



电改持续深化，特高压建设有望提速

电力行业2026中期策略

姓名 王高展（分析师）

证书编号：S0790525070003

邮箱：wanggaozhan@kysec.cn

姓名 黄懿轩（联系人）

证书编号：S0790125070014

邮箱：huangyixuan1@kysec.cn

2026年5月13日

核心观点

1. 行业回顾：光伏领涨电力行业，电力需求平稳增长

2026年初至4月30日，电力（+9.5%）跑赢沪深300（+3.8%），光伏发电（+23.6%）领涨电力行业。2025年，电力需求维持平稳增长，我国全社会用电10.37万亿千瓦时，同比增长5.0%。预计十五五期间我国将呈现“宽电量、紧电力”的电力供需格局，综合电价有望企稳。

2. 电力：电价下探、补贴退坡，电力体制改革步入深水区

（1）火电：煤价电价企稳回升，容量电价重塑煤电商业模式。2026Q1年京津冀点火差维持在较高水平，南方多省点火差环比回升；容量电价基本能够覆盖煤电固定成本，折旧到期后有望贡献稳定盈利，红利属性有望强化。

（2）水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值。2025年至2026Q1，主要水电上市公司经营稳健；2024H2起水电净息差持续扩大。低利率环境下，水电资产作为稳定盈利品种具备配置价值。

（3）核电：机制电价护航行业可持续发展，铀价波动影响较小。2026年，多省市场化电价跌破省内核电核准价，广西、辽宁出台核电机制电价政策，保障核电机组合理收益；天然铀价格上涨对运营商影响可控；若铀价由75美元/磅上涨至90美元/磅，核电毛利率下降约1.7pct。

（4）绿电：收入端政策不确定性落地，市场化改革进入深水区，风电政策底已现。136号文推动新能源全面入市，辅以外场价差结算机制，绿电收入端政策不确定性落地。从机制电价竞价结果来看，高价主要集中在东部以及西南省份，三北地区机制电价较低；风电电价整体高于光伏。风电增值税补贴退坡，政策底已现。

3. 电网设备：国网宣布4万亿投资，看好特高压建设提速和变压器出海高景气

2025年，特高压项目核准开工受送落端电价谈判影响，整体进度不及预期；2026年东南沿海多省长协电价几乎跌至下限，电价进一步谈判空间有限，特高压项目核准建设有望提速；展望未来，我们看好东南沿海电力需求增长的持续性，能源安全自主可控背景下，三北地区风光基地和西藏水风光基地建设有望持续推进。2026年电能表新准则执行，电表均价较前期低点回升12.2%。变压器出海延续高景气，2026Q1液体介质变压器出口金额121.50亿元，yoy+42.7%。

4. 关注火电、风电、国内特高压和设备出海机会

推荐：华能国际、中国核电、龙源电力、平高电气、华明装备。受益标的：（1）火电：华电国际、华润电力、大唐发电、建投能源、国电电力、内蒙华电、江苏国信、申能股份、皖能电力、浙能电力等；（2）水电：长江电力、华能水电、国投电力、川投能源等；（3）核电：中国广核、中广核电力等；（4）绿电：中国电力、大唐新能源、中广核新能源、江苏新能、浙江新能、中闽能源、三峡能源等；（5）电网设备：许继电气、中国西电、国电南瑞、四方股份、思源电气、金盘科技、三星医疗、海兴电力等。

4.风险提示：电源投资不及预期；利用小时数下降风险；电网建设不及预期；电力市场建设不及预期；燃料成本上涨风险；市场化电价波动风险。

目录

CONTENTS

1

行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划

2

火电：煤价电价企稳回升，容量电价重塑煤电商业模式

3

水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值

4

核电：机制电价护航行业可持续发展，铀价波动影响较小

5

绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现

6

电网设备：特高压投资有望提速，变压器出口延续高景气

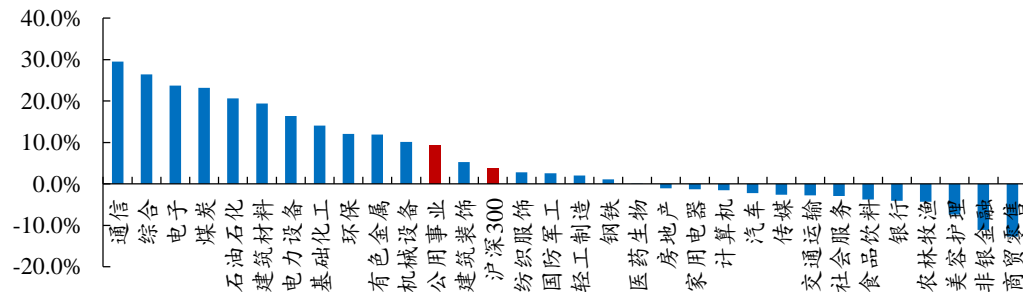
7

受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会

8

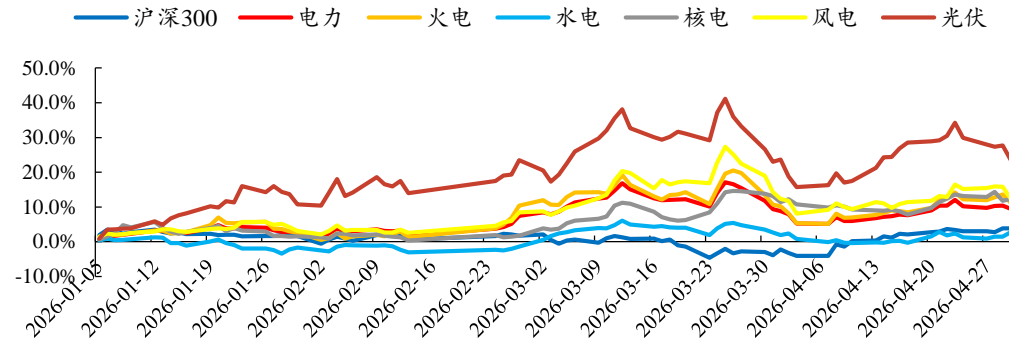
风险提示

图1：2026年初至4月30日，公用事业板块累计涨幅9.4%



数据来源：Wind、开源证券研究所

图2：2026年初至4月30日，光伏发电板块涨幅居前



数据来源：Wind、开源证券研究所

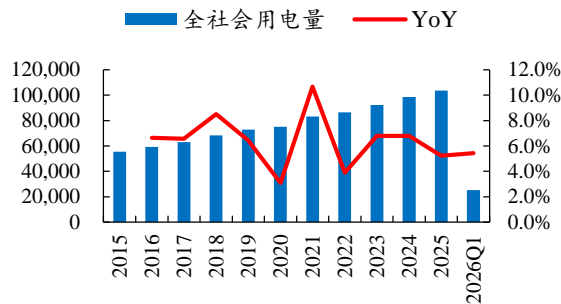
2026年初至4月30日，公用事业(+9.4%)、电力(+9.5%)均跑赢沪深300(+3.8%)；电力板块细分行业全部收涨，光伏发电(+23.6%)、火电(+11.3%)、风电(+12.5%)、核电(+12.3%)涨幅居前，水电(+2.8%)小幅上涨。

电力需求平稳增长。2025年我国全社会用电量10.37万亿千瓦时，同比增长5.0%；其中第一产业、第二产业、第三产业、城乡居民生活用电量分别为0.15、6.64、1.99、1.59万亿千瓦时，同比增长9.9%、3.7%、8.2%、6.3%。第三产业和城乡居民生活用电对用电量增长的贡献达到50%；充换电服务业以及信息传输、软件和信息技术服务业用电量增速分别达到48.8%、17.0%，是拉动第三产业用电量增长的重要原因。2026Q1我国全社会用电量2.51万亿千瓦时，同比增长5.4%。

电力供给格局分化，新能源装机&发电占比持续提升。截至2026Q1末，全国并网火电、水电、核电、风电、光伏发电装机容量1553.43、449.67、63.73、655.23、1242.72GW，装机占比分别为39.2%、11.3%、1.6%、16.5%、31.3%，**新能源发电装机容量占比47.9%**。136号文推动光伏装机回归平稳，2026Q1我国新增并网火电、水电、核电、风电、光伏发电装机容量分别为24.03、1.42、1.21、15.77、41.39GW，较2025Q1分别+11.37、-0.71、+1.21、+0.83、-18.47GW。

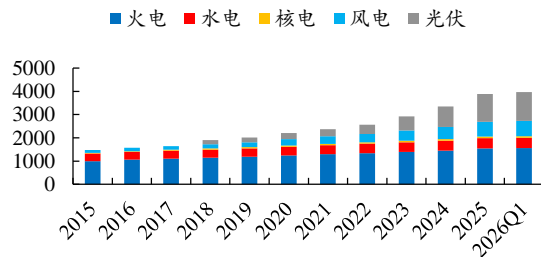
2025年，全国总发电量9.72万亿千瓦时，其中火电、水电、核电、风电、光伏发电量分别为6.29、1.31、0.48、1.05、0.57万亿千瓦时，同比-0.8%、+3.1%、+8.2%、+12.5%、+36.6%，在总发电量中占比分别为64.8%、13.5%、5.0%、10.8%、5.9%，新能源发电量占比16.7%。**2026Q1，全国新能源发电量占比18.2%**。

图3：2026Q1我国全社会用电量2.51万亿千瓦时，同比增长5.4%（单位：亿千瓦时）



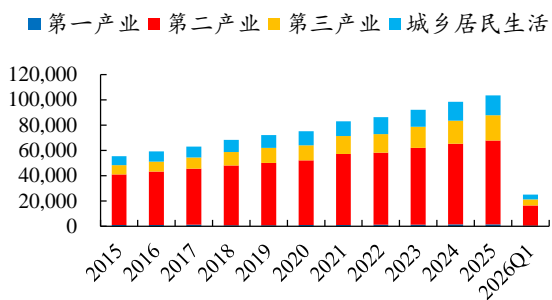
数据来源：Wind、开源证券研究所

图5：截至2026Q1末，全国新能源装机容量占比47.9%（单位：GW）



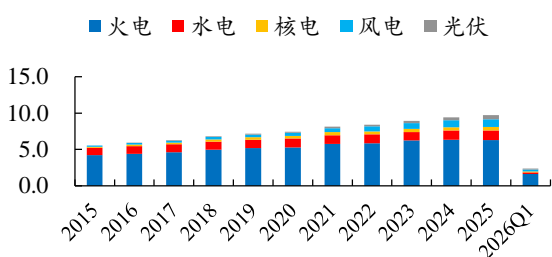
数据来源：Wind、开源证券研究所

图4：2025年我国第二产业用电量在全社会用电量中占比64.0%（单位：亿千瓦时）



数据来源：Wind、开源证券研究所

图6：2026Q1，全国新能源发电量占比18.2%（单位：万亿千瓦时）



数据来源：Wind、开源证券研究所

从电力电量供需平衡表来看，“十五五”乃至更长时期里全国将呈现电量（能量）供需宽松，电力（功率）供需偏紧的格局，综合电价有望企稳。

假设“十五五”期间全国最大用电负荷CAGR约为4.1%；此处引入保证出力系数（可控功率维度表征机组顶峰发电能力），假设火电、水电、抽水蓄能、核电、生物质能发电的置信容量系数均为1.0，风电、光伏发电保证出力系数分别为0.1、0.0；随着新能源装机维持快速增长、装机占比逐年提升，电力系统备用率（保证出力容量/最大电力负荷-1）持续下降，电力供需趋紧，系统灵活性资源稀缺性愈发凸显；此外，在惯性机组中，火电选址要求低于水电和核电且建设周期较短，从电力供需的平衡角度出发，我们预计未来一段时间内燃煤发电与燃气发电装机容量维持平稳增长，通过新建60到100万千瓦的大型机组和淘汰30万千瓦以下机组来实现。

表1：考虑电力供需平衡，我们预计未来一段时间内燃煤发电与燃气发电装机容量维持平稳增长

| 电力供需平衡表 | 单位 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026E | 2027E | 2028E | 2029E | 2030E |
|-----------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 全社会用电量 | 亿千瓦时 | 75110 | 83128 | 86372 | 92241 | 98521 | 103682 | 108348 | 112980 | 117568 | 122104 | 126579 |
| YoY | / | 3.1% | 10.3% | 3.6% | 6.7% | 6.8% | 5.0% | 4.5% | 4.3% | 4.1% | 3.9% | 3.7% |
| 用电量年增长 | 亿千瓦时 | | 8018 | 3244 | 5869 | 6280 | 5161 | 4666 | 4632 | 4588 | 4536 | 4475 |
| 统调最大负荷 | 亿千瓦 | 10.76 | 11.92 | 12.90 | 13.40 | 14.50 | 15.50 | 16.52 | 17.54 | 18.58 | 19.62 | 20.67 |
| YoY | / | 2.3% | 10.8% | 8.2% | 3.9% | 8.2% | 6.9% | 6.6% | 6.2% | 5.9% | 5.6% | 5.3% |
| 最大负荷年增长 | 亿千瓦 | | 1.16 | 0.98 | 0.50 | 1.10 | 1.00 | 1.02 | 1.03 | 1.04 | 1.04 | 1.05 |
| 火水核备用率 (不含抽蓄) | / | 45.6% | 36.4% | 28.9% | 28.2% | 22.5% | 20.5% | 18.0% | 15.8% | 13.5% | 10.9% | 8.5% |
| 全电源备用率(含 风电抽蓄生物质能) | / | 53.9% | 45.4% | 38.5% | 38.6% | 33.3% | 31.9% | 30.4% | 29.0% | 27.4% | 25.4% | 23.6% |
| 累计装机容量 (全电源合计) | 亿千瓦 | 21.62 | 23.35 | 25.08 | 28.64 | 32.88 | 38.23 | 42.16 | 46.11 | 50.00 | 53.79 | 57.58 |
| 燃煤 | 亿千瓦 | 10.80 | 11.09 | 11.24 | 11.65 | 11.95 | 12.59 | 13.09 | 13.59 | 13.99 | 14.29 | 14.59 |
| 燃气 | 亿千瓦 | 0.98 | 1.09 | 1.15 | 1.26 | 1.44 | 1.64 | 1.79 | 1.94 | 2.09 | 2.24 | 2.39 |
| 常规水电 | 亿千瓦 | 3.39 | 3.55 | 3.68 | 3.71 | 3.77 | 3.82 | 3.92 | 4.02 | 4.12 | 4.22 | 4.32 |
| 抽水蓄能 | 亿千瓦 | 0.31 | 0.36 | 0.46 | 0.51 | 0.59 | 0.66 | 0.76 | 0.86 | 0.96 | 1.06 | 1.16 |
| 核电 | 亿千瓦 | 0.50 | 0.53 | 0.56 | 0.57 | 0.61 | 0.62 | 0.68 | 0.76 | 0.88 | 1.00 | 1.12 |
| 风电 | 亿千瓦 | 2.82 | 3.28 | 3.65 | 4.41 | 5.21 | 6.40 | 7.90 | 9.40 | 10.90 | 12.40 | 13.90 |
| 光伏 | 亿千瓦 | 2.53 | 3.07 | 3.93 | 6.09 | 8.87 | 12.02 | 13.52 | 15.02 | 16.52 | 18.02 | 19.52 |
| 生物质能 | 亿千瓦 | 0.30 | 0.38 | 0.41 | 0.44 | 0.46 | 0.47 | 0.49 | 0.51 | 0.53 | 0.55 | 0.57 |
| 年新增装机容量 (全电源合计) | 亿千瓦 | 1.91 | 1.73 | 1.73 | 3.56 | 4.25 | 5.34 | 3.93 | 3.95 | 3.89 | 3.79 | 3.79 |
| 燃煤 | 亿千瓦 | 0.39 | 0.29 | 0.15 | 0.41 | 0.30 | 0.64 | 0.50 | 0.50 | 0.40 | 0.30 | 0.30 |
| 燃气 | 亿千瓦 | 0.08 | 0.11 | 0.06 | 0.11 | 0.18 | 0.20 | 0.15 | 0.15 | 0.15 | 0.15 | 0.15 |
| 常规水电 | 亿千瓦 | 0.14 | 0.16 | 0.13 | 0.03 | 0.06 | 0.05 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| 抽水蓄能 | 亿千瓦 | 0.01 | 0.05 | 0.10 | 0.05 | 0.08 | 0.07 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| 核电 | 亿千瓦 | 0.01 | 0.03 | 0.02 | 0.01 | 0.04 | 0.02 | 0.06 | 0.08 | 0.12 | 0.12 | 0.12 |
| 风电 | 亿千瓦 | 0.72 | 0.47 | 0.37 | 0.76 | 0.79 | 1.19 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |
| 光伏 | 亿千瓦 | 0.49 | 0.53 | 0.86 | 2.17 | 2.77 | 3.15 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |
| 生物质能 | 亿千瓦 | 0.07 | 0.08 | 0.03 | 0.03 | 0.02 | 0.01 | 0.02 | 0.02 | 0.02 | 0.02 | 0.02 |

