

电力行业培训框架汇报

分析师：张君昊（SAC执业编号S1130524070001）

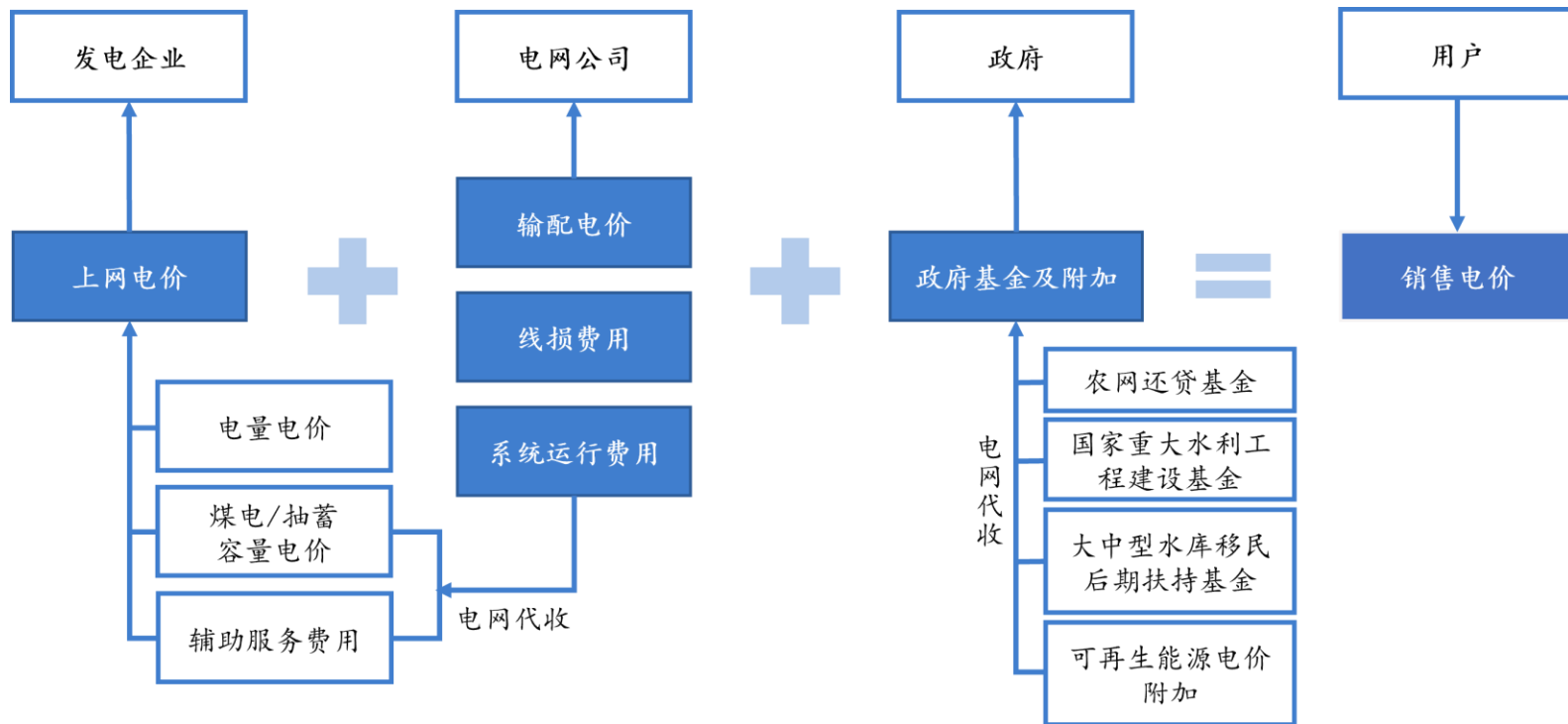
唐执敬（SAC执业编号S1130525020002）

联系人：汪知瑶（S1130123070110）

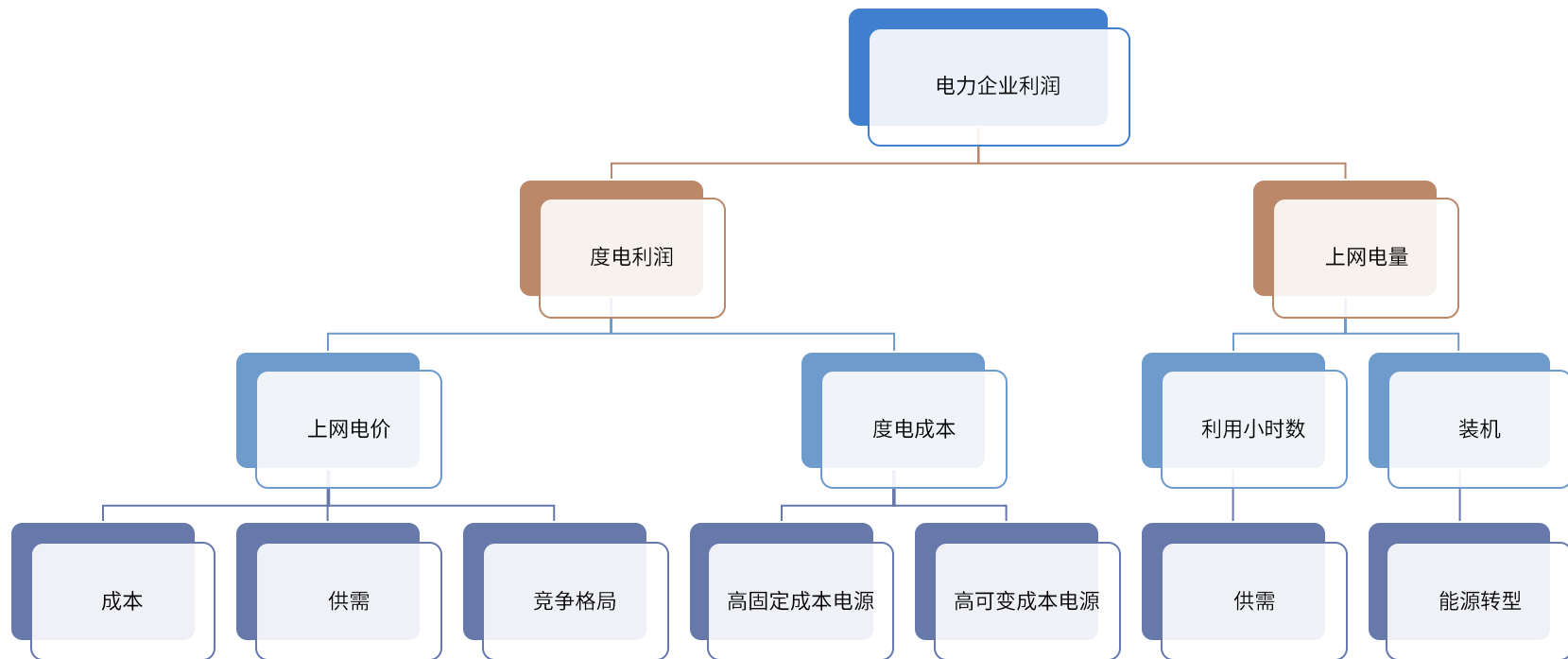
2025年3月29日

- 1、电力公司研究框架：商业模式、核心跟踪指标
- 2、电力行业研究框架：供需平衡模型
- 3、电力细分赛道研究框架：
 - (1) 火电：短期跟踪燃煤成本、长期关注收益结构转型
 - (2) 水电：短期跟踪来水、长期关注稳定盈利/分红
 - (3) 核电：短期跟踪装机、市场电价，长期关注CAPEX、度电盈利曲线、新技术
 - (4) 新能源：短期跟踪市场电价、长期关注绿色价值、风光资产间差异
- 4、未来展望：新型电力系统建设与电改

工商业用户终端销售电价构成

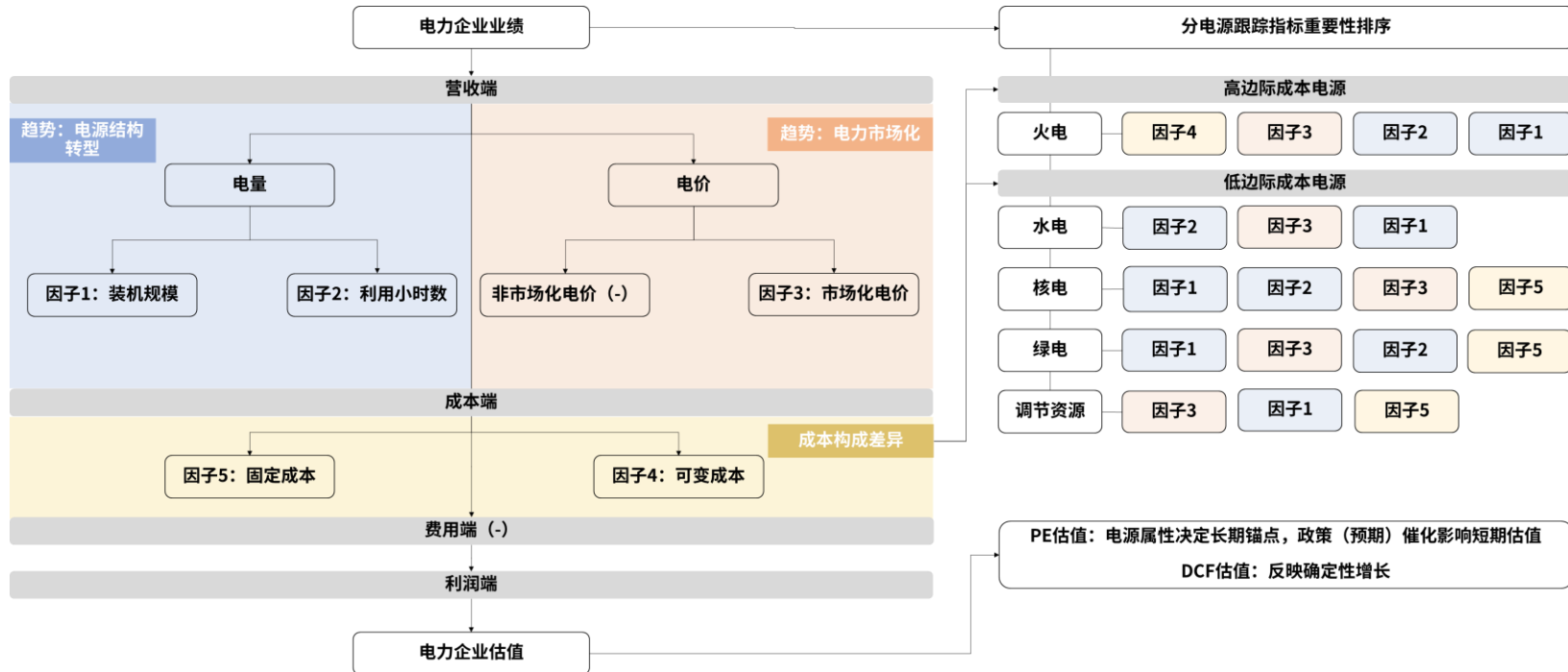


数据来源：国金证券研究所



数据来源：国金证券研究所

电源属性决定了核心跟踪指标排序有差异



数据来源：国金证券研究所

需求端：新兴高耗能用电增量不可忽视

❑ 以电新产业链的“新三样”（动力电池、光伏组件、电动车）为代表的新兴高耗能领域 已成为用电量增长的重要驱动。

❑ 经过测算，我们预计2023年“新三样”的发展共新增耗电约1147亿千瓦时、增速约59%、对2023年工业用电量的新增贡献率达30%；若假设24年各行业用电全年增速与1-9M24或1-10M24保持一致，则预计2024年“新三样”共新增耗电约910亿千瓦时、增速约29%、对2024年工业用电量的新增贡献率达25%。

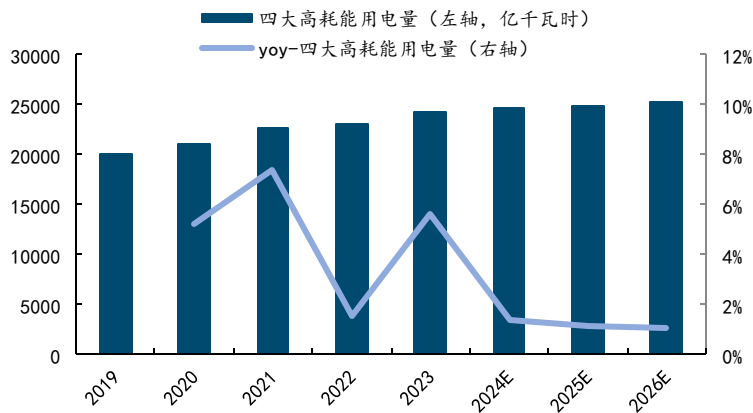
资料来源：富临精工公司公告、《锂离子电池正极材料单位产品能源消耗限额及计算方法》、北极星储能网、中证网、《川发改环资函〔2023〕218号》、《Energyconsumption of current and future production of lithiumion and postlithiumion battery cells》、阳光工匠光伏网公众号、《锂离子电池正极材料单位产品能源消耗限额及计算方法》、SMM、金融界、国际铝协、东方财富网、BT财经、中国矿山设备网、中国钢铁新闻网、ifind、国金证券研究所

| 新能源产业链环节 | 该环节产量 | 用电量测算依据 | 用电量测算结果 |
|----------|---|---|---|
| 动力和储能电池 | 磷酸铁锂电池 1-10M23产量 416.5GWh、 1-10M24产量 620.5GWh | ① 耗材部分：已知生产1MWh磷酸铁锂电池消耗磷酸铁锂正极材料2.5吨、石墨1.4吨、电解液1.4吨；生产磷酸铁锂电池正极产品耗电5600千瓦时/吨；生产石墨耗电14000千瓦时/吨；生产锂离子电池电解液耗电191千瓦时/吨； ② 生产环节：已知生产1kW·h锂离子电池耗电30-55千瓦时 | 1-10M23耗电314.57亿千瓦时、1-10M24耗电468.65亿千瓦时 |
| | 三元材料电池 1-10M23产量 193.3GWh、 1-10M24产量 225.2GWh | ① 耗材部分：已知生产1MWh三元锂电池消耗三元正极材料1.65吨、石墨1.094吨、电解液0.85吨；生产三元材料电池正极产品耗电10500千瓦时/吨；生产石墨耗电14000千瓦时/吨；生产锂离子电池电解液耗电191千瓦时/吨； ② 生产环节：生产1kW·h锂离子电池耗电30-55千瓦时 | 1-10M23耗电145.56亿千瓦时、1-10M24耗电169.58亿千瓦时 |
| 光伏组件 | 光伏电池 1-9M23产量 153.7GWh、1-9M24产量 191.2GWh | 已知从石英矿（硅材料）到光伏组件直接能耗为0.4度/瓦 | 1-9M23耗电1537.2亿千瓦时、1-9M24耗电1912.4亿千瓦时 |
| 新能源车 | 整车制造环节 新能源汽车产量 1-10M23有699.8万辆、 1-10M24有990万辆 | 已知新能源车制造用电量2023年413949万千瓦时，按比例测算则1-10M23、1-10M24分别耗电306769、433982万千瓦时 | 1-10M23耗电30.7亿千瓦时、1-10M24耗电43.4亿千瓦时 |
| | 耗材环节 新能源汽车产量 1-10M23有699.8万辆、 1-10M24有990万辆；充电桩数量1-10M23有252.5万个、1-10M24有339万个 | ① 耗材部分：1) 用铜量：已知纯电动车耗铜83kg/辆、混合动力车60kg/辆、交流充电桩4kg/个、直流充电桩70kg/个，根据ifind披露混合动力和纯电动车销量以及直流交流充电桩数量加权平均得出1-10M23年单车用铜量76.3kg、单台充电桩用铜32.8kg，1-10M24年单车用铜量73.8kg、单台充电桩用铜33.1kg；2) 用铝量：已知充电桩耗铝2kg/个，2020年纯电动耗铝157.9kg/辆、混合动力耗铝198.1kg/辆，同1)方法加权平均得出单车耗铝165.28kg；3) 用铜量：已知新能源车单车用铜1.5-2吨，取平均值1750kg ② 单位耗材耗电：已知生产铜耗电为1.05度/kg；根据ifind披露生产钢材和铝用电量及钢材、铝产量相除得出2023年铜耗电0.44度/kg、铝14.02度/kg，2024年受数据披露限制、沿用2023年单位耗电量 | 1-10M23耗电232.3亿千瓦时、1-10M24耗电328.6亿千瓦时 |
| 合计 | | 假设24年全年增速与1-9M24/1-10M24保持一致 | 预计24年合计用电量增长约910亿度 |

