



Research and
Development Center

电改步入下半场，机遇与挑战并存

——2026 电力行业年度策略报告

2025 年 12 月 05 日

证券研究报告

行业研究

行业投资策略

电力行业

投资评级 看好

上次评级 看好

李春驰 电力公用联席首席分析师
执业编号: S1500522070001
联系电话: 010-83326723
邮箱: lichunchi@cindasc.com

邢秦浩 电力公用分析师
执业编号: S1500524080001
联系电话: 010-83326712
邮箱: xingqinhao@cindasc.com

唐婵玉 电力公用分析师
执业编号: S1500525050001
邮箱: tangchanyu@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDA SECURITIES CO., LTD
北京市西城区宣武门西大街甲 127 号金隅大厦 B 座
邮编: 100031

电改步入下半场，机遇与挑战并存

2025 年 12 月 05 日

本期内容提要:

- **市场表现回顾：公用事业累计涨幅滞后，关注 25Q4 风格切换。**2025 年初以来，电力公用涨幅相对大盘滞后。2025 年以来 A 股市场逐级上行，科技板块表现尤为亮眼，而公用事业行业作为稳健防御属性板块，整体跑输大盘。Q4 以来，受市场风格切换和电力需求持续转好，公用事业行业相对市场的涨幅差距有所收窄。**展望 2026 年，公用事业行业基本面有望持续保持平稳，市场需关注风格切换后低估值板块的补涨机遇。**
- **电力基本面回顾：电改步入下半场，现货铺开&电源入市成为主线。**
“136”号文落地与衔接：各地保障机制差异较大，增量竞价结果分化。“136”号文官宣中国新能源发电正式进入到全面入市阶段。由于存量项目和增量项目的“机制三要素”差别较大，导致 25 年上半年出现新能源项目“531”抢装热潮。存量项目方面，大部分地区做到了“136”号文中的“平稳过渡”要求，但对于纳入机制的电容量，各地政策有所差别。增量项目方面，山东、云南等 11 省市区完成首次增量项目竞价。从竞价结果来看，上海、江西、云南、天津、新疆的结果更接近竞价上限；青海直接以上限成交；而甘肃则以下限成交。**现货市场试运行情况总结：现货市场实现全面覆盖。**“394”号文再度要求各省推进现货市场，并提出“鼓励先进，鞭策后进”的具体要求。截至 2025 年 11 月，我国省级电力现货市场已实现基本全覆盖，“394”号文的目标已经实现，**现货市场有望迎来全面推广。**
- **电力行业展望：电改持续深化，稀缺稳定价值凸显，资产整合或存投资机遇。****行业形势研判：供需步入宽松周期，现货价格显著影响长协，稀缺稳定价值凸显。**煤电正步入大规模投运潮，叠加用电需求疲弱电力电量供需格局转宽松。电力供需格局宽松是 2022-2024 年现货市场价格下行的直接原因，而其后又隐含能源价格回落和新能源装机持续高增两点因素。当前我国电力交易结构依然以中长期交易为主，而现货价格波动对中长期交易撮合谈判存在引导。此外，“年度-月度-现货”的电量占比格局跟随电力供需格局情况持续调整。展望下半年及 2026 年，电力供需格局有望进一步宽松，叠加各地地方政府存在降电价诉求，我们预计电价仍将面临下行压力，同时当电价下行至接近下浮 20% 的底部时，电价将获得支撑，而 2025 年中长期电价高上浮比例的地区电价或将面临补跌风险。**投资机遇研判：电源投资周期高峰或已度过，资产整合或存投资机遇。**从电源投资额情况来看，“十四五”后半程火电仍保持较为可观的投资强度，但新能源投资出现明显降温。本轮新能源和传统能源电源投资实现快速发展的核心原因，归根结底是受到政策驱动影响。**电源投资放缓后，集团存量资产整合或成“十五五”发展主线。**2025 年是“国企改革深化提升行动”的收官之年。综合来看，年内能源电力国企资产整合重组呈现聚焦主业、优化资产结构、推动能源转型和提升资产证券化率的鲜明特征。**展望未来，能源电力行业的资产重组整合趋势仍将持续。**
- **各电源品类投资机遇：遵循行业发展趋势和市场化原则，稀缺性稳定**



性电源有望受益市场化。在电力装机供给较为充足的背景下，电能量价格或将持续下探，而辅助服务价格和容量电价有望持续提升。就细分电源种类而言，水电全面实施市场化电价的可能性较低；煤电电价下浮有底且稀缺性仍存；核电快速增长且市场化比例逐渐提升、或将面临电价下行压力；风光新能源资产收益率面临较大的挑战，有待产业重新恢复理性的装机建设节奏，从而获取长期合理回报。**火电：价减本增盈利周期底部临近，推荐煤电一体高股息。**电价端来看，我们预计煤价反弹对于电力年度长协签订助力有限，2026 年电价或出现明显下行；但 **2026 年全年煤价均价或出现同比明显回升，并将有望带动 2027 年年度电价修复**；同时容量电价上涨可抵消部分收入下行，助力稳定火电收益。电量端来看，我们预计火电电量将有望进入平台期，长期处于震荡波动状态。成本端来看，7 月份国家能源局开展煤矿生产情况核查效果显著，煤价出现一轮明显抬升。我们认为未来针对煤炭市场和供需的宏观调控将有望更为积极有效。**2026 年国内煤炭供需或将持续维持平衡态势。****新能源：入市影响仍未消除，消纳或将进入新阶段。**就增量项目竞价结果来看，仅上海、安徽、云南、新疆四省区竞价结果较好；其余各省区竞价结果均显著低于当地燃煤基准价。综合来看，增量项目机制电价的竞价结果主要受到增量项目机制电量的供需影响，且未来机制电量仍面存调整可能，新能源投资节奏或持续调整。同时，国家发改委年内相继发布“650”+“1192”+“1360”号文等三条政策，不仅出台并完善了绿电直连的商业模式，同时整合消纳政策体系，提出“十五五”新能源开发利用的综合指导方针和解决方案，**消纳或将由此进入新阶段。****水电&核电：水电剩余可开发裕度较低，核电或将面临全面入市。**水电剩余可开发容量裕度有限，主要集中在西藏地区；且无发电成本，入市比例较低；未来有望成为电量供应与灵活调节并重的电源。核电“十四五”后半段核准高增。我们预计 2027 年后将迎来核电装机投产潮。但与此同时 2025-2026 年核电主要分布省份均持续深化核电入市。我们认为核电在“十五五”期间装机体量快速增长的同时持续扩大入市比例，或将成为又一大规模入市的主力电源。

- **投资策略：红利高股息资产：**水电运营商兼具稀缺性、成长性和调节性的优质资源，具有长期投资价值。建议关注：**长江电力、国投电力、川投能源、华能水电**。煤电一体化运营商关注：**新集能源、国电电力、淮河能源、皖能电力、陕西能源、甘肃能源**。稳健型高股息煤电：**中能股份、内蒙华电**等。**预测优化等服务：新能源入市叠加现货推广，预测及优化服务重要性显著提升。**参与市场交易运营的关键在于预测和优化的能力。对天气/电价/负荷/市场需求实现高精度预测将使得市场主体在市场交易和商业运营中占据行业优势地位。建议关注：**国能日新**（信达计算机团队覆盖）、**朗新集团**。
- **风险因素：**电力需求持续低于预期；电价超预期大幅下行；火电小时数大幅下行；风光装机持续高增速导致消纳和电价压力突显；电力市场化改革推进不及预期。

目录

一、市场表现回顾：公用事业累计涨幅滞后，关注 25Q4 风格切换	6
二、电力基本面回顾：电改步入下半场，现货铺开&电源入市成为主线	8
2.1 “136”号文落地与衔接：各地保障机制差异较大，增量竞价结果分化	8
2.2 现货市场试运行情况总结：现货市场实现全面覆盖	13
三、电力行业展望：电改持续深化，稀缺稳定价值凸显，资产整合或存投资机会	14
3.1 行业形势研判：供需步入宽松周期，现货价格显著影响长协，稀缺稳定价值凸显	14
3.2 投资机会研判：电源投资周期高峰或已度过，资产整合或存投资机会	21
四、各电源品类投资机会：遵循行业发展趋势和市场化原则，稀缺性稳定性电源有望受益市场化	23
4.1 火电：价减本增盈利周期底部临近，推荐煤电一体高股息	24
4.2 新能源：入市影响仍未消除，消纳或将进入新阶段	28
4.3 水电&核电：水电兼具稀缺性与稳定性，核电或将面临全面入市	32
4.4 投资策略：红利高股息资产稀缺性凸显，预测及优化服务重要性显著提升	36
风险因素	38

表目录

表 1: “136”号文总结	10
表 2: 各省“136”号文存量项目机制电量与电价情况	10
表 3: 2024-2025 年部分省份年度交易协定情况（元/MWh）	15
表 4: 国家发改委对电力年度中长期合同签订要求	18
表 5: 2025 年能源电力主要央企上市公司资产整合案例	22
表 6: 部分省份年度交易协定情况（元/MWh）	25
表 7: 各省级电网煤电容量电价 2026 年收益增厚情况	25
表 8: 部分省份新能源增量项目机制电价竞价结果（元/千瓦时）	28
表 9: 部分省份新能源增量项目机制电量出清结果（亿千瓦时）	29
表 10: “650”号文重点内容总结	30
表 11: “1192”号文重点内容总结	30
表 12: “1360”号文重点内容总结	31
表 13: 近年来水风光互补政策梳理	33
表 14: 2015-2025 年核电机组核准情况	34
表 15: 2024-2025 年主要沿海省份核电入市情况	35
表 16: 重点上市公司估值表	36

图目录

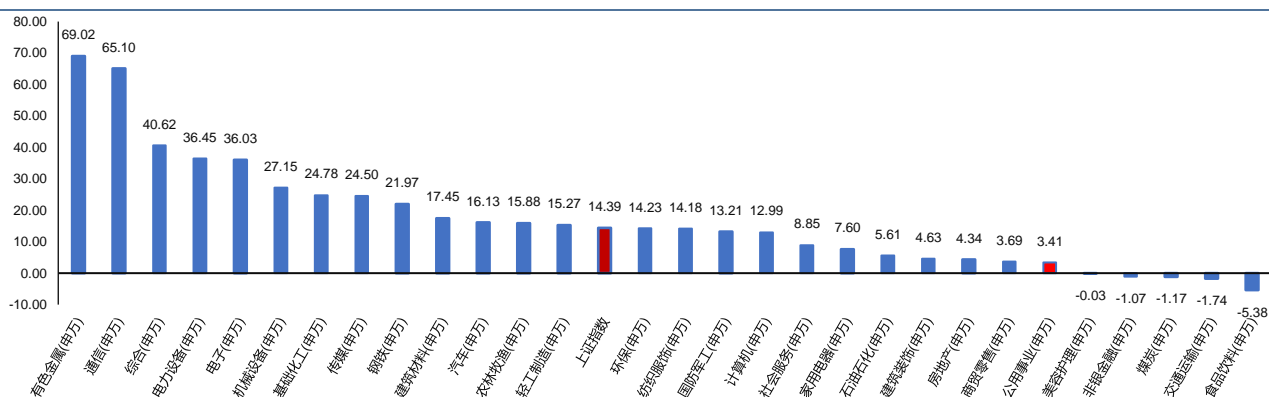
图 1: 申万一级行业 2025 年涨幅排名情况（%，截至 2025 年 12 月 2 日）	6
图 2: 上证指数与公用事业年化涨跌情况（截至 2025 年 12 月 2 日）	6
图 3: 上证指数与火电板块涨幅对比（截至 12 月 2 日）	7
图 4: 上证指数与水电板块涨幅对比（截至 12 月 2 日）	7
图 5: 上证指数与核电板块涨幅对比（截至 12 月 2 日）	7
图 6: 上证指数与风电板块涨幅对比（截至 12 月 2 日）	7
图 7: 上证指数与光伏发电板块涨幅对比（截至 12 月 2 日）	7
图 8: 机制电价政策下的新能源项目电量收入构成	8
图 9: 2024-2025M9 全国分月风电新增装机情况（万千瓦）	9
图 10: 2024-2025M9 全国分月光伏新增装机情况（万千瓦）	9
图 11: 部分省区新能源增量项目竞价情况汇总（元/千瓦时）	12
图 12: 全国省级电力现货市场进展情况（截至 2025 年 11 月）	13
图 13: 2021-2024 年全国煤电机组核准及投产情况（万千瓦）	14
图 14: 电网公司月度代理购电价格情况（全国平均，元/MWh）	15
图 15: 2022-2024 年各省区电力现货市场结算均价情况（元/兆瓦时）	15
图 16: 2023-2025 年广东电力日前现货市场周均价情况（元/兆瓦时）	16
图 17: 2023-2025 年广东电力实时现货市场周均价情况（元/兆瓦时）	16
图 18: 2023-2025 年山西电力日前现货市场周均价情况（元/兆瓦时）	16
图 19: 2023-2025 年山西电力实时现货市场周均价情况（元/兆瓦时）	16
图 20: 2023-2025 年山东电力日前现货市场周均价情况（元/兆瓦时）	17
图 21: 2023-2025 年山东电力实时现货市场周均价情况（元/兆瓦时）	17
图 22: 2024 年至今港口现货煤价走势情况（元/吨，秦皇岛港 5500K）	17
图 23: 各省风电、光伏同类项目现货均价折价幅度与发电占比的相关性	17
图 24: 2023-2025 年 3 月山东电力日前现货市场分时月均价情况（元/兆瓦时）	18

图 25: 2023 年至今广东月度交易综合均价与港口煤价变化情况	19
图 26: 2023 年至今广东年度、月度及现货交易价格情况对比 (元/兆瓦时)	19
图 27: 2025 年各省中长期年度签约电量占比下限要求	20
图 28: 2021-2024 年广东电力交易占比情况	20
图 29: 2024-2025 年江苏月度交易电价结果 (元/兆瓦时)	20
图 30: 浙江 2025 年政府降电价要求	21
图 31: 宁夏回族自治区发改委 2025 年降电价要求	21
图 32: 电源分月投资额情况 (亿元)	21
图 33: 电源投资额分月同比增速情况	21
图 34: 多维度电力市场体现系统多方面价值	23
图 35: 2021-2030 年全社会用电量增速与火电利用小时数情况	26
图 36: 2021-2030 年火电与新能源发电量占比情况	26
图 37: 2024M6 至今秦港煤价走势情况	27
图 38: 2024-2025M10 国内煤炭分月产量情况 (万吨)	27
图 39: 2024-2025M10 国内煤炭分月进口情况 (万吨)	27
图 40: 四川省某大型水电站完全成本构成 (含财务费用)	33
图 41: 2018-2024 年中国核电市场化电量及占比 (亿千瓦时)	35
图 42: 2018-2024 年中国广核市场化电量及占比 (亿千瓦时)	35

一、市场表现回顾：公用事业累计涨幅滞后，关注 25Q4 风格切换

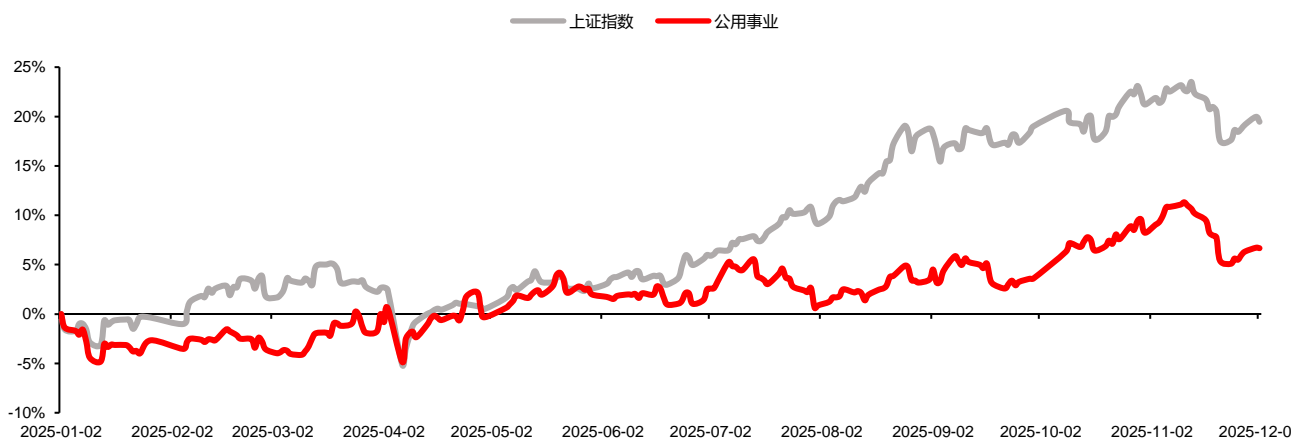
2025 年初以来，电力公用涨幅相对大盘滞后。截止 12 月 2 日，公用事业板块累计涨幅 3.41%，在申万一级行业中排名第 24，相对市场整体涨幅靠后，涨幅劣于上证指数。2025 年以来 A 股市场逐级上行，在全球 AI 产业浪潮和国内科技产业持续突破的共振推动下，科技板块表现尤为亮眼，而公用事业行业作为稳健防御属性板块，整体跑输大盘。细分来看，Q1 和 Q3 两个季度的“AI 热”是驱动大盘和公用事业板块行情分化的主要原因。Q4 以来，受市场风格切换和电力需求持续转好，公用事业行业相对市场的涨幅差距有所收窄。展望 2026 年，公用事业行业基本面有望持续保持平稳，市场需关注风格切换后低估值板块的补涨机遇。