数据来源：Wind、国家能源局、中电联、开源证券研究所

不考虑规模以下发电机组和系统损耗电量，假设发电量与全社会用电量相等；燃气发电、水电、生物质能发电利用小时数保持稳定；假设核电小幅参与调峰，利用小时数逐年小幅下降；风电尽管存在优质风场资源有限限制，但是考虑风机大型化和海风开发，利用小时数趋于稳定；光伏受限于消纳条件，利用小时数逐年小幅下降。从电量供需平衡角度测算，考虑容量市场和辅助服务市场顺利建成且机制公允，预计“十五五”期间火电利用小时数逐年小幅下降，预计将于2030年下降至3500小时左右。

表2：考虑电量供需平衡，火电利用小时数或将于2030年前后下降至3500小时左右

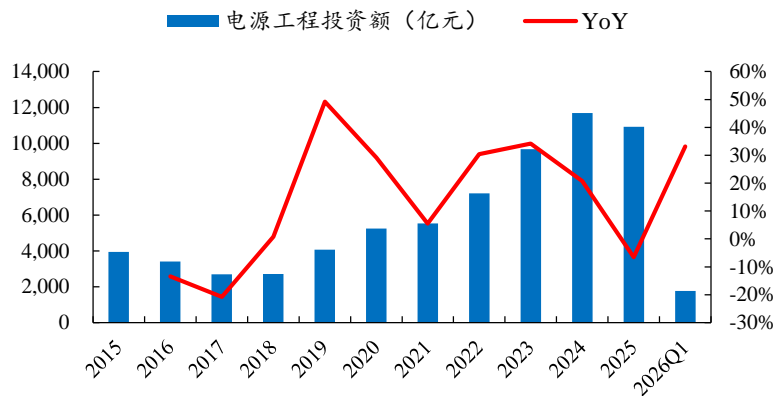
| 电量供需平衡表 | 单位 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025(E) | 2026E | 2027E | 2028E | 2029E | 2030E |
|----------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 全社会发电量 (全社会用电量) | 亿千瓦时 | 75110 | 83128 | 86372 | 92241 | 98521 | 103682 | 108348 | 112980 | 117568 | 122104 | 126579 |
| 燃煤 | 亿千瓦时 | 46525 | 51271 | 53263 | 55635 | 56484 | 59800 | 54636 | 54257 | 53839 | 52233 | 50576 |
| 燃气 | 亿千瓦时 | 2566 | 3056 | 2802 | 3172 | 3417 | 3290 | 4298 | 4658 | 5018 | 5378 | 5738 |
| 常规水电 | 亿千瓦时 | 12955 | 12858 | 12565 | 11600 | 12648 | 12850 | 12925 | 13255 | 13585 | 13915 | 14245 |
| 核电 | 亿千瓦时 | 3718 | 4155 | 4229 | 4365 | 4673 | 4439 | 5204 | 5782 | 6653 | 7516 | 8368 |
| 风电 | 亿千瓦时 | 5086 | 6808 | 7699 | 9016 | 10231 | 10454 | 15015 | 17733 | 20300 | 23300 | 26300 |
| 光伏 | 亿千瓦时 | 2934 | 3343 | 4684 | 6474 | 8984 | 10602 | 14044 | 14981 | 15767 | 17267 | 18767 |
| 生物质能 | 亿千瓦时 | 1326 | 1637 | 1129 | 1980 | 2083 | 2247 | 2224 | 2314 | 2404 | 2494 | 2584 |
| 利用小时数 (全电源综合) | 小时 | 3474 | 3560 | 3445 | 3221 | 2996 | 2712 | 2570 | 2450 | 2351 | 2270 | 2198 |
| 燃煤 | 小时 | 4308 | 4623 | 4738 | 4776 | 4727 | 4749 | 4173 | 3991 | 3847 | 3654 | 3466 |
| 燃气 | 小时 | 2618 | 2814 | 2440 | 2525 | 2378 | 2005 | 2400 | 2400 | 2400 | 2400 | 2400 |
| 常规水电 | 小时 | 3827 | 3622 | 3417 | 3130 | 3355 | 3367 | 3300 | 3300 | 3300 | 3300 | 3300 |
| 核电 | 小时 | 7453 | 7802 | 7616 | 7670 | 7683 | 7104 | 7600 | 7560 | 7520 | 7480 | 7440 |
| 风电 | 小时 | 2073 | 2232 | 2219 | 2235 | 2127 | 1801 | 2100 | 2050 | 2000 | 2000 | 2000 |
| 光伏 | 小时 | 1281 | 1194 | 1340 | 1292 | 1201 | 1015 | 1100 | 1050 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 生物质能 | 小时 | 4492 | 4310 | 2732 | 4486 | 4529 | 4738 | 4500 | 4500 | 4500 | 4500 | 4500 |

数据来源：Wind、国家能源局、中电联、开源证券研究所

1.3 工程投资：国网宣布4万亿投资计划，2026Q1电网投资高增

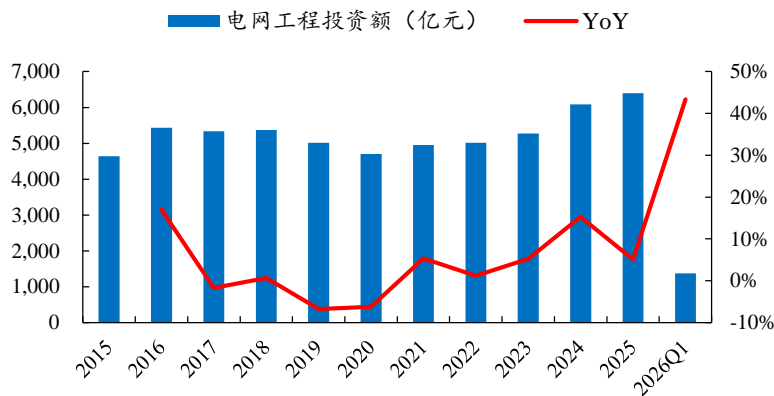
电源投资维持高位，电网投资持续高增。2025年，我国主要发电企业电力工程投资完成额1.09万亿元，同比减少6.5%；火电/水电/核电/风电/光伏发电完成投资2400/1033/1610/3078/2805亿元，同比+51.1%/-4.8%/+9.6%/-0.1%/-37.1%。2025年，我国电网投资完成额6395亿元，同比增长5.1%。2026年1月，国家电网宣布“十五五”期间固定资产投资预计达4万亿元，较“十四五”时期增长40%，以2025年为基期CAGR约7.6%。南方电网2026年固定资产投资安排1800亿元，连续五年创新高，年均增速达9.5%。2026Q1我国主要发电企业工程投资1759亿元，同比增长33.1%；我国电网投资完成额1370亿元，同比增长43.3%。

图7：2026Q1我国电源工程投资1759亿元，yoy+33.1%



数据来源：Wind、开源证券研究所

图8：2026Q1我国电网工程投资1370亿元，yoy+43.3%



数据来源：Wind、开源证券研究所

目录

CONTENTS

1

行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划

2

火电：煤价电价企稳回升，容量电价重塑煤电商业模式

3

水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值

4

核电：机制电价护航行业可持续发展，铀价波动影响较小

5

绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现

6

电网设备：特高压投资有望提速，变压器出口延续高景气

7

受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会

8

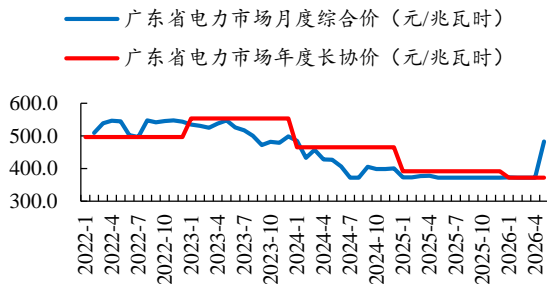
风险提示

2.1 火电：电量供需宽松，广东、江苏、浙江电力市场年度长协电价下降

电量供需宽松，广东、江苏、浙江电力市场年度长协电价下降。2026年，广东、江苏、浙江年度交易均价分别为372.14、344.19、344.85元/兆瓦时，同比-19.72、-68.26、-67.54元/兆瓦时，较燃煤基准价-17.8%、-12.0%、-17.0%。

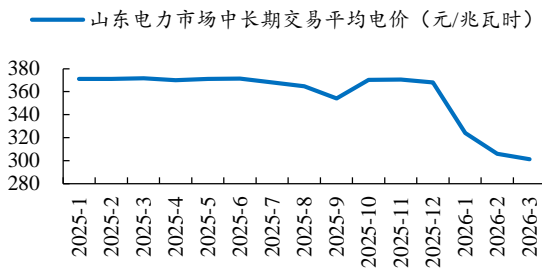
截至最新数据，2026年5月，广东月度交易均价483.43元/兆瓦时，环比+110.98元/兆瓦时，增幅29.8%；其中煤电/气电/核电/绿电均价488.89/474.89/372/417.1元/兆瓦时，环比+117.68/+103.26/0.00/+43.3元/兆瓦时；我们认为系中东地缘冲突致海外一次能源价格大幅提升，印尼煤价涨幅高于国内煤价涨幅，而广东省对印尼煤有一定依赖，在年度长协电价不变的前提下，月度电价波动系电力企业传导燃料成本。2026年5月，江苏月度集中竞价均价338.07元/兆瓦时，环比+14.35元/兆瓦时，涨幅4.4%。2026年3月，山东月度中长期交易均价301.35元/兆瓦时，环比-4.78元/兆瓦时，降幅1.6%。2026年1月，甘肃省内中长期交易均价232.89元/兆瓦时，环比-18.96元/兆瓦时，降幅7.5%；甘肃外送电量交易均价246.93元/兆瓦时，环比-51.95元/兆瓦时，降幅17.4%。

图9：2026M5广东月度交易均价483.43元/兆瓦时



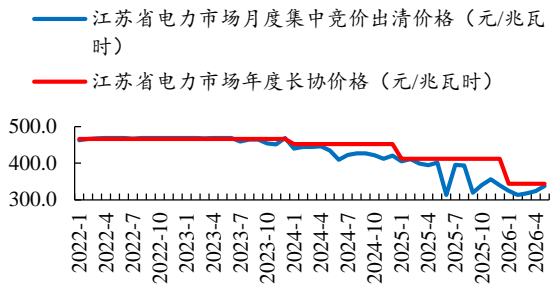
数据来源：广东电力交易中心公众号、开源证券研究所

图11：2025M3山东月度交易均价301.35元/兆瓦时



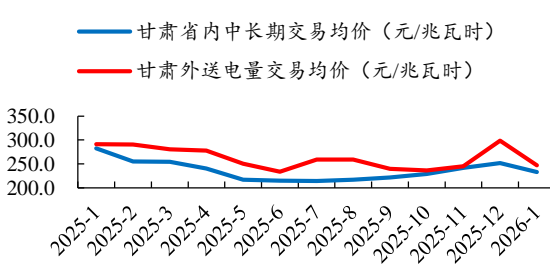
数据来源：奥信光智能公众号、开源证券研究所

图10：2026M5江苏月度交易均价338.07元/兆瓦时



数据来源：中电售电公众号、开源证券研究所

图12：2026M1甘肃省内中长期均价232.89元/兆瓦时

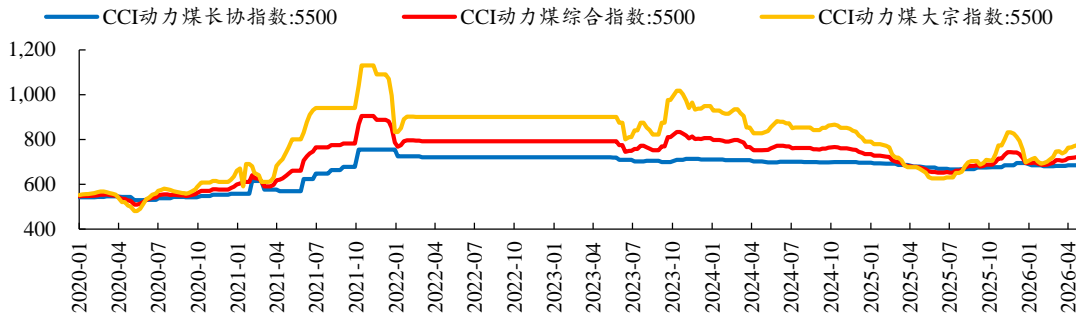


数据来源：甘肃电力交易中心有限公司公众号、开源证券研究所

2.1 火电：淡季结束+备战迎峰度夏，煤价企稳回升

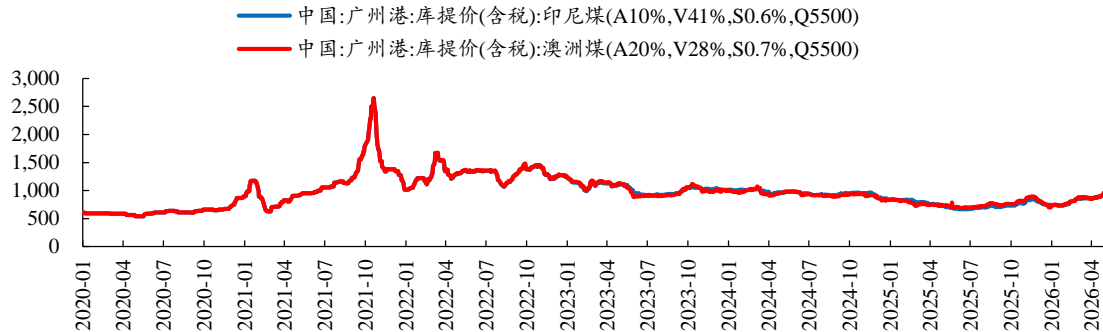
淡季结束+备战迎峰度夏，4月下旬国内电厂动力煤库存周环比回升，国内动力煤价格企稳回升。2025M11-2026M1，随着采暖季动力煤补库结束，CCI动力煤（5500）大宗价格指数（反映现货价格水平）从831元/吨下行至692元/吨，下降139元/吨；2026M2起，随着气温回升，国内动力煤价格温和上行，截至4月24日，CCI大宗指数报774元/吨，较1月低点回升82元/吨。我国电煤中长期合同价格采用“基准+浮动”的形成机制，基准价与浮动价权重各50%；2023-2025年下水动力煤（5500）中长期合同基准价为675元/吨，浮动价取几种煤炭综合价格指数均值，长协价格波动较小。进口煤价格波动更大，截至4月30日，广州港5500印尼煤、澳煤库提价均较1月低点上涨超200元/吨。

图13：4月24日CCI大宗指数774元/吨，较1月低点回升82元/吨（元/吨）



数据来源：Wind、开源证券研究所

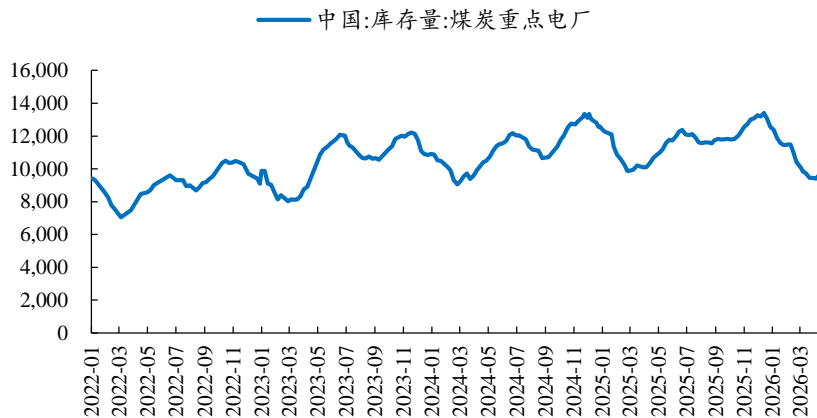
图14：截至2026M4，广州港印尼煤、澳煤价格较M1低点提高超200元/吨（元/吨）



数据来源：Wind、开源证券研究所

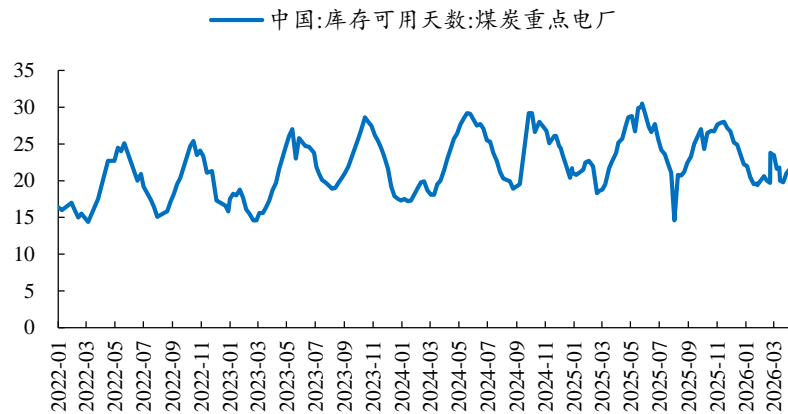
2.1 火电：2026M5起国内电厂或开启补库周期

图15：2026M5起国内电厂或开启补库周期（万吨）



数据来源：Wind、开源证券研究所

图16：2026M4国内电厂库存可用天数回升（天）



数据来源：Wind、开源证券研究所

2015年，国家发改委发布《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》（发改价格〔2015〕3169号）明确以中国电煤价格指数2014年各省（价区）平均价格作为基准煤价，与之对应的上网电价为基准电价；各省电煤到厂价指数（5000动力煤）按月发布。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》（发改价格规〔2019〕1658号），明确从2020年1月1日起不再实行煤电标杆电价，改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，各省电煤到场价停止披露。

