

# 绿氢放量在即，电解槽有望率先受益

## 氢能行业专题报告

分析师：胡鸿宇

执业证书编号：S0890521090003

电话：021-20321074

邮箱：huhongyu@cnhbstock.com

销售服务电话：

021-20515355

相关研究报告

### ◎ 投资要点：

◆双碳背景下氢能发展具有战略意义，世界各国高度重视。氢能具备来源多样、清洁低碳、灵活高效、应用场景丰富等优势，被誉为“21世纪的终极能源”，碳中和背景下氢能将成为全球能源转型发展的重要载体，为此世界各国高度重视氢能发展。我国积极推进氢能发展战略，在国家和地方政策的大力支持下，绿氢发展加速，2023年一季度电解槽公开招标825MW，已经超过2022年全年出货量。欧美发达国家高度重视氢能发展，纷纷通过补贴、税收地面等政策，氢能现已进入实质发展阶段。

◆绿氢产业化发展进程加速，未来市场空间广阔。氢能发展，制氢先行，我国氢能短期仍以化石能源制氢为主，电解水制氢在碳排放、制氢纯度、储能等方面更具优势，替代化石能源制氢是必然趋势。绿氢市场空间广阔，国内市场23年招标项目密集落地，成为绿氢量产元年；海外市场需求高速增长，关键设备电解槽出货量快速提升。未来，随绿氢生产成本、储运氢成本逐渐降低，氢能性价比将提升，未来将被用于燃料电池、储能等更多应用场景，我们预测到2030年全球绿氢需求有望从2021年的3.76万吨增长到3282.38万吨，GAGR有望达到112.16%。

◆绿氢降本带动电解槽设备放量，出口空间广阔。碱性电解槽凭借成本优势仍是主流技术路线，长期来看PEM电解槽优点众多，电费成本和设备折旧成本是电解水制氢的主要成本构成，未来随着可再生能源占比的提升带动电价下降，可以显著降低制氢成本，根据我们预测，若到2035年光伏发电成本下降到0.2元/kWh，电解槽工作时间提升至5000h/年，碱性电解水制氢和PEM电解水制氢的成本将会分别下降到9.05元/kg和11.85元/kg，成本将大幅降低，形成对煤气化制氢和天然气制氢的替代，未来市场空间广阔。预计到2030年全球绿氢需求有望从2021年的3.76万吨增长到3282.38万吨，GAGR有望达到112.16%。目前海外绿氢发展已进入实质阶段，在海外需求加速的大背景下，我们认为中国企业凭借高性价比的产品出海具备优势，有望未来在国际市场快速崛起。

◆国内厂商加速布局，卡位绿氢蓄势待发。碱性电解槽进入批量应用阶段，国内厂商加速布局，国内既有中船718、天津大陆、苏州竞力等老牌公司；也有隆基、阳光这样的新能源设备巨头；也有华电重工、华光环能、昇辉科技等新兴势力。国内企业加速产能布局，后续有望在电解槽需求释放下迅速获得市场份额。建议优先关注具备成本优势、技术积累、高性价比的电解槽生产企业。

◆风险提示：氢能发展不及预期；电解槽设备降本不及预期；电费下降不及预期；政策不及预期导致招标项目落地情况不及预期；竞争加剧导致价格战影响行业盈利能力等。

## 内容目录

1. 双碳背景下发展氢能具有战略意义，世界各国高度重视	4
1.1. 氢能是全球能源转型发展的重要载体	4
1.2. 各国政策持续加码，氢能产业化发展进程加速	4
1.2.1. 国内：积极推进氢能战略，一季度招标高增	4
1.2.2. 海外：欧美日高度重视氢能发展，氢能进入实质发展阶段	6
2. 绿氢产业化发展进程加速，未来市场空间广阔	7
2.1. 目前灰氢占据主要地位，但绿氢替代灰氢是必然趋势	7
2.2. 绿氢市场空间广阔	9
2.2.1. 从市场需求来看，国内外绿氢发展动力十足	9
2.2.2. 从应用场景来看，绿氢市场空间广阔	11
3. 电解槽：绿氢降本带动设备放量，出口空间广阔	13
3.1. 多因素驱动绿氢降本，带动电解槽设备放量	13
3.1.1. 电费成本和设备折旧成本是绿氢的主要成本构成	13
3.1.2. 电价下降和技术进步共同带动电解水制氢成本的下降	15
3.1.3. 绿氢产业化发展在即，带动电解槽需求放量	17
3.2. 国内厂商具备性价比优势，出海具备可能性	18
4. 国内厂商加速布局，卡位绿氢蓄势待发	21
4.1. 碱性电解槽进入批量应用阶段，国内厂商加速布局	21
4.2. 相关企业进展情况	22
4.2.1. 华电重工：依托华电集团，电解槽订单具有较高保障	22
4.2.2. 华光环能：主营环保与能源装备制造，与电解槽深度协同	23
4.2.3. 昇辉科技：新势力全面布局氢能领域，形成“3+3”业务模式	23
4.2.4. 隆基绿能：较早进军氢能产业，电解槽出货领先	23
4.2.5. 阳光电源：前瞻布局储能行业，有望光储融合发力	24
5. 风险提示	24

## 图表目录

图 1: 2022 年 VS2023 年 Q1 招标数据	6
图 2: 中国氢气产量情况	8
图 3: 国内制氢模式占比	8
图 4: 不同制氢方式的二氧化碳排放量	9
图 5: 2030 年全球制氢结构预测	9
图 6: 国内电解槽出货量快速增加	11
图 7: 2021 年全球氢气需求结构	11
图 8: 2060 年中国氢气需求结构预测	11
图 9: 煤气化、天然气、碱性电解水、PEM 电解水制氢成本测算及对比	14
图 10: 碱性电解水制氢成本构成	15
图 11: PEM 电解水制氢成本构成	15
图 12: 电解水制氢设备成本构成	15
图 13: 到 2025 年光伏发电成本预计将达到 0.3 元/kWh	16
图 14: 碱性电解水制氢在不同电价下的制氢成本	16
图 15: 不同条件下制氢成本与电解槽工作时间的关系	16
图 16: PEM 电解水制氢在不同电价下的制氢成本	17
图 17: 不同条件下制氢成本与电解槽工作时间的关系	17
图 18: 2035 年碱性电解槽有望实现对天然气制氢和煤炭制氢的替代	17
图 19: 部分海外电解槽公司研发、销售&管理费用率情况	19
图 20: 海外电解槽设备价格较国内高出 2-3 倍	19
图 21: 国内逆变器出海复盘	19
图 22: 全球逆变器出货量逐年增长，国产占比逐渐提升	19

图 23: 国产逆变器单价显著低于海外品牌 .....	20
图 24: 国产逆变器产品部分性能领先海外老牌厂商 .....	20
图 25: 近年来国内厂商推出逆变器新产品的数量多余海外厂商 (不完全统计) .....	20
图 26: 2021 年彭博新能源财经对逆变器品牌可融资性的调查结果 .....	21
表 1: 部分主要国家双碳目标 .....	4
表 2: 氢能的特点和性能优势 .....	4
表 3: 中国氢能相关政策 .....	5
表 4: 海外氢能相关政策 .....	7
表 5: 不同技术路线制氢比较 .....	8
表 6: 23 年各省份氢能项目汇总 .....	9
表 7: 23 年 1-4 月已确定开标的大规模绿氢项目 .....	10
表 8: 全球绿氢需求测算 .....	12
表 9: 国内电解水制氢主要技术路线的性能特点对比 .....	13
表 10: 电解槽市场空间测算 .....	18
表 11: 国内主流电解槽公司梳理 .....	21

## 1. 双碳背景下发展氢能具有战略意义，世界各国高度重视

### 1.1. 氢能是全球能源转型发展的重要载体

碳中和已成为全球共识，氢能是全球能源转型发展的重要载体。按为积极应对全球气候和环境变化挑战，满足《巴黎协定》温控目标要求，国际各主要经济体加快了能源绿色低碳转型进程，全球碳中和已达成共识，欧洲、北美、日韩均规划 2050 年前实现碳中和。我国规划 2030 年前达到峰碳值，2060 年实现碳中和。从目前的能源结构来看，仍以煤炭为主，能源系统本质上为碳氢系统，氢比例越高，能源越干净、热值越高，因此从高碳燃料向低碳燃料转变，最终答案指向完全不含碳的氢能，而氢气来源广泛、热值高、清洁无碳，被誉为“21 世纪终极能源”。

表 1：部分主要国家双碳目标

地区	区域	中期目标年	中期目标	最终目标年	最终目标
英国	欧洲	2030	基线年：1990 减排量：68%	2050	碳中和
欧盟	欧洲	2030	基线年：1990 减排量：55%	2050	碳中和
中国	亚洲	2030	基线年：2005 减排量：65%	2060	碳中和
美国	北美洲	2030	基线年：2010 减排量：60%	2050	碳中和
澳大利亚	大洋洲	2030	基线年：2005 减排量：26%	2050	碳中和
日本	亚洲	2030	基线年：1990 减排量：46%	2050	碳中和
印度	亚洲	2030	基线年：2005 减排量：45%	2070	碳中和
韩国	亚洲	2030	基线年：2017 减排量：24%	2050	碳中和

资料来源：BRIC，华宝证券研究创新部

氢能具备来源多样、清洁低碳、灵活高效、应用场景丰富等优势，被誉为“21 世纪的终极能源”。氢能具多点特性，在碳中和背景下，战略意义突出。1) 来源多样：作为一种二次能源，氢能可以通过化石能源重整、生物质热裂解、微生物发酵、工业副产气、电解水等方式制取；2) 清洁低碳：氢能转化为电与热时产物为水，且不排放温室气体或细粉尘，生产的水还可继续制氢，循环使用，真正实现低碳甚至零碳排放；3) 灵活高效：氢热值高，是同质量焦炭、汽油等化石燃料的 3-4 倍；4) 应用场景丰富：可作为燃料电池发电，用于汽车、航空等交通领域，亦可作为燃料气体或化工原料投入生产，此外，可以作为储能介质平抑可再生能源波动。

表 2：氢能的特点和性能优势

	氢能	其他新能源
稳定性	无时间地域限制	具有间歇性和波动性
来源	多样，化石能源重整、生物质热裂解、微生物发酵、工业副产气、电解水等	受限于风光水等自然资源
储能性	具有气态、液态、固态三种形式，无时间限制 长时储能	形式单一，存储周期有限
应用	燃料电池发电、化工原料、储能	发电

资料来源：艾瑞咨询，华宝证券研究创新部

### 1.2. 各国政策持续加码，氢能产业化发展进程加速

#### 1.2.1. 国内：积极推进氢能战略，一季度招标高增

我国积极推进氢能战略，国家及省级层面均发布相关政策支持。国家层面，我国从顶层设计统筹谋划，不断完善氢能发展规划，2019 年氢能首次被写进政府工作报告；2022 年 3

月 23 日，国家发改委及能源局发布《氢能产业发展中长期规划（2021 年-2035 年）》，明确了氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，是战略性新兴产业的重点方向，将氢能产业上升至国家能源战略高度；2023 年国家能源局印发《2023 年能源工作指导意见》，重点提及攻关新型储能关键技术和绿氢制储运用技术，推动储能、氢能规模化应用。多地响应国家氢能发展战略发布本地氢能规划，叠加风光大基地鼓励就地消纳，倒逼绿氢项目建设，已有 4 个省级行政区、3 个市级行政区发布关于新能源制氢制度松绑的相关政策，并通过直接生产补贴、电价优惠和配套奖励（风光指标）支持绿氢发展，国内绿氢招标密集落地，23 年行业进入快速发展期。

