

零碳转型启新章，关注风储领域破局机遇

电力设备与新能源行业2025中期投资策略

证券分析师：周啸宇 执业证书编号：S0630519030001

证券分析师：于卓楠 执业证书编号：S0630524100001

联系人：赵敏敏 联系方式：zmmin@longone.com.cn

2025年7月9日



CONTENTS

一、储能：需求多点开花，供端技术迭代引领长期价值增长

二、风电：国内外需求共振，产品出口机遇走强

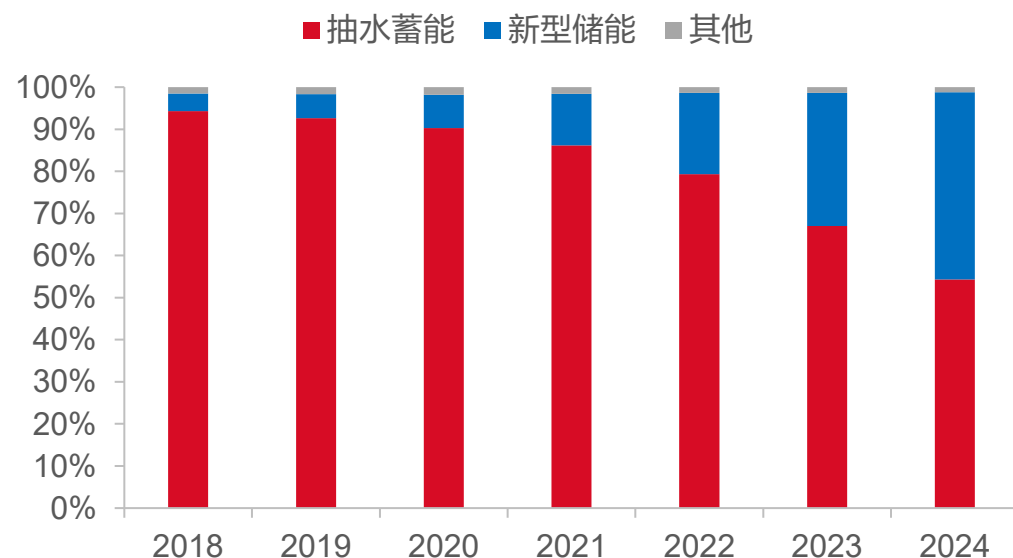
三、投资建议

四、风险提示

驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

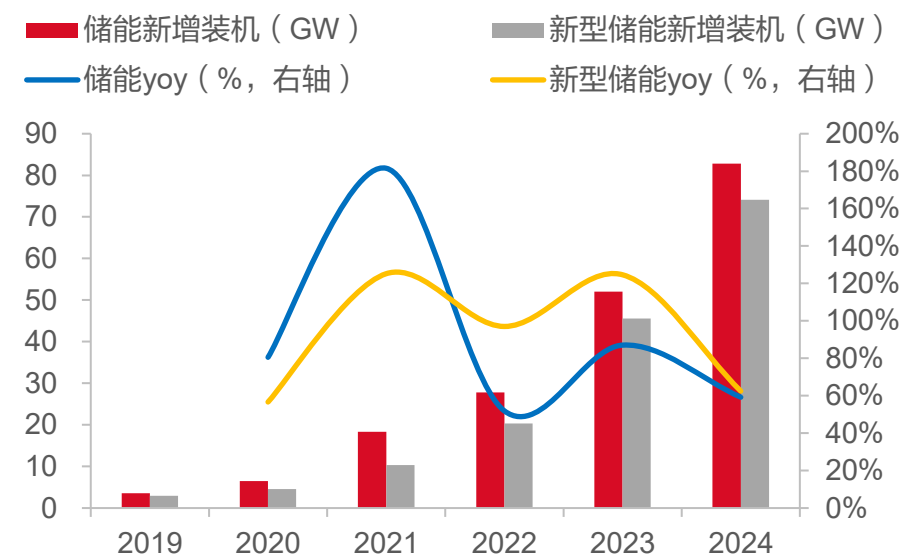
- 可再生能源消纳压力（外因）及盈利性提升（内因）为底层驱动力，政策催化助力需求加速兑现。复盘储能装机数据：早期储能技术以抽水蓄能为主，2018~2020年抽水蓄能累计装机占比均超九成；2021年后全球能源转型加速，各主要市场风光装机快速提升，消纳及电网稳定性需求下源网侧新型储能凭借建设周期短、布局灵活等优势成为该阶段储能市场新增装机主力、装机规模不断扩大。2021~2024年全球储能新增装机由18.3GW一举增长至82.8GW，CAGR约65.4%；其中新型储能新增装机由2021年的10.3GW增至2024年的74.1GW，CAGR达93.0%，累计装机占比亦相应由2021年的12.2%快速提升至2024年的44.5%，年均+10.8pct。向未来看，消纳及盈利性为储能装机的核心驱动因素，政策激励下需求有望加速兑现。

全球新型储能累计装机规模占比持续提升（单位：%）



资料来源：CNESA，东海证券研究所

新型储能贡献全球储能市场主要增量（单位：GW，%）



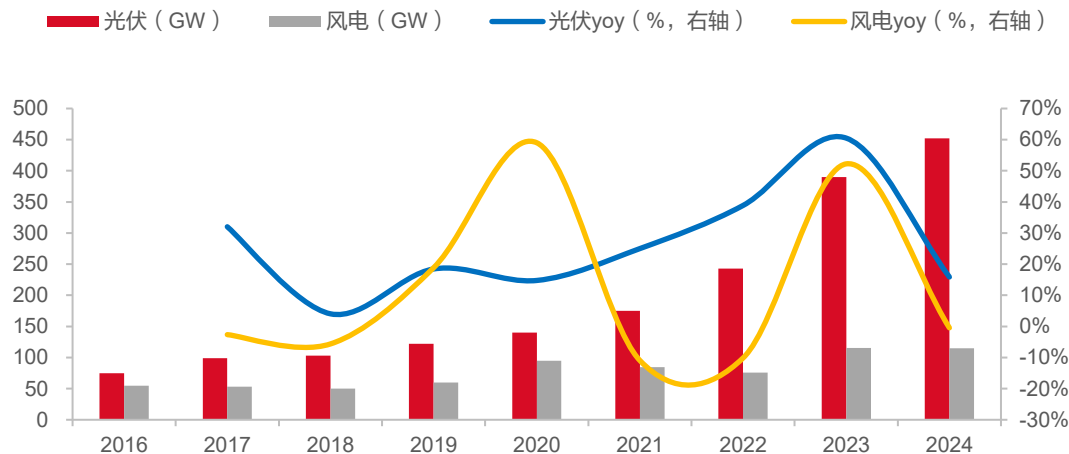
资料来源：Wind，东海证券研究所

驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

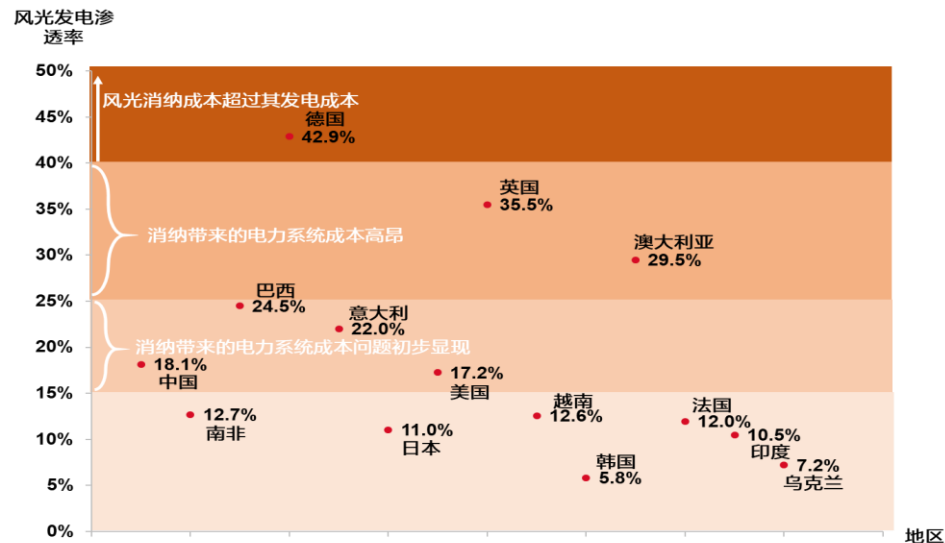
- 驱动因素一：消纳压力——全球绿色能源转型背景下的消纳需求，储能可提供各时间尺度调峰、调频服务，并对传统输电设施形成一定替代。全球能源转型趋势明确，风光等波动性电源（VRE）装机规模快速增长，2024年全球光伏及风电装机分别新增452GW/115GW，同比分别+15.9%/-0.5%。风光等可再生能源发电具备随机性、波动性特征，高比例接入加剧电力系统日内净负荷波动，能源供需在“时”（如光伏午间出力高峰期负电价频现）、“空”（新能源出力与电力消费逆向分布，电网容量不足加大远距离传输难度）上的错配使得弃风弃光现象日益严重。据CPIA数据，当VRE渗透率超过15%时，风光消纳成本（即调峰调压调频等稳定性成本，当前以传统火电机组或燃气轮机组为主，启停成本较高）问题将开始显现；超过40%时，VRE消纳成本将超过其发电成本。截至2024年底，已有多个国家或地区风光渗透率超15%，其中德国风光发电渗透率达42.9%、英国渗透率已逼近40%；全球消纳形势严峻，亟需储能等灵活性资源进行系统疏导。

资料来源：Wind，CPIA，东海证券研究所

能源转型趋势明确全球风光装机规模快速提升（单位：GW，%）



风光发电渗透率快速提升加大电力系统消纳成本（单位：%）



驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

2024年起国内弃风弃光现象有加剧趋势

● 国内：消纳红线放开+午间谷段设置（新能源机组盈利性下降），全国风光利用率双双跌破95%。2024年2月《2024-2025年节能降碳行动方案》正式发布，放开“95%消纳红线”的靴子正式落地；与此同时，国内多个地区执行午间谷段电价，多因素叠加之下国内风光发电利用率不断下滑。截至2025年一季度末，全国光伏、风电利用率均已跌破95%，分别为93.8%、93.4%，较2024年底分别-3.0pct、-2.5pct；分地区来看，较2024年底，2025年一季度末全国共有27个地区（占比84.4%）光伏发电利用率出现下滑、共有25个地区（占比78.1%）风电利用率下降。2025年2月国家发改委、国家能源局重磅发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展 的通知》（即“136号文”），明确要求不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件，“强制配储”的取消或将在短期内进一步加剧国内风光消纳压力。

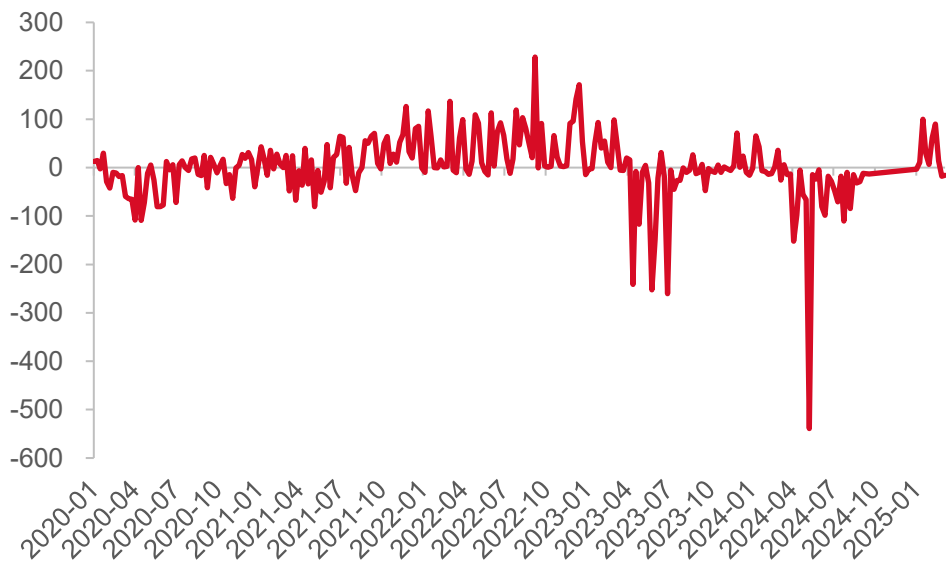
资料来源：全国新能源消纳监测预警中心， 东海证券研究所

光伏发电利用	2021年				2022年				2023年				2024年				2025年
	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q1
全国	98.0%	98.0%	97.2%	97.7%	98.2%	98.3%	98.0%	98.2%	98.3%	98.0%	96.0%	97.0%	97.2%	96.8%	93.8%	93.8%	
河北	98.2%	98.2%	96.0%	97.2%	98.0%	98.0%	95.3%	96.6%	97.6%	97.5%	93.2%	95.6%	96.8%	96.1%	89.0%	89.0%	
黑龙江	99.8%	99.6%	98.0%	98.0%	98.6%	98.9%	99.2%	98.9%	99.1%	99.1%	95.6%	95.8%	97.0%	96.7%	93.5%	93.5%	
重庆	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
海南	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.8%	98.9%	99.5%	99.7%	99.8%	95.2%	
河南	99.9%	99.9%	98.7%	99.3%	99.6%	99.5%	98.0%	97.9%	98.6%	97.7%	95.7%	97.3%	98.1%	98.1%	97.7%	97.7%	
天津	99.9%	99.9%	99.7%	99.9%	100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	100.0%	100.0%	98.0%	99.1%	99.4%	99.0%	92.9%	92.9%	
贵州	99.7%	99.6%	98.7%	99.1%	99.3%	99.4%	99.4%	99.4%	99.4%	99.4%	98.3%	98.9%	98.4%	98.0%	94.4%	94.4%	
新疆	98.5%	98.3%	98.3%	98.1%	97.8%	97.2%	98.6%	98.4%	97.2%	96.9%	96.0%	94.9%	92.9%	92.2%	90.4%	90.4%	
蒙东	99.4%	99.4%	98.1%	98.3%	98.6%	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%	98.7%	97.3%	97.9%	97.3%	91.6%	91.6%	91.6%	
山西	98.9%	99.1%	98.4%	99.1%	99.4%	99.5%	98.7%	99.2%	99.5%	98.9%	96.5%	98.5%	99.0%	98.2%	97.8%	97.8%	
吉林	98.9%	98.9%	97.8%	97.6%	98.3%	98.2%	97.6%	96.5%	97.1%	97.1%	95.9%	96.6%	97.6%	97.5%	96.5%	96.5%	
四川	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.7%	99.3%	98.1%	98.2%	98.2%	
辽宁	99.6%	99.6%	98.8%	99.1%	99.3%	99.3%	98.9%	99.1%	99.3%	99.3%	96.5%	96.0%	97.1%	97.2%	96.6%	96.6%	
西藏	81.0%	80.2%	79.5%	78.6%	80.2%	80.0%	77.2%	76.5%	77.7%	78.0%	71.3%	71.8%	71.0%	68.1%	68.1%	68.1%	
陕西	98.3%	98.0%	97.0%	97.6%	97.7%	97.8%	97.4%	97.7%	98.0%	96.5%	94.1%	95.9%	96.1%	94.5%	88.1%	88.1%	
山东	99.2%	99.1%	95.6%	97.3%	98.3%	98.5%	99.2%	99.2%	99.5%	99.3%	96.6%	98.2%	98.8%	98.5%	95.1%	95.1%	
云南	99.8%	99.8%	99.8%	99.7%	99.7%	99.5%	99.7%	99.8%	99.7%	99.4%	96.8%	97.0%	96.0%	96.7%	94.5%	94.5%	
广西	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.9%	98.6%	94.6%	94.6%	
广东	100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.7%	99.7%	
江西	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	96.6%	98.2%	99.0%	99.0%	97.3%	97.3%	
青海	85.6%	86.2%	92.1%	88.1%	89.9%	91.1%	96.4%	92.9%	91.2%	91.4%	91.2%	91.2%	90.3%	90.3%	87.6%	87.6%	
安徽	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.7%	99.9%	99.9%	99.9%	98.7%	98.7%	
宁夏	97.9%	97.5%	96.4%	97.7%	97.6%	97.4%	95.9%	96.8%	97.1%	96.4%	96.1%	97.1%	96.7%	95.3%	91.8%	91.8%	
江苏	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.7%	99.9%	99.9%	99.9%	99.3%	99.3%	
湖北	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.4%	99.0%	98.3%	94.7%	96.8%	97.4%	97.6%	94.7%	94.7%	
上海	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
福建	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
浙江	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
北京	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.2%	99.7%	99.8%	99.8%	98.1%	98.1%	
蒙西	97.0%	96.5%	94.8%	96.4%	97.3%	97.4%	92.5%	95.1%	96.3%	96.6%	92.4%	94.4%	94.7%	93.7%	85.0%	85.0%	
湖南	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.8%	98.7%	99.2%	99.4%	99.9%	99.9%	
甘肃	99.0%	98.5%	98.0%	97.5%	97.9%	98.2%	98.2%	97.7%	97.6%	95.0%	92.1%	91.7%	92.1%	91.3%	87.6%	87.6%	
风电利用率	2021年				2022年				2023年				2024年				2025年
	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q1
全国	96.9%	96.9%	96.8%	95.8%	96.5%	96.8%	96.8%	96.7%	97.1%	97.3%	96.1%	96.1%	96.4%	95.9%	93.4%	93.4%	
安徽	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.8%	99.9%	99.9%	100.0%	99.1%	99.1%	
辽宁	98.1%	98.0%	98.4%	98.1%	98.4%	98.5%	98.4%	97.7%	98.0%	98.0%	94.7%	93.6%	94.8%	95.3%	95.2%	95.2%	
广东	100.0%	100.0%	99.8%	99.7%	99.8%	99.9%	99.8%	99.7%	99.6%	99.6%	99.5%	99.4%	99.5%	97.8%	97.8%	97.8%	
福建	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
新疆	92.6%	92.7%	94.8%	93.8%	94.8%	95.4%	98.7%	97.0%	95.7%	95.8%	95.4%	94.3%	93.3%	93.4%	91.7%	91.7%	
上海	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
湖北	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.3%	99.0%	88.5%	99.9%	97.9%	98.3%	99.0%	99.0%	
浙江	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
河南	99.2%	98.3%	98.1%	97.8%	93.4%	98.2%	96.4%	96.8%	96.8%	96.8%	93.0%	95.5%	96.3%	96.4%	96.4%	96.4%	
重庆	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
海南	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	99.8%	99.9%	99.9%	100.0%	99.9%	
西藏	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.8%	97.7%	98.8%	91.3%	91.3%	91.3%	
蒙东	97.5%	97.6%	97.4%	88.7%	89.5%	90.0%	90.7%	90.1%	91.3%	96.7%	93.1%	92.6%	93.6%	94.0%	91.6%	91.6%	
青海	88.8%	89.3%	94.1%	93.5%	93.1%	92.7%	95.6%	95.1%	95.1%	94.2%	92.9%	93.0%	93.2%	92.8%	91.2%	91.2%	
湖南	98.6%	99.0%	100.0%	95.2%	96.5%	97.4%	99.9%	99.4%	99.6%	99.7%	97.8%	95.6%	96.2%	97.2%	99.4%	99.4%	
天津	100.0%	100.0%	99.5%	99.8%	100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	100.0%	100.0%	98.8%	99.4%	99.5%	99.0%	96.3%	96.3%	
宁夏	97.6%	97.6%	97.1%	98.2%	98.7%	98.5%	96.9%	97.4%	97.8%	97.8%	97.7%	98.2%	97.5%	97.6%	95.2%	95.2%	
四川	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.6%	98.6%	98.6%	
甘肃	96.1%	95.9%	94.5%	90.9%	92.5%	93.8%	96.3%	94.6%	94.7%	95.0%	91.4%	93.9%	93.8%	94.0%	92.0%	92.0%	
江苏	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.8%	99.9%	99.8%	99.7%	97.9%	97.9%	
山西	97.3%	97.5%	96.0%	97.3%	97.9%	98.3%	97.8%	98.5%	98.8%	98.9%	98.1%	98.8%	99.0%	98.7%	94.2%	94.2%	
河北	95.8%	95.4%	96.2%	95.5%	96.2%	95.6%	92.8%	93.8%	95.0%	94.3%	92.7%	93.5%	94.3%	92.6%	87.0%	87.0%	
广西	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.3%	98.2%	95.9%	95.9%	
北京	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.6%	99.8%	99.9%	99.9%	97.5%	97.9%	98.3%	98.4%	85.3%	85.3%	
云南	99.9%	99.9%	100.0%	99.9%	99.9%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.9%	99.1%	99.0%	99.1%	97.2%	97.2%	
蒙西	91.1%	91.1%	89.2%	88.8%	91.4%	92.9%	88.5%	91.1%	92.2%	93.2%	94.1%	94.0%	95.5%	93.7%	90.0%	90.0%	
山东	98.6%	98.5%	95.8%	96.9%	97.6%	97.9%	98.5%	98.3%	98.7%	97.6%	94.7%	96.1%	96.8%	96.4%	91.8%	91.8%	
贵州	99.5%	99.5%	99.3%	99.6%	99.7%	99.7%	99.5%	99.6%	99.7%	99.7%	99.3%	99.5%	99.6%	99.6%	98.7%	98.7%	
江西	100.0%	99.9%	100.0%	99.9%	99.9%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.2%	99.6%	99.7%	99.5%	99.4%	99.4%	
陕西	97.9%	97.7%	93.5%	94.7%	95.5%	95.8%	97.6%	97.8%	98.1%	98.6%	95.4%	96.0%	95.1%	94.4%	93.4%	93.4%	
吉林	97.0%	97.1%	93.8%	92.8%	94.7%	95.2%	96.2%	95.7%	96.3%	96.0%	91.7%	92.1%	93.7%	93.6%	92.2%	92.2%	
黑龙江	99.0%	98.1%	96.8%	96.4%	97.3%	98.2%	99.3%	98.5%	98.7%	98.6%	95.5%	94.4%	95.5%	95.2%	93.2%	93.2%	

驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

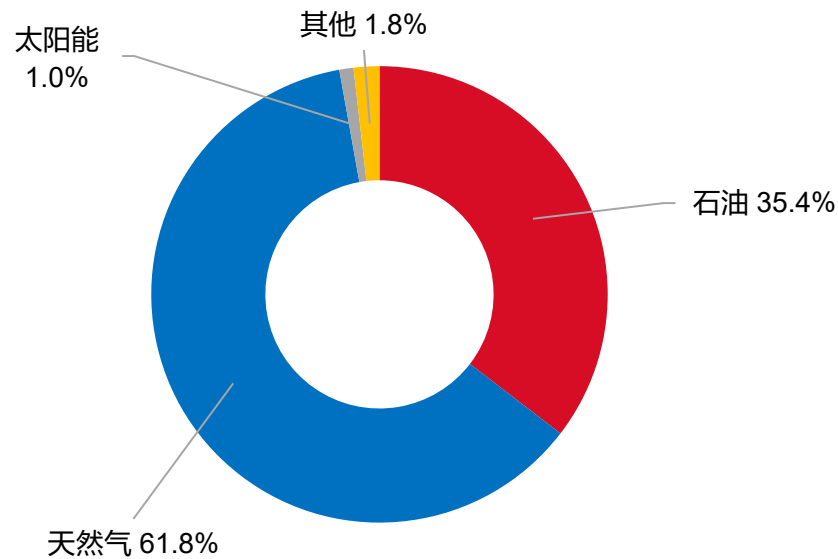
- 海外：弃风弃光及负电价频现，可再生能源装机需求较大。1）美国：电网老化、电力跨区域传输能力不足，电网阻塞导致的经济性弃电问题愈发严重，据美国德克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT）预测，至2035年德州弃风及弃光率将分别增长至13%、19%。2）欧洲：负电价次数激增，据欧洲输电系统运营商Entso-E数据，截至2024年10月欧洲大陆出现负电价的时间占比已达6%，较2022/2023年的0.3%/2.2%分别提升3.8/5.7pct。2024年全年，欧洲最大电力市场德国负电价时长达468小时、同比+60%。3）其他新兴市场：能源转型节奏持续加速，如沙特“2030愿景”明确到2030年将可再生能源发电占比提升至45%~50%（截至2023年底沙特发电量构成仍以天然气及石油为主，占比分别为61.8%、35.4%，太阳能发电占比仅约1.0%）、实现新能源计划总装机58.7GW，在新兴市场拉动下未来全球新能源发电渗透率仍具备较大提升空间。

近年来德国负电价频率激增（单位：欧元/兆瓦时）



资料来源：Wind，东海证券研究所

2023年沙特能源结构仍以天然气石油为主（单位：%）



资料来源：BP，东海证券研究所

驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

- 驱动因素二：可观盈利性——负电价/午间谷段电价之下，纯光伏项目盈利性降低，储能配置需求迫切；此外，国内外电力市场化改革持续推进，收益模式不断丰富亦推升储能需求。我们以甘肃省（2024年9月甘肃电力现货市场正式运行，新能源上网电量分为保障性消纳和市场化交易两部分）为例，对比纯光伏项目与光伏配储项目的盈利性：
 - 1）考虑一个纯光伏项目，假设：建设规模100MW、设计运行年限25年、建设成本3元/W、机组年运行小时数1500小时，参考甘肃省电价执行机制（保障性消纳电量电价为燃煤基准价，9:00~17:00光伏发电上网电价不得超过0.5倍燃煤基准价），当光伏发电利用率为90%（2024年甘肃省光伏发电利用率约91.3%）、保障性消纳电量占比分别为50%/40%/30%/25%/20%/0%时，纯光伏项目IRR分别为7.1%/6.2%/5.2%/4.8%/4.3%/2.2%，午间谷价设置使得光伏项目盈利性随市场化交易电量占比提升而下降。
 - 2）考虑为该光伏发电项目配套建设储能系统：假设储能时长2小时、建设成本1.25元/Wh、每日一充一放、充放电深度为90%，甘肃省新能源峰段交易电价为不超过1.5倍燃煤基准价，则在上述情形下（光伏发电利用率为90%、保障性消纳电量占比分别为50%/40%/30%/25%/20%/0%时），若配储比例为10%，则配置储能后的光储项目IRR分别7.2%/6.4%/5.6%/5.1%/4.7%/2.8%，较纯光伏项目盈利性分别提升约0.2/0.2/0.3/0.4/0.4/0.6pct；敏感性分析表明，当配储比例增至15%/20%时，光储项目盈利性将进一步提升。

驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

- 随着国家“136号文”出台，未来新能源项目上网电量原则上将全部进入电力市场，上网电价将通过市场交易形成，交易电价将充分反映新能源供需，光伏项目配置储能以提升盈利性的需求将更加迫切。

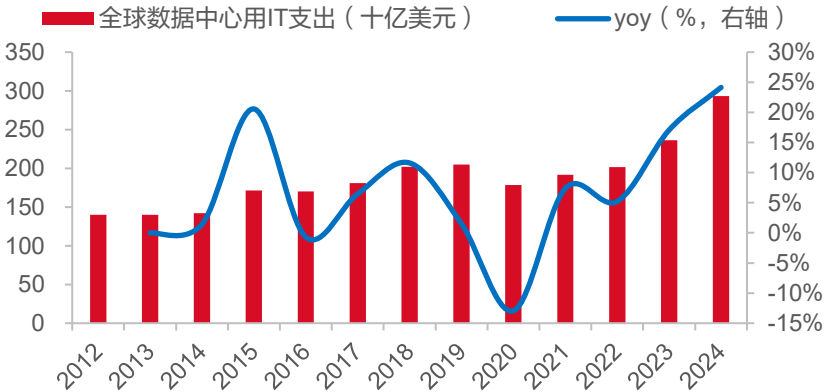
午间谷价设置使得光伏项目配置储能后的盈利性得到显著提升

纯光伏项目		保障性消纳电量占比						光伏配储项目		保障性消纳电量占比（配储10%*2h）					
发电利用率		50%	40%	30%	25%	20%	0%	发电利用率		50%	40%	30%	25%	20%	0%
100%		8.5%	7.6%	6.6%	6.1%	5.6%	3.4%	100%		8.1%	7.2%	6.3%	5.9%	5.4%	3.4%
与纯光伏项目相比 (pct)		-0.38	-0.32	-0.25	-0.22	-0.18	-0.03	95%		7.9%	7.0%	6.2%	5.7%	5.3%	3.3%
95%		7.8%	6.9%	5.9%	5.4%	4.9%	2.8%	与纯光伏项目相比 (pct)		0.10	0.17	0.25	0.29	0.34	0.54
90%		7.1%	6.2%	5.2%	4.8%	4.3%	2.2%	90%		7.2%	6.4%	5.6%	5.1%	4.7%	2.8%
与纯光伏项目相比 (pct)		0.15	0.23	0.31	0.35	0.40	0.61	85%		6.5%	5.7%	4.9%	4.5%	4.1%	2.3%
85%		6.3%	5.5%	4.6%	4.1%	3.6%	1.6%	与纯光伏项目相比 (pct)		0.22	0.29	0.37	0.41	0.46	0.68
80%		5.6%	4.7%	3.8%	3.4%	2.9%	0.9%	80%		5.8%	5.1%	4.3%	3.9%	3.5%	1.7%
与纯光伏项目相比 (pct)		0.28	0.36	0.44	0.48	0.53	0.75								
光伏配储项目		保障性消纳电量占比（配储15%*2h）						光伏配储项目		保障性消纳电量占比（配储20%*2h）					
发电利用率		50%	40%	30%	25%	20%	0%	发电利用率		50%	40%	30%	25%	20%	0%
100%		7.9%	7.1%	6.2%	5.8%	5.3%	3.3%	100%		7.8%	7.0%	6.1%	5.7%	5.2%	3.3%
与纯光伏项目相比 (pct)		-0.55	-0.46	-0.37	-0.32	-0.26	-0.04	与纯光伏项目相比 (pct)		-0.71	-0.60	-0.47	-0.41	-0.34	-0.05
95%		7.7%	6.9%	6.1%	5.6%	5.2%	3.3%	95%		7.6%	6.8%	6.0%	5.6%	5.1%	3.3%
与纯光伏项目相比 (pct)		-0.06	0.05	0.15	0.21	0.27	0.55	与纯光伏项目相比 (pct)		-0.21	-0.08	0.05	0.12	0.20	0.53
90%		7.3%	6.5%	5.7%	5.3%	4.9%	3.1%	90%		7.4%	6.6%	5.8%	5.4%	5.0%	3.3%
与纯光伏项目相比 (pct)		0.22	0.33	0.44	0.51	0.57	0.87	与纯光伏项目相比 (pct)		0.29	0.42	0.57	0.65	0.73	1.11
85%		6.6%	5.9%	5.1%	4.7%	4.3%	2.5%	85%		6.7%	6.0%	5.2%	4.9%	4.5%	2.8%
与纯光伏项目相比 (pct)		0.31	0.42	0.53	0.60	0.66	0.97	与纯光伏项目相比 (pct)		0.40	0.54	0.69	0.76	0.85	1.23
80%		6.0%	5.2%	4.5%	4.1%	3.7%	2.0%	80%		6.1%	5.4%	4.6%	4.3%	3.9%	2.3%
与纯光伏项目相比 (pct)		0.41	0.51	0.63	0.69	0.76	1.07	与纯光伏项目相比 (pct)		0.52	0.66	0.81	0.89	0.97	1.37

资料来源：Wind，甘肃省发展和改革委员会，东海证券研究所测算

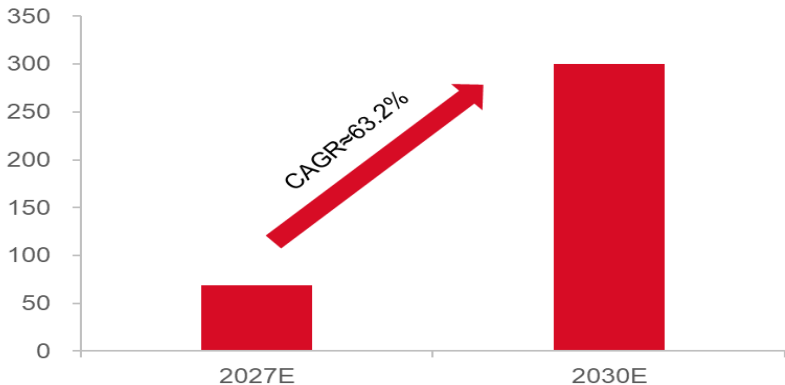
驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

2024年全球数据中心用IT支出同比增长24.1%（单位：十亿美元，%）



资料来源：Wind，东海证券研究所

GGII预计至2027年全球储能锂电池出货量将达69GWh（单位：GWh）

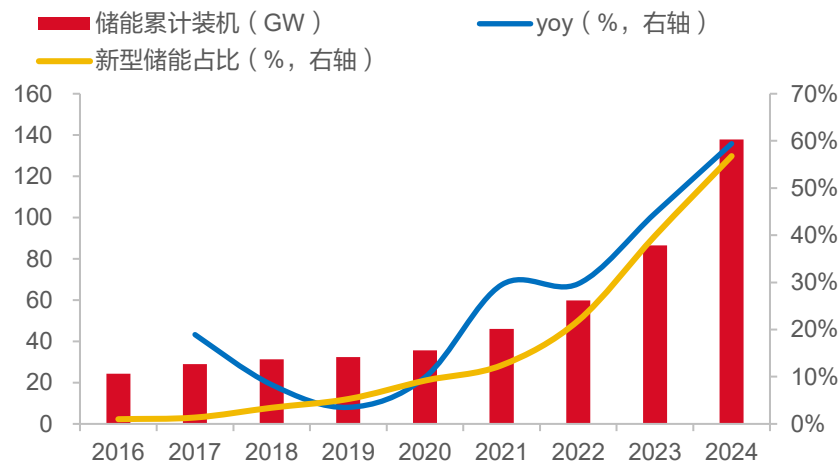


资料来源：GGII，东海证券研究所

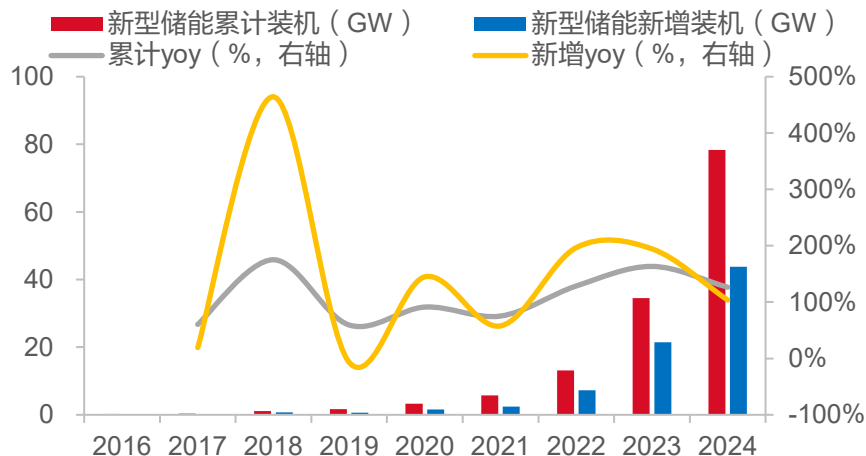
- 驱动因素三：用电可靠性需求——极端恶劣天气、突发地缘事件及大型数据中心等算力基础设施建设提速均将带来长期、稳定的备电需求。
- 1）极端恶劣天气、突发地缘政治事件下的用电危机：全球范围内极端恶劣天气频发、地缘事件叠加电网基础设施薄弱，使得部分地区大规模停电等用电紧缺现象时有发生，亟需储能提供紧急用电支持。以缅甸为例，2024年缅甸遭遇洪灾导致输电线路被严重破坏、大量水电及煤炭火力电站被淹，引发全国范围内的停电危机。无独有偶，受制裁、天然气管道被损及其气候变化等多重因素影响，伊朗自2024年夏天以来亦深陷电力危机。
- 2）AI等信息技术发展对用电可靠性要求提升：数据中心、智算中心、通信基站等算力基础设施建设提速，2024年全球数据中心用IT支出达2930.9亿美元、同比+24.1%；该类用能场景对电能质量、供电可靠性要求极高，需全时段不间断运行以避免数据丢失及业务中断，储能作为备用电源可在出现断电时及时响应并提供电力支撑。当前国内数据中心储能电池主要采用铅电路线，北美及东南亚等海外地区受环保及占地要求影响，锂电使用占比逐步提升，未来锂电有望凭借高安全性、高效率及高经济性成为数据中心储能电池应用主流，据GGII预测，至2027年全球数据中心用储能锂电池出货量将达69GWh。

