



信达证券
CINDA SECURITIES

Research and
Development Center

电改下半场开启：投资理性化，电源市场化，电价现货化

——行业专题研究

2026 年 01 月 21 日

证券研究报告

行业研究

行业专题研究（普通）

电力行业

投资评级 看好

上次评级 看好

邢秦浩 电力公用研究负责人
执业编号：S1500524080001
联系电话：010-83326712
邮箱：xingqin hao@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

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

电改下半场开启：投资理性化，电源市场化，电价现货化

2025年1月21日

本期内容提要：

➤ **电力行业投资与装机情况：电源投资逐步理性，2025年装机或已达峰。**从电源投资额情况来看，“十四五”后半程新能源投资出现明显降温，同时火电逐步步入投资高峰。受年初“136”号文出台影响，虽然风电投资仍好于光伏投资，但整体新能源投资出现明显降温。火电投资仍保持一定的可观增速，我们预计火电投资随装机投建进度有望于2026年达峰。从分月装机情况看，新能源“531”前后差别较大，装机节奏或逐步回归理性。“136”号文对于新能源存量项目和增量项目提出差别较为明显的“保底待遇”，因而导致25年上半年出现新能源项目抢装“531”的热潮，6-11月新能源装机环比上半年“抢装潮”和同比24年数据均出现明显下行。但在当前补贴退坡完毕、“十四五”规划已经基本完成的情况下，新能源运营商再度在12月抢装的可能性不大。同时，2026年风电光伏装机增速可类比2025年下半年情况，同比出现大幅下滑，装机节奏整体或逐步回归理性。煤电核准潮已过，预计26年将迎投产高峰。自2023年后煤电核准体量达峰，并开始逐年下行。我们预计2025~2026年煤电机组有望迎来投产高峰，年均投产体量有望达到8000万千瓦以上。

➤ **2026年电改新动向：电源市场化，电价现货化。**电源市场化：新能源增量项目竞价结果较为可观，核电持续提高入市比例。从竞价结果及竞价上下限来看，全国范围内大部分省份竞价结果均以竞价上限或接近竞价上限成交，竞价结果普遍较好。对比当地燃煤基准价情况来看，大部分省份竞价结果均低于燃煤基准价。综合来看，机制电量使用情况反映增量项目申报竞争情况，机制电量使用比例偏低最终反映在整体可观的机制电价竞价结果上。同时，核电主要分布省份均持续深化核电入市。2026年已经公布电力交易方案的省份中，广东岭澳阳江核电全面入市交易；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%；广西红沙核电与福建福清、宁德、漳州核电全面入市交易。综合来看，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。电价现货化：“1502”号文松动原有电价模式，现货交易权重全面提升。

“1502”号文发布，其关键核心在于打破原先电力市场中“中长期为主，现货为辅”的稳定体系架构，从电量构成和电价构成全面倒向现货交易。从中长期交易调整来看，“1502”号文放宽煤电签约电量要求下限；同时在电价方面推动由固定价格转向灵活价格模式，要求煤电年度中长期合同中约定一定比例电量反映实时供需灵活价格。从分时电价的调整上来看，“1502”号文取消分时电价机制，原有基于固定时段、固定价差的收益模型将全面失效。整体来看，2026年电改新方向正如“1502”号文所言，电力交易与电价将逐步摆脱原先行政规定影响，逐步全面与现货市场挂钩，发电收入将更大程度与真实的电力供需挂钩。2026年已有部分省份开始落实“1502”号文的规定。其中，山东、湖南同步落实调整中长期合约模式，40%电量按固定价格



结算；60%电量执行反映实时供需的灵活价格；安徽、河南、江西、新疆、陕西等省份分别降低煤电机组的中长期交易合约电量占比，同时推进分时交易。

- **电改下半场形式分析：新能源投资降温火电电量重迎增长，现货交易或成火电利润重点。** **电量分析：新能源装机或将显著降速，火电电量空间可观。** 2025 年受新能源抢装潮的影响，新能源增发电量呈现显著增长。虽然全年全社会用电量增速达 5% 较为可观，但水核风光等清洁能源电量均有大幅增长，不仅导致增量电量需求全部由清洁能源电量满足，还挤占部分火电电量。2025 年全年火电发电量增速维持小幅下降。但考虑到 2026 年风光装机因入市而放缓增长，若整体用电需求仍然维持 5% 的增长，我们认为火电发电量或因风光发电量无法满足全部用电需求而实现可观增发。据我们测算，火电增发电量或由 2025 年的-378 亿千瓦时增长至 2026 年的 1356 亿千瓦时，整体增速达 2.20%。 **电价分析：年度长协降幅超预期，现货或存火电盈利机遇。** 受电力供需形势偏宽松等因素的影响，以江苏、广东为代表的全国主要用电大省 2026 年年度交易电价出现明显下行。从月度电价来看，2026 年 1 月全国多地电网代理购电价打破了近年来冬季电价的常规走势，同样出现明显下行。但 2026 年火电电量有望实现可观增长，同时火电电量中长期占比走低，现货占比有望提升；煤价上涨或将同步推高火电在现货市场中的机组报价，现货市场中的火电机组或将实现“量价齐升”。在现货市场全面铺开，电力交易倒向现货的背景下，机组报价反映边际生产成本的现货市场或有可能成为火电利润新的增长点。我们预计现货市场峰谷价差有望因火电报价提升而逐步拉大。
- **投资建议：火电困境反转可期，看好优质龙头与煤电一体。** 展望 2026 年，“投资理性化，电源市场化，电价现货化”有望成为电力行业发展趋势的核心关键词。在投资逐步降温，侧重现货交易的背景下，电源市场化叠加电价现货化将直接导致电源的商业模式将由过去的主要依赖长协合同转变为主要依赖现货收入和容量收入，而在现货市场中，摆脱电源内卷和寻找尖峰需求将成为电源盈利的关键因素。火电或因 2026 年煤价同比企稳、电量增幅可观、现货电价超预期等三个因素，有望实现“困境反转”。 **投资建议：1) 优质龙头电力央企：** 供需宽松、电价下行周期中，优质龙头电力央企有望凭借机组质量、集团支持、分布区域、治理能力等自身优势，实现行业内优异业绩。“困境反转”启动时，央企龙头有望凭借其业绩韧性与行业弹性实现率先复苏反弹。建议关注布局华东的央企龙头：国电电力、华润电力。 **2) 煤电一体化运营商：** 2025 年下半年以来煤价持续修复，政策托底背景下 2026 年煤价中枢有望实现同比抬升。煤电一体公司或将先于纯火电实现“困境反转”。我们持续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。建议关注：新集能源、陕西能源、淮河能源、皖能电力、内蒙华电、甘肃能源。
- **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、电力行业投资与装机情况：电源投资逐步理性，2025 年装机或已达峰	5
1.1 电源投资额：火电投资仍保持可观增速，新能源投资出现明显降温	5
1.2 分月装机：新能源“531”前后差别较大，火电装机逐步步入投产高峰	5
二、2026 年电改新动向：电源市场化，电价现货化	7
2.1 电源市场化：新能源增量项目竞价结果较为可观，核电持续提高入市比例	7
2.2 电价现货化：“1502”号文松动原有电价模式，现货交易权重全面提升	11
三、电改下半场形势分析：新能源投资降温火电电量重迎增长，现货交易或成火电利润重点	13
3.1 电量分析：新能源装机或将显著降速，火电电量增长空间可观	13
3.2 电价分析：年度长协降幅超预期，现货或存火电盈利机遇	14
四、投资建议：火电困境反转可期，看好优质龙头与煤电一体	16
风险因素	17

