仅供内部参考，请勿外传

电力行业专题

电价周期触底，人工智能等发展打开需求空间

行业研究·行业专题

公用事业

投资评级：优于大市（维持）

证券分析师：黄秀杰
021-61761029
huangxiujie@guosen.com.cn
S0980521060002

证券分析师：刘汉轩
010-88005198
liuhanxuan@guosen.com.cn
S0980524120001

证券分析师：崔佳诚
021-60375416
cuijiacheng@guosen.com.cn
S0980525070002

仅供内部参考，请勿外传

核心观点

- **用电量高增，新能源装机增速放缓，电力边际供需向紧平衡态势演进。**2026年1-6月，全社会用电量累计50999亿千瓦时，同比增长5.3%。其中，10省级区域增速超过6%，数据中心及充换电用电量大增。受新能源全面入市等因素影响，新能源上网电价下行，项目收益率下降，部分装机增速放缓。2026年1-5月风电新增装机0.24亿千瓦，同比减少48.2%，光伏新增装机0.60亿千瓦，同比减少69.7%。

- **电价反转信号出现，发电侧议价权提升。**6月11日，美国国家海洋和大气管理局宣布，热带太平洋已形成厄尔尼诺现象，并发布厄尔尼诺预警。预测显示，今年秋季厄尔尼诺现象有可能增强至中等或强等级。厄尔尼诺事件中，夏季高温可能抬高空调负荷，电力需求进一步提升，电价博弈激烈，出现电价触底反弹信号，广东5月、7月电价大涨，其中7月月度中长期电价483.4元/MWh，月环比反弹82.0元/MWh，较年度长协提高111.2元/MWh；浙江、江苏等省份也出现电价上行趋势。我们认为市场电价开始出现周期反转信号。

- **清洁能源消纳与算力需求双向驱动，协同模式加速落地。**AI算力爆发式增长正推动数据中心用电需求持续攀升，算电协同成为统筹数字经济发展与可再生能源消纳的关键路径。政策层面，“算电协同”已写入政府工作报告，多部门从绿电交易、源网荷储一体化、清洁能源直连等维度给予多维支持。产业层面，数据中心高稳定性用电需求与新能源低边际成本、需长期消纳的特性形成天然互补，绿电交易、绿电直连及源网荷储算一体化等模式加速落地，大唐集团、金开新能、豫能控股、晶科科技、韶能股份、甘肃能源等多家上市公司已展开布局。经济性层面，典型项目测算表明，100MW项目在80%清洁能源覆盖比例、PPA电价0.29元/千瓦时条件下，数据中心年节约电费约0.7亿元，项目无杠杆IRR约5.5%，股权IRR约7.5%，已初步具备商业吸引力。但当前绿证市场供过于求、环境价值被严重低估，绿电直连模式亦面临备用费及返送电量约束等政策堵点，项目回报对PPA电价与初始投资较为敏感。展望未来，随着数据中心用电量从2025年的1960亿千瓦时向2030年的8000亿千瓦时跃升（约4倍增长空间），叠加绿电成本持续下行和电力市场化改革深化，绑定稳定负荷的算电协同项目有望在绿电消纳与算力降本的双重需求下迎来规模化发展机遇，绿电环境价值重估将成为提升项目经济性的核心变量。

仅供内部参考，请勿外传

核心观点

- **绿电消纳及航运燃料替代有望打开绿色甲醇成长空间。**2025年以来，国家密集发文推动促进绿电消纳，消纳成为可再生能源发展重心，绿色甲醇是绿电就地消纳重要途径。同时IMO推动净零框架系大势所趋，将打开航运绿色甲醇燃料需求。据统计，截至2025年，国内已签约/备案绿色甲醇项目173个，产能5346万吨/年，项目数量和产能规模快速提升。目前，电制甲醇是发展空间最大的绿醇路线，随着绿电成本下降和就近消纳模式推广，预计电制甲醇成本将明显下降，测算当绿电成本低于0.1元/kWh时，电制甲醇有望具备与传统煤制甲醇竞争的经济性。
- **发电侧盈利或已触底，自由现金流情况转好，电力企业有望迎来价值重估。**现货及月度电价出现反转信号的同时，煤价企稳回升，为中长协电价触底反弹形成托底，展望2027年年度长协电价有望触底反弹，作为电力市场边际出清机组的火电企业盈利能力有望触底反弹。水电方面，厄尔尼诺事件中，西南降水增加概率较大，年内降水大增，水电企业发电量大多明显增长，带动业绩提升。绿电方面，由于部分资本开支规模降低，可再生能源补贴发放，企业自由现金流情况有所转好，估值水平有望提升。核电方面，辽宁、广西率先发布的可持续发展电价机制有望普及，叠加核电企业已进入密集投产期，业绩有望筑底。
- **投资建议：**电力供需边际收紧，电价出现反转迹象，推荐关注火电龙头**华电国际**、**国电电力**；水电来水偏丰，水电推荐关注龙头**长江电力**；算电协同双向驱动+绿色甲醇促进绿电消纳，推荐关注国电投绿色氢基能源平台**电投绿能**、算电协同**金开新能**、**晶科科技**；核电稀缺标的**中国核电**、**中国广核**。
- **风险提示：**政策变化风险；项目建设投运不及预期；电价下调；宏观经济增速下行。

仅供内部参考，请勿外传

目录

01 电力供需紧平衡，电价反转信号出现

02 电算协同，双向赋能

03 能源变革升级，绿色氢氢氨醇前景广阔

04 电力行业有望迎来价值重估

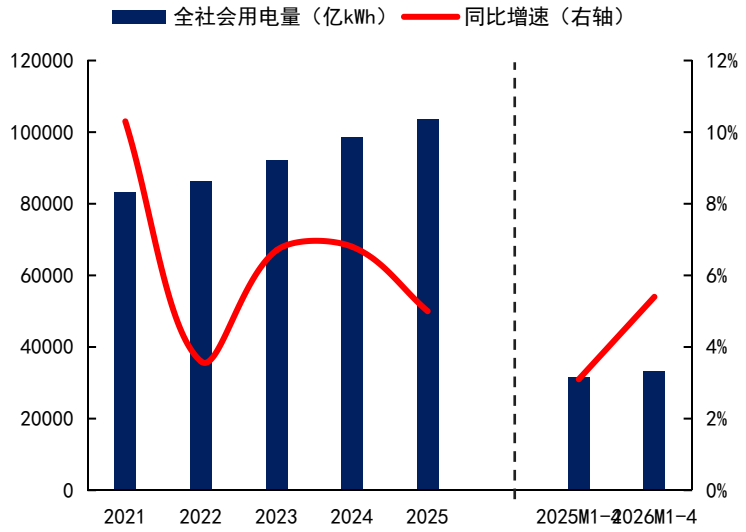
仅供内部参考，请勿外传

工业用电稳健增长，充换电与算力用电大增

2026年1-6月，全社会用电量累计50999亿千瓦时，同比增长5.3%。从分产业用电看，第一产业用电量136亿千瓦时，同比增长2.0%。第二产业用电量5734亿千瓦时，同比增长4.7%；其中，工业用电量5683亿千瓦时，同比增长4.9%，高技术及装备制造业用电量1121亿千瓦时，同比增长10.3%。第三产业用电量1860亿千瓦时，同比增长5.6%；其中，充换电服务业、互联网数据服务用电量分别为148亿、91亿千瓦时，增速分别达到57.1%、41.4%。城乡居民生活用电量1251亿千瓦时，同比下降3.1%。

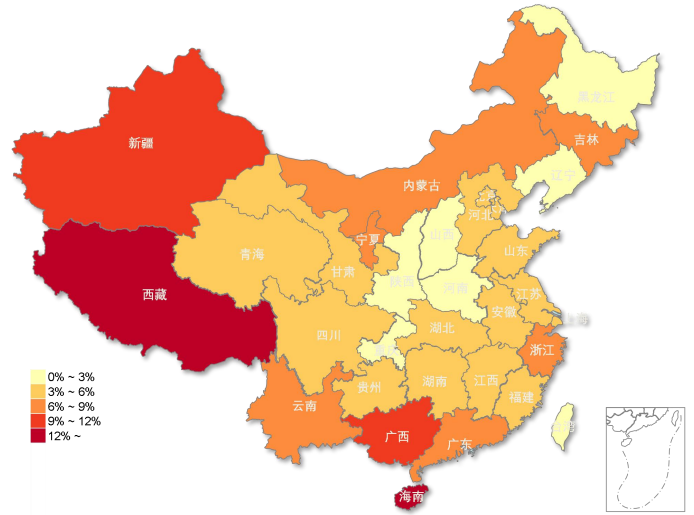
分省份看，除港澳台以外的31个省（区、市，下同）中，西藏、海南、广西、新疆、吉林、广东、云南、内蒙古、浙江、宁夏十省同比增速超过6%。其中我国最大用电省广东省同比增速达8.8%，超出市场预期。一方面，1-6月全国出口金额同比高增13.4%，带动沿海地区工业用电回升，叠加AI产业扩张拉动数据中心用电量激增，1-7月广东省高技术及装备制造业同比增长8.77%；另一方面，今年华南地区高温天气前置，气温较常年同期偏高0.6-3℃，空调负荷集中释放。

图1：全国全社会用电量及同比增速



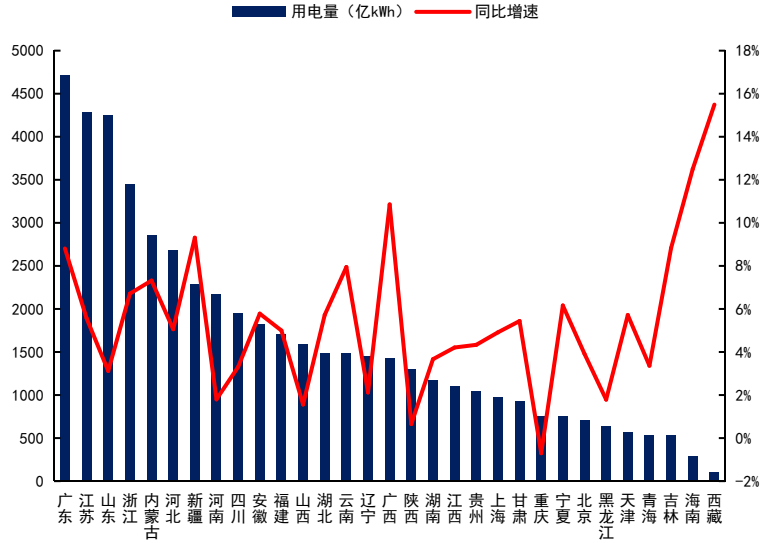
资料来源：Wind、国家能源局，国信证券经济研究所整理

图2：各省份2026年1-4月用电量同比增速



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图3：各省份2026年1-4月用电量同比增速



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

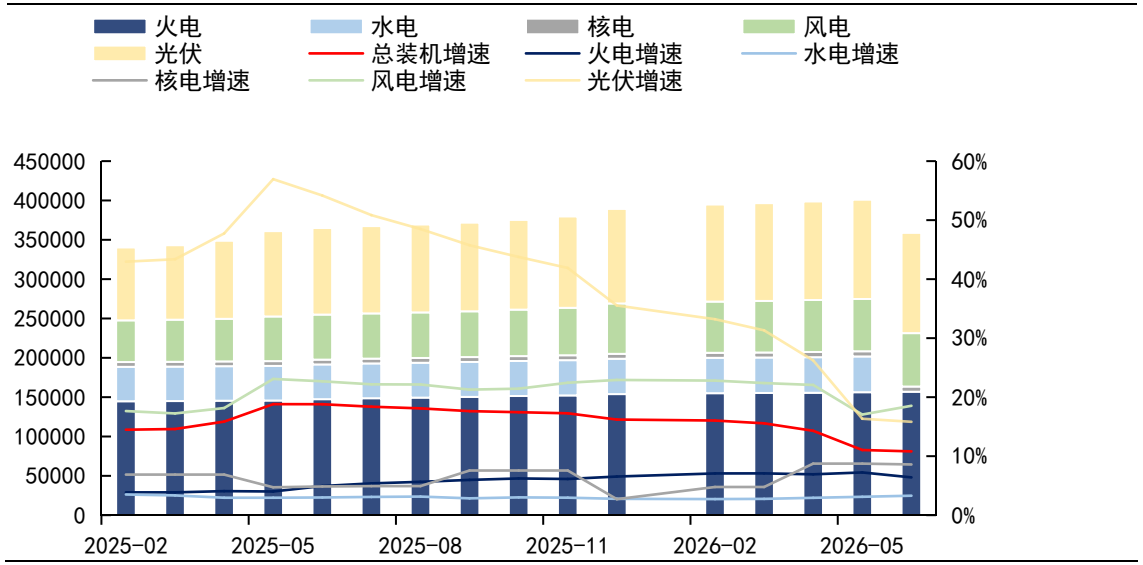
仅供内部参考，请勿外传

风光增速放缓，电力边际平衡收紧

截至2026年6月，全国发电装机容量40.43亿千瓦，其中火电装机15.69亿千瓦，水电装机4.54亿千瓦，核电装机0.66亿千瓦，风电装机6.79亿千瓦，太阳能装机12.74亿千瓦。2026年1-6月全国累计新增发电装机1.51亿千瓦，较2025年同期大幅减少49.5%，其中火电新增装机0.3亿千瓦，与上年同期基本持平，水电新增装机0.06亿千瓦，同比增加60.9%，核电新增装机0.04亿千瓦，2025年同期几乎无新增装机；风电新增装机0.39亿千瓦，同比减少25.4%，光伏新增装机0.72亿千瓦，同比减少66.1%。2026年1-6月新能源装机增长大幅减少的一个重要原因是受“136号文”并网节点约束，2025年5月出现抢装潮；新能源发电全面入市，叠加多省电力市场出现供需宽松迹象，年度长协电价大幅下降，风光上网电价降低，项目收益率下降，发电企业投资意愿受挫，放缓项目开工审批节奏。

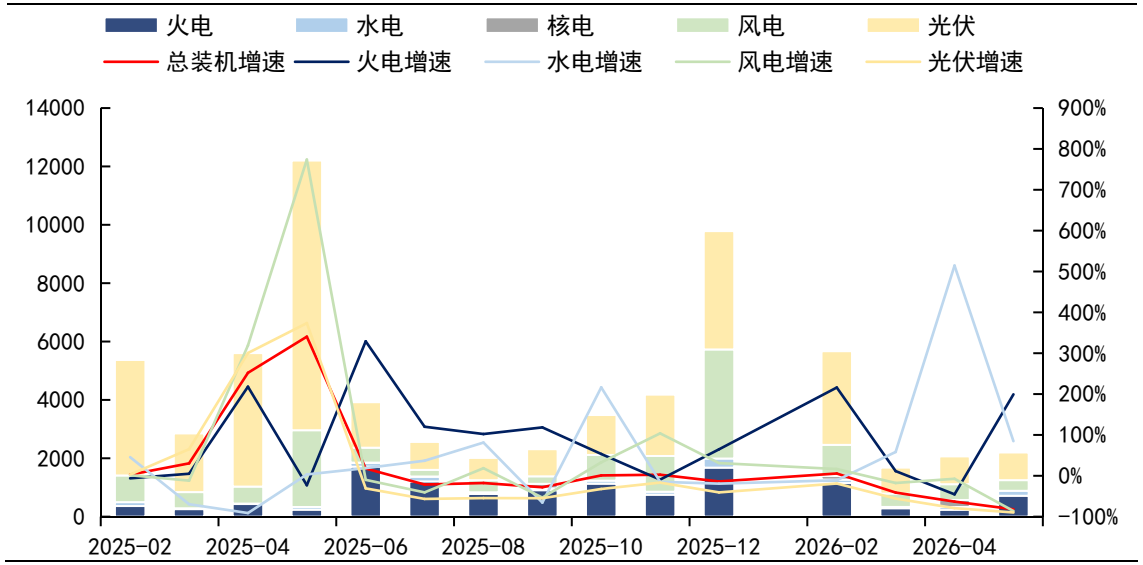
风光新增装机增速持续回落，供给扩张动能放缓，叠加AI等产业带动社会用电需求扩张加速，电力边际供需向紧平衡态势演进。在2026年高温前置及确认厄尔尼诺，抬高夏季空调负荷预期的形势下，电力迎峰保供压力增加，电价出现抬头迹象。

图4：全国累计装机容量（万千瓦）及同比增速



资料来源：Wind、国家能源局，国信证券经济研究所整理

图5：全国单月新增装机容量（万千瓦）及同比增速



资料来源：Wind、国家能源局，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

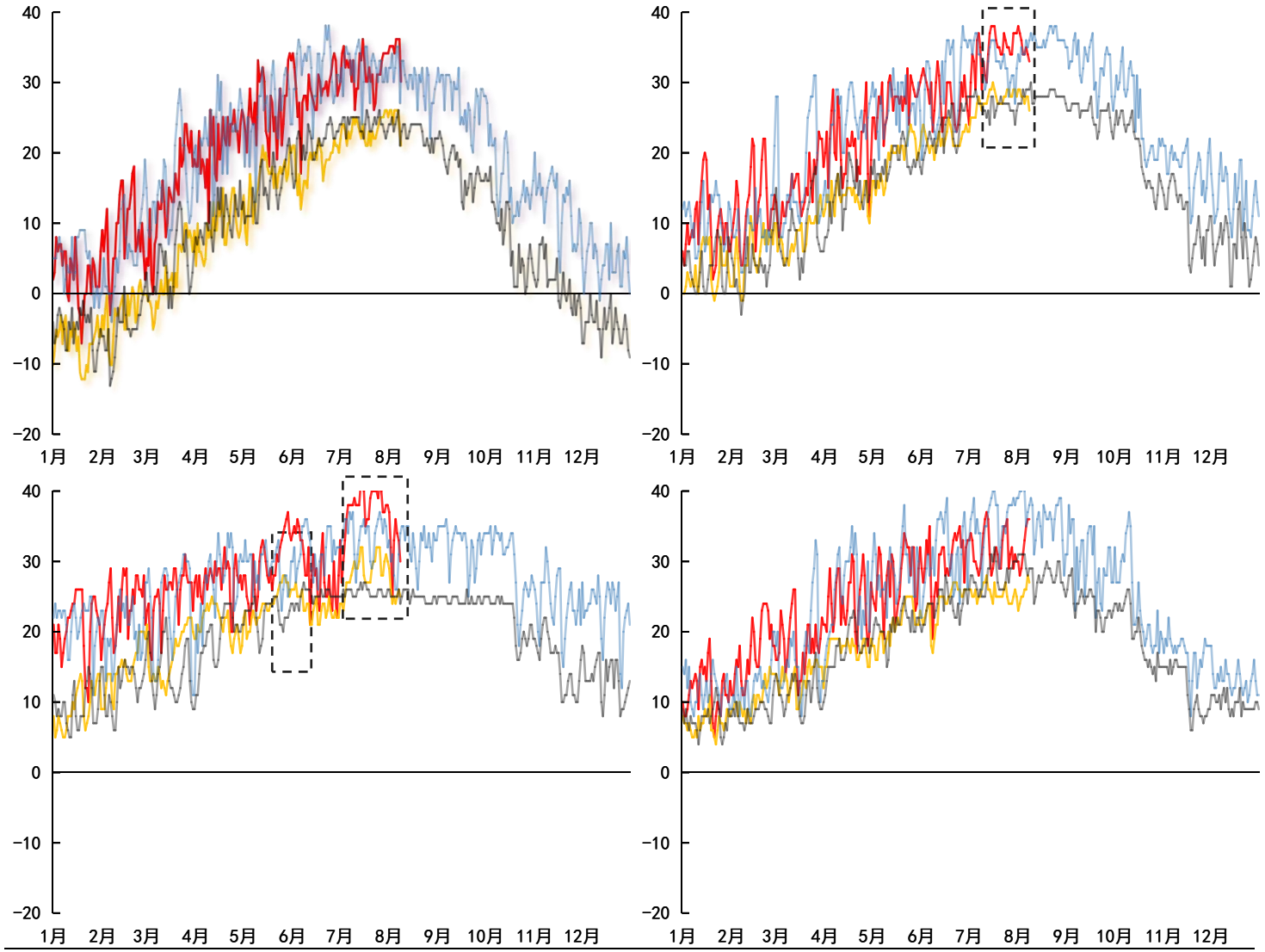
厄尔尼诺推高夏季负荷，电网负荷屡创新高

国家发改委5月新闻发布会上提到，预计今夏全国最高用电负荷将达到16亿千瓦左右，较去年增加约9000万千瓦。据测算，国家电网经营区最大用电负荷将超过13亿千瓦，比去年同期增长约6%；南方电网5月25-28日期间连续创负荷新高，历史最大负荷达到2.75亿千瓦，较2025年峰值负荷提前约45天，其中广东电网于28日中午攀升至1.7亿千瓦；广西电网年内五次创新高。

