



Research and
Development Center

氢能：有望成为 21 世纪的终极能源

2023 年 6 月 8 日

证券研究报告

行业深度研究

电力设备与新能源

投资评级 看好

上次评级 看好

武浩 电力设备与新能源行业首席分析师

执业编号：S1500520090001

联系电话：010-83326711

邮箱：wuhao@cindasc.com

张鹏 电力设备与新能源行业分析师

执业编号：S1500522020001

联系电话：18373169614

邮箱：zhangpeng1@cindasc.com

信达证券股份有限公司

CINDA SECURITIES CO., LTD

北京市西城区闹市口大街9号院1号楼

邮编：100031

氢能：有望成为 21 世纪的终极能源

2023 年 6 月 8 日

本期核心观点

- **氢能有望成为 21 世纪的终极能源。**氢能具有零碳、高效、可储存、安全可控等显著优势，是实现碳中和目标较为理想的解决方案。按照氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）的定义，氢能是国家能源体系的重要组成部分，是用能终端实现绿色低碳的重要载体。
- 氢气的制取主要有化石能源重整、工业副产提纯和电解水制氢三种工艺，**电解水制氢有望成为最终选择。**氢气的储存主要有气态储氢、液态储氢和固体储氢三种方式，**应用场合不同，相应匹配的氢气储存方式不同。**氢气运输分为气态输送、液态输送和固态输送，**气态和液态为目前的主流方式。**我们预计，**交通、工业和建筑等领域**将成为未来氢能应用的主战场，氢能有望助力上述行业的脱碳历程。
- **氢能产业化进程开始加速。**1) 从顶层设计和具体措施两方面，政策层面都对氢能项目的建设给予有力支持，已有多个省市制定并发布本地氢能产业规划，并密集上马风光制氢一体化项目。2) 当前制约绿氢大规模使用的关键问题还是成本问题，评估氢供应成本时需考量氢制取、氢储运、氢加注三个过程的成本因素。3) 随着氢能产业化进程加快，制氢核心设备电解槽有望迎来放量，中国绿氢生产环节**电解设备市场有望达到千亿级别，碱性水电解在国内水电解制氢行业中占主导地位。**头部电解水制氢装备制造企业的市场占有率较高，市场相对集中。
- **投资建议：**氢能有望成为 21 世纪的终极能源，电解槽市场有望迎来快速增长，建议关注隆基绿能、华光环能、华电重工、昇辉科技等。
- **风险因素：**氢能下游应用进展不及预期风险；氢能相关技术攻关进度不及预期风险；绿氢成本上涨风险；政策波动风险；市场竞争加剧风险。

目录

一、氢能：新能源未来重要的发展方向	4
1.1 氢能利用是实现碳中和的重要推动力	4
1.2 氢能具备多重性能优势	6
二、氢能产业链，“制储输用”全链条解析	8
2.1 制氢：三种氢气制备工艺中，电解水制氢有望是最终选择	8
2.2 氢能储运：气态、液态、固态三种模式	10
2.3 加氢站：氢能投入实际运用的关键一环	11
2.4 氢能下游运用：交通、工业、建筑三足鼎立	12
三、氢能的产业化之路	16
3.1 政策支持氢能项目，风光制氢一体化项目密集上马	16
3.2 绿氢产业化应用，成本仍是关键	19
3.3 氢能产业化进程加快，核心设备有望迎来放量	20
四、产业链重点公司	21
4.1 隆基绿能	21
4.2 华光环能	22
4.3 华电重工	22
4.4 昇辉科技	24
五、风险因素	24

图表目录

图表 1：部分国家碳中和时间表	4
图表 2：氢能产业链图谱	5
图表 3：中国氢能相关主要政策	5
图表 4：氢能源与其他新能源对比	7
图表 5：制氢方法比较	8
图表 6：天然气制氢与煤制氢同等成本对应关系	8
图表 7：近期我国绿氢示范项目	9
图表 8：2020-2050 年中国氢气制取来源占比及预测	10
图表 9：氢能主要储存方式对比	10
图表 10：氢储运工具及适用场景	11
图表 11：加氢设施相关政策梳理	12
图表 12：中国已建成加氢站数量	12
图表 13：2060 年中国氢气需求结构预测	13
图表 14：2020—2022 年我国燃料电池汽车半年度产销量	13
图表 15：各国家（地区）氢能航空发展策略比较	14
图表 16：中国氢能冶金进展	15
图表 17：部分地方政府氢能产业政策	16
图表 18：内蒙古具备实施条件的风光制氢一体化示范项目清单	17
图表 19：碱性电解制氢一般流程	20
图表 20：碱性电解槽制氢成本结构	21
图表 21：PEM 电解槽制氢成本结构	21
图表 22：2022 中国电解水制氢设备出货量排名	22
图表 23：华电重工氢能相关产品	23

一、氢能：新能源未来重要的发展方向

1.1 氢能利用是实现碳中和的重要推动力

氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，正逐步成为全球能源转型发展的重要载体之一。能帮助可再生能源大规模消纳，实现电网大规模调峰和跨季节、跨地域储能，加速推进工业、建筑、交通等领域的低碳化。绿氢在碳中和的进程中可以在绿电无法发挥作用的领域实现互补，如氢冶金、化工、重卡交通燃料、供热等。面向未来，当绿氢成为稳定足量的低价氢源时，绿氢在促进工业脱碳方面有望更好地发挥氢能价值。

气候问题推动全球的碳中和进程。面对日益严峻的气候危机挑战，习近平主席宣布中国在2030年前碳达峰（排放达到峰值）、2060年碳中和（净零排放）的目标。相较于欧洲德法等发达国家，中国所宣布的碳中和实现时点晚10年，但发达国家从碳排放达峰到承诺的碳中和所用时间比中国长（多在50-70年之间），而中国从碳达峰到碳中和之间只有三十年的时间。

图表 1：部分国家碳中和时间表

国家	目标日期	承诺性质	详细情况
芬兰	2035	执政党联盟协议	作为组建政府谈判的一部分，五个政党于2019年6月同意加强该国的气候法。预计这一目标将要求限制工业伐木，并逐步停止燃烧泥炭发电。
奥地利	2040	政策宣誓	奥地利联合政府在2020年1月宣誓就职，承诺在2040年实现气候中立，在2030年实现100%清洁电力，并以约束性碳排放目标为基础。右翼人民党与绿党合作，同意了这些目标。
加拿大	2050	政策宣誓	特鲁多总理于2019年10月连任，其政纲以气候行动为中心，承诺净零排放目标，并制定具有法律约束力的五年一次的碳预算。
智利	2050	政策宣誓	皮涅拉总统于2019年6月宣布，智利努力实现碳中和。2020年4月，政府向联合国提交了一份强化的中期承诺，重申了其长期目标。已经确定在2024年前关闭28座燃煤电厂中的8座，并在2040年前逐步淘汰煤电。
法国	2050	法律规定	法国国民议会于2019年6月27日投票将净零目标纳入法律。在2021年6月份的报告中，新成立的气候高级委员会建议法国必须将减排速度提高三倍，以实现碳中和目标。
德国	2050	法律规定	德国第一部主要气候法于2019年12月生效，这项法律的导言宣布，德国将在2050年前“追求”温室气体中立。
新西兰	2050	法律规定	新西兰最大的排放源是农业。2019年11月通过的一项法律为除生物甲烷（主要来自绵羊和牛）以外的所有温室气体设定了净零目标，到2050年，生物甲烷将在2017年的基础上减少24-47%。
韩国	2050	政策宣誓	韩国执政的民主党在2020年4月的选举中以压倒性优势重新执政。选民们支持其“绿色新政”，即在2050年前使经济脱碳，并结束煤炭融资。
中国	2060	政策宣誓	中国在2020年9月22日向联合国大会宣布，努力在2060年实现碳中和，并采取“更有力的政策和措施”，在2030年之前达到排放峰值。

资料来源：全国能源信息平台，信达证券研发中心

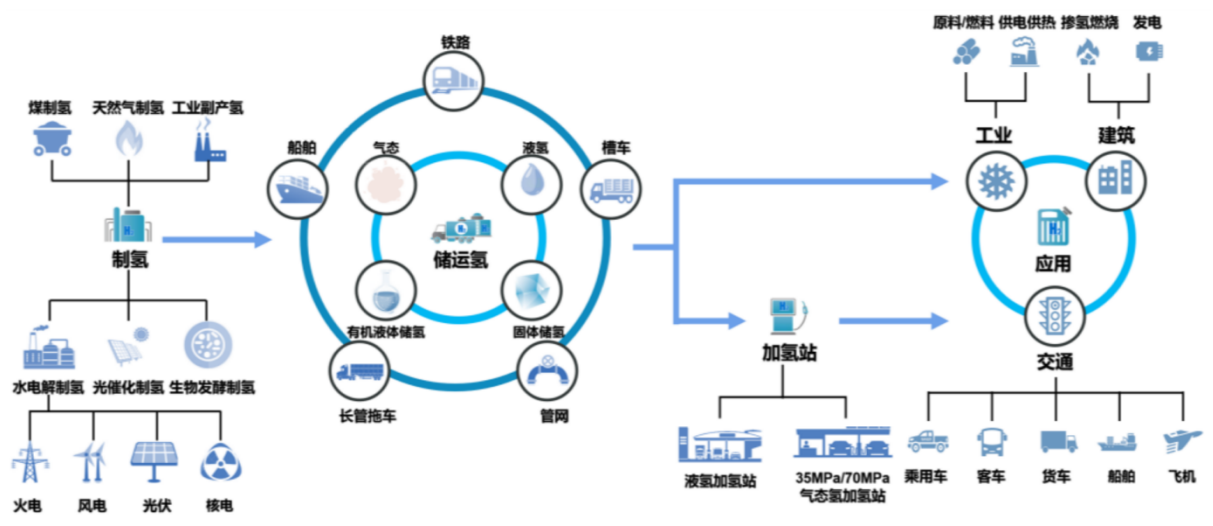
碳中和进程是氢能利用的重要驱动力。根据国际商报，氢燃烧的产物是水，不会产生诸如一氧化碳、二氧化碳、碳氢化合物以及粉尘颗粒等危害环境的负外部性产品，故氢也算得上是对环境相对友好的能源。对于人类的整个能源系统而言，氢的比例越高，成分结构就越干净，氢能由此被称为“21世纪的终极能源”，是实现碳中和目标较为理想的解决方案。实现碳中和目标意味着风电、太阳能等可再生能源的大量使用以及电力对化石能源的替代，但氢能也在其中起到不可忽视的作用。

