

证券研究报告

2020年12月18日

行业报告 | 行业投资策略

电气设备

2021年风电行业投资策略

作者：

分析师 孙潇雅 SAC执业证书编号：S1110520080009

分析师 马妍 SAC执业证书编号：S1110519100002



天风证券

[综合金融服务专家]

行业评级：强于大市（维持评级）

上次评级：强于大市

请务必阅读正文之后的信息披露和免责声明

摘要

- ✓ 我们认为，2021年国内陆上风电装机量较2020年下降15%-20%，装机量约为25-28GW，但海上风电装机量增长超过50%，约为6-7GW，将补齐陆上风电下滑的装机量，总装机量32GW较2020年基本持平。
- ✓ 成本方面，受抢装影响，海上风电建设成本将先升后降，预期2021年，建设成本将在15700-22000元/KW范围内波动，2025年建设成本将下降至12700-15000元/KW。
- ✓ 为了达到“碳中和”的最终目标，进行能源结构调整是必然的手段，我们认为，2025年非水可再生能源发电占比有望达到20%，用电量每年稳步增长，将倒逼风力发电量增长，有效推动装机量增长。

风险提示：**政策性风险、行业风险、其他不可抗力因素带来的风险；**

重点标的推荐

股票	股票	收盘价	投资	EPS(元)				P/E			
代码	名称	2020-12-17	评级	2019A	2020E	2021E	2022E	2019A	2020E	2021E	2022E
603218.SH	日月股份	26.90	增持	0.61	1.15	1.58	1.82	44.10	23.39	17.03	14.78
603606.SH	东方电缆	21.74	增持	0.69	1.30	1.68	1.86	31.51	16.72	12.94	11.69
300129.SZ	泰胜风能	7.89	增持	0.21	0.45	0.57	0.67	37.57	17.53	13.84	11.78

目录

1. 风电行业渗透情况 5 页
2. 国内风电行业情况回顾 8 页
3. “十四五”期间风电行业展望 10 页
4. 投资策略 15 页

A photograph of a diverse group of business professionals in a meeting, clapping their hands. The image is partially obscured by an orange gradient overlay at the bottom.

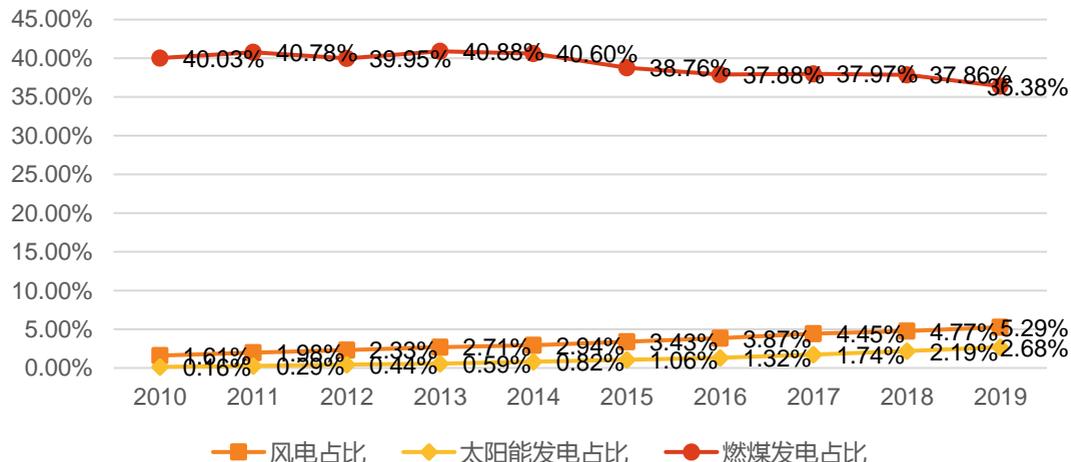
1. 风电行业渗透情况

请务必阅读正文之后的信息披露和免责声明

1.1 全球风力发电渗透率提升

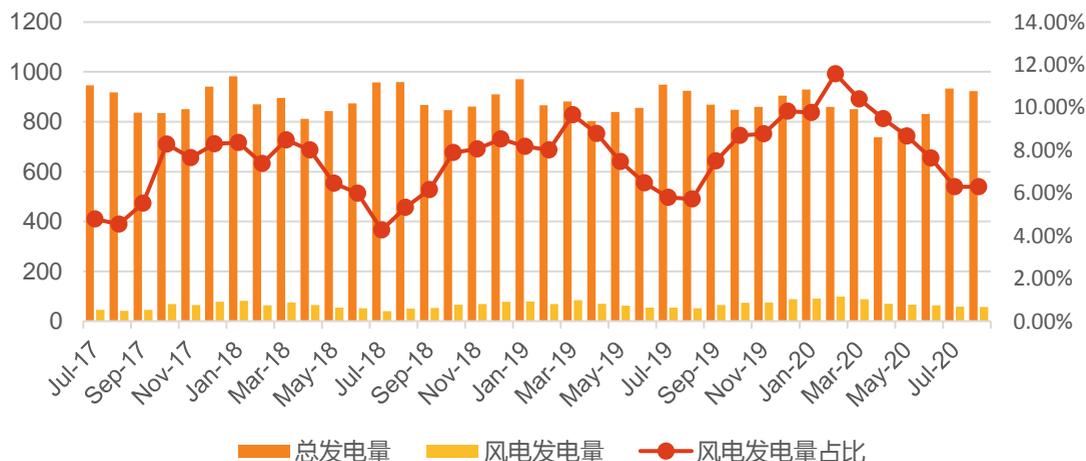
- ✓ 近年来，全球风电和光伏发电量占比逐年提升，2019年，风力发电量占总发电量占比达到5.29%，同期光伏发电量占比提升至2.68%，燃煤发电量占比呈逐年下降态势，降至36.38%。
- ✓ OECD成员国风力建设水平较好，据IEA统计，2019-2020年OECD各国的风电发电量占比在4%-12%之间波动，中枢约在8%左右。风力发电受季节影响具有波动性，以2019年7月至2020年7月这个周期为例，夏季为风电出力淡季，发电量占比约为6%，冬季为旺季，发电量占比达到11%。

图1：2010-2019全球风电、太阳能、燃煤发电量占比



资料来源：BNEF、天风证券研究所

图2：OECD各国风力发电量占比 单位：Twh



资料来源：IEA、天风证券研究所

1.2 国内各省风力发电渗透率

- ✓ 2020年1-9月，我国风力发电量占总发电比例为6.2%，虽然较2019年5.54%的占比提升了0.6个百分点，但同OECD国家平均水平相比仍有1.7个点的差距。
- ✓ 我们按照风力发电量占总发电量比例将各省划分为第一梯队（ $\geq 10\%$ ）、第二梯队（5%-9.99%）和第三梯队（ $< 5\%$ ），2020年1-10月，共有7个省份进入第一梯队，河北省为新进入者。第一梯队中，甘肃省风力发电量占比远超其他省市，达到16.5%，高于第二名吉林省3.12个百分点。第二梯队省份数量达到7个，湖南、广西、江西为新进入者。第一、第二梯队省市合计数量14个，较2019年增加3个，充分体现了各省政府规划风电建设及消纳的积极态度。
- ✓ 从发电占比增幅来看，广西和河南省风电发电量占比增幅较大，分别增加了2.11和2.01个百分点。

表1：各省市风力发电量占比及变化

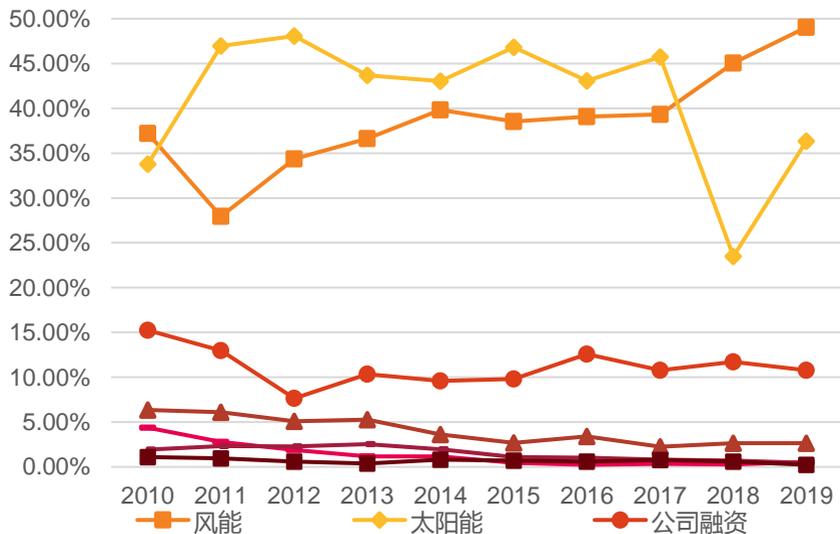
省份	2020年1-10月	2019年1-10月	百分点变动
甘肃	16.50%	16.01%	0.49%
吉林	13.38%	12.96%	0.42%
内蒙古	12.36%	11.79%	0.57%
黑龙江	11.94%	12.65%	-0.71%
新疆	11.54%	12.04%	-0.50%
宁夏	11.13%	10.55%	0.58%
河北	11.06%	9.37%	1.70%
青海	9.63%	8.44%	1.19%
辽宁	9.57%	9.09%	0.48%
山西	7.36%	6.28%	1.08%
云南	7.04%	7.19%	-0.15%
湖南	6.53%	4.75%	1.78%
广西	5.34%	3.23%	2.11%
江西	5.32%	3.95%	1.37%
河南	4.90%	2.88%	2.01%
贵州	4.88%	3.66%	1.21%
山东	4.68%	3.76%	0.92%
江苏	4.52%	3.46%	1.06%
陕西	4.30%	3.96%	0.34%
福建	4.17%	3.28%	0.88%
湖北	2.84%	2.50%	0.34%
上海	2.35%	2.03%	0.32%
安徽	2.12%	1.61%	0.50%
四川	2.02%	1.83%	0.18%
重庆	1.93%	1.54%	0.39%
广东	1.88%	1.43%	0.45%
海南	1.64%	1.41%	0.23%
天津	1.57%	1.60%	-0.03%
浙江	1.04%	0.89%	0.15%
北京	0.80%	0.74%	0.06%
西藏	0.18%	0.22%	-0.05%

资料来源：中电联、天风证券研究所

1.3 全球风力发电投资、融资持续增长

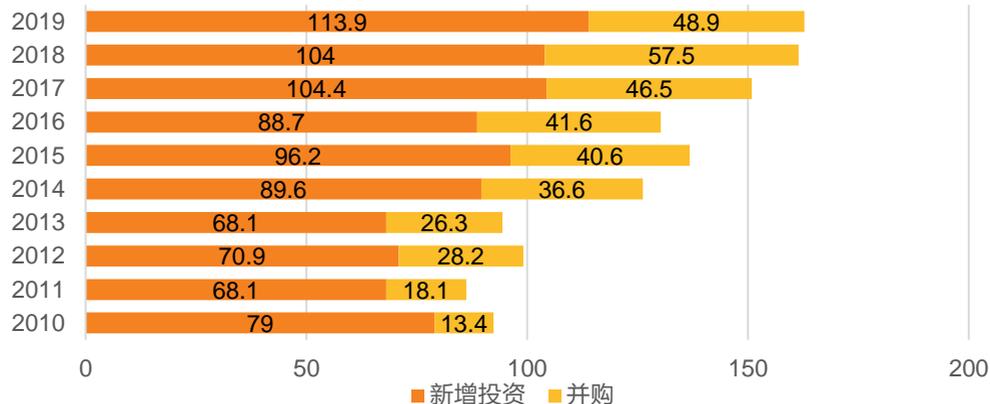
- ✓ 近年全球新能源投资中，风电占比持续增长，2019年风电投资量达到2107亿美元，占比49.05%。
- ✓ 融资方面，通过新增投资和并购，2019年陆上风电获得融资1628亿美元，同比增长0.8%；海上风电获得融资479亿美元，同比增长4.36%。

