



Research and
Development Center

电改迈入新阶段，入市与现货交易迎来新机遇

——2025 电力中期策略报告

2025 年 7 月 18 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

左前明 能源行业首席分析师
执业编号: S1500518070001
联系电话: 010-83326712
邮箱: zuoqianming@cindasc.com

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: xingqin hao@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

电改迈入新阶段，入市与现货交易迎来新机遇

2025年7月18日

本期内容提要:

- **新一轮电力市场化改革的历程回顾：“十三五”：计划与市场并存，新电改迎难而上。**以中发9号文的印发为标志，我国开启新一轮电力市场化改革。2020年前各地多倾向于稳步推进，改革节奏相对较慢。“十四五”：低碳转型叠加能源通胀，供需矛盾下电改迈入提速期。“十四五”初期，我国电力产业面临绿色低碳转型压力和能源通胀周期的“双期叠加”，电改步伐因能源政策转向而大幅提速，电力市场化改革迎来发展良机。
- **2025电改的新进展：新能源全面入市，现货时代启航。当前电力行业背景：供需步入宽松周期，新能源装机增长持续超预期。**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。同时，新能源消纳压力凸显，“95%”消纳红线正式放开。**进展一：“136”号文官宣新能源全面入市，新能源收益再添变数。**“136”号文官宣中国新能源发电正式进入到全面入市阶段，同步设立“机制电价”作为保底机制，并以“新老划断”做好政策稳妥衔接。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。就各地衔接机制而言，大部分省份对存量项目较为保护；但部分省份要求增量项目全电量直面市场风险。目前仍需静待各地细则逐渐落地，短期内新能源投资积极性与投资节奏将在收益前景不清晰的背景下受到冲击。**进展二：“394”号文助力现货再度提速，2025-2026有望成为现货大年。**“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。当前全国已有29个省级电网区域开展现货市场试运行或正式运行，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。**进展三：新能源消纳步入新阶段，容量电价有望呈提升趋势。**年内，国家发改委国家能源局发文加强对分布式光伏项目的区分和管理，并提出绿电直连的新能源创新消纳模式，意在加强新能源的“可观可控”和“自发自用”。此外，2026年我国有望迎来容量电价的新一轮提价周期，我们认为后续煤电容量电价仍有望进一步提升以对冲利用小时数的下行。
- **现货时代的趋势特征：真实供需引导电价波动，稳定稀缺电源有望获得重定价。对发电侧及电价影响：市场反映真实电力供需，现货引导整体电价波动。**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，其中年度中长期交易博弈严重，月度及现货更多反映煤价和供需，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。对用户侧影响：形成真实峰谷时段，引导需求侧主动管理。2021 年以来各地开始密集根据新能源出力特性曲线调整面向非市场化用户的分时电价，其既是顺应新能源入市潮流，根据新能源出力调整峰谷电价以缩窄交叉补贴的举措；同时电网以价格机制调整用户用电习惯，给予用户侧明显的价格信号激励用户负荷响应。随着现货市场全面铺开和新能源全面入市，分时电价调整“有据可依”，更为贴近反映真实电力供需格局的现货市场价格走势有望明显影响分时电价调整。对资产端影响：稳定稀缺性电源价值有望在市场中充分体现，从而获得优质资产的重定价。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。

- **投资策略：**弹性火电：短期成本下降叠加中长期电改红利，稳健收益未来可期。虽然中短期电价或将步入下行周期，但煤价回落为火电点火价差让出利润空间；随着电改持续推进，火电运营商有望同时获得现货尖峰电价，辅助服务收益和容量电价补偿三方面额外收益。建议关注：华电国际、华能国际、大唐发电、浙能电力等，同时重点关注电价接近浮动区间下限省份的火电运营商：宝新能源、粤电力 A等。**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。

一、“新电改”的历程回顾	6
1.1 “十三五”：计划与市场并存，新电改迎难而上	6
1.2 “十四五”：低碳转型叠加能源通胀，供需矛盾下电改迈入提速期	7
二、2025 电改新进展：新能源全面入市，现货时代启航	10
2.1 当前电力行业背景：供需步入宽松周期，新能源装机增长持续超预期	10
2.2 新进展一：“136”号文官宣新能源全面入市，新能源收益率再添变数	15
2.3 新进展二：“394”号文助力现货再度提速，2025-2026 有望成为现货大年	18
2.4 新进展三：新能源消纳步入新阶段，容量电价有望呈提升趋势	20
三、现货时代趋势特征：真实供需引导电价波动，稳定稀缺电源有望获得重定价	22
3.1 对发电侧及电价影响：市场反映真实电力供需，现货引导整体电价波动	23
3.2 对用户侧影响：形成真实峰谷时段，引导需求侧主动管理	30
3.3 对资产端影响：稳定稀缺性电源价值有望在市场中充分体现，从而获得优质资产的重定价	32
四、投资策略	38
4.1 弹性火电：短期成本下降叠加中长期电改红利，稳健收益未来可期	38
4.2 红利高股息资产：资源稀缺为先，高股息值得关注	38
4.3 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	39
风险因素	41

表目录

表 1：新一轮电力体制改革的重点任务	6
表 2：2022-2023 年部分省份年度交易协定情况	8
表 3：新旧“两个细则”修订与调整内容对比	9
表 4：各省级电网煤电容量电价表（2024-2025 年）	10
表 5：2024-2025 年部分省份年度交易协定情况（元/MWh）	13
表 6：“136”号文总结	16
表 7：《开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作的通知》主要内容	20
表 8：各省分布式光伏管理新规汇总	20
表 9：国家发改委对煤炭年度中长期交易合同签订要求	26
表 10：国家发改委对电力年度中长期合同签订要求	27
表 11：各省分时电价政策情况（以 4 月为例）	30
表 12：2015-2025 年核电机组核准情况	32
表 13：2024-2025 年主要沿海省份核电入市情况	33
表 14：国家级虚拟电厂相关政策	35
表 15：重点上市公司估值表	39

图目录

图 1：“十三五”广东电力市场市场化交易电量及电价情况	6
图 2：“十三五”山西电力市场市场化交易电量情况	6
图 3：2019-2024 年新能源累计装机情况及增速	8
图 4：2019-2024 年新能源发电量占比情况	8
图 5：2021M4-2025M5 年各电力交易中心累计电量同比增速（%）	9
图 6：2021-2024 年全国煤电机组核准及投产情况（万千瓦）	11
图 7：2023-2025M5 年水电分月出力同比情况（%）	11
图 8：2024-2025M5 全社会分月用电量增速情况（%）	11
图 9：2024-2025M5 全社会累计用电量增速情况（%）	11
图 10：2024-2025M5 全社会累计发电量情况	12
图 11：2024-2025M5 全社会分月发电量情况	12
图 12：2024-2025M5 火电累计发电量情况	12
图 13：2024-2025M5 火电分月发电量情况	12
图 14：电网公司月度代理购电价格情况（全国平均，元/MWh）	13
图 15：历年弃风弃光率情况	14
图 16：2021-2025M5 全国分月弃风弃光情况	14
图 17：2024-2025M1-5 部分省份弃风弃光情况	14
图 18：机制电价政策下的新能源项目电量收入构成	15
图 19：2024-2025M5 全国累计风电新增装机情况	16
图 20：2024-2025M5 全国累计光伏新增装机情况	16
图 21：全国省级电力现货市场进展情况（截至 2025 年 6 月）	19

图 22: 火电装机投产潮预测.....	22
图 23: 火电利用小时数预测.....	22
图 24: 2022-2024 年各省区电力现货市场结算均价情况 (元/兆瓦时)	23
图 25: 2023-2025 年广东电力日前现货市场周均价情况 (元/兆瓦时)	23
图 26: 2023-2025 年广东电力实时现货市场周均价情况 (元/兆瓦时)	23
图 27: 2023-2025 年山西电力日前现货市场周均价情况 (元/兆瓦时)	23
图 28: 2023-2025 年山西电力实时现货市场周均价情况 (元/兆瓦时)	23
图 29: 2023-2025 年山东电力日前现货市场周均价情况 (元/兆瓦时)	24
图 30: 2023-2025 年山东电力实时现货市场周均价情况 (元/兆瓦时)	24
图 31: 2024 年至今港口现货煤价走势情况 (元/吨, 秦皇岛港 5500K)	25
图 32: 2024 年至今全国煤炭月产量变化情况	25
图 33: 2024 年至今煤炭累计进口同比增速 (%)	25
图 34: 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.....	25
图 35: 2023-2025 年 3 月山东日前现货市场分时月均价情况 (元/兆瓦时)	25
图 36: 2023 年至今广东月度交易综合均价与港口煤价变化情况.....	27
图 37: 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)	27
图 38: 2025 年各省中长期年度签约电量占比下限要求	28
图 39: 2021-2024 年广东电力交易占比情况.....	28
图 40: 2024-2025 年江苏月度交易电价结果 (元/兆瓦时)	29
图 41: 浙江 2025 年政府降电价要求.....	29
图 42: 宁夏回族自治区发改委 2025 年降电价要求.....	29
图 43: 山东现货电价与分时电价情况对比 (12 月-2 月)	32
图 44: 山东现货电价与分时电价情况对比 (6 月)	32
图 45: 2018-2024 年中国核电市场化电量及占比 (亿千瓦时)	33
图 46: 2018-2024 年中国广核市场化电量及占比 (亿千瓦时)	33
图 47: “十二五”至“十四五”期间抽蓄建设情况 (万千瓦)	34
图 48: 2018-2020 年新型储能装机情况	34
图 49: 多维度电力市场体现系统多方面价值.....	36

一、“新电改”的历程回顾

1.1 “十三五”：计划与市场并存，新电改迎难而上

以 2015 年中发“9 号文”的印发为标志，中国掀起了新一轮电力市场化改革的序幕。为建立高效的资源分配机制、理顺电价关系，2015 年国家发改委发布“9 号文”，以“管住中间，放开两头”为核心思想，推进对电力的市场化定价，即：对于位于中间的输配电环节进行强监管，由政府通过定期的成本监审进行合理定价；对于发电端和用电端，不再由电网企业进行统购统销，而是由两端进行市场化定价，以合理反映供需水平。继“9 号文”之后，我国电力体制机制也正式步入计划电与市场电并存的“双轨制”阶段。

表 1：新一轮电力体制改革的重点任务

改革重点	主要内容
输配电价改革	• 从“价差”模式到“顺价”模式、逐步理顺交叉补贴等
电力市场建设	• 构建电能量市场（中长期、现货市场）、辅助服务市场等
电力交易机构组建和规范运行	• 建立相对独立的电力交易机构，为电力系统提供公平高效的交易组织服务。近年来持续推进电力交易中心的股份制改造
有序放开发用电计划	• 燃煤发电市场化、取消工商业目录电价（销售电价）、实行电网企业代理购电等
售电侧改革	• 增量配电改革、推动市场化售电等

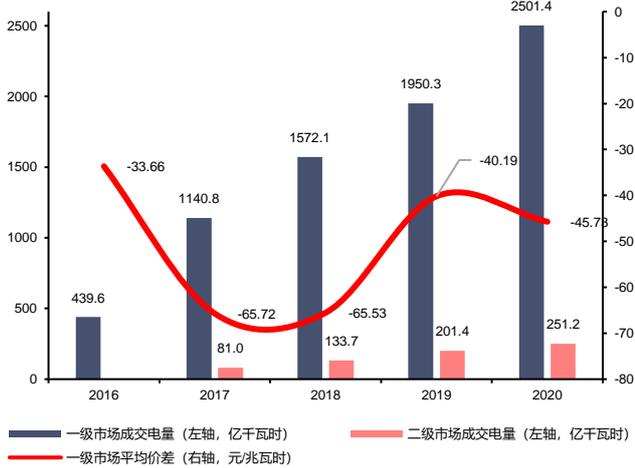
资料来源：《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》，信达证券研发中心

电改选择电力电量供需宽松窗口期，交易机制初步建立。2012 年起，我国在电力工业史上第一次摆脱了缺乏电量供应能力的局面。宽松的电力电量供需格局为主管部门自上而下推进电力市场化顶层设计提供改革窗口期。电力电量供需宽松时期，政府定价（标杆价等）水平高于市场定价水平。对于用户而言，进入电力市场能够享受降价红利，更容易接受市场化改革；对于发电运营商而言，进入电力市场能够“以量补价”，缓解经营压力。从交易机制部分来看，2017 年，国家发改委、能源局印发《电力中长期交易基本规则（暂行）》，要求各地适时有序放开发用电计划，制定中长期交易规则；次年，国家发改委、能源局印发《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》，将南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等 8 个地区作为第一批现货市场试点，试验日前与实时的电力交易机制。至此，电力交易“中长期+现货”的基本机制得以初步建立。

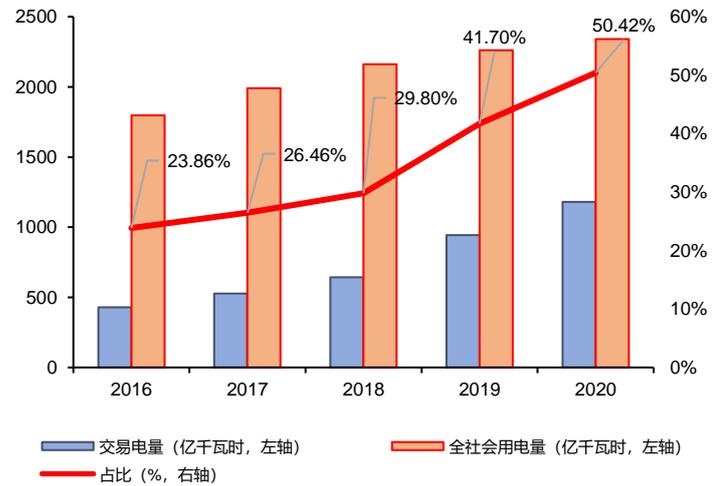
改革初期，市场机制运行推进较为缓慢。改革初期，各地开始摸索电力交易机制。在电力系统强调安全运行的前提下，各地对变革现有电力系统调度运行机制的态度较为保守，多倾向于稳步推进。新一轮电改中“无现货，不市场”的观点在 2015 年“中发 9 号文”印发后就被提出，并且形成了配套文件二《关于推进电力市场建设的实施意见》，但其提出的“以现货市场为基础的市场体系”在两年后才开始逐步落实，首批 8 个现货试点到 2020 年仍未能实现年度结算试运行，推进较为缓慢。

