

海内外迎来需求共振，风电装机增长可期

2023年风电行业策略报告

报告摘要：

本篇报告基于以下3个问题，自上而下对风电行业进行分析，并梳理出板块后续投资机会：

- ✓ 变革：当前风电行业发生了什么变化？
- ✓ 需求：如何看待未来风电需求？
- ✓ 机遇：应当看好哪些细分赛道？

► 变革：摆脱周期性特征+大型化驱动降本，风电行业进入成长新阶段

1) 平价背景下，补贴刺激+消纳受限两项核心扰动因素消除，风电新增装机量有望摆脱周期性波动特点；2) 大型化趋势下，经济性将驱动行业进入内生性成长的新阶段。双重变革之下招标量先行，2022年风电主机招标规模高速增长，根据我们不完全统计，截至12月31日，2022年风电主机招标规模累计达到95.35GW(不含集中采购以及招标框架)，明显超21年全年水平，有力支撑后续装机需求。

► 需求：装机规划持续扩容，海内外风电迎来需求共振

通过梳理风电行业发展现状，我们将全球风电需求分为国内以及海外进行探讨：

1) **国内需求层面：**大基地以及分散式风电项目推动陆上风电装机规模增长；海上风电尚未实现全面平价，但省补及地方规划支撑海上风电进一步发展。我们预计2023年国内风电装机量有望达到70-75GW，其中陆上风电新增装机规模60-65GW，海上风电装机规模10-12GW。

2) **海外需求层面：**海上风电在实现全球能源转型过程中扮演重要角色，各国/各地区纷纷出台海上风电装机目标。欧盟委员会发布《欧盟海上可再生能源战略》，建议至2030年将欧洲的海上风电容量从目前的12GW增加到至少60GW，到2050年增加到300GW；2022年，在更新版的《海上风电战略》中，美国能源部提出2030年及2050年分别实现30GW、110GW海上风电装机；亚洲地区的韩国、日本、菲律宾均出台了海上风电装机目标。

► 机遇：把握“海上”+“海外”的投资主线，看好抗通缩、国产替代以及盈利修复环节

我们认为，国内陆上+海上风电市场孕育着广阔的发展空间，同时海外风电需求扩容给予国内优质企业出海契机，后续应把握“海上”+“海外”投资主线，并建议关注以下四个投资环节：

- 1) 看好抗通缩的管桩以及海缆环节
- 2) 看好国产替代以及新技术应用的轴承环节

评级及分析师信息

行业评级：推荐

行业走势图



分析师：杨睿

邮箱：yangrui2@hx168.com.cn

SAC NO: S1120520050003

联系电话：010-5977 5338

研究助理：罗静茹

邮箱：luojr@hx168.com.cn

联系电话：021-5038 0388

- 3) 关注盈利有望修复的铸锻件以及叶片环节
- 4) 关注价格有望企稳以及出海突破的主机环节

风险提示

新能源装机、限电改善不达预期；产品价格大幅下降风险；
疫情发展超预期风险。

正文目录

1. 变革：摆脱周期性特征，大型化驱动降本.....	5
1.1 国补落幕，风电行业有望摆脱周期性特点.....	5
1.2 大型化带来成本下降，收益率驱动行业内生性增长.....	6
1.3 22 年招标规模高速增长，有效支撑后续装机需求.....	8
2. 需求：国内+海外风电市场有望迎来需求共振.....	9
2.1 国内：陆海并驾齐驱，助力能源转型.....	9
2.2 海外：海外海上风电持续扩容，全球海风迎来高景气度.....	13
3. 机遇：把握“海上”+“海外”的投资主线，看好抗通缩、国产替代以及盈利修复环节.....	16
3.1 投资主线一：看好抗通缩的管桩及海缆环节.....	16
3.2 投资主线二：看好国产替代及新技术应用的轴承产业链.....	22
3.3 投资主线三：关注盈利有望修复的铸锻件以及叶片环节.....	25
3.4 投资主线四：关注价格有望企稳以及出海突破的主机环节.....	28
4. 投资建议.....	29
5. 风险提示.....	30

图表目录

图 1 历年风电新增装机及同比增速 (红色为阶段性新增装机高点)	6
图 2 不完全统计下, 2022 年陆上风电不含塔筒主机中标均价 (元/kW)	7
图 3 不完全统计下, 2022 年陆上风电含塔筒主机中标均价 (元/kW)	7
图 4 海上风电建设成本拆分	7
图 5 不完全统计下, 2022 年海上风电含塔筒主机中标均价 (元/kW)	7
图 6 不完全统计下, 2022 年风电主机招标规模 (不含集中招标以及招标框架, GW)	8
图 7 不完全统计下, 2022 年陆上及海上风电主机招标规模 (GW)	8
图 8 2022 年风电主机招标规模超 2021 年 (GW)	8
图 9 2023-2026 年欧洲陆上风电装机预测	14
图 10 2023-2026 年欧洲海上风电装机预测	14
图 11 2022 年 Q3, 美国沿海各州陆续出台/提升海上风电规划目标	15
图 12 菲律宾具备巨大的开发潜力	15
图 13 菲律宾海上风电装机量预测 (GW)	15
图 14 风电产业链梳理	16
图 15 常规的海上风电基础类型	17
图 16 单桩直径以及高度变化趋势	18
图 17 SIF 历年出货量 (万吨)	18
图 18 截至 2021 年, 欧洲主流单桩供应商产能汇总 (万吨)	18
图 19 欧洲市场单桩缺口测算 (万吨)	20
图 20 采用 WERAS/CMA 数值模拟的中国近海 70m 高度风能资源图谱	21
图 21 江苏、浙江、福建、广东地区部分已建设海上风机离岸距离	21
表 22 2021 年广东省能源局启动粤西、粤东千万千瓦海上风电基地前期工作, 部分海域离岸距离及水深情况	21
表 23 2022 年部分海缆项目中标情况梳理	22
图 24 滑动轴承图示	22
图 25 滚动轴承图示	22
图 26 风机成本拆分	23
图 27 2019 年我国风电各环节国产化率	23
图 28 三一重能的主轴轴承供应商及年度采购均价 (万元/个)	24
图 29 风电大型铸件产品	26
图 30 铸件企业毛利率	26
图 31 螺纹钢、废钢、铸造生铁价格回落	26
图 32 2021 年主轴全球竞争格局	27
图 33 中国新增风电机组平均单机容量 (MW)	29
图 34 不完全统计下, 2022 年陆上风电招标中各主机容量占比	29
图 35 全球陆上风电主机价格走势	29
 表 1 采用不同单机功率机组对投资额、IRR 和 LCOE 的影响	6
表 2 中国电建华东勘测设计研究院测算的中国沿海省份海上风电经济指标 (2021 年)	10
表 3 海上风电地方补贴情况梳理	11
表 4 沿海各省十四五海风规划梳理 (截至 2022 年 11 月)	12
表 5 福建漳州、江苏盐城、河北唐山、广东汕头、广东潮州五市海上风电规划梳理	12
表 6 欧洲本土单桩企业扩产计划梳理 (含单桩及过渡段, 预计 2024-2026 年陆续投产, 并将有产能爬坡时间)	19

1. 变革：摆脱周期性特征，大型化驱动降本

中国作为全球气候环境治理的参与者、贡献者和引领者，不断推动我国能源结构转型。2020年9月，习近平总书记在第七十五届联合国大会上指出“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”；同年12月，习近平总书记在气候雄心峰会上进一步宣布：“2030年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，森林蓄积量将比2005年增加60亿立方米，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。”我们认为，可再生能源是助力我国实现能源结构转型的重要抓手，在“碳达峰、碳中和”的目标下，风电将成为未来能源增量的主体之一。

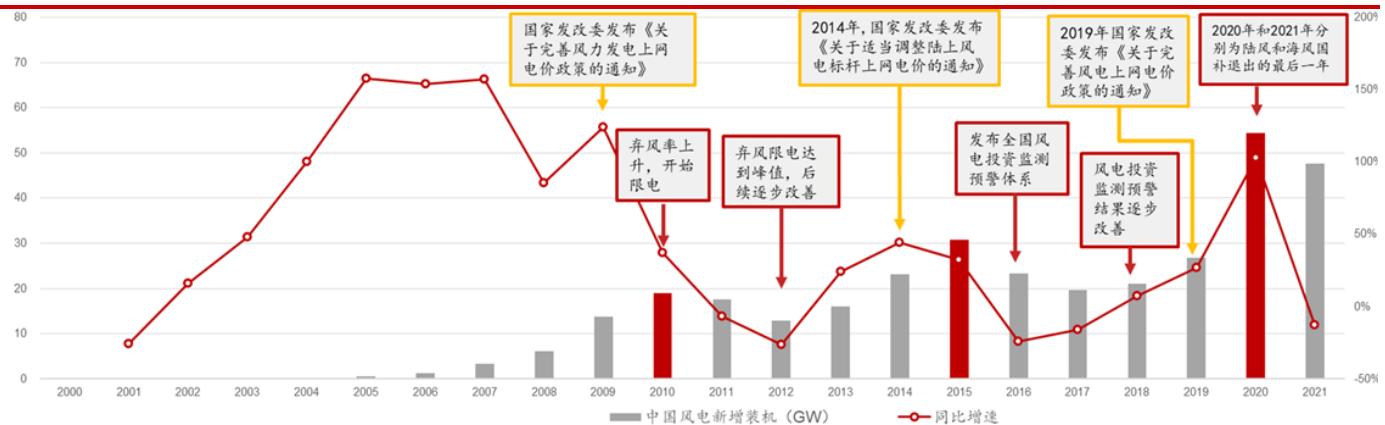
历经十余年发展，中国风电领跑全球。自2009年《国家发展改革委关于完善风力发电上网电价政策的通知》明确按照全国四类风能资源区制定相应的风电标杆上网电价，我国风电行业在国家补贴支持下快速发展了十余载。根据国家能源局统计，截至2021年底，我国风电累计并网装机已达328.5GW，成为全球风电累计装机量最高的国家。

1.1 国补落幕，风电行业有望摆脱周期性特点

通过复盘风电历史装机的三次峰值，我们发现补贴政策以及消纳水平是导致过去风电装机波动的核心因素：

- **2010年：**2009年标志着我国风电迈入补贴时代的《国家发展改革委关于完善风力发电上网电价政策的通知》发布，其中明确风电电价按照全国四类风能资源区制定相应的风电标杆上网电价。在补贴刺激下，根据CWEA统计，2010年新增装机量达到18.9GW，同比增长37.1%，为第一阶段性峰值。
- **2011-2014年：**2011-2012年弃风率快速上行至16.2%及17.1%，2011年国内风电新增装机量出现下滑。
- **2015年：**2014年国家发改委发布的《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格[2014]3008号)提出，2015年1月1日以后核准的陆上风电项目，及2015年1月1日前核准但于2016年1月1日以后投运的陆上风电项目，第I、II、III类资源区标杆上网电价每千瓦时下调0.02元。为享受更高的上网电价，2015年出现陆上风电抢装潮，根据CWEA统计，2015年我国风电新增装机量达到30.75GW，同比增长32.5%，为第二阶段性峰值。
- **2016-2019年：**2016年弃风率再度抬头，与此同时国家能源局发布全国风电投资监测预警体系限制部分地区风电开发建设规模，从而导致2016年国内新增装机量再次回落。
- **2020年：**2019年国家发改委发布的《关于完善风电上网电价政策的通知》提出，2018年底之前核准且2020年底前仍未完成并网的陆上风电项目，国家不再补贴；2019年1月1日至2020年底前核准、2021年底前仍未完成并网的陆上风电项目，国家不再补贴；自2021年1月1日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。2020年受抢装影响，新增装机量再次创出历史新高，为第三阶段性峰值。

