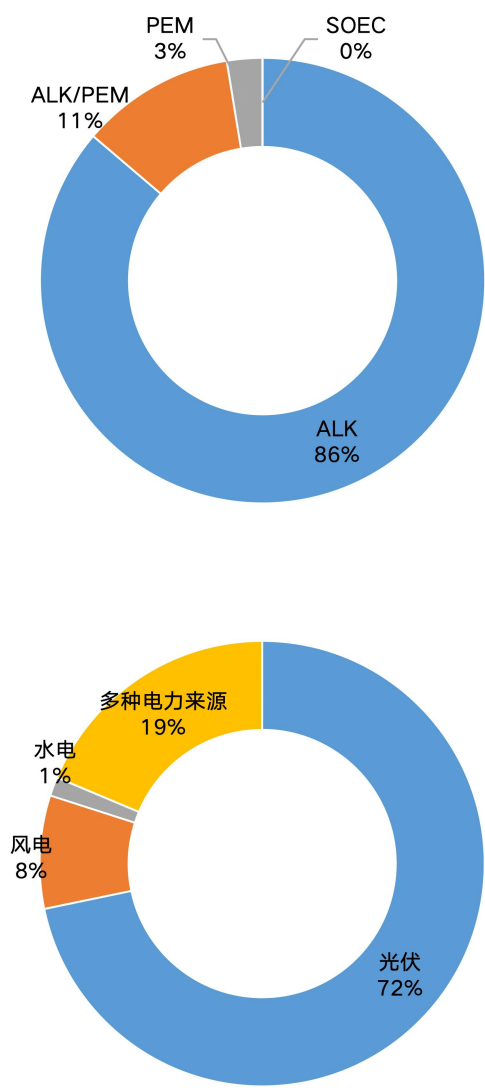


图 16 截止 2024 年 10 月中国可再生氢项目类型

可再生氢项目向一体化应用延伸，下游应用大多以化工、交通为主，同时拓展储能和供能。从当前可再生氢项目下游应用看，化工（炼化、合成氨、合成甲醇）和交通领域是当前应用的主流领域，分别达到 58.2%、34.8%，同时，储能和发电等其他应用也正在同步推进示范项目。在全国可再生氢项目地区部署方面，主要以风光等可再生资源禀赋较好的内蒙古、宁夏、新疆等地为主。

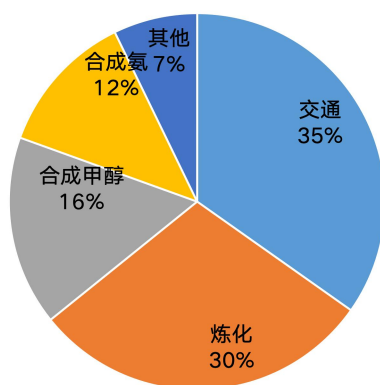


图 17 截止 2024 年 10 月中国可再生氢项目下游应用情况

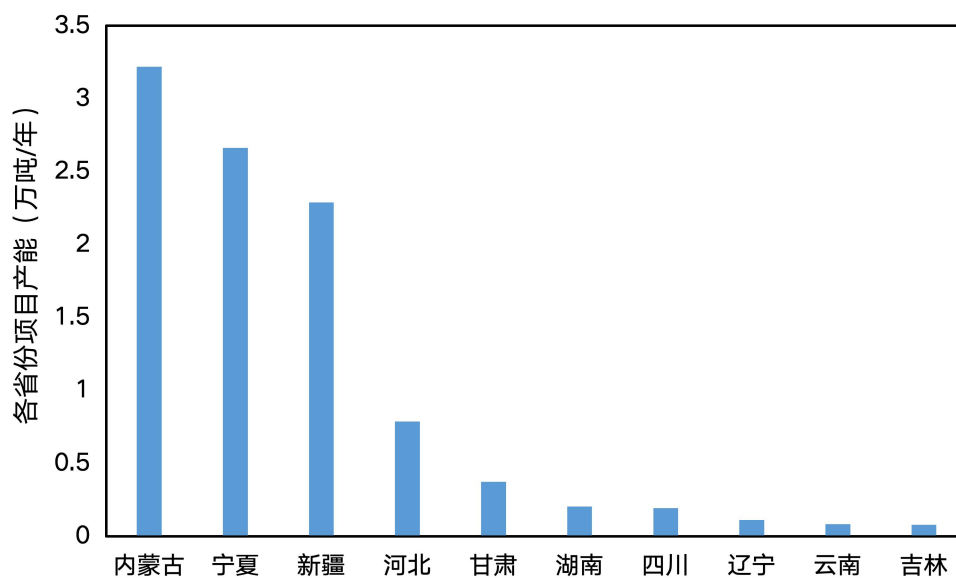


图 18 截止 2024 年 10 月中国可再生氢项目各省市产能排名

2.1.2.2 中国氢能需求概况

在我国氢气终端消费中，合成甲醇、合成氨是我国氢气最大下游消费领域，需求分别为 1005 万吨和 992 万吨，占比均接近 28%；石油化工氢气需求 787 万吨，占比 22%；其他用于供热等工业用途的氢气 758 万吨，占比约 21%；交通、建筑与发电等领域占比小于 0.1%。

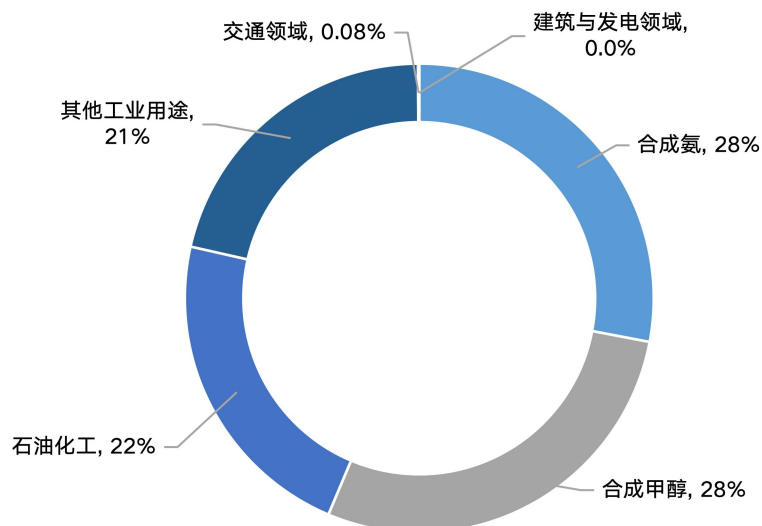


图 19 2023 年中国氢气需求情况

根据《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，2025 年燃料电池汽车保有量将达到 5 万辆, 2023 年底, 我国燃料电池保有量超 1.8 万辆。截至 2024Q3, 燃料电池汽车保有量约为 2.5 万辆，距离 2025 年目标保有量缺口 2.5 万辆。到 2035 年预计达到百万辆规模。

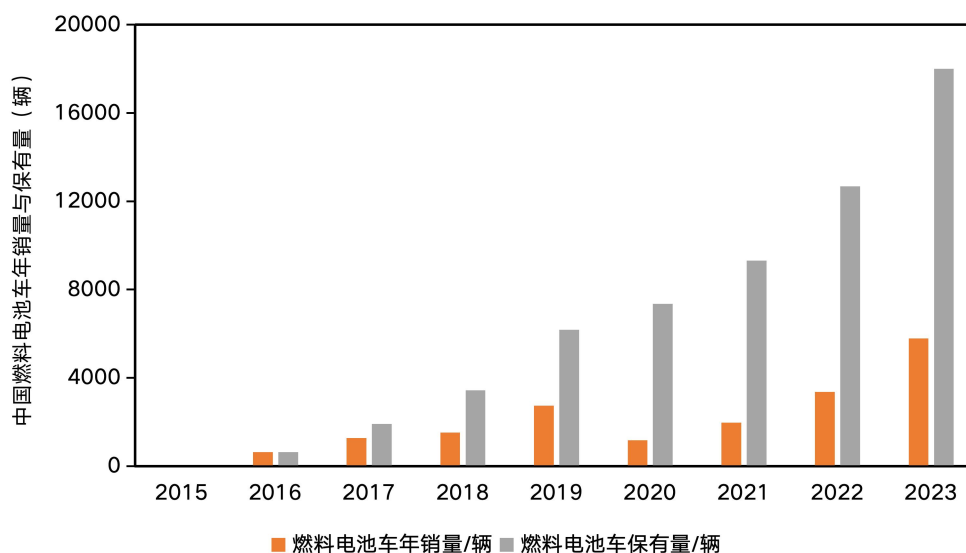


图 20 2015-2023 年中国燃料电池汽车数量

截止 2024 年 10 月，我国建成加氢站 518 座，其中运营 383 座，占比 74%。从加氢站的类型来看，目前以 35 兆帕压力和固定站居多。从加氢站的地区分布来看，全国加氢站数量在 40 座以上的省市有广东、河北、山东及河南。

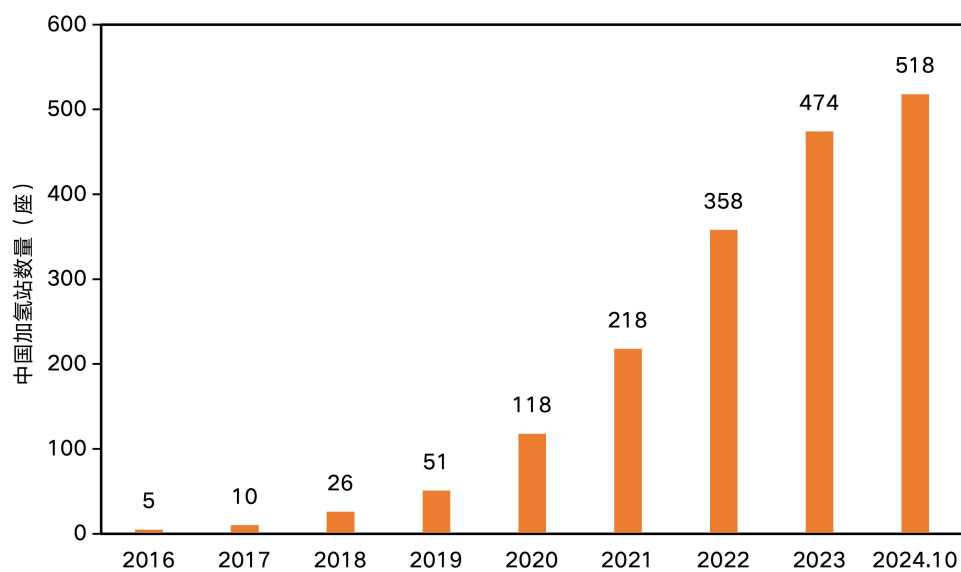


图 21 2016-2024 年中国加氢站数量

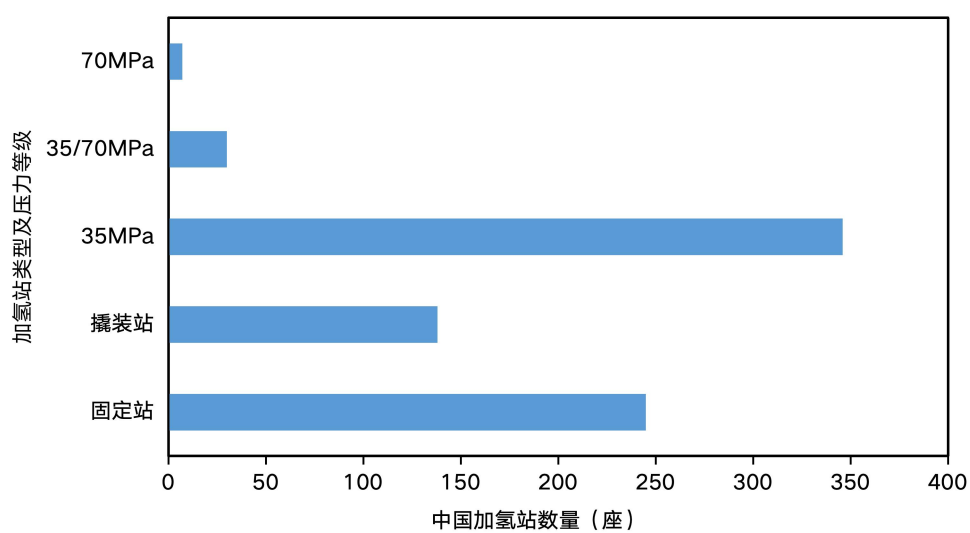


图 22 截止 2024 年 10 月中国加氢站类型分布

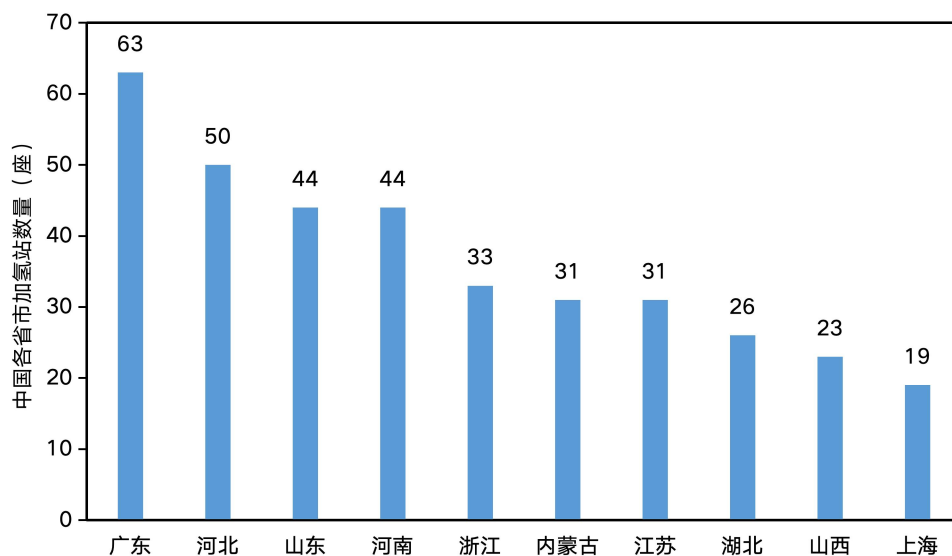


图 23 截止 2024 年 10 月中国加氢站地区分布

2.1.2.3 重点项目进展

2024 年，我国绿氢项目加速投建，多家运营商建设风/光氢储+氨醇/重卡一体化项目。从 2024 年全年开工项目看，化工和交通领域是当前应用的主流领域，同时，储能和供电的应用也正在同步推进示范项目。据不完全统计，2024 年至少 10 个氢能项目投产，如中国石油首个规模化可再生能源制氢项目——玉门油田可再生能源制氢示范项目已在 2024 年 3 月成功投产。2024 年 4 月，中国华电集团有限公司辽宁铁岭离网储能制氢一体化项目正式转入商业运行，标志着我国最大规模的风电离网制氢示范项目转入商运。上述开工和投产的项目主要集中在内蒙古、新疆、辽宁等可再生资源禀赋较好的地区。

