

超配 (维持)

多重因素促进风电运营端良性发展

新型电力系统专题报告

2024年10月30日

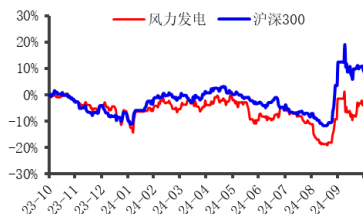
## 投资要点:

分析师: 苏治彬  
SAC 执业证书编号:  
S0340523080001  
电话: 0769-22110925  
邮箱:  
suzhibin@dgzq.com.cn

分析师: 刘兴文  
SAC 执业证书编号:  
S0340522050001  
电话: 0769-22119416  
邮箱:  
liuxingwen@dgzq.com.cn

- 未来各地推进装机规划的过程中, 风电装机有望继续增长。中期来看, 内蒙古、新疆等30个省市已发布其“十四五”期间风光发电装机规划目标, 共计约874GW。根据最新数据, 2021年至2024年9月期间我国新增风光发电装机之和为719GW, 2024年10月至2025年底期间风光发电装机仍有155GW的增长空间。未来各地推进装机规划的过程中, 风电装机有望继续增长。
- 我国推进新型电力系统建设, 将通过一系列举措提升消纳能力。今年我国发布《加快构建新型电力系统行动方案(2024-2027年)》, 提出聚焦近期新型电力系统建设亟待突破的关键领域, 选取典型性、代表性的方向开展探索, 以“小切口”解决“大问题”, 提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力。针对新能源消纳压力, 将通过建设一批智能微电网项目、共享储能电站、虚拟电厂等一系列举措, 提升新能源消纳能力。
- 未来特高压电网建成投产有助于新能源消纳。根据公开资料, 国家电网、南方电网均已明确电网建设相关计划, 有序推进电网建设。并且, 国家电网与南方电网深化合作, 积极推进跨经营区直流输电工程建设, 推动有关项目前期工作。未来特高压电网建成投产有助于跨区域远距离输送电能, 促进新能源消纳。
- 设备端积极创新研发, 有助于运营端降本。随着风电设备行业积极推进创新研发, 风电设备技术持续进步, 风电叶片长度纪录不断被刷新, 单机容量快速提升, 呈现风机大型化发展趋势。风机大型化发展将导致同等装机规模所需要的风电机组台数下降, 进一步导致塔架、基础、线路等的投资下降, 从而带动项目总投资下降。
- 投资建议: 当前我国推进新型电力系统建设, 针对新能源消纳压力, 将通过建设一批智能微电网项目、共享储能电站、虚拟电厂等一系列举措, 提升消纳能力。同时, 国家电网、南方电网均已明确电网建设相关计划, 有序推进电网建设。未来特高压电网建成投产有助于跨区域远距离输送电能, 促进新能源消纳。另外, 伴随着设备端推进创新研发, 风机价格呈现下行趋势, 叠加风机大型化发展, 风电项目建设成本有望下降。建议关注风电运营行业重点公司龙源电力(001289)、三峡能源(600905)、新天绿能(600956)。
- 风险提示: 政策推进不及预期; 经济发展不及预期; 上网电价波动风险; 原材料价格波动风险等。

## 申万行业指数近一年走势



资料来源: iFinD, 东莞证券研究所

## 相关报告

本报告的风险等级为中风险。

本报告的信息均来自已公开信息, 关于信息的准确性与完整性, 建议投资者谨慎判断, 据此入市, 风险自担。请务必阅读末页声明。

## 目录

1、我国风电运营行业有序发展	3
1.1 我国风电运营行业发展历程	3
1.2 政策支持促进风电装机增长	3
2、新型电力系统建设下，消纳能力有望提升	6
2.1 我国推进新型电力系统建设，提升消纳能力	6
2.2 特高压电网建成投产有助于新能源消纳	7
3、多重因素促进运营端降本增效	9
3.1 设备端积极创新研发，有助于运营端降本	9
3.2 绿证交易市场趋于活跃，助力运营端增效	11
4、投资建议及重点公司分析	12
4.1 投资建议	12
4.2 重点公司分析	12
5、风险提示	14

## 插图目录

图 1：中国风电装机容量及同比增速	5
图 2：中国当年新增风光发电装机容量及同比增速	5
图 3：2023 年各地区用电量及规模以上工业发电量情况	7
图 4：中国风电利用率当月值	8
图 5：2024 年 1-8 月各地风电利用率累计值	8
图 6：2020-2023 年风电设备板块研发支出总额及同比增速	9
图 7：2020-2023 年风电设备板块研发支出总额占营业收入总额的比例	9
图 8：全市场风电整机商风电机组月度投标均价（元/千瓦）	10
图 9：海上风电建设成本构成	10
图 10：中国当年新增风电机组平均单机容量（MW）	10

## 表格目录

表 1：中国风电运营行业发展历程	3
表 2：新能源支持政策及内容	4
表 3：海上风电省级补贴政策	5
表 4：新型电力系统有关会议或文件	6
表 5：新能源消纳相关举措	7
表 6：电网建设有关文件	8
表 7：两大电网公司的投资计划	9
表 8：风电项目采用不同单机容量机组的经济指标	11
表 9：重点公司盈利预测及投资评级（2024/10/30）	12