1) 储能层面：风电、光伏具有间歇性和波动性的特点，因此大规模发展储能意义较大，目前主流的储能技术中，抽水储能受环境条件影响较大，电化学储能周期较短且电池寿命有限，若需要大规模、集中式、长周期的储能，氢能是较好的选择。

2) 成本层面：在许多领域的碳减排进程中，氢能比电力在成本上更具有优势。根据能源杂志，一辆在露天煤矿运输煤炭的燃油重卡，年油耗为 50,000 升，用纯电动重卡替代，每年耗电约 150,000 千瓦时，充电和电池折旧费用为约 21 万元；而用氢燃料电池替代，每年耗氢约 7500 千克，使用灰氢的费用约为 15 万元。且氢能重卡补充能源的时间远低于纯电动重卡，此外充电电池组的重量占用大量的有效载重空间。

3) 工艺层面：在一些工艺流程中，氢能难以被替代。2022 年中国钢铁行业碳排放量占全国碳排放总量的 15% 以上，为了降低钢铁行业碳排放而大力发展氢能直接还原炼铁技术，不再利用一氧化碳作为还原剂，从而将原工艺过程中产生的二氧化碳全部转化为水，大大降低了碳排放。

图表 2：氢能产业链图谱



资料来源：中国氢能联盟，《国富氢能招股说明书（申报稿）》，信达证券研发中心

我国氢能产业加速发展，政府不断强化氢能产业政策支持力度。氢能已经成为“十四五”期间重点产业，《“十四五”规划纲要》将氢能及储能设立为未来产业，将实施未来产业孵化与加速计划。2022 年 3 月，国家发改委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》。近年来，国家及各省市层面也陆续出台了一系列氢能产业支持政策，形成了较为完整的政策支持体系。氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，是我国战略性新兴产业和未来产业重点发展方向，是我国实现碳中和目标的重要手段。

图表 3：中国氢能相关主要政策

政策	发布时间	主要内容
《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》	2014	提出能源科技 20 个重点创新方向，“氢能与燃料电池”在列
《国家创新驱动发展战略纲要》	2016	在“发展引领产业变革的颠覆性技术”中提出“开发氢能、燃料电池等新一代能源技术”
《产业结构调整指导目录（2019 年本）》	2019	高效制氢、运氢及高密度储氢技术开发应用及设备制造、加氢站等内容被列入第一类（鼓励类）的第五项新能源中
《新能源汽车产业发展规划（2021—2035 年）》	2020	1) “新能源汽车核心技术攻关工程”中提出攻克氢能储运、加氢站、车载储氢等氢燃料电池汽车应用支撑技术

		2) 同时有序推进氢燃料供给体系建设, 提高氢燃料制储运经济性, 推进加氢基础设施建设
《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	2021	推进可再生能源制氢等低碳前沿技术攻关, 加强氢能生产、储存、应用关键技术研发、示范和规模化应用
《国务院关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》	2021	因地制宜发展水能、地热能、海洋能、氢能、生物质能、光热发电
《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	2021	提出在氢能与储能等前沿科技和产业变革领域, 组织实施未来产业孵化与加速计划, 谋划布局一批未来产业
《2030 年前碳达峰行动方案》	2021	1) 积极扩大氢能等新能源、清洁能源在交通运输领域应用 2) 推广氢燃料动力重型货运车辆 3) 有序推进加氢站等基础设施建设, 提升城市公共交通基础设施水平 4) 加快氢能技术研发和示范应用, 探索在工业、交通运输、建筑等领域规模化应用 5) 建立健全氢制、储、输、用标准
《“十四五”工业绿色发展规划》	2021	1) 加快氢能技术创新和基础设施建设, 推动氢能多元利用 2) 鼓励氢能、生物燃料、垃圾衍生燃料等替代能源在钢铁、水泥、化工等行业的应用
《“十四五”能源领域科技创新规划》	2021	1) 攻克高效氢气制备、储运、加注和燃料电池关键技术, 推动氢能与可再生能源融合发展 2) 攻克先进可再生能源发电及综合利用技术, 主要包括氢气制备、氢气储运、氢气加注等关键技术 , 覆盖电解水制氢、低温液氢储运、氢气加注等
《氢能产业发展中长期规划 (2021-2035 年)》	2022	1) 持续推进绿色低碳氢能制取、储存、运输和应用等各环节关键核心技术研发, 持续开展光解水制氢 2) 推进固体氧化物电解池制氢、光解水制氢、海水制氢 3) 推动低温液氢储运产业化应用, 探索固态、深冷高压、有机液体等储运方式应用 4) 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 5) 推动氢能在交通领域、储能领域、发电领域、工业领域的应用 6) 支持符合条件的氢能企业在科创板、创业板等注册上市融资 7) 到 2025 年, 燃料电池车辆保有量约 5 万辆, 部署建设一批加氢站; 可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年, 成为新增氢能消费的重要组成部分, 实现二氧化碳减排 100-200 万吨/年。
《“十四五”新型储能发展实施方案》	2022	1) 拓展氢(氨)储能、热(冷)储能等应用领域, 开展依托可再生能源制氢(氨)的氢(氨)储能、利用废弃矿坑储能等试点示范 2) 探索利用可再生能源制氢, 支撑大规模新能源外送
《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	2022	1) 推行大容量电气化公共交通和电动、氢能、先进生物液体燃料等清洁能源交通工具, 完善充换电、加氢、加气(LNG)站点布局及服务设施, 降低交通运输领域清洁能源用能成本 2) 探索输气管道掺氢输送、纯氢管道输送、液氢运输等高效输氢方式 3) 鼓励传统加油站、加气站建设油气电氢一体化综合交通能源服务站
《“十四五”国家重点研发计划重点专项 2022 年度项目申报指南(征求意见稿)》	2022	1) 发布了包括“氢能技术”在内的 24 个“十四五”国家重点研发计划重点专项 2) 氢能技术专项包括氢能绿色制取与规模转存体系、氢能安全存储与快速输配体系、氢能便捷改质与高效动力和氢进万家 4 大项

资料来源: 中国政府网, 《国富氢能招股说明书(申报稿)》, 信达证券研发中心

1.2 氢能具备多重性能优势

氢在地球上主要以化合态的形式出现，是宇宙中分布最广泛的物质，它构成了宇宙质量的75%，还具有导热良好、清洁无毒和单位质量热量高等优点，相同质量下所含热量约是汽油的3倍。氢能之所以在全球应对气候变化和碳减排中被寄予厚望，主要由于其所具备的多重优势。

1) 生态友好: 与传统的化石燃料不同，氢在转化为电和热时只产生水并且不排放温室气体或细粉尘，与全球降低碳排放的目标契合。

2) 高效性: 氢能是一种高效的能源类型，与柴油或汽油相比，每磅燃料都能传递大量能量。氢的能量密度高，单位质量热值约是煤炭的4倍、汽油的3.1倍、天然气的2.6倍。与通常以33%至35%的效率发电的常规基于燃烧的发电厂相比，氢燃料电池能够以高达65%的效率发电，这主要得益于燃料电池的转换特性，将化学能直接转换为电能，而没有热能和机械能（发电机）的中间转换。

3) 储运方式多样: 光伏、风电等可再生能源近年来获得快速发展，装机量不断提升，但其也具有波动性和间歇性等短板。氢储能可以利用可再生能源发电制氢，再以气态、液态存储于高压罐中，或者以固态存储于储氢材料中，可以成为解决电网调峰和“弃风”、“弃光”等问题的重要手段。

4) 应用场景广泛: 氢能既可以用作燃料电池发电，应用于汽车、火车、船舶和航空等领域，也可以单独作为燃料气体或化工原料进入生产，同时还可以在天然气管道中掺氢燃烧，应用于建筑供暖等。

当前氢能的发展仍面临一些挑战，例如氢能源价格昂贵以及储运困难等，但从长期来看，氢能综合能力或优于其他可再生能源。从稳定性、储能性、可获得性、应用范围等方面进行对比，氢能是可以长周期使用、环保、适用范围多元（供热、供电、燃料等）、储运相对方便、制取来源广的优质能源。

图表 4：氢能源与其他新能源对比

	氢能源	其他新能源
稳定性	1) 无地域限制 2) 无时间限制（无需考虑制取的间歇性和波动问题）	1) 光伏和风电能有间歇性且波动大 2) 需要考虑波峰波谷阶段，受天气和时间影响大 3) 电网消纳压力较大
储能性	1) 有气液固三种储存形式，载体的技术成熟可实现大容量且安全储能 2) 无时间限制（长期储存不影响质量和使用能力）	1) 储存形式单一且限制性大（需要转化成电储能或靠近水源） 2) 有时间限制（储存有周期性，时间过就会影响能源质量和密度）
可获得性	获得来源多样：化石燃料、可再生能源电解水等均可制氢	主要依靠风、太阳、水自然资源转化获取，相较于氢能获取来源少
应用范围	氢能既可作为燃料亦可作为能源使用：交通运输领域（燃料电池）；冶金、化工等工业领域（作为燃料使用）；建筑领域（燃料电池）；发电	风能和光伏主要用于发电
规模	年制氢量约 3300 万吨	2022 年我国风电、光伏发电量达到 1.19 万亿千瓦时
其他	1) 可以以现有加油站为基础转化成加氢站，效率高，成本低 2) 有原料供给基础和优势，可以快速实现灰氢模式，然后同步探索蓝绿氢方式 3) 制氢产业链和天然气供应模式大致相同，落地实现性大	1) 占地面积大，无法在城市大规模铺设设备 2) 需要重新铺设设备，成本高、效率相对低 3) 选址有地域限制，容易对当地水土环境造成不良影响

资料来源：艾瑞咨询，国家能源局，信达证券研发中心

二、氢能产业链，“制储输用”全链条解析

2.1 制氢：三种氢气制备工艺中，电解水制氢有望是最终选择

氢气的制取主要有化石能源重整、工业副产提纯和电解水制氢三种工艺。相比前两种方式，电解水制氢的原料和生产过程都以清洁能源为主，是更具优势的制氢技术路线。根据《光明日报》，电解水制氢易与可再生能源结合，规模潜力更大，更加清洁可持续。