图3：2010-2019年全球新能源投资（分类别）



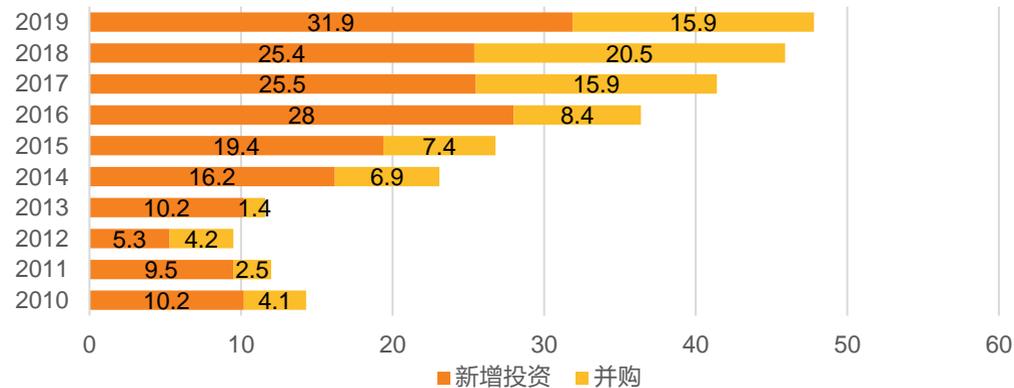
资料来源：BNEF、天风证券研究所

图4：2010-2019年全球陆上风电融资情况（单位：十亿美元）



资料来源：BNEF、天风证券研究所

图5：2010-2019年全球海上风电融资情况（单位：十亿美元）

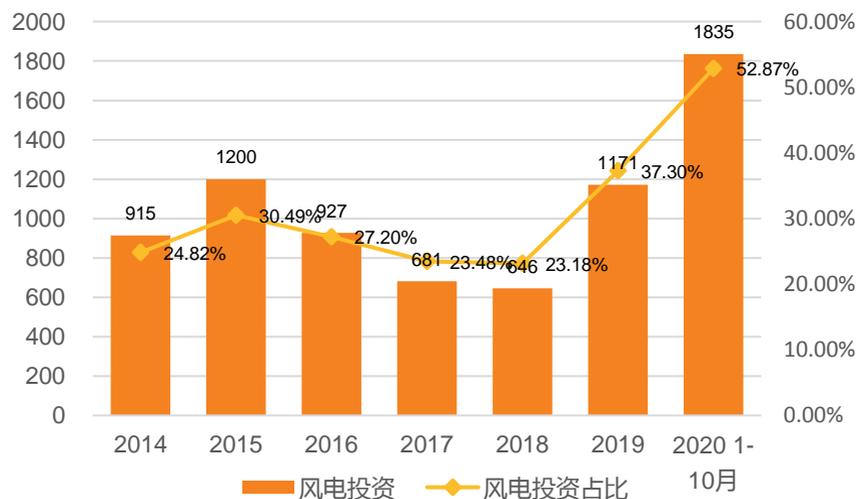


资料来源：BNEF、天风证券研究所

1.4 国内风电投资大幅增加，新疆、甘肃“摘帽”

- ✓ 2020年1-10月，受陆上风电抢装影响，国内风电投资骤增至1835亿元，同比增加126.7%，占电源工程投资比上升至52.87%。火电、核电同比分别下降25.4%和0.4%。
- ✓ 《2020年度风电投资监测预警结果》显示，新疆、甘肃两地摘掉“红色帽子”，全国皆为橙色或者绿色区域。橙色区域暂停新增风电项目，除符合规划且列入以前年度实施方案的项目、利用跨省跨区输电通道外送项目以及落实本地消纳措施的平价项目外，2020年度不再新增建设项目；绿色区域规范有序建设，对预警由红色、橙色转为绿色的甘肃河东地区、内蒙古东部地区、陕北榆林地区，要严格按照省级能源主管部门公布的剩余容量空间，以及电网企业公布的新增消纳能力，优先推进平价项目建设，合理安排项目建设节奏和并网时序，避免出现新的限电问题。

图6：2014-2020年10月风电投资（亿元）及占电源工程投资比例



资料来源：中电联、天风证券研究所

表2：风电投资监测预警结果

2020	新疆	甘肃	蒙西	蒙东	吉林	黑龙江
2019	新疆	甘肃	内蒙古	吉林	黑龙江	宁夏
2018	新疆	甘肃	吉林	内蒙古	黑龙江	宁夏
2017	新疆	甘肃	吉林	内蒙古	黑龙江	宁夏

资料来源：国家能源局、天风证券研究所



2. 国内风电行业情况回顾

请务必阅读正文之后的信息披露和免责声明

2.1 风电政策情况回顾

- ✓ 为了更好的促进风电行业的健康发展和完成平价时代的过度，今年以来，我国相关部门出台了一系列政策指导、支持风电行业的发展。8月5日，国家发改委、国家能源局发布《关于“公布2020年风电、光伏发电平价上网项目通知”政策解读》，公布了2020年一批平价上网项目名单；明确了2019、2020年两批平价项目建设时限要求。

表3：2020年以来国家风电行业相关政策

时间	部门	文件	内容
2020年1月20日	国家财政部、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》	确定补贴以收定支、开源节流，增强政策协同性
2020年3月5日	国家能源局	《关于2020年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	积极推进平价上网项目建设、有序推进需国家财政补贴项目建设、积极支持分散式风电项目建设、稳妥推进海上风电项目建设、全面落实电力送出消纳条件等七方面措施
2020年3月12日	国家财政部	《关于开展可再生能源发电补贴项目清单有关工作的通知》	明确可再生能源项目进入首批财政补贴目录的条件，抓紧审核存量项目信息，分批纳入补贴清单
2020年4月3日	国家能源局	《2020年度风电投资监测预警结果》	新疆、甘肃地区解除红色预警，调整至橙色，蒙东地区由橙色预警调整至绿色
2020年4月10日	国家能源局	《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》的公告	旨在规范能源开发和监督管理，保障能源安全，优化能源结构，提高能源效率，促进能源高质量发展
2020年4月15日	国家能源局	《关于做好可再生能源发展“十四五”规划编制工作有关事项的通知》	提出可再生能源发展目标，实现“十四五”期间可再生能源成为能源消费增量主体，2030年非化石能源消费占比20%的战略目标
2020年5月19日	国家能源局	《关于建立健全清洁能源消纳长效机制的指导意见（征求意见稿）》	旨在通过合理制定清洁能源利用率目标，稳步提升清洁能源电量占比
2020年5月20日	国家电网	《关于发布2020年风电、光伏发电新增消纳能力的公告》	一季度风光发电的限发电量不纳入消纳考核，2020年风电新增29.45GW，光伏新增39.05GW消纳能力。
2020年5月25日	能源消纳监测预警中心	发布2020年全国风电、光伏发电新增消纳能力的公告	2020年全国风电、光伏发电合计新增消纳能力8510万千瓦，其中风电3665万千瓦、光伏4845万千瓦。

资料来源：国家能源局、财政部、能源消纳监测中心、天风证券研究所

表4：2020年以来国家风电行业相关政策（接表3）

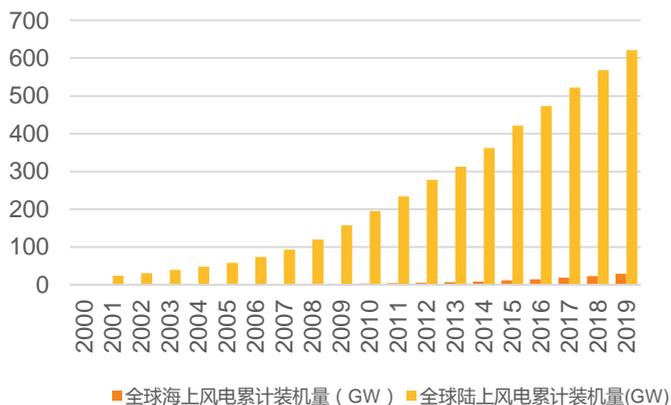
时间	部门	文件	内容
2020年6月	国家发展改革委 国家能源局	《国家发展改革委 国家能源局关于印发各省级行政区2020年可再生能源电力消纳责任权重的通知》	《通知》明确了各省（区、市）2020年可再生能源电力消纳总量责任权重、非水电责任权重的最低值和激励值，西藏以可再生能源为主，807号文明确不予考核。按此消纳责任权重测算评估，预计2020年可再生能源电力消费占比将达到28.2%、非水电消费占比将达到10.8%，分别比2019年增长0.3和0.7个百分点，能够支撑2020年非化石能源消费占比目标的完成。
2020年6月	国家发展改革委、国家能源局	《国家发展改革委 国家能源局关于做好2020年能源安全保障工作的指导意见》	《意见》指出，在保障消纳的前提下，支持清洁能源发电大力发展，加快推动风电、光伏发电补贴退坡，推动建成一批风电、光伏发电平价上网项目，科学有序推进重点流域水电开发，打造水风光一体化可再生能源综合基地。2020年，常规水电装机达到3.4亿千瓦左右，风电、光伏发电装机均达到2.4亿千瓦左右。
2020年7月	国家能源局西北监管局	《国家能源局西北监管局关于加强2020年风电、光伏发电监管工作的通知》	进一步做好风电、光伏项目接入电网工作。电网企业完善风电、光伏发电项目接入电网工作制度，及时答复系统接入方案，提前做好送出工程建设，合理安排项目并网时序。进一步规范分散式风电项目并网和并网运行服务。
2020年8月	国家发展改革委、国家能源局	《关于“公布2020年风电、光伏发电平价上网项目通知”政策解读》	公布2020年风电、光伏发电平价上网项目名单，明确2019、2020年两批平价项目建设时限要求；建立动态跟踪调整机制，强调支持政策保障。
2020年8月	国家能源局综合司	《关于2020年能源领域拟立项行业标准制定计划项目征求意见的公告》	超40个风电标准将立项
2020年9月	住房和城乡建设部办公厅	《风力发电工程项目规范（征求意见稿）》	为在风力发电工程项目规划、建设、验收、运行管理及拆除中保障人身健康和生命财产安全、国家安全、生态环境安全以及满足经济社会管理基本需要，依据有关法律、法规，制定本规范。新建、扩建和改建的陆上和海上风力发电工程项目的规划、建设、验收、运行管理及拆除，必须遵守本规范。风力发电工程项目规划、建设、验收、运行管理及拆除，除应符合本规范要求外，尚应符合国家现行有关规范的规定。采用可靠的新技术、新工艺、新设备、新材料时，若技术措施与本规范的规定不一致时，必须采取合规性判定。
2020年9月	国家电网	《关于公布2020年第四批可再生能源发电补贴项目清单的公告》	此次纳入2020年第四批可再生能源发电补贴清单的项目共计1662个，核准/备案容量13828.4兆瓦，其中集中式风电项目数量25个，核准/备案容量1538.5兆瓦。

