

大唐集团旗下综合电力平台，火电盈利修复空间大

大唐发电 (601991)

推荐 (维持)

核心观点:

- 大唐集团旗下综合电力平台。**公司是大唐集团旗下综合电力平台，以及集团旗下火电业务的最终整合平台，装机主要分布于全国 19 个省、市、自治区。截至 2023 年年末，公司控股装机 73.28GW，其中煤机、燃机、风电、光伏、水电装机分别为 45.62GW、6.63GW、7.46GW、4.37GW、9.20GW，占比分别为 62.3%、9.0%、10.2%、6.0%、12.6%。此外公司参股宁德核电和塔山煤矿等优质项目，近 5 年年均投资净收益超过 25 亿元。
- 火电行业：电改促业绩稳定性提升，板块有望迎估值重塑。**目前煤电收入以电能量电价为主，占比在 75% 以上，因此盈利能力受煤价影响大，周期属性强。以大唐发电为例，过去 10 年间公司火电业务毛利率在 -10.1%~32.9% 之间、度电毛利在 -0.036~0.118 元之间大幅波动。随着电改推进，煤电调峰、调频等调节性价值持续提升，带动容量补偿、辅助服务收入占比提升。我们测算，至 2030 年煤电将有 50% 左右收入来自边际成本低、稳定性高的容量补偿和辅助服务，其或将成为煤电主要且稳定的利润来源，煤电公用事业属性将显著提升。目前火电板块 PB 均值为 1.22x，随着其由周期属性向公用事业属性转变，板块 PB 相对核电 2.14x、水电 2.92x 有较大修复空间。
- 煤价进入下行通道，公司火电盈利修复空间大。**我们测算今年煤炭整体供需将进一步宽松，长期来看“双碳”能源转型抑制煤炭需求，煤价重心有望持续下移。目前公司电源结构仍以火电为主，2023 年公司火电装机与发电量分别为 52.25GW 和 2266 亿千瓦时，占比分别为 71.3% 和 82.4%，并且燃料成本占火电营业成本的 85% 以上，因此公司火电板块盈利能力修复空间大。我们测算在 2024 年火电上网电价下降 3% (0.013 元/千瓦时)，燃料成本下降 6% (0.02 元/千瓦时) 的情景下，火电业务利润总额将增加 670% (17.6 亿元) 至 20.1 亿元，对应单位 GW 利润总额 4000 万元左右。展望远期，随着容量补偿和辅助服务成为主要利润来源，预计 2030 年火电单位 GW 利润总额将提升至 1.2-2.5 亿元。
- 公司新能源开发进入加速期，储备项目支撑长期成长空间。**公司大力推进低碳清洁能源转型，2023 年新能源总装机 11.83GW，营收 79.14 亿元、利润总额 30.36 亿元，十四五以来装机、营收复合增速均为 24%。2023 年新能源装机、营收、利润总额占比分别为 16.1%、6.5%、54.5%。随着风电、光伏上游价格下降，我们预计新能源建设将进入加速期，2024-2025 年新增装机分别为 6GW、8GW，同比分别增长 64%、33%。公司依托传统能源调峰等优势，多措并举获取新能源项目资源，十四五以来累计完成项目核准 21.13GW，支撑新能源装机长期成长空间。
- 投资建议：**预计 2024-2026 年公司归母净利润分别为 41.53/52.67/62.26 亿元，对应 PE 分别为 13.7x/10.8x/9.2x。长期来看，电改将推动火电业绩从强周期性转向高度稳定性，且在发展新能源方面具有资源及消纳优势，估值有望迎来重估。我们认为公司估值仍有提升空间，维持“推荐”评级。
- 风险提示：**煤价超预期上涨的风险；新能源开发进度不及预期的风险；上网电价下调的风险。

分析师

陶贻功

☎: 010-80927673

✉: taoyigong_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码: S0130522030001

梁悠南

☎: 010-80927656

✉: liangyounan_yj@chinastock.com.cn

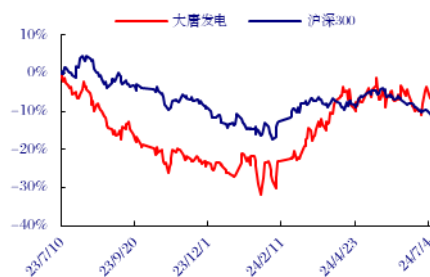
分析师登记编码: S0130523070002

市场数据

2024-07-08

股票代码	601991
A 股收盘价(元)	3.08
上证指数	2,922.45
总股本(万股)	1,850,671
实际流通 A 股(万股)	1,239,609
流通 A 股市值(亿元)	382

相对沪深 300 表现图



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

相关研究

【银河环保公用】公司点评_大唐发电(601991):
煤电盈利仍有提升空间，装机结构持续优化

主要财务指标预测

	2023A	2024E	2025E	2026E
营业收入(百万元)	122404.47	127127.50	131453.13	135672.72
收入增长率%	4.77	3.86	3.40	3.21
归母净利润(百万元)	1365.13	4152.61	5267.32	6225.72
利润增速%	434.81	204.19	26.84	18.20
毛利率%	11.75	14.13	15.88	17.32
摊薄 EPS(元)	0.07	0.22	0.28	0.34
PE	41.75	13.73	10.82	9.16

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

目 录

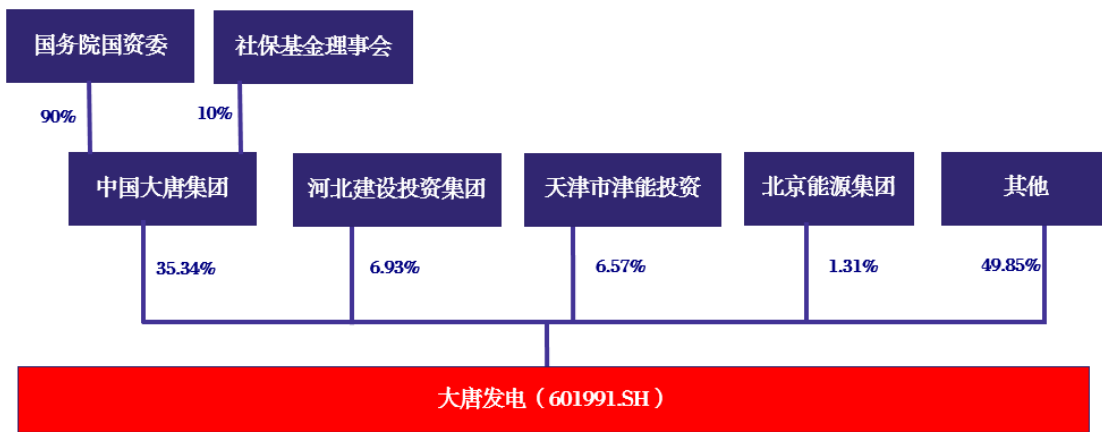
一、大唐发电：大唐集团旗下综合电力平台	4
（一）大唐集团旗下综合电力平台，清洁能源装机占比接近 40%	4
（二）煤价下行推动盈利能力改善，分红提升空间大.....	5
1.营业收入稳健增长，煤价下行推动盈利能力改善.....	5
2.资产负债率呈下降趋势，分红提升空间大	8
二、火电：公司火电盈利修复空间大，电改推动火电估值重塑	10
（一）需求偏弱、煤价下行，火电盈利有望持续改善.....	10
（二）收入结构变革，稳定性持续提升；火电板块估值重塑可期.....	12
（三）公司火电盈利修复空间大，预计 2024 年火电利润总额增加近 20 亿元.....	15
三、新能源：公司绿色转型步伐加快，储备项目支撑长期成长空间	18
（一）市场化加速，短期电价承压不改长期装机空间大	18
（二）公司绿色转型步伐加快，预计 2024-2025 年新能源新增 6GW、8GW	21
四、盈利预测与估值分析.....	24
（一）盈利预测	24
（二）相对估值：火电估值修复空间大.....	26
（三）绝对估值：每股价值区间 3.50-6.44 元.....	26
五、风险提示.....	28
附录：	31
（一）公司财务预测表.....	31

一、大唐发电：大唐集团旗下综合电力平台

（一）大唐集团旗下综合电力平台，清洁能源装机占比接近 40%

大唐集团旗下综合电力平台。公司成立于 1994 年，1997 年在香港、伦敦上市，2006 年在 A 股上市，是第一家同时在香港、伦敦、上海三地上市的中国企业。公司是大唐集团旗下综合电力平台，以及集团旗下火电业务的最终整合平台。截至 2024 年一季度，大唐集团持有 A 股 35.34% 的股份，是公司第一大股东；国资委是公司实际控制人。

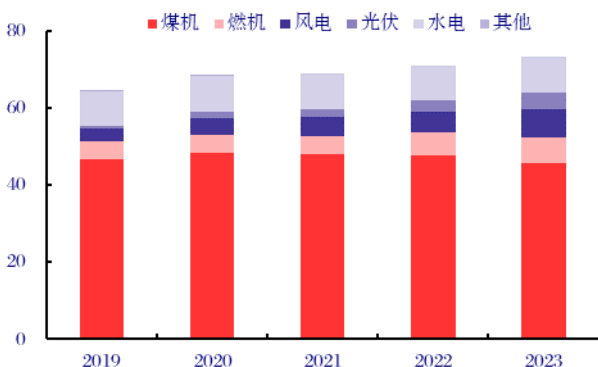
图1：大唐发电（601991.SH）股权结构图（2024年一季度）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

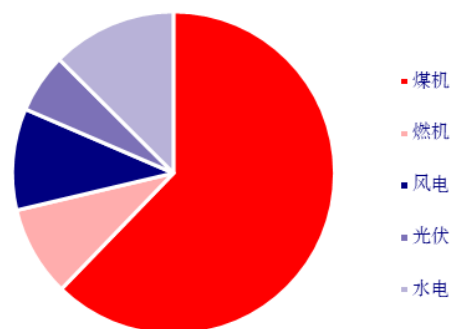
公司装机以煤机为主，清洁能源装机占比接近 40%。公司及子公司发电业务主要分布于全国 19 个省、市、自治区，其中京津冀、东南沿海区域是公司火电装机最为集中的区域，水电项目大多位于西南地区，风电、光伏广布全国资源富集区域。截至 2023 年年末，公司控股装机 73.28GW，其中煤机、燃机、风电、光伏、水电装机分别为 45.62GW、6.63GW、7.46GW、4.37GW、9.20GW，占比分别为 62.3%、9.0%、10.2%、6.0%、12.6%。公司大力推进低碳清洁能源转型，截至 2023 年年末，除煤机以外的清洁能源装机占比达到 37.75%，同比提升 4.65pct 并创上市以来新高。

图2：公司控股装机（GW）



资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

图3：2023 年公司控股装机结构

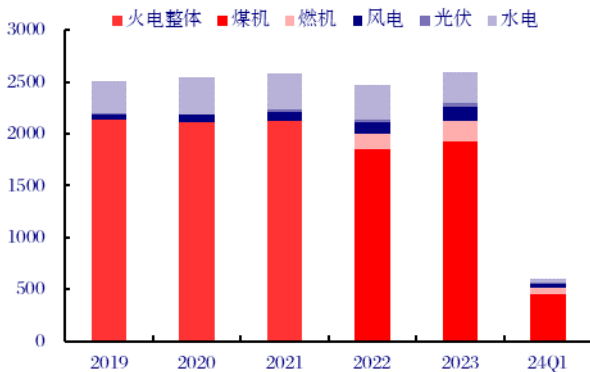


资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

近年来公司年度上网电量在 2500 亿千瓦时左右，清洁能源电量占比超过 25%。近 5 年来，公司年度上网电量较为稳定，在 2500 亿千瓦时左右。受益于公司清洁能源转型，清洁能源电量占比随之增

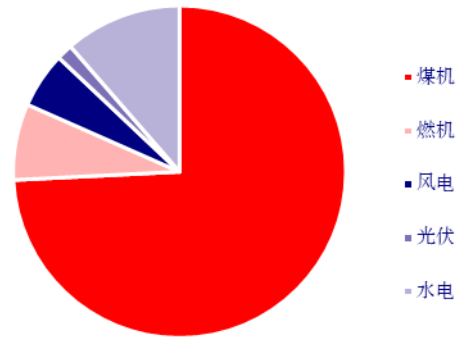
长。2023年煤机上网电量 1925.1 亿千瓦时，占比 74.2%；除煤机以外的清洁能源上网电量 669.2 亿千瓦时，占比 25.8%，同比提升 0.68pct 并创上市以来新高。

图4: 公司上网电量 (亿千瓦时)



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

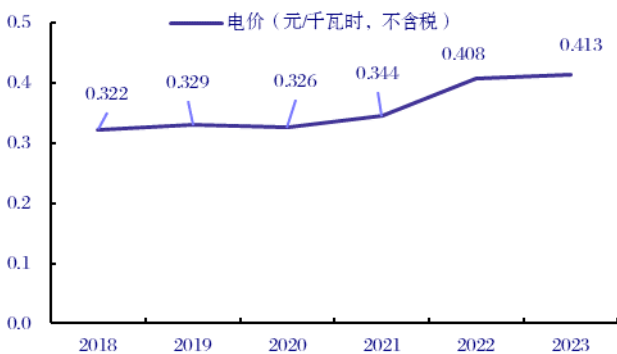
图5: 2023年公司上网电量结构



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

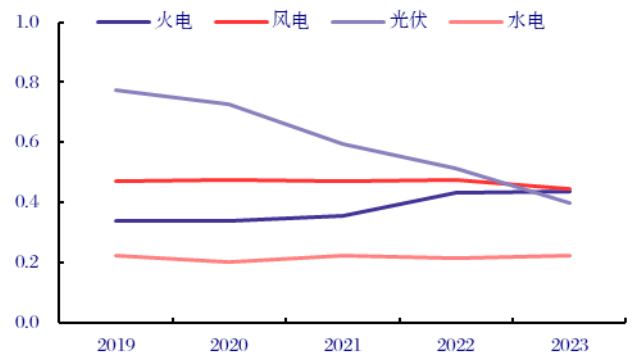
2022-2023年火电上网电价处于高位, 预计2024年将小幅下滑。(1) 火电电价: 受到2021年下半年以来煤价大幅上涨的影响, 2022年各省煤电市场化电价基本实现20%顶格上浮, 2022年公司火电上网电价 0.405 元/千瓦时 (不含税), 同比上涨 21.5%, 推动整体上网电价 0.408 元/千瓦时 (不含税), 同比上涨 18.6%。2024年以来随着煤价回落, 预计火电及整体上网电价将小幅下滑。(2) 新能源电价: 受到平价项目、市场化电量占比增加等因素, 近年来公司风电、光伏上网电价下降, 其中光伏上网电价降幅明显。2019-2023年, 光伏上网电价由 0.775 元/千瓦时 (不含税) 下降至 0.399 元/千瓦时 (不含税), 四年累计降幅达到 48.5%。

