



公用事业

优于大市（维持）

证券分析师

郭雪

资格编号：S0120522120001

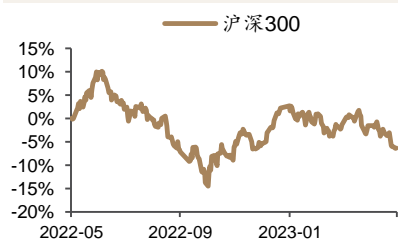
邮箱：guoxue@tebon.com.cn

联系人

卢璇

邮箱：luxuan@tebon.com.cn

市场表现



相关研究

- 1.《ESG 周报：《生物多样性公约》第十五次缔约方大会（COP15）召开，推进全球生物多样性治理进程》，2023.5.30
- 2.《环保与公用事业周报-《国家水网建设规划纲要》印发，建设现代化高质量水利基础设施网络》，2023.5.28
- 3.《建设现代化高质量水利基础设施网络，提升水资源调控能力》，2023.5.26
- 4.《九洲集团（300040.SZ）：“风光储+智能设备”协同发展，致力于成长为综合型智慧能源供应商》，2023.5.26
- 5.《实施电力需求侧管理，推进电力系统安全降碳》，2023.5.25

氢能产业系列报告（四）：绿氢星辰大海，电解槽放量可期

投资要点：

- **多因素驱动我国绿氢产业爆发式增长。**2023 年以来我国绿氢产业的景气度明显提升，2023Q1 国内有 13 个绿氢项目签约或进入开工环节，涉及绿氢产能超 15 万吨/年，电解槽容量达 835MW，已超 2022 年全年。我们将我国绿氢产业迅速发展的原因归为四点：（1）氢能是能源发展的必然结果；（2）氢能是深度脱碳的必然选择；（3）氢能可保障我国能源安全；（4）激烈的国际竞争促使当下大力发展氢能。
- **内蒙、央企参与度高，示范项目已初具经济性。**我们梳理了 39 项国内在建拟建大规模绿氢项目，规划年绿氢产能已达 88.8 万吨。从区域看，内蒙凭借丰富的风光资源、便捷的地理位置和丰富的消纳场景，在绿氢布局上优势明显，在建拟建项目年规划产能已达 52 万吨。从参与主体看，能源央企是绿氢建设的绝对主力。从项目类型看，当前项目中并网模式占据主导地位，预计未来越来越多的绿氢项目会以离网制氢的模式建设。从经济性来看，电力成本占据绝对大头，我们测算新疆库车绿氢示范项目的制氢成本为 14.02 元/kg，相比于其余制氢方式已初具优势。预计 2023 年我国电解槽出货量为 1.4-2.1GW，同比增长 75%-163%，保持迅猛发展的势头。
- **电解槽放量在即，千亿蓝海市场初现。**PEM 电解槽技术指标更加优秀，但成本是碱性电解槽的 4 倍左右，且目前我国 PEM 电解槽关键零部件依赖进口，因此预计中短期依旧会以碱性电解制氢为主，随着 PEM 电解槽成本的快速下降，PEM 占比将逐步提升。电解槽短期市场需求受绿氢项目建设驱动，预计 2023-2025 年我国电解槽累计市场空间达 320.3 亿元；远期市场空间受需求催动，绿氢、绿色甲醇、交通领域、天然气掺氢和钢铁行业都将释放巨大的绿氢需求，预计 2050 年国内电解槽累计市场空间超 7000 亿，我们看好大型能源集团下属装备企业、行业老牌企业和制造龙头企业的发展前景。
- **投资建议：**国内绿氢项目规划明确、建设加速，短中长期驱动因素强劲，电解槽设备需求将快速放量，看好前期布局的相关设备制造商。重点关注：华电旗下，碱性+PEM 双向发力的【华电重工】；建议关注：全球光伏龙头，2026 年形成 5-10GW 电解水制氢设备产能的【隆基绿能】；锅炉装备领跑者，布局碱性电解槽的【华光环能】；立足制氢与氢能源汽车，协同发力的【昇辉科技】；消纳场景丰富，打造沙漠光氢化领先企业的【亿利洁能】。
- **风险提示：**政策推进不及预期、国产替代不及预期、氢能应用终端市场发展不及预期。

内容目录

1. 绿氢星辰大海，趁势而来	5
1.1. 绿氢产业景气度持续提升	5
1.2. 绿氢产业发展的核心驱动因素	8
2. 从当前绿氢项目看未来发展趋势	10
2.1. 绿氢项目梳理：内蒙遥遥领先，央国企主导建设	10
2.2. 项目类型：短期并网制氢主导，长期看好离网制氢发展潜力	14
2.3. 经济性测算：电力成本占绝对大头，示范项目已初具经济性	17
3. 电解槽放量在即，千亿蓝海市场初现	20
3.1. 路线之争：预计中短期内碱性制氢依旧占据主导地位	20
3.2. 短期市场空间：绿氢项目起量，未来三年国内电解槽市场空间超 300 亿	23
3.3. 远期市场空间：需求催动千亿蓝海市场	24
3.4. 电解槽竞争格局：看好“国家队”发展前景	29
3.4.1. 市场要什么样的电解槽？	29
3.4.2. 电解槽竞争格局	29
4. 投资建议与标的整理	31
4.1. 华电重工	31
4.2. 隆基绿能	32
4.3. 华光环能	32
4.4. 昇辉科技	32
4.5. 亿利洁能	33
5. 风险提示	33

图表目录

图 1：中国电解槽出货量（单位：MW）	5
图 2：2020-2050 年我国制氢结构及预测分析	6
图 3：中国电解水制氢项目分布（截至 2023 年 3 月）	6
图 4：国内首条纯氢长输管道项目	7
图 5：包头—临河输气管道工程施工示意图	7
图 6：中国能建-苏伊士运河经济区绿氢项目签约现场	7
图 7：中国能建-摩洛哥南部大区绿氢项目签约现场	7
图 8：全球低碳氢能可在各应用领域需求量（单位：Mt）	8
图 9：全球低碳氢能来源结构（单位：Mt）	8
图 10：各类储能可在放电时间和容量性能的对比	9
图 11：氢能应用场景	9
图 12：世界各国氢能政策出台情况	9
图 13：2025 年中国各省绿氢规划年产量（单位：万吨）	10
图 14：全国固定式光伏发电首年利用小时数分布（单位：h）	13
图 15：全国 100 米高度层年平均风速分布（单位：m/s）	13
图 16：内蒙氢能经济走廊	14
图 17：分散式新能源制氢	15
图 18：风场/光伏电厂联网本地制氢	15
图 19：风场/光伏电厂离网、场内交流制氢	15
图 20：风电场/光伏电厂离网、场内直流制氢	15
图 21：库车绿氢示范项目地理位置图	17
图 22：煤制氢成本随煤炭价格变化趋势（横坐标为煤炭价格）	19
图 23：天然气制氢成本变化趋势（横坐标为天然气价格）	19
图 24：四大电解水制氢技术	20
图 25：2021-2023Q1 各制氢技术路线项目占比	20
图 26：碱性和 PEM 制氢技术参数对比	21
图 27：中国近年铂族金属储量（单位：吨）	23
图 28：2021 年中国铂族金属供给结构	23
图 29：2020-2060 年中国氢气需求量预测（单位：万吨）	25
图 30：2020 年中国氢气利用结构	25
图 31：2060 年中国氢气利用结构	25
图 32：中国历年合成氨产量（单位：万吨）	26

图 33: 2019 年中国合成氨下游需求分布	26
图 34: 2020 年中国甲醇下游应用情况	26
图 35: 吉利甲醇重卡	26
图 36: 我国历年燃料电池产销量 (单位: 辆)	27
图 37: 2022 年我国燃料电池汽车市场占比	27
图 38: 我国历年天然气消费量	27
图 39: 中国粗钢产量及预测 (单位: 亿吨)	28
图 40: 传统炼钢与氢基还原炼钢技术路线	28
图 41: 国内电解槽技术传播示意图	30
图 42: 2022 年中国电解槽出货市占率	30
表 1: 2023Q1 招标绿氢项目电解槽需求情况	5
表 2: 地方性绿氢产业支持政策	10
表 3: 我国主要在建拟建大规模绿氢项目 (截至 2023 年 4 月)	11
表 4: 并网制氢和离网制氢的优缺点比较	16
表 5: 中石化库车项目入围供应商报价情况	18
表 6: 新疆中石化库车项目单位产氢成本测算	18
表 7: 碱性、PEM 电解水制氢技术特性比较	22
表 8: 2025 年国内电解槽市场空间测算	24
表 9: 2030 年全球电解槽累计市场规模测算	24
表 10: 2030-2050 电解槽系统市场规模预测	28
表 11: 国内已披露电解水制氢设备企业产能	31

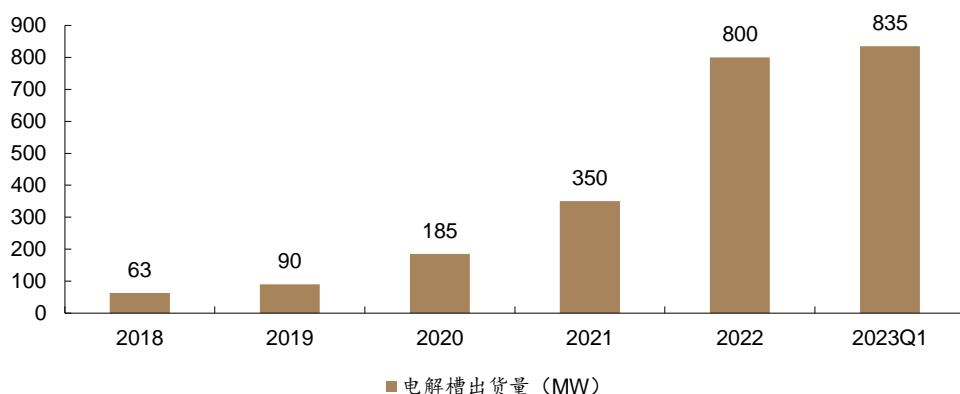
1. 绿氢星辰大海，趋势而来

1.1. 绿氢产业景气度持续提升

2023 年以来绿氢产业的景气度明显提升，主要表现在三大方面：

(1) 电解槽出货量迅速增长。自 2020 年以来国内央企深入氢能布局，我国制氢电解槽出货量迅速提升，2018-2022 年的 CAGR 达 88.8%，其中 2020-2022 年出货量发别为 185/350/800MW。据能景研究统计，我国可再生能源制氢已公布的央企规划项目近 300 项，已披露的建设项目规划投资超过 4000 亿元，总规模超 50GW；2023Q1 国内有 13 个绿氢项目签约或进入开工环节，涉及绿氢产能超 15 万吨/年，电解槽容量达 835MW，已超 2022 年全年。展望未来，根据势银的统计，我国已有超过 100 个已建、在建和规划中的可再生能源电解水制氢项目，2025 年绿氢的需求量预计将达到 120 万吨，2023-2025 年的电解水制氢设备累计出货量预计将达到 15GW。

图 1：中国电解槽出货量（单位：MW）



资料来源：TrendBank，北极星氢能网，隆基绿能，国际氢能网，德邦研究所

表 1：2023Q1 招标绿氢项目电解槽需求情况

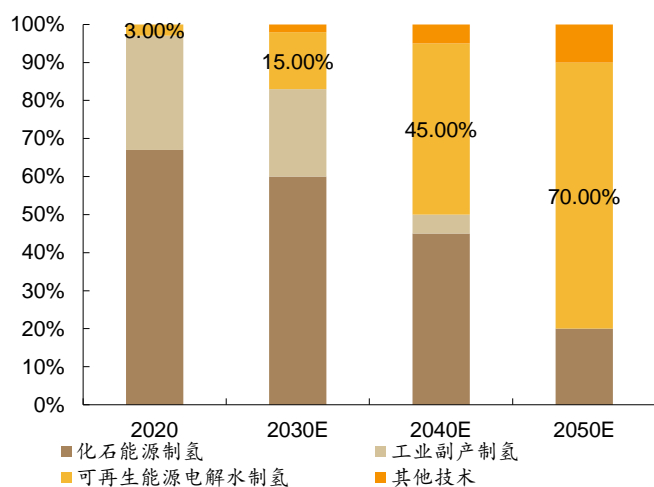
序号	招标时间	项目名称	招标人	电解槽容量	制氢规模	制氢方式	项目地
1	1 月 6 日	国能宁东可再生氢碳减排示范区一期工程	国能宁东可再生氢碳减排示范区一期工程	25MW	永利制氢站制氢规模 5000Nm ³ /h, (1000Nm ³ /h 电解槽 5 套)，清水管制氢规模 15000Nm ³ /h (1000Nm ³ /h 电解槽 16 套)	碱性	宁夏宁东
2	1 月 16 日	涿源县 300MW 光伏制氢项目	涿源氟阳新能源开发有限公司	6MW	制氢站设 2 台 600Nm ³ /h 制氢设备	碱性	河北涿源
3	1 月 29 日	深圳能源库尔勒绿氢制储家用一体化示范项目	深能库尔勒发电有限公司	5MW	制氢站配置 2 台 500Nm ³ /h 的制氢设备	碱性	库尔勒
4	2 月 11 日	广汇能源绿电制氢及氢能一体化示范项目	广汇能源	5MW	电解水制氢规模为 1000Nm ³ /h	碱性	哈密
5	2 月 11 日	平凉海螺崆峒区峡门乡 100MW 风力发电及制氢项目	平凉海螺水泥有限责任公司	5MW	——	碱性	甘肃平凉
6	2 月 16 日	鄂托克前旗上海庙经济开发区深能北方光伏制氢项目	长江勘测规划设计研究院有限责任公司	45MW	制氢站规模为 9000Nm ³ /h, 年制氢量为 6750t, 年制氧量为 54000t	碱性	内蒙鄂尔多斯
7	2 月 16 日	鄂尔多斯风光融合绿氢示范项目	中石化新星内蒙古绿氢新能源有限公司	390MW	制氢能力 3 万吨/年	碱性	内蒙鄂尔多斯
8	2 月 18 日	七台河勃利县 200MW 风电制氢项目	七台河润沐新能源有限公司	7.5MW	1500Nm ³ /h	碱性	黑龙江七台河
9	2 月 23 日	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	吉林电力股份有限公司	195MW	39000Nm ³ /h	碱性	吉林白城
10	3 月 1 日	华能清能院 1300Nm ³ /h 碱性电解	华能集团清洁能源技术研究院有限公司	6.5MW	1300Nm ³ /h	碱性	甘肃张掖

制氢系统试剂设备招 标								
11	3月6日	海水制氢产业一体化示范项目	大连洁净能源集团有限公司	60MW	1000Nm ³ 碱性电解槽 10 台	碱性	辽宁大连	
12	3月20日	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	吉林电力股份有限公司	50MW	——	PEM	吉林白城	
13	3月27日	华电潍坊氢储能示范项目	华电潍坊发电有限公司	35MW	5 套 1000Nm ³ /h 电解水制氢设备	碱性	山东潍坊	
总计				835MW				

