

2024年02月02日

标配

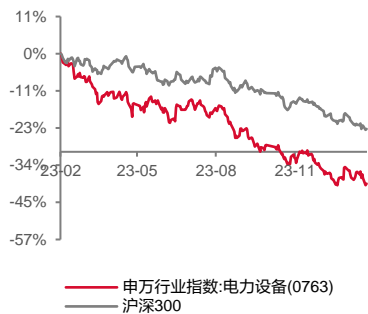
# 聚焦全球海风高速发展，构筑“中国制造”出海机遇

——电新行业出海深度系列（一）

证券分析师

周啸宇 S0630519030001

zhouxiaoy@longone.com.cn



相关研究

1.精选赛道，静待花开——电力设备及新能源2024年度策略

投资要点:

- 全球风电高景气发展，海上风电需求有望快速增长：**据GWEC预计，随着碳减排的目标临近，未来五年风电将进入新一轮的快速发展期。海上风电较陆上风电，从风力资源捕捉上具有更加广阔的空间。2001年至今，全球海上风电历年新增装机量呈上升趋势，全球主要经济体对未来风电发展规划愈发明确，将扩容方向转向风力资源更加丰富的海上风电。预计全球海上风电每年新增装机量将从2022年的8.8GW增至2027年的35.5GW，需求端有力支撑海上风电发展。
- 国内海风资源禀赋，规模稳步上升：**受益于国内日趋完善的供应链和明确的政策规划，我国海风装机规模稳步上升。据统计，各省市“十四五”规划合计新增海风装机容量约70GW，我们预计2023年全国新增海风装机容量约为6GW，即2021年~2023年合计新增25.63GW。考虑到海风建设周期较长，部分项目可能在2025年开工建设、2026年内完成并网，即2024年~2026年完成44.37GW的装机量。我们预计未来三年新增海风装机量有望迎来爆发式增长，可达12GW、15GW和17GW。
- 全球海上风电需求增长背景下，海外供应链或将承压，打开中国产品“出海机遇”。**GWEC预计2026年开始，欧洲本土产能将无法满足当地需求，届时欧洲需要依靠海外进口风电机组来弥补本土产能缺口。中国是全球风电产业链主要供应商，以风电机组为例，2023年全球60%的风电机组产能集中在中国，而欧洲在2026年将面临需求高企而产能落后的困境。桩基作为海上风电核心基础部件，其需求量与供给量是否匹配，一定程度上影响海风项目的开发进度。根据欧洲海工基础装备龙头企业SIF的测算，预计2023年至2026年欧美海风桩基需求量将由86.9万吨增至169.3万吨，需求满足率将由83.4%降至74.1%，到2028年将进一步降至49%。在规划时间内想要完成既定安装规模，与欧洲厂商（包括欧洲厂商OEM的海外公司）以外的生产厂家达成采购协议，预计将成为完成既定规划的主要途径之一，从而为中国海工产品出海打开空间。
- 欧洲海风存量占比较高，亚太海风增速较快：**截至2022年年底，全球海风累计装机量约为64.32GW，其中欧洲地区30.27GW，占比47.06%，亚太地区34.01GW，占比52.87%，美洲地区仅占0.065%。根据欧盟最新公布的可再生能源指令（RED），2030年底前有望使欧盟国家风电装机容量提高两倍，下游需求旺盛。亚太地区近年装机容量增长势头迅猛，菲律宾、越南、日本、韩国等分别公布海上风电发展计划，推动海上风电发展。
- 产业链布局完善，推动海风高速发展：**整机大型化趋势明显，CWP2023多款大兆瓦新机型发布，最大功率22MW。装机规模增加带动桩基/导管架需求增大，头部企业成功中标海外项目，国内外市场同步扩展。海缆有望受益于海风深远海化发展，需求逐步增加，头部企业完成海外市场0到1的突破，打开新的盈利增长点。漂浮式海风发展未来可期，系泊链企业有望充分受益。
- 投资建议：**全球海风需求高增背景下，为风电行业厂商带来增量空间。国内方面，各沿海省市对“十四五”期间海风发展的规划较为清晰，海风新增装机规模确定性较强，随着限制性因素对海风建设的影响减弱，预计国内海风建设有望迎来爆发式增长。海外方面，欧洲海风高景气发展，但本土企业产能不足，且随着海风项目开发的推进，供需缺口将持续扩大，为国内产品出海带来机遇。我们建议关注国内需求确定性较高、海外市场有望进一步拓展的海工基础企业大金重工、泰胜风能；海外市场完成“0”到“1”的突破，具有较高技

术壁垒的海缆企业东方电缆，头部企业扩产速度低于市场需求增长的背景下，有望承接一线企业外溢订单的起帆电缆；处于估值底部，有望筑底回升的整机厂商明阳智能；有望受益于漂浮式海风商业推进，市场需求有望增加的系泊链企业亚星锚链。

- 风险提示：风电项目建设不及预期；漂浮式海风发展不及预期；产品出口受当地政策、税收影响；参与者众多引发竞争风险。

## 正文目录

<b>1. 全球风电蓬勃发展，海上风电前景广阔</b>	<b>7</b>
<b>2. 国内海风：资源禀赋优异，规模稳步上升</b>	<b>8</b>
2.1. 国内海风具有较好的发展基础	8
2.2. “十四五”海风空间广阔，规划清晰装机确定性高增	10
2.3. 制度日趋完善，助力海风高景气发展	11
2.3.1. 国内外政策对海风发展支持路线不同	11
2.3.2. 国内风电项目审批流程出现精简化趋势	12
2.3.3. 风电项目建设周期近两年明显缩短	13
<b>3. 风电需求持续攀升，展望“中国制造”出海机遇</b>	<b>14</b>
3.1. 作为传统制造大国，我国已成为全球风电供应链的主力	14
3.2. 海风需求持续攀升，全球供应链大概率承压	15
3.3. 海工基础需求先行，成本优势助力出海机遇	16
<b>4. 海外海风：欧洲存量占比高，亚太增速较快</b>	<b>18</b>
4.1. 欧洲——英国引领下的海上风电“先行者”	19
4.2. 亚洲——日本稳步推进海风，菲、越布局长期规划	20
4.2.1. 日本—海上风电战略稳步推进	20
4.2.2. 菲律宾、越南——布局长期规划，后续增速值得关注	21
<b>5. 国内产业链布局完善，具有产业集聚优势</b>	<b>22</b>
5.1. 整机：大型化趋势明显，中标价格持续下滑	23
5.1.1. 特点一：海上风机大型化趋势明显	23
5.1.2. 特点二：海风项目中标价格逐步下降	24
5.1.3. 特点三：永磁机型为海上风电主要技术发展路径	25
5.2. 桩基：需求提升下价值量坚挺，国内生产基地布局完善	26
5.2.1. 海工基础需求增大，导管架价值量有望维持坚挺	26
5.2.2. 海工企业布局完善，产业联动紧密	27
5.3. 海缆：头部企业占据先发优势，二三线企业有望突破市场	28
5.4. 系泊链：漂浮式海风的“定海神针”	31
<b>6. 推荐关注标的</b>	<b>33</b>
6.1. 整机	33
6.2. 桩基/导管架	33
6.3. 电缆	35
6.4. 系泊链	36

7. 投资建议 .....	37
8. 风险提示 .....	38

## 图表目录

图 1 全球主要经济体风电发展规划 .....	7
图 2 全球主要经济体政策端支持力度示意图 .....	7
图 3 2001~2027 年全球风电新增装机规模及预测（单位：GW） .....	8
图 4 中国沿海区域风速、年等效满负荷小时数示意图 .....	9
图 5 国内海上风电新增装机规模（单位：GW） .....	9
图 6 沿海各省市“十四五”海风规划情况 .....	10
图 7 2022~2023 年各省海风项目开标规模（单位：MW） .....	11
图 8 国内海风项目建设流程示意图 .....	13
图 9 历年海风项目从核准至并网所需时间（单位：月） .....	14
图 10 2023 年各省在手海风项目统计（单位：个） .....	14
图 11 2022~2023 年全球风电机组产能（单位：GW） .....	14
图 12 2023 年全球风电机组产能分布 .....	14
图 13 2022 年全球风电叶片产能分布 .....	15
图 14 2022 年全球风电齿轮箱产能分布 .....	15
图 15 全球海风新增装机规模预测（单位：GW） .....	15
图 16 2021 年欧洲桩基市场占有率 .....	16
图 17 2025 年欧洲桩基市场占有率预测 .....	16
图 18 欧美桩基市场供需缺口测算（单位：万吨，%） .....	17
图 19 德国、美国、中国中厚板价格对比（单位：人民币元/吨） .....	18
图 20 2016~2022 英国累计海风规模在全球占比情况（单位：MW，%） .....	19
图 21 截至 2023 年 8 月英国海风项目规模（单位：MW） .....	19
图 22 日本海上风电潜在空间示意图 .....	21
图 23 2021~2023 年主要整机厂商最新机型单机兆瓦容量（单位：MW） .....	23
图 24 RWE 海风项目建设示意图 .....	24
图 25 2015~2022 年中国、欧洲新装海风机组平均单机容量（单位：MW） .....	24
图 26 2021~2023 年海风项目中标价格统计（单位：元/kW） .....	25
图 27 海上风电结构示意图 .....	26
图 28 国内桩基单位用量变化趋势（左轴：平均水深，米、横轴：平均单机容量，MW、圆面积： 桩基单位用量，万吨/GW） .....	27
图 29 各大海工装备厂商生产基地示意图 .....	28
图 30 交联聚乙烯绝缘三芯高压电缆（陆缆）示意图 .....	29
图 31 交联聚乙烯绝缘三芯光纤复合海底电缆示意图 .....	29
图 32 海上风电接入系统示意图 .....	29
图 33 主要海缆厂商中标海风项目所在区域示意图 .....	30
图 34 漂浮式海上风电示意图 .....	31
图 35 2018~2023Q3 公司营业收入及同比增速 .....	33
图 36 2018~2023Q3 公司归母净利润及同比增速 .....	33
图 37 2018~2023Q3 公司营销售毛利率、净利率 .....	33
图 38 2018~2022 年公司主营构成 .....	33
图 39 2018~2023Q3 公司营业收入及同比增速 .....	34
图 40 2018~2023Q3 公司归母净利润及同比增速 .....	34
图 41 2018~2023Q3 公司营销售毛利率、净利率 .....	34
图 42 2018~2022 年公司主营构成 .....	34
图 43 2018~2023Q3 公司营业收入及同比增速 .....	34
图 44 2018~2023Q3 公司归母净利润及同比增速 .....	34
图 45 2018~2023Q3 公司营销售毛利率、净利率 .....	35

图 46 2018~2022 年公司主营构成.....	35
图 47 2018~2023Q3 公司营业收入及同比增速 .....	35
图 48 2018~2023Q3 公司归母净利润及同比增速.....	35
图 49 2018~2023Q3 公司营销毛利率、净利率.....	35
图 50 2018~2022 年公司主营构成.....	35
图 51 2018~2023Q3 公司营业收入及同比增速 .....	36
图 52 2018~2023Q3 公司归母净利润及同比增速.....	36
图 53 2018~2023Q3 公司营销毛利率、净利率.....	36
图 54 2018~2022 年公司主营构成.....	36
图 55 2018~2023Q3 公司营业收入及同比增速 .....	37
图 56 2018~2023Q3 公司归母净利润及同比增速.....	37
图 57 2018~2023Q3 公司营销毛利率、净利率.....	37
图 58 2018~2022 年公司主营构成.....	37
表 1 主要沿海城市海上风电地方补贴汇总 .....	11
表 2 国内各区域海风竞配评分标准 .....	12
表 3 国内海风项目开发流程具体内容.....	13
表 4 2023~2030 年全球海上风电需求预测 ( MW ) .....	16
表 5 2020~2022 年全球海上风电装机情况 ( 单位: MW ) .....	18
表 6 亚太地区各国海上风电发展规划.....	20
表 7 菲律宾海上风电潜在开发区域 .....	22
表 8 越南规划风场.....	22
表 9 不同风电机组优劣对比 .....	25
表 10 海缆、陆缆区别汇总.....	28
表 11 海缆厂商生产基地所在区域 .....	30
表 12 海外主要漂浮式海风项目统计 .....	32
表 13 国内漂浮式风电项目汇总 .....	32



## 1.全球风电蓬勃发展，海上风电前景广阔

风力发电作为可再生能源之一，是全球未来能源的重要组成部分。随着全球碳减排工作的推进，各主要经济体陆续公布了各自可再生能源的占比目标或风电装机容量规划，从政策端推动自身能源转型。全球风能协会（GWEC）据此预计，2023~2027年期间，风电将进入新一轮的快速发展期，新增风电装机容量有望达到680GW，即平均每年新增136GW的装机总量。根据各个国家地区政策端支持力度的强弱，GWEC用绿、黄、红色作为区分，全球大部分地区尤其是各主要经济体对风电发展均呈现积极、支持的态度。

从长远来看，海上风电较陆上风电具有更为广阔的发展空间。由于陆上地形高低起伏，对地面风力流动形成影响，因此陆上风机一般需要置于较高的塔筒之上以满足风机对高空风力的捕捉利用。同时，不同地形条件下各个高度的风速也存在差异，对风机部件如风轮、叶片的技术以及材料疲劳度有着较高要求，传动系统也容易损坏。海平面风阻较小，平均风速高于陆上的同时，海上风向改变的频率低于陆上。从风力资源捕捉来看，海上风电具有一定的优势。随着人类对海洋资源的不断探索与开发，技术不断迭代，海上风电有着广阔的发展空间。

图1 全球主要经济体风电发展规划

国家地区	可再生能源规划
欧洲	2030年可再生能源占比达45%。2030年海风装机量达60GW
美国	2030年海风装机量达30GW
中国	2030年前，计划每年新增风电装机规模70~80GW
中国台湾	计划2026~2030年海上风电累计装机量超15GW
埃及	2035年可再生能源占比达42%，2030年风电新增装机量8GW
韩国	至2036年，计划新增风电装机量34GW
日本	至2030年，目标海上风电装机量达10GW，2040年达30~45GW
菲律宾	2030年，计划风电装机量达17GW
越南	至2030年，计划风电装机量达28GW

资料来源：GWEC，东海证券研究所

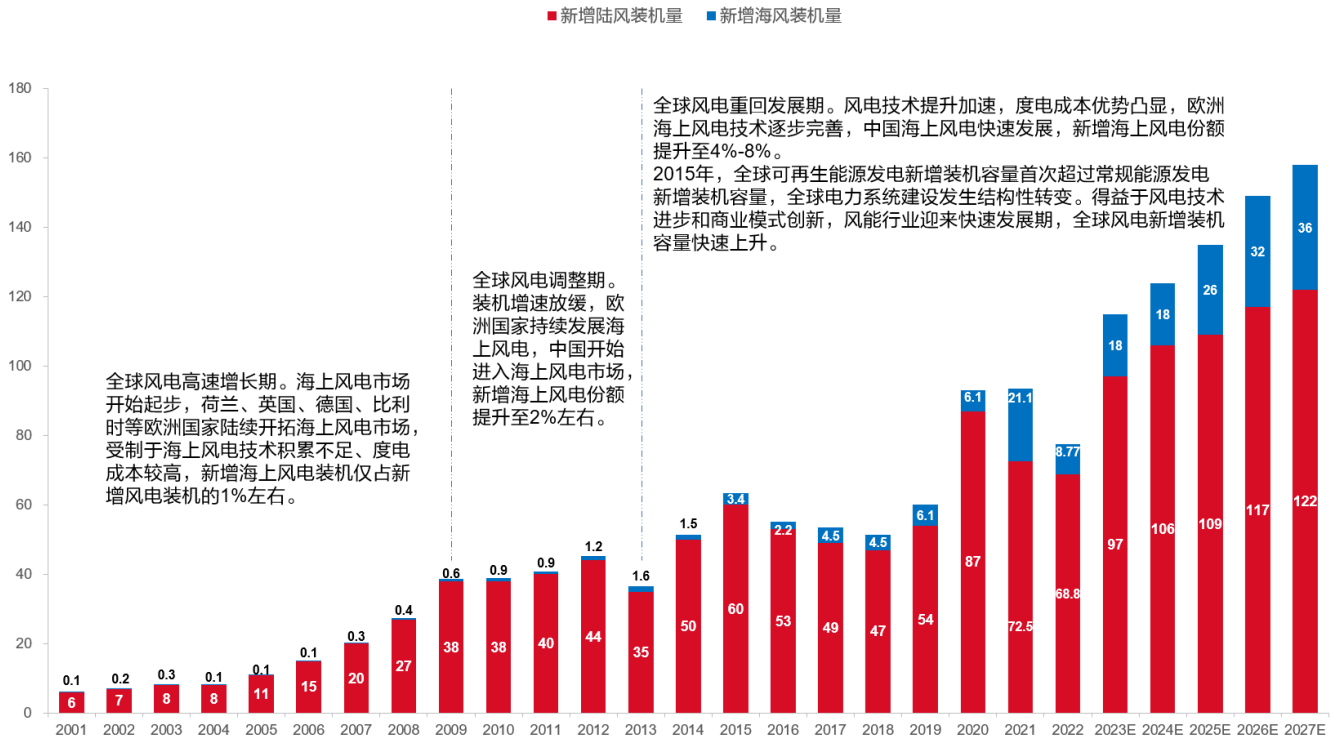
图2 全球主要经济体政策端支持力度示意图



资料来源：GWEC，东海证券研究所

**全球海上风电新增装机量呈现持续上升趋势。**GWEC数据显示，2022年全球风电市场新增装机容量约77.6GW，为历史上新增装机第三高的年份，其中陆上风电新增装机量68.8GW，海上风电新增装机量8.77GW。2023年，GWEC预计全球新增装机容量将再创历史新高，达到115GW。2022年新增装机量较2021年小幅下滑，一方面是由于美国地区陆风新增装机容量由2021年的12.75GW下滑至2022年的8.6GW。另一方面，2021年是我国中央财政对海上风电补贴的最后一年，引发了当年的“抢装潮”，全年海风装机量大幅提升至14.48GW。国补退坡后，2022年海上风电新增装机容量大幅下滑至5.15GW。对比来看，2022年全球海上风电新增装机容量的8.77GW，仍高于抢装潮前2020年的6.1GW。

