

# 电力行业 2024 年度策略报告

投资建议： 强于大市（维持）  
上次建议： 强于大市

## 电改引领电源侧价值再升级

### 相对大盘走势



### 电改：步入深水区，各主体角色价值逐步发现

万得电力指数 2023 年上涨 1.74%，取得较大相对收益。展望 2024 年，我们认为电改作为指挥棒，将引领行业实现价值发掘，主要影响包括：1) 推进各主体市场化，从计划电价逐步转变成各主体同台竞价方式，合理配置电源成本，2) 将过去单一制电价依据各类电源主体价值不同，拆解成不同收益方式，应关注电源的综合收益价值。

### 火电：关注电改后煤电综合收益提升

各地区电价年度交易结果陆续公示，24 年江苏综合电价上涨幅度 21% 以上（23 年约上涨 19%），有望突破框架限制，长三角地区电价韧性足。容量电价政策发布，煤电单一制电价调整为两部制电价，叠加长协煤履约率提升、电厂库存、港口库存均处于高位，24 年煤电综合收益有望提升。

### 水电：来水转好，关注高分红防御属性

截至 23 年底三峡水库站水位同比+5.96%，三峡水库站蓄水量同比+29.72%，来水充沛有望提升发电量。厄尔尼诺事件或将持续到 2024 年春季，同时受 23H1 来水低基数影响，24H1 水电业绩有望提振，水电公司充沛的现金流保障了高分红能力，典型水电公司维持 50% 以上分红率，高股息特征显著。

### 新能源运营商：原材料价格下降，关注绿电溢价

上游组件、风机等下降，电站建设成本降低，新项目收益率增加，有望提升运营商盈利能力。2023 年 1-12 月全国共完成绿电直接交易 441.6 亿 kWh，远超 2022 年，绿电交易品种渗透率提升，环境溢价有望从电价兑现。

### 核电：2023 年核准 10 台机组，高成长性与高股息兼备

核电基荷电源地位稳固，利用小时数和发电量均实现增长。2023 年核准 10 台核电机组，延续了 22 年 10 台机组核准趋势，未来核电有望延续每年 8-10 台高核准，并且新项目有望增加四代高温气冷堆，成长性和技术先进性凸显。中国广核、中国核电股息率分别为 2.8%/2.3%，高股息属性突出。

### 投资建议：关注电改后不同类型电源综合价值

**火电板块：**长三角地区电价韧性较高，电改后火电综合收益有望提升，建议关注华能国际、浙能电力、皖能电力等。**水电板块：**厄尔尼诺气候促来水较好提振业绩，高分红、高股息提振防守属性，建议关注长江电力等。

**新能源运营商：**成本下行促机组收益率提升，环境溢价有望体现，如三峡能源、江苏新能等。**核电板块，**2023 年内核准 10 台机组持续高成长性，稳定分红提升防御属性，建议关注中国核电、中国广核。

**风险提示：**政策推进不及预期，原材料价格上涨，机组建设不及预期。

### 作者

分析师：贺朝晖  
执业证书编号：S0590521100002  
邮箱：hezhaog@lsc.com.cn

### 建议关注标的

简称	市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)			PE		
		2023E	2024E	2025E	2023E	2024E	2025E
华能国际	1119	147.4	160.3	181.0	9.0	8.3	7.3
国电电力	742	72.8	87.5	101.3	10.2	8.5	7.3
皖能电力	152	14.4	16.6	19.0	10.6	9.1	8.0
三峡能源	1248	73.5	96.4	113.0	17.0	12.9	11.0
长江电力	5836	273.9	342.5	361.5	20.9	17.0	16.1
中国核电	1507	104.3	114.7	126.6	14.5	13.1	11.9
中国广核	1566	112.4	123.6	132.4	15.3	13.9	13.0

数据来源：公司公告，wind，国联证券研究所，股价取 2024 年 01 月 24 日收盘价  
归母净利润数据均来自 wind 一致预期

### 相关报告

1、《公用事业：煤电容量电价单列，20 省代购电价格下跌》2024.01.07  
2、《公用事业：代购电价有涨有跌，10 省份启用冬季尖峰时段》2023.12.06

## 正文目录

<b>1. 政策陆续出台，电改步入深水区</b> .....	<b>4</b>
1.1 中长期市场：重点地区电价具备韧性 .....	5
1.2 现货市场：建设加速，电力时间维度价值凸显.....	9
1.3 容量电价：煤电两部制确立 .....	10
1.4 辅助服务：有望向用户侧传导兑现价值.....	10
<b>2. 供需：电力供需形式仍然偏紧</b> .....	<b>12</b>
2.1 经济回暖促 2023 年用电量增速提升.....	12
2.2 制造业用电量增势明显，2023 电网负荷压力加大 .....	13
<b>3. 火电：关注电改后火电综合收益提升</b> .....	<b>15</b>
3.1 容量电价给予火电稳定收益 .....	15
3.2 煤价方面：港口、电厂煤炭库存新高 .....	17
<b>4. 水电：来水较好，防御属性凸出</b> .....	<b>19</b>
4.1 厄尔尼诺助 23H2-24H1 来水向好 .....	19
4.2 高分红凸显防御属性 .....	20
<b>5. 新能源运营商：成本降低，关注绿电消费</b> .....	<b>21</b>
5.1 特高压提速助消纳，成本下行增强盈利.....	21
5.2 绿电消费获政策支持，环境溢价逐步兑现.....	23
<b>6. 核电：高成长性，分红稳定</b> .....	<b>25</b>
6.1 2023 年年内核准 10 台机组，成长性凸显 .....	25
6.2 分红率稳定提振防御，四代核电发展迅速.....	27
<b>7. 投资建议：关注电改后不同类型电源综合价值</b> .....	<b>29</b>
<b>8. 风险提示</b> .....	<b>30</b>

## 图表目录

<b>图表 1：新型电力市场=电能量+辅助服务+容量</b> .....	<b>4</b>
<b>图表 2：电改后应当关注电源侧机组综合收益</b> .....	<b>5</b>
<b>图表 3：2023、2024 浙江省电力市场化交易方案对比</b> .....	<b>5</b>
<b>图表 4：2023、2024 广东省电力市场化交易方案对比</b> .....	<b>6</b>
<b>图表 5：2023、2024 江苏省电力市场化交易方案对比</b> .....	<b>7</b>
<b>图表 6：2023/2024 年江苏电价对比</b> .....	<b>7</b>
<b>图表 7：2023/2024 年广东电价对比</b> .....	<b>8</b>
<b>图表 8：202301-202401 江苏省月度交易电价（元/MWh）</b> .....	<b>9</b>
<b>图表 9：202301-202401 广东省月度交易电价（元/MWh）</b> .....	<b>9</b>
<b>图表 10：各省现货市场时间表</b> .....	<b>9</b>
<b>图表 11：煤电主体角色变化驱动收益模式变化</b> .....	<b>10</b>
<b>图表 12：部分省份 2022 年辅助服务补偿情况（亿元）</b> .....	<b>11</b>
<b>图表 13：2023 上半年我国辅助服务费用情况</b> .....	<b>11</b>
<b>图表 14：美国/英国市场情况</b> .....	<b>11</b>
<b>图表 15：全社会用电量及增速</b> .....	<b>12</b>
<b>图表 16：分各产业用电增速情况（%）</b> .....	<b>12</b>
<b>图表 17：2023/2022 各类型电源发电量（亿千瓦时）</b> .....	<b>12</b>
<b>图表 18：2023 年各类型电源发电量占比</b> .....	<b>12</b>
<b>图表 19：我国不同种类发电设备累计新增装机容量（万千瓦）</b> .....	<b>13</b>
<b>图表 20：我国不同发电设备累计平均利用小时数（小时）</b> .....	<b>13</b>
<b>图表 21：部分板块用电量同比增速（%）</b> .....	<b>14</b>
<b>图表 22：2020-23 南方电网用电负荷最高值（万千瓦）</b> .....	<b>14</b>

图表 23:	2020-23 华东电网用电负荷最高值 (万千瓦)	14
图表 24:	各省容量电费情况 (亿元)	15
图表 25:	各省级电网煤电容量电价表 (2024-2025)	15
图表 26:	各省级电网煤电容量电价表 (2026 年后)	16
图表 27:	2024~2025 年度各省容量电费工商业用户分摊成本 (元/kWh)	17
图表 28:	2024~2025 年度各省煤电度电收入 (元/kWh)	17
图表 29:	2022 至今坑口煤、进口煤价格变化	18
图表 30:	港口煤炭库存 (万吨)	18
图表 31:	2022-2023 主要电厂煤炭库存 (万吨)	18
图表 32:	近 5 年三峡水库站水位情况 (米)	19
图表 33:	近 5 年三峡水库站蓄水量情况 (亿立方米)	19
图表 34:	厄尔尼诺现象对当年水电利用小时数影响	20
图表 35:	2022-2023 年水电发电量当月值及同比	20
图表 36:	水电现金流充沛保障高分红	20
图表 37:	典型水电公司分红比例 (%)	20
图表 38:	典型水电公司股息率情况	21
图表 39:	两个五年第二批风光大基地装机规划	21
图表 40:	风电利用小时数提升	22
图表 41:	光伏利用小时数	22
图表 42:	多晶硅 (致密料) 价格 (元/kg)	22
图表 43:	PERC-210 价格 (元/W)	22
图表 44:	近年陆上风机含塔筒中标价格 (元/kW)	23
图表 45:	近年海上风机含塔筒中标价格 (元/kW)	23
图表 46:	当前绿电市场面临的问题及解决方式	23
图表 47:	2022-2023 年 12 月全国绿电交易规模 (亿千瓦时)	24
图表 48:	2012 至今核电累计装机容量/新增装机容量	25
图表 49:	2022-2023M11 核电平均利用小时数	26
图表 50:	2022-2023M10 核电发电量及同比	26
图表 51:	我国核电站历年核准台数 (台)	26
图表 52:	我国内陆核电储备场址	27
图表 53:	同水电公司相比核电公司分红比例 (%)	28
图表 54:	同水电公司相比核电公司股息率 (%)	28
图表 55:	石岛湾项目建设历程	28
图表 56:	电力行业相关公司	29

## 1. 政策陆续出台，电改步入深水区

万得电力指数 2023 年上涨 1.74%，在市场波动加大、供需格局转弱的背景下，电力凭借低估值、高股息的特征，相对沪深 300 取得了较大相对收益。展望 2024 年，我们认为电改作为指挥棒，将发挥更加重要的作用，引领行业迎来新一轮价值发掘。

**电力市场化进程按下加速键。**2023 年 7 月 11 日，中央全面深化改革委员会第二次会议召开，审议并通过《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》，电改进入加速阶段。国内电力系统以省为实体，省级电力市场建设需要支撑电价从计划体制向市场体制平稳过渡，电力中长期交易提供相对确定性的电量和价格，电力现货市场发现电能量实时价值，并且作为中长期交易价格参考。后续将完善辅助服务和容量电价机制，维持高比例新能源并网后电网的安全运行和系统充裕度。

图表1：新型电力市场=电能量+辅助服务+容量



资料来源：国联证券研究所

我们认为电改政策核心一方面为推进各主体市场化，从计划电价逐步转变成各主体同台竞价方式，合理配置电源成本，另一方面将过去单一制电价依据各类发电侧电源主体发挥价值不同，拆解成不同收益方式，以后关注点应由电价转变为不同电源的综合收益。

