

乘风而起，龙头强者恒强

——风光深度系列报告之2

报告导读

风电行业近期利好政策频出，陆风正式进入平价时代，海风平价紧随其后。当下大型化成为产业链发展趋势，各环节龙头将持续受益。

投资要点

- **风电行业强势崛起，高速增长时代来临。**碳中和成为多个国家共识，中国已承诺“双碳”目标，并出台一系列配套政策，如“大基地建设”、“两个一体化”等助力可再生能源产业发展。其中风电行业作为实现可再生能源占比目标的重要抓手，8月以来利好政策频出，我们判断风电行业已经进入高速增长时期，新增装机或超预期。
- **陆风已平价上网，海风降本空间较大。**2021年6月，发改委下发《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》，明确新核准的陆风项目平价上网，海风项目将于2022年取消补贴。新政下发是由于近年来风力发电呈现出风机价格下降、机组容量增加、叶片长度变大以及塔架高度提升的发展趋势，带动了风电度电成本快速下降。**对于陆风项目而言**，除了技术降本以外，国家持续推进的陆风大基地和特高压网络建设将有助于提升陆风的发电效率和消纳能力，从而进一步提升其经济性。**对于海风项目而言**，虽然目前尚未具备平价竞争力，但通过技术和运维降本，以及海风基地建设，度电成本仍有较大下降空间。同时考虑到地方政府或接力补贴，海风的竞争力或继续加强。当前风电行业处于高速发展时期，利好政策频出，长期增长确定性增强。根据测算，我们预计“十四五”期间风电将实现年均新增装机59GW，保持高速增长态势。
- **终端运营维持高毛利，龙头企业优势显著。**风电产业链各环节呈现出明显大型化趋势，规模化优势凸显的背景下行业集中度不断提升，龙头企业强者恒强。受2020年下半年抢装潮影响，上游零部件供应偏紧，毛利率提升，产业链中游整机制造受原材料价格上涨影响毛利率承压。2021年上半年，中上游公司的毛利水平有所下滑，终端运营商因经营属性和补贴机制影响，毛利率大幅领先中上游制造环节。
- **投资策略：乘风而起，龙头强者恒强。**(1)零部件环节，建议关注技术壁垒高筑，引领国产化替代的【新强联】；规模效应明显，大产能高毛利，稳居龙头的【日月股份】；受益机组大型化+一体化布局，叠加产能加速释放的【金雷股份】；风电变流器龙头【禾望电气】等。(2)整机及配套环节，建议关注受益大型化和行业高增的主机龙头【运达股份】【明阳智能】【金风科技】等；向大型化、海风化发展的塔筒龙头【天顺风能】【大金重工】；受益海风平价在即的海缆龙头【东方电缆】。(3)运营商环节，行业高增+现金流、盈利能力改善，叠加“绿电”相关政策催化，运营商龙头迎来加速发展良机。建议关注【华润电力】【三峡能源】【龙源电力】【中广核新能源】【大唐新能源】【福能股份】【节能风电】等。
- **风险提示：**“十四五”规划不及预期，原材料价格上涨，市场竞争加剧，技术进步不及预期。

行业评级

电气设备

看好

分析师：邓伟

 执业证书号：S123052011002
 dengwei@stocke.com.cn

分析师：邱世梁

 执业证书号：S1230520050001
 qiushiliang@stocke.com.cn

分析师：王华君

 执业证书号：S1230520080005
 wanghua jun@stocke.com.cn

联系人：吴鹏

wupeng@stocke.com.cn

相关报告

- 1《大基地蓄势待发，风光储装机或超预期-风光深度系列报告之1》2021.09.21
- 2《千乡万村驭风而行，老旧风机置换带来新增量》2021.09.12
- 3《【浙商电新 | 邓伟】绿色电力交易正式开启，利好风电光伏健康发展——绿电交易点评》2021.09.08
- 4《PVDF 售价大幅跳涨，产业链公司业绩有望持续超预期》2021.08.24
- 5《碳中和发展正当时，新能源革命大时代--2021年秋季锂电产业链行业策略报告》2021.08.16

正文目录

1. 风电行业强势崛起，高速增长时代来临	5
1.1. 碳中和共识达成，可再生能源占比持续提升	5
1.2. 风电为双碳目标重要抓手，装机有望高增长	6
1.3. “一体化”加速落地，大基地建设提上日程	8
2. 陆风实现平价上网，海风降本空间较大	10
2.1. 风电降本显著且可持续，有望带动价格持续下降	10
2.2. 容量、叶片、塔架三驾齐驱，明显提升发电效率	12
2.3. 陆风已进入平价时代，大基地和特高压建设加速	14
2.4. 海风未来降本空间大，平价上网有望加速来临	17
3. 终端运营毛利较高，龙头企业优势显著	21
3.1. 零部件：国产化大势所趋，规模效应下集中度提高	22
3.1.1. 叶片：大型化趋势明显，龙头多路径发展	22
3.1.2. 铸件：规模效应明显，日月股份稳踞龙头	23
3.1.3. 轴承：技术壁垒高筑，新强联引领国产替代	23
3.1.4. 主轴：国产化基本完成，龙头高度集中	24
3.1.5. 变流器：当前国产化替代已逐步实现	25
3.1.6. 法兰：辗环锻造大兆瓦竞争力强	25
3.2. 整机及配套：大型化背景下，龙头优势明显	26
3.2.1. 整机制造：大型化趋势进一步凸显龙头优势	26
3.2.2. 塔筒：规模化优势带来集中度提升	29
3.2.3. 电缆：海缆制造技术要求较高、盈利能力强	29
3.3. 运营商：平价大背景下价值迎来重估	31
4. 投资建议：乘风而起，龙头强者恒强	32
5. 风险提示	33

图表目录

图 1: 全球各国“碳中和”达成、宣告和（拟）立法时间	5
图 2: 2030 年实现“碳达峰”的四项举措	5
图 3: 2021-2030 年中国风电新增装机 (GW)	7
图 4: 2021-2030 年中国光伏新增装机 (GW)	7
图 5: 2016-2020 年全球风电新增装机 (GW)	7
图 6: 2020 年各国新增风电装机占比	7
图 7: 2021-2025 年全球风电装机 CAGR 预计达到 17%	8
图 8: “十四五”大型清洁能源基地布局示意图	10
图 9: 陆上风电标杆上网/指导电价呈下降趋势 (单位: 元/kWh)	10

图 10: 风机价格持续下降.....	11
图 11: 中国风电项目建设成本降幅显著.....	11
图 12: 全球各类电源 LCOE 对比.....	11
图 13: 中国风电 LCOE 降幅显著.....	11
图 14: 国内公开招标均价 (元/kW).....	12
图 15: 2012Q1 至 2021Q2 国内风电公开招标容量 (GW).....	12
图 16: 中国新增装机的风电机组平均功率不断提升.....	12
图 17: 2020 年央企风电机组采购结构.....	12
图 18: 我国新增风电机组平均风轮直径不断加大.....	13
图 19: 100 米高度时我国更多地区的年平均风速超过 6m/s.....	13
图 20: 风切变越大高度越高时风速越大.....	14
图 21: 高切变和高塔架能有效提升发电量.....	14
图 22: 我国陆海风容量系数提升明显.....	14
图 23: 我国特高压输电网呈现“西电东输”的形式.....	17
图 24: 2025 年中国特高压骨干网架示意图.....	17
图 25: 2025 年我国陆风 LCOE 将继续下降 (单位: 元/kWh).....	17
图 26: 中国江苏海上风电电价趋势 (单位: 元/kWh).....	18
图 27: 中国广东海上风电电价趋势 (单位: 元/kWh).....	18
图 28: 我国风电平均单位千瓦投资降幅较大.....	19
图 29: 海上风电项目总投资结构.....	19
图 30: 风电产业链结构及各环节主要企业.....	21
图 31: 主要叶片制造商毛利水平.....	23
图 32: 2020 主要企业铸件产能 (万吨).....	23
图 33: 日月股份毛利领先优势明显.....	23
图 34: 轴承属于风电设备核心零部件.....	24
图 35: 新强联加速轴承产能扩建.....	24
图 36: 龙头企业金雷股份及通裕重工主轴销售量 (万吨).....	24
图 37: 主轴龙头毛利水平.....	24
图 38: 主要企业变流器业务营收规模 (亿元).....	25
图 39: 龙头企业变流器业务毛利水平.....	25
图 40: 恒润股份法兰销售量 (吨).....	26
图 41: 2018 年来恒润股份塔筒法兰业务毛利增长.....	26
图 42: 2020 年整机制造龙头集中度下降.....	27
图 43: 2021 年 1-8 月风电中标量统计 (GW).....	27
图 44: 2020 年度全球风机整机企业市场份额排名.....	27
图 45: 主要风机企业季度毛利率对比:.....	28
图 46: 金风科技大型风机销售占比提升.....	28
图 47: 明阳智能大型风机销售占比提升.....	28
图 48: 运达股份大型风机销售占比提升.....	28
图 49: 头部企业塔筒销售量 (万吨).....	29
图 50: 头部企业塔筒业务毛利率.....	29
图 51: 电线电缆进口规模整体下降.....	29
图 52: 电线电缆行业细分市场结构: 电力电缆占比提升.....	29
图 53: 主要企业海缆收入 (亿元).....	30

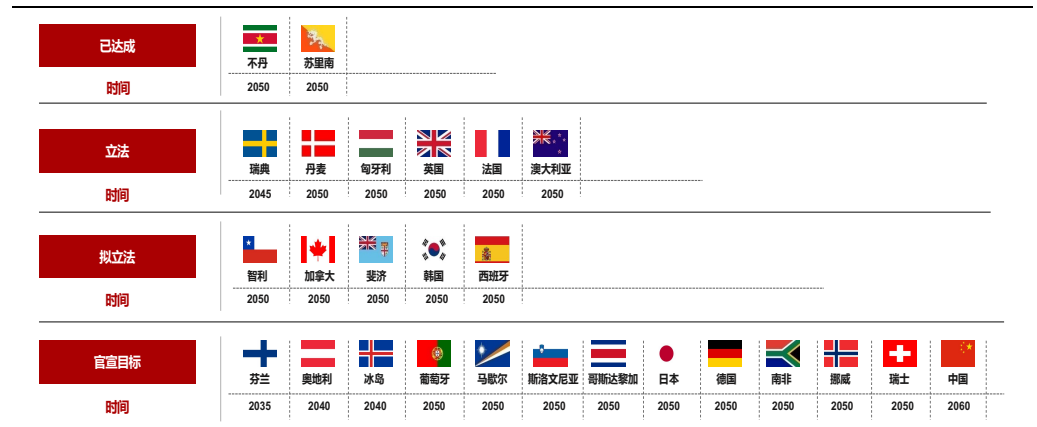
图 54: 海缆业务毛利率大幅领先陆缆.....	30
图 55: 五大四小装机容量情况 (2020 年)	31
图 56: 五大四小装机容量结构图 (2020 年)	31
图 57: 各上市公司装机规模 (截止 2021 年 6 月 30 日)	32
图 58: 各风电运营商 CCER 业绩弹性 (以 2020 年为例)	32
表 1: 2021 年 8 月国家部门发布了 6 条风电相关政策.....	6
表 2: 部分省份出台“十四五”风电和光伏相关规划	6
表 3: 两个“一体化”内容对比	8
表 4: 央国企及企业签约“风光储一体化”项目	9
表 5: “十四五”期间规划建设清洁能源基地和海上风电基地	9
表 6: 项目不同单机容量的经济指标.....	12
表 7: “十四五”大型陆上风电基地未来建设规划 (万千瓦)	15
表 8: 我国投运、在建特高压项目	16
表 9: 海上风电的优缺点.....	18
表 10: 各省海上风电电价与煤电标杆电价尚有差距.....	18
表 11: 7 个海风大基地未来建设规划 (单位: 万千瓦)	19
表 12: 上海、广东和福州已颁布海风补贴政策.....	20
表 13: 我国主要沿海省份海风发展规划.....	20
表 14: 风电产业链各环节毛利率.....	21
表 15: 中国主要叶片制造商竞争能力 (截至 2020 年 12 月)	23
表 16: 主要风电轴承企业产品涵盖.....	24
表 17: 主要整机制造商市占格局:	26
表 18: 海缆与陆缆主要特性对比.....	30
表 19: 央国企 2025 和 2035 年可再生能源目标.....	31

1. 风电行业强势崛起，高速增长时代来临

1.1. 碳中和共识达成，可再生能源占比持续提升

碳中和共识达成，多国陆续公布碳中和目标时间。自 2015 年《巴黎协定》通过后，碳减排已经成为了全球共识。此后，越来越多的国家和地区将“碳中和”作为长期战略目标。据统计，目前已有 11 国对“碳中和”时间目标立法（或拟立法），13 国官宣了“碳中和”的目标时间，各国普遍确认本世纪下半叶将成为实现净零目标的关键阶段。其中，欧盟成员国达成共识，表示将 2030 年的碳减排目标提升至 55%，较 1990 年提升 15pct；美国拜登总统于 2021 年 1 月签署行政令，宣布美国重返《巴黎协定》。

图 1：全球各国“碳中和”达成、宣告和（拟）立法时间



资料来源：Energy & Climate Intelligence Unit，浙商证券研究所

中国承诺“双碳”目标，力争 2030 年“碳达峰”、2060 年“碳中和”。2020 年 9 月 22 日，我国领导人习近平在第 75 届联合国大会一般性辩论上公开承诺，中国的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，这是我国首次提出“双碳”目标。2020 年 12 月 12 日，国家领导人在出席 2020 气候雄心峰会时，再次提及气候治理问题，并宣布了中国国家自主贡献的四个新举措，对于我国 2030 年的“碳达峰”目标实现提出了更具体、明确的指示。其中，指示要求 2030 年底前我国非化石能源占比达到 25% 左右，风光发电装机容量达到 12 亿千瓦以上。

图 2：2030 年实现“碳达峰”的四项举措



资料来源：新华观点，浙商证券研究所

1.2. 风电为双碳目标重要抓手，装机有望高增长

风电是实现碳减排的重要途径，8月以来利好政策密集出台。风电作为实现双碳目标的重要途径，近年来国家陆续下发了数十条风电政策，对国内风电行业做出了装机规划以及发展路径指示。随着我国风电规模的不断扩大以及技术水平的提高，国家政策逐渐引导风电产业向更成熟、无补贴的可再生能源产业转型，同时也开始强调要提高风电的并网和消纳能力。仅在2021年8月，国家和地方就密集下发了**24条**风电相关政策和说明，对风电的**并网规模、开发进度、风机质量**等做了跟踪与规划。