图 1：申万一级行业 2025 年涨幅排名情况（%，截至 2025 年 12 月 2 日）



资料来源：IFind，信达证券研发中心

图 2：上证指数与公用事业年化涨跌情况（截至 2025 年 12 月 2 日）

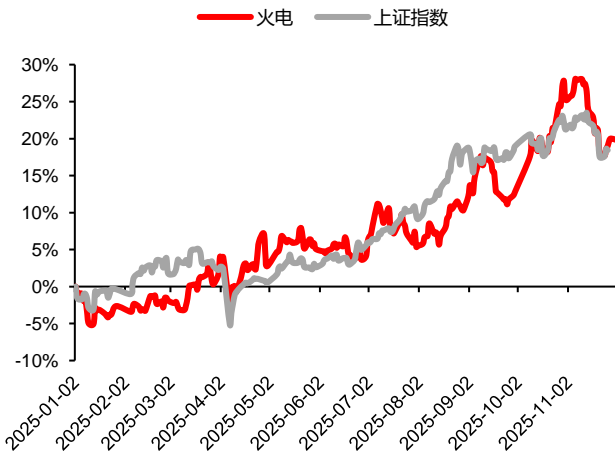


资料来源：IFind，信达证券研发中心

细分行业来看，水核等稳健资产股价表现较弱，风光股价表现出现分化，火电受益煤价下行&基本面好转股价相对较强。如前所述，截至 11 月，2025 年 A 股市场风险偏好同比显著增强，景气投资重回视野。因而 ROE 与股息率较高、经营稳健，风险偏好较低的水电与核电等红利资产相对表现较为弱势。而新能源发电部分，光伏和风电发电虽均受“136”

号文政策影响，未来收益率恐出现波动导致上半年股价表现偏弱，但年中以来光伏发电受益于“反内卷”政策的潜在影响，未来供给预期持续转好，导致下半年以来光伏股价表现明显强于风电。火电板块今年的行情演绎脉络明晰，上半年煤价下行成本端改善催化火电板块行情，三季度以来发电量持续转好叠加煤价回升改善2026年电价谈判预期，因而股价全年表现较为强劲。

图 3：上证指数与火电板块涨幅对比（截至 12 月 2 日）



资料来源：IFind，信达证券研发中心

图 4：上证指数与水电板块涨幅对比（截至 12 月 2 日）



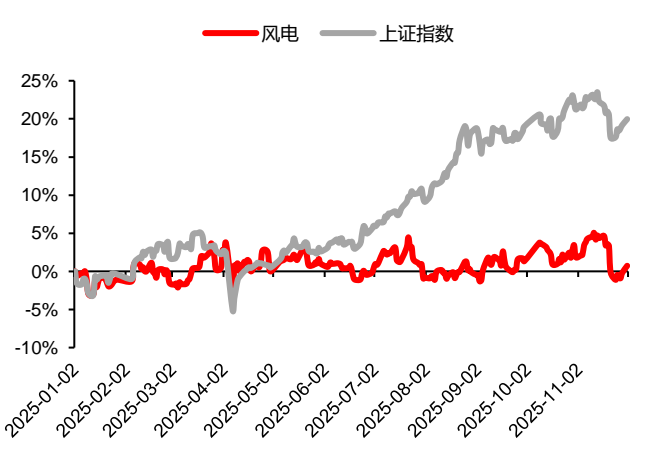
资料来源：IFind，信达证券研发中心

图 5：上证指数与核电板块涨幅对比（截至 12 月 2 日）



资料来源：IFind，信达证券研发中心

图 6：上证指数与风电板块涨幅对比（截至 12 月 2 日）



资料来源：IFind，信达证券研发中心

图 7：上证指数与光伏发电板块涨幅对比（截至 12 月 2 日）



资料来源：IFind，信达证券研发中心

二、 电力基本面回顾：电改步入下半场，现货铺开&电源入市成为主线

2.1 “136”号文落地与衔接：各地保障机制差异较大，增量竞价结果分化

2025年2月9日，国家发改委发布《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》（发改价格〔2025〕136号），从政策端推动新能源全面入市参与交易，并设计相应的衔接机制“机制电价”，以维持存量项目收益水平。“136”号文官宣中国新能源发电从保障性收购、有序入市正式进入到全面入市阶段，这是继2021年“1439”号文之后，中国电力行业市场化改革向前迈出的重要一步。截至2025年11月，全国各省市除西藏外均已出台“136”号文省级承接文件；山东、云南、甘肃、新疆、江西、广东、青海、安徽、天津、上海、黑龙江等11省市自治区已完成增量项目首次竞价。

1) “136”号文政策简单回顾：兼顾全面入市与稳妥衔接

新能源全面入市，“新老划断+机制电价”做好衔接。“136”号文横向明确了新能源上网电价全面市场化后与市场体系的衔接机制，纵向分存量、增量项目建立保障机制。其明确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。同时，为保障存量项目的合理收益，“136”号文设立“新能源机制电价”作为保底，并以“新老划断”做好衔接：对2025年6月1日前投产的新能源存量项目以一定电量比例、以现行价格机制开展差价结算，保障存量项目的收益水平；2025年6月1日后投产的项目根据非水可再生消纳权重完成情况动态调整纳入机制的电量比例，且机制电价根据新投产项目竞价环节形成。纳入机制的电量规模、机制电价水平、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。机制电价成为现阶段存量新能源入市的衔接过渡机制，实现稳妥衔接。

图8：机制电价政策下的新能源项目电量收入构成

$$\text{新能源项目收入} = \text{上网电量} \times \text{市场电价} + \text{机制电量} \times \text{机制电价} - \text{市场交易均价}$$

资料来源：落基山研究所，信达证券研发中心

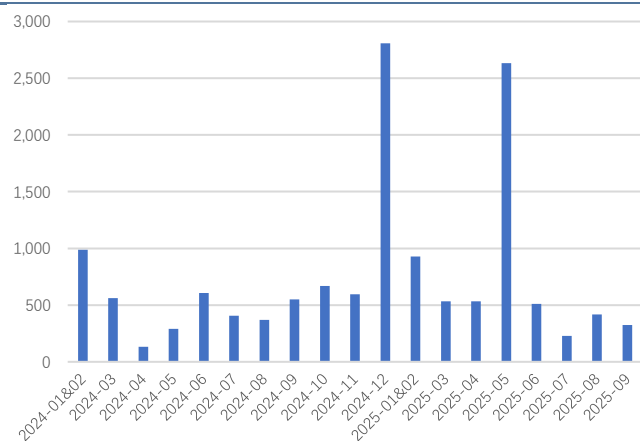
存量增量待遇差别较大，收益不确定引发“531”抢装潮。从前述收入计算公式可以看出，未来新能源项目的“保底收益”主要取决于“机制三要素”：机制电量、机制电价水平，以及机制的执行期限。而“136”号文对于新能源存量项目和增量项目（以2025年6月1日投产与否作为分界线）提出差别较为明显的“保底待遇”。

• **存量项目**：1）电量规模由各省根据现行具有保障性质的相关电量规模进行制定并妥善衔接。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。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。综合来看，“136”号文对存量项目的政策大方向为“保稳定”，政策意为对原先“保量保价”部分的全额收购政策以“机制”名义延续，并在未来适当时机逐步缩减，实现存量项目的平稳过渡。

• **增量项目**：1）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。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。3）执行期限按照同类项目回收初始投资的平均期限确定。综合来看，“136”号文对增量项目的政策保护远不及存量，“机制三要素”中电量需根据消纳责任权重需求确定，电价更是由新能源项目自行报价“内卷”确定，量价均无“保底待遇”。

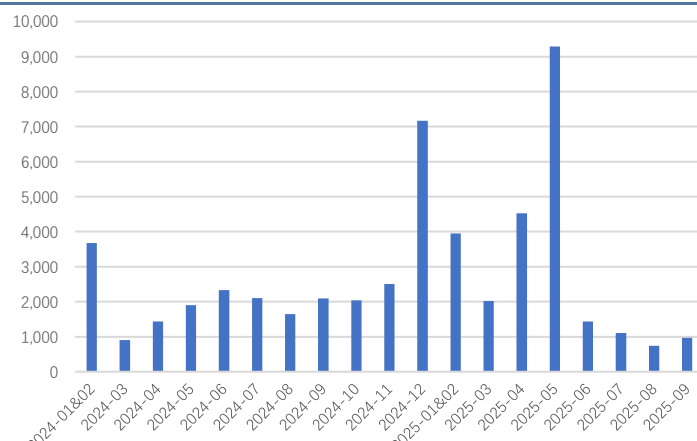
• **存量项目和增量项目的“机制三要素”差别较大，导致25年上半年出现新能源项目抢装“531”的热潮。**2025年1-5月，国内新增光伏装机197.85GW，同比增长149.97%；新增风电装机46.28GW，同比增长134.21%。但6-9月新能源装机出现断崖式下跌：风电分月装机为5.11/2.88/4.17/3.25GW，光伏分月装机为14.36/11.04/7.36/9.66GW，环比上半年“抢装潮”和同比24年数据均出现明显下行。

图 9：2024-2025M9 全国分月风电新增装机情况（万千瓦）



资料来源：IFind，信达证券研发中心

图 10：2024-2025M9 全国分月光伏新增装机情况（万千瓦）



资料来源：IFind，信达证券研发中心

表 1: “136” 号文总结

电量组成	交易模式	现行政策（保障性收购）	机制电价	
			存量项目	增量项目
保障部分	保量保价（存在于部分省份）	电量：政府制定，在部分省份呈每年下降趋势	电量：衔接现有政策，具体细节待定，但需全电量进入交易市场	电量：在省级层面，可参考年度非水电可再生能源电力消纳责任权重等因素决定每年机制电量总规模，并规定项目参与机制电价的电量比例上限；在项目层面，新能源项目在规模范围内可决定参与机制电价的电量、并且不得高于上一年。
		电价：当地煤电基准价（除水电大省）		
	期限：一年一定			
	保量保低价（存在于部分省份）	电量：政府制定		
电价：政府制定，明显低于煤电基准价				
市场交易部分	中长期市场	期限：一年一定	电价：按照现行价格政策执行	电价：机制电价按照竞价中入围最高的价格来定，结算价格按每月根据同类平均市场价格调整
		电量/电价：发电和用户双方协定		
	期限：大部分情况下为一年			
	现货市场	视实际交易情况而定		

资料来源：落基山研究所，信达证券研发中心

2）各地衔接机制&竞价结果出台：保障机制差异较大，增量竞价结果分化

衔接机制基本出台完毕，存量项目保障差异较大。截至 2025 年 11 月，全国各省级电网除西藏外，均已下发“136”号文衔接机制的正式稿或征求意见稿。综合来看，大部分地区的衔接政策做到了“136”号文中的“平稳过渡”要求，即以燃煤基准价作为机制电价，并执行至项目生命周期结束。但对于纳入机制的电量体量，各地政策有所差别：包括蒙东、蒙西、新疆、甘肃、宁夏、湖北、河北南网等新能源装机体量较大的省份，并未将存量项目全部电量纳入机制。不同的机制电量纳入比例将直接影响项目的整体收益水平。

表 2: 各省“136”号文存量项目机制电量与电价情况

	机制电价	机制电量	执行时间
蒙东电网	0.3035	<ul style="list-style-type: none"> 分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等：实际上网电量 带补贴集中式风电：790hrs/380hrs（现货连续运行前/后）对应的电量 带补贴集中式光伏：635hrs/420hrs（现货连续运行前/后）对应的电量 风电供热试点项目：1900hrs/760hrs（现货连续运行前/后）对应的电量 风电特许权项目：规模按 1900hrs/720hrs（现货连续运行前/后）对应的电量 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
蒙西电网	0.2829	<ul style="list-style-type: none"> 分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等：实际上网电量 带补贴集中式风电：215hrs 对应的电量 带补贴集中式光伏：250hrs 对应的电量 风电特许权项目：规模按 1220hrs 对应的电量 光伏领跑者项目：规模按 1210hrs 对应的电量 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
广东	0.453	<ul style="list-style-type: none"> 220kv 及以上：70% 110kv 且 2025 年 01 月 01 日前并网：90% ≥ 110kv 且 2025 年 01 月 01 日后并网：50% < 110kv: 100% 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
山东	0.3949	<ul style="list-style-type: none"> 单个项目机制电量上限原则上与现行具有保障性质的相关电量规模政策相衔接 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
湖南	0.45	<ul style="list-style-type: none"> 光伏扶贫项目：100%上网电量 光伏扶贫项目扶贫容量以外其他分布式，35kv 及以下风电和集中式光伏：80%上网电量 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数

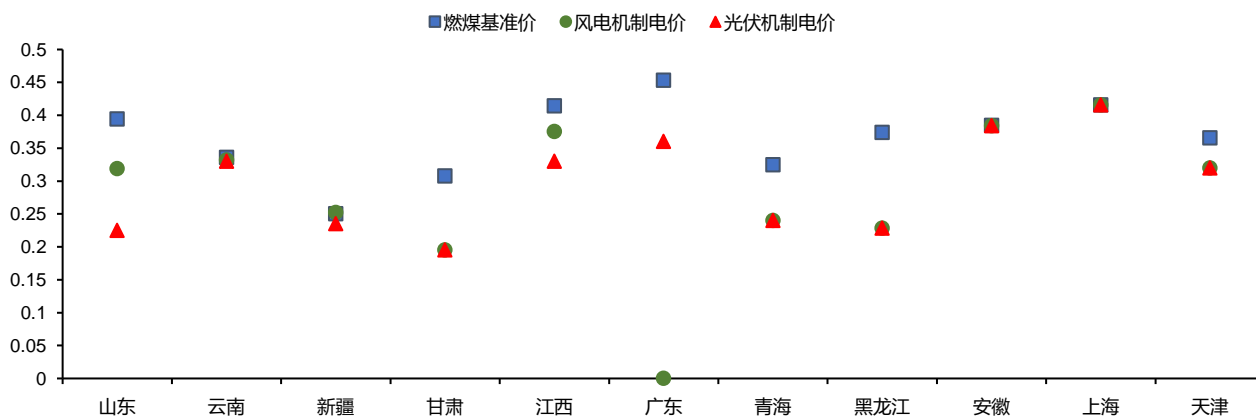
新疆	0.25	<ul style="list-style-type: none"> 补贴项目：30% 平价项目：50% 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
海南	0.4298	<ul style="list-style-type: none"> 2023 年以前投产：100% 2023 年投产：90% 2024 年投产：85% 2025 年 1 月 1 日至 2025 年 5 月 31 日投产：80% 	20 年减去截至 2025 年 12 月 31 日项目已投产运行时间
甘肃	0.3078	<ul style="list-style-type: none"> 扶贫类、特许经营权类、分布式光伏、平价示范、光热发电项目：100% 分散式风电及以国能新能批复的风电项目、保障性平价项目：风电年发电利用小时数 1800 小时、光伏年发电利用小时数 1160 小时 其他：总电量规模 154 亿千瓦时，其余存量新能源项目按装机容量等比例分配 	按照 2025 年 5 月底项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与投产满 20 年对应年份两者较早者确定
山西	0.332	<ul style="list-style-type: none"> 与现行具有保障性质的相关政策衔接，按照具体项目核定机制电量比例 	投产满 20 年/剩余全生命周期合理利用小时数对应年份（具体到月）
宁夏	0.2595	<ul style="list-style-type: none"> 2025.6.1 前投产的分布式（分散式）项目：100% 2025.6.1 前投产的集中式补贴项目：10% 2024.6.1 前投产的集中式平价项目：30% 2024.6.1 起-2025.6.1 前投产的集中式平价项目：10% 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
辽宁	0.3749	<ul style="list-style-type: none"> 妥善衔接我省现行保障性优先发电电力电量平衡相关政策，单个项目每年纳入机制的总规模原则上不得高于上一年。 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
上海	0.4155	<ul style="list-style-type: none"> 最高 100%，每年在签订差价协议时自主确定执行机制的电量比例，年内不得更改。首年确定年度机制电量总规模后，后续年份不再增加。 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
黑龙江	0.374	<ul style="list-style-type: none"> 规模妥善衔接现行具有保障性质的相关电量政策，规模上限不高于现行保障性收购电量，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。 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
重庆	0.3964	<ul style="list-style-type: none"> 上限 100%，首次未在规定时间内与电网企业签订《新能源可持续发展价格结算机制差价协议》的，分布式项目机制电量比例默认按 100% 执行，集中式项目默认放弃机制电量。 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
贵州	0.3515	<ul style="list-style-type: none"> 110 千伏以下：100% 110 千伏及以上：80% 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
湖北	0.4161	<ul style="list-style-type: none"> 集中式：上限 12.5% 分布式：上限 80% 光伏扶贫项目：上限 100% 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
云南	0.3358	<ul style="list-style-type: none"> 其他集中式光伏：2021 年 1 月 1 日—2023 年 7 月 31 日全容量并网：100% 其他集中式风电：2024 年 7 月 1 日—2025 年 5 月 31 日全容量并网：45% 分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏：100% 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
安徽	0.3844	<ul style="list-style-type: none"> 按项目实际上网电量乘以年机制电量比例确定。单个项目年机制电量比例，按其 2024 年度上网电量扣减当年中长期（含绿电）合同实际结算电量（小于零则按零处理，下同）占当年上网电量的比例确定。 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
浙江	0.4153	<ul style="list-style-type: none"> 新能源存量项目首次确定机制电量比例时，统调新能源项目（除已开展竞争性配置的新能源项目）不得高于 90%，其他新能源项目不得高于 100%。 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
青海	0.3247	<ul style="list-style-type: none"> 领跑者光伏：1500 小时：2021 年 1 月 1 日以后投产的存量平价光伏按装机等比例分配 36 亿千瓦时机制电量 2021 年 1 月 1 日以后投产的存量平价光伏：按装机等比例分配 36 亿千瓦时机制电量 存量平价风电：按装机等比例分配 5.1 亿千瓦时机制电量 扶贫、特许经营权、分布式风电、分布式光伏、光热发电：100% 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
江西	0.4143	<ul style="list-style-type: none"> 集中式新能源：上限 80% 分布式新能源、光伏扶贫项目：上限为 100% 	投产满 20 年/达到全生命周期合理利用小时数
河北南网	0.3644	<ul style="list-style-type: none"> 集中式光伏：40%（扶贫项目 100%） 集中式风电：70% 工商业分布式光伏：80% 其余分布式光伏和分散式风电：100% 	按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满 20 年较早者执行（具体到月）
冀北电网	0.372	<ul style="list-style-type: none"> 按 2024.6.1-2025.5.31 实际非市场化交易电量占比确定上限 	按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满 20 年较早者执行（具体到月）
吉林	0.3731	<ul style="list-style-type: none"> 电量规模衔接省内保障性收购电量政策 	按 2025 年 5 月底项目剩余全生命周期合理利用小时数对应时间与投产满 20 年对应时间较早者确定