资料来源：国际氢能网，氢能汇，德邦研究所

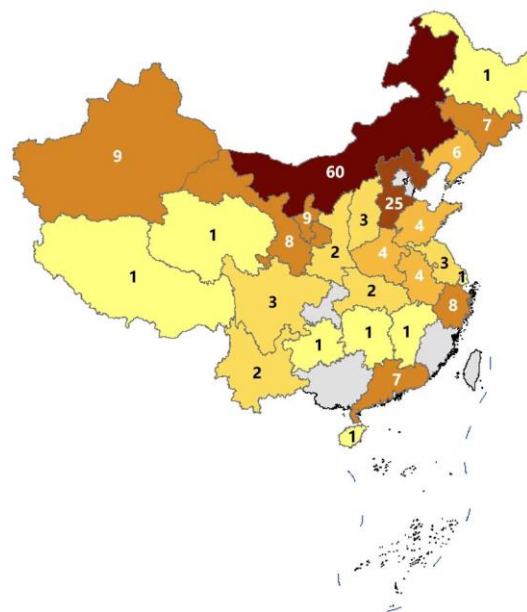
(2) 储运环节实现突破，有望打开绿氢应用市场空间。氢能储运是当前影响产业链成本“最难啃的骨头”，氢是质量能量密度最高的化学燃料，在常温下为气态，密度仅为空气的 7.14%，因此氢气的储运需要考虑压缩密度以提高运输效率。从终端氢气价格组成来看，氢气储运成本占总成本的 30%左右，安全、高效、经济的氢能储运技术已成为当前制约氢能大规模应用的主要瓶颈之一。根据 TrendBank，受制于储运技术的发展，中国虽年产氢量超 3300 万吨（2021 年），但绝大部分自产自销，以商品形式（工业氢、高纯氢、燃料电池氢）销售的氢气量不足 50 万吨；其中自产自销客户基本以短距离管道运输为主，商品氢气主要通过氢气长管拖车及氢气集装箱运输。随着我国绿氢占比逐步增多，将三北地区低成本绿电以氢气形式运往东部地区消纳依赖储运技术的进一步发展。

图 2：2020-2050 年我国制氢结构及预测分析



资料来源：中国氢能联盟，华经产业研究院，德邦研究所

图 3：中国电解水制氢项目分布（截至 2023 年 3 月）



可达 12 亿立方米/年，预计今年底完工投用；参考科技日报，截止到 2022 年底我国油气管道的总里程达到 18.5 万公里，以目前我国天然气消费量计算，当掺氢比达到 20%时，可运输 1000 多万吨氢气。我们认为，“西氢东送”的建设一方面将加速氢能产业规模化发展，丰富氢气下游应用领域；另一方面也说明了我国绿氢产业发展已步入新阶段，逐步扩大的绿氢产能为“西氢东送”奠定了建设基础。

图 4：国内首条纯氢长输管道项目



资料来源：界面新闻，德邦研究所

图 5：包头—临河输气管道工程施工示意图



资料来源：新华网，德邦研究所

(3) 国际合作日益深化，项目出海值得期待。2023 年以来，国家高层之间的会晤也逐渐传出氢能声音。纳米比亚时间 3 月 31 日，纳米比亚总统根哥布会见了国家能源局局长章建华，纳方表示积极推动经济社会转型发展，将绿氢战略作为经济增长的新引擎，欢迎中方企业积极发挥自身优势，参与纳能源发展和项目合作。4 月 6 日，在习近平主席和马克龙总统的共同见证下，国家能源集团和法国电力集团签署了《国家能源集团和法国电力集团扩展合作协议》，规划在江苏东台共同建设“风光氢储”绿色能源协同融合的海上综合智慧能源岛示范项目，总规划装机 150 万千瓦。4 月 14 日，中巴联合申明指出双方重申愿共同努力在可再生能源、能源转型和能效领域，特别是生物能源、氢能源、可持续航空燃料等方面开展合作。根据国际能源署，未来五年全球可再生能源制氢规模将增加 100 倍；预计 2022-2027 年共有 50GW 的可再生能源产能用于制氢，中国将引领氢能扩张。中国氢能产业也逐步走向海外，国内多家企业斩获海外订单且部分企业已顺利发货，其中中国能建已分别于埃及、摩洛哥签署了年产绿氢 14 万吨、32 万吨的大型可再生能源制氢项目。

图 6：中国能建-苏伊士运河经济区绿氢项目签约现场



资料来源：澎湃新闻，德邦研究所

图 7：中国能建-摩洛哥南部大区绿氢项目签约现场



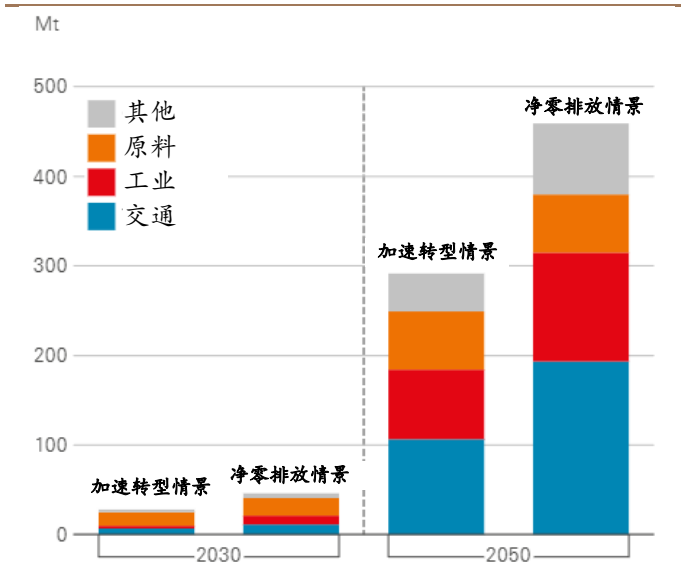
资料来源：北极星风力发电网，德邦研究所

1.2. 绿氢产业发展的核心驱动因素

氢能是绿色低碳、应用广泛的二次能源，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，是构建国家未来能源体系、支撑用能终端绿色低碳转型的重要载体，对主导国际能源市场、保障国家能源安全、助力经济高质量发展至关重要。我们将我国绿氢产业迅速发展的原因归为四点：（1）氢能是能源发展的必然结果；（2）氢能是深度脱碳的必然选择；（3）氢能可保障我国能源安全；（4）激烈的国际竞争促使当下大力发展氢能。

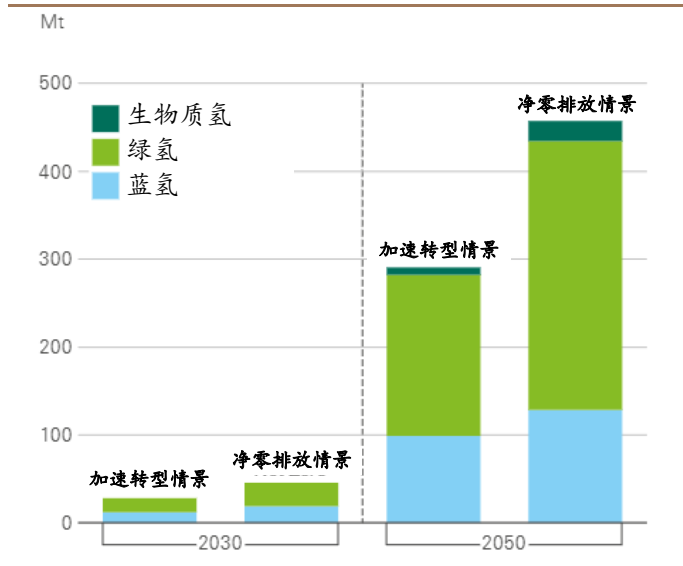
（1）氢能是能源发展的必然结果，绿氢是氢能发展的初衷。随着工业化进程的加速，能源需求日益增长，由化石燃料为主体的能源结构带来 CO₂ 排放总量的快速上升。全球各国面临资源枯竭，环境污染等问题，“清洁、低碳、安全、高效”的能源变革是大势所趋。BP 认为全球能源的未来主要由四大趋势主导：化石燃料占比下降；可再生能源快速扩张；电气化增加；低碳氢使用占比提升。氢是无碳的能源载体，发展氢能就是为了能源的“去碳化”，只有通过无碳能源生产绿氢，才能够在全生命周期中实现能源脱碳。

图 8：全球低碳氢能各应用领域需求量（单位：Mt）



资料来源：bp Energy Outlook 2023 edition，德邦研究所

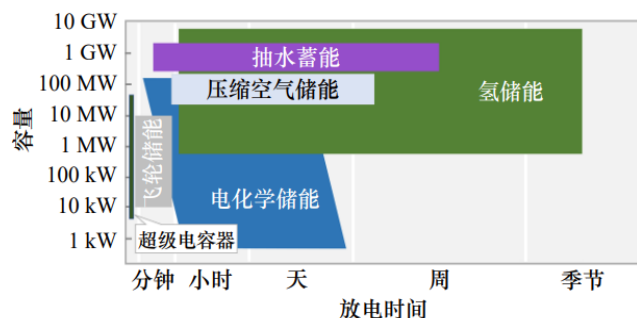
图 9：全球低碳氢能来源结构（单位：Mt）



资料来源：bp Energy Outlook 2023 edition，德邦研究所

（2）氢具备能源和原料的双重属性，是实现深度脱碳的必然选择。氢具备能源和原料的双重属性，因此电解水制氢既可以平抑风光等可再生能源的波动，解决一部分“弃风弃光”问题，还可替代化石燃料为化工、工业、交通等领域提供绿色燃料。与其他的储能方式相比，氢储能具有跨季节、跨区域和大规模存储的优势，其放电时间（小时至季度）和容量规模（百 GW 级别）均优于主要的储能技术；从能量转换上看，氢能不仅可转换为电能，还可以转换为热能、化学能多种形式的能源，应用场景更加广阔，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，同时还可以在天然气管道中掺氢燃烧，应用于建筑供暖等。

图 10：各类储能在放电时间和容量性能的对比



资料来源：许传博等《氢储能在我国新型电力系统中的应用价值、挑战及展望》，德邦研究所

图 11：氢能应用场景

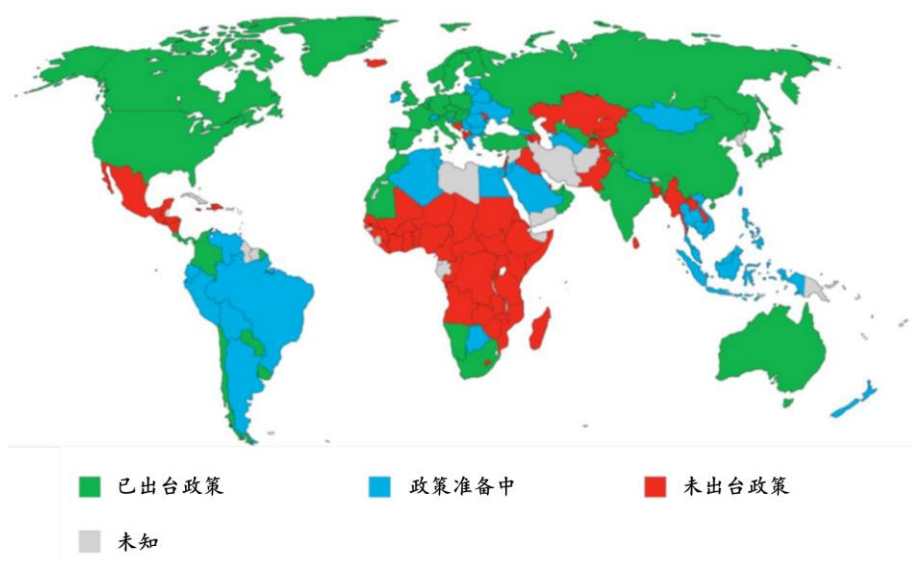


资料来源：山东塞克赛斯氢能源有限公司，德邦研究所

（3）氢能可保障我国能源安全。我国整体的资源禀赋为“富煤贫油少气”，根据《中国海洋能源发展报告 2022》预测，2022 年我国原油、天然气的对外依存度分别为 70.9%、42.5%。氢能是替代石油等石化燃料的理想清洁能源；同时可以通过天然气掺氢的方式改变天然气燃烧特性，增加燃烧值并减少对天然气的需求；燃料电池汽车和氢储能可以分别作为电动汽车、电化学储能的关键补充；通过水电解生成的氢可以帮助我国摆脱资源束缚，减少能源的对外依存度。

（4）激烈的国际竞争倒逼我国发展氢能。参考生态中国网，从全球范围看日本、德国、美国、中国等在内的 42 个国家和地区都已经推出氢能政策，36 个国家和地区的氢能政策也正在筹备中，各国氢能政策中均着重提出要加速布局可再生能源电解制绿氢。根据万燕鸣等发表的《全球主要国家氢能发展战略分析》对主要国家氢能政策的梳理：日本于 2021 年发布《第六次能源基本计划》，将氢作为实现能源安全、应对气候变化和 2050 碳中和目标的主要动力，计划将氢能打造为具有国际竞争力的新兴产业；德国发展氢能的最初目的是深度脱碳，受俄乌冲突影响，将加快氢能战略部署；美国颁布《基础设施投资和就业法案》等一系列政策，美国政府将投入 95 亿美元用于加快区域氢能中心建设以及氢能全产业链示范及研发，持续推动氢能技术进步。根据 LBST 预计，至 2025 年制定氢能战略的国家所代表的 GDP 之和将超过全球总量的 80%。