在氢输送方面，2024 年 7 月中石油西部天然气包北管道公司固阳-白云鄂博输气管道工程作为第二条国内具备 20%掺氢输送能力的输气管线开工建设，投产后预计将于 2025 年 7 月通气试运行⁷。2024 年 9 月，山东潍坊宝通街（潍坊电厂至潍安路）次高压氢气管道工程获得行业主管部门颁发的建设工程规划许可证，标志着该市城镇氢气管道建设项目正式开始实施，这是全国首条按照城镇燃气工程批准建设的城镇氢气输送管道⁸。在氢加注方面，2024 年 6 月，我国首个重载

⁷ https://www.ordos.gov.cn/xw_127672/bmdt/202407/t20240722_3637754.html

⁸ http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2024-09/16/content_26082164.htm

铁路加氢站——国家能源集团国华投资蒙西分公司巴图塔加氢站完成全部商业运营手续，正式投入商业运营。

总的来说，虽然我国氢能已取得一定进展，规划/签约项目数量激增，但在项目运营方面仍然面临着各种困难和挑战，部分项目进展滞缓。未来随着政策出台、示范效应和产业降本三者共同驱动，项目落地进程将加速，预计 2025 年绿氢项目将迎来开工潮。

表 1 2024 年开工的氢能项目

时间	省份	项目名称	制氢量 (万吨)	应用领域
2024.1	广东	3000KG 级电解水制氢加氢一体化示范站 ⁹	0.21	交通
2024.3	/	中石化百千瓦级 SOEC (固体氧化物电解水制氢项目) 电解水制氢项目 ¹⁰	/	/
2024.4	吉林	中国天楹风光储氢氨醇一体化项目 ¹¹	2.67	化工
2024.4	内蒙古	兴安盟京能煤化工可再生资源绿氢替代示范项目	2.5	化工
2024.4	内蒙古	金风科技兴安盟风电耦合制 50 万吨绿色甲醇项目 ¹²	/	化工
2024.5	新疆	玛纳斯隆盛达玉都有限公司玉都绿氢工厂建设项目	1	交通
2024.6	辽宁	远景能源 (锦州港) 全球单体最大的低温绿氢储运项目 ¹³	/	/
2024.6	内蒙古	呼伦贝尔氢通风光制氢一体化项目 ¹⁴	0.89	化工
2024.7	包头	中石油固阳-白云鄂博掺氢输气管道工程 ¹⁵	/	/
2024.7	山东	华电山东潍坊制氢加氢一体站试点项目 ¹⁶	/	/
2024.9	甘肃	格罗夫氢能科技集团公司瓜州风光氢储车一体化示范项目(一期 10MW/80MWh)	0.5	交通、储能
2024.9	新疆	格洛夫木垒 200MW/1600MWh 氢储能调峰电站及风光氢储车一体化项目 ¹⁷	0.8	交通、储能
2024.9	新疆	新疆呼图壁隆盛达锦华绿氢工厂建设项目 ¹⁸	/	交通、储能
2024.10	山西	山西通洲集团氢能源、合成氨一体化优化	/	化工

⁹ <https://h2.in-en.com/html/h2-2432955.shtml>

¹⁰ <https://mp.weixin.qq.com/s/kqstU3MLQvvlPIuNIcwLCQ>

¹¹ <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1796395369270010182&wfr=spider&for=pc>

¹² <https://www.xam.gov.cn/eportal/ui?pageId=300576&articleKey=5931720&columnId=300520>

¹³ <http://www.tieling.gov.cn/tieling/zwgk/zfxxgk/fdzdgnr/zdmsxx/jtys/2024061309400175703/index.html>

¹⁴ <https://kfq.hlbe.gov.cn/News/show/1239280.html>

¹⁵ https://www.ordos.gov.cn/xw_127672/bmdt/202407/t20240722_3637754.html

¹⁶ https://www.wfgx.gov.cn/gxmobile/sy/gzyw/202407/t20240718_6340040.html

¹⁷ <http://www.mlx.gov.cn/gk/yhyshj/887706.htm>

¹⁸ <http://www.htb.gov.cn/xwdt/cxdt/900335.htm>

		项目 ¹⁹		
2024.10	内蒙古	鹏飞氢美宁城县风光制氢氨醇一体化项目 ²⁰	0.8	化工
2024.10	内蒙古	深能鄂托克前旗上海庙经济开发区光伏制氢项目输氢管道工程项目	/	/
2024.10	内蒙古	内蒙古液态阳光能源科技有限公司阿拉善年产 50 万吨绿色甲醇首期 10 万吨示范项目 ²¹	/	化工
2024.10	黑龙江	中能建双鸭山绿色甲醇与绿色航油示范基地一期工程 ²²	/	化工
2024.10	海南	明阳海上风电制氢和氢能综合利用示范暨百万吨级绿色电氢氨醇实证项目(一期工程) ²³	/	化工
2024.11	内蒙古	深能鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氨项目 ²⁴	1.65	化工
2024.11	河南	中国平煤神马集团深地盐穴大规模储氢项目 ²⁵	/	/
2024.11	内蒙古	中煤鄂能化 10 万吨/年液态阳光—二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目 ²⁶	2.1	化工
2024.11	宁夏	宁夏太阳山年产 10 万吨绿氢制储输用一体化示范项目（一期） ²⁷	1.65	化工、交通

表 2 2024 年投产的氢能项目

时间	省份	项目名称	制氢量（万吨）	应用领域
2024.3	甘肃	中石油玉门油田可再生能源制氢示范项目 ²⁸	0.21	交通、化工
2024.3	内蒙古	华电达茂旗 20 万千瓦新能源制氢示范项目 ²⁹	0.78	化工
2024.4	辽宁	辽宁华电铁岭离网储能制氢一体化项目 ³⁰	/	化工
2024.4	内蒙古	深能鄂托克前旗上海庙经济开发区光伏	0.6	化工

¹⁹ https://www.sohu.com/a/816249570_121123914

²⁰ https://mp.weixin.qq.com/s/l-EAH4Xq_DccfBZNGJhk1g

²¹ https://m.thepaper.cn/baijiahao_29177099

²² http://www.cpecc.ceec.net.cn/art/2024/10/16/art_29053_2520073.html

²³ http://dongfang.hainan.gov.cn/ywdt/jrdf/202411/t20241114_3768077.html

²⁴ <https://m.bjx.com.cn/mnews/20241203/1414512.shtml>

²⁵ <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1815944390847406647&wfr=spider&for=pc>

²⁶

https://mp.weixin.qq.com/s?__biz=MzA3OTU0MTgwMw==&mid=2652159921&idx=6&sn=04d8dd209cc09a141c54d53ba7123836&chksm=857cb618f7b058b8cf3b0cc5693c27e7dbc94ab97f63a437ae6b0d2e6767caabcafd297fb5d6&scene=27

²⁷ <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1814868614100196119&wfr=spider&for=pc>

²⁸ <https://www.yumen.gov.cn/yuMen/c104354/202404/018c179737dc4046a31e3db9df9320e9.shtml>

²⁹ <http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c30268693/content.html>

³⁰ <http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c30616778/content.html>

		制氢项目 ³¹		
2024.6	四川	华能彭州制氢示范站（一期） ³²	0.186	交通
2024.6	内蒙古	国家能源集团国华投资蒙西分公司巴图塔重载铁路加氢站 ³³	/	/
2024.6	广东	惠州大亚湾石化区综合能源站项目 ³⁴	/	储能
2024.8	天津	新源氢能加氢母站（二期） ³⁵	0.5	交通
2024.8	宁夏	国家能源集团宁东可再生氢碳减排示范区一期项目 ³⁶	0.45	交通
2024.9	辽宁	鞍钢中集（营口）新能源科技有限公司投资建设的焦炉气制氢联产 LNG 项目 ³⁷	/	/
2024.12	西安	陕西燃气集团固体氧化物燃料电池（SOFC）热电联供示范项目 ³⁸	/	储能

2.2 氢能政策进展

2.2.1 国际政策进展

2024 年，全球范围内氢能相关战略呈现扩张趋势，制定氢能战略的国家持续增加，目前累计有 60 个国家或地区发布氢能战略，涵盖全球能源相关二氧化碳排放量的 84%。推动战略制定的主要因素包括脱碳、能源安全、国内工业发展和出口潜力。值得注意的是，东盟成员国在氢能战略和目标制定方面取得了显著进展。印度尼西亚、马来西亚和越南相继发布了各自的国家氢能战略，这些战略以脱碳为核心驱动力，注重出口导向。这些战略均强调通过出口促进本国工业发展，而未提及进口氢气计划，反映了全球氢能战略的普遍特征。

³¹ <https://mh2.solarbe.com/news/20240401/2975.html>

³² http://www.pengzhou.gov.cn/pzs/c1111397/2024-09/30/content_fe17c502d7cc438d87dd497c93f359f4.shtml

³³ <https://www.ceic.com/gjnyjtww/chnjcxw/202406/da3d2bc6f9ef4fb6aa0b03f54e392b4b.shtml>

³⁴ http://www.dayawan.gov.cn/gzdt/zwyw/content/mpost_5302027.html

³⁵ https://www.tjdl.gov.cn/dongtai/bmdt/202409/t20240909_6721112.html

³⁶ https://gxt.nx.gov.cn/xwzx/gzdt/202408/t20240809_4619191.html

³⁷ <https://www.yingkou.gov.cn/001/001001/20240927/cc0fb025-cd4f-466d-9495-e46f8556269e.html>

³⁸ <https://news.bjx.com.cn/html/20241204/1414755.shtml>

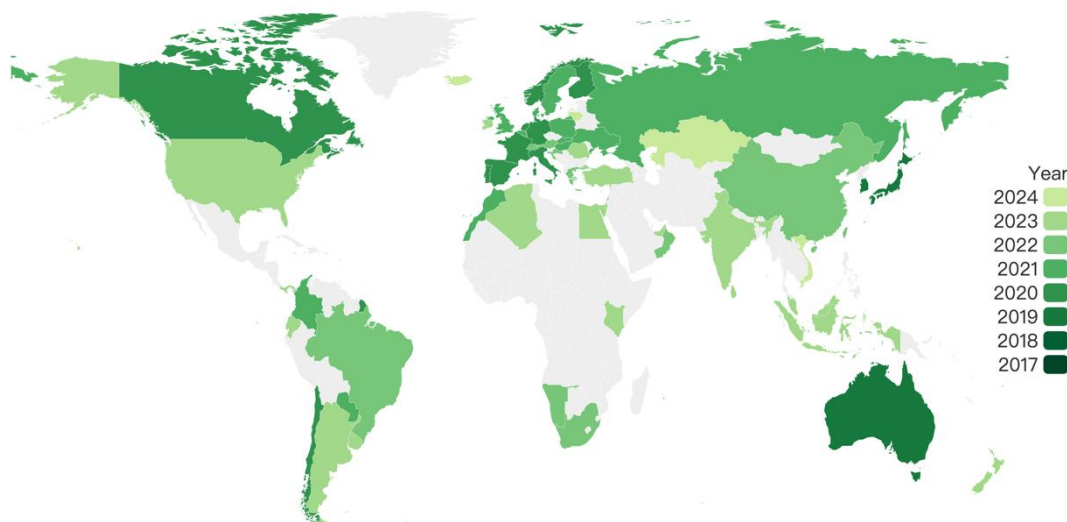


图 24 全球氢能战略及首次公布年份分布

与此同时，保加利亚、爱沙尼亚、爱尔兰、立陶宛和罗马尼亚等多个欧洲国家也积极制定氢能战略，普遍集中于可再生氢的开发和利用，部分国家对未来的装机目标作出了调整。爱沙尼亚、立陶宛和罗马尼亚设定了明确目标，而爱尔兰尽管未设定具体目标，但评估了国内潜在需求，并特别强调其海上风能的开发潜力。工业和交通运输是各国战略的主要应用领域，罗马尼亚还将电力行业作为重点发展方向。意大利的《国家能源与气候计划》预计，到 2030 年，国内可再生氢消费量将达到 25 万吨，其中 70% 依赖本地生产，电解槽装机容量需达到 3 GW。葡萄牙则将 2030 年的电解槽装机目标从 5.5 GW 下调至 3 GW。希腊也于 2024 年 8 月调整了其 2030 年的目标，从 1.7 GW 降至 187 MW。德国于 2024 年 7 月发布了氢能进口战略，计划到 2030 年将 50%-70% 的氢能需求通过进口满足。该战略注重供应伙伴的多元化、基础设施载体的完善以及氢衍生品的开发，并计划于 2024 年出台新的氢能储存政策。

政策支持正逐步从目标设定转向具体实施。过去一年，全球已宣布或分配的公共资金接近 1000 亿美元，约三分之二仍处于宣布阶段，存在不确定性。这些资金的 95% 来自发达经济体，而新兴市场和发展中经济体在促进氢能发展的激励方面相对有限。尽管当前资金规模仅为实现净零目标所需投资的一小部分，其在低排放氢能行业早期发展阶段中的作用至关重要，特别是在展示技术可行性和积累实践经验方面。在资金分配上，供给侧支持约 620 亿美元，高于需求侧的 400 亿美元。这一分配倾向与战略目标更加注重出口相符。

不同地区采用了多样化的激励工具，发达市场以公共补贴为主，而新兴市场

和发展中经济体则倾向于税收激励。直接拨款作为关键工具，在降低资本支出溢价、减小投资风险方面发挥重要作用。几乎所有（99%）直接拨款来自发达经济体。而在采用税收激励的 11 个国家中，近三分之二为新兴市场和发展中经济体。此外，竞争性招标在地理上分布更广泛，欧洲与印度均通过拍卖方式支持氢气生产。激励水平从丹麦的 0.16 美元/千克氢气（通过招标）到英国的 10 美元/千克氢气（通过差价合约）不等，尽管直接比较难度较高，但这些措施均推动了市场价格发现与竞争，进而降低成本。

