



# 十四五收官之年，绿电需求迎催化

## ——《2025年国务院政府工作报告》解读

公用环保首席分析师：陶贻功；公用环保分析师：梁悠南  
公用环保研究助理：马敏



# 十四五收官之年，绿电需求迎催化

## ——《2025 年国务院政府工作报告》解读

2025 年 03 月 05 日

- 安全、绿色是政府工作报告中关于能源表述的关键词。**我们对十四五以来历年政府工作报告中关于能源的表述进行了梳理，发现“能源安全”和“绿色转型”是政策主线，且“绿色转型”占据更大篇幅，在此基础上，辅以体制机制改革、碳市场建设等助力“能源安全”和“绿色转型”的统筹兼顾。聚焦 2025 年，政府工作报告对于“能源安全”未有明确表述，但对于“绿色转型”态度依然坚定。更进一步来看，能源领域的绿色转型一般聚焦于两个维度，即发展清洁能源和传统能源的清洁低碳化。对于发展清洁能源，2021-2025 年，政府工作报告中均对以风电、光伏为代表的清洁能源有较为积极的表述，2025 年提出要“加快建设‘沙戈荒’新能源基地”。但我们认为值得额外关注的是，2021 年政府工作报告提出在确保安全的前提下积极有序发展核电，此后，我国核电核准进入新一轮高峰期，2020-2024 年分别核准 4/5/10/10/11 台机组；而 2025 年政府工作报告明确指出发展海上风电，预计未来海风装机或将迎来较快增长，根据中国风能协会秦海岩秘书长预测，2025 年我国海上风电年新增装机规模将在 1000 万-1500 万千瓦，有望扭转 2021 年抢装潮后连续三年的颓势。而对于传统能源的清洁低碳化，2025 年政府工作报告重提煤电低碳化改造，与此前《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》中提出的“到 2025 年首批煤电低碳化改造建设项目全部开工，转化应用一批煤电低碳发电技术”相呼应。我们认为，煤电低碳化改造示范项目的落地有望催化对生物质掺烧、绿氨掺烧、碳捕集利用与封存等相关产品、技术方案的需求。
- 十四五收官之年，能耗目标考核催化绿电需求。**聚焦电力行业，从客观条件来看，2025 年能源安全，即电力保供的要求边际弱化，绿色转型的要求则相对强化。十四五期间我国单位 GDP 能源消耗降幅目标值为 13.5%。2021-2024 年，我国单位 GDP 能耗分别下降 2.7%（目标值~3%）、0.1%、0.5%、3.8%（目标值~2.5%）。根据 2025 年政府工作报告，当年单位 GDP 能耗降幅目标值为 3%左右，基于 3%，我们计算十四五我国单位 GDP 能耗累计降幅为 9.7%，距离 13.5%的目标值存在一定差距，因此，不排除 2025 年最终实现的单位 GDP 能耗降幅高于目标值。考虑到可再生能源消费在能耗控制中具备一定豁免权，因此，预计 2025 年绿电需求有望迎来更强催化。我们基于各省 2024 年可再生能源电力消纳责任权重目标进行测算，发现全社会用电量的 31.9%由可再生能源发电满足，其中非水电可再生能源发电贡献 18.2%，二者较 2023 年分别提升 2.82、3.39pct。展望 2025 年，我们假设全社会增量用电量全部由水核风光等清洁能源来满足，剔除核电增量电量后（约 275 亿 kWh），我们测算 2025 年全社会用电量的 35.2%由可再生能源发电满足，其中非水电可再生能源发电贡献 22.0%，二者分别较 2024 年提升 3.31、3.75pct。基于此，在风电：光伏新增装机规模=3:7 的条件下，我们测算 2025 年全国新增新能源装机体量需达到 345GW，仍维持在相对高位。
- 政策持续出台，绿电消纳、电价问题有望边际改善。**在 2025 年绿电需求强化的基础上，我们预计消纳和电价的边际向好将加速行业拐点的到来。具体来看，针对消纳压力，我们认为边际改善主要来自于：1) 电网建设提速下 2025-2026 年将迎来直流特高压的密集投运期；2) 容量电价、辅助服务政策的持续出台有助于充分调动灵活性资源的积极性，增加电力系统调节能力。针对电价下行压力，边际改善主要来自于：1) 2025 年 2 月 9 日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质

### 公用环保行业

推荐 维持

### 分析师

陶贻功

☎: 010-8092-7673

✉: taoyigong\_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码: S0130522030001

梁悠南

☎: 010-8092-7656

✉: liangyounan\_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码: S0130523070002

研究助理: 马敏

✉: mamin\_yj@chinastock.com.cn

### 相对沪深 300 表现图

2025-03-04



资料来源: 中国银河证券研究院

### 相关研究

量发展的通知》，明确新能源全面入市，同时建立全国范围内的新能源可持续发展价格结算机制，有助于稳定新能源项目收益预期；2) 节能降碳政策频出，绿电环境价值持续兑现。

- **投资建议：**2025 年，政府工作报告对于“能源安全”未有明确表述，但对于“绿色转型”的态度依然坚定。聚焦电力行业，进入 2025 年，我们预计保供压力较此前年度有所缓解，政策导向上或更聚焦“绿色”，绿电需求有望迎来更强催化。与此同时，消纳、电价压力的边际改善也有望加速行业拐点的到来，现阶段布局具备较高赔率。在此基础上，2025 年政府工作报告明确指出发展海上风电，建议关注装机增长预期强劲、同时消纳、电价形势较好的海风环节。个股建议关注全国绿电龙头企业龙源电力、三峡能源，以及区域性优质海风企业福能股份、中闽能源等。
- **风险提示：**风、光等自然资源条件不及预期的风险，新能源消纳条件改善不及预期的风险，机制电量、机制电价大幅低于预期的风险等。

## 目录

### Catalog

一、 安全、绿色是政府工作报告中关于能源表述的关键词 .....	5
二、 十四五收官之年，能耗目标考核催化绿电需求 .....	7
三、 政策持续出台，绿电消纳、电价问题有望边际改善 .....	10
(一) 消纳、电价问题是制约绿电企业业绩和估值的核心因素 .....	10
(二) 2024 年以来绿电板块利好因素不断累积，拐点渐行渐近 .....	12
四、 投资建议 .....	19
五、 风险提示 .....	20

## 一、安全、绿色是政府工作报告中关于能源表述的关键词

我们对十四五以来历年政府工作报告中关于能源的表述进行了梳理（见图 2），发现“能源安全”和“绿色转型”是政策主线，且“绿色转型”占据更大篇幅，在此基础上，辅以体制机制改革、碳市场建设等助力“能源安全”和“绿色转型”的统筹兼顾。

**总体目标：**每年政府工作报告对当年发展主要预期目标中，均会提及单位国内生产总值能耗指标，其中 2021、2024、2025 年给出了具体的量化目标，即分别下降~3%、~2.5%、~3%；2022 年的相关表述为“能耗强度目标在“十四五”规划期内统筹考核，并留有适当弹性”，同时提出“新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制”；2023 年未给出量化目标，但明确“单位国内生产总值能耗继续下降”。基于此，可以看到在“双碳”目标驱动下，我国能源领域绿色转型的趋势较为确定，尤其在 2022 年明确“新增可再生能源不纳入能源消费总量控制”后，为兼顾经济发展和能耗目标，提高可再生能源消费成为优选。

**能源安全：**2021-2024 年，政府工作报告中对能源安全相对一致的表述为“强化能源资源安全保障，提高能源生产能力”，2025 年未有相关表述。除此之外，2022 年提出“推动能源革命，确保能源供应，立足资源禀赋，坚持先立后破”；2024 年提出“发挥煤炭、煤电兜底作用，确保经济社会发展用能需求”，我们认为有助于理顺能源转型过程中新、旧能源的关系，煤炭、煤电等旧能源的安全可靠价值得到重视。

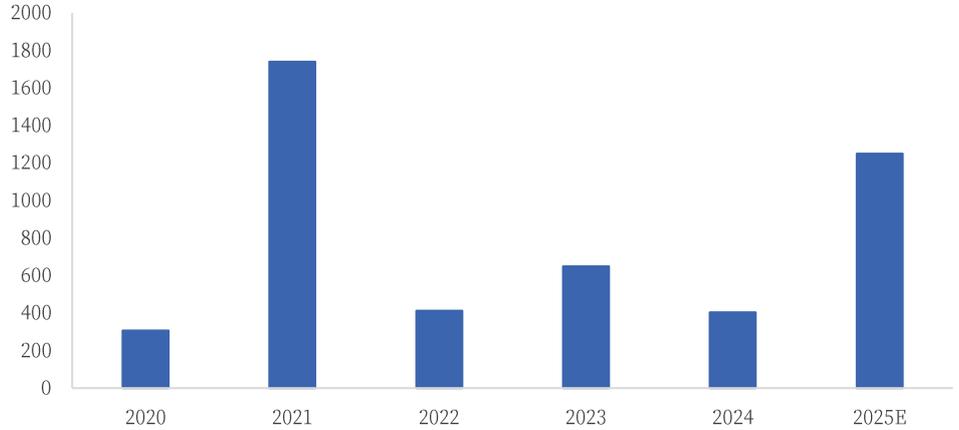
**绿色转型：**政府工作报告中对于能源绿色转型主要聚焦两个维度，即发展清洁能源和传统能源的清洁低碳化。

- **在发展清洁能源方面，**2021-2025 年，政府工作报告中均对以风电、光伏为代表的清洁能源有较为积极的表述。具体而言，2021 年提出要“大力发展新能源，在确保安全的前提下积极有序发展核电”；2022 年提出要“推进大型风光电基地及其配套调节性电源规划建设，加强抽水蓄能电站建设，提升电网对可再生能源发电的消纳能力，支持生物质能发展”；2023 年提出要“提升可再生能源占比”，2024 年提出要“加强大型风电光伏基地和外送通道建设，推动分布式能源开发利用，提高电网对清洁能源的接纳、配置和调控能力，发展新型储能”，2025 年提出要“加快建设‘沙戈荒’新能源基地，发展海上风电，统筹就地消纳和外送通道建设”。值得额外关注的是，2021 年政府工作报告提出在确保安全的前提下积极有序发展核电，此后，我国核电核准进入新一轮高峰期，2020/2021/2022/2023/2024 年分别核准 4/5/10/10/11 台机组；而 2025 年政府工作报告明确指出现发展海上风电，预计未来海风装机或将迎来较快增长，根据中国风能协会秦海岩秘书长预测，2025 年我国海上风电年新增装机规模将在 1000 万-1500 万千瓦，有望扭转 2021 年抢装潮后连续三年的颓势（见图 1）。
- **在传统能源的清洁低碳化方面，**2021 年提出要“推动煤炭清洁高效利用”，2022 年提出要“加强煤炭清洁高效利用，有序减量替代，推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造”，2025 年提出要“开展煤电低碳化改造试点示范”。2024 年 6 月，国家发改委、国家能源局联合印发《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》，《方案》指出“到 2025 年，首批煤电低碳化改造建设项目全部开工，转化应用一批煤电低碳发电技术”。此次政府工作报告重提煤电低碳化改造，相关示范项目的落地有望催化对生物质掺烧、绿氨掺烧、碳捕集利用与封存等相关产品、技术方案的需求。

