

电力设备行业深度报告

氢能深度：绿氢，第四次能源革命的载体

增持（维持）

2023年03月07日

证券分析师 曾朵红

执业证书：S0600516080001

021-60199793

zengdh@dwzq.com.cn

证券分析师 阮巧燕

执业证书：S0600517120002

021-60199793

ruanqy@dwzq.com.cn

投资要点

- **绿氢是可再生能源深度脱网与工业深度脱碳的完美结合，10年高速增长产业周期开启：**绿氢是通过光伏、风电以及太阳能等可再生能源发电实现电解水制氢，一方面生产过程实现零碳排放，另一方面以其大规模、长周期、长距离等储能优势有效解决可再生能源消纳问题。绿氢下游短期空间来自在化工领域对灰氢替代，长期增量空间来自交通领域、天然气加氢、炼钢用氢，助力工业、交通领域减碳，是全球第四次能源革命的重要载体。21年全球纯氢气产量7000万吨左右，其中绿氢占比不足0.1%，23-24年全球风光氢一体化项目密集开建，我们预计25年绿氢占比有望达到2%，2030年绿氢占比有望达到30%，产量超3000万吨。氢能10年高速成长产业周期已开启。
- **碳中和的愿景与阳谋，新能源的拼图与闭环，23-25年全球绿氢项目密集开建：**国内风光大基地鼓励就地消纳，倒逼配套建设绿氢项目，其中内蒙布局领先，我们统计目前规划绿氢项目近15GW，其中23年1-2月开标项目达到730MW，预估全年开标项目超2GW（对应10万吨），同比翻番。欧盟22年明确至2030年欧盟内自产1000万吨绿氢和进口1000万吨绿氢的目标，为满足这一目标，欧洲能源公司已开始大举布局氢能项目，目前在本土及海外等地规划项目合计氢气产量超470万吨，计划均在2030年前投产，目前已有6.5万吨项目开建，同时欧盟国家已开建专用海底隧道H2Med、航线输送绿氢。美国2021年后氢能布局明显加快，制定了清晰路径，计划到2030/2040/2050年绿氢需求分别达到1000、2000和5000万吨/年，且IRA法案持续10年对绿氢制造给与大额补贴，最高3美元/kg，极大提升绿氢经济性，目前美国绿氢规划项目集中于加州及德州，已开建的两大项目合计规划产量10万吨。
- **绿氢成本下降路径清晰，零碳加持预估25-27年基本可实现平价：**绿氢性价比提升来自于电费成本下降和碳排放考核趋严。煤制氢成本9-10元/kg，天然气制氢成本15元/kg，而绿氢目前在电价0.3元/kwh情况下，平均成本为25元/kg，理想情况下，按照电耗4kwh/标方，电价0.15元/kwh，对应成本为15元/kg，则基本可与天然气制氢平价；若绿氢与风光、风电耦合，年利用小时提高至4000小时以上，则成本有望进一步下降至11元/kg以内，则基本可以实现与煤制氢平价。同时，绿氢实现零排放，若考虑碳价加持，若碳价从50元/吨提升至200元/吨，则绿氢成本在16-18元/kg即可实现制氢制甲醇平价。
- **制氢环节产业放量在即，核心设备及部件弹性大：**水电解制氢技术以碱性为主流，更适合规模化集中式生产，PEM技术将在小型分布式领域作为补充。目前1000标方/h碱性电解槽整线含EPC价格为1000万，设备900万，其中电解槽占比超50%。按照全球2030年绿氢占比近30%，对应1000标方电解槽需求超2.5万台，对应市场空间1500亿+。电解槽核心指标为单线产能、电耗等，由电极（镍丝网喷涂）、隔膜、流场设计等决定，各家指标差异不大，但实际长期运行稳定性差异大，目前新进电解槽厂商近100家，我们更看好积淀深的第一梯队718、竞立、大陆，和技术进步快且资源丰富的新进入者隆基绿能、阳光电源、华电重工、亿利洁能、昇辉科技等。同时电解槽中PPS隔膜成本占比15-20%，看好后续完全国产替代。
- **投资建议：**氢能10年高增产业周期已明确，设备先行，重点看好绿氢制造的电解槽设备，推荐隆基绿能、阳光电源等，建议关注华电重工、昇辉科技、科威尔、亿利洁能等。
- **风险提示：**政策支持不及预期、价格下降超预期。

行业走势



相关研究

《3月光伏终端需求开始恢复，锂电3月开始弱复苏》

2023-03-05

《高端市场 危中寻机，乘时乘势 需求共振》

2023-02-28

表1: 重点公司估值

代码	公司	总市值 (亿元)	收盘价 (元)	EPS (元)			PE			投资评级
				2021A	2022E	2023E	2021A	2022E	2023E	
601012.SH	隆基绿能	3,413	45.02	1.20	1.98	2.52	38	23	18	买入
300274.SZ	阳光电源	1,766	118.88	1.07	2.36	4.42	112	50	27	买入
601226.SH	华电重工	97	8.34	0.26	0.26	0.37	32	32	23	无
688551.SH	科威尔	48	59.74	0.71	0.77	1.45	84	78	41	无
300423.SZ	昇辉科技	69	13.83	0.42	-	-	33	-	-	无
600277.SH	亿利洁能	174	4.90	0.23	-	-	22	-	-	无

数据来源: Wind, 东吴证券研究所, 截至3月6日股价, 华电重工、科威尔来自Wind一致预期

内容目录

1. 氢能是未来重要的产业方向	6
1.1. 核心驱动因素	6
1.2. 优势：环保、热值高、来源多样、储运灵活、损耗少	7
1.3. 各国政策持续加码，海外绿氢加速发展	7
2. 市场空间：绿氢替代空间广阔，碳排放趋严催生新应用场景	9
2.1. 氢气来源：绿氢替代灰氢已成趋势	9
2.2. 氢气应用：助力工业领域脱碳，绿氢催生新增需求	13
2.3. 绿氢空间：成本为限制瓶颈，零碳加持加速替代灰氢	17
3. 国内外氢能产业化进程加速，产业大势所驱	21
3.1. 国内：23 年将成为绿氢爆发元年，招标项目密集落地	21
3.2. 欧洲氢能将高速增长，以满足既定目标	25
4. 制氢环节产业放量在即，核心设备及部件弹性大	29
4.1. 技术路线：碱性为主，PEM 未来可期	29
4.2. 电解槽市场空间已打开，设备厂商率先受益	32
5. 投资建议与标的整理	34
5.1. 国内主要标的	34
5.1.1. 隆基绿能	35
5.1.2. 阳光电源	35
5.1.3. 华电重工	35
5.1.4. 昇辉科技	36
5.1.5. 科威尔	36
5.1.6. 亿利洁能	37
5.1.7. 中集安瑞科	37
5.1.8. 兰石重装	37
5.2. 海外：欧洲电解槽厂商，订单增长亮眼	38
5.2.1. 挪威 Nel——全球电解槽龙头，兼具 PEM 及碱性技术	39
5.2.2. 英国 ITM Power——全球 PEM 电解槽龙头，与壳牌、林德等合作密切	40
5.2.3. 挪威 HydrogenPro——主打高压碱性电解槽	40
5.2.4. 德国 Enapter——主打 AEM 技术，产品多应用小型领域	41
5.2.5. 法国 McPhy——主打碱性电解槽，一体化自营加氢站	42
6. 风险提示	43

图表目录

图 1:	部分主要国家双碳目标.....	6
图 2:	氢能的特点和性能优势.....	7
图 3:	各国绿氢的规划目标和绿氢支持政策汇总.....	9
图 4:	全球氢气产量.....	10
图 5:	中国氢气产量.....	10
图 6:	不同技术路线制氢对比.....	10
图 7:	2021 年全球制氢结构.....	11
图 8:	2020 年中国制氢结构.....	11
图 9:	不同制氢方式的二氧化碳排放量.....	12
图 10:	氢气储能形式多样.....	12
图 11:	2015-2021 年中国弃光电量.....	12
图 12:	风光互补系统制氢储能系统结构图.....	12
图 13:	2030 年全球制氢结构预测.....	13
图 14:	2030-2060 年中国氢气产量展望.....	13
图 15:	2021 年全球氢气利用结构.....	13
图 16:	2020 年中国氢气利用结构.....	13
图 17:	全球合成氨年产量 (亿吨).....	14
图 18:	合成氨下游应用.....	14
图 19:	2017-2021 年我国甲醇产量情况.....	15
图 20:	2021 年我国甲醇制备工艺产能分布情况.....	15
图 21:	我国氢动力船舶发展路线图.....	15
图 22:	各国家 (地区) 氢能航空发展策略比较.....	15
图 23:	2016-2022 年我国氢燃料电池乘用车产销量.....	16
图 24:	焦炭与氢气还原炼钢成本对比.....	17
图 25:	水电解制氢的成本测算.....	18
图 26:	水电解制氢的弹性分析.....	18
图 27:	煤制氢成本.....	19
图 28:	天然气制氢成本.....	19
图 29:	考虑碳价, 合成氨成本对比.....	19
图 30:	考虑碳价, 甲醇成本对比.....	20
图 31:	各种制氢方式对比.....	20
图 32:	全球氢气增长空间测算.....	21
图 33:	国内地方政府氢能政策.....	22
图 34:	主要在建及拟建绿氢大规模项目.....	23
图 35:	23 年 1-2 月已确定开标的大规模绿氢项目.....	23
图 36:	典型风光氢一体化项目的 irr 测算.....	24
图 37:	欧盟氢能政策目标梳理.....	25
图 38:	欧洲支持氢能政策、产业合作等梳理.....	26
图 39:	欧洲能源公司绿氢项目.....	27
图 40:	美国 IRA 制氢税收抵免政策.....	28
图 41:	美国绿氢拟建或代建项目.....	28
图 42:	不同水电解制氢对比.....	29
图 43:	电解槽工作原理.....	30

图 44:	电解槽工作原理.....	30
图 45:	碱性电解水制氢流程图.....	30
图 46:	碱性电解水制氢成本分拆.....	30
图 47:	电解水制氢的核心性能指标.....	31
图 48:	电解槽内部流道示意图.....	32
图 49:	电解槽小室结构.....	32
图 50:	单体电解槽成本拆分.....	32
图 51:	单体电解槽成本构成.....	32
图 52:	电解槽需求测算.....	33
图 53:	国内主流电解槽公司梳理.....	34
图 54:	海外电解槽相关公司梳理.....	38
图 55:	Nel 近 5 年收入情况 (百万挪威克朗)	39
图 56:	Nel 近 5 年订单积压情况 (百万挪威克朗)	39
图 57:	ITM Power 近 3 年收入情况 (万英镑)	40
图 58:	ITM Power 近 3 年订单积压情况 (MW)	40
图 59:	HydrogenPro 近 4 年收入情况 (万挪威克朗)	41
图 60:	HydrogenPro 产品 (全球最大电解槽)	41
图 61:	Enapter 近 4 年收入情况 (百万欧元)	42
图 62:	Enapter 近年订单积压情况 (百万欧元)	42
图 63:	McPhy 近 5 年收入情况 (万欧元)	42
图 64:	McPhy 近 5 年确认订单情况 (万欧元)	42

1. 氢能是未来重要的产业方向

1.1. 核心驱动因素

氢能是一种来源丰富、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。氢气的核心驱动因素可总结为三点：1) 能源发展的规律结果；2) “碳达峰、碳中和”的必然选择；3) 缓解能源危机，摆脱地域资源约束。

全球能源向着减碳加氢的方向发展，而氢能是能源变革的规律结果。从能源革命的层面看，能源结构由以煤炭为主，转向以可再生能源为主的多元能源结构，每一次能源变革都向着能量密度提高、环保经再生型转变。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”。

全球碳中和已达成共识，而氢能为深度脱碳的必然选择。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年前达到峰值，2060年实现碳中和。而支持双碳目标增量的将是不含碳的太阳能等可再生能源，但其具有间歇性和波动性，必须大规模发展储能，并从源头上解决能源的无碳化，有电化学储能、氢储能等方式，电化学储能中，电池是一个短周期、高频率、分布式的储能装置，但若需要大规模、集中式、长周期的储能，只能选择氢能。因此氢能尤其是绿氢，是深度脱碳的必然选择。

图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 碳排放强度：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 碳排放强度：45%	2070	碳中和
韩国	亚洲	2030	基线年：2017 减排量：24.4%	2050	碳中和

数据来源：BRIC，东吴证券研究所

摆脱传统资源的地域束缚，掌控能源领域的自主性。由于不可再生能源的过度开发，全球面临着严重能源危机，同时全球能源资源分布不均匀。石油方面，全球石油资源主要分布在中东地区、中南美洲以及北美洲，而中国的石油资源占比仅为1.5%。锂资源方面，全球58%的锂资源集中在南美玻利维亚、阿根廷和智利，而中国的锂资源量占比为5.9%。因此摆脱资源依赖，强化自主可控是我们发展的必经之路。而氢是自然界最普遍存在的元素，氢气可取自水、天然气、化工废气、丙烷、甲醇等，原料来源极广，可以

真正做到摆脱资源束缚，是国内自主可控的关键。

1.2. 优势：环保、热值高、来源多样、储运灵活、损耗少

氢能具备清洁低碳、热值高、来源多样、储运灵活、损耗少等优势，被誉为 21 世纪的“终极能源”。1) **环保**：与传统的化石燃料不同，氢气和氧气可以通过燃烧产生热能，也可以通过燃料电池转化成电能；而在氢转化成电和热的过程中，只产生水，并不产生温室气体或细粉尘；2) **热值高**：其热值可达到 143MJ/kg，约为汽油的 3 倍，酒精的 3.9 倍，焦炭的 4.5 倍；3) **来源多样**：可以使用水电解制备，也可以通过化石燃料、生物化学法、副产气体回收等多种方式制取；4) **储运灵活**：氢可以气态、液态或固态的金属氢化物等形态出现，能适应不同场景的要求；5) **损耗少**：可以取消远距离高压输电，以远近距离均可的管道输氢为取代，安全性相对提高，能源无效损耗减少。

氢气作为能源载体和储能方式，可以配合可再生能源形成低碳能源体系，是工业深度脱碳与新能源深度脱网的结合。氢气可由可再生能源制备，可再生能源发电，再电解水制氢，从源头上杜绝了碳排放。此外通过转化为氢储能，可以将可再生能源规模化引入能源体系，同时解决了可再生能源消纳问题，避免弃风、弃光、弃水现象，最终构筑以可再生能源为主体的新型电力系统。

图2：氢能的特点和性能优势

能源/特性	氢能源	其他新能源
稳定性	无地域限制、无时间限制	具有间歇性和波动性问题
储能性	具有气态、液态、固态三种形式 无时间限制	形式单一 存储周期有限
来源	化石燃料法、电解水制备、副产气回收等	受限于风、光、水等自然资源
应用	燃料、化工原料、储能、燃料电池发电	风能、光伏主要用于发电
规模	21年国内产量超3000万吨	21年国内光伏发电量325900GWh，风电发电量652600GWh

数据来源：艾瑞咨询，东吴证券研究所

1.3. 各国政策持续加码，海外绿氢加速发展

各国氢能政策不断加码，海外绿氢加速发展。全球积极推进氢能发展，其中近年来在碳中和+能源安全双轮驱动下，大力发展可再生能源制氢。

中国：非化工区制氢松绑+发布电解制氢补贴，23 年绿氢进入快速发展期。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，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。

欧洲：通过 CBAM 碳关税，绿氢进入实质发展阶段。将在 2030 年达到 1000 万吨绿氢产能，本土至少安装 40 GW 的电解槽产能（至 2024 年达到 6 GW），CBAM 碳关税范围扩展至氢气，灰氢和蓝氢将收取关税，其中绿氢更具经济性，为发展打下坚实基础。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。

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/Nm³，并达到 300 万吨/年，到 2050 年实现 2000 万吨/年。但受限自然资源稀缺、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。

韩国：多项激励措施推动氢经济发展，2030 年构建 100 兆瓦级绿氢量产体系。2020 年 2 月，韩国颁布全世界首部《促进氢经济和氢安全管理法》，围绕氢定价机制、氢能基础设施以及氢全产业链的安全管理提出了系统的法律框架。政府计划 2030 年构建 100 兆瓦级绿氢量产体系，2040 年建立海外制氢基地，通过进口满足绿氢需求，成本下降到 3000 韩元/kg，2050 年氢进口代替原油进口、氢能覆盖大型工业用能的发展目标。

图3: 各国绿氢的规划目标和绿氢支持政策汇总

地区	时间	政策/项目	具体介绍
中国	2021	《中国氢能及燃料电池产业白皮书2020》	计划2030年可再生能源制氢有望实现平价
	2022	《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》	到2025年,基本掌握核心技术和制造工艺,燃料电池车辆保有量约5万辆,部署建设一批加氢站,可再生能源制氢量达到10-20万吨/年,实现二氧化碳减排100-200万吨/年
欧洲	2019	《欧洲可持续金融分类方案》	将绿氢全产业链纳入可持续金融市场分类标准,包括制储运各环节
	2020	《欧洲氢能战略》	目标欧盟24年建成6GW电解槽,绿氢年产量超100万吨;30年建成至少40GW电解槽,绿氢年产量超1000万吨,氢能市场规模将从20亿欧元上升至1400亿欧元
	2020	欧洲共同利益重要项目(IPCEIs)	22个欧盟国家和挪威共同发起,用于支持绿氢全产业链,形成跨国绿氢网络
	2021	碳差价合约(Ccfd)	由政府补足合约约定的碳价格与碳市场交易价格差额,降低碳市场价格波动的风险,保障绿氢企业投资回报
	2022	“REpowerEU”计划	明确到2030年1000万吨国内可再生氢生产和1000万吨进口的目标
德国	2020	《国家氢能战略》	目标电解槽产能30年达5GW,40年达10GW,50年本土钢铁生产转型对绿氢需求超80TWh,精炼业和氨气生产转型对绿氢需求达22TWh.
	2021	《可再生能源法2021》	支持绿氢生产和工业使用,减免用于绿氢制取的可再生能源附加费,减免幅度达85%--100%
	2022	氢全球计划	培育国际绿氢市场,在国外竞价收购绿氢,在国内市场竞价拍卖。该计划投入9亿欧元,拟撬动15亿欧元的私人投资
	2021	《基础设施投资和就业法案》	授权拨款95亿美元用于清洁氢的研发、示范项目建设等,其中80亿美元用于区域清洁氢枢纽建设,并将继续对清洁能源和储能项目提供投资税收抵免和生产税收抵免。
	2021	氢能攻关计划	目标未来10年可再生能源制氢成本降低80%至1美元/kg,清洁氢产量增加5倍
韩国	2022	《国家清洁氢能战略和路线图(草案)》	2050年清洁氢贡献约10%碳减排量,30/40/50年美国清洁氢需求达1000/2000/5000万吨/年,30年前制氢成本降至2美元/kg,35年前制氢成本降至1美元/kg
	2022	《通胀削减法案》(IRA)	根据制氢碳排放水平,给予不同程度税收补贴优惠
	2022	《两党基础设施法》(BIL)	通过近100亿美元预算,通过扶持不同细分环节,构建完整的氢能产业链
	2020	绿色新政	拟5年投资114.1万亿韩元(约合946亿美元)加快向绿色低碳社会转型,成立“绿色氢能海外事业部”,重点发掘建立氢燃料海外供应链具体项目,将新万金作为韩绿色氢能核心发展中心,推动建设以可再生能源及绿色氢能为主要能源的绿色产业集群。目标30年构建100兆瓦级绿色氢能产量体系
	2021	《氢能领先国家愿景》	到2030年构建产能达100万吨的清洁氢能生产体系,并将清洁氢能比重升至50%
日本	2021	国家氢能目标	目标40年氢需求量达526万t/a,建立海外制氢基地,通过进口满足绿氢需求,国内制氢成本下降到3000韩元/kg(约合人民币16元/kg)以下
	2017	氢能基本战略	计划30年实现氢能30万吨年产能,成本降至每标准立方米30日元(1日元约合0.05元人民币);实现100万千瓦的发电装机规模,发电单价降至17日元/千瓦时,发展“可再生能源制氢”
	2021	2050碳中和绿色增长战略	计划未来10年投入3700亿日元扶持氢能产业,从预算、税收、金融、监督改革、标准化、国际合作等各方面推动氢能发展,目标实现2030年年产能300万吨,2050年2000万吨;推动氢能炼钢、水电解等技术发展
	2021	国外氢能全供应链综合支持试点	由环境省发起,投入5亿日元年度,支持在风、光等可再生能源丰富的地区生产绿氢,供产能不足的伙伴国家利用
	2021	第六次能源基本计划	建立国际氢能供应链,推动氢能在制造业中的应用和生产方式转型,提升社会对氢能的需求

