|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| |  | | --- | | [Table\_Title] | | **风口虽至，但仍需注意风向** | | **——风电行业深度报告** |  |  | | --- | | [Table\_Summary] | | **核心观点：**  尽管风电行业在全球碳中和主题的驱动下成为热门行业，但我们认为，对投资而言，宏观上的高景气度不应代替微观上的严谨研判。从产业链角度来看，行业上游风机制造市场竞争环境相对恶劣，企业盈利状况不及行业下游，资产负债情况较差，整体投资价值有限。下游风电运营市场竞争格局相对集中，整体盈利能力较高，建议从区位优势和旧机组更新潜力两个维度优选下游优质标的。   * **风电发展在全球具备广阔前景**。“双碳”战略推动全球能源低碳化转型，自2020年9月以来，多个国家高层会议对“双碳”目标做出相关战略部署，绿色电力将逐渐成为能源枢纽。全球能源大国中国、美国、英国和不断加大对新能源的投资，积极促进未来经济去碳化；包括风电在内的新能源作为能源低碳化转型的重要方式，未来有望显著受益。相较于光伏发电，风力发电的能源利用率更高，据国际可再生能源机构（IRENA）统计，光伏发电平均容量系数为16%，而海陆风发电的容量系数分别高达32%和40%；同时，2021年，光伏发电的平准化度电成本（LCOE）为0.048美元/千瓦时，而陆风发电LCOE为0.33美元/千瓦时，风力发电较光伏发电更具成本优势。 * **行业上游竞争格局明显恶化，盈利能力和资产负债情况较不理想**。上游企业制造技术的进步促使风机技术路线趋于整机大型化，风机功率、容量系数和发电效率得以提升，进而降低单机成本、度电成本、装机和运维成本。但是，整机产品差异化难度较大、行业门槛较低，行业上游对下游的议价能力有限；同时，上游竞争格局恶化，企业之间只能通过低成本形成自身优势，中国制造商的迅速发展成为行业破坏者，以大幅低于国外企业的风机报价带动行业出现严重价值通缩，头部风机整机制造商盈利能力于近五年呈现不同程度的下降趋势。企业层面，行业上游龙头企业布局整体变化不大，2022年CR10约为86.93%，行业竞争格局高度集中，但整体盈利能力较弱，样本企业平均毛利率和资产负债率分别为6.61%和72.83%。 * **行业下游中国市场规模全球领先，竞争格局相对集中，整体盈利能力较高**。2022年全球风电新增装机冲高回落，中国市场规模世界第一，2022年中国新增并网容量占全球约49.91%，陆风新增并网容量不减反增。全球视角下，中国已成为第一大风电装机市场，中国市场风电项目分布呈现以三北（华北、东北、西北地区）和东南部（华南、华东地区）为主的地域集中特征，企业拿地能力呈国企绝对主导的特征。中国陆风市场趋于饱和，但海风市场在国补退坡地补接棒的推动成为下一片蓝海。度电成本的下降和行业下游采购成本的下降，使得陆上风电和海上风电项目已经具备相当的经济性，未来发展前景广阔。行业（中国市场）竞争格局相对集中，2022年CR10约为53.4%，样本企业平均毛利率和资产负债率分别约为45.47%和61.35%，整体盈利能力较高。 * **行业下游更具投资价值，建议从区位优势和旧机组更新潜力两个维度优选下游优质标的。**总体而言，行业上游竞争格局恶化，成本上升和价值通缩将严重威胁行业盈利空间，在行业彻底出清以前，我们认为难以看到明确的拐点。在此背景下，我们认为投资主线应围绕具备成本优势和海上风机研发优势的企业；我们将明阳智能作为谨慎关注的标的。而行业下游竞争格局相对良性，企业整体盈利能力较高，资产负债情况更健康，具有较高投资价值，我们建议聚焦具有区位优势和较大换机潜力的企业；我们推荐关注龙源电力和华润电力。 | | |  |  | | --- | --- | | [Table\_Invest] | | | 行业评级 | 中性 | | 报告日期 | 2023.06.02 | |  |  | |  |  | |  |  |  |  | | --- | | [Table\_PicQuote] | | **相对市场表现** | |  |  |  |  | | --- | --- | |  | | | **分析师：** | 熊航 | |  | SFC NO: BNP419 | |  | 020-66336290 | |  | xionghang@gfgroup.com.hk |  |  |  | | --- | --- | | [Table\_DocReport] | | | **相关研究：** | | | 【沃旭能源研究】 2022.03.11  【离岸风电全球扫描】 2022.04.25 |  |  |  |  | | --- | --- | | [Table\_Contacts] | | |  |  | |  |  | |

# 风力发电行业概览

在全球能源结构向低碳化转变、能源消费结构不断优化的背景下，可再生能源需求持续增长的趋势具备确定性。风能目前凭借其资源总量丰富、环保、运行管理自动化程度高等突出优势，成为开发和应用最为广泛的可再生能源之一。风能主要包括陆上风电和海上风电，其发展正逐渐从补充性能源向替代性能源持续转变，其应用是推动能源结构优化、能源低碳化的重要驱动力。

## （一）风力发电行业价值链梳理

风力发电行业布局可以划分为上游原材料零部件制造及风机整机制造、下游风电场运维运营两部分，整体呈现零部件（以齿轮箱、发电机、轴承、轮毂等为主）、风机制造（主要包括风机、叶片、塔筒、线缆）、风力发电厂、电网公司、终端电力用户自上而下的价值链结构。

|  |
| --- |
| **图 1：风力发电行业价值链结构** |
|  |
| 数据来源：广发证券（香港）研究 |

## （二）风电发展在全球具备广阔前景

**1、全球“双碳”战略利好新能源发展**

“双碳”战略推动全球能源低碳化转型，2020年9月以来，多个国家高层会议对“双碳”目标做出相关战略部署，绿色电力将逐渐成为能源枢纽。我们以全球能源大国中国、美国和英国为例，中国在第七十五届联合国大会一般性辩论上指出“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”，美国和英国也不断加大对新能源的投资，积极促进未来经济去碳化；包括风电在内的新能源作为能源低碳化转型的重要方式，未来有望显著受益。

|  |
| --- |
| **图 2：中国、美国、英国“双碳”战略重要规划时间表** |
|  |
| 数据来源：国家能源局，新华网，广发证券（香港）研究 |

**2、新能源发电是全球实现碳中和目标的主要手段之一**

“双碳”战略全球共振，世界各国积极布局新能源发电，相较于传统能源，新能源发电量增速更高。据国际能源署（IEA）统计和估算，2022年，新能源发电量增长率为5.7%，煤炭和天然气发电量增长率分别仅为1.5%和0.2%；至2025年，新能源发电量CAGR预计达到9.0%，将远超煤炭和天然气，煤炭和天然气发电量CAGR预计分别为-0.3%和0.1%。