图1 历年风电新增装机及同比增速（红色为阶段性新增装机高点）



资料来源：CWEA、WWEA、华西证券研究所

我们认为，目前风电行业投资逻辑已经发生变化：此前国补+消纳因素驱动行业呈现周期性波动，如今国补全面退出，消纳持续改善，成本下探带来的收益率提升是后续风电成长的核心内驱力。

1.2 大型化带来成本下降，收益率驱动行业内生性增长

大型化驱动单 MW 成本下降，契合风电降本增效主旋律：①大型化可以有效摊薄单位风机材料成本。根据明阳智能官网披露的产品信息，当风机单机容量从 5.5MW 提升至 8.3MW，其叶片、叶轮、机舱合计总重量分别为 84.91kg/kW 以及 59.16kg/kW，降幅高达 30.3%；②风机点位减少，安装建设成本下降。风机单机容量增大后导致同规模风场内风机安装数量减少，有效降低风电场道路、线路、基础、塔架等建设成本。根据《平价时代风电项目投资特点与趋势》测算，在 100MW 的风电场内，风电机组单机容量由 2MW 增加至 4.5MW，其静态投资额由 6449 元/千万下降至 5517 元/千万，降幅高达 14.5%，全投资 IRR 由 9.28% 增长至 11.68%，LCOE 由 0.3451 元/千瓦时下降至 0.2983 元/千瓦时。

表1 采用不同单机功率机组对投资额、IRR 和 LCOE 的影响

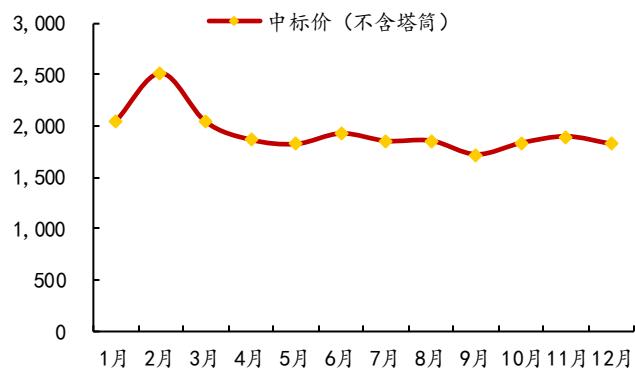
单机容量(MW)	台数	项目容量(MW)	静态投资(元/千瓦)	全投资 IRR	资本金 IRR	LCOE(元/千瓦时)
2	50	100	6449	9.28%	18.24%	0.3451
2.2	45	99	6375	9.45%	18.85%	0.3414
2.3	43	99	6279	9.67%	19.66%	0.3366
2.5	40	100	6221	9.82%	20.19%	0.3336
3	33	99	6073	10.18%	21.54%	0.3262
4	25	100	5767	10.97%	24.63%	0.3108
4.5	22	99	5517	11.68%	27.49%	0.2983

资料来源：《平价时代风电项目投资特点与趋势》，华西证券研究所

陆风海风主机价格下挫，刺激运营商投资热情。主机是风电项目建设成本占比最大的环节，大型化降本叠加竞争加剧，风电主机中标均价持续下降。根据我们不完全统计，2022 年 1 月陆上风电含塔筒及不含塔筒主机中标均价分别为 2350.4 元 /2050.1 元，2022 年 12 月含塔筒及不含塔筒主机中标均价分别为 2162.9/1828.8 元

/kW，降幅分别达到 7.98%/10.80%；2022 年 1 月及 12 月海上风电含塔筒主机中标均价分别为 4031.9 元/kW 以及 3714.2 元/kW，降幅达 7.88%。目前陆上风电已实现全面平价，陆风主机成本持续下探增厚电站运营商利润，同时海上风电主机价格下降也将推动海风大规模平价进程加快，运营商投资热情增强。

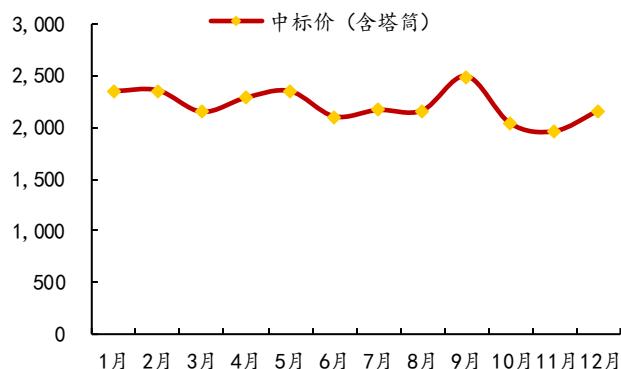
图 2 不完全统计下，2022 年陆上风电不含塔筒主机中标均价 (元/kW)



资料来源：千里马、华西证券研究所

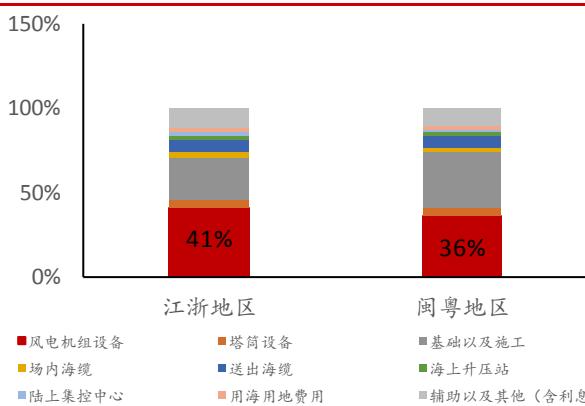
*注：其中 2 月中标项目较少，拉高当月中标均价

图 3 不完全统计下，2022 年陆上风电含塔筒主机中标均价 (元/kW)



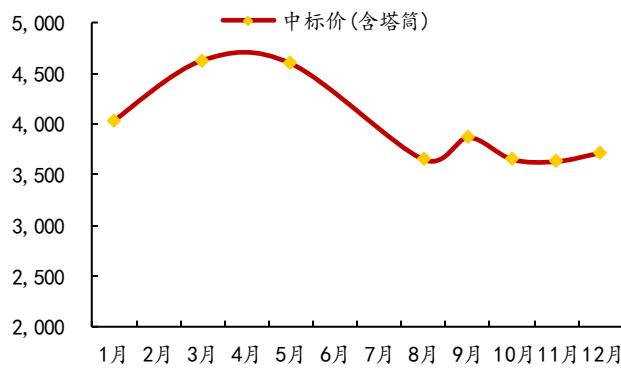
资料来源：千里马、华西证券研究所

图 4 海上风电建设成本拆分



资料来源：《海上风电项目全寿命周期的成本构成及其敏感性分析》2022、华西证券研究所

图 5 不完全统计下，2022 年海上风电含塔筒主机中标均价 (元/kW)

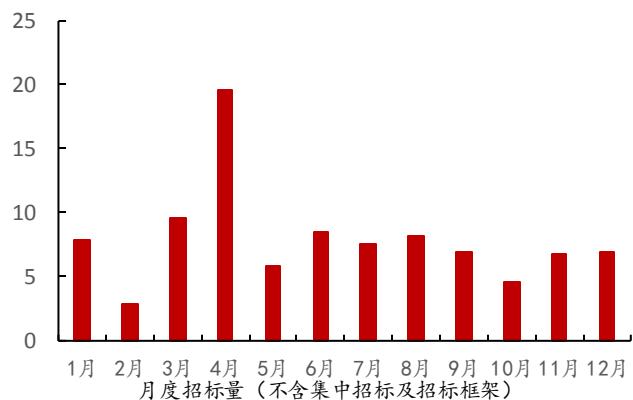


资料来源：千里马、华西证券研究所

1.3 22年招标规模高速增长，有效支撑后续装机需求

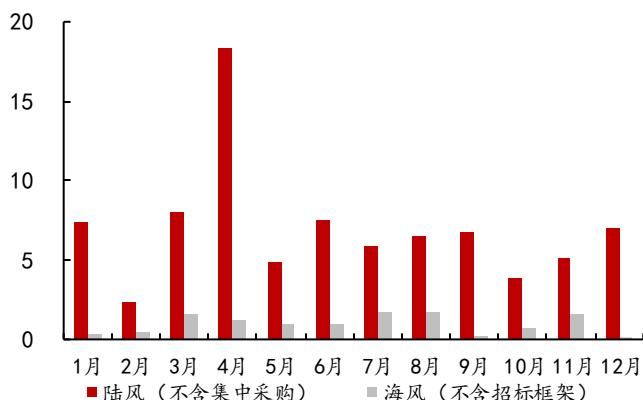
2022年风电招标规模增长明显。根据我们不完全统计，截至12月31日，2022年风电主机招标规模累计达到95.35GW（不含中国电建集中招标以及国电投招标框架），明显超21年全年水平，支撑2023年装机规模增长；细分来看，陆上风电招标规模83.64GW（不含中国电建15GW集中采购），海上风电招标规模11.71GW（不含国电投10.5GW海上风电招标框架及中国电建1GW集中招标）。

图6 不完全统计下，2022年风电主机招标规模（不含集中招标以及招标框架，GW）



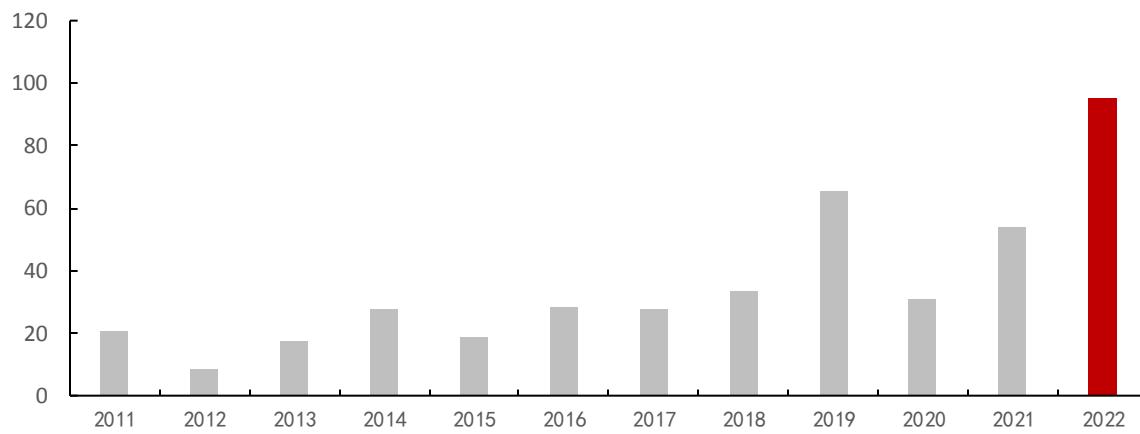
资料来源：千里马招标网，华西证券研究所

图7 不完全统计下，2022年陆上及海上风电主机招标规模 (GW)



资料来源：千里马招标网，华西证券研究所

图8 2022年风电主机招标规模超2021年 (GW)



资料来源：金风科技演示材料、千里马招标网，华西证券研究所

*注：2011-2021年招标数据采用金风科技统计数据，2022年招标数据不含集中招标以及招标框架

2. 需求：国内+海外风电市场有望迎来需求共振

2.1 国内：陆海并驾齐驱，助力能源转型

2.1.1 锚定碳达峰碳中和，大基地+分散式风电开启陆风平价新周期

风光大基地是我国风电装机的重要组成部分，第三批大基地项目审查正加速推进。根据每日风电报道，2022年年初，国家发改委、国家能源局发布的《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》提出，到2030年规划建设风光基地总装机约455GW，其中“十四五”和“十五五”时期规划建设风光基地总装机约200GW和255GW。根据国家能源局《数读2022年能源成绩单》，第一批大型风电光伏基地9705万千瓦已全部开工，第二批、第三批基地项目陆续推进。大基地项目依托我国沙漠、戈壁、荒漠地区良好的风光资源，通过就地消纳+外送通道相结合，实现高效规模化开发，大型风电基地将成为“十四五”及“十五五”风电装机的重要组成部分。

