

碳达峰碳中和系列研究之风电制造篇——

风电市场向好，深耕产业链经营

- **风电新增装机空间广阔，未来全球风电市场增量主要看中国。**2021年全球风电发电量占比为6.6%，预计2030年该比重或将达到21%左右。国内风电新增装机占电源装机结构比重在27%，随着风电度电成本持续降低，未来风电新增装机规模提升空间广阔。预计未来国内风电新增装机占全球比重会在40%以上，未来增量市场主要看中国。
- **国内风电新增装机迈入平稳增长阶段，后市场增速快。**国内陆上风电基本实现平价上网，在经济性驱动下陆风装机有望稳步增长，保守预计“十四五”期间国内陆风年均装机容量在50GW左右，未来3年CAGR在14%以上。国内海风国补取消地补接力，未来海风仍有较大降本空间助力实现全面平价上网。2022年海风经过去年抢装潮之后短期面临回调压力，根据国内主要地区海风规划情况，保守预计“十四五”期间国内海风年均新增装机规模在14GW左右，未来3年CAGR在30%以上。中长期来看，分散式和深远海的风电建设是重要看点，存量风电场逐步累积未来将激发上千亿元的技改、更新换代和运维等后市场潜力。
- **半直驱、大型化是风机降本的必经之路，主机厂头部集中趋势明显。**目前国内陆上风机中双馈机型仍然占据主流，半直驱技术路线有望在海风领域加速渗透。国内风电主机厂的产能基本能够满足未来新增装机需求，各大主机厂也形成了多种大兆瓦机型平台化生产能力，未来风机价格仍存在下行压力。未来陆风整体竞争格局趋于白热化，海风格局或将开启变数。头部风电主机厂或将继续致力于产业投资换资源和成本控制，行业集中度或将持续提升。
- **风电产业链中海缆、主轴承、塔筒受大型化单位零部件用量摊薄的影响较小，值得关注。**海缆在深远海趋势下未来三年市场规模能够保持CAGR在40%以上，并且竞争格局稳定；主轴承往大兆瓦升级趋势明确，目前30%的国产化率水平下未来国产替代空间广阔；国内塔筒厂商的成本优势助力其出海打造新的增长极，头部厂商规模效应强化下集中度或迎来提升。
- **业务布局建议及风险分析。**建议与优质的风电主机厂及海缆、主轴承、塔筒领域的头部零部件供应商建立综合授信、项目贷、供应链金融等业务合作，关注风电消纳困难、主机厂非理性价格战和上游原材料价格上涨等风险。

杨荣成

行业研究员

☎: 0755-82901273

✉:

yangrongcheng@cmbchina.com

相关研究报告

《碳中和碳达峰系列研究之电力行业篇——构建新型电力系统，寻找确定性高成长赛道》



目录

1. 风电装机空间广阔，未来增量市场主要看中国	1
1.1 风电渗透率提升空间大，度电成本降低驱动装机持续提升	1
1.2 全球风电市场蓬勃发展，中国已经成为全球风电主要市场	2
2. 国内风电新增装机迈入平稳增长，后市场增速快	3
2.1 陆风投资成本持续下降，经济性保障装机增长	3
2.2 海风全面平价尚需时日，抢装回调后有望继续稳步上行	6
2.3 分散式、深远海是中长期看点，后市场增速快	10
3. 半直驱、大型化是降本必经之路，头部集中趋势明显	11
3.1 半直驱和大型化是风电主机降本的必经之路	12
3.2 风机往大型平台化生产转型升级，价格仍存下行压力	16
3.3 头部效应明显，未来海风竞争格局或存变数	18
4. 产业链中海缆、主轴轴承和塔筒受大型化影响最小	21
4.1 海缆：市场规模在深远海趋势下保持高速增长，竞争格局稳定	23
4.2 主轴轴承：结构性升级趋势明显，国产替代空间广阔	25
4.3 塔筒：出海打造新增长极，行业集中度或迎来提升	28
5. 业务布局建议及风险分析	31



图目录

图 1: 中国和全球风力发电占总发电量比重 (%)	1
图 2: 中国风电新增装机占电源装机比重 (%)	1
图 3: 2030 和 2050 年全球总发电量分结构预测	1
图 4: 2030 和 2050 年全球电源总装机结构预测	1
图 5: 全球风电建设成本和平准化度电成本持续下降	2
图 6: 全球风电新增装机容量及预测情况	3
图 7: 中国风电新增装机容量及占全球比重	3
图 8: 2021 年全球风电新增装机容量区域分布	3
图 9: 中国陆上风电新增装机容量历史变化情况	4
图 10: 中国陆上风电投资建设成本结构情况	5
图 11: 我国陆上风电投资建设成本有望持续下降	5
图 12: 国内分散式风电历史装机情况	6
图 13: 国内十四五陆风装机规模预测情况	6
图 14: 中国海上风电新增装机规模及增速	7
图 15: 国内海风装机占风电总体比重变化	7
图 16: 国内海风建设成本结构占比	8
图 17: 国内海风资源分布图	8
图 18: 海上风电项目投资成本变化趋势	9
图 19: 2025 年主要沿海省份海上风电平价预测	9
图 20: 海风主要省市十四五期间规划情况	10
图 21: 海风十四五期间装机规模预测	10
图 22: 每年寿命达 20 年的风电机组数量预测	11
图 23: 我国风电运维后市场规模预测情况	11
图 24: 风电整机成本拆分情况	12
图 25: 风电主机结构示意图	12
图 26: 风电产业链全景图包括产业链上下游以及主要玩家	12
图 27: 不同技术路线风电机组示意图	13
图 28: 不同技术路线陆风新增装机占比 (%)	13
图 29: 风机大型化迭代趋势演进图	15
图 30: 国内海上风机大型化趋势 (MW)	15
图 31: 陆上风电新增机组平均单机容量变化	16
图 32: 2021 年陆风新增装机以 3.0-3.9MW 为主	16
图 33: 海上风电新增机组平均单机容量变化	16
图 34: 2021 年海风新增装机以 6.0-6.9MW 为主	16
图 35: 运达股份历史产能、产量及利用率情况	17
图 36: 电气风电历史产能、产量及利用率情况	17
图 37: 各容量机组月度公开招标均价情况	18
图 38: 全市场整机投标均价持续下行	18
图 39: 2022 年陆风整机招标价格月度情况	18
图 40: 海上风电整机招标价格月度变化情况	18
图 41: 中国风电整机企业集中度变化情况	19
图 42: 2021 年中国风电整机企业新增装机占比	19
图 43: 2021 年中国整机企业陆上新增装机占比	20
图 44: 2021 年中国整机企业海上新增装机占比	20
图 45: 风机各零部件环节在大型化过程中单位价值量的变化情况	22
图 46: 海缆分类示意图	23
图 47: 国内海缆行业市场竞争格局情况	25
图 48: 风电轴承分布图示	26
图 49: 大功率主轴轴承示意图	26
图 50: 三一重能主轴轴承采购单位价值量变化	26
图 51: 我国陆风主轴轴承国产化率变化趋势	28



图 52: 2019 年全球风电轴承市场格局情况	28
图 53: 风机大型化带来相应塔筒高度增加	29
图 54: 塔筒成本结构	30
图 55: 国内和欧盟塔筒成本对比	30
图 56: 2020 年塔筒行业市场竞争格局	31
图 57: 国内主要塔筒厂商海外业务收入变化情况	31
图 58: 国内四大龙头塔筒厂商国内产能分布情况	31

表目录

表 1: 我国陆上风电补贴政策 (元/千瓦时)	4
表 2: 陆上风电全投资 IRR 敏感性分析情况	4
表 3: 国内海风补贴政策含国补和地补	7
表 4: 海上风电 0.193 元/千瓦时上网电价对应的项目收益率 (元/KW、小时)	7
表 5: 国内不同地区海风资源、发电量水平、平价造价范围及“十四五”平价上网的难度评估	8
表 6: 国内分散式风电项目开发流程与集中式对比	10
表 7: 2025 年近海与远海风电 LCOE 对比情况	10
表 8: 三种海上风电机组技术路线对比	13
表 9: 采用不同单机容量机组的项目经济指标	14
表 10: 主要主机厂目前建立的平台化生产信息汇总	17
表 11: 2017-2021 年我国风电整机企业市占率情况	19
表 12: 2019-2021 年我国海上风电整机企业市占率情况	20
表 13: 不同风电主机厂商在全国范围内的资源布局情况和成本控制策略	21
表 14: 风电整机各零部件环节市场基本情况	22
表 15: 海缆占海上风电投资总额的成本占比	23
表 16: 不同电压等级海缆输送容量情况	24
表 17: 柔性直流输电海缆示意图	24
表 18: 国内海缆市场规模预测	24
表 19: 国内主要海缆企业制造基地布局情况	25
表 20: 风电轴承的成本占比情况	26
表 21: 风电主轴轴承市场规模预测情况	27
表 22: 风电轴承主要供应商以及客户、产品梳理情况	28
表 23: 全球及国内塔筒市场规模预测	30

附录

附录 1: “十四五”第一批风光大基地项目名单 (全国各省分类)	32
附录 2: “十四五”第二批风光大基地项目基本情况	35

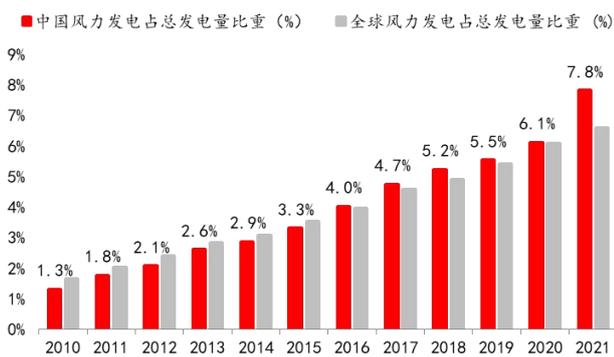


1. 风电装机空间广阔，未来增量市场主要看中国

1.1 风电渗透率提升空间大，度电成本降低驱动装机持续提升

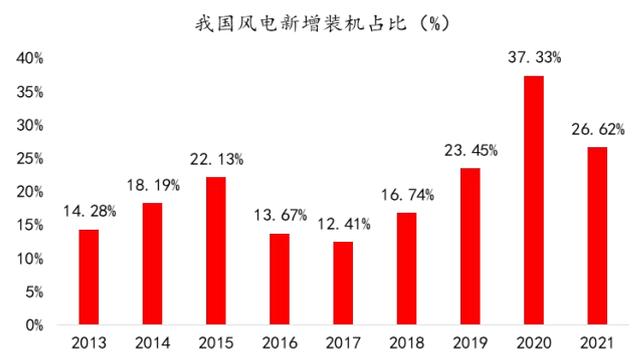
未来风力发电渗透率提升空间大。风电凭借其清洁、环境效益好等特点成为新能源发电中渗透率提升相对较快的一种能源，它本质上利用风资源驱动风机叶片转动，进而将机械能转换为电能。截至 2021 年底，全球风力发电占总发电量比重在 6.6%，我国这一比重在 7.8% 左右，根据 IRENA 的预测，预计 2030 年左右全球风力发电占总发电量比重或将达到 21% 左右。风力发电占总发电量比重提升依赖于风电装机在电源结构中占比的增加，2021 年我国风电新增装机容量占总电源装机规模的比例为 26.62%，未来随着“30-60 碳达峰碳中和”的目标规划推进，风电装机占比还会持续提升，未来风电渗透率仍有较大提升空间。

图 1：中国和全球风力发电占总发电量比重（%）



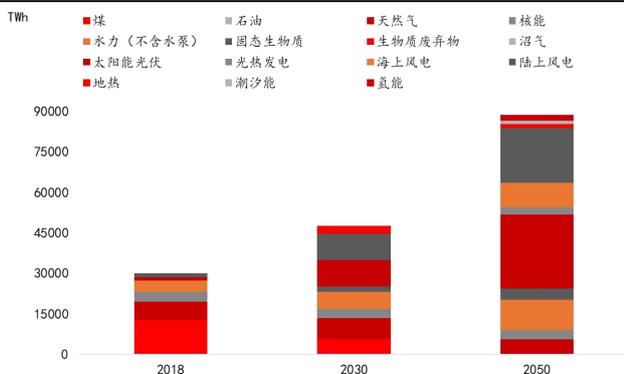
资料来源：能源环境独立智库、Wind、招商银行研究院

图 2：中国风电新增装机占电源装机比重（%）



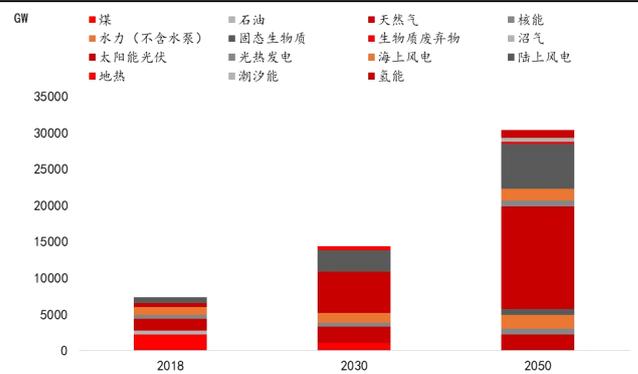
资料来源：Wind、招商银行研究院

图 3：2030 和 2050 年全球总发电量分结构预测



资料来源：IRENA、招商银行研究院

图 4：2030 和 2050 年全球电源总装机结构预测

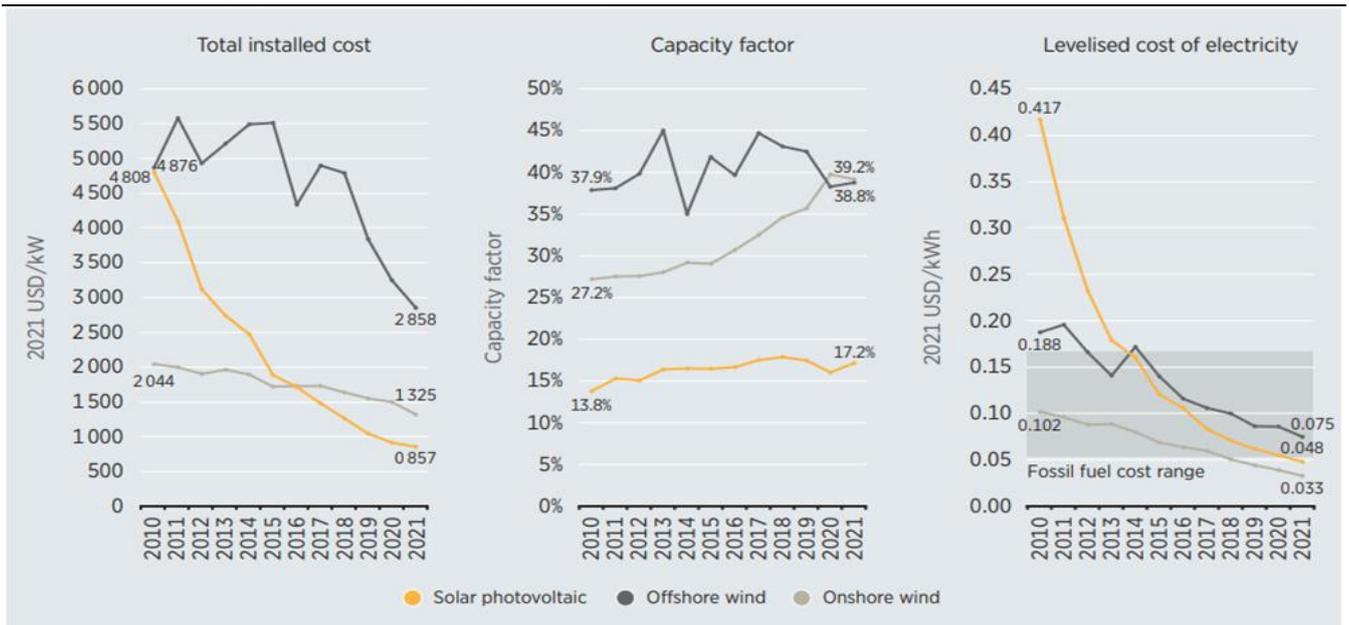


资料来源：IRENA、招商银行研究院



未来在风电技术进步成本持续降低的驱动下其渗透率提升确定性强。风电经过 10 多年的发展，全球风电的建设成本和平准化度电成本已经下降明显。根据 IRENA 的数据，2021 年全球海上风电和陆上风电的建设成本较 2010 年分别下降 41% 和 35% 至 2858 美元/千瓦和 1325 美元/千瓦。2021 年全球海风和陆风的 LCOE 分别达到 0.075 美元/千瓦时和 0.033 美元/千瓦时，较 2010 年分别下降 60% 和 68%。未来在风电技术内生进步持续降本推动下，风电的度电成本有望继续下降，风电渗透率必将保持增加趋势。