为量化各省煤电燃料成本，我们以2019年12月为基期，假设到厂煤中85%为长协煤，15%为现货煤，通过CCI大宗和CCI长协价格指数区间变动幅度来估算2020年至今各省电煤到厂价水平，即：电煤到厂价区间变动幅度=85%×CCI长协变动幅度+15%×CCI大宗变动幅度。

尽管电力市场中年度长协交易占比更高，但是由于该电价数据不透明，我们重点关注变化方向和幅度而非绝对额，除山东、江苏、广东三省使用市场化交易均价之外，其余各省电价采用电网代理购电价格和容量电价加权来表征；根据各省电价、省内累计供电煤耗和电煤到厂价计算点火价差。自2024年起，火电容量电价从电量电价中独立出来单独补贴，为保持前后数据可比性，我们在2024-2025年代理购电价格基础上增加了容量电价部分。

从历史数据来看，各省点火价差数据存在较大差异。北方产煤区（山西、内蒙古、新疆、陕西）、环渤海地区（河北、天津、辽宁）点火价差较高；2025年东部地区（上海、江苏、浙江、广东）点火价差下跌较多；水电大省如四川、云南、青海代理购电价格受水电价格影响较大，点火价差季度波动较大，可能失真；广西点火价差偏低且波动较大。从边际变化来看，2026Q1华东、华中、东北电网多数省份点火差环比下降，京津冀点火差维持在较高水平，南方电网多数省份点火差环比回升。

图17：2026Q1多数省份点火价差环比下降（单位：元/兆瓦时）

| 省(市、区) | 2022 | 2023 | 2024 | 2025Q1 | 2025Q2 | 2025Q3 | 2025Q4 | 2026Q1 | 2026Q1环比 | 2026Q1同比 |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|----------|----------|
| 河北 | 140.61 | 172.23 | 161.11 | 193.07 | 179.10 | 164.78 | 182.38 | 186.45 | 4.06 | -6.62 |
| 冀北 | 160.51 | 172.18 | 166.55 | 198.71 | 190.48 | 179.24 | 178.55 | 180.03 | 1.48 | -18.68 |
| 天津 | 213.83 | 205.65 | 170.68 | 182.33 | 184.16 | 172.72 | 165.09 | 167.52 | 2.43 | -14.81 |
| 山西 | 185.42 | 188.32 | 161.44 | 214.43 | 157.44 | 148.70 | 145.34 | 124.75 | -20.59 | -89.68 |
| 山东 | 52.89 | 52.69 | 70.08 | 99.19 | 99.63 | 87.81 | 85.57 | 49.54 | -36.03 | -49.66 |
| 上海 | 258.85 | 220.62 | 189.38 | 171.97 | 191.99 | 211.71 | 169.76 | 164.42 | -5.34 | -7.55 |
| 江苏 | 173.67 | 173.92 | 145.77 | 131.00 | 106.82 | 105.07 | 70.50 | 49.95 | -20.54 | -81.04 |
| 浙江 | 194.79 | 201.47 | 161.91 | 124.39 | 141.41 | 135.87 | 134.40 | 94.58 | -39.82 | -29.82 |
| 安徽 | 140.38 | 141.74 | 121.87 | 108.37 | 121.22 | 122.53 | 105.42 | 51.38 | -54.04 | -56.99 |
| 福建 | 135.93 | 142.98 | 137.23 | 119.16 | 149.12 | 120.26 | 114.84 | 92.13 | -22.70 | -27.03 |
| 湖北 | 162.32 | 177.05 | 133.89 | 101.48 | 116.46 | 112.40 | 118.41 | 65.10 | -53.31 | -36.38 |
| 湖南 | 117.76 | 160.75 | 110.02 | 128.61 | 116.53 | 105.91 | 49.45 | 106.49 | 57.04 | -22.12 |
| 江西 | 127.53 | 138.85 | 112.73 | 122.38 | 121.32 | 124.65 | 116.45 | 64.25 | -52.21 | -58.14 |
| 河南 | 165.85 | 176.55 | 125.57 | 137.36 | 138.28 | 137.71 | 125.46 | 106.26 | -19.20 | -31.10 |
| 辽宁 | 116.27 | 127.33 | 140.37 | 173.46 | 155.24 | 149.98 | 180.86 | 43.49 | -137.37 | -129.96 |
| 吉林 | 139.39 | 155.80 | 139.99 | 169.23 | 129.48 | 129.80 | 165.38 | 102.20 | -63.19 | -67.04 |
| 黑龙江 | 122.46 | 125.56 | 119.75 | 132.05 | 125.10 | 105.08 | 98.28 | 51.34 | -46.94 | -80.72 |
| 蒙东 | 137.04 | 123.15 | 107.92 | 123.03 | 140.55 | 146.06 | 128.84 | 73.45 | -55.40 | -49.59 |
| 蒙西 | 151.87 | 141.03 | 138.65 | 155.90 | 184.93 | 176.99 | 181.22 | 173.84 | -7.38 | 17.94 |
| 陕西 | 152.02 | 176.86 | 162.16 | 133.87 | 129.16 | 137.80 | 51.55 | 149.26 | 97.71 | 15.39 |
| 甘肃 | 45.69 | 63.42 | 43.00 | 52.19 | 47.64 | 15.08 | 23.46 | 29.93 | 6.47 | -22.27 |
| 宁夏 | 84.85 | 77.84 | 95.31 | 114.65 | 99.49 | 91.80 | 118.27 | 70.70 | -47.57 | -43.95 |
| 青海 | -78.70 | -34.62 | -41.54 | 9.75 | -16.82 | -28.85 | -21.43 | -20.60 | 0.83 | -30.35 |
| 新疆 | 109.05 | 120.66 | 109.77 | 122.45 | 130.46 | 134.17 | 150.53 | 152.80 | 2.26 | 30.34 |
| 四川 | 29.95 | 29.95 | 36.61 | 98.10 | 38.31 | -79.11 | -38.62 | 117.14 | 155.77 | 19.05 |
| 重庆 | 105.98 | 138.75 | 131.17 | 151.87 | 143.45 | 173.29 | 100.32 | 140.43 | 40.11 | -11.44 |
| 广东 | 210.33 | 191.69 | 101.04 | 72.91 | 86.50 | 83.84 | 70.55 | 74.65 | 4.10 | 1.74 |
| 广西 | -65.27 | 32.92 | 6.84 | -11.14 | 1.31 | 35.81 | -33.51 | -11.83 | 21.68 | -0.69 |
| 贵州 | 95.32 | 138.09 | 84.16 | 122.06 | 129.05 | 131.19 | 98.99 | 112.07 | 13.08 | -9.99 |
| 云南 | -74.99 | -45.23 | 17.71 | 21.79 | 16.35 | -57.58 | -77.15 | -13.10 | 64.05 | -34.89 |
| 海南 | 238.25 | 248.78 | 215.12 | 234.82 | 244.84 | 277.58 | 355.29 | 246.94 | -108.34 | 12.12 |

数据来源：Wind、中电信电、广东电力交易中心等、开源证券研究所

容量电价将有效容量价值从电能量价格中剥离，进行单独定价、单独结算，通过补偿固定成本的方式激励煤电投资，并推动煤电机组向保障性电源转变。随着新能源渗透率逐渐提高，煤电的功能需要从电量生产转为兜底调节，利用小时数逐年下降，单位发电分摊的固定成本越来越高，容量电价机制对净发电空间内无法回收的固定成本进行补偿。2023年，国家发改委、能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号），将煤电单一制电价调整为两部制电价，其中电量电价通过市场化方式形成，灵敏反映电力市场供需、燃料成本变化等情况；容量电价体现煤电对电力系统的支撑调节价值，确保煤电行业持续健康运行；煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元；通过容量电价回收的固定成本比例，2024~2025年多数地方为30%左右，2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。2026年1月30日，国家发改委 国家能源局印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号），在1501号文的基础上，114号文允许各地结合市场建设进度、煤电利用小时数等因素进一步提高回收比例；同时，在煤电容量电价机制完善后，各地可根据电力市场供需、参与市场的所有机组变动成本等情况，适当调整省内煤电中长期市场交易价格下限，在确保电力电量平衡的情况下适当放宽煤电中长期合同签订比例要求。

容量电价补偿能够覆盖煤电项目大多数固定成本。假设项目运维费用、人员费用等其他固定成本取固定值每年每千瓦200元，折旧与运维等固定成本总计每年每千瓦400元。考虑极端情景，若项目固定成本全部由容量电费承担，当煤电利用小时数下降至2500小时，容量电费补贴提高至每年每千瓦330元，容量电费无法回收的固定成本折合度电水平仅28元/兆瓦时。

表3：每年每千瓦330元的容量电价水平基本可以保障煤电固定成本回收（单位：小时、元/(kW·年)、元/兆瓦时）

| 容量电价无法补贴的固定成本 | 5000 | 4750 | 4500 | 4250 | 4000 | 3750 | 3500 | 3250 | 3000 | 2750 | 2500 |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|
| 100 | 60.0 | 63.2 | 66.7 | 70.6 | 75.0 | 80.0 | 85.7 | 92.3 | 100.0 | 109.1 | 120.0 |
| 132 | 53.6 | 56.4 | 59.6 | 63.1 | 67.0 | 71.5 | 76.6 | 82.5 | 89.3 | 97.5 | 107.2 |
| 165 | 47.0 | 49.5 | 52.2 | 55.3 | 58.8 | 62.7 | 67.1 | 72.3 | 78.3 | 85.5 | 94.0 |
| 200 | 40.0 | 42.1 | 44.4 | 47.1 | 50.0 | 53.3 | 57.1 | 61.5 | 66.7 | 72.7 | 80.0 |
| 232 | 33.6 | 35.4 | 37.3 | 39.5 | 42.0 | 44.8 | 48.0 | 51.7 | 56.0 | 61.1 | 67.2 |
| 265 | 27.0 | 28.4 | 30.0 | 31.8 | 33.8 | 36.0 | 38.6 | 41.5 | 45.0 | 49.1 | 54.0 |
| 297 | 20.6 | 21.7 | 22.9 | 24.2 | 25.8 | 27.5 | 29.4 | 31.7 | 34.3 | 37.5 | 41.2 |
| 330 | 14.0 | 14.7 | 15.6 | 16.5 | 17.5 | 18.7 | 20.0 | 21.5 | 23.3 | 25.5 | 28.0 |

数据来源：开源证券研究所

2.3 火电：中期来看，煤电机组折旧到期后有望释放较多利润

中期来看，煤电机组折旧到期后有望释放较多利润。根据中电联《煤电机组灵活性运行与延寿运行研究》，煤电机组设计寿命一般为30年，到期后符合条件的机组可适当延寿；截至2019年末，我国现役机组平均服役年限12年。2019-2025年，我国煤电装机容量净增加2.19亿千瓦，增幅21.0%。据此推断，若现役煤电机组折旧年限为20年，则我国大部分现役煤电机组折旧到期时间集中在2027年前后。

以上市公司2019年发电设备当期折旧做线性外推得，截至2019年末，各公司现役发电设备折旧到期时间集中在2031年前后。2019-2025年期间，多数上市公司火电装机增幅较小，2019年之前的存量机组占主导，2030年前后现役机组折旧到期后，上市公司利润有望得到较可观的提升（上市公司2019年之前投产的火电存量机组单位造价约4.0元/瓦，假设建设期利息费用资本化、20年线性折旧、残值率5%，则单位装机年折旧金额约200元/千瓦）。

表4：现役火电大多为2019年之前的存量机组，设备折旧到期时间在2030年前后（单位：万千瓦、亿元、年）

| | 火电装机 (2019) | 火电装机 (2025) | 火电装机增幅 | 发电设备账面原 值 (2019) | 发电设备当期折 旧 (2019) | 发电设备累计折 旧 (2019) | 发电设备剩余折 旧年限 (2019) | 发电设备折旧到 期时间 (2019) |
|-------|----------------|----------------|--------|---------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|
| 华能国际 | 9,925 | 10,965 | 10.5% | 4,883 | 201 | 2,412 | 12 | 2031 |
| 华电国际 | 5,011 | 7,545 | 50.6% | 1,693 | 79.5 | 614 | 14 | 2033 |
| 华润电力 | 3,097 | 4,480 | 44.6% | 1,576 | 84 | 599 | 12 | 2031 |
| 大唐发电 | 5,128 | 5,861 | 14.3% | 1,945 | 92 | 1,075 | 9 | 2028 |
| 建投能源 | 815 | 1,248 | 53.1% | 244 | 12 | 111 | 12 | 2031 |
| 国电电力 | 6,874 | 8,227 | 19.7% | 2,786 | 137 | 1,296 | 11 | 2030 |
| 内蒙华电 | 1,054 | 1,140 | 8.2% | 439 | 19 | 230 | 11 | 2030 |
| 浙能电力 | 3,193 | 3,919 | 22.7% | 856 | 43 | 530 | 8 | 2027 |
| 皖能电力 | 953 | 1,912 | 100.6% | 199 | 10 | 89 | 11 | 2030 |
| 江苏国信 | 1,178 | 2,251 | 91.1% | 335 | 13 | 133 | 15 | 2034 |
| 中能股份 | 1,048 | 1,183 | 12.9% | 391 | 17 | 156 | 14 | 2033 |
| 合计/平均 | 38,274 | 48,731 | 27.3% | 15,346 | 707 | 7,244 | 11 | 2030 |

数据来源：各公司定期报告、开源证券研究所

目录

CONTENTS

1

行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划

2

火电：煤价电价企稳回升，容量电价重塑煤电商业模式

3

水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值

4

核电：机制电价护航行业可持续发展，铀价波动影响较小

5

绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现

6

电网设备：特高压投资有望提速，变压器出口延续高景气

7

受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会

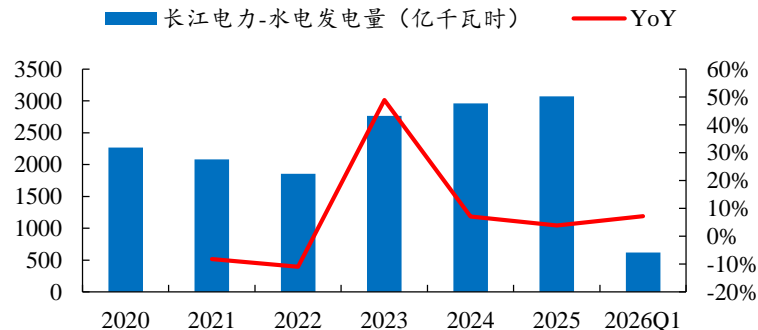
8

风险提示

3.1 水电：2026Q1来水较好，上市公司经营稳健

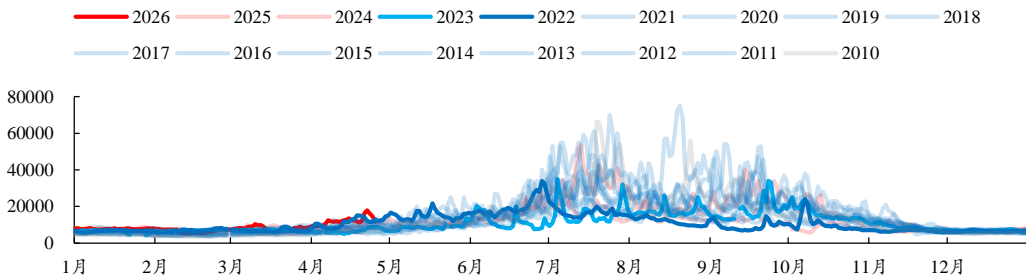
金沙江和长江流域：根据Wind数据，2026Q1三峡水库入库流量均值7478万立方米/秒，同比偏丰5.70%，较2003-2025年均值偏丰34.6%。截至2026年4月末，三峡水库水位164.85米，处于历史同期较高水平。根据长江电力公告，2026年第一季度，乌东德水库来水总量约154.75亿立方米，同比偏枯7.36%；三峡水库来水总量约585.68亿立方米，同比偏丰5.49%；公司境内所属六座梯级电站总发电量约618.25亿千瓦时，同比增加7.19%。

