



氢能&燃料电池行业研究

买入（维持评级）

行业专题研究报告

证券研究报告

氢能组

分析师：姚遥（执业 S1130512080001）

yaoy@gjzq.com.cn

联系人：唐雪琪

tangxueqi@gjzq.com.cn

海外氢能专题之行业篇（二）中东：

资源和区位优势显著，有望成为氢能出口中心

核心观点

中东多国发布氢能政策，低碳氢项目储备丰富。受内部经济的多元化发展和对外维持能源枢纽的双重因素驱动，中东国家开始发展可再生能源。中东地区拥有丰富的日照和风能资源以及大量无人居住的土地，在利用可再生能源制氢方面具备先天性优势。沙特、阿联酋、埃及、阿曼等多个国家也顺应转型潮流提出了氢能发展目标（到 2030 年产能合计达 680 万吨）和项目规划（1941 万吨），并且基于其在传统化石能源领域积累的金融储备，拥有充足的资金发展氢能。氢能相关产业的项目投资规模已达到 540 亿美元，并且未来将持续追加。总体看，中东氢能市场发展潜力巨大。中东地区资源和区位优势显著，有望成为氢能出口中心。中东受益于丰富的可再生资源可以大规模生产低成本绿氢，并具备向西欧和东北亚主要需求中心出口氢的优越地理条件，从规划看中东国家也是以出口低碳氢为目的。氢气从沙特 NEOM 项目至运输意大利米兰，中短期看，氢气综合成本为 2.24~2.7 美元/kg，其中蓝氢成本 1.4 美元/kg、海运价格 0.84~1.30 美元/kg；远期看，氢气综合成本为 1.84~2.30 美元/kg，其中绿氢成本 1 美元/kg，较欧洲本土绿氢成本 2.27~2.83 美元/kg 具有较强竞争力。低成本和高需求的双重驱动下，中东将成为氢能出口中心。

（1）丰富的天然气及风光资源是中东国家能源转型发展得天独厚的优势，带来了低制氢成本。

- 中东国家发展蓝氢具备经济可行性。中东丰厚的资源以及相对封闭的市场带来了低廉且稳定的天然气价，以沙特为例，中东地区的蓝氢制取成本可低至 1.34 美元/kg（对应天然气价 1.25 美元/Mmbtu），相比其他国家的蓝氢具有较大成本优势（蓝氢成本在 1.5~2.6 美元/kg，对应天然气价 2.5~9.3 美元/Mmbtu），相较全球 0.9~2.5 美元/kg 的灰氢制取成本也具备一定优势。考虑到碳税落地，中短期内中东国家可发展蓝氢作为灰氢替代品。
- 中东将成为世界上绿氢制取成本最低的地区之一。中东光照资源禀赋优势带来了低发电成本，从而带来低制氢成本。以沙特为例，当前 18.3 美元/兆瓦时的电价对应绿氢制取成本为 2.16 美元/kg，若最终要达到绿氢 1 美元/kg 的目标，即低于 1.25/Mmbtu 天然气价格下的灰氢制氢成本时，电解槽成本需降至 400 美元/千瓦、可再生能源成本降至 10 美元/兆瓦时以下，这些条件在当前均可实现，因而绿氢也将在中东快速发展。

（2）中东地理位置便于出口欧洲，带来低氢储运成本。中东处在联系亚欧非三大洲，沟通大西洋和印度洋的枢纽地位，并且其发达的港口和管道基础设施也便于氢气及氢基产品的出口运输。当前以氨作为载体运输相对容易，而氢能走廊是中东未来实现氢气大规模和低成本出口的关键，采用管道运输每公斤氢气仅增加约 0.4~0.5 美元运输成本。目前欧洲正建造南部氢能走廊 SouthH2 Corridor，计划将地中海南部地区生产的绿氢输往欧洲。

中国企业借力政策东风，氢能企业出海提速。未来欧洲对绿氢的需求量高增，本土和进口需求均分别达到 1000 万吨，而欧洲本土 2022 年电解水制氢产能仅约 3 万吨，需求缺口巨大。从全球电解槽产能看，中国企业占比过半并且扩产迅速，而其余国家的设备产能并不足以支撑其完成氢能发展目标。因此在全球转型发展可再生能源且海外产能缺口下，中国企业迎来出口机遇。考虑到欧洲本土具备氢能厂商，中东将成为率先开发的市场，其绿氢主要向欧洲出口。总结来看三类企业具备机会：1）综合新能源业务发展型；2）依托 EPC 合作发展型；3）独立开发海外市场型。

投资建议

国内重点关注上中游项目落地，制氢和燃料电池两条主线并行，重点在于经济性推动以及政策的进展，下半年重点关注持续性政策的驱动与新商业模式的闭环。建议关注：吉电股份、华光环能、昇辉科技、华电重工、石化机械。

风险提示

政策推广不及预期、欧洲氢能产业发展不及预期、海外设备扩产速度超预期。

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费



内容目录

一、中东多国发布氢能政策，低碳氢项目储备丰富	5
1.1 中东能源转型需求迫切，规划发展可再生能源	5
1.2 可再生能源转型加速，中东多国发布氢能规划	7
1.3 布局以港口为主，绿氢和蓝氢项目储备丰富	9
二、中东地区资源和区位优势显著，有望成为氢能出口中心	12
2.1 天然气及风光资源丰富，带来低制氢成本	12
2.2 地理位置便于出口欧洲，氢储运成本低	17
2.3 优越的地理位置和制氢成本优势，中东将成为全球氢能出口中心	19
三、中国企业借力政策东风，氢能企业出海提速	21
四、投资建议	26
五、风险提示	27

图表目录

图表 1: OPEC 全球石油产品产量近 5 年波动 (千桶/天)	5
图表 2: 石油占沙特 GDP 的百分比逐渐下降	5
图表 3: 世界原油出口地区 OPEC 占比缩小 (百万桶/天)	6
图表 4: OPEC 成员国原油出口对欧美地区占比缩小 (%)	6
图表 5: 2023 年中东和北非国家光伏和风电装机容量增加 57%	6
图表 6: 2023 年中东和北非国家光伏和风电规划项目增加 292GW	6
图表 7: 中东和北非地区的 6% (23GW) 的光伏和风电项目正在建设	7
图表 8: 中东多国提出氢能发展目标	7
图表 9: 中东多个氢能项目处于建设 (万吨)	8
图表 10: 2023 年中东地区清洁氢能项目投资规模达 540 亿美元	8
图表 11: 中东国家预计氢气出口量达百万吨 (百万吨/年)	9
图表 12: 60%的风光未来规划产能将专门用于绿色氢气生产或直接出口	9
图表 13: 中东各国以港口为主积极布局氢能项目	9
图表 14: 沙特、埃及、阿联酋、阿曼和卡塔尔等国氢能代表性项目	10
图表 15: NEOM 项目地理位置便于氢气出口	10
图表 16: 沙特 Neom 零碳新城项目	10
图表 17: 埃及苏伊士运河经济区绿氢项目集群	11
图表 18: 阿联酋绿氢项目框架	11
图表 19: 阿联酋 ADNOC 蓝氢项目	11



图表 20: 阿曼主要港口规划未来绿氨和绿氢的出口能力达到 2.2Mt 和 0.87Mt	12
图表 21: 阿曼 Worley 绿氢项目	12
图表 22: 卡塔尔蓝氨工厂项目	12
图表 23: 世界已探明天然气储量中东地区最高 (万亿标准立方米)	13
图表 24: 沙特天然气制氢及蓝氢成本相比其他国家具备优势	13
图表 25: 天然气价格为蓝氢成本占比最大项	14
图表 26: 中东地区光伏资源丰富	14
图表 27: 中东地区风能平均功率密度较高	14
图表 28: 中东各国发展可再生能源制氢潜力大	15
图表 29: 中东地区光伏总安装成本降幅最大	15
图表 30: 中东地区光伏 LCOE 最低	15
图表 31: 每兆瓦时发电成本降低 10 美元将带来 30% 的制氢成本降幅	16
图表 32: 未来利用光伏发电的制氢成本有望降至 1.6 美元/kg	16
图表 33: 氢气不同技术路线制取成本对比	16
图表 34: 绿氢制取成本低于 1 美元/kg 时, 电解槽需降至 400 美元/千瓦、可再生能源成本降至 10 美元/兆瓦时	16
图表 35: 中东地区地理位置便于氢气运输出口	17
图表 36: 氢能国际贸易主要分为管道运输和液态海运两种模式	17
图表 37: 国际氢能运输模式对比	18
图表 38: 氢气储运成本对比 (不包括管道)	18
图表 39: 采用管道运输每公斤氢气仅增加约 0.4-0.5 美元成本	19
图表 40: 南部氢能走廊将满足欧盟 2030 年氢气进口目标的 40%	19
图表 41: 海湾地区出口欧洲氢气管道具备可行性	19
图表 42: 中东地区的太阳能光伏和陆上风电混合系统的制氢平准化生产成本具备优势	20
图表 43: 沙特-意大利氢能运输方案对比	20
图表 44: 欧盟氢能发展框基调已定	20
图表 45: 中东国家氢气出口潜力排在前列	21
图表 46: 中国企业电解槽产能占比过半	21
图表 47: 国内企业出口中东的绿氢项目	22
图表 48: 隆基氢能青海亚硅项目安装过程	23
图表 49: 隆基氢能碱性电解槽主打产品 ALK H1 (上)、ALK G (下)	23
图表 50: 双良节能绿电制氢全智慧化系统	23
图表 51: 双良节能绿电制氢系统示例	23
图表 52: 中国能建 2023 制氢设备中标企业	24
图表 53: 派瑞氢能集装箱式碱性水电解制氢设备	24



图表 54: 派瑞氢能撬装式加氢站	24
图表 55: 国富氢能水电解制氢系统	25
图表 56: 国富氢能加氢站示例	25
图表 57: 安思卓碱性电解槽	25
图表 58: 安思卓集装箱式制氢设备	25
图表 59: 瑞麟科技 PEM 大型电解设备	26
图表 60: 瑞麟科技 KAL-500 超级碱性制氢系统	26
图表 61: 英特利一体化太阳能电解水制氢项目 (1000Nm ³ /h)	26
图表 62: 英特利电解水制氢整流集装箱成套系统 (4000Nm ³ /h)	26