# 1、我国风电运营行业有序发展

## 1.1 我国风电运营行业发展历程

伴随着定价机制的改革，我国风电运营行业发展经历了六个阶段。2019 年至今，陆上风电和海上风电项目的国补陆续退坡，目前行业处于竞争电价与平价上网的阶段。

表 1：中国风电运营行业发展历程

时间	阶段	阶段特点
20 世纪 90 年代初-1998 年	完全上网竞争阶段	这一阶段处于我国风电发展的初期，上网电价很低，其水平基本是参照当地燃煤电厂上网电价，上网价格水平不足 0.3 元/kWh。
1998-2003 年	审批电价阶段	上网电价由各地价格主管部门批准，报中央政府备案。
2003-2005 年	招标和审批电价并存阶段	这一阶段是风电电价的“双轨制”阶段。这一阶段开启了风电项目特许权招标，即国家从 2003 年开始组织大型风电场采用招标的方式确定电价，而在省、市、区级审批范围内的项目，仍采用审批电价的方式确定电价，从而出现了招标电价和审批电价并存的局面。
2006-2009 年	招标与核准方式阶段	国家政策规定风电电价通过招标方式产生，电价标准根据招标电价的结果来确定。
2009-2019 年	固定标杆电价方式阶段	2009 年，国家发改委发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，按风能资源状况和工程建设条件，将全国分为四类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价。
2019 年至今	竞争电价与平价上网阶段	2019 年，国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》，将陆上、海上风电标杆上网电价改为指导价，规定新核准的集中式陆上风电项目及海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。 2020 年发布的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》提到，自 2020 年起，新增海上风电和光热项目不再纳入中央财政补贴范围，由地方按照实际情况予以支持，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。 2024 年，国家发改委公布《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》，其中提到，可再生能源发电项目的上网电量包括保障性收购电量和市场交易电量。保障性收购电量是指按照国家可再生能源消纳保障机制、比重目标等相关规定，应由电力市场相关成员承担收购义务的电量。市场交易电量是指通过市场化方式形成价格的电量，由售电企业和电力用户等电力市场相关成员共同承担收购责任。

资料来源：财政部，国家发改委，国家能源局，节能风电 2023 年年报，东莞证券研究所

## 1.2 政策支持促进风电装机增长

近年来我国出台实施新能源支持政策，推动能源结构向绿色、低碳的方向转型。《2024 年能源工作指导意见》提到，巩固扩大风电光伏良好发展态势。稳步推进大型风电光伏基地建设，有序推动项目建成投产。

表 2：新能源支持政策及内容

时间	政策	内容
2021年	《2030年前碳达峰行动方案》	1、主要目标为“十四五”期间，产业结构和能源结构调整优化取得明显进展，重点行业能源利用效率大幅提升，煤炭消费增长得到严格控制，新型电力系统加快构建，绿色低碳技术研发和推广应用取得新进展，绿色生产生活方式得到普遍推行，有利于绿色低碳循环发展的政策体系进一步完善。到 2025 年，非化石能源消费比重达到 20%左右，单位国内生产总值能源消耗比 2020 年下降 13.5%，单位国内生产总值二氧化碳排放比 2020 年下降 18%，为实现碳达峰奠定坚实基础。2、全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展，坚持集中式与分布式并举，加快建设风电和光伏发电基地。加快智能光伏产业创新升级和特色应用，创新“光伏+”模式，推进光伏发电多元布局。坚持陆海并重，推动风电协调快速发展，完善海上风电产业链，鼓励建设海上风电基地。积极发展太阳能光热发电，推动建立光热发电与光伏发电、风电互补调节的风光热综合可再生能源发电基地。因地制宜发展生物质发电、生物质能清洁供暖和生物天然气。探索深化地热能以及波浪能、潮流能、温差能等海洋新能源开发利用。进一步完善可再生能源电力消纳保障机制。到 2030 年，风电、太阳能发电总装机容量达到 1200GW 以上。
2022年	《“十四五”现代能源体系规划》	1、全面推进风电和太阳能发电大规模开发和高质量发展，优先就地就近开发利用，加快负荷中心及周边地区分散式风电和分布式光伏建设，推广应用低风速风电技术。在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续整装开发条件、符合区域生态环境保护等要求的地区，有序推进风电和光伏发电集中式开发，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设，积极推进黄河上游、新疆、冀北等多能互补清洁能源基地建设。积极推动工业园区、经济开发区等屋顶光伏开发利用，推广光伏发电与建筑一体化应用。2、到 2025 年，非化石能源消费比重提高到 20%左右，非化石能源发电量比重达到 39%左右，电气化水平持续提升，电能占终端用能比重达到 30%左右。
2023年	《2023年能源工作指导意见》	推动第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目并网投产，建设第二批、第三批项目，积极推进光热发电规模化发展；大力推进分散式陆上风电和分布式光伏发电项目建设。
2024年	《2024年能源工作指导意见》	巩固扩大风电光伏良好发展态势。稳步推进大型风电光伏基地建设，有序推动项目建成投产。统筹优化海上风电布局，推动海上风电基地建设，稳妥有序推动海上风电向深水远岸发展。做好全国光热发电规划布局，持续推动光热发电规模化发展。因地制宜加快推动分散式风电、分布式光伏发电开发，在条件具备地区组织实施“千乡万村驭风行动”和“千家万户沐光行动”。开展全国风能和太阳能发电资源普查试点工作。

资料来源：国务院，国家发改委，国家能源局，东莞证券研究所

**海上风电持续受到政策呵护。**广东、山东、浙江、上海等地推出财政补贴政策，对区域内符合规定的海风项目给予补贴，这有助于提升风电运营企业投资建设海风项目的积极性，促进海上风电发展。另外，今年中共中央、国务院发布《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》，提到加快西北风电光伏、西南水电、海上风电、沿海核电等清洁能源基地建设。海上风电持续受到政策呵护。

