



高端装备之海上风电装备专题—— 蛰伏待机，挖掘降本压力下的机会

■ **我国海上风电正在进入全面平价上网的过渡期，中短期仍存在不确定性，远期发展前景广阔。**目前海风装备发展的核心矛盾在需求端。2022年国补取消后，我国海上风电装机量显著回落。军事、航道等原因导致的审批推迟是直接的制约因素，但关键瓶颈在于海风项目收益率显著回落。中短期海上风电审批节奏和政策尚未明朗，装机量仍存在不确定性，结合目前项目进展及“十四五”装机目标，我们预计2024/2025年新增装机量10/13GW。“十五五”时期我国海上风电开发走向深远海，远期开发前景广阔。

■ **降本压力下，海风产业链各环节降价空间及措施有所不同。**提高海风项目收益率的关键在于降低全生命周期投入成本。关注降本压力下的两条逻辑：1) 风机大型化是降本的主要途径，把握风机大型化趋势下价值量摊薄较少的环节，以海风基础及塔筒为代表。2) 增强海上风电船海装备水平，提升作业能力及效率，降低安装施工及运维成本是降低全生命周期成本的重要途径。

■ **海风基础及塔筒抗通缩能力强，头部企业迎来出海机遇期。**风机基础用量及价值量主要随水深增加，深远海趋势下可一定程度抵消大型化带来的用量摊薄，抗通缩能力较强。塔桩企业在生产制造端的差异较小，大型生产型码头资源是竞争的核心要素，远期存在传统海工船舶企业抢夺市场的可能性。国内海风塔桩产能或将阶段性过剩，但出海竞争力较强，以大金重工为代表的头部塔桩企业有望迎来出海机遇期。优选在码头资源布局及出海具有先发优势的头部企业。

■ **海风船海装备存在结构性短缺，亟需补足。**海上风电场全生命周期需使用多种船海装备，以海上风电安装船及运维船为代表。1) 2020-2022海上风电安装船订单潮船舶即将下水，安装能力或将结构性过剩，老旧船舶面临淘汰。优选总包商下属施工单位。2) 随着并网容量增加，海风运维市场需求持续扩大。目前海风运维市场仍处于起步阶段，专业风电运维装备仍较为短缺，头部风电主机制造商及具有区域性优势的第三方专业海上风电运维公司均具有发展机会。

■ **业务建议：**本部分有删减，招商银行各行部如需报告原文，请参照文末方式联系研究院)

■ **风险提示：**本部分有删减，招商银行各行部如需报告原文，请参照文末方式联系研究院)

韩倩婷

行业研究员

招商银行研究院

☎：0755-89279241

✉：hanqianting@cmbchina.com

郭慧

行业审贷官

授信审批部

☎：010-59049134

✉：guohui6@cmbchina.com

相关研究报告

《高端装备之船舶工业周期篇——长风破浪会有时：行业周期触底，复苏波动前行》

2022.9.22

《高端装备之船舶工业产业升级篇——扬帆启航：从造船大国到造船强国，把握产业转型升级趋势》

2022.12.28

《高端装备之海洋工程装备专题——至暗时刻已过，优质产能价值提升》

2023.12.13



目录

一、我国海上风电需求端：中短期存在不确定性，远期前景广阔	1
（一）项目经济性和审批问题扰动中短期装机需求	1
（二）远期深远海海上风电发展空间广阔	4
二、海风项目持续面临降本压力，产业链景气度分化	5
（一）海上风电产业链持续面临降本压力	5
1. 风机大型化是降本的主要途径	6
2. 增强海上风电船海装备水平以降低工程费用	7
（二）运营商为“链主”，各环节降价压力及措施不同	7
1. 运营商占据“链主”地位，向下传导降本压力	8
2. 装备制造降价压力有所不同	9
3. 施工商亟需提高施工能力以降低工程费用	10
4. 风电运维产业体系仍待建设	10
三、海风基础及塔筒：抗通缩能力强、出海打开空间	11
（一）降价压力下抗通缩能力较强	11
（二）国内塔桩市场阶段性供给过剩，企业转向出海	13
（三）海风项目延迟开工形成较大的资金占用	17
四、海上风电船海装备：结构性短缺	18
（一）海上风电安装船：安装能力或将结构性过剩	19
（二）海上风电运维船：专业运维船队仍待建设	21
五、业务建议及风险提示	23



图目录

图 1: 我国海上风电经历了特许权招标、国家补贴阶段和平价上网阶段	1
图 2: 我国海上风电项目开发流程及相关单位	2
图 3: 海床地理与法律分区示意图	4
图 4: 风电项目 IRR 简化模型及降本逻辑	6
图 5: 海上风电机组平均单机容量显著提高	7
图 6: 海上风机中标单价快速下降	7
图 7: 海上风电产业链	8
图 8: 海上风电基础结构图示	11
图 9: 风机基础用钢量随机组容量与水深变化	12
图 10: 塔筒桩基产业链	17
图 11: 塔桩企业存货周转天数上升	18
图 12: 塔桩企业应收账款周转天数增加	18
图 13: 海上风电场生命周期所需的船海装备	19
图 14: 海上风电机组轮毂高度随容量变化	20
图 15: 海上风电机组机头质量随容量变化	20
图 16: 2020-2022 海上风电安装船新建订单激增	20



表目录

表 1: 部分沿海省市“十四五”期间海上风电开发目标	3
表 2: 海上风电建设成本构成（2022 年）	6
表 3: 各发电集团海上风电开发情况（截至 2023 年底）	9
表 4: 产业链各环节 2024 年谈价情况	10
表 5: 海上风电基础结构对比	12
表 6: 海上风电风机基础及塔筒市场空间测算	13
表 7: 风电塔桩企业概况	14
表 8: 大金重工海外订单统计	16
表 9: 海外风机基础市场空间估算	17
表 10: 塔桩企业销售付款节点	18
表 11: 四代海上风电安装平台	20
表 12: 风电安装船供需测算	21
表 13: 海上风电运维市场规模测算	22
表 14: 风电运维船类型与性能	23
表 15: 2022 年末我国部分双体运维船情况	23



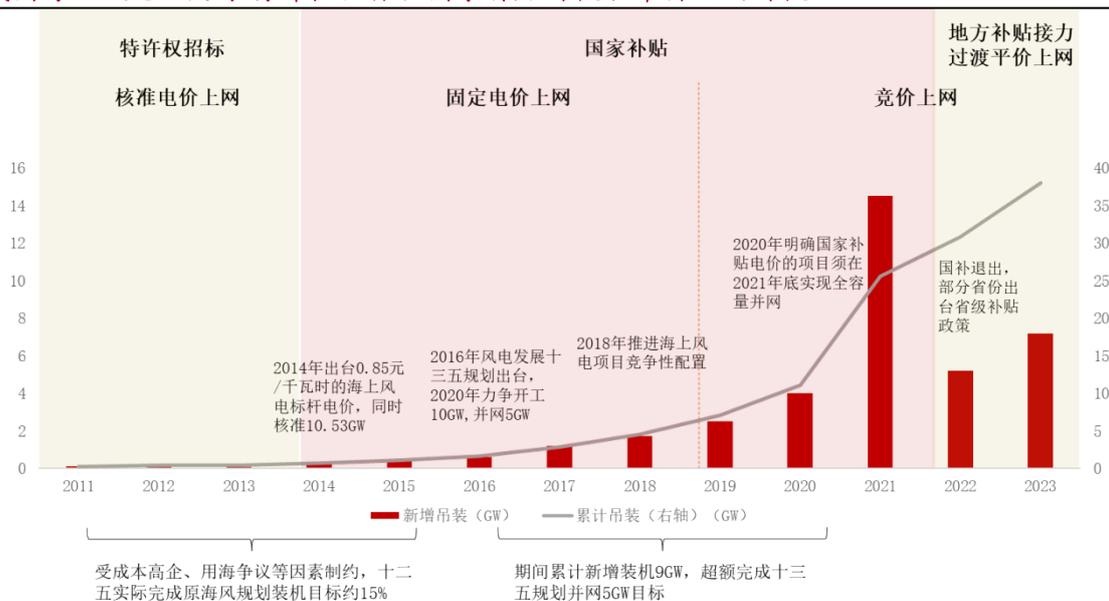
海上风电是全球可再生能源发展的重点领域。然而自 2022 年国补退出，我国海上风电装机量显著回落，需求不足成为海风装备产业发展的核心矛盾。我们认为，目前我国海上风电发展的关键瓶颈仍是项目收益率较低，海风项目成本仍待下降。在持续降本压力下，海上风电产业链将面临景气度分化，海上风电专用装备将出现结构性的过剩和短缺。

