



Research and
Development Center

氢能：绿氢降本路线清晰，电解槽市场空间 广阔

—行业深度报告

武浩 电新行业首席分析师
S1500520090001
010-83326711
wuhao@cindasc.com

黄楷 电新行业分析师
S1500522080001
18301759216
huangkai@cindasc.com

证券研究报告

行业研究

行业深度报告

电力设备与新能源

投资评级 看好

上次评级 看好

武浩 电新行业首席分析师
执业编号：S1500520090001
联系电话：010-83326711
邮箱：wuhao@cindasc.com

黄楷 电新行业分析师
执业编号：S1500522080001
邮箱：huangkai@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDASECURITIES CO., LTD
北京市西城区闹市口大街9号院1号楼
邮编：100031

氢能：绿氢降本路线清晰，电解槽市场空间广阔

2024年02月08日

本期内容提要：

◆发展氢能是实现国家“双碳”目标、构建新型能源体系的重要措施。氢能来源广泛，具有能量密度高、清洁无污染、灵活高效、应用场景广泛、储运方式多样等优点，被称为是二十一世纪的“终极能源”。2016年中国加入了《巴黎气候协定》，2020年宣布了2030年前碳达峰、2060年碳中和的“双碳”目标。作为全球碳排放的主要贡献者，中国各行业都面临着碳减排压力，而利用清洁能源代替化石能源发电和制氢，是实现国家“双碳”目标的重要举措。2022年，《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》，明确了氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，发展氢能是构建新型能源体系的重要举措；2023年《氢能产业标准体系建设指南》，在国家层面上系统构建了氢能制、储、输、用全产业链标准体系，明确了氢能下一步的发展规划，进一步推动了氢能产业的全面发展。

◆氢能产业链覆盖制、储运及应用，绿氢制取环节有望最先受益。1) 制取：氢能主要分为灰氢、蓝氢和绿氢，其中绿氢的生产过程中不会有碳排放产生。我们预计随着“双碳”政策的推进以及绿氢制取技术的不断突破，绿氢有望成为未来主要发展方向。绿氢的主要生产方式是电解水制氢，其中碱性电解水制氢技术发展最为成熟，PEM电解水制氢技术处于商业化初期，发展前景广阔。2) 储运：气态、低压氢能储运技术为当前国内发展主流，未来将按照“低压到高压”、“气态到多相态”的技术方向发展。我国加氢站发展已初具规模，然而由于技术不够成熟、下游市场未形成规模等，目前不具备经济性。3) 应用：氢能应用目前以传统石油化工生产为主，我们预计未来绿氢将在交通、储能、工业、建筑等多领域得到广泛应用。

◆绿氢平价在即，有望逐步具备市场竞争力 1) 当前单位制氢成本：煤制氢<天然气制氢<天然气+CCUS<煤制氢+CCUS<碱性电解水制氢<PEM电解水制氢。2) 随着技术改进及规模扩张，电解槽设备成本将不断下降，我们预计1000Nm³/h碱性电解槽设备成本将由当前的800万元/台下降至2030年的500万元/台，200Nm³/hPEM电解槽设备成本将由当前的580万元/台下降至2030年的219万元/台。3) 电解水制氢成本受用电成本和运行时间影响较大，我们预计随着用电价格的下降和电解槽运行时长的增加，电解水制氢成本将大幅下降。4) 我们判断碱性电解水制氢单位成本有望在2025年左右和蓝氢平价，在2030年左右和灰氢平价，若考虑碳税、政府绿氢补贴的影响，则绿氢平价时间点有望前移，绿氢将逐步具备市场竞争力。

◆绿氢产量有望超过规划目标，电解槽未来市场空间广阔。2022年我国氢气产量为4004万吨，同比增长21%，2022年全国电解槽出货量近800MW，较2021年实现翻倍增长。2023年上半年电解设备共计招标已超600MW，其中PEM电解设备占比较22年提升8个百分点，2023年电解槽全年需求量有望持续实现翻倍。绿氢产量和需求量快速增长，我们预期到2025年我国绿氢的需求量达到130万吨，远超国家氢能规划中可再生能源制氢年产量10-20万吨的目标，到2030年绿氢产量将达到770万吨。根据我们的测算，若考虑市场中仅有碱性电解槽的情况，则2025年、2030年电解槽新增市场空间分别约为60亿元、200亿元；参考海外情况，若考虑PEM电解槽在国内市场的占比逐渐提升，至2030年PEM电解水制氢产量增长至绿氢总产量的40%，则2025年、2030年电解槽市场空间分别约为

100 亿元、300 亿元。

◆**投资建议：**氢能行业尚处于发展初期，绿氢制氢端降本空间较大，未来市场前景广阔，我们预计电解槽市场有望迎来快速增长，我们建议从制氢设备端入手，关注隆基绿能、华光环能、华电重工、昇辉科技等公司。

◆**风险因素：**氢能下游应用进展不及预期风险、氢能相关技术进度不及预期风险、政策波动风险、市场竞争加剧风险。

| | |
|---|----|
| 投资逻辑..... | 6 |
| 一、发展氢能是实现“双碳”目标、构建新型能源体系的重要措施..... | 7 |
| 1.1 发展氢能是国家实现“双碳”目标的最佳选择..... | 7 |
| 1.2 发展氢能是构建新型能源体系的重要举措..... | 7 |
| 二、氢能产业链较长，绿氢制取有望率先受益..... | 8 |
| 2.1 制氢：绿氢是未来的主流方向，碱性电解水制氢技术成熟度最高..... | 8 |
| 2.2 储存、运输、加氢：气态低压储运为主流，未来需向多相态高压方向发展..... | 14 |
| 2.3 下游应用：覆盖工农建储各领域，未来应用向多领域共同发展..... | 17 |
| 三、绿氢平价在即，有望逐步具备市场竞争力..... | 19 |
| 3.1 绿氢成本下降空间较大，短期内碱性电解水技术更具优势..... | 19 |
| 3.2 灰氢受原料价格影响较大，CCUS和碳税将大幅增加制氢成本..... | 25 |
| 3.3 绿氢和蓝氢有望在25年左右平价，和灰氢有望在30年左右平价..... | 27 |
| 四、绿氢产量远超规划目标，电解槽未来市场空间广阔..... | 29 |
| 4.1 氢能产量加速增长，电解槽出货量有望翻倍..... | 29 |
| 4.2 市场空间测算：电解槽未来市场空间广阔..... | 31 |
| 五、投资建议..... | 33 |

表目录

| | |
|--|----|
| 表 1：不同电解水制氢技术特性..... | 9 |
| 表 2：氢能主要储存方式对比..... | 14 |
| 表 3：制氢成本分析假设指标及数值..... | 19 |
| 表 4：分别使用陆上风电、光伏发电时碱性电解槽制氢成本..... | 21 |
| 表 5：2022-2023 年各省市绿氢补贴政策发布情况..... | 24 |
| 表 6：不同原材料价格下化石燃料制氢成本..... | 25 |
| 表 7：不同碳价水平下煤制氢和天然气制氢成本..... | 26 |
| 表 8：2022-2030 年绿氢、灰氢、蓝氢制氢成本对比..... | 27 |
| 表 9：2020-2023 年部分碱性/PEM 电解槽产品及产氢量..... | 30 |
| 表 10：部分海外公司电解槽产品及规格..... | 31 |
| 表 11：2022-2030 年电解槽市场空间测算..... | 32 |

图目录

| | |
|---------------------------------------|----|
| 图 1：全球碳排放的控制目标及技术路径..... | 7 |
| 图 2：氢能政策发展历程..... | 8 |
| 图 3：制氢、储运加与利用全产业链..... | 8 |
| 图 4：氢气制取方法分类..... | 9 |
| 图 5：2020 年中国氢气来源统计..... | 9 |
| 图 6：碱性电解水系统流程图..... | 10 |
| 图 7：碱性电解水制氢结构原理图..... | 10 |
| 图 8：PEM 电解水系统流程图..... | 11 |
| 图 9：PEM 电解水制氢结构原理图..... | 11 |
| 图 10：SOEC 电解水系统结构示意图..... | 11 |
| 图 11：质子传导型 SOEC 工作原理..... | 11 |
| 图 12：氧离子传导型 SOEC 工作原理..... | 11 |
| 图 13：AEM 电解水制氢结构原理图..... | 12 |
| 图 14：煤气化制氢工艺流程示意图..... | 13 |
| 图 15：天然气蒸汽重整制氢工艺流程示意图..... | 13 |
| 图 16：CCUS 流程示意图..... | 13 |
| 图 17：氢能运输结构图..... | 15 |
| 图 18：氢气运输方式的成本对比..... | 15 |
| 图 19：加氢站分类..... | 16 |
| 图 20：高压氢气加氢站工艺流程..... | 16 |
| 图 21：2016-2022 年中国已建成加氢站的数量..... | 17 |
| 图 22：氢能主要应用场景..... | 17 |
| 图 23：2060 年中国应用领域统计..... | 17 |
| 图 24：天然气掺氢产业链..... | 18 |
| 图 25：2017-2022 年中国氢燃料电池汽车销售量及保有量..... | 18 |
| 图 26：碱性电解槽制氢能力与成本的关系..... | 20 |
| 图 27：2022-2030 年电解槽设备价格变化（万元）..... | 20 |

| | |
|--|----|
| 图 28: 2010-2022 年全球风电、光伏发电度电成本变化 (美元/ kWh) | 21 |
| 图 29: 2022-2030 年光伏地面电站不同等效利用小时数 LCOE 估算 (元/kWh) | 21 |
| 图 30: 不同年运行小时下风电、光伏发电的制氢成本 (元/kg) | 22 |
| 图 31: 2022 年全国固定式光伏发电首年利用小时数分布 | 22 |
| 图 32: 2014-2022 年 6000 千瓦及以上风电设备和太阳能发电设备利用小时数 | 22 |
| 图 33: 山东省 5 月 1 日实时电价情况 (元/MWh) | 22 |
| 图 34: 2023 年碱性电解槽制氢成本及构成 (元/kg) | 23 |
| 图 35: 2023 年 PEM 电解槽制氢成本及构成 (元/kg) | 23 |
| 图 36: 2022-2030 年碱性和 PEM 电解槽单位制氢成本对比 (元/kg) | 23 |
| 图 37: 2023 年煤气化制氢成本构成 (元/kg) | 25 |
| 图 38: 2023 年天然气水蒸气重整制氢成本构成 (元/kg) | 25 |
| 图 39: 碳排放权交易和碳税的价格和覆盖范围 (美元/吨) | 26 |
| 图 40: 2023 年绿氢、灰氢、蓝氢单位制氢成本对比 | 27 |
| 图 41: 新疆库车绿氢示范项目地理位置图 | 28 |
| 图 42: 2016-2022 年我国氢气产量情况 | 29 |
| 图 43: 2018-2023H1 年我国电解槽出货量情况 | 29 |
| 图 44: 2021-2023H1 电解槽出货量占比 | 29 |
| 图 45: 2022-2060 年绿氢产量及预测情况 | 32 |

投资逻辑

发展氢能是国家实现“双碳”目标、构建新型能源体系的重要手段，近年来海内外政策频出刺激绿氢产业快速发展。2022年《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》，明确了氢能是未来国家能源体系的重要组成部分。2023年《氢能产业标准体系建设指南（2023版）》，在国家层面上系统构建了氢能制、储、输、用全产业链标准体系，为氢能产业的全面发展做引领和支持。随着国家政策的不断加码和绿氢制取技术的不断进步，绿氢制取环节投资有望率先启动。

我们判断2025、2030年左右绿氢的制取成本有望分别和蓝氢、灰氢平价。绿氢的制备成本主要取决于用电成本、运行市场、制氢设备费用和政策变化。在用电成本方面，随着风光发电技术的进步和发电时长的增加，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。随着弃风、弃光和低谷电的应用，我们预计到2030年绿氢制氢的用电成本将下降至0.15-0.2元/kWh。在运行时长方面，耦合可再生能源发电的电解水制氢设备运行时间受风光发电时长影响较大，我们预计随着风光发电时长的增加、风光配储的应用、下游消纳能力的提升和绿电交易的普及，到2025年电解槽年利用小时数将提升至3000h，2030将提升至4000h。在设备费用方面，我们预计随着技术进步和规模扩张，到2030年1000Nm³/h的碱性电解槽费用将降至500万元/台，200Nm³/h的PEM电解槽费用将下降至219万元/台，电解槽设备端有着较大的降本空间。在政策及补贴方面，若考虑政府制氢补贴、碳税等因素的影响，绿氢和蓝氢、灰氢的平价时间有望进一步提前。

从市场空间来看，氢能产量近年来快速增长，远期绿氢需求空间广阔。我们预计到2025年、2030年绿氢产量分别有望达到130万吨、770万吨，能够分别为电解槽带来新增市场规模60-100亿元、200-300亿元。

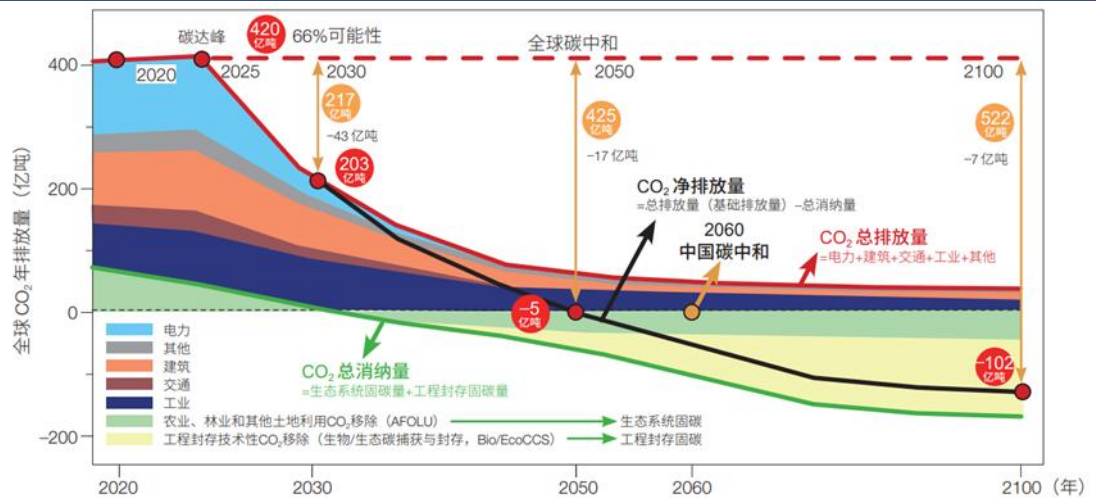
一、发展氢能是实现“双碳”目标、构建新型能源体系的重要措施

1.1 发展氢能是国家实现“双碳”目标的最佳选择

氢能是二十一世纪的“终极能源”。氢能来源广泛，具有能量密度高、清洁安全、灵活高效、应用场景广泛、储运方式多样等优点，是推动传统化石能源清洁高效利用和支撑可再生能源大规模发展的理想能源载体，被誉为二十一世纪的“终极能源”，受到各国的广泛关注。