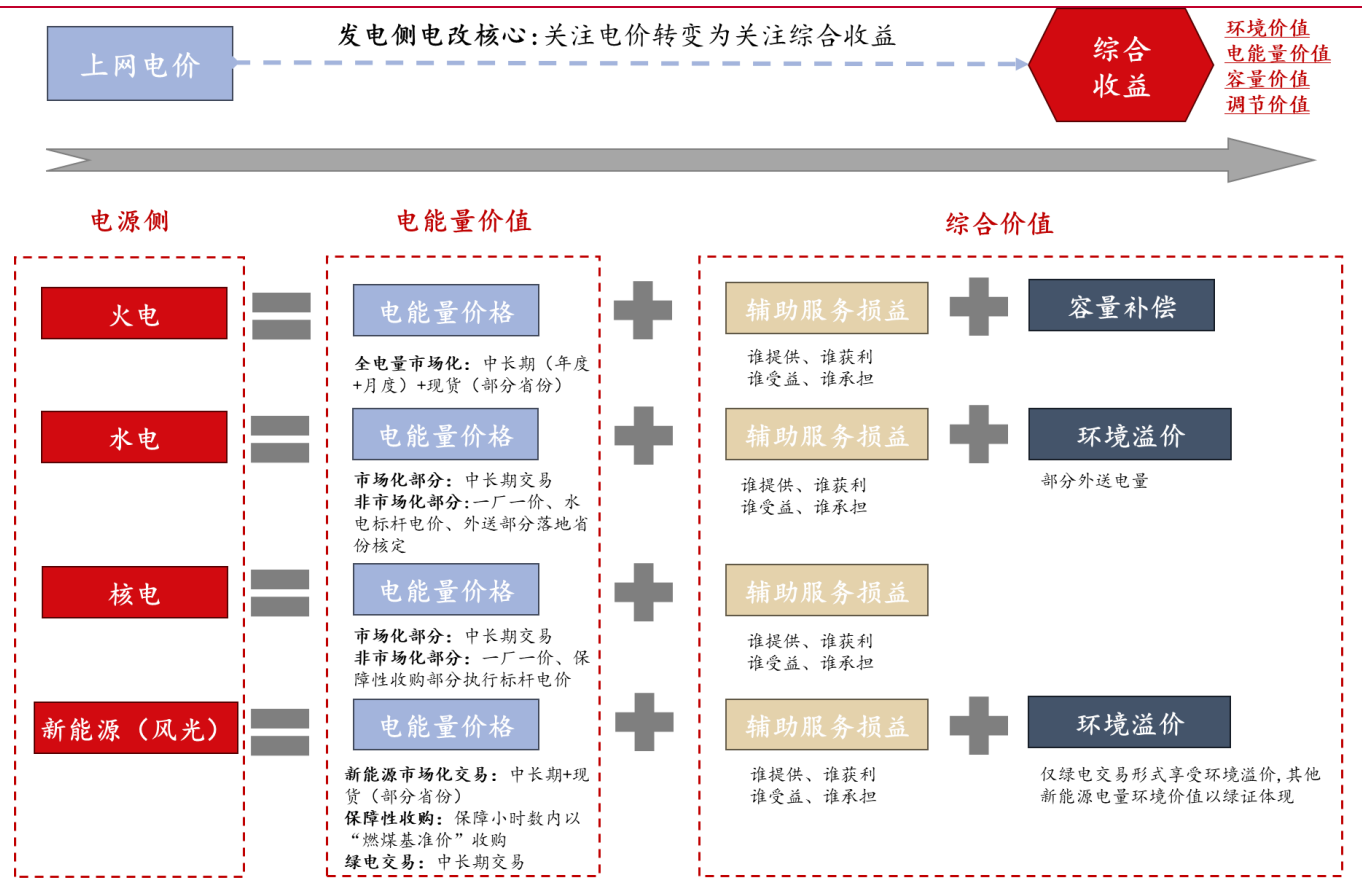
**电能量市场：**中长期交易电价由发用双方供需决定，以年度、月度、多日交易等市场化交易形式形成，现货市场则在日前和日内市场形成供需关系决定的分时电价体现时间维度稀缺电价价值。

**辅助服务市场：**目前以省级为单位，各省电源资源不同，补偿价格和种类不同，秉承“谁提供、谁获利、谁受益、谁承担”原则，不同机组获得损益不同。

**容量市场：**为电网提供冗余度机组获取容量收益，且向下游用户传导。

**绿电市场：**新能源电量获取环境溢价或者绿证。

图表2：电改后应当关注电源侧机组综合收益



资料来源：国联证券研究所

### 1.1 中长期市场：重点地区电价具备韧性

各省 2024 年电力市场化交易方案、部分省份 2024 年电价交易结果已出，一方面重视电力系统稳定性，如容量政策，另一方面注重成本疏导，如浙江、广东强调煤电联动机制。电价方面，江苏电价+21%，我们认为长三角地区电力需求较高，有望保持韧性，南方地区来水偏丰，压力缓解，中长期电价或有压制，关注月度交易和现货市场价格。

浙江出台煤电联动政策，重视成本疏导。2023 年 12 月 13 日，浙江省发改委、能监办、能源局联合印发《2024 年浙江省电力市场化交易方案》。该方案与 2022 年版本相比基准价及上下浮动范围并未变化，同时提出煤电联动机制，机制分为年度联动机制和月度联动机制，年度机制要求年度中长期交易电价要合理考虑煤炭价格，而月度机制中强调当月度煤价超年度基准煤价 30 元/吨时启动联动机制，为煤电成本疏导提供路径。

图表3：2023、2024 浙江省电力市场化交易方案对比

变化部分：	2024 年	2023 年
-------	--------	--------

交易电量	中长期交易电量占比不低于 <b>95%</b> ，中长期未覆盖的现货交易电量占比不高于 <b>5%</b>	中长期交易电量占比不低于 <b>90%</b> ，中长期未覆盖的现货交易电量占比不高于 <b>10%</b>
交易模式和准入方式	电网企业应每月做好 <b>发用电及其他电源电量预测</b> 。满足电网代理购电用户（含线损电量）、兜底用户用电需求后多余电量，通过月度集中交易投放市场，月度交易投放价格参照年度市场交易参考价；不足电量部分通过月度集中交易市场化采购	
交易价格	<p>市场交易价格根据参与方式（直接或间接）分为直接交易价格、<b>兜底售电价格</b>和代理购电价格。</p> <p>燃煤发电市场交易价格执行“<b>基准价+上下浮动</b>”市场价格机制，上下浮动范围不超过<b>20%</b>，当燃煤发电企业月度结算均价超过燃煤基准价上浮<b>20%</b>时，按燃煤基准价上浮<b>20%</b>进行结算。高耗能企业市场交易电价不受<b>20%</b>限制。电力现货价格不受<b>20%</b>限制</p> <p><b>兜底售电价格对应高低价电源采购电量按照年度、月度市场交易参考价确定。其中，M月交易价格=80%×M-1月交易机构公布的高低价电源年度参考价+20%×M-1月交易机构公布的高低价电源月度参考价。</b></p>	<p>市场交易价格根据参与方式（直接或间接）分为直接交易价格和代理购电价格。市场交易价格中包含环保和超低排放电价。</p> <p>无</p>
新增：煤电价格联动机制（包括年度和月度煤电价格联动）	<p><b>年度煤电价格联动是指以年度为周期按煤炭价格进行联动。年度交易前，市场主体应合理测算、协商议价形成年度交易价格，推动煤电电价回归至合理区间</b></p> <p>当月度煤价A月度与年度基准煤价A年度差值<b>超过30元/吨（含）</b>时，启动<b>月度煤电价格联动</b>。</p>	<p>能源价格回顾机制：当一次能源价格波动超出一定范围时，视市场运行情况，经省发改委、省能源局、浙江能源监管办协商一致，启动一次能源价格回顾机制，根据当期全省统调燃煤机组平均入炉标煤单价与年度交易时对应的全省统调燃煤机组平均入炉标煤单价比较情况，明确相应的允许上下浮动比例。</p>

资料来源：浙江电力交易中心，浙江省发改委，国联证券研究所

**广东煤电基准价未变，着眼于建立容量电价机制、规范可再生能源参与市场范围。**2023年11月21日广东省能源局等发布《广东省2024年电力市场交易有关事项的通知》，其中煤电交易基准价和上下限并未发生改变。较2022年版本相比进一步要求规模以上可再生能源参与现货交易，此举能够增加可再生能源在市场的消纳量。同月23日广东电力交易中心印发的《广东省可再生能源交易规则（试行）》也定义了可再生能源的交易范围、交易方式、交易成员、市场运行机制等。此外，方案也对交易规模进行了扩大，提及建立广东容量市场补偿机制。

**图表4：2023、2024广东省电力市场化交易方案对比**

变化部分：	2024年	2023年
交易规模	2024年广东电力市场规模约为 <b>6000</b> 亿千瓦时，包括直接参与市场交易电量和电网企业代理购电电量	2023年广东电力市场规模约为 <b>5500</b> 亿千瓦时，包括直接参与市场交易电量和电网企业代理购电电量。
储能参与电能量市场	独立储能准入条件按《广东省独立储能参与电能量市场交易细则（试行）》（广东交易〔2023〕177号）执行。	适时推动储能等新兴市场主体试点参与电能量市场交易
年度交易电量	安排年度交易规模上限 <b>3200</b> 亿千瓦时， <b>成交电量达到3200</b> 亿千瓦时结束年度交易	安排年度交易规模上限 <b>3000</b> 亿千瓦时，成交电量达到 <b>3000</b> 亿千瓦时结束年度交易
交易价格	按照“基准价+上下浮动”的原则，根据燃煤基准价 <b>0.453元/千瓦时</b> 上下浮动 <b>20%</b> 形成年度交易成交均价上下限。2024年，市场参考价为 <b>0.463元/千瓦时</b> ，年度交易成交均价上限暂定为 <b>0.554元/千瓦时</b> ，下限暂定为 <b>0.372元/千瓦时</b> 。	交易价格。按照“基准价+上下浮动”的原则，对每份年度合同成交均价设置上下限，其中基准价为 <b>0.463元/千瓦时</b> ，成交均价上限暂定为 <b>0.554元/千瓦时</b> ，下限暂定为 <b>0.372元/千瓦时</b> 。
可再生能源进入市场	自2024年1月起，省内 <b>220kV及以上电压等级</b> 的中调管风电场站、光伏电站 <b>全部参与</b> 现货交易。根据广东省可再生能源交易最新规则，进入现货市场的新能源可同时参与绿电交易。视市场运行情况，研究开展可再生能源主体超额收益测算与回收。	按照《广东新能源试点参与电力现货市场交易方案》、《广东省可再生能源交易规则（试行）》等有关要求，有序推动 <b>220kV及以上电压等级</b> 的新能源参与现货市场，持续开展可再生能源绿电交易，具体安排另行通知。
容量电价机制	<b>建立我省容量电价机制，有关发电机组获得容量电费，工商业用户分摊容量电费</b> ，具体方案由省发展改革委另行通知。	无

资料来源：广东电力交易中心，广东省发改委，国联证券研究所

**江苏电力市场化方案同样强调容量电价。《2024年江苏电力市场年度交易公告》**

提出容量电价按照国家和省有关规定执行。同时规范了可再生能源发电机组交易主体，维持气电联动的相关政策，绿电交易价格包括电能量价格和绿色电力环境价值。同时规定核电机组、燃气机组和绿电交易价格不设限制。

**图表5：2023、2024 江苏省电力市场化交易方案对比**

变化部分：	2024 年	2023 年
交易主体明确	发电企业。依法取得发电项目核准或备案文件，依法取得或豁免电力业务许可证(发电类)的公用燃煤、燃气、核电，光伏、风电(平价及主动承诺放弃绿电交易电量补贴的带补贴项目)等省内各类发电机组...	发电企业。依法取得发电项目核准或备案文件，依法取得或豁免电力业务许可证(发电类)的公用燃煤、燃气、核电、统调光伏、风电等省内各类发电机组...
年度交易电量	1. 发电企业。1) 省内燃煤机组年度交易电量原则上为其 2023 年上网电量的 80% 左右。2) 江苏核电有限公司所属核电机组全年市场交易电量 270 亿千瓦时左右，其中#1-2 机组不低于 70 亿千瓦时。3) 燃气机组结合天然气资源供应等情况，可自主选择参与年度、月度等市场化交易。4) 集中式光伏发电年度绿电交易电量不超过 900 小时、集中式风电绿电年度交易电量不超过 1800 小时。	1. 发电企业。1) 省内 10 万千瓦以上燃煤机组年度交易电量不低于 4000 小时对应电量。10 万千瓦及以下燃煤机组年度交易电量不超过其 2022 年 1-10 月实际上网电量。2) 江苏核电年度交易电量不低于 180 亿千瓦时。3) 供热燃机年度交易电量不低于 1000 小时对应电量。4) 统调光伏、风电年度交易电量分别不超过 900 小时、1800 小时。
交易价格	2. 公用煤电机组电量电价(即前述电能交易价格)通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成，上下浮动幅度原则上均不超过 20%，容量电价按照国家和省有关规定执行；核电机组、燃气机组和绿电交易价格不设限制。燃气机组参与市场交易的，继续执行我省气电联动有关政策。绿电交易价格包括电能量价格和绿色电力环境价值。	2. 年度交易价格浮动范围为燃煤机组发电基准价上下浮动原则上不超过 20% (0.3128~0.4692 元/千瓦时)。燃气机组和绿电交易价格不设限制，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。

资料来源：江苏电力交易中心，国联证券研究所

➤ **电价方面：长三角地区电价韧性高，广东地区需关注月度和现货价格**

在容量电价补偿发布后，各省交易电价为电量电价，容量补偿有按月结算，电厂实际收益为电量电价+容量电价。

江苏 2024 年综合电价有望上浮 21% 以上，突破框架限制，长三角地区高需求促电价韧性高。依据《2024 年江苏电力市场年度交易结果公示》，2024 年度交易总成交量 3606.24 亿千瓦时，电量电价为 452.94 元/MWh。电量电价方面较江苏煤电基准价上浮比例为 15.82%，假设容量电价为 0.022 元/kWh 时，江苏综合电价有望达到 474.94 元/kWh，上浮 21.47%，同比增长 0.0083 元/kWh，江苏煤电企业有望增收。

**图表6：2023/2024 年江苏电价对比**

2023 年度交易结果			2024 年度交易结果			变动 (元/MWh)
类别	加权均价 (元/MWh)	上浮 比例	类别	加权均价 (元/MWh)	上浮 比例	
年度双边协商	466.65	19.35%	(电量) 年度双边协商	452.86	15.82%	-13.79
年度挂牌	465.14	18.96%	(电量) 年度挂牌	446.76	14.26%	-18.38
年度绿电交易	468.58	19.84%	年度绿电交易	464.44	18.78%	-4.14
总交易结果	466.64	19.35%	(电量) 总交易结果	452.94	15.84%	
			容量电价(预测)	22		
总交易结果	466.64	19.35%	综合电价(预测)	474.94	21.47%	8.3
江苏燃煤基准价	391		江苏燃煤基准价	391		

