

新能源“双子星”之 ——崛起的风电

分析师及联系人

• 马军

(8621)61118720

majun3@cjsc.com.cn

执业证书编号：

S0490515070001

• 邬博华

(8621)61118797

wubh1@cjsc.com.cn

执业证书编号：

S0490514040001

• 杨骥

(8621)61118713

yangsu@cjsc.com.cn

执业证书编号：

S0490521010003

报告日期	2021-08-16
行业研究	深度报告
评级	看好 维持

市场表现对比图(近 12 个月)



资料来源: Wind

相关研究

- 《如何看待光伏产业链近期涨价?》 2021-08-16
- 《探国内光伏项目加速之势》 2021-08-08
- 《驭势而行》 2021-08-08

电气设备

新能源“双子星”之一——崛起的风电

● 绪论——新能源“双子星”之风电

作为新能源“双子星”之一的风电,受制于规模和盈利等因素在行业关注度方面并不如光伏,2020年以来板块估值持续下修。行业当前面临如下分歧点:1)从“量”上看:在2020年陆上风电抢装的背景下全年装机规模超70GW,使得市场对今明两年风电装机规模的判断较为谨慎;2)从“利”上看:2020年初以来风电招标价格进入下行通道,目前主流招标价格已降至2500元/KW以下,对后续风机盈利能力存在分歧;同时,叠加上游原材料价格上涨,行业表现的盈利水平受到一定挤压。不过,当前行业在规模和利润两方面基本面趋势向好,自7月以来板块企稳回升趋势愈发明显。

● “碳中和”重要版图,收益率性价比持续向上

当前时点风电板块边际改善趋势愈发明确:1)从“量”上看,2021年海上风电抢装有望贡献可观的装机增量,全年装机规模有望超40GW(其中海风有望贡献8-10GW)。招标方面,2021年上半年风电招标规模接近30GW,全年有望超50GW,充沛的招标规模有望支撑明后两年的装机基础;2)从“利”上看,在原材料价格具备周期性及风机大型化趋势愈发明确的背景下,风电成本有望进一步摊薄,行业盈利能力仍有边际改善空间。据我们计算,若按当前主流招标价格2500元/KW计算,在无补贴情形下I~IV类资源风电项目的收益率可稳定在7.5%-9.5%区间,在招标价格快速下降的背景下风电项目收益率性价比优势愈发明确,有望进一步带动装机需求。进一步展望十四五和十五五期间,若按2025年/2030年国内非化石能源占一次能源消费占比分别达20%/26%计算,风电年均装机规模有望达40-50GW/50-60GW左右。随着成本持续下降及行业需求稳步增长,装机规模在此基础上仍有进一步增长的空间。

● 风机集中度持续提升,零部件格局进一步优化

纵观风电产业链,风机大型化趋势愈发明确,行业集中度有望持续提升;零部件企业则凭借成本优势与规模优势持续提升市场份额,同时通过拓展海外市场进一步提升全球渗透率,进而在各自的赛道获得阿尔法收益。在当前原材料成本高企的背景下,零部件龙头企业凭借降本增效对冲成本压力,成本压力对风电板块的影响可有所淡化,2021H1不少零部件企业业绩高增可为证。

● 投资建议

投资方面,当前时点我们建议关注:1)风机招标价格大幅下跌提高项目经济性,有望刺激行业装机的需求;2)源于更低的成本更好的产品结构,龙头市场份额逐步提升,个股阿尔法增强;3)交易层面性价比突出。我们建议重点布局具备大兆瓦产品、海外供货能力的优质龙头:1)零部件龙头包括日月股份、金雷股份、天顺风能等;2)风机龙头金风科技、明阳智能等。

风险提示:

1. 行业政策导向发生转变;
2. 风电招标规模不达预期;
3. 海风降本节奏不达预期。

目录

绪论——新能源“双子星”之风电	5
“碳中和”重要版图，收益率性价比持续向上	7
国内外政策加持，“双碳目标”大潮来临	7
2021 年——装机高点过后行业的“恒”与“变”	10
2022-2023 年——“量利双行”支撑后续发展	11
长期展望：海风发展前景广阔，有望成行业未来增量	15
风机集中度持续提升，零部件格局进一步优化	20
风机环节：行业集中度稳步提升，风机大型化趋势明确	20
铸件：格局最优零部件环节，龙头日月优势突出	21
风塔：行业格局逐步优化，龙头天顺优势显现	22
主轴：龙头企业地位稳固，盈利优势愈发凸显	23
海缆：充沛订单助力高增态势延续	24
原材料涨价对零部件板块影响有限	25
投资建议	27

图表目录

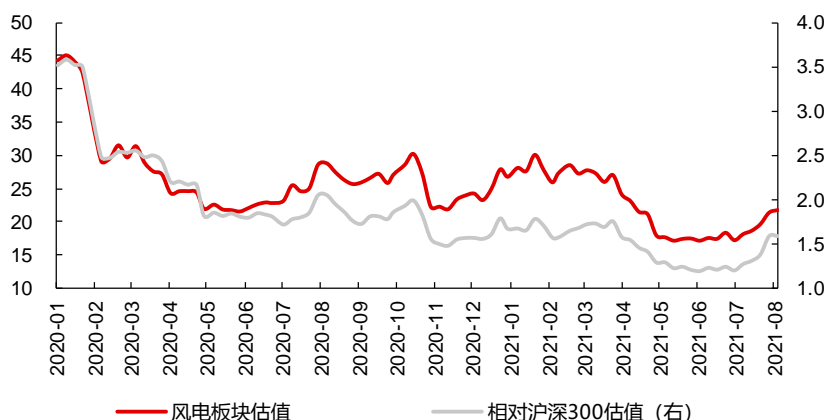
图 1：2020 年年初以来风电板块估值中枢有所下修	5
图 2：2021 年上半年风电板块核心标的表现平淡	5
图 3：2021 年 7 月以来板块向上趋势明确，大幅跑赢沪深 300 指数	5
图 4：风电板块核心逻辑愈发清晰	6
图 5：全球各地颁布“碳中和”目标	7
图 6：《风能北京宣言》倡议示意图为风电的行业规划进一步奠定了增长的基础	10
图 7：2021 年 1-6 月风电新增并网 10.84GW，同比增长 71.5%(MW)	10
图 8：风电弃风率持续下降，印证风电消纳状况持续向好	10
图 9：2021 年国内海风装机规模有望达 8GW 以上（GW）	11
图 10：政策并网时点明晰，2021 年海风抢装趋势明确	11
图 11：2019 年风机招标量增至 65GW 以上（GW）	11
图 12：2019 年招标规模对应于 2020 年装机的高峰（GW）	11
图 13：2020Q4-2021Q2 风机招标规模持续处于高位，有望奠定明后年的装机基础（GW）	12
图 14：2020 年年初以来风机招标价格步入下行通道（元/kW）	13
图 15：十四五期间风电装机规模有望实现稳步增长（GW）	15
图 16：国内海上风电单位千瓦投资持续下降（单位：元/KW）	16
图 17：各省 2019 年海上风电单位千瓦投资区间（单位：元/KW）	16

图 18: 江苏省海上风电成本拆分	16
图 19: 福建省海上风电成本拆分	16
图 20: 中国主要省份海上风电度电成本	17
图 21: 风电产业链包括原材料环节、零部件环节以及下游的风场运营环节	20
图 22: 2016 年以来风机环节集中度稳步提升 (2020 年抢装)	20
图 23: 龙头风机企业装机规模持续向上 (单位: GW)	20
图 24: 近年来风机大型化机组占比持续提升	21
图 25: 风机龙头金风科技大型机组订单占比持续增加	21
图 26: 近年来日月股份风电铸件销量持续增长 (万吨)	22
图 27: 近年来风电铸件销售均价持续向上 (万元/吨)	22
图 28: 天顺风能产能基地分布及规划情况	23
图 29: 近年来公司主轴销售规模持续向上 (万吨)	24
图 30: 近年来公司盈利水平有所回升 (元/吨)	24
图 31: 2021 年年初以来铝价上涨, 近期高位企稳 (元/吨)	25
图 32: 2021 年年初以来铜价上涨, 近期高位企稳 (元/吨)	25
图 33: 近年来铸造生铁价格走势变化 (元/吨)	26
图 34: 近年来废钢价格走势变化 (元/吨)	26
表 1: 中国在国际社会上做出的“碳减排”相关承诺汇总	7
表 2: 十四五期间光伏+风电的年均新增装机量有望达 120GW-130GW 左右	8
表 3: “十四五”期间风电年均装机规模有望达 40-50GW 左右 (GW)	9
表 4: “十五五”期间风电年均装机规模有望达 50-60GW (GW)	9
表 5: 2021 年上半年公开中标和招标项目规模接近 30GW	12
表 6: 近年来陆上风电政策补贴持续下行, 2021 年起陆风补贴退坡 (单位: 元/度)	13
表 7: 风电项目 IRR 敏感性测算	14
表 8: 十四五期间风电装机规模有望实现稳步增长 (GW)	14
表 9: 中国主要省份海上风电度电成本	17
表 10: 执行 0.85 元/千瓦时的海风项目全投资 IRR 敏感性测算	17
表 11: “十四五”期间国内沿海省份海上风电规划	18
表 12: 铸件环节主要企业产能份额一览 (单位: 万吨)	21
表 13: 国内风塔环节龙头企业市占率情况	23
表 14: 电缆企业 2020 年在手订单饱满	24
表 15: 近期主要原材料涨幅 (元/吨)	25
表 16: 风电零部件龙头企业通过规模效应、锁价、套期保值等方式确保盈利能力	26
表 17: 风电核心企业估值表	27

绪论——新能源“双子星”之风电

自“碳达峰、碳中和”目标提出以来，“能源革命”浪潮势不可挡，能源结构转型也是大势所趋。其中，风电与光伏作为新能源的“双子星”，在可再生能源的结构中均占据重要地位。不过与光伏相比，今年上半年风电板块的整体关注度相对较低。我们认为当前风电板块整体或面临“量”、“利”两方面影响：