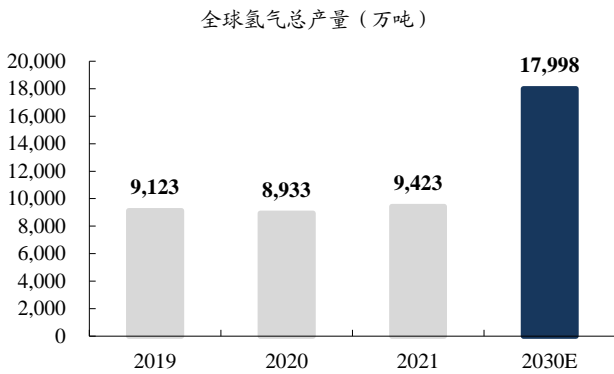
数据来源:北极星氢能网,《全球绿氢产业财政金融激励政策与启示》,东吴证券研究所

2. 市场空间: 绿氢替代空间广阔, 碳排放趋严催生新应用场景

2.1. 氢气来源: 绿氢替代灰氢已成趋势

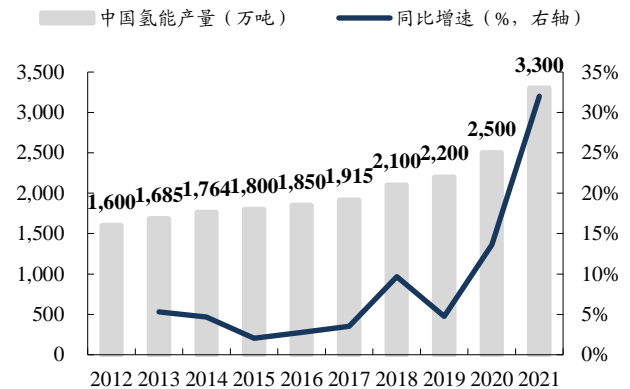
全球纯氢产量达7000万吨,中国为第一大制氢国。根据国际能源署,2021年全球氢气总产量(含合成气)约9400万吨,同比增长5.5%,占全球终端能源比重约2.5%,其中每年纯氢制备产量约为7000万吨。伴随世界各国减排承诺方案的推进,预计2030年全球氢气产量有望突破1.5亿吨。自2020年“双碳”目标提出以来,我国氢能产业发展加速,氢能产量由2017年的1915万吨增长至2021年的3300万吨,5年CAGR达14.6%,2021年32%的同比增速更是创下新高。

图4: 全球氢气产量



数据来源: IEA, 东吴证券研究所

图5: 中国氢气产量



数据来源: 中国煤炭工业协会, 东吴证券研究所

灰氢为当前主流制氢方式, 无碳排放的绿氢将逐步取代灰氢。 氢制取来源包括化石能源制氢、工业副产气制氢、电解水制氢、其他可再生能源制氢等方式, 根据制氢工艺和二氧化碳排放量的不同, 可划分为灰氢、蓝氢和绿氢三种路径, 其中灰氢指通过化石燃料燃烧/工业副产转化而来的氢能, 生产过程中释放大量的二氧化碳, 无法实现零碳生产, 因技术成熟且成本较低, 成为当前主流制氢方式, 占当前全球氢气产量的 95%; 蓝氢是在灰氢的基础上利用碳捕捉封存技术 (CCUS) 减少生产过程中的碳排放, 实现低碳制氢, 作为过渡性的技术手段; 绿氢则是通过光伏发电、风电及太阳能等可再生能源电解水制氢或生物质等其他环保方式制氢, 在制备过程中不会产生二氧化碳, 为真正意义上的绿色环保“零碳氢气”, 目前受制于技术门槛和较高成本, 尚未实现大规模应用。

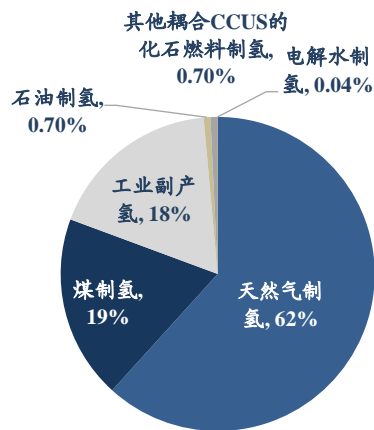
图6: 不同技术路线制氢对比

制氢方式	原料	优点	原料价格	制氢成本	碳排放	类别	初产物氢含量	提纯后氢气纯度	缺点
					kg(CO ₂)/kg(H ₂)				
化石能源	煤	技术成熟	550元/吨	9元/kg	22-35	灰氢	48%-54%	97.16%	储量有限, 制氢过程存在碳排放问题, 需提纯及去除杂质
	天然气	技术成熟	3元/立方米	15元/kg	10.86-12.49	灰氢	75%-80%	99.90%	
电解水	商业用电	工艺过程简单, 制氢过程不存在碳排放	0.8元/千瓦时	48元/kg	33.75-43.41	绿氢	> 99%	>99.999%	尚未实现规模化应用, 成本较高
	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、轻烃利用等	成本低		10-16元/kg	-	灰氢	18%-99.8%	>99.99%	需提纯及杂质去除, 无法作为大规模集中化的氢能供应源

数据来源: 中国氢能联盟研究院, 《中国氢能产业发展报告 2020》, 鑫椏氢能, 东吴证券研究所

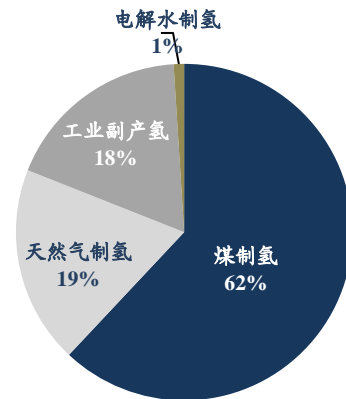
目前化石能源是全球氢气生产的主要来源, 电解水制氢占比仅 0.04%。从产量结构来看, 2021 年全球 9400 万氢气产量主要来源于化石能源制氢, 占比高达 81%, 其中煤制氢占全球产量的 19%; 天然气制氢全球占比高达 62%, 低碳排放制氢占比仅 0.7%, 其中电解水制氢产量仅 3.5 万吨, 占比 0.04%。从我国制氢结构来看, 由于我国天然气紧缺依赖进口, 煤炭资源丰富, 我国氢能生产来源主要以煤炭为主, 2020 年我国煤制氢占比高达 62%, 天然气制氢占比 19%, 工业副产氢占比 18%, 电解水制氢占比达 1%。

图7：2021年全球制氢结构



数据来源：IEA，东吴证券研究所

图8：2020年中国制氢结构



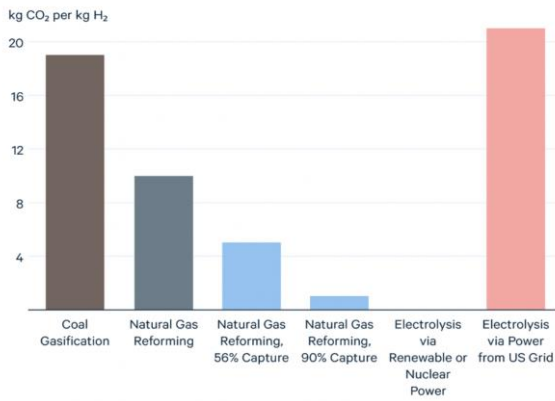
数据来源：中国煤炭工业协会，东吴证券研究所

相较灰氢，绿氢在碳排放、储能、制氢纯度和生态循环方面具有显著优势。

1) 绿氢具备“零碳排”的制备优势，减碳空间极大。煤制氢路线下每生产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。根据IEA，2021年全球9400万吨氢气产量的二氧化碳排放量超9000万吨，低碳排制氢产量不足100万吨。灰氢减碳空间极大，而绿氢在制备过程中几乎不排放温室气体，每生产1吨氢气碳排放量仅0.03吨，在双碳目标要求下灰氢势必被更清洁的绿氢所取代。

2) 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。近年来新能源的迅速发展使得电力输送和综合消纳等困难凸显，而可再生能源发电的随机性、季节性、反调峰特性及不可预测性导致部分电能品质较差，叠加储能技术有限，“弃风弃光”问题快速增长。而用新能源发电制氢，有利于提高可再生能源利用效率，助力消纳新能源“弃风弃光”问题。绿氢作为储能的方式，或将绿氢转为绿氨、绿醇，具备以下优势：①储能规模大且时间长：电化学储能的容量是兆瓦级（MW），储能时间是1天以内；抽水蓄能容量是吉瓦级（GW），储能时间是1周-1个月；而氢能储能的容量是太瓦级（TW），时间可以达到1年以上；②可跨长距离储能：氢储能可以做到跨区域长距离储能；③能量转化形式多样化：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。

图9：不同制氢方式的二氧化碳排放量



数据来源：IEA，东吴证券研究所

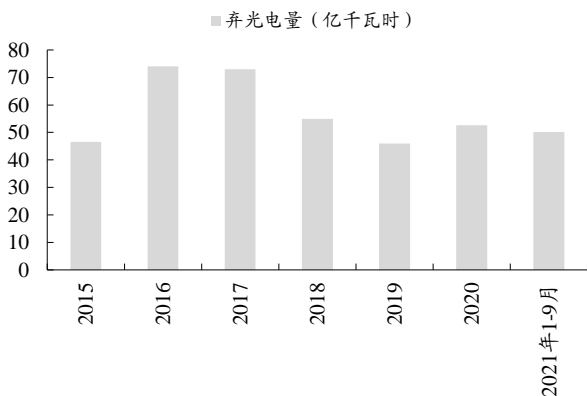
图10：氢气储能形式多样

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

数据来源：《2022 年中国氢能行业技术发展洞察报告》，东吴证券研究所

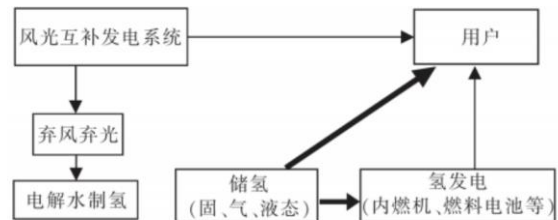
3) 绿氢制氢纯度高。不同制氢方式所得的氢气纯度不同，采用电解水绿氢方式制氢，氢气纯度最高，其中 PEM 水电解制氢初产物氢含量便高达 99%，提纯后纯度进一步提升至 99.999%，具有明显优异性，适用于对氢气纯度、杂质含量要求苛刻的冶金、陶瓷、电子、航天航空等行业。

图11：2015-2021 年中国弃光电量



数据来源：国家能源局，东吴证券研究所

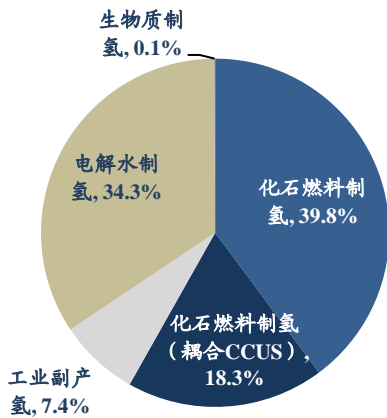
图12：风光互补系统制氢储能系统结构图



数据来源：北极星氢能网，东吴证券研究所

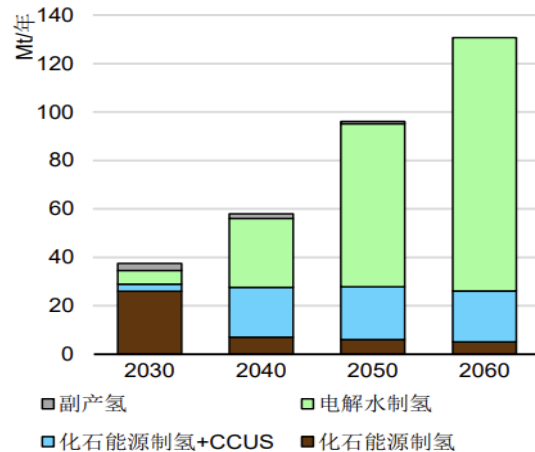
绿氢逐步取代灰氢成为必然。根据主要国际能源组织的预测，到 2050 年全球的绿氢产量将远远高于蓝氢。IEA 预测 2030 年电解水制氢及生物质制氢等绿氢产量占比将达 34%，2050 年全球绿氢产量将达 3.23 亿吨，较蓝氢产量高 58%。至 2060 年，几乎全部的氢气需求都将由低排放技术满足，其中近 80%是电解水制氢，届时电解水制氢将成为具有成本竞争力的制氢工艺，耦合 CCUS 的化石能源制氢产量则将满足 16%的氢气需求。而彭博新能源财经则预测 2050 年全球氢能产量将达到 8 亿吨，且全为绿氢。

图13: 2030年全球制氢结构预测



数据来源: IEA, 东吴证券研究所

图14: 2030-2060年中国氢气产量展望

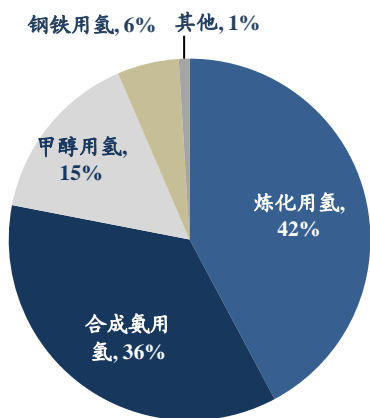


数据来源: IEA, 中国氢能联盟, 东吴证券研究所

2.2. 氢气应用: 助力工业领域脱碳, 绿氢催生新增需求

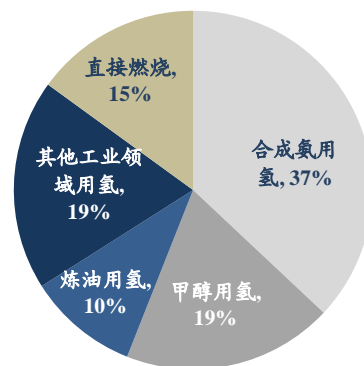
氢能的应用场景集中在交通、工业、发电及建筑四大领域。其中, 交通、工业为主要应用领域, 建筑、发电和供热等仍然处于探索阶段。根据 IEA, 2021 年全球氢能需求超 9400 万吨, 同比增长 5%, 其中大部分新增需求来自于工业领域中的化学工业 (300 万吨) 和炼油工业 (近 200 万吨); 在交通、建筑、发电等领域的新应用需求增长至 4 万吨, 大部分由公路领域氢燃料贡献, 其同比增速高达 60%, 反应氢燃料电池电动车需求的加速释放, 尤其是国内重卡领域。整体来看, 2021 年全球氢能主要应用在工业领域, 炼油/合成氨/甲醇/钢铁用氢占比分别为 42.2%、35.8%、15.5%和 5.5%, 其他领域用氢占比仅为 1%。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%。

图15: 2021年全球氢气利用结构



数据来源: IEA, 东吴证券研究所

图16: 2020年中国氢气利用结构

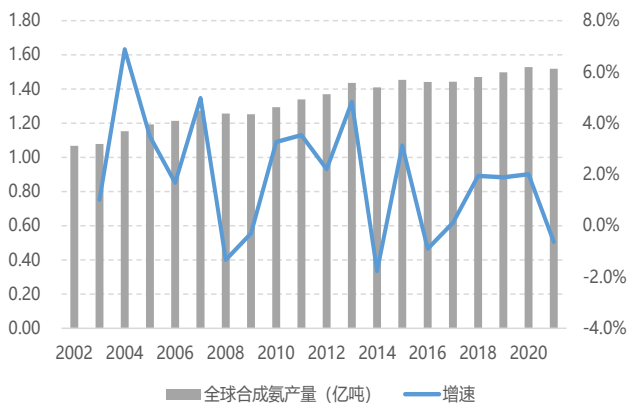


数据来源: 36氪, 中国氢能联盟, 东吴证券研究所

绿氢空间：短期用于合成氨、甲醇制备，长期增量空间来自交通领域、天然气加氢、炼钢用氢。当氢作为原料时，1) 短期工业领域的氢脱碳可通过提升绿氢渗透率减少生产过程中的碳排放，即以更低碳或零碳的途径获取现有用于原料的氢，将煤、天然气制灰氢升级为电解水制绿氢生成绿色甲醇和绿氨，该领域一年需求超 5000 万吨，未来超 50%可被替代，且进程最快；2) 长期氢有望直接取代部分化石原料，如在炼铁/炼钢过程中以绿氢取代焦炭作为还原剂实现钢铁工业的“零排放”、在交通领域替代石油、在天然中掺氢减少天然气用量，长期这些领域空间较大，以炼钢为例，若完全替代焦炭，绿氢需求超 1 亿吨。

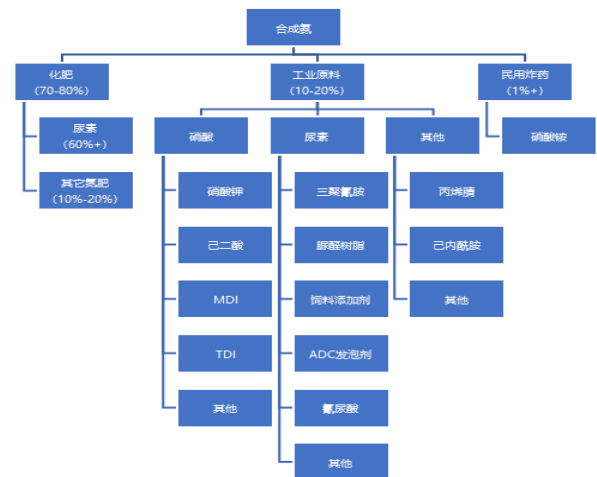
1) 合成氨：预期未来平稳增长，绿氢可渗透空间超 3000 万吨：2021 年全球合成氨产量 1.5 亿吨，其中国内 0.52 亿吨，按照一吨合成氨需 0.18 吨氢气，分别对应氢气需求 2700 万吨及 1000 万吨。合成氨 70-80%用于化肥领域；10-20%应用于工业领域，用于生产硝酸和尿素；约 1%用于民用炸药，我们预计预期合成氨未来每年增长 1%-3%。目前，国内合成氨行业的能耗构成中，煤占比 76%（无烟块煤 65%），天然气占比 22%，其他 2%。目前绿氢在合成氨领域已应用率先放量，在该领域，未来绿氢可替代空间 3000 万吨以上。

