

信义山证汇通天下

证券研究报告

石油开采Ⅲ

广汇能源（600256.SH）

增持-A(维持)

波动不改疆煤东出大势，多元发展打造综合能源基地

2023年10月13日

公司研究/深度分析

公司近一年市场表现



市场数据：2023年10月13日

收盘价（元）：	7.66
总股本（亿股）：	65.66
流通股本（亿股）：	65.66
流通市值（亿元）：	502.94

基础数据：2023年6月30日

每股净资产（元）：	4.21
每股资本公积（元）：	0.03
每股未分配利润（元）：	3.02

资料来源：最闻

分析师：

胡博

执业登记编码：S0760522090003

邮箱：hubo1@sxzq.com

刘贵军

执业登记编码：S0760519110001

邮箱：liuguijun@sxzq.com

投资要点：

➢ **煤炭新产能投放在即，板块毛利将进一步提升。**马朗煤矿建设持续推进，一期露天开采投产后公司核定的煤炭产能有望达到3300万吨，远期（东部和马朗矿井工投产）或可达到7500万吨，同比2022年分别增长83%和317%。假设马朗煤矿2024年投产，则预计2023-2025年公司煤炭销量分别为3250、4250、4750万吨；同比2022年分别增长21.7%、59.2%和77.9%。若马朗矿4季度部分投产，则预计贡献产量500万吨，2023年煤炭销量3750万吨，同比增长40.4%。安监趋严叠加国际煤价反弹，我们预计中期国内煤炭供需紧平衡，年内及2024年煤价将维持相对高位，产销量的高增长将为公司带来高盈利弹性。

➢ **原油价格重回90美元上方，煤化工或将盈利修复。**截至10月10日布伦特原油现货价报90.82美元/桶，2023年至今均价82.57美元/桶，持续高于五年均值72.3美元/桶，与十三五期间平均水平54.62美元/桶相比高出51.17%。同时，疆内煤炭市场走势相对独立，哈密动力煤价格7月以来维持在440元/吨左右，同期榆林、大同坑口价分别较7月底上涨了17.5%和8.6%，疆煤价格低位或将增强公司煤化工产品竞争力，下半年煤化工板块或将迎来盈利修复。

➢ **LNG贸易规模持续扩大，气价回升或将带来毛利率修复。**自产气产量稳定，受益于自产原料煤成本优势，毛利率维持高位，我们预计2023-2025年产量稳定在7亿方左右，毛利率维持在50%以上。随着启动LNG接收站的扩能，贸易气成为公司天然气板块重心。我们预计2023年LNG贸易规模全年达到102亿方左右，同比+71%；后期随着启东接收站能力扩容有望进一步增长。公司灵活采取境内贸易、接卸服务及国际贸易三种盈利模式。上半年国家天然气价格回落至2019年水平（也是近五年低位）的情况下，毛利率有所下降，但7月以来国内外天然气价格反弹，公司长协、小长协天然气价格优势体现，预计下半年贸易业务毛利率或恢复。

盈利预测、估值分析和投资建议：

➢ 预测公司2023-2025年EPS分别实现1.29、1.92、2.44元，按10月12日收盘价7.62元/股计算，当前市值对应2023-2025年PE分别为6.0倍、4.1倍和3.2倍。公司兼具高成长和低估值属性，因此继续给予“增持-A”评级。

风险提示：

➢ 煤炭下游需求不及预期风险，煤炭项目投产进度不及预期风险；煤化工产品下游需求及价格不及预期风险；LNG贸易量及价格不及预期风险等。

财务数据与估值：

会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	24,865	59,409	71,330	85,341	107,483
YoY(%)	64.3	138.9	20.1	19.6	25.9
净利润(百万元)	5,003	11,338	8,496	12,574	15,996
YoY(%)	274.4	126.6	-25.1	48.0	27.2
毛利率(%)	38.4	28.6	21.4	24.4	24.1
EPS(摊薄/元)	0.76	1.73	1.29	1.92	2.44
ROE(%)	23.3	39.0	26.4	30.8	30.7
P/E(倍)	10.2	4.5	6.0	4.1	3.2
P/B(倍)	2.4	1.8	1.6	1.3	1.0
净利率(%)	20.1	19.1	11.9	14.7	14.9

资料来源：最闻，山西证券研究所

请务必阅读最后一页股票评级说明和免责声明

1

目录

1. 煤、油、气全面布局的能源龙头.....	6
1.1 围绕“煤、油、气”资源，布局五大产业.....	6
1.2 煤炭增产叠加启东扩能，公司仍具高成长性.....	8
2. 煤炭：增量产能保障板块利润.....	11
2.1 疆煤是我国未来煤炭保供的主要来源之一.....	11
2.2 新产能投放在即，公司煤炭产业成长空间大.....	19
2.3 目标市场建设储配基地，助力煤炭疆外销售.....	21
3. 煤化工：低成本原料煤护航，盈利能力稳健.....	23
3.1 公司煤化工产品线丰富，成本优势较强.....	23
3.2 原油天然气价格高位波动，煤化工发展空间仍存.....	26
4. 油气板块：启东扩能助力 LNG 贸易，原油开发提供新的增长点.....	27
4.1 自产外购两种气源保障，营收持续扩大.....	27
4.2 启东扩能贸易规模仍有增长空间，盈利模式多元化保障盈利.....	31
4.3 斋桑油气田原油复产后带来新的利润增长点.....	35
5. 二次战略转型启动，布局 CCUS 和氢能.....	36
5.1 CCUS 项目.....	36
5.2 氢能项目.....	37
6. 盈利预测与投资建议.....	39
6.1 关键假设.....	39
6.2 盈利预测、估值及投资建议.....	41
7. 风险提示.....	42

图表目录

图 1：广汇能源股权结构（截止 2023 年 6 月 30 日）.....	6
图 2：广汇能源的能源、资源、生产基地分布图.....	7
图 3：公司发展战略规划.....	7

图 4: 公司营收结构(2023 年中报).....	8
图 5: 公司毛利结构(2022 年报).....	8
图 6: 2013-2023H1 营业总收入及增速.....	9
图 7: 2013-2023H1 归母净利润及增速.....	9
图 8: 2014-2023H1 年分板块营业收入及增速.....	10
图 9: 2014-2022 年分板块毛利率.....	10
图 10: 2014-2023H1 期间费用率.....	10
图 11: 2013-2023H1 净利率及加权 ROE.....	10
图 12: 全国煤炭保有储量前十的省份 (亿吨)	12
图 13: 主要产煤省份煤炭产量历年变化.....	12
图 14: 新疆煤炭产量及消费量增速.....	13
图 15: 新疆固定资产投资增速高于全国.....	13
图 16: 疆煤外运市场格局及占比 (2021 年)	13
图 17: 甘肃煤炭产量、消费量及煤炭缺口.....	13
图 18: 宁夏煤炭产量、消费量及煤炭缺口.....	14
图 19: 川渝地区煤炭产量、消费量及煤炭缺口.....	14
图 20: 哈密、鄂尔多斯及榆林煤炭坑口价.....	15
图 21: 哈密煤炭在银川竞争力分析 (元/吨)	15
图 22: 哈密煤炭在兰州竞争力分析 (元/吨)	15
图 23: 哈密煤炭在成都竞争力分析 (元/吨)	15
图 24: 新疆煤炭基地布局及煤炭外运主要铁路运输线路.....	17
图 25: 疆煤煤炭外运量 (不含公路运输)	18
图 26: 新疆重点煤矿运量及铁路货运量.....	18
图 27: 公司煤炭产业链示意图.....	19
图 28: 公司煤炭产销量变化.....	21
图 29: 公司可采储量排主要煤炭上市公司第四位.....	21



