

2023 年 06 月 02 日

行业专题

行业研究

研究所

证券分析师:

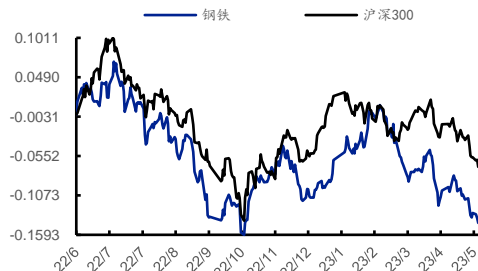
谢文迪 S03505221100044

xiewd@ghzq.com.cn

## 御“风”而行，风电发展下的大宗商品

### ——新能源革命下的大宗商品系列（一）

最近一年走势



行业相对表现

表现	1M	3M	12M
钢铁	-4.7%	-14.2%	-14.4%
沪深 300	-5.7%	-6.7%	-7.2%

相关报告

《——钢铁与大宗商品行业周报：宏观承压，信心走弱，原材料震荡运行（推荐）\*钢铁\*谢文迪》——2023-05-21

《——钢铁和大宗商品行业周报：海外风险情绪主导商品市场，内需不佳原材料承压（推荐）\*钢铁\*谢文迪》——2023-05-08

《——三钢闽光（002110）2022 年报及 2023Q1 季报点评：东南低成本龙头，享区域发展红利（增持）\*普钢\*谢文迪》——2023-05-05

《——柳钢股份（601003）2022 年报及 2023Q1 季报点评：吨钢市值高弹性的优质钢企，盈利修复可期（增持）\*普钢\*谢文迪》——2023-05-05

### 投资要点:

- **全球装机高景气格局延续，海风接力高速跑道，开启新纪元。**2022 年我国风电政策及各省海风补贴叠出，随着平价时代风机中标价不断下探，风电招标量有望高位维持，考虑到我国目前的风电并网消纳能力，我们预计 2023-2026 年中国风电新增装机 74/81/83/89GW，其中海风新增装机 11/17/20/24GW，2022-2026 年均复合增速达 47.6%。欧美等各国也纷纷加码海风建设，海上规划持续超预期。我们预计 2023-2026 年全球风电新增装机分别为 123/137/148/168GW，其中全球海风新增装机分别为 23/28/36/46GW，2023-2026 年 CAGR 达 46.9%，全球海风正式开启新增长周期。
- **大宗借“风”迎来发展机遇。**1) **钢材**：风电设备的主基材，2022-2026 年全球风电用钢年均需求可达 1756 万吨，其中中厚板年均需求为 1212 万吨，后期风电装机的增量或将对中厚板带来 7%的需求拉动。2) **铜**：海风对电缆的大量使用使得海风耗铜量是陆风的 3 倍，海风高景气拉动铜需求，我们预计 2022-2026 年全球年均风电耗铜量达 99 万吨，2025 年风电用铜需求约占国内铜总需求的 4.6%左右。3) **锌**：防腐基材，搭上风电“快车”，我们预计 2022-2026 年全球年均风电耗锌量可达 72 吨，至 2025 年时国内风电用锌占比可能会提升至总需求量的 7.0%。4) **环氧树脂**：风电叶片核心材料，我们预计 2022-2026 年环氧树脂在风电领域的年均需求量为 56 万吨，2023 年风电对环氧树脂的拉动约为 9.8%，占比较高。5) **纯碱**：风电领域需求体量小，影响甚微。2022-2026 年全球年均需求量仅 2.5 万吨，风电对纯碱的拉动不足 1%，因此难以成为支撑纯碱需求的主逻辑。
- **平价时代大宗对风电的影响。**大宗对风电装机影响仍存，2022 年上半年大宗商品价格冲高拖累风电装机步伐，但是这一点在进入 2022 年下半年后大幅缓解。我们通过构建模型测算大宗价格波动对风电装机 LCOE 和 IRR 的敏感性分析，大宗对风电的成本传导将主要通过钢材和铜进行。长期来看，我们认为受益于整机厂的充分竞争、全国平均煤电基准价调高，大宗商品对风电装机的影响会趋弱。
- **风险提示：**宏观经济增速放缓、风电新增装机并网不及预期、政策推进不及预期、历史比较研究的局限性、大宗商品价格剧烈波动、测算偏差风险、国际市场与国内行业不可完全对比。

## 内容目录

1、 风电行业：降本变革，适时展飞 .....	5
1.1、 风电回首：周期循环，贯穿历史 .....	5
1.2、 风电看今朝：告别周期性，内外生增长动力强劲 .....	8
1.3、 风电展望一：2023 年国内陆风建设大年，海风建设开启新纪元 .....	16
1.4、 风电展望二：海外装机高景气格局延续，海风接力高速跑道 .....	18
2、 大宗商品的机遇：风电产业蓬勃发展 .....	22
2.1、 钢材：风机设备主基材，中厚板引领需求增长 .....	22
2.2、 铜：海风高景气拉动铜需求 .....	25
2.3、 锌：防腐基材，搭上风电“快车” .....	26
2.4、 环氧树脂：风电领域新需求、新挑战 .....	28
2.5、 纯碱：风电领域需求体量小，影响甚微 .....	29
3、 平价时代大宗对风电的影响 .....	32
3.1、 大宗商品对风电装机影响仍存 .....	32
3.2、 大宗商品影响几何：风电 LCOE 及 IRR 测算分析 .....	33
3.3、 大宗商品向上影响是否弱化？ .....	38
4、 风险提示 .....	40

## 图表目录

图 1: 我国风电装机历史表现.....	5
图 2: 2008-2011 年不同单机容量风电机组新增装机占比 .....	6
图 3: 2012 年全国弃风率达 17% .....	7
图 4: 2015 年 1 月 1 日起风电上网标杆电价下调.....	7
图 5: 2017 年以来全国弃风率呈下降趋势 .....	7
图 6: 2022 年风电政策体系汇总 .....	8
图 7: 2012-2025 年全社会用电量及可再生能源发电量预测 (单位: 亿千瓦时) .....	9
图 8: “十四五”风电规划新增装机 (单位: GW) .....	9
图 9: 2022 年陆上风机中标价情况 (单位: 元/kWh) .....	12
图 10: 2022 年海上风机中标价情况 (单位: 元/kWh; MW) .....	12
图 11: 2016 年-2022 年风电公开招标市场新增招标量情况 (单位: GW) .....	13
图 12: 波动性可再生能源 (VRE) 的四个阶段 .....	15
图 13: 全国 20 省风、光新能源配储比例情况.....	16
图 14: 2014-2023 年电网工程投资情况 .....	16
图 15: 我国风电招标量领先风电装机量一年 (单位: GW) .....	17
图 16: 2022-2026 年我国风电新增装机预测 (单位: GW) .....	17
图 17: 欧洲海上风电新增装机预测 (单位: MW) .....	19
图 18: 2022-2031 年欧洲各国海上风电规划新增装机占比 .....	19
图 20: 美国风电新增装机预测 (单位: MW) .....	20
图 21: 北美海上风电新增装机预测 (单位: MW) .....	20
图 22: 2021-2026 年亚洲地区 (除中国大陆) 陆风新增装机规模预测 (单位: MW) .....	21
图 23: 2021-2031 年亚洲地区 (除中国大陆) 海风新增规模预测 (单位: MW) .....	21
图 24: 风电行业产业链示意图.....	22
图 25: 2018 年海上风电各组件用铜占比 .....	25
图 26: 2018 年陆上风电各组件用铜占比 .....	25
图 27: 风电叶片材料构成.....	30
图 28: 风电叶片截面示意图 .....	30
图 29: 玻璃纤维生产制作流程.....	30
图 30: 2020.01-2023.05 螺纹钢期货价及风电指数走势 .....	32
图 31: 2020.01-2023.05 阴极铜期货价及风电指数走势 .....	32
图 32: 风电板块毛利率情况 (单位: %) .....	33
图 33: 中厚板价格走势 (单位: 元/吨) .....	33
图 34: 陆上风电场平价上网各项目建设成本构成.....	33
图 35: 风电设备各零部件成本占比 .....	33
图 36: 海陆风平均新增单机容量呈向上延伸态势.....	34
图 37: 新增装机中 4.0 MW 以上的风机占比迅速提升.....	34
图 38: 2022 年螺纹钢期货价与陆风风机中标均价走势.....	38
表 1: “十四五”期间各省市海上风电规划统计 (单位: GW) .....	10
表 2: 2022 年海上风电补贴政策梳理 .....	11
表 3: 风电项目投资效益测算.....	11
表 4: 中国陆地风能资源技术开发量 (单位: 亿千瓦) .....	13
表 5: 2021-2023 年 1-3 月弃风率高于全国平均的区域情况.....	14
表 6: 欧洲最新海上风电规划目标 (单位: GW) .....	18

表 7: 2022-2026 年全球风电新增装机预测 (单位: GW) .....	22
表 8: 风力发电的主要设备 .....	23
表 9: 风电行业用钢新增需求测算 .....	24
表 10: 风电用铜增量测算 .....	26
表 11: 风电塔筒防腐涂料方案 .....	27
表 12: 风电用锌增量测算 .....	27
表 13: 环氧树脂和聚氨酯树脂性能对比 .....	28
表 14: 风电行业环氧树脂需求测算 .....	29
表 15: E 玻纤和高强 S 玻纤性能对比 .....	30
表 16: 风电行业纯碱需求测算表 .....	31
表 17: 钢/铜价格-度电成本 LCOE 敏感性分析 .....	35
表 18: 锌/玻纤价格-度电成本 LCOE 敏感性分析 .....	36
表 19: 风电项目 IRR 测算表 .....	37
表 20: 全国平均煤电基准价提价至 0.4335 元/kWh 时 IRR 测算结果 .....	39

# 1、风电行业：降本变革，适时展飞

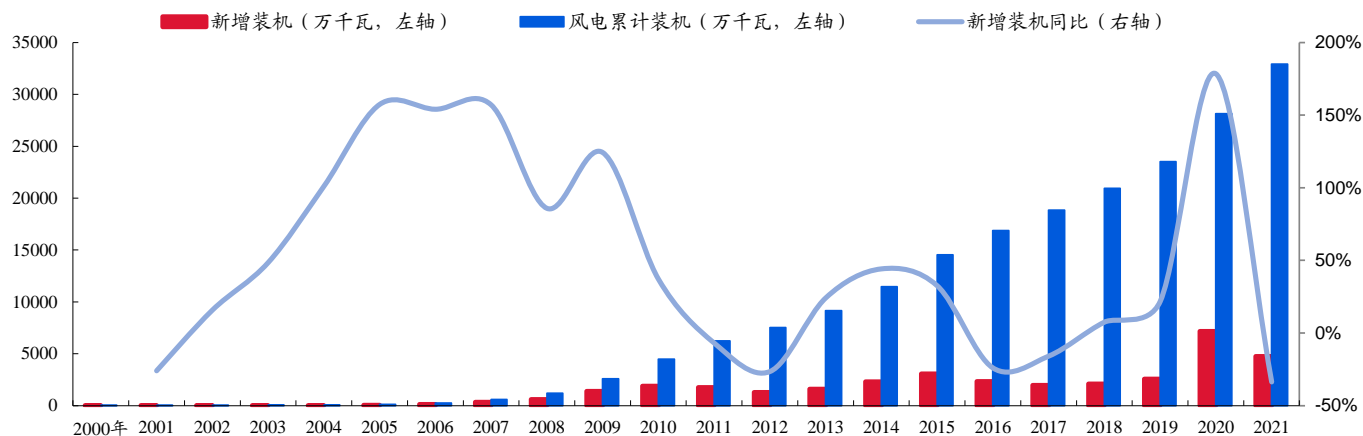
## 1.1、风电回首：周期循环，贯穿历史

通过复盘我国风电装机三次周期变迁，综合不同阶段影响装机的主要因素，我们得出结论：**国家政策性补贴及并网消纳水平是影响风电装机的两大核心因素。**

**(1) 1986 年-2002 年：初期示范及产业化建立阶段。**我国风电场建设始于 1986 年——马兰风电场在山东荣成并网发电，标志着中国风电的开端。在其后的十余年中，我国风电建设经历了初期示范和产业化建立阶段，装机容量缓慢增长。

初期阶段我国主要利用国外赠款及西班牙等欧洲国家贷款建设小型示范风电场，政策方面的相关扶持主要是通过“七五”、“八五”建设资金设立国产风机攻关项目、支持风电机组研制等。初期阶段我国在风电场设计、选址及设备维护方面有初步的经验积淀。后期通过引进、吸收、再改造国外技术进行风电装备产业升级，并首次探索建立了强制性收购、还本付息电价和成本分摊制度，合理保障投资者利益，贷款建设风电场开始盛行，并实现风电设备商业化销售。

图 1：我国风电装机历史表现



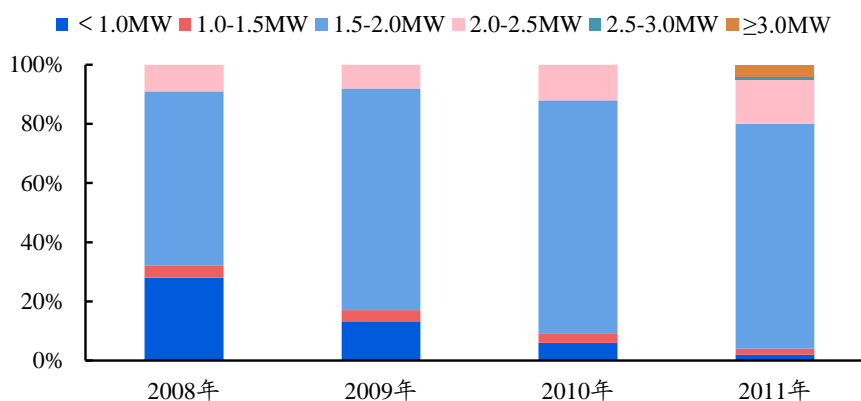
资料来源：CWEA，GWEC，智研咨询，产业信息网，国家能源局，国海证券研究所

**(2) 2003-2010 年：政策驱动行业快速上行，机型跨越升级。**在此阶段，我国风电新增装机激增，年均复合增速达 112.1%。自 2003 年起，随着国家发改委出台《风电特许权项目前期工作管理办法》，推出“风电特许权项目”，风电场建设进入规模化及国产化阶段，装机容量增长迅速。在此阶段，国家出台并实施一系列鼓励风电开发政策及法律法规和电价体系改革：①可再生能源法的颁布和可再生能源中长期规划的发布；②并网、资金、税收和国产化率等支持政策的实施；③在风电特许权招标的基础上，颁布了陆地风电上网标杆电价政策。这些措施在

一定程度上解决风电产业发展的前期投入资金门槛较高、产业竞争激烈、上网难等障碍，推动国内风电行业装机快速增长。2003 年国内新增风电装机仅 10 万 kW，累计装机 56.3 万 kW，到 2010 年新增装机 1893 万 kW，累计装机已达到 44.7GW，新增装机年均复合增速达 112.1%。

政策托底支撑并带动风电产业快速启航，同时带动风电机组实现了从千瓦级到兆瓦级的跨越升级。2010 年 1.5-2.0MW 机型已成为我国风电新增装机主要机型，同年国家发改委发布的《关于印发促进风电装备产业健康有序发展若干意见的通知》，鼓励发展电机容量 3MW 以上风电机组研制，加速我国风电机组大型化进程，提升风电整机制造能力。