资料来源：国家能源局、财政部、能源消纳监测中心、天风证券研究所

2.2 装机量情况回顾

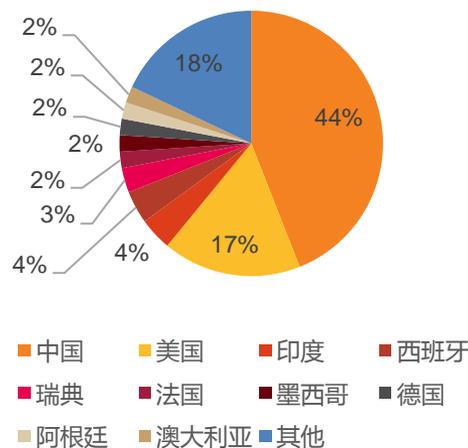
- ✓ 截止至2019年，全球新增风电装机量60.4GW，其中陆上风电为54.2GW、海上风电为6.1GW。累计装机量651GW，同比增长10.15%，其中陆上风电装机量为622GW，同比增长9.54%，海上风电装机量达29GW，同比增长26.64%。受疫情影响，我们预期，今年全球装机量和2019年基本持平，约为61GW。
- ✓ 分国家看，2019年，中国新增陆上风电装机量占比较高，为44%，美国、印度、西班牙紧随其后，占比分别为17%、4%、4%。海上风电方面，中国、英国、德国新增装机量位居前三，分别占39%、29%、18%。

图7：2000-2019全球风电装机量情况



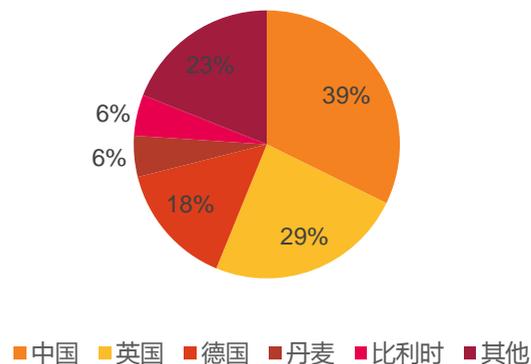
资料来源：GWEC、天风证券研究所

图8：2019年新增陆上风电装机分国家情况



资料来源：GWEC、天风证券研究所

图9：2019年新增海上风电装机分国家情况

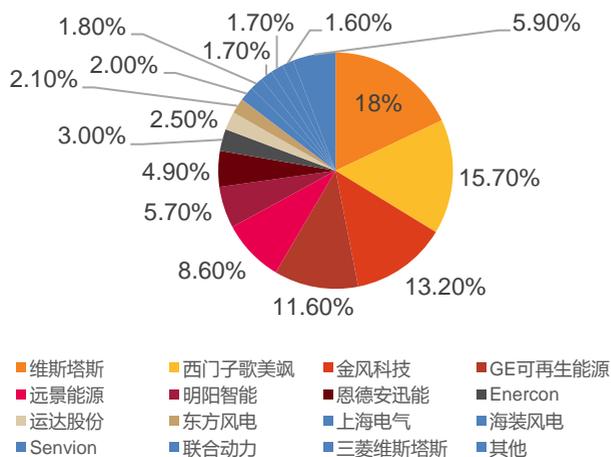


资料来源：GWEC、天风证券研究所

2.3 全球风电整机厂商市场份额概览

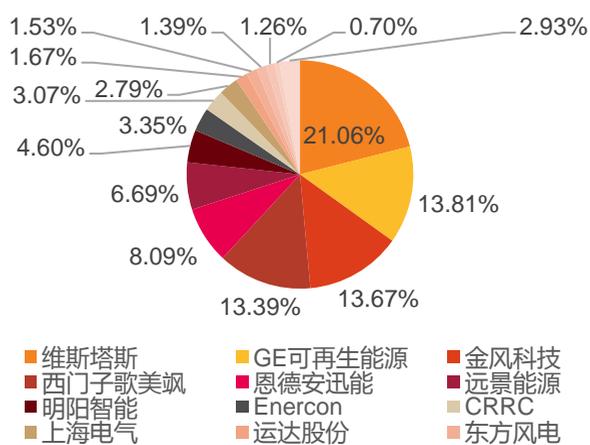
- ✓ 2019年风电整机份额在全球市场占比最高的前四家厂商分别为维斯塔斯、西门子歌美飒、金风科技和GE可再生能源，占比分别为18%、15.7%、13.2%和11.60%。预期2020年风电整机份额在全球市场占比最高的前四家厂商分别为维斯塔斯、GE可再生能源、金风科技和西门子歌美飒，占比分别为21.06%、13.81%、13.67%和13.39%。其中，维斯塔斯市占率提升较快，较2019上升3.06个百分点。

图10：2019年全球风电整机厂商市场份额



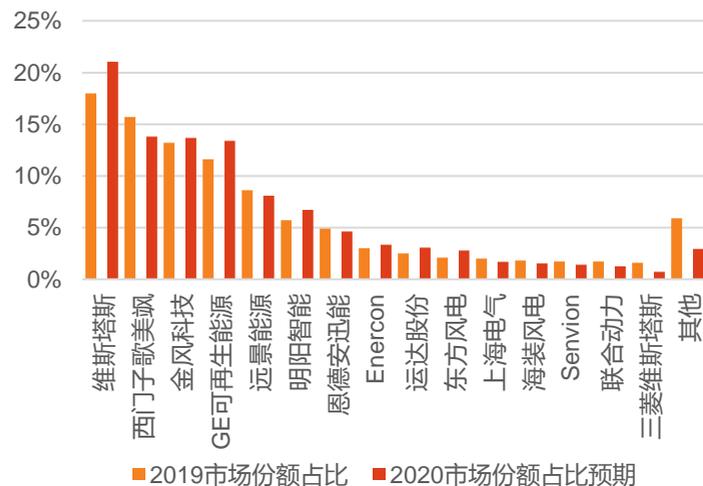
资料来源：GWEC、天风证券研究所

图11：2020全球风电整机厂商风电市场份额预期



资料来源：Wood Mackenzie、天风证券研究所

图12：2019与2020E全球风电整机厂商市场份额对比

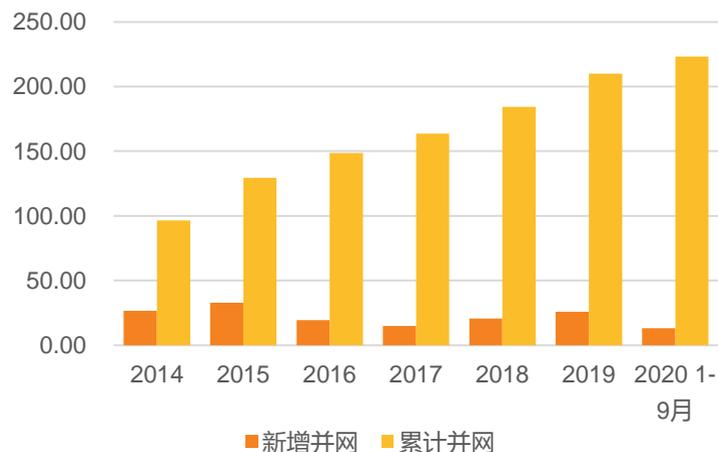


资料来源：Wood Mackenzie、天风证券研究所

2.4 新增并网量同比下滑，电源占比持续升高

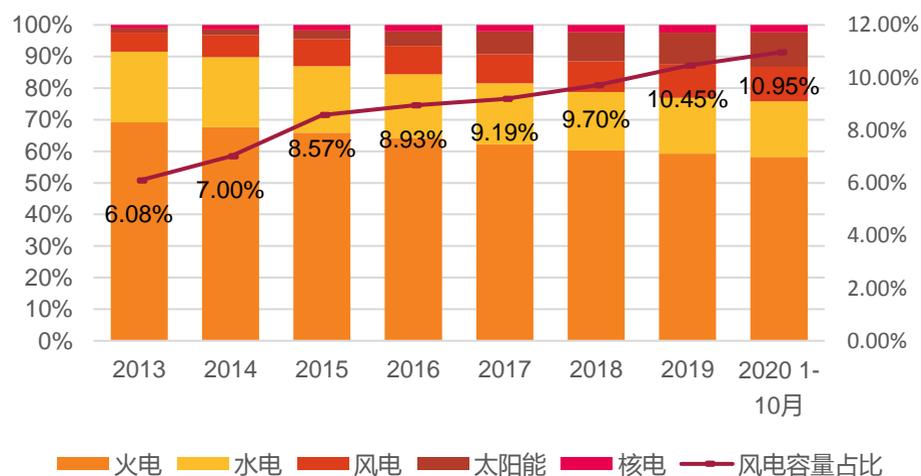
- ✓ 受疫情影响，上半年风机并网量不及预期。截至2020年9月，我国风电新增并网量13.06GW，同比减少0.15%，累计并网223.8GW，同比提升13.10%。
- ✓ 风电累计装机占全部装机的比例持续增加，2013年为6.08%，此后逐年走高，至2020年1-10月，风电装机占全部装机的10.95%，火电、水电分别为58.57%、17.62%。

图13：2014-2020 1-9月中国风电并网量（单位:GW）



资料来源：金风科技2020年三季度业绩演示材料、天风证券研究所

图14：2013-2020年10月 各类型发电累计装机量占比



资料来源：中电联、天风证券研究所

2.5 发电量与占比逐渐增加

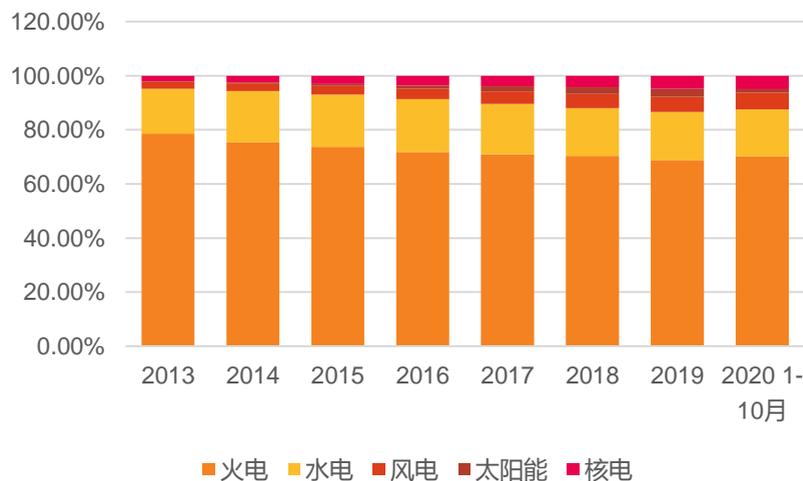
- ✓ 2020年1-10月，我国全国发电量为60288亿千瓦时，同比增长2.63%，其中，风电发电量3739亿千瓦时，相比去年同比上升15.05%。
- ✓ 近年来，我国风电发电量占比持续增加，由2013年的2.57%，上升到2020年1-10月份的6.20%。火电则从2013年的78.58%降至2020年1-10月的70.22%。