我国分散式风电具备可观发展潜力。我国中东南部地区位处负荷中心，用电需求量大，伴随着风机技术创新，低风速的中东南部区域(5-6m/s)也具备较大的风电开发潜力。据中国可再生能源学会风能专委会秘书长秦海岩测算，“全国69万个行政村，假如其中有10万个，每个村庄在田间地头、村前屋后、乡间路等零散土地上找出200平方米用于安装2台5兆瓦风电机组，全国就可实现10亿千瓦的风电装机。”

备案制简化审批流程，分散式风电迎来发展契机。中国工程院院士黄震曾提出，我国风电“审批周期长、手续程序复杂”，“建议简化项目合规性手续办理时间，尽快推行项目备案制。由当地政府对分散式风电的区域发展规划背书、针对性出台专项审批管理办法，最大限度简化或合并合规手续办理，减少审批流程”。2022年5月30日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》，其中明确提出“持续提高项目审批效率。完善新能源项目投资核准(备案)制度，加强事前事中事后全链条全领域监管”，“推动风电项目由核准制调整为备案制”。2022年8月12日，张家口市行政审批局发布的《关于风电项目由核准制调整为备案制的公告》宣布：“自2022年9月1日起，将风电项目由核准制调整为备案制”。我们认为，张家口市全国首个落地风电备案制的地区，为后续其他省市落实风电项目备案制起到了良好的示范作用；同时，备案制政策将简化分散式风电的审批手续，分散式风电有望迎来发展契机。

2.1.2 海上风电静待平价，省补+地方规划双轮驱动

伴随风电产业持续完善，部分地区已经实现平价。由于各省地势条件及风力资源不同，各地区海风造价有所差异。根据中国电建华东勘探设计院测算，2021年福建、广东等资源较好和煤电标杆价较高的省份已具备平价建设条件，而北方地区，如辽宁、天津、河北、广西等地距平价仍有0.025-0.095元/kwh不等的差距，产业链协同降本将助力海风大规模实现平价。

表 2 中国电建华东勘测设计研究院测算的中国沿海省份海上风电经济指标 (2021 年)

省(市)	年平均风速 (m/s)	等效满负荷小时数(h)	目前可研概算水平 (元/kW)	标杆煤电价格(元/ kWh)	资本金 IRR6%反算	
					最小电价差(元/kWh)	最小造价差(元/ kW)
辽宁	6.5~8.0	2750~3200	13000	0.3749	0.083	2600
天津	6.5~8.0	2750~3300	13000	0.3655	0.086	2740
河北	6.5~8.0	2750~3300	13500	0.372	0.095	3030
山东	6.5~8.0	2750~3300	13500	0.3949	0.025	1300
江苏	7.0~8.0	3080~3300	13000	0.391	0.015	1000
上海	7.0~8.0	3080~3450	14000	0.4155	0.006	1190
浙江	7.0~8.0	3080~3450	14500	0.4153	0.039	1670
福建	7.5~10	3300~4100	15000	0.3932	-	-
广东	7.0~9.0	2750~3700	15500	0.453	-	-
广西	6.5~8.0	2420~3200	13000	0.4207	0.045	1400
海南	6.5~8.5	2420~3550	13000	0.4298	-	-

资料来源：华东勘测设计研究院有限公司、华西证券研究所

广东、山东、浙江、上海出台省级补贴支持海上风电发展。①**广东：**2021 年 6 月，广东省印发的《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展实施方案的通知》提出，2022 年起，省财政对省管海域未能享受国家补贴的项目进行投资补贴，补贴范围为 2018 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，补贴标准为 2022 年、2023 年、2024 年全容量并网项目每千瓦分别补贴 1500 元、1000 元、500 元。②**山东：**根据风芒能源报道，2022 年 4 月，山东省能源局副局长表示，对 2022—2024 年建成并网的“十四五”海上风电项目，省财政分别按照每千瓦 800 元、500 元、300 元的标准给予补贴，补贴规模分别不超过 200 万千瓦、340 万千瓦、160 万千瓦。③**浙江：**浙江省舟山市发布的《关于 2022 年风电、光伏项目开发建设有关事项的通知》提出，2022 年和 2023 年，全省享受海上风电省级补贴规模分别按 60 万千瓦和 150 万千瓦控制、补贴标准分别为 0.03 元/千瓦时和 0.015 元/千瓦时。项目补贴期限为 10 年，从项目全容量并网的第二年开始，按等效年利用小时数 2600 小时进行补贴。④**上海：**2022 年 11 月，上海发改委、上海市财政局印发的《上海市可再生能源和新能源发展专项资金扶持办法》针对海上风电明确了奖励标准：深远海上风电项目和场址中心离岸距离大于等于 50 公里近海海上风电项目奖励标准为 500 元/千瓦。适用于上海市 2022—2026 年投产发电的可再生能源项目，自 2022 年 12 月 15 日起实施，有效期至 2026 年 12 月 31 日。

表 3 海上风电地方补贴情况梳理

省份	政策	补贴金额			
		2022年	2023年	2024年	2025-2026年
广东	2022 年起, 省财政对省管海域未能享受国家补贴的项目进行投资补贴, 项目并网价格执行我省燃煤发电基准价(平价), 推动项目开发由补贴向平价平稳过渡。其中: 补贴范围为 2018 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; 补贴标准为 2022 年、2023 年、2024 年全容量并网项目每千瓦分别补贴 1500 元、1000 元、500 元	1500 元 /kW	1000 元 /kW	500 元 /kW	-
山东	对 2022—2024 年建成并网的“十四五”海上风电项目, 省财政分别按照每千瓦 800 元、500 元、300 元的标准给予补贴, 补贴规模分别不超过 200 万千瓦、340 万千瓦、160 万千瓦。	800 元 /kW	500 元 /kW	300 元 /kW	-
浙江	2022 年和 2023 年, 全省享受海上风电省级补贴规模分别按 60 万千瓦和 150 万千瓦控制、补贴标准分别为 0.03 元 / 千瓦时和 0.015 元 / 千瓦时。项目补贴期限为 10 年, 从项目全容量并网的第二年开始, 按等效年利用小时数 2600 小时进行补贴。	0.03 元 / kWh	0.015 元 / kWh	-	-
上海	深远海海上风电项目和场址中心离岸距离大于等于 50 公里近海海上风电项目奖励标准为 500 元 / 千瓦。适用于上海市 2022—2026 年投产发电的可再生能源项目, 自 2022 年 12 月 15 日起实施, 有效期至 2026 年 12 月 31 日。	-	500 元 /kW	500 元 /kW	500 元 /kW

资料来源: 广东省人民政府门户网站、舟山市人民政府官网、风芒能源、上海发改委、华西证券研究所

沿海各省市中长期规划陆续出台, 海上风电增长可期。根据不完全统计, 预计沿海各省市“十四五”海上风电新增装机量超 55GW, 其中广东省规划量最高, 预期“十四五”期间将新增 17GW 海上风电; 江苏“十四五”规划 9.09GW, 叠加新启动的“十三五”未核准结转项目 2.65GW, 预计江苏将新增 11.74GW 海上风电。长期来看, 目前沿海各省市积极推动海上风电基地建设, 福建漳州 (50GW), 江苏盐城 (33GW), 广东汕头 (60GW)、唐山 (13GW)、广东潮州 (43.3GW) 先后出台海风发展规划, 累计规划量近 200GW, 国内海上风电具备长足的发展空间。

表 4 沿海各省十四五海风规划梳理 (截至 2022 年 11 月)

省份/地市	文件/事件名称	“十四五”期间预计新增规模 (GW)	说明
广东	《促进海上风电有序开发和可持续发展的实施方案》	17	到 2021 年底, 全省海上风电累计建成投产装机容量达到 400 万千瓦; 到 2025 年底, 力争达到 1800 万千瓦, 在全国率先实现平价并网
山东	《山东省可再生能源发展“十四五”规划》	8	到 2025 年, 开工 1200 万千瓦, 建成 800 万千瓦。
江苏	《江苏省“十四五”海上风电规划环境影响评价第二次公示》	11.74	十四五期间, 规划场址 28 个, 规模 909 万千瓦。再加上新启动的“十三五”未核准结转项目 265 万千瓦。
浙江	《关于浙江省能源发展“十四五”规划的通知》	4.55	新增装机 455 万千瓦以上, 力争达到 500 万千瓦。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。
广西	广西海上风电规划获得国家能源局批复	3	“十四五”期间, 我们将全面启动重点发展海上风电, 我们力争“十四五”期间, 能够核准 800 万千瓦, 能够投产 300 万千瓦。
海南	《海南省建立健全生态产品价值实现机制实施方案》	3	海南省规划建设海上风电项目 1230 万千瓦, 力争“十四五”期间投产 300 万千瓦。
上海	《上海市能源发展“十四五”规划》	1.8	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。
福建	《福建省“十四五”能源发展专项规划》	4.1	“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。
辽宁	《辽宁省“十四五”海洋经济发展规划》	3.625	力争海上风电累计并网装机容量达到 4050 兆瓦
合计		56.81	

资料来源: 风芒能源、山东省人民政府、辽宁省人民政府、《中国风电产业地图 2020》、海上风电装备、华西证券研究所

表 5 福建漳州、江苏盐城、河北唐山、广东汕头、广东潮州五市海上风电规划梳理

省市	规划装机容量 (GW)	政策内容
福建漳州	50	漳州市人民政府、中国可再生能源学会风能专业委员会、新华社中国经济信息社联合主办, 明阳智慧能源集团股份公司、北京鉴衡认证中心协举办清洁能源海峡高峰论坛, 会上漳州市政府表示将开发 5000 万千瓦海上风电, 打造东南沿海最大的清洁能源基地。
江苏盐城	33.02	2021 年 11 月 15 日, 在 2021 中国新能源发展论坛上, 盐城市委副书记、代市长周斌致辞职称, “十四五”期间, 盐城规划 902 万千瓦近海和 2400 万千瓦深远海风电容量。
广东汕头	60	海上风电是汕头发展新能源产业的主攻方向, 对此, 汕头市委、市政府谋划推动 6000 万千瓦海上风电资源开发, 依托广澳港打造集施工建设、运维和出口为一体的海上风电母港, 建设国际风电创新港, 同步推进氢能、储能、智慧电气装备等产业发展, 打造 2000 亿元新能源产业集群。
河北唐山	13	《唐山市海上风电发展规划 (2022-2035 年)》、《唐山市海上风电发展实施方案 (2022-2025 年)》: 到 2025 年, 唐山市累计新开工建设海上风电项目 2-3 个, 装机容量 300 万千瓦; 海上风电装备制造产业初具基地化、规模化, 累计总投资达到 50 亿元以上。到 2035 年, 累计新开工建设海上风电项目 7-9 个, 装机容量 1300 万千瓦以上。
广东潮州	43.3	潮州南面领海线外专属经济区海域拟规划 2 个海上风电场址, 初步规划总容量 4330 万千瓦。
合计	199.32	

资料来源: 风电头条、风芒能源、风电之音、汕头市人民政府官网、潮州市人民政府、唐山市人民政府官网、华西证券研究所

站在当前时点，我们认为，随着风机价格持续下探，陆上风电已经颇具经济效益，风光大基地+分散式项目将驱动陆上风电装机规模提升，叠加各地方政策大力支持海上风电，国内风电行业已经处于新一轮成长周期的起点。

招标规模有力支撑 23 年装机规模。通常陆上风电建设周期为半年至 1 年，海上风电建设周期约为 2 年（近年来有所加快，山东部分海风项目实现当年开工当年并网），由此推算当年的风电招标量可以反应次年大部分的装机需求。21、22 年风电招标规模持续提升，分别实现 54.1GW、95.4GW（2022 年数据为我们的不完全统计，截止到 2022 年 12 月 31 日），支撑后续装机规模。考虑并网时间以及 22 年建设情况不及预期影响，我们预计 2023 年风电新增装机规模有望达到 70-75GW，其中陆上风电装机规模 60-65GW，海上风电装机规模 10-12GW，较 22 年实现明显增长。