图 5：全球风电建设成本和平准化度电成本持续下降



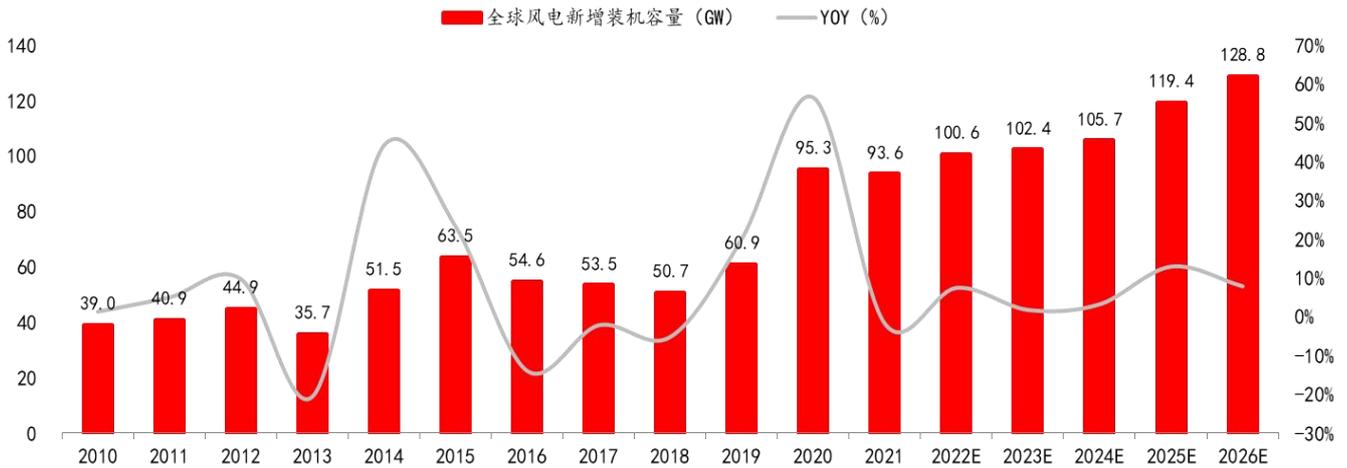
资料来源：IRENA、招商银行研究院

1.2 全球风电市场蓬勃发展，中国已经成为全球风电主要市场

过去全球风电新增装机容量波动上行，未来或将呈现平稳增长的趋势。根据全球风能协会的数据，2021 年全球风电新增装机容量达到 93.60GW，同比略微下滑 1.77%，主要系 2020 年中国风电抢装带来的高基数影响。过去 10 年全球风电新增装机容量年均复合增速为 8.62%，全球风电历史装机主要受技术进步降本不及预期、主要国家风电补贴退坡、风电等新能源消纳困难等因素冲击，呈现周期性波动上行的特点。未来在风电技术进步日趋成熟、风电补贴全面退出、新能源消纳配套政策逐步完善的情况下，预计全球风电新增装机或呈现平稳增长趋势。根据 GWEC 的预测，2026 年全球风电新增装机容量或达到 128.8GW，未来 5 年年均复合增速在 6.6% 左右。



图 6：全球风电新增装机容量及预测情况



资料来源：GWEC、招商银行研究院

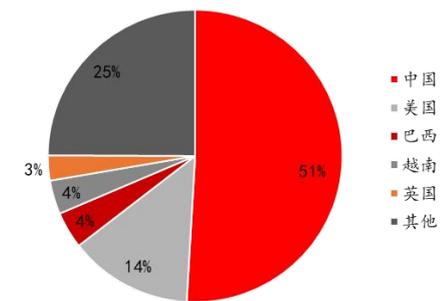
中国已成为全球风电市场的主导力量，未来全球风电看中国。2021 年中国风电新增并网装机容量为 47.57GW，受 2020 年陆风抢装的高基数影响同比下滑 12.60%，占全球风电新增装机容量的 50.82%，中国已经成为全球风电市场的主导力量，而新增装机容量前五名中美国、巴西、越南和英国风电新增装机合计占比仅为 25%。根据 GWEC 的预测，未来 5 年中国风电新增装机容量占全球比重将继续保持在 40% 以上，未来全球风电市场的发展主要看中国。

图 7：中国风电新增装机容量及占全球比重



资料来源：GWEC、招商银行研究院

图 8：2021 年全球风电新增装机容量区域分布



资料来源：GWEC、招商银行研究院

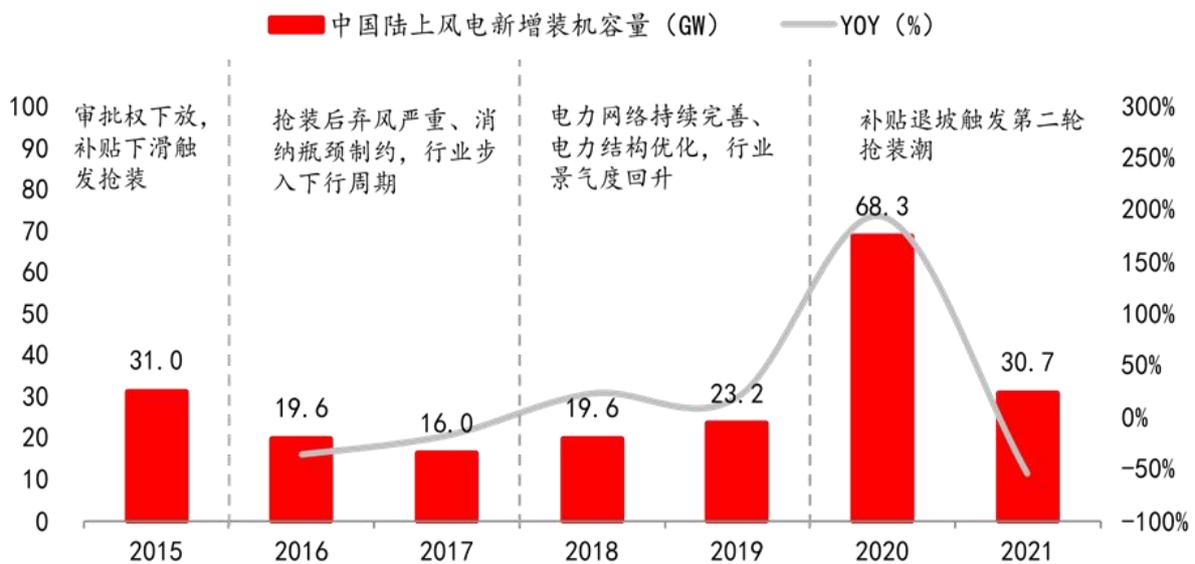
2. 国内风电新增装机迈入平稳增长，后市场增速快

2.1 陆风投资成本持续下降，经济性保障装机增长



国内陆上风电已实现平价上网，未来装机规模主要依赖风电建设成本的降低。我国陆上风电经历了漫长的补贴退坡过程以及风电抢装带来弃风率高企等粗放式发展，逐步通过消纳政策实施、规模化降本实现了平价上网，由此开启了内生技术进步降本驱动的高质量发展之路。2020年为陆上风电补贴的最后一年，当年新增并网装机规模达到了68.3GW，同比大幅增长193.7%，创造历史最高水平。随着陆风补贴完全退出，陆上风电项目投资回报IRR（内部收益率）情况根据不同的初始建设成本和风资源的利用小时数测算表现较为乐观，国内陆风投资的积极性较强。2021年国内陆风完成了30.7GW的装机容量，尽管相对抢装影响的2020年明显下降，但全年仍然相较2019年增长了32%。未来国内陆上风电的新增装机需求主要依赖于初始建设成本的降低，以收益率为导向驱动。

图9：中国陆上风电新增装机容量历史变化情况



资料来源：GWEC、国家能源局、招商银行研究院

表1：我国陆上风电补贴政策（元/千瓦时）

	2009-2015年	2016-2017年	2018年前核准、2019年前开工且2020年底前并网	2018年核准且2020年底前并网	2019年核准且2021年底前并网
I类资源区	0.51	0.49	0.47	0.40	0.34
II类资源区	0.54	0.52	0.50	0.45	0.39
III类资源区	0.58	0.56	0.54	0.49	0.43
IV类资源区	0.61	0.61	0.60	0.57	0.52

资料来源：国家能源局、招商银行研究院

表2：陆上风电全投资IRR敏感性分析情况

项目全投资IRR	上网电价(元/kWh)						
	0.29	0.31	0.33	0.35	0.37	0.39	0.41

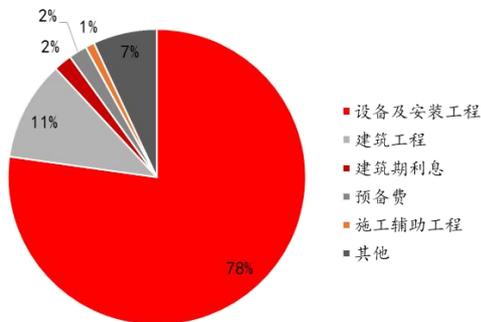


利用小时数	3200	14.70%	16.00%	17.20%	18.40%	19.60%	20.70%	21.90%
	3000	13.60%	14.80%	15.90%	17.10%	18.20%	19.30%	20.40%
	2800	12.40%	13.60%	14.70%	15.70%	16.80%	17.90%	18.90%
	2600	11.20%	12.30%	13.40%	14.40%	15.40%	16.40%	17.40%
	2400	10.00%	11.00%	12.00%	13.00%	14.00%	14.90%	15.80%
	2200	8.80%	9.70%	10.70%	11.60%	12.50%	13.40%	14.20%
	2000	7.50%	8.40%	9.20%	10.10%	10.90%	11.80%	12.60%
	1800	6.10%	6.90%	7.80%	8.60%	9.40%	10.10%	10.90%

资料来源：安信证券、招商银行研究院

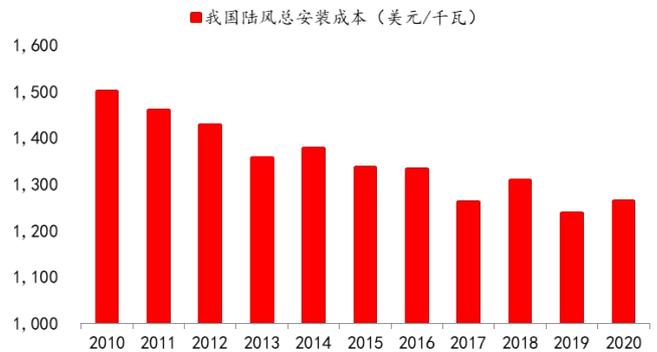
国内陆上风电的初始投资建设成本持续下降依然是趋势。陆上风电项目投资建设成本主要包括设备及安装工程、建筑工程、施工辅助工程、其他费用、预备费和建设期利息，其中设备及安装工程投资占成本比重高达 78%，是陆风降本的核心所在。陆上风电项目的投资成本在 2020 年受抢装带来设备及施工资源紧张迎来了短暂的回升，当年陆上集中式风电的平均造价达到了 6500 元/千瓦左右，随着抢装效应退潮，相关的设备及施工资源存在一定过剩压力，陆风的投资成本再次步入下行通道。往后看，随着设备全产业链推动降本以及安装、施工等费用继续压缩，根据彭博新能源财经的预测，到 2025 年国内的陆上风电平均建设成本还将下降 30% 左右。

图 10：中国陆上风电投资建设成本结构情况



资料来源：水电水利规划设计总院、招商银行研究院

图 11：我国陆上风电投资建设成本有望持续下降



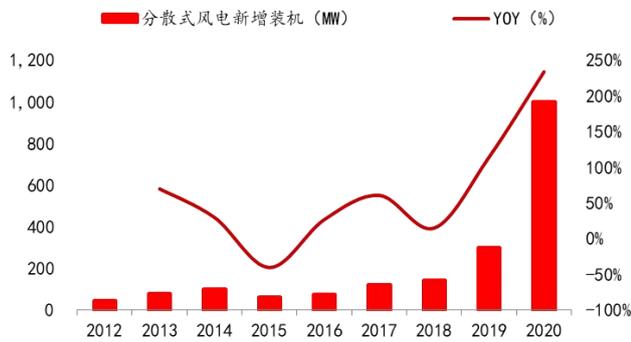
资料来源：Wind、招商银行研究院

陆上风电在国内大基地项目规划下未来有望逐年增长。根据国家《“十四五”可再生能源发展规划》明确要求，坚持集中式与分布式并举，在大力推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设的同时，在东中南部地区积极推进分布式风电的开发。考虑到国内分散式风电目前主要由国家政策推动在东中南部因地制宜就地、就近开发，总体规模绝对量和占比都相对较小，短期难以成为陆风新增装机增长的主要驱动力，因此陆风装机未来主要看大型集中式项目。未来国内陆上集中式风电装机规模主要由国内西北、华北、东北地区的两批风光大基地项目（见报告附录 1 和 2）规划保证，同时根据全国主



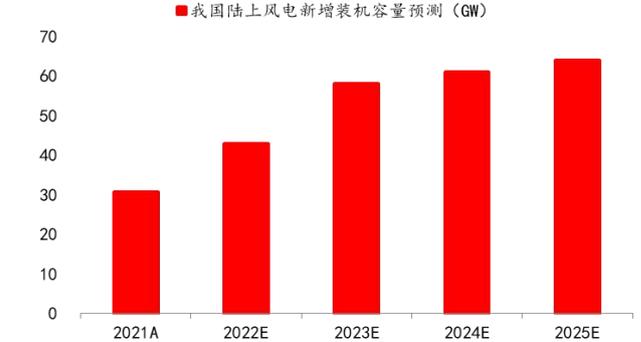
要省市公布的“十四五”期间的可再生能源发展规划，我们保守预计整个“十四五”期间全国陆上风电年均装机容量在 50GW 左右，未来 3 年年均复合增速在 14% 以上。