图15：2013-2020 1-10月中国风电发电量（单位:亿千瓦时）



资料来源：中电联、天风证券研究所

图16：2013-2020年1-10月 各类型发电累计装机量占比

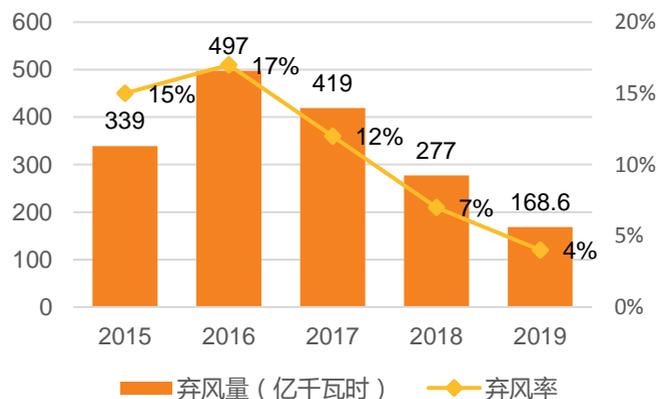


资料来源：中电联、天风证券研究所

2.6 弃风率和利用小时数大有改善

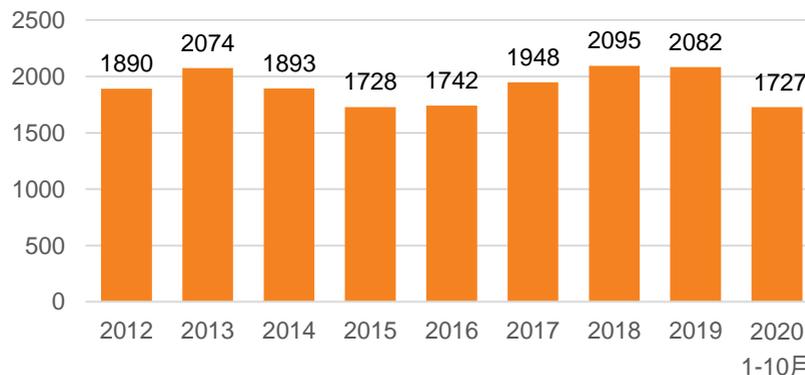
- ✓ 由于2015年抢装，没有及时合理规划电力消纳，2016年我国弃风量和弃风率到达最高水平，弃风量为497亿千瓦时，弃风率为17%。2016年至2019年，弃风量和弃风率均呈持续下降趋势，2019年弃风量为168.6亿千瓦时，弃风率为4%。
- ✓ 5月18日，国家能源局召开2020年二季度网上新闻发布会，会中表示2020年一季度风光发电限发电量不纳入清洁能源消纳统计考核。
- ✓ 由于2015年行业经历抢装，平均利用小时数有所下降，随后，经过主管部门的努力，2018-2019年，将平均利用小时数提高到2000小时以上。受疫情影响，2020年1-4月份，平均用电小时数为745小时，同比下降21小时。疫情过后企业发力，加快生产步调，1-10月份平均用电小时数为1727小时，比去年同期增加39小时。

图17：2015-2019弃风量和弃风率



资料来源：国家能源局、天风证券研究所

图18：2012-2020年10月 平均利用小时数（单位：小时）

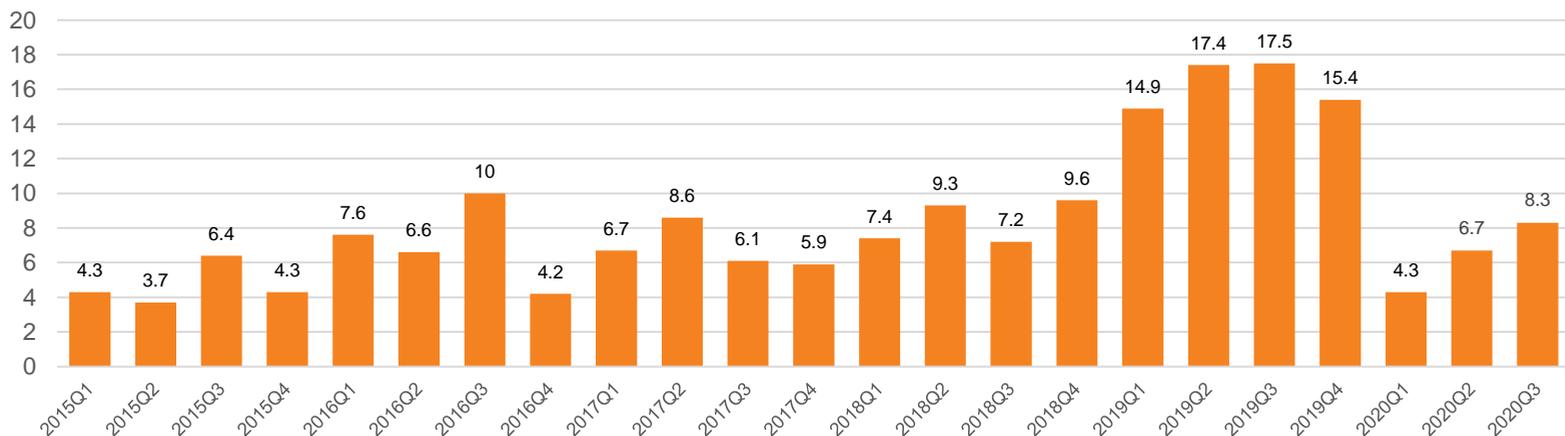


资料来源：国家能源局、中电联、天风证券研究所

2.7 风机招标量与投标价较2019年均有一小幅回落

- ✓ 由于2020年陆上风电面临抢装，2019年整体招标量达到近年来峰值，为65.2GW，同比增加94.63%。
- ✓ 而2020年招标的项目大多是2020年以后的平价项目，并且受疫情影响，一季度和二季度商务活动受限，2020年Q1-Q3招标量均有所减少，分别为4.3、6.7、8.3GW，同比下降71.14%、61.49%、52.57%。

图19：2015-2020Q3公开招标容量（GW）

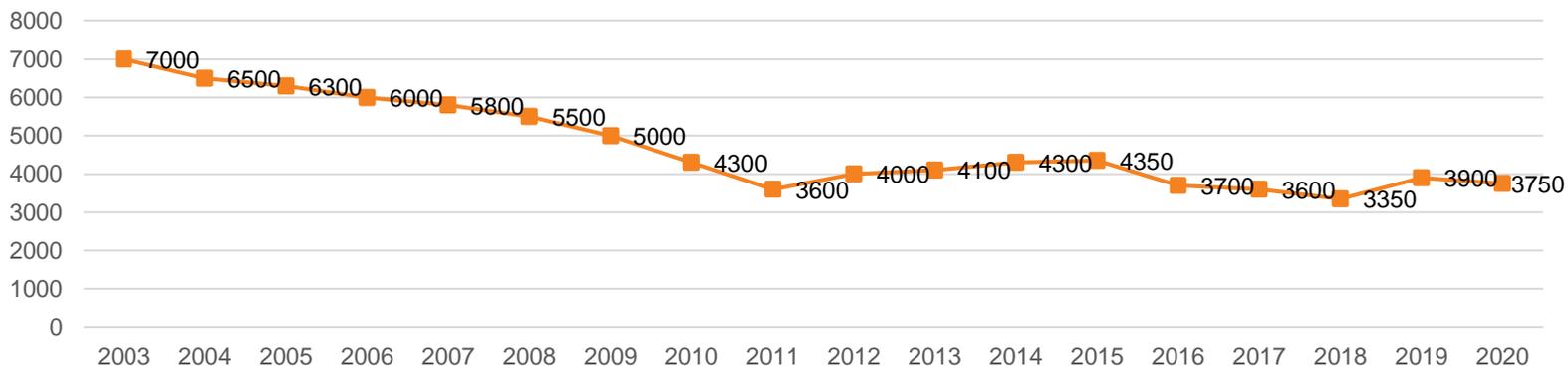


资料来源：金风科技2020年三季度业绩演示材料、天风证券研究所

2.8 风机历史招标价格变动情况

- ✓ 我国陆上风电发展过程中，受补贴政策变化影响，一共发生过两次抢装，第一次发生在2015年底以后标杆上网电价下调，第二次是正在经历的2020年后陆上风电补贴取消。
- ✓ 虽然风机价格都经历了冲高回落的过程，但是我们认为无论对于主机厂商还是零部件厂商影响会小于2015年。因为陆上风电行业已经逐步成熟，设备制造技术较2015年有显著提升，成本持续下行，制造商有能力在平价项目上保证盈利空间，预期行业震荡较小。

图20：2003-2020年度公开招标均价（元/KW）



资料来源：北极星风力发电网、天风证券研究所

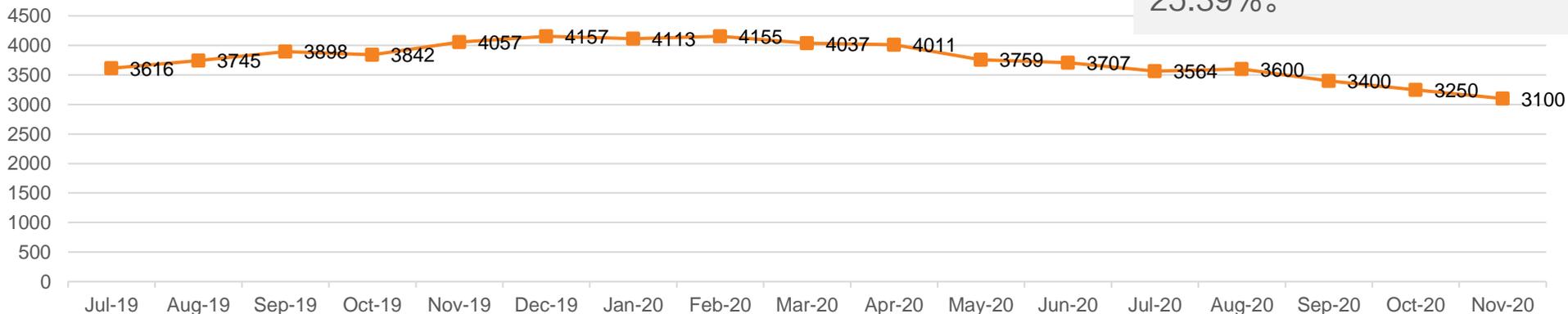
2.9 风机近期招标价格变动情况

表5：近期项目中标价

项目名称	招标规模	供货时间	单机容量	中标厂家	中标总金额	单位千瓦价格
中国能建黑龙江抚远、集贤、桦川分散式	15MW	2020年9月30日前	2MW、3MW	金风科技	6165万元	4110元/KW
中节能马鬃山第二风电场B区	100MW	2020年12月前	3.3MW	运达股份	34147.73万元	3338元/KW
三峡新能源宁夏红寺堡风电	50MW	2021年5月~7月	2.8MW及以上	金风科技	19278万元	3855元/KW
国投上海庙杭锦旗150MW风电	150MW	2021年5月~9月	3.0MW及以上	金风科技	48000万元	3200元/KW
大唐黑龙江绥滨三期风电	150MW	2021年6月~11月	2.5MW及以上	金风科技	47970万元	3198元/KW
通辽市100万千瓦外送风电基地项目-1	250MW	2021年7月~12月	3MW及以上	远景能源	79847.04万元	3194元/KW
通辽市100万千瓦外送风电基地项目-2	250MW	2021年7月~12月	3MW及以上	上海电气	78624万元	3145元/KW
通辽市100万千瓦外送风电基地项目-3	250MW	2021年7月~12月	3MW及以上	三一重能	77200万元	3088元/KW
通辽市100万千瓦外送风电基地项目-4	250MW	2021年7月~12月	3MW及以上	明阳智能	78750万元	3150元/KW
寿阳羊头崖50MW风电项目	50MW	2021年8月~10月	2.5MW及以上	上海电气	18450万元	3690元/KW
国电投上海庙阿拉善基地400W风电-1	200MW	2021年8月~12月	3.0MW及以上	明阳智能	65000万元	3250元/KW
国电投上海庙阿拉善基地400W风电-2	200MW	2021年8月~12月	3.0MW及以上	上海电气	63705.6万元	3185元/KW
华润电力瓜州安北风电项目	50MW	2021年9月~11月	2.0~2.5MW	金风科技	18500万元	3700元/KW

