

各省 136 号文细则陆续出台，国家级绿电直连政策落地

—— 五月行业动态报告

2025 年 06 月 04 日

- **山东、广东、蒙东 136 号文细则陆续出台。存量项目盈利保障程度更高，收益预期相对明确。**1) 机制电量：山东（参考省外新能源非市场化率，适度优化）、广东（申报比例上限不高于 90%）保障力度强于蒙东（带补贴的集中式风、光分别为 35%、43%）。2) 机制电价：山东、蒙东明确为燃煤基准价，广东暂未明确。3) 执行期限：山东、蒙东明确为全生命周期合理利用小时数剩余小时数（或项目投产满 20 年）。**增量项目未来盈利能力或存在分化，看好具备区域优势和成本优势的企业。**1) 机制电量：山东、广东明确机制电量申报上限分别为 80%、90%，蒙东暂不安排。基于此，我们预计新能源消纳能力更强的省份或将设置更高的机制电量比例，这一方面符合 136 号文“新老衔接”的思路，另一方面，当前较低的新能源入市比例一定程度上也对应着当地更强的新能源发展诉求/更强的新能源消纳能力，设置相对较高的机制电量比例有助于引导新能源资源开发在全国范围内优化配置。2) 机制电价：根据山东方案，首次竞价不高于上年度结算均价（2024 年常规交易风电价格为 0.357、光伏为 0.346 元/kwh，较燃煤基准价的折价幅度分别为 10%、12%）。竞价下限参考先进电站造价水平（仅包含固定成本）折算度电成本确定。基于此，我们认为成本领先的企业在前期竞价过程中可利用成本优势确保入选机制电量，而在后续项目运营阶段，可赚取由自身成本和行业平均成本差异决定的超额收益。3) 执行期限：山东明确参照同类项目回收初始投资的平均期限确定。广东明确海风项目为 14 年、其他新能源项目为 12 年。
- **全国层面绿电直连政策落地。从用户侧来看，有助于满足终端用户，尤其是出口型企业的绿电消费、溯源需求，同时或可在一定程度上助力企业降低用电成本。**为应对以欧盟《电池法案》为代表的国际贸易壁垒，早在 2025 年 2 月，江苏省发改委印发《关于创新开展绿电直连供电试点项目建设工作的通知》，确定了江苏时代新能源科技有限公司等 5 个绿电直连供电试点项目。此次政策可视为绿电直连模式在全国范围内的推广。而在经济性方面，尽管《通知》明确“绿电直连项目应缴纳输配电费、系统运行费用、政策性交叉补贴、政府性基金及附加等费用。”但考虑到输配电费在终端电价中的占比较高（可达 14%），且绿电直连遵循“就近就地消纳”的原则，我们预计用户用电量中经由直连满足的部分，输配电成本（考虑直连线路成本）相较网电的输配电价或将实现一定程度的节约，从而降低终端用户的用电成本。**从发电侧来看，绿电直连有助于拓宽绿电，尤其是新能源的消纳方式，同时有望通过签署多年期购电协议稳定收益预期。**此次政策明确可进行绿电直连的项目包括尚未开展电网接入工程建设或因新能源消纳受限等原因无法并网的新能源项目，同时鼓励项目“通过合理配置储能、挖掘负荷灵活调节潜力等方式，充分提升项目灵活性调节能力，尽可能减小系统调节压力。”基于此，我们认为开展绿电直连有望改变过去过度依赖大电网的单一新能源消纳模式，更多发挥负荷侧和电源侧的主观能动性。同时，政策明确“项目电源和负荷不是同一投资主体的，应签订多年期购电协议或合同能源管理协议”，我们认为或此举有助于稳定相关新能源项目的电价预期。

公用事业行业

推荐 维持

分析师

陶贻功

☎: 010-8092-7673

✉: taoyigong_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码: S0130522030001

梁悠南

☎: 010-8092-7656

✉: liangyounan_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码: S0130523070002

研究助理: 马敏

✉: mamin_yj@chinastock.com.cn

相对沪深 300 表现图

2025-06-03



资料来源: 中国银河证券研究院

相关研究

【银河环保公用】行业月报_火电、水电业绩增长，国常会核准 10 台核电机组

【银河环保公用】行业月报_年报陆续披露，关注业绩与分红层面的积极信号

- **4 月用电量增速基本持平，水核发电量增速下降。**4 月全社会用电量 7721 亿千瓦时，同比增长 4.7%，增速较 3 月放缓 0.1pct；其中一产/二产/三产/居民生活用电量分别为 110/5285/1390/936 亿千瓦时，同比分别增长 13.8%/3.0%/9.0%/7.0%。分行业看，新业态用电保持高速增长，其中 4 月信息传输/软件和信息技术服务业用电量、互联网和相关服务用电量、充电服务业用电量同比分别增长 15.1%、27.8%、44.3%，增速较一季度分别提高 1.4pct、2.1pct、2.0pct。4 月水核发电量增速下降，风光发电量增速加快。4 月规上工业发电量 7111 亿千瓦时，同比增长 0.9%，增速比 3 月份放缓 0.9pct。4 月规上工业火电降幅持平，水电由增转降，核电增速放缓，风光增速加快，其中水电发电量下降预计与流域来水分化有关。4 月规上火电/水电/核电/风电/太阳能发电量同比分别-2.3%/-6.5%/+12.4%/+12.7%/+16.7%，增速较 3 月变化分别为 0.0pct/-16.0pct/-10.6pct/+4.5pct/+7.8pct。
- **投资策略：**分板块来看：1) 火电：煤炭价格仍低位运行，截至 2025/6/3，秦皇岛港 5500 大卡动力煤平仓价跌至 610 元/吨，年初至今均价为 688 元/吨，同比下降 189 元/吨或 22%，有望对冲 25 年长协电价下降带来的不利影响，建议关注电价下调幅度小、市场煤占比高的企业。个股建议关注大唐发电、华能国际等。2) 水核：目前利率仍处低位，水核配置价值突出。个股建议关注长江电力、川投能源、中国核电等。3) 新能源发电：电价改革、促绿电消费等政策持续推出护航行业健康可持续发展，建议把握拐点性机会。个股建议关注全国性龙头企业龙源电力、三峡能源，以及布局优势区域海风资源的省属平台福能股份、中闽能源等。
- **风险提示：**装机规模不及预期的风险；煤炭价格大幅上涨的风险；行业竞争加剧的风险等。

目录

Catalog

一、 行业要闻	4
二、 行业数据	8
(一) 碳交易市场情况.....	8
(二) 电力行业相关数据.....	8
三、 太阳能装机持续高增长，水核发电量增速下降.....	11
四、 各省 136 号文承接方案对比.....	12
五、 全国层面绿电直连政策落地.....	14
六、 环保公用行业表现.....	15
(一) 环保公用行业市值.....	15
(二) 板块表现	15
七、 投资建议及股票池.....	18
(一) 核心组合表现.....	18
(二) 投资建议	18
八、 风险提示	20

一、行业要闻

1. 内蒙古分布式光伏细则征求意见

5月6日，内蒙古自治区能源局发布关于公开征求《内蒙古自治区分布式光伏项目开发建设管理实施细则（征求意见稿）》意见的公告。文件提出：一般工商业分布式光伏可选择全部自发自用或者自发自用余电上网模式；采用自发自用余电上网的，年自发自用电量占发电量的比例不应低于90%，后续根据配电网承载能力增长情况适时调整。大型工商业分布式光伏原则上选择全部自发自用模式。

<https://mp.weixin.qq.com/s/vJE8zwl91xGFleNCsnl6gA>

2. 山东省发改委发布《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》《山东省新能源机制电价竞价实施细则（征求意见稿）》

2025年5月31日前投产的存量新能源项目全电量参与市场交易后，机制电价水平按国家政策上限执行，统一明确为每千瓦时0.3949元（含税）；单个项目机制电量上限参考外省新能源非市场化率，适度优化；执行期限按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数执行。

