

超配 (维持)

煤电装机稳步增长，煤电行业良性发展

新型电力系统专题报告

2025年1月27日

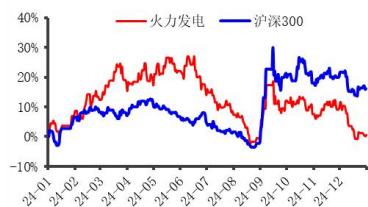
投资要点:

分析师: 苏治彬
SAC 执业证书编号:
S0340523080001
电话: 0769-22110925
邮箱:
suzhibin@dgzq.com.cn

分析师: 刘兴文
SAC 执业证书编号:
S0340522050001
电话: 0769-22119416
邮箱: liuxingwen@dgzq.com.cn

- **煤电发展与新型电力系统发展相适应。**2024年我国发布《加快构建新型电力系统行动方案(2024-2027年)》，其中提到，开展新一代煤电试验示范。探索与新型电力系统发展相适应的新一代煤电发展路径。新能源发电具有间歇性和波动性，在新能源快速发展的过程中，客观上需要大量调节性资源为电力系统提供调节能力。煤电是我国重要的、成本较低的支撑调节电源，推动煤电加快向提供容量支撑保障和电量并重转型，平时时段为新能源发电让出空间、高峰时段继续顶峰出力，有助于保障电力安全稳定供应。
- **我国煤电装机稳步增长。**2024年全国能源工作会议提到，合理布局支撑性调节性煤电，加快电力供应压力较大省份已纳规煤电项目建设，力争尽早投产。《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》提到，合理规划建设保障电力系统安全所必需的调节性、支撑性煤电。在一系列政策支持下，我国煤电项目建设有序推进，2023年底煤电装机容量达11.65亿千瓦，同比增长3.4%，2019-2023年年均复合增速为2.9%，煤电装机稳步增长。
- **动力煤价格下降促进煤电企业的业绩提升。**煤电企业采购煤炭的过程中，通常以长协煤为主，并根据实际需求适当补充一部分市场现货煤。CCTD秦皇岛港动力煤(Q5500)综合交易价根据现货价与长协价加权平均计算而得，通常用于衡量煤电企业采购动力煤的平均价格，2024年前三季度该指标的平均值为732.69元/吨，同比下降4.23%。2024年前三季度，在动力煤价格同比下降等因素的带动下，申万火力发电板块实现归母净利润614.01亿元，同比提升12.10%。皖能电力在2024年度业绩预告中提到，由于煤炭价格下跌、发电量上涨、控股发电企业盈利能力增强，公司2024年归母净利润同比提升39.91%-57.40%。
- **投资建议：**在一系列政策支持下，我国煤电项目建设有序推进，煤电装机稳步增长。同时，我国建立煤电容量电价机制，在原有的电量电价基础上，新增容量电价。我们认为，在我国能源绿色低碳转型的过程中，合规煤电机组由于发挥对电力系统支撑调节的作用，将获得容量电费。煤电容量电价机制的落实将助力符合条件的煤电企业回收固定成本，从而有助于煤电行业健康运行。另外，2024年动力煤价格同比下降，作为煤电生产主要的原材料，动力煤价格下行有助于促进煤电企业的业绩提升。建议关注煤电行业上市公司**华电国际(600027)**、**国电电力(600795)**、**湖北能源(000883)**。
- **风险提示：**政策推进不及预期；经济发展不及预期；上网电价波动风险；原材料价格波动风险等。

申万行业指数近一年走势



资料来源: iFinD, 东莞证券研究所

相关报告

本报告的风险等级为中风险。

本报告的信息均来自已公开信息，关于信息的准确性与完整性，建议投资者谨慎判断，据此入市，风险自担。请务必阅读末页声明。

目录

1、煤电契合新型电力系统发展需求	3
1.1 新型电力系统持续建设	3
1.2 煤电发展与新型电力系统发展相适应	4
1.3 煤电容量电价机制助力固定成本回收	4
1.4 辅助服务市场持续健全	5
2、多因素促煤电行业良性发展	7
2.1 政策支持下，煤电装机稳步增长	7
2.2 动力煤价格下降促煤电业绩提升	8
3、投资建议及重点公司分析	11
3.1 投资建议	11
3.2 重点公司分析	11
4、风险提示	13

插图目录

图 1：2024-2025 年各省级电网煤电容量电价（元/千瓦）	5
图 2：2023 年年末我国火电装机结构	7
图 3：煤电装机容量及同比增速	7
图 4：煤电产业链	8
图 5：大唐发电&华能国际的发电（含供热）燃料成本占公司总成本的比例	8
图 6：中国原煤产量及同比增速	9
图 7：中国煤及褐煤进口及同比增速	9
图 8：中国动力煤消费量及同比增速	9
图 9：中国炼焦煤消费量及同比增速	9
图 10：秦皇岛港动力煤(Q5500)长协价（元/吨）	10
图 11：秦皇岛港动力煤(Q5500)现货价（元/吨）（截至 2024 年 12 月 27 日）	10
图 12：秦皇岛港动力煤(Q5500)综合交易价（元/吨）（截至 1 月 17 日）	10
图 13：2022-2024 年前三季度申万火力发电板块归母净利润及同比增速	10

表格目录

表 1：新型电力系统有关会议或文件	3
表 2：煤电有关会议或文件	4
表 3：煤电两部制电价	4
表 4：辅助服务有关文件	5
表 5：电煤中长期合同签订履行相关工作	9
表 6：重点公司盈利预测及投资评级（2025/1/23）	11