**其他：**在新旧能源转换的过程中，需要新的体制机制以适配各类主体可持续发展的需求，因此，为了统筹兼顾“能源安全”和“绿色发展”，历年政府工作报告也有关于改革、碳市场建设等的内容。2021 年，政策在改革方面的取向是通过电力市场化降低终端用户电价，但在 2021-2022 年煤炭价格大幅上涨的背景下，为了保障煤电企业的合理收益，后续对于降电价的态度有所弱化。随着近年来新能源装机持续增长，区域电力供需矛盾日渐突出，更大范围的电力互济平衡显示出必要性，因此，2023 年开始政策取向转变为“加快建设全国统一大市场”。在此基础上，考虑到电力市场化

对新能源将产生不利影响，我们认为政策端持续推动碳市场建设，包括加快构建碳排放双控制度体系，扩大全国碳排放权交易市场行业覆盖范围，开展碳排放统计核算、建立产品碳足迹管理体系等，有助于释放新能源相较于传统电源的优势，即绿色环境价值。

图1：海风新增装机情况（万千瓦）



资料来源：国家能源局、中国风能协会、中国银河证券研究院

注：2025年新增装机预测为1000-1500万千瓦，图中取中值。

图2：十四五以来历年政府工作报告中对能源的相关表述梳理

历年政府工作报告——能源领域表述梳理								
2021	2022			2023	2024		2025	
<b>总体目标</b> 生态环境质量进一步改善，单位国内生产总值能耗降低2%左右，主要污染物排放量继续下降	<b>总体目标</b> 生态环境质量持续改善，主要污染物排放量继续下降；能耗强度目标在“十四五”规划期内统筹考核，并留有适当弹性，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制	<b>总体目标</b> 生态环境质量持续改善，主要污染物排放量继续下降；能耗强度目标在“十四五”规划期内统筹考核，并留有适当弹性，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制	<b>总体目标</b> 生态环境质量持续改善，主要污染物排放量继续下降；能耗强度目标在“十四五”规划期内统筹考核，并留有适当弹性，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制	<b>总体目标</b> 单位国内生产总值能耗和主要污染物排放量继续下降，重点控制化石能源消费，生态环境质量稳定改善	<b>总体目标</b> 单位国内生产总值能耗降低2%左右，生态环境质量持续改善	<b>总体目标</b> 单位国内生产总值能耗降低2%左右，生态环境质量持续改善	<b>总体目标</b> 单位国内生产总值能耗降低2%左右，生态环境质量持续改善	<b>总体目标</b> 单位国内生产总值能耗降低2%左右，生态环境质量持续改善
<b>深入推进重点领域改革，更大激发市场主体活力</b> 继续放宽市场准入，开展要素市场化配置综合改革试点，依法平等保护各类市场主体产权。推进能源、交通、电信等基础性行业改革，提高服务效率，降低收费水平。允许所有制造业企业参与市场化交易，进一步清理用电不合理加价，继续推动降低一般工商业电价。	<b>能源不掺混化石能源，更大激发市场主体内生动力</b> 加强高标准市场体系建设，抓好要素市场化配置综合改革试点，加快建设全国统一大市场。	<b>能源不掺混化石能源，更大激发市场主体内生动力</b> 加强高标准市场体系建设，抓好要素市场化配置综合改革试点，加快建设全国统一大市场。	<b>能源不掺混化石能源，更大激发市场主体内生动力</b> 加强高标准市场体系建设，抓好要素市场化配置综合改革试点，加快建设全国统一大市场。	<b>推进对金融等领域改革</b> 深化电力、油气、铁路和综合运输体系等改革，健全自然垄断环节监管体制机制。	<b>能源不掺混化石能源，更大激发市场主体内生动力</b> 加强高标准市场体系建设，抓好要素市场化配置综合改革试点，加快建设全国统一大市场。	<b>能源不掺混化石能源，更大激发市场主体内生动力</b> 加强高标准市场体系建设，抓好要素市场化配置综合改革试点，加快建设全国统一大市场。	<b>能源不掺混化石能源，更大激发市场主体内生动力</b> 加强高标准市场体系建设，抓好要素市场化配置综合改革试点，加快建设全国统一大市场。	<b>能源不掺混化石能源，更大激发市场主体内生动力</b> 加强高标准市场体系建设，抓好要素市场化配置综合改革试点，加快建设全国统一大市场。
<b>扩大有效投资</b> 继续支持促进区域协调发展的重大工程，推进“两新一重”建设，实施一批交通、能源、水利等重大工程项目，建设信息网络等新型基础设施，发展现代物流体系。	<b>扩大有效投资</b> 建设重点水利工程、综合立体交通网、重要能源基地和设施，加快城市燃气管道、给排水管道等管网更新改造，完善防洪排涝设施，继续推进地下综合管廊建设。	<b>扩大有效投资</b> 建设重点水利工程、综合立体交通网、重要能源基地和设施，加快城市燃气管道、给排水管道等管网更新改造，完善防洪排涝设施，继续推进地下综合管廊建设。	<b>扩大有效投资</b> 建设重点水利工程、综合立体交通网、重要能源基地和设施，加快城市燃气管道、给排水管道等管网更新改造，完善防洪排涝设施，继续推进地下综合管廊建设。	<b>扩大有效投资</b> 发挥好政府投资的带动放大效应，重点支持科技创新，新型基础设施，节能减排降碳。	<b>扩大有效投资</b> 发挥好政府投资的带动放大效应，重点支持科技创新，新型基础设施，节能减排降碳。	<b>扩大有效投资</b> 发挥好政府投资的带动放大效应，重点支持科技创新，新型基础设施，节能减排降碳。	<b>扩大有效投资</b> 发挥好政府投资的带动放大效应，重点支持科技创新，新型基础设施，节能减排降碳。	<b>扩大有效投资</b> 发挥好政府投资的带动放大效应，重点支持科技创新，新型基础设施，节能减排降碳。
<b>保障发展和安全</b> 强化国家粮食安全战略，实施粮食、能源资源、金融安全战略，粮食综合生产能力保持在1.3万亿斤以上，提高能源综合生产能力。	<b>保障粮食能源安全</b> 保障粮食等重要农产品供给，继续做好能源、重要原材料保供稳价工作，保障民生和企业正常生产经营用电，实施全面节约战略，增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等能源勘探开发，完善国家战略物资储备制度，保障初级产品供给，打击哄抬物价等行为，保持物价水平基本稳定。	<b>保障粮食能源安全</b> 保障粮食等重要农产品供给，继续做好能源、重要原材料保供稳价工作，保障民生和企业正常生产经营用电，实施全面节约战略，增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等能源勘探开发，完善国家战略物资储备制度，保障初级产品供给，打击哄抬物价等行为，保持物价水平基本稳定。	<b>保障粮食能源安全</b> 保障粮食等重要农产品供给，继续做好能源、重要原材料保供稳价工作，保障民生和企业正常生产经营用电，实施全面节约战略，增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等能源勘探开发，完善国家战略物资储备制度，保障初级产品供给，打击哄抬物价等行为，保持物价水平基本稳定。	<b>保障粮食能源安全</b> 保障粮食等重要农产品供给，继续做好能源、重要原材料保供稳价工作，保障民生和企业正常生产经营用电，实施全面节约战略，增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等能源勘探开发，完善国家战略物资储备制度，保障初级产品供给，打击哄抬物价等行为，保持物价水平基本稳定。	<b>保障粮食能源安全</b> 保障粮食等重要农产品供给，继续做好能源、重要原材料保供稳价工作，保障民生和企业正常生产经营用电，实施全面节约战略，增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等能源勘探开发，完善国家战略物资储备制度，保障初级产品供给，打击哄抬物价等行为，保持物价水平基本稳定。	<b>保障粮食能源安全</b> 保障粮食等重要农产品供给，继续做好能源、重要原材料保供稳价工作，保障民生和企业正常生产经营用电，实施全面节约战略，增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等能源勘探开发，完善国家战略物资储备制度，保障初级产品供给，打击哄抬物价等行为，保持物价水平基本稳定。	<b>保障粮食能源安全</b> 保障粮食等重要农产品供给，继续做好能源、重要原材料保供稳价工作，保障民生和企业正常生产经营用电，实施全面节约战略，增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等能源勘探开发，完善国家战略物资储备制度，保障初级产品供给，打击哄抬物价等行为，保持物价水平基本稳定。	<b>保障粮食能源安全</b> 保障粮食等重要农产品供给，继续做好能源、重要原材料保供稳价工作，保障民生和企业正常生产经营用电，实施全面节约战略，增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等能源勘探开发，完善国家战略物资储备制度，保障初级产品供给，打击哄抬物价等行为，保持物价水平基本稳定。
<b>扎实推进碳达峰碳中和重点工作</b> 制定2030年前碳达峰行动方案，优化产业结构和能源结构，推动煤炭清洁高效利用，大力发展新能源，在确保安全的前提下积极有序发展核电。扩大环境保护、节能节水等企业所得税优惠目录范围，促进新型节能环保技术、装备和产品研发利用，培育壮大节能环保产业，推动资源节约高效利用，加快推进全国用能权、碳排放权交易市场，完善能源消费双控制度。实施金融支持绿色低碳发展专项政策，设立碳排放支持工具，提升生态系统碳汇能力。中国作为地球村的一员，将以实际行动为全球应对气候变化作出应有贡献。	<b>有序推进碳达峰碳中和工作</b> 落实碳达峰行动方案，推动能源革命，确保能源供应，立足资源禀赋，坚持先立后破、通盘谋划，推进能源绿色低碳转型。加强煤炭清洁高效利用，有序减量替代，推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造。推进大型风光电基地及其配套调节性电源规划建设，加强抽水蓄能电站建设，提升电网对可再生能源发电的消纳能力。支持生物能源发展，推进绿色低碳技术和装备“应用”，建设绿色制造和服务体系，推进钢铁、有色、石化、化工、建材等行业节能降碳，强化交通和建筑节能。坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展，提升生态系统碳汇能力，推动森林“双增”向碳排总量强度和“双控”转变，完善碳减排激励约束政策，发展绿色金融，加快形成绿色低碳生产生活方式。	<b>有序推进碳达峰碳中和工作</b> 落实碳达峰行动方案，推动能源革命，确保能源供应，立足资源禀赋，坚持先立后破、通盘谋划，推进能源绿色低碳转型。加强煤炭清洁高效利用，有序减量替代，推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造。推进大型风光电基地及其配套调节性电源规划建设，加强抽水蓄能电站建设，提升电网对可再生能源发电的消纳能力。支持生物能源发展，推进绿色低碳技术和装备“应用”，建设绿色制造和服务体系，推进钢铁、有色、石化、化工、建材等行业节能降碳，强化交通和建筑节能。坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展，提升生态系统碳汇能力，推动森林“双增”向碳排总量强度和“双控”转变，完善碳减排激励约束政策，发展绿色金融，加快形成绿色低碳生产生活方式。	<b>有序推进碳达峰碳中和工作</b> 落实碳达峰行动方案，推动能源革命，确保能源供应，立足资源禀赋，坚持先立后破、通盘谋划，推进能源绿色低碳转型。加强煤炭清洁高效利用，有序减量替代，推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造。推进大型风光电基地及其配套调节性电源规划建设，加强抽水蓄能电站建设，提升电网对可再生能源发电的消纳能力。支持生物能源发展，推进绿色低碳技术和装备“应用”，建设绿色制造和服务体系，推进钢铁、有色、石化、化工、建材等行业节能降碳，强化交通和建筑节能。坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展，提升生态系统碳汇能力，推动森林“双增”向碳排总量强度和“双控”转变，完善碳减排激励约束政策，发展绿色金融，加快形成绿色低碳生产生活方式。	<b>深入推进污染防治，加强流域综合治理，加强城市环境基础设施建设，持续实施重要生态系统保护和修复重大工程。推进能源清洁高效利用和技术研发，加快建设新型能源体系。提升可再生能源占比，完善支持绿色发展的政策和金融工具，发展循环经济，推进资源节约集约利用，推动重点领域节能降碳减排，持续打好蓝天、碧水、净土保卫战。</b>	<b>大力推进绿色低碳经济</b> 推进产业结构、能源结构、交通运输结构、城乡建设发展绿色转型，落实全面节约战略，加快重点领域节能节水改造，完善支持绿色发展的财税、金融、投资、价格政策和相关市场化机制，推动废弃物循环利用产业发展，推进节能降碳先进技术研发应用，加快形成绿色低碳供应链，建设美丽中国先行区，打造绿色低碳发展高地。	<b>大力推进绿色低碳经济</b> 推进产业结构、能源结构、交通运输结构、城乡建设发展绿色转型，落实全面节约战略，加快重点领域节能节水改造，完善支持绿色发展的财税、金融、投资、价格政策和相关市场化机制，推动废弃物循环利用产业发展，推进节能降碳先进技术研发应用，加快形成绿色低碳供应链，建设美丽中国先行区，打造绿色低碳发展高地。	<b>大力推进绿色低碳经济</b> 推进产业结构、能源结构、交通运输结构、城乡建设发展绿色转型，落实全面节约战略，加快重点领域节能节水改造，完善支持绿色发展的财税、金融、投资、价格政策和相关市场化机制，推动废弃物循环利用产业发展，推进节能降碳先进技术研发应用，加快形成绿色低碳供应链，建设美丽中国先行区，打造绿色低碳发展高地。	<b>大力推进绿色低碳经济</b> 推进产业结构、能源结构、交通运输结构、城乡建设发展绿色转型，落实全面节约战略，加快重点领域节能节水改造，完善支持绿色发展的财税、金融、投资、价格政策和相关市场化机制，推动废弃物循环利用产业发展，推进节能降碳先进技术研发应用，加快形成绿色低碳供应链，建设美丽中国先行区，打造绿色低碳发展高地。
				<b>扎实推进碳达峰碳中和重点工作</b> 扎实推进碳达峰碳中和重点工作，制定2030年前碳达峰行动方案，优化产业结构和能源结构，推动煤炭清洁高效利用，大力发展新能源，在确保安全的前提下积极有序发展核电。扩大环境保护、节能节水等企业所得税优惠目录范围，促进新型节能环保技术、装备和产品研发利用，培育壮大节能环保产业，推动资源节约高效利用，加快推进全国用能权、碳排放权交易市场，完善能源消费双控制度。实施金融支持绿色低碳发展专项政策，设立碳排放支持工具，提升生态系统碳汇能力。中国作为地球村的一员，将以实际行动为全球应对气候变化作出应有贡献。				<b>扎实推进碳达峰碳中和重点工作</b> 扎实推进碳达峰碳中和重点工作，制定2030年前碳达峰行动方案，优化产业结构和能源结构，推动煤炭清洁高效利用，大力发展新能源，在确保安全的前提下积极有序发展核电。扩大环境保护、节能节水等企业所得税优惠目录范围，促进新型节能环保技术、装备和产品研发利用，培育壮大节能环保产业，推动资源节约高效利用，加快推进全国用能权、碳排放权交易市场，完善能源消费双控制度。实施金融支持绿色低碳发展专项政策，设立碳排放支持工具，提升生态系统碳汇能力。中国作为地球村的一员，将以实际行动为全球应对气候变化作出应有贡献。