全球储能需求：从中美欧等传统市场不断向新兴市场辐射

2021年起国内储能装机快速增长、新型储能累计装机占比过半（单位：GW，%）



2021~2024年国内新型储能年新增装机规模CAGR达92.3%（单位：GW，%）

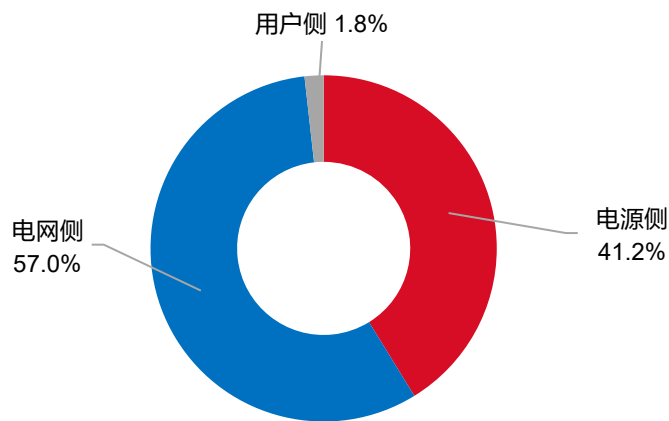


- 中国：前期依靠政策强配，未来盈利能力提升为核心增长驱动力，看好独立储能、工商储等细分市场发展潜力。
- 1) 2024年及以前：主要依靠政策强配驱动、2021年起装机规模持续快速提升，截至2024年底国内储能市场累计装机功率达137.9GW、同比+59.4%；其中新型储能累计装机占比过半，达78.3GW、同比+126.5%。源网侧为装机主要场景，2024年装机占比达98.2%，其中独立储能及新能源配储合计占比达95%。
- 2) 2025~2026年判断：考虑到项目规划的提前性（电源侧项目多提前一年规划），我们预计“强制配储”取消的影响或将延迟至2026年体现（即2025年国内储能需求仍维持高位、2026年增速小幅放缓）；2025年一季度国内储能招标量达18.9GW/76.0GWh，规模同比+148.1%，需求保持较高增速。

全球储能需求：从中美欧等传统市场不断向新兴市场辐射

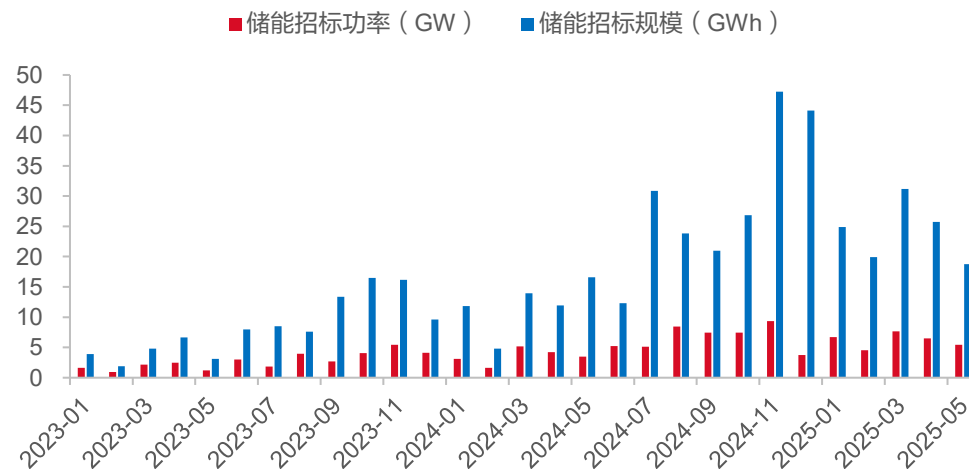
- 3) 往未来看：尽管“136号文”出台或将在短期内影响国内储能市场需求，但从地方实际执行情况来看，消纳压力较大的地区仍然存在强配需求（如“136号文”出台次日，贵州省人民政府即发布《贵州省风电光伏发电项目管理办(征求意见稿)》，要求保障性并网项目按10%*2h比例配置或购买储能服务，超过规定时序并网的项目配储比例相应提升至20%*2h~30%*2h）；同时随着电力市场化改革的不断推进及储能项目运行效率的提升（2024年国内电化学储能平均利用指数较2023年底提升14pct至41%），盈利性将为国内储能市场带来长期增长动力，看好独立储能及工商业储能等细分市场发展潜力。

源网侧为国内储能装机主要场景（单位：%）



资料来源：中国电力企业联合会，东海证券研究所

2025Q1国内储能招标增速仍高（单位：GW，GWh）

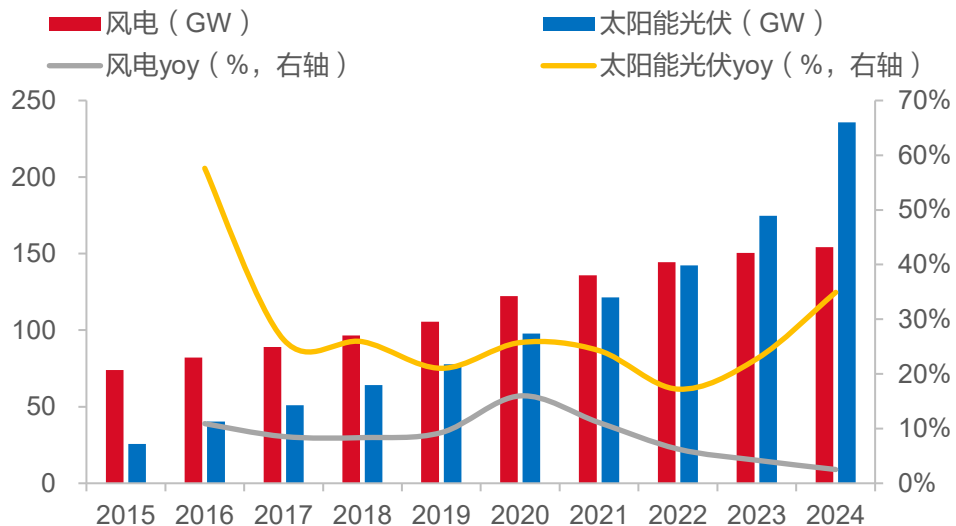


资料来源：储能与电力市场，东海证券研究所

全球储能需求：从中美欧等传统市场不断向新兴市场辐射

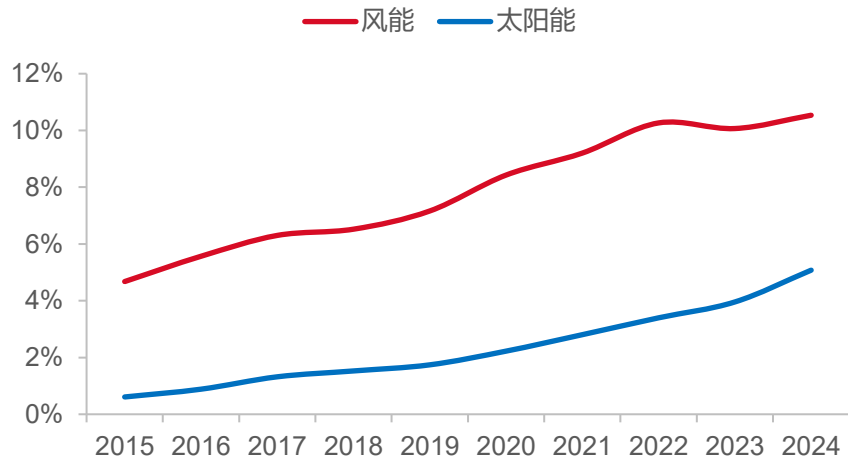
- **美国：装机持续增长，短期内抢装需求迫切。**美国电力系统呈现新能源装机量大而电网等输电设施相对薄弱特征，截至2024年底美国风电及太阳能光伏装机规模分别达154.3GW、235.7GW，同比分别+2.5%、+34.9%，风光发电渗透率同比+1.6pct至15.6%。电力跨区域传输难度大催生电源侧储能需求，使得美国储能市场以大储为主，2024年美国储能新增装机达12.3GW/37.1GWh，同比+32.8%/+34.0%。

美国光伏装机近五年CAGR为24.8%（单位：GW，%）



资料来源：Wind，东海证券研究所

2024年底美国风能及太阳能发电渗透率已达15.6%（单位：%）

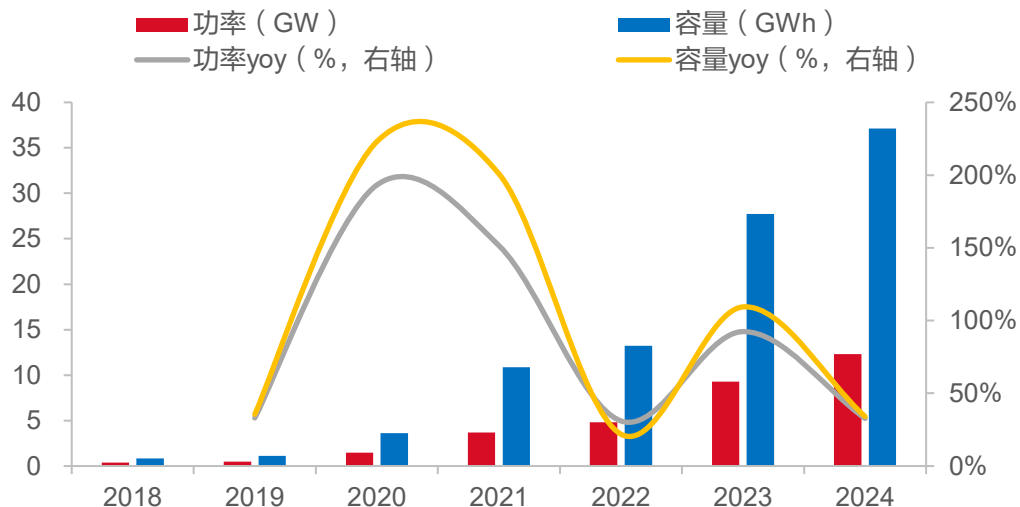


资料来源：EIA，东海证券研究所

全球储能需求：从中美欧等传统市场不断向新兴市场辐射

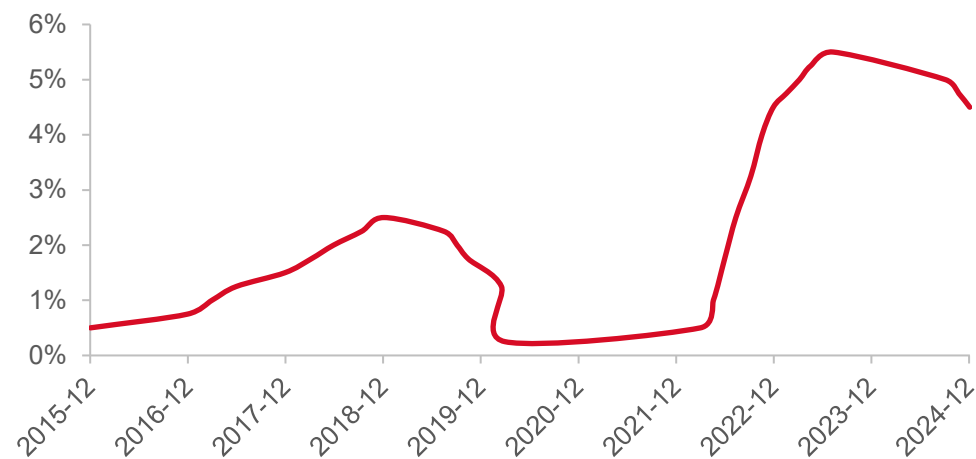
- 短期来看，美国市场利率下行、前期受加息影响而被压制的需求或将得到释放；此外，2026年“301关税”实施预期（预计将对中国出美储能电池的征收税率由7.5%升至25%）+近期中美关税战反转（2025年4月初美宣布对中国商品加征125%对等关税，后经谈判宣布关税将在初始的90天内降至10%），美国储能市场将迎抢装窗口期。长期来看，IRA、FERC、NEM3.0等政策激励下储能项目装机并网流程将不断简化、盈利性有望持续提升，美国储能市场具备长期增长动力。

2024年美国储能装机同比高增34.0%（单位：GW，GWh，%）



资料来源：Wood Mackenzie，东海证券研究所

2024年三季度美国联邦基金目标利率开始下行（单位：%）

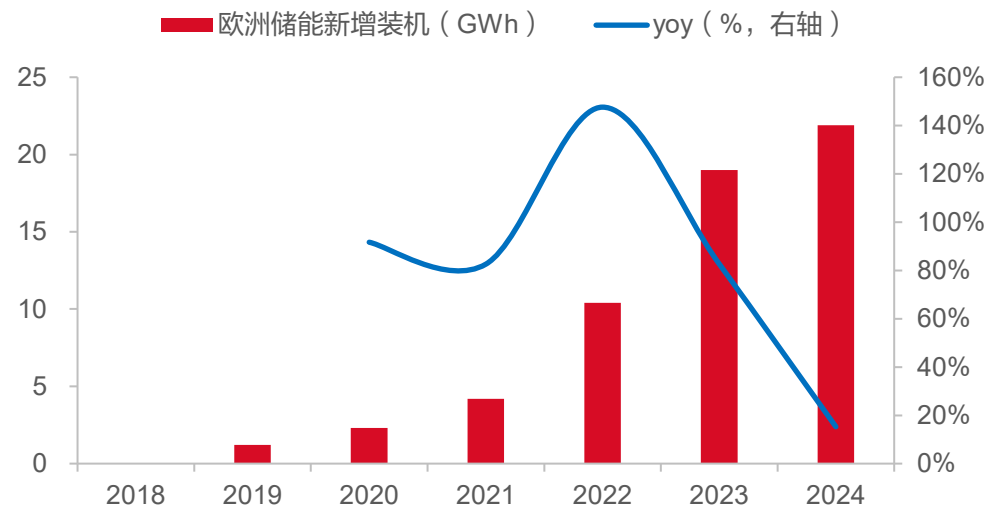


资料来源：美联储，东海证券研究所

全球储能需求：从中美欧等传统市场不断向新兴市场辐射

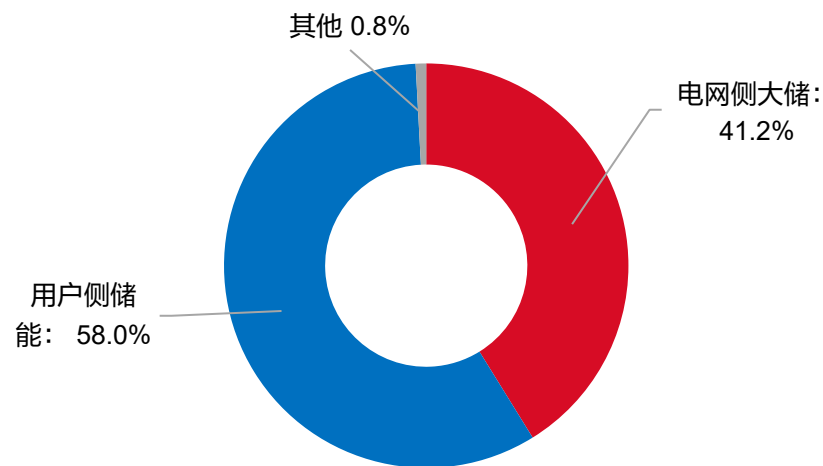
- **欧洲：户储装机增速短期放缓，大储市场有望迎来高增。**欧洲储能市场前期主要依靠高电价及补贴推动、应用场景以户储为主；据SolarPower Europe数据，2024年欧洲储能新增装机21.9GWh、同比+15.3%，其中用户侧及电网侧大储装机占比分别为58.0%、41.2%，用户侧装机占比较2023年有所下滑。当前欧洲各国储能端补贴逐步退坡、气电价格企稳，短期来看户储需求或将回落。

2024年欧洲储能新增装机同比+15.3%（单位：GWh，%）



资料来源：SolarPower Europe，东海证券研究所

2024年欧洲储能市场仍以用户侧储能为主占比58.0%（单位：%）

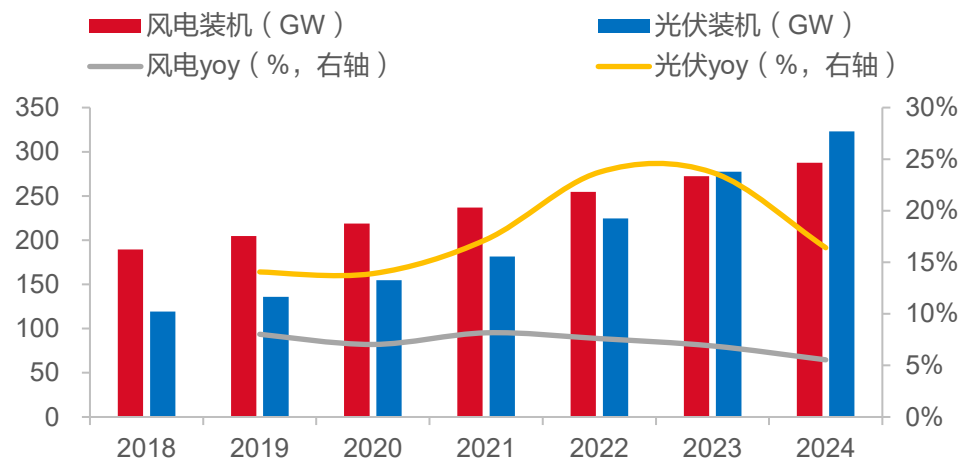


资料来源：EASE，东海证券研究所

全球储能需求：从中美欧等传统市场不断向新兴市场辐射

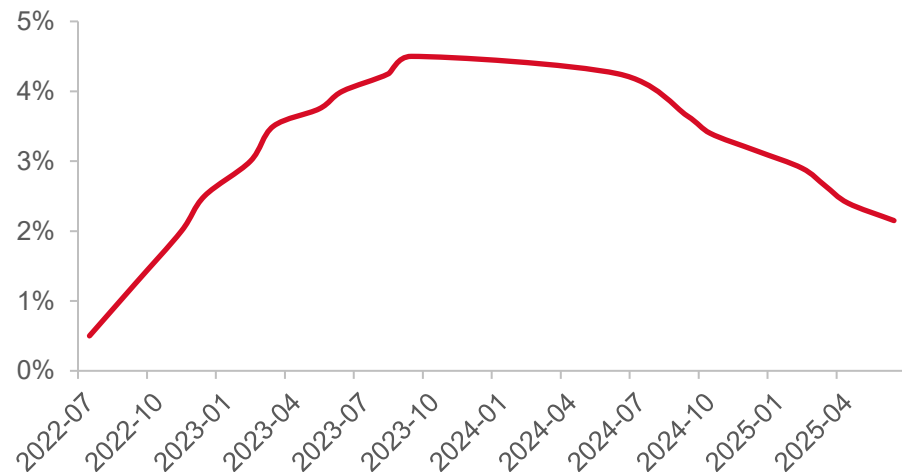
- 未来欧洲市场增量有望来自：1）可再生能源转型背景下的平衡电网需求，如欧盟RED III法案进一步提升2030年可再生能源目标（由40%提升至42.5%~45%），并明确至2030年光伏及风电装机目标分别为600GW/500GW（截至2024年底欧洲光伏及风电累计装机分别为323.2GW/287.4GW）。2）负电价频发、欧元区利率下行提升储能项目经济性，业主装机意愿提升。3）英国（储能项目规划与并网准入门槛降低）、意大利、德国、波兰等国多个大型储能项目规划于2028年后启动，欧洲大储市场有望多点开花。