发展氢能是实现国家“双碳”目标的最佳选择。近年来，随着温室气体排放的不断加剧，全球气温持续上升，气候问题日益严重。为应对这一挑战，全球主要国家于2016年签订了《巴黎气候协定》，并纷纷制定了二氧化碳减排计划，以减少气候变化带来的风险和影响。《巴黎协定》的长期目标是将全球平均气温较前工业化时期上升幅度控制在2°C以内，并努力将上升幅度限制在1.5°C以内。中国于2016年加入了《巴黎协定》，并于2020年宣布了在2030年前实现碳达峰，2060年实现碳中和的“双碳”目标。根据中科院地理科学与资源研究所于贵瑞团队的预测，要实现1.5°C控温目标，2030年和2050年的全球二氧化碳年净排放量需分别控制在203亿吨和-5亿吨以内。中国是全球碳排放主要贡献者，碳排放量将近占全球碳排放总量的30%。我国的工业、交通、发电、建筑等行业都面临着巨大的碳减排压力，而利用太阳能、风能等非碳基能源替代化石能源发电和制氢，构建以清洁能源为主的“新型能源供应系统”，实现能源供应与消费端的清洁化转型，是中国实现“双碳”目标的最佳选择。

图 1：全球碳排放的控制目标及技术路径



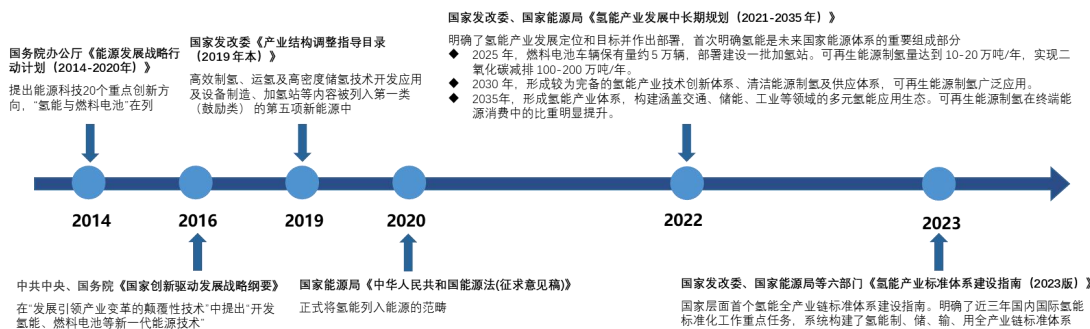
资料来源：于贵瑞等《中国碳达峰、碳中和行动方略之探讨》，信达证券研发中心

1.2 发展氢能是构建新型能源体系的重要举措

发展氢能是构建国家能源体系的重要组成部分。无论是实现“双碳”目标还是保障能源安全，构建新型能源体系都是必不可少的。“十四五”规划和2035年远景目标纲要都提出要加快推进构建以绿色低碳为目标的新型能源体系。2022年3月，国家发改委、国家能源局联合印发了《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》，明确指出氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体。2023年8月，国家标准委、国家发改委、国家能源局等六部门联合印发了《氢能产业标准体系建设指南（2023

版)》，明确了氢能下一步的发展规划，并在国家层面上系统构建了氢能制、储、输、用全产业链标准体系，这将有助于充分发挥氢能是现代能源体系建设和用能终端绿色低碳转型中的载体作用，为氢能产业的全面发展提供支持。

图 2：氢能政策发展历程

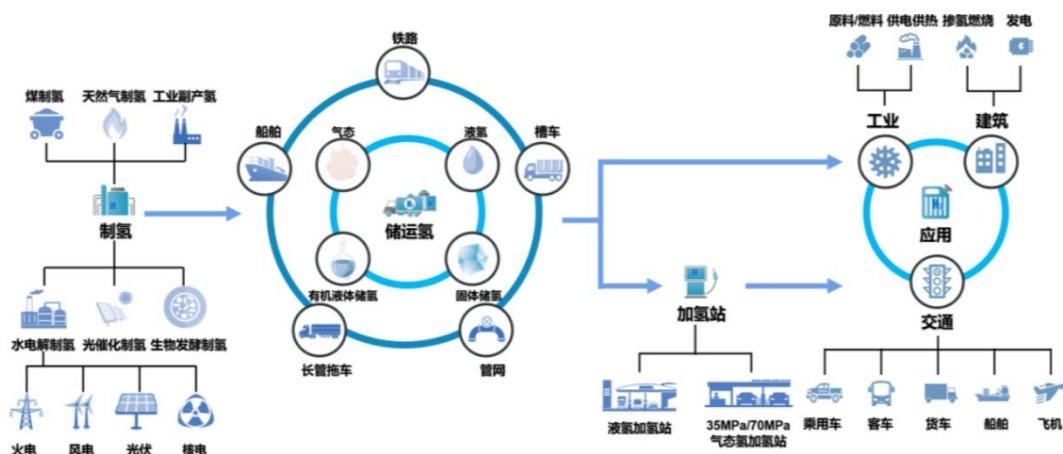


资料来源：国务院办公厅、国家能源局、国家发展和改革委员会、新华社、人民日报、中国政府网、国务院、工业和信息化部、科学技术部，信达证券研发中心整理

二、氢能产业链较长，绿氢制取有望率先受益

氢能产业链涵盖氢气的制取、储存、运输、加氢以及下游应用等环节。随着国家政策的不断加码和绿氢制取技术的不断进步，绿氢制取环节的投资有望最先启动。

图 3：制氢、储运加与利用全产业链技术链



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

2.1 制氢：绿氢是未来的主流方向，碱性电解水制氢技术成熟度最高

根据制取方式和碳排放量的不同，氢气主要分为灰氢、蓝氢和绿氢：1) “灰氢”指通过化石燃料（如煤炭、天然气等）或工业副产制取的氢气，制取技术相对成熟、成本较低，但碳排放量强度较高。2) “蓝氢”指在灰氢的制取过程中采用碳捕集利用与封存（CCUS）技术制取的氢气，可以有效降低碳排放。然而由于CCUS技术成本较高，蓝氢的制取成本通常较高。3) “绿氢”指通过可再生能源（如太阳能、风能等）制取的氢气，在生产过程中不产生二氧化碳排放。由于绿氢制取技术不够成熟、绿氢制取的成本较高。电解水制氢是绿氢的主要生产方式。

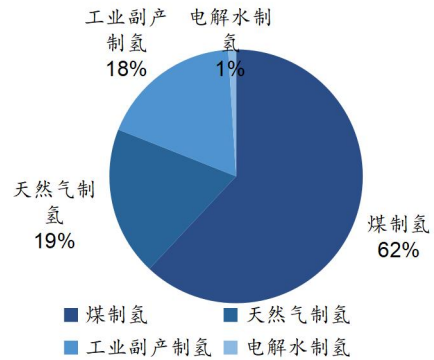
目前我国主要以灰氢为主，绿氢是未来的主要发展方向。根据中国煤炭工业协会的数据，2020年中国氢气产量超过2500万吨，其中煤制氢占62%、天然气制氢占19%、工业副产制氢占18%，而电解水制氢仅占1%左右。尽管传统化石原料制取的灰氢在中短期内仍将占据市场主流地位，绿氢作为理想的零碳排放可持续能源，随着政策的推进和技术的不断突破，有望逐渐取得更大的市场份额，成为未来低碳经济的主流发展方向。

图4：氢气制取方法分类

| | |
|----|--------------------|
| 灰氢 | 工业副产制氢 |
| | 化石燃料制氢（煤炭、天然气等） |
| 蓝氢 | 灰氢制取+CCS |
| 绿氢 | 电解水制氢、太阳能制氢、生物质制氢等 |

资料来源：王明华《新能源电解水制氢技术经济性分析》，信达证券研发中心

图5：2020年中国氢气来源统计



资料来源：中国煤炭工业协会，前瞻产业经济研究院，环球网，信达证券研发中心

电解水制氢是理想的绿氢制取技术，其中碱性电解水制氢技术发展最为成熟。相较于其他制氢方式，电解水制氢具有绿色环保、生产灵活、产氢纯度高等特点，是一种理想的绿氢制取技术。电解水制氢的主要技术有：碱性电解水制氢（ALK）技术、质子交换膜电解水制氢（PEM）技术、阴离子交换膜电解水制氢（AEM）技术和固体氧化物电解水制氢（SOEC）技术。碱性电解水制氢技术是国内最早实现工业化的电解水制氢技术，发展最为成熟，目前占据市场主导地位；PEM电解水制氢技术处于商业化初期，近年来产业化发展迅速；SOEC技术和AEM技术仍在研发示范阶段，发展势头迅猛。

表1：不同电解水制氢技术特性

| 项目 | 碱水电解 (ALK) | 质子交换膜纯水电解 (PEM) | 阴离子交换膜水电解 (AEM) | 固体氧化物水电解 (SOEC) |
|---------------------------------------|--|---------------------------------------|----------------------|--------------------------|
| 电解质隔膜 | 30%KOH@石棉布 | 质子交换膜 | 阴离子交换膜 | 固体氧化物 |
| 电流密度 | <1A/cm ² | 1-4A/cm ² | 1-2A/cm ² | 0.2-0.4A/cm ² |
| 电解效率 | 60%-75% | 70%-90% | - | 85%-100% |
| 电耗 kWh/Nm ³ H ₂ | 4.5-5.5 | 4.0-5.0 | - | - |
| 工作温度 | ≤90℃摄氏度 | ≤80℃ | ≤60℃ | ≥80℃ |
| 产氢纯度 | ≥99.8% | ≥99.99% | ≥99.99% | - |
| 设备体积 | 1 | 约1/3 | - | - |
| 操作特征 | 需控制压差 | 快速启停 | 快速启停 | 启停不便 |
| | 产气需脱碱 | 仅水蒸气 | 仅水蒸气 | 仅水蒸气 |
| 可维护性 | 强碱腐蚀性强 | 无腐蚀性介质 | - | - |
| 环保性 | 石棉膜有危害 | 无污染 | - | - |
| 产业化程度 | 充分产业化 | 特殊应用/商业化初期 | 实验室阶段 | 实验室阶段 |
| 单机规模 | ≤1000Nm ³ H ₂ /h | ≤200Nm ³ H ₂ /h | - | - |

资料来源：迟军《电解水制氢技术进展》，张轩等《电解水制氢成本分析》，信达证券研发中心整理

碱性电解水技术（ALK）：发展最为成熟，应用最为广泛。碱性电解水制氢系统通常由电解槽、气液分离器、冷群洗涤器、脱氧系统、干燥系统以及压缩储存系统等组成。在直流电的作用下，电解槽中的水被分解生成氢气和氧气，然后经分离、洗涤、脱氧和干燥等步骤处理后，其中的氢气被压缩储存于缓冲罐中。碱性电解槽主要由电源、电解槽箱体、电解液、阴阳极和横隔膜等组件构成，电解液通常采用 KOH 或 NaOH 水溶液，横隔膜由石棉材料制成，起分离液体的作用，电极则多采用金属合金。碱性电解水技术工作原理为，在阴极侧，水分子被分解成氢离子和氢氧根离子，其中氢离子得到电子生成氢气，氢氧根离子则在电场力的作用下穿过横隔膜到达阳极，失去电子生成水和氧气。碱性电解水技术发展最为成熟，具有电解槽结构简单、安全可靠、运行寿命长、投运成本低等优点，是市场上应用最为广泛的绿氢制取技术。然而碱性电解水技术仍面临一些技术挑战，比如能耗较高、电流密度较低以及响应速度慢难以与风光供电紧密配合等问题。

图 6：碱性电解水系统流程图

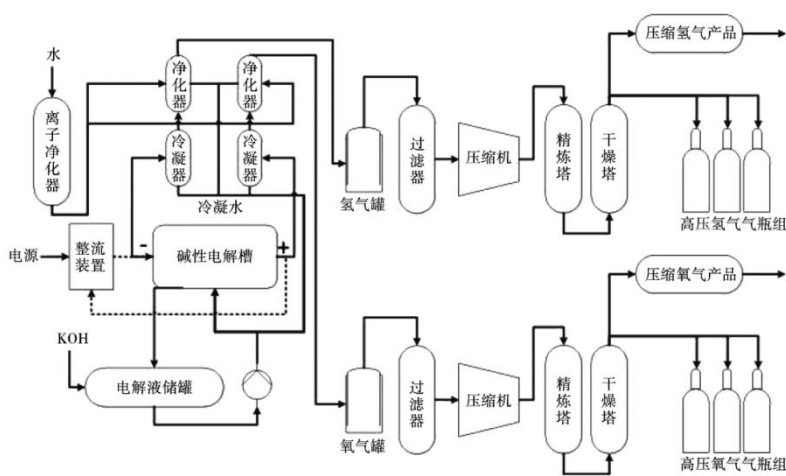
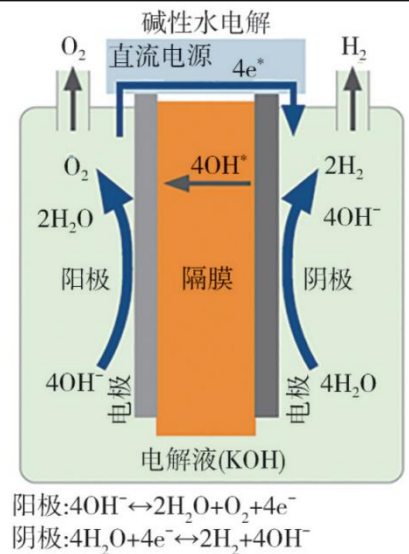


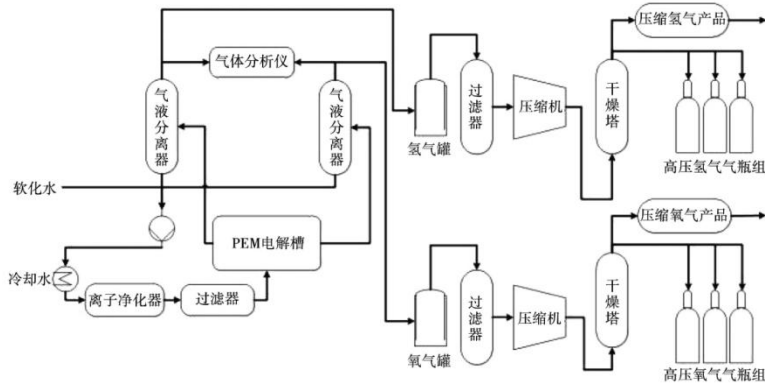
图 7：碱性电解水制氢结构原理图



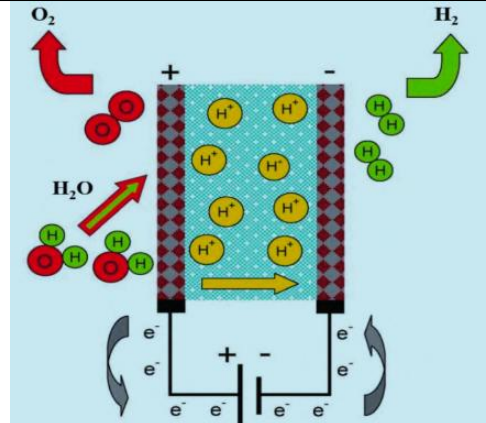
资料来源：瞿丽莉等《质子交换膜电解水制氢技术在电厂的应用》，信达证券研发中心

资料来源：汽车学会，信达证券研发中心

质子交换膜电解水技术（PEM）：未来发展前景广阔，降本是关键。PEM 电解槽主要由膜电极（包括质子交换膜、阴阳极催化层和阴阳极气体扩散层）、阴阳极端板和电解液组成。阴阳极端板起到导电的传递与水、气分配的作用；气体扩散层起到集流和促进气液传递的作用；催化层是由催化剂、电子传导介质和质子传导介质组成的三相界面，是电化学反应发生的核心区域；质子交换膜一般使用全氟磺酸膜，其作用是阻止电子传递的同时传递质子，在阴阳极两侧隔绝气体产生的作用。根据瞿丽莉等《质子交换膜电解水制氢技术在电厂的应用》，与碱性电解水系统相比，PEM 电解水系统由于采用纯水而非碱液作电解液，并且能够直接将氢气和氧气阻隔在阴阳极两侧，其系统结构大大简化。PEM 电解水技术工作原理为，在阳极侧，水分子失去电子，被分解成氧气和质子，质子在电场的作用下通过质子交换膜，在阴极侧得到电子生成氢气。PEM 电解水制氢技术已基本成熟，具有诸多优点，如系统结构简单、产氢纯度高、电流密度大、制氢效率高、安全环保、响应速度快与风光发电的匹配性较好等，应用前景广阔。然而 PEM 电解槽需要在强酸性和高氧化性的环境下运行，对于铱、铂、钛等贵金属催化剂材料的依赖较高，且关键部件的国产化替代仍面临挑战，导致目前 PEM 电解槽成本远高于碱性电解槽，国内可再生能源电解水制氢项目仍以碱性水电解为主导。未来进一步降低成本、提升产氢能力将是推动 PEM 电解槽扩大商业化进程的关键。