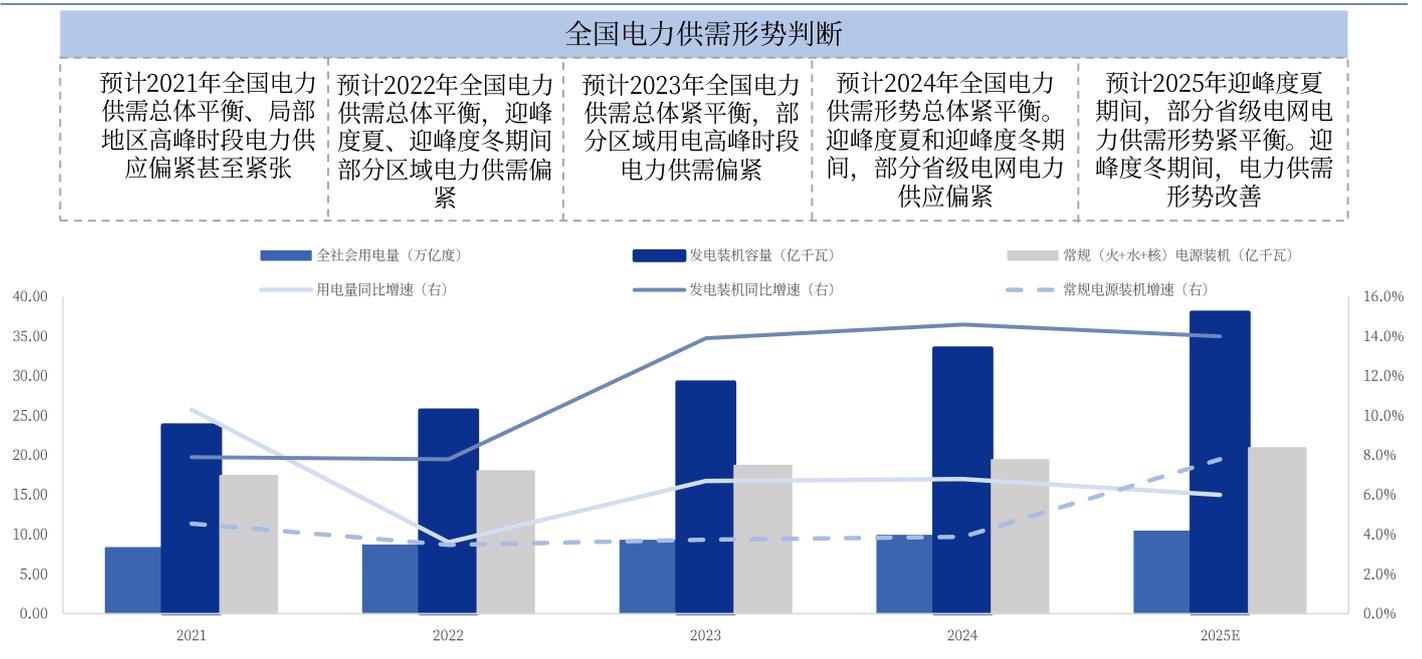
资料来源：中国政府网、中国银河证券研究院

## 二、十四五收官之年，能耗目标考核催化绿电需求

聚焦电力行业，进入 2025 年，保供压力有所缓解，或更聚焦绿色转型。延续十四五以来政府工作报告中对电力行业的政策基调，我们认为从客观条件来看，2025 年能源安全，即电力保供的要求边际弱化，绿色转型的要求则相对强化。

- **2025 年电力保供压力预计较此前有所缓解。**根据中电联预测，2025 年全国全社会用电量 10.4 万亿千瓦时，同比增长 6% 左右；2025 年底全国发电装机容量有望超过 38 亿千瓦，同比增长 14% 左右；其对于全国电力供需形势的预测也由 2023 年、2024 年的“全国电力供需总体紧平衡，部分区域用电高峰时段供应偏紧”转变为 2025 年的“迎峰度夏期间，部分省级电网电力供需紧平衡；迎峰度冬期间，随着常规电源的进一步投产，电力供需形势改善”。因此，我们预计 2025 年的电力保供压力整体较此前年度有所缓和。

图3：全国电力供需形势判断



资料来源：中电联、中国银河证券研究院

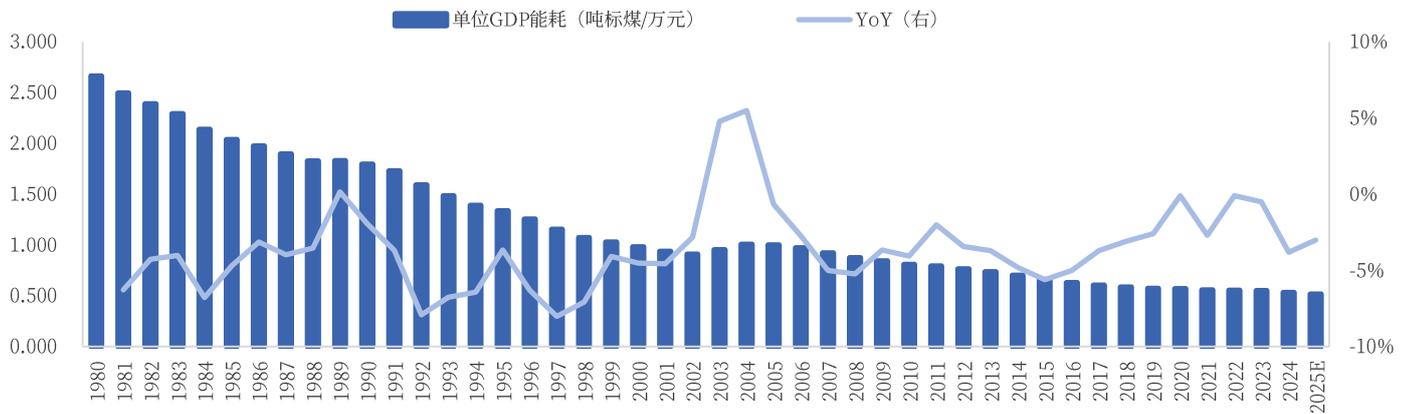
- **2025 年单位 GDP 能耗降幅目标较 2024 年有所扩大。**回溯十一五、十二五、十三五，我国单位 GDP 能耗降幅目标值分别为 20%、16%、15%，实现值分别为 19.1%、18.2%、13.2%，即十一五基本完成、十二五超额完成、十三五未完成主要受 2020 年公共卫生事件影响，当年单位 GDP 能耗降幅仅 0.1%。根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，十四五期间我国单位 GDP 能源消耗降幅目标值为 13.5%。2021-2024 年，我国单位 GDP 能耗分别下降 2.7% (目标值~3%)、0.1%、0.5%、3.8% (目标值~2.5%)。根据 2025 年政府工作报告，当年单位 GDP 能耗降幅目标值为 3% 左右，基于 3%，我们计算十四五我国单位 GDP 能耗累计降幅为 9.7%，距离 13.5% 的目标值存在一定差距，因此，不排除 2025 年最终实现的单位 GDP 能耗降幅高于目标值。
- **可再生能源消费在能耗控制中具备一定豁免权，2025 年能耗控制力度加大有望刺激绿电需求释放。**2022 年 8 月，国家发改委、能源局、统计局联合发布《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》，明确新增可再生能源电力<sup>1</sup>消费量不纳入能源消费总量控制，即以各地区 2020 年可再生能源电力消费量为基数，“十四五”期间每年