各国政府正在制定认证体系及相关法规，明确氢气生产的基本规则。例如，美国根据《通胀削减法案》（IRA）制定氢气资格指南，欧盟委员会为“低碳”氢气提供定义，而英国则更新了《低碳氢标准》。新兴市场国家同样在行动，肯尼亚提出了绿色氢气的可持续性标准，巴西通过《巴西氢气认证体系》（SBCH2）设定温室气体排放阈值为 $7\text{kgCO}_2\text{eq/kgH}_2$ 。日本则依据《氢社会促进法案》明确氢气及相关燃料的排放标准，相关规则尚待最终确定。

2.2.2 中国国家层面政策进展

在“双碳”背景下，我国重视氢能源产业的发展，“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。双碳顶层文件明确提出统筹推进氢能“制储输用”全链条发展。《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》指出氢能在国家能源战略体系中的重要地位，系统部署了当前和未来氢能产业发展方向。《氢能产业标准体系建设指南(2023 版)》做出构建氢能制储输用全产业链标准体系的系统部署，以标准引领氢能产业高质量发展。在 2024 年政府工作报告中，提出“加快前沿新兴氢能、新材料、创新药等产业发展”，中央层面对氢能行业重要性及方向再定发展基调。《2024 年能源工作指导意见》强调要编制加快推动氢能产业高质量发展的相关政策，指出了要重点发展可再生能源制氢，拓展氢能应用场景的产业方向，发展节奏上要求稳步推进氢能技术创新与试点示范。

2024 年国家强化氢能参与重点行业领域节能降碳的政策指导，《2024-2025 年节能降碳行动方案》部署了氢能在非化石能源开发、氢冶金、氢化工、交通运输等领域深度参与节能降碳行动，推动落实 2025 年的碳减排任务目标；国家发展改革委等部门制定钢铁、炼油、合成氨、水泥四大行业节能降碳行动计划，推

动氢能在两高行业发挥节能减排的转型作用。《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》鼓励合成氨、合成甲醇、石化、钢铁等领域采用低碳氢规模化替代高碳氢。与此同时，工信部遴选 15 项氢能制取及利用技术作为先进适用节能降碳技术装备的应用案例，加快推广氢能在交通、发电、工业等行业应用。

国家层面加强了对氢能应用场景的产业引导，在多个终端用能领域探索氢能助力低碳节能的转型路径。在国家《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》中部署了加氢（醇）站等基础设施网络建设，支撑氢能交通的规模化应用。在《煤电低碳化改造建设行动方案（2024-2027 年）》中，实施燃煤发电机组掺烧绿氢绿氨替代部分燃煤，为煤电清洁低碳转型提供了新路径。在《关于加强煤炭清洁高效利用的意见》提出推动煤化工与绿电、绿氢、储能、二氧化碳捕集利用与封存等耦合发展。在国家能源局的《关于组织开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点的通知》征求意见中，绿氨和绿色甲醇正式入列“绿色液体燃料”。在《数字化绿色化协同转型发展实施指南》鼓励研发氢燃料电池不间断供电系统，提高基站可再生能源使用，拓展站点绿色电力供给方式。《国家发展改革委等部门关于加强煤炭清洁高效利用的意见》中提到，要利用电车、氢能等新能源车辆短距离运输煤炭。《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》提出积极有序发展可再生能源制氢，探索建设风光氢氨醇一体化基地。我国氢能产业进入发展的快车道，政策导向从单一的交通领域应用逐渐转向多领域、多元化应用，在促进可再生能源消纳和终端用能替代方面发挥重要作用。

11 月 8 日，十四届全国人大常委会第十二次会议表决通过《中华人民共和国能源法》，自 2025 年 1 月 1 日起施行。《能源法》首次将氢能纳入国家能源管理体系，与煤炭、石油等传统能源享有同等法律地位，为氢能的发展提供了法律保障，消除了行业发展的不确定性，明确了国家对氢能开发利用的支持态度。相关主管部门有望进一步制定科学合理的规章制度，促进审批机制简化、成本降低，为企业创造宽松的发展环境。此外，《能源法》强调可再生能源的发展，有助于推进氢能与风能、光伏等可再生能源的协同利用，特别是在新能源制氢领域，提升全产业链的能源利用效率。

表 3 2024 年国家层面氢能相关政策（部分）

发布时间	发布部门	文件名称	文件要点
------	------	------	------

1月12日	国家标准化管理委员会	《2024年国家标准立项指南》	加强电解水制氢装备、氢气压缩机、氢膨胀机、高压储氢容器、液氢装备、输氢管道、氢应用、氢电融合和氢安全等标准研制，制定氢品质检测、电解水制氢系统测试、临氢材料测试、氢储运装备测试、燃料电池和零部件测试等标准。
2月18日	生态环境部	《国家重点低碳技术征集推广实施方案》	氢能开发利用技术。包括基于可再生能源的低成本(离网、可中断负荷)大规模制氢技术，分布式可再生能源制氢技术，工业副产氢高效提纯技术，经济安全高效的氢能储运技术，氢燃料电池开发及燃料电池分布式发电技术等。
3月18日	国家能源局	《2024年能源工作指导意见》	编制加快推动氢能产业高质量发展的相关政策，有序推进氢能技术创新与产业发展，稳步开展氢能试点示范，重点发展可再生能源制氢，拓展氢能应用场景。
4月30日	工信部	《国家工业和信息化领域节能降碳技术装备推荐目录(2024年版)》	15项氢能技术入选，在氢气制取环节，包括电解水制氢/氨3项，生物质制绿氢1项，尾气制氢1项；在氢气利用环节，燃料电池3项，加氢站1项，氢气燃烧应用2项，氢储运2项，绿色航煤技术2项。
5月29日	国务院	《2024-2025年节能降碳行动方案》	统筹推进氢能发展。 加强氢冶金等低碳冶炼技术示范应用。鼓励可再生能源制氢技术研发应用，支持建设绿氢炼化工程。
6月8日	国家发展改革委等部门	《钢铁行业节能降碳专项行动计划》 《炼油行业节能降碳专项行动计划》 《合成氨行业节能降碳专项行动计划》 《水泥行业节能降碳专项行动计划》	实施清洁低碳能源替代，加快风能、太阳能、生物质能、氢能、多元储能等开发应用。
6月24日	国家发展改革委 国家能源局	《煤电低碳化改造建设行动方案(2024-2027年)》	绿氨掺烧。利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力，通过电解水制绿氢并合成绿氨，实施燃煤机组掺烧绿氨发电，替代部分燃煤。改造建设后煤电机组应具备掺烧10%以上绿氨能力，燃煤消耗和碳排放水平显著降低。
8月11日	中共中央、国务院	《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》	完善充(换)电站、加氢(醇)站、岸电等基础设施网络，加快建设城市智慧交通管理系统。 完善可再生能源标准体系和工业绿色低碳标准体系，建立健全氢能“制储输用”标准。

8月21日	国家能源局	《关于组织开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点的通知》	绿色液体燃料是以生物柴油、可持续航煤、生物燃料乙醇、可再生醇醚、可再生氨等为代表的可再生能源。可再生醇醚包含绿色甲醇。
8月24日	中央网信办、国家发展改革委等10部门	《数字化绿色化协同转型发展实施指南》	提高基站可再生能源使用。鼓励研发氢燃料电池不间断供电系统，拓展站点绿色电力供给方式。
9月29日	国家发展改革委等部门	《国家发展改革委等部门关于加强煤炭清洁高效利用的意见》	鼓励采用电动、氢能等新能源车辆短距离运输煤炭。推动煤化工与绿电、绿氢、储能、二氧化碳捕集利用与封存等耦合发展。
10月30日	国家发展改革委等部门	《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	积极有序发展可再生能源制氢。加强热力、燃气管网及氢能供应网络等基础设施建设和升级改造，强化管网互联互通，就近接纳更多非电可再生能源。加强充电基础设施、加气站、加氢站建设，在合成氨、合成甲醇、石化、钢铁等领域鼓励低碳氢规模化替代高碳氢，探索建设风光氢氨醇一体化基地。开展生物柴油、生物航煤、生物天然气、绿色氢氨醇等在船舶、航空领域的试点运行。
11月8日	第十四届全国人民代表大会常务委员会	《中华人民共和国能源法》	能源，是指直接或者通过加工、转换而取得有用能的各种资源，包括煤炭、石油、天然气、核能、水能、风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能以及电力、热力、氢能。国家积极有序推进氢能开发利用，促进氢能产业高质量发展。

2.2.3 中国地方层面政策

在国家政策指导下，各地方政府不断提高氢能产业政策力度。各省市规划的氢能政策聚焦构建氢能上下游产业链，培育引导氢能产业经济模式，拓展产业链应用场景，制定支持措施加速产业示范落地。唐山、青岛、鄂尔多斯、大连、深圳等城市首批入选了碳达峰试点城市，在发展氢能产业、形成区域试点示范方面制定措施探索示范，力争抢抓氢能产业发展的机遇期。

2.2.3.1 可再生能源制氢政策

《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》提出到 2025 年，可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年。加大对绿氢产业的政策支持是多个地区制定氢能政策的关注点，可再生资源丰富的省份如内蒙古、甘肃、新疆、青海、宁夏等省份加大绿氢产业规模的规划力度，明确了可再生能源制氢的发展目标，2025 年各省份规划的绿氢产能超过 130 万吨/年，其中内蒙古力争到 2025 年绿氢生产能力突破 50 万吨/年，将超过全国绿氢产能的 40%，成为我国绿氢的主要来源地；甘肃、吉林规划到 2025 年，可再生能源制氢产能达 20 万吨/年，河北、新疆、海南也规划了到 2025 年实现年产 10 万吨的绿氢生产能力。

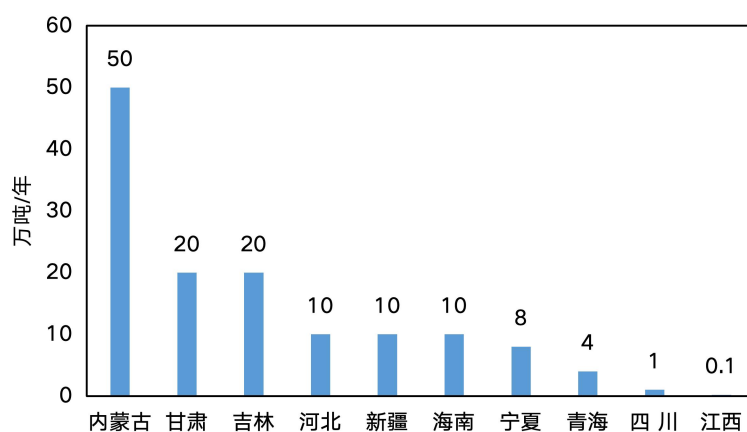


图 25 到 2025 年各省绿氢规划产能

政策措施方面，可再生资源丰富地区鼓励可再生能源制氢与绿氢自消纳一体化示范项目建设，在项目立项、节能审查等方面予以支持。在政策支持下，宁夏、新疆、内蒙古等地建设多个大型绿氢示范项目，如中国石化新疆库车绿氢示范项目、中国石化“绿电制绿氢”项目、宁夏宁东基地的国家级太阳能电解水制氢综合示范项目等。

绿氢制取成本降低是其规模化应用的基础。除制氢设备成本外，发电成本是制约制氢成本的主要因素，多省市出台绿氢制造与生产、绿氢电价优惠等补贴政策，如内蒙古、甘肃、河南、新疆、大连等针对本地区绿氢项目制定补贴措施，给予 3-15 元/kg 不等的绿氢补贴，成都支持绿电制氢，制定电解水制氢电量 0.15-0.20 元/千瓦时电费补贴措施，因地制宜推动绿氢产业的发展进程。

在绿氢项目立项管理方面，由于其既包含绿电发电部分，又包含制氢部分，

在项目立项管理上存在多种管理方式的交叉,目前国家层面对绿氢项目的立项管理暂没有统一的规定,各地在探索制氢项目所应适用的立项管理方式。如内蒙古发布“风光制氢一体化示范项目实施细则”,鼓励风光制氢一体化项目和氢能应用项目由盟市能源主管部门实施一体化备案,不具备一体化备案条件的,新能源、接入线路、制氢项目、氢能应用项目可分别备案(核准)。青海省则明确将绿氢项目作为电力源网荷储一体化项目的一种,绿氢项目原则上等同于配置储能,按照电源项目进行管理。吉林省采用了一体化管理和分项管理相结合的方式,风电部分由省发改委核准,光伏及制氢合成氨部分由市发改委备案。对绿氢项目的立项管理方式在探索尝试中逐渐形成规范。

2.2.3.2 允许非化工园区外制氢

允许非化工园区电解水制氢是推动氢能大规模发展的重要举措,突破了传统制氢模式,是推动能源生产侧集中规模化制氢的有效方式。很多省市积极探索可行的分布式制氢方式,2023年以来,内蒙古、新疆、河北、吉林、广东、山东、辽宁等多地均已出台相关政策,作为能源使用的氢产品,允许在非化工园区建制加氢站、绿氢生产不需危化品许可等,在能源分布式生产侧和应用侧探索放开绿氢的生产和使用限制。如内蒙古在《关于加快推进氢能产业发展的通知》,允许在化工园区外建设太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目和制氢加氢站。河北省在《河北省氢能产业安全管理办法(试行)》中明确,允许在化工园区外建设电解水制氢(太阳能、风能等可再生能源)等绿氢生产项目和制氢加氢一体站,绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可,氢能企业按行业类别归口监督管理,率先在绿氢生产危化品许可方面作出尝试。非化工园区制氢的政策可缩短氢气运输距离和储存时间,打破氢的储运瓶颈,有助于推动绿色能源有效利用和氢能小规模制备,与大规模、集中式可再生能源生产基地形成产业互补。

表 4 部分省市绿氢生产的相关政策管理政策

环节	地区	政策名称	政策要点
制氢	河北	《河北省氢能产业安全管理办法(试行)》	绿氢生产项目不需在化工园区内建设。绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可。
	辽宁 沈阳	《大东区支持氢燃料电池汽车产业高质量发展的若干政策措施(征求意见稿)》	
	吉林	《吉林省氢能产业安全管理办法(试	