图3 2001~2027年全球风电新增装机规模及预测（单位：GW）



资料来源：GWEC，东海证券研究所

## 2.国内海风：资源禀赋优异，规模稳步上升

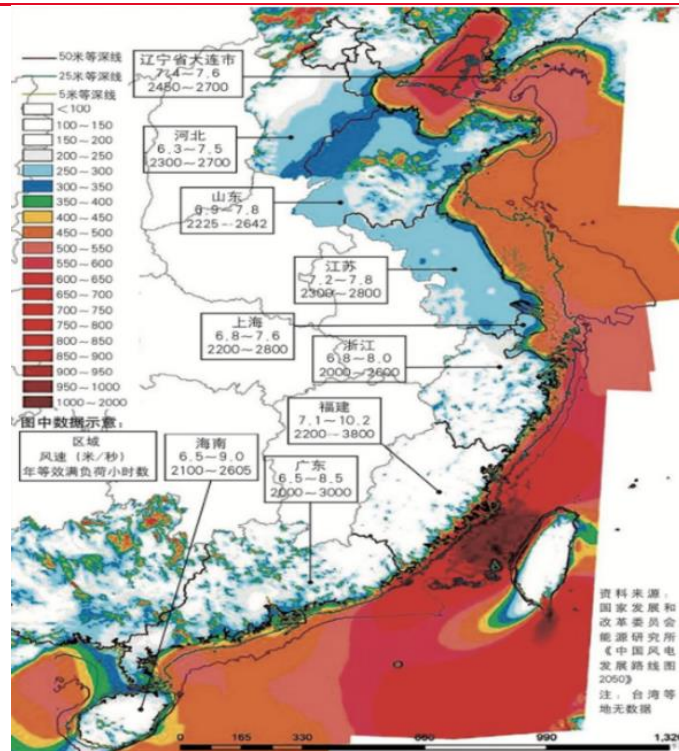
### 2.1.国内海风具有较好的发展基础

**我国海域辽阔，海风资源禀赋优异。**台湾海峡是中国近海风能资源最为丰富的地区，风能资源等级在6级以上；广东、广西、海南近海海域的风能资源等级在4-6级之间。从福建省往北，近海风能资源逐渐减少，而到渤海湾的风能资源又有所加强。福建、浙江南部、广东和广西近海丰富的风能资源主要是夏季台风和热带低压活动频繁带来的。

考虑到近海风能资源的开发受水深条件的影响很大，目前水深5-25米范围内的海上风电开发技术（浅水固定式基座）较为成熟，水深25-50米区域的风能开发技术（较深水固定式基座）还有待发展，而超过50米的水域，未来或以安装浮动式基座为主。



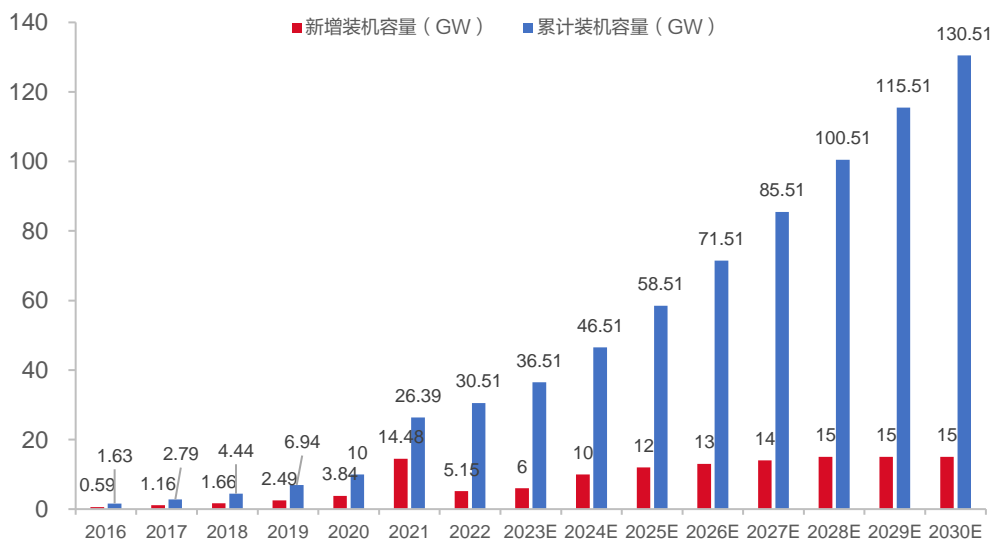
图4 中国沿海区域风速、年等效满负荷小时数示意图



资料来源:《中国风电发展路线 2050》-国家电投, 东海证券研究所

从历年新增装机量来看, 国内海风规模正处于稳步上升通道。2008年5月, 我国首个大型海上风电项目——上海东海大桥风电场项目获国家发改委核准, 该项目由34台单机容量为3MW的风电机组组成, 于2009年9月4日正式并网发电。2014年, 发改委发布《关于海上风电上网电价政策的通知》, 其中提到:“对非招标的海上风电项目, 区分潮间带风电和近海风电两种类型确定上网电价, 鼓励通过特许权招标等市场竞争方式确定海上风电项目开发业主和上网电价”, 鼓励投资者优先开发优质海洋风能, 极大地推动了我国海上风电行业的发展。2023年前三季度, 全国海上风电新增装机规模1.43GW, 截至2023年9月, 全国海上风电累计装机规模达到31.91GW。

图5 国内海上风电新增装机规模 (单位: GW)



资料来源: 国家能源局, GWEC, 东海证券研究所

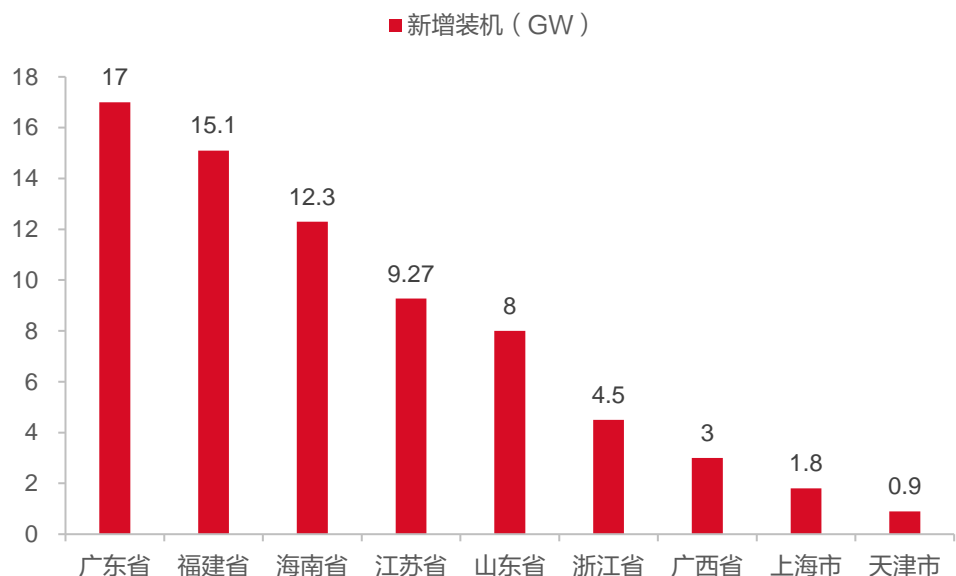
## 2.2. “十四五”海风空间广阔，规划清晰装机确定性高增

由于海上风电拥有相对更好的风力资源，且更靠近消纳中心，逐步成为了我国沿海各省市的发展重点。“十四五”期间，各地纷纷出台海风规划，整个“十四五”期间有望新增近70GW装机规模，国内海风发展空间广阔。

2023年前三季度受限制性因素影响，国内新增海风装机量略低于市场预期，随着限制性因素的减弱，四季度以来国内海风建设已现回暖趋势。我们预计2023年全国新增海风装机容量超越2022年达到6GW，即“十四五”前三年合计约25.63GW。以“十四五”规划新增海风装机容量70GW进行估算，考虑到海风建设周期较长，部分项目可能无法在2025年末之前完成吊装及并网，假设延后一年完成并网，即2024年~2026年将完成44.37GW的新增装机。基于国内日趋完善的供应链和明确的政策规划，我们预计未来三年新增海风装机量将迎来爆发式增长，可达12GW、15GW和17GW。

**“十四五”规划清晰，装机规模高增确定性走强。**2023年6月，广东省“2023年海上风电竞配方案”公布，同年10月7GW省管海域项目落地；2024年1月，河北省“十四五”7.3GW海风规划获批，其中省管海域1.8GW（秦皇岛0.5GW、唐山1.3GW）、国管海域5.5GW，要求2025年前省管并网0.6GW、国管1.0GW；浙江省“十四五”16.5GW海风规划获批，其中省管海域8.5GW、国管海域8GW，要求2025年前省管、国管海域分别并网2GW；山东省规划2024年建设3.36GW海风项目；海南省两大海风项目于2024年1月开工，预计2025年6月完成1.2GW并网容量。据此统计，2024~2025年期间，确定并网项目已有17.16GW，新增装机量有较强的确定性。

图6 沿海各省市“十四五”海风规划情况



资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

**政策环境持续优化且鼓励推动海上风电建设。**2021年国补退坡后，2022年6月国家发改委等九部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》，积极推动沿海地区海风项目开发建设。山东省、浙江省、广东省、上海市等沿海城市纷纷出台海上风电地方补贴政策，一是降低开发商资金压力，二是通过时效性补贴推动海风建设进程的加速。

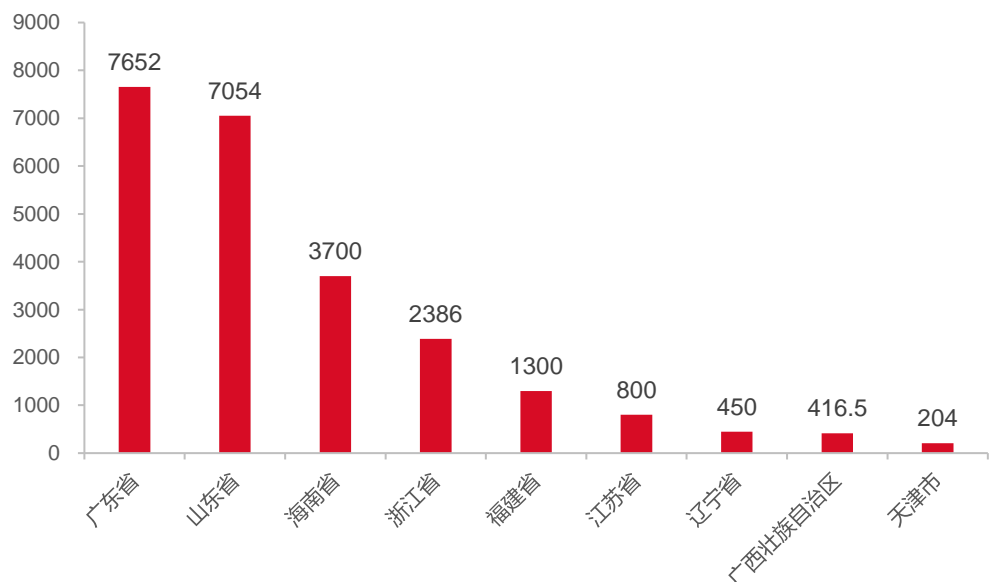
表1 主要沿海城市海上风电地方补贴汇总

地区	印发时间	补贴（奖励）范围	补贴（奖励）标准	发放方式
山东省	2022年11月23日	2022-2024年建成并网的“十四五”海上风电项目，补贴规模分别不超过200万千瓦、340万千瓦、160万千瓦。	2022~2024年建成并网项目分别补贴800元/千瓦、500元/千瓦、300元/千瓦	-
	-	2023年年底前建成并网的海上风电项目。	免于配建或租赁储能设施	-
浙江省	2022年5月7日	2022年和2023年全容量并网的项目，补贴规模分别按60万千瓦和150万千瓦控制，2021年年底前核准，2023年年底未全容量并网不再享受省级财政补贴。	2022年和2023年，补贴标准分别为0.03元/千瓦时、0.015元/千瓦时，按等效年利用小时数2600小时补贴	从项目全容量并网第二年开始，补贴期限10年
广东省	2021年6月1日	2018年年底前已完成核准、在2022年至2024年全容量并网的省管海域项目，对2025年起并网的项目不再补贴。	2022年、2023年、2024年全容量并网项目分别补贴1500元/千瓦、1000元/千瓦、500元/千瓦	-
上海市	2020年6月2日	2019~2021年投产发电的近海风电项目	奖励标准为0.1元/千瓦 时，单个项目年度奖励金额不超过5000万元	连续5年

资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

据不完全统计，2022年全国海上风电项目开标规模约14.61GW、2023年约8.68GW（不含国电投2022年10.8GW、2023年16GW框架招标）。截至2023年底，广东省、山东省均有超过7GW的海风项目处于建设之中，海南省、浙江省紧随其后。叠加上述开标待建的海风项目、各省市明确要并网但尚未开启招标的海风项目，国内海风具有较大的增量空间，装机规模高增确定性持续走强。

图7 2022~2023年各省海风项目开标规模（单位：MW）



资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

## 2.3.制度日趋完善，助力海风高景气发展

### 2.3.1.国内外政策对海风发展支持路线不同

**国外实行风场拍卖制度**，主要是风电场所在地政府将风电项目拍卖给开发商，开发商自行采购风电机组设备，整体以开发商运营为核心。**国内实行竞配方案**，从沿海 9 大省市的竞配评分标准来看，山东省、上海市、浙江省、福建省 4 个地区中，“上网电价”在评分中占比最重，其余广东省、海南省、河北省、江苏省、辽宁省等地不以电价为竞配评分标准，但总体以当地用电价格及或当地社会环境附加值为核心要素。同时，风电场址的选择需政府各级职能部门规划审批，再进行公开招标、建设，对不符合政策要求的项目和开发商进行重新招标。与国外相比，国内海风发展更具规范性、系统性、整体性，行业发展节奏更为稳健。

**表2 国内各区域海风竞配评分标准**

区域	竞配评分标准
辽宁省	企业能力(35%)、设备先进性(15%)、实施方案(30%)、项目带动效应(20%)
河北省	投融资能力(10%)、开发业绩(10%)、前期工作(50%)、项目示范(20%)、其他(10%)
山东省	企业能力(15%)、设备先进性(8%)、技术方案(10%)、前期工作深度(20%)、接入消纳条件(7%)、 <b>申报上网电价(40%)</b>
江苏省	企业能力(36%)、技术方案先进性(22%)、投资合理性(15%)、降本措施(20%)、调峰能力(7%)
上海市	企业能力(20%)、设备先进性(15%)、实施方案(25%)、 <b>电价水平(40%)</b>
浙江省	企业能力(20%)、设备先进性(10%)、技术方案(10%)、已开展前期工作(10%)、接入消纳条件(10%)、 <b>上网电价(40%)</b>
福建省	<b>申报电价(40%)</b> 、企业能力(10%)、装备技术先进性(10%)、技术方案(20%)、综合贡献(20%)
海南省	企业能力(30%)、技术先进性(20%)、省内贡献(45%)、战略合作(5%)

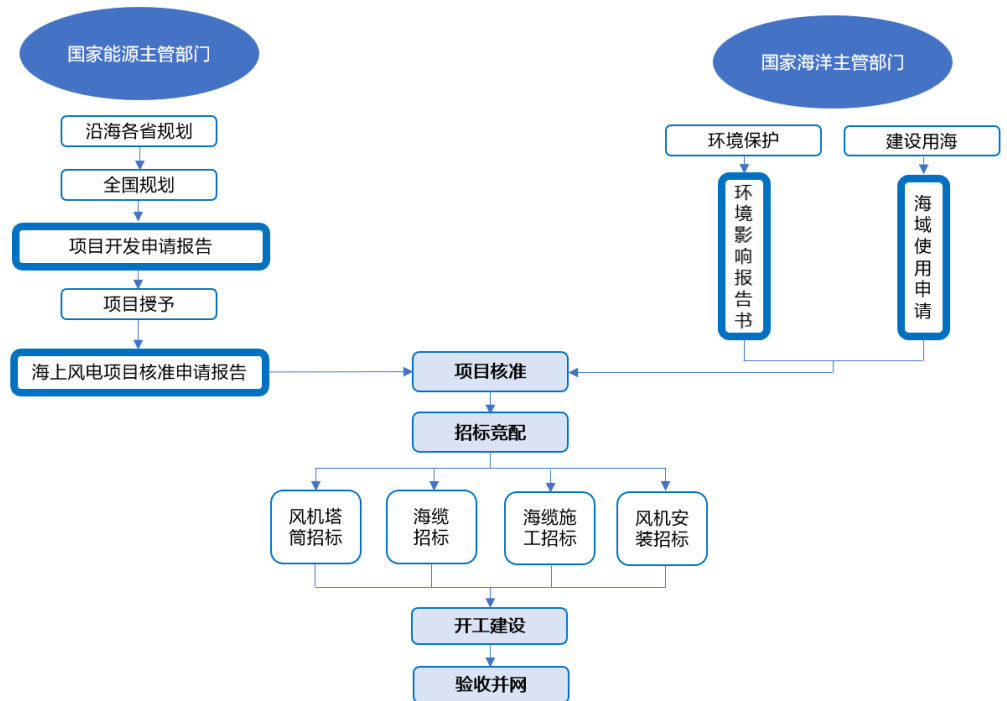
资料来源：各政府部门网站，东海证券研究所

### 2.3.2.国内风电项目审批流程出现精简化趋势

**核准制**：风电行业发展早期，国内实行核准制，需要经过风电场址选择、与当地政府签订开发协议、项目测量与评估、可开发项目评审、报发改委批复立项、编制项目申请报告、各级职能部门核准等多个环节，整体流程冗长。

**备案制**：2022 年 5 月，国家发改委和能源局共同发布《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》明确，从国家层面推动风电项目由核准制调整为备案制。备案制下，开发商/风电场业主只需要报政府备案后就可以办理后续手续，不用政府审核批准。整体开发流程精简，提升了风电项目从规划、招标、建设、并网的效率。2023 年，广西壮族自治区政府将部分审核权限由省级下放至区市，进一步精简了风电项目的开发流程。