图6: 公司平均上网电价



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

图7: 公司各电源上网电价 (元/千瓦时, 不含税)



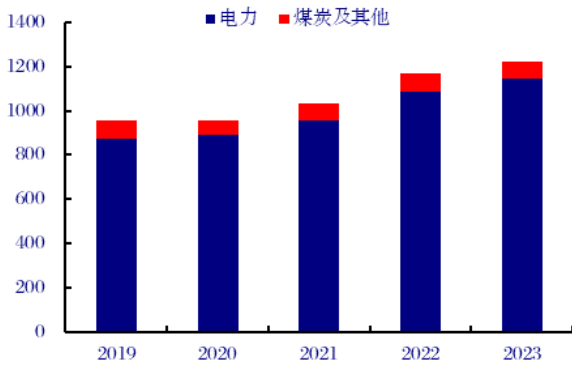
资料来源: wind, 中国银河证券研究院

(二) 煤价下行推动盈利能力改善, 分红提升空间大

1. 营业收入稳健增长, 煤价下行推动盈利能力改善

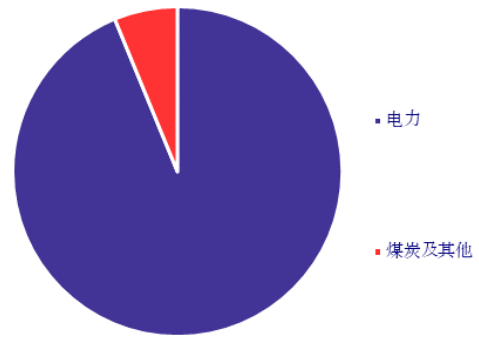
电力业务占据绝对主导, 多年来营收占比超过 90%。营收结构来看, 电力业务是公司主营业务, 占比较为稳定, 近 5 年来均在 90% 以上。2023 年公司营业收入 1224.04 亿元, 其中电力业务收入 1147.96 亿元, 占比 93.8%。

图8: 公司各板块营收 (亿元)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

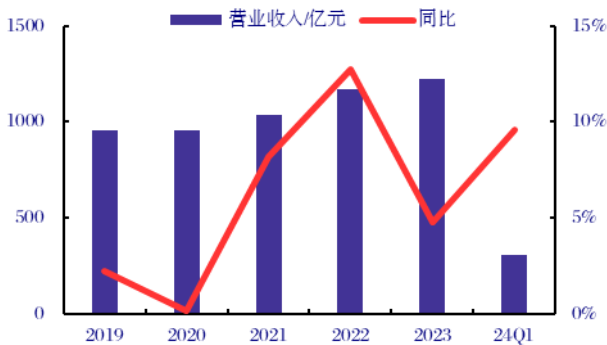
图9: 2023 年公司营收结构



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

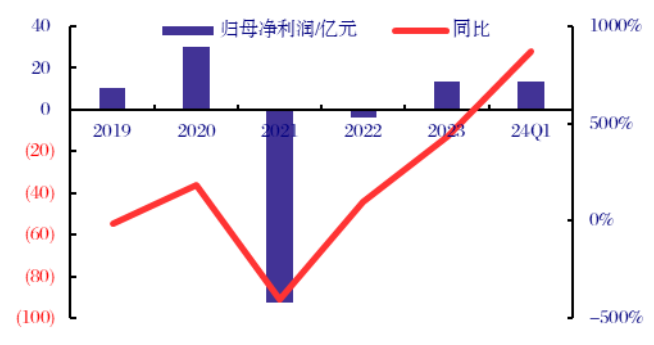
营业收入稳健增长, 煤价下行推动盈利能力改善。2019-2023 年公司营收由 954.53 亿元提升至 1224.04 亿元, 年化增速 6.4%。公司盈利能力与煤价、电价相关性强, 其中 2021 年受到煤价大幅上涨的影响, 归母净利润下滑至 -92.64 亿元; 2022 年虽然煤价居高不下, 但受益于煤电电价上浮 20%, 归母净利润回升至 -4.10 亿元, 同比减亏 95.6%; 2023 年以来煤价进入下行通道, 盈利能力持续改善, 其中 2023 年归母净利润回升至 13.65 亿元, 同比实现扭亏为盈, 2024 年一季度归母净利润 13.31 亿元, 同比增长 872.3%。

图10: 公司历年营收及同比 (右)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

图11: 公司历年归母净利润及同比 (右)

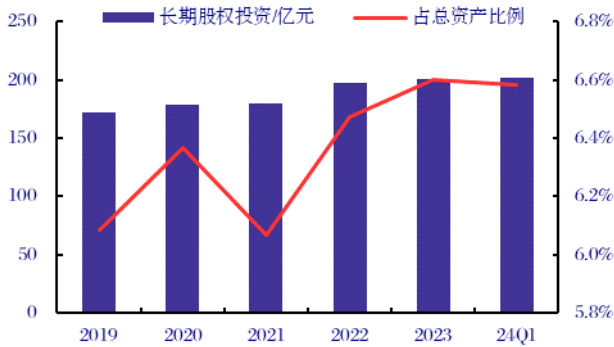


资料来源: wind, 中国银河证券研究院

参股宁德核电、塔山煤矿等企业获取投资收益, 年均超过 25 亿元。公司参股多家企业, 截至 2024 年一季度长期股权投资余额 201.5 亿元, 占总资产比例 6.58%; 参股企业业绩有所波动但均为正值, 近 5 年来公司平均投资净收益为 25.90 亿元。参股企业中, 福建宁德核电有限公司 (持股 44%) 和同煤大唐塔山煤矿有限公司 (持股 28%) 对投资收益贡献最大, 近 5 年来按权益法确认的平均投资收益分别为 10.54 亿元和 10.38 亿元。

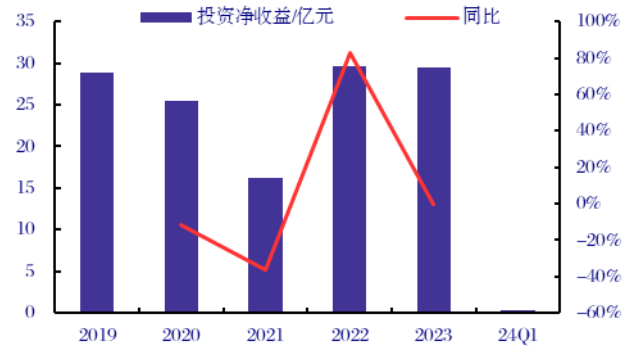
宁德核电十五五期间预计投产两台机组, 有望增厚投资收益。宁德核电站规划总容量 6 台百万千瓦级核电机组, 其中一期 4 台机组已于 2016 年 7 月全面建成, 二期 2 台机组已于 2023 年 8 月获核准, 目前处于 FCD 准备阶段, 预计将于十五五后期投运。投运后宁德核电在运装机将增长 50%, 从而带动公司投资收益进一步提升。

图12: 公司长期股权投资及占总资产比例 (右)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

图13: 公司投资净收益及同比 (右)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

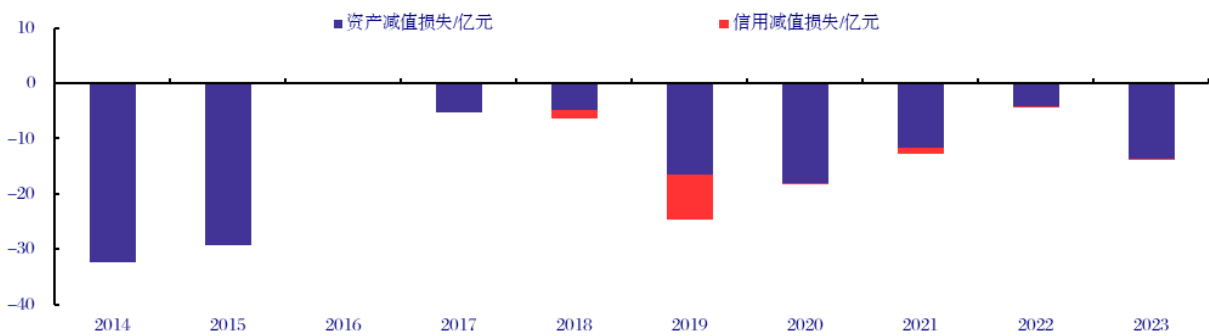
表1: 公司主要联营、合营企业投资收益 (亿元)

	2019	2020	2021	2022	2023
福建宁德核电有限公司	8.74	9.74	10.67	10.82	12.71
同煤大唐塔山煤矿有限公司	6.88	6.45	16.13	12.21	10.22
中国大唐集团财务有限公司	1.35	1.47	1.45	-1.38	0.39
河北蔚州能源综合开发有限公司	-0.43	0.08	-2.45	-1.83	-0.66
内蒙古锡多铁路股份有限公司	-1.87	-2.04	-2.33	1.53	-1.75
其他联营、合营企业	1.08	2.04	-0.30	-1.66	1.59
对联营企业和合营企业的投资收益	15.75	17.74	23.17	19.69	22.50
其他投资收益	13.03	7.76	-7.00	9.92	6.98
投资净收益	28.78	25.50	16.17	29.61	29.48

资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

减值拖累公司业绩。近年来公司减值原因包括取消在建项目、关停老旧机组、关停经营业绩较差的氧化铝子公司、处理煤化工板块资产、以及部分应收账款回收困难等。近 10 年来, 公司年均减值损失约为 14.7 亿元。减值后公司聚焦发电主业, 资产质量得到夯实。

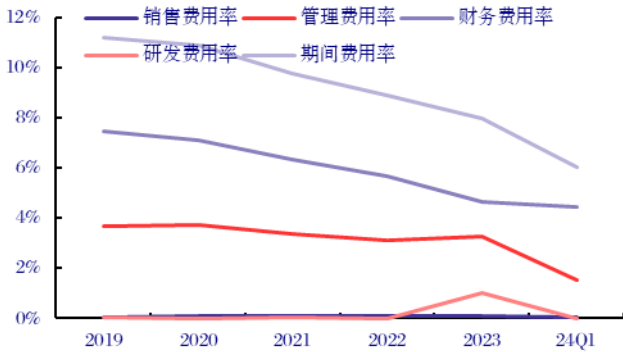
图14: 公司历年减值损失情况



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

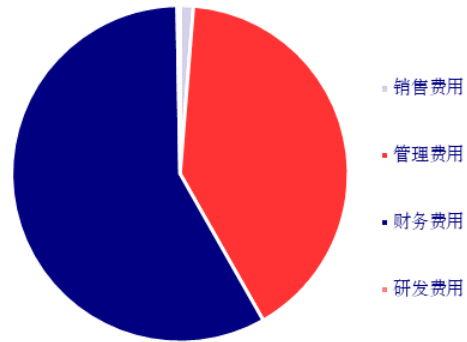
期间费用率持续下降, 财务费用占比高。近年来公司强化精益化管理, 成本控制能力优异, 期间费用率逐年下降, 由 2019 年 11.20% 下降至 2023 年 7.99%, 2024 年一季度进一步下降至 6.02%。由于公司资产负债率较高 (2024 年一季度接近 70%), 因此期间费用中财务费用占比高, 2023 年财务费用占期间费用的 58%。

图15: 公司历年期间费用率



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

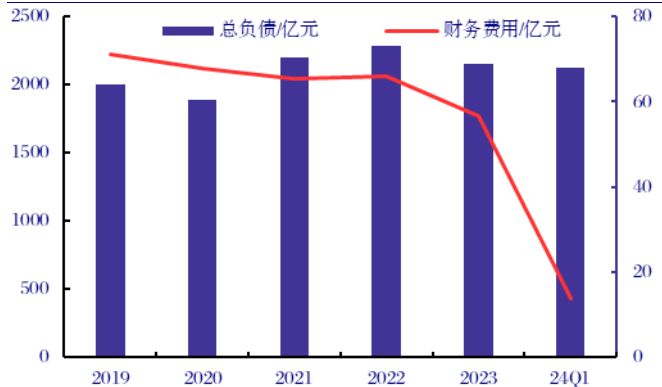
图16: 2023年期间费用构成



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

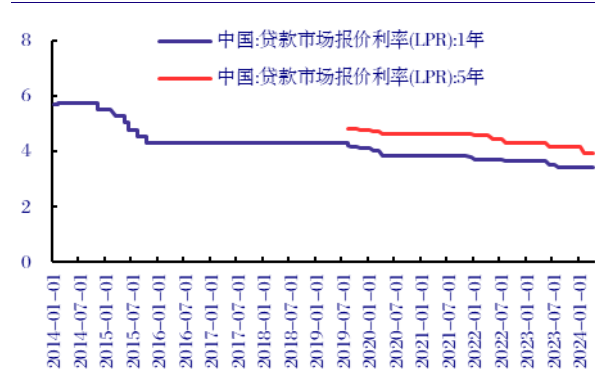
利率下行带动公司融资成本、财务费用降低。近年来货币宽松带动利率下行，以贷款市场报价利率（LPR）为例，1年期LPR利率由2019年8月4.25%下降至目前3.45%，5年期LPR利率由2019年8月4.85%下降至目前3.95%。2019-2023年期间，虽然公司负债规模由2004亿元增长至2156亿元，累计增长7.6%，但受益于利率下行，同期财务费用由71.2亿元下降至56.7亿元，累计下降20.4%。我们预计利率仍有下行空间，按照公司近年来2000亿元左右负债规模计算，平均融资利率每下降10bp，每年利息费用将减少2亿元左右。

图17: 公司历年负债及财务费用(右)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

图18: LPR利率走势(%)

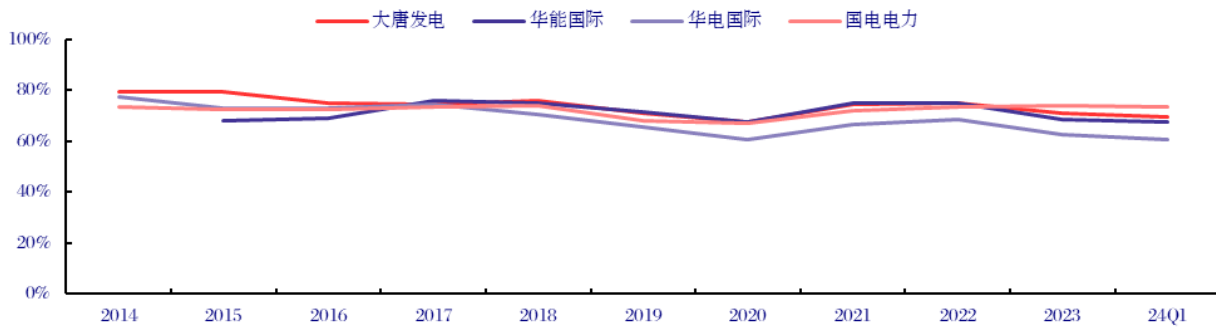


资料来源: wind, 中国银河证券研究院

2. 资产负债率呈下降趋势，分红提升空间大

近年来资产负债率呈现下降趋势，目前已低于70%。公司作为能源央企，发电项目投资规模大，对融资依赖性高，一般而言发电项目按照20-30%比例安排自有资金，70-80%资金通过融资筹集，因此项目及公司整体资产负债率较高。近年来通过合理控制财务杠杆，公司资产负债率下降明显，由2014年79.13%下降至2023年70.90%，至2024年一季度进一步下降至69.45%。横向对比来看，公司资产负债率和华能国际、华电国际、国电电力等能源央企基本处于同一水平线。