图 2：2008-2011 年不同单机容量风电机组新增装机占比



资料来源：CWEA，WIND，国海证券研究所

**（3）2011 年-2012 年：行业调整洗牌——“适者生存”。**此前风电行业发展过快，使得存在的问题逐渐凸显：

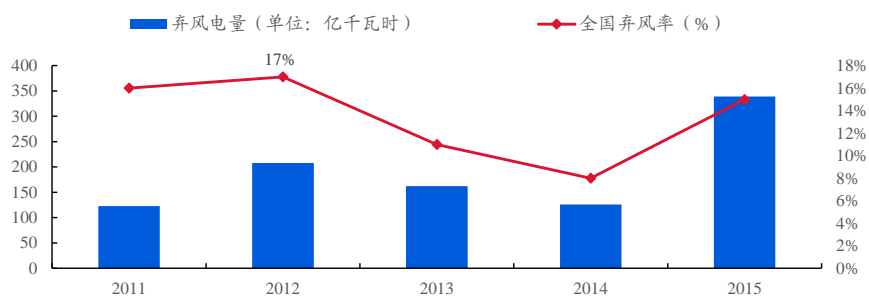
1) 电网建设滞后于风电建设，电网接纳能力不足，风电并网难和消纳难，弃风限电现象严重，制约风电行业发展；

2) 国产风电机组质量安全问题频发。风电机组性能差，风电场设计安装存在隐患、运行维护和调度管理经验薄弱，使得风电机组脱网事故发生。仅 2011 年，我国 100 MW 以上风电机组发生脱网事故 193 次，其中 500 MW 以上风电机组脱网故障有 12 次。我国在 2011 年出台《风电场接入电力系统技术规定》，并网运行的风电场需完成低电压穿越 LVRT（Low Voltage Ride Through）能力改造成为风电开发商及机组制造商的首要任务，在一定程度上拖累装机增速。

3) 风电设备产能严重过剩，恶性竞争加剧，众多企业亏损。在此阶段，行业整体风电机组价格持续下跌，众多机组制造商、叶片厂商等退出风电行业。



图 3: 2012 年全国弃风率达 17%

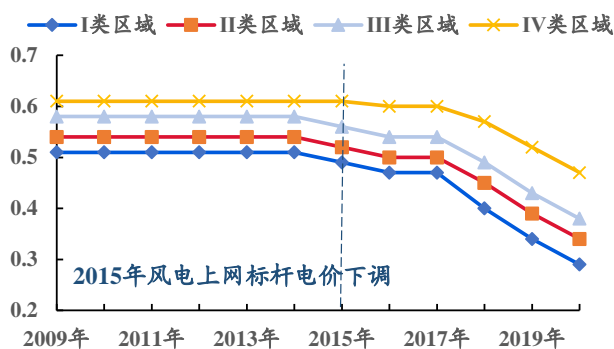


资料来源: WIND, 国家能源局, 前瞻产业研究院, 国海证券研究所

**(4) 2013-2015 年: 走出寒冬, 复苏回暖。**调整洗牌后, 中国风电产业过热势头已基本遏制, 2013-2015 年风电新增装机复合增速为 38.3%, 发展模式基本实现了从重规模、重速度、重装机到重效益、重质量、重电量的转变。2012 年财政部可再生资源电价附加补助资金于 2013 年下发到风电开发企业, 企业现金流改善。2014 年底, 发改委下发《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》, 决定自 2015 年调整风电标杆电价, 引发一轮抢装潮。弃风现象好转+现金流改善+电价下调的预期, 风电行业迎来装机复苏, 2013-2015 年实现连续三年增长。2015 年风电新增装机 3075 万 kW, 累计装机达 145.4GW。

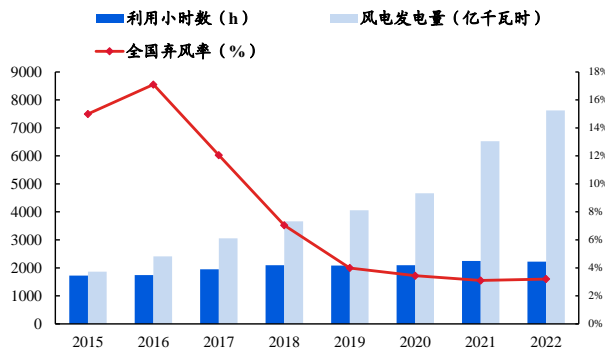
**(5) 2016 年-2017 年: 政策频出改善弃风限电难题。**受 2015 年抢装透支影响, 2016-2017 年行业新增装机规模放缓, 弃风限电现象再次加剧。为促进行业健康发展, 国家能源局建立风电预警监测制度, 红色预警 (风电平均利用小时数低于地区设定的最低保障性收购小时数) 省份新增装机受到严格限制。与此同时国内政策端对风电产业的支持力度在不断加码, 弃风限电在 2017 年开始缓解, 电力市场改革为新能源成长打开新的空间。

图 4: 2015 年 1 月 1 日起风电上网标杆电价下调



资料来源:《基于平价上网的我国风电行业发展趋势分析》(刘超, 2019), 国海证券研究所

图 5: 2017 年以来全国弃风率呈下降趋势



资料来源: WIND, 前瞻产业研究院, 国家能源局, 国海证券研究所

**(6) 2018-2020 年: 风电赛道再度冲高。**在弃风改善、风电收益水平提升、平

价上网时间窗口临近的背景下，2018 年国家能源局出台竞价配置资源方案，“抢核准、抢开工”是当年风电行业的首要任务；2019 年，国家积极推进风电无补贴平价上网项目建设，全面推行风电项目竞争配置工作机制，建立健全可再生能源电力消纳新机制，结合电力改革推动分布式可再生能源电力市场化交易等，全面促进可再生能源高质量发展。风电行业由此又引发新一轮抢装热潮，2020 年我国风能行业高速增长，风电新增并网装机容量达 7167 万 kW，风电累计装机容量达 281.53GW。

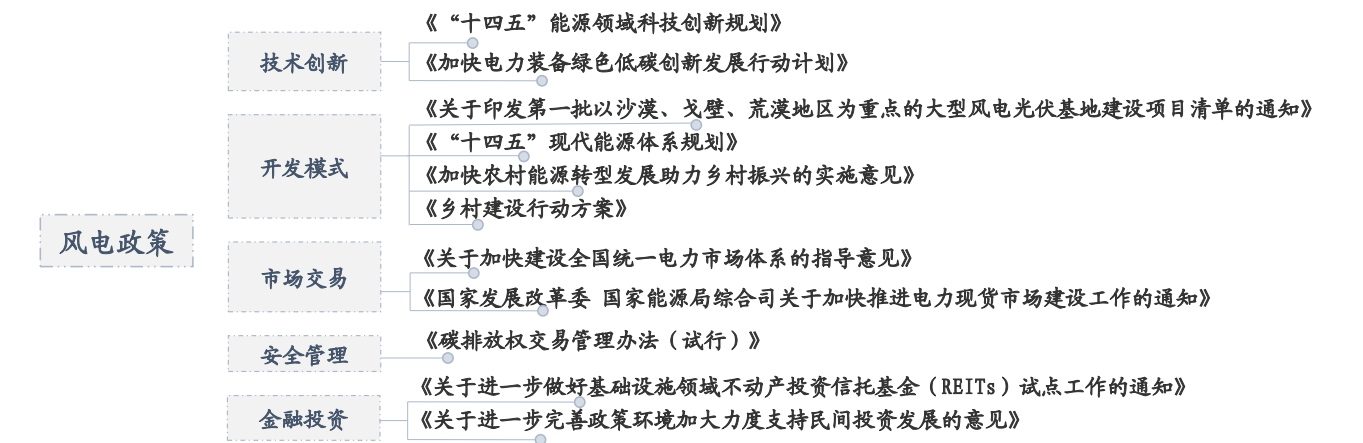
**（7）2021-2022 年：陆风补贴落下帷幕。**自 2021 年起，新核准的陆上风电全面实现平价上网，国家陆风补贴政策落下历史帷幕。根据国家能源局统计，2021 年全国风电装机 47.57GW，同比回落 33.6%。其中 2021 年陆上风电新增装机容量为 30.67GW，海上风电新增装机容量为 16.90GW，同比扩大 4.5 倍，海风新增装机接力高速领跑。2022 年在原材料涨价、疫情冲击、物流受阻、行业竞争等众多因素，风电装机进一步回落，全年装机 37.63GW，同比降低 21.0%。

## 1.2、风电看今朝：告别周期性，内外生增长动力强劲

### 1.2.1、政策 + 规划 + 海风补贴，三马并驾齐驱风电建设

在“双碳”目标引领下，随着碳达峰碳中和“1+N”政策体系在 2022 年陆续发布，能源、工业、交通、建筑等行业低碳转型路径愈发清晰。根据我们统计，2022 年涉及能源电力尤其是风电的国家级政策约 37 项，从顶层规划、技术创新、开发模式、市场交易、安全管理、金融投资等各方面形成了有益风电行业发展的一整套政策支撑体系。2023 年 1-5 月，由国家能源局等部门发布的风电、能源领域的政策已有 15 项，涉及电力安全管理、电力业务许可、农村试点建设等方面，持续深化电力市场的建设与管理。

图 6：2022 年风电政策体系汇总



资料来源：北极星电力网，发改委，中国政府网，国海证券研究所



2022 年，国家发改委、国家能源局以及工信部发布了至少 4 个涉及能源装备创新发展的政策，驱动风电行业技术创新持续向上；其中《“十四五”能源领域科技创新规划》以及 2022 年 12 月海南万宁漂浮式项目开工，将带动和培育漂浮式风电装备和国产化产业链能力的发展，开启漂浮式新市场。

**政策推动分散式与大基地开发并举。**2021 年底国家发改委、能源局发布《关于印发第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设项目清单的通知》，提到 2030 年规划建设风光基地总装机约 455GW，其中“十四五”和“十五五”时期规划建设风光基地总装机约 200GW 和 255GW。在此后发布的多个可再生能源发展顶层规划中，多次提到推动加快“沙戈荒”大基地模式的开发建设。当前国内第一批大型风光基地已悉数完成，第二、三批项目也正持续推进。与此同时，2022 年 1 月《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》以及 5 月《乡村建设行动方案》中，均提出了实施乡村清洁能源建设工程，在适宜的地区推进分布式风电和光伏建设。在乡村振兴成为“十四五”乃至“十五五”主旋律之一的背景下，分散式风电获得重大发展机遇。

**“十四五”期间风电装机量可期。**2022 年 6 月，国家发展改革委等 9 部门联合印发的《“十四五”可再生能源发展规划》提出“十四五期间，可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过 50%，风电和太阳能发电量实现翻倍”。经我们测算，若按《“十四五”可再生能源发展规划》实现装机，预计我国“十四五”年风电需累计新增装机 353.9GW，2021-2025 年分别需新增装机 47.6/37.6/73.1/93.9/101.8 GW。（假设①2023-2025 年全社会用电量以 2017-2022 年的复合增速（6.5%）增长，我们预计到 2025 年全社会用电量为 10.43 万亿 kWh。②2023-2025 年风电平均利用小时数为 2200 小时、2023-2025 年风电占可再生能源发电量的占比以 2-2.5%的幅度提升。）

图 7：2012-2025 年全社会用电量及可再生能源发电量预测（单位：亿千瓦时）

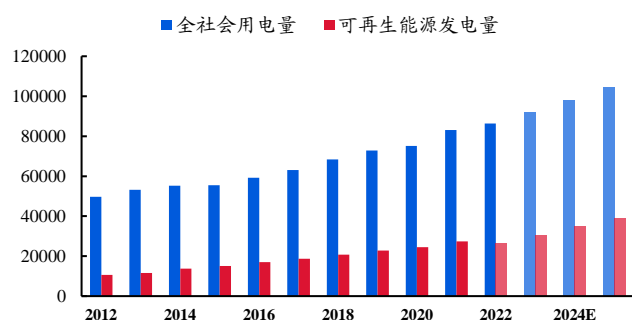
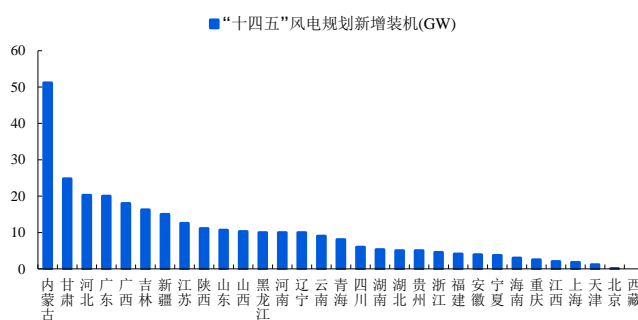


图 8：“十四五”风电规划新增装机（单位：GW）



资料来源：WIND，国家能源局，国海证券研究所

资料来源：风芒能源公众号，国海证券研究所（截至 2022 年 12 月）

为推动“十四五”可再生能源高质量跃升发展，截至 2022 年 12 月，共有 23 个省市发布“十四五”能源发展规划。经统计，31 省规划风电新增装机量达 305GW。其中，内蒙古、甘肃、河北、广东是规划风电新增装机量较大的省份，分别为 51.2/24.8/20.3/20.0GW。

沿海地区海风规划接连出台，超预期规划展信心。2022 年 6 月国家发展改革委等 9 部门联合印发的《“十四五”可再生能源发展规划》提出“有序推进海上风电基地建设”、“加快推动海上风电集群化开发，重点建设山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾五大海上风电基地”。根据我们不完全统计，截至 2022 年 12 月沿海省市海上风电规划接近 203GW。其中 3 个海上风电大市规划超预期，包括广东省潮州市“十四五”规划海上风电 43.3GW；福建漳州海上风电近远景规划 50GW；江苏盐城“十四五”规划海上风电 33GW。

表 1：“十四五”期间各省市海上风电规划统计（单位：GW）

地区	来源	规划
辽宁	《辽宁省“十四五”海洋经济发展规划》	3.75
河北	《唐山市海上风电发展规划（2022-2035 年）》、山海关区与新天绿能签约拟分两期开发建设 800W 海风项目	唐山 13
山东	能源保障网建设行动计划	35
江苏	2021 中国新能源发展论坛（盐城市委副书记、代市长周斌作《打造世界级海上风电产业基地的实践与经验分享》主旨演讲）	盐城 33.02
上海	上海市发改委发布关于金山海上风电场一期项目竞争配置	0.3+
浙江	《浙江省可再生能源发展“十四五”规划》	4.5
福建	福建漳州市人民政府 5000 万千瓦的海上风电大基地开发方案	漳州 50
广东	《广东省能源发展“十四五”规划》、《潮州市能源发展“十四五”规划》	潮州 43.3
广西	《广西可再生能源发展“十四五”规划》	7.5
海南	《海南省碳达峰实施方案》	12.3
合计		202.67

资料来源：风芒能源公众号，潮州市人民政府，国际能源网，北极星风力发电网，国海证券研究所

各地海风补贴政策落地。截至 2022 年 12 月，广东、山东、浙江、上海等地区已经出台海上风电补贴政策助力海上风电发展，补贴金额为 300-1000 元/kW 不等。

表 2: 2022 年海上风电补贴政策梳理

省份	政策文件	补贴金额			
		2022 年	2023 年	2024 年	2025-2026 年
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》	1500 元/kW	1000 元/kW	500 元/kW	-
山东	山东举行《2022 年“稳中求进”高质量发展政策清单(第二批)》发布会	800 元/kW	500 元/kW	300 元/kW	-
		2023 年年底前建成并网的海上风电项目, 免于配建或租赁储能设施			
浙江	《关于 2022 年风电、光伏项目开发建设有关事项的通知》	0.03 元/kWh	0.015/kWh	-	-
上海	《上海市可再生能源和新能源发展专项资金扶持办法》(2022 年 11 月 24 日发布)	-	500 元/kW	500 元/kW	500 元/kW

资料来源: 各地方政府官网, 风能专委会 CWEA 公众号, 国海证券研究所

### 1.2.2、平价政策倒逼风电产业降本增效

随着技术进步、政策完善及规模化发展, 风电行业日臻成熟。为发挥市场在资源配置中的决定性作用, 进一步通过市场化手段促进技术进步和成本下降, 2019 年发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》, 规定从 2021 年起, 新核准的陆上风电项目全面实现平价上网。2021 年新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价, 以更好体现其绿色电力价值。风电全面平价对新建平价项目的发电效率提升、度电成本下降提出了更高的要求。