表 1：2021 年 8 月国家部门发布了 6 条风电相关政策

国家部门	政策名称	政策要点
发改委、能源局	《关于鼓励可再生能源发电企业并网自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	引导市场主体 多渠道增加可再生能源并网消纳能力 ，鼓励发电企业自建储能或调峰能力增加并网规模，允许发电企业购买储能或调峰能力增加并网规模以及鼓励多渠道增加调峰资源等。
财政部	《对十三届全国人大四次会议第9142号建议的答复》	要进一步 加快发展风电、光伏发电、生物质发电等可再生能源 ，并要求金融机构按照风险可控原则，在银企双方自主协商的基础上，根据项目实际和预期现金流，予以 贷款展期、续贷或调整贷款进度、期限等安排 。
能源局	《关于开展可再生能源发电项目开发建设按月调度的通知》	自2021年8月起，各省级能源主管部门、各主要中央发电企业于每月15日前分别将本省（区、市）、本企业可再生能源发电项目上月开发建设情况（包括 新核准容量、新开工容量、累计在建容量、累计并网容量、预计年底并网容量等 ）统计汇总后直报国家能源局新能源司
财政部、发改委、能源局	《关于开展可再生能源电价附加补助资金核查工作的通知》	要求国家可再生能源信息中心对享受国家可再生能源电价附加补助资金的风电、光伏发电、生物质发电项目以及公共独立系统项目进行 核查 。
国网新能源云	《关于公布2021年第十五批可再生能源发电补贴项目清单的公告》	纳入第十五批补贴的项目共 585 个，核准/备案容量 4704.49 兆瓦。集中式风电项目 16 个，核准/备案容量 1729.8 兆瓦。
国网新能源云	《关于公布2021年第十六批可再生能源发电补贴项目清单的公告》	纳入第十六批补贴的项目共有 221 个，核准/备案容量 3499.9 兆瓦。集中式风电项目 31 个，核准/备案容量 2397.5 兆瓦。此次变更可再生能源发电补贴清单的集中式风电项目 6 个，核准/备案容量为 209.65 兆瓦。

资料来源：发改委、能源局、财政部、国网新能源云，浙商证券研究所

各省陆续出台“十四五”规划，对风电等可再生能源较为重视。自2020年以来，多省市陆续出台了地区性的“十四五”规划和2035年远景目标纲要，其中，福建、甘肃、广东、河南等多个省份均对风电给予了高度重视，在其发布的地方性政策中，对风电项目的建设、装机容量等进行了规划和目标设定。

表 2：部分省份出台“十四五”风电和光伏相关规划

省份	十四五风电相关规划	风电新增装机	光伏新增装机
甘肃	2025年风光装机达 5000万千瓦 以上，占比65%		
湖北	加快风光开发利用新增新能源装机 千万千瓦 以上		
河北	到2025年，风电和光伏发电装机分别达到 2600万千瓦 、 2000万千瓦 以上		22GW
广东	省管海域风电项目建成投产装机容量超 800万千瓦 ，打造粤东 千万千瓦级 基地，到2025年，省内电源总装机规模达到 1.8亿千瓦 左右	风电、光伏、生物质合计 42GW	

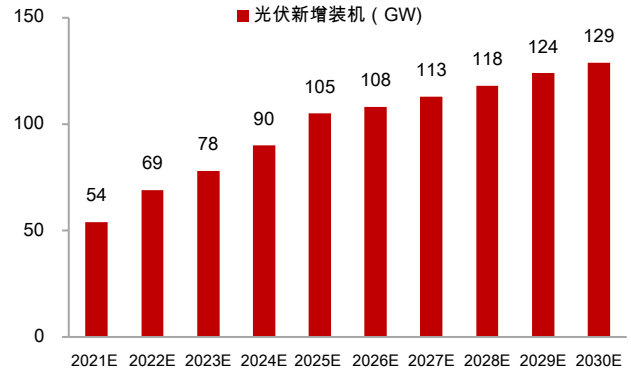
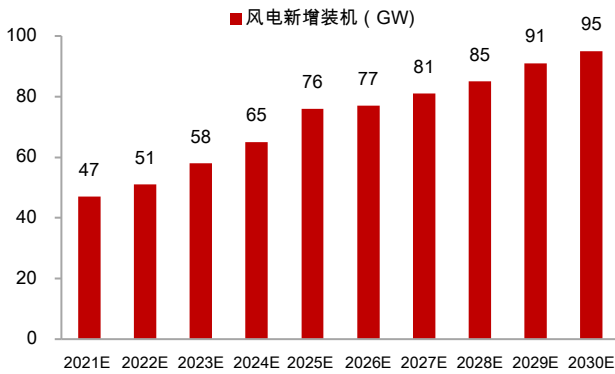
吉林	打造“陆上三峡”工程，配套建设 300 万千瓦风电项目	3	
浙江	2025 年底，可再生能源装机超过 5000 万千瓦，装机占比达到 36% 以上		13GW
湖南	风电、光伏将成为湖南省主流能源		
陕西	积极发展风电、加快陕北风光储氢多能融合示范基地建设		
江苏	打造国家级海上千万千瓦级风电基地		9GW
江西	2025 年风电超 7GW	3-5GW	

资料来源：北极星风力发电网，浙商证券研究所

我们测算“十四五”中国风电将实现年均新增装机 59GW。在产业技术快速进步、激励配套政策的作用下，我国风电的经济性凸显；且近期《完善能源消费强度和总量双控制度方案》明确：对超出最低可再生能源电力消纳责任权重的消纳量不纳入该地区消费总量考核，即如果确需提升能源消费总量，各省可从结构上优化可再生能源装机占比。因此我们认为在双碳政策支持、产业经济性突出的背景下，2030 年全国非化石能源消费占一次能源比例将达到 28%，高于 25% 的政策最低要求。以此为基础，测算出“十四五”期间，我国风电和光伏将分别实现年均新增装机 59GW 和 79GW。

图 3：2021-2030 年中国风电新增装机 (GW)

图 4：2021-2030 年中国光伏新增装机 (GW)



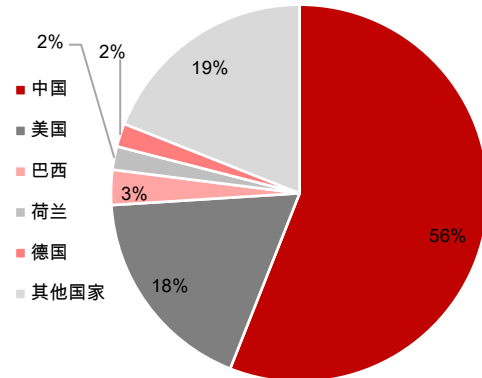
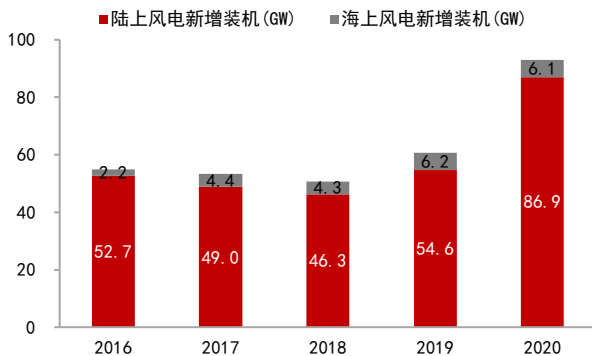
资料来源：GWEC、浙商证券研究所

资料来源：CPIA、浙商证券研究所

全球风电装机高速增长，预计 2021-2025 年 CAGR 达到 17%。受碳中和远景目标驱动，全球风电装机自 2020 年起进入了高速增长阶段。2020 年，全球风电装机 93GW，同比增长 52.9%，其中中国和美国装机占比分别达到了 56% 和 18%，引领全球风电装机增量。根据 GWEC 最新发布的《全球风能报告 2021》，未来十年全球风电装机将持续受益碳中和目标驱动，2021-2025 年装机 CAGR 将达到 17%。

图 5：2016-2020 年全球风电新增装机 (GW)

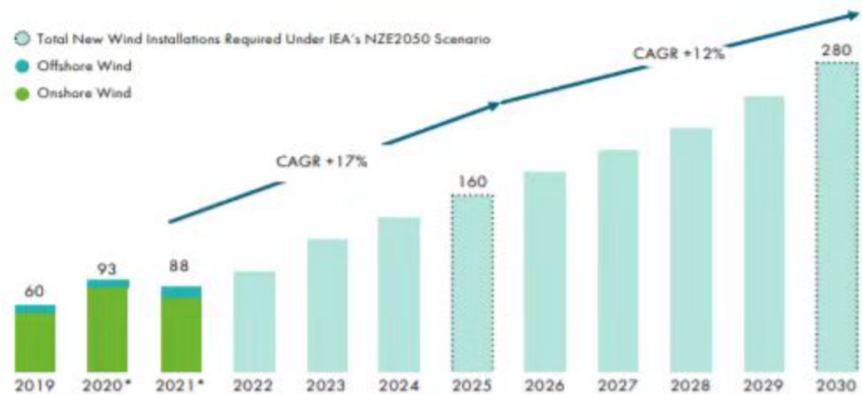
图 6：2020 年各国新增风电装机占比



资料来源：GWEC、浙商证券研究所

资料来源：GWEC、浙商证券研究所

图 7：2021-2025 年全球风电装机 CAGR 预计达到 17%



资料来源：GWEC，浙商证券研究所

1.3. “一体化”加速落地，大基地建设提上日程

两个“一体化”政策出台，强调多电源互补协调。2020年，国家发改委、国家能源局下发了《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）》。2021年，国家又相继下发《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》以及《关于报送“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补发展工作方案的通知》，密集出台的政策意味着“风光水火储”和“源网荷储”两个一体化工作正式启动。根据政策内容，国家鼓励各地区因地制宜，发电时采取风、光、水、火等多类电源互补的方式，此外还需适度匹配一定的储能装机。

表 3：两个“一体化”内容对比

	“风光水火储”一体化	“源网荷储”一体化
侧重点	电源基地开发	负荷需求为核心
实现方法	因地制宜采取风能、太阳能、水能、煤炭等多能源品种发电互相补充，并适度增加一定比例储能	优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源要素，构建源网荷高度融合的新一代电力系统
具体模式	积极探索“风光储一体化”，因地制宜开展“风光水火储一体化”，稳妥推进“风光火储一体化”	“区域(省)级源网荷储一体化”“市(县)级源网荷储一体化”“园区级源网荷储一体化”等

资料来源：发改委，能源局，浙商证券研究所

国企与地方积极响应“一体化”政策。在两个“一体化”政策出台的背景下，多家央企与地方签署了“风光火储一体化”协议，据统计，2021年1月至8月15日，全国共签约/规划风光储项目 68 个，已明确的项目规模为 106.83GW，已明确的投资金额为 3203.79 亿元。其中，中国华能、国家电投等 17 家央企期间共签约风光储项目 55 个，项目规划规模 78.71GW，投资总额高达 2574.9 亿元。

表 4：央企及企业签约“风光储一体化”项目

企业名称	项目数量	已明确项目规模(GW)	已明确投资金额(亿元)
中国华能	10	15.94	265
中国能建	10	15.3	1163
晋能控股电力集团	2	8.25	160
国家电投	5	6.6	130
国家能源集团	8	6.2	56.9
京能集团	2	5+	/
三峡集团	4	5	/
中船集团	1	5	300
大唐	2	2.5	/
陕西国际能源集团	2	2.3	106
华润	2	2.12	75
粤电力 A	1	2	105
粤水电	1	1.5	60
中闽能源	1	1	78
华电	2	/	76
国家电网	1	/	/
上海电气	1	/	/
合计	55	78.71	2574.9

资料来源：国际能源网、浙商证券研究所

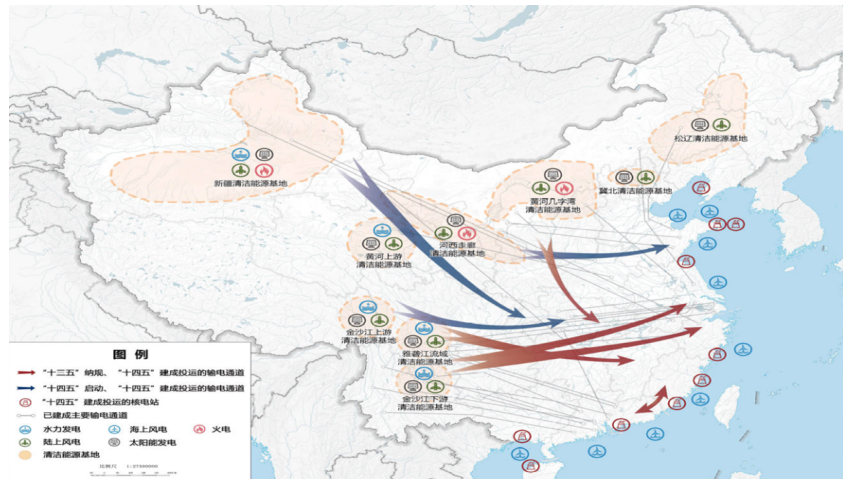
“十四五”期间将重点打造“九大清洁能源基地”和“五大海风基地”。2021年3月，新华社公布《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，根据规划，全国在未来五年将重点打造“九大清洁能源基地”和“五大海风基地”。**九大清洁能源基地**分别位于金沙江上下游、雅砻江流域、黄河上游和几字弯、河西走廊、新疆、冀北、松辽，这些清洁能源基地均为“风、光、储”一体化多能基地，此外，为了更好的进行能源互补和调控，部分清洁能源基地还配置了水电和火电，形成了“风光水火储”的全面一体化能源配比。**五大海上风电基地**则分布在福建、浙江、江苏、山东、广东等沿海地区。

表 5：“十四五”期间计划建设清洁能源基地和海上风电基地

基地类型	基地名称	风电	光伏	水电	火电	储能	省份
清洁能源基地	松辽清洁能源基地	√	√			√	黑龙江、吉林、辽宁
	冀北清洁能源基地	√	√			√	河北北部
	黄河几字弯清洁能源基地	√	√		√	√	内蒙古、宁夏
	河西走廊清洁能源基地	√	√		√	√	甘肃
	黄河上游清洁能源基地	√	√	√		√	青海
	金沙江上游清洁能源基地	√	√	√	√	√	四川
	雅砻江流域清洁能源基地	√	√	√		√	贵州
	金沙江下游清洁能源基地	√	√	√		√	云南
	新疆清洁能源基地	√	√	√		√	新疆
海上风电基地	广东海上风电基地	√					广东
	福建海上风电基地	√					福建
	浙江海上风电基地	√					浙江
	江苏海上风电基地	√					江苏
	山东海上风电基地	√					山东

资料来源：新华社，浙商证券研究所

图 8：“十四五”大型清洁能源基地布局示意图



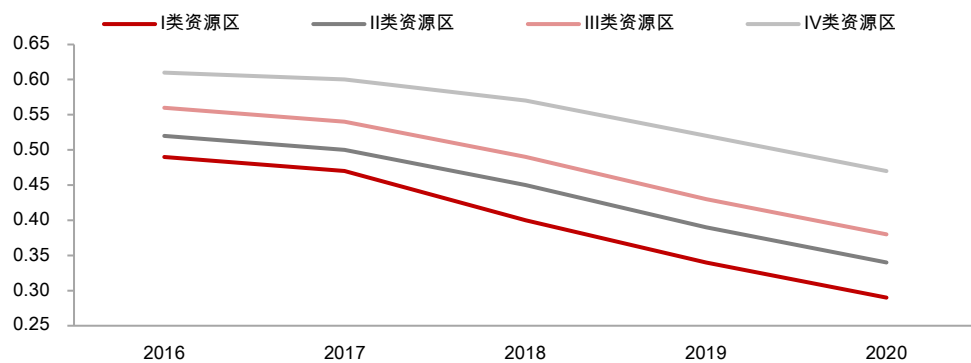
资料来源：新华社，浙商证券研究所

2. 陆风实现平价上网，海风降本空间较大

2.1. 风电降本显著且可持续，有望带动价格持续下降

陆风补贴取消，海风平价在即。2019年5月，国家发改委发布了《关于完善风电上网电价政策的通知》。提出将陆/海风电标杆上网电价改为指导价，并规定新核准的集中式陆/海风项目全部通过竞争方式确定上网电价，不得高于项目所在资源区指导价。近年来，陆上风电的标杆上网/指导价呈下降趋势，2020年I-IV类资源区新核准陆上风电指导价分别调整为0.29/0.34/0.38/0.47元/kWh，较2016年前核准的陆风项目指导价分别下降了41/35/32/23%。2021年6月，发改委下发《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》，明确新核准的陆风项目平价上网，电价按照当地燃煤发电基准价执行，确保了陆风平价首年的平稳过渡问题。