一、我国海上风电需求端：中短期存在不确定性，远期前景广阔

（一）项目经济性和审批问题扰动中短期装机需求

我国海上风电产业历史发展阶段：**特许权招标阶段、国家补贴阶段和平价上网阶段**。2014 年以前，我国海上风电项目主要为示范项目，通过特许权招标以核准电价上网。2014 年出台了海上风电固定标杆电价政策，在 0.85 元/kW·h 的高水平国家补贴电价支持下，海上风电进入快速建设期。2019 年起新核准海上风电项目全面通过竞争方式配置和确定上网电价，进入市场化竞价上网阶段。2021 年是中央财政对海上风电补贴的最后一年，引发海上风电抢装潮，新增吊装规模 14.5GW，创历史新高。2022 年国补退出，但由于海上风电尚不具备实现全面平价上网的条件，部分省份陆续出台了省级补贴政策。经济性、用海审批等因素对新项目开工形成压制，2022-2023 年海上风电新增吊装显著回落，新增吊装 5.20GW/7.18GW，大幅低于均值 10GW 的市场预期。当前我国海上风电正处于走向全面平价上网的过渡期。

图 1：我国海上风电经历了特许权招标、国家补贴阶段和平价上网阶段



资料来源：CWEA、招商银行研究院

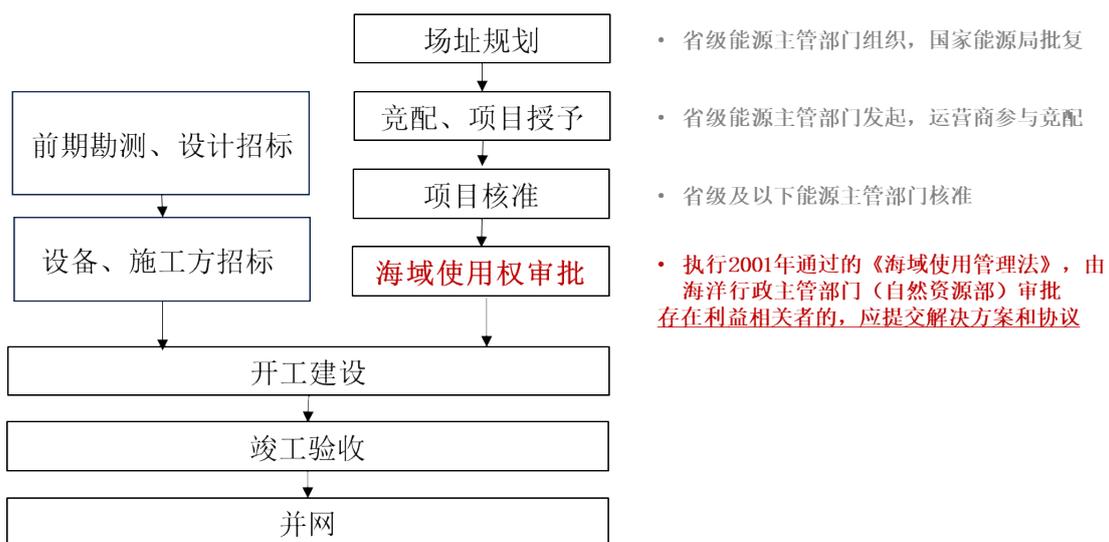


用海冲突导致审批推迟是近两年海上风电建设不及预期的直接原因，制度体制建设仍待完善。我国涉海部门较多、海洋管理条块分散，被戏称为“九龙治海”。海上风电项目也不得不涉及多层级、多利益相关方的协调与审批。目前的海风项目开发流程上，从场址规划到项目核准基本由地方政府合法审批即可通过，而开工前的海域使用权审批则需由国家级监管部门审批，与军事、航道、环保等高层级的利益相关方的用海冲突在这一环节才得以暴露，也是目前部分海风项目的卡点所在。前期海风抢装潮积累了“未批先建”等诸多用海问题，2022年自然资源部下发《自然资源部办公厅关于进一步规范项目用海监管的函》，各地区纷纷启动用海监管工作并对已建成项目进行回溯，用海政策趋严，行业进入规范调整期。2022年海风招标量为14.7GW，但其中7.4GW项目出现延迟或终止招标，以招标数据作为装机量的前瞻指标失灵。

海上风电项目收益下降是海风建设滞后的根本原因。海风项目主要相关方包括地方政府、国家相关主管部门、运营商及产业链企业、电网公司。地方政府根据当地电力供应结构、拉动GDP发展等宏观维度因素，把握当地海上风电项目资源释放的量和节奏。运营商基于经济性参与竞争性配置并承担项目建设及运营，中央相关主管部门对项目各项标准进行审批，电网则负责项目建设完成后的并网消纳。其中，地方政府、运营商及产业链企业是海上风电项目的直接受益方，也是海上风电建设的主要推动者。然而国补退出后，海上风电项目收益由退补前的20%左右下降至6%附近，以大型能源电力央企为主体的运营商推进项目动力不足，国家级行业审批规范等顶层设计进展缓慢。

图 2：我国海上风电项目开发流程及相关单位

• 开发流程遵循2016年《海上风电开发建设管理办法》、2018年《关于2018年度风电建设管理有关要求的通知》



资料来源：国家能源局、《海域使用管理法》、招商银行研究院整理



中短期海上风电审批节奏和政策尚未明朗，对海上风电项目进度带来不确定性。海风建设用海规范等相关制度的完善仍需要一定时间，海风项目收益率的提高仍需依赖成本的下降，此外地缘政治冲突引发的国防安全因素也可能对海上项目建设形成扰动，中短期内海风建设需求仍存在较大的不确定性。根据梳理，沿海各省市先后发布的海风“十四五”装机目标约 55GW，截至 2023 年底已完成装机 26.88GW，剩余 28.12GW，实现规划装机目标存在一定难度。结合目前项目进展及“十四五”装机目标，预计 2024/2025 年国内海风装机量为 10GW/13GW。

表 1：部分沿海省市“十四五”期间海上风电开发目标

地区	文件名称	重点内容	新增规模 (GW)
广东	《广东省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	推动省管海域风电项目建成投产装机容量超 800 万千瓦，打造粤东千万千瓦级基地。	17
江苏	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》（征求意见稿）	到 2025 年，新增海上风电 9.09GW；十三五期间结转项目 2.65GW，合计 11.74GW。	9.09
山东	《山东省海上光伏建设工程行动方案》	山东将聚焦渤中、半岛南、半岛北三大片区，全力打造山东半岛千万千瓦级海上风电基地。2022 年，省管海域场址全部开工建设，开工规模 500 万千瓦以上、建成并网 200 万千瓦左右；到 2025 年，累计开工规模 1200 万千瓦以上、累计建成并网 800 万千瓦；到 2030 年，具备条件的海上风电规划场址“应建尽建”，迈入全国海上风电发展第一方阵。	5
浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划》	“十四五”期间新增海上风电装机 4.55GW 以上，力争达到 5GW。在宁波、温州、舟山、台州等海域，打造 3 个以上百万千瓦级海上风电基地。	4.55
福建	《福建省“十四五”能源发展专项规划》	“十四五”期间增加并网装机 410 万千瓦，新增开发省管海域海上风电规模约 1030 万千瓦，力争推动深远海风电开工 480 万千瓦。	4.1
辽宁	《辽宁省“十四五”海洋经济发展规划》	到 2025 年，全省力争海上风电累计并网装机容量达到 4.05GW。	4.05
河北	唐山市海上风电发展规划（2022-2035 年） 秦皇岛“十四五”海上风电发展规划	唐山：到 2025 年累计开工海上风电项目 300 万千瓦，到 2030 年海上风电装机容量达到 1300 万千瓦； 秦皇岛：“十四五”期间，规划建设总装机容量 100 万千瓦的海上风电项目，项目拟分两期工程开发建设：一期项目容量 50 万千瓦，场址区域 100 米高度全年平均风速约 7 米/秒，风能资源较为丰富，具有良好的开发价值，该项目预计于“十四五”末建成投产。	4
广西	《广西可再生能源发展“十四五”规划》	“十四五”期间，力争核准开工海上风电装机规模不低于 7.5GW，其中并网装机规模不低于 3GW。	3
上海	《上海市能源发展“十四五”规划》	近海风电重点推进奉贤、南汇和金山三大海域风电开发，探索实施深远海域和陆上分散式风电示范试点，力争新增规模 180 万千瓦。	1.8
海南	《海南省上风电项目招商（竞争性配置）方案》	海南省“十四五”期间规划 11 个场址作为近期重点项目，总开发容量为 12.3GW。	1.2