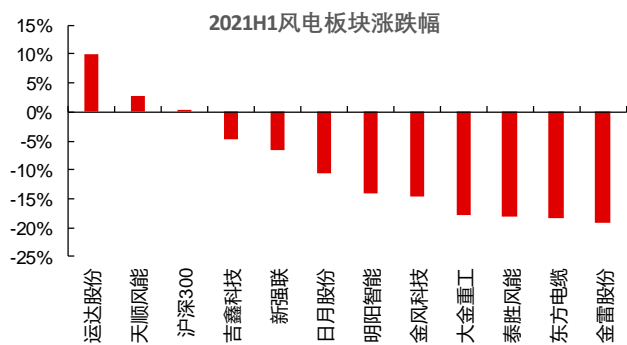
图 1：2020 年年初以来风电板块估值中枢有所下修



资料来源：Wind，长江证券研究所

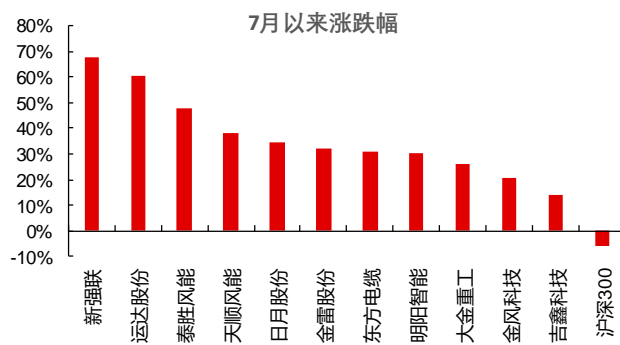
- 1) 从“量”上看：在 2020 年陆上风电抢装的背景下全年装机规模超 70GW，使得市场对今明两年风电装机规模的判断较为谨慎；
- 2) 从“利”上看：2020 年初以来风电招标价格进入下行通道，目前主流招标价格已降至 2500 元/KW 以下，对后续风机盈利能力存在分歧；同时，叠加上游原材料价格上涨，行业表现的盈利水平受到一定挤压。不过，在基本面向好的趋势下，2021 年 7 月以来板块企稳回升趋势明显。

图 2：2021 年上半年风电板块核心标的表现平淡



资料来源：Wind，长江证券研究所

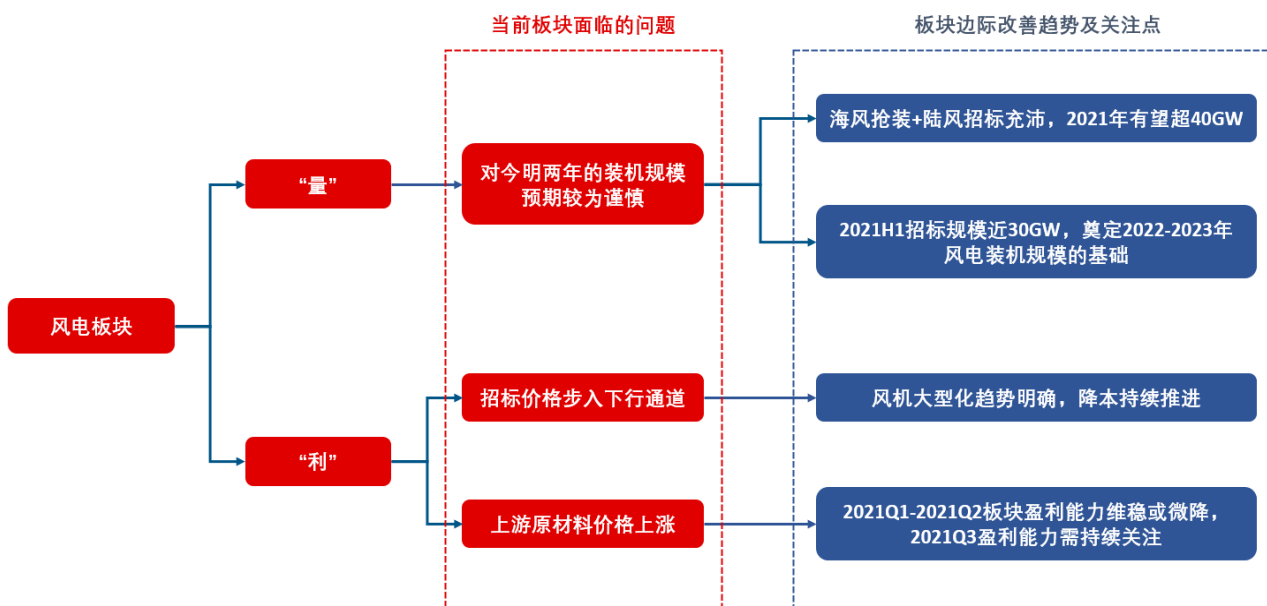
图 3：2021 年 7 月以来板块向上趋势明确，大幅跑赢沪深 300 指数



资料来源：Wind，长江证券研究所

当前时点，风电板块在“量”、“利”两方面均有一定的边际改善空间：1) 从“量”上看，2021 年海风抢装，海上风电有望贡献可观的装机增量，预计今年装机规模有望超 40GW。与此同时，2021H1 招标规模已近 30GW，全年有望超 50GW，充沛的招标规模有望为明后年行业的装机提供支撑；2) 从“利”上看，虽然当前整机及零部件环节的表现盈利承压，但风机大型化摊薄成本、零部件企业降本增效的改进下，行业整体盈利能力仍有边际改善空间，实际盈利水平有望高于预期。

图 4：风电板块核心逻辑愈发清晰



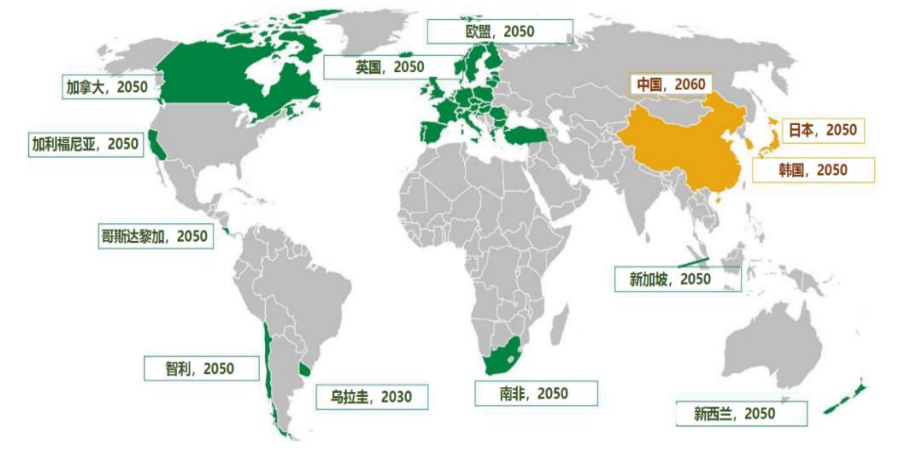
资料来源：长江证券研究所

“碳中和”重要版图，收益率性价比持续向上

国内外政策加持，“双碳目标”大潮来临

在全球气候变暖及化石能源资源受限的背景下，大力发展可再生能源已成共识。全球各国对光伏的支持政策方向明确，欧洲发布《2030 年气候目标计划》，碳减排目标由 40% 提高至 60%，可再生能源占总能源比例上调至 40%；日本和韩国也在 2020 年 10 月陆续表态将在 2050 前实现碳中和，政策环境给新能源发展提供了肥沃的土壤。

图 5：全球各地颁布“碳中和”目标



资料来源：金风科技官网，长江证券研究所

我国自 2009 年起就开启了“碳减排”承诺，并于 2016 年首次提出 2030 年实现“碳达峰”的目标。2020 年 9 月 22 日，总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论上指出，中国二氧化碳排放力争于 2030 年前达峰，努力争取 2060 年前实现碳中和；并于 2020 年 12 月的气候雄心分会上首次提出“2030 年非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右”的目标。自此，双碳目标政策自上而下的传导，为新能源行业的蓬勃发展奠定了良好的基础。

表 1：中国在国际社会上做出的“碳减排”相关承诺汇总

年份	会议	具体内容
2009 年 12 月	世界气候大会	2020 年碳排放强度较 2005 年下降 40-45%。
2016 年 4 月	巴黎协定	2020 年碳强度较 2005 年下降 40-45%。非化石能源消费占比达到 15%；2030 年左右二氧化碳排放达到峰值，单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 60%~65%，非化石能源占一次能源消费比重达到 20%左右。
2020 年 9 月	联合国大会	提高国际自主贡献力度，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。
2020 年 12 月	气候雄心峰会	到 2030 年，中国单位国内生产总值的二氧化碳排放将比 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。

2020 年 12 月 中央经济工作会议 再次强调做好碳中和工作，抓紧制定 2030 年前碳排放达峰行动方案。

资料来源：各大政府网站，长江证券研究所

2021 年 2 月国家能源局下发《关于征求 2021 年可再生能源电力消纳责任权重和 2022—2030 年预期目标建议的函》，进一步明确了 2030 年非化石能源占一次能源消费比重达 25% 的目标。文件中提出的发展边界条件包括：1) 2030 年非化石能源占一次能源消费比重达 25.9%（其中 2021 年达 16.6%）；2) 一次能源消费总量 60 亿吨标准煤（2021 年 51.2 亿吨）；3) 2030 年社会用电量达 11 万亿度（2021 年约为 8 万亿度）。

表 2：十四五期间光伏+风电的年均新增装机量有望达 120GW-130GW 左右

类型/单位	指标	2015	2020	2021E	2025E	2030E
能源消费量 (亿吨标准煤)	能源消费总量	43.0	49.8	51.2	55.4	60.0
	——增速/复合	3.6%	1.0%	2.8%	2.0%	1.6%
	非化石能源消费占比	12.1%	17.9%	16.6%	20.8%	26.0%
非化石能源发 电量 (亿千瓦时)	水电	11,127	13,552	13,218	14,406	15,126
	——增速/复合	10.1%	4.1%	-2.5%	1.2%	1.0%
	核电	1,714	3,662	3,748	4,402	5,228
	——增速/复合	18.1%	5.0%	2.3%	3.7%	3.5%
	生物质	527	1,264	1,400	2,057	2,625
	——增速/复合	16.2%	13.7%	10.8%	10.2%	5.0%
	风电	1,851	4,665	5,961	9,840	14,389
	——增速/复合	30.4%	15.0%	27.8%	16.1%	7.9%
	光伏	385	2,611	3,397	8,181	16,630
	——增速/复合		16.7%	30.1%	25.7%	15.2%
年均新增装机 (万千瓦)	风电		7,147	3,300	4,209 (十四五)	5,049 (十五五)
	增速/年均复合		178%	-54%	7.91%	2.57%
	光伏		4,820	6,000	8,575 (十四五)	14,081 (十五五)
	增速/年均复合		62%	23%	20.59%	10.43%
新增发电量 (亿千瓦时)	风电		1,482	660	3,367	4,549
	光伏		624	720	4,116	8,449
累计装机量 (万千瓦)	风电	12,934	28,153	31,453	49,200	71,946
	光伏	4,359	25,305	31,305	68,178	138,582