2.2 海外：海外海上风电持续扩容，全球海风迎来高景气度

2.2.1 欧洲：海上风电先行者，装机目标持续扩大

根据 WindEurope 统计，截至 2021 年欧洲风电累计装机量为 235.71GW，其中陆上风电累计装机量 207.38GW，海上风电累计装机容量为 28.33GW；同时 WindEurope 预测，2026 年欧洲风电累计装机量将达到 341GW，其中海上风电增速远高于陆上风电增速，2022-2026 年，预计欧洲海上风电新增装机量分别达到 3.5、4.4、4.1、5.4、10.4GW，复合增速达到 31.29%。

海上规划持续超预期，海上风电装机有望加速。2020 年 11 月，为助力欧盟到 2050 年实现气候中和的目标，欧盟委员会发布《欧盟海上可再生能源战略》(EU Strategy on Offshore Renewable Energy)，该战略建议至 2030 年将欧洲的海上风电容量从目前的 12GW 增加到至少 60GW，到 2050 年增加到 300GW。2022 年，为应对能源短缺问题，欧洲海上风电装机目标不断提升：① 2022 年 5 月 18 日，丹麦、德国、比利时与荷兰的政府首脑在“北海海上风电峰会”上联合声明，承诺到 2050 年在北海建设至少 150GW 的海上风电装机容量，为欧洲打造“绿色发电站”；同时 2030 年将海上风电的装机总量翻两番，至少达到 65GW；② 2022 年 8 月 30 日，丹麦、瑞典、波兰、芬兰、爱沙尼亚、拉脱维亚、立陶宛、德国在丹麦首相官邸马林堡召开波罗的海能源峰会并签署“马林堡宣言”，同意加强能源安全和海上风电合作，计划在 2030 年将由其掌控的波罗的海地区海上风电装机容量从目前的 2.8GW 提高至 19.6GW，是此前目标的 7 倍。

图 9 2023-2026 年欧洲陆上风电装机预测

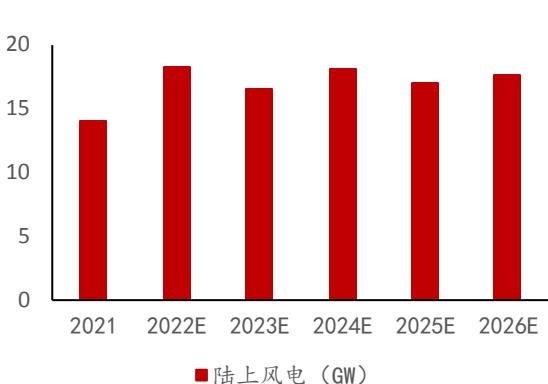
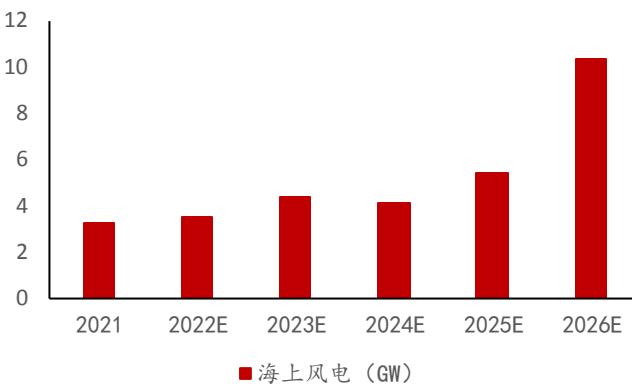


图 10 2023-2026 年欧洲海上风电装机预测



资料来源: WindEurope 《欧洲风能: 2021 年统计与 2022-2026 年展望》、华西证券研究所

资料来源: WindEurope 《欧洲风能: 2021 年统计与 2022-2026 年展望》、华西证券研究所

2.2.2 美国: 沿海各州提升装机目标, 海上风电加速发展

美国海上风电尚处于起步状态, 根据 GWEC 发布的《2022 全球海上风电报告》截至 2021 年美国仅有两个海上风电项目在运行, 总计 42MW。2022 年, 美国能源部发布的更新版《海上风电战略》提出, 2030 年及 2050 年分别实现 30GW、110GW 的海上风电装机量; 2022 年 8 月, 美国政府通过《2022 年通胀削减法案》(IRA, Inflation Reduction Act), 该法案提出拨款 3690 亿美元用于新的清洁能源资助, 其中包括为关键的海上风电制造业提供数十亿美元的税收抵免。根据 BNOW 发布的《U. S. Offshore Wind Quarterly》, 三季度美国沿海各州陆续出台了更为明确的装机目标, 如马萨诸塞州将其 2027 年海上风电装机目标从 4GW 提升至 5.6GW; 新泽西州宣布将其装机目标从 2035 年的 7.5GW 提升至 2040 年的 11GW; 加利福尼亚州规划 2045 年实现 25GW 漂浮式海上风电的装机目标。

图 11 2022 年 Q3, 美国沿海各州陆续出台/提升海上风电规划目标

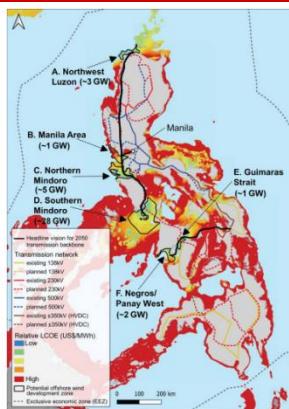


资料来源：BNOW《U.S. Offshore Wind Quarterly》、华西证券研究所

2.2.3 亚洲：韩国、日本、菲律宾均出台了海上风电装机目标

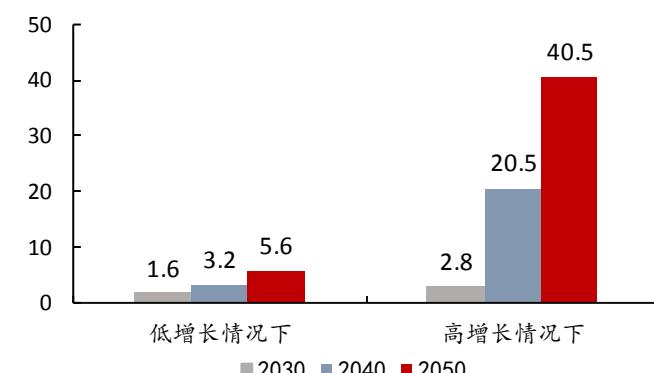
根据 GWEC 发布的《2022 全球海上风电报告》，韩国规划 2030 年海上风电达到 12 GW 的装机目标；日本政府批准了“海上风电产业愿景”，计划 2030 年海上风电目标达到 10GW，2040 年达到 30-45GW；2022 年 4 月 20 日，菲律宾能源部与世界银行发布《菲律宾海上风电路线图》，到 2050 年，高增长情况下菲律宾海上风电装机量有望达到 40.5GW。

图 12 菲律宾具备巨大的开发潜力



资料来源：世界银行《OFFSHORE WIND ROADMAP FOR THE PHILIPPINES》，华西证券研究所

图 13 菲律宾海上风电装机量预测 (GW)



资料来源：世界银行《OFFSHORE WIND ROADMAP FOR THE PHILIPPINES》，华西证券研究所

我们认为，全球主要国家和地区都在加快能源结构转型，海上风电技术发展成熟、利用小时数高、不占用土地等特点使得全球各地对其愈加青睐，海上风电规划持续超预期。目前我国已经建立了相对成熟的风电产业链，主轴、铸件、塔筒环节已实现全球供应，单桩、主机、海缆也在积极拓展海外市场，伴随着海外市场的需求持续增长，我国风电产业链迎来“出海”黄金期，海外+海上优质市场，为国内供应商打开市场容量及利润空间，优质企业有望彰显全球竞争力。

3. 机遇：把握“海上”+“海外”的投资主线，看好抗通缩、国产替代以及盈利修复环节

图 14 风电产业链梳理



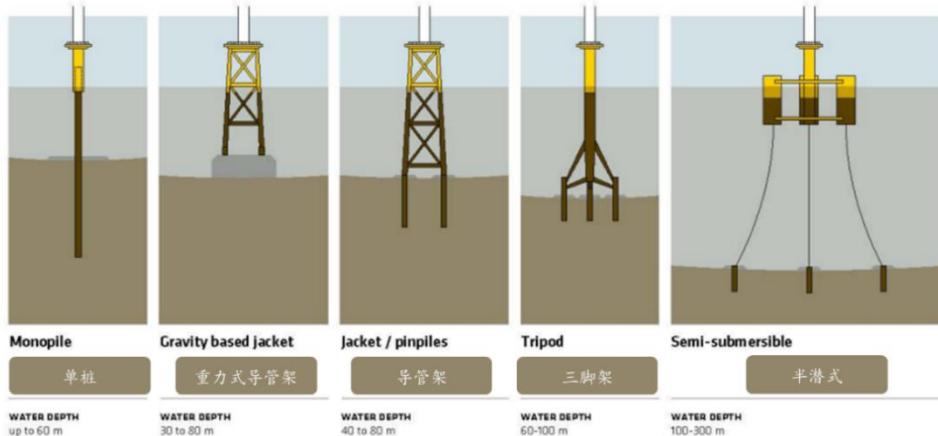
资料来源：各公司官网、华西证券研究所

3.1 投资主线一：看好抗通缩的管桩及海缆环节

3.1.1 管桩：海风带来增量空间，出口逻辑逐步兑现

海工产品用量是陆上塔筒的3倍，孕育千亿市场空间。陆上风电塔筒通过基础环直接固定于地面，而海上风电额外需要桩基、导管架等海工产品将塔筒和风电主机固定在海床地基中。根据大金重工披露，陆风塔筒基础支持重量约为9万吨/GW，海上风电基础重量约为27万吨/GW，是陆上重量的3倍。按照“十四五”期间海风电装机量实现55GW测算，对应的风电塔筒、桩基市场需求将超千亿元。后续随着海上风电成本持续下降以及风电项目经济性的提升，实际风电项目装机需求有望不断增长，持续看好塔筒+桩基环节未来发展空间。