需求端：24-26年用电需求模型主要结论

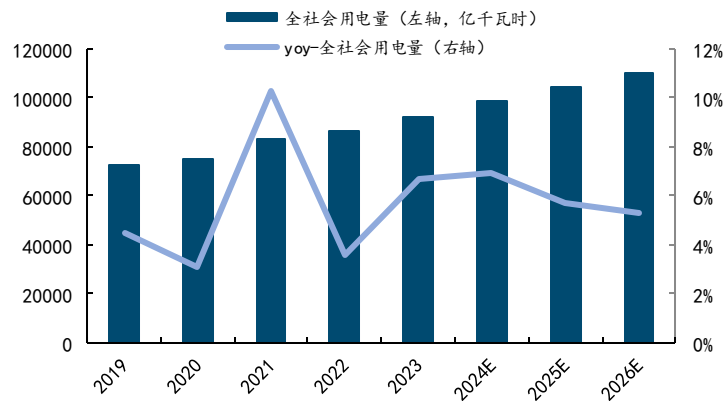
- 据此测算，四大高耗能24-26年用电量增速2.3%、2.2%、1.8%，二产用电量增速5.6%、3.7%、3.4%。
- ✓ 虽然地产产业链相关需求下滑，但电新产业链、汽车制造等行业的快速发展对上游高耗能材料的需求支撑高耗能用电继续稳健增长。
- 综上，预测全社会用电量24-26年同比增速为7.0%、5.7%、5.3%。

四大高耗能用预测结果



资料来源：ifind、国金证券研究所

全社会用电量预测结果

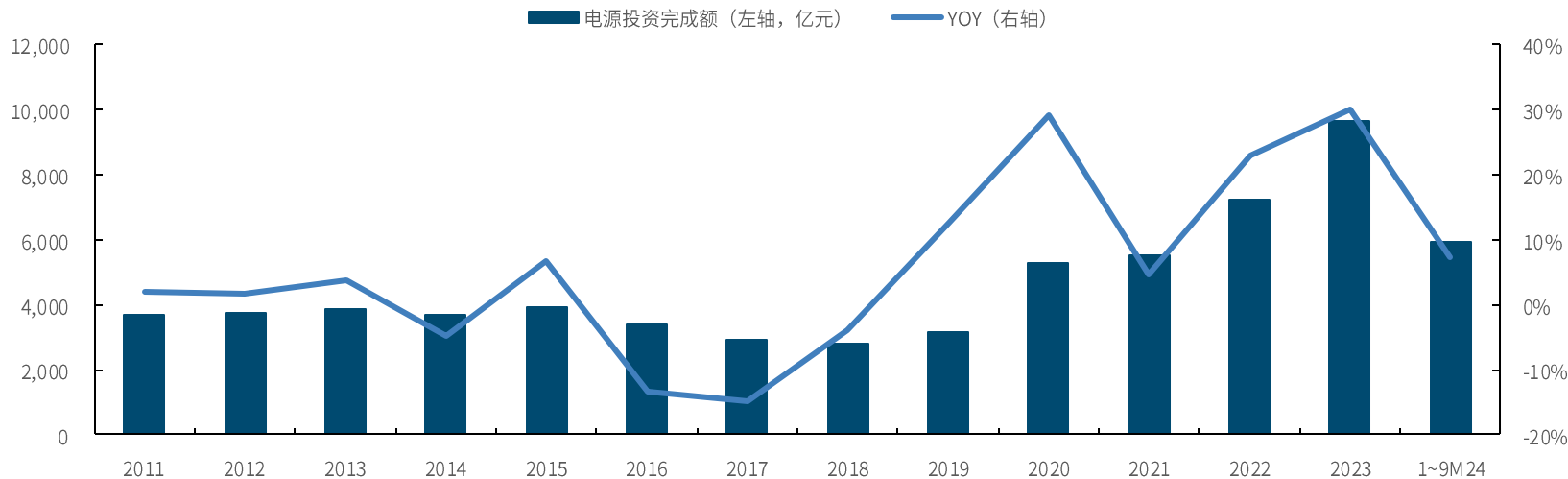


资料来源：ifind、国金证券研究所

供应端：“十四五”以来电源工程的高投资将转化为实物落地

- 在国家能源转型的“双碳”目标以及地方电力保供的责任驱动下，2020~2023年，我国电源投资完成额年均负荷增速高达约32.5%。高投资即将转化为实物量落地，各电源类型装机容量均将迎来增长。

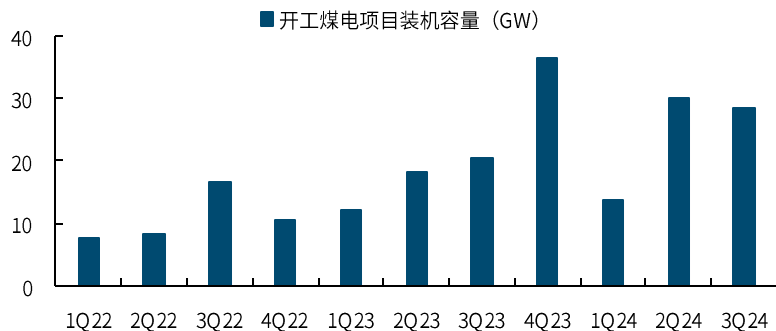
2020~2023年，电源工程投资完成额年均复合增速达32.5%



资料来源：ifind、国金证券研究所

- 2022年, 国家有关部门提出煤电“3个8000万”目标, 即“2022、2023年煤电各开工8000万千瓦、两年投产8000万千瓦”。然而根据我们统计的火电项目开工信息, 2022年火电项目实际开工量不及预期。
- ✓ 3Q22电力行业在“缺电”背景下迎来一次“保供”社会责任驱使下的煤电项目开工小高峰, 但4Q22市场煤价仍然居高不下导致行业经营承压、火电企业主观建设积极性不足, 开工量回落。2023年年初以来市场煤价持续回落, 带来火电企业对于煤电项目的短期投资收益预期改善。2Q23市场煤价加速下行后开工量出现年内第一次显著提升, 且3Q23开工量稳中有升。11M23《关于建立煤电容量电价机制的通知》出台, 设立了能够体现煤电对电力系统的支撑调节价值的价格机制, 增强了火电企业对于投资建设煤电项目回收合理回报的长期信心, 4Q23煤电开工节奏年内第二次提速。

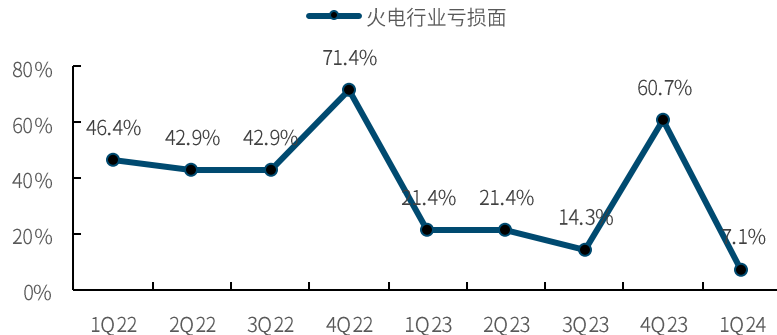
市场煤价回落+容量电价机制出台, 4Q23迎来煤电项目开工潮



资料来源: 北极星、国金证券研究所

2025年3月29日

进入2023年以后市场煤价回落, 火电行业亏损面大幅收窄

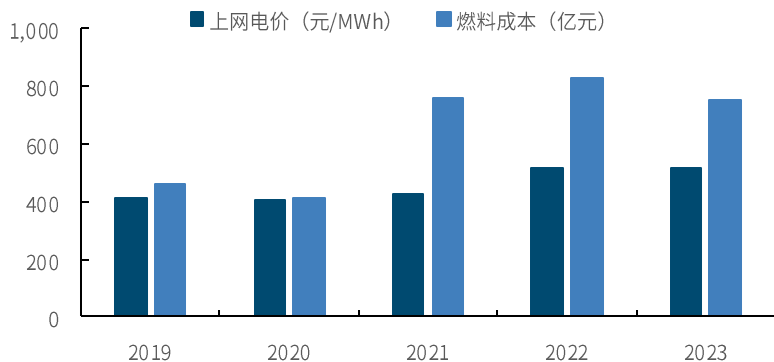


资料来源: Ifind、国金证券研究所

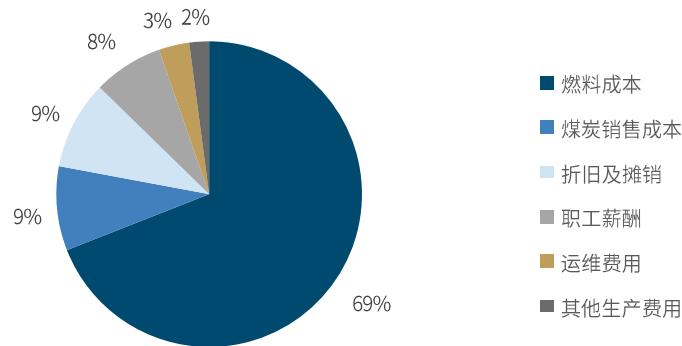
短期：电价和燃料价格是火电主要业绩催化剂

- 固定成本低而变动成本高，燃料成本占比七成以上。
- ✓ 以华电国际为例，2023年燃料成本占火电业务营业成本的约87%。
- 电价和燃料价格是火电业绩的主要催化剂。传统电力系统中，电厂发电量以“计划”方式核定。即便是电力市场化改革后，燃煤电量市场化交易比例大幅提升，但中长期电量占比仍然较高。煤炭、天然气价格市场化程度高，因此火电企业在煤价上涨时仍然存在成本传导不畅的问题、业绩弹性主要来自燃料成本波动。

以华电国际为例，上网电价波动幅度远小于单位燃料成本波动幅度



以华电国际为例，2023年各类费用占比情况 (%)



数据来源：华电国际公司公告、国金证券研究所

短期：燃料成本分析

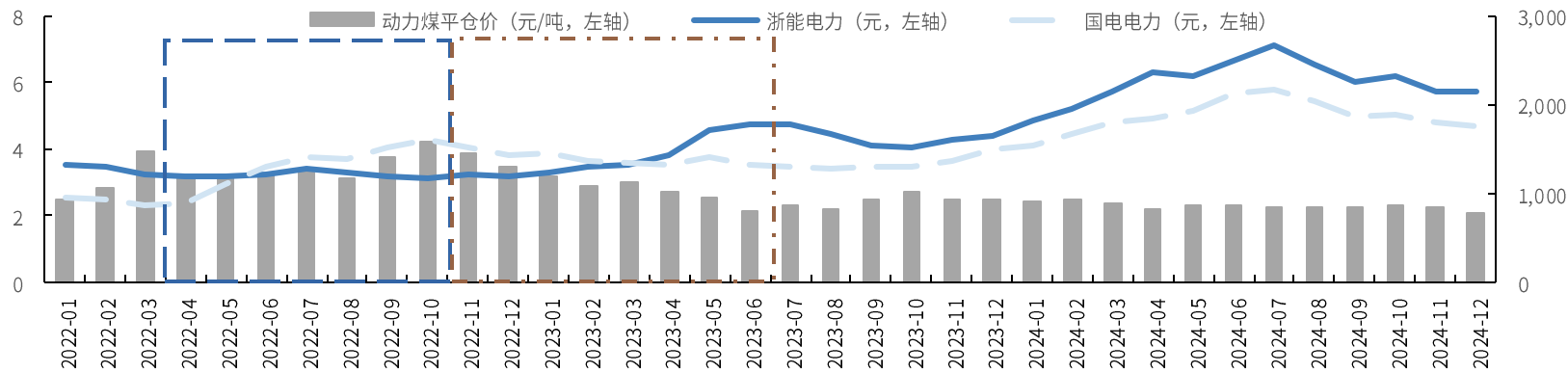
□ 行业 β ：供需格局、行业政策等

□ 公司 α ：用煤结构

➢ 煤电一体（煤价上行周期），如国电电力

➢ 现货为主（煤价下行周期），如浙能电力

煤价上行周期，煤电联营企业表现更佳；煤价下行周期，市场煤占比更高的火电企业表现更加



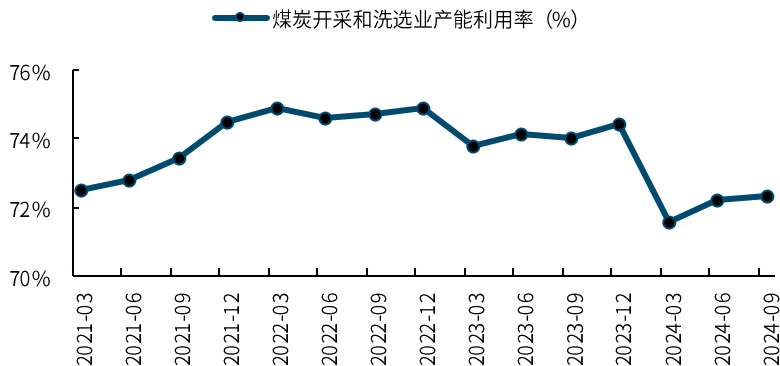
数据来源：iFind、CCTD、国金证券研究所

短期：预计25年市场煤价中枢继续下移，年均价750~770元/吨

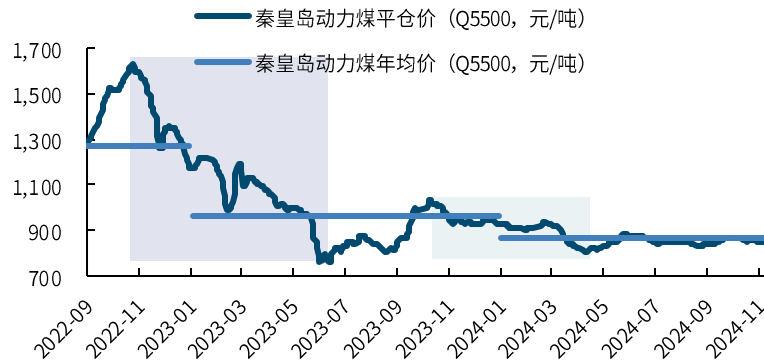
□ 煤价：25年市场煤价中枢继续下移，预计全年煤价中枢在750~770元/吨区间。

