

风电产业类 ETF 投资价值分析

——FOF 配置 ETF 专题报告之二

投资咨询业务资格：
证监许可【2012】669号

报告要点

风电产业是持续发展确定性较强的板块，全产业均有一定投资机会，主要关注增量空间较大的海上风电。受整体权益市场表现疲软，投资者对补贴退坡以及招标价下行担忧，行业估值仍在较低水平。伴随稳增长政策利好，各省“十四五”能源规划持续公布，平价项目盈利能力提升，风电行业或将迎来估值修复。

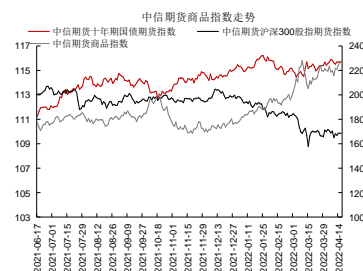
摘要：

风电产业投资价值展望：1) **宏观环境：**受宏观多重不利因素影响，权益市场持续走弱。国内疫情反复，俄乌冲突以及美元加息缩表的预期影响仍将持续发酵，但稳增长政策持续落地以及近期降准信号或将提振权益市场信心。2) **业绩：**“十四五”期间我国风电装机量增速将保持两位数，其中海上风电前景广阔。补贴退坡或导致 21 年装机量回弱；但考虑到陆上风电已经实现平价上网，大风机产品持续助力降本增效，以及碳交易市场年内或将落地，风电项目盈利能力有望不减反增。3) **估值：**2021 年前三季度估值中枢持续上行，但第四季度后由于市场对于补贴退坡的担忧，指数估值走弱；22 年以来整机招标价下行以及地方补贴不及预期导致市场担忧加剧。但随着各地“十四五”能源规划出台，风电产业有望迎来估值修复。4) **跟踪标的：**目前主流基金公司正在积极布局风电赛道，已有累计 10 家基金公司申请设立风电主题 ETF。

各细分行业核心逻辑：

- 1) **风电零部件：**主要关注行业内技术壁垒和毛利率相对较高的部分，如轴承，海底电缆等；国产替代仍为国内轴承行业发展主线，降本压力利好国内厂商；深远海风电项目开发提振需求量，龙头厂商先发优势将持续兑现。
- 2) **风电整机：**风电整机大型化趋势显著，拥有 5MW 及以上大风机制造技术的龙头企业有望再度整合市场；抢装潮过后大风机产品盈利能力凸显，降本增效为下阶段博弈关键点；目前整机厂商估值水平较低，可关注大风机龙头企业。
- 3) **风电运营：**现有风电项目之间目前不存在明显竞争关系，发电量上网及消纳顺畅；以目前招标价格水平，陆上风电项目内部回报率较高，优质风场资源更加珍贵；海上风电全面平价上网仍需全产业链降本持续发力，广东省将为全国海风平价项目排头兵。

风险提示：新冠疫情反复风险、货币政策和流动性风险、风电装机不及预期等。



FOF 配置团队

研究员：
张革
021-60812988
从业资格号 F3004355
投资咨询号 Z0010982

目 录

摘要:	1
一、指数及产业基本情况	4
(一) 中证风电产业指数介绍	4
(二) 风电产业投资价值展望	5
二、风电产业分析框架	6
(一) 风电产业链概览	6
(二) 我国风力发电总量	7
(三) 上网电价及补贴政策	9
(四) 碳交易市场	10
三、风电细分行业	12
(一) 叶片行业	12
(二) 塔筒行业	13
(三) 轴承行业	15
(四) 海底电缆行业	16
(五) 风电整机行业	18
(五) 风电运营行业	21
四、ETF 追踪指数要素表	27
五、风险提示	27
免责声明	28

图表目录

图表 1: 中证风电产业指数走势 (截止 2022. 4. 15)	4
图表 2: 成分构成 (截止 2022. 3. 31)	4
图表 3: 中证风电产业指数 PE-Band (截止 2022. 4. 15)	4
图表 4: 风电产业市盈率/万得全 A 市盈率 (PE-TTM)	4
图表 5: 风电细分行业展望	5
图表 6: 风电产业链及各环节毛利率情况	6
图表 7: 风机零部件	7
图表 8: 陆上风场	7
图表 9: 中国全社会用电和增速情况	7
图表 10: 中国电源装机结构情况	7
图表 11: 陆上风电装机情况	8
图表 12: 海上风电装机情况	8
图表 13: 中国“十四五”风电装机预测	8
图表 14: I~IV 类资源区符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电指导价 (元/千瓦时)	9
图表 15: 风电补贴政策 (2012 年~2021 年)	9
图表 16: 中国主要省份海上风电度电成本	10
图表 17: “十四五”期间部分省份海上风电规划	10
图表 18: 全国碳排放权交易市场情况	11
图表 19: 全球各市场碳交易的平均价格	11
图表 20: 风机叶片结构图	12
图表 21: 叶片占风电整机成本较高 (2019 年)	12
图表 22: 风电叶片龙头企业营收自 2016 年开始一路上升	13
图表 23: 风电叶片龙头企业市占率逐年上升	13

图表 24: 叶片大型化趋势明显	13
图表 25: 叶片碳纤维需求量及国产化率	13
图表 26: 海陆风电塔筒产品示意图	14
图表 27: 国内上市风塔企业收入和增速情况	14
图表 28: 国内上市风塔龙头企业毛利率情况	14
图表 29: 塔筒成本构成	15
图表 30: 龙头企业塔筒成本和钢价变动情况	15
图表 31: 轴承结构图	15
图表 32: 风机零部件毛利率	15
图表 33: 轴承龙头公司 2021 年定增项目单价 (万元)	16
图表 34: 国产轴承售价明显低于进口价	16
图表 35: 海底电缆产品示意图	17
图表 36: 我国海缆交付量和增速情况	17
图表 37: 海缆 CR2 变动情况	17
图表 38: 龙头企业海缆和陆缆毛利率对比情况	18
图表 39: 龙头企业海缆产品出厂价格对比	18
图表 40: 龙头企业风机产品示意图	18
图表 41: 龙头上市企业各产品线销售占比情况	19
图表 42: 风电整机 CR3 变动情况	19
图表 43: 龙头上市企业各产品线销售占比情况	20
图表 44: 风电整机成本构成	20
图表 45: 龙头企业发电机组单价变动	20
图表 46: 龙头上市企业年末在手订单情况	20
图表 47: 龙头上市企业毛利率情况	21
图表 48: 龙头上市企业营业成本构成	21
图表 49: 肃北县马鬃山第二风电场 B 区投资构成	22
图表 50: 阳江南鹏岛海上风电项目投资构成	22
图表 51: 风电项目公开招标情况	22
图表 52: 龙头企业主力风机投标价	22
图表 53: 陆上风电项目平价上网 IRR 测算	24
图表 54: 陆上风电项目按上网电价 0.35 元的 IRR 敏感性分析 (表红区域 IRR > 6%)	25
图表 55: 海上风电项目 IRR 敏感性分析 (表红区域 IRR > 6%)	26
图表 56: ETF 跟踪指数要素表	27

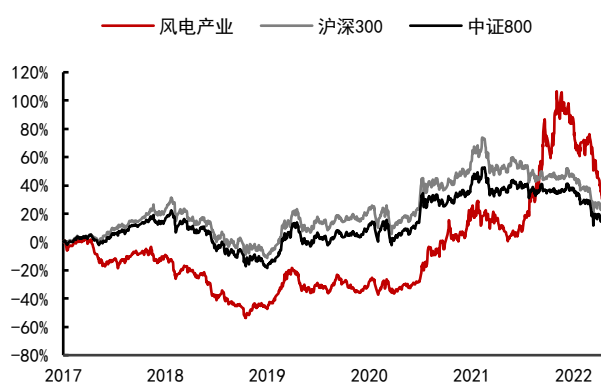
一、指数及产业基本情况

(一) 中证风电产业指数介绍

中证风电产业指数（931672.CSI）主要涵盖风电垂直产业链中的三大部分，包括风电零部件，风电整机和风电运营。截止 2022 年 4 月 15 日，上述三个部分市值权重分别约为 55%，20%和 25%。目前尚没有该指数跟踪 ETF，但主流基金公司正在积极布局相关主题赛道。根据中国证监会官网显示，已有累计 10 家基金公司申请设立风电主题 ETF，追踪标的均为该指数。

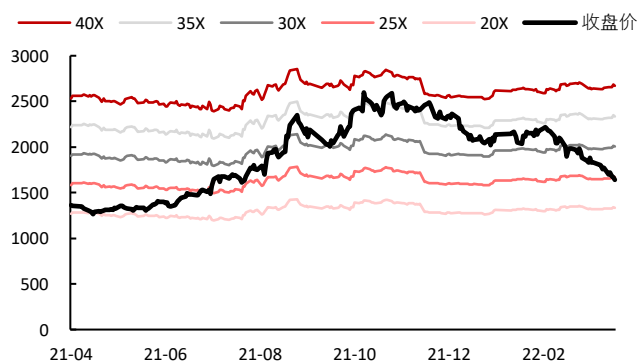
风电指数走势转强起始于 2020 年中，受益于政策面利好，指数相较主流宽基指数走出超额。截止 2021 年 12 月 31 日，指数的五年年化收益率为 14.05%，年化波动率为 29.38%，最大回撤 55.15%。2021 年 4 月指数编制以来，指数市盈率（PE-TTM）从 20 倍上行最高接近 40 倍水平后回撤，目前市盈率约 25 倍。从 2021 年 4 月至今，食品饮料市盈率/万得全 A 市盈率的乘数上升至 1.44 倍。去除市场整体放水情况后，估值中枢呈上升态势，但 2021 年下旬后有所回落。

图表 1：中证风电产业指数走势（截止 2022. 4. 15）



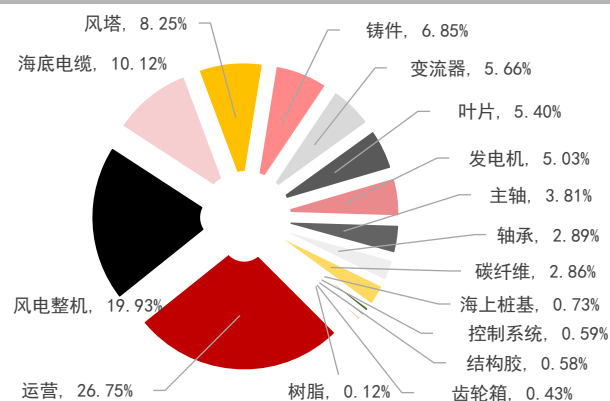
资料来源:Wind 中信期货研究所

图表 3：中证风电产业指数 PE-Band（截止 2022. 4. 15）



资料来源:Wind 中信期货研究所

图表 2：成分构成（截止 2022. 3. 31）



资料来源:Wind 中信期货研究所

图表 4：风电产业市盈率/万得全 A 市盈率（PE-TTM）



资料来源:Wind 中信期货研究所

(二) 风电产业投资价值展望

- 宏观环境：**受宏观层面不利影响，22 年以来权益市场持续走弱。国内疫情反复，俄乌冲突导致对上游价格的担忧以及美元加息缩表的预期影响仍将持续发酵，但稳增长政策持续落地以及近期降准信号或将提振权益市场信心。
- 业绩：**“十四五”期间我国风电装机量增速将保持两位数水平，其中海上风电发展前景广阔。补贴退坡或导致 21 年装机量回弱；但考虑到陆上风电目前已经实现平价上网，大风机产品将持续助力降本增效，以及碳交易市场年内或将落地，风电项目盈利能力有望不减反增。短期来看，随着 21 年年报陆续披露，风电抢装潮带来的营收增益兑现至财报层面，近期持续关注相关公司陆续发布的一季度报。
- 估值：**2021 年前三季度估值中枢持续上行，但第四季度后由于市场对于补贴退坡的担忧，指数估值开始走弱；22 年以来整机招标价持续下行以及地方补贴不及预期导致市场担忧加剧。但随着各地“十四五”能源规划出台以及大风机技术助力风电平价上网，风电产业或将迎来估值修复。