2025年6月1日起投产的增量新能源项目，由省发展改革委会同有关单位明确机制电量规模、执行期限，通过价格竞争方式确定机制电价水平。设置申报充足率下限，引导新能源充分竞争，降低全社会用能成本，2025年竞价申报充足率不低于125%（申报充足率=Σ该类型竞价主体申报电量/该类型竞价电量总规模）。如边际机组入选电量小于其申报电量的40%（含），取消最后入选项目的入选结果，机制电价取前一个入选项目的申报价格。新能源竞价上限，根据新能源项目合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，原则上不高于该类型电源上年度机制电量竞价结果。首次竞价上限原则上不高于该类型电源上年度结算均价。现阶段暂设定竞价下限，具体参考先进电站造价水平（仅包含固定成本）折算度电成本（不含收益）合理确定。机制电价执行期限参照同类项目回收初始投资的平均期限合理确定。

<https://mp.weixin.qq.com/s/4kPFjJMyE7MV8XuuxkUm7g>

3. 广东发布136号文承接方案

项目申报电量方面，《结算机制竞价规则》显示，机制电量申报比例上限与存量项目机制电量比例衔接且不高于90%；对于竞价周期内已成交的中长期交易电量、绿电电量，相应调减竞价申报比例上限。机制电价申报上下限按照《实施方案》规定执行。

竞价机制方面，《结算机制竞价规则》指出，采用集中竞价的方式开展竞价交易。根据新能源项目的申报电量比例，按照近三年同类型历史小时数、项目容量计算新能源项目申报比例对应的电量绝对值。将电量绝对值按新能源项目报价从低到高进行排序，价格相同时，按照申报时间优先方式确定排序，直至满足竞价总规模，竞价总规模内的新能源项目全部成交。成交的最后一个项目申报比例全额成交。本次竞价交易的所有入选项目机制电价按入选项目的最高报价确定，机制电量比例为申报的机制电量比例。未入选新能源项目可继续参与后续竞价交易。

执行期限方面，《结算机制竞价规则》明确，增量项目机制电价的执行期限为海上风电项目14年、其他新能源项目12年，到期后不再执行机制电价。增量项目参与竞价成功后，未投产项目的执行起始时间按照竞价时申报的投产时间确定；已投产项目按照入选时间确定。

<https://mp.weixin.qq.com/s/ak0j5fPtpClCRGS-IbVHKw>

4. 河南发布《关于组织开展 2025 年煤电机组升级改造新能源项目申报有关事项的通知》

5 月 14 日，河南发改委发布《关于组织开展 2025 年煤电机组升级改造新能源项目申报有关事项的通知》（文件原文见附件）。文件提出：

1) 纳入开发方案、已实施灵活性改造，并完成深调认定的煤电机组，鼓励其继续实施节能降耗改造，按照煤电装机规模的 8% 增配新能源规模。

2) 纳入开发方案、已实施灵活性改造，但未完成深调认定的煤电机组，按照现有程序实施改造和认定后，办理新能源项目并网手续。若继续实施节能降耗改造，按照煤电装机规模的 8% 增配新能源规模。

3) 未纳入开发方案但已实施灵活性改造的煤电机组，按照装机规模的 14% 配置新能源项目，依程序申请纳入开发方案并完成改造和认定后，办理新能源并网手续。若继续实施节能降耗改造，按照煤电装机规模的 8% 增配新能源规模。

4) 未纳入开发方案且未实施灵活性改造的煤电机组，应同步开展灵活性和节能降耗改造，按照煤电装机规模的 22% 配置新能源规模

<https://mp.weixin.qq.com/s/R8Ip0--HPWZYJf3VMHHZUQ>

5. 安徽省能源局发布关于征求《关于贯彻落实〈分布式光伏发电开发建设管理办法〉的通知（征求意见稿）》意见的函

5 月 20 日，安徽省能源局发布关于征求《关于贯彻落实〈分布式光伏发电开发建设管理办法〉的通知（征求意见稿）》意见的函，文件明确：

1) 自发自用比例不做要求，全部自用项目不受可接入容量限制！鉴于各类工商业企业负荷特性存在明显差异，我省对工商业分布式光伏年自发自用电量比例暂不做要求，鼓励通过光储协同、柔性负荷调度等方式提高自发自用比例。大型工商业分布式光伏原则上选择全部自发自用模式，也可采用自发自用余电上网模式参与我省电力现货市场，当用户负荷发生较大变化时，可向省能源局申请调整为集中式电站。鼓励分布式光伏发电项目通过光储充一体化、源网荷储协同互动等方式提升就地消纳能力。依托新增负荷建设的全部自发自用分布式光伏发电项目，不受可接入容量限制。

2) 地面分布式按集中式管理根据《安徽省能源局关于做好 2024 年度 6 兆瓦以下地面光伏电站项目建设规模管理工作的通知》，明确纳入建设规模管理的 6 兆瓦以下地面光伏电站归于集中式光伏项目管理。

3) 存量项目年底前完成“四可”改造在“四可”功能改造方面，新建项目应在并网验收前通过相关功能测试，存量项目由电网企业、项目单位根据产权分界点加大投资建设改造力度，原则上于 2025 年 12 月 31 日前完成改造。

<https://mp.weixin.qq.com/s/O8uJ5hWS4Yb8YwYrfVzmJw>

6. 2025 年 4 月份全社会用电量同比增长 4.7%

5 月 20 日，国家能源局发布 4 月份全社会用电量等数据。

4 月份，全社会用电量 7721 亿千瓦时，同比增长 4.7%。从分产业用电看，第一产业用电量 110

亿千瓦时，同比增长 13.8%；第二产业用电量 5285 亿千瓦时，同比增长 3.0%；第三产业用电量 1390 亿千瓦时，同比增长 9.0%；城乡居民生活用电量 936 亿千瓦时，同比增长 7.0%。

1~4 月，全社会用电量累计 31566 亿千瓦时，同比增长 3.1%，其中规模以上工业发电量为 29840 亿千瓦时。从分产业用电看，第一产业用电量 424 亿千瓦时，同比增长 10.0%；第二产业用电量 20497 亿千瓦时，同比增长 2.3%；第三产业用电量 5856 亿千瓦时，同比增长 6.0%；城乡居民生活用电量 4789 亿千瓦时，同比增长 2.5%。

[2025 年 4 月份全社会用电量同比增长 4.7%---国家能源局](#)

7. 国家能源局发布 2025 年 1-4 月份全国电力工业统计数据

5 月 22 日，国家能源局发布 1-4 月份全国电力工业统计数据。

截至 4 月底，全国累计发电装机容量 34.9 亿千瓦，同比增长 15.9%。其中，水电、火电、核电、风电、太阳能发电装机容量分别为 4.38、14.55、6.08、5.41、9.92 亿千瓦，同比增长 3%、4.1%、6.9%、18.2%、47.7%。

1-4 月，水电、火电、核电、风电、太阳能发电新增装机分别为 265、1298、0、1996、10493 万千瓦，同比-7、+381、0、+312、+4483 万千瓦。

[国家能源局发布 2025 年 1-4 月份全国电力工业统计数据---国家能源局](#)

8. 甘肃：十五五拟新增新能源 80GW，谋划争取 2-3 条外送通道纳入国家规划

5 月 28 日，甘肃省人民政府新闻办举行“七地一屏一通道”系列政策解读新闻发布会——全国重要的新能源及新能源装备制造基地专场。

发布会中提到，截至 4 月底，甘肃新能源装机达 6720 万千瓦，占电源总装机的 64.7%，排名全国第 2；2024 年全省新能源发电 806 亿千瓦时，占总发电量的 35.4%，排名全国第 2。