图17：全球合成氨年产量（亿吨）



数据来源：Wind，东吴证券研究所

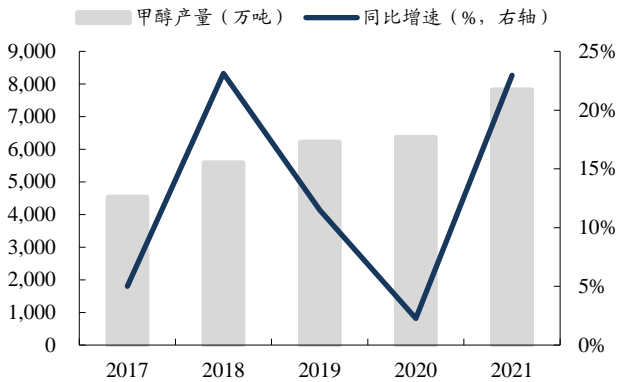
图18：合成氨下游应用



数据来源：东吴证券研究所整理

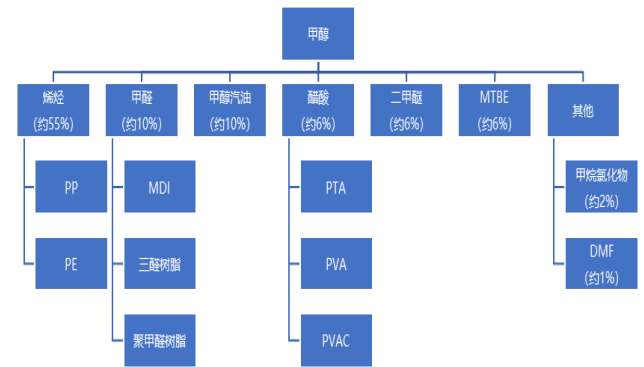
2) 甲醇：甲醇航运燃料催生绿氢新需求。2022 年我国甲醇产量约 7900 万吨+，同比微增 2%，预估全球需求 1.4 亿吨。甲醇生产端看，约 65%的甲醇生产来源于天然气重整，35%来源于煤气化，若按照一吨甲醇需 0.13 吨氢气，对应氢气需求分别为 1020 万吨和 1850 万吨。甲醇下游需求为烯烃、甲醛、甲醇汽油、醋酸、二甲醚、MTBE 等，其中烯烃占 55%，甲醛与甲醇汽油次之，均约占 10%左右，生产醋酸、二甲醚、MTBE 均约占 6%左右。

图19: 2017-2021年我国甲醇产量情况



数据来源: 观研天下, 东吴证券研究所

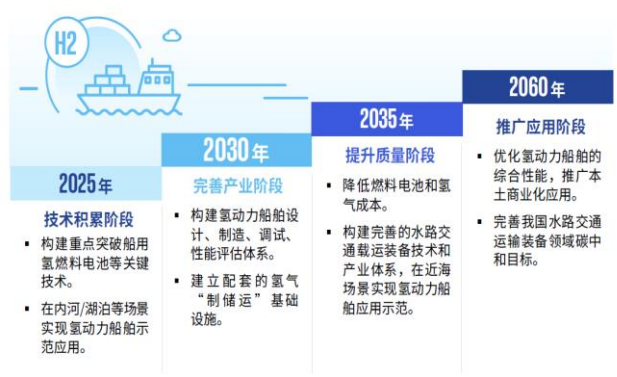
图20: 2021年我国甲醇制备工艺产能分布情况



数据来源: 东吴证券研究所整理

我们预计甲醇传统应用领域平稳增长, 而甲醇航运燃料将为新增市场。22 年欧盟正式将航运业纳入碳市场, 24 年开始考核, 对于 5000GT 以上船只, 按照 2024 年排放量的 40%、2025 年排放量的 70%、2026 年后排放量的 100%逐步纳入配额管理, 且除了二氧化碳, 26 年也将正式考核甲烷、一氧化二氮(影响液化天然气船只)。因此自 22 年开始, 全球甲醇双燃料船订单明显增加, 且将应用由绿氢制成的绿色甲醇。22 年前三季度, 甲醇船舶占新增订单比重预期为 3%, 占替代燃料船舶比重为 6%, 预计随着欧洲船舶碳考核时间节点趋近, 后续订单将明显增长。按照 1 艘 5 万吨载重量双燃料船舶每年耗甲醇 5 万吨测算, 预计到 2030 年新增甲醇船舶渗透率 9%, 当年对应耗气量超 500 万吨。

图21: 我国氢动力船舶发展路线图



数据来源: 《我国氢动力船舶创新发展研究》, 东吴证券研究所

图22: 各国家(地区)氢能航空发展策略比较

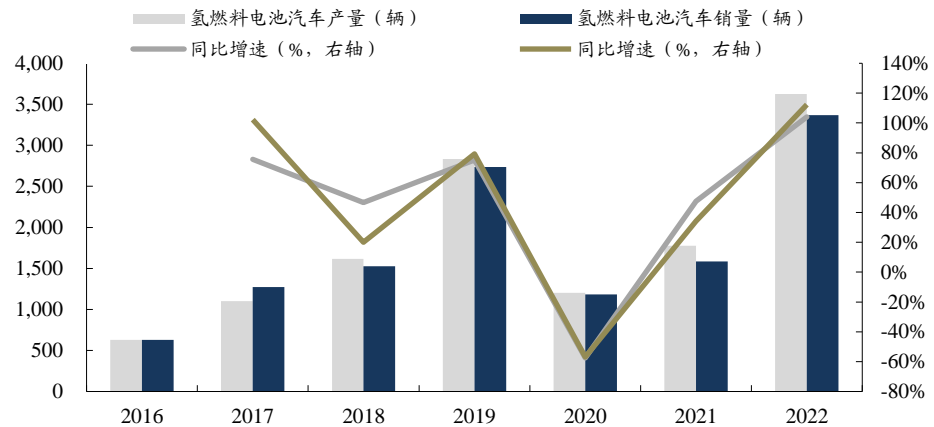


数据来源: KPMG, 东吴证券研究所

3) 氢燃料汽车: 重卡领域有望实现突破。2022 年全球氢燃料电池乘用车销 1.5 万辆, 同比持平, 其中韩国销售 1 万量, 主要为现代 nexo。国内氢燃料车型主要为商用车, 22 年销售为 4782 辆, 同比增长 155%, 其中重卡为 2465 辆。氢燃料电池的特性决定其适用于固定路线、中长途干线和高载重的场景, 有望在重卡领域实现突破, 且随着试点

项目推广，有望明显增长。按照氢燃料乘用车年 5% 增长，到 2030 年销量 3 万辆；氢燃料商用车快速增长，到 2030 年氢燃料商用车销量 28 万辆，渗透率 1%，累计销量超 60 万辆，按照每辆商用车百公里耗氢量 10kg，年行程 10 万公里，则对应 2030 年氢气需求超 700 万吨。

图 23：2016-2022 年我国氢燃料电池乘用车产销量



数据来源：中汽协，东吴证券研究所

4) 钢铁行业：远期绿氢渗透空间较大，但过程缓慢。全球年产钢铁 18 亿吨，碳排放占全球碳排放 8%，碳排放密集程度最高、最难脱碳的行业之一。传统炼钢工艺使用焦炭作为还原剂，冶炼工艺分为长流程和短流程两种，长流程钢材生产大体可以分为两个环节：炼铁环节（高温下焦炭与 O₂ 反应生成 CO，CO 将铁矿石还原成铁水）和炼钢环节（高温下铁水中部分碳被氧化）。短流程通过电炉将废钢冶成粗钢。用绿氢替代焦炭作为还原剂，最具前景的钢铁行业脱碳解决方案之一。考虑到长流程高炉炼铁是我国主流生产路线，我国的氢能炼钢技术发展会首先使用部分氢气代替化石燃料，通过高炉喷氢气代替部分化石能源的方法来实现初步富氢减排效果，该方法设备改造难度小，但减排不彻底。未来若绿氢制备成本降低，且工艺成熟，可实现纯氢炼钢，氢气完全替代焦炭。

假设按照绿氢 15 元/kg 的较低水平测算，高炉喷氢成本较传统焦炭还原法高 5%；而纯氢法较传统焦炭法能源成本虽仅略高，但设备需完全改造、工艺难度大且不成熟，因此量产应用仍需长时间，目前厂商替换意愿较弱。但瑞典钢铁集团也提出 2045 年实现无化石炼钢，我们测算若 2030 年钢铁领域绿氢还原渗透率近 1%，则对应绿氢需求 100 万吨，2050 年渗透率提升至 20%+，对应绿氢需求 3000 万吨以上。

图24：焦炭与氢气还原炼钢成本对比

长流程焦炭炼钢成本测算				高炉喷氢炼钢成本测算			
原料	单吨粗钢消耗 (t 或KWh)	单价	单位成本 (元)	原料	单吨粗钢消耗 (t 或KWh)	单价	单位成本 (元)
焦炭 (元/t)	0.35	2500	875	焦炭 (元/t)	0.28	2500	700
铁矿石 (元/t)	1.60	900	1440	氢气 (元/t)	0.03	15008	386
喷吹煤 (元/t)	0.14	1770	241	铁矿石 (元/t)	1.60	900	1440
废钢 (元/t)	0.14	2558	358	喷吹煤 (元/t)	0.14	1770	241
用电 (元/kWh)	455	0.30	137	废钢 (元/t)	0.14	2558	358
合金材料			200	用电 (元/kWh)	345	0.30	104
人工费用			100	合金材料			200
其他费用			250	人工费用			100
合计			3600	其他费用			250
				合计			3778

绿氢和焦炭还原成本对比			
原料	单吨粗钢消耗 (t)	单价	能源成本 (元)
焦炭 (元/t)	0.32	2500	803
氢气 (元/t)	0.05	15000	810

数据来源：东吴证券研究所测算

5) 建筑领域：天然气掺氢想象空间广阔，多国已开始推进。掺氢是天然气领域降碳的一种有效方式，全球天然气需求 4 万亿立方，掺氢理论比例可为 10-20%，若按照 10%的比例，对应氢气需求 3600 万吨。但目前主要面临技术端及成本端难点，技术方面并非所有天然气管道均适用于掺氢运输，不同国家的管道对掺氢比例要求不同，其次在终端应用的安全性、设备适配性等标准需完善；成本端看，氢气的热值为天然气的 1/3，而当前绿氢按照 15 元/kg 成本的 3 倍测算（1.3 元/立方*3），远高于天然气的 2-3 元/立方成本，因此目前该技术尚不成熟。但欧洲多国已启动掺氢项目，若均落地则年掺氢量将超 200 万吨。我们预测 2030 年天然气掺氢或将带动近 100 万吨绿氢需求。

2.3. 绿氢空间：成本为限制瓶颈，零碳加持加速替代灰氢

电费为水电解制氢降本核心：电价及电耗，远期有望低至 8 元/kg。目前国内最成熟的电解水制氢技术为碱性电解，整个制氢成本主要在于电费和设备折旧，其中电费占比 70%-90%，折旧占比 10%-30%。按照年生产时间 2000 小时，电耗 5 kwh/标方，电价 0.3 元/kwh，1000 标方的电解槽制氢成本为 25 元/kg；理想情况下，按照电耗 4 kwh/标方，电价 0.15 元/kwh，对应成本为 15 元/kg，则基本可与天然气制氢平价；若绿氢与风光、风电耦合，年利用小时提高至 4000 小时以上，则成本有望进一步下降至 11 元/kg 以内，则基本可以实现与煤制氢平价。远期看，若电价达到 0.1 元/kwh，电耗下降至 3.5 kwh/标方，则绿氢成本可降至 8 元/kg，低于煤制氢。

图25: 水电解制氢的成本测算

碱性水电解制氢成本		
产能	产能	1000 标方/h
	工作时间	6 h/天
	年工作时间	1980 h/年
	年产能	1,980,000 标方
固定资产	年产能	176,786 kg
	土建安装	300 万
	电解槽	500 万
	电器设备	200 万
	固液分离器	150 万
	纯化设备	100 万
	其他	50 万
	设备合计	1000 万
	折旧年限	16 年
	折旧	0.41 元/标方
	设备维修	0.08 元/标方
电费	耗电量	5.0 kwh/标方
	电价	0.3 元/kwh
原材料	电费	1.5 元/标方
	耗水量	0.002 吨/标方
	水价	2 元/吨
	水费	0.004 元/标方
	耗KOH	0.0004 kg/标方
	单价	10 元/kg
人工	KOH耗费	0.004 元/标方
	人员	5 人
	工资	10 万元/人*年
	人工费	0.25 元/标方
	合计成本	2.250 元/标方
	折算重量	11.20 标方/kg
	合计成本	25.20 元/kg

数据来源: 东吴证券研究所测算

图26: 水电解制氢的弹性分析

电耗 (kwh/标方) 电价 (元/kwh)	短期: 年运行时间2000h			
	5	4.5	4	3.5
0.50	36.4	33.6	30.8	28.0
0.45	33.6	31.1	28.6	26.0
0.40	30.8	28.6	26.3	24.1
0.35	28.0	26.0	24.1	22.1
0.30	25.2	23.5	21.8	20.2
0.25	22.4	21.0	19.6	18.2
0.20	19.6	18.5	17.4	16.2
0.15	16.8	16.0	15.1	14.3
0.10	14.0	13.4	12.9	12.3
电耗 (kwh/标方) 电价 (元/kwh)	长期: 年运行时间4000h			
	5	4.5	4	3.5
0.50	32.2	29.4	26.6	23.8
0.45	29.4	26.9	24.4	21.9
0.40	26.6	24.4	22.2	19.9
0.35	23.8	21.9	19.9	18.0
0.30	21.0	19.4	17.7	16.0
0.25	18.2	16.8	15.4	14.0
0.20	15.4	14.3	13.2	12.1
0.15	12.6	11.8	11.0	10.1
0.10	9.8	9.3	8.7	8.2

数据来源: 东吴证券研究所测算

相较于传统制氢方式,水电解制氢平价尚需时日。传统的煤炭制氢,主要有三种方式,一是煤气化制氢、二是煤焦化制氢、三是煤转为甲醇再制氢。国内主要以成本低的煤气化制氢技术路线为主。煤的气化制氢工艺包括气化剂反应、煤气净化、CO 转换、变压吸附提纯。一般大型炼化厂有配套煤制氢设备,自产自用,避免氢气运输。我们按照 9 万标方/h 的装置,投资 17 亿,年工作时间近 8000 小时,1 吨氢气耗 3.8 吨无烟煤,无烟煤价格按照近 1800 元/吨,测算煤制氢成本 9.6 元/kg,若无烟煤价格下降至 1500 元/吨,则成本将降至 8.6 元/kg。天然气制氢是以天然气为原料,用水蒸气作为氧化剂,来制取富氢混合气,我们按照 3000 万标方/h 的装置,投资 0.4 亿,年工作时间近 8000 小时,1 标方氢气耗 0.45 标方天然气,天然气价格按照近 2.5 元/标方,测算天然气制氢成本 15 元/kg。

图27: 煤制氢成本

煤炭制氢			
产能	产能	90,000	标方/h
	工作时间	24	h/天
	年工作时间	7,680	h/年
	年产能	712,800,000	标方
	年产能	63,642,857	kg
固定资产	土建安装	8,100	万
	设备	162,000	万
	其他	8,100	万
	设备合计	170,100	万
	折旧年限	20	年
	折旧	0.13	元/标方
	设备维修	0.02	元/标方
原材料	耗煤量	0.34	kg/标方
	无烟煤价	1.78	元/kg
	燃料成本	0.60	元/标方
水	水	5.1	kg/标方
	单价	0.002	元/kg
	水费	0.01	元/标方
电费	耗电量	0.2	kwh/标方
	电价	0.5	元/kwh
	电费	0.1	元/标方
人工	人员	15	人
	工资	10	万元/人*年
	人工费	0.00	元/标方
合计成本	0.860	元/标方	
折算重量	11.20	标方/kg	
合计成本	9.63	元/kg	

数据来源: 东吴证券研究所测算

图28: 天然气制氢成本

天然气制氢			
产能	产能	3,000	标方/h
	工作时间	24	h/天
	年工作时间	7,680	h/年
	年产能	23,760,000	标方
	年产能	2,121,429	kg
固定资产	土建安装	195	万
	设备	3,900	万
	其他	195	万
	设备合计	4,095	万
	折旧年限	20	年
	折旧	0.09	元/标方
	设备维修	0.02	元/标方
原材料	耗天然气量	0.45	标方/标方
	天然气价格	2.4	元/标方
	燃料成本	1.08	元/标方
水	水	0.40	kg/标方
	单价	0.002	元/kg
	水费	0.00	元/标方
电费	耗电量	0.2	kwh/标方
	电价	0.5	元/kwh
	电费	0.1	元/标方
人工	人员	10	人
	工资	10	万元/人*年
	人工费	0.04	元/标方
合计成本	1.330	元/标方	
折算重量	11.20	标方/kg	
合计成本	14.89	元/kg	

数据来源: 东吴证券研究所测算

绿氢实现零排放, 考虑碳价加持, 有望加速平价。煤制氢, 单吨合成氨需排放近6吨二氧化碳; 天然气制氢, 单吨合成氨需排放3吨二氧化碳, 按照当前50元/吨的碳价, 分别增加约300元/吨和155元/吨成本; 若碳价达到200元/吨, 则成本分别增加约1200元/吨和600元/吨, 该情境下, 绿氢价格只要降至16元/kg, 即可与煤制氢实现平价; 绿氢价格只要跌至18元/吨, 即可与天然气制氢实现平价。煤制甲醇, 单吨甲醇需排放近4吨二氧化碳; 天然气制甲醇, 单吨甲醇需排放1.6吨二氧化碳, 按照当前50元/吨的碳价, 分别增加约200元/吨和80元/吨成本; 若碳价达到200元/吨, 则成本分别增加约800元/吨和300+元/吨, 该情景下, 绿氢价格只要降至18元/kg以内, 即可与天然气制甲醇实现平价; 而与煤制甲醇实现平价, 而绿氢价格只要跌至16元/kg以内。因此在当前碳价50元/吨时, 绿氢零碳排放优势体现不明显, 若未来碳价涨至200元/吨, 则绿氢成本降至16-18元/kg, 即可实现制合成氨和甲醇平价。

