



联合研究 | 专题报告

绿氢行业四问四答：探讨持续性、盈利性、出口、竞争

报告要点

受国内政策频出、产品密集下线、绿氢项目及电解槽招标超预期、海外绿氢市场广阔叠加出海订单落地四大因素催化，2022年10月以来电解槽板块实现显著超额收益。当前风光氢氨一体化项目具备基本经济性；非化工园区制氢的“松绑”将推动制氢加氢一体站的快速发展。国内企业正加速布局海外市场。大批厂商涌入碱性电解槽行业，具备大型化、低电耗特点，产品成熟度高。

分析师及联系人



徐科

SAC: S0490517090001



邬博华

SAC: S0490514040001



任楠

SAC: S0490518070001



贾少波

SAC: S0490520070003



李博文

氢能

绿氢行业四问四答：探讨持续性、盈利性、出口、竞争

板块涨幅：电解槽本轮上涨的原因，是否有持续性？

电解水制氢行业从 0 到 1，电解槽设备率先起量。①上涨原因：2022 年 10 月以来电解槽板块相较沪深 300 指数实现显著超额收益，**主因国内政策频出、产品密集下线、绿氢项目及电解槽招标超预期、海外绿氢市场广阔叠加出海订单落地四大因素催化。**②持续性：短期来看，政策端对电解槽的影响股价预期反应比较充分；**展望后市，2023 年国内电解槽招标显著放量，国内厂商大规模扩产，产品性能不断提升，且出口具备成本优势，我们判断国内外订单落地对板块股价仍能形成催化，持续性上涨动力充足。**

项目盈利：风光氢氨及制氢加氢一体站项目是否有盈利性？

- **风光氢氨一体化项目具备基本经济性，吉林大安风光制氢项目 IRR 可达 7.8%。**假设大安项目风光年均利用小时数分别为 3342/1753 小时、绿氨价格为 4000 元/吨、制氢耗电 50kWh/kg、上网电价为 0.37 元/kWh（含税）情况下 IRR 约为 7.8%，为合理回报水平。
- **非化工园区制氢的“松绑”将推动制氢加氢一体站的快速发展，目前长距离的氢气储运成本较高，与外供加氢站相比，站内制氢具备一定的成本优势。**①制氢加氢一体站：电价为 0.25-0.3 元/kWh 时，测算加氢成本为 23.8-27.1 元/kg。②外供加氢站，目前氢气运输成本居高不下，常见的长管拖车运氢在运输距离 100km 和 200km 时的单价分别约 3.9 元/kg 和 7.6 元/kg，测算煤制氢、工业副产氢外供加氢站加氢成本为 19.1-26.6 元/kg、19.7-36.4 元/kg。

出口订单：国内企业出口最新进展？

国内企业正加速布局海外市场。①**企业角度：**老牌企业及新兴企业均走出国门。②**合作类型：**从出口销售到与当地企业合资建厂，合作方由企业扩展至地方政府和能源主管部门，合作不断深化。③**国家：**规模化出口主要是**印度、巴西、沙特等市场**，欧美地区因存在众多本土电解槽厂商、技术实力较为突出，且欧洲《净零法案》要求至 2030 年欧洲 40%电解槽为本土生产，目前中国电解槽企业大多是小批量出口欧美。**我们认为随着国内电解槽企业技术进一步提升、中国企业有望通过合资等方式切入欧美市场。**

竞争格局：现阶段碱槽企业的差异？

2020 年前电解槽企业数量较少，2021-2022 年大批厂商涌入，产品密集下线。2022 年行业产能 8.6GW，国内电解水制氢设备出货量达到 722MW，同比+106%，其中考克利尔竞立以 230MW 出货量居于第一，占比 31.9%。目前国内主流的碱性电解槽企业产品额定产氢量均 ≥ 1000Nm³/h，直流能耗低于 4.4kWh/Nm³，具备大型化、低电耗特点，产品成熟度高。

电解槽相关公司可分为国内老牌厂商、风电光伏电力产业链企业及氢能产业链企业三类。1) 老牌厂商：中船 718 所、考克利尔竞立和天津大陆；2) 风电光伏电力设备产业链企业：如华电重工依托华电集团，电解槽订单获取能力强；隆基绿能、亿利洁能、阳光电源等大型风电光伏企业与下游客户联系紧密、研发资金与研发人员充足；3) 氢能产业链企业：如昇辉科技、华光环能、瑞麟科技、国富氢能。