表 3: 风电项目投资效益测算

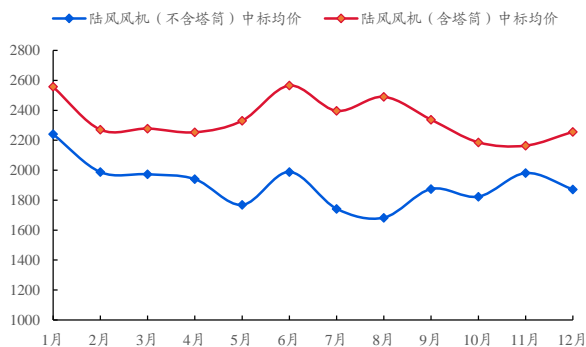
风电项目造价的规模效益测算	项目容量 (MW)			投资成本 (元/kW)	全投资 IRR (%)	资本金 IRR (%)	LCOE (元/kWh)
	50			6520.99	9.33%	18.02%	0.3453
	100			6102.77	10.10%	21.24%	0.3277
	200			5917.07	10.19%	19.80%	0.3167
	300			5847.18	10.45%	20.67%	0.3114
	400			5807.03	10.60%	21.15%	0.3085
不同单机容量机组的项目效益测算	单机容量 (MW)	台数 (台)	项目容量 (MW)	静态投资 (元/kW)	全投资 IRR (%)	资本金 IRR (%)	LCOE (元/kWh)
	2	50	100	6449	9.28%	18.24%	0.3451
	2.2	45	99	6375	9.45%	18.85%	0.3414
	2.3	43	99	6279	9.67%	19.66%	0.3366
	2.5	40	100	6221	9.82%	20.19%	0.3336
	3	33	99	6073	10.18%	21.54%	0.3262
	4	25	100	5767	10.97%	24.63%	0.3108
	4.5	22	99	5517	11.68%	27.49%	0.2983

资料来源: 《平价时代风电项目投资特点与趋势》(徐燕鹏, 2021), 国海证券研究所

**平价时代驱动项目规模化、机组大型化发展，倒逼风电产业实现降本增效。**①项目规模化可实现投资优化，降低前期、设计及升压站等公共成本，可有效降低总体投资，从而提升整体收益。根据《平价时代风电项目投资特点与趋势》（徐燕鹏，2021）研究测算，当项目容量由 50MW 扩容至 400MW，项目全投资 IRR 将由 9.33% 提升至 10.60%，平准化度电成本（LCOE）则由 0.3277 元/千瓦时降低至 0.3085 元/千瓦时，项目效益提升显著。②单机大型化可显著减少风电机组台数，进而优化风电场道路、线路、塔架投资及安装成本。在同等项目容量下，当单机容量由 2.0MW 增加到 4.5MW 时，项目投资成本显著降低，资本金 IRR 可提升 9%，LCOE 可降低 0.0468 元/千瓦时。

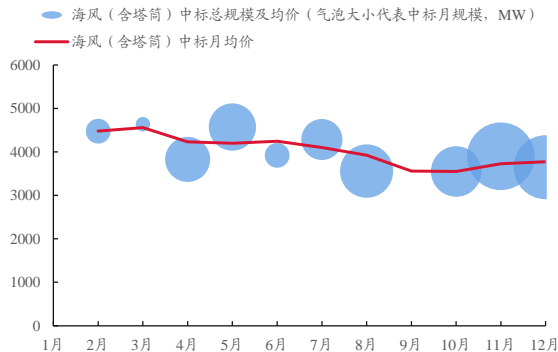
**平价时代下风机整体价格震荡走低，打开风电成长空间。**整机市场竞争愈烈，在大型化降本压力下，风机整体招标价格出现下滑。根据统计，2022 年陆上风机中标均价震荡走低，12 月陆上风机“不含塔筒/含塔筒”中标均价为 1871.7/2256.6 元/kW，比年初均价低 16.5%/11.8%；12 月海上风机（含塔筒）中标均价为 3649.0 元/kW，比年初均价低 18.5%。风电运营商受益“平价时代”下风机价格下滑，利润空间相对充足，推高运营商投资热情。2022 年以来风机整体招标价格趋势向下，自 Q4 起风机市场投标价格有所企稳，2023 年 4 月陆上风机“不含塔筒/含塔筒”中标均价为 1705.4/2084.2 元/kW，同比降低 12.1%/7.5%。我们预计 2023 年风电整机机组中标价格有望维持低位。

图 9：2022 年陆上风机中标价情况（单位：元/kWh）



资料来源：国家能源招标网，采招网，国海证券研究所  
注：中标价仅统计公开市场中标信息

图 10：2022 年海上风机中标价情况（单位：元/kWh；MW）

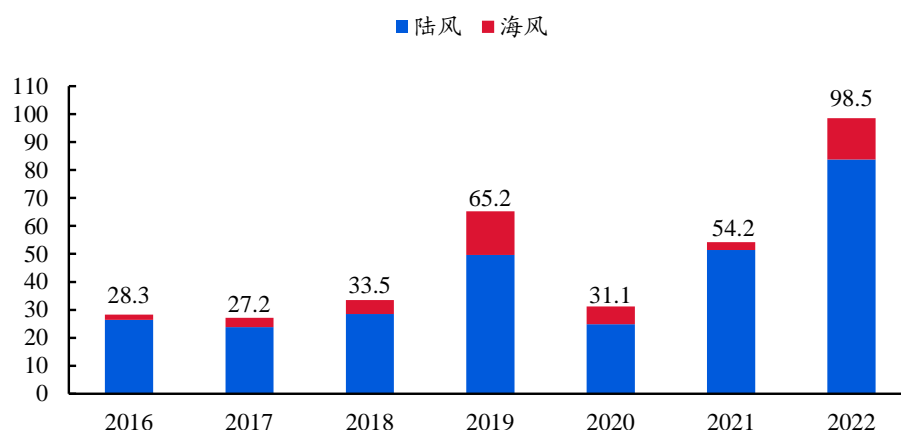


资料来源：国家能源招标网，采招网，国海证券研究所

### 1.2.3、风招中期高景气延续

**2022 年风电招标春风依旧。**根据金风科技 2022 年年报，2022 年风电公开招标市场新增招标量为 98.5GW，同比增长 81.9%，近三年风电新增招标量总体呈上升趋势。其中，陆风新增招标量为 83.8GW，同比增长 63.1%；海风新增招标量为 14.7GW，同比扩大 4.3 倍。2022 年风电招标量的快速增长为未来 2-3 年风电装机夯实基础。

图 11: 2016 年-2022 年风电公开招标市场新增招标量情况 (单位: GW)



资料来源: 金风科技公告、官网, 国际风力发电网, 观研天下, 国海证券研究所

风电招标规模中短期有望维持高位, 原因有二: 1) 平价时代下, 风电机组价格持续下探, 使得初始投资成本大幅降低, 可提高风电项目 IRR, 刺激风电运营商招标需求, 预计 2023 年风电招标规模维持高位仍有保障。2) 我国中短期内陆风可开发资源容量充足。根据国家发展和改革委员会能源研究所《中国风电发展路线图 2050》, 全国陆上 (3 级以上风功率密度条件的地区) 可供风能资源技术开发量为 20-34 亿千瓦。我们预计 2025 年陆风累计并网规模达 5.2 亿千瓦, 仅占可开发容量的 15.4%-26.2%。

表 4: 中国陆地风能资源技术开发量 (单位: 亿千瓦)

离地面高度 (m)	4 级及以上 (风功率密度 ≥400W/m <sup>2</sup> )	3 级及以上 (风功率密度 ≥300W/m <sup>2</sup> )	2 级及以上 (风功率密度 ≥200W/m <sup>2</sup> )
50	8	20	29
70	10	26	36
100	15	34	40

资料来源: 《中国风电发展路线图 2050》(国家发展和改革委员会能源研究所), 国海证券研究所

#### 1.2.4、弃风改善, 风电配储发展可期

我国新能源利用率总体保持较高水平, 但消纳基础尚不牢固, 局部地区、时段弃风弃光问题依然突出。我国风电弃风率自 2019 年起开始企稳, 维持在【3%, 4%】的区间范围内, 总体上仍呈现区域不平衡的特点。根据全国新能源消纳监测预警中心发布的数据, 2022 年全国风电利用率分别为 96.8%, 消纳低于 95% 的地区为蒙东、青海、蒙西和甘肃, 风电利用率分别只有 90%、92.7%、92.9%



和 93.8%，蒙东的弃风率最高。2023 年 1-3 月，多地弃风率仍远高于全国平均水平，尤其是河北、蒙东、蒙西、青海、吉林、甘肃等。

表 5：2021-2023 年 1-3 月弃风率高于全国平均的区域情况

地区/年份	2023 年 1-3 月	2022	2021
全国平均	3.2%	3.2%	3.1%
河北	7.2%	4.4%	4.6%
蒙西	10.5%	7.1%	8.9%
蒙东*	9.3%	10.0%	2.4%
吉林	3.8%	4.8%	2.9%
河南	3.6%	1.8%	1.7%
陕西	2.4%	4.2%	2.3%
甘肃	3.7%	6.2%	4.1%
青海	4.4%	7.3%	10.7%
新疆	1.3%	4.6%	7.3%

资料来源：全国新能源消纳监测预警中心微信公众号，国海证券研究所

注：\*蒙东地区监测结果包含锡盟特高压外送配套新能源利用情况

通过之前对风电发展历史的复盘，可以看到**风电的地区不均衡发展将会直接导致弃风问题，弃风消纳问题是制约风电装机、风电行业进一步发展的主要因素之一**。一般来说，造成风电弃风的原因有二：

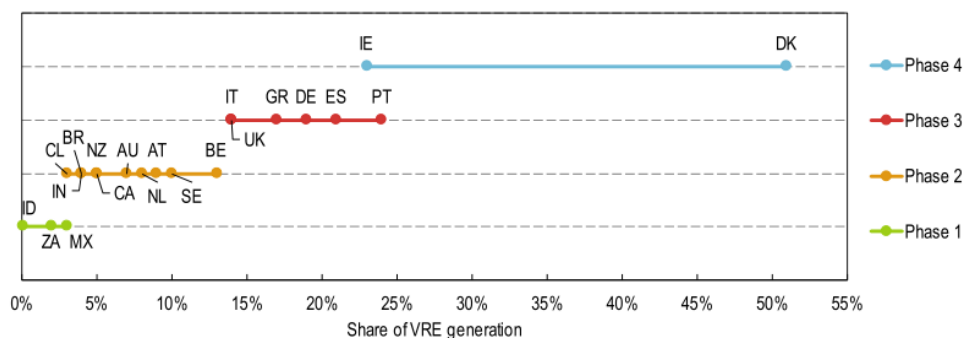
**1）配套电网规划建设滞后，省区间和网间外送消纳受限。**我国新能源资源与负荷中心呈逆向分布（我国西部、北部地区拥有 80%以上的陆地风能、60%以上的太阳能，而全国 70%的负荷集中在中、东部地区），以及在新能源电站建设初期，缺乏与实际电网建设相适应的统筹规划，导致网络传输能力受限、灵活性资源不足，严重制约了新能源的消纳能力。

**2）风电出力特性所致。**风能强弱与天气状况密切相关，风电出力呈现间歇性与波动性的特点，并且具有反调峰特性。风、光等新能源随机性强、波动性大导致电力电量平衡难度增加。电力系统是一个超大规模的非线性时变能量平衡系统，新能源大规模接入后，“源随荷动”的平衡模式发生根本改变。新能源随机波动的内在特点导致电网平衡能力严重下降，传统的技术手段和生产组织模式已不能满足新能源占比高的电网运行需要。风电功率的大幅波动将大大增加电网运行的风险，威胁电力系统的安全稳定运行。

国际能源署（IEA）发布报告“Getting Wind and Sun onto the Grid”，将电网吸纳间歇性风、光等可再生能源的比例划分为四个阶段，并提供相应的指导意见。**阶段 I**：VRE 份额占比低于 3%，VRE 的可变性相对于整体电力需求的波动是微不足道的。**阶段 II**：VRE 份额占比介于 3%-15%之间：VRE 的可变性对电网有明显的影响，但可通过加强对电网的管理及建立可再生能源生产预测系统来解决。**阶段 III**：VRE 份额占比介于 15%-25%之间，电力供应的不确定性和可变性明显更高，必要引入需求侧管理及储能技术的应用（中期维度）。**阶段 IV**：VRE 份额占比介于 25%-50%之间，某些情况下（如周末、某些温带国家的春季）VRE 输出可能覆盖大部分甚至 100%电力需求。为保障电网运行安全，所有电站必须配有储能设施。



图 12: 波动性可再生能源 (VRE) 的四个阶段



Source: Adapted from IEA (2016d), *Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016*

资料来源:《Getting Wind and Sun onto the Grid: A Manual for Policy Makers》IEA

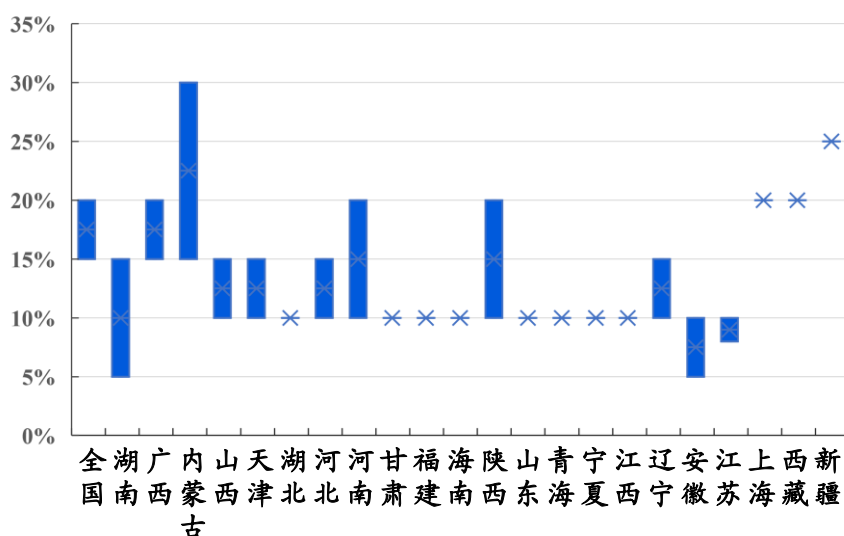
**配置储能是解决风电出力反调峰性和随机波动性的有效方式。**储能凭借其灵活布局和与电网双向互动的特性,可提高电力系统可靠性与可再生能源接纳能力。高效发挥储能对功率和能量的时间迁移能力已成为高风电比例的电力系统提升其灵活性的重要手段。

然而储能设施的成本相对较高,与风电项目中的其他设备相比,储能设备的使用寿命普遍较短。在风电项目的生命周期中,储能设备需要多次更新,这使得各项成本均有不同程度的上升。受限于现阶段储能经济性,储能在促进新能源消纳、提升电网灵活调节能力等方面的应用仍处在商业化初期。各国都在积极探索适合本国国情的储能发展模式。

在双碳背景下,我国的能源结构正在向以新能源为主的新型电力系统转型,风、光等清洁能源在能源结构中的占比逐渐提升,储能发展方兴未艾。锚定碳达峰、碳中和与 2035 年远景目标,《“十四五”可再生能源发展规划》提出至 2025 年,非水电可再生能源电力发电占比提升至 18% (2021 年为 13.7%);《2030 年前碳达峰行动方案》指出到 2030 年非化石能源在一次能源消费结构中占比要达到 25% 以上。目前我国风、光发展空间大,随着可变可再生能源在新型电力系统中的地位日益凸显,储能作为重要的解决系统灵活性的途径之一,有望迎来高速增长期。

全国多省配储要求密集出台,供电侧储能增加,弃风率有望进一步下移。自 2021 年下半年起,多省市陆续出台 10-20%、时长 2h 及以上的新能源配储要求,尤其是西部、北部的配储比例要求较高。2023 年 1 月国家能源局发布《新型电力系统发展蓝皮书(征求意见稿)》,明确将储能与“源网荷”并列为电力系统第四要素,构建“源网荷储”电力系统形态。政策高要求支撑储能装机持续提升,短期波动及季节性弃风问题有望得到进一步改善。