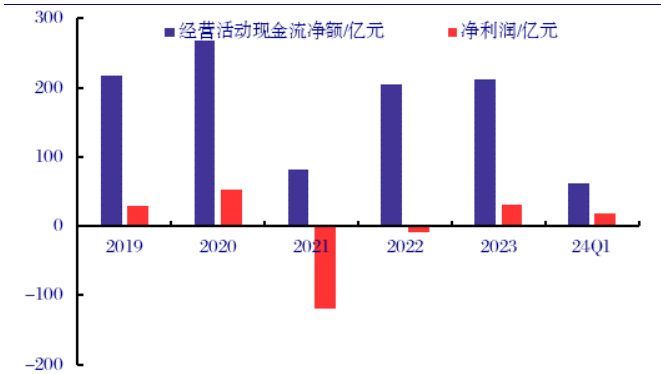
图19: 火电龙头资产负债率对比



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

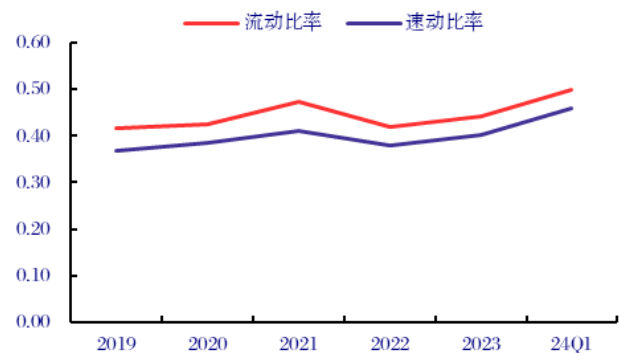
近年来经营性现金流充沛, 流动性比率提升。由于电力运营属于重资产行业, 固定资产投入大, 折旧摊销在营业成本中占比较高, 因此公司经营性净现金额大幅高于净利润。近 5 年来, 公司年均经营性净现金额 196.7 亿元, 年均净利润为-14.7 亿元, 平均每年经营性净现金额超过净利润 210 亿元左右。在充沛的经营性现金流支撑下, 公司流动比率、速动比率提升, 分别由 2019 年 0.42、0.36 提升至 2024 年一季度 0.50、0.46。

图20: 公司经现净额和净利润对比



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

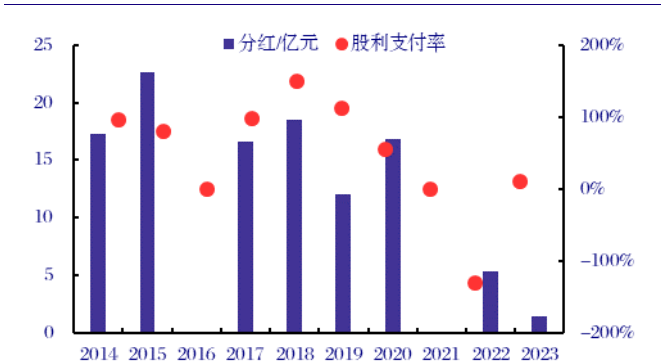
图21: 公司历年流动比率与速动比率



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

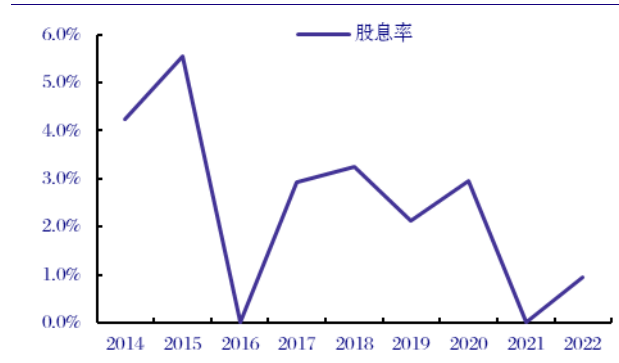
分红规模仍有较大提升空间。公司近 10 年来年均分红金额为 11.07 亿元, 年均股利支付率在 47% 左右。十四五以来, 由于火电盈利承压, 因此分红规模对应减少, 2021-2023 年年均分红金额仅为 2.25 亿元。随着煤价下行, 火电盈利能力改善, 我们预计分红规模仍有较大提升空间。

图22: 公司历年分红金额及股利支付率 (右)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

图23: 公司历年股息率



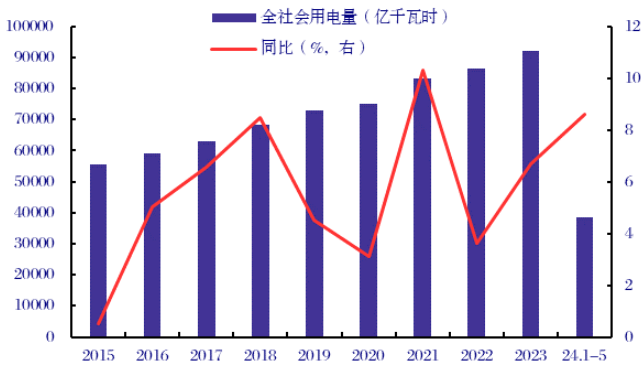
资料来源: wind, 中国银河证券研究院

二、火电：公司火电盈利修复空间大，电改推动火电估值重塑

(一) 需求偏弱、煤价下行，火电盈利有望持续改善

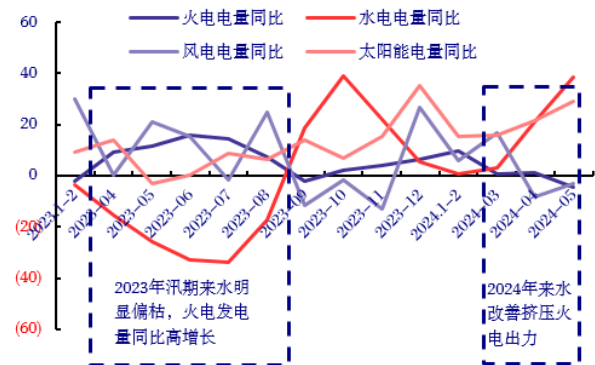
水电、新能源共同挤压火电出力空间，预计今年火电发电量同比持平。2024年1-5月全社会用电量38370亿千瓦时，同比增长8.6%，中电联预计全年用电量同比增长6%左右。分电源来看，今年受厄尔尼诺气候影响来水改善趋势明确，5月水电发电量同比增长38.6%，考虑到去年低基数效应，预计迎峰度夏期间将维持每月同比20%以上的高增长；2023年新能源新增装机接近300GW，全年风电、光伏发电量有望同比增长20%以上。水电、新能源共同挤压火电出力空间，我们预计今年火电发电量同比持平。

图24：全社会用电量及同比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

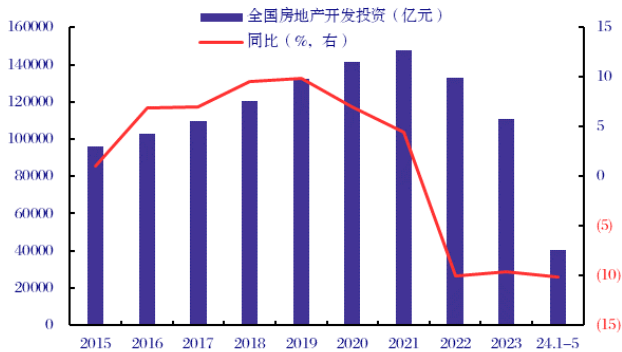
图25：当月各电源发电量同比 (%)



资料来源：wind，中国银河证券研究院

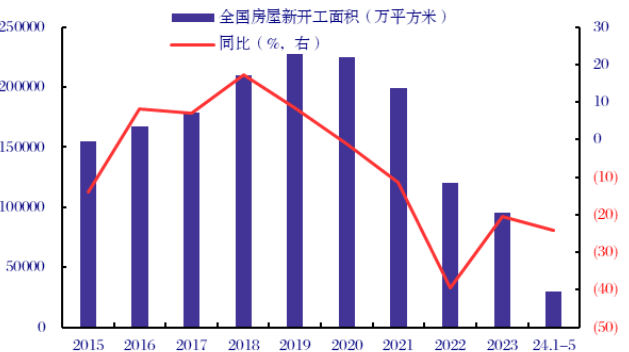
2024年以来房地产累计投资及累计新开工面积持续下滑，预计地产相关行业动力煤需求承压。地产需求方面，近年来受到经济增长下滑、城市化进程趋缓、稳杠杆等调控政策的多重影响下，2019年以来全国房地产累计投资以及累计新开工面积增速进入下行通道，至2022年均进入负增长区间。2022年、2023年、2024年1-5月，全国房地产开发投资额同比分别下降10%、9.6%、10.1%，全国房屋新开工面积同比分别下降39.4%、20.4%、24.2%。我们预计2024年房地产行业将继续调整，建材等地产相关行业动力煤需求持续承压。

图26：全国房地产开发投资及同比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图27：全国房屋新开工面积及同比

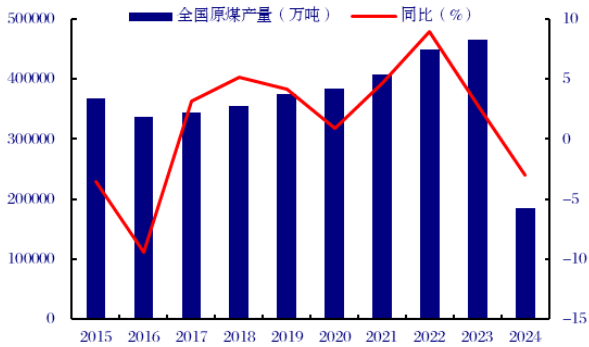


资料来源：wind，中国银河证券研究院

原煤产量降幅有望逐步收窄，煤炭生产总体将保持较高水平。受到安监压力增大的影响，山西原煤产量下降较为明显，2024年1-5月原煤产量同比下降15.0%。虽然其余三大产区产量均保持增长，2024年1-5月内蒙古、陕西、新疆规模以上原煤产量同比分别增长2.7%、1.4%和6.6%，但难抵山西请务必阅读正文最后的中国银河证券股份有限公司免责声明。

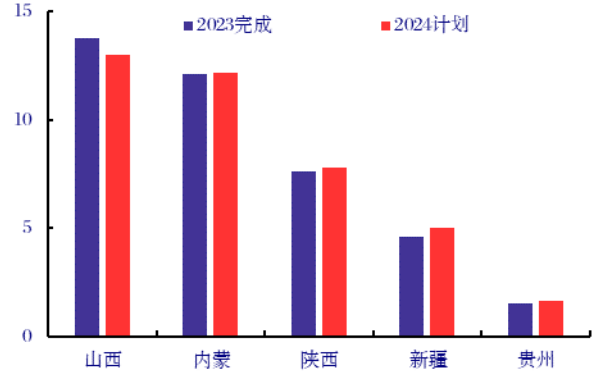
一省的下降量。因此 2024 年 1-5 月全国原煤产量同比仍然下降 3.0%。5 月 14 日山西省印发《全省煤矿企业安全生产和提质增效实施方案》，要求切实做好煤矿安全生产和提质增效各项工作，多措并举推进煤炭提质增效，为稳定全省经济大盘和保障国家能源安全做出贡献。主要提产措施包括加快煤矿生产许可证发放，逐步放开煤矿夜班生产，并鼓励符合要求的煤矿释放核定产能的 110%。根据中国煤炭运销协会 5 月 27 日发布的预测，后期我国煤炭产量同比降幅将继续收窄，煤炭生产总体将保持较高水平。

图28: 全国原煤产量及同比 (右)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

图29: 全国五大煤炭主产区 2023 年产量及 2024 年计划 (亿吨)



资料来源: 煤炭宝, 中国银河证券研究院

今年全国煤炭供给增速高于需求增速，整体供需较为宽松。(1) 供给端：国内供给方面，虽然 1-5 月煤炭产量下降，但后期降幅有望收窄，在国家能源局《2024 年能源工作指导意见》明确提出煤炭稳产增产的背景下，预计全年总产量小幅增加 5000 万吨左右；进口方面，前 1-5 月进口煤高速增长，预计全年进口煤将延续高速增长趋势，全年有望新增 5000 万吨以上。总供给方面，预计全年新增 1 亿吨原煤，同比增长 2% 左右。(2) 需求端：受到水电来水改善、新能源挤压出力的背景下，预计全年火电发电量及电煤需求同比持平；非电需求方面，由于经济复苏趋势偏弱，预计工业领域需求增速 3.4% 左右。总需求增速预计在 1.2% 左右；(3) 库存方面，虽然目前即将进入迎峰度夏带来的动力煤消费旺季，但目前港口及电厂高库存将明显抑制后续煤价反弹空间。

表2: 2024 年全国煤炭供需增速预测 (亿吨)

	2023 实际	2024 增量	2024 预测	增速
国产煤 (原煤)	46.6	0.5	47.1	1.1%
进口煤 (原煤)	4.7	0.5	5.2	10.6%
总供给 (原煤)	51.3	1	52.3	2.0%
电力用煤 (动力煤)	25.7	0	25.7	0.0%
非电用煤 (动力煤)	14.7	0.5	15.2	3.4%
总需求 (动力煤)	40.4	0.5	40.9	1.2%

资料来源: wind, 中国银河证券研究院

市场煤价进入下行通道。今年以来市场煤价呈现波动下跌趋势，年初至 7 月 8 日，秦皇岛 5500 大卡动力煤市场均价 873 元/吨，较去年同期均价下跌 14%，截至 7 月 8 日，秦皇岛 5500 大卡动力煤市场价 848 元/吨，较去年同期下跌 0.5%，当前市场煤价处于十四五以来较低水平。长期来看“双碳”能源转型推动煤炭供需进一步宽松，煤价将进入长期下行通道。

图30: 秦皇岛 5500 大卡动力煤市场价 (元/吨)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