表目录

表 1：部分省份新能源增量项目机制电价竞价结果（元/千瓦时，截至 2025 年底）	8
表 2：部分省份新能源增量项目机制电量出清结果（亿千瓦时，截至 2025 年底）	9
表 3：2015-2025 年核电机组核准情况	10
表 4：2024-2026 年主要沿海省份核电入市情况	11
表 5：“1502”号文重点内容总结	12
表 6：各省年度交易方案落实“1502”号文要求	12
表 7：2024-2026 年电量平衡表（基准情景）	14
表 8：部分省份年度交易协定情况（元/MWh）	14

图目录

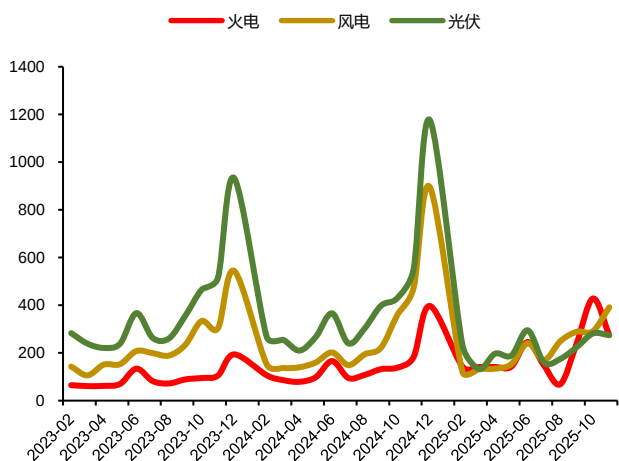
图 1：电源分月投资额情况（亿元）	5
图 2：电源投资额分月同比增速情况	5
图 3：风电分月装机情况（万千瓦）	6
图 4：光伏分月装机情况（万千瓦）	6
图 5：2025 年新能源分月装机同比增速情况	6
图 6：2021-2026 年新能源年装机情况（万千瓦）	6
图 7：2021-2025Q1-3 全国煤电机组核准及投产情况（万千瓦）	7
图 8：各省光伏增量项目竞价情况（元/千瓦时）	9
图 9：各省风电增量项目竞价情况（元/千瓦时）	9
图 10：2025 年规上发电量同比变动情况（亿千瓦时）	13
图 11：2025-2026 年分电源增发发电量情况（亿千瓦时）	13
图 12：全国代理购电均价逐月情况（元/兆瓦时）	15
图 13：2026 年 1 月全国代理购电价格环比变化情况	15
图 14：2021-2025H1 广东电力交易占比情况	16
图 15：2023-2025 年 3 月山东日前现货市场分时月均价情况（元/兆瓦时）	16

一、 电力行业投资与装机情况： 电源投资逐步理性，2025 年装机或已达峰

1.1 电源投资额：火电投资仍保持可观增速，新能源投资出现明显降温

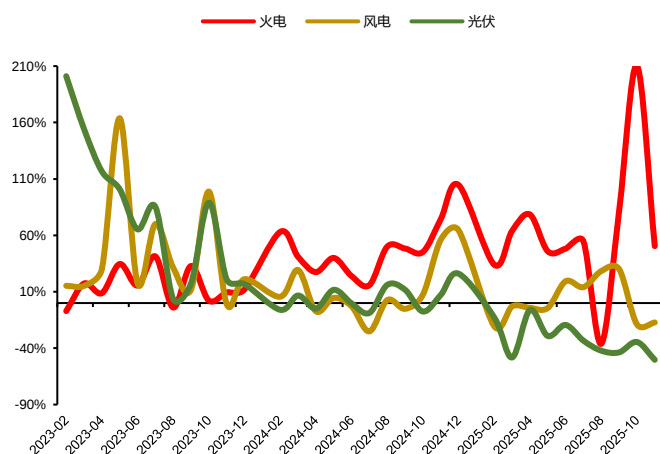
新能源投资出现明显降温，火电装机&投资达峰在即。从电源投资额情况来看，“十四五”后半程新能源投资出现明显降温，同时火电逐步步入投资高峰。2023-2024 年，风电与光伏电源投资额虽仍增长，但分月增速出现持续下滑；2025 年受年初“136”号文出台影响，新能源项目收益不确定性持续放大，风电与光伏电源投资额出现分月增速同比持续下行；虽然风电投资仍好于光伏投资，但整体新能源投资出现明显降温。相比之下，火电投资仍保持一定的可观增速，火电投建潮仍在持续。我们预计火电投资随装机投建进度有望于2026 年达峰。