图 12：国内分散式风电历史装机情况



资料来源：CWEA、招商银行研究院

图 13：国内十四五陆风装机规模预测情况

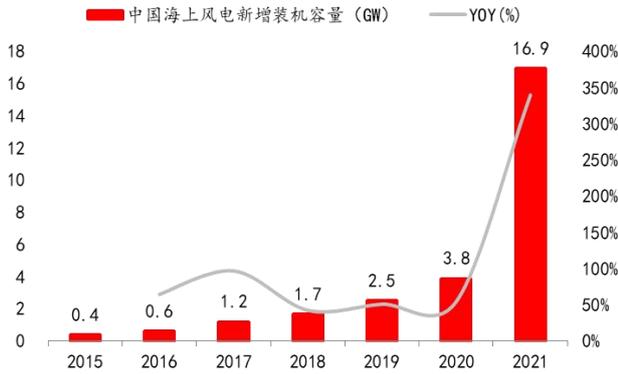


资料来源：政府官网、国家能源局、招商银行研究院

2.2 海风全面平价尚需时日，抢装回调后有望继续稳步上行

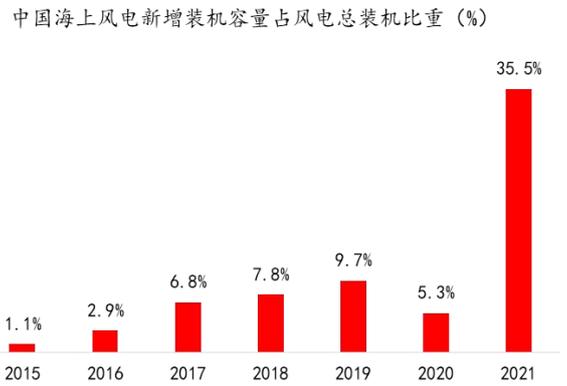
国内海上风电国补取消地补接力，距离全面平价上网尚需时间。我国海上风电起步相对较晚，过去整体发展速度较为缓慢，2014 年海上风电开始施行固定电价上网，叠加海上风电靠近用电负荷侧基本不存在弃风问题，行业发展开始提速。2021 年为海上风电国补的最后一年，海上风电抢装效应显著，去年海风装机规模达到了 16.9GW，同比增长 3 倍多。国补全面取消的同时行业内也都认识到目前的海风建设成本总体还处于较高水平，在失去补贴等政策支持下想要依靠自身努力降低成本实现平价上网，短期还难以实现，因此国内部分省份相继出台了地方性补贴接力。从广东、山东、浙江三省的地方补贴政策来看，补贴期限基本都在十四五末期。尽管今年福建省的个别项目通过竞价方式出现项目申报电价低至 0.2 元/千瓦时，相比此前享受国家补贴时 0.8 元/千瓦时的电价下降了 75% 左右，这种通过竞争性配置中标的低电价结果对于海风的长期健康发展是不利的，海风的全面平价上网是需要根据不同地区海风降本节奏因地制宜推进。

图 14: 中国海上风电新增装机规模及增速



资料来源: 风能协会、招商银行研究院

图 15: 国内海风装机占风电总体比重变化



资料来源: 风能协会、招商银行研究院

表 3: 国内海风补贴政策含国补和地补

省市	发布时间	具体内容
广东	2021 年 6 月	补贴范围: 2018 年底前已完成核准、在 2022 年至 2024 年全容量并网省管海域项目, 对 2025 年起并网的项目不再补贴; 补贴标准: 2022 年、2023 年、2024 年全容量并网项目每千瓦分别补 1,500 元、1,000 元、500 元。
山东	2022 年 4 月	对 2022—2024 年建成并网的“十四五”海上风电项目, 省财政分别照每千瓦 800 元、500 元、300 元的标准给予补贴, 补贴规模分别不过 200 万千瓦、340 万千瓦、160 万千瓦。2023 年底前建成并网的海风电项目, 免于配建或租赁储能设施。
浙江舟山	2022 年 7 月	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、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, 按等效年用小时数 2600 小时进行补贴。

资料来源: 政府官网、招商银行研究院

表 4: 海上风电 0.193 元/千瓦时上网电价对应的项目收益率 (元/KW、小时)

项目造价 发电小时数	13000	12000	11000	10000	9000	8000	7000
4200	0.30%	1.00%	1.80%	2.60%	3.70%	4.90%	6.40%
4400	0.70%	1.40%	2.20%	3.10%	4.20%	5.40%	7.00%
4600	1.20%	1.90%	2.70%	3.60%	4.70%	6.00%	7.60%
4800	1.60%	2.30%	3.10%	4.10%	5.20%	6.50%	8.10%
5000	2.00%	2.70%	3.50%	4.50%	5.70%	7.00%	8.70%
5200	2.30%	3.10%	4.00%	5.00%	6.10%	7.50%	9.30%
5400	2.70%	3.50%	4.40%	5.40%	6.60%	8.00%	9.80%
5600	3.10%	3.90%	4.80%	5.80%	7.10%	8.50%	10.40%
5800	3.50%	4.30%	5.20%	6.30%	7.50%	9.00%	10.90%
6000	3.80%	4.60%	5.60%	6.70%	8.00%	9.50%	11.40%
6200	4.20%	5.00%	6.00%	7.10%	8.40%	10.00%	12.00%
6400	4.50%	5.40%	6.40%	7.50%	8.80%	10.50%	12.50%

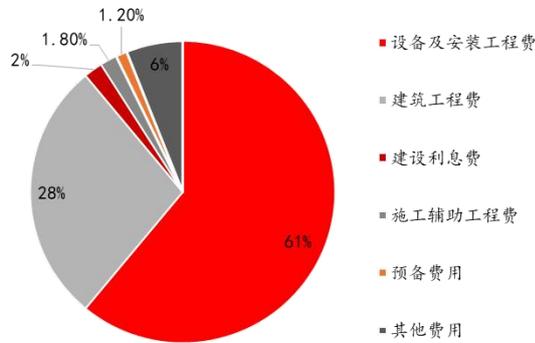


6600	4.90%	5.70%	6.70%	7.90%	9.30%	11.00%	13.00%
6800	5.20%	6.10%	7.10%	8.30%	9.70%	11.40%	13.60%

资料来源：CWEA、招商银行研究院

国内海风不同区域建设成本差异较大，未来仍有较大下降空间助力平价上网。海风的建设成本主要包括设备及安装工程费和建筑工程费，二者占总建设成本的比重分别为61%和28%，海风的施工作业难度比陆风高出很多，使得其建筑工程费用占比较高。海风项目建设成本经过国内多年在技术研发、工程建设以及运营方面的不断进步，整体呈现下降趋势，但不同海域地质条件和风能资源的差异导致建设成本有所分化。我国海上风电建设主要集中在东部沿海地区，以江苏、广东、浙江、山东和福建等地为主，其中江苏省苏北地区、广东省粤东地区、福建省的风资源条件相对优质，并且地质条件较好，海风建设成本在全国范围内处于相对较低水平，大约在12000-14000元/千瓦；而浙江、山东、广东省粤西地区风资源相对一般，地质条件略差，海风建设成本分布在12000-15500元/千瓦左右。未来在设备研发、配套供应链完善、海风施工技术以及运营维护等多方面协同下，预计海风建设成本仍有较大下降空间，根据CWEA的预测，2025年海上风电近海区域平准化度电成本或将达到0.4元/千瓦时，深远海区域将达到0.5元/千瓦时。

图 16：国内海风建设成本结构占比



资料来源：水电水利规划设计总院、招商银行研究院

图 17：国内海风资源分布图

(本部分有删减，招商银行各部如需报告原文，请参照文末方式联系研究院)

资料来源：《中国风电发展路线图 2050》、招商银行研究院

表 5：国内不同地区海风资源、发电量水平、平价造价范围及“十四五”平价上网的难度评估

区域	风资源条件	发电量水平 (小时)	实现平价上网造价范围 (元/千瓦)	“十四五”平价难度
山东	7-7.6m/s 无台风	2900-3200	10675-11745	风资源条件较差，需要产业链尽快匹配，平价难度较高
江苏	7.2-8m/s 无台风	3000-3400	10560-12040	产业链配套完善，风资源条件一般，平价有一定难度
浙北	7.2-7.8m/s 弱台风	3000-3300	11345-12530	风资源条件一般，地质条件较差，产业链配套尚未完善，平价难度较高



浙南	7.2-7.6m/s 超强台风	2900-3100	10300-11100	风资源条件较差，施工难度大，受到超强台风影响，平价较困难
福建	9-11m/s 强台风	3800-4200	13050-14545	风资源禀赋最佳，突破施工能力是关键，平价难度相对较低
粤东	8.5-9.5m/s 强台风	3600-4000	14340-16060	具有不错的风资源条件和最高的脱硫燃煤电价，平价难度相对较低
粤西	7.3-8.1m/s 超强台风	3000-3400	11790-13490	风资源条件和地质条件均较差，受台风影响，施工难度大，平价较困难
海南	7.1-7.8m/s 弱台风	3000-3400	11278-12353	风资源条件较好，风电起步晚，产业链匹配不够成熟，平价难度大

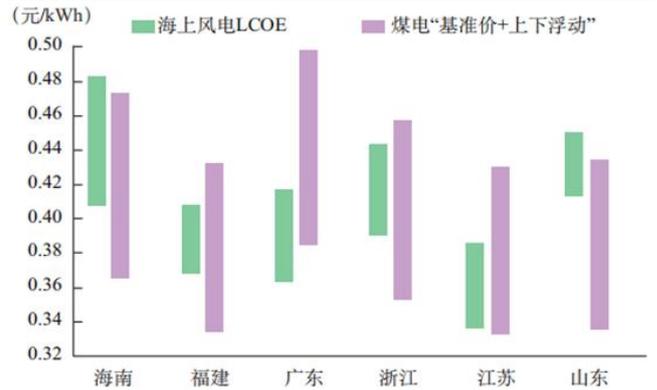
资料来源：海上风电发展大会、招商银行研究院

图 18：海上风电项目投资成本变化趋势



资料来源：海上风电发展大会、招商银行研究院

图 19：2025 年主要沿海省份海上风电平价预测



资料来源：《基于 LCOE 模型的海上风电平价上网分析》、招商银行研究院

海风装机在国补取消后面临短暂的下行压力，地补接力叠加海风基地项目规划保障后续装机平稳增长。海上风电在 2021 年抢装的高基数效应以及国补全面取消的情况下，2022 年全年装机容量存在短暂的下行压力。尽管部分省市出台了地补政策接力但总体补贴力度较国补下降明显，值得注意的是地补也明确了退坡的时间节点，预计地补也会带来当地海风小规模抢装，因此全国海风装机在 2022 年大概率短暂下滑后会再度回到稳步增长的通道。根据国家发改委公布的五大海上风电基地装机规划，结合海上风电投资主要省份《“十四五”可再生能源发展规划》，我们保守预计“十四五”期间全国海上风电年均新增装机规模在 14GW 左右，未来 3 年年均复合增速在 30% 以上。



图 20：海风主要省市十四五期间规划情况



资料来源：各省发改委、招商银行研究院

图 21：海风十四五期间装机规模预测



资料来源：CWEA、各省发改委、招商银行研究院

2.3 分散式、深远海是中长期看点，后市场增速快

长期来看，随着陆上土地资源和海上近海资源趋于饱和，陆风装机看分散式风场建设，海风装机看深远海建设。目前陆上风电的装机规模增加主要依靠国家在沙漠荒漠和戈壁地区建设的风光大基地项目实现，未来陆上集中式风电建设的土地资源可能会面临瓶颈，因此坚持集中式与分布式并举至关重要。而分散式风场的建设目前受制于经济性较差、噪音污染等因素难以形成规模效应，长期看随着风电建设成本不断下探、国家对于分散式项目开发经验成熟，分散式风电未来可能会通过“风电+”等模式成为陆风装机中的重要力量。海风近海可利用资源也是相对有限，叠加生态约束趋紧、其他经济活动新增用海需求大，目前已规划的近海资源已经日趋饱和，未来海上风电由近海往深远海拓展是大势所趋。远海的海风资源更加充沛，但同时也面临开发难度更大、建设运维成本更高、海面环境不确定等众多挑战，远海资源的获取对于风电投资厂商来说要求会更高。

表 6：国内分散式风电项目开发流程与集中式对比

类型	分散式风电	集中式风电
评估	中尺度数据+周边测风塔校核+激光雷达验证	立塔测风+多测风塔校核+激光雷达验证（冰冻期）
开发	找网荷、圈地、办理审批手续	找资源、办理审批手续
建设运行	零星采购、零星建设、委托运维	集中采购、集中建设、集中运维

资料来源：《国内分散式风电项目创新模式探索》、招商银行研究院

表 7：2025 年近海与远海风电 LCOE 对比情况

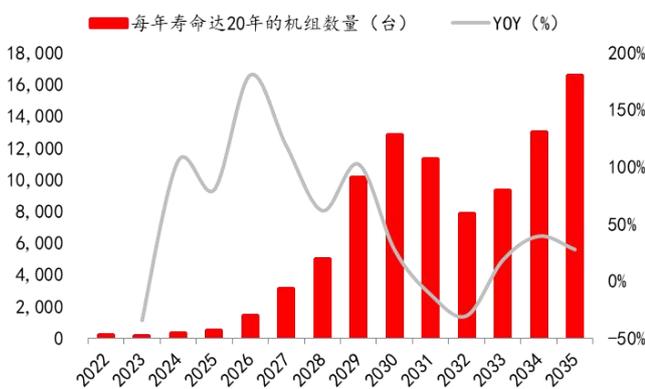
海域	单位投资 (元/kW)	理想利用小时数 (h)	度电成本 (元/kWh)
近海	12550-13500	3200-3300	0.412-0.454
远海	15000-16500	3400-3500	0.461-0.518

资料来源：《基于 LCOE 模型的海上风电平价上网分析》、招商银行研究院



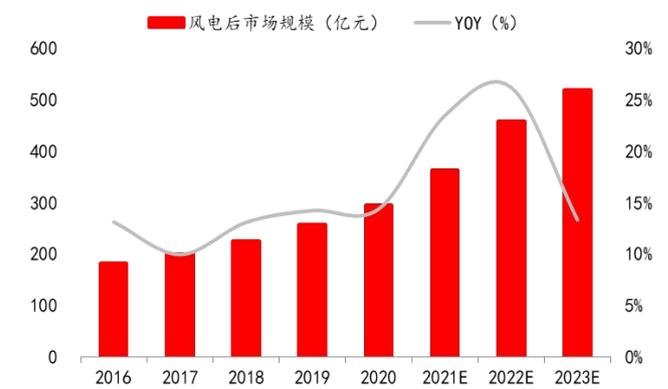
存量风电逐步累积未来将催生上千亿元的技改、更新换代和运维后市场规模。我国风电机组设备的使用寿命一般在 20 年左右，随着新增装机规模不断增加，风电机组的保有量也处于上升趋势，未来达到使用寿命年限的机组将会陆续进入淘汰更新期，因此风电设备的技术改造和“以大换小”替代市场前景广阔。根据 CWEA 的数据，预计在“十五五”期间每年寿命达到 20 年的风电机组数量增速呈现爆发式增长，“十五五”末期之后每年的技改和更新替代市场或将稳步增长。随着风电场建设规模不断攀升，其运维后市场的潜力巨大。风电运维后市场主要包括了日常运行维护、大部件检修更换以及备件、油品、耗材等支出，根据《中国风电后市场发展报告（2020-2021）》的数据，2021 年我国风电后市场规模在 362 亿元左右，预计 2023 年规模达到 519 亿元，远期看后市场规模将达上千亿元级别，未来或将保持较快增速。