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **表 1：2020-2025年全球电力结构变化** | | | | | | | |
| **千瓦时** | **2020年** | **2021年** | **2022年** | **2025年** | **21-22年增长率** | **2022年占比** | **CAGR**  **2023-2025** |
| **煤炭** | 9,414 | 10,171 | 10,325 | 10,217 | 1.50% | 36.00% | -0.30% |
| **可再生能源** | 7,475 | 7,902 | 8,349 | 10,799 | 5.70% | 29.10% | 9.00% |
| **天然气** | 6,330 | 6,489 | 6,500 | 6,522 | 0.20% | 22.70% | 0.10% |
| **核能** | 2,676 | 2,803 | 2,684 | 2,986 | -4.30% | 9.40% | 3.60% |
| **其他能源** | 776 | 764 | 785 | 611 | 2.70% | 2.70% | -8.00% |
| **发电总量** | 26,671 | 28,129 | 28,642 | 31,135 | 1.80% | \ | -2.80% |
| 资料来源：IEA, 广发证券（香港）研究 | | | | | | | |

对于全球各洲电力结构来说，欧洲和北美洲的新能源发电占比最高，中东和非洲的新能源发电占比较低，据《2022年bp世界能源统计年鉴》统计，2021年，欧洲和北美洲的新能源发电占比分别为45%和30%，中东和非洲的新能源发电占比分别为7%和2%。然而，根据我们的测算发现，2021年，亚太地区、中东和中南美洲的新能源发电量同比分别增长约21.5%、37.6%和13.9%，而欧洲和北美洲的新能源发电量同比分别仅增长4.2%和4.1%；欧洲和北美洲新能源发电的发展现状较出色，但亚太地区、中东和中南美洲新能源发电的发展空间更为广阔。

|  |
| --- |
| **图 3：2021年全球各洲电力结构** |
| 图表, 条形图  描述已自动生成 |
| 数据来源：S&P，bp global，广发证券（香港）研究  注：新能源包括可再生能源和核能 |

对于国家层面电力结构来说，我们以北美洲和欧洲的发达国家美国和英国、亚太地区的发展中国家中国和印度这四个能源大国为例，据彭博新能源财经（BNEF）的新能源展望(NEO) 估算，至2050年，中国、印度、美国和欧洲的新能源发电量预计将分别占其总体电力供应的62%、75%、87%和55%。据《2022年bp世界能源统计年鉴》统计，2021年，中国、印度、美国、英国的新能源发电量分别为1572.1、215.8、1443.6、162.8太瓦时，分别占全球新能源发电总量约24.4%、3.3%、22.4%、2.5%，分别位列全球第1、4、2、8名。其中，中国电力结构中新能源占比为33.4%，仅次于煤炭；根据我们的测算，2021年，中国新能源发电量增速高达26.8%，而印度、美国、英国的新能源发电量增速仅分别为9.8%、4.7%和-8.6%，并且中国风电在新能源发电中占比高达42.8%。总体而言，以发达国家和发展中国家中的代表性能源大国为依据，新能源呈持续发展态势并成为全球能源低碳转型的主力军；其中，中国的新能源发电不仅在国家电力结构中扮演主要角色，其发展空间较大、发展速度呈现显著增势。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **图 4：中国电力及新能源结构（按燃料类型分）** |  | **图 5: 印度电力及新能源结构（按燃料类型分）** |
| 图表, 饼图  描述已自动生成 |  | 图表, 饼图  描述已自动生成 |
| 数据来源：S&P，国家能源局，广发证券（香港）研究 |  | 数据来源：S&P，Wikipedia，广发证券（香港）研究 |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **图 6：美国电力及新能源结构（按燃料类型分）** |  | **图 7：英国电力及新能源结构（按燃料类型分）** |
| 图表, 饼图  描述已自动生成 |  |  |
| 数据来源：S&P，美国能源信息署，广发证券（香港）研究 |  | 数据来源：S&P，DESNZ 2023，广发证券（香港）研究 |

**3.新能源发电主力中，风电具备独特的优势**

**3.1风能资源丰富且发展潜力大**

中国幅员辽阔，海岸线长，是一个风能资源十分丰富的国家，根据北极星风力发电网和中国气象局风能资源详查初步成果披露，中国风能资源总储量约为3226GW，可开发利用的陆上风能储量约为253GW，近海可开发利用的海上风能储量约为750GW，其中，5米至50米水深线以内海域、海平面以上70米高度范围内的风电可装机容量约500GW，且靠近东南部电力负荷中心，拥有极大发展空间。根据中国可再生能源学会风能专业委员会（CWEA）统计，至2022年，中国陆上风机累计装机容量约为360GW，海上风机累计装机容量约为30.51GW；因此，通过初步预计的中国风能资源储量和风机累计装机容量可以看出，相比于陆上风能，海上风能未开发资源量极高，目前已开发利用的海上风能仅约占可开发海上风能资源总量的1/25。

根据中国气象局发布的《中国风能太阳能资源年景公报（2022年）》统计，全国陆地70m高度层平均风速均值约为5.4m/s，风速大于6m/s的地区主要集中在三北地区（东北、华北和西北地区），而中国近海主要海区70m高度层平均风速均值约为8.1m/s，主要集中在中国东南部（以广东、江苏、山东、广西、浙江为主）；中国风能资源分布总体呈现出陆上风电优质资源分布广、海上风电资源极其丰富的特征。

|  |
| --- |
| **图 8：2022年中国70米高度层年平均风速分布** |
|  |
| 数据来源：Global Wind Atlas，广发证券（香港）研究 |

全球风能资源的潜力正在持续得到挖掘。根据全球风能理事会（GWEC）估算，预计未来五年全球风电新增并网容量将达到680GW，平均每年风电新增装机量将达到136GW，陆风和海风新增装机容量平均占比分别为80.9%和19.1%，实现15%的复合增长率，并预计到2030年预计实现2TW总装机目标。

|  |
| --- |
| **图 9：全球陆上风电和海上风电新增装机量展望** |
|  |
| 数据来源：GWEC，广发证券（香港）研究 |

**3.2 全球持续加码风电投资**

根据彭博新能源财经（BNEF）的初步数据显示，2022年风力发电技术投资将达到1760亿美元，复合增长率为10.37%，其中，陆上风电的复合增长率为8.99%，海上风电的复合增长率为19.2%。

2019年，陆上风电技术投资较2018年增长32%，达到此前创纪录的1330亿美元，2021-2022年陆上风电技术投资再创新高，平均投资达1400亿美元。此外，2020-2022年海上风电技术投资额为近十年的最高值，其中，2020年海上风电技术投资达到400亿美元，几乎是2019年的两倍。

|  |
| --- |
| **图 10：2013-2022年全球风力发电技术年度投资** |
|  |
| 数据来源： CPI (2022a) and IRENA (2022d). Investments for 2021 and 2022 represent preliminary estimates based on data from BNEF ，广发证券（香港）研究 |

**3.3与光伏发电相比，（陆上）风力发电能源利用率高、成本优势大**

相较于光伏，风能应用具备独特的优势。“容量系数”表示发电场的年发电量，以发电场最大发电量的百分比表示。它主要由两个因素决定：发电场所在地的能源资源质量；以及所使用的涡轮机和平衡装置技术。随着风能技术进步，风力发电的容量系数正在快速提升。据国际可再生能源机构（IRENA）统计，即使2010-2021年平均加权风速有所下降，但随着陆上风电项目涡轮机转子直径和轮毂高度更大，涡轮机发电效率更高，陆上风电容量系数从27%增长至39%，并在2016年以后一直保持在30%以上，平均数值为32%；海上风电容量系数在2014年至2017年提升速度迅猛，在2017年达到峰值45%，但在2020年和2021分别下降至38%和39%，平均容量系数达到40%。然而，由于光伏发电客观上受昼夜更替影响，容量系数在2010-2021年的平均值为16%。因此，与光伏发电相比，风力发电能源利用率更高。

|  |
| --- |
| **图 11：2010-2021年风力、光伏发电容量系数全球加权平均值** |
|  |
| 数据来源： IRENA Renewable Cost Database，广发证券（香港）研究 |