图29: 考虑碳价, 合成氨成本对比

	煤 情景1	煤 情景2	煤 情景3	天然气 情景1	天然气 情景2	天然气 情景3	电解水 情景1	电解水 情景2	电解水 情景3
合成氨所需氢气 (吨/吨)	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
氢气成本 (元/吨)	9,600	9,600	9,600	15,000	15,000	15,000	20,000	18,000	16,000
合成氨所需氢气成本 (元/吨)	1,728	1,728	1,728	2,700	2,700	2,700	3,600	3,240	2,880
合成氨二氧化碳排放量 (吨/吨)	5.9	5.9	5.9	3.1	3.1	3.1	0	0	0
碳价 (元/吨)	50	100	200	50	100	200			
碳排放成本 (元/吨)	295	590	1180	155	310	620	0	0	0
合计 (元/吨)	2,023	2,318	2,908	2,855	3,010	3,320	3,600	3,240	2,880

数据来源: 东吴证券研究所测算

图30: 考虑碳价, 甲醇成本对比

	煤 情景1	煤 情景2	煤 情景3	天然气 情景1	天然气 情景2	天然气 情景3	电解水 情景1	电解水 情景2	电解水 情景3
甲醇所需氢气 (吨/吨)	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
氢气成本 (元/吨)	9,600	9,600	9,600	15,000	15,000	15,000	20,000	18,000	16,000
甲醇所需氢气成本 (元/吨)	1,248	1,248	1,248	1,950	1,950	1,950	2,600	2,340	2,080
甲醇二氧化碳排放量 (吨/吨)	3.9	3.9	3.9	1.6	1.6	1.6	0	0	0
碳价 (元/吨)	50	100	200	50	100	200			
碳排放成本 (元/吨)	195	390	780	80	160	320	0	0	0
合计 (元/吨)	1,443	1,638	2,028	2,030	2,110	2,270	2,600	2,340	2,080

数据来源: 东吴证券研究所测算

此外, 绿氢纯度更高, 在特定领域可更好应用。煤和天然气制得氢气中普遍含有硫、磷等杂质, 对提纯有较高的要求, 在特定领域难以应用, 如电子工业领域。而电解水制氢纯度等级则更高, 更适用对于纯度要求高的行业。

图31: 各种制氢方式对比

技术路线	成本 (元/kg)	优势	缺点
煤制氢	9-11	大装置生产、成本低	二氧化碳排放高、杂质多
天然气制氢	14-16	工艺成熟、投资低、流程简单	成本较煤制氢高50%、杂质多、二氧化碳排放较高
工业副产氢	10-16	成本低、纯度高	小装置、分布式、杂质多
水电解	15-25	零排放、纯度高	成本高

数据来源: 东吴证券研究所测算

因此, 我们测算绿氢替代灰氢大势所趋, 23 年国内开始爆发, 25-27 年平价后有望加速。绿氢目前占比极低, 国内近两年风光氢一体化示范项目密集开建, 预计 2025 年后随着碳排放考核进一步趋严及电价下降, 绿氢有望与天然气制氢实现平价, 2030 年左右有望接近煤制氢, 绿氢份额有望达到 30%+。因此我们预期氢气未来十年产量复合增长 4-5%, 2030 年氢气需求超 1 亿吨, 预计 2025 年绿氢渗透率 2%, 产量超 150 万吨, 2030 年绿氢渗透率超 30%, 对应产量 3000 万吨。

图32: 全球氢气增长空间测算

	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全球氢气需求 (万吨)	7150	7,333	7,564	7,838	8,161	8,549	9,009	9,578	10,396
-增速	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	9%
-炼化用氢 (万吨)	3,003	3,063	3,155	3,250	3,347	3,448	3,551	3,657	3,767
-合成氨用氢 (万吨)	2,574	2,651	2,731	2,813	2,897	2,984	3,073	3,166	3,261
-甲醇用氢合计	1,073	1,101	1,137	1,203	1,301	1,432	1,581	1,749	1,937
-甲醇燃料船舶占比	0%	1%	1%	3%	5%	7%	8%	9%	10%
-甲醇船舶 (艘)	6	11	22	68	116	166	194	222	252
-甲醇船舶每年耗甲醇量 (万吨)	5	5	5	5	5	5	5	5	5
-每年新增耗甲醇量 (万吨)	32	55	112	342	582	831	968	1,111	1,260
-每年累计耗甲醇量 (万吨)	161	216	328	670	1,252	2,083	3,051	4,163	5,422
-船舶甲醇对应耗氢量 (万吨)	21.0	28.1	42.6	87.1	162.8	270.8	396.7	541.1	704.9
-传统领域甲醇用氢 (万吨)	1,052	1,073	1,094	1,116	1,138	1,161	1,184	1,208	1,232
-氢燃料车用氢 (万吨)	12	21	35	56	86	139	234	402	736
-增速	128%	82%	66%	58%	54%	62%	68%	72%	83%
全球乘用车销量(万辆)	5,367	5,373	5,641	5,647	5,653	5,658	5,664	5,670	5,675
氢燃料车销量(万辆)	1.5	1.7	1.8	2.0	2.2	2.4	2.7	2.9	3.2
渗透率	0.03%	0.03%	0.03%	0.04%	0.04%	0.04%	0.05%	0.05%	0.06%
累计销量	5.6	7.3	9.1	11.1	13.3	15.7	18.3	21.3	24.5
平均每百公里耗氢量 (kg/百公里)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9
年公里 (万公里)	3	3	3	3	3	3	3	3	3
全球商用车销量(万辆)	2,497	2,500	2,625	2,627	2,630	2,633	2,635	2,638	2,640
氢燃料车销量(万辆)	0.5	0.7	1.1	1.6	2.4	4.4	7.9	14.2	28.3
渗透率	0.02%	0.03%	0.04%	0.06%	0.09%	0.17%	0.30%	0.54%	1.07%
累计销量	0.8	1.5	2.6	4.2	6.6	11.0	18.9	33.0	61.4
平均每百公里耗氢量 (kg/百公里)	12.9	12.7	12.6	12.5	12.4	12.2	12.1	12.0	11.9
年公里 (万公里)	10	10	10	10	10	10	10	10	10
-炼钢领域用氢 (万吨)	429.0	434.3	439.6	445.0	450.5	456.0	463.6	473.5	530.9
-全球每年炼钢量 (亿吨)	18	18	18	19	19	19	19	19	19
-氢气还原渗透率 (亿吨)	4.41%	4.42%	4.43%	4.44%	4.45%	4.46%	4.49%	4.54%	5.04%
-单吨钢铁所需氢气 (吨)	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054
-天然气掺杂氢 (万吨)	3.57	5.41	8.20	12.42	18.81	28.50	43.18	65.42	99.12
-全球每年天然气需求量 (亿立方米)	40,000	40,400	40,804	41,212	41,624	42,040	42,461	42,885	43,314
-氢气掺杂比例	0.01%	0.02%	0.02%	0.03%	0.05%	0.08%	0.11%	0.17%	0.26%
-掺杂氢量 (万立方米)	40,000	60,600	91,809	139,091	210,722	319,244	483,655	732,738	1,110,097
-其他领域 (用氢)	56	57	58	60	61	62	63	65	66
其中: 绿氢需求 (万吨)	27	37	60	162	314	617	1,096	1,869	3,108
-增速	38%	37%	61%	171%	93%	97%	78%	71%	66%
-炼化用绿氢占比	0.0%	0.0%	0.1%	0.6%	1.6%	3.6%	5.6%	7.6%	9.6%
-炼化用绿氢需求 (万吨)	0.00	0.61	3.79	20.15	54.22	124.80	199.56	278.70	362.40
-合成氨绿氢占比	0.15%	0.20%	0.30%	1.20%	1.80%	3.60%	7.92%	15.84%	26.93%
-合成氨绿氢需求 (万吨)	4	5	8	34	52	107	243	501	878
-甲醇绿氢占比	2%	3%	4%	8%	14%	22%	31%	42%	54%
-甲醇用绿氢需求 (万吨)	23	30	46	101	183	313	490	732	1,037
-氢燃料车用绿氢占比	5%	6%	6%	8%	16%	32%	45%	63%	88%
-氢燃料车用绿氢需求 (万吨)	1	1	2	4	14	45	105	252	646
-天然气掺杂绿氢占比	0%	0%	0%	10%	30%	50%	70%	80%	90%
-天然气掺杂绿氢需求 (万吨)	0	0	0	1	6	14	30	52	89
-炼钢绿氢占比	0%	0%	0%	1%	1%	3%	6%	11%	18%
-炼钢用绿氢需求 (万吨)	0	0	0	2	5	14	28	52	96
-燃烧及其他领域绿氢占比	0.00%	0.01%	0.03%	0.04%	0.05%	0.06%	0.07%	0.08%	0.09%
-燃烧及其他领域绿氢需求 (万吨)	0	0	0	0	0	0	0	0	0

数据来源: 东吴证券研究所测算

3. 国内外氢能产业化进程加速, 产业大势所驱

3.1. 国内: 23 年将成为绿氢爆发元年, 招标项目密集落地

政策端: 风光大基地鼓励就地消纳, 倒逼配套建设绿氢项目, 内蒙布局领先。内蒙及西北地区新能源开发模式较为单一, 应用场景不足, 主要依靠发电卖电, 一方面造成电网消纳和调度运行承受较大压力, 另一方面难以拉动当地产业结构优化升级。2022 年 3 月, 国家发改委与国家能源局联合发布《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》, 明确了氢能产业的战略定位和绿色低碳的发展方向。截至 2022 年底, 22 个省市纷纷制定并发布本地氢能产规划, 响应国家氢能发展战略。以内蒙古自治区为例, 具备发展可再生资源大规模制氢的良好条件, 潜在制氢产能超过 330 万吨, 22 年 4 月发布《关于促进氢能产业高质量发展的意见》, 明确 2025 年前开展“风光储+氢”、“源网荷储+氢”等绿氢制备示范项目 15 个以上, 绿氢制备能力超过 50 万吨/年。22 年 9 月, 内蒙古能源

局发布《2022年度风光制氢一体化示范项目的通知》，优选示范项目7个，建设新能源1.68 GW，电解水制氢6.3万吨/年。

图33: 国内地方政府氢能政策

发布时间	地区	名称	主要内容
2022.1	山西	《氢能产业发展中长期规划(2022-2035年)》	1.氢能示范应用取得明显成效，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。2.形成国内领先的氢能产业集群，可再生能源制氢量显著增长，成为新增氢能的重要组成部分。
2022.12	吉林	《支持氢能产业发展若干政策措施(试行)》	支持绿氢企业扩大投资，支持氢能产业园区建设。
2022.2	内蒙古	《内蒙古自治区“十四五”氢能发展规划》	1.利用风光制氢成本低和氢能应用场景多优势，通过技术引进和行业领军企业带动等方式，发展新能源制氢、氢能装备制造、储运基础设施、氢能综合应用，突破绿氢生产、高压气态储氢、液氢储运设备的集成设计及制造技术；2.推动氢能与新能源、新材料、智能制造等相关领域的深度融合，促进氢能产业与其他产业的良性互动，形成集群效应；3.建立绿色氢能产业专项资金扶持制度，加大政策支持力度，鼓励金融机构加大对绿色氢能产业的融资支持力度，推动内蒙古氢能产业的快速发展。
2022.3	内蒙古	《关于促进氢能产业高质量发展的意见》	1.氢源方面，开展“风光储+氢”“源网荷储+氢”等绿氢制备示范项目15个以上，绿氢制备能力超过50万吨/年；鼓励工业副产氢回收利用，工业副产氢利用超过100万吨/年，基本实现应用尽用；建成加氢站(包括合建站)100座以上；2.燃料电池汽车方面，加速推进燃料电池车替代中重型燃油矿用卡车和公共服务车辆，推广氢燃料电池重卡5000辆以上，累计推广燃料电池汽车突破1万辆；3.示范应用方面，探索绿氢在化工、冶金、分布式发电、热电联供等领域的示范应用，打造10个以上示范项目；4.产业整体方面，培育或引进50家以上包括15—20家装备制造核心企业在内的氢能产业链相关企业；到“十四五”末，自治区形成集制备、存储、运输、应用于一体的氢能产业集群，氢能产业总产值力争达到1000亿元。
2021.7	海南	《海南省高新技术产业“十四五”发展规划》	大力发展核能、氢能等清洁能源，以电动汽车、氢燃料电池汽车、智能汽车等为重点发展壮大清洁能源汽车产业链。发展风电制氢、水电制氢和核电制氢等可再生能源制氢，解决可再生能源消纳和核电消纳，形成绿色、多元化氢能供应体系，提高海南本地的氢能源供给率。到2025年，清洁能源产业产值突破330亿元，节能环保产业产值达350亿元。
2023.1	甘肃	《甘肃省人民政府办公厅关于氢能产业发展的指导意见》	1.至2035年，甘肃省将在大容量高压气态储氢装备、低温真空液氢储运装备管道输氢和天然气掺氢等领域实现技术突破，并建立产业研究、技术研究、公共服务等创新平台，形成有效的创新体制机制。2.加快基础设施建设，建成可再生能源制氢能力达到20万吨/年左右的制氢、储氢基地，建成一批氢气充装站及加氢站；氢能产业初步实现涵盖工业、交通、储能、发电等领域的规模化发展，示范项目建设取得突出成效。
2023.1	青海	《青海省促进氢能产业发展的若干政策措施》《青海省氢能产业发展三年行动方案(2022-2025年)》《青海省氢能产业发展中长期规划(2022-2035年)》	海西、西宁、海南三地是青海的氢能建设重地，将以这三个区域形成优势互补、高效协同的氢能产业高质量发展布局，打造“一个品牌、一个中心、两个集群、三个基地、五个示范区”。到2025年，绿氢生产能力达4万吨左右，建设绿电制氢示范项目不少于5个，燃料电池车运营数量不少于150辆，矿区氢能重卡不少于100辆，建设3-4座加氢示范站(包括合建站)。在化工、冶金、能源等领域开展绿氢示范应用。引进或培育10家氢能企业，绿氢全产业链产值达到35亿元。
2022.11	宁夏	《宁夏回族自治区氢能产业发展规划》	到2025年，形成较为完善的氢能产业发展制度政策环境，初步建立以可再生能源制氢为主的氢能供应体系。计划可再生能源制氢能力达到8万吨以上；主导或参与制修订绿氢等领域标准2项以上；新建重点实验室等创新载体3家以上；建成1个氢能特色产业示范区；培育和引进行业龙头企业10家以上；建成加氢站10座以上；氢燃料电池重卡保有量500辆以上。
2023.1	四川	《四川省能源领域碳达峰实施方案》	1.将支持发展可再生能源制氢和工业副产氢，建设成渝“氢走廊”，打造成渝“绿氢之都”、攀枝花氢能产业示范城市。2.大力发展新能源，建设调峰储能项目，推进100MW级盐穴、矿洞压缩空气储能、川西光伏制氢示范项目。
2019.8	新疆	《关于在新疆支持和促进氢能产业发展》	推进氢能产业试点项目建设，打造氢能产业聚集示范区，推进风电制氢试点示范工程建设。

数据来源：各地方政府官网，东吴证券研究所

内蒙及西北绿氢一体化项目密集开建，23年集中招标。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。22年开建的中石化库存项目是国内首个规模化利用光伏发电直接制氢的项目，规模为52台1000标方电解槽，对应260MW。我们统计截止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。根据氢云链统计，23年1-2月已明确开标的大规模绿氢项目新增730MW电解槽需求，对应146台1000标方碱性电解槽需求，包括中石化鄂尔多斯项目预期制氢3万吨/年，预期电解槽需求390MW，对应78台电解槽；大安风光制氢合成氨一体化项目对应195MW、39台电解槽需求。年内可期待的确定性较高的开标项目，包括乌兰察布10

万吨项目的一期 180 台、乌兰察布中石油项目 50-60 台电解槽、国能阿拉善项目 50-60 台、鄂尔多斯几大项目合计 100-120 台。因此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。

图 34: 主要在建及拟建绿氢大规模项目

项目名称	所在地区	状态	计划开工	计划投产	申报企业	总投资 亿	项目类型	容量 MW	风	光	制氢能力 吨/年	用氢场景
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	待建	2023年12月	2027年6月	中石化新星内蒙古绿氢新能源	205.0	并网	2,546	1,742	804	100,000	外输
中能建辽宁台安县新能源制氢制氨项目	辽宁台安	待建			中能建	108.9					56,000	化工-合成氨
通辽千万千瓦级绿氢制氨一体化示范项目	内蒙古通辽	待建			通辽市政府、中国投资协会、中国天楹	600.0		10,000	6,000	4,000	50,000	化工-合成氨
三一重能乌拉特中旗风光制氢制氨一体化示范项目	内蒙古巴彦淖尔	待建	2023年4月	2023年12月	三一重能	42.7	离网	500	400	100	36,000	化工-合成氨
国际氢能冶金化工产业示范区新能源制氢产无碳燃料配套风光发电一体化示范项目	内蒙古包头	待建	2023年4月	2024年12月	水木明拓(达茂)能源管理	32.5	并网	500	500	0	28,009	化工-合成氨
兴安盟京能煤化工可再生能源绿氢替代示范项目	内蒙古兴安盟	待建	2023年4月	2024年12月	京能清洁能源	36.8	离网	500	500	0	26,816	化工-合成氨
内蒙古布和兴风电发电制氢合成氨一体化项目	内蒙古乌兰察布	待建	2023年初	2024年底	中国石油天然气股份华北油田分公司	41.4	并网	500	350	150	25,700	化工-合成氨
内蒙古多伦县风光制氢制氨项目	内蒙古锡林郭勒	待建			京能集团						25,000	化工-合成氨
赤峰市达茂旗风电制氢一体化示范项目	内蒙古赤峰	待建	2023年3月	2023年8月	远辰能源、赤峰国有资产运营(集团)	43.6	并网	500	450	50	24,200	化工-合成氨
包头市达茂旗风光制氢绿色化工一体化项目	内蒙古包头	待建	2023年6月	2024年12月1日	水发投资内蒙古绿色发展	45.0	并网	500	500		22,321	化工-合成氨
国能阿拉善高新区百万千瓦风光制氢+基础设施一体化低碳园区示范项目	内蒙古阿拉善	待建	2023年	2024年	国能源创阿拉善新能源	50.8	并网	600	400	200	22,300	化工-合成氨
中核科技右旗风电制氢制氨一体化示范项目	内蒙古兴安盟	待建	2023年1月	2024年7月	中核汇能	45.0	并网	500	500	0	21,600	化工-合成氨
10万吨/年绿氢+二氧化碳加氢制甲醇技术示范项目	内蒙古鄂尔多斯	待建	2023年6月	2025年5月	中煤鄂尔多斯能源化工	49.0	并网	625	225	400	21,000	化工-甲醇
腾格里60万千瓦风光制氢一体化示范项目	内蒙古阿拉善	待建	2023年3月	2024年12月	内蒙古阿拉善能源	40.8	并网	600	400	200	20,827	化工-合成氨
乌审旗风光融合绿氢制氢示范项目二期	内蒙古鄂尔多斯	待建	2023年6月	2024年6月	中石化新星内蒙古绿氢新能源	30.0	并网	400	400	0	20,000	化工-合成氨
鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氨项目	内蒙古鄂尔多斯	待建	2023年1月	2023年12月1日	深能北方能源控股	40.0	并网	505	500	5	20,000	化工-合成氨
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	中国石化集团	9.6		300	0	300	20,000	氢能化
伊宁市光伏绿氢制氢耦合储运一体化项目	新疆伊犁伊宁市	在建	2022年底		伊宁市联创城市建设(集团)、亿华通						20,000	氢交通
中电建赤峰风光制氢一体化示范项目	内蒙古赤峰	待建	2023年1月	2024年6月	赤峰新辰新能源	35.2	并网	490	290	200	18,600	化工-合成氨
风光制氢与绿色灵活一体化项目	内蒙古包头	在建	2022年7月		国电投智慧能源(国核电力)			400	200	200	17,800	化工-合成氨
吉电股份大安风光制氢合成氨一体化示范项目	吉林大安	在建	2022年底	2024年12月	吉电股份	63.3		800	700	100	16,000	化工-合成氨
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	待建	2023年6月	2024年8月	内蒙古库车其绿电氢能科技	29.5	并网	400	250	150	15,460	外销
中能建巴彦淖尔乌拉特中旗风光制氢制氨综合示范项目	内蒙古巴彦淖尔	待建	2023年6月	2024年12月	中能建新能源/中国电力中南设计院	23.2	离网	260	210	50	10,000	化工-合成氨
乌审旗风光融合绿氢制氢示范项目一期	内蒙古鄂尔多斯	待建	2023年3月	2023年12月1日	中石化新星内蒙古绿氢新能源	20.0		320	50	270	10,000	
准格尔旗纳林松光制氢产业示范项目	内蒙古鄂尔多斯	在建	2022年8月	2022年底	海峽新能源	28.3	并网	400	0	400	10,000	
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1日	华能通辽风力发电	17.2	并网	200	140	60	8,916	化工-合成氨、精细化
中能建天津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			200	120	80	7,800	氢交通
中能建甘肃酒泉风光制氢及氢能综合利用一体化示范项目一期	甘肃酒泉	在建	2022年12月		中国能建	23.0		215	85	130	7,330	化工-合成氨
鄂托克旗前旗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年底	京能新能源	13.8		250	0	250	6,000	氢交通+化工
鄂托克旗前旗上海庙经济开发区深能北方光伏制氢项目	内蒙古鄂尔多斯	在建	2022年6月	2023年9月1日	深能北方能源控股	16.2		250	0	250	6,000	氢交通
伊金霍洛旗圣能风能风光制氢一体化项目	内蒙古鄂尔多斯	待建	2023年6月	2024年6月	内蒙古圣能能源集团	13.6	并网	1,750	125	50	5,445	氢交通
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	待建	2023年6月	2024年12月	中国大唐集团新能源股份	10.9	并网	150	120	30	5,419	化工-甲醇
华电正能盟风光制氢一体化示范项目	内蒙古鄂尔多斯	待建	2023年1月	2023年12月	华电、内蒙古正能化工集团	19.5	并网	260	260		5,214	氢交通+化工
朔州多伦工业园区100MW风电制氢一体化示范项目	内蒙古锡林郭勒	待建	2023年3月	2024年9月1日	多伦县阳光风力发电	9.4	并网	100	100		3,500	化工-合成氨
中广核协德伊泰化工20万千瓦风光制氢一体化示范项目(一期10万千瓦光伏制氢项目)	内蒙古鄂尔多斯	待建	2023年4月	2023年12月	中广核风电	8.2	离网	100	100	100	2,789	化工-精细化