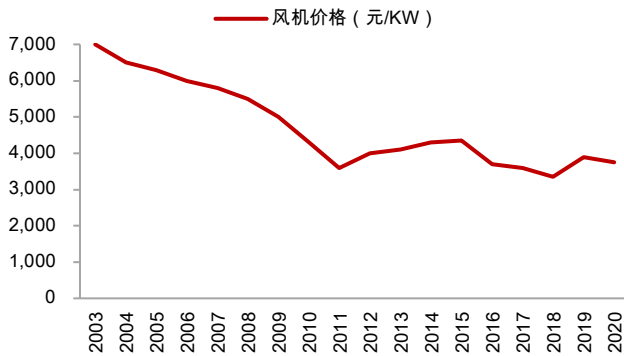
图 9：陆上风电标杆上网/指导价呈下降趋势（单位：元/kWh）



资料来源：发改委，能源局，浙商证券研究所

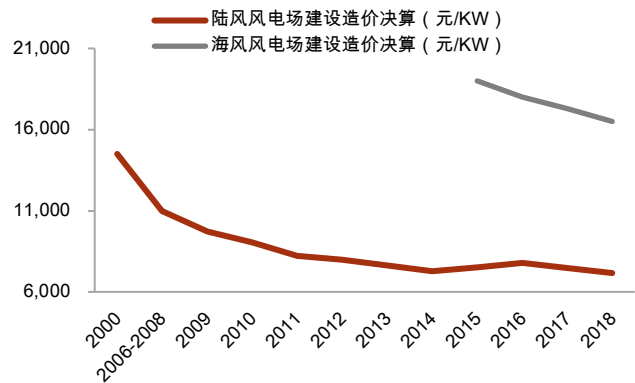
风机价格持续下降，带动风电造价成本降低。在陆上和海上的风电项目中，风机占总造价的比例较大，占比均在48%左右。近年来，受益于风电技术的进步以及规模化生产，风机价格下降明显，已由2003年的7000元下降46%至2020年的3750元，带动陆/海风单瓦造价成本不断下降。

图 10: 风机价格持续下降



资料来源: 北极星风力发电网, 浙商证券研究所

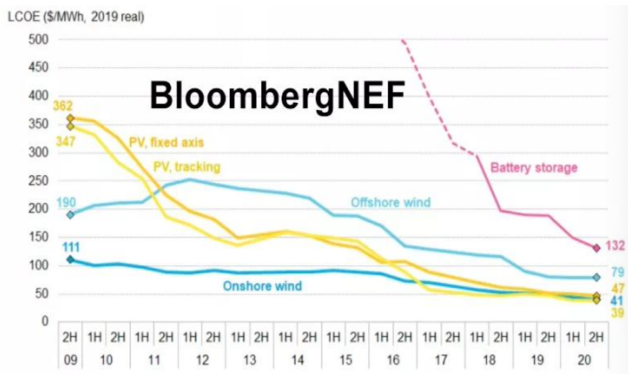
图 11: 中国风电项目建设成本降幅显著



资料来源: 能源杂志、北极星风力发电网, 浙商证券研究所

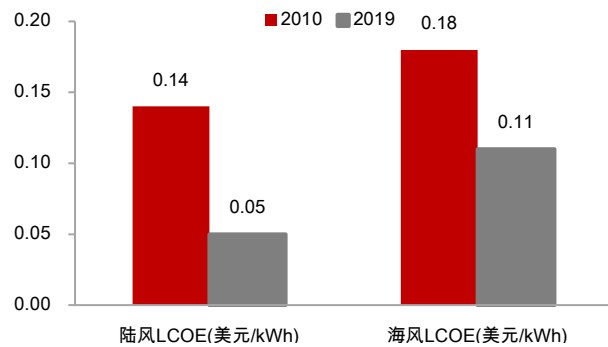
风电降本显著, 经济性日益凸显。风电补贴的取消意味着我国陆上风电已经进入平价上网时代, 海风平价将紧随其后, 其背后表明风电的度电成本下降显著, 目前已经具备了与其他发电能源市场化竞争的条件。根据 BNEF 公布的各类电源 LCOE 统计, 截止 2020 年下半年, 全球陆/海风的 LCOE 平均为 **41/79 美元/MWh**, 陆风较光伏已具备成本竞争力, 而在风电成本全球最低的巴西, 陆风 LCOE 仅 17 美元/兆瓦时, 该国与英国和瑞典, 目前投资新的陆上风电项目比运营已全额摊销的化石燃料发电厂更具成本效益。在我国, 根据 IRENA 统计, 截止 2019 年, 我国陆/海风的 LCOE 已经由 2010 年的 0.14/0.18 美元/kWh 下降到了 **0.05/0.11 美元/kWh**, 降幅分别为 66%和 37%。

图 12: 全球各类电源 LCOE 对比



资料来源: BNEF, 浙商证券研究所

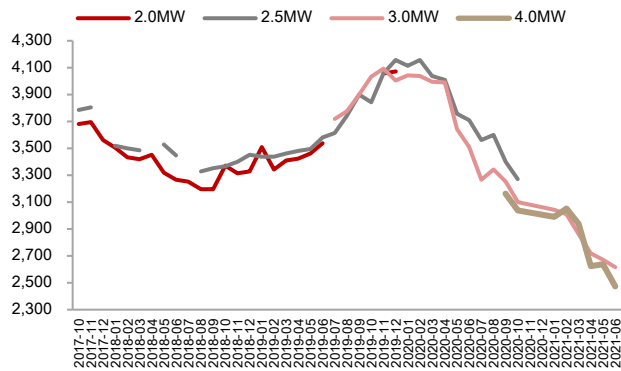
图 13: 中国风电 LCOE 降幅显著



资料来源: IRENA, 浙商证券研究所

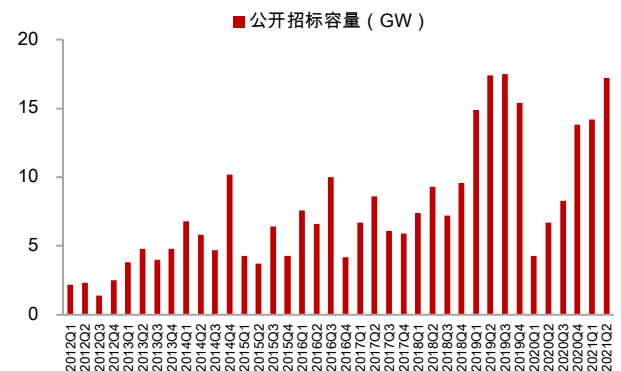
风电投标均价降幅较大, 平价首年需求维持高位繁荣。2019 年底起, 国内风电的公开投标均价快速下降。截止 2021 年第二季度, 国内 3MW 风电的公开投标均价分别为 **2616 元/kW**, 较 2019 年底降低了近 35%。在此背景下, 2020 年国内公开招标容量虽在 2019 年后有所回落, 但整体较为平稳。2021 年上半年, 大唐、国家电投、国家能源、华能、华电等风电开发商就发电机组采购进行招标, 国内公开招标市场新增招标量 **31.5GW**, 同比增长 **168%**。根据能源局数据, 上半年我国陆上风电新增装机容量 **869.4 万千瓦**, 同比增长 **65%**; 海上风电新增装机 **214.6 万千瓦**, 同比增长 **102%**。自陆上风电平价以来, 风机价格开始逐渐下降, 为“抢单”风机订单, 国内各大整机商报价均在下压, 可以看到, 风电市场在陆上风电抢装结束后的平价首年里, 继续维持着高位繁荣。

图 14: 国内公开招标均价 (元/kW)



资料来源: 金风科技, 浙商证券研究所

图 15: 2012Q1 至 2021Q2 国内风电公开招标容量 (GW)



资料来源: 金风科技, 浙商证券研究所

2.2. 容量、叶片、塔架三驾齐驱, 明显提升发电效率

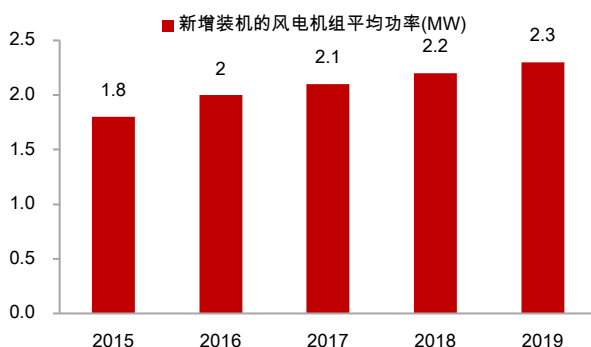
机组单机容量不断增加, 有效减少机组数量并提升发电量。随着技术的进步, 风电单机容量不断提升, 不仅有助于提升风电的发电量, 更能够减少风电场的机组数量, 降低单位容量征地面积和投资成本。根据罗兰贝格对某风场的测算, 6MW 风机代替 3MW 风机可以使风场投资的资本性支出和运营成本分别下降 6%和 14%, 最终使 LCOE 下降约 17%。目前我国陆上风电机组容量正在由 2.0MW 向 3.0MW 级别过渡, 2019 年, 我国新增装机的风电机组平均功率已经从 2015 年的 1.8MW 提高到 2.5MW, 未来有望继续提升。据国际能源网统计, 2020 年央企风电机组招标的项目中, 平均单机功率已经达到 3.2MW, 其中 3.0MW 及以上功率机型占比已经超过 70%, 大型化趋势明显。

表 6: 项目不同单机容量的经济指标

单机容量(MW)	台数	项目容量(MW)	静态投资(元/千瓦)	全投资 IRR	资本金 IRR	LCOE(元/千瓦时)
2	50	100	6449	0.0928	0.1824	0.3452
2.2	45	99	6375	0.0945	0.1885	0.3414
2.3	43	99	6279	0.0967	0.1966	0.3366
2.5	40	100	6221	0.0982	0.2019	0.3336
3	33	99	6073	0.1018	0.2154	0.3262
4	25	100	5767	0.1097	0.2463	0.3108
4.5	22	99	5517	0.1168	0.2749	0.2983

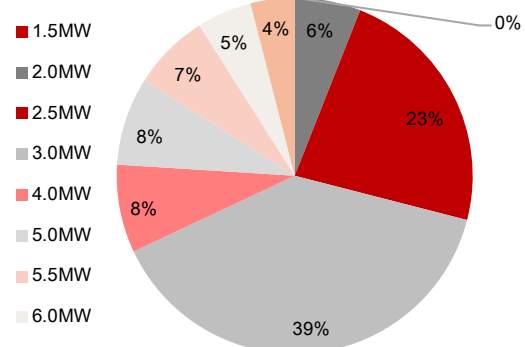
资料来源: 罗兰贝格, 浙商证券研究所

图 16: 中国新增装机的风电机组平均功率不断提升



资料来源: CWEA, 浙商证券研究所

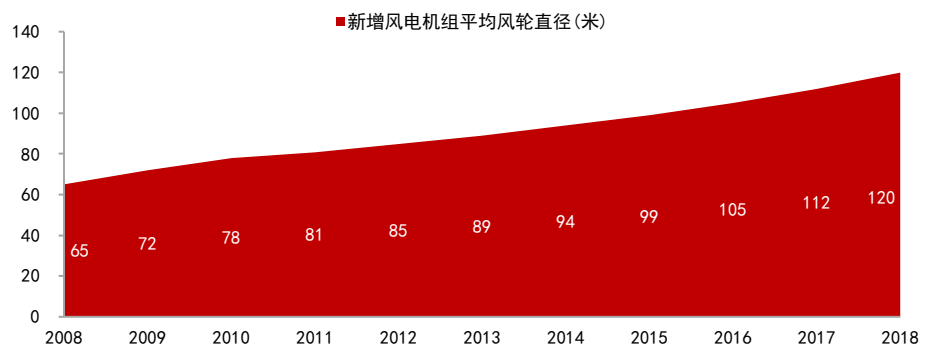
图 17: 2020 年央企风电机组采购结构



资料来源: 国际能源网, 浙商证券研究所

叶片尺寸持续加大，能够提升机组的发电能力。风力发电叶片是风力发电机实现能量转换功能的关键部件，叶片尺寸会直接影响风力发电机对于风能的捕捉能力，进而影响发电量。根据《风力发电机组更换加长叶片提升发电能力研究》一文的测算，当风电叶轮直径由70米增加至77米时，扫风面积可增大21.65%，单台机组年发电量可增加约40万千瓦时。2016年，发改委和能源局下发《能源技术革命创新行动计划（2016-2030）》，要求把100米及以上的风电叶片列为未来风电技术创新的重点突破目标。近年来，我国新增风电机组平均风轮直径不断加大，已经从2008年的65米加大到了2018年的120米，呈现出明显的大型化趋势。

图 18：我国新增风电机组平均风轮直径不断加大

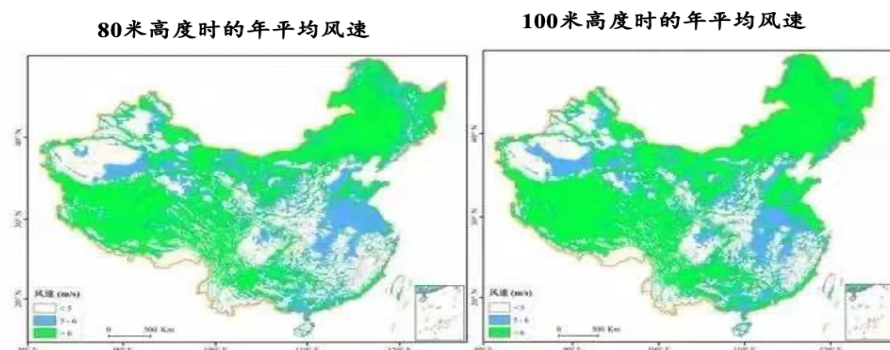


资料来源：CWEA，浙商证券研究所

塔架高度越来越高，显著提升发电量。风切变是指风速在空中水平和（或）垂直距离上发生的变化，在风电行业通常用于表征风速在垂直方向的变化速率。在高切变下，高度增加会显著提升风速。根据中国风能协会测算，以风切变等于0.3为例，塔架高度从100米增加到140米时，年平均风速将从5.0m/s增加到5.53m/s，机组的年等效满发小时数可从1991h增加到2396h。

在我国的江苏、安徽、河南、山东、湖北、河北等地，均含有丰富的高切变风资源，通过在这些地区增加塔架高度，风轮能够被托举到风速更高的区域，从而捕捉更多的风能，提高机组的发电量。国外针对高塔架发电机组的研究较早，因此120米至160米的高塔都已经有了批量商业运行的业绩，而我国在该领域的研究虽起步较晚，但也有一些企业的高塔机组开始运行。目前，国内并网运行的最高轮毂高度为140米，采用全钢柔塔机组，机组位于河南省兰考县。