图8 国内海风项目建设流程示意图



资料来源：国家电投《中国风电发展路线 2050》，东海证券研究所

表3 国内海风项目开发流程具体内容

流程步骤	具体内容
规划	由各省级能源主管部门编制海上风电规划，后报送国家能源局审批。具备条件(资源开发潜力大的)的地级市也可以单独编制。
竞配	规划获得批复后，省级能源主管部门(部分下放到地市级)根据地方政府的要求组织开展竞配。类似于招标，但招标单位是政府，标的是开发权。
核准	竞配中标的企业提交用地用海预审和项目申请报告给地方政府核准，目前核准权大部分在地市，小部分在省里。核准后两年内需要开工，有效期经申请可延长一年
招标	开发企业招风机设备、施工服务等。
开工	中标后、业主办理工开工手续，主要四大手续包括通航、环评、用海、军事意见等。

资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

### 2.3.3. 风电项目建设周期近两年明显缩短

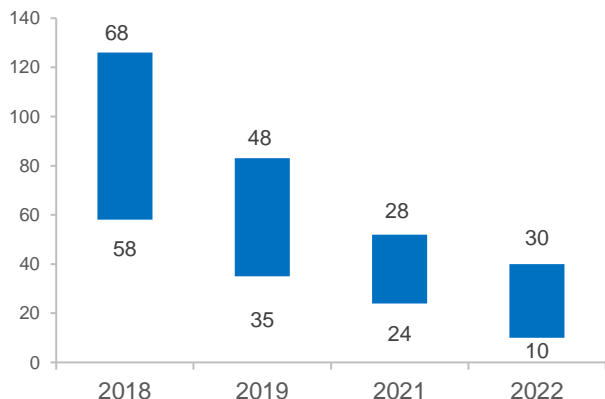
我们以海风项目获得核准日期为项目开始的时间点，以并网验收的日期点为项目完工的时间点，计算该项目完整的建设周期。根据不完全统计，2018 年通过核准的海风项目普遍需要近 60 个月才能完成并网验收；2019 年，最长建设周期缩短为 48 个月；2022 年，最短建设周期只需要 10 个月。虽然整个建设流程中涉及到安装平台的技术进步、施工队对建设窗口期的把控能力等因素影响，但海风项目总体建设时间缩减的趋势仍较为明显。

2023 年上半年，国内海风项目建设进度略有放缓，其中涉及项目建设过程中会对当地生态环境、海洋渔业发展造成影响，同时涉及海域内航道规划、用海使用权批复等问题。8 月以来，国内海风项目核准批复、海域使用申请公示等流程逐步加速，新增多个项目核准批复，显示上述因素对海风项目建设的影响逐步减弱，国内海风建设逐步回归原有节奏。目前海南省、福建省、江苏省、上海市和天津市均有海风项目处于建设之中，广东省储备项目数



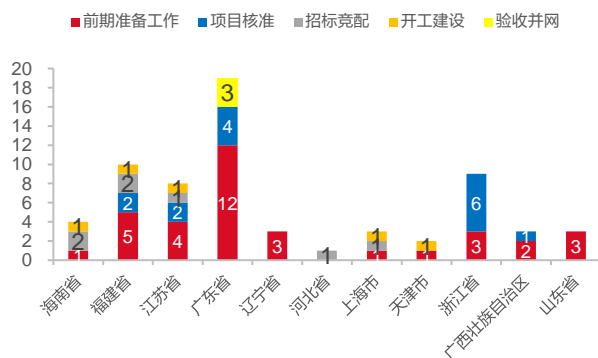
量遥遥领先，预计 2024 年将成为海风企业竞争的主战场，其次是福建省和江苏省，我们建议今年持续关注三大地区的海风项目推进速度。

图9 历年海风项目从核准至并网所需时间（单位：月）



资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

图10 2023 年各省在手海风项目统计（单位：个）



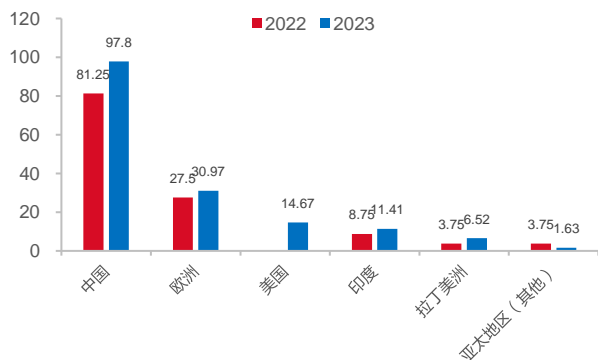
资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

### 3.风电需求持续攀升，展望“中国制造”出海机遇

#### 3.1.作为传统制造大国，我国已成为全球风电供应链的主力

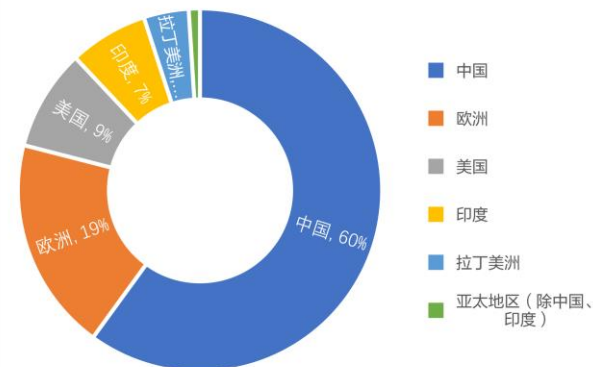
中国是全球第一大风电机组生产基地。从风电行业整体产能情况来看，截至 2023 年 3 月，全球共有 153 家风力发电机组装配厂处于运营状态，其中 100 余家位于中国（包括 3 家由西方企业控股的装配厂），占全球合计产能 163GW 的 60%，另有 74 家装配厂处于建设或规划中，其中 64 家位于中国，中国地区风电机组产能扩张速度遥遥领先。

图11 2022~2023 年全球风电机组产能（单位：GW）



资料来源：GWEC，东海证券研究所

图12 2023 年全球风电机组产能分布

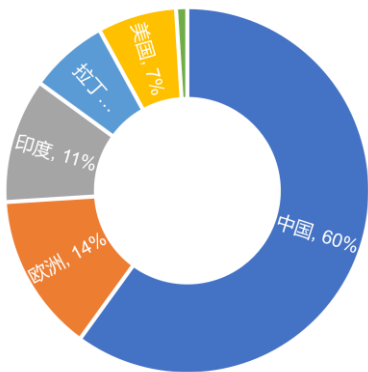


资料来源：GWEC，东海证券研究所

风电需求持续攀升背景下，中国已成为全球供应链的核心力量。根据我们对风电行业生产链供应量的跟踪，除风电机组产能外，全球叶片、齿轮箱产能也高度依赖中国。2022 年叶片全球产能在 130GW 左右，齿轮箱 160GW，中国地区产能分别占到其中的 60%和 75%，其他零部件如铸件、锻件、法兰等，中国地区更是占到全球 70%以上的市场份额。GWEC 预计，2023 年~2024 年全球产能尚能满足市场需求，但需要建设新的产能以适应 2024 年之后风电的高速发展，中国作为各大环节主要生产商，有望向全球输出更多风电零部件产品。

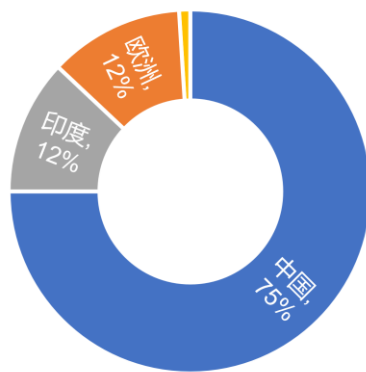


图13 2022 年全球风电叶片产能分布



资料来源：GWEC，东海证券研究所

图14 2022 年全球风电齿轮箱产能分布

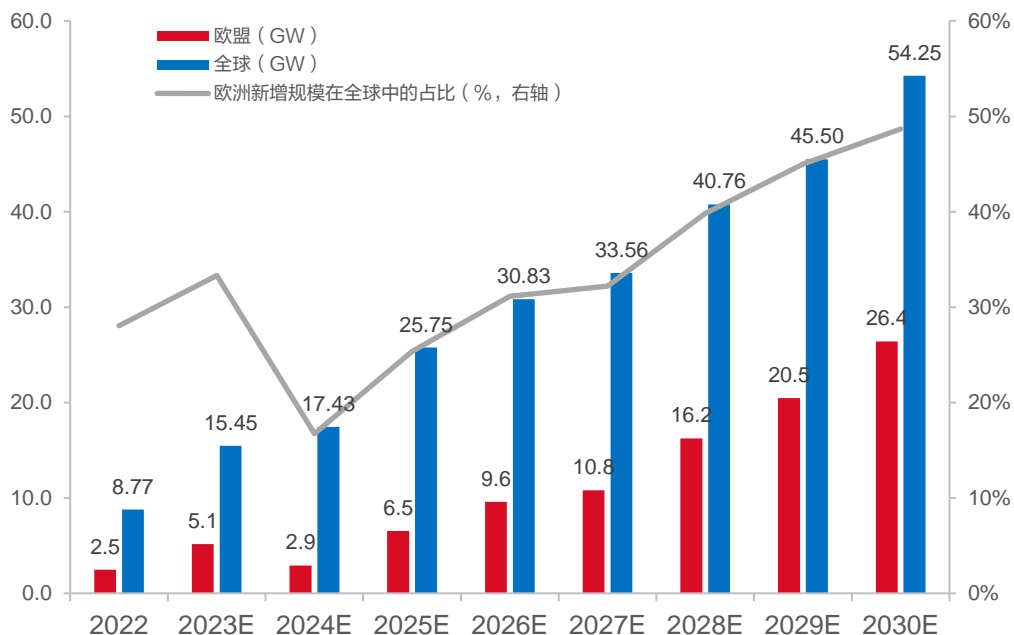


资料来源：GWEC，东海证券研究所

### 3.2.海风需求持续攀升，全球供应链大概率承压

全球海风规模增长有望加速，欧洲市场占比逐年提升。GWEC 预计，全球海风年新增装机量将从 2022 年的 8.77GW 增至 2027 年的 33.56GW，复合增长率约为 31%，2027 年后增速略有放缓，2030 年时有望达到 54.25GW。欧洲海风年新增装机量则预计将从 2022 年的 2.5GW 增至 2030 年的 26.4GW，在全球新增装机量中的占比由 28.05% 上涨至 48.67%，成为全球海上风电新增装机规模的主力军。

图15 全球海风新增装机规模预测（单位：GW）



资料来源：GWEC，东海证券研究所

全球海风规模高速增长情况下，风电供应链大概率将承压。以海风机组产能为例，目前欧洲地区具备 9.5GW 的生产能力，主要集中在德国、丹麦和法国，东欧新建厂商预计将于 2024 年投入运营，届时总体产能有望达到 11.5GW。在此产能基础上，综合欧洲海风发展需求量，GWEC 预计 2026 年开始，欧洲本土产能将无法完全满足当地需求，其中包含西方三大整机厂商在中国的装配厂，以及维斯塔斯、西门子、GE 于 2023Q1 公告将在美国、拉丁美洲新建的产能，届时欧洲需要依赖海外进口风电机组来弥补本土产能缺口。北美地区预计将于

2025 年面临供需缺口，亚太地区（除中国外）则是在 2027 年。由此来看，中国市场短期内尚不会出现供需失衡的情况，或将成为缓解全球供需缺口的主要力量。

表4 2023~2030 年全球海上风电需求预测（MW）

	2023	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
欧洲	5148	2916	6527	9598	10808	16225	20465	26400
中国	8000	12000	14000	15000	15000	15000	15000	15000
亚太地区 (除中国)	1769	1559	2884	2695	3256	5030	5535	6995
北美	533	955	2335	3535	4500	4500	4500	4500
拉丁美洲	0	0	0	0	0	0	0	1350

资料来源：GWEC，东海证券研究所

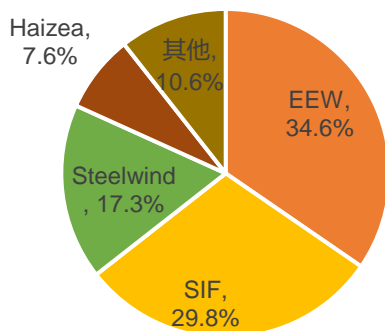
注：标黄部分为各地区预计出现供给不足的时间

### 3.3.海工基础需求先行，成本优势助力出海机遇

海工基础的安装进度，是风电场建设的“风向标”。从海上风电场建设的流程来看，风电机组及其附属设备是自下而上的施工顺序，首先安装海工基础，其次安装塔筒，最后进行风机的吊装。海工基础开始施工后，意味着风电场的建设正式开始，其供应量及交付速率，决定了后续安装步骤能否顺利进行，风电场是否能在预定时间内完成建设并网。全球海工基础的产量与需求，一定程度上反应了各地区海风项目开发建设的进度。

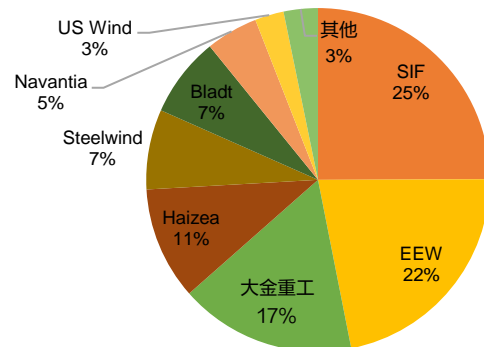
海外桩基企业集中度较高，扩产速度弱于需求增长。据欧洲桩基龙头企业 SIF 测算，2021 年欧洲桩基市场占有率 CR4 约 89.4%。预计在大金重工及一些中小厂商陆续加入市场后，2025 年欧洲桩基市场占有率 CR4 将下降至 74.1%，其中大金重工占比升至 17%。随政策目标不断提升，欧洲海风前景越发强劲和确定，但受到高通胀、资本开支成本上升的影响，欧洲本土供应能力落后于快速提高的装机需求。

图16 2021 年欧洲桩基市场占有率



资料来源：SIF Netherlands BV，东海证券研究所

图17 2025 年欧洲桩基市场占有率预测

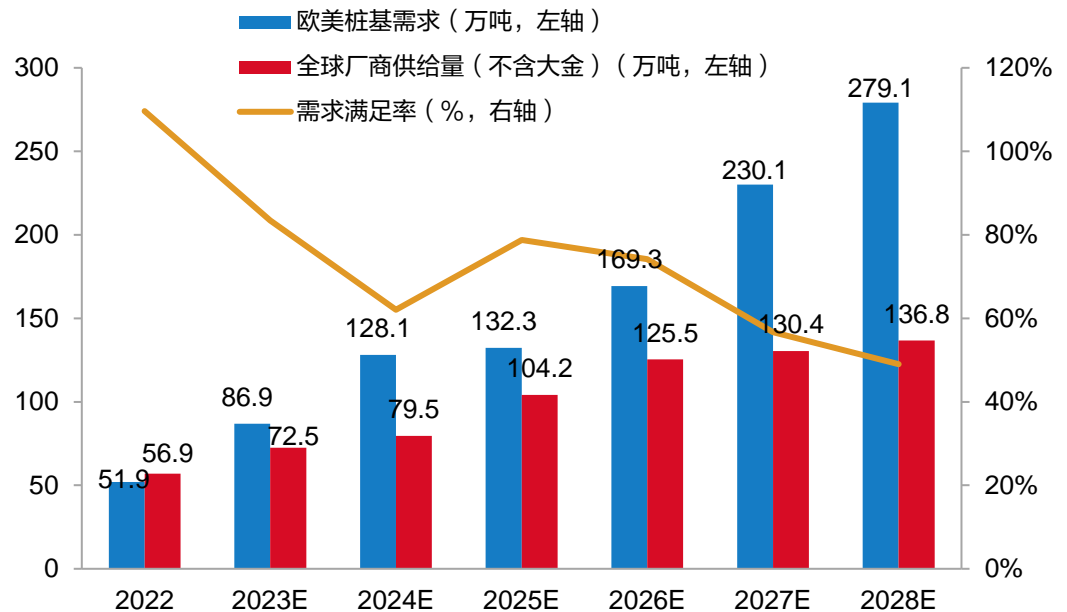


资料来源：SIF Netherlands BV，东海证券研究所

海外桩基厂商产能匮乏，未来供需缺口不减反增。大金重工作为国内海风桩基龙头供应商之一，目前已成功进入欧洲市场，是欧洲本土桩基厂商的直接竞争对手。据 SIF 统计，到 2026 年底全球桩基厂商规划产能合计 171 万吨（不含大金重工），较 2023 年大幅增加约 100 万吨。然而，目前海外的增产水平仍难以满足需求端的迅猛增长，SIF 预计 2023 年至 2026 年欧美海风桩基需求量将由 86.9 万吨增至 169.3 万吨，需求满足率将由 83.4% 降至 74.1%，到 2028 年将进一步降至 49%。Rystad Energy 预计，到 2030 年欧洲桩基需求将

