

新能源发电重大政策点评

新能源上网电价市场化改革推进，新能源发电项目收益率有望维持合理水平

◆ 行业研究 · 行业快评

证券分析师：黄秀杰 021-61761029
证券分析师：郑汉林 0755-81982169
证券分析师：刘汉轩 010-88005198
联系人：崔佳诚 021-60375416

◆ 公用事业

huangxiujie@guosen.com.cn
zhenghanlin@guosen.com.cn
liuhanxuan@guosen.com.cn
cuijiacheng@guosen.com.cn

◆ 投资评级：优于大市（维持）

执证编码：S0980521060002
执证编码：S0980522090003
执证编码：S0980524120001

事项：

2025年2月9日，国家发改委、国家能源局印发《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》（以下简称《通知》）。

国信公用环保观点：

1) 《通知》主要内容：**一是**推动新能源上网电价全面由市场形成，新能源项目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；**二是**建立新能源可持续发展价格结算机制，纳入机制的新能源电价水平（简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确，对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用，系统运行费用由工商业用户承担。此外，《通知》坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。

2) 本次新能源上网电价市场化改革政策对居民、农业用户电价水平没有影响，居民、农业用户用电仍执行现行目录销售电价政策。对于工商业用户，根据国家发改委公开信息，静态估算，预计改革实施首年全国工商业用户平均电价与上年相比基本持平，电力供需宽松、新能源市场价格较低的地区可能略有下降，后续工商业用户电价将随电力供需、新能源发展等情况波动。

3) 政策保障新能源项目合理收益率，促进新能源发电行业稳健发展。《通知》在推动新能源全面参与市场的同时，建立新能源可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量，当市场交易价格低于机制电价时给予差价补偿，高于机制电价时扣除差价，差价结算方式让新能源发电企业有合理稳定的预期，促进行业平稳健康发展。

投资建议：新能源发电上网电价市场化改革政策落地，新能源上网电价由市场形成，同时推行新能源可持续发展价格结算机制，差价结算方式有助于新能源发电项目维持合理收益率水平，新能源发电盈利有望逐步趋于稳健。推荐全国性新能源发电龙头企业**龙源电力**、**三峡能源**，区域优质海上风电企业**广西能源**、**福能股份**、**中闽能源**以及存量风光资产优质且积极开拓第二增长曲线的**金开新能**。

风险提示：电价下降，政策变化风险，绿电消纳水平下降，用电量增速不及预期。

评论：

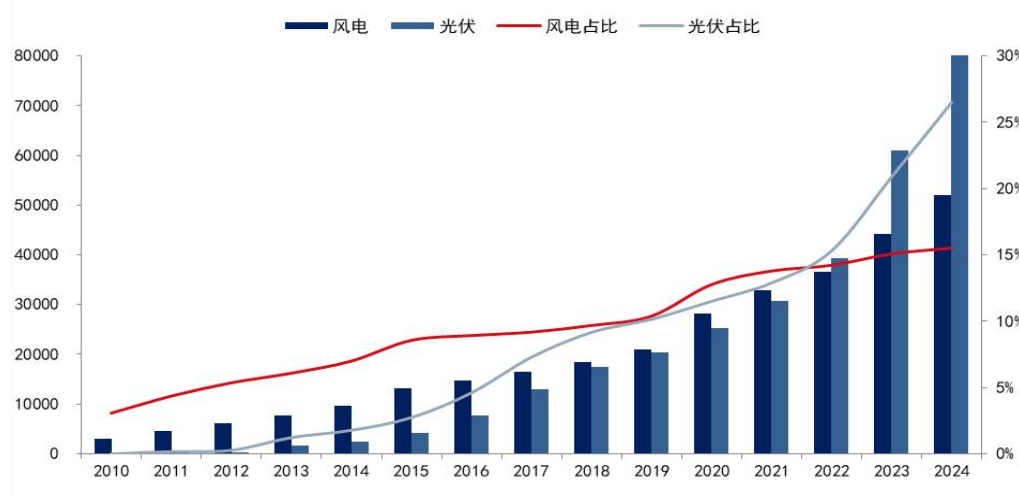
◆ 新能源发电装机容量、发电量持续增加，新能源发电发展面临电价、消纳挑战

目前新能源发电装机容量占比超 40%。国家能源局数据显示，截至 2024 年，国内风电、光伏累计装机容量分别为 52068、88666 万千瓦，分别同比增长 18.0%、45.2%，占全国发电装机容量的比例分别为 15.55%、26.48%，分别同比增加 0.43、5.60pct，合计占比为 42.03%。目前新能源发电成为我国电力装机结构中的重要组成部分。

新能源发电量持续增加。国家能源局数据显示，2024年，全国风电发电量9916亿千瓦时，同比增长16%，占全国全社会用电量的比例为10.1%；光伏发电量8341亿千瓦时，同比增长44%，占全国全社会用电量的比例为8.5%；风光新能源发电量占全国全社会用电量的比例合计为18.6%，完成国家“十四五”期间可再生能源电力非水电消纳责任权重目标。