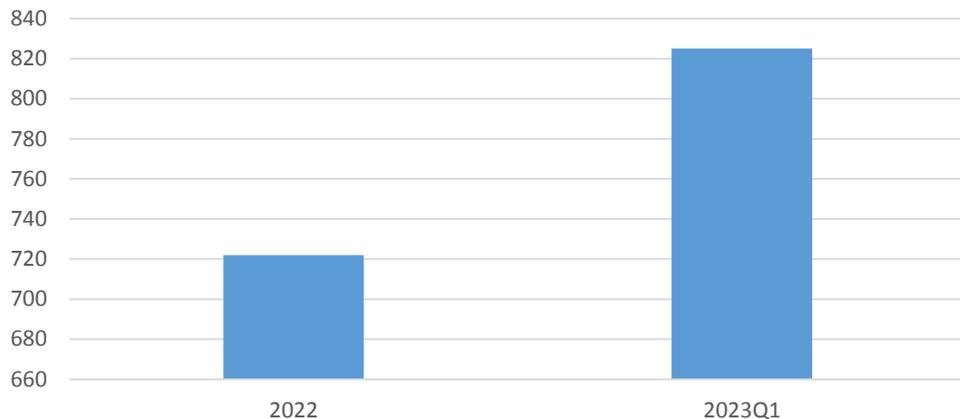
表 3：中国氢能相关政策

发布时间	发布机构	政策文件	政策解读
2022.10	国家能源局	《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》	<b>内容：</b> 开展氢制备、氢储存、氢运输、氢加注、氢能多元化应用等技术标准研制，支撑氢能“制储输用”全产业链发展。重点可围绕再生能源制氢、电氢耦合、燃料电池及系统等领域，增加标准有效供给。建立健全氢能质量、氢能检测评价等基础标准。
2022.10	国家发改委、商务部	《鼓励外商投资产业目录（2022 年版）》	<b>内容：</b> 目录包括氢能制备与储运、加氢站建设、燃料电池发动机、膜电极等多个氢能领域，中西部地区中 7 个省市均鼓励氢能产业
2022.09	国家发改委、工信部	《关于加快内河船舶绿色智能发展的指导意见》	<b>内容：</b> 到 2025 年，液化天然气(LNG)、电池、甲醇、氢燃料等绿色动力关键技术取得突破，加强船用氢燃料电池动力系统、储氢系统、加注系统等技术装备研发，探索氢燃料电池动力技术在客船等应用，鼓励采用太阳能等可再生能源电解水产生的绿氢
2022.06	发改委、国家能源局等 9 部门联合印发	《“十四五”可再生能源发展规划》	<b>内容：</b> 推动光伏治沙、可再生能源制氢和多元互补开发，推动可再生能源规模化制氢利用 <b>意义：</b> 意义：明确要推动可再生能源规模化制氢利用，为“十四五”期间氢能产业的发展明确了方向
2022.05	生态环境部、商务部、发改委等 8 部门联合印发	《关于加强自由贸易试验区生态环境保护推动高质量发展的指导意见》	<b>内容：</b> 支撑服务国家区域发展重大战略。支持北京、天津、河北自贸试验区参与碳排放权、排污权交易市场建设；开展绿色能源供应模式试点，在确保安全的前提下，研究试点建设一批兼具天然气、储能、氢能、快速充换电等功能的综合站点
2022.03	发改委、国家能源局	《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》	<b>内容：</b> 分析了我国氢能产业的发展现状，明确了氢能在我国能源绿色低碳转型中的战略定位、总体要求和发展目标，提出了氢能创新体系、基础设施、多元应用、政策保障、组织实施等方面的具体规划 <b>意义：</b> 明确了氢能上升至国家能源战略高度
2021.11	国家能源局、科技部	《“十四五”能源领域科技创新规划》	<b>内容：</b> 攻克高效氢气制备、储运、加注和燃料电池关键技术，推动氢能可与可再生能源融合发展 <b>意义：</b> 就氢能制储输用全链条关键技术提供了创新指引，为氢能的示范应用和安全发展提供了重要指导
2021.03	第十三届全国人大	《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》	<b>内容：</b> 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
2020.12	发改委、商务部	《鼓励外商投资产业目录(2020 年版)》	<b>内容：</b> 氢能与燃料电池全产业链被纳入鼓励外商投资的范围 <b>意义：</b> 产业对外开放程度提高
2020.04	国家能源局	《中华人民共和国能源法(征求意见稿)》	<b>内容：</b> 能源，是指产生热能、机械能、电能、核能和化学能等能量的资源，主要包括煤炭、石油、天然气、核能、氢能等 <b>意义：</b> 首次将氢能列入能源范畴，从法律层面明确了氢能的能源地位
2019.03	国务院	《政府工作报告》	<b>内容：</b> 稳定汽车消费，继续执行新能源汽车购置优惠政策，推动充电加氢等设施建设

资料来源：毕马威，国家能源局，华宝证券研究创新部

**2023 年一季度电解槽公开招标 825MW，已经超过 2022 年全年出货量。**伴随着 22 年大量新能源制氢完成光伏风电等前期工程的建设，2023 年部分绿氢项目开始逐步进入电解槽招标环节，根据氢能汇统计，2023 年一季度有 13 个绿氢项目合计招标 835MW 碱性电解槽，已经超出 2022 年全国电解槽出货量 722MW（含出口）。从一季度的招标情况来看，加上国家与地方政策助力绿氢发展，预计 2023 年全年电解槽招标量同比高增。

图 1：2022 年 VS2023 年 Q1 招标数据



资料来源：氢能汇，华宝证券研究创新部

### 1.2.2. 海外：欧美日高度重视氢能发展，氢能进入实质发展阶段

从国际看，全球主要发达国家高度重视氢能产业发展，氢能已成为加快能源转型升级、培育经济新增长点的重要战略选择。全球氢能全产业链关键技术趋于成熟，燃料电池出货量快速增长、成本持续下降，氢能基础设施建设明显提速，区域性氢能供应网络正在形成。

**欧洲：绿氢政策逐步落地，绿氢进入实质发展阶段。**欧盟规划 2025-2030 年安装至少 40GW 可再生氢能电解槽（至 2024 年达到 6GW），生产 1000 万吨可再生氢能，并通过碳关税支持氢能发展。22 年 12 月，西班牙、葡萄牙和法国启动 H2Med 能源互联项目，氢气管道预计每年运输 200 万吨绿氢，并将于 2030 年投入使用，绿氢进入实质发展阶段。此外，2023 年 3 月，欧盟正式启动氢能银行计划，目的之一是在缺乏需求的情况下，尽量弥补并降低绿氢成本，初步预算 8 亿欧元项目招标，最高达 4 欧元/kg（4.36 美元）补贴，将 4 欧元/kg（4.36 美元）作为投标的最高限价，此补贴高于美国 3 美元/kg 的绿氢补贴，且对投标人做出高于 5kW 电解槽安装容量的要求，并期望所有中标项目在拍卖后的 3.5 年内产能达 100%。高补贴、大容量装机以及完成时间的预期，体现了欧盟发展绿氢的积极与迫切性，且此仅为欧洲氢能银行 2024 年启动耗资 30 亿欧元前的试点项目，欧盟大力推进绿氢发展无可置疑。

**美国：IRA 提供最高 3 美元/kg 的税收抵免，大幅推动绿氢商业化进程。**22 年公布《国家清洁氢战略与路线图》，规划 2030/2040/2050 年生产 1000/2000/5000 万吨清洁氢能源，计划到 2030 年成本降至 2 美元/kg，2035 年降至 1 美元/kg。同时，IRA 法案大幅推动绿氢商业化进程，为其提供最高 3 美元/kg 的税收抵免，预计为美国多地绿氢生产成本减半。此外《两党基础设施法》计划提供 80 亿美元建设区域清洁氢中心，10 亿美元开发水电解制氢技术，5 亿美元支持制氢和再循环计划。

**日本：氢能政策、资金、技术完善，大力发展海上运输链。**日本通过完善的法律法规、

政府的资金扶持及广泛的国际合作，将在 2030 年前后建立商业规模的供应链，制氢成本降低到 30 日元/Nm<sup>3</sup>，并达到 300 万吨/年，到 2050 年实现 2000 万吨/年。但受限于自然资源稀缺、土地面积受限，日本可再生能源制氢成本高，因此需要高度依赖海外进口，主要依靠海上运氢，构建液化氢+甲基环己烷（MCH）运输链，日本与澳大利亚、文莱、挪威和沙特阿拉伯就氢燃料采购问题进行合作。

表 4：海外氢能相关政策

国家	主要政策文件/事件	发布时间	重点内容	发展目标
日本	《第六次能源基本计划》	2020.1	到 2030 年氢/氨发电占比将实现突破，将从第五期计划设定的 0% 提高到本次设定的 1%（2019 年氢/氨发电都还未部署应用）以实现清洁能源多元化	2030:制氢成本降至 30 日元/Nm <sup>3</sup> ;氢气供应量达 300 万吨/年 2050:制氢成本降至 20 日元/Nm <sup>3</sup> ;氢气供应量达 2000 万吨/年
美国	《国家清洁氢能战略和路线图（草案）》	2022.9	宣布投入 4700 万美元推进清洁氢能技术的研发和示范，以降低氢能成本并改进技术性能，促进氢能基础设施部署，实现氢能在多个部门的应用	2022-2025:从生命周期、可持续性、成本、区域和公平角度评估路径，以优先考虑策略，确定差距；建立清洁氢标准；为今后的部署制定严格的数据收集和监测框架 2026-2029:大规模部署可再生能源、核能、化石+CCS 的清洁氢；实现电解制氢成本 2 美元/kg 2030-2035:大规模部署可再生能源制氢、核能制氢和化石能源结合 COS 制氢 2030 年，清洁氢产能至少达到 1000 万吨/年，成本达到 1 美元/kg
	《美国降通胀法案（IRA）》	2022.8	对美国能源系统现代化投入 3690 亿美元的补贴和制氢税收抵免	/
欧盟	《欧洲气候中立氢能战略》	2020.7	未来三十年计划全面投资制氢、储氢、运氢的全产业链以及现有天然气基础设施、碳捕集和封存技术等，预计总投资超过 4500 亿欧元，战略明确欧盟的首要任务是开发主要利用风能和太阳能生产的可再生氢能	2020-2024:安装至少 6GW 的可再生氢能电解槽，生产 100 万吨的可再生氢能 2025-2030:安装至少 40GW 的可再生氢能电解槽，生产 1000 万吨的可再生氢能 2030-2050:可再生氢能技术应成熟并大规模部署，覆盖所有难以脱碳的领域，计划 2030 年电解槽成本降至 450 欧元/kW,2040 年电解槽成本降至 180 欧元/kW
	《碳关税或碳边境税》（CBAM）	2019.12 提出 2023.02 通过 2023.10 实施	通过要求进口商支付进口到欧盟的进口产品其生产地和欧盟 ETS 碳价的差额，以确保进口产品与本土产品承担相同的碳排放成本，降低由于免费配额减少导致的碳泄漏风险	/
	欧盟地中海国家领导人峰会	2022.12	西班牙、葡萄牙与法国共同公布 28 亿欧元的 H2Med 管道建造计划	管道将在 2030 年前投入使用，每年输送绿氢 200 万吨，约占欧盟绿氢消费量的 10%

资料来源：毕马威，欧盟委员会，美国能源局，华宝证券研究创新部

## 2. 绿氢产业化发展进程加速，未来市场空间广阔

### 2.1. 目前灰氢占据主要地位，但绿氢替代灰氢是必然趋势

根据氢能制取方式和碳排放量，分为灰氢、蓝氢和绿氢三种。氢能的制取方式主要有三种：1) 以化石燃料（煤炭、天然气等）为原料制氢、工业副产制氢（通过焦炉气或氯碱制氢），这类制氢路线技术最为成熟，但碳排放量较高，制氢过程中存在污染，因此被称为“灰氢”；2) 在“灰氢”基础上应用碳捕捉、碳封存等技术防止碳排放至大气，可大幅降低碳排放，通过此方式制得氢气为“蓝氢”；3) 而“绿氢”是指通过光伏发电、风电、太阳能等可再生资源电解水制备氢气，这种制氢方式不会产生任何碳排放，且氢气纯度高，是未来主要发展方向，但目前技术尚未成熟，成本相比灰氢、蓝氢更高，这也是限制其发展的主要因素。