风险提示

- 1、全球氢能政策推进不及预期；
- 2、行业竞争日趋激烈的风险。



目录

板块涨幅：电解槽本轮上涨的原因，是否有持续性？	5
项目盈利：风光氢氨及制氢加氢一体站项目是否有盈利性？	6
风光氢氨一体化项目具备基本经济性	6
非化工园区制氢“松绑”，制氢加氢一体站具备一定的成本优势	8
出口订单：国内企业出口最新进展？	9
竞争格局：现阶段碱槽企业的差异？	10
风险提示	13

图表目录

图 1：电解槽典型公司股价复盘	6
图 2：绿氨 4000 元/吨，制氢耗电 50kWh/kg 时，IRR 敏感性测算	8
图 3：风光利用小时数分别为 3342/1753h 时，项目 IRR 敏感性测算	8
表 1：吉林大安风光制氢项目基础假设	7
表 2：大安风光制氢示范项目经济性测算	7
表 3：新能源制氢相关制度发布情况	8
表 4：站内碱性电解水制氢项目（产能 500Nm ³ /h，约合 1000kg/d）成本	9
表 5：外供氢加氢站成本	9
表 6：中国电解槽企业出海情况	10
表 7：代表企业电解槽产品参数对比	11
表 8：我国电解槽厂商竞争格局	11

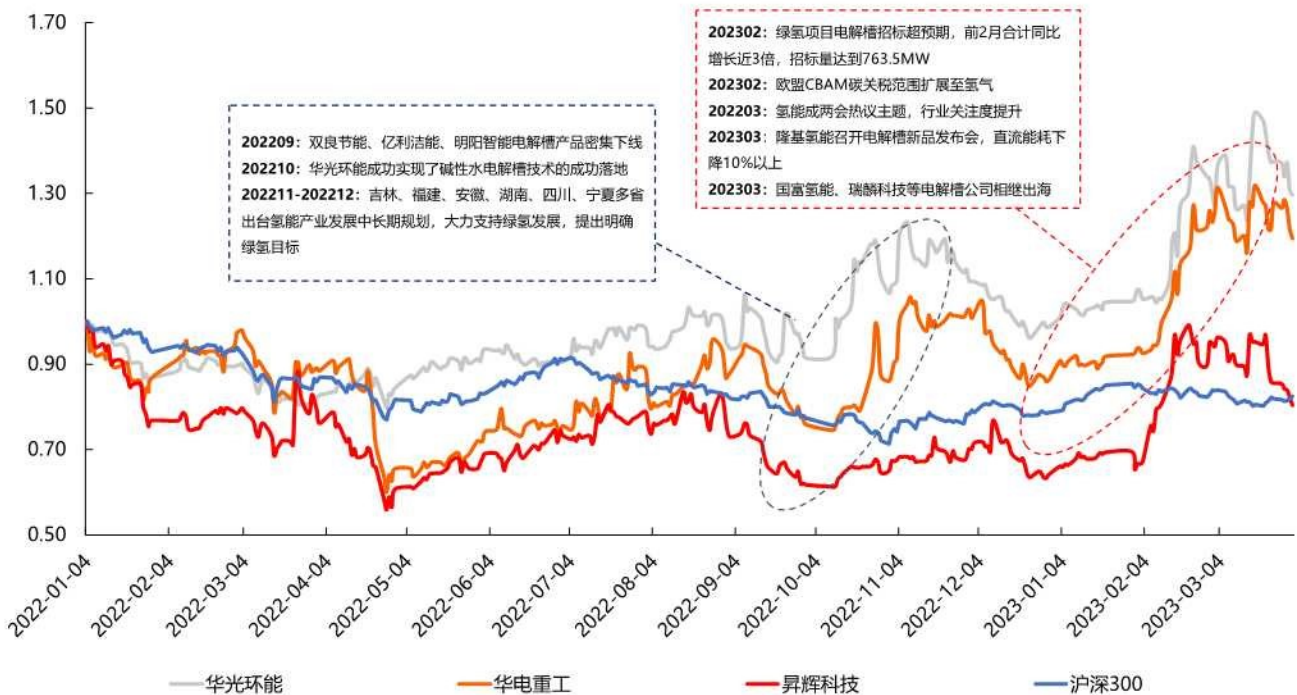
板块涨幅：电解槽本轮上涨的原因，是否有持续性？

电解水行业从 0 到 1，电解槽设备率先起量，2022 年 10 月以来电解槽板块相较沪深 300 指数实现显著超额收益。以华光环能、华电重工、昇辉科技 3 家典型电解槽上市公司为例，2022 年 10 月前股价走势与沪深 300 趋同，10 月以来相对沪深 300 超额收益分别达 32.0%、51.5%、22.5%。实现超额收益主因 2022 年 10 月以来国内政策频出、产品密集下线、绿氢项目及电解槽招标超预期、海外绿氢市场广阔叠加出海订单落地四大因素催化：