图表 5：风电细分行业展望

行业	市场展望
零部件	<ul style="list-style-type: none"> 主要关注行业内技术壁垒和毛利率相对较高的部分，如轴承，海底电缆等； 轴承：国产替代仍为国内轴承行业发展主线，降本压力利好国内厂商； 海底电缆：深远海风电项目开发提振需求量，龙头厂商先发优势将持续兑现。
风电整机	<ul style="list-style-type: none"> 风电整机大型化趋势显著，拥有 5MW 及以上大风机制造技术的龙头企业有望再度整合市场； 抢装潮过后大风机产品盈利能力凸显，降本增效为下阶段博弈关键点； 目前整机厂商估值水平较低，可关注大风机龙头企业。
风电运营	<ul style="list-style-type: none"> 现有风电项目之间目前不存在明显竞争关系，发电量上网及消纳顺畅； 以目前招标价格水平，陆上风电项目内部回报率较高，优质风场资源更加珍贵； 海上风电全面平价上网仍需全产业链降本持续发力，广东省将为全国海风平价项目排头兵。

资料来源：中信期货研究所

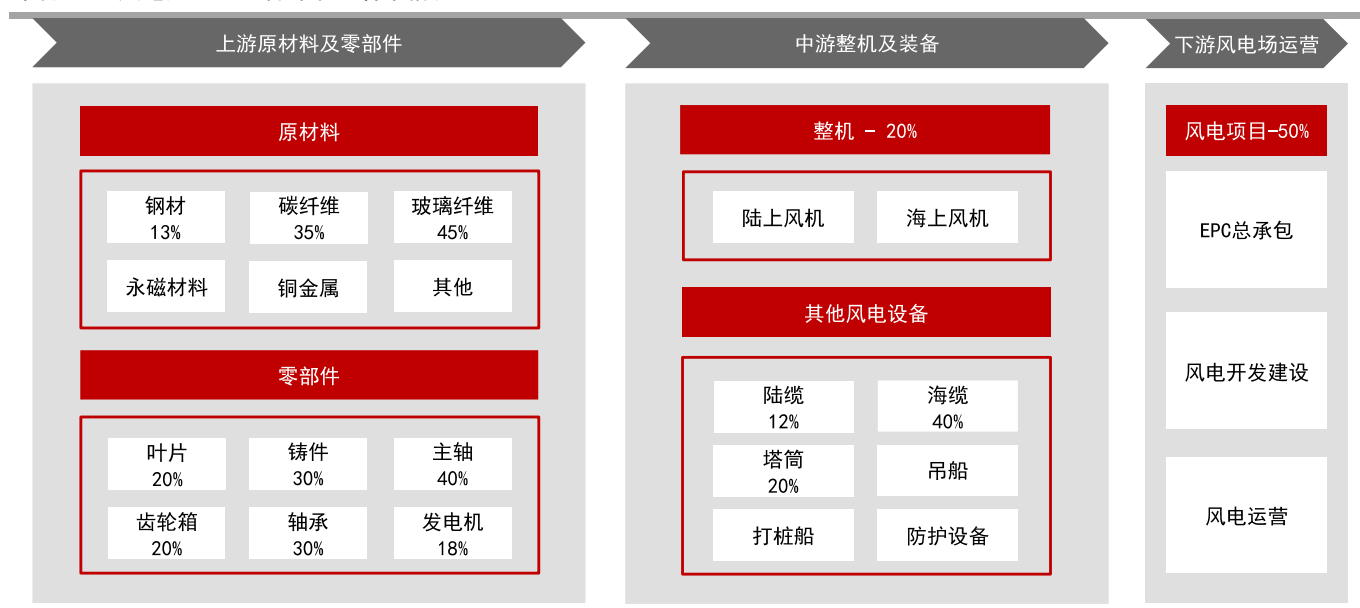
二、风电产业分析框架

风力发电是将风能转化为机械能，再将机械能转化为电能的过程，其原理是利用风来驱动风轮机叶片旋转，然后通过增压发动机提高转速，推动发电机发电。依据目前的风车技术，大约是每秒三公尺的微风速度，便可以开始发电。风力发电的过程不需要燃料，没有辐射也没有空气污染，是一种清洁能源。

(一) 风电产业链概览

风电垂直产业链包含上游原材料及零部件、中游整机及装备、下游风电厂运营环节。风电产业链上游主要包括风机零部件制造及所需原材料的研发工作，原材料主要有钢材、碳纤维、玻璃纤维、永磁材料等，风力发电机组主要部件包括叶片、铸件、主轴、齿轮箱、轴承等。产业链中游为整机制造及其他风力发电所需设备，其中整机分为陆上风机及海上风机，风电设备包含传输用电陆缆及海缆等其他建筑用设备。产业链下游是风电场开发建设及运营环节。

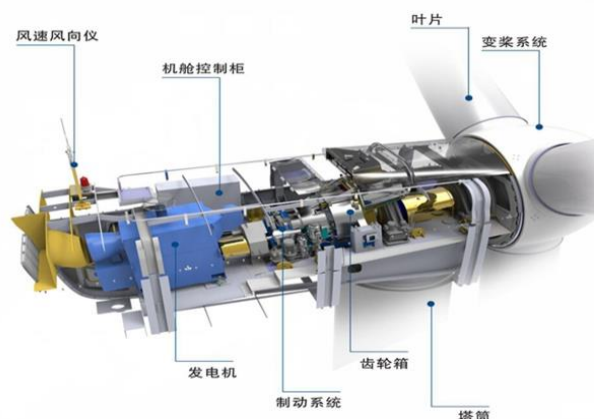
图表 6：风电产业链及各环节毛利率情况



资料来源：中信期货研究所

风机零部件是整机组制造的关键环节。风机叶片是决定风能利用率的关键因素，主要由玻纤或碳纤制成，大型化趋势明显，未来轻质碳纤维的比例将不断增加。铸件主要包括轮毂、轴承、底座及齿轮箱等，约占整个风机成本的8%~10%。主轴分为锻造轴及铸造轴，连接轮毂与齿轮箱件，将叶片转动产生的动能传递给齿轮箱，主要由金属制成。轴承分为偏航轴承、变桨轴承与主轴轴承，一套风力发电机组的核心轴承含有1套偏航轴承，3套变桨轴承，及2套主轴轴承。

图表 7：风机零部件



资料来源：公司官网 中信期货研究所

图表 8：陆上风场

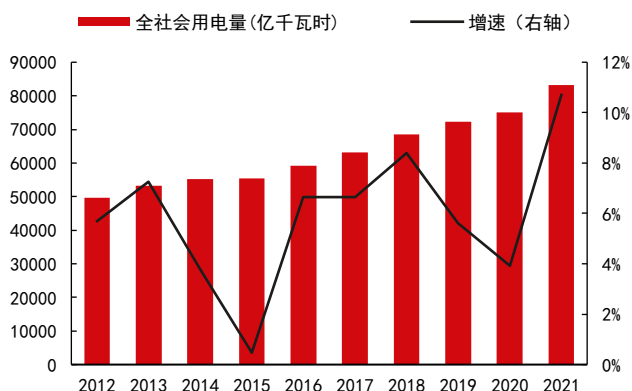


资料来源：新浪网 中信期货研究所

（二）我国风力发电总量

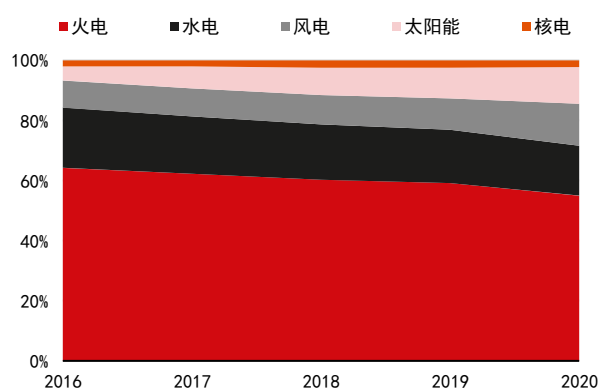
我国电力需求高速增长，清洁能源占比持续提升，风电装机量呈现高增长态势。我国整体能源消费总量仍处于上升阶段，能源消费结构从化石能源向一次电力及其他非化石能源转型，“十三五”期间我国全社会用电量年均增速录得 5.5%。2016 年至 2020 年间，我国电源装机中清洁能源占比不断提升，水电，风电和太阳能发电装机总容量从 5.58 亿千瓦升至 10.07 亿千瓦，占全国电源装机容量的比例从 33.75% 升至 42.72%。其中，风电电源装机容量从 1.48 亿千瓦升至 3.28 亿千瓦，占比从 8.97% 升至 13.94%，年复合增长率达到 22.02%。