图 1：“十三五”广东电力市场市场化交易电量及电价情况

图 2：“十三五”山西电力市场市场化交易电量情况



资料来源:《广东电力市场 2020 年年报》, 广东电力交易中心、北极星火力发电网, 信达证券研发中心

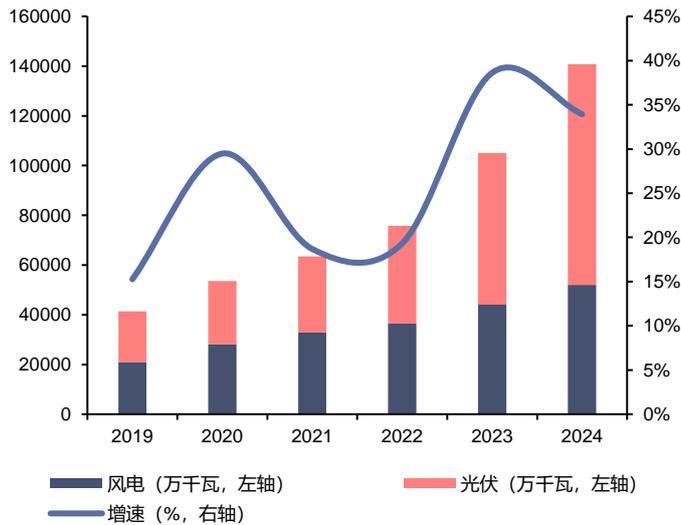


资料来源:《山西电力市场 2020 年年报》, 山西电力交易中心、北极星售电网, 中电联, 信达证券研发中心

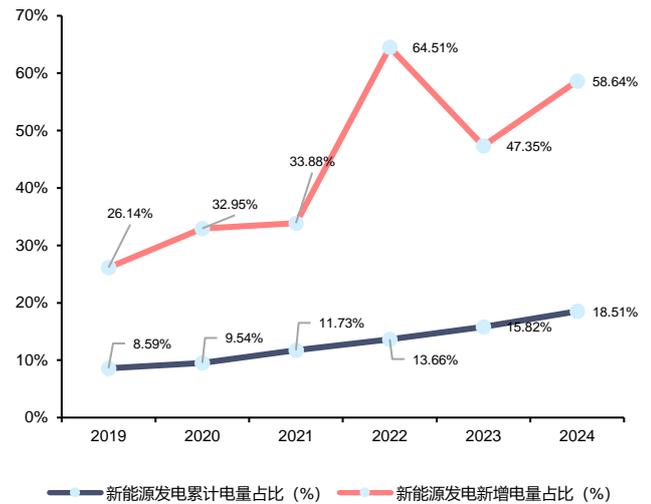
主客观因素叠加, 电改实质上导致发电侧“单边让利”的结果。推动电力市场化改革, 建立市场化交易机制的目的是发掘电力时空价值, 促进资源优化配置。改革与市场并不能决定电价绝对性地上涨或者下跌。但自 2015 年新一轮电改启动以来, 电力供需和政府政策导向综合导致电价持续下降的结果。从客观方面来看, “十三五”前期电力供需较为宽松, “十二五”至“十三五”火电利用小时数持续下降, 全社会总用电量增速及分类用电量增速均出现下滑, 2015 年电改同步启动, 形成“电改=降电价”的预期。从主观方面来看, “十三五”期间, 中央政府主导解决国内工商业制度性成本过高, 非税负担过重的问题, 直接推动电价 2018-2020 年连续三年实行行政性降价; 地方政府存在招商引资, 扩大本地投资的需要, 行政干预电价动力较强。综合来看, 电改启动伊始便受到较强的干预, 至 2020 年电价一再降低, 形成发电侧“单边让利”的局面。2019 年, 国家发改委发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》: 自 2020 年起, 煤电电价机制由过往的“煤电联动”改革为“基准价+上下浮动”机制, 允许煤电电价实现“-15%+10%”的区间浮动。然而, 受政府降价降费的行政干预影响, 政策同时强调“2020 年暂不上浮, 确保工商业平均电价只降不升”。降价降费的行政干预持续影响 2020-2021 年年度电力长协价格的浮动范围。

1.2 “十四五”: 低碳转型叠加能源通胀, 供需矛盾下电改迈入提速期

低碳转型叠加能源通胀, 能源政策出现转向, 火电现投资投建高潮。自 2020 年我国提出“30·60”“碳达峰-碳中和”目标以来, 电力系统低碳转型步入快车道, 新能源进入高速发展期。2020-2024 年我国新能源合计装机由 5.35 亿千瓦增长至 14.07 亿千瓦, 新能源发电量占总发电量占比从 9.54% 提升至 18.51%。新能源已成为全社会增发电量的主要提供电源。但由于新能源出力具有波动性、随机性, 与其出力相配合的顶峰调节电源煤电产能和燃料煤炭产能刚于“十三五”完成一轮去产能周期, 导致 2021-2022 年全国接连出现缺煤和缺顶峰装机导致的缺电事件, 电力系统安全稳定运行遭遇挑战。在 2021 和 2022 年频发缺电事件的催化下, 能源政策转向对支撑性电源建设的鼓励, 最终形成火电新一轮投资高潮和装机核准投产高潮。

图 3：2019-2024 年新能源累计装机情况及增速


资料来源：中电联，信达证券研发中心

图 4：2019-2024 年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

“双期叠加”矛盾尖锐，电改进展乘风而上。“十四五”初期，我国电力产业面临绿色低碳转型压力和能源通胀周期的“双期叠加”，先前进展缓慢的电改步伐反而因能源政策转向而抓住机遇持续提速。受缺电限电事件催化，2021年10月，国家发改委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格[2021]1439号），将煤电价格浮动空间扩大至“-20%~+20%”（高耗能不受限制），并将全部煤电电量和10kV以上工商业用户推入市场。“1439”号文的重要性体现在其直接解决煤电电量计划与市场并存的“双轨制”问题，真正意义上允许煤电电价实现高于基准价的向上浮动，同时实现煤电的电量市场化放开。2023年以来，随着煤价均值的同比回落、以及长协煤覆盖率的提升，火电企业普遍实现扭亏为盈。至此，随着交易机制及交易电价不断“松绑”，交易范围不断扩大，电力市场化改革步入快车道。

表 2：2022-2023 年部分省份年度交易协定情况

省份	交易类型	燃煤基准价 (元/MWh)	2022 交易电价及浮动比例 (元/MWh)	2023 交易电价及浮动比例 (元/MWh)	同比变化
江苏	年度双边	391	466.78 (+19.38%)	466.65 (+19.35%)	-0.02%
	年度挂牌		464.76 (+18.86%)	465.14 (+18.96%)	0.08%
广东	年度双边	453 (23年为463)	497 (+9.71%)	553.88 (+19.63%)	11.44%
	年度挂牌			552.28 (+19.28%)	11.11%
	年度集中竞争			553.96 (+19.65%)	11.46%
	年度可再生能源			电能量均价 529.94；环境溢价均价 21.21 (+14.46%)	10.89%
山西	双边协商(新能源)		348.03 (+4.83%)	370.1 (+11.66%)	6.34%
	双边协商(火电)	332	393.73 (+18.59%)	393.78 (+18.61%)	0.01%
	集中竞价(火电)		359.07 (+8.15%)	385.74 (+16.19%)	7.43%

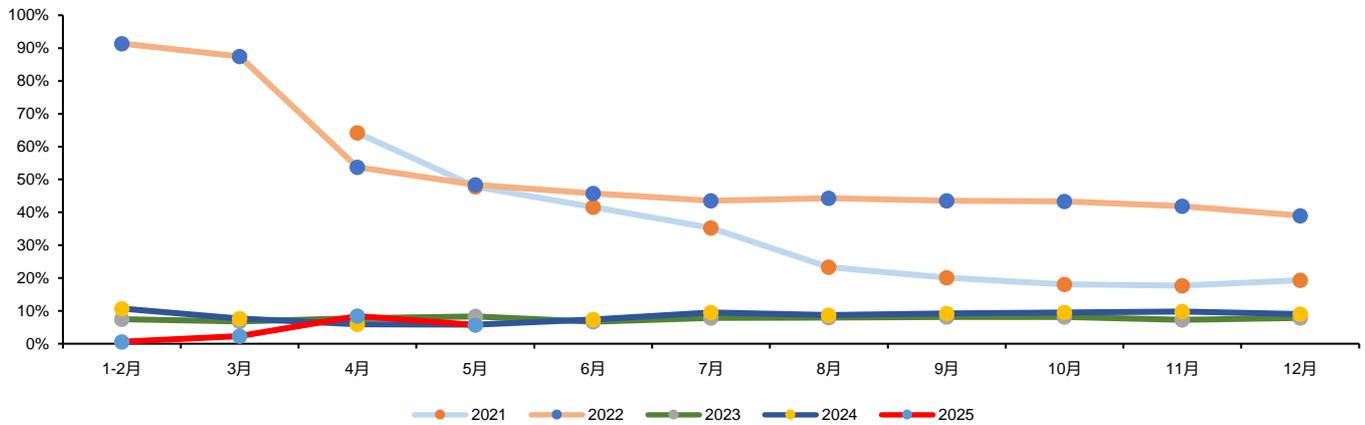
年度挂牌交易

392.91 (+18.34%)

392.24 (+18.14%)

-0.17%

资料来源：江苏省发改委、北极星售电网、泛能网、信达证券研发中心

图 5：2021M4-2025M5 年各电力交易中心累计电量同比增速（%）


资料来源：中电联，信达证券研发中心（注：2021年1-3月数据未公布）

电改政策多维度加速落地，市场建设全面推进。自“1439”号文推动煤电全面市场化以来，电力市场化进程大幅加快。除电能量部分的“年度-月度”中长期交易及代理购电机制逐步建立外，现货市场、辅助服务市场、容量电价机制全面推进。**其中，现货部分进展突出，各省密集实现现货市场“转正”或试运行。**截至 2024 年底，全国范围内已实现山西、广东、山东、甘肃四省现货正式运行，蒙西、江苏、安徽、辽宁、湖北、河南、陕西、湖南等一二批试点和非试点省区均已开展长周期结算试运行。**辅助服务市场改革同步开展，费用分摊向市场化原则转变。**2021 年 12 月，国家能源局发布《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》（新版“两个细则”），重点提出基于“谁受益、谁承担”的原则，理顺辅助服务补偿和分摊机制，并推动辅助服务费用分摊向用户侧和未提供服务的发电单元传导。**煤电容量电价机制落地，支撑煤电功能定位转型。**2023 年 11 月，国家发改委、国家能源局联合发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，煤电电价正式调整为两部制电价，政策首度以电价补偿的形式认可煤电的顶峰备用价值，正向激励煤电功能定位转型。**电改各项相关政策加速出台落地，并形成了自上而下推动的趋势。**

表 3：新旧“两个细则”修订与调整内容对比

修订与调整主题	旧版	新版
扩大主体范围	并网发电厂	<ul style="list-style-type: none"> 发电侧并网主体：火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂 可调节负荷：新型储能、自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、聚合商、虚拟电厂
丰富交易品种	<ul style="list-style-type: none"> 基本辅助服务：一次调频、基本调峰、基本无功调节 有偿辅助服务：自动发电控制（AGC）、有偿调峰、有偿无功调节、备用、黑启动 	<ul style="list-style-type: none"> 有功平衡服务：调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡 无功平衡服务：自动电压控制、调相运行 事故应急及恢复服务：稳定切机服务、稳定切负荷服务和黑启动服务。
完善补偿机制	<ul style="list-style-type: none"> 按照补偿成本和合理收益的原则对提供有偿辅助服务的并网发电厂进行补偿 将相关考核费用按贡献量大小对提供有偿辅助服务的并网发电厂进行补偿。 	<ul style="list-style-type: none"> 固定补偿方式：确定补偿标准时应综合考虑电力辅助服务成本、性能表现及合理收益等因素，按“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿力度 市场化补偿形成机制：考虑电力辅助服务成本、合理确定价格区间、通过市场化竞争形成价格

形成价格传导

- **“补偿成本+合理收益”费用来源：**主要来源于辅助服务的考核费用，不足（富余）部分按统一标准由并网发电厂分摊；
- **“按贡献量大小补偿”费用：**包括辅助服务的考核费用、非计划停运的考核费用、日发电计划偏差的考核费用。

- 为电力系统运行整体服务的电力辅助服务，补偿费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊，逐步将非市场化电力用户纳入补偿费用分摊范围。
- 为特定发电侧并网主体服务的电力辅助服务，补偿费用由相关发电侧并网主体分摊。为特定电力用户服务的电力辅助服务，补偿费用由相关电力用户分摊。

资料来源：国家能源局，国家能源局云南监管办，信达证券研发中心

表 4：各省级电网煤电容量电价表（2024-2025 年）

省级电网	容量电价 (元/千瓦·年,含税)	省级电网	容量电价 (元/千瓦·年,含税)
河南	165	陕西	100
湖南	165	新疆	100
重庆	165	宁夏	100
四川	165	甘肃	100
青海	165	深圳	100
云南	165	广东	100
广西	165	海南	100
湖北	100	贵州	100
黑龙江	100	北京	100
上海	100	天津	100
江苏	100	冀北	100
浙江	100	河北	100
安徽	100	山西	100
福建	100	山东	100
江西	100	蒙西	100
辽宁	100	蒙东	100
吉林	100		

资料来源：国家发改委，信达证券研发中心（注：2026 年起，云南、四川等煤电转型较快的地方通过容量电价回收煤电固定成本的比例原则上提升至不低于 70%，其他地方提升至不低于 50%。）

2025 年恰逢我国新一轮电力市场化改革十周年，10 年以来我国电力体制改革初见成效，输配电价核定制度初步建立，电价浮动机制真正落实，多地电力现货市场形成雏形。尽管“9 号文”的目标尚未完全达成，但新电改相比于历次改革已取得了实质性突破性的进展。借助低碳转型和能源通胀“双期叠加”的整体约束多元化带来的机遇，以“1439”号文为代表的电改突破取得重要成效。就现有约束而言，低碳转型带来的高比例新能源快速渗透的新型电力系统，在物理层面具有“两高一低”特点，即高比例新能源和电力电子设备、转动惯量低；在经济关系层面，新型电力系统还具有“双多”特性，即投资主体多、交易主体多。因此，新型电力系统既要在技术层面探索尝试，处理更为复杂多变的瞬时暂态变化，也需要在经济关系层面建立新机制，以“谁提供谁获利，谁受益谁承担”的市场化原则疏导各类费用。综合来看，电力行业与电力系统的整体约束多元化给市场化改革推进带来较好的机遇期，全社会需要市场加速完善从而公平合理核定费用，电力市场化改革有望迈入提速期。

