

2024年01月22日
新集能源(601918.SH)

SDIC

 **公司深度分析**

证券研究报告

动力煤

投资评级

买入-A
首次评级

6个月目标价

6.21元

股价(2024-01-22)

5.22元

交易数据

总市值(百万元)	13,522.63
流通市值(百万元)	13,522.63
总股本(百万股)	2,590.54
流通股本(百万股)	2,590.54
12个月价格区间	4.06/6.05元

股价表现



资料来源: Wind 资讯

升幅%	1M	3M	12M
相对收益	2.6	11.7	46.1
绝对收益	-0.9	3.4	23.1

周喆

分析师

SAC 执业证书编号: S1450521060003

zhouzhe1@essence.com.cn

林祎楠

联系人

SAC 执业证书编号: S1450122070049

linyn@essence.com.cn

朱心怡

分析师

SAC 执业证书编号: S1450523060001

zhuxy@essence.com.cn

朱昕怡

联系人

SAC 执业证书编号: S1450122100043

zhuxy1@essence.com.cn

相关报告

煤电联营，稳中求进

■ **背靠中煤集团，煤电一体化布局：**公司是中煤集团控股、煤电新能源并举的大型能源企业，也是安徽省内四大煤炭企业之一，资源储量约占安徽省四大煤炭企业总资源量的 40%。公司对外销售煤炭和电力，2017-2022 年煤炭业务贡献营收占总营收比重 60%-70%，电力业务占比重 30%-40%。

■ **煤电一体化初见成效，后续火电装机增量可观，稳健资产价值有望重塑：**公司 2016 年 10 月投运的利辛板集电厂是煤电一体化坑口电厂的典型代表，被列为全国第一批煤电联营重点推进项目。受益于煤电一体化的经营方式，公司电厂燃料拥有长期稳定供应的同时还可减少中间采购环节，降低电厂的用煤成本。除 2021 年火电度电毛利稍有下降外，2018-2022 年火电度电毛利均实现稳步提升。公司 4 个在建控股火电项目预计于 2024-2026 年陆续投产，投产完成后公司火电装机从 200 万千瓦提升至 796 万千瓦。截至 2024 年 1 月 19 日，公司的 PE (TTM) 为 6.7，明显低于其他动力煤、煤电联营以及火电企业。考虑到后续火电项目全部投产完成后，公司煤电一体化的协同优势将得到充分发挥，进一步提高其盈利能力与抗风险能力，从而有望实现稳健资产的价值重塑。

■ **以煤为基，产销有增长，煤质有改善，长协助稳价：**截至 2023 年 9 月，公司在产矿井合计产能 2350 万吨/年，销售煤种以动力煤为主，近年来受益板集煤矿投产及产能利用率提升煤炭产销量均有增加。2022-2023Q1，受矿井地质条件和过断层等因素造成公司商品煤煤质较低从而影响其综合售价，商品煤综合热值 4100 卡/克，吨煤售价在 2022 年逐季走低。2023 年 3 月后煤质持续好转，7-8 月热值回归 4400-4450 卡/克，吨煤售价亦实现同环比改善。未来在持续的成本管控以及热值回归常态化下，公司高长协占比下的利润弹性虽相比现货煤销售占比大的煤企有所减弱，但也在一定程度上降低了现货煤价波动造成的影响，盈利相对更加稳定。与此同时，根据我们的测算，到 2027 年公司参控股火电全部建成投产的情况下，公司在产煤炭量基本可以覆盖自有电厂所需用煤，奠定煤电一体化发展基础。

■ **安徽省电力供需矛盾凸显，电价有支撑，电量有保证：**随着工业新兴产业集群的引入与发展、电能替代进程的加速、承担向周边用电大省输出电力的重任，安徽省未来电力需求增长动力充足。根据政策测算的 2022-2024 年电力需求与供应计划平衡表表明，到 2024 年安徽省电力缺口有望得到相对缓解，但仍处于供需偏紧

的态势。而在省内仍处于电力供需偏紧的预期下仍然有望维持高电价。同时，随着容量电价出台，电力板块业绩稳定性有望逐步提升，根据假设与测算，若容量电价政策在安徽省顺利实施，2024-2025 年执行 100 元/千瓦·年的容量电价，若以公司 2022 年火电机组平均利用小时数计算，则于公司而言当前容量电价度电分摊约为 0.0187 元/千瓦时。

投资建议：给予“买入-A”投资评级。我们预计公司 2023-2025 年分别实现营业收入 128.50 亿元、126.23 亿元、133.30 亿元，增速分别为 7.1%、-1.8%、5.6%，2023-2025 年分别实现净利润 21.05 亿元、23.23 亿元、24.90 亿元，增速分别为 2.0%、10.4%、7.2%。公司作为中煤集团旗下上市煤企，煤炭资源区位优、储量大，销售煤种以动力煤为主，长协占比高增强业绩稳定性。同时火电在建或拟建项目基本位于安徽省内或周边，与公司所属煤矿距离较近，2026 年全部火电项目投产后业绩有望大幅放量，届时公司煤电一体化的协同优势得到充分发挥，进一步提高公司的盈利能力和抗风险能力，从而有望实现从煤炭周期股估值转向煤电一体化稳健资产估值。给予公司 2024 年 6.9xPE，对应 6 个月目标价为 6.21 元。

风险提示：宏观经济周期波动风险、煤炭价格波动、生产安全风险、环保风险、地质条件变化影响公司煤质风险、探矿权开发进度不及预期、火电项目建设进度不及预期、预测假设及模型误差超预期、分红比例不及预期、煤电利用小时数下降风险、煤电电价下降风险。

(百万元)	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
主营收入	12,488.6	12,002.9	12,849.9	12,623.1	13,330.0
净利润	2,433.9	2,064.3	2,105.0	2,323.1	2,490.3
每股收益(元)	0.94	0.80	0.81	0.90	0.96
每股净资产(元)	3.62	4.43	4.84	5.62	6.46

盈利和估值	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
市盈率(倍)	5.8	6.9	6.7	6.1	5.7
市净率(倍)	1.5	1.2	1.1	1.0	0.8
净利润率	19.5%	17.2%	16.4%	18.4%	18.7%
净资产收益率	25.9%	18.0%	16.8%	16.0%	14.9%
股息收益率	1.3%	2.0%	1.9%	2.1%	2.3%
ROIC	15.0%	15.6%	14.0%	15.8%	12.0%

数据来源：Wind 资讯，国投证券研究中心预测

目 录

1. 中煤集团旗下上市央企，深化煤电一体布局实现长期价值重塑	5
1.1. 背靠中煤，煤电一体化布局	5
1.2. 深化煤电一体：战略卓越，长久有为	7
1.2.1. 破解“近忧远虑”，煤企探索“煤电一体化”发展之道	7
1.2.2. 公司煤电一体初见成效，后续火电装机增量可观	9
1.2.3. 资产稳健性日益提升，长期估值修复值得期待	10
2. 以煤为基，产销有增长，长协助稳价	11
2.1. 资源储量丰富，产销持续提升	11
2.2. 高比例长协+成本管控锁定稳健盈利	13
3. 省内电力供需矛盾凸显，电价有支撑，电量有保证	15
3.1. 省内用电量需求高增，供需缺口下电价有望保持稳定	15
3.2. 容量电价出台，进一步提升火电业绩稳定性	21
4. 盈利预测与投资建议	22
4.1. 盈利预测与关键假设	22
4.2. 估值与投资建议	22
5. 风险提示	23

目 录

图 1. 公司发展历程	5
图 2. 公司股权结构（截至 2023 年三季度）	5
图 3. 2017-2022 年公司收入构成	6
图 4. 2017-2022 年公司毛利构成（亿元）	6
图 5. 公司 2018-2023 年营业收入及增速	6
图 6. 公司 2018-2023 年归母净利润及增速	6
图 7. 公司 2018-3Q23 毛利率及净利率	7
图 8. 公司 2018-3Q23 费用情况	7
图 9. 公司 2018-3Q23 资产负债率	7
图 10. 公司 2018-3Q23 经营性现金流净额及净现比	7
图 11. 煤炭行业与电热行业利润占比情况	8
图 12. 煤炭行业与电热行业利润与工业企业利润同比情况	8
图 13. 利辛电厂一期营收和净利润	9
图 14. 公司历年煤炭对内供给量及占商品煤总销量比	10
图 15. 公司历年火电度电利润（元/千瓦时）	10
图 16. 秦皇岛港和重点地区煤炭中长期交易价格合理区间表	13
图 17. 电煤长协价格相较现货价格波动小	13
图 18. 公司年度吨煤售价与安徽淮南动力煤对比	14
图 19. 公司单季度吨煤售价情况（元/吨）	14
图 20. 安徽全社会用电量及增速	16
图 21. 近五年安徽用电量增速与其他长三角省份/直辖市对比	16
图 22. 安徽与全国 GDP 增速对比	17
图 23. 安徽与全国规模以上工业增加值增速对比	17
图 24. 安徽与浙江、江苏、上海 2022 年人均用电量对比（千瓦时/人）	17
图 25. 安徽 2021 年、2022 年、2023 年 1-11 月发电量结构（亿千瓦时，%）	18
图 26. 安徽与全国、浙江、江苏、上海火电平均利用小时数对比	18

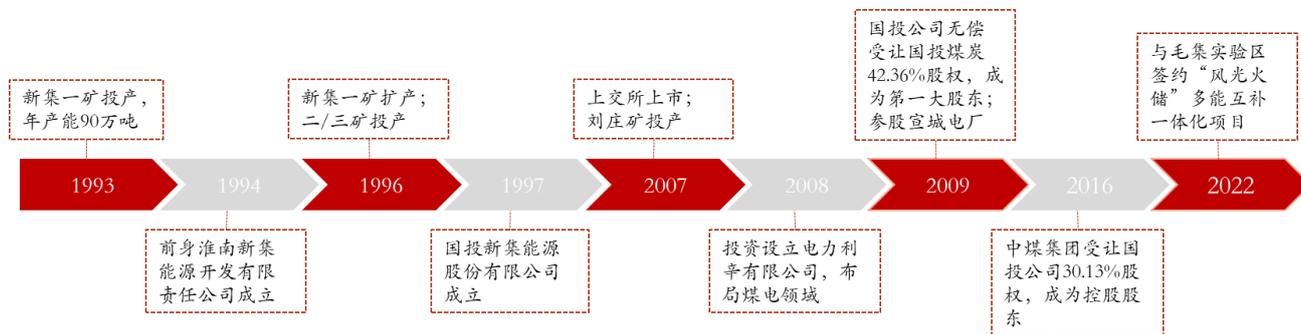
图 27. 历年安徽省输入/输出电量对比（亿千瓦时）	19
图 28. 公司历年火电平均售电价（元/兆瓦时）	20
图 29. 2022 年公司电力板块毛利率显著回升	20
图 30. 历年公司火电利用小时数大幅领先	20
表 1: 国神集团煤电一体化项目充分发挥协同效应，实现降本增效	8
表 2: 政策推动煤电与新能源联营	9
表 3: 公司控股及参股在运火电项目梳理	9
表 4: 公司在建及筹建火电项目梳理	10
表 5: 公司 PE 与动力煤企业对比	11
表 6: 公司 PE 与煤电联营企业对比	11
表 7: 公司 PE 与火电企业对比	11
表 8: 公司煤炭产能梳理	12
表 9: 安徽省主要产煤区煤质对比情况	12
表 10: 公司煤炭产销情况	12
表 11: 公司商品煤吨煤售价/吨煤成本/吨煤毛利对比	14
表 12: 公司成本拆分情况	15
表 13: 安徽省 2022-2024 年电力需求与供给计划平衡表（单位：万千瓦）	19
表 14: 建立煤电容量电价机制政策重点内容	21
表 15: 省级电网煤电容量电价表	21
表 16: 可比公司估值	23

1. 中煤集团旗下上市央企，深化煤电一体布局实现长期价值重塑

1.1. 背靠中煤，煤电一体化布局

地处安徽省的煤炭央企，积极布局煤电联营。1997年，国家开发投资公司、国华能源有限公司、安徽新集煤电（集团）有限公司作为发起人设立了国投新集能源股份有限公司，并于2007年在上交所成功上市。2008年，公司投资设立了电力利辛有限公司，正式布局煤电领域，开启煤电联营模式。2009年，国投公司通过国有股权无偿划转的方式取得国投煤炭持有的国投新集共计80261.08万股股份，占国投新集总股本的43.38%，成为公司新控股股东。2016年，国投公司将其持有的30.13%的股份无偿划入中煤集团，公司控股股东变更为中煤集团。近年来，公司开始稳步推进光伏、风电、抽水蓄能等清洁能源建设，实现绿色低碳转型发展。