图 22：每年寿命达 20 年的风电机组数量预测



资料来源：《2020 年中国风电市场》、招商银行研究院

图 23：我国风电运维后市场规模预测情况

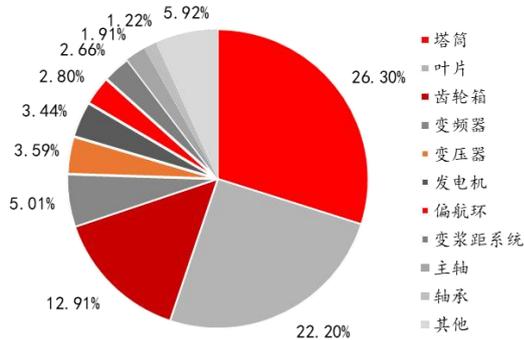


资料来源：《中国风电后市场发展报告（2020-2021）》、招商银行研究院

3. 半直驱、大型化是降本必经之路，头部集中趋势明显

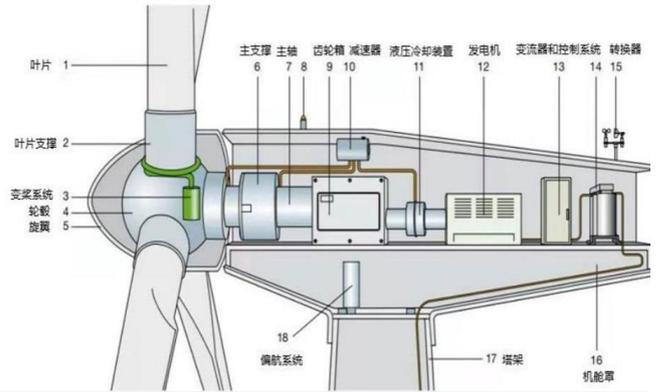
风电的需求趋势向好有望带动整个风电产业链的发展，风电产业链主要包括上游原材料和零部件，中游主要是风电整机制造、桩基以及其他工程施工类企业，下游包括风电运营商和后市场运维。其中风电整机设备在整个风电场建设成本中占比较高，是风电投资成本降低的核心所在，而风机的降本又依赖于上游众多零部件，如塔筒、叶片、齿轮箱、发电机、主轴轴承、海缆、其他铸锻件等环节协同推进。

图 24：风电整机成本拆分情况



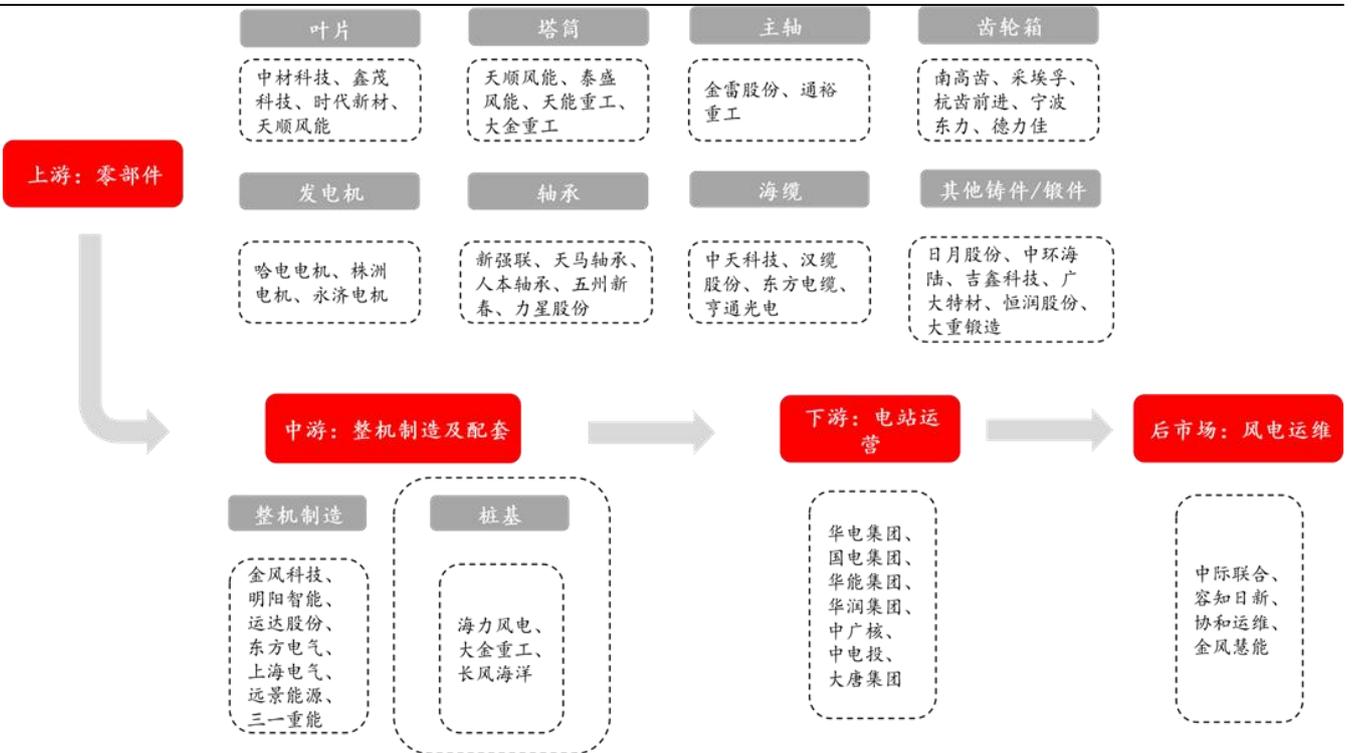
资料来源：中电联、招商银行研究院

图 25：风电主机结构示意图



资料来源：SKF 官网、招商银行研究院

图 26：风电产业链全景图包括产业链上下游以及主要玩家



资料来源：招商银行研究院

3.1 半直驱和大型化是风电主机降本必经之路

目前风电整机中双馈机型占据主流，未来半直驱有望在海风领域大规模应用。风电整机可以根据传动链结构的不同分为双馈和直驱，双馈机型采用多级增速齿轮箱驱动发电机，而直驱机型则无需齿轮箱，直接由风机叶轮驱动发电机。由于双馈机型经过多级齿轮箱增速后转子的转速较高，在同样的发电功率下发电机的体积可以做得较小，因此成本较低。早期欧美大多数风电企业选择了双馈技术路线，并由此传入我国。但双馈机型的多级齿轮箱易过载、故障率



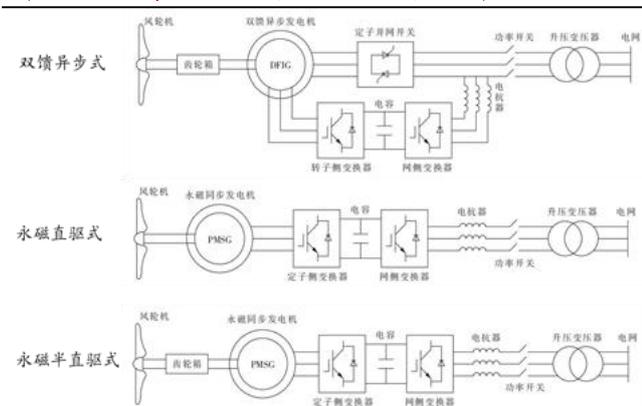
高、可靠性差、运维成本高，这些限制了其发展空间。直驱型机组没有齿轮箱，转子转速很低，需要发电机的体积较双馈机型大出很多倍，使得其吊装拆卸的成本偏高，随着发电机、吊装成本的降低，直驱机型在某些场景较双馈具备一定经济性，其占比有提升趋势，但未来进一步降本空间有限。半直驱技术介于直驱和双馈之间，采用中低速齿轮箱，同时也减少了发电机的体积，整体结构更加紧凑，从而很好地降低了风电整机的成本，在未来海上风电实现全面平价上网降低度电成本的诉求下，半直驱技术路线或将成为海上风机的主流选择。

表 8：三种海上风电机组技术路线对比

类别	直驱型	半直驱型		双馈型	
		高速永磁	中速永磁	高速双馈	中速双馈
结构	无齿轮箱，机械可靠性好	有齿轮箱，故障率较高	低速齿轮箱，故障率略低	有齿轮箱，有滑环，故障率高	有滑环，低速齿轮箱，故障率较高
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	
电机种类	永磁电机，体积大，吊装困难	永磁发电机，体积较小	永磁发电机，体积较大	碳刷、滑环的故障率高	
变流器		全功率		全功率的 1/3	
电机造价/尺寸/重量	最高/最大/最重	较高/较大/较重	高/大/重	低/小/轻	较低/较小/较轻
可靠性	最高	较高	高	低	较低
可维护性	维护工作量小，维护费用低；海上发电机拆卸困难	齿轮箱维护频繁且易发生故障；电机等大部件拆卸相对容易，可维护性较好		齿轮箱维护频繁且易发生故障；发电机等大部件拆卸相对容易，可维护性较好；有碳刷、滑环，增加维护工作量	
传动系统总成本 (3MW 机型，千欧元)	431	333		320	

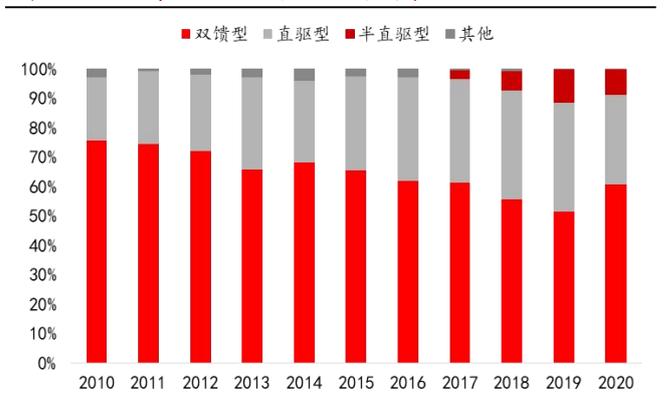
资料来源：《海上风电机组大型化技术路线分析》、招商银行研究院

图 27：不同技术路线风电机组示意图



资料来源：《海上风电机组机型发展的技术路线对比》、招商银行研究院

图 28：不同技术路线陆风新增装机占比 (%)



资料来源：CWEA、招商银行研究院



风机大型化能够有效改善项目收益率和降低度电成本，是未来最重要的降本趋势。风电机组的大型化是通过增加单台风机的装机容量减少风机使用台数、单瓦其他零部件的用量以及摊薄吊装施工等其它成本，最终实现风电投资度电成本的降低。风机在往大型化趋势发展过程中对于上游原材料和零部件环节都会带来不同程度的新要求，如通过增加塔筒的高度提升发电量、增加叶片长度提高扫风面积、叶片使用满足轻量化要求的碳纤维材料等。我们以 100MW 容量的陆上风电项目为例，单机容量由 2.0MW 增加到 4.5MW 时，静态投资可降低 932 元/千瓦，全投资 IRR 可提升 2.4pct，资本金 IRR 可提升 9pct，LCOE 可降低 0.0468 元/千瓦时。

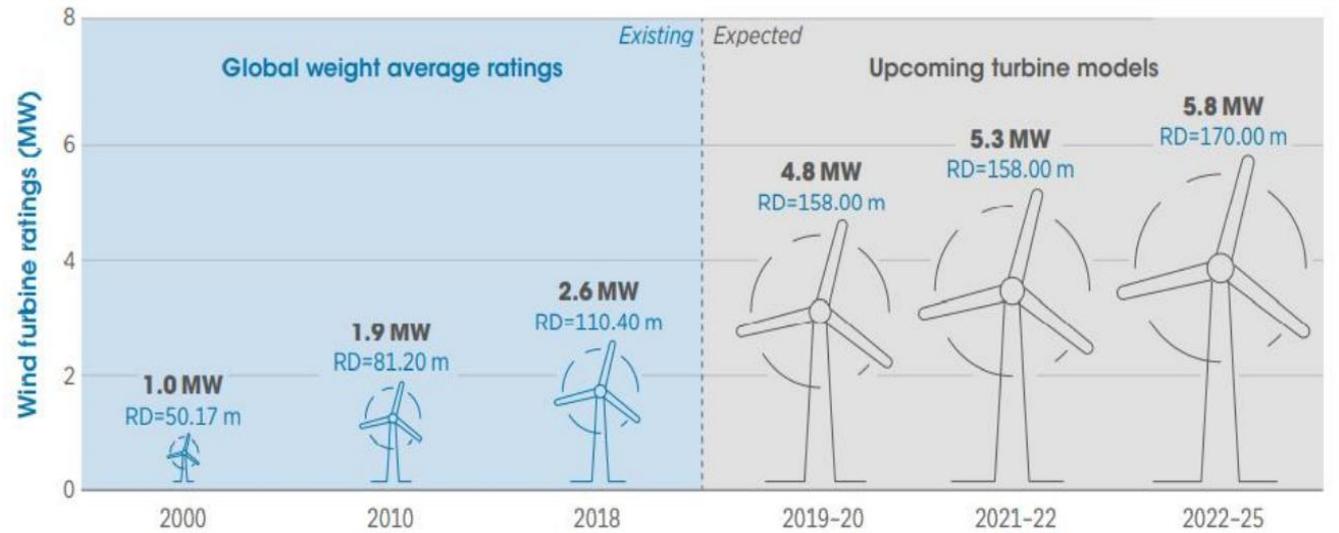
表 9：采用不同单机容量机组的项目经济指标

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)
2.0	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%	0.3366
3.0	33	99	6073	10.18%	21.54%	0.3262
4.0	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》、招商银行研究院