		行)》	
	湖北 武汉	《关于支持氢能产业发展的意见》	
	上海 临港区	《中国(上海)自由贸易试验区临港新片区关于加快氢能和燃料电池汽车产业发展 及示范应用的若干措施》	
	四川	《四川省进一步推动氢能全产业链发展及 推广应用行动方案(2024—2027 年)》	
	河南 郑州	《郑州市氢能产业发展中长期规划(2024—2035) 》	
	江西	《江西省氢能产业发展中长期规划(2023-2035 年) 》	
	海南	《海南省氢能产业发展中长期规划(2023-2035 年) 》	
	海南 海口	《海口市氢能产业发展规划(2023-2035 年)》	
	浙江 嘉兴	《进一步推动氢能产业高质量发展的若干意见》	
	内蒙古 鄂尔多斯	《鄂尔多斯市危险化学品安全管理条例》	
	山东	《山东省化工行业投资项目管理规定》	
	湖北 武汉	《关于支持氢能产业发展的意见》	
加氢站	广东	《广东省燃料电池汽车加氢站建设管理暂行办法》	允许在非化工园区建设制氢加氢一体站。
	河北	《河北省氢能产业安全管理办法(试行)》	
	辽宁 沈阳	《大东区支持氢燃料电池汽车产业高质量发展的若干政策措施(征求意见稿)》	
	安徽	《安徽省加氢站管理办法（暂行）(征求意见稿) 》	
	安徽 六安	《六安市燃料电池汽车加氢站建设管理暂行办法(征求意见稿)》	
	吉林	《吉林省氢能产业安全管理办法(试行)》	
	新疆布 尔津	《布尔津县加氢站管理办法(暂行)(征求意见稿)》	
	内蒙古	《内蒙古自治区可再生能源制氢产业安全管理办法（试行） 》	
	四川	《四川省进一步推动氢能全产业链发展及 推广应用行动方案(2024—2027 年)》	
	内蒙古	《内蒙古自治区加氢站管理暂行办法》	加氢站参照天然气加气站管理模式，经营性加氢站应取得燃气经营许可或批复。
	河北	《河北省氢能产业安全管理办法(试	

		行)》	
	吉林	《吉林省氢能产业安全管理办法(试行)》	
	辽宁 沈阳	《大东区支持氢燃料电池汽车产业高质量发展的若干政策措施(征求意见稿)》	参照燃气管理办法，规范加氢站审批、建设、验收标准。
	新疆布 尔津	《布尔津县加氢站管理办法(暂行)(征求意见稿)》	加氢站参照城镇燃气加气站管理，由住建部门核发燃气经营许可证。

2.2.3.3 输氢管道建设政策

氢能大规模、长距离、低成本运输和长时储存是连接氢能生产与消费的重要产业环节。目前，国家尚无氢储运方面专项规划，而在能源、电力、科技等相关政策中规划布局氢能产业链时提出加大输氢、输氢关键技术、材料、设备的创新突破，加快降低氢储运环节成本。《氢能产业标准体系建设指南(2023 版)》中提出氢储运的标准要求，以标准和规范引领氢能储运环节的技术创新突破，促进降低储运成本是推动氢能大规模、商业化应用的重要保障。

氢输运方面，在国家尚未出台氢能输送管理规定的前提下，内蒙古依托丰富的风光资源条件，先行制定《内蒙古自治区绿氢管道建设发展规划》，重点开展输氢管道建设试点项目，实施的绿氢管道项目暂参照输气管网项目进行管理，衔接当地氢能规模化开发，促进可再生资源氢转化消纳，在连接绿氢基础设施及相关沿线场站、存储调峰设施、接卸设施方面先行先试、探索产业经验。

2.2.3.4 氢能车免收高速费政策

氢能车免收高速费政策成为多地推动氢能产业发展的重要举措之一，陕西、吉林、山东、四川、湖北等省份以及内蒙古鄂尔多斯市明确推出了氢能车免收高速费政策。其他省份如辽宁省专班研究出台沈大氢能高速的相关政策。广东省积极研究相关政策，未来有望制定相关措施。这些政策措施促进了氢能汽车在区域中短途交通领域的推广和使用，对燃料电池汽车运营成本优化和商业化运营具有积极推动作用。

表 5 氢车免高速费的相关政策

省市	政策文件	内容
----	------	----

山东	《关于对氢能车暂免收取高速公路通行费的通知》	自 2024 年 3 月 1 日起, 对行驶山东省高速公路安装 ETC 套装设备的氢能车辆暂免收取高速公路通行费, 政策试行期 2 年。
四川	《四川省进一步推动氢能全产业链发展及推广应用行动方案(2024—2027 年)(征求意见稿)》	对安装使用 ETC 装备的氢能车辆, 在四川省免除高速公路通行费。
内蒙古鄂尔多斯	《市交通运输局关于印发氢能源车辆奖补通行费实施方案的通知》	2024 年 6 月 1 日起, 对在鄂尔多斯市境内行驶通过收费站的氢能车辆, 在收取收费金额后, 次月审核后返还全部通行费。奖补时间为 2024 年 6 月 1 日起至 2026 年 6 月 1 日止, 试行期 2 年。
吉林	《关于对氢能车辆行驶吉林省高速公路实施优惠的通知》	自 2024 年 9 月 1 日 0 时至 2026 年 8 月 31 日 24 时, 安装 ETC 套装设备的吉林省籍氢能车辆在吉林省各高速公路收费站间点对点免费通行, 相应的高速公路通行费由省财政统一支付。
陕西	《关于支持开展高速公路分布式光伏、加氢站建设及氢能汽车通行有关事项的通知》	规定自 2024 年 9 月 1 日起至 2027 年 9 月 1 日止, 对安装使用 ETC 装备的氢能车辆, 全额免除省内高速公路通行费。
湖北	《湖北省加快发展氢能产业行动方案(2024—2027 年)(征求意见稿)》	省内高速公路行驶的安装使用楚道 ETC (电子不停车收费) 设备的氢能车辆, 省级财政给予为期 3 年的高速公路通行费全返补贴支持。
四川成都	《成都市推动氢燃料电池商用车发展及推广应用行动方案(2024—2026 年)(征求意见稿)》	对行驶成都市成温邛高速、双流机场高速、成彭高速、成灌高速和城北高速安装使用 ETC 装备的氢燃料电池商用车, 经备案后免除高速公路通行费。

此外, 广东省和重庆市制定放开燃料电池车路权限制的氢车利好政策, 如广东省以“冷链物流”为抓手, 放开通行时间、制定免费停车政策, 积极探索可持续发展的商业模式, 进一步降低氢车使用成本, 推动氢车示范运行。

表 6 放宽氢车路权的相关政策

省市	政策文件	内容
广东省	《广东省广湛氢能高速示范项目实施方案》	放宽水产品、生鲜肉类、果蔬燃料电池配送车辆进城时间和通行路段限制, 给予限时免费停车政策
重庆市	《重庆市 2024 年支持氢燃料电池汽车推广应用政策措施》	放开燃料电池车路权限制, 中型厢式、中型封闭式及轻型氢燃料电池货车, 不受城市货车限行限制; 氢燃料电池汽车不受中心城区高峰时段桥隧错峰通行规定限制。
四川省	《支持新能源与智能网联汽车产业高质量发展若干政策措施》	悬挂新能源纯电动和氢燃料电池汽车号牌的货车(危险物品运输车辆除外), 在市区道路通行不限行或少限行。
四川成都	《成都市推动氢燃料电池商用车发展及推广应用行动方案(2024—2026 年)(征求意见稿)》	拟在全市范围内放宽氢燃料电池商用车市区通行限制。

2.2.3.5 氢氨醇应用政策

扩大氢能特别是绿氢的应用场景，提高绿氢产业需求是氢能产业的政策趋势。在政策推动下，支持建设风光氢氨醇一体化基地，延伸构建绿色甲醇和绿氨的新场景、新需求，包括拓展绿氨、绿醇、航空燃油、船运燃油等应用场景，加速绿氢的渗透应用。10月30日，国家发展改革委在《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》意见中指出，探索建设风光氢氨醇一体化基地，推动可持续航空燃料应用，有序推广车用绿色清洁液体燃料试点应用。支持有条件的地区开展绿色氢氨醇等在船舶、航空领域的试点运行。

各地政府在涉及氢、储能等规划文件中强调灵活运用合成氨、合成甲醇等产能优势，进一步扩大风光氢能的需求空间，提高上游产能的利用率，提升当地绿氢、绿氨、绿醇产业的渗透率。如鄂尔多斯市在《鄂尔多斯市氢能产业发展三年行动方案（2022年-2024年）》中提到，打造国内首条绿色甲醇化工、绿色合成氨产业链，为实现全流程资源化利用，打造零碳化工奠定基础。吉林省“氢动吉林”的政策近期又加入了“醇行天下”行动，重点在于利用绿色甲醇作为更容易储运的能源和工业品，扩大氢能的应用空间。江西省在《关于推动氢能产业高质量发展的若干措施》中确定九江市为“全省氢经济开放先行区”，重点发展以氢动力船舶为特色的沿江沿湖氢能产业。大连市召开专题会议，要求将大连打造为氢基能源全产业链“先行示范区”及东北亚氢基能源生产、储运、交易中心和国家级甲醇基地。广东省制定《佛山市南海区打造氢能和氨氢融合装备制造千亿产业集群实施方案（2024—2030年）》，支持氨氢融合技术应用方面，发布全国首个氨氢供应体系建设方案，推动氨氢绿色能源在工业领域的广泛应用。内蒙古制定《内蒙古自治区风光制氨醇项目实施细则（试行）》，要求制氨醇所需的原料氢必须全部来自新能源制氢，并且风光制氢氨醇一体化项目需配置新能源规模15%（4小时）的储能装置。四川省政府将氢能与低空经济相结合，提高氢能等绿色航空装备产业化能力，拓展氢能在分布式能源、飞行器、氢氨醇一体化等多领域应用。

各省在氢氨醇领域的政策主要集中在推动绿色氢氨醇项目的建设、完善相关基础设施、提供财政支持等方面。在政策引导下，风光氢氨醇一体化项目成为氢能行业投资的热点。

表 7 部分省市氢氨醇相关政策

省市	发布文件	内容
内蒙古鄂尔多斯市	《鄂尔多斯市氢能产业发展三年行动方案(2022 年-2024 年)》	推动氢能与风电、光伏、化工等一体化发展。做好可再生氢合成甲醇、合成氨项目储备 2—3 个。以乌审旗、鄂托克前旗可再生氢合成甲醇项目为示范，打造“液态阳光产业示范基地”。以可再生氢合成甲醇、可再生氢制氨为起点，发展新型尿素、烯烃等氢基精细化工。持续扩大示范项目规模，打造国内首条绿色甲醇化工、绿色合成氨产业链，为实现全流程资源化利用，打造零碳化工奠定基础。
吉林省	《“氢动吉林”中长期发展规划(2021-2035 年)》	支持发展风电及光伏制氢，耦合尾气碳捕集工艺，建设二氧化碳耦合可再生资源制氢制绿色甲醇、耦合绿色合成氨制尿素示范工程，打造“风光氢氨醇”绿色循环产业园。建设国际领先氢基化工产业基地，打造可再生资源制氢高价值应用。
	《抢先布局氢能产业新赛道实施方案》	规划到 2025 年绿色合成氨、绿色甲醇、绿色航煤等氢基绿色能源产能达到 100 万吨。
江西省	《关于推动氢能产业高质量发展的若干措施》	确定九江市为“全省氢经济开放先行区”，重点发展以氢动力船舶为特色的沿江沿湖氢能产业。
大连市	《大连市氢能产业发展规划（2024—2035 年）》	探索氢能产业的规模化和集群化发展商业模式，促进清洁能源、储能和低碳氢氨醇产业的发展。
广东省	《佛山市南海区打造氢能和氨氢融合装备制造千亿产业集群实施方案（2024—2030 年）》	支持氨氢融合技术应用方面，发布全国首个氨氢供应体系建设方案，推动氨氢绿色能源在工业领域的广泛应用。
新疆维吾尔自治区	《自治区氢能产业发展三年行动方案(2023—2025 年)》	以源网荷储一体化方式开展可再生能源制氢、氢能规模发电、合成氨、甲醇等试点项目，切实拓宽新能源应用场景。
内蒙古	《内蒙古自治区风光制氢醇项目实施细则（试行）》	要求制氢醇所需的原料氢必须全部来自新能源制氢，并且风光制氢氨醇一体化项目需配置新能源规模 15%（4 小时）的储能装置。
四川省	《四川省推动大规模设备更新和消费品以旧换新实施方案》	提升电动、氢能等绿色航空装备产业化能力。

2.3 氢能技术进展

2.3.1 电解水制氢

2024 年，我国电解槽技术更新迭代加速，各类电解槽性能显著提升。碱性电解槽单槽制氢能力大幅提高，大标方产品实现示范应用；PEM 电解槽单堆兆

瓦级产品实现商业运营，总体呈现出规模化、自主化和高效化的发展趋势；**AEM 电解槽**产业布局加速，在交通与冶金领域实现应用；百千瓦级**固体氧化物**燃料电池电氢双向转换装置进入示范应用阶段。

电解槽的大型化在降低制氢成本、优化设备性能以及提升能效方面具有重要意义。通过减少单位能耗、降低设备数量和系统集成复杂度，大型化不仅能有效缓解初始投资压力，还能满足大规模绿氢生产的需求。单体电解槽大型化已成为行业发展的重要趋势。然而，实现电解槽大型化需要克服多项关键技术挑战，包括气液传质优化、结构与强度设计、功率波动适应性，以及成本与制造的优化。2023 年以来，国内多家企业加速布局这一领域，派瑞氢能、隆基氢能、三一氢能、爱德曼和双良集团等企业相继推出了 3000 Nm³/h 以上的大型碱性电解槽产品，推动制氢技术向大型化方向发展。其中，双良集团在 2024 年 10 月发布了 5000 Nm³/h 碱性电解槽³⁹，将国内制氢装备的单体制氢能力提升至新高度。这款电解槽的电流密度高达 10600 A/m²，制氢能耗仅为 4.7 kWh/Nm³，负荷调节范围达 10%至 110%。即使在最低 10%负荷下，设备依然能够稳定运行，氧中氢含量低于 1.50%。在实际应用方面，派瑞氢能于 2024 年 7 月中标鄂尔多斯市伊金霍洛旗圣圆能源风光制氢加氢一体化项目，实现了国内首次在大型绿氢项目中采用 3000 标方级电解槽招标⁴⁰。尽管该项目尚未建成投用，已被视为行业的重要里程碑。2024 年 12 月，昌黎县兴国精密机件有限公司 30 万 Nm³/d 绿电电解水制氢—储氢—450 m³ 高炉富氢冶炼示范项目成功投运⁴¹。项目采用了 4 台单体 3000 Nm³/h 电解槽，其中派瑞氢能和隆基氢能各供应 2 台。这一项目成为目前国内正式投运的最大单体电解槽示范，为绿氢产业链的深化发展提供了重要借鉴。此外，中国碱性电解槽生产企业也在拓展海外市场。如 2024 年 1 月，隆基氢能成功中标乌兹别克斯坦塔什干绿氢项目电解槽订单⁴²。2024 年 9 月，双良出口阿曼 “United Solar Polysilicon (FZC) SPC” 联合太阳能项目的 20MW 碱性电解槽顺利发货⁴³。助力碱性电解槽作为我国出口“新四样”产品之一。