1、煤电契合新型电力系统发展需求

1.1 新型电力系统持续建设

我国持续建设新型电力系统。2020年我国在第75届联合国大会上表示，二氧化碳的碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取到2060年前实现“碳中和”。新型电力系统是以承载实现“碳达峰、碳中和”，贯彻新发展理念、构建新发展格局、推动高质量发展的内在要求为前提，以坚强智能电网为枢纽平台，以源网荷储互动与多能互补为支撑，具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动基本特征的电力系统。2024年我国发布《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》，其中提到，加快构建新型电力系统。加强清洁能源基地、调节性资源和输电通道在规模能力、空间布局、建设节奏等方面的衔接协同。

表 1：新型电力系统有关会议或文件

时间	会议或文件	有关内容
2021年	《2030年前碳达峰行动方案》	加快建设新型电力系统。构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，推动清洁电力资源大范围优化配置。大力提升电力系统综合调节能力，加快灵活调节电源建设，引导自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂等参与系统调节，建设坚强智能电网，提升电网安全保障水平。积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统。制定新一轮抽水蓄能电站中长期发展规划，完善促进抽水蓄能发展的政策机制。加快新型储能示范推广应用。深化电力体制改革，加快构建全国统一电力市场体系。到2025年，新型储能装机容量达到3000万千瓦以上。到2030年，抽水蓄能电站装机容量达到1.2亿千瓦左右，省级电网基本具备5%以上的尖峰负荷响应能力。
2023年	2024年全国能源工作会议	要深入推进能源革命，加快建设新型能源体系、新型电力系统，加强能源产供储销体系建设。
2024年	《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027年）》	围绕规划建设新型能源体系、加快构建新型电力系统的总目标，坚持清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的基本原则，聚焦近期新型电力系统建设亟待突破的关键领域，选取典型性、代表性的方向开展探索，以“小切口”解决“大问题”，提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力。在2024-2027年重点开展9项专项行动，推进新型电力系统建设取得实效。
2024年	《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》	加快构建新型电力系统。加强清洁能源基地、调节性资源和输电通道在规模能力、空间布局、建设节奏等方面的衔接协同，鼓励在气源可落实、气价可承受地区布局天然气调峰电站，科学布局抽水蓄能、新型储能、光热发电，提升电力系统安全运行和综合调节能力。建设智能电网，加快微电网、虚拟电厂、源网荷储一体化项目建设。加强电力需求侧管理。深化电力体制改革，进一步健全适应新型电力系统的体制机制。到2030年，抽水蓄能装机容量超过1.2亿千瓦。

资料来源：中共中央，国务院，国家发改委，国家能源局，国家数据局，东莞证券研究所

1.2 煤电发展与新型电力系统发展相适应

煤电发展与新型电力系统发展相适应。2024 年我国发布《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）》，其中提到，开展新一代煤电试验示范。探索与新型电力系统发展相适应的新一代煤电发展路径。新能源发电具有间歇性和波动性，在新能源快速发展的过程中，客观上需要大量调节性资源为电力系统提供调节能力。煤电是我国重要的、成本较低的支撑调节电源，推动煤电加快向提供容量支撑保障和电量并重转型，平常时段为新能源发电让出空间、高峰时段继续顶峰出力，有助于保障电力安全稳定供应。

表 2：煤电有关会议或文件

时间	会议或文件	有关内容
2021 年	《2030 年前碳达峰行动方案》	严格控制新增煤电项目，新建机组煤耗标准达到国际先进水平，有序淘汰煤电落后产能，加快现役机组节能升级和灵活性改造，积极推进供热改造，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。
2023 年	2024 年全国能源工作会议	印发实施指导火电转型发展的相关政策。推动煤炭、煤电一体化联营，合理布局支撑性调节性煤电，加快电力供应压力较大省份已纳规煤电项目建设，力争尽早投产。
2024 年	《中国的能源转型》	建立煤电容量电价机制，推动煤电由基础性电源向支撑性调节性电源转变。
2024 年	《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）》	开展新一代煤电试验示范。探索与新型电力系统发展相适应的新一代煤电发展路径。以清洁低碳、高效调节、快速变负荷、启停调峰为主线任务，推动煤电机组深度调峰、快速爬坡等高效调节能力进一步提升，更好发挥煤电的电力供应保障作用，促进新能源消纳；应用零碳或低碳燃料掺烧、碳捕集利用与封存等低碳煤电技术路线，促进煤电碳排放水平大幅下降。以合理的政策、市场机制支持煤电机组优化运行方式。
2024 年	《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》	加快现役煤电机组节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”，合理规划建设保障电力系统安全所必需的调节性、支撑性煤电。

资料来源：中共中央，国务院，国新办，国家发改委，国家能源局，国家数据局，东莞证券研究所

1.3 煤电容量电价机制助力固定成本回收

我国建立煤电容量电价机制。2023 年 11 月，国家发改委、国家能源局提出建立煤电容量电价机制，为适应煤电功能加快转型需要，在原有的电量电价基础上，新增容量电价，其中电量电价通过市场化方式形成，反映电力市场供需、燃料成本变化等情况；容量电价水平根据煤电功能转型进度等实际情况合理确定并逐步调整。