资料来源：国家能源局，长江证券研究所

据此，我们对国内“十四五”及“十五五”期间能源结构及风电发展规模做了测算：

1) “十四五”期间：预计截至 2025 年国内非化石能源占一次能源消费占比提升至 20% 左右。在此条件下，我们考虑风电贡献可再生能源新增发电量的比例在 40% 左右，则 2021-2025 年国内风电年均装机规模在 40-50GW 左右。

2) “十四五”期间：预计 2030 年国内非化石能源占一次能源消费占比提升至 25.9%。若考虑风电贡献可再生能源新增发电量的比例保持在 35%—40%左右，则 2026-2030 年国内风电年均装机规模在 50-60GW 左右。值得一提的是，根据非化石能源消费占比计算的装机规模是基本目标，随着成本的持续下降以及行业需求的稳步增长，装机规模在基准目标的基础上仍有进一步增长的空间。

表 3：“十四五”期间风电年均装机规模有望达 40-50GW 左右（GW）

2021-2025 年均装机量的敏感性分析-		风电贡献可再生能源新增发电量的比例				
2025 年非化石能源消费占比 20%		30.0%	35.0%	40.0%	45.0%	50.0%
全国能源消费总量复合增速	2.0%	28.1	32.7	37.4	42.1	46.8
	2.5%	30.9	36.1	41.2	46.4	51.5
	3.0%	33.8	39.5	45.1	50.7	56.4
	3.5%	36.8	42.9	49.0	55.2	61.3
	4.0%	39.8	46.4	53.0	59.6	66.3
	4.5%	42.8	49.9	57.1	64.2	71.3

资料来源：国家能源局，长江证券研究所

表 4：“十四五”期间风电年均装机规模有望达 50-60GW（GW）

2025-30 年年均装机量的敏感性分析-		风电贡献可再生能源新增发电量的比例				
2030 年非化石能源消费占比 25%		30.0%	35.0%	40.0%	45.0%	50.0%
全国能源消费总量复合增速	1.0%	34.3	40.0	45.7	51.4	57.1
	1.5%	38.2	44.6	50.9	57.3	63.7
	2.0%	42.2	49.2	56.3	63.3	70.3
	2.5%	46.3	54.0	61.7	69.4	77.1
	3.0%	50.4	58.8	67.2	75.6	84.0
	3.5%	54.6	63.7	72.9	82.0	91.1

资料来源：国家能源局，长江证券研究所

在双碳总目标指引下，2020 年 10 月北京国际风能大会通过并联合发布了《风能北京宣言》，旨在顺应应对气候变化国家战略的最新要求，通过推动制定更加积极的产业政策，促使风电产业保持高质量发展。宣言提出为达到与碳中和目标实现起步衔接的目的，在“十四五”规划中为风电设定与碳中和国家战略相适应的发展空间：**2025 年后中国风电年均新增装机容量应不低于 60GW，2030 年/2060 年分别有望达 800GW/3000GW，一定程度上打开了风电板块的长期成长空间。**

图 6:《风能北京宣言》倡议示意图为风电的行业规划进一步奠定了增长的基础



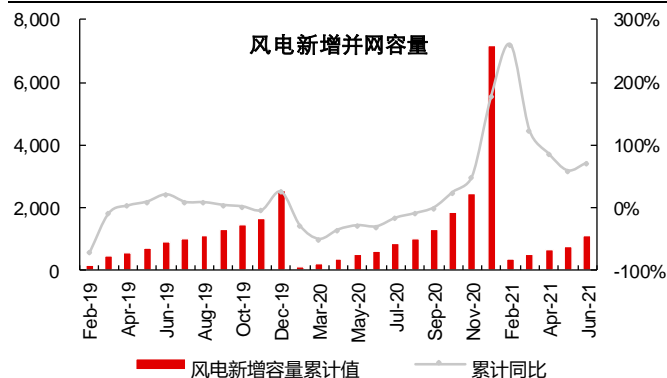
资料来源：明阳智能官网，长江证券研究所

2021 年——装机高点过后行业的“恒”与“变”

历经 2020 年陆上风电抢装之后，2021 年对于风电行业而言在“恒”与“变”之间悄然切换。一方面，2021 年是国内海风抢装之年，全年海风装机创新高的确定性较高；另一方面，去年陆风抢装过后今年新增规模或有阶段性调整可能。整体看，2021 年是陆上风电补贴退坡的第一年，不过在结转项目、平价大基地项目、海风装机放量下装机规模有望得到一定支撑：

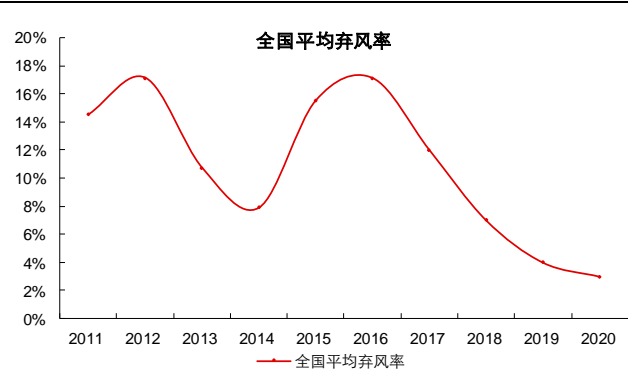
1、从 2021 上半年的装机规模看，陆风抢装过后风电装机依旧维持强势。根据中电联最新公布的数据，2021 年 1-6 月国内风电新增装机 10.84GW，同比增长 71.5%，较 2019 年 1-6 月同比增长 19.3%，印证了 2021 年风电新增装机规模维持强势的趋势。整体看，当前陆风项目储备充裕，在弃风率持续改善、特高压网络持续完善将有效缓解风资源和电力需求区域错配的问题，促进“三北”等风电资源区弃风问题的解决，推进大规模风电的消纳，印证平价实现的同时拓宽未来装机空间。

图 7: 2021 年 1-6 月风电新增并网 10.84GW，同比增长 71.5%(MW)



资料来源：中电联，长江证券研究所

图 8: 风电弃风率持续下降，印证风电消纳状况持续向好

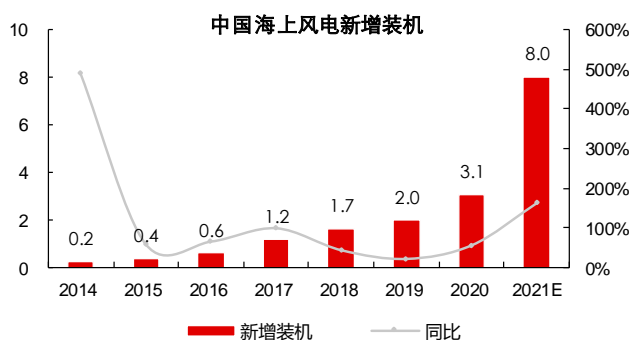


资料来源：国家发改委，长江证券研究所

2、海上风电抢装进行时，进一步支撑全年装机高景气。2019年5月，国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》，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，新核准近海风电项目通过竞争方式确定的上网电价不得高于上述指导价。在政策引导下2021年是海风抢装之年，全年海风有望贡献可观的装机增量。

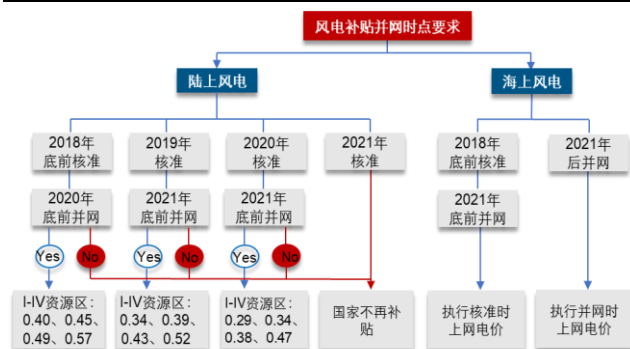
综上，我们预计**2021年国内风电装机规模有望超40GW**，其中**海风装机规模有望达8-10GW**。今年7月中电联发布预测报告，预计截至2021年末全国风电累计装机规模有望达3.3亿千瓦（330GW），据此测算2021年风电装机规模有望接近50GW，一定程度上印证了对2021年风电装机规模的向上预期。

图 9：2021 年国内海风装机规模有望达 8GW 以上（GW）



资料来源：国家能源局，长江证券研究所

图 10：政策并网时点明晰，2021 年海风抢装趋势明确

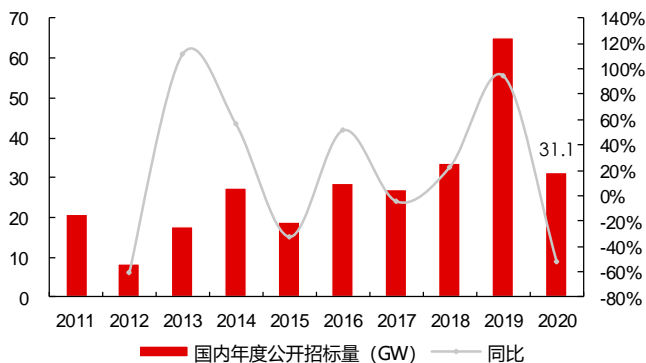


资料来源：国家发改委，长江证券研究所

2022-2023 年——“量利双行”支撑后续发展

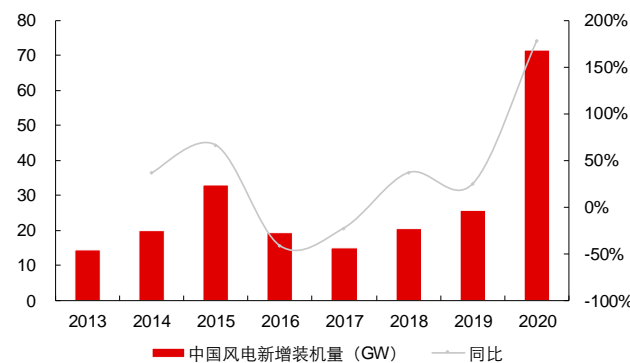
1) 充沛的招标规模有望成为支撑 2022-2023 年行业装机规模的有效增量。根据统计，2020Q4 以来风电招标规模已连续 3 个季度维持在 15GW 左右（年化招标规模近 60GW），这一招标规模已接近 2019 年招标高峰水平。根据目前招标节奏计算，我们预计 2021 年全年风电的招标规模有望超 50GW。考虑到从招标到装机并网大约 1-2 年的时间周期，**2021 年的招标项目将于 2022-2023 年并网**，因此当前充沛的招标规模对今后 2 年风电的装机规模给予较大的支撑力度。