根据国家标准《厄尔尼诺/拉尼娜事件判别方法》（GB/T 33666-2017），赤道中东太平洋Nino3.4区海温指数3个月滑动平均值≥0.5℃且持续≥5个月，方可判定为一次厄尔尼诺事件。厄尔尼诺事件强度，是以事件在峰值达到或超过0.5℃但小于1.3℃定义为弱事件，达到或超过1.3℃但小于2.0℃定义为中等事件，达到或超过2.0℃定义为强事件，达到或超过2.5℃定义为超强事件。国家气候中心4月指出，预计5月将进入厄尔尼诺状态，并于夏秋季形成一次中等以上的厄尔尼诺事件，此次厄尔尼诺事件至少持续至今年年底。6月11日，美国国家海洋和大气管理局宣布，热带太平洋已形成厄尔尼诺现象，并发布厄尔尼诺预警。预测显示，今年秋季厄尔尼诺现象有可能增强至中等或强等级。

从北京、上海、广州、重庆四地今年气温走势来看，南方地区气温升高相较北方更为明显，日最低气温和最高气温有一定升高。推测本次厄尔尼诺事件对南方地区空调负荷的影响可能高于北方地区。

图6：北京（左上）、上海（右上）、广州（左下）、重庆（右下）四地日最高最低气温情况（红色为2026年最高气温，黄色为2026年最低气温，蓝色为2025年最高气温，黑色为2025年最低气温）



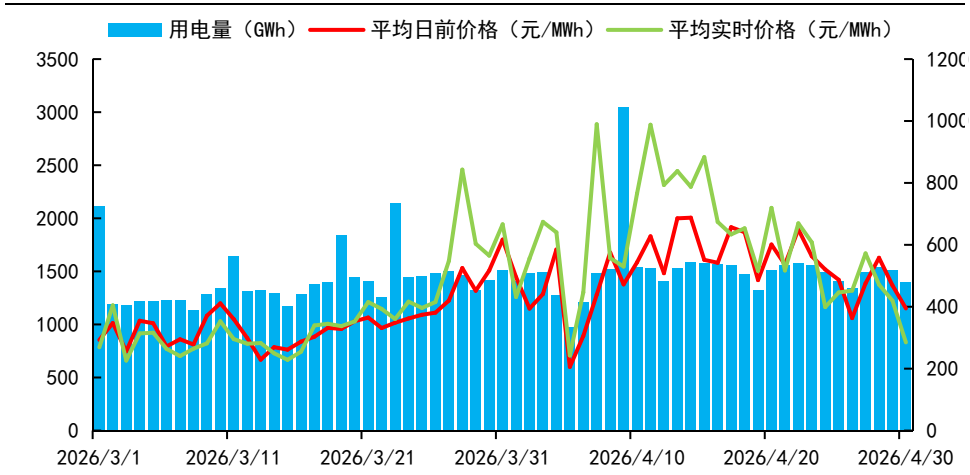
资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

月度与现货电价抬头

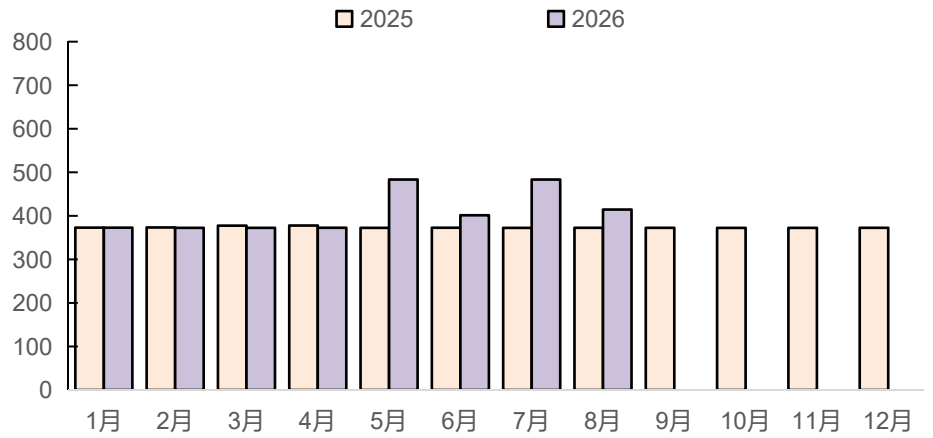
- 目前我国电力供需整体呈现电量宽松，电力紧平衡态势。从总电量供需来看，我国发电能力增速高于用电需求增速，全年发电量完全胜任社会用电需求，风光快速并网的形势下甚至出现局部电量过剩的情况。但在负荷高峰或极端天气下，系统可瞬时调用的有效容量不足，容易导致出现供需紧张，供电安全边际不足，现货电价大幅上升的情况。
- 今年4月南方区域电力现货交易均价较3月出现较大幅度上涨。其中，广东区域涨幅最大，部分时段突破1元/千瓦时的高价，5月月度交易电价随之攀升至483.4元/MWh，而此前1-4月仍在年度长协372元/MWh附近波动。此次现货电价抬头的主要原因包括：1）4月高温前置，空调负荷超预期；2）水电、光伏出力下降；3）为准备夏季高峰保障供电，全区域约1800万千瓦机组处于检修期。随着西南汛期临近，水电修复和跨省区增供预期增强，以及机组检修完成恢复并网发电，广东电价出现阶段性回落，6月月度交易电价为401.3元/MWh，随着夏季高温临近，广东7月月度电价再次大涨，月度中长期电价483.4元/MWh，月环比反弹82.0元/MWh，较年度长协提高111.2元/MWh。

图7：广东省3-4月现货市场情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图8：广东省月度交易电价（单位：元/MWh）

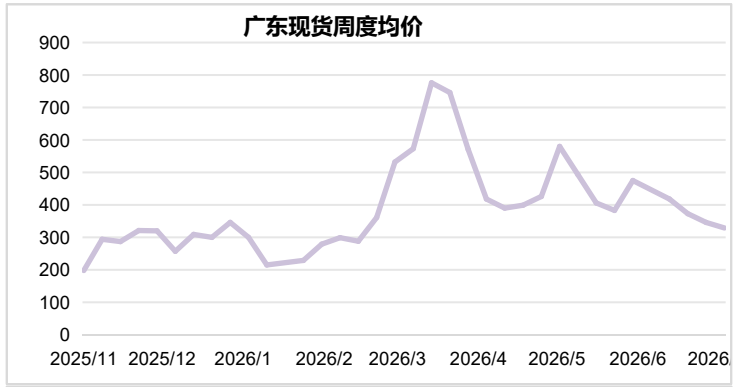


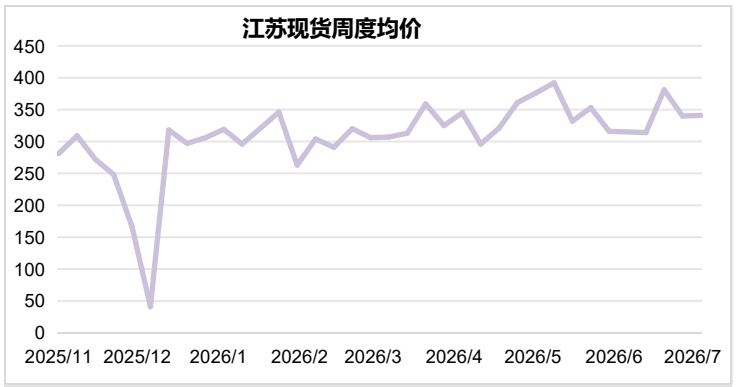
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

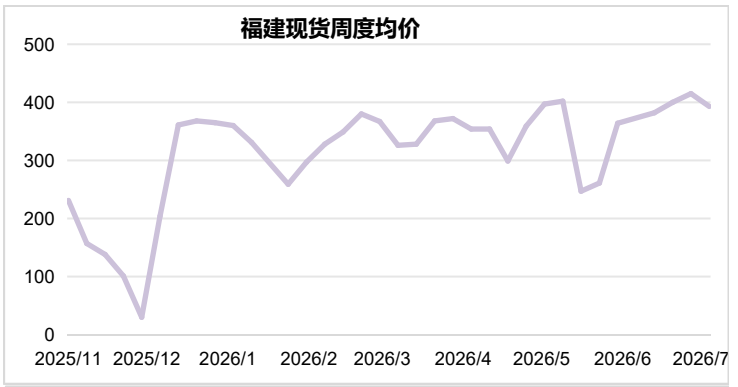
仅供内部参考，请勿外传

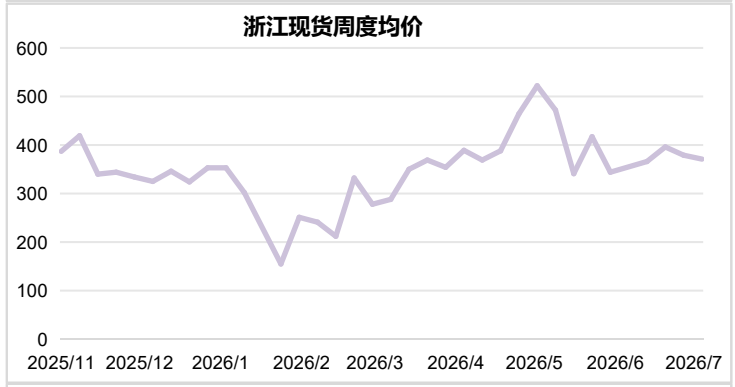
各省2025/11/24-2026/7/27现货市场周度均价情况

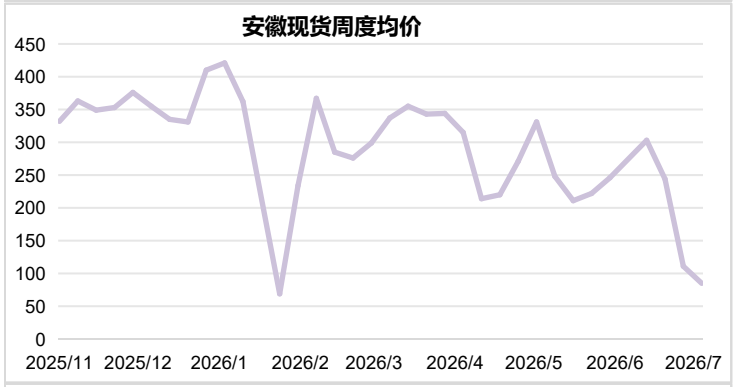
图9：各省2025/11/24-2026/7/27现货市场周度均价情况（元/MWh）

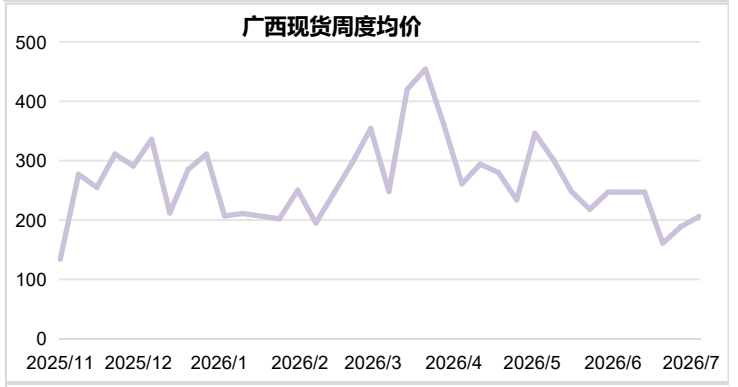


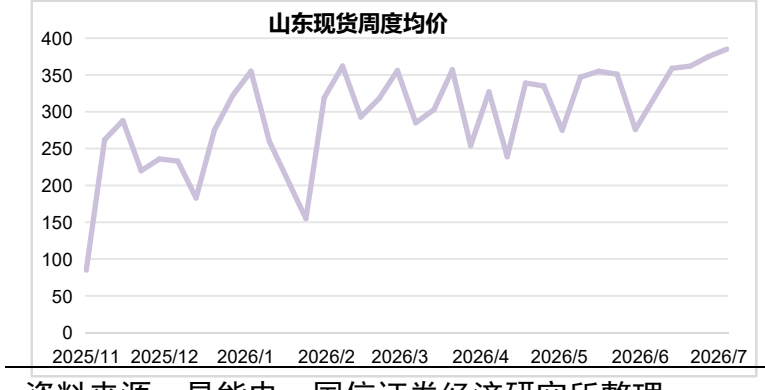


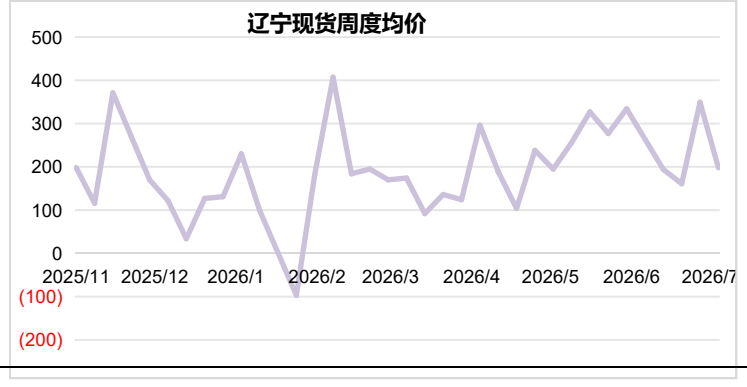


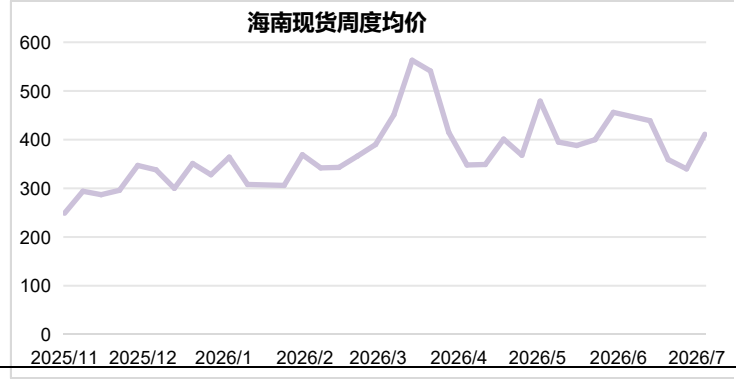










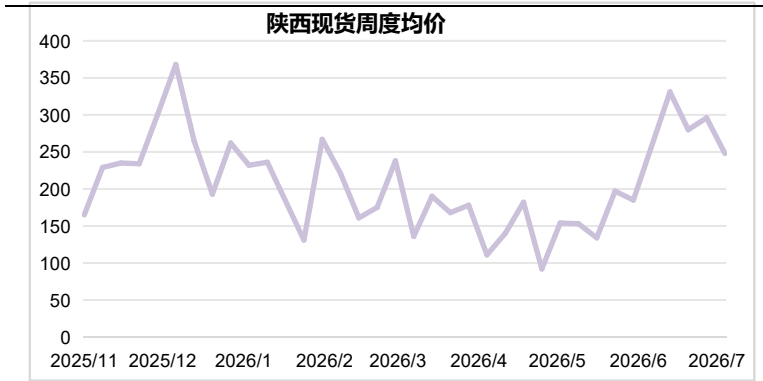


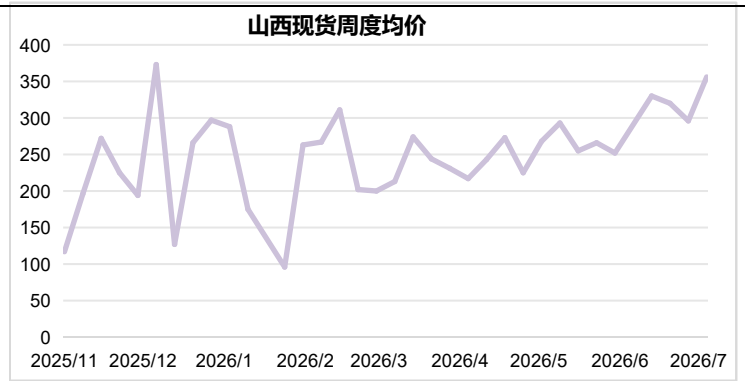
资料来源：易能电，国信证券经济研究所整理

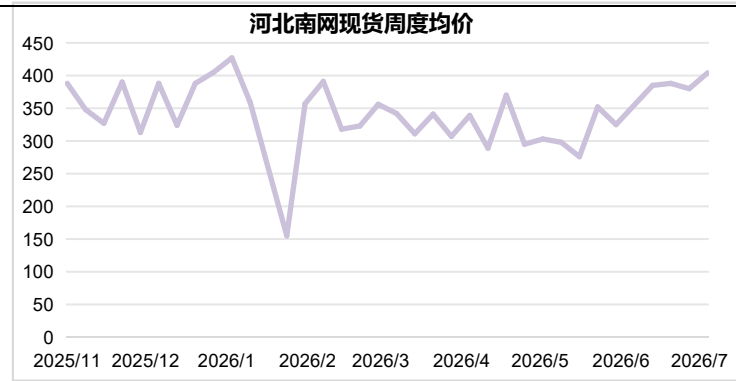
仅供内部参考，请勿外传

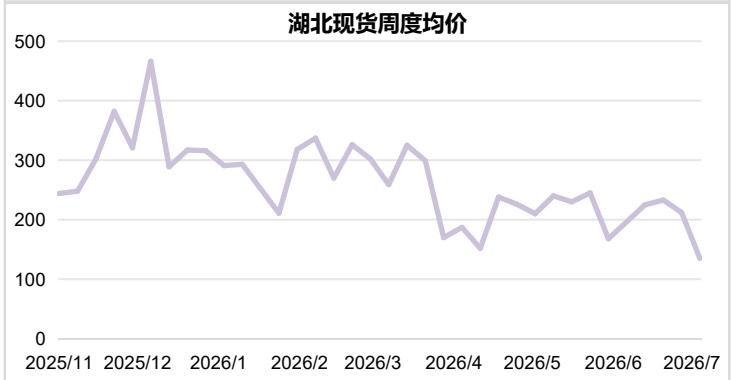
各省2025/11/24-2026/7/27现货市场周度均价情况

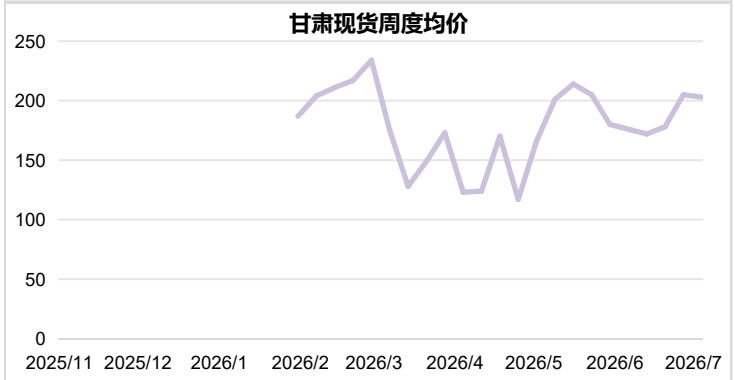
图9：各省2025/11/24-2026/7/27现货市场周度均价情况（元/MWh）