(二) 收入结构变革, 稳定性持续提升; 火电板块估值重塑可期

全国范围煤电容量电价实施, 电价机制改革进一步深化。国家发改委、国家能源局印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》。《通知》明确了政策实施范围、容量电价水平、容量电费分摊机制与容量电费考核机制, 自 2024 年 1 月 1 日起实施。2022 年以来, 山东、甘肃、云南等省份已制定煤电容量电价政策。本次《通知》标志着全国范围煤电容量电价政策落地, 电价机制改革进一步深化, 为承载更大规模的新能源提供有力支撑, 是更好促进能源绿色低碳转型的必然要求。

2024-2025 年多数省份补偿比例 30%, 2026 年起提升至不低于 50%。《通知》明确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, 煤电机组固定全国统一为每年每千瓦 330 元。2024-2025 年多数地方补偿比例为 30% 左右, 部分煤电功能转型较快的地方 (四川、云南等 7 省) 为 50% 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%。按照目前煤电装机 11.7 亿千瓦、2023 年煤电利用小时 4685 小时、补偿标准 30% 测算, 每年煤电容量补偿总规模 1170 亿元, 对应度电盈利增厚 0.021 元。

表3: 《关于建立煤电容量电价机制的通知》

主要内容	
政策实施范围	煤电容量电价机制适用于合规在运的公用煤电机组。
容量电价水平	补偿比例按照一定比例的固定成本确定, 2024-2025 年多数省份补偿比例 30% 左右, 部分省份 50% 左右; 2026 年起各省补偿比例不低于 50%。煤电机组固定成本实行全国统一标准, 为每年每千瓦 330 元。
电费分摊机制	煤电容量电费纳入系统运行费用, 每月由工商业用户按当月用电量比例分摊。
电费考核机制	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%。

资料来源: 国家发改委, 中国银河证券研究院

容量电价提升煤电盈利, 兼具确定性与持续性。容量电价以装机为基准, 补偿火电运营过程中的固定成本, 具有高度确定性、长期持续性的特点。根据敏感性测算, 电力央企与火电占比高的企业受益最明显。考虑到各省容量补偿力度不同, 在当前补偿水平下, 华能国际每年将增厚利润 100 亿元左右, 华电国际、大唐发电将分别增厚利润 50 亿元左右。虽然电量电价可能小幅松动, 煤电总体价格略有下降, 但容量电价出台改善电价结构, 其相对固定的补偿标准也将增强火电企业盈利稳定性。考虑到 2024-2025 年火电年均新增装机 80GW, 火电企业盈利稳定性、利润增长确定性强。

表4: 容量电价与电量电价变化对盈利的影响

公司	煤电装机 GW	容量补偿 亿元	煤电发电量 亿千瓦时	基准价 元/千瓦时	影响业绩/亿元		影响业绩/亿元		业绩弹性
					电量电价上浮		容量补偿+电量电价上浮		容量补偿+电量电价上浮
					上浮 20%下滑至 上浮 15%	上浮 20%下滑至 上浮 12%	上浮 20%下滑至上浮 12%	上浮 20%下滑至上浮 12%	
华能国际	93.3	100.8	3,758	0.37	-69.5	-111.2	-10.5	-0.8%	
国电电力	71.8	72.5	3,710	0.37	-68.6	-109.8	-37.3	-3.5%	
华电国际	46.9	53.9	1,972	0.37	-36.5	-58.4	-4.4	-0.9%	
大唐发电	45.6	46.5	1,925	0.37	-35.6	-57.0	-10.5	-1.5%	
浙能电力	30.9	30.9	1,532	0.415	-31.8	-50.9	-20.0	-2.2%	
粤电力 A	19.9	19.9	956	0.453	-21.7	-34.6	-14.7	-5.6%	
江苏国信	12.9	12.9	646	0.391	-12.6	-20.2	-7.3	-2.4%	
内蒙华电	11.4	11.4	573	0.283	-8.1	-13.0	-1.6	-0.5%	

资料来源: wind, 中国银河证券研究院

辅助服务价格机制进一步规范。2024年2月, 国家发改委、国家能源局发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》, 科学确定辅助服务市场需求, 合理设置有偿辅助服务品种, 规范辅助服务计价等市场规则。主要内容包括: 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。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。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。

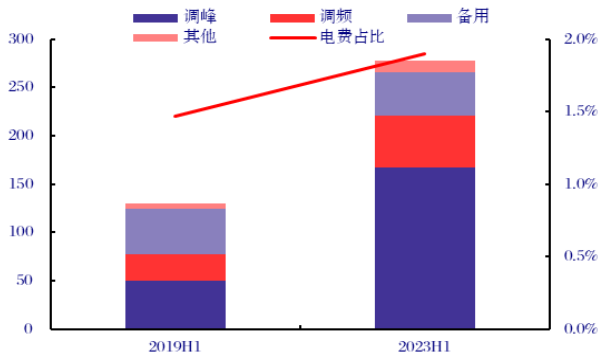
表5: 《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》主要内容

辅助服务品种	交易机制	价格上限
调峰	电力现货市场连续运行的地区, 完善现货市场规则, 适当放宽市场限价, 引导实现调峰功能。电力现货市场未连续运行的地区, 原则上风电、光伏发电机组不作为调峰服务提供主体, 研究适时推动水电机组参与有偿调峰。	原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价。
调频	原则上采用基于调频里程的单一制价格机制。	原则上性能系数最大不超过2, 调频里程出清价格上限不超过每千瓦0.015元。
备用	原则上采用基于中标容量和时间的单一制价格机制。	原则上备用服务价格上限不超过当地电能量市场价格上限。

资料来源: 国家能源局, 中国银河证券研究院

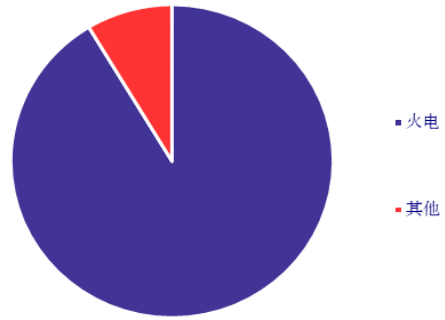
辅助服务市场规模增长迅速, 但距离国际水平仍有较大提升空间。根据国家能源局新闻发布会, 2023年上半年, 参与电力辅助服务的装机约20亿千瓦, 占总装机74%; 上半年全国电力辅助服务费用共278亿元, 占上网电费1.9%, 其中火电企业获得补偿254亿元, 占比91.4%。据此测算, 2019年上半年-2023年上半年, 辅助服务市场规模年复合增速达到21%, 占上网电费比重年均提升0.1pct。虽然辅助服务市场规模增长迅速, 占上网电费1.9%, 但距离国际水平3%以上仍有较大提升空间, 并且未来随着新能源占比提升还将不断增加。目前国家能源局正在起草《关于优化电力辅助服务分担共享机制 推动用户侧资源参与系统调节的通知》, 以市场化机制调动工商业可中断负荷、负荷聚合商、虚拟电厂、新型储能等用户侧资源参与电力辅助服务市场; 启动编制电力辅助服务市场基本规则, 促进全国统一电力市场体系和能源绿色低碳转型。

图31: 辅助服务市场规模 (亿元)



资料来源: 国家能源局, 中国银河证券研究院

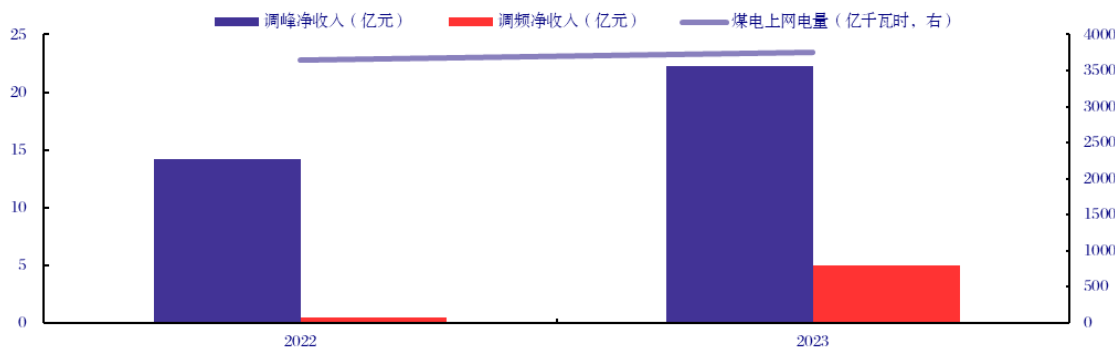
图32: 辅助服务收益结构



资料来源: 国家能源局, 中国银河证券研究院

火电公司辅助服务收入增长趋势明显。以华能国际为例, 2023年实现辅助服务净收入 27.18 亿元 (其中调峰净收入 22.23 亿元, 调频净收入 4.95 亿元), 同比增长 84.5%。考虑到煤电发电量同比变化不大, 且风光发电量大幅增长带来辅助服务支出增长, 因此煤电辅助服务收入大幅增长。

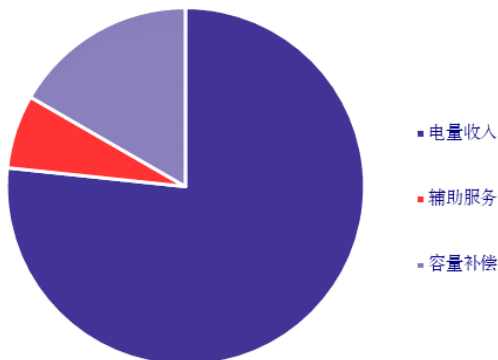
图33: 华能国际辅助服务收入



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

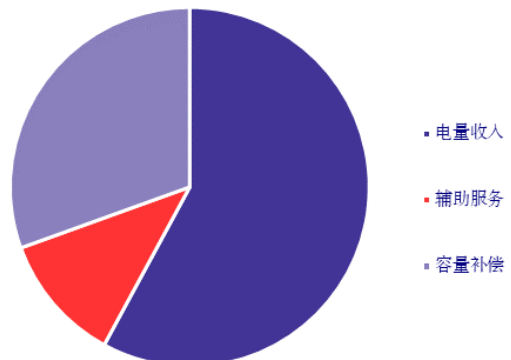
电改促火电业绩稳定性提升。煤电固定运营成本主要包括折旧、运维、财务费用等; 其收入主要来自电能量 (点火价差)、容量补偿以及辅助服务。目前煤电收入以电能量电价为为主, 占比在 75% 以上, 因此盈利能力受煤价影响大, 周期属性强。随着电改推进, 煤电调峰、调频等调节性价值持续提升, 带动容量补偿、辅助服务收入占比提升。我们测算, 至 2030 年煤电将有 50% 左右收入来自边际成本低、稳定性高的容量补偿和辅助服务, 其或将成为煤电主要且稳定的利润来源, 煤电公用事业属性将显著提升。

图34: 当前煤电收入构成



资料来源: 国家能源局, 中国银河证券研究院

图35: 2030年煤电收入构成展望



资料来源: 中国银河证券研究院预测

煤电公用事业属性将显著提升。以煤电为例，其固定运营成本主要包括折旧、运维、财务费用等；其收入主要来自电能量（点火价差）、容量补偿以及辅助服务。预计 2025 年，煤电利用小时数将由目前 4600 小时下滑至 4000-4200 小时，容量补偿比例在 30-50%，辅助服务度电收入 0.01 元，据此测算，单位 GW 煤电每年利润总额可达 0.8-1.7 亿元左右。随着火电利用小时数不断走低，容量补偿和辅助服务比例有望进一步提升，增强煤电盈利稳定性，我们测算 2030 年单位 GW 煤电每年利润总额可达 1.2-2.5 亿元左右。

表6: 单位 GW 煤电盈利能力预测

	2025		2030	
	保守	乐观	保守	乐观
固定运营成本	33000 万元	33000 万元	33000 万元	33000 万元
利用小时	4000 小时	4200 小时	3500 小时	4000 小时
发电量	40 亿千瓦时	42 亿千瓦时	35 亿千瓦时	40 亿千瓦时
点火价差	0.1 元/千瓦时	0.1 元/千瓦时	0.1 元/千瓦时	0.1 元/千瓦时
电量收入	40000 万元	42000 万元	35000 万元	40000 万元
容量补偿比例	30%	50%	50%	70%
容量补偿收入	10000 万元	16500 万元	16500 万元	23000 万元
辅助服务返还	0.01 元/千瓦时	0.01 元/千瓦时	0.02 元/千瓦时	0.02 元/千瓦时
辅助服务收入	4000 万元	4200 万元	7000 万元	8000 万元
毛利润	21000 万元	29700 万元	25500 万元	38000 万元
期间费用	13000 万元	13000 万元	13000 万元	13000 万元
利润总额	8000 万元	16700 万元	12500 万元	25000 万元

资料来源: 国家能源局, 中国银河证券研究院

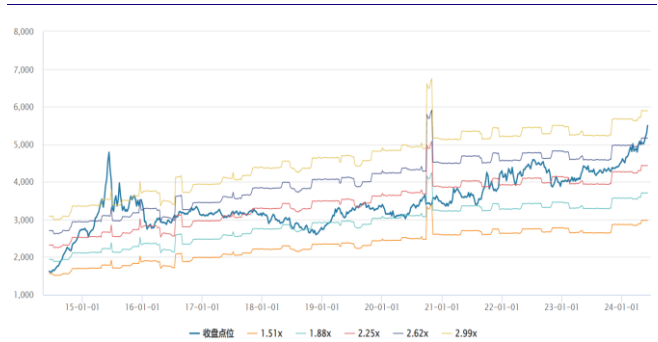
火电业绩转向稳定, 估值修复空间大。过去 10 年间, 火电板块 PB 均值为 1.14x, 水电板块 PB 均值为 2.25x, 火电估值相对水电低 49%。长期电改将推动业绩从强周期性转向高度稳定性, 且在发展新能源方面具有消纳优势, 估值有望迎来重估, 相对水电估值修复空间大。

图36: 过往 10 年火电板块 PB 走势



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

图37: 过往 10 年水电板块 PB 走势

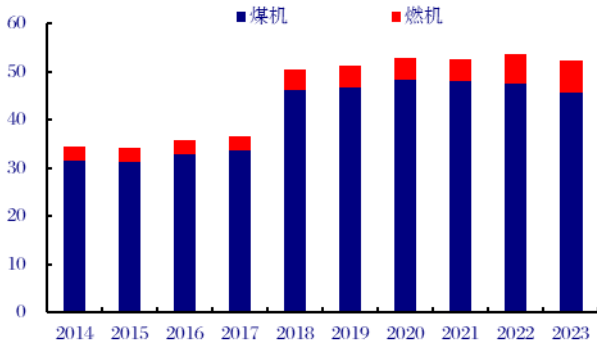


资料来源: wind, 中国银河证券研究院

(三) 公司火电盈利修复空间大, 预计 2024 年火电利润总额增加近 20 亿元

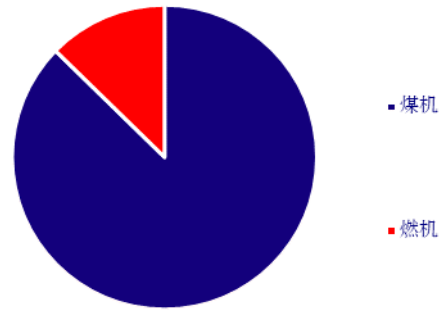
公司火电装机规模稳定, 煤机占比接近 90%。回顾近 10 年公司火电装机变化趋势, 2018 年火电装机大幅增加 13.8GW, 主要是由于公司 2017 年拟收购大唐集团河北公司 100% 股权、黑龙江公司 100% 股权以及安徽公司 100% 股权, 并于 2018 年 4 月完成交割。2018 年后公司重点发展清洁能源, 火电装机容量基本保持稳定。截至 2023 年末, 火电装机容量 52.25GW, 其中煤机 45.62GW、燃机 6.63GW, 煤机占比 87.3%。火电装机在京津冀、东南沿海区域最为集中。