图 13: 全国 20 省风、光新能源配储比例情况

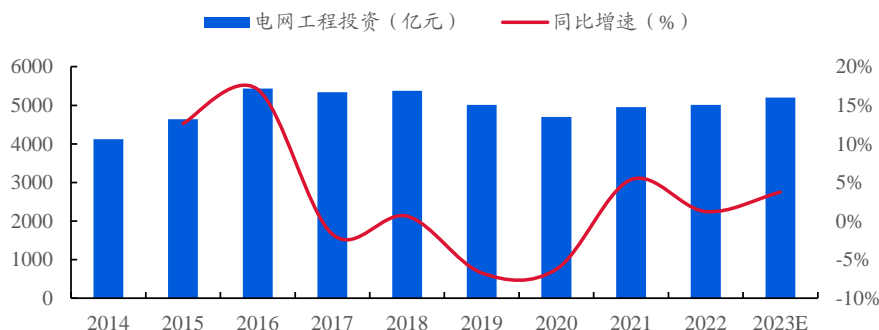


资料来源：国际能源网，能源电力说公众号，国海证券研究所

### 1.3、风电展望一：2023 年国内陆风建设大年，海风建设开启新纪元

根据国家能源局统计，2022 年国内风电新增并网装机量为 37.63 GW（机械安装 45GW），同比降低 21.0%。2022 年在原材料涨价、疫情冲击、物流受阻、行业竞争等众多因素影响下，风电产品零部件的齐套率不足，风电行业开工安装不及预期，但仍展现了中国风电行业发展的韧性。

图 14: 2014-2023 年电网工程投资情况



资料来源：WIND，国海证券研究所

**2023 年风电并网消纳能力承压。**受疫情及缺电两大因素的影响，2022 年电网投资力度不足(2022 年计划投资 6262 亿元)，电网工程建设投资完成 5012 亿元，

同比增长 2.0%。而 2022 年风电消纳能力没有明显恶化的原因是夏季普遍缺电及新增装机不及预期。2023-2024 年电网建设承压，2023 年 1 月国网公布 2023 年电网计划投资超 5200 亿元，同比增 3.7%；南网尚未公布 2023 年投资计划，但其表示将加快推进电网建设、抽水蓄能电站等在粤项目建设。2023 年风机价格预期维持低价，我们预计海上风电将触底反弹，风电装机有望重回高位，并网消纳情况不容乐观。

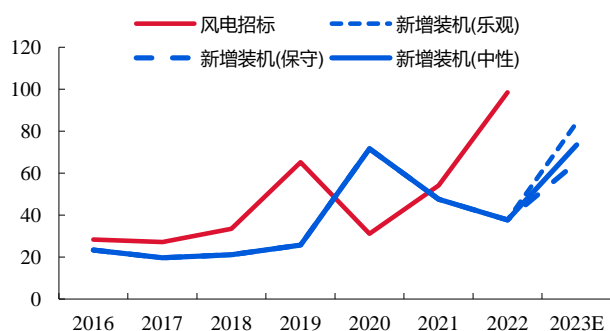
根据各省市“十四五”能源相关规划预测，全国“十四五”期间共规划风电装机容量约 305GW。而 2021-2022 两年，我国风电新增装机尚不足 86GW，这也意味着 2023-2025 年，风电年均装机需要超 70GW 千瓦才能完成规划目标。

2021-2022 年风电新增并网低谷+2022 年高招标量，为 2023 年风电装机和并网高增奠定了基础，开启风电建设新纪元。风电新增装机容量往往滞后风电招标量一年，2022 年风电招标达 98.5GW 左右，考虑①风电新增装机容量往往滞后风电招标量一年、②部分 2021 年招标项目受疫情影响延期到 2023 年并网、③2023 年风电并网消纳能力，我们中性预计 2023 年我国风电新增装机 73.5GW。目前我国风电装机情况良好，2023 年 1-4 月风电新增装机 14.2GW，同比增长 48.2%。

海风方面，基于各省“十四五”海风规划，我们预计 2023-2026 年我国海风新增装机分别为 11/17/20/24GW，2022-2026 年复合增速达 47.6%。

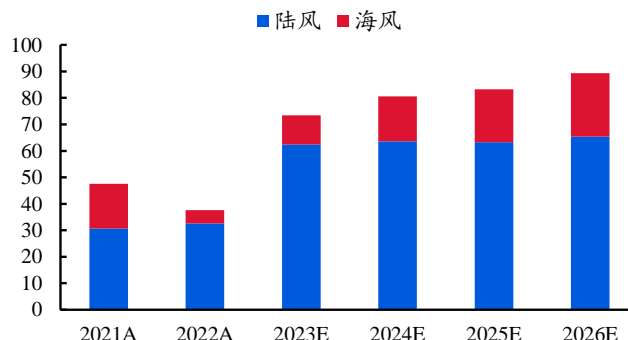
综上，我们预计 2023-2026 年我国风电新增装机 73.5/80.6/83.3/89.4GW，2022-2026 年复合增速为 24.2%；其中陆风新增装机 62.5/63.6/63.3/65.4GW，2022-2026 年复合增速为 19.0%。

图 15：我国风电招标量领先风电装机量一年（单位：GW）



资料来源：金风科技公告及官网，CWEA，国家能源局，国海证券研究所

图 16：2022-2026 年我国风电新增装机预测（单位：GW）



资料来源：金风科技公告，国家能源局，中国青年网，国海证券研究所

## 1.4、风电展望二：海外装机高景气格局延续，海风接力高速跑道

### 1.4.1 欧洲：俄乌冲突 + 能源危机延续背景下，海风先行者中长期前景可期

根据欧洲风能报告《2022 Statistics and the outlook for 2023-2027》披露，欧洲 2022 年风电新增装机 19.1GW，其中陆风新增装机 16.7GW，海风新增装机 2.5GW；2022 年风电累计装机量为 254.8GW，其中陆上风电累计装机量 224.5GW，海上风电累计装机容量为 30.3GW。欧洲海上风电建设经过三十余年的发展，已成为欧洲最具成本竞争力的能源之一。

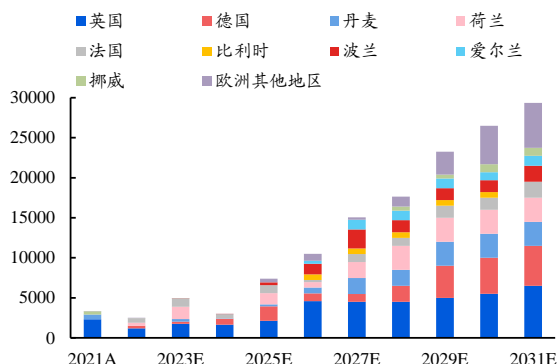
表 6：欧洲最新海上风电规划目标（单位：GW）

	2027	2030	2035	2040	2045	2050
欧盟		≥60				≥300
英国		50				
德国		30	40		≥70	
荷兰		22.2				
丹麦		12.9				
比利时		5.7				
法国			18			40
波兰	10.9					
挪威				30		
爱尔兰		5				30
西班牙		3				
德国		30	40		≥70	
埃斯比约宣言		≥65				≥150

资料来源：GWEC，国海证券研究所

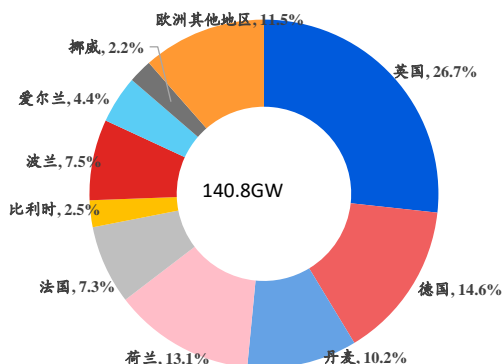
**海上规划持续超预期。**2022 年，为应对能源危机问题，实现碳中和战略目标，欧洲各国不断提高海风规划容量。2022 年 4 月，英国再次提出增加海上风电目标规划，将英国 2030 年的海上风电目标从 40GW 提高到 50GW，其中 5GW 用于浮动风电。北欧四国（德国、丹麦、比利时和荷兰）于 2022 年 5 月签署《埃斯比约宣言》，承诺 2030 年海风累计装机达 65GW，到 2050 年累计装机 150GW，共同建设“欧洲绿色发电站”，为海上风电加速重添里程碑。同年 8 月 30 日，欧洲 8 国在能源峰会上签署“马林堡宣言”，同意加强能源安全和海上风电合作，计划在 2030 年将波罗的海地区海上风电装机容量提升至 19.6GW，为目前容量的 7 倍。

图 17: 欧洲海上风电新增装机预测 (单位: MW)



资料来源: GWEC, 国海证券研究所

图 18: 2022-2031 年欧洲各国海上风电规划新增装机占比



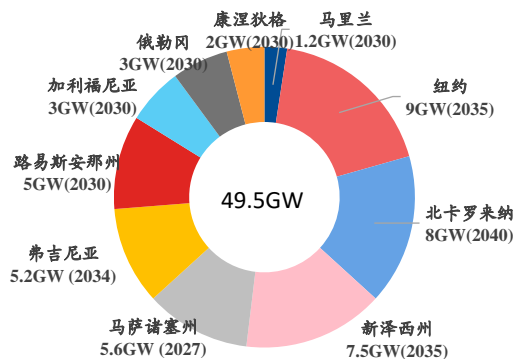
资料来源: GWEC, 国海证券研究所

根据 GWEC 《Global Offshore Wind Report 2022》，未来 10 年欧洲新增装机合计 140.8GW，其中英国、德国、丹麦、荷兰、法国将会成为欧洲海上风电建设主力，海风新增装机占比分别为 26.7%/14.6%/10.2%/13.1%/7.3%。根据报告显示，由于德国、丹麦和比利时等成熟市场的活动水平较低，2022-2024 年欧洲海风市场增长较为缓慢，预期在 2025 年之后欧洲市场开始发力，2025-2030 年复合增速达 29.1%。

#### 1.4.2、美国：风电行业佼佼者，蓄力发展海上风电

作为全球陆风建设的领先者之一，截至 2021 年，美国陆风累计装机容量为 134GW，而海风装机容量仅为 42MW。美国于 2021 年 11 月公布了美国实现 2050 碳中和终极目标的时间节点与技术路径，计划 2035 年实现 100% 清洁电力目标。GWEC 预计 2022-2026 年美国新增陆上风电装机容量为 42GW，新增装机量表现平稳。

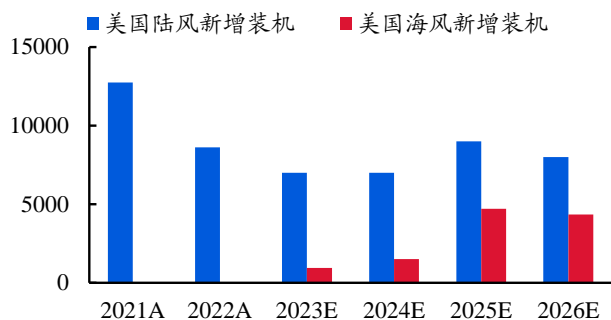
图 19: 美国各州海上风电新增装机规划情况 (截至 2022 年 6 月)



资料来源: GWEC, 国海证券研究所

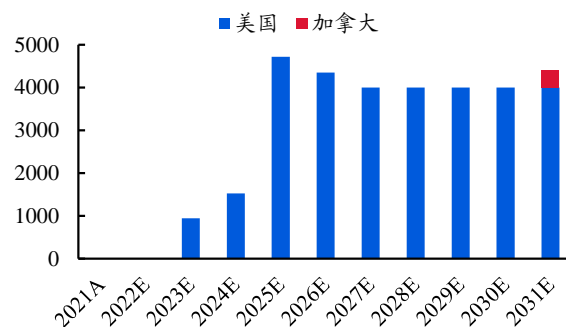
**政策叠层驱动，海上风电有望后来居上。**根据 GWEC《Global Wind Workforce Outlook》，目前美国累计海风装机 42MW（罗德岛 30MW Block Island 项目和 12MW Dominion Virginia 示范项目），但美国在海风方面的建设正蓄势待发。2021 年美国海上风电采购创新记录，共有四州授予批准 8.4GW 项目。2022 年 2 月，美国能源部发布《海上风能战略》，规划到 2030、2050 年海上风电累计装机规模将达 30GW、110GW。同年 8 月，美国政府通过《2022 年通胀削减法案》，法案恢复此前对海风的 30% 税收减免，减免旨在帮助项目开发商降低成本。9 月，拜登政府计划到 2035 年建设 15GW 漂浮式海上风电，旨在将美国漂浮式海上风电的成本降低 70% 以上（达 4.5 美分/度）。根据 GWEC《Global Offshore Wind Report 2022》，截至 2022 年 6 月，共有 10 个州公布海上风电规划情况，到 2040 年州级海上风电开发目标达 49.5GW；并且 GWEC 预计 2023-2031 年美国海上风电累计新增装机容量为 31.5GW，年均新增超 3.5GW；

图 20：美国风电新增装机预测（单位：MW）



资料来源：GWEC，国海证券研究所

图 21：北美海上风电新增装机预测（单位：MW）



资料来源：GWEC，国海证券研究所

#### 1.4.3、亚洲：陆风建设稳步推进，持续加码海风布局

根据 GWEC《Global Wind Report 2022》、《Global Wind Workforce Outlook》，2021-2026 年亚洲主要国家（除中国大陆）陆风新增装机合计 29.5GW，年均新增 4.9GW，增量稳健。其中日本、韩国、越南、印度新增装机各占比 11.4%/3.3%/17.2%/68.2%。2022 年前三季度印度陆风装机 1.6GW 风机安装率有所恢复，但第四季度由于高通胀导致项目被取消、电网闲置、调试日期延长等原因，陆风安装不及预期，2022 年全年风电新增装机 1.8GW。虽然 2022 年装机总量不尽人意，但印度未来仍是亚洲风电市场第二主力。在 COP26 大会上，印度政府提出 2030 年非化石燃料能源容量达到 500GW 的目标，可再生能源占能源结构的 50%。越南风能资源丰富，近年来愈加重重视可再生能源发展，截至 2022 年 11 月，越南风电累计装机 4.1GW。根据越南《电力发展规划 VIII》（PDP8）草案披露，到 2030 年陆上风力发电目标将达 21.5GW。

**海风建设成各国新规划亮点。**根据 GWEC 预测，2022-2031 年亚洲地区（不含中国大陆）新增海风装机量达 37.7GW，未来增长空间广阔。



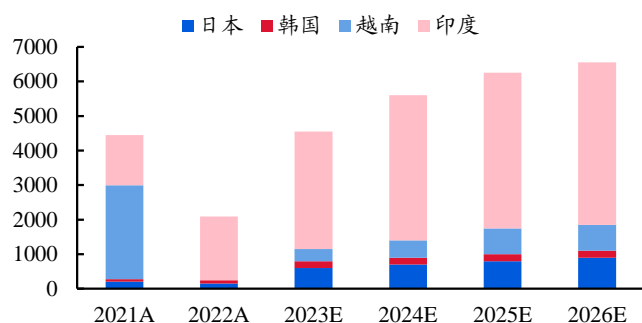
(1) 印度新能源和可再生能源部 (MNRE) 制定到 2030 年风电装机容量达到 140GW 的目标, 其中 30GW 为海上风电。但配电公司的土地分配和电网接入支付问题以及大宗商品价格上涨在一定程度上会削弱 2022-2026 年印度风电建设进度。

(2) 根据越南 PDP8 草案, 到 2030 年越南海风建设可实现 7GW, 到 2050 年可实现 87GW, 为 2021 年容量的 99 倍。GWEC 预计 2023-2026 年越南将有 1.9GW 的海上风电项目安装。

(3) 日本海风建设成发展重点, 2020 年 9 月日本政府通过《海上风电产业愿景》, 规划到 2030 年实现累计装机 10GW、2040 年实现累计装机 30-45GW。