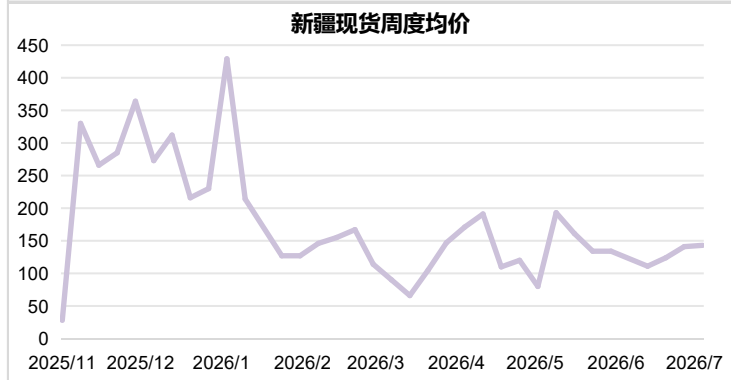


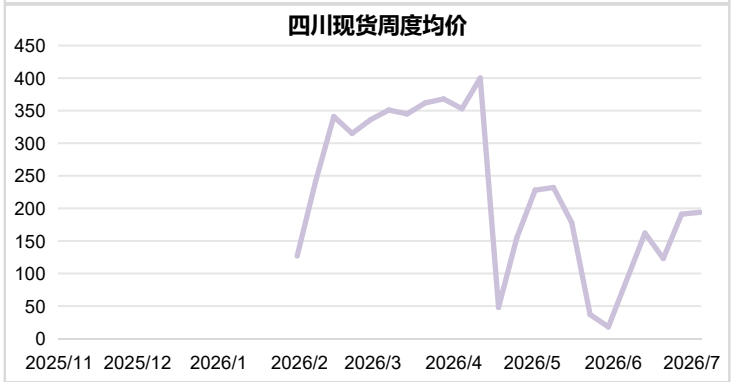


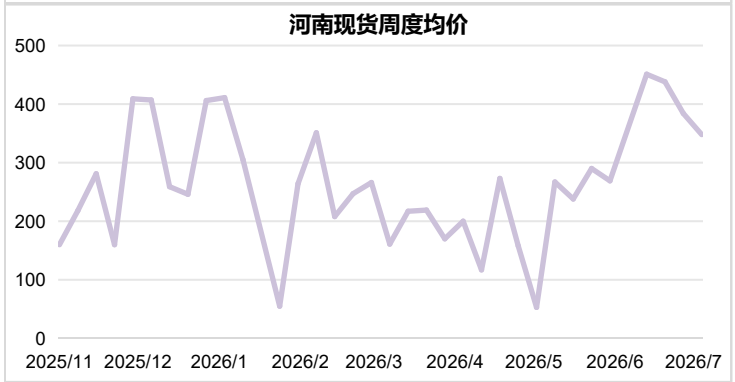


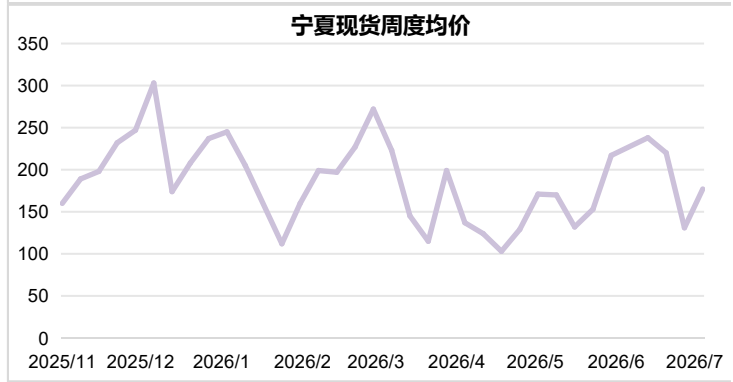












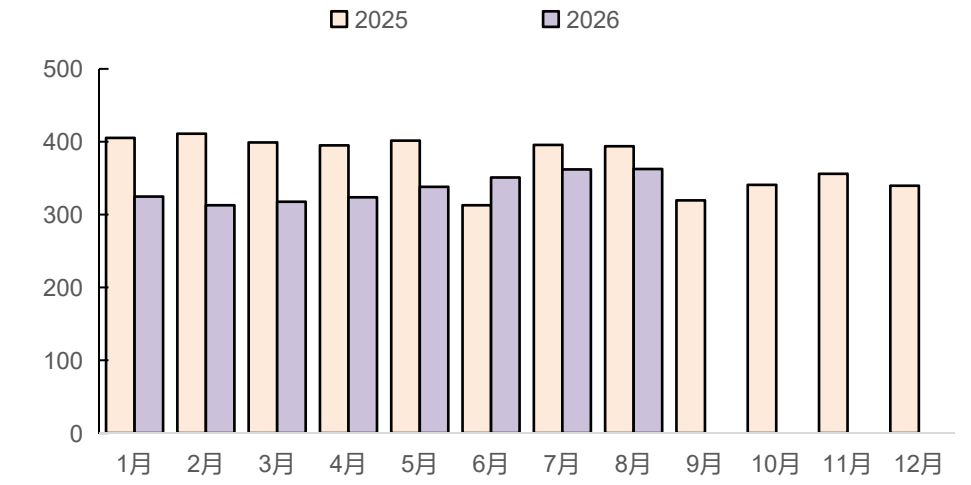
资料来源：易能电，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

电价触底反弹预期增强

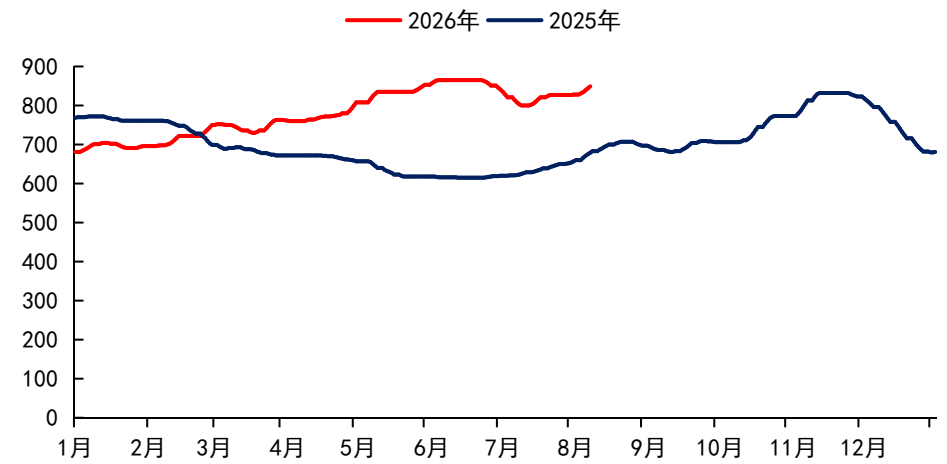
- 除广东外，多个省份月度和现货电价也出现抬头迹象，江苏8月月度电价362.56元/MWh，月环比提高0.58元/MWh，较年度长协提高18.37元/MWh；浙江2月16-5月31日周度现货均价由155元/MWh提升至522元/MWh，周环比提高58元/MWh；福建、山东、陕西、山西、河北南网、四川、河南等省份6月以来现货电价都出现了不同程度的回升。我们认为此次以广东省为代表的电价波动现象反映了电力市场呈现紧平衡特征，边际弹性较弱，扰动敏感性较强，在电力供需平衡点附近较小的扰动可能导致电价出现剧烈波动。在市场供需紧张时，边际出清机组（成本较高的调峰煤机、燃机）调用机会增加，出清电价抬升。**我们认为电力市场开始出现向卖方市场转变的信号，市场话语权向供给端倾斜，发电企业不再单纯被动接受市场出清结果，而是具备更大的报价空间和议价能力。**
- 电价博弈随之更加激烈的同时，2026年煤价企稳回升，为中长协电价触底反弹形成托底，展望2027年年度长协电价有望触底反弹，较年初预期显著提前。截至8月7日，中国动力煤现货价格指数报849元/吨，较年初上涨168元/吨。

图9：江苏省月度电力交易价格（元/MWh）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图10：中国动力煤现货价格指数（元/吨）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

目录

01 电力供需紧平衡，电价反转信号出现

02 **电算协同，双向赋能**

03 能源变革升级，绿色氢氢氨醇前景广阔

04 电力行业有望迎来价值重估

仅供内部参考，请勿外传

YB数据时代渐近，IDC正进入新一轮快速发展期

- **数据中心为AI、云计算等新一代数字技术的算力载体,数据中心产业进入新一轮快速发展期。**IDC（数据中心）是为租户/客户的计算机系统（包括服务器、存储设备、网络设备等）提供放置、电力、冷却、安全和监控等基础设施的专用场所，用于构建、运行和交付应用程序和服务，同时也用于存储和管理与这些应用程序和服务相关的数据的IT基础设施。近年来，随着云计算、AI、大数据等信息技术的快速发展，数据中心的算力需求呈现出爆发式增长。据华为《智能世界2030》报告预测，**2030年人类将迎来YB数据时代（全球每年新产生的数据总量将达YB级别），全球通用计算算力将达3.3ZFLOPS（FP32），AI算力需求激增，2030年将达864 ZFLOPS（FP16），**数字经济加速发展**对于算力的需求将呈现十年百倍的指数级增长**，全球数据中心产业正进入新一轮快速发展期。

图11：到2030年将进入YB数据时代



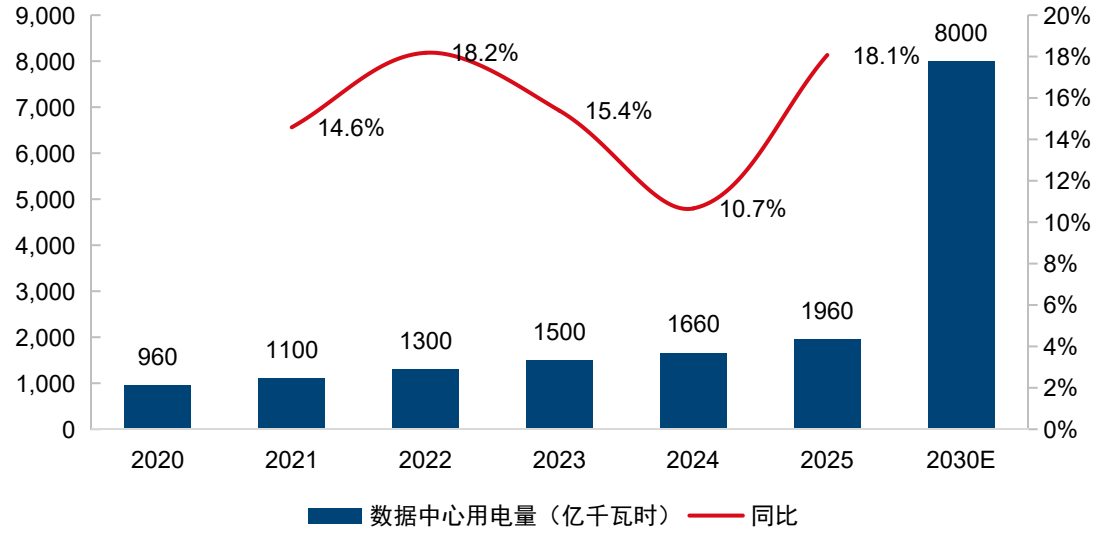
资料来源：华为《智能世界2030》，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

我国数据中心用电需求持续提升

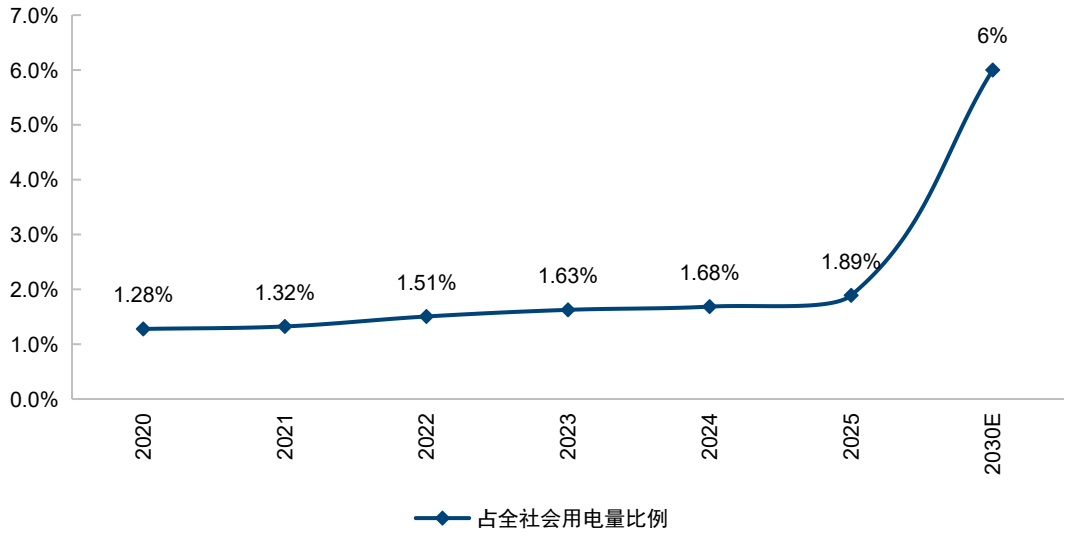
- **AI训练、推理及智算中心建设推动数据中心用电需求持续提升，算力负荷正在成为电力系统规划中的重要增量场景。**2020—2025年，我国数据中心用电量由960亿千瓦时提升至1960亿千瓦时，五年复合增速约15%，明显高于同期全社会用电量增速；占全社会用电量比例由1.28%提升至1.89%。展望2030年，AI推理规模化、国产算力集群建设和“东数西算”枢纽完善，有望推动数据中心用电需求进入新一轮加速期。据中国信通院预测，中国2030年数据中心用电量有望达到8000亿千瓦时、占全社会用电量比例提升至6%，未来5年数据中心用电量仍有约4倍空间。

图12：2020-2030E中国数据中心用电量及同比增速情况



资料来源：中国信息通信研究院，国家能源局，国信证券经济研究所整理

图13：2020-2030E中国数据中心用电量占全社会用电量比例情况



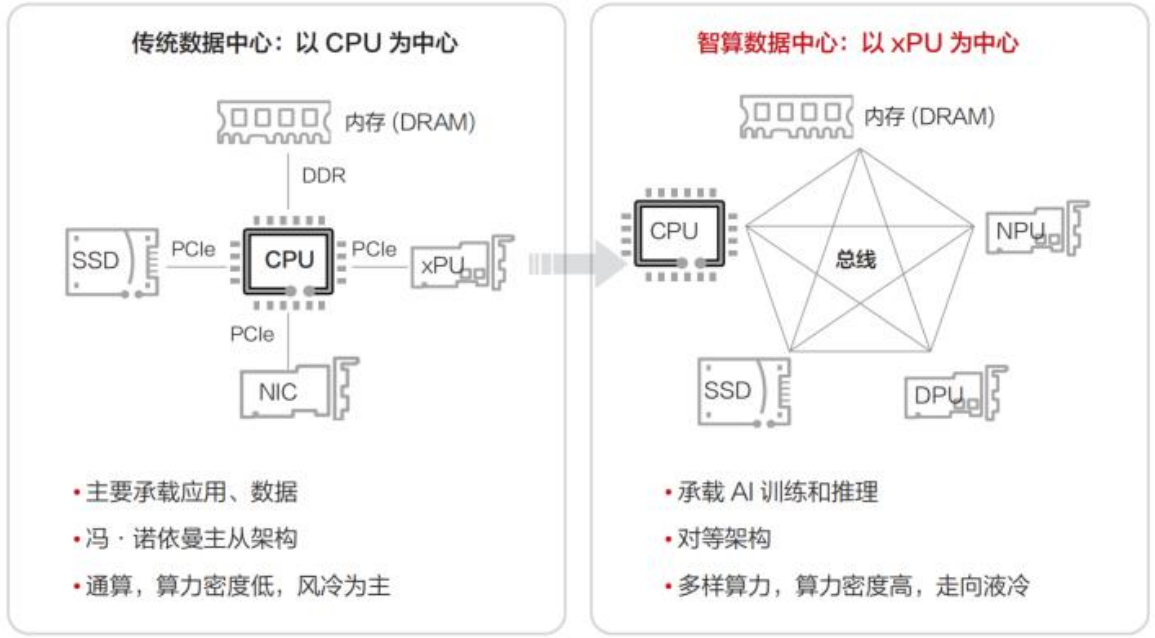
资料来源：中国信息通信研究院，国家能源局，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

智算中心功率密度增加，能耗、碳排放引发关注

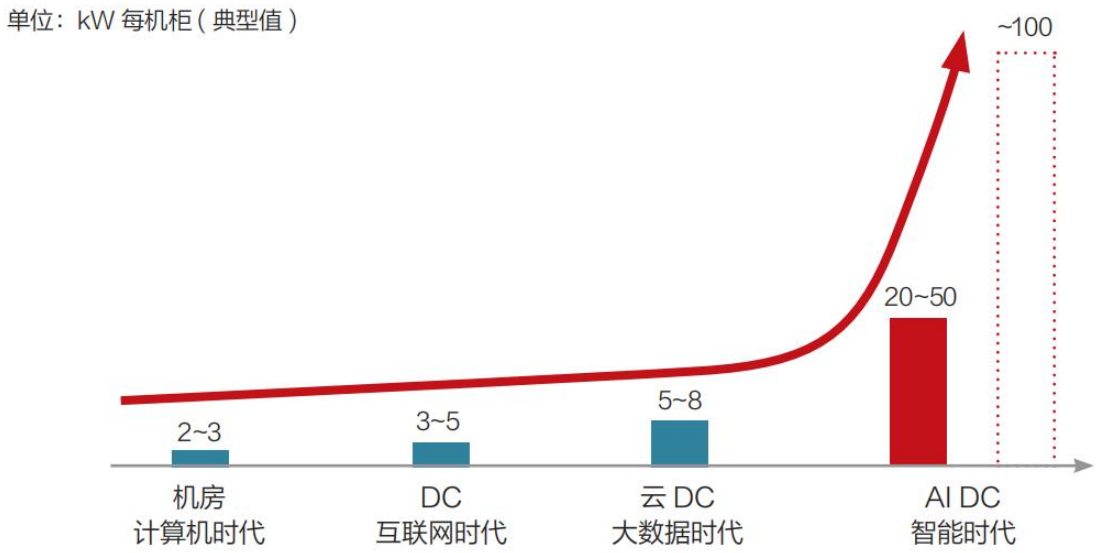
- 智算中心承载AI模型训练及推理，以xPU为中心，技术架构采用全互联对等架构，满足处理人工智能大模型训练的大量矩阵运算需求；智算中心单机柜功率密度一般在20~100千瓦之间，散热主要采用液冷/风液混合的技术。
- 智算中心算力密度增长导致功率密度显著增加，单个数据中心功率达200MW乃至500MW以上，给智算中心的散热、供电及布局等带来挑战，尤其是当前国内实施能耗、碳排放控制政策背景下，智算中心能耗指标以及如何实现绿色低碳发展是其建设过程中面临的挑战。

图14：数据中心正逐步向智算数据中心发展



资料来源：华为《AI DC白皮书》，国信证券经济研究所整理

图15：不同时代数据中心机柜典型功率



资料来源：华为《AI DC白皮书》，国信证券经济研究所整理

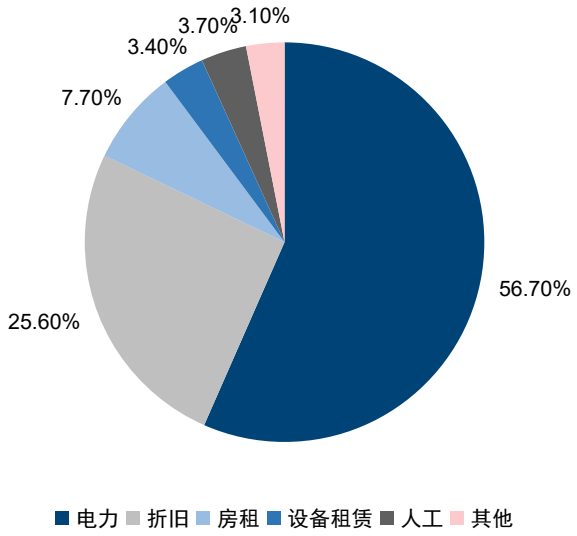
仅供内部参考，请勿外传

绿电：解决数据中心能耗与成本问题的重要抓手

国信证券 GUOSEN SECURITIES

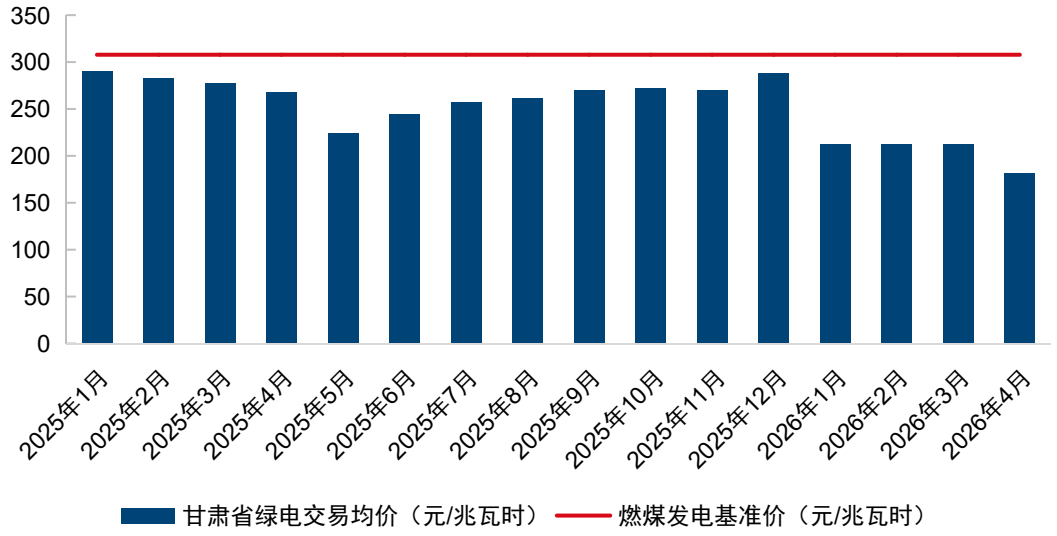
- **数据中心运营成本以电费为主。**根据艾瑞咨询数据，电力成本占比约56.7%，明显高于折旧、房租和人工等其他支出。伴随AI算力需求高增，数据中心用电强度和供电稳定性要求持续提升，电价水平将成为影响项目盈利能力的重要变量。
- **从产业逻辑看，算力中心和绿电天然互补。**数据中心是高负荷率、长周期、信用较强的电力需求方；新能源是低边际成本（八大算力枢纽之一的甘肃省绿电交易均价持续低于燃煤发电基准价）、波动性强、需要长期消纳的电力供给方。过去新能源项目的核心约束在发电侧，未来核心约束更多转向“发得出来、卖得出去、卖出合理价格”。在新能源全面入市背景下，能够绑定稳定负荷的绿电资产，其现金流波动可能小于单纯暴露于现货价格的项目。