- ✓ 增产保供政策指引下，4Q21以来存量煤矿产能核增、露天煤矿临时用地批复持续推进；到2023年，我国煤炭供应自主保障能力已显著提升。而2015年供给侧改革后，煤炭行业竞争格局大幅改善，叠加安监趋严常态化影响，1~3Q24煤炭开采和洗选行业产能利用率较22、23年同期明显下降，但1~9M24原煤累计产量仍然增长了0.9%。
- ✓ 历史上看，11月煤价高点及次年淡季煤价低点决定次年煤价中枢。2021年以来，由于动力煤供需格局持续偏紧，贸易商倾向于提前博弈下游冬储补库需求导致迎峰度冬市场煤价高点前移。若考虑24年10月动力煤市场价上行至865元/吨后止涨，并考虑市场煤价低于长协价后，电煤长协履约或存在困难，预计25年煤价中枢约750~770元/吨。

1~3Q24煤炭开采和洗选行业产能利用率较过去2年同期显著下降



历史上看，11月煤价高点及次年淡季煤价低点决定次年煤价中枢



来源：ifind、国金证券研究所。

长期：现行燃煤基准价即2017年的煤电标杆上网电价

- 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》，明确从2020年1月1日起，取消煤电价格联动机制和燃煤发电标杆上网电价机制，改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，市场交易价格浮动范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%。基准价沿用当时的煤电标杆电价，而煤电标杆电价最后一次调价是在2017年。
- 煤电标杆电价核价时考虑了各地区煤炭价格差异及较先进机组的性能参数和单位造价，意义在于鼓励煤电厂进行造价成本和运营成本竞争。因基准价本身就内含了地区用煤成本差异，应着重关注区域性供需和行业竞争格局差异带来的电价浮动比例差异。

2004~2020年，煤电标杆电价共曾7次上调、4次下调

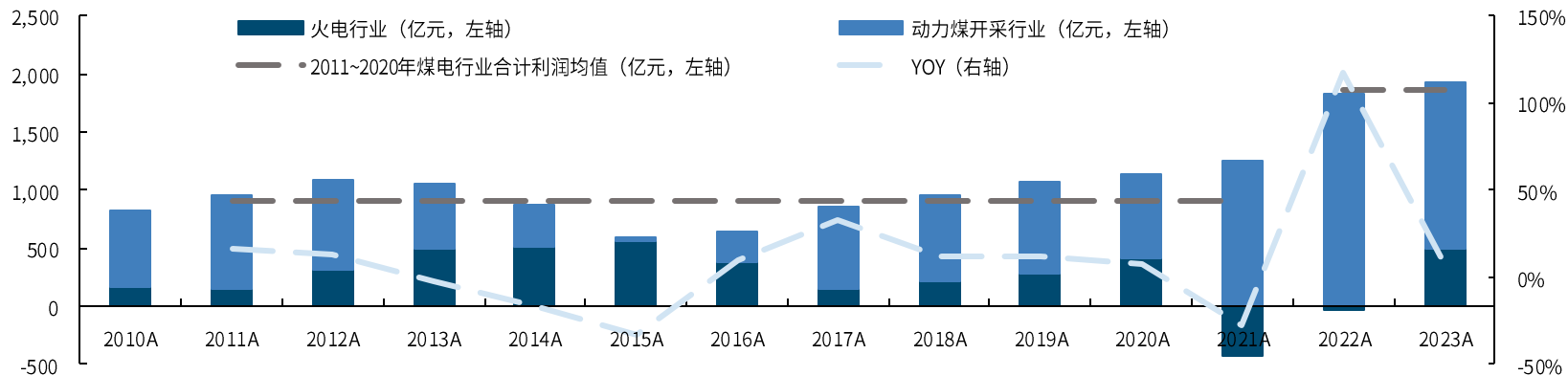


数据来源：各政府官网、国金证券研究所等

长期：电力市场化和煤电容量电价增强了电企成本疏导能力

- ❑ 煤电业绩是“计划电与市场煤”矛盾下对煤炭周期性的映射。电力作为民生必需品，其售价在我国长期受到严格管控；即便在“1439号文”出台后，燃煤发电量中长期电价的浮动区间也仅仅是放宽至上下不超过20%。反观上游，煤价虽也受行政干预，但波动范围明显宽于电价，由此导致煤电企业的业绩映射出煤炭的周期性。
- ❑ 平抑这种波动性的方法在于：从成本端控制煤价的波动性，以及在销售端将燃料成本的上涨向下疏导。
- ✓ 2023年，在“1439号文”规定的市场化交易电价范围的基础上出台煤电容量电价，为煤电企业成本疏导能力的改善提供了机制。

煤电行业历史利润和ROA回顾



数据来源：iFind、国金证券研究所

长期：市场化还原电力的商品属性，价格取决于成本和供需

- 电价：市场化还原电力的商品属性，价格取决于成本和供需。伴随电力市场化改革持续深化，适应火电定位转型的价格机制日渐完善。火电收入构成由单一电量电费转变为电量电费+容量电费+辅助服务费用，对应不同成本类型的合理收益回收。以山东电力现货市场为例，《山东电力市场规则（试行）》中提出为维护电力市场的有效性，市场运营机构负责对市场力行为进行识别和监管。当日前市场出清加权平均电价高于触发安全约束经济调度（SCED）事前监管机制的基准电价时，即触发事前监管条件。该基准电价基于发电主体出清结果及其核定成本报价计算，各台机组的核定成本报价为其核定发电成本（含税）叠加合理收益。在不同电力供需条件下，市场供需比与合理收益率 π_t 的变化关系如下表所示。
- ✓ 根据我们对于25年市场煤价中枢的判断，燃料成本下行所能覆盖的25年电量电价降幅约在3分/kWh。2025年各省区年度电价长协已出炉，上海、山东、湖北、河北、安徽等地降幅在2分/kWh以内。

山东电力现货市场中，不同供需条件下市场供需比与合理收益率 π_t 的变化关系

| 市场供需比 r_t | 未触发电力供需紧张条件时的合理收益率 $\pi_{t,DA}^B$ | 未触发电力供需紧张条件时的合理收益率 $\pi_{t,DA}^{UB}$ |
|-----------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| $r_t \leq 1.1$ | 2.0 | 2.5 |
| $1.15 \geq r_t > 1.1$ | 1.0 | 1.5 |
| $1.5 \geq r_t > 1.15$ | 0.5 | 0.5 |
| $r_t > 1.5$ | 0.2 | 0.2 |

基于2025年市场煤价中枢下降约50元/吨的假设，燃料成本下行对应的电量电价降幅约在1~2分/kWh

| | 2024 | 2025E |
|--------------|-------|-------|
| 供电煤耗 (g/kWh) | 305.8 | 306.8 |
| 市场煤价 (元/吨) | 860 | 780 |
| 市场煤占比 (%) | 100% | |
| 度电燃料成本 (元/吨) | 0.335 | 0.305 |

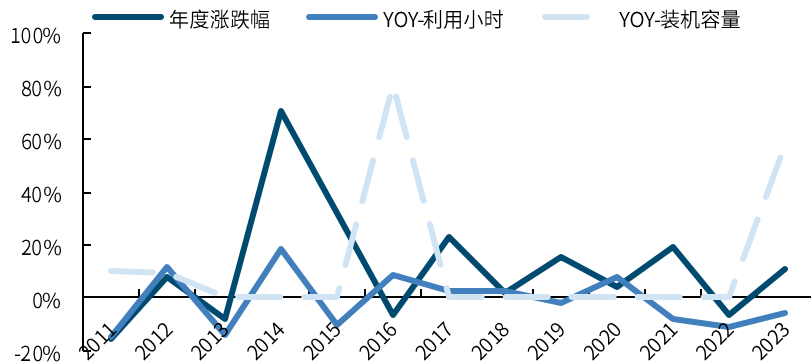
来源：ifind、《山东电力市场规则（试行）》、《山东电力市场参数（试行）》、国金证券研究所。

短期：水电业绩/股价表现受装机容量增长和电价上涨影响较大

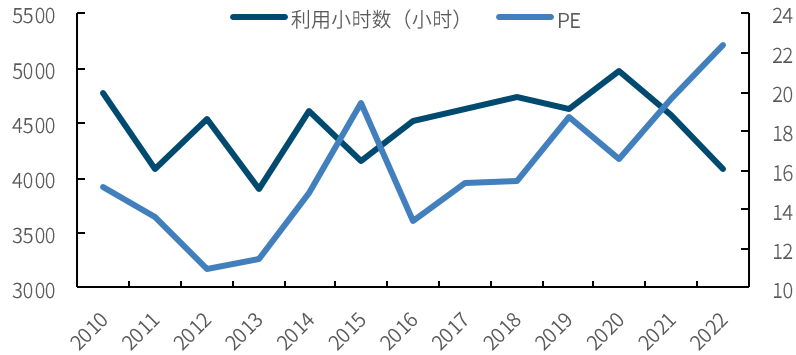
□ 电力业绩三要素来看：

- ✓ **成本：**水电成本以折旧和财务费用为主、稳定性较强。
- ✓ **发电量=装机容量x利用小时。**以长江电力为例，其股价主要受装机容量增长驱动；利用小时数反映短周期来水丰枯情况，但可以发现长江电力的股价/估值与利用小时数的相关性较弱，但与新机组投产预期和电价上涨预期关联性较强。
- ✓ **电价**因各电站发电量消纳方案所决定的定价机制而异。通常来讲，云川本地市场化电价<保障性收购电价<“网对网”西电东送倒推上网电价<“点对网”西电东送倒推上网电价。

2015年起，长江电力股价受短周期来水丰枯情况的影响减弱



2015年起，长江电力PE与利用小时数无明显相关性

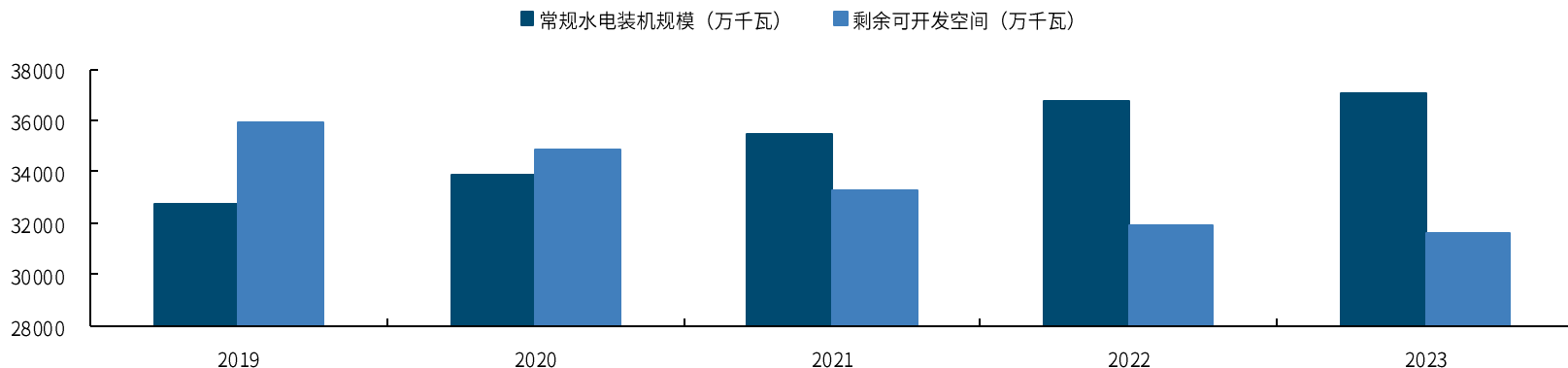


数据来源：iFind、国金证券研究所

长期：水能资源供应量有限，行业先发优势明显

- 中国水能资源经济可开发空间有限，目前水电开发率已过半。截至23年底，我国常规水电装机规模已达约3.7亿千瓦，占技术可开发容量（约6.9亿千瓦）的53.8%。剩余技术可开发水电资源主要集中在我国西部地区，尤其是青藏高原及其周边地区；而高海拔地区水电工程普遍面临地质条件复杂、施工条件恶劣、生态环境脆弱等制约性问题，常规开发模式借鉴价值有限，还需针对重点问题寻求水能发电方面的技术突破，使其满足经济性要求。

目前我国常规水电开发率已过半



数据来源：中电联、中国电力网、国金证券研究所

长期：开发前期投资成本巨大，规模经济效益显著

- 水电开发前期资金需求高，三峡水电站总投资额超2000亿；并且大型水电站建设周期约5-10年，期间现金流持续净流出，因此有较高的资金壁垒。
- 水电站规模经济效益显著。以长江电力的溪洛渡水电站和公司的糯扎渡水电站为例，基于总投资成本中约20%为机电设备购置和安装费，以18年为基准计提折旧；剩余80%包括永久性建筑工程、临时建筑工程和库区移民费等其他费用均计入挡水建筑物，以45年为基准计提折旧，计算得出溪洛渡水电站度电分摊的折旧成本较糯扎渡水电站低约48.8%。

水力发电具备显著的规模经济效益

| | 溪洛渡水电站 | 糯扎水电站 |
|---------------|-------------|--------|
| 设计多年平均发电量（亿度） | 571.2-640.6 | 239.12 |
| 装机容量（万千瓦） | 1260 | 585 |
| 总投资额（亿元） | 792 | 611 |
| 度电折旧成本（元/度） | 0.04 | 0.07 |