图 12：世界各国氢能政策出台情况



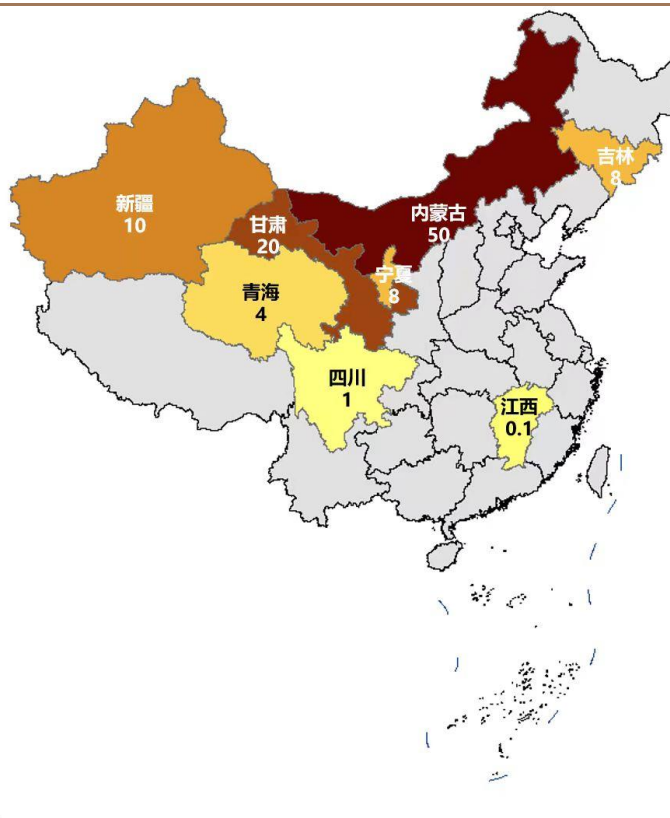
资料来源：生态中国网，BNEF，德邦研究所

2. 从当前绿氢项目看未来发展趋势

2.1. 绿氢项目梳理：内蒙遥遥领先，央国企主导建设

从政策端看，三北省份多数规划绿氢目标产量，多区域出台绿氢补贴及优惠政策。内蒙古、甘肃、新疆、宁夏、吉林、四川、青海和江西都在相应的政策中明确了 2025 年可再生能源制氢产量，合计年产量为 101.1 万吨。此外，吉林省、濮阳市等地区对绿氢直接给予最高 15 元/kg 的生产补贴，湖北省按照 1000Nm³/h 制氢能力、奖励 50MW 风电或光伏开发资源并视同配置储能，四川省等地发布针对绿氢的电价优惠政策，广东省、深圳市针对加氢站内制氢也出台了相应电价优惠政策。

图 13：2025 年中国各省绿氢规划年产量（单位：万吨）



资料来源：各地政府网站，TrendBank，德邦研究所

表 2：地方性绿氢产业支持政策

地点	时间	政策名称	相关内容	支持类型
吉林省	2022.12	《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（第 2 年按基数的 80%、第 3 年按基数的 60%），连续 3 年给予补贴支持，每年最高补贴 500 万元	制氢补贴
濮阳市	2022.7	《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给予补助。首年给予每千克 15 元补贴，此后逐年按 20% 退坡，每年最高不超过 500 万元。对绿氢制备企业给予一定风电、光伏等指标配备支持。	制氢补贴
成都市	2022.6	《成都市优化能源结构促进城市绿色低碳发展行动方案》	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/千瓦时的电费支持	电价优惠
攀枝花市	2022.5	《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	电价优惠
广东省	2022.8	《广东省加快建设燃料电池汽车示范城市群行动计划	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	电价优惠

(2022-2025 年)》

深圳市	2022.7	《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。	电价优惠
湖北省	2022.11	《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	配套奖励

资料来源: 各地政府网站, TrendBank, 德邦研究所

风光制氢密集开建, 2023 或成绿氢爆发元年。我们梳理了我国主要在建拟建大规模绿氢项目共 39 项, 总投资规模达 2283.7 亿元, 年绿氢产能达 88.79 万吨。2023 年以来确定已开标或开建的大规模绿氢项目新增 1066MW 电解槽需求, 对应 1000 Nm³/h 碱性电解槽的需求量超过 200 套。其中, 鄂尔多斯市风光融合绿氢示范项目电解槽需求量达 390MW, 对应 78 套 1000Nm³/h 的碱性电解槽; 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目电解槽需求量达 195MW, 对应 39 套 1000Nm³/h 的碱性电解槽以及 50 套 PEM 电解槽(总制氢能力 7000Nm³/h); 中能建松原氢能产业园(绿色氢氨一体化)项目电解槽需求量达 325MW, 对应 65 套 1000Nm³/h 的碱性电解槽。根据 BloombergNEF 预计, 2023 年中国电解槽出货量将为 1.4-2.1GW, 占全球出货量的 60%以上, 相比 2022 年增长 75%-163%, 保持迅猛发展的势头。

表 3: 我国主要在建拟建大规模绿氢项目 (截至 2023 年 4 月)

序号	项目名称	项目地点	状态	计划开工时间	计划投产时间	相关企业	总投资(亿元)	项目类型	制氢能力(吨/年)	应用领域
1	中能建辽宁台安县新能源制氢制氨项目	辽宁台安	拟建	2022 年 11 月签约		中能建	108.9		56,000	合成氨
2	通辽千万千瓦级储氢氨一体化零碳产业园	内蒙古通辽	拟建			中国天楹	600		50,000	合成氨
3	中国石化新疆库车绿氢示范项目一期	新疆库车	在建	2021 年 11 月	2023 年 6 月	中国石化	30		20,000	氢炼化
4	锡林郭勒盟阿巴嘎旗 500 兆瓦风能光伏发电制氢项目	内蒙古锡林郭勒	在建	2022 年	2023 年年底	北京京能清洁能源电力股份有限公司			652	外销
5	准格尔旗纳日松光伏制氢产业示范项目	内蒙古鄂尔多斯	在建	2022 年 8 月	2022 年年底	瀚峡新能源	28.3	并网型	10,000	化工
6	华电达茂旗 20 万千瓦新能源制氢工程示范项目	内蒙古包头	在建	2022 年 8 月		华电新能源	3.45		7,800	交通
7	鄂托克前旗 250 兆瓦光伏电站及氢能综合利用示范项目	内蒙古鄂尔多斯	在建	2022 年 8 月	2023 年年底	京能新能源	15.72		6,000	交通+化工
8	鄂托克前旗上海庙经济开发区光伏制氢项目	内蒙古鄂尔多斯	在建	2022 年 8 月	2023 年 9 月	深能北方能源控股	16.2		6,000	交通
9	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	吉林大安	在建	2022 年 10 月	2024 年 12 月	吉电股份、隆基氢能、阳光电源、三一氢能、派瑞氢能	63.3		32,000	合成氨
10	华能科左中旗"风光储+制氢"一体化(一期 200MW)经济多元化示范项目	内蒙古通辽	在建	2022 年 12 月	2023 年 12 月	华能通过风力发电	17.2	并网型	8,916	合成氨、精细化工
11	中国能建甘肃酒泉风光氢储及氢能综合利用一体化示范工程一期	甘肃酒泉	在建	2022 年 12 月		中国能建	23		7,330	合成氨
12	伊宁市光伏绿电制氢源网荷储一体化项目	新疆伊犁州伊宁市	拟建	2022 年年底	2025 年	中国能建	81.46		2,000	交通
13	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	内蒙古阿拉善	拟建	2023 年	2024 年	国能源创阿拉善新能源	50.8	并网型	22,300	合成氨
14	乌兰察布兴和县风光发电制氢合成氨一体化项目	内蒙古乌兰察布	拟建	2023 年初	2024 年年底	中国石油天然气股份华北油田分公司	41.4	并网型	25,700	合成氨
15	中核科右前旗风储制氢制氨一体化示范项目	内蒙古兴安盟	拟建	2023 年 7 月	2024 年 7 月	中核汇能	50	并网型	70,000	合成氨
16	鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氢项目	内蒙古鄂尔	拟建	2023 年	2023 年	深能北方能源控股	40	并网型	20,000	合成氨

多斯				1月	12月					
17	中电建赤峰风光制氢一体化示范项目	内蒙古赤峰	拟建	2023年1月	2024年6月	赤峰新辰新能源	35.2	并网型	18,600	合成氨
18	华电正能圣圆风光制氢一体化示范项目	内蒙古鄂尔多斯	拟建	2023年1月	2023年12月	华电、内蒙古正能化工集团	19.5	并网型	5,214	交通+化工
19	赤峰市能源物联网零碳氨氮一体化示范项目	内蒙古赤峰	拟建	2023年3月	2023年8月	远景能源、赤峰国有资本运营(集团)	43.6	并网型	24,200	合成氨
20	腾格里60万千瓦风光制氢一体化示范项目	内蒙古阿拉善	拟建	2023年3月	2024年12月	内蒙古阿拉善能源	40.8	并网型	20,827	合成氨
21	乌审旗风光融合绿氢化工示范项目一期	内蒙古鄂尔多斯	拟建	2023年3月	2023年12月	中石化新星内蒙古绿氢新能源公司	25.8		10,000	化工
22	明阳多伦工业园区100MW风电制氢体化示范项目	内蒙古锡林郭勒	拟建	2023年3月	2024年9月	多伦县浩阳风力发电	9.4	并网型	3,500	合成氨
23	三一重能乌拉特中旗风光氢储氢一体化示范项目	内蒙古巴彦淖尔	拟建	2023年4月	2023年12月	三一重能	42.7	离网型	36,000	合成氨
24	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	内蒙古包头	拟建	2023年4月	2024年12月	水木明拓(达茂)能源管理	32.5	并网型	28,009	合成氨
25	兴安盟京能煤化工可再生资源绿氢替代示范项目	内蒙古兴安盟	拟建	2023年4月	2024年12月	京能清洁能源	36.8	离网型	26,816	合成氨
26	中广核杭锦旗伊泰化工20万千瓦风光制氢-体化示范项目(一期10万光伏制氢项目)	内蒙古鄂尔多斯	拟建	2023年4月	2023年12月	中广核风电	8.2	离网型	2,789	精细化工
27	中能建松原氢能产业园(绿色氢氨一体化)项目一期	吉林松原	拟建	2023年5月	2024年	中能建	105		45000	合成氨、甲醇
28	通辽国家电投霍林河循环经济光伏制氢示范项目	内蒙古通辽	拟建	2023年5月	2023年12月	内蒙古霍煤鸿骏铝电有限责任公司电力分公司	1.5	离网型	250	氢能矿卡和纯氢燃机电站
29	包头市达茂旗风光制氢绿色化工一体化项目	内蒙古包头	拟建	2023年6月	2024年12月	水发交投内蒙古绿色发展	45	并网型	22,321	合成氨
30	10万吨/年液态阳光二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目	内蒙古鄂尔多斯	拟建	2023年6月	2025年5月	中煤鄂尔多斯能源化工	49	并网型	21,000	甲醇
31	乌审旗风光融合绿氢化工示范项目二期	内蒙古鄂尔多斯	拟建	2023年6月	2024年6月	中石化新星内蒙古绿氢新能源公司	30	并网型	20,000	化工
32	库布其40万千瓦风光制氢一体化示范项目	内蒙古鄂尔多斯	拟建	2023年6月	2024年8月	内蒙古库布其绿电氢能科技	29.5	并网型	15,460	外销
33	中能建巴彦淖尔乌拉特中旗绿电制氢制氨综合示范项目	内蒙古巴彦淖尔	拟建	2023年6月	2024年12月	中能建氢能/中国电力中南设计院	23.2	离网型	10,000	合成氨
34	伊金霍洛旗圣圆能源风光制氢加氢一体化项目	内蒙古鄂尔多斯	拟建	2023年6月	2024年6月	内蒙古圣圆能源集团	12.4	并网型	5,445	交通
35	大唐新能源多伦15万千瓦风光制氢一体化示范项目	内蒙古锡林郭勒	拟建	2023年6月	2024年12月	中国大唐集团新能源股份	10.9	并网型	5,419	甲醇
36	风光制氢与绿色灵活一体化项目	内蒙古包头	在建	2023年7月		国电投智慧能源(国核电力院)	27		17,800	合成氨
37	风光制氢一体化项目	内蒙古乌兰察布	拟建			国富氢能、内蒙古龙源新能源发展有限公司、中国机械设备香港有限公司	36		14,600	液氢
38	乌兰察布10万吨年风光制氢一体化示范项目	内蒙古乌兰察布	拟建	2023年12月	2027年6月	中石化新星内蒙古绿氢新能源公司	205	并网型	100,000	化工
39	中煤鄂尔多斯50万吨/年离网型风光制氢合成绿氨项目	内蒙古鄂尔多斯	拟建	2024年4月	2026年3月	中煤鄂尔多斯能源化工有限公司	245	离网型	90,000	合成氨

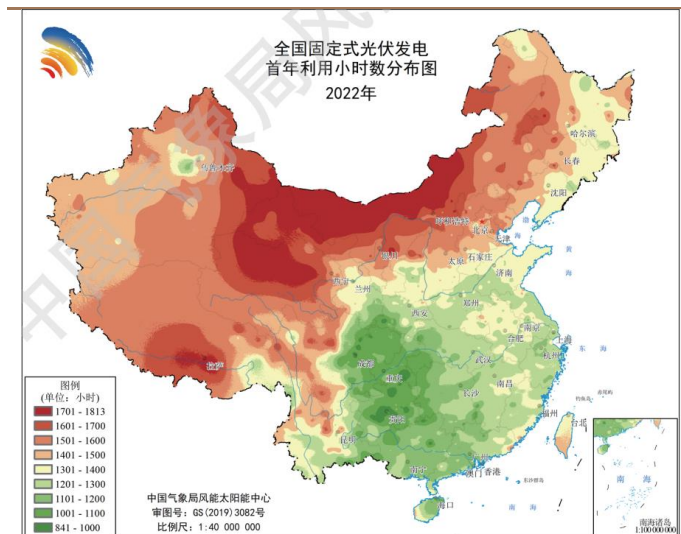
资料来源：各公司公告，各政府网站，北极星风力发电网，国际氢能网等，德邦研究所整理

从区域上看，内蒙古布局领先。根据内蒙古日报，内蒙已批准 31 个风光制氢项目，绿氢年产能达 52 万吨，2023 年将全面开工并形成 2 万吨左右的绿氢产能；内蒙古自治区能源局已披露的风光制氢一体化项目清单中，超过 20 个项目的计划开工时间为 2023 年，其中大部分的计划投产时间在 2024 年。我们认为内蒙在绿氢布局上的领先主要有三大原因：

(1) 内蒙古风光资源全国第一，发展绿氢产业具有得天独厚的优势。据央广网不完全统计，内蒙古太阳能辐射总量 4800-6400 兆(焦耳/平方米)，仅次于

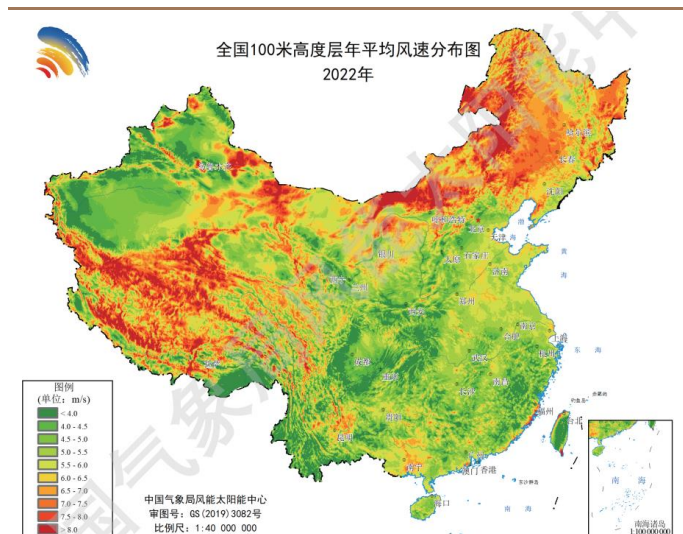
西藏，居全国第二；风能储量为 10.1 亿千瓦，占全国风能总储量的 1/5，居全国第一。根据内蒙古自治区“十四五”新能源倍增计划，到 2025 年，内蒙古新能源发电装机规模将超过 1 亿千瓦，新能源装机规模全国第一，具备发展新能源大规模制氢的良好条件，现有潜在新能源制氢产能超过 330 万吨。