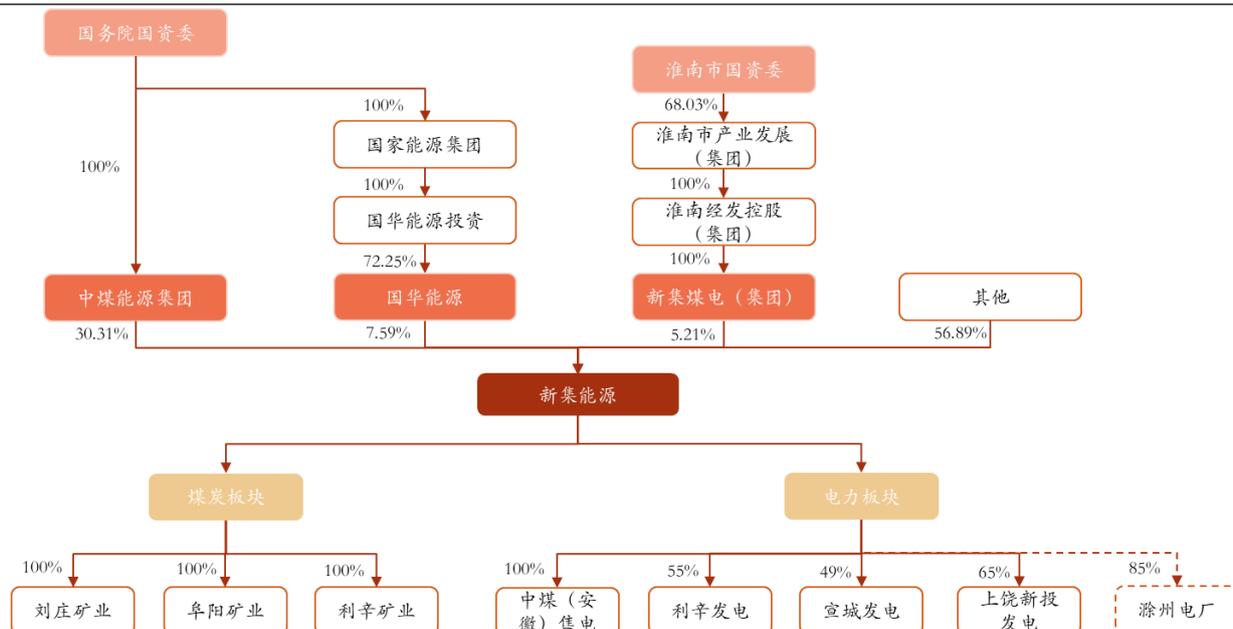
图1. 公司发展历程



资料来源：公司官网、公司公告、国投证券研究中心

控股股东为中煤集团，实控人为国务院国资委。截至2023年三季报，公司控股股东为中煤集团，持股比例30.31%。中煤集团为我国大型煤炭央企，据中煤集团官网披露，其主营煤炭生产贸易、煤化工、发电、煤矿建设、煤矿装备制造以及相关工程技术服务，涵盖煤炭全产业链，现有可控煤炭资源储量超760亿吨，生产及在建煤矿70余座，煤炭总产能达到3亿吨级。公司第二大股东为国华能源，持有公司7.59%股权。公司实控人为国务院国资委。

图2. 公司股权结构（截至2023年三季报）

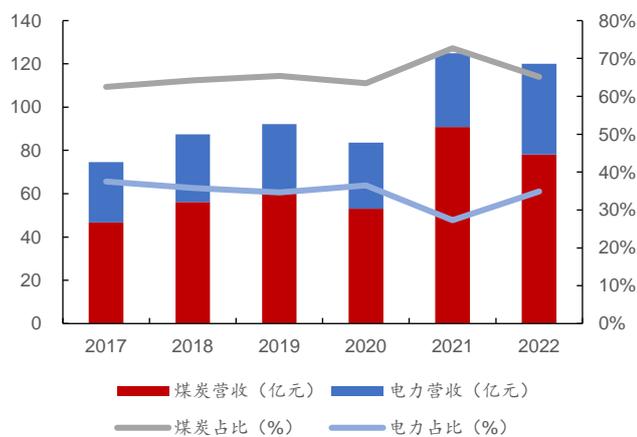


注：2023年12月15日，公司公告拟向滁州电厂增资成为持股85%的第一大股东。增资完成前滁州电厂尚未成为公司子公司。

资料来源：公司三季报、公司公告、国投证券研究中心

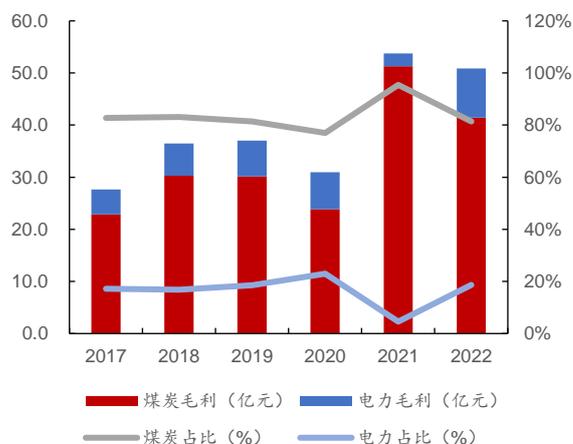
公司主营煤炭采选与火力发电业务，对外销售煤炭和电力。公司主要经营以煤炭开采、煤炭洗选和火力发电为主的能源项目。总体来看，公司营业收入从 2018 年的 87.5 亿元增长至 2023 年的 128.5 亿元，归母净利润从 2018 年的 2.6 亿元增长至 2023 年的 21 亿元。细分来看，煤炭板块贡献主要营收及毛利，2017-2022 年公司煤炭业务贡献营收从 47 亿元增长至 78 亿元，占总营收比重基本维持在 65% 左右，贡献毛利占总毛利比重维持在 80% 左右。电力业务贡献营收从 28 亿元增长至 42 亿元，占总营收比重基本维持在 34% 左右，除 2021 年外，贡献毛利占总毛利比重基本维持在 17% 左右。据公司公告，截至 2023 年 9 月，公司规划新建电厂装机容量达 596 万千瓦，未来随着更多煤电机组的投产，公司电力业务占比有望持续提升，逐步转型成为煤电一体化企业。

图3. 2017-2022 年公司收入构成



资料来源: Wind, 国投证券研究中心

图4. 2017-2022 年公司毛利构成 (亿元)



资料来源: Wind, 国投证券研究中心

图5. 公司 2018-2023 年营业收入及增速

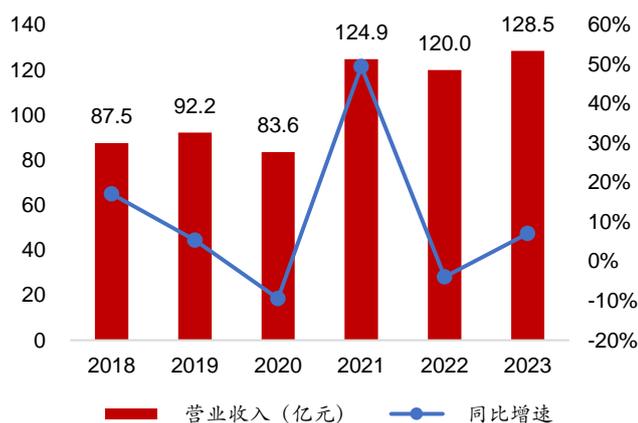
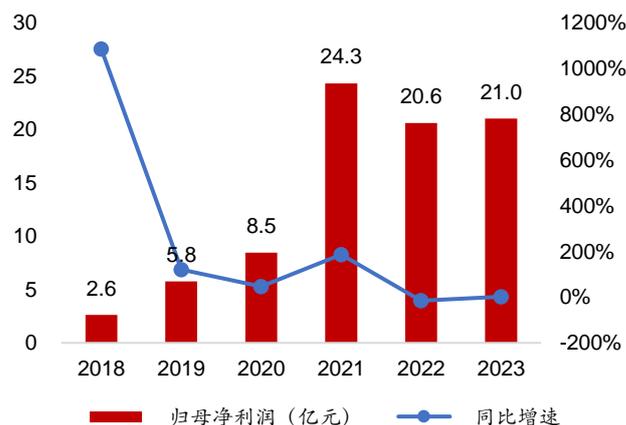
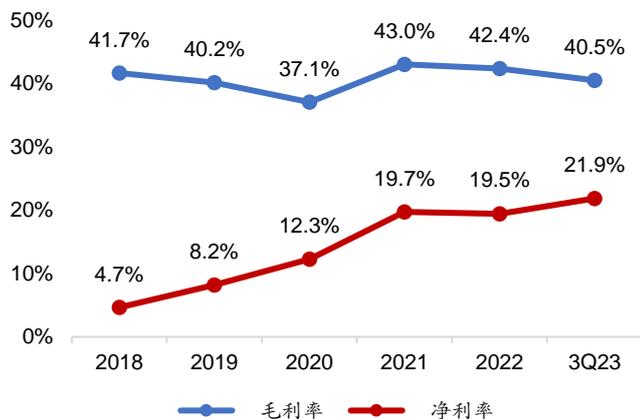
注: 2023 年度主要财务数据为公司业绩快报中的初步核算数据
资料来源: Wind, 公司公告, 国投证券研究中心

图6. 公司 2018-2023 年归母净利润及增速

注: 2023 年度主要财务数据为公司业绩快报中的初步核算数据
资料来源: Wind, 公司公告, 国投证券研究中心

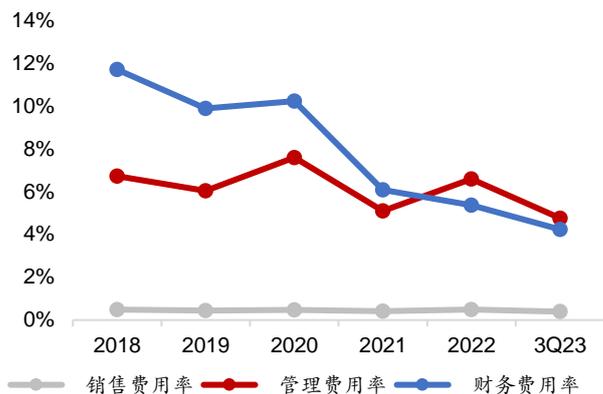
毛利率稳定, 良好的费用管控能力带动净利率提升。公司综合毛利率水平基本稳定在 40% 左右。近年来, 公司财务费用率与管理费用率显著下降, 财务费用率由 2018 年的 11.69% 下降至 2023 年前三季度的 4.23%。公司净利率提升显著, 2022 年、2023 年前三季度公司净利率分别为 19.5%、21.9%。

图7. 公司 2018-3Q23 毛利率及净利率



资料来源: Wind, 国投证券研究中心

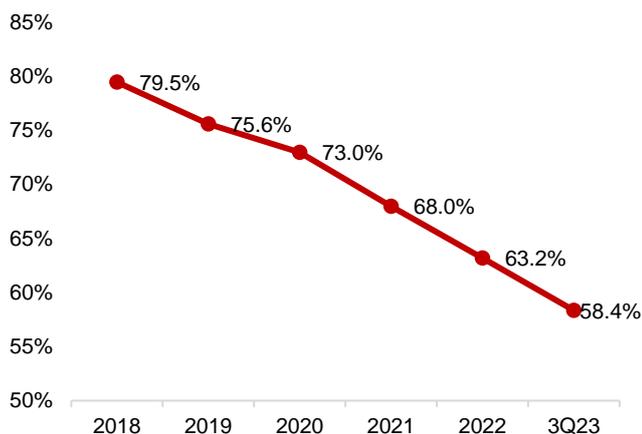
图8. 公司 2018-3Q23 费用情况



资料来源: Wind, 国投证券研究中心

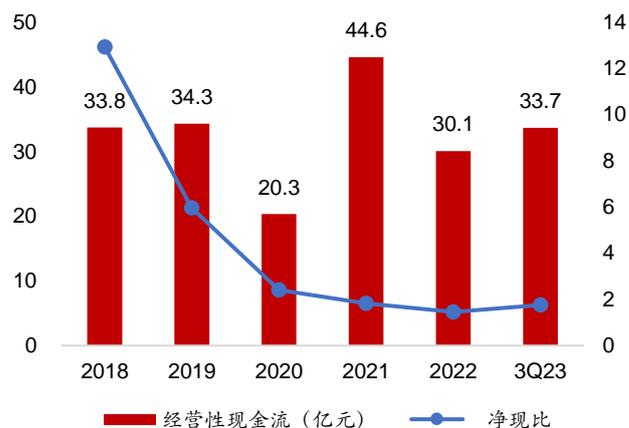
资产负债率逐年下降, 现金流情况良好。公司资产负债率由 2018 年的 79.5% 下降至 2023 年三季度末的 58.4%。公司净现比维持在 1 以上, 其中 2021 年由于煤炭销量和售价同比大幅增加, 公司经营性现金流净额高达 44.6 亿元。