<sup>1</sup> 主要包括风电、太阳能发电、水电、生物质发电、地热能发电等。

较上一年新增的可再生能源电力消费量，在全国和地方能源消费总量考核时予以扣除。而在地方层面，广东省发改委于2023年4月发布《关于进一步加强全省高质量发展用能保障的通知》，明确重点控制化石能源消费，原料用能和可再生能源消费不纳入能源消耗总量和强度控制，可见地方层面的政策相较全国层面更为宽松。基于此，我们认为为了兼顾经济增长目标和单位GDP能耗目标，增加对可再生能源的消费将成为优选，而在可再生能源中，生物质发电、地热能发电规模较小，水电增量有限，预计新能源发电将成为主要来源。

- **若假设 2025 年增量用电量全部由水核风光等清洁能源满足，对应 25 年新增新能源装机需达到约 345GW，仍维持在相对高位。**根据中电联预测，2025 年全社会用电量将达到 10.4 万亿千瓦时，同比增加 5479 亿千瓦时。我们基于各省 2024 年可再生能源电力消纳责任权重目标进行测算<sup>2</sup>，发现全社会用电量的 31.9%由可再生能源发电满足，其中非水电可再生能源发电贡献 18.2%，二者较 2023 年分别提升 2.82、3.39pct。展望 2025 年，我们假设全社会增量用电量全部由水核风光等清洁能源来满足，剔除核电增量电量后（约 275 亿 kWh），我们测算 2025 年全社会用电量的 35.2%由可再生能源发电满足，其中非水电可再生能源发电贡献 22.0%，二者分别较 2024 年提升 3.31、3.75pct。在此基础上，在风电：光伏新增装机规模=3:7 的条件下，2025 年全国新增新能源装机体量需达到 345GW（其中风电 103.5GW、光伏 241.5GW）。

图4：单位 GDP 能耗&同比增速

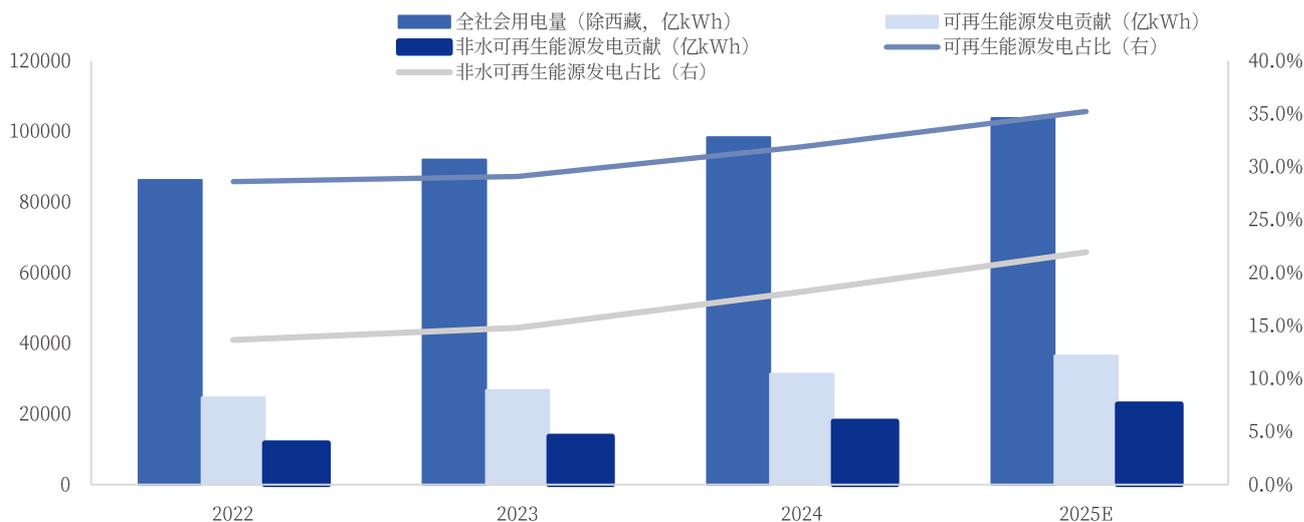


资料来源：Wind、中国银河证券研究院

注：2025 年数值为当年政府工作报告设定的目标值。

<sup>2</sup> 上述测算均未考虑西藏地区。

图5: 基于各省（非水）可再生能源电力消纳责任权重测算的（非水）可再生能源消费量



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

表1: 25年新增新能源装机规模测算

2025年全社会用电量增量 (除西藏, 亿千瓦时)	5457
由新能源发电满足的部分 (亿千瓦时)	4883
由水电满足的部分 (亿千瓦时)	300
由核电满足的部分 (亿千瓦时)	275
风电利用小时数 (h)	2127
光伏发电利用小时数 (h)	1212
新能源厂用电率	2.5%
2025年新能源发电新增装机中风电、光伏的比例	3:7
对应2025年新能源发电新增装机 (GW)	345
其中: 风电新增装机 (GW)	103.5
其中: 光伏新增装机 (GW)	241.5

资料来源: Wind、中电联、中国银河证券研究院

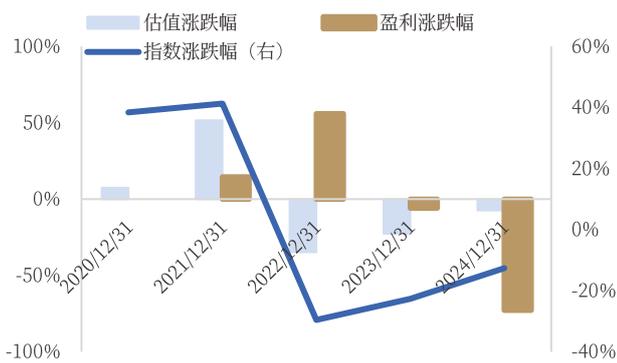
注: 表中发电量的测算基于有效装机容量。

### 三、政策持续出台，绿电消纳、电价问题有望边际改善

#### (一) 消纳、电价问题是制约绿电企业业绩和估值的核心因素

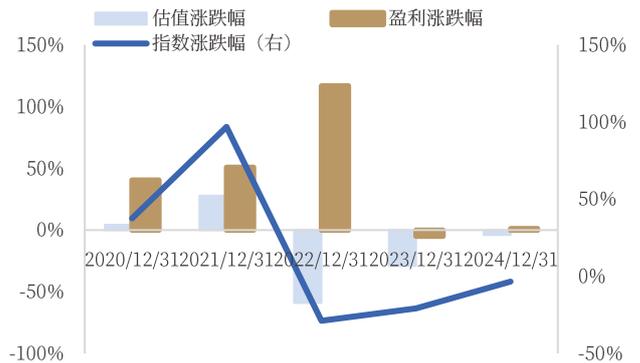
绿电板块股价调整已达三年之久，当前估值安全垫较厚。出于对板块长期增长趋势的担忧，绿电板块于 2022 年进入估值调整阶段，随后在 2023-2024 年经历了盈利和估值的双杀。经过三年时间的调整，当前板块估值水平已处于历史性低位，截至 2025 年 2 月 17 日，光伏发电 (SW)、风力发电 (SW) PB 分别为 0.99x、1.35x，处于近 5 年 8.9%、14.7%分位数，估值安全边际较高。

图6: 光伏发电 (SW) 盈利与估值分析



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图7: 风力发电 (SW) 盈利与估值分析

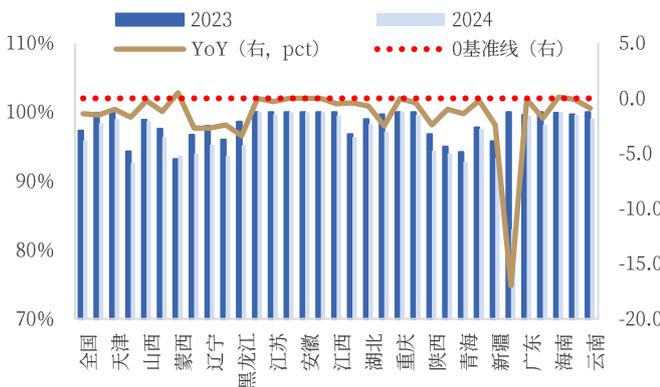


资料来源: Wind、中国银河证券研究院

消纳和电价问题是此前压制绿电板块业绩和估值的核心因素，具体来看：

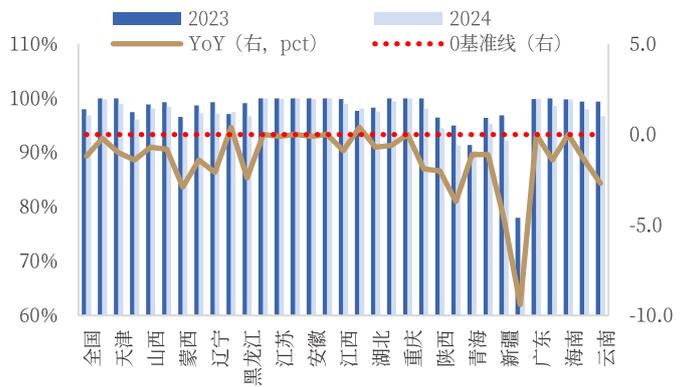
2024 年，全国绝大部分省/区新能源利用率出现同比下降。2024 年，全国风电、光伏利用率分别为 95.9%、96.8%，同比下降 1.4、1.2pct。分区域来看，东部省份利用率维持较高水平，且同比降幅不明显，西北、东北省份新能源利用率降幅较大，显示出一定消纳压力。在此基础上，考虑到电网侧和电源侧对弃电的统计口径不同，发电侧对消纳瓶颈的感受或更为明显。以节能风电披露的数据为例，其 2022 年、2023 年、2024H1 因为弃风电损失的发电量占全部发电量的比例分别为 8.26%、9.00%、10.03%，呈现上升趋势，且明显高于电网统计口径下的弃电率。

图8: 不同省/区风电利用率及同比变化



资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心、中国银河证券研究院

图9: 不同省/区光伏利用率及同比变化



资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心、中国银河证券研究院

新能源入市导致电价承压，现货市场压力更甚。2022 年 1 月 28 日，国家发改委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出到 2030 年新能源全面参与市场交易的发展目标。根据国家能源局披露的数据，2023 年新能源市场化交易电量占总发电量的 47.3%。由于新能源出力曲线与用电负荷曲线在时间维度上存在较为明显的错配，为了引导用户侧削峰填谷，