超过 300 万吨，从 2026 年到 2030 年，供给必须再次翻倍以满足市场需求。我们预计在供需缺口的持续扩大下，未来产能扩张能力将成为各厂商海外市场的重要竞争因素。

**图18 欧美桩基市场供需缺口测算（单位：万吨，%）**

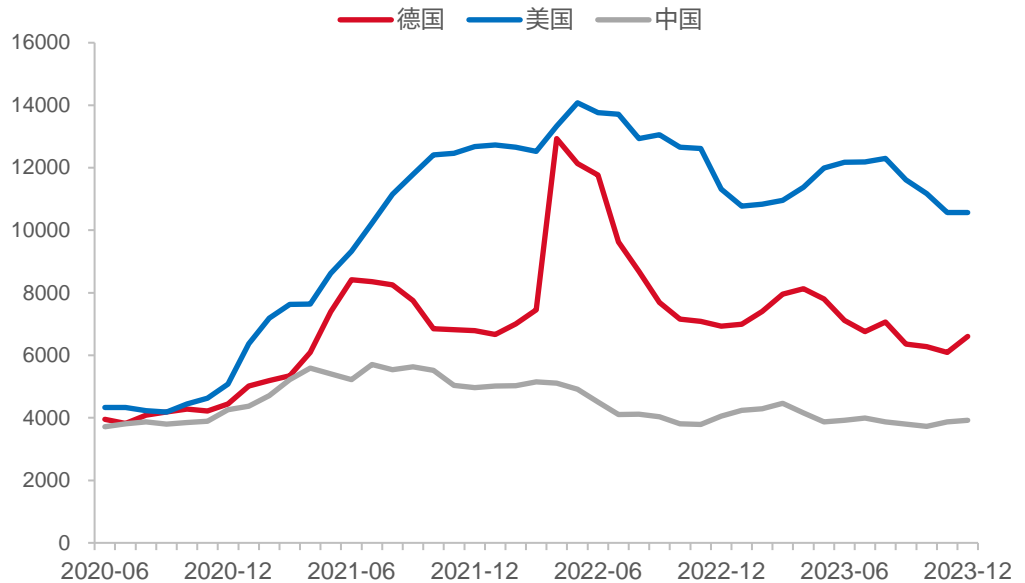


资料来源：SIF Netherlands BV，东海证券研究所

注：假设所有扩产规划均如期建设、供给量为最大规划产能的 80%GWEC，东海证券研究所

**国内外原材料价差巨大，出口海外成本优势突出。**由于塔筒、桩基为“成本加成”的定价模式，订单会根据合同签订时原材料的市场价格+加工费来确定最终报价，因此中厚板等主要原材料的价格波动会直接影响塔筒、桩基产品的价格。2021 年前，国内外中厚板价格基本持平在 4000 元/吨上下。自 2021 年起，疫情引发的供应链不畅、劳动力短缺等问题导致国际钢价一路上扬，而此后作为全球主要钢材、钢坯、铁矿和煤炭出口国的俄罗斯和乌克兰陷入战争冲突，进一步加剧了国际钢材市场的供需失衡，美国中厚板价格突破 10000 元/吨。国内中厚板价格则相对平缓，近年来在 3714 元/吨~5706 元/吨区间内震荡。在此背景下，国内塔桩出口具备较大的原材料成本优势。

图19 德国、美国、中国中厚板价格对比（单位：人民币元/吨）



资料来源：同花顺，东海证券研究所

## 4.海外海风：欧洲存量占比高，亚太增速较快

欧洲、亚太地区在海上风电累计装机规模上平分秋色。GWEC 数据显示，截至 2022 年年底，全球海风累计装机量约为 64.32GW，其中欧洲地区 30.27GW，占比 47.06%，亚太地区 34.01GW，占比 52.87%，美洲地区仅占 0.065%。

欧洲地区存量较大，亚太地区增长势头迅猛。截至 2022 年年底，全球 57.10%的海上风电装机容量为近 3 年新增，海上风电高景气发展。欧洲地区近 3 年新增装机容量占累计装机容量的比重为 28.78%，存量占比较高。累计装机规模中，英国、德国位居前列，新增装机规模中，法国、荷兰增长较快。亚太地区近 3 年新增装机容量占累计装机容量的比重为 82.35%，增长势头迅猛。分国别来看，中国新增装机容量最高，占亚太地区总量的 92.12%，越南、中国台湾在基数较低的情况下增速略高于中国大陆地区。

表5 2020~2022 年全球海上风电装机情况（单位：MW）

地区	2020 年 新增装机量	2021 年 新增装机量	2022 年 新增装机量	截至 2022 年 累计装机量	近 3 年 新增装机量占比
<b>全球总计</b>	<b>6852</b>	<b>21106</b>	<b>8771</b>	<b>64320</b>	<b>57.10%</b>
<b>美洲地区</b>	<b>12</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>42</b>	<b>28.57%</b>
美国	12	0	0	42	28.57%
<b>亚太地区</b>	<b>3905</b>	<b>17788</b>	<b>6311</b>	<b>34006</b>	<b>82.35%</b>
中国	3845	16900	5052	31442	82.05%
日本	0	0	84	136	61.76%
韩国	60	0	0	142	42.25%
越南	0	779	0	874	89.13%
台湾	0	109	1175	1412	90.93%
<b>欧洲地区</b>	<b>2936</b>	<b>3317</b>	<b>2460</b>	<b>30272</b>	<b>28.78%</b>
英国	483	2317	1179	13918	28.59%
德国	237	0	342	8055	7.19%
法国	-	0	480	482	99.59%

荷兰	1493	392	369	2829	79.67%
丹麦	0	605	0	2308	26.21%
比利时	706	0	0	2262	31.21%
欧洲其他国家	17	4	90	418	26.56%

资料来源：GWEC，东海证券研究所

## 4.1. 欧洲——英国引领下的海上风电“先行者”

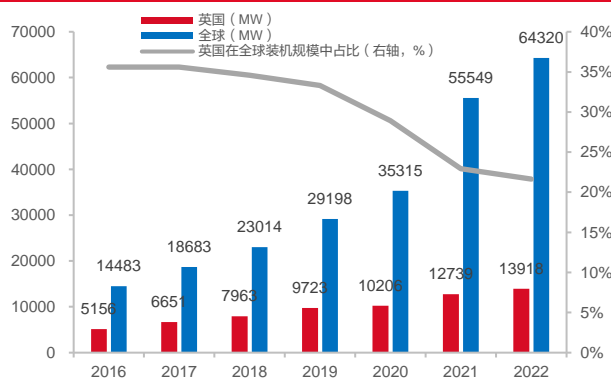
英国是欧洲地区海上风电开发的领头羊。截至 2022 年底，英国累计海风装机容量 13.92GW，约占欧洲累计装机容量 30.27GW 的 45.99%。2023 年至 2027 年，欧洲海上风电有望新增超 37GW，其中 41%（约 15.17GW）将在英国的 CfD 计划支持下完成建造，成为欧洲海上风电高速发展的重要贡献者。其他欧洲国家如德国、荷兰、波兰、法国和丹麦，则分别占比 16%、9%、8%、8%和 6%，新增装机容量较英国仍有一定差距。

英国海上风电发展具有较长历史，首个海上风电项目 North Hoyle 总装机容量为 60MW，于 2004 年并网发电。2014 年，在大力发展可再生能源的背景下，英国推出了差价合约机制，将发电企业与专门公司签订差价合约作为市场电价协议的补充，从而锁定出售电力的电价，以达到降低市场电力价格波动风险的目的。该机制的推出，一方面能为海上风电开发商提供较为清晰稳定的价格，作为开发商测算项目可行性的基准，另一方面又能对市场起到激励作用，是英国海上风电快速发展的重要驱动力之一。2016 年至 2019 年，英国累计海风装机规模持续增加，并在全球海风装机规模中占据较高比例，而随着其他国家地区海风发展的不断推进，2022 年该数值下滑至 21.64%。

随着全球“碳中和”的推进，英国政府开始加大海上风电投资开发力度，并于 2022 年正式对外宣布，将 2030 年海上风电目标装机容量从原定的 40GW 提升至 50GW，同时将差价合约竞标由原来的两年一次修订至一年一次。差价合约竞标频次的加快，开发商对海上风电市场的竞争将更加激烈，在当年度电价锁定的前提下，开发成本更低的开发商的优势有望凸显，也将成为海上风电降本的动力之一。

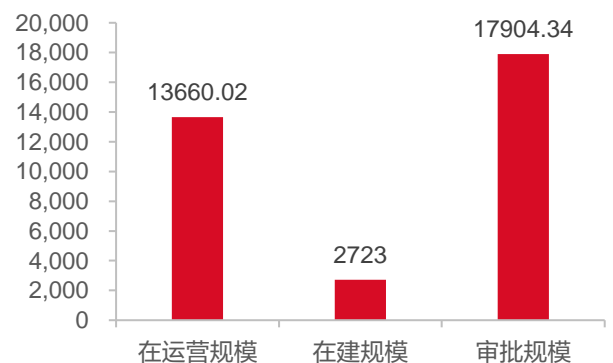
截至 2023 年 8 月 15 日，英国处于运营状态的海上风电项目总装机容量约为 13.66GW，另有 2.72GW 项目在建及 17.09GW 项目处于审批中，预计新增海风装机规模约为 19.81GW，已超过此前 15.17GW 的预测。比对英国政府 50GW 的最新装机目标，2030 年前尚有 16.53GW 的海风项目需要规划、审批、建造。在此期间，英国海风增速或将超越市场预期，在欧洲海风装机规模中占据更高的比例。

图20 2016~2022 英国累计海风规模在全球占比情况（单位：MW，%）



资料来源：GWEC，东海证券研究所

图21 截至 2023 年 8 月英国海风项目规模（单位：MW）



资料来源：RenewableUK，东海证券研究所



## 4.2.亚洲——日本稳步推进海风，菲、越布局长期规划

从各主要国家的政策来看，由于对海风发展具有不同程度的前瞻性，国家地理位置不同，使得国家政策端对海上风电发展的支持力度也不同。GWEC 数据显示，除中国大陆外，中国台湾的海上风电累计装机量位居亚太地区前列，越南紧随其后。其他地区如日本、韩国、菲律宾等地相继颁布推动海上风电发展的法案。从国家资源来看，自身化石能源储量丰富的国家如越南，正在寻求清洁能源转型；化石能源进口依赖度较大的国家如菲律宾、日本，则为了保障国家能源安全在全力探索新能源的进程之中。从地理位置来看，这些国家均拥有较长的海岸线，具有良好的海上风电开发基础。在全球海风行业高景气发展、同时装机基数较低背景下，亚洲地区的海上风电市场潜力巨大。

表6 亚太地区各国海上风电发展规划

地区	法案	具体内容
菲律宾	《菲律宾海上风电路线图》	菲律宾有望到 2040 年实现 30 亿瓦~210 亿瓦的海上风电开发，可占菲电力供应的 3%~21%。菲能源部及世界银行研究确立包括吕宋岛西北部、马尼拉、民都洛岛南部、内格罗斯岛西部和吉马拉斯海峡在内的几个潜在的海上风电发展区。同时，取消海上风电项目外资持股比例上限以期使用低成本的国际融资，降低能源成本，此前比例上限为 40%。
日本	《能源基本计划》	目标是到 2030 年发展多达 10GW 的海上风力发电装机容量，到 2040 年达到 45GW，日本政府将海上风电发展作为推动脱碳工作的一部分。
印度	《建立海上风能项目战略文件》	描述了印度海上风电场整体发展的三种模式，并详细阐述了印度政府在 2022 年 6 月发布的海上风电拍卖计划。泰米尔纳德邦的四个地点将在 2022-2023 年举行的首次拍卖中提供 4GW 的装机容量。印度和丹麦的联合倡议旨在支持印度在 2030 年实现 30GW 海上风电的目标，仅在泰米尔纳德邦的确定区域就有 25GW。
韩国	《可再生能源 3020 实施计划》	到 2030 年，可再生能源占总能源消耗比例达到 20%。在 2030 年前新增 4870 万千瓦可再生能源装机容量，达到 6380 万千瓦的总装机规模，其中风电计划容量 1770 万千瓦（其中海上风电约 1300 万千瓦），约占总规模的 28%。
越南	《国家电力发展计划（Power Development Plan 8, PDP8）》	至 2030 年越南发电设备装置容量成长至 137.2GW，其中非水力再生能源装置占 29%、18%为大型水力。再生能源方面，以太阳光电与风力发电为主力，预计在 2030 年，光电装置量预计在 19 至 20GW，占比 14%；风电则增加到 18 至 19GW，占比 13%。对比越南在 2016 年时更新第七版国家电力发展计划(PDP7)的政策，设定风电装置 2030 年达 6GW 的目标，PDP8 提出更加积极与具野心的计划，将设置量大幅提高到 19GW，也让风电将成为越南成长最快速的能源类型。

资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

### 4.2.1.日本—海上风电战略稳步推进

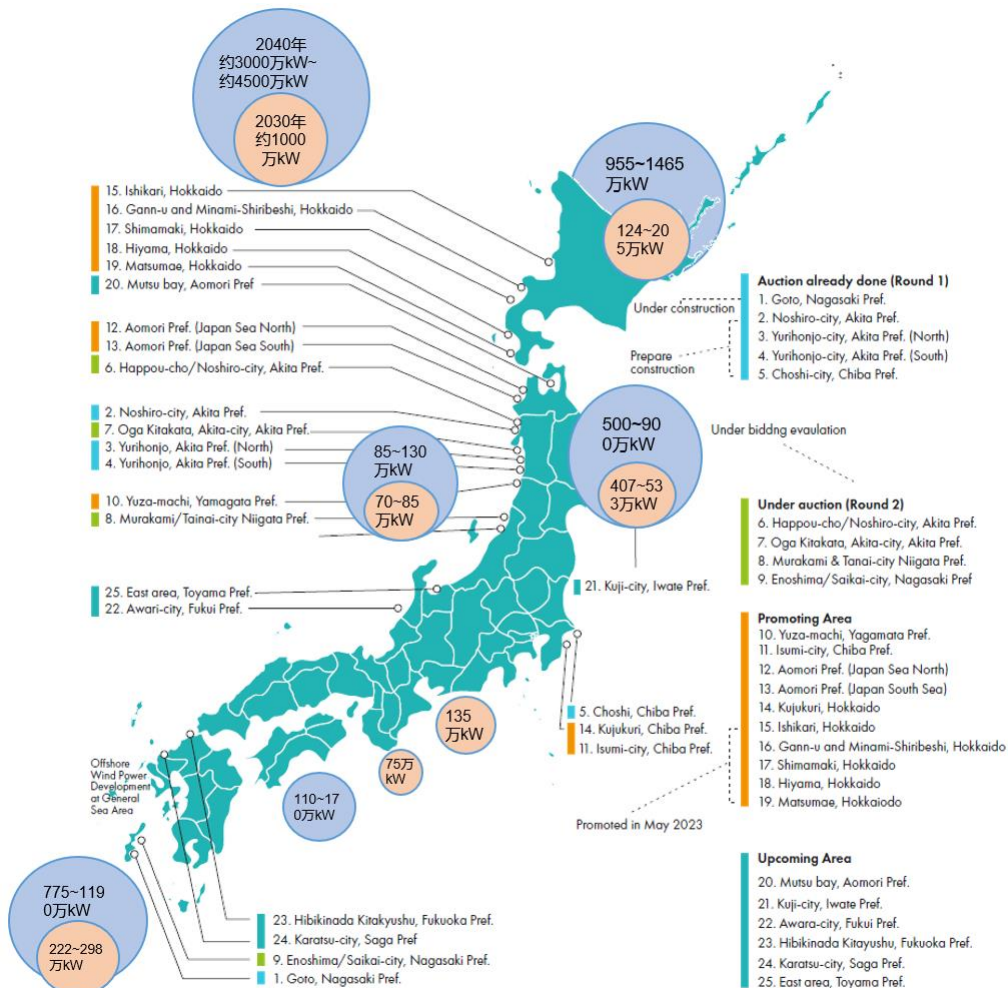
2023 年 7 月，日本政府已经完成了第二轮大型海上风电招标的受理工作及拍卖，计划在四个地区建设 1.8GW 的风电项目，第二轮拍卖结果最迟于 2024 年 3 月底公布。在 2021



年 12 月的第一轮拍卖中，三菱公司旗下三个财团中标三个项目，分别是：Yurihonjo 项目（891MW）、Noshiro Mitane Oga 项目（478.8MW）和 Choshi 项目（390.6MW）。

根据日本公布的海上风电战略规划，预计 2030 年可开发 10GW 海上风电，2040 年达到 30~45GW，由于国家地形四面环海，届时可开发海上风电项目的地区基本覆盖主要城市。从海上风电场的规划场址来看，日本政府在前两轮拍卖中仅拍卖 5 个场址，可供拍卖、投资和开发的风电场仍然比较多，日本海上风电发展具有丰厚的潜力及较大的装机规模增量空间。