图 14：全国固定式光伏发电首年利用小时数分布（单位：h）



资料来源：2022 年中国风能太阳能资源年景公报，德邦研究所

图 15：全国 100 米高度层年平均风速分布（单位：m/s）



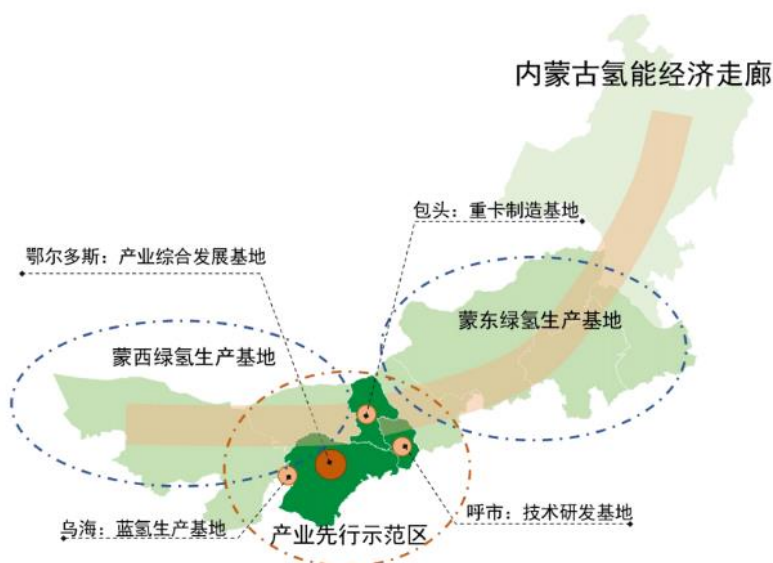
资料来源：2022 年中国风能太阳能资源年景公报，德邦研究所

（2）紧邻京津冀地区和东北老工业基地，氢能外送便捷。相比于青海、新疆等地区，内蒙古更加接近我国的“工业腹地”，未来可将内蒙生产的绿氢通过长距离输氢管道运往各地消纳。4 月 10 日，中国石化宣布“西氢东送”输氢管道示范工程已被纳入《石油天然气“全国一张网”建设实施方案》，该项目起于内蒙乌兰察布市，终点位于北京市的燕山石化，管道全长 400 多公里，是我国首条跨省区、大规模、长距离的纯氢输送管道。规划经过内蒙古、河北、北京等 3 省（市）9 个县区。管道一期运力 10 万吨/年，预留 50 万吨/年的远期提升潜力，同时，将在沿线多地预留端口，便于接入潜在氢源。

（3）内蒙古氢能应用场景丰富，可就地消纳。在交通领域：内蒙重型柴油机车、矿用重型卡车、矿山机械保有数量位居全国前列，各类采运矿车、物流车辆接近 50 万辆，均可考虑采用氢燃料电池车替代。在工业领域：内蒙黑色冶炼行业规模较大，铁合金产量全国第一，可采用氢能替代煤炭作为还原剂，帮助冶金行业实现脱碳。在化工领域：内蒙古煤炭资源丰富，煤制烯烃、煤制气、煤制油、煤制乙二醇产能位居全国前列，为氢气消纳提供了良好的条件。

根据新华社，内蒙正拟建我国压力最高、长度最长的氢气干线管道，建成后将联通蒙东、蒙西整体的氢能产业，有效支撑“氢—电”耦合发展，降低风电、光伏项目的投资强度，促进可再生能源开发。

图 16：内蒙氢能经济走廊



资料来源：中讯化工信息研究院微信公众号，德邦研究所

从建设主体上看，能源央国企是风光制氢一体化基地的绝对主力。根据能景研究，在绿氢项目建设与规划中，央企占比达到 80% 以上，其中国家能源集团、中国能源建设集团、中石化等公布的规划投资总额排名最靠前。中石油、中核、中煤在内蒙古规划的绿氢项目年制氢能力也均达到 2 万吨以上，华能、华电、大唐、国电投、三峡、中广核、中电建有具体项目已开工或将要开工。此外，京能、深圳能源、中能等地方能源国企，也有较大的布局。

2.2. 项目类型：短期并网制氢主导，长期看好离网制氢发展潜力

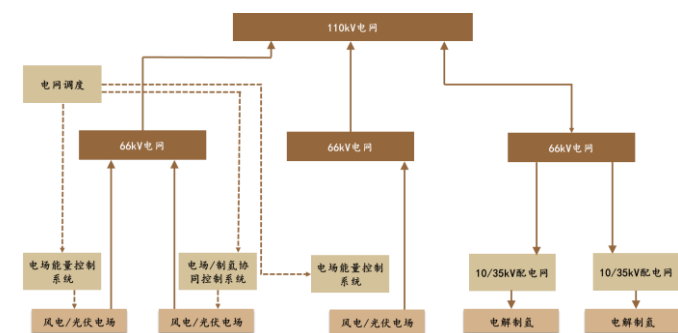
根据电能来源的不同，可将可再生能源制氢技术分为并网型制氢、离网型制氢两种。并网制氢是将风光机组产生的电能并入电网，再从电网取电的制氢方式，主要应用于大规模弃光弃风消纳和储能；离网制氢是指将风光机组产生的电能直接提供给电解水制氢设备制氢，主要应用于分布式制氢。

并网制氢包括分散式新能源制氢和风场/光伏电厂联网本地制氢两种形式：

(1) 分散式新能源制氢：分散式的风电场以及光伏电厂作为发电资源，发出的电能在 110kV 电网内进行消纳，制氢站作为用电设备，消纳分散式绿色电能，即发电设备电能直接上网，制氢设备从电网取电。

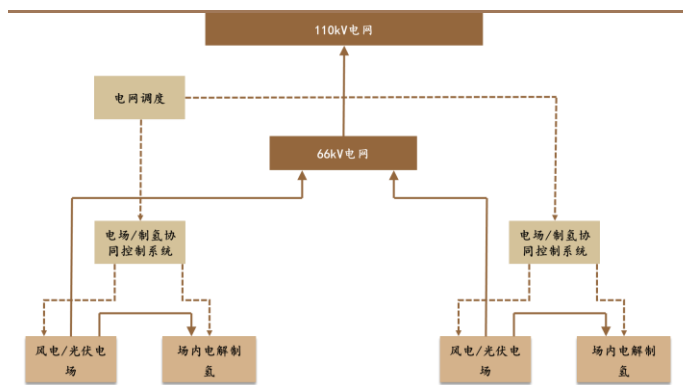
(2) 风场/光伏电厂联网本地制氢：风电场/光伏电厂发电直接用于场内制氢，其中当发电功率大于设备额定功率时，制氢设备可满负荷运行，多余电能输送给电网；当发电功率小于设备额定功率时，制氢设备同时向发电设备以及电网取电，保证设备顺利运行。

图 17：分散式新能源制氢



资料来源：北极星电力会展网，德邦研究所

图 18：风场/光伏电厂联网本地制氢



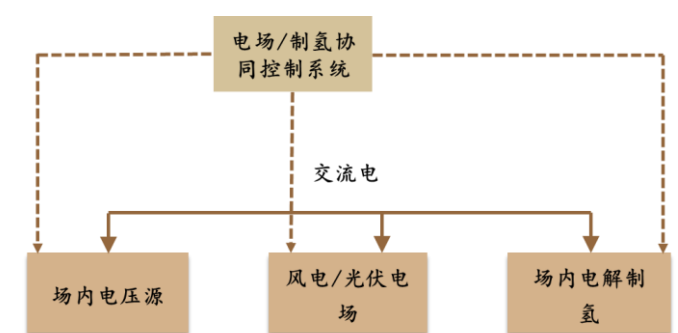
资料来源：北极星电力会展网，德邦研究所

离网制氢包括风场/光伏电厂离网、场内交流制氢和风电场/光伏电厂离网、场内交流电网制氢两种形式：

(1) 风场/光伏电厂离网、场内交流制氢：该情景下，发电与制氢设备直接相连，场内电网与外电网隔离，完全用可再生能源制氢。由于发电设备都是电流型逆变器，因此场内需要设置额外的电压源，相当于一个大容量不间断电源。

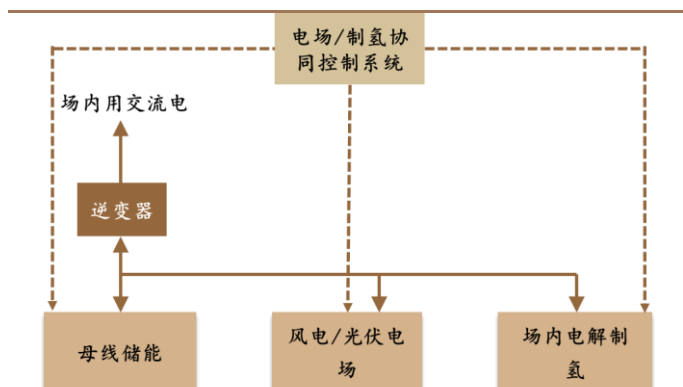
(2) 风电场/光伏电厂离网、场内直流制氢：发电与制氢设备直接相连，完全用可再生能源制氢。与场内交流制氢的区别是，发电设备与制氢站用直流母线直接联通，同时增加母线储能设备。该设计减少了多次直流-交流变换以及场内变压器等设施，提高了电能转化效率，大规模使用更具经济性，但对控制系统和制氢设备的要求更高。

图 19：风场/光伏电厂离网、场内交流制氢



资料来源：北极星电力会展网，德邦研究所

图 20：风电场/光伏电厂离网、场内直流制氢



资料来源：北极星电力会展网，德邦研究所

总结而言，并网制氢的优点包括：(1) 依赖电网可以获得稳定的电力来源，确保了氢气的稳定生产；(2) 并网制氢可以受益于现有的基础设施，如电网和发电设施，可以减少与建设新基础设施相关的资本开支。缺点：(1) 并网制氢的电力一部分来自于非清洁能源，这让绿氢生产的清洁性受到质疑；(2) 系统内电能需要经过逆变、升压、整流多次变换，导致损耗较大，最终电能利用效率偏低；(3) 并网制氢仅限于能够获得可靠电网电力的地区，在偏远或离网的地方不可行。

离网制氢的优点包括：(1) 所有的电能均为可再生能源，保证了绿氢的清洁属性；(2) 可以获得较低的电力价格；(3) 无需经过光伏入网审批，可大幅缩短

建设周期，规模和容量的设置也更为灵活；（4）离网式制氢系统可以应用在大电网未覆盖的地区，如海上能源平台、偏远地区公路加油站、远海岛屿等。**缺点：**（1）电解制氢设备需要根据可再生能源的波动性快速启停，目前碱性电解槽的工作负荷还不能完全适应；（2）需要安装储能等设施，增加了项目的投入。

表 4：并网制氢和离网制氢的优缺点比较

	并网制氢	离网制氢
优点	（1）依赖电网可以获得稳定的电力来源，确保了氢气的稳定生产； （2）并网制氢可以受益于现有的基础设施，如电网和发电设施，可以减少与建设新基础设施相关的资本开支	（1）所有的电能均为可再生能源，保证了绿氢的清洁属性； （2）可以获得较低的电力价格；（3）无需经过光伏并网审批，可大幅缩短建设周期，规模和容量的设置也更为灵活； （4）离网式制氢系统可以应用在大电网未覆盖的地区，如海上能源平台、偏远地区公路加油站、远海岛屿等
缺点	（1）并网制氢的电力一部分来自于非清洁能源；（2）系统内电能需要经过逆变、升压、整流多次变换，导致损耗较大，最终电能利用效率偏低；（3）并网制氢仅限于能够获得可靠电网电力的地区，在偏远或离网的地方不可行	（1）电解制氢设备需要根据可再生能源的波动性快速启停，目前碱性电解槽的工作负荷还不能完全适应；（2）需要安装储能等设施，增加了项目的投入

资料来源：国际能源小数据，杨子龙等《离网式光伏电解制氢系统供电单元设计技术探讨》，北极星电力会展网，德邦研究所

当前项目中，并网模式占据主导地位。据内蒙古太阳能行业协会统计，截至 2023 年初，内蒙古自治区累计批复 4 批风光制氢项目 31 个，其中并网型 27 个，离网型 4 个，并网项目数量占比达 87.1%。但离网制氢不乏一些大型项目：兴安盟京能煤化工可再生能源绿氢替代示范项目计划投资 36.8 亿元，年产氢气 2.68 万吨；三一重能乌拉特中旗风光氢储氢一体化示范项目计划投资 42.7 亿元，年产氢气 3.60 万吨；中能建巴彦淖尔乌拉特中旗绿电制氢制氢综合示范项目计划投资 23.2 亿元，年产氢气 1 万吨。

我们认为未来越来越多的绿氢项目会以离网制氢的模式建设：

（1）底层逻辑：发展绿氢的本质是脱碳，“不清洁”的氢能并不能达到这一目标；

（2）政策端：离网制氢已经逐渐成为第三批风光基地的重点，山西省在第三批大基地项目申报文件中提出，将大规模离网式可再生能源制氢作为大基地项目的发展重点，宁夏回族自治区发布的能源发展“十四五”规划中明确提出，发展离网型可再生能源电解水制氢；

（3）经济性：离网制氢不从电网取电，电力成本更低，未来或将更加具备经济性。电力价格决定了电解水制氢的经济性，根据我们发布的氢能产业系列报告（三），当电价为 0.3 元/kWh 时，碱性和 PEM 电解项目的平准制氢成本分别为 17.71 元/kg 和 23.3 元/kg，电价分别占据制氢成本的 80%和 60%。

（4）应用场景：离网制氢可以满足深远海风消纳的需求，这是并网制氢难以做到的。我们认为深远海风电制氢未来将成为深远海风的主要消纳方式，制取氢气可以通过天然气管道或船舶输送，将弃电变为有价值的氢气，加速海上风电综合成本降低。