数据来源: 各地方政府官网, 东吴证券研究所

图 35: 23 年 1-2 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	国能宁东可再生氢碳减排示范区一期项目	国华投资宁夏分公司	5000Nm ³ /h (25MW)	碱性
1月16日	涞源县300MW光伏制氢项目	涞源氢阳新能源开发有限公司	2x600Nm ³ /h (6MW)	碱性
1月28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	
2月11日	平凉海螺崆峒峡门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	鄂托克旗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 ³ /h (45MW)	碱性
2月16日	鄂尔多斯市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	碱性
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	1500Nm ³ /h (7.5 MW)	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	39x1000Nm ³ /h (195MW)	碱性

数据来源: 各地方政府官网, 东吴证券研究所

第一阶段: 一体化化工园就地消纳绿氢, 具备基本经济性, 核心难点为消纳空间有限。我们以 800 MW 风电和 300 MW 的光伏项目, 配套 100 台电解槽和 15 万吨绿氢项目为例, 总投资 70 亿, 按照自有资金 20%做了测算。按照风电年发电时间 2400h、光伏 1200h、电解槽 3000h 测算, 年产氢气 2.7 万吨及 14.9 万吨绿氢, 就地消纳 70%左右新能源发电, 剩余 30%并网, 按照当前合成氨售价 4000 元/吨测算, 则 irr 为 8%左右 (若电解槽工作时间 2000h, 则 irr 为 6%), 相较于风电 15%+、光伏 10%的 irr, irr 有所降低, 但仍为合理回报水平。

图36: 典型风光氢一体化项目的 irr 测算

项目情况		
风电	单机容量	6 MW
	风机价格-不含塔筒	1,800 元/kW
	装机容量	800 MW
	单位建造成本	4,500 元/kW
	风电投资成本	360,000 万元
光伏	装机容量	300 MW
	单位建造成本	4,000 元/kW
	光伏投资成本	140,000 万元
制氢	电解槽数量	100 台*1000标方
	价格 (含epc, 土建等)	1,000 万元
	制氢投资	100,000 万元
化工	合成氨	15 万吨
	化工投资	100,000 万元
项目投资总成本		700,000 万元
固定资产价值		686,000 万元
固定资产进项税		78,920 万元
设备年折旧		44,333 万元
回收设备余值		35,000 万元
年发电量		2,280,000 MWh
制氢	年产氢气	26,786 吨
	年产氢气	30,000 万标方
	单线产氢	300 万标方
	单线年制氢时间	3,000 h
	电耗	5 kwh/标方
	耗电量	1,500,000 Mwh
	成本	15 元/kg
制氨	绿氨产量	148,810 吨
	单位氢成本	2,700 元/吨
	合计氢气成本	4,050 万元
	耗电量	20,833 mwh
	单位非氢成本	700 元/吨
	合计非氢成本	10,417 万元
	售价	4,100 元/吨
制氨收入	61,012 万元	
电价收入	上网电量	759,167 Mwh
	上网比例	33%
	电价收入	20,812 万元
年运维费用		11,233 万元
资本金irr		8.25%

基本假设		
自有资金占比	20%	
贷款利率	4%	
增值税	13%	
所得税	25%	
折现率	5%	
残值率	5%	
还款周期	15	年
建设周期	1	年
运营周期	20	年
折旧年限	15	年

各省情况		
上网电价-燃煤标杆	0.2932	元/kWh
上网电价 (不含税)	0.27	元/kWh
省份	内蒙古	/
风电发电利用小时数	2400	h
光伏发电利用小时数	1200	h

数据来源: 东吴证券研究所测算

第二阶段: 绿氢转为绿氨或绿醇应用于碳排放考核严格领域, 以获得高附加值。由于合成氨和甲醇等终端需求为东部地区, 因此在内蒙、西北等地就地消纳空间有限, 而绿氢储运尚不成熟, 目前各大能源集团也在探讨绿氢转为液氨后运输至东部地区。而这种模式需后续制绿氢成本进一步下降, 且需要政策大力支持, 一方面制定并严格执行碳排放考核政策, 另一方面对于绿氨、绿醇等给予更高溢价。如上文所示, 未来在绿氢普遍成本降至 16 元/kg 时候, 或给予碳价 200 元/吨, 或给予绿氨绿醇 20-40% 的销售溢价, 则绿氢可完全实现平价, 可广泛替代灰氢。

3.2. 欧洲氢能将高速增长，以满足既定目标

2020年7月，欧盟委员会发布《欧洲氢能战略》，战略将分成三个阶段：1) 在2024年前，全欧的绿氢制备总功率将达到6 GW，绿氢年产量超过100万吨（预估22年欧洲绿氢产量不足10万吨）；2) 到2030年，安装至少40GW的可再生氢电解槽，欧盟的绿氢年产能将超过1000万吨，氢能市场规模将从如今的20亿欧元上升至1400亿欧元，增长70倍；3) 2030-2050年期间，重点是氢能在能源密集产业的大规模应用，覆盖所有难以脱碳的行业。典型代表是钢铁行业和物流行业。2022年5月，欧盟发布“REpowerEU”计划，再次明确到2030年1000万吨国内可再生氢生产和1000万吨进口的目标，并创立了“氢能银行”，加大对氢能市场的投资力度。欧洲目前氢气产量800-1000万吨/年，即便考虑钢铁、交运等领域新增需求，到2030年欧洲的绿氢占比也将超50%。2023年2月，欧盟通过可再生能源指令要求的两项授权法案，并提出了详细的规则来定义欧盟可再生氢的构成，为氢生产商提供监管的确定性。

图37：欧盟氢能政策目标梳理

政策	发布时间	目标/内容		
		2024年	2030年	2050年
欧洲氢能战略	2020年7月	全欧的绿氢制备总功率将达到6 GW，绿氢年产量超过100万吨	安装至少40GW可再生氢电解槽，欧盟的绿氢年产能将超过1000万吨，氢能市场规模将上升至1400亿欧元	注重氢能在能源密集产业的大规模应用，覆盖所有难以脱碳的行业。
“REpowerEU”计划	2022年5月		1000万吨国内可再生氢生产和1000万吨进口绿氢	
可再生能源指令要求的两项授权法案	2023年2月	规定了三种可以被计入可再生能源的氢气：直接连接新的可再生能源发电机所产生的氢气，在可再生能源比例超过90%的地区采用电网供电所产生的氢气，以及在低二氧化碳排放限制的地区签订可再生能源电力购买协议后采用电网供电来生产氢气。		

数据来源：《氢能洞察2022》麦肯锡，东吴证券研究所

为满足欧盟氢能战略要求，政策及基础设施先行。首先，制氢电力需求将大幅增长，按照欧盟计划2030年1000万吨绿氢需求，对应需要500 twh的可再生电力，相当于欧盟能源消耗总量的14%，因此欧盟委员会也将2030年可再生能源目标提高到45%。其次，23年2月启动欧盟委员公布绿色交易工业计划，为绿氢生产厂商提供补贴，该计划将于今年秋季启动第一批竞争性投标，金额为8亿欧元，中标者未来10年可获得每kg绿氢固定溢价，具体细则6月后明确。第三，多种配套政策，如将氢气纳入碳关税考核、执行严格的碳排放标准等。第四，启动配套基础设施建设，一是22年12月西班牙、法国、葡萄牙在2030年前投资25亿欧元建设一条从大型海底隧道H2Med，将氢气从西班牙输送至法国，再送至欧洲其他地区。该管道计划每年向法国输送200万吨氢气，占欧盟需求的10%。二是，22年10月，西班牙石油公司Cepsa启动与荷兰鹿特丹港合作建立的“南欧和北欧之间第一条绿色氢走廊”项目，预计2027年投入运营，该走廊将支持鹿特丹向西北欧供应460万吨绿色氢气的目标。南北氢走廊只是打响了第一枪，欧洲另外5个绿色氢走廊也摆在了谈判桌上。

图38：欧洲支持氢能政策、产业合作等梳理

政策/公告	发布时间	内容
"REPower EU"计划	2022年5月	将2030年可再生能源目标提高到45%
绿色交易工业计划	2023年2月	为绿氢生产厂商提供补贴，该计划将于今年秋季启动第一批竞争性投标，金额为8亿欧元，中标者未来10年可获得每kg绿氢固定溢价。
建立碳边界调整机制(CBAM)草案的修正案	2022年6月	建立碳边境调节机制，即根据进口商品所排放的温室气体而对其征收碳关税，其中涵盖氢气以及钢铁、水泥、铝、化肥、电力等行业。
2035年欧洲新售燃油轿车和小货车零排放协议	2023年2月	2035年在欧盟27国范围内停售新的燃油轿车和小货车；从2030年1月起，新卡车的排放量必须比2019年减少至少45%；从2035年1月起，必须减少65%；从2040年1月起，必须减少90%（均与2019年相比）。从2030年起，城市公交必须实现零排放。
绿氢输送走廊H2Med建设计划	2022年12月	西班牙、法国、葡萄牙在2030年前投资25亿欧元建设一条从大型海底隧道H2Med，将氢气从西班牙输送至法国，再送至欧洲其他地区。
"南欧和北欧之间第一条绿色氢走廊"	2022年10月	由西班牙石油公司Cepsa启动与荷兰鹿特丹港合作建立，预计2027年投入运营，该走廊将支持鹿特丹向西北欧供应460万吨绿色氢气的目标。
荷兰国家氢能计划	2020年4月	2025年电解槽容量达到0.5GW；2030年达到3-4GW
西班牙国家氢能路线图	2020年10月	2024年，电解槽装机容量在300到600兆瓦之间；2030年，电解槽容量达到4GW，绿氢占氢气消耗总量25%；同时，绿氢项目将累计达到90亿欧元
西班牙可再生能源、可再生氢、储能的恢复和经济转型战略项目政府资金	2022年12月	动员8.9亿欧元的总投资以及30亿欧元的联合投资。1.5亿欧元用于先锋企业或是单独项目计划，用于工业中可再生氢生产和消费商业可行项目。共计22个项目入选，总投资达4.6亿欧元，电解槽功率达192MW。第二个资助重点针对大型电解槽和创新性可再生氢生产项目，促进价值链的发展。共7个项目入选，获1亿欧元的资金支持，预计将引导4.3亿欧元的投资，增加295MW的电解能力。
德国政府出资支持氢能项目	2021年5月	德国政府出资80亿欧元，在欧洲氢能联合项目框架下资助62个大型氢能项目，贯穿整个氢能生产价值链，总投资预计将达330亿欧元

数据来源：《氢能洞察2022》麦肯锡，国际能源网，东吴证券研究所

欧洲能源公司已开始大举布局氢能项目，目前规划项目合计氢气产量超470万吨。欧洲各大能源公司已入局绿氢，除了布局本土项目，也在新能源发电资源丰富的澳大利亚、哈萨克斯坦等有所布局，项目目标大，以满足2030年本土产绿氢1000万吨及进口1000万吨目标。其中，英国BP 22年7月宣布以360亿美元收购澳大利亚绿色氢开发项目“亚洲可再生能源中心”40.5%的份额，该项目拟建26GW新能源发电，并配套160万吨绿氢或900万吨氨/年；并分别于英国、德国布局HyGreen Teesside制氢项目（2030年500MW氢气产能）和绿色能源港口威廉港扩建新氢枢纽计划（28年起每年可从绿氢中提供13万吨绿氢）。苏格兰电力公司22年8月宣布计划在英格兰南部费利克斯托港建设大型绿氢设施，预计将生产100MW能源，从2026年开始为约1300辆氢燃料卡车提供动力。德国可再生能源开发商Svevind Energy Group 22年10月计划向哈萨克斯坦投资一个20GW绿色氢能项目，总投资500亿美元，满负荷生产200万吨/年的绿氢，2030年初投产，2032年满产。壳牌22年10月在荷兰开工建设风电绿氢厂，规模200MW电解槽，对应年产氢气2万吨，预计2025年正式投产；同时壳牌、荷兰天然气网络运营商Gasunie和格罗宁根海港共同宣布，将合作在2030年前在荷兰北部海岸建设一个3-4GW风力发电厂，并计划于2040年将发电量增加到10GW，并全部用于生产绿氢，预计年产量可达100万吨。法国Lhyfe计划在荷兰Delfzijl化工集群地利用海上风电，建造一个大型制氢设施，规模200MW对应2万吨绿氢生产能力，最早于2026年投产，该公司目标到2030年制氢产能达到3GW（对应30万吨绿氢）。西班牙能源公司Cepsa联合另外33家公司组成财团，预计到2025年将实现500MW绿色氢产能，到

2030年则达到2GW（对应10万吨绿氢），最终目标为4GW。

图39：欧洲能源公司绿氢项目

项目	所在地区	状态	规模	开发商	计划时间
绿色氢开发项目亚洲可再生能源中心 (AREH)	澳大利亚	待建	26GW规模的太阳能和风电, 160万吨绿氢或900万吨氢/年	英国石油公司BP	
哈萨克斯坦20GW绿色氢能项目	哈萨克斯坦	待建	20GW绿氢, 满负荷年产200万吨	德国Svevind Energy Group	2030年初投产, 2032年满产
海上风电可再生氢工厂	荷兰	建设中	20MW电解槽, 年产氢气2万吨	壳牌	2025正式投产
荷兰北部海岸3-4GW风力发电厂	荷兰	待建	3-4GW风力发电厂, 并计划于2040年将发电量增加到10GW, 预计绿氢年产量可达100万吨	壳牌、荷兰天然气网络运营商Gasunie和格罗宁根海港	2030年前建设
海上风电大型制氢项目	荷兰	待建	200MW, 对应年产2万吨; 该公司目标到2030年制氢产能达到3GW (对应30万吨绿氢)	法国Lhyfe	最早2026投产
Cepsa财团绿色氢能产业项目			2025年达500MW的绿色氢能, 到2030年达到2GW (对应20万吨绿氢), 最终目标为4GW	西班牙能源公司Cepsa等	
普埃托利亚诺绿氢生产厂	西班牙	建设中	规模100MW, 预计首年将生产3000吨绿氢。到2027年, 绿氢的年产量将达到4万吨; 目前该项目已投资1.5亿欧元, 总投资额将达到18亿欧元	伊维尔德罗拉电力公司	2027年满产
费利克斯托港绿氢项目	英格兰	待建	预计将生产100MW能源, 从2026年开始为大约1300辆氢燃料卡车提供动力, 预计耗资1.22-1.83亿美元	苏格兰电力公司	2026年投入运营
HyGreen Teesside制氢项目	英格兰	建设中	初始氢气产能约为60MW。到2030年氢气产能将达到500MW	英国石油公司BP	预计2023年建成, 2025年投产
可再生能源制氢基地 Masshyla	法国	建设中	装机超过100兆瓦的太阳能电站和装机40兆瓦的电解槽, 电解槽将安装在道达尔La Mède生物燃料工厂, 为该工厂的运营生产供气	道达尔和恩吉公司	2024年投入运营
海上绿氢工厂	法国	试运营	漂浮的风力涡轮机产生的电力将为试点项目提供电力, 每天将产生多达400公斤的可再生氢	绿氢生产商Lhyfe	-
绿色能源港口威廉港扩建新氢枢纽计划	德国	待建	项目设有氨裂解器装置, 从2028年起, 每年可从绿氢中提供多达13万吨绿氢, 且可利用已有油气设施运输氢气	英国石油公司BP	2028年投产
总计 (截至2030年)			年产绿氢约470万吨		

数据来源：《氢能洞察 2022》麦肯锡，东吴证券研究所

美国 2021 年后氢能布局明显加快，制定了清晰路径。21 年 7 月，美国能源部宣布启动首个“氢能攻关计划”，目标是在未来 10 年使可再生能源制氢的成本降低 80% 至 1 美元/千克，并将清洁氢的产量增加 5 倍。22 年 10 月美国能源部发布《国家清洁氢能战略和路线图（草案）》，指出到 2050 年清洁氢能将贡献约 10% 的碳减排量，到 2030、2040 和 2050 年美国清洁氢需求将分别达到 1000、2000 和 5000 万吨/年，并且计划在 2030 年前制氢成本降至 2 美元/kg，35 年前制氢成本降至 1 美元/kg。政策加码，预计后续美国绿氢发展将提速。