**图22 日本海上风电潜在空间示意图**



资料来源：GWEC，国际风力发电网，东海证券研究所

#### 4.2.2. 菲律宾、越南——布局长期规划，后续增速值得关注

从菲律宾和世界银行于 2022 年 4 月联合发布的《菲律宾海上风电发展路线图》可以看出，该国中长期阶段的海风装机规模具有较大空间。一方面是因为潜在开发区域以漂浮式风电为主，而漂浮式风电正处于行业起步初期。另一方面，该地区的主要建设规划阶段是从 2025 年开始启动。预计菲律宾有望成为漂浮式风电的重要增长点之一。该规划计划开发菲律宾 1.78 亿千瓦的海上风电资源（固定式 0.18 亿千瓦，漂浮式 1.6 亿千瓦），分为 4 个阶段：1）2022 年目标设立阶段。制定 2050 年发展愿景和传输网络愿景，以及 2030 和 2040 目标；2）2022-2023 年框架搭建阶段。规划海风开发空间和区域等前期工作，建设政府—行业工作组；3）2022-2028 年首批项目开发和安装阶段；4）2025-2035 年建设长期基础设施阶段。

截至 2023 年 5 月初，当地能源部已经授权了 63 份海上风电合同，总装机达到 4992.8 万千瓦，主要分散在吕宋岛西北部、马尼拉西部、民都洛岛北部和南部和内格罗斯岛西部，主要开展前期海上风电数据收集、申报审批程序和影响评估研究等相关工作。除此之外，还有 7 份海上风电项目正在进行合同申请。

**表7 菲律宾海上风电潜在开发区域**

地区	类型	风电场面积 (km <sup>2</sup> )	潜在装机容量
Northwest Luzon	漂浮式	1571	2~5GW (风场密度 1.3~3.2MW/km <sup>2</sup> )
Manila	固定式&漂浮式	2281	0~3GW (风场密度 0~1.3MW/km <sup>2</sup> )
Northern Mindoro	漂浮式	3606	3~10GW (风场密度 0.8~2.8MW/km <sup>2</sup> )
Southern Mindoro	漂浮式	11669	20~36GW (风场密度 1.7~3.1MW/km <sup>2</sup> )
Guimaras Strait	固定式	689	0~1GW (风场密度 0~1.5MW/km <sup>2</sup> )
Negros/Panay West	漂浮式	1534	2~3GW (风场密度 1.3~2.0MW/km <sup>2</sup> )

资料来源：World Bank Group，东海证券研究所

越南政府于 2023 年 5 月发布第八版能源开发计划，2030 年海风计划装机容量为 6GW，2050 年高速增长至 91GW。在 2030 年规划建成的 6GW 海风项目中，计划将其中 3GW 海风项目产生的电力用于出口，目标客户为新加坡。同时，也列出目前海上风场潜力场址，平定省 1 个项目、平顺省 5 个项目、金瓯省 1 个项目，合计开发容量达 27GW，单个项目的可装机容量均超过 3GW。

截至 2022 年底，越南海风累计装机量为 874MW，其中 779MW 于 2021 年安装，属于尚未开发的蓝海。开发端，在新规划的大型风场的吸引下，如日本 Renova、澳洲麦格理、丹麦哥本哈根基础建设基金（CIP）等已然进驻，在众多国际开发商的关注下，进一步增强了越南海风开发的确定性；供应端，越南毗邻中国，作为全球风电主要供应商，中国具有充足的产能满足越南海风发展需求。同时，中国厂商已有供货越南的经验，2021 年，明阳智能在越南成功吊装旗下 MySE3.2MW 和 MySE4.0MW 风机。随着越南海风的发展，产业链需求不断提升背景下，有望为中国厂商产品出海打开新的增量空间。

**表8 越南规划风场**

地区	项目	项目容量 (单位: MW)
平定省	Phu Uen 2 offshore wind power	4500
	Binh Thuan offshore wind	5000
	Tuy Phong offshore wind	4600
平顺省	La Gan offshore wind	3500
	Thang Long offshore wind	3400
	Macquarie offshore wind	3000
金瓯省	Ngoc Hien offshore wind power	3000

资料来源：World Bank Group，越南工商部，东海证券研究所

## 5.国内产业链布局完善，具有产业集聚优势

## 5.1.整机：大型化趋势明显，中标价格持续下滑

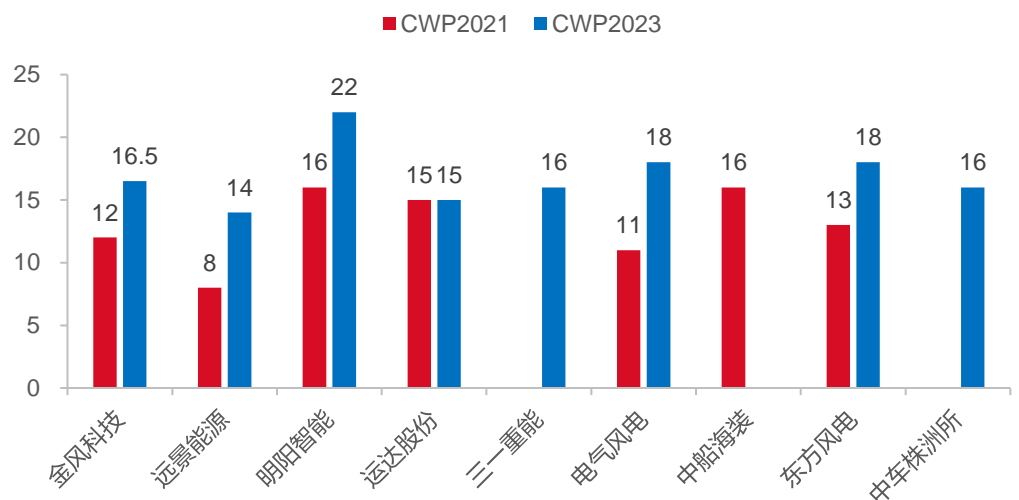
### 5.1.1.特点一：海上风机大型化趋势明显

**应用端，已开标海上风电机组大型化趋势明显。**根据国内近年海上风电项目中标公示，海上风电机组的单机容量逐步由 2021 年 5MW 及以上的机型过渡至 2022 年 8MW 为主，部分项目出现 10MW 及以上机型，到 2023 年 8MW 及以上机型为主力机型，部分项目出现 11MW 及以上机型。

**供应端，相较于已交付机型，各大整机厂商最新机型的参数，更体现海上风电机组单机容量及技术路径的发展趋势。**2023 年北京国际风能大会 CWP2023 上，各大整机厂商发布最新机型，大部分机型单机容量已达 12MW 及以上，最大单机容量为 22MW，前一届展会 CWP2021 上，单机容量主要集中在 8~12MW，最大单机容量为 16MW，海上风电机组大型化趋势进一步凸显。同时，半直驱技术在最新机型中占比有所提升，或将成为未来海上风电机组的主力技术路径。

**整机厂商技术进展印证风机大型化趋势。**具体来看，金风科技实现 12MW 到 16.5MW 机型的拓展；远景能源发布的 Model Z 海上智能风机平台实现 8MW 到 14MW 的跨越；明阳智能实现 16MW 到 22MW 的突破；东方风电实现 13MW 到 18MW 的进展。风轮直径方面，从 2021 年最大风轮直径 256 米扩展到 2023 年 310+米的最大风轮直径。

**图23 2021~2023 年主要整机厂商最新机型单机兆瓦容量（单位：MW）**

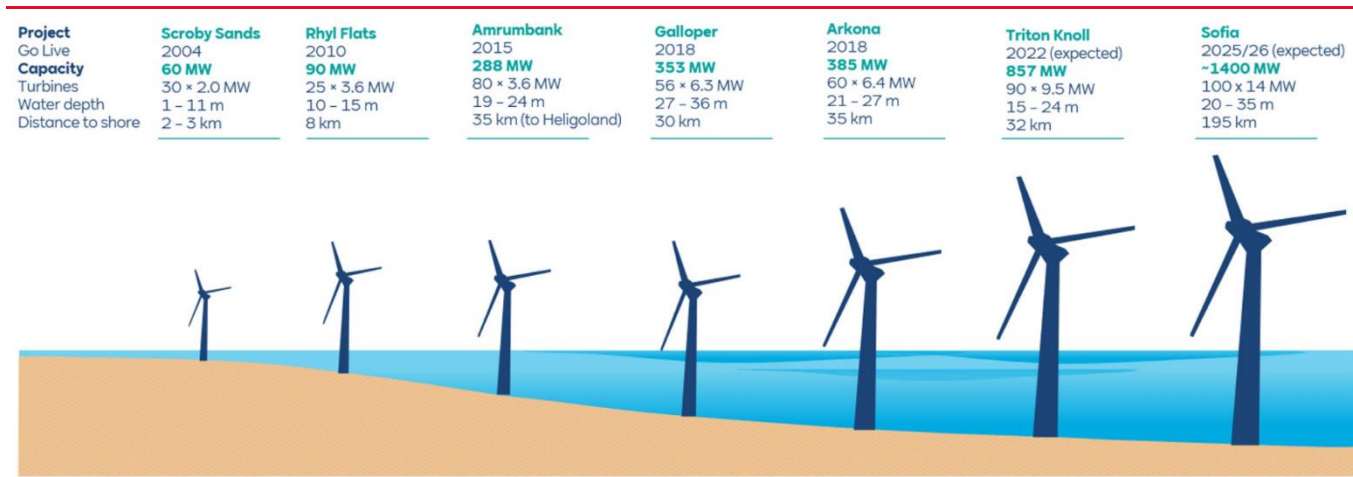


资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

海外方面以英国为例，2004 年首个投运的 North Hoyle 项目使用单机容量为 2MW 的机型，直至 2014 年，英国所开发的海上风电项目单机容量均不超过 4MW。2015 年至 2022 年，所投运的海上风电单机容量从 6MW 扩容至 9.5MW。2022 年开始，英国建设中的 3 个海风项目分别使用 8MW、10MW、13MW 的机型，单机容量进一步扩容。根据 Renewable UK 公布的审批中海风项目，最大单机容量为 20MW。单机兆瓦数的增长幅度逐步扩大，风机大型化趋势明显。

德国莱茵集团 (RWE) 作为德国第一大可再生能源公司，深度参与欧洲海上风电发展。根据其公布的数据，RWE 开发的海上风电项目所使用机型的单机容量，自 2004 年的 2MW 机型扩容至 2025/2026 年的 14MW。

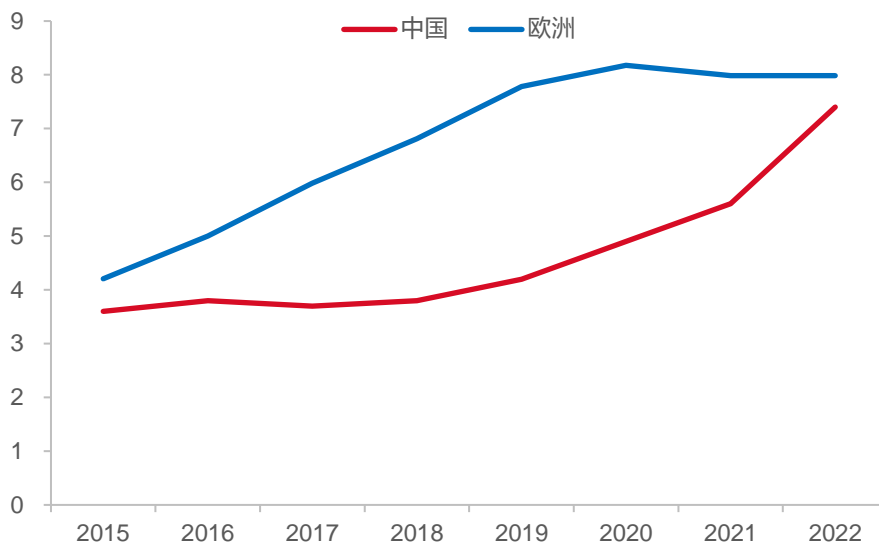
图24 RWE 海风项目建设示意图



资料来源：RWE 官方网站，东海证券研究所

国内海上风电机组单机容量正逐步追赶国际水平。从国内、欧洲 2015~2022 年平均海上风电机组单机容量的增长趋势可以看出，国内海风机组单机容量正快速追赶上国际厂商。欧洲整机厂商头部企业，西门子歌美飒 2022 年 6 月与 RWE 签订协议，为波兰海风项目批量交付 14MW 的海风机组；维斯塔斯 2023 年 1 月与 Nordseecluster 企业签订协议，为其海风项目批量交付 15MW 的海风机组。国内方面，金风科技于 2023 年 6 月在福建平潭完成 16MW 海风机组的吊装，预计国内批量应用大兆瓦海风机组的时期也并不遥远。

图25 2015~2022 年中国、欧洲新装海风机组平均单机容量（单位：MW）

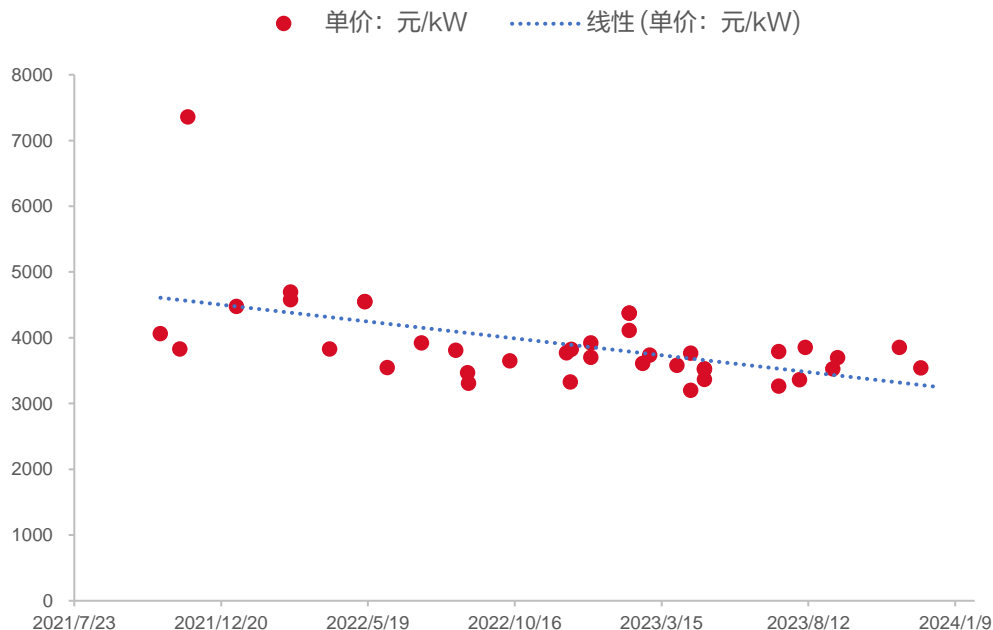


资料来源：CWEA, GWEC, WindEurope, 东海证券研究所

### 5.1.2.特点二：海风项目中标价格逐步下降

国补退坡后，海上风电项目单千瓦价格下降趋势明显。据统计，2021 年以来，公示的海风项目的中标价格（含塔筒）已从最高 4500 元/kW 左右，逐步下降至 3500 元/kW 左右，2024 年 1 月部分项目最低报价已至 2599.4 元/kW。随着风机大型化的推进，成本进一步摊薄，单千瓦价格有望进一步下降。风机价格下降能有效降低风电场开发成本端压力，支撑风电场运营的盈利空间，增强业主对海上风电开发的信心及动力，叠加市场旺盛的需求，从而提振整体产业链，助力海上风电高景气发展。

图26 2021~2023年海风项目中标价格统计（单位：元/kW）



资料来源：各招标公告整理，东海证券研究所

### 5.1.3.特点三：永磁机型为海上风电主要技术发展路径

根据各大厂商公布的机型参数，永磁机型为海上风电未来主要的发展路径。根据近两届国际风能大会上各厂商公布的海风机型参数来看，主要以永磁机型为主，其中半直驱和直驱机组各占半壁江山。CWP2021 上远景能源、运达股份发布的机型均为双馈型风电机组，而CWP2023 上远景能源公布的 2 个新机型均为半直驱式、运达股份公布的新机型中双馈、永磁各一款。

海外主要整机厂商发展路径为永磁机型。根据 Vestas、西门子-歌美飒、GE 公布的最大功率机组来看，Vestas 的 V236-15.0MW 为半直驱、GE 的 Haliade-X 为直驱型、西门子-歌美飒的 SG-14-222DD 和 SG-14-236DD 为直驱型。

表9 不同风电机组优劣对比

类别	直驱型	半直驱型	双馈型
结构	机械可靠性较好	高速永磁，齿轮箱故障率较高 中速永磁，低速齿轮箱故障率略低	故障率高
控制	控制回路少，控制简单	控制回路较多，控制相对复杂	控制回路多，控制复杂
电机体积	体积大	体积较小	体积适中
变流器	全功率	-	全功率的三分之一
电机造价	高	较高	低
可靠性	最高	较高	低



维护成本	维护费用低，拆卸困难	齿轮箱需要频繁维护，大部件拆卸相对容易	齿轮箱需要频繁维护，大部件拆卸相对容易；有碳刷、滑环，增加维护工作量
------	------------	---------------------	------------------------------------

资料来源：《海上风电机组机型发展的技术路线对比》黄子果，明阳智能官网，东海证券研究所

**半直驱式机组相较于直驱式更具优势。**由于永磁材料在震动、冲击、高温情况下容易发生失磁现象，且材料中含有铁，在海上强盐雾的情况下需要面临防腐的问题。根据等级的不同，永磁材料在 80℃~150℃ 范围内会发生退磁现象，由于直驱机组只能配备风冷系统，因此其温度运行范围较窄。直驱机组必须通过空气流过转子和定子之间的间隙来进行冷却，空气中含有带电粒子、灰尘等会在永磁场的作用下吸附在永磁体的表面，由于存在强磁场，附着后的带电粒子和灰尘很难去除，因此会造成风机磁隙发生变化，影响机组性能。直驱式发电机由于转数低且磁极数多，体积较大，对轴承等转动部件要求较高，在海上吊装时对船舶要求偏高，半直驱式则可在近海组装后拖运至机位。