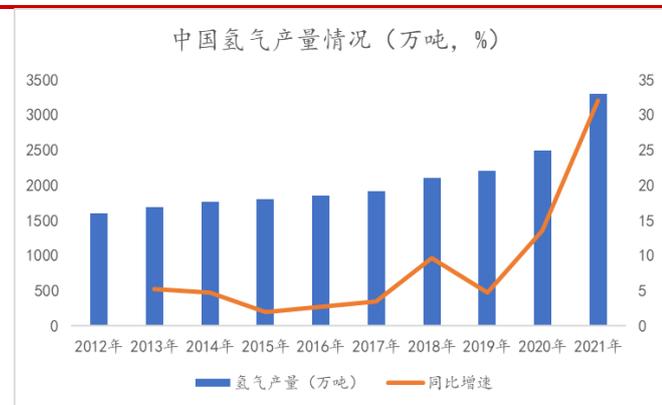
表 5：不同技术路线制氢比较

制氢方法	原料	原料价格	制氢成本	优点	缺点	类别	纯度
化石能源	煤	550 元/吨	9 元/kg	我国煤储丰富、产量丰富、成本较低、技术成熟	温室气体排放需提纯去除杂质	灰氢	97.16%
	天然气	550 元/吨	15 元/kg	成本较低、产量丰富	温室气体排放	灰氢	99.90%
电解水	商业用电	0.8 元/千高时	48 元/kg	技术较成熟、成本较低 工艺过程简单制气过程不存在碳排放	尚未实现规模化应用成本较高	绿氢	>99.99%
	谷电	0.3 元/千瓦时	23 元/kg				
	可再生能源弃电	0.1 元/千瓦时	14 元/kg				
工业副产	焦炉煤气、化肥工业、氯碱、轻经利用等		0-16 元/kg	工业副产、成本低产品纯度高、原料丰富	空气污染、建设地受原料供应限制	绿氢	>99.99%

资料来源：中国氢能联盟研究院，《中国氢能产业发展报告 2020》，鑫椏氢能，华宝证券研究创新部

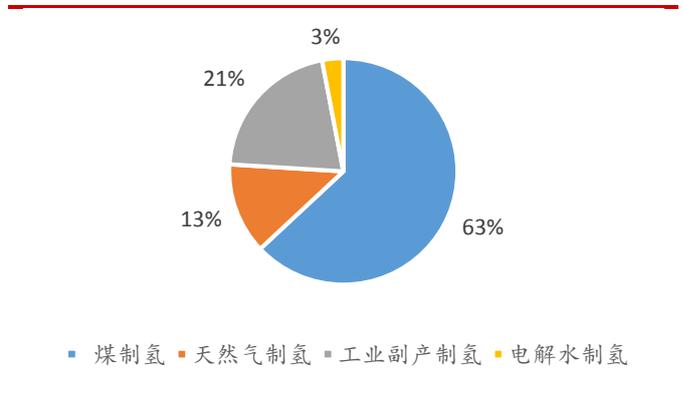
化石燃料为制氢主要方式，电解水制氢占比极低。经过多年的工业积累，我国已是世界上最大的制氢国，2021 年我国氢气产量约 3300 万吨。从供给结构来看，由于我国天然气紧缺依赖进口，煤炭资源丰富，目前我国氢气供给仍然以煤制氢为主；根据中国氢能联盟统计，目前煤制氢占比 63%，天然气制氢占比 13%，工业副产气制氢占比 21%，电解水制氢 3%。

图 2：中国氢气产量情况



资料来源：中国氢能联盟，华宝证券研究创新部

图 3：国内制氢模式占比

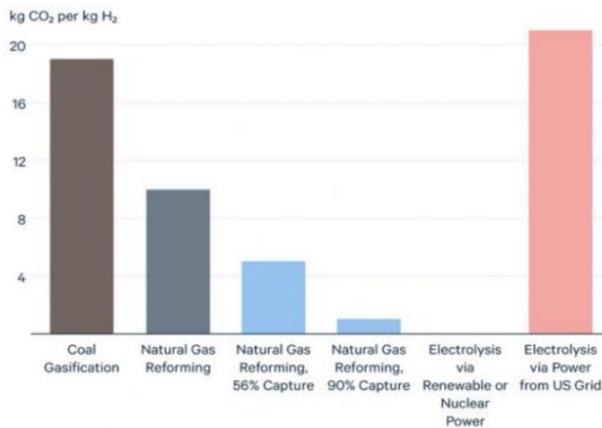


资料来源：中国氢能联盟，华宝证券研究创新部

相比灰氢，绿氢在碳排放、制氢纯度、储能等方面更具优势，绿氢替代灰氢是必然趋势。绿氢具备零碳排放的优势，每生产 1 吨氢气碳排放量仅 0.03 吨；而煤制氢每生产 1 吨氢气平均需要消耗煤炭约 6-8 吨，排放 15-20 吨左右的二氧化碳，此外还会产生大量高盐废水及工

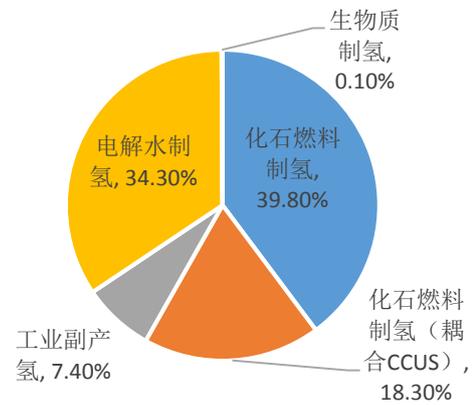
业废渣；天然气制氢路线下每吨氢气的生成将排放 9-11 吨二氧化碳，在双碳目标要求下灰氢势必被更清洁的绿氢所取代。同时，绿氢制氢纯度高，具有明显优异性，适用于对氢气纯度、杂质含量要求苛刻的冶金、陶瓷、电子、航天航空等行业。此外，绿氢储能具有规模大、时间长、储存与转化形式多样等优势，可解决新能源消纳问题。在我国可再生能源发电装机结构占比不断提升的背景下，风光等清洁能源发电成本持续下行行为绿氢构建了资源基础，未来绿氢占比有望不断提升。

图 4：不同制氢方式的二氧化碳排放量



资料来源：中国氢能联盟，华宝证券研究创新部

图 5：2030 年全球制氢结构预测



资料来源：中国氢能联盟，华宝证券研究创新部

## 2.2. 绿氢市场空间广阔

### 2.2.1. 从市场需求来看，国内外绿氢发展动力十足

随着全国氢能产业的进一步发展，氢能成为更多省份的重点产业。据氢云链统计，2023 年已有 9 个省份公布 35 个氢能产业项目，总投资额超 650 亿，其中绿氢项目达到 7 项，主要分布在宁夏、河北和江苏等风光资源优势地区，进一步推进绿氢商业化发展。

表 6：23 年各省份氢能项目汇总

时间	项目名称	技术路线
广东	康明斯恩泽质子交换膜电解槽制氢装置研发生产基地项目（一期）	5
	国电投华南氢能产业基地（一期）	20
	宝钢湛江钢铁氢基竖炉系统项目（一步）	18.95
	东莞塘厦东益新能源汽车产业项目	20
	绿色化工和氢能产业园基础设施建设项目	54.04
	明阳智慧源集团总部基地项目	11
	广州石化安全绿色高质量发展技术改造项目	90.2
江苏	现代汽车氢燃料电池系统/电堆建设项目	16
	常熟未势能源氢能总部项目 如东国华光氢储一体化项目	
四川	成都市新都区厚普国际氢能产业集群一期项目	24
福建	泉港固态储氢系统活化及应用项目	9.27
宁夏	宁夏宝丰能源集团股份有限公司太阳能电解制氢储能及应用示范扩建项目	14.12
	宁夏鲲鹏清洁能源有限公司绿电制氢项目	4.06
	宁夏永利电子新材料有限公司光电制绿氢绿胺溶剂产业链延伸示范项目	6.5
山东	中广核灵武 100 万千瓦新能源离网制氢项目	18.6
	山东凯信重机有限公司制氢装备及关键零部件智能制造项目	

博远（山东）新能源科技发展有限公司年产 300 万套氢燃料电池金属双极板智能制造项目

	氢装上阵昌乐物联科技产业园项目	7
	山东东岳未来氢能材料股份有限公司 500 万 m <sup>3</sup> /a 全氟质子膜与 20000t/aETFE 及其配套化学品产业化项目	18
	广汇能源绿电制氢及氢能一体化示范项目	
	海水制氢产业一体化示范项目	
	临沂钢投新能源有限公司氢能产业基地项目	
河北	液化空气天津氢能源供应基地项目	
	临港氢能产业低碳示范基地	
	河北润丰低温高压储氢容器项目	
	沧州天瑞航天氢能装备制造基地项目	
	国华新能源风光氢储 100 万千瓦风光项目	
	国电投滦源县 300M 光伏制氢项目	
	滦州美锦新能源 14000Nm <sup>3</sup> /h 焦炉煤气制氢项目	
	河北正元煤炭清洁高效综合利用项目	
上海	彼欧新能源（上海）有限公司	28.84

资料来源：氢云链，华宝证券研究创新部

**国内市场 23 年招标项目密集落地，成为绿氢量产元年。**为了获取新能源建设指标，五大四小等能源集团，纷纷布局风光氢一体化项目。截止 23 年 2 月，大规模绿氢项目中，已开标和在建项目合计近 2GW，对应电解槽 500 台；规划的待开标项目近 15GW，对应电解槽需求 3000 台左右，按照项目进度将于今年年中开始陆续招标。从区域上看，项目多集中于内蒙古，其次为新疆、吉林等地。从国内招标情况来看，我们预计今年招标量有望突破 500-600 台，实际出货量有望达到 300-400 台，实现翻番增长。

表 7：23 年 1-4 月已确定开标的大规模绿氢项目

时间	项目名称	相关企业/招标人	电解槽招标量	技术路线
1 月 6 日	国能宁东可再生氢减排示范区一期项目	国华投资宁夏分公司	5000Nm <sup>3</sup> /h (25MW)	碱性
1 月 16 日	漠源县 300MW 光伏制氢项目	滦源氧阳新能源开发有限公司	2×600Nm <sup>3</sup> /h (6MW)	碱性
1 月 28 日	海水制氧产业一体化示范项目	大连洁净能源集团有限公司	60MW	
2 月 11 日	平凉海螺控峒区峡门 100 兆瓦风力发电及制氢项目	平凉海螺水泥有限责任公司		碱性
2 月 16 日	哪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有限责任公司	9000Nm <sup>3</sup> /h (45MW)	碱性
2 月 16 日	鄂尔多斯市风光联合绿气示范项目	中石化新星内蒙古绿气新能源有限公司	390MW	碱性
2 月 18 日	七台河孙利县 200MW 风电制、项目	七台河润沐新能源有限公司	1500Nm <sup>3</sup> /h (7.5MW)	碱性
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	39×1000Nm <sup>3</sup> /h (195MW)	碱性
3 月 12 日	内蒙古丰镇市风光制氢一体化项目	江苏国富氢能、内蒙古龙源新能源、中国机械设备		
4 月 3 日	滦源县 300MW 光伏制氢项目	滦源氧阳新能源开发有限公司	6MW	碱性
4 月 3 日	广汇能源绿电制氢及氢能一体化示范项目	广汇能源股份有限公司	5MW	碱性
4 月 5 日	海水制氢产业一体化	大连市洁净能源集团	招标 1000Nm <sup>3</sup> 碱性	碱性

资料来源：各地方政府官网，华宝证券研究创新部

**海外市场需求高速增长，关键设备电解槽出货量快速提升。**根据高工锂电数据，2022 年全球电解槽市场出货量达到 1GW，其中中国电解槽总出货量超过 800MW，同比增长 129%以上，全球占比超过 80%。碱性电解槽设备凭借运行稳定、售价低廉等优点，2021 年出货量达到 776MW，为目前市场主流选择。根据 BloombergNEF 数据，2023 年中国电解槽出货量将持续保持高增，出货量有望达到 1.4-2.1GW，占当年全球出货量的 60%以上，同比增加 75%-163%。