图表 9：中国全社会用电和增速情况



资料来源：发改委能源局 中信期货研究所

图表 10：中国电源装机结构情况

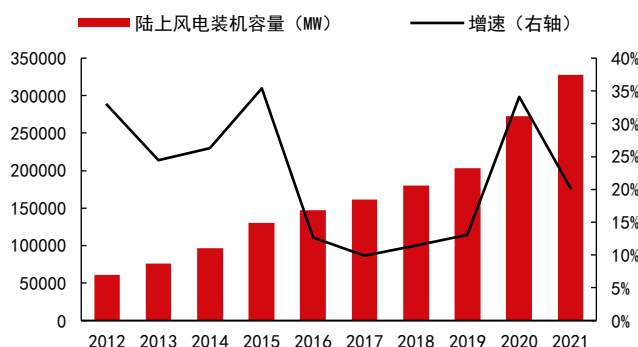


资料来源：Wind 中信期货研究所

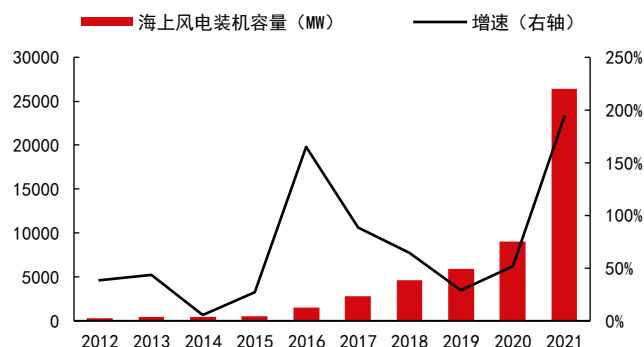
陆上风电装机容量稳步增长，海上风电装机增速亮眼，后续发展前景广阔。根据国家能源局一季度新闻发布会信息，截止 2021 年底，我国陆上风电累计装机 3.28 亿千瓦，海上风电累计装机 2639 万千瓦，占比分别为 93% 和 7%。近十年来，陆上风电装机容量年复合增长率约为 18.26%，海上风电装机容量年复合增长率约为 56.95%。由于海风和陆风发电的政策支持差异以及海上风电起步较晚等因素影响，海风装机增长率显著高于前值。随着风电补贴政策于 2021 年底到期，2022 年风电增速预期将有所放缓，但底线为完成 2025 年以及 2030 年政府

承诺目标。后续发展主要关注海上风电，目前海上风电技术仍处于升级完善阶段，综合投资和运维成本将持续下行；且海上风电机组可利用小时数普遍高于陆上风电机组，具有更高的经济性；同时考虑到目前海上风电机组整体规模较小，而我国海上风电资源丰富，后续仍有很大的开发空间。

图表 11：陆上风电装机情况



图表 12：海上风电装机情况



资料来源：IRENA 国家能源局 中信期货研究所

资料来源：IRENA 国家能源局 中信期货研究所

绿电政策助力风电产业稳步发展，但需考虑去补贴后抢装退潮的影响。基于国家能源局综合司发布的《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知（征求意见稿）》和全球能源互联网发展合作组织发布的《中国“十四五”电力发展规划研究》，我们预测未来风电装机仍将维持稳健增长，但增速将趋于放缓。特别是考虑到 21 年底一轮补贴退潮后，短期内风电装机增速将明显下滑。受此影响，风电发电量增速也将放缓，同时随着风电平价上网时代的到来，降本增效将成为运维企业下一轮博弈重点。

图表 13：中国“十四五”风电装机预测

	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
全社会用电量 (亿千瓦时)	75,093	83,127	86785	90603	94590	98752
全社会用电量增长率 (%)	3.93%	10.70%	4.40%	4.40%	4.40%	4.40%
风电占比 (%)	6.21%	7.85%	8.64%	9.43%	10.21%	11.00%
风电发电量 (亿千瓦时)	4665	6526	7496	8540	9660	10863
风电发电量增长率 (%)	15%	40.50%	14.87%	13.92%	13.12%	12.45%
平均利用小时数 (包含弃风率)	1,654	1,844	1,900	1,925	1,950	2,000
风电总装机容量 (亿千瓦)	2.82	3.54	3.95	4.44	4.95	5.43
风电总装机增长率 (%)	34.55%	25.53%	11.45%	12.44%	11.67%	9.64%

资料来源：国家能源局 全球能源互联网发展合作组织 中信期货研究所

(三) 上网电价及补贴政策

低价平价上网是提高风电竞争力的关键一环。随着风电成本的下降，政府不断调低风电上网电价。在 2009 年~2019 年的近 10 年里，我国实行标杆电价制度。标杆电价是为推进电价市场化改革、公平竞价上网，国家在经营期电价的基础上，对新建发电项目实行按区域或省平均成本统一定价的电价政策。标杆电价的实行有利于稳定投资者预期，达到鼓励或抑制电力投资的效果。

2019 年国家发改委出网上网电价新政策，将风电标杆电价改为指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价。新核准的海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价。2019 年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为每千瓦时 0.8 元，2020 年调整为每千瓦时 0.75 元。

图表 14：I~IV 类资源区符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电指导价（元/千瓦时）

核准年份	开工年份	并网年份	I 类资源区	II 类资源区	III 类资源区	IV 类资源区
2016 年前	2017 年前	2020 年底前	0.49	0.52	0.56	0.61
2018 年前	2019 年前	2020 年底前	0.47	0.50	0.54	0.60
	/		0.40	0.45	0.49	0.57
2019 年	/	2021 年底前	0.34	0.39	0.43	0.52
2020 年	/	2021 年底前	0.29	0.34	0.38	0.47

资料来源：《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》 中信期货研究所

在过去的 10 年里，风电行业逐渐从深度依赖政府补贴过渡到市场化竞价的后补贴时代。根据 2019 年国家发改委出网上网电价新政策，2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，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。对 2018 年底前已核准的海上风电项目，如在 2021 年底前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价；2022 年及以后全部机组完成并网的，执行并网年份的指导价。

图表 15：风电补贴政策（2012 年~2021 年）

时间	文件	内容
2012 年 3 月 14 日	财政部、发改委、能源局：《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》	风电项目补贴 = (风电上网电价 - 当地省级电网脱硫燃煤机组标杆电价) × 风电上网电量
2014 年 6 月 7 日	国务院：《能源发展战略行动计划（2014~2020）》	规划增加非化石能源比重，大力发展风电。重点规划建设酒泉、内蒙古西部、内蒙古东部、冀北、吉林、黑龙江、山东、哈密、江苏等 9 个大型现代风电基地以及配套送出工程。 到 2020 年，风电装机达到 2 亿千瓦，风电与煤电上网电价相当。
2019 年 5 月 21 日	发改委：《关于完善风电上网电	将风电标杆电价改为指导价。针对陆上及海上风电项目，明确国家

	价政策的通知》	补贴形式、时间安排及指导电价规定等。
2020年1月20日	财政部、发改委、能源局：《可再生能源电价附加资金管理办法》	电网企业按照上网电价和风力发电量给予补助的，风电项目补贴 = (电网企业收购价格-燃煤发电上网基准价) / (1+适用增值税率) × 风力发电量
2020年9月29日	财政部、发改委、能源局：《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知》	明确风电项目补贴的全生命周期合理利用小时数和补贴年限。 1) 项目利用小时数：全生命周期合理利用小时数I至IV类资源区分别为48000、44000、40000和36000小时；海上风电为52000小时。合理利用小时数以内的电量，全部享受补贴；超过电量，按当地火电基准电价收购，并核发绿证参与绿证交易。 2) 风电发电项目自并网之日起满20年后，生物质发电项目自并网之日起满15年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。
2021年6月7日	发改委：《国家发展改革委关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》	2021年起，对新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。 2021年起，新核准（备案）海上风电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。

资料来源：各部委文件 中信期货研究所

海上风电逐渐从依靠财政补贴发展转为地方政府差异化支持。据发改委的通知，2021年起，海上风电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。伴随海风项目补贴的逐渐退坡及装机数量的进一步上升，海上风电项目也将逐步实现平价化。

图表 16：中国主要省份海上风电度电成本

省(市)	单位造价 (元·kW ⁻¹)	等效利用小时数/h	度电成本/ (元·(kW·h) ⁻¹)
江苏	14500-16500	2500-3000	0.538-0.645
上海	15000-16500	2800-3000	0.596-0.656
浙江	15500-16500	2600-2800	0.616-0.706
广东	16500-17500	2800	0.656-0.695
福建	17500-18500	3500-4000	0.487-0.588

资料来源：《“十四五”中国海上风电发展关键问题》

图表 17：“十四五”期间部分省份海上风电规划

省份	海上风电政策
广东	2022年/2023年/2024年全容量并网项目每千瓦补贴1500元/1000元/500元；对2025年起并网的项目不再补贴。
江苏	海上风电新增约800万kW，新增投资约1000亿元；到2025年底，风电总装机达到2600万kW。
浙江	新增装机容量4.5GW以上，累计装机容量达到5GW以上，对应年均装机0.9GW以上。
山东	对2022~2024年建成并网的海上风电项目，按照每千瓦800/500/300元的标准给予补贴，补贴规模分别不超过200万/340万/160万千瓦。

资料来源：地方政府网站 中信期货研究所

(四) 碳交易市场

我国碳交易市场处在从地方试点向全国化市场转型过程中，主要涵盖碳排放配额交易市场和减排量交易市场。2021年7月16日，我国启动全国碳排放权（CEA）交易市场，首次纳入火力发电企业共2225家，覆盖碳排放额40亿吨/年，约占全国碳排放的40%。根据生态环保部消息，全国自愿减排（CCER）交易中心将于近期落地北京，按40亿吨排放量和5%抵扣限额计算，CCER市场需求将超过2亿元。风电运营企业可以向国家发改委报批申请材料，通过专家评估和审

核后，企业将获得 CCER 备案。

目前我国碳价仍然处于较低水平，碳信用交易市场落地将增益风电运营企业。我国 CEA 交易市场 21 年 7 月开盘价位 48 元/吨，截止 22 年 2 月 23 日，CEA 成交价为 57.5 元/吨，呈上升态势；但对比发达国家，我国碳价仍然处于较低水平。根据《2021 中国碳价调查》的研究结果，2025 年碳价将稳定在 87 元/吨，较去年预测值上升 16 元/吨。参照国外碳市场发展，随着减排成本编辑提高，碳价将会长期处于上升通道。但值得注意的是，碳中和发展后期为进一步促进企业减排，欧盟限制了自愿减排核证（CER）质量，欧盟 CER 市场与 CEA 市场的碳价格出现脱钩，CER 市场碳价长期徘徊在低位水平。

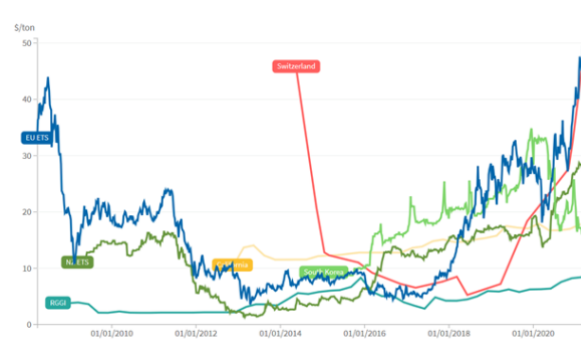
据测算，按照现有政策和碳价，CCER 市场交易对风电运营企业度电增益约为 0.0435 元，可提升营收约 10%。碳信用交易增收可以分为 CCER 市场碳价，上网发电量以及电网基准线排放因子三部分构成。其中电网基准线排放因子为电量边际排放因子和容量边际排放因子加权计算。我们参照了 CEA 碳单价以及目前全国平均排放因子大致估算了 CCER 市场落地后风电企业的度电收益。