图 11：2019 年风机招标量增至 65GW 以上（GW）



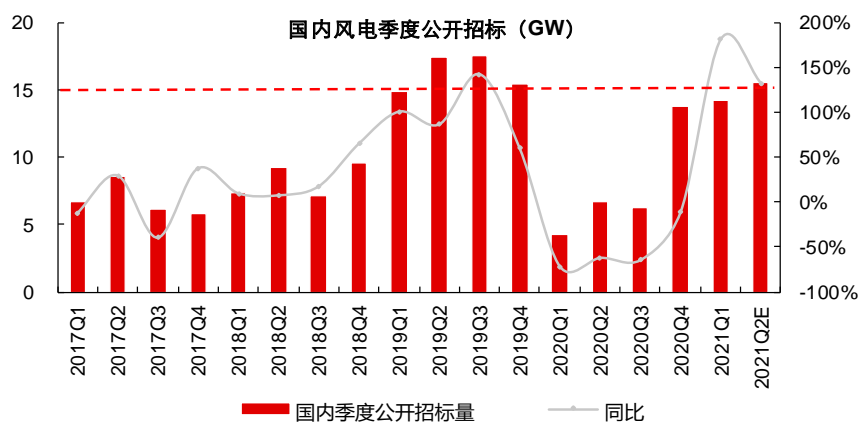
资料来源：金风科技官网，长江证券研究所

图 12：2019 年招标规模对应于 2020 年装机的高峰（GW）



资料来源：国家能源局，长江证券研究所

图 13：2020Q4-2021Q2 风机招标规模持续处于高位，有望奠定明后年的装机基础（GW）



资料来源：金风科技官网，长江证券研究所

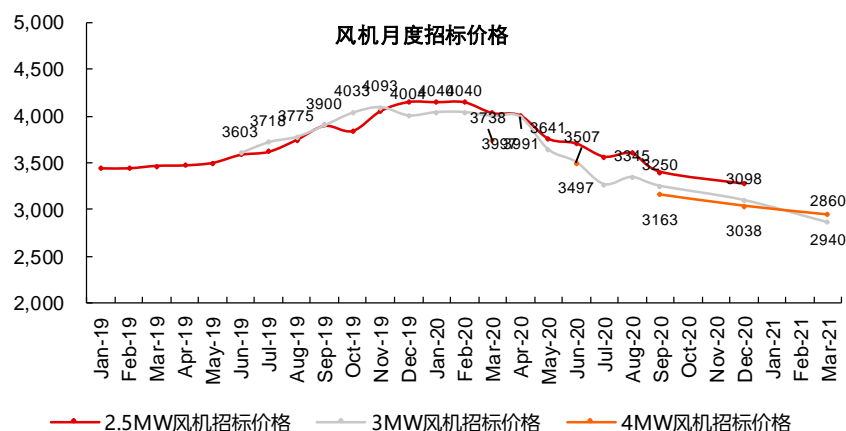
表 5：2021 年上半年公开中标和招标项目规模接近 30GW

	开发商	开标/招标量 (GW)
1	华能	7.35
2	华电	4.64
3	国家能源	4.58
4	国电投	3.51
5	大唐	3.18
6	三峡	1.89
7	中电建	1.59
8	中广核	1.15
9	华润	1.13
10	国投	0.20
	其他	0.59
合计		29.8

资料来源：各大能源集团网站，长江证券研究所

2) 招标价格步入下行通道，可观的风电项目收益率为刺激下游需求保驾护航。从招标价格情况看，2020 年年初以来风电招标价格步入下行通道，主流投标价格由此前最高的 4000 元/KW 左右快速下降，累计降幅已超过 30%。

图 14：2020 年年初以来风机招标价格步入下行通道（元/kW）



资料来源：金风科技官网，长江证券研究所

表 6：近年来陆上风电政策补贴持续下行，2021 年起陆风补贴退坡（单位：元/度）

资源区	2009-2015	2016-2017		2018	2019-2020			2021
		2016 年前核准 2017 年前开工且 2020 年底前并网	2018 年前核准且 2019 年前开工， 2020 年底前并网	2018 年核准且 2020 年底前并网	2019 年核准， 2021 年底前并网	2020 年核准， 2021 年底前并网	2021 后上网电价 不高于指导价	
陆上风电	I 类资源区	0.51	0.49	0.47	0.40	0.34	0.29	0.28 (E)
	II 类资源区	0.54	0.52	0.50	0.45	0.39	0.34	0.32 (E)
	III 类资源区	0.58	0.56	0.54	0.49	0.43	0.38	0.34 (E)
	IV 类资源区	0.61	0.61	0.60	0.57	0.52	0.47	0.39 (E)

资料来源：国家能源局，长江证券研究所

根据政策要求，2021 年将陆上风电标杆上网电价改为指导价，其中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。据此，我们通过对 I~IV 类资源的项目收益率进行测算，结果如下：

1) **收益率绝对值方面**：我们按当前的风机招标价格 2500 元/KW 左右、I~IV 类资源利用小时数分别为 2400h、2200h、2000h、1800h，完全建设成本分别为 5500 元/W、6000 元/W、6300 元/W、6600 元/W 进行估算，则 I~IV 类资源风电项目的收益率分别为 8.67%、9.62%、7.34%、7.51%；

2) **收益率敏感性测算方面**：测算表明当风机招标价格由 3500 元/KW 降至 2500 元/KW（下降 1000 元/KW），I~IV 类资源风电项目的收益率由 6.17%、6.21%、5.24%、4.69% 分别提升 2.5%、3.4%、2.7%、2.8%。整体看，风机价格的下降显著提升了风电项目收益率水平，有望大幅刺激装机需求。

表 7：风电项目 IRR 敏感性测算

利用小时数 单位造价 (元/W)	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	3000
一类地区（平均上网电价 0.28 元/度）								
4.5	5.65%	7.33%	8.97%	10.60%	12.21%	13.81%	15.41%	17.01%
5.0	4.28%	5.82%	7.33%	8.81%	10.27%	11.73%	13.17%	14.61%
5.5	3.14%	4.56%	5.96%	7.33%	8.67%	10.01%	11.33%	12.65%
6.0	2.17%	3.50%	4.80%	6.07%	7.33%	8.56%	9.79%	11.00%
6.5	1.34%	2.58%	3.80%	4.99%	6.17%	7.33%	8.47%	9.60%
二类地区（平均上网电价 0.32 元/度）								
5.0	6.58%	9.18%	11.89%	14.76%	17.78%	20.97%	24.33%	27.84%
5.5	4.75%	7.04%	9.42%	11.89%	14.49%	17.21%	20.08%	23.09%
6.0	3.25%	5.31%	7.43%	9.62%	11.89%	14.27%	16.75%	19.35%
6.5	2.01%	3.88%	5.80%	7.76%	9.79%	11.89%	14.08%	16.36%
7.0	0.95%	2.67%	4.42%	6.21%	8.05%	9.94%	11.89%	13.92%
三类地区（平均上网电价 0.34 元/度）								
5.3	6.30%	8.85%	11.52%	14.32%	17.27%	20.39%	23.68%	27.11%
5.8	4.59%	6.86%	9.21%	11.66%	14.22%	16.91%	19.73%	22.70%
6.3	3.19%	5.24%	7.34%	9.52%	11.78%	14.14%	16.60%	19.19%
6.8	2.00%	3.87%	5.79%	7.75%	9.78%	11.88%	14.06%	16.34%
7.3	0.99%	2.71%	4.47%	6.27%	8.11%	10.00%	11.97%	14.00%
四类地区（平均上网电价 0.39 元/度）								
5.6	8.61%	11.58%	14.71%	18.04%	21.56%	25.30%	29.21%	33.28%
6.1	6.72%	9.34%	12.09%	14.98%	18.04%	21.26%	24.66%	28.21%
6.6	5.15%	7.51%	9.96%	12.52%	15.21%	18.04%	21.01%	24.13%
7.1	3.84%	5.99%	8.20%	10.50%	12.90%	15.41%	18.04%	20.79%
7.6	2.71%	4.69%	6.72%	8.81%	10.97%	13.22%	15.58%	18.04%

资料来源：国家能源局，长江证券研究所

随着风机招标价格大幅降价，在当前可再生能源结构转型明确的背景下风电项目收益率性价比向上趋势明确，有望带动风电装机的稳步增长。我们预计 2021-2023 年国内陆上风电装机规模分别为 33GW/40GW/46GW，实现稳步增长。而海上风电在 2021 年补贴退坡之后，自 2023 年起有望逐步进入平价阶段，装机规模亦有望进一步增长。

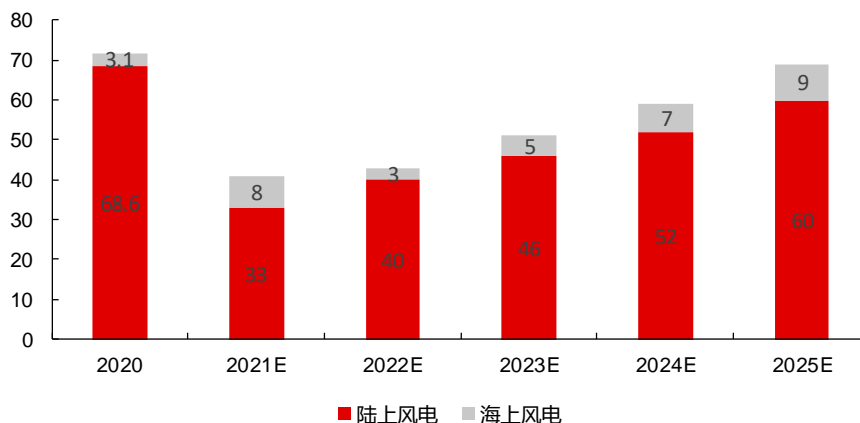
表 8：十四五期间风电装机规模有望实现稳步增长（GW）

项目	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
谨慎	陆上风电	68.6	30.0	35.0	40.0	46.0
	海上风电	3.1	7.5	2.0	3.5	5.0
	合计	71.7	37.5	37.0	43.5	51.0
中性	陆上风电	68.6	33.0	40.0	46.0	52.0
	海上风电	3.1	9.0	3.0	5.0	7.0