图16：典型数据中心运营成本拆分情况



资料来源：艾瑞咨询，BLOMMBERG，国信证券经济研究所整理

图17：2025年以来甘肃省绿电交易均价与燃煤发电基准价情况



资料来源：甘肃电力交易中心，甘肃省发改委，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

算电协同：写入政府工作报告，多部门多维度支持

时间	政策文件	发布单位	算电协同相关原文要点
2021/05	《全国一体化大数据中心协同创新体系算力枢纽实施方案》	国家发改委、中央网信办、工信部、国家能源局	提出在京津冀、长三角、粤港澳、成渝，以及贵州、内蒙古、甘肃、宁夏等地布局国家算力枢纽；要求加强数据中心、网络、土地、用能、水、电等政策协同；大型和超大型数据中心原则上布局到可再生能源等资源相对丰富区域；支持数据中心集群配套可再生能源电站、参与可再生能源市场化交易、大用户直供、拉专线分布式光伏等方式提升可再生能源电力消费。
2021/07	《新型数据中心发展三年行动计划（2021—2023年）》	工信部	提出新型数据中心要具备高技术、高算力、高能效、高安全特征；到2023年底新建大型及以上数据中心PUE降到1.3以下，严寒和寒冷地区力争降至1.25以下；绿色低碳发展行动要求鼓励分布式光伏、燃气分布式供能等配套系统，引导新型数据中心向新能源发电侧建设、就地消纳新能源，推动高效利用清洁能源和可再生能源。(工业和信息化部)
2023/10	《算力基础设施高质量发展行动计划》	工信部、中央网信办、教育部、国家卫健委、中国人民银行、国务院国资委	提出到2025年算力规模超过300EFLOPS、智能算力占比达到35%；促进绿色低碳算力发展，要求积极引入绿色能源，鼓励算力中心采用源网荷储等技术，支持与风电、光伏等可再生能源融合开发、就近消纳，逐步提升算力设施绿电使用率。(黑龙江省政府)
2023/12	《关于深入实施“东数西算”工程 加快构建全国一体化算力网的实施意见》	国家发改委、国家数据局、中央网信办、工信部、国家能源局	文件明确把“算力和绿色电力协同建设”列为全国一体化算力网的重要方向；提出到2025年底算力电力双向协同机制初步形成，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过80%；支持国家枢纽节点利用源网荷储等新型电力系统模式，开展算力电力协同试点，探索分布式新能源参与绿电交易，提升数据中心集群电力供给便利度，降低用电损耗及算力成本。(国家发展和改革委员会)
2024/07	《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》	国家发改委、工信部、国家能源局、国家数据局	到2025年底，全国数据中心整体上架率不低于60%，平均PUE降至1.5以下，可再生能源利用率年均增长10%；新建及改扩建大型和超大型数据中心PUE降至1.25以内，国家枢纽节点数据中心项目PUE不得高于1.2；要求将新建及改扩建数据中心可再生能源利用目标和方案作为节能审查重要内容，鼓励参与绿电绿证交易，探索数据中心绿电直供，到2025年底算力电力双向协同机制初步形成，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过80%。(国家发展和改革委员会)
2024/08	《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》	国家发改委、国家能源局、国家数据局	在“新能源系统友好性能提升行动”中明确提出实施一批算力与电力协同项目，统筹数据中心发展需求和新能源资源禀赋，科学整合源荷储资源，开展算力、电力基础设施协同规划布局；探索新能源就近供电、聚合交易、就地消纳的“绿电聚合供应”模式，提高数据中心绿电占比，降低电网保障容量需求。
2024/10	《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	国家发改委、工信部、住建部、交通运输部、国家能源局、国家数据局等	明确“统筹新基建和可再生能源开发利用”，推动5G基站、数据中心、超算中心等与光伏、热泵、储能等融合发展；支持新型基础设施发展绿电直供、源网荷储一体化项目，开展绿证绿电交易和“绿电园区”建设提高“东数西算”等战略工程中的新能源电力消费占比；推动新建数据中心逐年稳步提升可再生能源使用比例。(国家发展和改革委员会)
2025/03	《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》	国家发改委、国家能源局、工信部、商务部、国家数据局	提出到2027年绿证市场交易制度基本完善，到2030年绿证市场制度体系进一步健全；依法稳步推进绿证强制消费，逐步提高绿色电力消费比例并使用绿证核算；加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心绿色电力消费比例，到2030年原则上不低于全国可再生能源电力总量消纳责任权重平均水平；国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例在80%基础上进一步提升。(国家发展和改革委员会)

仅供内部参考，请勿外传

算电协同：写入政府工作报告，多部门多维度支持

时间	政策文件	发布单位	算电协同相关原文要点
2025/03	《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》	国家发改委、国家能源局、工信部、商务部、国家数据局	提出到2027年绿证市场交易制度基本完善，到2030年绿证市场制度体系进一步健全；依法稳步推进绿证强制消费，逐步提高绿色电力消费比例并使用绿证核算；加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心绿色电力消费比例，到2030年原则上不低于全国可再生能源电力总量消纳责任权重平均水平；国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例在80%基础上进一步提升。(国家发展和改革委员会)
2025/05	《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》	国家能源局	明确围绕构网型技术、系统友好型新能源电站、智能微电网、算力与电力协同、虚拟电厂、大规模新能源外送、新一代煤电七个方向开展试点；“算力与电力协同”方向重点在国家枢纽节点和青海、新疆、黑龙江等能源资源条件好的非枢纽节点地区，协同规划布局算力与电力项目，探索新能源就近供电、聚合交易、就地消纳的“绿电聚合供应”模式，推动算力负荷柔性控制和智能化调度。(国家能源局)
2026/02	《国家能源局关于公布新型电力系统建设能力提升试点名单（第一批）的通知》	国家能源局	第一批试点名单中明确列入算电协同项目，包括“北京市海淀区算力中心高比例新能源供电与电算协同项目”和“安徽省芜湖市长三角枢纽节点芜湖数据中心算电协同项目”。(国家能源局)
2026/03	《2026政府工作报告》	国务院	“算电协同”首次进入政府工作报告，标志着其政策定位由部门专项政策和试点工程进一步上升至年度宏观工作部署层面。算电协同不再只是数据中心绿色用能或新能源消纳的单点工具，而是与超大规模智算集群、全国一体化算力调度、公共云等共同构成智能经济时代的新型基础设施。
2026/04	《关于促进人工智能与能源双向赋能的行动方案》	国家发改委、国家能源局、工信部、国家数据局	提出到2027年支撑AI创新发展的安全、绿色、经济能源保障体系初步构建，到2030年AI算力设施清洁能源供给保障能力达到世界领先水平；要求统筹大型新能源基地与国家算力枢纽规划布局，探索百万千瓦级AI算力设施与配套能源系统协同建设；鼓励具备灵活调节能力的算力设施开展绿电直连；推动建立算力与电力互动机制，以电力市场价格信号引导算力设施优化能量管理和跨网跨区算力调度；鼓励新建算力设施与可再生能源发电企业签订多年期绿色电力交易合同，并支持参与电能量、辅助服务、需求响应等市场交易。(国家能源局)
2026/05	《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》	国家发改委、国家能源局	给出多用户绿电直连模式的定义和形态，在单用户绿电直连基础上拓展适用范围和应用场景，推动实现工业园区、零碳园区等用能清洁替代。二是明确投资与建设要求，按照“以荷定源”原则确定项目新能源规模及投产时序，要求项目通过灵活的投资模式建立主责单位，负责项目内部电力设施的建设和公平运营。三是细化运行管理要求，明确项目及内部主体、公共电网间的安全责任界面，强调项目内部自平衡管理模式，提升项目安全保障和应急管理能力，促进新能源就近消纳。四是交易与价格机制，明确项目作为整体参与电力市场，允许内部协调优化运行方式、灵活调整发用电曲线，明确计量结算要求并按就近消纳价格机制缴纳相关费用；同时，探索基于分时计量的绿电溯源机制，与绿证、碳核算等做好衔接。五是做好组织保障，明确地方能源主管部门、国家能源局派出机构、电网企业和电力市场运营机构等的工作要求。(国家发改委)

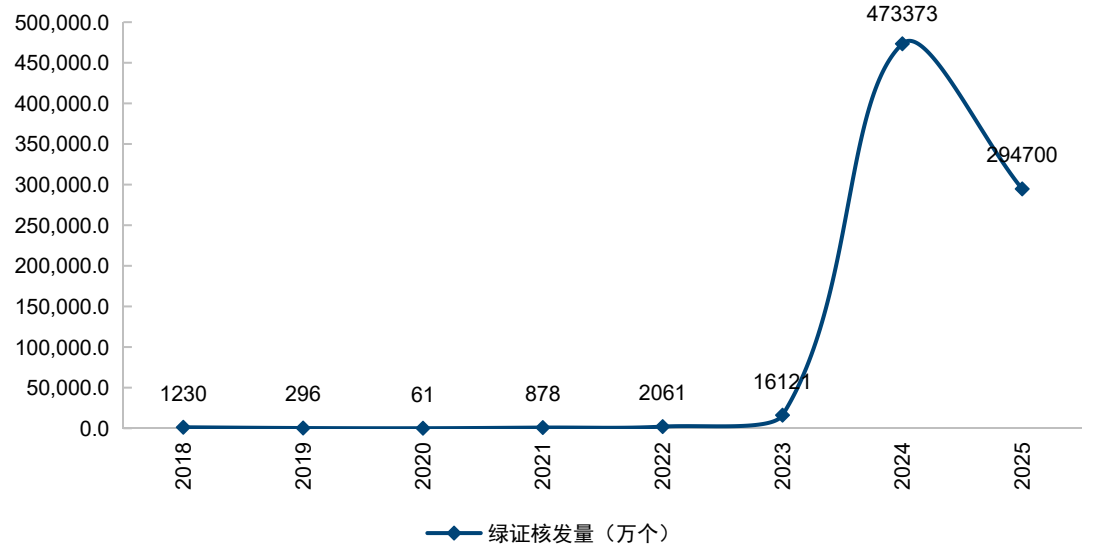
资料来源：国家发改委，商务部，国家能源局，工信部，国家数据局，交通运输部、中央网信办、教育部，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

算电协同的不同模式：绿证/绿电交易

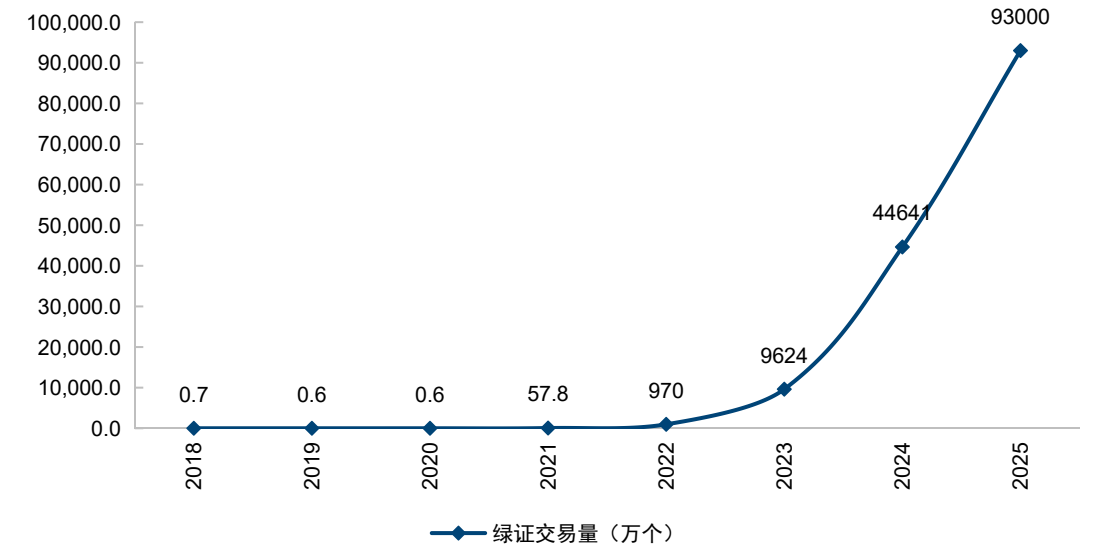
- **绿证/绿电交易是最容易落地的模式。**数据中心通过绿电交易、绿证购买提升可再生能源消费比例，新能源运营商获得电能量收入和绿色价值收益。该模式优点是轻资产、合规性强、推进快；缺点是物理消纳和电力系统调节价值有限，本质上更多解决“绿色属性”而非“电力时空匹配”。
- **绿证市场加速放量。**据国家能源局数据，2025年全年我国共计核发绿证29.47亿个，其中可交易绿证18.93亿个，全年交易绿证9.30亿个；截至2025年底，全国累计核发绿证已突破80亿个。绿证覆盖范围已从最初仅限集中式风光，扩展至所有建档立卡可再生能源项目，实现核发全覆盖。2025年全年绿色电力交易电量迅猛增长，达3285亿千瓦时，同比增长38.3%，规模达到2022年的18倍，进一步满足企业绿色用能需求，助力产业结构绿色低碳转型。

图18：2018-2025我国绿证核发情况



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图19：2018-2025我国绿证交易情况



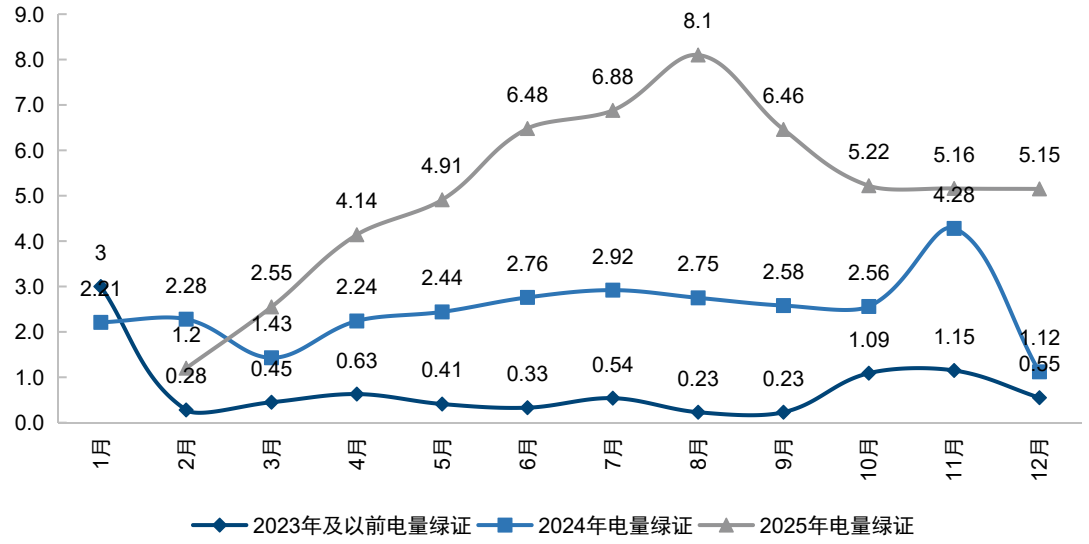
资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

算电协同的三种模式：绿证/绿电交易

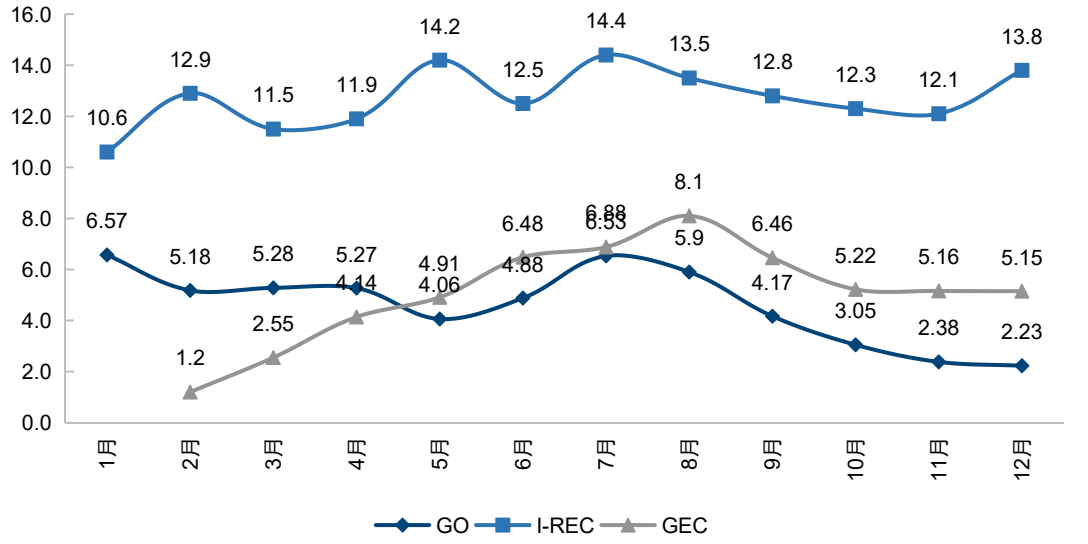
- **绿证与绿电的环境价值远未体现。**2025年全年我国共计核发绿证29.47亿个，其中可交易绿证18.93亿个，全年交易绿证9.30亿个；供需比例为2：1，供过于求导致每度电对应的环境收益过低，绿证市场尚未形成稳定的价值发现机制2025年中国绿证交易价格总体呈现上涨趋势，从绿证单独交易情况看，2023年及以前电量绿证均价为0.72元/个，2024年电量绿证均价为2.12元/个，2025年电量绿证均价为5.57元/个，交易价格呈明显梯度递增趋势。一方面，2023年及以前生产的绿证因临近2年有效期被低价抛售；另一方面，不同年份绿证价格分化加剧，反映需求侧不稳定、政策预期不明确。绿证价格大幅低于其实际环境价值，意味着新能源项目的环境溢价被严重低估。

图20：2025年中国绿证价格对比（元/个）



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图21：2025年我国与国际绿证价格对比（元/个）

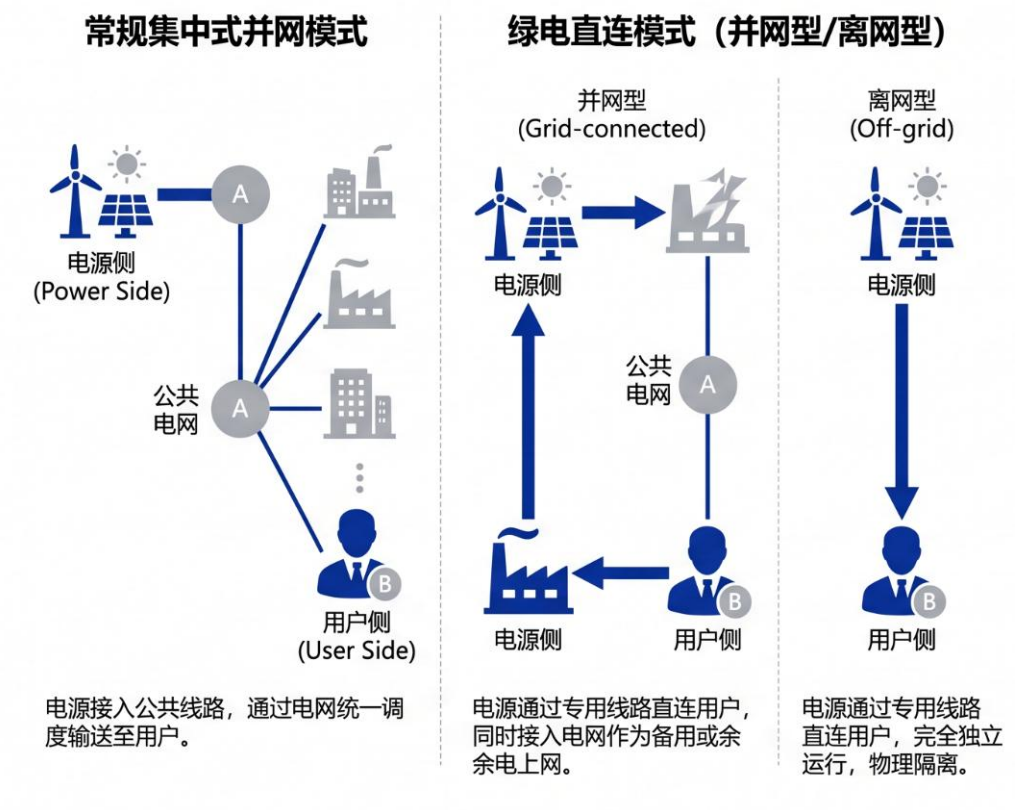


资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

算电协同的不同模式：绿电直连/源网荷储算一体化

- **核心模式分为源网荷储算一体化(理论上可免过网费)和绿电直连(需付过网费)，实际经济性取决于项目边界、物理距离与政策细则。1)源网荷储算一体化:**同一投资主体统筹建设电源(风光)、电网(专用线路)、负荷(算力中心)、储能及智慧调度系统，形成物理闭环的能源供给体系，离网型直供模式高度依赖大容量长时储能以应对出力波动，离网型直供模式高度依赖大容量长时储能以应对出力波动。**2)绿电直连模式:**电源与负荷为不同投资主体，通过专用线路直连，接入公共电网作为备用，形成 “直供为主 + 电网兜底” 的供电模式，并网型模式虽可依托大电网提供调峰与应急备用，但需承担系统备用费且受限于向电网返送电量的约束，直接影响项目的整体收益水平。