资料来源：CWEA、招商银行研究院



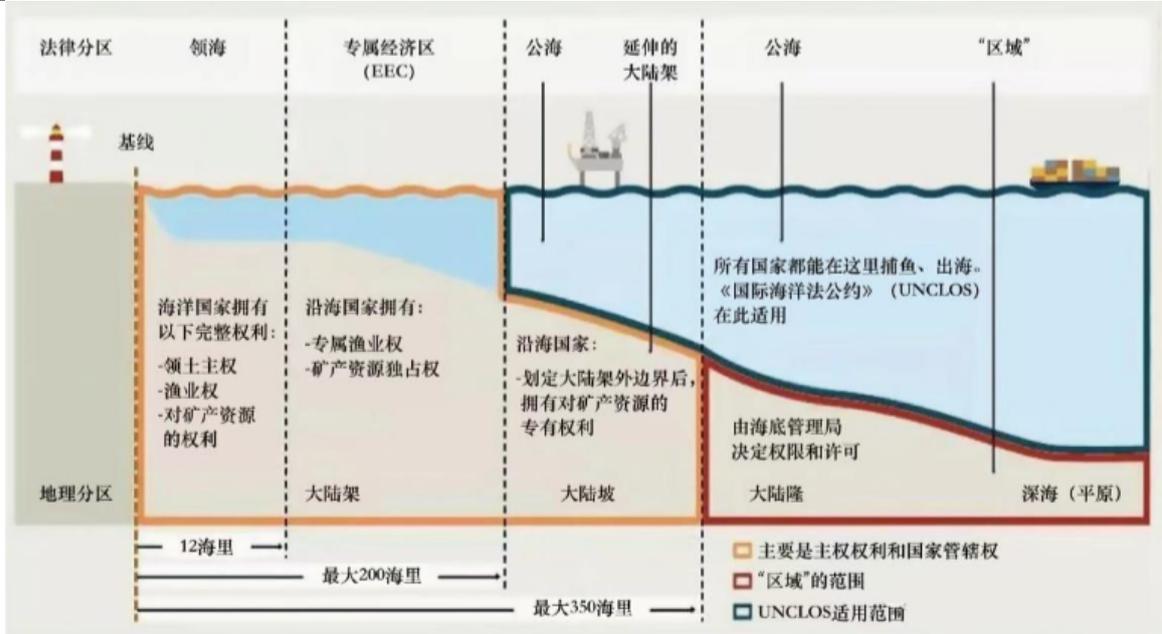
(二) 远期深远海海上风电发展空间广阔

我国海上风电资源丰富，已开发程度低。近海海上风电可开发量超过100GW，深远海风电理论可开发量约4500GW，近中期技术经济可开发量约300GW，而截至2023年底累计海风装机约38GW，已开发量占资源量不到1%。中国海上风电长期发展空间广阔，将成为我国能源系统装机增速最快的主体之一。海上风电建设呈现出由近海到远海、由浅水到深水、由小规模示范到大规模集中开发的发展趋势。

深远海风电项目大多位于国管海域。从工程定义上，一般认为水深大于50m的为深海，场区中心距离大于70km的为深远海，大体与法律分区上定义上的国管海域相重合。各地沿海地质条件差异大，不同海域相同离岸距离水深不同。相比于近海风电场，深远海风电场的建设对于海洋、渔业、军事、航道及城市居民等利益相关方的不利影响相对较小，有助于解决前述的海域使用冲突问题，并且风能资源更丰富，开发潜力巨大。

2025年后深远海风电项目将成为主流。“十四五”时期我国海上风电开发主要海域仍为近海海域，近海海域资源逐渐趋紧。“十五五”时期近海场址资源将开发完毕，未来国内百万千瓦级、千万千瓦级海上风电项目将主要位于深远海。

图 3：海床地理与法律分区示意图



资料来源：CWEA、招商银行研究院

国管海域管理办法仍待出台。目前多个省市已出台深远海的海上风电发展规划并作为中长期发展重点。广东2023年竞配项目中已包括16GW国管海域（后续将遴选8GW作为开展前期工作的示范项目），广西、上海、江苏也已



开启深远海前期准备工作。但我国《海域使用管理法》不涉及专属经济区及大陆架海域，后续仍将出台新的用海管理办法，规范国管海域的用海问题。

深远海风电相关技术和成本仍待优化。深远海风电项目需要风电平台、输电技术、施工能力、后期运维等方面的全面升级，包括由固定式海风基础到漂浮式基础，由交流输电到柔性直流输电等，同时也会带来成本的提升。目前漂浮式风电 EPC 造价在 2.5 万/kW 以上，是近海的两倍以上，漂浮式风电大规模商业化应用仍需等待至 2030 年以后。

二、海风项目持续面临降本压力，产业链景气度分化

（一）海上风电产业链持续面临降本压力

海上风电全产业链持续面临巨大降本压力。2022 年以来海风项目中标企业的上网电价基本不高于当地燃煤发电基准价格（0.30-0.45 元/kW·h），表面上看已实现平价上网，但实际上存在市场竞争压力下的过低报价，项目内部收益率低于 6%，运营商虽取得资源指标，但推动项目建设落地的意愿不足。

风电项目的内部收益率受风电场发电收入和全生命周期成本影响。**收入端风电产业链企业可优化的空间较小。**①发电利用小时数与自然资源条件相关，海上风电项目年利用小时数普遍在 3500-5000 小时，高于陆上风电项目的 2000-3000 小时。福建、广东等资源较优的地区利用小时数能达到 4000 小时以上。②弃风率取决于电网系统的消纳能力，受到消纳成本、弃电成本等因素的影响，海风靠近东部负荷中心，就地消纳方便，由当地电网实行全额保障性收购；③上网电价取决于各省份燃煤发电基准价格，沿海省份标杆约 0.4 元/kWh，海上风电项目具有一定的高电价优势。目前广东、福建海风项目可基本实现平价上网，其余省份仍需持续降本以实现全面平价上网。**降低全生命周期投入成本是运营商提高海上风电项目内部收益率的关键。**

海上风电项目全生命周期成本主要为建设成本和运维成本两大类。建设成本占全生命周期成本 70%以上，占比最大的为风机机组设备成本和工程成本。目前海风项目建设成本仍待进一步下降，以江苏、广东、福建三省为例，如按 6%内部收益率测算，平价上网要求下的建设成本应控制在 10100 元/kW、11500 元/kW 和 12300 元/kW 以内，而当前平均建设成本仍需约 12400 元/kW。运维成本占全生命周期成本 20%-25%，以船海装备使用费、人工费为主。**降低海风项目全生命周期成本，主要从降低单位容量设备费用和工程费用（安装施工及运维）两方面入手，包括①风机大型化降低单位容量费用；②提高船海装备水平以降低工程费用。**



图 4：风电项目 IRR 简化模型及降本逻辑



资料来源：招商银行研究院

表 2：海上风电建设成本构成（2022 年）

类别	项目	单位指标 (元/kW)	占比
设备费用	风电机组 (含塔筒)	4200	34%
	风电机组基础	2700	22%
	阵列电缆 (含敷设)	500	4%
	送出电缆 (含敷设)	1300	10%
	海上升压站	680	5%
	陆上集控中心	350	3%
工程费用	安装施工	1260	10%
其他费用	征海征地费用	670	5%
	建设期利息	120	1%
	其他费用	630	6%
合计		12400	100%

资料来源：《海上风电建设成本趋势分析及石化行业投资建议》、招商银行研究院

1. 风机大型化是降本的主要途径

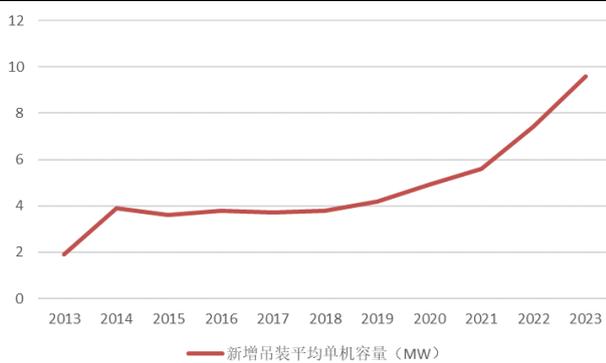
风机大型化是降低风电项目全生命周期成本的重要途径，也是海上风电项目走向深远海的必然选择。一方面，风机机组大型化可以摊薄单位容量下的零部件成本。大型化风机在相同风力条件下可以吸收更多的风能以实现更高的发电效率，单位功率的设备重量降低。根据 CWEA 统计，海上风电机组新增吊装平均单机容量从 2020 年 4.9MW 提升至 2023 年 9.6MW，而中标单价则从超过 7000 元/kW 下降至 4000 元/kW 附近。另一方面，风机大型化可以有效节省用海面积，降低海上风电场的工程建设及运维成本。以 1GW 项目测算，18MW 机组相较于 10MW 机组，工程单位千瓦总投资成本可降低 20% 以上，施工时间窗口可减少 30% 以上。然而，风机大型化会带来制造、安装难度增



加等问题，过大的风机综合经济效益不一定最优，目前业界观点认为海风风机经济性边界在 20MW 左右。

从大型化进程来看，海风装机进入加速大型化阶段。2019 年以前的固定电价上网时期，装机单机容量基本维持在 4MW 左右。2019-2021 年实施竞价上网，平价压力增加，风机大型化推进，平均单机容量 CAGR 为 15%。2022 年国补取消，平价上网倒逼风机大型化加速，2021-2023 年平均单机容量 CAGR 达到 31%。未来两年平均装机单机容量将持续提升，海风风机单 GW 中标价格仍将下降。