图9. 公司 2018-3Q23 资产负债率



资料来源: Wind, 国投证券研究中心

图10. 公司 2018-3Q23 经营性现金流净额及净现比



资料来源: Wind, 国投证券研究中心

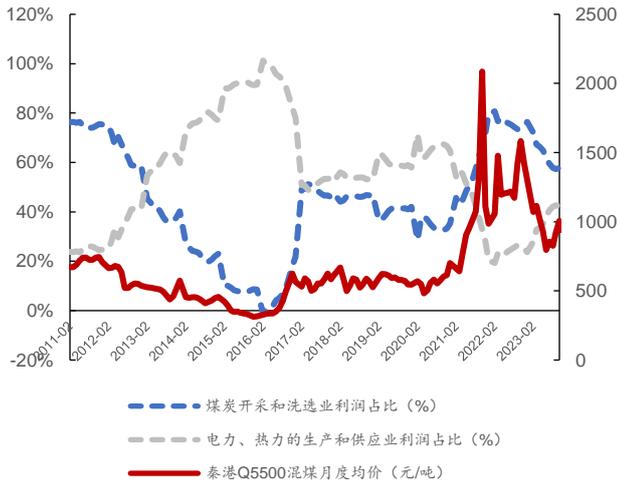
1.2. 深化煤电一体: 战略卓越, 长久有为

1.2.1. 破解“近忧远虑”, 煤企探索“煤电一体化”发展之道

“近忧”: 煤、电利润重新分配下, 煤电联营或是优质选择。立足于“富煤贫油少气”的基本国情, 我国形成了煤电为主、气电为辅、生物质发电为补充的火电发展格局。据 Wind, 截至 2023 年 11 月, 全国火电装机 13.79 亿千瓦, 占发电总装机容量的 48%; 火电发电量 56178 亿千瓦时, 占总发电量的 70%。作为关键的电网安全支撑, 火电有力满足了经济社会发展需要, 成为我国能源供应安全的压舱石和基本盘。2021 年 10 月起, 由于上游供给约束导致的煤价高涨使得煤、电行业的利润分配出现不平衡, 2021 年煤炭开采和洗选业利润总额同比+212.7%, 电力、热力的生产和供应业同比-57.1%, 煤炭行业利润总额占双方合计利润总额比达到 80%。2023 年 1-11 月煤炭开采和洗选业利润总额同比-25.9%, 电力、热力的生产和供应业同比+58.2%, 煤炭行业利润总额占双方合计利润总额比自 2022 年 76% 下降至 57%, 相较于 2021 年已经出现适当缓解。展望 2024 年, 考虑到长协合同条件更具弹性, 市场煤份额增多, 或意味着煤炭供需矛盾得到一定程度的缓减, 动力煤价中枢或面临继续下移, 煤、电利润也将继续分配。在此基础上, 煤电联营或许是优质选择。煤电联营可以使煤企和电企建立

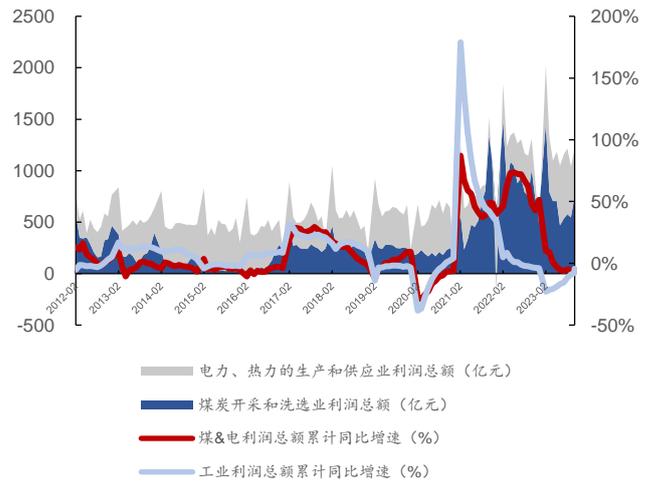
一种互补的、长效的利益共享、风险共担的机制，降低因为煤价波动带来的经营风险，确保电厂燃料长期稳定供应的同时还可减少中间采购环节，大幅降低发电成本并锁定下游火电利润。此外，据《煤电一体化深度融合发展的国神路径研究》(2020)的分析，国家能源集团旗下国神公司的煤电一体化项目除了通过传统方式建设坑口电厂，减少煤炭流通环节实现内部降本外，还通过水汽互补利用，燃料经济掺烧等创新方式降低生产成本，提高产业协同效应。

图11. 煤炭行业与电热行业利润占比情况



资料来源: Wind、国投证券研究中心

图12. 煤炭行业与电热行业利润与工业企业利润同比情况



资料来源: Wind、国投证券研究中心

表1: 国神集团煤电一体化项目充分发挥协同效应，实现降本增效

三种模式	操作流程	实施结果
“煤来电去”	实现了煤矿煤炭全部由输煤皮带直接运至电厂，省却中间汽运、火车运输等环节，同时电厂向煤矿直供电。	基本全部实现电厂向煤矿直供电，年可节约电费7000万元，吨煤生产成本可降低1.4元/t，同时提升电厂上网电量、增加电厂收益。
“水来汽去”	电厂直接向煤矿生产生活供应蒸汽，节省煤矿锅炉设备投入及运营维护成本，减少污染物排放，同时进一步实现电厂低温余热经济利用。	大多数煤矿已实现电厂直供汽源，减少小锅炉投资和运维成本6100万元，整体节支1.2亿元。
“煤来灰去”	通过研究煤矸石、煤泥综合利用技术，极大节约土地资源 and 运力成本，节省排矸（煤泥）场建设和运维费用，减轻矿区生态环境污染，节约燃料成本。通过煤矿回填消纳电厂粉煤灰，研究灰渣回填复垦和粉煤灰替代矿井采空区防火材料等技术，解决了灰渣贮存问题。	已经成功实践电厂灰渣回填煤矿采空区，煤来灰去项目全部实施后，每年可处理近300万吨粉煤灰，节约近1亿元的电厂粉煤灰处置、煤矿防火工程及水土保持等方面的投入。

资料来源:《煤电一体化深度融合发展的国神路径研究》(发表于2020年)、国投证券研究中心

“远虑”：转型不止囿于眼前的煤电，更在于牵手新能源。随着我国碳达峰、碳中和目标的提出，安全、清洁、经济的阶段性不平衡问题日益突出，煤电与新能源间的发展矛盾逐渐成为新型电力系统建设中的重要议题，国家层面对煤电和新能源的协同发展也在进行积极的思考与研究。2021年12月中央经济工作会议，国家首次提出要立足以煤为主的基本国情，抓好煤炭清洁高效利用，增加新能源消纳能力，推动煤炭和新能源优化组合。2022年5月，国家发改委、国家能源局联合印发《促进新时代新能源高质量发展实施方案》，提出加大力度规划建设大型风光电基地，并按照推动煤炭和新能源优化组合的要求，鼓励煤电企业与新能源企业开展实质性联营。政府指导意见从“推动煤炭和新能源优化组合”到“鼓励煤电企业与新能源企业开展实质性联营”，方向更加明确、要求更为具体，为下一步产业结构优化调整指明道路。短期来看，煤电联营是当前时点下解决煤电利润再分配的优质选择，长远来看，“双碳”目标下煤炭消费必将逐步减少，煤炭企业面临着转型升级和创新发展的紧迫需求。考虑到未来风、光等可再生能源装机规模将大幅增加，而新能源发电波动性大，需要利用燃煤发电的稳定性，为新能源提供大量调峰、调频、备用等辅助服务，煤电一体化有望成为能

源生产低成本、集约化、节约型的有效模式，成为加快构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系的有力实践。

表2：政策推动煤电与新能源联营

时间	发布单位/文件名称	内容
2021年12月	中央经济工作会议	传统能源逐步退出要建立在新能源安全可靠的替代基础上。要立足以煤为主的基本国情，抓好煤炭清洁高效利用，增加新能源消纳能力，推动煤炭和新能源优化组合。
2022年5月	《促进新时代新能源高质量发展实施方案》	加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，在土地预审、规划选址、环境保护等方面加强协调指导，提高审批效率。按照推动煤炭和新能源优化组合的要求，鼓励煤电企业与新能源企业开展实质性联营。
2023年6月	《新型电力系统发展蓝皮书》	稳住煤电电力供应基本盘，推动煤电灵活低碳发展。新增煤电重点围绕送端大型新能源基地、主要负荷中心、电网重要节点，统筹资源、严格管理、科学确定并优化调整煤电项目布局。重点围绕沙漠戈壁荒漠地区推动大型风电、光伏基地建设，结合清洁高效煤电、新型储能、光热发电等，形成多能互补的开发建设形式，探索建立新能源基地有效供给和电力有效替代新模式。

资料来源：国家发改委、国家能源局、国投证券研究中心

1.2.2. 公司煤电一体初见成效，后续火电装机增量可观

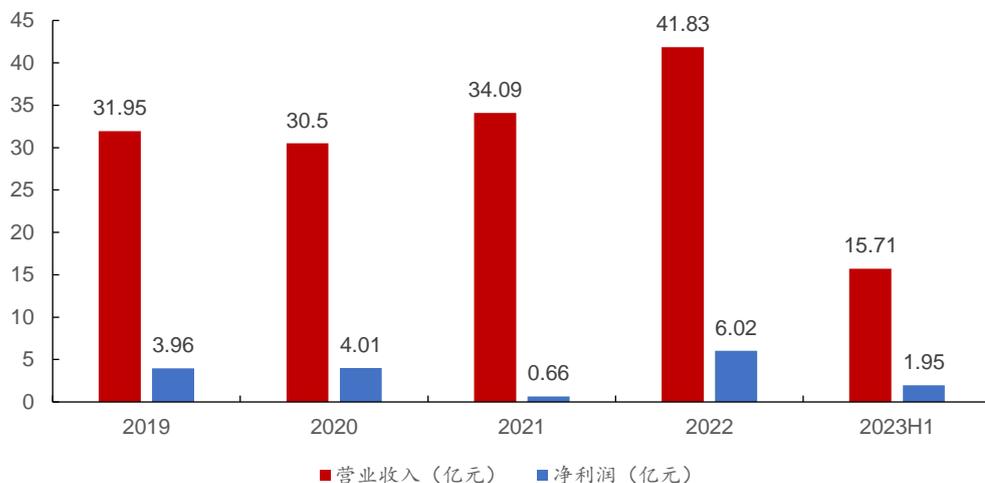
打造煤电一体化典范，利辛板集电厂投运多年运行稳健，盈利亮眼。目前公司在运控股电站仅有利辛板集电厂一期项目，拥有2台100万千瓦火电机组，公司持股比例55%，同时参股宣城电厂一、二期项目，拥有1台63万千瓦及1台66万千瓦机组，持股比例49%。值得注意的是，2019年国家发改委、国家能源局在全国范围内选取了15个具有代表示范作用的煤电联营项目，确定为全国第一批煤电联营重点推进项目，中煤新集利辛板集电厂项目获批列入全国第一批煤电联营重点推进项目，这也是国内首个百万千瓦级煤电一体化的项目，被列为煤电一体化坑口电厂的典型代表。板集煤矿与板集电厂通过一条输煤皮带连接，省去了煤炭运输及存放成本，同时电厂所需煤炭可由煤矿全部满足，充分发挥坑口电厂一体化优势。据公司公告，2021-2022年分别实现净利润0.66亿元和6.02亿元，其发电效率、盈利能力均居于安徽省前列。