图表 18：全国碳排放权交易市场情况



资料来源：IRENA 国家能源局 中信期货研究所

图表 19：全球各市场碳交易的平均价格



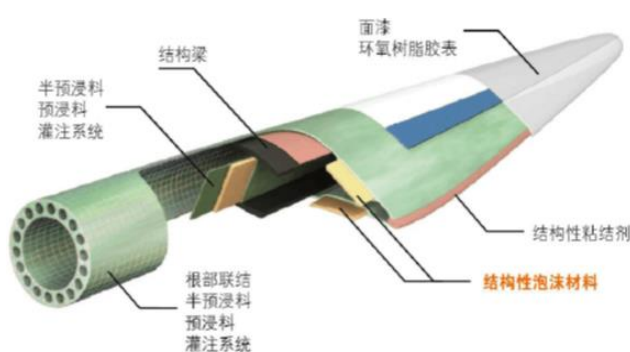
资料来源：ICAP 中信期货研究所

三、风电细分行业

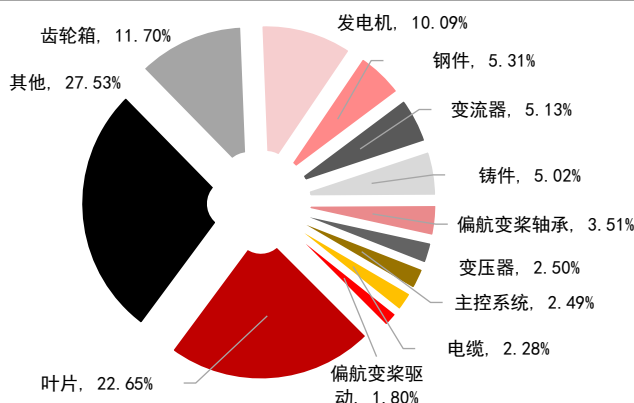
(一) 叶片行业

叶片的设计、材料和工艺决定风力发电装置的性能和功率。风电叶片是一个由复合材料制成的薄壳结构，一般由根部、外壳和加强筋或梁三部分组成，复合材料在整个风电叶片中的重量一般占到 90%以上。叶片是风机零部件成本占比最高的零部件，占总体的 22.65%，降本增效、大型化是叶片的未来发展趋势。

图表 20：风机叶片结构图



图表 21：叶片占风电整机成本较高（2019 年）



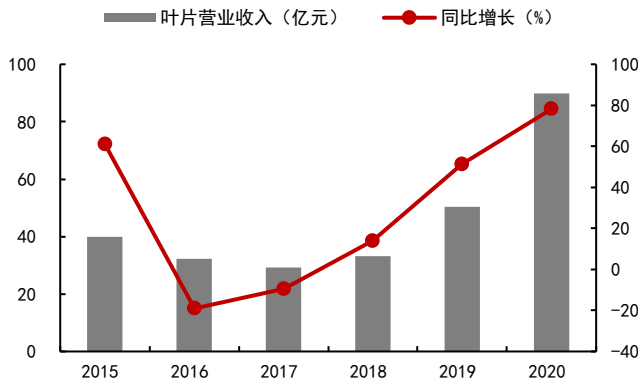
资料来源：国际新能源网

资料来源：公司招股说明书 中信期货研究所

叶片市场呈现寡头竞争格局，逐渐以独立第三方供应商为主，主机厂叶片生产为辅。整机厂的叶片供应链主要来自于垂直自建及外采两类模式，龙头企业多采取两种模式相结合的供应方式，使整机厂能够更加灵活高效的应对风电行业市场的变化。根据 GWEC 发布的《2020 全球叶片供应链报告》显示，截至 2020 年底，全球有 15 家整机商拥有自己的叶片生产工厂，大约满足一半的市场需求。截至 2020 年，全球范围内整机厂的叶片产能共 39.02GW，独立叶片厂的叶片产能超过 95GW。

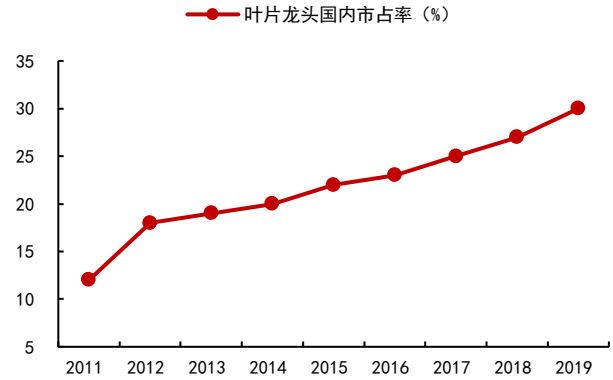
国内叶片行业集中趋势日益明显，龙头竞争地位稳固。2017 年抢装潮带来叶片产能严重过剩问题，大量中小风电厂商业绩严重下滑，市场被动出清，行业集中度进一步提升。叶片行业 CR5 由 2013 年 59.6%上升至 2019 年 68%，其中龙头公司市占率上升较快。

图表 22: 风电叶片龙头企业营收自 2016 年开始一路上升



资料来源: 公司公告 中信期货研究所

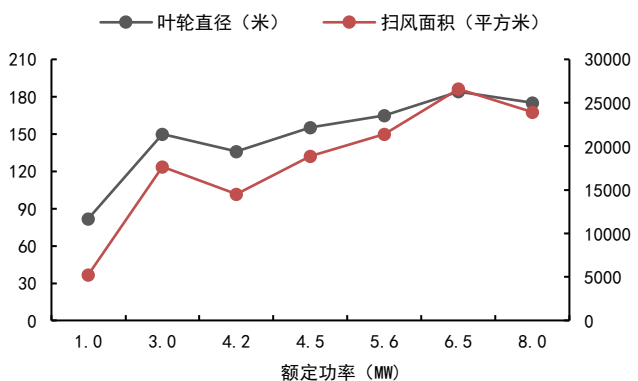
图表 23: 风电叶片龙头企业市占率逐年上升



资料来源: CWEA 中信期货研究所

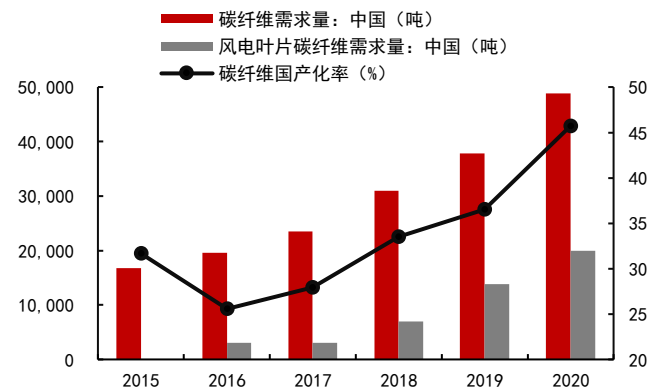
大型化叶片是提升机组功率的关键因素之一。受到政策指导、高效利用低风速资源及海上风电的进一步布局的需要，风电整机制造将继续沿着增大叶片尺寸的路径发展。碳纤维复合材料具备高强高模、低密度等特点，是风电叶片大型化、轻量化的首选材料。碳纤维通过改变碳纱和玻纤的比例，可以令其实现模量由 46Gpa 到 120Gpa 的线性变化。美国 Sandia 实验室数据显示，将 100 米长的风电叶片主梁由玻纤替换为碳纤维后，碳纤维在叶片中的质量占比 12.4%，叶片总重下降幅度可达 28%，且材料成本仅提升约 9%。伴随风机叶片进一步大型化需求，国外龙头企业的叶片主梁生产专利将于 2022 年 7 月到期，叠加大丝束碳纤维的成本进一步降低，风电叶片碳纤维需求量将保持逐年稳步上升。碳纤维国产化率近五年已从 25.57% 上升至 45.72%，预计未来国产替代仍有空间。

图表 24: 叶片大型化趋势明显



资料来源: 公司官网 中信期货研究所

图表 25: 叶片碳纤维需求量及国产化率

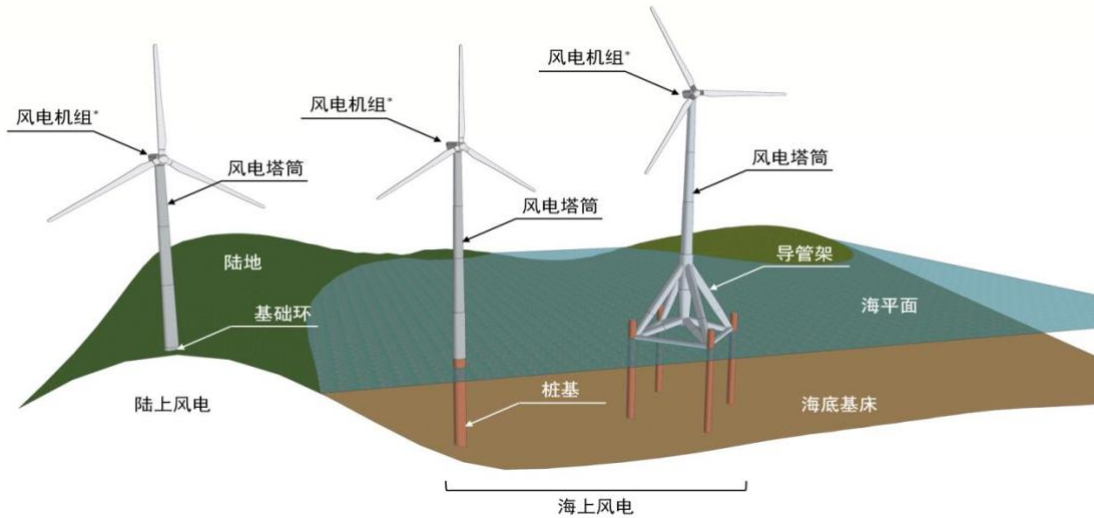


资料来源: 中国电力企业联合会 中信期货研究所

(二) 塔筒行业

塔筒是风力发电机组的重要组成部分，起到支撑和吸收震动的作用。塔筒作为风机和基础环的链接部分，是实现了机组维护，输变电等功能的重要构件，内部由爬梯，电缆梯和平台等结构组成。相较于陆上风电机组的塔筒产品，海上风电塔筒产品一般同时包括了除塔筒外的桩基和导管架。