资料来源：江苏省电力交易中心，北极星电力网，国联证券研究所

广东 2024 年综合电价上浮 5.32%，略低于预期。12 月 22 日，广东电力交易中心发布《广东电力市场 2024 年度交易及年度绿电交易结果的通报》，2024 年度交易总成交量 2582.01 亿千瓦时，成交均价为 465.62 元/MWh，电量电价方面相对广东基准价上浮 0.57%，假设广东煤电机组容量电价为 0.022 元/kWh 左右时，综合电价约 487.62 元/MWh，上浮比例约为 5.32%，略低于预期。

图表7：2023/2024 年广东电价对比

2023 年度交易结果			2024 年度交易结果			变动 (元/MWh)
类别	加权均价 (元/MWh)	上浮比例	类别	加权均价 (元 /MWh)	上浮比 例	
年度双边协商	553.88	19.63%	(电量) 年度双边协商	465.64	0.57%	-88.24
年度挂牌	552.28	19.28%	(电量) 年度挂牌	463.3	0.06%	-88.98
集中竞争	553.96	19.65%	(电量) 集中竞争	485.64	4.89%	
年度绿电交易	529.94	14.46%	年度绿电交易	465.64	0.57%	-64.3
			(电量) 总交易结果	465.62	0.57%	
			容量电价 (预测)	22		
总交易结果	553.86	19.62%	综合电价 (预测)	487.62	5.32%	-66.24
广东基准价	463		广东基准价	463		

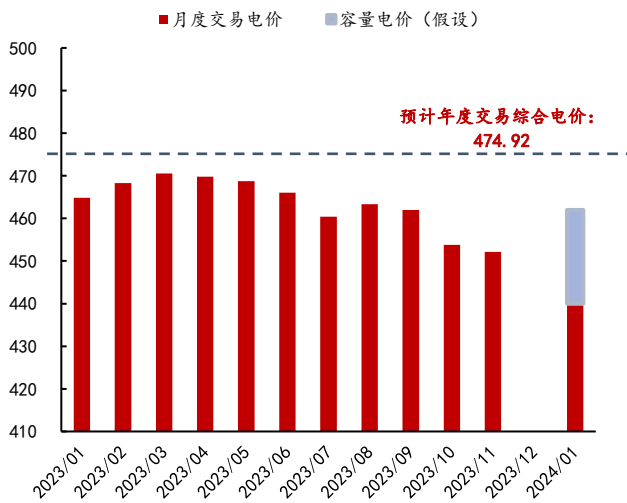
资料来源：广东电力交易中心，北极星电力网，国联证券研究所

长三角地区电价韧性高，广东地区需关注月度、现货电价。依据江苏、广东电力交易中心数据显示，江苏省 2023 年月度交易电价在 0.45-0.46 元/kWh 左右，2024 年 1 月份月度交易电量电价约 0.44 元/kWh，加容量电价后煤电电价有望达到 0.462 元/kWh。广东 2024 年 1 月月度交易电价均价约 0.485 元/kWh，加容量电价后煤电电价有望达到 0.505 元/kWh，超 2024 年年度交易结果 0.02 元/kWh，火电盈利空间提升。

以年度、月度电价交易结果来看，江苏年度交易电价较高，提前保障 2024 年机组稳定收入，广东现货市场已转入正式运行，广东火电机组电量组合更加多样化，年度+月度+现货，虽然年度交易电价结果略低于预期，但有望通过月度、现货市场获取较高电价收益。

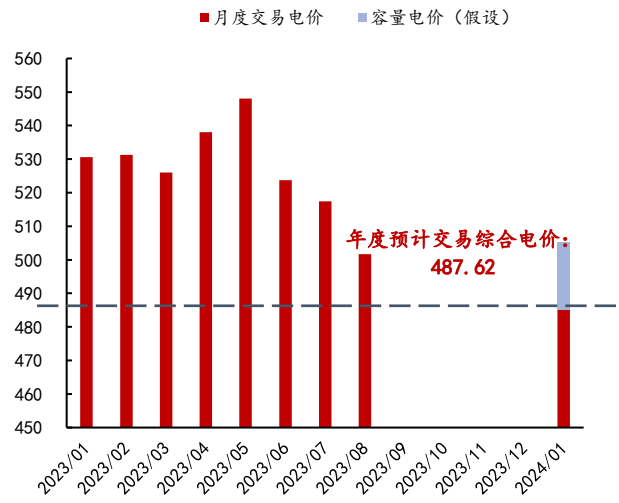


图表8：202301-202401 江苏省月度交易电价（元/MWh）



资料来源：江苏电力交易中心，国联证券研究所

图表9：202301-202401 广东省月度交易电价（元/MWh）



资料来源：广东电力交易中心，国联证券研究所

## 1.2 现货市场：建设加速，电力时间维度价值凸显

**现货市场加速建设。**2023年11月12日，国家发改委发布《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》，通知要求要推动现货市场转正式运行、有序扩大现货市场建设范围、加快区域电力市场建设，并持续优化省间交易机制。2023年12月22日，山西省能源局、山西能监办发布《关于山西电力现货市场由试运行转正式运行的通知》代表着山西省电力现货市场即日起转入正式运行。山西省成为中国电力现货市场第一个正式运行的省份。

电力现货市场反映了短期电力的供求关系，体现电价时间维度价值，代表着电价的稀缺溢价，现货市场的完善将给储能、煤电机组灵活性改造等带来诸多机遇。

图表10：各省现货市场时间表

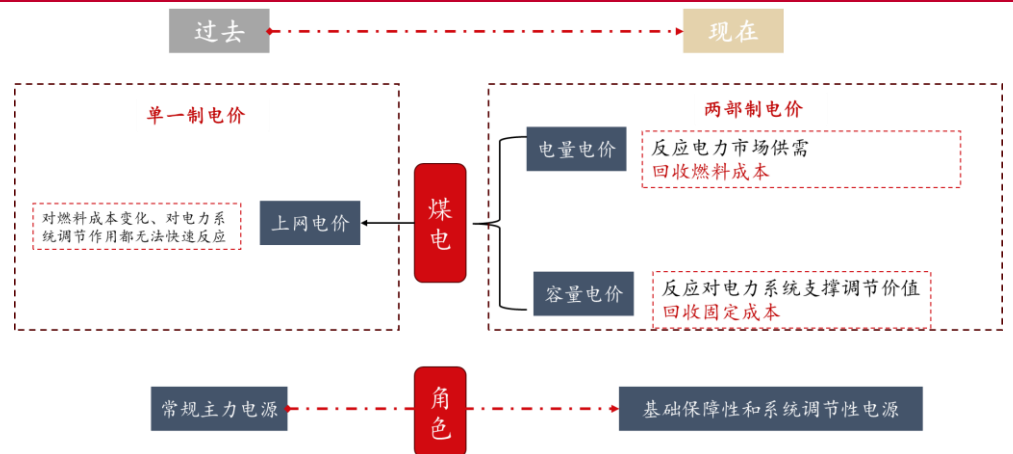
要求	地区	时间节点
有序扩大现货市场建设	山西	2023年12月22日转入正式运行
	福建	2023年底前开展长周期结算试运行
	浙江	2024年6月前启动现货市场连续结算试运行
	四川	持续探索适应高比例水电的丰枯水季相衔接市场模式和机制
	辽宁、江苏、安徽、河南、湖北、河北南网、江西、陕西	在2023年底前开展长周期结算试运行
	其他地区	力争在2023年底前具备结算试运行条件
加快区域电力市场建设	南方区域	2023年底前启动结算试运行
	长三角	2023年底前建立长三角电力市场一体化合作机制
	京津冀	力争2024年6月前启动模拟试运行

资料来源：国家发改委，国联证券研究所

### 1.3 容量电价：煤电两部制确立

**容量电价：煤电电价建立两部制。**2023年11月10日，国家发改委、国家能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号），2024年1月1日起执行。从政策思路来看，当前阶段煤电需要由常规主力电源向基础保障性和系统调节性电源并重转型，因此将现行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，反应电力市场供需、燃料成本变化等情况；容量电价水平根据转型进度等实际情况合理确定并逐步调整，充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值。

图表11：煤电主体角色变化驱动收益模式变化

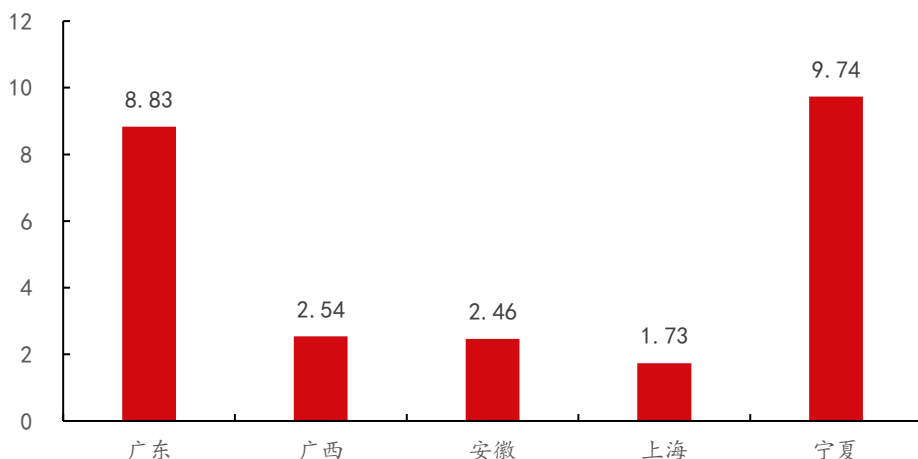


资料来源：国家发改委，国联证券研究所

### 1.4 辅助服务：有望向用户侧传导兑现价值

我国电力辅助服务实现6大区域、33个省区电网的全覆盖，统一辅助服务规则体系基本形成。依据国家能源局2023年一季度新闻发布会，2022年，通过辅助服务市场化机制，全国共挖掘系统调节能力90000万千瓦以上，煤电企业因辅助服务获得补偿收益约320亿元，促进煤电企业灵活性改造的积极性，推动煤电由基础保障性和系统调节性电源转型。

图表12：部分省份 2022 年辅助服务补偿情况（亿元）



资料来源：国家能源局各区域监管局，国联证券研究所

依据国家能源局 2023 年三季度新闻发布会数据，截至 6 月底，全国发电装机容量约 27.1 亿千瓦，其中参与电力辅助服务的装机约 20 亿千瓦。2023 年上半年，全国电力辅助服务费用共 278 亿元，占上网电费 1.9%。在电力现货市场，市场机组根据报价中标，调峰费用应该并入电能量市场费用，当前我国现货市场处于过渡阶段，调峰市场为过渡阶段特定市场，如果去掉调峰补偿费，目前辅助服务费用占比不到总电量电费的 1%，显著低于其他国家。以 2015 年数据为例，美国 PJM 市场辅助服务费用占比 2.5%，英国市场占比电量电费 8%，而目前美国现货辅助服务清算额大约占电能量 3-5%。

图表13：2023 上半年我国辅助服务费用情况

电力辅助服务费用 (含调峰)	电力辅助服务费用 (不含调峰)	设想情况 (不含调峰)
可再生能源装机占比：48.8%		
278 亿元	111 亿元	438 亿元
占比上网电费 1.9%	占比上网电费 0.76%	占比上网电费 3%

资料来源：国家能源局，国联证券研究所

图表14：美国/英国市场情况

美国 PJM 市场	英国
可再生能源装机占比 5%	可再生能源装机占比 27%
辅助服务费用占电量电费：2.5% (2015)	辅助服务费用占比电量电费：8% (2015)
辅助服务费用占电量电费：3%- 5% (2023)	辅助服务费用占电量电费： 15% (2030)

资料来源：美国 PJM 市场，国联证券研究所

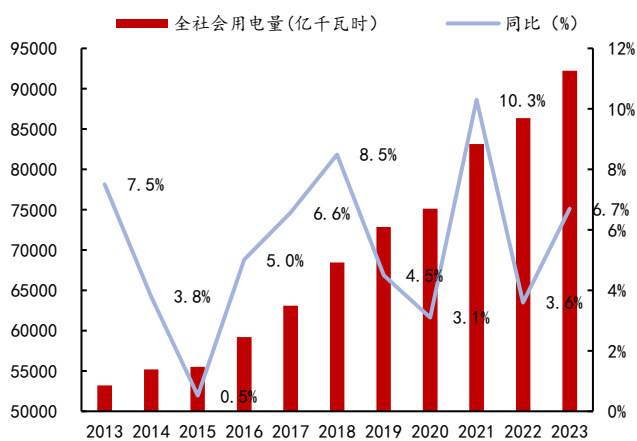
## 2. 供需：电力供需形式仍然偏紧

### 2.1 经济回暖促 2023 年用电量增速提升

2023 年全社会用电量同比增长 6.7%，经济发展驱动用电量增速提升。依据中电联披露，2023 年全社会用电量 9.22 万亿千瓦时，同比增长 6.7%，用电量是经济运行晴雨表，经济回暖带动用电量增速重回 5% 以上增长区间。