表 3：煤电两部制电价

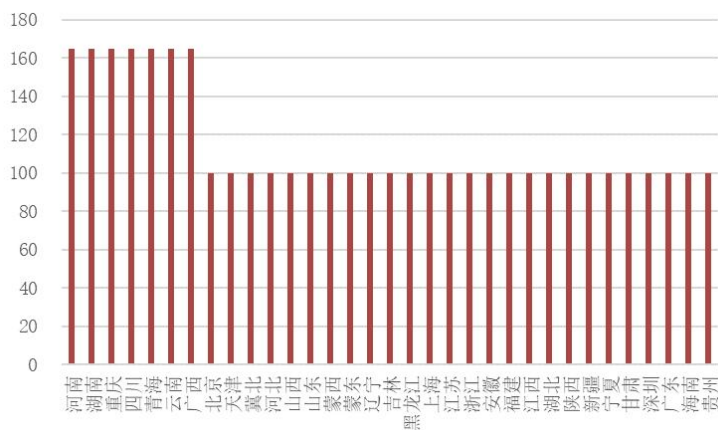
	调整前	调整后
电量电价	√	√
容量电价	/	√
煤电总电价	=电量电价	=电量电价+容量电价

资料来源：国家发改委，国家能源局，东莞证券研究所

煤电机组需满足特定要求且执行调度指令才可获得容量电费。煤电容量电价机制适用于合规在运的公用煤电机组。燃煤自备电厂、不符合国家规划的煤电机组，以及不满足国家对于能耗、环保和灵活调节能力等要求的煤电机组，不执行容量电价机制。正常在运情况下，煤电机组无法按照调度指令提供申报最大出力的，月内发生两次扣减当月容量电费的10%，发生三次扣减50%，发生四次及以上扣减100%。

煤电容量电价机制助力固定成本回收。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，其中，用于计算容量电价的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，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024-2025年多数地方为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右。具体来看，2024-2025年，河南、湖南、重庆、四川、青海、云南、广西等地按照165元/千瓦的年度标准执行容量电价政策，其他地区按照100元/千瓦的年度标准。我们认为，在我国能源绿色低碳转型的过程中，合规煤电机组由于发挥对电力系统支撑调节的作用，将获得容量电费。煤电容量电价机制的落实将助力符合条件的煤电企业回收固定成本，从而有助于煤电行业健康运行。

图 1：2024-2025 年各省级电网煤电容量电价（元/千瓦）



资料来源：国家发改委，国家能源局，东莞证券研究所

1.4 辅助服务市场持续健全

辅助服务有关政策持续完善。2021年，国家能源局发布《电力辅助服务管理办法》，明确了各类电力辅助服务品种的补偿机制。2024年，我国发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》，明确由用户侧承担的辅助服务成本，限定在电能量市场无法补偿的因提供辅助服务而未能发电带来的损失；我国发布《电力市场运行基本规则》，明确电力辅助服务交易是指由经营主体通过市场化方式提供调频、备用和调峰等有偿电力辅助服务。

表 4：辅助服务有关文件

时间	文件	主要内容
2021年	《电力辅助服务管理办法》	1、电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，电化学、压缩空气、飞轮等新型储能，传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车

		<p>充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务。</p> <p>2、明确了各类电力辅助服务品种的补偿机制，其中固定补偿方式确定补偿标准时应综合考虑电力辅助服务成本、性能表现及合理收益等因素，按“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿力度；市场化补偿形成机制应遵循考虑电力辅助服务成本、合理确定价格区间、通过市场化竞争形成价格的原则。</p>
2023年	《南方(以广东起步)电力现货市场建设实施方案(试行)》	<p>建立“中长期+现货+辅助服务”的电力市场体系。中长期市场主要指多日以上周期的电能量交易市场，采用场内集中交易与场外协商交易互补的模式。现货市场指日前和实时的电能量交易市场，采用全电量竞价的模式，按照“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”的方式起步，逐步过渡到发用双边报量报价模式。辅助服务市场指为维护电力系统安全稳定运行、保证电能质量所开展的交易，包括调频、备用等辅助服务市场。有序放开发用电计划，不断扩大发用两侧市场交易规模。</p>
2024年	《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》	<p>一是优化调峰、调频、备用等辅助服务交易和价格机制，对影响辅助服务价格形成的交易机制作出原则性规定，统一明确计价规则。</p> <p>二是规范辅助服务价格传导，明确由用户侧承担的辅助服务成本，限定在电能量市场无法补偿的因提供辅助服务而未能发电带来的损失。</p> <p>三是强化政策配套保障。推动各类经营主体公平参与辅助服务市场，加强辅助服务市场与中长期市场、现货市场等统筹衔接；健全辅助服务价格管理工作机制，加强市场运行和价格机制跟踪监测，及时评估完善价格机制，促进辅助服务价格合理形成。</p>
2024年	《电力市场运行基本规则》	<p>1、对新型经营主体进行了定义，对电力辅助服务交易、容量交易等进行了明确，着力构建适应高比例新能源接入、传统电源提供可靠电力支撑、新型经营主体发展的电力市场体系架构。</p> <p>2、电力辅助服务交易是指由经营主体通过市场化方式提供调频、备用和调峰等有偿电力辅助服务。</p>