陕西	0.3545	<ul style="list-style-type: none"> 电量规模衔接现行具有保障性质的上网电量规模相关政策，项目在规模范围内每年自主确定 	2025 年 5 月底项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与投产满 20 年对应年份较早者确定（具体到月）
天津	0.3655	<ul style="list-style-type: none"> 与现行具有保障性质的新能源电量规模相衔接，单个项目纳入机制电量的年度比例默认为该项目投产年份至 2025 年 12 月 31 日，各自然年度域内非绿电交易电量占域内全部结算电量比例的最低值（百分比四舍五入取整） 	以项目投产时间计算的全生命周期合理利用小时数与投产满 20 年较早者
江苏	0.391	<ul style="list-style-type: none"> 新能源项目机制电量占其上网电量的比例不高于 90% 户用分布式光伏项目、光伏扶贫项目机制电量比例为 100% 	按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与全容量投产满 20 年对应年份较早者确定（原特许权风电项目投产发电利用小时数为满 30000 小时）
福建	0.3932	<ul style="list-style-type: none"> 纳入执行范围的新能源项目暂按上网电量的 100% 确定 	剩余全生命周期合理利用小时数对应时间与投产满 20 年对应时间较早者确定；执行期限精确到月，当月到期后，次月退出。其中陆上风电全生命周期合理利用小时数 36000 小时，海上风电 52000 小时，光伏 22000 小时。
四川	0.4012	<ul style="list-style-type: none"> 存量集中式新能源项目（不含甘孜州 2020 年南部光伏基地正斗一期竞争配置项目）：上限为风电 400 小时，光伏 300 小时 存量集中式扶贫新能源项目：按实际上网电量确定 存量分布式和分散式新能源项目（2024 年 1 月 1 日前投产的）：年度机制电量上限规模按 2024 年上网电量确定 存量分布式和分散式新能源项目（2024 年 1 月 1 日后投产的）：按所在市（州）2024 年单位装机平均上网电量和项目截至 2025 年 5 月 31 日装机容量确定 	按照剩余全生命周期合理利用小时数对应日期和投产满 20 年对应日期的较早者确定
广西	0.4207 (分 布 式) / 0.34 (进 入 电 力 市 场 项 目)	<ul style="list-style-type: none"> 分布式新能源项目：衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策，100% 上网电量纳入机制电量。 已进入电力市场的新能源项目：2025 年已进入电力市场的平价新能源项目上网电量的 56% 纳入机制电量，补贴新能源项目上网电量不纳入机制电量。 	分布式新能源项目：全生命周期合理利用小时数或项目投产满 20 年 已进入电力市场的新能源项目：过渡期暂定为 3 年，视实际情况调整。

资料来源：各地方能源局，储能与电力市场，信达证券研发中心

增量保护较存量偏弱，各省竞价结果出现分化。截至 2025 年 11 月中，全国范围内已有 22 个省级电网开展“136”号文增量项目竞价。综合来看，大部分地区的机制电价竞价上下限均低于燃煤基准价。同时，山东、云南等 11 省市区也已完成首次增量项目竞价。从竞价结果来看，上海、江西、云南、天津、新疆的结果更接近竞价上限；青海直接以上限成交；而甘肃则以下限成交。

图 11：部分省区新能源增量项目竞价情况汇总（元/千瓦时）



资料来源：储能与电力市场，信达证券研发中心

2.2 现货市场试运行情况总结：现货市场实现全面覆盖

除“136”号文放开新能源入市外，国家发改委国家能源局还于4月发布了《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号），要求全国范围内2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行。截至2025年11月，随着四川、重庆、青海三地电力现货市场日前转入连续结算试运行。除京津冀电网（北京、天津、冀北）和西藏外，我国省级电力现货市场已实现基本全覆盖，“394”号文的目标已经实现。

年内进展：现货市场建设全面铺开，推进速度明显加快。2023年底以来，电力现货市场建设进一步全面加速。目前省级现货市场层面，山西、山东、广东、甘肃、蒙西、湖北、浙江七省区现货市场实现正式运行；陕西、安徽、河北南网、辽宁、黑龙江、云南、贵州、广西、海南、江苏、吉林、福建、河南、宁夏、江西、新疆、四川、蒙东、湖南、上海、青海、重庆等22省区目前为结算试运行。

图 12：全国省级电力现货市场进展情况（截至 2025 年 11 月）



资料来源：北极星电力市场网，国家能源局西北监管局，信达证券研发中心（注：红色标注为首批试点，黄色标注为第二批试点，其余为非试点）

现货市场未来展望：2025-2026 年全面铺开，调节性资源持续获益。2025 年是全国统一电力市场建设的里程碑之年，《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》中要求“到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成”。2025 年以来，电力现货市场在各省（区）“全面铺开”，长周期结算试运行已扩展至十余个地区。综合而言，当前试点地区持续完善迭代，非试点地区积极探索实践，覆盖全国的电力现货市场进入分省落实阶段。此次“394”号文的重要意义在于再度认可电力现货市场在优化资源配置、保证电力安全供应、促进可再生能源消纳等方面显著作用，再次明确现货市场建设“时间表”，督促部分省份加速推进现货市场建设。我们预计，全国范围内的现货市场连续结算试运行有望在 2026 年左右实现，现货市场有望迎来全面推广。

三、电力行业展望：电改持续深化，稀缺稳定价值凸显，资产整合或存投资机遇

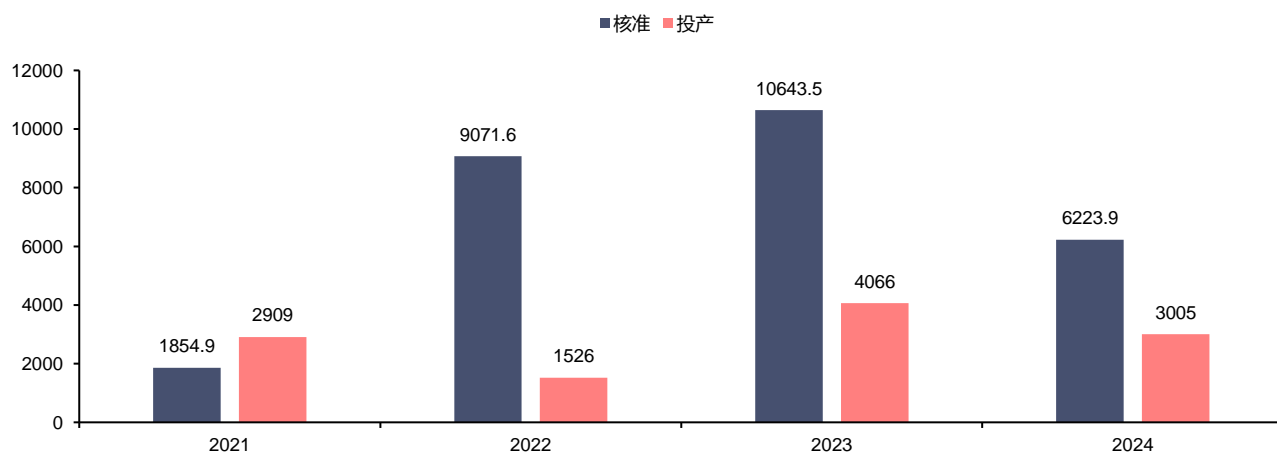
3.1 行业形势研判：供需步入宽松周期，现货价格显著影响长协，稀缺稳定价值凸显

1) 能源保供初见成效，电力电量供需步入宽松周期，电价随之进入下行周期

2022H2 以来火电核准开工提速，缺电问题迎来阶段性缓解，煤电正步入大规模投运潮。2022 年 9 月发改委能源局召开煤炭电力保供会议，提出“今明两年煤电每年新开工 8000 万千瓦，后年保障投运煤电机组 8000 万千瓦”，合计 1.6 亿千瓦，之后煤电项目核准审批明显提速。据绿色和平统计，2022-2024 年全国范围内煤电机组的核准容量累计达到约 2.6 亿千瓦，“三个八千万”目标实现超额完成。考虑以煤电项目建设开工周期约 24 个月计算，此批新核准的煤电机组有望于 2025-2026 年逐步投产。

用电需求疲弱，电力电量供需格局转宽松，电价进入下行周期。2023 下半年至 2024 年，随着水电出力逐步回归多年均值，电力供需矛盾有所缓解，2024 年全国范围内未出现大范围缺电限电事件。且因高耗能产业产量下滑拖累二产用电增速，叠加暖冬拖累居民用电增速，24Q4 与 25Q1 全社会用电增速仅分别为 3.48% 和 2.02%。在用电需求低迷，叠加水电出力同比恢复，新能源 25H1 因“136”号文抢装带来增发电量的背景下，火电电量持续受到挤占。电力电量供需格局转向宽松，电价步入下行周期。

图 13：2021-2024 年全国煤电机组核准及投产情况（万千瓦）



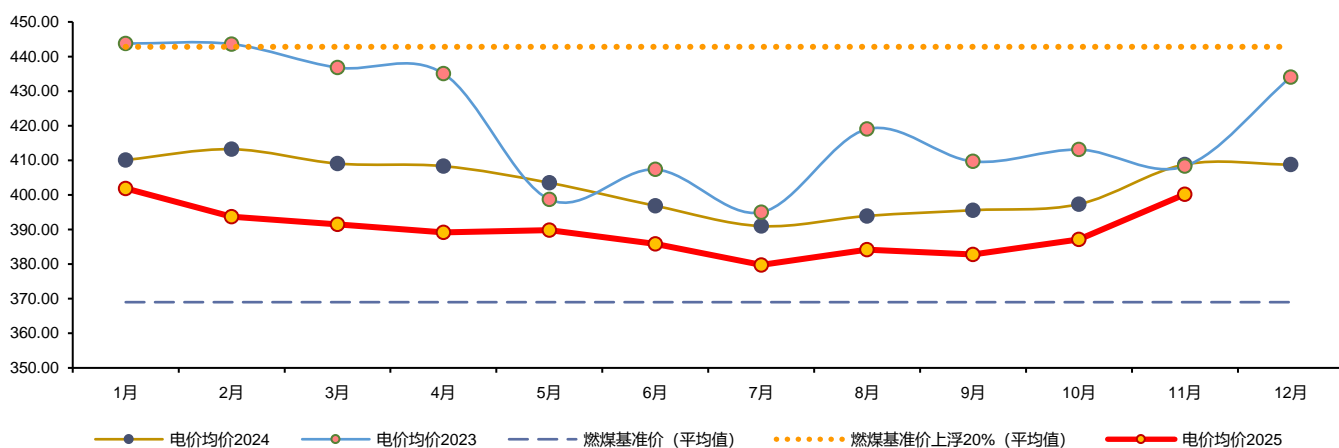
资料来源：绿色和平，中电联，各地发改委官网，投资项目在线审批监管平台，生态环境厅项目环境影响评价报告，信用中国，信达证券研发中心

表 3：2024-2025 年部分省份年度交易协定情况（元/MWh）

省份	燃煤基准价	2024 交易电价	2025 交易电价	同比变化
广东	463	465.62	391.87	-73.76
广西	420.7	448.2	341.39	-106.81
江苏	391	452.94	412.45	-40.49
浙江	415.3	463	412.39	-50.61
安徽	384.4	436.3	413.00	-23.3
河北南网	364.4	419.17	415.27	-3.9

资料来源：国家能源局浙江监管办，北极星电力市场网，广西能弘配售电有限公司，光伏們，柏云能源，信达证券研发中心整理

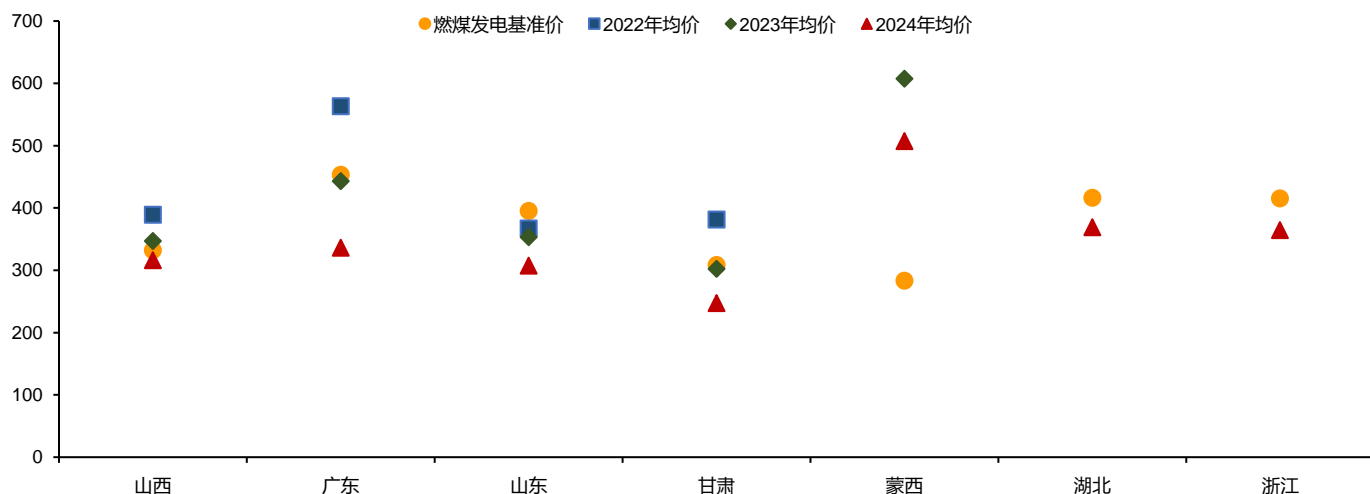
图 14：电网公司月度代理购电价格情况（全国平均，元/MWh）



资料来源：北极星售电网，信达证券研发中心

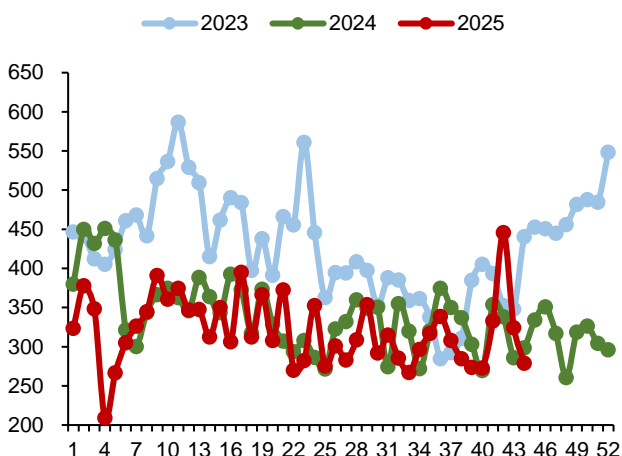
2022-2025 年现货价格持续下行。电力现货市场交易结果为分时分区（节点）的电力价格，其高频次的出清结果主要反映分时分区（节点）的电力供需情况。根据落基山研究所相关研究，2022-2025 年连续结算（试）运行省份的现货市场整体延续下降趋势。山西、广东、山东、甘肃、蒙西现货市场年均价较 2023 年分别下降 31、108、46、55、100 元 /MWh，同比降幅为 8.9%、24.3%、13.0%、18.2% 和 16.5% 左右，广东和甘肃较 2022 年更是显著下降 40.4% 和 35.2%。湖北和浙江现货市场分别于 2024 年 4 月、5 月起开始连续结算试运行，成交均价较其燃煤基准价分别下浮 11.3% 和 12.2%。

图 15：2022-2024 年各省区电力现货市场结算均价情况（元/兆瓦时）



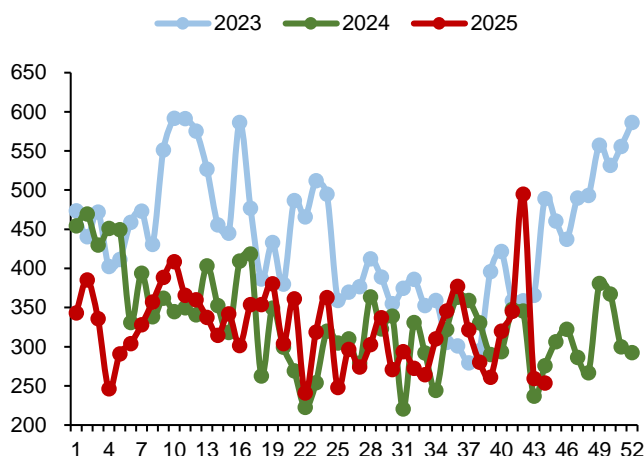
资料来源：落基山研究所，信达证券研发中心

图 16: 2023-2025 年广东电力日前现货市场周均价情况 (元/兆瓦时)