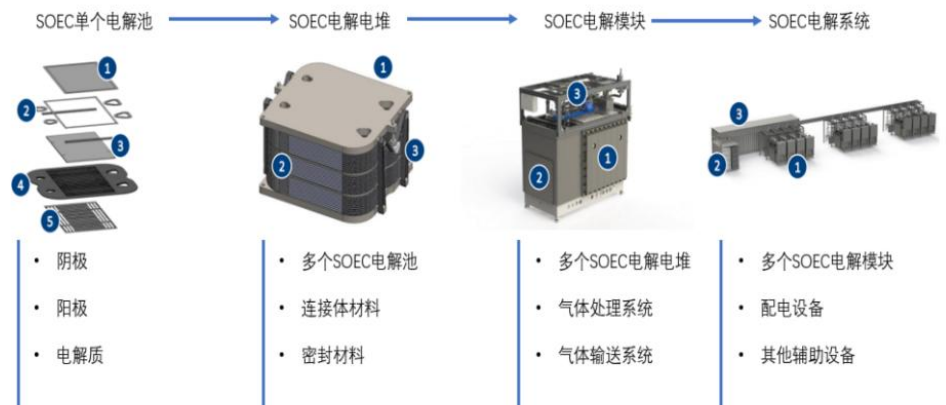
图 8：PEM 电解水系统流程图


资料来源：瞿丽莉等《质子交换膜电解水制氢技术在电厂的应用》，信达证券研发中心

图 9：PEM 电解水制氢结构原理图


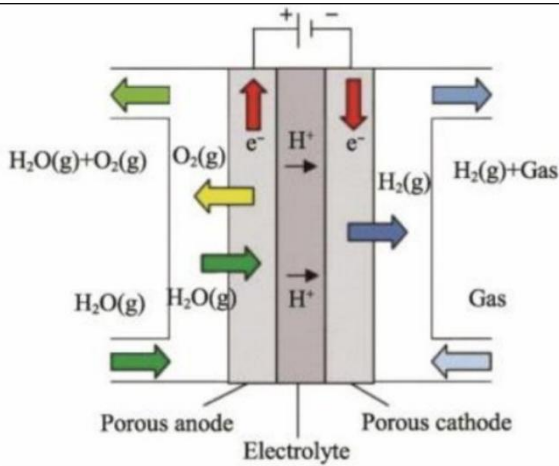
资料来源：中国节能协会氢能专业委员会，《当代石油石化》，信达证券研发中心

固体氧化物电解水技术 (SOEC)：能够有效减少电能需求，电极材料限制商业化进程。 SOEC 电解系统最基本的组成单元是电解池，多个电解池可以组合成电堆，多个电堆和气体处理系统、气体输送系统可以组合成电解模块，多个电解模块可以组合成一个完整的 SOEC 系统。SOEC 电解池由电解质、阴极和阳极组成。阴极通常选用镍、钴、铂等金属陶瓷复合材料；阳极常用钙铁氧化物；电解质选用钇稳定的氧化锆 (YSZ) 和铈稳定的氧化锆 (ScSZ) 等导电陶瓷材料。SOEC 技术分为质子传导型和氧离子传导型两种，目前氧离子传导型 SOEC 发展更成熟。质子传导型 SOEC 中，水蒸气在阳极失去电子，生成氧气和质子，质子通过电解质传导至阴极，得到电子生成氢气。氧离子传导型 SOEC 中，水蒸气在阴极得到电子，生成氢气和氧离子，氧离子通过电解质传导至阳极，失去电子生成氧气。SOEC 电解水技术可以将电能和热能转为化学能，通过利用废热能够有效降低电耗，适用于钢铁、化工和核能工厂等热能资源丰富的地区。SOEC 反应具有可逆性，可以切换至燃料电池 (SOFC) 模式，适用于高效产氢或电化学储能。然而 SOEC 技术仍面临材料成本高、投入大、启停慢、循环寿命低等挑战，限制了其商业化应用的发展。

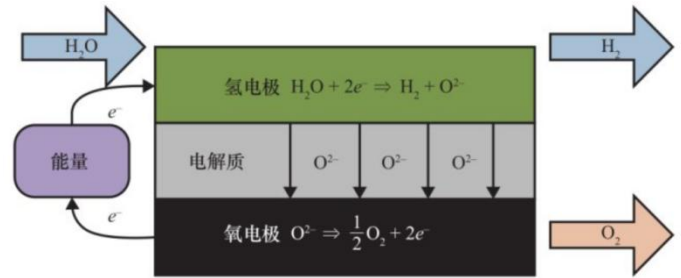
图 10：SOEC 电解水系统结构示意图


资料来源：势银 (TrendBank)，信达证券研发中心

图 11：质子传导型 SOEC 工作原理
图 12：氧离子传导型 SOEC 工作原理



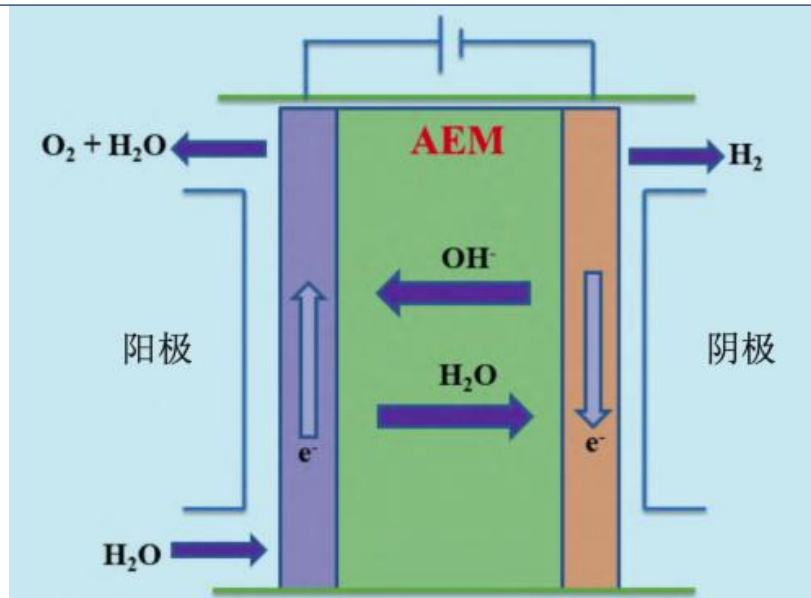
资料来源：万旗氢能，《陶瓷学报》，信达证券研发中心



资料来源：万旗氢能，《中国工程科学》，信达证券研发中心

阴离子交换膜电解水技术 (AEM)：能够生产低成本、高效的氢气，需突破关键材料技术限制。电解槽结构类似于 PEM 电解槽，主要由阴离子交换膜、过渡金属催化电极极板、气体扩散层和垫片等组成，常使用纯水或低浓度碱溶液作为电解质。阴离子交换膜可以传导氢氧根离子，并阻隔气体和电子直接在电极间传递。AEM 电解水技术工作原理为，水从阳极穿过阴离子交换膜到阴极，接受电子产生氢气和氢氧根离子，氢氧根离子穿过阴离子交换膜到阳极，释放电子生成氧气。氢氧根穿过阴离子交换膜回到阳极并放出电子产生氧气，氧气随后通过气体扩散层与电解液一起流出。AEM 电解水技术使用廉价的非贵金属催化剂和碳氢膜，具有成本低、电流密度较大、环保高效等优点，并且可以有效地与可再生能源耦合。目前 AEM 技术还处于研发阶段，发展程度将取决于高效催化剂、聚合物膜、膜电极等关键材料技术的突破情况。

图 13：AEM 电解水制氢结构原理图

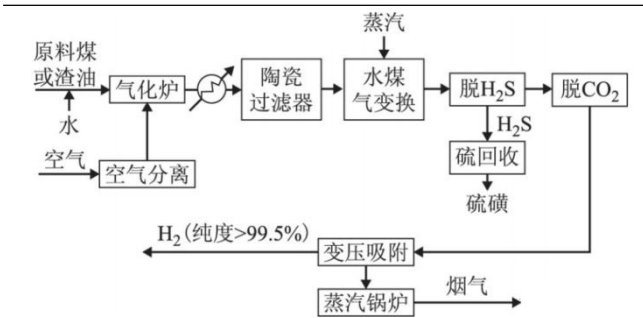


资料来源：中国节能协会氢能专业委员会，《当代石油石化》，信达证券研发中心

化石燃料制氢（煤制氢、天然气制氢）：工艺成熟、成本稳定，广泛应用于工业生产。化石燃料制氢主要包括煤制氢和天然气制氢。煤制氢主要采用煤气化制氢技术，其工作原理

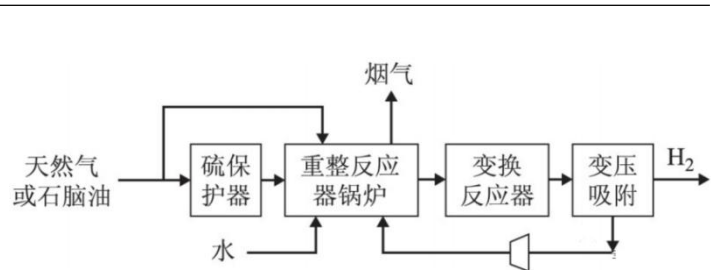
为，煤炭通过气化反应，生成一氧化碳和氢气的合成气，后通过水煤气变换和分离处理获取氢气。由于我国“富煤、缺油、少气”的能源禀赋，煤制氢技术是我国最广泛采用的工业制氢方法。根据苗军等《氢能的生产工艺及经济型分析》，天然气制氢主要采用水蒸气重整工艺（SMR），其工作原理为，天然气蒸汽经催化转化，生成一氧化碳和氢气的混合气，然后将一氧化碳与水蒸气进行反应，生成氢气和二氧化碳的变换气，最后提纯得到氢气。SMR 技术装置简单，能够实现连续大规模的生产。

图 14：煤气化制氢工艺流程示意图



资料来源：煤化工信息网，信达证券研发中心

图 15：天然气蒸汽重整制氢工艺流程示意图

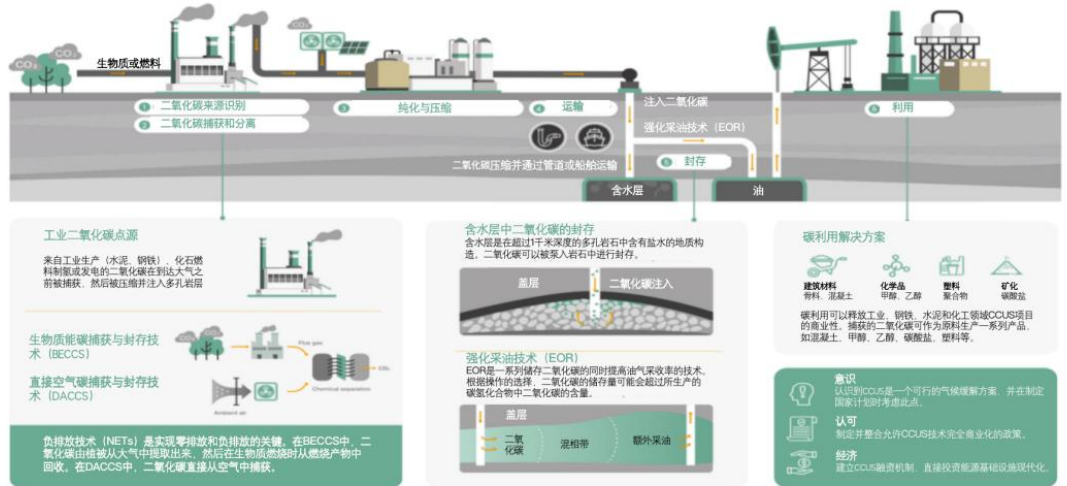


资料来源：煤化工信息网，信达证券研发中心

工业副产制氢：制氢成本较低，生产过程受主产物产能和建设地点的约束。根据苗军等《氢能的生产工艺及经济型分析》，工业副产氢的主要来源包括氯碱副产氢、焦炉煤气制氢和轻烃裂解制氢等，其中焦炉煤气制氢是工业副产制氢的主要途径之一。焦炉煤气是炼焦过程的副产品，每生产 1t 焦炭可产生约 350-450m³的焦炉煤气，其中氢气含量约占 50%-60%。通过对焦炉煤气进行分离和提纯，可以获得纯净的氢气。工业副产氢的制备技术较为成熟，制氢成本较低，但因受地点、规模、运输半径以及主产物产能等因素的限制，氢气产能存在上限，不适合作为大规模集中化氢能供应链，能够为氢能产业的发展初期提供低成本、分布式氢源。

为控制氢气制取环节的碳排放，化石能源制氢需结合碳捕集利用与封存（CCUS）技术。CCUS 技术是一种用于从化石燃料气体和其他工业活动中去除 CO₂ 的技术，涵盖了 CO₂ 捕集、运输、利用和封存四个环节。**1) 捕集阶段**，主要包括燃烧后捕集、燃烧前捕集和富氧燃烧。燃烧后捕集主要应用于燃煤锅炉及燃气轮机发电设施，燃烧前捕集主要应用于新建发电厂，富氧燃烧主要应用于燃煤电厂和工业燃烧过程。**2) 运输阶段**，可采用管道、船舶、铁路和公路等多种运输方式，目前国内主要采用罐车运输方式。**3) 利用阶段**，包括化工利用、生物利用、物理利用等，捕集到的 CO₂ 可作为原料用于生产混凝土、甲醇、乙醇、碳酸盐、塑料等产品。**4) 封存阶段**，主要包括地质封存、海洋封存、化学封存等，其中地质封存的强化采油技术（CO₂-EOR）发展成熟，在储存 CO₂ 的同时可以提高油气采收率，已达商业化应用规模。

图 16：CCUS 流程示意图



资料来源：腾讯研究院，信达证券研发中心

2.2 储存、运输、加氢：气态低压储运为主流，未来需向多相态高压方向发展

高压气态储氢技术发展最为成熟，应用最为广泛。我国目前氢气的储存方式主要有高压气态储氢、低温液态储氢和固态储氢，其中高压储氢技术发展最为成熟，应用也最为广泛，具有存储能耗低、成本低、可通过减压阀调控氢气释放等优点。低温液态储氢主要应用在航天等领域，有机液态储氢和固态储氢尚处于技术攻关阶段。