2024年底欧洲光伏及风电累计装机分别为323.2GW/287.4GW
(单位: GW, %)



资料来源: Wind, 全球风能协会, 东海证券研究所

欧元区利率下行有望缓解储能装机成本、提升装机意愿 (单位: %)

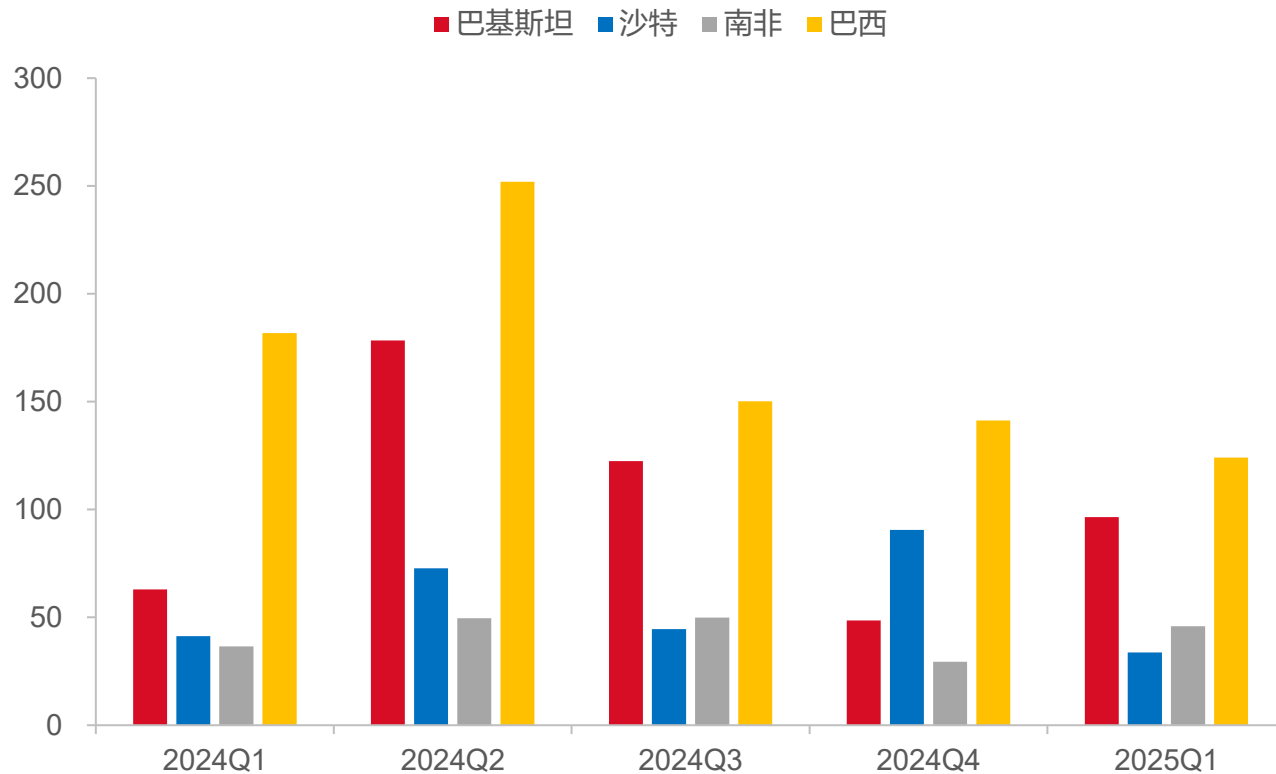


资料来源: 欧洲央行, 东海证券研究所

全球储能需求：从中美欧等传统市场不断向新兴市场辐射

- 新兴市场：能源转型目标明确，增长空间广阔。全球储能市场需求正不断从中美欧等传统市场向沙特、南非等新兴市场辐射，以亚非拉市场为例，巴基斯坦、南非、巴西等国电网基础设施陈旧、用电紧缺，各国政府通过政策激励、设立主权基金等措施刺激光储需求。从逆变器出口数据来看，新兴市场光储需求已开始兑现，2025年一季度我国对巴基斯坦、南非实现逆变器出口9642.7/4588.6万美元，同比分别+53.2%/+25.8%，环比分别+98.6%/+56.3%。

新兴市场逆变器出口金额高增（单位：百万美元）



资料来源：海关总署，东海证券研究所

供给端：新技术迭代，带来内卷式竞争下的长期价值增量

- 边际变化一：储能系统由“被动跟随”→“主动支撑”，PCS环节有望实现倍数级需求增长、价值量同步提升。高比例可再生能源接入使得电力系统呈现“低惯量、弱阻尼”特征，电网稳定性面临极大挑战。早期电力系统依赖大规模同步发电机来平滑新能源发电波动，当前传统燃煤机组已开启“退役潮”，构网型储能因可模拟同步发电机功能，需求不断兴起。据GGII数据，2024年国内构网型储能项目招标规模已超15GWh、约占全年招标量的5.7%。从技术路径来看，构网型储能对设备短时过载能力要求极高、业内主要通过超配PCS方式实现；政策层面，国家级技术标准暂未出台，新疆为国内首个明确具体技术要求的地区（2023年发布《构网型新型储能并网技术要求》），提出构网型储能系统应具备功率响应时间不大于5ms、120%额定电流下持续运行不少于2min、300%额定电流10秒短时过载等能力（需超配2~2.5倍PCS）；价值层面，构网型储能溢价显著，2025年6月开标的“中国电建水电十二局凉山盐源牦牛坪光伏发电项目”中，其所配置的2小时构网型储能系统中标价格超0.7元/Wh、较当前2小时储能系统均价高出31.6%。

构网型储能可自主生成电压及频率信号实现独立供电

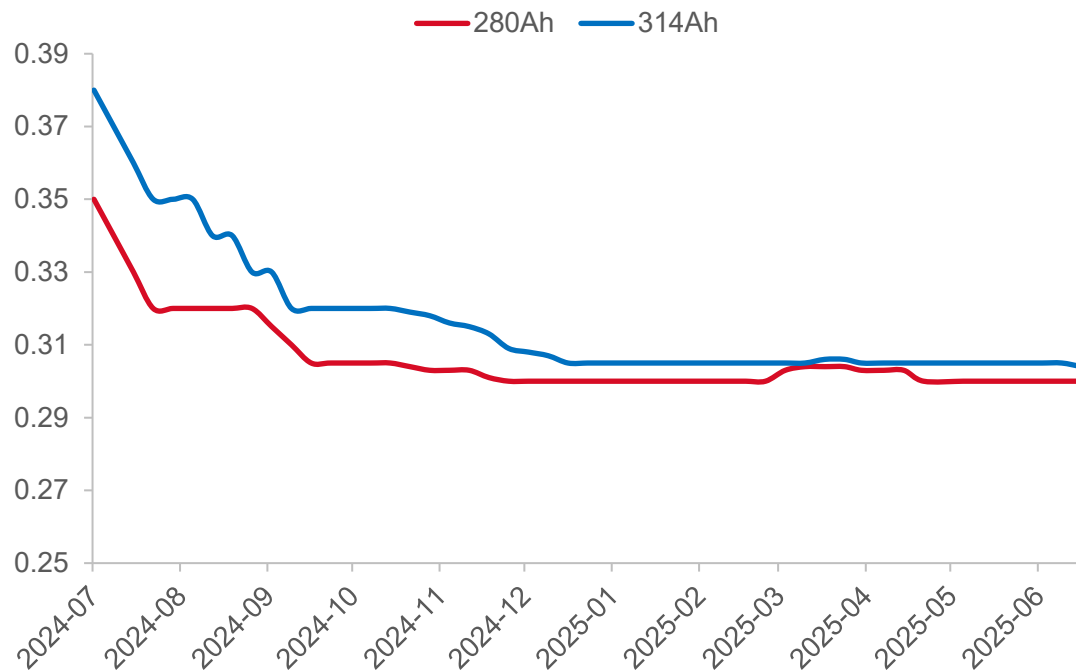
指标	跟网型储能	构网型储能
定义	储能设备与电网同步工作，通过逆变器将储存的电能量反馈到电网，跟随电网频率和电压变化。	可在无外部电网信号时通过逆变器主动生成电压和频率信号，实现独立供电。
控制方式	依赖电网频率和电压信号	自主生成电压和频率信号
电网支撑能力	仅辅助电网、无法支撑电网运行	强电网支撑能力、可独立供电
运行模式	并网运行	可并网或孤岛模式运行
电网稳定性要求	对电网稳定性要求较高	可在弱电网和电网故障时运行

资料来源：AIBESS，东海证券研究所

供给端：新技术迭代，带来内卷式竞争下的长期价值增量

- 边际变化二：系统扩容下“大电芯”升级趋势确定，但最终路线尚在博弈。降本诉求驱动储能电芯向大容量发展，电芯容量增大可降低系统集成复杂度、提升系统能量密度、减少单个系统所需电芯及零部件数量，进而摊薄储能系统整体的单位成本。从技术演变路径来看，早期280 Ah电芯（沿用动力电池技术、产能直接切换）凭借规模与产品标准化优势迅速抢占储能市场；2023至2024年国内储能电芯产能经历了由280 Ah向314 Ah切换（据GGII数据，至2024年底产能切换率已超5成，2024年314 Ah电芯出货量渗透率超4成）的过程；而当前储能电芯正由314 Ah向400+ Ah电芯过渡，但最终路线暂未确定（需与系统整体协同，要综合考虑集装箱尺寸、PCS功率及整站配置等多重因素）。从头部企业布局来看，宁德时代采用587Ah路线，从系统集成端反向定义电芯，单个20尺集装箱容量为6.25MWh，充分满足储能电站新国标要求（单分区不超过50MWh，即一个分区配置8个储能集装箱）；阳光电源则推出30尺储能系统、系统容量达12.5MWh，对应配置684 Ah电芯。从价格上来看，314Ah电芯应用初期溢价明显，2024年7月初其均价较280Ah电芯高出0.03元/Wh，后随着渗透率逐步提升、市场竞争加剧，两者价格不断趋近，未来更大容量电芯推出或将带动储能电芯价格上行、扭转行业低价态势。

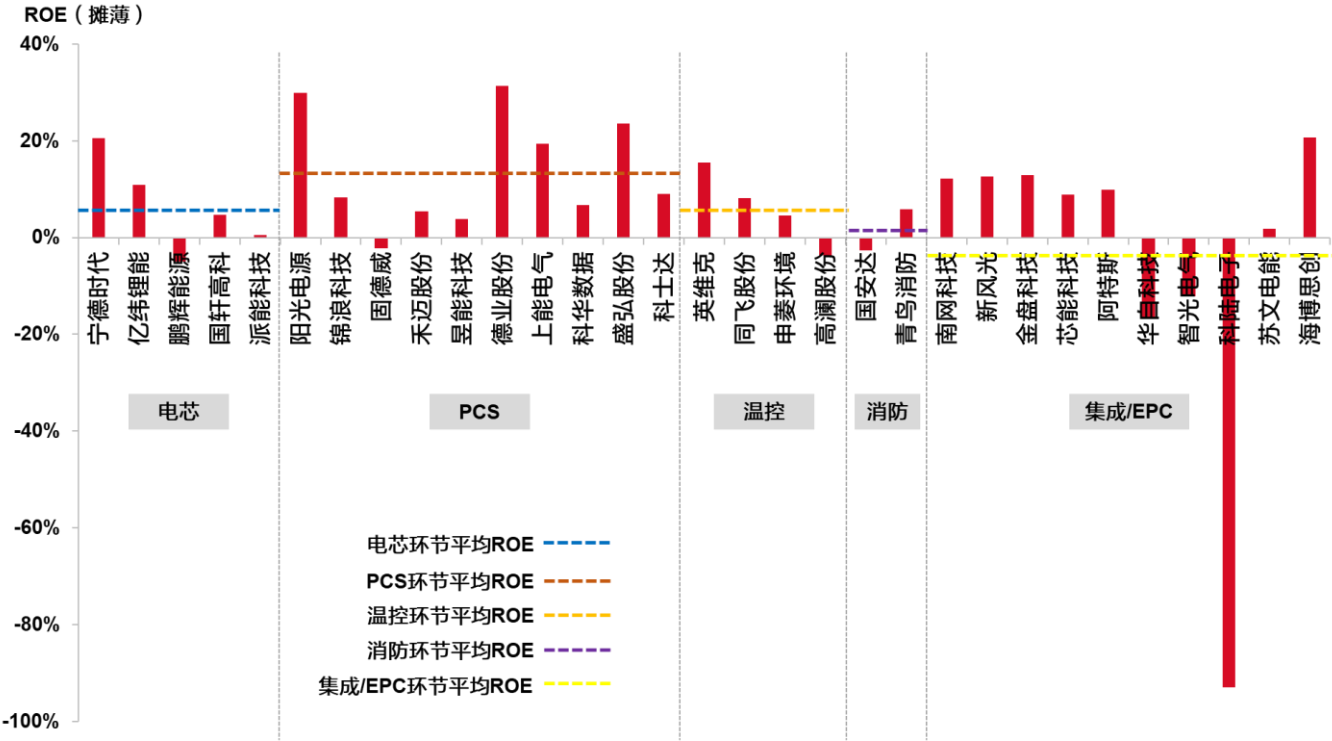
行业内卷下314Ah价格趋近280 Ah电芯（单位：元/Wh）



资料来源：SMM储能，东海证券研究所

对比产业链各环节，电芯、PCS环节跑出

盈利端电芯、PCS环节跑出（单位：%）

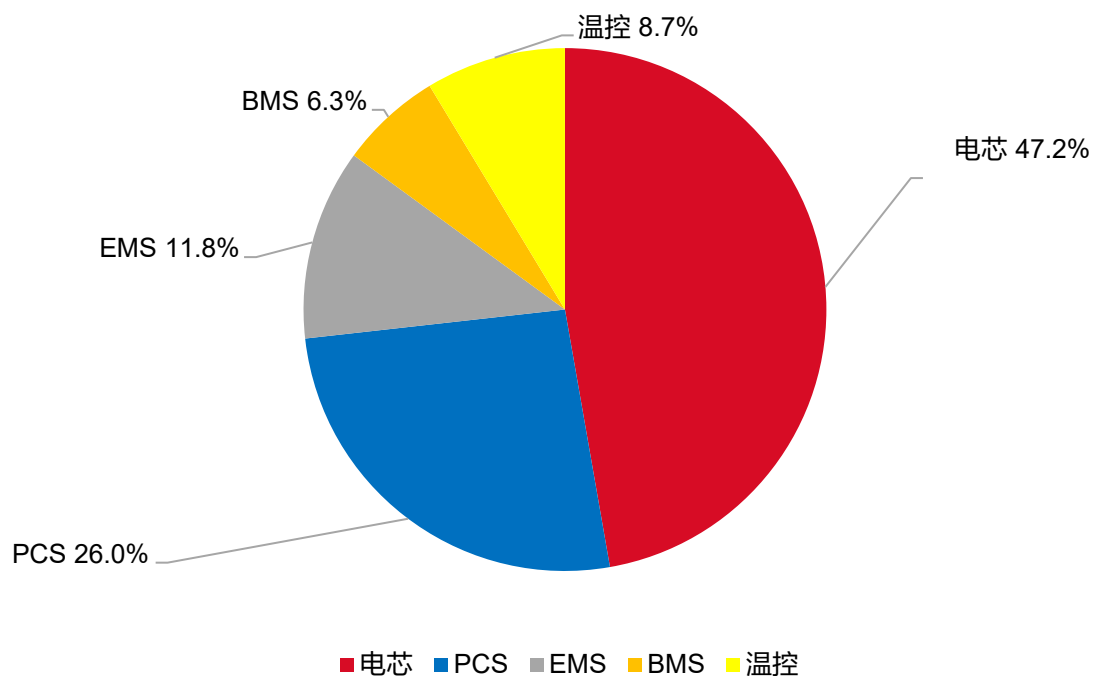


资料来源：Wind，东海证券研究所

- 整体来看，储能产业链的未来看点仍集中在电芯及PCS领域：竞争格局好、技术迭代快、盈利水平优，龙头企业ROE（摊薄）表现强势。
- 具体而言：1）电芯环节：竞争格局优、龙头地位稳固，是整个产业链技术迭代最快、技术敏感度最高的环节。2）PCS环节：产品具备差异化属性，企业可通过错位竞争形成优势；光储两端同时受益，亚非拉新兴市场带动下，需求强劲。对比2024年产业链各环节盈利水平：PCS、电芯环节平均ROE分别为13.5%、6.3%，位居前二；集成端进入壁垒相对较低、前期众多企业跨界入局（多为电芯或PCS企业向下延伸）、单纯从事集成业务的企业之间内卷更为严重，企业胜出关键在于渠道，2024年平均ROE为-4.3%、表现相对低迷。

对比产业链各环节，电芯、PCS环节跑出

电芯及PCS为储能产业链核心价值环节（单位：%）



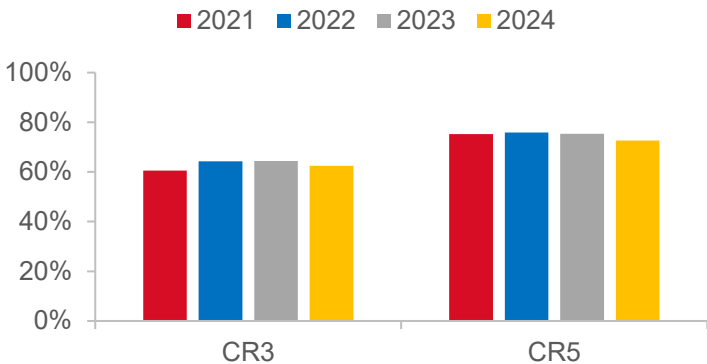
- 电芯及PCS为储能产业链核心价值环节，在整个系统中的成本占比合计超7成。
- 考虑一个150kW/300kWh的储能系统，参考当前各部件均价（假设电芯、PCS、EMS、BMS、温控价格分别为0.30/0.17/0.08/0.04/0.06元/Wh），则对应系统成本约19.1万元，其中电芯、PCS、EMS、BMS、温控价值占比分别为47.2%/26.0%/11.8%/6.3%/8.7%，电芯及PCS占据产业链价值核心，系统集成端对其余环节价格敏感度较低。