2.3. 经济性测算：电力成本占绝对大头，示范项目已初具经济性

我们以中国石化新疆库车绿氢示范项目为例，测算该项目的制氢成本并讨论经济性。

项目概况：新疆库车绿氢示范项目是国内首次规模化利用光伏发电直接制氢的项目，项目总投资为 29.62 亿元（其中建设项目建设投资 26.6 亿元），包括光伏发电、输变电、电解水制氢、储氢、输氢五大部分。项目将新建装机容量 300MW、年均发电量 6.18 亿千瓦时的光伏电站，配套 52 台碱性电解槽，年氢气产能 2 万吨；制氢所得氢气送至罐区储存再经氢气外输压缩机升至 3.2Mpa，通过管道输送至中国石化塔河炼化使用，替代现有天然气化石能源制氢，项目预计 2023 年 6 月建成投产。

图 21：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，德邦研究所

制氢成本测算：根据新疆库车绿氢示范项目环境影响报告书，在考虑碳交易的情况下该项目制氢成本为 12.95 元/kg。我们依据电价、电耗、设备费用等假设测算该项目的制氢成本为 14.02 元/kg（将碳收益视为成本项），其中单位质量电耗成本达 14.06 元/kg，具体假设如下：

1. 电价：参考项目环评报告，在光伏发电时段，电解槽及其他用电设备采用光伏所发电电源，光伏不发电时段，外购部分绿电供部分电解槽连续运行。因此电价由 LCOE（平准发电成本）和电网电价综合决定。

(1) LCOE：参考国家能源局，2021 年新疆 I 类、II 类区域的光伏年利用小时数分别为 1597h、1455h；结合《中国光伏产业发展路线图（2022-2023 年）》，我们预计库车项目光伏电站的 LCOE 为 0.22 元/KWh。

(2) 电网电价：根据新疆发改委，大工业目录 110 千伏及以上谷价、平价、峰价分别为 0.1215 元/KWh、0.3360 元/KWh、0.5505 元/KWh，按照谷平峰比

3: 5: 2 的比例分配, 预计库车项目综合电网电价为 0.31 元/KWh。

(3) 综合电价: 假设项目分别从光伏电站和电网取电 60%、40%, 预计综合电价为 0.258 元/KWh。

2.设备电耗: 库车项目 52 台套电解槽由考克利尔竞立、隆基氢能、中船 718 所三家企业提供, 根据三家企业提供的电耗参数, 我们预计库车项目电解槽电耗在 4.3KWh/Nm³, 制氢系统综合电耗为 4.9 KWh/Nm³。

3.设备费用: 参考氢云链, 新疆库车绿氢示范项目采招 52 台单槽制氢能力 1000Nm³/h 的碱性电解槽, 配套建设 13 组电解水气液分离设施和 7 组氢气纯化设施, 根据考克利尔竞立、隆基氢能、中船 718 所的投标报价, 我们认为总体的设备购置价格在 3.6 亿元左右。

表 5: 中石化库车项目入围供应商报价情况

排名	投标人	投标报价	评标价格	质量
1	考克利尔竞立	35996	35996	合格
2	隆基氢能	35998	35998	合格
3	中船七一八研究所	35087.6	35087.6	合格

资料来源: 氢云链微信公众号, 德邦研究所

4.原料成本: 每 1m³ 氢气消耗原料水 1kg, 冷却水 1kg, 水费 3.5 元/t。

5. 辅助材料成本: 每 1m³ 氢气消耗 0.0004kg KOH, KOH 每公斤 10 元。

6. 人工运维成本: 参考项目环评报告, 库车项目新增劳动定员 36 人, 按照每人每年 8 万元计算, 共计 288 万元。

7.减碳效益: 参考中石化官网, 库车项目预计每年减少二氧化碳排放 48.5 万吨, 碳价按照 56 元/吨计算。

表 6: 新疆中石化库车项目单位产氢成本测算

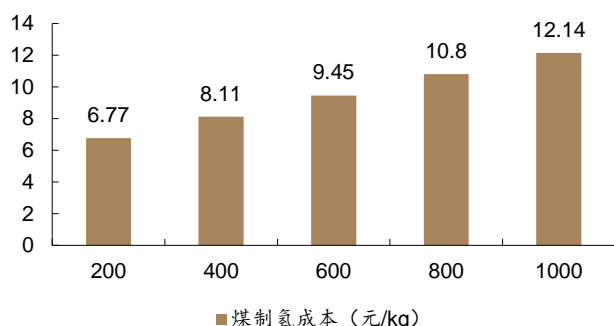
项目	数值
光伏电站 LCOE (元/KWh)	0.22
谷时电价 (元/KWh)	0.12
平段电价 (元/KWh)	0.34
峰时电价 (元/KWh)	0.55
综合电网电价 (元/KWh)	0.31
综合电价 (元/KWh)	0.26
单位电耗 (KWh/Nm ³)	4.90
单位质量电耗 (KWh/kg)	54.52
单位质量电耗成本 (元/kg)	14.06
设备费用 (万元)	36000.0
土建、安装费用 (万元)	6352.9
折旧年限 (年)	20
年折旧费用 (万元)	2117.6
年制氢量 (吨)	20000
单位质量折旧费用 (元/kg)	1.06
单位体积耗水量 (kg/m ³)	2.00

单位质量耗水量 (kg/kg)	22.25
水费 (元/t)	3.5
单位质量水耗成本 (元/kg)	0.078
单位体积耗 KOH 量 (kg/m ³)	0.0004
单位质量耗 KOH 量 (kg/kg)	0.004
KOH 价格 (元/kg)	10
单位质量 KOH 成本 (元/kg)	0.045
人工运维成本 (万元)	288
单位质量人工运维成本 (元/kg)	0.144
减碳量 (万吨)	48.5
碳价 (元/吨)	56.0
单位质量碳收益 (元/kg)	1.36
单位质量制氢成本 (元/kg)	14.02

资料来源：新疆库车绿氢示范项目环境影响报告书，国家能源局，新疆发改委等，德邦研究所测算

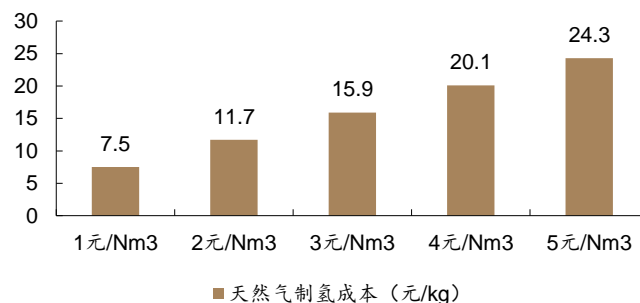
示范项目制氢成本已初具经济性。参考我们发布的氢能产业系列报告（三），煤气化制氢成本在 6.77 至 12.14 元/kg 之间，天然气制氢成本在 7.5 元/kg 至 24.3 元/kg 之间，工业副产氢的综合成本在 9.3 元/kg-22.4 元/kg 之间。在考虑碳价因素后，新疆库车绿氢示范项目的制氢成本与天然气制氢和工业副产氢相比，已逐步具备优势。

图 22：煤制氢成本随煤炭价格变化趋势（横坐标为煤炭价格）



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，德邦研究所

图 23：天然气制氢成本变化趋势（横坐标为天然气价格）



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，未势能源，车百智库，德邦研究所

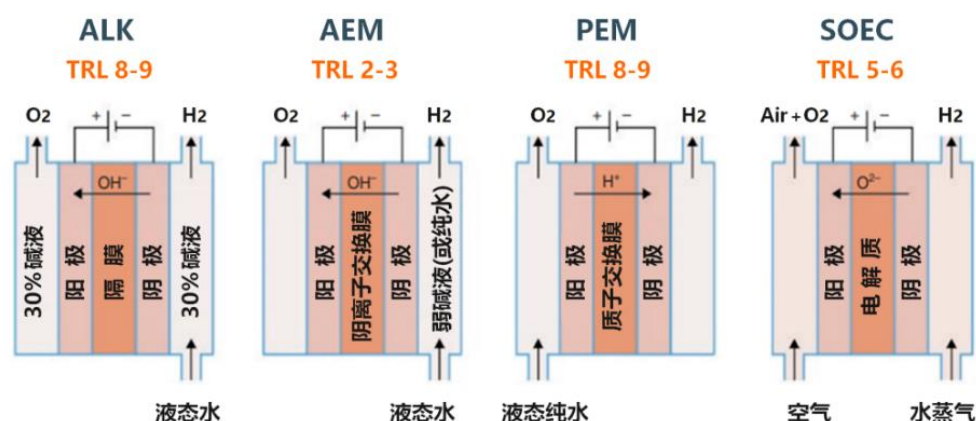
收益率：根据新疆库车绿氢示范项目环境影响报告书，按照氢气售价 18.14 元/kg（不含增值税）计算，项目的 IRR 可以达到 6%，年净利润 1.00 亿元。此外，其余示范项目的经济性也较好，根据吉电股份公告，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目资本金内部收益率可达 4.57%（参考 2018-2022 年近五年间东北区域合成氨平均价格），若按照 2022 年 1-10 月东北地区合成氨的平均售价计算，项目的资本金收益率可以达到 12.93%。

3. 电解槽放量在即，千亿蓝海市场初现

3.1. 路线之争：预计中短期内碱性制氢依旧占据主导地位

碱性制氢与 PEM 制氢技术成熟度较高。当前主要的四种电解水技术分别是碱性电解水（ALK）、质子交换膜电解水（PEM）、固体氧化物电解水（SOEC）和阴离子交换膜电解水（AEM）。从技术成熟度（TRL）来看，碱性电解水和 PEM 电解水处于 TRL8-9，达到成熟可规模化的阶段；固体氧化物电解水 TRL 达到 5-6，处于生产测试到系统验证阶段，尚未进入规模化阶段；AEM 仍处于技术开发阶段，TRL 为 2-3，距离规模化还有较长距离，预计电解水制氢仍然将以碱性电解水和 PEM 电解水技术为主。

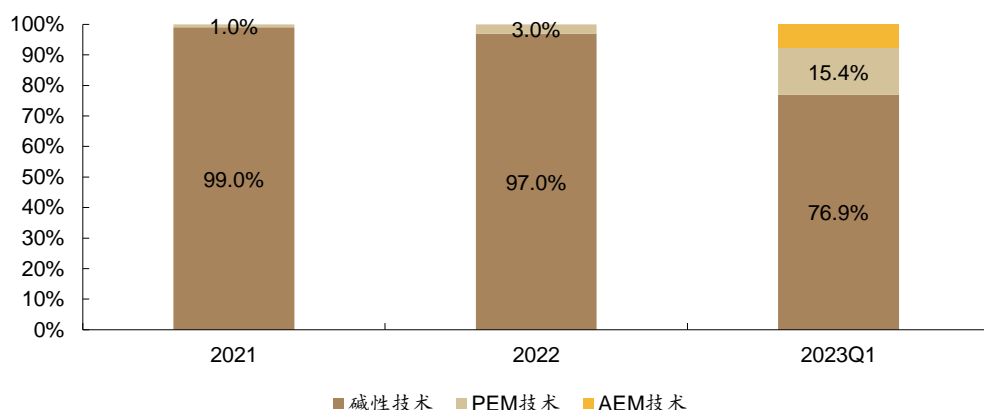
图 24：四大电解水制氢技术



资料来源：中国节能协会氢能专业委员会，德邦研究所

当前格局：碱性技术路线占据主导，PEM 占比逐步提升。根据氢智会统计，2023 年一季度 13 个电解槽招标项目中，碱性项目 10 个、PEM 项目 2 个、AEM 项目 1 个。碱性电解槽技术路线占比由 2021 年的 99% 逐年降低到 2023Q1 的 76.9%；PEM 技术路线由 2021 年 1% 占比逐年升高到 2023Q1 的 15.4%；西湖大学发布了小规模 AEM 电解槽招标，AEM 技术路线在 2023 年一季度实现了 0 的突破。

图 25：2021-2023Q1 各制氢技术路线项目占比



资料来源：氢智会，德邦研究所

PEM 电解槽技术指标更加优秀，但成本远高于碱性电解槽。根据 IRENA 发布的《绿氢降本路径：扩大电解槽规模实现 1.5°C 气候目标》，相比碱性电解槽，PEM 电解槽在技术指标上存在较多优势：

(1) PEM 更加适配可再生能源发电的波动性：碱性电解槽难以快速启停，制氢的速度也难以快速调节，必须时刻保持电解池的阳极和阴极两侧上的压力均衡，难以与具有快速波动特性的可再生能源配合；而 PEM 技术可以快速启停，匹配可再生能源发电的波动性。

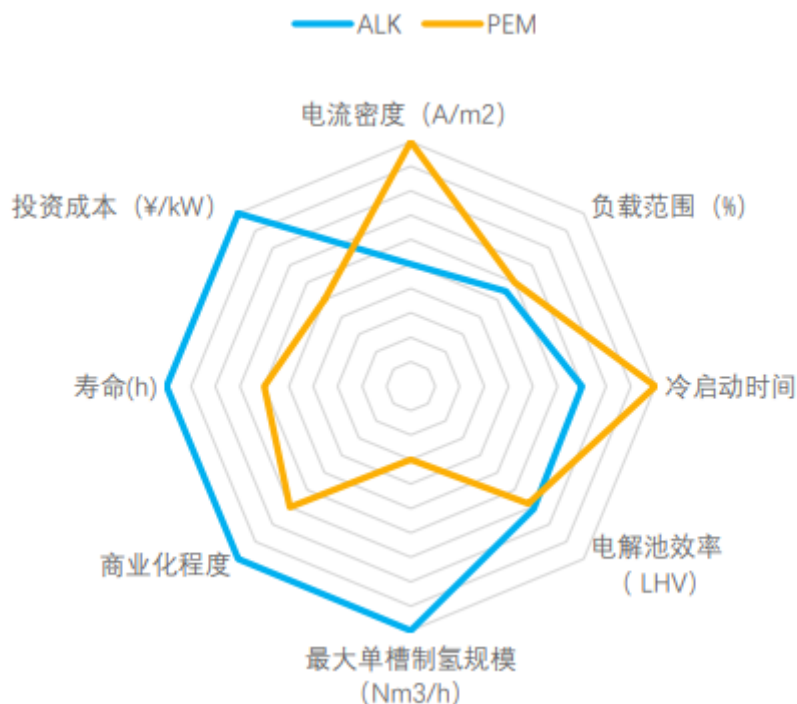
(2) PEM 电解槽电流密度更大，工作效率更高：PEM 电解槽的电流密度通常在 10000A/m^2 以上，远高于传统碱性电解槽 $3000\text{-}4000\text{A/m}^2$ 的电流密度；

(3) PEM 电解槽产氢纯度更高：PEM 电解槽的产氢纯度通常在 99.99% 左右，且 PEM 气体渗透率低，有助于避免氢气和氧气的气体交叉渗透现象，设备运行的安全性更高；

(4) PEM 响应速度更快：碱性电解槽中的碱性电解质（如 KOH）会与空气中的 CO_2 反应，形成在碱性条件下不溶于水的碳酸盐，如 K_2CO_3 ，阻碍产物和反应物的传递，降低电解槽的性能。