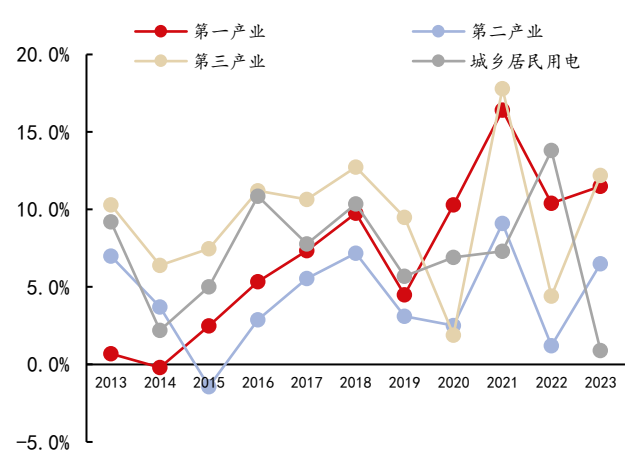
分产业来看第一产业/第二产业/第三产业/城乡居民生活用电量分别为 1278/60745/16694/13524 亿千瓦时，用电量增速分别为 11.5%/6.5%/12.2%/0.9%，受益工商业回暖，第二产业、第三产业贡献主要增量。

图表15：全社会用电量及增速



资料来源：Wind，中电联，国联证券研究所

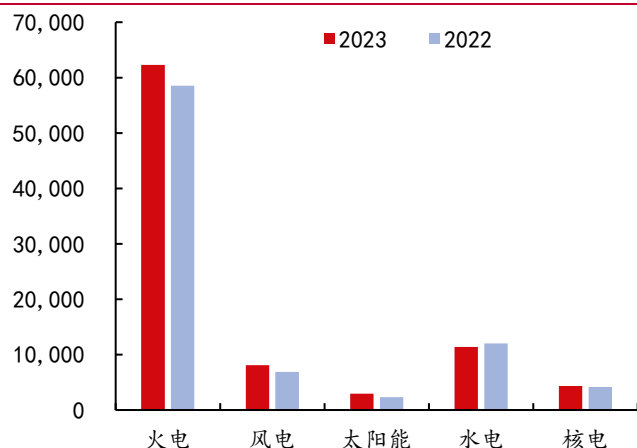
图表16：分各产业用电增速情况 (%)



资料来源：Wind，中电联，国联证券研究所

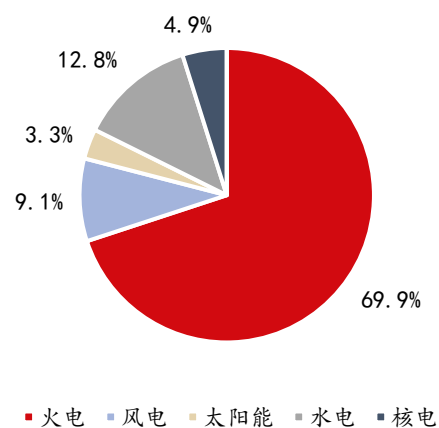
依据 ifind 数据，2023 年规模以上工业发电量为 8.9 万亿 kWh，其中火电/风电/太阳能/水电/核电分别发电量为 6.2/0.81/0.29/1.14/0.43 万亿 kWh，发电量占比分别为 69.9%/9.1%/3.3%/12.8%/4.9%。

图表17：2023/2022 各类型电源发电量 (亿千瓦时)



资料来源：ifind，国家统计局，国联证券研究所

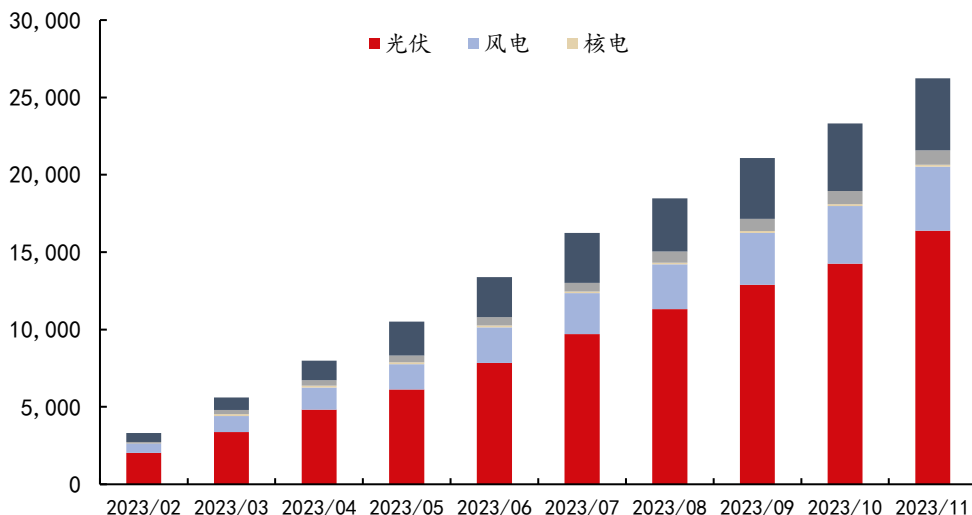
图表18：2023 年各类型电源发电量占比



资料来源：ifind，国家统计局，国联证券研究所

截至 2023 年 11 月底，全国累计新增装机 283GW。依据国家能源局数据，从新增装机容量来看，火电/光伏/风电/核电/水电的累计新增装机容量分别为 46.6/163.9/41.4/1.2/9.4 GW，其中火电/风电/光伏同比新增 13.22/18.87/98.17GW。

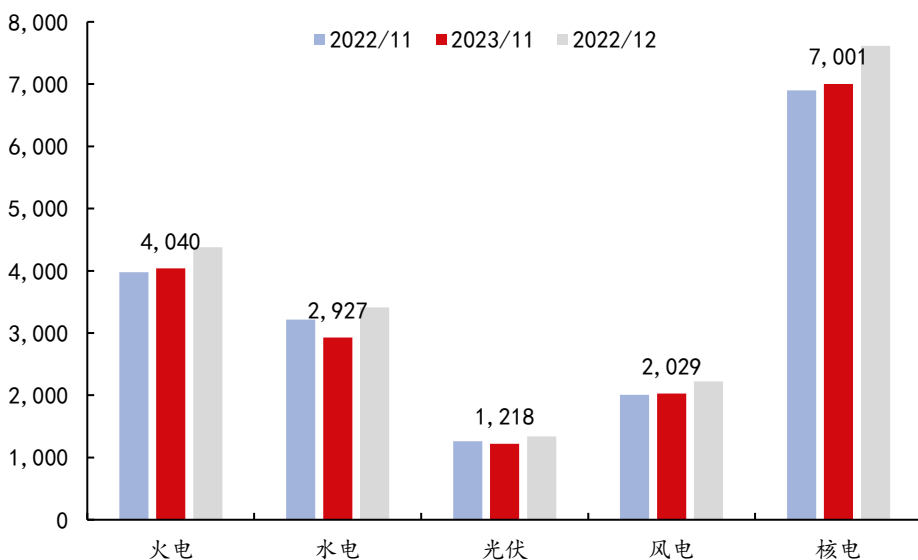
图表19：我国不同类型发电设备累计新增装机容量（万千瓦）



资料来源：国家能源局，Wind，国联证券研究所

截至 2023 年 11 月，风电、火电、核电发电平均利用小时数较 2022 年均有所增长。分类型看，风电/火电/水电/太阳能/核电平均利用小时数分别为 2029/4040/2927/1218/7001 小时，火电发电平均利用小时数基本等于 2022 年同期水平，而水电的平均利用小时数远低于 2022 年同期水平，主要系 2023 年上半年枯水期，干旱情况严重，各流域来水情况较差影响发电量。

图表20：我国不同发电设备累计平均利用小时数（小时）

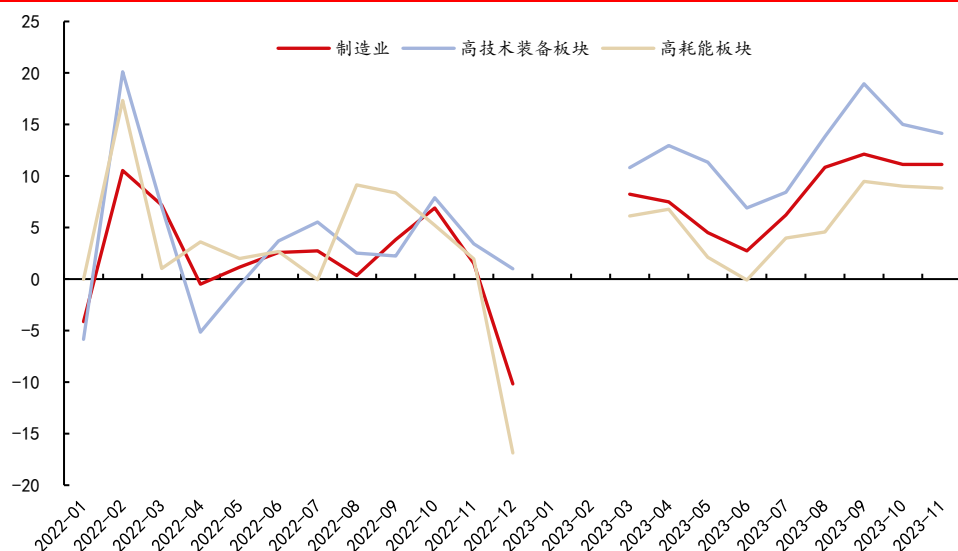


资料来源：Wind，国联证券研究所

## 2.2 制造业用电量增势明显，2023 电网负荷压力加大

我国制造业当月用电量增加显著。依据 wind 数据，2023 年 11 月，我国制造业用电量同比增速为 11.13%，将制造业分为高技术装备制造板块（主要包括汽车、计算机等电器产品、医药、电气机械、仪表等）、高耗能产业板块（主要包括黑色金属冶炼、有色金属冶炼、电力、热力供应等），其中高技术装备制造板块用电增速为 14.14%，高耗能产业板块增速为 8.83%。

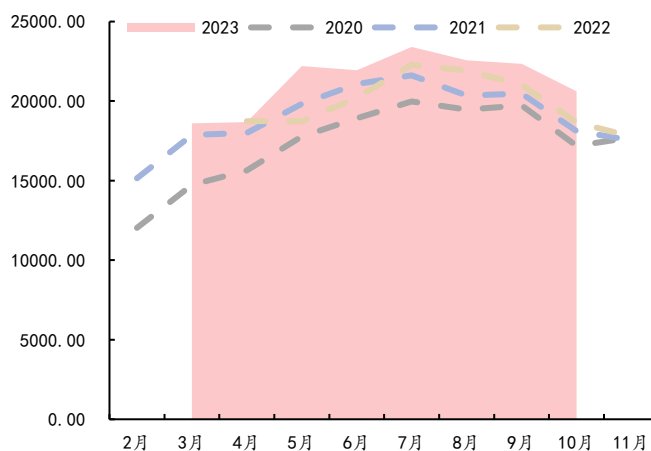
图表21：部分板块用电量同比增速（%）



资料来源：Wind，国联证券研究所

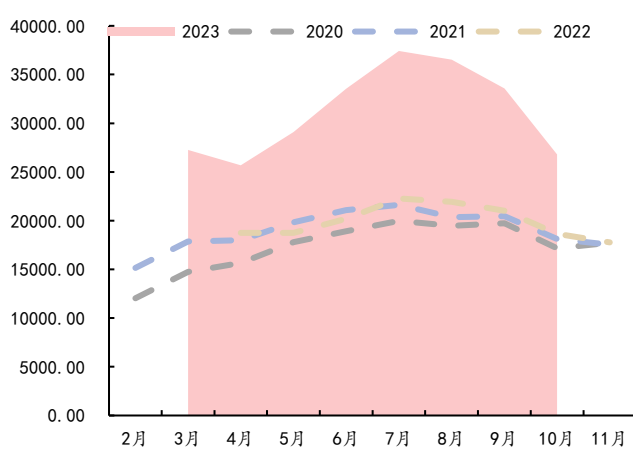
电网用电负荷持续高增，南方电网最高负荷增长 18%，华东电网最高负荷增长 23%。我们统计南方电网、华东电网 2020-2023 年数据，电网用电负荷增速最高值出现在 5 月，其中南方电网、华东电网最高负荷分别为 2.22 万亿千瓦时、2.91 万亿千瓦时，同 2021-2022 年均值相比，分别增长 18%、23%。

图表22：2020-23 南方电网用电负荷最高值（万千瓦）



资料来源：Wind，国联证券研究所

图表23：2020-23 华东电网用电负荷最高值（万千瓦）



资料来源：Wind，国联证券研究所

### 3. 火电：关注电改后火电综合收益提升

#### 3.1 容量电价给予火电稳定收益

全国容量电费情况：我们以 2021 年各省煤电装机容量、以 2024~2025 年标准计算，加权后计算可得全国容量电费大约 1208 亿元；假设 2026 年容量电价回收比例提高，全国容量电费大约 1900 亿元。