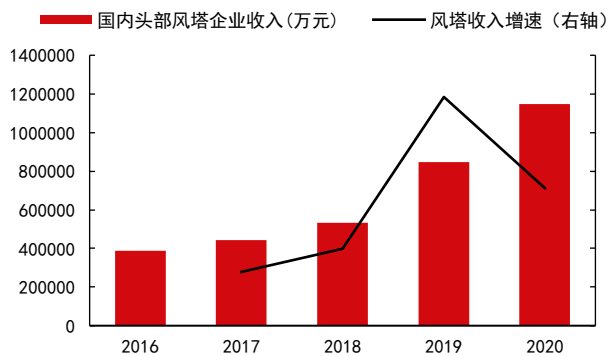
图表 26：海陆风电塔筒产品示意图



资料来源：上市公司招股说明书 中信期货研究所

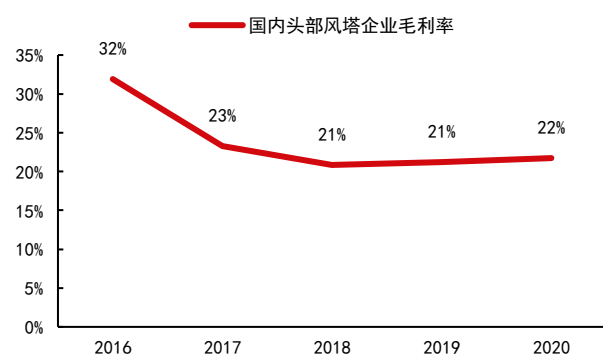
风电塔筒企业收入稳步上升，但毛利水平较低。17 年以来我国每年新增风机装机容量持续上升，带动头部风塔企业收入进入上行通道。但由于风电塔筒的生产工艺本身在风电产业链中门槛较低，以及头部厂商受制于塔筒出厂运输半径的限制，我国塔筒行业相对零散，同时企业盈利能力较低。在 15 年风电抢装潮过后，塔筒制造龙头企业毛利率持续下行，目前稳定在 20% 左右水平。在本轮 20-21 年的抢装潮过程过后，风电塔筒产能已经可以满足未来风电新增装机需求，塔筒制造企业毛利率难以回到之前的较高水平。

图表 27：国内上市风塔企业收入和增速情况



资料来源：Wind 中信期货研究所

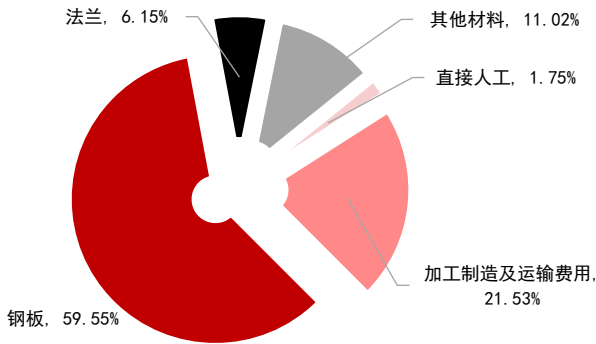
图表 28：国内上市风塔龙头企业毛利率情况



资料来源：Wind 中信期货研究所

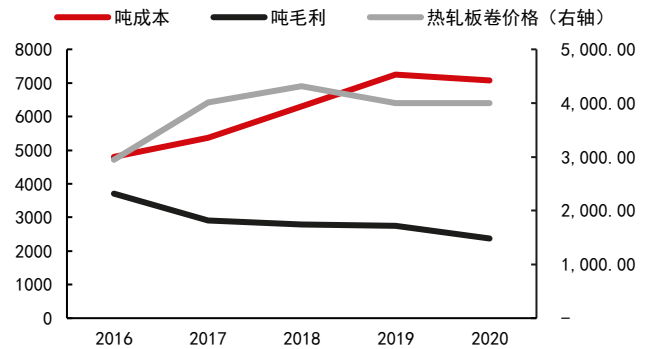
风电塔筒成本主要是钢板构成，热轧板价格变动对风塔吨成本影响明显。风塔成本主要由原材料构成，直接材料成本可以达到 75% 以上；其中最主要的原材料为钢板，占营业成本比例可达到 60%。我们观察了主要风塔制造企业的吨成本以及热轧板价格后发现，热轧板价格是风塔吨成本的优秀领先指标。受成本上行以及行业竞争加剧影响，塔筒龙头企业吨毛利近五年来持续下行。

图表 29：塔筒成本构成



资料来源：上市公司招股说明书 中信期货研究所

图表 30：龙头企业塔筒成本和钢价变动情况



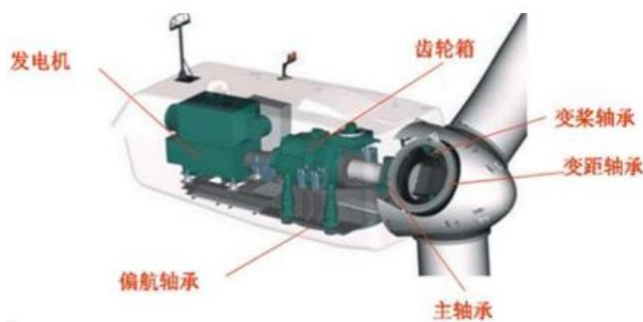
资料来源：Wind 中信期货研究所

(三) 轴承行业

轴承分为偏航轴承、变桨轴承与主轴轴承，其中主轴轴承需承担风机震动冲击，且具有防腐防潮等特点，是技术壁垒较高的零部件。偏航轴承位于风机机舱与塔筒连接处，作为调整机舱朝向的回转支撑以保障风机垂直迎风；变桨轴承位于叶片与轮毂之间，通过改变叶片桨距角，及时调整叶片所受风力情况，实现发电机组输出功率稳定；主轴轴承主要用于支撑风机主轴，需要同时承担三重载荷，主要用于连接轮毂和齿轮箱，将叶片产生的动能传递给齿轮箱，是风电整机的重要零部件。

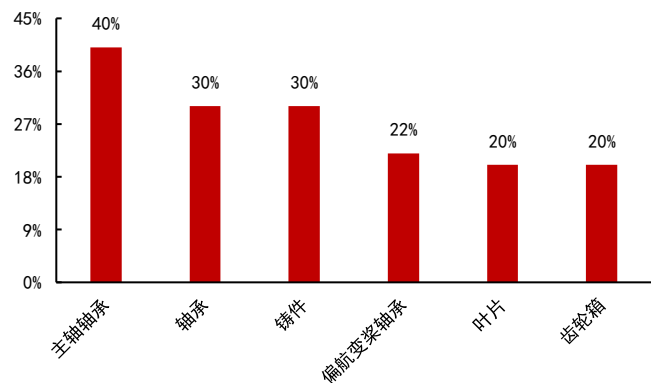
轴承在风机零部件中利润率较高，其中主轴毛利率达 40%。相较于其他风机零部件，轴承的工艺流程复杂、技术专利较多、行业壁垒较深，且客户粘性强，轴承企业与整机厂商建立合作需要较长的认定时间，故溢价率较高。

图表 31：轴承结构图



资料来源：公司招股说明书 中信期货研究所

图表 32：风机零部件毛利率



资料来源：公司招股说明书 定增说明书 中信期货研究所

风机大型化带来行业低端产能出清、降本需求将助推轴承市场加速实现国产化。一方面，风机大型化要求轴承拥有高可靠性、轻材质、高精度等特点，有利于传统行业龙头进一步提高行业集中度、淘汰低端产能、扩大市占率。另一方面，风电轴承是国产化程度最低的风电结构件，统计数据表明，八大跨国

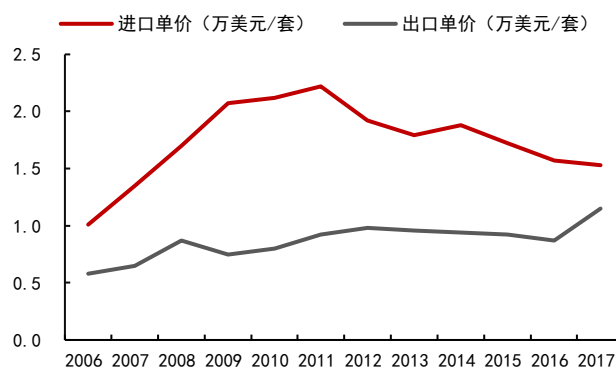
轴承集团占据世界轴承市场 70%的份额，中国的轴承制造商拥有 20%的全球市场份额，其中 80%销往亚洲，10%销往欧洲，不到 7%销往美洲。国产轴承的售价明显低于海外轴承部件进口价，在风机大型化的降本需求驱动下，国产轴承品牌有望进一步实现进口替代。

图表 33：轴承龙头公司 2021 年定增项目单价（万元）

产品	类型	募投项目设计单价	2020 年平均价格
偏航变桨轴承	3MW≤N<4MW	12.95	12.62
	4MW≤N<5MW	17.98	17.76
	5MW≤N<6MW	25.88	25.6
主轴轴承	3MW≤N<4MW	50	52.63
	4MW≤N<6MW	60	-

资料来源：公司定增说明书 中信期货研究所

图表 34：国产轴承售价明显低于进口价



资料来源：公司招股说明书 中信期货研究所

（四）海底电缆行业

海底电缆广泛应用于海洋能源和信息传输领域，有技术要求高、施工和维护难度大等特点。海上风电领域的电缆产品主要包括干/湿式交流阵列电缆、交流动态海缆、110-220kV 高压交流电缆、500kV 超高压交流电缆和柔性直流电缆，其中中压产品主要用作风电阵列电缆，而高压以及超高压电缆用作送出电缆。相较于陆缆，海缆在产品结构上增加了防护结构和阻水结构，相应的生产技术门槛和生产设备专用化水平更高。

海缆产业目前主要痛点在深远海能源和信息传输解决方案。参照欧洲风电厂离岸距离逐渐增加的发展过程，我国海缆领域技术突破方向为远距离输电解决方案。由于我国深远海资源开发有限，现有风电机组主要集中于潮汐带和近海，导致类似空间区域后续发展受制。同时，深远海海风资源相对丰富，风场可利用小时数更高，后续关注相关技术完善以及产能提升后浮式平台风机发电电成本的下降节奏。

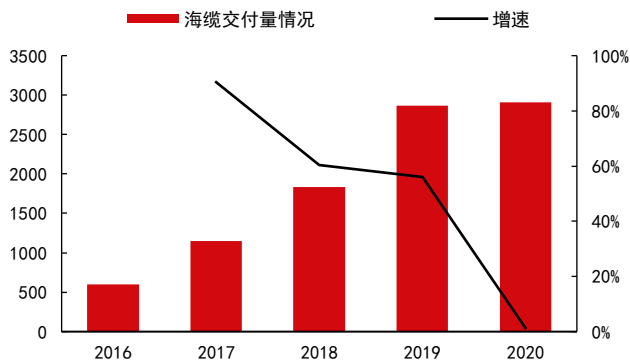
图表 35：海底电缆产品示意图



资料来源：龙头企业官网 中信期货研究所

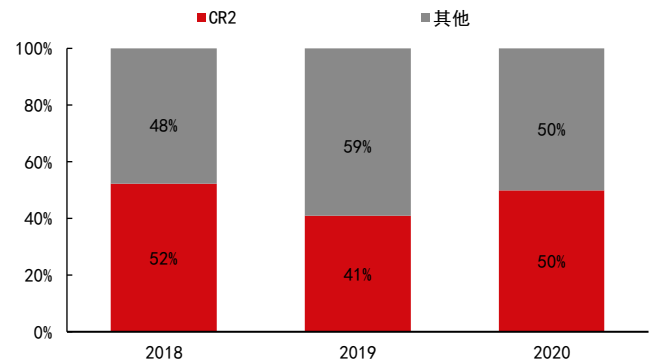
我国海缆交付量增速较快，后续交付量仍将维持在高水平；竞争格局上，行业龙头优势明显。我国海缆交付量从 2016 年的 602 千米上升至 2020 年的 2904 千米，年复合增速达到 48.2%。根据目前各省陆续出台的海上风电发展规划，未来整体产量仍然将保持在高景气度水平。行业双龙头市场占有率目前已经超过 50%，在行业规模大幅提升后，龙头市占率开始持续回升。相关龙头企业布局海缆赛道均超十年，先发优势明显。同时考虑到生产设备专用化程度高，特定生产技术护城河深以及相关资质认证时间周期较长等因素，后续龙头企业在市场现有主流产品占有率以及未来技术更迭中均优势显著。