资料来源：国家能源局，北极星电力网，国信证券经研究所整理

对比维度	源网荷储算一体化	绿电直连
投资主体	同一主体统筹建设	多主体分别建设
过网费情况	离网型全免，并网型按容量缴纳	必须缴纳输配电费、系统运行费等
物理距离	极近（≤10 公里）	较近（≤60 公里，各地有差异）
供电稳定性	高（自有储能 + 电网兜底）	中高（电网兜底为主）
审批复杂度	高（涉及多环节统筹）	中（线路审批 + 并网手续）
经济性	最优（免过网费 + 额外收益）	次优（节约电费但有过网成本）

资料来源：国家能源局，北极星电力网，国信证券经研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

典型算电协同NPV模型测算

风光储资源侧

风电 300MW
年利用小时数2000
光伏 300MW
年利用小时数1200
储能 150MW/300MWh
年发电量 96,000万kWh

长期绿电PPA

绿电供应比例 80%
PPA电价 0.29元/kWh
供应绿电 87,600万kWh
余电市场交易 8,400万kWh

数据中心负荷侧

IT负荷 100MW
PUE 1.25
年用电量 109,500万kWh
年节约电费 7,008万元

测算边界

- 能源侧投资，不纳入机房/服务器/机柜租赁
- 数据中心仍由电网兜底，不做离网孤岛假设

商业模式

- 以多年期绿电PPA锁定核心电量和价格
- 余电进入市场，储能参与辅助服务/需求响应

经济性来源

- 数据中心降本，新能源项目稳定消纳
- 低成本资源和电价锁定决定项目IRR上限

资料来源：中国电力企业管理，国信证券经研究所测算

仅供内部参考，请勿外传

典型算电协同NPV模型测算

5.5%
无杠杆项目IRR
25年周期

7.5%
股权IRR
70%债务融资

-1.2亿元
无杠杆NPV
折现率6%

24.3亿元
初始总投资
风光储+送出/EMS

0.7亿元
年节约电费
数据中心侧

项目	基准假设/测算结果	单位	口径说明
数据中心年用电量	109,500	万kWh	100MW × PUE1.25 × 8760h
风光合计发电量	96,000	万kWh	300MW风电 + 300MW光伏
向数据中心供应绿电量	87,600	万kWh	按80%绿电覆盖比例
营业收入	27,884	万元/年	PPA收入+余电收入+辅助服务
EBITDA	21,404	万元/年	收入-运维成本
无杠杆项目IRR	5.5%	%	基于项目期自由现金流
股权IRR	7.5%	%	70%债务融资、15年等额本金

金额与回报桥接

指标	金额/比例	含义
初始投资	**24.3亿元**	风光储+送出/EMS
年营业收入	**2.8亿元**	PPA锁定核心电量
年EBITDA	**2.1亿元**	EBITDA率约76.8%
无杠杆NPV	**-1.1亿元**	折现率6%
数据中心降本	**0.7亿元/年**	价差0.08元/kWh

基准项目回报已具备吸引力，但若绿电PPA电价下探或初始投资超支，IRR将显著回落。

资料来源：中国电力企业管理，国信证券经研究所测算

请务必阅读正文之后的免责声明及其项下所有内容

仅供内部参考，请勿外传

典型算电协同NPV模型测算

国信证券 GUOSEN SECURITIES

年度模型：算电协同项目经济性测算（金额：万元；电量：万千瓦时；电价：元/kWh）																										
项目年份	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**
收入及电量																										
数据中心年用电量	-	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500	109,500
风电发电量	-	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000
光伏发电量	-	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000
风光合计发电量	-	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000	123,000
向数据中心供应绿电量	-	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600	87,600
余电交易电量	-	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400	35,400
绿电PPA电价	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36
余电市场化电价	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
绿电PPA收入	-	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536	31,536
余电交易收入	-	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080	7,080
储能/需求响应/辅助服务收益	-	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
营业收入合计	-	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**	**39,416**
运营成本																										
风电运维	-	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
光伏运维	-	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140
储能运维	-	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540
调度/交易/平台运维	-	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
土地/保险/管理费	-	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
运营成本合计	-	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**	**6,480**
EBITDA	-	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**	**32,936**
投资、折旧与税费																										
初始风电投资	114,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
初始光伏投资	78,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
初始储能投资	36,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
初始升压站/送出/EMS投资	15,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
初始投资合计	**243,000**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
风电折旧	-	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	-	-	-	-	-
光伏折旧	-	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120
储能折旧	-	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	-	-	-	-	-
送出/EMS折旧	-	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	-	-	-	-	-
折旧合计	-	**13,170**	**13,170**	**13,170**	**13,170**	**13,170**	**13,170**	**13,170**	**13,170**	**13,170**	**13,170**	**11,670**	**11,670**	**11,670**	**11,670**	**11,670**	**11,670**	**11,670**	**11,670**	**11,670**	**11,670**	**3,120**	**3,120**	**3,120**	**3,120**	**3,120**
EBIT	-	19,766	19,766	19,766	19,766	19,766	19,766	19,766	19,766	19,766	19,766	21,266	21,266	21,266	21,266	21,266	21,266	21,266	21,266	21,266	21,266	29,816	29,816	29,816	29,816	29,816
所得税（无杠杆）	-	4,942	4,942	4,942	4,942	4,942	4,942	4,942	4,942	4,942	4,942	5,317	5,317	5,317	5,317	5,317	5,317	5,317	5,317	5,317	5,317	7,454	7,454	7,454	7,454	7,454
储能更换/大修支出	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
无杠杆自由现金流	**(243,000)**	**27,995**	**27,995**	**27,995**	**27,995**	**27,995**	**27,995**	**27,995**	**27,995**	**27,995**	**27,995**	**6,620**	**27,620**	**27,620**	**27,620**	**27,620**	**27,620**	**27,620**	**27,620**	**27,620**	**27,620**	**25,482**	**25,482**	**25,482**	**25,482**	**25,482**
债务融资与股权现金流																										
债务提款	170,100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
期初债务余额	-	170,100	158,760	147,420	136,080	124,740	113,400	102,060	90,720	79,380	68,040	56,700	45,360	34,020	22,680	11,340	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
本金偿还	-	11,340	11,340	11,340	11,340	11,340	11,340	11,340	11,340	11,340	11,340	11,340	11,340	11,340	11,340	11,340	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
利息支出	-	7,144	6,668	6,192	5,715	5,239	4,763	4,287	3,810	3,334	2,858	2,381	1,905	1,429	953	476	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
期末债务余额	170,100	158,760	147,420	136,080	124,740	113,400	102,060	90,720	79,380	68,040	56,700	45,360	34,020	22,680	11,340	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
初始股本金	72,900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
所得税（考虑利息抵税）	-	3,155	3,275	3,394	3,513	3,632	3,751	3,870	3,989	4,108	4,227	4,721	4,840	4,959	5,078	5,197	5,317	5,317	5,317	5,317	5,317	7,454	7,454	7,454	7,454	7,454
股权自由现金流	**(72,900)**	**11,296**	**11,654**	**12,011**	**12,368**	**12,725**	**13,082**	**13,440**	**13,797**	**14,154**	**14,511**	**(6,507)**	**14,851**	**15,208**	**15,565**	**15,922**	**27,620**	**27,620**	**27,620**	**27,620**	**27,620**	**25,482**	**25,482**	**25,482**	**25,482**	**25,482**

资料来源：中国电力企业管理，国信证券经研究所测算

请务必阅读正文之后的免责声明及其项下所有内容

仅供内部参考，请勿外传

上市公司的主要实践

- **金开新能：**2025年1月27日公司全资子公司金开伊吾与无问芯穹签署了《人工智能算力技术服务合同》，金开伊吾将向无问芯穹提供智算算力及其配套带宽资源、存储资源、安全资源以及IT运维服务，分两期交付，一期合同租赁总金额为人民币6,912万元（含税），服务期限为12个月。此次合作标志着公司在新能源与智算中心一体化项目领域迈出了重要一步，是“算力+电力”融合发展模式的重要实践。2026年2月，金开新能参与签约乌兰察布智算中心项目集群，该项目总投资约319亿元，预计投产后算力规模超30万P，年营收超50亿元，将成为公司算电协同业务的核心载体。

- **豫能控股：**公司2月11日发布公告，目前正筹划参股投资公司控股股东河南投资集团有限公司下属控股企业先天算力科技有限公司，并联合河南投资集团以先天算力为收购主体，收购郑州合盈数据有限责任公司。合盈数据主要从事第三方超大规模数据中心业务，持有及规划的数据中心IT容量超过1GW，整体规模居全国前列。其中，合盈数据（怀来）科技产业园是环京区域最大的绿色算力集群，基于“源网荷储”一体化的数据中心选址策略，通过对液冷技术的前期预研，完成了从单机柜到园区级的全场景验证，并进行了大规模部署。

- **晶科科技：**公司与中卫市人民政府签署《投资协议》，就宁夏中卫1GW算力中心项目达成合作意向，项目计划总投资约245亿元，选址宁夏中卫数据中心集群宣和片区，占地约800亩，计划部署机柜约5万架，分三期建设：一期计划投资约100亿元，IT功率400MW；二期计划投资约60亿元，IT功率300MW；三期计划投资约85亿元，IT功率300MW。

- **甘肃能源：**公司甘肃庆阳东数西算产业园区绿电聚合试点项目一期工程100万千瓦新能源项目首批风电机组已于2026年1月30日并网发电。该项目为全国首个绿电聚合试点项目，总装机200万千瓦，本次并网为一期工程100万千瓦的首批机组，将通过智能调度系统，为庆阳数据中心集群提供稳定、清洁的电力直供。

- **绿发电力：**公司持续加快推进建立“新能源+”融合业态，打造“源网荷储”一体化样板。根据交易所互动平台信息，公司目前正积极与部分数据中心对接，寻求绿电交易及其他合作的可行性。根据2025年9月投资者关系活动记录表，公司正探索推进绿电直连项目开发，力争实现上网电量电价双提升。

- **协鑫能科：**公司在2025年报中表示将算电协同作为2026年的战略突破口，依托自身“源网荷储”一体化的核心优势，重点探索为智算中心提供“绿电直供+新型储能”的定制化综合用能解决方案，精准切入算力领域的能源需求痛点。

- **大唐发电：**公司旗下大唐新能源在中卫落地全国首个大规模“算电协同”绿电直供项目，为中卫云基地数据中心提供绿电。

- **韶能股份：**2025年8月，公司成立全资子公司广东韶能算电融合投资有限公司，专门聚焦算电协同相关业务的布局。

仅供内部参考，请勿外传

目录

01 电力供需紧平衡，电价反转信号出现

02 电算协同，双向赋能

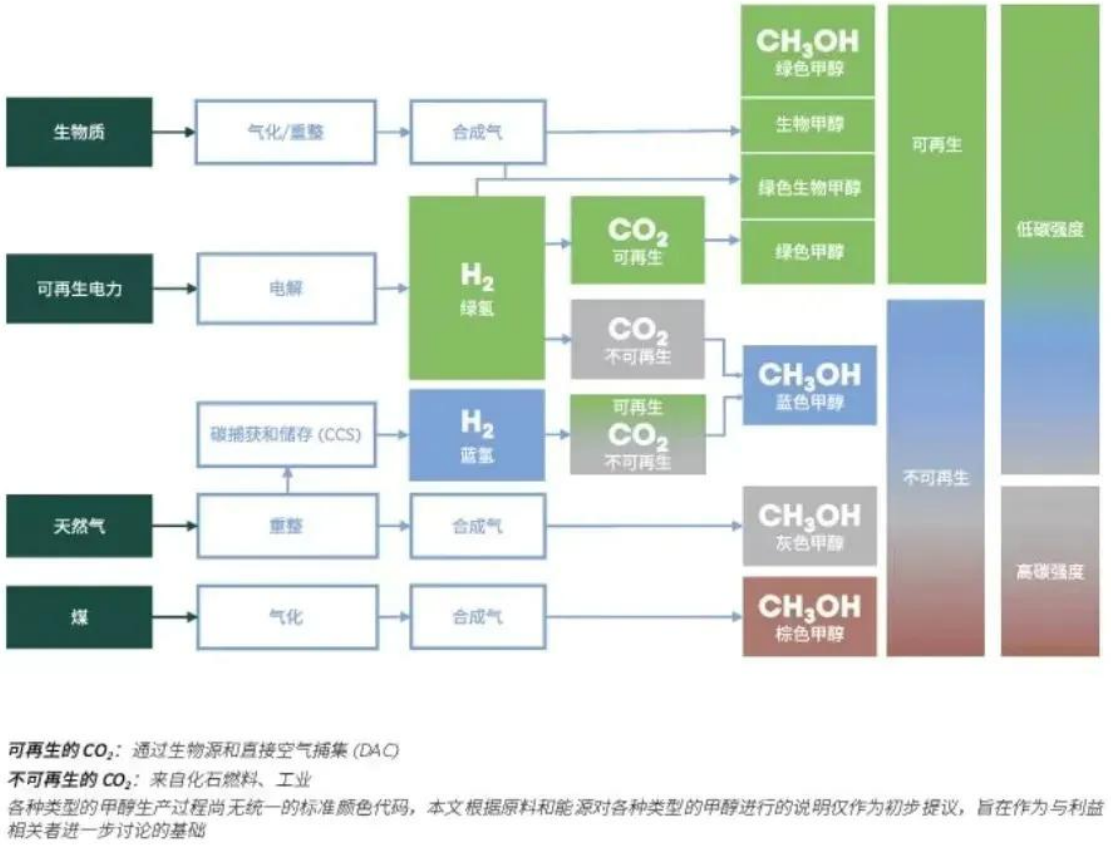
03 **能源变革升级，绿色氢氢氨醇前景广阔**

04 电力行业有望迎来价值重估

仅供内部参考，请勿外传

绿色甲醇是指通过可再生资源制备的甲醇

- **绿色甲醇是指通过可再生资源制备的甲醇，其生产过程碳排放显著降低，在全生命周期内实现碳减排。**绿色甲醇作为常温常压下的液态能源载体，兼具高能量密度与常温储运便利性，由于无需低温加压，也没有氢脆等问题，其加注设施改造成本远低于氢燃料；甲醇作为燃料与内燃机的兼容性较强，技术转换成本相对较低。不过甲醇的能量密度较低，提供相同能量所需舱容是燃油的2.27倍，而LNG所需仓容为燃油的1.6倍，液氨约为2.4倍，液氢约为4倍（主要因密度较低所致）。
- 根据国际可再生能源署（IRENA）的分类标准，绿色甲醇需满足两个关键条件：氢气来源为绿氢，如可再生能源电解水制得的氢气；以及绿色碳源，如来自生物质直接捕获或空气碳捕集技术获取的二氧化碳。目前绿色甲醇的制备主要有生物甲醇和电制甲醇两种路线：
- **生物甲醇：**通过生物质气化技术，将农林废弃物、垃圾填埋场产生的沼气等生物质转化为一氧化碳和氢气，再经催化合成甲醇。
- **电制甲醇：**利用风电、光伏等可再生能源产生的电力电解水制得绿氢，然后将绿氢与捕获的二氧化碳在特定条件下反应合成甲醇。



可再生的 CO_2：通过生物源和直接空气捕集 (DAC)

不可再生的 CO_2：来自化石燃料、工业

各种类型的甲醇生产过程尚无统一的标准颜色代码，本文根据原料和能源对各种类型的甲醇进行的说明仅作为初步提议，旨在作为与利益相关者进一步讨论的基础

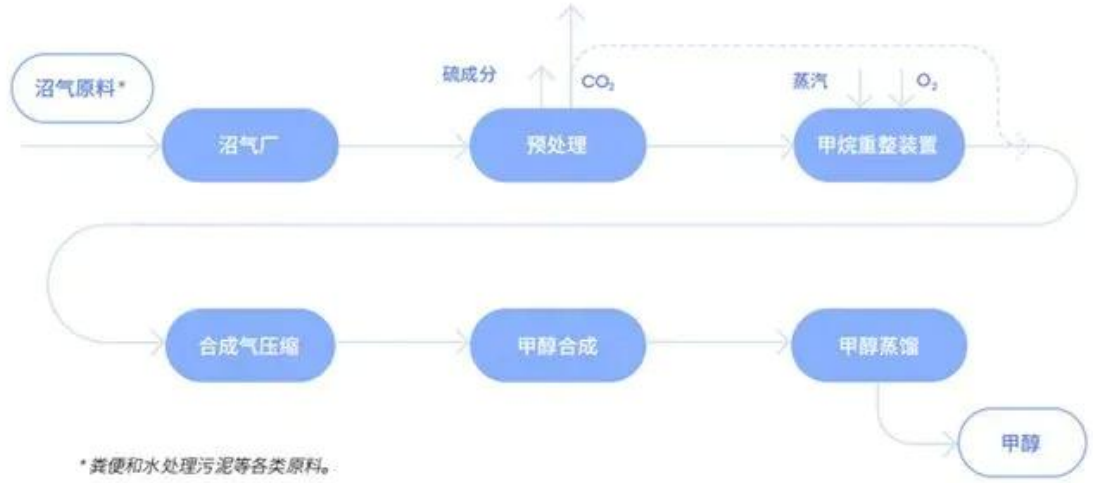
资料来源：IRENA《创新前景：可再生甲醇》，国信证券经研究所测算

仅供内部参考，请勿外传

生物甲醇又可分为生物甲烷制甲醇和生物质气化制甲醇

- **生物甲醇又可分为生物甲烷制甲醇和生物质气化制甲醇。**生物甲烷制甲醇，指有机废弃物通过厌氧消化过程产生生物甲烷（沼气），而后经捕获、净化和催化转化为合成气（主要为一氧化碳和氢气），而后进一步反应生成甲醇。生物质气化甲醇工艺则将木材、秸秆、食品废弃物等生物质经预处理、气化、合成器净化、甲醇合成及分离纯化等过程后转化为甲醇。目前甲烷重整技术相对成熟，但生物甲烷的收集、净化等方面成本较高，生物质气化过程的效率也有待提升，此外大型工艺线获取稳定原料供应难度较大。

图22：生物甲烷制甲醇工艺流程图



资料来源：甲醇能源技术与应用，国信证券经济研究所整理

图23：生物质气化制甲醇工艺流程图



资料来源：甲醇能源技术与应用，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

电制甲醇成本仍高

- **电制甲醇通过绿电电解水制氢，并与捕获的二氧化碳在催化剂作用下合成甲醇。**右图自上而下依次为间接合成的“绿氢+CO_2”路线、耦合共电解的“合成气”路线，以及一步到位的“直接电化学还原”路线。 其中，第一条路线技术最成熟，通过可再生能源电解水制氢再与二氧化碳催化合成甲醇，是目前产业化的绝对主力；第二条路线通过共电解将水和二氧化碳直接转化为合成气（H_2 /CO），能够无缝衔接传统化工装置，是承前启后的重要桥梁；而第三条路线代表了未来最理想的方向，即在一个电解池中直接由水和二氧化碳一步生成甲醇，流程最短、能耗最低，但目前仍受限于催化剂选择性难题，尚处实验室阶段。



IRENA《创新前景：可再生甲醇》

资料来源：IRENA《创新前景：可再生甲醇》，国信证券经研究所测算

仅供内部参考，请勿外传

绿电成本下降，电制甲醇成本优化空间可观

- **目前我国煤制甲醇的成本为1800-2700元/吨。**我国甲醇的生产几乎完全依赖于煤炭，生产成本与煤炭价格高度相关，当煤炭价格为500-1000元时，煤制甲醇的成本为1800-2700元/吨。在绿电价格为0.3元/kWh的假设下，绿电制甲醇成本约为4500-4600元/吨。即使考虑碳排放权交易，按照2026年6月24日全国碳市场收盘价82.68元/吨CO2计算，煤制甲醇总成本仍不远低于绿色甲醇，目前绿色甲醇经济上尚不能与煤质甲醇竞争，需要成本降至煤制甲醇同等水平或碳价提高到400元/吨CO2左右或更高时才具备竞争力。
- **制甲醇成本有望随绿电成本降低而快速下降。**在电制甲醇工艺流程中，氢气和二氧化碳分别来自于电解水制氢和二氧化碳捕获。制甲醇的成本主要由氢气成本、二氧化碳成本、甲醇生产工艺成本、设备折旧、人工与运维等构成。其中，绿氢成本占总成本的84%。随着新能源发电造价快速下行，绿电高比例并网，现货电力市场峰谷电价差扩大，绿电平均上网电价持续下降，部分省份甚至出现长时间负电价。伴随电解槽价格降低及电解水制氢电耗下降，若绿电成本降至0.1元/kWh，电制甲醇中的绿氢成本将从3700-3800元/吨大幅降低至1700元/吨，带动电制甲醇综合成本降至2500-2600元/吨左右，具备与煤制甲醇竞争的能力。若发电企业采用就地消纳制醇模式，低电价时段自发自用，将有效提升绿电项目收益水平。