图 5：海上风电机组平均单机容量显著提高



资料来源：CWEA、招商银行研究院

图 6：海上风机中标单价快速下降



资料来源：《海上风电建设成本趋势分析及石化行业投资建议》、招商银行研究院

2. 增强海上风电船海装备水平以降低工程费用

增强海上风电船海装备水平，降低安装施工及运维成本是降低全生命周期成本的重要方向。我国海上风电产业起步晚、发展快，海上施工能力和船海装备的专业化水平相对落后于以陆上风电为基础的风机设备的设计制造，是海上风电产业链相对薄弱环节，导致我国海上运输的工程和运维费用较高。建设专业化海上风电船海装备，可以提高工程和运维作业效率，减少作业天数进而降低海上风电项目全生命周期成本。

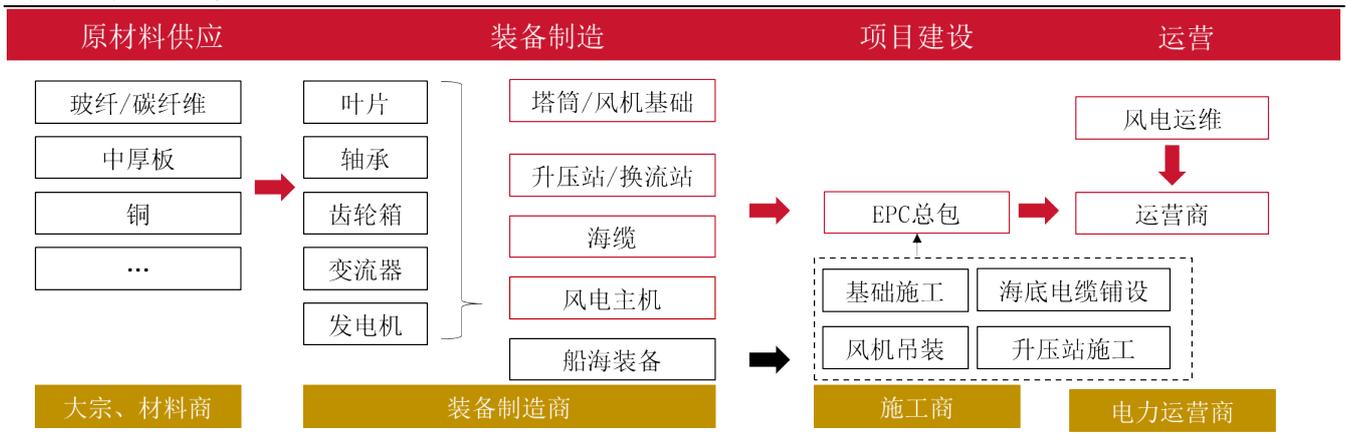
(二) 运营商为“链主”，各环节降价压力及措施不同

海上风电项目建设产业链参与者主要包括海上风电运营商、海上风电工程施工企业及海上风电装备制造企业。目前产业链内企业大多是由陆风拓展至海风，各环节市场竞争格局尚未清晰。相较于陆上风电，海上风电运行作业环境更为复杂恶劣，在资金、装备、产能布局、技术能力等方面具有较高的壁垒，因此海风各环节竞争格局普遍优于陆风，盈利能力也相对较强。



在“开发规模化”、“风机大型化”、“离岸远海化”的发展趋势下，海上风电单体项目投资规模增大、装备设计制造要求提升、工程作业难度和风险提高，对海上风电产业链各环节提出了更高的专业性要求。此外，成熟的海上油气产业链公司具有丰富的海上装备设计制造和作业经验，在能源绿色转型背景下，在未来深远海开发时代存在大规模进入争夺海风市场的可能性。中短期内，海风市场产业链公司将面临更为严峻的降本压力和竞争压力，远期最终脱颖而出的企业将享受更为集中的竞争格局分布和更高的产品溢价水平。

图 7：海上风电产业链



资料来源：招商银行研究院

1. 运营商占据“链主”地位，向下传导降本压力

海上风电项目具有建设投资金额大、回收周期长、建设运营专业性强等特点，国内海上风电运营商以大型能源电力国央企为主导。截至 2023 年底，三峡集团、华能集团、国家能源集团、国电投、中广核累计装机容量分别为 5.63GW、5.46GW、5.19GW、4.66GW 和 4.32GW，前五大海风开发集团累计装机占比达 67%。发电企业对于海上风电市场布局十分积极，海上风电资源竞争激烈，甚至不惜牺牲短期经济效益抢占身位，争取未来获得更大海上风电资源的优势。石化企业也正在海上风电领域进行积极探索和布局，2023 年中国海油持有的我国首个水深过百、离岸距离超过百公里的深远海漂浮式风电项目“海油观澜号”已并入文昌油田群电网。



表 3：各发电集团海上风电开发情况（截至 2023 年底）

企业	累计装机容量/GW	占比
三峡集团	5.63	14.90%
华能集团	5.46	14.50%
国家能源集团	5.19	13.80%
国电投	4.66	12.40%
中广核	4.32	11.40%
广东能源	2.22	5.90%
浙能	1.00	2.70%
华电集团	0.96	2.50%
山东能源	0.92	2.40%

资料来源：CWEA、招商银行研究院

运营商在海上风电产业链中具有极高话语权。一般的基础设施项目建设中，受限于自身的工程建设管理经验，业主方通常会选择 EPC 合同模式。然而在海上风电项目中，项目业主与不同承包商/供应商签署多份平行合同的多合同模式在实践中更为广泛应用。即使是 EPC 合同模式，业主方对于设备、服务的采购也具有较高的话语权。平价时代运营商为提高海风项目收益率，将降本压力向下传导至各个供应商。

2. 装备制造降价压力有所不同

海上风电降本压力向全产业链传导，各类装备企业降价压力和降价空间有所差异，抗通缩能力较强的环节具有较强的安全性。从类型来看，海上风电专用设备由于市场和技术发展仍待成熟，竞争相对不充分，相较于与陆上风电通用性较强的风电机组及零部件，降价趋势相对平缓。从产业链角度，目前海风风机毛利率不到 15%，且仍面临中车、三一等新玩家入局挑战，风机主机厂的降价压力大，完全依附于主机厂的零部件（如叶片）厂商利润空间也被大幅压缩，而相对独立于主机厂的环节仍具有一定的议价权。综合来看，风机基础、海上升压站/换流站、海缆等海上风电专用设备环节承压性较好。



表 4: 产业链各环节 2024 年谈价情况

环节	细分部分	定价制度	价格情况
风机	主机	招投标定价	2023 年海风风机中标均价 2991 元/kW, 2024 年上半年均价 2500 元/kW, 预计后续竞争加剧, 价格持续承压
	主轴	谈价机制	降幅较大, 9MW 以下海风铸件降幅 5%, 大机型降幅较小
	铸件	谈价机制	降幅较大, 海风 9MW 以下机型降幅 10%以上, 大机型控制在 3%以内
	轴承	谈价机制	价格小幅下降 3%-5%
	叶片	谈价机制	降幅较大, 85-90m 叶片降幅 8-10%, 90-100m 降幅 3-4%, 100m 以上降幅 1-2%
	齿轮箱	谈价机制	价格稳定
塔筒/海风基础		招投标定价	经历了 2022-2023 年行业淡季后, 价格基本稳定, 出口产品价格较高
海缆		招投标定价	价格稳定维持高位

资料来源: 招投标平台、中信建投、招商银行研究院

3. 施工商亟需提高施工能力以降低工程费用

海上风电施工商分为海上风电施工总承包商和第三方工程服务商两大类, 也是海上风电船海装备的主要持有者。海上风电总承包商负责海上风电场的施工建设, 并对工程的质量、安全、工期和造价等全面管理, 对工程建设资质要求高, 主要系我国大型工程建筑类国有企业, 包括中国中铁、中交三航、中国电建、龙源振华等, 市场集中度相对较高。总承包商及其下属公司虽保有一定海洋工程装备, 但其自有装备无法满足数量众多的海上风电项目以及复杂多变的海域、海况、施工作业条件, 因此在建设过程中需向拥有相应海洋工程装备的第三方服务商采购工程服务, 主要为民营企业, 如雄程海洋、海龙风电等, 市场较为分散。

装备和技术能力是当前制约施工成本下降的核心。海上风电作业环境恶劣、作业难度高, 施工经验欠缺、施工设备市场缺口较大, 设备数量和技术能力不足, 码头资源和运输能力有限。经验积累和装备提升是提高施工效率、降低综合施工成本的关键, 也是决定远期施工商基础竞争力的关键。

4. 风电运维产业体系仍待建设

风电运维参与者包括三类: 风电场运营商、风电主机制造商和第三方运维公司。国内海上风电场完成建设并网后, 风电主机制造商将提供 5 年左右的质保期, 质保期内的风机维护由整机厂商提供, 出质保期后, 由风电运营商选择自行维护或交由第三方运维服务商维护。第三方运营商的核心优势在于能够统一管理同一区域内几个风电场及不同品牌的风机, 合理调配区域内资源和装备以降低综合运维成本。目前海上风电运维市场仍处于发展初期, 市场仍较为分散, 参与者较多但现役的高性能运维装备仍较为稀缺。