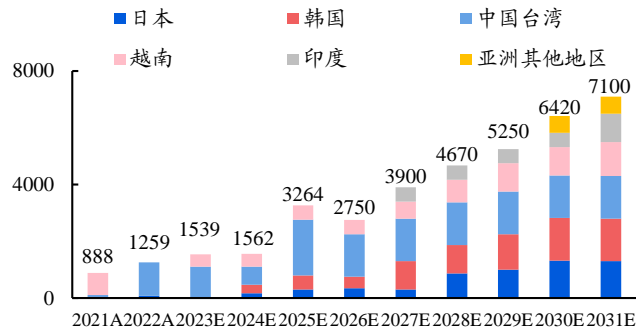
(4) 韩国 2020 年宣布的绿色新政规定到 2050 年实现净零排放的目标, 并提供 520 亿美元绿色经济投资资金, 规划到 2030 年实现 12GW 海上风能目标 (截至 2023 年 3 月韩国仅拥有 142MW 海风发电项目), 风能前景广阔。

图 22: 2021-2026 年亚洲地区 (除中国大陆) 陆风新增装机规模预测 (单位: MW)



资料来源: GWEC, 国海证券研究所

图 23: 2021-2031 年亚洲地区 (除中国大陆) 海风新增规模预测 (单位: MW)



资料来源: GWEC, 国海证券研究所

#### 1.4.4、2022-2026 年全球风电新增装机复合增速达 20.9%

根据我们的先前对中国风电新增装机预计及 GWEC 对海外国家及地区风电新增装机的预测, 我们预计 2022-2026 年全球风电新增装机分别为 123/137/148/168GW, 复合增速达 20.9%。其中全球陆风新增装机分别为 99/109/112/122GW; 海风新增装机分别为 23/28/36/46GW, 2022-2026 年复合增速达 46.9%, 全球海风正式开启新的增长周期。

表 7：2022-2026 年全球风电新增装机预测（单位：GW）

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	CAGR
陆风	73	69	99	109	112	122	15.4%
海风	21	10	23	28	36	46	46.9%
合计	94	79	123	137	148	168	20.9%

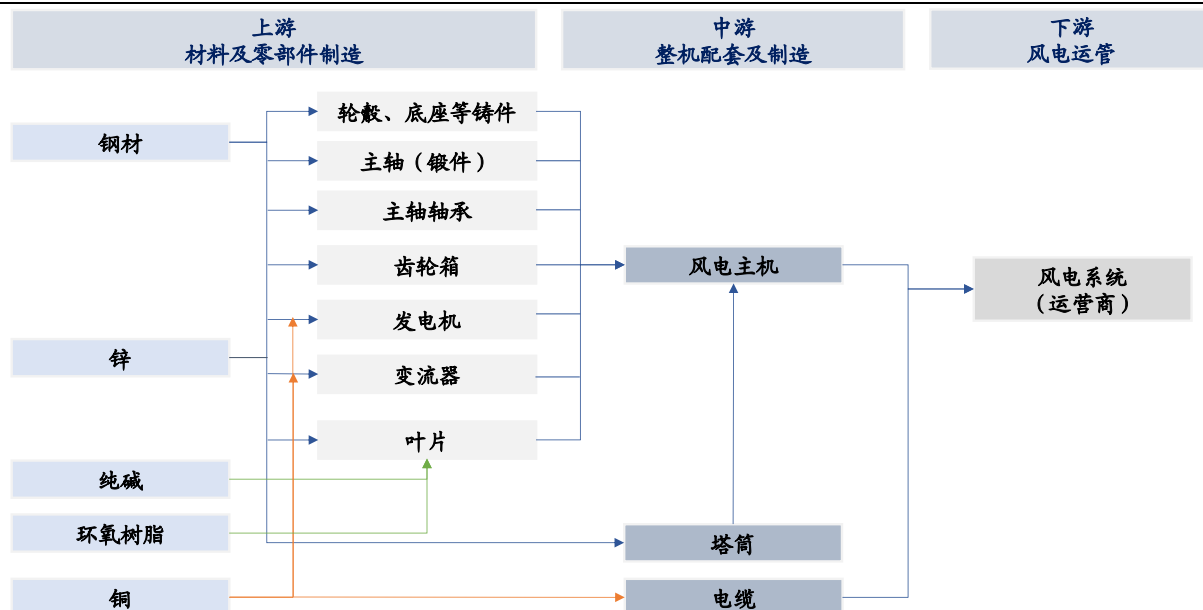
资料来源：GWEC，国海证券研究所

注：CAGR 代表 2022-2026 年的复合增速

## 2、大宗商品的机遇：风电产业蓬勃发展

风电行业产业链主要可分为上游材料及零部件制造商、中游风机整机配套及制造商、下游风电场开发、建设运营等三个环节。其中风电零部件主要包括主轴、轴承、齿轮箱、法兰盘、轮毂、叶片、塔架、发电机等。从材料上看，风电产业链主要用到钢材、铜、环氧树脂等大宗商品，据我们不完全统计，2022 年 A 股相关上市公司的材料成本占据上游零部件生产成本的 44%-80%。因此随着全球风电装机迎来新一轮高速发展，有望进一步带动大宗商品需求增长。

图 24：风电行业产业链示意图



资料来源：iFinD，国海证券研究所









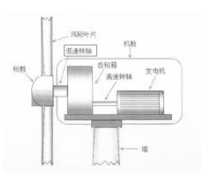

### 2.1、钢材：风机设备主基材，中厚板引领需求增长

风电行业是我国钢材需求的重点产业之一，所用的钢材品种、规格繁多。风力发

电的主要设备包括塔筒、塔架、机舱、转子叶片、轴承、低速轴、齿轮箱、发电机、偏航装置、电子控制器。而钢材是风电发电装备主基材，以天顺风能为例，2022 年塔筒成本中钢板等原材料的占比达 80%；风机铸锻件中钢材的成本占比通常为 44%-66%。

风电用钢主要品种分为中厚板、电工钢和特殊钢。其中，电工钢具有铁芯损耗低、磁感应强度高、冲片性良好等特性，主要用于风力发电机的定子和转子零部件，约占总耗钢量的 5%；特殊钢具有更高的强度和韧性及性能，主要用于风轮主轴、变桨系统轴承、偏航系统轴承、传动系统齿轮、轴和轴承以及发电机轴等零部件，约占总耗钢量的 26%；风电设备主材是风电发电机组的塔筒和机舱底座等零部件，主要钢材品种是中厚板（中厚板具有焊接性能好、力学结构良好、低温冲击韧性强（D、E 级）等特点），占到总耗钢量的 69%左右。

表 8：风力发电的主要设备

设备/产品图片	作用	设备/产品图片	作用
<p>塔架</p> 	风速越大。它可以为管状的塔，也可以是格子状的塔。这部分也是用钢最多的部分。	<p>塔筒</p> 	风力发电的塔杆，在风力发电机组中主要起支撑作用，同时吸收机组震动。
<p>机舱</p> 	机舱包容着风电机器的关键设备，包括齿轮箱、发电机。	<p>偏航装置</p> 	以使转子正对着风。偏航装置由电子控制器操作，电子控制器可以通过风向标来感觉风向。
<p>转子叶片</p> 	捕捉风，并将风力传送到转子轴心。	<p>电子控制器</p> 	包含一台不断监控风电机状态的计算机，并控制偏航装置。
<p>轴心(轴承)</p> 	转子轴心附着在风电机的低速轴上。	<p>齿轮箱</p> 	将转子轴的旋转加速后带动发电机发电。
<p>低速轴</p> 	风电机的低速轴将转子轴心与齿轮箱连接在一起。	<p>发电机</p> 	可分为顺风式/迎风式，扩散器式/集中式。垂直轴风力发电机有 S 型单页片式、多叶片式和太平洋风力透平等。目前常用的是水平轴风力发电机。

资料来源：Mysteel，中国风力发电网，天津市电力工程协会，中华轴承网，国际能源网，银河电气，腾是达，上海毅源传动，中车南口机械官网，德恒光电官网，中国传动网，国海证券研究所

根据澳大利亚钢铁协会（ASI）2022 年数据，每 GW 陆上风电装机量对应钢材需求量 12.4 万吨，按照用量比例来看，需中厚板 8.6 万吨、电工钢 0.6 万吨、特殊钢 3.2 万吨；每 GW 海上风电装机量对应钢材需求量 19.0 万吨，其中中厚板 13.1 万吨、电工钢 1.0 万吨、特殊钢 4.9 万吨。考虑风电机组大型化趋势，会降低每 GW 塔筒用钢量，因此我们假设陆风用钢量以 1% 的年均增速降低，海风用钢量以 2% 的年均增速降低（海上风电大型化趋势更为显著）。

我们预计在 2022-2026 年全球风电累计新增装机 655GW，需消耗 8781 万吨的钢材，2022-2026 年钢材需求增量 CAGR 达 21.4%，年均钢材需求增量为 1756 万吨；其中全球风电中厚板/电工钢/特殊钢的年均需求量为 1212/88/457 万吨。我们预计中国 2022-2026 年期间累计装机 364GW，需消耗 4874 万吨的钢材，2022-2026 年钢材需求增量 CAGR 达 24.5%，年均钢材需求增量为 975 万吨；其中，中国风电行业中厚板/电工钢/特殊钢的年均需求增量为 673/49/253 万吨。

表 9：风电行业用钢新增需求测算

		单位	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E
单耗-陆风	每 GW 耗钢量	万吨/GW	12.4	12.4	12.3	12.2	12.0	11.9
	-中厚板	万吨/GW	8.6	8.6	8.5	8.4	8.3	8.2
	-电工钢	万吨/GW	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
	-特殊钢	万吨/GW	3.2	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1
单耗-海风	每 GW 耗钢量	万吨/GW	19.0	19.0	18.6	18.2	17.9	17.5
	-中厚板	万吨/GW	13.1	13.1	12.8	12.6	12.3	12.1
	-电工钢	万吨/GW	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9
	-特殊钢	万吨/GW	4.9	4.9	4.8	4.7	4.6	4.6
全球	陆上风电新增装机	GW	73	69	99	109	112	122
	海上风电新增装机	GW	21	10	23	28	36	46
	钢材总需求量	万吨	1300	1040	1658	1834	1989	2260
	-中厚板需求量	万吨	897	718	1144	1266	1372	1559
	-电工钢需求量	万吨	65	52	83	92	99	113
	-特殊钢需求量	万吨	338	270	431	477	517	588
中国	陆上风电新增装机	GW	31	33	62	64	63	65
	海上风电新增装机	GW	17	5	11	17	20	24
	钢材总需求量	万吨	701	500	972	1083	1119	1200
	-中厚板需求量	万吨	484	345	670	747	772	828
	-电工钢需求量	万吨	35	25	49	54	56	60
	-特殊钢需求量	万吨	182	130	253	282	291	312

资料来源：GWEC，CWEA，Mysteel，CCN，ASI，国海证券研究所

综合来看，中国 2020-2022 年的钢材消费量级在 10 亿吨左右，风电发展对整体钢材拉动有限。另一方面，我国中厚板的消费量级于 2022 年攀升至 6000 万吨左右，后期风电装机的增量或对中厚板带来 7 个百分点的需求拉动，因此中厚

板市场行情或好于其他钢材品种。

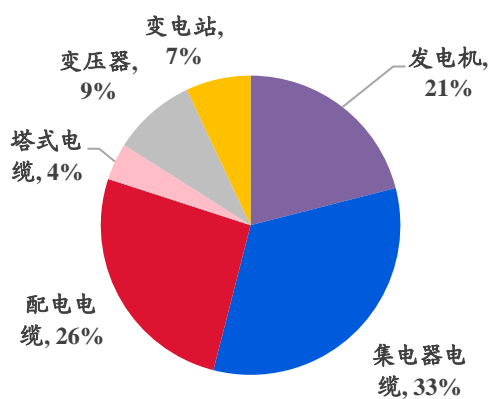
## 2.2、铜：海风高景气拉动铜需求

铜因其坚韧，耐磨损，优良延展性、较好导热性、导电性和耐腐蚀能力，成为电缆和电气、电子元件最常用的材料，也可用作建筑材料，或合成各类合金。在风电场建设中，铜主要用于中游及下游的输电控制组件，如电力电缆、控制系统及变压器，少量用于上游风电机组中的齿轮箱和发电机，应用范围较广。

风电场使用的电力电缆包括塔内电缆、集电电缆和配电电缆。由于风电场设计方案不同，不同风电场使用的电力电缆型号及数量均有一定差异。但海上风电场电力电缆的使用量远高于陆上风电场：1）在考虑装机成本及海风资源利用率等因素后，海上风机单机容量更大，因此海上风电场的风轮直径、塔架高度均高于陆上风电场，塔内电缆用量更多。2）海上风电场风机分布较为分散，集电电缆需埋至较深海底，因此集电电缆用量增多。3）配电电缆主要是将变电站电力送入电力主干网，往往取决于海上到岸上的距离。

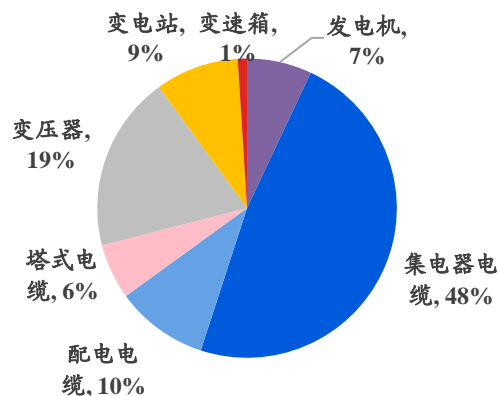
**海风的耗铜量远高于陆风。**海缆的大量使用导致相同单位装机量下，海风的耗铜量远高于陆风。根据 Wood Mackenzie 2018 年数据，在海上风电中，电缆、发电机、变压器和变电站用铜量分别约 9639/3213/1377/1071 吨/GW，合计每 GW 耗铜 1.53 万吨。而在陆上风电中，电缆、发电机、变压器和变电站用铜量分别约 3456/378/1026/486 吨，合计每 GW 耗铜 0.54 万吨。

图 25：2018 年海上风电各组件用铜占比



资料来源：Wood Mackenzie，国海证券研究所

图 26：2018 年陆上风电各组件用铜占比



资料来源：Wood Mackenzie，国海证券研究所

我们预计在 2022-2026 年期间全球风电累计装机 655GW，累计耗铜 495 万吨，年均新增铜需求量为 99 万吨，2022-2026 年复合增速为 27.1%；其中 2022-2026 年海风累计耗铜 218 万吨，复合增速达 46.9%，年均耗铜量为 44 万吨。我们预计中国 2022-2026 年期间风电累计装机 364GW，需消耗 273 万吨的铜，年均新增铜需求量为 55 万吨，复合增速达 29.9%。



综合来看，由于单位海风装机的耗铜量是陆风的 3 倍左右，后期海风占比的提升有望对铜带来更多新增需求。2021 年中国精炼铜需求约为 1400 万吨，2023 年新增风电有望拉动 1.8 个百分点的铜需求，至 2025 年，我们预计风电用铜需求约占国内铜总需求的 4.6% 左右，量级不可忽视。

表 10：风电用铜增量测算

	项目	单位	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E
单耗	陆风耗铜量	万吨/GW	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54
	陆缆	万吨/GW	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	海风耗铜量	万吨/GW	1.53	1.53	1.53	1.53	1.53	1.53
	海缆	万吨/GW	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
全球	陆风新增装机	GW	73	69	99	109	112	122
	海风新增装机	GW	21	10	23	28	36	46
	风电新增耗铜量	万吨	71	52	90	101	115	136
	-海缆耗铜量	万吨	20	9	23	27	34	44
中国	陆风新增装机	GW	31	33	62	64	63	65
	海风新增装机	GW	17	5	11	17	20	24
	风电新增耗铜量	万吨	42	25	51	60	65	72
	-海缆耗铜量	万吨	16	5	11	16	19	23