图表 5：制氢方法比较

制氢方式	反应原理	优点	缺点	
化石燃料制氢	煤制氢	煤焦化和煤气化	我国煤储丰富、产量丰富、成本较低、技术成熟	温室气体排放
	天然气制氢	蒸汽转化法为主，部分氧化法及催化裂解	成本较低、产量丰富	温室气体排放
工业副产制氢	焦炉煤气制氢	采用变压吸附法直接分离提纯氢气	工业副产、成本低	空气污染、建设地点受原料供应限制
	氯碱制氢	1) 氯酸钠尾气: 脱氧脱氢、PSA 分离纯化 2) PVC 尾气: 变压吸附净化、变压吸附 PSA 提氢	产品纯度高、原料丰富	建设地点受原料供应限制
电解水制氢	碱性电解		技术较成熟、成本较低	产气需要脱碱，需稳定电源
	质子交换膜电解	直流电分解水	操作灵活、装备尺寸小、输出压力大、适用于可再生发电的波动性	需使用稀有金属铂、等，成本高且供应链局限大
	固体氧化物电解		转化效率高	实验室阶段

资料来源：毕马威《一文读懂氢能产业》，信达证券研发中心

1、化石能源重整制氢：分为煤制氢和天然气制氢。

1) 煤制氢：根据《中国氢能产业发展报告（2022）》，中国煤制氢技术成熟，传统煤化工和焦炭行业已形成完整的制氢工艺体系和完整的产业链条。尽管煤制氢过程排放强度较高，但原料煤炭来源稳定，经济性显著，目前已占全国氢气产量 60% 以上。由于基数较大，煤制氢在今后一段时期内或仍将是氢能供应体系的重要组成部分，也是近中期低成本氢气的主要来源。

2) 天然气制氢：蒸汽重整制氢较为成熟，也是国外主流制氢方式。其中，天然气原料占制氢成本的比重较大，天然气价格是决定制氢价格的重要因素。考虑到中国“富煤、缺油、少气”的资源禀赋，仅有少数地区可以探索开展，不适用于主流的制氢方式。

图表 6：天然气制氢与煤制氢同等成本对应关系

氢气成本（元/立方米）	天然气价格（元/立方米）	煤炭价格（元/吨）
0.87	1.67	450
0.94	1.88	550
1.01	2.1	650
1.08	2.31	740
1.15	2.52	850
1.22	2.74	950

资料来源：煤化工专业委员会，现代煤化工，信达证券研发中心

2、工业副产提纯制氢：根据《中国能源报》，我国工业副产氢在氢气供应方面有着得天独厚的优势，与可再生能源电解水产业资源丰富的西北地区相比，工业副产氢可覆盖京津冀、长三角和广东地区，与氢能应用先发地区匹配。中国国际工程咨询有限公司高级工程师张建红指出，随着未来碳交易机制的进一步成熟，煤制氢成本将因其产生的大量碳排放而有所上升。而电解水制氢由于电力价格、设备技术等因素，成本仍然较高。因此，与煤制氢、天然气制氢、电解水制氢相比，工业副产氢的综合成本优势更加明显。

3、电解水制氢：目前，电解水制氢技术主要有碱性水电解槽（AE）、质子交换膜水电解槽（PEM）和固体氧化物水电解槽（SOE）。其中，碱性电解槽技术最为成熟，生产成本较低；质子交换膜电解槽流程简单，能效较高，但因使用贵金属电催化剂等材料，成本偏高；固体氧化物水电解槽采用水蒸气电解，高温环境下工作，能效最高，尚处于实验室研发阶段。

图表 7：近期我国绿氢示范项目

时间	项目名称	项目建设主体	内容
2022 年 2 月 16 日签约	绿氢科技项目	上海德瀛睿创氢能科技有限公司	主要包含光伏电力电解水制氢、氢储能、加氢站示范、半导体绿氢储氢罐的研发和制造等项目。项目建成达产后，将形成年产绿色电力约 2.28 亿度，半导体级绿氢 300 吨的生产能力。
2022 年 3 月 22 日备案	首航高科全资子公司甘肃首航风光光伏制氢综合储能示范项目	首航高科	建设规模及内容为建设 1000Nm ³ /h 的碱性电解水制氢系统，配套建设 6MW 智能光伏发电系统(不上网，仅用制氢)，将光伏发电直接转化为氢气
2022 年 3 月 31 日签约	内蒙古圣圆正能制氢加氢一体化项目	正能集团、阳光氢能	规划建设 6000Nm ³ /h 电解水制氢、200MW 光伏发电、2 座 1000kg/12h 以加氢为主的综合能源站项目及配套设施，是伊金霍洛旗“风光气储车”新能源产业集群的战略代表性项目。
2022 年 8 月 19 日开工	兰州新区氢能产业项目(一期)	中国能建、众宇动力	主要建设年产 2 万吨制氢能力和 10 万标方储氢能力的绿氢供应基地，以年产 6 万吨绿氢和氢能交通应用为核心的示范应用中心，以年产 3000 套氢燃料电池系统为核心的氢能装备制造中心，同时建设氢能研发创新中心、检测中心和人才培训中心
2022 年 8 月 20 日签约	乌审旗风光氢储一体化项目	国鸿氢能、青岛城投新能源产业投资集团	项目规划建设 300 兆瓦风电、100 兆瓦光伏、以及年产 1 万吨的电解制氢。

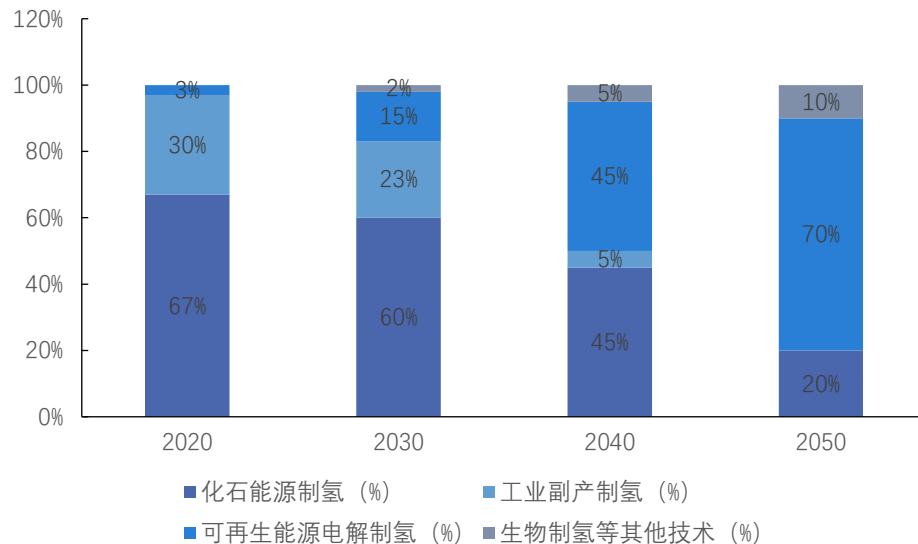
资料来源：国际能源网、氢能汇，信达证券研发中心

根据生产来源和碳排放量的不同，氢能可分为灰氢、蓝氢和绿氢。**1) 灰氢：**是通过化石燃料（天然气、煤等）转化反应制取的氢气，由于生产成本低、技术成熟，也是目前最常见的制氢方式。**2) 蓝氢：**是在灰氢的基础上，将二氧化碳副产品捕获、利用和封存（CCS）而制取的氢气，是灰氢过渡到绿氢的重要阶段。**3) 绿氢：**是利用可再生能源（如太阳能或风能等）发电后，通过电解工序制取的氢气，绿氢的制取技术路线主要为电解水，其碳排放可以达到净零。

未来可再生能源发电制氢的潜力较大。一方面，作为全周期零碳排放技术，随着可再生能源发电平价上网，电解水制氢成本有望持续下降；另一方面，当波动性可再生能源在电源结构

中占到较高比重时，长周期储能或将成为调峰的主要手段，氢储能是其中较好的选择。国家发改委与国家能源局先后发文，支持高效利用廉价且丰富的可再生能源制氢。四川、广东等地纷纷给予电价支持政策，四川电解水制氢最高电价限定为0.3元/千瓦时。在1) 电价受控使得成本得到控制且2) 绿电普及使得电解水制氢没有碳排放的情况下，我们认为，电解水制绿氢或成为最终的路线。

图表 8：2020-2050 年中国氢气制取来源占比及预测



资料来源：艾瑞咨询，信达证券研发中心

2.2 氢能储运：气态、液态、固态三种模式

目前，氢气的储存主要有气态储氢、液态储氢和固体储氢三种方式。1) **气态储氢**：具有充放氢气速度快、容器结构简单等优点，高压气态储氢是现阶段主要的储氢方式，已得到广泛应用。2) **液态储氢**：具有储氢密度高的优势，可分为低温液态储氢和有机液态储氢，其中低温液态储氢在航天等领域得到应用，有机液态储氢尚处于示范阶段。3) **固态储氢**：是以金属氢化物、化学氢化物或纳米材料等为储氢载体，通过化学吸附和物理吸附方式实现氢的存储，目前处于示范阶段。

图表 9：氢能主要储存方式对比

	高压气态储氢	低温液态储氢	有机液体储氢	固态储氢
储氢原理	在一定温度和体积下，提高压力，体系的气体含量增加，将氢气压缩在高压储氢罐中	常压下，温度降至-253°C，氢气由气态变为液态，然后将其储存在绝热容器中	利用有机物的碳原子加氢和脱氢反应实现吸放氢	利用金属氢化物等储氢材料能够可逆吸放氢的特性进行储氢
重量储氢密度(%)	1.0~5.2	~5.7	5.0~7.2	1.0~4.5
体积储氢密度(g/L)	25~35	70.8	40~45	35~80
优点	技术成熟、操作方便、充放氢速度快、成本低	体积储氢密度高、液态氢纯度高	储氢密度高、储存、运输、维护保养安全方便、可多次循环使用	体积储氢密度高、不需要高压容器、可得到高纯度氢、安全性好、灵活性强
缺点	体积储氢密度低、压缩耗能大、高压安全隐患大	液化过程耗能大、易挥发、成本高、对隔热装置要求苛刻	成本高、操作条件苛刻、有发生副反应的可能、纯度低	质量储氢密度低、成本高、吸放氢有温度要求、有的材料循环稳定性差