资料来源：国家发改委，国家能源局，广东发改委，国家能源局南方监管局，东莞证券研究所

“中长期+现货+辅助服务”的多品类电力市场体系初步建成。国家发改委提到，南方区域市场、川渝一体化调峰辅助服务市场启动试运行，长三角电力市场建设已经启动，正在研究京津冀电力市场建设方案，各区域省间中长期、辅助服务市场持续健全。截至2024年7月18日，包括西藏在内的全国31个省（区、市）均出台了电力中长期、辅助服务交易实施细则，电力现货市场已覆盖全国80%以上地区，山西、广东、山东三个省级现货市场转入正式运行，“中长期+现货+辅助服务”的多品类电力市场体系初步建成。

辅助服务市场将进一步健全。下一步，国家发改委、国家能源局将编制印发《电力辅助服务市场基本规则》《电力市场注册基本规则》《电力市场计量结算基本规则》，建立以电力市场运行基本规则为基础，电力中长期、现货、辅助服务规则为主干，信息披露、注册服务、计量结算规则为支撑的全国统一电力市场“1+N”基础规则体系，从顶层设计上统一电力市场技术标准，进一步推动各类主体公平参与市场。

煤电公司积极参与辅助服务市场，拓展辅助服务收入。以煤电上市公司华能国际为例，2023年公司完成白杨河7号和应城热电2号等机组灵活性改造项目，杨柳青热电7、8号机组灵活性改造等13个项目入选中电联“三改联动”技术改造示范案例，实现调峰

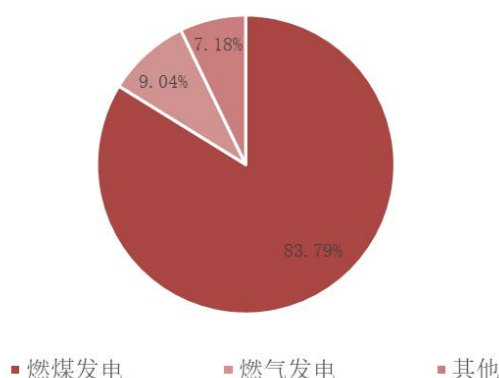
辅助服务电费净收入 22.23 亿元，调频辅助服务电费净收入 4.95 亿元。

2、多因素促煤电行业良性发展

2.1 政策支持下，煤电装机稳步增长

火电以燃煤发电为主。火电通常包括燃煤发电、燃气发电、燃油发电、生物质发电等。截至 2023 年年末，我国火电装机容量为 13.90 亿千瓦，其中燃煤发电装机容量为 11.65 亿千瓦，占火电装机容量的比例达 83.79%；燃气发电装机容量为 1.26 亿千瓦，占比为 9.04%；其他火电装机容量为 1.00 亿千瓦，占比为 7.18%。

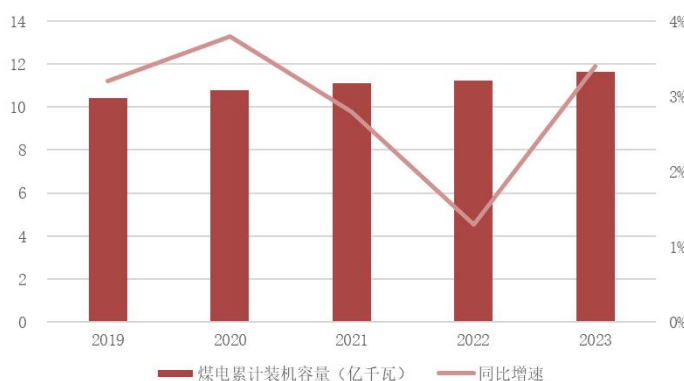
图 2：2023 年年末我国火电装机结构



资料来源：Wind，东莞证券研究所

我国煤电装机稳步增长。2024 年全国能源工作会议提到，合理布局支撑性调节性煤电，加快电力供应压力较大省份已纳规煤电项目建设，力争尽早投产。《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》提到，合理规划建设保障电力系统安全所必需的调节性、支撑性煤电。在一系列政策支持下，我国煤电项目建设有序推进，2023 年底煤电装机容量达 11.65 亿千瓦，同比增长 3.4%，2019-2023 年年均复合增速为 2.9%，煤电装机稳步增长。

图 3：煤电装机容量及同比增速

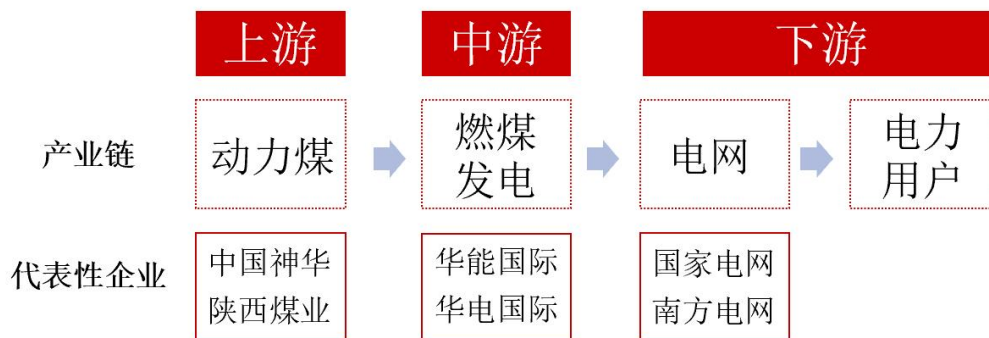


资料来源：Wind，东莞证券研究所

2.2 动力煤价格下降促煤电业绩提升

煤电行业处于煤电产业链的中游位置，煤电企业向上游企业采购原材料动力煤，燃烧发电，代表性企业主要有华能国际、华电国际等。上游主要由动力煤行业构成，代表性企业主要有中国神华、陕西煤业等。