长期：中国大型水电基地开发权集中度较高

| 序号 | 水电基地名称 | 开发主体 | 规划装机容量 |
|----|--------------|-------------------------------------|--------|
| 1 | 金沙江水电基地 | 上游 华电集团 | 898 |
| | | 中游 汉能控股、华能水电、华电集团、大唐集团、云南能投 | 2096 |
| | | 下游 长江电力 | 4215 |
| 2 | 长江上游水电基地 | 长江电力、湖北能源 | 3211 |
| 3 | 雅砻江水电基地 | 国投电力、川投能源 | 2971 |
| 4 | 澜沧江水电基地 | 华能水电、国投电力（华能水电持有国投云南大朝山水电有限公司10%股权） | 2582 |
| 5 | 大渡河水电基地 | 上游 国能大渡河（国电电力）、中国电建 | 2552 |
| | | 中游 大唐国际、华电国际、华能集团、中旭投资 | |
| | | 下游 国能大渡河（国电电力）、中国电建 | |
| 6 | 怒江水电基地（尚无核准） | 云南华电怒江水电开发有限公司（华电集团） | 2132 |
| 7 | 黄河上游水电基地 | 国家电投（黄河公司） | 1555 |
| 8 | 闽浙赣水电基地 | 华电福新（华电国际）、闽东电力等 | 1417 |
| 9 | 南盘江、红水河水电基地 | 南方电网、桂冠电力 | 1208 |
| 10 | 东北水电基地 | / | 1132 |
| 11 | 乌江水电基地 | 贵州段 贵州乌江水电开发有限责任公司（华电集团） | 1406 |
| | | 重庆段 大唐国际 | |
| 12 | 湘西水电基地 | 五凌电力（中国电力）、韶能股份、粤水电等 | 661 |
| 13 | 黄河中游水电基地 | / | 597 |

□ 出于水电行业的自然垄断属性，《政府核准的投资项目目录（2016年本）》中明确了在跨界河流、跨省（区、市）河流上建设的单站总装机容量50万千瓦及以上项目由国务院投资主管部门核准，其中单站总装机容量300万千瓦及以上或者涉及移民1万人及以上的项目由国务院核准。其余项目由地方政府核准。

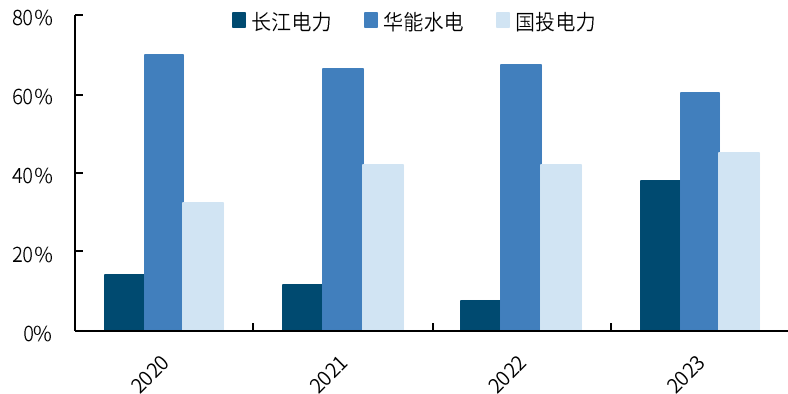
□ 中国十三大水电基地开发主体主要为五大发电集团和国投集团、三峡集团，仅部分流域上的个别电站控股股东为民企，具有流域整体独家开发权的上市公司实际仅有长江电力、国投电力与川投能源、华能水电。

数据来源：北极星电力网、黄河公司官网、国家能源招标网、贵州日报、国家能源局大坝安全监察中心、桂冠电力公司公告、国金证券研究所等

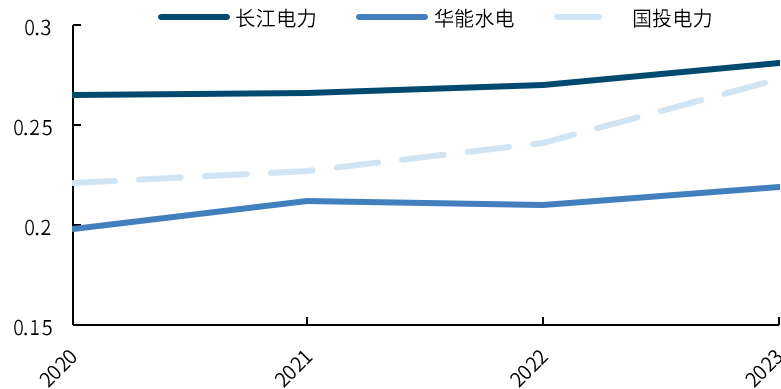
长期：水电行业的规模经济效益还体现在消纳方式上

- 长江电力因电站单体规模大（全球装机规模前五大水电站中，长江电力独占三席），因此所有电站均为“西电东送”骨干电源、配套特高压外送通道完备（特高压直流单条投资成本约250+亿、输电能力800万千瓦，利用率过低将导致输电成本高企），电量以合同售电和保障性收购为主、且受电省市均为负荷与经济中心，因此拥有同业可比公司中最低的市场化电量占比和最高的平均上网电价。
- 云南和四川两大水电大省过去弃水问题突出，因此留存云川本地消纳的电量参与市场化交易，相比过去的水电标杆电价折价幅度较大。

2020~2023年长江电力与可比公司市场化电量占比



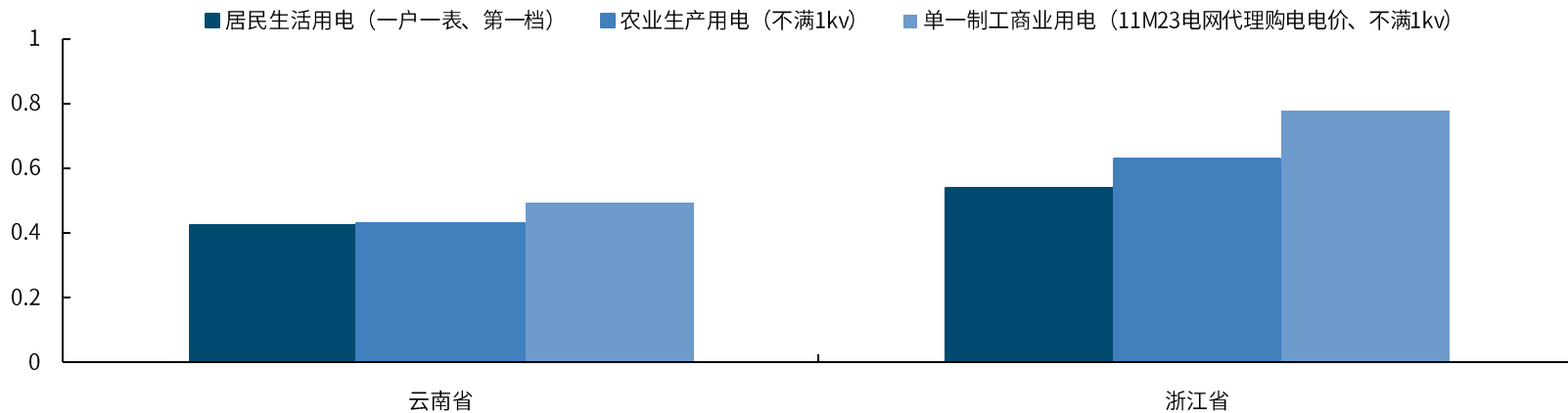
2020~2023年长江电力与可比公司水电平均上网电价（元/kWh）



长期：基于电力的公益属性，我国电价中存在交叉补贴

- 为了兼顾社会公平、实现电力普惠，政府价格主管部门会在地区之间、电压等级之间、用户之间调剂电价，从而降低欠发达地区、居民生活和农业生产用电价格。截至目前，我国电价体系仍实行“双轨制”：推动工商业用户全部进入电力市场，但居民和农业用电继续执行目录销售电价

以云南和浙江为例，居民生活和农业生产用电价格显著低于工商业电价

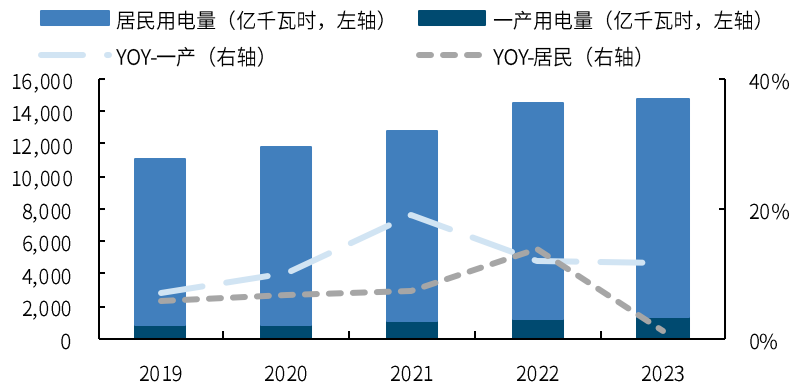


数据来源：北极星、云南/浙江省发改委、国金证券研究所

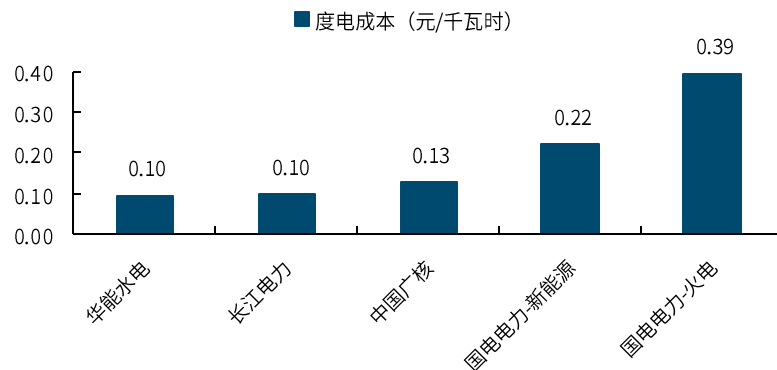
长期：自身资产特性和独特的历史背景赋予其稳定的盈利能力

- 我国居民人均用电量相比发达经济体仍有较大增长空间，居民生活水平改善、电气化水平持续提高下，居民和农业用电需求有望刚性增长。
- 常规水电在所有电源中成本最低，适合用来满足低价格承受能力的保障性需求。居民和农业用电目前仍执行目录销售电价，因此水电面对的是一个需求稳中有增、电价稳定的下游。

居民生活和农业生产等保障性用电需求有望持续增长



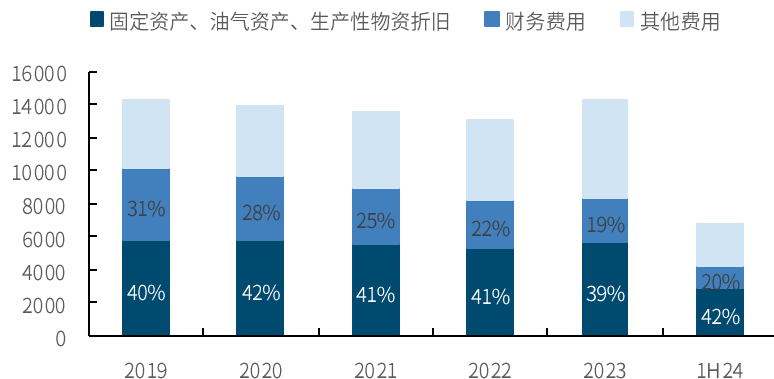
常规水电的度电成本在所有电源中最低



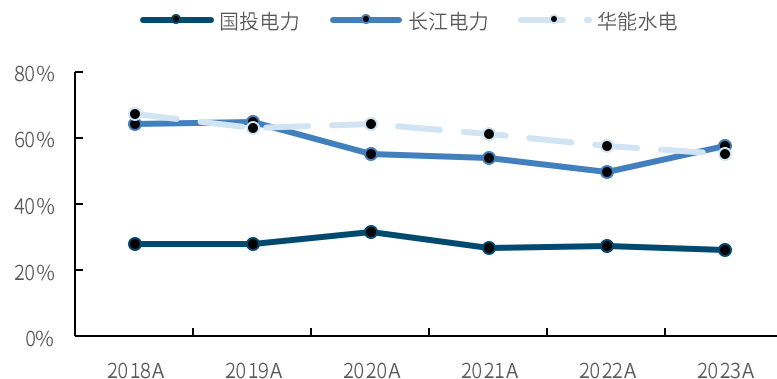
长期：运营期以非付现成本为主，现金流充沛（1）

- ❑ 水电站固定资产投资成本高，投运后成本以折旧费用为主、属于非付现成本。
- ✓ 华能水电近年来折旧费用占公司总成本的40%左右，2013~2022年长江电力折旧费占营业成本的比重基本维持在50%以上。

2019~1H24华能水电折旧费用及财务费用占营业总成本比



2018~2023年可比上市水电公司折旧费占营业成本比

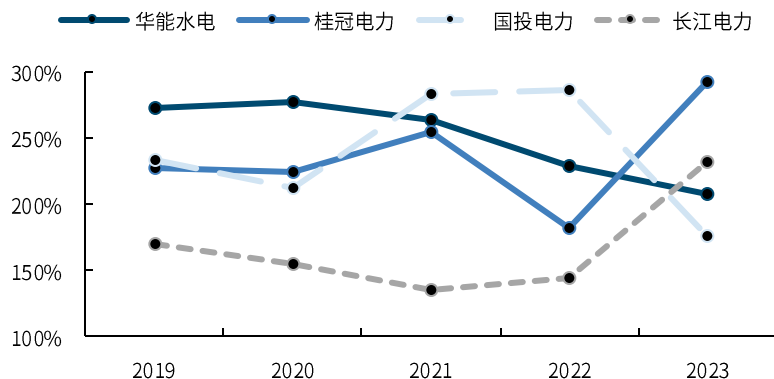


数据来源：iFind、国金证券研究所

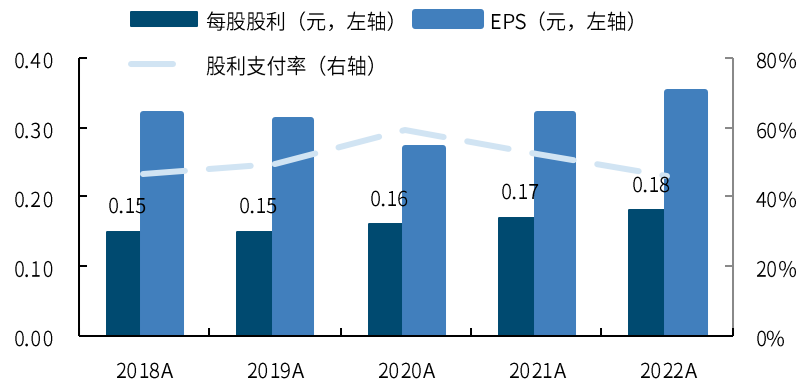
长期：折旧到期前，分红比例可超100%

□ 水电独特的高固定成本占比商业模式决定了水电站可源源不断地创造充沛而稳定的现金流，水电企业净现比普遍大于1。稳定而充足的现金流不仅可以使水电企业维持较高的分红比例，还能使其自然条件不利导致业绩下滑的情况下，通过适度提高分红比例来兑现承诺，保持良好的分红信誉。