甲醇类型		全生命周期碳排放量（吨CO2/吨）	生产成本（元/吨）
棕色/黑色甲醇		3.4-5.2	1800-2700（我国）
灰色甲醇		1.9-2.0	700-1500（国外）
蓝色甲醇		介于灰色甲醇和绿色甲醇之间	
绿色甲醇	电制甲醇	0-0.7	4500-4600
	生物质气化制甲醇		3800左右
	生物质耦合绿氢制甲醇		3500-3600
	生物质甲烷制甲醇		3400-4200

资料来源：舒斌等.《碳中和目标下推动绿色甲醇发展的必要性分析》[J].《化工进展》. 2023 年第 42 卷第 9 期：4471-4478.，国际可再生能源署，国信证券经济研究所整理

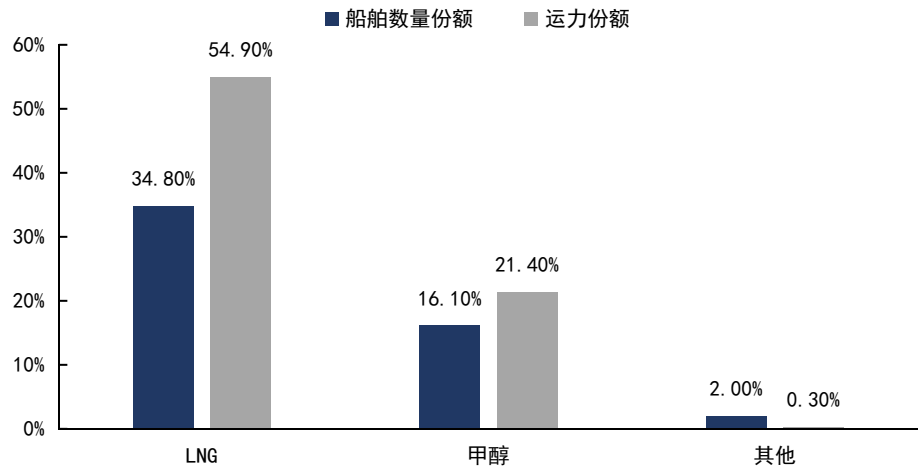
仅供内部参考，请勿外传

可再生能源消纳+航运燃料替代，绿色甲醇大势所趋

- **IMO净零框架大势所趋，将打开航运绿色甲醇燃料需求。**2025年4月11日，国际海事组织（IMO）通过全球航运业净零排放法规，草案法规将制定强制性船用燃料标准和温室气体排放定价机制以应对气候变化，IMO净零框架将首次在整个行业领域内结合强制性排放限制与温室气体定价机制，原计划在2027年对总吨位超过5,000吨的大型远洋船舶（占国际航运二氧化碳排放总量85%）强制实施，目标到2030年减排20%-30%，在2050年或前后实现净零排放。在IMO净零框架下，行业预计未来五年内航运业对绿色甲醇需求将从当前每年数十万吨水平增至2030年3000-4000万吨，形成超千亿元规模新市场。波罗的海国际航运工会（BIMCO）表示，“截至2025年8月底，已有534艘替代燃料集装箱船订单，占订单船舶数量的53%，占总运力的77%”，其中，甲醇船舶占数量的16%，占运力的21%成为仅次于LNG的替代燃料选项。国际航运巨头马士基官网显示，截至2024年已有7艘大型双燃料甲醇动力船投产，还订购了20艘双燃料船，预计在2028-2030年间交付，并已通过新的甲醇承购协议满足2027年双燃料甲醇船队预期需求的50%以上。虽然IMO净零框架在10月17日倍投票决定延迟12个月，但在净零排放和能源转型大趋势下，甲醇替代燃料船舶订单已经开始增长，航运企业展现发展甲醇船舶的决心。

种类	低热值 (MJ/kg)	体积能量密度 (GJ/m³)	储存压力（bar）	储存温度(℃)	辛烷值	自燃温度(℃)
甲醇	19.9	15.8	1	20	110	465
二甲醚(DME)	28.9	19.2	5	20	20	235
液化天然气(LNG)	48.6	20.8	1	-162	130	590
压缩天然气(CNG)	48.6	9	250	20	130	732
液氨	18.6	11.5	1-10	-34(1 bar)	110	800
液态氢	120	8.5	1	-253	>130	571
压缩氢气	120	4.7	700	20	>130	500
汽油	43.4	32	1	20	88-98	257
柴油	42.8	36.6	1	20	20-30	220-260
锂离子电池	0.4-1	0.9-2.4	1	20	—	150

资料来源：BIMCO，中国船东协会，国信证券经济研究所整理



资料来源：BIMCO，中国船东协会，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

国家密集发文推动促进绿色甲醇发展

时间	部门	文件	主要内容
2024-11	全国人大常务委员会	《中华人民共和国能源法》	国家支持合理开发利用可替代石油、天然气的新型燃料和工业原料。
2005-2	全国人大常务委员会	《中华人民共和国可再生能源法》	国家鼓励生产和利用生物液体燃料。石油销售企业应当按照国务院能源主管部门或者省级人民政府的规定，将符合国家标准的生物液体燃料纳入其燃料销售体系。
2024-12	工信部、国家发改委、国家能源局	《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》	大力发展氢碳耦合制绿色甲醇。开发清洁低碳氢与碳捕集、生物质等耦合制备绿色甲醇工艺技术，研发高活性、高选择性、高稳定性二氧化碳加氢制甲醇催化剂、二氧化碳吸附捕获剂等核心材料，低能耗烟气碳捕集等关键技术，以及甲醇合成高效反应器、生物质高效气化炉等工艺装置。推进绿色甲醇示范项目建设，提高碳转化率和甲醇选择性，严禁以绿色甲醇名义违规建设不符合产业政策的煤制甲醇项目。
2024-6	国家发改委、国家能源局	《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）》	推广应用二氧化碳高效驱油等地质利用技术、二氧化碳加氢制甲醇等化工利用技术。
2024-7	中共中央 国务院	《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》	完善加氢（醇）站等基础设施网络。 推进零排放货运，加强可持续航空燃料研发应用，鼓励净零排放船用燃料研发生产应用。到2030年，营运交通工具单位换算周转量碳排放强度比2020年下降9.5%左右。到2035年，新能源汽车成为新销售车辆的主流。
2023-12	工信部、国家发改委、财政部、生态环境部、交通运输部	《船舶制造业绿色发展行动纲要（2024—2030年）》	到 2025 年，船舶制造业绿色发展体系初步构建。绿色船舶产品供应能力进一步提升，船用替代燃料和新能源技术应用与国际同步，液化天然气（LNG）、甲醇等绿色动力船舶国际市场份额超过 50%。 加快甲醇、氨动力船型研发；推动甲醇、氢等动力船型研发和试点，按照不同场景需求打造标准化、系列化船型。 推进甲醇、氨燃料等低碳零碳燃料船用发动机核心技术攻关，形成全功率谱系甲醇和氨燃料发动机研制能力，实现规模示范效应
2025-8	国家能源局综合司	《关于开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点工作（第一批）的通知》	绿色甲醇、绿氨、纤维素燃料乙醇等绿色液体燃料是新兴事物，相应配套政策尚不健全。要通过试点发现政策堵点和短板，推动营造良好的政策环境。我局将对符合条件的试点项目优先推荐纳入制造业中长期贷款支持，符合条件的技术装备优先纳入能源领域首台（套）重大技术装备，享受相关支持政策。支持依托试点项目，承担相关科技攻关任务、制定绿色液体燃料相关标准。
2024-10	国家发改委、工信部、住建部、交通运输部、国家能源局、国家数据局	《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	在合成氨、合成甲醇、石化、钢铁等领域鼓励低碳氢规模化替代高碳氢，探索建设风光氢氨醇一体化基地。 支持有条件的地区开展生物柴油、生物航煤、生物天然气、绿色氢氨醇等在船舶、航空领域的试点运行。
2024-8	工信部	关于政协第十四届全国委员会第二次会议第04773号（资源环境类310号）提案答复的函	加强政策引导。印发《关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》《船舶制造业绿色发展行动纲要（2024—2030年）》等文件，引导地方加快推进可再生能源制氢在氨醇生产的应用，优化提升大型远洋船舶LNG动力船型，加快氨醇动力船型研发，建设绿色船舶配套供应链，健全完善绿色低碳标准体系。 支持科研攻关。会同有关部门组织实施绿色智能船舶标准化引领工程、海上风电制氢等重大工程和重点项目，推动甲醇、氨等低碳零碳燃料船舶关键技术攻关。利用相关政策渠道，支持绿氢及绿色氨醇生产关键技术攻关和工程化应用。 参与国际海事规则研制。会同有关部门组织相关企业深度参与国际海事组织（IMO）海运温室气体减排战略等重点议题和相关规则制修订等工作，研究提出相关国际规则的中国方案，成功实现经国家批准的谈判中高案目标。 推动绿色智能船舶项目融资落地。组织中船工业、国能航运、长江航运等业内单位与交通银行、交银租赁、中再保险等金融机构对接，推动内河船舶绿色化智能化更新改造，推进丹江口库区试点示范。 我部将持续做好相关政策落实，组织新能源企业与氨醇生产企业联合攻关，加快打通“绿电—绿氢—绿色氨醇”技术链条；加快低碳零碳燃料船舶关键技术研发和示范应用，构建船用绿色燃料供应链体系；开展典型场景应用示范，鼓励远洋船舶使用绿色氨醇燃料，探索利用绿色能源在温和条件下合成氨并在农业领域应用，扩大绿色氨醇的市场规模。

仅供内部参考，请勿外传

国家密集发文推动促进绿色甲醇发展

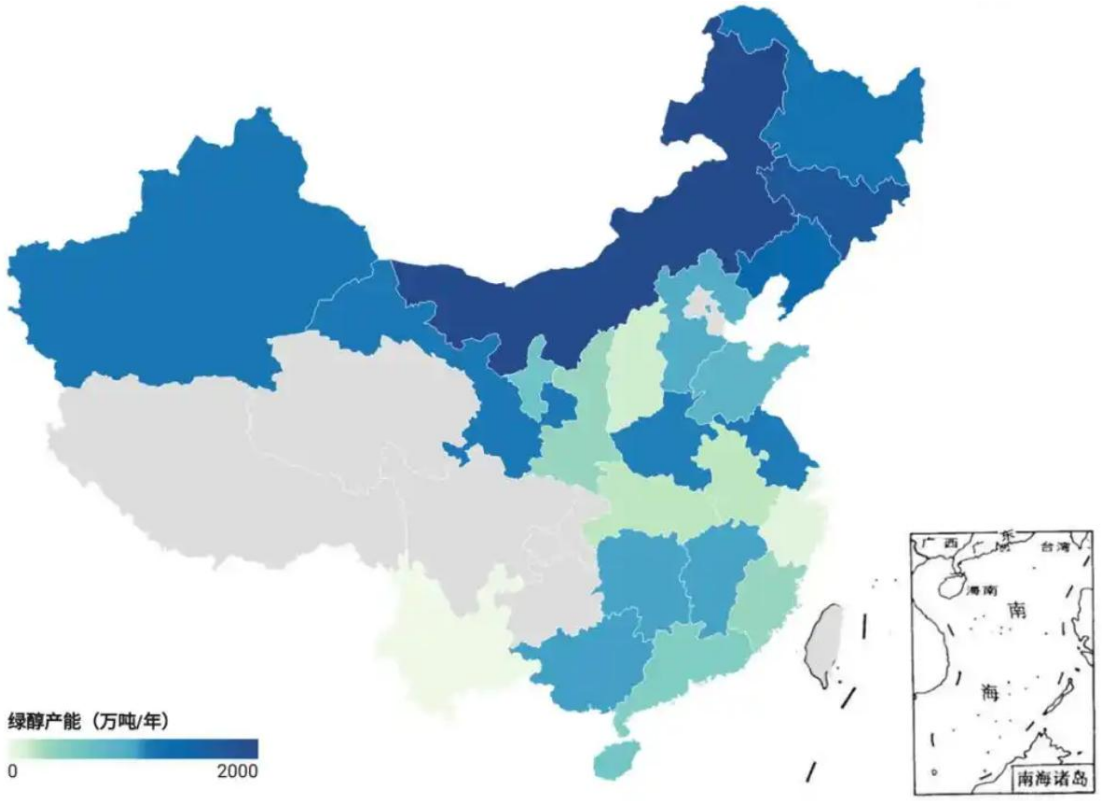
时间	部门	文件	主要内容
2025-10	国家发改委	《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法（征求意见稿）》	可再生能源消费最低比重目标分为可再生能源电力消费最低比重目标和非电消费最低比重目标两类，非电消费最低比重目标包括可再生能源供热（制冷）、可再生能源制氢氨醇、生物燃料等可再生能源非电利用种类。对“可再生能源制氢氨醇等综合利用”，依据制氢氨醇等的用电量，采用发电煤耗法核算。
2025-9	国家发改委	《节能降碳中央预算内投资专项管理办法》	支持绿色甲醇和可持续航空燃料生产项目。支持规模化碳捕集利用与封存（CCUS）项目建设。项目支持比例均为核定总投资的20%。
2025-10	商务部	《关于拓展绿色贸易的实施意见》	推动使用可再生合成燃料等清洁能源的运输车辆、船舶投入外贸货物运输。支持在综合保税区开展国产生物柴油和船用燃料油混兑调和业务。支持有条件的地方开展国际航行船舶保税液化天然气、生物柴油、绿醇、绿氨等加注业务。引导外贸企业开发使用再生资源、回收资源、可降解材料、可再利用废弃物等制造的产品。发展绿氢等可持续燃料贸易。
2025-10	国家发改委	《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法（征求意见稿）》	非电消费最低比重目标包括可再生能源供热（制冷）、可再生能源制氢氨醇、生物燃料等可再生能源非电利用种类。 规定了可再生能源制氢氨醇等综合利用核算方法
2025-10	国家发改委、国家能源局	《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》	统筹布局绿氢、氨、醇等绿色燃料制储输用一体化产业，打造“灵活负荷”。
2025-11	国家能源局	《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》	加快推动新能源产业链“以绿制（造）绿”，稳步建设绿色氢氨醇（氢基能源）综合产业基地，探索推动建立绿色氢氨醇等非电能源载体的认证机制
2026-03	国家发改委	绿色燃料产业发展专题座谈会	会议指出，要充分认识发展绿色燃料产业的重要意义。发展绿色燃料产业有利于替代石油、保障能源安全，有利于降低碳排放、促进绿色发展，有利于促进新能源非电利用和消纳、增强发展新动能，是能源领域新质生产力发展的重要方向。国家发展改革委、国家能源局认真贯彻落实党中央、国务院有关决策部署，已出台系列政策举措，引导相关企业开展了有益探索。会议强调，要因地制宜、统筹施策，推动绿色燃料产业健康有序发展。要坚持系统谋划，加强顶层设计和规划布局；坚持试点先行，探索形成产业科学发展模式；坚持创新引领，不断提升产业发展竞争力；坚持优化环境，有力支撑产业规模化发展；坚持需求牵引，统筹国际国内市场。

资料来源：国家发改委，商务部，国家能源局，工信部，财政部，生态环境部，交通运输部，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

目前我国绿色甲醇项目大部分分布在内蒙古及东北地区

- **目前我国绿色甲醇项目大部分分布在内蒙古及东北地区，**据势银（Trendbank）统计，截至2025年6月底，内蒙古规划项目达47个，绿醇规划产能达1837.01万吨/年。内蒙古及东北地区可再生能源资源丰富，电力供需相对宽松，风光发电可充分应用于制取电制甲醇，同时还有比较丰富的农林废弃物作为生物质原料，也可采用生物质制甲醇路线。除此之外，区域拥有或靠近环渤海沿岸优质港口，如大连港、营口港、天津港等，可就近加注消纳甲醇。因此，内蒙古和东北地区成为我国绿色甲醇发展的前沿阵地。



资料来源：TRENDBANK，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

上市公司的主要实践

- **电投绿能：**公司联合中远海运、上港集团共同投资建设的梨树绿色甲醇创新示范项目已核准，规划年产19.72万吨绿色甲醇，并配套40万千瓦风电，项目总投资49.2亿元，项目建设工期预计27个月，资本金财务内部收益率为8.88%。2025年10月30日，项目正式启动，成为国内首个贯通“绿醇生产—燃料加注—远洋航运”全链条的绿色甲醇示范项目。此外，公司与法电中国中石油国际事业、伊藤忠商事、荷兰皇家孚宝签署合作协议，在绿色氢基能源全产业链方面加强合作，为公司绿色氢基产品未来面向海外销售奠定基础。

- **中国天楹：**公司是中国船舶燃料有限责任公司全球绿色供应链合作伙伴，与中国船燃签署战略合作协议，中国天楹将生产电制甲醇、电制氨、电制甲烷等绿色燃料，助力中国船燃新型远洋运输船舶燃料转型。中国天楹计划在中国辽源、安达、松原、通辽等区域投资建设电制甲醇、电制氨及电制甲烷的生产工厂，计划2026年第一季度具备年产20万吨符合欧盟认证标准的电制甲醇生产能力，2030年前后具备100万吨电制甲醇供货能力，建成后将投产多条氢基能源化工衍生品产线。

- **嘉泽新能：**公司以大规模产业投资为核心路径，依托绿电和生物质资源优势，规划60万吨绿色甲醇总产能。两大主力项目为：黑龙江鸡西项目（总投资35.57亿元，规划30万吨/年，2026年4月已动工）和吉林四平项目（总投资49.20亿元，规划20万吨/年），均采用“生物质气化+绿电制氢+甲醇合成”工艺，推动从绿电运营商向绿氢化工全链条转型。

- **复洁科技：**公司以技术研发与中试验证为核心，联合华东理工、同济大学、上海城投老港等七家单位，承担上海市战略前沿专项，攻关“沼气全碳定向转化制绿色甲醇（BESTm）”全流程工艺。2026年1月，千吨级中试装置成功打通全部工艺流程，产出符合国际航运标准的绿色甲醇，并取得ISCC-EU与ISCC-PLUS双认证，为后续10万吨级产业化示范奠定技术基础。

- **佛然能源&香港中华煤气：**两家公司联合设立了绿色燃料及化工投资平台，计划投资100亿元，打造合计产能为100万吨/年的绿色燃料及化工供应池。已收购内蒙古易高煤化科技有限公司并通过使用香港中华煤气专有气化技术，已实现绿色甲醇的规模化生产，实现年产5万吨绿色甲醇并批量销售，是亚洲唯一一家连续三年取得欧盟ISCC EU及ISCC PLUS国际认证且已在欧盟生物燃料联盟数据库（UBD）注册的企业。内蒙古项目公司目前采用生物质气化制绿色甲醇路线，未来可耦合绿氢，提高生物质的利用效率，提高经济性。