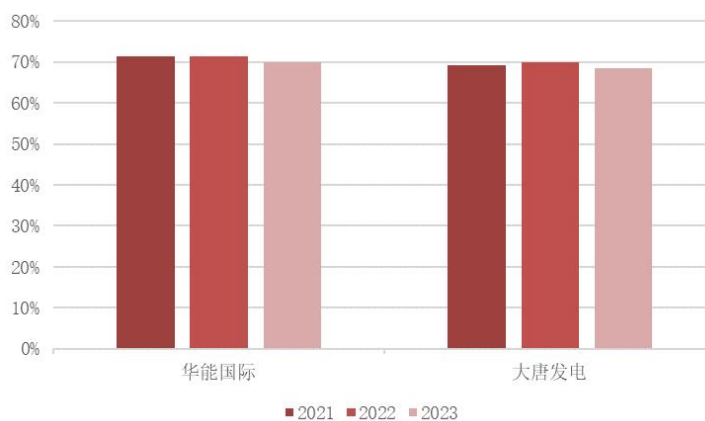
图 4：煤电产业链



资料来源：东莞证券研究所

动力煤的价格变动对煤电企业的生产成本及经营业绩有重大影响。动力煤是煤电生产主要的燃料，且燃料成本占比较高，以大唐发电、华能国际为例，发电（含供热）燃料成本占公司总成本的比例约为七成。因此，动力煤的价格变动直接影响煤电企业的生产成本，进而影响经营业绩。

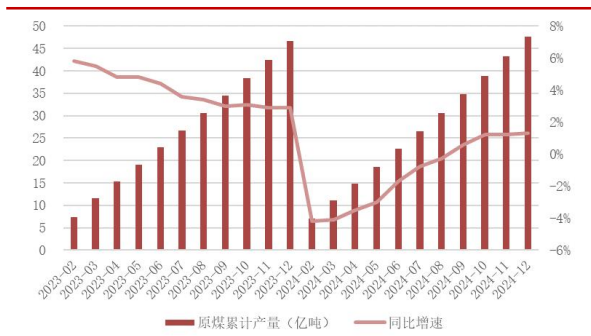
图 5：大唐发电&华能国际的发电（含供热）燃料成本占公司总成本的比例



资料来源：华能国际、大唐发电 2021-2023 年年报，东莞证券研究所

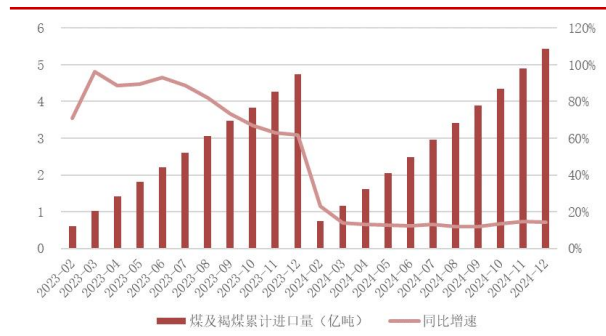
煤炭产量小幅增长，煤炭进口同比提升。煤炭自产方面，2024 年我国原煤产量为 47.6 亿吨，同比增长 1.3%，煤炭生产企业扎实做好稳产稳供工作，煤炭产量小幅增长。煤炭进口方面，2024 年我国进口煤及褐煤 5.4 亿吨，同比提升 14.4%。

图6：中国原煤产量及同比增速



资料来源：iFinD，国家统计局，东莞证券研究所

图7：中国煤及褐煤进口及同比增速



资料来源：iFinD，海关总署，东莞证券研究所

煤炭消费总量有所增长。2024年，我国动力煤消费量为41.8亿吨，同比增长3.2%；炼焦煤消费量为5.9亿吨，同比下降0.6%。整体来看，煤炭消费总量有所增长。

图8：中国动力煤消费量及同比增速



资料来源：iFinD，东莞证券研究所

图9：中国炼焦煤消费量及同比增速



资料来源：iFinD，东莞证券研究所

我国有序推进电煤中长期合同签订履行相关工作。2024年10月，国家发改委召开2024-2025年供暖季全国能源保供会议，其中强调，严格履行已签订的电煤、天然气、电力中长期合同，坚决避免合同不履约造成的供应缺口，有序做好2025年度合同签订工作。2024年12月，2024年煤炭经济运行分析座谈会召开。会议强调，煤炭企业要严格落实国家发展改革委关于2025年电煤中长期合同签订履约工作的通知精神，积极主动推进中长期合同签订进度，认真做好2025年的煤炭产运需衔接工作。