新能源发电中，陆上风电更具成本优势。平准化度电成本（LCOE），即项目生命周期内的成本现值 /生命周期内发电量现值，是对[项目生命周期](https://baike.baidu.com/item/%E9%A1%B9%E7%9B%AE%E7%94%9F%E5%91%BD%E5%91%A8%E6%9C%9F/7049857?fromModule=lemma_inlink)内的成本和发电量先进行平准化，再计算得到的发电成本。据国际可再生能源机构（IRENA）统计，就陆上发电项目而言，其LCOE从2020年的0.039美元/千瓦时降至2021年0.033美元/千瓦时，同比下降15%，降至可再生能源中最低值；光伏发电LCOE从2020年0.055元/千瓦时降至2021年0.048美元/千瓦时，同比下降13%。截至2021年，陆上风电的成本明显低于光伏发电。

# 风电行业上游分析

## （一）风电整机及风机制造商总体概况

风电的上游是零部件制造子行业，下游是风电场投资运营子行业。上游的重要核心零部件包括齿轮箱、发电机、轴承、叶片、轮毂等，生产专业性强，国内供应商技术成熟，一般由风机制造企业向其定制采购。

|  |
| --- |
| **图 12：横轴风机的的主要部件** |
|  |
| 资料来源：Wikipedia，广发证券（香港）研究 |

风电整机由叶片、发电机、传动系统、电控系统、结构件（包括叶轮、机场、轮毂、底座）等零部件构成。风机制造商是指从事风电机组设计、研发、制造、销售等全产业链的企业。风电整机厂商采取系统集成、专业化协作的经营模式，即由风电整机企业负责风电机组的研发、设计和总装，上游零部件生产企业按要求提供配套的零部件并接受整机厂的质量监控。

风电整机产品为大型、非标、定制化的成套设备，通常采取总装方式，对主要零部件进行定制外购，即根据下游客户的要求，有针对性地采购定制化或标准化的风机零部件。风机制造企业通常采用“按单定制、以销定产、以产定采”的模式，即以合同的具体要求为基础，并沟通各项目的供货进度后，制定生产计划，再根据生产计划进行风电机组的整机个性化设计、集成总装，完成订单交付并提供后市场配套服务，以实现盈利。

## （二）风机制造行业标签

**1、行业上游对下游议价能力低**

除个别关键轴承需进口外，风机零部件国内供应充足，属较为成熟的充分竞争行业。风机必须满足低成本、轻量化、高耐久以及对环境友好的要求。发展至今，目前主流的风机是横轴风机（HAWT），因为相较于纵轴风机（VAWT），它有着更高的风能转换效率。其中又以上风型三桨风机为大型风机的主流范式。

行业上游对下游的议价能力有限。行业下游主要是以国有及地方大型发电集团为代表的投资商。由于各地风电场的气候、地形和电网接入条件均不相同，风力发电机组需满足不同的技术、质量要求和商务条款，发电企业一般通过公开招标的方式进行采购。同时，下游的市场集中度较高，对整机的议价能力较强。再加上整机厂大多为民企背景，风电整机厂商难以形成对下游有效的议价能力。

**2、产品大型化，功率趋高，装机容量增加**

根据风能量公式，风产生的能量和风速为立方关系，和转子直径为平方关系。

**P = 0.5 Cp ρ π R2 V3**

因此，近十年来，随着上游企业风机制造技术进步，风电的技术路线主要有两条：1）整机趋于大型化；2）风机趋向于放置于风速更高的地方（如海岸及近海）。陆上风电整机平均转子直径从82米扩大到120米，平均轮毂高度从81米提升至103米；离岸风电整机平均转子直径扩大了约44%，轮毂高度提高了约18%。上游风电的大型化，推动了风机效率的大幅提升。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **图 13: 陆风整机平均转子直径扩大、轮毂高度增加** |  | **图 14：海风风机平均转子直径扩大、轮毂高度增加** |
| 图表, 折线图  描述已自动生成 |  | 图表, 折线图  描述已自动生成 |
| 数据来源：USDE，广发证券（香港）研究 |  | 数据来源：USDE，广发证券（香港）研究 |

一方面，风电整机转子直径和轮毂高度的增加导致单机额定功率的扩大。风电整机制造商逐渐推出大型风力涡轮机，最高单机额定功率可达16MW（主要用于离岸风电）；目前陆上风电平均单机功率已经达到3.32MW，相比2010年增长了约67%，离岸风电平均风机功率从2010年的3.095MW提高至2020年的7.523MW，增长约143%。

另一方面，风机大型化使得容量系数提升、发电效率提高，进而降低单位成本。近十年来陆上风电的风机容量系数缓慢上升，从2010年到2020年增长至32%，而离岸风电的风机容量系数始终较高于陆上风电。在装机规模相同的情况下，单机容量的提高使得机组数量下降，从而降低风机安装及运维成本；在风力条件相同的情况下，大型风机可以提升风能的使用效率，带来更多的发电量，从而降低度电成本。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **图 15: 风电单机额定功率增大** |  | **图 16：风电整机容量系数增大** |
|  |  | 图表, 折线图  描述已自动生成 |
| 数据来源：USDE，广发证券（香港）研究 |  | 数据来源：USDE，广发证券（香港）研究 |

**3、产品差异化难度较大**

作为标准工业品，风机主要的竞争点在于效率、可靠性、成本、售后服务等，自身的品牌效应被淡化--各大风机制造商的产品特性大都包含高效率、高可靠性、绿色环保等，产品特性趋同。对比相同功率等级下风机产品的基础参数，切入风速、切出风速、转子直径、扫风面积等数据差距较小，由此可见，风机制造行业的产品差异化小，行业内部竞争激烈，而这为行业新进者及价格战提供了条件。

|  |
| --- |
| **表 2：风机制造龙头企业产品亮点** |
| |  |  | | --- | --- | | 风机制造企业 | 产品亮点 | | Goldwind（金风科技） | 高效率，高可靠性，低成本，并网友好 | | Mingyang（明阳智能） | 高效率，高可靠性，先进抗台控制，轻量化，海上一体化 | | Vestas | 电网性能卓越，适用性高，可靠性高，可持续性强 | | Siemens Gamesa | 齿轮技术可靠，使用OptimaFlex技术，具备可回收性优势 | |
| 数据来源：公司官网，广发证券（香港）研究 |
| **表 3：大型化风机产品基础参数** |
| |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 企业名称 | 产品名称 | 额定功率  (MW) | 转子直径  (m) | 切入风速  (m/s) | 切出风速  (m/s) | 扫风面积  (m2) | | Mingyang （明阳智能） | MySE16.0-242 | 16 | 242 | / | / | 46,000 | | Vestas | V236-15.0MW | 15 | 236 | 3 | 31 | 43,742 | | Siemens Gamesa | SG 14.0-222DD | 14 | 222 | / | / | 39,000 | | GE | Haliade-X 14 MW | 14 | 220 | / | / | 38,000 | | Dongfang Electric（东方电气） | D13000-211 | 13 | 211 | / | / | 34,967 | | Goldwind （金风科技） | GW 242/12000 | 12 | 242 | 2.5 | 25 | 45,966 | |
| 数据来源：公司官网，广发证券发展研究中心 |