资料来源：北极星、天风证券研究所

图21：2019-2020月度公开投标均价（元/KW）



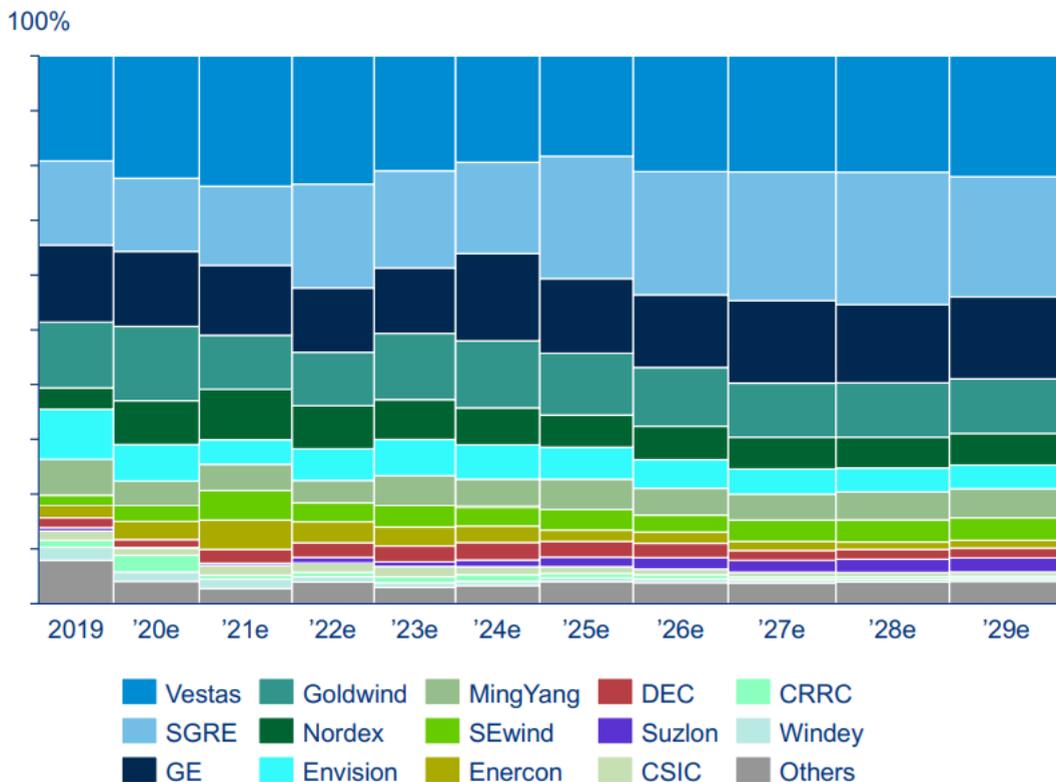
资料来源：北极星、天风证券研究所

自2019年7月以来，受2020年抢装影响，陆上风机价格迅速攀升，呈现一机难求局面，巅峰时期某项目价格曾达到4500元/kw。2020年后陆上风电进入平价阶段，2月份后，抢装单量开始下滑，平价项目开始招标，风机均价也随之进入下行通道。截至2020年11月，风机均价已到达3100元/kw,较2月价格高点下降25.39%。

2.10 国际风电市场份额预期

- ✓ 目前排名前三的Vestas/MHI Vestas, SGRE, GE将在未来10年提升陆上及海上风电主机的制造能力，巩固全球市占率，预期三家公司市占率合计将达到55%。
- ✓ 国内的行业龙头主机厂商金风科技和远景一方面将加强国内市场份额，提高市场占有率，另一方面通过有效的跟踪记录了解国际市场和产品的可靠性。我们预计在未来的10年，金风的机组将出口到20多个国家。

图22：2019–2029E主流主机厂商陆上及海上市场份额预期



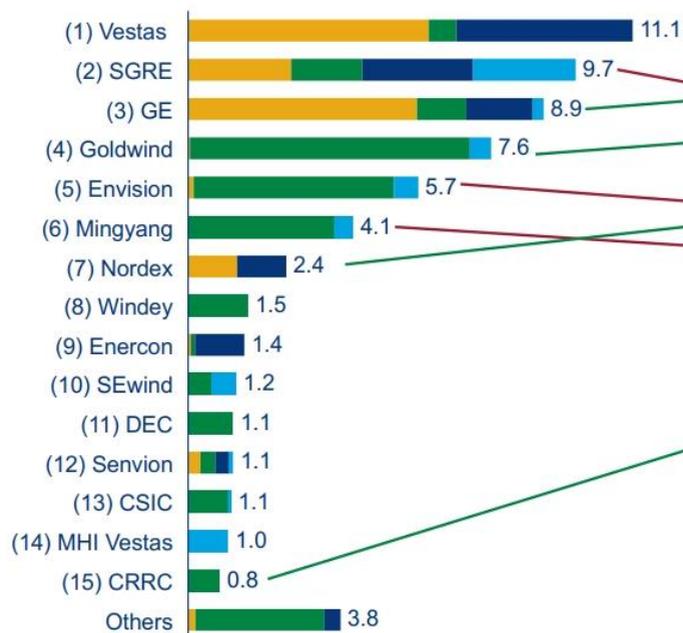
资料来源：Wood Mackenzie、天风证券研究所

2.11 国际风电各公司装机量变动预期

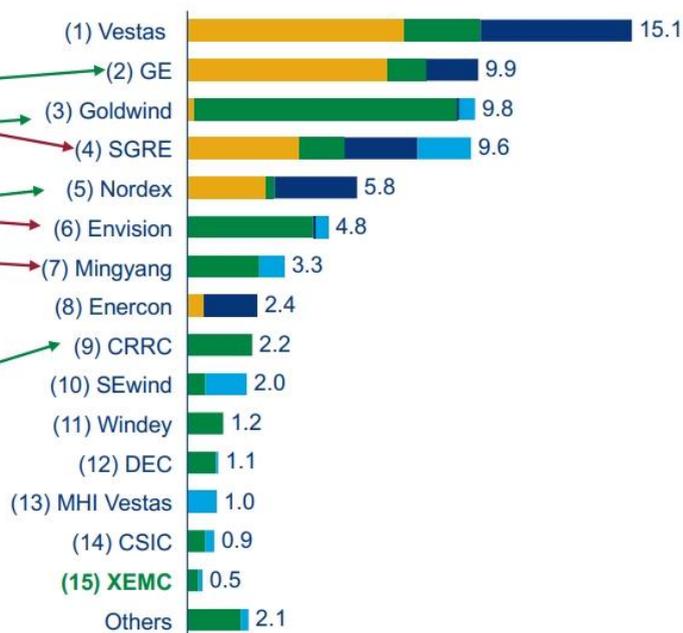
根据:Wood Mackenzie数据, 2020年全球机组交付量较2019年变动较大。预期GE出货量将由市场第三名提升至第二名, 交付量9.9GW; 而金风科技出货量也将由市场第四名提升至第三名, 达到9.8GW, 仅次于GE。

图23: 2019-2020主机厂商出货量预期

2019 turbine OEM global installation forecast (GW)



2020 turbine OEM global installation forecast (GW)



资料来源: Wood Mackenzie、天风证券研究所

AMER APAC EMEA OFFSHORE

2.12 各国陆上风电平准化成本情况

- ✓ LCOE 是国际上通用的评价度电成本的指标，LCOE 不仅要考虑机组成本、建设成本、运营成本和年发电量，还需要考虑这些因素的时间价值，以及税收（所得税）的影响因素。
- ✓ 从全球角度看，平准化成本跨度较大，低LCOE从24 美元/MWh到95美元/MWh不等，高LCOE从44美元/MWh到202美元/MWh。我国的低LCOE和高LCOE分别为41美元/MWh和62美元/MWh，处于中游阶段，相较于巴西LCOE 24-44美元/MWh仍有下行空间。
- ✓ “十四五”期间，随着技术进步以及产业日益成熟及风电平价时代到来对降本的有力诉求，我国陆上风电的投资成本、运维成本总体呈下降趋势，发电量将略有提升，我们预期平准化成本有望下降16-20%。

表6：2019年全球陆上风电平准化成本（LCOE）单位：\$/MWh

国家地区	低 LCOE	高 LCOE
巴西	24	44
美国	26	59
印度	29	51
西班牙	29	51
墨西哥	30	71
瑞典	31	42
澳大利亚	32	83
加拿大	32	51
智利	37	52
英国	37	57
德国	40	62
意大利	40	62
秘鲁	40	53
土耳其	40	76
中国	41	62
阿根廷	42	79
荷兰	42	56
法国	43	65
波兰	46	66
南非	53	86
菲律宾	59	161
越南	63	157
巴拿马	71	80
韩国	78	142
泰国	83	184
日本	92	156
印度尼西亚	95	202

资料来源：BNEF、天风证券研究所

2.13 各国陆上风电光伏配储平准化成本增幅对比

- ✓ 目前，国内风电及光伏配储能项目逐渐增多，为了实现替代火电的最终目标，风电和光伏电站需要在储能系统的帮助下实现24小时连续稳定发电。现在国内风电、光伏配储能项目多数为实验项目，尚未普及系成本过高和配储比例不确定所致。我国试验项目中，风电配储比例约为10%，光伏配储比例高于风电。
- ✓ 从低LCOE来看，风电配储电站成本能较普通风电成本高30%-60%，从高LCOE来看，风电配储成本能较普通风电成本高30%-140%。
- ✓ 相较于风电，光伏配储能的项目较普通光伏项目的成本增幅更大。以中国为例，风电配储项目低LCOE增幅为34.15%，而光伏配储能低LCOE增幅为82.76%。

表7：2019各国陆上风电、光伏及配储平准化成本增幅对比

国家地区	风电				光伏							
	低 LCOE	高 LCOE	配储低 LCOE	配储高 LCOE								
美国	26	59	39	106	50.00%	79.66%	37	56	52	148	40.54%	164.29%
印度	29	51	47	122	62.07%	139.22%	27	45	56	155	107.41%	244.44%
澳大利亚	32	83	50	124	56.25%	49.40%	29	80	58	178	100.00%	122.50%
中国	41	62	55	116	34.15%	87.10%	29	59	53	176	82.76%	198.31%
德国	40	62	56	117	40.00%	88.71%	48	71	80	197	66.67%	177.46%
英国	37	57	56	128	51.35%	124.56%	58	87	97	236	67.24%	171.26%
日本	92	156	122	202	32.61%	29.49%	70	212	134	285	91.43%	34.43%

资料来源：BNEF、天风证券研究所

2.14 各国海上风电平准化成本

- ✓ BNEF数据显示，2019年，各国海上风电平准化成本最低的是丹麦，为49-83美元/MWh，我国的LCOE处于中游水平，为69-104美元/MW。LCOE较低的国家分别是丹麦、荷兰及英国，核心原因一方面是这些国家风资源优于国内，利用小时数较高，另一方面是这些国家海上风电发展较早，技术成熟，各项成本相对较低。