资料来源：北极星工商业储能，东海证券研究所

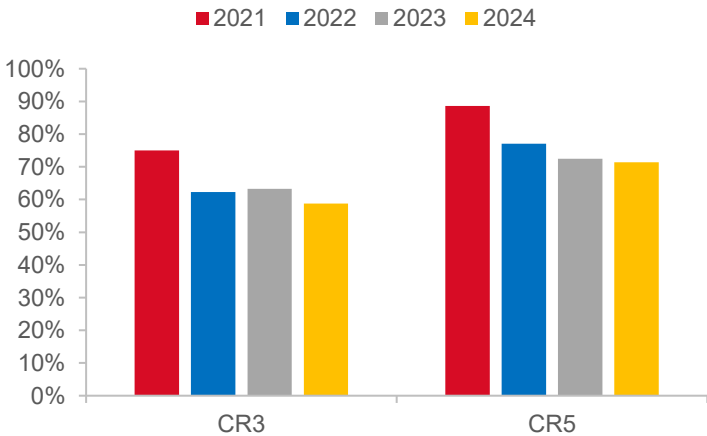
电芯：龙头企业掌握核心话语权，国内二线电池厂商赶超日韩

- 宁德时代龙头地位稳固，亿纬锂能、国轩高科赶超日韩。锂电池行业整体竞争格局较为稳定、市场集中度高，2021~2024年行业CR5均超70%，国内企业宁德时代、比亚迪稳居出货量TOP5。与锂电池行业整体相比，储能电池细分市场竞争程度更为激烈，前期产能主要依靠动力电池产线切换而来，故头部动力电池企业具备先发优势，市场早期主要玩家为宁德时代及LG新能源、三星SDI等韩企；后续随着储能需求高涨，二线电池厂商亦纷纷切入储能赛道、市场竞争程度日趋激烈，2021至2024年行业CR5由88.6%降至71.4%，国内厂商凭借性价比优势迅速抢占市场，亿纬锂能、国轩高科市场份额不断提升，分别由2021年的2.3%、2.3%提升至2024年的13.3%、6.0%。

锂电池行业整体集中度较高（单位：%）



储能电池竞争度较锂电整体更为激烈（单位：%）



全球主要储能电池企业市场份额变动情况（单位：%）

	2021	2022	yoy (pct)	2023	yoy (pct)	2024	yoy (pct)
宁德时代	38.6%	43.4%	4.8	40.0%	-3.4	36.5%	-3.5
LG新能源	18.2%	7.4%	-10.8	4.3%	-3.1	2.7%	-1.7
比亚迪	11.4%	11.5%	0.1	11.9%	0.4	9.0%	-2.9
松下			0.0		0.0	0.7%	0.7
三星SDI	18.2%	7.4%	-10.8	4.9%	-2.5	3.3%	-1.5
中创新航			0.0	4.3%	4.3	6.6%	2.3
国轩高科	2.3%	4.9%	2.6	3.2%	-1.7	6.0%	2.7
亿纬锂能	2.3%	7.4%	5.1	11.4%	4.0	13.3%	1.9
欣旺达				0.5%	0.5	0.3%	-0.2

资料来源：SNE Research，东海证券研究所

电芯：龙头企业掌握核心话语权，国内二线电池厂商赶超日韩

- 龙头企业把握技术演变方向，上游供应链垂直整合度高、下游定制化服务能力强，在产业链中掌握核心话语权，逆市中盈利表现持续优异、抗风险能力强劲。代表企业：
- 宁德时代：盈利稳定且优异、ROE遥遥领先；单Wh毛利连续多年保持0.15元以上水平，领先行业均值约0.02~0.07元。究其原因：1）技术持续迭代，高溢价产品放量优化出货结构、抵消行业降价压力。先后推出神行Plus超充（全球首个续航1000km且可满足4超充性能的磷酸铁锂电池）、麒麟（放电功率超1300kW）、骁遥增混电池（全球首款纯电续航400km以上且兼具4C超充性能）、天恒储能系统（5年零衰减）等。2）参股上游核心供应商，成本管控能力强。铁锂环节参股湖南裕能、德方纳米、龙蟠科技、江西升华等，三元环节设子公司宜昌/宁德/湖南邦普，负极参股尚泰科技、杉杉股份、中科电气等，隔膜环节与恩捷股份合资成立公司。3）深度绑定下游头部企业，满足客户定制化需求。2022年至今先后与宝马、福特、北汽、理想、赛力斯、长安等国内外知名车企达成战略合作并参股奇瑞，以合资建厂、提供技术服务等形式实现与下游客户的深层绑定。
- 亿纬锂能：逆市中的储能新星，ROE波动明显小于其他二线厂商。公司以锂原电池起家，2012年切入锂电领域，前期聚焦消费电池市场，2021年起储能电池快速放量，市占率连续多年实现突破，2021~2024年公司储能出货量由1GWh提升至40GWh，CAGR达242.0%，市场份额跃居全球第二。逆市之中公司同时表现出较强的风险抵御能力，连续四年ROE维持10%以上水平、领先行业均值。

电芯环节代表企业在逆市中展现优异盈利能力

指标	公司	2021	2022	2023	2024
单位毛利：元/Wh	宁德时代	0.18	0.15	0.20	0.15
	中创新航	0.04	0.06	0.08	0.07
	国轩高科	0.19	0.16	0.15	0.11
	亿纬锂能			0.15	0.08
	欣旺达		0.13	0.09	0.08
ROE：%	宁德时代	18.9%	18.7%	22.3%	20.6%
	中创新航	0.6%	2.0%	0.8%	1.7%
	国轩高科	0.5%	1.3%	3.7%	4.6%
	亿纬锂能	16.2%	11.5%	11.7%	10.8%
	欣旺达	7.0%	5.3%	4.7%	6.2%

资料来源：Wind，东海证券研究所测算

PCS：把握需求结构性变化下的差异化布局机会

参与企业业绩因区域市场侧重不同呈现分化

公司	指标	2021	2022	2023	2024	主要海外市场及产品	盈利表现
阳光电源	ROE（摊薄）：%	10.1%	19.3%	34.1%	29.9%	北美、欧洲、中东；储能系统、集中式逆变器、风电变流器等	市场布局均衡，龙头优势尽显，ROE连续多年维持较高水平；新兴市场接连斩获大单，2021~2024年公司净利率持续提升。
	海外营收占比：%	38.7%	47.4%	46.2%	46.6%		
	净利率：%	7.1%	9.2%	13.3%	14.5%		
锦浪科技	ROE（摊薄）：%	21.2%	25.0%	10.0%	8.3%	欧洲、拉美、澳洲、印度；组串式逆变器、户储/工商储逆变器	受欧洲需求变动影响，近年盈利有所承压。
	海外营收占比：%	54.2%	55.3%	39.5%	43.2%		
	净利率：%	14.3%	18.0%	12.8%	10.6%		
固德威	ROE（摊薄）：%	16.9%	28.8%	28.6%	-2.2%	欧洲、澳洲；组串式逆变器、户储逆变器	海外市场主要以欧洲为主，受需求变化影响，公司业绩波动较大、2024年盈利承压。
	海外营收占比：%	64.1%	79.9%	58.9%	29.8%		
	净利率：%	10.4%	13.5%	11.8%	-0.1%		
禾迈股份	ROE（摊薄）：%	3.4%	8.3%	8.0%	5.4%	欧洲（重点德国、波兰）、北美、拉美；微型逆变器、户储	微逆产品技术壁垒高、单价高，公司净利率水平高于行业均值、2024年受库存积压影响有所下滑。
	海外营收占比：%	55.6%	81.0%	61.8%	65.0%		
	净利率：%	25.4%	34.6%	34.6%	17.2%		
昱能科技	ROE（摊薄）：%	35.3%	9.7%	6.0%	3.9%	欧洲（重点德国、荷兰、西班牙）、巴西；微型逆变器、户储/工商储	微逆产品为代工模式、成本较高（产品毛利率略低于同行）+储能出货占比增加+海外高毛利市场出货占比下降，近年盈利水平有所下滑。
	海外营收占比：%	98.1%	97.6%	80.1%	59.3%		
	净利率：%	15.5%	26.9%	15.2%	8.2%		
德业股份	ROE（摊薄）：%	21.9%	37.4%	34.2%	31.3%	南非为主、东欧（乌克兰、保加利亚、匈牙利）、巴西、巴基斯坦；组串式/微型逆变器、储能逆变器	经营重心由家电产品逐步向逆变器产品过渡、净利率显著提升，海外营收占比持续增长，ROE水平连续多年居行业前列。
	海外营收占比：%	30.9%	58.4%	58.4%	71.3%		
	净利率：%	13.9%	25.6%	23.9%	26.4%		
上能电气	ROE（摊薄）：%	6.6%	7.9%	16.3%	19.4%	以国内市场为主、印度/中东等海外市场逐步开拓；集中式/大组串逆变器、大储	伴随海外业务拓展，盈利水平不断提升。
	海外营收占比：%	20.8%	12.8%	13.1%	21.3%		
	净利率：%	5.4%	3.5%	5.8%	8.7%		
盛弘股份	ROE（摊薄）：%	13.4%	21.0%	27.7%	23.6%	国内市场为主，北美市场已有布局；大储/工商储逆变器	ROE表现优异，净利率受行业竞争影响小幅波动。
	海外营收占比：%	24.6%	22.0%	20.2%	14.4%		
	净利率：%	11.1%	14.9%	15.1%	14.0%		
科士达	ROE（摊薄）：%	12.2%	18.5%	20.0%	9.1%	国内市场为主、布局北美/欧洲市场；户储为主	2022~2023年受益于欧洲市场需求爆发，公司业绩提升显著；2024年行业去库下，盈利承压。
	海外营收占比：%	37.3%	56.7%	56.3%	46.3%		
	净利率：%	13.3%	15.5%	16.0%	9.5%		

资料来源：Wind，东海证券研究所

区域市场侧重及产品功率段的差异使得PCS环节参与企业的业绩呈现分化，前期侧重欧洲布局的企业2024年业绩出现不同程度下滑，阳光电源、德业股份等市场布局均衡、在新兴市场具备先发优势的企业盈利表现相对优异。PCS环节中的主要参与者为老牌光伏逆变器企业，各企业在细分市场及产品功率段具备一定差异性。当前行业需求呈现结构性变化，欧美传统市场增速趋缓（欧洲市场前期因能源危机增速较快、近两年基本处于去库状态）、亚非拉等新兴市场需求高度景气且具备延续性（弱电网下的用电保障需求+发达国家资金支持+光储成本下降等），各企业盈利水平因市场布局呈现出分化趋势。具体而言，前期侧重布局欧洲的厂商在经历2022~2023年的业绩爆发期后，2024年业绩均出现不同程度下降；而区域市场布局均衡、在新兴市场渠道积累丰富的企业业绩表现突出，如阳光电源、德业股份等；此外产品功率段差异亦带来企业盈利差，微逆企业产品定位中小功率段（颗粒度较组串/集中式更细）、下游价格敏感度更低，相关企业净利率水平居行业前列，如禾迈股份等。

PCS：把握需求结构性变化下的差异化布局机会

- 逆变器产品to C属性渐强，大型光储看项目经验及企业可融资性、分布式看渠道铺设及品牌影响力。
- 1）大型光储方面，海外（如欧美等地区）产品认证周期较长，需与当地项目业主或渠道商建立稳定合作关系，对企业可融资性要求较高（逆变器企业可融资性越高，客户使用其产品更易获得金融机构长期贷款）；国内市场则侧重考察企业集采项目入围情况。从国内逆变器集采项目入围情况来看，2024年阳光电源集采入围规模处行业第一梯队；此外，在Bloomberg NEF发布的《2024逆变器可融资性调查报告》中阳光电源亦登顶全球逆变器企业可融资性排名榜，为大型光储领域绝对龙头。
- 2）分布式光储方面，逆变器逐渐由to B向to C属性过渡，对企业的渠道铺设、售后服务能力及品牌影响力要求极高。以德业股份为例，截至2024年底德业已在菲律宾、越南、泰国、南非德班等主要销售地区建立本土售后中心，并计划在欧洲（波兰、保加利亚、西班牙）、东南亚、非洲增设售后点；当前德业海外市场已由最初的印度、美国辐射至全球110多个国家和地区，渠道铺设日益完善。

2024年国内部分逆变器集采项目入围企业TOP10

集采招标企业	合计入围标段数	中国电建	中国能建	绿发	中交机电	黄河光伏	中核	国机集团	华能	长江绿色能投	三峡	中瓴星能	上海电投
入围企业	段数	4包件 42GW	1标段 15GW	1标段 5GW	1标段 1.4GW	1标段 1.5GW	8包件 11.8GW	1标段 0.2GW	3包件 3GW	1标段 0.5GW	2包件 8GW	1标段 0.8GW	2包件 0.4GW
阳光电源	22	4	1	1	1	1	5	1	3	0	2	1	2
上能电气	16	4	1	1	0	0	7	0	1	1	0	0	1
科士达	16	2	1	0	1	0	5	0	3	1	0	1	2
禾望科技	16	3	1	1	0	0	6	0	2	0	2	0	1
固德威	15	3	1	0	0	1	3	1	2	1	0	1	2
中车时代电气	13	4	1	0	0	0	6	0	2	0	0	0	0
科华数能	12	2	1	0	1	0	4	0	2	1	1	0	0
特变电工	11	4	1	0	0	0	2	0	2	0	2	0	0
华为	9	3	1	0	0	0	2	0	1	0	2	0	0
锦浪科技	9	1	0	0	1	1	1	0	2	1	0	0	2

资料来源：索比光伏网，东海证券研究所



CONTENTS

一、储能：需求多点开花，供端技术迭代引领长期价值增长

二、风电：国内外需求共振，产品出口机遇走强

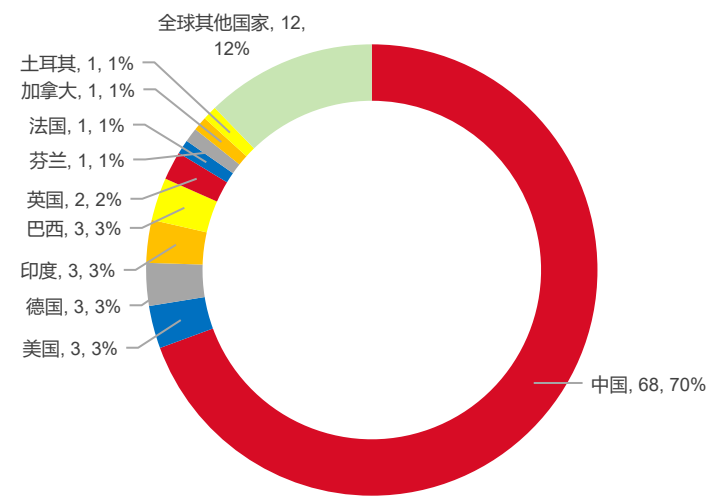
三、投资建议

四、风险提示

全球装机规模持续增长，国内风电发展引领全球

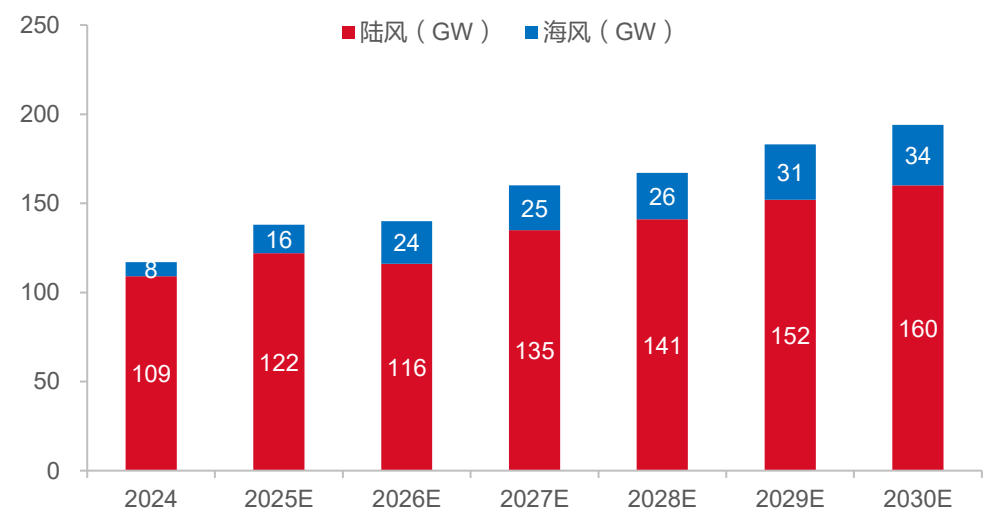
- 2024年全球新增风电并网装机容量为117GW，其中陆风109GW、海风8GW，是新增装机创纪录的一年，其中大部分装机量发生在中国、欧洲地区等少数成熟市场。2024年，中国的新增装机继续在全球领先，其次是美国、德国、印度与巴西，截至2024年底，这五个市场也是全球累计风电装机量的前五名。
- GWEC预计，2025年~2030年全球新增装机容量分别为138GW、140GW、160GW、167GW、183GW和194GW，风能行业未来的复合年平均增长率可达8.8%。预计到2030年，全球风能容量将增加982GW，行业整体前景广阔。