表 2：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 |
| 应用 | 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

我国储氢技术水平与国外相比仍有一定差距，未来将向高压化方向发展。按材质分，高压储氢瓶可分为 I 型钢制金属瓶、II 型钢制内胆纤维缠绕瓶、III 型铝制内胆纤维缠绕瓶和 IV 型塑料内胆纤维缠绕瓶。按应用领域分，固定式储氢方面，多采用 I 型、II 型钢制氢瓶；车用储氢瓶方面，我国主要采用 35MPa 的 III 型瓶，少量应用 70MPa 的 III 型瓶，国外已采用 70MPa 的 IV 型瓶；运输用储氢瓶方面，我国主要使用 20MPa 的 I 型瓶，刚开始应用 30MPa 的 I 型瓶，国外已基本采用 50MPa 甚至更高。与国外相比我国在储运氢技术方面仍存在一定差距。未来我国高压气态储氢技术仍需向轻量化、高压化、低成本和质量稳定的方向发展，探索新型储氢罐材料以满足更高压力下的储氢需求，提高储氢的安全性和经济性。

氢气的运输根据储氢状态和运输量的不同，主要分为气态输送、液态输送和固态输送。具体的输送形式包括气态氢长管拖车、液氢槽罐车、以及管道运输（纯氢管道、天然气管道混输等），不同的储运方式具有不同的特点和适应性。

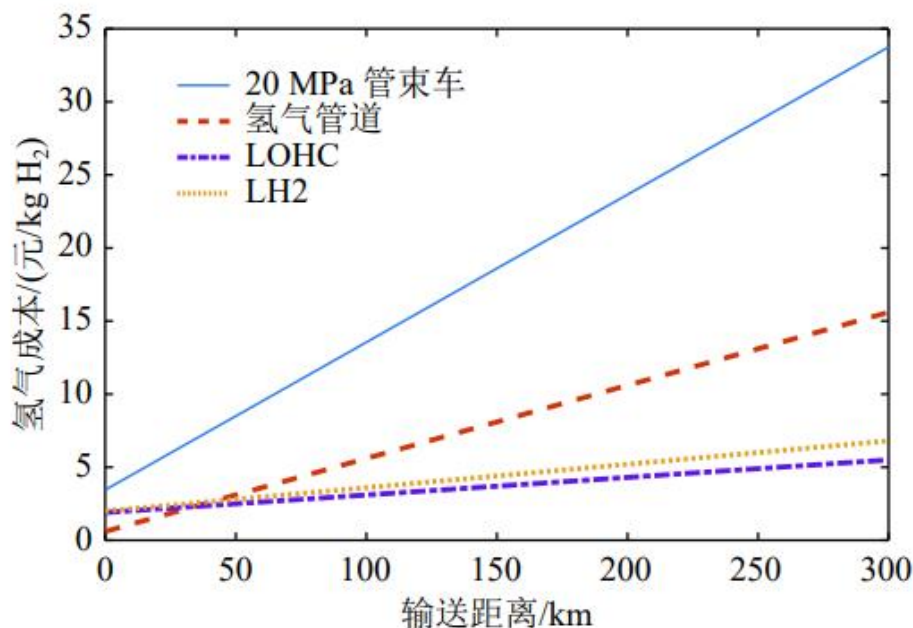
图 17：氢能运输结构图



资料来源：李建林等《氢能储运技术现状及其在电力系统中的典型应用》，信达证券研发中心

氢气的储运方式可以根据规模和距离的不同进行选择。氢气管道适合小规模、短距离的运输，而低温液态储运则适用于大规模、远距离的储运。一般来说，当运输距离在 50km 以内时，氢气管道运输成本相对较低；而当运输距离超过 300km 时，低温液态储运有更大的优势。当前我国的氢能产业处于发展初期，市场规模相对较小，且氢能示范应用主要集中在产氢地附近，因此在实际应用中更多采用气氢长管拖车运输方式。根据中国氢能联盟的报告，我国的氢能储运发展将按照“低压到高压”、“气态到多相态”的技术方向推进，逐步提升氢气的储存和运输能力。

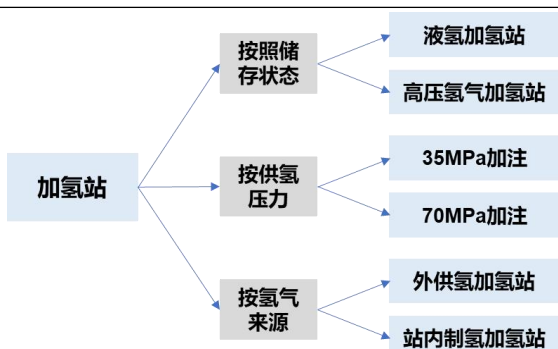
图 18：氢气运输方式的成本对比



资料来源：李建林等《氢能储运技术现状及其在电力系统中的典型应用》，信达证券研发中心

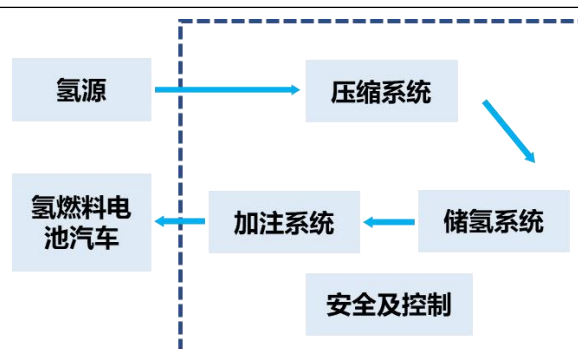
加氢站是为燃料电池汽车提供氢燃料的场所，对推动氢能应用起到关键作用。加氢站按照不同的分类标准，可以分为多种类型，根据氢气的储存状态，加氢站可分为液氢加氢站和高压压缩氢气加氢站。由于储存技术的限制，目前我国的加氢站主要是高压氢气加氢站，其核心设备为压缩机、储氢罐和加氢机，泄气柱用于将氢气从存储容器导出，并通过压缩机将氢气压缩至所需的加氢压力。储氢罐将压缩的氢气存储在特定容器中，以确保供氢稳定和持续。加氢机将压缩存储的氢气注入燃料电池汽车的氢气储存系统中供车辆使用。加氢站的建设和运用对于推动燃料电池汽车的普及、氢能产业的快速发展具有重要意义。

图 19：加氢站分类



资料来源：华经产业研究院，信达证券研发中心

图 20：高压氢气加氢站工艺流程

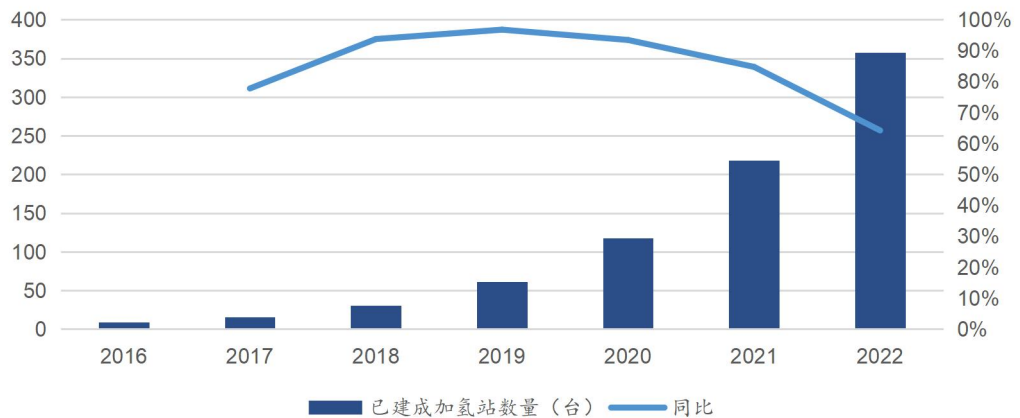


资料来源：氢能俱乐部，信达证券研发中心

国内加氢站发展已初具规模，经济性仍有待提高。近年来，随着燃料电池汽车保有量的增加和中石化、中石油等能源央企的加入，国内加氢站的数量显著增加。根据中国氢能联盟研究院的数据，截至 2022 年底，我国的加氢站数量已达到 358 座，位居世界第一。然而国内已建成的加氢站中，加注压力仍以 35MPa 为主，只有少数具备 70MPa 的加注能力。前期建成的加氢站多为示范站，规模较小。且由于目前国内缺乏成熟量产的加氢站设备厂商，关键设备依赖进口，设备费用占比较高，经济性较差。由于早期建设的加氢站多为示范项目，燃料电池汽车的普及率相对较低，并且国内目前还缺乏成熟的设备厂商，加氢站

的经济性仍有待提高。

图 21：2016-2022 年中国已建成加氢站的数量

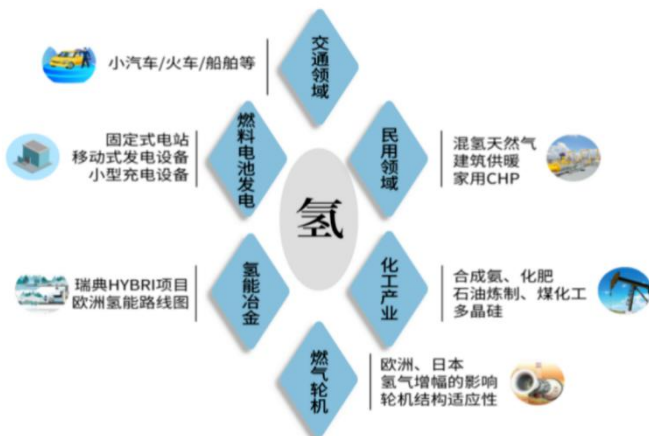


资料来源：中国能源报，北极星氢能网，毕马威《一文读懂氢能产业》，信达证券研发中心

2.3 下游应用：覆盖工交建储各领域，未来应用向多领域共同发展

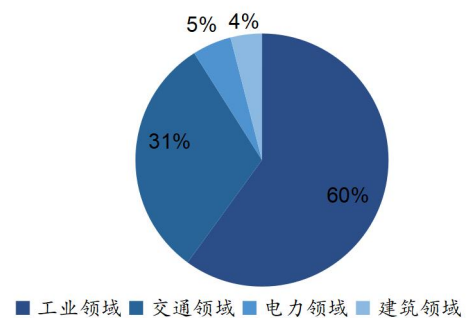
氢能应用目前以化工生产为主，未来有望在工交建储等各领域广泛应用。目前我国 95% 的氢气用于传统石油化工生产，仅有 5% 用于可再生能源储能发电和以氢燃料电池为核心的能源网络。未来随着绿氢制取成本的下降、碳排放成本的上升以及氢燃料电池、氢冶金等技术的推进，绿氢有望在交通、能源、工业和建筑等领域呈现多方面的应用。根据中国氢能联盟的预测，到 2060 年，我国对氢能的需求将达到 1.3 亿吨，其中工业领域和交通领域将占比 60% 和 31%，电力领域和建筑领域分别占比 5% 和 4%。

图 22：氢能主要应用场景



资料来源：氢能邦，信达证券研发中心

图 23：2060 年中国应用领域统计



资料来源：中国氢能联盟，毕马威，信达证券研发中心

在化工领域，氢能炼钢、绿氢化工和天然气掺氢将成为未来主要应用场景。1) 氢能炼钢：2022 年，中国钢铁行业碳排放量占全国总排放量的 15% 以上，采用氢能直接还原铁技术，用氢气作为还原剂代替一氧化碳，可以将原工艺过程中产生的二氧化碳全部转化为水，从而大大降低钢铁生产中的碳排放。2) 绿氢化工：氢气是合成氨、合成甲醇、石油精炼、煤化工等行业的重要原料。目前，化工行业主要使用的是灰氢，绿氢化工即采用绿氢替代灰氢，是实现化工行业深度脱碳的重要途径之一。3) 天然气掺氢：根据《中国能源报》的报

道，向现有天然气发电设施中掺入氢燃料，不仅可以有效节约天然气的使用量，保证冬季供暖的安全和稳定供应，还能显著减少碳排放。氢能的其他工业应用还包括炼油加氢、水泥煅烧、陶瓷产业脱碳，食品加工，金属加工，原子氢焊接，平板玻璃生产，电子制造等，都展示了氢能在工业领域的广阔前景。

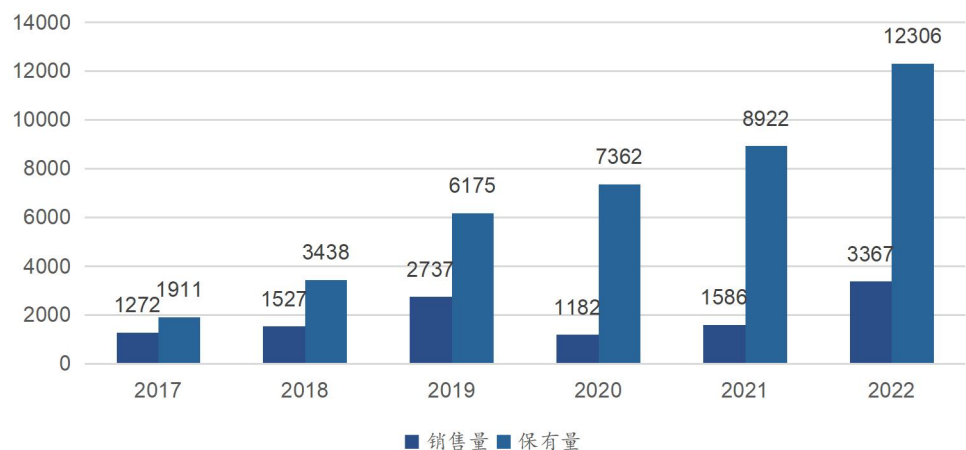
图 24：天然气掺氢产业链



资料来源：氢电邦，信达证券研发中心

在交通领域，氢燃料电池汽车被认为是未来的主要应用场景。近年来，随着燃料电池技术的成熟和成本的下降，我国燃料电池汽车（FCV）行业经历了快速发展。截至 2022 年底，中国的 FCV 销售量约为 3367 辆，近 5 年的 CAGR 为 21.5%，保有量超过 12000 辆。按照《节能与新能源汽车技术路线图》规划，到 2025 年，中国计划将燃料电池汽车规模扩大到 5 万辆，到 2035 年，燃料电池汽车的保有量将达到 100 万辆，到 2050 年，燃料电池汽车的保有量将达到 1000 万辆。然而目前我国 FCV 和加氢站对政府补贴依赖程度较高，主要是燃料电池车的造价尚未达到与同等规格的汽油车和电动车相当的水平，并且氢燃料的使用成本仍远高于汽柴油和电力。此外，我国也正在积极探索重型工程机械、轨道交通、船舶、航空航天等非道路的交通领域的氢能应用，未来有望逐步扩大氢能在交通运输领域的应用范围。

图 25：2017-2022 年中国氢燃料电池汽车销售量及保有量



资料来源：中汽协，中商产业研究院，信达证券研发中心

在建筑领域，氢能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：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：将氢气混合到天然气管道中相比于使用纯氢，可以有效降低成本，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。

在储能领域，风光氢储为能源消纳提供了有效的解决方案。随着可再生能源的发展对电网稳定性的需求逐渐增大，储能市场逐渐崛起。相比于其他储能技术，氢能作为二次能源，能够更容易地耦合电能、热能、燃料等多种能源，并且具备实现不连续生产和大规模、长周期储能的能力，更具经济竞争力。风光氢储能够将风光发电转化为氢气进行储存，需要时再将氢气转化为电力，从而实现能源的储存和利用。氢能储能在能量维度、时间维度和空间维度上优势突出。