表8：2019各国海上风电平准化成本（LCOE）单位：\$/MWh

国家地区	低 LCOE	高 LCOE
丹麦	49	83
荷兰	55	74
英国	56	84
中国	69	104
德国	72	127
比利时	83	104
美国	84	105
法国	129	225

资料来源：BNEF、天风证券研究所



3. “十四五”期间风电行业展望

3.1 “十四五”期间风电市场发展预期

- ✓ 根据全球能源互联网发展合作组织预期，2019年我国风电装机2.1亿千瓦，预计2020年投产0.4亿千瓦。“十四五”规划投产2.9亿千瓦，2025年规划风电装机达到5.4亿千瓦（含海上风电装机3000万千瓦）年均增加量超过5000万千瓦
- ✓ “十四五”期间，东中部将成为重点开发区域，2025年装机占比将提升至41.19%；此外，分散式风电也将被提上日程，装机占比将会提高至5.6%

表9：“十四五”风电装机规划及区域预期（单位：万千瓦）

类别/区域	2019		2025E	
	容量	占比	容量	占比
装机合计	20915	-	53602	-
陆上风电	20318	97.15%	50602	94.40%
海上风电	597	2.85%	3000	5.60%
开发方式				
分散式	800	3.83%	3000	5.60%
集中式	20205	96.61%	50602	94.40%
分布区域				
西部、中部	13620	65.12%	31526	58.81%
东中部	7385	35.31%	22076	41.19%

资料来源：全球能源互联网发展合作组织、天风证券研究所

- ✓ 我们认为十四五期间风电装机量平均水平为40GW/年，装机量将呈现前低后高的情况。出现这种情况的核心原因：
 - “十四五”政策尚未出台，补贴退坡后行业上下游对未来发展持观望态度
 - 补贴退坡后，海上风电未达到平价水平，地方补贴细则尚未明确
 - 由于零部件厂商持观望态度，扩产进度差异较大，导致主机零部件供应不足
 - EPC工程方面，特别是海上风电吊装船及吊装技术处于爬坡期，建设效率无法支撑

3.2 2021-2022 陆上风电发展预期

- ✓ 我们认为，2021年国内陆上风电装机量将较2020年下降15%-20%，但海上风电增量大概率超过50%，有望补齐陆上风电下滑的装机量，总装机量较2020年基本持平。并且，由于2015年补贴退坡后小厂商出清，产业头部效应明显，技术成熟成本下降，大部分地区能够实现平价，因此由于平价带来的装机量震动将小于2015年。2022年开始，由于平价机制逐步被适应，装机量将有所回升。
- ✓ 项目构成上，将由2020年延期存量项目+平价大基地+普通平价项目+分散式+老风场迭代项目五部分构成。2019年陆上风电招标量超过65GW，2020年内我们预期实际并网量为32GW，剩余已开工的项目需要到2021年兑现，截至2020年9月，新增陆上风电招标量为13.7GW，目前招标量仍呈上升态势，年末我们认为至少可达20GW以上，这些项目也将于2021年开工建设，因此基础装机量有望保证在25-28GW。
- ✓ 为了达到“碳中和”的最终目标，进行能源结构调整是必然的途径，可再生能源发电量占比需要提高，我们认为，到2025年，非水可再生能源发电占比有望达到20%，用电量每年稳步增长，将倒逼风力发电量增长，有效推动装机量增长。
- ✓ 风电将结合储能、光伏、氢能，进行一体化发展，在有效提高发电利用小时数的同时，形成绿色生态圈。

3.2.1 “十四五”由用电量需求带来的风电装机诉求

- ✓ 根据全球能源互联网发展合作组织“十四五”用电量增速预测，我们对我国风电发电量占比进行推测：
 - 保守增速：假设年用电量增速为3.5%，2025年风电发电占比为9%，风电发电量较2019年增长97.83%；
 - 中立增速：假设年用电量增速为4.4%，2025年风电发电占比为10%，风电发电量较2019年增长129.53%；
 - 激进增速：假设年用电量增速为5.1%，2025年风电发电占比为11.5%；风电发电量较2019年增长172.93%。
- ✓ 近年弃风率持续下降，2020年稳定在3%左右，这部分电量可忽略，满足用电量增长需要靠新增装机达成。

表10：“十四五”风电发电量预期

增长假设	2018	2019	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
保守增速	7.69%	4.73%	2.50%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%
总发电量（亿千瓦时）	69947.00	73253.00	75084.33	77712.28	80432.21	83247.33	86160.99	89176.62
风电发电量（亿千瓦时）	3658.00	4057.00	4880.48	5439.86	6032.42	6659.79	7323.68	8025.90
风电发电量占比假设	5.23%	5.54%	6.50%	7.00%	7.50%	8.00%	8.5%	9.00%
中立增速	7.69%	4.73%	2.5%	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%
总发电量（亿千瓦时）	69947.00	73253.00	75084.33	78388.04	81837.11	85437.94	89197.21	93121.89
风电发电量（亿千瓦时）	3658.00	4057.00	4880.48	5722.33	6546.97	7433.10	8295.34	9312.19
风电发电量占比	5.23%	5.54%	6.50%	7.30%	8.00%	8.70%	9.30%	10.00%
激进增速	7.69%	4.73%	2.50%	5.10%	5.10%	5.10%	5.10%	5.10%
总发电量（亿千瓦时）	69947.00	73253.00	75084.33	78913.63	82938.22	87168.07	91613.64	96285.94
风电发电量（亿千瓦时）	3658.00	4057.00	4880.48	5918.52	7049.75	8280.97	9619.43	11072.88
风电发电量占比假设	5.23%	5.54%	6.50%	7.50%	8.50%	9.50%	10.50%	11.50%

资料来源：全球能源互联网发展合作组织、天风证券研究所

3.2.2 风电配储能成为大趋势，一体化项目上量

✓ 十四五期间，风电不再是单一发电体系，它将成为综合项目的核心组成部分

目前，我们收集的示范项目主要有风电+储能、风电+光伏+储能一体化、风电+制氢、风电+制氢+储能一体化等四类项目。各省积极推进储能配套项目，例如近日国网湖南省电力有限公司发展部下发《关于做好储能项目站址初选工作的通知》，文件显示湖南28家企业承诺新能源发电项目配套储能，总规模达388.6MW/777.2MWh,配置比例为20%左右。这些项目配套储能比例相对较高，我们收集的风电配储能项目配比多为10%。此外，风电制氢处于发展初期，示范项目相对较少，但为了和目前大力推进的燃料电池车实现联动，形成绿色生态闭环，风能制氢配储将成为“十四五”期间的重要发展方向。

表11：近期风电一体化项目

类型	项目类型	项目名称	项目配置	项目状态	文件（公告）
陆上风电	风电+储能	吉电镇赉架其风电储能平价发电项目	风电100MW，5MW/5MWh储能装置	已批复	《吉林省发展改革委关于吉电镇赉架其100MW风电储能平价发电项目核准的批复》
陆上风电	风电+储能	三峡新能源湖南洪塘营风电储能示范项目EPC	10MW/20MWh	招标	《三峡新能源湖南道县洪塘营风电场10MW/20MWh储能示范项目EPC总承包工程重新招标招标公告》
陆上风电	风电+储能	国家电投湖南通道播阳风电二期储能电站项目	10MW/20MWh	招标	《北京公司2020年第25批集中招标（国家电投湖南通道播阳风电场二期50MW风电项目10MW/20MWh（磷酸铁锂电池）储能工程设计、设备采购及施工安装调试）招标公告》
海上风电	风电+储能	国华投资国家能源集团东台海上风电有限责任公司国华竹根沙H1#海上风电场储能电站工程	10MW/20MWh	招标	《国华投资国家能源集团东台海上风电有限责任公司国华竹根沙H1#海上风电场储能电站工程公开招标施工招标公告》
陆上风电	风电+光伏+储能一体化	中电工程广西覃塘区200万千瓦风光储一体化项目	1.8GW光伏+200MW风电+储能 2GW	未招标	《1.8GW光伏+200MW风电+储能 2GW风光储一体化拟落地广西覃塘区》
陆上风电	风电+光伏+储能一体化	内蒙古扎鲁特旗1GW风光储项目	500MW风电、500MW光伏及配套储能项目	已中标	《50亿元！华能拿下内蒙古扎鲁特旗1GW风光储项目》
陆上风电	风电+光伏+储能一体化	华能德州风光储一体发电项目200MW光伏项目	100MW风电+200MW光伏+储能	已中标	《华能德州风光储一体发电项目200MW光伏项目预计2020年年底投产》
陆上风电	风电+光伏+储能一体化	青海共和、乌兰风电配套储能项目	55MW/110MWh	已并网	《55MW/110MWh！国内首个风光储多能互补型电站成功并网》
陆上风电	风电+制氢	国家电投集团江西吉安新能源有限公司泰和县南溪分散式风电项目	3万千瓦	已中标	《江西省能源局关于下达2019年第一批分散式风电开发方案的通知》
陆上风电	风电+制氢+储能	华能突泉县百万千瓦风电基地一期风电项目	50万千瓦	招标	《华能突泉县百万千瓦风电基地一期50万千瓦风电项目可行性研究报告编制招标公告》

资料来源：北极星储能网、天风证券研究所

3.2.3 2020年规划的陆上平价项目

2021年开始，陆上风电实现平价，为了保证项目有序开展，各省市发布了平价风电项目规划情况。截至目前，我们已经统计到规划项目28.36GW，这将成为保证陆上风电装机量的基础。

表12：2020年部分省市平价风电项目规划情况

发布时间	省份	项目数量	装机容量（单位：万千瓦）	政府文件
2020年4月30日	陕西	3	45	陕西省发改委《关于陕西省2020年度平价风电项目的公示》
2020年6月15日	吉林省	22	140.5	吉林省发改委《吉林省能源局关于下达2020年度风电、光伏发电项目建设计划的通知》
		集中式14项	115	
		续建2项	15	
		分散式6项	10.5	
2020年8月11日	湖北省		200	湖北省人民政府《关于印发湖北省疫后重振补短板强功能“十大工程”三年行动方案（2020—2022年）的通知》，未来三年新增200万千瓦
2020年9月4日	湖北	8	50.05	湖北省发改委《湖北省能源局关于公布2020年平价风电和平价光伏发电项目的通知》
2020年9月21日	辽宁		330	辽宁省发改委“关于印发《辽宁省风电项目建设方案》的通知”；2020年全面启动建设
		75（分散式项目）	59.93	辽宁省发改委《省发展改革委关于全省2020年拟列入分散式风电项目建设方案项目清单的公示》
2020年9月25日	河北省		1000	2020风电建设政策：在具备送出及消纳条件的山区和丘陵地区组织谋划风电项目；河北省发改委《关于推进风电、光伏发电科学有序发展的实施方案（征求意见稿）》列出储备项目1000万千瓦规划容量，建设期为2021-2025
2020年10月10日	云南	20	790	云南省能源局《关于印发云南省在适宜地区适度开发利用新能源规划及配套文件的通知》，建设时期2020-2021
2020年11月27日	广西	8	80	广西省发改委《广西壮族自治区能源局关于印发2020年平价风电和第一批平价光伏项目建设方案的通知》
合计			2835.98	