图表 36：我国海缆交付量和增速情况



资料来源：Wind 中信期货研究所

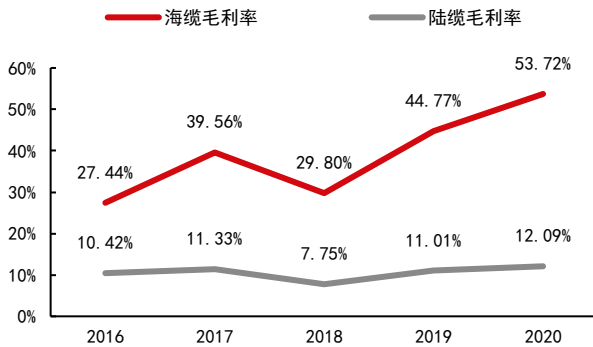
图表 37：海缆 CR2 变动情况



资料来源：Wind 上市公司招股说明书 中信期货研究所

海缆产品毛利率水平较高，关注远距离输电产品技术发展和整体降本节奏。海缆产品利润率明显高于陆缆，随着需求量的大增，近几年来毛利率持续抬升。但随着主流厂商产能基本满足海缆高需求水平后，考虑到海风“平价上网”的进程中，海风项目的降本压力将逐步向上游零部件厂商传导，海缆产品出厂单价下行的确定性强，后续需更加多的关注龙头企业运营效率。在产品层面，高压产品单价较高，直流产品由于材料使用较少更为经济。但使用直流海缆需要装设变流器，因而直流海缆更适合应用于远距离送电场景。目前市场主要需求为交流 220kV 的中压输电电缆。但随着深远海风电项目的开发，使用高压海缆有利于降低度电成本，相应产品需求量将持续提升。龙头企业凭借技术壁垒，在高压领域仍可获取较高的毛利率。

图表 38：龙头企业海缆和陆缆毛利率对比情况



资料来源:Wind 中信期货研究所

图表 39：龙头企业海缆产品出厂价格对比

海底电缆产品	2020 年出厂均价
交流 35kV	114.18
交流 220kV	418.84
交流 500kV	750.89
柔性直流 400kV	508.51

资料来源:Wind 上市公司招股说明书 中信期货研究所

(五) 风电整机行业

风电整机按照应用场景分为海上风电机组和陆上风电机组，目前陆上风机主流产品功率在 2MW-5MW，海上风电机组主要产品功率在 4MW 以上，10MW 及以上的深远海产品目前仍在技术完善阶段。风电机组主要技术路线包括双馈式，永磁直驱式以及永磁半直驱式，其中双馈式技术适用于发电功率较小的风机。在大风机应用方面，永磁直驱式和永磁半直驱式各有优劣。前者运维成本较低，但是其风机体积和自重较大，导致吊装难度大；后者质量体积较小，制造成本和吊装成本都相对较低，但后期运维成本有所增加。目前我国主要龙头企业采取了不同的技术路线以适应各应用场景，避免抢装潮后的过度竞争。

图表 40：龙头企业风机产品示意图

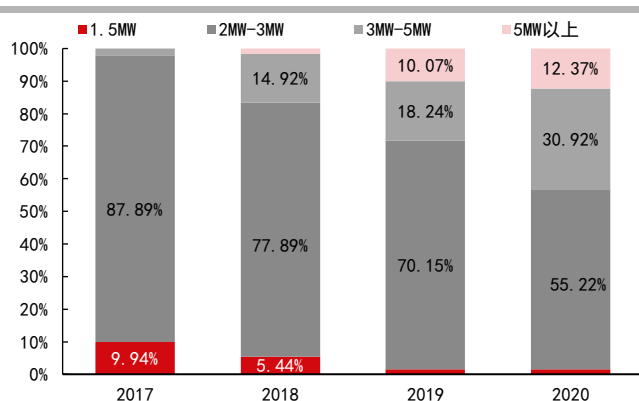


资料来源:上市公司年报 中信期货研究所

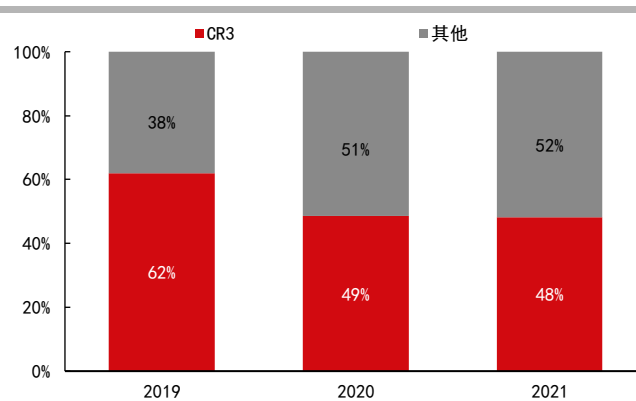
风电整机大型化趋势显著，拥有 5MW 及以上大风机制造技术的龙头企业有望再度整合市场。从 17 年到 20 年间，龙头上市公司 3MW 以下的风电发电机组销售

收入占比从 97.83% 下降至 56.72%，其中曾经占市场主要地位的 2MW 以及 2.5MW 的产品已不再受发电企业青睐。龙头风电整机制造企业也已经将原来 2MW 及 2.5MW 产品系列迭代为 3MW 产品；而 3-5MW 风电产品目前已经成为市场主流需求，同时随着海上风电增长迅猛以及陆上高风速地区风电资源的进一步开发利用，5MW 以上的大风机市场份额显著提升。在竞争格局方面，风电整机行业 CR3 目前在 50% 水平左右，近两年行业 CR3 较 19 年下降 10% 主要是因为本轮风电抢装潮需求量较大，龙头企业总产能有限。但随着抢装潮过后，拥有成本优势的龙头企业将重新提升市场占有率；同时，考虑到新增订单对 5MW 以上大风机的需求，整机龙头企业在相关领域先发优势明显。

图表 41：龙头上市企业各产品线销售占比情况



图表 42：风电整机 CR3 变动情况

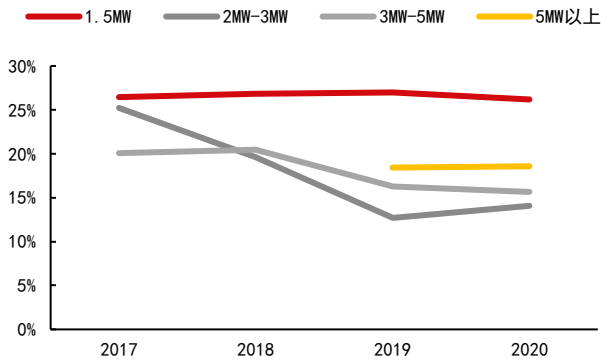


资料来源:Wind 中信期货研究所

资料来源:彭博新能源财经 中信期货研究所

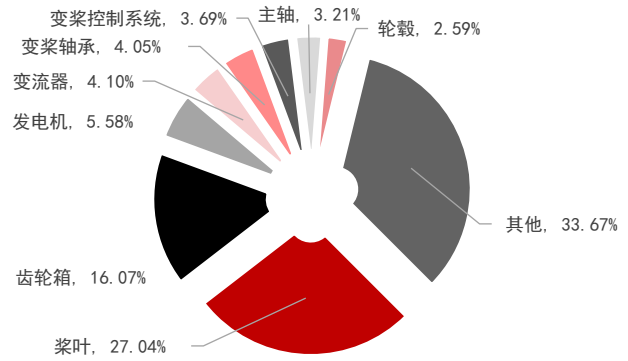
抢装潮过后大风机产品盈利能力凸显，降本增效为下阶段博弈关键点。随着风电整机厂商总体产能提升以及国补逐渐退潮，风电机组整体毛利率处在下行通道；龙头上市企业的主要发电机型毛利率普遍在 15%-20% 水平，其中由于掌握大风机的生产企业相对较少，相关产品毛利率高于小功率产品。目前 1.5MW 小风机产品已经退出主流发电运营企业招标范围，产品需求量较小，整体营收贡献较小。风电整机主要成本组件包括桨叶，齿轮箱，发电机，轴承和控制系统，合计成本占比约为 55%。在风电招标价下行的压力下，风电企业订单获取能力主要依赖于降本节奏。龙头企业通过发挥规模优势，自产组件以及提高营运效能等手段保持竞争优势。

图表 43：龙头上市企业各产品线销售占比情况



资料来源:Wind 中信期货研究所

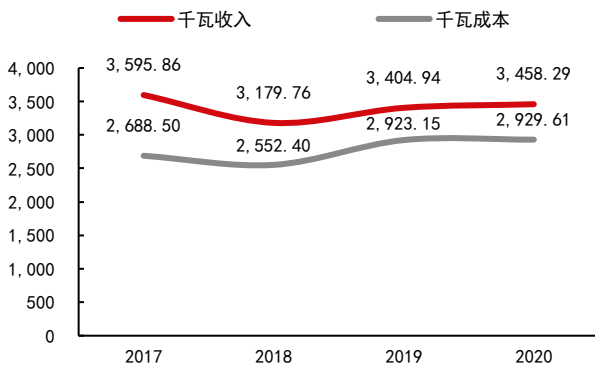
图表 44：风电整机成本构成



资料来源：上市公司招股说明书 中信期货研究所

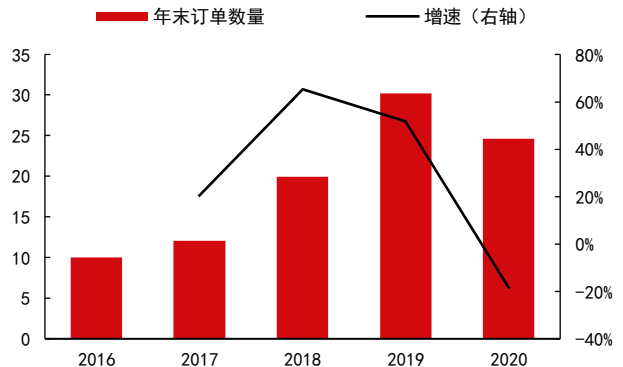
21 年下半年开始风电招标价格战加剧，龙头企业目前手头订单仍然充裕，考虑到订单执行时间差，龙头企业仍有降本时间。受益于 20 年和 21 年风电整机组装的高景气度以及海上风电机组占比提升，近年风电发电机组出厂单价和成本持续上行。风电整机龙头上市企业 20 年出厂价平均千瓦收入约为 3458 元，平均千瓦成本约为 2929 元。22 年以来陆上风电最低中标千瓦单价已经低于 2000 元，海上风电已经低于 4000 元，风电全产业链价格下行压力较大。对于整机厂商而言，风电项目相关订单签署到吊装完成，即订单主体部分收入确认时点约 1.5 年，因而 21 年下半年开始的招标价格下行影响预期将延后体现在相关公司财报。就龙头企业在手订单数据而言，根据现有高产能利用率的出货量测算，即是没有新增订单，龙头企业在手订单仍可以保证未来两年内的生产计划。