发布会表示，为打造全国重要的新能源及新能源装备制造基地，提升甘肃在国家能源战略中的综合生产基地、储备基地、输出基地和战略通道作用，省委、省政府研究出台了《甘肃省打造全国重要的新能源及新能源装备制造基地行动方案》(以下简称《行动方案》)。《行动方案》坚持大型风电光伏基地、先进煤电、特高压通道“三位一体、同步建设”原则，将建设特高压外送通道确立为加快建设新能源消费转型引领区的一项重要工作举措，积极推进陇电外送工程，促进大型风光电基地与特高压通道协同发展，保障新能源电力可靠稳定外送消纳。下一步，我们将积极争取国家支持，推动陇电入川工程尽早核准开工；围绕腾格里沙漠、巴丹吉林沙漠、库木塔格沙漠等新能源基地，再谋划争取 2-3 条外送通道纳入国家规划，不断提升陇电外送能力，助力甘肃能源资源优势向经济优势转化。力争到“十五五”中期，省内 4 条特高压全部实现高效运行，年输送电力达到 3200 万千瓦，输送电量超过 1400 亿千瓦时；到 2030 年，在运特高压直流外送通道达到 6 条，直流输送能力达到 4800 万千瓦。

《行动方案》提出，力争到 2025 年底全省新能源装机达到 8000 万千瓦，新能源及新能源装备制造产值超千亿元，到 2030 年底装机达到 1.6 亿千瓦，产值超过 2000 亿元。

https://mp.weixin.qq.com/s/h9pj_kHiqKd8ODKRy0XcOw

9. 国家发改委、国家能源局发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》

《通知》所指的绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，

通过直连线路向单一电力用户供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式。新增负荷可配套建设新能源项目。存量负荷在已有燃煤燃气自备电厂足额清缴可再生能源发展基金的前提下开展绿电直连，通过压减自备电厂出力，实现清洁能源替代。有降碳刚性需求的出口外向型企业利用周边新能源资源探索开展存量负荷绿电直连。支持尚未开展电网接入工程建设或因新能源消纳受限等原因无法并网的新能源项目，在履行相应变更手续后开展绿电直连。

绿电直连项目原则上由负荷作为主责单位。包括民营企业在内的各类经营主体(不含电网企业)可投资绿电直连项目。项目电源可由负荷投资，也可由发电企业或双方成立的合资公司投资，直连专线原则上应由负荷、电源主体投资。项目电源和负荷不是同一投资主体的，应签订多年期购电协议或合同能源管理协议，并就电力设施建设、产权划分、运行维护、调度运行、结算关系、违约责任等事项签订协议。

并网型项目应按照“以荷定源”原则科学确定新能源电源类型和装机规模。现货市场连续运行地区可采取整体自发自用为主，余电上网为辅的模式；现货市场未连续运行地区，不允许向公共电网反送。项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于 60%，占总用电量的比例应不低于 30%，并不断提高自发自用比例，2030 年前不低于 35%。上网电量占总可用发电量的比例上限由各省级能源主管部门结合实际确定，一般不超过 20%。各地可结合项目建设方案中自发自用、上网电量比例和源荷匹配、调节能力等信息，合理设置新能源利用率目标。

绿电直连项目应按国务院价格、财政主管部门相关规定缴纳输配电费、系统运行费用、政策性交叉补贴、政府性基金及附加等费用。各地不得违反国家规定减免有关费用。

<https://mp.weixin.qq.com/s/mNeWxRQ1X3UiTjXhbeiQYw>

10. 内蒙古自治区发展改革委 能源局发布《关于印发深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案》

针对 2025 年 6 月 1 日前投产的新能源存量项目，

机制电量规模：衔接目前具有保障性质的上网电量规模确定，保持该部分电量收益基本稳定。一是分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等项目的实际上网电量；二是现货市场连续运行前，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目继续按照 790 小时、635 小时、1900 小时、1900 小时对应的电量安排(2025 年按照剩余月份相应比例折算)；现货市场连续运行后，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目分别按照 380 小时、420 小时、760 小时、720 小时对应的电量安排。相关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，但不得超过上一年。

机制电价：纳入机制的电量机制电价为蒙东煤电基准价(0.3035 元/千瓦时)。当市场环境发生重大变化时，结合市场价格运行实际适时调整机制电价水平。

执行期限：纳入机制的项目达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满 20 年后，不再执行机制电价。原国家批复文件中明确项目利用小时数或运行年限的，按照国家要求执行。

针对 2025 年 6 月 1 日后投产的新能源增量项目，暂不安排新增纳入机制的电量。后续根据年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素，结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。

<https://mp.weixin.qq.com/s/O0ON7Iw-X0Z0cc8jfVJNhQ>

二、行业数据

(一) 碳交易市场情况

本月全国碳市场综合价格行情为：最高价 71.50 元/吨，最低价 67.91 元/吨，收盘价较上月最后一个交易日下跌 4.20%。本月全国碳排放配额总成交量 10,370,580 吨，总成交额 734,214,792.23 元。

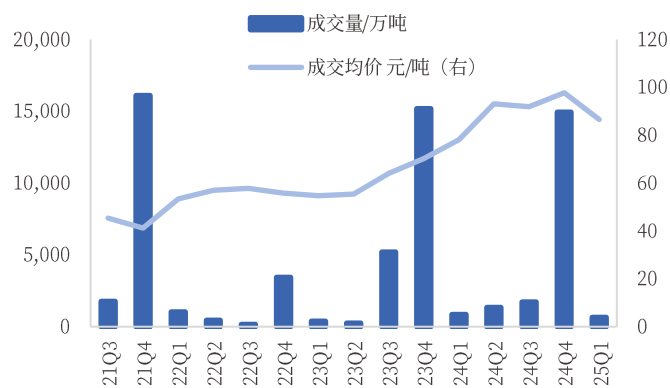
2025 年 1 月 1 日至 5 月 30 日，全国碳市场碳排放配额成交量 22,740,183 吨，成交额 1,751,119,385.70 元。截至 2025 年 5 月 30 日，全国碳市场碳排放配额累计成交量 653,008,847 吨，累计成交额 44,783,846,489.21 元。

图1：全国碳市场交易价格走势（开市至今）



资料来源：iFind、中国银河证券研究院

图2：全国碳市场成交量与成交均价（开市至25Q1）



资料来源：上海环交所、中国银河证券研究院

(二) 电力行业相关数据

2025 年 4 月，全社会用电量 7721 亿千瓦时，同比增长 4.68%。分产业用电看，第一产业用电量 110.2 亿千瓦时，同比增长 13.75%；第二产业用电量 5284.5 亿千瓦时，同比增长 3%；第三产业用电量 1390.3 亿千瓦时，同比增长 9%；城乡居民生活用电量 936.1 亿千瓦时，同比增长 7%。

图3：全社会用电量当月值（万千瓦时）及同比（%，右）

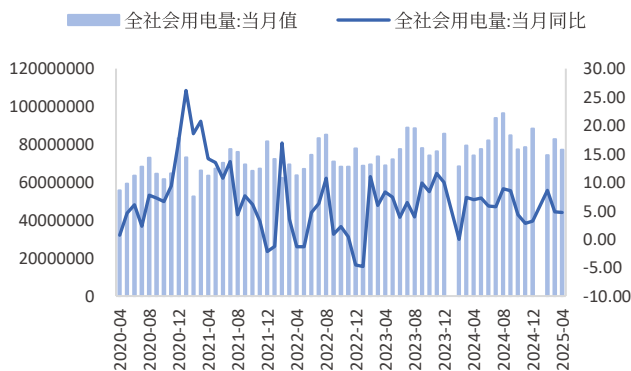
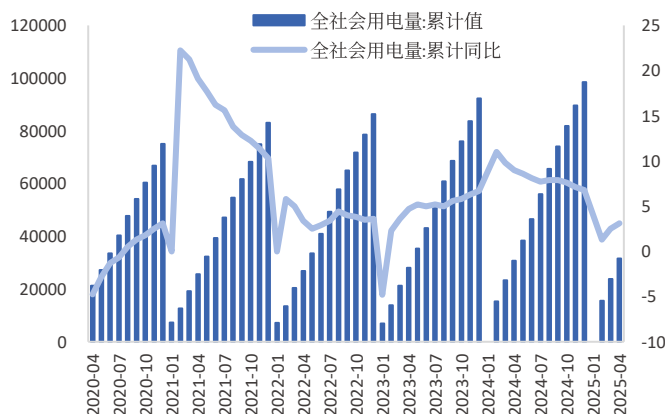