三、海风基础及塔筒：抗通缩能力强、出海打开空间

海上风电正在进入全面平价时代，风电产业链持续面临巨大的降本压力。海风基础及塔筒在建设成本中占比约 20%，是重要的零部件。在大型化、深远海化的趋势下，水深增加带来的用钢量增加能够一定程度抵消大型化带来用量摊薄，是抗通缩能力较强的环节。此外塔筒通常由运营商直接招标，降价压力相比于依赖于风机主机厂的零部件环节（如叶片）较小。在国内市场阶段性需求不足的情况下，国内产能将出现过剩，出海成为新战场。建议优选海上风电产品及海外出口业务占比相对较高的企业。

（一） 降价压力下抗通缩能力较强

海上风电基础是海上风电关键结构之一，为海上风机提供支撑，可靠使用寿命要求在 20 年以上。从结构形式上分为单桩、导管架和漂浮式。前两者均为固定式基础，与海床形成固定连接。

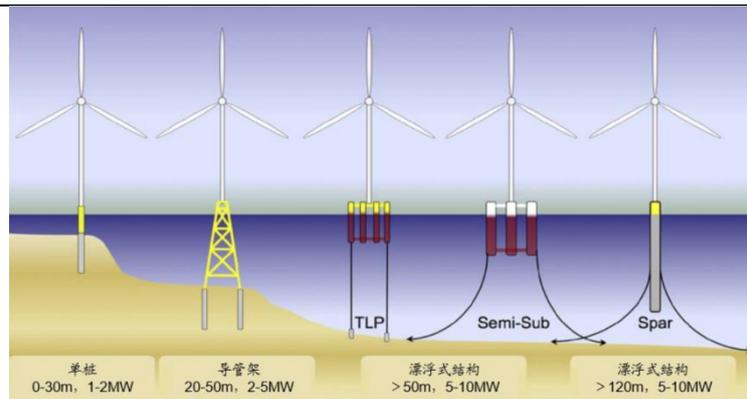
►单桩是目前应用最广泛的基础结构形式，由桩腿插到海床以下实现固定，结构简单，易于建造，安装成本较低，适用于水深 30m 以内海域。

►导管架是第二大广泛使用的基础结构，通过 3-4 个桩腿相互连接，形成一个有足够强度和稳定性的空间桁架结构，适用于水深 20-50 米的中浅水海域。

►漂浮式基础主要由浮箱和锚绳组成，浮箱通过锚索将风机与海底相连，可以实现小范围的自由移动，应用于深海海域。漂浮式风机作为新的风机基础技术方向已有小规模示范项目，但由于技术不成熟、施工难度大、成本较高，预计在 2030 年左右实现大规模商业化。

我国南北方沿海地区海床结构与水深差异显著，从北至南近海平均水深增加。渤海、黄海平均深度为 18-44 米，东海平均水深 370 米，南海平均深度 1221 米。江苏以北的地区海上风电项目整体水深较浅，大多使用单桩结构；广东、福建项目较深，以导管架结构为主。欧洲市场 80%以上采用单桩基础。

图 8：海上风电基础结构图示



资料来源：WindPower、招商银行研究院



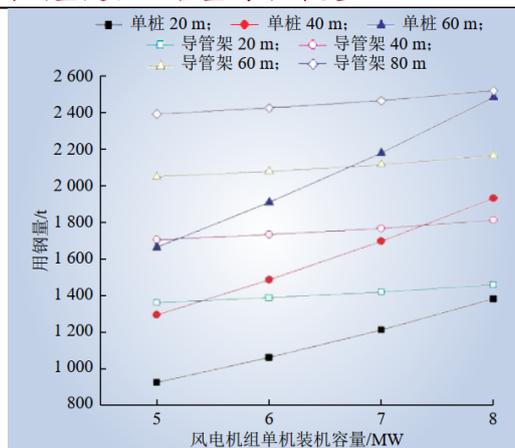
表 5: 海上风电基础结构对比

类别	单桩	导管架	漂浮式基础
结构特征	直径大、长度长，一体化的钢构件	直径较小，钢管桩与上部脚架组合而成的钢构件	由浮箱、锚索等构件组合而成，通常为钢构件
适用范围	浅海（0-30m）	中浅海（20-50m）	深海（>50m）
优点	生产工艺简单，安装成本较低，安装经验丰富	强度高，重量轻，适用于大型风机	适用干深水海域，该水域海上风电发电潜力大，安装不受海床影响
局限性	施工噪声大，受海床、水深及风机重量影响较大	结构复杂，造价较高，施工较为繁琐	尚在研制中，缺乏设计及安装经验，在中浅水区域并不具有经济优势
造价成本	较低	较高	高
安装施工	液压打桩锤、钻孔安装	蒸汽/液压打桩锤安装	与深水海洋平台施工法相同，起重船吊装系泊
截至 2021 年底已使用项目容量	33201MW	5885MW	81MW

资料来源：海力风电招股书、国家能源局、招商银行研究院

风机基础结构单 GW 价值量随着水深增加，大型化趋势下抗摊薄能力较强。风机基础为钢结构产品，直接材料成本占海风基础成本的比重约 80%。在成本加成定价模式下，用钢量直接决定了风机基础的价值量。风机基础用钢量主要随水深增加。近海区单桩用钢量大约为 200 吨/MW，单 GW 用量相对稳定。当单机容量保持不变，当水深每增加 20 米，单桩用量增加约 500 吨。而同一水深情况下，海风风机 5MW 与 8MW 机型装机单位用量差距较小。此外，水深增加、风机大型化，风机基础的选择也将从单桩转向导管架，而导管架重量高于单桩重量。随着海上风电向深远海发展，水深增加带来的风机基础增量需求能够一定程度抵消由于机组大型化带来的风机基础总用量摊薄。

图 9: 风机基础用钢量随机组容量与水深变化



资料来源：《多场景海上风电场关键设备技术经济性分析》、招商银行研究院



风机塔筒单 GW 用量随大型化小幅下降。风机塔筒是风电机组和基础间的链接构件，为风电机组提供直接支撑功能。风电塔筒与风机基础类似，均为直接材料成本占比高的钢结构产品，塔筒制造商通常同时拥有两类产品线。但塔筒的单体重量和体积远小于风机基础，内部有楼梯、平台等内件结构以供风机的日常运营维护，塔筒产品毛利通常低于风机基础产品。在风机大型化趋势下，塔筒单位用量略有下降，但相比于其他风机零部件，塔筒由于高度、直径随风机功率增加，降幅相对较小。

风机基础及塔筒国内市场规模约为百亿量级。由于目前导管架和漂浮式基础市场相对较小，市场测算仅考虑单桩，并作出以下假设：

1) 综合考虑“十四五”规划和短期政策不确定性的影响，预计 2024-2025 年海风新增装机量 10GW/13GW。

2) 根据经验数据，单桩单 GW 用量维持约 20 万吨/GW，塔筒单 GW 用量随风机大型化小幅下降。

3) 根据成本加成定价原则和上市公司过往经营数据，桩基单价约 9000 元/吨，塔筒单价约 8000 元/吨。

根据以上假设，测得 24-25 年海风基础用量 200/260 万吨，市场规模 198/234 亿元，海风塔筒用量 70/85 万吨，市场规模 62/68 亿元，两者合计用量 270/345 万吨，市场规模 236/302 亿元。

表 6：海上风电风机基础及塔筒市场空间测算

	单位	2021	2022	2023	2024E	2025E
新增装机需求量	GW	14.5	5.2	7.18	10	13
	YOY		-64%	38%	53%	18%
风机基础单 GW 用量	万吨/GW	20	20	20	20	20
风机基础用量	万吨	290	104	143.6	200	260
单价	元/吨	9000	9000	9000	9000	9000
国内风机基础市场规模	亿元	261	94	129	180	234
海风塔筒单 GW 用量	万吨/GW	8.5	8	7.5	7	6.5
海风塔筒用量	万吨	123	42	54	70	85
单价	元/吨	8000	8000	8000	8000	8000
国内海风塔筒市场规模	亿元	99	33	43	56	68
国内海风塔筒基础用量合计	万吨	413	146	197	270	345
国内海风塔筒基础市场规模合计	亿元	360	127	172	236	302

资料来源：招商银行研究院

(二) 国内塔桩市场阶段性供给过剩，企业转向出海

虽然塔桩环节是海风产业链中抗通缩能力较强的环节，行业市场规模增长预期较强，但行业内企业仍面临着较大的竞争压力。国内头部塔桩企业包括天



顺风能、大金重工、海力风电、泰胜风能，大多以陆上风电产品起家，但近年陆风塔筒同质性较高、销售半径导致竞争较为分散（21年塔筒 CR4 仅 26%），行业盈利能力大幅压缩。而海上风电基础产品尺寸和重量更大，海上作业窗口期短，对生产场地和运输提出极高的要求，市场参与者较少，因此塔筒厂商选择转向门槛及毛利较高的海上风电塔筒+基础产品。