图 1： 电源分月投资额情况（亿元）



资料来源：iFind，信达证券研发中心

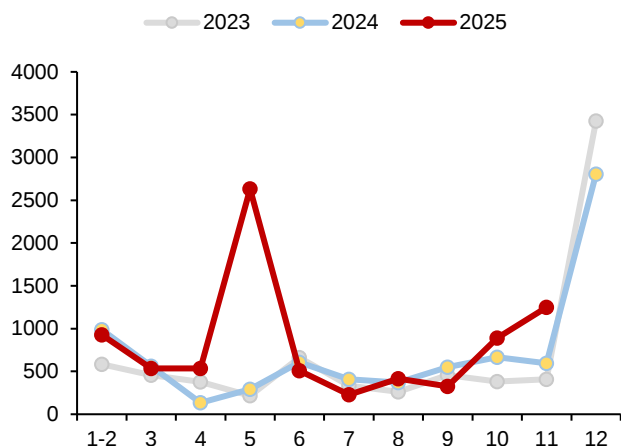
图 2： 电源投资额分月同比增速情况



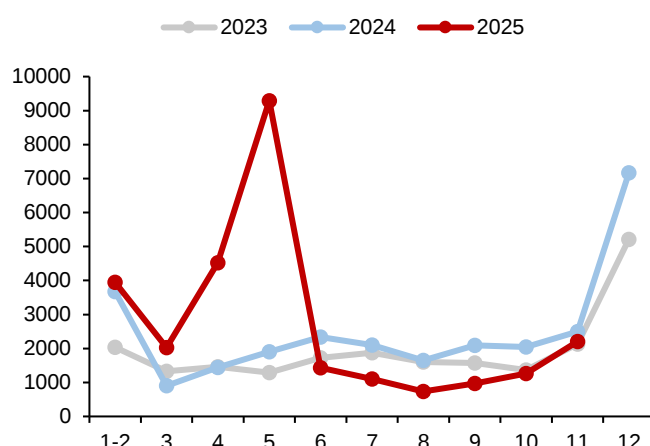
资料来源：iFind，信达证券研发中心

1.2 分月装机：新能源“531”前后差别较大，火电装机逐步步入投产高峰

存量增量待遇差别较大，收益不确定引发新能源“531”抢装潮。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）。“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。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。但因未来新能源项目的“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”，因而导致 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 6-11 月新能源装机出现断崖式下跌：风电分月装机为 5.11/2.88/4.17/3.25/8.92/12.49GW，光伏分月装机为 14.36/11.04/7.36/9.66/12.60/22.02GW，环比上半年“抢装潮”和同比 24 年数据均出现明显下行。

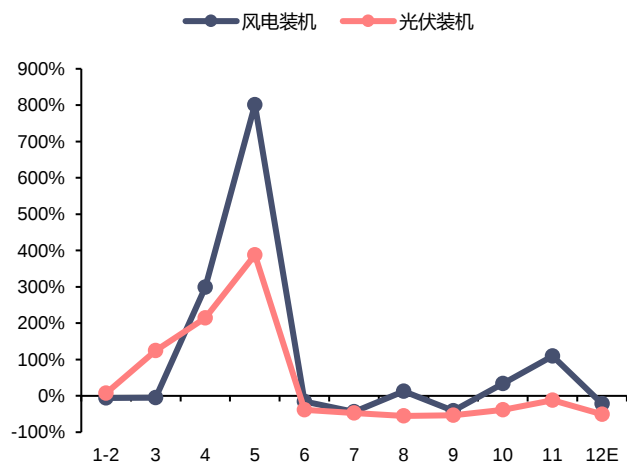
图 3: 风电分月装机情况 (万千瓦)


资料来源: iFind, 信达证券研发中心

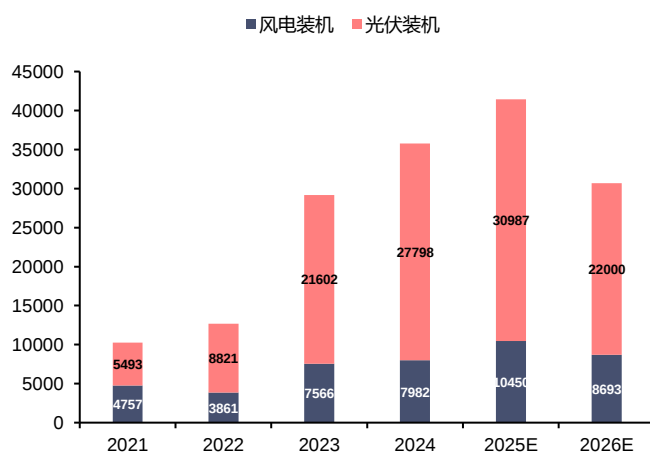
图 4: 光伏分月装机情况 (万千瓦)


资料来源: iFind, 信达证券研发中心

年底抢装不具备客观条件，**2026 年新能源装机节奏或逐步回归理性**。“十四五”期间，新能源装机普遍因补贴退坡、项目要求、集团“十四五”规划等因素影响下在年末 12 月迎来抢装并网潮。但就 2025 年 6 月至今的情况来看，新能源运营商投资热情出现明显下行。因而我们认为，在当前补贴退坡完毕、“十四五”规划已经基本完成的情况下，新能源运营商再度在 12 月抢装的可能性不大。我们预计 12 月风电光伏装机分别为 2200/3500 万千瓦，同比降幅分别为 21.62%/51.17%。此外，“136”号文对新能源收益影响仍未完全消化，多地风电光伏项目建设出现暂停。据光伏们，在首批机制电价结果公示之后，山东有将近 2GW 的光伏项目指标计划放弃或者暂缓推进；宁夏区域已经停止开发建设大型光伏电站项目；甘肃的低机制电价、低现货价格以及高限电大幅劝退了新能源的投资积极性。因而我们认为 **2026 年风电光伏装机增速可类比 2025 年下半年情况**，同比出现大幅下滑，装机节奏整体或逐步回归理性。我们预计 **2026 年风电/光伏装机或分别为 10000/22000 万千瓦**，同比降幅分别为 4.31%/29.00%。

图 5: 2025 年新能源分月装机同比增速情况


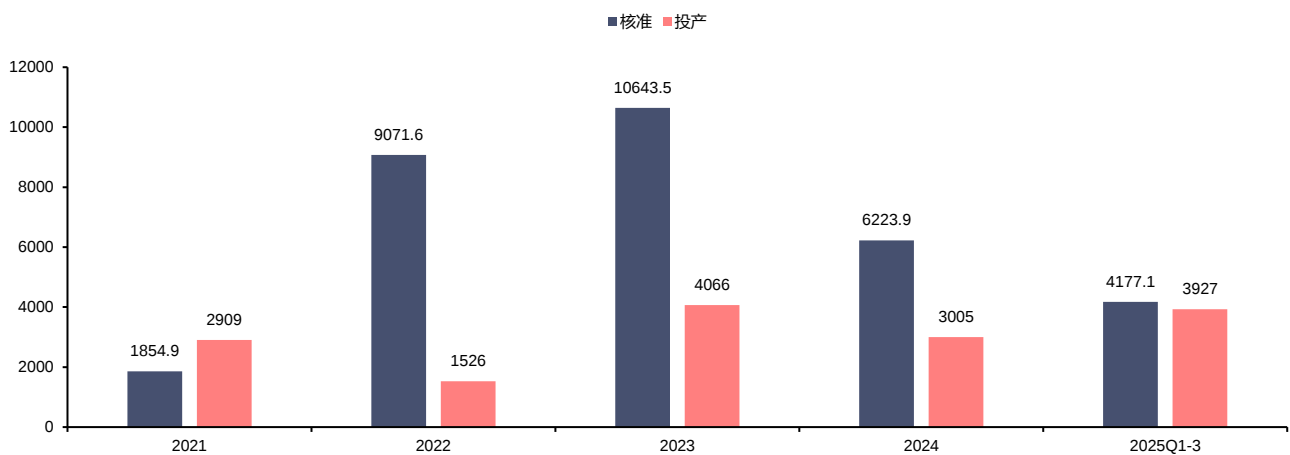
资料来源: iFind, 信达证券研发中心 (注: 12 月为信达能源预估)