图 30: 公司及广汇物流煤炭储配基地分布.....	22
图 31: 红淖铁路实际货运量逐步提高.....	22
图 32: 公司煤化工产业链示意图.....	23
图 33: 公司煤化工产品销量及增速.....	25
图 34: 公司历年煤炭销售及煤化工产品毛利率.....	25
图 35: 新疆煤价与内地煤价比较.....	26
图 36: 新疆煤化工产品价格.....	26
图 37: 原油、天然气对外依存度.....	27
图 38: 国际原油价格中枢维持高位.....	27
图 39: 公司天然气板块产业链示意图.....	27
图 40: 天然气产量构成及历年数据.....	29
图 41: 天然气销量构成及历年数据.....	29
图 42: 公司煤制 LNG 单位售价、成本及毛利率.....	29
图 43: 新疆 LNG 出厂价格指数.....	29
图 44: LNG 定价公式挂钩的价格指数.....	31
图 45: 公司天然气板块收入、毛利及毛利率.....	31
图 46: 中国 LNG 出厂价与到岸价及价差.....	31
图 47: 2022 年公司转口销售规模提高.....	31
图 48: 欧盟 2021-2023 年周度天然气库存(百万方).....	32
图 49: 国际天然气价格展望.....	32
图 50: 中国天然气消费量、产量及增速.....	33
图 51: 预测 2030 年我国一次能源消费结构.....	33
表 1: 新疆吐哈矿区及准东矿区煤炭外运到目标市场的竞争力分析(元/吨).....	16
表 2: 新疆煤炭铁路运输线路布局.....	18
表 3: 公司煤炭资源分布、储量、产能及产量情况.....	20

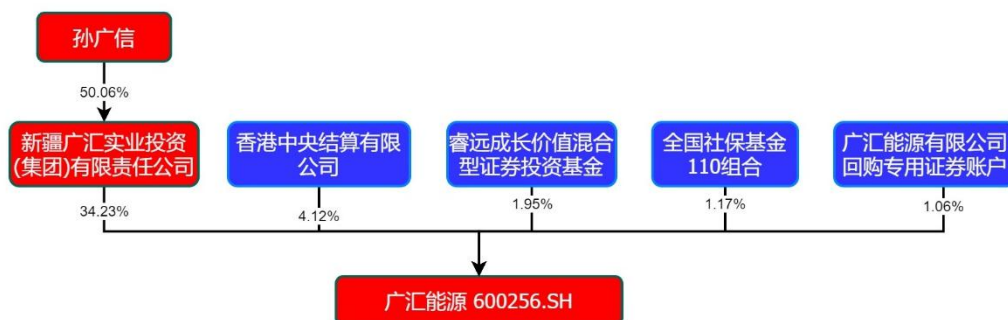
表 4：公司及广汇物流布局下游综合能源物流基地情况.....	22
表 5：公司煤化工项目布局及生产情况.....	24
表 6：公司天然气产业布局及生产情况.....	28
表 7：启东天然气接受站扩能进展.....	34
表 8：公司下游供气客户.....	35
表 9：公司氢能建设项目规划.....	38
表 10：煤炭业务关键假设.....	39
表 11：煤化工业务关键假设.....	40
表 12：天然气业务关键假设.....	40
表 13：公司主营业务营业收入及毛利预测.....	41
表 14：财务数据与估值.....	42

1. 煤、油、气全面布局的能源龙头

1.1 围绕“煤、油、气”资源，布局五大产业

广汇能源成立于 1994 年，2000 年 5 月在上交所上市，2012 年转型成为专业化能源开发企业。截至 2023 年中报，公司总股本为 65.66 亿股，其中广汇集团持有 22.79 亿股，占比 34.72%，公司实际控制人为孙广信先生。广汇集团是大型综合性企业集团，现已形成“能源开发、汽车服务、现代物流、置业服务”四大产业板块并进的格局，控制有广汇能源、广汇汽车、广汇宝信、广汇物流、合金投资 5 家上市公司。