图 6：国内电解槽出货量快速增加

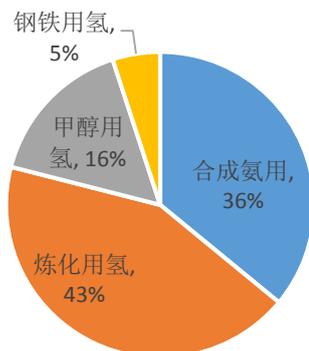


资料来源：中氢博创，BloombergNEF，华宝证券研究创新部

### 2.2.2. 从应用场景来看，绿氢市场空间广阔

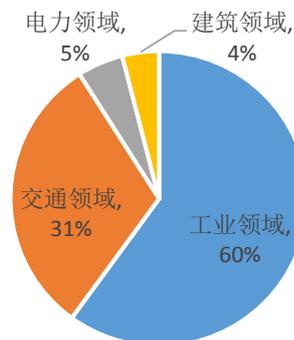
**氢能的应用场景逐渐从交通领域向工业领域、发电领域和建筑领域拓展。**目前氢能的成本较高，使用范围较窄，氢能应用处于起步阶段。氢能源主要应用在工业领域和交通领域中，在建筑、发电和发热等领域仍然处于探索阶段。根据 IEA 数据，2021 年全球氢气需求量超 9400 万吨，同比增长 5%，其中增量中约 67%是来自化工领域。2021 年全球氢气需求来源中，炼油、合成氨、甲醇、钢材的氢气需求比例分别为 42.6%、36.2%、16.0%和 5.3%。根据中国氢能联盟预测，到 2060 年工业领域和交通领域氢气使用量分别占比 60%和 31%，电力领域和建筑领域占比分别为 5%和 4%。

图 7：2021 年全球氢气需求结构



资料来源：中国氢能联盟，华宝证券研究创新部

图 8：2060 年中国氢气需求结构预测



资料来源：中国氢能联盟，华宝证券研究创新部

碳中和目标下，氢能大规模推广应用刻不容缓。目前，炼化领域是氢气重要的使用场景，氢气主要用于加氢硫化以去除原油中的硫含量，以及加氢裂化将重渣油升级为更高价值的产品，全球对空气质量的持续关注背景下，最终精炼产品中的硫含量持续降低，加氢裂化越发重要，我们预测到 2030 年全球炼化领域对氢气需求量有望达到 4530 万吨。合成氨为第二大应用场景，主要用作制造尿素和硝酸铵等化肥的原料，通过绿氢生产合成氨有望有效降低合成氨领域碳排放强度，我们预测到 2030 年全球炼化领域对氢气需求量有望达到 4530 万吨。甲醇用氢量排第三，主要用于生产化学甲醛及塑料、涂料等，与合成氨类似，绿氢是甲醇脱碳的重要手段，我们预测到 2030 年全球甲醇用氢需求有望达到 1755 万吨，绿氢替代空间广阔。此外，“双碳”目标下，钢铁行业面临巨大的碳减排压力，目前，化石燃料以焦炭形式在炼钢过程中用作还原剂，并用于炼钢及炼铁过程中各热密集阶段，这些未来将被低碳氢逐步取代，我们预测到 2030 年全球炼钢领域对氢气需求量有望超过 500 万吨。

未来，随绿氢生产成本、储运氢成本逐渐降低，氢能性价比将提升，未来将被用于燃料电池、储能等更多应用场景。氢燃料电池汽车适用于中长途、高载重、固定路线货运场景，我国氢燃料电池产销量快速增长，根据中汽协数据，2022 年国内氢燃料电池汽车产销量分别为 3626 辆和 3367 辆，同比分别增长 104.1%和 112.3%。现阶段氢燃料电池汽车处于起步阶段，以氢燃料电池商用车为主。随着 5 大示范城市群相继落地，“十四五”期间我国燃料电池车及加氢站有望迎来大面积推广。此外，氢储能有望成为绿氢需求的重要组成部分，随着光伏风电装机快速增长，弃风弃光问题逐渐凸显，以氢作为储能载体，具备长周期、季节性优势，有助于解决可再生能源消纳问题。

我们预测到 2030 年全球绿氢需求有望从 2021 年的 3.76 万吨增长到 3282.38 万吨，GAGR 有望达到 112.16%。

表 8：全球绿氢需求测算

	2021	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
<b>炼化领域</b>										
炼化需求量 (mb/d)	81.00	83.43	84.68	85.53	86.38	87.25	88.29	89.35	90.43	91.51
yoy		3.00%	1.50%	1.00%	1.00%	1.00%	1.20%	1.20%	1.20%	1.20%
炼化需求量 (亿吨)	40.50	41.72	42.34	42.76	43.19	43.62	44.15	44.68	45.21	45.76
炼化氢耗 (吨/百万吨)	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
炼化氢气需求量 (万吨)	4009.50	4129.79	4191.73	4233.65	4275.99	4318.75	4370.57	4423.02	4476.09	4529.81
<b>炼钢领域</b>										
炼钢产量 (亿吨)	18.37	18.46	18.55	18.65	18.74	18.83	18.93	19.02	19.12	19.21
yoy		0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
炼钢氢耗 (吨/百万吨)	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27
炼钢氢气需求量 (万吨)	495.99	498.47	500.96	503.47	505.98	508.51	511.06	513.61	516.18	518.76
<b>合成氨领域</b>										
合成氨产量 (万吨)	19000.00	19380.00	19767.60	20162.95	20566.21	20977.54	21397.09	21825.03	22261.53	22706.76
yoy		2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
合成氨氢耗 (kg/吨)	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
合成氨氢气需求量 (万吨)	3420.00	3488.40	3558.17	3629.33	3701.92	3775.96	3851.48	3928.50	4007.08	4087.22
<b>甲醇领域</b>										
甲醇产量 (亿吨)	11300.00	11526.00	11756.52	11991.65	12231.48	12476.11	12725.64	12980.15	13239.75	13504.55
yoy		2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%

甲醇氢耗 (吨/百万吨)	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
甲醇氢气需求量 (万吨)	1469.0	1498.3	1528.3	1558.9	1590.0	1621.8	1654.3	1687.4	1721.1	1755.5
	0	8	5	1	9	9	3	2	7	9
<b>交通领域</b>										
氢燃料电池汽车保有量 (万辆)	4.96	6.75	9.19	12.51	17.04	23.20	31.59	43.02	58.57	79.76
交通领域氢气需求量 (万吨)	3.1	4.22	5.75	7.83	10.66	14.51	19.76	26.91	36.63	49.89
<b>全球需求合计</b>										
全球氢气需求量合计 (万吨)	9397.5	9619.2	9784.9	9933.1	10084.	10239.	10407.	10579.	10757.	10941.
	9	5	6	9	64	62	20	46	15	27
绿氢占比	0.04%	0.08%	0.16%	0.50%	1.50%	2.40%	4.60%	10.00%	20.00%	30.00%
全球绿氢需求量合计 (万吨)	3.76	7.70	15.66	49.67	151.27	245.75	478.73	1057.9	2151.4	3282.3
								5	3	8
yoy		105%	103%	217%	205%	62%	95%	121%	103%	53%

资料来源：各地方政府官网，华宝证券研究创新部

### 3. 电解槽：绿氢降本带动设备放量，出口空间广阔

#### 3.1. 多因素驱动绿氢降本，带动电解槽设备放量

##### 3.1.1. 电费成本和设备折旧成本是绿氢的主要成本构成

碱性电解槽凭借成本优势仍是主流技术路线，长期来看 PEM 电解槽优点众多。当前电解水制氢工艺主要有碱性电解、质子交换膜 (PEM) 电解、固体氧化物 (SOEC) 电解技术。其中碱性电解水制氢与质子交换膜电解制氢技术相对较为成熟，SOEC 电解技术的电耗低于碱性和 PEM 电解技术，但尚未广泛商业化，国内仅在实验室规模上完成验证示范。由于 SOEC 电解水制氢需要高温环境，其较为适合产生高温、高压蒸汽的光热发电等系统。相较于碱性技术，PEM 电解槽虽初始投资较高，但也具备多重优势，1) 体积及重量更小；2) 维护成本更低；3) 启停响应速度更快；4) 效率衰减更低。目前，碱性电解槽凭借其成本优势仍是主流技术路线，主要将应用于大规模集中式制氢项目（例如风光氢氨一体化项目），PEM 电解槽将凭借其响应速度快、电流密度高的优势与碱性电解槽配合共同用于大型风光制氢项目，由 PEM 电解槽承担灵活性调节，碱性电解槽提供基础电解负荷。同时，PEM 电解槽因其体积、质量小、响应速度快的优势，亦较为适用于小型分布式发电领域。

表 9：国内电解水制氢主要技术路线的性能特点对比

项目	碱性 ALK	质子交换膜 PEM	固体氧化物 SOEC	阴离子交换膜 AEM
电解质	20%-30% KOH	水	水蒸气	水
电流密/ (A/cm <sup>2</sup> )	0.2-0.7	0.1-2.2	1.0-2.0	0.2-1.0
工作温度/°C	50-80	40-80	700-900	50-70
氢气纯度/%	99.5-99.9	99.99	99.9	99.9
氢气压力/Mpa	1.0-3.0	2.0-5.0	0.1-1.5	0.1-3.0
单位能耗/ (kWh/Nm <sup>3</sup> )	4.5-5.5	3.4-4.4	2.23-2.27	4.0-4.8
电解效率/%	56-80	76-85	90-100	60-78
负荷范围/%	15-100	0-150	0-120	-
响应速率	数十秒级	秒级	分钟级	-
寿命/h	90000	20000-50000	约 7000	-
设备投资成本	1000 标方电解系统约 1000 万	200 标方电解系统约 1000 万	未实现规模化生产	未实现规模化生产
优点	技术成熟、可选材料	立氧纯度高、结构紧	系统效率高、无需贵	无贵金属催化剂、启

多、成本低、商业化程度高

凑、响交速度快从而更适用于可重生发电制气、电流密度高

金属催化剂、可逆，既可以充当中解水设备，也可以充当氢燃料电池，转化效率高  
技术暂不成熟、响应慢、寿命短、系统设计困难、7001000度高温下原材料的裂化率比较严重

停快，既有碱性的成本优势，也有 PEM 电解槽的高适应性

不足

电流密度小、损耗高、电解质碱性有污染，需定期检修及更换零部件

组成部分例如隔膜需进口成本高、可用催化剂为贵金属，存量少

技术暂不成熟、起步研发阶段、受制于 AEM 的长度和宽幅，单线产能提升难度大

资料来源：马晓锋等《PEM 电解水制氢技术的研究现状与应用展望》(2022)，华宝证券研究创新部

**成本是目前制约绿氢市场空间的最主要因素。我们对煤气化、天然气、碱性电解槽制氢及 PEM 电解槽制氢进行成本测算后发现，四者制备成本分别为 9.61 元/kg、16.52 元/kg、25.01 元/kg 及 31.04 元/kg，目前电解水制氢的成本远高于煤气化和天然气制氢，正因此其优势难以得到体现。**

- 1) 煤气化制氢：假设投资强度 3.3 万元/标方，装置产能 9 万标方/h，年工作时间 7200 小时。
- 2) 天然气制氢：假设投资强度 2.8 万元/标方，装置产能 3 千标方/h，年工作时间 7200 小时。
- 3) 碱性电解水制氢：我们假设装置产能 1000Nm<sup>3</sup>/h，对应 800 万设备投资及 150 万土建安装，年工作时长 2100 小时。我们测算当用电价格/度电成本为 0.6 元/kWh 时，电费成本占比总制氢成本约 86%。
- 4) PEM 电解水制氢：我们假设装置产能 1000Nm<sup>3</sup>/h，对应 3000 万设备投资及 200 万土建安装，年工作时长 2100 小时。我们测算当用电价格/度电成本为 0.35 元/kWh 时，电费成本占比总制氢成本约 69%。