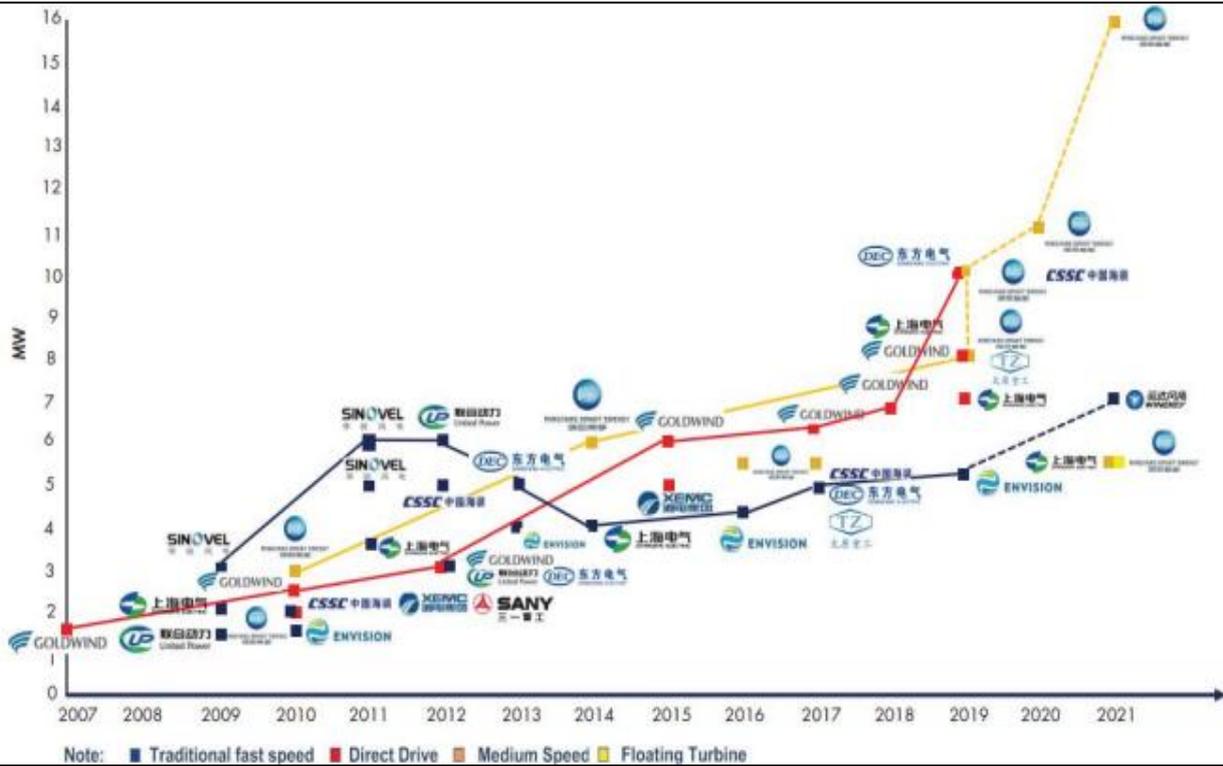
未来海上风电风机大型化进程或快于陆风。近十年以来，我国陆上风机新增平均单机容量从 2011 年的 1.5 兆瓦提升至 2021 年的 3.1 兆瓦，海上风电新增风机平均单机容量从 2.7 兆瓦提升至 5.6 兆瓦，风机大型化趋势明显，截至 2021 年陆风新增装机机型以 3.0-3.9 兆瓦为主，海风新增装机机型以 6.0-6.9 兆瓦为主。考虑到陆风补贴已经全面取消实现平价上网，海风仍处于国补取消地补接力努力实现平价的阶段，预计未来海风的大型化进程会明显快于陆风。

图 29：风机大型化迭代趋势演进图



资料来源：IRENA、招商银行研究院

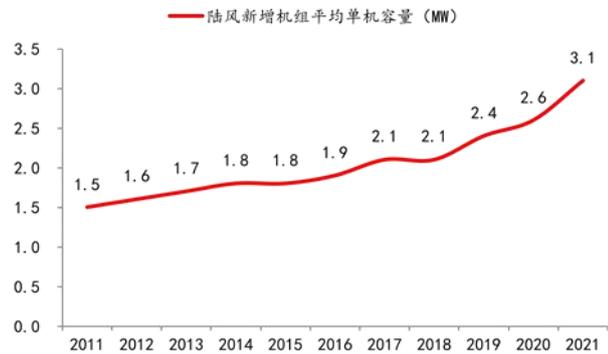
图 30：国内海上风机大型化趋势 (MW)



资料来源：GWEC、招商银行研究院

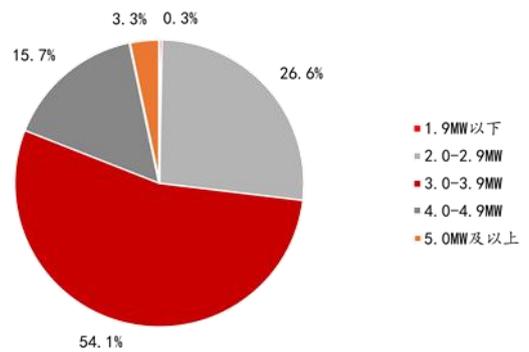


图 31：陆上风电新增机组平均单机容量变化



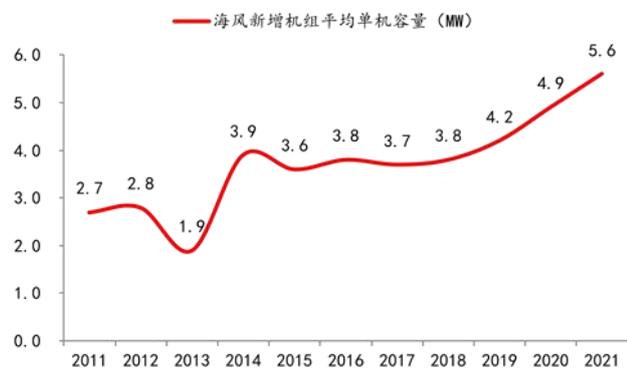
资料来源：CWEA、招商银行研究院

图 32：2021 年陆风新增装机以 3.0-3.9MW 为主



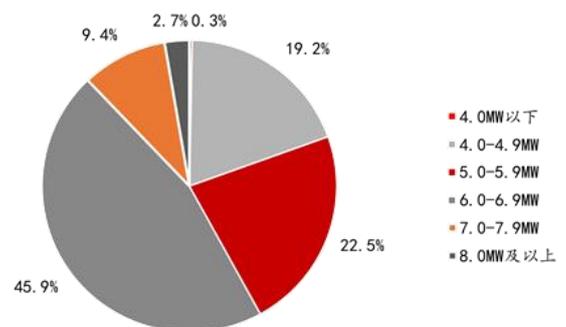
资料来源：CWEA、招商银行研究院

图 33：海上风电新增机组平均单机容量变化



资料来源：CWEA、招商银行研究院

图 34：2021 年海风新增装机以 6.0-6.9MW 为主



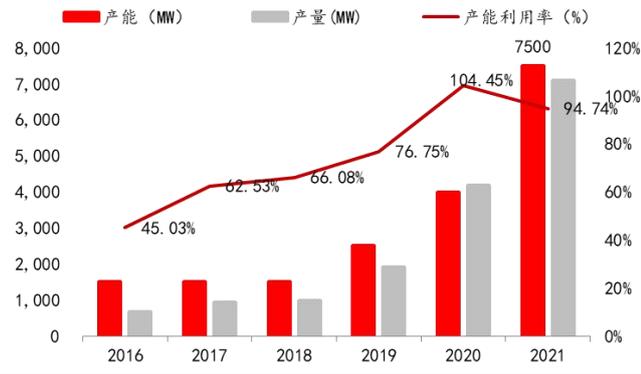
资料来源：CWEA、招商银行研究院

3.2 风机往大型平台化生产转型升级，价格仍存下行压力

风电主机产能基本能够满足未来的需求增长，并存在结构性升级的趋势。根据国内主要风电主机厂的历史产能、产量及产能利用率的数据，在风电补贴取消前（2019 年及以前）整体产能出现了一定的过剩压力，但随着 2020 和 2021 年这两年陆风和海风的抢装，使得部分主机厂产能出现不足，大部分主机厂产能利用率都超过了 100%，这期间部分主机厂开始了其产能扩充计划。随着过去两年的抢装潮结束，目前国内主机厂风机产能完全能够满足未来的新增装机需求，考虑到未来陆风和海风新增装机需求均有往大兆瓦机型升级的趋势，供给端风电主机厂的产能也会相应调整升级，建立适应更大兆瓦风机的生产平台。

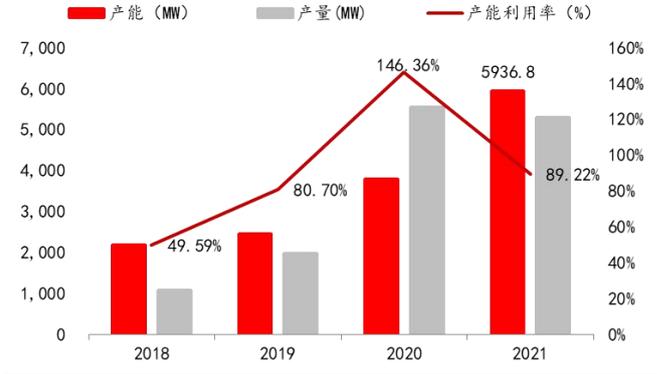


图 35: 运达股份历史产能、产量及利用率情况



资料来源: 公司公告、招商银行研究院

图 36: 电气风电历史产能、产量及利用率情况



资料来源: 公司公告、招商银行研究院

表 10: 主要主机厂目前建立的平台化生产信息汇总

公司名称	风机技术路线	主要产品性能参数
金风科技	主要为直驱永磁机组	GW3S/4S 智能风机平台: GW140-3.4、GW140-3.57、GW136-4.2、GW155-4.5、GW136-4.8、GW1653.6/4.0、GW1655.0 GW6S/8S 智能风机平台: GW171-6.45、GW184-6.45、GW154-6.7、GW175-8.0
明阳智能	主要为半直驱机组	MySE3MW 系列: 3000、MySE3.2MW: 3200、MySE3.6MW: 3600、MySE4.0MW: 4000、MySE5.0MW: 5000、MySE5.5MW: 5500、MySE6.XMW: 6250、MySE6.XMW: 6450、MySE7.XMW: 7000/7250、MySE8-10MW 平台: 8000-10000、MySE11MW 平台: 11000 (在研)
运达股份	主要为异步双馈机组	3.XMW 系列产品, 功率 3.0MW-3.6MW; 4.XMW 系列产品, 功率 4.2MW-4.5MW; 5MW 系列产品, 功率 5MW; 5.XMW 系列产品, 功率 6.0-6.25MW
远景能源	主要为异步双馈机组	陆上 EN-156/3.X 系列、EN-4.XMW/156 系列、EN-3.XMW/141 系列、和 EN-2.XMW/131、141 系列海上 EN-171/5.5 系列、EN-4.XMW/136、148 系列和 EN-5.XMW/161 系列
电气风电	涵盖齿轮箱增速型、风轮直驱型, 拥有鼠笼发电机和双馈发电机设计技术及永磁直驱发电机与变流器耦合技术	陆上 3.45MW/4.0MW、陆上 4.XMW、海上 5.XMW、海上 3.6MW、海上 4.0MW、海上 6.X/7.X、海上 8.0MW
三一重能	主要为异步双馈机组, 4MW 以上变压器上置	陆上 3.XMW (功率 3.0/3.2/3.3/3.35MW)、陆上 3.6MW、陆上 4.XMW (功率 4.0/4.2/4.5/4.55/4.8MW)、陆上 5.0MW、陆上 5.XMW、陆上 6.25MW

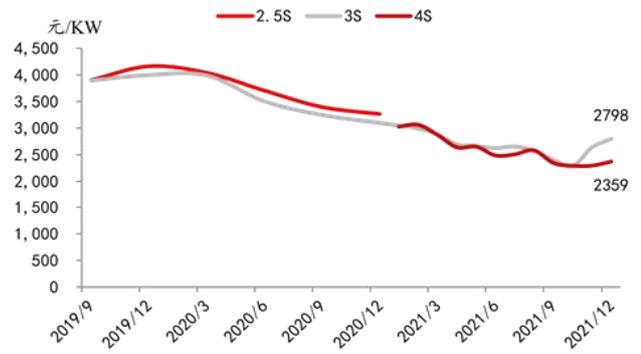
资料来源: 三一重能招股说明书、招商银行研究院

未来随着风电新增装机需求好转, 陆风风机价格维持底部震荡, 海风风机价格仍有下探空间。风电主机价格在过去受抢装潮结束后需求短期大幅下降, 主机厂为抢占市场份额采取低价竞标策略, 风电机组的招标价格下行明显。



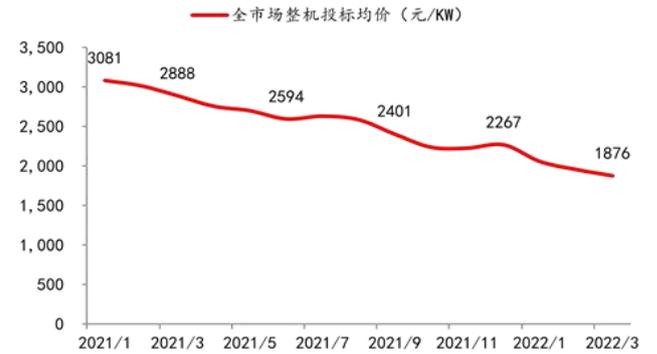
同时大型化降本加快了风电主机的降本速度，这使得风电主机价格下降的趋势更为明显。根据金风科技官网披露的数据，市场主流风机的投标价格由 2021 年初的 3081 元/KW 快速下降至今年的 1876 元/KW，累计降幅超 40%。未来陆风和海风的新增装机需求有望边际好转，陆风风机价格或将处于底部震荡状态，而海风风机价格在更快的大型化降本诉求下仍有较大下探空间。

图 37：各容量机组月度公开招标均价情况



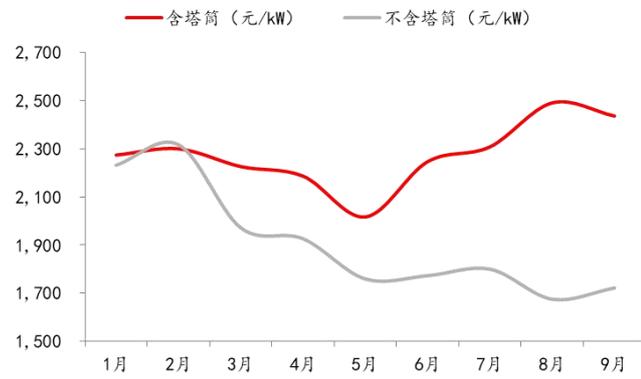
资料来源：金风科技官网、招商银行研究院

图 38：全市场整机投标均价持续下行



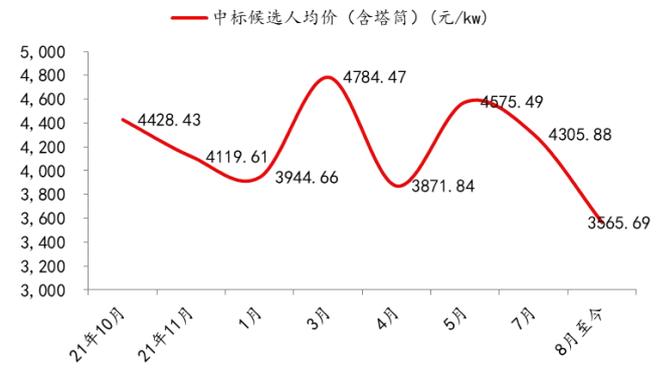
资料来源：金风科技官网、招商银行研究院

图 39：2022 年陆风整机招标价格月度情况



资料来源：Wind、招商银行研究院

图 40：海上风电整机招标价格月度变化情况



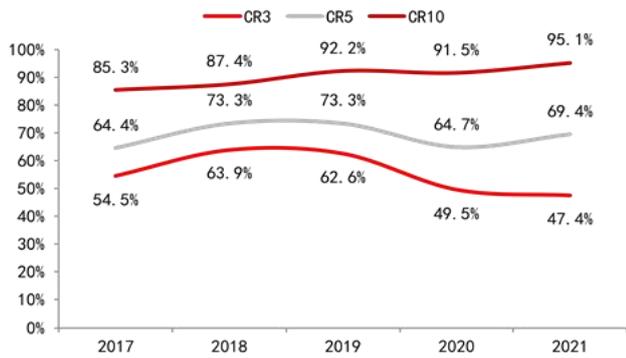
资料来源：Wind、招商银行研究院

3.3 头部效应明显，未来海风竞争格局或存变数

风电整机前十大厂商集中度不断提升，头部厂商之间竞争愈发激烈。目前风电主机厂竞争格局变化基本上围绕市占率排名前十的厂商展开，截至 2021 年风电主机厂市场集中度 CR3、CR5 和 CR10 分别达到了 47.4%、69.4% 和 95.1%，整个市场往前十大厂商集中的趋势明显。从市场集中度历史数据可以看出，市占率排名前三的企业集中度处于不断下滑趋势，过去 5 年间前十大主机厂竞争十分激烈，其中运达股份、电气风电、中国海装、中车风电和三一重能等企业不断缩小其与前三名企业之间的差距，头部厂商利用各自的竞争优势不断巩固其市场地位，未来持续降本的诉求下前十名之间的竞争或将更为激烈。