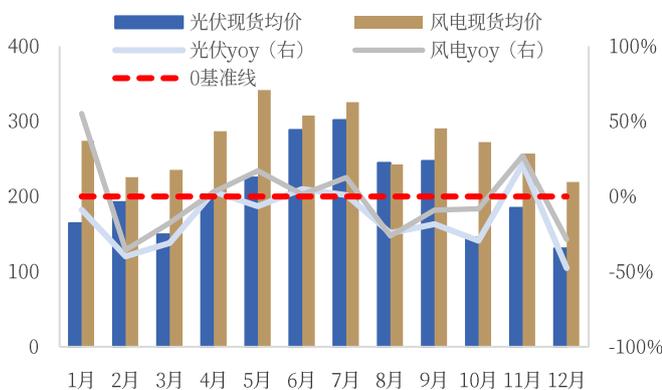
部分省份，尤其是西北、东北、华北等新能源装机大省，设置了发电侧分时电价机制，使得新能源大发时段，尤其是光伏大发时段，执行明显低于当地燃煤发电基准价的谷段电价，造成新能源参与市场交易后出现明显折价。而在现货市场，2024年山西、山东、甘肃、蒙西光伏现货均价分别为211.01、169.04、122.70、348.27元/MWh，较当地燃煤基准价变化幅度分别为-36%、-57%、-60%、+23%；风电现货均价分别为268.45、266.78、185.43、367.43元/MWh，较当地燃煤基准价变化幅度分别为-19%、-32%、-40%、+30%。可以看到，除蒙西市场实现溢价外，其余三个市场均较燃煤基准价出现大幅折价，且光伏折价幅度明显高于风电。

表2：部分省份发电侧分时电价政策

省份	燃煤发电基准价 (元/kWh)	低谷时段	电价机制	谷段电价 (元/kWh)
甘肃	0.3078	9:00-17:00	新能源企业峰、谷、平各段交易基准价格为燃煤基准价格乘以峰谷分时系数（峰、平、谷段系数分别为1.5、1、0.5），各段交易价格不超过交易基准价	0.1539
青海	0.3247	11:00-16:00	中长期分时段交易光伏发电峰、谷电价在平电价的基础上分别上浮不低于63%、下浮不低于20%形成；其他电源峰、谷电价在平电价的基础上上浮不低于63%、下浮不低于65%形成	光伏：0.2598；其他：0.1136
宁夏	0.2595	9:00-17:00	用户与新能源平段交易申报价格不超过基准电价，峰段交易申报价格不低于平段价格的130%，谷段交易申报价格不超过平段价格的70%	0.1817
冀北	0.372	0:00-7:00、23:00-24:00	绿电交易高峰电价不低于平段电价的1.5倍，低谷电价不高于平段电价的0.5倍，尖峰电价不低于平段电价的1.8倍。绿电平段价格参考燃煤发电基准价，但浮动不受20%的范围限制	0.1860
吉林	0.3731	0:00-5:00、11:00-14:00、23:00-24:00	高峰、低谷时段价格在平时段电价基础上分别上下浮动55%	0.1679
河北南网	0.3644	夏季（6/7/8月）为0-8时，其他月份为1-6时、12-15时	高峰和低谷时段价格在平段电价基础上分别上下浮动70%，尖峰时段价格在高峰电价基础上上浮20%。	0.1093

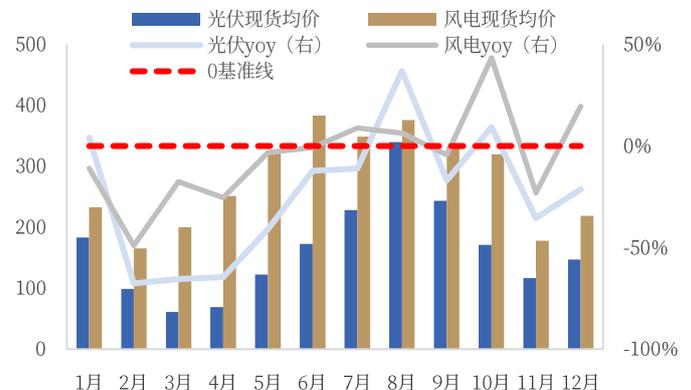
资料来源：各省发改委、北极星售电网、中国银河证券研究院

图10：山西省光伏、风电2024年月度现货均价（元/MWh）



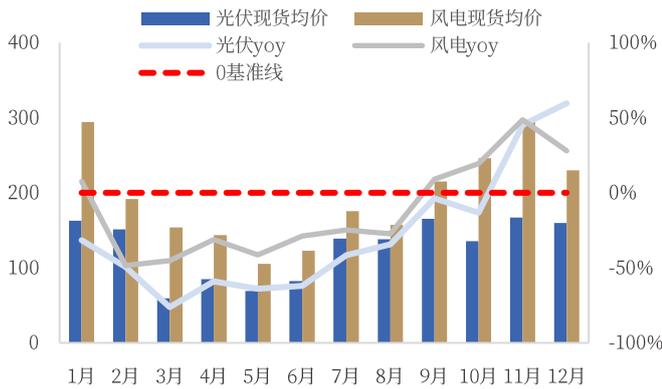
资料来源：兰木达电力现货、中国银河证券研究院

图11：山东省光伏、风电2024年月度现货均价（元/MWh）



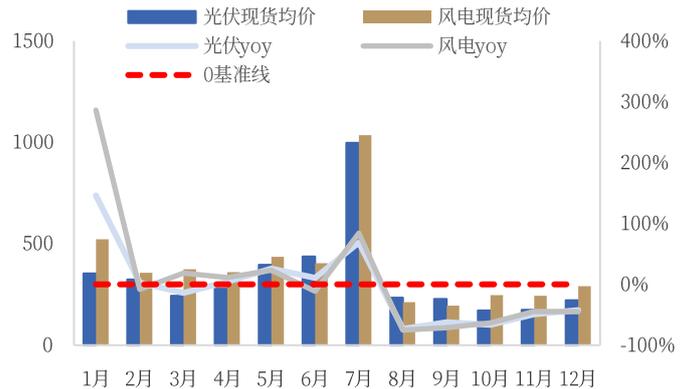
资料来源：兰木达电力现货、中国银河证券研究院

图12: 甘肃省光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)



资料来源: 兰木达电力现货、中国银河证券研究院

图13: 蒙西光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)

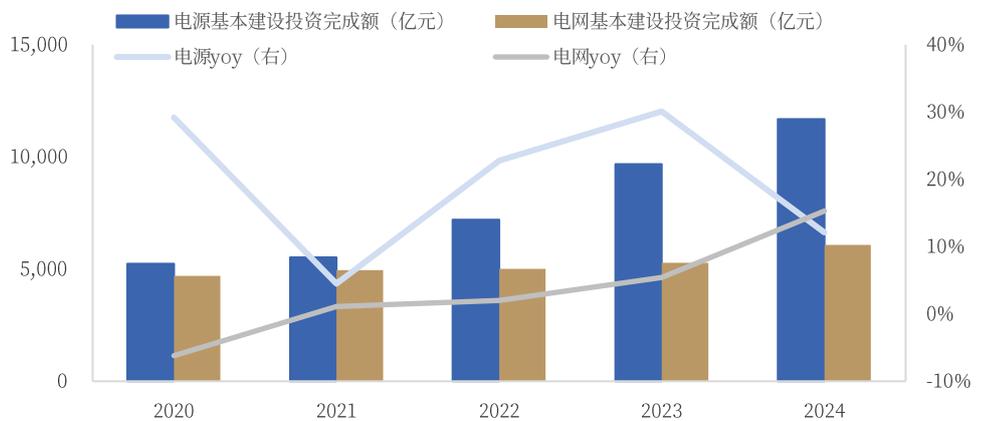


资料来源: 兰木达电力现货、中国银河证券研究院

## (二) 2024 年以来绿电板块利好因素不断累积, 拐点渐行渐近

**针对消纳压力, 边际改善一: 电网建设提速有利于从基础设施层面缓解新能源的消纳压力。**2024年, 电网投资额同比增速达到 15.3%, 超过电源侧的 12.1%, 为 2020 年以来首次反转。以与新能源外送密切相关的特高压, 尤其是直流特高压为例, 2021-2024 年, 共计投运 4 条直流特高压, 但其中仅陕北-湖北以送出新能源为主, 其余 3 条均以水电送出为主。根据当前项目建设进度, 我们预计 2025-2026 年将迎来直流特高压的密集投运期, 有望缓解我国新能源发展的区域供需矛盾。基于此, 我们认为新能源消纳的硬件条件有望步入改善通道。

图14: 电网投资增速 vs 电源投资增速



资料来源: Wind、国家能源局、中国银河证券研究院

表3: 十四五以来特高压项目进展梳理

类型	项目名称	开工日期	投运日期
直流	雅中-江西	2019年9月	2021年6月
	陕北-湖北	2020年2月	2022年4月
	白鹤滩-江苏	2020年12月	2022年7月
	白鹤滩-浙江	2021年10月	2023年6月
	金上-湖北	2023年2月	2025
	陇东-山东	2023年3月	2025
	宁夏-湖南	2023年6月	2025
	哈密-重庆	2023年8月	2025
	陕北-安徽	2024年6月	2026

交流	甘肃-浙江	2024年7月	2026
	南疆-川渝	2024年9月	2026
	南昌-长沙	2021年2月	2021年12月
	荆门-武汉	2021年3月	2022年12月
	南阳-荆门-长沙	2021年6月	2022年10月
	福州-厦门	2022年3月	2023年12月
	驻马店-武汉	2022年3月	2023年11月
	张北-胜利(锡盟)	2023年7月	2024年10月
	川渝	2022年9月	2024年12月
	武汉-南昌	2022年9月	2024年11月
	大同-天津南	-	
	蒙西-京津冀	-	

资料来源：风芒能源、中国银河证券研究院

注：在建特高压项目的投运日期为我们根据历史项目的建设周期推算得出。

**针对消纳压力，边际改善二：容量电价、辅助服务政策的出台有助于充分调动灵活性资源的积极性，增加电力系统调节能力。**此前以电能量价值为主的单一电力商品价值体系使得火电等灵活性电源以多发电为目标，但随着容量电价、辅助服务政策的出台，火电的可靠性价值和调节性价值逐渐得到认可，且该部分收益稳定性更强，由此驱动火电从主力电源向调节电源转变。此外，对于储能、可控负荷、虚拟电厂等新型的电力市场参与主体，辅助服务细则的完善也有利于其商业模式的跑通，从而激发其建设积极性。以上两点均有利于我国电力系统调节能力的提升，帮助打开新能源消纳空间。