二、2025 电改新进展：新能源全面入市，现货时代启航

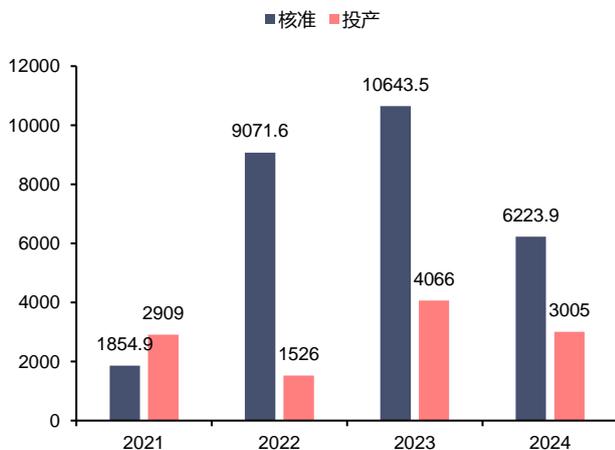
2.1 当前电力行业背景：供需步入宽松周期，新能源装机增长持续超预期

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。

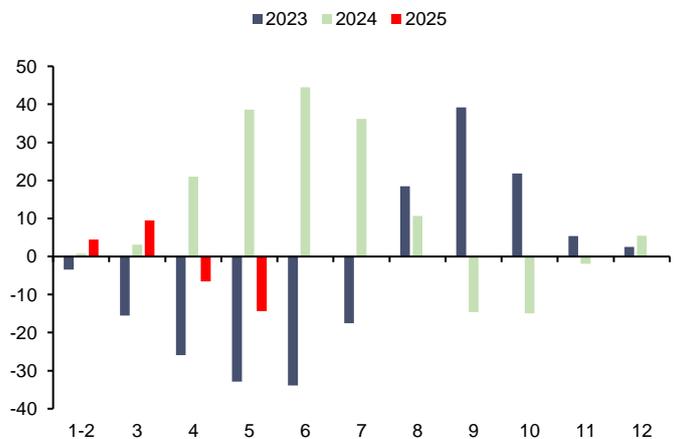
用电需求疲弱，电力电量供需格局转宽松，电价进入下行周期。2023 下半年至 2024 年，随着水电出力逐步回归多年均值，电力供需矛盾有所缓解，2024 年全国范围内未出现大范围缺电限电事件。且因高耗能产业产量下滑拖累二产用电增速，叠加暖冬拖累居民用电增速，24Q4 与 25Q1 全社会用电增速仅分别为 3.48% 和 2.02%。在用电需求低迷，叠加水电出力同比恢复，新能源 25H1 因“136”号文抢装带来增发电量的背景下，火电电量持续受到挤占。2025 年 1-5 月火电累计发电量为 -3.10%。**电力电量供需格局转向宽松，电价步入下行周期。**年度交易方面，2025 年沿海省份年度长协电价同比出现幅度较大的明显下滑。两广及华东江浙皖等沿海地区年度长协电价均有 2~10 分/千瓦时的降幅。**月度交易方面，2024-2025 年电网代理购电价格逐月环比持续下行。**2025 年 1-7 月，全国平均的电网公司月度代理购电价格为 388.23 元/MWh，相较燃煤基准价上浮 5.21%。自 2024 年开始，月度代理购电电价出现逐月环比下行。

图 6: 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

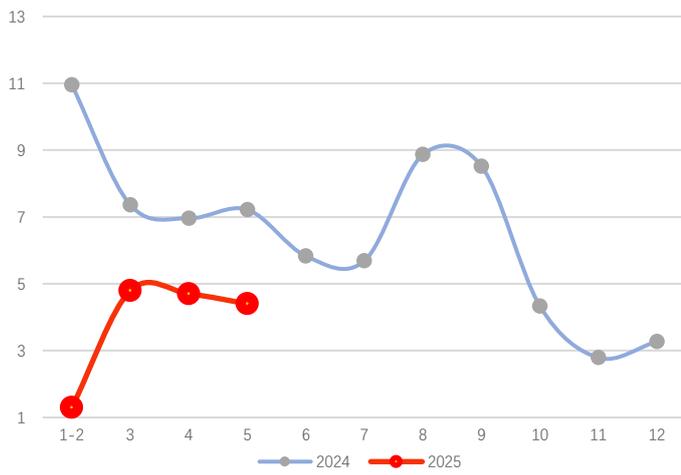
图 7: 2023-2025M5 年水电分月出力同比情况 (%)



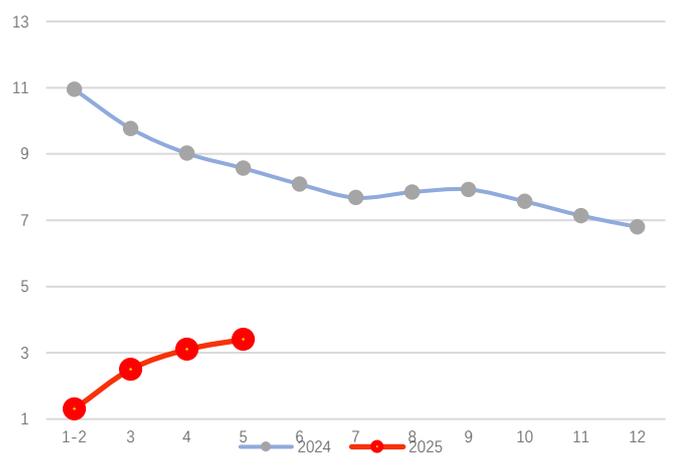
资料来源: iFind, 信达证券研发中心

图 8: 2024-2025M5 全社会分月用电量增速情况 (%)

图 9: 2024-2025M5 全社会累计用电量增速情况 (%)



资料来源: iFind, 信达证券研发中心



资料来源: iFind, 信达证券研发中心

图 10: 2024-2025M5 全社会累计发电量情况



资料来源: iFind, 信达证券研发中心

图 11: 2024-2025M5 全社会分月发电量情况



资料来源: iFind, 信达证券研发中心

图 12: 2024-2025M5 火电累计发电量情况



资料来源: iFind, 信达证券研发中心

图 13: 2024-2025M5 火电分月发电量情况

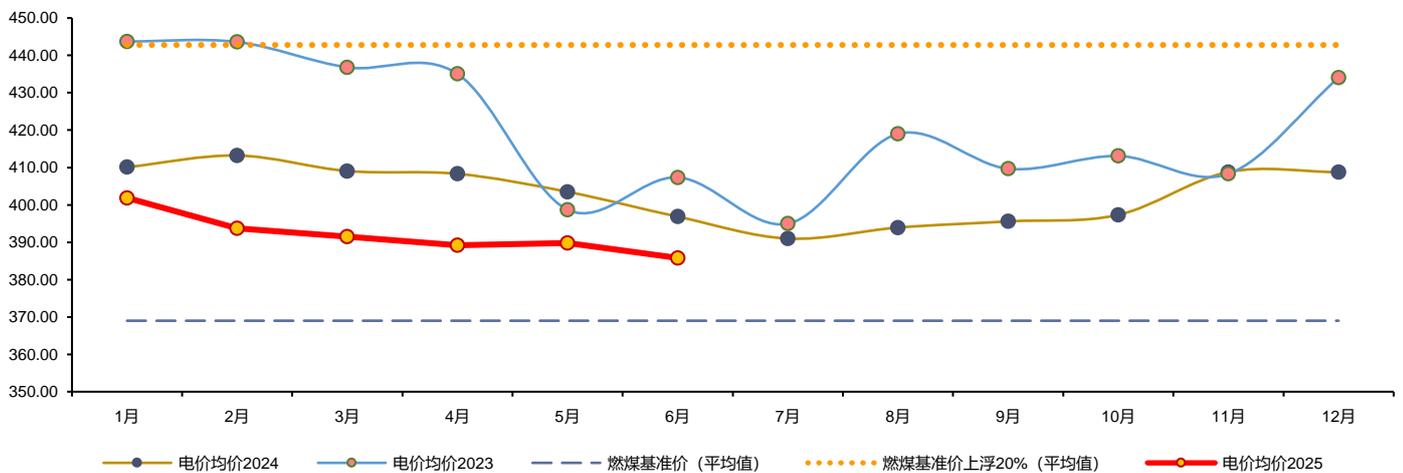


资料来源: iFind, 信达证券研发中心

表 5: 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、北极星售电网、广西能弘配售电有限公司、江苏电力交易中心、广东电力交易中心、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

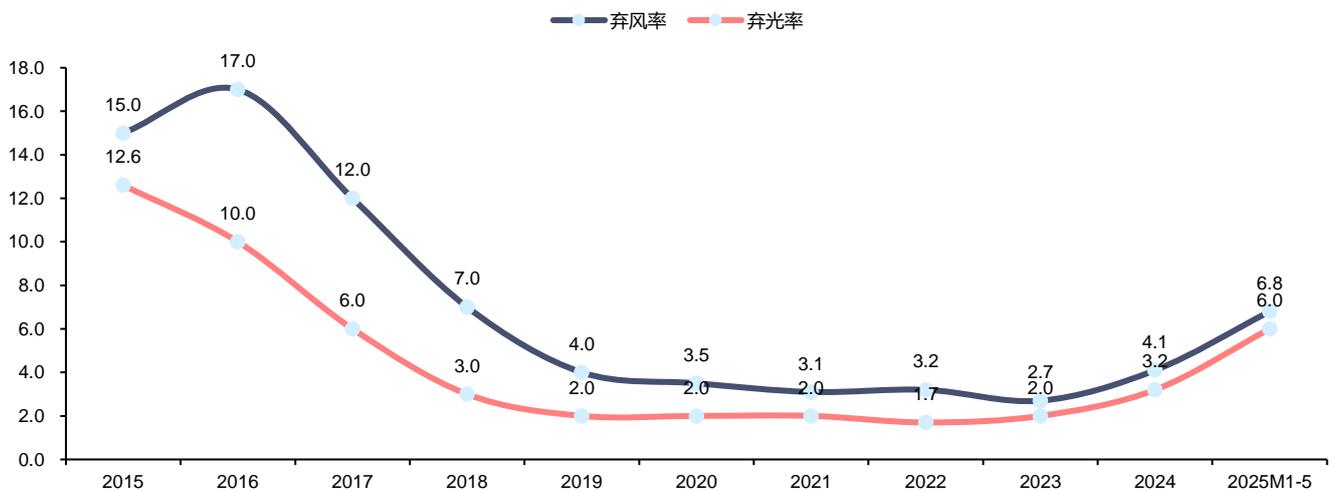
2) 新能源消纳压力凸显，“95%”消纳红线正式放开

消纳的概念在新能源发展的不同阶段，其范围和内涵发生过较大变化。在新能源发展的早期阶段，新能源电量由电网全额保障消纳。2007 年国家电力监管委员会发布《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》中明确规定“电网企业应当全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量”。而在“十三五”期间，国家发改委提出“保障性利用小时数”的概念，在 2016 年发布的《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》中将可再生能源发电量分为保障性收购电量部分和市场交易电量部分。其中，保障性收购电量部分由电网公司保障全额按标杆上网电价收购；市场交易电量部分由发电运营商通过参与市场竞争方式获得发电合同。由于“十三五”期间新能源项目普遍存在较高的弃风弃光率，2018 年 10 月，国家发布《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》，首次明确要求“2020 年时，风电和光伏发电利用率要高于 95%”，从而保证新能源项目运营的收益率。然而由于新能源本身出力存在间歇性波动性，叠加“十四五”以来风光新增装机持续提速，新能源消纳压力逐步增大，先前划定的新能源消纳红线任务完成难度也逐步增大。在地区用电量增速、电网建设水平和调节性资源保持不变的前提下，消纳率约束要求和新能源装机增长

难以兼得。

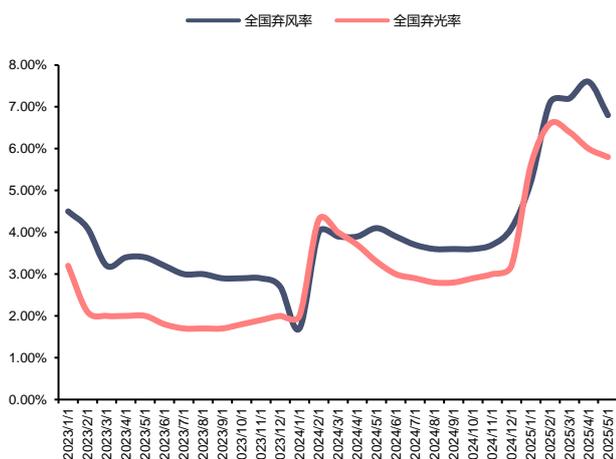
进入“十四五”，消纳政策的改变主要借助于电力市场化改革的推进。2024年2月，国家发改委发布《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》，明确规定“因可再生能源发电企业原因、电网安全约束、电网检修、市场报价或者不可抗力等因素影响可再生能源电量收购的，对应电量不计入全额保障性收购范围”。由市场化交易带来的新能源消纳“政策端豁免”落地。5月，国家能源局发布《关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知》，正式提出“科学确定各地新能源利用率目标，部分资源条件较好的地区可适当放宽，原则上不低于90%”的要求，官宣正式放松新能源消纳约束。

图 15: 历年弃风弃光率情况 (%)



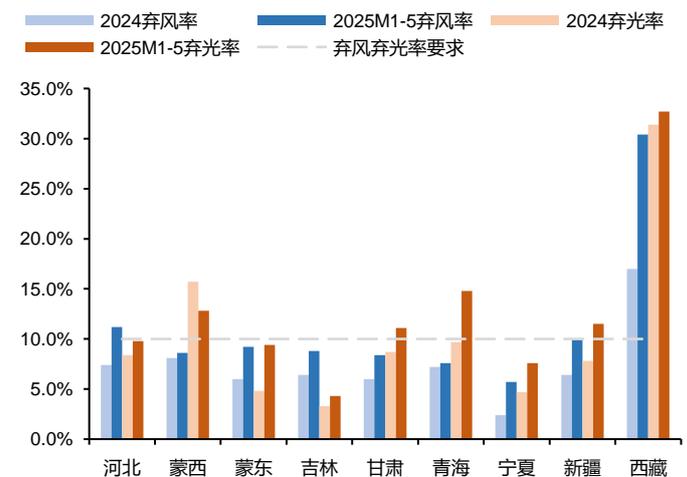
资料来源: 东方风力发电网、南方能源观察、中国政府网、北极星火力发电网、人民网、中国经济网、国家能源局、全国新能源消纳预警中心、信达证券研发中心

图 16: 2021-2025M5 全国分月弃风弃光情况



资料来源: 全国新能源消纳预警中心, 信达证券研发中心

图 17: 2024-2025M1-5 部分省份弃风弃光情况



资料来源: 全国新能源消纳预警中心, 信达证券研发中心

消纳资源日益趋紧，市场化手段调控装机增速。在地区用电量增速、电网建设水平和调节性资源保持不变的前提下，消纳率约束要求和新能源装机增长难以兼得。在当前新能源产

业链仍在高速发展的阶段，官方政策选择优化新能源消纳的约束有助于新能源装机的持续稳定增长，短期内有利于新能源产业链的持续发展。但需要注意的是，在短期内用电量增速，电网投资建设速度和灵活性资源投建速度相对稳定的背景下，由优化新能源消纳率带来的新能源装机增速再度拔高，或将导致短期内消纳格局再度恶化，进而影响存量项目的上网电价与收益率，新能源发电运营商受制于项目收益率要求，或有望调整新能源项目投资开发热情，进而实现以市场化上网电量电价为抓手调控新能源装机增长的目的。

2.2 新进展一：“136”号文官宣新能源全面入市，新能源收益率再添变数

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。

1) “136”号文政策：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。“136”号文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。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。与此同时，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责任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 18：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”。