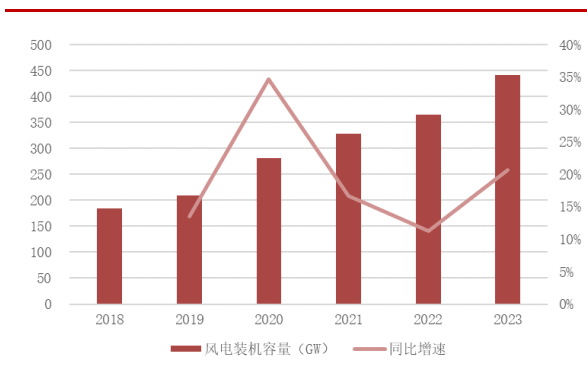
表 3：海上风电省级补贴政策

发布时间	区域	政策内容
2021 年	广东	1、2022-2024 年全容量并网海上风电项目每千瓦分别补贴 1500 元、1000 元和 500 元；补贴范围为 2018 年底前已完成核准、2022-2024 年全容量并网的省管海域项目。 2、发展目标为到 2025 年底，全省海上风电累计建成投产装机容量力争达到 1800 万千瓦，在全国率先实现平价并网。
2022 年	山东	对 2022-2024 年建成并网的“十四五”海上风电项目，省财政分别按照每千瓦 800 元、500 元、300 元的标准给予补贴，补贴规模分别不超过 200 万千瓦、340 万千瓦、160 万千瓦。
2022 年	浙江	2022 年和 2023 年，浙江全省享受海上风电省级补贴规模分别按 60 万千瓦和 150 万千瓦控制，补贴标准分别为 0.03 元/kWh 和 0.015 元/kWh。以项目全容量并网年份确定相应的补贴标准，按照“先建先得”原则确定享受省级补贴的项目，直至补贴规模用完。项目补贴期限为 10 年，从项目全容量并网的第二年开始，按等效年利用小时数 2600 小时进行补贴。
2022 年	上海	对企业投资的深远海海上风电项目和场址中心离岸距离大于等于 50 公里近海海上风电项目，根据项目建设规模给予投资奖励，分 5 年拨付，每年拨付 20%。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。

资料来源：广东、山东、浙江、上海政府，东莞证券研究所

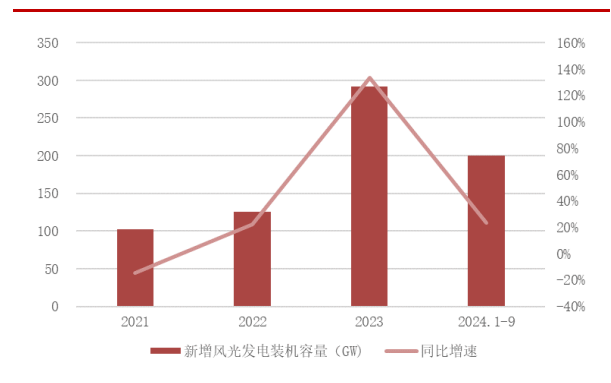
未来各地推进装机规划的过程中，风电装机有望继续增长。根据中电联数据，我国风电装机容量从 2018 年底的 184GW 增长至 2023 年底的 441GW，年均复合增速达 19%，风电装机实现快速增长。中期来看，内蒙古、新疆等 30 个省市已发布其“十四五”期间风光发电装机规划目标，共计约 874GW。根据最新数据，2021 年至 2024 年 9 月期间我国新增风光发电装机之和为 719GW，2024 年 10 月至 2025 年底期间风光发电装机仍有 155GW 的增长空间。未来各地推进装机规划的过程中，风电装机有望继续增长。

图1：中国风电装机容量及同比增速



资料来源：中电联，iFinD，东莞证券研究所

图2：中国当年新增风光发电装机容量及同比增速



资料来源：中电联，iFinD，东莞证券研究所

## 2、新型电力系统建设下，消纳能力有望提升

### 2.1 我国推进新型电力系统建设，提升消纳能力

**我国推进新型电力系统建设。**新型电力系统是以承载实现碳达峰碳中和，贯彻新发展理念、构建新发展格局、推动高质量发展的内在要求为前提，确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会发展电力需求为首要目标，以最大化消纳新能源为主要任务，以坚强智能电网为枢纽平台，以源网荷储互动与多能互补为支撑，具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动基本特征的电力系统。2021 年我国发布《2030 年前碳达峰行动方案》，其中提到，构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，推动清洁电力资源大范围优化配置。

表 4：新型电力系统有关会议或文件

时间	会议或文件	有关内容
2021 年	2030 年前碳达峰行动方案	加快建设新型电力系统。构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，推动清洁电力资源大范围优化配置。大力提升电力系统综合调节能力，加快灵活调节电源建设，引导自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂等参与系统调节，建设坚强智能电网，提升电网安全保障水平。积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统。制定新一轮抽水蓄能电站中长期发展规划，完善促进抽水蓄能发展的政策机制。加快新型储能示范推广应用。深化电力体制改革，加快构建全国统一电力市场体系。到 2025 年，新型储能装机容量达到 3000 万千瓦以上。到 2030 年，抽水蓄能电站装机容量达到 1.2 亿千瓦左右，省级电网基本具备 5% 以上的尖峰负荷响应能力。
2023 年	2024 年全国能源工作会议	要深入推进能源革命，加快建设新型能源体系、新型电力系统，加强能源产供储销体系建设。
2024 年	关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见	加快构建新型电力系统。加强清洁能源基地、调节性资源和输电通道在规模能力、空间布局、建设节奏等方面的衔接协同，鼓励在气源可落实、气价可承受地区布局天然气调峰电站，科学布局抽水蓄能、新型储能、光热发电，提升电力系统安全运行和综合调节能力。建设智能电网，加快微电网、虚拟电厂、源网荷储一体化项目建设。加强电力需求侧管理。深化电力体制改革，进一步健全适应新型电力系统的体制机制。到 2030 年，抽水蓄能装机容量超过 1.2 亿千瓦。
2024 年	加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）	围绕规划建设新型能源体系、加快构建新型电力系统的总目标，坚持清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的基本原则，聚焦近期新型电力系统建设亟待突破的关键领域，选取典型性、代表性的方向开展探索，以“小切口”解决“大问题”，提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力。在 2024-2027 年重点开展 9 项专项行动，推进新型电力系统建设取得实效。