³⁹ https://mp.weixin.qq.com/s/58MD7a0Uc2v3WCWGwt_hg

⁴⁰ <https://mp.weixin.qq.com/s/7mlXxQ65iDQRNWpYiTP8XA>

⁴¹ <https://mp.weixin.qq.com/s/17Vxf9BoYSMwwrIHKplYoQ>

⁴² http://healthnews.sohu.com/a/759146021_120717004

⁴³ <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1809797103132389191&wfr=spider&for=pc>

2024 年，**PEM 电解槽技术**呈现规模化、自主化、高效化的发展趋势。单堆制氢能力持续提升，规模化、批量化应用加速推进，推动可再生能源制氢与传统产业深度融合，为绿色低碳发展提供了有力支撑。同时，通过优化电流密度和铱载量等核心性能，整体技术指标不断突破。4 月，华电德令哈 PEM 电解水制氢示范工程实现国内首台单堆 MW 级 PEM 电解槽 72 小时连续运行并投入商业运营⁴⁴。该项目突破了关键材料、核心部件和系统集成等技术瓶颈，在实际工程应用中验证了技术的可靠性。8 月，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目 10000 Nm³/h PEM 电解水制氢设备开始交付⁴⁵，标志着国内规模化 PEM 制氢技术产业化迈出重要一步。该项目采用国氢科技“氢涌”FP800 制氢装备，通过高度集成设计降低成本、提升效率，单套设备产氢达到量 800 Nm³/h。10 月，鹭岛氢能推出 500 标方低铱高电流密度 PEM 电解槽⁴⁶，单堆制氢能力突破 500 Nm³/h，直流电耗 4.4 kWh/ Nm³，铱载量低至 0.4 mg/cm²，电流密度最高 3 A/cm²，负荷调节范围 5%~130%，与同系列 200 标方电解槽相比，成本降低 30%，为高效、低成本制氢提供了创新方案。11 月，三一氢能发布兆瓦级 PEM 电解槽，产氢量 50-500Nm³/h，额定电密和直流功耗为 2.5 A/cm²、4.3 kWh/Nm³ ⁴⁷。12 月，中车株洲所发布 500 标方 PEM 电解水制氢系统，额定产氢量可达 500 Nm³/h，额定压力 3 MPa，额定电流密度 30000 A/m²，超高电流密度可降低投资成本，功率波动范围 5%-130%⁴⁸。此外，国际企业也加速布局中国市场。康明斯基于全球验证的模块化电解水系统，通过本地化供应链和适应性设计，为中国可再生能源制氢的市场化提供先进技术支持，其位于广东佛山的康明斯恩泽绿氢设备制造基地为国内首批投入使用的吉瓦级 PEM 电解水制氢装备工厂。1 月，康明斯首台针对中国市场的 PEM 电解槽 HyLYZER®-1000 在国内下线⁴⁹，单台制氢能力 1000 Nm³/h，通过单台 5 MW 的模块化设计，推动大型制氢设备市场化。

近年来，国内企业在技术研发、产业化应用及供应链完善方面积极布局，推动 AEM 制氢技术在多场景中的落地。然而，作为新兴技术，AEM 在稳定性、

⁴⁴ https://mp.weixin.qq.com/s/IMmJObRe_PXijowqLQltNw

⁴⁵ <https://mp.weixin.qq.com/s/NzgW5YpLBuY8GFILSxM2HQ>

⁴⁶ <https://mp.weixin.qq.com/s/NuLoxUrD-Tv7YE2BRi2RJA>

⁴⁷ <https://h2.solarbe.com/news/20241128/4189.html>

⁴⁸ https://it.sohu.com/a/839897596_120717004

⁴⁹ https://mp.weixin.qq.com/s/oxps_unfd0KRuDGHYK23g

耐久性和规模化成本控制方面仍面临挑战，需要以持续技术创新寻求更大突破。2024 年 3 月，亿纬氢能推出 100 kW AEM 制氢电解槽，重量仅为传统 ALK 电解槽的四分之一，直流电耗 4.54 kWh/Nm³，电流密度 1 A/cm²，运行负荷 5%~120%，热启动时间不高于 3 min，冷启动时间不高于 40 min。同年 5 月，亿纬氢能国内首套百千瓦级 AEM 制氢系统交付湖北金泉，用于还原炉用氢，并实现累计稳定运行超过 2000 小时⁵⁰。稳石氢能也相继发布 2.5 kW、10 kW 和 250 kW 等三款 AEM 电解水制氢系统，并实现 MW 级集成⁵¹。9 月，稳石氢能成功中标南方电网 1.25 MW AEM 电解水制氢项目⁵²，标志着国内兆瓦级 AEM 技术迈入商业化示范阶段。随后于 11 月，该项目正式开工建设⁵³。10 月，清能股份推出 5 MW AEM 电解水制氢系统⁵⁴，单槽功率可达 500 kW，负荷调节范围 5%~120%，直流电耗 3.6~4.3 kWh/Nm³。

相比于其他电解水制氢技术，SOEC 电解水制氢技术在制氢效率、能源利用效率和材料成本方面具有明显优势。然而，其使用寿命较短，且高温操作条件对电解槽材料的耐久性和稳定性提出了更高的要求。目前，SOEC 技术在国内仍处于中试阶段，在电堆与系统集成、运行维护以及规模放大方面与国际领先水平存在一定差距。近年来，SOEC 领域涌现出多项技术突破，如模块化撬装设计、可逆电堆技术、高温共电解技术等，推动多场景的应用示范。在技术研发方面，2024 年 7 月，中国科学院上海应用物理研究所与南方电网广东广州供电局联合研发的百千瓦级双向可逆高温固体氧化物电池（RSOC）装置成功投用⁵⁵，实现了制氢与发电的高效双向转换。装置制氢功率达 100 kW 级，电堆直流电耗仅为 3.0 kWh/Nm³，在燃料电池模式下发电效率高达 60%。9 月，质子动力推出 20 kW 级模块化撬装式 SOEC 系统⁵⁶，直流电耗 3.105 kWh/Nm³，电堆电解效率达 94.7%。同月，由陕西氢能与清华大学联合研发的固体氧化物 SOC 6KW 级首台套产品正式下线，这也是目前国内正式投产的首条固体氧化物燃料电池电堆全自动生产线

⁵⁰ <https://mp.weixin.qq.com/s/yNQDz1eObpaBT0NXwkEM4g>

⁵¹ https://mp.weixin.qq.com/s/lci6kE4W0i1_0MfzMKj5bw

⁵² <https://mp.weixin.qq.com/s/doxJwIIT5uIkzmzpISURwng>

⁵³ <https://mp.weixin.qq.com/s/p0FX2HKW86R8FGbyx7M1GA>

⁵⁴ https://mp.weixin.qq.com/s/QpNxb4xwMwd1fB4_DuZRg

⁵⁵ https://mp.weixin.qq.com/s/5bzTW_HP9idZs2Oe01UxBw

⁵⁶ <https://mp.weixin.qq.com/s/dr0bXPmymz7y-QAflTpsHg>

⁵⁷。11月，由中石化(大连)石油化工研究院有限公司研发的百千瓦级 SOEC 电解水制氢装置在中原油田示范运行⁵⁸，制氢功率达 105 kW，首次实现了国产化设备下的气体增压纯化功能。在共电解技术方面，中国科学院上海应用物理研究所与中海石油气电集团研制的 10 kW 级高温共电解装置取得突破⁵⁹，CO₂ 单程转化率达 77.9%，合成气生成速率 3.08 Nm³/h，合成气中 H₂/CO 比值在 1.3-4.8 之间可调。装置稳定运行超过 210 小时，为中试验证奠定基础。2024 年 6 月，电堆科技推出 CC-SOEC-CH₄ 电解水耦合天然气制氢电堆⁶⁰，通过 CH₄ 辅助气体，大幅度降低反应电耗和制氢成本，电耗 1 kWh/ Nm³，气耗 0.25 Nm³/Nm³，适用于分布式用氢需求场景。

2.3.2 天然氢勘探与开采技术

天然氢作为一种低碳清洁氢气生产路径，近年来受到广泛关注。作为一种能源而非单纯的能量载体，天然氢的生产不依赖化石燃料和电力，生命周期碳排放有望低于 1 kgCO₂/kgH₂。据估计，天然氢开采成本可低至 0.5 至 1 美元/kgH₂，但这一成本有待通过进一步实践验证。目前，天然氢的商业化尚仍处于初期阶段，IEA 评估的技术成熟度 (TRL) 为 5 级。在全球范围内，已有约 40 家公司开展天然氢勘探工作，勘探区域覆盖阿尔巴尼亚、澳大利亚、加拿大、哥伦比亚、法国、芬兰、韩国、西班牙和美国等多个国家。然而，天然氢勘探与开采领域的全球监管框架尚未完善，成为制约行业发展的主要障碍。在已发布的 60 份氢能战略中，仅有 3 份明确提到天然氢。一些国家正在加速推进政策支持与立法进程。例如，波兰于 2023 年 9 月修订《地质与矿业法》，为天然氢田的勘探提供法律框架；法国将天然氢纳入国家氢能战略核心，并计划成为全球领先的天然氢生产国。在亚太地区，菲律宾计划于 2024 年 2 月拍卖马尼拉附近两处区域的天然氢勘探权；澳大利亚于 2024 年 5 月通过法律允许天然氢勘探，并在南澳大利亚提供额外立法支持，目前已有三分之一的土地被授予或申请了勘探许可。

天然氢的开发与利用也受到我国的关注。2024 年 5 月，中国地质调查局组

⁵⁷ <http://news.cnwest.com/yulin/a/2024/09/29/22804832.html>

⁵⁸ https://mp.weixin.qq.com/s/dN6lSqEyx2perXIYBt_gGw

⁵⁹ <https://mp.weixin.qq.com/s/Iz4QL0eu8j6uzal3E0rSGg>

⁶⁰ <https://mp.weixin.qq.com/s/4t1oFjjrEJ3x6SoOdSRIWA>

织召开全国天然氢资源调查评价专题研讨会⁶¹，汇聚中国地质调查局、中国科学院及多所高校和科研机构的专家，旨在加速推进天然氢的勘探开发。

表 8 天然氢勘探与开发项目⁶²

国家	位置	开发商	状态
马里	Bourakébougou	Hydroma (100%)	25 个成功的勘探井，Bougou-1 井自 1987 年起持续生产（氢气纯度 98%，压力约 4 巴）。经济评估正在进行中。
法国	比利牛斯山脉	45-8 Energy (56.4%)，Storengy (40%)，Lavoisier H2，Geoconsult (1.8%)，M&U SASU (1.8%)	“Grand Rieu”于 2023 年 3 月申请独家勘探许可证（266 平方公里）。预计将于 2024 年 9 月授予。
法国	比利牛斯山脉	Terrensis	“Sauve TerreH2”申请了独家勘探许可证（226 平方公里）。法国于 2023 年 11 月授予了首个天然氢许可证。
法国	朗德省	Storengy (60%)，45-8 Energy (40%)	“Marensin”于 2023 年 3 月申请独家勘探许可证（691 平方公里）。预计将于 2024 年 9 月授予。
法国	汝拉山脉	45-8 Energy	“Avant-Monts franc-comtois”五年独家勘探许可证（306 平方公里）。计划于 2024 年 10 月启动浅井钻探活动。
法国	多姆山	Sudmine	“Vinzelle”于 2023 年 9 月申请独家勘探许可证（6 平方公里），预计将于 2024 年授予。
法国	洛林盆地	Française de L'Energie	“Trois Evéchés”于 2023 年 9 月申请独家勘探许可证（2254 平方公里），预计 2024 年授予。
芬兰	Outokumpu 矿带	Bluejay Mining plc	启动了勘探和取样计划，基于芬兰地质调查的成果。
南非	各地	H2AU Ltd	于 2024 年 2 月提交了三份陆上勘探许可证申请。
澳大利亚	约克半岛	Gold Hydrogen	Ramsay 1 和 2 号钻孔的初步结果显示氢气纯度高达 95.8%。
澳大利亚	艾尔半岛	H2EX	H2EX 获得了联邦政府 57 万美元的资助，用于开发天然氢许可证。
澳大利	阿马迪斯盆地	Mosman Oil & Gas (25%)，Greenvale Energy Ltd (75%)	2023 年 10 月通过了与 Greenvale 的合资协议，资助地震勘探和钻探活动。目前进行二维地震勘探，计

⁶¹ https://www.cgs.gov.cn/gzdt/zsdw/202405/t20240527_761965.html

⁶² IEA. Global Hydrogen Review 2024 [R]. Paris: International Energy Agency, 2024.

亚			划于 2025 年 8 月进行钻探。
美国	堪萨斯州	HyTerra	堪萨斯州获得了 1.272 万英亩的勘探租约，筹集了 400 万美元资金。计划继续租赁高优先级地区并钻探两口勘探井。
美国	科洛马	Koloma	Koloma 通过两轮筹款筹集了 3.36 亿美元，预计将于 2024 年底开始钻探。
巴西	巴西石油公司	巴西石油公司	投资 380 万美元用于研究天然氢的生成和提取可行性，2023 年 10 月开始运营。
科索沃	第纳里德斯山脉	45-8 Energy	“Banja Vuca”于 2023 年 1 月申请了独家勘探许可证（57 平方公里），预计将于 2024 年中期授予。
加拿大	北安大略	Chapman Hydrogen and Petroleum Engineering	计划于 2024 年中期在北安大略的蒂明斯和萨德伯里附近进行钻探。
加拿大	萨斯喀彻温省	Max Power Mining Corp.	正在开发 Rider 天然氢项目（3356 平方公里），报告历史氢气纯度高达 96.4%。
阿曼	各地	Eden Geopower, 阿曼地球科学咨询中心	阿曼能源与矿产部于 2023 年 9 月签署了谅解备忘录（MoU），以评估阿曼天然氢勘探的潜力。

2.3.3 地质储氢技术

高压气态储氢、低温液态储氢、固态储氢和有机液体储氢是当前主要的储氢技术，其中高压气态储氢技术的应用最为广泛。从长远来看，地面储氢方式（如管道和储罐）由于储氢规模的限制，仅能保障数天的供应，而地下储氢技术则具备满足数月规模能源储存的潜力，展现出广阔的应用前景。地下储氢不仅能够有效消纳额外电力、电网削峰填谷、实现跨季节储能，还能平衡氢能的供需，满足未来风能、太阳能和氢能等可再生能源的大规模存储和灵活调节需求。

从技术成熟度来看，国际上领先的地下储氢技术已进入工业示范阶段。美国是地下盐穴储氢技术应用最广的国家，德克萨斯州拥有三个盐穴储氢库；澳大利亚国立大学枯竭油气藏中注入含氢的天然气，探索了氢气存储技术的可行性和地质甲烷化过程⁶³；英国南苏格兰电力公司在约克郡东部挖掘地下洞穴以储存氢能；奥地利 RAG 公司启动了全球首个地下储氢试点项目⁶⁴。相较之下，国内的地下

⁶³ Hellerschmied C, Schritter J, Waldmann N, et al. Hydrogen storage and geo-methanation in a depleted underground hydrocarbon reservoir[J]. Nature Energy, 2024, 9(3): 333-344.