图 15 常规的海上风电基础类型



资料来源: SIF 年报, 华西证券研究所

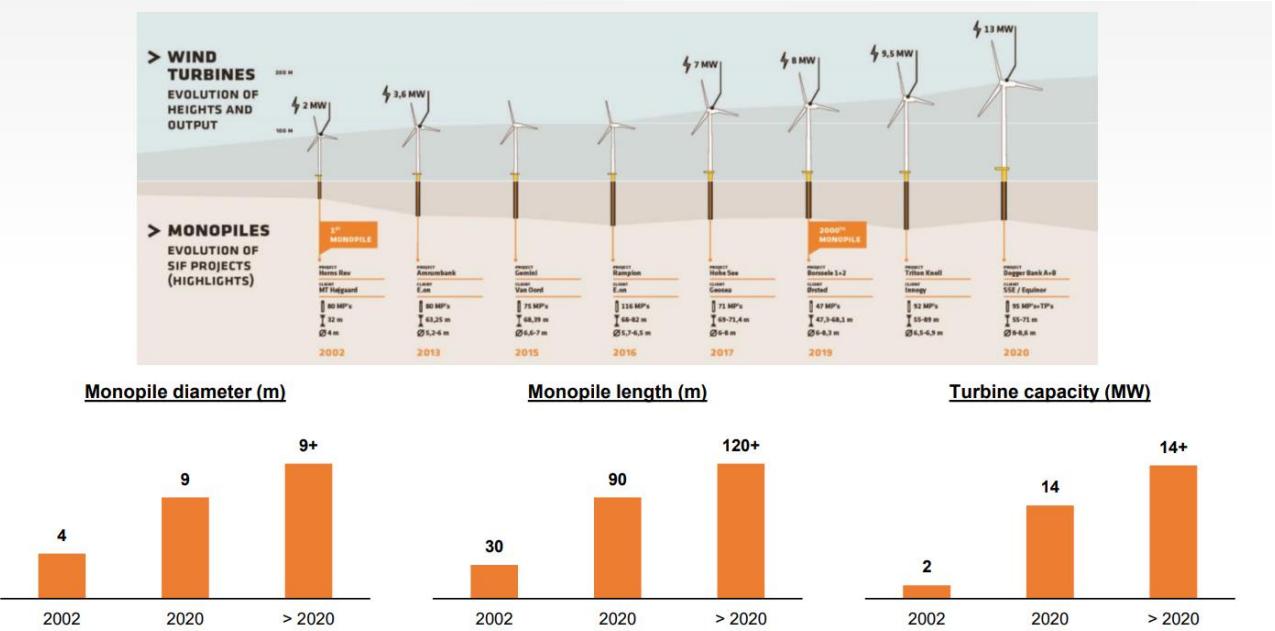
欧洲单桩行业集中度较高, SIF、EEW、Steelwind 三家合计约占欧洲 90%的市场份额。根据 SIF 演示材料统计, 截至 2021 年底, SIF、EEW、Steelwind、Haizea、Bladt 产能分别为 21 万吨、22 万吨、12 万吨、8 万吨以及 3.5 万吨, 合计 66.5 万吨。若假设 85% 的实际有效产能, 单桩重量 1500-2000 吨/根, 预计可供 2.5-3.4GW 海上风电装机。

主机大型化、离岸深远海化趋势下, 单桩的直径、高度及重量大幅增长, 对单桩产能提出更高要求。我们梳理了 SIF 参与的欧洲海上风电项目:

- Horns Rev 海上风电项目采用 2MW 海上风电机组, SIF 为其提供的单桩产品直径约 4m, 高度 32m;
- Dugeon 项目采用 6MW 风机, Sif 提供的单桩直径达 6.3-7m, 高度 62.74m;
- Dogger bank B 采用 13MW 风机, SIF 将提供的单桩产品直径达 8-8.6m, 高度 55-71m。

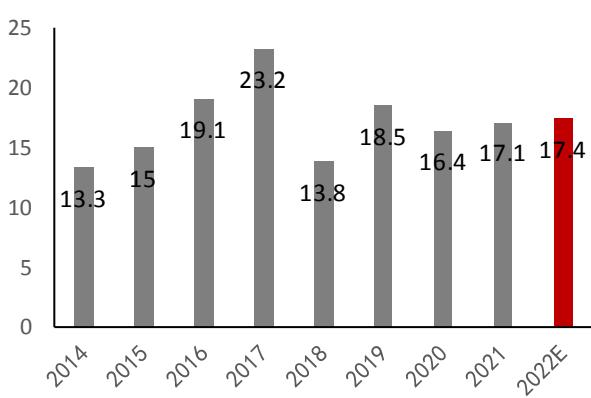
更高长度、更大直径的单桩产品对生产工艺、质量把控提出愈加严厉的要求, 产品生产周期拉长, 欧洲本土企业实际出货能力受到限制。尽管 21 年年底 SIF 名义产能达到 21 万吨, 但预计 22 年出货量 17.4 万吨, 产能利用率仅 83%。

图 16 单桩直径以及高度变化趋势



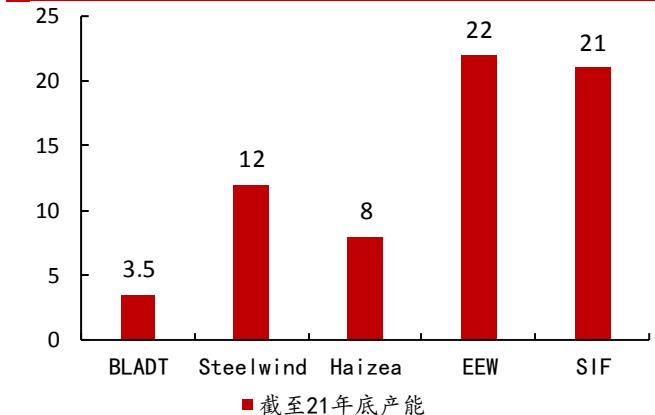
资料来源: SIF 官网, 华西证券研究所

图 17 SIF 历年出货量 (万吨)



资料来源: SIF 官网、华西证券研究所

图 18 截至 2021 年, 欧洲主流单桩供应商产能汇总 (万吨)



资料来源: SIF 官网、华西证券研究所

供应端来看,欧洲积极扩产提升本土化供应能力。目前各大企业纷纷出台扩产计划来满足未来海上风电高速增长带来的单桩需求。SIF 计划将产能扩充至 50 万吨,预计 2024 年末投产; SeAH Wind 则计划新建 24 万吨,根据公开资料,我们预计 2024 年产能建设完成,2026 年达到满产。按照不完全统计,规划产能全部投产后,欧洲本土单桩产能有望达到 149 万吨以上。但考虑到欧洲当地产能的整体建设速度,叠加产能爬坡、验厂认证等时间,新增产能转化为有效产能的时间周期较长,到 2026 年,部分产能仍处于陆续爬坡投产的阶段,产能尚未完全释放。

表 6 欧洲本土单桩企业扩产计划梳理（含单桩及过渡段，预计 2024-2026 年陆续投产，并将有产能爬坡时间）

单桩企业	欧洲地区产能	
	现有产能 (万吨)	扩产后产能 (万吨)
SIF	21	50
EEW	22	22
SeAH Wind	0	24
Haizea	8	17
Steelwind	12	12
Bladt	3.5	12
Windar	0	12
合计	66.5	149

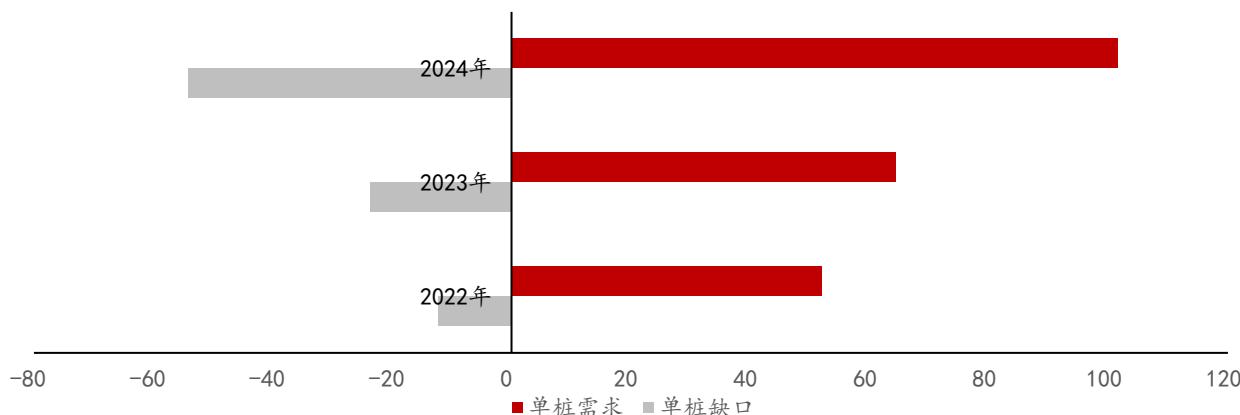
资料来源: SIF 官网, 华西证券研究所

根据我们测算, 22-24 年欧洲单桩供应瓶颈逐年扩大:

- **欧洲单桩订单通常前置 1-2 年。**我们认为海上风电项目通常提前半年进行海工基础安装, 单桩订单会相应前置, 根据 SIF 披露, 其 2022 年下半年主要产能将用于生产 Dogger Bank B 项目的基础产品, 而该项目将于 2024 年夏季将并网发电。我们假设 2024 年当年的海上风电装机量, 其对应的单桩需求提前至 2022-2023 年。
- **单桩企业同时兼顾过渡段生产, 实际单桩产能降低。**一方面, 根据上文中提到, 由于大单桩产品生产工艺更高, 单桩企业实际产出有限; 另一方面, 单桩与塔筒之间需要过渡段链接, 单桩企业兼顾生产过渡段产品, 如根据 2021 年 Bladt 年报披露, 公司近几年陆续中标多个过渡段项目 (法国 Courseulles sur Mer 项目、英国 Hornsea Two、德国 Kaskasi II 项目等, 中标重量约为 350-550 吨不等), 过渡段对产能得占用导致单桩实际产能进一步降低。

基于以上假设以及 WindEurope 对欧洲 2022-2026 年海风装机量预测, 考虑新增产能爬坡释放节奏, 测算得出 2022-2024 年欧洲海上风电单桩供应缺口持续扩大。

图 19 欧洲市场单桩缺口测算 (万吨)



资料来源: WindEurope, SIF 官网, 华西证券研究所测算

*注: 单桩缺口=欧洲本土单桩产能-单桩需求。假设单桩企业产能 83%, 同时考虑过渡段占用相应产能, 过渡段按照 450 吨/根测算。

订单喜讯频传, 单桩出海有望加速。2022 年, 根据大金重工公告披露, 公司陆续斩获 Moray West 48 套单桩项目、Moray West 30 套过渡段项目、Boskalis 美国海上风电大型钢结构项目、Moray West 12 套海塔项目, NOY-Ile D'Yeu et Noirmoutier 法国 62 套单桩项目以及英国 Dogger Bank B 41 套海塔项目。我们认为, 国内头部海工基础厂商在生产工艺、产品质量方面已经获得海外主机企业及业主认可; 叠加自有码头等资源优势, 在欧洲单桩出现供应瓶颈的背景下, 国内企业有望持续收获, 彰显了国内厂商全球塔筒及管桩产品供应竞争力; 同时推进行业格局持续优化, 进一步夯实龙头公司的行业优势地位。

3.1.2 海缆: 深远海化趋势+高压/直流海缆, 具备抗通缩特点

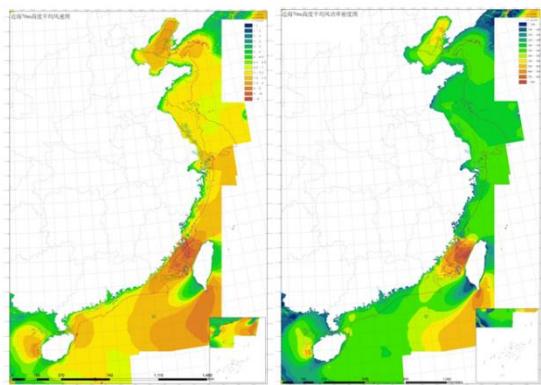
海缆的抗通缩特征体现在两个方面:①深远海化趋势下, 送出海缆用量增加; ②送出海缆电压由 220kV 提升至 330kV 或 500kV, 甚至使用直流海缆, 海缆单位价值量提升。

近岸资源逐渐减少, 风电深远海化发展大势所趋。中国的海岸线狭长, 拥有丰富的海上资源, 国家气候中心主任、党委书记巢清尘在 2022 年全球海上风电大会中指出, 离岸 200 公里范围内, 我国近海和深远海风能资源技术开发潜力约 22.5 亿千瓦。根据气象局发布的《我国近海风能资源概况》, 不同离岸距离条件下风能资源潜在开发量有所差异: 近海水深 5~25m 以内, 4 级以上的风能资源潜在开发量为 0.92 亿 kW, 3 级以上的风能资源潜在开发量为 1.88 亿 kW; 我国近海离岸 50km 以内, 3 级以上的风能资源潜在开发量为 3.76 亿 kW, 4 级以上的风能资源潜在开发量为 2.34 亿 kW。