图4：全社会用电量累计值（亿千瓦时）及同比（%，右）



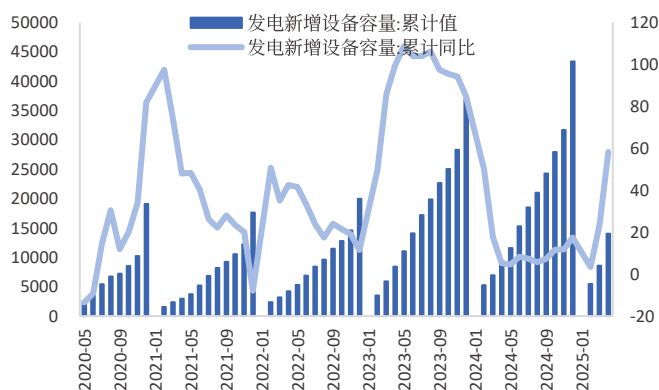
资料来源: Wind、中国银河证券研究院

资料来源: Wind、中国银河证券研究院

截至4月底,全国累计发电装机容量约为34.87亿千瓦,同比增长15.86%。其中,太阳能发电装机容量约9.92亿千瓦,同比增长47.74%;风电装机容量约5.41亿千瓦,同比增长18.16%。

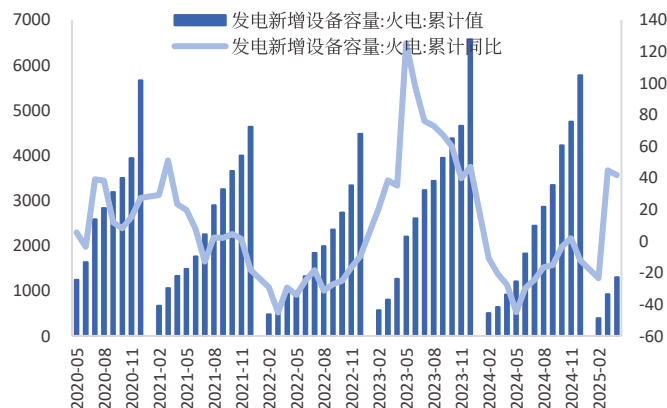
1-4月份,全国发电设备累计平均利用1008小时,比上年同期降低103小时;全国主要发电企业电源工程完成投资1933亿元,同比增长1.6%;电网工程完成投资1408亿元,同比增长14.6%。

图5: 发电新增装机累计值(万千瓦)及同比(%, 右轴)



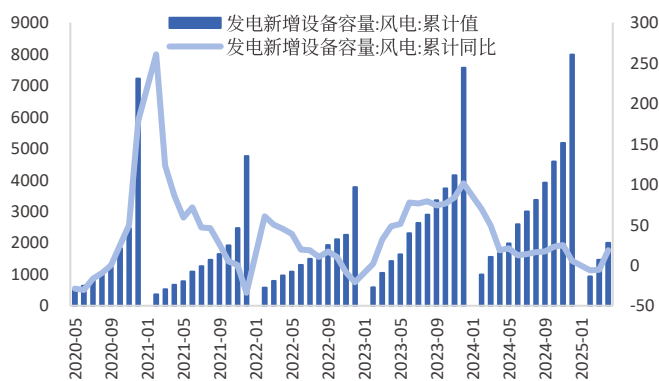
资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图6: 火电新增装机累计值(万千瓦)及同比(%, 右轴)



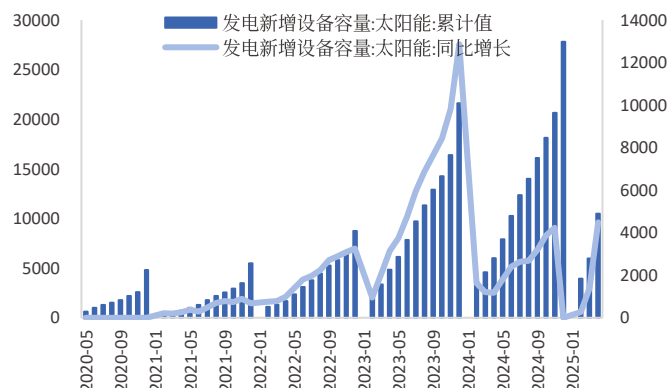
资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图7: 风电新增装机累计值(万千瓦)及同比(%, 右轴)



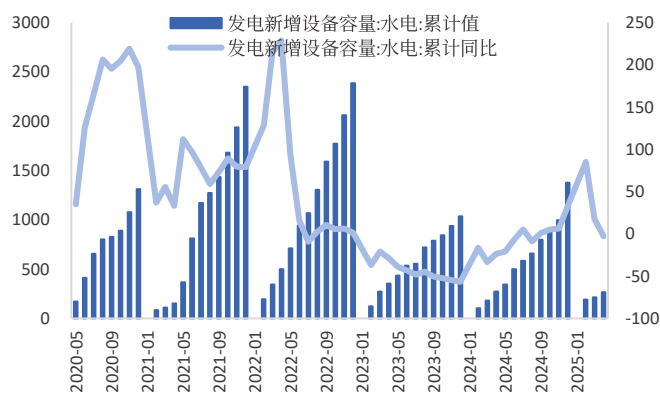
资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图8: 太阳能新增装机累计值(万千瓦)及同比(±千瓦, 右轴)



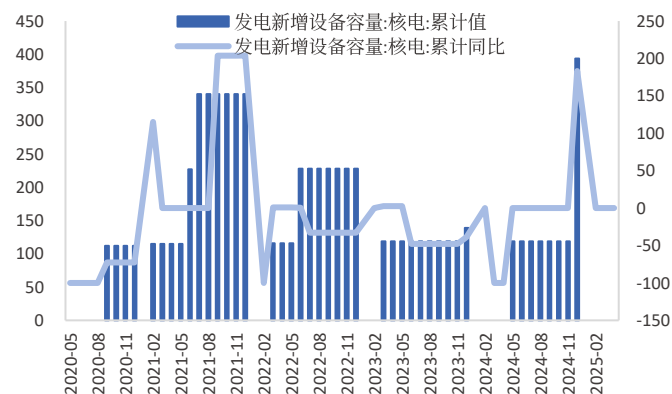
资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图9：水电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图10：核电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

三、太阳能装机持续高增长，水核发电量增速下降

事件：国家能源局和国家统计局发布了电力工业统计数据以及能源生产情况：2025 年 1-4 月全国风电新增装机 19.96GW，同比增长 18.5%；全国太阳能新增装机 104.93GW，同比增长 74.6%；全国火电新增装机 12.98GW，同比增长 41.5%。2025 年 1-4 月全社会用电量 31566 亿千瓦时，同比增长 3.1%。

4 月光伏装机同环比均实现高增长，5 月光伏装机有望延续高增态势。4 月风电、太阳能新增装机分别为 5.34GW、45.22GW，同比增速分别为 298.7%、214.7%，环比增速分别为 0.0%、123.3%。其中太阳能装机高增长主要受到“531”阶段性抢装潮影响，预计 5 月有望持续；截至 4 月末，风电、太阳能累计装机分别为 541.19GW、992.05GW，同比分别增长 18.2%、47.7%，占总装机比例分别为 15.5%、28.5%。根据 2024 年 12 月国家发改委、国家能源局《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》，到 2027 年电力系统调节能力显著提升，支撑 2025—2027 年年均新增 200GW 以上新能源的合理消纳利用，预计后续新能源装机仍有较大增长空间，我国发电装机结构将继续清洁化。