资料来源：GWEC，CWEA，Wood Mackenzie，中国产业信息网，国海证券研究所

## 2.3、锌：防腐基材，搭上风电“快车”

风电发电设备所处的风场自然条件恶劣，风力常年在 4 级以上，伴有风沙、强光照，终年有风雨冰雪、寒流高温交替发生，因此风电设备极易受到腐蚀，降低发电效率，增加风电场运营成本。此外，地处沿海的风电场，还会受盐雾侵蚀，腐蚀情况更为严重。采用有效的防腐蚀措施来保护风力电机和塔筒，可提高风电设备防腐质量，延长使用寿命，减少频繁的维修工作，可降低风力发电的运营成本。

锌在风电行业中主要功能在于以镀锌或富锌底漆的形式附着在钢材外表面以防腐蚀，风电塔筒、法兰、塔架平台及直爬梯、吊梁支架及入口梯子等都需要镀锌或刷漆防腐。不同部件的防腐方式及防腐蚀层厚度有所不同，风电设备耗锌部位主要集中在塔筒、叶片表层、螺栓等。

塔筒一般采用 Q345F/Q345E/Q345D/Q345C 的热轧低合金强度钢板，以某特定 2.5MW 风电机组为例，塔筒表面积约为 1139m<sup>2</sup>，假设镀锌层重量按 275g/m<sup>2</sup> 计算，每台 2.5MW 风电机组的塔筒用钢板会消耗锌 626.3kg(即 250.5 吨/GW)。

此外，作为主要的防腐蚀部位，塔筒的内外表面还分别采用不同的含锌涂料系统进行保护。塔筒外壁的防锈底漆主要使用环氧富锌底漆/冷喷锌漆等，可以形成坚硬耐磨的涂层，锌粉对局部因机械损伤而产生的锈蚀有阴极保护作用，使得锈



蚀不会蔓延。中间漆通常是环氧云铁漆，可形成很好的屏蔽保护层。面漆采用聚氨酯面漆或保光保色更强的聚硅氧烷面漆，耐紫外线照射。塔筒内壁的防锈底漆主要使用环氧富锌底漆/冷喷锌漆等，面漆采用聚氨酯面漆等。外壁涂料总厚度 220 $\mu$ m（海风塔筒 280 $\mu$ m），内壁涂料总厚度 180 $\mu$ m（海风塔筒 220 $\mu$ m）。

表 11：风电塔筒防腐涂料方案

环境	部位	漆层	涂料	厚度 $\mu$ m	总厚度 $\mu$ m	含锌量
C4 环境 内陆环境	塔筒外表面	底漆	纯烯锌/冷喷锌/富锌环氧底漆	60	220	70%-96%
		中间漆	环氧云铁	110		30%-80%
		面漆	聚氨酯面漆	50		70%-80%
	塔筒内表面	底漆	纯烯锌/冷喷锌/富锌环氧底漆	60	180	70%-96%
		面漆	富锌环氧底漆	120		70%-80%
C5 环境 海上风电	塔筒外表面	底漆	纯烯锌/冷喷锌/富锌环氧底漆	60	280	70%-96%
		中间漆	环氧云铁	160		30%-80%
		面漆	聚氨酯面漆	60		70%-80%
	塔筒内表面	底漆	纯烯锌/冷喷锌/富锌环氧底漆	80	220	70%-96%
		面漆	富锌环氧底漆	140		80%

资料来源：德谦新材官网，《沿岸及内陆风机塔筒的防腐涂料与涂装体系》（陈耀财，2010），《海风场建设过程中的腐蚀防护技术应用研究》（余菲，2022），梦能防腐（科技）官网，万腾防腐官网，国海证券研究所

风机叶片与风力发电设备的发电效率及使用寿命紧密相关，对于安装于陆上及沙漠地区的风机叶片容易遭受沙尘磨蚀；对于海上风机叶片需要承受海洋气候环境下的高盐雾、高温热、风雨的侵蚀。叶片防护涂层技术具有防磨蚀和防老化作用，可提高使用风电叶片使用寿命，延长维护周期。风电叶片的表面通常用聚氨酯面漆或聚硅氧烷面漆进行保护，涂层厚度约为 60 $\mu$ m。

螺栓表面镀锌层可起到较好防腐作用，主要用于各行业的金属结构设施上。高强度螺栓连接作为风电设备中应用最广泛的连接方式之一，具有施工简便、可拆换、受力好和耐疲劳等优点。由于风机大小不同，所消耗的螺栓型号及数量也不相同，难以定量统计耗锌量。

表 12：风电用锌增量测算

		单位	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E
	塔筒耗锌量	吨/GW	5500	5500	5500	5500	5500	5500
全球	风电新增装机	GW	94	79	123	137	148	168
	风电用锌量	万吨	51	43	68	75	81	92
中国	风电新增装机	GW	48	38	73	81	83	89
	风电用锌量	万吨	26	21	40	44	46	49

资料来源：GWEC，CWEA，《Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system》（Joint Research Centre,2020），国海证券研究所

根据 Joint Research Centre，每 GW 风电装机需消耗锌 5500 吨。因此我们预计 2022-2026 年全球风电行业累计消耗 360 万吨锌，年均需求量 72 万吨，2022-2026 年复合增速为 20.9%；2022-2026 年中国风电行业累计消耗锌 200 万吨，年均耗锌量达 40 万吨，2022-2026 年年化增速达 24.2%。

中国 2022 年锌表观消费约为 650 万吨，展望 2023 年，风电发展对锌的拉动约为 3 个百分点，量级不低；至 2025 年时，风电用锌占比可能会提升至总需求量的 7.0%。同时，我们也须考虑房地产的疲软对锌消费的抑制，风电发展对锌的拉动未必能带动锌价格的上涨。

## 2.4、环氧树脂：风电领域新需求、新挑战

环氧树脂是一种高分子聚合的热固性树脂，具有优良的物理机械性能（振动阻尼性好、耐久性好、易于灌浆）和电绝缘性能，与各种材料的粘接性能好，其使用工艺的灵活性是其他热固性塑料所不具备的。因此它能制成涂料、复合材料、浇铸料、胶粘剂、模压材料和注射成型材料，在国民经济的各个领域中得到广泛的应用。

**环氧树脂：风电叶片核心材料。**根据用途不同，在风电叶片专用环氧树脂分为真空灌注树脂、手糊树脂、叶片模具树脂及环氧树脂结构胶。①**真空灌注树脂系列**特别适用于兆瓦级风电叶片的灌注生产，通过把增强材料玻璃纤维/碳纤维浸渍环氧树脂实现材料的增强，满足叶片机械性能，同时可提高树脂材料与芯材表面粘合强度。②**手糊树脂系列**的固化物具有高硬度及耐热性的优异特性，适用于进行复合材料零部件的生产与修补，如兆瓦级风电叶片的包边与修补。③**模具树脂系列**的固化物具有固化收缩率低、力学性能优异等特性，则适用于生产耐热要求高、尺寸稳定性要求高的复合材料模具制作。④**环氧树脂结构胶**用于风电叶片上壳体和下壳体的粘接。目前环氧树脂材料仍是风机叶片的主要使用材料，但随着轻量化大型化发展趋势，聚氨酯树脂则开始成为风电树脂材料应用的焦点。

表 13：环氧树脂和聚氨酯树脂性能对比

	特点	灌注是否存在缺陷	承重后是否存在缺陷	最大应力 /MPa	最大应变 /mm	疲劳寿命	疲劳安全系数	成本
环氧树脂	力学性能高、分子结构致密、粘接性能优异等特点	无缺陷	无分层及变形	$3.3773 \times 10^{-4}$	$4.6906 \times 10^{-9}$	$1 \times 10^7$	15	采用聚氨酯树脂成本可降 27%
聚氨酯树脂	黏度低、灌注和固化速度快	无缺陷	无分层及变形	$3.3657 \times 10^{-4}$	$4.6745 \times 10^{-9}$	$1 \times 10^7$	15	

资料来源：《环氧树脂与聚氨酯使用性能及风电叶片生产成本对比分析》（张成旭等，2022），国海证券研究所

根据智研咨询，1GW 风电叶片消耗约 6000 吨配方料（环氧基体树脂）和 700 吨结构胶，1 吨配方料中含 65% 的纯环氧树脂，1 吨结构胶按照消耗 50% 纯环氧树脂计算，则 1GW 风电叶片需要消耗 4250 吨环氧树脂。

在碳达峰、碳中和背景下，全球风电行业迎来快速发展期。我们预计在 2022-2026 年，全球风电累计装机 655GW，累计消耗 278 万吨环氧树脂，年均新增环氧树脂需求量为 56 万吨；我们预计中国 2022-2026 年期间风电累计装机 364GW，在此期间共耗环氧树脂 155 万吨，年均新增环氧树脂需求量为 31 万吨，年均复合增速达 24.2%。

表 14：风电行业环氧树脂需求测算

		单位	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E
	环氧树脂单耗	万吨/GW	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
全球	风电新增装机	GW	94	79	123	137	148	168
	环氧树脂需求量	万吨	40	33	52	58	63	71
中国	风电新增装机	GW	48	38	73	81	83	89
	环氧树脂需求量	万吨	20	16	31	34	35	38

资料来源：GWEC，CWEA，智研咨询，国海证券研究所

2021 年环氧树脂的消费量约为 155 万吨，2023 年风电对环氧树脂的需求拉动约为 9.8 个百分点，占比较高；但是我们注意到，截至 2021 年，环氧树脂的产能约为 290 万吨，即使风电带动需求有所上行，但产能依旧过剩，在资产价格上则表现为 2021 年年底以来，环氧树脂价格持续下行，目前尚未转势。

## 2.5、纯碱：风电领域需求体量小，影响甚微

纯碱（碳酸钠）是重要的有机化工原料，主要用于平板玻璃、玻璃制品和陶瓷釉的生产。玻璃工业是纯碱的最大消费领域，每吨玻璃消耗纯碱 0.2 吨。根据密度的不同，纯碱主要分为轻质纯碱和重质纯碱，与轻碱相比，重碱具有密度高、吸湿低、不易结块、不易飞扬、流动性好等特点，主要应用于光伏玻璃、平板玻璃等。

在风电领域中，纯碱是玻璃纤维的生产原辅料之一，而玻璃纤维是风电叶片行业中的重要材料，根据国际风力发电网（2022/01），玻璃纤维占风电叶片总成本的 28%。风电叶片由蒙皮和腹板组成，蒙皮采用夹芯结构，中间层是硬质泡沫塑料或轻木，上下面层为玻璃纤维增强材料。单向层和 $\pm 45^\circ$ 层铺设玻璃纤维，以承受离心力和气动弯矩产生的轴向应力。腹板的结构形式也是夹芯结构，但由于腹板与蒙皮结合的梁帽处需要承受较大应力，需使用实心玻璃纤维增强结构。

表 15: E 玻纤和高强 S 玻纤性能对比

增强纤维	拉伸强度/Mpa	拉伸模量/Gpa	密度/(g·cm-3)	断裂伸长/%
E 玻纤	3400	75	2.54	3~4
高强 S 玻纤	4020	83	2.54	5.3

资料来源:《纤维增强材料在风机叶片上的应用》(努兰·苏力坦汗等, 2015), 国海证券研究所

图 27: 风电叶片材料构成

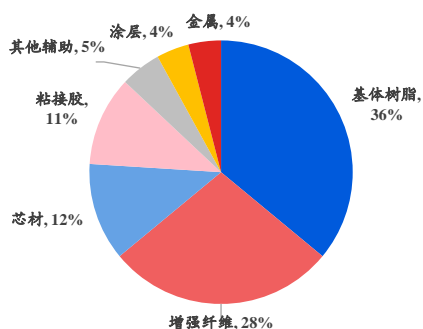
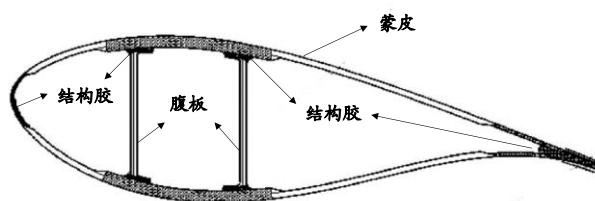


图 28: 风电叶片截面示意图

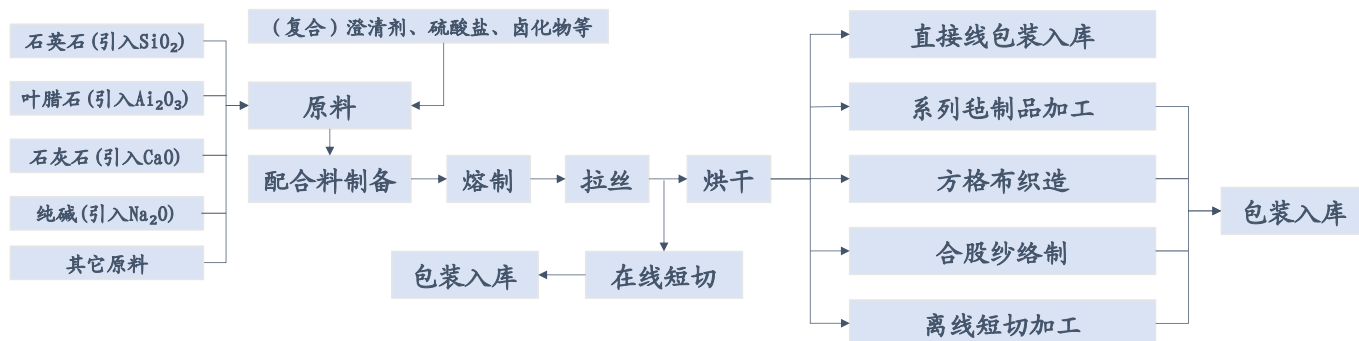


资料来源: 国际风力发电网 (2022/01), 国海证券研究所

资料来源: X 技术

玻璃纤维是由天然无机非金属矿物如坡缕石、叶蜡石、石英砂、石灰石、纯碱等制成的无机纤维。按照一定的配方, 经高温熔融、拉丝、干燥和后处理加工而成。玻璃纤维可分为无碱、中碱、高碱、高强、无硼等。风电叶片的增强纤维一般采用无碱玻璃纤维 (简称 E 玻纤) 和高强度纤维 (简称 S 玻纤)。目前风电叶片多选用性价比较高的 E 玻纤作为叶片的增强材料, S 玻纤的模量达 83GPa, 比 E 玻纤高出 10.7%, 且强度高出 18.2%, 密度为 2.54g·cm-3, 但因价格昂贵未能成为叶片的主流增强材料。

图 29: 玻璃纤维生产制作流程



资料来源: 中国复合材料学会, 玻璃钢网, 盖德化工网, 国海证券研究所

根据中国巨石 2020 年年报披露，每 GW 新增风电叶片采用 1 万吨玻纤。存量风电叶片更换方面，根据 Wind Energy 的调查报告显示，350 台 2-4MW 的风机运行 3-10 年时叶片故障率为 6.2%，其中每台风电机组叶片每年更换 0.001 次，维修 0.466 次。此外根据 CWEA，风电叶片必须约 20 年更换一次，20 世纪初装机风电叶片开始步入回收退役阶段。我们粗略预计每 GW 存量风机平均每年需因故障需 10 吨的玻纤，更新每 GW 退役叶片所需单耗 1 万吨玻纤。

表 16：风电行业纯碱需求测算表

项目		单位	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E
新增叶片玻纤单耗		万吨/GW	1	1	1	1	1	1
存量-叶片故障更新单耗		万吨/GW	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
存量-叶片退役更新单耗		万吨/GW	1	1	1	1	1	1
全球	风电新增装机	GW	94	79	123	137	148	168
	风电累计装机	GW	837	916	1039	1176	1324	1492
	新增叶片纯碱需求	万吨	1.63	1.37	2.14	2.39	2.58	2.93
	存量叶片纯碱需求	万吨	0.13	0.14	0.16	0.16	0.22	0.29
	纯碱合计	万吨	1.76	1.51	2.30	2.55	2.81	3.22
中国	风电新增装机	GW	48	38	73	81	83	89
	风电累计装机	GW	329	367	440	521	604	693
	新增叶片纯碱需求	万吨	0.83	0.66	1.28	1.41	1.45	1.56
	存量叶片纯碱需求	万吨	0.002	0.002	0.003	0.005	0.010	0.024
	纯碱合计	万吨	0.83	0.66	1.28	1.41	1.46	1.58