⁶⁴ <https://m.in-en.com/article/html/energy-2323803.shtml>

储氢技术仍处于基础研究阶段，仅有部分项目开展前期布局，亟需在地质评价、抗氢脆材料研究、测腔技术等方面加快研发。

2024 年 1 月，湖北大冶深地储氢科研中试基地项目正式签约并开工⁶⁵。该项目由中冶武勘工程技术有限公司投资建设，并联合中国科学院武汉岩土力学研究所、华中科技大学、武汉科技大学共同打造**岩洞储氢与地下分布式储氢科研中试基地**，研究领域包括岩洞储氢的基础理论、关键临氢材料、核心建造工艺及智慧管控平台等。大冶地下岩穴储氢项目的推进，预计将为国内地下储氢技术的规模化示范和应用提供重要支持，加速这一领域的发展。

2023 年 11 月，位于河南省叶县的中国平煤神马集团**深地盐穴大规模储氢**项目正式开工⁶⁶，成为亚洲首个深地盐穴储氢项目。该项目利用叶县丰富的盐资源，依托采卤后的盐穴储存氢气。项目设计深度为 1480 米，主要氢气来源为河南神马氯碱化工股份公司。项目总投资 7772 万元，计划于 2024 年完成钻井，2025 年 4 月完成水溶体积大于 3 万立方米的盐穴造腔和地面管线建设，2025 年 9 月完成中试。项目将推动氢能产业链的“制—储—输—用”发展，助力我国氢能产业的突破。

2.3.4 管道输氢技术

我国在可再生能源的资源分布和能源需求之间存在显著地域差异，这对能源调度与清洁能源的高效利用提出了严峻挑战。“三北”地区（东北、西北和华北）集中了全国 90% 以上的风能资源，而西部和北部地区占全国太阳能资源总量的 80% 以上。然而，与此形成鲜明对比的是，我国电力负荷主要集中在东部和中部地区。这种资源与需求的逆向分布加剧了能源调度和电网规划的难度⁶⁷。尽管超高压输电（UHV）技术在一定程度上缓解了这些问题，其输送能力仍受时空限制。而大规模长距离输氢技术通过将可再生能源转化为绿氢并输送至需求区域，不仅突破了电网输送的瓶颈，还实现了跨季节、跨区域的能源调配，为可再生能源高效开发与利用开辟了新途径。

我国氢能的供需关系也表现出显著的地域差异性。西部地区因丰富的风能和

⁶⁵ <http://www.hb.xinhuanet.com/20240122/307c982626af49409aad246d05599ade/c.html>

⁶⁶ https://mp.weixin.qq.com/s/Z2lrIz_ottVWJJFLPiQZiA

⁶⁷ 黄其励. 中国可再生能源发展对建设全球能源互联网的启示 [J]. 全球能源互联网, 2018, 1(1): 1-9.

太阳能资源，氢能供应能力远超本地需求；而东部地区因产业集聚，氢能需求显著高于供应能力。这种供需错配催生了大规模“西氢东送”的需求，以实现各省间的氢能供需平衡。据落基山研究所估算⁶⁸，我国跨省氢能运输总量约为 1540 万吨/年，占全国氢能需求的 17%。因此，构建覆盖全国的管道输氢网络，成为缓解能源供需矛盾和促进氢能资源优化配置的重要举措。

在此背景下，管道输氢作为长距离运输氢气的关键技术，正加速向大规模、长距离、高压、高流量方向发展。目前，全国各地正积极推动输氢管道的建设，掺氢与纯氢管道技术日趋成熟，多个项目已相继展开。例如，内蒙古的包头-临河高压掺氢管道项目全长 258 公里，掺氢比例达 10%，年输氢能力达 1.2 亿立方米；而乌兰察布至京津冀的 1145 公里长纯氢管道工程，则是全国首个纯氢管道项目，标志着我国输氢技术的重大突破。预计到 2030 年，全国输氢管道总长度将突破 5000 公里，到 2035 年达到万公里规模。

在技术方面，掺氢输送技术的掺氢比例已从 5% 提升至 24%，并在城市燃气领域实现初步应用。然而，由于现有干线管道多采用 X70、X80 钢材，氢脆问题依然是技术难题。为此，研发高强度、耐氢脆的新型管道材料成为关键。与此同时，纯氢输送管道设计压力已从 4MPa 提高至 6.3MPa，最大输氢能力达 10 万吨/年，这为未来的需求增长奠定了坚实基础。

尽管如此，管道输氢仍面临若干挑战，例如，氢脆问题限制了掺氢比例的进一步提升，经济性上的挑战则影响了大规模项目的推广。同时，管道输氢的安全性和标准体系也亟需加强。未来，通过在材料研发、成本优化和标准规范体系方面的持续创新，管道输氢技术将在支持我国低碳能源转型和推动绿氢产业化中发挥更加重要的作用。

2.3.5 液氢储运技术

相较于高压气态储运氢，低温液态储运模式具有多项优势，包括较高的储氢比重、较低的运输成本、较高的汽化纯度、较低的储运压力等。在氢液化装置方面，国际上已实现单个 5-30 吨/天及以上规模的氢液化装置的工业应用，技术成熟度达到 TRL8-9；国内单个氢液化装置液化能力还不到 5 吨/天，技术成熟度约

⁶⁸ 落基山研究所 (RMI) . 中国氢储运中长期布局图景和技术展望 [R], 2024.

TRL6-7, 5~30 吨/天及以上规模的氢液化装置技术成熟度在 TRL2-5⁶⁹。氢气液化过程的低温制冷循环工艺主要包括 Lind-Hampson (林德-汉普逊) 循环、Claude (克劳德) 循环和 Brayton (布雷顿) 循环。Lind-Hampson 循环效率较低, 液化能耗高 (60~100 kWh/kg 液氢), 适用于 2 吨/天及以下的小型液氢系统。Brayton 制冷循环采用氮气、氦气或混合制冷剂对氢气流进行冷却, 液化能耗为 15~20 kWh/kg 液氢, 适合中等规模液化需求。Claude 循环以原料氢为制冷介质, 液化能耗低 (低于 15 kWh/kg 液氢), 经济性优越, 是未来 5 吨/天及以上大型液氢生产的核心工艺。近年来, 我国氢液化产业正在进入快速发展阶段, 大规模液氢制取技术、氦气/氢气压缩机、低温换热器和透平膨胀机技术等关键技术逐步取得突破, 推动着国内液氢的民用化和商业化进程, 预计到 2030 年, 关键零部件的国产化率将达到 100%。目前, 航天六院 101 所和中科院理化所等企业和科研机构已自主研发 5 吨/天级氢液化系统及其核心部件。

2024 年 3 月, 中国科学院理化技术研究所研制的 5 吨/天级大型氢液化系统通过测试验收⁷⁰。系统在满负荷下的稳定运行时间为 8.5 小时, 在低负荷下的稳定运行时间为 73 小时。在满负荷运行条件下, 液氢产量约 5.17 吨/天, 仲氢含量为 98.66%, 液化系统的能耗为 12.98 kWh/kg (含液氮损耗)。该装备采用氦制冷循环 (Brayton 循环)、正仲氢转化技术及自主知识产权的低温透平膨胀机, 实现了大型氢液化器的全国产化。6 月, 该系统在中山进入示范运行阶段⁷¹。

2024 年 11 月, 航天科技集团六院 101 所、航天氢能公司联合研制的 5 吨/天氢液化系统顺利完成 72 小时可靠性测试⁷²。该系统采用 Claude (克劳德) 制冷循环, 额定工况产量 5 吨/天, 峰值产量 6.6 吨/天, 仲氢含量 99.06%, 平均能耗 11.84 kWh/kg (含液氮消耗)。主要技术指标已达到国际先进水平, 在效率与产品质量方面均处于行业领先地位。系统核心部件包括氢透平膨胀机和连续型正仲氢高效转化换热器, 均由国内团队完全自主研发。

在相同体积下, 液氢的质量是标准氢气的 788 倍、20 MPa 氢气的 4.8 倍、35 MPa 氢气的 3 倍、70 MPa 氢气的 1.8 倍, 更适合大规模部署与长距离运输。

⁶⁹ 中国氢能联盟研究院. 氢能产业观察 (2024 年 3 月刊) .

⁷⁰ https://www.cas.cn/syky/202403/t20240314_5008685.shtml

⁷¹ <https://www.zsnews.cn/news/index/view/cateid/35/id/729709.html>

⁷² <https://finance.sina.com.cn/roll/2024-11-19/doc-incwqzvkv6045915.shtml>

以常见的 20 MPa 氢气长管拖车为例，其载氢量仅为 350-550 kg，而同等大小的液氢槽车（容积约 40 立方米）可在常压条件下运输超过 2500 kg 液氢。

在液氢储运技术领域，2023 年中集安瑞科旗下张家港中集圣达因低温装备有限公司成功下线了国内首台商用液氢罐车。2024 年 3 月，由中集圣达因设计的国内首台商用液氢球罐项目在安徽阜阳开工⁷³，该项目采用双层真空球形容器的液氢球罐，总容积达 400 立方米，可装载液氢超过 25 吨。相较于传统工厂内制造的液氢固定真空贮罐，液氢球罐具备可在现场建造的独特优势，更容易实现容积大型化。此外，在车载液氢领域，2024 年 3 月，中国航天科技集团六院 101 所完成国内首款 80 kg 级车载液氢储供系统样机⁷⁴，成功通过公路实况考核，推动液氢储供技术工程化应用。5 月，进一步发布“赛道 1000”车载液氢系统⁷⁵，携氢量提升至百公斤级，液氢瓶储氢密度 12%，整体系统储氢密度超 10%。6 月，国富氢能发布“漫步-1200”车载液氢供氢系统⁷⁶，容积 1200 L，15 分钟完成充装，可持续为燃料电池提供稳定氢气。11 月，天海工业完成国内首套车载液氢瓶液氢介质试验⁷⁷，验证了设计与装置的可靠性，标志着我国在车载液氢瓶研发领域取得重大突破。

与此同时，在液氢船运领域也取得了重要突破。2024 年 4 月，中国船舶集团有限公司第七〇八研究所发布 2 型液化氢运输船设计方案⁷⁸，并联合美国船级社进行认证。其中，180000 立方米级液氢运输船为全球最大舱容，采用双层真空球罐设计，单个球罐容积 45000 立方米，蒸发率低于 0.1%。同时发布的 20000 立方米级运输船已获得美国船级社原则性认可证书，该液氢运输船采用双层真空单圆筒 C 型罐，蒸发率不大于 0.2%。10 月，中国海油与法国液化空气集团合作完成全球最远液态氢海运示范项目⁷⁹，通过远洋货轮运输液氢罐式集装箱，航行超一万海里，顺利抵达深圳盐田港，并通过岸边直提和陆上运输至中山，进行终端利用测试。此次示范项目的成功实施，标志着我国进入全球氢能长距离跨洋运

⁷³ <https://cn-heipa.com/newsinfo/6943111.html>

⁷⁴ <https://www.spacechina.com/n25/n2014789/n2014809/c4056858/content.html>

⁷⁵ <https://cn-heipa.com/newsinfo/7156283.html>

⁷⁶ <https://h2.in-cn.com/html/h2-2436983.shtml>

⁷⁷ https://www.sohu.com/a/824246296_121106842

⁷⁸ <https://www.stdaily.com/index/kejixinwen/202404/b18c96de1d70455db629f1825f2fc205.shtml>

⁷⁹ <https://cn.chinadaily.com.cn/a/202410/22/WS67177deda310b59111d9f4c7.html>

输利用的“先行先试”新赛道。

除了技术方面的因素之外，液氢储运的全面应用离不开“液氢路权”的突破。2024 年 4 月，交通运输部发布了《氢气（含液氢）道路运输技术规范》（计划号：JT 2023-03）征求意见稿⁸⁰，为解决液氢路权问题迈出了重要一步。

2.3.6 固态储氢技术

固态储氢技术通过物理或化学方式将氢气储存在固体介质中，相较传统高压气态储氢，在体积储氢密度和安全性方面展现显著优势。例如，固态储氢装置的体积储氢密度（含储罐）可达 60 g/L，接近低温液氢水平，为 35 MPa III 型储氢瓶的近三倍。这种高密度特性使其在储能、电解水制氢站等大容量储氢场景中具有独特竞争力。此外，固态储氢运行压力通常低于 1 MPa，远低于气态储氢的 30 MPa 以上标准，因而被归类为低压容器，在工业、交通和储能等高安全性需求场景中优势明显。

然而，固态储氢技术的进一步推广仍面临关键瓶颈。在质量储氢密度方面，固态储氢设备约为 1 wt%，仅为 35 MPa III 型储氢瓶的三分之一，限制了其在轻量化要求较高领域的应用。同时，装备成本高企，固态储氢设备的单位储氢量成本约为气态储氢的三倍，且不同材料成本差异显著。例如，镁基材料成本约为 1400 元/kg 氢，而稀土系材料成本则超过 10000 元/kg 氢。此外，部分材料在多次充放氢循环后会发生粉化或性能衰减，影响长期可靠性和经济性。

固态储氢材料是决定性能的核心，分为物理吸附材料和化学储氢材料两类。物理吸附材料依靠分子间作用力吸附氢气于微孔或介孔表面，具有充放氢速度快的特点，代表性材料包括多孔碳材料（如活性炭、碳纳米管、石墨烯）、多孔无机材料（如沸石、分子筛）及金属-有机框架（MOFs）。然而，这类材料在常温常压下储氢密度有限，仅在低温或中高压条件下表现较优。相比之下，化学储氢材料通过化学反应将氢结合为化合物，储氢密度较高，代表材料包括储氢合金（如镁基、钛铁系、稀土系）和储氢化合物（如硼氢化钠、氮化锂）。尽管其储氢量可超过 1 wt%，部分材料甚至达 20 wt%，但化学储氢材料的反应速率较慢，循环寿命亦有待提升。