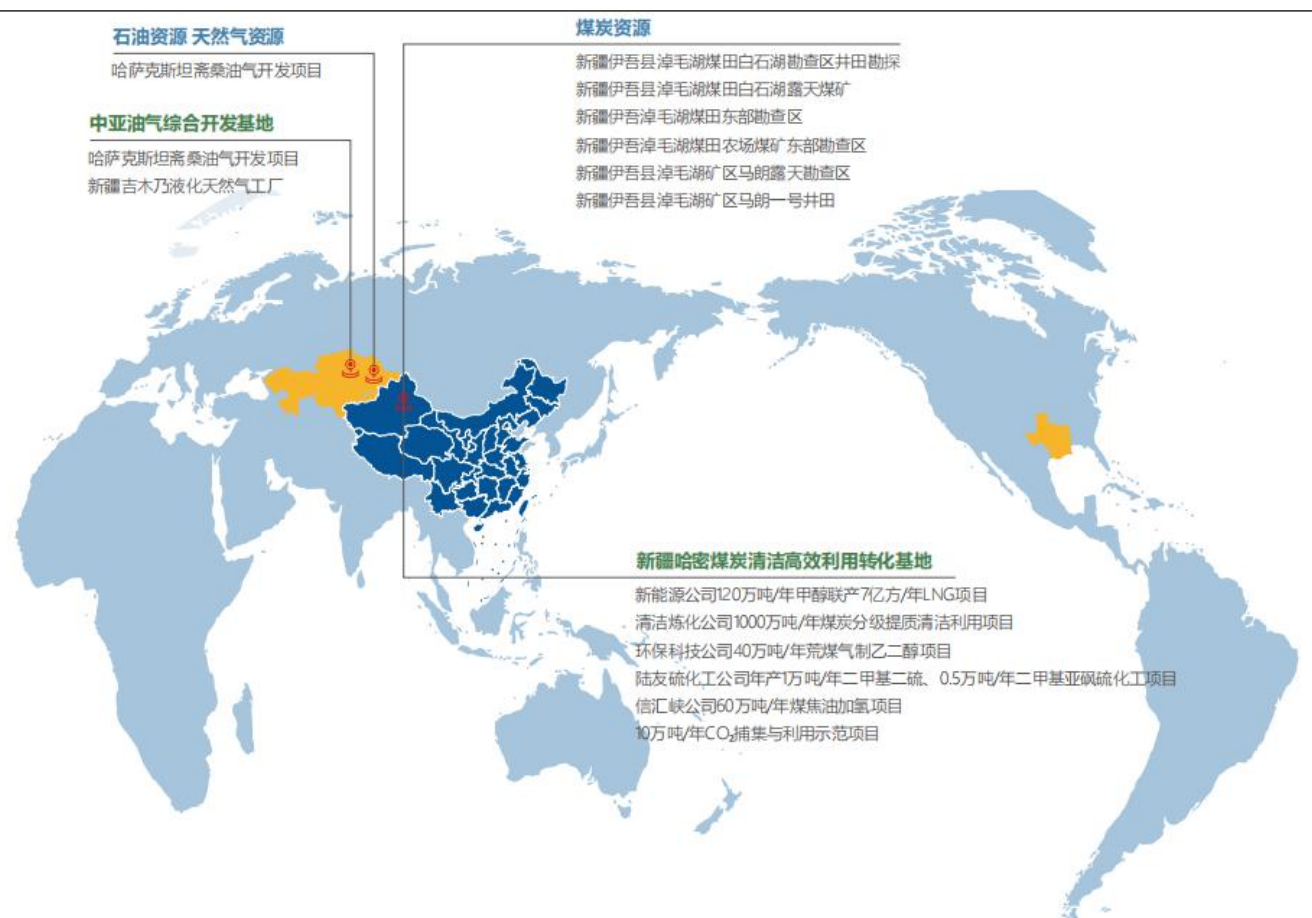
图 1：广汇能源股权结构（截止 2023 年 6 月 30 日）



资料来源：wind、山西证券研究所

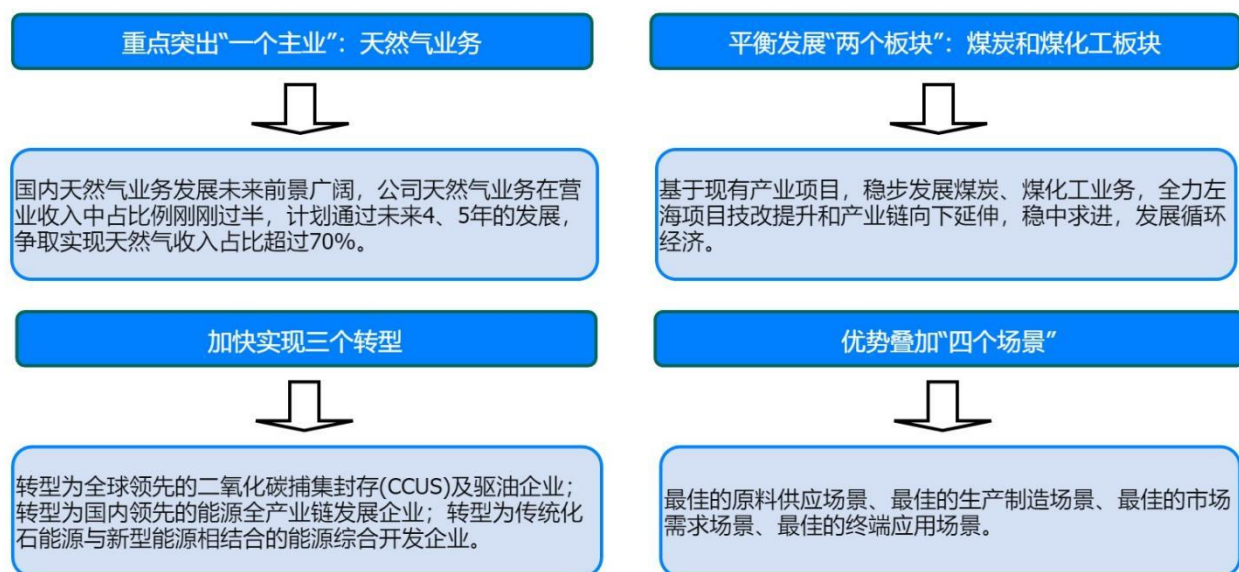
广汇能源是广汇集团的能源开发板块主体，同时拥有“煤、油、气”三种资源。公司地处新疆，新疆是 2022 年国务院印发的《扩大内需战略规划纲要（2022—2035 年）》明确的五大煤炭供应保障基地之一，也是重要的原油、天然气生产基地之一。2023 年新疆维吾尔自治区政府工作报告提出，新疆将培育壮大特色优势产业，加快打造以“八大产业集群”为支撑的现代产业体系，其中就包括“油气生产加工、煤炭煤电煤化工、绿色矿业、新能源新材料等战略性新兴产业集群”。依托丰富的天然气、煤炭和石油资源，公司建成了以煤炭、液化天然气（LNG）、甲醇、煤焦油、乙二醇为主要产品，以煤化工产业链为核心，以能源物流为支撑的综合能源产业体系。公司规划显示，未来将继续围绕煤炭、煤化工、天然气、启东码头等项目进行产业产能升级；积极布局清洁能源和二氧化碳捕集与利用产业，以价值链为纽带建成生产安全稳定、产品品质优、市场前景好、协作紧密、环境友好的现代煤化工产业集群和新能源基地，形成天然气产业、清洁能源（氢能）产业、碳捕集与利用产业、煤化工产业、煤炭产业（含煤炭销售物流基地）协同发展的五大产业格局。

图 2：广汇能源的能源、资源、生产基地分布图



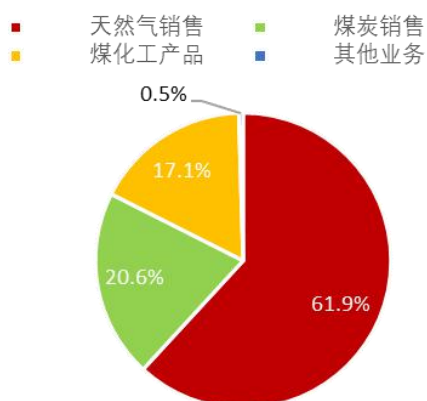
资料来源：广汇能源《2022 年社会责任报告》第 5 页，山西证券研究所

图 3：公司发展战略规划



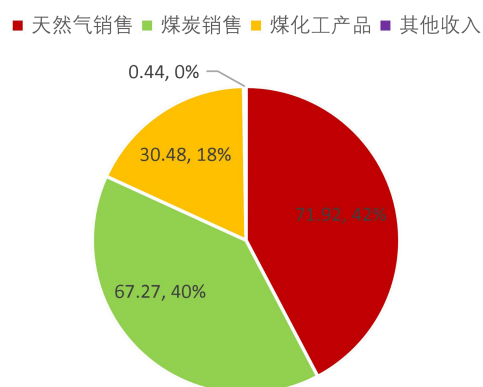
资料来源：广汇能源《2021 年社会责任报告》第 11 页，山西证券研究所

图 4：公司营收结构(2023 年中报)