资料来源：GWEC，CWEA，中国巨石年报，国际风力发电网，Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines. (James Carroll et al., 2016)，国海证券研究所

由于目前风电叶片主流采用 E 玻纤，而 E 玻纤仅含 0.1%-2% 的 Na<sub>2</sub>O，我们假设平均 E 玻纤含 1% 的 Na<sub>2</sub>O，对应 1GW 风电装机需要 100 吨 Na<sub>2</sub>O，需在生产加入纯度 98% 的纯碱 174 吨。

综上，我们预测 2022-2026 年全球风电行业累计消耗 12.4 万吨纯碱，年均需求量仅 2.5 万吨；2022-2026 年中国风电行业累计消耗 6.4 万吨纯碱，年均纯碱消耗量不到 1.3 万吨。2022 年中国的纯碱消费量约为 2800 万吨。风电对纯碱的拉动不足 1‰，因此难以成为支撑纯碱需求的主逻辑。



### 3、平价时代大宗对风电的影响

#### 3.1、大宗商品对风电装机影响仍存

2020 年以来由于全球需求修复回暖、流动性宽松，叠加国内“双控双限”等环保政策持续加力，市场供需失衡，驱动大宗商品持续冲高上涨。2021 年四季度，需求端疲软致使大宗商品价格回落。2022 年整体大宗商品价格呈现“冲高回落，触底反弹”的趋势，疫情反复叠加俄乌冲突导致的大宗商品价格高位也对风电上半年装机形成了影响。

我们通过对 2021 年至今（截至 2023 年 5 月 26 日）大宗与风电指数进行相关性分析，结果是螺纹钢、阴极铜期货价与风电指数显著负向相关，相关系数为 **-0.3570**、**-0.1255**，大宗商品对风电行业的影响依旧显著。在原材料成本高企的冲击下，2021 年下半年起风电产业链整体盈利持续承压，风电产业链板块盈利分化，利润向整机环节集中，例如风电零部件板块毛利率逐季下降，直到 2022Q3 才触底企稳；而风电整机板块毛利率在 2022Q3 才转头向下。

图 30: 2020.01-2023.05 螺纹钢期货价及风电指数走势



资料来源: WIND, 国海证券研究所

图 31: 2020.01-2023.05 阴极铜期货价及风电指数走势

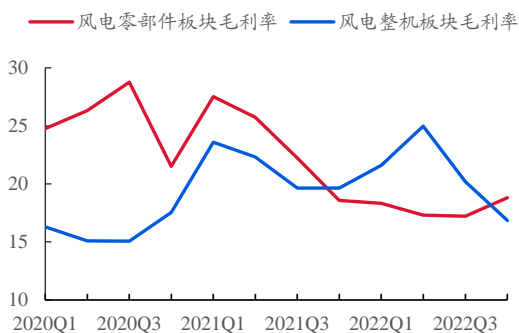


资料来源: WIND, 国海证券研究所

以风电行业的核心原材料中厚板价格为例，从 2021 年 2 月开始步入上涨通道，当年最高达到 6475 元/吨，较年初上涨 40.6%，持续涨价压制了行业利润的释放。2022 年随着各国货币政策开始掉头，全球流动性收紧，以及海外市场复苏乏力，供需矛盾有所缓解，5 月大宗商品开始高位回落。截至 2022 年 12 月底，中厚板价格为 4391 元/吨，较年初下降 15.5%。钢材等原材料价格的回落，一方面使得风电产业链的盈利情况改善；另一方面，叠加平价时代下市场竞争加剧，裸机中标价大幅，刺激下游运营商装机需求的释放，风电装机步伐加快。

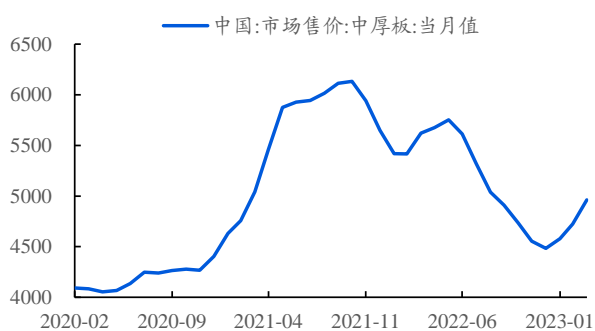


图 32: 风电板块毛利率情况 (单位: %)



资料来源: WIND, 国海证券研究所

图 33: 中厚板价格走势 (单位: 元/吨)

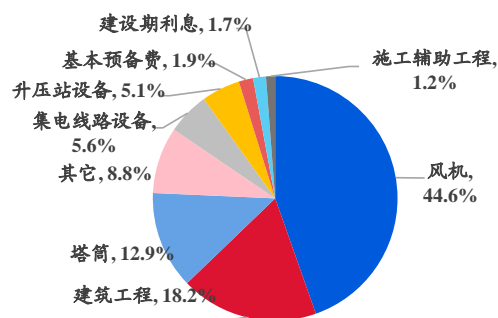


资料来源: WIND, 国海证券研究所

### 3.2、大宗商品影响几何: 风电 LCOE 及 IRR 测算分析

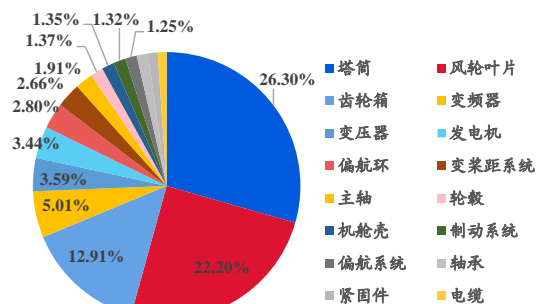
风电运营商装机需求往往受项目盈利性的驱动,而影响风电运营商盈利水平的因素有多方面。影响收入端的主要是装机容量、利用小时数和上网电价三个因素,其中,装机规模代表电力生产能力,利用小时数代表发电设备利用率;而上网电价主要依靠政策调控,属于外生影响因素。影响运营商的成本端的主要是运维费用、利息支出及折旧费用,其中运营及维修成本相对固定,故成本主要受折旧(即初始的投资成本)影响。根据《陆上风电平价上网经济性研究》(张原等, 2020 年),平价上网后风电机组成本占比为 44.6%,随着风机中标价的大幅降价,可显著降低风电项目单位投资的成本,提高内部收益率。

图 34: 陆上风电场平价上网各项目建设成本构成



资料来源:《陆上风电平价上网经济性研究》(张原等, 2020), 国海证券研究所

图 35: 风电设备各零部件成本占比



资料来源: 国际风力发电网 (2021/11), 国海证券研究所

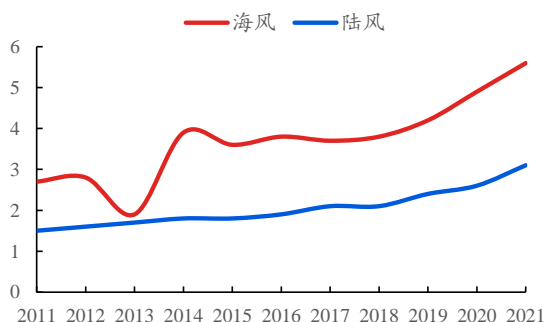
**大宗商品与风机零部件息息相关。**风机零部件成本占比较大的分别为:塔筒(架)、叶片、齿轮箱、变桨距系统,变频器、发电机、轴承等,这些零部件对应的原材料为钢材、铜、锌、碳纤维/玻璃纤维等。在众多原材料之中,钢材是风电塔筒、发电机铸锻件等部件的重要原材料,如中厚板在风电设备的总耗钢量中占比约为 69%、钢材占风电上游塔筒、铸锻件环节成本的 44%-80%,钢价一旦大幅波动,

将致使上游风电企业销售价格升高，或在一定程度上压缩风电运营商的利润空间。

为检验大宗商品对风电装机的影响程度，我们针对大宗商品价格变化对风电项目的平准化度电成本（LCOE）和项目资金 IRR 进行弹性测算。LCOE 和 IRR 是运营商判断装机项目性价比的重要因素。具体模型假设包括：

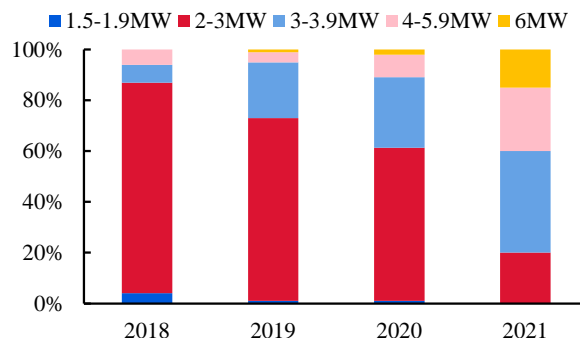
**1. 风电项目情况：**以陆风为例，初始投资额 6 亿元，项目建设周期 1 年，运营周期 20 年；项目装机容量 100MW，安装 20 台单机容量 5MW 的风力发电机组，风场等效满负荷小时数按 2300 小时计算，年上网电量为 23000 万 kW·h。（此处考虑 5MW 机组的原因是未来风机大型化趋势明显。近年来风场机组资源利用率要求显著提高，陆上风电风机功率已经从“2.0MW”迈入“5.0MW”时代。而海上风电领域大兆瓦机型发展更加迅速。2021 年我国陆风平均新增单机容量达到 3.1MW，海上风电平均新增单机容量已经达到 5.6MW。随着国内海风进入快速发展期，4.0 MW 以上的风机占比从 2020 年的 11%快速提升至 40%，而 3MW 以下的风机占比从 2020 年的 62%快速下降至 2021 年的 20%。）

图 36：海陆风平均新增单机容量呈向上延伸态势



资料来源：CWEA，国海证券研究所

图 37：新增装机中 4.0 MW 以上的风机占比迅速提升



资料来源：CWEA，国海证券研究所

**2. 融资成本：**自有资金占比 30%，贷款利率 4.5%，折现率 7%，还款周期 15 年；

**3. 装机成本：**风机成本按照 2022 年平均招标价格 1906.1 元/kW，其余零部件成本及安装建设费用参考九洲集团 2022 年公告作出经验假设；

**4. 运维成本：**包括修理费、职工工资及福利费、保险费、材料费、其他费用等，参考九洲集团 2022 年公告披露数据；

**5. 相关税率：**①增值税率 13%，即征即退 50%；②销售税金附加（税率合计 10%），以增值税税额为基础计征；所得税率 25%，三免三减半。

**6. 毛利率：**风电整机毛利率假设按照行业平均计算，取值 20%；此外本模型假定原材料价格变化均 100%传导至下游运营商。

**7. 上网电价：**按照全国平均上网电价 0.3742 元/kWh 计算，并额外假设 1500 万元的配储调峰费用，加权平均后的上网电价为 0.3090 元/kWh（含税）。

参考 JRC（2020）的报告和中国巨石 2020 年报，我们对模型假设的风力发电机组设备（含塔筒）的成本进行拆分。我们假设该项目需耗钢约 13000 吨，玻纤 1100 吨、铜 350 吨、锌 550 吨，价格以 2022 年各原材料年均价为准，可以得到各原材料的成本构成，风电设备成本中钢材、铜、锌、玻纤成本占比分别为 54%/11%/6%/3%。由于钢材、铜、锌、玻纤等大宗商品在整体风电设备成本中所占的比重相对较大，我们对其进行价格敏感性分析。

表 17：钢/铜价格-度电成本 LCOE 敏感性分析

LCOE		钢价变化											
		-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%	40%	50%	80%
铜 价 变 化	-50%	0.2328	0.2382	0.2436	0.2490	0.2545	0.2599	0.2653	0.2707	0.2761	0.2815	0.2870	0.3032
	-40%	0.2339	0.2393	0.2447	0.2501	0.2556	0.2610	0.2664	0.2718	0.2772	0.2826	0.2881	0.3043
	-30%	0.2350	0.2404	0.2458	0.2512	0.2567	0.2621	0.2675	0.2729	0.2783	0.2837	0.2892	0.3054
	-20%	0.2361	0.2415	0.2469	0.2523	0.2578	0.2632	0.2686	0.2740	0.2794	0.2848	0.2903	0.3065
	-10%	0.2372	0.2426	0.2480	0.2534	0.2588	0.2643	0.2697	0.2751	0.2805	0.2859	0.2913	0.3076
	0%	0.2383	0.2437	0.2491	0.2545	0.2599	0.2654	0.2708	0.2762	0.2816	0.2870	0.2924	0.3087
	10%	0.2388	0.2442	0.2497	0.2551	0.2605	0.2659	0.2713	0.2767	0.2822	0.2876	0.293	0.3092
	20%	0.2394	0.2448	0.2502	0.2556	0.2610	0.2665	0.2719	0.2773	0.2827	0.2881	0.2935	0.3098
	30%	0.2405	0.2459	0.2513	0.2567	0.2621	0.2676	0.2730	0.2784	0.2838	0.2892	0.2946	0.3109
	40%	0.2416	0.2470	0.2524	0.2578	0.2632	0.2687	0.2741	0.2795	0.2849	0.2903	0.2957	0.3120
	50%	0.2438	0.2492	0.2546	0.2600	0.2654	0.2708	0.2763	0.2817	0.2871	0.2925	0.2979	0.3142
	80%	0.2470	0.2525	0.2579	0.2633	0.2687	0.2741	0.2795	0.2850	0.2904	0.2958	0.3012	0.3175

资料来源：WIND，九州集团可转换公司债券募集说明书，中国巨石 2020 年年报，北极星电力网，Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system（JRC，2020），国海证券研究所

注：①风电用钢品种较多，本文按照各钢材品种用量作为权重构造新钢价指数，并假设所有钢种价格变化方向和幅度一致。2022 年平均钢价指数为 8977.6 元/吨，铜价均价为 67503.2 元/吨，本文以此作为测算基础（即 0%所代表的价格）。②表中深蓝色区域代表风电场收入亏损区域。

大宗对风电的成本传导将主要通过钢材和铜进行。测算结果显示钢材价格每上涨 10%，LCOE 上涨 2.1%；因铜在风电总成本中占比较小，铜价波动对 LCOE 的影响较小，即铜价每上涨 10%，风电 LCOE 上涨 0.23%。根据我们的测算结果，当其它大宗商品价格保持不变时，若整体钢材价格相对 2022 年钢材均价上涨超 80.6%时，此时度电成本低于含税上网电价，即运营风电场将面临收入亏损。而由于铜整体成本所占权重较小，当其它原材料价格保持一定的情况下铜价上涨超 4.0 倍时（较极端情况，商品价格波动幅度超出市场合理波动范围）才会导致风电场运营亏损。此外，当其它条件不变的情况下，铜价下跌 50%时的 LCOE（此时 LCOE 等于 0.2599）等于钢价指数下跌 10%的 LCOE，说明钢材价格变动对风电成本的影响是铜的 5 倍。

锌和玻纤在风机成本中分别仅占 3%、6%，占比较小，其价格波动对平准化度电成本的影响较小，风电产业下游对锌/玻纤价格波动风险具有较高的承受力。

当锌/玻纤价格上涨 10%，LCOE 分别上涨 0.25%/0.11%。此时当其它原材料价格不变，玻纤价格翻 16.9 倍或者锌翻 7.8 倍时（极端情况，商品价格波动幅度超出市场合理波动范围），风电场才会出现运营亏损的情况。