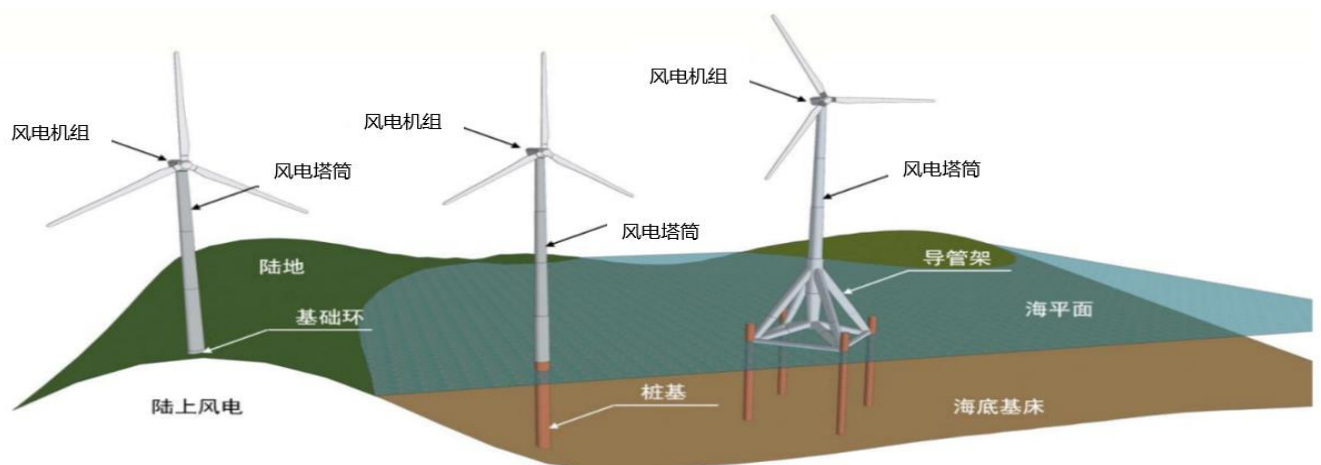
我们认为永磁机型未来将继续引领海上风电技术发展，其中半直驱式风机受益于安装条件、后期运维等因素，有望占据更多市场份额。

## 5.2. 桩基：需求提升下价值量坚挺，国内生产基地布局完善

### 5.2.1. 海工基础需求增大，导管架价值量有望维持坚挺

目前国内主流海风基础分为单桩基础和导管架基础。单桩基础主要安装在浅海区域，即水深在 5~30 米的海域；水深在 30~50 米的近海海域，则更多使用导管架基础；在水深超过 50 米、离岸距离超过 65km 的深远海域中，桩基基础成本急剧上升，漂浮式更加适用。单桩基础的优点是无需对安装区域的海床进行整理，可安装区域较广。缺点是要防止海流对安装区域海床的冲刷，受潮汐、浪涌的冲击较大，且不适用于海床内有巨石的位置。三角架式/导管架基础的优点是导管架基础强度高，稳定性好，安装噪音小，重量轻。缺点是钢材用量较多，且受海浪影响容易失效，部分安装地区需要海上浇筑混凝土，安装难度较大。

图27 海上风电结构示意图



资料来源：海力风电招股说明书，东海证券研究所

**桩基/导管架需求量有望逐步提升。**浅海区域海上风电的单桩重量约为 800~1200 吨，水深超过 30 米后，单桩重量会增长至 1600~1800 吨，取决于海底基床情况和风机场址风



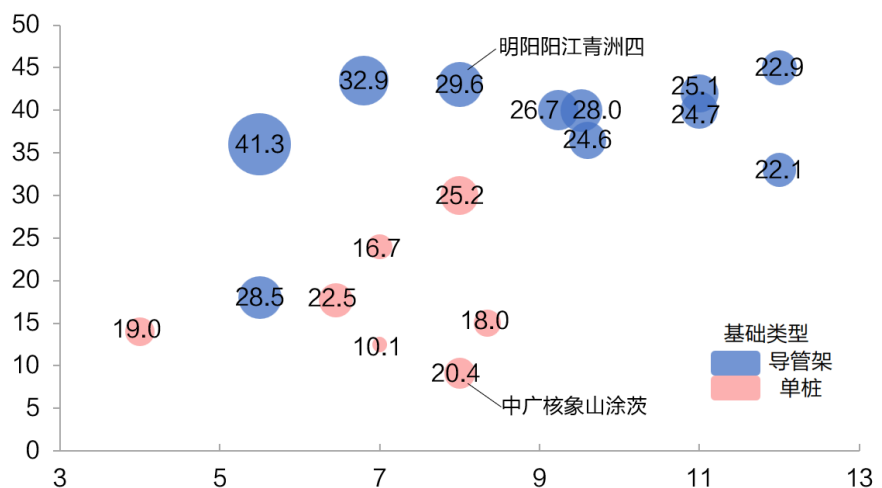
速。随着各大沿海省市海风项目的不断推进，离岸距离和水深的增加，新开发海风项目对于桩基/导管架的需求有望进一步增加。

据统计，辽宁省、天津市、河北省、山东省、浙江省、广西省、江苏省等地的海上风电项目主要集中在浅海区域，尚未出现明显的深远海化。广东省、海南省、福建省等地则以 30 米以上水深的项目居多，结合离岸距离来看，较国内其他地区深远海化更为明显。

**导管架基础的大规模利用将推动海风基础单位价值量的提升，预计受规模化降本效果影响较小。**水深超过 30 米的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，其使用数个细小的管桩作为底部支撑，相对于单桩基础来说管桩用量较少，但需要在上部增加导管架，合计海风基础用量仍然上升，因此受规模化应用效果下成本摊薄的概率较低。以明阳阳江青洲四项目为例，项目水深约 40 米，8MW 风机使用导管架基础，单台用量为 2370 吨（导管架 1250 吨+管桩 1120 吨），折合海风基础单位用量为 29.6 万吨/GW；而平均水深不足 10 米的中广核象山涂茨项目中，同为 8MW 风机采用单桩基础，单台用量为 1500-1700 吨，折合海风基础单位用量为 20.4 万吨/GW。

根据统计数据，导管架基础的单位用量普遍约在 22-30 万吨/GW，在 8-12MW 的较大机型中也能保持该水平。此外，导管架基础由于比单桩基础包含更多的焊接点，因此加工费用较高，总体价格也较高。我们预计深远海趋势下，导管架基础的应用占比有望提升，进而推动海风基础的单位价值量提升。

**图28 国内桩基单位用量变化趋势（左轴：平均水深，米、横轴：平均单机容量，MW、圆面积：桩基单位用量，万吨/GW）**



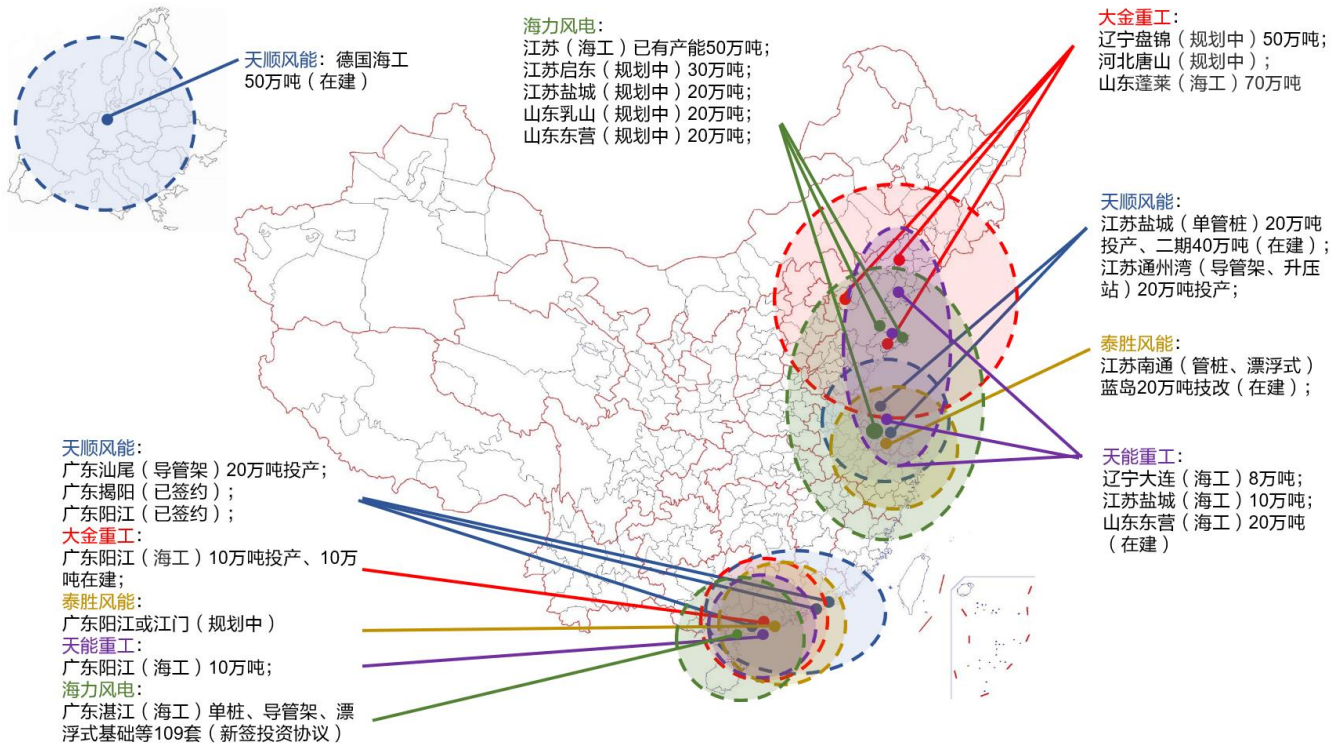
资料来源：各风电场项目环评书，东海证券研究所

### 5.2.2.海工企业布局完善，产业联动紧密

海上风电所需的桩基、导管架等，由于体积、重量较大，因此运输方式均需要海运。对于生产环节相关联的企业来说，合理布局海工基地，能够有效缩短运距成本，提高运输效率。随着国内海风行业的蓬勃发展，各大厂商海工基地布局基本覆盖各大海风开发大省，从供应量、交付速率上推动了海风产业链高景气发展。

具体来看：大金重工蓬莱基地约有 50 万桩基、导管架产能，同时布局盘锦、唐山等国内海工装备基地；海力风电现有产能 50 万吨，规划新增南通小洋口基地、启动吕四港基地、盐城滨海基地、山东东营基地等；天顺风能收购江苏长风布局海工设备，预计产能 40 万吨，扩建现有产能，布局广东揭阳、阳江生产基地；泰胜风能新建扬州基地，目前正在产能爬坡阶段。

图29 各大海工装备厂商生产基地示意图



资料来源：公开资料整理，天顺风能招股说明书，东海证券研究所

### 5.3.海缆：头部企业占据先发优势，二三线企业有望突破市场

风电机组将风能转化为电能后，将通过电缆传输电能实现并网、消纳。海上风电、陆上风电分别链接海缆、陆缆进行电能输送，在产品性能、铺设条件上有着较大的不同。

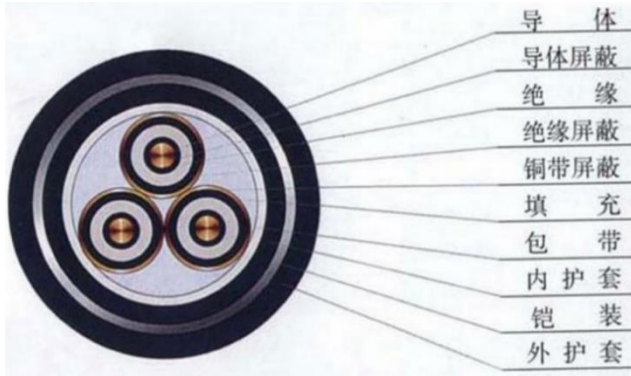
表10 海缆、陆缆区别汇总

项目	陆缆	海缆
应用领域	陆上电力系统中输配电网建设	海上风电、海洋油气开采、陆地与岛屿间电力、通信传输等领域
铺设需求	使用固定收放线设备	需采用专用敷缆船和敷缆设备
铺设区域	地下土壤、电缆沟、电缆架、专用通道（管道、隧道）等位置	水底
生产长度	几十米到几公里	几公里到上百公里
性能要求	防火、阻燃、耐候性等要求较高	防水、机械性能（防止船只锚害和洋流冲刷）、防腐蚀、防海洋生物

资料来源：耐克森中国，公开资料整理，东海证券研究所

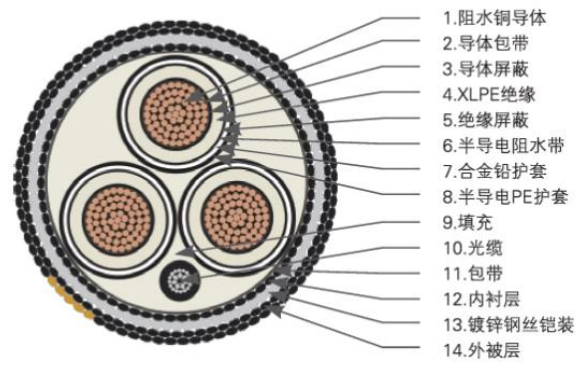
根据电芯数量，电缆可以分为单芯电缆和三芯电缆。以三芯电缆为例，陆缆与海缆的工艺、构造具有一定差异。从内部结构图来看，海缆的制作工艺要比陆缆多出3~4个环节，主要应对海缆在实际使用环境中，需要满足铺设区域防水、防腐蚀的需求。一般情况下，海缆的铺设长度要长于陆缆，因此需要使用传导能力更强的光纤，同时由于是铺设在水底，后期维护成本较高，多种因素叠加下，使得海缆制造技术的难度要高于陆缆。

图30 交联聚乙烯绝缘三芯高压电缆（陆缆）示意图



资料来源：浙江人民线缆制造有限公司官网，东海证券研究所

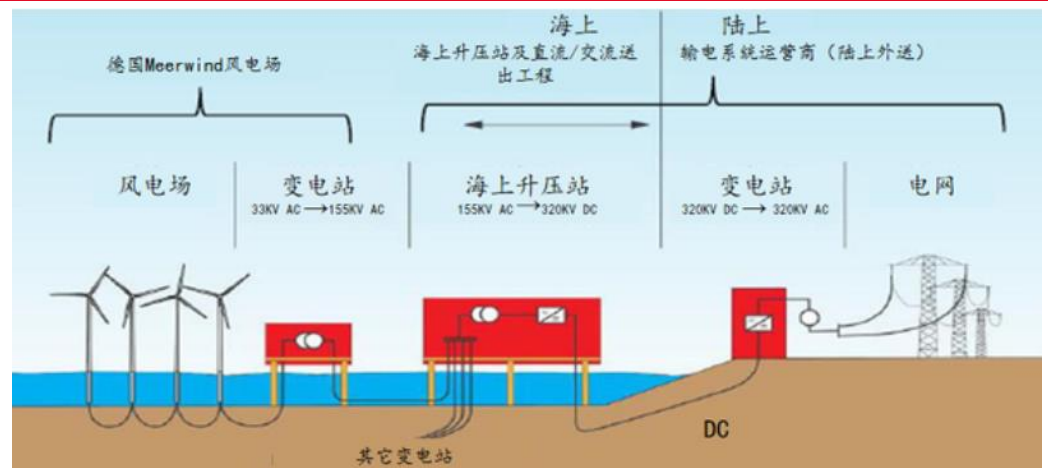
图31 交联聚乙烯绝缘三芯光纤复合海底电缆示意图



资料来源：长飞光纤官网，东海证券研究所

海上风电场所用海缆可分为阵列海缆和送出主缆，阵列缆用于连接风机及升压站/换流站，常用电压等级为 35kV；主缆用于连接升压站/换流站到陆上集控中心，常用电压等级为 220kV。海风开发规模化以及深远海趋势对海缆提出了更高的技术要求，主要包括高电压等级海缆、动态缆、柔性直流海缆等。

图32 海上风电接入系统示意图



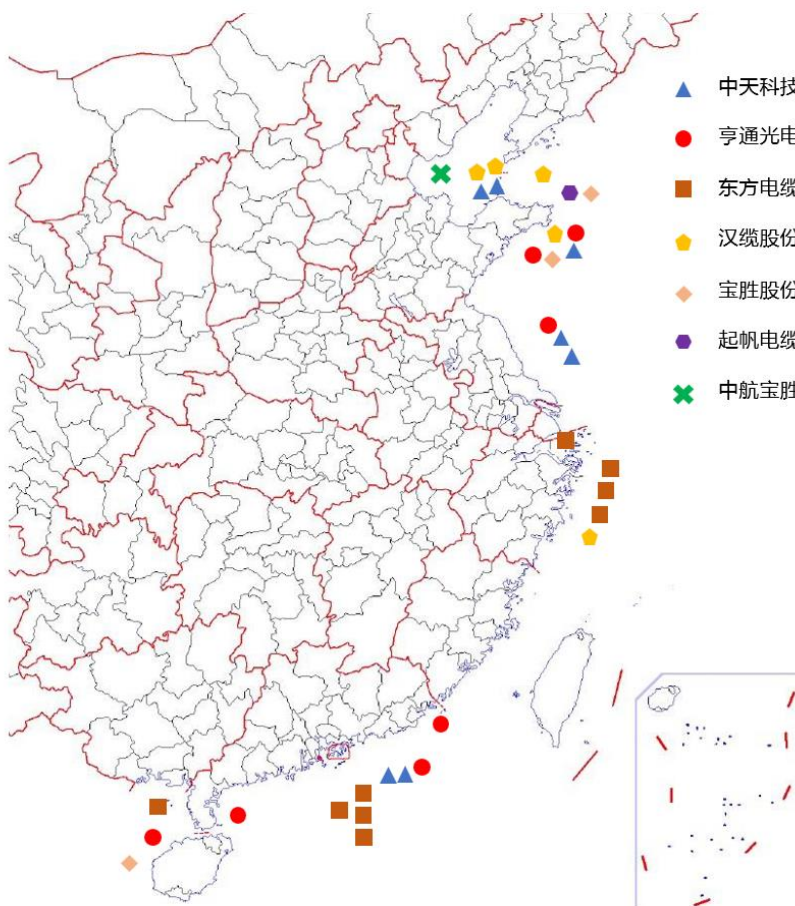
资料来源：人民政协网，东海证券研究所

**海缆中标企业趋于属地化。**海缆市场份额主要集中在东方电缆、中天科技、亨通光电几家一线企业手中，其中东方电缆依托公司属地化优势，在浙江海风项目占据绝对的市场主导地位；汉缆股份在山东项目中占据较多的市场份额；中天科技则包揽了江苏射阳、大丰项目的送出缆和集电电缆。