图表 45：龙头企业发电机组单价变动



资料来源:Wind 中信期货研究所

图表 46：龙头上市企业年末在手订单情况



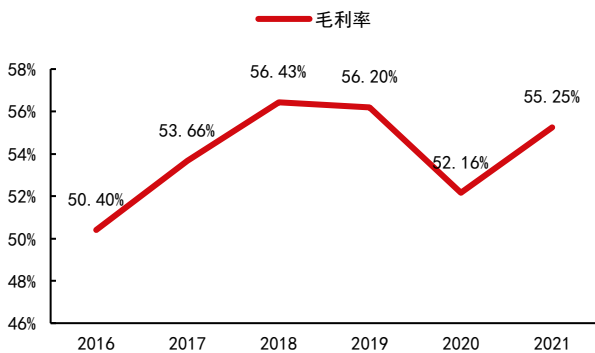
资料来源:Wind 中信期货研究所

(五) 风电运营行业

风能发电龙头企业主要是大型央企及国企，属于资本密集型行业，政策壁垒，技术壁垒和资金壁垒较高。在技术方面，风电项目开发需要经历 1) 风场选址、签订开发协议及风能资源评估，2) 内部评估及政府审批，3) 设计、建造及调试，其中测风过程就需要至少 12 个月的数据收集周期，且全流程需要开发企业具有丰富的风电项目经验。在资金方面，风电项目需要大量前期投入，项目投资回收期往往大于十年；同时，根据《国务院关于调整固定资产投资项目资本金比例的通知》，风电及光伏开发项目的最低资本金比例要求为 20%。现有风电项目之间目前不存在明显竞争关系，发电量上网及消纳顺畅。在目前新能源项目上网政策下，由于电网企业需要对覆盖范围内的新能源项目发电量按照政府确定的价格全额采购，因此风电项目在运营过程中不存在实质性的竞争关系。

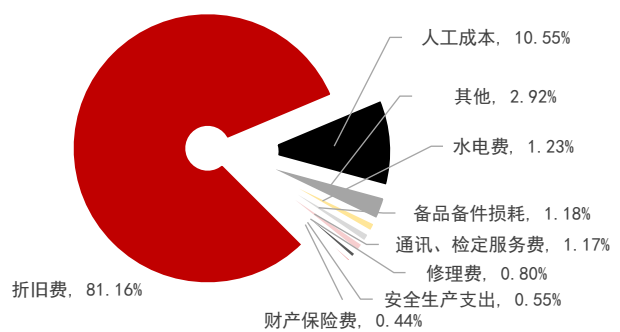
风电运营企业毛利率水平高，营业成本主要由折旧和运维相关支出构成。风电运营业务毛利率整体稳定，平均录得 50%以上，其中营业成本主要由折旧和运维费用构成，占比可以达到约 80%。由于风电运维企业通常对发电设备采用 15 年折旧期限，而实际在项目规划过程中可用年限在 20 到 25 年之间，预期随着原有风电项目持续运作，对整体公司毛利率有向上带动作用。但同时考虑到风电项目周期长，前期资本投入较高的特点，项目现金流与会计利润错期明显，企业盈利能力改善与否更应考察新增项目的实际权益回报率。

图表 47：龙头上市企业毛利率情况



资料来源:Wind 中信期货研究所

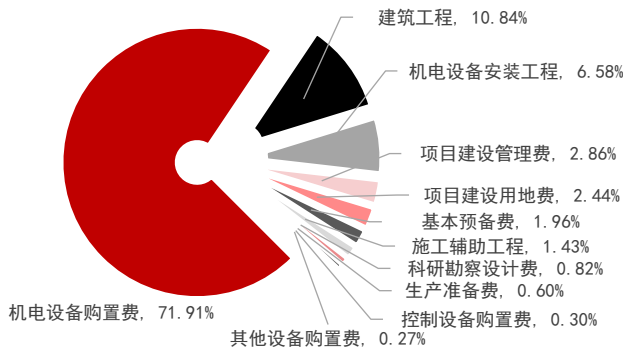
图表 48：龙头上市企业营业成本构成



资料来源：上市公司招股说明书 中信期货研究所

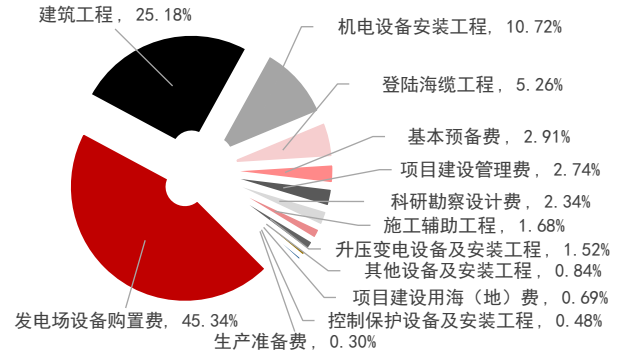
风电项目初始投资成本主要以机电设备购置费，建筑工程，机电设备安装工程构成。三者总占比在陆上和海上风电项目中均超过初始投资额的 80%，其中机电设备购置费主要是风电整机的外购费用。相较于陆上风电，由于海上风电安装施工作业难度大，建筑和安装工程占比能达到 35%以上，明显高于陆上风电的 15%左右的水平。除此之外，海上风电项目还要需要安装登录海缆以及升压变电设备，总投资成本明显高于陆上风电项目。以 21 年风电上市企业披露项目投资预算为例，陆上风电项目每千瓦总投资为 8326 元，而海上风电项目每千瓦总投资为 19273 万元。

图表 49：肃北县马鬃山第二风电场 B 区投资构成



资料来源：上市公司转债募集书 中信期货研究所

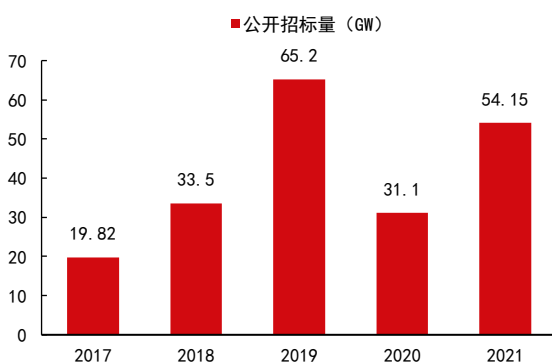
图表 50：阳江南鹏岛海上风电项目投资构成



资料来源：上市公司转债募集书 中信期货研究所

补贴退坡后风电项目保持蓬勃发展，风机招标价持续下行利好下游运营企业。近年来风电项目公开招标量保持高景气度水平，尽管 21 年后风电并网项目将不再享受国补，运营企业仍有较高投资积极性。除国家层面政策目标助力外，背后主要原因为风电整机降本效果明显，目前陆上风电新项目已经全面完成平价化，经济效益较好。以风电整机龙头企业为例，21 年该企业 3.5MW-5MW 主力大风机招标价整体下行明显；且 22 年初以来风电整机招标价亦持续下行，目前三北地区陆上风电最低包含塔筒的投标报价仅约为 2000 元每千瓦，相应单位建造成本已经降到 5500 元每千瓦的水平。在此成本水平，在不考虑未来碳交易增益的情况下，陆上风电平价上网已有较高的回报率，后续风电运营企业或在拿地过程中竞争会有所加剧。同时部分运营企业已经开始对原有风电资源较好的旧风场进行改造，重新投建发电效率更高的大风机产品；由于我国风场总体剩余使用期限较长，拥有较好风场资源的龙头运营企业盈利能力将持续提升。

图表 51：风电项目公开招标情况



资料来源：上市公司转债募集书 中信期货研究所

图表 52：龙头企业主力风机招标价



资料来源：风机龙头企业官网 中信期货研究所

根据我们测算，目前平价上网的陆上风电项目的税后财务内部回报率接近 10%，考虑财务杠杆后，权益内部回报率水平较高。我们模拟了目前市场条件下 I 类资源区 300MW 风电项目的预期回报情况，假设项目总投资成本为 6000 元每千瓦，平价上网电价（含税价）为 0.35 元/度，运营期限为行业平价标准，折旧政策参考龙头上市企业，所得税享受风电项目“三免三减半”政策。据测算，

项目税后财务内部回报率为 9.43%，项目投资回收期为 9.52 年，投资可行性高。该测算尚未考虑增值税即征即退 50%以及后续 CCER 市场上线对风电项目带来的增收；进一步考虑到测算期结束后未来风场资源仍有较长可使用年限，预期陆上风电项目投资积极性将持续保持在较高水平。

四类资源区目前均基本可实现平价上网，单位投资成本下行以及风电利用水平提升将持续利好运营企业。陆上四类资源区利用小时数涵盖 1700-3100 小时每年，其中一类资源区利用小时数最高，四类资源区最低。为促进不同资源区的投资积极性，风电指导价按照一类到四类资源区依次递增，同时不低于当地燃煤机组标杆上网电价。按平均 0.35 元燃煤发电度电收入计算项目 IRR 敏感性可以发现，在目前 6000 元以下的每千瓦总投资成本下，风电项目在四类资源区基本均可实现平价上网。后续单位投资成本下行以及风电利用水平提升将持续利好运营企业，在目前的价格水平下，项目投资回报率对降本敏感性更高。

图表 53：陆上风电项目平价上网 IRR 测算

项目	数值
装机容量(MW)	300
设备年运行小时数	2,800
运营期(投产后)	20
经营期平均电价(含增值税)元/kwh	0.35
折旧年限	15年, 净残值5%
初期建设投入	1,800,000,000
增值税税率	13%
年付现运维费用/投资总额	2%
所得税比例	25%
税收优惠	所得税三免三减半

年限	初期建设投入	现金流入	现金流出	税后净现金流
0	(1,800,000,000)			(1,800,000,000)
1		260,176,991	(36,000,000)	224,176,991
2		260,176,991	(36,000,000)	224,176,991
3		260,176,991	(36,000,000)	224,176,991
4		260,176,991	(49,772,124)	210,404,867
5		260,176,991	(49,772,124)	210,404,867
6		260,176,991	(49,772,124)	210,404,867
7		260,176,991	(63,544,248)	196,632,743
8		260,176,991	(63,544,248)	196,632,743
9		260,176,991	(63,544,248)	196,632,743
10		260,176,991	(63,544,248)	196,632,743
11		260,176,991	(63,544,248)	196,632,743
12		260,176,991	(63,544,248)	196,632,743
13		260,176,991	(63,544,248)	196,632,743
14		260,176,991	(63,544,248)	196,632,743
15		260,176,991	(63,544,248)	196,632,743
16		260,176,991	(101,044,248)	159,132,743
17		260,176,991	(101,044,248)	159,132,743
18		260,176,991	(101,044,248)	159,132,743
19		260,176,991	(101,044,248)	159,132,743
20		260,176,991	(101,044,248)	159,132,743
		项目投资回收期(所得税前)(年)		9.03
		项目投资回收期(所得税后)(年)		9.52
		项目投资财务内部收益率(所得税前)%		10.87%
		项目投资财务内部收益率(所得税后)%		9.43%