图 6: 2021-2026 年新能源年装机情况 (万千瓦)


资料来源: iFind, 信达证券研发中心 (注: 2025 及 2026 为信达能源预估)

煤电核准潮已过，预计 26 年将迎投产高峰。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。自 2023 年后煤电核准体量达峰，并开始逐年下行。2025 年前三季度核准体量仅为 4177 万千瓦，年内核准体量或为“十四五”次低。但考虑以煤电项目建设开工周期约 24 个月计算，2022 年以来新核准的煤电机组有望于 2025-2026 年逐步投产。2025 年前三季度煤电新增投产装机 3927 万千瓦，同比增长 2447 万千瓦。我们预计 2025~2026 年煤电机组有望迎来投产高峰。以 2023~2025 年核准体量预计，2025~2026 年年均投产体量有望达到 8000 万千瓦以上。

图 7：2021-2025Q1-3 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

二、2026 年电改新动向：电源市场化，电价现货化

2.1 电源市场化：新能源增量项目竞价结果较为可观，核电持续提高入市比例

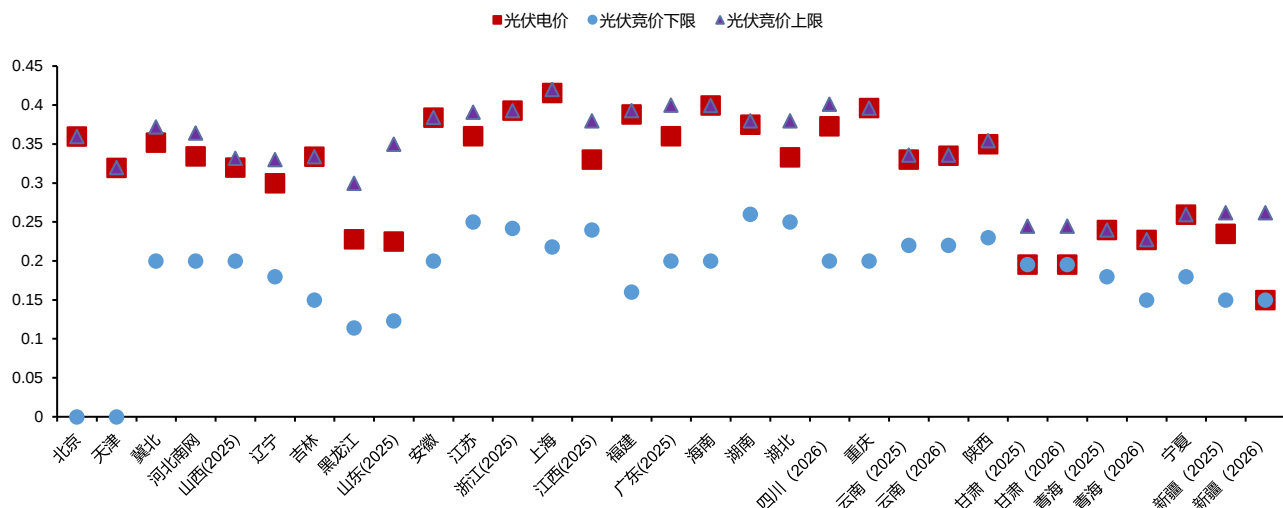
1) 新能源：增量项目竞价结果较为可观，半数省份机制电量未用完

增量项目竞价结果大部出炉，机制电价&电量较为可观。截至 2025 年底，全国 31 省市自治区中，除了河南、贵州、广西三省区机制电价竞价结果未公布外，全国 26 个省市的新能源机制竞价结果已经出炉（内蒙无机制电量，西藏未出台文件）。从竞价结果及竞价上下限来看，全国范围内，除河北、山西、吉林、黑龙江、山东、江苏、广东、甘肃、新疆等 9 省区，其余省份竞价结果均以竞价上限或接近竞价上限成交，竞价结果普遍较好。竞价结果不佳的省份中，仅甘肃风光和新疆 2026 年光伏以下限成交。对比当地燃煤基准价情况来看，北京、安徽、上海、重庆、云南、陕西、宁夏、新疆（2025）等 8 省市区竞价结果与燃煤基准价相差不大，其余省份竞价结果均低于燃煤基准价。

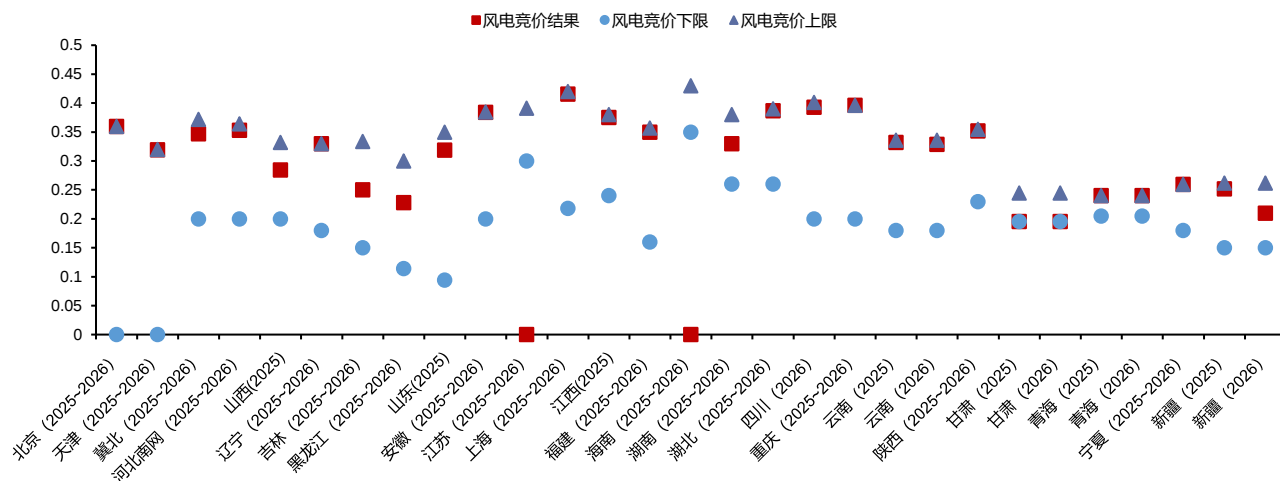
表 1: 部分省份新能源增量项目机制电价竞价结果（元/千瓦时，截至 2025 年底）