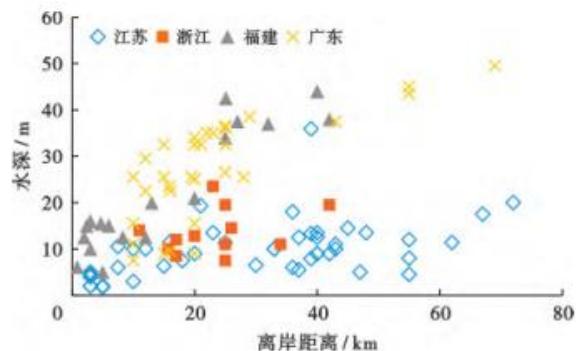
根据《中国海上风电发展现状分析及展望》统计, 目前中国海上风电机组多分布于离岸距离 0~40km、水深 0~20m 的区域。考虑到近岸地区资源减少以及深远海拥有更加优质的风力资源, 近年来海上风电场逐步向深远海区域发展。根据 CWEA 报道, 2021 年广东省能源局启动粤西、粤东千万千瓦海上风电基地前期工作, 其中汕头海域离岸距离达到 72~151km; 同时, 我们梳理了部分列入 2022 年重点建设项目的海上风电项目, 其中粤电青洲一二项目中心离岸距离 50/55km, 粤电青洲五六七项目离岸距离 52~85km, 汕头中澎二海上风电场项目场址中心离岸距离达到 95 公里。

图 20 采用 WERAS/CMA 数值模拟的中国近海 70m 高度风能资源图谱

图 21 江苏、浙江、福建、广东地区部分已建设海上风机离岸距离



资料来源：气象局《我国近海风能资源概况》、华西证券研究所



资料来源：《中国海上风电发展现状分析及展望》、华西证券研究所

表 22 2021 年广东省能源局启动粤西、粤东千万千瓦海上风电基地前期工作，部分海域离岸距离及水深情况

基地名称	海域	离岸距离 (km)	水深范围 (m)
粤西千万千瓦海上风电基地	湛江海域	15~60	0~35
	阳江海域	43~93	35~55
	江门海域	47~77	35~48
	珠海海域	35~53	29~34
粤东千万千瓦海上风电基地	汕尾海域	23~57	35~49
	揭阳海域	23~85	35~72
	汕头海域	72~151	15~50

资料来源：CWEA、广东省能源局、华西证券研究所

短期来看，500kV 送出海缆占比有望提升。220kV 交流海缆的输电容量通常在 150MW~250MW 之间，500kV 交流海缆的数量容量约为 800~1000MW 之间。海上风场连片化开发将会带来风场单体规模变大，超高电压海缆的输送容量更具优势，如三峡青洲六海上风电项目 (1GW) 采用 330kV 送出海缆，粤电青洲一二项目 (合计 1GW) 采用 500kV 送出海缆。

未来柔性直流海缆更适用于大规模、远距离电力输送。交流电缆输电过程中产生的较大电容充电电流导致线损增加，通常配置高抗补偿海缆的容性电流来保障有功功率的传输，而柔性直流输电过程中不存在电容充电电流，当海上风场单体规模变大、离岸距离较远时，采用直流海缆方案相比交流海缆+高压并联电抗器方案更具经济性。国内海上风场中直流海缆方案应用较少，目前仅江苏如东 H6、H8 和 H10 风电场采用 400kV 直流海缆送出方案。

离岸距离增加以及电压等级升高，带来海缆价值量提升。我们对 2022 年已经中标的海缆项目进行梳理，当离岸距离介于 20~30km, 35kV +220kV 方案单 GW 海缆价值量约 10~15 亿元，当离岸距离介于 55~65km 时，35kV +220kV 方案单 GW 海缆价值量将提升至 20 亿以上。考虑到目前采用 500kV 送出海缆的项目较少，项目间无法直接对比，我们根据今年已公布的某两个海缆中标项目进行估算：220kV 海缆价值量约 500

万/km（含敷设），而500kV海缆价值量达到1500万/km（含敷设），单公里价值量提升了2倍。

表 23 2022 年部分海缆项目中标情况梳理

项目（按开标顺序排列）	离岸距离(km)	35kV+220kV 单 GW 海缆价值量变化（含敷设，亿元/GW）	35kV+220kV 单 GW 海缆价值量变化（不含敷设，亿元/GW）
国华投资渤中1场址海上风电项目	14.00	11.08	8.86
华润电力苍南1号	26.00	12.74	10.19
华能汕头勒门（二）海上风电场项目	20.00	-	14.36
明阳阳江青洲四	55.00	27.80	22.24
国能龙源射阳100万千瓦海上风电项目	65.00	-	22.66

资料来源：公开资料整理、华西证券研究所

*不含敷设的海缆=含敷设的海缆中标价-20%敷设价值量

3.2 投资主线二：看好国产替代及新技术应用的轴承产业链

3.2.1 轴承：“以滑代滚”，轴承新技术助力行业降本

轴承是现代工业的基础零部件，其作用包括：①支承轴以及轴上零件；②保持轴的旋转精度；③减少轴与支承之间运动的摩擦系数。因而轴承又被称为机械行业的“关节”，广泛应用于汽车、家电、农业机械、工程机械以及风力发电等行业中。根据摩擦类型轴承可分为滚动轴承及滑动轴承：滚动轴承是指在零件间含有滚动体作滚动运动的轴承；滑动轴承主要由轴向定位环、供油孔和轴瓦等组成，根据其受力具有径向尺寸小、承载能力强、成本低等优点。

图 24 滑动轴承图示



资料来源：SKF 官网、华西证券研究所

图 25 滚动轴承图示

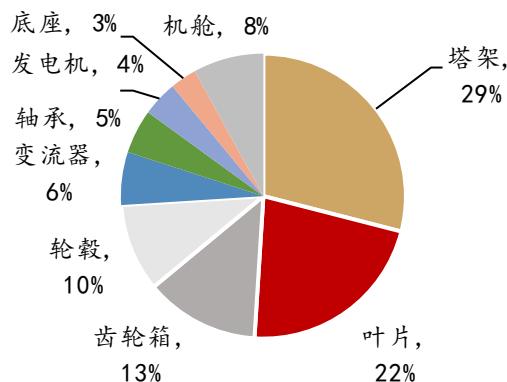


资料来源：SKF 官网、华西证券研究所

我国风电供应链基本成熟，轴承为少数的短板环节之一。早在2006年国家发改委发布的《关于风电建设管理有关要求的通知》指出，“风电机组投资中风电设备国产化率要达到70%以上”，我国风电产业从外部引进走上自主创新之路。历经十余年发展，我国形成了相对成熟的风电产业链，主轴、铸件、塔筒已经实现自主生产供应，

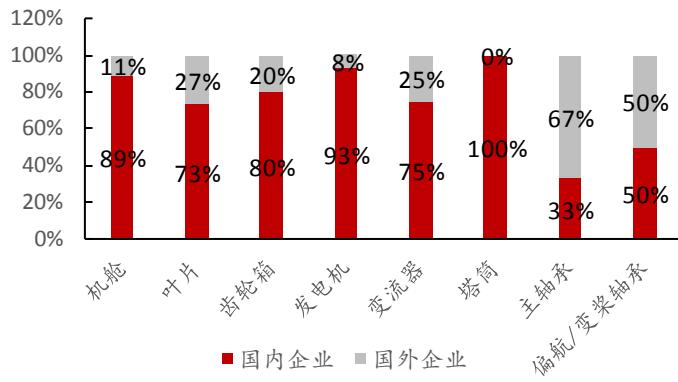
并向海外市场出口。根据 Wood Mackenzie 统计, 2019 年中国企业在机舱、叶片、齿轮箱、发电机、变流器、塔筒环节已经达到较大份额, 仅偏航/变桨轴承以及主轴承环节国产化率较低, 分别为 50%、33%。

图 26 风机成本拆分



资料来源: 前瞻产业研究院、华西证券研究所

图 27 2019 年我国风电各环节国产化率



资料来源: Wood Mackenzie、华西证券研究所

趋势一: 大型化趋势下, 国产轴承有望加速。

2022 年大型化趋势加速。根据 CWEA 统计, 2015-2018 年之间, 风电机组容量相对平稳, 陆风及海风单机容量分别在 2MW 及 4MW 上下波动。我国陆上风电及海上风电补贴陆续退出, 考虑到机组大型化不仅将减少单机材料用量, 同时也降低风场内风机台数, 有效降低施工/运维成本, 大型化成为平价时代风电行业的发展主旋律。2021 年我国新增装机的风电机组平均单机容量为 3.5MW, 同比增长 31.7%, 其中陆上风电机组平均单机容量为 3.1MW, 海上风电机组平均单机容量为 5.6MW。进入 2022 年大型化机组应用加快, 陆上风电招标要求中单机容量快速提升至 5-6MW, 如深能苏尼特左旗 500MW 特高压风电项目风机招标要求为单台 6.0MW 及以上; 国投灵山一期(六炉山) 400MW 风电场项目风机招标要求为单台 5-6.7MW。

进口轴承成本显著提升, 自主轴承迎来加速替代。目前大部分大兆瓦主轴轴承仍由斯凯孚、FAG 以及日本 NTN 海外轴承巨头主导, 而国内企业积极参与国产轴承供应, 在大型化趋势下轴承具备巨大国产替代空间。通过对三一披露的轴承年度采购价格进行分析, 我们发现: ①横向比较, 2020 年 4.0MW 主轴轴承相较于 3.0MW 主轴轴承功率增加 33.3%, 但单个轴承的平均采购单价增加 48.4%~76.2% 不等, 大兆瓦主轴轴承平均采购单价显著提升; ②纵向比较, 斯凯孚、FAG 以及日本 NTN 4.0MW 主轴轴承价格介于 26.27~32.08 万元之间, 洛轴的主轴轴承价格仅 19.91 万元, 国产轴承与海外轴承平均采购单价相差 30% 以上。我们认为, 平价时代风电供应链应补齐短板, 实现全面自主可控, 以保障我国风电行业高速发展, 国产轴承有望迎来加速替代。

图 28 三一重能的主轴轴承供应商及年度采购均价 (万元/个)

主轴轴承	时间	2.0MW	2.5MW	3.0MW	4.0MW
斯凯孚(中国)销售有限公司	2018	9.17	13.94	-	-
	2019	9.12	12	-	-
	2020	9.12	12	16.57	29.2
瓦房店轴承股份有限公司	2018	5.25	-	-	-
	2019	5.37	-	-	-
	2020	5.37	7.79	15.93	-
洛阳LYC轴承有限公司	2018	-	6.93	-	-
	2019	-	6.9	-	-
	2020	-	8.48	11.59	19.91
陕西中德弘业科技有限公司	2018	-	-	-	-
	2019	-	-	-	-
	2020	-	-	20.02	32.08
无锡中德瑞轴承有限公司	2018	-	-	-	-
	2019	-	-	-	-
	2020	-	-	17.7	26.27

资料来源:《关于三一重能股份有限公司首次公开发行股票并在科创板上市申请文件的审核问询函之回复报告》、华西证券研究所

*注: 陕西中德弘业为德国舍弗勒轴承官方授权经销商

无锡中德瑞轴承有限公司是日本NTN(恩梯恩)轴承集团在无锡授权经销商

趋势二:“以滑替滚”助力国内企业弯道超车

根据《我国风电轴承发展现状及展望》分析,滑动轴承具备较低的生产成本以及便于现场安装拆卸的特点,可降低风机厂商的开发成本和运维成本:1)低速重载应用场景更契合滑动轴承特性,开发成本降低。传统的滚动轴承为点接触或者线接触,单位重量或尺寸承载能力有限,而滑动轴承为面接触,承载能力大幅提升;2)风机维护成本降低。传统滚动轴承通常采用整体式设计,若轴承失效则需要通过吊车将整个机头吊下塔筒才能完成替换,不仅费用昂贵,还会减少业主发电收益,而滑动轴承采用的分瓣式设计可实现局部更换,使轴承实现现场安装维修成为可能。根据长盛轴承在投资者调研纪要中披露,以单GW计算,滑动轴承市场空间为1.5亿元,其中主轴轴承市场空间为6-7千万元,齿轮箱市场空间为4-5千万元,偏航变桨轴承市场空间为2-3千万元。