图20：2026Q1长江电力水电发电量618.25亿千瓦时，同比增长7.19%



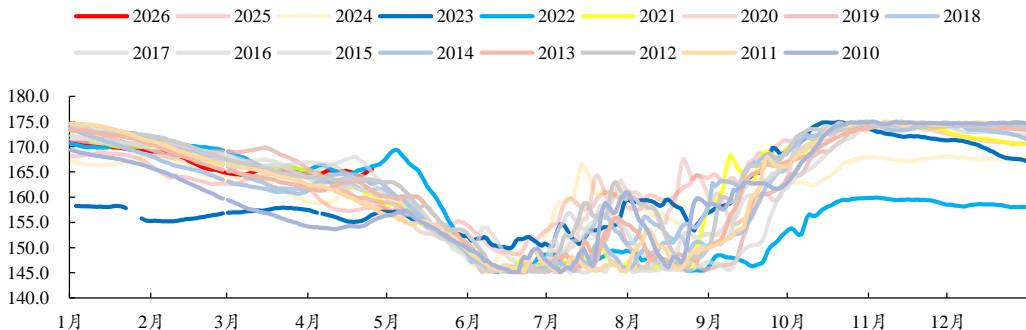
数据来源：长江电力公告、开源证券研究所

图18：2025年三峡水库入库流量均值7478万立方米/秒，较2003-2025年均值偏丰34.6%（万立方米/秒）



数据来源：Wind、开源证券研究所

图19：截至2026年4月末，三峡水库水位164.85米，处于历史同期较高水平（单位：米）



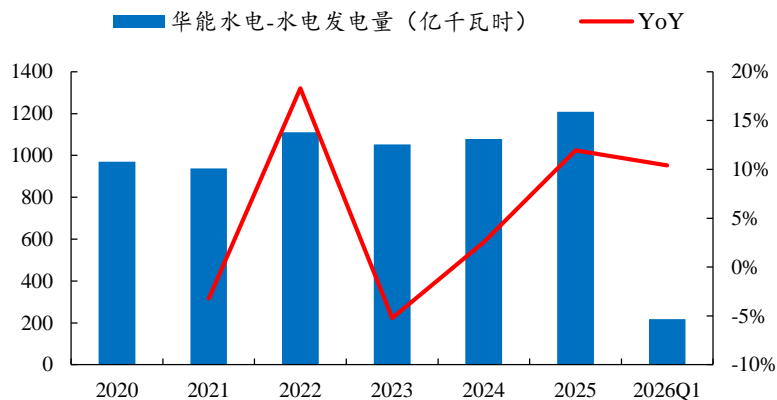
数据来源：Wind、开源证券研究所

3.1 水电：2026Q1来水较好，上市公司经营稳健

澜沧江流域：根据华能水电公告，2025年，澜沧江流域糯扎渡断面来水同比偏丰 1.5 成，华能水电所属水电站发电量1208.15 亿千瓦时，同比增长11.9%，主要原因为托巴电站和硬梁包电站全容量投产；剔除托巴与硬梁包水电后，水电发电量为1112.91 亿千瓦时，同比增长6.0%。2026Q1，华能水电所属水电站发电量217.9亿千瓦时，同比增长10.4%。

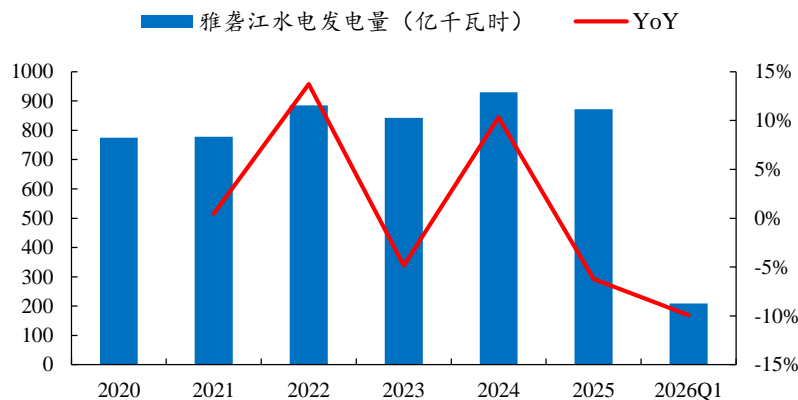
雅砻江流域：根据国投电力公告，2025年雅砻江水电发电量871.51亿千瓦时，同比减少6.2%；2026Q1，雅砻江水电发电量209.29亿千瓦时，同比减少9.93%。

图21：2026Q1华能水电所属水电发电量217.9亿千瓦时，同比增长10.4%



数据来源：华能水电公告、开源证券研究所

图22：2026Q1雅砻江水电发电量209.29亿千瓦时，同比减少9.93%



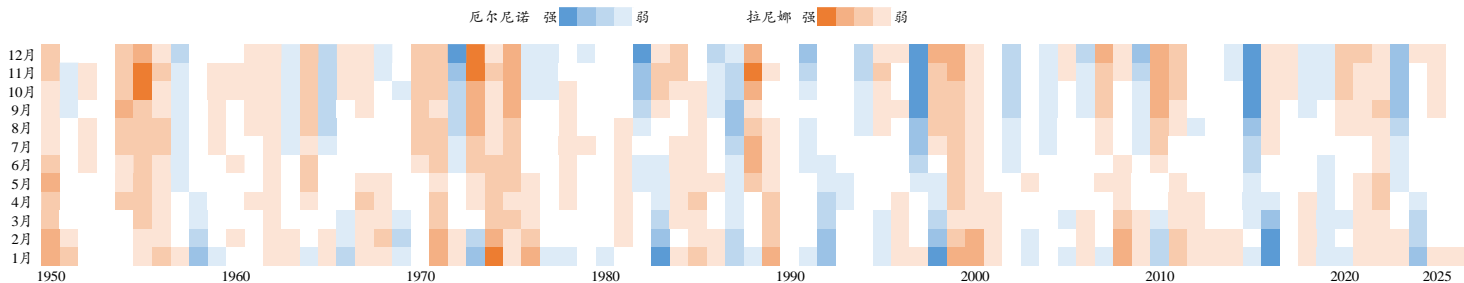
数据来源：国投电力公告、开源证券研究所

3.1 水电：IRI预计2026年出现厄尔尼诺现象的概率较大

ENSO（厄尔尼诺-南方涛动）事件对我国气候具有重要影响。厄尔尼诺（El Niño）事件通常导致中国南方地区冬季降水增加，北方地区出现干旱和寒冷天气；相反，拉尼娜（La Niña）事件则会带来中国北方地区的夏季降水增多和南方的干旱。NINO3.4指数是用来监测和分析ENSO事件的重要气候指标，该指标基于赤道太平洋中部和东部地区海表温度的异常变化，对我国气候判断具有重要意义。

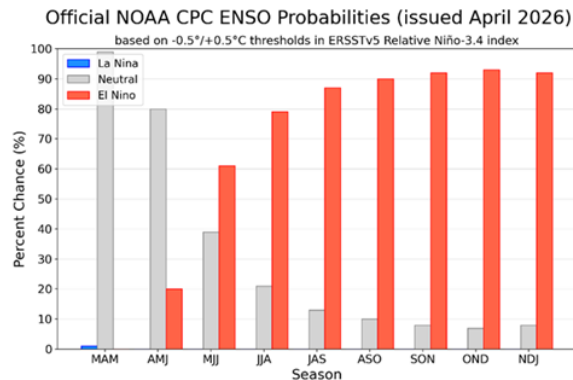
根据美国国家海洋和大气管理局（NOAA）提供的NINO3.4数据，厄尔尼诺和拉尼娜现象具有较强季节性和周期性。厄尔尼诺和拉尼娜现象往往开始于4月至6月，并且在10月至次年2月期间达到最大强度。强厄尔尼诺现象平均10-15年发生一次，强拉尼娜现象平均10年左右发生一次；ENSO现象每3到7年就会有一次明显的事件（无论是厄尔尼诺还是拉尼娜）；上一轮较强的厄尔尼诺事件发生在2022-2023年。据哥伦比亚大学国际气候与社会研究所IRI预测，2026年出现厄尔尼诺现象的概率较大。

图23：强厄尔尼诺现象平均10-15年发生一次，上一轮较强的厄尔尼诺事件发生在2023年



数据来源：NOAA、开源证券研究所

图24：IRI预计2026下半年发生厄尔尼诺现象概率较高



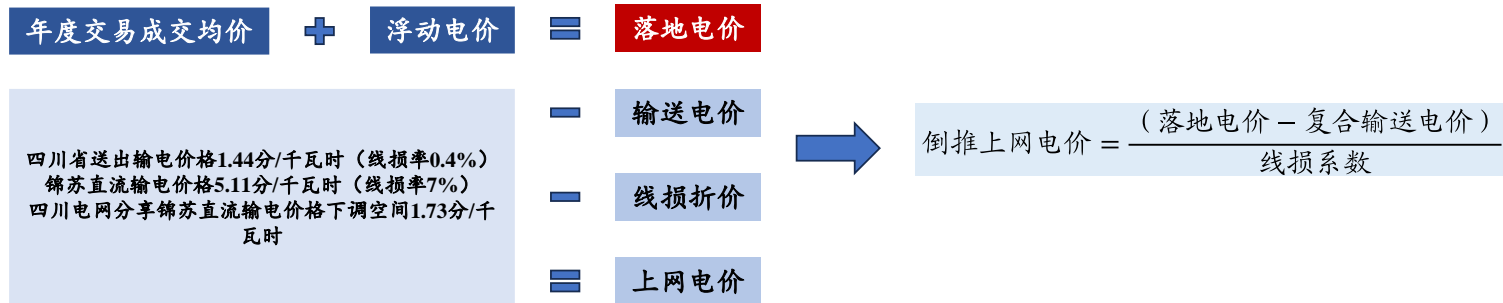
资料来源：IRI（注：横轴坐标代表自2025年12月起的每三个连续月）

3.1 水电：锦官送苏市场化电价波动由送/受两端共担，市场化电价影响可控

锦官送苏市场化电价波动由送/受两端共担。根据江苏省发改委相关文件，2019年7月起锦官送苏上网电价执行固定价0.2603元/千瓦时。2022年8月起，锦官电源组送苏落地电价形成机制调整为“基准+浮动”形式；基准落地电价为江苏省燃煤发电基准上网电价391元/兆瓦时；浮动电价为江苏电力市场交易年度交易成交均价和燃煤发电基准上网电价之差，由送、受双方按照1:1比例分享（或分担）；锦官电源组送苏上网电价，由落地电价扣除输电环节价格倒推确定。2024年，锦官电源组送苏浮动电价形成机制优化为：（江苏电力市场交易年度交易成交均价+江苏省煤电容量电价度电标准-燃煤发电基准上网电价）×50%，其中煤电容量电价度电标准=国家规定煤电容量电价年度执行标准÷近三年统调燃煤发电机组平均发电利用小时数。2023-2026年江苏省年度交易电量加权均价分别为468.58、452.94、412.45、344.19元/兆瓦时，较燃煤基准价分别浮动19.84%、15.84%、5.49%、-11.97%。

2022年8-12月，由落地电价倒推出的锦官电源组送苏部分上网电价为319.5元/千瓦时，较2019年电价政策上浮22.74%；2023年锦官电源组送苏部分倒推电价分标为0.3195元/千瓦时，与2022年持平；2024年浮动电价部分新增煤电容量电价19.66元/兆瓦时，倒推上网电价与2023年基本持平；2025年至今，江苏省发改委暂停披露倒推电价，我们按相关文件规定的计算方式倒推2025、2026年锦官电源组上网电价。

图25：2022年8月起，锦官电源组送苏落地电价形成机制调整为“基准+浮动”形式



资料来源：江苏省发改委、开源证券研究所

3.1 水电：锦官送苏市场化电价波动由送/受两端共担，倒推电价高于计划电价

根据相关参数与计算方法，我们估算复合输送电价为83.88元/兆瓦时，线损系数1.0796；2025-2026年锦官电源组送苏上网电价为307.9、277.7元/兆瓦时。

考虑雅砻江水电公司锦屏一级、锦屏二级、官地三座电站组成的锦官电源组，合计装机容量1080万千瓦，占雅砻江水电公司水电装机总量的56.25%；所发电力主要供应四川、重庆和华东电网，其中640万千瓦送江苏，240万千瓦四川省内消纳，200万千瓦送重庆。锦屏一级、锦屏二级、官地电站多年平均发电量分别为166.2、242.3、117.76亿千瓦时，估算锦官电源组年平均送苏电量311.86亿千瓦时。根据历史数据估计，雅砻江水电公司税金及附加占营业收入比例为3.76%；锦官电源组适用西部大开发优惠税率15%；少数股东损益占净利润比例为0.07%。

2022年锦官送苏上网电价采用市场化机制形成后，2023-2026年落地倒推电价高于2019-2021年的计划电价。

表5：2023-2026年，锦官送苏落地倒推上网电价高于2019年的计划电价

| 项目 | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E |
|------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| 锦官送苏电量（亿千瓦时） | 311.86 | 311.86 | 311.86 | 311.86 |
| 计划电价（元/兆瓦时，苏发改价格发〔2019〕596号） | 260 | 260 | 260 | 260 |
| 落地倒推市场化电价（元/兆瓦时） | 320 | 319 | 308 | 278 |
| 落地倒推市场化电价较计划电价差异（元/兆瓦时） | 59 | 59 | 48 | 17 |

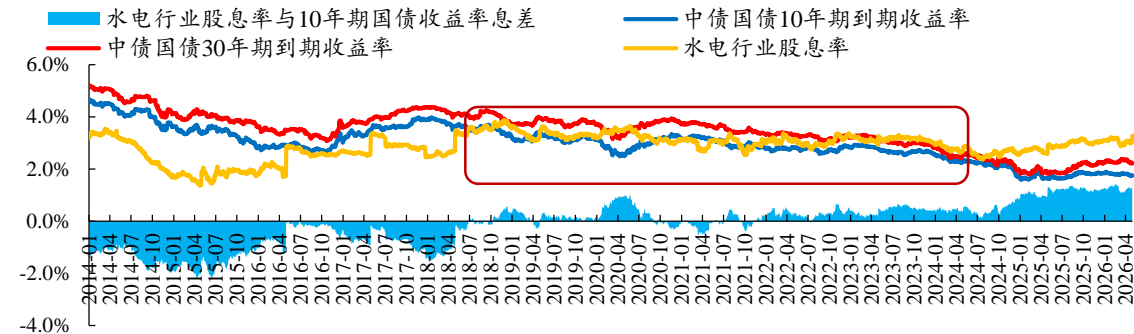
资料来源：江苏省发改委、开源证券研究所

3.2 水电：分红稳健，低利率环境下具备长期配置价值

2018年起（2017年报发布后）水电行业盈利与分红趋稳，其后多数时间水电行业股息率与国债到期收益率之间表现出较强的相关性，呈现出“类债券”特征。为避免不同上市公司年报与分红预案披露时间的差异，假设每年4月30日更新上一年业绩与分红数据，使用t年的分红计算t+1年4月30日至t+2年4月29日的股息率。2018年5月至2024年4月水电股息率与10年期国债到期收益率息差均值为0.22%。

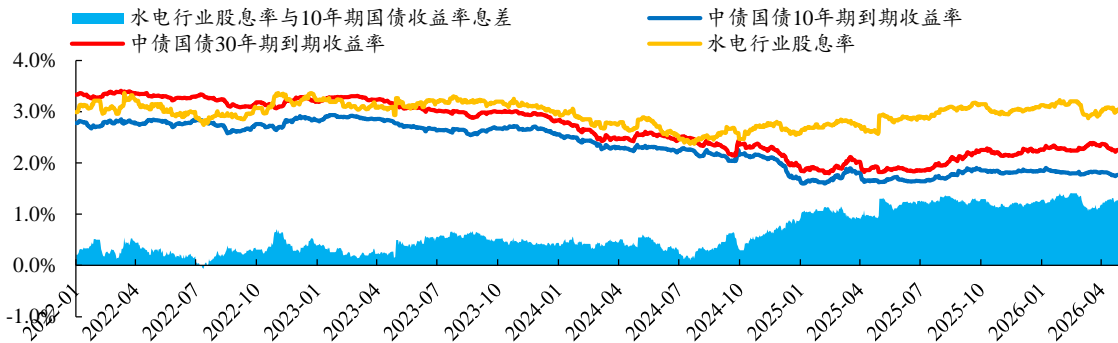
2024下半年起，水电股息率与国债收益率的息差走阔。从绝对值来看，2022-2024年水电股息率均值2.97%，2025年初至2026年4月30日均值2.95%，下降2bp；从相对值来看，2025年初至2026年4月30日水电净息差均值较2023.5-2024.4区间均值扩大72bp。从息差角度来看，水电资产相对价值被低估，低利率环境下水电作为稳定盈利资产具备配置价值。