表5：电煤中长期合同签订履行相关工作

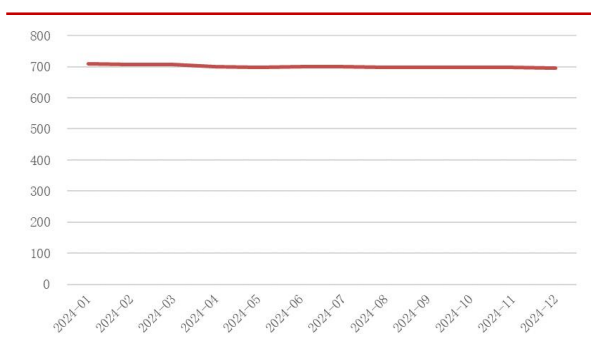
时间	具体内容
2024年1月	国家发改委强调，坚持冬季能源保供日调度、日监测机制，保持煤炭、电力、天然气高位供应能力，督促各方履行好能源中长期合同，加强煤电油气品种互济和区域协同。
2024年4月	国家能源局发布《关于建立煤炭产能储备制度的实施意见》，其中提到，产能储备煤矿要严格履行煤炭保供稳价责任，按照有关要求签订电煤中长期合同，执行国家有关价格政策。
2024年5月	中国煤炭运销协会召开重点煤炭企业工作座谈会，会上国家发改委有关领导要求，要加强电煤长协合同履约双向监管，完善监管机制和手段，确保电煤长协合同履约兑现。
2024年10月	国家发改委召开2024-2025年供暖季全国能源保供会议，其中强调，抓好能源中长期合同签订履约。严格履行已签订的电煤、天然气、电力中长期合同，坚决避免合同不履约

	造成的供应缺口，有序做好 2025 年度合同签订工作。
2024 年 12 月	2024 年煤炭经济运行分析座谈会召开。会议强调，煤炭企业要严格落实国家发展改革委关于 2025 年电煤中长期合同签订履约工作的通知精神，积极主动推进中长期合同签约进度，认真做好 2025 年的煤炭产运需衔接工作。

资料来源：国家发改委，国家能源局，中国煤炭运销协会，东莞证券研究所

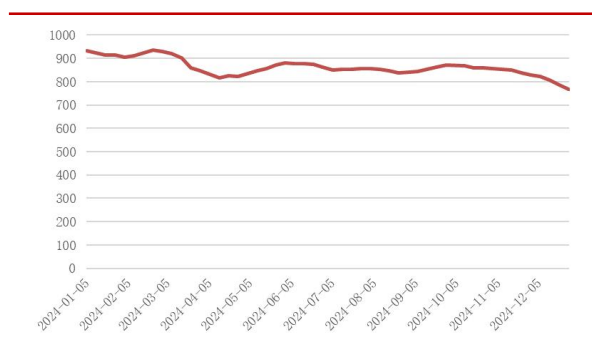
市场现货煤价格震荡下行。2024 年，秦皇岛港动力煤（Q5500）长协价的均值为 701.17 元/吨，同期秦皇岛港动力煤（Q5500）现货价的均值为 862.27 元/吨，长协价较现货价明显偏低。在长协煤稳定供应的保障下，煤电企业对市场现货煤的采购需求较弱，市场现货煤的价格震荡下行。

图10：秦皇岛港动力煤(Q5500)长协价（元/吨）



资料来源：Wind，CCTD，东莞证券研究所

图11：秦皇岛港动力煤(Q5500)现货价（元/吨）
（截至2024年12月27日）

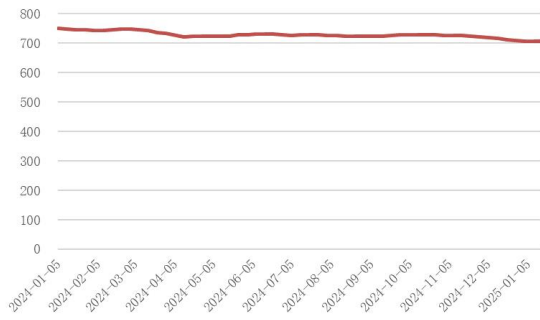


资料来源：Wind，CCTD，东莞证券研究所

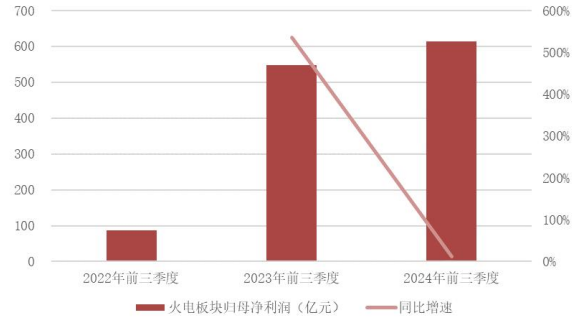
动力煤价格下降促进煤电企业的业绩提升。煤电企业采购煤炭的过程中，通常以长协煤为主，并根据实际需求适当补充一部分市场现货煤。CCTD 秦皇岛港动力煤（Q5500）综合交易价根据现货价与长协价加权平均计算而得，通常用于衡量煤电企业采购动力煤的平均价格，2024 年前三季度该指标的平均值为 732.69 元/吨，同比下降 4.23%。2024 年前三季度，在动力煤价格同比下降等因素的带动下，申万火力发电板块实现归母净利润 614.01 亿元，同比提升 12.10%。皖能电力在 2024 年度业绩预告中提到，由于煤炭价格下跌、发电量上涨、控股发电企业盈利能力增强，公司 2024 年归母净利润同比提升 39.91%-57.40%。