海内外均已展开滑动轴承探索性研究。滑动轴承可替代滚动轴承应用于风电主轴轴承、齿轮箱以及偏变轴承中,目前主轴系及齿轮箱轴承进展相对较快:1)国内头部主机企业积极推动滑动轴承在风机主轴系上的应用:2021年全球最大、国内首台金风科技新型轴系样机在新疆达坂城风力发电场成功实现并网发电及满发运行,根据金风科技微平台报道,其新型轴系采用滑动轴承替代滚动轴承,轴系承载密度提升超过20%,维护成本降低超过60%;2)齿轮箱轴承方面,齿轮箱龙头及主机企业均在发力:根据《滑动轴承在风电齿轮箱中的应用现状与发展趋势》分析,德国威能极已经开发出3-5.0MW半直驱型滑动轴承风力齿轮箱;德国采埃孚公司开发出4-5MW滑动轴承风力齿轮箱;上海电气与威能极联合开发出5.0MW滑动轴承风力齿轮箱;南高齿开发出3.0MW滑动轴承风力齿轮箱。

“以滑替滚”趋势下,国内轴承制造企业有望实现弯道超车。风力发电机在运行过程中需要反复起停,采用高分子材料方案,可以在油膜没形成时对轴承起到润滑及保护的作用,而高分子材料配方是滑动轴承制造企业的核心 know-how。目前国内风电滑动轴承制造企业主要有长盛轴承、崇德科技、双飞股份,根据长盛轴承投资调研纪要和公司公众号披露,长盛轴承依托其在工业变速箱成熟应用经验以及丰富的技术积累,已经取得主机厂的风电主齿轮箱滑动轴承订单,同时主轴轴承也已经完成材料验证。

我们认为,风电轴承一直是掣肘我国风电行业发展的关键短板,而“以滑替滚”的趋势下,国内企业与海外龙头站在了同一起跑线,依托庞大的风电市场中国企业有望实现弯道超车,掌握风电轴承自主权。同时,滑动轴承也将有望享受渗透率提升带来的结构性机遇。

3.2.2 滚子: 轴承专业化分工趋势下, 国产滚子快速替代

风电滚子占轴承成本仅 10%-15%,但国产化率尚低。根据中国轴承协会统计,目前国内风电轴承市场规模约 200 亿元,其中风电滚子占比轴承成本 10~15%,粗略估计风电滚子市场规模约 20 亿元。然而我国高端精密风电滚子长期依赖进口,成为制约我国轴承行业发展的“卡脖子”环节。

轴承企业自制滚子成本高,专业化分工驱动滚子国产替代。根据五洲新春的投资者调研纪要披露,全球风电滚子竞争格局可以分为四个层面:①国外头部轴承企业,具备滚子生产能力,但自制或采用进口滚子成本较高,已经开始采购国内滚子产品;②国内头部轴承企业,自制滚子配套其轴承产品,但自用情况下难以达到规模效应;③专业的第三方滚子企业,如五洲新春及力星股份,与下游风电轴承企业合作开发,凭借技术优势快速响应持续更迭的风电轴承要求,同时规模效应保障其滚子价格优势;④普通工业轴承滚子企业,技术尚不成熟,无法达到 1 级滚子的技术水平。综合来看,无论海外或国内轴承企业,在成本压力下将更愿意向国内专业的滚子企业进行采购,滚子专业化分工趋势更为凸显,有望驱动国产滚子市场份额持续提升。

3.3 投资主线三: 关注盈利有望修复的铸锻件以及叶片环节

3.3.1 铸件: 短期看原材料承压缓解, 中长期看龙头优势显著

铸件竞争格局较为分散。风电铸件产品通常包括轮毂,底座,转动轴,定子主轴,齿轮箱部件(含行星架,箱体等)等,目前全球风电铸件 80%以上产能集中在我国,其余 20%产能主要位于欧洲和印度。我国生产风电铸件的企业较多,具有一定产能规模且技术性较强的企业主要有日月股份、吉鑫科技、广大特材、豪迈科技等。根据象山县人民政府披露,2021 年,以宁波日星铸业为主体的日月股份,风电铸件产品销售量 40 万吨以上,市场占有率在全国、全球均位列第一。

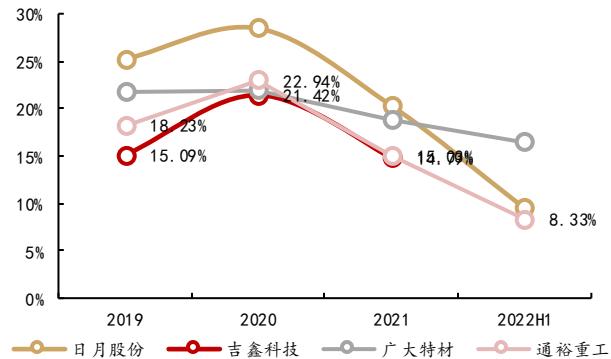
图 29 风电大型铸件产品



资料来源：日月股份招股说明书、华西证券研究所

铸件处于产业链中游,对原材料价格变动较为敏感。风电铸件上游主要有焦炭、生铁和废钢、树脂等原材料,2021年原材料占总成本比约60%;同时行业产品定价模式通常为“材料成本+加工费+利润”,与部分客户的价格为年度锁定价格,因此执行年度价格期间原材料大幅波动对公司的盈利能力造成影响。2021年铸件上游原材料价格高企,行业盈利能力整体出现大幅下滑。截至2022年12月30日,螺纹钢、废钢、生铁价格已经从年内高点回落,跌幅分别为19.4%、24.7%、17.9%,我们认为,后续原材料价格企稳或者下行将有望带来一定程度的盈利修复。

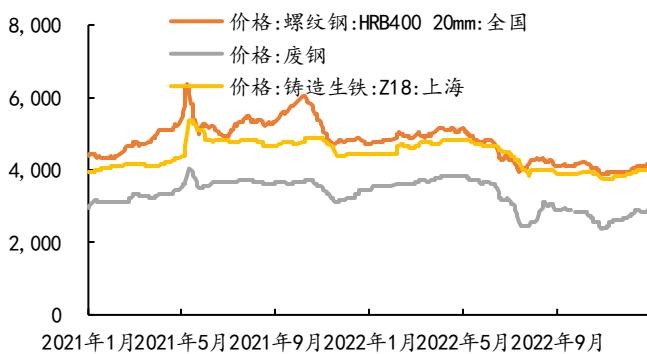
图 30 铸件企业毛利率



资料来源：Wind, 华西证券研究所

*通裕重工采用铸件产品毛利率,日月、广大采用综合销售毛利率,吉鑫科技采用轮毂、底座等产品毛利率

图 31 螺纹钢、废钢、铸造生铁价格回落



资料来源：Wind, 华西证券研究所

大兆瓦趋势下铸件难度不断攀升,头部企业地位有望持续巩固。一方面,主机大型化对铸件产品的生产技术、质量水平以及产能带来更高的要求。以风电轮毂为例,风电轮毂与底座铸件壁厚多在100mm以上,主轴孔部位甚至超过200mm以上,属于厚大断面铸件。根据《大断面球墨铸铁的熔炼质量控制》中分析,该类铸件铸造时的热容量大、凝固缓慢,若造成球化衰退与孕育衰退将导致铸件的组织和基体发生变化。厚壁处若冷却速度慢会导致石墨球粗大,石墨球数减少,形成力学性能较差、延伸率、塑性及低温性较低的非球状石墨,因而大尺寸铸件对企业技术要求较为苛刻。另一方面,铸件行业为重资产行业,资金壁垒较高。大兆瓦风机的部分零部件体积变大,需要新产能进行适配,我们梳理了头部铸件企业近几年扩产情况,新建铸件产

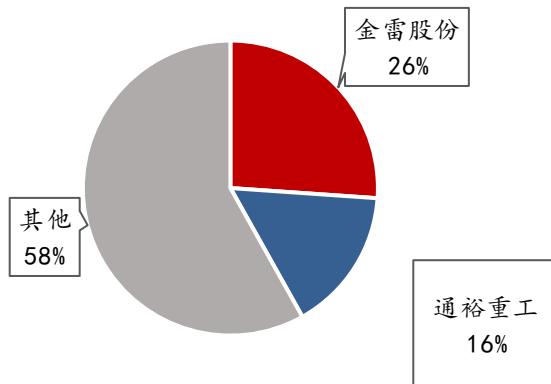
能对资金要求较高。其中,日月股份在甘肃酒泉推进的20万吨铸件产能项目规模总投资高达31.02亿元;2021年,金雷股份投资建设海上风电核心部件数字化制造中心,新增年产能15万吨,投资金额高达22.37亿元;2021年,广大特材募集资金12.87亿元,其中9.37亿元用于推进宏茂海上风电高端装备研发制造一期项目,预计新增年产能15万吨海上风电铸件精加工产能。我们认为伴随风电大型化趋势,头部铸件企业兼具技术以及资金优势,市场份额有望持续增长。

3.3.2 主轴: 铸造替代锻造趋势有望加速

主轴细分领域市占率相对集中,CR2达40%以上。主轴用于联接风叶轮毂与齿轮箱,将叶片转动产生的动能传递给齿轮箱,是风电整机的重要零部件。风机使用寿命长达20-25年,若使用中主轴发生故障,更换成本高、更换难度大,根据华经产业研究院测算,2021年金雷股份以及通裕重工全球市占率合计达到41.88%。

头部企业已实现批量出货,预计2023年铸造主轴趋势加快。锻造工艺在生产8MW以上大型风电主轴时需要更大的生产设备,生产效率低,而铸造主轴采用铸造成型工艺,材料利用率高,生产效率高,尽管铸造主轴力学性能相对弱于锻造主轴,但仍可以满足风电整机长期稳定运行的要求,在风机大型化趋势下,铸造主轴优势逐渐显现,目前铸造主轴已陆续通过部分主机认证并实现出货,预计2023年铸造主轴替代趋势或将加速。金雷股份以及通裕重工凭借其在风电主轴行业多年积累下的产品口碑以及客户优势,持续开拓铸造主轴产品。2021年金雷已经实现对上海电气、远景能源、东方电气、西门子歌美飒等风电整机厂商批量供应铸造主轴;根据通裕重工的投资者调研纪要披露,预计2022年通裕重工铸造主轴订单约1000支。

图 32 2021 年主轴全球竞争格局



资料来源:华经产业研究院,华西证券研究所

3.3.3 叶片: 有望迎来结构性偏紧和盈利修复

专业叶片制造企业市场份额提升。根据GWEC发布的《2020全球叶片供应链报告》,风电叶片的采购成本占风电整机成本的15%左右,是风电主机重要的零部件之一。目前叶片制造商分为专业叶片生产企业和风电整机商内部的叶片制造企业,由于:①专业叶片生产企业可以降低采购费用以及缩短新产品的上市时间,②叶片供应链日趋成熟,专业叶片制造商产能布局广泛,不同地区皆有合格的专业叶片制造商。我们预计叶片外包比例将会持续提升,根据艾郎科技招股说明书以及GWEC发布的《2020全球叶片供应链报告》,2019年风电整机商内部生产的叶片市场份额占比已经下降至50%。

海内外叶片玩家众多,中材科技国内市占率领先。海外叶片企业包括 LM (隶属于 GE)、TPI; 国内叶片玩家主要为中材科技、时代新材、中复连众、艾朗科技以及天顺风能等企业, 其中中材科技风电叶片业务连续多年保持行业领先, 2021 年公司合计销售风电叶片 11.4GW, 约占国内风电并网量的 24%。