图38: 公司历年火电装机 (GW)



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

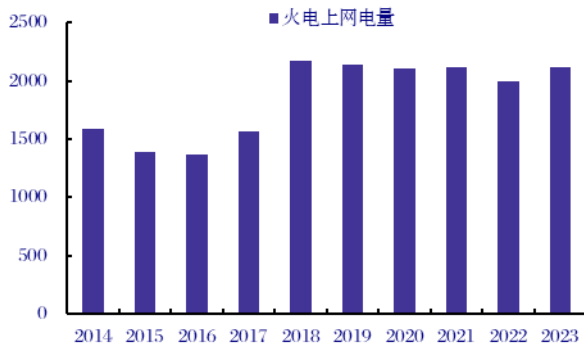
图39: 2023年公司火电装机结构



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

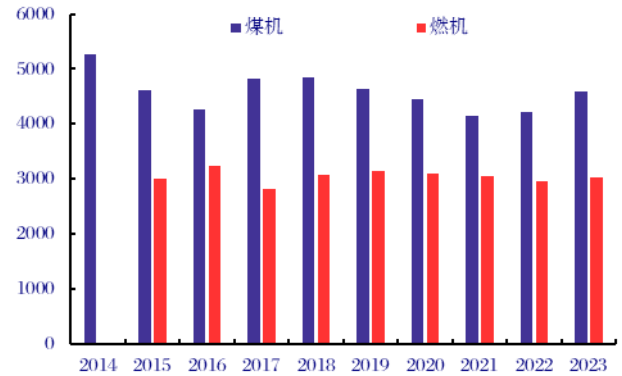
公司火电年上网电量在 2100 亿千瓦时左右。2018 年以来公司火电上网电量波动幅度较小, 除去 2022 年受到疫情影响、用电需求放缓, 导致火电上网电量下降, 其余年份火电上网电量在 2100 亿千瓦时左右。利用小时数方面, 虽然十四五以来新能源装机大幅增长, 但由于水电出力逐年偏枯, 因此煤机仍然发挥重要支撑作用, 利用小时数有明显回升趋势, 2023 年达到 4599 小时并回到 2019 年水平。燃机作为调峰电源, 每年利用小时数稳定在 3000 左右。

图40: 公司历年火电上网电量 (亿千瓦时)



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

图41: 公司历年火电利用小时数



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

2022-2023 年公司火电盈利大幅提升, 后续仍有较大修复空间。回顾近 10 年公司火电业务盈利能力, 受到煤价、电价影响大。2022-2023 年, 受益于上网电价上浮 20% 以及煤炭价格大幅下行, 火电板块毛利率分别提升 11.3pct 和 7.3pct, 至 2023 年火电板块毛利率回升至 8.5%。考虑到近 10 年公司火电业务毛利率均值为 14.3%, 后续盈利能力仍有较大修复空间。

图42: 公司历年火电上网电价与毛利率



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

表7: 公司历年火电经营业绩

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	10年平均
上网电价(不含税,元/千瓦时)	0.362	0.359	0.330	0.321	0.331	0.339	0.339	0.357	0.434	0.437	0.361
度电营业成本(元)	0.255	0.241	0.242	0.281	0.287	0.291	0.290	0.393	0.429	0.400	0.311
度电毛利(元)	0.107	0.118	0.088	0.041	0.044	0.048	0.049	(0.036)	0.005	0.037	0.050
火电业务毛利率	29.5%	32.9%	26.7%	12.7%	13.2%	14.2%	14.5%	-10.1%	1.2%	8.5%	14.3%
度电利润总额(煤电,元)								(0.082)	(0.033)	(0.001)	
度电利润总额(气电,元)								0.033	-0.006	0.020	

资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

燃料成本下行, 公司火电盈利有望提升。我们预计 2024 公司火电上网电量同比增长 3% 左右, 火电平均上网电价(含容量电价) 同比下跌 3% 左右; 假设火电度电燃料成本及度电营业成本分别下跌 0.015 元、0.02 元、0.025 元。我们测算在 2024 年火电上网电价下降 3% (0.013 元/千瓦时), 燃料成本下降 6% (0.02 元/千瓦时) 的情景下, 火电业务利润总额将增加 670% (17.6 亿元) 至 20.1 亿元。

表8: 公司火电业务敏感性分析

	2023	2024 (悲观)	2024 (中性)	2024 (乐观)
火电上网电量(亿千瓦时)	2117.61	2181.14	2181.14	2181.14
火电营收(亿元)	925.81	924.98	924.98	924.98
火电电价(不含税,元/千瓦时)	0.437	0.424	0.424	0.424
火电营业成本(亿元)	847.09	828.83	807.02	785.21
火电度电营业成本(元/千瓦时)	0.400	0.385	0.380	0.375
火电毛利(亿元)	78.72	85.24	96.14	107.05
火电毛利增加(亿元)		6.52	17.42	28.33
火电度电毛利(元/千瓦时)	0.037	0.039	0.044	0.049
火电毛利率	8.5%	9.2%	10.4%	11.6%
火电毛利率增加		0.7%	1.9%	3.1%
火电利润总额(亿元)	2.59	9.24	20.14	31.05
火电度电利润总额(元/千瓦时)	0.001	0.004	0.009	0.014

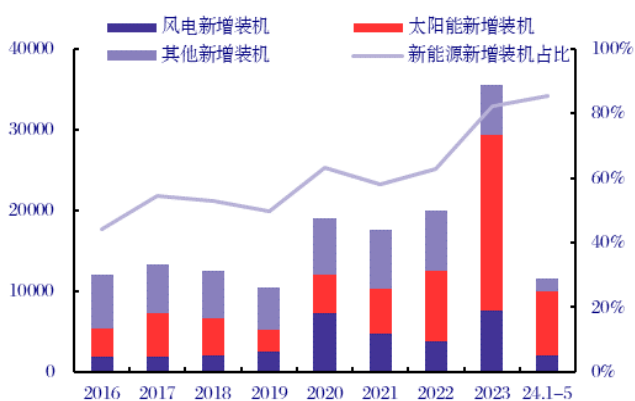
资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

三、新能源：公司绿色转型步伐加快，储备项目支撑长期成长空间

（一）市场化加速，短期电价承压不改长期装机空间大

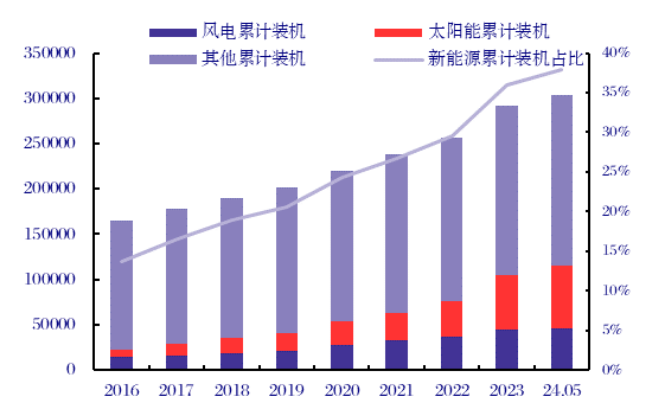
新能源逐渐成为新增装机主力，2024年1-5月新能源新增装机占比超过85%。“双碳”目标驱动能源清洁化转型，新能源在新增装机及累计装机的比重稳中有升。2024年1-5月新能源新增装机总共98.9GW，同比+27%，占据同期新增装机的85.5%；截至2024年5月，新能源累计装机达到1152GW，占同期累计装机的37.9%。展望十四五后续年份，上游产业链价格仍处于下行通道，此外新能源消纳红线放宽至90%，支撑新能源装机持续高速增长。我们预计2024、2025年新能源新增装机均为330GW，至2025年末新能源累计装机量将超过17亿千瓦（1700GW）。

图43：全国新增装机结构（万千瓦）及新增装机占比（右）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

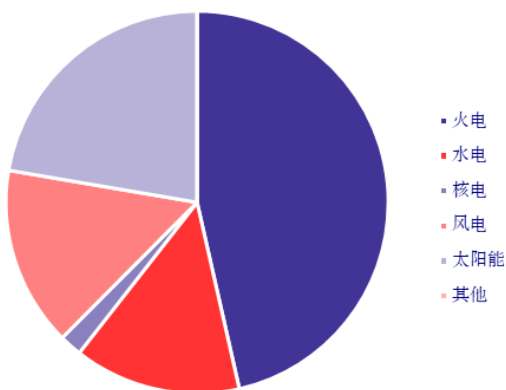
图44：全国累计装机结构（万千瓦）及累计装机占比（右）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

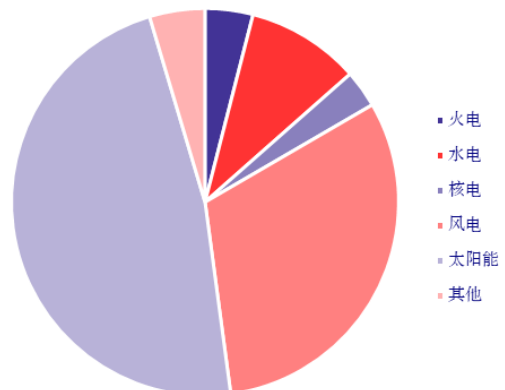
“双碳”目标驱动能源转型，长期来看风光将成为主力电源。截至2024年5月，风电、太阳能累计装机4.61/6.91亿千瓦，同比+20.5%/+52.2%，占总装机比重15.2%/22.7%。新能源累计装机合计11.52亿千瓦，占总装机37.9%。产业链降本刺激装机需求，能源转型打开长期增长空间，我们预计2025年、2030年风光累计装机将超过17亿千瓦、30亿千瓦。根据全球能源互联网发展合作组织的预测，到2060年我国发电装机容量将达到80亿千瓦，其中清洁能源装机76.8亿千瓦，占比96%；2060年风电和太阳能装机分别达到25亿千瓦和38亿千瓦，风光装机占比接近80%，发电量占比接近70%。

图45：2024年5月我国电源装机结构



资料来源：wind，中国银河证券研究院

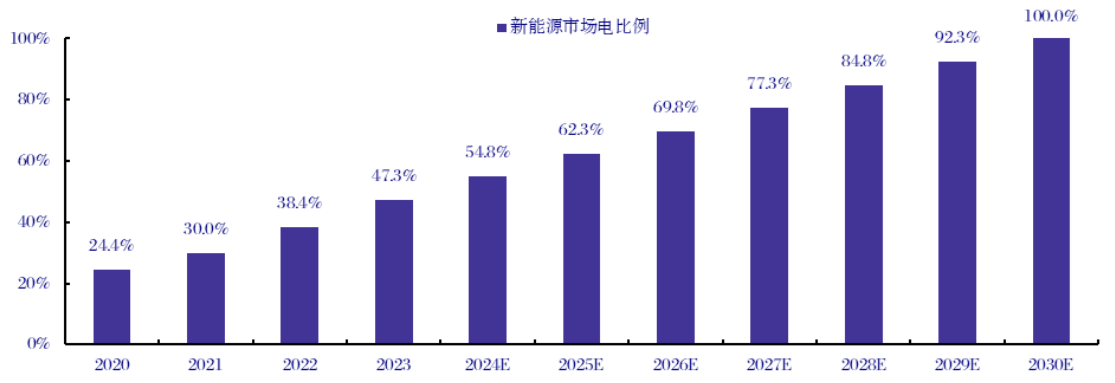
图46：2060年我国电源装机结构预测



资料来源：全球能源互联网，中国银河证券研究院

2023年新能源市场电比例接近50%，预计2030年全面参与市场。近年来新能源逐步进入电力市场，2023年市场化交易电量6845亿千瓦时，占新能源总发电量的47.3%。2022年1月国家发改委、国家能源局《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》提出2030年新能源全面参与市场交易；2023年10月国家发改委、国家能源局《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》进一步明确加快放开各类电源参与电力现货市场，按照2030年新能源全面参与市场交易的时间节点，现货试点地区结合实际制定分步实施方案。

图47：新能源市场化电量占比



资料来源：中电联，国家能源局，中国银河证券研究院

2024年新能源市场电比例将进一步提高。以新能源装机容量和发电量占比较大的蒙西、新疆和宁夏电网为例，2024年优先发电计划电量或对应利用小时数保持了2023年的下降趋势，新能源项目“保量保价”部分电量进一步缩减，更高比例的电量被要求参与电力市场。

表9：蒙西、新疆和宁夏电网风电和光伏优先发电量利用小时

电网	2024年	2023年	2022年
蒙西	初步安排常规风电“保量保价”优先发电电量53亿千瓦时(折算利用小时数300小时)、特许权项目28亿千瓦时(折算利用小时数2000小时)，由电网企业按照蒙西地区燃煤基准价收购；低价项目2000小时以内电量按照竞价价格执行。 初步安排常规光伏“保量保价”优先发电计划电量16亿千瓦时(折算利用小时数250小时)，领跑者项目26亿千瓦时(折算利用小时数1500小时)，由电网企业按照蒙西地区燃煤基准价收购；低价项目1500小时以内电量按照竞价价格执行。	初步安排常规风电“保量保价”优先发电计划小时数550小时、特许权项目2000小时，按照蒙西地区燃煤基准价结算；低价项目2000小时以内电量按照竞价价格结算。 初步安排常规光伏“保量保价”优先发电计划小时数450小时，领跑者项目1500小时，按照蒙西地区燃煤基准价结算；低价项目1500小时以内电量按照竞价价格结算。	初步安排常规风电“保量保价”优先发电计划小时数1100小时、特许权项目2000小时，按照蒙西地区燃煤基准价结算；竞价价格低于蒙西地区燃煤基准价的风电项目，2000小时以内电量按照竞价价格结算。 初步安排常规光伏“保量保价”优先发电计划小时数900小时，领跑者项目1500小时，按照蒙西地区燃煤基准价结算；竞价价格低于蒙西地区燃煤基准价的光伏发电项目，1500小时以内电量按照竞价价格结算。
新疆	风电机组安排优先发电计划148.82亿千瓦时。太阳能发电机组安排优先发电计划72.57亿千瓦时。	风电机组安排优先发电计划178.21亿千瓦时。太阳能发电机组安排优先发电计划109.08亿千瓦时。	风电机组安排优先发电计划79.34亿千瓦时。太阳能发电机组安排优先发电计划56.71亿千瓦时。
宁夏	风电、光伏优先发电计划55.35亿千瓦时	风电、光伏优先发电计划58.75亿千瓦时(占风电和光伏发电当年总发电量的10%)	风电、光伏优先发电计划75亿千瓦时(占风电和光伏发电当年总发电量的15%)