资料来源：中共中央，国务院，国家发改委，国家能源局，国家数据局，东莞证券研究所

**通过一系列举措提升新能源消纳能力。**今年我国发布《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）》，提出聚焦近期新型电力系统建设亟待突破的关键领域，选取典型

性、代表性的方向开展探索，以“小切口”解决“大问题”，提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力。针对新能源消纳压力，将通过建设一批智能微电网项目、共享储能电站、虚拟电厂等一系列举措，提升新能源消纳能力。

表 5：新能源消纳相关举措

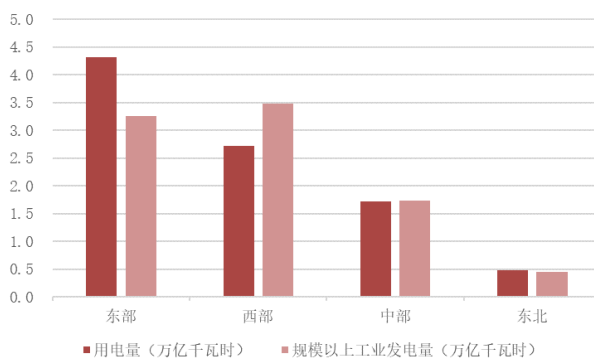
序号	举措	内容
1	实施一批算力与电力协同项目	统筹数据中心发展需求和新能源资源禀赋，科学整合源荷储资源，开展算力、电力基础设施协同规划布局。探索新能源就近供电、聚合交易、就地消纳的“绿电聚合供应”模式。
2	建设一批智能微电网项目	在新能源资源条件较好的地区，建设一批源网荷储协同的智能微电网项目，提高微电网自调峰、自平衡能力，提升新能源发电自发自用比例，缓解大电网调节和消纳压力，积极支持新业态新模式发展。
3	开展新一代煤电试验示范	以清洁低碳、高效调节、快速变负荷、启停调峰为主线任务，推动煤电机组深度调峰、快速爬坡等高效调节能力进一步提升，更好发挥煤电的电力供应保障作用，促进新能源消纳。
4	建设一批共享储能电站	针对部分地区短期内新能源快速发展、系统调节需求快速提升的实际，科学开展调节能力需求分析，在确保安全的前提下，布局一批共享储能电站，同步完善调用和市场化运行机制，提升系统层面的电力保供和新能源消纳能力。
5	建设一批虚拟电厂	结合电力保供、新能源发展等需求，利用当地源荷储资源，建设一批虚拟电厂。建立健全虚拟电厂技术标准体系，完善虚拟电厂的市场准入、安全运行标准和交易规则，常态化参与系统调节，提升电力保供和新能源就地消纳能力。

资料来源：国家发改委，国家能源局，国家数据局，东莞证券研究所

## 2.2 特高压电网建成投产有助于新能源消纳

大基地陆续建成投产可能进一步提升西部地区的发电量以及外送需求。我国西部地区能源资源富集、发电量较多，同时用电量较低，导致当地生产的部分电力需要通过电网向外输送。并且，西部地区拥有广阔的土地和丰富的太阳能、风能等新能源资源，当前我国稳步推进的大型风电光伏基地多处于西部地区，大基地陆续建成投产可能进一步提升西部地区的发电量以及外送需求。

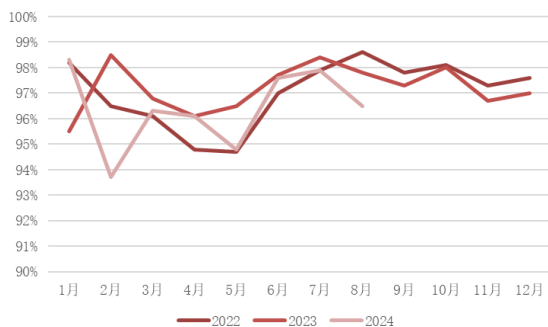
图 3：2023 年各地区用电量及规模以上工业发电量情况



资料来源：国家统计局，iFinD，东莞证券研究所统计

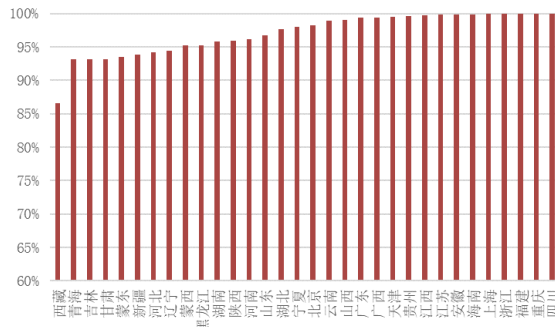
当前电网消纳新能源的能力不足。今年前 8 个月，我国风电利用率仅为 96.4%，低于 2023 年同期，其中 2 月份当月风电利用率低至 93.7%，反映当前电网消纳新能源的能力不足。不同地区消纳情况存在差异，前 8 个月西藏、青海、吉林等多地风电利用率低于 95%，消纳压力相对较大。

图4：中国风电利用率当月值



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，iFind，东莞证券研究所

图5：2024年1-8月各地风电利用率累计值



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，iFind，东莞证券研究所

作为新能源消纳的重要方式，特高压电网受到高度重视。特高压电网是指 1000kV 及以上交流电网或±800kV 及以上直流电网，通常用于远距离、大容量、低损耗地输电，可助力西部地区电量外送。《2024 年能源工作指导意见》提到，重点推进陕北-安徽、甘肃-浙江、蒙西-京津冀、大同-天津南等特高压工程核准开工，加快开展西南、西北、东北、内蒙古等清洁能源基地送出通道前期工作。