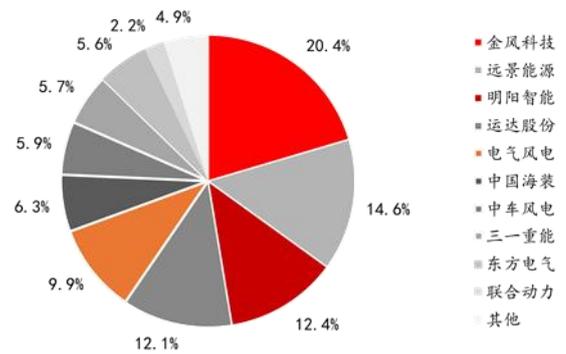


图 41：中国风电整机企业集中度变化情况



资料来源：CWEA、招商银行研究院

图 42：2021 年中国风电整机企业新增装机占比



资料来源：CWEA、招商银行研究院

表 11：2017-2021 年我国风电整机企业市占率情况

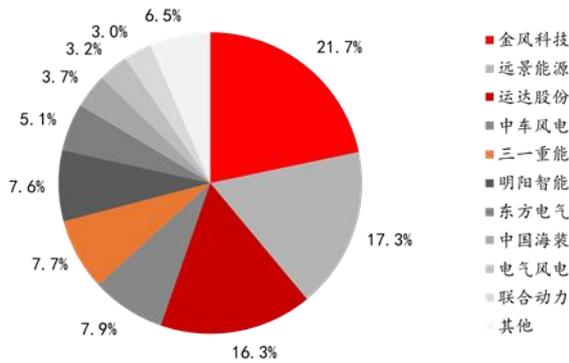
	2017	2018	2019	2020	2021
金风科技	26.6%	31.7%	29.9%	22.6%	20.4%
远景能源	15.4%	19.8%	19.2%	16.8%	14.6%
明阳智能	12.5%	12.4%	13.5%	10.1%	12.4%
运达股份	4.2%	4.0%	6.0%	6.7%	12.1%
电气风电	5.7%	5.4%	4.7%	8.5%	9.9%
中国海装	5.9%	3.8%	4.1%	5.4%	6.3%
中车风电	2.1%	1.4%	3.4%	6.4%	5.9%
三一重能	2.1%	1.2%	2.6%	5.6%	5.7%
东方电气	4.1%	1.8%	4.9%	5.7%	5.6%
联合动力	6.7%	5.9%	3.9%	3.7%	2.2%
其他	14.7%	12.6%	7.8%	8.5%	4.9%

资料来源：CWEA、招商银行研究院

陆风竞争趋于白热化，海风格局重塑才刚开启。2021 年我国陆上风电新增装机市场份额排名中，金风科技、远景能源和运达股份占据前三名，市占率分别为 21.7%、17.3%和 16.3%，三者合计占据超 50%市场份额，位居陆风装机第一梯队；中车风电、三一重能、明阳智能和东方电气位居第二梯队，中车和三一凭借它们在产业链和价格上的优势市占率提升较快。主机厂在陆上风电领域经过抢装后的价格战目前竞争趋于白热化，未来整体集中度还会继续提升。2021 年我国海上风电新增装机市场份额排名中，电气风电、明阳智能与金风科技占据市场前三，市占率分别为 29.0%、26.1%和 16.5%，合计占据超七成市场份额。海上风电主机的进入壁垒较陆风更高，因此竞争格局没有陆风那么分散，龙头企业电气风电凭借其引进吸收消化的西门子的技术长年占据了海风风机市占率首位，随着海风平价降本持续推进，未来会有优秀的陆风玩家陆续进入海风领域，海上风电主机竞争格局重塑的大幕有望逐步开启。

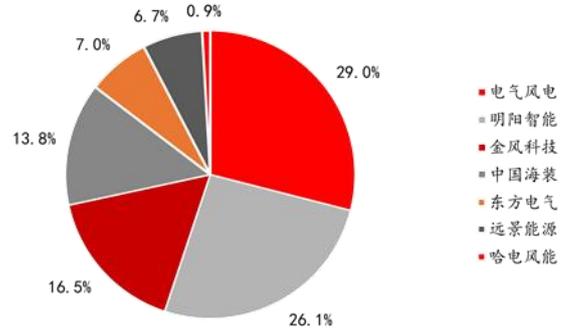


图 43: 2021 年中国整机企业陆上新增装机占比



资料来源: CWEA、招商银行研究院

图 44: 2021 年中国整机企业海上新增装机占比



资料来源: CWEA、招商银行研究院

表 12: 2019-2021 年我国海上风电整机企业市占率情况

	2021	2020	2019
电气风电	29.03%	36.45%	43.87%
明阳智能	26.11%	25.05%	24.32%
金风科技	16.50%	17.83%	24.20%
中国海装	13.79%	8.58%	5.50%
东方电气	6.97%	8.13%	1.09%
远景能源	6.74%	2.39%	0.73%
哈电风能	0.86%	1.56%	0.30%

资料来源: CWEA、招商银行研究院

未来风电主机厂将继续致力于产业投资换资源和制造成本的控制。对于风电主机厂而言,掌握了风电场资源的开发权就意味着它能够在产业链中拥有议价权,同时可以在后续的招标采购中保障自身产品的收益,因此以风电主机厂为主导在全国范围内获取风电开发建设的资源成为了行业内的基本共识,未来风电主机厂在不同地区利用投资或产业换资源仍是大势所趋。成本控制是风电主机厂在竞争愈发激烈的环境下必须采取的策略,主机厂主要通过规模化采购、提高产业链配套零部件自制化率、布局适配大型化和轻量化的技术路线、降低物流运输半径等方式控制成本。未来包括主机厂在内的产业链上下游企业共同承担着降本任务,拥有成本竞争优势的主机厂有望维持其市占率领先的地位。



表 13: 不同风电主机厂商在全国范围内的资源布局情况和成本控制策略

风电主机厂商	资源版图布局	成本控制策略
电气风电	福建, 广东, 云南, 新疆, 甘肃, 黑龙江, 北京, 内蒙古, 河北, 山东, 江苏, 上海, 杭州, 海南	海陆产品关键部件共用, 各制造基地标准化建设, 核心关键部件引入供应商联合设计
明阳智能	广东, 云南, 青海, 吉林, 内蒙古, 河北, 河南, 陕西, 宁夏, 甘肃, 海南	核心零部件自供比例高 (60%), 半直驱技术优势推动降本, 生产规模化, 风电机组大型化和轻量化
金风科技	福建, 广东, 广西, 云南, 新疆, 甘肃, 吉林, 北京, 内蒙古, 河北, 江苏, 宁夏, 青海, 辽宁, 陕西	持续突出的研发能力支持产品升级迭代以降成本, 成熟产品升级、新产品开发, 推动机组设备产品的平台化、组件模块化、设备轻量化, 与零部件供应商协同降本
中国海装	重庆, 云南, 新疆, 甘肃, 辽宁, 内蒙古, 江苏, 上海, 浙江, 山东, 海南	依托集团公司船海产业优势, 集中采购零部件降低采购成本; 提高产品标准化率
东方电气	福建, 广东, 四川, 内蒙古, 甘肃, 浙江, 湖南, 新疆	战略供应商, 大宗采购, 全价值链成本管理
远景能源	内蒙古, 江苏, 安徽, 山东, 内蒙古, 天津, 云南, 陕西, 吉林, 河北, 山西, 黑龙江, 山西, 甘肃, 海南	轻资产模式, 专注于核心技术、组装环节代工
哈电风能	河北, 贵州, 浙江, 湖北, 西藏, 福建, 广东, 广西, 海南	全生命周期解决方案对风电场进行布局优化, 减少低效资产
三一重能	广西, 内蒙古, 新疆, 甘肃, 黑龙江, 江西, 山西, 吉林, 湖南	借助三一集团公司的产业链集采优势, 包括核心零部件自制 (51.6%) 等方式控制成本; 风电机组大型化、轻量化、智能化, 整机与零部件协同、核心零部件自产
运达股份	宁夏, 黑龙江, 吉林, 内蒙古, 河北, 浙江, 辽宁, 山东, 江西, 云南, 甘肃	资源布局能力强、设备轻量化、组件模块化

资料来源: 公司公告、招商银行研究院

4. 产业链中海缆、主轴轴承和塔筒受大型化影响最小

在风电主机大型化降本趋势下, 未来产业链零部件环节需要协同承担降本任务, 因此部分零部件环节的技术发展趋势、市场规模以及竞争格局可能会由此发生变化。风电主机大型化的过程中, 风电零部件基本都存在单位价值量摊薄的趋势, 但在此过程中部分零部件环节需要适配大兆瓦机型存在产品结构升级的机会, 短期中高端产能供应不足单位价值量反而有所提升。通过不同容量风机所使用的零部件单位价值量变化数据, 可以发现海缆、主轴轴承和塔筒都能在一定程度上“对抗大型化摊薄趋势”。其中海缆主要受深远海趋势未来市场规模增长预期较高; 主轴轴承受益于国产替代, 未来国产厂商竞争力有望



提升；而塔筒则是大型化过程中单位价值量最高的，未来塔筒出海将拓宽市场空间，因此我们建议风电产业链需重点关注上述三大环节。

图 45：风机各零部件环节在大型化过程中单位价值量的变化情况



资料来源：广发证券、招商银行研究院

表 14：风电整机各零部件环节市场基本情况

环节	轴承	海缆	齿轮箱	塔筒	法兰/锻件	主轴	叶片	铸件	整机
产能情况	大兆瓦产能相对稀缺	扩产较多	加快布局大兆瓦产能	扩产较多	相对充分	相对充分	相对充分	加快布局大兆瓦产能	相对充分
进入壁垒	高	高	不高	较低	较低	大兆瓦有技术壁垒	不高	较低	较低
国产化率	主轴承 33% 偏航变浆轴承 50%	高	80%	100%	高	100%	73%	89%	高
国内市场份额	新强联	东方电缆 30.21%	南高齿	海力风电 9.21%	恒润股份 1.11%	全雷股份 24.58%	中材科技 30%	日月股份 38.22%	全风科技 20.4%



洛轴	亨通光电 25.41%	德力佳	天顺风能 8.74%	中环海陆 0.88%	通裕重工 23%	时代新材 20%	吉鑫科技 18.51%	远景能源 14.6%
瓦轴	中天科技 24.45%	重庆齿轮	大金重工 7.35%	金源装备 0.64%		中复连众 15%	永冠集团 13.58%	明阳智能 12.4%
ST 天马	宝胜海缆 9.85%	大连重工	泰胜风能 6.50%	海锅股份 0.43%		艾朗科技 4.3%	山东龙马 11.94%	运达股份 12.1%
	汉缆股份 7.64%	杭齿前进	天能重工 5.96%	迪威尔 0.32%		天顺风能 4%	振江股份 5.97%	电气风电 9.9%
国内 CR5	97.57%		37.76%	3.38%	>40%	73%	88.23%	69.40%

资料来源：招商银行研究院

4.1 海缆：市场规模在深远海趋势下保持高速增长，竞争格局稳定

海缆是连接海上风机与陆地升压站之间的重要纽带。海底电缆一般包括阵列电缆（35KV）和送出电缆（220KV）两部分，其中阵列电缆主要负责将风机产生的电能输送到海上升压站或换流站，而送出电缆负责将电能输送到陆地升压站或集控中心。海缆需要长时间运行在强腐蚀、高压的环境中，因此对其耐腐蚀、耐高压、防阻水的性能要求较高，占海风项目投资成本的比重在 8%-13%左右。

图 46：海缆分类示意图



资料来源：天风证券、招商银行研究院

表 15：海缆占海上风电投资总额的成本占比

	江苏	广东	福建
风电机组(含安装)	48%	43%	45%
塔筒	4%	4%	5%
风机基础及施工	19%	24%	25%
基本预备费/施工辅助工程	1%	1%	1%
35kV 阵列电缆	3%	3%	3%
220kV 送出电缆	5%	10%	5%
海上升压站	6%	3%	3%
陆上集控中心	1%	2%	2%
用海(地)费用	4%	3%	3%
其他	9%	7%	8%

资料来源：北极星风力发电网、招商银行研究院

未来海缆高电压、柔性直流、长距离输送是主要技术发展趋势。随着海上风电大兆瓦风机陆续投入使用，原先低电压等级的海缆可连接的风机数量会相



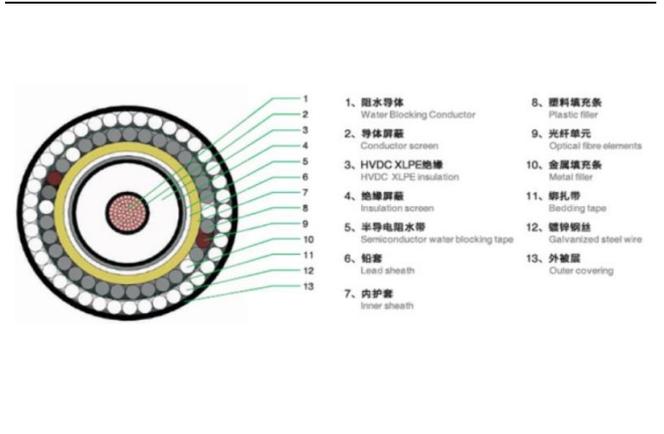
应减少，这就会带来海缆用量、输电损耗和单位投资成本的增加，因此使用高电压等级的海缆可有效提高海缆的载流能力和所连接的风机数量。同时海上风电的深远海发展对于大规模、远距离电能传输的要求更高，因此海缆柔性直流输送方式（多点对多点）和长度用量需求增加也是必然趋势。