表3：公司控股及参股在运火电项目梳理

电厂名称	所在地区	装机容量 (MW)	持股比例	权益装机容量 (MW)	2022年发电量 (亿千瓦时)	2022年利用小时数
利辛板集电厂一期	安徽省亳州市	2*1000	55%	1100	106.78	5339.13
宣城电厂一、二期	安徽省宣城市	1*630+1*660	49%	632		

资料来源：公司公告，国投证券研究中心

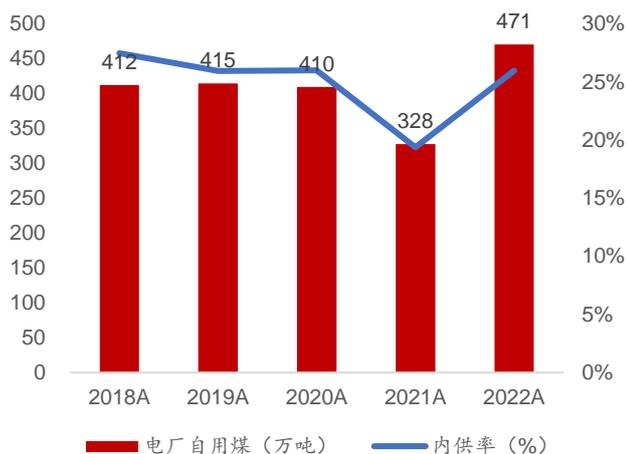
图13. 利辛电厂一期营收和净利润



资料来源：公司公告，国投证券研究中心

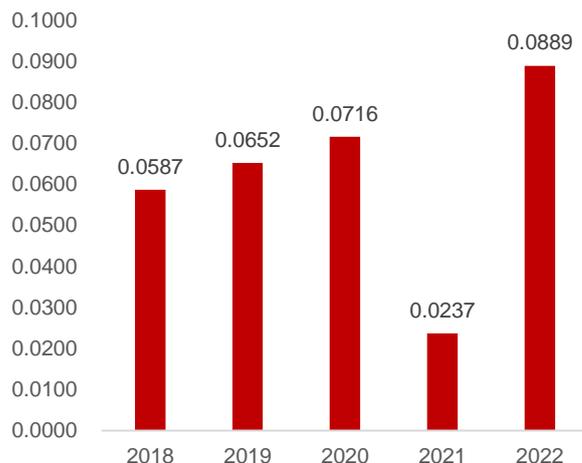
稳定煤源叠加电价上浮，公司火电板块度电毛利亮眼。从成本端看，受益于煤电一体的经营方式，公司电厂燃料拥有长期稳定供应的同时还可减少中间采购环节。据公司公告，除2021年外，公司每年大概有400万吨以上的煤炭供给自有电厂，对内供给量占商品煤总销量比例26%左右，一定程度上降低了电厂的用煤成本。根据公司公告披露的火电板块毛利水平及历年火电发电量计算，2018-2020年公司火电毛利稳步提升，2021年受煤价大幅上涨，但电价年度长协已经签订，未实现顺价背景下，毛利率出现大幅下滑，但仍保持盈利，优于国内同期其他大部分火电企业，2022年受益于安徽市场化交易电价接近顶格上浮（较燃煤基准价上浮比例19.78%），公司度电毛利实现大幅回升，达到0.0889元/千瓦时。

图14. 公司历年煤炭对内供给量及占商品煤总销量比



资料来源：公司公告、国投证券研究中心

图15. 公司历年火电度电利润（元/千瓦时）



资料来源：公司公告、国投证券研究中心

火电将迎高速投产期，装机成长空间可观。截至目前，公司有四个在建及筹建火电项目，分别为利辛板集电厂二期（2台66万千瓦火电机组）、上饶电厂项目（2台100万千瓦火电机组）、六安电厂项目（2台66万千瓦火电机组）以及滁州电厂项目（2台66万千瓦火电机组），其中利辛板集二期电厂预计于2024年10月投产，将为公司2025年带来较高业绩增量，而利辛电厂三期项目将按“风光火储一体化”模式建设，构建新能源与传统能源协同融合的产业新模式，打造“源网荷储一体化”“多能互补”样板工程，预计可降低园区企业用电成本约20%，降低用汽成本约40%（信息来源：人民网）。其余项目均处于建设前期，按火电建设周期计算，有望于2026年实现并网。若公司未来仍能维持高利用小时数，以2022年利辛电厂一期项目5339.13小时计算，目前在建及筹建项目全部投产后有望为公司带来新增发电量318.2亿千瓦时。

表4：公司在建及筹建火电项目梳理

电厂名称	所在地区	装机容量 (MW)	持股比例	权益装机容量 (MW)	建设进展
利辛板集电厂二期	安徽省亳州市	2*660	55%	726	2022年11月开工，预计2024年10月双机投运
上饶电厂	江西省上饶市	2*1000	65%	1300	2023年12月开工
六安电厂	安徽省六安市	2*660	55%	726.00	2023年12月开工
滁州电厂	安徽省滁州市	2*660	85%	1122	2020年6月已取得核准

资料来源：公司公告、六安新闻网、上饶市人民政府、国投证券研究中心

1.2.3. 资产稳健性日益提升，长期估值修复值得期待

公司估值仍处于较低水平。截至2024年1月19日，公司的PE (TTM)为6.7，明显低于其他动力煤、煤电联营以及火电企业。据公司公告，目前公司4个控股火电项目在建，预计于2024-2026年陆续投产，投产完成后公司火电装机从200万千瓦提升至796万千瓦，在

煤电一体化布局下预计实现价值重估，从煤炭周期股估值转向煤电一体化稳健资产估值，因此其现有估值或具备较大的修复空间。

表5：公司 PE 与动力煤企业对比

	中国神华	陕西煤业	中煤能源	兖矿能源	新集能源
市值 (亿元)	6,313	2,203	1,237	1,352	142
PE (TTM)	11.2	9.6	9.0	8.1	6.7
PE (2023E)	10.0	9.6	6.1	6.6	6.7
PE (2024E)	9.8	8.8	5.8	6.2	5.6
PE (2025E)	9.6	8.5	5.5	5.9	5.2

注：按照 2024/1/19 市值和 Wind 一致预期计算

资料来源：Wind，国投证券研究中心

表6：公司 PE 与煤电联营企业对比

	内蒙华电	陕西能源	苏能股份	电投能源	新集能源
市值 (亿元)	257	309	360	319	142
PE (TTM)	10.8	11.6	16.4	7.4	6.7
PE (2023E)	9.5			7.2	6.7
PE (2024E)	8.2			6.7	5.6
PE (2025E)	7.3			6.3	5.2

注：按照 2024/1/19 市值和 Wind 一致预期计算

资料来源：Wind，国投证券研究中心

表7：公司 PE 与火电企业对比

	华能国际	华电国际	大唐发电	国电电力	新集能源
市值 (亿元)	1,078	504	352	726	142
PE (TTM)	14.1	23.9	25.8	21.5	6.7
PE (2023E)	7.4	8.6	10.1	10.0	6.7
PE (2024E)	6.7	7.2	7.2	8.3	5.6
PE (2025E)	5.9	6.4	5.7	7.2	5.2

注：按照 2024/1/19 市值和 Wind 一致预期计算

资料来源：Wind，国投证券研究中心

2. 以煤为基，产销有增长，长协助稳价

2.1. 资源储量丰富，产销持续提升

公司目前合计核定产能 2350 万吨/年，后备储量资源丰富。据公司公告，公司矿区总面积约 1092 平方公里，含煤面积 684 平方公里，资源储量 101.6 亿吨，资源储量约占安徽省四大煤炭企业总资源量的 40%。截至 2023 年 9 月末，公司共有 5 对生产矿井。生产矿井核定生产能力分别为：新集一矿（180 万吨/年），新集二矿（270 万吨/年），刘庄煤矿（1100 万吨/年），口孜东矿（500 万吨/年），板集煤矿（300 万吨/年），生产矿井合计产能 2350 万吨/年。此外，公司还拥有探矿权 4 处，分别为罗园勘查区、连塘李勘查区、口孜西勘查区、刘庄深部勘查区。截止 2023 年 6 月末，公司矿权内资源储量 62.39 亿吨，现有矿权向深部延伸资源储量 26.51 亿吨，共计 88.9 亿吨，为公司今后可持续发展奠定坚实的资源基础。

表8：公司煤炭产能梳理

主要矿区	持股比例	主要煤种	矿区位置	资源量 (万吨)	可采储量 (万吨)	核定产能 (万吨)	状态
新集一矿	100%	气煤、1/3 焦煤	安徽省淮南市凤台县新集镇	44018.6	14206.0	180	在产
新集二矿	100%	气煤、1/3 焦煤	安徽省淮南市凤台县新集镇	41360.4	17133.2	270	在产
刘庄煤矿	100%	气煤、1/3 焦煤	安徽省阜阳市颍上县	142285.8	60574.6	1100	在产
口孜煤矿	100%	气煤、1/3 焦煤	安徽省阜阳市颍东区境内	73565.4	36019.6	500	在产
板集煤矿	100%	气煤、1/3 焦煤	安徽省亳州市利辛县胡集镇	52456.6	19683.2	300	在产
				353686.8	147616.6	2350	
杨村煤矿	100%	气煤、1/3 焦煤	安徽省淮南市凤台县杨村乡	88293	38420.5	500	前期复建论证工作

资料来源：公司公告、国投证券研究中心（截至 2023 年 9 月）

公司煤质优越，含硫量低。公司所产煤种属于气煤和 1/3 焦煤，质量稳定，具有中低灰，特低硫、特低磷和中高发热量的本质特征，是深受客户青睐的环保型煤炭商品。全硫含量低于 0.4%，这一特征能够最大限度地减少大气污染，具有燃煤热效率较高且节省环保费用优势，特别是可以降低脱硫装置投资。

表9：安徽省主要产煤区煤质对比情况

地区	产品名称	灰份	挥发份	硫份	发热量
淮南市	动力煤	19	25	0.6	5000
淮北市	动力煤	20	25	0.8	5000
宿州市	动力煤	30	22.5	0.7	4500
	烟煤	21	25	0.95	5000

资料来源：煤炭市场网、国投证券研究中心

板集煤矿投产+产能利用率提升，煤炭产销量持续增加。2018-2023 年，公司商品煤产销量持续提升，截至 2024 年 1 月最新公告的数据，公司 2023 年实现商品煤产量 1937 万吨，同比+5.2%，商品煤销量 1969 万吨，同比+8.7%，产销率达 101.6%。产量回升得益于以下两个方面：一是产能利用率及洗选率均有提升，2018-2023 年公司产能利用率由 86.3% 上升至 91.1%，洗选率从 85.9% 上升至 90.5%。二是 2022 年板集煤矿复产贡献增量。板集煤矿项目于 2006 年 8 月开工建设，主要建设年产 300 万吨煤矿及配套选煤厂等工程。2015 年 10 月，由于受宏观经济和国家去产能政策影响，板集煤矿被迫停工缓建。2018 年 1 月该矿正式启动复工筹建工作，2021 年 3 月该矿开始联合试运转，2022 年 7 月完成竣工验收，因此在 2022-2023 年产能持续爬坡贡献增量。

表10：公司煤炭产销情况

	单位	2018A	2019A	2020A	2021A	2022A	2023A
核定产能	万吨	2050	2050	2050	2050	2350	2350
原煤产量	万吨	1769	1888	1870	2011	2224	2140
YOY	%		6.8%	-1.0%	7.5%	10.6%	-3.8%
产能利用率	%	86.3%	92.1%	91.2%	98.1%	94.6%	91.1%
商品煤产量	万吨	1520	1598	1617	1696	1842	1937
YOY	%	14.0%	5.1%	1.2%	4.9%	8.6%	5.2%
洗选率	%	85.9%	84.6%	86.5%	84.4%	82.8%	90.5%
商品煤销量	万吨	1500	1599	1575	1690	1811	1969
YOY	%	14.1%	6.6%	-1.5%	7.3%	7.2%	8.7%
商品煤产销率	%	98.7%	100.1%	97.4%	99.6%	98.3%	101.6%