资料来源：wind、山西证券研究所

图 5：公司毛利结构(2022 年报)



资料来源：wind、山西证券研究所

1.2 煤炭增产叠加启东扩能，公司仍具高成长性

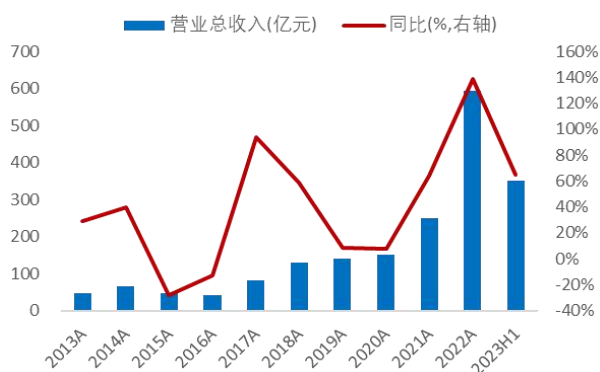
产销同升叠加行业高景气，公司业绩呈现高成长属性。近年来公司主营业务处于高速增长期，2022 年实现原煤产量 2045 万吨，比 2019 年增长 276%，年化复合增速 55.49%；2022 年实现天然气销量 66.30 亿方，相对 2019 年增长 128%，复合增速 31.6%；公司业务高速增长与 2016 年开启的供给侧改革开启的国内能源行业的高景气度重叠，量价同升带来了公司业绩的大幅增长。2019-2022 年广汇能源分别实现营业收入 140.42、151.34、248.65 和 594.09 亿元，

年化复合增速 61.73%；归母净利润分别实现 15.97、13.36、50.03 和 113.38 亿元，年化复合增速 92.20%。其中煤炭业务 2019-2022 年分别实现营收 32.55、36.68、86.39 和 152.18 亿元，年化复合增速 67.26%；天然气销售业务分别实现营收 76.49、83.42、118.57 和 344.63 亿元，年化复合增速 65.21%；煤化工业务分别实现 26.94、22.12、41.08、87.73 亿元，年化复合增速 48.22%；

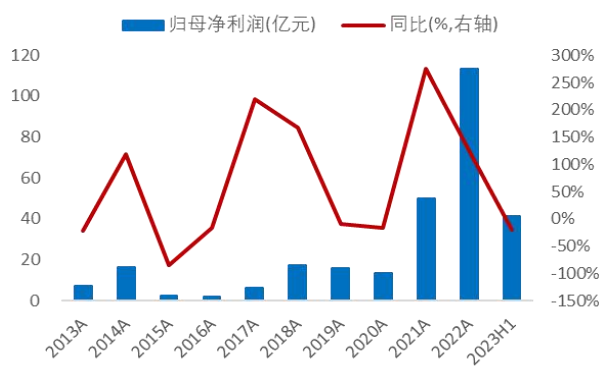
2023 年 H1 受价格回落影响，业绩同比有所下滑，但 Q3 以来煤炭、天然气价格回升，预计下半年业绩恢复增长。2023 年 H1，公司实现原煤产量 1188.12 万吨，同比+34.23%；原煤销量 1381.12 万吨，同比+40.77%。其中 Q1 煤炭销量 788.89 万吨，同比+59.38%；Q2 销量 592.23，同比+21.82%，环比-24.93%，主要是因为上半年安检趋严，尤其 Q2 疆内安全巡检等影响，Q2 煤炭产量环比下滑；同时，上半年煤炭需求受地产等影响，疆煤目标市场甘肃、宁夏和川渝地区火电企业增加检修，发电量减少等导致公司煤炭销量下行。天然气方面，2023H1 公司累计实现天然气销量 50.66 亿方，同比+107.44%；扣除自产气销售，我们测算公司的天然气贸易量约为 47.57 亿方，同比+137.71%。但欧洲经济复苏不及预期，叠加气温偏高，天然气库存同比高位，国际天然气价格下行，亨利港天然气现货 1-6 月均价 2.55 美元/百万英热单位，同比-57.66%；LNG 到岸价与国内出厂价价格平均-275.41 元/吨，上半年天然气国内贸易利润空间较差。公司接收站通过境内贸易、接卸服务及国际贸易三种盈利方式灵活经营，总体实现了盈利，天然气贸易子公司广汇国际天然气贸易有限责任公司 2023H1 实现营收 117.98 亿元，同比+42.29%；实现净利润 10.81 亿元，同比-7.28%，贸易规模扩大弥补了价差缩小对利润的侵蚀。总体来看，公司 2023 年前半年营业收入 350.86 亿元，同比增长 64.56%；归母净利润 41.22 亿元，同比增长-19.67%；扣非后归母净利润 40.99 亿元，同比增长-19.58%。受产品价格下行影响，利润有所降低。但 Q3 以来，煤炭价格受地产政策改善，国际煤价上行等影响持续反弹，目标市场煤价也有所上涨，预计下半年煤炭板块业绩改善。天然气方面则因澳大利亚罢工等影响，价格也有所上涨，公司下半年 LNG 贸易利润有望提高。