各厂商在生产制造端的差异相对较小，成本端直接材料成本占比约 80%，塔桩产品（含陆风及海风）毛利率大多维持在 10%-20% 水平。码头资源是塔桩企业争夺海风市场的关键要素。由于海风单桩相较于陆风塔筒体积及重量更大，单桩直径可达 10 米，长度 85 米，重量 1500-3000 吨，是陆风塔筒重量的 5-10 倍，无法通过陆路运输，必须在码头直接生产并通过海域运输，各公司的生产码头布局直接决定了市场竞争力。码头资源包括自有和租用码头，自有码头交付灵活，可以应对海上施工窗口时间的不确定性，但固定资产投资高，而租用码头则需承担吊装出运费用和可能出现的搁置费用，需权衡选择布局。

码头资源宝贵但并不算稀缺，长期看塔桩企业或将面临传统船舶海工企业的竞争。由于海岸线资源有限，我国港口建设由政府统一规划审批，一个码头有一个或几个泊位。近年我国生产用万吨级沿海港口码头泊位每年增加数量约数十个，增量有限，新增码头资源通常由具有一定业绩成果和政府资源的企业取得。存量大型生产码头大多由船舶海工企业持有，目前船舶市场景气度较高，船舶海工企业生产任务已排至 2027 年以后，短期内大规模抢夺海风市场的积极性不强。长期看，漂浮式风电基础与海工船舶产品具有较高的技术相似性，中船集团下属企业、中集来福士等传统船舶海工企业在漂浮式风电基础上已有所布局，如漂浮式风电获得大规模商业应用，船舶海工企业或将加入市场竞争。

表 7：风电塔桩企业概况

名称	2023 年海上风电塔桩收入	毛利率	生产码头	国内码头产能(万吨)		
				2023	2024E	2025E
大金重工	21.15 亿元	20.76% (海上+陆上)	山东蓬莱（全球最大单桩建造基地，60 万吨） 广东阳江（20 万吨） 唐山曹妃甸（在建 50 万吨） 盘锦（在建 50 万吨，将用于建造船舶及导管架）	80	130	180
天顺风能	15.11 亿元	16.33%	江苏南通（25 万吨） 江苏射阳（20 万吨，在建 30 万吨） 广东揭阳（30 万吨） 广东汕尾（20 万吨） 广东阳江（在建 30 万吨） 福建漳州（在建 50 万吨） 德国海工基地（在建 50 万吨）	95	155	205



海力风电	12.32 亿元	10.32%	江苏南通通州湾 (30 万吨) 江苏如东 (27 万吨) 江苏盐城大丰 (7 万吨) 山东 (20 万吨) 江苏启东 (在建 40 万吨) 广东湛江 (规划)	84	129	129
泰胜风能	10.8 亿元	10.07%	江苏南通 (20 万吨) 江苏扬州 (25 万吨)	45	45	45
天能重工	约 9 亿元	12.09% (海上+陆上)	辽宁大连 (8 万吨) 江苏盐城 (10 万吨, 在建 5 万吨) 广东汕尾 (10 万, 在建 3 吨) 山东东营 (20 万吨)	48	48	56
合计				352	507	615

资料来源：公司公告、WIND、招商银行研究院

国内塔桩产能供给或将出现阶段性过剩。根据前述估计，2023 我国海风塔桩用量约 200 万吨，2024-2025 年我国海风塔桩用量约 300 万吨。供给端根据 5 家上市公司公告，2023 年底用于生产海风塔桩的有效产能约 300 万吨，2025 年预计产能达到 600 万吨。根据前述预测 2025 年需求大约 350 万吨，将出现阶段性供给过剩。**塔桩企业可以调整在建产能落地时间，中远期海风装机需求仍将持续增长，再考虑到部分产能计划用于出口，塔桩环节产能扩张相对可控。**

欧洲风机基础产能供给或将出现短缺。欧洲海上风电装机需求量与中国大致持平，海风基础 80% 为单桩。供给端欧洲本土市场集中度较高，德国 EEW 及荷兰 Sif 在欧洲市场份额占比超 70%。欧洲海风装机需求预计快速增长，而海风基础产能扩张相对缓慢。根据 Sif 在 2023 年报中的预测，即使现有阶段所有欧美塔桩厂商宣称的扩产计划按计划落实，2027 年欧洲海风塔桩仍将出现显著的供应缺口，27-29 年欧美市场（欧盟+英国+美国东海岸）需求约 222/427/470 万吨，而供给约 200 万吨左右。

风机基础是我国风电产业链出口能力最强的环节之一。主要体现在两个方面：①**中国风机基础具有较强的成本优势。**中厚板是最重要的原材料，欧洲受地缘政治因素影响资源品价格处于较高水平，近两年欧洲中厚板原材料价格维持在中国的 1.4 倍以上。此外，欧洲公司 SIF 加工费（毛利润+人工成本+制造费用）维持在 4500 元/吨，而海力风电平价后的加工费为 1600 元/吨。即使考虑上长途运输费用以及海外产品较高的毛利润，中国风机基础产品仍具有较强的价格优势。②**风机基础暂未面临贸易壁垒问题。**欧洲已对来自中国的塔筒产品征收反倾销税，并且对风机产品开展反补贴调查。目前风机基础结构产品尚未受到影响，但考虑到长期潜在的贸易壁垒风险，天顺风能已在德国布局生产基地，大金重工也在持续寻找合适的场地。现阶段塔桩企业仍以直接产品出口为主，大金重工、天顺风能、泰胜风能出海进程较快，大金重工在欧洲中标体



量领先，成为亚太区唯一向欧洲交付海风基础的供应商，2023 年海外收入占比达 39%。

表 8：大金重工海外订单统计

公告时间	项目名称	客户	订单产品类型	合同金额 (亿欧元)	交付进展
2024 年 4 月	长期锁产协议	欧洲某海上风电开发商	海风基础结构	-	甲方一次性支付 1400 万欧元锁产费
2024 年 1 月	Inch Cape 海上风电项目	Inch Cape Offshore Wind Limited	XXL 单桩基础	-	2024 年底开始制造，预计 2025 年交付
2023 年 12 月	德国北海地区某海上风电群项目	某欧洲能源开发企业	单桩	1.66	2025 年开始建造交付
2023 年 12 月	德国 Nordseecluster	RWE 和 Northland Power	105 根单桩	6.26	2024 年开始建造交付
2023 年 5 月		某欧洲能源开发企业	单桩	1.96	
2023 年 4 月	丹麦 Thor 海上风电场	RWE	36 根单桩	-	2024 年 2 月开工建造
2022 年 11 月	英国 Dogger Bank B Moray West	GE	41 套塔筒	0.73	-
2022 年 10 月		西门子歌美飒	12 套塔筒	1.23	截至 2024 年 4 月，已交付 3 套
	NOY	法国开发商	62 套单桩	-	截至 2024 年 4 月，已交付过半
2022 年 5 月	Moray West 海上风电项目	Ocean Winds	48 根超大型单桩	-	2023 年 11 月交付完毕

资料来源：公司公告、中泰证券、招商银行研究院

塔桩产品出口海外的价格和毛利均高于国内市场。经过 2022-2023 年的行业淡季，国内海风塔桩产品价格已基本触底，国内单桩单吨净利 600-800 元/吨，而出口海外单桩净利可达到 2500 元/吨。即使未来需求回暖产能利用率回升带来净利上升，国内单吨净利仍远低于海外。市场规模来看，根据 WindEurope 对欧洲市场的装机预测，预计 2030 年海外市场将实现新增装机 31.43GW，以国产风机基础占比达 30%进行测算，对应出口风机基础市场规模约 200 亿元。



表 9：海外风机基础市场空间估算

	单位	2020	2025E	2030E
海外海上风电新增装机	GW	3.7	5.5	31.43
国内出口供应海外需求比例		2%	20%	30%
单 GW 风机基础用量	万吨	20	20	20
出口风机基础规模	万吨	1	22	189
单价	元/吨	11000	11000	11000
市场规模	亿元	2	24	207