资料来源：各省发改委、天风证券研究所

3.3 2023-2025 陆上风电发展预期

✓ 项目规划更加合理

我们认为，地方政府和开发厂商通过2021-2022两年的摸索，已经有了开发平价项目的经验，能够做到效益最大化，开发态度将会更加积极。这个阶段，项目由平价大基地+平价项目+老风场迭代项目+分散式风电项目四部分构成，我们预期年装机量大于40GW。

✓ 零部件产能扩张完毕，主机厂出货量增加

我们认为，十四五规划明确后，零部件厂商扩产项目在这个时间基本建设完毕，并且通过技术提升，能够实现国产替代的零部件增多，零部件紧缺问题能够得到有效缓解，主机厂商出货量有望大幅提升，能够支撑风电每年装机量的需求。

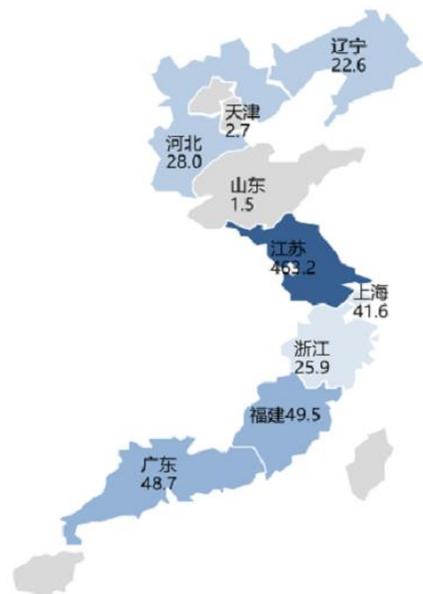
✓ 运维服务板块体量快速上升

我们预期，陆上风电生命周期为20年，主机厂商提供的质保期约为5年，第6年到第20年需要另外提供运维服务。到2023年，2018年的风电项目已过质保期，2018-2020年风电装机量的快速增长，合计装机量预期超过75GW，这些项目将需要提供后期运维服务。虽然国内开发商以大型央企、国企为主，偏好自行搭建运维团队为风电场提供运维服务，但是由于知识结构、技术能力、人力成本等方面，造成风电场运营效率下降，运维成本持续攀升，这种模式长期将被打破。目前已有多家企业开始对外进行风电场运维服务招标，希望寻找专业团队对风电场进行运维，提高风电场发电效率，降低运维成本。因此我们认为，运维服务成长前景明朗。

3.4 2021-2022 海上风电发展预期：抢装期装机量向好

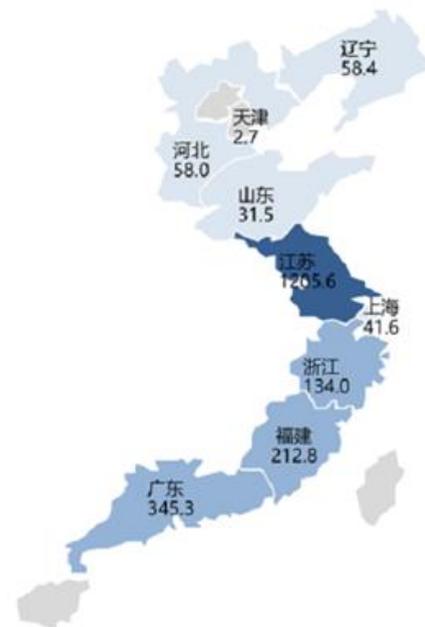
- ✓ 截止2018年底，按照0.85元电价核准的总共有43GW，截止2019年装机容量约为6.84GW，加上已经开工在建的10.43GW，还有将近26GW的容量未开工，其中21.3GW已招标未开工，4.7GW左右未进行招标。
- ✓ 我们预期，2020年国内海上风电吊装量约为3-4GW，实际并网量约为3.2GW；2021年，国内海上风电吊装量预期7-8GW，实际并网量约为7GW；2022年将会处理一些因不可抗力因素延迟的项目，例如广东省市政府公布6.2GW风电项目延期一年，因此，我们预期2022年并网量依然会保持在6GW以上的水平。

图24：2019年各省海上风电装机量（万千瓦）



资料来源：COWA、天风证券研究所

图25：2021年预计各省海上风电装机量（万千瓦）

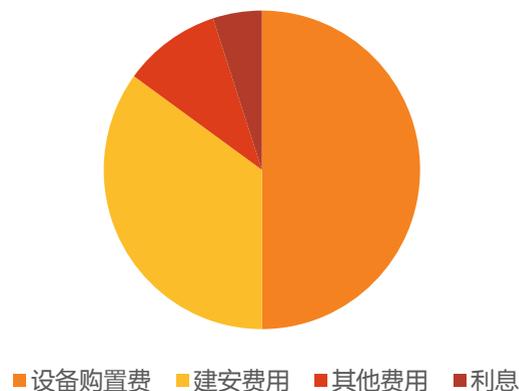


资料来源：COWA、天风证券研究所

3.4.1 海上风电建设成本拆分及降本空间

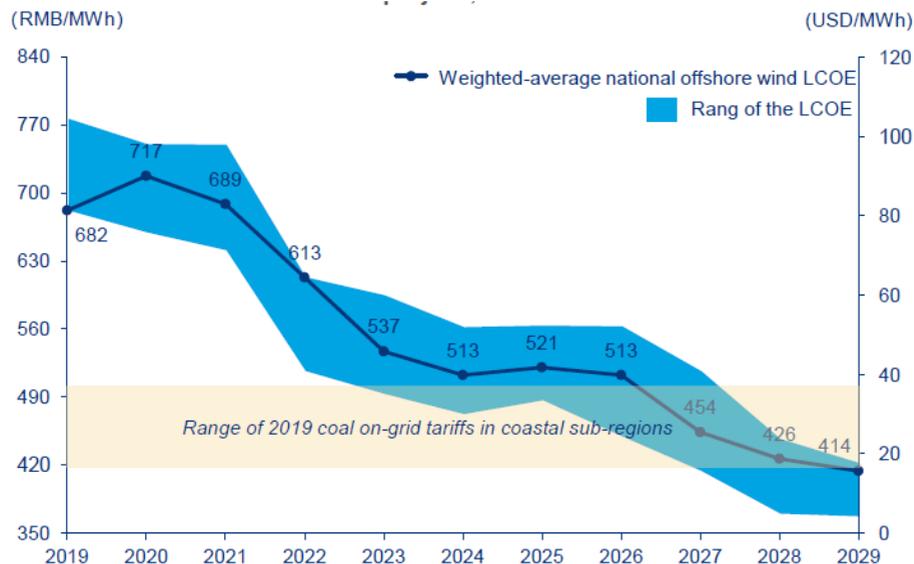
- ✓ 海上风电场成本主要由以下几个部分构成：设备购置费、建安费用、其它费用、利息。各部分占总成本的比例不同，对总成本的影响也不尽相同。设备购置费（不含集电线路海缆）约占工程成本的50%，对成本的影响较大。其中，风电机组及塔筒约占设备费用的85%，对整体设备费用的影响较大；送出海缆约占设备费用的5%，相关电气设备约占设备费用的10%。建安费用约占总成本的35%，其它费用包括项目用海用地费、项目建管费、生产准备费等，约占总成本约10%。
- ✓ 根据Wood Mackenzie测算，受海上风电抢装影响，预计2021年成本上涨，2022-2023年补贴退坡后成本将大幅下降，2025年海上风电加权平均LCOE可达到0.521元/Kwh。2029年可达0.414元/KWh。

图26：国内海上风电成本构成



资料来源：北极星风力发电网、天风证券研究所

图27：未来十年海上风电降本空间

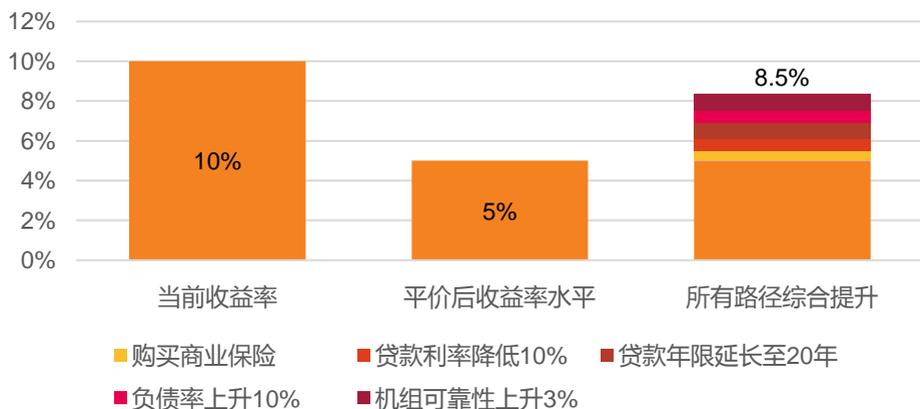


资料来源：Wood Mackenzie、天风证券研究所

3.4.2 海上风电降价空间：非技术与技术层面双管齐下

- ✓ 非技术降本需政府牵头主导，比如在政策层面，可以采取政策扶持、WACC、PPA购电协议等方式；政府加强统筹协调，建立长效沟通机制、建立健全管理办法和审批路径、电网送出通道规划建设；营造良好的投资环境，允许各类资本准入、建立稳定有序的竞争环境、加速产业链布局等措施。
- ✓ 目前海上风电的部分技术和环节较国外相对落后，需要进口导致成本较高，如果在某些环节国产替代及时或者技术实现追赶，则有利于产业链的进一步降本。

图28：技术层面降价空间



资料来源：《海上风电后补贴时代的“危”与“机”》、天风证券研究所

表13：关键技术点及降价空间

主要技术	受制于国外的关键技术点
主轴承技术	主轴承的设计、制造、试验测试等核心技术被国际轴承巨头SKF、FAG、TIMKEN所垄断，国内主机厂商和轴承厂尚未完全掌握相关核心技术。
液压变桨技术	应用于风电机组的电液伺服控制技术，目前尚无国内企业可以提供商业化批量应用解决方案，现有国内使用液压变桨技术的机组多在使用国外控制系统和软件；高性能、高可靠性液压器件设计、制造技术，关键的液压器件如变桨油缸、高压蓄能器、油泵等，都只有国外品牌在批量使用，对国内液压变桨技术发展形成制约作用；
支撑结构技术	大直径单桩基础关键技术；大直径桩试桩试验、高级土力学试验、高级优化技术；负压筒基础关键技术：桩土作用、循环弱化，样机；水文分析及海上基础高级水动力分析：水文参数分析、水动力分析；海上风电抗震设计：重现期、阻尼、地震谱、场地相关分析；深远海浮式基础关键技术：浮式基础选型、整体化设计、样机试验；
海上风电场群控制技术	海上风电场尾流控制技术实施；欧洲已经立项（TotalControl&CL-WindCon）开始进行海上风电场场群控制技术开发及测试。
智能运维技术	高端运维装备，包括船舶、运维工装等；智能化的机组故障及预警监测及识别，主要面向一些核心部件，如叶片、变桨等；人工智能在运维策略领域的应用，包括短期出海计划及中长期计划性维护策略。