- **产品密集下线：**2022 年 10 月以来，双良集团、亿利洁能、明阳智能、东方电气、隆基绿能等公司电解槽产品密集下线，呈现大规模、低能耗和高响应趋势，国内产品性能不断提升，达到国际领先水平。
- **国内政策频出：**①**非化工区制氢松绑：**截至 2022 年底已有 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支持绿氢发展；②**补贴政策：**各地出台电解槽购置成本优惠、生产补贴、电价优惠和配套奖励四类绿氢补贴，降低制氢成本；③**各省氢能中长期发展规划落地：**2022 年吉林、福建、安徽、湖南、四川、宁夏多省出台氢能产业发展中长期规划，我们统计到 2025 年全国内蒙古、甘肃等 9 省规划可再生能源制氢产能达 94 万吨/年，**实际投产项目或超预期，按照 2025 年 100 万吨绿氢规模计算，对应电解槽市场约 25GW，新增市场空间约 500 亿元。（按照风光利用 2000 小时、单公斤氢气耗电 50kWh 的碱性电解槽计算）。**
- **绿氢项目及电解槽招标超预期：**①**风光制氢一体化示范项目密集落地：**内蒙古自治区已发布四批风光制氢一体化示范项目，共 31 个项目，合计配套制氢风电装机规模 848.4 万千瓦，光伏装机规模 466.9 万千瓦，制氢能力 53.2 万吨/年。②**电解槽招标进度超预期：**2023 年 1-2 月全国有 8 个招标电解槽的绿氢项目，合计规模超 730MW，接近去年全年的招标量 800MW，同比增长 2 倍。
- **海外绿氢市场广阔叠加出海订单落地：**①**海外市场广阔：**欧洲将氢纳入碳关税范畴并规划 2030 年达 1000 万吨绿氢产能；印度从国家层面确立绿氢规划，至 2030 年生产 500 万吨绿色氢。②**出口订单落地：**国内企业加速布局亚洲与非洲市场，电解槽老牌企业如派瑞氢能、中电丰业、考克利尔竞以及新兴企业国富氢能、瑞麟科技海外电解槽订单落地，更多企业走出国门。

短期来看，政策端对电解槽的影响股价预期反应比较充分；展望后市，我们判断电解槽板块持续性上涨动力充足：**1) 国内订单落地对板块股价仍能形成催化：**2023 年国内电解槽招标显著放量，国内厂商大规模扩产，根据 BNEF 数据，预计 2023 年国内产能同比+63.1%，占全球碱性电解槽产能比重近 70%，后续订单逐步落地可期。**2) 若海外订单持续落地的逻辑得到验证亦仍能形成催化：**近年来中国电解槽产品性能不断提升（eg. 隆基 2022 年碱性电解槽能耗水平满载状态下已降至 4.0kWh/标方），且具备成本优势，我们判断海外电解槽需求高增趋势下，中国电解槽有望迎来出口机会。

图 1：电解槽典型公司股价复盘



资料来源：Wind，氢云链，公司官网，长江证券研究所

项目盈利：风光氢氨及制氢加氢一体站项目是否有盈利性？

风光氢氨一体化项目具备基本经济性

风光氢氨一体化项目具备基本经济性，吉林大安风光制氢项目 IRR 可达 7.8%。以并网上网型吉电股份的大安风光氢氨示范项目为例，项目使用风光电力电解制氢后制成氨并外售，同时余电上网。根据公司公告，假设大安项目风光年均利用小时数分别为 3342/1753 小时、绿氨价格为 4000 元/吨、制氢耗电 50kWh/kg、上网电价为 0.37 元/kWh（含税）情况下 IRR 约为 7.8%，为合理回报水平。