	合计	71.7	42.0	43.0	51.0	59.0	69.0
乐观	陆上风电	68.6	36.0	45.0	54.0	64.0	74.0
	海上风电	3.1	10.5	4.0	6.0	8.0	11.0
	合计	71.7	46.5	49.0	60.0	72.0	85.0

资料来源：国家能源局，长江证券研究所

图 15：十四五期间风电装机规模有望实现稳步增长（GW）



资料来源：国家能源局，长江证券研究所

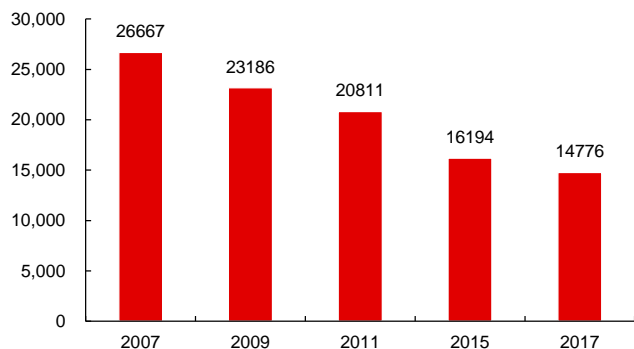
长期展望：海风发展前景广阔，有望成行业未来增量

与陆上风电相比，海上风电可有效减少对陆地资源的占用，对风机运行环境要求较低，且具备更好的风能资源。根据最新的海上风能资源普查成果，中国 5 到 25 米水深，海上风电开发潜力约 2 亿千瓦；50 米 70 米高度海上风电开发潜力约 5 亿千瓦；另外有部分地区深海风能资源亦较为丰富。同时，我国沿海地区接近用电负荷中心，风电接网条件好且易于消纳，具有广阔的开发前景。

技术进步叠加规模提升，海风降本空间广阔

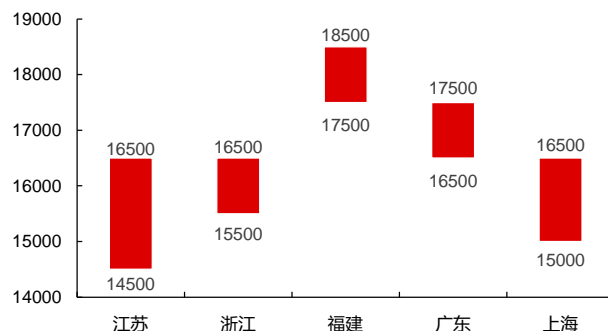
随着技术的进步与规模化发展，我国海风建设成本持续下降。在政策指引和前期补贴的促进下，我国海上风电行业已进入高速发展期。根据明阳智能官网显示，国内海上风电的平均单位千瓦投资由 2007 年的 2.7 万元/KW 左右降至 1.5 万元/KW 以下，近 10 年国内海风平价降幅超过 40%。由于各省的建设条件不同，海风项目的造价也存在一定差异，其中福建省相对高于其他地区、江苏省相对低于其他地区。

图 16：国内海上风电单位千瓦投资持续下降（单位：元/KW）



资料来源：明阳智能官网，长江证券研究所

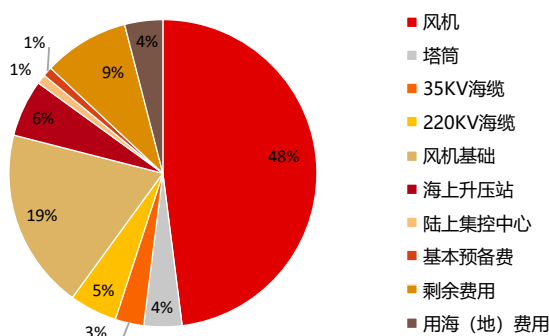
图 17：各省 2019 年海上风电单位千瓦投资区间（单位：元/KW）



资料来源：国网能源研究院《“十四五”中国海上风电发展关键问题》，长江证券研究所

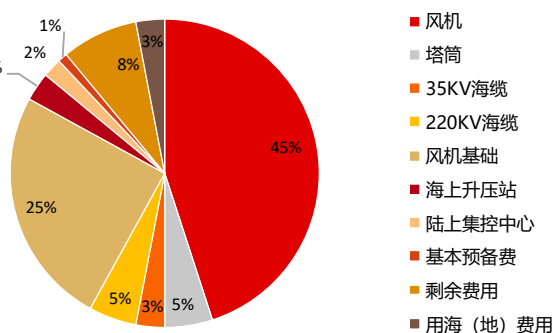
从国内海上风电的成本拆分情况看，其成本构成主要包括风机、塔筒、海缆、风机基础、海上升压站等部分。其中海上风机的成本占比最高，一般可达 40% 以上；此外塔筒、海缆、升压站等环节均占据一定的成本占比。随着大兆瓦风机的逐步推广以及深远海漂浮式风机的推广应用，海上风机与风机基础的单瓦投资均有一定的降本空间。

图 18：江苏省海上风电成本拆分



资料来源：明阳智能官网，长江证券研究所

图 19：福建省海上风电成本拆分

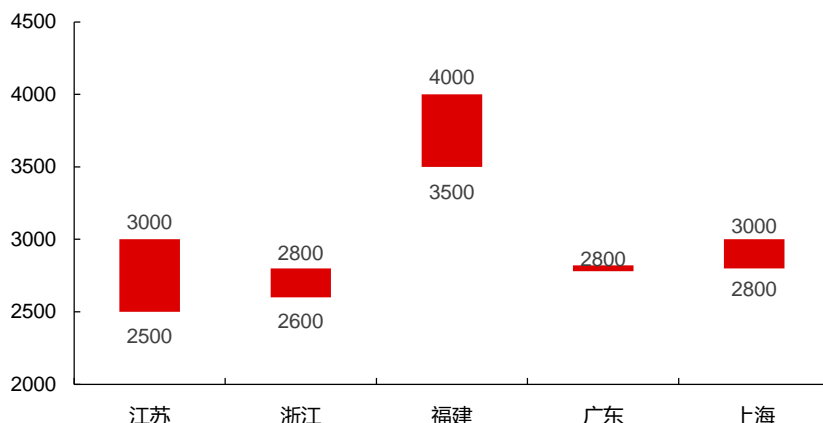


资料来源：明阳智能官网，长江证券研究所

利用小时电价双高，海风补贴项目效益优异

海上风电相比陆上风电的一项重要优势在于更好的风能资源和利用小时。根据《“十四五”中国海上风电发展关键问题》中对于各省份海上风电利用小时的指引，处于最低水平的江苏海上风电利用小时超 2500 小时，风能资源较好的福建省可以超过 4000 小时。较高的利用小时数使得海上风电的度电成本得到一定程度的摊薄。

图 20：中国主要省份海上风电度电成本



资料来源：国网能源研究院《“十四五”中国海上风电发展关键问题》，长江证券研究所

电价方面，2019 年 5 月国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》，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。新核准近海风电项目通过竞争方式确定的上网电价且不得高于上述指导价。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，则执行核准时的上网电价，即每千瓦时 0.85 元；2022 年及以后全部机组完成并网的，执行指导价。从发改委发布的政策情况看，2021 年是国内海上风电项目抢装之年。同时，随着风机价格逐步下调，长期维度上有望进一步刺激平价项目加快推进。

表 9：中国主要省份海上风电度电成本

省（市）	单位造价（元/千瓦）	等效利用小时数（小时）	度电成本（元/千瓦时）
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：国网能源研究院《“十四五”中国海上风电发展关键问题》，长江证券研究所

考虑 2018 年底前核准且今年年末之前并网的海风项目，即执行 0.85 元/千瓦时海上风电标杆上网电价的机组。根据海上风电的造价、利用小时等核心假设对全投资 IRR 进行测算，同时考虑生命周期利用小时后补贴电价由绿证收益部分替代，3500 利用小时和 18000 元/千瓦造价下的全投资 IRR 约为 8.53%，若利用小时达到更高水平 IRR 还将进一步提升。

表 10：执行 0.85 元/千瓦时的海风项目全投资 IRR 敏感性测算

造价（元/kw）\ 利用小时	2500	2750	3000	3250	3500	3750	4000	4250	4500
12000	10.14%	11.64%	13.11%	14.56%	16.00%	17.41%	18.82%	20.22%	21.59%
13000	8.89%	10.29%	11.66%	13.02%	14.35%	15.67%	16.97%	18.26%	19.54%
14000	7.79%	9.10%	10.39%	11.66%	12.91%	14.14%	15.36%	16.56%	17.75%

15000	6.80%	8.04%	9.26%	10.46%	11.63%	12.79%	13.94%	15.06%	16.18%
16000	5.90%	7.08%	8.24%	9.38%	10.49%	11.59%	12.67%	13.73%	14.78%
17000	5.08%	6.20%	7.32%	8.40%	9.46%	10.51%	11.53%	12.54%	13.54%
18000	4.33%	5.39%	6.47%	7.51%	8.53%	9.52%	10.50%	11.46%	12.41%
19000	3.64%	4.64%	5.67%	6.69%	7.67%	8.63%	9.56%	10.48%	11.39%
20000	2.98%	3.94%	4.94%	5.92%	6.88%	7.80%	8.70%	9.58%	10.45%
21000	2.34%	3.29%	4.25%	5.20%	6.14%	7.04%	7.91%	8.76%	9.59%
22000	1.71%	2.66%	3.60%	4.52%	5.44%	6.32%	7.17%	7.99%	8.80%
23000	1.10%	2.05%	2.99%	3.87%	4.77%	5.64%	6.48%	7.28%	8.06%

资料来源：Wind，长江证券研究所

从各个省份“十四五”期间国内各个省份海上风电新增装机目标较为积极，其中广东、江苏、浙江、山东等省份均发布了积极的“十四五”海上风电规划，具体来看：

1) 2021 年 6 月广东省发布《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》，提出截至 2021 年末全省海风累计装机量达 4GW，2025 年末力争达 18GW，于全国率先实现平价并网。补贴方面，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，对 2018 年底前已完成核准、在 2022/2023/2024 年全容量并网项目每千瓦分别补贴 1500/1000/500 元，对 2025 年起并网项目不再补贴。广东省政策补贴力度虽较为有限，但对国内海风的地方性补贴出台具有示范性作用，对于十四五期间国内海风的降本与规模化拓展具有积极而深远的意义，为海风的平价打开了大门。