IRA 法案持续 10 年的大额补贴，大幅提升绿氢经济性。2022 年 8 月，IRA 方案为绿氢提供开创性税收减免和可直接用于付款的条款。根据法案，制氢工厂对应每千克氢气产生的二氧化碳排放小于 4 kg，可获得税收抵免。抵免适用金额为 0.6 美元乘以相应适用比例，比例取决于生产过程中二氧化碳排放量。根据碳排放量不同，税收抵免额度将为 0.12-0.6 美元/kg 氢气，且对于 2033 年以前开始建设的制氢项目，项目运营的前 10 年将获得 5 倍的税收抵免额度，即 0.6-3 美元/kg 氢气，绿氢可享受 3 美元/kg 补贴，且 10 年后将继续受益 0.12-0.6 美元/kg 的标准税收抵免额度。抵免将通过直接补贴的形式发放，且税收抵免额度可以转让，这使得无税收的公司亦可获得直接收益。以美国西北部为例，目前绿氢的生产成本为 3.73 美元/kg，补贴后成本降至 0.73 美元/kg，较蓝氢和灰氢更具成本优势。

图40: 美国 IRA 制氢税收抵免政策

生产过程中的碳排放(kg CO ₂ e/kg H ₂)	基础税收抵免 (\$/kg H ₂)	符合条件的制氢工厂税收抵免(前10年, \$/kg H ₂)
0-0.45	\$0.60	\$3.00
0.45-1.5	\$0.20	\$1.00
1.5-2.5	\$0.15	\$0.75
2.5-4	\$0.12	\$0.60
注1: 符合条件的制氢工厂要求为: 在2033年前开工建设, 单kg氢气生产的二氧化碳排放小于4kg		
注2: 税收抵免额度适用于转让 (transferrable) 及直接付款 (direct pay), 即不需要有待支付税款也可全额获得补贴		

数据来源: 美国能源部, 东吴证券研究所

相较欧洲能源公司的激进策略, 目前美国绿氢项目规划相对稳健。美国规划的绿氢项目, 多集中于加州及德州, 目前多处于规划中, 按计划将在 24-26 年逐步投产, 预计今年明年大部分项目将确定开建。GHI 将在德州建造全球最大的绿氢项目, 计划以 60 GW 的太阳能和风电、盐穴储能系统制造氢气, 年产量超过 250 万吨, 占全球灰色氢气产量的 3.5%。美国元素资源公司拟在美国加州建设和一个可再生能源制氢项目, 预计于 2025 年初开始商业运营, 年生产 2 万吨绿氢。峰堡新能源公司计划建造 120 MW 的绿氢生产厂, 将于 2024 年中期完工并投入使用, 将为该地区的多个主要炼油厂提供服务。美国南加州天然气公司宣布, 正在提交绿色氢基础设施申请, 以建设一个容量在 10 GW 至 20 GW 之间的电解工厂。Hy Stor Energy 计划打造美国首个零碳绿色氢储存中心, 第一阶段计划 2025 年投入商用, 日产氢气 350 吨 (年产 12 万吨)。

图41: 美国绿氢拟建或代建项目

项目	状态	规模	开发商	计划时间
得克萨斯州绿氢项目	待建	计划以60GW的太阳能和风电、盐穴储能系统制造氢气, 年产量超过250万吨, 占全球灰色氢气产量的3.5%。	Green Hydrogen International (GHI)	2026年投产
加利福尼亚州可再生能源制氢项目	待建	使用专用光伏为电解槽供电, 每年将生产2万吨可再生氢气, 为整个大洛杉矶地区的终端用户提供氢气。	美国元素资源公司	2025年投产
得克萨斯州博蒙特工业区绿氢工厂	建设中	规模120兆瓦, 将为该地区的多个主要炼油厂提供服务, 包括世界第六大炼油厂和北美最大炼油厂 (Motiva), 并包括铁路、码头、公路等其他配套基础设施建设, 促进已完成的绿氢产品的接收和分配。	峰堡新能源公司	2024年中期建成并投产
南加州绿氢电解工厂	待建	规模10GW-20GW, 并开发美国最大的绿色氢能基础设施系统 ("Angelis Link"), 向洛杉矶地区提供清洁、可靠的可再生能源。	南加州天然气公司 (SoCalGas)	-
密西西比清洁氢中心	建设中	预计第一阶段每日生产350吨氢气 (12.2万吨/年)	Hy Stor Energy	2025年投入商用

数据来源: 北极星氢能网, 东吴证券研究所

4. 制氢环节产业放量在即，核心设备及部件弹性大

4.1. 技术路线：碱性为主，PEM 未来可期

水电解制氢生产技术碱性为主流，PEM 提升空间大，AEM、SOEC 仍较早期。当前，绿氢生产技术主要有碱性电解（ALK）、质子交换膜电解（PEM）、阴离子交换膜电解（AEM）以及固体氧化物电解（SOEC）四种。其中碱性制氢技术成本最低，国内 90% 项目采用该技术，海外此前以 PEM 为主，近两年为降本也逐步转至碱性路线，预计未来的规模化集中式电解水制氢以碱性为主。相较于碱性制氢，PEM 对可再生能源适应性好、响应速度快，且不会对环境有污染，但 PEM 的质子交换膜依赖进口（杜邦），且需使用铂等贵金属，成本极高，目前单线产能不超过 200 标方/h，预计未来 PEM 可在小型分布式领域作为补充。AEM 和 SOEC 技术均处于研发阶段，试验线单线产能均不超过 1 标方/h，前者受限于原材料 AEM 膜的长度与宽幅，后者受限于原材料在高温下的裂化，预计需要很长实现量产。

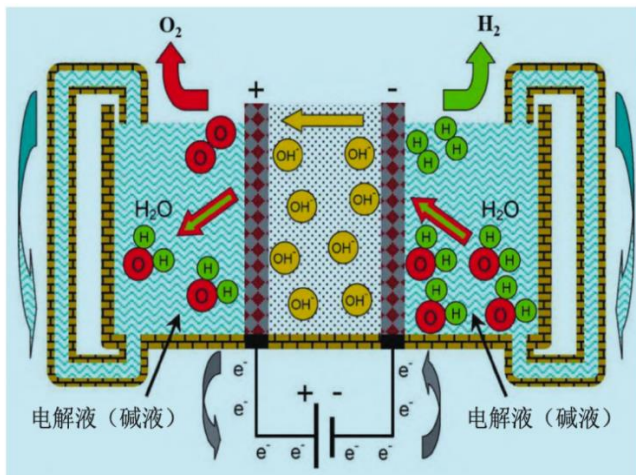
图42：不同水电解制氢对比

技术路线	进展	产线投资成本	电耗 kwh/标方	能量转化率	优点	缺点
碱性电解 (AWE)	成熟应用，单线产能可达到1000-2000标方/h	1000标方/h产线EPC造价1000万+	4-5	60-75%	国内技术成熟，所有原材料可在国内采购到，不使用贵金属，成本低	能源效率低，适应性差、碱液有污染，8-10年需大修，更换隔膜、密封垫等
质子交换膜电解 (PEM)	国外应用较大，但单线规模小，单线产能达到200标方/h	200标方/h产线EPC造价1000万+	3.5-4.5	75-90%	对可再生能源适应性好，响应速度快	使用贵金属铂等、隔膜等原材料受限于国外
阴离子膜电解 (AEM)	研发阶段，受限于AEM膜宽幅，试验线产能达到0.5标方/h	-	-	-	既有PEM的适应性好，又有碱性的成本优势（不需要贵金属）	受制于AEM的长度和宽幅，单线产能提升难度大
固体氧化物电解 (SOEC)	研发阶段，受限于AEM膜宽幅，试验线产能达到0.3标方/h	-	2.5-3.5	85-100%	可逆，既可以充当电解水设备，也可以充当氢燃料电池，转化效率高	700-1000度高温下，原材料的裂化率比较严重

数据来源：中国石化官网，东吴证券研究所

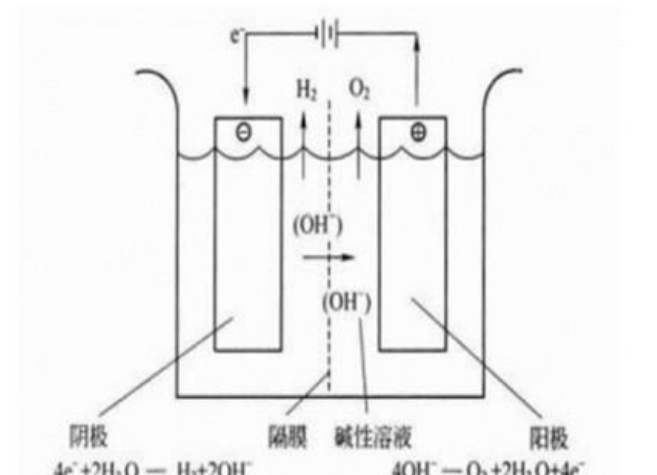
碱性电解水制氢工作原理简单。碱性电解槽主要由电源、电解槽箱体、电解液、阴极、阳极和隔膜组成。电解液都是氢氧化钾溶液(KOH)，浓度为 20% ~ 30%；隔膜目前采用 PPS 膜(聚苯硫醚)，主要起分离气体的作用，而两个电极则主要由金属合金组成。在直流电的作用下，在阴极，水分子被分解为氢离子和氢氧根离子，氢离子得到电子生成氢原子，并进一步生成氢分子；氢氧根离子则在阴、阳极之间的电场力作用下穿过多孔的横隔膜，到达阳极，在阳极失去电子生成水分子和氧分子。生成的氢气和氧气与电解液一起被送至气液分离器内部进行分离，氢气和氧气分别经过氢气、氧气冷却器冷却、捕滴器捕滴除水，然后在控制系统的控制下外送；电解液在循环泵的作用下分别经过氢、氧碱液过滤器、氢、氧碱液冷却器，然后返回电解槽继续进行电解。

图43: 电解槽工作原理



数据来源：燃料电池小课堂，东吴证券研究所

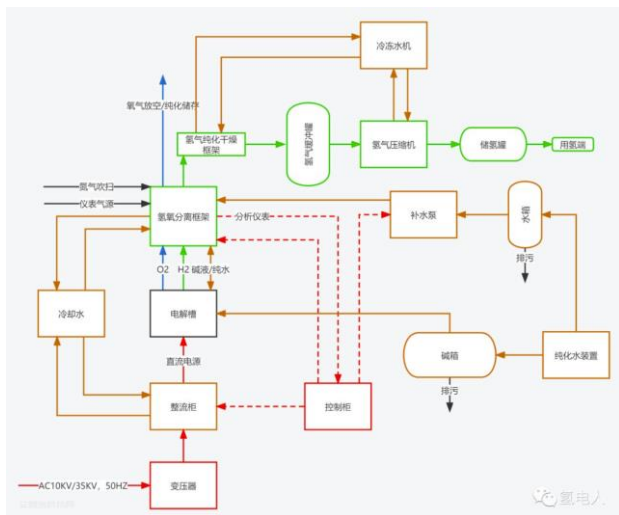
图44: 电解槽工作原理



数据来源：燃料电池小课堂，东吴证券研究所

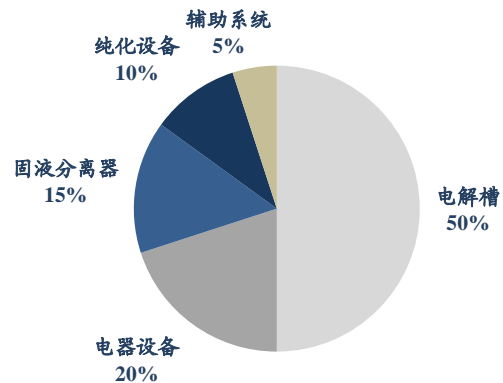
碱性电解水制氢设备由四大部分构成，其中电解槽为最核心设备。全套水电解制氢装置主要设备有：前端电器设备（变压器、整流柜、PLC 程控柜、仪表柜、配电柜等），占成本比重 20%；核心设备电解槽，占成本比重 50%-60%；固液分离装置，占成本比重 15%；后端干燥纯化系统，占成本比重 10%；其他辅助系统如纯水机、冷水塔、冷水机、空气压缩机、碱液箱、原料水箱、补水泵等占成本比重 5%。以 1000 标方/h 的装置为例，目前售价 1000 万，其中电解槽售价 500 万左右。

图45: 碱性电解水制氢流程图



数据来源：氢电人，东吴证券研究所

图46: 碱性电解水制氢成本分析



数据来源：观研天下，东吴证券研究所

电解槽性能追求更高的效率、更好的稳定性。单线的产能规模和单位电耗为电解槽的核心指标，目前行业标准的单线产能为 1000 标方/h，绝大部分厂商基本可达到该水平，技术领先的厂商已推出 2000 标方/h 产线。系统电耗目前平均为 5 kwh/标方，领先厂商可达到 4.5 kwh/标方，直流电耗为电解槽单环节电耗，未来 3 年有望降低至 4 kwh 以内；一般较系统电耗低 0.2-0.4kwh/标方，目前直流电耗前沿水平为 4 kwh/标方。电流

密度一般运行区间为 2500-3000 A/m²，最大电流密度为 4000 A/m²，电流密度越大单线产能越大，但单位电耗越大。出口压力行业平均水平为 1.6 Mpa，行业前沿水平可达到 3 Mpa 以上，压力越高可降低增压系统带来的电耗，但对产线设计要求较高。此外，碱性电解槽运行寿命长达 16 年以上，安全性、稳定性需长期验证，这对电解槽的材料、焊接工艺等要求高。

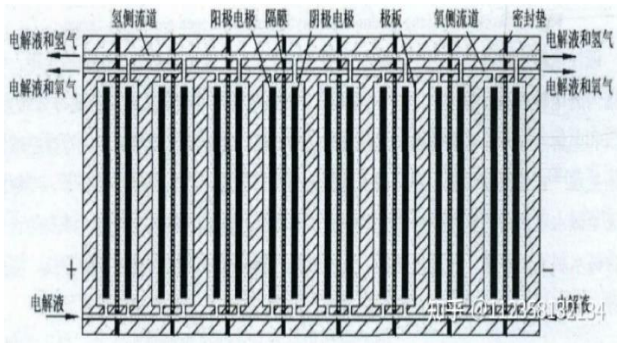
图47: 电解水制氢的核心性能指标

指标	公司A	公司B	公司C	公司D	公司E	公司F
电解槽规模 (标方/h)	1000	1000	1500	1000	2000	1500
电堆效率%	80	78-80	75-80	80	80	80
最大电流密度 (A/m ²)	4000	4000	4000	4000	4000	4000
系统单位能耗 (kwh/标方)	5	<5	4.7-4.8	<5	<5.2	<5
压力 (Mpa)	1.6	1.6	1.6	1.6	2.0	3.0
负载范围%	25-105	20-100	20-135	30-100	50-100	30-100

数据来源：PGO 氢能研究院，东吴证券研究所

电解槽核心性能的由电极（镍丝网喷涂）、隔膜、流场设计等决定，因此技术进步方向为新材料、新结构、新制造。极板、镍丝网、隔膜、密封垫圈交错层层相叠形成一个电解槽小室，上百个小室相叠形成电解槽腔体。其中，影响电解槽核心指标的是材料电极（镍丝网喷涂）和隔膜。电极是以镍丝网为基体，采用雷尼镍喷涂，再做表面处理。电极需要具备超电位低及比表面积好的特点，易于电子脱嵌和加大反应面积，从而提高电解效率。喷涂材料一般采用镍铝合金，铝在碱性溶液中溶解，留下微孔，从而使镍网表面形成立体多孔结构，吸附面积增加，提升催化活性。表面处理一般电镀上金属涂层，具备超电位低及耐腐蚀性，各家电镀工艺及材料不同，为核心配方。隔膜材料从石棉布已切换为 PPS（聚苯硫醚工程塑料），具备耐水解性、耐高温（120°）、耐腐蚀、强度高，目前多采用东丽进口隔膜，国产技术已突破，但性能仍有差距。此外流场设计、极板设计（由传统乳突极板向平板/不锈钢网/焊接镍网复合极板发展）、辅助系统扩容（如 2 台电解槽对应 1 台气液分离系统）等的改进亦有利于提升电解槽效率。

图48: 电解槽内部流道示意图



数据来源:《碱性电解水制氢电解槽用极板: 原理、材料及结构》, 东吴证券研究所

图49: 电解槽小室结构

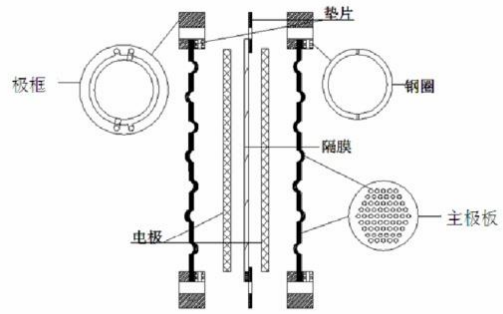


图 1.5 压滤式水电解槽小室结构

数据来源:《碱性电解水制氢电解槽用极板: 原理、材料及结构》, 东吴证券研究所

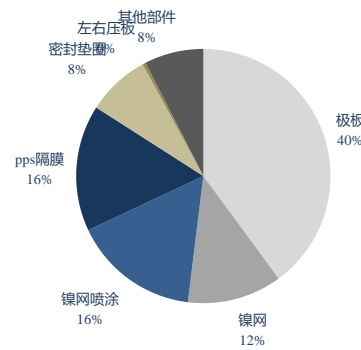
电解槽原材料端降本空间有限, 更多依赖性能提升从而降低电解成本。我们测算了 1000 标方/h 单体电解槽的 BOM 成本大约为 4000 万, 其中极板占比近 40%, 主要材料为碳钢; 镍网占比 10%+, 受近 2 年镍价大幅上涨影响, 成本提升明显; 镍网喷涂(原材料+工艺)及隔膜分别占比 15-20%, 隔膜后续完全国产化后, 成本有一定下降空间。因此未来单体电解槽 BOM 成本下降主要来自于镍价回落及隔膜完全国产化, 空间看 10% 左右。目前 1000 标方/h 行业毛利率基本为 20-30%, 售价 550-600 万。

图50: 单体电解槽成本拆分

部件	数量 (个)	单价 (元/)	成本 (元)	占比
极板	360	5000	1,592,920	40%
镍网	362	1500	480,531	12%
镍网喷涂	362	2000	640,708	16%
pps隔膜	362	2000	640,708	16%
密封垫圈	362	1000	320,354	8%
左右压板	2	9000	15,929	0%
其他部件			300,000	8%
合计成本			3,991,150	100%

数据来源: 东吴证券研究所测算

图51: 单体电解槽成本构成



数据来源: 东吴证券研究所测算

4.2. 电解槽市场空间已打开, 设备厂商率先受益

未来几年电解槽设备招标有望翻番增长, 高峰期 10 倍空间。21 年根据高工氢能统计国内电解水制氢设备出货 722 MW (含出口, 不含研发样机)。根据我们对各大项目跟踪, 预估今年国内电解槽招标量可达 2 GW, 对应 400 台 1000 标方碱性电解槽。若 2030 年全球绿氢占比有望达到 30%, 则高峰时期电解槽设备需求 2.5 万台+ (1000 标方), 按照单线价格 700 万, 对应市场空间 1750 亿, 其中国内占三分之一, 市场空间近 600 亿。