- **利用小时数：**2021 年，我国风电、光伏利用小时数分别为 2246/1163 小时，在风光氢氨一体化项目中，**电解水制氢的工作负荷主要取决于风电、光伏等可再生能源自身发电负荷的提升。**风光利用小时数对项目的盈利影响重大，假设绿氨 4000 元/吨，制氢耗电 50kWh/kg；风光利用小时数分别为 2200/1200、3400/1800 时，IRR 分别为 2.5%和 8.0%。
- **绿氨售价：**综合“十三五”去产能后煤炭行业中长协价格大幅上移，国际煤价持续高位运行等因素，预计 2023-2030 年国内尤其是东北地区煤炭供需将持续紧平衡，受煤炭成本上涨影响，合成氨价格未来将处于高位。假设风光利用小时数分别为 3342/1753h、制氢耗电为 50kWh/kg；绿氨价格分别为 3800、4400 元/吨时，IRR 分别为 7.0%和 9.2%。

- **制氢电耗**：当前行业制氢电耗一般为 4.4-5.0kWh/Nm³（对应 49.3-56 kWh/kg），隆基绿能的 Hi1plus 产品，直流电耗满载标况低至 4.0kWh/Nm³（对应 44.8 kWh/kg）。电解水制氢降本的关键路径为降低过程能耗，提高电解效率，即同样的电制取更多的氢。假设风光利用小时数分别为 3342/1753h、绿氢价格为 4000 元/吨；制氢耗电分别为 45、56 kWh/kg 时，IRR 分别为 8.8%和 6.5%。

表 1：吉林大安风光制氢项目基础假设

风光数据假设			合成氨数据假设		建设成本假设		金融数据假设	
运营规模 (MW)	100	700	合成氨产能 (万吨)	18	动态总投资 (万元)	595579	贷款比例	60%
首年衰减率	1.50%	1.50%	单吨耗氢量 (吨 H ₂ /吨氨)	0.1786	建设周期 (年)	1	贷款利率	4.00%
年衰减率	0.80%	0.80%	制氢耗电 (kwh/吨)	140	运营周期 (年)	20	贷款期限	15
利用小时数 (h)	1753	3342	制氢耗电 (kWh/kg)	50	折旧年限 (年)	20	等额年金偿还	32140
上网电价 (元/kWh)	0.3731		绿氢制合成氨耗电 (GWh)	1633	维修费/固定资产投资	1.7%	贴现率	5.00%
			制氢其他成本 (元/吨)	1100	残值率	5%	免税年限	3
			绿氢价格 (元/吨)	4000			减税年限	3

资料来源：公司公告，长江证券研究所

表 2：大安风光制氢示范项目经济性测算

年	绿氢产量	制氢收入	绿氢制合成氨耗电	上网电量	电价收入	制氢其他成本	设备年折旧	利息费用	检修费用	人工费用	利润总额	所得税率	年净利润	净利率	现金流	IRR
单位	吨	万元	(GWh)	(GWh)	万元	万元	万元	万元	万元	万元	万元	%	万元	%	万元	%
0															(595579)	7.8%
1	180,000	72,000	1632.6	839	27708	19800	28,290	(14294)	10125	180	27,020	0.0%	27020	27.1%	69604	
2	180,000	72,000	1632.6	819	27056	19800	28,290	(13580)	10125	180	27,081	0.0%	27081	27.3%	68951	
3	180,000	72,000	1632.6	800	26408	19800	28,290	(12838)	10125	180	27,175	0.0%	27175	27.6%	68303	
4	180,000	72,000	1632.6	780	25765	19800	28,290	(12066)	10125	180	27,305	12.5%	23892	24.4%	62739	
5	180,000	72,000	1632.6	761	25128	19800	28,290	(11263)	10125	180	27,471	12.5%	24037	24.7%	62181	
6	180,000	72,000	1632.6	742	24496	19800	28,290	(10427)	10125	180	27,673	12.5%	24214	25.1%	61628	
7	180,000	72,000	1632.6	723	23869	19800	28,290	(9559)	10125	180	27,915	25.0%	20936	21.8%	56395	
8	180,000	72,000	1632.6	704	23246	19800	28,290	(8656)	10125	180	28,196	25.0%	21147	22.2%	55929	
9	180,000	72,000	1632.6	685	22629	19800	28,290	(7716)	10125	180	28,518	25.0%	21388	22.6%	55466	
10	180,000	72,000	1632.6	667	22017	19800	28,290	(6739)	10125	180	28,883	25.0%	21662	23.0%	55007	
11	180,000	72,000	1632.6	648	21409	19800	28,290	(5723)	10125	180	29,291	25.0%	21969	23.5%	54551	
12	180,000	72,000	1632.6	630	20807	19800	28,290	(4667)	10125	180	29,745	25.0%	22309	24.0%	54099	
13	180,000	72,000	1632.6	612	20209	19800	28,290	(3568)	10125	180	30,247	25.0%	22685	24.6%	53651	
14	180,000	72,000	1632.6	594	19616	19800	28,290	(2425)	10125	180	30,797	25.0%	23098	25.2%	53206	
15	180,000	72,000	1632.6	576	19028	19800	28,290	(1236)	10125	180	31,397	25.0%	23548	25.9%	52765	
16	180,000	72,000	1632.6	559	18445	19800	28,290	0	10125	180	32,050	25.0%	24037	26.6%	52327	