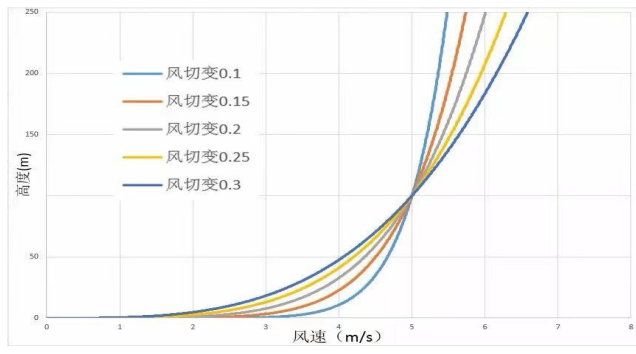
图 19：100米高度时我国更多地区的年平均风速超过6m/s



注：绿色表示年平均风速超过6m/s的地区，蓝色表示年平均风速在5-6m/s之间的地区，白色表示年平均风速低于5m/s的地区。

资料来源：中国风能协会，浙商证券研究所

图 20：风切变越大高度越高时风速越大



资料来源：中国风能协会，浙商证券研究所

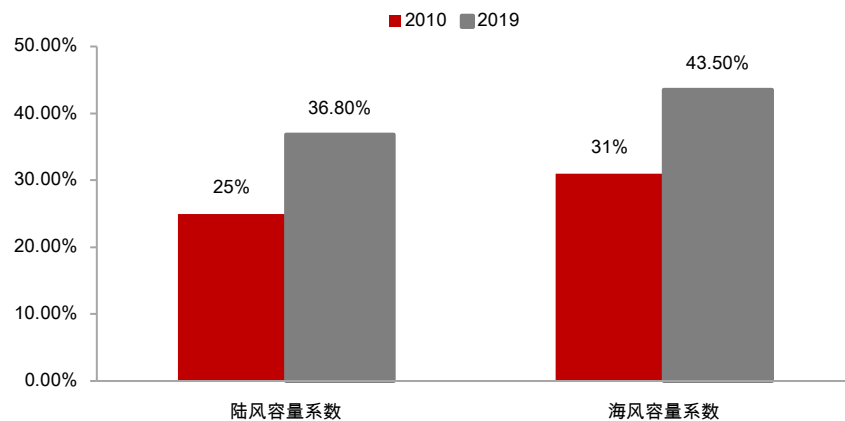
图 21：高切变和高塔架能有效提升发电量

发电量提升		风切变				
		0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
塔架高度	100	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	120	3.69%	5.74%	7.74%	9.38%	11.38%
	140	6.95%	10.59%	14.17%	17.76%	20.34%

资料来源：中国风能协会，浙商证券研究所

增容量、大叶片、高塔架三驾齐驱，有效提升风电发电效率。在增大单机容量、扩大风轮直径以及提升塔架高度的三重作用下，我国风电容量系数明显变大，即年实际发电量与最大发电量的比值不断提高。2019 年，我国陆/海风的风电容量系数为 36.8/43.5%，较 2010 年分别提升 6/6.7%。

图 22：我国陆海风容量系数提升明显



资料来源：IRENA，北极星风力发电网，浙商证券研究所

2.3. 陆风已进入平价时代，大基地和特高压建设加速

陆风平价时代来临，首个 LCOE 低于 0.1 元/度项目建成在即。2021 年起，陆上风电正式进入无补贴的平价时代，为了在各类电源中取得更多的竞争优势，陆风的持续降本十分重要。2021 年 8 月，国投甘肃新能源与三一重能完成了“国投瓜州北大桥第七风电场 B 区 200MW 工程风机及塔筒采购合同”的签署，该项目将在瓜州布置 32 台由三一重能生产的单机容量为 6.25MW 的风电机组。根据风场建设条件进行初步估算，该项目的建设成本有望控制在 4500 元/kW 以下，年等效利用小时数能够达到 3400h 左右，对应的平准化度电成本 (LCOE) 预计将在 0.098 元/度左右，项目建成后有望成为我国首个度电成本低于 0.1 元/度的风电项目。

大基地建设规模有望超预期，将有效摊薄建造和运维成本。据《中国“十四五”电力发展规划研究》，“十四五”期间我国将主要开发新疆、甘肃、蒙东、蒙西、吉林、河北等地

区陆上风电资源,重点规划开发 22 个大型陆上风电基地,这些风电基地在 2035 年和 2050 年的总装机规模预计将分别达到 250GW 和 400GW。相较于分散型风电基地,大基地能够有效摊薄运输、施工、吊装等建造成本,在后期运维方面也具备规模优势。另外,考虑到风电经济性的不断加强,以及“双碳目标”下能源转型的紧迫性,我国风电大基地建设进展或远超《规划》预期。

表 7: “十四五”大型陆上风电基地未来建设规划 (万千瓦)

年份	2025 年	2035 年	2050 年
新疆阿勒泰	0	1000	1000
新疆塔城	0	1000	1000
新疆昌吉	520	2000	3520
新疆塔城	0	0	1000
新疆博州	2110	3820	4900
新疆哈密	0	400	1000
新疆吐鲁番	0	1500	1500
新疆若羌	0	1000	1000
甘肃嘉酒	750	2000	2000
内蒙古阿拉善	600	1800	2400
内蒙古巴彦淖尔	500	1500	2000
内蒙古鄂尔多斯	300	1000	1800
内蒙古乌兰察布	400	1200	2400
内蒙古锡林郭勒	300	800	2000
内蒙古呼伦贝尔	400	1200	2000
内蒙古通辽	400	1200	2000
内蒙古赤峰	400	1200	2000
吉林白城	100	300	800
吉林松原	80	250	800
吉林四平	50	100	500
吉林长春	80	200	600
河北坝上	1000	2000	3600
合计	7990	25470	39820

资料来源:《中国“十四五”电力发展规划研究》、浙商证券研究所

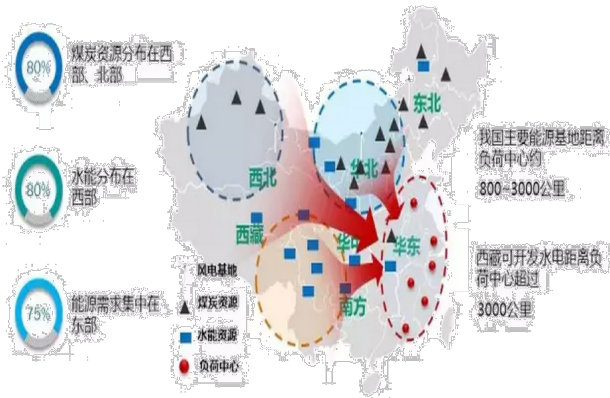
我国特高压建设有望迎来再一次高潮:前期规划的“8直7交”特高压线路外,我们判断仍将有 10 条特高压线路有望被核准。我们判断十四五,中国风光装机将有望达到 130-140GW,西北、蒙西、西南、东北等地风光基地亟需通道进行外送,除此之外西南、黄河几字弯、河西走廊等水电基地也需要相应通道进行外送。国家将在中华华北华东建成“五横四纵”特高压交流主网架,同时将在川渝西部地区加快构造“两横一环网”特高压直流主网架。根据《中国“十四五”电力发展规划研究》,预计“十四五”期间新增跨区跨省电力流约 1.1 亿千瓦,2025 年跨区跨省电力流将达到 3.6 亿千瓦。单条直流特高压输电线路 800 万千瓦,单条交流特高压输电线路 600 万千瓦,出于调度安全考量以及经济性原因特高压输电线路需要打捆至少 40% 火电,并且需要考虑一定的富余量,输送风光最大容量理论上达到 400-500 万千瓦。根据“十四五”期间新增电力流功率,我们判断需要至少新增 25 条以上特高压项目。前期规划的“8直7交”中,特高压直流线路陆续在 2021 年起投运,除张北-雄安、驻马店-南阳的特高压交流线路,也将在 2021 年开始陆续投运,我们认为这些项目目标主要是承担“十四五”新能源外送任务,因此我们判断仍然有 10 条左右的特高压有望被核准。

表 8：我国投运、在建特高压项目

	分类	线路	电压等级	核准	开工	投运
在运	直流	向家坝-上海	±800	2007.4.26	2007.5.21	2010.7.8
		锦屏-苏南	±800	2008.11	2009	2012.12.12
		哈密-郑州	±800	2012.5	2012.5.13	2014.1.27
		溪洛渡-浙西	±800	2012.8	2012.7.28	2014.7.3
		宁东-浙江	±800	2014.8.5	2014.9.26	2016.11
		酒泉-湖南	±800	2015.5	2015.6.3	2017.3.10
		晋北-江苏	±800	2015.6.29	2015.6.29	2017.6.30
		锡盟-江苏	±800	2015.10.30	2015.12.15	2017.10.16
		上海庙-山东	±800	2015.12.1	2015.12.15	2017.12
		昌吉-古泉（准东-皖南）	±1100	2015.12.28	2016.6.2	2019.9.30
		扎鲁特-青州	±800	2016.8	2016.8	2017.12
		陕北-湖北	±800	2018.10	2020.3.2	2021.8.6
		青海-河南	±800	2018.11	2018.11.7	2020.12.30
		雅中-江西	±800	2019.8.27	2019.9.20	2021.6.21
		云南-广东（南网）	±800	2006.12	2006.12.19	2010.6
		糯扎渡-广东（南网）	±800	2011.12	2011.12.2	2013.9.3
		滇西北-广东（南网）	±800	2015.12.28	2016.2.3	2017.12.27
		乌东德-广东、广西（南网）	±800	2018.3.29	2018.12.11	2020.12.28
	交流	晋东南-南阳-荆门	1000	2006.8	2006.12	2009.1
		淮南-浙北-上海	1000	2011.9	2011.10	2013.9
		锡盟-山东	1000	2014.7	2014.11	2016.7
		淮南-南京-上海	1000	2014.4	2014.7	2015.11
		蒙西-天津南	1000	2015.1	2015.3	2016.11
		榆横-潍坊	1000	2015.5	2015.5	2017.8
		锡盟-胜利	1000	2016.1	2016.4	2017.7
		北京西-石家庄	1000	2017.11	2018.3	2019.6.4
		山东-河北环网（潍坊-临沂-枣庄-菏泽-石家庄）	1000	2017.11	2018.3	2020.1.4
		2016年山东环网	1000	2014.4	2016.8	2020.1.4
		苏通 GIL 综合管廊工程	1000	2014.4.21	2016.8	2019.9.26
		浙北-福州	1000	2013.3	2013.4	2014.12
		蒙西-晋中	1000	2018.3	2018.3	2020.9.29
		张北-雄安	1000	2018.11	2019.4	2020.8.29
驻马店-南阳	1000	2018.11	2019.3	2020.6.6		
在建	直流	白鹤滩-浙江	±800	2021.7.27	2021.8.17	
		白鹤滩-江苏	±800	2020.11.3	2020.12.10	
	交流	南昌-长沙	1000	2020.12.15	2021.2.5	
		荆门武汉	1000	2020.12.24	2021.3.30	
		南阳-荆门-长沙	1000	2021.4.12	2021.6	

资料来源：国家电网，浙商证券研究所

图 23：我国特高压输电呈现“西电东输”的形式



资料来源：国家电网，浙商证券研究所

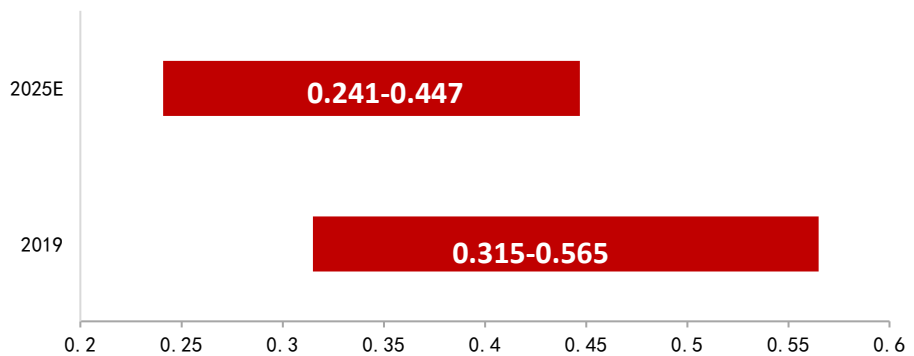
图 24：2025 年中国特高压骨干网架示意图



资料来源：《中国“十四五”电力发展规划研究》，浙商证券研究所

综合来看，我国陆风在平价上网后仍有较大的降本空间。一方面，随着单机容量的提升、叶片的加大以及塔架的增高，陆风发电效率将进一步提升，带动 LCOE 成本下降；另一方面，国内风电大基地的建设以及特高压网络的搭建将有效提高风电资源的利用率，在摊薄发电成本的同时提升消纳能力，降低陆风发电成本。根据国家电网的预测，2025 年我国陆风的度电成本将由 2019 年 0.315-0.565 元/kWh，下降至 0.241-0.447 元/kWh，经济性有望进一步凸显。

图 25：2025 年我国陆风 LCOE 将继续下降（单位：元/kWh）



资料来源：《中国新能源发电分析报告 2020》，浙商证券研究所

2.4. 海风未来降本空间大，平价上网有望加速来临

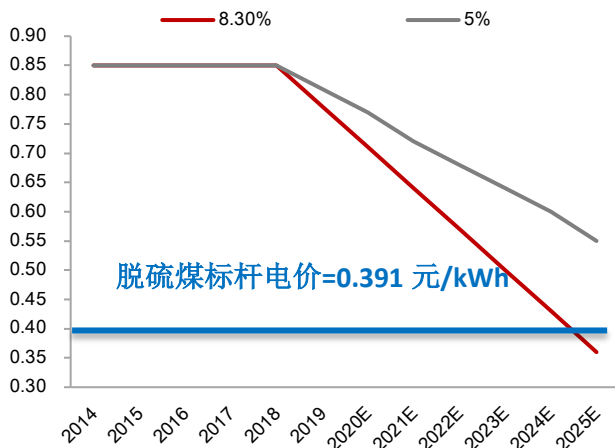
海风度电成本略高，暂未实现平价上网。相较陆上风电而言，海上风电具有的风能资源能量效益更高，发电效率受地形、气候的影响也更小，因此年度发电量普遍能多出 20-40%左右。然而，海风的建设和运维需要在海洋环境中进行，项目开发、海水深度、海上运输等问题都比陆风更加复杂，因此总的安装成本也比陆风更高。虽然国家 2021 年以后将取消海风电价补贴，但是海风还并未能实现平价上网。据测算，以当下的技术水平和造价成本，即便是在风力资源较好的广东、苏州等省份，风电按照每年 8.30% 的降本速度，也要到 2023 年以后才能真正与脱硫煤标杆电价进行竞争。因此，风电目前还不具备平价上网的条件。

表 9：海上风电的优缺点

	优点	缺点
1	海风具有风能资源的能量效益更高，平均空气密度高，发电效率好，年发电量普遍多出 20-40%左右	成本高，基础建设耗费人力物力
2	海上风湍流强度小、风切变小，受地形、气候影响小	整机的防腐蚀要求较高
3	风电场建设受噪音、景观、电磁波等问题的限制少	南方台风对风机的影响
4	不占用土地资源	电网建设配套成本高
5	沿海区域的用电需求大	