地区	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
华北	北京（2025~2026）	0.3598	0.3598	0.3598	无	0.3598	无	0.3598
	天津（2025~2026）	0.3655	0.3196	0.3196	无	0.32	无	0.32
	冀北（2025~2026）	0.372	0.347	0.352	0.2	0.372	0.2	0.372
	河北南网 （2025~2026）	0.3644	0.353	0.3344	0.2	0.3644	0.2	0.3644
	山西(2025)	0.332	0.285	0.320	0.2	0.332	0.2	0.332
东北	辽宁（2025~2026）	0.3749	0.33	0.3	0.18	0.33	0.18	0.33
	吉林（2025~2026）	0.3731	0.25	0.334	0.15	0.334	0.15	0.334
	黑龙江 （2025~2026）	0.374	0.228111	0.228111	0.114	0.3	0.114	0.3
华东	山东(2025)	0.394	0.319	0.225	0.094	0.35	0.123	0.35
	安徽（2025~2026）	0.3844	0.3837（独立 竞价）	0.384（统一 竞价）	0.2	0.3844	0.2	0.3844
	江苏（2025~2026）	0.391	无	0.36	0.3（海风）	0.391（海 风）	0.25（其他风 电与光伏）	0.391（其他 风电与光 伏）
	浙江(2025)	0.4153	无	0.3929	无	无	0.242	0.393
	上海（2025~2026）	0.4155	0.4155	0.4155	0.2182	0.42	0.2182	0.42
	江西(2025)	0.4143	0.375	0.33	0.24	0.38	0.24	0.38
	福建（2025~2026）	0.3932	0.35（其他新 能源）	0.388（海上 光伏）	0.16（其他 新能源）	0.357（其他 新能源）	0.16（海上光 伏）	0.3932（海 上光伏）
	广东(2025)	0.453	无	0.36	无	无	0.2	0.4
华南	海南（2025~2026）	0.4298	无	0.3998（分 布式光伏）	0.35（海 风）	0.4298（海 风）	0.2（其他风电 与光伏）	0.3998（其 他风电与光 伏）
华中	湖南（2025~2026）	0.45	0.33	0.375	0.26	0.38	0.26	0.38
	湖北（2025~2026）	0.4161	0.387	0.333	0.26	0.39	0.25	0.38
西南	四川（2026）	0.4012	0.393	0.373	0.2	0.4012	0.2	0.4012
	重庆（2025~2026）	0.3964	0.3961	0.3963	0.2	0.3964	0.2	0.3964
	云南（2025）	0.3358	0.332	0.33	0.18	0.3358	0.22	0.3358
	云南（2026）	0.3358	0.329	0.335	0.18	0.3358	0.22	0.3358
西北	陕西（2025~2026）	0.3545	0.352	0.35	0.23	0.3545	0.23	0.3545
	甘肃（2025）	0.3078	0.1954	0.1954	0.1954	0.2447	0.1954	0.2447
	甘肃（2026）	0.3078	0.1954	0.1954	0.1954	0.2447	0.1954	0.2447
	青海（2025）	0.3247	0.24	0.24	0.205	0.24	0.18	0.24
	青海（2026）	0.3247	0.24	0.227	0.205	0.24	0.15	0.2277
	宁夏（2025~2026）	0.2595	0.2595	0.2595	0.18	0.2595	0.18	0.2595
	新疆（2025）	0.25	0.252	0.235	0.15	0.262	0.15	0.262
	新疆（2026）	0.25	0.21	0.15	0.15	0.262	0.15	0.262

资料来源：光伏们，信达证券研发中心

图 8：各省光伏增量项目竞价情况（元/千瓦时）


资料来源：光伏们，信达证券研发中心

图 9：各省风电增量项目竞价情况（元/千瓦时）


资料来源：光伏们，信达证券研发中心

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。已经公布竞价结果的 26 个地区中，仅有黑龙江、江苏、四川、陕西、甘肃、宁夏、新疆等七省区机制电量全部使用完毕，有 13 地区机制电量使用比例不足 80%。综合来看，机制电量使用情况反映增量项目申报竞争情况，机制电量使用比例偏低最终反映在整体可观的机制电价竞价结果上。

表 2：部分省份新能源增量项目机制电量出清结果（亿千瓦时，截至 2025 年底）

地区	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	
华北	北京（2025~2026）	12		2.413		20.11%
	天津（2025~2026）	40		5.42	3.98	23.50%
	冀北（2025~2026）	357.87		103.70	36.13	39.07%

	河北南网 (2025~2026)	290.87	142.01	14	53.64%
	山西(2025)	14.17	40.89	14.82	39.75
东北	辽宁(2025~2026)	105.88	12.75	80.22	1.43
	吉林(2025~2026)	38.62	7.14	37.76	2.76
	黑龙江(2025~2026)	63.04		52.71	10.33
	山东(2025)	81.73	12.94	59.67	12.48
华东	安徽(2025~2026)	63 (独立竞价)	27 (统一竞价)	41.13 (独立竞价)	17.55 (统一竞价)
	江苏(2025~2026)	10 (海风)	120 (其他风电与光伏)	0	131.35
	浙江(2025)	-	14.74	-	13.57
	上海(2025~2026)	22		1.36	4.02
	江西(2025)	5.7	5.9	4.62	1.31
	福建(2025~2026)	31.8 (其他新能源)	14.5 (海上光伏)	6.61 (其他新能源)	15.97 (海上光伏)
华南	广东(2025)		50		46.5
	海南(2025~2026)	82.32 (海风)	16.45 (其他风电与光伏)	-	-
	湖南	25.18	8.58	25.18	7.58
华中	湖北	-	-	10.84	4.88
	四川(2026)	8.8	41.4	8.8	41.4
西南	重庆(2025~2026)	22.6	26	20.75	17.02
	陕西(2025~2026)	62.7	52.3	62.7	52.3
	甘肃(2025)		8.3	3.46	4.84
西北	甘肃(2026)		15.2	12.327	2.873
	青海(2025)	6.33	16.08	5.43	11.25
	青海(2026)	10.44	18.15	6.69	7.81
	宁夏(2025~2026)		102		102
	新疆(2025)	185.39	36.08	185.39	36.08
	新疆(2026)	130.62	67.64	130.62	67.64
					100.00%

资料来源：光伏们，信达证券研发中心

2) 核电：入市比例进一步提升，“十五五”投产潮或同步伴随全面入市

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，核电主要分布省份均持续深化核电入市。2026 年已经公布电力交易方案的省份中，广东岭澳、阳江核电全面入市交易；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%；广西红沙核电与福建福清、宁德、漳州核电全面入市交易。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。

表 3：2015-2025 年核电机组核准情况

时间	核准机组	核准数量
2015	中核：福清核电 5、6 号，田湾三期（5、6 号）	8
	中广核：防城港二期（3、4 号），红沿河二期（5、6 号）	

2016		0
2017		0
2018		0
2019	- 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	- 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	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） - 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	10
2023	- 中核：浙江金七门一期（1、2号）、辽宁徐大堡 1、2号 - 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）	10
2024	- 中核：江苏徐圩一期（1、2、3号） - 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）	11
2025	- 中核：浙江三门三期（5、6号） - 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）	10