图 6：2013-2023H1 营业总收入及增速

图 7：2013-2023H1 归母净利润及增速



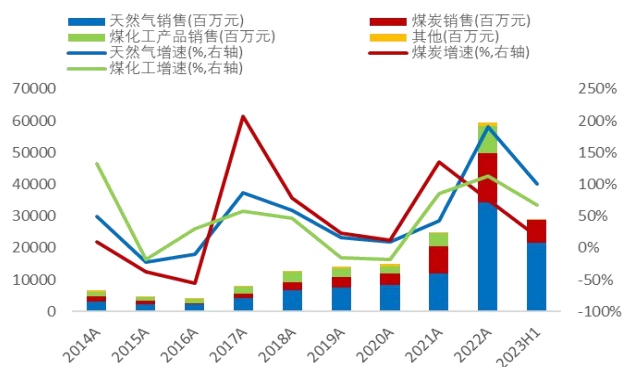
资料来源: wind、山西证券研究所



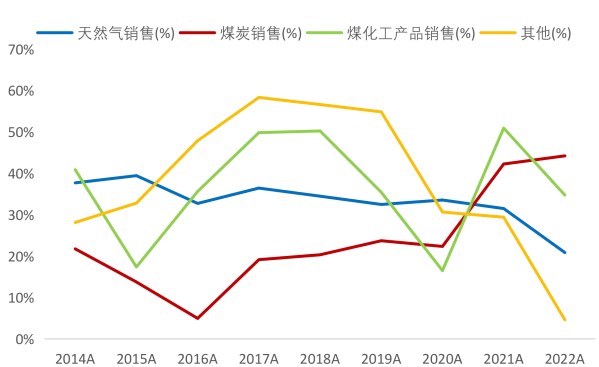
资料来源: wind、山西证券研究所

图 8: 2014-2023H1 年分板块营业收入及增速

图 9: 2014-2022 年分板块毛利率



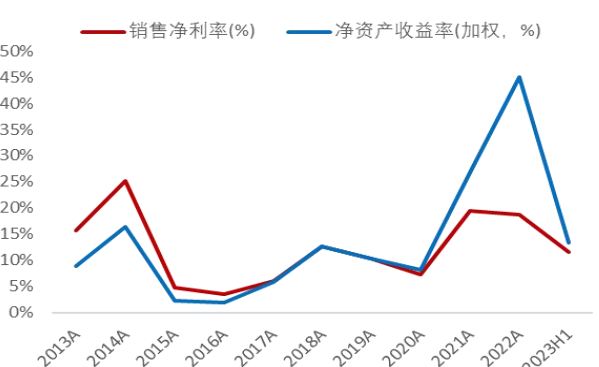
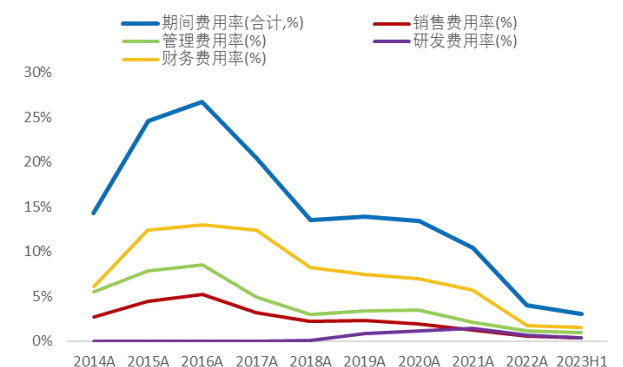
资料来源: wind、山西证券研究所



资料来源: wind、山西证券研究所

图 10: 2014-2023H1 期间费用率

图 11: 2013-2023H1 净利率及加权 ROE



资料来源：wind、山西证券研究所

资料来源：wind、山西证券研究所

马朗煤矿建设持续推进，油气生产及贸易规模扩大可期。1) 根据公司 2023-053《关于马朗煤矿项目进展情况的公告》，马朗煤矿露井联采项目（合计产能 2500 万吨/年）必要手续批复取得进一步进展，作为优质高卡动力煤生产基地，一旦投产将为公司贡献利润增量；2) 7 月以来国际天然气价格上涨，亨利港天然气现货价格 7 月以来均价 2.64 美元/百万英热单位，环比+13.5%；LNG 到岸价于国内出厂价价差均值 310.7 元/吨，价差回正预示着国际 LNG 贸易利润空间加大；叠加启东接收站能力扩容，公司天然气贸易利润或将有所增加；3) 斋桑油气田开采重心由气转油，公司 2023 年上半年采用新的技术“氮气加气溶胶”工艺完成对 S-304 井的气溶胶注入；完成 6 口新钻井的地质设计资料，3 口井的工程设计和压裂设计，非国营贸易原油配额已完成自治区申报，并向国家商务部上报，原油开采有序推进中，根据哈萨克斯坦能源部长诺加耶夫回答记者提问时表示，当地原油开采成本在 20-65 美元之间，以当前原油价格测算，未来将给公司贡献利润增量。

分红和补充股权激励计划及其解锁条件彰显经营信心。截至 2022 年末，公司累计可供分配利润 209.33 亿元，公司向全体股东每 10 股派发现金红利 8 元（含税），共计 51.96 亿元，占 2022 年公司归母净利润比例为 45.83%，分红比例较往年有所提高。根据《关于 2023 年员工持股计划完成非交易过户的公告》，作为上期 2022 年员工持股计划的授予补充，司 2023 年员工持股计划实际参与认购的员工共 163 人，缴纳的认购资金为人民币 12,815,500 元，对应股数为 4,512,500 股，占公司目前总股本的比例为 0.0687%。根据《2023 年员工持股计划（草案）》，本次所授股票分两期解锁，解锁条件与 2023-2024 年业绩挂钩，当两年业绩分别不低于 150 亿元以及 200 亿元时，分别解锁所授股票总量的 50%。公司上半年业绩与挂钩指标偏离，未来公司或将采取降本增效等策略提高业绩。

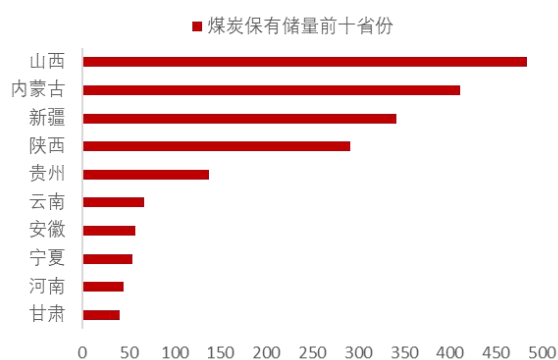
2. 煤炭：增量产能保障板块利润

2.1 疆煤是我国未来煤炭保供的主要来源之一

新疆煤炭资源丰富，地质条件优越，开采成本较低。根据《2022 年全国矿产资源储量统计表》，新疆煤炭保有储量 341.86 亿吨，占全国第 3 位，且大多是整装待开发煤田，储量大、埋藏浅、开采条件好，已逐步形成吐哈、准噶尔、伊犁、库拜四大煤炭生产基地，是我国煤炭生产力西移的重要承接区和战略性储备区。同时，我国煤炭生产中心向西部地区的转移趋

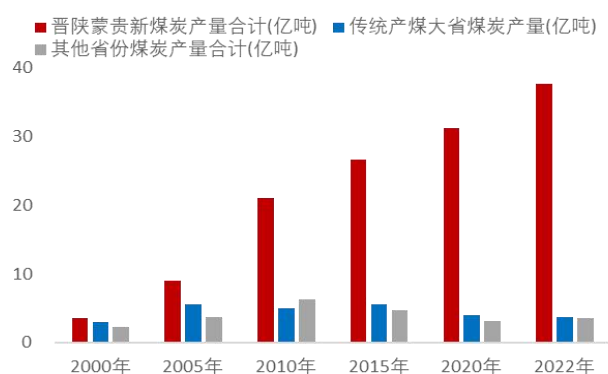
势日益明显，2000 年晋陕蒙贵新五地区煤炭产量合计 3.52 亿吨，占全国比例为 40.06%；2022 年，晋陕蒙贵新合计原煤产量 37.68 亿吨，占比提高为 83.82%；传统产煤大省（除晋陕蒙贵新以外的产煤大省山东、河南、河北、安徽、辽宁）2000 年煤炭产量合计 3.55 亿吨，占比 40.34%；2022 年合计产量 4.45 亿吨，占比下降至 9.9%；其他产煤省份 2000 年合计煤炭产量 1.7 亿吨，占比 19.33%；2022 年产量合计 2.8 亿吨，占比下降至 6.28%。单就新疆地区来看，2000 年新疆煤炭产量 2745.8 万吨，占比 3.12%；2022 年产量 4.13 亿吨，占比提升至 9.18%。新疆煤炭资源开发程度较低，煤层埋藏浅，以低成本的露天开采工艺为主。根据《新疆煤炭及煤化工产业发展现状与趋势分析》等报告计算，新疆 300m 以浅的预测资源量占埋深 1000m 以下总资源量的 19.56%。