图 9：煤气化、天然气、碱性电解水、PEM 电解水制氢成本测算及对比

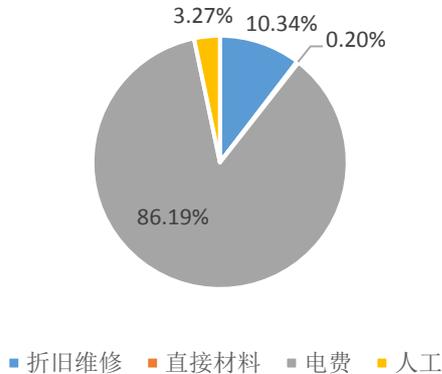
煤气化制氢				天然气制氢				碱性电解水制氢				PEM 电解水制氢			
科目	项目	参数	单位	科目	项目	参数	单位	科目	项目	参数	单位	科目	项目	参数	单位
运行参数	产能	90000	Nm <sup>3</sup> /h	运行参数	产能	3000	Nm <sup>3</sup> /h	运行参数	产能	1000	Nm <sup>3</sup> /h	运行参数	产能	1000	Nm <sup>3</sup> /h
	工作时间	24	hr/天		工作时间	24	hr/天		工作时间	6	hr/天		工作时间	6	hr/天
	年时长	8400	hr/天		年时长	8400	hr/天		年时长	2100	hr/天		年时长	2100	hr/天
	年设备	75600	万Nm <sup>3</sup> /年		年设备	2520	万Nm <sup>3</sup> /年		年设备	210	万Nm <sup>3</sup> /年		年设备	210	万Nm <sup>3</sup> /年
折旧维修	设备投资	297000	万元	折旧维修	设备投资	8400	万元	折旧维修	设备投资	800	万元	折旧维修	设备投资	3000	万元
	土建安装	14850	万元		土建安装	252	万元		土建安装	150	万元		土建安装	200	万元
	折旧年限	20	年		折旧年限	20	年		折旧年限	15	年		折旧年限	15	年
	折旧费用	0.21	元/Nm <sup>3</sup>		折旧费用	0.17	元/Nm <sup>3</sup>		折旧费用	0.30	元/Nm <sup>3</sup>		折旧费用	1.02	元/Nm <sup>3</sup>
	维修费用	0.04	元/Nm <sup>3</sup>		维修费用	0.03	元/Nm <sup>3</sup>		维修费用	0.06	元/Nm <sup>3</sup>		维修费用	0.06	元/Nm <sup>3</sup>
直接材料	折旧维修	0.25	元/Nm <sup>3</sup>	直接材料	折旧维修	0.20	元/Nm <sup>3</sup>	直接材料	折旧维修	0.36	元/Nm <sup>3</sup>	直接材料	折旧维修	1.08	元/Nm <sup>3</sup>
	褐煤用量	0.67	kg/Nm <sup>3</sup>		天然气用量	0.45	kg/Nm <sup>3</sup>		KOH 用量	0.0004	kg/Nm <sup>3</sup>				
	褐煤单价	791	元/吨		天然气价格	2.4	元/吨		KOH 单价	10	元/kg				
	水用量	5	kg/Nm <sup>3</sup>		去离子水用量	0.04	kg/Nm <sup>3</sup>		水用量	2	kg/Nm <sup>3</sup>		水用量	2	kg/Nm <sup>3</sup>
	其他辅材费用	0.01	元/Nm <sup>3</sup>		去离子水单价	1.3	元/Nm <sup>3</sup>		水单价	3.5	元/Nm <sup>3</sup>		水单价	3.5	元/Nm <sup>3</sup>
电费	材料费用	0.54	元/Nm <sup>3</sup>	材料费用	1.13	元/Nm <sup>3</sup>	材料费用	0.007	元/Nm <sup>3</sup>	材料费用	0.007	元/Nm <sup>3</sup>			
	耗电量	0.2	kWh/Nm <sup>3</sup>	耗电量	0.3	kWh/Nm <sup>3</sup>	耗电量	5	kWh/Nm <sup>3</sup>	耗电量	4.5	kWh/Nm <sup>3</sup>			
	电价	0.35	元/kWh	电价	0.35	元/kWh	电价	0.35	元/kWh	电价	0.35	元/kWh			
	能源费用	0.07	元/Nm <sup>3</sup>	能源费用	0.105	元/Nm <sup>3</sup>	能源费用	1.75	元/Nm <sup>3</sup>	能源费用	1.575	元/Nm <sup>3</sup>			
人工	人数	10	人	人数	8	人	人数	2	人	人数	2	人			
	工资	12	万元/人	工资	12	万元/人	工资	12	万元/人	工资	12	万元/人			
	人工费用	0.002	元/Nm <sup>3</sup>	人工费用	0.038	元/Nm <sup>3</sup>	人工费用	0.114	元/Nm <sup>3</sup>	人工费用	0.114	元/Nm <sup>3</sup>			
制氢成本	体积口径	0.86	元/Nm <sup>3</sup>	制氢成本	体积口径	1.47	元/Nm <sup>3</sup>	制氢成本	体积口径	2.23	元/Nm <sup>3</sup>	制氢成本	体积口径	2.77	元/Nm <sup>3</sup>
	质量口径	9.61	元/kg	制氢成本	质量口径	16.52	元/kg	制氢成本	质量口径	25.01	元/kg	制氢成本	质量口径	31.04	元/kg

资料来源：毛宗强等《制氢工艺与技术》、张轩等《电解水制氢成本分析》，煤炭深加工现代煤化工，华宝证券研究创新部

**电费成本和设备折旧成本是绿氢的主要成本构成。碱性电解水的电费成本占绝大多数，**

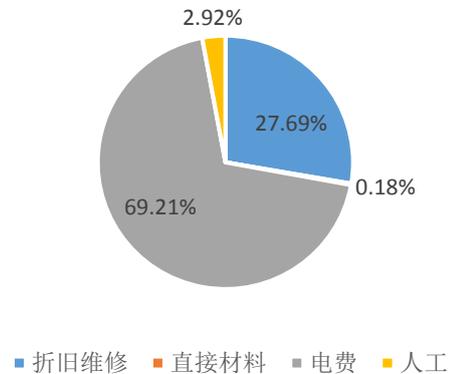
占比 86%，其次是折旧维修占比 10.34%，人工和直接材料各占 3.27%和 0.2%。PEM 电解水制氢的电费和折旧维修成本占比 69.21%和 27.69%，人工和直接材料各占 2.92%和 0.18%。因此，从成本构成来看，电解水制氢未来的降本主要来自于电费成本和折旧维修成本这两大方面。

图 10：碱性电解水制氢成本构成



资料来源：《电解水制氢成本分析》，华宝证券研究创新部

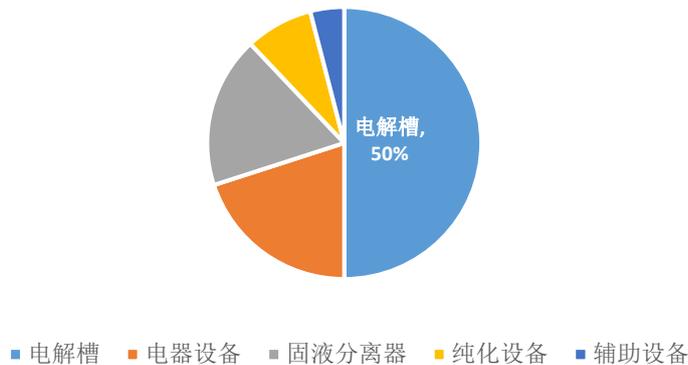
图 11：PEM 电解水制氢成本构成



资料来源：《电解水制氢成本分析》，华宝证券研究创新部

电解槽的成本是电解水制氢系统的核心部件，也是设备成本的主要构成。电解水制氢系统由电解槽及辅助系统组成，其中电解槽是电解反应发生的主要场所，辅助系统则包括电力转换、水循环、气体分离、气体提纯等模块。从成本构成来看，电解槽在制氢系统总成本中的占比约为 50%，而且设备在单位时间内的产氢量越大，电解槽所占整个设备制造成本的占比就越高，所以电解槽的成本会直接影响制氢系统的产品价格。电解槽的成本是电解水制氢系统生产成本的核心。

图 12：电解水制氢设备成本构成



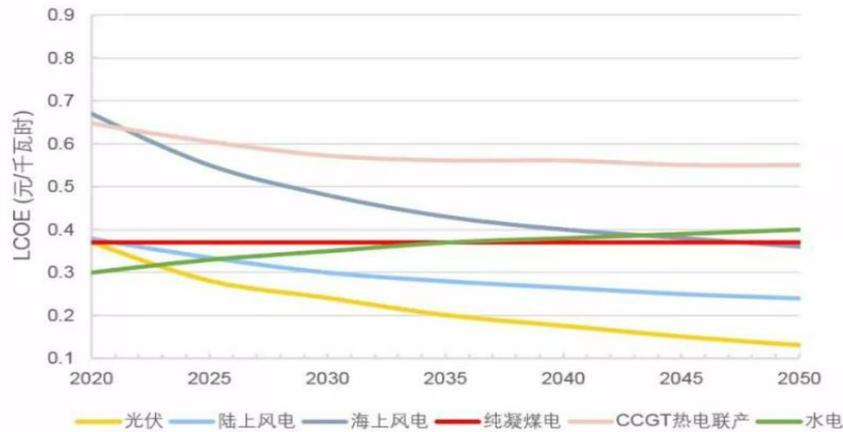
资料来源：《电解水制氢成本分析》，华宝证券研究创新部

### 3.1.2. 电价下降和技术进步共同带动电解水制氢成本的下降

通过对制氢成本的拆解可知，电解水制氢成本主要来自电耗成本和折旧成本。从这两方面来看，随着电价的降低，电解制氢成本随之降低，同时电力成本的占比也同步降低，此外，随着电解槽每年工作时间的延长，由于单位氢气固定成本的降低，也将带动制氢成本的下降。一方面，在光伏电站投资下降、技术进步带动系统效率提升和光衰降低等驱动下，光伏发电成本也快速下降。根据国家发改委的《中国 2050 年光伏发展展望（2019）》的预测，到 2025 年光伏发电成本预计将下降至 0.3 元/kWh，到 2035 年和 2050 年光伏发电成本相比当前预计下降 50%和 70%，达到 0.2 元/kWh 和 0.13 元/kWh。另一方面，随着技术进步，

电解槽工作时长也会有所提升至 5000 小时以上。电价下降和技术进步均会带动电解水制氢成本的下降，基于此，下面我们将分别对碱性电解水制氢和 PEM 电解水制氢进行降本测算。

图 13: 到 2025 年光伏发电成本预计将达到 0.3 元/kWh

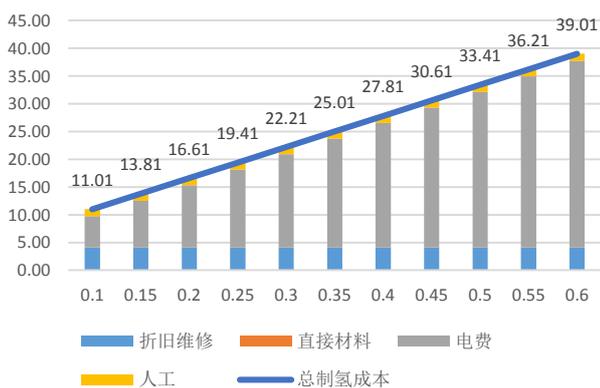


资料来源: 国家发改委能源所《中国 2050 年光伏发展展望 (2019)》，华宝证券研究创新部

### 碱性电解水制氢降本测算:

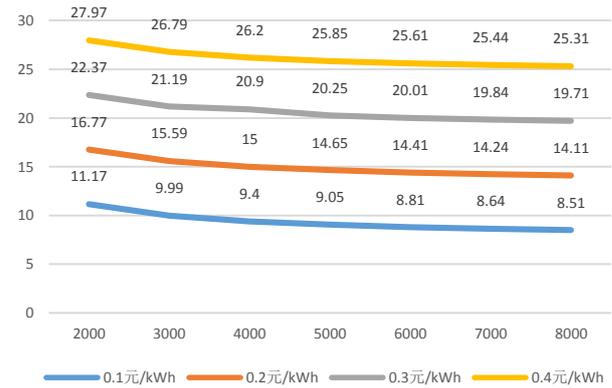
上一章中在电价为 0.35 元/kWh 的假设下，测算得出碱性电解水制氢总成本为 25.01 元/kg，远高于煤气化制氢和燃气化制氢的 9.61 元/kg 和 16.52 元/kg，不具备经济性。其中折旧维修占比 10.34%，直接材料占比 0.20%，电费占比 86.19%，人工占比 3.27%。通过敏感性分析，我们得出随着电力成本的下降和电解槽工作时间的延长，制氢成本也随之下降。假设到 2035 年和 2050 年光伏发电成本相比当前预计下降 50% 和 70%，达到 0.2 元/kWh 和 0.13 元/kWh，同时随着技术进步，碱性电解槽工作时间分别提升至 4000h/年、5000h/年，其他因素保持不变，那么届时对应碱性电解水制氢成本将会下降至 15.00 元/kg、9.05 元/kg，成本将比煤气化制氢更低，从经济性上来看，碱性电解槽有望在 2035 年实现天然气的全面替代，在 2050 年对煤气化制氢实现全面替代。