技术突破	提高体积储氢密度	降低能耗、成本、挥发	降低成本、操作条件	提高质量储氢密度、降低成本和吸放氢温度
备注	目前车用储氢主要采用的方法	主要用于航空航天领域，民用很少	可以利用传统石油基础设施进行运输和加注，很有前景	使用的领域宽，未来重要发展方向

资料来源：李星国《氢气制备和储运的状况与发展》，信达证券研发中心

高效储运减少中间成本。根据《中国能源报》，我国氢气来源与煤炭工业紧密相连，主要集中在北方内陆地区，而东部沿海地区氢能产业发展超前，氢能需求量较大。因此，我国氢能产业发展存在一定的供需错配问题，亟待突破储运技术制约，减少氢能应用中间成本，实现大规模产业化发展。当前我国仍以 20MPa 氢气运输为主，30MPa 刚开始得到应用，而国外运氢基本采用 50MPa IV 型储氢瓶，整体而言，我国储运氢技术与国外相比还存在一定差距。

在氢气运输方面，根据储氢状态的差异分为气态输送、液态输送和固态输送，气态和液态为目前的主流方式。通常的输氢形式包含长管拖车、槽罐车、管道（纯氢管道、天然气管道混输），不同的储运方式具有不同特点及适应性。船舶运氢也有望成为未来氢气运输的主要方式之一，但目前离实现商用规模化仍有一定距离，毕马威预计其在 2025-2027 年间有望实现商用化。

图表 6：氢储运工具及适用场景

储运方式	运输工具	经济距离 (km)	适用场景
气态储运	长管拖车	≤200	城市内配送
气态储运	管道	≥500	国际、跨城市与城市内配送
液态储运	液氢槽罐车	≥200	国际、规模化、长距离
液态储运	液氢运输船	≥200	国际、规模化、长距离
固态储运	货车	≤150	实验研究阶段

资料来源：毕马威《一文读懂氢能产业》，信达证券研发中心

由于中国目前氢能产业处于发展初期，氢能市场规模较小，且氢能示范应用主要围绕工业副产氢和可再生能源制氢地附近，因此多采用长管拖车运输，这也是当前较为成熟的运输方式。

氢能储运有望按照“低压到高压”、“气态到多相态”的技术发展方向，逐步提升氢气的储存和运输能力。1) 《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》指出，我国将稳步构建氢能储运体系，以安全可控为前提，推动氢储运技术研发，提高高压气态储运效率，加快降低储运成本，有效提升高压气态储运商业化水平，体现了“低压到高压”的前进方向。2) 同时，为满足氢能发展后期长距离、大规模运输需求，我国将持续推动低温液氢储运产业化应用，探索有机液体、固态等储运方式应用，整体发展将有望呈现“气态到多相态”的发展趋势。

2.3 加氢站：氢能投入实际运用的关键一环

我国已经出台政策支持加氢站建设，推动氢能进入实际运用环节。加氢站是为燃料电池汽车充装氢气燃料的专门场所，作为服务氢能交通商业化应用的中枢环节，是氢能源产业发展的重要基础设施。2014 年国家首次发布针对加氢站的补贴政策。2019 年，推动加氢设施建设正式写入政府工作报告。2020 年财政部出台有关开展燃料电池汽车示范应用的政策，将“运营至少 2 座加氢站且单站日加氢能力不低于 500 公斤”作为示范城市群申报的基础条件，毕马威预计未来加氢站至少会从 500 公斤/天的加注量起步，对后期氢能的产业化将起到带动

作用。

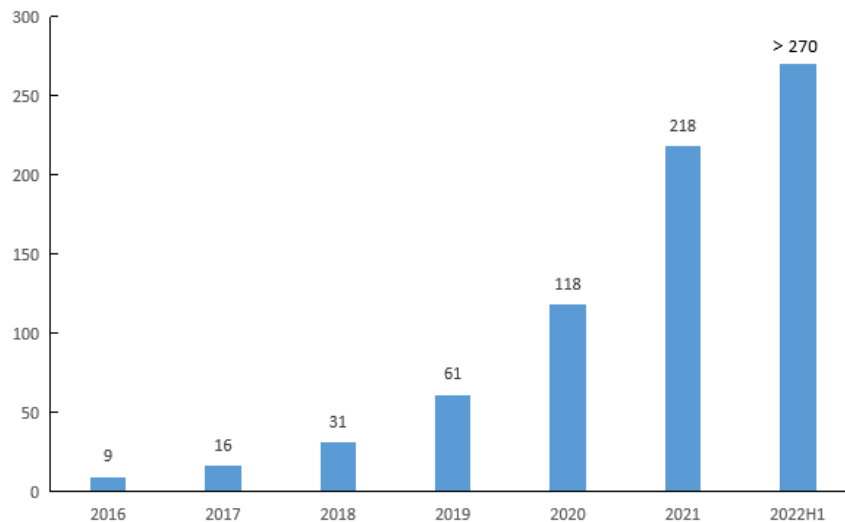
图表 7：加氢设施相关政策梳理

政策	发布时间	主要内容
《关于新能源汽车充电设施建设奖励的通知》	2014 年	2013 年至 2015 年符合国家技术标准且日加氢能力不少于 200 公斤的新建燃料电池加氢站每个奖励 400 万元，有效期至 2015 年末
《2019 年政府工作报告》	2019 年	推动充电、加氢等设施建设
《产业结构调整指导目录（2019 年本）》	2019 年	氢能和燃料电池将在新能源、有色金属、汽车、船舶、轻工等产业中得到支持发展
《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》	2020 年	燃料电池汽车示范城市群申报需满足已推广不低于 100 辆燃料电池汽车，已建成并投入运营至少 2 座加氢站且单站日加氢能力不低于 500 公斤等条件
《国务院关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》	2021 年	加强新能源汽车充换电、加氢等配套基础设施建设
《“十四五”全国城市基础设施建设规划》	2022 年	开展新能源汽车充换电基础设施信息服务，完善充换电、加气、加氢基础设施信息互联互通网络

资料来源：发展改革委网站，中国政府网，装备工业司，住房城乡建设部网站，财政部网站，信达证券研发中心

中国加氢站数量逐年增加，2021 年位居世界首位，但关键设备尚未实现国产替代。1) 2021 年中国新建 100 座加氢站，累计建成数量达 218 座，位居世界首位。2022 上半年国家进一步统筹推进加氢网络建设，全国已建成加氢站超 270 座。2) 中国加氢站的技术尚未成熟，关键设备依赖进口。目前国内缺乏成熟量产的加氢站设备厂商，设备费用占比较高。当前国内氢能应用规模有限，但随着未来需求的增加和加氢站的推广，加氢环节的关键设备亟需国产化。

图表 8：中国已建成加氢站数量



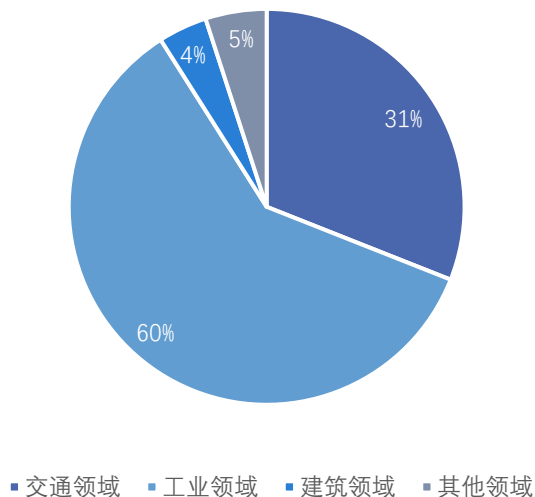
资料来源：毕马威《一文读懂氢能产业》，信达证券研发中心

2.4 氢能下游运用：交通、工业、建筑三足鼎立

氢能有望为各行业实现脱碳提供重要路径选择，并在未来得到广泛应用。1) 《氢能产业发

展中长期规划（2021-2035）》指出，“2035年形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态”。我们预计，交通、工业和建筑等领域或将成为未来氢能应用的主战场，氢能有望助力上述行业的脱碳历程。2)根据《光明日报》，2050年全球10%的建筑供热和8%的建筑供能将由氢气提供，每年可减排7亿吨二氧化碳。到2060年，我国氢能需求预计达1.3亿吨，其中工业需求占主导地位，占比约60%，交通运输领域将逐年扩大规模达到31%。

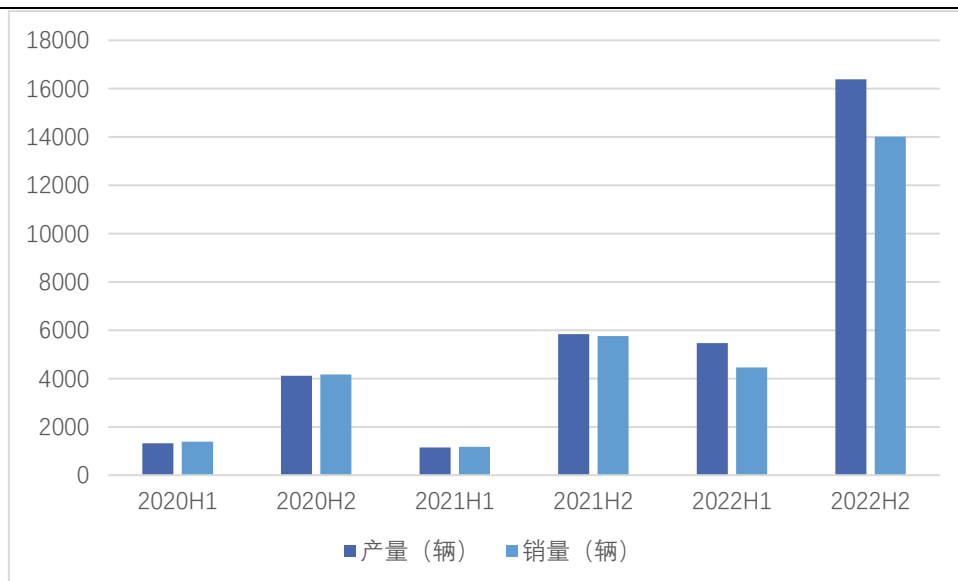
图表 9：2060 年中国氢气需求结构预测



资料来源：中国氢能联盟，毕马威《一文读懂氢能产业》，信达证券研发中心

交通领域是目前氢能应用相对比较成熟的领域，燃料电池汽车是氢能在交通运输领域实现脱碳的重要途径。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。同时，氢燃料汽车的使用也有助于交通行业实现脱碳。