表 6：电网建设有关文件

文件	内容
关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知	加快推进新能源配套电网项目建设。对 500kV 及以上配套电网项目，国家能源局每年组织国家电力发展规划内项目调整，并为国家布局的大型风电光伏基地、流域水风光一体化基地等重点项目开辟纳规“绿色通道”，加快推动一批新能源配套电网项目纳规。
2024 年能源工作指导意见	重点推进陕北-安徽、甘肃-浙江、蒙西-京津冀、大同-天津南等特高压工程核准开工，加快开展西南、西北、东北、内蒙古等清洁能源基地送出通道前期工作。强化蒙东与东北主网联网，推进华北特高压交流电网向蒙西地区延伸加强，提升西北省间通道输电能力，建成华中特高压骨干网架。
加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）	适应电力发展新形势需要，组织开展电力系统设计工作，优化加强电网主网架，补齐结构短板，夯实电力系统稳定的物理基础，保障电力安全稳定供应和新能源高质量发展。

资料来源：国家发改委，国家能源局，国家数据局，东莞证券研究所

未来特高压电网建成投产有助于新能源消纳。根据公开资料，国家电网、南方电网均已明确电网建设相关计划，有序推进电网建设。并且，国家电网与南方电网深化合作，积极推进跨经营区直流输电工程建设，推动有关项目前期工作。未来特高压电网建成投产有助于跨区域远距离输送电能，促进新能源消纳。以国家电网陕北至安徽±800kV 特高



压直流输电工程为例，该工程于今年3月开工，计划2025年底陆续建成，建成后每年可从陕西向安徽输送电量超360亿kWh，其中一半以上是新能源电量。

表7：两大电网公司的投资计划

公司	计划
国家电网	1、为加快构建新型电力系统，2024年全年电网投资将超过6000亿元，比2023年新增711亿元，新增投资主要用于特高压交直流工程建设、电网数字化智能化升级等。 2、“十四五”期间，计划投入电网投资2.4万亿元，大力推进新能源供给消纳体系建设。一方面，持续完善特高压和各级电网网架，服务好沙漠、戈壁、荒漠大型风电光伏基地建设，支撑和促进大型电源基地集约化开发、远距离外送；另一方面，加快建设现代智慧配电网，促进微电网和分布式能源发展，满足各类电力设施便捷接入、即插即用。力争2025年公司经营区跨省跨区输电能力达到3亿千瓦，2030年达到3.7亿千瓦，输送电量中清洁能源电量占比达到50%以上。
南方电网	“十四五”期间，南方电网总体电网建设将规划投资约6700亿元，以加快数字电网建设和现代化电网进程，推动以新能源为主体的新型电力系统构建。

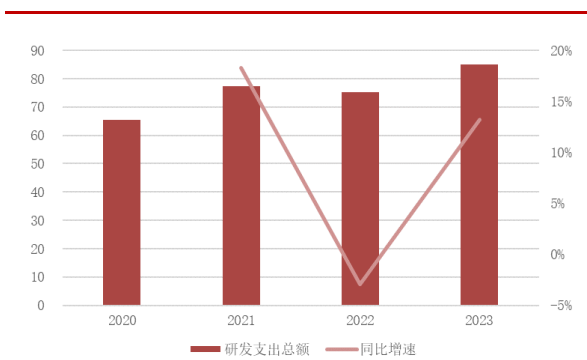
资料来源：国家电网，南方电网，东莞证券研究所

### 3、多重因素促进运营端降本增效

#### 3.1 设备端积极创新研发，有助于运营端降本

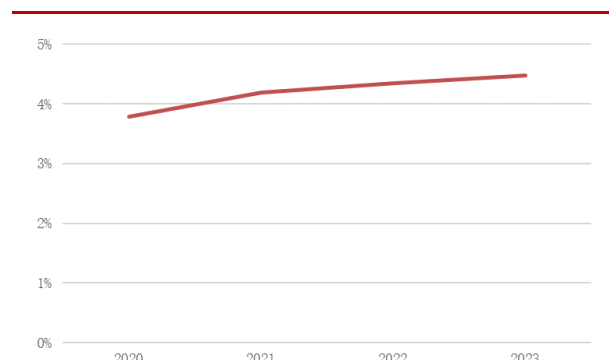
近年来风电设备行业积极推进创新研发。我们梳理了25家中国风电设备企业的数据，2023年研发支出总额为85.06亿元，同比增长13.22%。2022年研发支出总额同比略降，主要因为2021年海上风电抢装、设备需求集中释放，导致2021年营业收入及研发支出的基数较大。按占比来看，2023年研发支出总额占营业收入总额的比例为4.47%，同比提升0.13个百分点，2020-2023年该比例持续提升。综合来看，风电设备行业重视研发投入，积极推进创新研发。