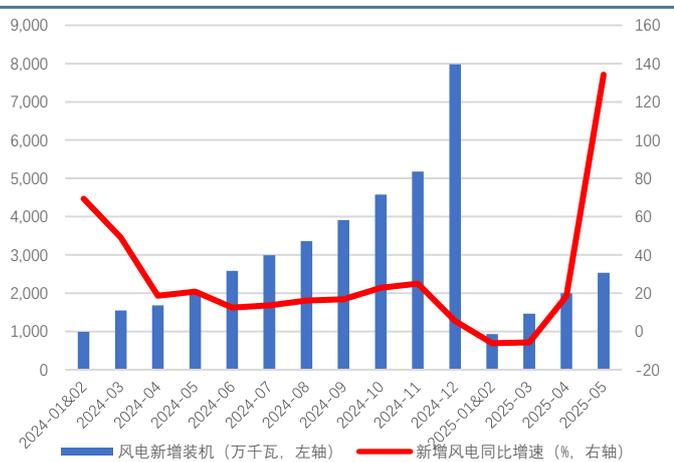
- 存量项目：1) 电量规模由各省根据现行具有保障性质的相关电量规模进行制定并妥善

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”。

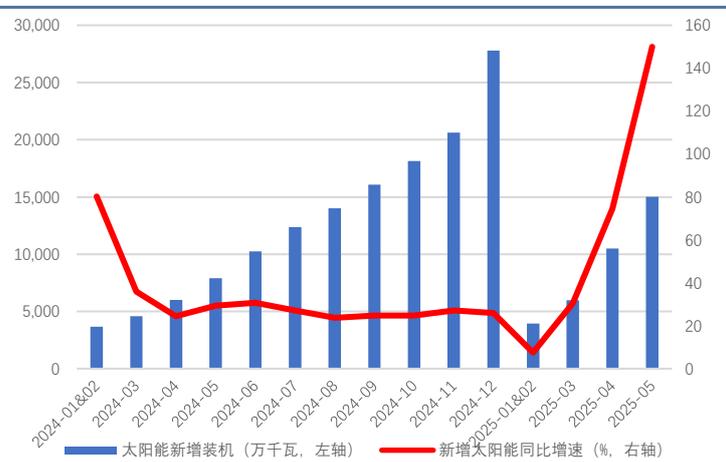
• **存量项目和增量项目的“机制三要素”差别较大，导致 25 年上半年出现新能源项目抢装“531”的热潮。**2025 年 1-5 月，国内新增光伏装机 197.85GW，同比增长 149.97%；新增风电装机 46.28GW，同比增长 134.21%。

图 19: 2024-2025M5 全国累计风电新增装机情况



资料来源: IFind, 信达证券研发中心

图 20: 2024-2025M5 全国累计光伏新增装机情况



资料来源: IFind, 信达证券研发中心

表 6: “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)		
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: 政府制定		
市场交易部分	现货市场	电价: 政府制定, 明显低于煤电基准价	期限: 原则上覆盖同类项目初始投资平均回收期	
		期限: 一年一定		
		电量/电价: 发电和用户双方协定		
		期限: 大部分情况下为一年		
		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) 各地衔接机制陆续出台：保障机制差异较大，增量项目不确定性显著提升

2025年5-6月，山东、广东、蒙东电网、蒙西电网、新疆等地相继发布“136”号文的落地政策征求意见稿。“136”号文进入密集落地期，各省区之间对于机制电量和机制电价的制定有所差别，对后续本省区内新能源增量项目的发展影响深远。

1. 山东：存量保障到位，机制电价最优。山东的“136”号文衔接机制重点放在存量项目的保障上，旗帜鲜明地以本省燃煤基准价 0.3949 元/千瓦时作为存量项目机制电价；机制电量方面，单个项目机制电量上限参考外省新能源非市场化率，适度优化；执行期限以项目全生命周期剩余合理利用小时数为准。增量项目中，山东明确机制电价通过竞价确定，原则上不高于该类型电源上年度机制电量竞价结果。首次竞价上限原则上不高于该类型电源上年度结算均价。综合来看，山东给予存量项目较好的机制电价保障；机制电量保障虽未明确，但我们认为当前政策有望延续现有山东新能源非市场化比例，即刨去 10%进入现货后剩余 90%的体量；存量项目机制执行期限延续项目全生命周期剩余合理利用小时，做好较好的衔接保障。

2. 广东：着重强调增量，执行期限承压。广东目前仅出台关于增量项目的相关机制。就增量项目而言，其进入机制电量规模由省发改委、能源局确定，且申报比例上限在于存量项目机制电量比例衔接的同时需不高于 90%；就执行期限而言，广东给予海上风电项目 14 年、其他新能源项目 12 年的执行期限，到期后不再执行机制电价。综合来看，广东给予增量项目较为严苛的执行期。在现有新能源项目全生命周期合理利用年限为 20 年的背景下，仅给予陆上风光 12 年、海上风电 14 年的保障期限，近半的生命周期暴露市场中，广东增量新能源项目的收益率不稳定性有所上升。

3. 蒙东：存量保护较为到位，增量项目直面市场。蒙东电网在 5 月 29 日直接正式发布“136”号文衔接机制。其中明确对存量项目的保护：分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等项目全电量进入机制，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目按照现货市场连续运行前后分别给予 790 小时、635 小时、1900 小时、1900 小时（为蒙东电网新能源“保量保价”收购小时数）和 380 小时、420 小时、760 小时、720 小时；机制电价以蒙东煤电基准价（0.3035 元/千瓦时）确定；执行期限以全生命周期合理利用小时数或项目投产满 20 年确定。但蒙东对增量项目直接放弃机制电量保护，尚属目前公开方案的首例：对 6 月 1 日后投产的新能源增量项目，暂不安排新增纳入机制的电量。综合来看，蒙东电网对存量项目保护较为到位，给予明确的机制电量、机制电价和执行期限的保护标准；但对于增量项目直接取消机制电量电价的保护，蒙东地区增量项目直面市场，收益率不确定性或将进一步抬升。

4. 蒙西：电量略低于蒙东，增量几无保护。6 月，内蒙古自治区发改委发布《深化蒙西电网新能源上网价市场化改革实施方案》的通知。蒙西对存量项目保护尚可，但相较蒙东机制电量略低：分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏、光热发电等项目全电量进入机制，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目分别按照 215 小时、250 小时、1220 小时、1210 小时对应的电量安排；机制电价定为蒙西煤电基准价（0.2829 元/千瓦时）；执行期限为项目全生命周期合理利用小时数或项目投产满 20 年。同

样的，蒙西对增量项目保护较差：增量项目暂不安排新增纳入机制的电量。综合来看，蒙西电网对存量项目保护与蒙东基本相同，除电量水平不及蒙东，亦给予明确的机制电量、机制电价和执行期限的保护标准；但对于增量项目直接取消机制电量的保护。

5. 新疆：存量保护较好，增量相对可观。6月，新疆发改委就《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》发表解读文件。与蒙东类似，新疆对存量项目保护尚可：机制电量分别给予带补贴项目和平价项目30%/50%的上网电量比例；机制电价分别给予带补贴项目和平价项目0.25元/千瓦时（新疆燃煤基准价）/0.262元/千瓦时（新疆平价项目入市保障电价）的上网电量比例，执行期限取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满20年剩余年限中的较小者。相对而言，新疆对增量项目保护差强人意：增量项目机制电量参照存量平价项目机制电量规模比例以及增量项目上网电量确定；机制电价设定0.15~0.262元/千瓦时的区间；执行期限10年。综合来看，新疆对存量项目保护较好，基本实现与现有情况衔接的目标；对于增量项目的保护相对较为可观，机制电量基本延续存量情况，电价竞价区间相对友好。

3) 总结与展望：仍需静待各地细则落地，新能源投资热情与收益情况不确定性提升

政策仍需静待各地细则落地，电量与电价均有调整可能。“136”号文要求“各地要在2025年底出台并实施具体方案”，也即各地存量与增量机制差别、机制电价与电量保护程度目前均不清晰。虽然“136”号文本意要求对存量项目做好妥善衔接，但各地衔接细则对存量项目保护千差万别，对增量项目态度亦未统一，因而目前仍需静待各地细则逐渐落地以详细判断对新能源后续投资热情与收益情况的影响。此外，未来各地机制电价电量的制定方向值得持续关注。以目前已存在类似差价合约机制的广西为例，2025年广西新能源政府授权合约价格为0.36元/千瓦时，同比降低2分/千瓦时。因而在存量项目与增量项目的机制电价与电量均可能进行年度调节的背景下，新能源项目的收益情况或将持续产生变化，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。

2.3 新进展二：“394”号文助力现货再度提速，2025-2026有望成为现货大年

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，充分发挥现货市场发现价格、调节供需的关键作用。这是继2022年《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（“129”号文）、2023年《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（“813”号文）之后，“十四五”期间出台的又一全面推进现货建设的全国性政策文件。

1) 核心要点：现货推进全面提速，非试点省份后来居上

综合来看，自2017年开展现货市场以来，电力现货市场试点的建设进度有所差异。截至目前，首批试点中，山西、广东、山东、甘肃、蒙西等5个省区已转入正式运行；而浙江、福建、四川仍在结算试运行。本次“394”号文也是接续2023年“813”号文（《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》），再次对电力现货市场建设工作提出具体进程要求。就本次《通知》来看，“394”号文对一、二批现货市场试点提出“鼓励先进，鞭策后进”

的具体要求。其中，首批试点的浙江、二批试点的湖北和安徽作为进展靠前的先进省份，分别被要求在 2025 年年底、2025 年 6 月底前和 2025 年 6 月底前转入正式运行。陕西作为进展靠前的非试点省份，同样被要求于 2026 年 6 月底前转入正式运行。而对于进展偏落后的省市，包括首批试点中的福建和四川，以及二批试点中的辽宁、江苏、河南、上海，以及非试点的重庆、湖南、宁夏、河北南网、江西、吉林、黑龙江、新疆、蒙东、青海等省网，要启动现货市场连续结算试运行。

2) 当前进展：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，现货市场目前已在 29 个省级电网区域开展试运行或正式运行。省级现货市场层面，继山西、广东于 2023 年底率先由试运行转为正式运行之后，山东、甘肃现货市场分别于 2024 年 6 月和 9 月转正，蒙西和湖北现货市场于 2025 年 2 月和 6 月转正。此外，浙江、安徽、陕西均在 2024 年内从短/长周期结算试运行转为连续结算试运行。辽宁、河北南网均于 2024 年 11 月首次实现为期一个月的长周期结算试运行，也均于 2025 年 3 月启动连续结算试运行，推进速度明显加快。其余大部分省份在 2024 年也均有显著阶段更新，河南、湖南、宁夏、重庆均实现了月度以上的现货市场长周期结算试运行，青海、吉林、上海、新疆、黑龙江、蒙东实现了短周期结算试运行。

图 21：全国省级电力现货市场进展情况（截至 2025 年 6 月）



资料来源：大象新闻、凤凰网、大江网-江西日报、青海新闻网、北极星售电网、中国新闻网、北极星电力市场网、国家能源局、国家能源局新疆监管办、蒙东电力交易中心、新浪财经、储能和电力市场、中国电力网、四川省发改委、国网江苏、宁夏自治区发改委、重庆电力交易中心、中国电力新闻网、广西电力交易中心、中国电力报、新华网、国网安徽、国家电网报、国网辽宁、河北省发改委、中国政府网、新华社、中国能源网、人民日报-海外版、国家能源局山东监管办、甘肃政府网、甘肃日报、湖北省发改委、南方电网、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）

3) 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，电力现货市场在多省（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。

2.4 新进展三：新能源消纳步入新阶段，容量电价有望呈提升趋势

1) 新能源消纳：分布式新能源强调自用，绿电直连开启消纳新篇章

分布式光伏管理新政落地，自用及控制要求提升。2023 年 6 月，国家能源局发布《开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作的通知》，在全国范围选取山东、黑龙江、河南、浙江、广东、福建 6 个试点省份开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作，以期解决分布式光伏接网受限等问题。从各地 2024 年公布的分布式光伏接入电网承载力情况来看，“红区”仍在不断蔓延，**分布式新能源接入和消纳瓶颈问题开始逐步凸显，倒逼其由原先放开接入转向逐步受限。**2025 年 1 月，国家能源局印发《分布式光伏发电开发建设管理办法》（国能发新能规〔2025〕7 号），加强对分布式光伏项目的区分和管理，同时对其自用及控制提出要求：**凡是户用光伏均可自行选择“全额上网”、“自发自用”或“自发自用+余电上网”模式，大型工商业分布式光伏发电电量只能选择“全量自发自用”模式；要求新建项目具备“四可”（可观、可测、可调、可控），要求存量项目加大投资改造力度，实现“四可”。**除此之外，各省落地细则同样贯彻落实分布式光伏管理办法。据光伏們统计，截至 2025 年 6 月 22 日，全国共有 17 省已经发布分布式新政相关文件。从自用比例来看，山西、山东、广西等 7 省一般工商业光伏自用比例要求 50% 以上；福建、浙江、安徽等 6 省自用比例暂不作要求；内蒙古要求 90% 以上，吉林要求 80% 以上。

表 7：《开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作的通知》主要内容

项目类型	项目场址	投资方	电压等级及规模	电量上网方式		
				全部自用	自发自用余量上网	全额上网
户用光伏	自然人户用	自然人	≤380V（容量无明确限制）	✓	✓	✓
	非自然人户用	企业	≤10kV ≤6MW（总容量）	✓	✓	✓
工商业分布式	一般工商业	公共机构、工商业厂房等	≤10kV ≤6MW（总容量）	✓	✓	×
	大型工商业	建筑物及其附属场所	≤35kV、≤20MW ≤110kW、≤50MW	✓	仅电力现货连续运行可上网	×

资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

表 8：各省分布式光伏管理新规汇总

区域	省份	时间	文件名称	自用比例
华北	内蒙古	2025.5.8	关于公开征求《内蒙古自治区分布式光伏项目开发建设管理实施细则(征求意见稿)》	90%以上
	山西	2025.4.29	《分布式光伏发电开发建设管理实施细则(征求意见稿)》第二次征求公众意见	50%以上

	福建	2025.6.17	关于做好《分布式光伏发电开发建设管理办法》实施工作的通知(征求意见稿)	暂不要求
	山东	2025.6.17	关于印发《山东省分布式光伏发电开发建设管理实施细则》的通知(鲁发改能源[2025]	50%以上
华东	浙江	2025.6.9	关于公开征求《浙江省分布式光伏发电开发建设管理实施细则(征求意见稿)》意见建议的通知	暂不要求
	安徽	2025.5.20	《关于贯彻落实《分布式光伏发电开发建设管理办法》的通知(征求意见稿)》	暂不要求
	江苏	2025.4.29	关于贯彻落实《分布式光伏发电开发建设管理办法》的实施意见	暂不要求
华中	湖北	2025.3	关于征求《湖北省分布式光伏发电开发建设管理实施细则(征求意见稿)》	50%以上
	广东	2025.3.20	《关于转发<分布式光伏发电开发建设管理办法>的通知(征求意见稿)》	暂不要求
华南	广西	2025.4	《关于落实(分布式光伏发电开发建设管理办法)规范项目的通知》(征求意见稿)	50%以上
	海南	2025.4.17	关于推进分布式光伏发电高质量发展有关事项的通知(琼发改能源〔2025〕440号)	50%以上
	四川	2025.6.19	关于转发《分布式光伏发电开发建设管理办法》的通知	“三州一市”工商业光伏自用比例50%以上,其余地区暂不要求
西南	贵州	2025.4.23	印发《贵州省分布式光伏发电开发建设管理实施细则》的通知	自用比例具体根据项目的实际情况确定
	重庆	2025.4	关于再次征求《重庆市分布式光伏发电开发建设管理实施细则(二次征求意见稿)》意见的函	22区县自用比例降至20%,其余40%
西北	宁夏	2025.3.17	关于征求《宁夏回族自治区分布式光伏发电开发建设管理实施细则(征求意见稿)》意见建议的通知	工商业分布式光伏自用比例不得低于30%、50%
	辽宁	2025.4	辽宁省分布式光伏发电开发建设管理实施细则(征求意见稿)	50%以上
东北	吉林	2025.4.3	关于转发国家能源局《分布式光伏发电开发建设管理办法》的通知	80%以上