图15：近期与容量电价、辅助服务相关的政策文件梳理

2023年11月8日 《关于建立煤电容量电价机制的通知》

- 用于计算容量电价的煤电机组固定成本：实行全国统一标准，为每年每千瓦330元。
- 通过容量电价回收的固定成本比例：2024~2025年多数地方为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右。2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。

2024年2月7日 《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》

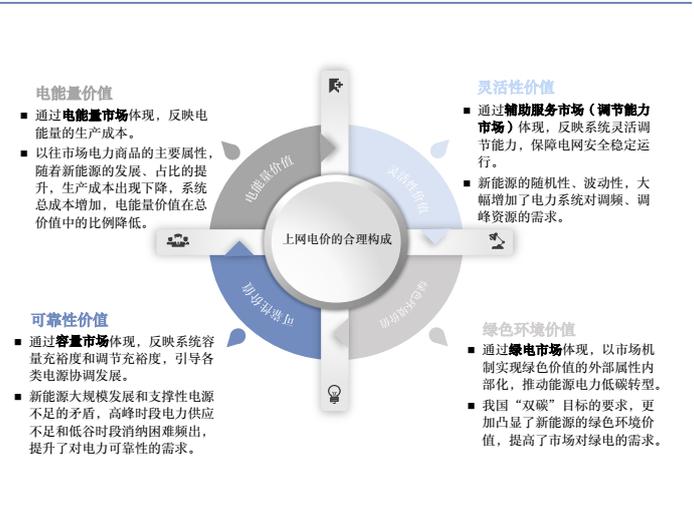
- 价格限制：调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价。
- 费用传导机制：电力现货市场未连续运行的地区，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用；电力现货市场连续运行的地区，符合要求的调频、备用辅助服务费用（不含提供辅助服务过程中产生的电量费用），原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定。

2024年10月8日 《电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）》

- 辅助服务市场中的经营主体：主要包括火电、水电、储能、虚拟电厂等。
- 辅助服务品种：从功能上可以分为有功控制服务（调峰（仅限于现货市场未连续运行地区）、调频、备用、爬坡等）、无功控制服务（自动电压控制（AVC）、调相等）和事故处置类服务（黑启动、转动惯量、切机、切负荷等）。
- 辅助服务的价格确定机制、费用传导机制和《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》基本保持一致。

资料来源：国家能源局、中国银河证券研究院

图16：电力商品价值逐渐多维化



资料来源：北京电力交易中心、中国银河证券研究院

**针对电价下行，边际改善一：全国范围内新能源可持续发展价格结算机制确立，稳定新能源项目收益预期。**2025年2月9日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》。《通知》提出新能源原则上要全部进入市场，入市节奏有所加快。更重要的是，《通知》提出了机制电量/电价的概念，可理解为中国版本的差价合约(CfD)，即新能源上网电量中的机制电量部分，对比市场交易均价和机制电价进行多退少补，差额纳入当地系统运行费用。针对2025年6月1日以前投产的存量项目，《通知》明确机制电量、机制电价、执行期限均延续当前保障性政策的相关规定；针对2025年6月1日起投产的增量项目，机制电量

占比由各地自行确定，但要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动，机制电价则通过新能源项目竞价形成，竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价按入选项目最高报价确定，执行期限按同类项目回收初始投资的平均期限确定。我们认为此次政策的出台有助于稳定新能源在入市过程中的收益预期，有望修正市场此前对于新能源电价走势的悲观预期。

图17: 《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》要点梳理

《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》政策总体要求

- 新能源项目（风电、太阳能发电，下同）上网电量原则上**全部进入电力市场**，上网电价通过市场交易形成。可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。
- 新能源参与电力市场交易后，在**市场外建立差价结算的机制**。对纳入机制的电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的**差额纳入当地系统运行费用**。
- 电力现货市场连续运行地区，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；电力现货市场未连续运行地区，市场交易均价原则上按照交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格确定。

项目分类	纳入机制的电量规模	机制电价	执行期限	其他
2025年6月1日以前投产的存量项目	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 衔接<b>现行具有保障性质</b>的相关电量规模政策</li> <li>• 在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但<b>不得高于上一年</b></li> </ul>	按现行价格政策执行， <b>不高于当地煤电基准价</b>	按照现行相关政策保障期限确定	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 纳入可持续发展价格结算机制的电量，<b>不重复获得绿证收益</b>。</li> <li>• 已纳入机制的新能源项目，执行期限内<b>可自愿申请退出</b>。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。</li> <li>• <b>各地要在2025年底前出台并实施具体方案。</b></li> </ul>
2025年6月1日以后投产的增量项目	每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。通知实施后 <b>第一年新增纳入机制的电量占当地增量项目新能源上网电量的比例，要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动。</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目<b>自愿参与竞价形成</b></li> <li>• 竞价时按报价从低到高确定入选项目，<b>机制电价原则上按入选项目最高报价确定</b></li> <li>• <b>设置竞价上限、下限</b></li> </ul>	按照 <b>同类项目回收初始投资的平均期限</b> 确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定	

资料来源：国家发改委、中国银河证券研究院

**各地 2025 年新能源入市比例可为后续机制电量占比提供一定参考。**对于机制电量，《通知》明确存量项目延续现有保障性政策相关规定，增量项目应与现有新能源非市场化比例适当衔接，因此我们认为各地 2025 年新能源入市比例对后续各地机制电量比例设置有一定参考价值。具体来看，以集中式项目为例，据我们不完全统计，2025 年新能源市场化比例低于 50% 的省份有广东、浙江、河北南网风电、山东、江西等，其中广东 2024 年底前并网的老项目且电压等级在 110kV 及以上，浙江，山东 2024 年底前并网的老项目，入市比例仅 10%，处于较低水平，因此新能源全面入市带来的边际影响较大，但考虑到后续机制电量将与现有的保障性政策/非市场化比例进行有效衔接，预计上述项目未来机制电量的占比或也较高。2025 年新能源入市比例在 50%-60%、60%-70%、70%-80%、80%-90%、90%-100% 区间的省份分别有【新疆、河北南网光伏】，【江苏】，【陕西 2024 年 12 月 20 日前的老项目、蒙西、黑龙江】，【宁夏、四川】，【湖北、广西、安徽、湖南、甘肃】，上述地区 2025 年新能源入市比例已经处于较高水平，因此新能源全面入市的边际影响相对较小。而对于以分布式光伏为主的分布式项目，2025 年仅河北、山东、安徽、湖南等地明确需参与市场交易，且多聚焦于工商业光伏项目，同时入市比例相对较低，因此预计新能源全面入市对分布式光伏、尤其是户用光伏的边际影响较大，对后续机制电量政策衔接过渡的依赖性较强。

表4: 2025 年各省新能源入市政策梳理（不完全统计）

省份	陆风	集中式光伏	分布式光伏/风电
广东	2024 年底前并网老项目： 220kV 及以上：30%入市交易 110kV 及以上：10%入市交易		暂不强制入市

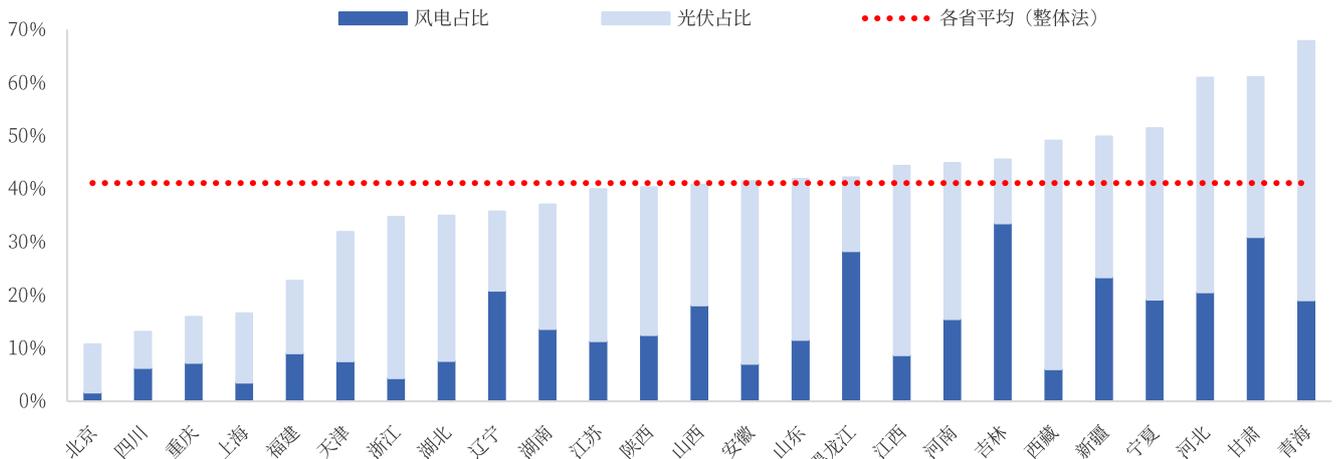
	2025年新增并网项目： 110kV及以上：50%入市交易		
浙江	90%电量分配政府授权合约，执行政府定价+10%现货交易		自愿参与，不强制入市
新疆	优先发电小时数外电量全部入市（扶贫光伏全额保障性收购） 2025年普通风、光项目优先发电小时数为895h、500h		全额保障收购
江苏	优先发电小时数外电量全部入市 不参加绿电交易的集中式光伏、风电全年保量保价发电小时数分别为400、800h		优先参与绿电交易
湖北	110kV及以上：直接参与中长期及现货交易 110kV以下：可直接参与市场交易或作为价格接受者 风电、光伏发电企业各月中长期交易净合约电量（含绿电交易）折合利用小时数分别不超过35、60h		暂不参与市场化交易
辽宁	除特殊类型的风、光项目外，其他全部入市 带补贴风电项目保障小时数为1850h，其余电量参与“煤改电”交易		暂不参与市场化交易
宁夏	优先发电小时数以外电量全部入市 2025年风、光优先发电小时数约为234h、156h		暂不参与市场化交易
陕西	光伏扶贫、光伏领跑者暂不入市；其他风、光优先发电小时数外电量全部入市。 2024年12月20日前已在陕西电力交易平台注册的185个集中式风电项目和231个集中式光伏项目，优先发电小时数分别为417h、293h。 2024年12月21日及以后进入商业运营的市场化风电、光伏发电机组，分别预留优先发电量7亿千瓦时、4.5亿千瓦时。		自愿参与交易
冀北	-		10kV以上：20%电量入市
河北南网	30%电量入市	60%电量入市	10kV及以上工商业分布式光伏分阶段参与市场，其中，1月1日开始，首次并网的增量分布式光伏参与市场，7月1日开始，存量分布式光伏参与市场；上网电量入市比例暂定为20%
蒙西	保量保价小时数以外电量全部参与市场，各类项目保量保价小时数如下： 常规风电：390h；特许权风电：2000h；按照蒙西地区燃煤基准价收购； 低价风电：2000h；按照竞价价格执行	保量保价小时数以外电量全部参与市场，各类项目保量保价小时数如下： 常规光伏：320h；领跑者光伏：1500h；按照蒙西地区燃煤基准价收购； 低价光伏：1500h；按照竞价价格执行	暂不参与市场化交易
蒙东	优先发电小时数以外电量均参与电力市场，各类项目优先发电小时数如下： 带补贴风电：790h 风电供热试点项目、特许权项目：1900h	优先发电小时数以外电量均参与电力市场，各类项目优先发电小时数如下： 带补贴光伏：635h	全额保量保价
山东	老项目（2024年底前并网、或者进入2024年之前的省级实施方案名单项目）：90%保量保价、10%参与现货 新项目：2025年到2026年，新增风电项目（含分散式风电）可自主选择全电量或30%发电量参与电力市场，新增光伏发电项目（含分布式光伏）可自主选择全电量或15%发电量参与电力市场		2024年底前并网项目：100%保量保价 2025年、2026年新项目：风电、光伏分别为30%、15%参与交易，其余保量保价
黑龙江	平价风电、光伏项目：保障小时数分别为700、450h，其余入市 其他风电、光伏项目：全部入市		-
广西	全电量参与市场化交易，执行政府授权合约机制，绿电合约价格为375元/兆瓦时，常规合约价格为360元/兆瓦时		分布式光伏发电、分散式风电等分布式电源按有关规定参与市场化交易
河南	风电、光伏电量优先满足居民、农业用电需求，剩余电量按照政府授权中长期合约纳入		-