三、绿氢平价在即，有望逐步具备市场竞争力

3.1 绿氢成本下降空间较大，短期内碱性电解水技术更具优势

我们采取建立平准化制氢成本（LCOH）模型的方法来分析不同制氢方式的单位制氢成本。制氢成本主要分为固定成本和可变成本，其中固定成本主要包括制氢设备及土建折旧、运营维护费用、人工成本等，可变成本主要包括电耗、水耗、原料成本等。

$$LCOH = \frac{\text{固定成本} + \text{可变成本}}{\text{年产氢量}}$$

已知标准状态下氢气密度为 0.0899kg/m³，热值为 33kWh/kg。参考 2023 年 6 月内蒙古工商业用电 110 千伏电价，网电电价约为 0.4 元/kWh 且保持稳定。假设水价为 4 元/m³，氧气价格为 0.5 元/m³，蒸汽价格为 100 元/吨。假设制氢设备寿命统一为 10 年，折旧到期后残值为 5%，土建及安装折旧期统一为 20 年。目前固体氧化物电解槽和阴离子交换膜电解槽尚未完全实现商业化，因此我们主要对碱性电解槽和 PEM 电解槽的制氢成本进行量化分析。假设电解水制氢每生产 1m³ 氢气耗水 0.0112m³，电解槽的维护费用统一按照设备费的 3% 计算，人员费用统一按生产每 m³ 氢气 0.012 元计算。若不考虑征地费用，假设土建及安装费用与制氢规模成正比，单套 1000Nm³/h 的碱性电解槽设备的土建及安装费用为 200 万元，单套 200Nm³/h 的 PEM 电解槽设备的土建及安装费用为 40 万元，考虑规模效应以及产线优化节省占地面积，土建及安装费用按每年 3% 下降。

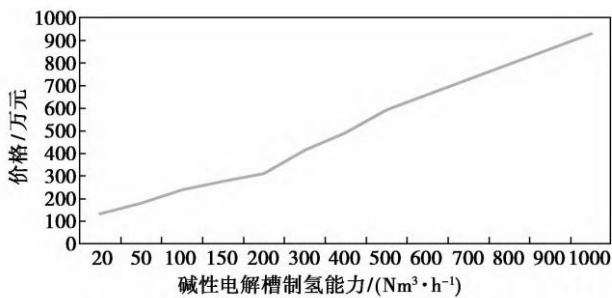
表 3：制氢成本分析假设指标及数值

| 假设指标 | 数值 |
|---------------------------|---------------------------|
| 氢气密度 (kg/m ³) | 0.0899 (101.325kpa, 0° C) |
| 氢气热值 (kWh/kg) | 33 |
| 氧气价格 (元/m ³) | 0.5 |
| 蒸汽价格 (元/吨) | 100 |
| 水价 (元/m ³) | 4.0 |
| 工商业电价 (元/kWh) | 0.5 |

资料来源：内蒙古电力公司，张彩丽《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，信达证券研发中心整理

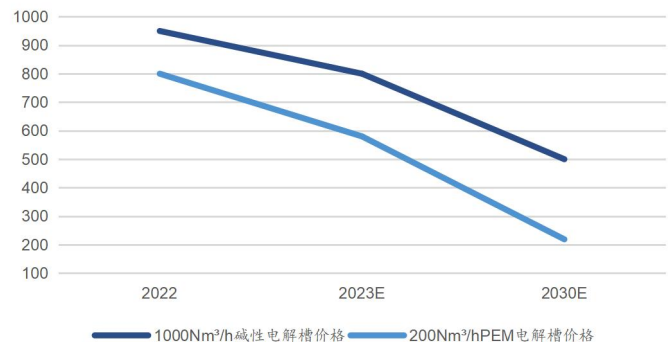
未来电解槽设备制氢效率有望逐渐提升，费用水平有望逐渐下降。1) 碱性电解槽：假设当前我国碱性电解槽制氢效率普遍为 60%，能耗为到 5.5kWh/Nm³；我们预计到 2030 年碱性电解槽制氢效率可以普遍达到 75%，能耗达到 4.5kWh/Nm³。根据张轩等《电解水制氢成本分析》，电解槽的制氢能力与其成本基本呈线性正相关关系，制氢能力越大，成本越高，因此我们仅考虑 1000Nm³/h 电解槽制氢成本情况。根据 2023 年上半年的中标情况，1000Nm³/h 碱性电解槽的平均价格为 150 万元/MW（约 800 万元/台），较 2022 年下降 16.7%。假设当前单套 1000Nm³/h 碱性电解槽的设备费用为 800 万元/台（包括电解槽、气液分离系统、气体纯化系统、注水注碱设施等），随着技术改进和规模扩张，根据王明华《新能源电解水制氢技术经济性分析》，到 2030 年单套 1000Nm³/h 电解槽成本有望降至 500 万元。2) PEM 电解槽：假设当前我国 PEM 电解槽制氢效率普遍为 70%，能耗为 5kWh/Nm³；我们预计到 2030 年 PEM 电解槽制氢效率可以普遍达到 90%，能耗达 4.5kWh/Nm³。根据 2023 年上半年的中标情况，200Nm³/hPEM 电解槽的平均价格为 580 万元/MW（约 580 万元/台），较 2022 年下降约 27.5%。PEM 电解槽设备费用有较大的下降空间，根据张轩等《电解水制氢成本分析》，PEM 电解槽的平均效率为 13%。假设当前单套 200Nm³/h 的 PEM 电解槽的设备费用为 800 万元，未来随着 PEM 电解水技术的进步和 PEM 电解槽应用范围的扩张，到 2030 年单套 1000Nm³/h 电解槽成本有望降至 219 万元。

图 26：碱性电解槽制氢能力与成本的关系



资料来源：张轩等《电解水制氢成本分析》，信达证券研发中心

图 27：2022-2030 年电解槽设备价格变化（万元）



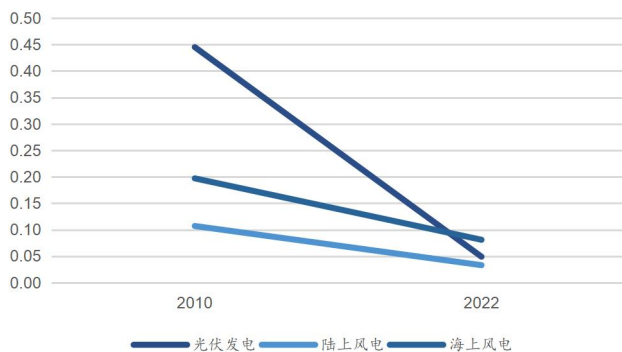
资料来源：张轩等《电解水制氢成本分析》，王明华《新能源电解水制氢技术经济性分析》，能景氢研，信达证券研发中心

绿氢制备需要耦合风光发电，未来风光装机规模的增长有望带动绿电成本下降。根据蒋珊《绿氢制取成本预测及与灰氢、蓝氢对比》，电解水制氢的电力来源涵盖了网电、核电、水电、风电和光伏发电，我国目前电网电力以火电为主，如果采用网电则电解水制氢并非真正的零碳排放，而是将碳排放前移到了发电侧，其单位质量氢气碳排放约是天然气制氢的 3 倍以上，不符合“双碳”政策导向。因此在可再生能源发电（绿电）占网电比例大幅提高前，只有电解水制氢与光伏、风电等可再生电力耦合，才能够制取真正的“绿氢”。可再生能源电价是绿氢成本的主要组成部分，根据国际可再生能源署（IRENA）报告，2022 年全球陆上风电度电成本为 0.033 美元/kWh（约合人民币 0.23 元/kWh），海上风电度电成本为 0.081 美元/kWh（约合人民币 0.56 元/kWh），规模光伏发电度电成本为 0.049 美元/kWh（约合人民币 0.35 元/kWh）。根据中电联数据，2022 年中国太阳能发电设备平均利用小时数为 1337h，结合中国光伏行业协会（CPIA）不同等效利用小时数 LCOE 估算，光伏发电平均度电成本约为 0.26 元/kWh。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 kW 和 7000 万 kW 左右，有望带动可再生能源发电成本的

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://WWW.cindasc.com>20

进一步下降。我们预计到 2030 年，光伏发电成本将下降至 0.15 元/kWh，陆上风电成本将下降至 0.2 元/kWh，海上风电成本有望低于 0.4 元/kWh。

图 28：2010-2022 年全球风电、光伏发电度电成本变化（美元/kWh）



资料来源：IRENA，国际太阳能光伏，信达证券研发中心

图 29：2022-2030 年光伏地面电站不同等效利用小时数 LCOE 估算（元/kWh）



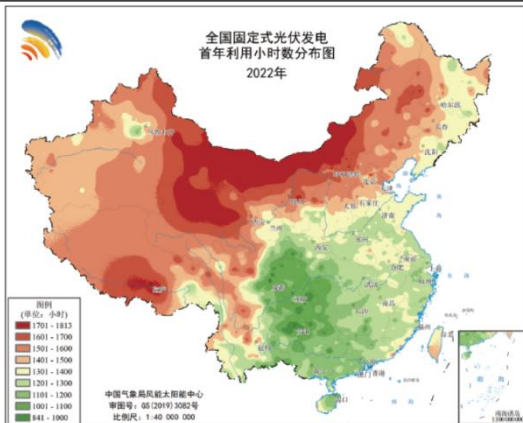
资料来源：CPIA，信达证券研发中心

电解水制氢成本受风光发电时间影响较大。根据中电联，2022 年 6000 千瓦级以上太阳能发电设备年利用小时数为 1337h，风电设备年利用小时数为 2221h。在不考虑使用电网或者配置储能的情况下，若完全使用可再生能源发电，电解槽的运行时间将受制于风光发电的时间，电解水制氢装置的年利用小时数与工业规模化石燃料制氢的年利用小时数（8000h）相比会有较大差异。根据我们的测算，在光伏发电年利用小时数为 1337h，度电成本为 0.26 元/kWh 的情况下，耦合光伏发电的单位碱性电解水制氢成本为 25.69 元/kgH₂；在陆上风电年利用小时数为 2221h，度电成本为 0.23 元/kWh 的情况下，耦合陆上风电的单位碱性电解水制氢成本为 20.21 元/kgH₂。由于风光发电年运行小时数较低，边际生产成本较低，一旦风光发电年运行时长增加，制氢成本将快速下降。根据 CPIA 数据，当光伏发电利用小时数为 1800h 时，光伏发电平均度电成本约为 0.18 元/kWh，此时单位碱性电解水制氢成本为 18.41 元/kgH₂。

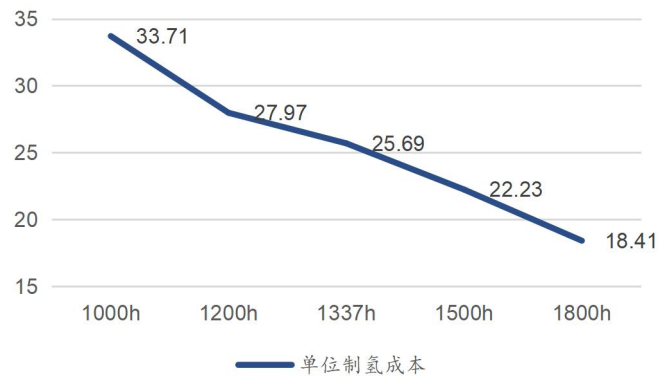
表 4：分别使用陆上风电、光伏发电时碱性电解槽制氢成本

| | 光伏发电 | 陆上风电 |
|----------------------------|---------|---------|
| 用电成本 (元/m ³) | 1.43 | 1.27 |
| 电价 (元/kWh) | 0.26 | 0.23 |
| 电耗 (kWh/m ³) | 5.5 | 5.5 |
| 用水成本 (元/m ³) | 0.045 | 0.045 |
| 设备年均折旧 (元) | 760000 | 760000 |
| 单套制氢设备费用 (元) | 8000000 | 8000000 |
| 其他费用 (元) | 355600 | 366400 |
| 维护费用 (元) | 240000 | 240000 |
| 人工成本 (元) | 15600 | 26400 |
| 土建年均折旧 (元) | 100000 | 100000 |
| 土建及安装费用 (元) | 2000000 | 2000000 |
| 年产氢量 (m ³) | 1300000 | 2200000 |
| 年运行时间 (h) | 1337 | 2223 |
| 单位制氢成本 (元/m ³) | 2.31 | 1.82 |
| 单位制氢成本 (元/kg) | 25.69 | 20.21 |

资料来源：CPIA，中电联，IRENA，张轩等《电解水制氢成本分析》，王明华《新能源电解水制氢技术经济性分析》，徐进《电解水制氢厂站经济性分析》，信达证券研发中心测算

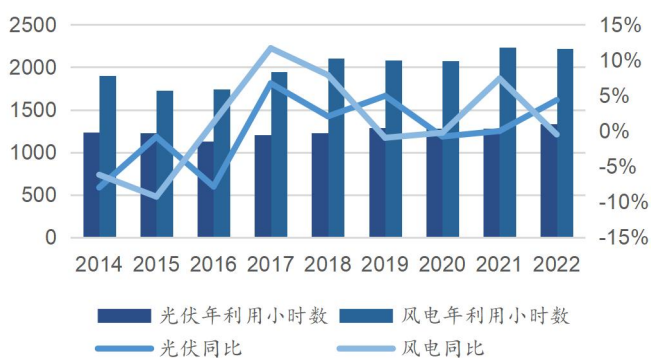
图 30：2022 年全国固定式光伏发电首年利用小时数分布


资料来源：中国气象局《2022 年中国风能太阳能资源年景公报》，365 光伏，信达证券研发中心

图 31：不同年运行小时下风电、光伏发电的制氢成本


资料来源：CPIA，中电联，IRENA，张轩等《电解水制氢成本分析》，王明华《新能源电解水制氢技术经济性分析》，徐进《电解水制氢厂站经济性分析》，信达证券研发中心测算

电解槽用电成本有望持续下降，运行时长有望不断增长。1) 电解槽用电成本下降：风光发电产生了大量不稳定的电力，2022 年全国的风电、光伏利用率分别为 96.8%、98.3%，其中蒙东地区弃风率达到 10%，西藏弃光率达到 20%。另外，根据山东电力交易中心数据，由于电力供过于求，山东省五一假期间累计出现长达 22 个小时的负电价。随着可再生能源发电占比的提升和电力系统季节性调峰压力不断加大，弃风弃光、电网用电低谷电等低成本电能将有望成为未来电解水制氢的重要电源。我们预计到 2030 年电解槽用电成本将降至 0.2 元/kWh 以下，部分地区可降至 0.15 元/kWh。2) 电解槽运行时间增长：根据中电联数据，2016 年至今风光发电设备年利用水平持续提升。随着风光发电小时数的增加、风光配储的应用、绿电交易的普及以及后网电中可再生能源占比的提升，我们预计到 2025 年电解槽的年利用小时数将提升至 3000h，到 2030 年电解槽的年利用小时数将提升至 4000h。