资料来源: 光伏們, 信达证券研发中心

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%。

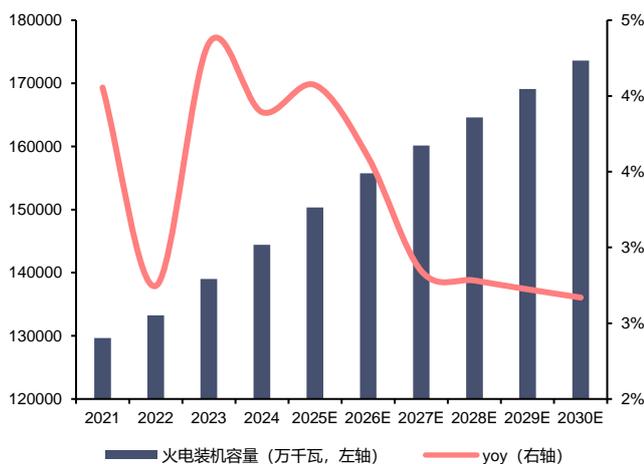
“650”号文的重要意义在于填补国家层面绿电直连政策的空白, 首次规范创新型绿电消纳模式, 同时为地方政府在制定绿电直连相关政策时提供了重要的指引。从需求方来看, 绿电直连政策直接满足对绿电溯源有较高需求的负荷用户, 即出口导向性企业。近年来, 欧盟碳边境调节机制(CBAM)要求产品披露全生命周期碳排放, 2022年12月出台的《电

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。

2) 容量电价：26 年按政策稳步增长，后续仍有可能继续提升

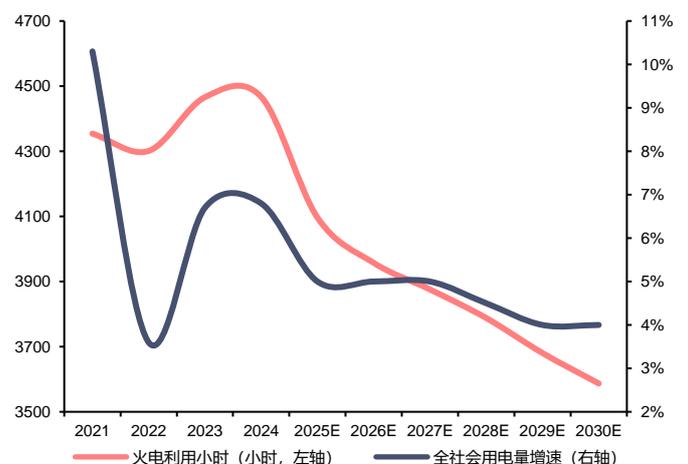
煤电电量下行，容量电价或将超预期提升。2023 年 11 月 8 日，国家发改委、国家能源局联合发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》(发改价格〔2023〕1501 号)，容量电价政策正式落地。“1501”号文明确自 2026 年起，云南、四川等煤电转型较快的地方通过容量电价回收煤电固定成本的比例原则上提升至不低于 70%，其他地方提升至不低于 50%。容量收入及其占比将进一步提高，可为煤电利用小时数进一步下调提供支撑，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。据落基山研究所相关研究，在不考虑电能量价格、电煤价格和机组利用水平等波动的情况下，按照预期的容量电价调整规则，煤电经营主体的容量收入占比预计平均提升约 3 个百分点，达到 8.3% 左右；预计容量电价的新一轮调整，可支撑各地煤电利用小时数普遍下浮 150 小时左右，个别地区或可下浮 200 ~ 250 小时或更多。尽管“1501”号文明确煤电容量电价稳步提升，但就目前容量电价水平来看，容量收入占煤电机组总收入 3%~7%之间。即便容量电价提升可以带来 3pct 的占比提升，其占比依然偏小。而在新能源装机高速增长、煤电装机持续投产、电力供需格局逐步宽松带动电价下行的发展趋势下，电量收入或将出现明显下行。因而容量收入理应持续提升，以维持煤电机组合理收入。2026 年后煤电容量电价仍有可能进一步提升，从而对冲利用小时数的下行趋势。

图 22：火电装机投产潮预测



资料来源：中电联，信达证券研发中心预测

图 23：火电利用小时数预测



资料来源：中电联，信达证券研发中心预测

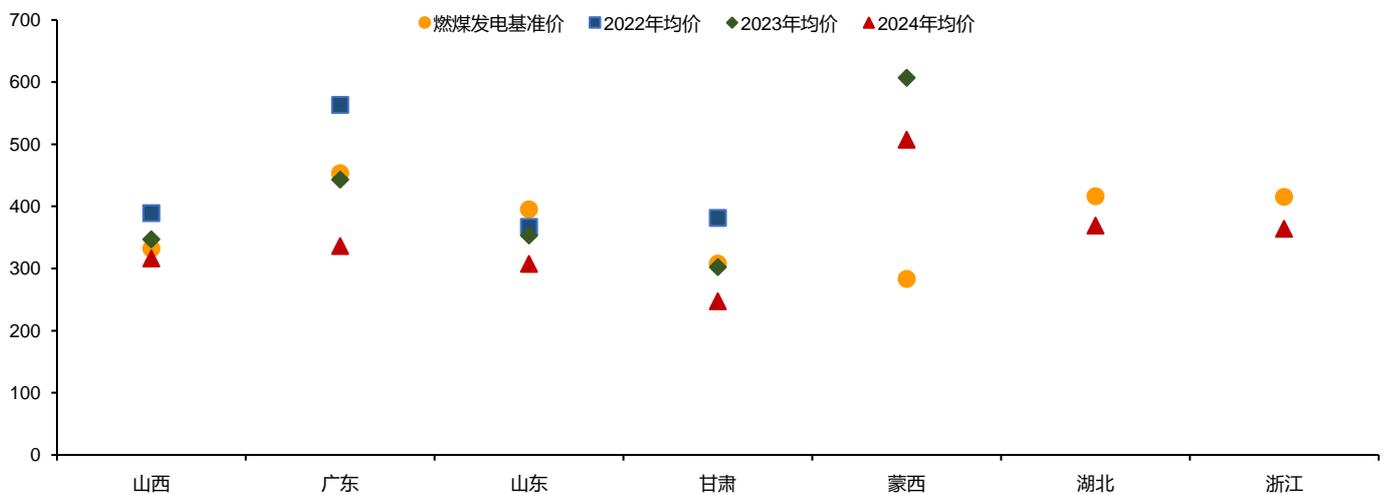
三、现货时代趋势特征：真实供需引导电价波动，稳定稀缺电源有望获得重定价

3.1 对发电侧及电价影响：市场反映真实电力供需，现货引导整体电价波动

1) 多重因素共同叠加，2022-2025 年现货价格逐步下行

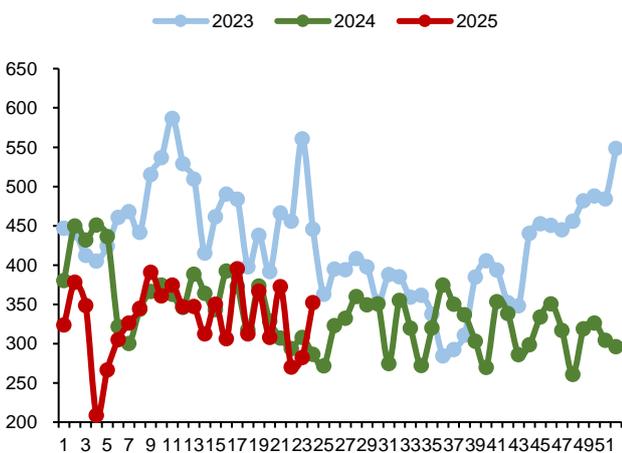
2022-2025 年现货价格持续下行。电力现货市场交易结果为分时分区（节点）的电力价格，其高频次的出清结果主要反映分时分区（节点）的电力供需情况。根据落基山研究所相关研究，2022-2025 年连续结算（试）运行省份的现货市场整体延续下降趋势。山西、广东、山东、甘肃、蒙西现货市场年均价较 2023 年分别下降 31、108、46、55、100 元/MWh，同比降幅为 8.9%、24.3%、13.0%、18.2% 和 16.5% 左右，广东和甘肃较 2022 年更是显著下降 40.4% 和 35.2%。湖北和浙江现货市场分别于 2024 年 4 月、5 月起开始连续结算试运行，成交均价较其燃煤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