**4、行业门槛相对较低**

对比现金流量表的资本性支出，风机制造企业的的资本性支出水平远远低于半导体公司，能够看出风机制造企业用于基础建设、固定资产和无形资产的投资支出较少，从而风电制造行业的进入门槛相对较低。因此，在行业低门槛的情况下，企业之间只能通过低成本形成自身竞争优势。

|  |
| --- |
| **表 4：半导体公司（以台积电为例）与风机制造企业过去三年的资本支出（单位：百万元）** |
| |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | 企业名称 | 2022年 | 2021年 | 2020年 | | TSM（台积电） | 253,569 | 197,674 | 121,353 | | Goldwind（金风科技） | 9,025 | 10,688 | 7,660 | | Mingyang（明阳智能） | 8,009 | 7,387 | 3,306 | | Siemens Gamesa | 5,964 | 5,157 | 4,578 | | Dongfang Electric（东方电气） | 748 | 718 | 541 | |
| 数据来源：公司披露，广发证券（香港）研究 |

## （三）上游市场竞争格局恶化，中国厂商的快速发展成为行业破坏者

作为风电产业的发源地，欧洲拥有从涡轮机到关键部件和原材料的成熟供应链。然而，自2008年至2010年建立本地风电供应链以来，中国成为风电涡轮机制造的最大生产中心。根据彭博新能源财经（BNEF）发布的2022年全球风力涡轮机制造商排名，排名前10位的风力涡轮机制造商中有7家是中国公司，其中中国金风科技（Goldwind）2022年新增装机容量为12.7GW，位居全球第一。

根据全球风能理事会（GWEC）的数据披露，中国在全球陆上和海上风力涡轮机机舱组件中占据主导地位，年产能分别为为82GW和16GW。欧洲目前陆上和海上风力组装容量分别约为21.6GW和9.5GW，是世界第二大陆上涡轮机机舱生产基地，其次是美国陆上风力组装容量13.6GW（北美目前没有海上涡轮机机舱组装设施）、印度陆上风力组装容量11.5GW和拉丁美洲陆上风力组装容量6.2GW（与北美类似，拉丁美洲没有海上机舱组装设施）。

|  |
| --- |
| **图 17：世界主要五大风力涡轮机和组件生产中心地区（中国>欧洲>印度>北美洲>拉丁美洲）** |
|  |
| 数据来源：GWEC，广发证券（香港）研究 |

中国风力发电机机舱和关键部件的生产占全球市场份额的60-70%。尽管国内市场很大，据GWEC的数据，中国风力涡轮机招标价格在2022年创下历史新低，风机制造商内卷严重，为了在国内价格战中幸存下来，中国风电整机制造商开始在海外寻找机会，例如，金风科技（Goldwind）海外业务广泛分布于美洲、欧洲、亚洲、澳洲、中东及非洲，其中2022年海外订单量为4,466.77MW，同比增长95.77%。同时，据彭博新能源财经 （BNEF）和国际风力发电网统计，中国企业的风机报价比国外企业低近40%，引发破坏性竞争，带动行业出现价值通缩。

|  |
| --- |
| 图 **18**：2020-2023第一季度中国风力涡轮机招标价格 |
|  |
| 数据来源：GWEC，广发证券（香港）研究 |

价格推动技术创新，中国风电整机制造商推出具有更大额定功率和更大转子的新涡轮机，以保持竞争力。在过去的两三年里，中国的风力整机制造商，如金风科技(Goldwind) 、明阳智能（Mingyang）和远景科技（Envision），已经发布了16-18兆瓦范围的海上风机。2023年2月，远景科技推出了EN-220/10MW型号，随后三一重工在北京推出了230/8-11MW，这是世界上最大的陆上风机。在全球竞争激烈的风机整机制造商市场中，主要受高通胀及中国风机整机装机市场影响，全球Top10风机整机制造商毛利率近五年呈不同程度的下降趋势，以Top10中除中国企业外的前三大风电整机制造商为例，2017至2022年毛利年复合增长率为-149.12%。

|  |
| --- |
| **图 19：2017-2022年持续Top10风机制造商毛利率趋势** |
|  |
| 数据来源：S&P，广发证券（香港）研究 |

## （四）主要龙头企业格局状态保持稳定

根据BNEF数据，2022年全球风电新增装机容量约为85.7GW，同比下降约15%，其中陆上风电新增装机容量约为76.6GW，同比下降约9%；海上风电新增装机容量约为9.1GW，同比下降约46%。全球CR10（前十家企业占行业之市场份额）约为86.93%，其中，国内风机制造商占据六席，共占48.31%，金风科技（Goldwind）以12.7GW的新增装机量位居全球第一，市场份额约为14.8%，略高于位居第二的丹麦风电整机制造商Vestas（市场份额约为14.4%），成为首个新增装机量登顶世界的中国整机制造商。

2022年上游龙头企业布局整体变化不大：金风科技(Goldwind)、Vestas、GE、远景科技（Envision）、Siemens Gamesa、明阳智能（Mingyang）、运达股份（Windey）、Nordex始终占据整机制造商前八名，但随着中国海上风电正式跨入平价时代，海上风电整机新增装机容量陡降，中国风电整机制造商三一重能（Sany）和中国中车（CRRC）分别以4.0和3.2GW新增装机量（全为陆上风电装机）取代了2021年海上风电装机占比较高的上海电气风电和东方电气，成为全球风电整机制造商的第9、10名。

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **图 20：2022年Top10风机制造商市场份额** | | | |  | **图 21：2022年Top10风电整机新增装机容量** | | | | | | |
|  | | | |  |  | | | | | | |
| 数据来源：S&P，BNEF，广发证券（香港）研究 | | | |  | 数据来源：BNEF，广发证券（香港）研究 | | | | | | |
| **表 5：2022年Top10风电整机制造商信息概览** | | | | | | | | | | | |
| **风机制造商** | **主要业务地区** | **上市地点** | | | **风机业务** | | **EBITDA%** | **ROA%** | **ROE**  **%** | **资产负债率%** | |
| **营业收入****(百万美元)** | **毛利率%** |
| **Goldwind**  **(金风科技)** | 中国 | 深圳证券交易所 | | | 5,431 | 5.13 | 9.02 | 0.84 | 6.32 | 70.51 | |
| **Vestas** | 欧洲 | 哥本哈根证券交易所 | | | 11,937 | -13.34 | -4.60 | -3.03 | -40.53 | 84.77 | |
| **GE** | 美国 | 纽约证券交易所 | | | 12,977 | -16.8 | -11.99 | 1.59 | 2.36 | 79.99 | |
| **Siemens Gamesa** | 欧洲 | 西班牙证券交易所 | | | 6,914 | 2.60 | -0.01 | -5.33 | -24.33 | 78.11 | |
| **Mingyang**  **(明阳智能)** | 中国 | 纽约证券交易所 | | | 3,283 | 23.28 | NM | 3.62 | 21.31 | 57.07 | |
| **Windey**  **(运达股份)** | 中国 | 深圳证券交易所 | | | 2,587 | 16.98 | 3.66 | 1.16 | 15.71 | 87.89 | |
| **Nordex** | 欧洲 | 法兰克福证券交易所 | | | 5,396 | 8.89 | -4.47 | -7.84 | -51.30 | 81.53 | |
| **Sany**  **(三一重能)** | 中国 | 上海证券交易所科创板 | | | 943 | 26.14 | NM | 4.07 | 16.00 | 58.82 | |
| **CRRC**  **(中国中车)** | 中国 | 上海证券交易所和香港联交所 | | | NM | NM | 10.88 | 3.25 | 7.35 | 56.80 | |
| 财务指标平均值 | | | | | 6,184 | 6.61 | 0.36 | -0.19 | -5.23 | 72.83 | |
| 数据来源：S&P, 广发证券（香港）研究  注：Envision(远景科技)未上市，未披露财务数据；Mingyang(明阳智能)和Sany(三一重能)财务数据为2022 9M。 | | | | | | | | | | | |