	电力中长期交易管理，与市场化用户形成授权合约，上网电价执行我省基准价	
青海	集中并网光伏、风电企业（扶贫、特许经营权项目，光伏应用领跑者基地项目保障利用小时以内发电量除外）参与电力市场化交易	暂不入市
四川	优先电量以外的部分，可自愿参与绿电交易，绿电交易外的剩余电量可参与其他符合条件的交易 2025年风电、光伏（扶贫光伏除外）优先发电小时数分别为400h、300h	-
山西	积极引导和鼓励新能源项目参与市场交易	自2025年1月起，分布式新能源可自愿选择以独立或聚合方式参与绿电、绿证交易
江西	参与市场交易的新能源项目包括：1) 存量在建统调项目按规定转为市场化消纳和交易的项目；2) 2024年10月1日以后并网的统调项目；3) 绿电交易新能源除绿电交易外的剩余电量 参与市场化交易的新能源场站，当期电量的60%（煤电与新能源联营项目为70%）保障性收购，剩余40%（煤电与新能源联营项目为30%）签订政府授权合约（差价合约）	-
安徽	平价集中式上网的风电和光伏发电企业全部参与绿色电力交易	2025年1月1日以后各案的“全额上网”和“自发自用，余量上网”的10千伏及以上电压等级平价工商业分布式光伏发电企业原则上均应当参与绿电交易
湖南	统调风电、集中式光伏不安排优先发电、全部入市获得电量	10kV及以上工商业分布式光伏原则上以独立主体方式参与湖南电力市场交易，10kV以下工商业分布式光伏以虚拟电厂聚合方式参与湖南电力市场交易。
甘肃	保障小时数以外部分全部入市 不同风电项目保障小时数：①常规风电120h、②示范/特许/扶贫风电2400h、③保障平价/分散式/通渭风电基地风电1560h 不同光伏项目保障小时数：①常规光伏100h、②特许/分布式/扶贫光伏/光热1500h、③保障平价光伏1300h	

资料来源：各省发改委、能源局网站、智汇光伏、颀合科技、新能源技术前沿、中国银河证券研究院

**竞价机制下，预计各地机制电价水平和省内新能源供需密切相关，东部省份或更具优势。**对于存量项目，《通知》明确机制电价按现行价格政策执行，且不高于当地燃煤发电基准价。对于增量项目，需由各地每年组织已投产和未来12个月内投产的项目竞价形成，竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限。考虑到各地会设置竞价上、下限，其中竞价上限参考合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，竞价下限考虑成本因素、避免无序竞争等设定，我们预计最终的机制电价水平应至少能覆盖新能源项目的投资建设成本，并在此基础上有望获取一定的合理收益，确保行业可持续健康发展。至于机制电价所涵盖的收益的多寡，我们认为需关注各地新能源供需情况，供需格局好的地区市场主体的竞价策略预计相对温和，因此，我们看好新能源占比较低、绿电消纳能力强（电力供需格局本身较好，同时能耗控制目标下对于绿电的需求更旺盛）的东部省份的新能源项目收益水平，如上海、福建、浙江、江苏等。

图18: 各省新能源装机占比 (截至 2024 年 11 月末)



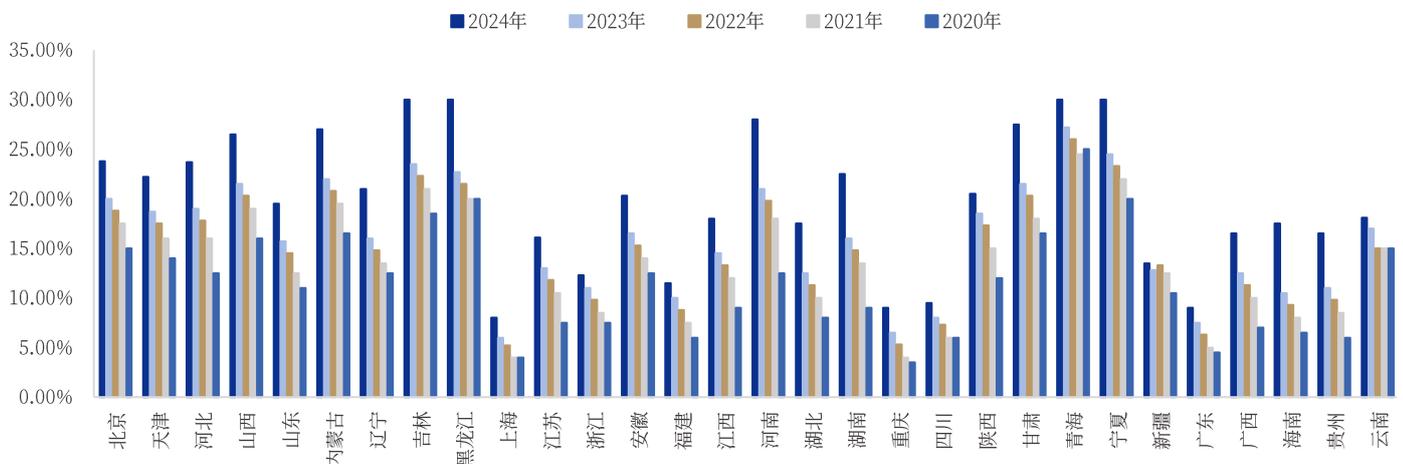
资料来源: 北极星电力网、中国银河证券研究院

注: 考虑到发电量数据对于分布式项目的统计不到位 (一般统计口径为 6000 千瓦及以上电厂), 因此, 我们采用发电装机数据; 受限于数据可得性, 上图未包括南方电网区域内省份和内蒙古地区。

**针对电价下行, 边际改善二: 节能降碳政策频出, 绿电环境价值持续兑现。**

➢ **2024 年非水电消纳责任权重明显上调, 且消纳责任权重向重点用能单位分解, 有利于激发用户侧消费绿电的积极性。**2024 年 5 月 29 日, 国务院印发《2024—2025 年节能降碳行动方案》, 规划到 2025 年底, 全国非化石能源发电量占比达到 39% 左右, 同时, 对高耗能项目的非化石能源消费比例进行了规定, 即“十四五”后两年新上高耗能项目的非化石能源消费比例不得低于 20%, 鼓励地方结合实际提高比例要求。随后在 2024 年 8 月 2 日, 国家发改委、国家能源局印发《关于 2024 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》, 《通知》对各省/区 2024 年非水电消纳责任权重进行了明显上调, 上调幅度在 0.7~7.3pct, 明显高于 2023 年的-0.5~2.0pct; 且首次将消纳责任权重向高耗能企业进行分解, 各地电解铝企业 2024 年绿电消费比例在 21%~70%。我们认为上述政策一方面提高了强制消费绿电的比例, 另一方面也更利于压实主体责任, 引导用户侧重视绿电消费。展望 2025 年, 考虑到十四五收官之年单位 GDP 能耗目标降幅较 2024 年有所扩大, 预计可再生能源消纳责任权重将继续上调, 同时有望纳入更多高耗能行业。

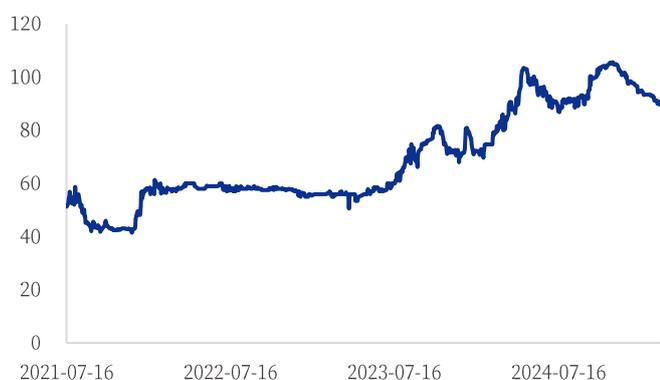
图19: 2020-2024 年非水电消纳责任权重



资料来源: 国家发改委、国家能源局、中国银河证券研究院

- **碳配额收紧叠加碳市场扩容催化碳价上涨。**目前，我国强制碳市场仅纳入发电行业，每个履约周期碳配额呈现收紧态势。以 300MW 等级以上常规燃煤机组为例，2021/2022 年的配额分配基准值分别为 0.8218/0.8177，年均下降 0.5%；而 2023/2024 年的基准值分别为 0.7950/0.7910，2023 年同比口径下（计算方法和管控范围变化导致基准值不具有直接可比性）下降 1%左右，降幅有所扩大，2024 年较 2023 年继续保持 0.5% 的下降幅度。此外，基于发电行业纳入碳市场的经验积累，2024 年 9 月 9 日，生态环境部发布《全国碳排放权交易市场覆盖水泥、钢铁、电解铝行业工作方案（征求意见稿）》，明确 2024 年为水泥、钢铁、电解铝行业首个管控年度，2025 年底前完成首次履约工作；预计新增重点排放单位约 1500 家，覆盖排放量新增约 30 亿吨。对比来看，前两个履约周期共纳入重点排放单位 2162/2257 家，年覆盖 CO2 排放量约 45 亿吨/超 50 亿吨，此次扩容有望带动我国碳市场规模显著扩大。随着碳配额收紧和碳市场扩容，我们预计碳价中枢将进入上行通道。2024 年内，全国碳市场碳排放配额收盘价一度突破 100 元/吨，我们认为或受年末配额履约的影响，但即使最高价相比较为成熟的欧盟市场目前 78.94 欧元/吨的价格仍存在较大差距，未来或仍有较大上涨空间。

图20: 全国碳市场碳排放配额(CEA):收盘价 (元/吨)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