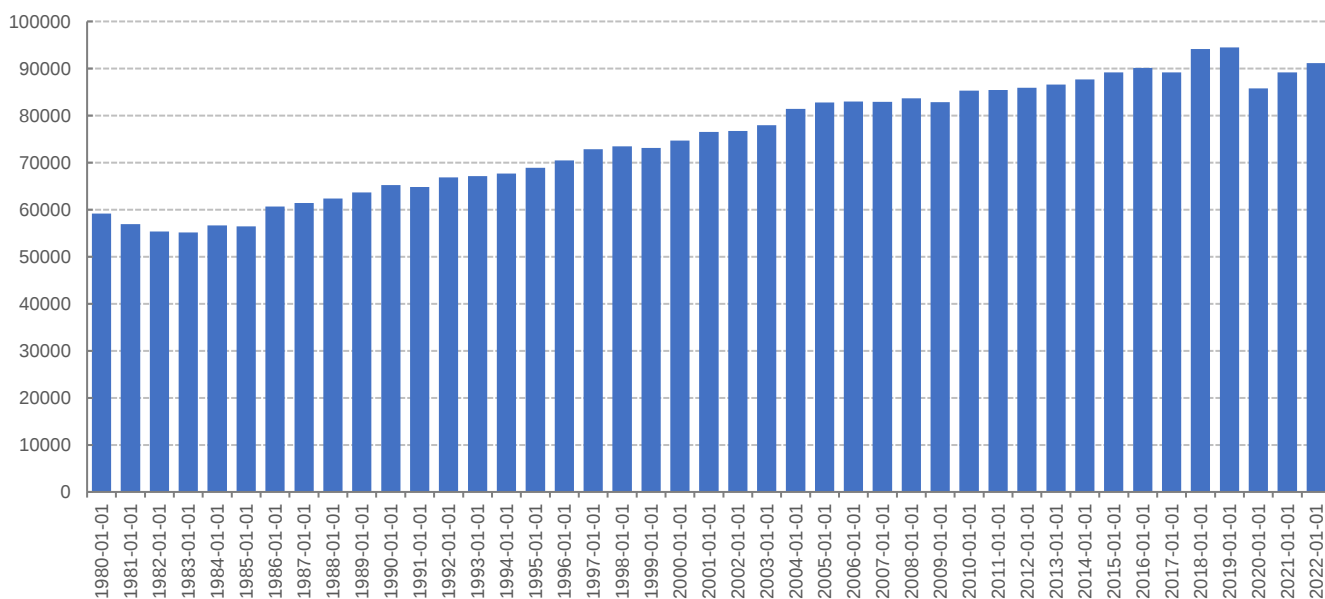


一、中东多国发布氢能政策，低碳氢项目储备丰富

1.1 中东能源转型需求迫切，规划发展可再生能源

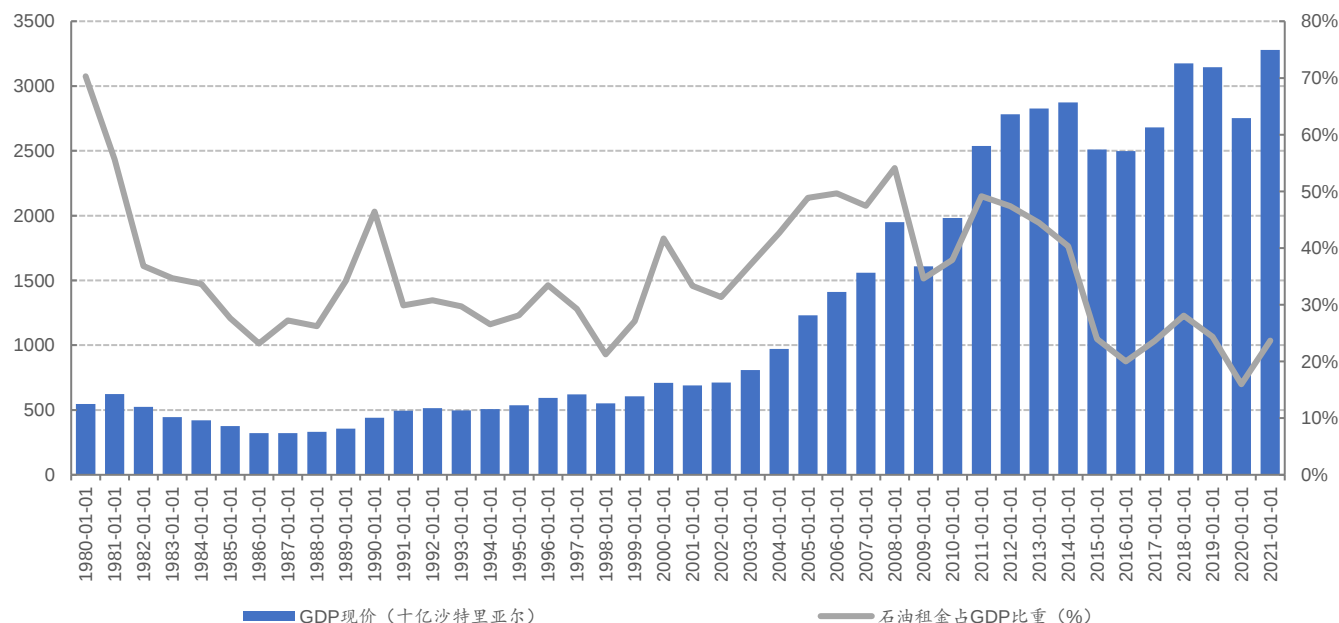
内部看，中东国家能源转型与经济多元化需求迫切。中东国家盛产传统化石能源，经济结构相对单一。长期以来，石油收入占据海湾各国财政总收入的 50%~80%，占其总出口额的 20%~90%。2020 年全球石油产量每天减少 660 万桶，天然气消费量减少 810 亿立方米，全球油气投资也同比减少了 32%，创史上最大降幅。虽然 2021-2023 年有所回升，但随着未来石油市场供需结构变化，据国际货币基金组织等权威机构预测，如不进行能源重组和经济结构改革，相关国家的石油财富到 2034 年将可能耗尽。单纯以化石能源出口为支柱的经济发展模式难以持久，融入世界绿色发展大潮已成必然趋势。利用本国的能源资源优势推动国家产业结构多元化发展和清洁能源转型，将成为中东国家未来发展的重点。

图表1: OPEC 全球石油产品产量近 5 年波动 (千桶/天)



来源：欧佩克(OPEC)、国金证券研究所

图表2: 石油占沙特 GDP 的百分比逐渐下降

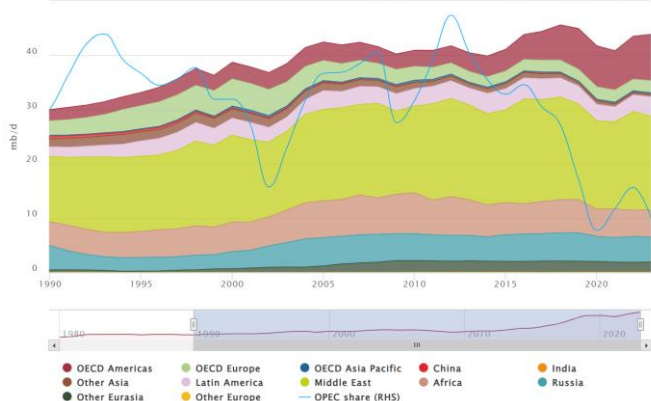


来源：国际货币基金组织、世界银行、国金证券研究所



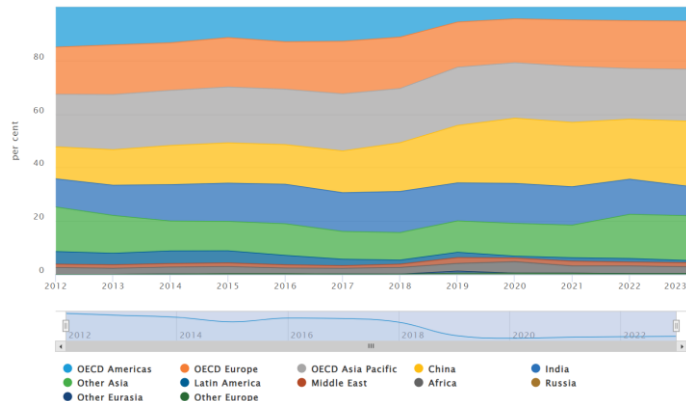
外部看，中东国家通过推动清洁能源转型将提升战略自主性与国际竞争力。全球能源转型的主要驱动力来自欧美发达国家。美国页岩油气革命帮助其摆脱了石油进口依赖，美国从沙特进口的轻质原油数量从2012年时最高的7,941.8万桶骤降至2021年的363.7万桶，对中东地区能源依赖的下降将导致美国在该地区主要战略目标发生结构性变化。欧洲各国受到国际能源供应链受阻、地缘安全冲突加剧等冲击，也开始加快能源转型与自主化，而欧洲国家加速推进清洁能源革命将会抬升中东国家传统能源和制造业产品成本，造成其对欧经济竞争力下降。因此，中东地区国家顺应国际能源转型是必然趋势，以绿色产业增强对美国的战略自主性和提升对欧洲的经济竞争力，并维护自身世界能源枢纽的地位。

图表3：世界原油出口地区 OPEC 占比缩小（百万桶/天）



来源：OPEC 2024 年年度统计公报、国金证券研究所

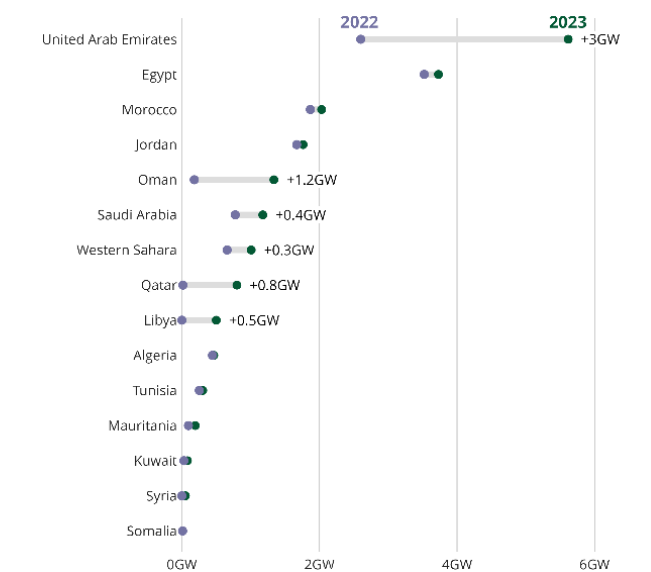
图表4：OPEC 成员国原油出口对欧美地区占比缩小（%）



来源：OPEC 2024 年年度统计公报、国金证券研究所

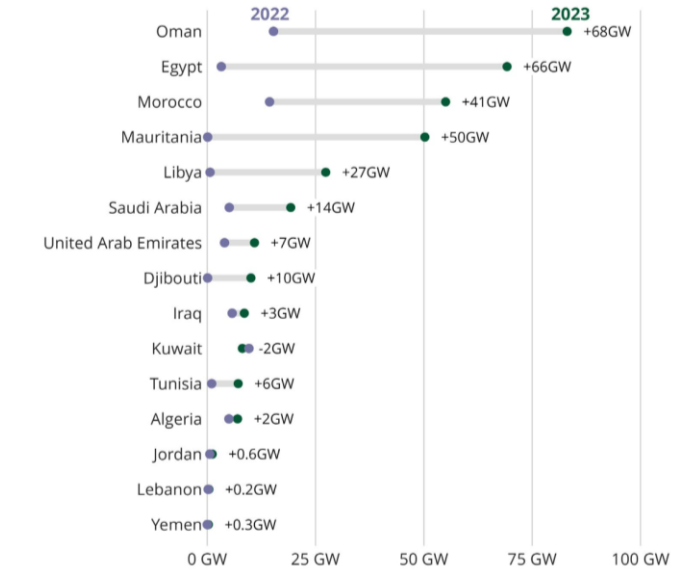
政府转型意愿强烈，可再生能源规划量大。内外能源转型压力下，中东地区可再生能源装机规划高增。根据 Global Energy Monitor 统计，2023 年中东和北非阿拉伯国家的可再生能源装机容量增加了 57%，达到 19GW，并且预计到 2024 年将再增加一半。目前，光伏和风电的规划项目增加了 292GW，其中 6%（23GW）的项目正处于建设阶段，47%（171GW）处于前期建设阶段，这些项目已经获得融资、政府许可、土地权或正式的购电或承购协议，剩余的 46% 项目则刚刚公布。整体看，中东地区的可再生能源规划高增，建设尚处于前期起步发展阶段。

图表5：2023 年中东和北非国家光伏和风电装机容量增加 57%



来源：Global Energy Monitor、国金证券研究所

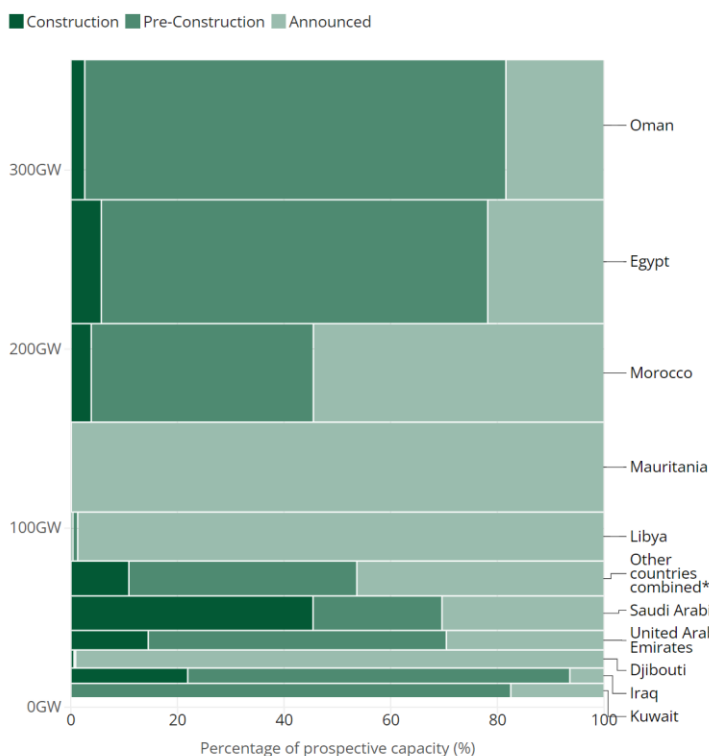
图表6：2023 年中东和北非国家光伏和风电规划项目增加 292GW



来源：Global Energy Monitor、国金证券研究所



图表7: 中东和北非地区的6% (23GW) 的光伏和风电项目正在建设



来源: Global Energy Monitor、国金证券研究所

1.2 可再生能源转型加速，中东多国发布氢能规划

多国提出氢能发展目标，中东氢能市场潜力巨大。中东地区拥有丰富的日照和风能资源，以及大量无人居住的土地，在利用可再生能源生产绿氢方面具有巨大优势。作为世界上最大的氢生产国之一，沙特计划到2030年生产290万吨清洁氢，成为全球清洁氢能供应商；阿联酋制定“国家氢能战略”，计划到2031年低碳氢生产能力超过140万吨/年；埃及计划打造北非地区绿氢枢纽，到2030年生产150万吨绿氢，并且发布“绿色补贴法案”给予绿氢项目激励措施；阿曼提出“绿色氢战略”，到2030年生产至少100万吨可再生氢。

图表8: 中东多国提出氢能发展目标

中东国家	战略	规划
沙特	《氢能工业战略》	沙特阿拉伯希望成为全球清洁氢能的主要供应国，计划到2030年实现清洁氢气产量290万吨/年，到2035年实现400万吨/年的清洁氢气生产目标，目前的重点是在未来十年内获得蓝氢的较大市场份额。
阿联酋	《国家氢能战略》	到2031年阿联酋低碳氢生产能力超过140万吨/年(mtpa)，其中国内外绿氢（可再生能源制氢）产能分别要达到50万吨/年，蓝氢（天然气制氢）产能40万吨/年，以及每年生产7500吨粉氢（核能制氢）。
	《国家绿色氢能战略》	2030/2040年之前占据国际氢能市场5%/8%的份额，成为区域内最重要的氢能提供者之一。
埃及	《综合可持续能源战略2035》	到2030年生产150万吨绿氢。
	《绿氢补贴法案》	减免绿氢项目的税项，减幅由33%至55%不等，并免除项目的原材料、机器、工具、设备和运输的增值税、印花税和进口关税，出口绿氢或其衍生产品也获豁免增值税。
阿曼	《绿色氢战略》	到2030年生产至少100万吨可再生氢，到2040年达到375万吨，到2050年达到850万吨。

来源: CSIS、UAE National Hydrogen Strategy、Egypt Oil&Gas、IEA、IDSC、国金证券研究所

各国积极投入项目建设，项目产能累计达到1940万吨。截至2022年10月，该地区共有37个项目，总产能为420万吨/年，目前沙特、阿联酋、埃及、阿曼等国家的多个氢能大项目均处于建设之中，项目建设总量达到71个，产能达到1941万吨，开工率达到9.4%。