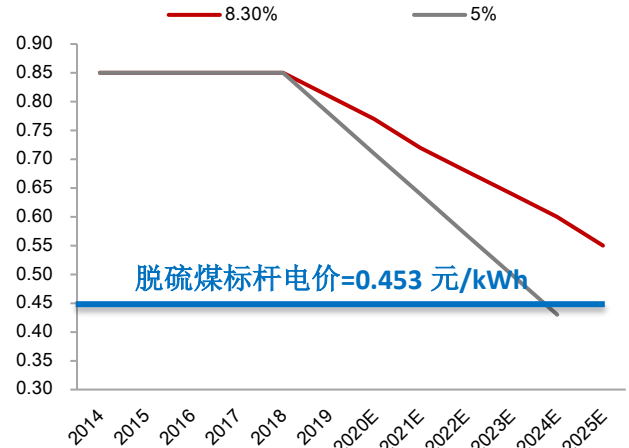
资料来源：前瞻产业研究院，浙商证券研究所

图 26：中国江苏海上风电电价趋势（单位：元/kWh）



资料来源：中国海洋工程咨询协会海上风电分会，浙商证券研究所

图 27：中国广东海上风电电价趋势（单位：元/kWh）



资料来源：中国海洋工程咨询协会海上风电分会，浙商证券研究所

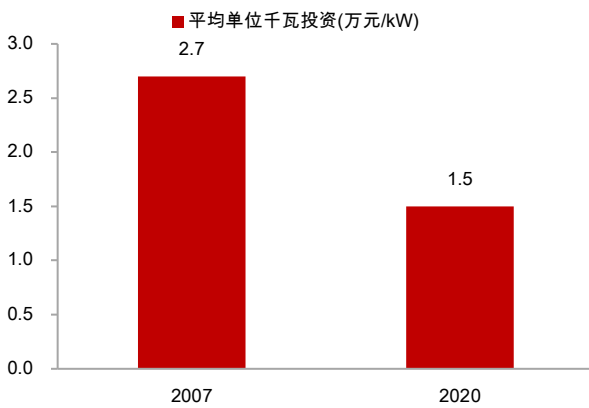
表 10：各省海上风电电价与煤电标杆电价尚有差距

省份	平均风速 (米/秒)	等效满负荷小 时数	平均造价水 平(元/千 瓦)	资本金 8%反算 电价	标杆煤电价格	差价
辽宁	6.5-8.0	2500-2800	16500	0.6759-0.7570	0.375	0.30-0.38
天津	6.5-8.0	2500-3000	16500	0.6308-0.7570	0.366	0.27-0.38
河北	6.5-8.0	2500-3000	16500	0.6308-0.7570	0.372	0.26-0.39
山东	6.5-8.0	2500-3200	16500	0.5914-0.7570	0.395	0.20-0.36
江苏	7.0-8.0	2800-3500	16000	0.5255-0.6568	0.391	0.13-0.27
上海	7.0-8.0	2800-3500	16000	0.5255-0.6568	0.416	0.11-0.24
浙江	7.0-8.0	2800-3500	17000	0.5559-0.6949	0.415	0.14-0.28
福建	7.5-10.0	3000-4500	18000	0.4561-0.6841	0.393	0.06-0.29
广东	7.0-9.0	2500-3800	18000	0.5401-0.8210	0.453	0.09-0.37
广西	6.5-8.0	2200-2800	17500	0.7140-0.9087	0.421	0.29-0.49
海南	6.8-8.5	2200-3000	17500	0.7242-0.9087	0.43	0.14-0.48

资料来源：北极星风力发电网、浙商证券研究所

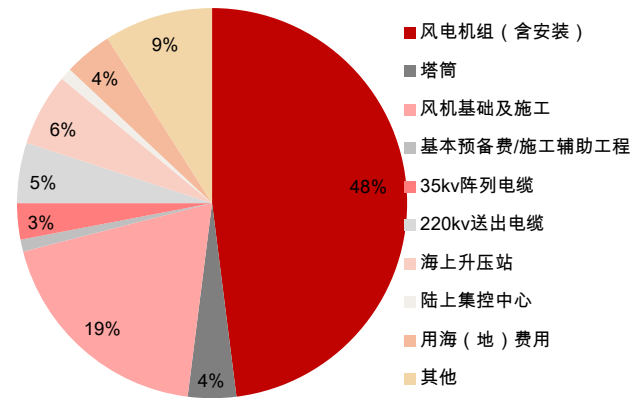
降本空间仍存，可通过提升发电量、降低建设成本和运维成本来实现。在发电量方面，海风与陆风类似，都可以通过提升单机容量、加大叶片等方式实现。2021年9月，上海电气风电集团自主研发的百米级风电叶片S102顺利下线，该叶片长达102米，按照GL2015和IEC61400-5的标准进行设计，能够满足海上I类台风风区。该叶片的成功研发意味着我国海风叶片正式进入百米级时代，能够大幅提高发电量。在降低建设成本方面，根据明阳智能官网显示，我国海上风电的平均单位千瓦投资由2007年的2.7万元/kW左右降至1.5万元/kW以下，近十年海风平价幅度超过40%。从海风的成本拆分来看，以江苏地区的海风项目成本结构为例，其成本构成主要包括风机、塔筒、风机基础及施工等部分。其中海上风机的成本占比最高，一般可达45%以上；此外风机基础及施工环节占比第二，达到19%。随着大兆瓦风机和深远海漂浮式风机的推广，海上风机与风机基础的单瓦投资均有一定的降本空间。在降低运维成本方面，可以通过搭建海上风电机组智慧运维管理平台等方式，运用大数据技术来节约人工成本，此外，通过增加单机容量，以此来节约风机数和土地占用面积，同样能够降低运维成本。

图 28：我国风电平均单位千瓦投资降幅较大



资料来源：中国风能协会，浙商证券研究所

图 29：海上风电项目总投资结构



资料来源：北极星风力发电网，浙商证券研究所

海上风电大基地有序开发，加速推进风电平价化。海上风电大基地可以降低海上风电的开发成本，规模的扩大有利于降低设备的采购成本，以及施工、运维和各种前期的费用。根据水电水利规划设计总院新能源部主任赵太平的测算，100万千瓦的海上风电项目较30万千瓦的风电项目，成本大概下降5%左右。此外，通过推进海上风电集中连片开发，能够实现风资源数据库共享共建、海上升压站和外送通道共享等，这些都是降低海上风电成本，早日实现平价上网的有效措施。根据《中国“十四五”电力发展规划研究》，我国“十四五”期间重点开发的7个大型海上风电基地，在2035年、2050年的总装机规模将分别达到7100万、1.32亿千瓦。

表 11：7个海风大基地未来建设规划（单位：万千瓦）

年份	2025年	2035年	2050年
广东沿海基地	800	3000	6500
江苏沿海基地	1000	1500	2000
福建沿海基地	200	300	1000
浙江沿海基地	200	600	1000
山东沿海基地	500	900	1400
辽宁沿海基地	140	300	500
广西沿海基地	200	500	800
合计	3040	7100	13200

资料来源：《中国“十四五”电力发展规划研究》、浙商证券研究所

国家补贴取消在即，但地补有望接力。2021年3月，国家能源局发布《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）》，意见稿中给予了地方政府一定的自主权，支持各地政府结合本地实际，出台海上风电等发电项目等激励政策，从而达到调动社会资本参与风电、光伏发电建设积极性的效果。因此，为实现“十四五”可再生能源占比目标，各地方政府有望接力海上风电补贴，以此来提升海风装机增量。目前，广东、上海和福州市已经陆续发布了针对海上风电的补贴和鼓励政策，力争率先实现海风平价目标。

表 12：上海、广东和福州已颁布海风补贴政策

时间	区域	政策名称	内容
2020年6月	上海	《上海市可再生能源和新能源发展专项资金扶持办法(2020版)》	对海上风电和光伏按照发电量给予连续 5年 的奖励，其中近海风电奖励标准为 0.1元/千瓦时 ，深远海风电另行研究确定
2020年9月	福州	《福州市人民政府办公厅印发关于支持福州海上风电装备产业加快发展若干措施的通知》	推动福州 海上风电装备制造产业 加快发展，鼓励企业积极开拓全球风电市场，按省内、省外和国际市场项目分类，分别按照合同金额的1%、2%和3%给予奖励，单个项目奖励金额不超过该项目所产生税收的地方留成部分
2021年6月	广东	《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》	对2018年底前已完成核准、 2022-2024年 全容量并网的未能享受国家补贴的海上风电项目进行补贴，2022/2023/2024对应的补贴标准为 每千瓦1500/1000/500元

资料来源：北极星风力发电网、国家能源局、浙商证券研究所

表 13：我国主要沿海省份海风发展规划

时间	省份	政策名称	内容
2018年4月	广东	《广东省海上风电发展规划(2017-2030年)(修编)》	到2020年底前广东省要开工建设海上风电装机容量 1200万千瓦以上 ，其中建成投产200万千瓦以上；到2030年底前建成约 3000万千瓦 。
2018年5月	山东	《山东海洋强省建设行动方案》	到2022年,全省开工建设海上风电装机规模达到 300万千瓦左右 。
2019年12月	福建	《福建省海上风电项目竞争配置办法(试行)》	新增核准的集中式海上风电项目全部通过竞争方式配置并确定上网电价。所有参与竞争配置的项目必须以电网企业投资建设接网及配套电网工程和落实消纳为前提条件，确保项目建成后达到最低保障收购年利用小时数(或弃风率不超过5%)。
2020年5月	广东	《关于培育发展战略性新兴产业集群和战略性新兴产业集群的意见》	大力发展先进核能、海上风电、太阳能等优势产业；建设沿海新能源产业带，重点打造阳江海上风电全产业链基地。
2020年6月	江苏	《南通市打造风电产业之都三年行动方案(2020-2022年)》	着力建设海上风电装备制造、海上风电运维、海洋新兴产业三基地和风电科技研发、风电设备检测、风电智慧大数据三中心。
2020年10月	广东	《广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划(2021—2025年)》	争取2025年前海上风电项目实现平价上网，到2025年底累计投产海上风电约 1500万千瓦
2020年11月	江苏	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划(征求意见稿)》	到2025年底，全省海上风电并网装机规模达到 1400万千瓦 ，力争突破1500万千瓦。
2020年12月	广东	《关于促进我省海上风电有序开发及相关产业可持续发展的指导意见(征求意见稿)》	计划于2024年实现海上风电平价项目建成并网，2024年起并网的海上风电项目不再补贴。
2021年2月	浙江	《浙江省能源发展“十四五”规	到2025年浙江省风电装机容量达到630万千瓦，其中

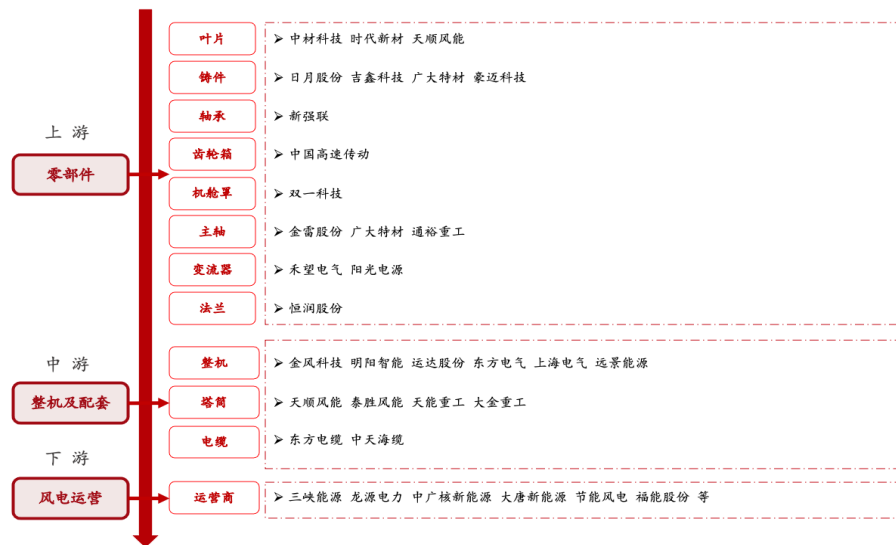
2021年5月	山东	《山东省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》	海上风电达到 500 万千瓦 。 到 2025 年山东省风电装机达到 2500 万千瓦 ，积极开发渤中、半岛北、半岛南三大片区海上风电资源，重点打造千万千瓦级海上风电基地。
2021年6月	浙江	《浙江省电力发展“十四五”规划（征求意见稿）》	“十四五”期间打造 3 个以上百万千瓦级海上风电基地，新增海上风电装机 455 万千瓦以上 。
2021年6月	广东	《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》	到 2021 年底广东省海上风电累计投产装机容量达到 400 万千瓦，到 2025 年底力争达到 1800 万千瓦 ；2025 年起并网项目不再补贴。

资料来源：北极星风力发电网、国家能源局、江苏省人民政府、北极星输配电网、海南省人民政府、山东省政府、广东省发改委、南通市人民政府、角马能源、每日风电、浙商证券研究所

3. 终端运营毛利较高，龙头企业优势显著

风电产业链由零部件制造、整机及配套装置制造及风电运营三个环节依序构成。风电产业链上游是风电的零部件制造商，包括叶片、铸件、轴承、齿轮箱、机舱罩、主轴、变流器和法兰等环节；中游是整机及配套装置制造商，包括整机制造、塔筒、电缆等环节；下游主要是风电运营商。

图 30：风电产业链结构及各环节主要企业



资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

从毛利率看，零部件供应高于整机制造，终端运营维持高毛利。受 2020 下半年抢装潮影响，上游零部件供应偏紧，毛利率提升，产业链中游整机制造受原材料价格上涨影响毛利率承压，2021 年上半年，中上游公司的毛利水平有所下滑。终端运营商因经营属性和补贴机制影响，毛利率大幅领先中上游制造环节。

表 14：风电产业链各环节毛利率

环节	公司名称	2018	2019	2020	2021H1	
零部件	叶片	中材科技	14.04%	18.64%	23.93%	21.77%
		时代新材	8.30%	10.76%	17.04%	-
	铸件	日月股份	21.44%	25.32%	28.59%	-
		吉鑫科技	1.92%	15.09%	21.42%	-

		通裕重工	19.86%	18.23%	22.94%	19.55%	
	轴承	新强联	27.51%	32.03%	31.49%	28.77%	
	齿轮箱	中国高速传动	-	19.90%	20.90%	17.00%	
	机舱罩	双一科技	35.07%	39.47%	38.55%	30.03%	
	主轴	金雷股份	30.33%	31.67%	45.42%	44.79%	
		通裕重工	39.02%	38.28%	36.83%	30.33%	
	变流器	禾望电气	49.33%	44.64%	41.70%	-	
		阳光电源	-	-	24.63%	-	
	法兰	恒润股份	23.31%	27.54%	37.35%	39.68%	
		金风科技	18.88%	12.50%	14.41%	20.34%	
	整机	明阳智能	20.92%	19.22%	16.89%	-	
		运达股份	19.16%	16.64%	13.61%	19.95%	
		天顺风能	21.60%	19.17%	17.31%	14.68%	
	塔筒	泰胜风能	20.63%	21.80%	21.39%	20.37%	
		天能重工	20.00%	24.46%	25.18%	22.47%	
	海缆	东方电缆	29.80%	44.77%	53.72%	-	
		中天海缆	25.12%	41.23%	51.68%	-	
	陆缆	东方电缆	7.75%	11.01%	12.09%	-	
		中天海缆	5.84%	9.98%	10.41%	-	
		节能风电	60.80%	52.09%	52.40%	53.34%	
	风电运营	运营商	龙源电力	37.14%	37.07%	41.73%	43.92%
			中广核新能源	37.14%	37.07%	41.73%	43.92%
			三峡能源	56.43%	56.90%	57.77%	63.36%

资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

注：除运营商外，上表毛利率为公司该环节业务对应毛利率。

3.1. 零部件：国产化大势所趋，规模效应下集中度提高

3.1.1. 叶片：大型化趋势明显，龙头多路径发展

风力发电机组的关键部件，大型化趋势明显。叶片，即风力发电机的可旋转叶片，是由玻纤、树脂等复合材料制成的产品，每台发电机一般有三支叶片，在风机材料成本构成中占比最大，其设计、材料和工艺决定风力发电装置的性能和功率。主要叶型为126/110/114等，对应长度68/54/56m，在大型化趋势下，70+叶片为主流企业攻克方向。行业龙头中材科技已实现产品系列全覆盖，交付最大到8MW 85.6米长度产品，时代新材开发了国内最早的3兆瓦级的70米+叶片。