2024年全球前十大新增风电并网容量国家



资料来源：GWEC，东海证券研究所

2024年~2030年全球新增风电装机容量预测

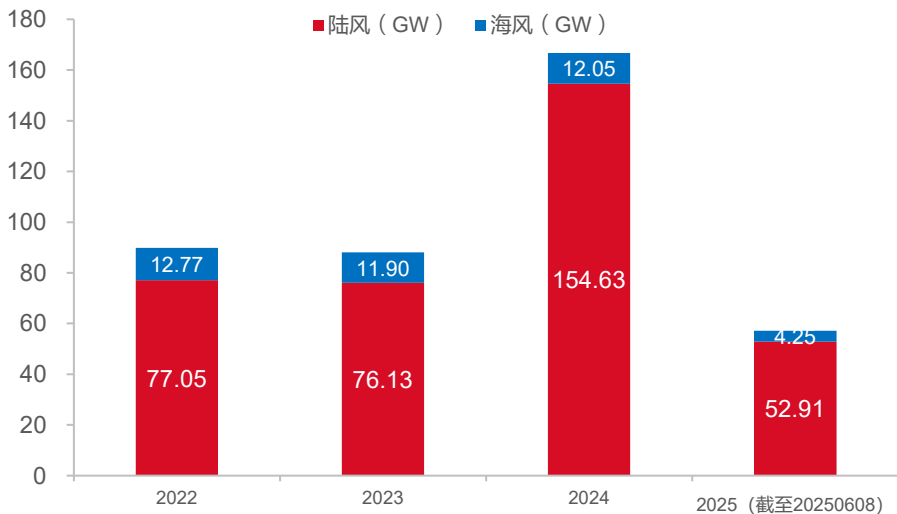


资料来源：GWEC，东海证券研究所

国内风电市场：十四五收官，装机规模有望放量

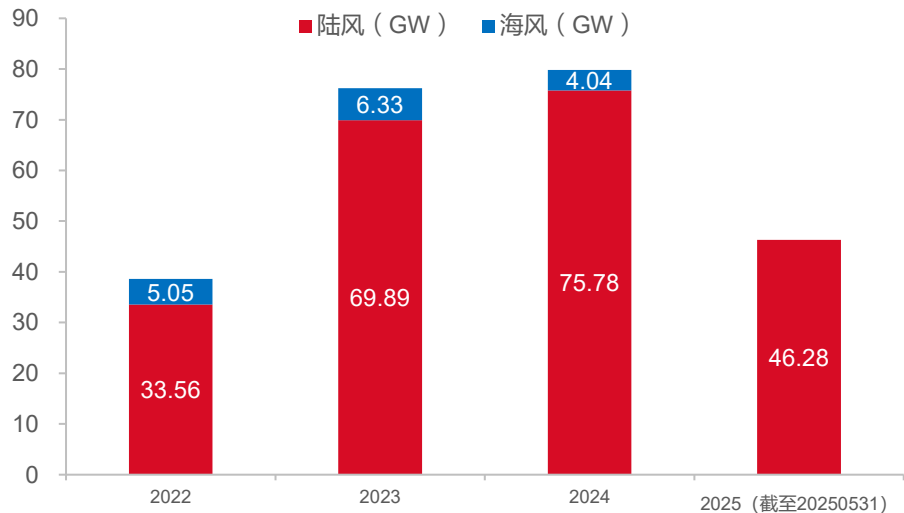
- 据统计，2024年全年招标规模约166.68GW（含各集团集中采购及框架招标）。国家能源局数据显示，2024年全国新增装机规模79.82GW，其中陆风75.78GW，海风4.04GW。
- 2025年为“十四五”的收官之年，各地风电项目建设速率有望提升。比对招标规模和新增装机规模数据，结合陆风项目1~1.5年的建设周期，我们认为2025年国内风电市场仍有较大的增量空间，国家能源局数据显示，2025年1月~5月全国新增风电装机容量约46.28GW，预计2025年全国新增装机规模可达100GW，部分未完成吊装及并网的项目规模，有望延续至2026年。

2022~2025年国内招标规模统计



资料来源：公开数据整理，东海证券研究所

2022~2024年国内新增装机规模统计

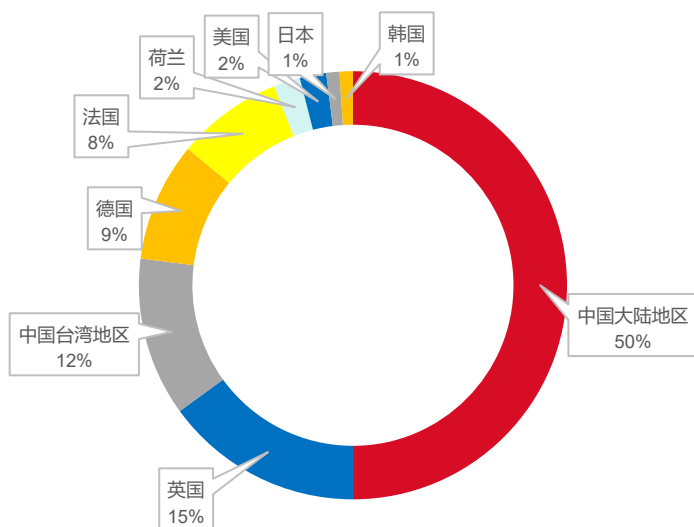


资料来源：国家能源局，东海证券研究所

海风：短期装机进度延迟，中期前景向好

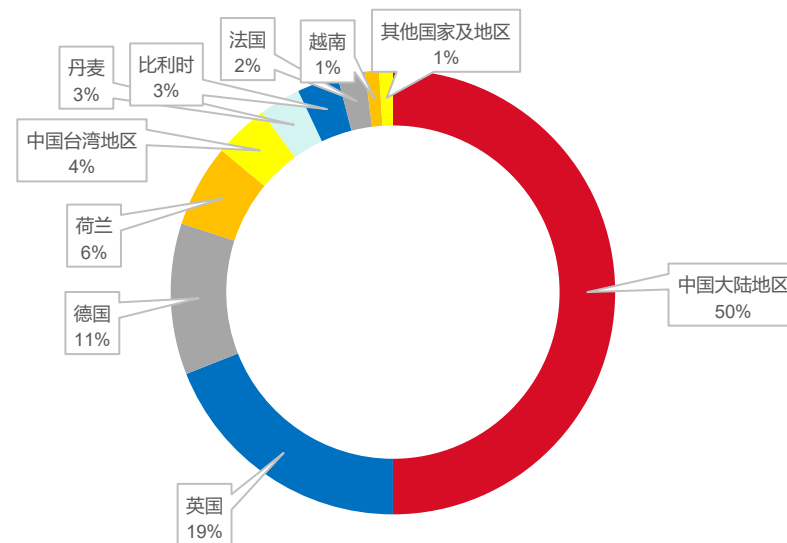
- 2024年全球海上风电新增并网容量8GW，同比下降26%，主要原因是中国、英国和美国等核心海风市场装机容量未达预期，主要影响因素包括海事审批、协调流程、电网接入问题及风力发电机组故障等。
- 2024年全球共有8个国家有新增的海上风电装机容量，包括中国、英国、德国、法国、荷兰、美国、日本和韩国，其中中国海上风电新增装机容量占据市场一半以上。截至2024年底，全球海上风电累计并网容量为83.2GW，其中一半来自中国市场。

2024年全球各国家和地区海上风电新增装机容量占比



资料来源：GWEC，东海证券研究所

截至2024年底全球各国家和地区海上风电新增装机容量占比

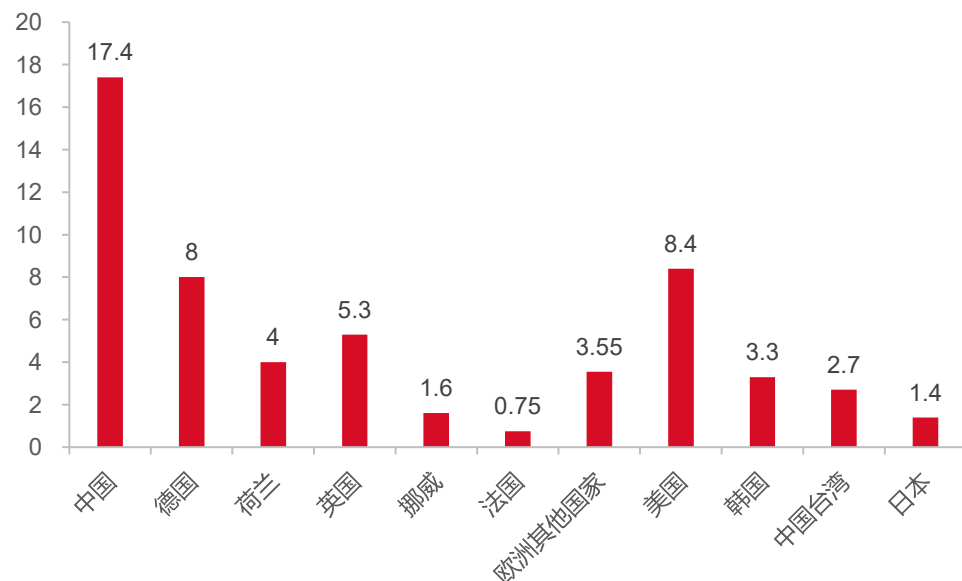


资料来源：GWEC，东海证券研究所

海风：短期装机进度延迟，中期前景向好

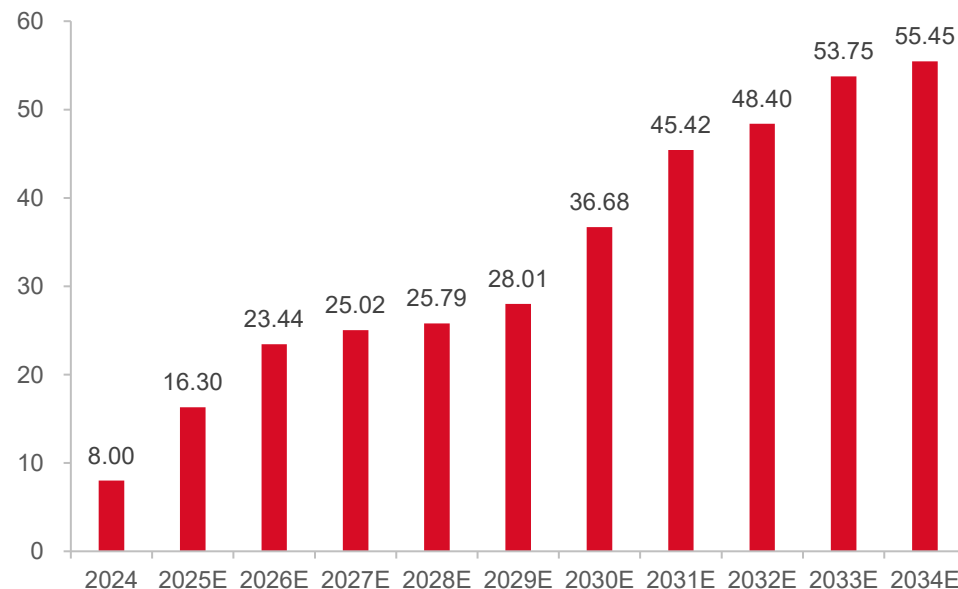
- 2024年全球海上风电项目累计招标容量约56.3GW，同时全球有48GW海上风电项目处于建设当中。预计2024年~2029年海上风电新增装机规模年均复合增长率为28%，2029~2034年的年均复合增长率为15%，2025~2034年全球海上风电新增装机规模有望超过350GW，到2034年底，全球海上风电总装机容量将达到441GW。

2024年全球各国家和地区海上风电招标情况（GW）



资料来源：GWEC，东海证券研究所

2025~2034年全球海风装机规模预测（GW）

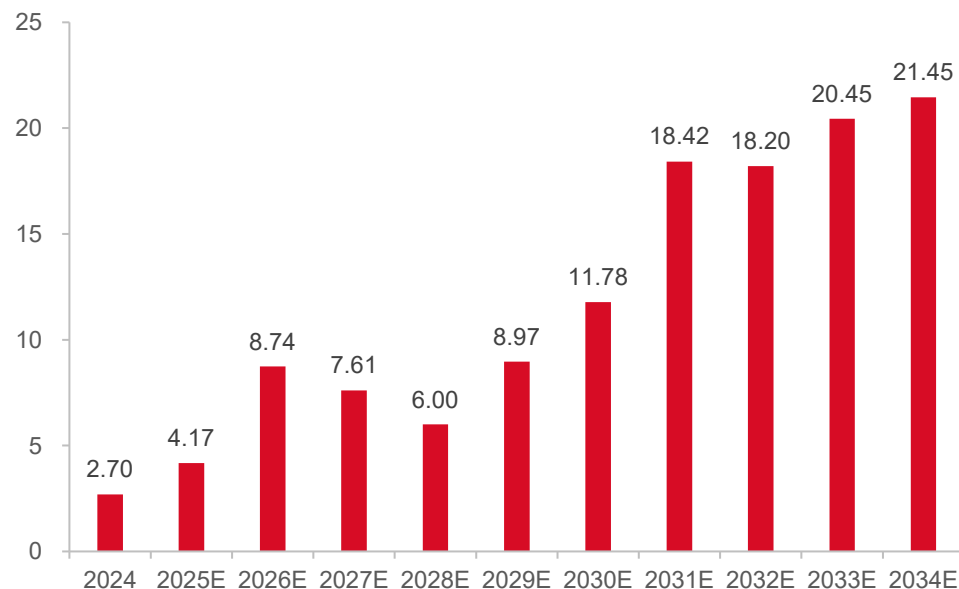


资料来源：GWEC，东海证券研究所

海风：近期增长主要来自中国、欧洲，亚太其他地区为新兴市场

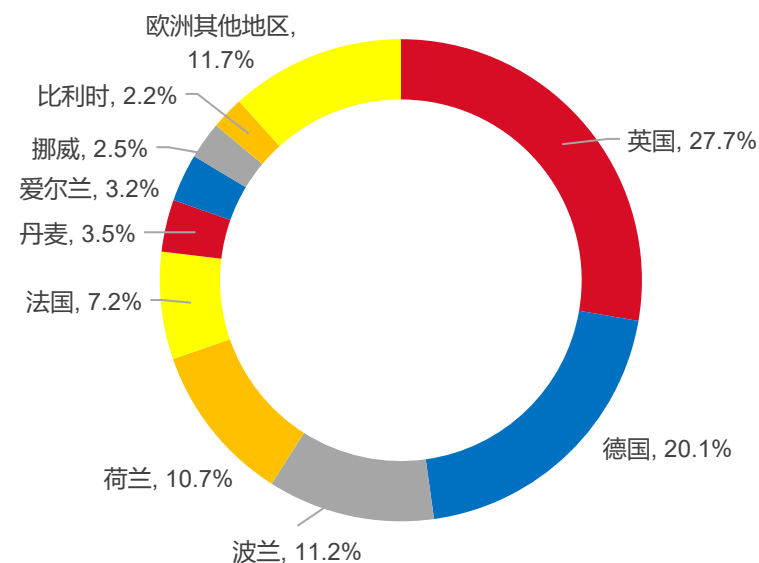
- 截至2024年底，中国市场约占全球海上风电累计并网容量的50%，欧洲市场约占44%，是海上风电发展的核心地区。
- 预计2024年~2029年欧洲海上风电新增装机规模年均复合增长率为27%，2029~2034年的年均复合增长率为19%。预计2025~2034年，欧洲海上风电新增装机容量约为126GW，其中英国、德国和波兰将成为主要贡献国，市场占比分别为27.7%、20.1%和11.2%。

2025~2034年欧洲海上风电新增装机规模预测（GW）



资料来源：GWEC，东海证券研究所

2025~2034年欧洲各国海风累计装机容量预计占比

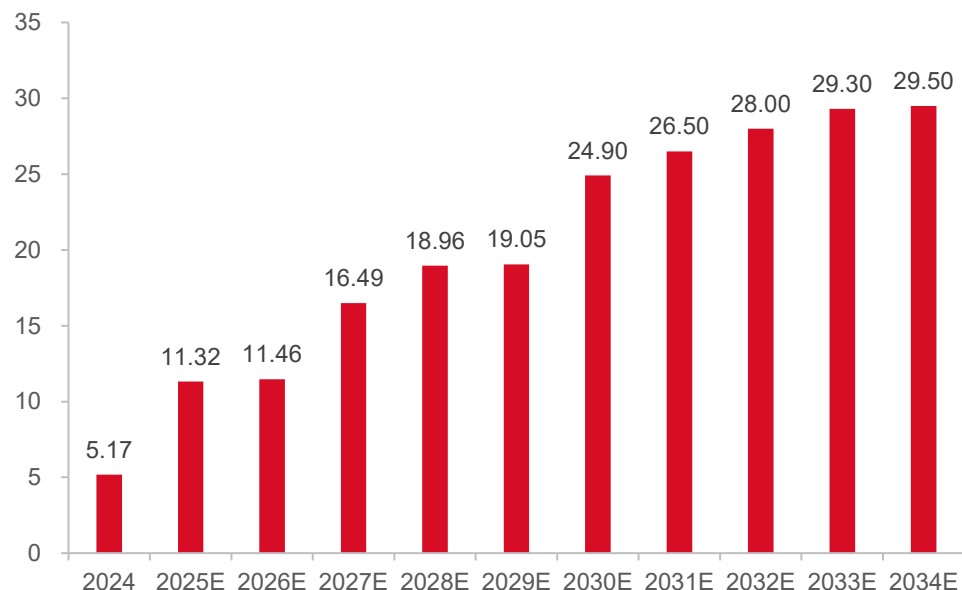


资料来源：GWEC，东海证券研究所

海风：近期增长主要来自中国、欧洲，亚太其他地区为新兴市场

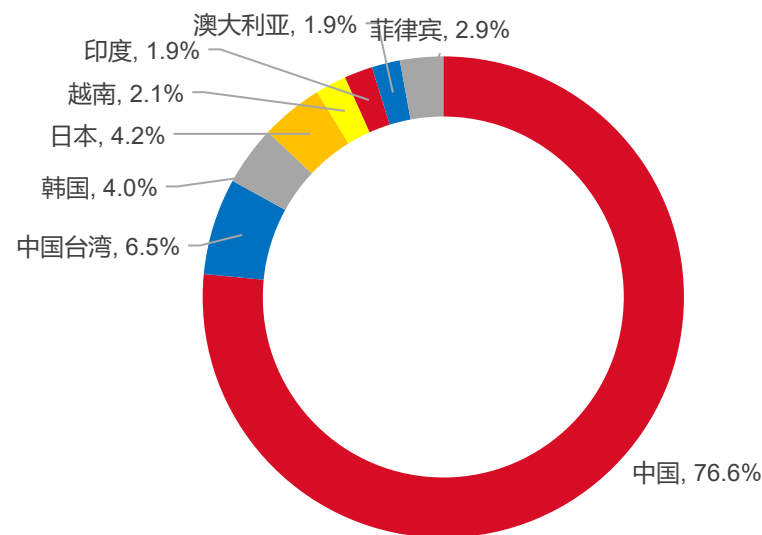
- 中国拥有全球最完备的海上风电供应链，受益于此，2025年~2034年中国仍将成为亚太地区海上风电新增装机规模的主要贡献国。GWEC预计，2025年~2034年亚太地区将新增215GW海上风电装机容量，其中36%将于2025~2029年完成。
- 2024年~2029年亚太地区海上风电新增装机规模年均复合增长率为30%，2029~2034年的年均复合增长率为9%，主要原因是中国日益庞大的海上风电累计装机规模。而日本、韩国和菲律宾将有望成为亚太地区除中国以外的主要贡献国。