表 18：锌/玻纤价格-度电成本 LCOE 敏感性分析

LCOE		玻纤价格变化											
		-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%	40%	50%	100%
锌 价 变 化	-50%	0.2608	0.2610	0.2613	0.2616	0.2619	0.2621	0.2624	0.2627	0.2630	0.2632	0.2635	0.2638
	-40%	0.2614	0.2617	0.2620	0.2622	0.2625	0.2628	0.2631	0.2633	0.2636	0.2639	0.2642	0.2644
	-30%	0.2621	0.2623	0.2626	0.2629	0.2632	0.2634	0.2637	0.2640	0.2643	0.2645	0.2648	0.2651
	-20%	0.2627	0.2630	0.2632	0.2635	0.2638	0.2641	0.2643	0.2646	0.2649	0.2652	0.2655	0.2657
	-10%	0.2633	0.2636	0.2639	0.2642	0.2644	0.2647	0.2650	0.2653	0.2655	0.2658	0.2661	0.2664
	0%	0.2640	0.2643	0.2645	0.2648	0.2651	0.2654	0.2656	0.2659	0.2662	0.2665	0.2667	0.2670
	10%	0.2646	0.2649	0.2652	0.2655	0.2657	0.2660	0.2663	0.2666	0.2668	0.2671	0.2674	0.2677
	20%	0.2653	0.2655	0.2658	0.2661	0.2664	0.2666	0.2669	0.2672	0.2675	0.2677	0.2680	0.2683
	30%	0.2659	0.2662	0.2665	0.2667	0.2670	0.2673	0.2676	0.2678	0.2681	0.2684	0.2687	0.2689
	40%	0.2666	0.2668	0.2671	0.2674	0.2677	0.2679	0.2682	0.2685	0.2688	0.2690	0.2693	0.2696
	50%	0.2672	0.2675	0.2678	0.2680	0.2683	0.2686	0.2689	0.2691	0.2694	0.2697	0.2700	0.2702
	100%	0.2704	0.2707	0.2710	0.2712	0.2715	0.2718	0.2721	0.2723	0.2726	0.2729	0.2732	0.2734

资料来源：WIND，九州集团可转换公司债券募集说明书，中国巨石 2020 年年报，北极星电力网，Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system（JRC，2020），国海证券研究所

注：2022 年锌价均价为 25206.7 元/吨，玻纤均价为 5394.5 元/吨，本文以此作为测算基础（即 0%所代表的价格）。

风电场收入为正并不意味着风电项目本身具有投资价值，当大宗商品涨价超过某种程度时将会抑制风电运营商投资热情，进而降低装机需求。为进一步研究大宗商品价格波动对风电项目经济效益的影响，我们对本项目模型 IRR 进行敏感性分析。由于玻纤和锌价格波动对风电场运营的影响较小，本文仅对钢材和铜价波动进行分析。根据本模型的假设，我们测算出总投资为 6 亿元的 100MW 风电项目的内部收益率为 7.27%，假设若以 6%的全投资 IRR 作为判断项目投资可行性的临界点，项目投资具备可行性。

根据我们的测算结果，当项目条件设定、其它原材料价格不变时，当整体钢材相对 22 年均价涨价 36.9%以上时，风电项目并不具备有投资价值。而铜价变动对于风电项目收益的影响较小。截至 2023 年 5 月 26 日，风电钢材指数为 7687.2 元/吨，铜价为 64210.0 元/吨，对应本模型中的项目财务 IRR 区间为【7.65%，8.10%】，具有良好的项目收益率。

表 19: 风电项目 IRR 测算表

全投资 IRR		钢价变化										
		-40%	-30%	-20%	-10%	-5%	0%	5%	10%	20%	30%	40%
铜价 变化	-40%	9.30%	8.84%	8.40%	7.98%	7.78%	7.58%	7.39%	7.20%	6.84%	6.49%	6.16%
	-30%	9.21%	8.75%	8.31%	7.90%	7.70%	7.50%	7.31%	7.13%	6.77%	6.42%	6.09%
	-20%	9.11%	8.66%	8.23%	7.82%	7.62%	7.43%	7.24%	7.05%	6.70%	6.36%	6.03%
	-10%	9.02%	8.57%	8.14%	7.74%	7.54%	7.35%	7.16%	6.98%	6.63%	6.29%	5.97%
	-5%	8.97%	8.52%	8.10%	7.69%	7.50%	7.31%	7.12%	6.94%	6.59%	6.26%	5.93%
	0%	8.92%	8.48%	8.06%	7.65%	7.46%	7.27%	7.09%	6.91%	6.56%	6.22%	5.90%
	5%	8.88%	8.44%	8.02%	7.62%	7.42%	7.23%	7.05%	6.87%	6.52%	6.19%	5.87%
	10%	8.83%	8.39%	7.97%	7.58%	7.38%	7.20%	7.01%	6.83%	6.49%	6.16%	5.84%
	20%	8.74%	8.31%	7.89%	7.50%	7.31%	7.12%	6.94%	6.76%	6.42%	6.09%	5.77%
	30%	8.65%	8.22%	7.81%	7.42%	7.23%	7.05%	6.87%	6.69%	6.35%	6.02%	5.71%
	40%	8.56%	8.13%	7.73%	7.34%	7.16%	6.97%	6.79%	6.62%	6.28%	5.96%	5.65%

资料来源: WIND, 九州集团公告, 中国巨石年报, 北极星电力网, JRC, 国海证券研究所

注: ①风电用钢品种较多, 本文按照各钢材品种用量作为权重构造新钢价指数, 并假设所有钢种价格变化方向和幅度一致。2022 年平均钢价指数为 8977.6 元/吨, 铜价均价为 67503.2 元/吨, 本文以此作为测算基础 (即 0% 所代表的价格)。②色阶代表: 橙红代表  $IRR \geq 9\%$ ; 粉红代表  $8\% \leq IRR < 9\%$ ; 黄色代表  $7\% \leq IRR < 8\%$ ; 浅蓝代表  $6\% \leq IRR < 7\%$ ; 深蓝代表  $IRR \leq 6\%$

综上, 随着大型化的持续推进以及大宗商品价格 (主要是钢价、铜价) 的回落, 目前风电项目建设经济性已较为突出。钢材作为风电机组设备中用量最大的基础耗材, 其价格波动对风电装机存有一定的影响。随着海上风电迎来快速发展时期, 铜在风电领域的重要性也将逐步体现。

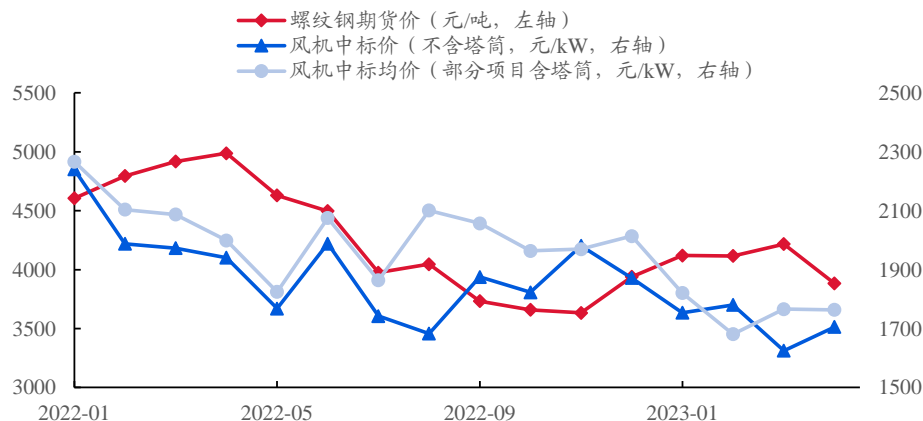
本文通过构建 (陆上) 风电项目模型, 在建设装机容量 100MW、平均利用小时数为 2300 小时的风电场时, 若上网电价为 0.3742 元/kWh (并考虑调峰费用), 当钢材价格整体上涨超 36.9% 时, 此时项目 IRR 低于 6%, 不再具有投资价值。而其它大宗商品价格波动对风电装机的影响弱于钢材, 但仍会在一定程度上影响风电项目的投资收益, 影响下游运营商的装机热情。



### 3.3、大宗商品向上影响是否弱化？

平价时代整机厂竞争剧烈，大宗商品涨价并不会百分百传导至下游运营商。例如 2022 年 1-3 月螺纹钢、阴极铜大宗商品均价分别上涨 6.8%/8.8%，风机中标均价反而下降 12.9%。此外，风电机组价格还与整机商对下游的议价能力相关。

图 38：2022 年螺纹钢期货价与陆风风机中标均价走势



资料来源：WIND，国家能源招标网，采招网，国海证券研究所

2) 全国平均煤电基准价有望调整至 0.4335 元/kWh。2022 年 11 月 8 日，中国电力企业联合会专职副理事长安洪光在中电联 2022 年年会上发布的《适应新型电力系统的电价机制研究报告》(以下简称《报告》)提出建立完善煤电基准价联动机制，将秦皇岛港 5500 大卡下水煤基准价 535 元/吨对应全国平均煤电基准价 0.3742 元/kWh 设置为基点，标煤价格浮动 100 元/吨对应煤电基准价浮动 0.03 元/kWh 的标准进行联动。按当前政府指定的 5500 大卡电煤中长期交易均价 675 元/吨的水平，有序将全国平均煤电基准价调整到 0.4335 元/kWh 的水平，涨幅可达 15.8%。

若是全国平均煤电基准价提价至 0.4335 元/kWh，风电项目收益率预期将进一步提升。本文设定的模型 IRR 也将提升至 10.25%，此时钢价需较 2022 年均价涨 127.7%才能使项目财务内部收益率低于 6%，即钢材等大宗商品涨价对风电装机影响程度将减弱。

此外《报告》还提出建立新能源“绿证交易+强制配额”制度，通过落实对售电公司、电力用户等市场主体的绿色责任，扩大绿证、绿电交易规模；实行政府授权合约等手段，保障新能源入市能够获得合理收益；建立全国统一的绿证制度，构建与国际接轨的绿证交易体系。未来风电等绿色电力的环境价值，将通过“绿证”来实现：强制配额将保证绿电的消纳。绿证交易，将给新能源电力带来额外收益，提高项目收益率。



表 20: 全国平均煤电基准价提价至 0.4335 元/kWh 时 IRR 测算结果

全投资 IRR		铜价变化										
		-40%	-30%	-20%	-10%	-5%	0%	5%	10%	20%	30%	40%
铜价 变化	-40%	12.60%	12.06%	11.55%	11.07%	10.83%	10.60%	10.38%	10.17%	9.75%	9.35%	8.97%
	-30%	12.49%	11.95%	11.45%	10.97%	10.74%	10.51%	10.29%	10.08%	9.67%	9.27%	8.89%
	-20%	12.38%	11.85%	11.35%	10.88%	10.65%	10.42%	10.21%	9.99%	9.58%	9.19%	8.82%
	-10%	12.27%	11.75%	11.25%	10.78%	10.56%	10.34%	10.12%	9.91%	9.50%	9.12%	8.74%
	-5%	12.21%	11.70%	11.20%	10.74%	10.51%	10.29%	10.08%	9.87%	9.46%	9.08%	8.71%
	0%	12.16%	11.64%	11.16%	10.69%	10.47%	10.25%	10.03%	9.83%	9.42%	9.04%	8.67%
	5%	12.11%	11.59%	11.11%	10.64%	10.42%	10.20%	9.99%	9.78%	9.38%	9.00%	8.63%
	10%	12.05%	11.54%	11.06%	10.60%	10.38%	10.16%	9.95%	9.74%	9.34%	8.96%	8.60%
	20%	11.95%	11.44%	10.96%	10.51%	10.29%	10.07%	9.87%	9.66%	9.27%	8.89%	8.53%
	30%	11.84%	11.34%	10.87%	10.42%	10.20%	9.99%	9.78%	9.58%	9.19%	8.81%	8.45%
	40%	11.74%	11.25%	10.78%	10.33%	10.12%	9.91%	9.70%	9.50%	9.11%	8.74%	8.38%

资料来源: WIND, 九州集团公告, 明阳智能公告, 中国巨石年报, 北极星电力网, 国海证券研究所

注: ①风电用钢品种较多, 本文按照各钢材品种用量作为权重构造新钢价指数, 并假设所有钢种价格变化方向和幅度一致。2022 年钢价指数为 8977.6 元/吨, 铜价均价为 67503.2 元/吨, 本文以此作为测算基础 (即 0% 所代表的价格)。

综上所述我们认为在平价时代下大宗商品对风电装机需求的影响可能会有所弱化。一方面主机厂竞争激烈, 即便是在大宗商品涨价时, 风电招标价格或低位维持, 由此利好风电场单兆瓦成本的下降, 推升运营商建设热情。另一方面, 若全国平均煤电基准价调整至 0.4335 元/kWh, 上网电价上涨可提高风电场运营收入, 拉高风电场内部收益率。

## 4、风险提示

- 1) 宏观经济增速放缓。宏观经济基本面下行，经济运行不确定性加剧，终端需求下滑，导致风电新增装机受到一定程度的影响。
- 2) 风电新增装机并网不及预期。存在某些不可抗力因素使得风电行业供应链物流受阻、行业开工不足，导致风电新增装机受到影响。以及电网建设不及预期，影响新增风电装机并网的能力的风险。
- 3) 政策推进不及预期。风电产业的发展受国家政策、行业发展政策的影响，相关政策的调整将会对风电装机进程造成影响。
- 4) 历史比较研究的局限性。参考的新闻、文献由于具有记载偏差、信息不完全和选择性存留等局限，致使某些情况下一些客观事件根本无信息记录，使得在复盘历史时存在研究的局限性。
- 5) 大宗商品价格剧烈波动。风电装机所需要的原材料价格会受到市场供求关系、地缘政治、市场投机行为等因素的影响而大幅波动，进而影响下游行业及风电装机成本。
- 6) 测算偏差风险。本文的部分测算是基于一定的假设，测算结果与实际结果存在误差项。
- 7) 国际市场与国内行业不可完全对比。本文主要结论是针对国内风电行业，并不完全适用于海外国际市场。

## 【钢铁&大宗商品组小组介绍】

谢文迪，钢铁行业及大宗商品研究团队首席分析师，6年大宗商品投研经验，3年宏观研究经验。布里斯托大学金融投资学硕士，曾先后就职于鸿凯投资、东北证券、方正证券、民生证券，获2020年Wind金牌分析师第四名。

## 【分析师承诺】

谢文迪，本报告中的分析师均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、客观的出具本报告。本报告清晰准确的反映了分析师本人的研究观点。分析师本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收取到任何形式的补偿。

## 【国海证券投资评级标准】

### 行业投资评级

推荐：行业基本面向好，行业指数领先沪深300指数；  
中性：行业基本面稳定，行业指数跟随沪深300指数；  
回避：行业基本面向淡，行业指数落后沪深300指数。

### 股票投资评级

买入：相对沪深300指数涨幅20%以上；  
增持：相对沪深300指数涨幅介于10%~20%之间；  
中性：相对沪深300指数涨幅介于-10%~10%之间；  
卖出：相对沪深300指数跌幅10%以上。

## 【免责声明】

本报告的风险等级定级为R2，仅供符合国海证券股份有限公司（简称“本公司”）投资者适当性管理要求的客户（简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户及/或投资者应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司的完整报告为准，本公司接受客户的后续问询。

本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告中的信息均来源于公开资料及合法获得的相关内部外部报告资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证，不保证其中的信息已做最新变更，也不保证相关的建议不会发生任何变更。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、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。报告中的内容和意见仅供参考，在任何情况下，本报告中所表达的意见并不构成对所述证券买卖的出价和征价。本公司及其本公司员工对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。

## 【风险提示】

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向本公司或其他专业人士咨询并谨慎决策。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。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议。

任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

### 【郑重声明】

本报告版权归国海证券所有。未经本公司的明确书面特别授权或协议约定，除法律规定的情况外，任何人不得对本报告的任何内容进行发布、复制、编辑、改编、转载、播放、展示或以其他方式非法使用本报告的部分或者全部内容，否则均构成对本公司版权的侵害，本公司有权依法追究其法律责任。