资料来源：落基山研究所，中国银河证券研究院

2024年新能源中长期电价面临下降风险。根据部分省份2024年电力交易方案，宁夏、云南、甘肃、广西等省份新能源中长期电价均有不同幅度下降。其中三北地区的宁夏、甘肃两省新能源装机占比高，2023年末均已超过50%，新能源消纳压力较大，因此中长期电价下行幅度更大。全国范围来看，2023年新能源装机高速增长导致2024年风电、光伏利用率下降，部分地区或部分时段电力供需明显过剩，因此我们预计多数省份2024年新能源中长期电价将下降。

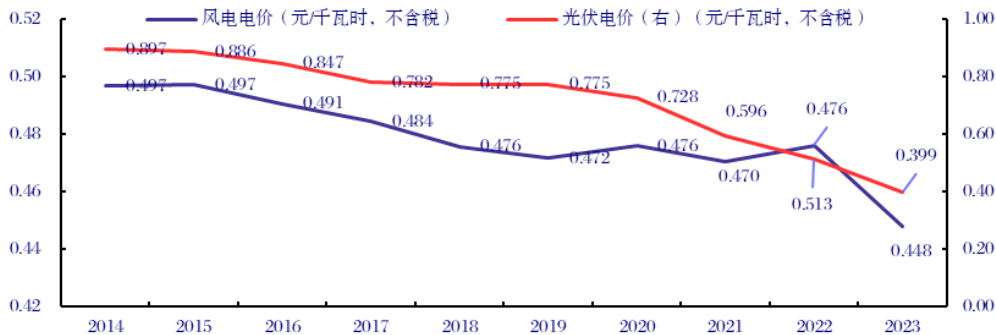
表10: 2024年部分省份新能源市场化交易政策

省份	煤电基准价 (元/千瓦时)	2024年新能源市场化交易政策	电价下降 (元/千瓦时)
宁夏	0.2595	优先部分执行 0.2595 元/千瓦时, 超过 87% 参与交易, 最高 0.182 元/千瓦时。	约 0.068
黑龙江	0.3723	平价/低价风光项目保障性小时按 1950/1300 小时确定, 剩余电量及其他类型风光项目全部进入市场交易。	—
云南	0.3358	35-45% 电量参与交易, 交易价约 0.15-0.27 元/千瓦时。	超 0.03
青海	0.2277	年度交易合约量不低于市场化总量的 80%, 谷电价在平电价基础上上浮不低于 20%。	—
甘肃	0.3078	全部参与交易, 交易电价不高于 0.1539 元/千瓦时。	超 0.15
广西	0.4207	500 小时以内按 0.4207 元/千瓦时结算, 其余按 0.38 元/千瓦时结算。	约 0.025
河南	0.3779	除光伏扶贫项目以外, 风光电量按不高于基准电价参与交易。	—
内蒙古	0.2829 (蒙西) 0.3035 (蒙东)	领跑者、低价光伏按 1500 小时, 常规光伏按 250 小时按基准价 (竞价) 结算, 超出部分参与市场化交易。	—

资料来源: 智汇光伏, 中国银河证券研究院

以大唐发电为例, 公司新能源上网电价呈下行趋势。受到市场化电价下降、以及平价项目占比增加等影响, 公司新能源项目上网电价整体呈下行趋势, 2023 年公司风电、光伏上网电价 (不含税) 分别为 0.448 元/千瓦时和 0.399 元/千瓦时, 同比分别下降 5.9% 和 22.1%; 近 10 年来, 公司风电、光伏上网电价 (不含税) 累计分别下降 9.9% 和 55.5%。

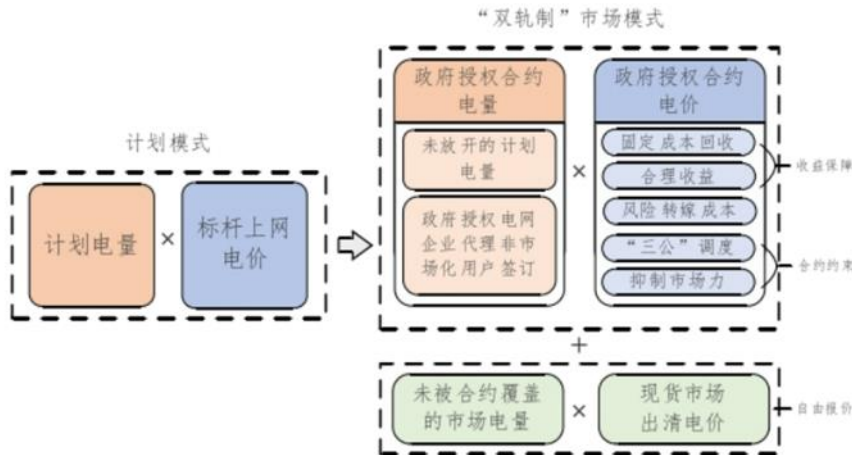
图48: 公司历年新能源上网电价



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

政府授权合约有望得到推广, 稳定电价预期。2024 年广西推出政府授权合约, 根据国家能源局南方监管局印发的《2024 年广西电力市场交易实施方案》, 集中式风电、光伏发电企业执行政府授权合约机制, 政府授权合约价格为 0.38 元/千瓦时。随着现货市场在全国范围内不断铺开, 政府授权合约制度有望得到推广。以政府授权合约实现政府定价部分电量与市场的衔接, 并实现对市场化电量的价格调控, 保证新能源企业合理收益。

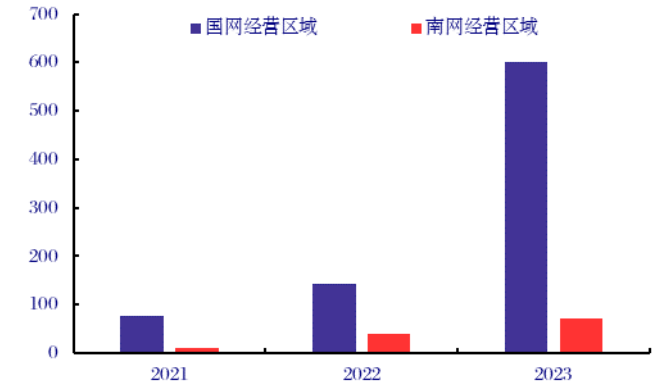
图49: 政府授权合约的基本内涵与政策目标



资料来源: 徐程炜《适应现货市场过渡的政府授权合约分解方法与财务表现分析》, 中国银河证券研究院

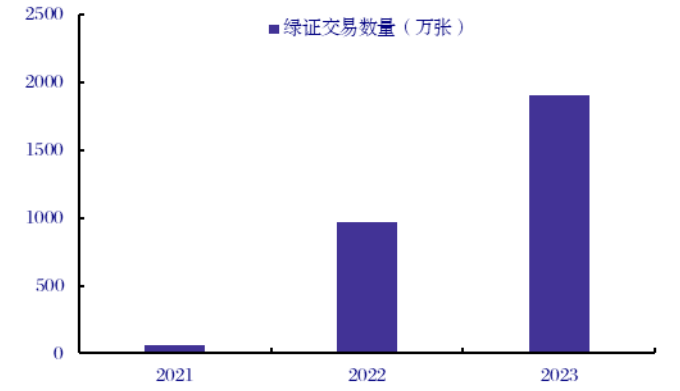
绿电、绿证交易规模快速增长，新能源持续兑现环境价值。十四五以来，国家级绿电、绿证交易支持政策不断出台，交易规模快速增长。2021-2023年，全国绿电+绿证交易规模分别为93亿千瓦时、278亿千瓦时、862亿千瓦时，其中2022、2023年同比增速均在200%左右。考虑到2023年全国新能源发电量1.45万亿千瓦时，绿电+绿证覆盖比例仍不足6%。目前由于绿色环境价值体系待完善、跨区域绿电交易规模有限、交易规则待健全、绿电绿证和碳市场衔接等原因，绿电和绿证交易规模受限。我们预计绿电、绿证交易规模仍有较大增长空间，有助于新能源项目兑现环境价值。

图50：十四五以来绿电交易量（亿千瓦时）



资料来源：北京电力交易中心，中国银河证券研究院

图51：十四五以来绿证交易（万张）

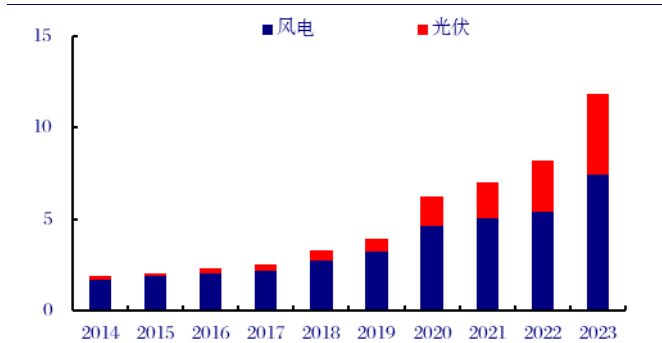


资料来源：北京电力交易中心，中国银河证券研究院。备注：2023年仅包含北京电力交易中心成交数据

（二）公司绿色转型步伐加快，预计2024-2025年新能源新增6GW、8GW

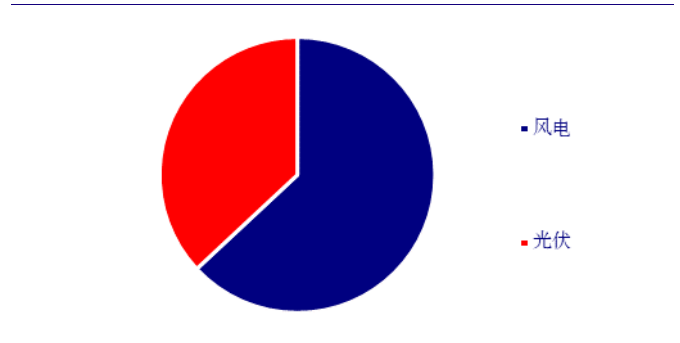
公司绿色转型步伐加快，十四五以来新能源装机复合增速24%。公司大力推进低碳清洁能源转型，截至2023年末公司风电、光伏装机分别为7.46GW、4.37GW，十四五以来复合增速分别为17.2%、40.4%，新能源总装机11.83GW，十四五以来复合增速24%。国资委提出2025年央企可再生能源发电装机比重达到50%以上，在此目标下，公司提出十四五新增新能源30GW。考虑到公司目前煤电装机占比仍然较高，响应集团及国资委能源转型要求的积极性强。随着风电、光伏上游价格下降，我们预计新能源建设进入加速期，2024-2025年新增装机分别为6GW、8GW，同比分别增长64%、33%。

图52：公司历年新能源装机（GW）



资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

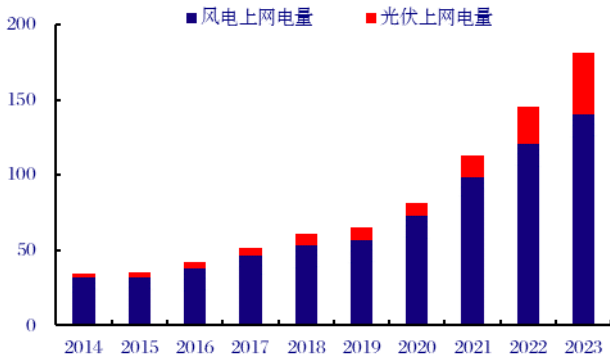
图53：2023年公司新能源装机结构



资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

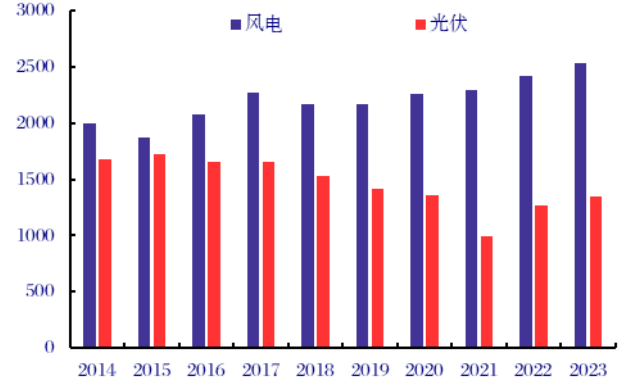
装机增长推动发电量增长，公司十四五以来新能源发电量复合增速30%。2023年公司新能源上网电量181.1亿千瓦时，十四五以来复合增速30.4%；其中风电、光伏上网电量分别为140.8亿千瓦时、40.3亿千瓦时，十四五以来复合增速分别为24.7%、64.8%。新能源利用小时数主要与风光资源和限电率等因素相关，2023年公司风电和光伏项目利用小时数分别为2533小时和1342小时，高于全国同期308小时和56小时。

图54: 公司历年新能源上网电量 (亿千瓦时)



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

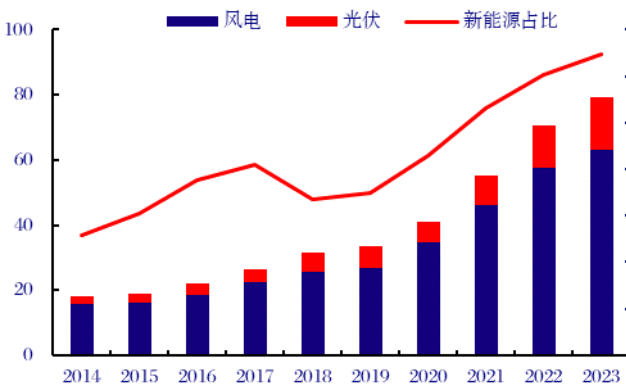
图55: 公司历年新能源利用小时



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

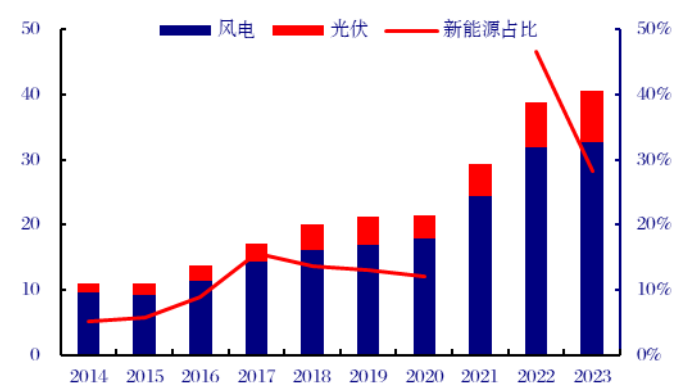
公司新能源业务营收、盈利持续提升。随着新能源装机增长以及发电量增长, 公司新能源业务占比持续提升, 2023年新能源业务营收 79.14 亿元, 占比 6.5%, 十四五以来复合增速 24.4%; 2023年新能源业务毛利 40.56 亿元, 占比 28.2%, 十四五以来复合增速 23.6%。2023年新能源业务利润总额 30.36 亿元, 占比 54.5%。