图52: 电解槽需求测算

	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全球氢产量 (万吨)	7,150	7,333	7,564	7,838	8,161	8,549	9,009	9,578	10,396
-增速	-	3%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	9%
-绿氢 (万吨)	27	37	60	162	314	617	1,096	1,869	3,108
-增速	35%	38%	61%	171%	93%	97%	78%	71%	66%
-绿氢占比	0.4%	0.5%	0.8%	2.1%	3.8%	7.2%	12.2%	19.5%	29.9%
-全球集中式光伏新增装机 (Gw)	133	209	259	313	370	434	504	585	676
-全球风电新增装机 (Gw)	111	137	148	181	199	219	240	252	265
-合计集中式光伏+风电新增装机 (Gw)	244	346	407	494	569	652	745	838	941
-新增新能源绿氢占比	-	0.5%	0.9%	3.1%	3.6%	5.9%	7.4%	9.7%	12.8%
-电解水氢 (亿标方)	30	42	67	182	351	691	1,228	2,094	3,481
-产氢时间 (h/天)	8.4	8.8	9.3	9.7	10.2	10.7	11.3	11.8	12.4
-氢产量 (亿标方/h)	0.01	0.01	0.02	0.06	0.10	0.20	0.33	0.54	0.85
-单线产能 (标方/h)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
-电解槽需求 (台)	1,090	1,436	2,200	5,667	10,421	19,541	33,054	53,680	84,994
-新增电解槽 (台,设备出货提前半年)	294	555	2,115	4,111	6,937	11,316	17,069	25,970	26,093
-增速	-	89%	281%	94%	69%	63%	51%	52%	0%
-电耗 (标方/kwh)	5.00	4.85	4.66	4.47	4.34	4.21	4.08	3.96	3.84
-对应新增电解槽 (GW)	1.5	2.7	9.8	18.4	30.1	47.6	69.6	102.8	100.2
-煤制氢 (万吨)	852	844	835	827	819	794	770	693	624
-天然气制氢 (万吨)	3,763	3,725	3,688	3,651	3,578	3,507	3,437	3,093	2,784
-工业副产氢 (万吨)	414	422	431	439	448	457	466	476	485
-其他醇类及尾气制氢 (万吨)	2,094	2,304	2,549	2,758	3,002	3,174	3,240	3,447	3,396

	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
中国氢产量 (万吨)	2,474	2,457	2,448	2,469	2,508	2,604	2,753	2,985	3,366
-增速	-	-1%	0%	1%	2%	4%	6%	8%	13%
-占比	35%	33%	32%	31%	31%	30%	31%	31%	32%
-煤制氢 (万吨)	713	692	671	651	631	612	594	576	559
-天然气制氢 (万吨)	793	769	746	724	709	695	681	668	654
-工业副产氢 (万吨)	602	614	626	639	651	664	678	691	705
-其他醇类及尾气制氢 (万吨)	361	368	375	383	390	398	406	414	422
-绿氢 (万吨)	5	14	30	73	125	235	395	636	1,026
-绿氢占氢气需求比重	0%	1%	1%	3%	5%	9%	14%	21%	30%
-占全球比重	20%	38%	50%	45%	40%	38%	36%	34%	33%
-国内集中式光伏新增装机 (Gw)	40	80	96	113	131	151	174	200	230
-国内风电新增装机 (Gw)	51	77	86	96	106	116	128	134	141
-合计集中式光伏+风电新增装机 (GW)	91	157	182	209	237	267	302	334	371
-新增新能源绿氢占比	-	1.0%	1.4%	3.1%	3.0%	5.1%	6.1%	7.5%	10.1%
-电解水氢 (亿标方)	6	16	34	82	140	263	442	712	1,149
-产氢时间 (h/天)	8.4	8.8	9.3	9.7	10.2	10.7	11.3	11.8	12.4
-氢产量 (亿标方/h)	0.00	0.01	0.01	0.03	0.04	0.07	0.12	0.18	0.28
-单线产能 (标方/h)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
-电解槽需求 (台)	218	546	1,100	2,550	4,169	7,426	11,899	18,251	28,048
-新增电解槽 (台,设备出货提前半年)	188	441	1,002	1,534	2,438	3,865	5,413	8,074	8,872
-增速	-	134%	127%	53%	59%	59%	40%	49%	10%
-电耗 (标方/kwh)	5.00	4.85	4.66	4.47	4.34	4.21	4.08	3.96	3.84
-对应累计电解槽 (GW)	1.1	2.6	5.1	11.4	18.1	31.2	48.5	72.2	107.7
-对应新增电解槽 (GW)	0.9	2.1	4.7	6.9	10.6	16.3	22.1	32.0	34.1

数据来源: 东吴证券研究所测算

电解槽设备进入门槛低, 但设备长期稳定运行, 龙头技术积淀深, 优势明显。此前电解水制氢行业规模小, 主要由 718 所、竞立和天津大陆三家占据绝大部分份额。21 年提出双碳目标后, 隆基、阳光等光伏企业进入电解水行业, 22 年大批厂商涌入, 1000 标方产线密集下线。目前行业内可做及计划做碱性电解槽厂商超 100 家, 行业产能或超 10 GW。22 年 718、竞立、隆基三家占据市场近 75% 份额, 三家订单主要来自中石化库车 52 台项目, 其中竞立 22 年出货 230 MW, 市占率 32%, 份额第一。趋势上看, 龙头公司技术积淀深, 性能指标领先且产品经过实地长时间运行检验过, 优势明显。根据我们跟踪的大项目招标看, 由于电解槽要求稳定运行 15 年以上, 业主方更倾向于与第一梯队、第二梯队厂商合作, 但 23 起开始价格竞争有所加剧。我们认为未来三类公司拥有竞争力, 一是老牌技术积淀深厚、产品性能稳定、技术指标领先企业, 如 718; 二是传统业务协同效应明显, 可提供资源支持, 技术研发激进, 如隆基; 三是依托集团内部资源 (风光电站、化工园区), 获得项目招标, 如能源集团的装备公司等。PEM 电解槽方面, 22 赛克赛斯实现了 7 台出货, 单槽最大产能 200 标方, 合计 1200 标方的发货, 同时长春绿动、阳光氢能、中国石化石科院等企业均实现兆瓦级 PEM 制氢系统装机应用。

图53: 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	七八八研究所	碱性+PEM+SOEC	2000已发布	目前技术和业绩高地, 已通过中国氢能联盟1000立方设备实测
	考克利尔竞立	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最好, 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厂家	扬州中电制氢设备	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
	山东赛克赛斯氢能源	PEM	单槽1MW设备已发布	目前单槽最大200立方
	苏州苏氢制氢设备	碱性+供氢	已发布1000立方电解槽	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
	阳光氢能科技	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立方水电解制氢设备
	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 ³ /h, 单体产氢能力全球最大, 具备10%-110%变频调谐制氢能力
	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	已获得潍坊电厂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	昇辉科技	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立方水电解制氢设备	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	HydrogenPro 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氢技术, 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 ³ /h)的容量。该设备将于2022年第一季度安装在挪威的Herøya工业园区, 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	

数据来源: Wind, 东吴证券研究所

电解槽设备中隔膜增量空间大, 国内厂商技术加速追赶。电解槽的核心部件, 极板、密封垫、镍丝网均可外包或外购, 且产品差异小, 附加价值低; 镍丝网喷涂和电镀基本由电解槽厂商完成, 各家工艺有所不同; 而 PPS 隔膜为电解槽的核心设备中尚未完全国产替代的环节, 占成本比重 15-20%, 主要由日本的东丽供应。国内山东东岳等公司产品逐步放量, 性能差异缩小, 我们预期未来份额有望明显提升。

5. 投资建议与标的整理

5.1. 国内主要标的

绿氢是可再生能源消纳与工业脱碳的完美结合, 10 年高速增长产业周期开启, 我们

预计 25 年绿氢占比有望达到 10%，2030 年绿氢占比有望达 30%，产量超 3000 万吨。同时，短期看 23-25 年绿氢项目密集开建，国内及欧洲先行，美国政策加码后将加速，且随着绿氢成本下降、零碳加持预估 25-27 年基本可实现平价，长期成长空间打开。我们看好制氢环节产业放量，重点看好绿氢制造的电解槽设备，推荐隆基绿能、阳光电源等，建议关注华电重工、昇辉科技、科威尔、亿利洁能等。

5.1.1. 隆基绿能

传统业务: 公司作为全球光伏龙头，实现组件一体化布局，出货持续高增。公司 2022 年实现归母净利润 145-155 亿元，同增 60%-71%，扣非归母净利润 140-151 亿元，同增 59%-71%。我们预计公司 2022 年组件出货 45-47GW，同增 17-22%，组件盈利保持坚挺。

氢能业务: 隆基氢能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。

5.1.2. 阳光电源

传统业务: 公司是全球逆变器龙头，营收占比前三的业务为光伏逆变器、电站投资开发以及储能系统。公司 2022 年实现营收 390-420 亿元，同增 62%-74%，实现归母净利润 32-38 亿元，同增 102%-140%。2023 年逆变器放量叠加 IGBT 模块紧缺涨价，预计出货盈利高增；2023 年大储出货同增 2 倍，户储同增 5-6 倍，继续量利双升。

氢能业务: 阳光电源从光伏制氢入局氢能，成立全资子公司阳光氢能。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。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。2022 年 12 月底，长江电力绿电绿氢示范项目产氢成功，顺利产出 99.999% 高纯度氢气，该项目采用阳光氢能领先的 PEM 电解制氢技术，将为国内首个 500kw 氢燃料电池动力船舶提供制氢加氢服务。

5.1.3. 华电重工

传统业务：公司业务涵盖物料输送、海洋与环境工程、高端钢结构、热门工程、噪声治理、氢能与集装箱、岸桥等。物料输送摆脱对煤电项目的依赖，每年贡献稳定收入和业绩；四大管道业务规模较小，在几个亿的水平；钢结构业务未来增量来自风电建设和光伏大基地建设；海上风电业务 22 年中标 4-5 亿的射阳项目。

氢能业务：公司规划从上游制氢端和下游应用环节两个角度切入氢能领域。目前上游制氢端形成了 1200 标方碱性电解槽产品，年产能 100 套左右。22Q4 公司和集团企业签订 3.4 亿元达茂旗项目，计划 23 年完工，需要交付碱性电解槽 1000 标方 11 台，PEM 电解槽 200 标方 5 台。公司与下游各大汽车厂商都在做样品测试，与捷氢有合作，和布拉德也形成战略合作。子公司河南华电在研发储氢气瓶，未来计划布局氢气管道。公司主要优势在于背靠华电集团，是能源电力企业，能够协调匹配发电端和制氢端，发展高端核心装备能够更好地支撑氢能解决方案业务的开拓，同时解决方案业务可以开拓氢能装备市场。

5.1.4. 昇辉科技

传统业务：公司传统业务涵盖电气成套设备、LED 照明和亮化、智慧城市三大板块。照明和亮化包括设计、产品、施工、交付等，毛利较高；智慧城市包括智慧社区、智慧安防等项目。

氢能业务：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，目前氢能业务模式定义为 3+3，指代投资的三个企业以及三块业务。三个企业：1) 国鸿氢能燃料电池系统国内市占率前三；2) 飞驰汽车做燃料电池整车，由燃料电池客车转型重卡；3) 鸿基创能做燃料电池的核心零部件，技术壁垒在于把催化剂涂到制胶膜上。三块业务：1) 制氢设备：电解槽与其他公司的区别在于，整个配电包括电源柜、控制柜和配电柜均由公司自己生产，以及后端的氢气纯化和分裂装置也由公司自制，所以有成套的生产能力；2) 氢能汽车运营平台：2 月底已有 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 以及 ACB 电器的设备。23 年公司预计制氢设备收入 1-1.5 亿元，运营平台收入 2.5-3 亿元，电器收入 0.5 亿元，整体氢能板块 4 亿元营收。另外公司规划建设自用的制加氢一体站，使用自产电解槽叠加蓄冷电价，可以把氢能价格降至 35 元/kg 以下。

5.1.5. 科威尔

传统业务：公司是国内领先的综合性测试设备供应商，主要涵盖测试电源、燃料电池测试装备、功率半导体测试及智能制造装备三大产品线。测试电源定位于光伏以及电动车市场，22 年电池包业务有 8000 万左右订单，传统以实验室为主的产品预计有 30%-

50%增长，小功率产品即将放量。功率半导体方面 22 年完成多家头部客户认证，订单情况取决于认证进度。22 年公司收入 3.8 亿元，同比增长 52%，归母净利 0.62 亿元，同比增长 8.7%，扣非归母净利 0.44 亿元，同比增长 43%。22 年公司总体订单共 5.5 亿元左右，前三季度完成 2.5 亿元收入。

氢能业务：氢能业务中制氢端主要定位 PEM 槽检测设备，用氢端定位发动机和电堆检测设备，市场份额在 20%左右。公司用氢端业务占比 80%-90%，制氢端占比 10%左右。22 年订单不及预期，22 年初目标 2 亿元，实际完成 1.2 亿元，主要受疫情影响，**预计 23 年订单量有 50%左右的增长。**公司优势在于业务覆盖全产业链，有望凭借全栈测试能力、较高性价比与下游头部企业深度合作，实现国产替代。

5.1.6. 亿利洁能

传统业务：煤化工、清洁热力作为存量业务，未来增长点在于光伏发电加氢能。化工业务每年贡献利润 7-8 亿元。光伏电站预计 23 年年底建成共 3.3 GW，25 年实现风光电站的装机容量达到 15GW。

氢能业务：在制氢和用氢端均有丰富的运营经验，主要包括风光制氢项目和参股投资的碱性电解槽产品。公司计划 23 年底前实现 200 台的 1000 标方碱性电解槽产能规模，25 年前达到 500 台；预计 23 年订单量在 40 台左右，未来 200 台，市占率预期可以达到 10%左右。23 年 1 月 40 万千瓦的风光制氢一体化项目在自治区层面获批，公司依托大股东 30 多年沙漠治理的核心优势，打造沙戈荒地区的风光氢储新材料，可一体化消纳，占据土地资源的优势，同时与央企达成非常紧密的战略合作。

5.1.7. 中集安瑞科

传统业务：中集安瑞科在天然气设备领域深耕多年，旗下业务包括了清洁能源、化工环境、液态食品行业。

氢能业务：公司主要定位储存装备、运输装备、加氢装备，目标是要在关键环节做头部企业。中集安瑞科已经成为第三代氢储瓶的主要供应商之一，且与世界一流的四型（“T4”）氢气瓶及系统技术和设计供应商 HEXAGON 共同成立合营公司，为高压氢气储运提供三型和四型储氢瓶的生产和储运解决方案，以及供氢系统的生产，22 年底获得首个 70Mpa 四型瓶车载供氢系统出口澳洲订单，运用在氢能重卡上。随着我国加氢站建设有望迎来高速发展期，中集安瑞科将把握加氢站新建需求机会，并探索发展撬装式加氢站、制氢加氢一体站等新模式。公司的优势在于具有天然气储运设备领域积累下的优势，天然气性质接近氢气，使得其业务模式可以在氢气上复制推广。

5.1.8. 兰石重装

传统业务: 公司是国内能源化工装备和工业智能装备细分领域的核心企业之一, 公司正在加快推动由传统能源化工装备制造向新能源装备制造领域拓展转型。公司 2022 年实现归母净利润 1.9-2.1 亿元, 同增 55%-71%, 扣非归母净利润 1.3-1.5 亿元, 同增 61%-86%

氢能业务: 在氢能装备领域, 业务主要为制氢、储氢和加氢站装备。具体产品有低压储氢容器、煤制氢装备、加氢站用微通道换热器 (PCHE), 正在研发渣油 POX 造气制氢装置、大型高压储氢球形储罐和卧式储罐 (45MPa/75MPa) 和丙烷脱氢技术装备。兰石重装已完成盘锦浩业 20 万 Nm³/h 煤制氢装置、榆林华秦氢能产业园一期项目储氢球罐设计制造及安装, 完成加氢站微通道换热器研制并交付客户试用。22 年 8 月高压储氢容器试制取得圆满成功, 正式进入市场化推广阶段。22 年底与内蒙古宝丰签订绿氢与煤化工耦合碳减排创新示范项目供货合同, 金额达 6.12 亿元。计划在现有 50Nm³/h 电解水制氢装置基础上, 快速完成 1000Nm³/h 及以上规模电解水制氢装置的开发。

5.2. 海外: 欧洲电解槽厂商, 订单增长亮眼

国外水电解制氢龙头公司多分布于欧洲, 技术布局全面, 且 22 年期收入及订单大幅增长。欧洲水电解制氢技术发展历史较长, 目前碱性、PEM、AEM 等都有成熟应用, 此前大规模绿氢尚未发展, 在欧洲 PEM 占比较高, 但近两年碱性份额大幅提升, 以欧洲最大的电解槽公司 Nel 为例, 22 年碱性电解槽收入大增 5 倍, 而 pem 基本持平。由于 21-22 年欧洲开始大力发展绿氢, 22 年电解槽厂商收入及订单增长亮眼, 其中 Nel 22 年新增订单 2.2 亿美金, 增长 135%; ITM 至 22Q2 新增订单增 80%; HydrogenPro 22 年收入增长 183%, 年末在手订单 0.7 亿美金 (22 年收入 0.05 亿美金); McPhy 22 年新增订单增长 53%; Enapter 22 年收入增长 75%, 公司预计 23 年将翻番增长。