图26：2018-2024年，多数时间水电股息率与国债到期收益率表现出较强的相关性



数据来源：Wind、开源证券研究所

图27：2024H2水电股息率与国债收益率净息差开始走阔



数据来源：Wind、开源证券研究所

目录

CONTENTS

1

行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划

2

火电：煤价电价企稳回升，容量电价重塑煤电商业模式

3

水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值

4

核电：机制电价护航行业可持续发展，铀价波动影响较小

5

绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现

6

电网设备：特高压投资有望提速，变压器出口延续高景气

7

受益标的：关注火电盈利弹性、优质风电、央国企资产重组机会

8

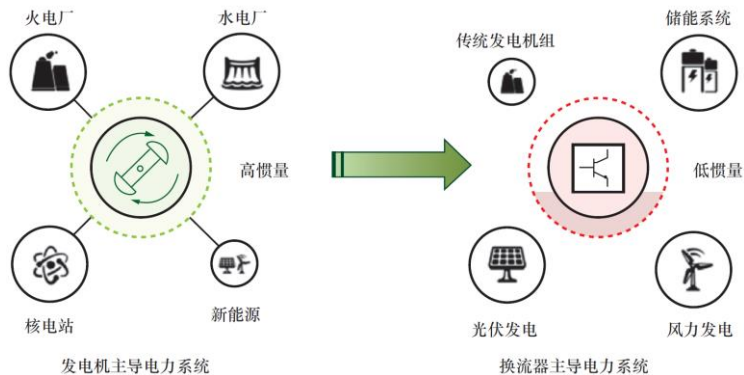
风险提示

4.1 核电：新型电力系统安全稳定运行需要核电提供坚强支撑

新型电力系统安全稳定运行需要核电提供坚强支撑。随着新能源装机和发电力占比持续提升，电力系统主体电源由连续可控的火电机组变为弱可控和强不确定的风光机组，高比例可再生资源和高比例电力电子设备的“双高”特性日益凸显。常规火电机组被新能源机组大规模替代导致系统转动惯量减少、电力系统保持频率和电压稳定的能力下降。核电机组是同步发电机，具有转动惯量，能够提高系统阻尼，为电力系统提供有效的功角稳定、电压稳定和频率稳定支撑，能够有效应对火电机组减少带来的系统安全风险，是新型电力系统安全稳定运行的重要保障。

未来核电将充当电力系统的基荷电源发挥重要作用。根据国家电投2023年的报告，未来风光总容量将超过50%，但要保证工业负荷瞬态安全，电网应该具有60%的稳定负荷供应能力，发电量：火电（25%）、水电（15%）、核电（20%）与储能联动。未来核电装机容量应达到4亿千瓦、发电量在骨干电网占比应超过20%，预计需要持续建设200台以上的大型先进压水堆，直接总投资将超过4万亿。

图28：随着新能源装机和发电力占比持续提升，电力系统转动惯量减少



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》（国家能源局，2023）

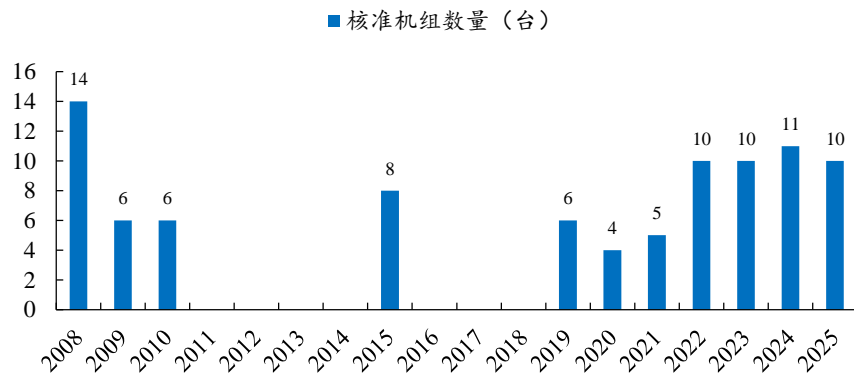
4.1 核电：华龙一号技术先进性得到验证，核电核准有望常态化

华龙一号技术先进性得到验证后，我国核电核准、建设提速。2011年福岛核事故后，国务院《核电中长期发展规划（2011-2020年）》提出“只在沿海安排少数经过充分论证的核电项目厂址，不安排内陆核电项目”，十二五期间共核准了8台核电机组，十三五期间共核准了10台机组。2021年1月，华龙一号全球首堆成功投入商运；3月政府工作报告明确提出“确保安全前提下积极有序发展核电”，政策发生转向。2022-2025年连续4年每年核准10台百万千瓦核电机组，其中采用华龙一号技术的机组28台；截至2025年末，我国在运/在建/核准华龙一号机组累计达38台。

三代核电相关设备国产化率超90%，具备每年10台/套左右主设备制造能力。华龙一号首堆实现反应堆压力容器、蒸汽发生器、堆内构件等关键设备国产化，目前批量化建设阶段设备国产化率超90%，具备整机100%国产化能力；国和一号同样具备整机100%国产化能力。截至2024年，我国已形成每年10台/套左右的百万千瓦级压水堆主设备制造能力，具备同时建造40余台核电机组的工程施工能力。

未来十年有望保持每年开工8-10台百万千瓦核电机组的建设节奏。根据核能行业协会的报告，预计到2035年，核能发电量在我国电力结构中的占比将达到10%左右，与当前全球平均水平相当，到2060年，核能发电量占比需达到18%左右，与当前OECD国家水平相当。十五五和十六五期间，按年度开工8-10台百万千瓦机组规模预计，2030年、2035年我国核电发电量分别约占全国总发电量的7.3%、10.0%。

图29：2019年起核电项目核准恢复，2022-2025年核准节奏保持稳定



数据来源：中国核能行业协会、中国能源报、各公司公告、开源证券研究所

4.1 核电：2026年沿海多省长协电价跌破核电核准价

2026年沿海省份电量供需偏宽松，广东、江苏、浙江长协电价大幅跌破核电核准价，不利于核电行业可持续发展。2026年，广东、江苏、浙江年度交易均价分别为372.14、344.19、344.85元/兆瓦时，同比下降19.72、68.26、67.54元/兆瓦时，较省内核电核准价下浮超10%；辽宁省2026年月度集中竞价均价306.59元/兆瓦时，低于红沿河核电核准价19.3%。

表6：2026年，多省市场化电价跌破省内核电核准价（单位：元/千瓦时）

| 省份 | 电站 | 核准价 | 市场价 | | | 2026市场价相较核准价 |
|----|-------|--------|--------|--------|--------|--------------|
| | | | 2024 | 2025 | 2026 | |
| 浙江 | 泰山 | 0.4188 | 0.4638 | 0.4120 | 0.3449 | -17.7% |
| | 三门 | 0.4203 | | | | -18.0% |
| 广东 | 岭澳 | 0.4143 | 0.4656 | 0.3919 | 0.3721 | -10.2% |
| | 岭东、阳江 | 0.4153 | | | | -10.4% |
| | 台山 | 0.4350 | | | | -14.5% |
| 江苏 | 田湾 | 0.4064 | 0.4529 | 0.4097 | 0.3355 | -17.4% |
| 辽宁 | 红沿河 | 0.3798 | / | / | 0.3066 | -19.3% |

数据来源：各公司公告、广东电力交易中心公众号等、开源证券研究所

注：不公布核电长协电价的年份/省份，市场化电价数据取该年份/省份长协电价均值。

4.1 核电：机制电价政策出台，护航行业可持续发展

2026年2月，《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》提出进一步推动发电侧经营主体参与电力市场，探索建立体现核电低碳价值的制度，明确到2035年全面建成全国统一电力市场体系，电力资源的电能量、调节、环境、容量等多维价值全面由市场反映，电力资源全面实现全国范围内的优化配置和高效利用，以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成。

《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》明确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；对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，差价结算费用暂纳入系统运行费用，由全体工商业用户进行分摊；并明确核电机组不参与发电侧容量补偿机制。2026年，核电月度机制电量规模在当月机组实际上网电量的基础上，将每日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；机制电价水平按照国家现行核电上网电价政策执行。

2026年2月起，广西电网代理购电价格中，系统运行费用下新增“核电价差合约费用”科目，2月为0.0326元/千瓦时，3月为0.0632元/千瓦时。由于未能获取相关政策文件，我们推测，广西已出台类似辽宁核电机制电价的政策，保障核电机组合理收益，护航我国核电行业可持续发展。

表7：辽宁省明确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

| 项目 | 主要内容 |
|------|--|
| 机制电量 | 2026年，核电月度机制电量规模在当月机组实际上网电量的基础上，将每日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（原则上选择新能源消纳最为困难的连续3小时，1-3月暂定为每日2:00-5:00）。 |
| 机制电价 | 机制电价水平按照国家现行核电上网电价政策执行。目前，辽宁省在运的核电机组为红沿河1-6号机组，其中红沿河1-4号机组上网电价为0.3823元/千瓦时，5-6号机组上网电价为0.3749元/千瓦时。纳入机制后，红沿河1-6台核电机组平均机制电价执行0.3798元/千瓦时。 |
| 费用分摊 | 对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，差价结算费用暂纳入系统运行费用，由全体工商业用户进行分摊；不再开展其他形式的差价结算。 |
| 保障措施 | <ul style="list-style-type: none">(1) 规范开展中长期与现货市场的费用结算，不得向核电不合理分摊费用，逐步取消中长期合约阻塞费用分摊；(2) 核电机组机制电量不参与中长期交易，计入中长期合同签订比例；核电机组中长期交易申报电量上限，现阶段按装机容量扣除机制电量对应容量后的最大上网能力确定；(3) 核电机组通过纳入核电可持续发展价格结算机制获得保障，不参与发电侧容量补偿机制。 |

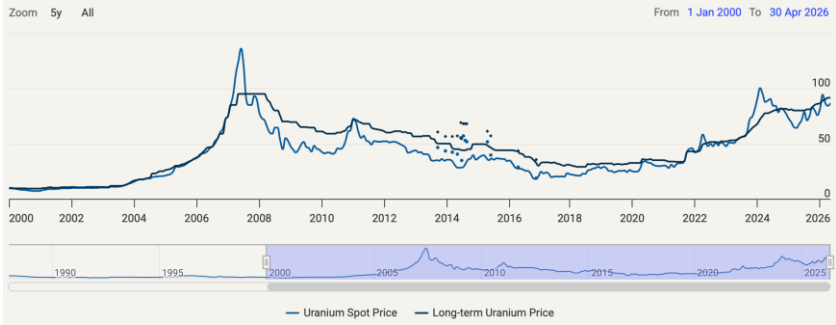
资料来源：辽宁省发改委文件、开源证券研究所

4.2 核电：现货铀价波动较大，核燃料成本在核电营业成本中占比约四分之一

2021-2026年，天然铀长协价格大幅上涨，2023Q3起天然铀现货价格波动放大。2021年中至2026M4，长协价中枢由30美元/磅左右提升至90美元/磅左右。

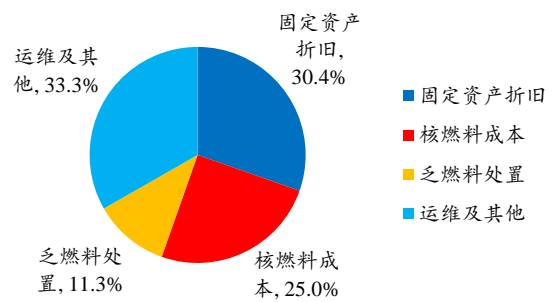
核燃料成本在核电营业收入中占比约七分之一，在营业成本中占比约四分之一。以中国广核为例，核电营业成本主要包含折旧、燃料、乏燃料处置、运维及其他四个部分，2025年中国广核核燃料成本占当期营业收入的15.6%，占营业成本的25.0%；2025年公司核电业务营业收入617.57亿元，假设所有费用和损益由电力业务承担（假设其他业务毛利润=营业利润，此算法下核电毛利率较实际值偏低），核电业务营业利润173.63亿元，营业利润率28.1%。

图30：2021-2026M4天然铀长协价格大幅上涨（美元/磅）



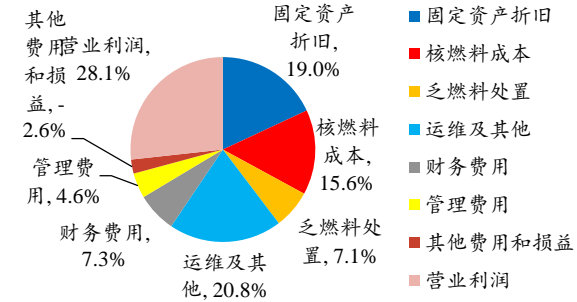
资料来源：Cameco

图31：2025年中国广核核燃料成本占营业成本的25.0%



数据来源：Wind、中国广核公告、开源证券研究所

图32：2025年中国广核核燃料成本占营业收入的15.6%



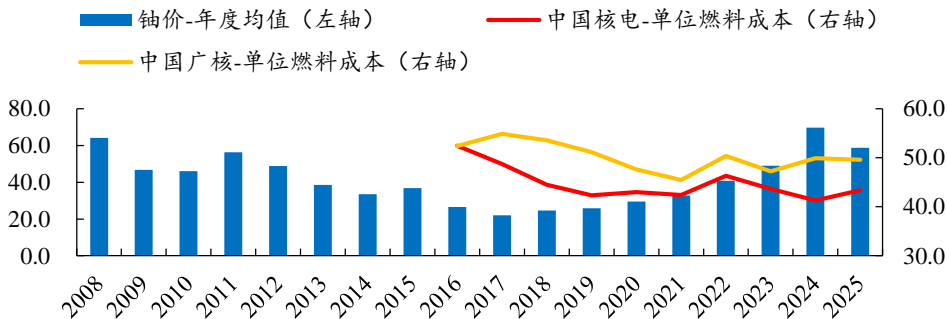
数据来源：Wind、中国广核公告、开源证券研究所

4.2 核电：核电单位燃料成本与铀价呈现一定的相关性，但短期敏感度较低

核电企业与各自集团下铀业公司签订燃料供应长协，短期铀价波动影响有限。上市公司均与各自集团下铀业兄弟公司签订燃料供应长协，确保燃料长期稳定供应。中广核铀业控股世界第二大铀矿，纳米比亚湖山铀矿，2022年产量3358tU，占全球总产量的7%；中核铀业控股世界第六大铀矿，纳米比亚罗辛铀矿，2022年产量2255tU，占全球总产量的5%。据中国广核公告，中广核集团拥有的铀矿能够满足公司在运核电机组未来二、三十年以上的使用需求。据中国核电公告，公司目前采用先采购天然铀再委托加工成燃料组件的方式，供应链全部签订10年长协，根据过去一段时间内现货和长协价格确定本年度价格，短期铀价波动对公司影响有限。

核电单位燃料成本与铀价呈现一定的相关性，但短期敏感度较低。2017-2025年，现货铀价由22.09美元/磅上涨至58.77美元/磅，区间涨幅166.0%，而中国核电/中国广核单位燃料成本下降11.0%/9.7%。据卡梅科（Cameco）数据，2021-2025年天然铀长协价中枢由30美元/磅左右提升至80美元/磅左右。而2021-2025年，中国核电/中国广核单位燃料成本上涨2.2%/9.8%，国际铀价波动对运营商影响较小。

图33：核电上市公司燃料成本与铀价呈现一定的相关性（美元/磅，元/兆瓦时）



数据来源：Wind、各公司公告、开源证券研究所

4.2 核电：天然铀价格每提高5美元/磅，核电燃料成本增加1.87元/兆瓦时

世界核协会（WNA）发布的核电经济学报告中提供了两种核燃料成本口径，两种口径计算结果存在一定差异，本文计算燃料成本时，取两种算法结果的平均值，美元兑人民币汇率取7.3。

算法1：制作1kg核燃料需要8.9kg天然铀（U3O8），转换、富集、燃料制造环节成本分别为120、401、300美元；1kg铀燃料可发电360兆瓦时。

算法2：当天然铀价格由25美元上涨至50美元，单位发电燃料成本由5美元/兆瓦时上涨至6.2美元/兆瓦时。由此得，转换、富集、燃料制造环节对应单位成本3.8美元/兆瓦时；天然铀价格每上涨25美元，单位成本提高1.2美元/兆瓦时。

以华龙一号机组为例，假设机组装机容量1200兆瓦，单位造价16000元/千瓦，年均利用小时数7500，30年直线折旧无残值，乏燃料处置金按26元/兆瓦时固定征收，单位运维及其他成本60元/兆瓦时，单位发电收入340元/兆瓦时（不含增值税，下同）。天然铀价格每提高5美元/磅，核电燃料成本增加1.87元/兆瓦时；当天然铀价格达80元且完全传导至运营商时，核电毛利率为38.5%。若铀价由75美元/磅上涨至90美元/磅，核电毛利率下降约1.7pct（由于未考虑乏燃料处置金减免等政策优惠因素，测算结果较实际值偏低）。