资料来源：公司公告、国投证券研究中心

自供煤炭量基本可以覆盖自有电厂所需用煤，奠定煤电一体化发展基础。安徽省为原煤净调入省份，2021 年供需总缺口量达 6400 万吨以上。参考《安徽省“十四五”煤炭消费控制形势及建议》(2022)，“十四五”期间，安徽省新上建重大项目年综合能源消费量将超 5000 万吨标准煤，煤炭需求依旧保持较高水平，而《安徽省煤炭工业发展“十四五”规划》中给予 2025 年省内原煤目标为 11100 万吨，相较 2020 年的仅增长 0.4%，预计十四五期间安徽省煤炭供需缺口依旧存在。从公司角度看，按照我们的测算，公司到 2027 年参控股火电全部建成，假设参考公司 2020-2022 年平均火电利用小时数，按照利用小时数 5000h 进行测算，约需要 2059 万吨综合热值在 4400K 的煤炭。考虑到公司杨村矿仍在走复建论证工作流程，落地时间未定，若公司维持现有产能 2350 万吨/年，参考近五年产能利用率以及洗选率情况，假设按照 94%的产能利用率以及 91%的洗选率进行测算，对应商品煤产量约为 2010 万吨。考虑到电厂实际生产运转以及煤矿电厂运输距离情况，公司旗下电厂仍会适当进行煤炭外购，所以公司现有商品煤产量可以做到基本覆盖自用电厂所需用煤，为长期煤电一体化发展奠定基础。

2.2. 高比例长协+成本管控锁定稳健盈利

公司售价根据安徽省发改委所确定的长协价格参考执行。2022 年 4 月，安徽省发改委印发关于落实煤炭市场价格形成机制有关事项的通知，按照国家发展改革委公布的秦皇岛港下水煤、山西和陕西等省煤炭出矿环节中长期交易价格区间，本着省产煤炭与外调煤炭到燃煤电厂价格相近的原则，确定省产煤炭出矿环节中长期交易价格区间为每吨 545-745 元（5000 千卡，含税），对应单卡价格区间在 0.109-0.149 元/千卡。2023 年 10 月，国家发改委发布《关于做好 2024 年电煤中长期合同签订履约工作的通知》，新一年的煤炭长协方案灵活性有所增强：一方面对供方签约量的限制进行适当放宽，另一方面对需方签约范围和签约数量进行弹性调整。这样的调整反映出，在 2023 年国内煤炭市场供需偏弱、中下游环节库存高企、煤价中枢有所下移的背景下，长协机制希望通过给予供需双方更多的空间来维持“煤电跷跷板”的总体平衡。价格方面，据煤炭市场网，秦皇岛动力煤 Q5500 年度长协价 2023 年价格中枢为 714 元/吨，同比-1.09%，变动幅度远小于秦港 Q5500 动力煤市场价（2023 年中枢 966 元/吨，同比-23.87%）。据财新网了解，在 2023 年底的全国煤炭交易大会上，企业双方签订电煤中长期合同继续沿用 2023 年长协 675 元/吨的基准价，考虑 2024 年整体煤炭供需情况后，预计长协价格中枢在新年度将继续保持相对稳定。

图16. 秦皇岛港和重点地区煤炭中长期交易价格合理区间表

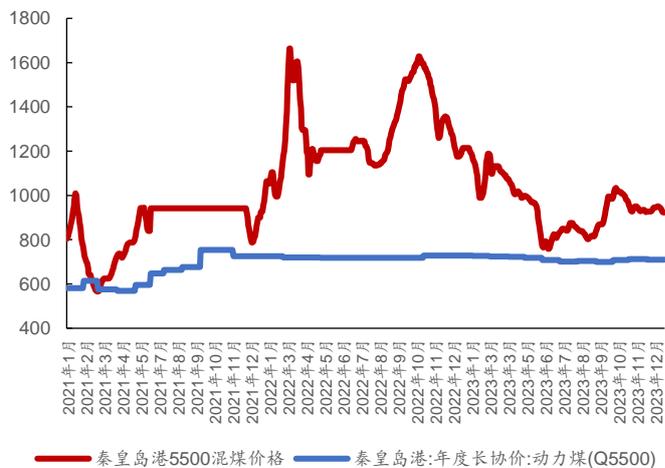
单位：元/吨

环节	地区	热值	中长期交易价格合理区间
港口	秦皇岛港	5500 千卡	570~770
出矿	山西	5500 千卡	370~570
	陕西	5500 千卡	320~520
	蒙西	5500 千卡	260~460
	蒙东	3500 千卡	200~300
	河北	5500 千卡	480~680
	辽宁	5500 千卡	590~790
	黑龙江	5500 千卡	545~745
	山东	5500 千卡	555~755
	安徽	5000 千卡	545~745
贵州	5000 千卡	350~500	

注：1. 上述价格均为含税价格。
2. 其他热值煤炭价格合理区间按热值比相应折算。
3. 部分省份正在研究制定当地煤炭价格合理区间。

资料来源：国家发改委、国投证券研究中心

图17. 电煤长协价格相较现货价格波动小



资料来源：Wind、国投证券研究中心

长协签订比例高。参考国家发改委发布的《电煤中长期合同签订履约工作方案通知》，连续三年均要求煤企签订的中长期合同数量应达到自有资源量的 80%以上，且 2021 年 9 月份以

来核增产能的保供煤矿核增部分按承诺要求全部签订电煤中长期合同。公司作为煤炭央企，需切实发挥保供主力军作用，据 Wind 投资者平台回复，2022 年上半年长协煤占比约 91%，2023 年前三季度长协煤占比约 85%，均维持在较高水平。

热值提升推动吨煤售价逐季上涨。据公司公告，2022-2023 年上半年，受矿井地质条件和过断层等因素造成公司商品煤煤质较低从而影响其综合售价，商品煤综合煤质 4100 卡/克，吨煤售价在 2022 年逐季走低。2023 年 3 月份公司煤质持续好转，一季度公司煤炭平均发热量 3991 卡/克，二季度升至 4200 卡/克左右，7-8 月热值回归 4400-4450 卡/克，吨煤售价亦实现环比明显改善。据 2024 年 1 月最新公告的数据，2023 年公司吨煤售价 551 元/吨，同比+0.2%，2023 年第四季度公司煤炭 573 元/吨，同比+9.0%，环比+3.3%。

图18. 公司年度吨煤售价与安徽淮南动力煤对比

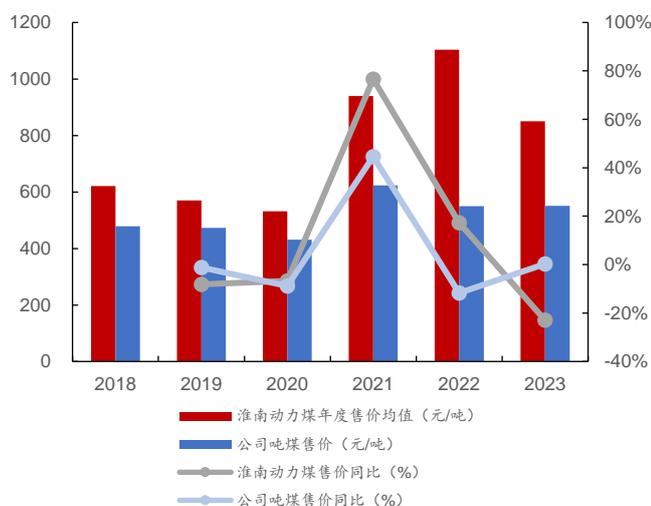
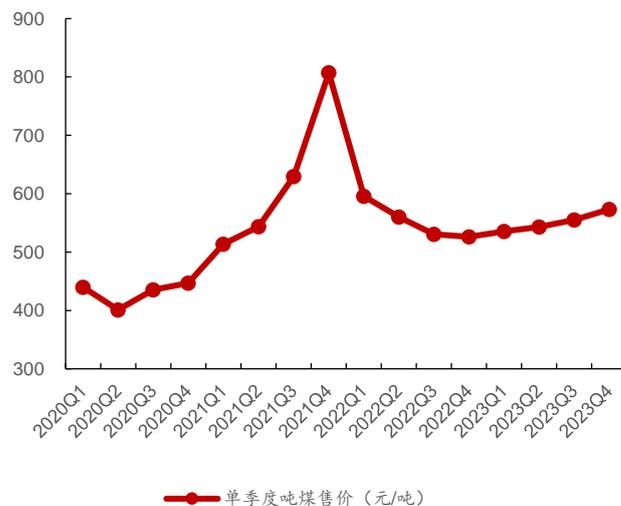


图19. 公司单季度吨煤售价情况 (元/吨)



资料来源：煤炭资源网、公司公告、国投证券研究中心（此处公司吨煤售价使用抵消前数据）

资料来源：公司公告、国投证券研究中心

坚持进行成本管控，近年来受多因素影响成本小幅走高。2018-2020 年公司吨煤成本主要在区间 270-300 元/吨浮动，2021-2022 年上升至 334/336 元/吨，主要原因为：一是公司按照财政部关于印发《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的通知要求，符合煤与瓦斯突出的矿井安全生产费用标准由 30 元/吨提高到 50 元/吨，公司所属刘庄煤矿和新集一矿 2023 年安全费用计提标准由 30 元/吨增长至 50 元/吨；二是板集煤矿 2022 年 1 月 1 日转固，转资资产后影响折旧费用增加；三是材料费用、人工/电力费用、其他支出等均有增加，系大宗商品涨价、产煤量增加等多因素导致。2023 年在公司优化调整生产接续以及加强系统降本、技术降本和节支降耗的多重努力下，公司全年实现吨煤成本 351 元/吨，同比+4.34%。综合来看，在持续的成本管控下，未来公司在高长协占比下其利润弹性虽相比现货煤销售占比大的煤企有所减弱，但也在一定程度上降低了现货煤价波动造成的影响，盈利相对更加稳定。

表11: 公司商品煤吨煤售价/吨煤成本/吨煤毛利对比

煤炭业务 (万吨)	2018A	2019A	2020A	2021A	2022A	2023A
商品煤综合单位售价	478.1	472.7	430.9	623.0	550.1	551.4
YOY		-1.1%	-8.9%	44.6%	-11.7%	0.2%
商品煤综合单位成本	278.0	290.9	289.0	334.2	336.4	351.0
YOY		4.7%	-0.7%	15.6%	0.7%	4.34%
商品煤综合单位毛利	200.2	181.8	141.9	288.8	213.7	200.4
YOY		-9.2%	-22.0%	103.6%	-26.0%	-6.2%

资料来源：公司公告、国投证券研究中心

表12：公司成本拆分情况

	2018	2019	2020	2021	2022
材料 (亿元)	4.03	3.95	3.83	5.05	5.94
YOY (%)	8.60%	-1.95%	-3.02%	31.74%	17.61%
占比 (%)	8.86%	8.08%	8.07%	9.14%	9.75%
人工成本 (亿元)	15.89	18.21	19.02	22.75	23.30
YOY (%)	14.42%	14.66%	4.45%	19.58%	2.42%
占比 (%)	34.93%	37.24%	40.08%	41.19%	38.28%
电力 (亿元)	2.11	2.15	2.13	2.34	2.59
YOY (%)	10.34%	1.78%	-0.57%	9.92%	10.63%
占比 (%)	4.63%	4.39%	4.49%	4.25%	4.26%
折旧 (亿元)	5.46	4.91	4.36	4.33	5.35
YOY (%)	-14.81%	-10.03%	-11.17%	-0.72%	23.48%
占比 (%)	12.01%	10.04%	9.19%	7.84%	8.79%
安全费用 (亿元)	6.26	6.40	6.14	7.34	8.20
YOY (%)	21.53%	2.27%	-4.04%	19.53%	11.72%
占比 (%)	13.76%	13.09%	12.94%	13.30%	13.48%
维简费 (亿元)	1.95	2.15	2.10	2.31	2.53
YOY (%)	3.23%	10.45%	-2.27%	10.09%	9.55%
占比 (%)	4.28%	4.39%	4.42%	4.19%	4.16%
修理费 (亿元)	3.17	3.49	3.04	3.53	3.61
YOY (%)	17.45%	10.19%	-12.84%	15.97%	2.29%
占比 (%)	6.97%	7.14%	6.41%	6.39%	5.93%
坍塌费 (亿元)	1.89	2.09	2.54	2.49	2.33
YOY (%)	-3.00%	10.09%	21.92%	-2.02%	-6.56%
占比 (%)	4.16%	4.26%	5.36%	4.51%	3.82%
其他支出 (亿元)	4.73	5.56	4.28	5.08	7.01
YOY (%)	25.17%	17.60%	-23.05%	18.69%	37.97%
占比 (%)	10.40%	11.37%	9.02%	9.20%	11.52%
合计 (亿元)	45.48	48.92	47.46	55.23	60.87