图56: 公司历年新能源营收 (亿元) 及占比 (右)



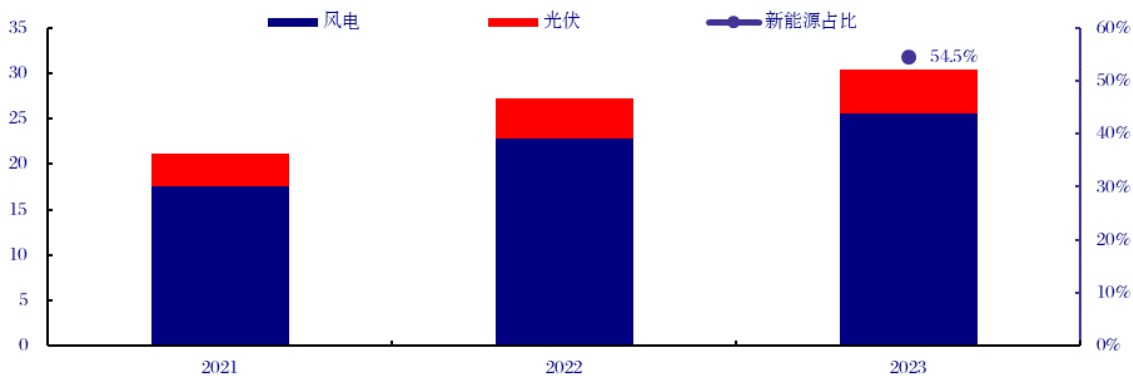
资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

图57: 公司历年新能源毛利 (亿元) 及占比 (右)



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

图58: 公司新能源利润总额 (亿元) 及占比 (右)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

在建新能源项目顺利推进, 多个项目进度超过 80%。截至 2023 年末, 公司在建新能源项目 5.2GW, 其中风电 3.05GW、光伏 2.15GW。在建项目中, 大唐阿拉善基地 400MW 风电项目、河北蔚县阳原光伏项目、和林格尔县羊群沟 50 万千瓦风电项目等多个项目工程进度超过 80%。

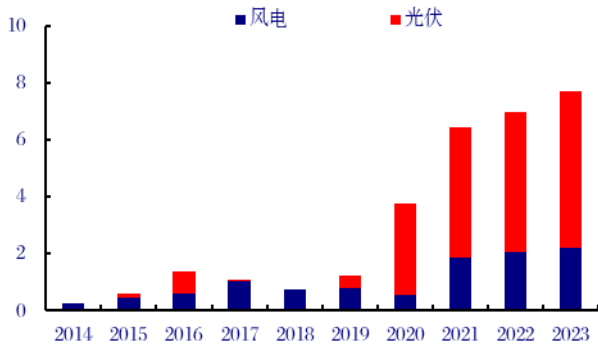
表11: 新能源主要在建项目

项目名称	装机 (万千瓦)	预算数 (亿元)	工程进度
大唐阿拉善基地 400MW 风电项目	40	21.21	94.48%
河北蔚县阳原光伏项目	100	25.84	80.75%
和林格尔县羊群沟 50 万千瓦风电项目	50	18.93	87.04%
清水河县韭菜庄 70 万千瓦风电项目	70	27.39	54.37%
平潭长江澳海上风力发电工程	18.5	29.59	83.99%
内蒙古和林格尔牧光互补 300MW 光伏发电项目	30	12.85	81.06%
大唐哈尔滨宾县二期 150MW 风电项目	15	6.10	77.37%
其他在建项目	196.5		

资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

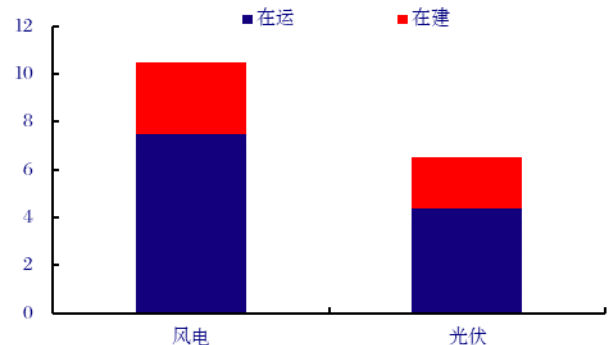
公司储备项目充足, 支撑新能源装机长期成长空间。公司依托传统能源调峰等优势, 多措并举获取新能源项目资源, 近 10 年来累计完成新能源项目核准 30.18GW, 其中风电 10.66GW、光伏 19.52GW; 十四五以来项目获取进度加速, 累计完成新能源项目核准 21.13GW, 其中风电 6.13GW、光伏 15GW。其中公司重点发力大基地项目, 目前公司已经获取大基地项目 5 个, 总装机 6.85GW, 目前托克托 2GW 新能源外送项目、蔚县 1GW 新能源基地项目均已实现首批机组并网。充足的项目资源支撑公司新能源装机长期成长空间。

图59: 公司历年新能源核准装机 (GW)



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

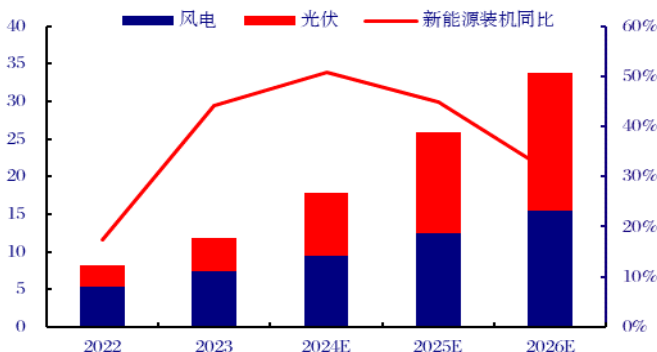
图60: 2023 年公司新能源在建、在运装机 (GW)



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

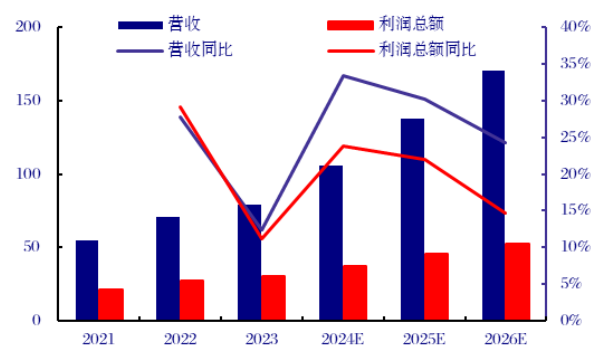
公司新能源营收、利润提升空间大。公司新能源建设进入加速期, 预计 2024、2025、2026 年新增装机分别为 6GW、8GW、8GW。装机增长带动营收、利润提升, 预计 2024、2025、2026 年新能源业务营收分别为 105.59 亿元、137.50 亿元、170.82 亿元, 三年复合增速为 29.2%, 2024、2025、2026 年新能源业务利润总额分别为 37.59 亿元、45.86 亿元、52.61 亿元, 三年复合增速为 20.1%。

图61: 公司新能源装机 (GW) 及同比 (右)



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

图62: 公司新能源营收、利润总额 (亿元) 及同比 (右)



资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

四、盈利预测与估值分析

(一) 盈利预测

(1) 火电：综合考虑在建机组新增及老旧机组淘汰，预计 2024-2026 年装机分别为 5326 万千瓦、5426 万千瓦、5526 万千瓦；能源转型挤压火电出力空间，预计利用小时数（加权平均）分别为 4200 小时、4150 小时、4100 小时；除税电价（含容量电价）均为 0.424 元/千瓦时；燃料成本下行，预计度电成本分别为 0.380 元/千瓦时、0.374 元/千瓦时、0.369 元/千瓦时，同比分别下降 5%、1.5%、1.5%。

(2) 风电：清洁能源转型加速，预计 2024-2026 年装机分别为 946 万千瓦、1246 万千瓦、1746 万千瓦；平价项目及市场化交易电量占比提升，对电价造成一定影响，预计除税电价分别为 0.420 元/千瓦时、0.400 元/千瓦时、0.380 元/千瓦时；产业链上游价格下降，预计度电成本同比分别下降 3%、2%、1%。

(3) 光伏：清洁能源转型加速，预计 2024-2026 年装机分别为 837 万千瓦、1337 万千瓦、1837 万千瓦；平价项目及市场化交易电量占比提升，对电价造成一定影响，预计除税电价分别为 0.350 元/千瓦时、0.330 元/千瓦时、0.310 元/千瓦时；产业链上游价格下降，预计度电成本同比分别下降 5%、4%、3%。

(4) 水电：预计 2024-2026 年装机保持稳定；预计来水逐年改善，利用小时数（加权平均）分别为 3500 小时、3600 小时、3700 小时；水电作为低价电源，市场化交易电价有望上涨，预计除税电价分别为 0.220 元/千瓦时、0.225 元/千瓦时、0.230 元/千瓦时。

(5) 供热及其他：预计 2024-2026 年营收及毛利率基本保持稳定。

表12：大唐发电收入拆分预测（单位：亿元）

项目	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
装机（万千瓦）	5361	5226	5326	5426	5526
利用小时数（加权平均）	3755	4001	4200	4150	4100
上网电量（亿千瓦时）	1994	2118	2216	2231	2245
除税电价（元/千瓦时）	0.434	0.437	0.424	0.424	0.424
收入	865.70	925.81	939.51	945.96	951.95
同比	14.6%	6.9%	1.5%	0.7%	0.6%
度电成本（元/千瓦时）	0.429	0.400	0.380	0.374	0.369
同比	9.3%	-6.7%	-5.0%	-1.5%	-1.5%
成本	855.13	847.09	842.06	835.12	827.80
毛利	10.57	78.72	97.45	110.84	124.14
毛利率	1.2%	8.5%	10.4%	11.7%	13.0%
装机（万千瓦）	542	746	946	1246	1546
利用小时数（加权平均）	2301	2186	2250	2220	2200
上网电量（亿千瓦时）	121	141	190	243	307
除税电价（元/千瓦时）	0.476	0.448	0.420	0.400	0.380
收入	57.50	63.05	79.95	97.32	116.71
同比	24.4%	9.7%	26.8%	21.7%	19.9%
度电成本（元/千瓦时）	0.213	0.216	0.209	0.205	0.203

	同比	-4.3%	1.3%	-3.0%	-2.0%	-1.0%
	成本	25.72	30.35	39.81	49.86	62.31
	毛利	31.78	32.70	40.14	47.46	54.40
	毛利率	55.3%	51.9%	50.2%	48.8%	46.6%
光伏	装机(万千瓦)	279	437	837	1337	1837
	利用小时数(加权平均)	1072	1126	1150	1120	1100
	上网电量(亿千瓦时)	25	40	73	122	175
	除税电价(元/千瓦时)	0.512	0.399	0.350	0.330	0.310
	收入	12.90	16.09	25.64	40.18	54.12
	同比	45.8%	24.7%	59.3%	56.7%	34.7%
	度电成本(元/千瓦时)	0.237	0.204	0.194	0.186	0.181
	同比	-8.6%	-13.9%	-5.0%	-4.0%	-3.0%
	成本	5.97	8.23	14.21	22.67	31.53
	毛利	6.93	7.86	11.43	17.51	22.59
	毛利率	53.7%	48.9%	44.6%	43.6%	41.7%
	水电	装机(万千瓦)	920	920	920	920
利用小时数(加权平均)		3582	3213	3500	3600	3600
上网电量(亿千瓦时)		330	296	322	331	331
除税电价(元/千瓦时)		0.215	0.223	0.220	0.225	0.230
收入		70.80	65.85	70.84	74.52	76.18
同比		-8.3%	-7.0%	7.6%	5.2%	2.2%
度电成本(元/千瓦时)		0.098	0.113	0.099	0.098	0.098
同比		0.1%	15.0%	-12.0%	-1.0%	0.0%
成本		32.35	33.37	31.99	32.58	32.58
毛利		38.45	32.48	38.85	41.94	43.60
毛利率		54.3%	49.3%	54.8%	56.3%	57.2%
热力		收入	58.46	59.16	60.34	61.55
	同比	12.1%	1.2%	2.0%	2.0%	2.0%
	成本	99.06	97.21	99.57	101.56	103.59
	毛利	-40.6	-38.05	-39.22	-40.01	-40.81
	毛利率	-69.4%	-64.3%	-65.0%	-65.0%	-65.0%
其他	收入	97.62	94.08	95.00	95.00	95.00
	成本	65.28	63.99	64.00	64.00	64.00
	毛利	32.34	30.09	31.00	31.00	31.00
	毛利率	33%	32%	33%	33%	33%
营业收入		1168.28	1224.04	1271.28	1314.53	1356.73
同比		15.1%	4.8%	3.9%	3.4%	3.2%
营业成本		1085.12	1080.24	1091.63	1105.79	1121.81
毛利		83.16	143.80	179.65	208.74	234.92
综合毛利率		7.1%	11.7%	14.1%	15.9%	17.3%

资料来源: wind, 中国银河证券研究院

基于以上假设，预计 2024-2026 年公司归母净利润分别为 41.53/52.67 /62.26 亿元，对应 EPS 分别为 0.22/0.28/0.34 元。

(二) 相对估值：火电估值修复空间大

火电业绩转向稳定，估值修复空间大。过去 10 年间，火电板块 PB 均值为 1.14x，水电板块 PB 均值为 2.25x，火电估值相对水电低 49%。长期电改将推动业绩从强周期性转向高度稳定性，且在发展新能源方面具有消纳优势，估值有望迎来重估，相对水电估值修复空间大。

公司与其他央企电力龙头估值基本持平。与同行业央企电力龙头对比，公司 PE 略高于平均水平，PB 略低于平均水平，整体估值基本持平。考虑到公司火电盈利改善空间大，PE、PB 仍有较大下降空间。给予 2024 年 15 倍 PE，对应市值 623 亿元。我们认为公司 2024E 合理 PE 估值水平相比 2024 年 7 月 8 日收盘价对应的 13.7x 仍有提升空间，维持“推荐”评级。