图 24：2022-2024 年各省区电力现货市场结算均价情况（元/兆瓦时）



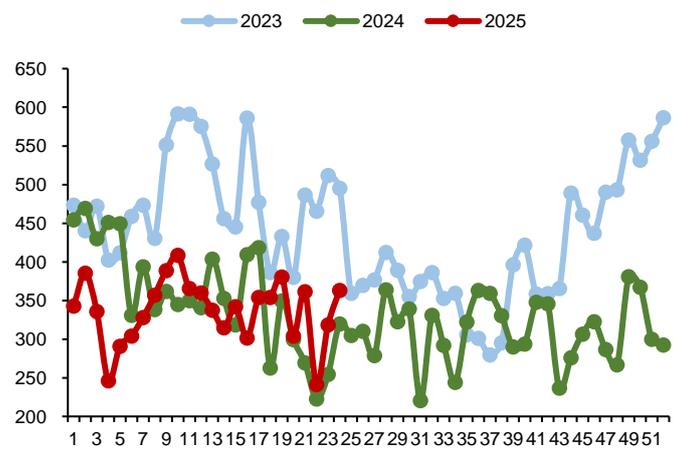
资料来源：落基山研究所，信达证券研发中心

图 25：2023-2025 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

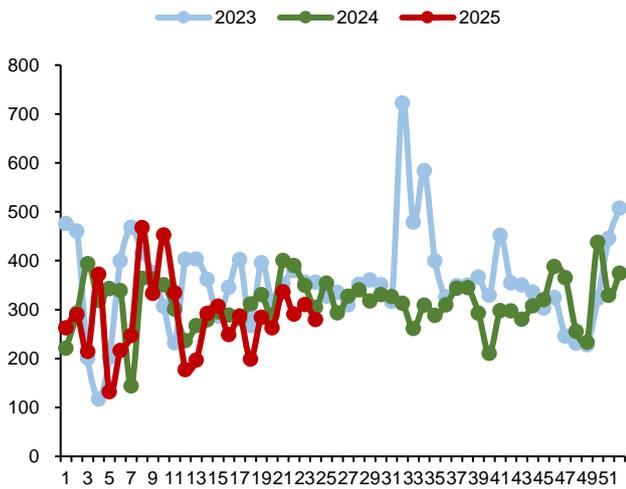
图 26：2023-2025 年广东电力实时现货市场周均价情况（元/兆瓦时）



资料来源：电查查，信达证券研发中心

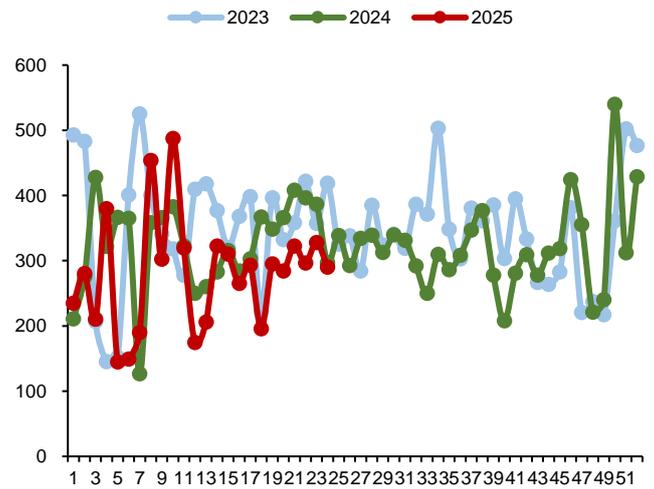
图 27：2023-2025 年山西电力日前现货市场周均价情况（元/兆瓦时）

图 28：2023-2025 年山西电力实时现货市场周均价情况（元/兆瓦时）



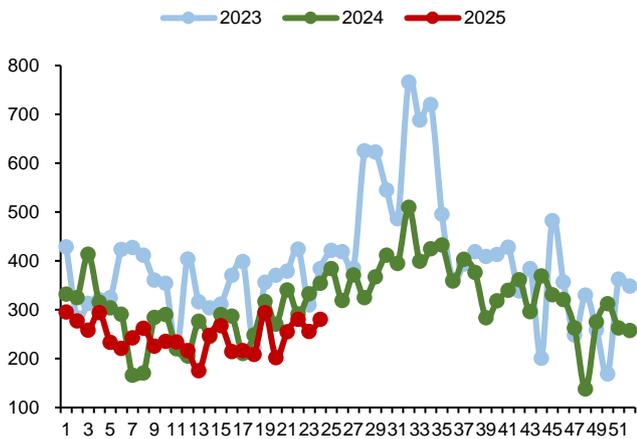
资料来源：电查查，信达证券研发中心

图 29：2023-2025 年山东电力日前现货市场周均价情况（元/兆瓦时）

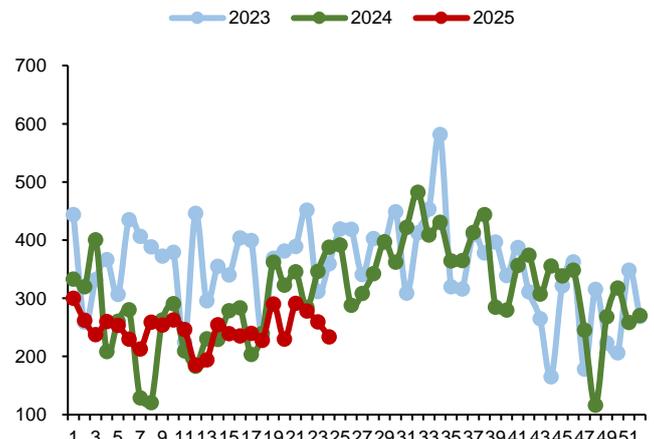


资料来源：电查查，信达证券研发中心

图 30：2023-2025 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

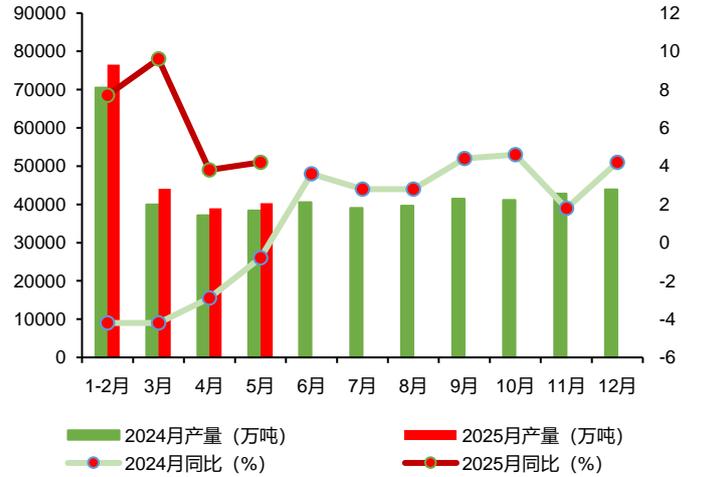


资料来源：电查查，信达证券研发中心

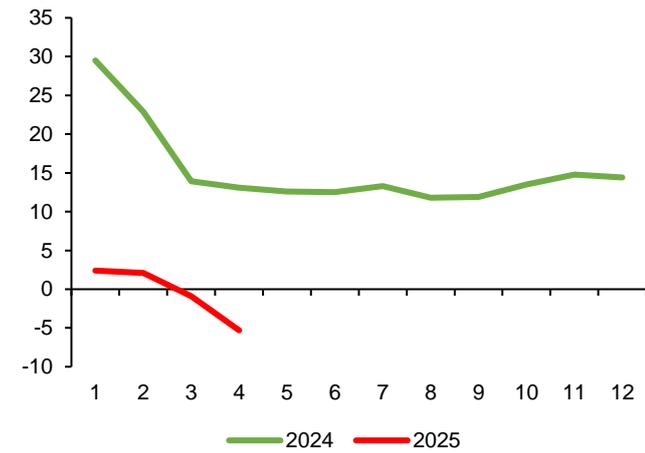
如前所述，电力供需格局宽松是现货市场价格下行的直接原因，而其后又隐含能源价格回落和新能源装机持续高增两点因素。从电力供需情况来看，2024Q3-2025Q1 用电需求持续低迷，叠加水电出力同比恢复，新能源因“136”号文出现抢装潮，火电“三个八千万”步入投产期，2021-2022 年电力供需紧张的局面得以缓解。此外，能源价格回落同样带动现货报价下行。2024 年进口煤同比大增 14.40%，2025 年 1-5 月国内煤炭产量同比大增 6.00%，煤炭供给持续高增。反观煤炭下游，在全社会用电量自 2024 年 Q4 逐步走弱的背景下，电煤需求随火电电量逐步萎缩，带动港口煤价由 24 年 11 月的 855 元/吨左右（5500K，秦皇岛港）降至 25 年 6 月份的 610 元/吨左右。能源通胀有所回落，带动反映可变成本的煤电现货报价回落，进而导致现货均价下行。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，新能源大发时段的现货价格或将持续下探。

图 31: 2024 年至今港口现货煤价走势情况 (元/吨, 秦皇岛港 5500K)

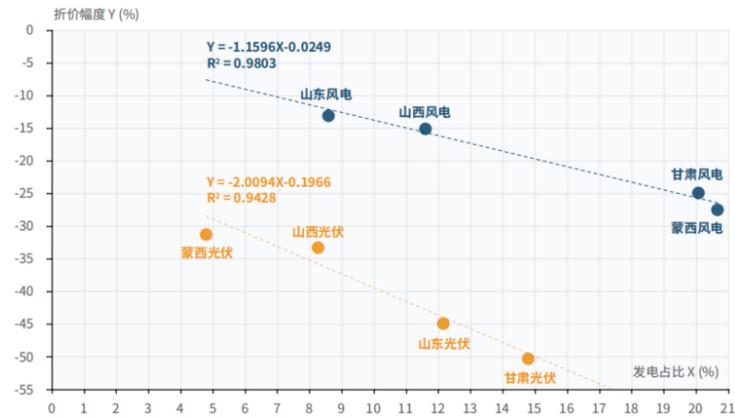

资料来源: IFind, 信达证券研发中心

图 32: 2024 年至今全国煤炭月产量变化情况


资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

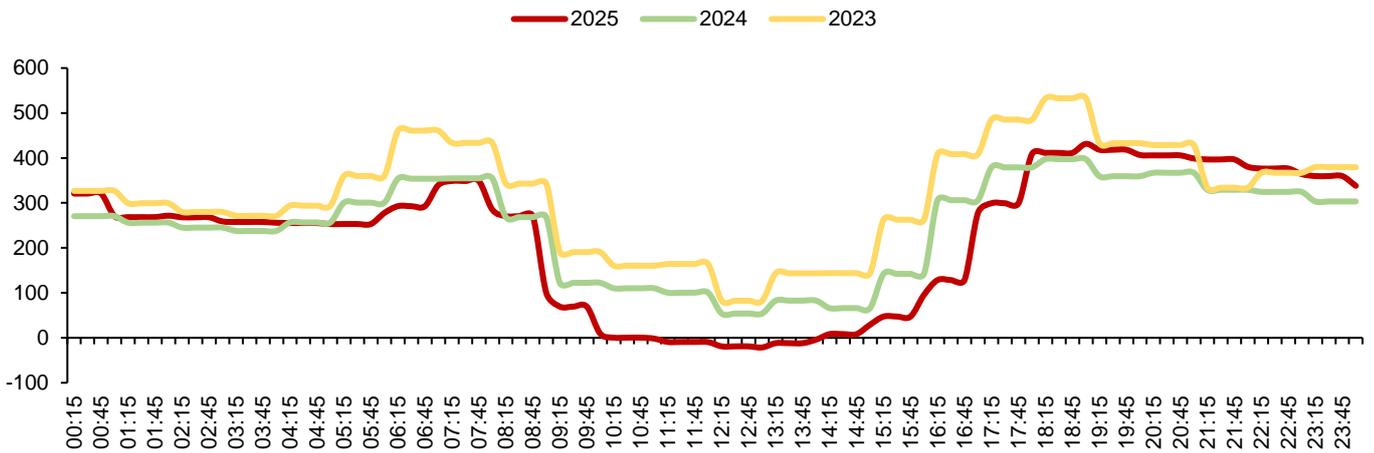
图 33: 2024 年至今煤炭累计进口同比增速 (%)


资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

图 34: 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: 落基山研究所, 信达证券研发中心

图 35: 2023-2025 年 3 月山东日前现货市场分时均价情况 (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

中长期交易地位重要，保供稳价作用凸显。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。同时，在“十四五”前半段能源通胀持续阶段，为稳定能源电力价格，保障能源电力供应安全，除以“1439”号文适度放开电价上浮空间外，**相关政策从保供稳价的角度更为强调落实电煤长协的“三个 100%（即电煤长协合同的签约率、履约率、价格政策执行情况）”和电力年度长协的 80% 电量占比（其中对煤电电量签约要求达 90%）。**

表 9：国家发改委对煤炭年度中长期交易合同签约要求

时间	文件	主要内容
2022	关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知	<ul style="list-style-type: none"> 电煤中长期合理交易价格每吨 570~770 元（含税，秦皇岛港下水煤（5500 千卡））
2022	关于开展 2022 年电煤中长协签订履约监管工作的通知	<ul style="list-style-type: none"> 自 7 月开始，全国电煤中长协履约率要求达到 100%
2022	2023 年电煤中长期合同签订履约工作方案	<ul style="list-style-type: none"> 以产地价格计算的电煤中长期合同必须严格按照价格合理区间签订和履约，以港口价格计算的电煤中长期合同原则上应按照“基准价+浮动价”价格机制签订和执行，不超过明确的合理区间。煤炭企业不得通过不合理提高运输费用或不合理收取其他费用等方式，变相提高煤炭销售价格。
2023	关于做好 2024 年电煤中长期合同签订和履约工作的通知	<ul style="list-style-type: none"> 原则上每家煤炭企业任务量不低于自有资源量的 80%，其中 2021 年 9 月份以来核增产能的保供煤矿核增部分按承诺要求全部签订电煤中长期合同。 以港口价格计算的电煤中长期合同应按照“基准价+浮动价”价格机制签订和执行，不超过明确的合理区间
2024	关于做好 2025 年电煤中长期合同签订履约工作的通知	<ul style="list-style-type: none"> 发电侧：合同签订量不应低于签约需求的 80%，鼓励根据供需情况多签、签实。 煤炭企业：任务量不低于自有资源量的 75%，重点煤炭企业任务量较上一年度保持总体稳定。其中 2021 年 9 月份以来核增产能的保供煤矿核增部分按承诺要求全部签订电煤中长期合同。 价格：以港口价格计算的电煤中长期合同按照“基准价+浮动价”价格机制签订和执行，不超过明确的合理区间。

资料来源：中央政府网，国家能源局南方监管局，国家发改委，北极星电力网，北极星火力发电网，北极星能源网，信达证券研发中心

表 10：国家发改委对电力年度中长期合同签订要求

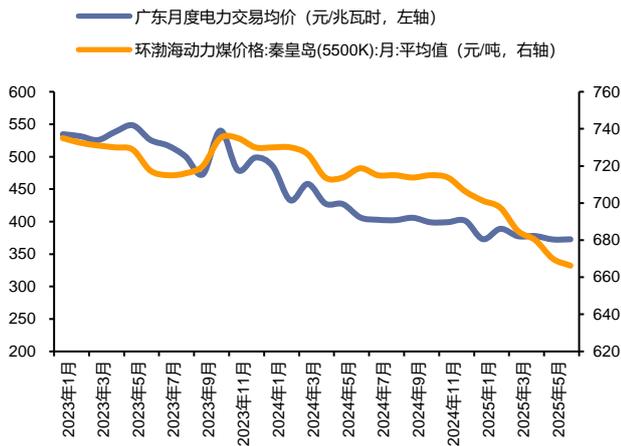
时间	文件	用电侧	发电侧
2020	关于做好 2020 年电力中长期合同签订工作的通知	不低于上一年用电量 95%或近三年的平均用电量	不低于上一年用电量 95%或近三年的平均用电量
2021	关于做好 2021 年电力中长期合同签订工作的通知	<ul style="list-style-type: none"> 不低于前三年用电量平均值的 80% 通过后续月度合同签订保障总签约电量不低于前三年用电量平均值 90%—95% 	<ul style="list-style-type: none"> 不低于前三年用电量平均值的 80% 通过后续月度合同签订保障总签约电量不低于前三年用电量平均值 90%—95%
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：中央政府网，北极星售电网，国家发改委，能源新媒，信达证券研发中心

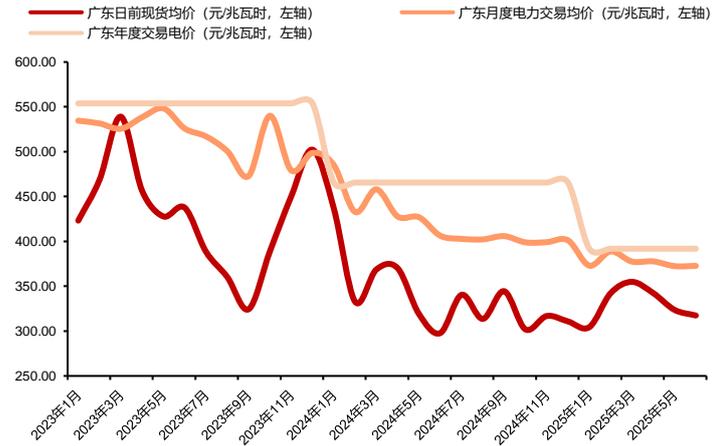
年度中长期交易博弈严重，月度及现货更多反映煤价和供需，存在现货波动引导中长期交易倾向。就目前“年度中长期-月度中长期-现货市场”的交易格局来看，年度中长期交易作为“高比例锁价”的避险交易品种，无论是要实现电价上涨保障火电企业合理利润，还是要实现电价下行为下游工商业让利的目标，相关博弈势必更为激烈。月度及现货交易的小电量占比对购售双方影响有限，因而其更能真实合理地反映短期电力供需和燃料成本波动等客观条件。同时，现货波动对中长期交易撮合谈判存在引导。在供需偏紧的卖方市场背景下，购电方更倾向于以高比例“锁量锁价”的年度长协锁定未来一年大部电费，避免短时电价暴涨冲击用能成本，而发电侧更倾向于降低年度长协仓位，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。

图 36：2023 年至今广东月度交易综合均价与港口煤价变化情况

图 37：2023 年至今广东年度、月度及现货交易价格情况对比（元/兆瓦时）



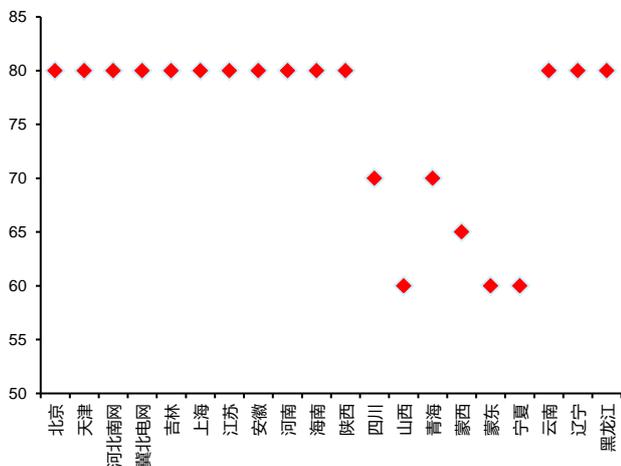
资料来源: IFind, 广东电力交易中心, 信达证券研发中心



资料来源: 电查查, 广东电力交易中心, 信达证券研发中心

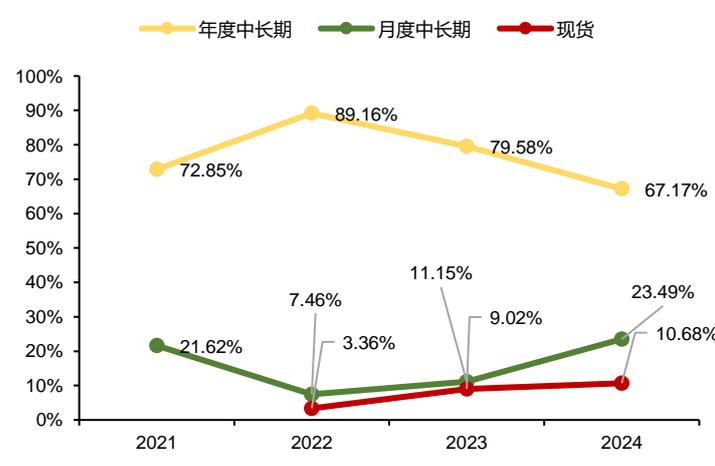
除电价端引导外,“年度中长期-月度中长期-现货市场”的电量占比同步出现调整。2025年,四川、山西、青海、蒙西、蒙东、宁夏等地放宽年度签约比例下限,不再要求“80%”的高比例中长期合约。考虑到电力电量供需关系逐步转向宽松,我们预计将有更多省区放松对批发侧买方主体年度签约比例下限要求。对于发电侧而言,年度中长期交易作为“锁量锁价”的避险交易品种,应尽可能在抬高价格的同时尽可能提高成交电量;但对于购电侧而言,月度及现货交易的电价走低可能性较大,应尽量减少年度中长期交易仓位,并尽可能提高更为灵活的月度及现货交易占比。以广东省为例,2022-2024年电力供需格局转向宽松的同时,除年度中长期交易电价逐步下行外,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月月中长期价格出现了塌方式下跌,但7月起即恢复常态。