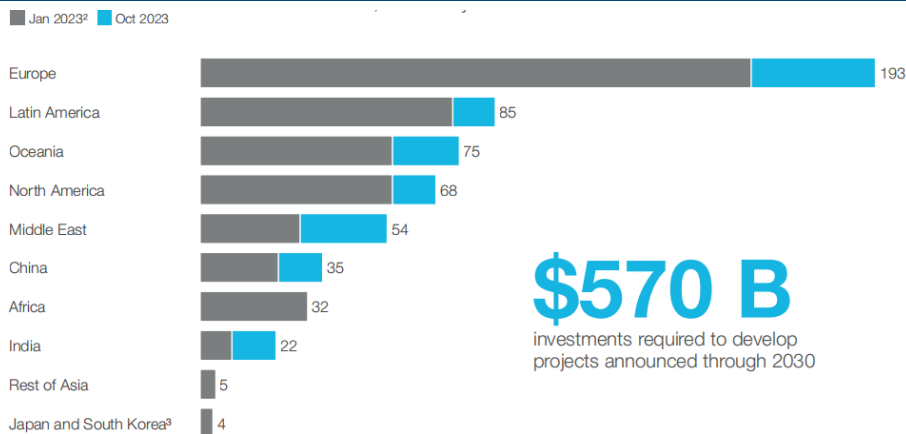
图表9：中东多个氢能项目处于建设（万吨）

国家	项目总产能	概念阶段	可行性研究阶段	FID/建造阶段	开工占比
沙特	77.1	43.2	-	33.9	44%
阿联酋	81.8	45.8	11.8	24	29%
埃及	1141.6	976.6	165	-	0%
阿曼	520.5	181.2	333.8	5.5	1%
卡塔尔	120	-	-	120	100%
合计	1941	1246.8	510.6	183.4	9.4%

来源：IEA、国金证券研究所

氢能产业发展资金充足，项目投资额达百亿级别。项目投资方面，预计到2030年底，全球共5700亿美元资金需投入以完成相应氢能规划。传统化石能源发展所积累的金融储备，例如主权基金（沙特公共投资基金、阿布扎比投资局等），是推动中东氢能发展的重要资本。截至2023年10月，中东地区清洁氢能项目投资规模540亿美元，同比增长约80%，在全球排名第五。另外，区域内资本较为雄厚的海湾合作委员会国家已制定氢能发展目标，将在2030年之前投资50亿~250亿美元，实现年产绿氢1500万~3000万吨，并将推动远期平准化绿氢成本（LCOH）降低至2美元/kg以下，其中投资金额的50%~60%将用于可再生能源发电设施建设，20%~40%用于电解槽技术研发落地，10%~20%用于储运环节的布局。

图表10：2023年中东地区清洁氢能项目投资规模达540亿美元



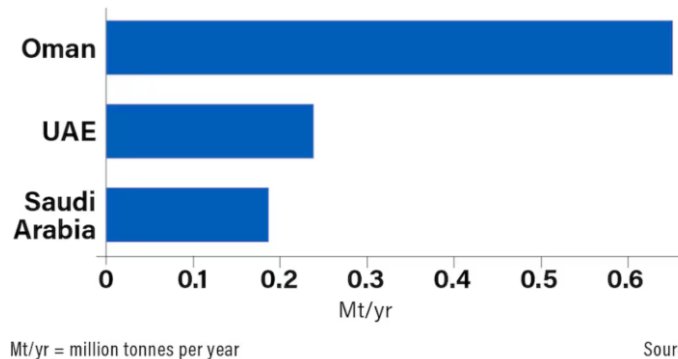
来源：《Hydrogen Insights December 2023》、国金证券研究所

定位绿氢出口中心，以氢基能源形式运输。中东具有成为未来绿氢出口中心的独特优势，一方面受益于丰富的可再生资源可以大规模生产绿氢，另一方面具备向西欧和东北亚主要需求中心出口氢的优越地理条件。从规划看，总体上中东地区的国家也是以出口低碳氢为目的。目前，中东部分国家已经实现出口，2020年沙特阿美石油公司(Aramco)向日本出口了世界首批蓝氢；2021年，阿联酋向日本出口了第一批用于化肥生产的蓝氢；截至目前，沙特与阿联酋已向日本、韩国出口了四批试运氢。



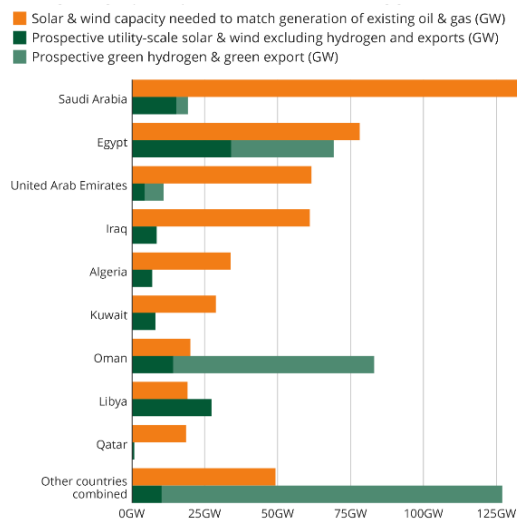
图表11: 中东国家预计氢气出口量达百万吨 (百万吨/年)

EXPORT VOLUMES FOR HYDROGEN IN THE MIDDLE EAST BASED ON PLANNED PROJECTS, 2023



来源: IEA、国金证券研究所

图表12: 60%的风光未来规划产能将专门用于绿色氢气生产或直接出口

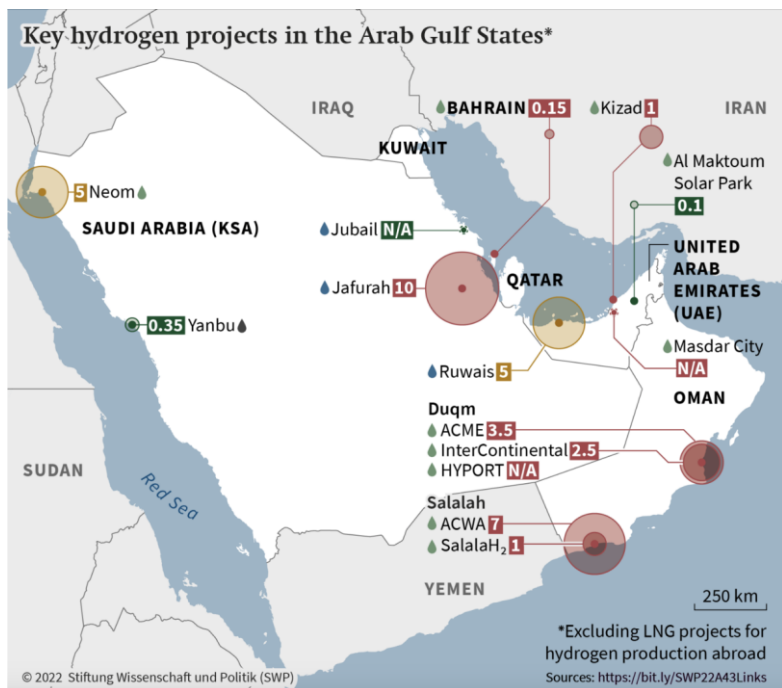


来源: Global Energy Monitor、国金证券研究所

1.3 布局以港口为主, 绿氢和蓝氢项目储备丰富

中东地区低碳氢能项目规划高增, 依托风光资源和港口优势发展。中东地区目前已有 83 个低碳氢能相关项目在建或规划中, 总产能将达到年产 900 万吨。项目涵盖了绿氢与蓝氢, 采用电解水、天然气重整等多样化的制氢技术路径, 将充分利用当地的可再生能源和化石能源等资源优势。项目生产的氢气主要应用于合成氨、甲醇等化学品, 以及在钢铁、水泥、交通运输等领域替代化石燃料, 推动中东国家实现工业脱碳和能源结构多元化。

图表13: 中东各国以港口为主积极布局氢能项目



来源: Stiftung Wissenschaft und Politik、国金证券研究所



图表14: 沙特、埃及、阿联酋、阿曼和卡塔尔等国氢能代表性项目

国家	规划年份	项目	预计产能	下游应用
沙特	2020 年	Neom 零碳新城项目	计划于 2026 年投产, 预计日产绿氢 600 吨	生产绿氢, 用于燃料电池汽车和工业部门等
埃及	2022 年	Masdar 和 Hassan Allam Utilities 的绿氢工厂项目	计划到 2030 年, 实现 4GW 的电解槽产能, 年产约 48 万吨绿氢	生产甲醇和绿氢, 其中绿氢将出口
	2021 年	ACWA Power 的绿氢项目	第一阶段目标是年产 60 万吨绿氢, 第二阶段预计年产 200 万吨绿氢	绿氢
	2019 年	Siemens Energy 的绿氢项目	每小时生产 20.5 公斤绿氢	长期储能
阿联酋	-	Masardar 与 Emirates Steel Arkan 的绿氢项目	预计于 2024 年投产, 目前未公布产能细节	绿氢替代天然气生产钢
	2021 年	ADNOC 的蓝氢项目	预计年产 100 万吨蓝氢, 未公布蓝氢产能细节	生产蓝氢, 用于出口和本地工业
	2021 年	HyPort Duqm 绿氢项目	预计年产 6 万吨绿氢和 33 万吨绿氨	生产绿氢用于出口
	2021 年	Salalah2 的绿氢项目	预计日产 1000 吨绿氢, 未公布绿氢产能细节	出口绿氢, 用于煤炭、化肥和船用燃料
阿曼	2021 年	ACME 的绿氢项目	预计年产 90 万吨绿氢, 未公布绿氢产能细节	生产绿氢
	2022 年	BP 的绿氢项目	未公布绿氢产能细节	-
	2022 年	Worley 的绿氢项目	配套 25GW 的太阳能和风能设施, 预计年产超过 180 万吨绿氢和超过 1000 万吨绿氨	生产绿氢, 用于出口
卡塔尔	2022 年	蓝氢工厂项目	预计 2026 年投产, 年产 120 万吨蓝氢, 未公布绿氢产能细节	生产蓝氢, 用于出口

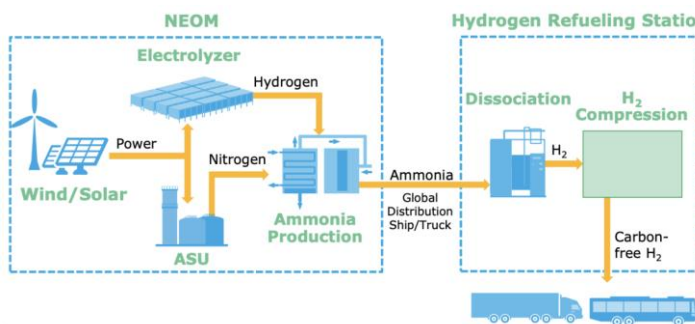
来源: Thyssenkrupp Nucera、Asharq Al-Awsat、Hassan Allam Utilities、Hydrogen Central、Offshore Energy、Renewable Energy Magazine、Gulf Today、Energy Global、ADNOC、Green Hydrogen Organisation、Ammonia Energy Association、Qatar Energy、国金证券研究所

沙特 NEOM 新城项目采用风光互补产氢, 有望引领区域绿氢发展。Neom 零碳新城项目是全球最大的无碳绿色氢能工厂, 预计日产绿氢 600 吨并于 2026 年投产, 由 NEOM、ACWA Power 和 Air Products 三方合资成立的 NEOM Green Hydrogen Company 负责实施。基于沙特的太阳能和风力双重资源丰富, 项目计划以光伏风电互补的发电模式保障制氢用电的经济性和稳定性, 制取的绿氢将以绿氢的形式生产和出口, 用于燃料电池汽车和工业部门等领域的脱碳应用。项目拥有充足的融资资金——总投资额 84 亿美元, 23 家机构已经提供了 61 亿美元的无追索权融资, 以及锁定的能源买方——与 Air Products 达成了为期 30 年的独家承购协议, 为项目的落地投产实施提供保障。NEOM 项目的顺利实施也将显著提升沙特在全球绿氢产业链中的地位, 为大规模使用绿氢铺路。

图表15: NEOM 项目地理位置便于氢气出口



图表16: 沙特 Neom 零碳新城项目



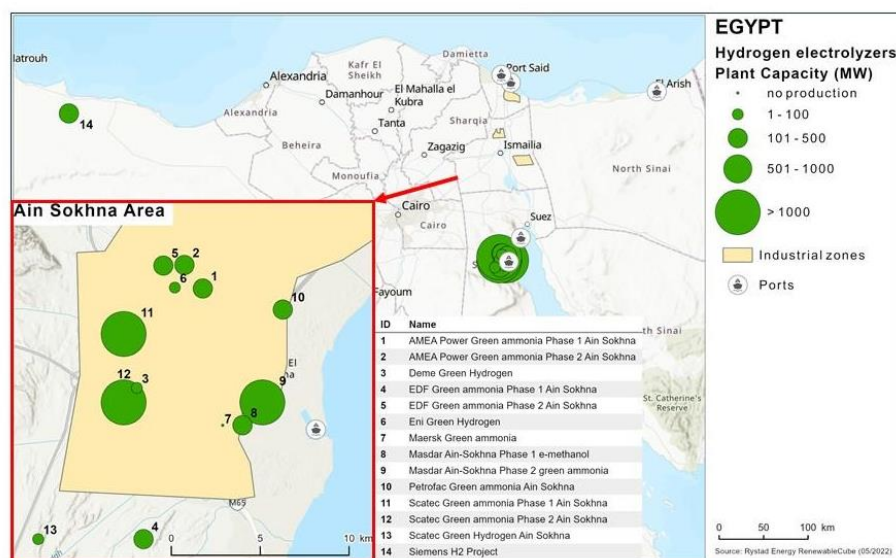
来源: ACWA Power、国金证券研究所

来源: Air Products、国金证券研究所



埃及政企联手打造绿氢产业集群，苏伊士运河区将成为产业集聚地。在政府政策引导与企业带动下，多个大型项目相继落地埃及苏伊士运河区。例如，Masdar 和 Hassan Allam Utilities 计划到 2030 年在埃及建设电解槽装机总量达 4GW 的绿氢工厂，每年生产约 48 万吨绿氢，主要用于生产甲醇和绿氨，其中还将考虑将绿氢进行出口。ACWA Power 也在苏伊士运河区规划了大型绿氢项目，年产能可达 200 万吨，主要用于合成绿氨。这些项目均利用埃及丰富的太阳能和风能资源电解水制氢，确保持续稳定的可再生电力供应，生产过程不产生碳排放。在政府政策支持下，随着更多项目的落地，绿氢产业链有望在苏伊士运河区形成集聚，拉动当地经济增长。