图 32：2014-2022 年 6000 千瓦及以上风电设备和太阳能发电设备利用小时数


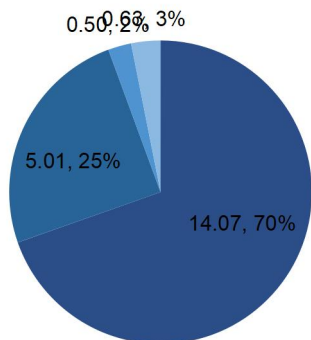
资料来源：中能传媒研究院、中电联，信达证券研发中心

图 33：山东省 5 月 1 日实时电价情况 (元/MWh)


资料来源：山东省电力市场交易平台，信达证券研发中心

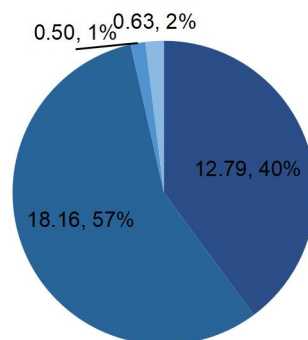
PEM 电解槽单位制氢成本远高于碱性电解槽，静待成本下降。考虑耦合陆上风电时电解槽制氢的情况，根据我们的测算，在不考虑政府补贴的情况下，目前碱性电解槽单位制氢成

本为 20.21 元/kg，其中用电成本、设备及维护费用占比分别为 70%、25%，用电成本占据了碱性电解水制氢成本的绝大部分；PEM 电解槽单位制氢成本为 32.08 元/kg，远高于碱性电解槽单位制氢成本，其中用电成本、设备及维护费用占比分别为 40%、57%，设备费用占据了电解水制氢成本的绝大部分。我们预计到 2030 年，PEM 电解槽单位制氢成本会有较大幅度的下降，但短时间内 PEM 电解槽的单位制氢成本仍远高于碱性电解槽，不具备价格优势。

图 34：2023 年碱性电解槽制氢成本及构成（元/kg）


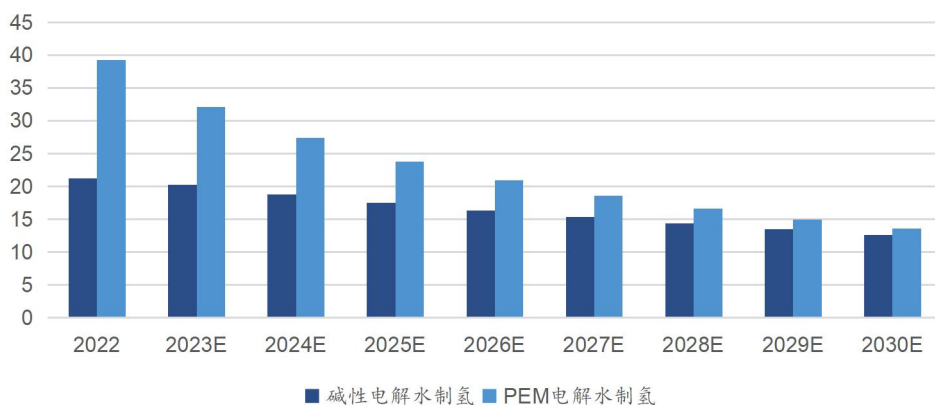
■ 用电成本 ■ 设备及维护费用 ■ 土建及安装费用 ■ 其他成本

资料来源：CPIA，中电联，氢云链，徐进等《电解水制氢厂站经济性分析》，丁贵军《应用核电进行碱性电解水制氢经济性分析》，张彩丽《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，信达证券研发中心测算

图 35：2023 年 PEM 电解槽制氢成本及构成（元/kg）


■ 用电成本 ■ 设备及维护费用 ■ 土建及安装费用 ■ 其他成本

资料来源：CPIA，中电联，氢云链，张轩等《电解水制氢成本分析》，王明华《新能源电解水制氢技术经济性分析》，徐进等《电解水制氢厂站经济性分析》，信达证券研发中心测算

图 36：2022-2030 年碱性和 PEM 电解槽单位制氢成本对比（元/kg）


资料来源：CPIA，中电联，氢云链，张轩等《电解水制氢成本分析》，王明华《新能源电解水制氢技术经济性分析》，徐进等《电解水制氢厂站经济性分析》，信达证券研发中心测算

多省市出台绿氢补贴政策以解决氢能项目实际应用中所遇到的问题。在实际应用中，为了解决氢能项目中遇到的氢气供需错配、制氢成本偏高、来源不清洁等问题，各地开始针对绿氢出台相关政策，以降低电解水制氢成本。据我们不完全统计，2022 年至今已有 3 省 5 市发布了绿氢补贴政策，主要分为生产补贴、销售补贴、电价优惠和配套奖励。**1) 生产补贴：**吉林省、濮阳市针对绿氢采取 15 元/kg，20%逐年退坡的生产补贴。**2) 销售补贴：**鄂尔多斯市 2022-2025 年按照实际销售量采取 4000 元/吨，1000 元/吨逐年退坡的销售补贴。**3) 电价优惠：**广东地区采取蓄冷电价政策，同时谷电用电量超 50%的免收基本电费；四川

地区采用地区低价电并给予一定的电费支持。**4) 配套奖励:** 湖北 1000Nm³/h 绿氢制氢产能奖励 50MW 风光指标。除此以外, 部分地区针对制氢厂的建设也给予了一定的建设补贴。未来随着绿氢的关注度及重要性逐渐提升, 我国有望发布更多的绿氢补贴规划推动行业快速发展。

表 5: 2022-2023 年各省市绿氢补贴政策发布情况

| 省级 | | |
|---------|---|--|
| 地区 | 政策文件 | 政策内容 |
| 吉林 | 《支持氢能产业发展若干政策措施(试行)》 | 对年产绿氢 100 吨以上(含 100 吨)的项目, 以首年每公斤 15 元为标准为基数, 采取逐年退坡的方式, 连续 3 年给予补贴支持, 每年最高补贴 500 万元 |
| 湖北 | 《关于支持氢能产业发展的若干措施》 | 对在可再生能源富集地区发展风光水规模电解水制氢, 按照 1000Nm ³ /h 制氢能力、奖励 50MW 风电或光伏开发资源并视同配置储能。支持电解制氢企业用电参与市场化交易 |
| 广东 | 《广东省加快建设燃料电池汽车示范城市群行动计划(2022-2025)》 | 落实燃料电池汽车专用制氢站用电价格执行蓄冷电价政策 |
| 市级 | | |
| 地区 | 政策文件 | 政策内容 |
| 广东深圳 | 《深圳市氢能产业创新发展行动计划(2022-2025 年)(征求意见稿)》 | 站内电解水制氢用电价格执行蓄冷电价政策, 电解制氢设施谷期用电量超过 50% 的免收基本电费。 |
| 河南濮阳 | 《濮阳市促进氢能产业发展扶持办法的通知》 | 对绿氢出厂价格不高于同纯度工业副产氢平均出厂价格, 且用于本市加氢站加注的, 按照年度累计供氢量, 2022 给予每千克 15 元补贴, 2023 给予每千克 12 元补贴, 最高不超过 500 万元。 |
| 四川成都 | 《成都制造“1+7”政策体系(征求意见稿)》, 《成都市优化能源结构促进城市绿色低碳发展行动方案》 | 支持符合条件的新型电池、电解水制氢、光伏等绿色高载能企业和重点优势企业纳入全水电交易; 统筹推进“制储输用”全链条发展, 加快建设“绿氢之都”, 对绿电制氢项目市、区(市)县两级联动给予 0.15-0.2 元/kWh 的电费支持。 |
| 四川攀枝花 | 《关于支持氢能产业高质量发展的若干政策措施(征求意见稿)》 | 支持制氢产业发展, 其增量用电量执行单一制输配电价 0.105 元/kWh(含线损), 电解氢项目建成后次年纳入全水电交易范围。 |
| 内蒙古鄂尔多斯 | 《关于印发支持氢能产业发展若干措施的通知》 | 对绿氢项目, 按绿氢实际销售量(对于一体化绿氢制化学品项目, 由第三方公司对绿氢产量进行核定)给予退坡补贴, 2022-2023 年补贴 4000 元/吨, 2024 年补贴 3000 元/吨, 2025 年补贴 2000 元/吨。 |

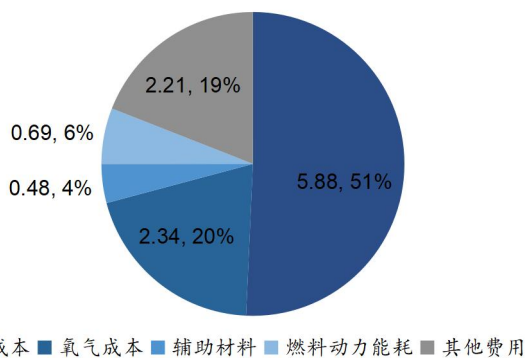
资料来源: 氢云链, 风电头条, 中国电力网, 信达证券研发中心整理

未来 SOEC、AEM 等新型电解水技术有望进一步降低绿氢制取成本。
1) SOEC 电解槽: 2023 年 4 月, 翌晶能源国内首条 SOEC 电堆自动化产线下线, 单台 SOEC 电堆额定功率为 2.5kW, 直流电耗 3.16kWh/Nm³。SOEC 系统单位能耗 3.6kWh/Nm³, 电解效率超过 84%, 若与工业余热回收结合则电耗可以进一步降低 10%。根据翌晶氢能总经理刘青, 2023 年 SOEC 电解槽制氢成本为 10000 元/kW, 预计到 2025 年成本将快速下降到 5000 元/kW, 至 2030 年则下降至 1000 元/kW, 降幅高达 90%。
2) AEM 电解槽: 2023 年 2 月, 稳石氢能推出国内首款 AEM 电解槽产品, 单台电解槽额定功率为 2.5kW, 直流电耗为 4.3kWh/Nm³, 单台电解器最大产氢量 600L/h。根据稳石氢能技术总监曹炬, AEM 电解设备预计在三年内可实现规模化生产, 当用电成本为 0.15 元/kWh, 电解设备的年运行时间为 70000h 时, AEM 水电解制氢总成本为 10.3 元/kg。

3.2 灰氢受原料价格影响较大，CCUS 和碳税将大幅增加制氢成本

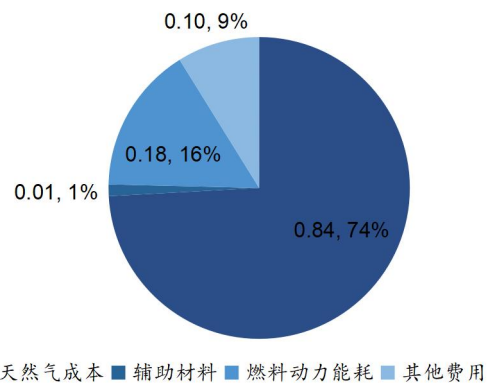
煤制氢成本略低于天然气制氢成本，制氢成本受原料价格影响较大。根据苗军等《氢能的生产工艺及经济性分析》，煤气化制氢技术能量转化效率在 55%-60%，天然气水蒸气重整制氢技术能量转化率可达 70% 以上。根据张彩丽《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，以工业制氢所需独立制氢装置规模最小 90000m³/h 为基础，年运行时间为 8000h，则煤制氢建设投资为 12.4 亿元，天然气制氢建设投资为 6 亿元。根据中国煤炭工业协会《2022 煤炭行业发展年度报告》，2022 年动力煤中长期合同（5500 大卡下水煤）全年均价为 722 元/吨，假设 2022-2030 年期间 5500 大卡煤炭价格稳定在 700 元/吨，热值为 22990KJ/kg。各地工业天然气市场价格大约在 1.5-3.5 元/m³ 之间，假设 2022-2030 年期间工商业用气天然气价格稳定在 2.5 元/m³，热值为 35948KJ/m³。在不考虑碳税的情况下，当前煤炭单位制氢成本为 11.60 元/kg，其中煤炭成本占总成本 50% 以上；天然气单位制氢成本为 12.57 元/kg，略高于煤制氢成本，其中天然气成本占总成本 70% 以上。由于煤炭和天然气成本占化石燃料制氢总成本比例较高，化石燃料制氢成本受原料价格变化影响较大。当煤价为 550 元/吨时，单位煤制氢成本为 10.34 元/kg；当煤价为 800 元/吨时，单位煤制氢成本增至 12.44 元/kg。当天然气价格为 1.5 元/Nm³ 时，单位天然气制氢成本为 8.87 元/kg；当天然气成本为 3.5 元/Nm³ 时，单位天然气制氢成本则增至 16.32 元/kg。

图 37：2023 年煤气化制氢成本构成（元/kg）



资料来源：中国煤炭工业协会，张彩丽《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，信达证券研发中心

图 38：2023 年天然气水蒸气重整制氢成本构成（元/kg）



资料来源：张彩丽《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，信达证券研发中心

表 6：不同原材料价格下化石燃料制氢成本

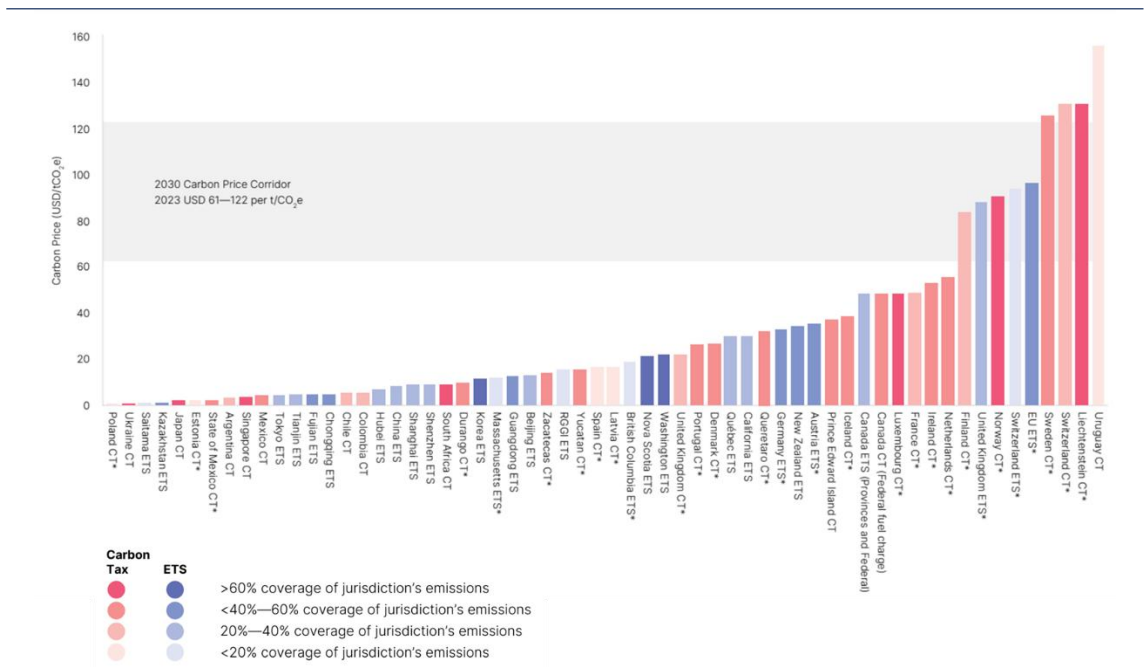
| 煤价 (元/吨) | 450 | 500 | 550 | 600 | 650 | 700 | 750 | 800 | 850 |
|-----------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 煤制氢成本 (元/m ³) | 0.85 | 0.89 | 0.93 | 0.97 | 1.00 | 1.04 | 1.08 | 1.12 | 1.16 |
| 煤制氢成本 (元/kg) | 9.50 | 9.92 | 10.34 | 10.76 | 11.18 | 11.60 | 12.02 | 12.44 | 12.86 |
| 天然气价格 (元/Nm ³) | 1.5 | 2.0 | 2.5 | 3.0 | 3.5 | 4.0 | 4.5 | 5.0 | 5.5 |
| 天然气制氢成本 (元/m ³) | 0.80 | 0.96 | 1.13 | 1.30 | 1.47 | 1.64 | 1.80 | 1.97 | 2.14 |
| 天然气制氢成本 (元/kg) | 8.87 | 10.73 | 12.59 | 14.46 | 16.32 | 18.19 | 20.05 | 21.92 | 23.78 |