17	180,000	72,000	1632.6	541	17866	19800	28,290	0	10125	180	31,471	25.0%	23603	26.3%	51893
18	180,000	72,000	1632.6	524	17292	19800	28,290	0	10125	180	30,897	25.0%	23173	26.0%	51463
19	180,000	72,000	1632.6	506	16722	19800	28,290	0	10125	180	30,327	25.0%	22746	25.6%	51036

资料来源：公司公告，Wind，长江证券研究所

图 2：绿氢 4000 元/吨，制氢耗电 50kWh/kg 时，IRR 敏感性测算

IRR 敏感性测算	风电利用小时数							
	7.8%	2200	2400	2600	2800	3000	3200	3400
1200	2.0%	3.1%	4.0%	5.0%	5.9%	6.8%	7.7%	
1300	2.1%	3.1%	4.1%	5.0%	6.0%	6.9%	7.7%	
1400	2.2%	3.2%	4.2%	5.1%	6.0%	6.9%	7.8%	
1500	2.3%	3.3%	4.2%	5.2%	6.1%	7.0%	7.9%	
1600	2.3%	3.3%	4.3%	5.2%	6.1%	7.0%	7.9%	
1700	2.4%	3.4%	4.4%	5.3%	6.2%	7.1%	8.0%	
1800	2.5%	3.5%	4.4%	5.4%	6.3%	7.2%	8.0%	

资料来源：Wind，长江证券研究所

图 3：风光利用小时数分别为 3342/1753h 时，项目 IRR 敏感性测算

IRR 敏感性测算	制氢耗电							
	7.8%	45	47	49	51	52	54	56
3800	8.1%	7.7%	7.3%	6.9%	6.5%	6.1%	5.7%	
3900	8.5%	8.1%	7.7%	7.3%	6.9%	6.5%	6.1%	
4000	8.8%	8.4%	8.0%	7.7%	7.3%	6.9%	6.5%	
4100	9.2%	8.8%	8.4%	8.0%	7.6%	7.2%	6.8%	
4200	9.5%	9.1%	8.8%	8.4%	8.0%	7.6%	7.2%	
4300	9.9%	9.5%	9.1%	8.7%	8.3%	8.0%	7.6%	
4400	10.2%	9.8%	9.5%	9.1%	8.7%	8.3%	7.9%	

资料来源：Wind，长江证券研究所

非化工园区制氢“松绑”，制氢加氢一体站具备一定的成本优势

多地出台政策推动非化工区制氢松绑。近年中央顶层设计逐步完善，发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》。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支持绿氢发展。

表 3：新能源制氢相关制度发布情况

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）》	开展分布式可再生能源制氢加氢一体站在非化工园区示范建设
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 年)》、《广东省燃料电池汽车加氢站管理暂行办法》	允许站内制氢，鼓励谷电制氢，允许发电区建设制氢加氢一体站
山东	《2022 年“稳中求进高质量发展政策清单（第二批）”的通知》	探索可再生能源制氢、制氢加氢一体站试点项目不在化工园区发展。
河北	《关于调整化工建设项目备案权限的通知》	除风力发电配套制氢、海水提溴等不适合入园项目外，园区外不得新建、扩建化工项目。
市级		
地区	政策文件	政策内容
唐山	《唐山市燃料电池汽车加氢站建设管理暂行办法》	支持在非化工园区建立光伏制氢、风、电制氢项目，并依托开展制氢工厂加氢站一体的制氢加氢项目。
武汉	《关于支持氢能产业发展的意见》	探索在非化工园区满足安全生产条件的区域开展能源型氢气制取项目

《中国（上海）自由贸易试验区临港新片区关于加快氢能及燃料电池汽车产业化加氢站及非固定式加氢站建设等领域改革发展及示范应用的若干措施》 探索在非化工园区现场制氢、制储加一体改革创新。