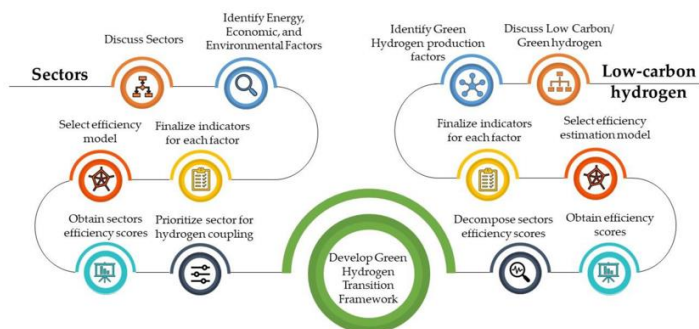
图表17：埃及苏伊士运河经济区绿氢项目集群



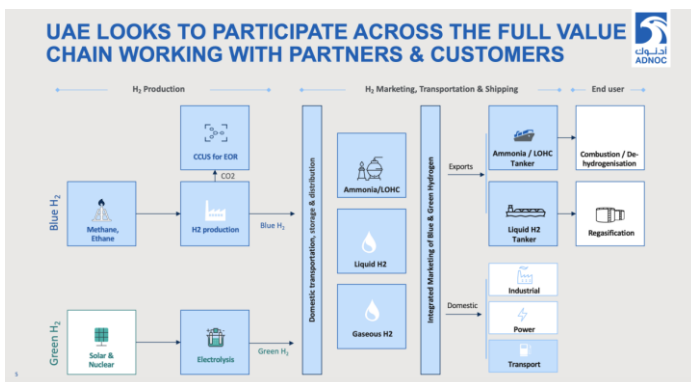
来源：E&M Combustion、国金证券研究所

阿联酋绿氢和蓝氢同步发展，多维度布局氢能产业。在绿氢领域，Siemens Energy 的绿色氢能项目利用丰富的太阳能资源，采用电解槽技术，预计每小时生产 20.5 公斤绿氢，主要用于长期储能。此外，Masardar 与 Emirates Steel Arkan 的绿氢项目致力于用绿氢替代天然气生产绿钢，助力工业脱碳。在蓝氢方面，ADNOC 的蓝氢项目依托天然气重整制氢，主要生产蓝氢用于出口和本地工业应用。凭借资源优势和技术进步，阿联酋正加速氢能规模化发展和清洁化应用，打造多元化的氢能供应体系。

图表18：阿联酋绿氢项目框架



图表19：阿联酋 ADNOC 蓝氢项目



来源：MDPI、国金证券研究所

来源：JCCP、国金证券研究所

阿曼多个大型项目蓄势待发，计划以绿氢形式出口绿氢。阿曼在生产大量可再生氢和氢基燃料方面处于有利地位，受益于高质量的可再生资源，包括太阳能光伏和陆上风能以及便利的地理位置，便于进入欧洲和日本等主要进口市场。同时，拥有大量土地可供大型项目开发，现有的化石燃料基础设施可以直接使用或改造为低排放燃料，并且在处理和出口液化天然气和氨方面拥有经验，可直接迁移至可再生氢和氢基燃料。目前阿曼已批准多个大型风光绿氢项目。例如：HyPort Duqm 项目计划，预计每年可生产多达 6 万吨绿氢，主要用于生产绿氢并出口到国际市场；Worley 的项目计划配套 25GW 的太阳能和风能设施，预计每年生产 180 万吨绿氢，主要用于生产绿氢，并在钢铁和水泥等重工业中替代传统能



源。这些项目均充分利用阿曼丰富的太阳能和风能资源，通过电解水技术制氢。在政府引导和资本投入的推动下，阿曼氢能产业有望实现快速发展。根据 IEA 报告，到 2030 年阿曼生产可再生氢的成本有望低至 1.6 美元/千克 H₂，使其成为全球最具竞争力的可再生氢生产国之一。

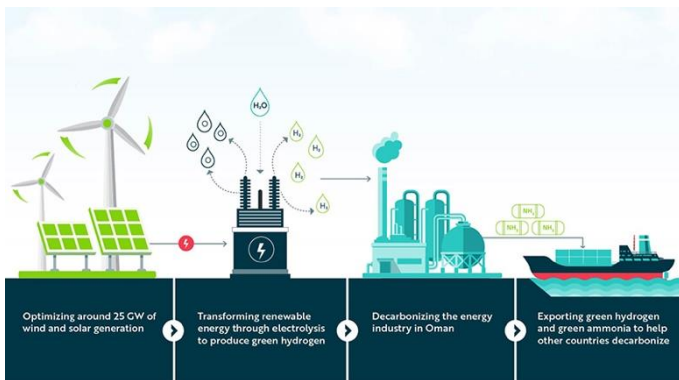
图表20：阿曼主要港口规划未来绿氨和绿氢的出口能力
达到 2.2Mt 和 0.87Mt

图表21：阿曼 Worley 绿氢项目

Table 2.3 Current and planned handling in Oman's main ports

Port	Current handling	Current capacity (Mt)	Planned handling	Planned renewable H ₂ and NH ₃ capacity (Mt)
Duqm	Existing refinery	0.28 Mt	Developing hydrogen and ammonia facilities	1.2 Mt of ammonia and 0.87 Mt of hydrogen
Sohar	Existing ammonia, urea and methanol facilities	0.19 Mt	-	-
	Existing refinery	0.16 Mt		
Salalah	Existing methanol and ammonia facilities	0.25 Mt	Developing renewable ammonia facility	1 Mt of ammonia
Sur	Existing ammonia and urea facilities	0.2 Mt	-	-
Muscat	Existing refinery	0.02 Mt	-	-

Note: H₂ = hydrogen, NH₃ = ammonia.



来源：Oman Observer、国金证券研究所

来源：Worley、国金证券研究所

卡塔尔氢能项目聚焦蓝氢和蓝氨产业链，天然气资源优势突出。Ammonia-7 蓝氨工厂项目由卡塔尔能源公司投资建设，计划总投资约 10 亿美元，依托卡塔尔丰富的天然气资源和完善的天然气基础设施，采用成熟的天然气重整技术与碳捕集技术，通过捕获并封存生产过程中产生的二氧化碳，每年可减排约 150 万吨。该项目预计将成为全球最大的蓝氨工厂，也是卡塔尔能源转型计划的重要一部分，预计在 2026 年第一季度投产，主要用于生产化肥和燃料，届时年产能将达到 120 万吨蓝氨。随着项目的落地，卡塔尔有望进一步推动国内氢能及其衍生产品的生产和出口。

图表22：卡塔尔蓝氨工厂项目



来源：Saudi Gulf Projects、国金证券研究所

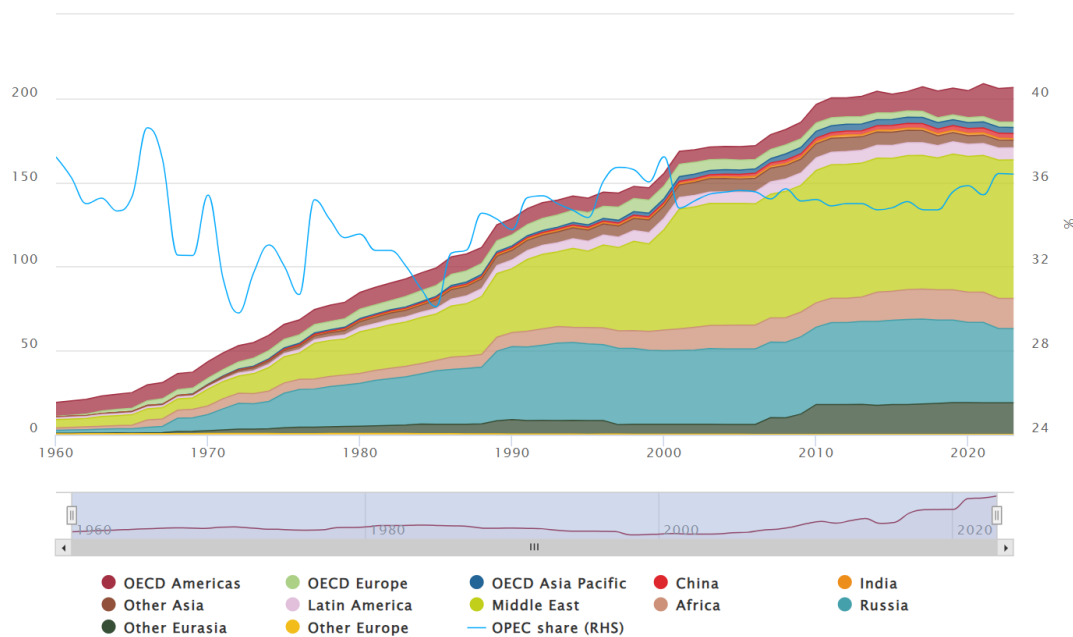
二、中东地区资源和区位优势显著，有望成为氢能出口中心

2.1 天然气及风光资源丰富，带来低制氢成本

丰富的油气资源储备和优越的清洁能源资源是中东国家能源转型发展得天独厚的优势。未来降低自身碳排放、推动清洁能源发展以及促进开发利用氢能将成为实现能源转型的重要抓手。蓝氢是将普通化石燃料制氢方式，即灰氢与碳捕捉技术结合的制氢方案，可大幅度减少制氢过程中的碳排放，其发展潜力与化石资源条件相关。2023 年底中东地区已探明天然气储量达到 82.46 万亿标准立方米，位居全球第一，占世界天然气储量的 40%，中东国家中短期内利用天然气资源发展蓝氢技术潜力巨大。



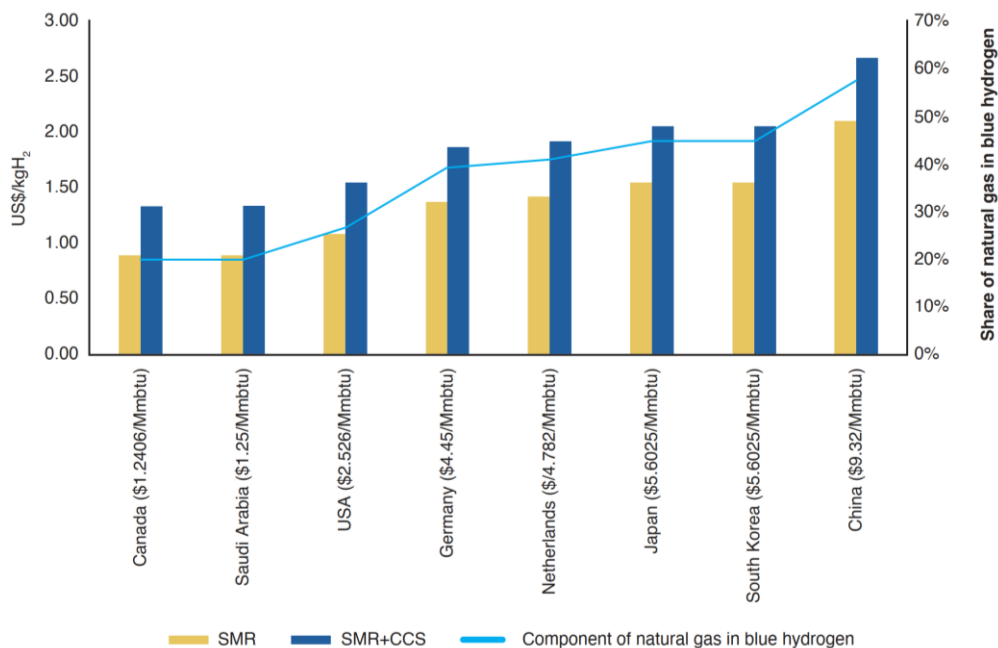
图表23：世界已探明天然气储量中东地区最高（万亿标准立方米）



来源：OPEC 2024 年年度统计公报、国金证券研究所

中东国家发展蓝氢具备经济可行性，中短期内可作为灰氢替代品。丰厚的天然气资源以及相对封闭的市场，带来了低廉且稳定的天然气成本。中东国家大多是炼油和化工行业氢气的消费大户，主要生产碳排放量高的“灰色”氢气，灰氢是当前最便宜的生产氢气方式，成本约为 0.9~2.5 美元/kg。例如，沙特阿拉伯既不出口也不进口天然气，其价格保持在相对低位。但蓝氢和绿氢的成本也将随着技术的发展，实现大幅下降。以 1.25 美元/Mmbtu 天然气价格计算，SMR（天然气制氢中的甲烷水蒸气重整）加装 CCUS 的蓝氢生产成本为 1.34 美元/kg，相较 SMR 制氢每公斤增加了约 0.44 美元，是目前第二大最具成本效益的制氢方法。未来随着 CCUS 规模的扩大，其成本将持续降低，到 2030 年生产蓝氢的成本有望从目前的 1.34 美元/kg 降至 1.13 美元/kg。