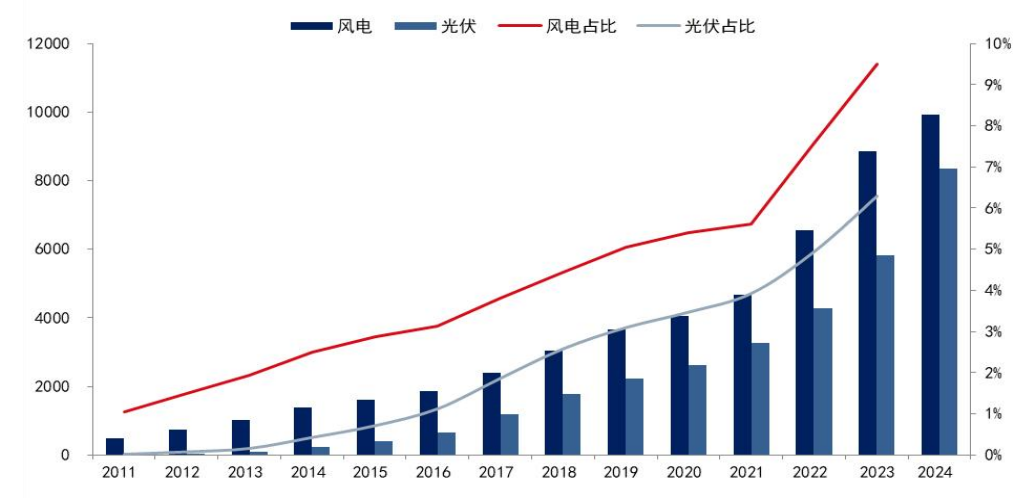
资源与需求空间逆向分布以及新能源出力与用电负荷变化时间错配，电价、消纳问题引起市场担忧。由于我国风光新能源资源分布与电力需求存在空间错配，以及风光新能源出力与用电负荷在时间上的错配，导致随着新能源并网规模持续增加，西部一些地区的风光新能源大发时段存在电量供过于求的情况，风光新能源消纳面临挑战，弃风弃光率开始上升，新能源参与市场化交易电量的电价呈下行趋势，部分地区电力现货市场出现负电价现象，对项目收益率带来一定影响。2024年以来，新能源发电利用率水平呈现下降趋势，市场化交易电价亦有所下行，新能源电量不确定和电价不稳定问题有所加剧。2024年，全国风电光伏利用率分别为95.9%、96.8%，分别同比减少1.4、1.2pct，新能源发电项目弃风弃光率水平同比有所提升。

图1：国内风光新能源装机容量及占比情况（万千瓦）



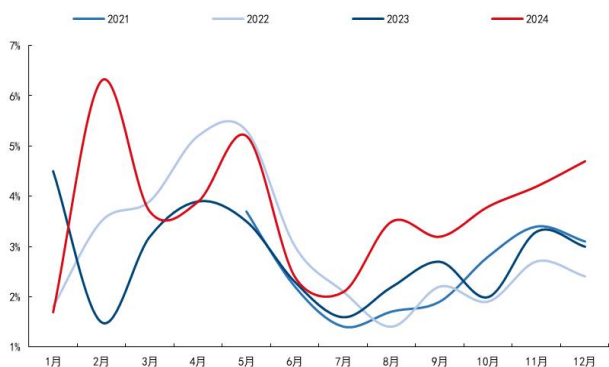
资料来源：国家能源局，中电联，国信证券经济研究所整理

图2：国内新能源发电量及占比情况（亿千瓦时）



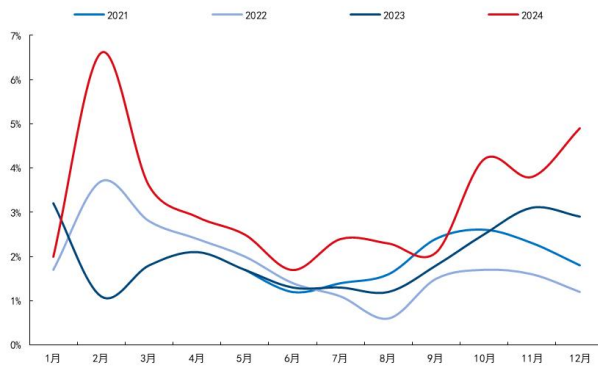
资料来源：国家能源局，中电联，国信证券经济研究所整理

图3：2021年以来国内弃风率情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

图4：2021年以来国内弃光率情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

◆ 新能源上网电价市场化改革推进，新能源发电项目收益率有望维持合理水平

新能源上网电价机制亟待市场化改革深化推进。新能源发电装机不断增加，而新能源上网电价实行固定价格，不能充分反映市场供求，也没有公平承担电力系统调节责任，矛盾日益凸显，亟需深化新能源上网电价市场化改革，更好发挥市场机制作用。同时，当前新能源投资成本大幅下降，各地电力市场快速发展、规则逐步完善，为新能源全面参与市场创造条件。

2025年2月9日，国家发改委、国家能源局印发《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》主要内容：**一是**推动新能源上网电价全面由市场形成，新能源项目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；**二是**建立新能源可持续发展价格结算机制，纳入机制的新能源电价水平（简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确，对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用，系统运行费用由工商业用户承担。