资料来源：中国煤炭工业协会《2022 煤炭行业发展年度报告》，张彩丽《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，蒋珊《绿氢制取成本预测及与灰氢、蓝氢对比》，《中国碳捕集利用与封存技术发展路线图（2019 版）》，苗军《氢能的生产工艺及经济性分析》，信达证券研发中心测算

CCUS 技术将大幅增加化石燃料制氢成本。根据《中国碳捕集利用与封存技术发展路线图(2019版)》规划,当前国内 CCUS 成本在 0.35-0.40 元/kgCO₂, 2030 年和 2050 年有望分别控制在 0.21 元/kg 和 0.15 元/kgCO₂。根据蒋珊《绿氢制取成本预测及与灰氢、蓝氢对比》,单位煤制氢约产生 11-25kg CO₂, 单位天然气制氢约产生 8-16kgCO₂, 取其中位数假设单位煤制氢产生 18kgCO₂, 单位天然气制氢产生 12kgCO₂, 则当前结合 CCUS 的单位煤制氢成本将增加至 18.80 元/kg, 结合 CCUS 的单位天然气制氢成本将增加至 17.37 元/kg。

未来或将对碳排放征收高额碳税, 化石燃料制氢成本进一步增加。化石燃料制氢还需要考虑碳定价的问题, 碳定价主要包括碳税和碳排放权交易两种形式, 其中碳税是指对二氧化碳等温室气体排放征税, 碳排放权交易是指企业二氧化碳排放额度的分类和交易。中国于 2013 年开始陆续启动北京、天津、上海、重庆、湖北、广东、深圳、福建等八个碳市场试点, 2021 年正式启动全国碳市场。根据碳定价高级别委员会(High-Level Commission Carbon Prices)估计, 若以高成本效益的方式实现《巴黎协定》的目标实现减排, 到 2020 年碳价格至少为 40-80 美元/吨(约合人民币 280-560 元), 到 2030 年前至少达到 50-100 美元/吨(约合人民币 350-700 元)。根据上海环境能源交易所数据, 2022 年全国碳市场碳排放配额(CEA)总成交量 50,889,493 吨, 总成交额 2,814,004,694.28 元, 平均碳价约为 55.3 元/吨, 与碳定价高级别委员会预期碳价相比仍有较大差距。参考亚洲市场的碳定价情况, 新加坡从 2019 年起开始征收 5 新元/吨碳税(约合人民币 25 元)碳排放税, 从 2024 年起, 碳税将提高至 25 新元/吨(约合人民币 125 元), 2026 年提高至 45 新元/吨(约合人民币 225 元), 2030 年提高至 50-80 新元/吨(约合人民币 250-400 元)。随着我国碳排放政策的日益收紧, 我们预计未来将针对二氧化碳排放征收高额碳税, 分别参考新加坡和碳定价高级别委员会预期的碳价水平, 则我国的化石燃料制氢成本均会大幅度增加。

图 39: 碳排放权交易和碳税的价格和覆盖范围(美元/吨)



资料来源: World Bank: State and Trends of Carbon Pricing 2023, 信达证券研发中心

表 7: 不同碳价水平下煤制氢和天然气制氢成本

| 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|

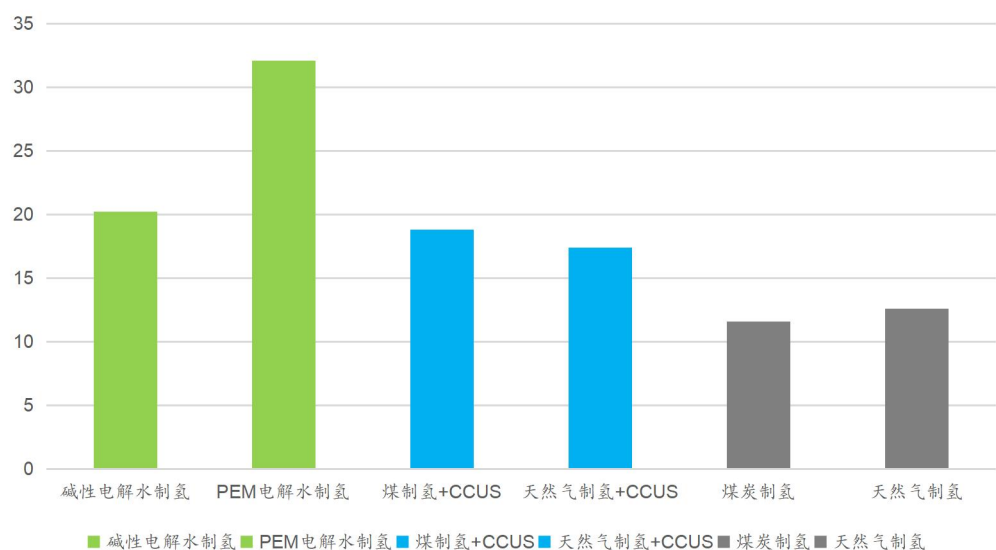
| 碳价 (元/吨) | 25 | 25 | 125 | 125 | 225 | 225 | 225 | 225 | 250 | 400 |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 煤制氢成本 (元/kg) | 12.05 | 12.05 | 13.80 | 13.76 | 15.52 | 15.48 | 15.44 | 15.40 | 15.81 | 18.51 |
| 天然气制氢成本 (元/kg) | 12.87 | 12.85 | 14.03 | 14.01 | 15.19 | 15.17 | 15.16 | 15.14 | 15.42 | 17.22 |
| 碳价 (元/吨) | 294 | 301 | 308 | 315 | 322 | 329 | 336 | 343 | 350 | |
| 煤制氢成本 (元/kg) | 16.89 | 17.02 | 17.10 | 17.18 | 17.26 | 17.35 | 17.43 | 17.52 | 17.61 | |
| 天然气制氢成本 (元/kg) | 16.10 | 16.16 | 16.23 | 16.29 | 16.36 | 16.42 | 16.49 | 16.55 | 16.62 | |
| 碳价 (元/吨) | 574 | 581 | 588 | 595 | 602 | 609 | 616 | 623 | 700 | |
| 煤制氢成本 (元/kg) | 21.93 | 22.06 | 22.14 | 22.22 | 22.30 | 22.39 | 22.47 | 22.56 | 23.91 | |
| 天然气制氢成本 (元/kg) | 19.46 | 19.52 | 19.59 | 19.65 | 19.72 | 19.78 | 19.85 | 19.91 | 20.82 | |

资料来源: World Bank, 白彦锋《碳税国际实践及其对我国 2030 年前实现“碳达峰”目标的启示》, 中国煤炭工业协会《2022 煤炭行业发展年度报告》, 张彩丽《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》, 蒋珊《绿氢制取成本预测及与灰氢、蓝氢对比》, 信达证券研发中心测算

3.3 绿氢和蓝氢有望在 25 年左右平价, 和灰氢有望在 30 年左右平价

通过对比当前绿氢、蓝氢及灰氢的制备方法即可发现, 当前单位制氢成本: 煤制氢<天然气制氢<天然气+CCUS<煤制氢+CCUS<碱性电解水制氢<PEM 电解水制氢。煤制氢及天然气制氢单位成本远低于电解水制氢单位成本, 约为碱性电解水制氢单位成本的 1/2。

图 40: 2023 年绿氢、灰氢、蓝氢单位制氢成本对比



资料来源: 信达证券研发中心测算

假设 2022-2030 年煤炭和天然气价格保持不变, 如果不考虑电解水制氢的生产补贴及电费补贴, 则绿氢有望在 2025 年左右和蓝氢平价, 在 2030 年左右和灰氢平价。如果仅考虑实施电解水制氢的生产补贴、消费补贴或电费补贴政策, 则当前电解水制氢成本已低于或等于蓝氢、灰氢制备成本。由于我们仅考虑 1000Nm³/h 电解水制氢装置, 经济规模偏小, 我们预计随着氢能行业的发展, 电解水制氢装置规模将不断增大, 电解槽工作时间也将继续延长, 绿氢成本有望进一步降低。

表 8: 2022-2030 年绿氢、灰氢、蓝氢制氢成本对比

| 单位制氢成本 (元/kg) | 2022 | 2023E | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E | 2028E | 2029E | 2030E (电价 0.2 元/kWh) | 2030E (电价 0.15 元/kWh) |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----------------------|-----------------------|
| 碱性电解水制氢 | 21.21 | 20.21 | 18.77 | 17.50 | 16.35 | 15.30 | 14.34 | 13.44 | 12.61 | 10.10 |
| PEM 电解水制氢 | 39.21 | 32.08 | 27.44 | 23.81 | 20.91 | 18.56 | 16.60 | 14.96 | 13.56 | 11.33 |
| 煤炭制氢 | 11.60 | 11.60 | 11.55 | 11.51 | 11.47 | 11.43 | 11.39 | 11.35 | 11.31 | 11.31 |
| 天然气制氢 | 12.59 | 12.57 | 12.55 | 12.53 | 12.51 | 12.49 | 12.47 | 12.46 | 12.44 | 12.44 |
| 煤炭制氢 (结合 CCUS) | 18.80 | 18.80 | 18.26 | 17.73 | 17.20 | 16.67 | 16.14 | 15.62 | 15.09 | 15.09 |
| 天然气 (结合 CCUS) | 17.39 | 17.37 | 17.07 | 16.76 | 16.46 | 16.15 | 15.85 | 15.55 | 15.24 | 15.24 |
| 碱性电解水制氢 (生产补贴) | 6.21 | 8.21 | 9.77 | 11.50 | 13.35 | 15.30 | 14.34 | 13.44 | 12.61 | 10.10 |
| 碱性电解水制氢 (销售补贴) | 17.21 | 17.21 | 16.77 | 16.50 | 16.35 | 15.30 | 14.34 | 13.44 | 12.61 | 10.10 |
| 碱性电解水制氢 (电费补贴) | 8.98 | 9.51 | 9.83 | 10.25 | 10.71 | 11.19 | 11.68 | 12.15 | 12.61 | 10.10 |
| 煤炭制氢 (征收碳税) | 12.05 | 12.05 | 13.80 | 13.76 | 15.52 | 15.48 | 15.44 | 15.40 | 15.81 | 18.51 |
| 天然气制氢 (征收碳税) | 12.87 | 12.85 | 14.03 | 14.01 | 15.19 | 15.17 | 15.16 | 15.14 | 15.42 | 17.22 |

资料来源：信达证券研发中心测算

新疆库车绿氢项目采取部分外购绿电，当前制氢成本已达到天然气制氢成本。然而当前实际工业生产中，电解水制氢项目并未完全应用风光发电制氢，因此电解水制氢成本会低于测算成本。2022年6月30日，我国首个万吨级光伏制氢项目——中国石化新疆库车绿氢示范项目投产。根据《新疆库车绿氢示范项目环境影响报告书》，该项目为水电解制氢项目和太阳能光伏发电项目合建项目，光伏发电建设容量为300MWp，制氢装置共配置52台碱性电解槽。产出氢气纯度达99.9%，电解水制氢能力2万吨/年（26420Nm³/h）。在光伏发电时段，项目电解槽及其他用电设备采用光伏所发电源，而在光伏不发电时段，仍外购部分绿电供部分电解槽连续运行。在52台电解槽方案下，项目氢气单位总成本为12.95元，已与天然气制氢单位成本相当，但仍高于煤制氢单位成本。

图 41：新疆库车绿氢示范项目地理位置图



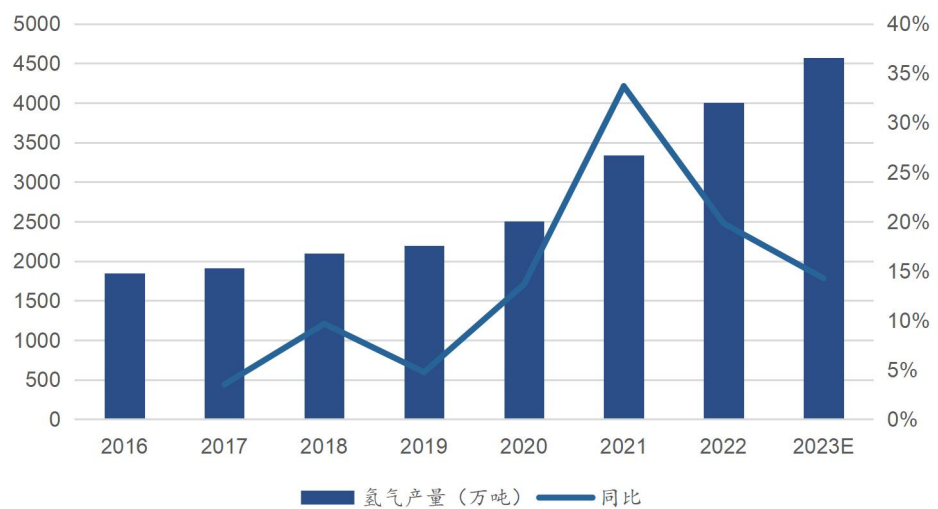
资料来源：《新疆库车绿氢示范项目环境影响报告书》，信达证券研发中心测算

四、绿氢产量远超规划目标，电解槽未来市场空间广阔

4.1 氢能产量加速增长，电解槽出货量有望翻倍

氢能产量加速增长，已超过 25 年氢能需求预期。目前，我国已成为世界上最大的氢气生产国，根据中国煤炭工业协会数据，2021、2022 年我国氢气产量分别为 3342 万吨、4004 万吨，同比增长分别为 32%、21%。根据中商产业研究院预测，2023 年我国氢气产量将达 4575 万吨。根据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2020》预测，在 2030 年碳达峰情景下，我国氢气的年需求量将达到 3715 万吨，在终端能源消费中占比约为 5%；在 2060 年碳中和情景下，我国氢气的年需求量将增至 1.3 亿吨左右，在终端能源消费中占比约为 20%。我国目前氢气产量已超过《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2020》预期的 2030 年氢能需求量。