图表24：各省容量电费情况（亿元）

	2024~2025年			2026年		
	回收比例	容量电价 (元/kW·年,含税)	容量电费 (亿元)	回收比例	容量电价 (元/kW·年,含税)	容量电费 (亿元)
北京	30%	100	0.77	50%	165	1.27
天津	30%	100	12.24	50%	165	20.20
河北	30%	100	48.88	50%	165	80.65
山西	30%	100	68.84	50%	165	113.59
内蒙古	30%	100	96.20	50%	165	158.73
辽宁	30%	100	35.50	50%	165	58.58
吉林	30%	100	17.06	50%	165	28.15
黑龙江	30%	100	22.50	50%	165	37.13
上海	30%	100	15.02	50%	165	24.78
江苏	30%	100	78.81	50%	165	130.04
浙江	30%	100	47.91	50%	165	79.05
安徽	30%	100	52.74	50%	165	87.02
福建	30%	100	29.36	50%	165	48.44
江西	30%	100	22.60	50%	165	37.29
山东	30%	100	106.36	50%	165	175.49
河南	50%	165	109.33	70%	231	153.06
湖北	30%	100	28.93	50%	165	47.73
湖南	50%	165	36.76	70%	231	51.47
广东	30%	100	68.25	50%	165	112.61
广西	50%	165	32.42	70%	231	45.39
海南	30%	100	3.24	50%	165	5.35
重庆	50%	165	21.93	70%	231	30.70
四川	50%	165	23.30	70%	231	32.62
贵州	30%	100	34.69	50%	165	57.24
云南	50%	165	21.42	70%	231	29.98
陕西	30%	100	47.16	50%	165	77.81
甘肃	30%	100	22.57	50%	165	37.24
青海	50%	165	6.19	70%	231	8.66
宁夏	30%	100	31.66	50%	165	52.24
新疆	30%	100	65.99	50%	165	108.88
合计			1208.62			1931.39

资料来源：Wind，国家发改委，国联证券研究所

煤电容量电价有望逐年提升。煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定，煤电机组固定成本实行全国统一标准，为 330 元/kW，通过容量电价回收的固定成本比例逐年提升，2024~2025 年多数地方为 30%左右（100 元/kW·年），河南、湖南、重庆、四川、青海、云南、广西为 50%左右（165 元/kW·年）。

图表25：各省级电网煤电容量电价表（2024-2025）

省级电网	回收比例	容量电价(元/千瓦·年,含税)	省级电网	回收比例	容量电价(元/千瓦·年,含税)
北京	30%	100	河南	50%	165
天津	30%	100	湖北	30%	100

冀北	30%	100	湖南	50%	165
河北	30%	100	重庆	50%	165
山西	30%	100	四川	50%	165
山东	30%	100	陕西	30%	100
蒙西	30%	100	新疆	30%	100
蒙东	30%	100	青海	50%	165
辽宁	30%	100	宁夏	30%	100
吉林	30%	100	甘肃	30%	100
黑龙江	30%	100	深圳	30%	100
上海	30%	100	广东	30%	100
江苏	30%	100	云南	50%	165
浙江	30%	100	海南	30%	100
安徽	30%	100	贵州	30%	100
福建	30%	100	广西	50%	165
江西	30%	100			

资料来源：国家发改委，国联证券研究所

2026年起，云南、四川等地比例提升至70%，其他地方提升至不低于50%，容量部分收益有望逐年增厚。

图表26：各省级电网煤电容量电价表（2026年后）

省级电网	回收比例	容量电价(元/千瓦·年, 含税)	省级电网	回收比例	容量电价(元/千瓦·年, 含税)
北京	50%	165	河南	70%	231
天津	50%	165	湖北	50%	165
冀北	50%	165	湖南	70%	231
河北	50%	165	重庆	70%	231
山西	50%	165	四川	70%	231
山东	50%	165	陕西	50%	165
蒙西	50%	165	新疆	50%	165
蒙东	50%	165	青海	70%	231
辽宁	50%	165	宁夏	50%	165
吉林	50%	165	甘肃	50%	165
黑龙江	50%	165	深圳	50%	165
上海	50%	165	广东	50%	165
江苏	50%	165	云南	70%	231
浙江	50%	165	海南	50%	165
安徽	50%	165	贵州	50%	165
福建	50%	165	广西	70%	231
江西	50%	165			

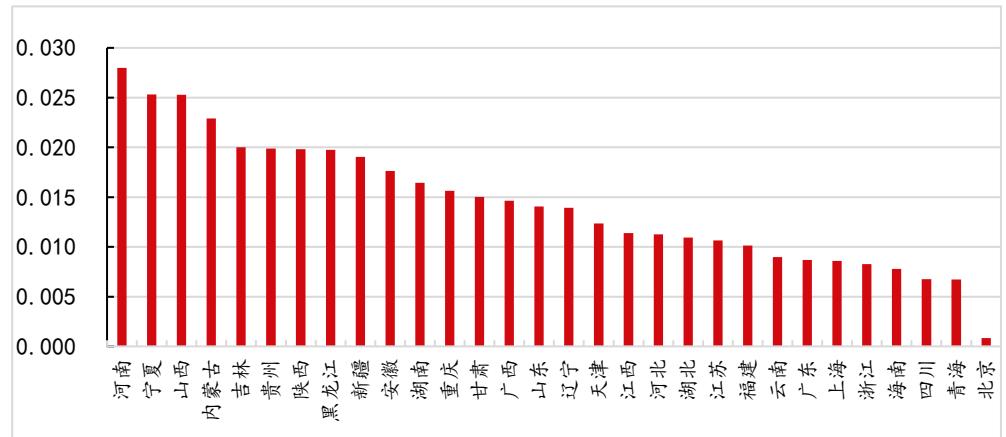
资料来源：国家发改委，国联证券研究所

**各省度电度电增加成本：**同样，我们以2021年各省工商业用电量为基准（假设第二产业用电量+第三产业用电约为工商业用电量），以各省容量电费总额进行分摊，2024~2025年度全国工商业用户平均度电增加成本约为0.0141元/kWh。我们对各省



情况进行排序，前五省份依次为河南、宁夏、山西、内蒙古、吉林，工商业用户度电成本分别增加 0.028/0.025/0.025/0.023/0.020 元/kWh。

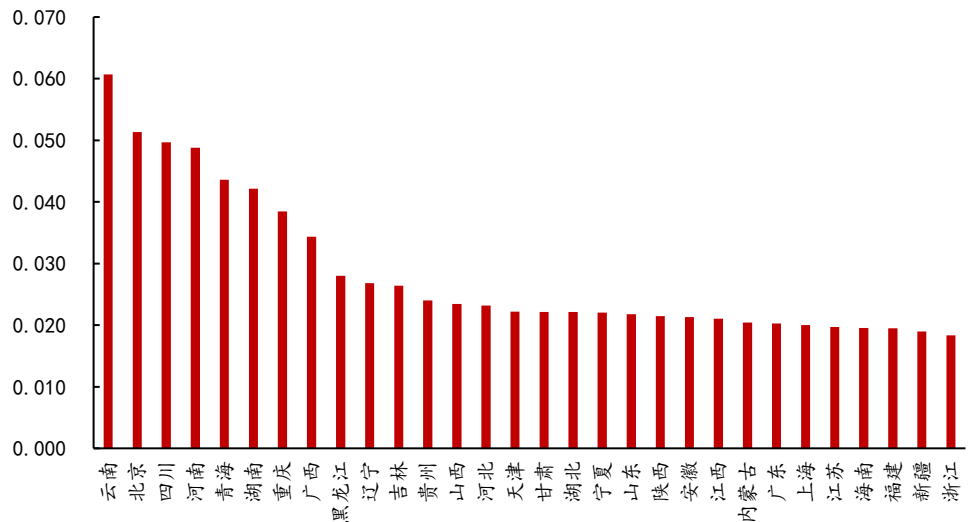
图表27：2024~2025 年度各省容量电费工商业用户分摊成本（元/kWh）



资料来源：Wind，国家发改委，国联证券研究所

**各省煤电度电收入：**我们以 2021 年各省煤电容量电费作为总额，以各省当年煤电发电量折算，2024-2025 年度全国平均值来看，煤电容量电价度电收入约 0.0284 元/kWh。以各省容量度电收入排序，前五省份依次为云南、北京、四川、河南、青海，度电收入分别为 0.061/0.051/0.050/0.049/0.044 元/kWh。

图表28：2024~2025 年度各省煤电度电收入（元/kWh）

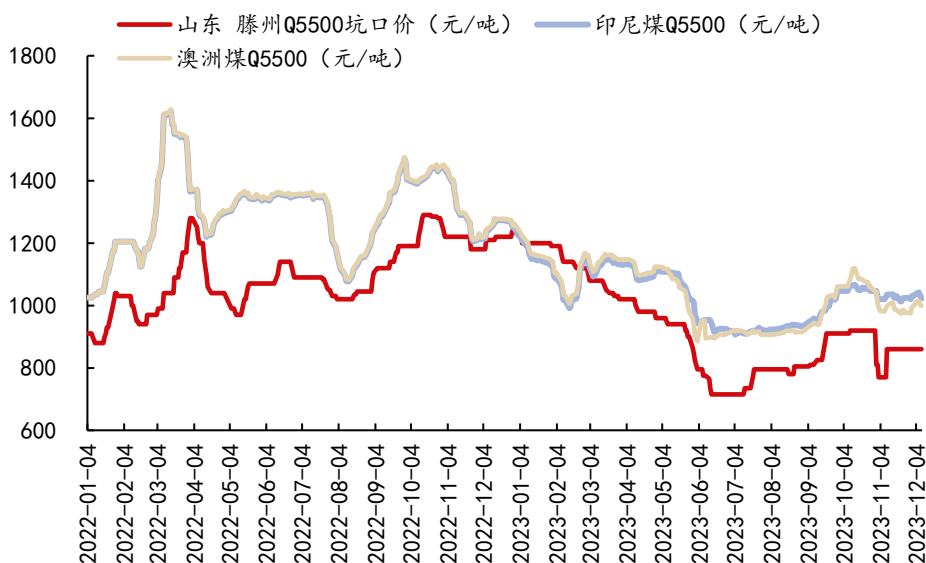


资料来源：Wind，国家发改委，国联证券研究所

### 3.2 煤价方面：港口、电厂煤炭库存新高

我们统计 Wind 数据，截至 2023 年 12 月 8 日数据，山东滕州 Q5500(坑口价格)、印尼煤 Q5500、澳洲煤 Q5500 价格分别为 860/1022/1000 元/吨，同比分别降低 28.9%/17.7%/19.8%。我们认为随着年底电厂与煤厂电煤长协保供协议签订，电厂煤长协煤（低价）占比有望提升，综合电厂入炉煤价格有望降低。

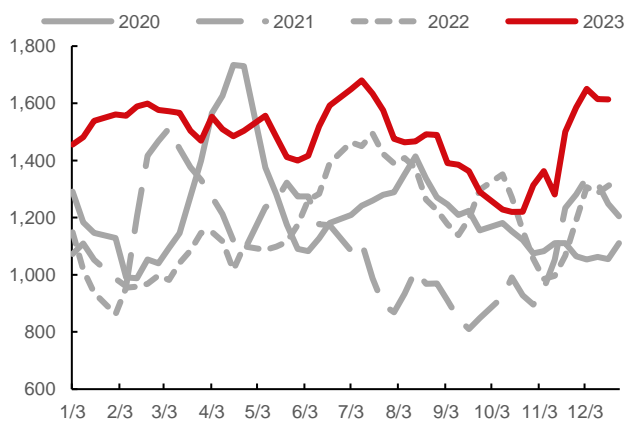
图表29：2022 至今坑口煤、进口煤价格变化



资料来源：Wind，国联证券研究所

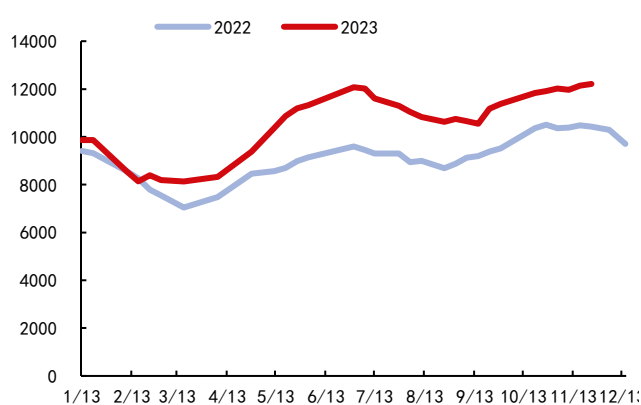
电厂库存、港口库存均处于高位，煤价价格或将稳定。我们统计北方四港（秦皇岛港、曹妃甸港、京唐港老港、国投京唐港）数据，截至 2023 年 12 月，煤炭库存都为近年高位，截至 2023 年 12 月 8 日，北方四港港口煤炭库存 1614 万吨，与 2022 年同期相比+23.1%。以 Wind 重点电厂煤炭库存来看，截至 2023 年 12 月，重点电厂煤炭库存 12.2 亿吨，同比+17.1%。