4 月水核发电量增速下降，风光发电量增速加快。4 月规上工业发电量 7111 亿千瓦时，同比增长 0.9%，增速比 3 月份放缓 0.9pct。4 月规上工业火电降幅持平，水电由增转降，核电增速放缓，风光增速加快，其中水电发电量下降预计与流域来水分化有关。4 月规上火电/水电/核电/风电/太阳能发电量同比分别 -2.3%/-6.5%/+12.4%/+12.7%/+16.7%，增速较 3 月变化分别为 0.0pct/-16.0pct/-10.6pct/+4.5pct/+7.8pct。

4 月用电量增速基本持平，新业态用电量保持高增长。4 月全社会用电量 7721 亿千瓦时，同比增长 4.7%，增速较 3 月放缓 0.1pct；其中一产/二产/三产/居民生活用电量分别为 110/5285/1390/936 亿千瓦时，同比分别增长 13.8%/3.0%/9.0%/7.0%。分行业看，新业态用电保持高速增长，其中 4 月信息传输/软件和信息技术服务业用电量、互联网和相关服务用电量、充电电服务业用电量同比分别增长 15.1%、27.8%、44.3%，增速较一季度分别提高 1.4pct、2.1pct、2.0pct。

四、各省 136 号文承接方案对比

自 2025 年 2 月 9 日国家发改委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）以来，截至 2025 年 5 月末，已有山东、广东、蒙东三个省份/区域出台地方层面的承接方案。

存量项目盈利保障程度更高，收益预期相对明确。1) **机制电量：**山东、广东保障力度强于蒙东。山东明确机制电量比例上限参考省外新能源非市场化率，适度优化。山东此前规定 2024 年底前并网的集中式项目非市场化比例为 90%、分布式项目 100%；而 2025-2026 年新增项目的非市场化比例为风电 70%、光伏 85%¹；整体来看，市场化程度仍低于全国平均水平（2024 年国网区域新能源市场化率为 51.8%²），因此预计其存量项目的机制电量占比或将在省内新能源非市场化比例的基础上有所优化。广东明确机制电量申报比例上限与存量项目机制电量比例衔接，且不高于 90%，同样处于较高水平。蒙东则明确分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏的机制电量为实际上网电量，而带补贴的集中式风电、集中式光伏在现货市场连续运行前按照 790、635h 安排电量（按照内蒙古地区 2024 年风、光平均利用小时数计算，机制电量占比分别为 35%、43%），现货市场连续运行后按照 380、420h 安排电量。2) **机制电价：**山东、蒙东明确为燃煤基准价，广东暂未明确。3) **执行期限：**山东、蒙东明确为全生命周期合理利用小时数剩余小时数（或项目投产满 20 年）。

增量项目未来盈利能力或存在分化，看好具备区域优势和成本优势的企业。1) **机制电量：**山东、广东明确机制电量申报上限分别为 80%、90%，蒙东暂不安排。山东提出为引导新能源充分竞争，竞价申报充足率不低于 125%（针对同一类型的所有新能源项目），而单个新能源项目的申报上限我们预计高于 80%，否则将导致申报电量全部入选机制电量。广东明确机制电量申报比例上限不高于 90%。蒙东暂不安排新增纳入机制的电量。基于此，预计新能源消纳能力更强的省份或将设置更高的机制电量比例，这一方面符合 136 号文“新老衔接”的思路（即第一年新增纳入机制的电量占当地增量项目新能源上网电量的比例，要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动），另一方面，当前较低的新能源入市比例一定程度上也对应着当地更强的新能源发展诉求/更强的新能源消纳能力，设置相对较高的机制电量比例有助于引导新能源资源开发在全国范围内优化配置。2) **机制电价：**根据山东方案，增量项目竞价上限不高于上年度竞价结果，首次竞价不高于上年度结算均价（爬合科技数据显示，2024 年山东常规交易风电价格为 0.357、光伏为 0.346 元/kwh，较燃煤基准价的折价幅度分别为 10%、12%）。竞价下限参考先进电站造价水平（仅包含固定成本）折算度电成本确定。基于此，我们认为成本领先的企业在前期竞价过程中可利用成本优势确保入选机制电量，而在后续项目运营阶段，可赚取由自身成本和行业平均成本差异决定的超额收益。3) **执行期限：**山东明确参照同类项目回收初始投资的平均期限确定。广东明确海风项目为 14 年、其他新能源项目为 12 年。

¹ http://nyj.shandong.gov.cn/art/2025/1/24/art_59960_10307573.html

² <https://m.bjx.com.cn/mnews/20250227/1429465.shtml>

图11：山东、广东、蒙东 136 号文承接方案对比

省份		山东	广东	蒙东
机制电量	存量项目	上限参考外省新能源非市场化率，适度优化（山东2024年底前并网、或者进入2024年之前的省级实施方案名单的集中式项目，非市场化比例90%，分布式项目100%。2025年~2026年新增项目，风电非市场化比例70%、光伏85%）	机制电量申报比例上限与存量项目机制电量比例衔接，且 不高于90% 其中，2025年机制电量=min（上网电量-绿电交易结算电量，上网电量*机制电量比例）；2026年及以后机制电量=上网电量*机制电量比例	分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏；实际上网电量；带补贴集中式风电、集中式光伏、风电供热试点、风电特许权项目； 现货市场连续运行前按照 790小时、635小时、1900小时、1900小时 对应的电量安排；现货市场连续运行后按照 380小时、420小时、760小时、720小时 对应的电量安排。
	增量项目			暂不安排 新增纳入机制的电量（2024年市场交易新能源电量占比已超91%）。后续根据年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素，结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。
单个项目机制电量申报上限		在每年竞价通知中发布，预计 高于80% （即需要高于竞价申报充足率的倒数，否则会导致申报电量全部中标）		
竞价申报充足率（该类型竞价主体申报电量/该类型竞价电量总规模）		不低于125%		
机制电价（元/kwh）	存量项目	燃煤基准价 0.3949		煤电基准价 0.3035 。当市场环境发生重大变化时，结合市场价格运行实际适时调整机制电价水平。
	增量项目	竞价上限不高于该类型电源上年度机制电量竞价结果；首次竞价 不高于该类型电源上年度结算均价 （根据吨合科技，24年山东常规交易风电价格0.35688、光伏价格0.34645） 竞价下限参考 先进电站造价水平（仅包含固定成本）折算度电成本（不含收益） 确定		-
执行期限	存量项目	全生命周期合理利用小时数剩余小时数		达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满20年后
	增量项目	参照同类项目 回收初始投资的平均期限 确定	海风14年、其他新能源项目12年	-
边际项目的中标电量规模确定		当只有1个项目报出清价格申报时： 机制电量为实际剩余机制电量； 当有2个及以上项目报出清价格申报时： 机制电量按装机容量占比平分剩余机制电量 如边际机组入选电量<其申报电量的40%（含）： 取消最后入选项目的入选结果，机制电价取前一个入选项目的申报价格	竞价总规模内的新能源项目全部成交， 成交的最后一个项目申报比例全额成交	

资料来源：智汇光伏、中国银河证券研究院

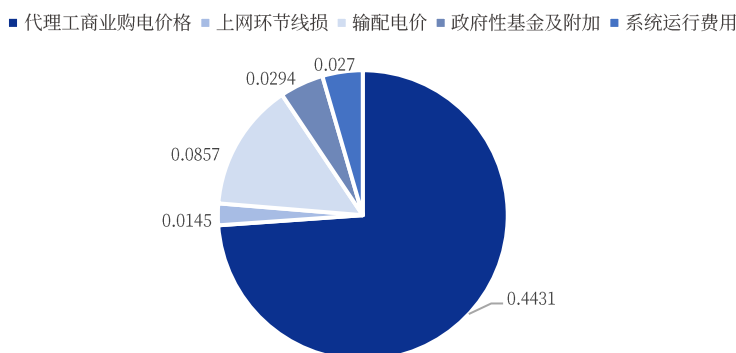
五、全国层面绿电直连政策落地

事件：2025年5月29日，国家发改委、国家能源局印发《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》。《通知》明确绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电（向多用户开展绿色电力直接供应的，另行规定），可实现供给电量清晰物理溯源的模式。按照负荷是否接入公共电网分为并网型和离网型两类。并网型项目作为整体接入公共电网，与公共电网形成清晰的物理界面与责任界面，电源应接入用户和公共电网产权分界点的用户侧。