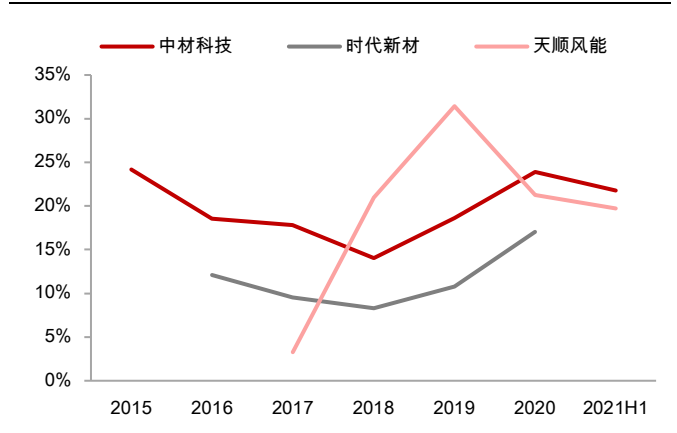
龙头企业多路径发展。中材科技、中复连众等为代表的国有企业以原材料起家，强大的供应链支撑扩张，中材科技市占率已连续10年保持全国第一，毛利水平高于同业。中国中车旗下的时代新材在海外多地拥有研发和生产布局，综合国际化指数超过40%，占据国内市场第二。近年来，天顺风能等产业链中下游企业加速垂直一体化布局，扩大叶片产能积极抢占份额，2020年天顺风能叶片销售量为3201片，同比增长348.81%。

表 15：中国主要叶片制造商竞争能力（截至 2020 年 12 月）

	供应链数量	产能(MW)	最大产品尺寸
中材科技	7	10000	8.0MW(90 米)
时代新材	6	10000	84 米
艾朗新材	5	9000	8.0MW(90 米)
中复连众	8	6000	6.XMW
中科宇能	5	5000	85 米
重通成飞	5	4500	83.6 米
双瑞叶片	8	4500	83.6 米
天顺风能	3	3000	90 米
上玻院	-	1400	4.X&6.0MW

资料来源：GWEC，浙商证券研究所

图 31：主要叶片制造商毛利水平



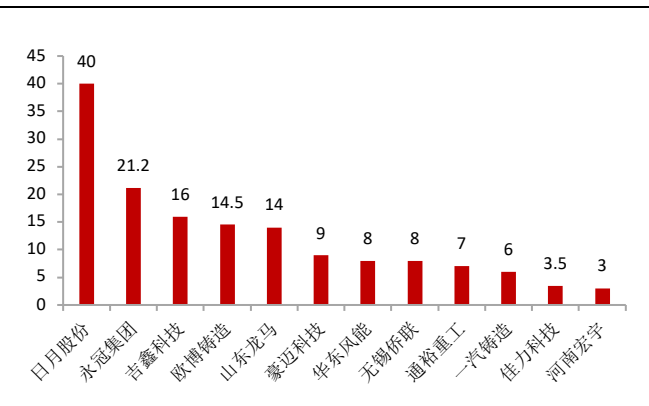
资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

3.1.2. 铸件：规模效应明显，日月股份稳踞龙头

铸件属于大型重工装备，规模效应明显。风电铸件主要有轮毂、底座、定子主轴、行星架等，轮毂用于将叶片载荷传递到底座及传动系统，底座及轴承座用于固定发电机组位置。作为典型的规模行业，规模化经营是有效降低经营成本、抵御市场风险从而提升企业的核心竞争能力的必经之路。

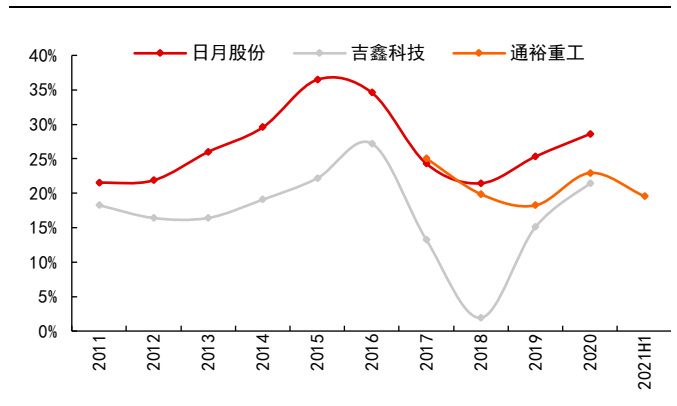
大产能高毛利，日月股份稳踞龙头。从产能上看，截至 2020 年底，日月股份 40 万吨的产能牢牢占据龙头地位，2021Q3 关键铸件项目二期 8 万吨建设完成，产能将达 48 万吨，为进一步扩大份额打下基础。从毛利水平看，铸件企业毛利波动与风电行业周期同步，日月股份毛利率水平高于同行，规模化经营下的盈利能力优势明显。

图 32：2020 主要企业铸件产能（万吨）



资料来源：各公司公告，北极星风力发电网，浙商证券研究所

图 33：日月股份毛利领先优势明显



资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

3.1.3. 轴承：技术壁垒高筑，新强联引领国产替代

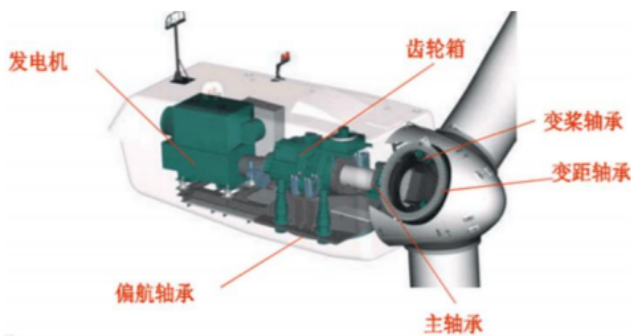
技术壁垒高筑，新强联引领国产替代。轴承属于风电设备的核心零部件，主要包括偏航轴承、变桨轴承以及传动系统轴承（包含主轴、发动机和变速箱轴承）。风电设备工况恶劣且对使用寿命及可靠性有较高的使用要求，技术壁垒高筑，国产化难度大。当前我国高端轴承产品主要依靠进口，在中低端产品上产能过剩，行业技术升级换代和产业整合仍在推进中。大型化趋势下，国内企业加紧大功率研发和扩产步伐，2020 年新强联实现 5.5MW 及以上大功率风电轴承产品对核心客户的供应并逐步形成批量，3.0MW 及以上大功率风力发电主机配套轴承生产线建设项目也在稳步推进中。

表 16：主要风电轴承企业产品涵盖

产商名称	所属国家	产品涵盖
FAG(舍弗勒)	德国	主轴承、偏航轴承、变桨轴承、发电机轴承、齿轮箱轴承
SKF(斯凯孚)	瑞典	主轴承、偏航轴承、变桨轴承、发电机轴承、齿轮箱轴承
TIMKEN	美国	主轴承、偏航轴承、变桨轴承
罗泰艾德	德国	主轴承、偏航轴承、变桨轴承、齿轮箱轴承
瓦轴	中国	主轴承、偏航轴承、变桨轴承、发电机轴承、齿轮箱轴承
洛轴	中国	主轴承、偏航轴承、变桨轴承、发电机轴承、齿轮箱轴承
新强联	中国	主轴承、偏航轴承、变桨轴承
新能轴承	中国	偏航轴承、变桨轴承、
成都天马	中国	偏航轴承、变桨轴承、

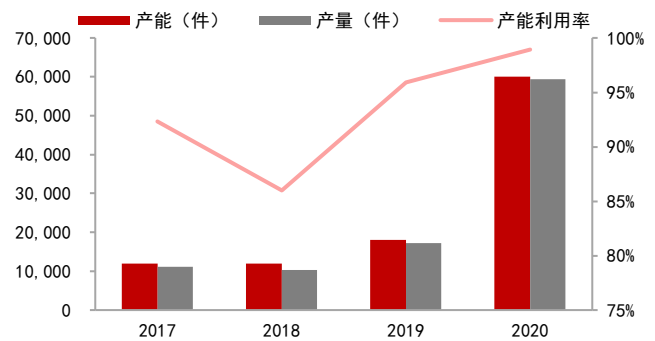
资料来源：各公司官网、GWEC、浙商证券研究所

图 34：轴承属于风电设备核心零部件



资料来源：新强联招股书，浙商证券研究所

图 35：新强联加速轴承产能扩建

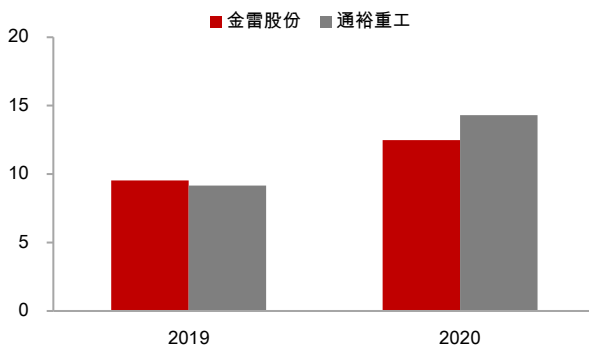


资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

3.1.4. 主轴：国产化基本完成，龙头高度集中

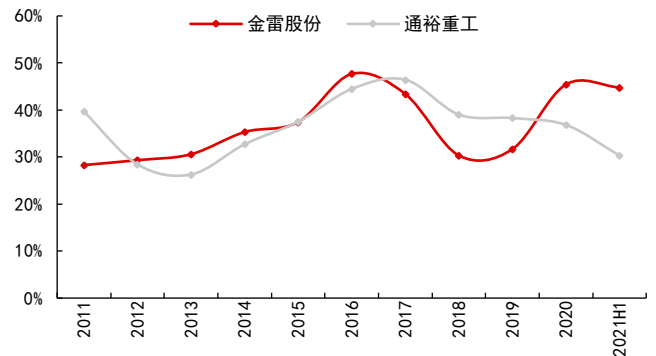
国产化基本完成，龙头高度集中。主轴是风力发电设备的重要零部件，在风电整机中主要用于联接叶片转轮体和增速机，经过锻压、热处理、机械加工（粗加工、精加工）、涂装等五道主要工序制作而成。历经对外技术引进、小规模研发、自主创新等过程后，国内主轴产品基本替代进口。2020 年金雷股份销售风机主轴 12.49 万吨，占全球市场份额 30%；通裕重工销售量同比增长 55.91%，达 14.29 万吨。

图 36：龙头企业金雷股份及通裕重工主轴销售量（万吨）



资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

图 37：主轴龙头毛利水平



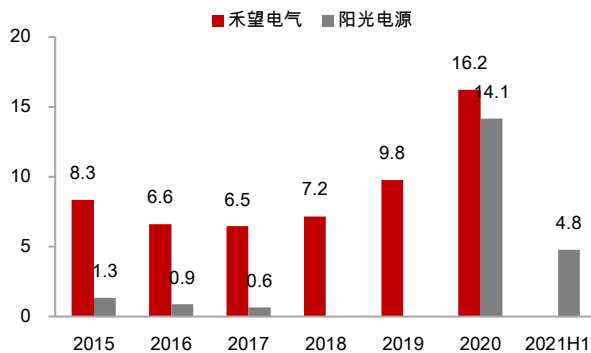
资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

3.1.5. 变流器：当前国产化替代已逐步实现

变流器是保持输出稳定的重要结构，当前国产化替代已逐步实现。风电变流器作为风力发电机组的能量变换单元，是风机的关键部件之一，行业规模与风电机组装机容量密切相关。行业发展初期，ABB、西门子、Converteam 等海外厂商占据了主要市场，国内厂商起步较晚，经过十余年的发展，国产化替代已逐步实现。国内代表企业有禾望电气、阳光电源等。

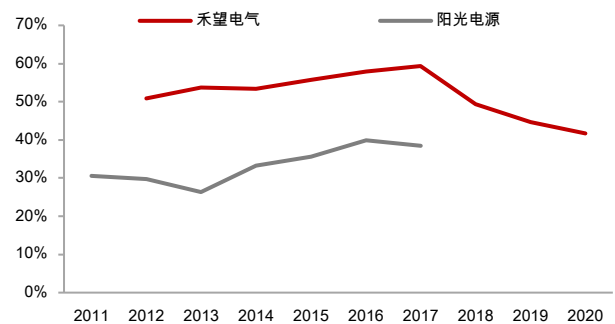
禾望电气毛利领先，阳光电源份额扩充加速。行业龙头禾望电气以风电变流器和光伏逆变器为主营业务，2020 年度变流器销量达 4175 台，市占超 20%。作为超大传动的功率变频控制唯一国产突破企业，禾望电气以较高的单台售价优势取得领先行业的毛利。风电业务在阳光电源收入规模中占比不大，2020 年阳光电源变流器销售额增长迅速，达 14.1 亿元。

图 38：主要企业变流器业务营收规模（亿元）



资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

图 39：龙头企业变流器业务毛利水平



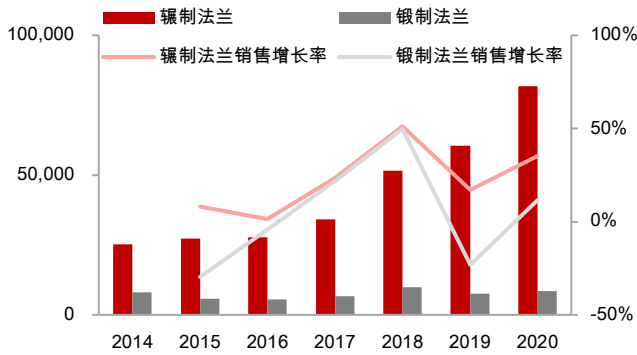
资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

3.1.6. 法兰：辗环锻造大兆瓦竞争力强

海上风电发展对产品质量要求更高，辗环锻造大兆瓦竞争力强。法兰又叫法兰盘或突缘，主要应用于管状部件的连接。当前，我国锻制法兰行业在装备水平、锻造技术和加工工艺上已取得了竞争力，附加人力成本优势，我国已经成为锻制法兰主要出口国之一。从锻造工艺上看，辗环锻造具有材料利用率高、加工环件内部质量优良、锻造环境好和加工成本低等优势。由于海上大功率风机配套塔筒所用连接法兰口径大、承载负荷重，相较于拼接技术，辗环技术生产的法兰更能满足要求故而广为使用。国内代表性企业为恒润股份。

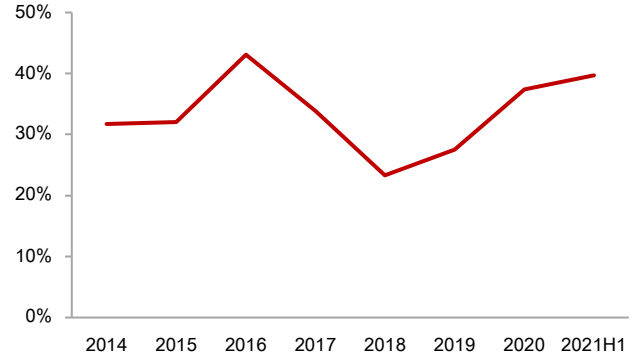
风电景气利好龙头，恒润股份塔筒法兰量利齐升。自 2018 年风电产业进入新一轮周期后，恒润股份辗制法兰销量增长迅速，2020 年销售量达 8494.27 吨，同比增长 35.38%；同时，业务毛利提升，2021 年上半年塔筒法兰业务毛利达 39.68%；产能由 2019 年的 11.28 万吨提升至 2020 年 18.04 万吨。