图表30：港口煤炭库存（万吨）



资料来源：Wind，国联证券研究所

图表31：2022-2023 主要电厂煤炭库存（万吨）



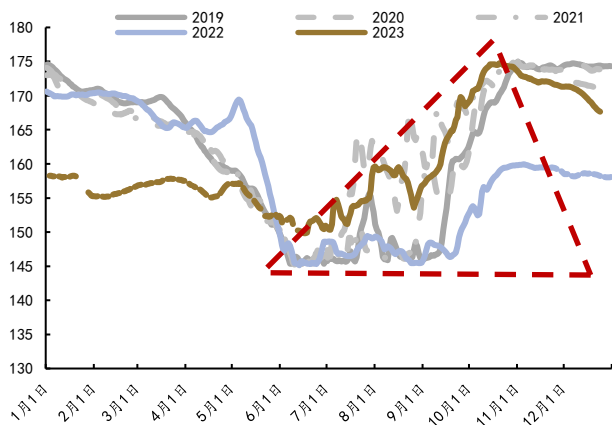
资料来源：Wind，国联证券研究所

## 4. 水电：来水较好，防御属性凸出

### 4.1 厄尔尼诺助 23H2-24H1 来水向好

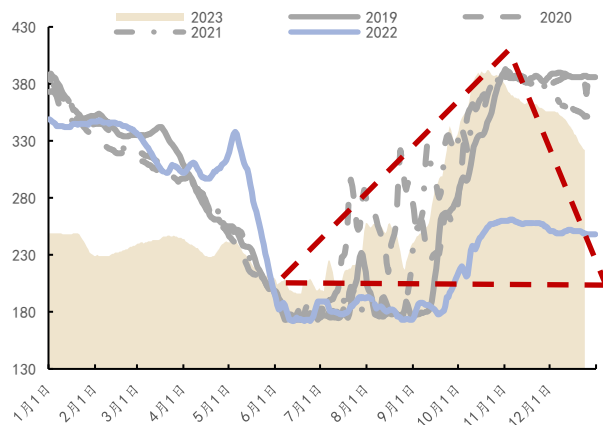
23H2 来水改善，水库蓄水量较高贡献 24H1 业绩。23H1 受来水量偏枯影响，三峡流域水位、水库蓄水量为往年低位，影响水电 23H1 业绩。2023 年 5 月、6 月份汛期来水改善，受厄尔尼诺现象影响，南方区域降水偏丰，截至 2023 年 12 月 24 日三峡水库站水位 167.65 米，同比提升 9.43 米，同比 5.96%，三峡水库站蓄水量为 323 亿立方米，同比提升 74 亿立方米，同比增长 29.72%。整体来看 2023H2 随着来水量提升叠加 2022 年低基数原因，23H2 水电公司业绩表现提升。

图表32：近5年三峡水库站水位情况（米）



资料来源：Wind，国联证券研究所

图表33：近5年三峡水库站蓄水量情况（亿立方米）



资料来源：Wind，国联证券研究所

厄尔尼诺事件将持续到 2024 年春季，2024 年水电业绩有望高增。依据中国气象局报道，本次厄尔尼诺事件强度为中等，且此次厄尔尼诺事件将持续到 2024 年春季。截至 2023 年 11 月份，水电利用小时数为 2927 小时，主要系上半年来水偏低拖累。发电量角度来看，随着来水改善及 22 年低基数影响，8 月/9 月/10 月发电量当月同比分别+18.5%/39.2%/21.8%，同比高增。

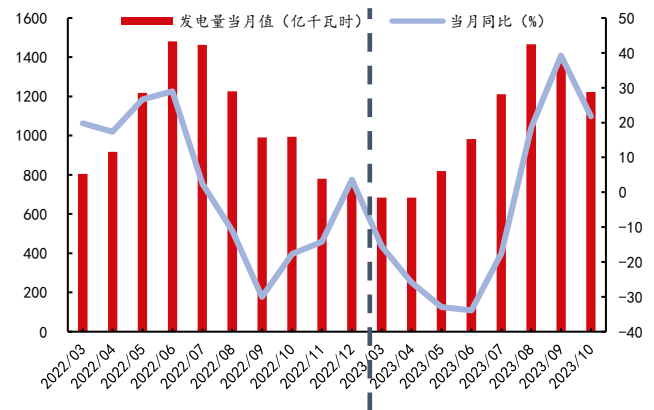
以往年份来看，厄尔尼诺事件的年份水电利用小时数在 3600 小时以上，我们认为厄尔尼诺现象伴随大规模降水，2024H1 来水有望保障。同时高水库水位和蓄水量保障 2024H1 水电发电量，同时受 23H1 来水低基数影响，24H1 水电业绩有望提振。

图表34：厄尔尼诺现象对当年水电利用小时数影响

年份	状态	水电利用小时数
2014	厄尔尼诺	2669
2015	厄尔尼诺	3590
2016	厄尔尼诺	2619
2017	拉尼娜	3597
2018	厄尔尼诺	3607
2019	厄尔尼诺	3697
2020	拉尼娜	3825
2021	拉尼娜	3606
2022	拉尼娜	3412
2023年1-11月	厄尔尼诺	2927

资料来源：兰木达公众号，国家能源局，国联证券研究所  
注：2023利用小时数为1月份-11月份累计值

图表35：2022-2023年水电发电量当月值及同比



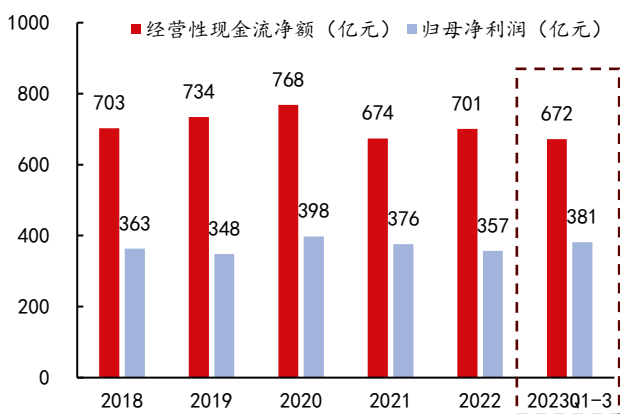
资料来源：Wind，国联证券研究所

## 4.2 高分红凸显防御属性

水电公司现金流充沛保障高分红能力。我们以长江电力、华能水电、国投电力、川投能源四家典型上市公司数据统计，2018-2022年经营性现金流净额约为归母净利润的1.95倍，2023Q1-Q3经营性现金流净额为672亿元，归母净利润为381亿元，约为1.75倍，为公司派发现金红利形成较强支撑。

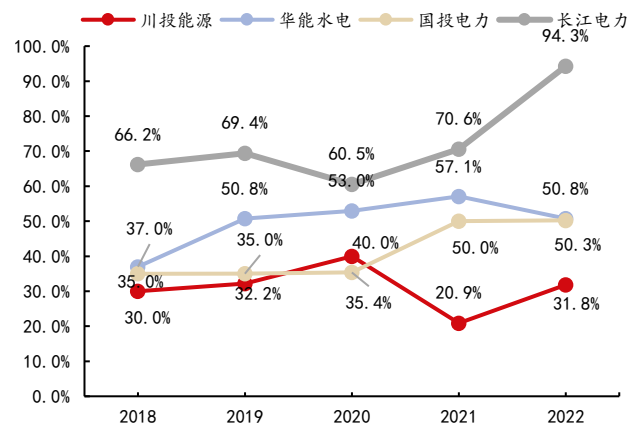
典型水电公司维持50%以上分红率。水电板块高现金流支撑高分红能力，典型四家水电公司分红比例稳定，基本维持在50%以上，长江电力2022年分红率达94.3%，相较2021年提升23.7pct，远超公司章程中承诺不低于70%分红比例。

图表36：水电现金流充沛保障高分红



资料来源：Wind，国联证券研究所

图表37：典型水电公司分红比例 (%)

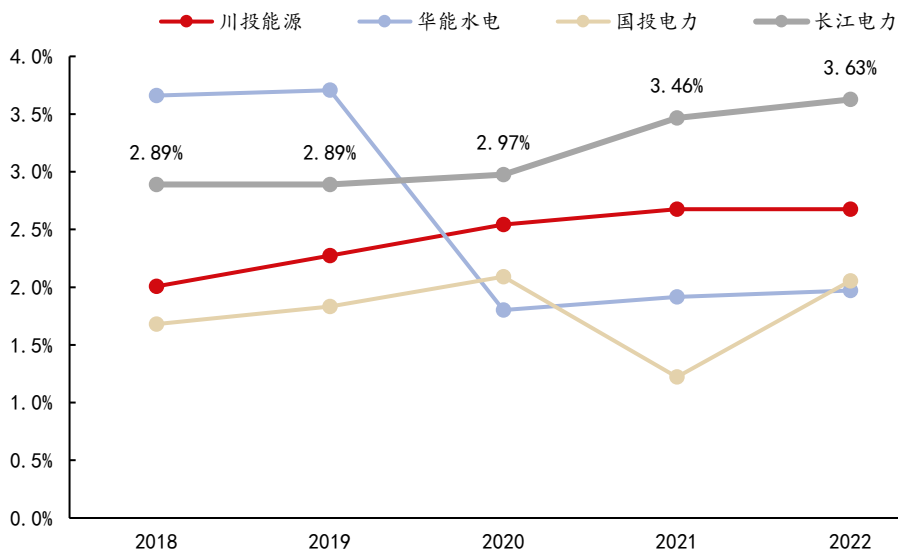


资料来源：Wind，国联证券研究所

高股息率资产，防守属性稳定。水电板块分红稳定，类债资产，防守属性凸出，以股息率角度来看，2022年长江电力/川投能源/华能水电/国投电力，股息率分别为3.63%/2.68%/1.97%/2.05%，以2023年12月26日Wind统计数据为计，十年期国债收益率为2.58%，水电优质资产股息率与国债收益率接近，水电盈利稳定，成本仅为机组折旧和员工开支，未来水电公司有望持续保持高现金流、高分红状态，类债资产

凸显防守属性。

图表38：典型水电公司股息率情况



资料来源：Wind，国联证券研究所  
估价日期为 2023 年 12 月 26 日

## 5. 新能源运营商：成本降低，关注绿电消费

### 5.1 特高压提速助消纳，成本下行增强盈利

消纳问题促特高压建设提速。我们依据按第二批风光大基地规划，十四五期间将新增电力外送需求 150GW，十五五期间将新增 165GW，而现存外送通道送电能力总计 94GW，其中仅剩约 40GW 尚未利用，因此十四五、十五五的外送通道缺口达 275GW。假设单条特高压直流对应 10GW 风光大基地外送规模，预计仍需建成 28 条特高压线路。2023 年为特高压核准大年，2024 年有望保持高核准量。2023 核准 4 条特高压直流项目，2024 年 1 月 2 号川渝阿坝—成都东交流项目核准，“十四五”期间国家电网公司规划建设特高压工程“24 交 14 直”解决消纳问题。

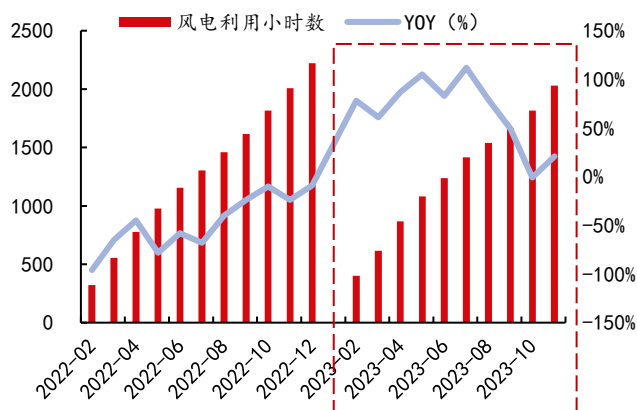
图表39：两个五年第二批风光大基地装机规划

基地名称	十四五 (万千瓦)			十五五 (万千瓦)			总计 (万千瓦)		
	新能源	本地	外送	新能源	本地	外送	新能源	本地	外送
库布齐沙漠	3900	1500	2400	4200	9000	16500	8100	14000	31500
乌兰布和沙漠	2100	1100	1000	11400			20300		
腾格里沙漠	4500	1200	3300				3700		
巴丹吉林沙漠	2300	1200	1100				13400		
采煤沉陷区	3700	0	3700				0		
其他沙漠和戈壁	3500	0	3500	9900					
总和	20000	5000	15000	25500	9000	16500	45500	14000	31500

资料来源：《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》，国联证券研究所

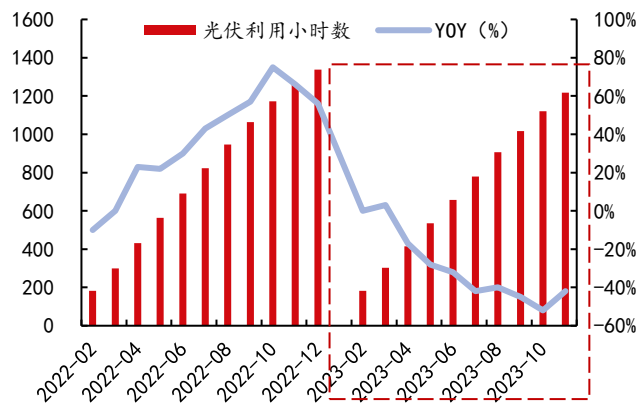
风电利用小时数提升，光伏利用小时数下降。2023 年风资源情况较好，2023M1-M11 累计值类看，风电利用小时数平均值为 2029 小时，同比增长 21%；2023M1-M11 光伏利用小时数为 1218 小时，同比降低 42%，主要系 2022 年为光资源大年，2022 年全国平均的年水平面总辐射量比近 30 年平均值高出约 3%。