2) 2021 年 1 月江苏省发布《江苏省“十四五”海上风电规划环境影响评价第一次公示》。根据文件，“十四五”期间江苏省规划海上风电场址约 42 个，新增装机规模达 12.12GW。

3) 2021 年 2 月 19 日，浙江省发布《浙江省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》，指出要积极打造海上风电基地，打造近海及深远海海上风电应用基地+海洋能+陆上产业基地发展新模式。6 月的《浙江省电力发展“十四五”规划》意见稿进一步确认，“十四五”期间将打造 3 个以上百万千瓦级海上风电基地，新增海上风电装机 4.55GW 以上。

4) 2021 年 6 月，山东省发布《关于促进全省可再生能源高质量发展的意见》，提出加快开发建设海上风电基地，编制实施《山东海上风电发展规划（2021-2030 年）》，研究出台支持海上风电发展的配套政策，2021 年建成投运两个海上风电试点项目，实现海上风电“零突破”。“十四五”期间海上风电争取启动 10GW。

5) 2020 年 9 月广西印发《广西加快发展向海经济推动海洋强区建设三年行动计划（2020—2022 年）》，提出以海上风电产业集群和海上风电产业园为核心，带动风电装备制造制造业及海上风电服务业集群发展。截至 2022 年末，力争年产风电装备装机容量 1GW 以上，初步建成海上风电装机容量 0.5GW 以上。

表 11：“十四五”期间国内沿海省份海上风电规划

省份	政策名称	关于海上风电的具体政策事项
广东省	《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》	1) 规模要求：截至 2021 年末全省海风累计装机量达 4GW，2025 年末力争达 18GW，于全国率先实现平价并网；2) 给与补贴要求：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，对 2018 年底前已完成核准、在 2022/2023/2024 年全容量并网项目每千瓦分别补贴 1500 元/1000 元/500 元，对 2025 年起并网项目不再补贴。

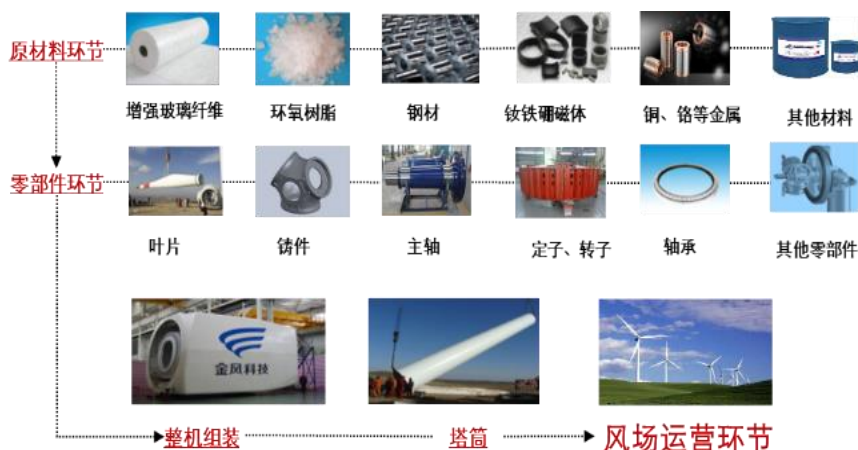
江苏省	《江苏省“十四五”海上风电规划环境影响评价第一次公示》	“十四五”期间，江苏省规划海上风电场址约 42 个，规划装机容量 12.12GW。
浙江省	《浙江省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》、 《浙江省电力发展“十四五”规划（征求意见稿）》	“十四五”期间将打造 3 个以上百万千瓦级海上风电基地，新增海上风电装机 4.55GW 以上。
广西省	《广西加快发展向海经济推动海洋强区建设三年行动计划（2020—2022 年）》	到 2022 年，海上风电装备产业园初步构建，力争年产风电装备装机容量 1GW 以上，初步建成海上风电装机容量 0.5GW 以上。
山东省	《关于促进全省可再生能源高质量发展发展的意见》	加快开发建设海上风电基地，编制实施《山东海上风电发展规划（2021-2030 年）》，研究出台支持海上风电发展的配套政策，2021 年建成投运两个海上风电试点项目，实现海上风电“零突破”。“十四五”期间海上风电争取启动 10GW。

资料来源：各省政府网站，长江证券研究所

风机集中度持续提升，零部件格局进一步优化

风电产业链可分为上游原材料环节、中游制造环节（零部件和整机）、下游风电运营环节。其中，主要原材料包括用于发动机制造的永磁材料、用于叶片制造的玻璃纤维及碳纤维等材料；零部件环节包括叶片、铸件、主轴、定子转子、轴承等；风电整机供应商将以上零部件整合制造成风电机组，并出售给下游风电运营商。

图 21：风电产业链包括原材料环节、零部件环节以及下游的风场运营环节

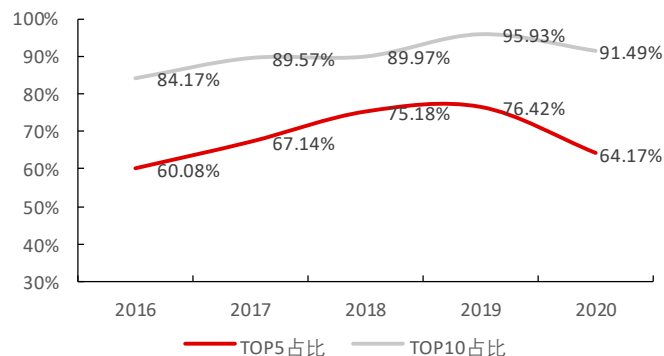


资料来源：长江证券研究所

风机环节：行业集中度稳步提升，风机大型化趋势明确

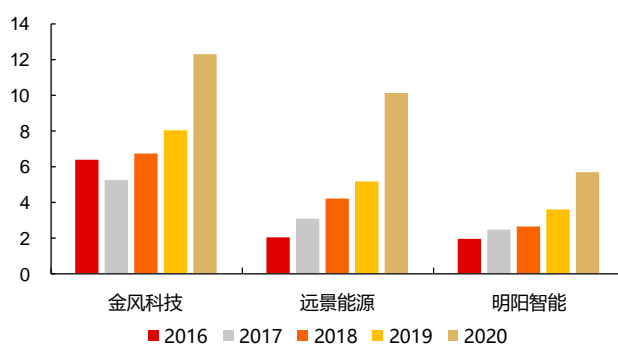
从风机环节的发展历程看，近年来国内风电整机制造企业历年新增装机 TOP10 市占率稳步向上。2016-2019 年，CR5 由 60.08% 提升至 76.42%，CR10 由 84.17% 提升至 95.93%，2020 年源于行业装机规模大幅增长，龙头企业集中度表现数据有所下降。不过从整体趋势看，近年来金风科技、远景能源、明阳智能等风机龙头企业装机规模大幅向上，风机集中度呈上升趋势。

图 22：2016 年以来风机环节集中度稳步提升（2020 年抢装）



资料来源：CWEA，彭博新能源，长江证券研究所

图 23：龙头风机企业装机规模持续向上（单位：GW）

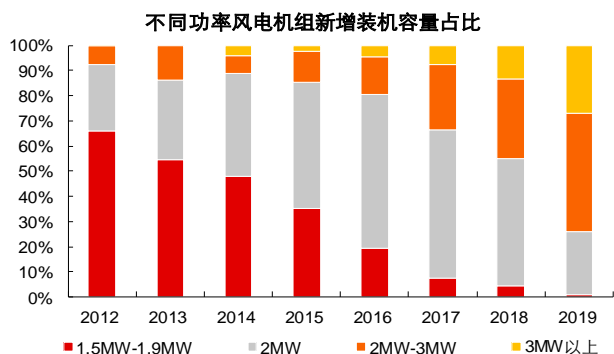


资料来源：CWEA，彭博新能源，长江证券研究所

从风机招标价格情况看，2019Q1 以来龙头主机厂带动风机招标价格触底回升，2020 年以来招标价格有所下降。对于风机行业，当前行业的主要变化趋势包括：1) 国内风机集中度持续提升，风机龙头装机规模持续向上；2) 风机订单大型化趋势愈发明确；3) 招标价格自 2020 年年初以来进入下行通道，对企业的成本控制能力要求更高。

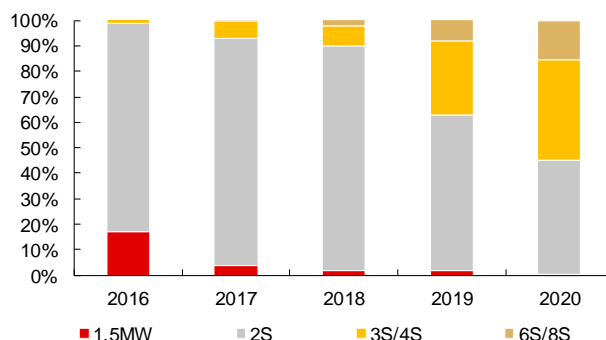
对风机环节，我们认为在集中度持续提升且行业装机规模长期向上的背景下龙头企业长期业绩的增长确定性依旧较强。同时，随着国内陆上风电平价逐步深化以及海上风电逐步进入平价阶段，预计 2023-2025 年国内风电装机规模有望进一步扩张，龙头风机企业的长期发展空间较为广阔。

图 24：近年来风机大型化机组占比持续提升



资料来源：CWEA，彭博新能源，长江证券研究所

图 25：风机龙头金风科技大型机组订单占比持续增加



资料来源：金风科技官网，长江证券研究所

铸件：格局最优零部件环节，龙头日月优势突出

风电铸件产能集中在中国，全球风电铸件 80% 以上的产能集中于中国。目前产能前五名的分别是日月股份、永冠集团（中国台湾）、吉鑫科技、山东龙马及歌博铸造（德国）。在环保收紧背景下部分中小企业产品被迫退出，铸件环节集中度有望进一步提升。