目前，我国已在化学储氢材料领域取得重要进展，相关材料可以分为高温型

⁸⁰ <https://h2.in-en.com/html/h2-2436054.shtml>

和室温型两类。高温型储氢材料以镁基为主，镁在 300~400°C 和 2.4~40 MPa 高压环境下可以与氢气反应生成氢化镁，其理论质量储氢密度可达 7.6wt%，体积储氢密度可达 110 kg/m³。因储氢密度高且成本较低（约 1400 元/kg 氢），主要用于大型储氢装置和长距离运输，代表企业包括氢枫能源、大连金煜等。然而，氢化镁存在脱氢温度高、放氢速度慢及高温团聚等问题，限制了其实际应用。室温型储氢合金包括钛铁/锰系、钒系、稀土系及锆系储氢合金，典型材料有 TiFe、TiMn₂、V-Ti-Fe、LaNi₅ 等，质量储氢密度通常在 1.2 wt%至 2.6 wt%之间，能够在室温下实现氢气的高效充放，为轻型燃料电池车辆和分布式储氢应用提供了理想选择，相关企业包括有研工研院和中电工研（徐州）等。相比其他储氢合金，室温型材料的充放氢条件更温和，且具备较好的循环性能和安全性，但其储氢密度仍需进一步提升，储氢材料成本也相对较高，比如钛系储氢材料的成本在 6000 至 8000 元/kg 氢左右，而钒系和稀土系材料的成本则高于 10000 元/kg 氢。

在产业化方面，研究者通过合金化、纳米化和添加稀土或催化剂等策略，提升**镁基固态储氢材料**的性能。近年来，上海交通大学氢科学中心通过合金化的方法，实现了镁基固态储氢材料批量制备的重大突破，建成年产 10 吨级氢化镁粉体和 100 吨级多孔镁基储氢合金块体材料的生产线。2023 年，上海交大联合氢枫能源发布第一代吨级镁基固态储运氢车（MH-100T）⁸¹，率先实现镁基固态储运氢技术商业化应用。该储氢车所采用的镁基固态储运氢罐外形为 40 尺集装箱，整体重量 32.5 吨，其中装填镁合金材料 14.4 吨，最大储氢量达到 1.03 吨。该装置在 12 小时内吸氢量超过 75 千克，放氢量达 71 千克。2024 年 11 月，全球首例大型镁基固态储氢罐成功出海⁸²，标志着氢气在长距离、大规模出海运输领域迈出了革命性的一步。

中国科学院大连化物所通过有机溶剂催化改性，显著提升镁粉的储氢性能。改性后的镁粉质量储氢密度超过 6.5wt%，循环寿命超过 3000 次，脱氢速率达到 0.68wt%/min，即 1000 千克材料可在每分钟释放 6.8 千克氢气⁸³。目前，大连化物所正与大连富德金煜推进镁基固态储氢技术的产业化。

未来发展需着力突破技术与成本瓶颈。提升储氢性能方面，可通过优化材料

⁸¹ <https://tech.chinadaily.com.cn/a/202304/17/WS643cb152a310537989370139.html>

⁸² <https://finance.sina.com.cn/jjxw/2024-12-02/doc-incyafyk8657109.shtml>

⁸³ https://www.fjce.net/products_details/7.html

微观结构，提高质量与体积储氢密度，加速高性能材料产业化进程。降低成本方面，需依托规模化生产与技术创新，特别是在高性能稀土系和钛系材料领域。此外，延长循环寿命是确保长期可靠性的关键，可通过改进材料合成工艺增强抗粉化能力与稳定性。最后，拓展应用场景至交通、储能及分布式电源等领域，将有助于全面验证固态储氢技术的经济性和可靠性，推动其大规模应用。

2.3.7 氢冶金技术

钢铁行业绿色发展和低碳转型的主要路径包括源头减少碳输入、过程提升碳效率、以及末端碳捕集与固化。其中，发展氢冶金以替代传统碳冶金技术，是实现钢铁行业碳中和的关键环节。研究表明，富氢竖炉在使用不同氢气含量作为还原剂时，碳排放减量能力可达 50%至 95%；而纯氢竖炉炼铁的碳排放减量能力则可高达 98%。然而，氢冶金技术目前仍处于工业化研究与示范阶段，亟需解决绿色氢能的经济化制备与安全稳定供应，高炉富氢、富氢气基竖炉及纯氢竖炉技术的工程测试验证，以及相关装备的国产化和大型化等关键科学问题。

当前，国内外企业正加速推进氢冶金技术研发与项目布局。国际上，欧洲引领氢冶金发展，瑞典等国积极推进短流程氢基还原铁技术，北美、亚洲及中东地区也加速布局相关项目，呈现多元化工艺路线，但总体倾向于彻底摆脱高炉路径⁸⁴；国内则探索富氢高炉、富氢熔融还原、氢基竖炉、氢基流化床等多种工艺，多倾向于保留高炉路径。例如，H2 Green Steel 公司正在瑞典北部建设年产 250 万吨的大型绿色钢铁工厂；国内的宝武集团、河钢集团、鞍钢集团等钢铁企业也纷纷启动了氢冶金项目的研发与建设。

作为钢铁行业绿色低碳转型的重要技术路径，氢冶金得到了我国政策的高度关注。国家发展改革委等部门出台的《钢铁行业节能降碳专项行动计划》明确提出要推动氢冶金等节能降碳先进技术的突破。工信部通过制定关键技术标准，如《氢基竖炉直接还原用球团》和《焦炉煤气制取氢气技术规范》，进一步规范了氢冶金的研发和应用。与此同时，为优化行业结构，工信部明确暂停新增钢铁产能置换方案，推动企业通过低碳技术获取产能指标。在碳排放管理方面，生态环境部发布《企业温室气体排放核算与报告指南 钢铁行业（征求意见稿）》和《企业温室气体排放核查技术指南 钢铁行业（征求意见稿）》，为规范钢铁企业温

⁸⁴ http://www.csteelnews.com/xwzx/aqhb/202408/t20240822_91947.html

室气体排放核算与核查工作奠定基础。政策推动下，氢冶金研发及标准化加快，行业结构优化和碳排放管理日益规范，技术正从试点迈向规模化，为实现“双碳”目标提供重要支撑。

表 9 2024 年国内氢冶金技术进展⁸⁵

时间	技术路线	企业	简介
2024 年 1 月	氢基竖炉	川威集团、中冶赛迪	氢基竖炉冶炼钒钛磁铁矿中试示范项目开工，该项目计划总投资约 1.5 亿元，预计年产直接还原铁 10000 吨。项目采用天然气和焦炉煤气为原料气，预计吨铁减碳可达 60%。
2024 年 3 月	富氢高炉	中国宝武	八一钢铁“2500 m ³ 富氢碳循环氧气高炉（HyC ROF）商业化示范项目”入选国家发改委《绿色低碳先进技术示范项目清单（第一批）》，项目对现有 2500 m ³ 高炉进行改造，实现富氢碳循环氧气高炉（HyCROF）工艺技术商业化示范。项目建成后，可使 2500 m ³ 高炉冶炼固体燃料降低 30%，碳排放量降低 18%。
2024 年 7 月	氢基竖炉	中国钢研	“万吨级纯氢冶金技术开发与示范应用”项目于 2024 年 1 月投运，首次试运行即达到了运行时间 300 小时，产品金属化率 93%的初级目标。4 月完成稳定生产运行，产品常态金属化率达到 97%~99.4%；示范线经过 60 天长时间连续稳定生产运行，于 7 月 30 日完成项目验收。
2024 年 8 月	氢基竖炉	中国宝武	湛江钢铁国内首套百万吨级氢基竖炉实现 168 小时连续满负荷生产，直接还原铁总产量达 21620 吨、小时产量达到 128 吨、金属化率达 94%以上，优于预期目标，顺利通过周达产功能考核，并成功验证了高氢（70%氢气含量）冶炼条件。
2024 年 8 月	氢基熔融还原	建龙集团	内蒙古赛思普科技有限公司 60 万吨/年氢基熔融还原法高纯铸造生铁技改升级项目备案获批，该项目在 30 万吨/年熔融还原法高纯铸造生铁中试项目的基础上进行技改升级，技术升级改造后，最高年产能可达 60 万吨/年。
2024 年 9 月	氢基竖炉	河钢集团	河钢集团张宣科技全球首例 120 万吨氢冶金示范工程，成功应用绿氢作为还原气实现稳定生产，产品合格率百分百，金属化率超 94%，验证了“绿电—绿氢—绿钢”生产的技术可行性，丰富了氢冶金的原料气源。该项目采用“氢基竖炉—近零碳排放电弧炉”新型短流程工艺，将氢基竖炉与熔融气化炉工艺融合创新，在大幅度降低吨铁燃料消耗的同时，还能够通过炉顶煤气循环方式，实现碳资源循环利用，相对于传统高炉炼铁，可减少 70%二氧化碳排放。该项目 2024 年 3 月入选国家发改委《绿色低碳先进技术示范项目清单（第一批）》。
2024 年 10 月	氢基回转	中氢冶控	回转窑绿氢冶金中试基地项目获批，该项目是我国首套拥有自主知识产权的氢基非竖炉(回转窑直热式)中试示范线。项目中试基地将建设 1 万吨海绵铁生产线，与现有的高炉炼铁工艺相比，碳减排量可达 98%以上。

⁸⁵ https://gov.sohu.com/a/839316249_121124514

	窑		
2024 年 11 月	氢 基 流 化 床	鞍钢集 团	“绿氢零碳流化床氢冶金中试线”项目入选“中央企业科技成果应用拓展工程首批项目清单”。该项目是全球首套绿氢零碳流化床高效炼铁新技术示范项目，将形成万吨级流化床氢气炼铁工程示范。项目由鞍钢集团联合中科院、上海大学共同建设，具有完全自主知识产权。
2024 年 12 月	富 氢 高 炉	兴国铸 业	30 万 m ³ /d 绿电电解水制氢—储氢—450m ³ 高炉富氢冶炼”示范项目成功投运。项目吨铁喷吹纯氢量达到 103m ³ ，每小时的纯氢喷入量达到 8700m ³ ，固体燃料置换比达 0.36~0.5kg/Nm ³ ，实现高炉炼铁减碳 8%~11%。

新疆八一钢铁有限公司作为中国宝武三大低碳试验基地之一，致力于高炉炼铁低碳技术的开发。2022 年 7 月，全球首例**富氢碳循环氧气高炉工艺 (HyCROF)** 在新疆八一钢铁的 400 m³ 高炉上点火投运⁸⁶，在 100%全氧冶炼条件下实现了煤气自循环喷吹技术的重大突破，成功开展了 1200°C 高温煤气循环喷吹和富氢工业化试验，打通了富氢碳循环氧气高炉工艺的全流程。经过 90 多天的工业试验，成功实现了固体燃料消耗降低 30%、碳减排超过 21%的目标，为全球绿色低碳冶炼提供了宝武方案。目前，2500 m³ 富氢碳循环氧气高炉 (HyCROF) 商业化示范项目正在推进，该项目已入选国家发改委《绿色低碳先进技术示范项目清单（第一批）》⁸⁷。此外，2024 年 12 月，兴国铸业“30 万 m³/d 绿电电解水制氢—储氢—高炉富氢冶炼”示范项目成功投运⁸⁸，标志着高炉喷吹纯氢低碳冶炼工艺进入工业化应用阶段。该项目的吨铁喷吹纯氢量达到 103 m³，每小时纯氢喷入量 8700 m³，固体燃料置换比为 0.36~0.5 kg/Nm³，实现高炉炼铁减碳 8%~11%。此外，电解水制氢过程中同时产生的纯氧被用于高炉鼓风富氧，进一步提高了冶炼效率并降低了能耗。

河钢集团张宣科技的 120 万吨氢冶金示范工程作为全球首例⁸⁹，展现了氢冶金技术发展的重要里程碑。该工程由河钢集团与意大利特诺恩 (TENOVA) 及中冶京诚联合研发和建设，核心技术采用 TENOVA 公司与达涅利 (DANIELI) 公司联合开发的 **ENERGIRON 氢基直接还原技术**⁹⁰。自 2023 年 5 月项目一期 (60 万吨) 投产以来，该示范工程已经安全稳定运行 16 个月，各项技术经济指标始

⁸⁶ <https://www.bygt.com.cn/detail/261713>

⁸⁷ https://gov.sohu.com/a/839316249_121124514

⁸⁸ <https://finance.sina.com.cn/money/future/indu/2024-12-10/doc-incyyant5037150.shtml>

⁸⁹ <https://www.cn-heipa.com/newsinfo/7575610.html>

⁹⁰ <https://newenergy.in-en.com/html/newenergy-2406471.shtml>

始终保持国际先进水平。该项目以焦炉煤气为原料气源，同时在氢基竖炉反应器中预留了绿氢切换功能。2024 年 9 月，该项目成功应用绿氢作为还原气，产品合格率达到 100%，金属化率超过 94%，验证了“绿电—绿氢—绿钢”生产的技术可行性。同时，宝钢湛江钢铁同样采用 ENERGIRON 技术⁹¹，建设完成百万吨级氢基竖炉，并在高氢（70%氢气含量）条件下实现了冶炼工艺的验证⁹²，为未来规模化应用奠定了基础。2024 年 8 月，湛江钢铁成功实现了氢基竖炉 168 小时连续满负荷生产，顺利通过周达产功能考核⁹³。

氢基流化床等自主知识产权的中试示范也在逐步落地。2021 年，鞍钢集团与中国科学院和上海大学签署了绿色氢能冶金技术联合研发协议，并于 2022 年启动了全球首套**绿氢零碳流化床高效炼铁技术**示范项目，旨在突破低碳冶金新技术路线。2024 年 12 月，鞍钢集团的“绿氢零碳流化床氢冶金中试线”项目入选中央企业科技成果应用拓展工程首批项目清单，标志着氢冶金技术在钢铁行业绿色低碳转型中的重要应用。