2018年以来，A股主要上市水电企业净现比维持在1以上



20年华能水电业绩下滑，但提高分红比例维持每股股利数值增长



数据来源：iFind、华能水电公司公告、国金证券研究所

□ 核电短期业绩=装机*利用小时数*（电价-成本）

- ✓ 利用小时数：按边际成本出清的消纳顺位依次为：风光、水电、核电、火电，但考虑到核电出力稳定性优于风光水，且主要位于沿海负荷中心，消纳压力较小，利用小时数稳定且更取决于换料大修节奏。
- ✓ 电价：市场化电价具有周期性的特点，往后看，核电代替火电成为重要的基荷电源，差价合约保障下核电电价降幅相比煤电电价更小。
- ✓ 成本：铀燃料产业链签订长协，向集团内其他子公司采购燃料组件，平抑原料价格波动。
- ✓ 装机：决定业绩弹性的主要变量。“十五五”密集投产。

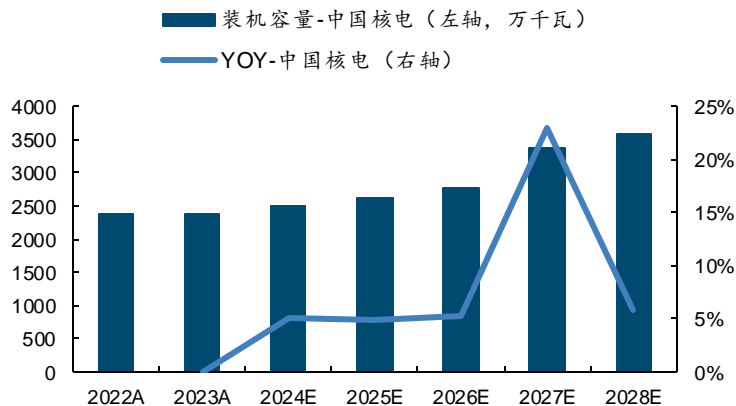
□ 核电长期投资价值=资本开支达峰后自由现金流改善+连续投运带来确定性装机增长+贷款/折旧完成后度电利润提升

□ 风险提示：核电核准不及预期、核电建设进度不及预期、电价下行超预期风险等。

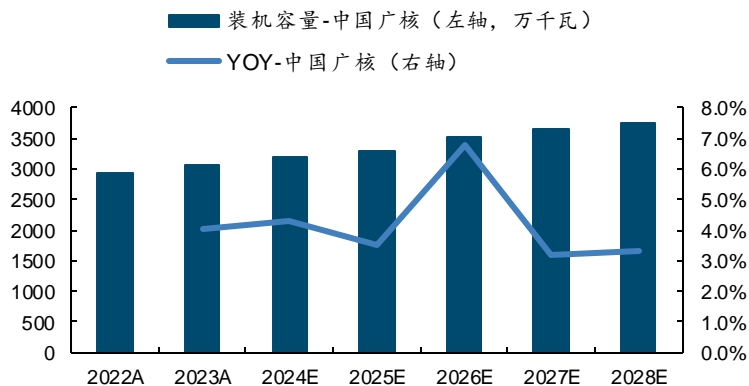
▣ 装机视角：2027年中核机组集中投运。

✓ 仅中国核电与中广核（含控股股东委托管理公司）两家，当前在建三代机组容量合计已达20.8GW，平稳投运、24~26年装机容量年均增速约5%（考虑惠州1/2号机组如期并入上市公司体内）。短期看，24年中核漳州1号与中广核防城港4号均有并网计划，有望带来业绩增量贡献。

24~26年装机容量平均年增速约5.1%

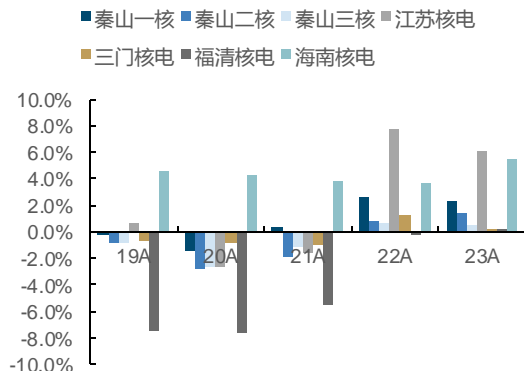


24~26年装机容量平均年增速约6.2%

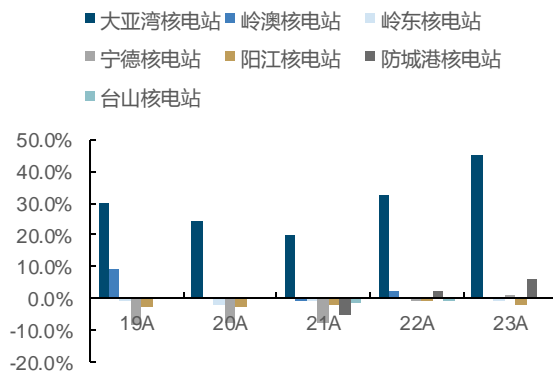


- 电价视角：类比水电，核电市场化改革更激进，但对电价影响有限，电价整体维稳。
- ✓ 核电将长期定位为稳定的基荷电源，作为相比于水风光更可靠的低成本电源（优先发电电源），来匹配低价购电用户需求（优先购电用户）。
- ✓ 根据早年间发改委、能源局发布的《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》（下称“144号文”），要求确保核电按基荷满发、基荷容量之外的核电按保障核电安全消纳的有关规定安排计划。因此，即使核电市场化逐步推行，“电量/电价双稳”的定位预计不会改变。

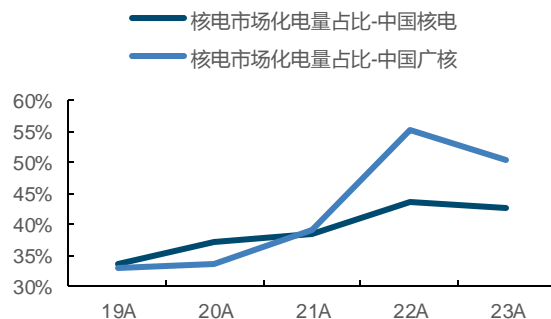
中国核电分电站电价折溢价情况



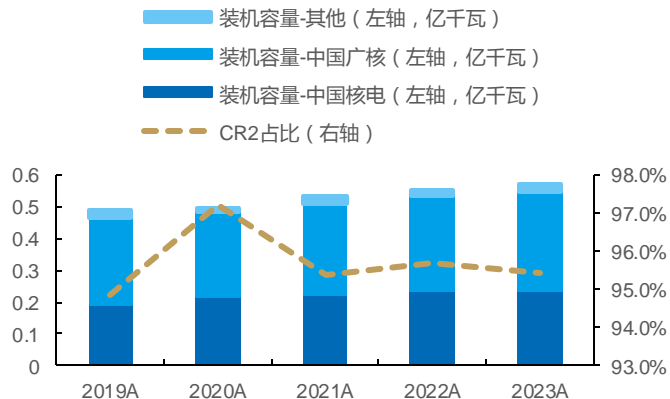
中广核分电站电价折溢价情况



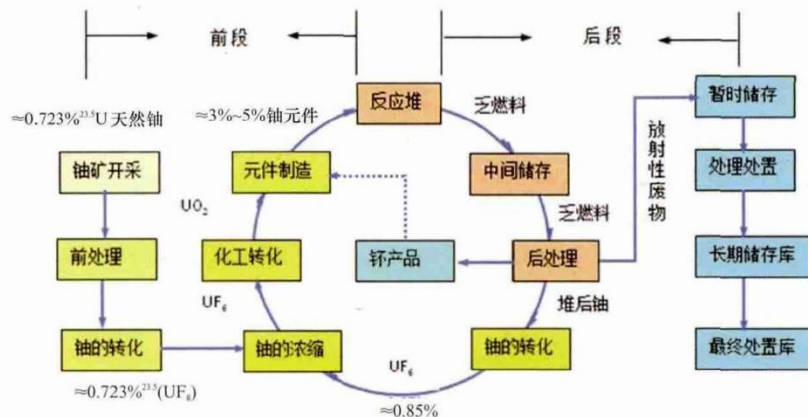
中国核电/中广核市场化电量占比均已超40%



- 核电CR2装机占比95%



中核掌握核燃料循环全流程技术



28

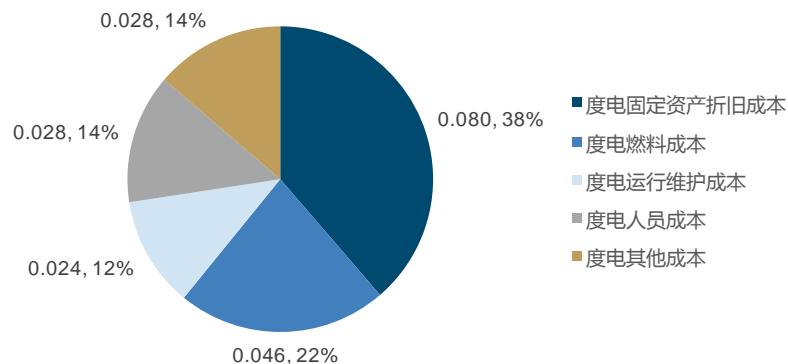
长期：尚处成长期的公用事业细分板块（1）

□ 类比水电，核电成本结构稳定，具有潜在高分红能力

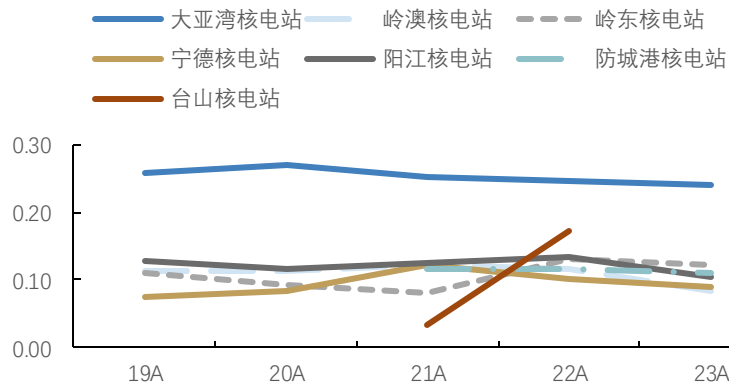
✓ 核电度电成本中折旧占比近40%，目前大亚湾电站折旧完全，加之对港售电，度电净利润水平较高。

✓ 根据成本结构拆分情况，度电燃料成本接近22%，使得市场将核电与水电资产对标时有所担忧。考虑到两家运营商均是通过向集团内其他子公司采购，预计签订天然铀长协价+购买一体化组件能够平抑运营端的成本波动。

成本结构决定核电经营稳定性



折旧完全后度电利润可翻倍（元/KWh）



长期：尚处成长期的公用事业细分板块（2）

2019年后核准重启，行业再入发展期

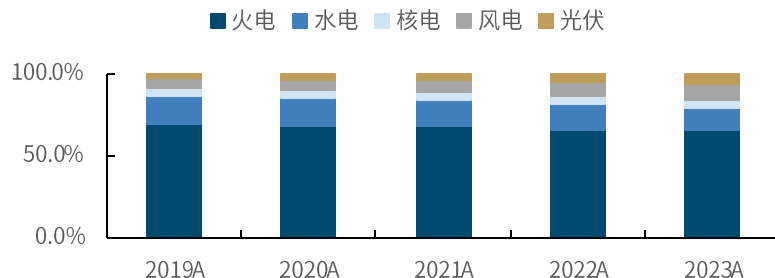
✓ 日本福岛事件影响消除+三代机首台套并网+“双碳”转型，核准重启。

□ 未来接棒火电成为稳定的“基荷电源”，电量占比若向世界平均水平看齐，应接近10%。

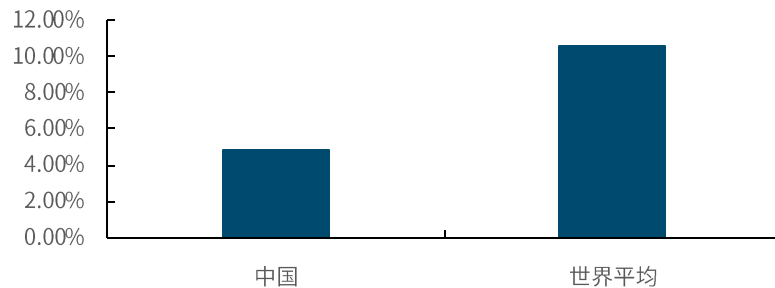
19年后核准重启

| 核准时间 | 核准机组情况 | 年合计（台） | 项目归属 |
|-------|--------------------|--------|------|
| 2019年 | 广东太平岭核电站（1#、2#） | 4 | 中国广核 |
| | 福建漳州核电站（1#、2#） | | 中国核电 |
| 2020年 | 海南昌江核电站（3#、4#） | 4 | 华能集团 |
| | 浙江三澳核电站（1#、2#） | | 中国广核 |
| 2021年 | 江苏田湾核电站（7#、8#） | 5 | 中国核电 |
| | 辽宁徐大堡核电站（3#、4#） | | 中国核电 |
| | 海南昌江小堆机组 | | 中国核电 |
| 2022年 | 浙江三门核电站（3#、4#） | 10 | 中国核电 |
| | 广东陆丰核电站（5#、6#） | | 中国广核 |
| | 山东海阳核电站（3#、4#） | | 国电投 |
| | 福建漳州核电站（3#、4#） | | 中国核电 |
| 2023年 | 广东廉江核电站（1#、2#） | 10 | 国电投 |
| | 山东石岛湾电站扩建一期（1#、2#） | | 华能集团 |
| | 福建宁德核电站（5#、6#） | | 中国广核 |
| | 辽宁徐大堡核电站（1#、2#） | | 中国核电 |
| | 广东太平岭核电站（3#、4#） | | 中国广核 |
| 2024年 | 浙江金七门核电站（1#、2#） | 11 | 中国核电 |
| | 浙江三澳核电站（3#、4#） | | 中国广核 |
| | 广东陆丰核电站（1#、2#） | | 中国广核 |
| | 山东招远核电站（1#、2#） | | 中国广核 |
| | 广西白龙核电站（1#、2#） | | 国电投 |
| | 江苏徐圩核电站（1#、2#、气冷堆） | | 中国核电 |