图 12：全国煤炭保有储量前十的省份（亿吨）



资料来源：《2022 年全国矿产资源储量统计表》、山西证券研究所

图 13：主要产煤省份煤炭产量历年变化



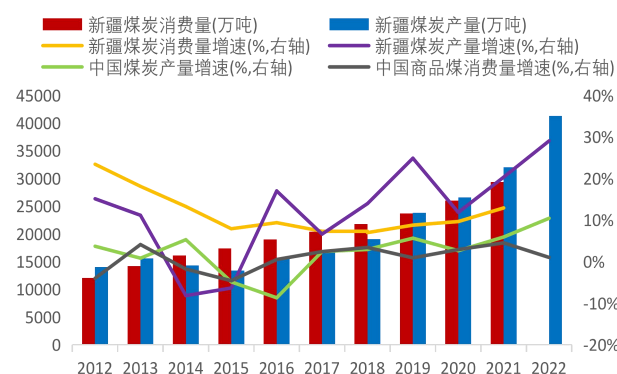
资料来源：wind、山西证券研究所

备注：传统产煤大省是指除晋陕蒙贵新以外的产煤大省山东、河南、河北、安徽、辽宁

自用为基，外运空间逐步打开。新疆煤炭自用是疆煤开发的基础支撑。2021 年新疆煤炭消费量 2.93 亿吨，煤炭产量 3.20 亿吨，煤炭产量的 92%用于疆内自用；2022 年新疆煤炭产量 4.13 亿吨，根据新疆统计局数据，2022 年全年疆煤外运量 8677 万吨，库存量比年初下降 25.7%，推算 2022 年新疆煤炭消费量大于 3.26 亿吨，同比增速 11.26%。2015 年以来新疆煤炭消费年化复合增速超过 9.14%，远超全国煤炭消费增速。新疆是我国“一带一路”战略核心区域，未来“三基地、一通道”中大型煤炭、煤电、煤化工基地和国家能源资源陆上大通道建设持续推进，新疆煤炭自用量预计维持较大规模。同时，随着传统产煤省份煤炭产量下降，西南、西北地区煤炭缺口增大，新疆煤炭外运成为区域保供的主要力量，2022 年新疆煤

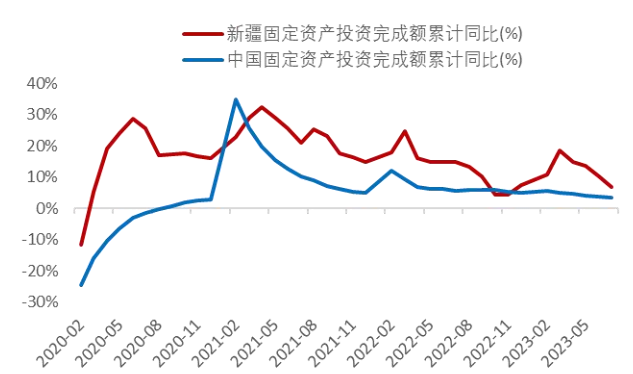
炭外运量 8677 万吨，同比增长 97.8%，占新疆煤炭产量的 21%。

图 14：新疆煤炭产量及消费量增速



资料来源：wind、山西证券研究所

图 15：新疆固定资产投资增速高于全国



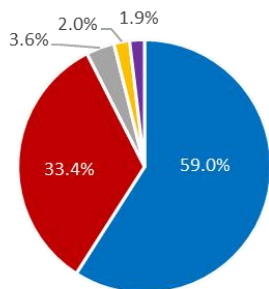
资料来源：wind、山西证券研究所

周边地区煤炭缺口刚性是疆煤外运的核心逻辑。我国煤炭供需错配的格局逐步深化，其中新疆作为西北区域市场的供给中心地位日益明显。根据公开信息显示，新疆煤炭外运供应市场以西北和西南为主，以 2021 年为例，疆煤外运西北地区占比 59%，西南占比 33.4%，华中占比 3.6%，华北占比 2%，华东占比 1.9%，华南占比 0.1%，东北占比 0.009%。西南和西北地区合计占比 92.4%，从行政区域来看，西北和西南地区主要指甘肃、青海、宁夏、云南、四川、重庆 6 省或自治区，这也是目前疆煤主要目标市场。2021 年 6 省（自治区）均为煤炭净调入省份，合计煤炭产量 2.16 亿吨，合计煤炭消费量 4.69 亿吨，存在煤炭缺口 2.53 亿吨；其中宁夏、甘肃、青海、川渝地区的缺口分别为 6864 万吨、3924 万吨、681.97 万吨和 11019 万吨；在保供要求严格的 2022 年，上述省份煤炭产量分别增长 722.5 万吨、1200.7 万吨、-172.7 万吨和 316.8 万吨；距离覆盖缺口差距较大。且随着资源枯竭和开采深度加大，预计未来上述区域煤炭产量增长空间有限。从全国来看，晋陕蒙占大区间煤炭调出总量的 80%，随着中部和东部煤炭资源的枯竭和新疆煤炭产量规模优势继续发挥，预计未来晋陕蒙地区煤炭调出将进一步向中部及沿海集中，西北和西南地区煤炭需求将依赖疆煤外运，新疆作为区域煤炭生产和供应中心的地位将日益明显。