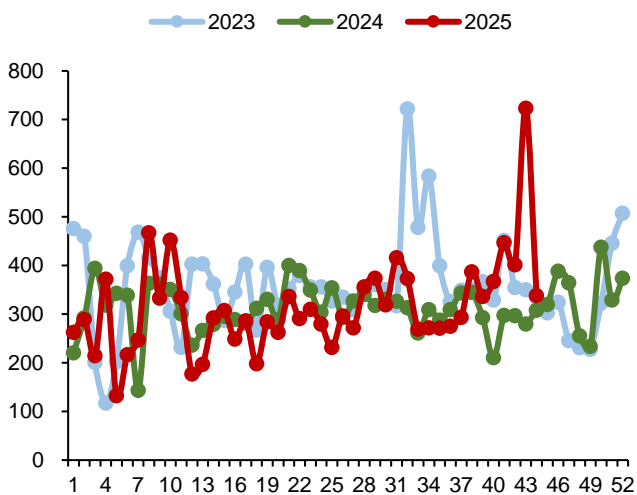
资料来源：电查查，信达证券研发中心

图 17: 2023-2025 年广东电力实时现货市场周均价情况 (元/兆瓦时)



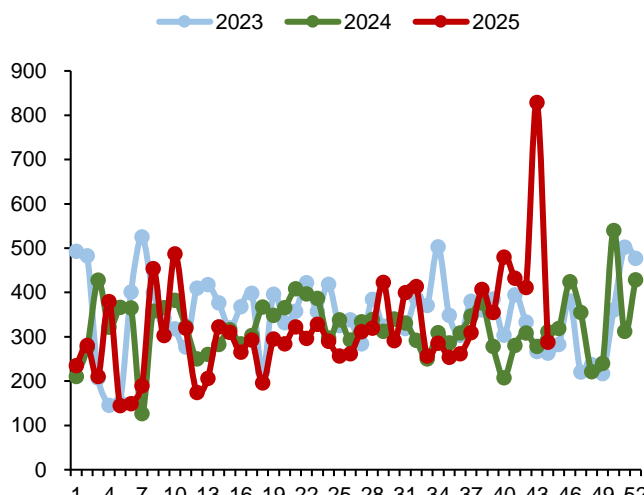
资料来源：电查查，信达证券研发中心

图 18: 2023-2025 年山西电力日前现货市场周均价情况 (元/兆瓦时)



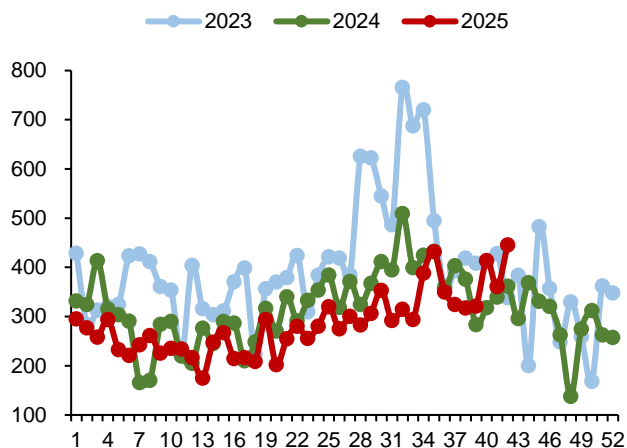
资料来源：电查查，信达证券研发中心

图 19: 2023-2025 年山西电力实时现货市场周均价情况 (元/兆瓦时)



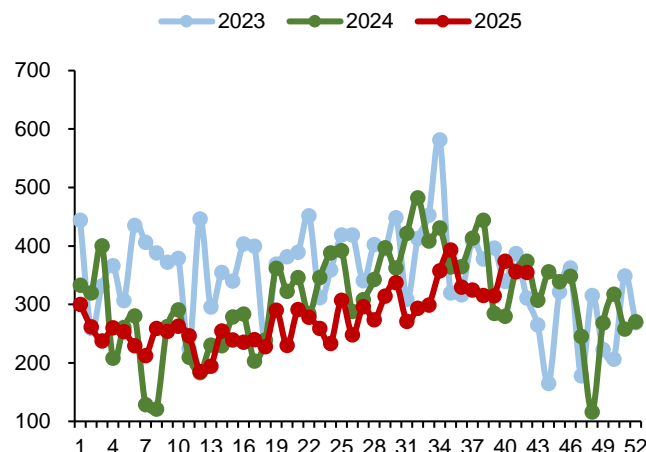
资料来源：电查查，信达证券研发中心

图 20: 2023-2025 年山东电力日前现货市场周均价情况 (元/兆瓦时)



资料来源: 电查查, 信达证券研发中心

图 21: 2023-2025 年山东电力实时现货市场周均价情况 (元/兆瓦时)



资料来源: 电查查, 信达证券研发中心

电力供需格局宽松是现货市场价格下行的直接原因, 而其后又隐含能源价格回落和新能源装机持续高增两点因素。从电力供需情况来看, 2024Q3-2025Q1 用电需求持续低迷, 叠加水电出力同比恢复, 新能源因“136”号文出现抢装潮, 火电“三个八千万”步入投产期, 2021-2022 年电力供需紧张的局面得以缓解。此外, 能源价格回落同样带动现货报价下行。在全社会用电量自 2024 年 Q4 逐步走弱的背景下, 电煤需求随火电电量逐步萎缩, 带动港口煤价由 24 年 11 月的 850 元/吨左右 (5500K, 秦皇岛港) 降至 25 年 6 月份的 610 元/吨左右。虽然至 Q4 港口煤价重新回升至 800 元/吨以上, 但全年煤炭均价依然同比走低。反映可变成本的煤电现货报价回落导致现货均价下行。同时, 新能源装机持续高增, 电量占比持续提升同样拉低现货均价。据落基山研究所相关研究, 山东、山西、甘肃、蒙西四省区光伏、风电同类项目现货均价相对于全市场均价, 均出现明显折价。且随着零边际成本的新能源发电量占比逐步提升, 现货市场的竞价空间被逐步压缩, 导致新能源大发时段现货价格明显降低, 进而也会进一步拉低全年均价。随着现货市场铺开及新能源全面入市, 各省现货价格波动有望更为剧烈, 我们预计新能源大发时段的现货价格或将持续下探。

图 22: 2024 年至今港口现货煤价走势情况 (元/吨, 秦皇岛港 5500K)

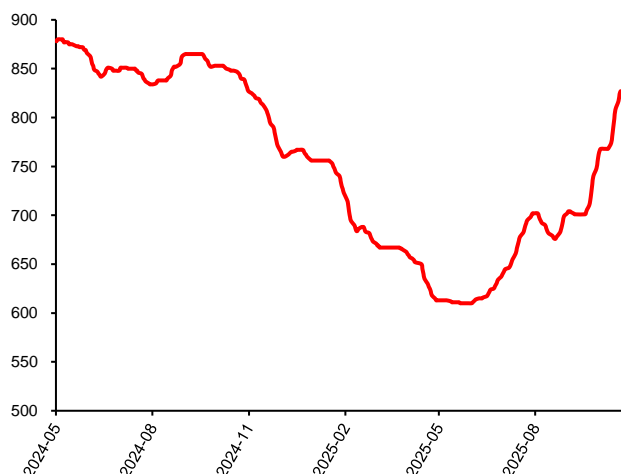
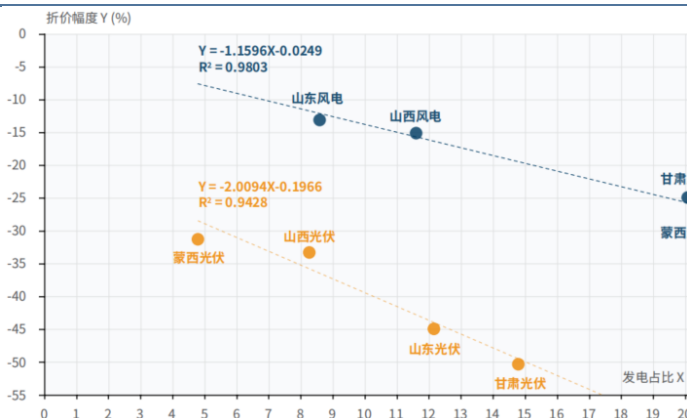


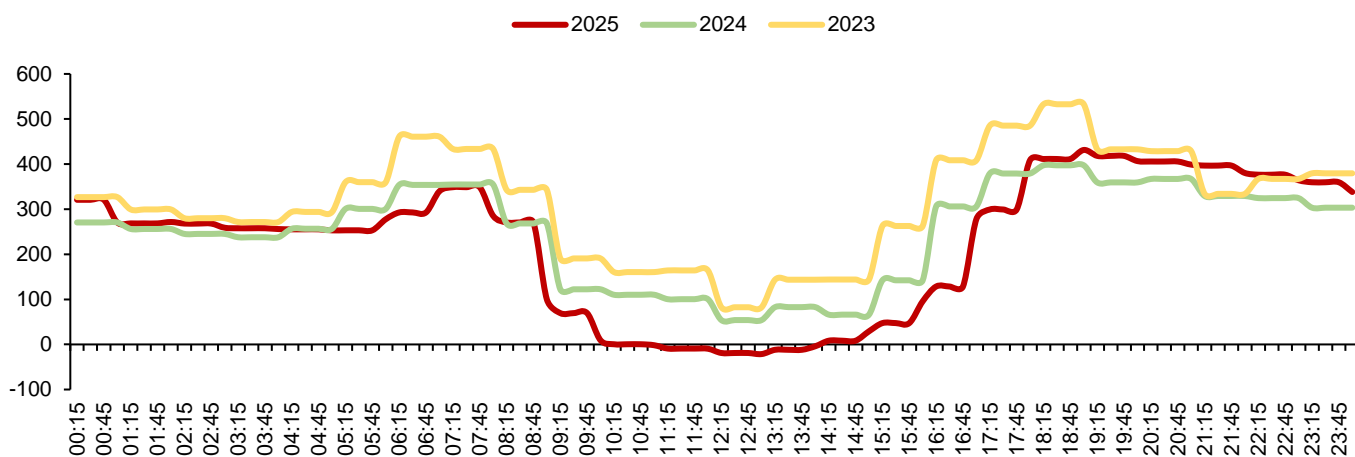
图 23: 各省风电、光伏同类项目现货均价折价幅度与发电占比的相关性



资料来源：IFind，信达证券研发中心

资料来源：落基山研究所，信达证券研发中心

图 24：2023-2025 年 3 月山东日前现货市场分时月均价情况（元/兆瓦时）



资料来源：电查查，信达证券研发中心

2）现货市场价格先行，引导中长期交易价格走势

中长期交易“一锤定音”，现货铺盖改变电价结构。受新一轮电力体制改革启动前期各地“稳妥起步”的保守态度影响，稳量稳价且可以与优发电量稳妥衔接的中长期交易成为电改启动后率先开展的交易类型，也是当前我国电力交易体系中的交易量和交易总价最高的组成部分。2024 年全国电力市场中长期电力直接交易电量达 4.65 万亿千瓦时，同比增长 5%，占全社会用电量的 47%。其中，省内电力直接交易电量占全国电力市场中长期电力直接交易电量的 98%。中长期交易以高比例电量和一次性价格锁定发电企业大部收入，因而在未开展现货交易时，围绕中长期交易尤其是年度中长期交易的价格谈判成为一年一度的关键。年度中长期交易作为“高比例锁价”的避险交易品种，无论是要实现电价上涨保障火电企业合理利润，还是要实现电价下行为下游工商业让利的目标，相关博弈势必更为激烈。月度及现货交易的小电量占比对购售双方影响有限，因而其更能真实合理地反映短期电力供需和燃料成本波动等客观条件。但随着反映实时电价波动的现货市场全面铺开，原先“一锤定音”的中长期交易占主导的电价结构开始有所松动。在供需偏紧的卖方市场背景下，购电方更倾向于以高比例“锁量锁价”的年度长协锁定未来一年大部电费，避免短时电价暴涨冲击用能成本，而发电侧更倾向于降低年度长协仓位，电量放入短期交易中搏短时高电价；而在电力供需宽松的买方市场背景下，反之亦然。对于未来电力供需的预期极大程度上影响当下中长期交易的倾向，而对于未来电力供需的预判较大程度上取决于当前短期电价的波动方向。因而现货价格波动会引导中长期交易的价格走势。以广东为例，2023-2025 年广东电力市场由卖方市场转变为买方市场，即出现“现货价格先行下跌，月度交易均价跟跌，年度交易价格调整”的现象。现货波动对中长期交易撮合谈判的引导效果逐渐增强，电力供需宽松背景下中长期交易占主导的地位或将遭受现货价格的挑战。

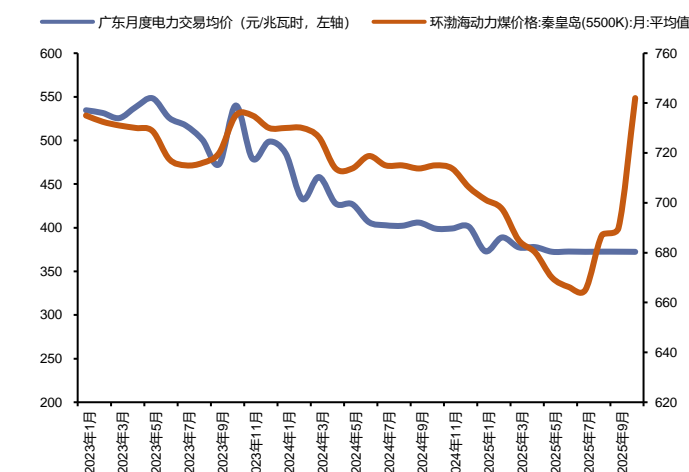
表 4：国家发改委对电力年度中长期合同签订要求

时间	文件	用电侧	发电侧
2020	关于做好 2020 年电力中长期合同签订工作的通知	不低于上一年用电量 95%或近三年的平均用电量	不低于上一年用电量 95%或近三年的平均用电量

2021	关于做好 2021 年电力中长期合同签订工作的通知	<ul style="list-style-type: none"> 不低于前三年用电量平均值的 80% 通过后续月度合同签订保障总签约电量不低于前三年用电量平均值 90%—95% 	<ul style="list-style-type: none"> 不低于前三年用电量平均值的 80% 通过后续月度合同签订保障总签约电量不低于前三年用电量平均值 90%—95%
2022			
2023	关于做好 2023 年电力中长期合同签订履约工作的通知	<ul style="list-style-type: none"> 高于上一年度用电量的 80% 通过后续季度、月度、月内合同签订，保障全年中长期合同签订电量高于上一年度用电量的 90% 	<ul style="list-style-type: none"> 煤电：不低于上一年实际发电量的 80%，月度（含月内）及以上合同签订电量不低于上一年实际发电量的 90%。
2024	关于做好 2024 年电力中长期合同签订履约工作的通知	<ul style="list-style-type: none"> 不低于上一年度的 80%，全年电力中长期合同签订电量不低于上一年度用电量的 90% 	<ul style="list-style-type: none"> 煤电：不低于上一年度上网电量的 80%，全年电力中长期合同签订电量不低于上一年度上网电量的 90%
2025	关于做好 2025 年电力中长期合同签订履约工作的通知	<ul style="list-style-type: none"> 不低于上一年度的 80%，全年电力中长期合同签订电量不低于上一年度用电量的 90% 	<ul style="list-style-type: none"> 煤电：不低于上一年度上网电量的 80%，全年电力中长期合同签订电量不低于上一年度上网电量的 90%

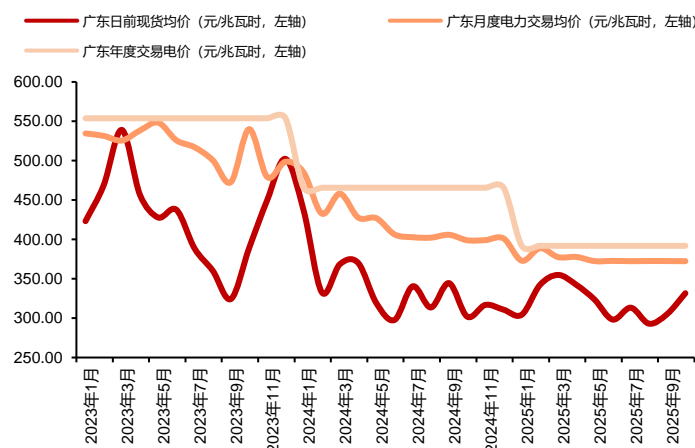
资料来源：中国政府网，北极星售电网，国家发改委，信达证券研发中心

图 25：2023 年至今广东月度交易综合均价与港口煤价变化情况



资料来源：IFind，广东电力交易中心，信达证券研发中心

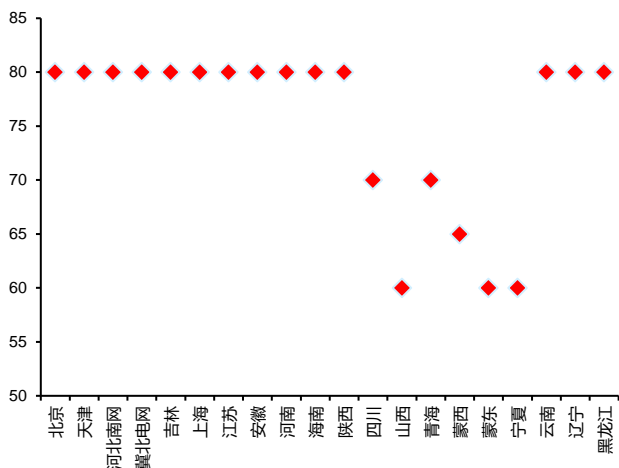
图 26：2023 年至今广东年度、月度及现货交易价格情况对比（元/兆瓦时）



资料来源：电查查，广东电力交易中心，信达证券研发中心

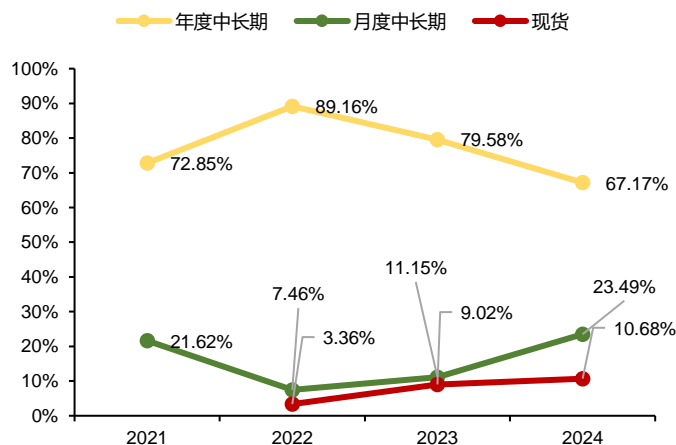
除电价引导外，“年度中长期-月度中长期-现货市场”的电量占比同步出现调整。2025 年，四川、山西、青海、蒙西、蒙东、宁夏等地放宽年度签约比例下限，不再要求“80%”的高比例中长期合约。考虑到电力电量供需关系逐步转向宽松，我们预计将有更多省区放松对批发侧买方主体年度签约比例下限要求。对于发电侧而言，年度中长期交易作为“锁量锁价”的避险交易品种，应在抬高价格的同时尽可能提高成交电量；但对于购电侧而言，月度及现货交易的电价走低可能性较大，应尽量减少年度中长期交易仓位，并尽可能提高更为灵活的月度及现货交易占比。以广东省为例，2022-2024 年电力供需格局转向宽松的同时，除年度中长期交易电价逐步下行外，年度中长期交易电量占比同步出现萎缩。其 2024 年年度中长期交易电量占比仅为 67.17%，较 2022 年的 89.16% 大幅下行；月度及现货交易电量占比分别提升至 23.49% 及 10.68%。同样地，江苏 2025 年 6 月出现月度交易价格大幅下跌到 -20% 地板价的情况。据《能源》杂志，其主要原因即江苏将于 6 月 1 日正式启动电力现货市场长周期结算试运行，而江苏 5 月现货调电试运行的均价大约在 0.2 元/千瓦时~0.3 元/千瓦时之间，显著低于前几个月的中长期价格和年度长协（412.45 元/兆瓦时），导致发电侧急于将 6 月电量以月度中长期交易锁定，进而导致 6 月月度中长期价格出现了塌方式下跌，但 7 月起即恢复常态。