图表40：风电利用小时数提升



资料来源：Wind，国联证券研究所

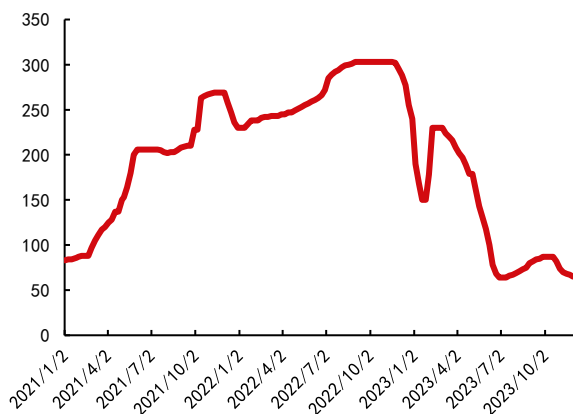
图表41：光伏利用小时数



资料来源：Wind，国联证券研究所

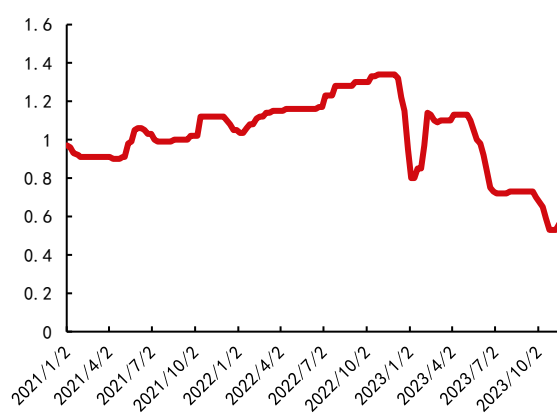
原材料价格下行，硅料较高点价格下降 78.5%，组件较高点下降 56.7%。截至 2023 年 11 月底，多晶硅价格为 65 元/kg，同比降低 78.5%，原材料成本明显下降。组件端来看，我们以 PERC-210 价格来看，2023 年 11 月底为 0.58 元/W，同比降低 56.7%，原材料价格下行，运营商采购价格下降，整体项目经济性提升。

图表42：多晶硅（致密料）价格（元/kg）



资料来源：Infolink Consulting，国联证券研究所

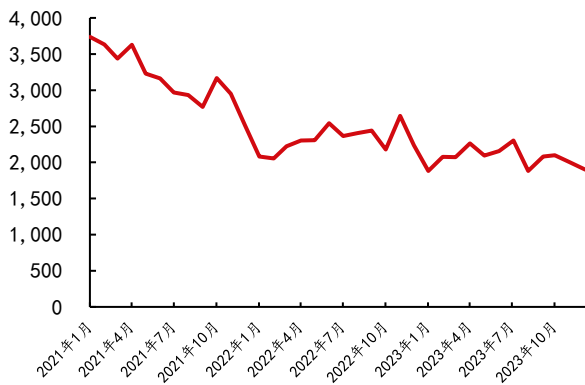
图表43：PERC-210 价格（元/W）



资料来源：Infolink Consulting，国联证券研究所

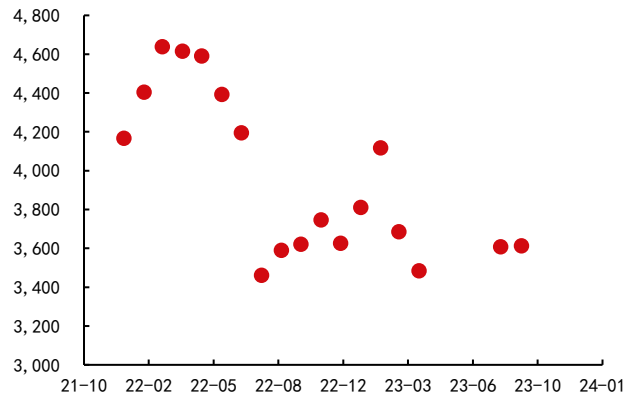
风机中标价格同样处于历史低位。近年来，在风机大型化趋势下，以及风机环节较为激烈的竞争环节下，国内风机中标价持续走低，2023 年 12 月，陆上风机（含塔筒）中标价为 1899 元/kW，月环比-5.3%，同比-15%；2023 年 9 月，海上风机（含塔筒）中标价为 3613 元/kW，月环比+0.17%，同比+0.64%。展望未来，在风机大型化趋势下，国内风机价格或继续下探，进一步降低风电建设成本。

图表44：近年陆上风机含塔筒中标价格（元/kW）



资料来源：风电头条，风芒能源，每日风电，风电之音，国联证券研究所

图表45：近年海上风机含塔筒中标价格（元/kW）

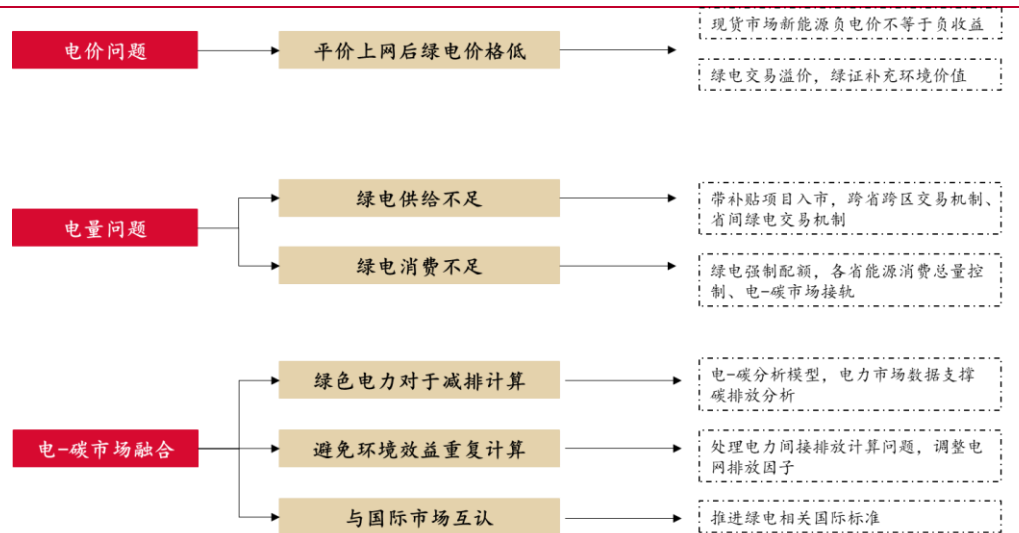


资料来源：风电头条，风芒能源，每日风电，风电之音，国联证券研究所

## 5.2 绿电消费获政策支持，环境溢价逐步兑现

**绿电消费重视度加强：**从2021年8月，发改委发布《绿色电力交易试点工作方案》为始，到2022年8月，发改委发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》，目前已经确立“绿证”作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证，绿色消费机制体系已绿电交易、绿证交易、碳市场为主。但是目前还存在平价上网后绿电价格低、绿电供给、消费不足、电-碳市场融合接轨问题。

图表46：当前绿电市场面临问题及解决方式



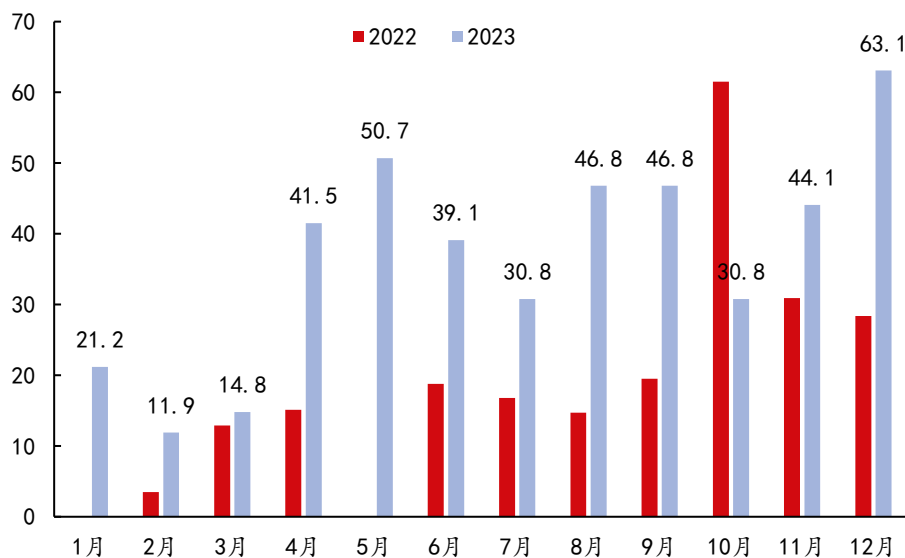
资料来源：国联证券研究所

**全国绿电消费水平有望提升。**2023年5月，发改委发布《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》中提出“推动外向型企业较多、经济承受能力较强的地区逐步提升绿电消费比例，加强高耗能、高排放企业使用绿电的刚性约束，各地可根据实际情况制定高耗能、高排放企业电力消费中绿电最低占比”。

2023年6月，国家能源局组织发布《新型电力系统发展蓝皮书》中提出“完善绿电消费激励约束机制，扩大绿电、绿证交易规模”。2023年鼓励绿电消费政策频发，还未制定强制消费比例，但是用词更明确如“刚性约束”“最低占比”“激励约束机制”等，在各省陆续出台鼓励政策后，国家级指导意见或高耗能绿电配额制度有望出台，绿电运营商将体现环境收益。我们认为在政策推动下，绿电消费比例将持续提升。

绿电交易品种占比有望提升，环境溢价有望从电价兑现。我们以中电联统计数据计算，2023年1-12月全国各电力交易中心累计完成绿电直接交易441.6亿千瓦时，用户以证电合一方式购买光伏、风电电量即绿电交易，绿电价格包括电能量价格+环境溢价，目前主要用户为央企、国企、高耗能企业等，绿电交易有望持续扩容，运营商将受益环境溢价。

图表47：2022-2023年12月全国绿电交易规模（亿千瓦时）



资料来源：中电联，国联证券研究所

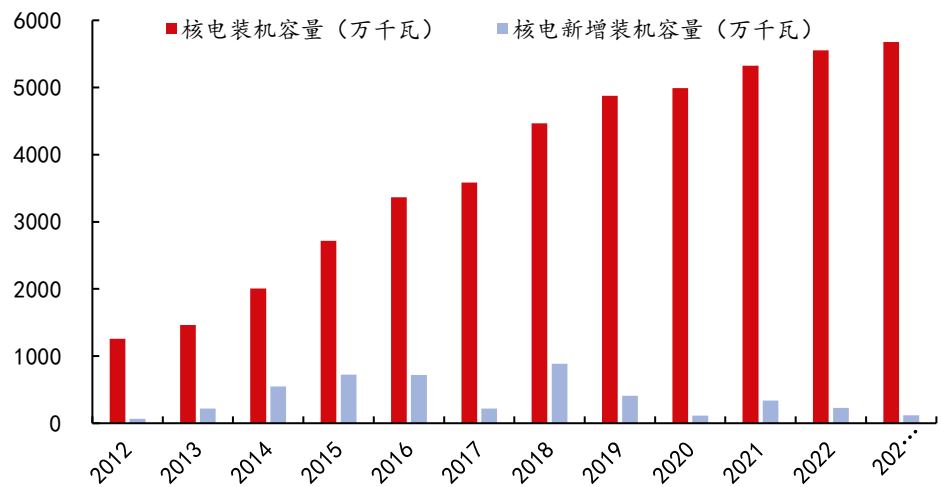


## 6. 核电：高成长性，分红稳定

### 6.1 2023 年年内核准 10 台机组，成长性凸显

核电板块具备稳定成长性。核电是唯一同时具备基荷电源和清洁能源属性的发电方式。满足基荷电源可靠、经济、充足和清洁四大要求，是能够替代化石能源基荷电源的最佳选择。核电建设周期一般在 5 年左右，核电装机容量与国内审批核准相关，截至 2023 年 11 月，依据国内电力工业统计数据，核电装机容量 5676 万千瓦，新增装机容量 119 万千瓦，稳定装机保障核电板块成长性。