图 42：2016-2022 年我国氢气产量情况

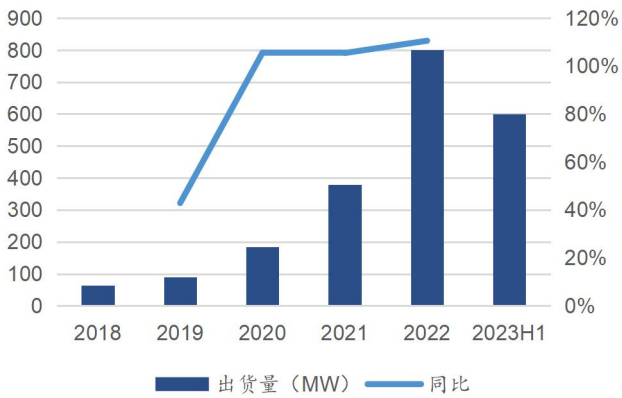


资料来源：中国煤炭工业协会，中商产业研究院，信达证券研发中心

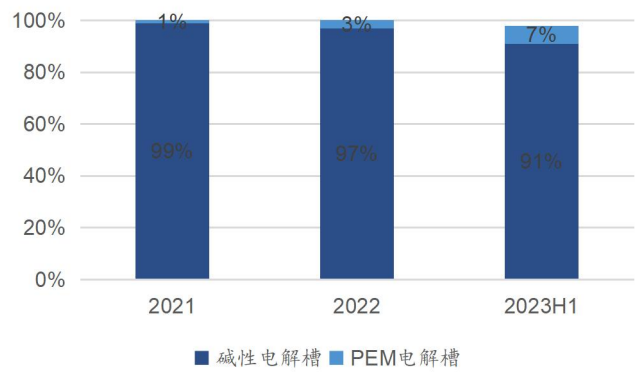
23 年电解槽出货量有望翻倍，PEM 电解技术占比逐渐扩大。根据势银 (TrendBank)，2021 年国内电解槽出货量为 380MW，其中碱性电解水制氢设备出货量占比达 99%，PEM 出货量占比 1%。2022 年国内电解槽出货量近 800MW，在 2021 年基础上实现翻番，其中碱性电解槽占比 97%，PEM 出货量占比 3%。根据氢云链，2023 年上半年全国电解设备共计招标超 600MW，已达 2022 年全年出货量的 75%，2023 年全年需求量对比 2022 年有望持续实现翻倍，其中碱性设备占比为 91%，相比 2022 年下降 8 个百分点，我国 PEM 设备产业链发展迅速。

图 43：2018-2023H1 年我国电解槽出货量情况

图 44：2021-2023H1 电解槽出货量占比



资料来源：势银 (TrendBank)，氢云链，信达证券研发中心



资料来源：氢云链，信达证券研发中心

绿氢制氢产业布局快速增长，电解槽赛道爆发在即。我国布局电解水制氢的企业数量快速增加，根据势银统计，我国布局电解槽的公司从 2020 年约 10 家迅速上升至 2022 年超 100 家，产业链相关企业超 200 家。据我们不完全统计，近年来已有超 40 家公司推出电解槽产品，其中碱性电解槽超 30 个，多家公司推出了单槽产氢量 1000Nm³/h 以上的碱性电解槽产品，最大单体产氢量可达 2000-2500Nm³/h；超 8 家公司推出 PEM 电解槽产品，多家公司推出了单槽产氢量 200Nm³/h 以上的产品，其中派瑞氢能、阳光氢能已研发出单槽产氢量 300Nm³/h 产品，电解槽单槽制氢规模不断扩大。参考海外公司主要产品情况，PEM 电解槽最大单槽产氢量可达 500Nm³/h，SOEC、AEM 电解槽技术已有相对成熟的应用，我国 PEM、SOEC、AEM 等新型电解槽技术和国外相比仍有一定差距，有较大的发展空间。

表 9：2020-2023 年部分碱性/PEM 电解槽产品及产氢量

| 公司 | 最大单体产氢量 (Nm ³ /h) | 类型 | 公司 | 最大单体产氢量 (Nm ³ /h) | 类型 |
|----------|------------------------------|------|--------|------------------------------|----|
| 稳石氢能 | 600L/h | AEM | 凯豪达 | 1000 | 碱性 |
| 卡沃罗/国富氢能 | 100 | PEM | 考克利尔克立 | 1500 | 碱性 |
| 派瑞氢能 | 300 | PEM | 隆基氢能 | 1000 | 碱性 |
| 氢器时代 | 50 | PEM | 明阳智能 | 1500-2500 | 碱性 |
| 塞克塞斯 | 200 | PEM | 派瑞氢能 | 2000 | 碱性 |
| 上海治臻 | 50 | PEM | 氢器时代 | 1500 | 碱性 |
| 阳光氢能 | 300 | PEM | 氢氢松松 | 500 | 碱性 |
| 长春绿动 | 200 | PEM | 清耀新能源 | 500 | 碱性 |
| 中石化 | 30 | PEM | 瑞麟科技 | 500-1000 | 碱性 |
| 思伟特 | 1 | SOEC | 塞克塞斯 | 1200 | 碱性 |
| 奥菲特 | 1000 | 碱性 | 盛氢制氢 | 1000 | 碱性 |
| 奥扬科技 | 1200 | 碱性 | 双良节能 | 1000 | 碱性 |
| 宝武重工 | 30 | 碱性 | 天合元氢 | 1000 | 碱性 |
| 国富氢能 | 1000 | 碱性 | 天津大陆 | 1000 | 碱性 |
| 海德氢能 | 500 | 碱性 | 希倍优 | 1400 | 碱性 |
| 翰氢源 | 1100 | 碱性 | 扬州中电 | 1000 | 碱性 |
| 华电重工 | 1200 | 碱性 | 阳光氢能 | 1000 | 碱性 |
| 华光环能 | 1500 | 碱性 | 亿利氢田时代 | 1000 | 碱性 |
| 华易氢元科技 | 1350 | 碱性 | 盈德气体 | 500 | 碱性 |
| 吉道能源 | 1350 | 碱性 | 中电丰业 | 2000 | 碱性 |

中集氢能 1200 碱性 中国华电 1200 碱性

资料来源：高工氢能，清洁能源博览会，势银 (TrendBank)，氢能前沿，索比氢能网，信达证券研发中心整理

表 10：部分海外公司电解槽产品及规格

| 公司 | 产品 | 最大单体产氢量 | 类型 | 图片 |
|------------------------|--------------------------|-----------------------------|----------------------------|---|
| Enapter | EL4.0AEM 电解槽 | 500Nm ³ /h | 4.8kWh/Nm ³ |  |
| ThyssenKrupp | 20MW 碱性电解槽 | 4000Nm ³ /h | 4.5kWh/Nm ³ |  |
| | M 系列集装箱 PEM 电解槽 | 246-492Nm ³ /h | 4.5kWh/Nm ³ |  |
| Nel | M 系列 PEM 电解槽 | 1698-4920Nm ³ /h | 4.5kWh/Nm ³ |  |
| | A 系列碱性电解槽 | 150-3880Nm ³ /h | 3.8-4.4kWh/Nm ³ |  |
| Sunfire | SUNFIRE-HYLINKSOEC 电解槽 | 750Nm ³ /h | 3.6kWh/Nm ³ |  |
| | SUNFIRE-HYLINK 碱性电解槽 | 2,230Nm ³ /h | 4.7kWh/Nm ³ |  |
| McPhy | Mclezer 碱性电解槽 | 0.4-3200Nm ³ /h | 4.65kWh/Nm ³ |  |
| Green Hydrogen Systems | HyProvide X-Series 碱性电解槽 | 1200Nm ³ /h | 54.7kWh/kg |  |

资料来源：各公司官网，信达证券研发中心整理

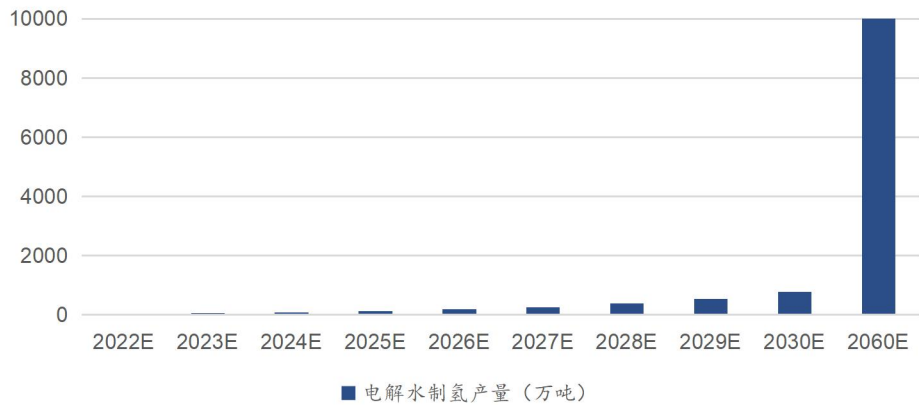
4.2 市场空间测算：电解槽未来市场空间广阔

绿氢预期产量远超规划水平，绿氢需求有望迎来快速增长。根据国家发改委《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，到2025年可再生能源制氢量达到10-20万吨/年，实现二氧化碳减排100-200万吨/年。而根据势银统计，目前内蒙古自治区、甘肃省、宁夏回族自治区

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://WWW.cindasc.com>31

自治区和四川省成都市都在相应的规划中明确了 2025 年可再生能源制氢产量，合计年产量约 80 万吨，远超国家氢能规划中提及的 2025 年可再生能源制氢年产量目标。根据势银预测，2025 年我国绿色可再生氢气的需求量将达到 130 万吨，2023-2025 年的电解水制氢设备累计出货量将达到 17GW 以上。根据《中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图》预测，2030 年我国可再生能源制氢产量约 770 万吨，2060 年我国可再生能源制氢产量约 0.75-1.0 亿吨。

图 45：2022-2060 年绿氢产量及预测情况



资料来源：势银 (TrendBank)，中国氢能联盟研究院《中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图》，信达证券研发中心

分别考虑市场上仅有碱性电解槽、碱性+PEM 电解槽的情况，2030 年市场空间分别有望达到 1071 亿元、1579 亿元。1) 若考虑市场中仅存在 1000Nm³/h 碱性电解槽的情况，则到 2025 年碱性电解槽需求量约为 5298 台，碱性电解槽新增市场空间约 60 亿元，累计市场空间约 378 亿元；到 2030 年碱性电解槽需求量约为 21413 台，碱性电解槽新增市场空间约 201 亿元，累计市场空间约 1071 亿元。2) 根据 IEA 数据，2021 年全球范围内碱性电解槽技术占比约 70%，PEM 电解槽技术占比约 25%，在后续五年内碱性电解槽技术将降至装机容量的 60% 左右，至 2030 年碱性电解槽与 PEM 电解槽的装机容量将趋于一致。参考海外发展情况，若考虑 200Nm³/hPEM 电解槽在国内电解槽市场中占比逐渐扩大，占绿氢产量的比重由 2022 年的 3% 增长至 2030 年的 40%，到 2025 年需要碱性电解槽需求量约为 4404 台、PEM 电解槽需求量约为 4470 台，合计电解槽新增市场空间约 102 亿元，累计市场空间约 511 亿元；到 2030 年需要碱性电解槽约 12848 台、PEM 电解槽约 42825 台，合计电解槽新增市场空间约 305 亿元，累计市场空间约 1579 亿元。

表 11：2022-2030 年电解槽市场空间测算

| | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E | 2028E | 2029E | 2030E |
|---------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 电解水制氢产量 (万吨) | 48 | 67 | 93 | 130 | 186 | 265 | 378 | 539 | 770 |
| 电解水制氢产量 (m ³) | 5.38E+09 | 7.48E+09 | 1.04E+10 | 1.45E+10 | 2.06E+10 | 2.95E+10 | 4.20E+10 | 6.00E+10 | 8.57E+10 |
| 碱性电解槽 | | | | | | | | | |
| 数量 (台) | 2444 | 3367 | 4201 | 5298 | 6918 | 9099 | 12041 | 16020 | 21413 |
| 累计市场空间 (亿元) | 232 | 269 | 318 | 378 | 464 | 572 | 705 | 870 | 1071 |
| 新增市场空间 (亿元) | 39 | 37 | 49 | 60 | 86 | 107 | 133 | 164 | 201 |
| 碱性电解槽+PEM 电解槽 | | | | | | | | | |
| 碱性电解槽制氢产量占比 | 97% | 92% | 88% | 83% | 79% | 74% | 69% | 65% | 60% |

| | | | | | | | | | |
|--------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|
| 碱性电解槽数量 (台) | 2371 | 3110 | 3687 | 4404 | 5431 | 6722 | 8339 | 10353 | 12848 |
| 碱性电解槽累计市场空间 (亿元) | 225 | 249 | 279 | 315 | 365 | 423 | 488 | 562 | 642 |
| PEM 电解槽制氢产量占比 | 3% | 8% | 12% | 17% | 22% | 26% | 31% | 35% | 40% |
| PEM 电解槽数量 (台) | 367 | 1284 | 2573 | 4470 | 7437 | 11885 | 18513 | 28336 | 42825 |
| PEM 电解槽累计市场空间 (亿元) | 29 | 74 | 130 | 196 | 284 | 395 | 535 | 713 | 937 |
| 累计市场空间 (亿元) | 255 | 323 | 409 | 511 | 649 | 817 | 1024 | 1275 | 1579 |
| 新增市场空间 (亿元) | 53 | 69 | 86 | 102 | 138 | 169 | 206 | 251 | 305 |

资料来源：势银 (TrendBank)，中国氢能联盟研究院《中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图》，国际能源署 (IEA)：Global Hydrogen Review 2022，信达证券研发中心测算

五、投资建议

氢能行业尚处于发展初期，“绿氢”制氢端降本空间较大，未来市场前景广阔。我们预计随着《氢能产业标准体系建设指南（2023 版）》的印发，氢能产业链将加速发展，制氢端有望最先受益，电解槽市场有望迎来快速增长。投资机会方面，我们建议从制氢设备端入手，关注隆基绿能、华光环能、华电重工、昇辉科技等公司。

- **隆基绿能**：公司 2021 年成立隆基氢能，开始布局氢能业务。2021 年，公司首台 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，市场拓展与品牌营销工作正在稳步推进。2022 年公司成功中标了我国首个万吨级光伏绿氢示范项目——中国石化新星新疆库车绿氢示范项目，现已正式投入运营。根据 BloombergNEF 数据，隆基氢能产能在 2022 年全球 Top20 电解槽生产商中位列榜首。公司的碱水制氢系统已达到世界领先水平
- **华光环能**：公司积极布局氢能领域，与大连理工大学合作进行电解水制氢、碳捕捉技术等示范项目的开发。2023 年 4 月，公司正式下线 1500Nm³/h 碱性电解槽，标志着公司迈入了规模化电解水制氢的新赛道，并具备随时批量化生产交付能力。目前，公司已经形成了年产 1GW 电解水制氢设备制造能力，并具备 2000Nm³/h 以下多系列碱性电解水制氢系统制造技术。
- **华电重工**：公司自 2020 年开始布局氢能业务并成立氢能事业部，稳步推进氢能业务的产品技术研发及市场拓展。2022 年公司自主开发的 1200Nm³/h 碱性电解水制氢装置和气体扩散层产品顺利下线，并形成了 150kW 氢燃料电池分布式供能系统、质子交换膜材料等研发成果。
- **昇辉科技**：公司自 2021 年开始布局氢能业务，公司分别通过设立控股子公司昇辉新能源，对外投资国鸿氢能和飞驰汽车，与美锦能源战略合作等方式，布局氢能的制储运加、氢能储能、交通运输等核心产业环节。2023 年 1 月，公司联营企业盛氢制氢开发的 1000Nm³/h 制氢设备下线，制氢成套设备中的配电柜、控制柜、整流器和变压器等电气设备均由昇辉新能源子公司安能极科技生产制造。

七、风险因素

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。

氢能相关技术进度不及预期风险：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。

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。

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，新能源与电力设备行业首席分析师，中央财经大学金融硕士，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。

黄楷，电力设备新能源行业分析师，墨尔本大学工学硕士，3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。

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，负责新能源车行业研究。

王煊林，电力设备新能源研究助理，复旦大学金融硕士，1年行业研究经验，2023年加入信达证券研究所，负责风电行业研究。

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。