图6：2020-2023年风电设备板块研发支出总额及同比增速



资料来源：iFinD，东莞证券研究所

图7：2020-2023年风电设备板块研发支出总额占营业收入总额的比例

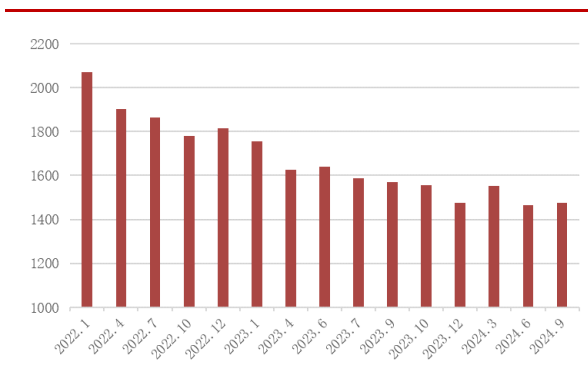


资料来源：iFinD，东莞证券研究所

风机价格呈现下行趋势。伴随着设备端推进创新研发，风机价格呈现下行趋势，根据金风科技数据，全市场风电整机商风电机组月度投标均价已经从2022年1月的2070元/

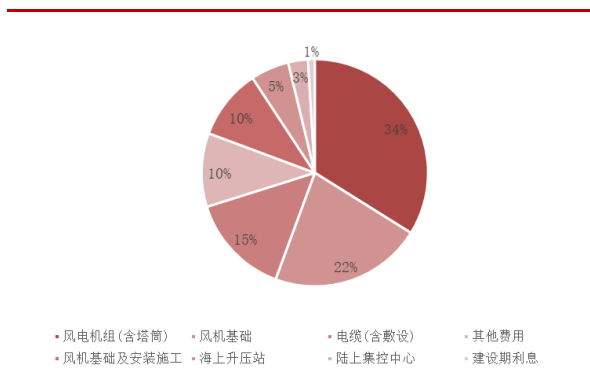
千瓦下降至 2024 年 9 月的 1475 元/千瓦。风机价格变动对风电项目建设成本具有明显影响，根据文献《海上风电建设成本趋势分析及石化行业投资建议》，风电机组（含塔筒）费用占海上风电建设成本的比例达 34%。风机价格下行将带动风电项目建设成本下降，从而有助于运营端降本。

图8：全市场风电整机商风电机组月度投标均价（元/千瓦）



资料来源：金风科技业绩演示材料，东莞证券研究所

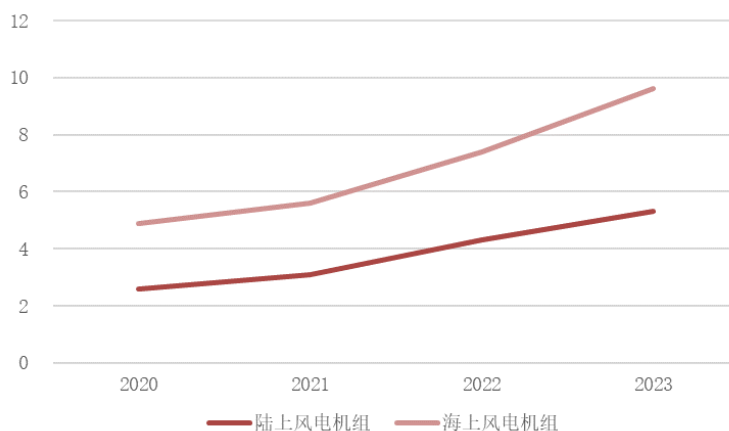
图9：海上风电建设成本构成



资料来源：《海上风电建设成本趋势分析及石化行业投资建议》，东莞证券研究所

**风机大型化发展。**今年年初，三一重能 131 米陆上风电叶片下线，刷新全球最长陆上风电叶片纪录；5 月，明阳智能 143 米叶片降落到“华标海洋”轮甲板上，刷新全球最长风电叶片纪录，风电叶片长度纪录不断被刷新。同时，单机容量快速提升，今年 10 月东方电气研制的拥有完全自主知识产权的全球最大的 26 兆瓦级海上风电机组成功下线。随着风电设备行业积极推进创新研发，风电设备技术持续进步，风电叶片长度纪录不断被刷新，单机容量快速提升，呈现风机大型化发展趋势。2020 年国内新增装机中，陆上风电机组/海上风电机组的平均单机容量约为 2.6MW/4.9MW。2023 年新增装机中，陆上风机平均单机容量已达 5.3MW，海上风电机组平均单机容量超过 9.6MW。

图 10：中国当年新增风电机组平均单机容量（MW）



资料来源：央视新闻联播，中船海装，东莞证券研究所

**风机大型化发展有助于运营端降本。**根据文献《平价时代风电项目投资特点与趋势》，风电机组的单机容量决定了同等装机规模所需要风电机组台数，进而影响风电场道路、

线路、基础、塔架等的投资。以 100MW 风电项目为例，仅考虑风电机组点位影响的情况下，当风电机组的单机容量由 2MW 增加到 4.5MW 时，所需风电机组台数由 50 台减少至 22 台，塔架、基础、线路等的投资均下降，带动项目总投资下降，进而有助于运营端降本。

表 8：风电项目采用不同单机容量机组的经济指标

单机容量 (MW)	台数	项目总容量 (MW)	静态投资 (元/kW)	全投资 IRR
2.0	50	100	6449	9.28%
2.2	45	99	6375	9.45%
2.3	43	99	6279	9.67%
2.5	40	100	6221	9.82%
3.0	33	99	6073	10.18%
4.0	25	100	5767	10.97%
4.5	22	99	5517	11.68%

资料来源：《平价时代风电项目投资特点与趋势》，东莞证券研究所

### 3.2 绿证交易市场趋于活跃，助力运营端增效

**绿证是可再生能源电量环境属性的证明。**绿色电力证书是可再生能源发电企业所发绿色电力的“电子身份证”，1 个绿证对应 1000kWh 可再生能源电量。每一张绿证的产生，表示有 1000kWh 可再生能源绿色电力已经上网。2022 年，国家发改委、国家统计局、国家能源局发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》，明确以绿证作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证。因此，绿证是可再生能源电量环境属性的证明，发电企业出售绿证可获得绿色电力的环境价值收益。

**我国大力夯实绿证核发和交易基础。**2024 年初，国家发改委、国家统计局、国家能源局发布《关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》，提出夯实绿证核发和交易基础、拓展绿证应用场景等一系列举措。国家能源局利用信息化、数字化技术，完成国家绿证核发交易系统核心功能开发，于 2024 年 6 月 30 日上线运行，通过建立一个账户、汇集两类数据、贯通三个环节，提升绿证核发质效。系统已为绿证核发交易主体建立唯一绿证账户 11.2 万余个，汇集可再生能源发电项目建档立卡数据 8.3 万余条。