2025~2034年亚太地区海上风电新增装机规模预测（GW）



资料来源：GWEC，东海证券研究所

2025~2034年亚太地区各国海风累计装机容量预计占比

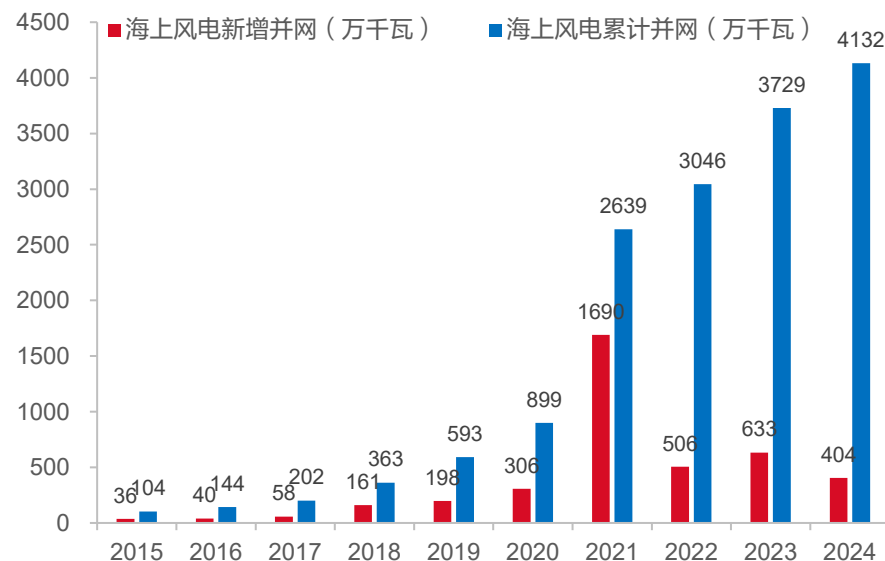


资料来源：GWEC，东海证券研究所

国内海风：“十四五”规划明确，新增装机规模仍有较大空间

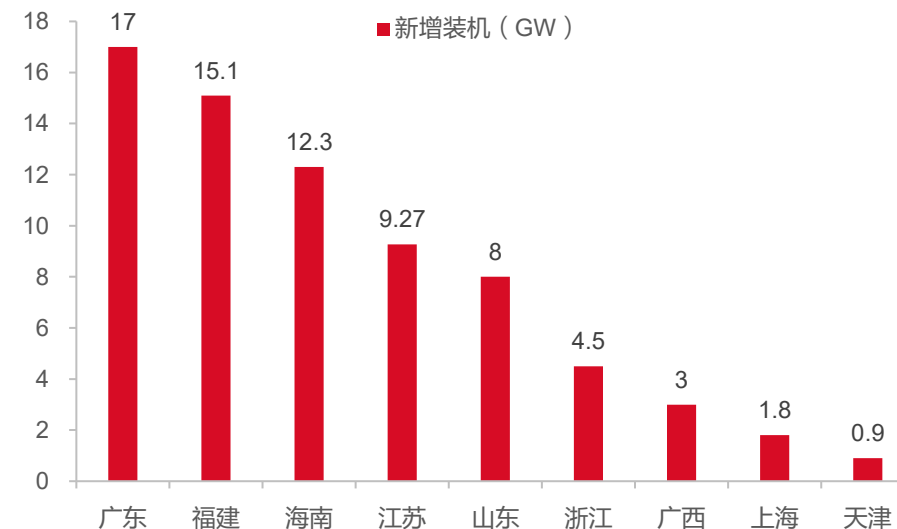
- 从历年新增海上风电装机量来看，国内海风规模正处于稳步上升通道。2014年，国家发展改革委发布《关于海上风电上网电价政策的通知》，极大推动了我国海上风电的发展。2021年中央财政对海上风电补贴的最后一年，引发“抢装潮”，全年装机量大幅提升，新增并网容量约16.90GW，随后海上风电装机规模增长曲线回归，呈稳步增加态势。
- “十四五”期间沿海各省市发布海风发展规划，其中部分地区受限制性因素影响，2024年海风项目建设进程有所放缓。2025年初，随着限制性因素影响减弱，海风项目建设进程明显加快，2025年海风新增装机规模有望高增。

2024年中国海上风电新增和累计并网装机容量



资料来源：NEA、GWEC、CWEA，东海证券研究所

沿海省市“十四五”海风发展规划统计

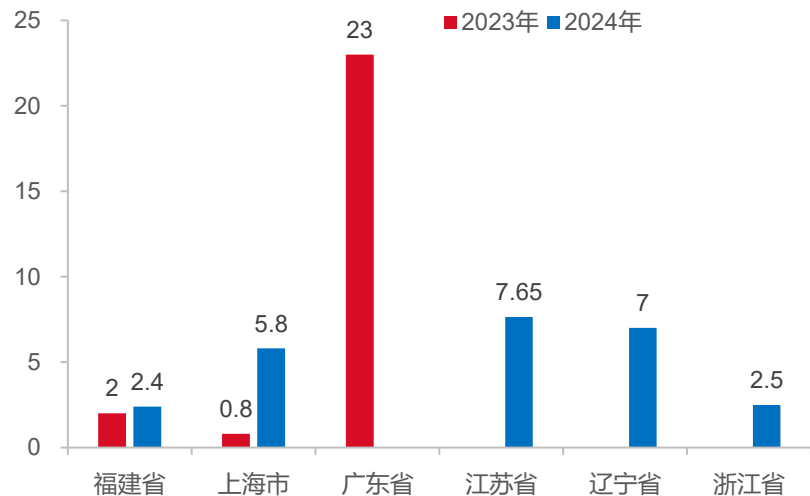


资料来源：各政府部门网站，东海证券研究所

国内海风：海风建设加快，“十五五”行业景气有望延续

- 2024年，江苏省、广东省多个海上风电项目受限制性因素影响，项目建设有所放缓。2024年末至2025年初，随着限制性因素影响的减弱，市场关注度较高的多个项目纷纷启动建设，并有望于2025年完成建设，为“十四五”新增海上风电装机容量形成贡献。同时，两省推动海上风电项目建设的方案有望为其他地区形成良好示范，提升项目建设速率。
- 除各省市明确的海上风电项目开工规划外，广东省、福建省、上海市2023年新增25.8GW竞配，福建省、上海市、江苏省、辽宁省、浙江省2024年新增25.35GW竞配。总体来看，“十四五”各省市合计规划71.87GW海上风电新增装机容量，叠加新增竞配规模，结合海上风电项目施工限制及建设周期，我们认为“十四五”末期已开工未并网的项目或将于2026年完成建设。
- 2025年7月，第六次中央财经委员会会议中提到，要做强、做优、做大海洋产业，推动海上风电规范有序建设。结合前期国家能源局及水电总院开展的全国深远海海上风电规划，围绕山东半岛、长三角、闽南、粤东、北部湾建设五个千万千瓦级海上风电基地，政策端持续支撑国内海上风电资源的开发，“十五五”期间海上风电高景气发展趋势有望延续。

2023年~2024年沿海省市新增海上风电竞配规模（GW）



资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

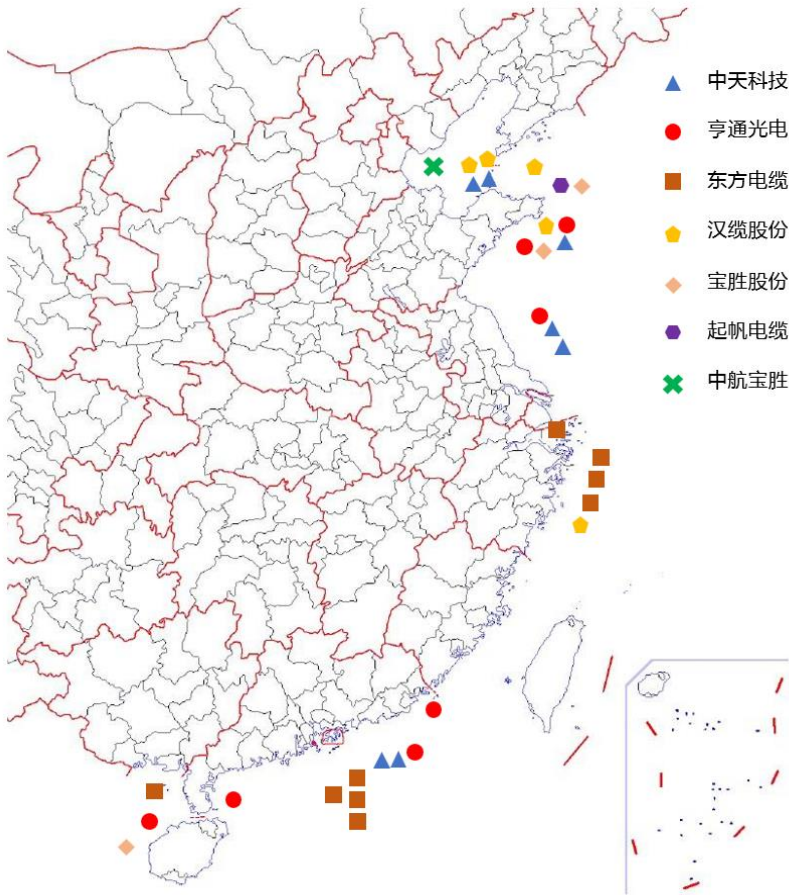
产业链——海缆：国内份额较为集中，海外市场有望持续开拓

- 国内方面，海缆市场份额主要集在东方电缆、中天科技、亨通光电。其中东方电缆依托公司属地化优势，在浙江省海风项目中占据市场主导地位；汉缆股份在山东项目中占据较多的市场份额；中天科技包揽江苏射阳、大丰项目的送出缆和集电电缆。从各风场适配海缆的规格来看，220kV送出海缆为目前主流，竞争格局较为分散，220kV以上送出海缆方面，东方电缆占据较强优势。随着国内海上风电装机规模的持续增加，海缆龙头企业有望持续放量。
- 海外方面：中天科技、东方电缆、亨通光电等公司已成功中标多个海外项目，已具备海外项目交付的经验。随着欧洲、东南亚等地区海上风电市场的持续发展，海缆出海份额有望进一步增加。

国内厂商已中标海外海缆项目梳理

公司名称	项目内容	中标项目地点	电缆规格	相关金额
中天科技	油气项目海缆供应	沙特阿拉伯、卡塔尔、阿联酋	低压和高压交流海底电缆及附件	合计约17.22亿元
	海上风电项目	越南	110kV交流海底电缆及附件	
	高压电力互联项目	巴西	138kV交流海底光电复合缆及附件	
	高压电力互联项目	巴西	高压类	
东方电缆	海上风电项目	荷兰	275kV高压交流海底光电复合缆及配套附件	约12.09亿元
	海上风电项目	荷兰	220kV及66kV海底电缆	5.3亿元
	海上风电项目	英国	送出海缆系统	18亿元
	海底电缆项目	英国	海底电缆	1.5亿元
亨通光电	漂浮式海上风电项目	葡萄牙	150kV高压海缆	-
	海上风电项目	越南	35kV海缆及附件	-
	海上风电项目	越南	海缆及附属设备	4.59亿元

海缆竞争格局示意图



资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

产业链——海缆：近海往深远海发展，海缆需求有望提升

- 我国拥有广阔的海域与丰富的海上风电资源禀赋。“十四五”期间，沿海各省市规划项目主要集中在近海海域，在近海海风开发稳步推进的过程中，国内主要沿海城市已然出台深远海海风发展规划，即离岸65公里以上、水深超过50米的海域，并逐步开展了部分示范项目的建设，海缆需求量有望随离岸距离增加而同步增长。我们认为，深远海海上风电项目的发展有望为海缆市场提供新的增量空间。

主要沿海城市深远海海风发展规划

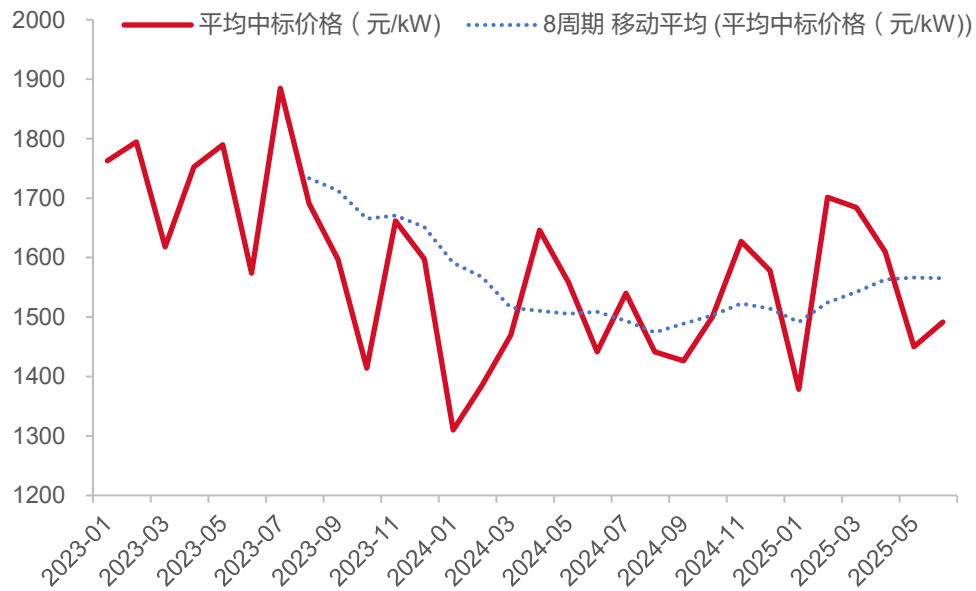
省份	时间	规划内容	来源
江苏	2022年6月	稳妥开展深远海海上风电示范建设	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》
广东	2022年12月	稳妥推进位于国管海域的深远海海上风电项目示范化开发。“十四五”期间推动800万千瓦项目前期工作，并做好与全国深远海海上风电规划的衔接，手续齐备时开工建设，力争2025年底前建成并网200万千瓦以上	《广东省海上风电规划调整的复函》
	2023年6月	国管海域项目配置范围，先安排15个共1600万千瓦的预选项目，再从中遴选出800万千瓦的项目作为开展前期工作的示范项目	《广东省2023年海上风电项目竞争配置工作方案》
山东	2022年3月	逐步推动海上风电向深远海发展，优选部分场址开展深远海海上风电平价示范	《山东省可再生能源发展“十四五”规划》
海南	2022年3月	万宁东南部(漂浮式)1GW，已于2022年底正式开工	《海南省海上风电项目招商(竞争性配置)方案》
广西	2022年9月	推动深远海海上风电示范应用	《广西可再生能源发展“十四五”规划》
浙江	2022年5月	探索近海及深远海“海上风电应用基地+海洋能+陆上产业基地”发展新模式	《浙江省能源发展“十四五”规划》
上海	2022年5月	深远海风电重点布局在崇明以东海域，陆上风电重点布局在崇明、浦东（含九段沙）、金山等沿江沿海区域，因地制宜推动分散式风电开发	《上海市能源发展“十四五”规划》
天津	2022年1月	加快推进远海90万千瓦海上风电项目前期工作	《天津市可再生能源发展“十四五”规划》
福建	2022年6月	力争推动深远海风电开工480万千瓦	《福建省“十四五”能源发展专项规划》

资料来源：各政府部门网站，东海证券研究所

产业链——整机：招标价格企稳，毛利率修复

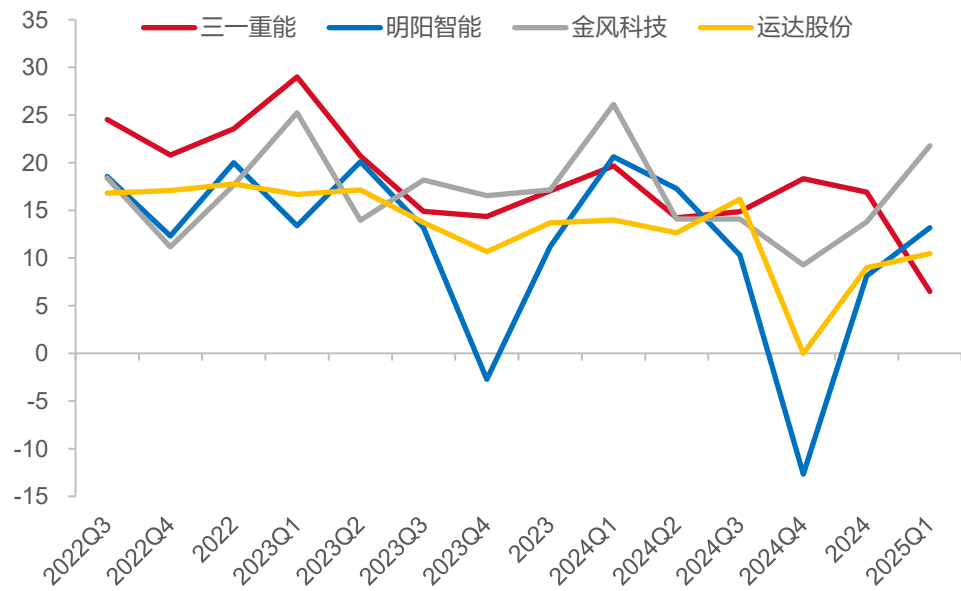
- 据统计，2024年全国风电机组裸机开标价格呈下滑态势，主要原因是企业通过“低价竞标”维持市场份额，各大整机厂商2024年单季度毛利率下降较为明显。2024年10月，多家整机厂商在2024北京国际风能大会（CWP2024）上签署《中国风电行业维护市场公平竞争环境自律公约》，禁止低价恶性竞争。随后，风电机组裸机开标价格呈现上升趋势，整机厂商2025年第一季度毛利率修复明显。我们认为，随着市场中标价格企稳，整机厂商毛利率修复趋势有望延续，盈利空间有望持续修复。

2023年~2025年5月国内陆上风电机组平均中标价格统计



资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

2022年~2025年Q1国内整机厂商毛利率（%）



资料来源：Wind，东海证券研究所

产业链——整机：全球市场份额增长，亚非拉市场持续拓展

- 2024年全球新增装机量排名前15位的整机供应商中，前4名均为中国整机厂商。从累计装机规模来看，金风科技已经超越美国GE，位居世界第三，并正在缩小与第二名西门子歌美飒的差距。据彭博新能源财经统计，中国风机海外签单价格较西方整机企业低30%，性价比优势明显。随着全球风电行业需求量的攀升，我们认为国内风机供应链优势有望凸显，中国整机企业出海有望持续加速。
- 根据CWEA数据，2024年中国风电机组新增出口容量5193.7MW，同比增加41.7%。从出口地看，排名前五的分别是沙特阿拉伯（15%）、乌兹别克斯坦（13.1%）、巴西（12.5%）、埃及（10.8%）和哈萨克斯坦（7.2%），其中沙特阿拉伯出口量同比高增185%。虽然2024年国内整机厂商市场份额主要集中在本土市场，但我们认为，随着亚非拉市场的持续拓展，国内整机厂商在全球的市场份额有望进一步提升。