仅供内部参考，请勿外传

目录

01 电力供需紧平衡，电价反转信号出现

02 电算协同，双向赋能

03 能源变革升级，绿色氢氢氨醇前景广阔

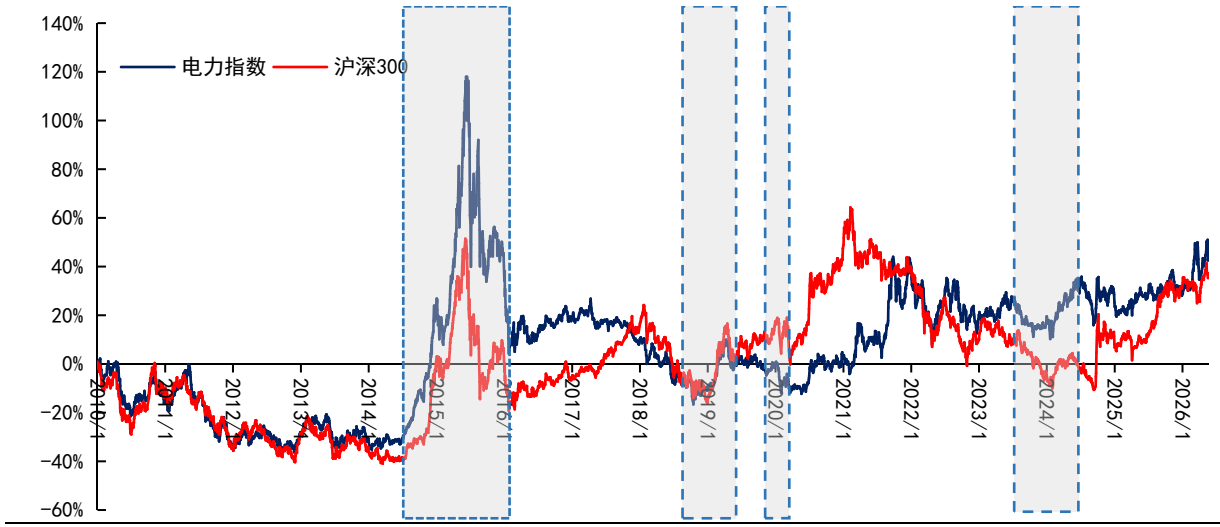
04 电力行业有望迎来价值重估

仅供内部参考，请勿外传

厄尔尼诺事件中，电力板块胜率较高

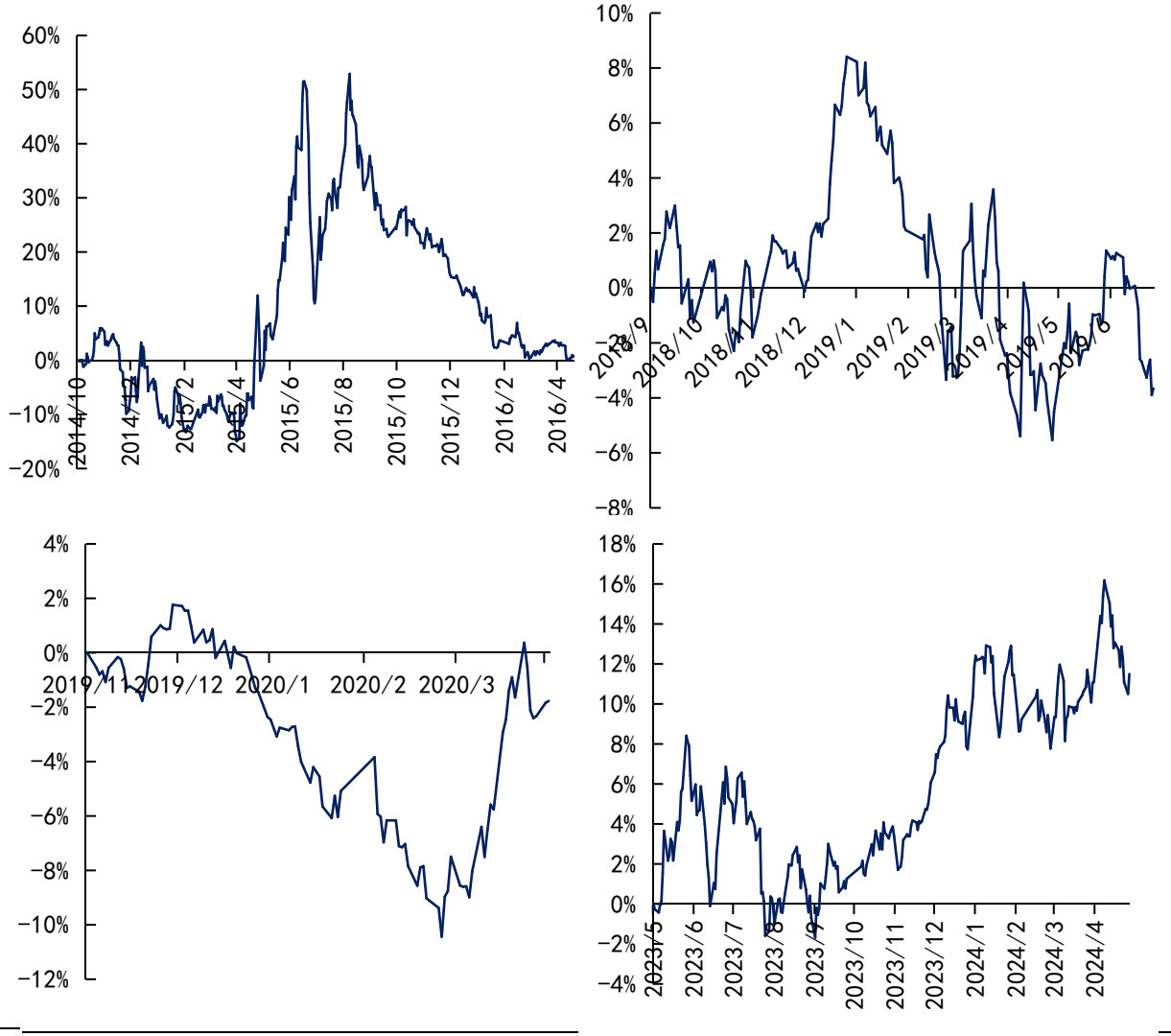
我们复盘了2014年以来最近4次厄尔尼诺事件中申万电力指数（801161.SI）行情，这4次厄尔尼诺事件分别为：2014年秋季-2016年春季超强厄尔尼诺事件（东部型），2018年秋季-2019年夏季弱厄尔尼诺事件（中部型）、2019年冬季-2020年春季弱厄尔尼诺事件（中部型）和2023年春季-2024年春季强厄尔尼诺事件（东部型）。以沪深300为基准，电力板块多在厄尔尼诺事件中期跑出超额，其中2014-2016和2023-2024两次东部型（超）强厄尔尼诺事件中电力板块超额比较明显，分别以2014年4月10日、2023年5月4日收盘价为基数，申万电力指数最高超额分别为52.89pct、16.17pct；2018-2019年的中部型弱厄尔尼诺事件超额相对偏弱，以2018年9月3日收盘价为基数，申万电力指数最高超额为8.41%2019-2020年的中部型弱厄尔尼诺事件强度较弱，持续时间较短，电力板块并未产生超额收益。

图24：2010年至今申万电力指数走势（灰色框代表厄尔尼诺事件持续时间）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图25：2014-2016年（左上）、2018-2019年（右上）、2019-2020年（左下）、2023-2024年（右下）四次厄尔尼诺事件期间申万电力指数相对沪深300的超额收益



资料来源：Wind、国家能源局，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

火电：电价反转，价值重估

- 虽然火电是现货市场的主要边际出清机组，但由于目前现货电量占比较低，同时在现货市场动态出清过程中，发电企业并非单边卖出，而是兼具买卖双向敞口，可能存在因偏差考核需购入现货电量完成合约履约的情况，因此短期内现货电价上涨给火电业绩带来的增量有限。
- **我们认为本轮电力周期中，火电板块的主要逻辑是电价触底反弹，发电企业议价能力提升，有望得到价值重估。**现货电价和月度交易电价的上涨将持续影响市场对于下一周期年度长协电价中枢的展望，叠加容量电价机制逐步完善提升火电远期业绩预期。

主要火电公司业绩及经营情况

股票代码	股票名称	收盘价	总市值（亿元）	营业收入（亿元）		归母净利润（亿元）		上网电量（亿kWh）		上网电价（元/MWh）		装机容量（万kW）	
				2025	2026Q1	2025	2026Q1	2025	2026Q1	2025	2026Q1	总装机	火电
600011.SH	华能国际	8.05	1264	2292.9	567.8	144.1	44.8	4375.6	1014.9	477.08	460.73	15696.1	11014.2
600795.SH	国电电力	5.01	894	1702.4	391.7	71.6	14.0	4443.8	1004.3	414.41	395.48	12794.9	8267.3
600027.SH	华电国际	5.12	595	1260.1	304.7	60.7	17.9	2464.4	553.7	513.29	504.28	7792.4	7545.3
601991.SH	大唐发电	8.09	1497	1212.6	302.7	73.9	28.9	2731.1	624.1	434.82	438.78	8580.0	5821.3
600023.SH	浙能电力	6.26	839	795.5	156.6	75.3	9.5	1737.2	378.9	360.78		4103.7	3919.0
000539.SZ	粤电力A	7.34	385	515.4	113.5	6.0	-1.5	1212.2	283.32	417.08		4501.7	3599.7
600578.SH	京能电力	7.49	501	354.3	101.8	35.3	11.0	882.3	235.4	365.92		2466.7	2139
001286.SZ	陕西能源	12.23	459	229.6	57.8	30.1	8.9	474.0		340		1725	1725
000027.SZ	深圳能源	7.20	343	434.3	99.5	21.0	12.5	631.6	143.62	469.03		2559.6	1623.8
600021.SH	上海电力	17.2	485	418.6	99.2	27.7	5.7	749.8	177.0	513.27	477.88	2648.4	1367.3
600642.SH	申能股份	9.63	471	280.3	68.2	40.1	7.9	553.8	134.1	437.17	427.43	2066.1	1182.6
600863.SH	华能蒙电	5.52	433	210.5	47.1	24.9	6.9	540.8	127.8**	333.10	331.09	1502.6	1140

资料来源：Wind，公司公告，国信证券经济研究所整理和测算

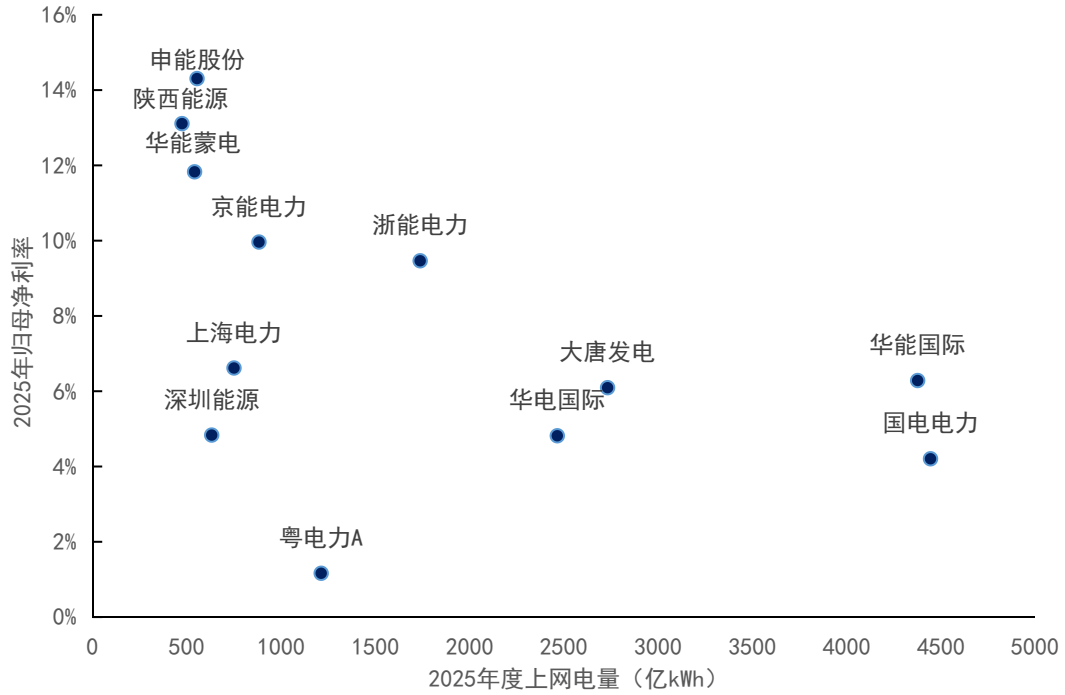
注：部分未直接公示的数据通过测算获取

仅供内部参考，请勿外传

火电：电价反转，价值重估

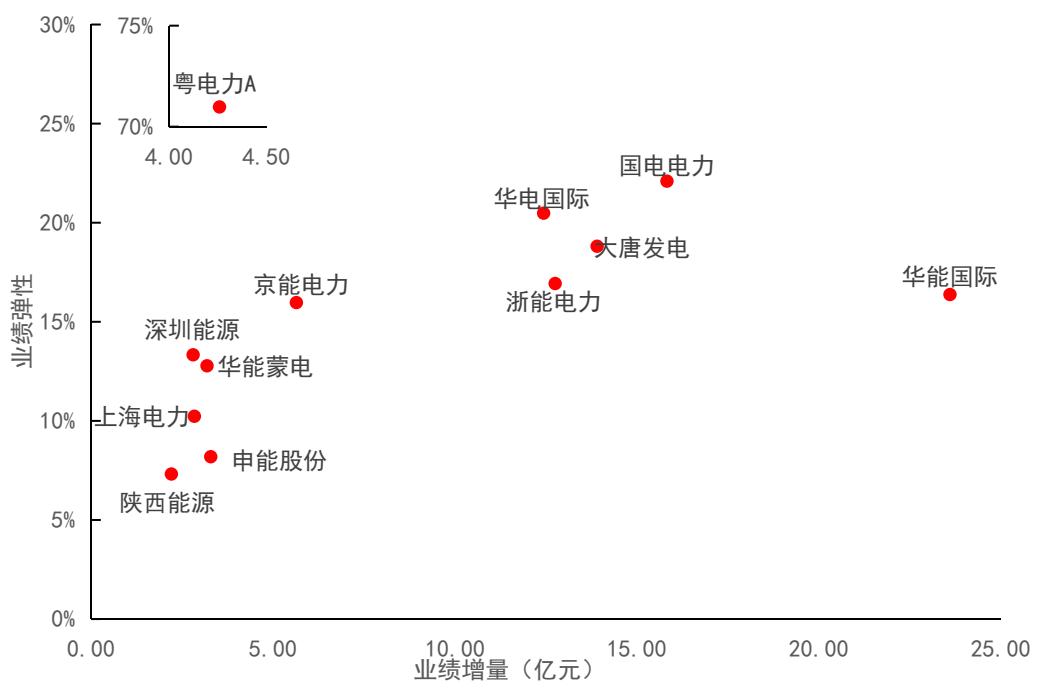
- 我们按照各火电公司2025年上网电量、所得税率以及少数股东损益占比情况测算电价上涨带来的业绩增量及对应的弹性。结果显示，粤电力A业绩对电价的弹性领先，电价上涨1分，业绩增幅达到71%，主要是因为公司业绩受电价、煤价等因素压制较强，基数较低，反弹弹性较大；从业绩增量的绝对值来看，上网电量最多的华能国际和国电电力增长靠前，且华能国际因少数股东损益占比较低领先国电电力，电价上涨1分，业绩增量达到23.6亿元。

图26：各火电企业2025年经营情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图27：上网电价提高1分，各火电企业业绩增量和弹性



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

火电：电价反转，价值重估

- 从装机地域分布来看，广东省电价弹性较大（粤电力A、深圳能源），浙江省现货电价上涨趋势明显，用电量增速较高（浙能电力）

主要火电公司业绩及经营情况

股票代码	股票名称	2025年地区营收占比			2025年地区上网电量占比		
600011.SH	华能国际				山东 16.3%	江苏 9.5%	浙江 8.1%
600795.SH	国电电力	华东 63.5%		华北 16.7%	江苏 17.0%	浙江 15.0%	安徽 12.1%
600027.SH	华电国际	山东 26.2%	江苏 17.5%	广东 9.0%			
601991.SH	大唐发电	华北 37.9%	广东 13.2%	东北 10.6%	河北 15.4%	广东 13.4%	内蒙古 11.2%
600023.SH	浙能电力					浙江 90.7%	
000539.SZ	粤电力A		广东 96.8%				
600578.SH	京能电力	华北 51.2%	内蒙古 30.5%	西北 6.7%	京津唐电网 44.2%	蒙西电网 30.4%	山西电网 8.6%
001286.SZ	陕西能源	西北 60.0%	华中 15.7%	华北 14.6%			
000027.SZ	深圳能源		广东 65.2%			广东 57.1%	
600021.SH	上海电力	上海 33.4%	江苏 29.6%	安徽 8.4%	江苏 36.7%*	上海 35.9%*	安徽 12.4%*
600642.SH	申能股份	华东 85.4%		西北 8.1%	上海 51.2%	安徽 25.0%	宁夏 6.6%
600863.SH	华能蒙电	蒙西电网 57.9%		华北电网 37.9%	蒙西电网 58.3%		华北电网 41.4%

资料来源：Wind，公司公告，国信证券经济研究所整理和测算

*：剔除公司海外上网电量

仅供内部参考，请勿外传

火电：电价反转，价值重估

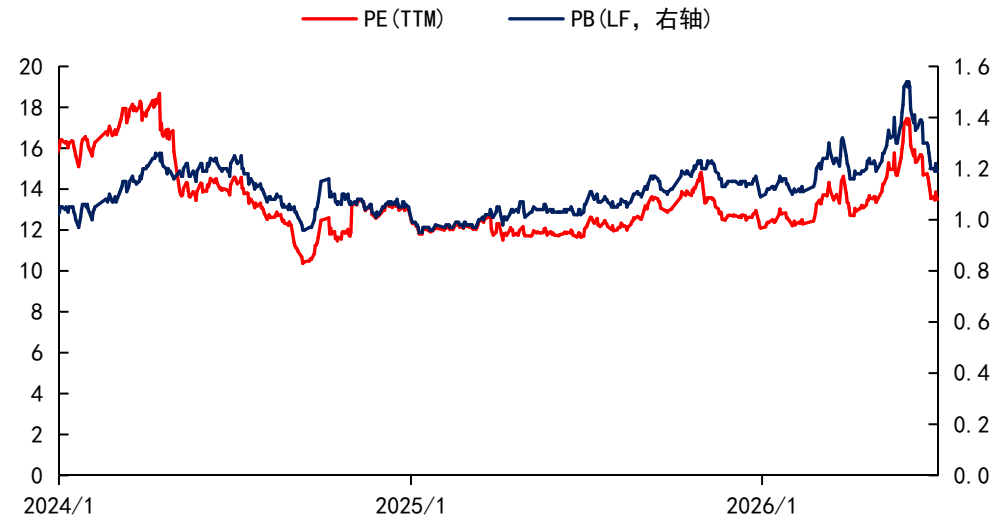
- 2026年上半年，火电行业经历先大涨后回调行情。其中5月在电算协同、电价上涨和厄尔尼诺预期下，火电行情涨幅最大，月涨幅达到23.9%；但6月南方进入持续梅雨，高温前置预期落空，月度电价有所回落，叠加科技行情热度高昂，市场情绪青睐成长行业，火电获利盘兑现，导致6月火电指数大幅回调。截至7月2日收盘，申万火电指数年内涨幅13.6%，跑赢沪深300指数11.6pct，但5月涨幅已经基本抹平，指数回撤至4月底水平，上涨空间充分。截至2026年7月3日，申万火电指数PE（TTM）为13.5倍，位于近五年35.7%分位；PB(LF)为1.2倍，位于近五年83.5%分位。

图28：2024年至今火力发电指数年内涨幅



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图29：2024年至今火力发电指数PE(TTM)和PB(LF)情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

请务必阅读正文之后的免责声明及其项下所有内容

仅供内部参考，请勿外传

水电：南北多雨，来水偏丰，业绩高增

- 2026年一季度尚未确认厄尔尼诺事件，多家水电公司上网电量已实现双位数增长，申万三级行业水电板块合计营业总收入为436.51亿元，同比增加4.4%；合计归母净利润为132.92亿元，同比增加17.2%。预计在厄尔尼诺事件等因素作用下，今年水电板块来水情况明显偏丰，带动业绩增长。根据国家气候中心预测，今年夏季东部地区有南北两条多雨带，长江以南的华东南部、华中南部、华南降水偏多，而长江中游、江汉、西南地区东北部降水偏少；受厄尔尼诺和其他信号的共同影响，北方多雨区主要位于东北大部和华北中东部。因此，西南、南方等区域水电来水情况有望进一步改善。

主要水电公司业绩及经营情况

股票代码	股票名称	收盘价	总市值（亿元）	营业收入（亿元）		归母净利润（亿元）		上网电量（亿kWh）			上网电价（元/MWh）		装机容量（万kW）	
				2025	2026Q1	2025	2026Q1	2025	2026Q1	Q1同比	2025	2026Q1	总装机	水电
600900.SH	长江电力	28.28	6920	862.4	181.1	345.0	67.6	3071.9	618.3	+7.2%	280.3		7179.5	7179.5
600025.SH	华能水电	9.86	1837	266.0	57.6	85.0	15.4	1258.6	237.5	+12.5%	210.6		3420.8	2811.6
600886.SH	国投电力	14.03	1123	530.1	125.1	73.9	21.2	1542.1	370.5	-2.8%	355.0	354	4719.6	2130.5
600236.SH	桂冠电力	9.90	780	103.9	26.6	32.8	8.6	455.6	111.0	+49.1%	226.6		1503.0	1024.0
600292.SH	电投水电	14.66	642	121.5	24.8	5.3	3.9	217.6			263.4		912.7	586
000883.SZ	湖北能源	4.98	353	174.7	43.9	19.1	5.1	409.2	111.7	+12.0%	385.0		1927.7	465.7
002039.SZ	黔源电力	21.09	90	32.9	4.7	6.0	0.9	120.4	17.2	17.8%	272.0		397.3	323.4
600995.SH	南网储能	13.40	428	73.8	18.5	16.9	4.5	125.5	23.7	+29.9%	185.0	185	1536.4	203
600116.SH	三峡水利	6.27	120	101.7	25.9	4.4	0.3	23.4	3.1	+13.9%	285.9	283.7	215	74.6