# 风电行业下游分析

## （一）全球海陆风电新增装机冲高回落，中国市场规模世界第一

风电行业下游主要为风电开发建设、运营维护，主要包括陆上风电和海上风电。根据GWEC数据，2022年，全球风电新增并网容量约为77.6GW，陆上和海上风电新增并网容量分别为68.8和8.8GW，同比分别下降5.1%和139.8%；其中，中国陆上和海上风电新增并网容量分别为32.5和6.23GW，分别占其全球总量的44.9%和71.0%。相比于海外新增并网容量的整体下降，中国陆上风电新增并网容量呈增势（+6.4%），海上风电新增并网容量却呈现出更加显著的降势（-63.4%），主要由于经历了2022年海风国家补贴政策退出导致的抢装潮后的需求回落，叠加疫情等影响；但在全球视角下，中国已然成为第一大风电装机市场。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 图 22：2022年海陆风电新增并网容量CR5 |  | **图 23：国内与海外新增并网容量走势** |
|  |  |  |
| 数据来源：GWEC，广发证券（香港）研究 |  | 数据来源：GWEC，广发证券（香港）研究 |

## （二）中国风电市场细分行业标签

1. **风电项目分布呈现地域集中的特征**

中国风电市场的拿地能力整体以陆风资源丰富的三北地区和海风资源丰富的华南、华东地区强于其他地区，呈现出显著的地区分布特征。近年，三北仍然是项目中标规模最大的地区，据北极星风力发电网统计，2022年，西北、华北、东北地区的风电项目中标规模分别占全国风电总中标容量的22.5%、20.6%和16.2%，位居前三。据国际能源网/风电头条统计，2022年，中国各省的平均风电项目规模约为2,277MW，超过平均值的共有8个省份，分别为内蒙古、新疆、辽宁、山东、甘肃、广西和广东，整体上都分布在中国的三北和东南部地区；其中，内蒙古风电项目中标规模最大，约为10,846MW，同比增长244.43%，其次是新疆，中标项目规模约为6,959MW，同比增长131.2%；中标项目规模显著提升的还包括广东、山东、辽宁、广西等沿海省份，同比分别增长710.4%、370.3%、851.1%和114.4%。

|  |
| --- |
| **图 24：2022年中国风电项目中标规模Top10省份** |
|  |
| 数据来源：北极星风力发电网，国际风力发电网，广发证券（香港）研究 |

1. **下游市场以央企和国企为主导，拿地能力呈国进民退特征**

中国风电下游行业为国资企业主导。据北极星风力发电网不完全统计，2022年，中国已知风电项目机组中标规模达到约110,518MW，风电项目公示数量总计约为635个；其中，央企风电项目集采定标约为436个，累积约79,540MW，占总规模的71.9%，同比增长121.9%。

同样，据北极星风力发电网统计，2022年，中国市场风电项目招标规模Top10的开发商皆为央企和国企，项目规模共计80,447MW，同比增长121.9%，约占全国全年总中标订单的72.8%。其中，以项目中标规模最大的省份内蒙古为例，央企和国企的招标规模占比逐渐提升，2022年共计6,819MW，同比增长12%；同时，据近年风电招标项目清单统计，以内蒙古为例，本地国企相较于其他地方国企更具优势。民企和私企的竞争力则日益渐弱，招标项目规模同比降低12%；中国风电市场的拿地能力整体呈现出以央企和国企为主、民企私企拿地能力渐弱的现象，以及较为明显的本地企业保护的非市场化痕迹。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **图 25：2022年Top10开发商风电项目招标规模** |  | **图 26：内蒙古风电开发商获批项目占比走势** |
|  |  |  |
| 数据来源：北极星风力发电网，广发证券（香港）研究 |  | 数据来源：北极星风力发电网，风芒能源，广发证券（香港）研究 |

1. **陆风趋于饱和，海风一片蓝海，中国企业尝试“走出去”战略**

中国市场陆风目前整体趋于饱和：2019年国家发改委发布的《关于完善风电上网电价政策的通知》提出，2018年底之前核准且2020年底前仍未完成并网的陆上风电项目，国家不再补贴；2019年1月1日至2020年底前核准、2021年底前仍未完成并网的陆上风电项目，国家不再补贴；同时，陆风已经成为全球成本最低的清洁能源，2021年其全球加权风能资源平均成本（LCOE）为0.231元/千瓦时，中国陆风LCOE更低至0.196元/千瓦时。

以中国头部风电开发商中的龙源电力、三峡新能源、中国电力和大唐发电为例，在风机平均利用小时方面，2022年，4家头部风电开发商风机平均利用小时分别为2,296、2,262、2,098、2,262小时，分别下降了2.9%、2.2%、10.9%、0.1%；风电机组平均利用小时由2018年开始的渐增态势到2021年触顶，间接表明全国风能资源丰富地的开发利用开始逐步趋于饱和，新风电场建立地点风能资源相对匮乏，以至于风能利用情况较以往略显不佳。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 图 27：全球各类型能源加权平均LCOE统计 |  | **图 28：中国主要风电运营企业利用小时变化** |
|  |  |  |
| 数据来源：GWEC，IRENA，广发证券（香港）研究 |  | 数据来源：IRENA，国家能源局，广发证券（香港）研究 |

中国海风市场相较之下则一片蓝海。虽然2020年1月发布的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》中明确“新增海上风电和光热项目不再纳入中央财政补贴范围，按规定完成核准（备案）并于2021年12月31日前全部机组完成并网的存量海上风力发电和太阳能光热发电项目，按相应价格政策纳入中央财政补贴范围”，但是国补退坡地补接棒，对于新的海上风电项目，上海、广东、山东和浙江陆续出台地方补贴政策以支持海上风电行业可持续发展。

|  |
| --- |
| **表 6：中国各省（直辖市）海风地方补贴政策汇总** |
| |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | 地区 | 补贴（奖励）范围 | 补贴（奖励）标准 | 发放方式 | | 上海市 | 2019-2021年投产发电的近海风电项目 | 奖励标准为0.1元/千瓦时，单个项目年度奖励金额不超过5000万元 | 连续5年 | | 2022-2026年投产发电的深远海洋海上风电项目和场址中心离岸距离大于等于50km近海海上风电项目 | 奖励标准为500元/千瓦，单个项目年度奖励金额不超过5000万元 | 分5年拨付，每年拨付20% | | 广东省 | 2018年年底前已完成核准、在2022年至2024年全容量并网的省管海域项目对2025年起并网的项目不在补贴 | 2022年、2023年、2024年全容量并网项目分别补贴1500元/千瓦、1000元/千瓦、500元/千瓦 | - | | 山东省 | 2022-2024年建成并网的“十四五”海上风电项目，补贴规模分别不超过200万千瓦、340万千瓦、160万千瓦 | 2022-2024年建成并网项目分别补贴800元/千瓦、500元/千瓦、300元/千瓦 | - | | 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 | - | | 浙江省 | 2022和2023年全容量并网项目，补贴规模分别按60万千瓦和150万千瓦控制，2021年年底前核准，2023年年底未全容量并网不再享受省级财政补贴 | 2022年和2023年，补贴标准分别为0.03元/千瓦时、0.015元/千瓦时，按等效年利用小时数2600小时补贴 | 从项目全容量并网第二年度开始，补贴期限10年 | |
| 数据来源：北极星风力发电网，广发证券（香港）研究 |