资料来源：核能号，中国能源报，信达证券研发中心

表 4：2024-2026 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	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	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	核电全电量参与市场化交易	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	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	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	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

2.2 电价现货化：“1502”号文松动原有电价模式，现货交易权重全面提升

除推动新能源与核电等电源逐步市场化以外，国家发改委国家能源局还于 12 月发布了《关于做好 2026 年电力中长期合同签订履约工作的通知》（发改运行〔2025〕1502 号），对 2026 年电力中长期合同签订工作提出明确要求。这份重磅文件直接影响发电企业、售电公司、电力用户等所有市场参与者，其关键核心在于打破原先电力市场中“中长期为主，现货为辅”的稳定体系架构，从电量构成和电价构成全面倒向现货交易。

从中长期交易调整来看，“1502”号文同步调整中长期合同签约比例和电价模式：煤电年度中长期合同签约电量由 80% 的刚性要求调整为“各地可随煤电容量电价标准提高适当放宽燃煤发电企业年度中长期合同签约比例要求，但原则上不低于 60%”，且要求“各地应在年度电力中长期交易组织中实现**电力中长期分时段交易**”，优化原本刚性固定的中长期电量交易；同时，在电价方面推动由**固定价格转向灵活价格模式**，鼓励“中长期合同双方签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制，各地不得强制要求签订固定价”，并要求“煤电年度中长期合同中约定一定比例电量实行反映**实时供需的灵活价格**”。从分时电价的调整上来看，“1502”号文取消分时电价机制，要求“各地要做好峰谷分时电价政策与市场交易电价的衔接，原则上直接参与市场用户不再执行政府规定的分时电价”，这意味着政府行政性制定的固定分时电价有望持续逐步弱化，原有基于固定时段、固定价差的收益模型将全面失效。整体来看，2026 年电改新方向正如“1502”号文所言，电力交易与电价将逐步摆脱原先行政规定影响，逐步全面与现货市场挂钩，发电收入将更大程度与真实的电力供需挂钩。

表 5：“1502”号文重点内容总结

	重点内容
燃煤发电签约电量要求放宽	各地可随煤电容量电价标准提高适当放宽燃煤发电企业年度中长期合同签约比例要求，但原则上不低于 60%。对于电力供需紧张地区，可在迎峰度夏（冬）等时段适度上调签约比例要求。
优化完善中长期分时段交易	各地应在年度电力中长期交易组织中实现电力中长期分时段交易。特别是电力现货市场正式运行和长周期试运行地区，交易时段数应不少于 24 个。
中长期价格向现货靠拢	- 各地要做好峰谷分时电价政策与市场交易电价的衔接，原则上直接参与市场用户不再执行政府规定的分时电价。 - 鼓励中长期合同双方签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制，各地不得强制要求签订固定价。要求煤电年度中长期合同中约定一定比例电量实行反映实时供需的灵活价格。

资料来源：国家发改委，北极星电力市场网，信达证券研发中心

多省落实“1502”号文规定，灵活交易成未来趋势。2026 年已有部分省份开始落实“1502”号文的规定。其中，山东不仅取消组织传统年度交易，还调整中长期合约价格模式，仅 40% 的电量挂钩协商的固定电价，60% 的电量结算时需与电力现货市场实时出清价格挂钩，实际“定量定价”的“中长期交易”电量占比出现大幅调整；湖南同步落实调整中长期合约模式，40% 电量按固定价格结算；60% 电量执行反映实时供需的灵活价格（按实时市场统一结算点电价确定）；安徽、河南、江西、新疆、陕西等省份分别降低煤电机组的中长期交易合约电量占比，同时推进分时交易。

表 6：各省年度交易方案落实“1502”号文要求

	重点内容
山东	- 暂不组织年度交易，按月度组织中长期合同签约。 - 优化中长期价格机制，建立约定一定比例的电量反映发用双方实时供需的灵活价格机制，现阶段 40% 电量固定价格、60% 灵活价格。
安徽	30 万千瓦级及以上燃煤发电机组年度中长期合同下限调整为 2025 年实际上网电量的 60%。
河南	2026 年扩大新能源入市范围，放宽中长期签约比例下限(原则上年度煤电 70%、月度煤电 80%)。
江西	全面推进分时交易，中长期交易与现货市场的衔接更为紧密。

- 市场化电力用户和燃煤发电机组年度中长期合同签订电量比例下限降低为上一年用电量/实际上网电量的 60%。

湖南

- 市场主体自主签订的省内年度中长期电力交易合同，其电量按以下比例签订相应价格：合同电量的 40%可协商约定固定价格，其价格不得超过湖南省中长期交易价格上限相关规定；合同电量的 60%执行反映实时供需的灵活价格（按实时市场统一结算点电价确定）

新疆

- 中长期交易由尖峰平谷时段向 24 时段量价约定合同曲线转变，交易方式更加灵活，新增多月交易和临时交易

陕西

- 放宽中长期签约比例下限(原则上年度煤电 70%、月度煤电 80%)

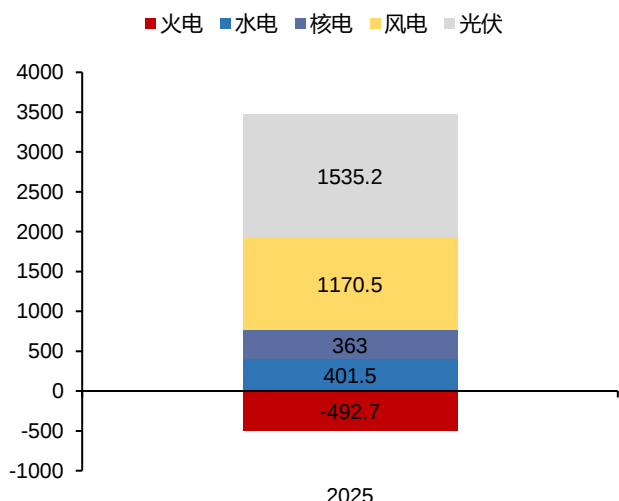
资料来源：大地量子，河南宛碳节能科技有限公司，北极星电力市场网，颀合科技，北极星电力交易学社，江西电力交易中心，信达证券研发中心