表8：天然铀价格每提高5美元/磅，核电燃料成本增加1.87元/兆瓦时（美元/磅、元/兆瓦时）

| 天然铀价格 | 60 | 65 | 70 | 75 | 80 | 85 | 90 | 95 | 100 | 105 | 110 | 115 | 120 |
|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 单位发电天然铀成本 | 22.4 | 24.3 | 26.2 | 28.1 | 29.9 | 31.8 | 33.7 | 35.5 | 37.4 | 39.3 | 41.2 | 43.0 | 44.9 |
| 单位发电燃料成本 | 44.6 | 46.5 | 48.4 | 50.3 | 52.1 | 54.0 | 55.9 | 57.7 | 59.6 | 61.5 | 63.3 | 65.2 | 67.1 |
| 单位发电营业成本 | 201.8 | 203.6 | 205.5 | 207.4 | 209.2 | 211.1 | 213.0 | 214.8 | 216.7 | 218.6 | 220.5 | 222.3 | 224.2 |
| 天然铀成本/营业成本 | 11.1% | 11.9% | 12.7% | 13.5% | 14.3% | 15.1% | 15.8% | 16.5% | 17.3% | 18.0% | 18.7% | 19.4% | 20.0% |
| 燃料成本/营业成本 | 22.1% | 22.8% | 23.5% | 24.2% | 24.9% | 25.6% | 26.2% | 26.9% | 27.5% | 28.1% | 28.7% | 29.3% | 29.9% |
| 天然铀成本/营业收入 | 6.6% | 7.2% | 7.7% | 8.3% | 8.8% | 9.4% | 9.9% | 10.5% | 11.0% | 11.6% | 12.1% | 12.7% | 13.2% |
| 燃料成本/营业收入 | 13.1% | 13.7% | 14.2% | 14.8% | 15.3% | 15.9% | 16.4% | 17.0% | 17.5% | 18.1% | 18.6% | 19.2% | 19.7% |
| 毛利率 | 40.7% | 40.1% | 39.6% | 39.0% | 38.5% | 37.9% | 37.4% | 36.8% | 36.3% | 35.7% | 35.2% | 34.6% | 34.1% |

数据来源：WNA、开源证券研究所

4.2 核电：从运营商历史发电成本来看，燃料成本稳定且已经处于较高水平

从运营商历史发电成本来看，单位燃料成本变动幅度较小，且燃料价格已经处于较高水平。2016-2025年中国广核单位发电燃料成本平均值为50.22元/兆瓦时，在上表中对应天然铀价格约75美元/磅；波动幅度约10元/兆瓦时。运营商燃料成本波动不仅仅受天然铀价格波动影响，新机组试运行结束投入商业运行也会导致当期摊销的燃料费用增加。2016-2025年，受到新机组投产增多、新投产机组乏燃料处置金优惠期结束等因素影响，中国广核单位折旧和乏燃料处置成本整体呈现逐年增长趋势，最大涨幅均已超过10元/兆瓦时。

表9：2016-2025年，中国广核单位发电燃料成本平均值为50.22元/兆瓦时（元/兆瓦时）

| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 单位发电收入 | 349.78 | 337.01 | 336.38 | 334.78 | 335.08 | 319.37 | 349.73 | 350.83 | 345.54 | 317.13 |
| 单位折旧 | 50.47 | 50.85 | 50.79 | 58.88 | 58.43 | 55.26 | 56.02 | 58.65 | 61.12 | 60.23 |
| 单位燃料成本 | 52.40 | 54.89 | 53.58 | 51.14 | 47.65 | 45.46 | 50.33 | 47.24 | 49.91 | 49.59 |
| 单位乏燃料处置 | 13.21 | 9.63 | 9.73 | 10.57 | 12.19 | 15.44 | 19.75 | 19.40 | 21.28 | 22.48 |
| 单位运维及其他 | 57.89 | 59.61 | 56.93 | 55.37 | 62.51 | 61.59 | 62.41 | 64.68 | 62.59 | 65.93 |
| 单位发电成本 | 173.97 | 174.98 | 171.03 | 175.96 | 180.79 | 177.75 | 188.51 | 189.97 | 194.89 | 198.23 |
| 毛利率 | 50.3% | 48.1% | 49.2% | 47.4% | 46.0% | 44.3% | 46.1% | 45.9% | 43.6% | 37.5% |

数据来源：中国广核公告、开源证券研究所

目录

CONTENTS

- 1 行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划
- 2 火电：煤价电价企稳回升，容量电价重塑煤电商业模式
- 3 水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值
- 4 核电：机制电价护航行业可持续发展，铀价波动影响较小
- 5 绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现
- 6 电网设备：特高压投资有望提速，变压器出口延续高景气
- 7 受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会
- 8 风险提示

5.1 绿电：136号文推动新能源全面入市，绿电收入端政策不确定性落地

2025年2月，发改委、能源局印发《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），推动新能源上网电价全面由市场形成，建立健全支持新能源高质量发展的制度机制。新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。

表10：136号文明确新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限

| 项目类型 | 2025年6月1日以前投产的存量项目 | 2025年6月1日起投产的增量项目 |
|------|---|--|
| 机制电量 | 各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年 | 各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。 |
| 机制电价 | 按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价 | 各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成 |
| 执行期限 | 按照现行相关政策保障期限确定。 | 按照同类项目回收初始投资的平均期限确定 |

资料来源：国家发改委、开源证券研究所

5.1 绿电：从机制电量完成情况来看，多数省份完成度较高

表11：从机制电量完成情况来看，多数省份完成度较高

| 省(市、区) | 竞价限制-电量(亿千瓦时) | | | 竞价结果-电量(亿千瓦时) | | | 完成度 |
|---------|----------------|--------|--------|---------------|----------|----------|--------|
| | 风电 | 光伏 | 合计 | 风电 | 光伏 | 合计 | |
| 北京 | / | / | / | / | / | 12 | / |
| 天津 | / | / | 40 | / | / | 9.39 | 23.5% |
| 冀北电网 | 219.35 | 138.52 | 357.87 | 103.7 | 36.13 | 139.83 | 39.1% |
| 河北南网 | 245.83 | 45.04 | 290.87 | 142.01 | 14 | 156.01 | 53.6% |
| 山西 | / | / | 55.06 | 14.82 | 39.75 | 54.57 | 99.1% |
| 山东 | 81.73 | 12.94 | 94.67 | 59.67 | 12.48 | 72.15 | 76.2% |
| 辽宁 | 105.88 | 12.75 | 118.63 | 80.22 | 1.43 | 81.65 | 68.8% |
| 吉林 | 38.62 | 7.14 | 45.76 | 37.76 | 27.62 | 65.38 | 142.9% |
| 黑龙江 | / | / | 63.04 | / | / | 63 | 99.9% |
| 上海 | / | / | 22 | / | / | 5.38 | 24.5% |
| 江苏 | 陆风光120 海风10 | | 130 | / | 131 | 131 | 109.2% |
| 浙江 | / | 14.74 | / | / | 14.74 | / | 100.0% |
| 安徽 | / | / | 90 | / | / | 58.677 | 65.2% |
| 福建 | / | 46.3 | / | / | 22.58 | / | 48.8% |
| 湖北 | / | / | / | 10.84 | 4.88 | 15.72 | / |
| 湖南 | 25.18 | 8.58 | 33.76 | 25.18 | 7.58 | 32.76 | 97.0% |
| 河南 | 39.13 | 66 | 105.13 | 38.37612 | 27.96742 | 66.34354 | 63.1% |
| 江西(第一批) | 5.7 | 5.9 | 11.6 | 4.6 | 1.31 | 5.91 | 50.9% |
| 江西(第二批) | 12.26 | 18.71 | 30.97 | 1.35 | 7.50 | 8.85 | 28.6% |
| 陕西 | 62.7 | 52.3 | 115 | 62.7 | 52.3 | 115 | 100.0% |
| 甘肃(第一批) | / | / | 8.3 | 3.464 | 4.828 | 8.292 | 99.9% |
| 甘肃(第二批) | / | / | 15.2 | / | / | 15.2 | 100.0% |
| 青海(第一次) | 5.43 | 11.25 | 16.68 | 5.43 | 11.25 | 16.68 | 100.0% |
| 青海(第二次) | 10.44 | 18.15 | 28.59 | 6.6887 | 7.8104 | 14.4991 | 50.7% |
| 宁夏 | / | / | 102 | / | / | 102 | 100.0% |
| 新疆(第一批) | 185.39 | 36.08 | 221.48 | 185 | 36 | 221 | 99.8% |
| 新疆(第二批) | 130.62 | 67.63 | 198.25 | 130.62 | 67.63 | 198.25 | 100.0% |
| 重庆 | 22.6 | 26 | 48.6 | 20.75 | 17.02 | 37.77 | 77.7% |
| 四川 | 8.8 | 41.4 | 50.2 | 8.8 | 41.4 | 50.2 | 100.0% |
| 广东 | / | / | 50 | / | 46.5 | 46.5 | 93.0% |
| 云南 | / | / | / | / | / | / | / |

数据来源：光伏们公众号、开源证券研究所

截至2026年2月初，全国31省市自治区中，除贵州外，已有29省市公布机制电价竞价结果（内蒙无机制电量）。其中，部分省份公布的为第一批竞价结果，2026年增量项目竞价工作仍在推进中。

从机制电量完成情况来看，多数省份完成度超50%。甘肃、新疆、宁夏、黑龙江等北方省份实现近100%机制电量利用，上海、天津利用率较低。

5.1 绿电：从机制电价绝对值来看，高价主要集中在东部以及西南省份

表12：高价主要集中在东部以及西南省份，风电电价基本高于光伏（元/度）

| 省（市、区） | 燃煤基准价 | 风电 | | 光伏 | |
|---------|--------|----------|--------|-------------------|-------------------|
| | | 竞价结果 | 较燃煤基准价 | 竞价结果 | 较燃煤基准价 |
| 北京 | 36.0% | 0.3598 | 0.0% | 0.3598 | 0.0% |
| 天津 | 0.3655 | 0.3196 | -12.6% | / | / |
| 冀北电网 | 0.372 | 0.347 | -6.7% | 0.352 | -5.4% |
| 河北南网 | 0.3644 | 0.353 | -3.1% | 0.3344 | -8.2% |
| 山西 | 0.332 | 0.285 | -14.2% | 0.32 | -3.6% |
| 山东 | 0.3949 | 0.319 | -19.2% | 0.225 | -43.0% |
| 辽宁 | 0.3749 | 0.3 | -20.0% | 0.33 | -12.0% |
| 吉林 | 0.3731 | 0.25 | -33.0% | 0.334 | -10.5% |
| 黑龙江 | 0.374 | 0.228111 | -39.0% | / | / |
| 上海 | 0.4155 | 0.4155 | 0.0% | / | / |
| 江苏 | 0.391 | / | / | 0.36 | -7.9% |
| 浙江 | 0.4153 | / | / | 0.3929 | -5.4% |
| 安徽 | 0.3844 | 0.384 | -0.1% | / | / |
| 福建 | 0.3932 | / | / | 海上0.388 陆上0.35 | 海上-1.3% 陆上-11% |
| 湖北 | 0.45 | 0.33 | -26.7% | 0.375 | -16.7% |
| 湖南 | 0.45 | 0.33 | -26.7% | 0.375 | -16.7% |
| 河南 | 0.3779 | 0.304 | -19.6% | 0.276 | -27.0% |
| 江西（第一次） | 0.4143 | 0.375 | -9.5% | 0.33 | -20.3% |
| 江西（第二次） | 0.4143 | 0.365 | -11.9% | 0.379 | -8.5% |
| 陕西 | 0.3345 | 0.352 | 5.2% | 0.35 | 4.6% |
| 甘肃（第一批） | 0.3078 | 0.1954 | -36.5% | / | / |
| 甘肃（第二批） | 0.3078 | 0.1954 | -36.5% | 0.1954 | -36.5% |
| 青海（第一批） | 0.3247 | 0.24 | -26.1% | 0.24 | -26.1% |
| 青海（第二批） | 0.3247 | 0.24 | -26.1% | 0.227 | -30.1% |
| 宁夏 | 0.2595 | 0.2595 | 0.0% | / | / |
| 新疆（第一批） | 0.25 | 0.252 | 0.8% | 0.235 | -6.0% |
| 新疆（第二批） | 0.25 | 0.21 | -16.0% | 0.15 | -40.0% |
| 重庆 | 0.3964 | 0.3961 | -0.1% | 0.3963 | 0.0% |
| 四川 | 0.4012 | 0.393 | -2.0% | 0.373 | -7.0% |
| 广东 | 0.453 | / | / | 0.36 | -20.5% |
| 云南 | 0.3358 | 0.332 | -1.1% | 0.33 | -1.7% |

数据来源：光伏们公众号、开源证券研究所

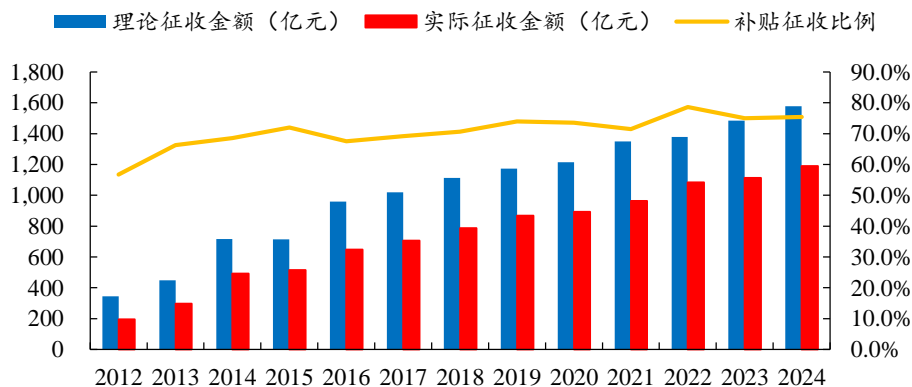
从机制电价绝对值来看，高价主要集中在东部以及西南省份，风电电价基本高于光伏。其中风电、光伏机制电价低于0.3元/度的仅有7省，其中除了山东、黑龙江与吉林之外，均为燃煤基准价较低且新能源市场化交易程度较高的西北地区。从机制电价较燃煤基准价的降幅来看，目前有10个省份的降幅在10%以上，主要集中在三北地区新能源装机大；部分省份的机制电价降幅较小，上海、云南、重庆等基本贴近机制电价上限出清，陕西机制电价超过燃煤基准价。

5.2 绿电：可再生能源补贴需求上限收口，补贴欠款问题有望加快解决

享受国家补贴的可再生能源项目，标杆电价与各地煤电标杆电价之差，由从全国销售电量中收取的“可再生能源电价附加”补足。《可再生能源法》实施以来，可再生能源电价附加标准历经五次调整，2006年为0.001元/千瓦时，2016年提高至0.019元/千瓦时并维持至今。这使得十三五以来可再生能源电价附加征收额远低于实际需求，补贴缺口持续加大。同时，可再生能源附加电费未能足额征收，2016-2024年征收率不到80%，每年约有300亿元应收未收资金。据风能专委会统计，2019年底补贴缺口累计超过2600亿元，2020年底缺口或突破3000亿元。

当前补贴总需求已经收口。按照《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833号），自2021年开始，新核准的光伏和陆上风电项目全面实现平价上网，中央财政不再补贴，实行平价上网；按照《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号），2022年开始，新核准海上风电项目，国家不再补贴。风电光伏补贴需求的总盘子基本可以收口。《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）明确，依法依规纳入补贴目录的可再生能源发电项目，按国家发改委制定电价政策时依据的“合理利用小时数”核定中央财政补贴额度；《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕426号）明确各类项目全生命周期合理利用小时数，规定风电、光伏发电项目自并网之日起满20年后，生物质发电项目自并网之日起满15年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。单个项目每年需要的补贴资金和未来项目生命周期内所需要的全部补贴资金量基本明确，补贴资金上限收口。

图34：可再生能源补贴未能足额征收，2016年起每年未征收资金约300亿元



数据来源：Wind、开源证券研究所

5.2 绿电：两大电网成立可再生能源发展结算公司，统筹解决补贴问题

2022年三部委授权两大电网成立可再生能源发展结算公司，统筹解决补贴问题。2022年8月，国家发展改革委、财政部、国务院国资委授权两大电网公司设立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司，统筹解决可再生能源发电补贴问题。结算公司市场化运作，在财政拨款基础上，补贴资金缺口按照市场化原则通过专项融资解决，专项融资本息在可再生能源发展基金预算中列支。