大型国企在中国市场提高企业稳定性和竞争力的同时积极“走出去”承接海外项目。我们以头部风电开发商龙源电力为例，2013年龙源电力在加拿大安大略省的99.1兆瓦德芙琳风电项目是中国风电企业在海外投资建设的首个风电项目；该项目中风电场主要由49台GE风机、一个34.5千伏配电设施和一条约47公里长的单回路输电线路组成，并与安大略省电力局根据当地上网电价计划“FIT Contract”签订了20年合同。

龙源电力加拿大德芙琳风电项目自2014年正式运行以来运营状况良好，累计实现安全生产2952天，其每年风机平均利用小时数平均比加拿大年度风机平均利用小时数高约11.3%；同时，根据我们的测算，至2030年，该风电项目的累计资本金自由现金流预计约为687.3百万元，资本金IRR约为28%。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 图 29：龙源电力加拿大德芙琳风电项目走势 |  | **图 30：龙源电力加拿大德芙琳风电项目资本金自由现金流走势** |
|  |  |  |
| 数据来源：公司披露，IEA，广发证券（香港）研究 |  | 数据来源：公司披露，Torys LLP，S&P，广发证券（香港）研究 |

**以前风电定价机制**

中国风电发展初期探索了还本付息电价和成本分摊制度，但并未大规模推广。2003年以前，风电上网电价体现了整个电力定价体系中的“成本加成”原则，主要由风力发电厂和电网公司签订购电协议，各地价格主管部门批准后，报国家物价部门备案，因此各地域的风电价格不尽相同。2003年起，国家发展改革委员会对大型风电场组织风电特许权项目公开招标，由各发电企业竞价决定该项目的上网电价，以保证中标企业获得合理利润为目标，为确定风电核准电价奠定基础。

|  |
| --- |
| **图 31：中国风电项目的定价方式及补贴方式变化** |
|  |
| 资料来源：中国发展改革委员会，广发证券（香港）研究 |

**风电电价的定价方式发展（两部分组成电价：当地燃煤上网电价+补贴）**

电价标准自2006年起，由国务院电价主管部门按照招标形成的电价确定，部分省份如内蒙古、吉林、甘肃、福建等以风电特许权项目中标价格为参考，确定省内风电项目的上网电价，此时风电的上网电价由当地燃煤上网电价加上风电补贴组成。随着中国各地风电进入规模化建设阶段，为了简化电价结构，风电定价政策从招标定价与政府核准并行制度过渡到标杆定价机制，其中，中国发展改革委员会分别在2009年和2014年，首次对陆上风电和海上风电区分资源区并制定相应的标杆电价，明确提出鼓励各地通过招标等市场竞争方式确定陆上风电和海上风电项目的上网电价，但形成的价格不得高于国家规定的同类资源区的标杆电价。在2009年-2016年间，中国随着陆上风电制造业规模化以及相关零部件供应体系逐渐完善，中国发展改革委员会对陆上风电标杆电价作出3次调整。为了减少风电行业发展对国家补贴依赖，节约补贴资金，国家委员会在2019年将陆上发电和海上发电均从标杆电价改为指导价，规定新核准的风电项目不得高于所在资源区的指导价。

|  |
| --- |
| **表 7：中国陆上风电Ⅰ-Ⅳ类资源区定价的价格变化** |
| |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 时间 | 政策 | 陆上风电资源区电价(元/千瓦时) | | | | | Ⅰ类 | Ⅱ类 | III类 | Ⅳ类 | | 2009年-2014年 | 发改价格[2009]1906号 | 0.51 | 0.54 | 0.58 | 0.61 | | 2015年 | 发改价格[2014]3008号 | 0.49 | 0.52 | 0.56 | 0.61 | | 2016年-2017年 | 发改价格[2015]3044号 | 0.47 | 0.50 | 0.54 | 0.60 | | 2018年 | 发改价格[2016]2729号 | 0.40 | 0.45 | 0.49 | 0.57 | | 2019年 | 发改价格[2019]882号 | 0.34 | 0.39 | 0.43 | 0.52 | | 2020年 | 发改价格[2019]882号 | 0.29 | 0.34 | 0.38 | 0.47 | | 2021年及以后 | 发改价格[2021]833号 | 中央财政不再补贴，实行平价上网 | | | | |
| 数据来源：中国发展改革委员会，广发证券（香港）研究 |
| **表 8：中国海上风电近海/潮汐带定价的价格变化** | |
| |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | 时间 | 政策 | 海上风电资源区电价（元/千瓦时） | | | 近海 | 潮汐带 | | 2014年-2018年 | 发改价格[2014]1216号 | 0.85 | 0.75 | | 发改价格[2016]2729号 | 0.85 | 0.75 | | 2019年 | 发改价格[2019]882号 | 0.8 | 不得高于项目所在资源区陆上风电指导价 | | 2020年 | 发改价格[2019]882号 | 0.75 | | 2021年及以后 | 发改价格[2021]833号 | 电价由当地省级价格主管部门制定 | | | |
| 数据来源：中国发展改革委员会，广发证券（香港）研究 | |

**风电补贴部分**

风电电价的补贴部分是风电上网电价与各地燃煤电价之差。2006年，风电项目补贴由全国征收的可再生能源电价附加分摊解决，直至2011年11月，可再生能源发展基金正式成立为风电项目提供补贴资金，其中基金主要包括国家可再生能源发展专项资金和可再生能源电价附加收入。随着风电项目价格政策的不断完善，中国政府在风电项目上的补贴政策从2006年的费用分摊制度发展至2020年明确规定风电项目全生命周期合理利用小时数和补贴年限。2020年10月，中国财政部印发《<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426号），风电补贴数值主要取决于项目容量和项目全生命周期合理利用小时数。

**现在风电电价机制（2021年陆上平价、2022年海上平价）**

旨在科学合理引导新能源投资，实现资源高效利用，推动风电产业健康可持续发展，中国发展改革委员会于2019年5月21日发布的《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格[2019]882号），明确了陆上风电与海上风电项目享受中央补贴的核准日期和并网日期。中国陆上风电项目将与各地燃煤发电基准价同等电价上网，基于现阶段海上风电相对陆上风电开发成本较高，为促进产业平稳发展，新核准（备案）海上风电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定。

|  |
| --- |
| **表 9:风电项目是否享受中央补贴的最新标准** |
| |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | 项目类型 | 核准日期 | 并网日期 | 中央是否补贴 | | 陆上风电 | 2018年底之前 | 2020年底后 | 否 | | 陆上风电 | 2019年1月1日至2020年底前 | 2021年底后 | 否 | | 陆上风电 | 2021年1月1日起 | / | 否 | | 海上风电 | 2018年底前 | 2021年底前 | 是 | | 海上风电 | / | 2022年及以后 | 否 | |
| 数据来源：中国发展改革委员会，广发证券（香港）研究 |