图 27: 2025 年各省中长期年度签约电量占比下限要求



资料来源：落基山研究所，信达证券研发中心

图 28: 2021-2024 年广东电力交易占比情况



资料来源：广东电力交易中心，信达证券研发中心

图 29: 2024-2025 年江苏月度交易电价结果 (元/兆瓦时)



资料来源：北极星电力市场网，信达证券研发中心

3) 2026 年电价仍面临下行压力，高上浮比例地区电价或将补跌

如前所述，电力供需格局宽松是现货市场价格下行的直接原因，而其后又隐含能源价格回落和低碳转型加速两点因素。从能源价格表现来看，煤炭供给增长叠加火电需求疲弱的情况或将在 2025 年内持续；从低碳转型的角度来看，2025 年上半年新能源抢装潮超预期，即便下半年投资趋于谨慎，我们预计全年新能源装机同比去年依旧有望实现增长。叠加煤电装机持续投产，电力供需格局有望进一步宽松。同时随着缺电限电情况缓解，下游工商业企业亟待中游让利，2024 年以来各地地方政府降电价诉求再起。2025 年 2 月 26 日，浙江省人民政府办公厅印发《2025 年政府工作报告重点工作责任分解的通知》，提出“2025 年将力争全省工商业电价较上年下降 3 分/千瓦时以上”；2025 年 4 月，宁夏回族自治区发改委发布了《关于进一步明确区内火电中长期市场交易价格的通知》，提出“为落实自治区“两会”精神，助力自治区经济稳步增长，结合近期电力市场运行情况和市场主体反映相关诉求，经宁夏电力市场管理委员会审议通过，参考“煤电联动”模式，综合考虑电煤价格及火电企业经营状况，按月暂将火电区内中长期交易电量(含年、月、旬及合同转让交易)度电下调 1.5 分，对应电费按区内市场化用户当月实际用电量比例直接向终端用户(含批发用户、零售用户、电网企业代理购电)疏导”。尽管煤价电价 Q3 出现反弹，但由于煤价均价

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 20

仍同比下行，展望 2026 年我们预计电价仍将面临下行压力。但需注意的是，当前我国电力交易结构仍为“年度中长期-月度中长期-现货市场”，其中年度交易锁定主要部分电量。因而当电价持续下行至接近-20%的底部时，电价将获得支撑。同时，2025 年中长期电价高上浮比例的地区电价或将面临补跌风险。

图 30：浙江 2025 年政府降电价要求

38 大力发展海上风电，确保新增电力装机2000万千瓦以上，其中绿色能源占比60%以上。加强能源运行调度，深化电力、天然气等能源体制改革，力争全省工商业电价较上年下降3分/千瓦时以上，供浙气源综合价格下降3—5分/立方米。

责任单位：省能源局、省发展改革委、省国资委、省电力公司、浙江能源监管办、省能源集团

资料来源：浙江省人民政府，信达证券研发中心

图 31：宁夏回族自治区发改委 2025 年降电价要求

通知称，为落实自治区“两会”精神，助力自治区经济稳步增长，结合近期电力市场运行情况和市场主体反映相关诉求，经宁夏电力市场管理委员会审议通过，参考“煤电联动”模式，综合考虑电煤价格及火电企业经营状况，按月暂将火电区内中长期交易电量（含年、月、旬及合同转让交易）度电下调1.5分，对应电费按区内市场化用户当月实际用电量比例直接向终端用户（含批发用户、零售用户、电网企业代理购电）疏导。自2025年3月1日起执行，相关费用在发、用两侧下一电费结算周期同步兑现。

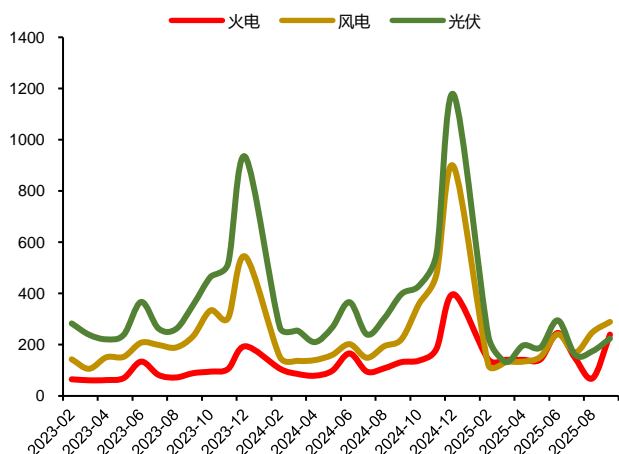
资料来源：北极星火力发电网，信达证券研发中心

3.2 投资机遇研判：电源投资周期高峰或已度过，资产整合或存投资机遇

1) 电源投资情况：新能源投资增速明显下降，电力供需宽松情况下电源投资或将有所放缓

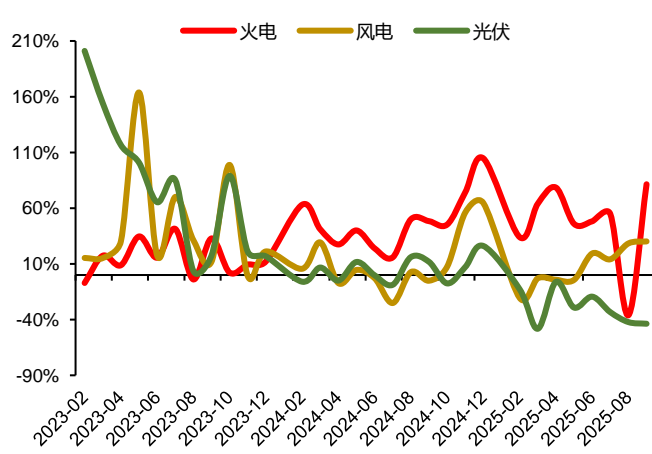
火电投资仍保持可观增速，新能源投资出现明显降温。从电源投资额情况来看，“十四五”后半程火电仍保持较为可观的投资强度，但新能源投资出现明显降温。2023-2024 年，风电与光伏电源投资额虽仍增长，但分月增速出现持续下滑；2025 年受年初“136”号文出台影响，收益不确定性持续放大，风电与光伏电源投资额出现分月增速同比持续下行，新能源投资出现明显降温。相比之下，火电投资仍保持一定的可观增速，火电投建潮仍在持续。

图 32：电源分月投资额情况（亿元）



资料来源：iFind，信达证券研发中心

图 33：电源投资额分月同比增速情况



资料来源：iFind，信达证券研发中心

本轮电源投资高峰或接近尾声，后续电源投资或将有所放缓。我们认为本轮新能源和传统能源电源投资实现快速发展的核心原因，归根结底是受到政策驱动影响。自2021年3月，中央财经委员会第九次会议上首次提出“构建以新能源为主体的新型电力系统”以来，电力系统低碳转型步入快车道，新能源发展也随之提速；同时在2021和2022年频发缺电事件的催化下，电力政策同样转向对支撑性电源建设的鼓励，2022年8月国家能源局对迎峰度夏电力保供进行再动员、再布置的工作中提到“已开始逐省督促加快支撑性电源核准、加快开工、加快建设、尽早投运”。但随着新旧能源快速发展，主要电量市场化随“1439”号文（煤电）和“136”号文（新能源）全面落实，电力电量供需矛盾趋缓最终通过市场反映在电力交易结果上（电价），进而倒逼电源投资持续放缓。

2) “十五五”发展展望：集团资产整合或成发展主线

电源投资放缓后，集团存量资产整合或成“十五五”发展主线。国务院国资委明确将2025年定位为“国企改革深化提升行动”（2023-2025年）的收官之年，核心目标是推动国有资本向关系国家安全、国计民生的重要行业和关键领域集中，旨在解决“大集团、小公司”模式下的资源分散问题，提高国有资产的运营效率和证券化水平。此外，能源电力行业长期存在央国企内部不同分子公司的同业竞争问题。因此，解决集团内部同业竞争、实现资产的专业化运营成为年内能源电力央国企上市公司重组的重要目标。通过将集团内分散在不同上市公司的同类资产（核电、水电、火电、新能源）进行整合，分别注入到指定的上市平台，可以打造出定位清晰、主业突出的专业化旗舰公司，从而提升核心竞争力、优化资源配置并最终提升上市公司的估值水平。从涉及的央国企集团来看，五大发电中国电投集团资产整合最为积极，其中电投产融、远达环保有望成为公司核电资产和水电资产的集中上市平台。综合来看，年内的资产整合重组呈现聚焦主业、优化资产结构、推动能源转型和提升资产证券化率的鲜明特征。

表 5：2025 年能源电力主要央国企上市公司资产整合案例

央国企集团	上市公司	购买方式	标的资产	交易对价
国家能源集团	中国神华	发行股份及支付现金	国源电力、神华煤制油、新疆能源、乌海能源、包头矿业、神延煤炭、晋神能源、平庄煤业、国电建投内蒙古能源、神华煤炭运销、国能港口、国能航运、电子商务有限公司的股权。	暂无
华能集团	内蒙华电	发行股份及支付现金	正蓝旗风电 70%股权与北方多伦 75.51%股权	正蓝旗风电 70%股权作价为 31.17 亿元、北方多伦 75.51%股权作价为 26.00 亿元
华电集团	华电国际	发行股份及支付现金	华电江苏公司 80%股权；上海福新 51%股权、上海闵行 100%股权、广州大学城 55.0007%股权、福新广州 55%股权、福新江门 70%股权、福新清远 100%股权，贵港公司 100%股权。	合计 71.66 亿元
国电投集团	电投产融	重大资产置换、发行股份购买资产及募集配套资金	置入电投核能 100%股权，置出资本控股 100%股权	置入资产作价 553.93 亿元，置出资产作价 151.08 亿元，差额 402.85 亿元由上市公司以发行股份的方式向交易对方购买
	远达环保	发行股份或发行股份及支付现金	五凌电力 100%股权、长洲水电 64.93%股权	五凌电力 100%股权交易对价为 242.67 亿元，长洲水电 64.93%股权交易对价为 29.12 亿元，

电投能源	发行股份及支付现金	白音华煤电 100%股权	111.49 亿元
淮南矿业	淮河能源	发行股份及支付现金	淮河能源电力集团 89.30%股权
甘肃电投	甘肃能源	发行股份及支付现金	常乐公司 66.00%股权
			76.27 亿元

资料来源：各公司公告，信达证券研发中心

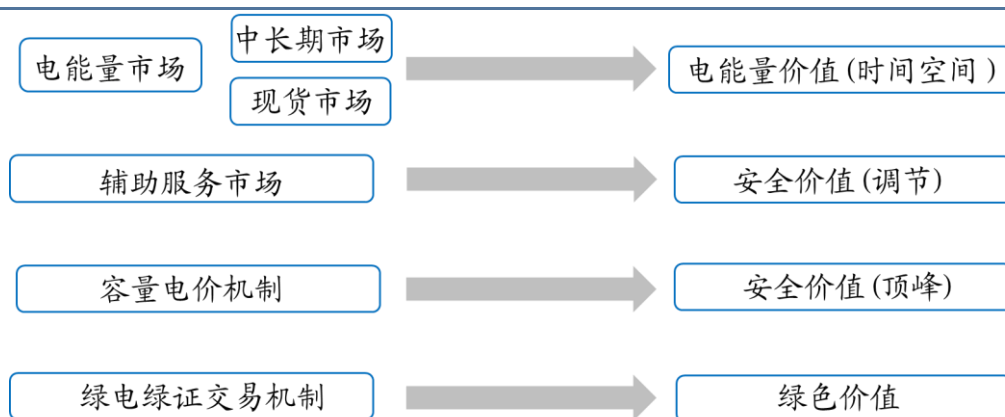
展望未来，能源电力行业的资产重组整合趋势仍将持续。在电源投资增速或将持续放缓的背景下，上市公司或将发展重心放在存量优质资产上。我们预计“十五五”前期将会是能源电力行业的资产整合高峰，其他电力央企以及更多地方能源集团有望加速其内部资产的梳理与整合步伐。

四、各电源品类投资机遇：遵循行业发展趋势和市场化原则，稀缺性稳定性电源有望受益市场化

随着电力市场交易体系（年度中长期-月度中长期-现货市场）的逐步确立和调整，市场主要电源（煤电、新能源）完成全面入市交易，同时市场价格实现反映供需情况的合理上下浮动，我们认为新一轮电力市场化改革已经取得初步成效。展望未来电力行业发展趋势，我们认为未来电力行业中具备稳定顶峰能力和装机稀缺性的资产有望受益于市场化，获得更好的定价。

从行业发展趋势来看，新型电力系统或将长期面临“不可能三角”的挑战，需要在“安全、成本、绿色”三要素之间取得平衡。在当前依旧强调低碳转型和安全保供的背景下，新型电力系统仍需持续发展新能源装机和核电、火电、抽蓄等顶峰容量以实现“碳达峰-碳中和”的目标。因而新型电力系统的建设需要构建多维度电力市场体系，体现电能量、安全、绿色等多元化价值。其中，“中长期+现货”电能量市场体现电能量的价值；安全性方面，辅助服务市场和容量机制分别对应灵活性资源的调节价值和煤电的顶峰容量价值；清洁性方面，则需以绿电绿证交易机制体现绿色电力的环境价值。

图 34：多维度电力市场体现系统多方面价值



资料来源：信达证券研发中心整理

此外，随着电力市场化原则持续深化，电力系统中的多元化价值有望持续获得合理定价，从而实现电价结构的调整与重塑。电力市场同样遵循最基本的供求定理：供给和需求共同决定价格。当需求增加而供给不变时，价格上升；供给增加而需求不变时，价格下降。因



而在电改持续推动下的新型电力系统中的各个主体的价值，应由其供求关系即稀缺性决定。

1. 电能量：装机放量持续，电量供需宽松。从供给侧来看，短期（1-3 年）内有新能源的抢装潮（2025 年 1-5 月光伏新增 197.85GW，同比+150%；风电新增 46.28GW，同比+134%）和煤电的投产潮（2022-2024 年核准合计 260GW），中期（3-5 年）内将迎来核电的投产潮（2028 年起或每年投产约 10GW），电力装机供给较为充足。若电力需求尤其是二产高耗能需求持续疲弱，则电量供需格局有望维持宽松，电能量价格或将继续下探。

2. 辅助服务和容量备用：新能源自身特性和高增速支撑辅助服务和容量需求增长。在新能源对电力系统的快速度高比例渗透的背景下，系统性调节需求将随着日益增大的新能源波动性和间歇性而提高，新型电力系统面临的缺电与限电并存的问题或将持续凸显，因而对电力系统辅助服务和容量支撑的需求有望持续增长。在系统供需不平衡情况愈发突出的情况下，系统中以煤电为主的调节电源有望持续收益，辅助服务价格有望持续提升。此外，中短期内煤电机组利用小时数或将随煤电投产增速远超煤电发电量增速而有所下降。同时，煤电容量电价在 2026 年及之后有望维持提升趋势，从而对冲利用小时数的下行。