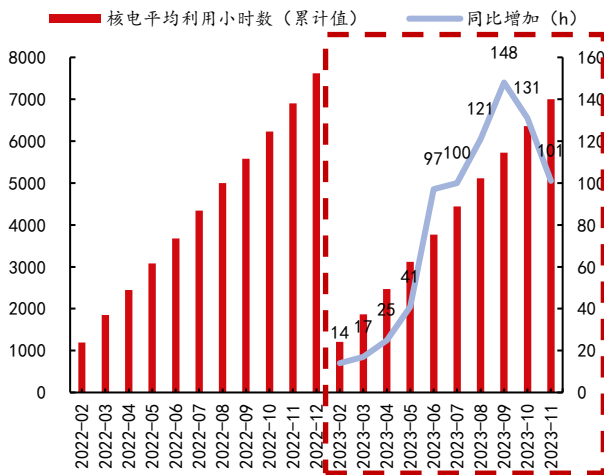
图表48：2012 至今核电累计装机容量/新增装机容量



资料来源：Wind，国联证券研究所

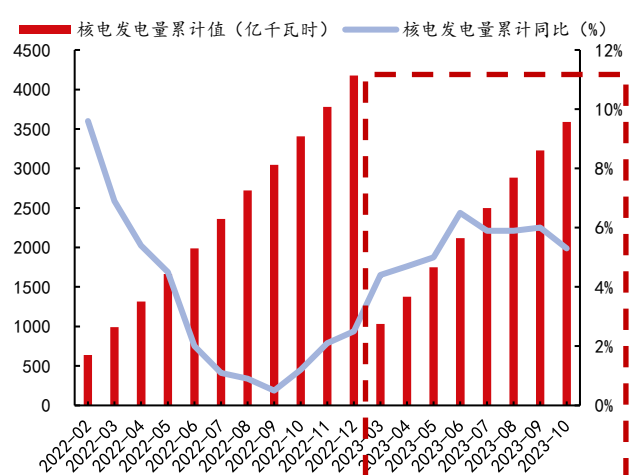
保供能力提升核电刚需属性，高利用小时数保障基荷能力。核电机组出力比较稳定，当电力供需紧张时，核电机组需要提高出力水平，截至到 2023M11，全国核电平均利用小时数为 7001 小时，同比增加 101 个小时。从电量角度来看，2023M1-10M 核电发电量累计值为 3587 亿千瓦时，同比增长 5.3%。

图表49：2022-2023M11 核电平均利用小时数



资料来源：Wind，国联证券研究所

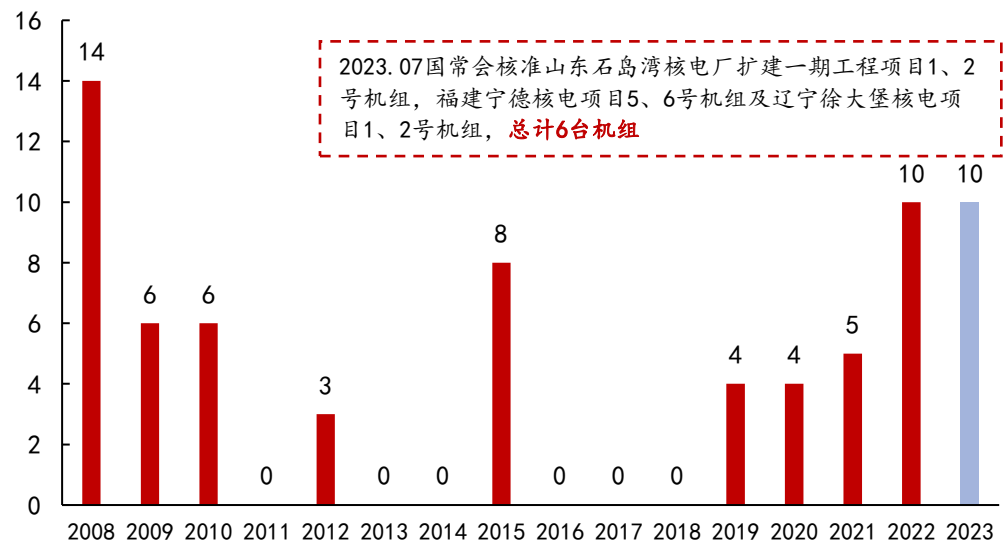
图表50：2022-2023M10 核电发电量及同比



资料来源：Wind，国联证券研究所

**短期：2023 年核准 10 台机组，核电迎建设潮保障资产持续增长。**2022 年国常会核准 10 台机组，核电的基荷电源特性得到重视，2023 年 7 月国常会上，核准山东石岛湾核电厂扩建一期工程项目 1、2 号机组（华能集团），福建宁德核电项目 5、6 号机组（中国广核）及辽宁徐大堡核电项目 1、2 号机组（中国核电），总计 6 台机组，核电审批核准延续性增强，核电企业成长性持续释放。

图表51：我国核电站历年核准台数（台）



资料来源：中国核能行业协会，国联证券研究所

**远期：未来核电建设将更加注重与电网布局和区域经济发展相适应，更好支撑适合我国国情的新型电力系统建设。**我国将充分利用现有沿海核电厂址资源积极安全有序推进项目开发，并通过厂址扩建、复用煤电退役厂址等方式增加厂址资源储备，华中地区电力需求将持续增长，而本地基荷电源比重偏低，电力供需矛盾将进一步加大，预期在条件成熟时，前期工作开展充分的核电厂址将开工建设。西部清洁能源输出省份亦将开展在新能源大基地周边布局核电的可行性论证，为支撑风光等新能源

上网做好准备。未来我国核能从沿海到内陆，从东部到中西部的空间布局将更加均衡。

图表52：我国内陆核电储备场址

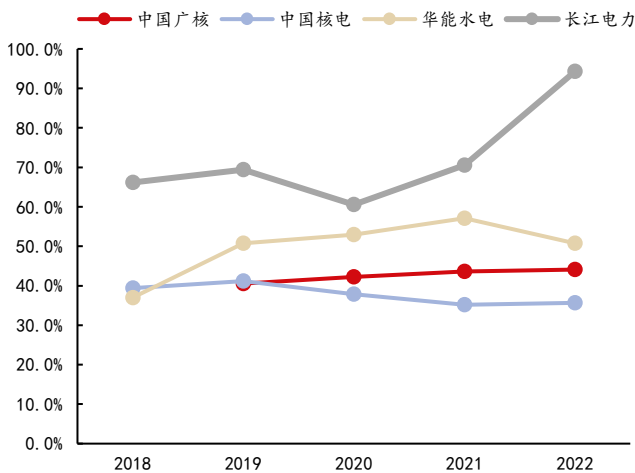
省份	厂址
广东	韶关
	肇庆
湖南	桃花江
	小墨山
湖北	大畈
	松滋
江西	彭泽
	烟家山
	瑞金
安徽	芜湖
	吉阳
四川	三坝
浙江	龙游
河北	海兴
河南	南阳
重庆	涪陵
吉林	靖宇
福建	三明
黑龙江	佳木斯
贵州	贵州

资料来源：中国核电信息网，国联证券研究所

## 6.2 分红率稳定提振防御，四代核电发展迅速

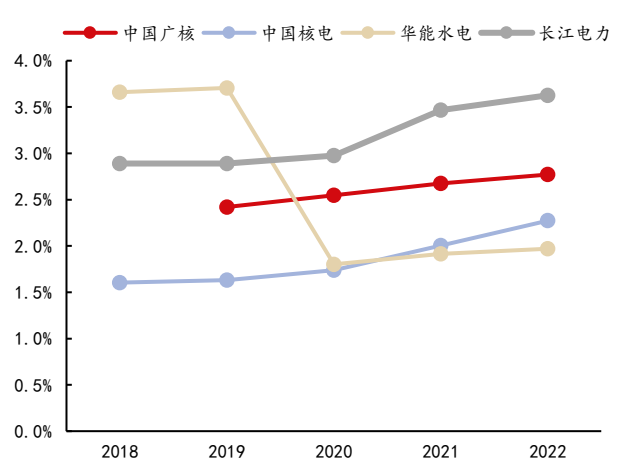
**稀缺防御板块资产，分红率稳定。**核电营业模式主要系上网电价贡献收入，成本主要为机组折旧费用，依据 Wind 数据，中国核电、中国广核分红比例在 30% 以上，2022 年中国核电/中国广核分红比例分别为 35.63%/44.09%，分红率接近华能水电。从股息率来看，2022 年中国广核、中国核电股息率分别为 2.8%/2.3%，高于华能水电，随着核准机组陆续投产，核电公司分红率有望提升，防御属性稀缺。

图表53: 同水电公司相比核电公司分红比例 (%)



资料来源: Wind, 国联证券研究所

图表54: 同水电公司相比核电公司股息率 (%)



资料来源: Wind, 国联证券研究所

全球首座第四代石岛湾项目正式商运投产, 我国核电高温气冷堆跨入商用阶段。

04年12月, 中国华能集团公司、中国核工业建设集团公司、清华大学《关于共同合作建设高温气冷堆核电示范工程投资协议》在北京签订。06年2月, 石岛湾200MW级高温气冷堆核电站示范工程被列入国家重大科技专项, 并于2012年12月正式动工。21年12月, 1号反应堆首次并网成功。23年12月6日, 石岛湾200MW级高温气冷堆核电站示范工程顺利完成168小时持续运行考核, 正式商运投产, 标志着我国成为世界首个实现模块式高温气冷堆核电站商业运行的国家。

图表55: 石岛湾项目建设历程



资料来源: 清华大学官网, 中能科讯公众号, 《高温气冷堆在我国的发展综述》符晓铭, 国联证券研究所

代堆项目建设进展顺利。近年来, 国内加快高温气冷堆、钠冷快堆、超临界水冷堆、铅冷快堆和熔盐堆五种四代堆的研发, 进展顺利。其中, 高温气冷堆、钠冷快堆和钍基熔盐堆分别建设了实验堆和示范工程项目, 是产业化进展最快的四代核电技术。目前高温气冷堆利用其高温特性, 正逐步拓宽其在供热、核能制氢等领域的应用前景。

## 7. 投资建议：关注电改后不同类型电源综合价值

2024 年各省电力现货市场步入快车道，大部分省份有望进行结算试运行，电力价格将体现供需情况，疏导发电成本。碳市场和绿证市场融合加速将打开绿电第二增长曲线。煤电成本稳定，风电、光伏建设成本也处于下降通道，运营商成本端改善明显。

**火电板块**，容量电价机制给予冗余度价值，长三角地区电价韧性较高，已实行现货市场省份可通过月度、现货交易博弈稀缺电价，火电综合收益有望提升，建议关注如**华能国际、浙能电力、皖能电力**等。

**水电板块**，厄尔尼诺气候有望持续到 2024H1，来水较好提振业绩，同时水电行业现金流充沛，具备高分红、高股息属性。建议关注**长江电力**等。

**新能源运营商**，2023 年光伏、风电建设成本改善，新建机组收益率提升，提升公司盈利质量，同时绿电运营商环境溢价由碳市场和绿证市场公允定价带来的增长机会，如**三峡能源、江苏新能**等。

**核电板块**，2023 年内核准 10 台机组，成长性凸显，同时稳定分红提升防御属性。建议关注**中国核电、中国广核**。

图表56：电力行业相关公司

类型	代码	简称	总市值 (亿元)	归母净利润(亿元)			PE (倍)		
				2023E	2024E	2025E	2023E	2024E	2025E
火电	600027.SH	华能国际	1119	147.4	160.3	181.0	9	8.28	7.33
	600795.SH	国电电力	742	72.8	87.5	101.3	10.2	8.48	7.32
	600023.SH	浙能电力	670	70.6	82.0	89.8	9.5	8.18	7.47
	000543.SZ	皖能电力	152	14.4	16.6	19.0	10.58	9.13	8.01
新能源运营	600905.SH	三峡能源	1248	73.5	96.4	113.0	17.03	12.94	11.04
	603693.SH	江苏新能	89	5.5	7.5	9.6	16.18	11.9	9.21
水电	600900.SH	长江电力	5836	273.9	342.5	361.5	20.85	17.04	16.14
核电	601985.SH	中国核电	1507	104.3	114.7	126.6	14.45	13.14	11.9
	003816.SZ	中国广核	1566	112.4	123.6	132.4	15.33	13.93	13.01

资料来源：Wind，国联证券研究所

数据来源：2024 年 01 月 24 日收盘价，归母净利润数据来自 Wind 一致预期

## 8. 风险提示

**政策推进不及预期：**容量电价政策、现货市场政策、可再生能源补贴发放等进度会影响煤电、绿电相关受益。

**原材料价格上涨：**火电、新能源、核电等电站持续建设，处于高资本开支阶段，原材料价格上涨对新机组收益率影响较大；同时火电成本核心为煤炭，煤价上涨较快影响煤电公司盈利。

**机组建设不及预期：**火电、新能源机组装机不及预期影响当年利润。

## 分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

## 评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级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：以报告发布日后的6到12个月内的公司股价（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。其中：A股市场以沪深300指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普500指数为基准；韩国市场以柯斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表指数涨幅20%以上
		增持	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于5%~20%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~5%之间
	行业评级	卖出	相对同期相关证券市场代表指数跌幅10%以上
		强于大市	相对同期相关证券市场代表指数涨幅10%以上
		中性	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~10%之间
		弱于大市	相对同期相关证券市场代表指数跌幅10%以上

## 一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属国联证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“国联证券”）。未经国联证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为国联证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，国联证券不因收件人收到本报告而视其为国联证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但国联证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，国联证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，国联证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

国联证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。国联证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。国联证券的资产管理部门、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的意见或建议不一致的投资决策。

## 特别声明

在法律许可的情况下，国联证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到国联证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

## 版权声明

未经国联证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、转载、刊登和引用。否则由此造成的一切不良后果及法律责任有私自翻版、复制、转载、刊登和引用者承担。

## 联系我们

**北京：**北京市东城区安定门外大街208号中粮置地广场A塔4楼

**无锡：**江苏省无锡市金融一街8号国联金融大厦12楼

电话：0510-85187583

**上海：**上海市浦东新区世纪大道1198号世纪汇二座25楼

**深圳：**广东省深圳市福田区益田路6009号新世界中心大厦45楼