图表 10：2020—2022 年我国燃料电池汽车半年度产销量



资料来源：iFinD，信达证券研发中心

氢燃料电池汽车应用规模扩大，我国也出台相关政策进行支持。1) 纯电动车由于其续航里

程短、载重低和受低温环境的影响等原因，在“大载重、长续航、效率要求高”的重卡领域，推广应用效果有限，而氢燃料电池由于具有高能量密度、加氢时间短、零污染等优势，可以满足重卡等应用场景的需求。此外，根据北京冬奥组委公布的数据，2022 届冬奥会示范运行超 1000 辆氢燃料电池汽车，是全球最大规模的一次燃料电池汽车示范应用。2) 《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》提出：立足本地氢能供应能力、产业环境和市场空间等基础条件，结合道路运输行业发展特点，重点推进氢燃料电池中重型车辆应用，有序拓展氢燃料电池等新能源客、货汽车市场应用空间，逐步建立燃料电池电动汽车与锂电池纯电动汽车的互补发展模式。积极探索燃料电池在船舶、航空器等领域的应用，推动大型氢能航空器研发，不断提升交通领域氢能应用市场规模。

氢能有望在非道路交通领域推进商业化应用。1) 中国正在氢燃料电池重型工程机械、轨道交通、船舶、航空等领域积极探索，未来有望逐步完成实际运营验证及性能改进，扩展氢能在交通运输领域的应用。2) 在航空业，氢能源为低碳化航空提供了可能，相比于化石能源，燃料电池可减少 75%-90%的碳排放，在燃气涡轮发动机中直接燃烧氢气可减少 50%-75%的碳排放，合成燃料可减少 30%-60%的碳排放。氢动力飞机可能成为中短距离航空飞行的减碳方案。

图表 11：各国家（地区）氢能航空发展策略比较



资料来源：毕马威《一文读懂氢能产业》，信达证券研发中心

氢能将在工业领域的脱碳过程中起到重要作用。工业具有显著的高能耗和高排放特征，是温室气体的主要来源。根据《中国工业低碳发展的现状与展望》，我国工业生产部门碳排放量占有所有排放源排放量的比例从 1990 年的 71% 上升至 2018 年的 83%。尤其是石油和金属加工业、建筑材料及非金属矿物制品业、化工和机械设备制造业等重化工业产值的快速增长，工业碳排放量增长迅速。通过解决原料和高品位热能领域的碳排放问题，绿色氢能是实现工业减排领域深度脱碳的重要解决方案之一，即大规模应用氢气直接还原铁技术、可再生能源制氢替代化石能源制氢、天然气掺氢或纯氢燃烧等方式。我们认为，氢能冶金、绿氢化工和天然气掺氢是未来氢能在工业领域的三个主要应用场景。

1) 氢能冶金：氢能直接还原铁技术是用氢气作为还原剂，在低于矿石软化温度下，在反应

装置内将铁矿石还原成金属铁的方法。将氢气代替煤炭作为高炉的还原剂，能够减少钢铁生产中的二氧化碳排放。根据《中国氢能产业发展报告（2022）》，通过中国钢铁行业政策规划、专家访谈及数据分析，预计到2030年氢冶金产量可达0.21-0.29亿吨，约占全国钢铁总产量的2.3%-3.1%。氢冶金的氢气需求约为191-259万吨。我国的钢铁企业从2019年开始，也在积极探索氢能冶金相关技术。

图表 12：中国氢能冶金进展

钢铁企业	合作时间	合作对象	合作内容
宝武集团	2019年1月	中核集团、清华大学	(1) 核能制氢（高温气冷堆） (2) 氢能冶金
河钢集团	2019年11月	意大利特诺恩集团、中冶京诚	氢冶金技术方，共同研发建设全球首个120万吨规模的氢冶金示范工程
中国钢研	2020年5月	京华日钢	双方将携手开发中国首台套2X20万吨国产化转底炉技术、三电工程、品种研发等，开展具有中国自主知识产权的首台套年产50万吨氢冶金及高端钢材制造项目建设
明拓集团	2022年4月	国际氢能中心、中国化学华陆公司、水木明拓	(1) 打造新能源制氢-绿色冶金-绿色化工领域的标杆性综合示范项目 (2) 建设全国规模最大的500万千瓦风力发电、150万千瓦光伏发电和30万吨电解水制绿氢项目 (3) 建设中国首台套氢直接还原技术的2X55万吨直接还原铁和80万吨铁素体不锈钢绿色冶金项目 (4) 建设中国首台套氢电催化合成技术的120万吨绿氢化工项目

资料来源：车百智库，《中国氢能产业发展报告2020》，国际氢能网，信达证券研发中心

2) 绿氢化工：绿氢化工即“绿氢替代灰氢”，是实现石化、化工等行业深度脱碳的重要途径。根据《中国氢能产业发展报告（2022）》，在化工领域绿氢替代灰氢方面，国内企业也已开展了技术示范。如宝丰能源在宁东建立光伏制氢项目，以绿氢作为原料推动煤化工生产过程绿色转型。宁东基地通过发展氢能，推动煤炭清洁高效安全利用和能源转型，确保煤化工项目煤制氢替代比例达到13%以上。

3) 天然气掺氢：工业部门有大量高品位热能需求（温度在400℃以上），分布于钢铁、石化、水泥等产品生产过程之中。由于热能的需求量大、温度高，很难通过电气化的方式来解决，而天然气掺氢有助于实现高品位热能需求的深度脱碳。根据《中国能源报》，在现役天然气机组中增加氢燃料来源，不仅能够有效节约天然气用量，保证冬季供暖安全稳定，还能显著降碳。根据国家电投的数据，荆门一台54兆瓦的燃机，掺氢30%后，每年可减少二氧化碳排放1.8万吨以上。

氢能在建筑领域脱碳进程中的应用主要包括氢能热电联供和管道掺氢。
1) 氢能热电联供：根据羊城晚报，中集安瑞科副总经理兼中集氢能负责人杨葆英表示：分布式热电联供系统直接针对终端用户，相较于传统的集中式生产、运输、终端消费的用能模式，分布式能源供给系统直接向用户提供不同的能源品类，能够最大程度地减少运输消耗，并有效利用发电过程产生的余热，从而提高能源利用效率。
2) 管道掺氢：和使用纯氢相比，将氢气混合到天然气管道中可以降低成本，平衡季节性用能需求。随着氢能发展速度的加快，天然气网络掺氢研究和示范项目也不断增加。根据《中国能源报》，在天然气掺氢管道建设方面，已有国家电投“朝阳可再生能源掺氢示范项目”、河北省首个“天然气掺氢关键技术研发及应用示范

项目”、宁夏“输氢管道及燃气管网天然气掺氢降碳示范化工程中试项目”等项目率先试水。

三、氢能的产业化之路

3.1 政策支持氢能项目，风光制氢一体化项目密集上马

从顶层设计和具体措施两方面，政策层面都对氢能项目的建设给予有力支持。1)顶层**设计**: 2022年3月，国家发改委与国家能源局联合发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，明确了氢能产业的战略定位和绿色低碳的发展方向。2)具体**措施**: 目前，已有多个省市在本地的“十四五”规划中加入氢能产业相关内容，积极促进氢能行业发展。同时，多个省市制定并发布本地氢能产业规划，响应国家氢能发展战略。

图表 17：部分地方政府氢能产业政策

地区	发布时间	名称	发展目标
北京	2021.8	《北京市氢能产业发展实施方案（2021-2025年）》	1、2023年前，培育5-8家具有国际影响力的氢能产业链龙头企业，京津冀区域累计实现产业链产业规模突破500亿元，减少碳排放100万吨。力争建成37座加氢站，推广燃料电池汽车3000辆；推动在商业中心、数据中心、医院等场景分布式供电/热电联供的示范应用；开展绿氢、液氢、固态储供氢等前沿技术攻关，实现质子交换膜、压缩机等氢能产业链关键技术突破，全面降低终端应用成本超过30%。 2、2025年前，培育10-15家具有国际影响力的产业链龙头企业，建成3-4家国际一流的产业研发创新平台，京津冀区域累计实现氢能产业链产业规模1000亿元以上，减少碳排放200万吨。力争完成新增37座加氢站建设，实现燃料电池汽车累计推广量突破1万辆；建设“氢进万家”智慧能源示范社区，累计推广分布式发电系统装机规模10MW以上；建设绿氢、液氢、固态储供氢等应用示范项目，实现氢能全产业链关键材料及部件自主可控。
上海	2022.6	《上海市氢能产业发展中长期规划（2022-2035年）》	1、到2025年，建设各类加氢站70座左右，培育5-10家具有国际影响力的独角兽企业，建成3-5家国际一流的创新研发平台，燃料电池汽车保有量突破1万辆，氢能产业链产业规模突破1000亿元，在交通领域带动二氧化碳减排5-10万吨/年。 2、到2035年，产业发展总体达到国际领先水平，建成引领全国氢能产业发展的研发创新中心、关键核心装备与零部件制造检测中心，在交通、能源、工业等领域形成丰富多元的应用生态，建设海外氢能进口运输码头，布局东亚地区氢能贸易和交易中心。
内蒙古	2022.2	《内蒙古自治区“十四五”氢能发展规划》	到2025年，开展“多能互补+氢”、“源网荷储+氢”等类型示范项目15个以上，氢能供给能力达160万吨/年，绿氢占比超30%，加氢站(包括合建站)达到60座；累计推广燃料电池汽车5000辆；打造10个以上氢能应用示范项目；培育或引进50家以上氢能产业链相关企业，包括5-10家具有一定国际竞争力的龙头企业，初步形成一定的产业集群。带动氢能产业总产值超过1000亿元。
甘肃	2023.1	《甘肃省人民政府办公厅关于氢能产业发展的指导意见》	到2025年，建成可再生能源制氢能力达到20万吨/年左右的制氢、储氢基地，建成一批氢气充装站及加氢站，开展短距离气态配送体系、长距离液氢输送和管道输氢综合互补的输氢网络体系建设。初步实现氢能规模化发展，绿氢与其他应用领域协同耦合发展格局初步形成。氢能在各行业减碳作用明显，减少碳排放200万吨/年左右。引进培育氢能企业20家以上，年产值达到100亿元。