资料来源：公司公告、国投证券研究中心

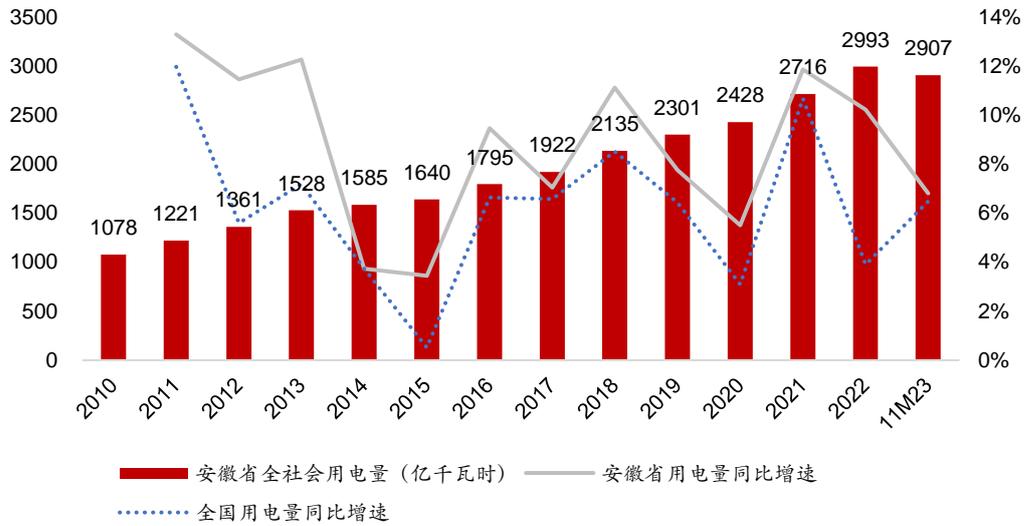
3. 省内电力供需矛盾凸显，电价有支撑，电量有保证

3.1. 省内用电量需求高增，供需缺口下电价有望保持稳定

安徽省电力需求稳步提升，增速高于全国水平。根据安徽省统计局数据，安徽省全社会用电量从2013年的1361亿千瓦时稳步增长至2022年的2993亿千瓦时，近十年复合增速达到8.2%，远高于全国全社会用电量近十年5.6%的复合增速水平。近五年安徽省整体用电量增速高于长三角其他用电大省。《安徽省电力发展“十四五”规划》预计，为支撑全省经济社会发展，2025年全省全社会用电量将达到3350-3530亿千瓦时，“十四五”期间年均增长6.6%-7.8%；2025年全社会最大负荷达到7200万千瓦，年均增长8.5%。

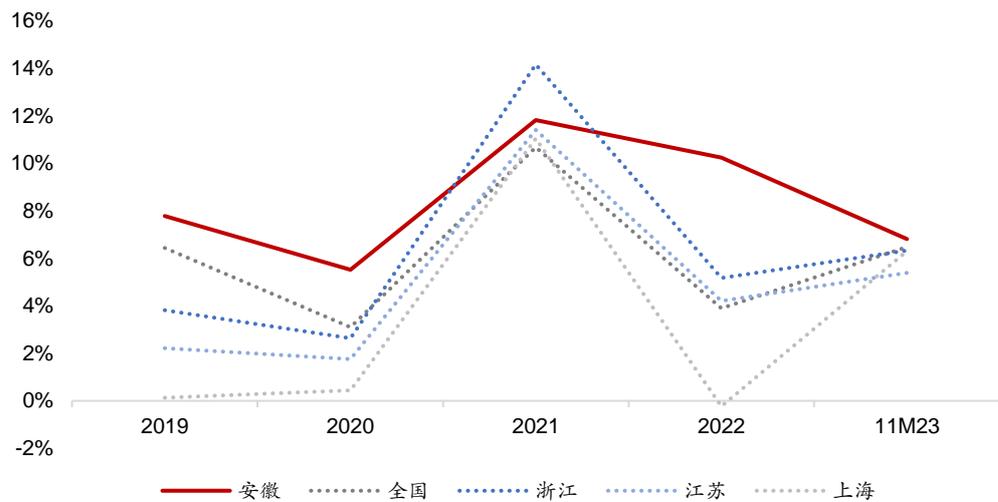
随着工业新兴产业集群的不断引入与发展、电能替代进程的加速、承担向周边用电大省输出电力的重任，安徽省未来电力需求增长动力充足：

图20. 安徽全社会用电量及增速



资料来源: Wind, 国家统计局, 安徽省统计局, 国投证券研究中心

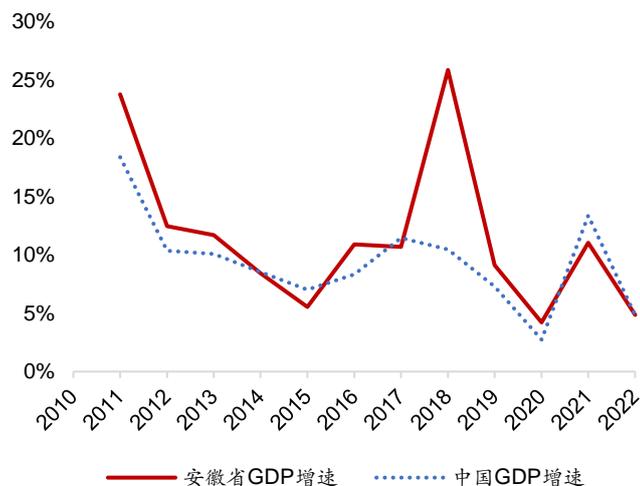
图21. 近五年安徽用电量增速与其他长三角省份/直辖市对比



资料来源: Wind, 国家统计局, 国投证券研究中心

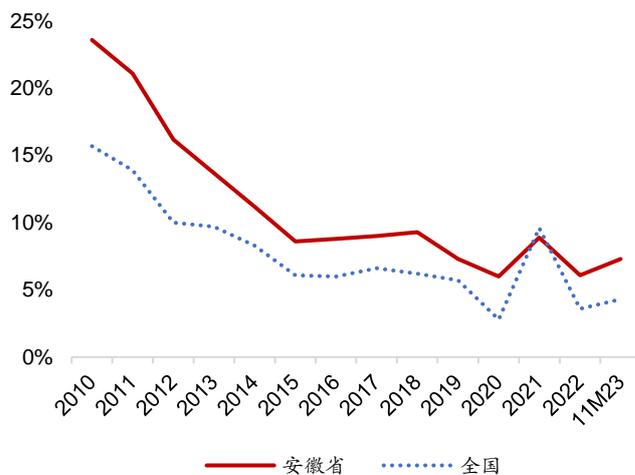
1) 新兴产业的快速发展驱动工业用电需求不断提升。近年来,安徽省大力推进新能源汽车、信息技术、新材料、装备制造、先进光伏和新型储能等新型产业的发展,通过构建现代化产业集群的方式,持续扩大工业企业数量,大力培养专精特新企业、培育高端领域龙头,安徽省工业发展迅速。根据 Wind 数据,近十年安徽省规模以上工业增加值每年增速显著高于全国平均水平,2023年1-11月增速达到7.3%,较全国平均高出3pct;安徽工业企业数量从2013年11月的1.47万家快速增长至2023年11月的2.27万家,年复合增速为4.4%。安徽省经济的不断增长有望带动用电需求的提升。

图22. 安徽与全国 GDP 增速对比



资料来源: Wind, 国家统计局, 国投证券研究中心

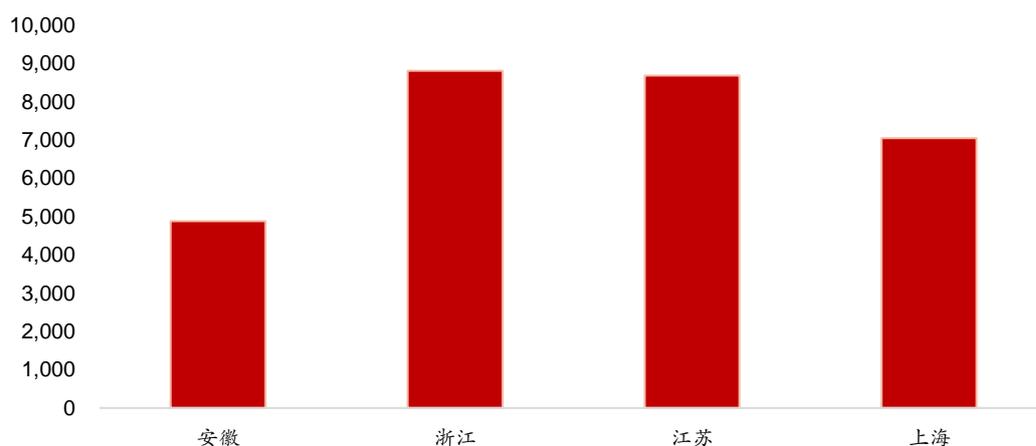
图23. 安徽与全国规模以上工业增加值增速对比



资料来源: Wind, 国家统计局, 国投证券研究中心

2) 安徽省电能替代进程加速, 人均用电量仍有较大提升空间。安徽省能源局于 2017 年发布《关于推进安徽省电能替代的实施意见》, 提出在工业生产、建筑供暖供冷、交通运输、农业生产、居民生活五大领域实施“以电代煤”、“以电代油”, 着力提高电能占终端能源消费比重。自此, 安徽省电能替代进程提速。据《安徽省电力发展“十四五”规划》披露, 安徽在“十三五”期间实施电能替代项目 1.1 万个, 替代电量 263 亿千瓦时; 规划中明确提出, “积极有序实施电能替代, 进一步拓展电能替代的广度和深度, 提高终端用能电气化水平”, 目标在“十四五”期间, 完成电能替代电量 300 亿千瓦时。此外, 根据《安徽省能源发展“十四五”规划》, 大力实施冶金电炉、建材电窑炉、工业电锅炉等重点工业领域电能替代, 目标到“十四五”末电能占终端能源消费的比重由“十三五”末的 26% 提升至 30%。2022 年, 按照常住人口来算, 安徽省人均用电量为 4885 千瓦时/人, 远低于浙江、江苏、上海的人均用电量水平, 电能替代仍有较大空间。

图24. 安徽与浙江、江苏、上海 2022 年人均用电量对比 (千瓦时/人)

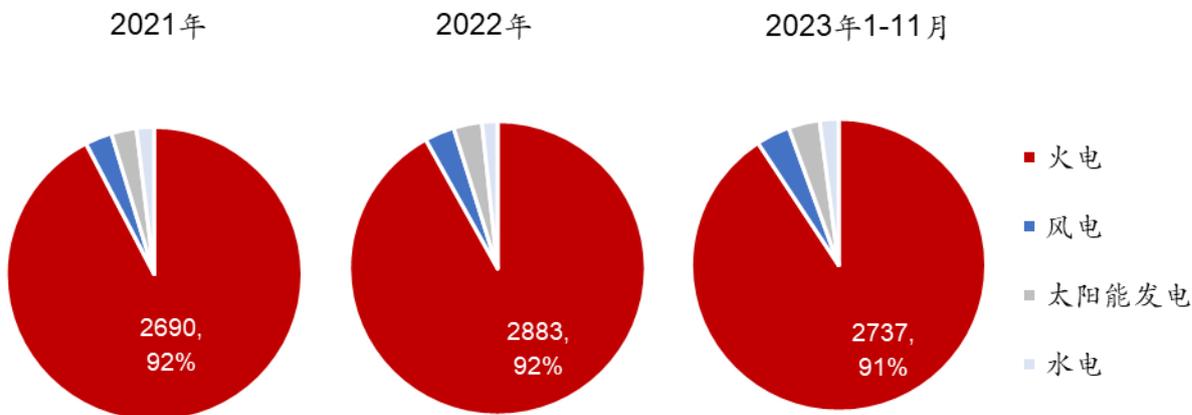


资料来源: Wind, 国投证券研究中心

安徽省的电力供给仍以火电为主。从发电量结构来看, 安徽省近三年火电发电量均超过 2600 亿千瓦时, 占全省总发电量的比重超过 90%, 火电为安徽省主力电源。安徽省火电利用小时数相对较高, 2022 年为 4894 小时, 高于全国平均 515 小时, 同时比周边用电大省浙江、江苏、上海分别高 174 小时、455 小时、1267 小时。根据《安徽省能源发展“十四五”规划》,