**绿证核发数量快速增长。**2024H1 国家能源局核发绿证 4.86 亿个，同比增长 13 倍，其中风力发电 1.97 亿个、常规水电 1.02 亿个、太阳能发电 1.33 亿个、生物质发电 5435 万个、其他可再生能源发电 1.65 万个；核发补贴项目绿证 1.29 亿个，核发无补贴项目绿证 3.57 亿个。自 2017 年实施绿证制度以来，国家能源局累计核发绿证约 7.07 亿个，其中风力发电 3.15 亿个、常规水电 1.02 亿个、太阳能发电 2.29 亿个、生物质发电 6068 万个、其他可再生能源发电 2 万个。

**绿证交易市场趋于活跃。**2024H1 全国参与绿证市场交易的买方企业和个人主体 3.9 万个，同比增长 4 倍；交易绿证 1.6 亿个，同比大幅增长 6 倍，其中风力发电 9539 万个，太阳能发电 6413 万个，生物质发电 18.5 万个。

随着绿证核发和交易基础的日益夯实，绿证交易市场趋于活跃，有助于发电企业出售绿

证并获得环境价值收益。风电运营企业龙源电力公告，2024H1 公司申领绿证 423 万张，开展多笔绿证交易。三峡能源公告，2024H1 公司“电、碳、证”绿色权益增收超过 1.37 亿元，其中，绿电交易结算电量同比增长达 57%；绿证交易通过抢抓大宗交易机会，销量创历年新高。

## 4、投资建议及重点公司分析

### 4.1 投资建议

当前我国推进新型电力系统建设，针对新能源消纳压力，将通过建设一批智能微电网项目、共享储能电站、虚拟电厂等一系列举措，提升消纳能力。同时，国家电网、南方电网均已明确电网建设相关计划，有序推进电网建设。未来特高压电网建成投产有助于跨区域远距离输送电能，促进新能源消纳。另外，伴随着设备端推进创新研发，风机价格呈现下行趋势，叠加风机大型化发展，风电项目建设成本有望下降。建议关注风电运营行业重点公司龙源电力（001289）、三峡能源（600905）、新天绿能（600956）。

表 9：重点公司盈利预测及投资评级（2024/10/30）

股票代码	股票名称	股价 (元)	EPS (元)				PE				评级	评级变动
			2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E		
001289	龙源电力	17.04	0.75	0.81	0.91	1.01	22.79	21.08	18.74	16.94	买入	首次
600905	三峡能源	4.60	0.25	0.27	0.31	0.35	18.33	16.81	14.72	13.18	买入	维持
600956	新天绿能	7.66	0.52	0.62	0.75	0.92	14.59	12.35	10.21	8.37	买入	首次

资料来源：iFinD，东莞证券研究所

注：重点公司 2023 年 EPS 根据最新股本数据计算而得；2024-2026 年 EPS 预测值采用 iFinD 一致预期。

### 4.2 重点公司分析

#### 龙源电力（001289）

**公司控股装机规模大。**2024H1 公司新增投产项目 47 个、控股装机容量 2,286.73 兆瓦，其中，风电项目 7 个、控股装机容量 595.00 兆瓦；光伏项目 40 个、控股装机容量 1,691.73 兆瓦（含收购项目 7 个、控股装机容量 495.40 兆瓦）。截至 2024 年 6 月末，公司控股装机容量为 37,880.40 兆瓦，其中，风电控股装机容量 28,349.39 兆瓦、光伏等其他可再生能源控股装机容量 7,656.01 兆瓦、火电控股装机容量 1,875.00 兆瓦。

**资源获取能力强。**背靠国家能源集团，公司积极争取基地项目开发主导权，主动培育、谋划、创造大基地、海上、海外大型整装项目。同时，公司通过农光互补、生态治理等“新能源+”模式，提升资源获取能力。2024H1 公司新签订开发协议 7.59 吉瓦，其中风电 3.955 吉瓦、光伏 3.635 吉瓦，均位于资源较好地区。2024H1 公司取得开发指标 6.09 吉瓦，同比增加 51.87%，包括风电 2.81 吉瓦、光伏 3.28 吉瓦。

**积极开发海外新能源市场。**公司积极准备参与南非矿业直供电和第七轮可再生能源投标，

统筹推进文莱渔光互补和印尼集中式等合计超 2 吉瓦境外重点项目前期工作。同时，公司参与阿曼百万千瓦级风电项目资格预审，新增南非、东南亚、中东、中亚及中东欧等区域储备项目超 4 吉瓦，推动海外业务滚动发展和新区域突破。

### 三峡能源（600905）

**公司形成风电、太阳能、储能、战略投资等协同发展的业务格局。**公司以风能、太阳能的开发、投资和运营为主营业务，积极发展陆上风电、光伏发电，大力开发海上风电，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠为重点的大型风光发电基地建设，推动源网荷储一体化和多能互补发展，积极开展抽水蓄能、新型储能、氢能、光热等业务。同时，公司积极投资与新能源业务关联度高、具有优势互补和战略协同效应的相关产业。

**“海上风电引领者”地位。**公司实施海上风电引领战略，推动广东、福建、山东、浙江、广西等区域海上风电资源获取，不断拓展版图，围绕山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾等区域推动海上风电基地布局及深远海项目试点开发，巩固公司“海上风电引领者”地位。截至 2024 年 6 月末，公司海上风电累计装机容量为 568.64 万千瓦，市场份额达 14.90%。