图12：秦皇岛港动力煤(Q5500)综合交易价（元/吨）（截至1月17日）

图13：2022-2024年前三季度申万火力发电板块归母净利润及同比增速



资料来源：Wind, CCTD, 东莞证券研究所



资料来源：iFinD, 东莞证券研究所

3、投资建议及重点公司分析

3.1 投资建议

在一系列政策支持下，我国煤电项目建设有序推进，煤电装机稳步增长。同时，我国建立煤电容量电价机制，在原有的电量电价基础上，新增容量电价。我们认为，在我国能源绿色低碳转型的过程中，合规煤电机组由于发挥对电力系统支撑调节的作用，将获得容量电费。煤电容量电价机制的落实将助力符合条件的煤电企业回收固定成本，从而有助于煤电行业健康运行。另外，2024年动力煤价格同比下降，作为煤电生产主要的原材料，动力煤价格下行有助于促进煤电企业的业绩提升。建议关注煤电行业上市公司**华电国际（600027）、国电电力（600795）、湖北能源（000883）**。

表 6：重点公司盈利预测及投资评级（2025/1/23）

股票代码	股票名称	股价 (元)	EPS (元)				PE				评级	评级变动
			2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E		
600027	华电国际	5.10	0.44	0.60	0.65	0.69	11.53	8.52	7.87	7.34	买入	维持
600795	国电电力	4.22	0.31	0.55	0.50	0.56	13.42	7.67	8.38	7.49	买入	首次
000883	湖北能源	4.73	0.27	0.41	0.45	0.50	17.59	11.43	10.42	9.38	买入	首次

资料来源：iFinD, 东莞证券研究所

注：华电国际的盈利预测来自最新研报，其他公司盈利预测采用同花顺一致预期。

3.2 重点公司分析

华电国际（600027）：华电集团常规能源平台

公司布局电力产业链多个环节。公司是中国装机容量最大的上市发电公司之一，在运营的发电资产分布在全国十二个省、市，抵御风险能力较强。发电装机类型除燃煤发电机组外，还包括燃气发电、水力发电等多种类型机组。在上游，公司发展煤炭产业、煤炭物流和贸易业务。在下游，公司发展面向用户的电力销售和服务业务。同时，公司通过大比例参股的形式参与风光发电等新能源的发展。

公司火电机组性能优良。公司的火力发电机组中，90%以上是300兆瓦及以上的大容量、高效率、环境友好型机组，其中600兆瓦及以上的装机比例约占51.36%，高于全国平均

水平。公司 102 台燃煤机组已全部达到超低排放要求。所有 300 兆瓦及以上的机组都经过了供热改造，供热能力明显提升，为参与市场竞争奠定了优势。公司的火电机组性能优良，单位能耗较低，在节能发电调度中保持较高的竞争力。

公司融资渠道广。公司作为在香港和上海两地上市的公众公司，自上市以来，高度重视现代企业制度建设，形成了一整套相互制衡的内部管理、规范化运作和内部控制体系。公司在境内外资本市场树立了规范透明的良好形象，积累了良好的市场信誉，融资渠道广、融资能力强。

国电电力（600795）：国家能源集团常规能源发电业务整合平台

公司拥有优质的常规能源资产。公司火电机组主要聚焦沿江、沿海、沿线及电力负荷中心、特高压外送源头、一体化优势区域。煤电机组清洁高效，60 万千瓦以上煤电机组 69 台，占煤电装机容量的 70.68%。水电机组主要集中在四川大渡河流域、新疆开都河流域及伊犁河流域，均为流域梯级电站开发，实现了流域集控联调。

绿色低碳发展持续深化。公司依托已投产火电、水电布局及送出通道优势，深化产业协同开拓新能源发展模式，新能源装机规模快速增长，形成了建设、优选、储备的发展格局。在风光资源富集的新疆、内蒙古、宁夏、青海等西北地区，大基地式整装化项目开发建设规模不断扩大，在中东部地区布局的场站式项目覆盖区域进一步扩大，在经济发达、电价承受能力较强的东部地区布局的分布式项目已初具规模，海上风电、海上光伏发展优势明显，进入快速规模化开发阶段。公司新能源项目储备深度进一步增强，2024 年上半年获取资源 842.47 万千瓦，核准备案 669.71 万千瓦，开工 397.18 万千瓦，新增装机 177.03 万千瓦，为后续项目开发及高质量开工投产提供坚实保障。

火电转型有序推进。公司积极开展火电综合能源转型，加速融入城市发展，为周边提供综合能源服务，“一厂一策”细化实施路径、量化转型目标，高效建设“发电+”综合能源示范基地；积极开展电热冷气水等多联供和固废综合利用，打开区域用能“蓝海市场”。火电企业加快新能源开发，降低公司碳排放因子；深化火电机组“三改联动”，更多机组实现 20%深调能力，提供长期可靠的有效调节容量，从中获取较高电量和容量电价收入，同时取得一次调频服务、AGC 服务等辅助服务收入。

科技创新驱动。2024 年上半年，公司推进科技项目全周期精益化管理，牵头完成的“基于国产 BIM 的发电工程数字化关键技术研究”经鉴定为国际领先；开发具有自主知识产权的新型低能耗碳捕集吸收剂，突破商业技术封锁；煤电 CCUS 成果累计获得电力、能源、环保、煤炭等行业 7 项重量级科技奖项，并入选“科创中国”绿色低碳领域先导技术榜。公司持续开展数据治理、技术支持，服务数字化转型，火电、新能源、水电、财务等各模块数据采集、功能应用不断优化。

公司积极布局战略新兴产业。公司产业涉及水电、火电、风电、光伏等多个领域，形成了多元丰富的应用场景，抽水蓄能可结合既有常规水电布局开发，新型储能、绿氢氨醇可与新能源有机结合形成“电网友好型新能源电站”“火储联调”“绿氢掺烧”等新兴