叶片需求快速进入 90 米阶段。目前风电叶片向着大型化、大容量、智能化、轻量化趋势发展, 大叶轮直径的陆风机已经成为参与投标的主流机型, 其中在大唐白玉山扩容风电项目中, 所用的金风科技中速永磁平台产品 GWH191-5.0MW 机组叶轮直径 191 米, 是截至目前叶轮直径最大的陆上风电机组; 海上风电方面, 主机厂陆续推出叶轮直径近 250m 的海上风电机组, 如金风科技的 GWH252-16MW、明阳智能的 MySE16.0-242。

叶片需求分化,头部企业优势凸显。大型化趋势下, 我们预计 2023 年小叶型加速淘汰, 大叶型供应偏紧, 而头部叶片企业经过长期的积累, 不仅在产品、技术方面已经得到了市场验证, 还形成了快速响应大叶型需求的能力。根据中材科技的投资者调研纪要披露, 公司得益于其模具一体化战略, 90 米级别模具迅速到位, 截止 2022 年 6 月底具备 18 套, 预计 2022 年年底接近 40 套, 全部达产后将具备 15GW 左右 90 米级别叶片产能。

叶片环节盈利有望修复。风电叶片主要原材料为芯材、玻璃纤维及环氧树脂, 根据 Wind 数据显示, 环氧树脂价格已经从 2022 年年初的 25380 元/吨下降至 2023 年年初的 15600 元/吨, 降幅高达 38.5%; 同时由于 2022 年叶型调整, 在生产前期并未体现出规模优势, 2023 年风电装机整体回暖带动 90 米级别叶片放量, 规模效应将有所显现。我们认为, 原材料价格下降叠加规模效应, 叶片环节有望迎来结构性偏紧和盈利修复。

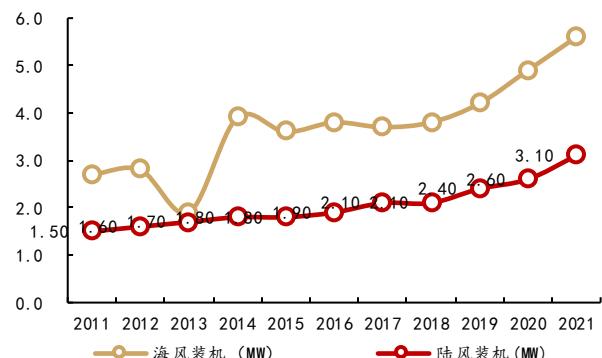
3.4 投资主线四: 关注价格有望企稳以及出海突破的主机环节

低价中标频现。2022 年以来, 陆上风电中标价格持续走低, 近期华润三塘湖 100 万千瓦风电项目主机中标金额 158158 万元, 平均单价 1581.58 元/kW(含塔筒), 假设塔筒价格 350 元/kW, 则不含塔筒陆上风机进入 1200 元/kW 的价格区间。我们认为价格快速走低的原因有二:

- **一方面, 主机大型化步伐持续迈进:**大型化带来的单位材料成本下降可以推动单位风机成本降低, 根据我们不完全统计, 2022 年 4MW 及以上风机成为今年陆风招标主流机型, 其中 5-7MW 机型占比超一半, 达 57.47%。
- **另一方面, 行业竞争有所加剧:**金风科技、远景能源、明阳智能依靠其技术优势及多年积累, 市占率长期稳居行业前三, 但 CR3 有所下滑; 同时, 以中车风电、三一重能为首第二梯队主机厂企业纷纷发力, 市场份额快速提升。根据 CWEA 统计, 2018 年风电新增装机中 CR3 (金风科技、远景能源、明阳智能) 约为 63.9%, 2021 年新增装机中 CR3 下降至 47.4%, 而三一重能、中车风电的市场份额从 2018 年的 1.2%/1.42% 提升至 2021 年的 5.7%/5.9%。

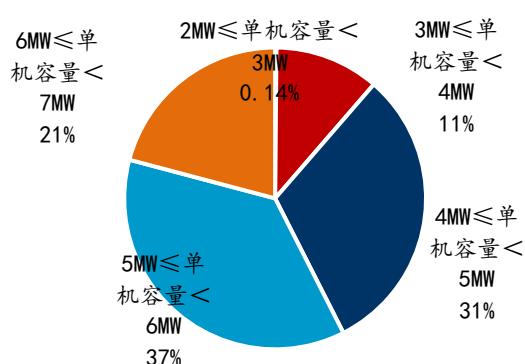
我们认为, 大型化以及竞争因素导致风电主机已经进入较低价格区间, 未来下行空间有限, 陆上风机价格有望触底企稳。

图 33 中国新增风电机组平均单机容量 (MW)



资料来源：CWEA，华西证券研究所

图 34 不完全统计下，2022 年陆上风电招标中各主机容量占比



资料来源：千里马、华西证券研究所

*注：招标文件中给予区间容量，按照其上下限进行取值，如 5-6.25MW 取“5MW ≤ 单机容量 < 6MW”

海内外风机价格分化，低价优势下国内主机竞争力凸显。根据 BNEF 发布的《2022 年上半年风机价格指数》指出，国内外陆上风机价格已经出现分化：受益于完善的本土供应链以及风机大型化速度加快，中国地区陆上风机价格持续下行；而除中国的其他地区，受到钢铁价格回升、海运费用上涨以及供应链中断影响，陆上风机价格提升，2022 年上半年签订的陆上风机协议的价格高达 92 万美元/兆瓦，回到 2016 年价格水平。我们认为，在价格优势下，国内主机企业竞争优势提升，有望迎来加速出海。

图 35 全球陆上风电主机价格走势



资料来源：BNEF，华西证券研究所

4. 投资建议

目前国内风电行业迎来双重变革：1) 一方面，补贴扰动以及消纳受限导致风电历史新增装机规模呈现周期性波动，进入平价时代后，补贴因素消除有望助力风电行业摆脱周期性特点；2) 另一方面，大型化趋势席卷风电全产业链，经济性将驱动行业进入内生性成长的新阶段。在此变革之下，2022 年风电招标规模高速增长，根据

我们不完全统计,截至12月31日,2022年风电主机招标规模累计达到95.35GW(不含集中采购以及招标框架),明显超21年全年水平。

在风电行业如此变革之际,国内以及海外市场的需求呈现共振:

1) 国内需求层面: 陆上风电已经实现全面平价,大基地以及分散式风电项目推动风电装机规模增长;我国海上风力资源丰富,省补及地方规划支撑海上风电进一步发展。我们预计2023年国内风电装机量有望达到70-75GW,其中陆上风电新增装机规模60-65GW,海上风电装机规模10-12GW。

2) 海外需求层面: 各国愈加重视海上风电在实现能源转型过程中的重要地位,欧洲海上风电规划持续超预期,预计后续海上风电新增装机增速有望超过陆上风电;美国海上风电发展滞后,但2022年在更新版《海上风电战略》中,美国能源部提出2030年及2050年分别实现30GW、110GW海上风电装机;亚洲地区,韩国、日本、菲律宾均出台了海上风电装机目标。

我们认为,除传统的国内陆上风电市场外,海上+海外的优质市场具备广阔空间,国内优质企业有望搭乘“两海”东风,彰显其全球竞争力。

应该关注以下环节的投资机遇:

- **看好受益于“海上”以及“海外”市场的塔筒&单桩环节。**海上风电持续降本,广东、山东、浙江以及上海出台地方补贴政策,需求有望持续提升;海上塔筒以及单桩带来增量空间,欧洲市场单桩需求存在缺口,国内优质企业有望持续斩获海外订单。受益标的:大金重工、天顺风能、海力风电、泰胜风能、天能重工等。
- **开发规模化以及离岸深远海化趋势下,海缆环节显著受益。**海缆具备抗通缩属性,更高电压等级以及离岸距离增加带来海缆价值量提升;同时,地方政策扶持力度较大区域的相关产能具备区位优势,同时关注海缆订单旺盛带来的外溢二线厂商机会。受益标的:东方电缆、亨通光电、宝胜股份、起帆电缆、汉缆股份、中天科技、太阳电缆等。
- **看好新技术变革下的机会。**大型化推动轴承及滚子环节国产化替代加速,同时新技术如滑动轴承进一步助力风机降本。受益标的:长盛轴承、双飞股份、新强联、五洲新春等。
- **原材料价格下跌叠加大型化趋势加速,短期内盈利水平有望修复,长期来看头部企业优势显著的环节,**如主轴、铸件、叶片等。受益标的:日月股份、金雷股份、通裕重工、广大特材、海锅股份、中材科技、时代新材、天顺风能等。
- **国内需求增长带动风电装机规模持续提升,同时陆上风电价格有望企稳;海外风电装机目标持续提升,具备优势的国产主机企业有望迎来风机出海。**受益标的:三一重能、明阳智能、运达股份、金风科技、电气风电等。

5. 风险提示

新能源装机、限电改善不达预期;产品价格大幅下降风险;疫情发展超预期风险。

分析师与研究助理简介

杨睿：华北电力大学硕士，专注能源领域研究多年，曾任民生证券研究院院长助理、电力设备与新能源行业首席分析师。2020年加入华西证券研究所，任电力设备与新能源行业首席分析师。2021年新浪财经金麒麟电力设备与新能源行业新锐分析师第一名。

罗静茹：英国华威大学硕士，2年行业研究经验，2022年加入华西证券研究所。

分析师承诺

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求客观、公正，结论不受任何第三方的授意、影响，特此声明。

评级说明

公司评级标准	投资评级	说明
以报告发布日后的6个月内公司股价相对上证指数的涨跌幅为基准。	买入	分析师预测在此期间股价相对强于上证指数达到或超过15%
	增持	分析师预测在此期间股价相对强于上证指数在5%—15%之间
	中性	分析师预测在此期间股价相对上证指数在-5%—5%之间
	减持	分析师预测在此期间股价相对弱于上证指数5%—15%之间
	卖出	分析师预测在此期间股价相对弱于上证指数达到或超过15%

行业评级标准	投资评级	说明
以报告发布日后的6个月内行业指数的涨跌幅为基准。	推荐	分析师预测在此期间行业指数相对强于上证指数达到或超过10%
	中性	分析师预测在此期间行业指数相对上证指数在-10%—10%之间
	回避	分析师预测在此期间行业指数相对弱于上证指数达到或超过10%

华西证券研究所：

地址：北京市西城区太平桥大街丰汇园11号丰汇时代大厦南座5层

网址：<http://www.hx168.com.cn/hxzq/hxindex.html>

华西证券免责声明

华西证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具备证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司签约客户使用。本公司不会因接收人收到或者经由其他渠道转发收到本报告而直接视其为本公司客户。

本报告基于本公司研究所及其研究人员认为的已经公开的资料或者研究人员的实地调研资料，但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。本报告所载资料、意见以及推测仅于本报告发布当日的判断，且这种判断受到研究方法、研究依据等多方面的制约。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及预测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息始终保持在最新状态。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，投资者需自行关注相应更新或修改。

在任何情况下，本报告仅提供给签约客户参考使用，任何信息或所表述的意见绝不构成对任何人的投资建议。市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告视为做出投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在任何情况下，本报告均未考虑到个别客户的特殊投资目标、财务状况或需求，不能作为客户进行客户买卖、认购证券或者其他金融工具的保证或邀请。在任何情况下，本公司、本公司员工或者其他关联方均不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告而导致的任何可能损失负有任何责任。投资者因使用本公司研究报告做出的任何投资决策均是独立行为，与本公司、本公司员工及其他关联方无关。

本公司建立起信息隔离墙制度、跨墙制度来规范管理跨部门、跨关联机构之间的信息流动。务请投资者注意，在法律许可的前提下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。在法律许可的前提下，本公司的董事、高级职员或员工可能担任本报告所提到的公司的董事。

所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处为华西证券研究所，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。