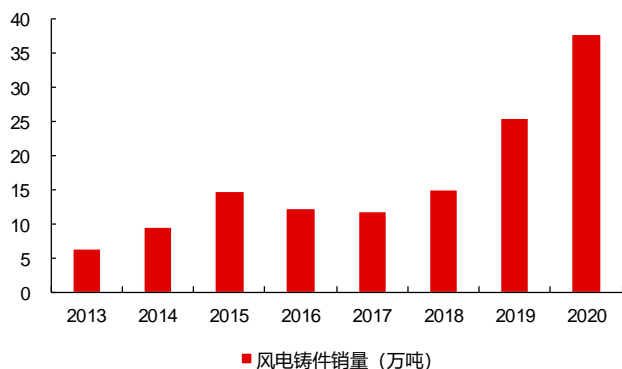
表 12：铸件环节主要企业产能份额一览（单位：万吨）

公司名称	2018	2019	2020	2021E	2022E	产能规划
日月股份	30	40	48	48	63	2020 年总产能达 48 万吨（其中风电铸件 40 万吨）+22 万吨精加工产能，未来将新进
永冠	15	15	15	19	19	计划新增 4 万吨产能，投产周期在 2021 年
吉鑫科技	15	15	15	15	15	当前名义产能为 15 万吨
龙马	14	15	15	15	15	规划在阳江扩产，目前尚未开工，存在较高不确定性
一汽铸造	6	6	6	6	6	无扩产计划，自有产能 5 万吨，外协 1 万吨
豪迈	5	9	9	9	9	
其他	5	5	5	5	5	
国际	35	35	35	35	35	欧洲 20 万吨左右，剩下在印度、巴西、越南等地
全球合计	110	125	140	144	160	

资料来源：各大公司公告，长江证券研究所

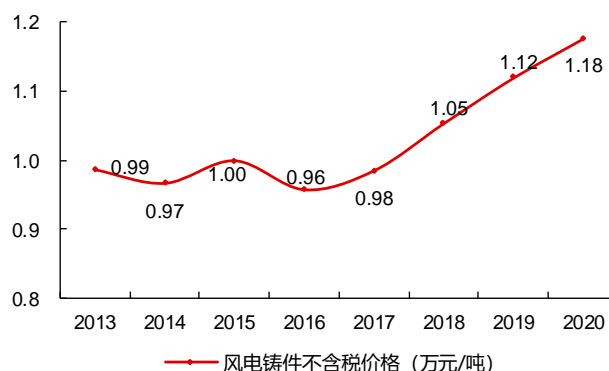
在铸件赛道中，日月股份作为国内风电铸件龙头企业，近年来实现“量价齐升”：**1) 公司近年来风电铸件产销规模持续增长**。随着年产 18 万吨（一期 10 万吨）海装工程项目自 2019 年四季度投产以来，2020 年已形成年产 40 万吨风电铸件产能。2020 年公司风电铸件产品销量达 37.88 万吨，同比增长 48.4%；**2) 风电铸件销售均价持续向上**。在风电装机规模向上的背景下近年来铸件环节供给偏紧，支撑了铸件的销售均价。随着公司“两海战略”持续推进，价格相对较高的海风铸件和海外铸件销售占比持续提升，进一步支撑销售均价。2020 年公司风电铸件产品不含税均价达到 1.18 万元/吨，相较 2019 年同期的 1.1 万元/吨进一步上涨。

图 26：近年来日月股份风电铸件销量持续增长（万吨）



资料来源：公司公告，长江证券研究所

图 27：近年来风电铸件销售均价持续向上（万元/吨）



资料来源：公司公告，长江证券研究所

通过横向比较，日月股份与其他铸件企业相比盈利能力占优：

1) 从毛利率水平看，日月股份毛利率水平维持高位稳定，即便在盈利压力较大的 2018 年毛利率水平依旧维持在 20% 以上，高于吉鑫科技、佳力科技等企业。

2) 从净利率水平看，日月股份净利率相较同行的领先优势更为明显。2018 年公司净利率为 11.94%，而同期的吉鑫科技、佳力科技等企业已处于盈亏平衡点之下。这点亦可以从期间费用率上看出：公司凭借较强的费用管控能力，期间费用率显著低于同行，2020 年前三季度期间费用率仅 6.93%，低于业内其他铸件企业。

风塔：行业格局逐步优化，龙头天顺优势显现

风塔环节格局相对分散，主要源于风塔环节具备较强的运输半径。目前，国内风塔龙头企业的全球市占率均在 10% 以下。不过从趋势上看，风塔环节龙头企业的优势有望逐步突出，行业集中度有望进一步提升：1) 运营商对质量重视度提升；2) 高塔、重型塔比重增加；3) 国内风电项目交付周期延长，导致风塔企业存货与资金垫付压力较大。

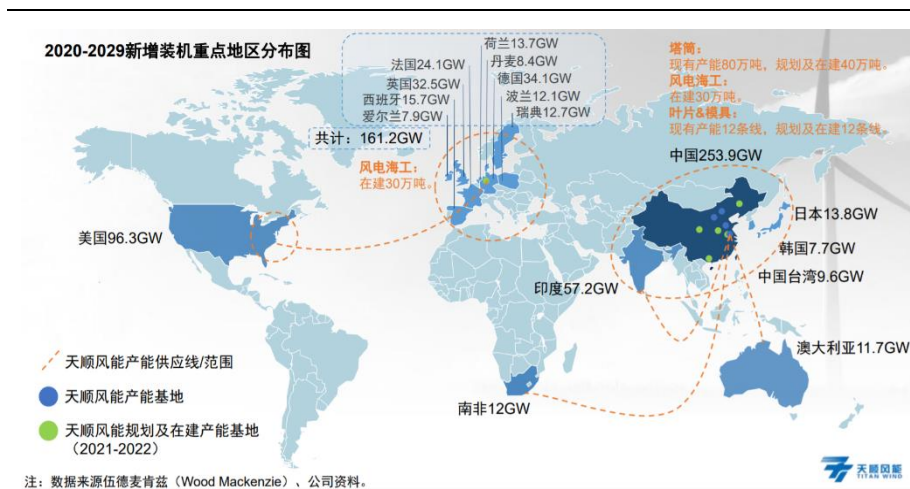
目前，国内风塔龙头企业主要包括天顺风能、大金重工、天能重工、泰盛风能等，其中天顺风能近年来风塔销量均位居国内首位。公司规划有两个海上海工塔筒生产基地，德国 30 万吨和射阳 30 万吨，全部预计 2022 年年底投产。根据规划，到 2023 年公司有望形成陆上 120 万吨和海上 60 万吨的产能，合计产能有望达 180 万吨。

表 13：国内风塔环节龙头企业市占率情况

序号	公司名称	2020 年销量 (万吨)	全球市占率测算
1	天顺风能	59.03	6.35%
2	大金重工	40.83	4.39%
3	泰胜风能	31.88	3.43%
4	天能重工	39.85	4.29%

资料来源：公司公告，长江证券研究所

图 28：天顺风能产能基地分布及规划情况



资料来源：Wood Mackenzie，公司官网，长江证券研究所

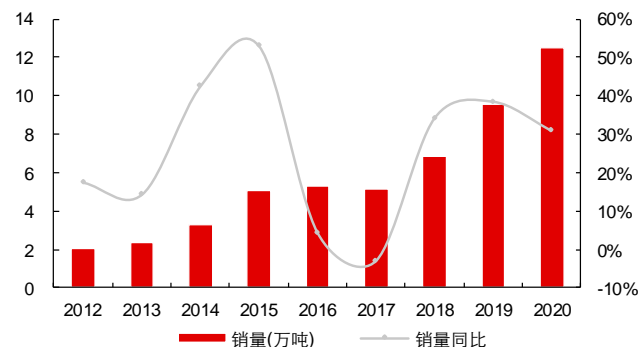
主轴：龙头企业地位稳固，盈利优势愈发凸显

风电主轴以风电锻件产品为主。主轴在风电整机中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，是风电整机的重要部分。成本方面，主轴成本中直接材料占比约 70-75% 左右。国内主轴企业以民企为主，龙头企业包括金雷和通裕重工。其中，金雷股份作为全球领先的风电主轴制造商，2020 年实现锻造销量 12.49 万吨，位居国内首位。与此同时，公司与海外龙头风机企业维斯塔斯、西门子歌美飒、GE、远景等国内外风机企业形成战略合作关系，产品范围覆盖 1.5MW—6MW，以及 8MW 以上海风产品。2021 年起公司在原有优势项目大型锻件的基础上进一步向铸造产能延伸，实现锻造主轴和铸造主轴的双重布局：

1) 锻件方面，2020 年末锻造产能约 13 万吨，2021 年产能有望达 16-17 万吨，2022 年产能有望进一步增至 20 万吨以上；

2) 铸造方面，随着 8000 支铸锻件二期项目于今年上半年投产，公司已具备年产 5.1 万吨应用于海上风电的球墨铸铁风电主轴铸造生产能力，进一步贡献业绩增量。

图 29：近年来公司主轴销售规模持续向上（万吨）



资料来源：公司公告，长江证券研究所

图 30：近年来公司盈利水平有所回升（元/吨）



资料来源：公司公告，长江证券研究所

海缆：充沛订单助力高增态势延续

海缆是海风电力传输过程中必备产品，海缆生产工艺复杂、技术要求高、认证周期长以及区位要求严格等构筑了海缆环节的高壁垒：

- 1) 海缆生产工艺流程多。由于海底环境复杂且海水具有强腐蚀性，海缆相较于陆上电缆技术更复杂，其工艺流程相较陆风电缆更多；
- 2) 海缆的接头技术、敷设设计施工要求更高，需要专门的技术和设备；
- 3) 海缆长度更长。海上风电项目距离陆地较远，通常采取一次性运输大长度海缆的方式节约运输成本。大长度海缆也对制造的稳定性、一致性要求非常高。

目前国内海缆格局稳定，主要包括东方电缆、中天科技、亨通光电等企业。**2021 年作为海风抢装之年，在地方政府支持及成本优化下海缆业务有望贡献装机增量，而具备大兆瓦产品、海外供货能力以及自身成本优化的龙头有望充分受益。**