图表24：沙特天然气制氢及蓝氢成本相比其他国家具备优势



来源：《沙特氢气生产的经济和资源潜力》、国金证券研究所

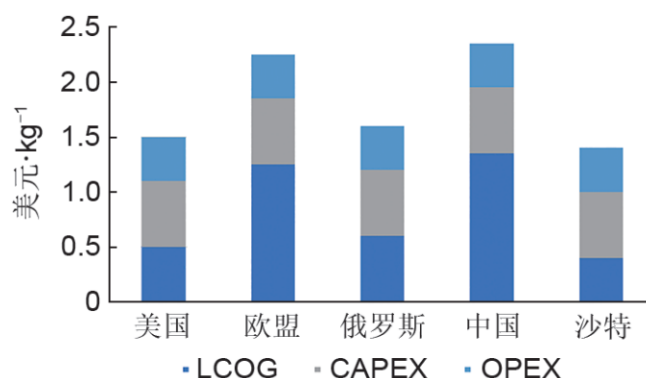
- 以沙特的蓝氢经济性进行分析：天然气制氢成本 (LCOH) 主要包括 3 部分——天然气成本 (LCOG)、资本支出 (CAPEX) 和运营支出 (OPEX)。其中 LCOG 占比最高，为制氢总成本的 45%~75%，CAPEX 第二，占制氢总成本 12%~20%，OPEX 则反映了蒸汽重整工厂建



成后每年设施维护、人工、税务等费用支出。

- 根据测算，沙特的蓝氢制取成本在 1.4~2.35 美元/kg 之间，与全球范围内其他主要国家对比仍具有较大优势，因此中短期内发展蓝氢方案对于沙特等天然气丰富的中东国家的能源转型具备经济可行性。SMR 制氢加装 CCUS 使天然气成本投入增加了约 10%，氢气生产的总成本提高了 35~50%，对应约 0.5 美元/kg。

图表25：天然气价格为蓝氢成本占比最大项

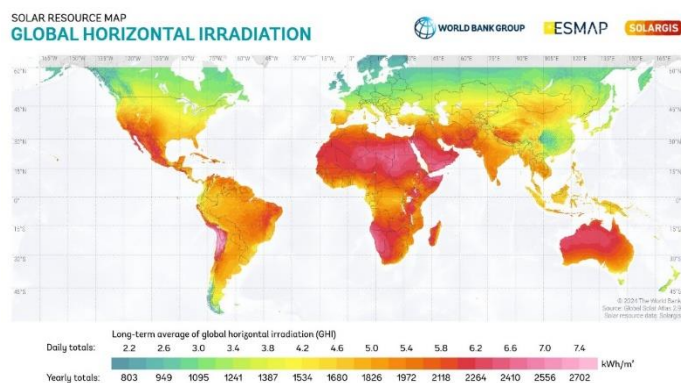


来源：《沙特能源转型及氢能发展展望》、国金证券研究所

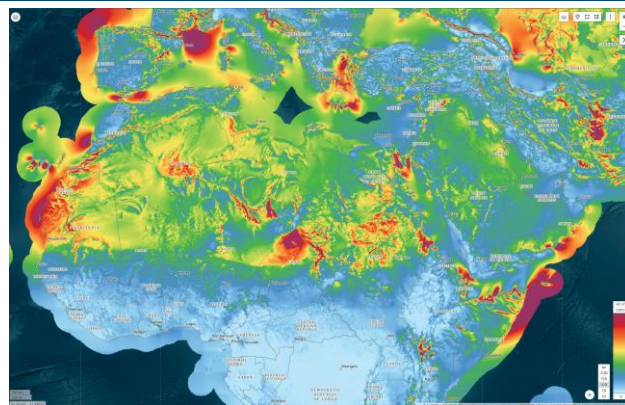
中东地区地广人稀，风光资源丰富。中东地区常年炎热干燥，以亚热带沙漠气候为主，干旱少雨，因此中东的大部分地区将太阳能作为未来的可持续发展路径。为实现“低碳”目标，同时保证经济的多元化与可持续性，中东国家基于自身拥有强烈日照和丰富风能，以及大量无人居住的土地方便利用等优势，正在大力推进可再生能源的发展。从历史数据看，太阳能的容量系数可达到 20~30%，风电 35~45%，风能和太阳能相辅相成的总容量系数则可达 70%，良好的风光互补系数将提升可再生能源制氢效率。

图表26：中东地区光伏资源丰富

图表27：中东地区风能平均功率密度较高



来源：Solargis、国金证券研究所



来源：Global Atlas、国金证券研究所

- 阿联酋：光照资源丰富，拥有三个世界上最大的太阳能发电厂。阿联酋年平均太阳辐射为 2285 千瓦时/平方米，太阳能装机容量预计到 2025 年底将达到 9.20 万千瓦，目标是到 2031 年增加到 14.21 万千瓦。低成本的天然气资源和碳捕捉的经验将使其具备低碳氢的价格竞争力。
- 沙特：日照和风力资源丰富。平均每天 8.9 小时的日照；平均水平太阳辐射为 5600 瓦时/平方米；年均风速 6~8m/s。
- 阿曼：拥有优良的风光互补可再生资源。阿曼拥有高水平的太阳辐射量，加上大量可用土地，为大规模太阳能开发提供机会。同时，阿曼某些近海区域具有显著的风能潜力，在 100 米高度时的平均风速接近每秒 10 米。
- 埃及：可再生能源总装机容量达到 3.7 千兆瓦 (GW)，其中包括 2.8 千兆瓦的水力发电以及约 0.9 千兆瓦的太阳能和风力发电。



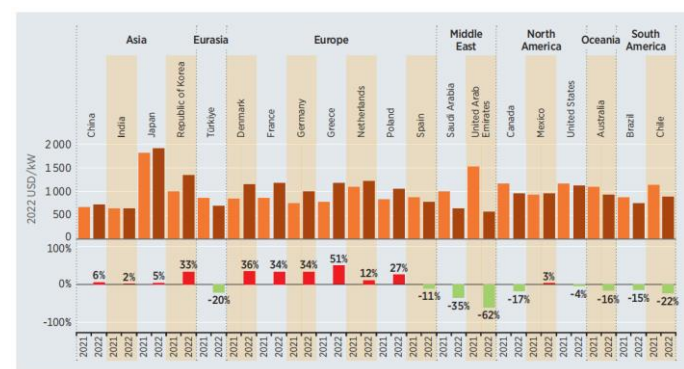
图表28：中东各国发展可再生能源制氢潜力大

国家	太阳能和风能资源		2019 年已安装的可再生能源容量 (兆瓦)	可再生能源目标	比较优势
	DNI (kWh /m ² /天)	风速 (m/s)			
阿联酋	6	5.3	1885	2030 年：迪拜的电力消耗比常规水平低 30%。2040 年：拉斯海马占 25-30% 的清洁能源。2050 年：44% 的清洁能源容量，电力消耗比常规水平低 40%。	区域内最高的可再生能源安装容量；较低的平准化度电成本；5.9 万亿立方米的天然气探明储量；接近区域市场。
沙特	6.5	>8	397	2020 年：3.45GW。2021 年：电力消耗和峰值需求分别下降 8% 和 14%。2030 年：9.5GW（占总容量的 10%）；30% 的发电量来自可再生能源及其他能源（主要是核能）。	丰富的太阳能和风能资源；6 万亿立方米的天然气探明储量；全球最低的平准化度电成本（Sakaka 发电厂）。
卡塔尔	5.6	5.7	43	2020 年：200-500 MW 的太阳能。2022 年：人均电力和水资源消耗分别下降 8% 和 15%。	24.7 万亿立方米的天然气探明储量；丰富的太阳能资源。
阿曼	6.2	>8	8	2025 年：占电力生成的 10%；2030 年：排放量下降 2%。	丰富的太阳能和风能资源；战略性出口位置（Duqm 港）；正推进氢能战略。
科威特	6.5	5.5	106	2020 年：发电效率提高 5%。2030 年：占发电的 15%；发电效率提高 15%；能源消耗减少 30%。	丰富的太阳能资源；63 万亿立方英尺的天然气探明储量。
巴林	6.5	>5.2	7	2025 年：电力生成的 5%；电力消耗下降 6%。2035 年：电力生成的 10%。	丰富的太阳能资源；325 万亿立方英尺的天然气探明储量。

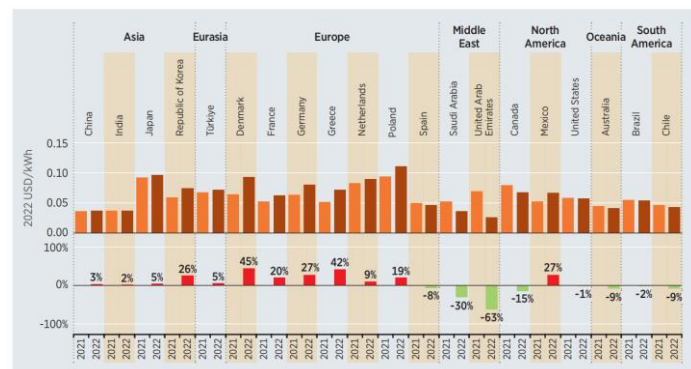
来源：《HYDROGEN IN THE GCC》、国金证券研究所，注：深蓝色代表发展氢能潜力大、浅蓝色代表低、灰色代表非常低。

光照资源禀赋优势带来低光伏发电成本。中东地区光伏 LCOE 降幅最高，由于竞争激烈的项目陆续上线，成本同比下降 62%，2022 年中东的光伏加权平均总安装成本为 578 美元/千瓦，比印度低 10%。从资源禀赋来看，中东地区具有强大的太阳能和风能资源潜力，以及比欧盟高得多的太阳能容量系数，带来能更低的电力价格。

图表29：中东地区光伏总安装成本降幅最大



图表30：中东地区光伏 LCOE 最低

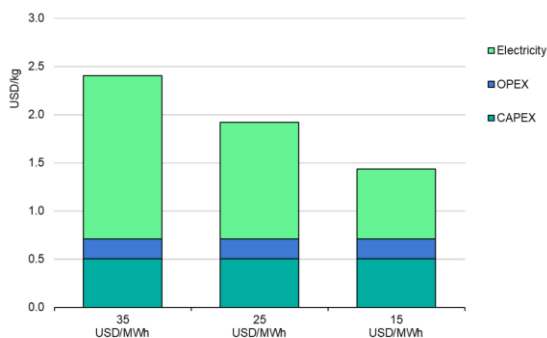


来源：IRENA、国金证券研究所

来源：IRENA、国金证券研究所

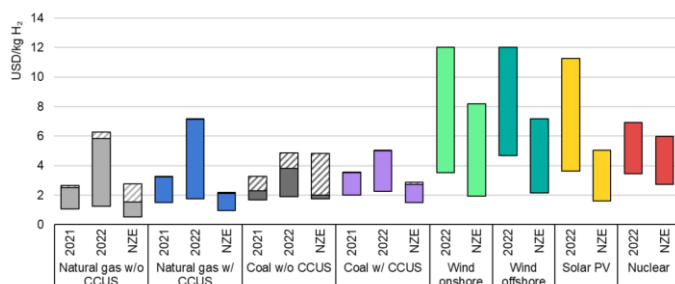
低光伏发电成本带来低制氢成本。电解水制氢成本主要受电解槽成本和为电解槽供电的电力成本决定。由于规模经济和技术迭代，电解槽的资本成本将在短期内显著降低；而在过去十年中，可再生电力的成本已经实现了大幅下降，2010 年至 2020 年间光伏组件的成本降低了 80%。低光伏发电成本将带来更低的制氢成本，以阿曼为例，在 CAPEX 为 320 美元/kW 时，当电力成本从 35 美元/兆瓦时降至 25 美元/兆瓦时，对应氢气的平准化成本将从 2.4 美元/kg 降至 1.9 美元/kg，降幅达 30%。此外，对于风光资源均丰富的地区，例如沙特阿拉伯西北部和阿曼东南部，电解水制氢将实现更低的生产成本。

图表31：每兆瓦时发电成本降低 10 美元将带来 30%的制氢成本降幅



来源: IEA、国金证券研究所, 注: 寿命 25 年; 电解水效率: 69%; CAPEX \$320/kW, annual OPEX 3% of CAPEX. Solar PV capacity factor 29%

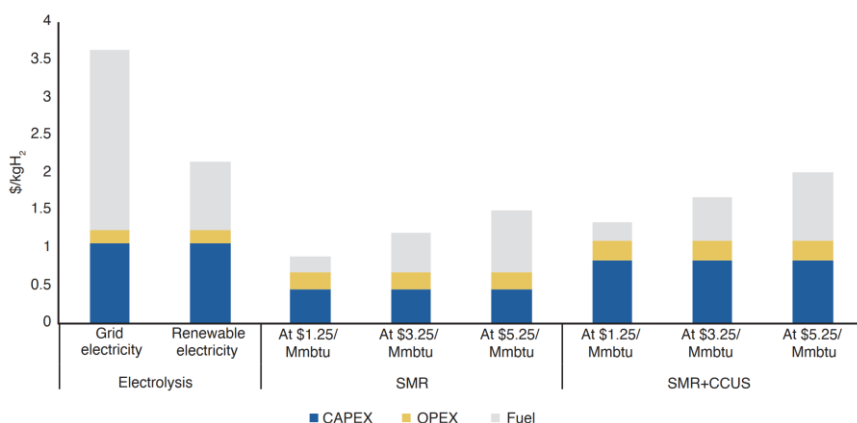
图表32：未来利用光伏发电的制氢成本有望降至1.6美元/kg



来源：IEA、国金证券研究所

中东将成为世界上绿氢制取成本最低的地区之一。以沙特为例, 18.3 美元/兆瓦时的电价 (沙特阿拉伯新太阳能项目拍卖价格的平均值), 对应绿氢的制取成本为 2.16 美元/kg, 然而随着电解技术和可再生电力成本的下降, 绿氢制取成本将在未来迎来大幅下降。当可再生能源成本降至 13 美元/兆瓦时, 绿氢制取成本将会降至 1.48 美元/kg; 若最终要达到绿氢制取 1 美元/kg 的成本目标, 即低于 1.25/Mmbtu 天然气价格下的 SMR 制氢成本时, 电解槽成本需降至 400 美元/千瓦, 可再生能源成本降至 10 美元/兆瓦时以下, 而这两种条件在当前是可以实现的, 因而绿氢也将在中东实现快速发展。