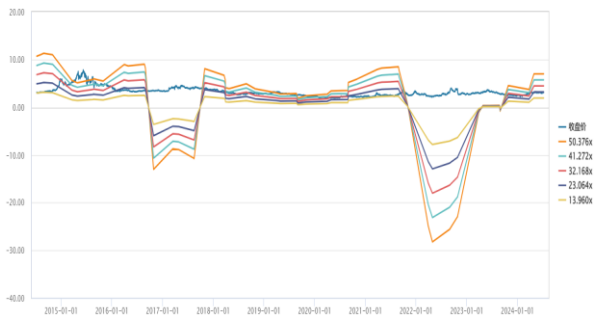
表13：可比公司估值（2024 年 7 月 8 日）

代码	简称	股价	EPS				PE				PB
			2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	目前
600011.SH	华能国际	9.72	0.54	0.84	0.93	1.05	18.1	11.6	10.4	9.3	2.68
600027.SH	华电国际	6.88	0.44	0.64	0.72	0.81	15.6	10.7	9.5	8.5	1.72
600795.SH	国电电力	6.05	0.31	0.45	0.51	0.57	19.2	13.3	11.9	10.7	2.17
	平均数	-	-	-	-	-	17.6	11.9	10.6	9.5	2.19
601991.SH	大唐发电	3.08	0.07	0.22	0.28	0.34	41.8	13.7	10.8	9.2	2.00

资料来源：wind，中国银河证券研究院，华能国际、华电国际、国电电力估值数据采用 Wind 一致预测数据

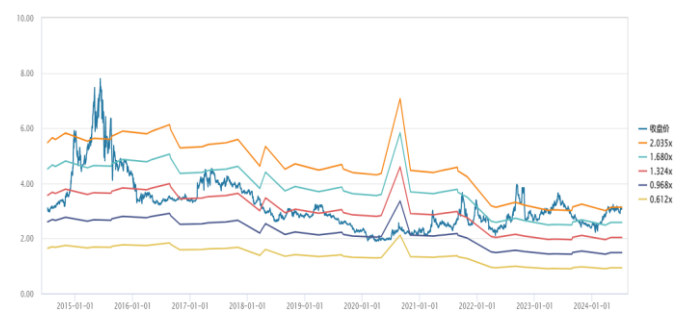
公司当前 PE 低于 10 年平均、PB 高于 10 年平均。近 10 年来，公司 PE (TTM) 均值为 32.2x，当前公司 PE (TTM) 为 22.3x，低于 10 年均值 31%；近 10 年来，公司 PB 均值为 1.32x，当前公司 PB 为 2.00x，高于 10 年均值 51%。

图63：公司 PE 走势图



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图64：公司 PB 走势图



资料来源：wind，中国银河证券研究院

(三) 绝对估值：每股价值区间 3.50-6.44 元

采用两阶段 DCF 法进行绝对估值。第一阶段为 2024-2026 年，参照本节及附录中盈利预测；第二阶段为 2027 年及以后，进入稳健增长阶段。我们假设第二阶段永续增长率为 1.8%，贴现率为 5.93%，并对上述两个参数进行敏感性分析。在贴现率正负波动 0.6%，永续增长率正负波动 0.3% 的情况下，公司合理每股价值区间为 3.50-6.44 元，对应市值区间为 650-1190 亿元。

表14: 基本假设及关键参数

估值假设	
预测期年数	3
过渡期年数	0
永续增长率	1.80%
贝塔值 (β)	0.9
无风险利率 R_f	2.30%
市场的预期收益率 R_m	10.50%
有效税率 T	15.00%
股权资本成本 K_e	9.68%

资料来源: 中国银河证券研究院预测

表15: FCFE 折现估值表

估值假设	
FCFE 预测期现值 (百万元)	17,444.83
FCFE 过渡期现值 (百万元)	0.00
FCFE 永续价值现值 (百万元)	218,171.85
股权价值 (百万元)	88,003.21
总股本 (百万股)	18,506.71
每股价值 (元)	4.76

资料来源: 中国银河证券研究院预测

表16: 绝对估值敏感性分析

目标价		折现率 r						
		5.63%	5.73%	5.83%	5.93%	6.03%	6.13%	6.23%
永续增长率 g	1.65%	5.27	4.94	4.63	4.32	4.04	3.76	3.50
	1.70%	5.43	5.09	4.77	4.46	4.17	3.89	3.62
	1.75%	5.60	5.25	4.92	4.61	4.31	4.02	3.75
	1.80%	5.77	5.42	5.08	4.76	4.45	4.16	3.88
	1.85%	5.95	5.58	5.24	4.91	4.59	4.29	4.01
	1.90%	6.13	5.75	5.40	5.06	4.74	4.43	4.14
	1.95%	6.44	6.06	5.69	5.35	5.02	4.70	4.41

资料来源: 中国银河证券研究院预测

五、风险提示

煤价超预期上涨的风险；新能源开发进度不及预期的风险；上网电价下调的风险。

图表目录

图 1: 大唐发电 (601991.SH) 股权结构图 (2024 年一季度)	4
图 2: 公司控股装机 (GW)	4
图 3: 2023 年公司控股装机结构	4
图 4: 公司上网电量 (亿千瓦时)	5
图 5: 2023 年公司上网电量结构	5
图 6: 公司平均上网电价	5
图 7: 公司各电源上网电价 (元/千瓦时, 不含税)	5
图 8: 公司各板块营收 (亿元)	6
图 9: 2023 年公司营收结构	6
图 10: 公司历年营收及同比 (右)	6
图 11: 公司历年归母净利及同比 (右)	6
图 12: 公司长期股权投资及占总资产比例 (右)	7
图 13: 公司投资净收益及同比 (右)	7
图 14: 公司历年减值损失情况	7
图 15: 公司历年期间费用率	8
图 16: 2023 年期间费用构成	8
图 17: 公司历年负债及财务费用	8
图 18: LPR 利率走势 (%)	8
图 19: 火电龙头资产负债率对比	9
图 20: 公司经营净额和净利润对比	9
图 21: 公司历年流动比率与速动比率	9
图 22: 公司历年分红金额及股利支付率 (右)	9
图 23: 公司历年股息率	9
图 24: 全社会用电量及同比	10
图 25: 当月各电源发电量同比 (%)	10
图 26: 全国房地产开发投资及同比	10
图 27: 全国房屋新开工面积及同比	10
图 28: 全国原煤产量及同比	11
图 29: 全国五大煤炭主产区 2023 年产量及 2024 年计划 (亿吨)	11
图 30: 秦皇岛 5500 大卡动力煤市场价 (元/吨)	12
图 31: 辅助服务市场规模 (亿元)	14
图 32: 辅助服务收益结构	14
图 33: 华能国际辅助服务收入	14
图 34: 当前煤电收入构成	14
图 35: 2030 年煤电收入构成展望	14
图 36: 过往 10 年火电板块 PB 走势	15
图 37: 过往 10 年水电板块 PB 走势	15
图 38: 公司历年火电装机 (GW)	16
图 39: 2023 年公司火电装机结构	16
图 40: 公司历年火电上网电量 (亿千瓦时)	16
图 41: 公司历年火电利用小时数	16
图 42: 公司历年火电上网电价与毛利率	16
图 43: 全国新增装机结构 (万千瓦) 及新增装机占比 (右)	18

图 44: 全国累计装机结构 (万千瓦) 及累计装机占比 (右)	18
图 45: 2024 年 5 月我国电源装机结构	18
图 46: 2060 年我国电源装机结构预测	18
图 47: 新能源市场化电量占比	19
图 48: 公司历年新能源上网电价	20
图 49: 政府授权合约的基本内涵与政策目标	20
图 50: 十四五以来绿电交易量 (亿千瓦时)	21
图 51: 十四五以来绿证交易 (万张)	21
图 52: 公司历年新能源装机 (GW)	21
图 53: 2023 年公司新能源装机结构	21
图 54: 公司历年新能源上网电量 (亿千瓦时)	22
图 55: 公司历年新能源利用小时	22
图 56: 公司历年新能源营收 (亿元) 及占比 (右)	22
图 57: 公司历年新能源毛利 (亿元) 及占比 (右)	22
图 58: 公司新能源利润总额 (亿元) 及占比 (右)	22
图 59: 公司历年新能源核准装机 (GW)	23
图 60: 2023 年公司新能源在建、在运装机	23
图 61: 公司新能源装机 (GW) 及同比 (右)	23
图 62: 公司新能源营收、利润总额 (亿元) 及同比 (右)	23
图 63: 公司 PE 走势图	26
图 64: 公司 PB 走势图	26

表格目录

表 1: 公司主要联营、合营企业投资收益 (亿元)	7
表 2: 2024 年全国煤炭供需增速预测 (亿吨)	11
表 3: 《关于建立煤电容量电价机制的通知》	12
表 4: 容量电价与电量电价变化对盈利的影响	13
表 5: 《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》主要内容	13
表 6: 单位 GW 煤电盈利能力预测	15
表 7: 公司历年火电经营业绩	17
表 8: 公司火电业务敏感性分析	17
表 9: 蒙西、新疆和宁夏电网风电和光伏优先发电量利用小时	19
表 10: 2024 年部分省份新能源市场化交易政策	20
表 11: 新能源主要在建项目	23
表 12: 大唐发电收入拆分预测 (单位: 亿元)	24
表 13: 可比公司估值 (2024 年 7 月 8 日)	26
表 14: 基本假设及关键参数	27
表 15: FCFE 折现估值表	27
表 16: 绝对估值敏感性分析	27

附录：
(一) 公司财务预测表

资产负债表 (百万元)					利润表 (百万元)				
	2023A	2024E	2025E	2026E		2023A	2024E	2025E	2026E
流动资产	40295.23	61703.74	76826.43	93970.02	营业收入	122404.47	127127.50	131453.13	135672.72
现金	9016.67	27048.50	41921.71	58315.07	营业成本	108024.50	109162.71	110578.96	112180.82
应收账款	19619.05	20493.19	21005.01	21754.14	营业税金及附加	1222.46	1271.28	1314.53	1356.73
其它应收款	1327.39	1971.99	1916.27	1935.62	营业费用	124.09	127.13	131.45	135.67
预付账款	2937.43	3754.20	3780.03	3711.80	管理费用	3963.35	3940.95	4075.05	4205.85
存货	3634.61	4360.94	4176.33	4241.32	财务费用	5667.70	5235.29	5521.27	5810.04
其他	3760.08	4074.93	4027.09	4012.06	资产减值损失	-1355.92	-1343.29	-1287.16	-1305.79
非流动资产	263703.69	272863.39	281249.63	288888.01	公允价值变动收益	60.71	0.00	0.00	0.00
长期投资	20059.38	20831.34	21620.10	22325.07	投资净收益	2947.83	3178.19	3286.33	3391.82
固定资产	193314.48	201018.10	208177.85	214718.97	营业利润	5604.58	9720.84	12343.70	14598.75
无形资产	4453.27	4560.71	4661.37	4746.41	营业外收入	298.55	300.00	300.00	300.00
其他	45876.57	46453.24	46790.31	47097.57	营业外支出	332.03	250.00	250.00	250.00
资产总计	303998.92	334567.13	358076.06	382858.03	利润总额	5571.10	9770.84	12393.70	14648.75
流动负债	91230.32	98911.26	101885.54	104216.07	所得税	2566.17	1465.63	1859.05	2197.31
短期借款	29019.79	34019.79	37019.79	39019.79	净利润	3004.93	8305.21	10534.64	12451.44
应付账款	21797.35	24458.40	24340.90	24497.63	少数股东损益	1639.80	4152.61	5267.32	6225.72
其他	40413.18	40433.06	40524.85	40698.65	归属母公司净利润	1365.13	4152.61	5267.32	6225.72
非流动负债	124302.64	135234.87	145234.87	155234.87	EBITDA	23566.66	27671.28	31186.58	34323.44
长期借款	114959.02	124959.02	134959.02	144959.02	EPS (元)	0.07	0.22	0.28	0.34
其他	9343.62	10275.84	10275.84	10275.84					
负债合计	215532.97	234146.12	247120.41	259450.94	主要财务比率	2023A	2024E	2025E	2026E
少数股东权益	14871.87	19024.47	24291.79	30517.51	营业收入	4.77%	3.86%	3.40%	3.21%
归属母公司股东权益	73594.08	81396.54	86663.86	92889.58	营业利润	3,208.78%	73.44%	26.98%	18.27%
负债和股东权益	303998.92	334567.13	358076.06	382858.03	归属母公司净利润	434.81%	204.19%	26.84%	18.20%
					毛利率	11.75%	14.13%	15.88%	17.32%
					净利率	1.12%	3.27%	4.01%	4.59%
现金流量表(百万元)	2023A	2024E	2025E	2026E	ROE	1.85%	5.10%	6.08%	6.70%
经营活动现金流	21213.68	24249.73	27260.49	29976.07	ROIC	1.97%	4.39%	4.85%	5.14%
净利润	3004.93	8305.21	10534.64	12451.44	资产负债率	70.90%	69.98%	69.01%	67.77%
折旧摊销	13960.18	12665.15	13271.61	13864.65	净负债比率	187.31%	162.49%	145.37%	127.15%
财务费用	5732.10	5325.46	5791.76	6229.26	流动比率	0.44	0.62	0.75	0.90
投资损失	-2947.83	-3178.19	-3286.33	-3391.82	速动比率	0.33	0.50	0.64	0.79
营运资金变动	-1377.55	-201.07	-275.21	-419.68	总资产周转率	0.40	0.40	0.38	0.37
其它	2841.86	1333.17	1224.02	1242.22	应收账款周转率	6.50	6.34	6.34	6.35
投资活动现金流	-17683.80	-19978.28	-19595.53	-19353.44	应付账款周转率	4.47	4.72	4.53	4.59
资本支出	-21702.25	-21866.90	-22031.86	-21978.60	每股收益	0.07	0.22	0.28	0.34
长期投资	247.18	-833.54	-849.99	-766.66	每股经营现金	1.15	1.31	1.47	1.62
其他	3771.27	2722.16	3286.33	3391.82	每股净资产	3.98	4.40	4.68	5.02
筹资活动现金流	-4587.51	13759.27	7208.24	5770.74	P/E	41.75	13.73	10.82	9.16
短期借款	-8411.23	5000.00	3000.00	2000.00	P/B	0.77	0.70	0.66	0.61
长期借款	6237.06	10000.00	10000.00	10000.00	EV/EBITDA	8.93	7.96	7.00	6.23
其他	-2413.34	-1240.73	-5791.76	-6229.26	P/S	0.47	0.45	0.43	0.42
现金净增加额	-1067.24	18031.83	14873.20	16393.37					

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

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，香港市场以摩根士丹利中国指数为基准。	行业评级	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
公司评级		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
	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