图 38: 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 39: 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 40：2024-2025 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”。当前“迎峰度夏”已至，煤价电价尚未出现反弹，展望 2025 年下半年及 2026 年，我们预计电价仍将面临下行压力。但需要注意的是，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 41：浙江 2025 年政府降电价要求
图 42：宁夏回族自治区发改委 2025 年降电价要求

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、天然气等能源体制机制改革, 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

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: 浙江省人民政府, 信达证券研发中心

资料来源: 北极星电力网, 信达证券研发中心

3.2 对用户侧影响：形成真实峰谷时段，引导需求侧主动管理

1) 分时电价峰谷时段密集调整，储能等调节资源受益

除直接参与市场化交易的用户外, 尚未参与市场化交易的用户主要面对发改委既定的电价机制。2021 年国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》(发改价格〔2021〕1093 号), 要求各地“统筹考虑当地电力供需状况、系统用电负荷特性、新能源装机占比、系统调节能力等因素, 将系统供需紧张、边际供电成本高的时段确定为高峰时段, 引导用户节约用电、错峰避峰; 将系统供需宽松、边际供电成本低的时段确定为低谷时段, 促进新能源消纳、引导用户调整负荷”。由此, 各地分别开始有意根据新能源出力特性曲线调整面向非市场化用户的时间电价。截至 2025 年 6 月, 全国已有 24 个地区的电网在光伏出力时段设置谷段电价, 仅北京(直辖市, 主要依赖外来电)、上海(直辖市, 主要依赖外来电)、福建(装机以火电水电核电为主)、广东(装机以火电为主)、海南(装机以火电为主)、重庆(直辖市, 基本无光伏装机)、四川(装机以水电为主)等七省市除外。综合来看, 分时电价机制调整既是电网顺应新能源入市潮流, 根据新能源出力调整峰谷电价以缩窄交叉补贴的举措; 同时电网以价格机制调整用户用电习惯, 给予用户侧明显的价格信号激励用户负荷响应。

表 11: 各省分时电价政策情况(以 4 月为例)

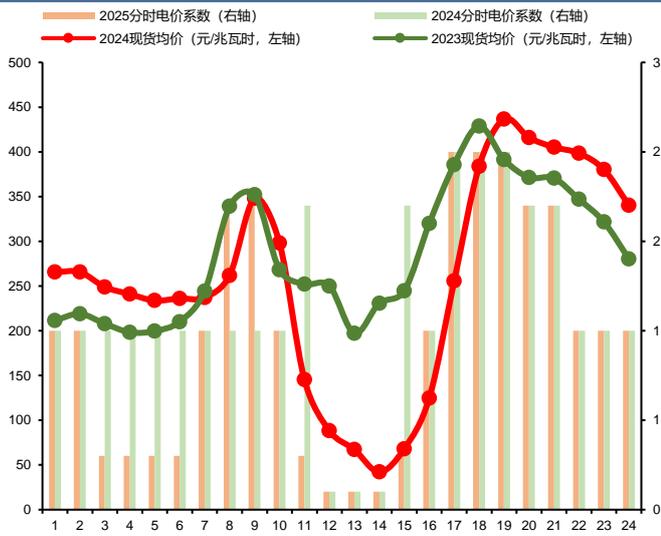
	峰(包括尖峰和高峰)	平	谷
北京	10:00-13:00、17:00-22:00	7:00-10:00、13:00-17:00	23:00-07:00
天津	08:00-10:00、16:00-22:00	06:00-08:00、10:00-12:00、14:00-16:00、22:00-24:00	00:00-06:00、12:00-14:00
冀北电网	08:00-10:00、16:00-22:00	0:00-1:00、7:00-8:00、10:00-12:00、14:00-16:00、22:00-0:00	1:00-7:00、12:00-14:00
河南北网	16:00-24:00	0:00-1:00、6:00-12:00、15:00-16:00	1:00-6:00、12:00-15:00
山西	8:00-11:00、17:00-23:00	7:00-8:00、13:00-17:00、23:00-24:00	00:00-07:00、11:00-13:00
蒙西	06:00-08:00、18:00-22:00	04:00-06:00、08:00-11:00、16:00-18:00、22:00-24:00	00:00-04:00、11:00-16:00
蒙东	06:00-09:00、17:00-22:00	05:00-06:00、09:00-11:00、14:00-17:00、22:00-24:00	11:00-14:00、00:00-05:00
辽宁	07:30-10:30、16:00-21:00	5:00-7:30 10:30-11:30 12:30-22:00	11:30-12:30、22:00-05:00
吉林	8:00-10:00、16:00-21:00	5:00-8:00、10:00-11:00、14:00-16:00、21:00-23:00	5:00-8:00、10:00-11:00、14:00-16:00、21:00-23:00
黑龙江	7:00-8:00、9:00-11:30、15:30-20:00	8:00-9:00、11:30-12:00、14:30-20:00	12:00-14:00、23:30-5:30

上海	8:00-11:00、18:00-21:00	6:00-8:00、11:00-18:00、21:00-22:00	22:00-次日 6:00
江苏	15:00-22:00	6:00-10:00、14:00-15:00、22:00-次日 2:00	2:00-6:00 10:00-14:00
浙江	8:00-11:00、13:00-17:00	17:00-24:00	0:00-8:00、 11:00-13:00
安徽	6:00-8:00、16:00-22:00	8:00-11:00、14:00-16:00、22:00-23:00	11:00-14:00 23:00-次日 6:00
福建	10:00-12:00 15:00-20:00 21:00-22:00	8:00-10:00 12:00-15:00 20:00-21:00 22:00-24:00	0:00-8:00
江西	16:00-22:00	6:00-11:30 14:30-16:00 22:00-1:00	1:00-5:00、 11:30-14:30
山东	17:00-22:00	22:00-10:00 15:00-17:00	10:00-15:00
河南	16:00-24:00	6:00-11:00 14:00-16:00	0:00-6:00、 11:00-14:00
湖北	16:00-24:00	6:00-12:00、14:00-16:00	0:00-6:00、 12:00-14:00
湖南	17:00-23:00	6:00-12:00、15:00-17:00、23:00-次日 0:00	0:00-6:00、 12:00-15:00
广东	10:00-12:00 14:00-19:00	8:00-10:00 12:00-14:00 19:00-0:00	0:00-8:00
广西	16:00-24:00	00:00-1:00、7:00-12:00、14:00-16:00	1:00-7:00、 12:00-14:00
海南	10:00-12:00、16:00-22:00	7:00-10:00、12:00-16:00、22:00-23:00	23:00-次日 7:00
重庆	11:00-17:00、20:00-22:00	8:00-11:00、17:00-20:00、22:00-24:00	0:00-8:00
四川	10:00-12:00、17:00-22:00	8:00-10:00、12:00-17:00	22:00-8:00
贵州	8:00-9:00 17:00-0:00	7:00-8:00 9:00-13:00 14:00-17:00	0:00-7:00 13:00—14:00
云南	7:00-9:00、18:00-24:00	0:00-2:00、6:00-7:00、9:00-12:00、16:00-18:00	2:00—6:00、 12:00—16:00
陕西	16:00-23:00	23:00-24:00 5:00-10:00 14:00-16:00	0:00-5:00 10:00-14:00
甘肃	6:00-8:00、18:00-23:00	23:00-6:00（次日）、8:00-10:00、16:00-18:00	10:00-16:00
青海	7:00-9:00、17:00-23:00	23:00-7:00	9:00-17:00
宁夏	7:00-9:00、17:00-23:00	0:00-7:00、23:00-24:00	9:00-17:00
新疆	8:00—11:00、19:00—24:00	11:00—13:00、17:00—19:00、0:00—4:00	4:00—8:00、 13:00—17:00

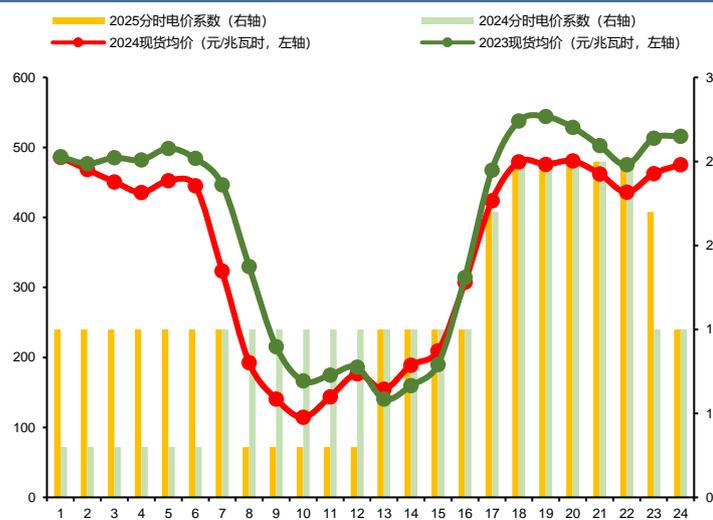
资料来源：发展北京、光伏們、国网冀北、国网河北、北极星售电网、山西省发改委、上海浦东经济开发、沈阳发布、上海市发改委、浙江省发改委、淮南市发改委、国网福建、江西省发改委、河南发改委、国网湖北、广东发改委、凤眼观湖湘、红网时刻新闻、海南发改委、国网重庆、云南广播电视报、储能与电力市场、京电新能源、海北工信、宁夏发改委、信达证券研发中心（注：西藏分时电价以丰枯季区分，暂不列入）

2) 现货价格影响分时电价明显，适配各地电力供需格局

在分时电价调整方面，现货价格对分时电价政策的指导作用更加显著。据落基山研究所相关研究，山东电力现货市场自 2021 年 12 月起启动不间断结算试运行，此后分时电价政策每年都会调整更新，调整频率明显加快。2025 年 4 月 2 日，山东发改委、山东能源局联合印发《山东省“五段式分时电价”宣传工作方案》的通知，广泛宣传山东“五段式”分时电价机制。就调整情况来看，针对 2024 年山东电力现货市场“谷段延长加深”的特点，山东 2025 版分时电价特地延长冬季（12 月-2 月）的谷段时长，原先 11:00-12:00、14:00-15:00 的峰段修改为谷段，原先 2:00-6:00 的平段修改为谷段；同样的，夏季（6 月）的 7:00-12:00 时段同样由平段修改为谷段。综合来看，随着现货市场全面铺开和新能源全面入市，目前尚未入市的非市场化用户也将面临动态调整的分时电价，且分时电价调整“有据可依”，更为贴近反映真实电力供需格局的现货市场价格走势有望明显影响分时电价调整，进而影响未入市部分的工商业用户的用电习惯。

图 43: 山东现货电价与分时电价情况对比 (12月-2月)


资料来源: 山东政事, 电查查, 享能汇, 北极星售电网, 信达证券研发中心

图 44: 山东现货电价与分时电价情况对比 (6月)


资料来源: 山东政事, 电查查, 享能汇, 北极星售电网, 信达证券研发中心

3.3 对资产端影响: 稳定稀缺性电源价值有望在市场中充分体现, 从而获得优质资产的重定价

1) 趋势分析: 电力供需处于宽松周期, 多要素有望加速入市

如前所述, 当前我国电力电量供需格局转向宽松, 电价步入下行周期, 新一轮电力市场化改革有望随之驶入“快车道”, 凭借电价下行的窗口期加快各类电源及交易品种的市场化推进。除当前已经全面入市的煤电和新能源外, 我们认为包括目前市场化程度较低的核电、抽水蓄能、电化学储能、虚拟电厂等在内的多要素有望随之入市。

核电: “十四五”后半段核准高增, 市场化程度初步提升。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。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 12: 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	• 中核: 漳州核电一期(1、2号)	6
	• 中广核: 太平岭核电一期(1、2号)	
2020	• 华能: 荣成石岛湾示范工程	4
	• 中广核: 浙江三澳核电一期(1、2号)	
2021	• 华能: 海南昌江核电二期(3、4号)	5
	• 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	
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)	
2023	• 中广核: 广东陆丰项目5、6号	10
	• 中核: 浙江金七门一期(1、2号)、辽宁徐大堡1、2号	
2024	• 中广核: 福建宁德5、6号、广东太平岭3、4号	11
	• 华能: 山东石岛湾一期扩建(1、2号)	
2025	• 中核: 江苏徐圩一期(1、2、3号)	10
	• 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)	
2025	• 国电投: 广西白龙一期(1、2号)	10
	• 中核: 浙江三门三期(5、6号)	
2025	• 中广核: 广东台山二期(3、4号)、广西防城港三期(5、6号)	10
	• 华能: 福建霞浦一期(1、2号)	
2025	• 国电投: 山东海阳三期(5、6号)	10
	• 中核: 浙江三门三期(5、6号)	

资料来源: 核能号, 中国能源报, 信达证券研发中心

表 13: 2024-2025 年主要沿海省份核电入市情况

	2024	2025
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	安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约 273 亿千瓦时 核电全电量参与市场化交易
广西	暂不进入市场	核电全电量参与市场化交易
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
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
浙江	无	10%进现货 , 其余另行通知

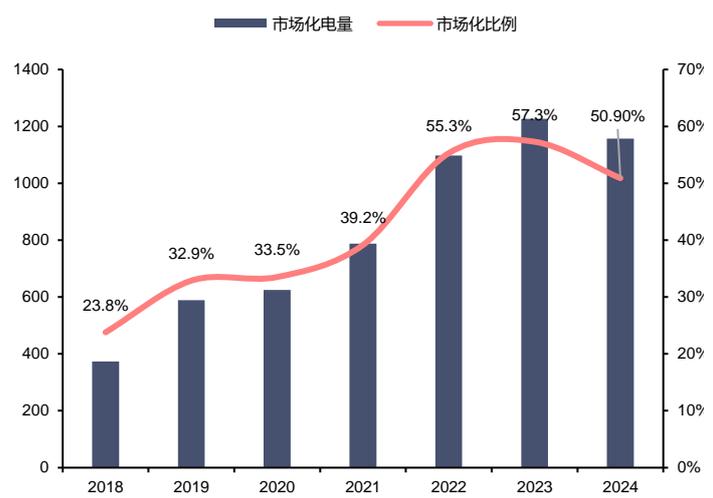
资料来源: 能源新媒、新浪财经、阳光工匠光伏网、鼎聚新能源、福建省发改委、江苏省发改委、北极星售电网、江西百通能源官网、浙江省太阳能光伏协会、浙江省发改委、广东省能源局, 信达证券研发中心

图 45: 2018-2024 年中国核电市场化电量及占比(亿千瓦时)

图 46: 2018-2024 年中国广核市场化电量及占比(亿千瓦时)