图54: 海外电解槽相关公司梳理

国家	公司	市值	21年收入	主营业务	氢能业务	氢能产品情况	项目/产能规划
挪威	Nel ASA	24亿美元	0.7亿美元		碱性电解槽、pem电解槽	电解槽的最大制造商 NEL碱性电解槽制氢功耗可低至3.8kWh/Nm ³ 水平, 单堆容量最高可达2.2MW PEM电解槽产品规格丰富	1) 22年电解槽收入0.7亿美金, 增长61%, 其中碱性增长5倍 2) 在手订单2亿+, 同比大增135%。其中来自Woodside的碱性订单为0.6亿美元
英国	ITM Power	6.1亿英镑	563万英镑	加氢站	PEM电解槽、加氢站运营	PEM电解槽的最大制造商之一	1) 22年Q2末在手订单755MW, 同比增80% 2) 22年底产能1gw, 计划建第二工厂, 23年底全面投产, 该工厂的产能预计为2.5GW, 预计到2024年底, 产能达5GW 3) 是壳牌refhyne项目供应商
挪威	HydrogenPro	1.5亿美元	150万美元		碱性高压电解槽		1) 22年收入2528万克朗 (人民币0.17亿), 同比大增73%。 2) 该公司计划在近期内实现全球年产能超过10亿瓦(GW)。
德国	Sunfire				碱性电解槽、SOEC电解槽	1) 碱性电解槽系统寿命90000小时, 一套系统在 30 bar(g) 压力下生产 2,230 Nm ³ /h 氢气, 功耗为 4.7 kWh/Nm ³ 。 2) SOEC 在 850 °C 下运行, 利用工业余热以最高转化效率将水蒸汽加工成氢气。一个系统产生 750 Nm ³ /h 的氢气, 功耗为 3.6 kWh/Nm ³ , 实现84%效率	1) 22年底产能0.3GW 2) 规划在 2023 年之前在德国安装一个产能为 500 MW/年的大型碱性电解槽生产基地——并计划进一步扩大到 1 GW/年以上 3) 与CIP签订框架协议, 获得高达649MW的电解槽订单
德国	Linde plc	1638亿美元	333.64亿美元	工业气体与工程	PEM电解槽、氢运输、氢储存		1) 林德希望通过5MW电解槽计划促进加州的绿氢制取, 2H24投产
德国	Enapter	3.7亿欧元	634万欧元		AEM电解槽	1) AEM 电解槽 4.0 : 生产率 500 NL/h 或 1.0785 kg/24h; 可在一个20英尺的集装箱内堆放70个电解槽 2) AEM多核: 生产率210 Nm ³ /h, 使用许多 AEM 电解槽核心来实现最佳可靠性和对波动的可再生能源的反应性	1) 2022Q4订单交付量: 1200-1300台, 总输出接近3MW。 2) 德国北莱茵-威斯特法伦州萨尔贝基地在2021年9月动工, 目标是将其产能提高到每月 10,000 台电解槽
法国	McPhy	3.42亿欧元	130万欧元		碱性电解槽、加氢站	电解槽有三款产品互补满足需求 1) Piel: 0.4 到 20 Nm ³ /h 1 至 30 bar 2) Mcllyzer: 从 100 到 800 Nm ³ /h 在 30 bar 3) Augmented Mcllyzer: 20、100 MW 及以上, 30 bar	1) 2020年成为欧洲清洁氢联盟成员 2) 2022年11月, McPhy获得法国政府1.14亿欧元的政府补贴后, 公司决定在法国东北部打造一座新的1GW的电解槽生产工厂的最终决定。该工厂将于2024年上半年投入使用。
美国	Cummins	359亿美元	280.74亿美元	引擎、发电机和电力系统	燃料电池、碱性电解槽、PEM电解槽	模块化电解槽范围从 10Nm ³ /h 到 1000Nm ³ /h	1) 在全球范围内, 康明斯拥有 500 多个运行中的电解槽, 以及为数百辆汽车提供动力的 2,000 多个燃料电池
美国	FuelCell Energy	16亿美元	0.7亿美元	脱碳电力、制氢	沼气制氢、SOEC电解槽、氢能储存	1) 以接近 90% 的电效率生产氢气, 并且在使用余热时可以达到 100% 的效率。生产率600KG/天	
美国	Bloom Energy	48亿美元	9.72亿美元		SOEC电解槽、燃料电池	每公斤氢气消耗37.7KWH	1) SOEC产能为1.5GW
美国	Plug Power	98亿美元	5.02亿美元		燃料电池、PEM电解槽、加氢站、液化器	1) 提供一系列支持轻型、中型和重型电动汽车的 ProGen 发动机 2) 制氢成本每公斤1.5美元	1) 已经部署了 60,000 多个燃料电池系统和超过 185 个加氢站 2) 计划到 2025 年每天将生产 500 吨液态绿色氢
印度	Reliance Industries Ltd	16万亿卢比	0.7万亿卢比	石油石化、新能源	电解槽		

数据来源: 各公司官网, 东吴证券研究所

5.2.1. 挪威 Nel——全球电解槽龙头, 兼具 PEM 及碱性技术

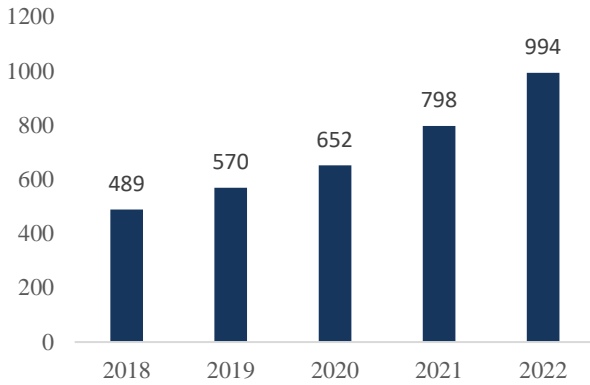
Nel: 全球电解槽龙头, PEM+碱性电解槽并行。ASA(Nel)成立于1927年, 已有超90年的碱性电解槽技术积累, 并通过对外收购扩展 PEM 电解槽业务和加氢站业务, 形成现在的氢电解槽(碱性电解槽、PEM 电解槽)和加氢站两大业务板块。产品技术优势:

1)碱性电解槽产品性能优越, 制氢功耗可低至 3.8 kwh/Nm³ 水平, 单堆容量最高可达 2.2 MW; 2) PEM 电解槽产品规格丰富, 涵盖 1.05Nm³/h-5000Nm³/h 各种规格型号 PEM 电解槽。合作客户包括 Nikola、韩国 HyNet、壳牌 Shell、Iwatani Corporation of America 等。

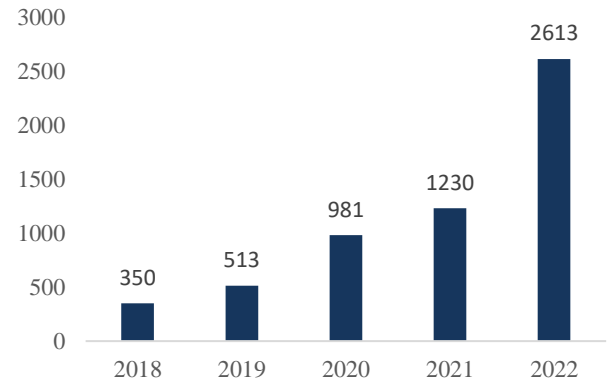
22 年碱性电解槽收入大增 5 倍, 新增订单超 2 亿美元, 增 135%。营收方面, 22 年 Nel 营收 9.94 亿挪威克朗, 其中电解槽业务占比 75%。Nel 碱性电解槽营收达 3.3 亿挪威克朗, 同增 506%, PEM 电解槽收入 4.2 亿挪威克朗, 同比微降 1%。订单方面, 2022 年新增订单达 22.75 亿挪威克朗, 同增 135%, 其中 9 成以上来自电解槽业务, 2022 年底在手订单达 26.13 亿挪威克朗。产能方面, Nel 计划 24 年前将挪威 Herøya 碱性电解槽工厂产能提高一倍至 1GW, 25 年将沃灵福德 PEM 电解槽工厂提高至 500 MW。

图55: Nel 近 5 年收入情况 (百万挪威克朗)

图56: Nel 近 5 年订单积压情况 (百万挪威克朗)



数据来源：公司公告，东吴证券研究所



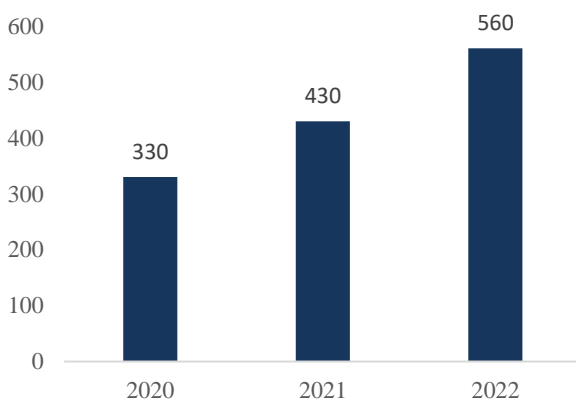
数据来源：公司公告，东吴证券研究所

5.2.2. 英国 ITM Power——全球 PEM 电解槽龙头，与壳牌、林德等合作密切

ITM Power: 全球 PEM 电解槽龙头，提供模块化解决方案。ITM Power 成立于 2001 年，总部位于英国，主要从事 PEM 电解槽设计制造以及加氢站运营业务，是 PEM 电解槽最大制造商之一。电解槽产品采用一站式方案，有即插即用的中型集装箱 PEM 电解槽系统以及针对大型项目的模块化方案。目前合作伙伴有壳牌、林德、住友等大型企业。

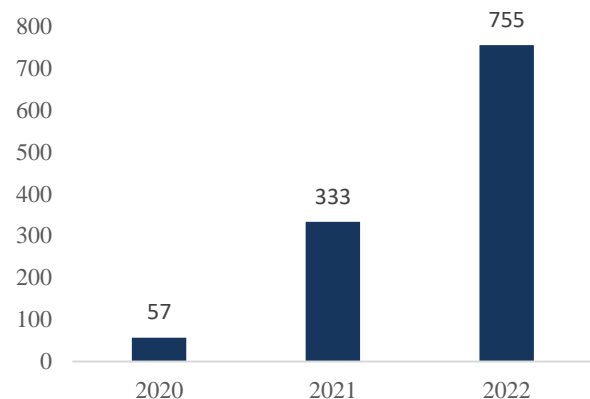
22Q2 末订单增 80%，为壳牌、林德等大厂供应商。营收方面，22 年 ITM Power 营收 560 万英镑，同增 30%，其中电解槽产品收入共计 200 万英镑，同增 18%，包含澳大利亚交付电解槽产品和与壳牌合作的 REFHYNE I 项目；咨询收入共计 290 万英镑，同增 38%，燃料收入只有 22.9 万英镑。订单方面，2022 年在手订单 755 MW，同增 80%，23 年 1 月与林德签署了 200 MW 的电解槽订单。产能方面，目前 22 年底产能为 1 GW，计划 23 年底提高至 2.5 GW，24 年年底预计再翻一倍提高至 5 GW。

图57: ITM Power 近 3 年收入情况 (万英镑)



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

图58: ITM Power 近 3 年订单积压情况 (MW)



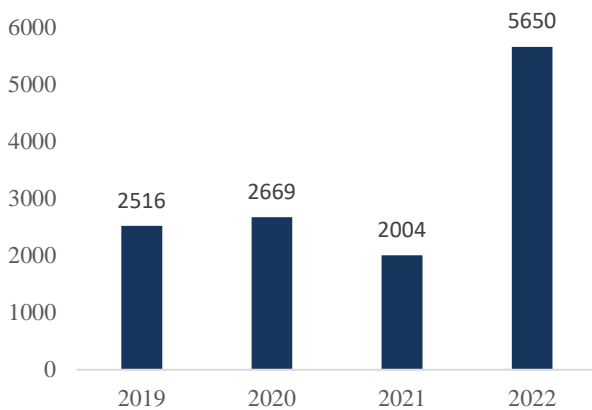
数据来源：公司公告，东吴证券研究所

5.2.3. 挪威 HydrogenPro——主打高压碱性电解槽

HydrogenPro: 主打碱性高压电解槽, 重点布局大型制氢设备。HydrogenPro 成立于 2013 年, 主要从事碱性高压电解槽的制造业务。相对于传统碱性电解槽, 公司产品采用 30bar 高压装置以节省压缩成本。公司通过收购丹麦公司 ApS 加码电镀新技术, 将每个单元的效率提高 14%, 预计实现生产氢气价格 1.20 美元/kg。目前 HydrogenPro 可以提供世界上最大供氢系统, 并针对不同客户需求进行定制服务, 其制造的全球最大的碱性高压电解槽可以 1100 Nm³/h 速度生产氢气。目前合作伙伴有三菱重工、DG 燃料等。

22 年收入大增 183%, 制定全球 10GW 庞大产能目标。营收方面, 22 年 HydrogenPro 营收 5650 万挪威克朗, 同增 183%。订单方面, 2022 年末在手订单 7.47 亿挪威克朗, 其中与合作伙伴 DG 燃料的项目获得约 1.7 GW 的订单。2022 年底, HydrogenPro 对中国天津的制造工厂进行了升级, 目标达到 300 MW 以交付采购订单。公司近期计划全球产能实现 10 GW。

图59: HydrogenPro 近 4 年收入情况 (万挪威克朗)



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

图60: HydrogenPro 产品 (全球最大电解槽)



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

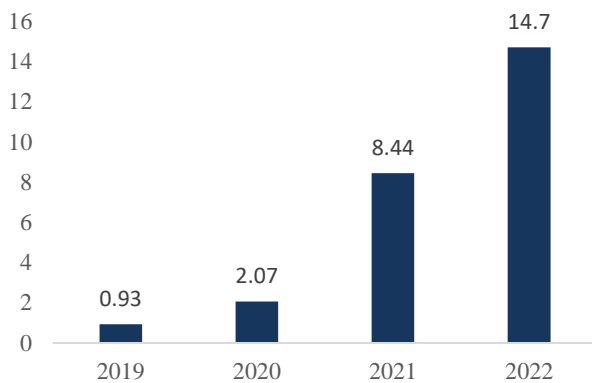
5.2.4. 德国 Enapter——主打 AEM 技术, 产品多应用小型领域

Enapter: 主打 AEM 电解槽, 具备模块化优势。Enapter 成立于 2017 年, 主要生产阴离子交换膜 (AEM) 核心电堆及电解槽, 通过合作商实现系统集成, 并向客户提供氢气。电解槽产品采用模块化、可堆叠方案, 其中 Enapter 的 AEM 技术将碱性电解槽使用低成本原料 (钢替代钛) 的优势与 PEM 电解槽的灵活紧凑的优势结合, 22 年 3 月推出第四代产品 EL 4.0, 生产速度可达 500 NL/h。公司开发 AEM 多核兆瓦级电解槽可进行 210 Nm³/h 的生产。目前 Enapter 与来自 21 个国家共计 41 家公司达成合作伙伴关系, 客户遍布全球 48 个国家。

22 年收入增长 75%, 预计 23 年收入翻番。营收方面, 22 年 Enapter 营收 1470 万欧元, 同增 75%, 公司预计 23 年的收入将同比翻倍, 达 3000 万欧元。22 年上半年 EL4.0 订单达 1500 台, 约 440 万欧元, 下半年订单约 900 万欧元。22 年 Q4 EL4.0 出货超 1200 台。产能方面, 公司计划每月生产 AEM 电解槽 1 万台, 其中德国工厂预计 22 年 Q4 投

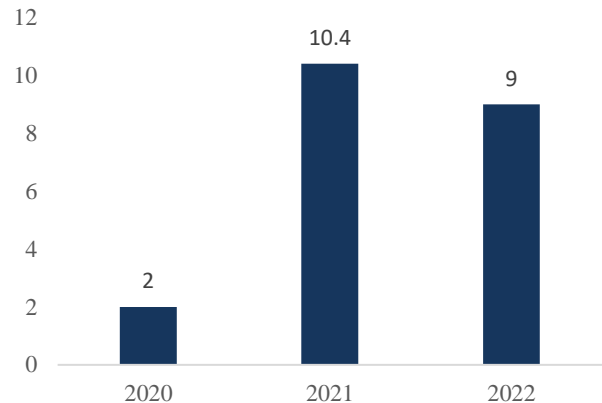
产，23 年正式量产交付。

图61: Enapter 近 4 年收入情况 (百万欧元)



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

图62: Enapter 近年订单积压情况 (百万欧元)



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

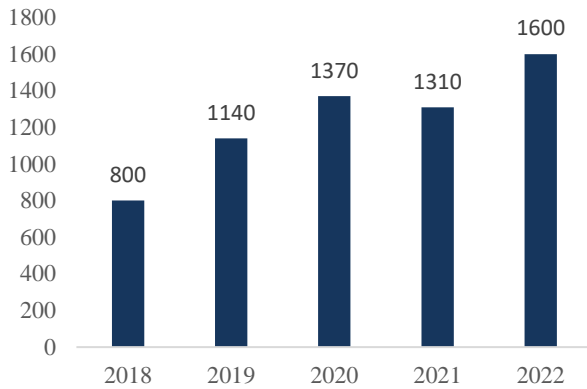
5.2.5. 法国 McPhy——主打碱性电解槽，一体化自营加氢站

McPhy: 主打高压碱性电解槽+加氢站设备, 在手订单可管。 McPhy 08 年法国成立, 起于固态储氢技术, 14 年开始开发碱性电解槽, 15 年开始进入加氢站设备等产业环节。电解槽主打高压碱性电解槽, 包括 Piel, McLyzer 和 Augmented McLyzer 三款产品, 产氢量范围 0.4-800 Nm³/h。McPhy 在欧洲 (法国、意大利、德国) 拥有三个开发、工程和生产部门, 并率先在中国张家口落地风电制氢示范项目, 近年来业绩成长性突出。

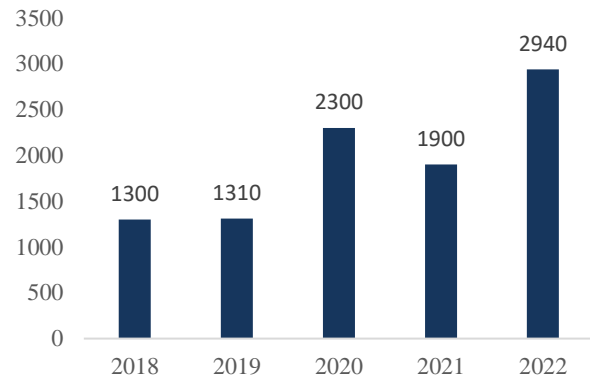
22 年新增订单增长 53%。 营收方面, 22 年收入 1600 万欧元, 同增 22%, 其中电解槽占比 68%, 加氢站业务占比 32%。订单方面, 22 年达 2940 万欧元, 同增 53%, 积压量达到 3130 万欧元, 同增 56%。McPhy 已签署的项目组合共计 45MW 和 40 个加氢站, 此外具有 148MW 和 56 座加氢站意向订单, 总计 193MW 和 96 座加氢站。在产能方面, McPhy 的电解槽超级工厂计划于 24 年上半年投产, 年产能预计 1GW, 此外圣米尼亚托工厂将提高产能至 300MW 以满足市场需求。

图63: McPhy 近 5 年收入情况 (万欧元)

图64: McPhy 近 5 年确认订单情况 (万欧元)



数据来源：公司公告，东吴证券研究所



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

6. 风险提示

1) 政策支持力度不及预期：氢能作为新兴产业，前期成本较高，需依赖相关政策体系支持带来终端应用经济性，从而驱动产业发展，如补贴、重大专项投资、基础设施建设等；若政策支持力度不及预期，将延长氢能实现平价的时长，氢能渗透速度将放缓。

2) 竞争加剧，导致产业链跌价超预期：氢能行业处于发展初期，有望实现较快增长，持续吸引新企业进入行业，市场竞争或加剧，从而引发行业价格战，导致行业盈利能力下滑。如果业内公司不能在日趋激烈的市场竞争环境中及时拓展新客户、提高产品质量和服务水平，将处于不利竞争地位，面临市场份额下降风险，进而影响业绩稳定性。

免责声明

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（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。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，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴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。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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。

本报告的版权归本公司所有，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、刊发、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准：

公司投资评级：

买入：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 15% 以上；

增持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 5% 与 15% 之间；

中性：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 -5% 与 5% 之间；

减持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 -15% 与 -5% 之间；

卖出：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 -15% 以下。

行业投资评级：

增持：预期未来 6 个月内，行业指数相对强于大盘 5% 以上；

中性：预期未来 6 个月内，行业指数相对大盘 -5% 与 5%；

减持：预期未来 6 个月内，行业指数相对弱于大盘 5% 以上。

东吴证券研究所

苏州工业园区星阳街 5 号

邮政编码：215021

传真：（0512）62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