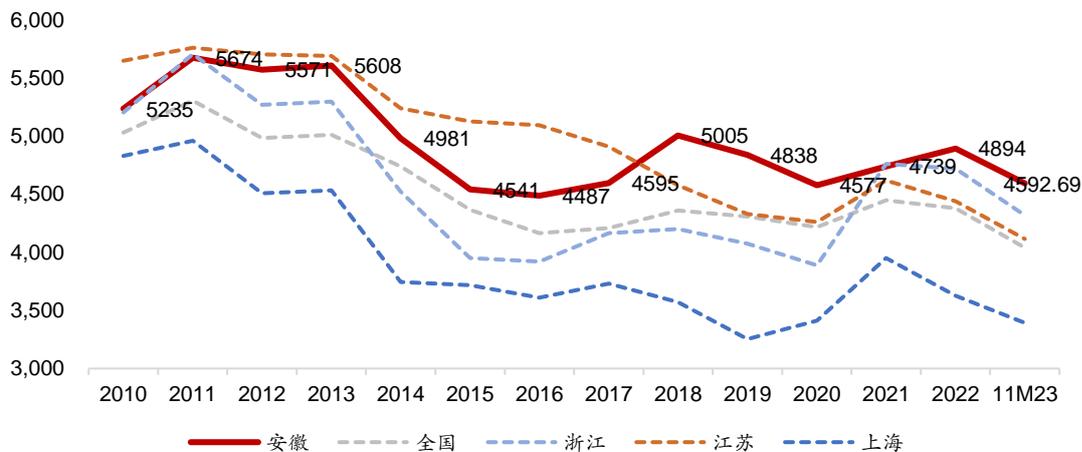
“十四五”时期，受土地、生态红线、电网接入消纳等因素影响，新能源高速发展受限，能源结构优化难度加大，我们预计短期内，火电仍将在安徽省保持住到电源地位。

图25. 安徽 2021 年、2022 年、2023 年 1-11 月发电量结构 (亿千瓦时, %)



资料来源: Wind, 国家统计局, 国投证券研究中心

图26. 安徽与全国、浙江、江苏、上海火电平均利用小时数对比



资料来源: Wind, 国投证券研究中心

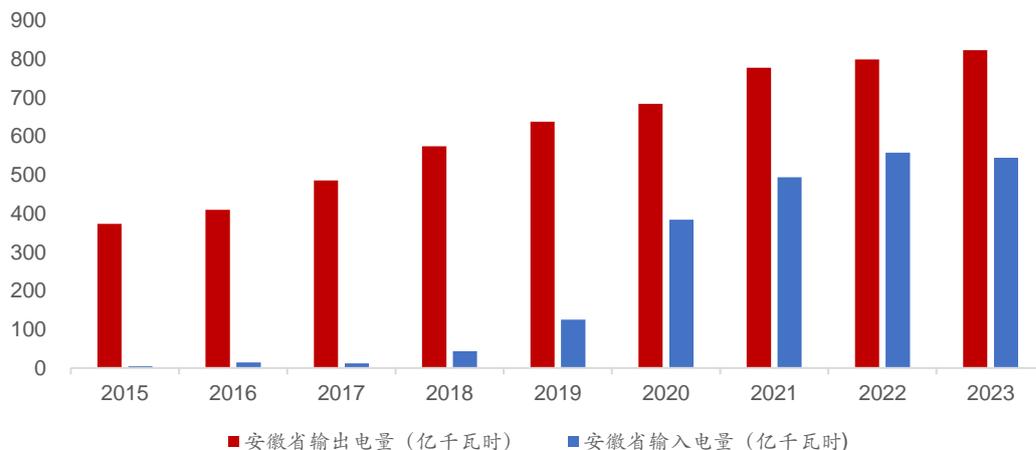
电力需求高速增长及能源转型背景下安徽省电力供需矛盾凸显。根据安徽省于 2021 年发布的《安徽省电力供应保障三年行动方案(2022-2024 年)》，国家能源局已将安徽省 2022-2024 年电力供需形势确定为红色预警，为全国电力供需形势最为严峻的省份之一。经方案测算，2024 年全省最大用电负荷达到 6530 万千瓦，按 12% 系统备用率测算，电力需求为 7314 万千瓦。截至目前，全省可用电力供应能力 4835 万千瓦，依靠现有电力供应能力及省间临时电力互济已难以满足高峰用电需求，存在较大的电力供应保障缺口。同时，安徽省作为长三角地区唯一的国家级亿吨煤炭基地和电力应急保障基地，之前还承担了部分对长三角地区电力保障的责任，历年来安徽省电力输出电量逐步提升，截至 2023 年 11 月输出电量达到 823.63 亿千瓦时，占全省发电量的 27.3%，即使 2022 年以来随着省内用电需求高速增长推进“外电入皖”，输入电量显著提升，但仍难以迅速转变其作为电力净输出省的定位。因此，省内用电需求高速增长叠加电力外送需求，安徽省未来仍面临电力供需紧张的情况，根据政策测算的 2022-2024 年电力需求与供应计划平衡表，通过省内煤电装机投产以及争取省外来电，到 2024 年安徽省电力缺口有望相对得到缓解，但仍处于供需偏紧的态势。

表13：安徽省 2022-2024 年电力需求与供给计划平衡表（单位：万千瓦）

项目	2022 年	2023 年	2024 年	三年合计
一、电力需求（规划备用）	6350	6910	7314	
（一）全社会最大负荷	5670	6170	6530	
（二）规划备用容量（12%）	680	740	784	
二、电力供应能力	5557	6371	6890	
（一）存量电力供应能力	4835	5557	6371	
（二）当年新增电力供应能力	722	814	519	2055
1、规划新增电源	187	425	144	855
其中：煤电	167	396	136	699
抽水蓄能	0	120	0	120
生物质能	20	8	8	36
2、规划新增准直流分电	125	75	0	200
3、争取临时省外来电	350	125	125	600
其中：白鹤滩直流分电	0	100	100	200
长三角年度互济	200	0	0	200
长三角临时互济	100	0	0	100
区外临时来电	50	25	25	100
4、推动灵活性电源建设	60	90	250	400
其中：应急备用电源	0	60	60	120
天然气调峰电站	0	0	160	160
电化学储能	60	30	30	120
三、用电负荷削减	350	375	400	
（一）电力需求侧管理	150	175	200	
（二）有序用电方案	200	200	200	
四、电力供需缺口（规划备用容量下）	443	164	24	

资料来源：《安徽省电力供应保障三年行动方案（2022-2024 年）》，国投证券研究中心

图27. 历年安徽省输入/输出电量对比（亿千瓦时）

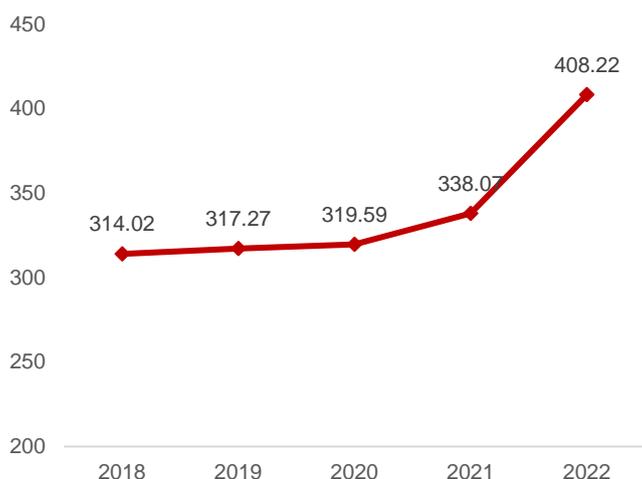


资料来源：Wind，国投证券研究中心（注：上述图中每年输入/输出电量均为 1-11 月数据）

受益于电力市场化改革，电力供需紧张背景下安徽市场化电价实现顶格上浮。2021 年 10 月发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，其中提出燃煤发电量将实现 100% 市场化交易，市场电价有望成为新的定价之“锚”，同时将燃煤发电市场交易价格

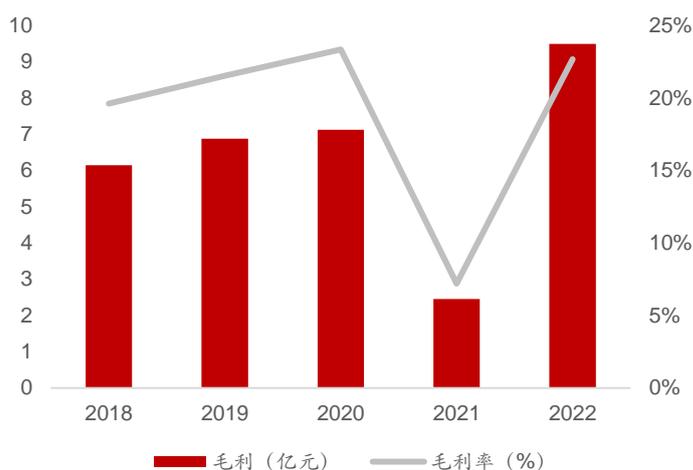
浮动范围扩大至上下浮动范围均不超过 20%，高耗能行业不受 20%限制，电力现货价格不受限制。电力市场化改革、煤价持续维持高位及省内电力供需紧张多重因素推动下安徽省年度市场化交易电价实现顶格上浮，根据安徽电力交易中心发布的 2022 年电力市场年报，2022 年安徽省直接交易电量成交均价达到 0.4604 元/千瓦时，较基准价上浮 19.78%；同时根据国际能源网披露，2023 年上半年安徽省月度直接交易价格同样维持在 0.46 元/千瓦时左右，接近顶格上浮。从公司电力板块电价情况看，2022 年公司火电上网电价提升至 0.408 元/千瓦时，同比增长 20.75%，带动电力业务毛利率大幅回升。未来在省内电力供需持续偏紧的背景下，我们判断安徽省市场化交易电价仍有望维持高位。

图28. 公司历年火电平均售电价（元/兆瓦时）



资料来源：公司公告、国投证券研究中心

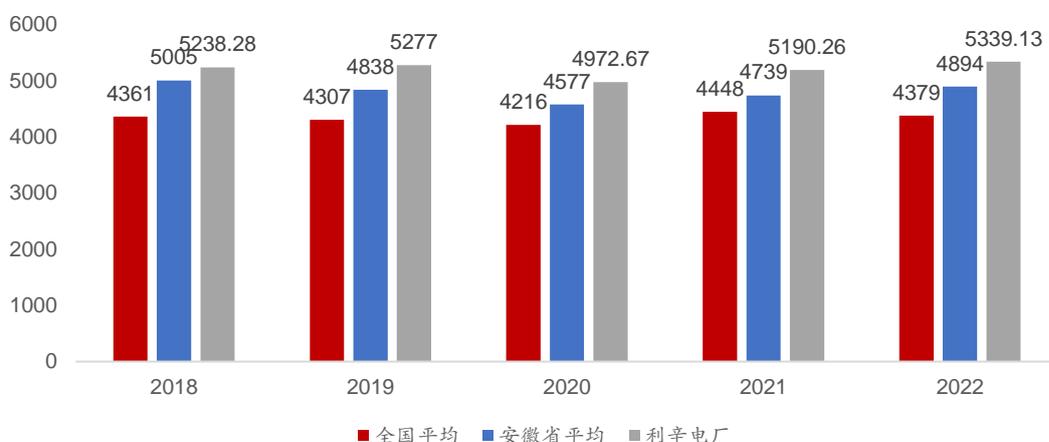
图29. 2022 年公司电力板块毛利率显著回升



资料来源：公司公告、国投证券研究中心

同时电力缺口支撑高利用小时数，受电力供需紧张影响，近几年安徽省内火电机组平均利用小时数均高于全国均值，2022 年安徽省火电平均利用小时达到 4894 小时，较全国平均 4379 小时高 515 小时。同时，公司火电机组高效运行，2022 年公司利辛电厂机组利用小时数达到 5339.13 小时，远高于全省平均。在省内仍处于电力供需偏紧的预期下，我们预计公司未来火电有望继续维持高效运行。