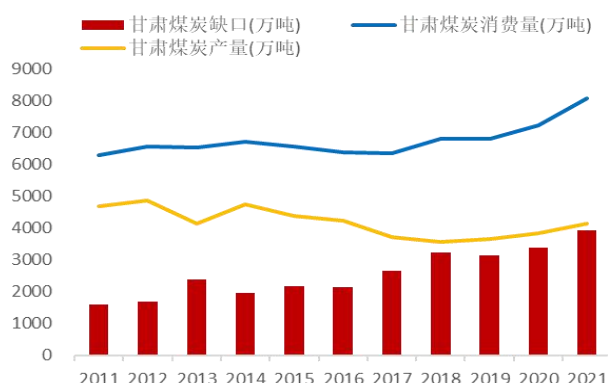
图 16：疆煤外运市场格局及占比（2021 年）

图 17：甘肃煤炭产量、消费量及煤炭缺口

■ 西北地区 ■ 西南地区 ■ 华中地区 ■ 华北地区 ■ 华东地区

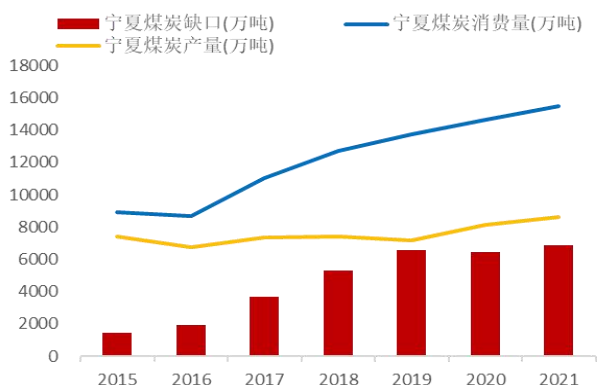


资料来源：《疆煤外运相关问题分析及对策研究》
(中国铁路规划研究院李华)、山西证券研究所



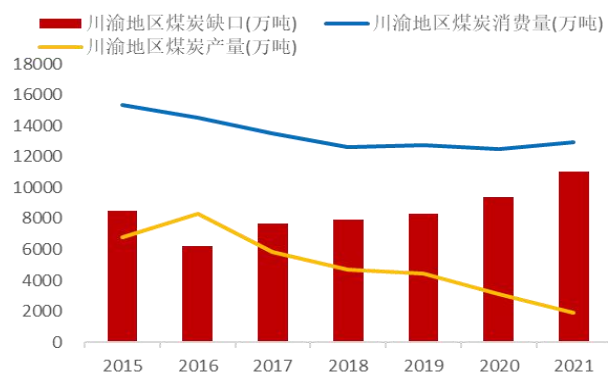
资料来源：wind、山西证券研究所

图 18: 宁夏煤炭产量、消费量及煤炭缺口



资料来源：wind、山西证券研究所

图 19: 川渝地区煤炭产量、消费量及煤炭缺口

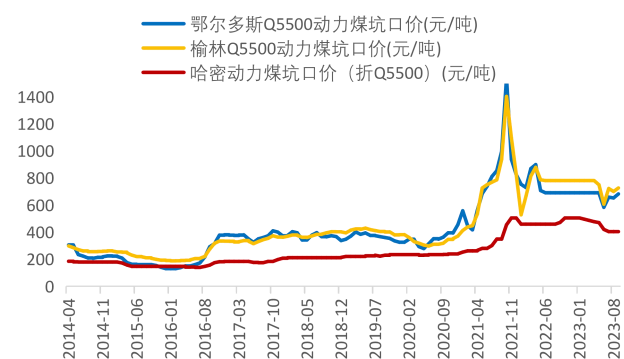


资料来源：wind、山西证券研究所

与陕西榆林、内蒙古鄂尔多斯煤炭比较，港口煤价只要在 600 元/吨以上时疆煤在西北、西南目标市场有一定竞争力。由于地理位置临近，我国主要煤炭产区内蒙古、陕西与疆煤在宁夏、甘肃、青海、川渝等疆煤主要目标市场存在竞争关系。我们将吐哈矿区煤炭与内蒙古主要产区鄂尔多斯和陕西主要产区榆林在上述市场比较（见下表）。测算可知，当前疆内坑口价格疆煤在甘肃和青海具有明显的竞争力，在宁夏银川与鄂尔多斯和榆林竞争力相当。在川渝地区，当前煤价下，疆煤与鄂尔多斯和榆林煤炭的竞争力也相当。目标市场宁夏、甘肃和成都的煤炭 9 月出厂价均价折合 5500 大卡后分别为 799 元/吨、716 元/吨、1143 元/吨，对应的秦皇岛港 5500 大卡动力煤港口 9 月均价 891 元/吨，吐哈矿区的成本+运费到上述地区分

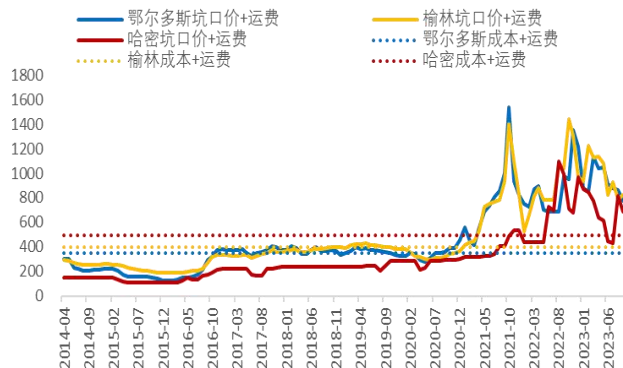
别为 498 元/吨、457 元/吨和 632 元/吨，坑口价+运费分别为 696、656 和 830 元/吨，无论从绝对利润还是从与目标市场当地煤炭销售价格相比，均有一定的利润空间。根据历史数据，假设后期港口煤价进一步回调，若回到 700 元/吨，根据历史数据对应上述地区当地出厂价分别为 524 元/吨，592 元/吨和 782 元/吨，吐哈矿区成本+运费到上述地区也低于当地煤价；回到 600 元/吨左右时，吐哈矿区煤炭理论上到上述地区的竞争力较弱。2023 年 8 月以来，随着供需改善，陕煤和蒙煤价格上涨，神木 Q5500 动力煤坑口价 9 月均价 733.5 元/吨，环比 8 月上涨 6.34%；东胜 Q5500 动力煤坑口价 9 月均价 775 元/吨，环比 8 月上涨 15.57%，比年内低值的 6 月均价上涨 29.46%，而疆内煤炭价格基本稳定，相对而言疆煤的竞争力进一步提升。同时，值得注意的是，陕煤和蒙煤到西南地区的运力是有限的，随着上述地区煤炭缺口扩大，疆煤的补充作用将越来越明显。同时，当前疆煤外运铁路运价仍然偏高，后期随着运量增加的规模效应下，疆煤运价仍有下降空间，未来在区域市场的竞争力将进一步改善。

图 20：哈密、鄂尔多斯及榆林煤炭坑口价



资料来源：wind、山西证券研究所

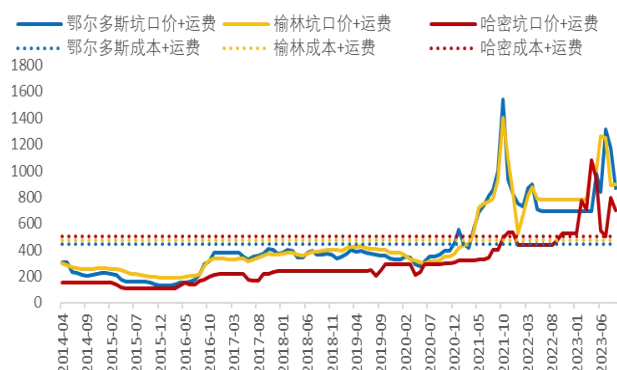
图 21：哈密煤炭在银川竞争力分析（元/吨）



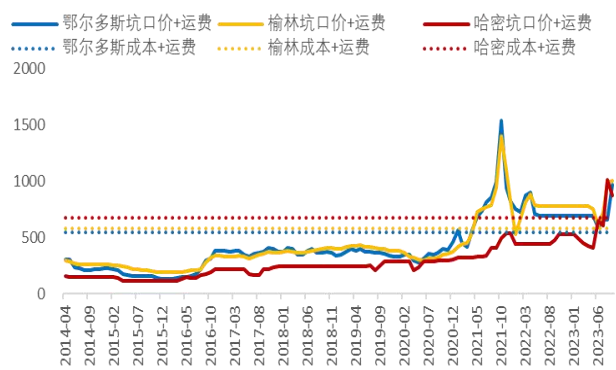
资料来源：wind、山西证券研究所

图 22：哈密煤炭在兰州竞争力分析（元/吨）

图 23：哈密煤炭在成都竞争力分析（元/吨）



资料来源：wind、山西证券研究所



资料来源：wind、山西证券研究所

表 1：新疆吐哈矿区及准东矿区煤炭外运到目标市场的竞争力分析(元/吨)