核准+建设期影响下，核电于双碳转型的贡献更多体现在“十五五”后



核电电量占比对标世界平均仍有提升空间

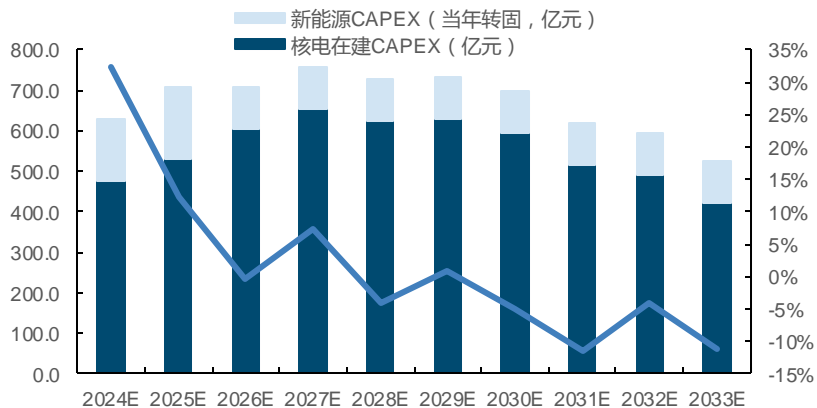


数据来源：国务院、核电纵横、中电联、国金证券研究所

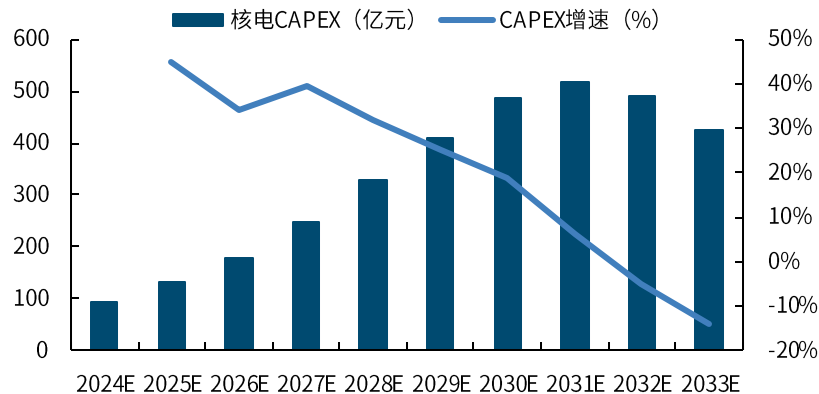
长期：关注CAPEX高峰

- 资本开支达峰：2030年CAPEX达峰，“十六五”起进入CAPEX下降阶段。伴随新投产新开建规模达到平衡+新核准量回落+华龙一号规模效应降本。
- ✓ 假设：（1）核电“十五五”年开建3台、“十六五”年开建2台；投资成本15.9元/W、年降2%；（2）中国核电新能源年装6GW，投资成本3元/W。
- 当前阶段提高分红比例仍有难度（中核当前分红比例约35%，中广核当前分红比例约45%）。

中核预计2030~2031年前后CAPEX达峰



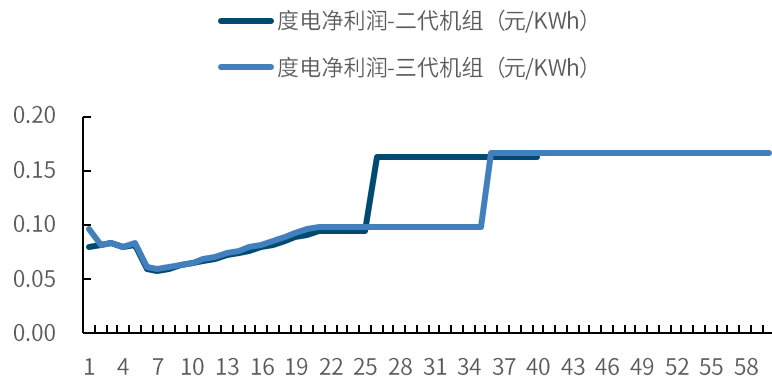
中广核预计2030~2031年前后CAPEX达峰



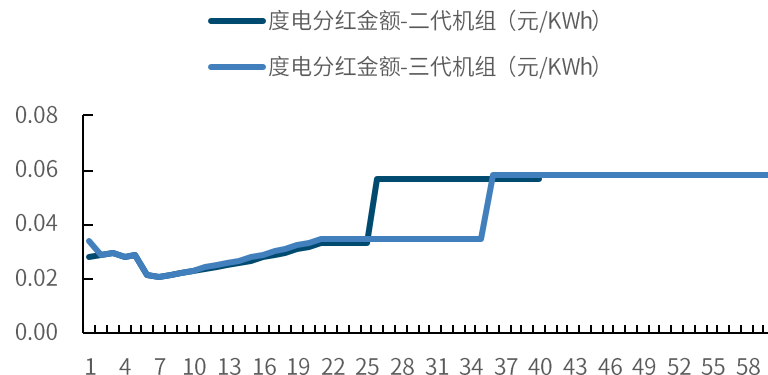
长期：关注度电盈利“微笑曲线”

- 还贷20年+折旧25/35年完毕后度电利润翻倍。投运前5年免收乏燃料处理费，并享受税收三免三减半，第6年起计提乏燃料处理费增加运行成本。伴随贷款还完、折旧完毕，度电利润有翻倍空间。
- 公司分红承诺锚定分红比例，资本开支高峰期依然可随度电利润提升获得度电分红绝对值提升。

投运前6年税收优惠+免收乏燃料处置费

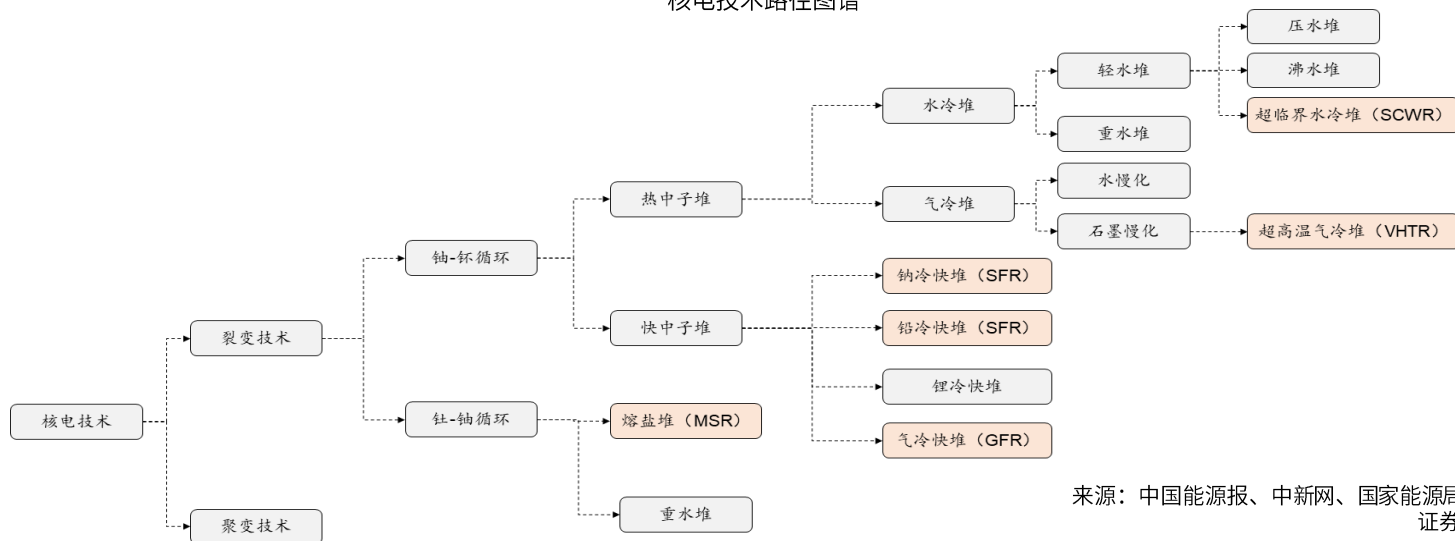


分红比例不变，度电分红绝对值随利润提升



- 国内核电新技术投资围绕核电“三步走”战略，从三代核电（热堆）到四代核电（快堆）到聚变堆。国内四代核电技术目前处于国际领先地位，高温气冷堆已商用并完成了第二台机组核准（电-汽联供），落地最快；中核玲瓏一号SMR商用堆（全球首个）预计于2026年并网，将是下一个重点落地项目。此外，聚变堆预计于2050年建成商用堆。
- 核电技术的发展来看，当前三代技术成熟、四代核电试点，均为核裂变路线下的技术迭代。
- 国际原子能机构(IAEA)将电功率在300MW以下的核电机组定义为小型堆(SMR)，SMR主要从装机容量角度进行定义，所用技术路径可以是三代轻水堆、也可以是四代气冷堆、快堆、熔盐堆。

核电技术路径图谱



来源：中国能源报、中新网、国家能源局、国金证券研究所

短期：关注市场化电价（1）

新能源分类——集中式电站

21年前带补贴机组

保量保价

标杆电价

非市场化

前期风险：补贴退坡

21年后带补贴机组

保量保价

标杆电价

非市场化

+

保障小时数外
电量

市场交易价

+

标杆-燃煤差价

市场化

后期风险：入市风险

21年后平价机组

保量保价

燃煤基准电价

非市场化

+

保障小时数外
电量

市场交易价

市场化

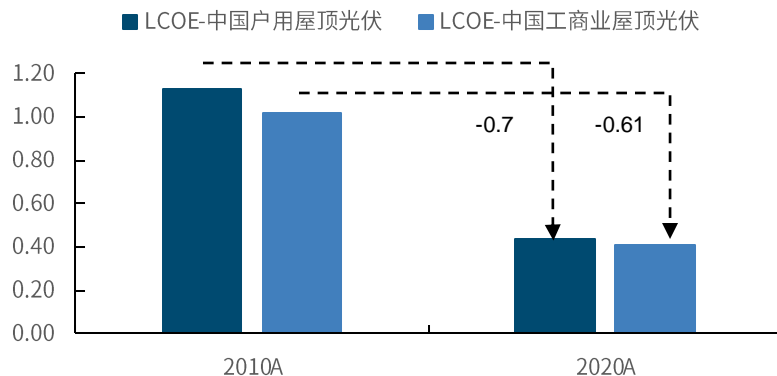
短期：关注市场化电价（2）

- 伴随电力市场化的进程，我国绿电电量/电价的形成大致分为3个阶段，变化趋势明显：（1）弃电风险增加；（2）产业链降本+出力不可控特性共同影响下，绿电降价。
- ✓ 保量保价阶段（带补贴机组）：全电量根据所在资源区的“标杆电价”收购，“标杆电价”与当地燃煤标杆电价（现称燃煤基准电价）差值为财政补贴。“标杆电价”经历多轮下调，使得机组在不同并网时点所获补贴有别，但原则上执行该电价20年不变。通过对比十年间成本下降情况，可见电价降幅基本略小于成本降幅，但补贴回收风险降低。

9M13~6M20光伏补贴电价下降0.51~0.55元/KWh

| | I类资源区 (元/KWh) | II类资源区 (元/KWh) | III类资源区 (元/KWh) |
|---------------|------------------|-------------------|--------------------|
| 9M13以后 | 0.9 | 0.95 | 1 |
| 2016年 | 0.8 | 0.88 | 0.98 |
| 2017年 | 0.65 | 0.75 | 0.85 |
| 1M18~5M18 | 0.55 | 0.65 | 0.75 |
| 6M18以后 | 0.5 | 0.6 | 0.7 |
| 7M19以后 | 0.4 | 0.45 | 0.55 |
| 6M20以后 | 0.35 | 0.4 | 0.49 |
| 9M13~6M20价格变动 | -0.55 | -0.55 | -0.51 |

2010~2020年光伏电价降幅略小于LCOE降幅（元/KWh）



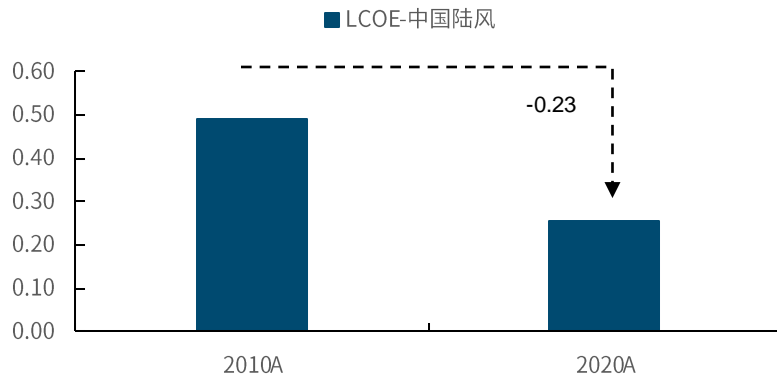
短期：关注市场化电价（3）

- 伴随电力市场化的进程，我国绿电电量/电价的形成大致分为3个阶段，变化趋势明显：（1）弃电风险增加；（2）产业链降本+出力不可控特性共同影响下，绿电降价。
- ✓ 保量保价阶段（带补贴机组）：全电量根据所在资源区的“标杆电价”收购，“标杆电价”与当地燃煤标杆电价（现称燃煤基准电价）差值为财政补贴。“标杆电价”经历多轮下调，使得机组在不同并网时点所获补贴有别，但原则上执行该电价20年不变。通过对比十年间成本下降情况，可见电价降幅基本略小于成本降幅，但补贴回收风险降低。

8M09~2020年陆风补贴电价下降0.14~0.22元/KWh

| | I类资源区 (元/KWh) | II类资源区 (元/KWh) | III类资源区 (元/KWh) | IV类资源区 (元/KWh) |
|----------------|------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| 8M09以后 | 0.51 | 0.54 | 0.58 | 0.61 |
| 2015年 | 0.49 | 0.52 | 0.56 | 0.61 |
| 2016~2017年 | 0.47 | 0.5 | 0.54 | 0.6 |
| 2018年 | 0.4 | 0.45 | 0.49 | 0.57 |
| 2019年 | 0.34 | 0.39 | 0.43 | 0.52 |
| 2020年 | 0.29 | 0.34 | 0.38 | 0.47 |
| 8M09~2020年价格变动 | -0.22 | -0.20 | -0.20 | -0.14 |