资料来源：《海上风电关键技术重大攻关方向》、天风证券研究所

3.4.3 海上风电政策预期：地补大概率接替国补

- ✓ 今年1月，财政部、国家发改委、国家能源局三部委印发《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》明确，已完成核准并在2021年底前完成全部机组并网的海上风电项目，纳入中央财政补贴范围。自2020年起，中央财政不再对新核准的海上风电项目进行补贴，由地方政府按照实际情况予以支持。
- ✓ 除了通过上述技术和非技术途径降本以外，地补有望接替国补，对海上风电继续补贴来满足开发商们的合理收益率，维持海上风电的平稳发展。根据北极星风力发电报道，中广核新能源副总经理章建忠曾透露，广东、江苏和辽宁三省预计将出台地方补贴政策，广东省能源局已在考虑省补事宜。
- ✓ 中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩曾撰文提议，地方政府从2022年起接力补贴新并网的海上风电项目，当年补贴强度约0.2元/千瓦时，此后每年降低0.05元，2026年退坡至零。目前看来，为了海上风电产业的平稳运行和发展，地补接替国补是大概率事件。不过由于21年继续抢装，在明年出台地补政策的可能性高一些。

3.4.4 2023-2025 海上风电发展预期

✓ 成本快速下行

补贴退坡后，招标价格下行，将倒逼成本下降。经过抢装期后，EPC工程技术基本成熟，吊装船数量快速增长，基本能够满足需求，并且风电装备降本较快，总体建设成本将快速下行。

✓ 年均装机量稳定，广东和福建省将成为重点区域

2021年抢装，我们发现项目以江浙地区为主，广东、福建地区为辅。本次抢装结束后，江浙地区近海优质区域已基本开发完毕，而广东和福建规划的项目大多尚未兑现，我们认为，2023-2025年，广东和福建规划的项目将尽快得以兑现。我们预期，海上风电年均装机量有望保持在6GW左右。

✓ 技术革新，开始出现远海漂浮式风塔

随着近海项目逐步被兑现，可建设区域将越来越少，远海项目是未来发展的方向。漂浮塔解决了远海海床复杂、水深打桩困难等问题，将成为开发商采用的主流技术。为了满足远海风场建设需求，2023-2025有望成为远海技术重要的储备期。



4. 投资策略

请务必阅读正文之后的信息披露和免责声明

4.1 个股筛选需要考虑的因素

✓ 板块和细分领域处于上升阶段

海上风电板块在2021-2022年有望实现装机量的快速增长，涉及海上风电领域的公司需要被重点关注。此外，为满足降本需求，我国风电零部件正在实现国产替代，解决依赖进口的问题，因此，涉及海上风电的零部件供应商将成为重点关注对象。

✓ 产能持续扩张，市占率提升较快

无论是通过收购还是自主扩产模式，产能持续提升将有助于公司扩大产品覆盖范围，有效提高市占率。

✓ 海外合作增加，出口量逐年攀升

增加海外合作将有助于公司产品技术提升，产品出口量增加将有效抵御国内风电行业底部周期带来的风险，并且出口产品毛利率一般高于国内产品毛利率，出口产品占比增加将有助于公司提升营能力能力。

✓ 毛利率相对稳定有提升空间

毛利率稳定的因素包括产品制造能力及管理能力提升，有效控制各项成本；并且，受地方政策、公司区位、开发商招标要求等限制导致新的竞争对手入场壁垒较高，保证了行业竞争格局稳定。

4.1.1 符合筛选条件的公司-日月股份

✓ 产能持续扩张

截至目前，公司拥有铸件产能40万吨，并正在建设“年产18万吨（二期8万吨）海装关键铸件项目”，该项目预计将在2021年投产，届时铸件总产能将达到48万吨。同时，公司“12万吨精加工产能项目”基本建设完毕，产能开始逐步释放，铸件精加工总产能达到22万吨，与未来48万吨铸件产能更加匹配，有利于提高产品附加值和生产效率，巩固规模优势，延长利润链。

✓ 海外合作紧密，市占率逐步提升

公司加紧与维斯塔斯、GE、西门子歌美飒等海外主机厂商合作，在铸件供应商中占比较高。2019年公司全球市占率为20%，今年有望得到进一步提升。在市占率提升的同时，公司能够有效抵抗国内风电市场的波动。

表14：公司财务数据和估值

财务数据和估值	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入(百万元)	2,350.59	3,485.83	5,116.50	6,555.77	8,074.09
增长率(%)	28.35	48.30	46.78	28.13	23.16
EBITDA(百万元)	491.15	812.27	1,115.77	1,534.98	1,779.53
净利润(百万元)	280.55	504.54	951.77	1,313.20	1,512.88
增长率(%)	23.82	79.84	88.64	37.97	15.21
EPS(元/股)	0.34	0.61	1.15	1.58	1.82
市盈率(P/E)	72.11	40.10	21.26	15.41	13.37
市净率(P/B)	6.81	5.71	4.30	3.36	2.74
市销率(P/S)	8.61	5.80	3.95	3.09	2.51
EV/EBITDA	11.64	11.84	16.30	11.32	9.35

资料来源：wind、天风证券研究所

✓ 毛利率稳步增长

2020年前三季度公司利润水平稳步增长，实现毛利10.97亿元，毛利率达到29.39%，维持增长趋势。公司大型铸件产能释放后，由于大型铸件毛利率较高，并且采用本场精加工，减少外协费用公司整体毛利率将得到进一步提升。

4.1.2 符合筛选条件的公司-东方电缆

✓ 产能持续扩张，在手订单快速增长

公司二期工程将于2021年年中建成投产，届时将给海洋板块带来约45亿/年营收增量；公司在手订单量不断增加，2020年下半年已公告的订单量达到25.22亿元，累计在手订单量超过70亿元。

✓ 行业进入壁垒较高，竞争格局相对稳定

- 区位优势：海缆需要通过敷缆船运输敷设，因此工厂需要建在散货性质港口附近，通过索道将海缆传送至港口，盘上敷缆船。国内符合这种条件的区域较少，新进入者难以找到这种条件的区域建设工厂；
- 经验优势：由于目前海上风电开发商多为央企电力公司，招标时需要竞标者拥有同种产品一定时长的稳定运营数据作为竞标资质，因此，新公司由于缺少项目积累，参加竞标难度较大。

✓ 毛利率处于上升通道

公司海缆产品2018-2019年毛利率分别为29.8%、44.77%，我们预期在近年海上风电快速发展中能够得以保持。

表15：公司财务数据和估值

财务数据和估值	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入(百万元)	3,024.22	3,690.43	4,900.15	6,421.65	7,862.03
增长率(%)	46.67	22.03	32.78	31.05	22.43
EBITDA(百万元)	379.98	741.31	1,110.09	1,411.54	1,558.75
净利润(百万元)	171.43	452.14	850.06	1,100.75	1,218.01
增长率(%)	241.55	163.74	88.01	29.49	10.65
EPS(元/股)	0.26	0.69	1.30	1.68	1.86
市盈率(P/E)	82.99	31.47	16.74	12.92	11.68
市净率(P/B)	8.22	6.65	4.91	3.85	3.09
市销率(P/S)	4.70	3.86	2.90	2.22	1.81
EV/EBITDA	11.28	8.89	11.81	8.74	7.42

资料来源：wind、天风证券研究所

表18：公司2020H2中标项目

序号	项目	价格(万元)	公告日期
1	华电阳江青洲三海上风电项目，中标产品：220kV、35kV海底电缆	129,650.57	2020/8/25
2	华电玉环1号海上风电场项目，中标产品：66kV海底电缆	25,952.36	2020/8/25
3	中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司越南BINH DAI海上风电项目，中标产品：35kV海底电	29,850.00	2020/8/25
4	涠洲油田生产设施配套完善项目，中标产品：35kV海底电缆	6,301.00	2020/8/25
5	陆丰22-1油田开发项目，中标产品：动力复合脐带缆	12,231.54	2020/8/25
6	华能苍南4号海上风电项目，中标产品：220kV光电复合海底电缆及附件	33,809.86	2020/9/9
7	国电象山1#海上风电场(一期)工程项目，中标产品：220kV、35kV海底电缆	14,392.09	2020/11/30

资料来源：公司公告、天风证券研究所

4.1.3 符合筛选条件的公司-泰胜风能

✓ 产品海上属性凸显

公司目前可提供海上风电管桩、导管架及海上升压站，其中导管架及海上升压站产品领域竞争对手较少，且产品技术壁垒较高，需要经过长时间研发及技术改进才能实现盈利，并且未来广东和福建地区是海上风电重点开发区域，这些海域由于海床结构复杂，需要用导管架做基础，公司拥有较强竞争优势。

✓ 在手订单量持续增加

2020H1公司在手订单显著增长，特别是海上风电相关订单实现了翻倍增长，同比增长448.59%

✓ 海上风电产品毛利率显著提升

2020H1，陆上风电产品，毛利率为22.72%，较去年同期基本持平；海上风电产品毛利率为26.30%，较上年同期提升15.89个百分点。

表16：公司财务数据和估值

财务数据和估值	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入(百万元)	1,472.53	2,219.03	3,059.81	4,045.38	4,941.43
增长率(%)	(7.39)	50.70	37.89	32.21	22.15
EBITDA(百万元)	60.88	258.30	425.31	528.02	607.99
净利润(百万元)	10.53	153.63	317.61	400.00	483.18
增长率(%)	(93.15)	1,358.82	110.50	26.42	18.18
EPS(元/股)	0.01	0.21	0.45	0.57	0.67
市盈率(P/E)	584.56	40.07	19.04	15.06	12.74
市净率(P/B)	2.79	2.66	2.46	2.17	1.91
市销率(P/S)	4.18	2.77	2.01	1.52	1.25
EV/EBITDA	23.36	9.17	11.18	7.96	5.80

资料来源：wind、天风证券研究所

图：海上风机基础-导管架



资料来源：泰胜风能公众号、天风证券研究所

图：海上升压站



资料来源：泰胜风能公众号、天风证券研究所

4.2 风险提示

✓ 政策性风险

风电作为新兴能源，在发展的初期面临前期研发投入大、业务规模小的局面，需要政府的政策扶持以渡过行业初创期。因此，近几年风电行业的快速发展很大程度上得益于各国政府在政策上的鼓励和支持，如上网电价保护、强制并网、电价补贴及各项税收优惠政策等。但随着风电行业的快速发展和技术的日益成熟，前述鼓励政策正逐渐减少。目前“十四五”政策尚未出台，对风电的规划尚未明确，因此存在政策不确定性风险。

✓ 行业性风险

自 2013 年起，受宏观经济尤其是工业生产下行、产业结构调整、工业转型升级等因素影响，我国用电需求进入低速增长阶段，全社会用电增速从 2013 年的 7.5% 下降到 2015 年的 0.5%，创过去四十年电力消费年增速的新低。2016 年由于实体经济运行趋稳，全年用电量同比增长 5.01%，2017 年增长 6.6%，2018 年进一步增长 8.5%。虽然近两年国内电力需求明显回升，但随着我国经济发展进入新常态，电力生产消费也呈现新的特征。若未来我国经济增速放缓，或产业结构向第三产业转型，则社会电力消费的增速也将下滑，发电设备利用小时数下降，发电设备的需求减少，对公司的生产经营产生不利影响。

✓ 不可抗力因素带来的风险

受新冠疫情影响，公司复工时间晚于往年，月度产量可能受到一定程度的影响。并且，为了防范疫情扩散，部分城市出现高速公路封锁等情况，设备运输可能在一定程度受到波及，是否能够按时交付产品存在不确定性。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益20%以上
		增持	预期股价相对收益10%-20%
		持有	预期股价相对收益-10%-10%
		卖出	预期股价相对收益-10%以下
行业投资评级	自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅5%以上
		中性	预期行业指数涨幅-5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅-5%以下