表 14：电缆企业 2020 年在手订单饱满

序号	订单名称	项目类型	金额 (亿元)	招标主体
1	三峡新能源阳西沙扒二期（400MW）35kV 海缆及敷设	海上风电	2.92	三峡新能源
2	三峡新能源阳西沙扒二期（400MW）220kV 海缆及敷设	海上风电	4.04	三峡新能源
3	莆田平海湾海上风电场三期项目 35kV、220kV 光电复合海缆、电力电缆、控制电缆及附件	海上风电	3.73	福建省投
4	三峡新能源阳西沙扒三、四、五期 220kV 海缆及敷设	海上风电	8.92	三峡新能源
5	三峡新能源阳西沙扒三、四、五期 35kV 海缆及敷设第一、二、三标段	海上风电	8.25	三峡新能源
6	中国电建集团华东院江苏启东 H1、H2、H3 海上风电项目 220kV 海底光电复合电缆及附件	海上风电	7.08	中国电建集团
7	中节能阳江南鹏岛 300MW 海上风电项目 35kV 海底光电复合电缆及附件	海上风电	1.66	中节能
8	国家电投广东公司湛江徐闻 600MW 海上风电工程 35kV 海底光电复合电缆及附件	海上风电	3.09	国家电投
9	浙江嵊泗 5#、6#海上风电项目 35kV 海底电缆及敷设	海上风电	1.41	中广核

10	秦皇岛 32-6、曹妃甸 11-1 油田群岸电应用项目 220kV 海底电缆和附件采购及施工敷设 (PC)	油气田	5.43	中海油
11	中标海上风电及海洋油气项目	海洋油气	20.40	
12	华能苍南 4 号海上风电项目	海上风电	3.38	华能集团
13	国电象山 1#海上风电场 (一期) 工程项目	海上风电	1.44	国家电投
14	南苏格兰电网公司 (SSEN) Skye - Harris 岛屿连接项目	光电复合海底电缆	0.80	南苏格兰电网公司
15	中标多个陆缆项目	-	5.60	-
2020 年海缆新增订单金额合计 (亿元)			78.15	

资料来源：公司公告，长江证券研究所

原材料涨价对零部件板块影响有限

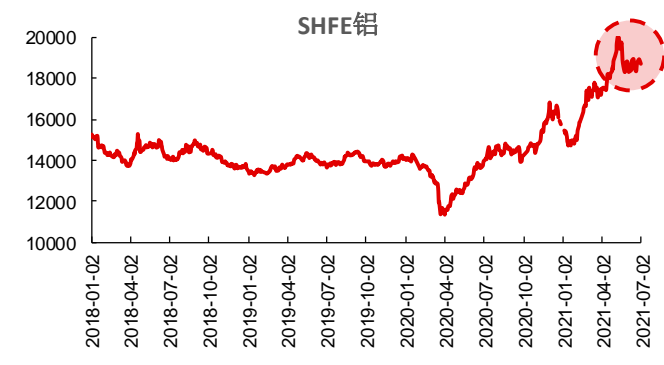
从原材料情况看，虽然 2020 年下半年以来金属原材料价格有所上涨，最近 1 年原材料价格上涨幅度达 40% 左右。不过，近期原材料价格有所回调。

表 15：近期主要原材料涨幅 (元/吨)

	SHFE 铜	SHFE 铝	废钢价格	铸造生铁价格
2020-06-30	48560	13800	2540	3280
2020-09-30	50940	14200	2570	3440
2020-12-30	58330	15475	2960	3950
2021-03-31	65610	17185	3240	4130
2021-06-30	68250	18830	3640	4830
	SHFE 铜涨幅	SHFE 铝涨幅	废钢涨幅	铸造生铁涨幅
2020Q3 环比涨幅	4.9%	2.9%	1.2%	4.9%
2020Q4 环比涨幅	14.5%	9.0%	15.2%	14.8%
2021Q1 环比涨幅	12.5%	11.1%	9.5%	4.6%
2021Q2 环比涨幅	4.0%	9.6%	12.3%	16.9%
近 1 年涨幅	40.5%	36.4%	43.3%	47.3%

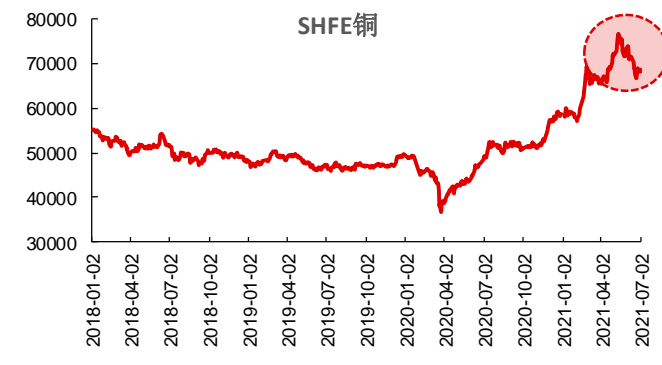
资料来源：Wind，长江证券研究所（注：截至 2021 年 6 月 30 日）

图 31：2021 年年初以来铝价上涨，近期高位企稳 (元/吨)



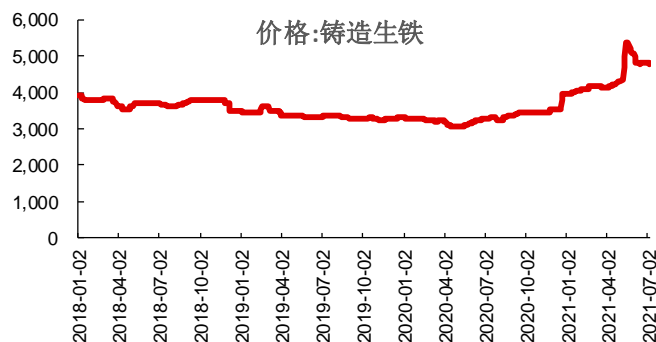
资料来源：Wind，长江证券研究所（注：截至 2021 年 6 月 30 日）

图 32：2021 年年初以来铜价上涨，近期高位企稳 (元/吨)



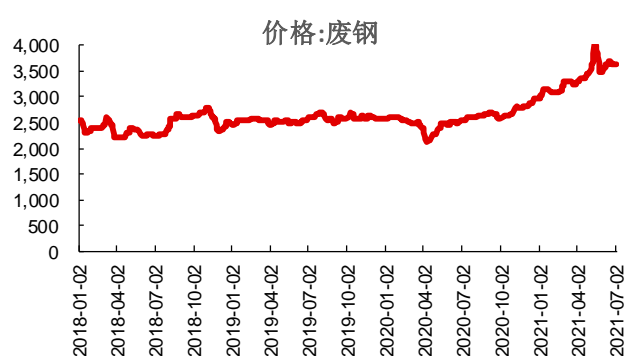
资料来源：Wind，长江证券研究所（注：截至 2021 年 6 月 30 日）

图 33：近年来铸造生铁价格走势变化（元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所（注：截至 2021 年 6 月 30 日）

图 34：近年来废钢价格走势变化（元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所（注：截至 2021 年 6 月 30 日）

在原材料价格上行的背景下，各个零部件环节企业亦有相应的降本措施。在此过程中龙头企业有望凭借规模效应与行业溢价能力使得成本压力或有望得到一定传导。在持续的降本增效下，风电零部件企业亦维持了较高的业绩增速。从当前已发布业绩预增公告的情况看：1) 2021H1 主轴龙头金雷股份上半年实现归母净利润 2.6-2.8 亿元，同比增长 45.19%—56.36%；2) 2021H1 风塔龙头天顺风能实现归母净利润 7.60-8.69 亿元，同比增长 40-60%；3) 2021H1 海缆龙头东方电缆实现归母净利润 6.35 亿元，同比增长 73.90%；4) 2021H1 轴承龙头新强联实现归母净利润 1.62-1.91 亿元，同比增长 61.49%—90.40%，印证零部件龙头降本增效效果显著，业绩高增持续兑现。

表 16：风电零部件龙头企业通过规模效应、锁价、套期保值等方式确保盈利能力

环节	公司	原材料成本占比	主要原材料	应对措施					
				涨价	产品转嫁	规模效应	锁价	精加工	套期保值
铸件	日月股份	60%左右	生铁、铸铁	✓	✓	✓		✓	
风塔	天顺风能	80-85%左右	铁、合金等			✓	✓		
主轴	金雷股份	70%（现低于30%）	钢锭、铸铁等			✓	✓	✓	
电缆	东方电缆	90-95%	铜、铝等			✓	✓		✓

资料来源：公司公告，长江证券研究所

投资建议

投资方面，当前时点我们建议关注：1) 风机招标价格大幅下跌提高项目经济性，有望刺激行业装机的需求；2) 源于更低的成本更好的产品结构，龙头市场份额逐步提升，个股阿尔法增强；3) 交易层面性价比突出。我们建议重点布局具备大兆瓦产品、海外供货能力的优质龙头：1) 零部件龙头包括日月股份、金雷股份、天顺风能等；2) 风机龙头金风科技、明阳智能等。

表 17：风电核心企业估值表

公司名称	归母净利润（亿元）				PE			
	2020A	2021E	2022E	2023E	2020A	2021E	2022E	2023E
金风科技	598	29.6	36.9	42.1	48.4	20.2	16.2	14.2
明阳智能	395	13.7	21.9	24.3	27.5	28.8	18.0	16.3
运达股份	92	1.7	3.2	4.6	5.7	53.3	28.4	20.1
日月股份	336	9.8	12.5	15.3	19.2	34.3	26.8	21.9
天顺风能	204	10.5	13.1	16.4	19.8	19.4	15.5	12.4
金雷股份	90	5.2	6.0	7.9	10.5	17.3	14.9	11.4
东方电缆	169	8.9	13.7	14.5	16.6	19.0	12.3	11.7
新强联	256	4.2	5.6	7.3	9.5	60.2	45.9	35.1

资料来源：Wind，长江证券研究所（金风科技、运达股份、东方电缆、新强联等采用 Wind 一致预期）

投资评级说明

行业评级	报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅度相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
看好	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
中性	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
看淡	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数
公司评级	报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 10%
增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5%~10%之间
中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%~5%之间
减持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%
无投资评级	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

相关证券市场代表性指数说明：A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以恒生指数为基准。

办公地址：

上海

Add /浦东新区世纪大道 1198 号世纪汇广场一座 29 层
P.C / (200122)

武汉

Add /武汉市新华路特 8 号长江证券大厦 11 楼
P.C / (430015)

北京

Add /西城区金融街 33 号通泰大厦 15 层
P.C / (100032)

深圳

Add /深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 3 期 36 楼
P.C / (518048)

分析师声明：

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与、不与、也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。

重要声明：

长江证券股份有限公司具有证券投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号：10060000。

本报告仅限中国大陆地区发行，仅供长江证券股份有限公司（以下简称：本公司）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可以发出其他与本报告中信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场；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。

本公司及作者在自身所知范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为长江证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