**公司研究能力强，推进一系列科研项目。**2024H1 公司新增获批立项内外部科研项目 10 项，公司参与的“海上风电场智能运行控制技术研究”等 3 项国家、省部级项目通过验收/综合绩效评价，“广东浮式海上风电试验样机工程示范应用研究”等 5 项三峡集团项目通过验收。公司组织推荐、参与各项科技奖励申报 8 项，其中“海上风电安全高效开发成套技术和装备及产业化”获得 2023 年度国家科技进步奖一等奖。

### 新天绿能（600956）

**公司是华北地区领先的清洁能源公司，正积极推进全国布局。**公司的主要业务包括风力发电业务、天然气销售业务等。公司在河北省内深耕多年，在技术、客户、品牌知名度等方面具有竞争优势。同时，公司正积极开发省外市场，完善业务布局。

**积极扩充风资源储备。**2024H1 公司新增核准风电项目 1,650 兆瓦，累计核准未开工项目容量 4,507.75 兆瓦；新增 500 兆瓦风电建设指标，累计取得风电指标容量已达 11,240.85 兆瓦。2024H1 公司与唐山市等地签署风电开发协议，新增风电协议容量 2,950 兆瓦，风资源有效协议总容量达到 35,431.25 兆瓦，分布于全国二十多个省份。

**项目建设稳步推进。**2024H1 公司新增风电控股装机容量 64.5 兆瓦，新增管理装机容量 64.5 兆瓦。截至 2024 年 6 月末，公司累计控股装机容量为 6,358.25 兆瓦，累计管理装机容量 6,618.85 兆瓦。2024H1，广西武鸣二期项目、围场大西沟风电制氢项目、康保上大压小（30MW 部分）并网发电；承德丰宁哈德门风储氢一期、阿城 200MW 风电项目、蔚县西水泉风电项目、蔚县青崖子风电项目等按计划施工。截至 2024 年 6 月末，公司风电在建项目容量总计为 610 兆瓦。

## 5、风险提示

（1）政策推进不及预期：目前我国鼓励使用清洁能源，并制定可再生能源补贴、税收优惠等一系列政策。如果相关政策在未来出现重大不利变化，可能在一定程度上对风电运营公司造成不利影响。

（2）经济发展不及预期：电力需求受经济周期影响较大。若未来经济发展不及预期，将影响全社会的电力需求，从而风电运营公司将受到影响。

（3）上网电价波动风险：风电运营公司的主要产品为电力，电力价格通常以上网电价指标衡量。上网电价大幅波动可能会对风电运营公司的业绩造成直接影响。

（4）原材料价格波动风险：风电机组费用占风电项目建设成本的比例较高。风电机组等原材料价格大幅波动将会对项目成本产生影响，从而影响风电运营公司的业绩。

**东莞证券研究报告评级体系：**

公司投资评级	
买入	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 15%以上
增持	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 5%-15%之间
持有	预计未来 6 个月内，股价表现介于市场指数±5%之间
减持	预计未来 6 个月内，股价表现弱于市场指数 5%以上
无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，导致无法给出明确的投资评级；股票不在常规研究覆盖范围之内
行业投资评级	
超配	预计未来 6 个月内，行业指数表现强于市场指数 10%以上
标配	预计未来 6 个月内，行业指数表现介于市场指数±10%之间
低配	预计未来 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 10%以上

说明：本评级体系的“市场指数”，A股参照标的为沪深 300 指数；新三板参照标的为三板成指。

证券研究报告风险等级及适当性匹配关系	
低风险	宏观经济及政策、财经资讯、国债等方面的研究报告
中低风险	债券、货币市场基金、债券基金等方面的研究报告
中风险	主板股票及基金、可转债等方面的研究报告，市场策略研究报告
中高风险	创业板、科创板、北京证券交易所、新三板（含退市整理期）等板块的股票、基金、可转债等方面的研究报告，港股股票、基金研究报告以及非上市公司的研究报告
高风险	期货、期权等衍生品方面的研究报告

投资者与证券研究报告的适当性匹配关系：“保守型”投资者仅适合使用“低风险”级别的研报，“谨慎型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中低风险”的研报，“稳健型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中风险”的研报，“积极型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中高风险”的研报，“激进型”投资者适合使用我司各类风险级别的研报。

**证券分析师承诺：**

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，以勤勉的职业态度，独立、客观地在所知情的范围内出具本报告。本报告清晰地反映了本人的研究观点，不受本公司相关业务部门、证券发行人、上市公司、基金管理公司、资产管理公司等利益相关者的干涉和影响。本人保证与本报告所指的证券或投资标的无任何利害关系，没有利用发布本报告为自身及其利益相关者谋取不当利益，或者在发布证券研究报告前泄露证券研究报告的内容和观点。

**声明：**

东莞证券股份有限公司为全国综合性综合类证券公司，具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供东莞证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告所载资料及观点均为合规合法来源且被本公司认为可靠，但本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。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，可随时更改。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可跌可升。本公司可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与本公司其他业务部门或单位所给出的意见不同或者相反。在任何情况下，本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并不构成对任何人的投资建议。投资者需自主作出投资决策并自行承担投资风险，据此报告做出的任何投资决策与本公司和作者无关。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，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。本公司及其所属关联机构在法律许可的情况下可能会持有本报告中提及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、经纪、资产管理等服务。本报告版权归东莞证券股份有限公司及相关内容提供方所有，未经本公司事先书面许可，任何人不得以任何形式翻版、复制、刊登。如引用、刊发，需注明本报告的机构来源、作者和发布日期，并提示使用本报告的风险，不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本证券研究报告的，应当承担相应的法律责任。

**东莞证券股份有限公司研究所**

广东省东莞市可园南路 1 号金源中心 24 楼

邮政编码：523000

电话：（0769）22115843

网址：www.dgzq.com.cn