3. 细分电源种类展望：水电大规模入市可能性较低，煤电电价下有底&稀缺性仍存，核电或将因入市折价，风光增量项目收益不确定性大幅攀升。

对“火水核风光”五大电源种类分别进行展望：按装机及电量未来的增长空间来看，水电剩余可开发裕量不足、稀缺性突出；火电受“双碳”压力核准有限、仅缺电时放开核准，因此稀缺性适中；核电审批建设保持年均 10 台左右，未来装机和电量预计将保持稳健增长；风光装机快速上升、稀缺性相对较低。对各类电源按成本划分，可分为无变动（燃料）成本的水电与风电光伏，和有变动（燃料）成本的火电与核电；按出力稳定可靠程度划分，可分为出力完全可控的火电与核电，出力有限可控的水电（受丰枯季及库容影响）和出力几乎不可控的风电与光伏。五大电源中，火电中的主要部分煤电电量以及风光新能源电量已经实现全面入市。水电长期以来主要以低于燃煤电量基准价的水电标杆电价或跨省跨区协商电价上网。若水电实现全面入市交易，其高度稀缺和低边际成本、出力可控特征将提升其收益率，在当前地方政府存在降电价诉求的背景下，水电全面实施市场化电价的可能性较低。煤电由“1439”号文确定“基准价±20%”的价格浮动区间，尽管在 2021-2022 年浮动区间限制了煤电电价的更高程度上涨，但在如今电力电量供需格局转宽松的背景下为煤电电价提供底部支撑。叠加“三个八千万”后煤电机组核准再度收紧，除非再次发生 2021-2022 年缺电限电事件，“双碳”目标下煤电机组再度出现大规模超预期核准可能性较小，这也意味着煤电装机仍具备一定的稀缺性。虽然煤电电量或将在碳中和阶段达峰后逐步下降，但煤电机组作为不可或缺的电力系统容量支撑，其调节和顶峰备用价值日益提升，因而其主要价值有望随着系统定位转变，实现调节收入和容量收入占比逐步提升的稳定收益。核电增长较快、且市场化比例逐渐提升，或将面临电价下行的压力，但电价冲击过后其仍属于稳定现金流类型的资产。风光新能源增长较快、稀缺程度较低，全面入市交易背景下或将面临“因量折价”，电量电价或将持续下行。此外，风光新能源因其发电零成本和出力同质化，机组之间存在严重“内卷”；出力的随机波动性还导致其需额外承担系统调节费用。因此，风光新能源资产收益率面临较大的挑战，产业层面有待重新恢复理性的装机建设节奏，从而获取长期合理回报。

4.1 火电：价减本增盈利周期底部临近，推荐煤电一体高股息

1) 电价端：装机增长叠加入市影响电价，煤价坚挺+容量补偿托底收入稳定

供给端增量明显，电量电价或明显下行。如前所述，2025 年上半年新能源抢装潮超预期，我们预计全年新能源装机同比去年有望实现增长。叠加煤电装机 2026 年同样将迎来投产潮，整体电力供需格局有望进一步宽松。此外，尽管煤电电价 Q3 以来出现明显反弹，恰好临近 2026 年年度电力长协交易谈判窗口期，但由于全年煤价依然出现同比下降，我们预计煤价反弹对于电力年度长协签订助力有限，2026 年电价或出现明显下行。细分省份来看，2025 年年度长协电价依然上浮，且年内开展现货市场长周期结算试运行的华东地区（安徽、江苏、浙江）或因现货价格指引效应而面临电价下行压力；2025 年年度长协几乎下浮至下限（-20%）的两广地区（广西、广东）电价下行空间有限。

表 6: 部分省份年度交易协定情况 (元/MWh)

省份	燃煤基准价	2024 交易电价	2025 交易电价	同比变化	2025 上浮比例
广东	463	465.62	391.86	-73.76	-15.37%
广西	420.7	448.2	341.39	-106.81	-18.85%
江苏	391	452.94	412.45	-40.49	5.49%
浙江	415.3	463	412.39	-50.61	-0.70%
安徽	384.4	436.3	412.97	-23.33	7.43%
河北南网	364.4	419.17	415.27	-3.9	13.96%

资料来源：国家能源局浙江监管办、北极星电力市场网、广西能弘配售电有限公司、光伏們、柏云能源，信达证券研发中心整理

“煤价挺电价”效果或滞后显现，容量补偿托底收入稳定。如前所述，Q3 以来煤价因国家能源局核查工作铺开而有所上涨，至 11 月已恢复至 2025 年年初水平。我们预计煤价波动或逐步趋缓，年内低至 600 元/吨的港口价格或非常态。因而从“煤价挺电价”的角度来看，2026 年全年煤价均价或出现同比明显修复，并将有望带动 2027 年年度电价修复。此外，按照“1501”号文的要求，全国各省份的煤电容量电价将于 2026 年进行统一上调，为火电带来约 1.5 分/千瓦时的增厚收益（西藏除外）。因而即便 2026 年全国电价出现明显下降，容量电价上涨可抵消部分收入下行，助力稳定火电收益。

表 7: 各省级电网煤电容量电价 2026 年收益增厚情况

省级电网	容量电价 (元/千瓦·年,2024)	容量电价 (元/千瓦·年,2025)	容量电价提升情况 (元/千瓦·年)	火电利用小时数 (2024 年)	折合度电提升情况 (分/千瓦时)
北京	100	165	65	3688	1.76
天津	100	165	65	3776	1.72
冀北	100	165	65	4382	1.48
山西	100	165	65	4437	1.46
内蒙古	100	165	65	5109	1.27
辽宁	100	165	65	2993	2.17
吉林	100	165	65	3359	1.94
黑龙江	100	165	65	3412	1.91
上海	100	165	65	4009	1.62
江苏	100	165	65	4596	1.41
浙江	100	165	65	4908	1.32
安徽	100	165	65	5106	1.27
福建	100	165	65	5132	1.27

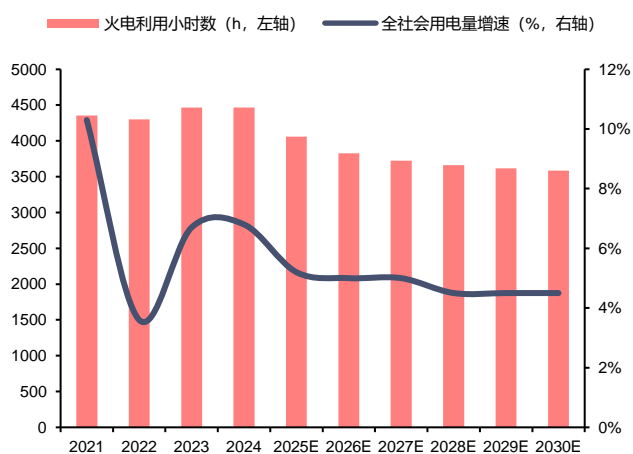
江西	100	165	65	4637	1.40
山东	100	165	65	4271	1.52
河南	165	231	66	3709	1.78
湖北	100	165	65	4073	1.60
湖南	165	231	66	3517	1.88
广东	100	165	65	3950	1.65
广西	165	231	66	3446	1.92
海南	100	165	65	3635	1.79
重庆	165	231	66	5186	1.27
四川	165	231	66	4800	1.38
贵州	100	165	65	4317	1.51
云南	165	231	66	4282	1.54
西藏	100	165	65	174	37.31
陕西	100	165	65	4719	1.38
甘肃	100	165	65	4351	1.49
青海	165	231	66	3221	2.05
宁夏	100	165	65	4830	1.35
新疆	100	165	65	5227	1.24
河北南网	100	165	65	4382	1.48
蒙东	100	165	65	5109	1.27

资料来源：国家发改委，中电联，信达证券研发中心

2) 电量端：电量或将长期处于震荡波动，小时数随装机增长逐步下行

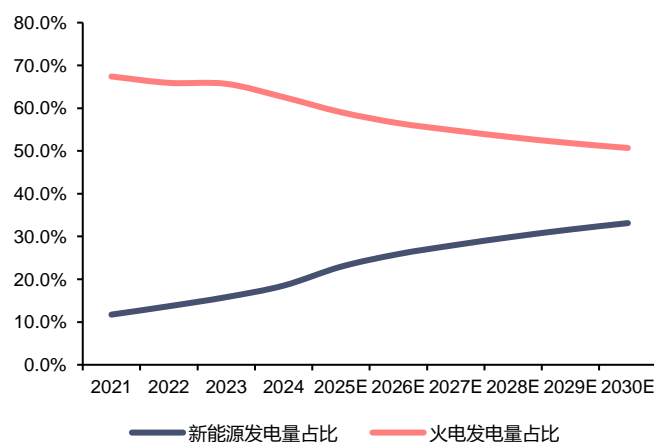
新能源投资回归理性，火电发电量或长期处于平台期。“十四五”期间，煤电与新能源装机均实现可观发展。与之相对应的是，电力电量需求受到宏观经济波动和疫情冲击等影响，出现明显波动。综合来看，火电受到电量需求波动和新能源电量挤占的影响，电量占比持续走低，至2024年已降至62.6%。尽管如此，火电仍然是目前电力系统中电量占比最高的电源品类。自2025年“136”号文发布以来，新能源“531抢装潮”后装机增速出现断崖式下跌，我们认为新能源装机增速或有可能出现放缓，火电电量挤占压力或将有所减轻。直至2030年碳达峰目标完成时，我们预计火电电量将有望进入平台期，长期处于震荡波动状态。同时，因装机随顶峰容量需求或将持续增长，火电发电设备利用小时数或将逐步下行。

图 35：2021-2030 年全社会用电量增速与火电利用小时数情况



资料来源：中电联，信达证券研发中心

图 36：2021-2030 年火电与新能源发电量占比情况



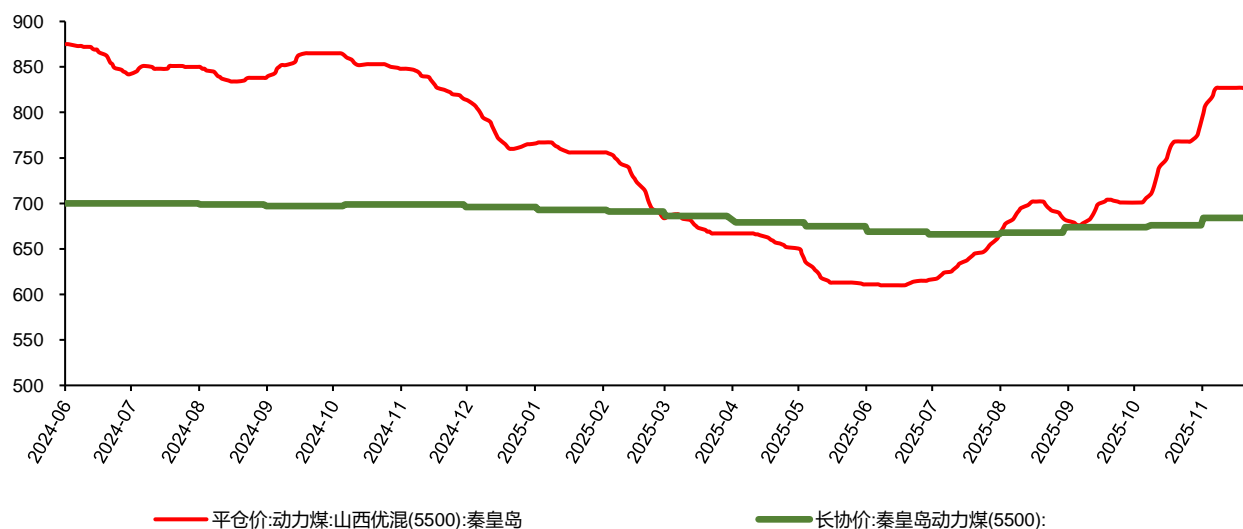
资料来源：中电联，信达证券研发中心

3) 成本端：煤价波动趋于稳定，成本端让利空间

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 26

煤炭供需仍呈脆弱平衡，政策托底煤价波动趋稳。2024年以来，由于国内煤炭产量与海外煤炭进口量持续高位，叠加国内电力消费需求有所回落，煤炭供需矛盾持续趋缓，煤价自2024Q4以来出现明显下行，至2025年6月最低降至610元/吨（秦皇岛港，5500K）。虽然2025年大部省份年度长协电价交易结果同比有所下降，但受益于煤价快速下行，燃料端让利明显，主要火电企业在2025年上半年度电盈利表现较好。随着7月份国家能源局开展煤矿生产情况核查以来，国内煤炭分月产量同比下行，增速明显放缓；叠加三季度以来用电需求增速持续抬升，煤价出现一轮明显抬升。至2025年11月，煤价已恢复至800元/吨（秦皇岛港，5500K）以上。从年内煤炭供需情况和煤价波动情况来看，在当前煤炭供需平衡较为脆弱时，相关政府部门对于煤价下行时部分煤矿企业采取的“越跌越产”、“以量补价”等扰乱市场秩序的生产策略管控较为严格。当煤炭价格出现明显不合理波动时，能源局即开展规范市场行为的核查活动，其目的在于强化煤炭市场调控，促进煤炭供应稳定。因而我们认为，历经“十四五”煤价大幅上行后回落的剧烈波动，未来针对煤炭市场和供需的宏观调控将有望更为积极有效，煤价波动有望持续趋于稳定。年内火电企业通过煤价下行得以获取超额收益的情况或将难以复制，火电企业“卷成本”模式或将告一段落。

图 37：2024M6 至今秦港煤价走势情况



资料来源：IFind，信达证券研发中心

图 38：2024-2025M10 国内煤炭分月产量情况（万吨）

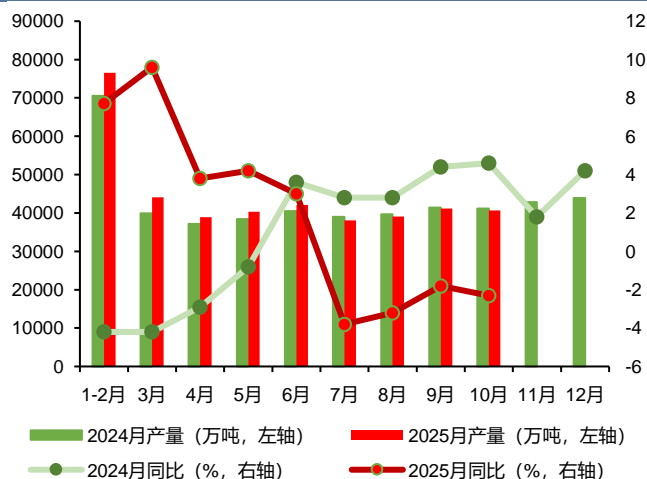
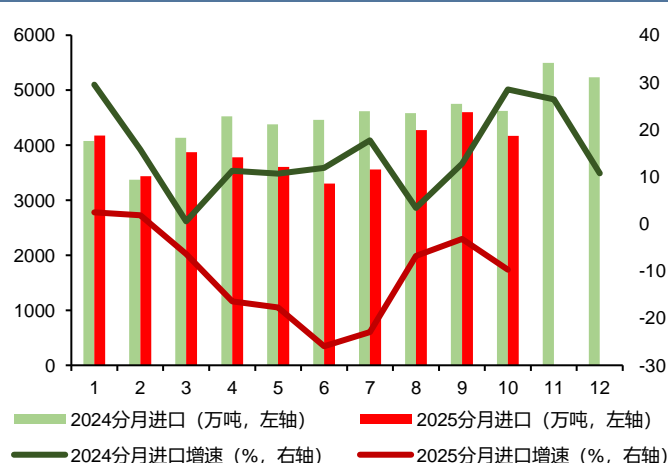


图 39：2024-2025M10 国内煤炭分月进口情况（万吨）



资料来源：CCTD，信达证券研发中心

资料来源：CCTD，信达证券研发中心

展望 2026 年煤炭价格，国内煤炭供给受宏观调控和安监压力影响，产量进一步释放空间有限；需求端电煤等动力煤消费量或仍有部分增长空间。因此，我们预计 **2026 年国内煤炭供需或将持续维持平衡态势，长协价格基本持平，港口现货价格前高后低，基本维持 750-850 元/吨区间震荡走势。**

综合来看，2026 年火电或同时面临“价减本增”的情况，**度电盈利或将同比出现下滑**。但从火电的供需情况来看，2026 年或是火电装机集中投产年份；而立足于 2030 年“碳达峰”目标和目前电力供需矛盾趋缓的情况，“十五五”期间再度大规模放开火电审批的可能性较低。**火电作为电力系统内稳定的调峰顶峰电源，其稀缺程度或将从 2026 年开始逐年抬升。**其顶峰收益（容量电价）和调节收益（调峰调频收入）或将随新能源装机持续增长而明显改善。我们认为在“价减本增”的背景下，自身体内带有煤炭资源或集团体系内存在煤炭供应的“煤电一体”企业存在超额收益。

4.2 新能源：入市影响仍未消除，消纳或将进入新阶段

1) 增量项目竞价情况及展望：电量电价“内卷式”竞价，市场考验仍未结束

11 地区已出结果，仅 4 省竞价结果较好。截至 2025 年 11 月底，山东、云南、甘肃、新疆、江西、广东、青海、安徽、天津、上海、黑龙江等 11 个省/市/自治区已相继发布机制电价竞价结果。就已公布结果的省份中，上海、安徽两省市竞价结果与燃煤基准价相同；云南、新疆两省区竞价结果与燃煤基准价相近；其余各省区竞价结果均显著低于当地燃煤基准价。从竞价上下限情况来看，上海、江西、云南、天津、新疆的结果更接近竞价上限；青海直接以上限成交；而甘肃则以下限成交。

表 8：部分省份新能源增量项目机制电价竞价结果（元/千瓦时）

省份	燃煤基准价	机制电价		竞价限价区间			
		风电	光伏	风电		光伏	
				下限	上限	下限	上限
山东	0.394	0.319	0.225	0.094	0.35	0.123	0.35
云南	0.3358	0.332	0.33	0.18	0.3358	0.22	0.3358
新疆	0.25	0.252	0.235	0.15	0.262	0.15	0.262
甘肃	0.3078	0.1954	0.1954	0.1954	0.2447	0.1954	0.2447
江西	0.4143	0.375	0.33	0.24	0.38	0.24	0.38
广东	0.453	-	0.36	0.35	0.453	0.2	0.4
青海	0.3247	0.24	0.24	0.205	0.24	0.18	0.24
黑龙江	0.374	0.228111	0.228111	0.114	0.3	0.114	0.3
安徽	0.3844	独立项目：0.3837 统一项目：0.384		0.2	0.3844	0.2	0.3844
上海	0.4155	0.4155	0.4155	0.2182	0.42	0.2182	0.42
天津	0.3655	0.3196	0.3196	无	0.32	无	0.32