1、到 2025 年，绿氢生产能力达 4 万吨左右，建设绿电制氢示范项目不少于 5 个，燃料电池车运营数量不少于 150 辆，矿区氢能重卡不少于 100 辆，建设 3-4 座加氢示范站（包括合建站）。在化工、冶金、能源等领域开展绿氢示范应用。引进或培育 10 家氢能企业，绿氢全产业链产值达到 35 亿元。

2、到 2030 年，绿氢生产能力达到 30 万吨，绿氢在储能、化工、冶金、天然气掺氢管线等领域示范应用取得实效，氢能汽车规模超过 1000 辆，加氢站（包括合建站）超过 15 座，力争建成 1 个园区内天然气管线掺氢示范项目。引进或培育 50 家氢能企业，绿氢全产业链产值达到 160 亿元。到 2030 年底，燃料电池动力系统成本降至 3000 元/千瓦。

3、到 2035 年，绿氢生产能力达到 100 万吨，实现绿氢在工业、交通、能源等领域大规模应用，远距离纯氢外输管道规划建设取得实质性进展。引进或培育氢能企业超过 100 家，绿氢全产业链产值达到 500 亿元。

青海

2022.12

《青海省氢能产业发展中长期规划（2022-2035 年）》

四川

2020.9

《四川省氢能产业发展规划（2021—2025 年）》

到 2025 年，燃料电池核心技术、氢气制储运加技术实现阶段性突破，氢气制备、储运、加注等多个核心环节实现自主突破。燃料电池汽车（含重卡、中轻型物流、客车）应用规模达 6000 辆，氢能基础设施配套体系初步建立，建成多种类型加氢站 60 座；氢能示范领域进一步拓展，实现热电联供（含氢能发电和分布式能源）、轨道交通、无人机等领域示范应用，建设氢能分布式能源站和备用电源项目 5 座，氢储能电站 2 座。培育国内领先企业 25 家，覆盖制氢、储运氢、加氢、氢能利用等领域。其中核心原材料企业 2 家，制氢企业 7 家，储运和加氢企业 6 家，燃料电池及整车制造企业 10 家。

资料来源：北京市政府官网，上海市政府官网，智能制造网，白银市政府官网，青海省政府官网，四川省经济和信息化厅官网，信达证券研发中心

目前，各地都在密集上马风光制氢一体化项目。以内蒙古自治区为例，2023 年 1 月 4 日，内蒙古自治区能源局发布《关于实施兴安盟京能煤化工可再生能源绿氢替代示范项目等风光制氢一体化示范项目的通知》，计划实施 15 个风光制氢一体化示范项目（4 个离网型，11 个并网型），配套新能源规模 631.2 万千瓦（其中风电 473.2 万千瓦，光伏 158 万千瓦），制氢能力 28.2 万吨/年，总投资 495.8 亿元。

图表 18：内蒙古具备实施条件的风光制氢一体化示范项目清单

项目名称	项目类型	制氢配套新能源规模 (万千瓦)			制氢能力 (吨/年)	用氢场景	储能规模 (万千瓦/万千瓦时)	总投资 (亿元)	计划开工时间	计划投产时间
		风电	光伏	合计						
兴安盟京能煤化工可再生能源绿氢替代示范项目	离网型	50	0	50	26816	兴安盟乌兰泰安能源化工合成氨	储能 10/40+ 储氢 10 万 Nm ³	36.76	2023 年 4 月	2024 年 12 月
京能查干淖尔风电制氢一体化项目	离网型	1.2	0	1.2	383.93	发电厂机冷却及重卡加氢	0.2/0.8	0.9072	2023 年 4 月	2023 年 6 月
三一重能乌拉特中旗甘其毛都口岸加工园区风光氢储氢一体化示范项目	离网型	40	10	50	36000	合成氨装置用氢	4-8	42.7	2023 年 4 月	2023 年 12 月
中能建巴彦淖尔乌拉特中旗绿电	离网型	21	5	26	10000	其中 7000 吨制液氨，3000 吨外销	3.9/3.9	23.15	2023 年 6 月	2024 年 12 月

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	并网型	50	0	50	21600	用于该项目 一体化制氨	储能 5/10+储 氢 27.5 万 Nm ³	45	2023 年 1 月	2024 年 7 月
赤峰市能源物联 网零碳氨氢一体 化示范项目	并网型	45	5	50	24200	合成氨	7.5/30	43.62	2023 年 3 月	2023 年 8 月
中电建赤峰风光 制氢一体化示范 项目	并网型	29	20	49	18600	合成氨	7.35/7.35	35.22	2023 年 1 月	2024 年 6 月
中国大唐集团新 能源股份有限公司多伦 15 万千瓦 风光制氢一体化 示范项目	并网型	12	3	15	5419	大唐多伦化 工氨制甲醇	2.25/4.5	10.94	2023 年 6 月	2024 年 12 月
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	并网型	12.5	5	17.5	5445	燃料电池汽 车应用	2.625 /10.5	13.55	2023 年 6 月	2024 年 6 月
10 万吨/年液态 阳光——二氧化 碳加绿氢制甲醇 技术示范项目	并网型	22.5	40	62.5	21000	液态阳光— 二氧化碳加 绿氢制甲醇	储氢 22 万 Nm ³ , 储能 0.25/0.5	49	2023 年 6 月	2025 年 5 月
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	并网型	50	0	50	28009	合成氨	储 能 : 7.5/15; 氢储 能 : 2.7 吨 (30000Nm ³)	32.48	2023 年 4 月	2024 年 12 月
乌兰察布兴和县 风光发电制氢合 成氨一体化项目	并网型	35	15	50	25700	合成氨、制尿 素	5.0/20	41.39	2023 年年初	2024 年年底
国能阿拉善高新 区百万千瓦风光 氢氨+基础设施 一体化低碳园区 示范项目	并网型	40	20	60	22300	国能阿拉善 高新区一期 14 万吨绿氢 合成氨	电化学储能 6/12; 储氢: 20 万 Nm ³	50.822 5	2023 年	2024 年
腾格里 60 万千瓦 风光制氢一体化 示范项目	并网型	40	20	60	20827	庆华腾格里 精细化工合 成氨项目及 己内酰胺装 置产能提升 项目	储氢: 3 万标 方/8 小时(约 合 21.432 吨 氢气)	40.77	2023 年 3 月	2024 年 12 月
鄂尔多斯库布其 40 万千瓦风光制	并网型	25	15	40	15460	向下游绿肥 企业销售	电化学储能: 4 万千瓦/4	29.45	2023 年 6 月	2024 年 8 月

资料来源: 内蒙古自治区能源局, 信达证券研发中心

3.2 绿氢产业化应用, 成本仍是关键

当前制约绿氢大规模使用的关键问题还是成本问题。氢能供应链由氢制取、氢储运、氢加注三个环节构成, 则在评估氢供应成本时需考量三个过程的成本因素。

1) 氢制取: 制取绿氢的主要手段是电解水制氢, 根据《中国氢能产业发展报告(2022)》, 绿氢成本加速下降的主要因素包括可再生能源电价和电解槽设备两方面。可再生能源电价是绿氢成本的主要组成部分, 占比达到 60-70%。未来十年中国风电、光伏每年新增装机规模预计分别在 5000 万千瓦和 7000 万千瓦左右, 有望带动可再生能源发电成本进一步下降。预计到 2030 年, 光伏发电成本将下降至 0.15 元/kWh, 陆上风电成本下降至 0.2 元/kWh, 海上风电成本有望低于 0.4 元/kWh。发电成本的不断降低有望使得电解水制氢逐步具备市场竞争力。在保证一定利用率的情况下, 按可再生能源发电成本 0.2 元/kWh, 电解水制氢能量转换效率 60% 计算电解水制氢成本已接近化石能源制氢(不考虑碳价)。当电价降至 0.15 元/kWh 电解水制氢的经济性将开始优于化石能源制氢。随着可再生能源发电占比的提升电力系统季节性调峰压力不断加大, 接近零成本的弃风弃光电量将有望成为未来电解水制氢的重要电源。

2) 氢储运: 根据《中国能源报》, 当前我国仍以 20MPa 氢气运输为主, 30MPa 刚开始得到应用, 而国外运氢基本采用 50MPa IV 型储氢瓶, 整体而言, 我国储运氢技术与国外相比还存在一定差距。除持续提升高压气氢装备技术外, 业内对液氢储运规模化与应用场景的展望从未停止。《中国能源报》指出, 相比于气态储氢, 液氢最大优势是密度大, 是 20MPa 氢气的 5 倍、35MPa 氢气的 3 倍、70MPa 氢气的 1.8 倍。一辆运输液氢的车, 其运量可以顶 10 辆 20MPa 高压氢气运输车, 因此较为适合氢的大规模储运。

3) 氢加注: 根据氢启未来网以及中国氢能联盟的数据, 中国建设一个日加氢能力 500 公斤、加注压力 35MPa 的加氢站, 投资成本接近 1200 万元(不含土地成本), 大约是传统加油站的 3 倍, 加氢站的设备成本约占投资成本的 70% (不包括土地成本)。未来, 随着核心设备国产化的提高和建设数量的增加, 国内加氢站的建设投资或将大幅下降, 氢启未来预计其最终将接近传统加油站的投资规模。

加氢站建设参与主体呈多样化趋势, 建设运营成本或仍有下降空间。根据《中国氢能产业发展报告(2022)》, 氢能产业各环节的企业都有参与加氢站建设的案例, 如上游的能源、化工和气体公司以及专业的加氢站建设运营商和设备供应商, 中游的燃料电池电堆和系统企业, 下游的整车企业和车辆运营企业。现阶段, 加氢站技术趋于成熟, 关键设备基本实现国产化。当前加氢站的建设成本较高, 加注量 1000kg/d 的 35MPa 加氢站建设成本高达 1500 万元, 是加油站的数倍, 其中氢气压缩机、储氢装置、加注机、站控系统 etc 占加氢站总投资约 60%。补贴政策、技术进步与规模效应带来的加氢站成本下降是提升加氢站数量的主要驱动因素。示范城市大多按照加氢站设备投资额或整体投资额的一定比例给予补贴, 并按照加氢能力设置补贴上限, 最高补贴额 200-600 万元站不等, 同时给予加氢站销售补贴和税收优惠等扶持政策。传统石化企业普遍通过打造油气电氢合建站来拓展加氢基础设施网络。展望未来, 加氢站建设运营成本或仍有一定下降空间。到 2025 年, 加氢站投资有望下降 30% 左右, 加氢站利用率的提升也将摊薄设备投资及运营成本。