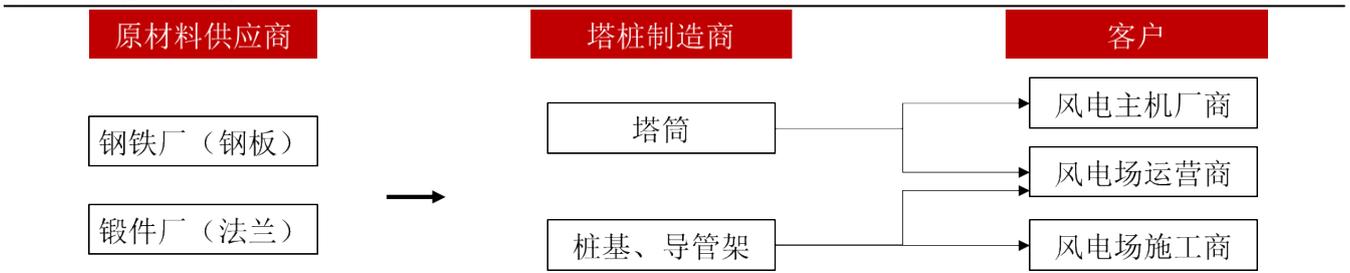
资料来源：WindEurope、招商银行研究院

（三）海风项目延迟开工形成较大的资金占用

塔筒桩基制造商的业务模式及资金流情况相对简单，生产模式为“以销定产”。采购端，钢板、法兰具有一定的定制化属性，供应商主要为钢铁厂、铸件厂，采购周期为 40-70 天。生产端，塔桩企业经过下料、卷制、组对、焊接、表面处理等生产工序生产成品，并运输至指定交货地点，生产周期为 40-70 天。

销售端，境内销售订单主要通过招投标方式承揽取得，风电塔筒通常由风电主机厂商和风电场运营商进行采购，桩基及导管架通常由风电场施工商采购或运营商直接招标，按照合同约定的方式进行结算。一般情况下，发货完毕至风电场整体验收需耗时 0.5-1 年，在各种突发限制性因素以及风场建设大型化的影响下，整体验收周期有所拉长，形成 15%-30% 的资金占用。质保金通常为 1-3 年，资金占用 3%-10%。随着业务规模的扩大，塔桩企业需要更多资金以进行生产周转。近年来由于国内海风项目进度延迟，塔桩企业产成品无法按时交付，已交付产品未完成风场整体验收，形成较大的资金占用，存货周转天数和应收账款周转天数显著上升。而境外客户订单通常具有较高比例的预付款，并且在发货验收后即可全额回款，付款条件较优，海外订单通常具有较高的综合收益水平。

图 10：塔筒桩基产业链



资料来源：海力风电、招商银行研究院

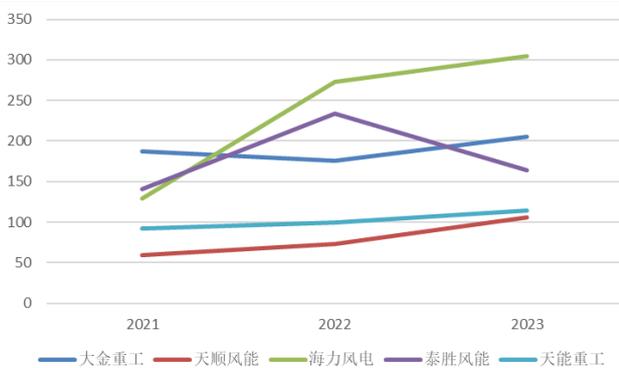


表 10：塔桩企业销售付款节点

序号	事项	具体说明
1	预收款	合同签订后支付至合同额的 10%
2	备料款	向客户提交备料材料后支付至合同额的 30%-40%
3	到货款	按到货数量分批支付，全部交货后支付至合同额的 70%-85%
4	完工验收款	终端业主方对风场项目整体验收后支付至合同额的 90%-97%
5	质保金	风场项目整体验收、调试后 1-3 年支付至合同额的 100%

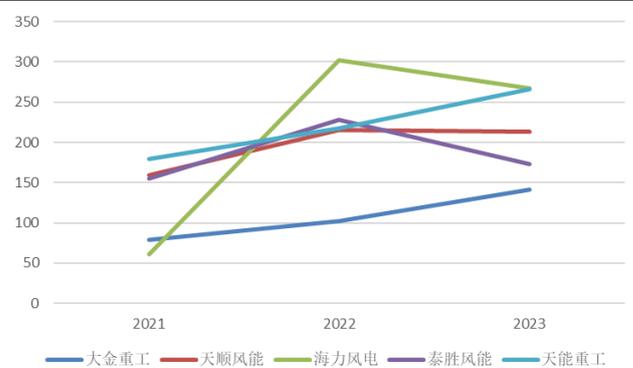
资料来源：海力风电招股书、招商银行研究院

图 11：塔桩企业存货周转天数上升



资料来源：WIND、招商银行研究院

图 12：塔桩企业应收账款周转天数增加



资料来源：WIND、招商银行研究院

扩产接近尾声，关注海外建设资金需求。国内海上风电风机基础产能已基本完成一轮新增产能投产，在建的新增产能预计将在 2024-2025 年投放完毕，固定资产投资资金需求或将收缩。国内塔桩企业正在积极突破海外市场，海外并购、投资建厂活动增加，将带来投行、跨境金融等相关业务机会。

四、海上风电船海装备：结构性短缺

海上风电场全生命周期可分为规划设计期、建设施工期、运行维护期和退役弃置期四个阶段，前期的规划设计和建设施工需要 1-3 年，建成后的运行维护期则持续 20 年以上。海上风电场全生命周期需使用多种船海装备，不同船海装备的设备、浮性、耐波性等特征各不相同。建设施工期涉及到多种船体协同作业，以风电安装船（WTIV）为核心装备。运行维护期则主要以种类多样的风电运维船为核心，包括交通艇、专业运维船、运维母船等。



我国海上风电产业起步晚、发展快，海上施工能力和船海装备的专业化水平相对落后于以陆上风电为基础的风机设备的设计制造，是海上风电产业链相对薄弱环节。

图 13：海上风电场生命周期所需的船海装备

	环节	船舶	船舶分类	图例
建造期 1-3年	现场勘探	勘探船	风电安装船 (WTIV)	 自升自航式 风电安装平台
	桩基安装	浮式起重船		
	风机安装	风电安装平台		
	升压站安装	起重船	浮式起重船 自升式风电安装平台 自升自航式风电安装平台 ...	 布缆船
	电缆安装	布缆船		
运营期 20+年	操作与维护	运维母船、居住平台	风电运维船 (SOV)	 运维船
	退役	起重船		

资料来源：招商银行研究院

(一) 海上风电安装船：安装能力或将结构性过剩

海上风电安装船主要用于风力发电机组系统的运输和吊装，主要包括浮式起重船和自升式风电安装平台两种。浮式起重船通常具有吊重能力的优势，主要与打桩船配合使用进行风机基础安装。自升式风电安装平台配备了伸缩式可插入海底的桩腿，大多用于风机机组吊装。现役的起重船起重能力较小，具备全回转能力的船舶较少；现役风电安装平台大多为非自航自升式安装平台，需要拖轮拖航，现场安装移位时间长，作业效率低。随着海上风电大型化和深远海发展，具有装运一体能力的第四代自升自航型风电安装平台成为近两年新建的热门船型。

风电安装平台的核心技术指标包括最大起升高度、吊重、作业水深、可变载荷等。最大起升高度以及吊重决定了风电安装船的最大可安装风机功率大小，作业水深决定了风电安装平台的使用海域范围。10MW、12-15MW、15MW 以上的风机对风电安装船的吊高要求分别需要达到 118m、160m、183m 以上，对吊力的基础要求分别为 400t、600t 和 800t，部分 18MW 以上机型要求达到 1200t 以上。

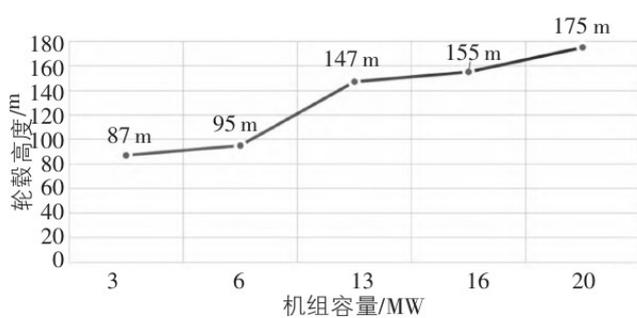


表 11：四代海上风电安装平台

类型	类型特征	作业水深	安装模式	起重能力	起重高度	可变载荷	适用机型
第一代	自升式	30m	散件、分体安装	固定吊 250-350 吨	~100m	1000-2000 吨	3MW-4MW
第二代	自升式	40m	分体安装	绕桩吊 500-1000 吨	~120m	2000-3000 吨	3MW-6MW
第三代	自升式 (自航/DP)	50m	分体安装	绕桩吊 1000-1200 吨	~130m	3000-5000 吨	8MW-15MW
第四代	自升式 (自航/DP)	70m	运输安装一体	绕桩吊 >1500 吨	>150m	>6500 吨	15MW 以上