图表33: 氢气不同技术路线制取成本对比



来源：《沙特氢气生产的经济和资源潜力》、国金证券研究所

图表34: 绿氢制取成本低于1美元/kg时, 电解槽需降至400美元/千瓦、可再生能源成本降至10美元/兆瓦时

Electrolyser CAPEX																											
	\$900/kW								\$650/kW								\$400/kW										
US\$10/MWh	6.73	3.62	2.58	2.06	1.94	1.74	1.59	1.49	5.00	2.75	2.00	1.63	1.54	1.40	1.29	1.21	3.27	1.89	1.42	1.19	1.14	1.05	0.99	0.94			
US\$20/MWh	7.23	4.11	3.08	2.56	2.44	2.24	2.09	1.98	5.50	3.25	2.50	2.12	2.04	1.90	1.79	1.71	3.77	2.38	1.92	1.69	1.64	1.55	1.49	1.44			
US\$30/MWh	7.73	4.61	3.75	3.05	2.94	2.74	2.59	2.48	6.00	3.75	3.00	2.62	2.54	2.39	2.29	2.21	4.27	2.88	2.42	2.19	2.14	2.05	1.98	1.94			
US\$40/MWh	8.22	5.11	4.07	3.55	3.43	3.24	3.09	2.98	6.49	4.24	3.49	3.12	3.03	2.89	2.78	2.71	4.76	3.38	2.92	2.69	2.63	2.55	2.48	2.43			
US\$50/MWh	8.72	5.61	4.57	4.05	3.93	3.73	3.58	3.48	6.99	4.74	3.99	3.62	3.53	3.39	3.28	3.20	5.26	3.88	3.41	3.18	3.13	3.04	2.98	2.93			
Load factor	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%			
	<US\$2/kg				US\$2-3/kg				US\$3-4/kg				>US\$4/kg														

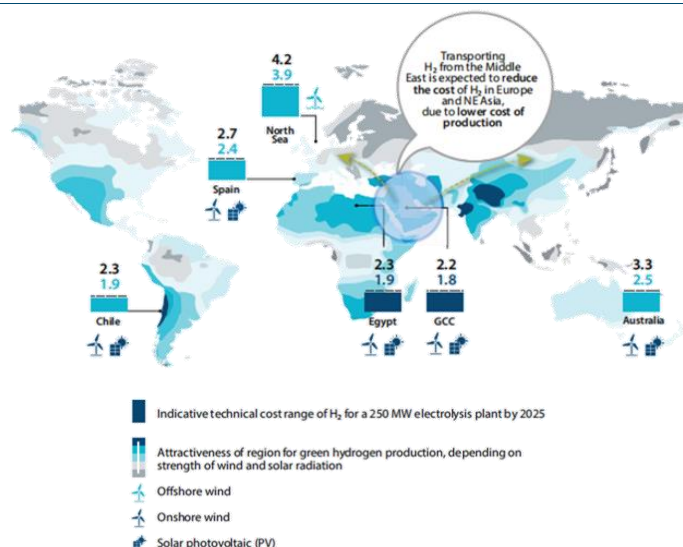
来源：《沙特氢气生产的经济和资源潜力》、国金证券研究所，注：不同电解槽资本支出和电价下的绿氢制取成本（\$/kg）



2.2 地理位置便于出口欧洲，氢储运成本低

中东具有成为未来低碳氢出口中心的独特地理优势。中东是一湾两洋三洲五海之地，其处在联系亚欧非三大洲，沟通大西洋和印度洋的枢纽地位，中东国家可依托自身优越的地理位置向西欧和东北亚的主要需求中心出口氢。欧洲“Repower EU”计划进口1000万吨绿氢，从中东进口到欧洲和东北亚国家的低碳氢的总体价格（包括运输价格）将低于当地生产的低碳氢。

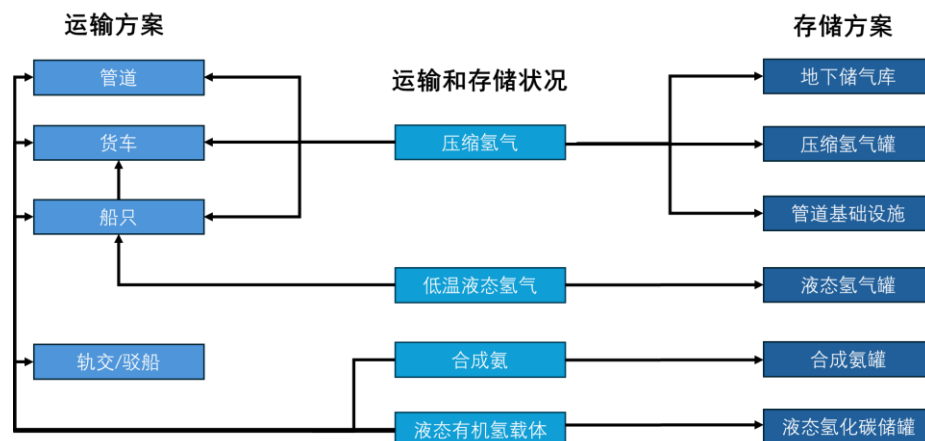
图表35：中东地区地理位置便于氢气运输出口



来源：《Unlocking Hydrogen Growth in the Middle East》、国金证券研究所

中东地区拥有发达的港口和管道基础设施，便于氢气及氢基产品出口运输。基础设施方面，由于在石油和天然气出口市场上的强大地位，中东国家拥有发达的港口和管道基础设施，并且当前正在推进相关的基础设施发展，以成为氢能产业的主要国际参与者。例如，阿联酋的富查伊拉港(Fujairah)是世界第二大海上燃料补给港，未来有望成为氢或氨等衍生燃料的补给港口，阿曼的苏哈尔港(Sohar)和杜拜姆港(Duqm)等也都在与欧洲港口运营商合作推进绿氢计划。据氢气委员会估计，2023年中东占全球氢气基础设施承诺投资的45%，总额约为65亿美元。未来，氢能国际贸易将参考全球天然气贸易方式，将运输分为管道运输和液态海运两种模式，其中海运又分为液氢、液态有机氢载体和液氨3种运输模式。

图表36：氢能国际贸易主要分为管道运输和液态海运两种模式



来源：DNV、国金证券研究所

管道中长距离运输成本较低但需时间建设，以氨作为载体运输相对容易。从运输成本看，长距离运输氢产品的成本较高。从当前运输方式看：地区间运输压缩气态氢(CGH)的管道尚处于规划建设中，液化氢(LH)的运输成本较高，相比之下液态有机氢载体(LOHC)的重量密度低，因而整体看中东国家可以相对低的成本向欧洲出口氢气(氨)。基于中东地区太阳能发电的低成本，绿氢生产具备成本竞争力，2017年就已经实现了氨的出口，当年海湾合作委员会国家生产的3000万吨氨和尿素，其中90%进行了出口。



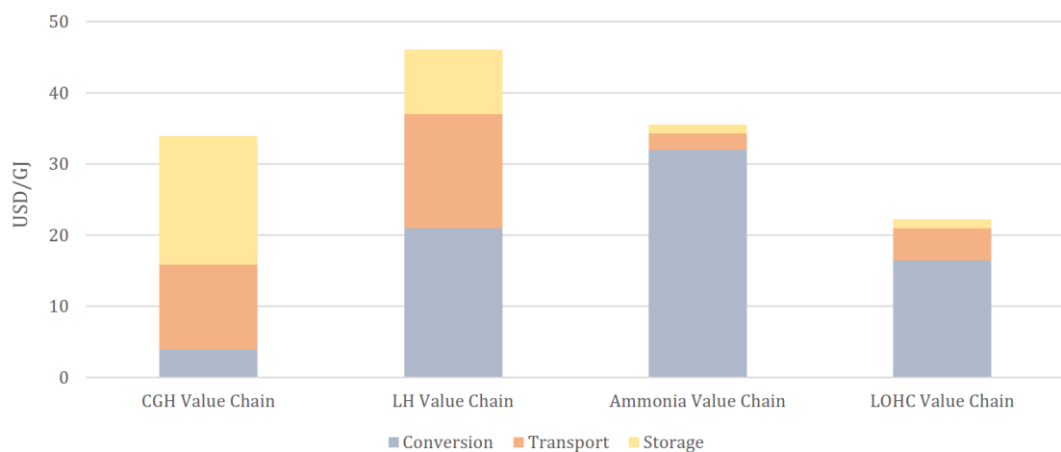
图表37：国际氢能运输模式对比

运输模式	优点	缺点
管道运输	可翻新现有管道用于运输，满足大规模持续运输，中长距离运输成本较低。	新建管道初始投资较高，技术成熟度不高，输送端固定，受地缘政治影响，长距离运输成本过高。
液氢海运	可直接使用，纯度高，体积储氢量较高(70.8 千克/立方米)。	运输损耗较大，需要低温运输(-253 °C，液化耗能占初始氢能的 25%~40%)，运输存储成本较高。
液氨海运	易液化(-33 °C)，体积储氢量高(121.4 千克/立方米)，氨也可直接使用，已有国际贸易情景，运输成本较低。	氨氢转化能量消耗较大(耗能占初始氢能的 25%~40%)，氨有毒，易造成空气污染。
LOHC 海运	常温常压运输，运输成本较低。	载氢密度较低(体积储氢量 56.6 千克/立方米)，加氢脱氢转化能量消耗大(耗能占初始氢能的 35%~40%)。

来源：《沙特能源转型及氢能发展展望》、国金证券研究所

- 根据荷兰的电力制氢研究测算，若采用高成本效益的可再生能源，使用电解槽和空气分离装置生产氢的成本将达到 270-370 欧元/吨，相较于传统的 SMR 工艺生产氢的成本 300-350 欧元/吨更低。以当前的技术和基础设施看，采用氨运输的模式也相对容易，即氨在-33°C或 862kPa(约 8.5 个大气压)的中等压力下将变成液体，并且可采用标准的冷冻气体运输船运输，相较液氢(-253°C或 25MPa/250 个大气压)或液化天然气(-160°C)的要求要低得多。然而，如果最终使用的产品是氢而不是氨，则氨需要在高温下分解成氢，将显著增加整体的使用成本。

图表38：氢气储运成本对比（不包括管道）

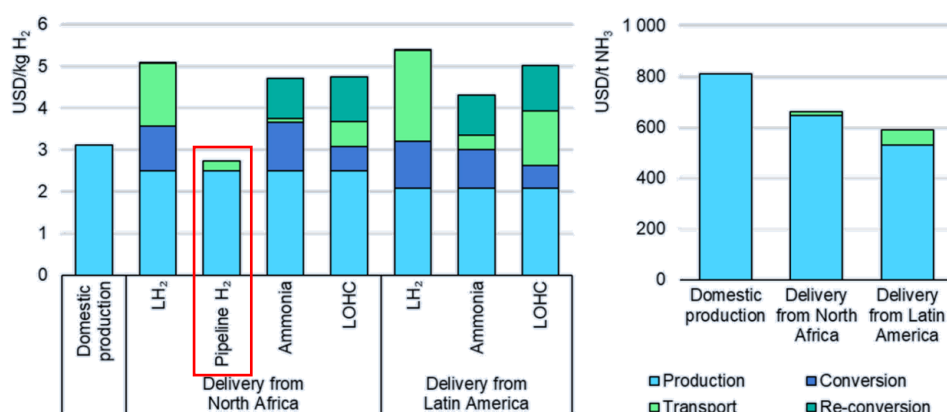


来源：《HYDROGEN IN THE GCC》、国金证券研究所

氢能走廊是中东氢气未来实现大规模和低成本出口的关键。中东地区拥有丰富的可再生能源和天然气储量，有望成为全球领先的绿色、蓝氢、氨和其他合成产品的生产地。利用现有管道高比例的掺氢运输(>70%)将使氢气具有成本效益，最终使得用户受益。成本方面，新建纯氢管道在载量为 75-100%运输时，每公斤氢气仅增加约 0.4-0.5 美元运输成本，若采用现有管道改造，成本将会进一步降低。



图表39：采用管道运输每公斤氢气仅增加约0.4-0.5美元成本



来源：McKinsey & Company、IRENA、IEA、E4Tech、国金证券研究所，注：“H₂”= hydrogen；“NH₃”= ammonia；“LH₂”= liquefied hydrogen；“LOHC”= liquid organic hydrogen carrier；欧洲国内氢气生产使用西北部海上风电；其他地区的生产使用太阳能光伏；“Conversion”包括压缩氢储存成本允许稳定的输入合成和液化过程。