但在成本方面，当前 PEM 电解槽的成本远高于碱性电解槽，以大安风光氢氨一体化示范项目为例， $1000\text{Nm}^3/\text{h}$ 的碱性制氢系统中标价格在 698-770.15 万元，而共 $10000\text{Nm}^3/\text{h}$ PEM 制氢系统中标价格为 2.9 亿元，单价为碱性制氢系统的 3.77-4.15 倍。

图 26：碱性和 PEM 制氢技术参数对比



资料来源：势银绿氢产业发展蓝皮书（2023），德邦研究所

表 7：碱性、PEM 电解水制氢技术特性比较

特性	碱性制氢	PEM 制氢
发展状况	商用化	市场化早期
电解效率(%), LHV	52~67	56~68
工作温度(°C)	70~90	50~80
工作压力 (bar, 1bar=10 ⁵ Pa)	<30	<70
电解质	20%~30% KOH 或 NaOH	PEM(常用 Nafion)
电极/催化剂 (O 侧)	镀镍多孔不锈钢	Ir 氧化物
电极/催化剂 (H 侧)	镀镍多孔不锈钢	碳黑@Pt 纳米颗粒
电流密度(A/cm ²)	0.2~0.8	1.5~3
成本 (万元/ Nm ³ /h)	0.7~0.8	2.9
规模	1000 m ³ /h(标准状态)	单堆 100 m ³ /h(标准状态)
电堆寿命(h)	50000	60000
能耗(kWh/kg)	50~78	50~83
负载波动范围	15%~110%	0~160%
启动时间	1~10 min	1s~5 min
上下波动	0.2%~20%(每秒)	100%(每秒)
停机	1~10 min	数秒
整体系统	氢氧侧等压设计, 系统组成和操作复杂, 成本高, 氧水分离器容积大, 系统留存氢气量多, 安全性低, 氢氧不完全隔离, 难以通过多电解槽集成大规模系统	氢氧侧可压差设计; 系统组成简单、紧凑、小型化, 成本低; 氢水分离器容积小; 系统留存氢气量少, 安全性高; 氢氧两侧物理隔离, 便于通过电解槽集成, 可集成 10~100 MW 的超大规模系统
特点	最为成熟、大规模生产、商业化程度高、无贵金属催化剂、成本低; 有毒污染大、纯度低、体积大, 工作压力不够高	成本高(质子交换膜、铂和铱等金属催化剂)、无污染、产业化程度低; 电流密度大、系统响应快, 负荷波动范围宽; 效率高, 气体纯度高; 体积小; 性价比提升空间大

资料来源：李星国《氢气制备和储运的状况与发展》，北极星氢能网，德邦研究所

技术壁垒：碱性电解槽基本实现全产业链国产化，PEM 电解槽关键零部件依赖进口。我国碱性电解槽已基本实现国产化，在国际上具备较强的竞争力。根据香橙会研究院，我国碱性电解槽具有较大的购置成本优势以及制氢规模优势，对比国内外电解槽系统公司价格，挪威 Nel 公司的碱性电解槽价格在 2600 元 / kW，我国仅 1400 元 / KW 不到。

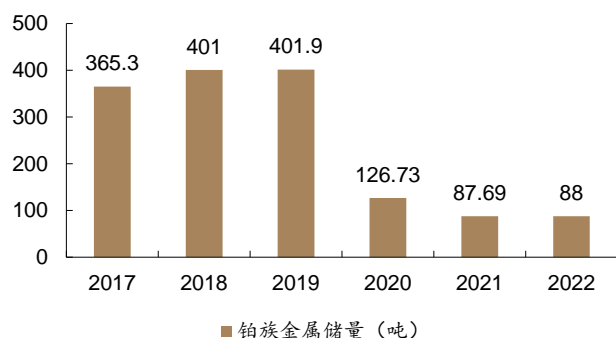
PEM 电解槽的核心部件主要包括 BP（双极板）、GDL（气体扩散层）、PEM（质子交换膜）、阴极和阳极电催化剂等，其中多个核心部件环节存在“卡脖子”难题：

- (1) 质子交换膜：**其性能的好坏直接决定 PEM 电解槽的性能和使用寿命，目前 PEM 电解制氢所用质子交换膜多为全氟磺酸膜，制备工艺复杂，长期被美国和日本企业垄断。GGII 数据显示，2021 年国产质子交换膜的市场占有率仅为 11.61%。国产质子交换膜与进口品牌的差距体现在性能以及批量生产的一致性层面，戈尔已经实现 8 微米的质子交换膜批量商用，而国内主要的质子交换膜企业小批量商用的产品主要停留在 15 微米和 12 微米层面；此外批量导入国产质子交换膜需重新调整催化剂和气体扩散层等材料，需要下游客户提供订单和

运营测试的场景。

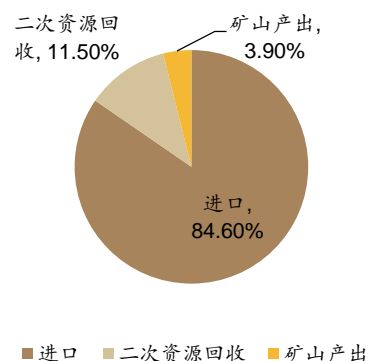
- (2) **GDL**: GDL 是质子交换膜和双极板之间的多孔介质,是水/气转换和电子传输的主要场所。GDL 具有较高的技术壁垒,国内企业受制于市场需求量低、技术不够成熟等多方面原因,能够量产的企业寥寥无几,当前市场主要由日本东丽主导。从技术指标看,国外先进水平 GDL 电流密度达到 $2.5\text{-}3.0\text{A}/\text{cm}^2$,国内能做到 $1.5\text{A}/\text{cm}^2$,寿命仅国外的三分之一。
- (3) **催化剂**: 国内 PEM 电解水制氢的催化剂多为进口材料,价格昂贵、成本较高;且以 Pt、Pd 等铂族贵金属及其合金为主,而中国铂族金属储量极少,根据《中国矿产资源报告 2022》,中国的已查明铂族金属总储量为 87.69 吨,仅占全球铂族金属储量的 0.13%,2021 年我国净进口铂族金属 194.1 吨,占总供给量的 84.6%。

图 27: 中国近年铂族金属储量 (单位: 吨)



资料来源: 中商产业研究院,《中国矿产资源报告 2022》,德邦研究所

图 28: 2021 年中国铂族金属供给结构



资料来源: 中商产业研究院,德邦研究所

未来格局: 预计未来将以碱性结合 PEM 设备制氢为主。可再生能源发电制氢寻求功率稳定和波动较小的技术路径。PEM 制氢设备在技术指标上优于碱性制氢设备,但考虑到 PEM 电解水设备高昂的单位造价和暂未被攻克的技术问题,我们认为中短期依旧会以碱性电解制氢为主。中长期来看,我们认为离网制氢将逐步成为主流,而 PEM 较碱性更加适合在不稳定电源供电情况下制氢,适配离网制氢模式。未来在制氢设备的选择上,PEM 与碱性混合制氢有望成为多数选择,PEM 与碱性电解水制氢的优化组合将发挥碱性电解水制氢的经济优势和 PEM 电解水制氢的快速响应能力,参考大安风光氢氨一体化示范项目 PEM: 碱性的配比在 2: 8 左右,伴随 PEM 电解槽成本的快速下降比例有望逐步提高。

3.2. 短期市场空间: 绿氢项目起量, 未来三年国内电解槽市场空间超 300 亿

国内: 短期绿氢项目驱动电解槽需求, 2023-2025 市场空间达 320.3 亿元。据 TrendBank 预计, 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预计达到 17GW 以上。我们假设碱性电解槽占比 85%, PEM 电解槽占比 15%, 预计 2023-2025 年电解槽累计市场

空间达 320.3 亿元，其中碱性电解槽市场空间达 216.8 亿元，PEM 电解槽市场空间达 103.5 亿元。

表 8：2025 年国内电解槽市场空间测算

项目	数值	关键假设
绿氢需求量（万吨）	130	2025 年绿氢年需求量
电解槽累计出货量（GW）	17	
碱性电解槽累计出货量（GW）	14.45	假设碱性电解槽出货量占比达 85%
碱性电解槽设备单价（万元/MW）	150	参考大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目碱性电解槽中标价
PEM 电解槽累计出货量（GW）	2.55	假设 PEM 电解槽出货量占比达 15%
PEM 电解槽设备单价（万元/MW）	406	参考大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目电解槽中标价，预计未来设备成本降幅可达 30%。
碱性电解槽市场空间（亿元）	216.75	
PEM 电解槽市场空间（亿元）	103.53	
电解槽总市场空间（亿元）	320.28	

资料来源：势银绿氢产业发展蓝皮书（2023），北极星氢能网，德邦研究所预测

全球：预计 2030 年累计市场空间近 2000 亿。根据 IEA 预测，2022 年全球电解槽装机容量已达 1.4GW，其中中国占比约 40%，欧洲占比三分之一左右；预计 2030 全球电解槽装机容量将达到 134GW，其中碱性电解槽占比 64%、PEM 电解槽占比 22%，SOEC 占比 4%。经测算，我们预计 2030 年全球电解槽市场空间达 1937.6 亿元，其中碱性电解槽市场空间达 1029.1 亿元、PEM 电解槽市场空间达 854.9 亿元，SOEC 市场空间达 53.6 亿元。

表 9：2030 年全球电解槽累计市场规模测算

项目	数值	关键假设
电解槽累计出货量（GW）	134	IEA 报告预计现有绿氢项目达产的情况下，2030 年电解槽总装机容量将达 134GW
碱性电解槽累计出货量（GW）	85.76	IEA 预计 2030 年碱性电解槽装机容量占比将达到 64%
碱性电解槽设备单价（万元/MW）	120	预计在当前基础上降本 20%
PEM 电解槽累计出货量（GW）	29.48	IEA 预计 2030 年 PEM 电解槽装机容量占比将达到 22%
PEM 电解槽设备单价（万元/MW）	290	预计在当前基础上降本 50%
SOEC 累计出货量（GW）	5.36	IEA 预计 2030 年 SOEC 装机容量占比将达到 4%
SOEC 设备单价（万元/MW）	100	预计 2030 年成本降为 1000 元/kW
碱性电解槽市场空间（亿元）	1029.12	
PEM 电解槽市场空间（亿元）	854.92	
SOEC 市场空间（亿元）	53.6	
电解槽总市场空间（亿元）	1937.64	

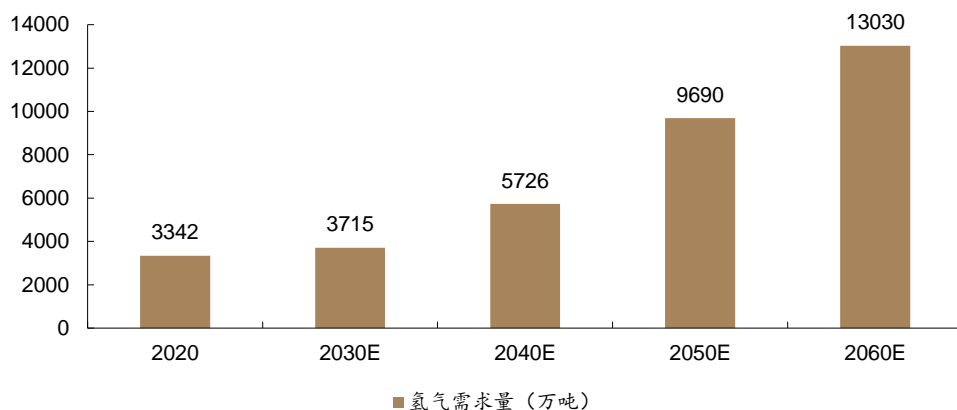
资料来源：IEA，德邦研究所预测

3.3. 远期市场空间：需求催动千亿蓝海市场

绿氢的需求主要来自化工、钢铁和交通领域。根据中国氢能联盟预测，未来我国氢能的需求量将大幅度提高，由 2020 年的 3342 万吨增长至 2060 年的 1.3

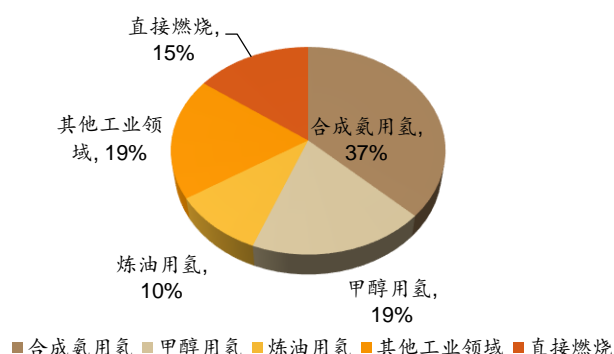
亿吨，其中绿氢将占到 1 亿吨。从应用领域来看，2020 年我国应用在合成氨、甲醇、炼油及其他工业领域的氢能占比分别为 37%、19%、10%和 19%；预计 2060 年化工、钢铁等工业领域用氢依旧占全国氢能源应用领域的主导地位，约为 7794 万吨，占氢总需求量 60%；交通运输领域用氢约为 4051 万吨，占总需求的 31%；电力领域和建筑领域用氢相对较少，占比分别为 5%、4%。

图 29：2020-2060 年中国氢气需求量预测（单位：万吨）



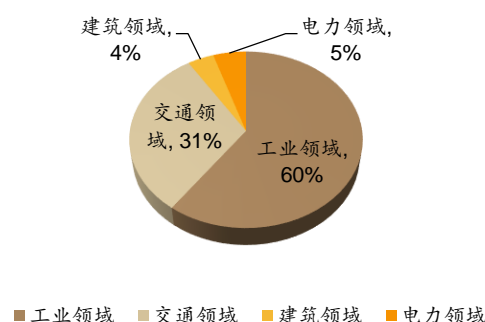
资料来源：中国氢能联盟，德邦研究所

图 30：2020 年中国氢气利用结构



资料来源：中国氢能联盟，36 氪，德邦研究所

图 31：2060 年中国氢气利用结构



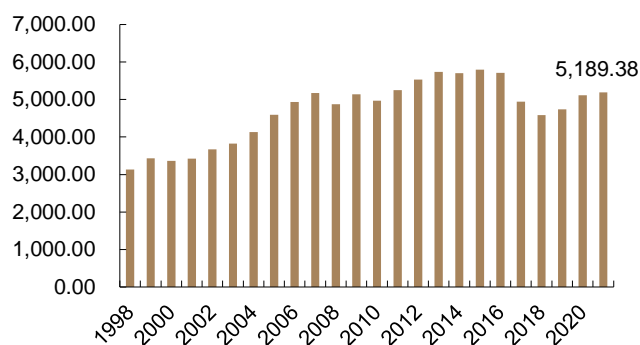
资料来源：中国氢能联盟，德邦研究所

我们认为中短期内绿氢的主要消纳场景为绿氨、绿色甲醇，远期来看交通领域、天然气掺氢和钢铁行业将释放巨大需求。

绿氨：当前潜在可消纳绿氢空间达 934 万吨。我国是全世界最大的合成氨生产国，产量占世界总产量的 1/3，合成氨行业是能源消耗大户，传统的 Haber-Bosch 法合成氨技术以化石燃料为氢源和热源，造成大量的二氧化碳排放。根据 Wind 数据，2021 年我国合成氨产量为 5189 万吨，碳排放量每年约 2 亿吨。在“双碳”目标下，基于化石燃料的传统合成氨工业很难持续，通过绿氢制绿氨被视为减碳的重要路线，按照每吨绿氨合成需要 0.18 吨绿氢计算，当前我国合成氨潜在绿氢消纳空间在 934 万吨。从应用领域看，我国合成氨主要用于农业领域，尿素占比为 68%，其他化肥占比 18%，化工行业占比 14%；同时，氨也是优良的氢载体，可以降低氢储运成本，通过电化学方法合成氨可以实现可再生能源的大规模储存，氨经过液化可以通过天然气管道或远洋船舶实现可再生能源的全球