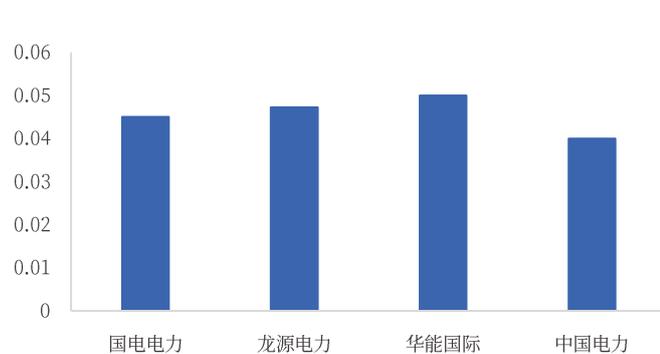
图21: 欧盟碳价 (欧元/吨)



资料来源: Trading Economics、中国银河证券研究院

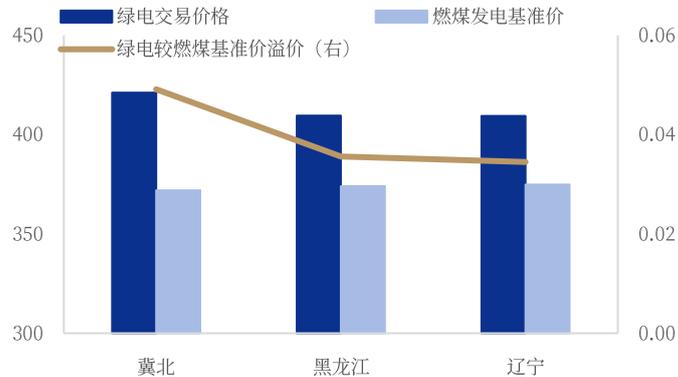
- **电碳市场衔接加强的趋势下，碳价上涨有力支撑绿电溢价走阔，对冲电价下行压力。**目前，上海、北京、天津等地均已认可外购绿电的排放因子为 0，增加绿电消费比例有利于降低控排企业的碳排放，因此，碳价上涨将有力支撑绿电溢价走阔，而绿电环境价值的兑现有望对冲电价下行的压力。从绿电上市公司的交易结果来看，24H1 绿电溢价普遍在 4-5 分/千瓦时；而从各省 2025 年电力交易结果来看，绿电较燃煤发电基准价的溢价在 3-5 分/千瓦时；环境价值有待未来进一步释放。

图22: 主要绿电企业/火转绿企业绿电交易溢价 (元/千瓦时)



资料来源: 相关公司公告、中国银河证券研究院

图23: 25 年部分省份绿电交易溢价情况 (左, 元/MWh; 右, 元/kWh)



资料来源: 鹰合科技、中国银河证券研究院

## 四、投资建议

我们对十四五以来历年政府工作报告中关于能源的表述进行了梳理，发现“能源安全”和“绿色转型”是政策主线，且“绿色转型”占据更大篇幅，在此基础上，辅以体制机制改革、碳市场建设等助力“能源安全”和“绿色转型”的统筹兼顾。2025年，政府工作报告对于“能源安全”未有明确表述，但对于“绿色转型”的态度依然坚定。聚焦电力行业，进入2025年，我们预计保供压力较此前年度有所缓解，政策导向上或更聚焦“绿色”。考虑到可再生能源消费在能耗控制中具备一定豁免权，2025年单位GDP能耗降幅目标扩大有望刺激绿电需求释放，我们测算25年增量用电量全部由水核风光满足对应的新能源新增装机需求约为345GW，仍维持在相对高位。与此同时，消纳、电价压力的边际改善也有望加速行业拐点的到来，现阶段布局具备较高赔率。此外，值得重点关注的是，2025年政府工作报告明确指出发展海上风电，建议关注装机增长预期强劲、同时消纳、电价形势较好的海风环节。个股建议关注全国绿电龙头企业龙源电力、三峡能源，以及区域性优质海风企业福能股份、中闽能源等。

表5：重点公用事业公司盈利预测与估值（2025年3月4日）

代码	简称	股价	EPS				PE				投资评级
			2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	
600011.SH	华能国际	6.72	0.54	0.78	0.90	0.96	12.5	8.6	7.5	7.0	推荐
600027.SH	华电国际	5.55	0.44	0.60	0.70	0.78	12.6	9.3	7.9	7.1	推荐
600795.SH	国电电力	4.16	0.31	0.54	0.52	0.58	13.2	7.7	8.0	7.2	推荐
600863.SH	内蒙华电	3.77	0.31	0.39	0.43	0.46	12.3	9.7	8.8	8.2	推荐
000543.SZ	皖能电力	7.29	0.63	0.88	0.99	1.07	11.6	8.3	7.4	6.8	推荐
600023.SH	浙能电力	5.51	0.49	0.60	0.65	0.72	11.3	9.2	8.5	7.7	推荐
002608.SZ	江苏国信	7.17	0.50	0.79	0.91	1.04	14.5	9.1	7.9	6.9	推荐
002015.SZ	协鑫能科	7.52	0.56	0.56	0.68	0.86	13.4	13.4	11.1	8.7	推荐
600905.SH	三峡能源	4.19	0.25	0.25	0.30	0.34	16.7	16.8	14.0	12.3	推荐
001289.SZ	龙源电力	16.12	0.75	0.78	0.86	0.95	21.6	20.6	18.7	17.0	推荐
000537.SZ	中绿电	8.24	0.44	0.51	0.70	0.96	18.5	16.2	11.8	8.6	推荐
600483.SH	福能股份*	9.01	0.71	0.82	0.86	0.92	12.7	11.0	10.4	9.8	未评级
600163.SH	中闽能源*	4.98	0.71	0.82	0.86	0.92	7.0	6.1	5.8	5.4	未评级
600900.SH	长江电力	27.15	1.11	1.33	1.38	1.44	24.4	20.4	19.7	18.9	推荐
600025.SH	华能水电	8.51	0.42	0.46	0.49	0.53	20.1	18.6	17.3	16.0	推荐
600674.SH	川投能源	14.94	0.90	0.99	1.02	1.09	16.6	15.1	14.7	13.7	推荐
600886.SH	国投电力	14.06	0.90	0.97	1.02	1.14	15.6	14.6	13.7	12.3	推荐
601985.SH	中国核电	9.54	0.52	0.50	0.53	0.58	18.5	19.2	17.9	16.6	推荐
003816.SZ	中国广核	3.62	0.21	0.22	0.21	0.23	17.0	16.1	17.1	15.8	推荐

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

注：标\*为Wind一致预测。

## 五、风险提示

**风、光等自然资源条件不及预期的风险。**风电、光伏发电作为“靠天吃饭”的电源，其发电量在很大程度上受限于风速、光照等自然资源条件，因此，如果风、光等自然资源条件出现超预期恶化，会导致相关企业利用小时数承压，进而影响业绩。

**新能源消纳条件改善不及预期的风险。**我们预计新能源消纳有望随着特高压建设、电力系统调节能力加强步入改善通道，但特高压项目的建设进度存在一定不确定性，且电力系统调节能力的增强很大程度上依赖于各地电改政策的持续推进，因此，如上述条件进展不及预期，可能对新能源消纳产生不利影响。

**机制电量、机制电价大幅低于预期的风险。**2月9日，国家发改委、能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》，明确新能源全面入市，且未来通过设置机制电量/电价稳定新能源项目收益预期。但对于机制电量、机制电价的具体设置交由地方政府决定，因此，如果未来各地机制电量、机制电价大幅低于预期，或相较于现行政策框架下的电量、电价水平存在较大出入，将对新能源企业的收益形成扰动。

## 图表目录

图 1: 海风新增装机情况 (万千瓦)	6
图 2: 十四五以来历年政府工作报告中对能源的相关表述梳理	6
图 3: 全国电力供需形势判断	7
图 4: 单位 GDP 能耗&同比增速	8
图 5: 基于各省 (非水) 可再生能源电力消纳责任权重测算的 (非水) 可再生能源消费量	9
图 6: 光伏发电 (SW) 盈利与估值分析	10
图 7: 风力发电 (SW) 盈利与估值分析	10
图 8: 不同省/区风电利用率及同比变化	10
图 9: 不同省/区光伏利用率及同比变化	10
图 10: 山西省光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)	11
图 11: 山东省光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)	11
图 12: 甘肃省光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)	12
图 13: 蒙西光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)	12
图 14: 电网投资增速 vs 电源投资增速	12
图 15: 近期与容量电价、辅助服务相关的政策文件梳理	13
图 16: 电力商品价值逐渐多维化	13
图 17: 《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》要点梳理	14
图 18: 各省新能源装机占比 (截至 2024 年 11 月末)	17
图 19: 2020-2024 年非水电消纳责任权重	17
图 20: 全国碳市场碳排放配额(CEA):收盘价 (元/吨)	18
图 21: 欧盟碳价 (欧元/吨)	18
图 22: 主要绿电企业/火转绿企业绿电交易溢价 (元/千瓦时)	18
图 23: 25 年部分省份绿电交易溢价情况 (左, 元/MWh; 右, 元/kWh)	18
表 1: 25 年新增新能源装机规模测算	9
表 2: 部分省份发电侧分时电价政策	11
表 3: 十四五以来特高压项目进展梳理	12
表 4: 2025 年各省新能源入市政策梳理 (不完全统计)	14
表 5: 重点公用事业公司盈利预测与估值 (2025 年 3 月 4 日)	19

分析师承诺及简介

本人承诺以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学(北京)，超过 10 年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022 年 1 月加入中国银河证券。

梁悠南，公用事业行业分析师，毕业于清华大学(本科)，加州大学洛杉矶分校(硕士)，纽约州立大学布法罗分校(硕士)。于 2021 年加入中国银河证券，从事公用事业行业研究。

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。银河证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

评级标准

评级标准	评级	说明
评级标准为报告发布日后的 6 到 12 个月行业指数（或公司股价）相对市场表现，其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准，北交所市场以北证 50 指数为基准，香港市场以恒生指数为基准。	行业评级	推荐：相对基准指数涨幅 10%以上
		中性：相对基准指数涨幅在 -5%~10%之间
		回避：相对基准指数跌幅 5%以上
公司评级	公司评级	推荐：相对基准指数涨幅 20%以上
		谨慎推荐：相对基准指数涨幅在 5%~20%之间
		中性：相对基准指数涨幅在 -5%~5%之间
	回避：相对基准指数跌幅 5%以上	

联系

中国银河证券股份有限公司 研究院

机构请致电：

深圳市福田区金田路 3088 号中洲大厦 20 层

深广地区：程曦 0755-83471683 chengxi\_yj@chinastock.com.cn

苏一耘 0755-83479312 suyiyun\_yj@chinastock.com.cn

上海浦东新区富城路 99 号震旦大厦 31 层

上海地区：陆韵如 021-60387901 luyunru\_yj@chinastock.com.cn

李洋洋 021-20252671 liyangyang\_yj@chinastock.com.cn

北京市丰台区西营街 8 号院 1 号楼青海金融大厦

北京地区：田薇 010-80927721 tianwei@chinastock.com.cn

褚颖 010-80927755 chuying\_yj@chinastock.com.cn

公司网址：www.chinastock.com.cn