- 一方面，欧洲建造南部氢能走廊 South2 Corridor，作为欧洲氢能骨干 European Hydrogen Backbone 的一部分，起始于北非，经过意大利、奥地利、德国，计划将地中海南部地区生产的绿氢输往欧洲。该输氢管道项目预计长 3300 公里，每年可确保至少 400 万吨氢气运抵欧洲，满足欧盟 2030 年氢气进口目标的 40%，最早将在 2030 年前投运。项目由 TSO（荷兰输电系统运营商）牵头，Snam（意大利天然气运营商），TAG、GCA 和 Bayernets（德国天然气基础设施运营商）共同参与，核心是利用现有的中游基础设施来运输氢气，在必要时利用新的专用基础设施。
- 另一方面，AFRY 和 RINA 联合研究海湾至欧洲的氢气管道——连接卡塔尔、沙特阿拉伯、埃及并穿越地中海到达欧洲的氢气管道概念，初步评估表明其具备可行性。合适的管道配置每年可输送 100TWh、约 250 万吨氢气，并且可以通过建造更多相同性质的管道提升运输能力。根据测算，通过该管道的输氢成本约为 1.2 欧元/kg。未来，海湾国家可以约 2.7 欧元/kg 的氢气交付价格向欧洲经济中心供应绿氢和蓝氢，长远来看氢气交付价格有望降至约 2.3 欧元/kg。

图表40：南部氢能走廊将满足欧盟2030年氢气进口目标的40%



图表41：海湾地区出口欧洲氢气管道具备可行性



来源：HaechiFuelCell、国金证券研究所

来源：AFRY、国金证券研究所

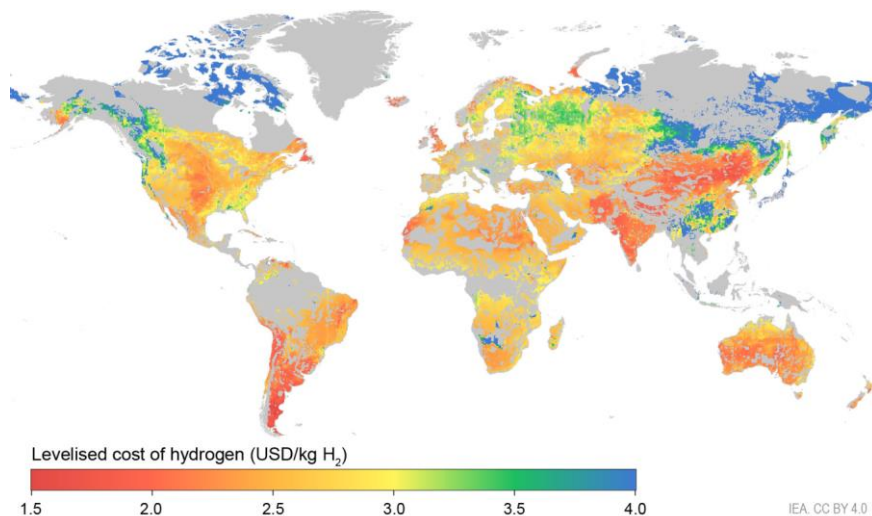
2.3 优越的地理位置和制氢成本优势，中东将成为全球氢能出口中心

低成本和高需求双重驱动，中东将依托地理位置和绿氢成本优势成为氢能出口中心。

中东地区制氢成本相较欧洲更便宜，竞争优势更明显。因此中东也将成为欧洲市场进口氢气的主要地区。全球氢气的平准化生产成本范围可从低于 1.5 欧元/公斤至 4 欧元/公斤不等，而中东北非地区的制氢平准化成本在全球范围来看具有明显优势。



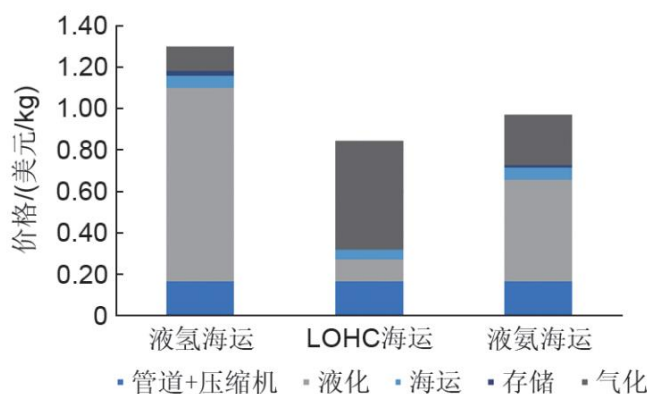
图表42：中东地区的太阳能光伏和陆上风电混合系统的制氢平准化生产成本具备优势



来源：IEA、国金证券研究所，注：基于电解槽资本支出为 615 美元/千瓦

- 氢气从沙特 NEOM 项目至运输意大利米兰，中短期看氢气综合成本为 2.24~2.7 美元/kg，其中蓝氢成本 1.4 美元/kg、海运价格 0.84~1.30 美元/kg；远期看，氢气综合成本为 1.84~2.30 美元/kg，其中绿氢成本 1 美元/kg，较欧洲本土绿氢成本 2.27~2.83 美元/kg 具有较强竞争力。

图表43：沙特-意大利氢能运输方案对比



来源：《沙特能源转型及氢能发展展望》、国金证券研究所

欧洲发展氢能基调已定，氢气进口需求高。2022 年欧盟对可再生氢的目标再加码，将到 2030 年 1000 万吨的可在生氢产量目标提高至到 2030 年实现国内 1000 万吨和进口 1000 万吨的目标，推广氢能发展基调已定，氢气需求量高增，将带动周边地区的氢能产业发展。

图表44：欧盟氢能发展框架基调已定

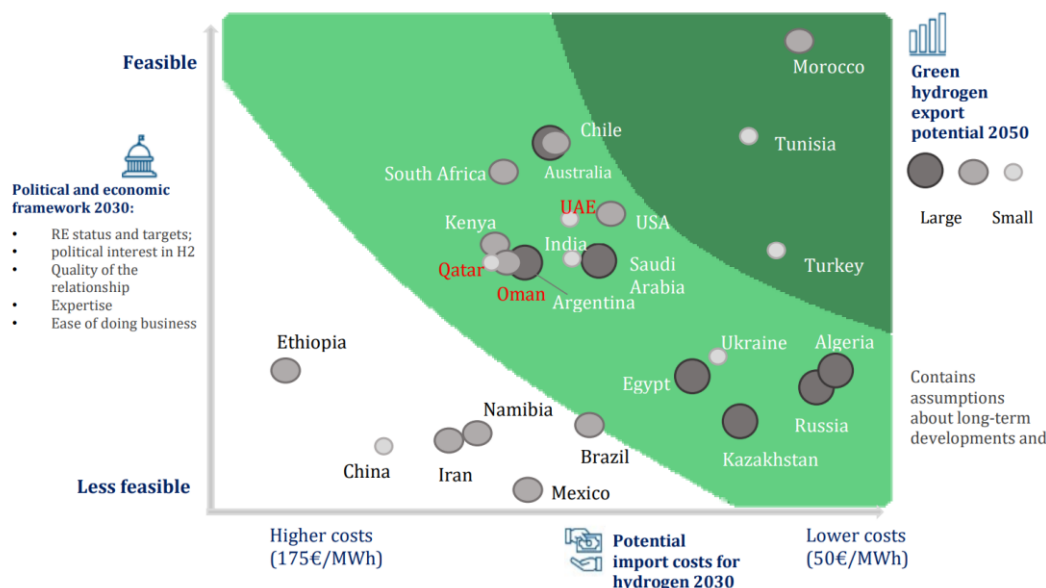
年份	政策及作用	具体内容
2021 年	“Fit for 55”一揽子计划	氢气和脱碳气体市场一揽子计划表示，以 2030 年为界，分两个阶段实施，主要涵盖氢基础设施、氢气生产和运输活动以及关税制定，将创建一个以欧洲氢能网络运营商网络 (ENNOH) 形式存在的新治理结构。
2021 年	《可再生能源指令》	从化石天然气转向可再生和低碳气体，设定到 2030 年在工业和交通领域使用可再生氢能的目标的提案，到 2030 年，工业领域使用的氢气中 42% 应来自 RFNBO (可再生氢和氢基燃料等)，2035 年达到 60%。
2022 年	“REPowerEU”计划	为逐步摆脱欧洲对俄罗斯能源进口的依赖，在“Fit for 55”基础上加速欧洲清洁能源转型来迅速替代化石燃料，用可再生电力和非化石燃料氢气取代天然气、石油和煤炭。扩大可再生氢产量目标，到 2030 年实现国内 1000 万吨和进口 1000 万吨。

来源：欧盟官网、国金证券研究所



- 根据 CEBC 研究，中东和北非国家总体上以出口为目的的低碳氢倡议数量最多，预计将成为最大的绿色氢供应商。考虑到中东的地理位置、高太阳辐射、碳氢化合物生产、碳捕获潜力和极低的可再生能源成本，预计大多国家能够出口大部分绿氢和蓝氢的同时，仍有充足的低成本氢气供国内自身使用。

图表45：中东国家氢气出口潜力排在前列

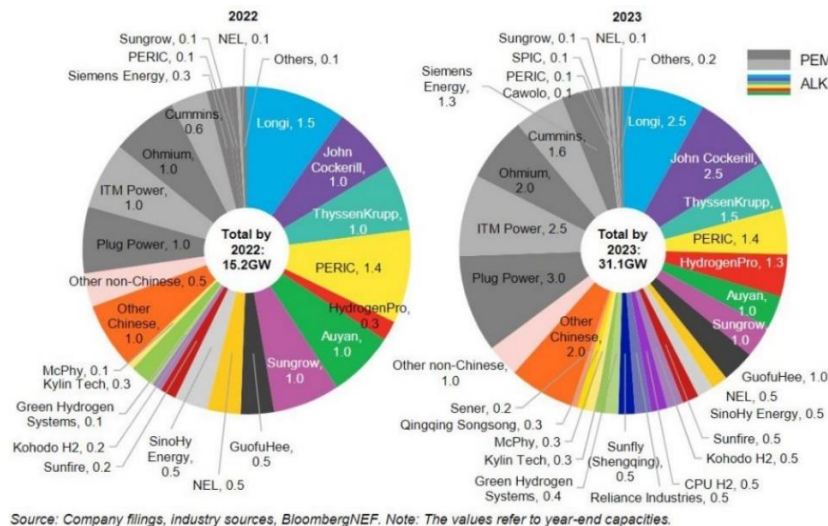


来源：《HYDROGEN IN THE GCC》、国金证券研究所

三、中国企业借力政策东风，氢能企业出海提速

全球转型发展可再生能源，海外产能缺口下中国企业迎机遇。根据规划，未来欧洲对绿氢的需求量高增，本土和进口需求均分别达到 1000 万吨，而欧洲本土 2022 年电解水制氢产能仅约 3 万吨，需求缺口巨大。中东多个国家也发布了可再生能源规划，丰富的资源和优越的地理区位将使其成为氢能出口中心，当前规划的低碳氢项目产能也达到了近 2000 万吨。与此同时，中国也发布了氢能政策，大量企业进军氢能产业并且发布了氢能设备扩产计划。从电解槽产能看，中国企业占比过半，并且扩产和发展迅速，而其余国家的设备产能并不足以支撑其完成氢能发展目标。因此，在中国制氢设备产能供给高增，海外绿氢需求量旺盛但设备产能供给不足的背景下，中国氢能设备将迎来大量出口需求。考虑到欧洲本土具备氢能厂商，中东将成为率先开发的市场。

图表46：中国企业电解槽产能占比过半



来源：BlommbergNEF、国金证券研究所



国内氢能企业积极开拓中东市场，依托不同模式实现突破。“一带一路”政策指引下国内对中东国家的出口高增，对于中国企业来说，中东市场存在大量氢能设备出口机会，但进军中东市场其实具备一定门槛，总结来看分为三类：1) 综合新能源业务发展型；2) 依托EPC合作发展型；3) 独立开发海外市场型。

- 综合新能源业务发展型：通过整合多种清洁能源技术，可提供风光氢储一站式的解决方案，从而满足市场对于综合能源服务的需求，具备成本优势，并且具备海外销售经验。此类公司主营业务从事光伏或风电等新能源领域，后逐渐扩展至氢能设备的生产和销售。相关企业包括隆基氢能、阳光氢能和双良节能等。
- 依托 EPC 合作发展型：通过与中国能源建设集团等大型央企合作，依靠 EPC 厂商对氢能设备的招标从而进入中东市场，借助强大的集团资源和已建立的渠道突破。相关企业包括派瑞氢能等。
- 独立开发海外市场型：通过与海外相关企业及产业基金合作，独立开发海外项目，直接与中东市场接轨。相关企业包括国富氢能、安思卓、瑞麟科技和英特利等。

图表47：国内企业出口中东的绿氢项目

公司名称	项目名称	项目地	电解槽招标 (MW)	制氢量/数量	技术路线	形式	用途
中国能建	埃及绿氢绿氨项目	埃及	-	14 万吨/年	-	电解水制氢和合成氨以及配套的储存和处理设施系统	合成氨
	摩洛哥南部大区绿氢项目	摩洛哥	-	32 万吨/年	-	绿氢工厂配套光伏、风电	合成氨
双良节能	United Solar Polysilicon (FZC) SPC 阿曼项目	阿曼	20	4000Nm ³ /h	碱性电解槽	光伏组件+电解槽	绿氢制取
	隆基氢能 乌兹别克斯坦塔什干绿氢项目	乌兹别克斯坦	20	4000Nm ³ /h	碱性电解槽	电解槽	绿氢与氮肥制取
派瑞氢能	中东北非绿氢交通示范项目	阿布扎比、摩洛哥	-	4 套	-	电解槽	交通
国富氢能	阿布扎比国家石油公司制氢加氢一体站项目	阿布扎比	-	-	碱性电解槽	水电解制氢全套设备	加氢站
	Sacotel Znshine 长期销售战略合作协议	中东	-	5 亿美元	-	水电解制氢系统及其他氢能全产业链装备	-
安思卓	MW 级绿氢电解槽项目	摩洛哥	MW 级	3 套	碱性电解槽	电解槽	绿氢制取
瑞麟科技	绿氢项目	埃及	500	-	碱性电解槽	电解槽	绿氢制取
英特利	-	沙特阿拉伯	23	4000Nm ³ /h, 1 套	碱性电解槽	电解水制氢整流系统撬装应用	-