2010~2020年陆风电价降幅略小于LCOE降幅（元/KWh）

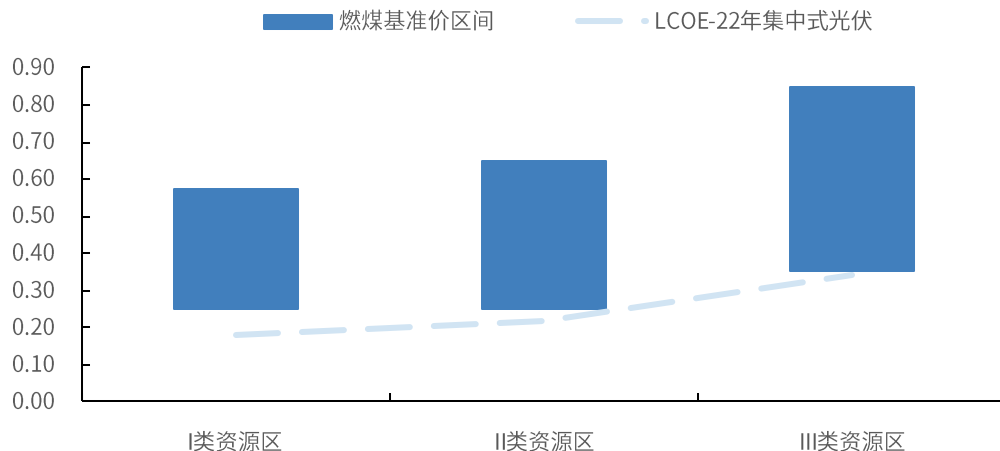


■ 保量保价+保量限价结合阶段（带补贴机组+平价机组）：

（1）保量保价部分：6M16明确了重点地区风、光保障利用小时数，1M19明确了保障利用小时数内的电量由电网保量保价收购。价格为政府定价——21年前带补贴机组为绿电标杆电价，21年后平价机组为当地燃煤基准价。由于各地价格分化、抢占优质资源区位变得重要。

（2）保量限价部分：保障利用小时数外的电量由电网保量收购、但要参与市场定价。由于绿电边际成本更低而出力波动性更大，若不考虑环境溢价，则市场化电量电价低于燃煤基准价（燃煤基准价反映当地煤电边际成本+稳定出力价值）。21年前带补贴机组可额外获得“绿电标杆电价-当地燃煤电价”的固定财政补贴）。

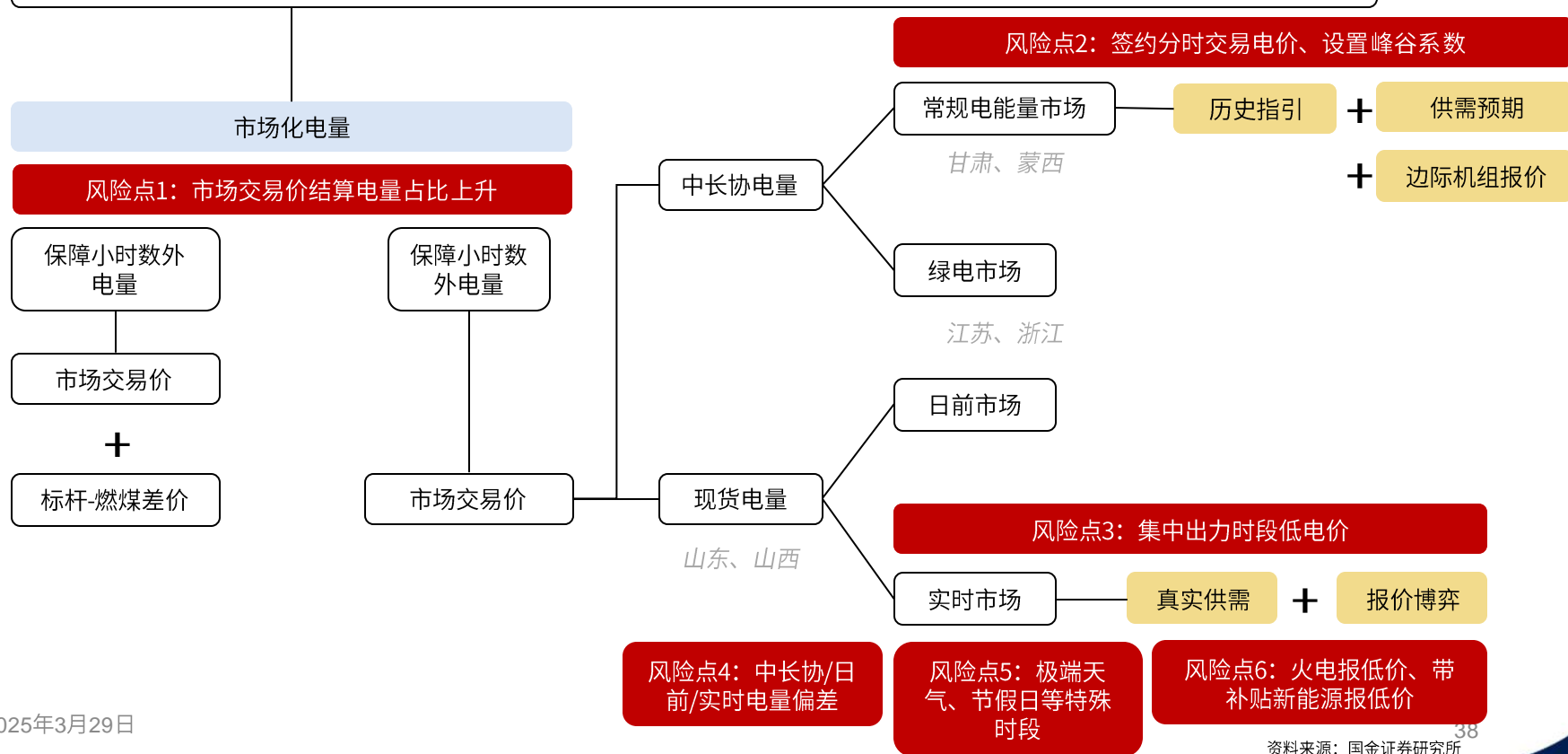
各地燃煤基准价分化、抢占优势资源区位的重要性上升



资料来源：IRENA、北极星电力网、CPIA、国金证券研究所

短期：关注市场化电价（5）

新能源分类——集中式电站



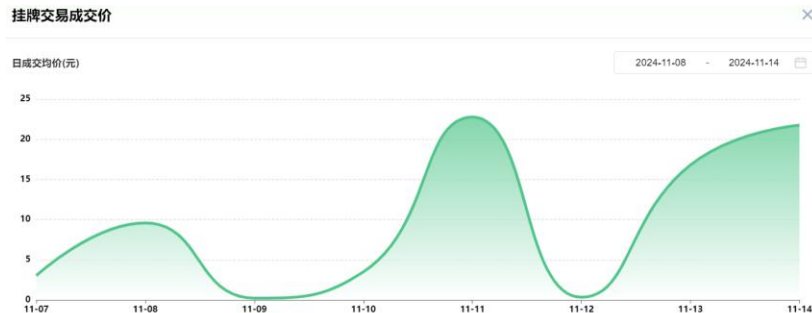
长期：关注绿色价值

- ❑ 新能源环境价值交易的价格机制初步理顺，环境价值不设价格限制、不参与峰谷调节。
- ✓ 绿电交易：明确电能量/环境价值分割，绿电交易结算均价=电能量价格+绿证价格（双边协商中，绿证价格≠绿证市场交易价）国网绿电交易24修订稿中仅针对电能量提及价格约束，意味着沿海新能源参与绿电交易所得环境溢价或不受差价合约影响。
- ✓ 绿电VS绿证：绿证供给侧“放水”背景下，绿电交易产生的环境溢价仍大幅高于绿证，反映出口企业对绿电直接交易凭证的客观需求，市场供需紧平衡。

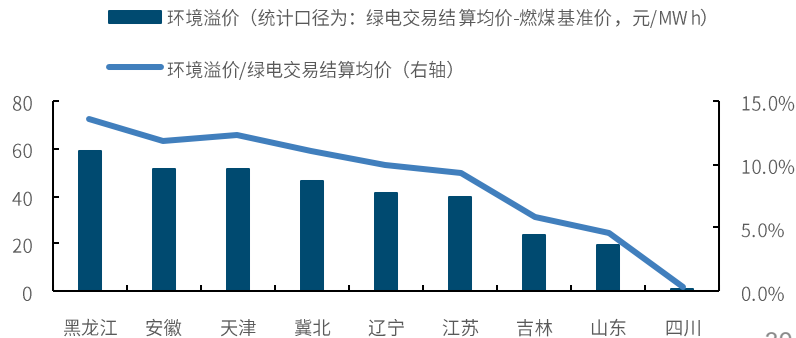
环境溢价与电能量价格脱钩

| 日期 | 政策名称 | 政策内容 |
|------|--------------------------------|--|
| 9M24 | 《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》 | (1) 明确绿证有效期为两年 (2) 绿证既可单独交易；也可随可再生能源电量一同交易，并在交易合同中单独约定绿证数量、价格及交割时间等条款。 现阶段绿证仅可交易一次 |
| 7M24 | 《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》 | (1) 不得以绿电名义，组织以变相降价为目的的专场交易 (2) 鼓励签订多年期绿电中长期合同 |
| 9M24 | 《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则（2024年修订稿）》 | (1) 分布式发电由聚合商代理参与绿电交易 (2) 绿电交易合同的购方、售方仅可分别转让一次 (3) 环境价值不纳入峰谷分时机制及力调电费结算，不设置价格上下限 (4) 提供绿电交易凭证 |

绿证交易平台11M24第二周绿证价格情况



国网区域部分省份1H24绿电交易环境溢价情况



数据来源：国家发改委、中国绿色电力证书交易平台、爬合科技、国金证券研究所

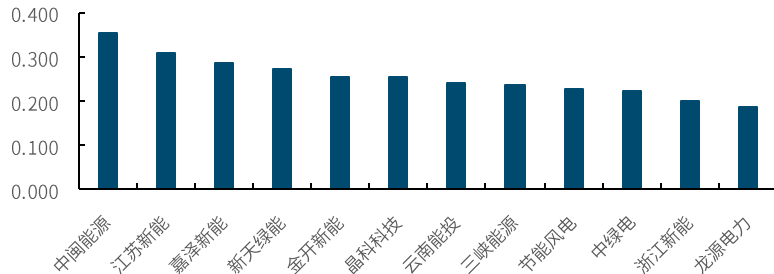
长期：关注风光资产间差异（1）

持续关注电能质量更优的风电运营商

- ✓ 风电利用率同比下降趋势有缓解迹象，来风较差减轻了电网收购压力。其中，东北、华中地区消纳情况逐季改善；西南地区没有进一步恶化；其余地区2Q24环比改善但3Q24继续恶化。由于2Q24全国风资源普遍较差，我们判断出力降低或减轻了电网收购压力、对消纳率改善起到了正面作用。
- ✓ 沿海区域性风电运营商度电盈利更可观。

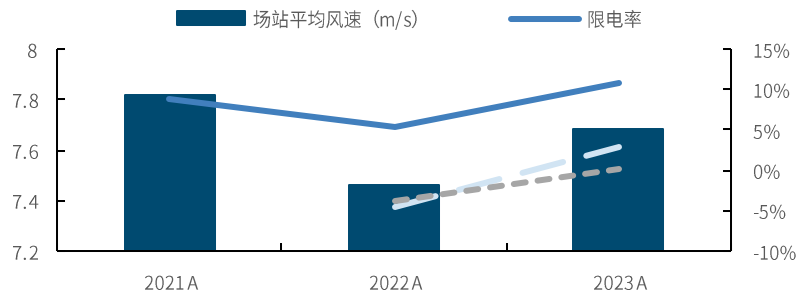
沿海区域性风电运营商盈利占优

1H24度电毛利（元/KWh）

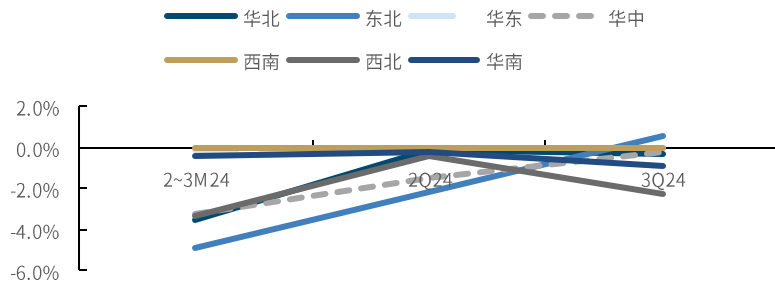


2025年3月29日

明阳REIT红土井子项目可见来风与弃电存在对冲



风电利用率同比下降趋势有缓解迹象，

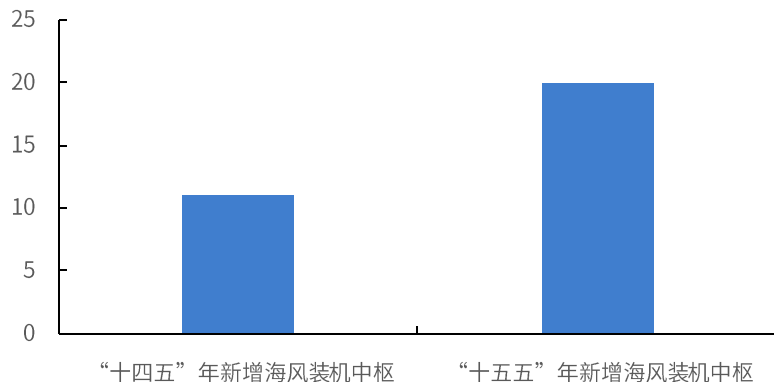


来源：全国新能源消纳预警平台、公司公告、REIT公告、国金证券研究所。

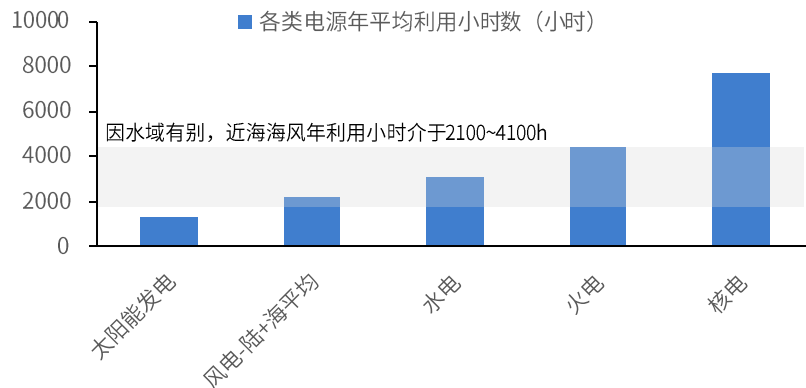
长期：关注风光资产间差异（2）

- 禀赋视角看：海风为优质电源。不同于陆风利用效率最高的时段集中在冬春两季、光伏集中在夏秋两季，海风全年保持较高的风速，具备成为清洁稳定电源的潜力（类核电定位）。
- 海风项目储备充足，深远海空间开启。据CWEA统计，“十四五”期间中国沿海省份海上风电规划容量约5000万千瓦，“十五五”期间中国海上风电新增装机总规模约在1亿千瓦，其中很大比例的项目将位于深远海海域。上海本年度海风竞配方案5.8GW中深远海项目占到4GW，结合10M24《美丽上海建设三年行动计划（2024—2026年）》提到启动实施百万千瓦级深远海海上风电示范项目，深远海开发加速。