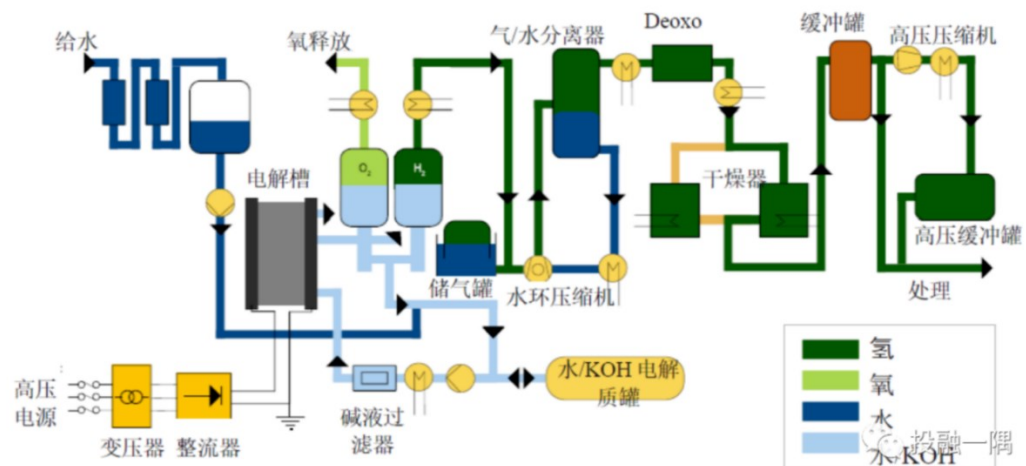
3.3 氢能产业化进程加快，核心设备有望迎来放量

电解槽是利用可再生能源生产绿氢的关键设备。PEM 电解和碱性电解技术已商业化推广，未来具备较强的商业价值。碱性电解槽成本较低，经济性较好，市场份额较 PEM 电解槽高一些。根据《中国能源报》，PEM 电解水制氢技术可以快速启停，能匹配可再生能源发电的波动性，提高电力系统灵活性，正逐渐成为可再生能源发展和应用的重要方向。

中国绿氢生产环节电解设备市场有望达到千亿级别。《中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线》报告预计，2030 年，我国电解槽累计装机量至少需达 100 吉瓦，氢气需求量将超 4000 万吨，其中绿氢供给约为 770 万吨，占比约 20%。基于未来的用氢总量，以及 PEM 电解水制氢占比，山东赛克赛斯氢能源有限公司项目总监黄方表示，到 2030 年，PEM 电解水制氢市场规模预计大概能达到 2500 亿元。

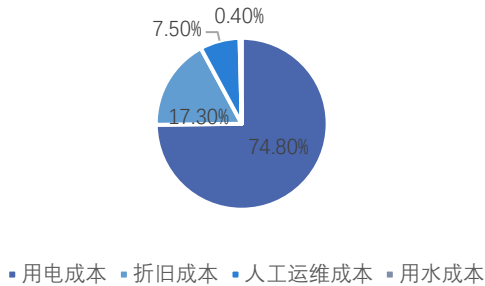
国内碱性水电解在水电解制氢行业中占主导地位。根据高工氢电，碱性电解槽在国内有着 60 多年的发展历史，具备技术相对成熟、结构简单、安全稳定、成本相对低廉等优势，是现阶段的主流应用路线。随着绿氢项目的快速增长及规模化降本需求，碱性电解槽开启了新一轮向高产氢量、低能耗、快响应的发展进阶。2022 年碱性电解槽 1000Nm³/h 的产品已经趋于成熟，2000Nm³/h 产品开始推出。碱性电解技术最大的优势是阴阳电极板中不含有贵金属，因此电解槽的成本也相对较低。最核心的特点是要求电力稳定可靠，不适合风光等间歇性电能。

图表 19：碱性电解制氢一般流程

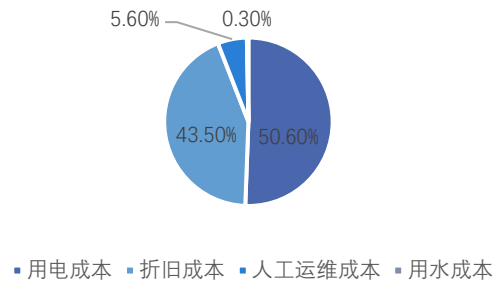


资料来源：投融一隅，信达证券研发中心

相较于碱性电解槽，PEM 电解槽的设备成本更高。根据观研报告网的测算，在碱性电解槽制氢的成本结构中，用电成本占到了总成本的 74.80%，设备折旧成本为 17.30%；而在 PEM 电解槽的成本结构中，用电成本的比例为 50.60%，设备折旧成本占比高达 43.50%。因此我们认为，在 PEM 电解槽的成本未下降至适合规模化发展之前，碱性电解槽是目前比较合适的选择，具有广阔发展空间。

图表 13：碱性电解槽制氢成本结构


资料来源：观研天下，信达证券研发中心

图表 21：PEM 电解槽制氢成本结构


资料来源：观研天下，信达证券研发中心

头部电解水制氢装备制造企业的市场占有率较高，市场相对集中。绿氢生产是未来中国氢能供应与应用体系发展的关键环节，也是氢能领域投资的重点领域。随着氢能产业化进程的加快，电解槽设备有望迎来放量。据《中国氢能与燃料电池产业年度蓝皮书（2022）》显示，2022 年中国碱性电解水制氢设备的出货量约 776MW，电解槽总出货量在 800MW 左右，在 2021 年基础上实现翻番，Top3 企业电解槽总市场占有率高达 80%。

图表 22：2022 中国电解水制氢设备出货量排名

排行	厂商	产品技术类型	单台最大产氢率 (Nm ³ /h)
1	考克利尔竞立	碱性	1500
2	派瑞氢能	碱性、PEM	2000
3	隆基氢能	碱性	1000
4	天津大陆	碱性	1000
5	中电丰业	碱性、PEM	1000
6	凯豪达氢能	碱性	1000
7	翰氢源 (HydrogenPro)	碱性	1100
8	华易氢元科技	碱性	1350
9	赛克赛斯氢能	PEM	1200 (单套)
10	国富氢能	碱性、PEM	1000

资料来源：GGII，中商产业研究院，深圳市电子商会，信达证券研发中心

四、产业链重点公司

4.1 隆基绿能

公司自 2021 年开始积极布局氢能业务。1) 隆基氢能：2021 年 3 月 31 日通过全资子公司隆基绿能创投与上海朱雀投资，合资成立西安隆基氢能科技有限公司，注册资本金 3 亿元。致力于成为全球领先的大型绿氢装备与方案提供商，为全球绿色低碳转型提供绿氢解决方案。2) 中国石化：2022 年 5 月，中国石化公布新疆库车绿氢示范项目第一批制氢设备中标结果，西安隆基氢能科技有限公司中标。库车项目是我国首个万吨级光伏绿氢示范项目，投产后年产绿氢可达 2 万吨，其中中石化新星新疆库车绿氢示范项目电解水制氢成套装置是重中之重。

氢能业务团队完成搭建，业务规划定位基本清晰，2021 年实现首台 1000Nm³/h 碱性水电解槽成功下线。截至 2021 年末，公司已初步具备了订单获取能力和 500MW 生产交付能力，

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 21

市场拓展与品牌营销工作正在稳步推进。根据 Bloomberg NEF 数据，隆基氢能产能在 2022 年全球 Top 20 电解槽生产商中位列榜首。《中国氢能与燃料电池产业年度蓝皮书(2022)》显示，隆基氢能 2022 年出货跻身全国前三。隆基绿能认为，绿氢行业空间大，行业将出现快速增长，且隆基氢能相关产品技术指标已处于行业领先水平。隆基氢能科技有限公司总裁汪伟曾介绍，公司的碱水制氢系统已达到世界领先水平。4 台 1000 标方/小时电解槽对应 1 台气液分离装备，系统制氢能力达到 4000 标方/小时，单台纯化能力达到 8000 标方/小时，系统电耗方面，无论实证数据还是设计水平均实现了领先。

4.2 华光环能

氢能产业是公司十四五发展战略的重要内容。2021 年，公司与大连理工大学合作成立零碳工程技术研究中心，合作内容包括制氢技术的研发和产业化。公司作为无锡市氢能联盟理事长单位，与政府相关部门沟通，积极布局无锡氢能产业。目前，公司已经形成了年产 1GW 电解水制氢设备制造能力。

公司成功研发并下线 1500 Nm³/h 碱性电解槽。公司采用具有自主知识产权的双极板和电极催化剂，利用自主开发的智能、参数化设计系统，成功研发产氢量 1500 Nm³/h 的碱性电解槽，并于 2023 年 3 月下线。公司目前已具备 500Nm³/h 以下、500—1000Nm³/h，1000—2000Nm³/h 等多个系列碱性电解水制氢系统制造技术。

公司 1500 Nm³/h 碱性电解槽具有较为优异的性能。电解槽采用压力容器标准实施设计，轻量精巧，缩短了制造周期，节约用户成本。通过三维建模和应力分析测试，实现产氢压力 3.2MPa，填补国内千方级高压电解槽空白；公司预计其单位能耗 $\leq 4.2\text{KWh/Nm}^3\text{H}_2$ ，达到国标一级能效标准；整套制氢系统具备 10%—200% 的负荷调节能力，电流密度最高可达 6000A/m²。适用于储能、动力、冶炼、化工、交通、玻璃、食品、医药、电子等多个场景。

公司在氢能领域投入大量资金布局，后续将积极开拓电解槽市场。1) 公司自布局氢能领域、展开研发碱性电解水制氢设备至 1500Nm³/h 碱性电解槽成功下线的资金投入总额在 2000—3000 万左右。2) 目前公司下线的产品有 30Nm³/h 和 1500Nm³/h 的碱性电解槽，但均未形成订单，均未进入商业化应用。本次 1500Nm³/h 碱性电解槽成功下线后，公司将积极开拓市场。