三、电改下半场形势分析：新能源投资降温火电电量重迎增长，现货交易或成火电利润重点

3.1 电量分析：新能源装机或将显著降速，火电电量增长空间可观

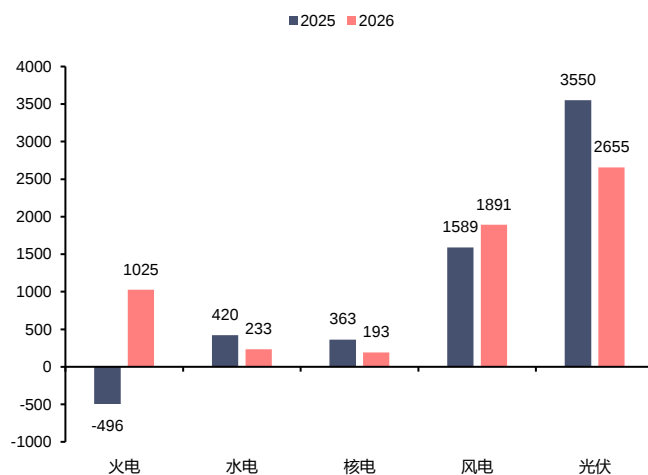
火电电量进入平台期：25 年或小幅下降，26 年增长空间可观。2025 年受新能源抢装潮的影响，新能源增发电量呈现显著增长。虽然全年全社会用电量增速达 5%，但水核风光等清洁能源电量均有大幅增长（规上水电+2.80%、核电+7.70%、风电+9.70%、光伏+24.40%），不仅导致增量电量需求全部由清洁能源电量满足，还挤占部分火电电量（规上火电-1.00%），火电规上发电量同比下滑 492.7 亿千瓦时。但考虑到 2026 年风光装机因入市而放缓增长，若整体用电需求仍然维持 5% 的增长，我们认为火电发电量或因风光发电量无法满足全部用电需求而实现可观增发。据我们测算，在 2026 年整体用电量需求为 5%，来水基本保持平稳，风电光伏利用小时数进一步下滑，新增装机分别增长 100/220GW 的前提下，火电增发电量或将由 2025 年的 -492.7 亿千瓦时增长至 2026 年的 1025 亿千瓦时，整体增速达 1.67%。

图 10：2025 年规上发电量同比变动情况（亿千瓦时）



资料来源：iFind，信达证券研发中心

图 11：2025-2026 年分电源增发电量情况（亿千瓦时）



资料来源：中电联，信达证券研发中心（注：数据为信达能源预估）

表 7：2024-2026 年电量平衡表（基准情景）

	2024	2025E	2026E
全社会用电量增速	6.8%	5.0%	5.0%
发电增量（亿千瓦时）	6240	5383	5226
水电发电增量（亿千瓦时）	1402	420	233
火电增量（亿千瓦时）	1010	-496	1025
其中：燃煤	529	-1090	346
燃煤发电量增速	0.98%	-2.00%	0.65%
核电发电增量（亿千瓦时）	128	363	193
风电发电增量（亿千瓦时）	1109	1589	1891
太阳能发电增量（亿千瓦时）	2549	3550	2655
风电新增装机（万千瓦）	7934	10000	10000
光伏新增装机（万千瓦）	27717	30000	22000

资料来源：中电联，信达证券研发中心整理（注：表中仅体现电量平衡部分关键假设）

3.2 电价分析：年度长协降幅超预期，现货或存火电盈利机遇

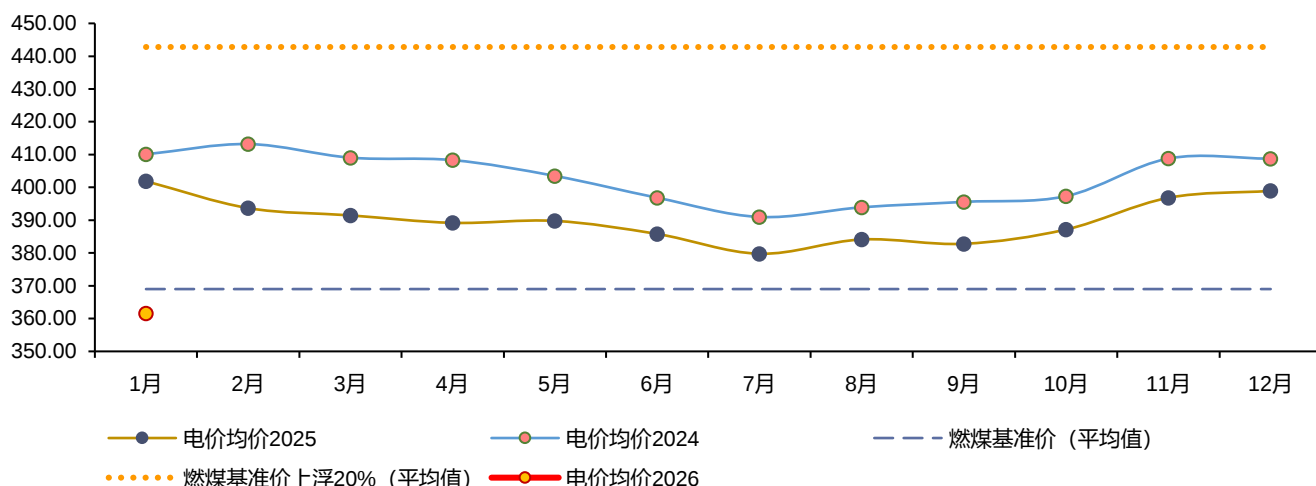
电力供需形式偏宽松，年度&月度电价出现明显下行。受电力供需形势偏宽松等因素的影响，以江苏、广东为代表的全国主要用电大省 2026 年年度交易电价出现明显下行。其中，江苏 2026 年电力市场年度交易均价 344.19 元/兆瓦时，度电同比降低 6.8 分；浙江 2026 年年度交易均价 344.85 元/兆瓦时，度电同比降低 6.8 分；广东 2026 年度双边协商成交均价 372.14 元/兆瓦时，度电同比降低 2 分。从月度电价来看，2026 年 1 月全国多地电网代理购电价打破了近年来冬季电价的常规走势，同样出现明显下行。全国 28 个地区的电价出现下降，降幅在 0.65%至 24.68%之间。从具体数据来看，除海南电价高于 600 元/兆瓦时外，1 月份各地电网代理购电价格主要落在 236 元至 440 元/兆瓦时的区间。其中辽宁、山西、黑龙江、江西、吉林、广东、山东、河南、江苏、安徽、蒙东 11 个地区的价格降幅超 50 元/兆瓦时。全国代理购电电价均值为 361.61 元/兆瓦时，较燃煤基准价均值下浮 2.00%，同比-10.02%，环比-9.35%。代理购电价格较燃煤基准价首度下浮。

表 8：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	2026 交易电价	同比变化	2026 上浮比例
广东	463	465.62	391.86	372.14	-19.72	-19.62%
江苏	391	452.94	412.45	344.19	-68.26	-11.97%
浙江	415.3	463	412.39	344.85	-67.54	-16.96%