资料来源：储能与电力市场，信达证券研发中心（注：广东光伏竞价仅为分布式光伏）

竞价结果取决于“内卷”情况，机制电量供需决定价格。就已完成增量项目竞价的省份来

看，据智汇光伏，增量项目机制电价的竞价结果主要受到增量项目机制电量的供需影响。增量机制电价以下限结束的省份（甘肃、黑龙江、广东），其增量项目申报数量较多，导致放出的机制电量空间竞争较为激烈，进而导致最终机制电量使用比例较高，电价竞价结果较低；上海、天津、安徽、江西等省市机制电量使用比例偏低，反映出增量项目竞争空间较好，导致出清价格较高；山东作为特例，光伏机制电量使用比例较高，但风电机制电量使用比例较低，因而导致山东风电出清价格较高，但光伏出清价格低。

表 9：部分省份新能源增量项目机制电量出清结果（亿千瓦时）

省份	机制电量空间		实际竞价结果		电量空间使用比例
	风电	光伏	风电	光伏	
甘肃	8.3		3.46	4.84	100.00%
青海	6.33	16.08	5.43	11.25	74.43%
新疆	185.39	36.08	185.39	36.08	100.00%
山东	81.73	12.94	59.67	12.48	76.21%
江西	5.7	5.9	4.62	1.31	51.12%
上海	22		1.36	4.02	24.45%
安徽	90		58.68		65.20%
广东		50		46.5	93.00%
黑龙江	63.04		63.04		100.00%
天津	40		9.39		23.48%

资料来源：储能与电力市场，光伏们，新能源云，信达证券研发中心（注：云南具体电量数据未知）

未来机制电量仍面存调整可能，新能源投资节奏或持续调整。新能源项目的机制电价作为新能源入市过程中的过渡举措，未来将随着新能源入市比例逐步深化，持续调整，并在条件成熟时择机退出。我们认为各地“136”号文竞价结果仍未完全清晰，短期内新能源投资积极性与投资节奏或在收益前景不清晰的背景下受到冲击。

2）消纳情况展望：“650”+“1192”+“1360”号文，就地利用与灵活可靠调节仍是关键因素

绿电直连政策突破性发布，消纳模式创新性发展。2025 年 5 月 30 日，国家发改委、能源局发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650 号），首次明确绿电直供项目规范化发展，提出风、光、生物质等新能源通过直连线路向单一电力用户供给绿电，实现电量清晰物理溯源。对于绿电直连项目自发自用的比例，在“650”号文中亦有明确：项目应按照“以荷定源”原则，项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于 60%，占总用电量的比例应不低于 30%，并不断提高自发自用比例，2030 年前不低于 35%。上网电量比例上限一般不超过 20%。

“650”号文的重要意义在于填补国家层面绿电直连政策的空白，首次规范创新型绿电消纳模式，同时为地方政府在制定绿电直连相关政策时提供了重要的指引。从需求方来看，绿电直连政策直接满足对绿电溯源有较高需求的负荷用户，即出口导向型企业。近年来，欧盟碳边境调节机制（CBAM）要求产品披露全生命周期碳排放，2022 年 12 月出台的《电池与废电池法规》规定，自 2025 年 2 月 18 日起出口到欧盟的汽车动力电池必须申报产品全生命周期的碳足迹。在我国现有的部分市场化工具，如购电协议（PPA）和绿证等暂未被欧盟等国家完全接纳的背景下，为满足这一部分出口型企业的需求，绿电直连政策的出

台有助于国内出口外贸型企业满足国际市场绿色低碳要求。从供给方来看，绿电直连有望成为未来新能源消纳模式的重要创新。“十四五”以来，新能源消纳压力随装机高速发展而持续增长，95%“消纳红线”随之放宽，叠加“136”号文推动新能源电量全面入市交易，新能源上网电量和电价的不确定性持续增加。绿电直连模式可以为供给方发电企业提供较为稳定的负荷用户和多年期购售电协议，稳定的消纳途径和电价收益有望鼓励发电企业持续推进消纳新模式。

表 10：“650”号文重点内容总结

	重点内容
适用范围	<ul style="list-style-type: none"> 指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式。 直连线路指电源与电力用户直接连接的专用电力线路。 项目按照负荷是否接入公共电网分为并网型和离网型两类。
项目建设	<ul style="list-style-type: none"> 新增负荷可配套建设新能源项目。 存量负荷在已有燃煤燃气自备电厂足额清缴可再生能源发展基金的前提下开展绿电直连，通过压减自备电厂出力，实现清洁能源替代。 有降碳刚性需求的出口外向型企业利用周边新能源资源探索开展存量负荷绿电直连。
模式创新	<ul style="list-style-type: none"> 绿电直连项目原则上由负荷作为主责单位。 项目电源可由负荷投资，也可由发电企业或双方成立的合资公司投资，直连专线原则上应由负荷、电源主体投资。
源荷匹配	<ul style="list-style-type: none"> 并网型项目应按照“以荷定源”原则科学确定新能源电源类型和装机规模。 现货市场连续运行地区可采取整体自发自用为主，余电上网为辅的模式；现货市场未连续运行地区，不允许向公共电网反送。 项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于 60%，占总用电量的比例应不低于 30%，并不断提高自发自用比例，2030 年前不低于 35%。上网电量占总可用发电量的比例上限由各省省级能源主管部门结合实际确定，一般不超过 20%。

资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

“1192”号文明确输配电价机制，厘清权责助力发展。2025 年 9 月 12 日，国家发改委与国家能源局联合印发《关于完善价格机制 促进新能源发电就近消纳的通知》（发改能源〔2025〕1192 号）。综合来看，“1192”号文是对“650”号文绿电直连的重要补充，其明确了新能源发电就近消纳项目的输配电价机制，厘清了项目与公共电网的权责划分，为绿电直连项目扫清政策端发展的阻碍。我们认为，未来绿电直连的源网荷储一体化项目有望凭借高负荷率、高自利用率、高灵活性的“三高”优势，在新能源高比例渗透的新型电力系统中凸显优势。新能源的就地消纳有望受益于“1192”号文实现进一步增长。

表 11：“1192”号文重点内容总结

	重点内容
公共电网稳定供应保障	<ul style="list-style-type: none"> 对电源、负荷、储能等作为整体与公共电网连接，形成清晰物理界面和安全责任界面、以新能源发电为主要电源的就近消纳项目，公共电网按照接网容量提供可靠供电等服务，保障其安全稳定用电。 项目应当具备分表计量条件，由电网企业在发电、厂用电、并网、自发自用、储能等关口安装计量装置，准确计量各环节电量数据。
输配电费	<ul style="list-style-type: none"> 项目实行按容（需）量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳系统备用费、输配环节的电量电费。 月度容（需）量电费计算方法为：容（需）量电费=按现行政策缴纳的容（需）量电费+所在电压等级现行电量电价标准×

平均负荷率×730 小时×接入公共电网容量。

系统运行费	<ul style="list-style-type: none"> 项目使用公共电网时视同工商业用户，暂按下网电量缴纳系统运行费，逐步向按占用容量等方式缴费过渡；暂免缴纳自发自用电量的政策性交叉补贴新增损益。
参与电力市场	<ul style="list-style-type: none"> 项目与其他发电企业、电力用户等具有平等市场地位，原则上作为统一整体参与电力市场。 现货市场连续运行地区，项目上网电量交易和价格结算按照市场规则执行；现货市场未连续运行地区，原则上不向公共电网反向送电、不开展送电结算。项目新能源上网电量不纳入新能源可持续发展价格结算机制。项目用电时，应当直接参与市场交易，不得由电网企业代理购电，并按照下网电量承担上网环节线损费用。

资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

“1360”号文整合消纳体系，开启新能源消纳新业态。2025 年 11 月 10 日，国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号）。整体来看，“1360”号文整合了关于新能源消纳与调控的所有分类措施，从更高层面上实现了新能源开发与消纳、安全与创新的整体协调，并提出 2030 年“基本建立协同高效的多层次新能源消纳调控体系，保障新能源顺利接网、多元利用、高效运行，每年满足新增 2 亿千瓦以上新能源合理消纳需求，新增用电量主要由新能源满足”和 2035 年“适配高比例新能源的新型电力系统基本建成，新能源消纳调控体系进一步完善，全国统一电力市场成为新能源资源配置的基础平台，新能源在全国范围优化配置、高效消纳，支撑实现国家自主贡献碳中和目标”两个中远期宏伟目标。

细分来看，从开发方式上来看，“1360”号文整合新能源五种主要开发模式（沙戈荒外送基地、大型水风光基地、海上风电基地、省内分散开发、分布式），重点提及“统筹外送和就地消纳”，“与其他电源互补打捆”，“优化省内新能源开发结构和建设节奏”，和“积极拓展分布式新能源开发场景”等内容，强调新能源与其他电源的配合和就地消纳。从调节容纳角度看，“1360”号文提出持续提升电网和电源对高比例新能源的适应性，包括提升系统调节能力和提高电网接纳能力等。从市场机制角度看，“1360”号文提出电力市场机制适应新能源出力波动特性，包括缩短中长期交易周期，实现灵活连续交易，推广多年期购电协议（PPA）等以适应新能源随机波动和稳定新能源长期消纳空间；并提出“制定新能源参与市场的专项交易规则”，支持沙戈荒、水风光一体等新能源基地作为一个市场单元参与交易，同时支持分布式新能源、储能、虚拟电厂等新型主体通过聚合或直接交易模式参与电力市场。从技术支持角度看，“1360”号文围绕发电预测、灵活调节、电网运行、调控手段四个关键领域提出技术攻关方向，为新能源高效消纳提供长远动力。

表 12：“1360”号文重点内容总结

	重点内容
分类引导开发	<ul style="list-style-type: none"> 统筹“沙戈荒”新能源基地外送与就地消纳。全面落实党中央防沙治沙工作决策部署和“沙戈荒”新能源基地开发布局规划，推动“沙戈荒”新能源基地外送与就地消纳并举。通过新能源集成发展、东部地区产业梯度转移、西部地区挖掘消纳潜力等方式，促进“沙戈荒”新能源基地实现规模化就地消纳。 优化水风光基地一体化开发与消纳。依托西南大型水电基地，充分考虑水电调节特性，优化配置新能源。对具备条件的存量水电外送通道，合理增配新能源，提升通道利用水平。结合雅下水电基地开发，优化论证新能源配置及送出消纳方案。 推动海上风电规范有序开发与消纳。落实海洋经济高质量发展要求，科学布局海上风电，继续推动近海风电开发，有序推动深远海风电基地建设。统筹优化海上输电网络，集约化布局海缆廊道和登陆点，实现海上风电基地集中送出，主要在沿海地区就近消纳。 科学高效推动省内集中式新能源开发与消纳。综合考虑资源条件、用电增长，结合可再生能源电力消纳责任权重落实要求，科学布局省内集中式新能源，优化开发结构、合理把握建设节奏，加强调节能力建设，提升电网承载力，确保新能源高效消纳。做好新能源资源普查试点。 积极拓展分布式新能源开发与消纳空间。充分挖掘分布式新能源资源潜力，拓展分布式新能源开发场景。增强分布式新能源自调节能力，提高自发自用比例。修订分布式新能源接网承载力评估标准，释放公共电网接纳分布式新能源的可开放容

量。

电网适配能力

- **加快提升系统调节能力。**积极推进流域龙头水库电站建设和水电扩机增容改造。加快抽水蓄能电站建设，充分发挥削峰填谷等多重作用。大力推进技术先进、安全高效的**新型储能**建设，挖掘新能源配建储能调节潜力，提升利用水平。适度布局**调峰气电**。因地制宜建设**光热电站**。推进**新一代煤电转型升级**，推动新能源替代燃煤自备电厂发电。充分发挥**虚拟电厂**聚合负荷侧调节资源作用，拓展车网互动规模化应用。
- **提高电网对新能源的接纳能力。**加快构建主配微协同的**新型电网平台**，提升电网承载力。优化全国电力流向，进一步扩大新能源资源配置范围，稳步提升**跨省跨区输电通道规模**。充分利用区域间、省间调节资源和新能源出力互补特性，合理布局**灵活互济电网工程**，提升互济能力。加强**电网主网架建设**，提升新能源的并网接纳能力。大力推动**配电网建设改造和智能化升级**，加快打造适应大规模分布式新能源接入的**新型配电系统**。因地制宜推动智能微电网与大电网协同发展。

市场机制完善

- **拓展多层次新能源消纳市场化体系。**适应新能源出力波动特点，**缩短中长期交易周期**，实现灵活连续交易，推广**多年期购电协议机制**，稳定长期消纳空间。充分发挥现货市场功能，加强与需求侧响应机制等的衔接，引导系统调节资源主动参与调节，**完善用户侧参与现货市场交易机制**，激发用户侧灵活调节潜力。合理设置电力辅助服务交易品种，完善费用向用户侧疏导机制，促进新能源大规模发展过程中的系统平稳运行。以省间中长期交易压实新能源跨省消纳“基本盘”，以省间现货交易、区域内省间互济交易等灵活响应新能源短时消纳需求，推进跨电网经营区常态化新能源电力交易。
- **完善适应新能源参与电力市场的规则体系。**推动建立“沙戈荒”、水风光**新能源基地一体化模式参与市场**的交易规则；支持**分布式新能源、储能、虚拟电厂等新型主体通过聚合、直接交易等模式参与电力市场**；研究推动新能源、用户等主体参与跨省跨区电力市场直接交易；推动构建符合新能源发电特性、分布格局的市场报价方式。完善电力市场限价等机制，充分发挥价格信号引导新能源消纳的作用。积极推动绿证市场高质量发展，推进“电—证—碳”市场协同，科学反映新能源环境价值。

技术创新支撑

- **突破新能源高效发电利用技术。**加强高效低成本光伏、风电技术研发，试点建设超大功率深远海风电机组。加快提升新能源超短期、短期、中长期等不同时间尺度功率预测精度。
- **攻关系统灵活调节技术。**创新应用液流电池、压缩空气储能、重力储能等多种技术路线，加快突破大容量长时储能技术。推动新建抽水蓄能电站具备变速调节能力。深化虚拟电厂协调运行控制技术、多元交易技术应用，扩大新型负荷灵活调节技术应用。加快新一代煤电试点应用及推广。
- **强化电网运行技术。**加强高比例可再生能源、高比例电力电子设备电力系统高效仿真和稳定运行控制技术研究。试点试验高比例新能源特高压柔性直流输电、大容量高电压海上柔性直流海缆输电技术以及多端直流孤岛运行技术。提升新能源基地电源汇集及弱送端系统稳定运行技术水平。推广构网型控制技术，提高新能源涉网性能和主动支撑能力。加快修订新能源并网技术标准。
- **升级智能化调控技术。**加快人工智能、大数据、云计算等先进技术在主配微网协同中的应用。推广应用状态感知技术，提升电网对分散资源的动态感知能力。加快应用海量源网荷储资源聚合控制技术，完善新能源基地协同调控技术。

资料来源：国家政府网，信达证券研发中心

综合来看，“1360”号文的出台，是我国新能源消纳政策由单点引导走向系统集成的里程碑，其不仅聚焦于当前的消纳与调控问题，而是统筹提出了覆盖“源、网、荷、储、调”各环节的系统解决方案，形成一整套的指导方针。我们认为随着碳达峰目标的逐渐临近，新能源消纳或将摆脱过去省内集中开发消纳，单纯挤占火电空间的利用形势，转而成为负荷、电网、灵活性资源主动调节主动配合的新消纳业态。

4.3 水电&核电：水电兼具稀缺性与稳定性，核电或将面临全面入市

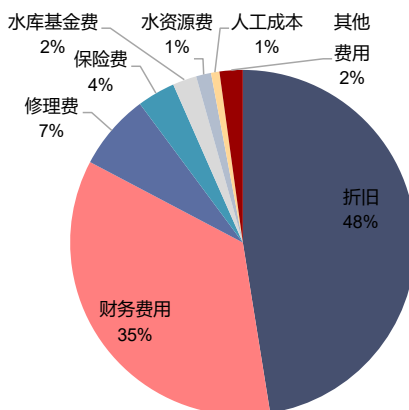
1) 水电：兼具稀缺性与稳定性，未来有望兼具电量供应与调节功能

水电剩余可开发容量裕度有限，主要集中在西藏地区。我国水电资源评估采用三级划分体系：**1) 理论蕴藏量**：全国水能资源理论蕴藏量达 6.94 亿千瓦（基于河流自然落差和流量的物理极限值，不考虑任何技术或经济约束）；**2) 技术可开发容量**：技术上可行的装机容量为 5.42 亿千瓦（主要考虑工程地质条件、施工技术难度、电网接入可能性等硬性约束）；**3) 经济可开发容量**：经济上可行的装机容量约为 4.02 亿千瓦（基于电价水平，设定内部收益率要求和投资回收期财务指标倒算得出）。截至 2025 年 6 月，我国常规水电装机已达到 3.79 亿千瓦，水电剩余可开发容量裕度极为有限。从水电资源分布来看，我国水电资源

呈现“西多东少、南丰北缺”的不均衡分布。我国水电开发的战略重心在西南地区，特别是青藏高原东缘的深切河谷地带。西藏拥有全国最大的水电未开发潜力，理论蕴藏量超 2 亿千瓦，占全国的 29%，居各省区市之首。但截至 2024 年底，西藏水电装机容量仅为约 300 万千瓦，开发率不足 2%。2025 年 7 月，副部级新能源央企中国雅江集团有限公司成立；同月，李强总理宣布雅鲁藏布江下游水电工程开工，西藏水电资源开发进入新阶段。