国内建龙集团致力于开发**富氢熔融还原技术**，其全球首套工业化熔融还原项目——30 万吨熔融还原法高纯铸造生铁项目于 2021 年 4 月投产⁹⁴。该技术是建龙集团联合北京科技大学等科研单位开发的第一代氢基熔融还原新工艺，关键设备和部件均已实现国产化。相比传统高炉工艺，该工艺取消了烧结和焦化等环节，大幅降低环境污染，展现出显著的绿色低碳优势。2024 年 8 月，公司 60 万吨/年氢基熔融还原高纯铸造生铁技改升级项目获批备案⁹⁵。该项目在原 30 万吨/年项目基础上进行技术升级，完成后年产能将提升至 60 万吨，进一步增强氢基熔融还原工艺的产业化能力。

2.3.8 氢燃料电池技术

氢燃料电池技术的发展呈现出逐步迈向高功率、高效率和多场景适用的趋势。我国氢燃料电池技术从最初的小功率乘用车应用，到中等功率的多场景拓展，再到当前重载场景的大功率技术突破，行业的技术创新和政策推动密不可分⁹⁶。

⁹¹ <https://www.danielichina.cn/news/latest-news/new/65.html>

⁹² <http://www.worldmetals.com.cn/viscms/bianjituijianxinwen1277/20240903/265367.html>

⁹³ http://www.csteelnews.com/qypd/qydt/202408/t20240826_92035.html

⁹⁴ http://www.csteelnews.com/xwzx/hydt/202104/t20210413_49101.html

⁹⁵ https://gov.sohu.com/a/839316249_121124514

⁹⁶ https://mp.weixin.qq.com/s/r2zrwwEjX1UpRPiiC_ULQ

2015 至 2019 年，燃料电池技术主要应用于乘用车和轻型商用车，典型功率为 30-50 kW。受限于电堆功率密度（低于 2.0 kW/L）及石墨板技术，系统性能有限，多采用多堆组合形式，满足增程式和短程需求，但未形成规模化商业应用。2020 年起，100 kW 级别燃料电池成为主流，电堆功率密度提升至 3.1 kW/L，推动技术从乘用车扩展到长途客车和中重卡领域。国内产品如捷氢科技 P390 燃料电池系统和 M3H 电堆，实现自主研发产品在技术指标上对标国际先进水平燃料电池，即丰田 Mirai 电堆，奠定了燃料电池商用车的技术基础。2023 年后，行业聚焦 200 kW+ 系统，重载场景如重卡、船舶、矿卡和发电成为核心应用领域。头部企业推出一系列 200 kW+ 产品，300 kW 及以上系统研发加速推进，为大功率、长续航需求提供高效解决方案。

当前，200 kW 以上燃料电池系统的研发重点集中在功率密度、效率、动态响应、低温启动能力以及耐久性等关键性能的优化。同时，基于不同的应用需求，研发方向也趋于多元化。例如，亿华通的 YHTG20+ 燃料电池系统实现了 241 kW 额定功率，电堆功率密度达 3.5 kW/L，系统效率超过 45%⁹⁷。2024 年 12 月，亿华通发布最新一代 300kW 氢燃料电池发动机 (M30+) ⁹⁸，零部件国产化率 100%。通过采用宽温域燃料电池电堆技术，冷启动温度低至零下 40°C，运行温度最高可达 95°C，解决了燃料电池重卡散热的难题，确保其在极端环境中依然具备高性能与稳定性。类似的，氢晨科技 H3300 在单堆功率密度上突破 6.2 kW/L⁹⁹，树立了高功率燃料电池的新标杆。捷氢科技通过大功率燃料电池系统 PROME P4X 赋能中长途重载运输¹⁰⁰，并以水冷式氢能两轮车开拓“最后一公里”配送市场，实现氢能技术多场景创新应用。其中，燃料电池系统 PROME P4X 采用金属板模组电堆，额定功率 260 kW，峰值功率 270 kW，通过优化系统性能，实现了燃料电池功率与效率的双重提升。神力科技针对燃料电池重载和氢储能固定式电站领域应用，开发出石墨板 Gen4 P5X 电堆¹⁰¹，单堆高效运行功率区间 180~240 kW，双堆 300~420 kW，用于车载时设计寿命 25000 小时，固定式电站 40000 小时。

⁹⁷ https://www.sinohytec.com/content/details44_182.html

⁹⁸ <https://mp.weixin.qq.com/s/LmIDW56AiPWZzi76IEUscQ>

⁹⁹ https://www.h-rise.com/Products_207.html

¹⁰⁰ <https://www.shpt.com/pc/productDetail.html?p=32>

¹⁰¹ <https://mp.weixin.qq.com/s/oFRSjHWblrGrmdMKe8IjaQ>

国鸿氢能的鸿芯 G III 电堆功率 200 kW¹⁰², 可以在零下 35°C 启动, 寿命超过 30000 小时, 可以满足重卡和长距离运输需求。2024 年 10 月, 清能股份发布 VLS IV 系列 400 kW 燃料电池电堆¹⁰³, 电堆效率为 47.8%—66.7%, 功率密度高达 5.4 kW/L, 设计寿命超过 30,000 小时。该电堆采用公司自主研发的石墨金属复合双极板技术, 其中石墨板用于阴极, 有效低于电化学腐蚀, 并提高散热能力, 金属板用于阳极, 厚度更薄、气密性更好。与重卡系统匹配时, 效率可提升超过 20%, 助力重卡实现每百公里氢耗仅 7 公斤。

2.3.9 氢燃气轮机技术

减少化石能源消耗与火力发电是能源和电力行业低碳转型的核心任务。掺氢和纯氢燃气轮机发电, 可能成为推动新型电力系统建设、实现双碳目标的关键技术之一。目前, 美国、德国、日本等国已开展燃氢轮机的研发及示范应用。在掺氢燃气轮机领域, 德国西门子、美国通用、日本三菱重工、国家电投等多家企业已开发出百兆瓦级重型燃气轮机, 当前掺氢比例多在 15%至 30%之间。在纯氢燃气轮机方面, 德国西门子已成功运行 100%可再生氢燃料的工业燃气轮机, 并计划在 2030 年之前完成 600 MW 级纯氢燃气轮机。

我国在氢燃气轮机领域与国际先进水平还存在差距, 需提升自主化和可靠性, 进一步加强技术验证与工程实践。在纯氢燃气轮机方面, 2024 年 6 月, 由国家电投北京重燃能源科技发展有限公司牵头实施的**兆瓦级纯氢燃气轮机**成功完成整机试验验证¹⁰⁴。燃气轮机使用纯氢燃料成功点火, 并完成升速、升负荷直至满负荷稳定运行, 氮氧化物排放符合标准, 低于 50 mg/Nm³。该项目历时 2 年, 突破了纯氢燃烧回火、燃烧脉动和氮氧化物排放等技术难题, 研发出具有完全自主知识产权的微预混燃烧技术、氢燃机安全控制技术和燃料系统设计等核心技术。此举标志着我国在纯氢燃气轮机研制方面取得了重要突破。12 月, 全球首台 **30 MW 级纯氢燃气轮机**“木星一号”成功完成整机试验点火¹⁰⁵, 验证了系统的可靠性和安全性。“木星一号”由明阳智慧能源集团子公司明阳氢燃联合国内外团队共同研发, 团队通过优化燃烧室设计和采用 3D 打印技术, 攻克了氢气燃烧“易

¹⁰² <https://www.sinosynergypower.com/product/40.html>

¹⁰³ https://www.qingnengfc.com/News-details?article_id=124

¹⁰⁴ <https://finance.sina.com.cn/roll/2024-07-06/doc-inccertn1281590.shtml>

¹⁰⁵ <https://mp.weixin.qq.com/s/7q00gQdXZFfoITrH4-Y4uA>

回火、强振荡、排放高”三大技术难题，形成了自主知识产权的核心技术，为“风光氢储燃”一体化示范奠定了基础。掺氢燃气轮机方面，2024年7月，我国首台自主研发的F级50兆瓦重型燃气轮机（代号G50）成功完成燃烧器掺烧30%氢气的全尺寸全温全压试验验证¹⁰⁶，实现国内首个拥有自主知识产权的重型燃机燃烧器掺氢燃烧。

需要注意的是，氢气掺混可能并不是一种高效的碳减排方式，少量掺氢对二氧化碳减排的贡献微乎其微¹⁰⁷。比如，当掺氢30%时，减碳比例仅约10%。只有当掺混比例达到约50%以上时，才可能产生显著的减排效果（24%以上）。

3 结论

2024年，氢能产业的发展呈现出技术突破、政策推动与应用场景逐步扩大的趋势。无论在国际市场还是中国本土，产业发展的共性与差异性为全球氢能经济的全面推进奠定了独特基础。

国际层面，氢能生产端仍主要依赖化石燃料制氢，天然气和煤制氢占据主导地位。然而，随着全球绿色转型的深化，电解水制氢技术的潜力正在快速释放。尤其是PEM（质子交换膜）和ALK（碱性电解槽）技术的快速升级，为大型绿氢项目的商业化提供了强劲动力，使电解水制氢在低碳清洁氢项目规划中的占比接近90%。尽管如此，由于项目审批、建设周期、经济性等因素的影响，目前规划的大型项目进展仍然低于市场预期，

在需求端，炼油、合成氨和钢铁等传统工业领域仍是氢气消费的主力，但交通领域的增长潜力正在显现，加氢站建设和燃料电池汽车的快速部署正在推动氢能在交通领域的规模化应用。从区域分布来看，中国、美国和中东地区构成了全球氢气需求中心，其中中东地区凭借其出口导向政策和丰富的可再生能源资源，正在加快布局可再生能源制氢，实现了氢气需求的快速增长。

我国氢能生产依然以煤制氢为主，碳排放较高，使得我国氢能领域的减碳任务更为艰巨。但值得关注的是，电解水制氢正在逐步崭露头角，并呈现出快速增长的态势。在资源分布上，西北和东北地区凭借丰富的可再生能源资源，如风能和太阳能，正在成为中国绿氢发展的重要基地。风光氢储一体化项目已逐渐成为

¹⁰⁶ <https://mp.weixin.qq.com/s/FD5QBPLTqDsyu6QBTX8hg>

¹⁰⁷ <https://ieefa.org/resources/hydrogen-not-solution-gas-fired-turbines>

主流趋势，这些项目在生产端实现了可再生能源制氢，并在应用端服务于化工、交通等领域。然而，当前已建成的项目仍然面临着如何进一步提升产能和优化运营效率的挑战。在需求端，化工行业（如合成氨和甲醇）仍然占主要消费份额，交通、建筑和发电等领域虽然尚未形成规模化需求，但在政策的支持下，其增长空间非常广阔。

在政策层面，国际上，各国政府通过战略规划、财政补贴、税收激励、以及类似差价合约（CfD）等多样化的政策工具来积极推动氢能产业化。尤其值得注意的是，出口导向型政策正逐渐成为许多国家发展氢能产业的重要手段。这些政策不仅支持了本国氢能产业的发展，还试图抢占国际市场，成为全球氢能经济竞争的重要组成部分。我国也通过政策支持，积极推动氢能产业化发展。在国家层面，明确鼓励可再生能源制氢，并探索“风光氢氨醇”一体化模式，试图通过技术与模式创新实现突破。在地方层面，支持政策聚焦于鼓励可再生能源制氢、放开非化工园区制氢限制、支持输氢管道建设、打造氢能高速应用场景、支持氢氨醇一体化发展等政策，推动了大量绿氢项目的落地。然而，部分项目运营仍存挑战，政策实施与项目落地之间的协调性亟需提升。

氢能产业的进步离不开技术的持续突破，电解水制氢、储运氢、氢燃料电池、燃气轮机和氢冶金等领域的技术进步正引领着氢能产业的快速发展。在制氢方面，电解水制氢技术迭代加速，大型化已成为行业主旋律。碱性电解槽单槽制氢能力显著提高，制氢规模 3000 Nm³/h 的大型化产品已实现示范应用，且已出现 5000 Nm³/h 的单体设备。然而，大型化过程中仍需解决气液传质、结构强度及功率波动适应性等技术难题。相比之下，PEM 电解槽呈现规模化、自主化和高效化趋势，兆瓦级产品已进入商业运营阶段，通过优化电流密度和铱载量实现技术性能的持续突破。AEM 电解槽作为新兴技术，在交通和冶金领域逐渐显现应用潜力，但稳定性、耐久性及成本控制仍是未来攻克的重点。SOEC 电解槽则因其高效率和低能耗受到关注，尽管目前处于中试阶段，但模块化设计和高温共电解技术的突破正在加速其多场景应用。天然氢因其生产成本低、生命周期碳排放少，正在全球范围内引发广泛关注。2024 年，全球已有约 40 家公司投入天然氢勘探，但不完善的监管框架制约了行业发展。我国自然资源部地质调查局已组织专家召开专题研讨，加速天然氢资源的勘探开发。总体上，天然氢的勘探与开采商业化仍

处于初期，未来需通过完善监管框架、加强勘探力度及验证成本可行性来释放天然氢的潜力。

在储氢运技术方面，地下储氢、管道输氢、固态储运氢和液氢储运技术均展现出巨大潜力。地下储氢可实现数月规模的能源存储，适用于未来大规模可再生能源灵活调节。国际上，美国已在盐穴储氢领域实现工业示范，而我国仍处于基础研究阶段，部分项目正在开展前期布局，需在地质评价和材料研发方面加速突破。管道输氢方面，“西氢东送”的需求推动了长距离输氢技术的发展，但现有管道材料的氢脆问题限制了掺氢比例的提高，因此开发耐氢脆材料成为关键。固态储氢技术因其高安全性而备受关注，潜力巨大，但需要突破材料性能、成本和循环寿命等瓶颈，并拓展应用场景。液氢储运技术因其高储氢比重和适合长距离运输的特点备受重视。尽管国内液氢技术仍低于国际水平，但核心部件的国产化率提升显著，车载液氢储供系统及液氢运输船设计取得突破，为未来大规模应用奠定基础。

氢燃料电池、氢燃气轮机和氢冶金等用氢技术路径也日益多元化。氢燃料电池技术逐步向高功率、高效率方向发展，尤其是在重卡、船舶及发电领域，大功率系统（200 kW+）已成为主流。与此同时，氢燃气轮机作为能源和电力行业低碳转型的重要路径之一，通过掺氢和纯氢燃气轮机技术的推广，有望推动新型电力系统建设，但其研发与工程实践仍需进一步深化，掺氢比例与减排效果之间的关系也需进一步探讨。氢冶金被视为实现钢铁行业低碳转型的关键技术，正由试点走向规模化。目前，我国企业正积极探索高炉富氢、氢基竖炉和氢基流化床等多种工艺，但需进一步解决低成本绿色氢源稳定供应、工程验证和装备国产化等问题。

4 参考文献

见脚注