业态，煤电可开展污泥与固废掺烧、“冷热气水电多联供”等综合能源服务。

湖北能源（000883）：湖北省能源保障平台

业务区域布局较好。公司主要发电业务在湖北省内。截至 2024 年 6 月 30 日，公司湖北省内可控发电装机容量为 1455.90 万千瓦，火电装机主要临近武汉或处于襄阳，水电分布在鄂西，均位于区域负荷中心，消纳能力较强；风电、光伏主要装机位于省内风资源、光伏资源较丰富区域，有利于提高机组利用效率，保障新能源项目收益。公司下设省煤投公司，并运营荆州煤港基地，实现华中地区煤炭中转和应急储备功能，对集中燃煤采购管理起到了较大的支持作用，有利于公司火电企业控制燃料成本。

电力生产具有优势。火电方面，公司已投产 4 台 100 万千瓦超超临界发电机组，占公司火电装机的 60.33%，在发电效率和运营成本等方面均有较强的竞争优势，在机组运行安全性、可靠性、稳定性等方面均处于先进水平。水电方面，公司主要水电站所属清江公司在清江干流运营管理水布垭、隔河岩、高坝洲三级电站，通过全面推进清江流域梯级电站优化调度，开展清江三级电站与三峡电站、葛洲坝电站五库联调，水资源利用率大幅提高，水库安全生产和精益管理能力不断提升。

绿色低碳转型持续推进。“十四五”以来，公司新能源装机增长 283.10%，新能源装机容量明显提升。此外，公司 210 万千瓦陕武直流一期光伏基地项目，罗田平坦原等三个抽水蓄能电站项目，以及一批省内新能源项目均在建设中，绿色低碳转型持续推进。

4、风险提示

- （1）政策推进不及预期：若未来煤电产业政策、煤炭保供稳价政策等发生变化，可能对煤电企业的业绩造成重大影响。
- （2）经济发展不及预期：电力需求受经济周期影响较大。若未来经济发展不及预期，将影响全社会电力需求，从而发电企业将受到影响。
- （3）上网电价波动风险：发电企业的主要产品为电力，电力价格通常以上网电价指标衡量。若未来上网电价大幅波动可能会对发电企业的业绩造成直接影响。
- （4）原材料价格波动风险：动力煤作为煤电行业主要的原材料，其价格变动对煤电企业的生产成本及经营业绩有重大影响。

东莞证券研究报告评级体系：

公司投资评级	
买入	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 15%以上
增持	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 5%-15%之间
持有	预计未来 6 个月内，股价表现介于市场指数±5%之间
减持	预计未来 6 个月内，股价表现弱于市场指数 5%以上
无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，导致无法给出明确的投资评级；股票不在常规研究覆盖范围之内
行业投资评级	
超配	预计未来 6 个月内，行业指数表现强于市场指数 10%以上
标配	预计未来 6 个月内，行业指数表现介于市场指数±10%之间
低配	预计未来 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 10%以上

说明：本评级体系的“市场指数”，A股参照标的为沪深 300 指数；新三板参照标的为三板成指。

证券研究报告风险等级及适当性匹配关系

低风险	宏观经济及政策、财经资讯、国债等方面的研究报告
中低风险	债券、货币市场基金、债券基金等方面的研究报告
中风险	主板股票及基金、可转债等方面的研究报告，市场策略研究报告
中高风险	创业板、科创板、北京证券交易所、新三板（含退市整理期）等板块的股票、基金、可转债等方面的研究报告，港股股票、基金研究报告以及非上市公司的研究报告
高风险	期货、期权等衍生品方面的研究报告

投资者与证券研究报告的适当性匹配关系：“保守型”投资者仅适合使用“低风险”级别的研报，“谨慎型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中低风险”的研报，“稳健型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中风险”的研报，“积极型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中高风险”的研报，“激进型”投资者适合使用我司各类风险级别的研报。

证券分析师承诺：

本人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，以勤勉的职业态度，独立、客观地在所知情的范围内出具本报告。本报告清晰地反映了本人的研究观点，不受本公司相关业务部门、证券发行人、上市公司、基金管理公司、资产管理公司等利益相关者的干涉和影响。本人保证与本报告所指的证券或投资标的无任何利害关系，没有利用发布本报告为自身及其利益相关者谋取不当利益，或者在发布证券研究报告前泄露证券研究报告的内容和观点。

声明：

东莞证券股份有限公司为全国综合性综合类证券公司，具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供东莞证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告所载资料及观点均为合规合法来源且被本公司认为可靠，但本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。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，可随时更改。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可跌可升。本公司可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与本公司其他业务部门或单位所给出的意见不同或者相反。在任何情况下，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，并不构成对任何人的投资建议。投资者需自主作出投资决策并自行承担投资风险，据此报告做出的任何投资决策与本公司和作者无关。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，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本公司及其所属关联机构在法律许可的情况下可能会持有本报告中提及公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、经纪、资产管理等服务。本报告版权归东莞证券股份有限公司及相关内容提供方所有，未经本公司事先书面许可，任何人不得以任何形式翻版、复制、刊登。如引用、刊发，需注明本报告的机构来源、作者和发布日期，并提示使用本报告的风险，不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本证券研究报告的，应当承担相应的法律责任。

东莞证券股份有限公司研究所

广东省东莞市可园南路 1 号金源中心 24 楼

邮政编码：523000

电话：（0769）22115843

网址：www.dgzq.com.cn