2024年全球前15家整机厂商新增及累计装机规模、市场份额统计

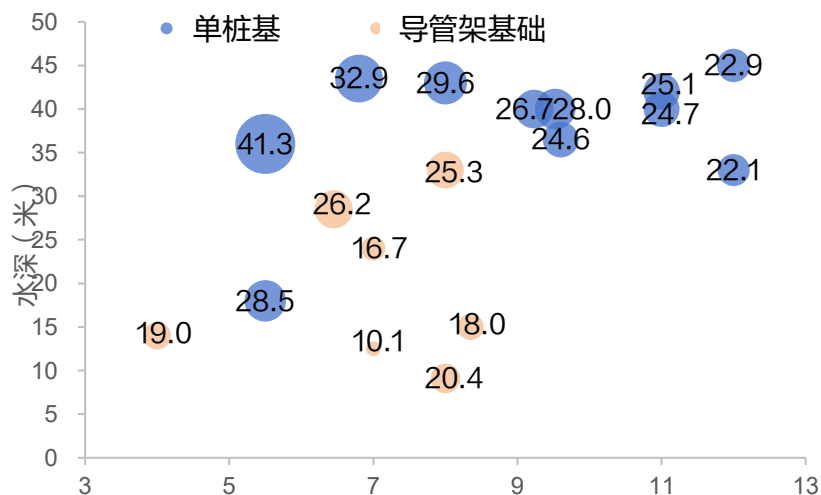
排名	公司名称	2024年新增 装机规模 (MW)	2024年市 场份额	排名	公司名称	截至2024年 累计装机规 模 (MW)	截至2024 年市场份 额累计
1	金风科技	20,549	16.2%	1	Vestas	188,891	15.62%
2	远景能源	17,128	13.5%	2	Siemens Gamesa	142,945	11.82%
3	明阳智能	12,312	9.7%	3	金风科技	133,902	11.07%
4	运达股份	11,584	9.1%	4	GE Vernova	119,735	9.90%
5	Vestas	11,088	8.7%	5	远景能源	81,549	6.74%
6	三一重能	9,148	7.2%	6	Enercon	63,855	5.28%
7	东方风电	8,659	6.8%	7	明阳智能	62,439	5.16%
8	Siemens Gamesa	6,739	5.3%	8	Nordex Group	60,279	4.99%
9	Nordex Group	6,362	5.0%	9	运达股份	47,181	3.90%
10	GE Vernova	5,200	4.1%	10	东方风电	37,056	3.06%
11	中国中车	4,568	3.6%	11	电气风电	34,186	2.83%
12	电气风电	3,500	2.8%	12	三一重能	31,619	2.62%
13	中船海装	2,753	2.2%	13	联合动力	27,416	2.27%
14	Enercon	2,527	2.0%	14	中船海装	26,598	2.20%
15	联合动力	1,276	1.0%	15	中国中车	24,567	2.03%

资料来源：CWEA，GWEC，彭博新能源财经，东海证券研究所

产业链——海工基础：收官之年或将放量，出海空间有望拓展

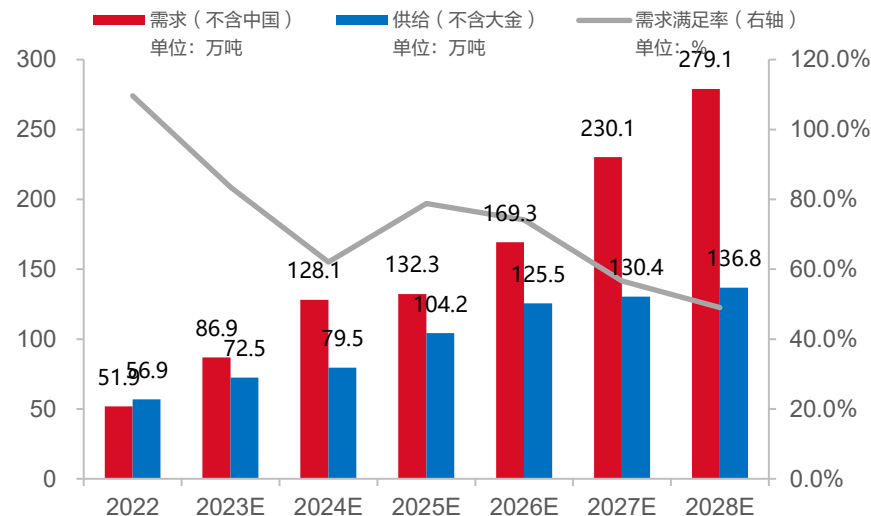
- 国内深水风电场多选择刚性较强、对海床地质要求较低的导管架基础。相对于单桩基础，导管架基础通常使用多个小桩作为底部支撑，因此钢管柱用量较少，但需要在上部增加较多的导管架，合计的桩基用量仍然上升。根据不完全统计，目前8-12MW风机在水深35米以上的桩基平均单位用量约在22-26万吨/GW。我们认为，桩基等海工基础件需求量将随着海上风电新增装机规模同步增加，“十四五”收官之年，相关厂商业绩有望放量高增。
- 此外，根据SIF Netherlands BV数据，海外海风发展过程中，海外桩基生产力明显不足，需求满足率将持续走弱，到2028年需求满足率将低于50%，国内海工基础出口空间有望进一步拓展。

国内海风桩基单位用量（单位：万吨/GW）



资料来源：各海风项目环评报告书，东海证券研究所

海外海工基础供需量及预测

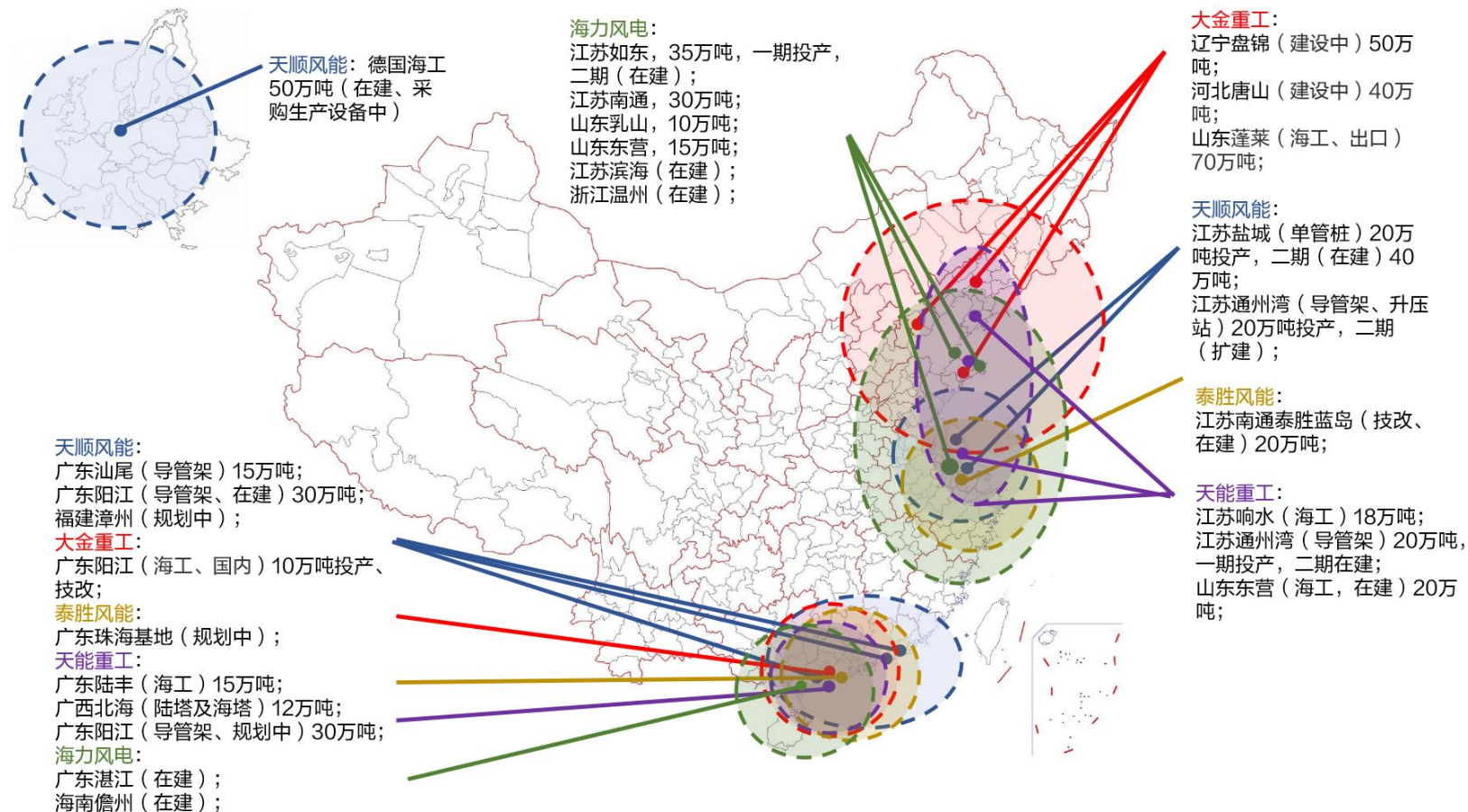


资料来源：SIF Netherlands BV，东海证券研究所

产业链——海工基础：国内生产布局全覆盖，海外市场有望进一步拓展

- 从国内海工基础生产基地布局来看，基本完全覆盖了大力发展海上风电的各大沿海省市，供应端支撑力度较强；生产基地均具有较好的码头资源，运输端同时兼顾国内及海外。
- 国内现有海工产品已成功出口英国、日本、印度尼西亚等地，随着全球海上风电发展需求提升，国内产品出口空间有望持续增加。
- 欧洲市场或许会在政策端保障本土企业的市场份额，但随着欧洲供需缺口的持续走扩、国内厂商海外交付经验增加、海外产能落地背景下，完善的生产链将有力支撑国内海工产品在国际市场上的竞争力。

国内海工基础厂商生产基地布局示意图



资料来源：各公司公告，东海证券研究所（截至2025年6月30日）



CONTENTS

一、储能：需求多点开花，供端技术迭代引领长期价值增长

二、风电：国内外需求共振，产品出口机遇走强

三、投资建议

四、风险提示

储能核心观点——需求多点开花，供端技术迭代引领长期价值增长

- **消纳、盈利及用电可靠性为储能装机核心驱动因素。**1) 消纳：全球消纳形势严峻，风光消纳成本骤升使得弃风弃光现象日益严重。2) 盈利：负电价/午间谷段电价之下，纯光伏项目盈利性降低。3) 用电可靠性：极端恶劣天气、突发地缘事件及大型数据中心等算力基础设施建设提速均将带来长期、稳定备电需求。
- **全球储能需求多点开花，新兴市场增量显著。**1) 中国：前期依靠政策强配，未来盈利能力提升为核心增长驱动力，看好独立储能、工商储等细分市场发展潜力；2) 美国：装机持续增长、短期内或有抢装潮。3) 欧洲：户储装机增速短期放缓，大储市场有望迎来高增。4) 新兴市场：能源转型目标明确，增长空间广阔，巴基斯坦、南非等地区增量显著。
- **供端新技术迭代带来内卷式竞争下的长期价值增量。**1) 边际变化一：储能系统由“被动跟随”转向“主动支撑”，构网型储能兴起带动PCS需求实现倍数级增长；价值层面，构网型储能溢价显著。2) 边际变化二：系统向大下的“大电芯”升级趋势确定，但最终路线尚在博弈。
- **对比产业链各环节，电芯、PCS环节跑出，看点仍在龙头。**细分产业链各环节，我们看好电芯、PCS环节未来表现，原因在于：1) 电芯环节：竞争格局优、龙头地位稳固，为整个产业链技术迭代最快、技术敏感度最高的环节。2) PCS环节：产品具备差异化属性，企业可通过错位竞争形成优势；光储两端同时受益，亚非拉新兴市场带动下，需求强劲。
- **建议关注：**市场占有率持续领先、具备前沿技术布局、供应链一体化程度较高的头部储能电芯企业，如宁德时代、亿纬锂能等；有望受益新兴市场需求放量、渠道铺设完备且具有全球品牌影响力的逆变器企业，如阳光电源、德业股份等。

风电核心观点——国内外需求共振，产品出口机遇走强

- **全球风电行业持续发展，海上风电更具增长空间：**2024年全球新增风电并网装机容量为117GW。根据GWEC预计，2025年~2030年全球风能新增装机容量可达981GW，复合年平均增长率约为8.8%；2024年~2029年海上风电新增装机规模年均复合增长率为28%，2025~2034年全球海上风电新增装机规模有望超过350GW。
- **海上风电，短期装机进度延迟，中期前景向好：**2024年全球海上风电新增并网容量同比下降，主要是中国、英国、美国等核心市场装机容量不及预期。随着全球各国家及地区加大对海上风电发展的支持力度，GWEC预计2025年~2034年欧洲新增126GW装机容量、亚太地区215GW，其中中国、英国、德国将成为新增装机容量主要贡献国。
- **国内海风建设进程回暖，“十五五”景气度有望延续：**2024年末至2025年初，随着限制性因素影响的减弱，苏、粤等地区市场关注度较高的多个项目纷纷启动建设，并有望于2025年完成建设。除各省市明确的海上风电项目开工规划外，部分地区2023年新增25.8GW竞配、2024年新增25.35GW竞配。总体来看，国内海上风电新增装机容量空间进一步拓展，我们认为“十四五”末期已开工未并网的项目或将于2026年完成建设，国内海风高景气发展有望延续至“十五五”。
- **国内外需求共振，产品出口机遇走强：**“十四五”进入收官之年，国内风电市场需求量持续增加，核心零部件环节有望放量，整机厂商受益于中标价格回暖，盈利空间有望持续修复。海外海风需求走强，海工设备环节本地厂商产能不足，供需缺口持续扩大，国内塔筒、海缆企业已中标多个海外海风项目，海外交付经验持续增加，同时积极布局海外生产基地，海外市场份额有望进一步开拓。
- **建议关注：**风电整机厂商：三一重能、明阳智能；桩基/导管架：大金重工、天顺风能；海缆：东方电缆。



CONTENTS

一、储能：需求多点开花，供端技术迭代引领长期价值增长

二、风电：国内外需求共振，产品出口机遇走强

三、投资建议

四、风险提示

风险提示

- **储能装机量不及预期风险：**如果全球储能装机量不及预期，储能电池出货将受到影响，带动电池材料出货承压，相关企业盈利能力会有下滑风险。
- **储能市场竞争加剧风险：**储能电池行业竞争日趋激烈，若未来行业低价竞争状况不断持续、劣质产品驱逐良品，将对行业整体造成不利影响。
- **储能政策风险：**海外贸易政策持续加码，将对国内企业产品及产能出海造成不利影响，进而影响相关企业盈利能力。
- **风电需求端变动风险：**全球经济波动背景下，各地区对风电需求量可能产生变化，或将引发供需端格局变动。
- **风电项目建设不及预期：**受风电项目所在地政策端、供应链、施工环境等影响，全球风电装机量可能不及预期，行业增速或将延缓。
- **风电产业链原料价格波动风险：**行业相关原材料价格若发生变动，或将对供应商成本端压力及议价能力产生影响，从而影响企业盈利能力。

评级说明

	评级	说明
市场指数评级	看多	未来6个月内沪深300指数上升幅度达到或超过20%
	看平	未来6个月内沪深300指数波动幅度在-20%—20%之间
	看空	未来6个月内沪深300指数下跌幅度达到或超过20%
行业指数评级	超配	未来6个月内行业指数相对强于沪深300指数达到或超过10%
	标配	未来6个月内行业指数相对沪深300指数在-10%—10%之间
	低配	未来6个月内行业指数相对弱于沪深300指数达到或超过10%
公司股票评级	买入	未来6个月内股价相对强于沪深300指数达到或超过15%
	增持	未来6个月内股价相对强于沪深300指数在5%—15%之间
	中性	未来6个月内股价相对沪深300指数在-5%—5%之间
	减持	未来6个月内股价相对弱于沪深300指数5%—15%之间
	卖出	未来6个月内股价相对弱于沪深300指数达到或超过15%

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，具备专业胜任能力，保证以专业严谨的研究方法和分析逻辑，采用合法合规的数据信息，审慎提出研究结论，独立、客观地出具本报告。

本报告中准确反映了署名分析师的个人研究观点和结论，不受任何第三方的授意或影响，其薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来，均与其在本报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

署名分析师本人及直系亲属与本报告中涉及的内容不存在任何利益关系。

免责声明

本报告基于本公司研究所及研究人员认为合法合规的公开资料或实地调研的资料，但对这些信息的真实性、准确性和完整性不做任何保证。本报告仅反映研究人员个人出具本报告当时的分析和判断，并不代表东海证券股份有限公司，或任何其附属或联营公司的立场，本公司可能发表其他与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告可能因时间等因素的变化而变化从而导致与事实不完全一致，敬请关注本公司就同一主题所出具的相关后续研究报告及评论文章。在法律允许的情况下，本公司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。

本报告仅供“东海证券股份有限公司”客户、员工及经本公司许可的机构与个人阅读和参考。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何机构和个人的投资建议，任何形式的保证证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效，本公司亦不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。本公司客户如有任何疑问应当咨询独立财务顾问并独自进行投资判断。

本报告版权归“东海证券股份有限公司”所有，未经本公司书面授权，任何人不得对本报告进行任何形式的翻版、复制、刊登、发表或者引用。

资质声明

东海证券股份有限公司是经中国证监会核准的合法证券经营机构，已经具备证券投资咨询业务资格。我们欢迎社会监督并提醒广大投资者，参与证券相关活动应当审慎选择具有相当资质的证券经营机构，注意防范非法证券活动。

东海证券研究所（上海）

地址：上海市浦东新区东方路1928号 东海证券大厦

网址：[Http://www.longone.com.cn](http://www.longone.com.cn)

座机：（8621）20333275

手机：18221959689

传真：（8621）50585608

邮编：200125

东海证券研究所（北京）

地址：北京市西三环北路87号国际财经中心D座15F

网址：[Http://www.longone.com.cn](http://www.longone.com.cn)

座机：（8610）59707105

手机：18221959689

传真：（8610）59707100

邮编：100089

Thanks
For Watching

感谢聆听

务实 创新
规范 协同



东海证券



东海研究