图 40：恒润股份法兰销售量（吨）



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

图 41：2018 年来恒润股份塔筒法兰业务毛利增长



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

3.2. 整机及配套：大型化背景下，龙头优势明显

3.2.1. 整机制造：大型化趋势进一步凸显龙头优势

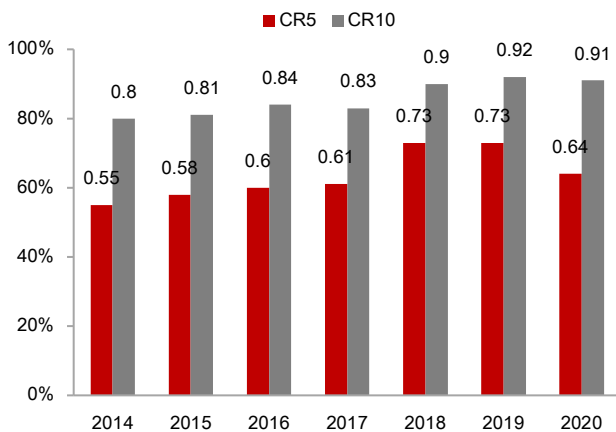
受 2020 年风电抢装影响，国内市场龙头市占率下降。2020 年，国内风电抢装潮来临，旺盛的下游装机需求为二线整机制造商提供了抢单机会，龙头份额遭稀释，CR5 市占从 2019 年的 73% 下降到 64%，市占第一的金风科技份额则由 29.9% 下降至 21.0%。随着抢装影响退去，龙头企业市占有望回升。从 2021 年 1-8 月风电中标量看，远景能源、明阳智能、金风科技等龙头企业中标量分别达 5.68/5.63/4.19GW，优势明显。

表 17：主要整机制造商市占格局：

2020 年		2019 年		2018 年		2017 年	
制造商	占比	制造商	占比	制造商	占比	制造商	占比
金风科技	21.0%	金风科技	29.9%	金风科技	31.7%	金风科技	26.6%
远景能源	17.0%	远景能源	19.2%	远景能源	19.8%	远景能源	15.4%
明阳智能	10.0%	明阳智能	13.5%	明阳智能	12.4%	明阳智能	12.5%
上海电气	9.0%	运达股份	6.0%	联合动力	5.9%	联合动力	6.7%
运达股份	7.0%	东方电气	4.9%	电气风电	5.4%	中国海装	5.9%
中车风电	7.0%	电气风电	4.7%	运达股份	4.0%	电气风电	5.7%
三一重能	6.0%	中国海装	4.1%	中国海装	3.8%	湘电风能	4.7%
东方电气	5.0%	联合动力	3.9%	湘电风能	2.6%	运达股份	4.2%
中国海装	5.0%	中车风电	3.4%	Vestas	2.6%	东方电气	4.1%
联合动力	4.0%	三一重能	2.6%	东方电气	1.8%	华创风能	3.7%
其他	9.0%	湘电风能	2.6%	中车风电	1.4%	三一重能	2.1%
		西门子歌美飒	1.6%	南京风电	1.4%	中车风电	2.1%
		华仪风能	1.0%	西门子歌美飒	1.3%	Vestas	2.0%
		Vestas	0.9%	三一重能	1.2%	许继风电	0.9%
		许继风电	0.9%	华仪风能	1.1%	GE	0.8%
		其他	0.8%	其他	3.6%	其他	2.6%

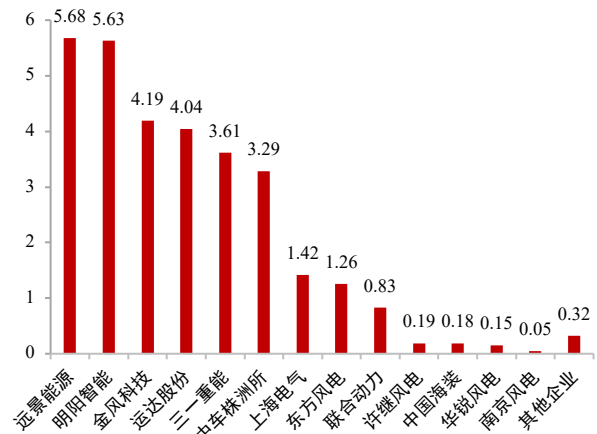
资料来源：BNEF，浙商证券研究所

图 42：2020 年整机制造龙头集中度下降



资料来源：CWEA，未来智库，中国科学技术委员会，浙商证券研究所

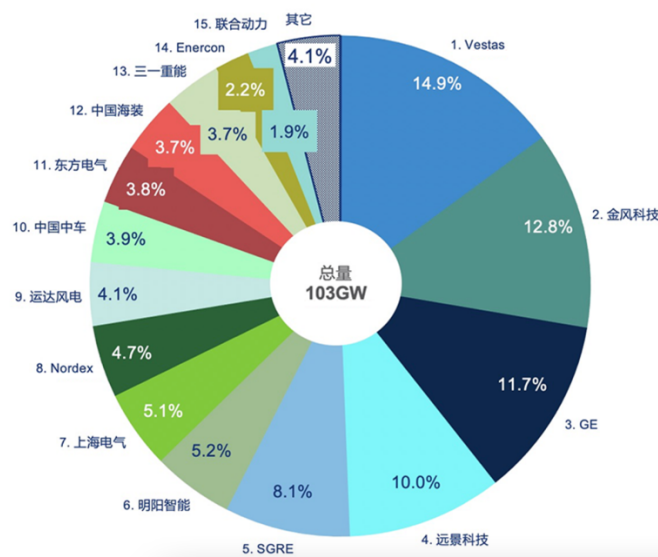
图 43：2021 年 1-8 月风电中标量统计（GW）



资料来源：每日风电，北极星风力发电网，浙商证券研究所

从全球范围来看，Vestas 市占率稳居第一。根据 Wood Mackenzie 发布的《2020 年度全球风机整机企业市场份额排名》，Vestas 继续保持其全球领先地位，新增装机容量遍布 34 个市场，市占率稳居全球第一。此外，在 2020 年的风机整机市场中，全球市占率排名前 15 的公司里中国整机商数量达到了 10 个，成绩较为亮眼。

图 44：2020 年度全球风机整机企业市场份额排名

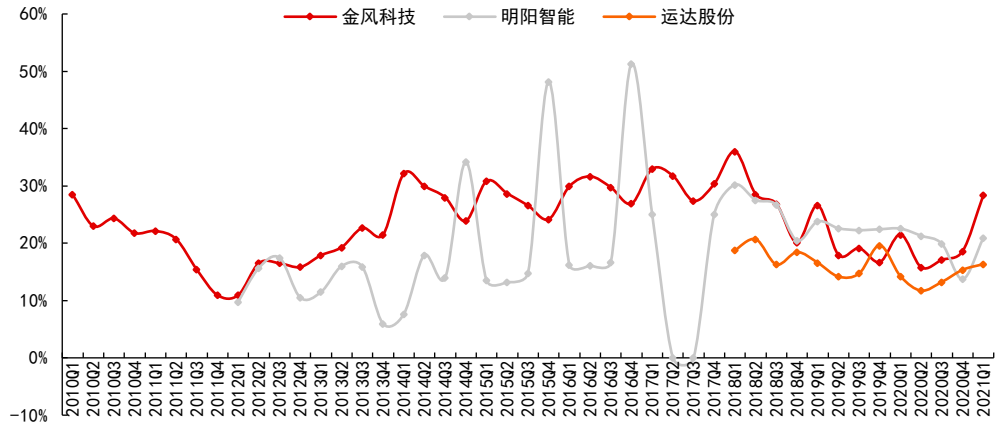


资料来源：Wood Mackenzie，浙商证券研究所

注：中国风电整机商数据基于新增吊装容量数据统计

风机企业毛利波动呈明显周期性，金风科技毛利水平更优。从毛利波动上看，风机企业毛利水平波动呈现风电行业景气周期特点。金风科技凭借成本管控能力和规模优势，毛利稳定性优于同行。从绝对值上看，金风科技 2020 年风机毛利率高于同业 3pct，强势占优。

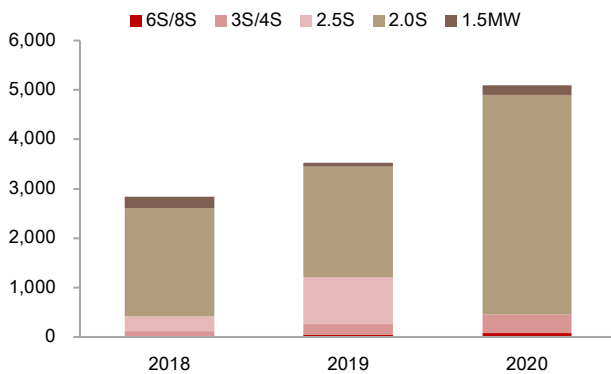
图 45：主要风机企业季度毛利率对比：



资料来源：wind，浙商证券研究所

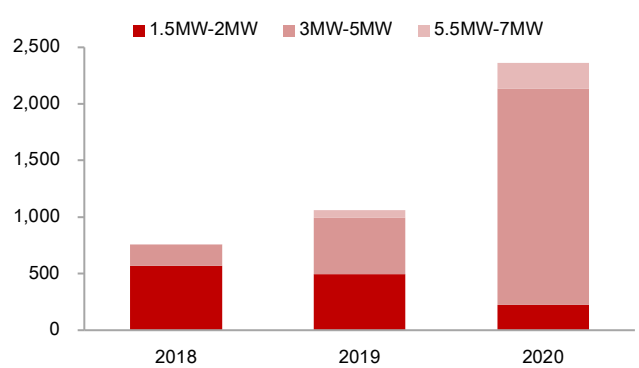
大型化趋势下，龙头优势有望进一步凸显。近三年来，龙头企业 3MW 以上风机销售量占比迅速提升，其中明阳智能 3MW 以上风机产量占比由 2019 年的 53.3% 提升至 2020 年的 90.5%。从技术路线上看，龙头企业采用的半直驱与直驱风机路线在大型化趋势下逐渐成为主流，而以双馈式、高速齿轮鼠笼型等中小型风机技术路线为主的企业将被进一步挡在技术壁垒之外，头部企业的竞争优势将进一步凸显。

图 46：金风科技大型风机销售占比提升



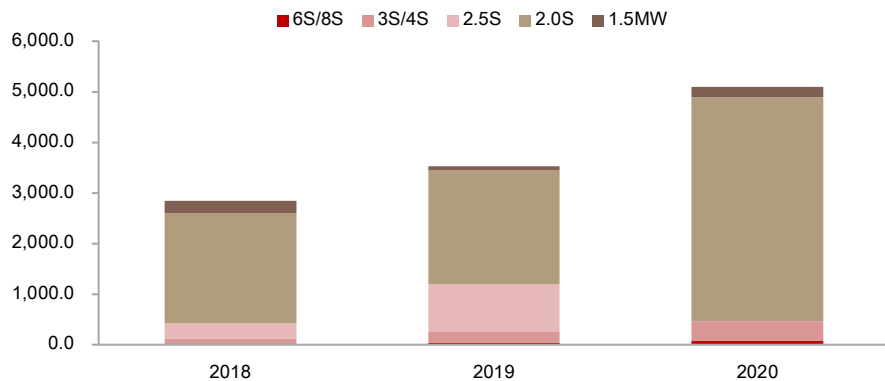
资料来源：公司公告，浙商证券研究所

图 47：明阳智能大型风机销售占比提升



资料来源：公司公告，浙商证券研究所

图 48：运达股份大型风机销售占比提升



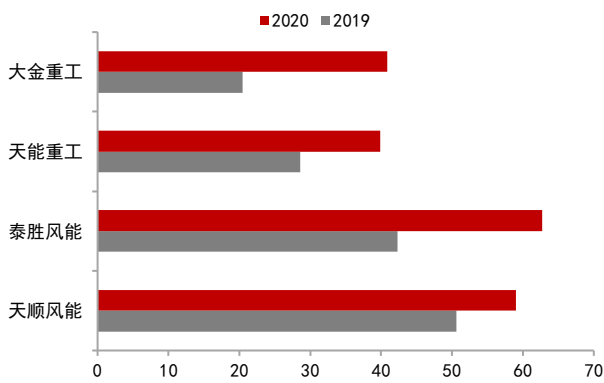
资料来源：Wind，浙商证券研究所

3.2.2. 塔筒：规模化优势带来集中度提升

塔筒向大型化、海风化发展。作为风力发电机组的支撑结构，塔筒一般采用钢板卷制、焊接等形式组成的柱体或者锥体结构，内部附有机械内件和电器内件等辅助设备。随着风电市场竞争热点逐步由风资源丰富地区向低风速地区以及海上转移，对高端风机塔架的技术要求提升，在法兰平面度、法兰内倾量、焊缝棱角、错边量控制、厚板焊接和防腐上的技术要求更为严格，具有一定技术壁垒。当前国内塔筒制造头部企业有天顺风能、泰胜风能、天能重工、大金重工等。

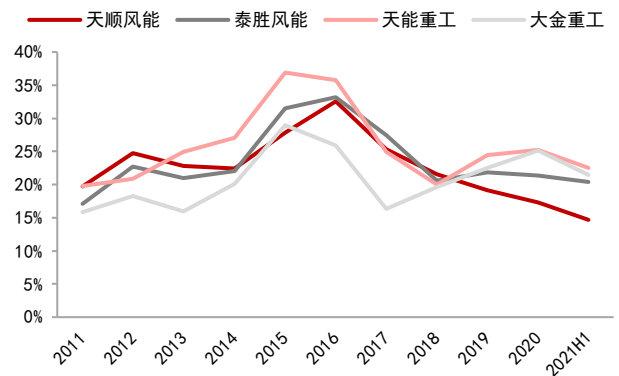
头部企业毛利率相当，规模化优势带来集中度提升。从生产能力上看，头部企业风电塔筒产能持续爬坡。从毛利上看，2021年上半年龙头企业毛利率略有下降，主要受钢材涨价等因素影响影响。

图 49： 头部企业塔筒销售量（万吨）



资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

图 50： 头部企业塔筒业务毛利率

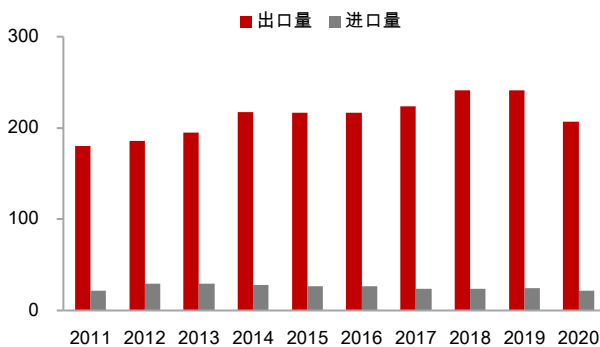


资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

3.2.3. 电缆：海缆制造技术要求较高、盈利能力强

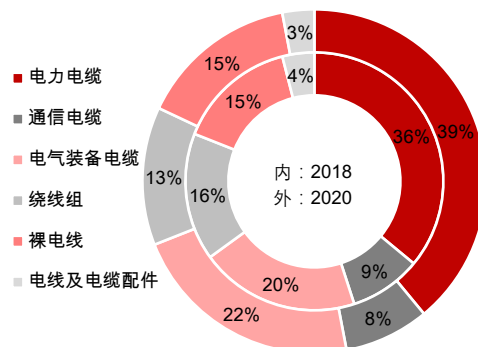
电线电缆行业细分市场中，电线电缆份额提升。电线电缆是输送电能、传递信息和电机、仪表制造中的基础性器材，传统国际电缆巨头在资金、技术等方面积累了优势，国内企业发展迅速，当前部分高端产品已逐步实现进口替代。从电线电缆行业细分市场来看，电力电缆比重由2018年的36%提升至2020年的39%。