资料来源：各地政府网站，长江证券研究所

考虑到目前长距离的氢气储运成本较高，与外供氢加氢站相比，站内制氢具备一定的成本优势。根据《中国氢能产业发展报告 2020》，以产能为 500Nm³/h 的站内碱性电解水制氢项目为例，假设项目总投资 2088 万元，折旧期限 20 年。①**站内制氢**：在广东地区，政府针对加氢站电解水制氢有 0.25 元/kWh 的蓄冷电价政策，则测算加氢成本为 23.8 元/kg；若以普通低谷电价 0.3 元/kWh 计算，则加氢成本约 27.1 元/kg。②**外供加氢站**，我国煤制氢成本 8.66-12.5 元/kg，工业副产氢制氢成本为 9.23-22.25 元/kg，目前氢气运输成本居高不下，常见的长管拖车运氢在运输距离 100km 和 200km 时的单价分别约 3.9 元/kg 和 7.6 元/kg，煤制氢、工业副产氢外供加氢站加氢成本为 19.1-26.6 元/kg、19.7-36.4 元/kg。因此目前多数加氢站的到站氢气价格较高，与外供氢加氢站相比，站内制氢具备一定的成本优势。

表 4：站内碱性电解水制氢项目（产能 500Nm³/h，约合 1000kg/d）成本

成本项	单价	单位	消耗量	单位	成本 (元/kg)	占比	说明	
原材料	电	0.25	元/kwh	6	kwh/Nm ³	16.80	70.7%	含制氢电耗与动力电，留有富余量
	纯水	3.5	元/t	0.01	t/Nm ³	0.3920	1.6%	
辅助材料	KOH	10	元/kg	0.0004	kg/Nm ³	0.0448	0.2%	
	冷却	0.2	元/kwh	0.001	kwh/Nm ³	0.0022	0.0%	
人员工资	1	万元/月·人	10	人	3.47	14.6%	3 人/班，3 班，1 管理人员	
运营维护			15 万元/年		0.384	1.6%		
			折旧费用		2.67	11.2%		
			制氢成本		23.76	100.0%	含制氢及加氢设备折旧费	

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，中电丰业，长江证券研究所

表 5：外供氢加氢站成本

成本项	煤制氢-情形 1	煤制氢-情形 1	工业副产氢-情形 1	工业副产氢-情形 2
氢气单位成本 (元/kg)	8.66	12.48	9.23	22.25
运输单位成本 (元/kg)	3.9	7.6	3.9	7.6
人员工资 (元/kg)	3.47	3.47	3.47	3.47
运营维护 (元/kg)	0.38	0.38	0.38	0.38
折旧费用 (元/kg)	2.67	2.67	2.67	2.67
制氢成本 (元/kg)	19.1	26.6	19.7	36.4

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，中电丰业，长江证券研究所

出口订单：国内企业出口最新进展？

国内企业正加速布局海外市场。①**企业角度**：从电解槽老牌企业如派瑞氢能、中电丰业、考克利尔竞立到新兴企业国富氢能、瑞麟科技，更多企业走出国门。②**合作类型**：从出

口销售到与当地企业合资建厂，合作方由企业扩展至地方政府和能源主管部门，合作不断深化。③**国家：规模化出口**主要是印度、巴西、沙特、埃及等，欧美地区因存在众多本土电解槽厂商、技术实力较为突出，且欧洲《净零产业法案》要求至 2030 年欧洲 40% 电解槽为本土生产，目前中国电解槽企业多是小批量出口欧美。我们认为随着中国电解槽企业技术进一步提升、中国企业亦有望通过合资等方式切入欧美市场，拓宽市场空间。