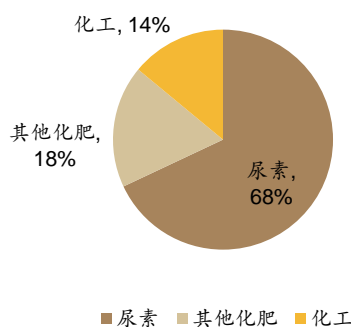
运输。

图 32：中国历年合成氨产量（单位：万吨）



资料来源：Wind，德邦研究所

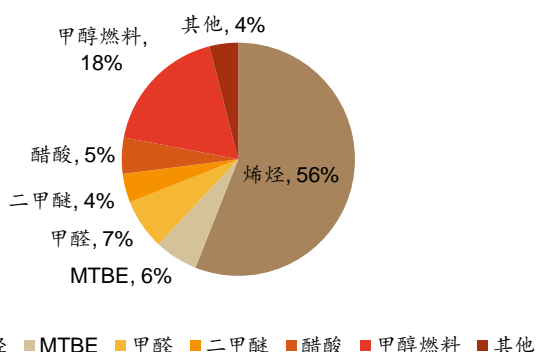
图 33：2019 年中国合成氨下游需求分布



资料来源：中国氮肥工业协会，前瞻产业研究院，德邦研究所

绿色甲醇：甲醇产量稳步增长，当前潜在绿氢可消纳空间达 995 万吨。根据中国石化新闻网，2017-2021 年我国甲醇产量复合增长率达 12.98%，其中 2021 年中国甲醇产量达 7899 万吨，预期随着宁夏宝丰三期 240 万吨/年等新建甲醇装置的投产，我国甲醇产量将稳步增长，按生产每吨甲醇消耗 0.126 吨氢气计算，当前甲醇生产绿氢潜在消纳量为 995 万吨。从应用领域看，甲醇也可作为绿氢的载体，起到降低氢储运成本的效果；绿色甲醇最大的下游市场是用于化工生产，2020 年我国将近 78% 的甲醇用于化工合成，主要合成产品为烯烃、甲醛、醋酸、MTBE 以及二甲醚等，18% 的甲醇用于燃料燃烧。其中甲醇燃料已受到越来越高的重视：（1）汽车领域，山西、上海、陕西、贵州、甘肃等省市先后开展了甲醇汽车试点运行工作，吉利已开发甲醇燃料车型 20 余款，累计行驶里程近 100 亿公里；（2）船舶领域：马士基、中远海运、达飞轮船等在内的多家全球航运巨头均选择绿色甲醇作为替代燃料；根据国际船舶网，截至 2023 年 3 月全球共有 25 艘甲醇动力船正在运营，2022 年甲醇动力船新船订单激增至 43 艘，目前订单总计约为 100 艘。

图 34：2020 年中国甲醇下游应用情况



资料来源：中国节能协会氢能专业委员会，《中国氢能综合应用技术与项目年度报告 2022》，德邦研究所

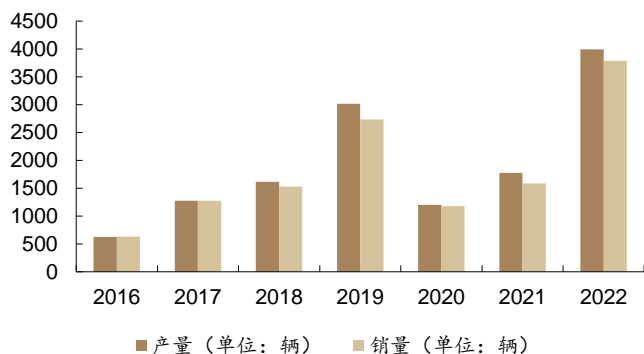
图 35：吉利甲醇重卡



资料来源：人民网，德邦研究所

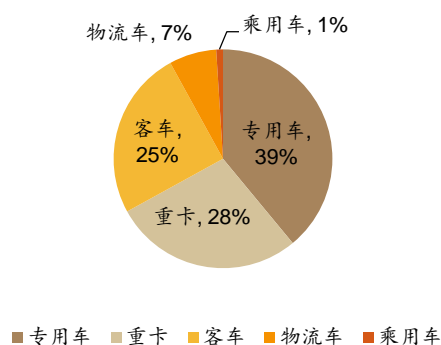
交通领域：商用车耗氢量大，带动绿氢消纳。根据中汽协公布的数据，2022 年全国氢燃料电池汽车产销数据分别为 3992 辆和 3789 辆，同比增加 121.11%和 138.90%。2017-2022 年全国氢燃料电池汽车产销量复合增长率分别为 25.71%和 24.34%，此外，根据最新车辆上险数据显示，2022 年我国燃料电池汽车总销量 5009 辆，同比 2021 年增长 164.47%。从结构上来看，我国燃料电池市场以专用车、客车和重卡等商用车为主，2022 年燃料电池汽车中的专用车、重卡、客车、物流车、乘用车占比分别为 39%、28%、25%、7%、1%，按照商用车每百公里 7kg 氢耗，年行驶距离 7.5 万公里计算，预计单台商用车年耗氢量达 5.25 吨。根据《中国氢能源与燃料电池产业白皮书》预测，预计 2050 年交通领域的氢能消费量将达 2458 万吨/年。

图 36：我国历年燃料电池产销量（单位：辆）



资料来源：中汽协，国际氢能网，氢能之家，德邦研究所

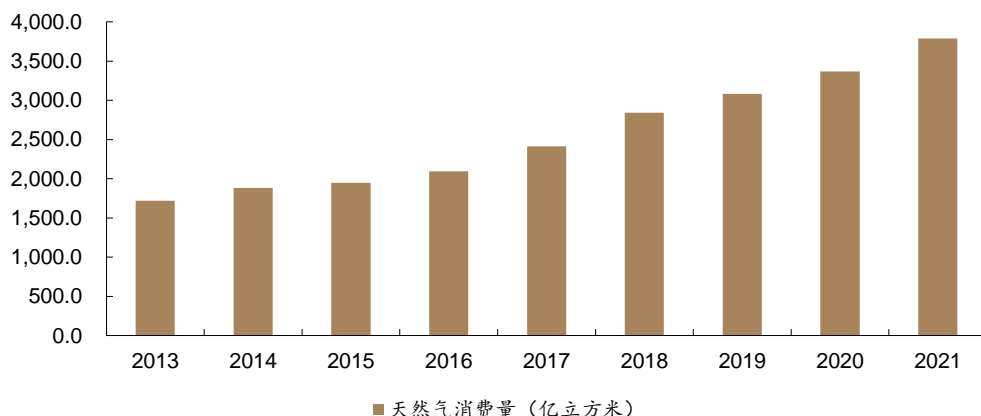
图 37：2022 年我国燃料电池汽车市场占比



资料来源：中汽协，国际氢能网，德邦研究所

天然气掺氢：带动千万吨级氢气消纳。天然气掺氢能够增加天然气的燃烧值，还可以利用天然气管道等基础设施，对现阶段氢气运输、氢能的广泛及规模运用开拓更多的可能性，大大降低二氧化碳的排放。根据中国石油学会石油储运专业委员会，截止到 2022 年底，我国油气管道的总里程达到 18.5 万公里，为天然气掺氢的开展提供的良好的基础。当前我国正着力于在天然气掺氢领域取得突破，2023 年 4 月中石油宣布用现有天然气管道长距离输送氢气的技术获得了突破，天然气管道中的氢气比例已达到 24%；2021 年我国天然气消费量达 3787 亿立方米，当掺氢比例达到 20%时，可以输送 946.7 亿立方米的氢气，约为 851.1 万吨；随着我国天然气消费量逐步提升，预计未来潜在消纳绿氢达千万吨级。

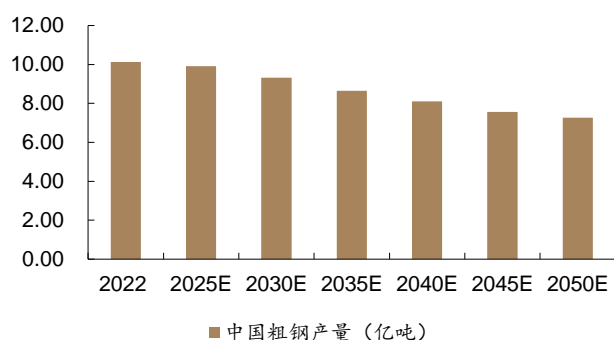
图 38：我国历年天然气消费量



资料来源：Wind，德邦研究所

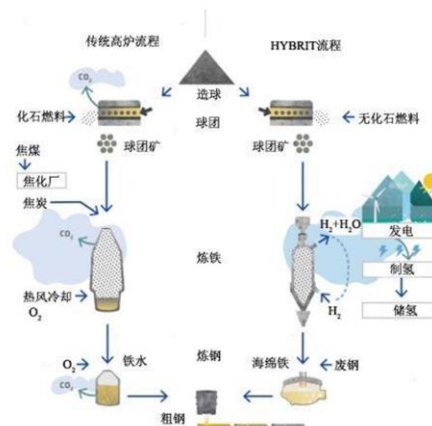
氢炼钢：技术尚不成熟，远期氢气消纳空间极大。2022 年我国的粗钢达 10.13 亿吨，占全球产量的 55.3%；参考 IEA 预计 2050 年我国粗钢产量将下降至 7.3 亿吨。传统炼钢工艺采用焦炭为还原剂，炼钢成本为 350~390 美元/吨，碳排放强度高达 1.6 吨 CO₂/吨，使用纯氢气或氢气混合天然气替代焦炭有利于推进炼钢行业的节能减排。根据徐硕等人发表的《中国氢能技术发展现状与未来展望》，在目前的试点和示范项目中，使用 100% 氢气直接还原炼钢，炼钢成本超过 1000 美元/吨；使用 50% 氢气还原炼钢，则炼钢成本降低至 490~860 美元/吨。但目前氢冶金技术尚不成熟，成本较高，未能实现规模化、高效率的生产，根据中国国际工程咨询有限公司资源与环境业务部高级工程师张建红预计，2030 年左右可能会迎来高炉富氢碳循环技术改造的高峰期，未来在可用废钢增加、电弧炉占比提升、绿氢成本下降的驱动下，氢基直接还原铁技术将迎来较大的发展空间。参考宝武计划 2035 年实现碳减排 30%，2050 年实现“碳中和”的目标，假设 2035 年、2050 年氢冶金的渗透率分别达到 30%、80%，我们预计届时氢气需求量分别达到 2246 万吨、4577 万吨。

图 39：中国粗钢产量及预测（单位：亿吨）



资料来源：中国钢铁工业协会，经济参考网，IEA，德邦研究所

图 40：传统炼钢与氢基还原炼钢技术路线



资料来源：中阳钢铁，德邦研究所

预计 2050 年国内电解槽累计市场空间超 7000 亿。根据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书（2019 年版）》，预计 2050 年我国氢气需求将达到 6000 万吨，其中电解水制氢将成为我国氢能供应的主体，在氢能供给结构占比达到 70%，电解槽系统装机量 2050 年将达到 500GW，市场规模突破 7000 亿元。

表 10：2030-2050 电解槽系统市场规模预测

	2030E	2040E	2050E
电解水制氢占比	10%	45%	70%
电解槽系统装机量 (GW)	35	200	500
电解系统累计市场规模 (亿元)	2000	6000	7000
碱性电解槽市场占比	90%	80%	60%
PEM 电解槽市场占比	10%	20%	40%
碱性电解槽系统设备价格 (元/KW)	1000-1500	800-1200	600-1000
PEM 电解槽系统设	3000-8000	1500-4000	800-2000

备价格（元/KW）

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，德邦研究所

3.4. 电解槽竞争格局：看好“国家队”发展前景

3.4.1. 市场要什么样的电解槽？

我们认为客户对电解槽设备的期待关键在于五个方面：安全稳定运行、低电耗、低成本、大功率、高动态响应。

（1）安全稳定运行：氢气属于极易发生燃爆的气体，爆炸极限为 4%~75.6%VOL，确保电解槽安全稳定运行是下游客户最基本的需求。因此我们认为运营方会优先选择已有业绩的行业头部企业；

（2）低电耗：电耗显著影响制氢成本，参考新疆库车绿氢示范项目制氢成本模型，系统电耗每减少 0.1 KWh/Nm³，制氢成本将降低 0.3 元/kg；

（3）低成本：随着绿氢项目大量上马有望带动电解槽规模化量产从而降低电解槽的成本，我们认为前期能拿到订单的企业将逐步在成本端占据优势；对 PEM 电解槽而言，降低成本对产品推广将起到更加关键的作用。