图 51： 电线电缆进口规模整体下降



资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

图 52： 电线电缆行业细分市场结构：电力电缆占比提升



资料来源：前瞻产业研究院，浙商证券研究所

电力电缆中，海缆制造技术要求较高、盈利能力强。电力电缆按绝缘材料可分为油浸纸绝缘电力电缆、橡皮绝缘电力电缆、交联聚乙烯绝缘电力电缆及聚氯乙烯绝缘电力电

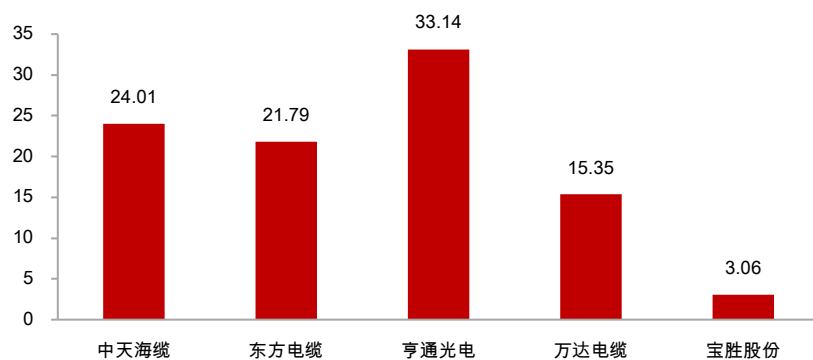
缆。按照应用场景可划分为海缆和陆缆，相较于陆缆，海缆应用场景更为复杂、体积重量大、运输连续性要求高、对机械防护结构和阻水结构要求也更为严格，存在一定技术壁垒。国内代表企业有东方电缆、中天海缆（中天科技旗下，分拆上市 IPO 已终止）等。普睿司曼、耐克森、安凯特等国际海缆企业起步较早，技术优势较强，曾占据我国海缆市场的主要份额。近年来，国内海缆企业加大研发投入取得技术突破，凭借本地化和成本优势，国内份额逐步扩大。2020 年中天海缆和东方电缆海缆业务分别取得 24.01/21.79 亿元的营收。从毛利水平上看，海缆业务毛利率大幅领先陆缆，是龙头企业主要扩产方向。

表 18：海缆与陆缆主要特性对比

	海缆	陆缆
应用领域	海上风电、海洋油气开采、陆地与岛屿间电力、通信传输等领域	地下土壤、电缆沟、电缆架、专用通道（管道、隧道）等位置，集群敷设
应用环境	水底	地下
生产长度	几公里到上百公里	几十米到几公里
存储运输要求	体积重量大、连续性要求高	可分批运输
结构要求	对机械防护和阻水要求高	对机械防护和阻水要求不高

资料来源：中天海缆招股书，浙商证券研究所

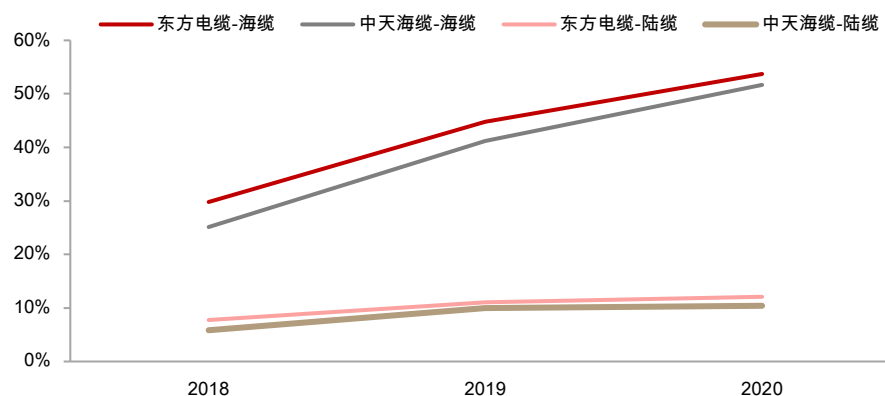
图 53：主要企业海缆收入（亿元）



资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

注：亨通光电的海缆收入按照海洋电力通信与系统集成业务计算

图 54：海缆业务毛利率大幅领先陆缆

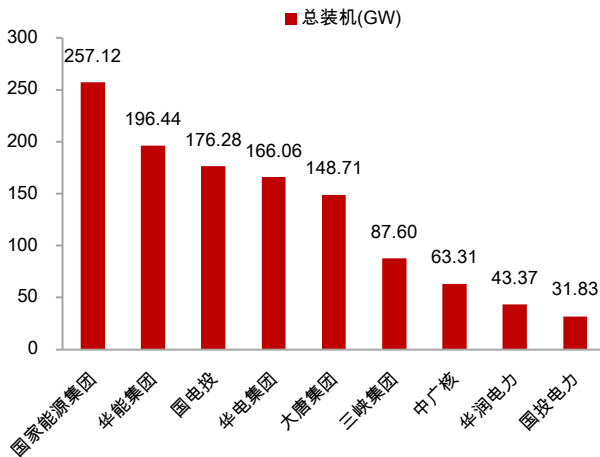


资料来源：各公司公告，浙商证券研究所

3.3. 运营商：平价大背景下价值迎来重估

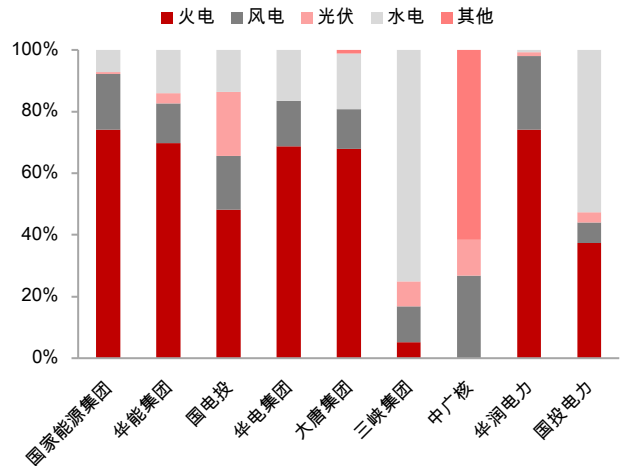
风电、光伏电站运营，属于新能源最下游环节，在国内参与主体主要以“五大四小”为主，其在装机容量、发电量等方面均位居行业前列。截至2020年末，总装机规模居前三位的分别是国家能源集团、华能集团、国电投。但是，从装机结构上看，目前五大四小火电装机占比普遍较高，转型任务重，双碳目标下，均提出了规模较大的装机目标。

图 55：五大四小装机容量情况（2020 年）



资料来源：各公司官网，浙商证券研究所

图 56：五大四小装机容量结构图（2020 年）



资料来源：各公司官网，浙商证券研究所

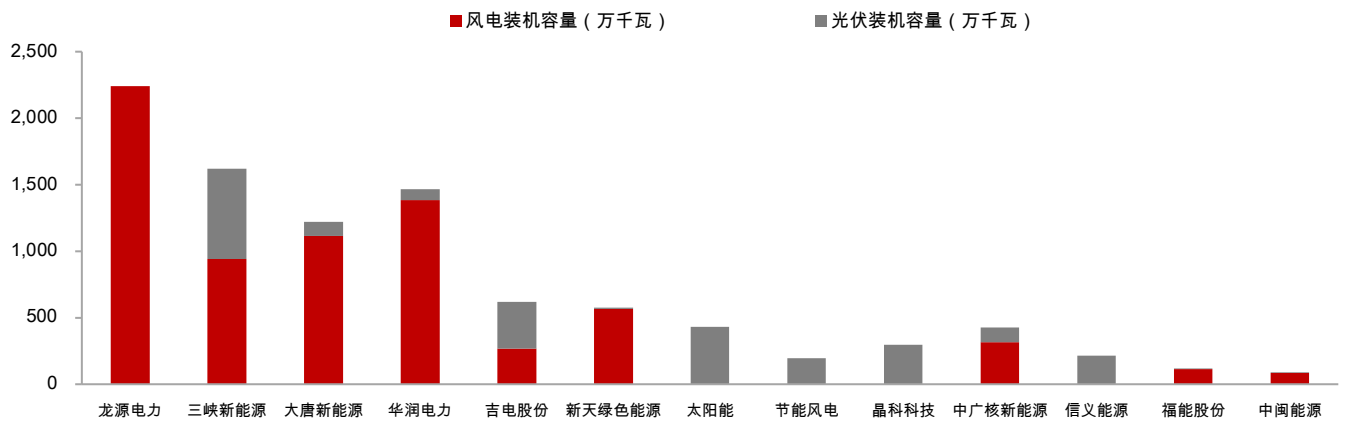
表 19: 央企 2025 和 2035 年可再生能源目标

企业名称	2025 年目标	2035 年目标
国家能源集团	“十四五”可再生能源新增装机达到 7000-8000 万千瓦	/
大唐集团	到 2025 年实现碳达峰，清洁能源占比 50% 以上	/
华能集团	到 2025 年，清洁能源占比 50% 以上，发电装机达到 3 亿千瓦左右，新增新能源装机 8000 万千瓦以上	电力总装机突破 5 亿千瓦，清洁能源占比 75% 以上
华电集团	到 2025 年集团非化石能源装机占比力争达到 50%，有望 2025 年实现碳排放达峰	/
国家电投集团	2023 年实现碳达峰，到 2025 年实现电力总装机 2.2 亿千瓦，清洁能源占比 60%	电力总装机 2.7 亿千瓦，清洁能源占比 75%
三峡集团	“十四五”时期及后续发展阶段，保持每年 1500 万千瓦清洁能源新增装机规模的增速	/
中广核	到“十四五”末，境内新能源在运装机总容量将突破 4000 万千瓦。	/

资料来源：wind，浙商证券研究所

碳中和背景下，能源转型加速推进，新能源运营商迎来发展机遇；此外，平价大背景下，之前市场所担心的补贴拖欠问题影响逐步弱化，行业自身的降本增效成为驱动行业长期成长的核心因素，行业的盈利性、成长性和现金流都将明显改善，运营商价值迎来重估。

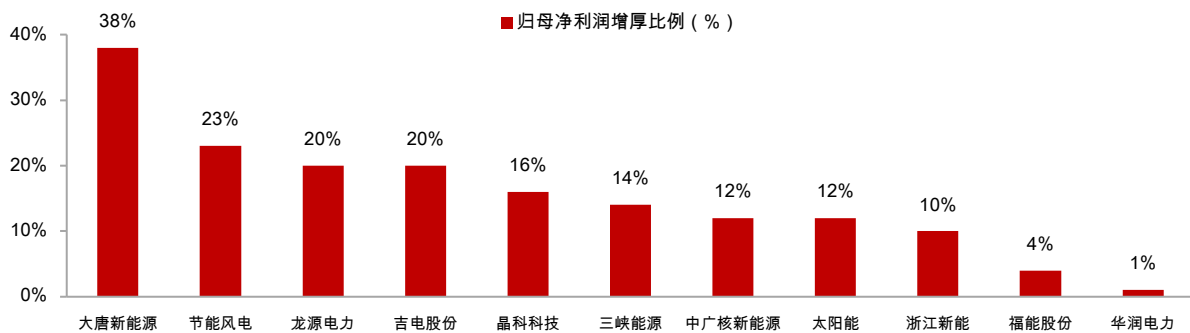
图 57：各上市公司装机规模（截止 2021 年 6 月 30 日）



资料来源：wind，浙商证券研究所

随着碳排放权交易体系的投入运行，运营商的“绿电”碳减排量有望通过申请 CCER 得到变现，增厚运营商业绩。此外，随着绿色电力交易试点等政策逐步落地，以市场化方式引导绿色电力消费，体现出绿色电力的环境价，运营商有望直接受益。

图 58：各风电运营商 CCER 业绩弹性（以 2020 年为例）



资料来源：wind，浙商证券研究所

4. 投资建议：乘风而起，龙头强者恒强

当前风电行业处于高速发展时期，利好政策频出，长期增长确定性增强。根据测算，我们预计“十四五”期间风电将实现年均新增装机 59GW，保持高速增长态势。当下大型化成为产业链发展趋势，各环节龙头将持续受益。

建议重点关注以下几条投资主线：(1)零部件环节，建议关注技术壁垒高筑，引领国产替代的【新强联】；规模效应明显，大产能高毛利，稳踞龙头的【日月股份】；受益机组大型化+一体化布局，叠加产能加速释放的【金雷股份】；风电变流器龙头【禾望电气】等。(2)整机及配套环节，建议关注受益大型化和行业高增的主机龙头【金风科技】【运达股份】【明阳智能】等；向大型化、海风化发展的塔筒龙头【天顺风能】【大金重工】；受益海风平价在即的海缆龙头【东方电缆】。(3)运营商环节，行业高增+现金流、盈利能力改善，叠加“绿电”相关政策催化，运营商龙头迎来加速发展良机。建议关注【华润电力】【三峡能源】【龙源电力】【中广核新能源】【大唐新能源】【福能股份】【节能风电】等。

5. 风险提示

市场竞争加剧。近年来风电行业利好政策频出，吸引多家企业进入该行业。随着行业集中度的提升、技术的快速更迭以及抢占优势资源及扩大市场份额的诉求，将进一步加剧企业之间的竞争，对企业的综合实力也将提出更高的要求。

“十四五”规划不及预期。目前我国“十四五”规划中，对于风电等新能源装机规划均较为饱满。但若未来相关政策的支持力度减小，则有可能导致风电新增装机不及预期。

原材料价格上涨。若未来风电行业原材料价格涨幅明显，则可能导致下游企业承压，同时挤压行业需求。

技术进步不及预期。若未来风电行业技术进步速度减慢，或遇到技术瓶颈，将可能导致降本速度不及预期，从而影响风电价格的竞争性。

股票投资评级说明

以报告日后的 6 个月内，证券相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、买入：相对于沪深 300 指数表现 +20% 以上；
- 2、增持：相对于沪深 300 指数表现 +10% ~ +20%；
- 3、中性：相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10% 之间波动；
- 4、减持：相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业指数相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、看好：行业指数相对于沪深 300 指数表现 +10% 以上；
- 2、中性：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10% 以上；
- 3、看淡：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重。

建议：投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者不应仅仅依靠投资评级来推断结论

法律声明及风险提示

本报告由浙商证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，经营许可证编号为：Z39833000）制作。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但浙商证券股份有限公司及其关联机构（以下统称“公司”）对这些信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不发生任何变更。本公司没有将变更的信息和建议向报告所有接收者进行更新的义务。

本报告仅供本公司的客户作参考之用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告仅反映报告作者的出具日的观点和判断，在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，投资者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。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本公司的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。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理公司、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。

本报告版权均归本公司所有，未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、发布、传播本报告的全部或部分内容。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明本报告发布人和发布日期，并提示使用本报告的风险。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

浙商证券研究所

上海总部地址：杨高南路 729 号陆家嘴世纪金融广场 1 号楼 29 层

北京地址：北京市广安门大街 1 号深圳大厦 4 楼

深圳地址：深圳市福田区深南大道 2008 号凤凰大厦 2 栋 21E02

邮政编码：200127

电话：(8621)80108518

传真：(8621)80106010

浙商证券研究所：<http://research.stocke.com.cn>