水电无发电成本，入市比例较低；未来有望成为电量供应与灵活调节并重的电源。水电由于其相对清洁、稳定、低成本的属性，大部分电量属于保量保价的低价优先发电电量，参与市场化交易的比例低。目前国家对于水电参与市场化的原则为：水电比重大或消纳受限的地区，可以逐步扩大市场化交易比例，其他地区在保障优先发电优先购电的基础上参与市场化交易。同时，水电的调节性能较为优良。**首先，水电和新能源出力具有较强互补性**，枯季是风电和光伏多发季节，可通过水能的快速启停功能保障风电和光伏的优先送出；而雨季是风电和光伏的少发季节，水电可充分利用汛期来水多发或满发；**第二，水风光打捆外送具有消纳优势**，依托流域内已有的水电资源建设水风光一体化基地，可以将随机波动的风电、光伏发电调整为平滑、稳定的优质电源，借助已有的水电的外送通道打捆送出，可减少弃风弃光的问题，提高利用小时数。2021 年 2 月，国家发改委和国家能源局发布《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》，提出优先利用水电调节性能消纳近区风光电力，鼓励通过龙头电站建设优化出力特性，实现就近打捆；此后四川省与云南省也分别于 2021 年 6 月、2022 年 3 月提出建设金沙江上中下游、雅砻江流域、大渡河中上游、澜沧江上中下游、红河流域、风光水一体化可再生能源综合开发基地。**鉴于水电优良的调节性能，未来随着电力市场机制的完善，其对电力系统的调节价值有望获得合理收益。**

图 40：四川省某大型水电站完全成本构成（含财务费用）



资料来源：何璞玉等《基于容量补偿和绿电价值的水电上网电价研究——以四川省为例》，信达证券研发中心

表 13：近年来水风光互补政策梳理

时间	发布机构	政策名称	相关内容
2021 年 2 月	国家发改委、国家能源局	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	对于存量水电，优先利用水电调节性能消纳近区风光电力、因地制宜增加储能设施，鼓励通过龙头电站建设优化出力特性，实现就近打捆。对于增量风光水（储）一体化，严控中小水电建设规模，以大中型水电为基础，统筹汇集送端新能源电力，优化配套储能规模。

2021年6月	四川省发改委、四川省能源局	《四川省“十四五”光伏、风电资源开发若干指导意见》	将流域梯级水电站周边一定范围内的光伏、风电就近接入水电站，利用水电站互补调节和其通道送出，提高送出通道利用率。按照国家“十四五”风光水一体化可再生能源综合开发基地建设要求， 规划建设金沙江上游、金沙江下游、雅砻江流域、大渡河上游4个风光水一体化可再生能源综合开发基地。
2022年3月	国家发改委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	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。 推动西南地区水电与风电、太阳能发电协同互补。
2022年3月	云南省人民政府	《云南省人民政府印发关于加快光伏发电发展若干政策措施的通知》	以州、市行政区域为单元，充分发挥大型水电与光伏互补调节作用， 重点支持金沙江下游、澜沧江中下游、红河流域、金沙江中游、澜沧江金沙江上游“风光水储”和曲靖“风光火储”等6个多能互补基地，争取3年时间全面开工并基本建成。
2022年3月	国家能源局综合司	《关于开展全国主要流域可再生能源一体化规划研究工作有关事项的通知》	依托主要流域水电开发，兼顾具有调节能力的火电，配套建设一定规模的以风电和光伏为主的新能源发电项目， 建设可再生能源一体化综合开发基地 ，实现一体化资源配置、规划建设、调度运行和消纳，提高可再生能源综合开发经济性和通道利用率，提升水风光开发规模、竞争力和发展质量。
2023年4月	国家能源局	《2023年能源工作指导意见》	推动主要流域水风光一体化规划， 建设雅砻江、金沙江上游等流域水风光一体化示范基地。

资料来源：国家发改委，各省人民政府，中国能源报，中国改革报，北极星水力发电网，信达证券研发中心

2) 核电：“十四五”后半段核准高增，市场化程度或持续提升。

2019年我国核电机组审批正式重启，在“十四五”后半段（2022-2025年）核电维持年均不低于10台机组高核准体量。按照核电项目5-8年的建设周期计，2027年后将迎来核电装机投产潮。虽然当前核电电量并未全面入市，但自“十四五”以来，两大核电上市公司中核与中广核的电量市场化交易比例已逐步提升。2025年，核电主要分布省份均持续深化核电入市。自2026年开始，已经公布电力交易方案的省份中，广东核电全面入市交易；浙江新增50%电量进入中长期交易，非市场化电量占比缩减至40%。综合来看，在当前电力电量供需格局宽松和核电持续保持高核准量的背景下，**目前市场化程度较低的核电市场化程度逐步提升，在“十五五”期间装机体量快速增长的同时持续扩大入市比例，或将成为又一大规模入市的主力电源。**核电在装机与电量快速增长的阶段入市，电量与电价或将出现此消彼长态势。

表 14：2015-2025 年核电机组核准情况

时间	核准机组	核准数量
2015	<ul style="list-style-type: none"> 中核：福清核电 5、6 号，田湾三期（5、6 号） 中广核：防城港二期（3、4 号），红沿河二期（5、6 号） 	8
2016		0
2017		0
2018		0
2019	<ul style="list-style-type: none"> 中核：漳州核电一期（1、2 号） 中广核：太平岭核电一期（1、2 号） 华能：荣成石岛湾示范工程 	6
2020	<ul style="list-style-type: none"> 中广核：浙江三澳核电一期（1、2 号） 华能：海南昌江核电二期（3、4 号） 	4
2021	<ul style="list-style-type: none"> 中核：田湾四期（7、8 号），辽宁徐大堡二期（3、4 号），海南昌江小型示范堆型 	5

2022	• 中核：浙江三门二期（3、4号）、福建漳州二期（3、4号）	10
	• 国电投：山东海阳二期（3、4号）、广东廉江一期（1、2号）	
	• 中广核：广东陆丰项目 5、6 号	
2023	• 中核：浙江金七门一期（1、2号）、辽宁徐大堡 1、2 号	10
	• 中广核：福建宁德 5、6 号、广东太平岭 3、4 号	
	• 华能：山东石岛湾一期扩建（1、2号）	
2024	• 中核：江苏徐圩一期（1、2、3号）	11
	• 中广核：浙江三澳二期（3、4号）、广东陆丰一期（1、2号）、山东招远一期（1、2号）	
	• 国电投：广西白龙一期（1、2号）	
2025	• 中核：浙江三门三期（5、6号）	10
	• 中广核：广东台山二期（3、4号）、广西防城港三期（5、6号）	
	• 华能：福建霞浦一期（1、2号）	
	• 国电投：山东海阳三期（5、6号）	

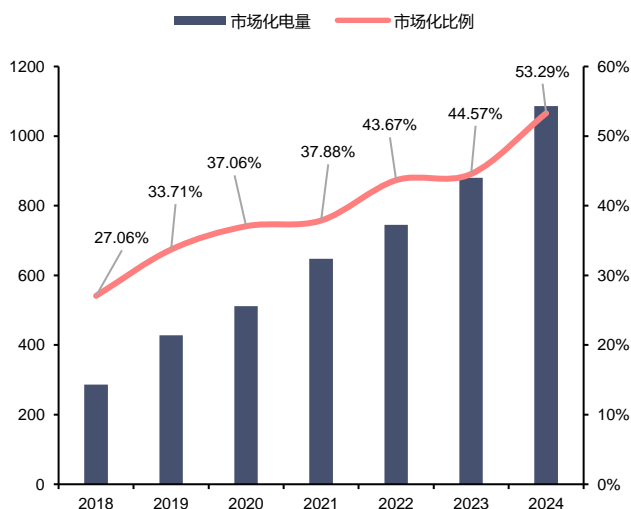
资料来源：核能号，中国能源报，信达证券研发中心

表 15：2024-2025 年主要沿海省份核电入市情况

	2024	2025	2026
广东	安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约 195 亿千瓦时 红沙核电站 1、2、3 号机组全电量进入市场， 4 号机组暂不进入市场	安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约 273 亿千瓦时	岭澳、阳江核电全面入市
广西		核电全电量参与市场化交易	未知
福建	福清核电 1—4 号机组、宁德核电 1—4 号机组原则上全部上网电量参与市场交易	福清、宁德、 漳州核电 参与市场化交易	福清、宁德、漳州核电参与市场化交易
江苏	江苏核电有限公司所属核电机组全年市场交易电量 270 亿千瓦时左右	江苏核电有限公司所属核电机组全年市场交易电量 300 亿 千瓦时左右	未知
浙江	无	10%进现货 ，其余另行通知	50%电量进中长期交易 ，10%电量通过现货市场交易，40%电量分配政府授权合约

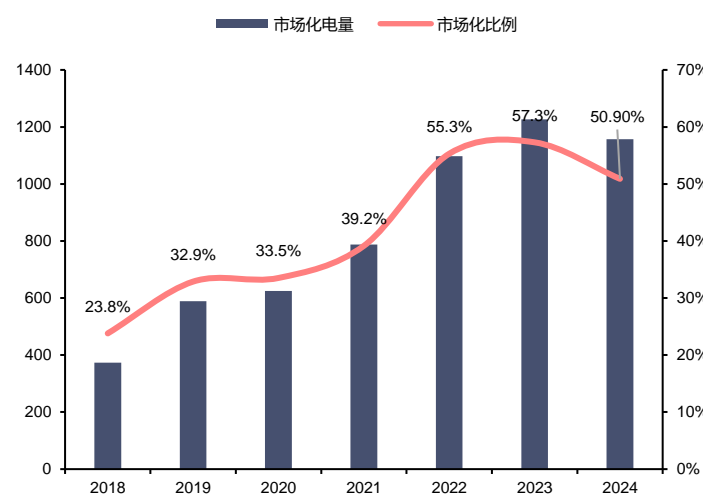
资料来源：能源新媒、新浪财经、阳光工匠光伏网、鼎聚新能源、福建省发改委、江苏省发改委、北极星售电网、江西百通能源官网、浙江省太阳能光伏协会、浙江省发改委、广东省能源局、北极星电力市场网，信达证券研发中心

图 41：2018-2024 年中国核电市场化电量及占比（亿千瓦时）



资料来源：中国核电公司公告，信达证券研发中心

图 42：2018-2024 年中国广核市场化电量及占比（亿千瓦时）



资料来源：中国广核公司公告，信达证券研发中心

4.4 投资策略：红利高股息资产稀缺性凸显，预测及优化服务重要性显著提升

1) 红利高股息资产：资源稀缺为先，高股息值得关注

水电运营商：兼具稀缺性、成长性和调节性的优质资源，具有长期投资价值。优质大水电资产具有稀缺性及不可复制性，在我国当前水电资源总体可开发空间不足、上游开发造价高的情况下，优质存量机组优势凸显；龙头公司水电装机仍有较大增长空间，叠加多库联调带来的梯级补偿效益，电量增长可期；水电公司借助自身优势加快推进水风光一体化及抽水蓄能建设，开启第二增长曲线；结合以上，我们长期看好水电行业的投资价值；相关标的：长江电力、国投电力、川投能源、华能水电。

煤电高股息资产：1) **煤电一体化运营商：**短期业绩受商品价格波动影响，不改长期资源稀缺优势。煤炭作为不可再生资源，具有独到的稀缺属性。立足于我国“富煤贫油少气”的能源结构特点，和我国能源负荷主要集中在东部，煤炭资源主要集中在中西部的用能分布特点，在东部拥有优质煤炭资源/稳定煤炭供应，以及立足西部煤炭资源实现电量外送东部的煤电一体化公司兼具稳定低成本燃料优势和高电价高小时数的收入优势。尽管短期煤价受供需影响有所波动，导致煤电一体公司业绩相对承压，长期来看我们依旧看好煤电一体标的的业绩稳定性和高分红属性，具有投资价值。相关标的：新集能源、国电电力、淮河能源、皖能电力、陕西能源、甘肃能源。2) **稳健型高股息煤电资产：**经营业绩波动较小、高分红凸显长期持有价值。部分区域煤电龙头具有业绩稳定性较高、分红率高的特点，适合长期配置，相关标的：中能股份（2024 年股息率实现 4.74%）、内蒙华电（2024 年股息率实现 5.08%）等。

2) 预测优化等服务：新能源入市叠加现货推广，预测及优化服务重要性显著提升

随着新能源电量全面入市，叠加现货市场全面推广，反映短时分区电力供需的现货电价信号将极大程度上受到新能源出力波动的影响。原先被动依靠“保量保价”全额消纳电量的新能源场站亟需适应政策及市场的新要求，以落实“四可”（可观、可测、可调、可控）为契机实现从“弱接入”到“强参与”的转型。我们认为参与市场交易运营的关键在于预测（包括预测短时天气变化、电力供需情况、线路阻塞情况等）和优化（包括优化报价及出力、优化各类中长期合同与现货电量仓位等）的能力。对天气/电价/负荷/市场需求实现高精度预测将使得市场主体在市场交易和商业运营中占据行业优势地位。目前，开展预测及优化软件开发与应用的企业较多，但由于预测优化效果的差别最终将直接反应在实际经济效益中，预测优化软件相关企业竞争或将较为激烈。相关标的：国能日新（信达计算机团队覆盖）、朗新集团。

表 16：重点上市公司估值表

股票名称	收盘价	归母净利润（百万元）				EPS（元/股）				PE			
		2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E
长江电力	28.24	3249.6	34013	35785	37090	1.33	1.39	1.46	1.52	22.25	20.32	19.31	18.63
*国投电力	13.88	6643	7190	7480	7620	0.89	0.90	0.93	0.95	18.65	15.45	14.85	14.58
川投能源	14.73	4508	4873	5164	5333	0.92	1.00	1.06	1.09	18.65	14.73	13.91	13.46
华能水电	9.63	8297	8824	9446	9800	0.46	0.47	0.51	0.53	20.63	20.33	18.99	18.31

煤电 一体 化	*新集能源	7.01	2393	2369	2744	2878	0.92	0.91	1.06	1.11	7.77	7.67	6.62	6.31
	*国电电力	5.74	9831	6459	7272	8283	0.55	0.36	0.41	0.46	8.31	15.85	14.08	12.36
	淮河能源	3.60	858	917	1218	1309	0.22	0.24	0.31	0.34	17.99	15.26	11.49	10.69
	*皖能电力	8.20	2064	2079	2282	2319	0.91	0.92	1.01	1.02	8.69	8.94	8.15	8.02
	*陕西能源	10.08	3009	2876	3455	3663	0.80	0.77	0.92	0.98	11.57	13.14	10.94	10.32
	甘肃能源	6.69	1644	1913	2325	2395	0.51	0.59	0.72	0.74	11.90	11.34	9.33	9.06
	*国能日新	51.82	94	118	150	189	0.94	0.89	1.13	1.43	48.48	58.22	45.80	36.35
	朗新集团	15.14	-250	474	652	873	-0.23	0.44	0.61	0.81	-	34.42	25.02	18.70
预测 及优 化														

资料来源: iFinD, 信达证券研发中心 (注: 标*公司为信达能源的盈利预测, 标#公司为信达计算机的盈利预测, 其余公司盈利预测来源于 iFinD 一致预测, 数据截至 2025 年 12 月 04 日)

风险因素

（1）电力需求持续低于预期：市场化电价主要受到电力供需关系影响，若电力需求持续低于预期，则会引发发电电量及上网电价超预期下行，相关运营商利润或会受到影响。

（2）电价超预期大幅下行：随着电力市场化不断深入推进，电价受政策及市场影响增加，电力电量供需情况偏宽松的背景下可能出现电价超预期大幅下行的风险。

（3）火电小时数大幅下行：随着新能源装机及电量持续增长，火电电量受挤占压力增加，可能出现火电利用小时数大幅下行的风险。

（4）风光装机持续高增速导致消纳和电价压力突显：新能源入市步伐加快背景下，若风光装机建设持续超预期高增，或将导致消纳压力持续提升，电价内卷压力持续加大，相关运营商利润或会受到影响。

（5）电力市场化改革推进不及预期：现货尖峰电价、辅助服务及容量等额外收入依赖于电改的持续推进。若电改推进不及预期，相关运营商利润或会受到影响。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学博士，注册咨询（投资）工程师，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，中国价格协会煤炭价格专委会委员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作，现任信达证券研发中心负责人。

李春驰，CFA，CPA，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长、下属煤矿副矿长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产生产管理、煤矿项目投资和经营管理工作。2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭、钢铁及上下游领域研究。

刘红光，北京大学博士，中国环境科学学会碳达峰碳中和专业委员会委员。曾任中国石化经济技术研究院专家、所长助理，牵头开展了能源消费中长期预测研究，主编出版并发布了《中国能源展望2060》一书；完成了“石化产业碳达峰碳中和实施路径”研究，并参与国家部委油气产业规划、新型能源体系建设、行业碳达峰及高质量发展等相关政策文件的研讨编制等工作。2023年3月加入信达证券研究开发中心，从事大能源领域研究并负责石化行业研究工作。

郭雪，北京大学环境工程/新加坡国立大学化学双硕士，北京交大环境工程学士，拥有5年环保产业经验，4年卖方经验。曾就职于国投证券、德邦证券。2025年3月加入信达证券研究所，从事环保行业及其上下游以及双碳产业研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，天津大学电气工程及其自动化专业学士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事公用环保行业研究。

胡晓艺，中国社会科学院大学经济学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

刘奕麟，香港大学工学硕士，北京科技大学管理学学士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭和煤矿智能化行业研究。

李栋，南加州大学建筑学硕士，2023年1月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

唐婵玉，香港科技大学社会科学硕士，对外经济贸易大学金融学学士。2023年4月加入信达证券研发中心，从事天然气、电力行业研究。

刘波，北京科技大学管理学本硕，2023年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭和钢铁行业研究

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，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出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 15% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~15%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券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，投资者需自行承担风险。