表 16: 不同电压等级海缆输送容量情况

交流电电压等级 kV	截面 /mm ²	容量/万 kW	海缆根数
35	3×300	3.5	1
110	3×500	12	1
	3×400	18	1
	3×500	20	1
220	3×1000	28-30	1
	3×1600	34-35	1
	2500	40	3-4
500	1800	110	3-4
	3000	140	3-4

资料来源：《海上风电场输电方式研究》、招商银行研究院

表 17: 柔性直流输电海缆示意图



资料来源：东方电缆官网、招商银行研究院

在海缆上述技术发展趋势下，未来海缆市场规模年均复合增速有望达到40%左右，单GW价值量稳中有升。未来高电压等级的海缆需求占比提升，并且其单价较过去低电压等级的海缆增长明显，叠加深远海风电项目开发推进带来送出海缆的总需求量增加，预计2025年国内海缆市场规模或将达到300亿元左右，海缆单GW的价值量在2022年抢装潮结束后稳步回升，在风机大型化部分零部件用量减少的趋势下呈现明显的“通胀”的属性。

表 18: 国内海缆市场规模预测

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
中国海上风电新增装机 (GW)	16.90	7.00	12.00	14.00	16.00
平均海上风电场装机容量 (MW)	300.00	450.00	530.00	600.00	660.00
平均离岸距离 (km)	25.00	30.00	35.00	40.00	45.00
送出海缆平均长度 (km)	60.00	74.00	88.00	98.00	107.00
送出电缆需求 (km)	3,380.00	1,151.11	1,992.45	2,286.67	2,593.94
220kV 送出电缆单价 (万元/km)	480.00	450.00	423.00	397.00	370.00
占比	100%	100%	80%	70%	60%
500kV 送出电缆单价 (万元/km)			1,200.00	1,164.00	1,129.00
占比			20%	30%	40%
送出电缆市场规模 (亿元)	162.24	51.80	115.24	143.40	174.73
35kV 阵列海缆单价 (亿元/GW)	4.50	4.28	4.06	3.86	3.67
占比	100%	70%	65%	60%	50%
66kV 阵列海缆单价 (亿元/GW)		8.50	8.50	7.65	7.65
占比		30%	35%	40%	50%
阵列海缆规模 (亿元)	76.05	38.82	67.37	75.26	90.56
敷设费用占比	20%	20%	20%	20%	20%
海缆市场规模 (亿元)	285.95	108.75	219.13	262.39	318.35

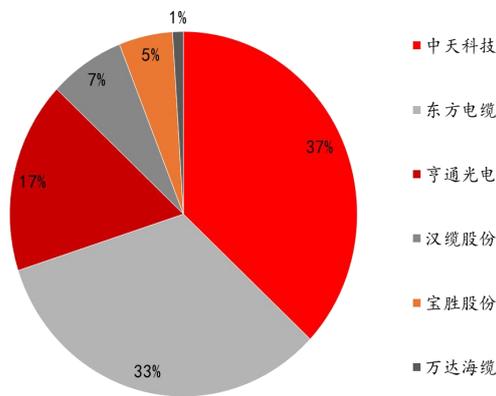


yoy	419.15%	-61.97%	101.51%	19.74%	21.32%
单 GW 价值量(亿元)	16.92	15.54	18.26	18.74	19.90

资料来源：招商银行研究院

国内海缆市场集中度高并且竞争格局在高进入壁垒下有望保持稳定。风电零部件各环节中海缆的行业集中度均高于其它环节，头部三家海缆厂商东方电缆、中天科技、亨通光电市场份额合计占比长期高达 90%左右，整体呈现垄断竞争的格局。海缆行业的进入壁垒较高，主要体现在技术、资源、资质和业绩表现等方面，其中技术上高电压等级的海缆产品技术生产难度高，具备批量生产资质的企业极少；资源上各家厂商需要抢占优质的码头资源方便就近生产和存储，而在环保压力之下优质的码头资源日渐稀缺；资质上海缆行业产品的认证壁垒高、周期长，需要长时间高投入；业绩方面下游客户在海缆招标过程中看重海缆厂商过往的产品中标业绩表现，因此新进入者难以突破。考虑到海缆头部企业上述竞争优势未来会不断强化，未来海缆行业竞争格局或继续维持“强者恒强”的局面。

图 47：国内海缆行业市场竞争格局情况



资料来源：中商情报网、招商银行研究院

表 19：国内主要海缆企业制造基地布局情况

公司	基地	投产日期
东方电缆	广东阳江基地	2020 年投资建设, 2023 年投产
	宁波北仑基地	2018 年变更至北仑, 2021 年正式投产
中天科技	江苏南通基地	
	广东陆丰基地	2019 年底开工, 逐步投产
	江苏大丰基地	规划建设中
亨通光电	江苏常熟基地	2009 年底选址规划, 2012 年一期投产, 2016 年募资扩产
	江苏盐城射阳基地	建设中, 预计 2023 年投产
	广东揭阳亨通基地	规划中

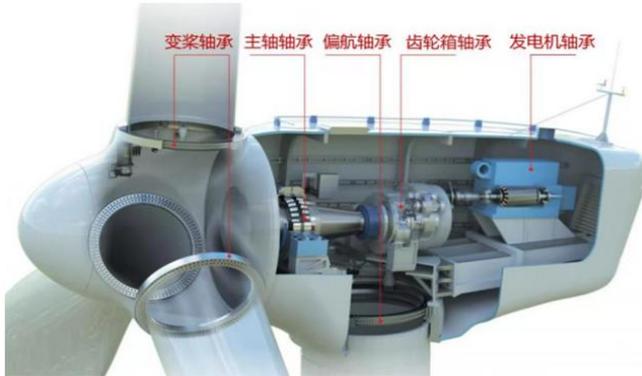
资料来源：公司公告、招商银行研究院

4.2 主轴轴承：结构性升级趋势明显，国产替代空间广阔

风电轴承分布在风机的多个部位，其中主轴轴承技术壁垒最高。轴承是机械设备中支撑机械旋转体，降低其运动过程中的摩擦系数，并保证其回转精度的重要零部件。一般单个风机内部使用的轴承按照其所处的部分可分为五大类，分别是主轴轴承、偏航轴承、变桨轴承、齿轮箱轴承（双馈、半直驱机型上使用）和发电机轴承，整体价值量占风电主机成本的比重在 8%左右。其中主轴轴承在风机中起到支承轮毂和叶片，传递扭矩到增速器的作用，而风机运转过

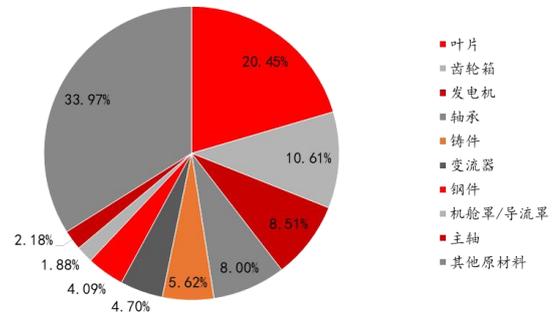
程中主轴始终处于不断转动的工作状态，同时还要承受风机内外部复杂的工况载荷，因此主轴轴承的技术壁垒最高。

图 48：风电轴承分布图示



资料来源：华泰证券、招商银行研究院

表 20：风电轴承的成本占比情况（不含塔筒）



资料来源：电气风电招股说明书、招商银行研究院

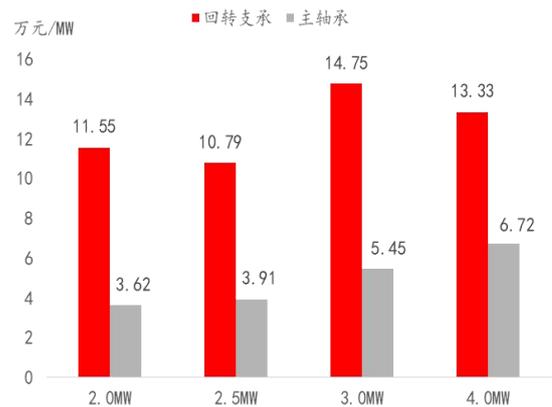
风电主轴轴承在风机大型化趋势下产品结构升级带来单位价值量提升。随着风机逐步往大兆瓦机型升级，相应配套大兆瓦机型的主轴轴承的直径会显著增大，这会增加主轴轴承加工工艺的复杂程度，同时对轴承的性能、承载力也提出了更高的要求，因此未来主轴轴承会逐步往大功率高端产品升级。未来大功率主轴轴承的单位价值量会有一定提升，以三一重能的风电主轴轴承采购数据为例，随着风机单机功率持续提升，2.0MW-4.0MW 配套的主轴轴承单兆瓦价值量从 3.62 万元增长至 6.72 万元。

图 49：大功率主轴轴承示意图



资料来源：新强联、招商银行研究院

图 50：三一重能主轴轴承采购单位价值量变化



资料来源：三一重能招股说明书、招商银行研究院

风电主轴轴承 25 年市场规模或达 100 亿元左右，未来三年年均复合增速在 20% 以上。根据上文中国内未来三年陆风和海风的新增装机容量，并结合不同功率机型的吊装比例变化以及对应不同功率的主轴轴承单位价格的预测，



我们可大致推算出 2025 年国内风电主轴轴承的市场空间在 95.84 亿元左右，其年均复合增速仍然保持较高水平。

表 21：风电主轴轴承市场规模预测情况

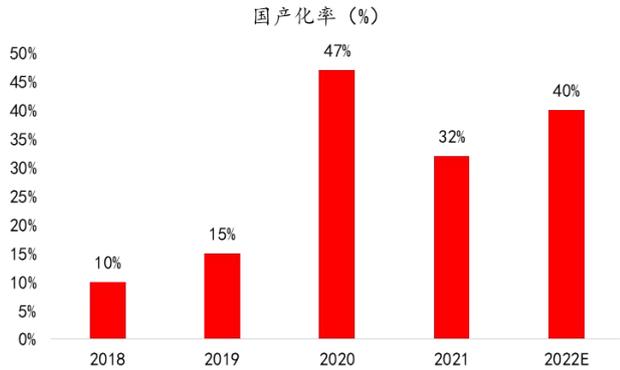
	风机功率	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
我国新增风电装机量 (GW)		47.57	50.00	70.00	75.00	80.00
功率占比预测 (%)	3MW 以下	20%	10%	5%	2%	1%
	3-4MW	40%	15%	10%	5%	3%
	4-5MW	17%	20%	17%	15%	13%
	5-6MW	8%	25%	23%	20%	18%
	6MW 以上	15%	30%	45%	58%	65%
我国风电新增装机需求量 (GW)	3MW 以下	9.51	5.00	3.50	1.50	0.80
	3-4MW	19.03	7.50	7.00	3.75	2.40
	4-5MW	8.09	10.00	11.90	11.25	10.40
	5-6MW	3.81	12.50	16.10	15.00	14.40
	6MW 以上	7.14	15.00	31.50	43.50	52.00
主轴轴承单位价值量 (万元/MW)	3MW 以下	4.00	3.60	3.24	2.92	2.62
	3-4MW	7.00	6.30	5.67	5.10	4.59
	4-5MW	9.00	8.10	7.29	6.56	5.90
	5-6MW	11.00	9.90	8.91	8.02	7.22
	6MW 以上	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
我国风电主轴轴承市场规模 (亿元)	3MW 以下	3.81	1.80	1.13	0.44	0.21
	3-4MW	13.32	4.73	3.97	1.91	1.10
	4-5MW	7.28	8.10	8.68	7.38	6.14
	5-6MW	4.19	12.38	14.35	12.03	10.40
	6MW 以上	10.70	22.50	47.25	65.25	78.00
	合计	39.29	49.50	75.37	87.01	95.84

资料来源：招商银行研究院

风电主轴轴承的国产替代空间广阔，国内厂商有望崛起。目前全球轴承市场主要由外资品牌占据主导地位，而风电轴承是风机所有零部件国产化率最低的。尽管近年来国内厂商在风电的偏航和变桨轴承领域实现了较高的国产化率，但主轴轴承尤其大功率主轴轴承的国产化率仍处于较低水平，未来替代空间广阔。随着国内风电主机厂大兆瓦机型的不断推出，国内风电轴承供应商通过绑定下游龙头主机厂也取得了较大的进步，比如新强联的 3MW 主轴轴承已实现大批量生产，5.5MW 的主轴轴承进入样机交付阶段等。未来以新强联为代表的国内风电轴承厂商有望通过和头部主机厂共同配合攻克大功率主轴轴承的技术壁垒，实现对外资品牌的超越。

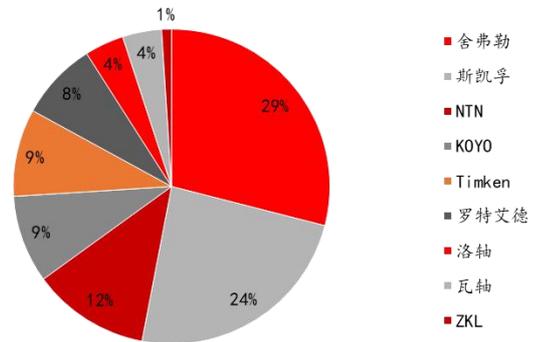


图 51：我国陆风主轴轴承国产化率变化趋势



资料来源：天风证券、招商银行研究院

图 52：2019 年全球风电轴承市场格局情况



资料来源：天风证券、招商银行研究院

表 22：风电轴承主要供应商以及客户、产品梳理情况

企业类型	轴承生产企业	主轴承	偏航轴承	变桨轴承	齿轮箱轴承	发电机轴承	下游客户
进口品牌	德国 Schaeffler	✓	✓	✓	✓	✓	金风、上气、东方、明阳
	瑞典 SKF	✓	✓	✓	✓	✓	金风、上气、明阳
	美国 TIMKEN	✓			✓	✓	金风、湘电
	日本 NTN	✓			✓	✓	金风
	日本 JTEKT	✓				✓	
国产品牌	罗特艾德(合资)	✓	✓	✓			电气、金风、明阳、西门子等
	瓦轴(国企)	✓	✓	✓	✓	✓	远景、东方、三一、VESTAS、SGRE 等
	洛轴(国企)	✓	✓	✓	✓	✓	东方、三一、金风、远景等
	新强联(民企)	✓	✓	✓	在研		明阳、湘电、三一、远景、东方、海装
	天马精密(民企)	在研		✓	✓	✓	SGRE、GE、金风、明阳等
	洛阳新能(民企)			✓	✓		金风
	国机精工(国企)	✓					东方
	大冶轴(国企)			✓	✓		金风、远景
	京冶轴承(民企)	✓		✓	✓		明阳、东方、华仪等
	恒润股份(国企)	在研	在研	在研	在研		远景、金风