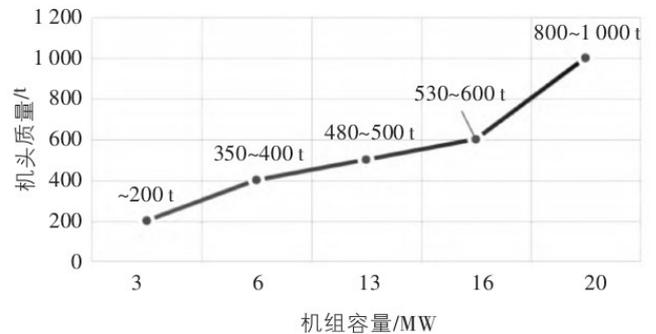
资料来源：黄埔文冲、《海上风电自升式安装船能力及趋势分析》、招商银行研究院

图 14：海上风电机组轮毂高度随容量变化



资料来源：《海上风电自升式安装船能力及趋势分析》、招商银行研究院

图 15：海上风电机组机头质量随容量变化



资料来源：《海上风电自升式安装船能力及趋势分析》、招商银行研究院

2020-2022 年出现海上风电安装船订单潮。一方面，“抢装潮”期间我国风电安装船短缺，船舶单月租赁价格从 2019 年的 400 万元/艘飙升至 2021 年 1800 万元/艘，引爆船东下单热情。另一方面，原有海上风电安装船作业能力有限，亟需新一代风电安装船满足大型化风机安装需求。2020-2023 年，全球共成交海上风电安装船 65 艘，由招商局重工、中集来福士等中国造船厂取得大部分订单；来自中国船东订单为 51 艘，占比约 80%，下单的中国船东大多为新进入者，60% 以上船东是首次下单进入市场。

图 16：2020-2022 海上风电安装船新建订单激增



资料来源：中国船舶工业行业协会、招商银行研究院



海上风电安装船或将出现结构性过剩。截至 2022 年底，国内存量风电安装船 54 艘，吊重在 1200t 以上的有 15 艘，仅有 2 艘可以满足 10MW 以上风电机组安装需求，1 艘具有 15MW 以上风电机组吊装能力。根据在建船舶的交付计划，2023/2024 年分别有 19/23 艘新船交付，在建船舶的吊重能力和吊高能力均有了大幅提升，均可满足 10MW 级风机吊装。总量上，中国风电安装船年吊装能力预计将从 2023 年的 7GW 提升至 2026 年 16GW。结构上，**15MW 以下风机安装能力将超过装机需求，老旧船舶将面临闲置或淘汰。**15MW 及更大尺寸的风机安装船舶仍需进一步突破升级，以满足长期大型化风机安装需求。

表 12：风电安装船供需测算

	单位	2021	2022	2023	2024E	2025E
新增装机需求台数	台	2600	700	800	1100	1200
风电安装船新下水数量	艘	-	-	19	23	9
风电安装船数量	艘	54	54	73	96	105
风机安装船单年安装能力	台/艘	30	30	30	30	30
船舶利用率		60%	60%	60%	60%	60%
可安装机组数量	台	972	972	1314	1728	1890
覆盖率		0.37	1.39	1.64	1.57	1.58

资料来源：GWEC、《我国海上风电建设船舶发展形势及建议》、招商银行研究院

海上风电安装船造价高，船东大多为海上风电场施工商。船东类型主要包括市场集中度较高的以中国交建等大型央企建筑企业为代表的总承包商，以及市场分散、规模较小的第三方民营企业。总承包商对海上风电项目施工的方式和使用的装备具有决策权，因此在可满足施工要求的前提下，将优先使用总包商及旗下子公司所持有的装备，第三方民营企业受到未来中小型风机装机能力过剩的冲击较大。此外，新一代大型海上风电安装船的造价则更为高昂，单艘投资价格超 8 亿元人民币，而第三方民营施工企业难以一次性投入大量资金，也缺乏相对可靠的低成本融资渠道，未来市场空间或将进一步被压缩。

（二）海上风电运维船：专业运维船队仍待建设

海上运维成本占比较高。海上风电运维是在海上风电场建成并网发电后，通过持续的巡视、维护和服务，确保海上风电场的正常运行发电。海上风电项目受现场条件（浪高、风速等）、技术条件等多种因素的影响，运维工作较复杂，并且由于海上风电机组工作环境更为复杂恶劣，齿轮箱和发电机故障率较



高，导致海上风电综合运维成本较高，是陆上风电项目的 2-3 倍，占全生命周期成本 20%-25%。

海上风电运维市场规模快速扩大，前景广阔。海上风电场项目运营期长达 20 年，随着越来越多的海上风电项目并网运行，海上风电运维市场规模快速扩大。我国海上风电累计装机容量从 2017 年的 2.8GW 增长至 2023 年的 37.7GW，CWEA 预测 2030 年累计装机容量将达到 200GW。以闽粤地区海上风电项目运营期内年均运营成本 150 元/kW 进行测算，海上风电运维市场规模将从 2018 年 5 亿元扩大至 2025 年 82 亿元，到 2030 年接近 200 亿元。由于目前超过 70% 的项目为 2020 年以后并网运行，且前期主要由各风机厂商提供质保，导致规模化运维经验积累不足、高性能运维装备短缺，目前海上风电运维市场仍处于起步阶段。

表 13：海上风电运维市场规模测算

	单位	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024E	2025E	2030E
新增装机需求量	GW	1.73	2.49	4	14.5	5.2	7.18	10	13	—
YOY		47%	44%	61%	263%	-64%	38%	39%	30%	—
累计装机量	GW	4.53	7.02	11.02	25.52	30.72	37.9	47.9	60.9	200
YOY		62%	55%	57%	132%	20%	23%	26%	27%	—
年均运营成本	元/kW	150	150	150	150	150	150	150	150	150
中国海上风电运维市场规模	亿元	5	9	14	27	42	51	64	82	196
YOY		162%	58%	56%	103%	54%	22%	25%	27%	—

资料来源：CWEA、海电运维招股书、招商银行研究院

海上风电运维船是用于海上风电发电机组运行维护的核心装备。根据欧洲风电场的统计数据，平均每 30 台风电机组需要一艘专业运维船。而我国现役运维船舶中，船东为降低成本往往选择改装二手交通船、锚艇等海工工作船作为单体普通运维船，在海况适应能力、靠泊能力等关键性能上与专业运维船存在较大差距。随着海上风电向深远海域发展，通航效率要求提高、海上作业环境更复杂，对风电运维船专业性能要求也不断提高。近海风场将主要采用双体运维转运船，而海远海风电场则需要运维母船与运维转运船相结合。目前全球有 400 多艘专业运维船，而中国专业运维船不足 30 艘，暂无投入运营的运维母船，在建运维母船 9 艘。中国专业风电运维装备的建设仍滞后于我国海上风电行业的发展，专业双体运维船、大型风电运维母船（SOV）新建造订单有望增长。



表 14：风电运维船类型与性能

运维船类型	船身材料	设计航速	耐波性	送人方式	载人数量	适合项目
单体运维船	钢制	10 节	7-8 级风 1 米以下浪	侧靠	12 人	潮间带
普通双体运维船	钢制	13 节	7-8 级风 1.5 米以下浪	顶靠	12 人	离岸 10-20 海里小规模项目
专业双体运维船	铝制	16 节	7-8 级风 2 米以下浪	顶靠	12 人	离岸 20-30 海里小规模项目
运维母船	钢制为主	15 节	7-8 级风 3.5 米以下浪	舷梯	60 人以上	近海、深远海基地项目

资料来源：CWEA、招商银行研究院

海上风电运维船船东主要为风电运维商，专业第三方运维服务商市场份额有望提高。在海风基地区域内，聚集了多家业主项目以及大量不同品牌、不同种类的风机，第三方运维服务商相对公正客观、排他性较低，可以通过区域化集中调度和运维，降低综合运维成本。随着更多的风场出质保，专业的第三方运维服务商有望取得更多的市场份额。

表 15：2022 年末我国部分双体运维船情况

所属企业	企业性质	数量	类型	航区	航速
福建海电运维科技股份有限公司	第三方运维商	23 艘	铝合金/钢质 双体船	沿海、近海	12-25 节
国家电力投资集团有限公司	业主方	8 艘	铝合金双体	沿海、近海	22-25 节
南通风电运维海洋工程有限公司	第三方运维商	6 艘	钢质双体船	近海	12 节
江苏丰能海服科技有限公司	第三方运维商	5 艘	钢质双体船	近海	12.5-15 节

资料来源：CWEA、招商银行研究院

五、业务建议及风险提示

（本部分有删减，招商银行各行部如需报告原文，请参照文末方式联系研究院）



免责声明

本报告仅供招商银行股份有限公司（以下简称“本公司”）及其关联机构的特定客户和其他专业人士使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。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。在任何情况下，本公司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。

本报告的信息来源于已公开的资料，本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。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。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。本公司可能采取与报告中建议及/或观点不一致的立场或投资决定。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经招商银行书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“招商银行研究院”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

未经招商银行事先书面授权，任何人不得以任何目的复制、发送或销售本报告。

招商银行版权所有，保留一切权利。

招商银行研究院

地址 深圳市福田区深南大道 7088 号招商银行大厦 16F (518040)

电话 0755-22699002

邮箱 zsyhyjy@cmbchina.com

传真 0755-83195085



更多资讯请关注招商银行研究微信公众号
或一事通信息总汇