《通知》坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。具体而言，2025年6月1日以前投产的存量项目机制电价按现行价格政策执行，不高于煤电基准价；电量规模则由新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年。2025年6月1日起投产的新能源增量项目，每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的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；机制电价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自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。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，竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定。

表1：《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》政策梳理

政策	具体内容
推动新能源上网电价全面由市场形成	<p>推动新能源上网电量参与市场交易。新能源项目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。新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行。</p> <p>完善现货市场交易和价格机制。完善现货市场交易规则，推动新能源公平参与实时市场，加快实现自愿参与日前市场。适当放宽现货市场限价，现货市场申报价格上限考虑各地目前工商业用户尖峰电价水平等因素确定，申报价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素确定，具体由省级价格主管部门商有关部门制定并适时调整。</p> <p>健全中长期市场交易和价格机制。不断完善中长期市场交易规则，缩短交易周期，提高交易频次，实现周、多日、逐日开市。允许供需双方结合新能源出力特点，合理确定中长期合同的量价、曲线等内容，并根据实际灵活调整。完善绿色电力交易政策，申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿色电力证书价格；省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。鼓励新能源发电企业与电力用户签订多年期购电协议，提前管理市场风险，形成稳定供求关系。指导电力交易机构在合理衔接、风险可控的前提下，探索组织开展多年期交易。</p>
建立健全支持新能源高质量发展	<p>建立新能源可持续发展价格结算机制。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，纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。</p>

对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。

新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限。

2025年6月1日以前投产的新能源存量项目：(1) 电量规模，由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争。(2) 机制电价，按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。(3) 执行期限，按照现行相关政策保障期限确定。光热发电项目、已开展竞争性配置的海上风电项目，按照各地现行政策执行。

2025年6月1日起投产的新能源增量项目：(1) 每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的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。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。通知实施后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。单个项目申请纳入机制的电量，可适当低于其全部发电量。(2) 机制电价，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自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。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。竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期可考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。(3) 执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，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。

新能源可持续发展价格结算机制的结算方式。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；初期不再开展其他形式的差价结算。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。各地将每年纳入机制的电量分解至月度，各月实际上网电量低于当月分解电量的，按实际上网电量结算，并在年内按月滚动清算。

新能源可持续发展价格结算机制的退出规则。已纳入机制的新能源项目，执行期限内可自愿申请退出。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。

资料来源：国家发改委、国家能源局，国信证券经济研究所整理

本次新能源上网电价市场化改革政策对居民、农业用户电价水平没有影响，居民、农业用户用电仍执行现行目录销售电价政策。对于工商业用户，根据国家发改委公开信息，静态估算，预计改革实施首年全国工商业用户平均电价与上年相比基本持平，电力供需宽松、新能源市场价格较低的地区可能略有下降，后续工商业用户电价将随电力供需、新能源发展等情况波动。

政策保障新能源项目合理收益率，促进新能源发电行业稳健发展。《通知》在推动新能源全面参与市场的同时，建立新能源可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量，当市场交易价格低于机制电价时给予差价补偿，高于机制电价时扣除差价，差价结算方式让新能源发电企业有合理稳定的预期，促进行业平稳健康发展。

◆ 投资建议：

新能源发电上网电价市场化改革政策落地，新能源上网电价由市场形成，同时推行新能源可持续发展价格结算机制，差价结算方式有助于新能源发电项目维持合理收益率水平，新能源发电盈利有望逐步趋于稳健。推荐全国性新能源发电龙头企业**龙源电力**、**三峡能源**，区域优质海上风电企业**广西能源**、**福能股份**、**中闽能源**以及存量风光资产优质且积极开拓第二增长曲线的**金开新能**。

◆ 风险提示：

电价下降，政策变化风险，绿电消纳水平下降，用电量增速不及预期。

相关研究报告：

《公用环保 2025 年 2 月投资策略-24 年全社会用电量 9.85 万亿 kWh (+6.8%)，公用环保 24Q4 基金持仓梳理》——2025-02-05

《公用环保 202501 第 3 期-公用环保行业 2024 年业绩预告梳理；2024 年规上工业发电量 9.4 万亿 kWh (+4.6%)》——2025-01-24

《公用环保 202501 第 2 期-国际天然气价格高位回落，两部委发布《电力系统调节能力优化专项行动实施方案》》——2025-01-13

《大国碳中和之四代核电-解决核能利用痛点，向“终极能源”过渡》——2025-01-09

《公用环保 2025 年 1 月投资策略-2024 年全国碳市场配额交易及清缴工作顺利结束，《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》发布》——2025-01-06

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的 6 到 12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A 股市场以沪深 300 指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.GSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普 500 指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票 投资评级	优于大市	股价表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数 10%以上
		无评级	股价与市场代表性指数相比无明显观点
	行业 投资评级	优于大市	行业指数表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数±10%之间
		弱于大市	行业指数表现弱于市场代表性指数 10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。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。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层
邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层
邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层
邮编：100032