**技术优势带来更多市场份额。**220kv 送出缆市场格局较为分散，330kv 及 500kv 东方电缆占据较大的优势。35kv 集电电缆属地化效应明显，66kv 市场份额则主要集中在头部企业。



图33 主要海缆厂商中标海风项目所在区域示意图



资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

风机大型化及深远海趋势推动海缆产品电压等级提升，头部企业有望占据技术先发优势，占据更多市场份额。海上风机大型化趋势下，风机单机功率持续提升，同等电压等级情况下，可以通过增加数量，或是使用更高电压等级的列阵海缆。深远海趋势下，风机离岸距离持续增加，长距离输送下需要更高输送效率的海缆。当风电机组为漂浮式时，由于浮式平台会随着海水波动在一定范围内运动，需要更高机械张力的海缆。同时由于离岸距离较远，漂浮式需要抵御海水侵蚀及海洋生物破坏能力更强的海缆。总体来看，在海风大型化、深远海化的趋势下，海缆行业具有较高的技术壁垒，头部企业在拥有深厚的技术积累及丰富的交付经验下，对海缆制作技术开发与提升有较强的推动作用，占据先发优势。

随着海缆需求量的增加，二三线企业有望迎来突破。头部厂商在现有格局中具备一定的技术优势及交付经验优势，但随着海风装机规模的提升，尚处于海风开发前期的地区如福建、海南、广西等地，未来对海缆的需求有望出现爆发式增长，特别是“十四五”期末可能出现的“抢装潮”。头部企业短期内在扩产的速度上可能无法满足市场需求，二三线企业有望迎来市场拓展的机遇。以起帆电缆为例，公司在福建省平潭市新建生产基地，目前福建省海风市场仍处于开发前期，后续随着海风项目的招标，起帆电缆在产线建设的过程中有望承接一部分订单。

表11 海缆厂商生产基地所在区域

	江苏	浙江	山东	福建	广东
东方电缆		戚家山、北仑			阳江
中天科技	南通、盐城		东营		汕尾
亨通光电	常熟、射阳				

宝胜股份	扬州	
汉缆股份		青岛
起帆电缆		平潭
太阳电缆		漳州

资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

## 5.4.系泊链：漂浮式海风的“定海神针”

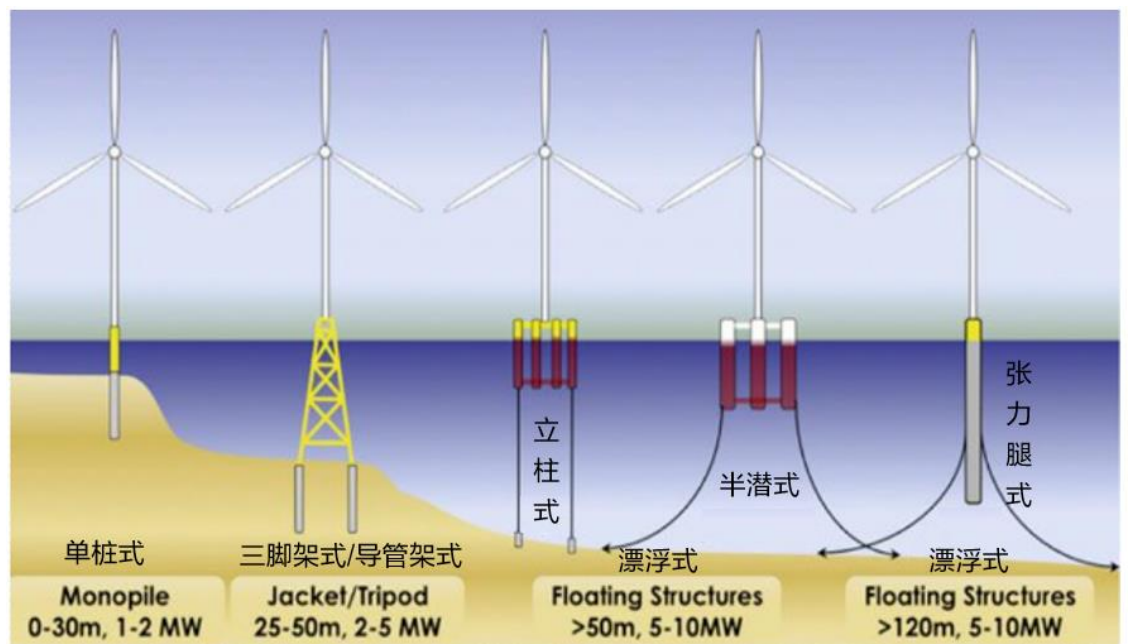
随着水深增加导致固定式风力机建造安装费用急剧增加，水深大于 50-60 米以后，漂浮式风机系统建造成本将大幅降低，因此，水深大于 50 米的海域一般采用漂浮式基础作为风机的支撑平台。漂浮式风机按照其静稳性可以分为：

**立柱式(Spar):** 平台重心设计低于浮心，当平台倾斜时，重心和浮心之间的复力可抵抗平台的倾斜，可减小平台垂荡运动，但平台吃水设计使其需要在水深 100 米情况下工作。

**半潜式(Semi):** 适用水深通常大于 40m，适用水深范围较广；平台的各方向运动适中，但对低频波浪二阶力较为敏感；可采用湿拖法运输，部署灵活，技术较为成熟。

**张力腿式(TLP):** 具有较好的平台垂向运动性能，但安装过程复杂且张力腿结构造价较高，目前国内缺乏制造和安装的经验。适用水深通常大于 40m，对高频波浪二阶力敏感。

图34 漂浮式海上风电示意图



资料来源：《海上风电机组机型发展的技术路线对比》黄子果，东海证券研究所

**GWEC 预计，到 2030 年全球漂浮式海上风电有望达 16.5GW。**漂浮式风电具有以下几个优势：1、不再受限于水深，可以在任何海域安装海上风电机组；2、离岸 65 公里以上、水深 50 米以下在海上风电行业可算深远海区域，越靠近远海、深海，风越强且稳定；3、全球 80%可开发海上风能都在水深超过 60m 的海域中；4、近海风电资源相对有限，且受限于海需求限制；5、可以与深海油气浮式平台形成技术和设备的转化联动，同时为深水油气行业提供能源。



海外漂浮式海风发展已有一定基础。2009年，挪威国家石油公司 Equinor 开展了全球首台海上漂浮式样机实测项目，使用立柱式浮式基础。2011年，全球首套半潜式漂浮式风电在葡萄牙 WindFloat 1 项目投运。2017年，全球首个漂浮式海上风电风场——Hywind Scotland 在英国成功投运。2023年，全球首个商业化运营的漂浮式项目 Hywind Tampen 在挪威海域投运。漂浮式风电的单机容量也从 2009 年的 2.3MW 上升至 8.4MW。

**表12 海外主要漂浮式海风项目统计**

项目	海域	投运时间	浮式基础类型	单机容量
Hywind Demo	挪威	2009	立柱式	2.3MW
Fukushima Forward phase 1	日本	2013	半潜式	2MW
Hywind Scotland	英国	2017	立柱式	6MW
Floatgen	法国	2018	半潜式	2MW
WindFloat	葡萄牙	2019	半潜式	8.4MW
Hywind Tampen	挪威	2023	立柱式	8MW

资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

国内漂浮式海风虽然起步较晚，正在逐步商业化、规模化发展。2021年，国内首个漂浮式海上风电平台“三峡引领号”在广东阳江成功并网。海装“扶摇号”是国内首台自主研发的深远海漂浮式海上风电装备，实现一级部件 100% 国产化。龙源南日岛项目具备“风电+牧场+光伏”三种功能，开创深远海抗台风养殖的先河。海油“观澜号”是我国首座深远海漂浮式平台，成功并入文昌油田群电网后，海上油气开发正式向“绿电时代”迈进。

**表13 国内漂浮式风电项目汇总**

项目名称	项目进展	项目场址	风机供应商	单机容量 (MW)	浮式基础类型	系泊系统供应商
三峡引领号	2021年并网发电	广东阳江	明阳智能	5.5	半潜式	亚星锚链
海装“扶摇号”	2022年并网发电	广东湛江	中国海装	6.2	半潜式	亚星锚链
龙源南日岛项目	2022年11月开工建设	福建莆田	-	4	半潜式	亚星锚链
海油“观澜号”	2023年5月20日并入文昌油田群电网	海南文昌	电气风电	7.25	半潜式	亚星锚链
明阳青洲项目	建设中	广东阳江	明阳智能	16.6	半潜式	

资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

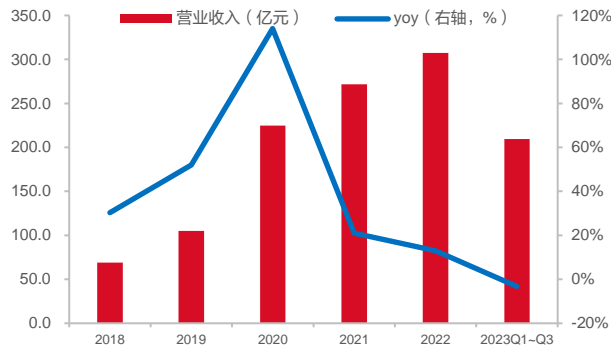
从产业链来看，漂浮式主要组成部分的整机、浮式基础、系泊链均可自主生产，为我国漂浮式海风发展提供了极大的支撑。2023年12月，海南万宁百万千瓦漂浮式海上风电项目开启风电机组招标，随着我国漂浮式海上风电项目的增加，系泊链作为浮式平台的“定海神针”，市场需求有望进一步增加。

## 6.推荐关注标的

### 6.1.整机

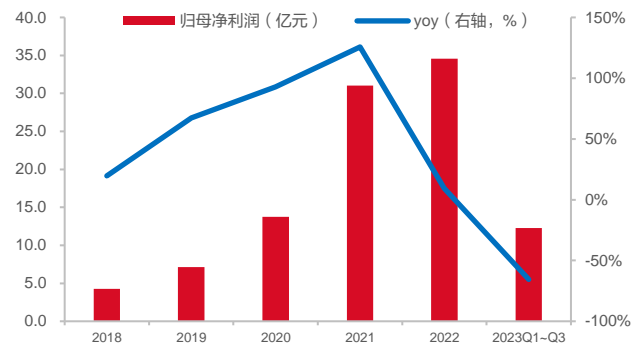
**明阳智能：**国内市场方面，截至 2023 年 10 月，公司今年以来在海上风电项目中标规模占国内市场 36.19%，业绩优势明显；国内 5 个漂浮式风电项目中，公司作为其中 2 个项目的风机供应商，应用经验丰富；半直驱风电机组最大功率已达 22MW，具有技术领先优势。海外市场方面，海风整机价格低于欧洲，已成功中标英国 TwinHub 项目，并在意大利、日本、越南等获得订单，海外市场有望持续开拓。

图35 2018~2023Q3 公司营业收入及同比增速



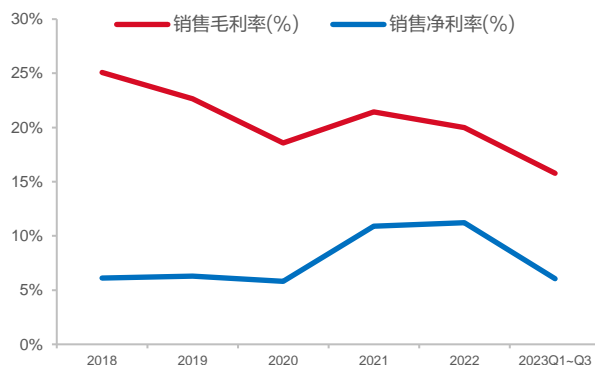
资料来源：Wind，东海证券研究所

图36 2018~2023Q3 公司归母净利润及同比增速



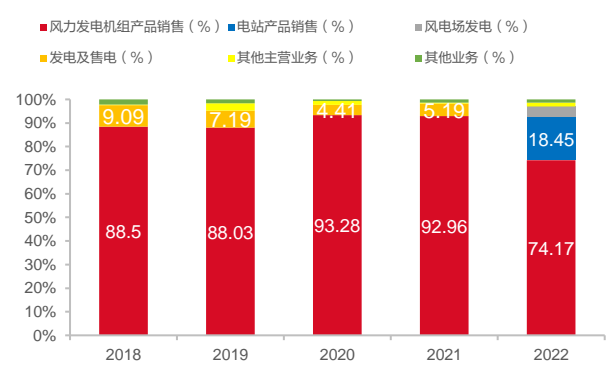
资料来源：Wind，东海证券研究所

图37 2018~2023Q3 公司营销售毛利率、净利率



资料来源：Wind，东海证券研究所

图38 2018~2022 年公司主营构成

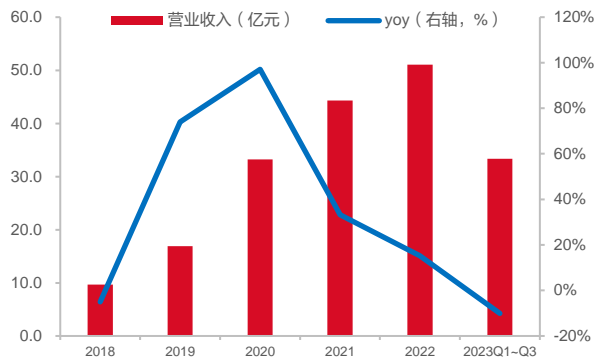


资料来源：Wind，东海证券研究所

### 6.2.桩基/导管架

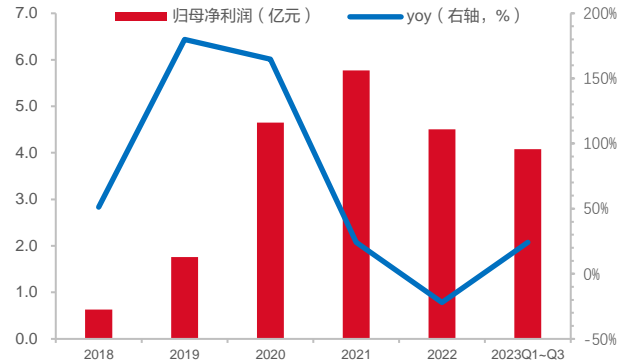
**大金重工：**公司是国内首家实现风电海工产品大批量出口到欧洲的企业，也是目前国内唯一符合欧盟标准的超大型单桩供应商，2023 年 11 月 22 日成功交付英国 Moray West 48 根单桩订单。此外，欧盟对中国塔筒征收的 7.2%-19.2%反倾销税中，蓬莱大金为国内企业中最低值，具有一定的税收优势。公司重点建设盘锦和唐山两大基地，面向海外市场，其中盘锦基地已开始参与欧洲项目的投标。