来源：碳索氢能网、索比氢能网、各公司官网、国金证券研究所

(1) 综合新能源业务发展型

隆基氢能是全球电解槽头部企业，主营大型碱性水电解制氢设备与绿电制绿氢解决方案，致力于成为全球领先的大型绿氢装备与方案提供商。预计到 2025 年，隆基氢能电解槽产能将达到 5-10GW。2024 年 1 月 18 日，隆基氢能成功中标乌兹别克斯坦塔什干绿氢项目电解槽订单，该绿氢项目由中国电建承建，含新建一座产能为 4000Nm³/h (20MW) 的绿色制氢厂和一座 52MW 的陆上风电场。建成后预计年产绿氢 3000 吨，用于制造 50 万吨氮肥。

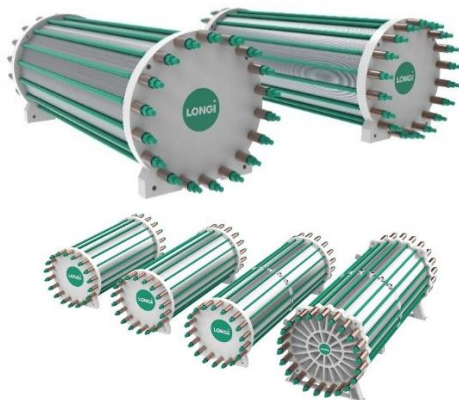


图表48：隆基氢能青海亚硅项目安装过程



来源：隆基氢能官网、国金证券研究所

图表49：隆基氢能碱性电解槽主打产品 ALK H1（上）、ALK G（下）



来源：隆基氢能官网、国金证券研究所

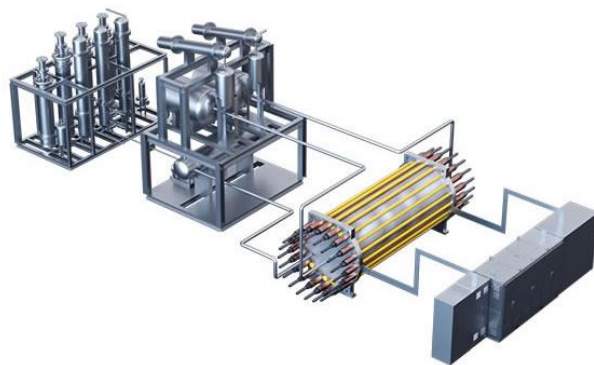
双良节能同样作为光伏领域企业，深耕地热、氢能、绿电、储能等清洁能源技术研发及装备生产。氢能方面制造碱水制氢电解槽、气液分离装置、氢气纯化装置等，并且持续拓展电解槽产能，一期已建成 300 套电解槽智能制造车间，二期 700 套智能制造车间建设中。2024 年 1 月 17 日，双良节能公告成功中标 United Solar Polysilicon (FZC) SPC 的阿曼项目，其中电解制氢装备中标规模 4000Nm³/h (20MW)，为双良中标的首个海外电解槽订单。中标内容包括多对棒还原炉及尾气夹套管装置、绿电智能制氢装备和溴化锂机组装置，合计中标总价值 5832 万美元（约合人民币 4.19 亿元）。

图表50：双良节能绿电制氢全智慧化系统



来源：双良节能官网、国金证券研究所

图表51：双良节能绿电制氢系统示例



来源：双良节能官网、国金证券研究所

(2) 依托 EPC 合作发展型

中国能建是一家全球领先的综合能源建设集团，作为央企在电力工程、设计与建设等多个领域都具有领先的市场地位。集团通过整合设计、采购、建设 (EPC) 和投资运营等服务，为客户提供一站式解决方案。入选中国能建的制氢设备供应商意味着企业拥有了与中国能建合作的入场券，未来有望共同承担国际工程项目，是设备相关企业出海进入国际市场的重要一步。



图表52：中国能建 2023 制氢设备中标企业

企业名称	中标设备
阳光氢能科技有限公司	ALK 电解槽 1000Nm ³ /h
天津市大陆制氢设备有限公司	ALK 电解槽 1000Nm ³ /h
中船(邯郸)派瑞氢能科技有限公司	ALK 电解槽 1000Nm ³ /h
广东盛氢制氢设备有限公司	ALK 电解槽 1000Nm ³ /h
无锡华光环保能源集团股份有限公司	ALK 电解槽 1000Nm ³ /h
考克利尔竞立(苏州)氢能科技有限公司	ALK 电解槽 1000Nm ³ /h
西安隆基氢能科技有限公司	ALK 电解槽 1000Nm ³ /h
江苏双良新能源装备有限公司	ALK 电解槽 1000Nm ³ /h
上海氢器时代科技有限公司	ALK 电解槽 1000Nm ³ /h
江苏天合元氢科技有限公司	ALK 电解槽 1000Nm ³ /h
北京电力设备总厂有限公司	ALK 电解槽 1000Nm ³ /h
康明斯恩泽(广东)氢能源科技有限公司	PEM 电解槽 200Nm ³ /h
长春绿动氢能科技有限公司	PEM 电解槽 200Nm ³ /h
氢辉能源(深圳)有限公司	PEM 电解槽 200Nm ³ /h
阳光氢能科技有限公司	PEM 电解槽 200Nm ³ /h
上海氢器时代科技有限公司	PEM 电解槽 200Nm ³ /h

来源：中国能建电子采购平台、国金证券研究所

派瑞氢能是中国船舶第七一八研究所全资子公司，也是目前国内电解水制氢设备、氢能装备产业链较为完备的科研生产企业。主要业务板块包括制储加一体化装备、加氢站用设备、高压储供氢系统、涉氢高压关键零部件等产品，以及绿电氢能转化利用解决方案、综合能源站解决方案等。电解槽年产量可达 1.5 GW，具有年生产碱性制氢设备 350 台套、PEM 制氢设备 120 台套的生产能力。2023 年 12 月，派瑞氢能与澳大利亚某公司达成了 4 套集装箱制氢加氢设备合作意向，该批设备将应用位于中东的阿布扎比，以及北非的摩洛哥、突尼斯、利比亚绿氢交通示范项目，是七一八所电解水制氢设备首次应用于中东和北非的绿氢交通项目，氢能产业国际市场开拓取得新突破。

图表53：派瑞氢能集装箱式碱性水电解制氢设备

图表54：派瑞氢能撬装式加氢站



来源：派瑞氢能官网、国金证券研究所

来源：派瑞氢能官网、国金证券研究所

(3) 独立开发海外市场型

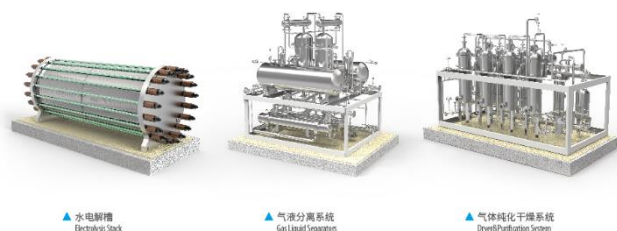
国富氢能是国内领先的氢能装备全产业链整体解决方案供应商，专业从事氢能“制储运加用”装备的设计、制造与技术服务。公司主要提供四种设备产品：车载高压供氢系统及相关产品、加氢站设备及相关产品、氢气液化及液氢储运设备、水电解制氢设备及相关产品。其中电解槽主要包括 50-1000Nm³/h 碱性电解槽和 4-200Nm³/h PEM 电解槽。

2023 年初国富氢能分别和 Sacotel Znshine、TIJAN Petroleum Co. Ltd. 签署了战略合作协议。共计 10 亿美元的生产与销售订单，共同开发绿氢市场，实现双赢，为当地能源转型和可持续发展做出贡献。2023 年 6 月 22 日，国富氢能与 Broaden Energy 合作中标阿布扎比国家石油公司的制氢加氢一体站项目，并将为该一体站项目提供全套水电解制氢系



统和加氢站设备的解决方案，在联合国气候变化大会期间提供设备运维服务。

图表55：国富氢能水电解制氢系统



图表56：国富氢能加氢站示例

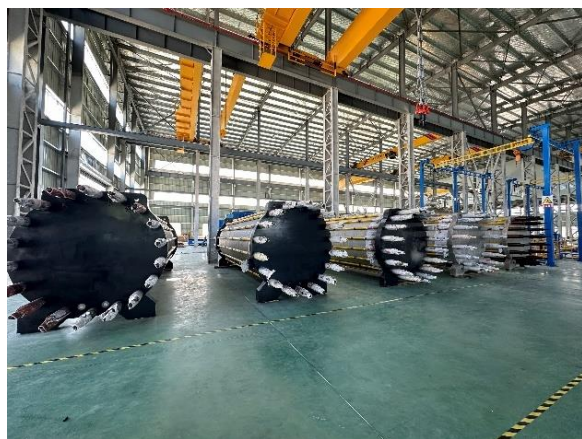


来源：国富氢能官网、国金证券研究所

来源：国富氢能官网、国金证券研究所

安思卓承接了美国安思卓的全部技术成果和技术团队，专注于碱性水电解及其他新型水电解制氢等，提供制氢加氢一体机、绿电制绿氢装备与系统解决方案。具备年产 50 台套 5MW 设备的生产能力，已完成 1200 标方集装箱式制氢设备和制氢加氢一体机的研发、生产及交付。安思卓在摩洛哥签署了一份 MW 级绿氢电解槽项目的销售协议，该项目采用了安思卓的 MW 级集装箱式电解槽，氢气纯度达 99.9995%，系统直接提供 1.6Mpa 压力的氢气。

图表57：安思卓碱性电解槽



图表58：安思卓集装箱式制氢设备



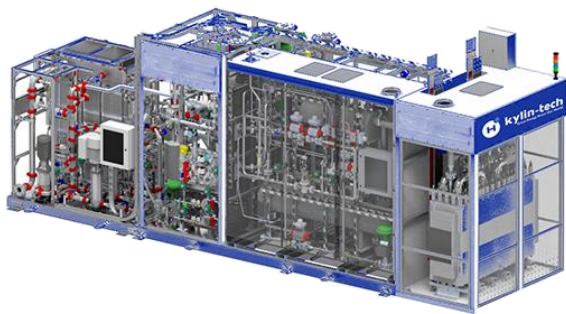
来源：安思卓官网、国金证券研究所

来源：安思卓官网、国金证券研究所

瑞麟科技专注于绿色清洁能源领域的研究，生产制氢系统及提供各领域用氢解决方案。瑞麟科技是国内首家电流密度超过 $8000A/m^2$ ，可实现 10%-110%快速动态响应的设备，在全球有超过 200 台设备已投入使用。公司与埃及地方政府及企业方面达成了合作协议，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。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。



图表59: 瑞麟科技 PEM 大型电解设备



图表60: 瑞麟科技 KAL-500 超级碱性制氢系统



来源: 瑞麟科技官网、国金证券研究所

来源: 瑞麟科技官网、国金证券研究所

英特利提供电解水制氢整流器、晶闸管整流电源产品。自 2020 年起, 沙特作为英特利最重要的海外市场之一, 英特利为其提供了 1000Nm³/h 以及目前的最大 4000Nm³/h 电解水制氢整流系统撬装应用, 助力沙特氢能发展。未来英特利也将持续服务中东北非地区并积极扩大业务范围。

图表61: 英特利一体化太阳能电解水制氢项目
(1000Nm³/h)

图表62: 英特利电解水制氢整流集装箱成套系统
(4000Nm³/h)



来源: 英特利官网、国金证券研究所

来源: 英特利官网、国金证券研究所

四、投资建议

行业有望迎下半年估值修复, 重点关注上中游项目落地。制氢和燃料电池两条主线并行, 重点在于经济性推动以及政策的进展, 下半年重点关注持续性政策的驱动与新商业模式的闭环。

板块下半年预计政策进一步定调+需求兑现+新商业模式的落地, 上半年整体来看, 氢能整个板块的交易逻辑在于政策的进一步推动预期和整体放量持续增长的预期, 但由于定调层面的进展相较于海外而言较为缓慢, 叠加产业链上半年放量缓慢, 整体板块走势较弱。展望下半年, 我们判断:

- 1、氢能板块有望进一步从政策角度定调;
- 2、整体的板块推动逐步由先前的成本端口推动逐步转变为需求端推动;
- 3、“绿电绿氢+燃料电池车辆运营”的商业模式闭环有望初步形成。

上游: 经济性加速, 有望迎招标与消纳双驱动; 中游: 管道规划与液氢准则落地, 三桶油推动发展; 下游: 燃料电池否极泰来, 高速费减免有望持续驱动板块。

建议关注: 吉电股份、华光环能、昇辉科技、华电重工、石化机械。



五、风险提示

政策推广不及预期：氢能尚处商业化前期，海外国家出台多项氢能政策支持产业前期发展，若政策推广及补贴力度不及预期，可能导致氢能规划完成时点推迟。

欧洲氢能产业发展不及预期：中东绿氢项目推进依托于欧洲绿氢产业发展和需求，若欧洲氢能发展不及预期，则将影响中东绿氢项目落地进度。

海外设备扩产速度超预期：海外绿氢需求量旺盛但设备产能供给不足的背景下，中国氢能设备有望迎来大量出口需求，但若其余国家扩产使其设备产能足以满足本国项目，则国内企业出海逻辑减弱。



行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



特别声明：

国金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。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-80234211	电话：010-85950438	电话：0755-86695353
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	邮编：100005	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号 紫竹国际大厦 5 楼	地址：北京市东城区建国内大街 26 号 新闻大厦 8 层南侧	地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心 18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究