表 6：中国电解槽企业出海情况

时间	国内企业	出海国家	海外主体	出海形式	具体内容
2021 年 11 月	中船派瑞氢能	巴基斯坦	巴基斯坦客户	海外销售	签订柜式 PEM 制氢设备供货合同，为客户提供一套柜式 PEM 制氢设备，产出的氢气将作为还原气和保护气用于光纤半导体的生产，单电解槽产气量为 0.01~300Nm ³ /h。
2022 年 3 月	中船派瑞氢能	欧洲	欧洲某气体公司	海外销售	公司同欧洲某气体公司签订了 1 套 100 立方米集装箱式电解水制氢设备的供货合同。
2022 年 4 月	中船派瑞氢能	美国	美国某能源公司	海外销售	公司同美国某能源公司签订了集装箱式电解水制氢设备供货合同。
2022 年 4 月	中船派瑞氢能	马来西亚	马来西亚某气体公司	海外销售	包含了氢气压缩、充装系统、氧气纯化系统的 2MW 制氢设备供
2022 年 4 月	中船派瑞氢能	韩国	韩国某知名化工公司	海外销售	签署了 1 套 PEM 制氢设备合同
2022 年 4 月	中船派瑞氢能	印度	印度某知名钢铁公司	海外销售	签署了 1 套 100 立方制氢设备供货合同
2022 年 12 月	中国能建	埃及	埃及新能源管理局、苏伊士运河经济区管理局、主权基金、电力传输公司	海外销售	此次签约项目分两期开发，项目建成后年产绿氢规模约 14 万吨，主要包括：新能源电站，以光伏和风力发电作为生产所需的绿色能源，电解水制氢、合成氨，以及配套的储存和处理设施系统。
2023 年 1 月	国富氢能	沙特	TIJAN Petroleum Co., Ltd.	海外合资建厂	在沙特成立合资公司共同推进沙特的氢能项目。计划在 2025 年底前，分 3 个阶段，总计达成 5 亿美元的项目投资。通过这一合作项目，将国富氢能的制、储、运、加在项目开发和联合运营上的成功模式带到沙特。
2023 年 2 月	考克利尔竞立	印度	Greenko	海外销售/海外合资建厂	①在印度建造绿氢生态系统项目，考克利尔和 Greenko 在印度安得拉邦的 Kakinada 联合联合开发了年产能达 2GW 的电解槽工厂；②考克利尔将为 Greenko 供应 28 台 5MW 电解槽，电解槽产氢纯度达 99.999%，订单将于 2024 年 3 月底交付。
2023 年 3 月	国富氢能	巴西	YDRO	海外合资建厂	双方将设立合资公司，未来三年计划在巴西投资 3 亿美元，2023 年落地水电解制氢示范项目。合资公司计划 2024 年在巴西落地一座电解槽生产工厂，到 2025 年提供不少于 50 套水电解制氢系统。
2023 年 3 月	瑞麟科技	埃及	埃及地方政府及企业	海外合资建厂	双方将在埃及共同建设绿氢项目，并成立合资公司，推动电解槽生产项目在埃及落地。合资企业将由瑞麟科技控股，并将具备 500MW 以上的高功率电解槽生产能力的的能力。合资企业除了为埃及提供能够适配全离网制氢的电解槽产品外，还将进军欧洲电解槽市场。

资料来源：氢云链，公司官网，长江证券研究所

竞争格局：现阶段碱槽企业的差异？

2020 年前电解槽企业数量较少，2021-2022 年大批厂商涌入，产品密集下线。1) 2020 年前电解槽行业初步发展，主要为中船 718 所、考克利尔竞立和天津大陆老牌三家，以及扬州中电、中电丰业等老牌第二梯队厂商。2) 2021 年提出“双碳”目标后，隆基绿能、阳光电源等光伏企业进入电解槽行业，2022 年大批厂商涌入，产品产线密集下线。

2022 年行业产能 8.6GW，国内电解水制氢设备出货量达到 722MW，同比+106%。其中考克利尔竞立以 230MW 出货量居于第一，占比 31.9%，派瑞氢能（中船 718 所）居第二，隆基绿能首次跻身第三。

目前国内主流的碱性电解槽企业产品已完成商业化进程，额定产氢量均 $\geq 1000\text{Nm}^3/\text{h}$ ，直流能耗低于 $4.4\text{kWh}/\text{Nm}^3$ ，具备大型化、低电耗特点，产品成熟度高。碱性电解槽难以快速关闭或启动，对于碱性电解槽在新能源发电系统中的应用，目前国内部分碱性电解槽厂商将**提高电流密度、采取热启动**作为解决碱性电解槽响应速度的重要方式。

表 7：代表企业电解槽产品参数对比

企业	中船派瑞氢能	考克利尔竞立	天津大陆	隆基绿能	奥扬新能源	阳光电源
氢气产量 (Nm^3/h)	1000	1000	1000	1000	1200	1000
运行温度 ($^{\circ}\text{C}$)	95 \pm 5	90 \pm 5	90 \pm 5	90 \pm 5	90 \pm 5	95 \pm 5
氢气纯度	$\geq 99.8\%$	≥ 99.9	$\geq 99.9\%$	$\geq 99.999\%$	$\geq 99.9\%$	$\geq 99.999\%$
氧气纯度	$\geq 98.5\%-99.2\%$	$\geq 98.5\%$	$\geq 99.5\%$	$\geq 98.5\%$	$\geq 98.5\%$	$\geq 98.5\%$
工作压力 (MPa)	1.5-2.0	1.6	3	1.6	1.6	1.6
运行负荷	30%-100%	30%-100%	30-110%	25-115%	30-110%	20-110%
能耗 (kWh/Nm^3)	≤ 4.3	≤ 4.4	≤ 4.4	≤ 4.0	≤ 4.4	≤ 4.3