图 14: 碱性电解水制氢在不同电价下的制氢成本



资料来源: 《氢能产业发展报告 2020》，华宝证券研究创新部

图 15: 不同条件下制氢成本与电解槽工作时间的关系



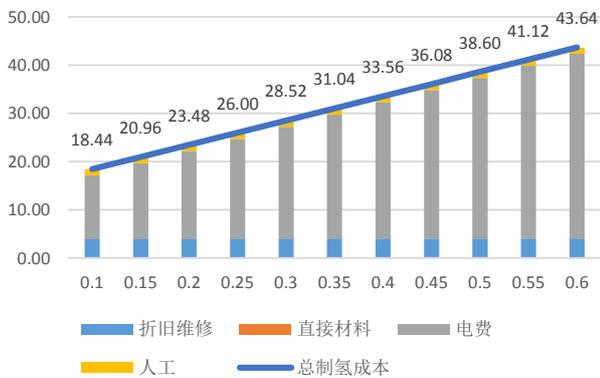
资料来源: 张轩等《电解水制氢成本分析》，华宝证券研究创新部

### PEM 电解水制氢降本测算:

我们在上一章中在电价为 0.6 元/kWh 的假设下，测算得出 PEM 电解水制氢总成本为 31.04 元/kg。其中折旧维修占比 9.24%，直接材料占比 0.18%，电费占比 87.66%，人工占比 2.93%。仅电价下降的 PEM 电解制氢仍不具备经济性，在其他条件不变的前提下，即使电价达到 0.1 元/kWh，PEM 电解制氢的成本仍接近 18.44 元，依然是最不具备经济性的制

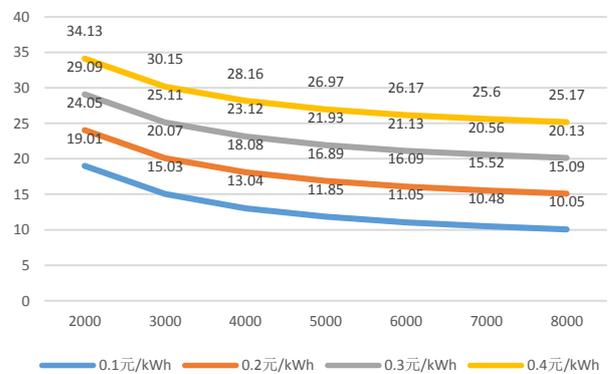
氢方式。PEM 大规模推广的前提是降低 PEM 设备的生产成本。假设到 2035 年和 2050 年可再生能源发展带动电价下降至 0.2 元/kWh 和 0.13 元/kWh，假设随着技术进步，碱性电解槽工作时间分别提升至 4000h/年、6000h/年，其他因素保持不变，那么届时对应碱性电解水制氢成本将会下降至 18.08 元/kg、11.05 元/kg，从经济性上来看，PEM 电解槽有望在 2050 年对天然气制氢实现全面替代。

图 16: PEM 电解水制氢在不同电价下的制氢成本



资料来源:《氢能产业发展报告 2020》，华宝证券研究创新部

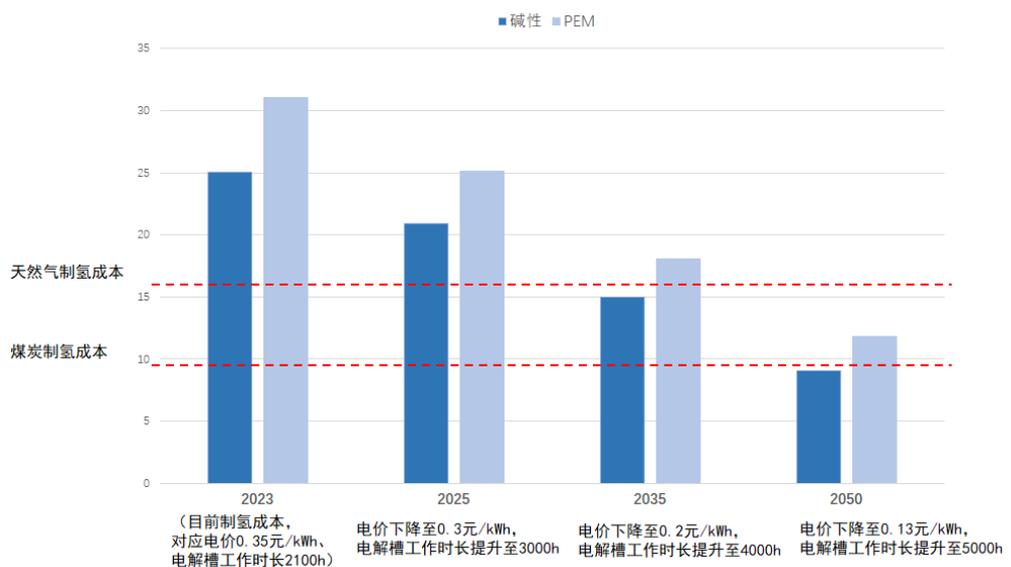
图 17: 不同条件下制氢成本与电解槽工作时间的关系



资料来源:张轩等《电解水制氢成本分析》，华宝证券研究创新部

未来随着电价下降和技术进步有望带动电解制氢的成本持续下降，不断缩小与灰氢的成本差距。通过我们的测算，目前在 0.35 元/kWh 电价下，若电解槽工作时长为 2100h，对应碱性电解槽制氢和 PEM 制氢成本远高于灰氢成本。理想情况下，我们假设到 2025 年，随着光伏及风电占比的不断提升，电价有望进一步下探到 0.3 元/kWh，到 2035 年电价下降到 0.2 元/kWh，加上技术进步提升电解槽工作时长至 4000h，届时碱性电解槽成本将低于天然气制氢成本，有望实现对天然气制氢的替代；到 2050 年电价下降到 0.13 元/kWh，电解槽工作时长至 5000h，届时碱性电解槽成本将低于煤炭制氢成本，有望实现对煤炭制氢的全面替代，同时 PEM 电解槽成本也大幅降低至低于天然气制氢成本。

图 18: 2035 年碱性电解槽有望实现对天然气制氢和煤炭制氢的替代



资料来源:张轩等《电解水制氢成本分析》、发改委能源所，华宝证券研究创新部测算

### 3.1.3. 绿氢产业化发展在即，带动电解槽需求放量

电解槽市场空间巨大未来几年有望翻倍增长，设备厂商率先受益。根据中氢博创数据，2022 年全球电解槽市场出货量达到 1GW，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。展望未来，氢能作为清洁能源，应用占比将逐步提升，预计 2025 年全球绿氢占比有望达到 1%，绿氢需求量有望达到近百万吨，对应电解槽需求超过 10GW；碱性电解槽占据目前主要市场，22 年国内 95% 以上是碱性，国外碱性和 PEM 价差较小，PEM 技术成熟，存在一定应用，预计到 2025 年碱性电解槽与 PEM 电解槽占比各半。2025 年全球电解槽市场有望超过 500 亿以上的市场规模，2030 年有望成为千亿以上市场，具有十分可观的增速。

表 10：电解槽市场空间测算

	2021	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全球氢气需求量合计 (万吨)	9397.5	9619.2	9784.9	9933.1	10084.	10239.	10407.	10579.	10757.	10941.
绿氢占比	9	5	6	9	64	62	20	46	15	27
全球绿氢需求量合计 (万吨)	0.04%	0.08%	0.16%	0.50%	1.50%	2.40%	4.60%	10.00%	20.00%	30.00%
yoy	3.76	7.70	15.66	49.67	151.27	245.75	478.73	1057.9	2151.4	3282.3
全球绿氢需求量合计 (亿标方)	4.21	8.62	17.53	55.63	169.42	275.24	536.18	1184.9	2409.6	3676.2
电耗 (kWh/标方)	4.5	4.5	4.5	4.5	4.3	4.3	4.3	4.3	4.1	4.1
有效发电小时数 (h)	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
电解槽需求量 (GW)	0.6	1.8	3.7	11.1	33.9	55.0	107.2	237.0	481.9	735.3
yoy		187%	103%	202%	205%	62%	95%	121%	103%	53%
碱性电解槽占比	90%	70%	60%	55%	50%	45%	40%	35%	30%	30%
碱性电解槽设备单价 (元/kW)	2000	2000	2000	1800	1600	1500	1400	1300	1200	1100
PEM 电解槽占比	10%	30%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	70%
PEM 电解槽设备单价 (元/kW)	5000	5000	4800	4600	4400	4200	4000	3500	3000	2000
碱性电解槽累计市场规模 (亿元)	11.37	25.34	44.19	110.14	271.08	371.58	600.52	1078.2	1734.9	2426.3
PEM 电解槽累计市场规模 (亿元)	3.16	27.15	70.70	230.29	745.46	1271.6	2573.6	5391.2	10120.	10293.
电解水制氢设备合计累计市场规模 (亿元)	14.52	52.49	114.89	340.43	1016.5	1643.1	3174.1	6469.5	11855.	12719.
yoy		261%	119%	196%	199%	62%	93%	104%	83%	7%

资料来源：GGII，华宝证券研究创新部测算

### 3.2. 国内厂商具备性价比优势，出海具备可能性

海外市场需求高速增长，中国企业出海具备优势。海外氢能发展已进入实质阶段，目前以天然气制氢为主，据欧盟官网 2022 年欧洲天然气制氢占比 96%，但在俄乌冲突影响下，天然气短缺价格高涨，2022 年年均价到了 6700 元/吨，相比 2021/2020 年增长 37%/106%，天然气价格保障催化更具性价比的绿氢需求。欧美发达国家均发布了相关政策大力支持绿氢发展，欧洲 2020 年发布的《欧洲氢能战略》中的第一阶段目标即在 2024 年前，全欧的绿氢制备总功率达到 6GW，绿氢年产量超过 100 万吨，而预计 2022 年欧洲绿氢产量不足 10 万吨，还具有较大发展空间；美国也规划了绿氢项目，按计划将在 2024-2026 年逐步投产，预计今年明年大部分项目将确定开建。从成本角度来看，根据 BNEF，海外电解槽设备价格较国内高出 2-3 倍，主要系海外人工成本高于国内，欧美电解槽企业研发费率、销售&管理

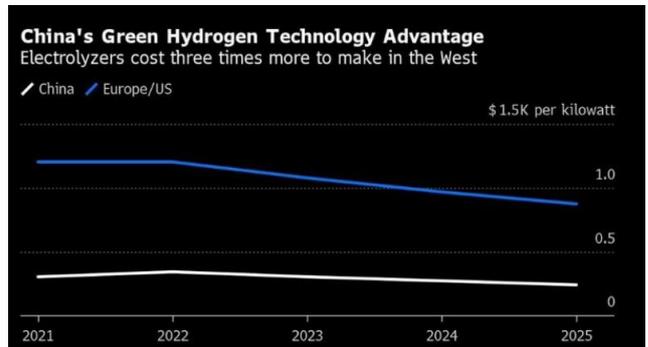
费率水平均较高，通常大幅高于国内水平，带来成本增加。在海外需求加速的大背景下，我们认为中国企业凭借高性价比的产品出海具备优势，有望未来在国际市场快速崛起。