资料来源: 中国核电公司公告, 信达证券研发中心

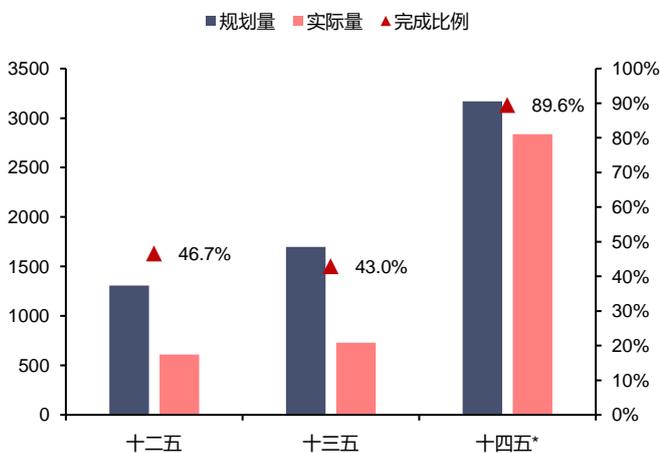


资料来源: 中国广核公司公告, 信达证券研发中心

第三方主体: 较为依赖峰谷价差, 现货推广或是良机。除传统的发电侧和用户侧交易外, 近年来随新型电力系统建设推进, 包括抽水蓄能、工商业独立储能和虚拟电厂等市场化第三方主体逐步兴起。就本质而言, 第三方主体不生产电力电量, 而是通过“高抛低吸”的方式平衡电力系统供需。因此, **第三方主体较为依赖现货市场所产生的分时电价差和辅助服务市场产生的调节需求。**在新一轮电改启动前十年, 电力市场“年度中长期-月度中长期-现货市场”的电量结构和稳妥起步的改革节奏限制了现货市场的建设和推广, 第三方主体发挥的空间有限。但自 2021 年缺电事件频发后, 各地在加快建设顶峰电源的基础上, 均开始挖掘第三方主体的顶峰潜力。其中, 抽水蓄能投建容量在“十四五”持续增长, 截至 2024 年我国抽蓄规模达到 5869 万千瓦, 其中“十四五”以来新增 2837 万千瓦, 已完成“十四五”规划量的 89.6%; 电化学储能同样增长迅速, 根据 CNESA, 截至 2024 年底我国新型储能装机规模达到 78.3GW/184.2GWh, 装机规模首次超过抽水蓄能; 虚拟电厂自“十四五”以来频获政策支持, 目前仍处于起步发展阶段。综合来看, 随着新能源全面入市和现货市场全面推广, 峰谷价差有望持续扩大, 且第三方主体交易空间有望扩容, 第三方主体或将迎来发展新阶段。

图 47: “十二五”至“十四五”期间抽蓄建设情况 (万千瓦)

图 48: 2018-2020 年新型储能装机情况



资料来源：中国政府网、国家发改委、国家能源局，信达证券研发中心

资料来源：CNESA，新浪财经，上证报中国证券网，信达证券研发中心

表 14：国家级虚拟电厂相关政策

时间	部门	文件	相关内容
2021.2	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》	<ul style="list-style-type: none"> 充分发挥负荷侧的调节能力，进一步加强源网荷储多向互动，通过虚拟电厂等一体化聚合模式，参与电力中长期、辅助服务、现货等市场交易，为系统提供调节支撑能力
2021.7	国家发改委、国家能源局	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	<ul style="list-style-type: none"> 引导各地区根据实际情况，建立市场化的发电容量成本回收机制，保障电源固定成本回收和长期电力供应安全，鼓励抽水蓄能、储能、虚拟电厂等调节电源的投资建设
2022.1	国家发改委、国家能源局	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	<ul style="list-style-type: none"> 推动电力需求响应市场化建设，推动将需求侧可调节资源纳入电力电量平衡，发挥需求侧资源削峰填谷、促进电力供需平衡和适应新能源电力运行的作用 拓宽电力需求响应实施范围，通过多种方式挖掘各类需求侧资源并组织其参与需求响应，支持用户侧储能、电动汽车充电设施、分布式发电等用户侧可调节资源，以及负荷聚合商、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等参与电力市场交易和系统运行调节
2022.3	国家发改委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	<ul style="list-style-type: none"> 大力提升电力负荷弹性。加强电力需求侧响应能力建设，整合分散需求响应资源，引导用户优化用电模式，高比例释放居民、一般工商业用电负荷的弹性 开展工业可调节负荷、楼宇空调负荷、大数据中心负荷、用户侧储能、新能源汽车与电网（V2G）能量互动等各类资源聚合的虚拟电厂示范 力争到 2025 年，电力需求侧响应能力达到最大负荷的 3%~5%，其中华东、华中、南方等地区达到最大负荷的 5%左右
2023.1	国家能源局	《新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）》	<ul style="list-style-type: none"> 积极培育电力源网荷储一体化、负荷聚合服务、综合能源服务、虚拟电厂等贴近终端用户的新业态新模式，整合分散需求响应资源，打造具备实时可观、可测、可控能力的需求响应系统平台与控制终端参与电网调度运行，提升用户侧灵活调节能力。
2023.5	国家发改委	《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》	<ul style="list-style-type: none"> 到 2025 年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%—5%，其中年度最大用电负荷峰谷差率超过 40%的省份达到 5%或以上 全面推进需求侧资源参与电力市场常态化运行。参与需求响应的各类主体可根据电力市场准入要求，常态化参与电量和辅助服务市场交易 建立并完善与电力市场衔接的需求响应价格机制。根据“谁受益、谁承担”的原则，支持具备条件的地区，通过实施尖峰电价等手段提高经济激励水平。鼓励需求响应主体参与相应电量市场、辅助服务市场、容量市场等，按市场规则获取经济收益
2024.2	国家发改委	《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》	<ul style="list-style-type: none"> 全面推进需求侧资源常态化参与电力系统调峰。深入挖掘可调节负荷、分布式电源等资源潜力，支持通过负荷聚合商、虚拟电厂等主体聚合形成规模化调节能力，推动实施分钟级、小时级需求响应，应对短时电力供需紧张和新能源消纳困难问题。
2024.7	国家发改委	《加快构建新型电力系统行动方案(2024-2027年)》	<ul style="list-style-type: none"> 结合电力保供、新能源发展等需求，利用当地源荷储资源，建设一批虚拟电厂。建立健全虚拟电厂技术标准体系，完善虚拟电厂的市场准入、安全运行标准和交易规则，常态化参与系统调节，提升电力保供和新能源就地消纳能力。
2024.12	国家发改委	《支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》	<ul style="list-style-type: none"> 鼓励虚拟电厂聚合分布式光伏、分散式风电、新型储能、可调节负荷等资源，为电力系统提供灵活调节能力。 提升电力中长期交易灵活性，引入分时段标准化交易产品，加快实现分时段交易结算，引导新型经营主体根据自身电力电量平衡需求灵活参与各时间尺度电力中长期交易。加快电力现货市场建设，推动新型经营主体以报量报价或报量不报价等灵活方式参与电力现货市场，探索电力现货市场出清节点向更低电压等级延伸，为新型经营主体响应市场需求提供更加准确的价格信号。完善辅助服务市场，推动新型经营主体公平参与辅助服务市场，研究适时引入备用、爬坡等辅助服务新品种。

2025.4	国家发改委	《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》	<ul style="list-style-type: none"> 省级主管部门要结合本地区实际制定虚拟电厂发展方案，在发展规模、业务类型、运营模式、技术要求等方面作出安排，针对省级、地市级电力调节需要，培育不同特点的虚拟电厂主体，完善虚拟电厂发展体系，围绕聚合分散电力资源、增强灵活调节能力、减小供电缺口、促进新能源消纳等场景加快推进虚拟电厂规模化发展。鼓励能源企业、能源产业链上下游企业及其他各类企业积极投资虚拟电厂，大力支持民营企业参与虚拟电厂投资开发与运营管理，共同推动技术及模式创新。 省级主管部门及有关单位要推动虚拟电厂立足核心功能，公平参与各类电力市场或需求响应，获取相应收益。鼓励虚拟电厂开展业务创新，提供节能服务、能源数据分析、能源解决方案设计、碳交易相关服务等综合能源服务，拓宽收益渠道。 加快推进虚拟电厂作为资源聚合类新型经营主体整体参与电力中长期市场和现货市场交易，并明确相应的电量电费计算原则。虚拟电厂在电力中长期市场和现货市场开展购售电业务，应具备售电公司资质。健全完善中长期市场价格形成机制，适当拉大现货市场限价区间。在具备条件的地区，积极探索虚拟电厂参与跨省电力交易。 加快推进辅助服务市场向虚拟电厂开放，针对虚拟电厂特点完善交易品种和技术要求，完善辅助服务市场交易和价格机制，公平设定各类辅助服务品种申报价格上限，不应针对各类主体设立不同上限。建立完善适应虚拟电厂发展阶段的考核机制，保障虚拟电厂调节能力可靠性。 完善虚拟电厂参与市场化需求响应机制，扩大聚合分散需求侧资源的规模，提升需求侧资源响应水平。根据“谁服务、谁获利，谁受益、谁承担”的原则，合理确定需求响应补偿标准，需求响应价格上限由省级价格主管部门研究确定，同步健全需求响应分摊机制。
2025.5	国家能源局	《关于组织开展新型电力系统建设第一批试点工作的通知》	<ul style="list-style-type: none"> 围绕聚合分散电力资源、增强灵活调节能力、减小供电缺口、促进新能源消纳等场景，因地制宜新建或改造一批不同类型的虚拟电厂，通过聚合分布式电源、可控负荷、储能等负荷侧各类分散资源并协同优化控制，充分发挥灵活调节能力。持续丰富虚拟电厂商业模式，通过参与电力市场、需求响应，提供节能服务、能源数据分析、能源解决方案设计、碳交易相关服务等综合能源服务，获取相应收益。

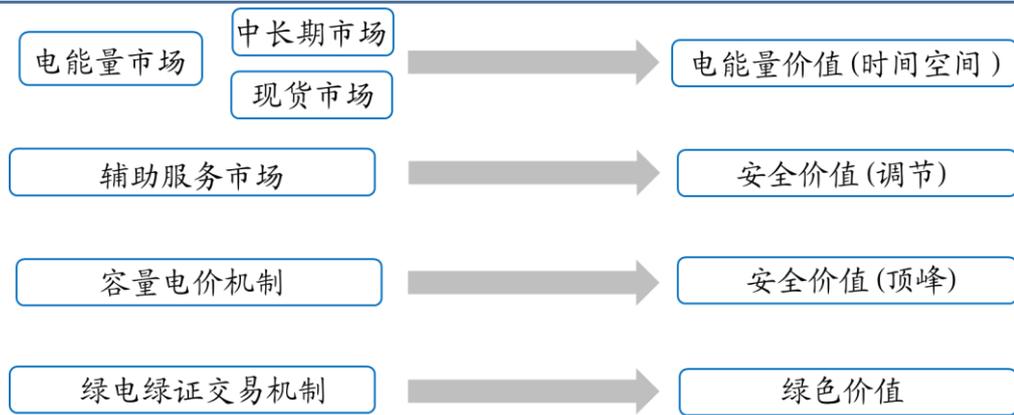
资料来源：国家发改委，国家能源局，中国政府网，信达证券研发中心

2) 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 49：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，应与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。

四、投资策略

4.1 弹性火电：短期成本下降叠加中长期电改红利，稳健收益未来可期

火电运营商：短期成本下降叠加电改红利，稳健收益未来可期。火电运营商历经2021-2022年的业绩承压和2023-2024年的困境反转，目前盈利水平较为可观。虽然2025-2026年火电电价或将步入下行周期，但煤价的回落为火电点火价差让出利润空间；此外，随着电改持续推进，容量电价或将提升，现货市场有望全面铺开，辅助服务市场建设有望进一步推进，火电运营商有望同时获得现货尖峰电价，辅助服务收益和容量电价补偿三方面额外收益。有望受益标的包括全国性的煤电龙头及电力供应偏紧的区域龙头：华电国际、华能国际、大唐发电、浙能电力等；建议重点关注电价接近浮动区间下限省份的火电运营商：宝新能源、粤电力A等。

4.2 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，极具投资价值。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。

4.3 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 15: 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	
火电运营 商	*国电电力	4.70	9831	6459	7272	8283	0.55	0.36	0.41	0.46	8.31	12.98	11.53	10.12
	华能国际	7.03	10135	11606	12545	13375	0.65	0.74	0.80	0.85	10.49	9.51	8.80	8.25
	华电国际	5.43	5703	6527	7097	7543	0.56	0.60	0.65	0.69	10.06	9.07	8.34	7.85
	*皖能电力	7.30	2064	2079	2282	2319	0.91	0.92	1.01	1.02	8.69	7.96	7.25	7.14
	浙能电力	5.09	7753	6988	7494	7813	0.58	0.52	0.56	0.58	9.79	9.77	9.11	8.73
	中能股份	8.32	3944	4144	4337	4514	0.81	0.85	0.89	0.92	11.78	9.83	9.39	9.02
	宝新能源	4.79	706	917	1277	1372	0.32	0.42	0.59	0.63	13.82	11.37	8.16	7.60
	*粤电力 A	4.82	964	878	1149	1203	0.18	0.17	0.22	0.23	24.67	28.82	22.02	21.04
水电运营 商	长江电力	30.34	32496	34582	36161	37455	1.33	1.41	1.48	1.53	22.25	21.47	20.53	19.82
	*国投电力	14.72	6643	7190	7480	7620	0.89	0.90	0.93	0.95	18.65	16.39	15.75	15.46
	川投能源	16.21	4508	5201	5527	5808	0.92	1.07	1.13	1.19	18.65	15.19	14.30	13.61
	华能水电	9.41	8297	9030	9535	9862	0.46	0.50	0.53	0.55	20.63	18.76	17.76	17.18
煤电一 体化	*新集能源	6.48	2393	2369	2744	2878	0.92	0.91	1.06	1.11	7.77	7.09	6.12	5.83
	*国电电力	4.70	9831	6459	7272	8283	0.55	0.36	0.41	0.46	8.31	12.98	11.53	10.12
	淮河能源	3.54	858	933	1204	1329	0.22	0.24	0.31	0.34	17.99	14.75	11.43	10.35
	*皖能电力	7.30	2064	2079	2282	2319	0.91	0.92	1.01	1.02	8.69	7.96	7.25	7.14
*陕西能源	8.83	3009	2876	3455	3663	0.80	0.77	0.92	0.98	11.57	11.51	9.58	9.04	

	甘肃能源	6.90	1644	1860	2404	2511	0.51	0.57	0.74	0.77	11.90	12.03	9.31	8.91
预测 及优 化	#国能日新	54.62	94	118	150	189	0.94	0.98	1.25	1.57	48.48	55.65	43.78	34.74
	朗新集团	20.70	-250	456	577	762	-0.23	0.42	0.53	0.71	-52.92	49.09	38.74	29.33

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 7 月 16 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，信达证券研发中心副总经理，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。

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，从事煤矿生产技术管理、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。