资料来源：Wind，公司公告，国信证券经济研究所整理和测算

注：部分未直接公示的数据通过测算获取

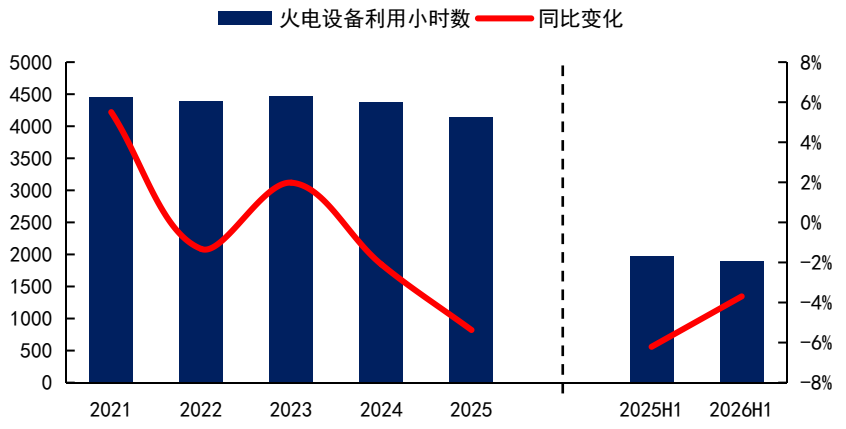
仅供内部参考，请勿外传

电量整体宽松，来水大增，可能继续挤压火电发电空间

- 近年来我国风电、光伏装机容量快速增长，电源结构大幅调整，叠加为了匹配新能源高比例并网对电网造成的波动，发挥火电“压舱石”作用，火电装机也有所增加，我国发电能力增速高于用电需求增速。而由于火电边际成本相对新能源边际成本较高，且存在碳排放等问题，在电力系统重逐步转型为保障性与调节性电源，同时发电空间受到一定挤压，火电设备利用小时数持续下降。2025年我国火电设备利用小时数为4146小时，同比减少42.8小时。

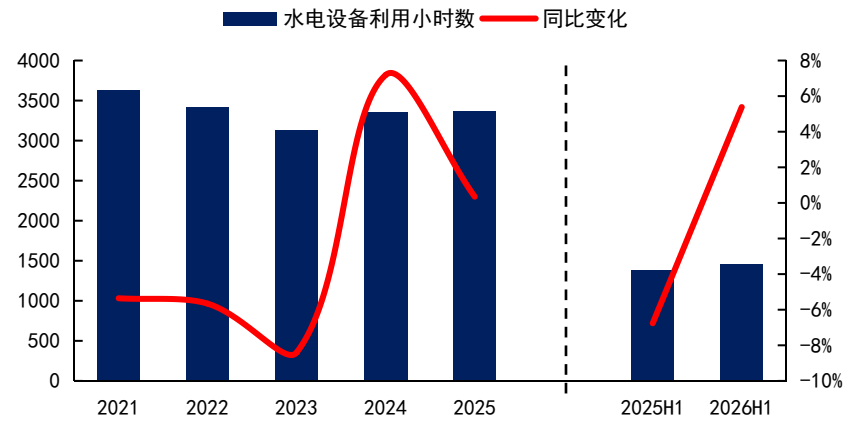
- 本次厄尔尼诺事件中，我国多地降水明显增加，长江流域来水情况显著转好，年初至8月9日三峡日平均入库流量为12331.4立方米/秒，较上年同期提高19.0%；葛洲坝日平均出库流量为13457.6立方米/秒，较上年同期提高39.1%。来水偏丰带动全国水电利用小时数提高，2026年1-6月我国水电设备平均利用小时数为1451.6小时，较上年同期增加74.1小时，同时火电发电空间受到挤压，1-6月全国火电设备平均利用小时数为1895.1小时，较上年同期减少72.7小时。随着厄尔尼诺事件确认，水电大发可能继续挤压火电发电空间，抢夺用电量增量。

图30：我国火电设备利用小时数



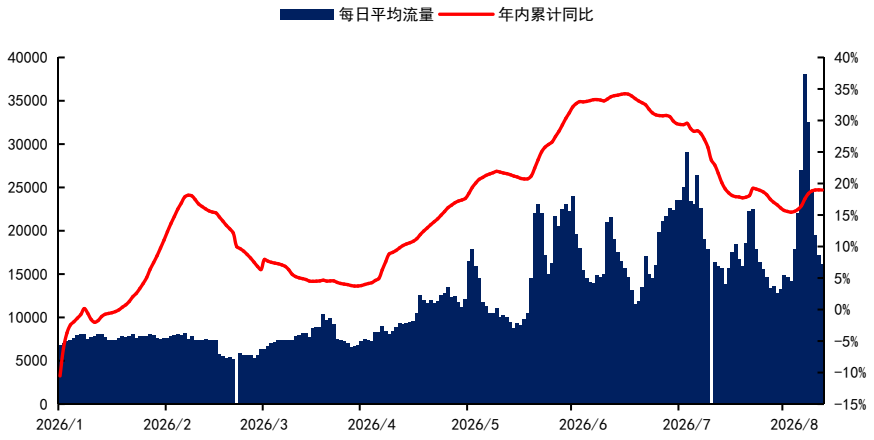
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图31：我国火电设备利用小时数



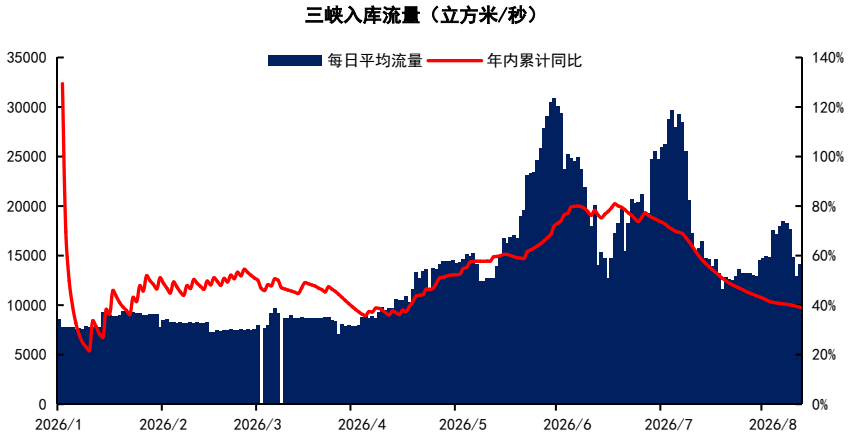
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图32：三峡日平均流量（入库，立方米/秒）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图33：葛洲坝日平均流量（出库，立方米/秒）



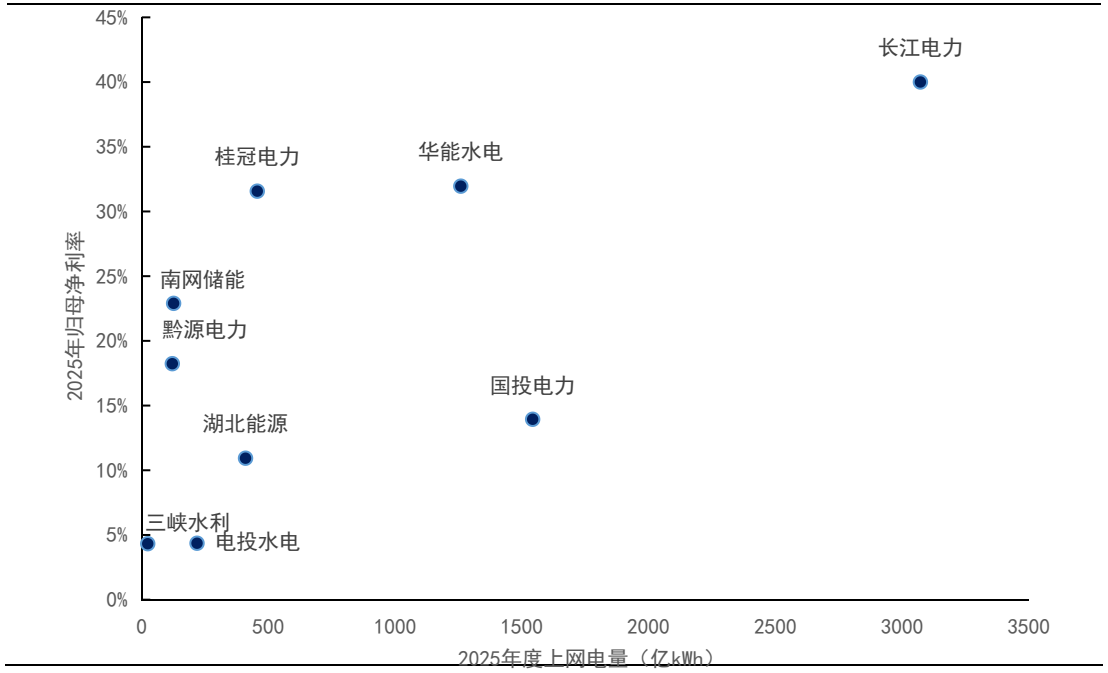
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

水电：南北多雨，来水偏丰，业绩高增

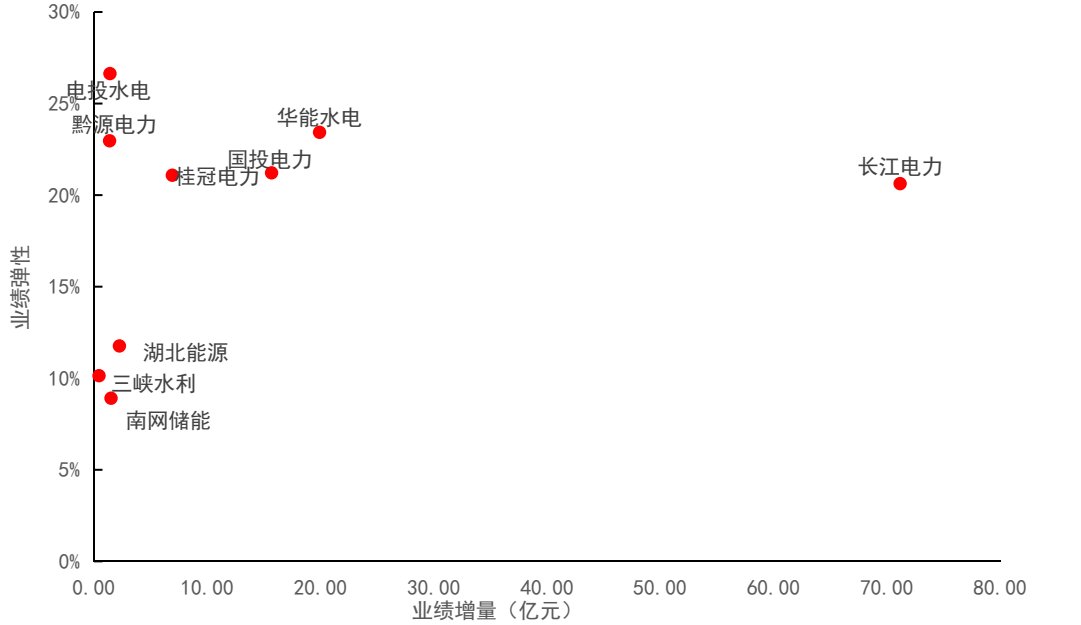
- 我们按照各水电公司2025年上网电量及公示上网电价、所得税率以及少数股东损益占比情况测算水电电量增加10%带来的业绩增量及对应的弹性。结果显示，水电发电量增长10%水电龙头长江电力、华能水电业绩弹性分别达到20.6%、23.4%；电投水电业绩弹性较高主要系上一年年内完成资产注入，业绩基数较小所致；湖北能源、三峡水利和南网储能水电业绩占比低于其他公司导致弹性偏低，不过三峡水利具备发配售一体化属性，水电电量增加将提高配售电业务自发电比例，减少外购电成本，带动业绩弹性大于纯水电增利。

图34：各水电企业2025年经营情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图35：来水增加10%，各水电企业业绩增量和弹性



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

新能源转向高质量发展，资本开支规模收缩，自由现金流转好

- 2025年以来，新能源项目收益率下行趋势下，多家新能源企业收缩新能源投资规模，进入新能源高质量发展阶段。据北极星太阳能光伏网统计，以“五大六小”为代表的能源央企新设新能源企业数量显著放缓，2024年“五大六小”发电集团旗下新成立的新能源公司数量约为1590家，而2025年仅为850家。此外，多家能源集团挂牌出让旗下新能源资产，据北极星不完全统计，2025年以来，在多地产权交易所挂牌转让的新能源公司逾百家，其中央企、国企等国资背景占比高达九成。
- 新能源企业主动放缓增速的形势下，企业资本开支规模收缩，自由现金流情况有所好转。2026年一季度，新能源发电运营指数（003306.CJ剔除天龙退）21家新能源企业购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金合计287.9亿元，较上年同期减少16.9%，其中新能源发电龙头华电新能同比略增4.7%，三峡能源和龙源电力分别下降32.7%、32.1%。虽然在电价下行、发电量大增的综合影响下，行业经营性现金净流量合计164.6亿元，同比减少2.7%，但资本开支减少后整体现金流情况转好，2026年一季度自由现金流量合计净流出123.5亿元，较上年同期大幅减少65.3%。

表：主要新能源公司2026年一季度现金流情况

股票代码	股票名称	收盘价	总市值（亿元）	经营性现金净流量（亿元）		投资性现金净流量（亿元）		其中：构建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金（亿元）			企业自由现金流	
				2025Q1	2026Q1	2025Q1	2026Q1	2025Q1	2026Q1	同比	2025Q1	2026Q1
600930.SH	华电新能	4.67	1,948	56.4	59.4	-154.5	-158.2	146.8	153.6	+4.7%	-175.6	-181.1
001289.SZ	龙源电力	15.57	1,302	27.0	28.5	-52.1	-34.5	51.6	35.0	-32.1%	33.5	183.5
600905.SH	三峡能源	3.73	1,066	41.4	38.8	-59.2	-44.5	70.2	47.2	-32.7%	-109.1	-48.7
002015.SZ	协鑫能科	14.08	229	3.9	5.2	-8.1	-5.5	9.2	10.0	+9.4%	-14.4	-8.9
601016.SH	节能风电	3.32	217	7.5	6.0	-7.0	-6.9	6.9	7.8	+12.8%	-11.3	-11.4
000591.SZ	太阳能	4.26	166	0.0	0.2	-9.1	-6.7	8.9	6.1	-31.9%	-15.7	-12.9
600032.SH	浙江新能	6.49	156	4.5	3.7	-6.9	-1.9	6.7	1.7	-74.2%	-12.3	-10.1
000537.SZ	绿发电力	6.97	143	5.8	5.2	-23.7	-6.1	23.7	6.1	-74.1%	-26.1	-1.5
601778.SH	晶科科技	3.79	141	12.0	1.7	-4.4	-4.2	5.2	4.5	-13.6%	2.5	-8.3
601619.SH	嘉泽新能	4.11	120	2.9	2.7	-2.0	-4.0	2.2	3.4	+58.1%	-3.4	-5.2

资料来源：Wind，公司公告，国信证券经济研究所整理和测算

仅供内部参考，请勿外传

核电：可持续发展电价机制有望普及，密集投产期已至

- 2026年3月23日，辽宁省发改委印发《关于2026年辽宁省核电机组参与电力市场化交易有关事项的通知》，提出通过建立核电可持续发展价格结算机制，推动核电机组平稳入市。核电参与市场交易后，在市场外建立差价结算机制，差价结算费用暂纳入系统运行费用，由全体工商业用户分摊。2026年核将21小时时段的80%上网电量纳入机制，其余3小时时段的上网电量不纳入机制（1-3月暂定为每日2-5点）。机制电价按现行计划电价执行，纳入机制后平均机制电价0.3798元/kWh（含税），核电机制电量差价电费=月度机制电量×（机制电价-市场交易均价）。根据广西能源局、发改委关于广西核电参与电力市场化交易实施方案等有关要求，自2026年1月起，核电执行差价合约机制，其差价合约费用纳入系统运行费用分摊或分享。新电价机制下，核电纳入机制的电量有望获得稳定上网电价，避免核电盈利性受市场化电价波动影响过大。核电项目运营成本相对稳定，电价机制落地期望下，核电盈利中枢有望趋稳，核电项目有望迎来价值重估。

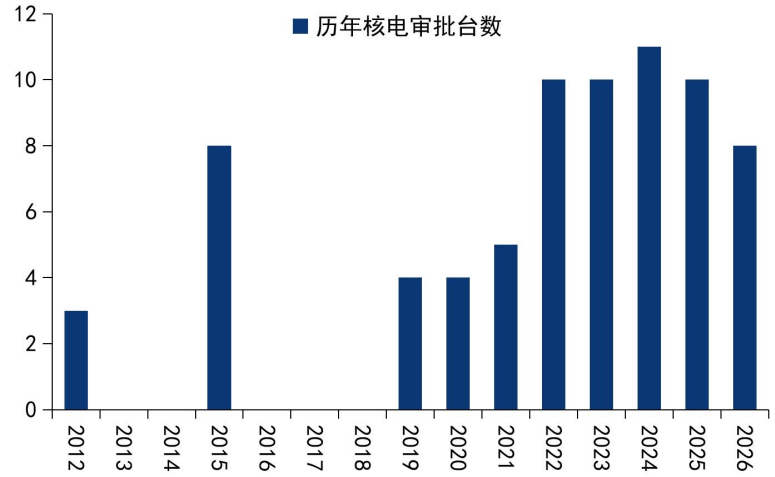
- 2026年7月31日，李强主持召开国务院常务会议，核准8台核电机组。预计“十六五”期间有望保持每年8-10台的核准水平。目前，前期核准的核电机组已进入密集投产期，核电公司进入装机成长期。根据各公司在建机组情况，预计2026-2028年中国核电新增投产2/4/2台机组，中国广核新增投产3/2/1台机组，电投产融新增投产0/1/1台机组。

表：核电上市公司在建、在运装机情况及上网电价

股票代码	股票名称	收盘价	总市值（亿元）	控股在运核电装机（万千瓦）	控股在建核电装机（万千瓦）	2025年核电上网电价（元/MWh）
601985.SH	中国核电	8.83	1816	2621.2	2067.5	393.7
003816.SZ	中国广核	3.96	1832	3183.8	2422.2	380.31
000958.SZ	电投产融	5.53	1013	250	500	389.92

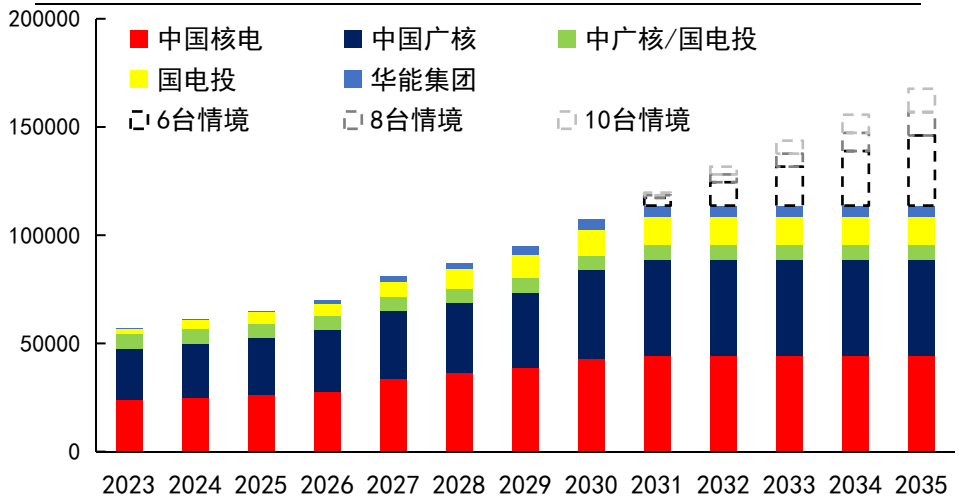
资料来源：Wind，公司公告，国信证券经济研究所整理和测算 注：红沿河核电计入中广核

图36：我国历年核准核电机组数量



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图37：我国历年核准核电机组数量



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

风险提示

- 一、政策变化风险：若政策推进不及预期或政策方向发生变化，将会影响我国可再生能源发展目标实现，影响国内能源结构低碳化转型进程。
- 二、项目建设投运不及预期：可再生能源项目建设进程可能会受电力体制改革、电力市场建设、电网消纳能力等因素影响，若项目建设和投运的进展不及预期，可能会在一定程度上影响可再生能源发展目标的完成。
- 三、电价下调：电价对可再生能源项目收益率具有重要影响，若未来风管新能源参与市场化交易或由电力市场变化，使得电价出现下调，将导致可再生能源项目收益率有所下降，从而可能会影响可再生能源项目的投资建设进展，对可再生能源发展带来影响
- 四、宏观经济增速下行：能源消费与宏观经济发展有相关性，若未来宏观经济增速下行，将会导致能源消费量增速有所下降，能源需求下降引起供需结构变化，可能会对能源结构转型发展带来影响。

仅供内部参考，请勿外传

免责声明

国信证券 GUOSEN SECURITIES

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

分析师承诺

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

重要声明

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

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

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

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

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

仅供内部参考，请勿外传

国信证券
GUOSEN SECURITIES

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路125号国信金融大厦36层

邮编：518046　　总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路1199弄证大五道口广场1号楼12楼

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街6号国信证券9层

邮编：100032