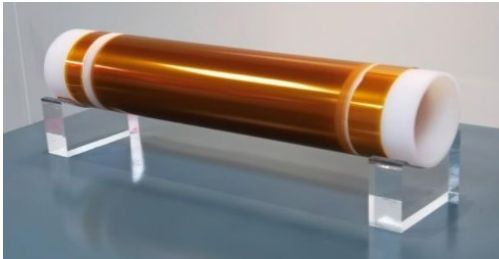

4.3 华电重工

公司自 2020 年开始布局氢能业务。1) 2020 年，公司起草了《华电集团氢能产业发展路径》；2) 参与“可再生能源制氢、大规模储氢及氢能综合利用技术研究”的开发；3) 编制包头市氢能产业规划；4) 联合开发具有国内领先水平的碱性制氢并联电解槽和大型 PEM 电解槽，并依托项目进行首台套示范；5) 跟踪和推动火电深度调峰灵活性改造氢储能项目；6) 开展氢能产业链（储氢、燃料电池、加氢站）重点企业和科研院所的调研，分别与中科院、清华大学、718 所等进行技术交流。

公司氢能业务推进顺利。公司已完成大容量碱性电解水制氢装置和部分氢能核心材料的开发，并持续加大在新型高效电解制氢技术（包括高效质子交换膜电解水制氢膜电极、质子交换膜电解水装置等）、氢燃料电池供能技术等方面的研发力度。2022 年 3 月，中国华电氢能技术研究中心在公司举办揭牌仪式。2022 年 7 月，1200Nm³/h 碱性电解水制氢装置与气体扩散层产品已成功下线，公司后续将依托氢能产业链示范项目推进相关电解水制氢装置的

应用。

图表 23：华电重工氢能相关产品

产品	说明
碱性电解水制氢装备	<p>开发的碱性电解槽具有高电流密度、高电解效率、大容量、高响应速度的特点，运行平稳、性能先进、结构紧凑，适用于可再生能源规模化制备绿氢场景。</p> 
气体扩散层	<p>产品韧性好，高电导率、高传热性，MD 与 TD 方向具有高抗拉强度的特点，部分指标达到国际先进水平，并通过了国内外多家下游企业的检测。</p> 
质子交换膜	<p>产品具有更高的机械性能及尺寸稳定性、离子交换容量高、膜的保水能力及传输水能力强的特点。内含多种不同功能的自由基捕捉剂，具备更高的耐久性。</p> 
氢燃料电池分布式供能系统	<p>具有“大功率、高效率、智能化、长寿命、环境适应性强”的特点，氢电效率>52%，热电联产效率大于 85%。整套装置采用撬装式设计，系统集成度高、结构设计模块化，为绿色建筑、新型基础设施、园区、孤岛等提供电力和热电联供服务，可满足多场景应用需求。</p> 

资料来源：华电重工《2022 年半年度报告》，信达证券研发中心

公司通过产业投资推进氢能业务发展，并在氢能业务获得大额订单。1) 产业投资：2022 年 5 月，公司以现金 2.5 亿元通过受让股权及增资扩股相结合方式持有深圳市通用氢能科技有限公司 51% 股权。深圳市通用氢能科技有限公司是深圳市高新技术企业，主要从事质子交换膜燃料电池关键材料的开发与生产，拥有氢能燃料电池核心材料产品气体扩散层、质子交换膜及催化剂的生产配方、生产工艺、核心技术。2) 大额订单：2022 年 11 月，公司与内蒙古华电氢能科技有限公司签署了新能源制氢工程示范项目合同，标的为内蒙古华电包头市达茂旗 20 万千瓦新能源制氢工程示范项目 PC 总承包合同制氢站部分，合同金额 3.45 亿元。

4.4 昇辉科技

公司自 2021 年开始积极布局氢能业务。1) 昇辉新能源：2021 年 8 月，公司以自有资金在广东佛山投资设立控股子公司昇辉新能源，拟重点聚焦氢能产业，从氢能储能等核心产业环节进行投资与布局。2) 国鸿氢能：2021 年 8 月，昇辉新能源与国鸿氢能签署投资协议，拟以自有资金向国鸿氢能投资人民币 1 亿元，借助国鸿氢能在氢燃料电池的技术与经验优势，以及应用领域积累的市场资源，在氢燃料电池下游的交通运输、氢能储能等环节进行产业合作。3) 飞驰汽车：2021 年 10 月，昇辉新能源拟使用自有资金向佛山市飞驰汽车科技有限公司投资人民币 1 亿元。本次增资是公司在氢能产业链下游的投资与拓展，有利于公司氢能产业的规划与布局，将进一步推动公司在氢能应用领域的发展。4) 美锦能源：2021 年 10 月，公司与美锦能源签署《战略合作框架协议》，双方将在氢气的制储运加、可再生氢能供应链、氢动力核心装备、氢能关键零部件制造、氢能能源车辆运营推广、碳资产运营管理等开展深度合作。

公司充分借助佛山市在氢能领域的政策先发优势与产业集聚优势，在氢能产业的核心环节进行投资与布局。目前初步形成“3+3”的业务模式，即通过股权投资 3 家氢能产业链头部企业，自主经营 3 大氢能业务板块。1) 战略投资：公司子公司昇辉新能源已对氢燃料电池电堆生产制造商广东国鸿氢能科技股份有限公司、氢能汽车整车制造企业佛山市飞驰汽车科技有限公司、膜电极企业鸿基创能（广州）有限公司进行了参股投资，形成从燃料电池核心零部件到氢燃料电池系统，再到氢能源整车的产业链布局。2) 自主运营：公司已建立氢能汽车运营平台打造氢能汽车的规模化应用场景、引进国内领先技术团队开展大规模碱性电解水制氢业务、建立氢能核心电气零部件生产线。

公司联营企业盛氢制氢开发的 1000 标方制氢设备于 2023 年 1 月下线。该设备采用碱性电解水的制氢技术路线，能够实现单槽制氢产量 1000 标方/小时的水平，氢气纯度达 99.9995%，工作压力在 1.6Mpa。新产品配套系统具备宽频调谐能力和快速启动能力，有利于实现风光可再生能源离网绿电制氢模式。制氢成套设备中配电柜、控制柜、整流器和变压器等电气设备由公司子公司佛山市安能极科技有限公司生产制造。

我们预计氢能有望成为 21 世纪的终极能源，电解槽市场有望迎来快速增长，建议关注隆基绿能、华光环能、华电重工、昇辉科技等公司。

五、风险因素

- 1) 氢能下游应用进展不及预期风险：假设未来绿氢下游氢燃料汽车等需求不及预期，可能会导致行业发展不及预期。
- 2) 氢能相关技术攻关进度不及预期风险：假设未来电解槽的技术进步不及预期，可能导致绿氢经济性不及预期。
- 3) 绿氢成本上涨风险：电价是电解槽制氢的重要成本项，假设未来电价上行，或将会导致绿氢经济性不及预期。
- 4) 政策波动风险：绿氢的未来发展是依托于碳中和、碳达峰政策，假设政策有变动，绿氢产业发展可能不及预期。

5)市场竞争加剧风险:假设产业有大量竞争者涌入,产业链各环节公司可能会引发价格战,或将导致行业公司毛利率下降。

研究团队简介

武浩，电力设备新能源首席分析师，中央财经大学金融硕士，6年新能源行业研究经验，曾任东兴证券基金业务部研究员，2020年加入信达证券研发中心，负责电力设备新能源行业研究。研究聚焦细分行业及个股挖掘，公众号：电新之瞻。

张鹏，新能源与电力设备行业分析师，中南大学电池专业硕士，曾任财信证券资管投资部投资经理助理，2022年加入信达证券研发中心，负责新能源车行业研究。

黄楷，电力设备新能源行业分析师，墨尔本大学工学硕士，2年行业研究经验，2022年7月加入信达证券研发中心，负责光伏行业研究。

曾一赞，新能源与电力设备行业研究助理，悉尼大学经济分析硕士，中山大学金融学学士，2022年加入信达证券研发中心，负责新型电力系统和电力设备行业研究。

陈玟洁，团队成员，上海财经大学会计硕士，2022年加入信达证券研发中心，负责锂电材料行业研究。

孙然，新能源与电力设备行业研究助理，山东大学金融硕士，2022年加入信达证券研发中心，负责新能源车锂电材料、工控等研究。

机构销售联系人

区域	姓名	手机	邮箱
全国销售总监	韩秋月	13911026534	hanqiuyue@cindasc.com
华北区销售总监	陈明真	15601850398	chenmingzhen@cindasc.com
华北区销售副总监	阙嘉程	18506960410	quejiacheng@cindasc.com
华北区销售	祁丽媛	13051504933	qiliyuan@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华北区销售	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北区销售	樊荣	15501091225	fanrong@cindasc.com
华北区销售	秘侨	18513322185	miqiao@cindasc.com
华北区销售	李佳	13552992413	lijia1@cindasc.com
华北区销售	赵岚琦	15690170171	zhaolanqi@cindasc.com
华北区销售	张澜夕	18810718214	zhanglanxi@cindasc.com
华北区销售	王哲毓	18735667112	wangzheyu@cindasc.com
华东区销售总监	杨兴	13718803208	yangxing@cindasc.com
华东区销售副总监	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东区销售	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东区销售	朱尧	18702173656	zhuyao@cindasc.com
华东区销售	戴剑箫	13524484975	daijianxiao@cindasc.com
华东区销售	方威	18721118359	fangwei@cindasc.com
华东区销售	俞晓	18717938223	yuxiao@cindasc.com
华东区销售	李贤哲	15026867872	lixianzhe@cindasc.com
华东区销售	孙僮	18610826885	suntong@cindasc.com
华东区销售	贾力	15957705777	jiali@cindasc.com
华东区销售	王爽	18217448943	wangshuang3@cindasc.com
华东区销售	石明杰	15261855608	shimingjie@cindasc.com
华东区销售	曹亦兴	13337798928	caoyixing@cindasc.com
华东区销售	王赫然	15942898375	wangheran@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南区销售副总监	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南区销售副总监	王雨霏	17727821880	wangyufei@cindasc.com
华南区销售	刘韵	13620005606	liuyun@cindasc.com
华南区销售	胡洁颖	13794480158	hujieying@cindasc.com

华南区销售	郑庆庆	13570594204	zhengqingqing@cindasc.com
华南区销售	刘莹	15152283256	liuying1@cindasc.com
华南区销售	蔡静	18300030194	caijing1@cindasc.com
华南区销售	聂振坤	15521067883	niezhenkun@cindasc.com
华南区销售	张佳琳	13923488778	zhangjialin@cindasc.com
华南区销售	宋王飞逸	15308134748	songwangfeiyi@cindasc.com

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 20% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~20%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5%之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。