根据三峡能源招股书，纳入补贴目录或补贴清单的项目，将根据可再生能源基金的拨付进度结算新能源补贴电费，未纳入补贴目录或补贴清单的项目，暂时不能获得新能源补贴电费的结算。发电项目实现并网发电后，燃煤脱硫标杆电价部分，由电网公司直接支付，通常跨月结收电费，即本月对上月发电收入进行结算，账龄一般在1个月之内；可再生能源补贴发放周期较长，已经纳入补贴目录或补贴清单的发电项目，通常1-3年方能收回补贴。我们汇总了16家新能源发电板块上市公司2025年报披露的应收账款，约占当前市值的51.7%；2025年上市公司应收账款总额出现负增长，2025年新增应收占当期营收的-0.6%，算术平均值为-9.8%。上市公司应收账款达峰，随着补贴陆续发放，现金流情况有望持续好转。

表13：汇总16家新能源发电板块上市公司2025年报披露的应收账款，约占当前市值的51.7%

| 股票代码 | 公司简称 | 企业类型 | 总市值 | 应收账款（与票据） | 营业收入 | 当期新增应收/当期营收 | 累计应收/总市值 |
|-----------|--------|--------|----------|-----------|----------|-------------|----------|
| 1798.HK | 大唐新能源 | 中央国有企业 | 96.83 | 218.13 | 125.77 | 1.8% | 225.3% |
| 2380.HK | 中国电力 | 中央国有企业 | 353.19 | 336.61 | 490.29 | 4.1% | 95.3% |
| 0916.HK | 龙源电力 | 中央国有企业 | 487.62 | 439.97 | 302.53 | 1.6% | 90.2% |
| 0579.HK | 京能清洁能源 | 地方国有企业 | 159.58 | 122.92 | 208.77 | -8.3% | 77.0% |
| 000591.SZ | 太阳能 | 中央国有企业 | 195.90 | 118.56 | 49.57 | -19.8% | 60.5% |
| 600821.SH | 金开新能 | 地方国有企业 | 153.45 | 73.70 | 34.52 | -17.9% | 48.0% |
| 1811.HK | 中广核新能源 | 中央国有企业 | 98.81 | 57.59 | 16.93 | -36.3% | 58.3% |
| 601778.SH | 晶科科技 | 民营企业 | 242.35 | 66.03 | 39.00 | 3.5% | 27.2% |
| 600032.SH | 浙江新能 | 地方国有企业 | 237.34 | 82.12 | 48.76 | -7.3% | 34.6% |
| 0956.HK | 新天绿色能源 | 地方国有企业 | 151.77 | 68.48 | 198.31 | -3.4% | 45.1% |
| 601016.SH | 节能风电 | 中央国有企业 | 278.79 | 76.93 | 44.95 | 1.8% | 27.6% |
| 600905.SH | 三峡能源 | 中央国有企业 | 1169.23 | 482.53 | 283.99 | 12.3% | 41.3% |
| 000537.SZ | 中绿电 | 中央国有企业 | 203.31 | 56.13 | 48.93 | -13.1% | 27.6% |
| 600163.SH | 中闽能源 | 地方国有企业 | 117.41 | 22.69 | 16.07 | -49.0% | 19.3% |
| 601619.SH | 嘉泽新能 | 民营企业 | 164.28 | 28.46 | 24.99 | -22.8% | 17.3% |
| 600956.SH | 新天绿能 | 地方国有企业 | 370.04 | 64.90 | 198.31 | -3.3% | 17.5% |
| 合计 | | | 4,479.90 | 2,315.74 | 2,131.71 | -0.6% | 51.7% |

数据来源：Wind、开源证券研究所（注：总市值取2026年4月30日收盘价数据，应收账款、营业收入取2025年报数据）

5.2 绿电：可再生能源补贴有望陆续补发，缓解上市公司现金流压力

2025年9月，太阳能、吉电股份、林洋能源、晶科科技、金开新能等多家上市公司公告称，8月收到大量可再生能源补贴资金，同比大幅增长。可再生能源补贴有望陆续补发，缓解上市公司现金流压力。

表14：多家上市公司8月收到大量可再生能源补贴（亿元）

| 股票代码 | 公司简称 | 8月收到补贴 | 1-8月累计收到补贴 | 1-8月累计收到补贴同比 | 1-8月累计收到补贴占2024全年补贴总额 |
|-----------|------|--------|------------|--------------|-----------------------|
| 000591.SZ | 太阳能 | 16.92 | 23.19 | 232.2% | 169.8% |
| 000875.SZ | 吉电股份 | 9.13 | 12.71 | 154.2% | 135.4% |
| 601222.SH | 林洋能源 | 2.03 | 3.06 | 210.1% | 177.1% |
| 601778.SH | 晶科科技 | 6.46 | 8.91 | 248.0% | 166.0% |
| 600821.SH | 金开新能 | 9.39 | 12.14 | 341.7% | 190.1% |

数据来源：各公司公告、开源证券研究所

2025年7月，国家发改委发布《关于2025年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，下发2025年、2026年可再生能源电力消纳责任权重和重点用能行业绿色电力消费比例要求。《通知》明确，在电解铝行业基础上，新增钢铁、多晶硅、水泥和枢纽节点新建数据中心可再生能源消纳权重考核目标。2025年各省对电解铝行业绿色电力消费比例完成情况进行考核，对钢铁、水泥、多晶硅和国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例完成情况只监测不考核。2025年，各省电解铝、钢铁、水泥、多晶硅绿色电力消费比例考核目标基本与省内整体考核目标相当；2025-2026年，国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例要求为80%。2026年预期总量消纳权重平均提升0.90pct，非水消纳权重平均提升1.25pct，绿色电力消费比例完成情况核算以绿证为主。

可再生能源消纳责任从电网公司、省级区域逐渐向下落实到重点行业。2017年以前，我国绿电消纳政策主要是全额保障收购，优先解决新能源“能发不能上网”的问题。2019年，《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》明确按年度向各省级区域下达可再生能源电力总量及非水可再生能源消纳责任权重，消纳责任落实到省级。2025年3月《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》提出加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例，消纳责任落实到具体行业。

表15：新能源消纳政策逐步健全，消纳责任从电网公司、省级区域逐渐向下落实到重点行业

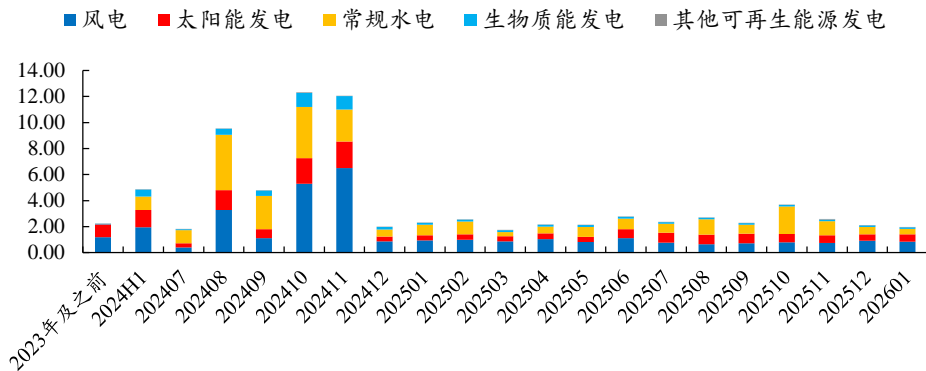
| 文件 | 时间 | 主要内容 |
|---|------|---|
| 《可再生能源法》 | 2006 | 电网企业应当全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务。 |
| 《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号） | 2015 | 确保可再生能源发电依照规划保障性收购、认真落实可再生能源发电保障性收购制度。 |
| 《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号） | 2019 | 建立健全“可再生能源电力消纳保障机制”，自2019年起，两部委每年印发各省级区域可再生能源电力总量消纳、非水可再生能源电力消纳责任权重。 |
| 《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206号） | 2022 | 鼓励各地区通过区域协作或开展可再生能源电力消纳量交易等方式，满足国家规定的可再生能源消费最低比重等指标要求。 |
| 《国家能源局关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》（国能发电力〔2024〕44号） | 2024 | 明确加快推进新能源配套电网项目建设、积极推进系统调节能力提升和网源协调发展、充分发挥电网资源配置平台作用、科学优化新能源利用率目标等重点任务，原则上新能源利用率不低于90%。 |
| 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（发改能源〔2025〕262号） | 2025 | 加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例 |

资料来源：国家发改委、国家能源局、开源证券研究所

绿证用于承接可再生能源补贴任务，还原绿电环境价值。我国自2017年开始实施绿证政策，目前已建立了绿证核发、交易、应用、核销的闭环管理机制。根据《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》，绿证指绿色电力证书，是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，1个绿证对应着1000千瓦时可再生能源电量，目前绿证仅可交易一次。现阶段国家能源局对风电、太阳能发电、生物质发电等可再生能源发电项目上网电量，以及2023年及以后新投产的完全市场化常规水电项目上网电量，核发可交易绿证；对项目自发自用电量及2023年之前的常规存量水电项目上网电量，现阶段核发绿证但暂不参与交易。

2024年下半年绿证补发工作造成供给冲击，年末补发工作基本结束，绿证供给收缩并基本维持稳定。截至2024年末，国家能源局基本实现对已建档立卡的集中式可再生能源发电项目2022年6月以来的电量绿证核发全覆盖，后续进入以当期可再生能源电量为主的绿证核发阶段，2024年12月起绿证供给收缩并基本维持稳定。绿证有效期2年，供给冲击已结束。根据《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》，绿证有效期2年，自电力生产月起算；2024年之前的绿证有效期至2025年底。2024年，国家能源局共计核发绿证47.34亿个，其中可交易绿证31.58亿个；全国共计交易绿证4.46亿个。2025年，国家能源局共计核发绿证29.47亿个，其中可交易绿证18.93亿个；全国共计交易绿证9.30亿个，绿证供需情况大幅好转。

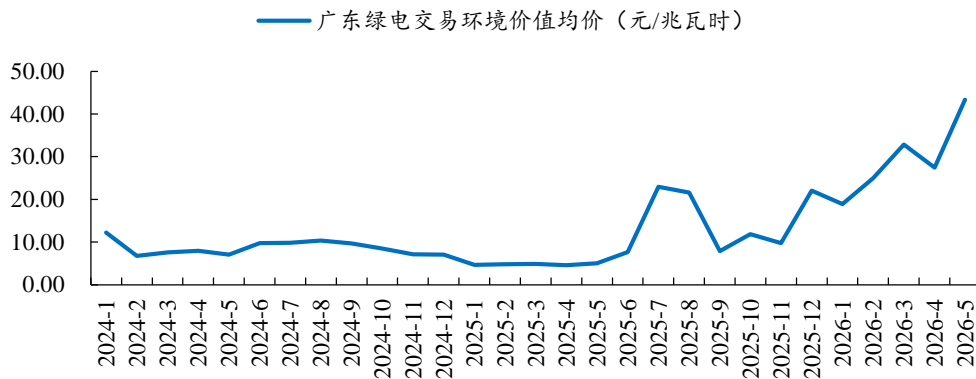
图35：2024年12月起，绿证供给收缩并趋于稳定（单位：亿张）



数据来源：国家能源局、开源证券研究所

绿证价值有望回升，保障运营商合理收益。2025年3月，《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》明确要求钢铁、水泥、数据中心等重点行业2030年绿电消费比例不低于全国可再生能源消纳权重；2025年5月，气候组织正式宣布国际绿色电力消费倡议组织（RE100）无条件全面认可中国绿证，我国绿证“走出去”实现历史性突破。长期来看，绿证需求有望逐步改善，绿证价格有望逐步回归。假设绿证价格5元/个，则绿电环境价值覆盖率（绿证交易量/绿证核发电量）每提高20%，运营商单位发电环境收益提高1.0元/兆瓦时。根据国家能源局数据，2026年3月，电量生产年份为2025年的绿证交易均价5.95元/个，环比提高0.97%。根据广东电力交易中心数据，2025Q4以来，广东绿电交易环境价值均价持续上涨，由2025M9的7.86元/兆瓦时上涨至2026M5的43.32元/兆瓦时。

图36：2025Q4以来，广东绿电交易环境价值均价持续上涨



数据来源：广东电力交易中心公众号、开源证券研究所

目录

CONTENTS

1

行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划

2

火电：煤价电价企稳回升，容量电价重塑煤电商业模式

3

水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值

4

核电：机制电价护航行业可持续发展，铀价波动影响较小

5

绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现

6

电网设备：特高压投资有望提速，变压器出口延续高景气

7

受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会

8

风险提示

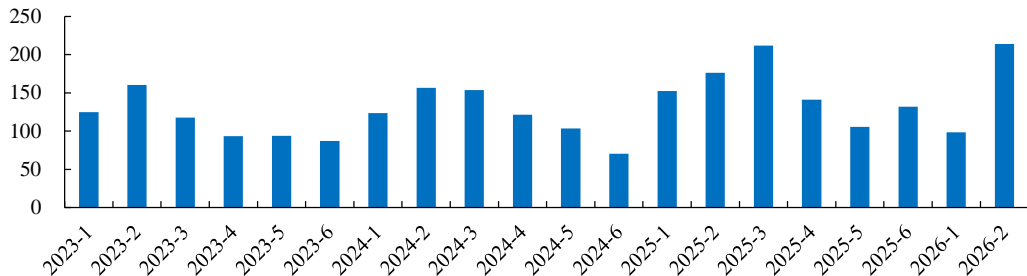
6.1 电网设备：特高压项目核准建设有望提速

图37：2025年，国网输变电设备集招金额累计919.52亿元，同比增长26.2%

2025年国网输变电设备集招金额同比高增，特高压设备集招金额同比下降。2025年，国家电网总部共开展6批输变电设备集招、5批特高压设备集招；输变电设备集招金额累计919.52亿元，同比增长26.2%，平高电气/思源电气/国网信通/许继电气/四方股份累计中标75.04/70.16/21.51/15.19/8.39亿元，同比增长46.4%/82.5%/40.0%/59.6%/40.8%；特高压设备集招金额累计220.63亿元，同比减少15.6%。2026年，截至4月末，国家电网共进行2批输变电设备集招、1批特高压设备集招，年内累计招标金额分别为312.33、39.79亿元，同比-5.0%、+103.1%。

2025年，特高压项目核准开工受送落端电价谈判影响，整体进度不及预期；2026年东南沿海多省长协电价几乎跌至下限，电价进一步谈判空间有限，特高压项目核准建设有望提速；展望未来，我们看好东南沿海电力需求增长的持续性，能源安全自主可控背景下，三北地区风光基地和西藏水风光基地建设有望持续推进。

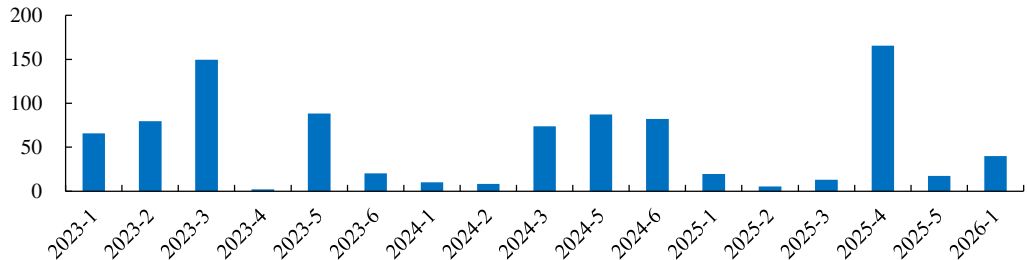
■ 国网输变电设备集招金额（亿元）



数据来源：国家电网、电网设备公众号等、开源证券研究所

图38：2025年，国网特高压设备集招金额累计220.63亿元，同比减少15.6%

■ 国网特高压设备集招金额（亿元）



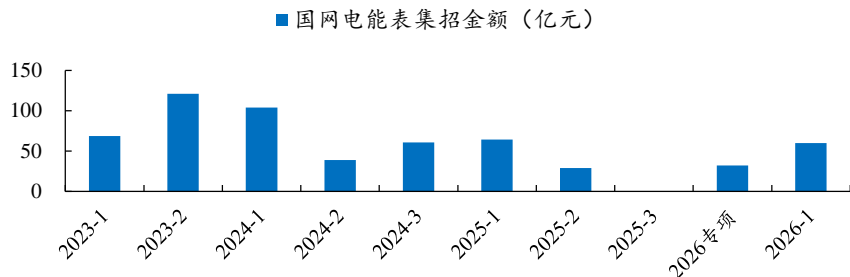
数据来源：国家电网、电网设备公众号等、开源证券研究所

6.1 电网设备：电表新规执行，集招均价回升

电表新规执行，集招均价回升。2025年9月，国家电网发布《单、三相智能物联电能表通用技术规范（2025）》，新规修订聚焦提高计量精度和计量范围等方面。一是提高计量精度，支撑高频分时电价和绿电交易；二是提升过载能力与计量范围，适应低压用户尖峰负荷增长。**2020年国网电表新规实行后，2021年电表均价大幅上行至298元/只，较2019年提高约37.7%**。之后电表均价持续下跌，2025年国网第二批计量设备招标中电表均价已下跌至165元，较2021年下降44.5%；具体来看，国网A级、B级、C级、D级智能电表均价由2022年221.73、567.35、596.87、1429.13下降至2025年第二批135.40、340.83、306.22、268.55元/只，降幅38.9%、39.9%、48.7%、81.2%。2025年国网第三批计量设备招标全面采用新规，但根据国网电子商务平台披露的中标结果，第三批计量设备招标电表标段全部流标。2025年，国网电能表集招金额累计93.13亿元，同比减少54.15%。