绿电直连有望满足终端用户，尤其是出口型企业的绿电消费、溯源需求，同时或可在一定程度上助力企业降低用电成本。在国际贸易形势日渐复杂的背景下，以欧盟《电池法案》为代表的规定³对国内电池出口企业使用绿电提出了新的要求，即要求必须为物理上可溯源的绿电，而非网电+绿证。基于此，早在2025年2月，江苏省发改委印发《关于创新开展绿电直连供电试点项目建设工作的通知》，确定了江苏时代新能源科技有限公司等5个绿电直连供电试点项目。而此次《通知》可视为绿电直连模式在全国范围内的推广。在经济性方面，《通知》明确“绿电直连项目应按国务院价格、财政主管部门相关规定缴纳输配电费、系统运行费用、政策性交叉补贴、政府性基金及附加等费用。各地不得违反国家规定减免有关费用。”以江苏省电网代购电价的构成为例（2025年4月数据、两部制110千伏），输配电价为0.0857元/kwh，是电价中除代理工商业购电价格以外占比最大的部分，达到14%（见图12）。基于此，考虑到绿电直连“就近就地消纳”的原则，用电量中经由直连满足的部分，输配电成本（考虑直连线路成本）相较网电的输配电价或将实现一定程度的节约，从而降低终端用户的用电成本。

绿电直连有助于拓宽绿电，尤其是新能源的消纳方式，同时有望通过签署多年期购电协议稳定收益预期。《通知》明确可进行绿电直连的项目包括四类：1）新增负荷可配套建设新能源项目。2）存量负荷在已有燃煤燃气自备电厂足额清缴可再生能源发展基金的前提下开展绿电直连，通过压减自备电厂出力，实现清洁能源替代。3）有降碳刚性需求的出口外向型企业利用周边新能源资源探索开展存量负荷绿电直连。4）支持尚未开展电网接入工程建设或因新能源消纳受限等原因无法并网的新能源项目，在履行相应变更手续后开展绿电直连。同时鼓励项目提升系统友好性，即“应通过合理配置储能、挖掘负荷灵活调节潜力等方式，充分提升项目灵活性调节能力，尽可能减小系统调节压力。在新能源消纳困难时段，项目不应向公共电网反送电。”基于此，我们认为开展绿电直连有望改变过去过度依赖大电网的单一新能源消纳模式，更多发挥负荷侧和电源侧的主观能动性。同时，《通知》明确“项目电源和负荷不是同一投资主体的，应签订多年期购电协议或合同能源管理协议”，我们认为或此举有助于稳定相关新能源项目的电价预期。

图12：电价代购电价结构（以江苏两部制、110千伏、2025年4月数据为例）



资料来源：国网江苏、中国银河证券研究院

³ 存在不确定性。欧盟委员会最新发布的提案建议将针对在欧盟市场销售电池企业的尽职调查条款适用日期从2025年8月18日延后两年至2027年8月18日。此外，原计划于今年2月执行的企业提交碳足迹报告也因计算规则、声明格式等细则迟迟未出台而继续“无限”延期。

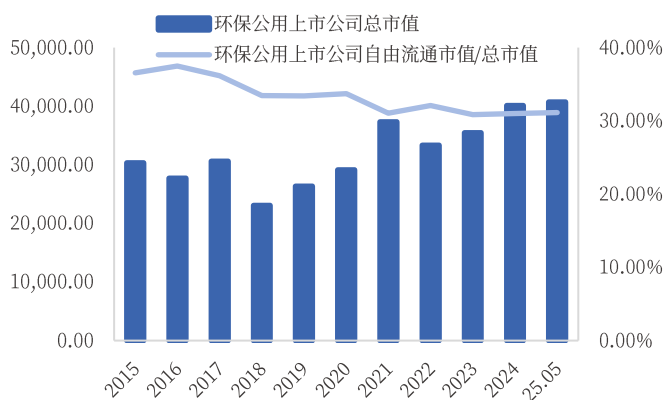
https://mp.weixin.qq.com/s/S_9uSA19jQGxAMUpW_bYjA

六、环保公用行业表现

（一）环保公用行业市值

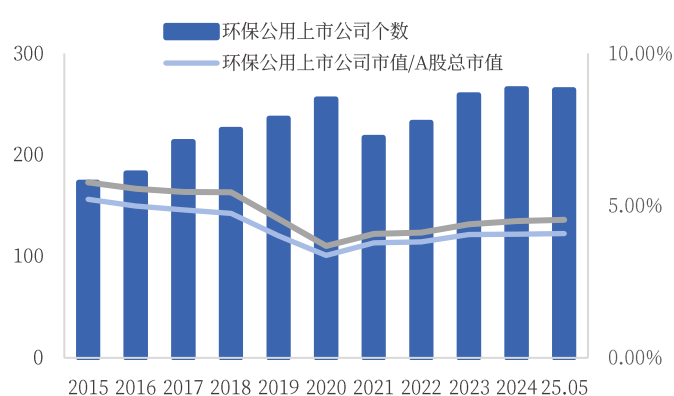
截至 2025 年 5 月 30 日, A 股 SW 公用事业包含上市公司 131 家, 合计总市值达 32,782 亿元, 自由流通市值 9,238 亿元, 自由流通市值占比为 28.18%。SW 环保包含上市公司 133 家, 合计总市值达 7,913 亿元, 自由流通市值为 3,422 亿元, 自由流通市值占比为 43.25%。环保公用企业的总市值占 A 股总市值比重为 4.08%, 剔除银行股后占 A 股总市值比重为 4.53%。

图13: 环保公用上市公司流通市值占比 (市值单位为亿元)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图14: 环保公用上市公司个数与市值占比

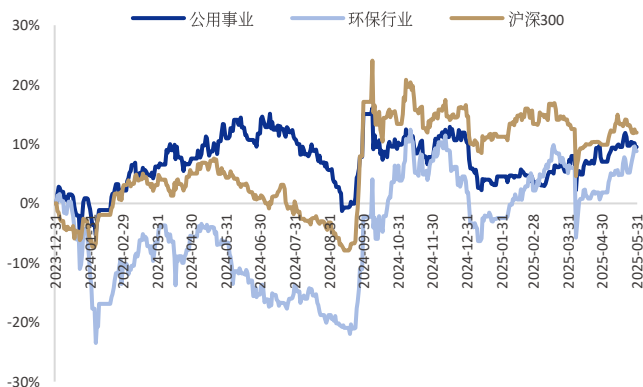


资料来源: Wind、中国银河证券研究院

（二）板块表现

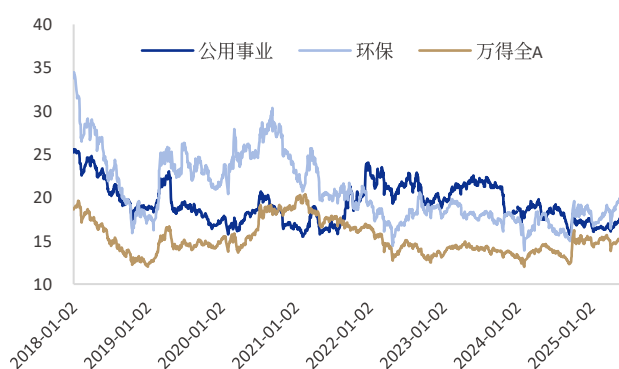
2025 年 5 月, 沪深 300 指数上涨 1.85%, SW 公用事业指数上涨 2.31%, 跑赢沪深 300 指数 0.47pct; SW 环保指数上涨 6.83%, 跑赢沪深 300 指数 4.98pct。在 31 个子行业中, 本月公用事业行业的涨跌幅排名为第 16 名, 环保行业的涨跌幅排名为第 1 名。