图30. 历年公司火电利用小时数大幅领先



资料来源：公司公告、Wind、国投证券研究中心

3.2. 容量电价出台，进一步提升火电业绩稳定性

2023年11月，国家发改委、能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，为适应煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型的新形势，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，灵敏反映电力市场供需、燃料成本变化等情况；容量电价水平根据转型进度等实际情况合理确定并逐步调整，体现煤电对电力市场的支撑调节价值。根据政策规定，用于测算容量电价的煤电机组固定成本为每年每千瓦330元，2024-2025年各省通过容量电价回收固定成本的比例为30%-50%；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%。

表14：建立煤电容量电价机制政策重点内容

	重点内容
实施范围	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。
容量电价水平	用于计算容量电价的煤电机组固定成本为每年每千瓦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。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%。
容量电费分摊	各地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，由电网企业按月发布、滚动清算。
容量电费考核	正常在运情况下，煤电机组无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定，下同）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%。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其获取容量电费的资格。

资料来源：国家发改委、国投证券研究中心

若容量电价政策在安徽省顺利实施，2024-2025年执行100元/千瓦·年的容量电价，若以2022年安徽省年平均利用小时数进行计算（2022年安徽省平均利用小时数为4894小时），当前容量电价水平换算为度电补贴约为0.0204元/千瓦时。假设公司未来火电装机利用小时数仍维持在较高水平，以新集能源2022年火电机组平均利用小时数计算（2022年新集能源火电利用小时数为5339小时），则于公司而言当前容量电价度电分摊约为0.0187元/千瓦时。

表15：省级电网煤电容量电价表

省级电网	容量电价 (元/千瓦·年, 含税)	省级电网	容量电价 (元/千瓦·年, 含税)
北京	100	河南	165
天津	100	湖北	100
冀北	100	湖南	165
河北	100	重庆	165
山西	100	四川	165
山东	100	陕西	100
蒙西	100	新疆	100
蒙东	100	青海	165
辽宁	100	宁夏	100
吉林	100	甘肃	100
黑龙江	100	深圳	100
上海	100	广东	100
江苏	100	云南	165
浙江	100	海南	100
安徽	100	贵州	100
福建	100	广西	165
江西	100		

资料来源：国家发改委、国投证券研究中心

4. 盈利预测与投资建议

4.1. 盈利预测与关键假设

新集能源 2023-2025 年经营核心假设如下：

1) 煤炭业务：

煤炭产量：公司未来三年煤炭产能基本保持稳定，考虑到 2022-2023 年公司板集煤矿投产叠加产能利用率提升，煤炭产量持续增加，预计 2023-2025 年公司商品煤产量为 1937/1957/1967 万吨，同时下游用电需求增加保证公司煤炭销售情况，预计 2023-2025 年产销率均维持 100%。

煤炭价格：公司销售煤种以动力煤为主，主要供给电厂、化工用户。考虑 2022 年以来公司提升长协比例以平抑煤价波动，故吨煤售价变动主要跟随长协进行调整。国内煤价近两年高位波动，现阶段呈下行趋势但整体价格中枢仍明显高于 2021 年以前。长期来看，在经济温和复苏的背景下，下游需求回暖对煤炭价格形成支撑，考虑到 2023-2025 年国内动力煤新增产量较为有限，但保供政策要求下价格变动预计偏小，预计 2023-2025 年公司商品煤售价为 551/552/554 元/吨。

煤炭成本：公司持续进行成本管控，预计 2023-2025 年公司商品煤成本为 351/347/349 元/吨。

2) 电力业务：

装机容量：据公司公告，截至 2022 年底公司控股电力装机容量 200 万千瓦，目前公司在建的利辛板集电厂二期（2 台 66 万千瓦机组）预计于 2024 年 10 月投产，因此预计 2023-2025 年公司控股装机容量分别为 200/332/332 万千瓦。

发电量：公司历年利用小时数维持较高水平，2020-2022 年机组利用小时数分别为 4972.67、5190.26、5339.13 小时，我们判断未来几年在安徽省大力引入新兴产业的背景下省内电力供需持续偏紧，预计公司 2023-2025 年利用小时仍维持高位，预计对应发电量分别为 104.79/123.24/172.09 小时。

上网电价：2023 年 11 月国家出台容量电价政策，在出台容量电价政策背景下电量电价预计小幅下降，在考虑容量电价的背景下预计 2023-2025 年公司安徽地区电厂上网电价分别为 0.41/0.41/0.41 元/千瓦时（不含税），基本与公司 2022 年上网电价持平。

发电成本：公司煤电业务度电成本中燃料成本占比高，由于公司火电项目为坑口电厂，煤价全部为坑口长协价格，燃料成本稳定性较强，参考 2022 年度电成本水平，我们预计 2023-2025 年分别为 0.29/0.29/0.29 元/千瓦时。

4.2. 估值与投资建议

我们选取了业务均涉及煤电一体化的公司与新集能源进行对比，分别是：中国神华、电投能源、内蒙华电、陕西能源、国电电力进行估值对比，以 2024 年 1 月 22 日收盘价为基准，使用 Wind 一致预期披露的归母净利润、EPS 以及 PE，上述公司 2024 年 PE 平均值为 7.96。

我们预计公司 2023-2025 年分别实现营业收入 128.50 亿元、126.23 亿元、133.30 亿元，增速分别为 7.1%、-1.8%、5.6%，2023-2025 年分别实现净利润 21.05 亿元、23.23 亿元、24.90 亿元，增速分别为 2.0%、10.4%、7.2%。公司作为中煤集团旗下上市煤企，煤炭资源区位优势、储量大，销售煤种以动力煤为主，长协占比高增强业绩稳定性。同时火电在建或拟建项目基本位于安徽省内或周边，与公司所属煤矿距离较近，2026 年全部火电项目投产后业绩有望大幅放量，届时公司煤电一体化的协同优势得到充分发挥，进一步提高公司的盈利能力和抗风险能力，从而有望实现从煤炭周期股估值转向煤电一体化稳健资产估值。首次覆盖，给予“买入-A”评级，给予公司 2024 年 6.9xPE，对应 6 个月目标价为 6.21 元。

表16: 可比公司估值

证券代码	公司名称	收盘价 (元)	总市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)			EPS (元/股)			PE		
				2022A	2023E	2024E	2022A	2023E	2024E	2022A	2023E	2024E
601088	中国神华	32.96	6265.35	696.26	714.92	728.86	3.50	3.60	3.67	7.88	9.16	8.98
002128	电投能源	13.78	308.89	39.87	43.60	46.76	2.07	1.94	2.09	5.95	7.09	6.61
600863	内蒙华电	3.79	247.37	17.62	32.33	36.62	0.25	0.50	0.56	12.93	7.65	6.76
001286	陕西能源	7.94	297.75	24.72	28.05	32.82	0.82	0.75	0.88	0.00	10.61	9.07
600795	国电电力	3.96	706.29	28.25	70.39	84.42	0.15	0.39	0.47	26.96	10.03	8.37
可比公司平均										35.88	8.91	7.96

资料来源: Wind、国投证券研究中心 (以 2024 年 1 月 22 日收盘价为基准, 使用 Wind 一致预期披露的归母净利润、EPS 以及 PE)

5. 风险提示

宏观经济周期波动风险: 公司主要从事煤炭生产、销售等业务, 与电力、化工等行业发展状况和行业景气度煤炭是国家能源的主要来源之一, 也是国家经济的重要支柱之一, 行业内企业的经营业绩、财密切相关。财务状况和发展前景在很大程度上受我国经济发展状况、宏观经济政策和产业结构调整的影响, 宏观经济的波动会影响国内市场需求, 进而影响公司的盈利能力和财务状况;

煤炭价格波动: 公司主要产品为动力煤, 宏观经济周期、国内外市场供求关系、国内产业政策以及原材料、能源价格的波动等因素均可能引起动力煤的价格变化;

生产安全风险: 煤炭开采业务受地质自然因素影响较大, 且因主要生产活动均处于地下, 发生自然灾害及安全事故的概率相对较大。若公司所属矿井发生安全事故, 可能会影响煤炭生产;

环保风险: 公司从事的煤炭开采、洗选业务生产经营过程中会对环境造成一定影响。当前我国环保政策日趋严格, 能否满足各项环保监管要求、坚持主业开发与环境保护协调发展对公司经营稳定性有一定影响;

地质条件变化影响公司煤质风险: 2022 年至 2023 年一季度公司受矿井地质条件和过断层等因素造成公司商品煤煤质较低, 进而影响吨煤售价, 若后续开采过程中遇地质条件变化等情况, 或对煤炭品质及吨煤售价产生影响;

探矿权开发进度不及预期: 公司所持探矿权若开发进度不及预期, 可能会影响公司后续资源储备接续情况;

火电项目建设进度不及预期: 公司后续火电装机规模较大, 若项目落地不及预期, 可能会影响后续业绩弹性增量;

预测假设及模型误差超预期: 上述所涉及模型对公司业绩预测具有未来产品价格、公司产能、产量等与生产经营相关的参数假设, 存在与未来实际情况间偏差超预期的风险, 从而影响结论精确度。

分红比例不及预期; 煤电利用小时数下降风险; 煤电电价下降风险。

目 公司评级体系

收益评级：

买入 —— 未来 6 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 15%及以上；

增持 —— 未来 6 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 5%（含）至 15%；

中性 —— 未来 6 个月的投资收益率与沪深 300 指数的变动幅度相差-5%（含）至 5%；

减持 —— 未来 6 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 5%至 15%（含）；

卖出 —— 未来 6 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 15%以上；

风险评级：

A —— 正常风险，未来 6 个月的投资收益率的波动小于等于沪深 300 指数波动；

B —— 较高风险，未来 6 个月的投资收益率的波动大于沪深 300 指数波动；

目 分析师声明

本报告署名分析师声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，勤勉尽责、诚实守信。本人对本报告的内容和观点负责，保证信息来源合法合规、研究方法专业审慎、研究观点独立公正、分析结论具有合理依据，特此声明。

目 本公司具备证券投资咨询业务资格的说明

国投证券股份有限公司（以下简称“本公司”）经中国证券监督管理委员会核准，取得证券投资咨询业务许可。本公司及其投资咨询人员可以为证券投资人或客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或间接的有偿咨询服务。发布证券研究报告，是证券投资咨询业务的一种基本形式，本公司可以对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向本公司的客户发布。

目 免责声明

本报告仅供国投证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因为任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但本公司不保证该等信息及资料的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映本公司于本报告发布当日的判断，本报告中的证券或投资标的价格、价值及投资带来的收入可能会波动。在不同时期，本公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态，本公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。同时，本公司有权对本报告所含信息在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以本公司向客户发布的本报告完整版本为准，如有需要，客户可以向本公司投资顾问进一步咨询。

在法律许可的情况下，本公司及所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务，提请客户充分注意。客户不应将本报告为作出其投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代客户自身的投资判断与决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，无论是否已经明示或暗示，本报告不能作为道义的、责任的和法律的依据或者凭证。在任何情况下，本公司亦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。

本报告版权仅为本公司所有，未经事先书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发或引用本报告的任何部分。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“国投证券股份有限公司研究中心”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

本报告的估值结果和分析结论是基于所预定的假设，并采用适当的估值方法和模型得出的，由于假设、估值方法和模型均存在一定的局限性，估值结果和分析结论也存在局限性，请谨慎使用。

国投证券股份有限公司对本声明条款具有惟一修改权和最终解释权。

国投证券研究中心

深圳市

地 址： 深圳市福田区福田街道福华一路 119 号安信金融大厦 33 楼

邮 编： 518026

上海市

地 址： 上海市虹口区东大名路 638 号国投大厦 3 层

邮 编： 200080

北京市

地 址： 北京市西城区阜成门北大街 2 号楼国投金融大厦 15 层

邮 编： 100034