图39 2018~2023Q3 公司营业收入及同比增速



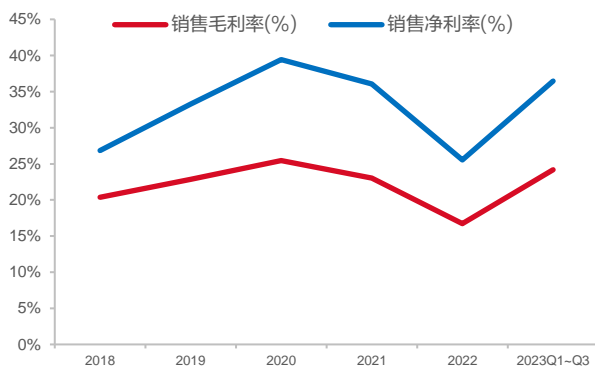
资料来源: Wind, 东海证券研究所

图40 2018~2023Q3 公司归母净利润及同比增速



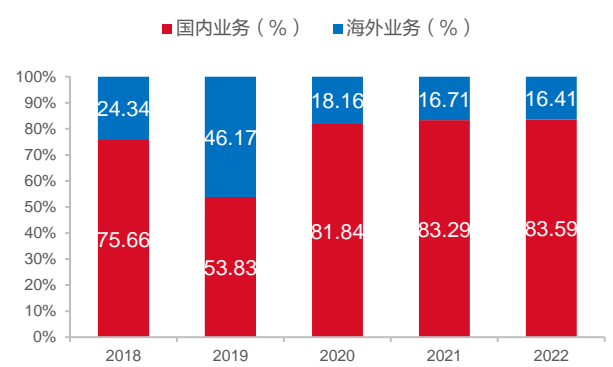
资料来源: Wind, 东海证券研究所

图41 2018~2023Q3 公司营销售毛利率、净利率



资料来源: Wind, 东海证券研究所

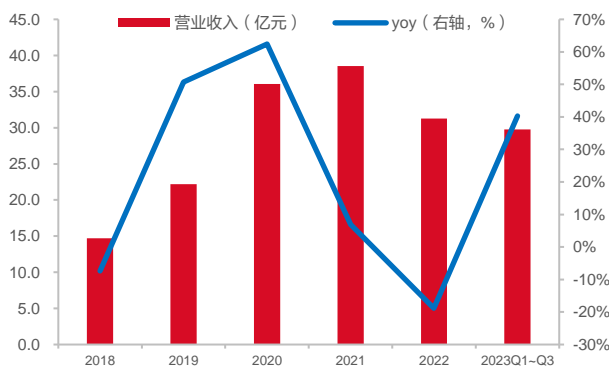
图42 2018~2022 年公司主营构成



资料来源: Wind, 东海证券研究所

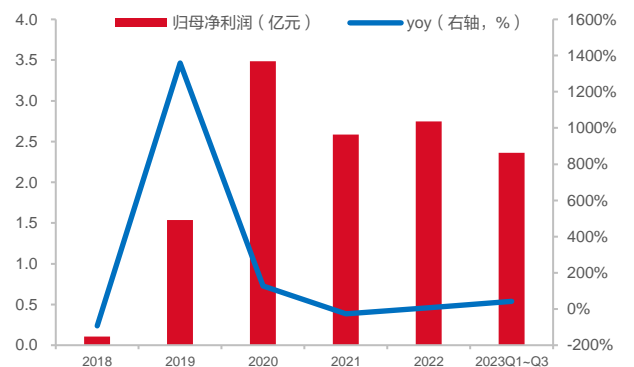
**泰胜风能:** 陆风方面, 新疆若羌基地投产在即, 合计产能约 20 万吨, 未来有望突破中亚市场。海风方面, 广东省为海风建设大省, 股东赋能有望占据更多国内海风市场份额; 新建扬州基地正处于产能爬坡阶段, 码头资源优异, 未来有望打开海外市场。

图43 2018~2023Q3 公司营业收入及同比增速



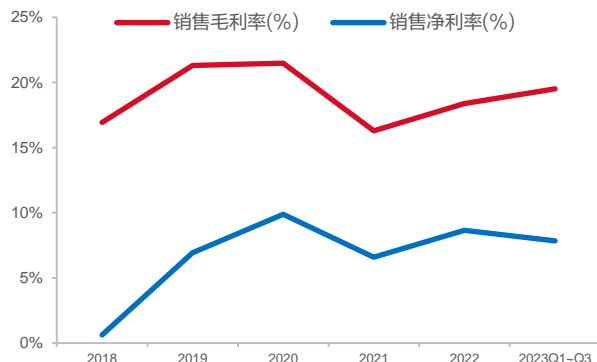
资料来源: Wind, 东海证券研究所

图44 2018~2023Q3 公司归母净利润及同比增速



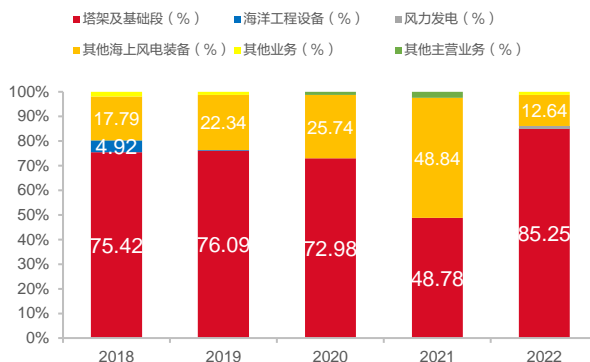
资料来源: Wind, 东海证券研究所

图45 2018~2023Q3 公司营销售毛利率、净利率



资料来源: Wind, 东海证券研究所

图46 2018~2022 年公司主营构成

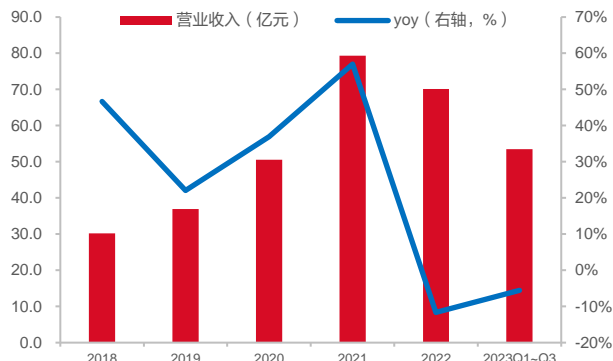


资料来源: Wind, 东海证券研究所

### 6.3. 电缆

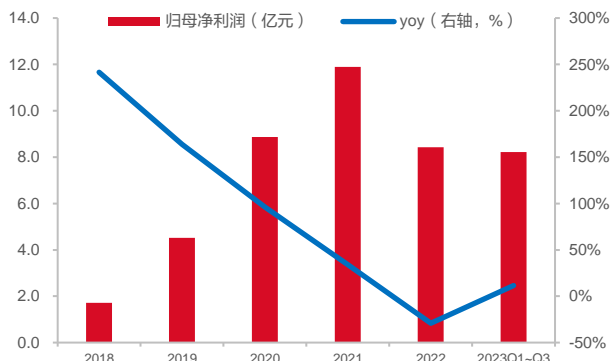
**东方电缆:** 随着国内海风向深远海化发展, 下游对海缆要求逐步提高, 行业拥有较高技术壁垒。公司作为头部海缆企业, 具有技术先发优势, 有望受益于行业集中度的提升。2023年5月17日, 成功中标欧洲企业沃旭能源旗下 Baltica 2 海上风电项目, 海外市场完成 0 到 1 的突破, 具有较高的海缆出口潜力。2024年1月22日公司发布公告, 拟通过境外直接投资的方式认购英国 Xlinks First Limited 股权, 进一步布局海外市场, 该公司旗下 Xlinks First 项目主要负责从摩洛哥通过高压直流海底电缆向英国输送新能源电力项目的开发、建设及运营。

图47 2018~2023Q3 公司营业收入及同比增速



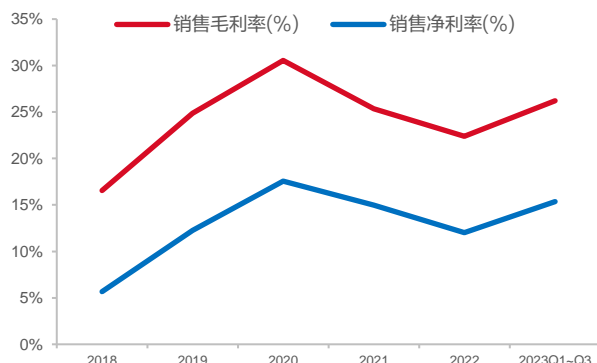
资料来源: Wind, 东海证券研究所

图48 2018~2023Q3 公司归母净利润及同比增速



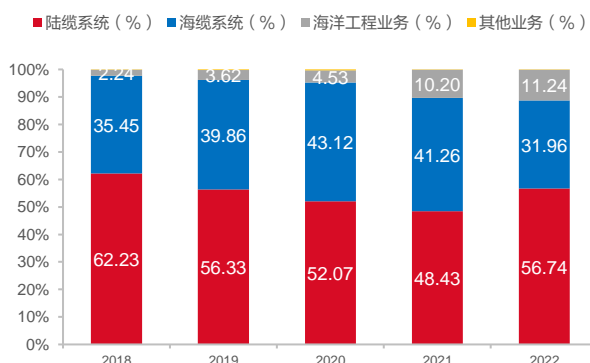
资料来源: Wind, 东海证券研究所

图49 2018~2023Q3 公司营销售毛利率、净利率



资料来源: Wind, 东海证券研究所

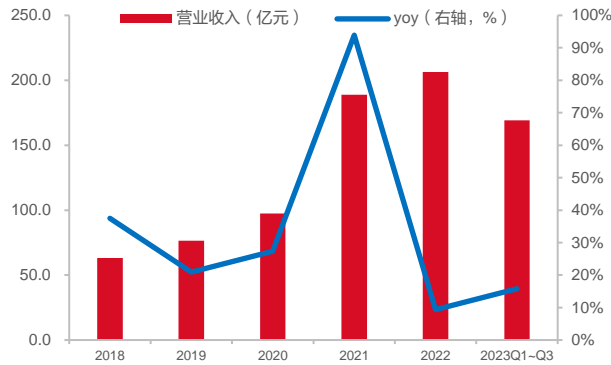
图50 2018~2022 年公司主营构成



资料来源: Wind, 东海证券研究所

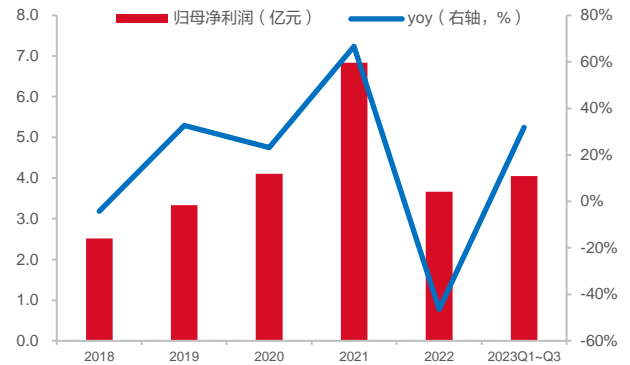
**起帆电缆：**公司是陆缆行业领先企业之一，2021 年国内海风“抢装潮”时期切入海缆市场，交付启东项目 26/35kV 海底电缆。2023 年 3 月，公司成功中标华能山东半岛北 BW 场址海上风电项目标段一送出缆，长度 30.7km；同年 10 月，公司公告投资 20 亿在福建省平潭县建立海缆生产基地，欲借助福建省丰富的海风资源拓展市场；2024 年 1 月，公司拟中标上海金山海风项目。随着国内海风建设不断发展，公司有望实现“海陆并进”，扩展自身规模。

图51 2018~2023Q3 公司营业收入及同比增速



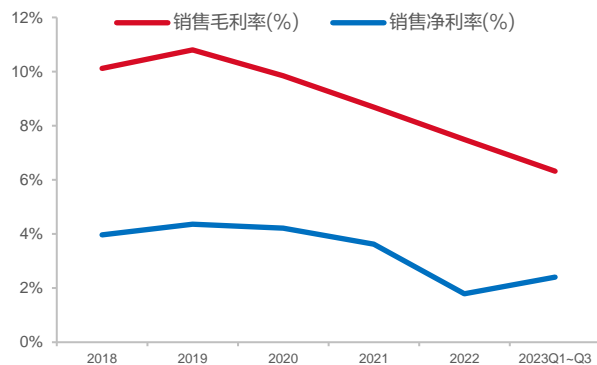
资料来源：Wind，东海证券研究所

图52 2018~2023Q3 公司归母净利润及同比增速



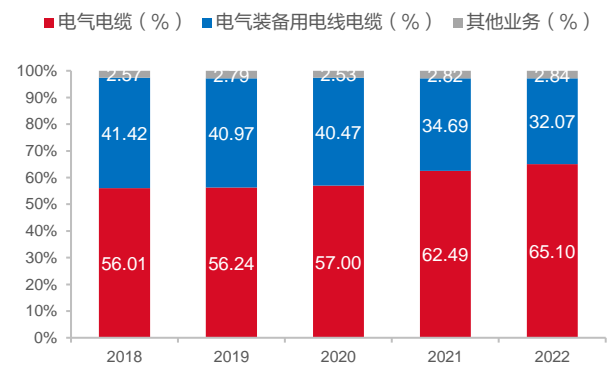
资料来源：Wind，东海证券研究所

图53 2018~2023Q3 公司营销售毛利率、净利率



资料来源：Wind，东海证券研究所

图54 2018~2022 年公司主营构成



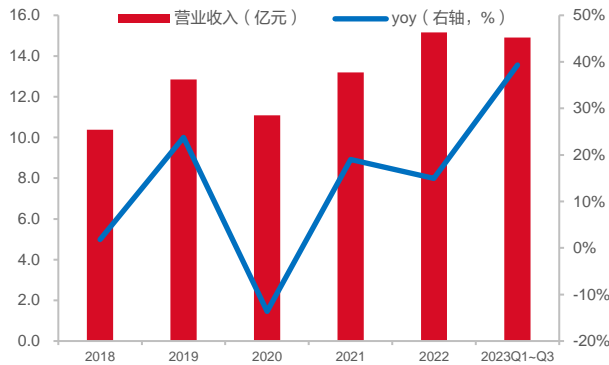
资料来源：Wind，东海证券研究所

## 6.4.系泊链

**亚星锚链：**系泊链行业龙头，产品已成功应用于国内多个漂浮式风电，占据市场主导地位。我国漂浮式风电虽然尚处于商业化前期，但已有较多示范项目的经验。2023 年 12 月，海南万宁百万千瓦漂浮式海上风电项目开启风电机组招标，有望短期内启动系泊链招标。伴随该项目的进展，国内漂浮式风电商业化进程有望提速，从而整体带动市场对系泊链的需求。

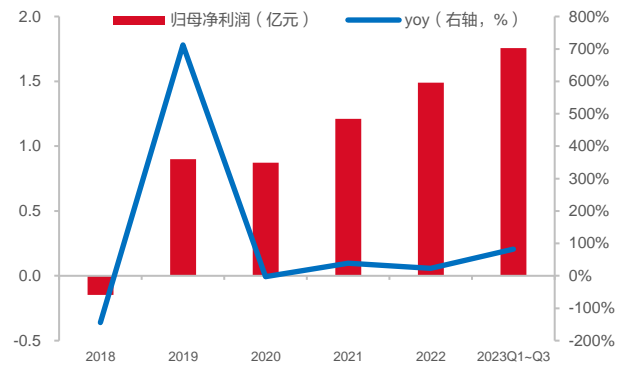


图55 2018~2023Q3 公司营业收入及同比增速



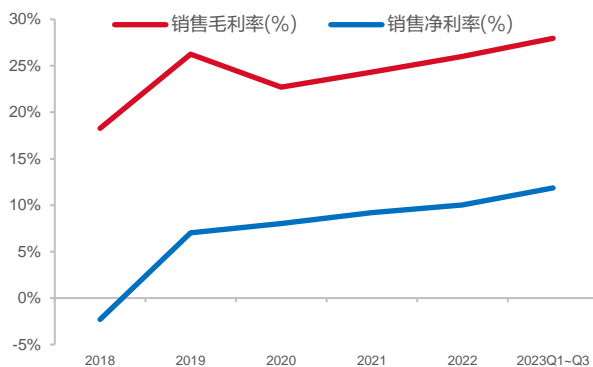
资料来源：Wind，东海证券研究所

图56 2018~2023Q3 公司归母净利润及同比增速



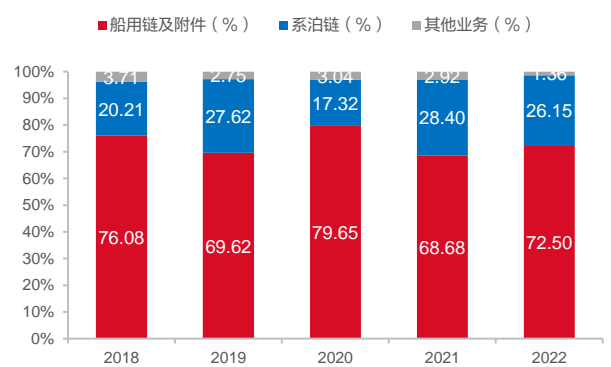
资料来源：Wind，东海证券研究所

图57 2018~2023Q3 公司营销售毛利率、净利率



资料来源：Wind，东海证券研究所

图58 2018~2022 年公司主营构成



资料来源：Wind，东海证券研究所

## 7.投资建议

全球海风需求高增背景下，为风电行业厂商带来增量空间。国内方面，各沿海省市对“十四五”期间海风发展的规划较为清晰，海风新增装机规模确定性较强，随着限制性因素对海风建设的影响减弱，预计国内海风建设有望迎来爆发式增长。海外方面，欧洲海风高景气发展，但本土企业产能不足，且随着海风项目开发的推进，供需缺口将持续扩大，为国内产品出海带来机遇。我们建议关注国内需求确定性较高、海外市场有望进一步拓展的海工基础企业大金重工、泰胜风能；海外市场完成“0”到“1”的突破，具有较高技术壁垒的海缆企业东方电缆，头部企业扩产速度低于市场需求增长的背景下，有望承接一线企业外溢订单的起帆电缆；处于估值底部，有望筑底回升的整机厂商明阳智能；有望受益于漂浮式海风商业推进，市场需求有望增加的系泊链企业亚星锚链。

## 8.风险提示

### 1) 风电项目建设不达预期

国内风电项目审批速率将影响风机招标规模，招标规模变化或将影响市场对行业整体信心。国外海上风电发展受政策等宏观因素影响，需求存在减弱的风险。

### 2) 漂浮式海风发展不及预期

漂浮式风电尚处于技术发展初期，技术发展不及预期可能减缓漂浮式风电商业化、规模化进程。

### 3) 核心部件进口、出口受汇率及当地政策影响

汇率波动可能增加进口部件成本压力，压缩出口产品利润。当地政策如欧洲反倾销税、碳税或将使企业成本端承压。

### 4) 参与者增多引发竞争风险

全球海风高景气发展吸引越来越多参与者，产业链部分环节玩家的增加可能带来激烈的竞争，扰乱市场秩序，盈利水平不及预期的风险增加。

## 一、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%

## 二、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。

## 三、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。

## 四、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。

### 上海 东海证券研究所

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:200215

### 北京 东海证券研究所

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