预计国内“十五五”海风年新增装机中枢将超过20GW



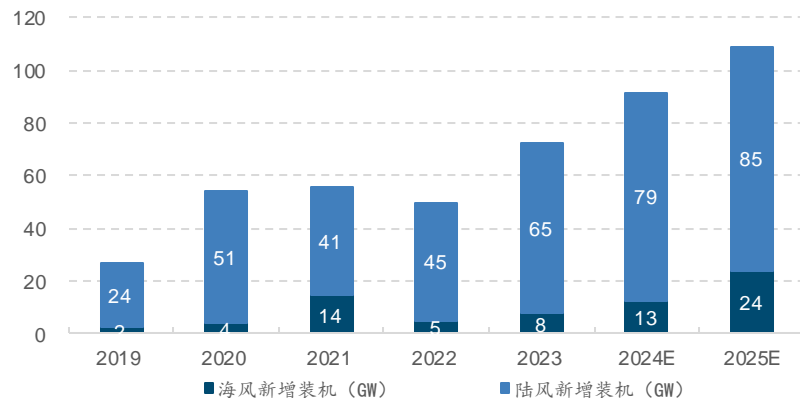
海风全天出力，利用小时数可逼近火电



长期：关注风光资产间差异（3）

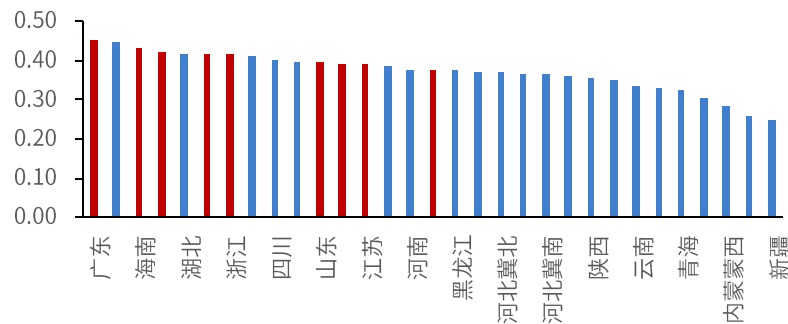
- ❑ 全面入市不影响存量带补贴机组收益率。
- ✓ 过分超前于降本进程的竞价不利于装机落地，竞配方案已弱化价格竞争。
- ✓ 海风所在沿海地区为负荷中心，消纳能力较好，本地电价较高。海风建于东部沿海省份沿岸，从燃煤基准价设置可见本身是用电需求旺盛、电价相对较高地区，具备更强的就地消纳能力。

21年抢装海风带国补，22~23年带省补



海风所在东部沿海地区电价较高

各省燃煤发电基准价格（元/KWh）

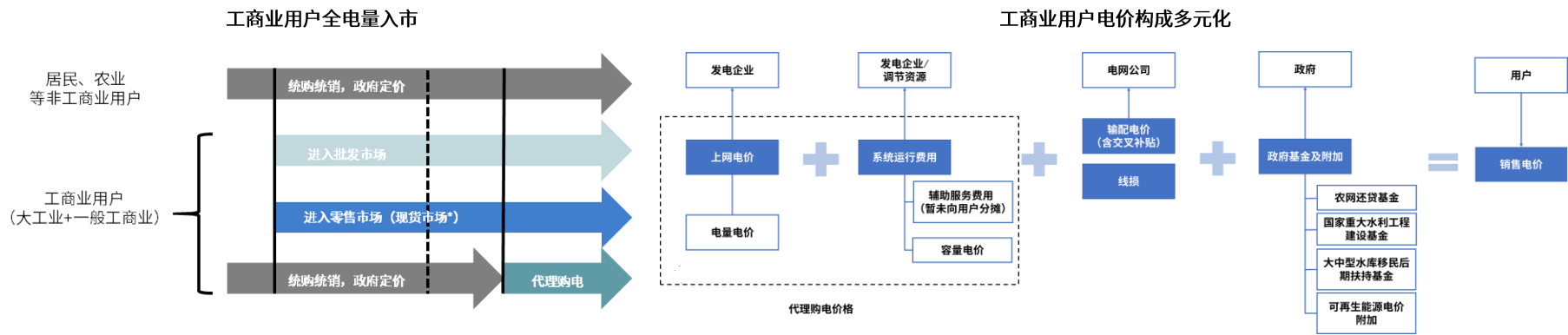


电改：工商业用户全部入市，终端电价由多个部分组成

□ “管住中间，放开两头”

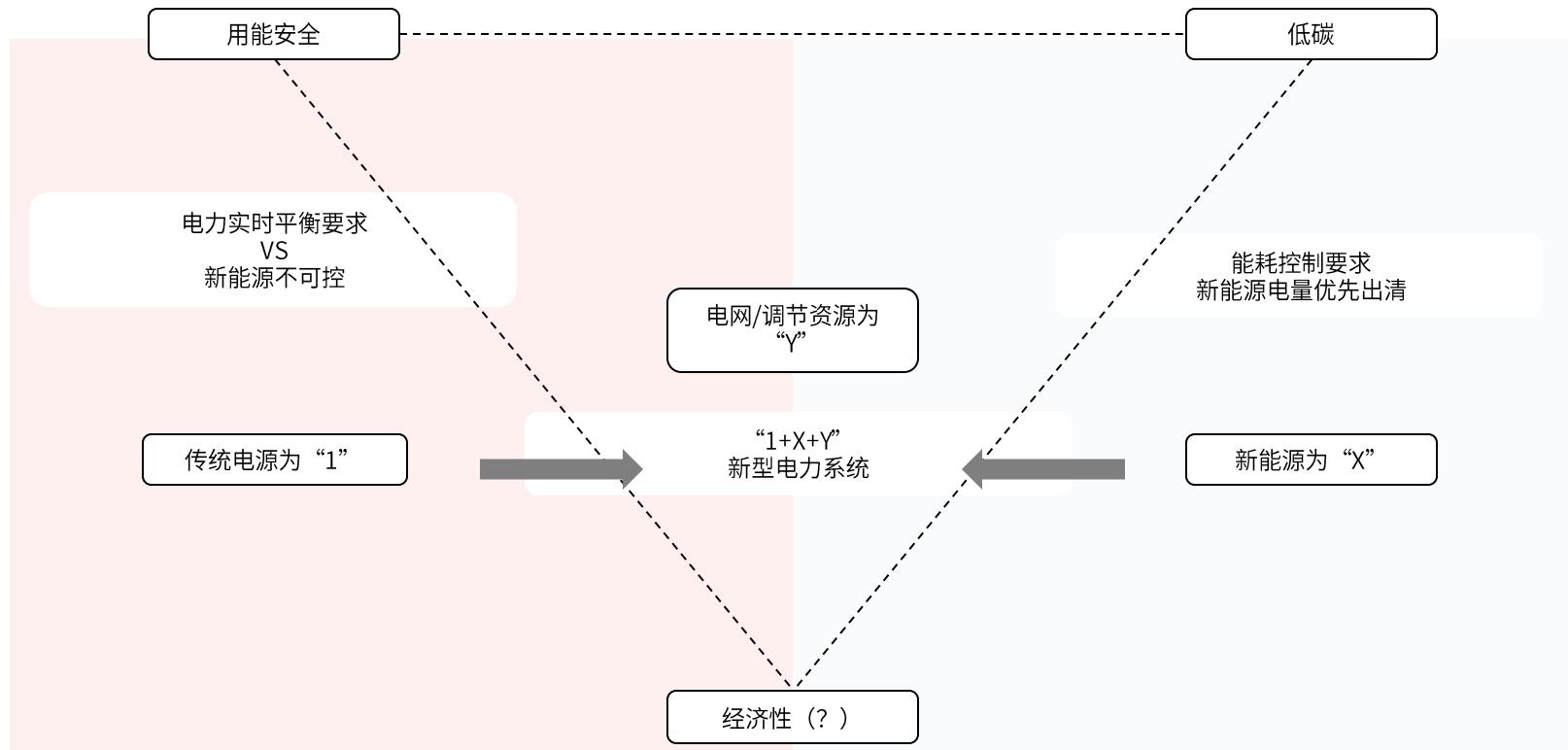
- ✓ 发电侧：火电由计划定价走向全电量入市，核电、水电、新能源市场化比例逐年提升。
- ✓ 电网侧：维持自然垄断，输配电执行计划电价。
- ✓ 用户侧：工商业用户由目录电价走向全电量入市、其中部分用户由电网代理购电；居民农业用户继续执行目录电价。

□ 市场化用户电价组成包括四大类



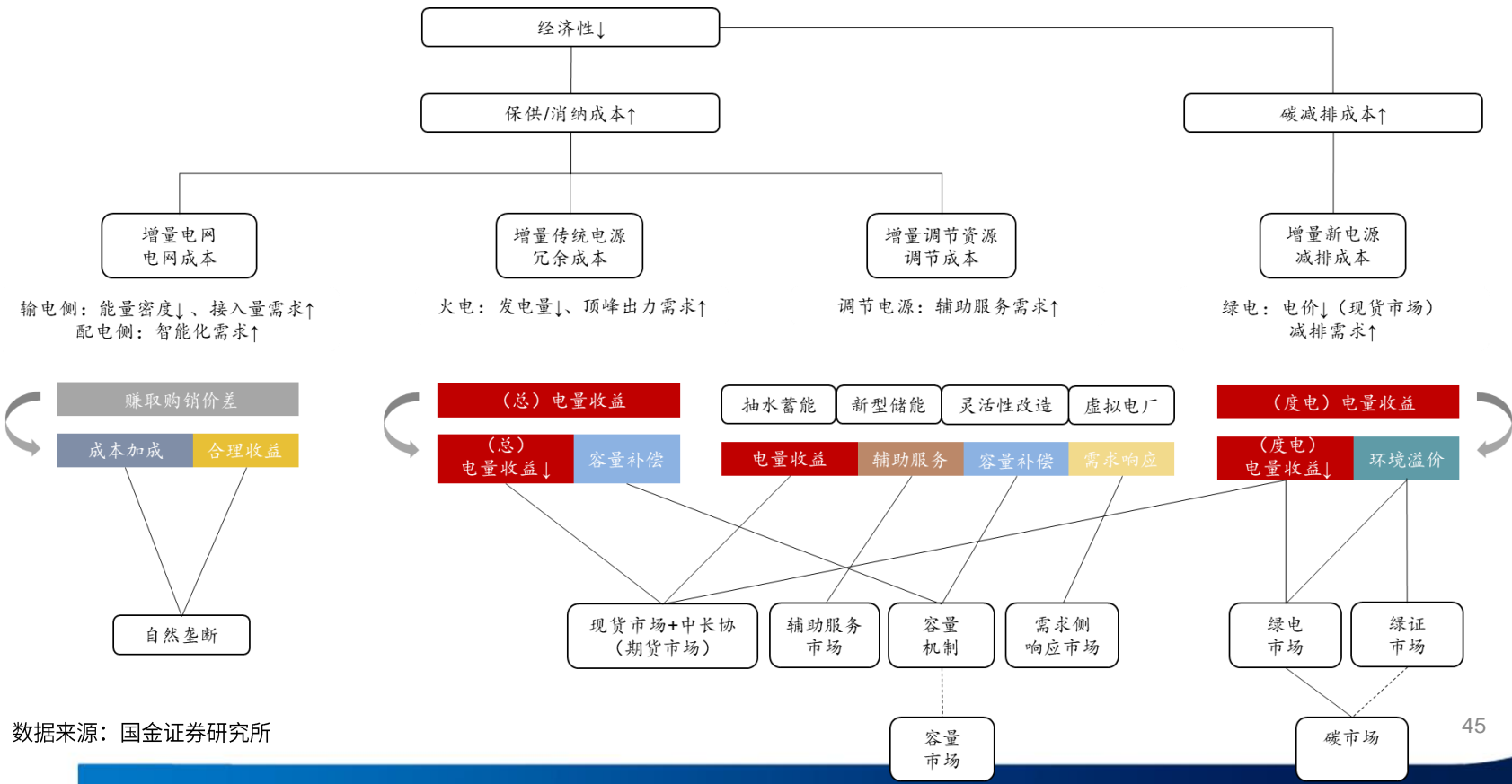
电改：新型电力系统建设背景下，电改面临新挑战

新型电力系统建设带来成本分摊的需要



电改：新型电力系统建设背景下，电改面临新挑战

电改后成本分摊将以市场化的方式进行



- ❑ 电力市场化进度不及预期：电力市场化是发现电力商品供需矛盾、发现各类保供电源和调节资源价值的关键制度演变，电力市场是投资运营成本疏导和合理收益获得的来源。若国内电力市场化政策释放不及预期，或将影响相关保供/调节资源投资发展的积极性。
- ❑ 电力供需格局趋缓导致市场化电价向下波动：随着绿电集中装机，供应端趋于宽松，若经济生产恢复不及预期、电力需求不及预期，则可能对各类电源的电量需求不利，进而使得市场化电价向下波动。
- ❑ 煤价回升影响火电企业盈利：火电的发电特性决定了其成本结构中燃料成本占比较高，市场煤价止跌回升将挤压火电盈利。
- ❑ 新能源入市进程推进对存量电站盈利带来不利影响：无论是分散式还是集中式的市场组织模式，相比于政府定价模式，均对市场参与主体的交易策略提出更高要求，且价格波动性增大。若入市新能源不具备成熟的交易策略和经验或将对经营业绩产生不利影响。
- ❑ 化债政策落地不及预期：政策拉动内需增长、风格转向成长是明年的宏观展望，而化债类政策是对公用板块影响较深的催化政策。若落地不及预期，相关ToG类业务以及受可再生能源补贴回收不及时困扰的新能源运营商仍面临报表承压。

特别声明

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的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，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

获取更多研究服务，欢迎访问国金研究小程序



最新研报

会议路演

研究专题