图 19：部分海外电解槽公司研发、销售&管理费用率情况

公司	项目	2020A	2021A	2022A
NEL	研发费用率-碱性	-	64%	23%
	研发费用率-PEM	-	15%	21%
	销售&管理费用率	9.50%	11%	11%
公司	项目	2020A	2021A	2022A
McpHy	研发费用率	14.20%	27%	15%
	销售&管理费用率	-	-	-

资料来源：各公司财报，Bloomberg，华宝证券研究创新部

图 20：海外电解槽设备价格较国内高出 2-3 倍



资料来源：EnergyConnects，BNEF，华宝证券研究创新部

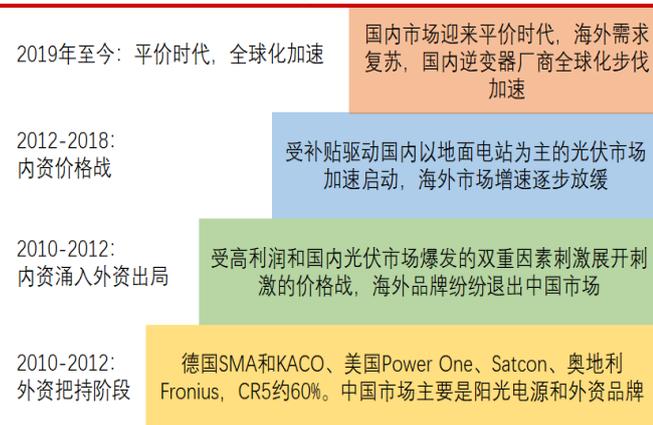
我们认为电解槽未来可以复制逆变器的发展路径，未来有望加速出海获得广阔的国际市场。从产品特点来看，国内厂商均具有充分的技术储备，电解槽和逆变器都不具备较高的技术门槛，中国企业有望发挥后发优势；从市场特点来看，目前电解槽也位于从 0 到 1 起步的过程，未来市场需求有望保持较高增速。因此以国内逆变器出海作为类比，下文我们对逆变器的出海历史进行了复盘以期对未来电解槽的出海发展做出展望。

1) 内资涌入外资出局 (2010-2012 年)：受益于国内光伏市场快速发展和逆变器高利润的双重因素刺激 (国内光伏需求从 2009 年至 2012 年增长 20 倍)，内资企业利用成本优势和更高的产品性价比，快速抢占市场份额，完成了从零到一的起步。

2) 内资价格战 (2013-2018 年)：受补贴驱动，以地面电站为主的光伏市场加速启动，但市场对逆变器价格开始更加敏感。同时，华为入局逆变器，也导致内资逆变器厂商竞争加剧，利润率出现快速的下滑。(阳光电源逆变器毛利率从 11 年 45%，下滑至在 13-16 年的约 33%；影响净利率 12%)

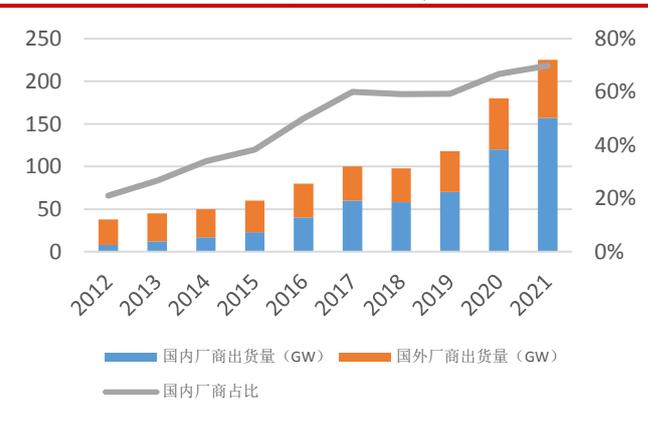
3) 全球化加速时期 (2018.5.31-至今)：补贴退坡后，光伏组件价格快速下降，海外率先进入平价时代，需求快速攀升，国内逆变器厂商随之加速了全球化步伐。2019 年，阳光电源海外出货量首次超过国内出货量。而锦浪科技、固德威等正式借此机会，通过布局海外市场的分布式场景，实现了市场份额的快速提升。

图 21：国内逆变器出海复盘



资料来源：《氢能产业发展报告 2020》，华宝证券研究创新部

图 22：全球逆变器出货量逐年增长，国产占比提升

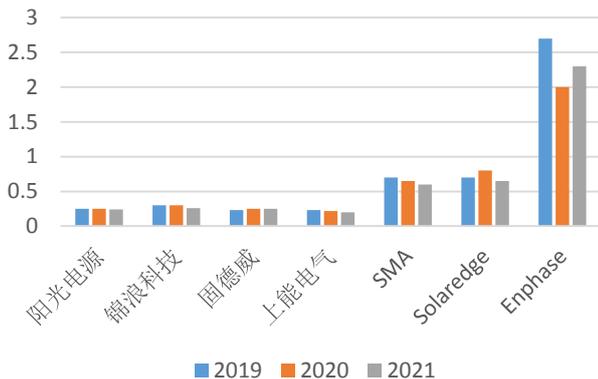


资料来源：Wood Mackenzie，华宝证券研究创新部

从逆变器出海来看，国内企业快速崛起的核心竞争力在于：1) 依托国内工业体系所建立起来的性价比优势；2) 技术持续迭代；3) 以及服务能力完善提升了企业的品牌价值。

1) 依托国内工业体系所建立起来的性价比优势。国产逆变器成本低售价低，这是由于逆变器厂商 80% 的原材料均可实现国产化，加上国内工业体系带来的制造业优势，售价虽然较海外品牌更低，但成本低的更多，因此可以做到更高的毛利率。于此同时，经过多年发展，国产逆变器的质量达到甚至超越了海外老牌厂商的同类产品。对比从 5KW 到 3000KW 不同规格的逆变器性能，发现与 SMA 相比，阳光电源和锦浪科技的产品普遍拥有更高的转换效率和更宽的 MPPT 电压范围，因此可以获得更高的发电效率。

图 23：国产逆变器单价显著低于海外品牌



资料来源：Wind，各公司年报，华宝证券研究创新部

图 24：国产逆变器产品部分性能领先海外老牌厂商

5KW 级别				25KW 级别			
厂商	产品型号	最高转换效率	MPPT 电压范围	产品型号	最高转换效率	MPPT 电压范围	
阳光电源	SG5K-D	98.40%	90-560V	SG25RT-20	98.50%	160-1000V	
锦浪科技	GCI-3P5K-5G	98.30%	160-850V	GCI-25K-5G	98.80%	200-1000V	
SMA	Sunny Tripower 5.0	98.20%	215-800V	Sunny Tripower 25000TL	98.30%	240-800V	

110KW 级别				3000KW 级别			
厂商	产品型号	最高转换效率	MPPT 电压范围	产品型号	最高转换效率	MPPT 电压范围	
阳光电源	SG110CX-P2-CN	98.60%	180-1000V	SG3125HV	99.02%	875-1300V	
锦浪科技	GCI-110K-5G	99.00%	180-1000V	-	-	-	
SMA	Sunny Tripower CORE2	98.60%	500-800V	Sunny Central 3000-FV	98.80%	956-1425V	

资料来源：各公司官网，华宝证券研究创新部

2) 技术更新迭代速度更快，每一次产品的迭代平均可以带来成本 6% 的下降。由于国内光伏产业链条完整，技术工艺全球领先，国内厂商与上下游的联系更紧密，更能及时捕捉到用户痛点，在新产品开发方面具有优势。近年来国内厂商加速产品迭代，丰富产品线，对输入电流、产品容量等性能指标进行升级，以更好地满足各类客户对于不同使用场景的需求，推出新产品的速度快于海外厂商。

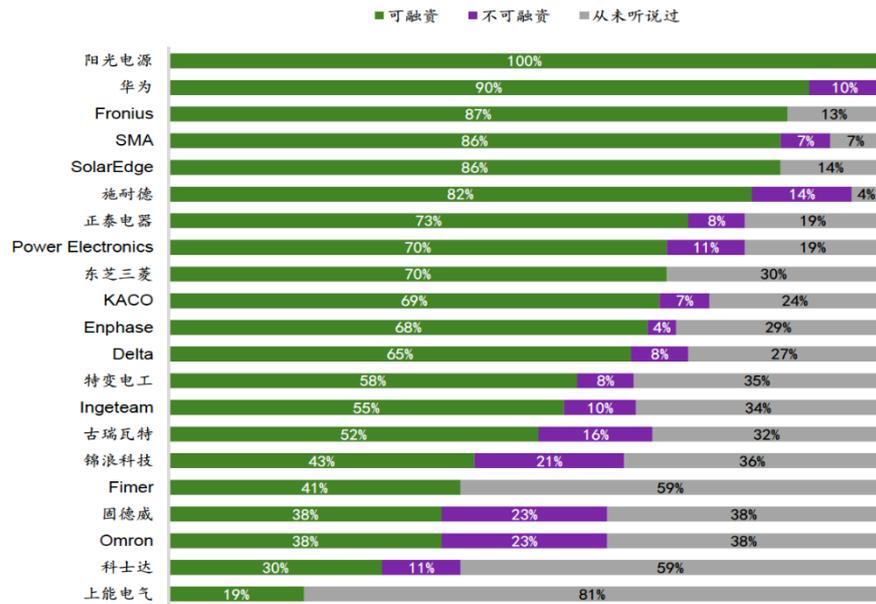
图 25：近年来国内厂商推出逆变器新产品的数量多余海外厂商（不完全统计）

	2016	2017	2018	2019	2020
华为	1	2	5	3	2
阳光电源	1	4	3	3	1
锦浪科技	1	4	1	4	4
固德威	1	1	1	3	5
SMA	5	3	3	0	1
Solaredge	5	3	1	1	0

资料来源：各公司年报、官网、招股说明书，华宝证券研究创新部

3) 国内厂商在海外品牌认可度逐渐提升。排名较高的品牌意味着更易帮助项目开发商获得银行融资，利于绑定长期客户群体；另一方面说明该品牌逆变器在产品质量、运行表现、售后服务支持和长期可靠性方面表现突出，利于海外布局的拓展。

图 26：2021 年彭博新能源财经对逆变器品牌可融资性的调查结果



资料来源：Bloomberg NEF，华宝证券研究创新部

通过上文的复盘，我们认为电解槽目前处于“逆变器发展的第一阶段（2010-2012 年），中国企业有望凭借高性价比、快速技术迭代和品牌效应快速崛起，加速出海，抢占全球市场份额。目前国内企业正在加速布局亚洲和非洲市场，老牌企业如派瑞氢能、中电丰业、考克利尔竞立已在亚洲与非洲市场实现出口销售，2023 年以来，竞立与印度 Greenko 合资建厂，国富氢能、瑞麟科技也在巴西、埃及等地与当地企业合资建厂，加速亚非市场渗透。展望未来，我们相信随着中国电解槽企业技术进一步提升、中国企业亦有望切入欧美市场，拓宽远期市场空间。

## 4. 国内厂商加速布局，卡位绿氢蓄势待发

### 4.1. 碱性电解槽进入批量应用阶段，国内厂商加速布局

碱性电解槽进入批量应用阶段，国内厂商加速布局。目前碱性电解槽已进入批量应用阶段，国内既有中船 718、天津大陆、苏州竞力等老牌公司，其技术沉淀深厚；也有隆基、阳光这样的新能源设备巨头，资金、技术实力雄厚，光伏业务与电解水制氢业务高度协同；也有华电重工、华光环能、昇辉科技等新兴势力，各自凭借技术优势、订单优势等切入电解水制氢设备市场，在行业发展前期抢占份额。国内企业加速产能布局，后续有望在电解槽需求释放下迅速获得市场份额。