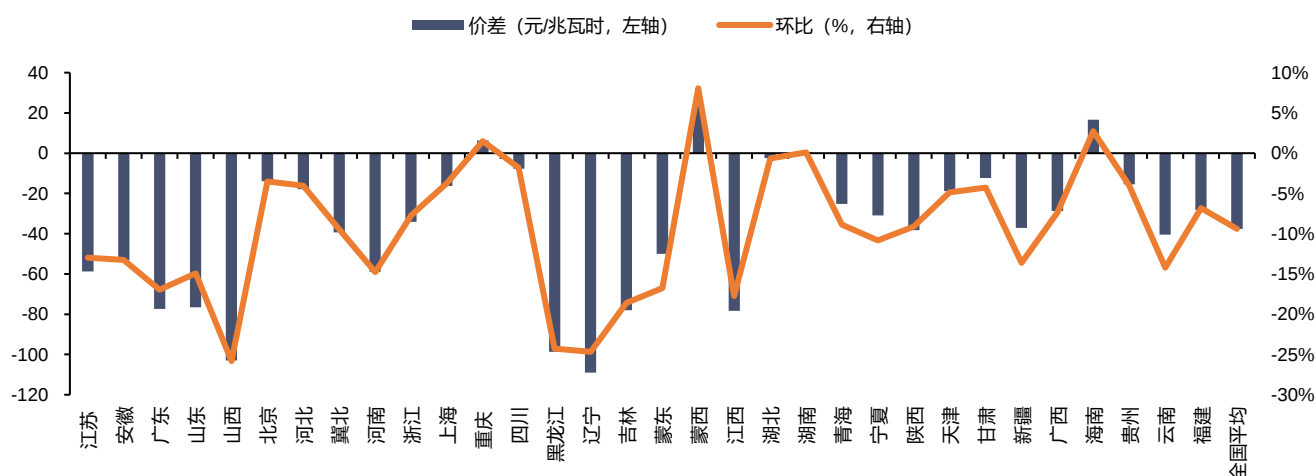
资料来源：国家能源局浙江监管办、北极星电力市场网、光伏們、柏云能源，北极星电力交易学社，广东电力交易中心，信达证券研发中心整理

图 12: 全国代理购电均价逐月情况 (元/兆瓦时)



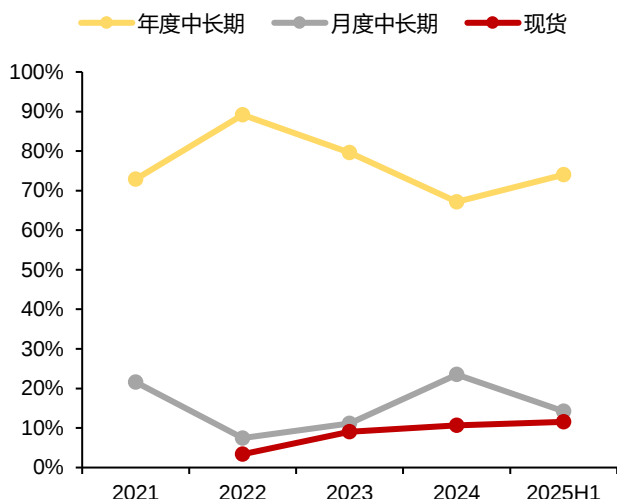
资料来源: 北极星电力市场网, 信达证券研发中心

图 13: 2026 年 1 月全国代理购电价格环比变化情况

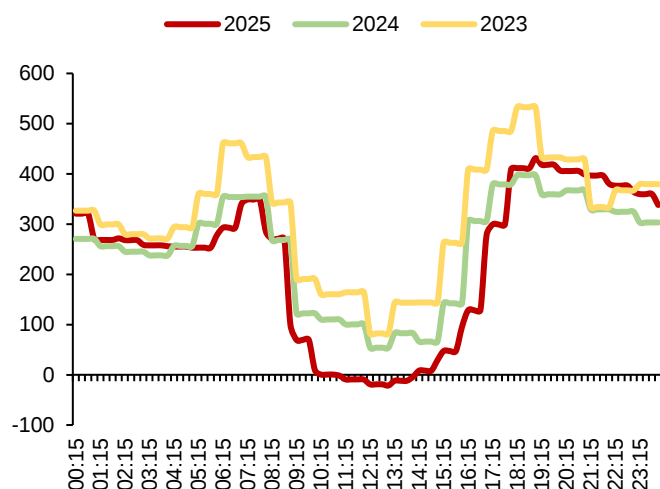


资料来源: 北极星电力市场网, 信达证券研发中心

煤价逐步企稳回升, 现货交易或成火电利润重点。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。但如前所述, 2026 年火电电量有望实现可观增长, 同时火电电量中长期占比走低, 现货占比有望提升; 煤价上涨或将同步推高火电在现货市场中的机组报价, 现货市场中的火电机组或将实现“量价齐升”。在现货市场全面铺开, 电力交易倒向现货的背景下, 机组报价反映边际生产成本的现货市场或有可能成为火电利润新的增长点。我们预计现货市场峰谷价差有望因火电报价提升而逐步拉大。

图 14：2021-2025H1 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 15：2023-2025 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

四、投资建议：火电困境反转可期，看好优质龙头与煤电一体

2025 年随着“136”+“394”号文的公布，我国“年度中长期-月度中长期-现货市场”的主要电力市场交易体系得到全面确立，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，新一轮电力市场化改革已经取得初步成效。展望 2026 年，“投资理性化，电源市场化，电价现货化”有望成为电力行业发展趋势的核心关键词。在投资逐步降温，侧重现货交易的背景下，电源市场化叠加电价现货化将直接导致电源的商业模式将由过去的主要依赖长协合同转变为主要依赖现货收入和容量收入，而在现货市场中，摆脱电源内卷和寻找尖峰需求将成为电源盈利的关键因素。火电或因 2026 年煤价同比企稳、电量增幅可观、现货电价超预期等三个因素，有望实现“困境反转”。

- 1) **优质龙头电力央企：**供需宽松、电价下行周期中，优质龙头电力央企有望凭借机组质量、集团支持、分布区域、治理能力等自身优势，实现行业内优异业绩。“困境反转”启动时，央企龙头有望凭借其业绩韧性与行业弹性实现率先复苏反弹。建议关注布局华东的央企龙头：国电电力、华润电力。
- 2) **煤电一体化运营商：**煤炭作为不可再生资源，具有独到的稀缺属性。2025 年下半年以来煤价持续修复，政策托底背景下 2026 年煤价中枢有望实现同比抬升。煤电一体公司或将先于纯火电实现“困境反转”。我们持续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。建议关注：新集能源、陕西能源、淮河能源、皖能电力、内蒙华电、甘肃能源。

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。