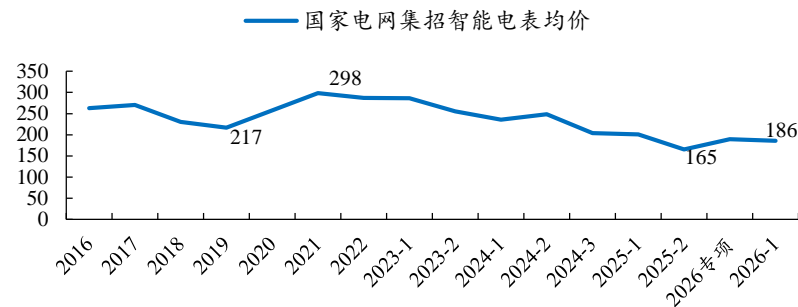
2026年截至4月末，国家电网累计进行一批专项招标和一批常规招标，2026年第一批电表均价回升至186元/只，较2025年第二批回升12.2%；具体来看，A级、B级、C级、D级智能电表均价分别回升17.9%、12.0%、6.5%、41.2%。

图39：2025年国网电能表集招金额累计93.13亿元，同比减少54.15%



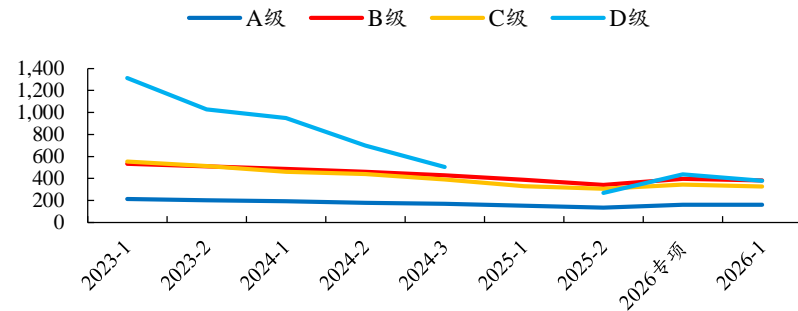
数据来源：国家电网、中国仪器仪表协会公众号等、开源证券研究所

图40：2026年国家电网电表集招均价回升（元/只）



数据来源：国家电网、煜邦电力招股书等、开源证券研究所

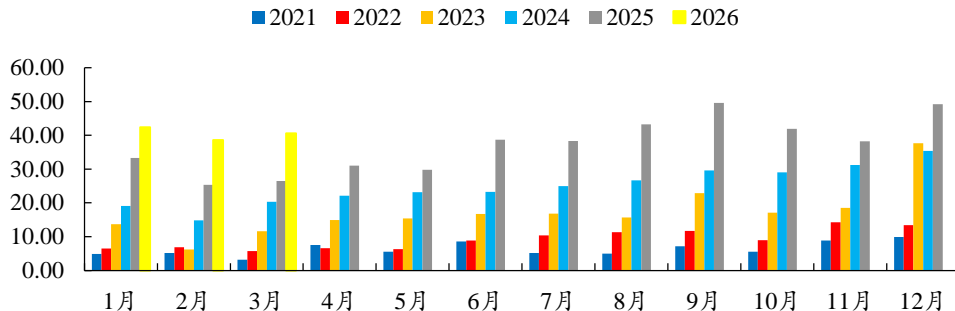
图41：2026年国家电网各级电表均价均有回升（元/只）



数据来源：国家电网、中国仪器仪表协会公众号等、开源证券研究所

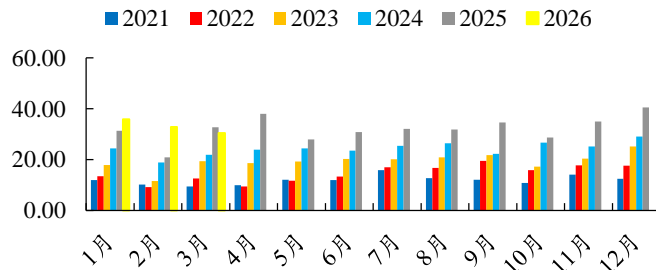
2026Q1我国一次设备出口延续高景气。2025年我国液体介质变压器/高压开关/电能表出口金额445.20/384.27/105.40亿元，yoy+48.6%/+31.5%/-7.8%；2026Q1我国液体介质变压器/高压开关/电能表出口金额121.50/99.23/26.09亿元，yoy+42.7%/+16.9%/+2.2%。

图42：2026Q1我国液体介质变压器出口金额121.50亿元，yoy+42.7%（亿元）



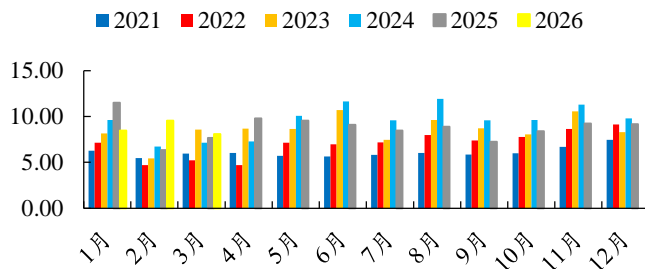
数据来源：海关总署、开源证券研究所

图43：2026Q1我国高压开关出口金额99.23亿元，yoy+16.9%（亿元）



数据来源：海关总署、开源证券研究所

图44：2026Q1我国电能表出口金额26.09亿元，yoy+2.2%（亿元）



数据来源：海关总署、开源证券研究所

目录

CONTENTS

1

行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划

2

火电：煤价电价企稳回升，容量电价重塑煤电商业模式

3

水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值

4

核电：机制电价护航行业可持续发展，铀价波动影响较小

5

绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现

6

电网设备：特高压投资有望提速，变压器出口延续高景气

7

受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会

8

风险提示

推荐：华能国际、中国核电。受益标的：（1）火电：华电国际、华润电力、大唐发电、建投能源、国电电力、内蒙华电、江苏国信、申能股份、皖能电力、浙能电力等；（2）水电：长江电力、华能水电、国投电力、川投能源等；（3）核电：中国核电、中国广核、中广核电力等；

表16：受益标的

| 公司代码 | 公司名称 | 评级 | 市值 (亿元) | 归母净利润 (亿元) | | | | PE | | | | PB(MRQ) |
|-----------|----------|-----|------------|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| | | | | 2025A | 2026E | 2027E | 2028E | 2025A | 2026E | 2027E | 2028E | |
| 600011.SH | 华能国际 | 买入 | 1,199.3 | 144.1 | 144.9 | 154.6 | 159.4 | 8.3 | 8.3 | 7.8 | 7.5 | 1.7 |
| 1071.HK | 华电国际电力股份 | 未评级 | 466.8 | 60.7 | 55.8 | 61.7 | 66.5 | 7.7 | 8.4 | 7.6 | 7.0 | 1.0 |
| 0836.HK | 华润电力 | 未评级 | 944.7 | 145.2 | 120.6 | 128.1 | 135.8 | 6.5 | 7.8 | 7.4 | 7.0 | 1.0 |
| 0991.HK | 大唐发电 | 未评级 | 524.0 | 73.9 | 68.4 | 72.8 | 78.6 | 7.1 | 7.7 | 7.2 | 6.7 | 1.4 |
| 000600.SZ | 建投能源 | 未评级 | 180.1 | 18.8 | 19.0 | 20.7 | 22.6 | 9.6 | 9.5 | 8.7 | 8.0 | 1.4 |
| 600795.SH | 国电电力 | 未评级 | 890.0 | 71.6 | 64.0 | 72.8 | 79.2 | 12.4 | 13.9 | 12.2 | 11.2 | 1.5 |
| 600863.SH | 内蒙华电 | 未评级 | 380.8 | 24.9 | 25.3 | 28.3 | 29.5 | 15.3 | 15.0 | 13.4 | 12.9 | 1.8 |
| 002608.SZ | 江苏国信 | 未评级 | 310.2 | 34.7 | 30.7 | 32.7 | 32.4 | 9.0 | 10.1 | 9.5 | 9.6 | 0.9 |
| 600642.SH | 申能股份 | 未评级 | 473.3 | 40.1 | 37.3 | 39.0 | 40.3 | 11.8 | 12.7 | 12.1 | 11.8 | 1.2 |
| 000543.SZ | 皖能电力 | 未评级 | 191.3 | 21.5 | 18.0 | 20.3 | 22.8 | 8.9 | 10.6 | 9.4 | 8.4 | 1.1 |
| 600023.SH | 浙能电力 | 未评级 | 800.5 | 75.3 | 59.0 | 65.3 | 73.1 | 10.6 | 13.6 | 12.3 | 11.0 | 1.0 |
| 600900.SH | 长江电力 | 未评级 | 6,616.2 | 345.0 | 357.7 | 372.3 | 383.7 | 19.2 | 18.5 | 17.8 | 17.2 | 2.9 |
| 600025.SH | 华能水电 | 未评级 | 1,792.3 | 85.0 | 90.1 | 94.0 | 97.8 | 21.1 | 19.9 | 19.1 | 18.3 | 2.5 |
| 600886.SH | 国投电力 | 未评级 | 1,086.2 | 73.9 | 75.1 | 79.0 | 82.2 | 14.7 | 14.5 | 13.8 | 13.2 | 1.6 |
| 600674.SH | 川投能源 | 未评级 | 754.1 | 47.5 | 49.6 | 52.2 | 54.6 | 15.9 | 15.2 | 14.4 | 13.8 | 1.6 |
| 601985.SH | 中国核电 | 买入 | 1,898.4 | 93.0 | 92.8 | 99.3 | 111.4 | 20.4 | 20.5 | 19.1 | 17.0 | 1.6 |
| 003816.SZ | 中国广核 | 未评级 | 2,408.8 | 97.7 | 104.3 | 114.3 | 125.6 | 24.7 | 23.1 | 21.1 | 19.2 | 1.9 |
| 1816.HK | 中广核电力 | 未评级 | 1,531.4 | 97.7 | 100.2 | 110.2 | 125.4 | 15.7 | 15.3 | 13.9 | 12.2 | 1.2 |

数据来源：Wind、开源证券研究所（选取2026年5月12日收盘价，已评级的盈利预测来自开源证券研究所，未评级的盈利预测来自于Wind一致预期）

推荐：龙源电力、平高电气、华明装备。受益标的：（4）绿电：中国电力、大唐新能源、中广核新能源、江苏新能、浙江新能、中闽能源、三峡能源等；（5）电网设备：许继电气、中国西电、国电南瑞、四方股份、思源电气、金盘科技、三星医疗、海兴电力等。

表16：受益标的（续）

| 公司代码 | 公司名称 | 评级 | 市值 (亿元) | 归母净利润(亿元) | | | | PE | | | | PB(MRQ) |
|-----------|--------|-----|------------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| | | | | 2025A | 2026E | 2027E | 2028E | 2025A | 2026E | 2027E | 2028E | |
| 001289.SZ | 龙源电力 | 买入 | 1,488.0 | 45.3 | 53.4 | 55.0 | 59.2 | 32.9 | 27.8 | 27.0 | 25.1 | 1.9 |
| 600905.SH | 三峡能源 | 未评级 | 1,200.7 | 37.1 | 46.3 | 48.9 | | 32.3 | 25.9 | 24.6 | | 1.3 |
| 2380.HK | 中国电力 | 未评级 | 382.7 | 34.0 | 28.1 | 30.6 | 34.1 | 11.2 | 13.6 | 12.5 | 11.2 | 0.7 |
| 1811.HK | 中广核新能源 | 未评级 | 105.3 | 2.8 | | | | 38.2 | | | | 0.8 |
| 600163.SH | 中闽能源 | 未评级 | 128.3 | 5.2 | 6.1 | 6.6 | 6.9 | 24.6 | 21.2 | 19.4 | 18.5 | 1.7 |
| 603693.SH | 江苏新能 | 未评级 | 147.2 | 5.1 | | | | 29.0 | | | | 2.0 |
| 600032.SH | 浙江新能 | 未评级 | 275.1 | 5.1 | | | | 54.4 | | | | 2.1 |
| 600312.SH | 平高电气 | 买入 | 305.9 | 11.2 | 16.8 | 19.3 | 21.4 | 27.3 | 18.2 | 15.8 | 14.3 | 2.6 |
| 000400.SZ | 许继电气 | 未评级 | 277.6 | 11.7 | 14.5 | 17.6 | 19.4 | 23.8 | 19.2 | 15.7 | 14.3 | 2.3 |
| 601179.SH | 中国西电 | 未评级 | 984.2 | 12.7 | 15.5 | 19.1 | 22.5 | 77.5 | 63.4 | 51.6 | 43.7 | 4.2 |
| 600406.SH | 国电南瑞 | 未评级 | 2,160.5 | 82.8 | 92.5 | 103.4 | 116.2 | 26.1 | 23.4 | 20.9 | 18.6 | 4.0 |
| 601126.SH | 四方股份 | 未评级 | 617.3 | 8.3 | 9.8 | 11.5 | 14.0 | 74.5 | 62.7 | 53.6 | 44.0 | 11.9 |
| 002028.SZ | 思源电气 | 未评级 | 1,552.0 | 31.5 | 43.9 | 59.5 | 79.0 | 49.3 | 35.3 | 26.1 | 19.6 | 9.6 |
| 002270.SZ | 华明装备 | 买入 | 229.7 | 7.1 | 9.0 | 11.0 | 13.1 | 32.4 | 25.6 | 20.9 | 17.5 | 7.4 |
| 688676.SH | 金盘科技 | 未评级 | 403.0 | 6.6 | 9.5 | 12.7 | 16.2 | 61.1 | 42.5 | 31.6 | 24.9 | 7.8 |
| 601567.SH | 三星医疗 | 未评级 | 270.2 | 12.7 | 16.5 | 20.5 | 25.0 | 21.2 | 16.4 | 13.2 | 10.8 | 2.3 |
| 603556.SH | 海兴电力 | 未评级 | 145.3 | 7.3 | 9.5 | 11.7 | 11.9 | 19.9 | 15.3 | 12.4 | 12.2 | 1.9 |

数据来源：Wind、开源证券研究所（选取2026年5月12日收盘价，已评级的盈利预测来自开源证券研究所，未评级的盈利预测来自于Wind一致预期）

目录

CONTENTS

1

行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划

2

火电：煤价电价企稳回升，容量电价重塑煤电商业模式

3

水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值

4

核电：机制电价护航行业可持续发展，铀价波动影响较小

5

绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现

6

电网设备：特高压投资有望提速，变压器出口延续高景气

7

受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会

8

风险提示

电源投资不及预期：装机投资过低将会影响未来发电量；

利用小时数下降风险：利用小时数下降将会影响当期发电量；

电网建设不及预期：电网建设过慢将会影响电力接入消纳；

电力市场建设不及预期：将会影响行业盈利模式；

燃料成本上涨风险：将会提高发电成本进而影响利润；

市场化电价波动风险：电价下降将会影响收入进而影响利润。

分析师声明

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及开源证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

股票投资评级说明

| | 评级 | 说明 | 备注：评级标准为以报告日后的6~12个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中A股基准指数为沪深300指数、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普500或纳斯达克综合指数。我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。 |
|------|------------------|-----------------------|--|
| 证券评级 | 买入（buy） | 预计相对强于市场表现20%以上； | |
| | 增持（outperform） | 预计相对强于市场表现5%~20%； | |
| | 中性（Neutral） | 预计相对市场表现在-5%~+5%之间波动； | |
| | 减持（underperform） | 预计相对弱于市场表现5%以下。 | |
| 行业评级 | 看好（overweight） | 预计行业超越整体市场表现； | |
| | 中性（Neutral） | 预计行业与整体市场表现基本持平； | |
| | 看淡（underperform） | 预计行业弱于整体市场表现。 | |

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，具备证券投资咨询业务资格。

视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于商业秘密材料，只有开源证券客户才能参考或使用，如接收人并非开源证券客户，请及时退回并删除。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他金融工具的邀请或向人做出邀请。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，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波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户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。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。在任何情况下，本公司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。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的开源证券网站以外的地址或超级链接，开源证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

开源证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及

的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。开源证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

开源证券研究所

上海：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼3层

邮箱：research@kysec.cn

北京：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座9层

邮箱：research@kysec.cn

深圳：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层

邮箱：research@kysec.cn

西安：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层

邮箱：research@kysec.cn

THANKS

感 谢 聆 听



开源证券