根据我们的测算，中国的陆上风电和海上风电项目已经具备相当的经济性。我们应用情景测试（包含乐观情形和悲观情形），典型的陆上风电项目IRR在9-19%之间，典型的海上风电项目IRR在12-18%之间。

|  |
| --- |
| **表 10：陆上及海上风电的IRR** |
| |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 风电类型 | 情景测试 | 年利用小时数 | 上网电价（元/千瓦时，含税） | 单机建造成本 （元/千瓦） | 资本金IRR | | 陆上风电 | 悲观情形 | 2000 | 0.3 | 5,000 | 9% | | 乐观情形 | 2500 | 0.3 | 5,000 | 19% | | 海上风电 | 悲观情形 | 3000 | 0.3 | 10,000 | 12% | | 乐观情形 | 3500 | 0.3 | 10,000 | 18% | |
| 数据来源：广发证券（香港）研究 |

从成本端来看，根据IRENA的统计，中国陆上风电和海上风电的平均度电成本分别从2010年的0.071/0.178下降至2020年的0.037/0.084，由此可见风机成本的下降幅度均超过了50%

我们以中国头部风电开发商龙源电力、三峡新能源、中国电力、大唐新能源和华润电力为例，比较了下游企业近三年来的采购成本，其中企业的采购成本用每兆瓦的capex来衡量。通过比较发现，龙源电力、华润电力、中国电力的采购成本较低，说明这些企业在招标时的竞争力更强，能够以更加优惠的价格购买到风机设备。

|  |
| --- |
| 表 11：下游企业近三年采购成本对比（元/MW） |
| |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | 整机制造商 | 2022 | 2021 | 2020 | | 龙源电力 | 5,047,405 | 8,684,736 | / | | 三峡新能源 | 7,866,364 | 4,097,347 | / | | 中国电力 | 6,783,555 | 8,359,264 | 5,880,034 | | 大唐新能源 | 7,501,293 | 28,580,557 | 87,146 | | 华润电力 | 6,498,598 | 4,958,208 | 9,389,215 | |
| 数据来源：公司披露，广发证券（香港）研究 |

## （三）下游风电开发商的盈利能力和资产情况

根据北极星风力发电网的数据显示，2022年中国风电有新增装机的开发企业200多家，新增装机容量总计约为49.82GW，CR10约为62.5%，新增装机容量合计约为26.59GW，其中，央企和国企占据9席，共占约59.8%，国家电投以5.05GW的新增装机容量位列第一，CR1约为10.1%。截至2022年底，中国风电开发企业累计装机容量约达到395.44GW，CR10约为64.8%，累计装机容量共计约255.98GW，其中央企和国企同样占据9席，共占约62.0%，国家能源集团以51.36GW的累计装机容量位居第一，CR1约为13.0%。相比于上游市场，下游市场头部开发商的盈利能力高于上游市场头部制造商，同时，下游市场头部开发商的资产情况相比于上游市场更健康，上、下游市场头部企业的平均资产负债率分别约为72.83%和61.35%。

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **图 32：2022年中国Top10风电开发商市场份额** | | |  | **图 33：2022年中国Top15风电开发商累计装机容量** | | | | | |
|  | | |  |  | | | | | |
| 数据来源：北极星风力发电网，广发证券（香港）研究 | | | | 数据来源：北极星风力发电网，广发证券（香港）研究 | | | | | |
| **表 12：2022年Top10风电开发商财务信息概览** | | | | | | | | |
| **风电开发商** | **风电业务** | | | | **EBITDA%** | **ROA%** | **ROE%** | **资产负债率%** |
| **营业收入(百万元)** | | | **毛利率%** |
| **国家电投** | 284,685 | | | 20.27 | 29.17 | 2.10 | 4.45 | 55.39 |
| **华能国际** | 13,761 | | | 59.55 | 9.83 | -2.01 | -18.50 | 74.82 |
| **中广核集团** | 4,956 | | | 46.75 | 44.86 | 3.73 | 9.63 | 61.39 |
| **龙源电力** | 27,191 | | | 72.00 | 60.32 | 4.06 | 7.77 | 54.05 |
| **内蒙华电** | 1,283 | | | 65.02 | 25.63 | 5.02 | 11.83 | 48.71 |
| **三峡新能源** | 16,885 | | | 61.54 | 87.34 | 3.20 | 9.72 | 66.44 |
| **华润电力** | 18,341 | | | 34.01 | 25.30 | 2.62 | 6.85 | 49.26 |
| **大唐新能源** | 12,499 | | | 8.72 | 85.87 | 3.78 | 11.86 | 56.07 |
| **金风科技** | 12,557 | | | 46.67 | 14.25 | 1.78 | 6.38 | 70.51 |
| **中国电建** | 23,814 | | | 40.13 | 1.51 | 7.55 | 9.95 | 76.89 |
| **平均值** | 41,597 | | | 45.47 | 38.41 | 3.18 | 5.99 | 61.35 |
| 数据来源：S&P，公司披露，广发证券（香港）研究  注：国家电投、华润电力、中国电建没有单独区分风电业务营业收入，因此华润电力按可再生能源业务计，其余按总电力业务计。 | | | | | | | | |

# 风电行业投资策略

## （一）上游竞争格局不佳，投资主线应围绕具备成本优势和海上风机研发优势的企业

由于以上所论述的技术难度、行业格局上下游议价能力等因素，风机制造行业竞争格局恶化，成本上升和价值通缩将严重威胁行业的盈利空间。在行业彻底出清以前，我们认为难以看到明确的拐点。在此背景下，我们认为投资主线应围绕具备成本优势和海上风机研发优势的企业。

根据我们的估算，明阳智能在海风风机具备研发和市场的优势，同时单位制造成本相较于行业平均水平较低，我们因此将其作为谨慎关注的标的。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **表 13：上游头部整机制造商2022年的产品结构** | | |
| |  |  |  | | --- | --- | --- | | 整机制造商 | 陆上占比% | 海上占比% | | Goldwind（金风科技） | 97.3% | 2.7% | | Mingyang（明阳智能） | 0.92% | 39.19% | | GE | 64.52% | 11.70% | | Vestas | 93.23% | 6.77% | | | |
| 数据来源：公司披露，广发证券（香港）研究 | | |
| **表 14：上游头部整机制造商2020-2022年的风机业务毛利率** | | |
| |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | 整机制造商 | 2022年 | 2021年 | 2020年 | | Goldwind（金风科技） | -2.39% | 6.23% | 3.02% | | Mingyang（明阳智能） | 19.63% | 21.13% | 18.52% | | GE | -17.26% | -5.06% | -4.56% | | Vestas | -13.34% | 1.43% | 3.11% | | | |
| 数据来源：公司披露，广发证券（香港）研究 | | |
| **表 15：上游头部整机制造商近三年制造成本对比（元/MW）** | | |
| |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | 整机制造商 | 2022年 | 2021年 | 2020年 | | Goldwind（金风科技） | 1,972,854 | 2,779,235 | 2,882,585 | | Dongfang Electric（东方电气） | 3,515,965 | 3,857,961 | 3,030,772 | | Mingyang（明阳智能） | 2,565,503 | 3,384,890 | 3,075,886 | | GE | 14,506,873 | 10,078,444 | 10,844,829 | | Vestas | 8,333,181 | 6,536,075 | 5,964,567 | | | |
| 数据来源：公司披露，广发证券（香港）研究 | | |
| **图 34：中国与国外风机制造商2020-2022年的平均销售价格趋势** |
|  |
| 数据来源：公司披露，广发证券（香港）研究 |