资料来源：公司官网，TrendBank，长江证券研究所

电解槽相关公司可分为老牌厂商、风电光伏电力产业链企业及氢能产业链企业三类。1)

老牌厂商：中船 718 所、考克利尔竞立和天津大陆起步较早，参与新疆库车、北京冬奥等多个示范项目，产品得到行业广泛认可，在设备大型化、稳定运行等方面更具优势；

2) 风电光伏电力设备产业链企业：如华电重工依托华电集团，具备渠道优势，电解槽订单获取能力强；隆基绿能、亿利洁能、阳光电源等大型风电光伏企业与下游客户联系紧密、研发资金与研发人员充足； **3) 氢能产业链企业：**如昇辉科技、华光环能、瑞麟科技、国富氢能。

表 8：我国电解槽厂商竞争格局

企业背景	电解水装备企业	进入氢能行业时间	最新产品发布时间	单槽最大产氢量 (Nm^3/h)	2022 年产能 (GW)
国内老牌厂商	中船派瑞氢能	2020 年前	2022 年 12 月	2000	1.5 (碱性+PEM)
	考克利尔竞立	2020 年前	2021 年 11 月	1300	1
	天津大陆	2020 年前	2018 年	1000	1
	中电丰业	2020 年前	-	1200	0.5
风电光伏电力产业链企业	隆基绿能	2021 年	2023 年 2 月	1000	1.5
	阳光电源	2021 年	2021 年	1000	1
	双良节能	2022 年	2022 年 9 月	1000	
	明阳智能	2022 年	2022 年 10 月	1500	
	天合光能	2022 年	2022 年 12 月	1000	
	亿利洁能	2022 年	2022 年 9 月	1000	0.25
	上海电气	2022 年	2022 年 12 月	1500	
中国华电	2022 年	2022 年 7 月	1200		

氢能产业链企业	希倍优氢能	2022 年	2022 年 8 月	1400	1
	奥扬新能源	2022 年	2022 年 8 月	1200	1
	瑞麟科技	2022 年	2022 年 6 月	500	0.3
	国富氢能	2022 年	2022 年 4 月	1000	0.25
	凯豪达氢能源	2022 年	-	1000	300 台套
	吉道能源	2021 年	2021 年 12 月	1350	
	氢氢松松科技	2022 年	2022 年 2 月	500	
	昇辉科技	2022 年	2023 年 1 月	1000	
	华光环能	2022 年	2023 年 3 月	1500	

资料来源：TrendBank，公司官网，氢云链，长江证券研究所

风险提示

- 1、全球氢能政策推进不及预期。若未来各国政策落地或持续性不及预期，绿氢进度滞缓，则产业链相关企业业绩会受拖累。
- 2、行业竞争日趋激烈的风险。随着绿氢产业政策愈加密集，技术路径愈加清晰，行业方向愈加明确，除专注于氢能的企业外，中国石化等能源公司及部分上市公司纷纷通过内生发展、外延并购等方式布局氢能，参与全产业链的环节。行业竞争加剧的情形下，可能会出现价格战。

投资评级说明

行业评级 报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：

看 好： 相对表现优于同期相关证券市场代表性指数

中 性： 相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平

看 淡： 相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数

公司评级 报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：

买 入： 相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 10%

增 持： 相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5%~10%之间

中 性： 相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%~5%之间

减 持： 相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%

无投资评级： 由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

相关证券市场代表性指数说明：A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以恒生指数为基准。

办公地址

上海

Add /浦东新区世纪大道 1198 号世纪汇广场一座 29 层
P.C / (200122)

武汉

Add /武汉市江宁区淮海路 88 号长江证券大厦 37 楼
P.C / (430015)

北京

Add /西城区金融街 33 号通泰大厦 15 层
P.C / (100032)

深圳

Add /深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 3 期 36 楼
P.C / (518048)

分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与、不与、也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。

重要声明

长江证券股份有限公司具有证券投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号：10060000。

本报告仅限中国大陆地区发行，仅供长江证券股份有限公司（以下简称：本公司）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

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、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司及作者在自身所知范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为长江证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。