表 11：国内主流电解槽公司梳理

分类	名称	技术路线	产品发布	实际情况说明
国内老牌第一梯队电解水制氢厂家	七一八研究所	碱性+PEM+SOEC	2000 已发布	目前技术和业绩高地，已通计中国与能联盟 1000 立方设备实测
	考克科尔竞立	碱性	2025 年前发布 3000 立方单槽设备	国内大型碱性水电解制氢设备业绩确定性高，目前已经被考克利尔完全控股，发展方向逐步由国内往国外拓展，已通过中国氢能联盟 1000 立方设备实测
	天津市大陆制氢设备	碱性	正在生产 1000 立方设备	老牌碱水制氢企业，技术优秀，目前被清华系控股，正在进行中国氢能联盟 1000 立方设备实测

国内老牌第二梯队电解水制氢家	扬州中电电气设备	碱性	已发布 1000 立方设备	已发布 1000 立方业绩，被中集海工收购
	北京中电丰业技术开发	碱性+PEM	已进行 1000 立方产品实测	已通过中国氢能联盟 1000 立方设备实测
	山东塞克赛斯氢能	PEM	单槽 1MW 设备已发布	目前单槽最大 200 立方
	苏州苏气制富设备	碱性+供氧	已发布 1000 立方电舒槽	已发布 1000 立方电解槽
光伏企业及产业链企业	隆基绿能科技股份	碱性	1000+4000 都有了业绩	引进竞立技术，目前在 1000 立方和 4000 立方设备都有了相应业绩，正在参与中国氢能联盟 1000 立方设备实测
	阳光包前科技	碱性+PEM	1000 立方已有安装成功业绩	已通过中国氢能联盟 1000 立方设备实测，已有 1000 立方业绩
	天合光能股份	碱性	即将发布 1000 立方电解槽	
	正泰集团股份	碱性+PEM	发布兆瓦级氢能电站产品及绿氢装备	兆瓦级氢能电站产品，与深圳市瑞麟科技有限公司联合发布了绿氢装备联合实验室项目
	双良集团	碱性	已发布 1000 立方电解槽	与中化学在江阴联合建设电解水制氢设备生产工厂
风电及相关产业链企业	远景能源	碱性	正在生产 500 立方设备	正在生产 500 立方水电解制气设备
	明阳智慧能源集团股份公司	碱性	已发布 1500 立方设备	10 月 13 日，公司全球最大单体碱性水电解制氢装备在广东成功下线，单体产氢量为 1500-2500Nm <sup>3</sup> /h，单体产氢能力全球最大，具备 10%-110%宽频调谐制氢能力
	中集海工-中集集电	碱性	正在生产 1000 立方设备	收购扬州中电
	华电重工股份	碱性	已发布 1200 立方单槽产量碱性电解槽	已获得潍坊电 5 台 1000 立方设备订单，鄂尔多斯项目 12 台 1000 立方订单
	三一重能股份	碱性	正在生产 1000 立方设备	正在生产水电解制氢设备
氢能产业链企业 yoy	异辉科技	碱性	已发布 1000 立方水电解制氢设备	
	山东奥氢动力科技	碱性	已发布 1200 立方水电解制气设备	奥扬科技
	天津瀚氢源氢能机械公司	碱性	已发货 1100 立方电解槽	HvdogenPro AS 公司已从三菱电力公司获得 1100 立方单堆高压碱性电解槽系统采购订单。公司正在扩大和验证气技术以实现全球脱碳的努力。该大型单堆电解槽系统将具有 1100 立方米/小时 (Nm <sup>3</sup> /h) 的容量。该设备将于 2022 年第一季度安装在挪威的 Herova 工业园 x，由 HydrogenPro 运营，并将立即开始工作。已获得 40 余台 1000 立方订单
	江苏国富氢能技术装备股份	碱性+PEM	已经发布 1000 立方电解槽	

资料来源：各公司公告、北极星电力网，华宝证券研究创新部

## 4.2. 相关企业进展情况

### 4.2.1. 华电重工：依托华电集团，电解槽订单具有较高保障

公司是华电集团氢能业务牵头单位，背靠华电集团具备资源优势。目前业务涵盖物料输送系统工程、热能工程、高端钢结构工程、海洋工程、工业噪声治理工程，并于 2020 年布局氢能业务。

电解水制氢方面，公司 1200Nm<sup>3</sup>/h 碱性电解水制氢装置与气体扩散层产品已成功下线，具有高电流密度、高电解效率、大容量、高响应速度等特点，运行平稳、性能先进、结构紧凑。目前已经成功实施泸定水电解制氢项目，并成功取得达茂旗 20 万千瓦新能源制氢工程示范项目，合同金额 3.45 亿元，预计在 2023 年内投产。公司仍在对多个项目进行跟踪，业务涉及市政交通、化工、冶金、分布式供能等多个用氢场景。此外，公司持续加大 PEM 电解设备研发投入，双技术路线并行发展。华电集团为公司控股股东，依托华电集团，公司与内蒙古华电氢能签署《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》，电解槽订单消化具高保障。

#### 4.2.2. 华光环能：主营环保与能源装备制造，与电解槽深度协同

公司环保基因悠久，横向发展能源业务。环保领域主要为固废处置提供专业设计、环保设备制造、工程建设、处置运营的全产业链系统解决方案和综合服务，能源领域涉及锅炉设计制造、传统及新能源电力工程总包、热电运营、光伏电站运营的全产业链业务。收入、盈利情况持续向好：2018 年至今，公司收入、归母净利润总体保持上升趋势。2022H1 公司地方能源供应行业收入约 17 亿元/yoy+52%，毛利率 19%；工程综合服务行业收入约 15 亿元/yoy+25%，毛利率 17%；装备制造业务收入约 9 亿元/yoy-3%，毛利率 25%。

电解槽领域，公司与大连理工大学合作成立零碳工程技术研究中心，进行电解水制氢示范项目开发。公司在环保与能源装备制造领域的成功经验，助力公司快速切入电解槽行业，2022 年仅耗时 70 天完成 30Nm<sup>3</sup>/h 碱性电解水制氢设备研发与制造，通过技术、材料升级大幅提高了电流密度、减小设备体积，现已完成产品中试。目前公司产氢量 1500 Nm<sup>3</sup>/h 碱性电解槽已成功下线，在电流密度、产氢压力方面具备优势。

#### 4.2.3. 昇辉科技：新势力全面布局氢能领域，形成“3+3”业务模式

公司主营业务包含电气成套设备、LED 照明与亮化、智慧城市等相关产品，涵盖从居家到城市的全场景解决方案，为客户提供专业的一站式配套服务。公司发布 2022 年业绩预报，归母净利润预计亏损 9.05-10 亿元。亏损主要原因为并购昇辉控股有限公司而产生的商誉计提减值 9.8-10.8 亿元。展望未来，公司商誉减值基本完成，轻装上阵，随氢能业务逐渐放量，有望实现业绩反转。

公司 2020 年进入氢能产业，中长期战略规划定义为智能加氢站，目前已初步形成“3+3”业务模式，即参股投资 3 家氢能产业链头部企业，自主经营 3 大氢能业务板块。参股 3 家产业链企业包括：膜电极龙头鸿基创能、电堆龙头国鸿氢能、整车制造企业飞驰汽车。三大氢能业务板块包括：1) 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；2) 成立子公司佛山安能极，依托昇辉科技现有电气主业，快速实现氢能相关领域电气设备的生产制造能力，产品包括燃料电池 DC/DC，整流柜、控制器、AC/DC 等电气设备；3) 参股设立电解水制氢装备公司盛氢制氢，现 1000Nm<sup>3</sup>/h 碱性电解设备已下线，能耗低至 4.3kWh/Nm<sup>3</sup>，领先行业平均水平。自主经营的 3 大氢能业务板块为：1) 制氢设备，自制配电环节（电源柜、控制柜、配电柜）、后端的氢气纯化和分裂装置，具备成套生产能力；2) 氢能汽车运营平台，2023 年 2 月底公司已有 120 辆氢能轻卡，冷链车政策支持蓄冷电价 1.8 毛/度；3) 氢能设备零部件，包括 DCDC 和 ACB 电器设备。

#### 4.2.4. 隆基绿能：较早进军氢能产业，电解槽出货领先

公司作为全球光伏龙头企业，主业为组件一体化企业，光伏组件出货高增，组件盈利保持坚挺，技术储备丰富，处于行业领先地位。

隆基于 2021 年成立子公司正式进军氢能产业，将光伏与制氢深度融合当前研发的核心

航道是降低制氢的单位电耗，2月推出世界领先的制氢装备系列产品隆基 ALK Hi1，直流电耗满载状况低至 4.3 千瓦时每立方米，Hi1 plus 产品低至 4.1 千瓦时每立方米，可以降低 10% 以上的直流电耗，大幅降低 LCOH，驱动绿氢经济性提升。产品适合的场景可以根据项目的具体情况和财务假设来确定。Hi1 适用于 1500-5000 小时，比如纯风电、纯光伏、风光互补等；Hi1 plus 5000 小时以上，比如绿电交易、多能互补等。隆基氢能 21 年实现 500 MW 产能，22 年实现 1.5 GW 产能，预计 25 年达到 5-10GW。

#### 4.2.5. 阳光电源：前瞻布局储能行业，有望光储融合发力

公司是全球逆变器龙头企业，业务包括光伏逆变器、电站投资开发以及储能系统。阳光电源从光伏制氢入局氢能，成立全资子公司阳光氢能，并与中国科学院大连化学物理研究所展开合作。阳光氢能已建有国内首个光伏离网制氢及氢储能发电实证平台、国内最大的 5MW 电解水制氢系统测试平台、PEM 电解制氢技术联合实验室，及年产能 GW 级制氢设备工厂。阳光氢能独立生产 1000 标方碱性制氢系统、兆瓦级 PEM 制氢系统对应的电解槽，可以提供包括制氢电源、电解槽、智慧氢能管理系统在内的成套系统解决方案。2019 年，阳光电源在山西晋中签订了一个 300MW 光伏和 50MW 制氢综合示范项目；同年在山西举行 200MW 光伏发电项目（一期）开工暨二期 500MW 光伏制氢项目签约仪式。2022 年，为内蒙古综合能源站项目提供碱性水电解制氢装置，为宁夏等地项目提供 200 标方 PEM 制氢装置。

## 5. 风险提示

氢能发展不及预期；电解槽设备降本不及预期；电费下降不及预期；政策不及预期导致招标项目落地情况不及预期；竞争加剧导致价格战影响行业盈利能力等。

### 风险提示及免责声明

- ★ 华宝证券股份有限公司具有证券投资咨询业务资格。
- ★ 市场有风险，投资须谨慎。
- ★ 本报告所载的信息均来源于已公开信息，但本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。
- ★ 本报告所载的任何建议、意见及推测仅反映本公司于本报告发布当日的独立判断。本公司不保证本报告所载的信息于本报告发布后不会发生任何更新，也不保证本公司做出的任何建议、意见及推测不会发生变化。
- ★ 在任何情况下，本报告所载的信息或所做出的任何建议、意见及推测并不构成所述证券买卖的出价或询价，也不构成对所述金融产品、产品发行或管理人作出任何形式的保证。在任何情况下，本公司不就本报告中的任何内容对任何投资做出任何形式的承诺或担保。投资者应自行决策，自担投资风险。
- ★ 本公司秉承公平原则对待投资者，但不排除本报告被他人非法转载、不当宣传、片面解读的可能，请投资者审慎识别、谨防上当受骗。
- ★ 本报告版权归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何组织或个人不得对本报告进行任何形式的发布、转载、复制。如合法引用、刊发，须注明本公司出处，且不得对本报告进行有悖原意的删节和修改。
- ★ 本报告对基金产品的研究分析不应被视为对所述基金产品的评价结果，本报告对所述基金产品的客观数据展示不应被视为对其排名打分的依据。任何个人或机构不得将我方基金产品研究成果作为基金产品评价结果予以公开宣传或不当引用。

### 适当性申明

- ★ 根据证券投资者适当性管理有关法规，该研究报告仅适合专业机构投资者及与我司签订咨询服务协议的普通投资者，若您为非专业投资者及未与我司签订咨询服务协议的投资者，请勿阅读、转载本报告。