## （二）下游投资方向应聚焦具有区位优势和较大换机规模的企业

对于风电下游，我们认为投资逻辑关键在于企业的区位优势和机组更新潜力。一方面，由于不同地区的风力资源存在差异，因此能够占据风力资源丰富的地区的发电企业优势明显，可以提高其风电业务的盈利能力。根据CWEA统计，2022年，中国风力资源丰富、新增装机容量和累计装机容量综合排名位于前列的省份包括内蒙古(新增和累计装机容量分别为12.58、55.67GW)、甘肃(4.52、22.26GW)、辽宁(2.09、14.04GW)、山东(3.75、24.94GW)、广东(2.03、14.28GW)、江苏(0.53、22.84GW)等。因此，我们将风电下游市场各企业于以上省份的装机容量占比作为该区位优势的主要因子来量化企业的竞争优势。根据我们的统计，在头部风电开发商中，中国电力、龙源电力和华润电力位于优势区位的装机容量占比较高，分别约为55.51%、38.51%、54.25%。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **图 35：2022年中国各省新增及累计装机容量** |  | **图36：中国头部开发商区位优势新增装机容量占比** |
|  |  |  |
| 数据来源：北极星风力发电网，CWEA，广发证券（香港）研究 |  | 数据来源：公司披露，广发证券（香港）研究 |

另一方面，中国风电场即将面临老旧风机的大规模退役，根据《可再生能源零废未来：风电、光伏回收产业发展研究》，预计到2025年，中国风电行业将迎来第一批大规模退役潮，退役规模将超过1.2GW；根据中国物资再生协会风光设备循环利用专业委员会发布的《2022中国风电光伏设备循环利用产业发展报告》，预计到“十五五”末期（2030年），年退役风机规模将达到10GW左右；2030-2035年间，累计退役风机规模将超过100GW；2036-2040年间，累计退役风机规模将达到150GW；风机退役潮将袭，风电下游市场加速迈入“以大换小、以旧换新”进程。

由于最早一批建设的风电场风机单机功率较小但却处于风资源相对更好的区域，小功率机组不能充分利用当地丰富的风能资源。对于风电开发商来说，以更大功率、更高效率且单位成本更低的新式风机替代老旧风机，将大大提升扩容更新的风电项目收益。因此，我们将10年以上的风机定义为老旧机组，以其占总装机容量的比例作为量化企业机组更新潜力的变量。根据我们的统计，华电集团、大唐新能源和龙源电力的老旧风机规模占比位居前列，分别为58.19%、45.07%、45.47%，而中国电力的老旧风机规模占比仅有1.38%。综合考虑区位优势和旧机组升级潜力，我们推荐重点关注龙源电力和华润电力。

|  |
| --- |
| **图37：中国头部风电开发商10年以上的老旧风机规模占比** |
|  |
| 数据来源：公司披露，广发证券（香港）研究 |

**风险提示**

行业补贴政策变化风险；宏观经济下行风险；欧美市场反倾销风险。

|  |  |
| --- | --- |
| [Table\_IndustryInvestDescription] | |
| **广发证券—行业投资评级说明** | |
| 买入： | 预期未来12个月内，股价表现强于大盘10%以上。 |
| 持有： | 预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-10% ~ +10%。 |
| 卖出： | 预期未来12个月内，股价表现弱于大盘10%以上。 |

|  |  |
| --- | --- |
| [Table\_CompanyInvestDescription] | |
| **广发证券—公司投资评级说明** | |
| 买入： | 预期未来12个月内，股价表现强于大盘15%以上。 |
| 增持： | 预期未来12个月内，股价表现强于大盘5%~15%。 |
| 持有： | 预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-5% ~ +5%。 |
| 卖出： | 预期未来12个月内，股价表现弱于大盘5%以上。 |

|  |
| --- |
|  |
| **重要声明** |
| 本文件有关证券之内容由从事证券及期货条例(香港法例第571章)中第一类(证券交易)及第四类(就证券提供意见)受规管活动之持牌法团–广发证券(香港)经纪有限公司(“广发证券（香港）”)分发。本文件仅供我们的客户使用。本文件所提到的证券或不能在某些司法管辖区出售。在香港以外的国家/地区(特别是美国本土)分发本文件是绝对禁止的。本文件并非独立，不应被依赖作为对本文件主题的公正或客观评价。利益冲突可能会发生。本文件所载之资料和意见乃根据我们认为可靠的目前已公开的信息，惟广发证券(香港)并不就此等内容之准确性、完整性或正确性作出明示或默示之保证，亦不就其准确性或完整性承担任何责任。本文件反映策略师于发出本文件当日的观点及见解，广发证券（香港）可发出其他与本文件所载信息不一致及/或有不同结论的材料。本文件内表达之所有意见均可在不作另行通知之下作出更改。本文件纯粹用作提供信息，当中对任何公司或其证券之描述均并非旨在提供完整之描述，而本文件亦不应被解作为提供明示或默示的买入或沽出投资产品的要约。广发证券(香港)及其关联公司或任何其董事、雇员或代理人不对因使用本文件的内容而导致的损失承担任何责任。本文件中提到的投资产品及建议并非特别为阁下或任何投资者而设，阁下或任何投资者必须仔细考虑自己的财务状况、投资目标及风险取向与承受能力。阁下于作出投资前、必须充分理解投资产品涉及之风险并（如适用）咨询阁下的法律、税务、会计、财务及其他专业顾问。过去的表现不能代表未来的业绩。本文件中所载任何价格或水平仅属参考，可能因应市况变动而有所变化。广发证券（香港）不对因使用此等市场数据而产生的损失承担任何责任。证券价格可升可跌，甚至变成毫无价值。买卖证券未必一定能够赚取利润，反而可能会招致损失。广发证券(香港)及其关联公司、高级职员、董事及雇员可能为本文件中提及的证券发行人提供服务或向其招揽或要约, 亦可能在本文件中提及的证券持有长仓或短仓，以及进行购买或沽售。    **版权所有：广发证券 (香港) 经纪有限公司**  **未经广发证券 (香港) 经纪有限公司事先书面同意，本材料的任何部分均不得 (i) 以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或 (ii) 再次分发。**    香港德辅道中189号李宝椿大厦29-30楼  电话: +852 3719 1111 Fax: +852 2907 6176 网站: [http://www.gfgroup.com.hk](http://www.gfgroup.com.hk/) |

|  |
| --- |
| [Table\_InterestDisclosure] |
| **权益披露** |
|  |

广发证券(香港)及其关联公司、高级职员、董事及雇员可能为本文件中提及的证券发行人提供服务或向其招揽或要约, 亦可能在本文件中提及的证券持有长仓或短仓，以及进行购买或沽售。