图15: 2024 年初至今环保公用与沪深 300 走势对比



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

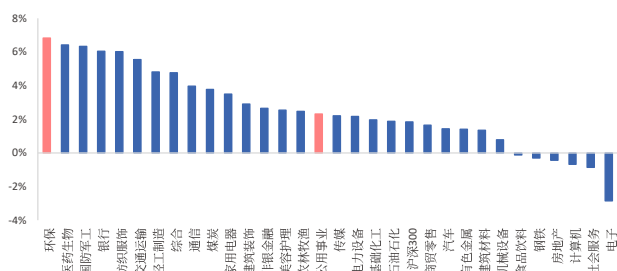
图16: 环保公用行业 PE (TTM)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

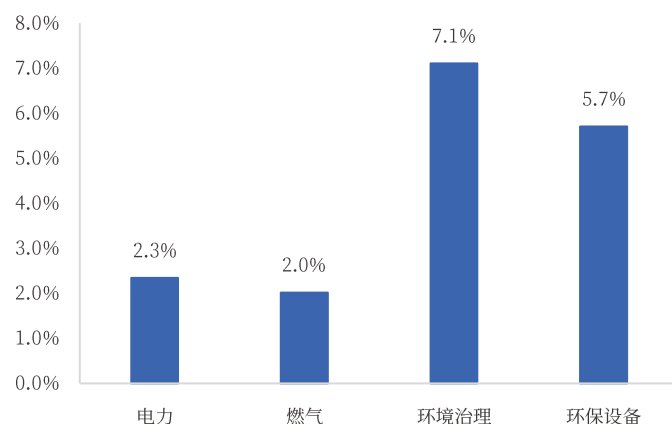
截至 5 月 30 日, 公用事业/环保的动态市盈率分别为 17.26x/20.12x, 其中电力/燃气/环境治理/环保设备四个二级子板块的动态市盈率分别为 17.40x、15.38x、19.14x、29.19x。

图17：一级行业月度涨跌幅



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

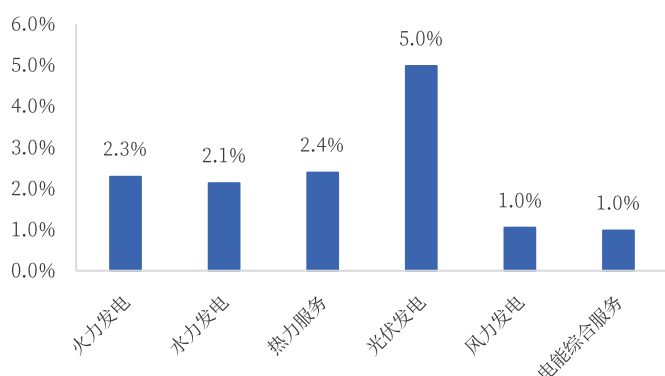
图18：环保公用行业二级子行业月度涨跌幅



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

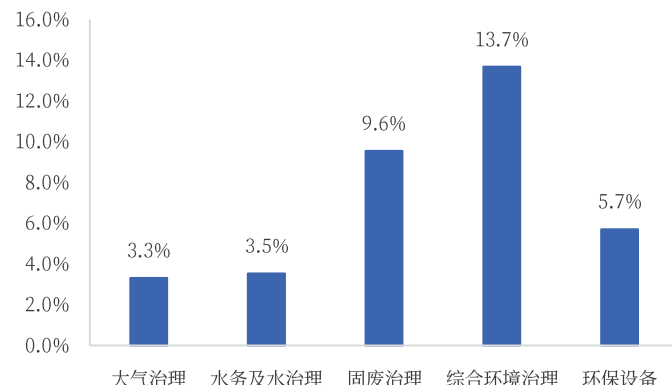
5月，电力/燃气/环境治理/环保设备行业指数的表现分别为2.3%、2.0%、7.1%、5.7%。其中，电力板块三级子行业火电/水电/热力服务/光伏/风电/电能综合服务表现分别为2.3%、2.1%、2.4%、5.0%、1.0%、1.0%；环境治理三级子行业大气治理/水务及水治理/固废治理/综合环境治理/环保设备表现分别为3.3%、3.5%、9.6%、13.7%、5.7%。

图19：公用事业三级子行业月度涨跌幅



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

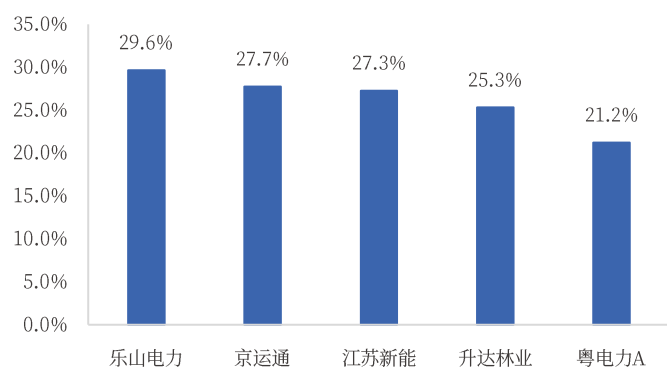
图20：环保行业三级子行业月度涨跌幅



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

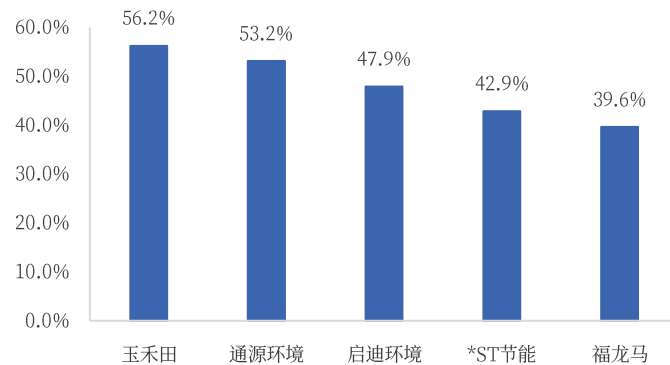
5月，涨幅前五的公用上市公司是乐山电力（29.6%）、京运通（27.7%）、江苏新能（27.3%）、升达林业（25.3%）、粤电力A（21.2%）；5月，涨幅前五的环保公司是玉禾田（56.2%）、通源环境（53.2%）、启迪环境（47.9%）、*ST节能（42.9%）、福龙马（39.6%）。

图21：公用事业行业个股月涨跌幅前五



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图22：环保行业个股月涨跌幅前五



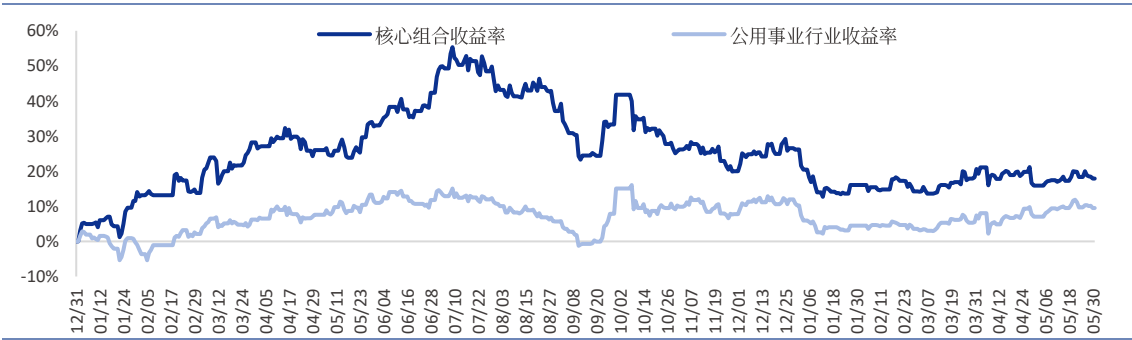
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