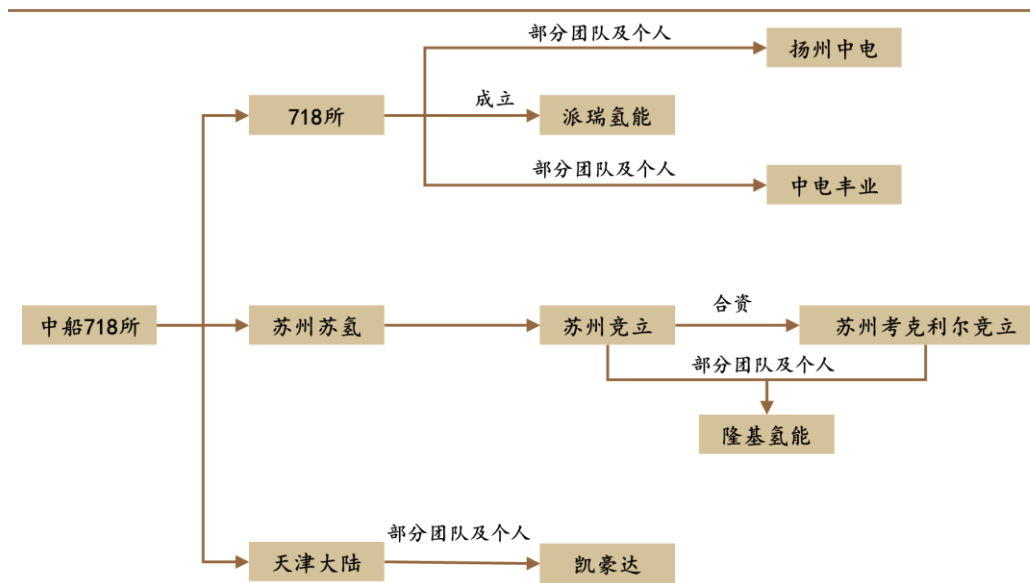
（4）大功率：目前大部分绿氢项目规划的年产氢量均在万吨/年以上，提高单槽产氢量将帮助项目运营方降低采购成本，因此下游对电解水制氢设备也提出了“大标方”化的需求。目前多数碱性电解槽厂商已具备 1000 Nm³/h 制氢装备的生产能力，PEM 电解槽也实现突破，国内最大设备功率可达 1.44MW（对应 347.2 Nm³/h）。

（5）高动态响应：电解槽的电力来源从稳定的网电向高波动性的新能源转变，要求电解槽有分钟级的启动时间和更快的响应速度以适应可再生能源的波动。

3.4.2. 电解槽竞争格局

技术均来源于 718 所。国内的电解水设备厂商分为两类，一类是传统设备生产厂商，深耕电解水领域多年，如中船 718 所、苏州考克利尔竞立、天津大陆制氢、北京中电丰业、凯豪达等；另一类是隆基绿能、阳光电源等企业，自 2021 年开始跨界布局电解槽设备。中国的碱性电解系统槽技术最早由 718 所在 50 年代从苏联引进，至 90 年代 718 副总工程师许俊明带领 18 个工程师于苏州创立了苏州苏氢设备公司（苏州竞立的前身），后一部分人跟随许俊明在天津成立天津大陆，我国电解槽行业前期主要由中船 718 所、苏州竞立、天津大陆三家企业瓜分市场，业内俗称“老三家”。目前我国碱性电解槽企业基本均有来自 718、苏州竞立、天津大陆的员工。

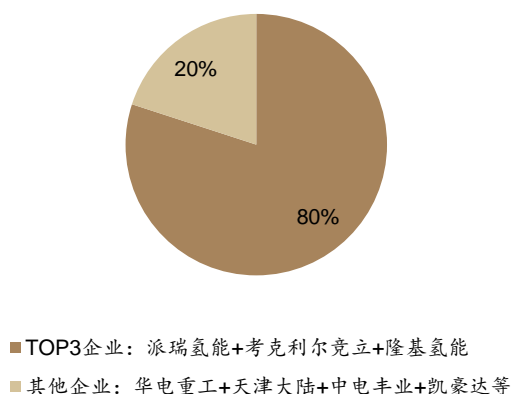
图 41：国内电解槽技术传播示意图



资料来源：国际氢能网，德邦研究所

新入局者众多，头部企业优势明显。据 TrendBank 统计，国内已有一百五十多家企业布局或规划碱性电解槽的研发或生产，包括在碱性电解水制氢行业深耕多年的传统企业、近几年入局的新能源企业和装备制造企业、以及科研院校背景的氢能初创企业；2022 年共有 14 家企业发布碱性电解槽新品，2023Q1 发布碱性电解槽新品企业已达 8 家，行业竞争激烈。从市占率来看，头部效益明显，2022 年中国电解槽市占率排名前三的企业分别为中船派瑞氢能、考克利尔竞立和隆基氢能，总市占率达 80%，其他企业（华电重工、天津大陆制氢、中电丰业、凯豪达等）电解槽总市占率 20%。

图 42：2022 年中国电解槽出货市占率



资料来源：2022 中国氢能燃料电池产业年度蓝皮书，德邦研究所

头部企业产能规划占优，看好“国家队”发展前景。2022 年电解水制氢设备企业已披露产能接近 12GW，其中隆基氢能和中船派瑞氢能的产能最多，均达到 1.5GW。我们认为未来市场将有三类企业主导，一是行业老牌企业，如 718

所；二是“国家队”，主要为“五大四小”或“三桶油”的装备企业，依托集团项目保证充足订单，培育自身竞争力，如华电重工、长春绿动（PEM 领域，国电投旗下）等；三是制造龙头，与传统业务可形成协同，依靠出色的技术研发提高拿单能力并有望承接大量海外订单，如隆基、阳光、三一。

表 11：国内已披露电解水制氢设备企业产能

企业名称	2022 年产能
西安隆基氢能科技有限公司	1.5GW
中船（邯郸）派瑞氢能科技有限公司	1.5GW（碱性+PEM）
考克利尔竞立（苏州）氢能科技有限公司	1GW
苏州希倍优氢能科技有限公司	1GW
山东奥扬新能源科技股份有限公司	1GW
天津市大陆制氢设备有限公司	1GW
阳光氢能科技有限公司	1GW（碱性+PEM）
华电重工股份有限公司	0.6GW
深圳市凯豪达氢能源有限公司	0.5GW
北京中电丰业技术开发有限公司	0.5GW
航天思卓氢能科技有限公司	0.5GW
江苏双良新能源装备有限公司	0.5GW
深圳市瑞麟科技有限公司	0.3GW
江苏国富氢能技术装备股份有限公司	0.25GW

资料来源：2022 中国氢能与燃料电池产业年度蓝皮书，北极星电力新闻网，德邦研究所

4. 投资建议与标的整理

国内绿氢项目规划明确、建设加速，短中长期驱动因素强劲，电解槽设备需求将快速放量，看好前期布局的相关设备制造商。重点关注：华电旗下，碱性+PEM 双向发力的【华电重工】；建议关注：全球光伏龙头，2026 年形成 5-10GW 电解水制氢设备产能的【隆基绿能】；锅炉装备领跑者，布局碱性电解槽的【华光环能】；立足制氢与氢能源汽车，协同发力的【昇辉科技】；消纳场景丰富，打造沙漠光氢化领先企业的【亿利洁能】。

4.1. 华电重工

（1）碱性设备领域：2020 年 7 月中国华电成立氢能技术研究中心，发力氢能领域。2022 年 7 月，公司 1200Nm³/h 碱性电解槽下线，单机产氢量、电解效率、电流密度等主要技术指标达到国际先进。相较传统电解槽，公司研发的电解槽运行电流密度提高约 30%，整体重量减少近 10%，直流能耗指标 < 4.6KWh/Nm³。在华电集团资源倾斜下，公司先后中标了内蒙华电达茂旗（12000 Nm³/h）、山东华电潍坊（5000 Nm³/h）等项目。

（2）PEM 及燃料电池设备领域：已开工建设“华电德令哈 3MW 光伏制氢项目”，PEM 制氢规模达 600 Nm³/h。此外公司通过并购深圳市通用氢能科技有限公司加速燃料电池核心材料及核心零部件的开发生产与应用，推进氢能与燃料电池的商业化进程，主打燃料电池碳纸（GDL）、质子交换膜、催化剂和膜电极产品，已与巴拉德签署战略合作协议。通用氢能已建成年产 10 万平米 GDL 产线、年产 10 万平米 PEM 产线并获得 IATF16949 质量管理体系认证，年产 100 万平米 GDL 产线正在建设中，GDL 产品性能已达到国际水平，为多家国内外头部企

业供货。

(3) 绿氢储运领域：早在 2012 年成立煤化工事业部，开展高压氢气管道输送业务；同时自主研发的固态储氢、液态储氢技术已成功应用于泸定水电解制氢项目中。

4.2. 隆基绿能

公司于 2021 年 3 月成立隆基氢能，致力于成为全球领先的氢能装备技术公司。公司技术实力领先，2023 年 2 月，公司发布全新一代碱性电解水制氢设备 ALK Hi1 系列产品，重新定义商业化电解水制氢能效新高度，在直流电耗满载状况下可低至 4.3kwh/Nm³。为了适应更高利用小时的制氢场景，同时推出了 ALK Hi1 plus 产品，直流电耗满载状况下低至 4.1kwh/Nm³，在 2500A/m² 电流密度下，低至 4.0kwh/Nm³，远低于当前全球碱性电解水制氢技术及 PEM 制氢技术 4.5-4.6kwh/Nm³ 的满负荷直流电耗水平。

订单方面：公司于 2022 年顺利完成全球首个万吨级绿色炼化示范项目——中石化绿氢项目出货，产品技术水平与交付能力初步得到市场检验。2023 年初，公司中标全球最大的绿色合成氨项目（大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目），获得 15 套 1000Nm³/h 电解水制氢系统订单，市场份额达 38.5%。

产能方面：2021 年第四季度，公司形成 500MW 电解水制氢装备产能，2022 年公司产能达 1.5GW 位列全球第一，预计 2023 年公司电解水制氢设备产能将达到 2.5GW，2026 年产能有望达到 5-10GW。

4.3. 华光环能

公司基于 65 年来对电站特种设备的研发设计和制造运营经验，携手大连理工大学共同成立“零碳工程技术研究中心”，在碱性电解水制氢先进技术方面实施了系统的研发工作，于 2023 年 4 月下线国内首创最大单体电解水制氢设备——3.2MPa, 1500-2000Nm³/h 碱性电解水制氢系统。

技术优势：公司自研碱性电解槽核心设备，具有自主知识产权的双极板和电极催化剂。电解槽采用压力容器标准实施设计，实现产氢压力 1.6-3.2 MPa，填补国内千方级高压电解槽空白；预计在电流密度 2500 A/m² 的情况下单位能耗 ≤ 4.0 kwh/Nm³，电解槽氢气出口纯度 > 99.97%，电流密度最大可达 6000 A/m²。同时结合三维建模和应力分析，实现了产品的轻量化，可以极大地缩短制造周期、为用户节约成本。

产能布局：公司目前已具备 500Nm³/h 以下、500-1000Nm³/h，1000-2000 Nm³/h 多个系列碱性电解水制氢系统制造技术，已形成年产 1GW 电解水制氢设备制造能力，计划于 2023 年底建成业内一流的智能化、绿色化、数字化特种设备基地。

4.4. 昇辉科技

公司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多向协同发力。

(1) 制氢：参股设立电解水制氢装备公司盛氢制氢，实现制氢设备从 100 标方到 1000 标方量级跨越，完成佛山首台套 1000Nm³/h 碱性电解水制氢设备成功下线；氢气纯度可达 99.9995%，能耗低至 4.6 kwh/Nm³，具备 20%—115% 宽频调谐能力和快速启动能力，同时依托公司在电气成套设备的技术优势，可实现电解槽电子电气组件的自控、自产，包括配电柜、控制柜、整流器和变压器等。

(2) 氢车运营：成立氢能源汽车物流运营平台子公司，通过搭建运营平台推动应用规模的扩大，带动产业链上游燃料电池零部件及整车的发展；

(3) 零部件：成立子公司佛山市安能极科技有限公司，依托公司电气主业，实现氢能相关领域电气设备的生产制造能力，产品包括整流柜、控制器、AC/DC 等电气设备。通过上游制氢设备带动下游运营需求，驱动氢能源汽车物流运营平台持续发展，共同打造商业闭环。

4.5. 亿利洁能

公司拥有近 20 年电解盐水离子膜电解槽生产线管理团队，对电解槽的组装、维修、维护保养有丰富的管理实践和经验，此外公司两大园区在原盐电解、煤气化重整、副产氢回收等制氢端和乙二醇、甲醇及合成氨等用氢端均拥有多年的生产管理经验。

公司旗下子公司亿利氢田时代于 2022 年 9 月发布了首台套 1000 标方碱性电解槽，该电解槽采用了高电流密度技术，能耗 4.3-4.6kWh/Nm³，工作压力 0.8-1.6Mpa；计划于今年实现 200 台套产能规模，2024 年年产 500 台套，2030 年在我国西部沙区达到年产 1000 台套。

公司积极同产业上下游合作，已与国家电投集团内蒙古能源有限公司合资成立库布其绿电氢能公司，并计划实施鄂尔多斯库布其 40 万千瓦风光制氢一体化示范项目；同包钢集团、西部天然气公司在库布其沙漠推动实施“光伏治沙、光伏制氢、管道输氢和绿氢冶炼”一体化项目，亿利供应包钢绿氢低碳冶金所需氢气，西部天然气负责保障亿利在库布其光氢基地生产的氢气安全稳定输送到包钢用氢地点。

5. 风险提示

1) 政策推进不及预期

可再生能源制氢受政策扶持，若政策发生变化，可能会对行业产生影响，从而影响电解槽的出货量。

2) 国产替代不及预期

目前碱性电解槽关键设备我国已基本实现国产替代，而我国在 PEM 电解槽上起步较晚，目前关键技术与材料仍有其他国家掌握，若未来不能在相关领域形成突破，将对 PEM 电解槽产业造成不利影响。

3) 氢能应用终端市场发展不及预期

制氢产业发展的核心来自下游的需求，若下游对工业绿氢、氢燃料等需求度不高，则会影响制氢产业的发展。

信息披露

分析师与研究助理简介

郭雪，北京大学环境工程/新加坡国立大学化学双硕士，北京交大环境工程学士，拥有 5 年环保产业经验，2020 年 12 月加入安信证券，2021 年新财富第三名核心成员。2022 年 3 月加入德邦证券，负责环保及公用板块研究。

分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人不保证该等信息的准确性或完整性。分析逻辑基于作者的职业理解，清晰准确地反映了作者的研究观点，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

投资评级说明

1. 投资评级的比较和评级标准： 以报告发布后的 6 个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后 6 个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期市场基准指数的涨跌幅； 2. 市场基准指数的比较标准： A 股市场以上证综指或深证成指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普 500 或纳斯达克综合指数为基准。	类 别	评 级	说 明
	股票投资评级	买入	相对强于市场表现 20%以上；
		增持	相对强于市场表现 5%~20%；
		中性	相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
		减持	相对弱于市场表现 5%以下。
	行业投资评级	优于大市	预期行业整体回报高于基准指数整体水平 10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%与 10%之间；
		弱于大市	预期行业整体回报低于基准指数整体水平 10%以下。

法律声明

。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。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。在任何情况下，本公司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。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，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波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

市场有风险，投资需谨慎。本报告所载的信息、材料及结论只提供特定客户作参考，不构成投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。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。在法律许可的情况下，德邦证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

本报告仅向特定客户传送，未经德邦证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。如欲引用或转载本文内容，务必联络德邦证券研究所并获得许可，并需注明出处为德邦证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。

根据中国证监会核发的经营证券业务许可，德邦证券股份有限公司的经营范围包括证券投资咨询业务。