资料来源：安信证券、招商银行研究院

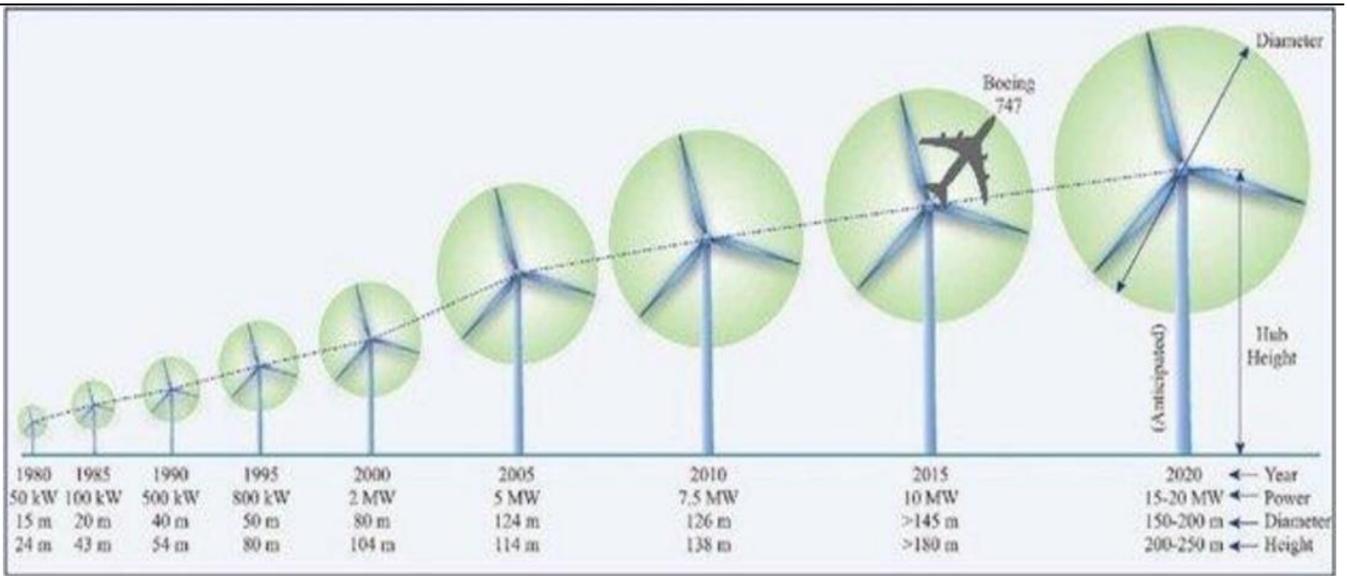
4.3 塔筒：出海打造新增长极，行业集中度或迎来提升

塔筒在大型化趋势下高度会相应增加，用量摊薄相对较小。风电塔筒本质上是风力发电的塔杆，在风力发电机组中主要起到支撑、吸收机组震动的作用，一般作为独立于风电整机的零部件单独招标，在风电场总投资成本占比在 5%-



10%左右。风电机组大型化在降本的同时还需要提高发电利用小时数，这需要保证大兆瓦风机能够获取更大的风力资源。而通过做高风机轮毂的中心高度、增加叶片的直径长度等方式可以实现优质风能的获取，因此塔筒的高度也需要相应提升。当塔筒的高度增加后，其容易受到轴向重力和风载影响发生弯曲变形，需要增加结构强度来维持其稳定性。一般通过增大塔筒所使用的钢板厚度和直径来保证其结构强度，因此塔筒的用量会有一定提升。

图 53：风机大型化带来相应塔筒高度增加

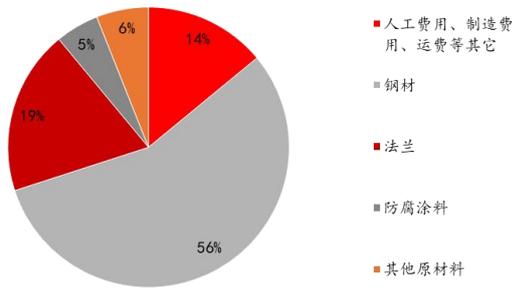


资料来源：广发证券、招商银行研究院

塔筒出海存在成本优势，未来全球市场空间广阔。国内塔筒的成本比较优势明显，塔筒未来出海开拓海外市场是必然趋势。塔筒的成本结构中，钢材的成本占比高达 56%，钢材价格的走势对于塔筒的成本影响较大。中国市场受益于制造业产业链完善、钢铁产业发达等因素，价格较欧美市场更低，叠加今年俄乌冲突影响，中国与欧盟的中厚板价格差逐步拉大，这使得国内塔筒成本比较优势更加明显，塔筒出海节奏显著加快。我们根据全球陆风、海风装机容量以及相应的塔筒平均用量和价格情况，预计 2025 年全球塔筒市场规模在 660 亿元以上，其中国内市场规模在 370 亿元左右，海外市场面临较大拓展机会。

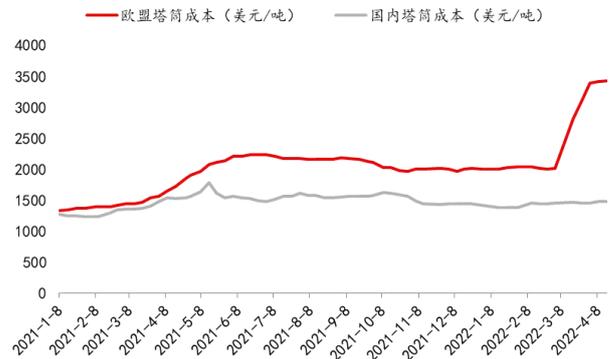


图 54: 塔筒成本结构



资料来源: 天能重工招股说明书、招商银行研究院

图 55: 国内和欧盟塔筒成本对比



资料来源: Wind、招商银行研究院

表 23: 全球及国内塔筒市场规模预测

	风机功率	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
全球新增风电装机量 (GW)		93.81	106.85	112.73	120.98	144.3
我国新增风电装机量 (GW)		47.57	50.00	70.00	75.00	80.00
装机份额	1.5-1.9MW	0.20%				
	2-2.9MW	19.70%				
	3-3.9MW	40.10%	30.00%	20.00%	10.00%	5.00%
	4-4.9MW	16.60%	30.00%	25.00%	15.00%	8.00%
	5-5.9MW	8.10%	15.00%	18.00%	23.00%	27.00%
	6-6.9MW	12.10%	20.00%	25.00%	35.00%	40.00%
	7MW 以上	3.10%	5.00%	12.00%	17.00%	20.00%
塔筒用量 (吨/MW)	1.5-1.9MW	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00
	2-2.9MW	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
	3-3.9MW	75.00	75.00	75.00	75.00	75.00
	4-4.9MW	65.00	65.00	65.00	65.00	65.00
	5-5.9MW	54.00	54.00	54.00	54.00	54.00
	6-6.9MW	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00
	7MW 以上	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
	平均用量	69.01	63.00	59.97	56.37	54.33
塔筒市场规模 (亿元)	单吨塔筒价格 (万元/吨)	0.86	0.85	0.85	0.85	0.85
	全球市场规模	556.76	572.18	574.64	579.67	666.38
	中国市场规模	282.33	267.75	356.82	359.22	369.44

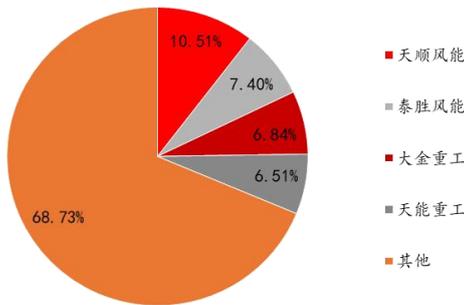
资料来源: 招商银行研究院

塔筒整体竞争格局较为分散, 产能布局和规模效应是关键, 未来集中度或将显著提升。目前国内的塔筒市场主要由三类厂商参与, 第一类是以大金重工、天顺风能、天能重工、泰胜风能等为代表的专业化民营塔筒龙头厂商, 第二类是大型央企下属子公司, 第三类是地方区域性的厂商。由于塔筒运输难度大



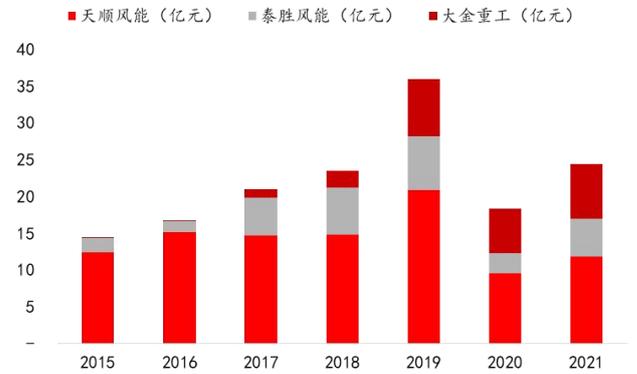
物流成本高，因此塔筒厂商对于运输半径要求苛刻，塔筒的产能区位布局相对分散，因此行业整体集中度较低。未来随着风机大型化发展，拥有广泛的产能布局并且抢占海外市场实现更大规模效应的企业能够在竞争中保持领先地位，行业集中度有望显著提升。

图 56：2020 年塔筒行业市场竞争格局



资料来源：CWEA、招商银行研究院

图 57：国内主要塔筒厂商海外业务收入变化情况



资料来源：Wind、招商银行研究院

图 58：国内四大龙头塔筒厂商国内产能分布情况

(本部分有删减，招商银行各部如需报告原文，请参照文末方式联系研究院)

资料来源：广发证券、招商银行研究院

5. 业务布局建议及风险分析

(本部分有删减，招商银行各部如需报告原文，请参照文末方式联系研究院)



附录1：“十四五”第一批风光大基地项目名单（全国各省分类）

地区		项目名称	建设规模（万千瓦）
内蒙古自治区	一、沙漠戈壁荒漠地区		
		3个、800万千瓦	
	1	蒙西昭沂直流外送400万千瓦风光项目	400
	2	蒙西托克托外送200万千瓦风光项目	200
	3	蒙西库布其200万千瓦光伏治沙项目	200
	二、其他地区		
		5个、1220万千瓦	
	1	蒙中乌兰察布120万千瓦风电项目	120
	2	蒙中锡盟特高压外送二期400万千瓦风光项目	400
	3	蒙中锡盟上都外送200万千瓦风电项目	200
	4	蒙东鲁固直流外送400万千瓦风电项目	400
5	蒙东伊穆直流外送岭东100万千瓦风光项目	100	
青海省	一、沙漠戈壁荒漠地区		
		5个、1090万千瓦	
	1	青豫直流外送二期海南340万千瓦风光项目	340
	2	青豫直流外送二期海西190万千瓦风光项目	190
	3	海南300万千瓦光伏项目	300
	4	海西160万千瓦光伏光热项目	160
	5	海西茫崖100万千瓦风电项目	100
甘肃省	一、沙漠戈壁荒漠地区		
		4个、655万千瓦	
	1	河西武威张掖150万千瓦光伏治沙项目	150
	2	河西酒泉285万千瓦风光热项目	285
	3	河西酒泉金塔100万千瓦光伏项目	100
	4	河西酒钢120万千瓦风光项目	120
	二、其他地区		
	1个、200万千瓦		
1	陇东庆阳白银200万千瓦风光项目	200	
陕西省	一、沙漠戈壁荒漠地区		
		2个、900万千瓦	
	1	陕北陕武直流外送一期600万千瓦风光项目	600
	2	陕北锦界府谷外送300万千瓦风光项目	300
	二、其他地区		
	1个、350万千瓦		
1	关中渭南350万千瓦风光项目	350	



宁夏自治区	一、沙漠戈壁 荒漠地区		
		2个、300万千瓦	
	1	宁夏银东直流外送100万千瓦光伏项目	100
	2	宁夏灵绍直流外送200万千瓦光伏项目	200
新疆自治区	一、沙漠戈壁 荒漠地区		
		2个、240万千瓦	
	1	北疆乌鲁木齐100万千瓦风光项目	100
	2	南疆140万千瓦光储项目	140
辽宁省	二、其他地区		
		3个、410万千瓦	
	1	辽西北阜新140万千瓦风光项目	140
	2	辽西北铁岭150万千瓦风光项目	150
	3	辽西北朝阳120万千瓦风光项目	120
吉林省	二、其他地区		
		3个、730万千瓦	
	1	吉西鲁固直流外送300万千瓦风电项目	300
	2	吉西鲁固直流外送白城140万千瓦风光热项目	140
	3	吉西290万千瓦就地消纳风光项目	290
黑龙江省	二、其他地区		
		2个、280万千瓦	
	1	黑龙江哈尔滨140万千瓦风电项目	140
	2	黑龙江大庆140万千瓦风光项目	140
河北省	二、其他地区		
		3个、300万千瓦	
	1	张家口蔚县外送100万千瓦风光项目	100
	2	张家口张北县100万千瓦风电项目	100
	3	承德丰宁风光氢储100万千瓦风光项目	100
山东省	二、其他地区		
		1个、200万千瓦	
	1	山东鲁北200万千瓦光伏项目	200
四川省	二、其他地区		
		1个、140万千瓦	
	1	川西140万千瓦风光项目	140
云南省	二、其他地区		



		1 个、270 万千瓦	
	1	金沙江下游云南侧 270 万千瓦风光项目	270
	二、其他地区		
		2 个、300 万千瓦	
贵州省	1	贵州毕节 150 万千瓦光伏项目	150
	2	贵州黔南 150 万千瓦光伏项目	150
	二、其他地区		
		3 个、600 万千瓦	
广西壮族自治区	1	广西红水河 140 万千瓦光伏项目	140
	2	广西南宁横州 260 万千瓦风光项目	260
	3	广西崇左 200 万千瓦风光项目	200
	二、其他地区		
安徽省		1 个、120 万千瓦	
	1	安徽阜阳南部 120 万千瓦风光项目	120
	二、其他地区		
湖南省		1 个、100 万千瓦	
	1	湖南娄底生态治理 100 万千瓦光伏项目	100
	一、沙漠戈壁荒漠地区		
新疆建设兵团		2 个、300 万千瓦	
	1	兵团南疆 200 万千瓦风光项目	200
	2	兵团北疆石河子 100 万千瓦光伏项目	100

资料来源：国家能源局，招商银行研究院

附录 2：“十四五”第二批风光大基地项目基本情况

基地序号	基地名称	项目序号	区域名称	新能源装机（万千瓦）
一	采煤沉陷区	1	陕北	600
		2	宁夏	600
		3	蒙西鄂尔多斯	400
		4	陕北	300
		5	陕北	500
		6	陕北	500
		7	晋北	800
二	巴丹吉林沙漠基地	8	酒泉西部	1100
		9	阿拉善	600
		10	阿拉善	600
三	腾格里沙漠基地	11	东南部	1100
		12	东南部	1100
		13	东南部	1100
		14	东南部	600
		15	东南部	600
四	乌兰布和沙漠基地	16	阿拉善	1000
		17	阿拉善	500
		18	阿拉善	600
五	库布齐沙漠基地	19	鄂尔多斯	400
		20	鄂尔多斯中北部	1000
		21	鄂尔多斯南部	1000
		22	鄂尔多斯中北部	500
		23	鄂尔多斯中北部	500
		24	鄂尔多斯南部	500
合计				16500

资料来源：国家能源局，招商银行研究院

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 0755-83195702

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