资料来源:上市公司转债募集书 中信期货研究所

图表 54：陆上风电项目按上网电价 0.35 元的 IRR 敏感性分析（表红区域 IRR > 6%）

千瓦造价	年利用小时数								
	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	3000	3200
4000	7.10%	8.91%	10.66%	12.35%	14.01%	15.64%	17.25%	18.84%	20.41%
4500	5.40%	7.10%	8.71%	10.28%	11.79%	13.28%	14.74%	16.18%	17.60%
5000	3.98%	5.58%	7.10%	8.56%	9.97%	11.34%	12.69%	14.01%	15.32%
5500	2.75%	4.28%	5.72%	7.10%	8.43%	9.71%	10.97%	12.20%	13.41%
6000	1.67%	3.14%	4.52%	5.84%	7.10%	8.32%	9.50%	10.66%	11.79%
6500	0.72%	2.14%	3.47%	4.73%	5.93%	7.10%	8.22%	9.32%	10.39%
7000	-0.15%	1.24%	2.53%	3.74%	4.90%	6.02%	7.10%	8.14%	9.17%
7500	-0.93%	0.42%	1.67%	2.86%	3.98%	5.06%	6.09%	7.10%	8.08%
8000	-1.66%	-0.33%	0.90%	2.05%	3.14%	4.18%	5.19%	6.16%	7.10%

资料来源：中信期货研究所

海上风电全面平价上网仍需全产业链降本持续发力，CCER 交易上线将提升海上风电项目收益。目前海上风电机组招标价（含塔筒）已经降至 4000-4500 元每千瓦，对应每千瓦总投资成本在 13000 元左右。在不考虑地方补贴和 CCER 交易情况下，按照沿海城市平均燃煤发电基准价 0.4 元每千瓦计算，盈利项目对于海上风能资源要求高。按照前文测算，考虑 CCER 交易增收后，单位上网电价达到 0.45 元每千瓦，由于海上风电利用小时数普遍在 3000 小时以上，部分区域可以达到 3800-4000 小时，项目平价化可行性大大提升。

广东省天时地利人和多重利好海上风电项目发展。广东和福建两省拥有我国最高的海上风能资源，可利用海域面积大，可利用小时数高。同时，广东省上网电价本身就处在较高水平，度电可达到 0.45 元；考虑 CCER 增益后度电收入可达到 0.5 元，海风项目基本可实现平价上网。广东省是全国对海上风电地方补贴力度最强的省份，目前对 22-24 年并网项目，分布给予 1500-500 元的单位造价补贴。假设每千瓦总投资成本为 11500 元，局我们测算，基本所有风电项目均可实现平价上网。

图表 55：海上风电项目 IRR 敏感性分析（表红区域 IRR > 6%）

千瓦造价	年利用小时数								
	2600	2800	3000	3200	3400	3600	3800	4000	4200
其他沿海城市平价上网电价：0.4 元									
10000	3.02%	3.98%	4.90%	5.80%	6.67%	7.52%	8.35%	9.17%	9.97%
10750	2.11%	3.04%	3.94%	4.80%	5.63%	6.45%	7.24%	8.02%	8.79%
11500	1.29%	2.20%	3.06%	3.90%	4.71%	5.49%	6.26%	7.00%	7.74%
12250	0.54%	1.43%	2.27%	3.08%	3.86%	4.62%	5.36%	6.09%	6.79%
13000	-0.15%	0.72%	1.54%	2.33%	3.10%	3.83%	4.55%	5.25%	5.93%
13750	-0.79%	0.06%	0.87%	1.64%	2.39%	3.11%	3.81%	4.49%	5.15%
14500	-1.38%	-0.55%	0.25%	1.00%	1.73%	2.44%	3.12%	3.78%	4.43%
15250	-1.94%	-1.12%	-0.34%	0.41%	1.13%	1.82%	2.48%	3.13%	3.76%
16000	-2.47%	-1.65%	-0.88%	-0.15%	0.56%	1.24%	1.89%	2.53%	3.14%
广东省平价上网电价/其他沿海城市平价上网电价+预期碳交易价：0.45 元									
10000	4.56%	5.58%	6.56%	7.52%	8.45%	9.37%	10.27%	11.15%	12.02%
10750	3.60%	4.58%	5.53%	6.45%	7.34%	8.22%	9.07%	9.91%	10.74%
11500	2.74%	3.69%	4.61%	5.49%	6.35%	7.19%	8.01%	8.81%	9.60%
12250	1.96%	2.88%	3.77%	4.62%	5.46%	6.26%	7.05%	7.83%	8.59%
13000	1.24%	2.14%	3.00%	3.83%	4.64%	5.42%	6.19%	6.93%	7.66%
13750	0.57%	1.45%	2.30%	3.11%	3.89%	4.65%	5.40%	6.12%	6.83%
14500	-0.05%	0.82%	1.64%	2.44%	3.20%	3.95%	4.67%	5.37%	6.06%
15250	-0.63%	0.23%	1.04%	1.82%	2.57%	3.29%	3.99%	4.68%	5.35%
16000	-1.17%	-0.33%	0.47%	1.24%	1.97%	2.68%	3.37%	4.04%	4.69%
广东省平价上网电价+预期碳交易价：0.5 元									
10000	6.02%	7.10%	8.14%	9.17%	10.17%	11.15%	12.11%	13.07%	14.01%
10750	5.01%	6.04%	7.05%	8.02%	8.98%	9.91%	10.83%	11.73%	12.63%
11500	4.10%	5.10%	6.07%	7.00%	7.92%	8.81%	9.69%	10.55%	11.40%
12250	3.28%	4.25%	5.18%	6.09%	6.97%	7.83%	8.67%	9.49%	10.31%
13000	2.53%	3.47%	4.37%	5.25%	6.10%	6.93%	7.74%	8.54%	9.32%
13750	1.83%	2.75%	3.63%	4.49%	5.31%	6.12%	6.90%	7.67%	8.43%
14500	1.19%	2.09%	2.95%	3.78%	4.59%	5.37%	6.13%	6.88%	7.61%
15250	0.59%	1.47%	2.32%	3.13%	3.92%	4.68%	5.42%	6.14%	6.85%
16000	0.03%	0.90%	1.73%	2.53%	3.29%	4.04%	4.76%	5.47%	6.16%

资料来源：中信期货研究所

四、ETF 追踪指数要素表

图表 56: ETF 跟踪指数要素表

指数代码	931672.CSI
指数名称	中证风电产业指数
基准日期	2014 年 12 月 31 日
基点	1000 点
样本空间	中证全指样本股
选样方法	<p>(1) 对样本空间内证券按照过去一年的日均成交金额由高到低排名, 剔除排名后 10%的证券;</p> <p>(2) 从剩余证券中选取业务涉及风电产业上游材料和零部件、中游风机及其他相关配套设备、下游建设和运营的上市公司证券作为待选样本;</p> <p>(3) 对待选样本按照过去一年日均总市值由高到低排名, 选取排名前 50 的证券作为指数样本。</p>
指数计算	<p>中证行业指数系列的计算公式为:</p> $\text{报告期指数} = \frac{\text{报告期样本股的调整市值}}{\text{除数}} \times 1000$ <p>其中, 调整市值 = $\sum(\text{证券价格} \times \text{调整股本数} \times \text{权重因子})$。权重因子介于 0 和 1 之间, 以使风电产业相关业务占比不低于 30%的单个样本权重不超过 10%, 风电产业相关业务占比低于 30%的单个样本权重不超过 3%。</p>
样本调整	<p>1) 样本指数每半年调整一次, 样本股调整实施时间为每年 6 月和 12 月的第二个星期五的下一交易日。</p> <p>2) 权重因子随样本股定期调整而调整, 调整时间与指数样本定期调整实施时间相同。在下一个定期调整日前, 权重因子一般不变。</p>

资料来源: 中证指数编制方案 中信期货研究所

五、风险提示

(一) 新冠疫情反复

疫情超预期反复, 全球经济陷入停滞。

(二) 货币政策和流动性

全球流动性拐点出现, 市场再受流动性冲击。

(三) 风电装机不及预期

受到补贴退坡影响, 风电项目开发不及预期。

免责声明

除非另有说明，中信期货有限公司拥有本报告的版权和/或其他相关知识产权。未经中信期货有限公司事先书面许可，任何单位或个人不得以任何方式复制、转载、引用、刊登、发表、发行、修改、翻译此报告的全部或部分材料、内容。除非另有说明，本报告中使用的所有商标、服务标记及标记均为中信期货有限公司所有或经合法授权被许可使用的商标、服务标记及标记。未经中信期货有限公司或商标所有权人的书面许可，任何单位或个人不得使用该商标、服务标记及标记。

如果在任何国家或地区管辖范围内，本报告内容或其适用与任何政府机构、监管机构、自律组织或者清算机构的法律、规则或规定内容相抵触，或者中信期货有限公司未被授权在当地提供这种信息或服务，那么本报告的内容并不意图提供给这些地区的个人或组织，任何个人或组织也不得在当地查看或使用本报告。本报告所载的内容并非适用于所有国家或地区或者适用于所有人。

此报告所载的全部内容仅作参考之用。此报告的内容不构成对任何人的投资建议，且中信期货有限公司不会因接收人收到此报告而视其为客户。

尽管本报告中所包含的信息是我们于发布之时从我们认为可靠的渠道获得，但中信期货有限公司对于本报告所载的信息、观点以及数据的准确性、可靠性、时效性以及完整性不作任何明确或隐含的保证。因此任何人不得对本报告所载的信息、观点以及数据的准确性、可靠性、时效性及完整性产生任何依赖，且中信期货有限公司不对因使用此报告及所载材料而造成的损失承担任何责任。本报告不应取代个人的独立判断。本报告仅反映编写人的不同设想、见解及分析方法。本报告所载的观点并不代表中信期货有限公司或任何其附属或联营公司的立场。

此报告中所指的投资及服务可能不适合阁下。我们建议阁下如有任何疑问应咨询独立投资顾问。此报告不构成任何投资、法律、会计或税务建议，且不担保任何投资及策略适合阁下。此报告并不构成中信期货有限公司给予阁下的任何私人咨询建议。

深圳总部

地址：深圳市福田区中心三路8号卓越时代广场（二期）北座13层1301-1305、14层

邮编：518048

电话：400-990-8826

传真：(0755) 83241191

网址：<http://www.citicsf.com>