七、投资建议及股票池

（一）核心组合表现

5月公用事业行业核心组合为中国广核、川投能源、浙能电力。截至5月31日，公用事业核心组合收益率为17.94%，公用事业行业指数收益率为9.50%，核心组合跑赢行业指数8.44pct。

图23：核心组合表现



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

表1：月度核心组合表现（截至5月31日）

公司代码	公司名称	月涨跌幅	市盈率	市值/亿元
003816.SZ	中国广核	4.26%	18.11	1853.30
600674.SH	川投能源	-0.82%	17.43	821.37
600023.SH	浙能电力	1.90%	10.23	717.37

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

（二）投资建议

分板块来看：1）火电：煤炭价格仍低位运行，截至2025/6/3，秦皇岛港5500大卡动力煤平仓价跌至610元/吨，年初至今均价为688元/吨，同比下降189元/吨或22%，有望对冲25年长协电价下降带来的不利影响，建议关注电价下调幅度小、市场煤占比高的企业。个股建议关注大唐发电、华能国际等。2）水核：目前利率仍处低位，水核配置价值突出。个股建议关注长江电力、川投能源、中国核电等。3）新能源发电：电价改革、促绿电消费等政策持续推出护航行业健康可持续发展，建议把握拐点性机会。个股建议关注全国性龙头企业龙源电力、三峡能源，以及布局优势区域海风资源的省属平台福能股份、中闽能源等。

表2：重点公用事业公司盈利预测与估值（2025年5月31日）

代码	简称	股价	EPS				PE				投资评级
			2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E	
600011.SH	华能国际	7.23	0.65	0.75	0.78	0.83	11.2	9.6	9.3	8.7	推荐
600027.SH	华电国际	5.85	0.56	0.66	0.69	0.72	10.5	8.9	8.5	8.1	推荐
600795.SH	国电电力	4.57	0.55	0.35	0.38	0.40	8.3	13.1	12.0	11.4	推荐
601991.SH	大唐发电	3.19	0.24	0.29	0.31	0.35	13.1	11.0	10.3	9.1	推荐
600863.SH	内蒙华电	4.04	0.36	0.38	0.41	0.41	11.3	10.6	9.9	9.9	推荐
000543.SZ	皖能电力	7.38	0.91	1.00	1.05	1.11	8.1	7.4	7.0	6.6	推荐

600023.SH	浙能电力	5.35	0.58	0.51	0.55	0.58	9.3	10.5	9.7	9.2	推荐
002608.SZ	江苏国信	7.57	0.86	0.88	0.90	0.90	8.8	8.6	8.4	8.4	推荐
002015.SZ	协鑫能科	7.90	0.30	0.60	0.70	0.81	26.2	13.1	11.3	9.7	推荐
600905.SH	三峡能源	4.29	0.21	0.24	0.25	0.28	20.1	17.5	16.8	15.1	推荐
001289.SZ	龙源电力	16.41	0.76	0.78	0.88	0.95	21.6	21.2	18.6	17.2	推荐
000537.SZ	中绿电	8.55	0.49	0.66	0.72	0.86	17.5	13.0	11.9	9.9	推荐
600483.SH	福能股份*	9.81	1.00	1.07	1.15	1.31	9.8	9.1	8.5	7.5	未评级
600163.SH	中闽能源*	5.33	0.34	0.41	0.45	0.48	15.6	13.1	11.8	11.1	未评级
600900.SH	长江电力	30.20	1.33	1.39	1.46	1.51	22.7	21.7	20.7	20.1	推荐
600025.SH	华能水电	10.07	0.46	0.49	0.52	0.52	21.8	20.7	19.5	19.3	推荐
600674.SH	川投能源	16.85	0.92	1.07	1.13	1.16	18.2	15.8	14.9	14.6	推荐
600886.SH	国投电力	15.66	0.83	0.90	0.94	0.97	18.9	17.4	16.6	16.1	推荐
601985.SH	中国核电	9.58	0.43	0.53	0.54	0.60	22.4	18.1	17.6	16.1	推荐
003816.SZ	中国广核	3.67	0.21	0.21	0.22	0.24	17.1	17.8	16.7	15.2	推荐

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

注：1) 标*表示为 Wind 一致预测。

八、风险提示

装机规模不及预期的风险；煤炭价格大幅上涨的风险；行业竞争加剧的风险等。

图表目录

图 1: 全国碳市场交易价格走势（开市至今）	8
图 2: 全国碳市场成交量与成交均价（开市至 25Q1）	8
图 3: 全社会用电量当月值（万千瓦时）及同比（%，右）	8
图 4: 全社会用电量累计值（亿千瓦时）及同比（%，右）	8
图 5: 发电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）	9
图 6: 火电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）	9
图 7: 风电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）	9
图 8: 太阳能新增装机累计值（万千瓦）及同比（±千瓦，右轴）	9
图 9: 水电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）	10
图 10: 核电新增装机累计值（万千瓦）及同比（%，右轴）	10
图 11: 山东、广东、蒙东 136 号文承接方案对比	13
图 12: 电价代购电价结构（以江苏两部制、110 千伏、2025 年 4 月数据为例）	14
图 13: 环保公用上市公司流通市值占比（市值单位为亿元）	15
图 14: 环保公用上市公司个数与市值占比	15
图 15: 2024 年初至今环保公用与沪深 300 走势对比	15
图 16: 环保公用行业 PE（TTM）	15
图 17: 一级行业月度涨跌幅	16
图 18: 环保公用行业二级子行业月度涨跌幅	16
图 19: 公用事业三级子行业月度涨跌幅	16
图 20: 环保行业三级子行业月度涨跌幅	16
图 21: 公用事业行业个股月涨跌幅前五	17
图 22: 环保行业个股月涨跌幅前五	17
图 23: 核心组合表现	18
表 1: 月度核心组合表现（截至 5 月 31 日）	18
表 2: 重点公用事业公司盈利预测与估值（2025 年 5 月 31 日）	18

分析师承诺及简介

本人承诺以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学(北京)，超过 10 年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022 年 1 月加入中国银河证券。

梁悠南，公用事业行业分析师，毕业于清华大学(本科)，加州大学洛杉矶分校(硕士)，纽约州立大学布法罗分校(硕士)。于 2021 年加入中国银河证券，从事公用事业行业研究。

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。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。

银河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。银河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。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

评级标准

评级标准	评级	说明
评级标准为报告发布日后的 6 到 12 个月行业指数（或公司股价）相对市场表现，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，北交所市场以北证 50 指数为基准，香港市场以恒生指数为基准。	推荐：	相对基准指数涨幅 10% 以上
	中性：	相对基准指数涨幅在 -5%~10% 之间
	回避：	相对基准指数跌幅 5% 以上
行业评级	推荐：	相对基准指数涨幅 20% 以上
	谨慎推荐：	相对基准指数涨幅在 5%~20% 之间
	中性：	相对基准指数涨幅在 -5%~5% 之间
公司评级	回避：	相对基准指数跌幅 5% 以上

联系

中国银河证券股份有限公司研究院

深圳市福田区金田路 3088 号中洲大厦 20 层

上海浦东新区富城路 99 号震旦大厦 31 层

北京市丰台区西营街 8 号院 1 号楼青海金融大厦

公司网址：www.chinastock.com.cn

机构请致电：

深广地区：程曦 0755-83471683 chengxi_yj@chinastock.com.cn

苏一耘 0755-83479312 suyiyun_yj@chinastock.com.cn

上海地区：陆韵如 021-60387901 luyunru_yj@chinastock.com.cn

李洋洋 021-20252671 liyangyang_yj@chinastock.com.cn

北京地区：田薇 010-80927721 tianwei@chinastock.com.cn

褚颖 010-80927755 chuying_yj@chinastock.com.cn