煤炭产区	开采成本 (平均)	坑口价格	目标市场	运距	运费	成本+运费	坑口价+运费	目标区域 市场价
吐哈矿区	150	348	宁夏银川	1582	348	498	696	799
准东矿区	150	400		2014	443	593	843	
榆林矿区	320	734		664	133	453	866	
鄂尔多斯	260	775		611	122	382	897	
吐哈矿区	150	348	青海格尔木	1313	289	439	637	390
准东矿区	150	400		1745	384	534	784	
榆林矿区	320	734		1979	396	716	1129	
鄂尔多斯	260	775		2095	419	679	1194	
吐哈矿区	150	348	甘肃兰州	1397	307	457	656	716
准东矿区	150	400		1829	402	552	802	
榆林矿区	320	734		976	195	515	929	
鄂尔多斯	260	775		1079	216	476	991	
吐哈矿区	150	348	四川成都	2191	482	632	830	1143
准东矿区	150	400		2623	577	727	977	
榆林矿区	320	734		1382	276	596	1010	
鄂尔多斯	260	775		1543	309	569	1084	

资料来源：wind、火车 Wiki-客里表、新华社、广汇能源《关于红淖铁路开通试运营的公告》、山西证券研究所

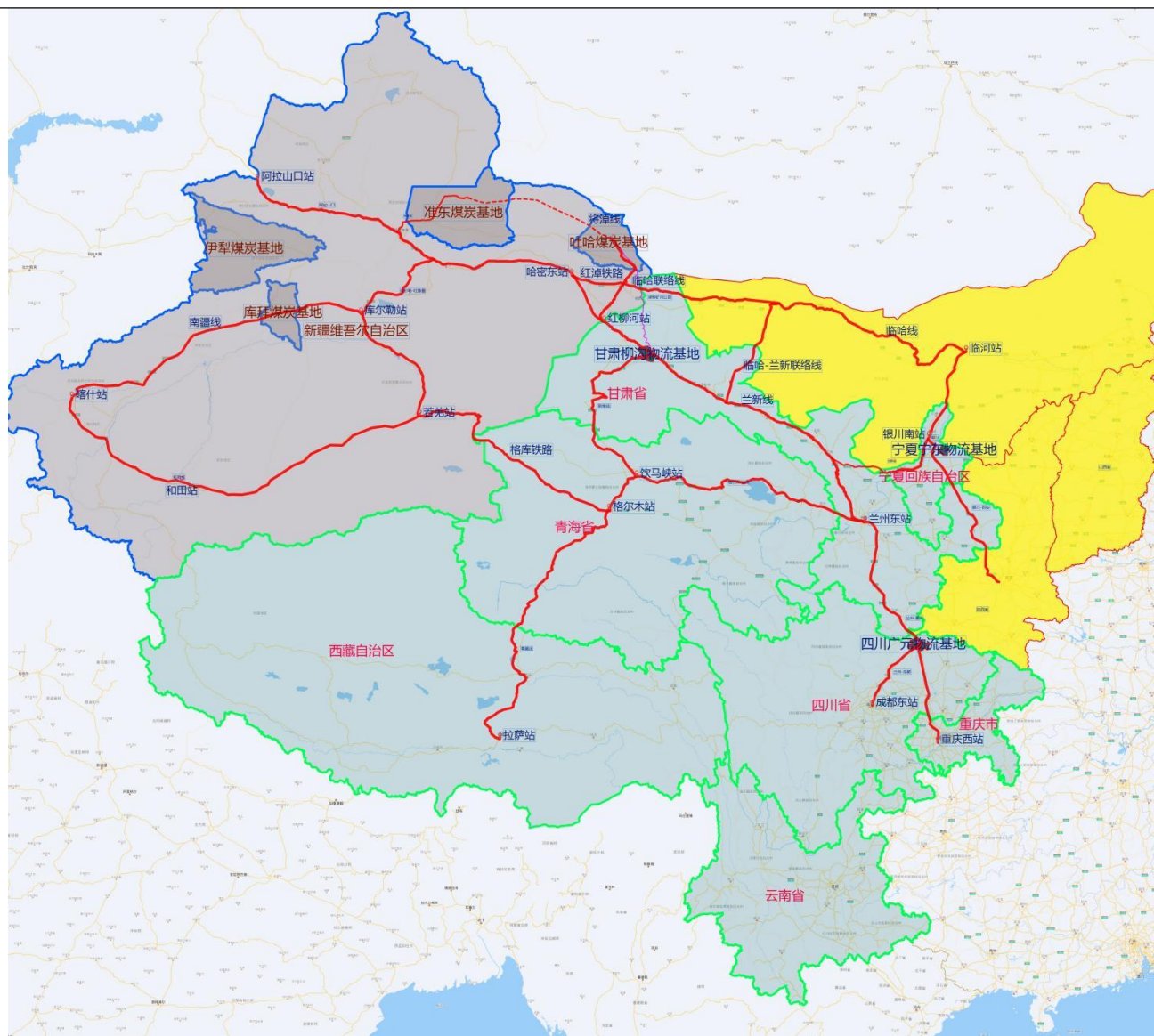
备注：上述煤炭价格为 2023 年 9 月均价，且均为含税价格；运距测算为站到站距离，具体始发站：吐哈矿区为淖毛湖站，准东矿区为将军庙站；榆林矿区为神木站；鄂尔多斯市为东胜站；终点站分别为银川站、格尔木站、兰州站和成都站；同时假设疆煤外运的平均运价 0.22 元/吨公里，鄂尔多斯和榆林平均运价 0.2 元/吨公里。

外运通道建设加速，疆煤东出运力将进一步提升。随着新疆“三基地一通道”战略的持续推进，疆煤外援通道建设取得了快速进展。近年来随着复线、联络线等扩能工程建设，“一主两翼”的铁路运输通道货运能力大幅提升。“一主”是指兰新铁路，该线路是疆煤外

运的主要线路，通过与“北翼通道”临哈铁路配合，覆盖吐哈煤炭基地和准东煤炭基地。

“南翼通道”是指格库铁路，从新疆库尔勒站到达青海格尔木站出省，主要覆盖库拜煤炭基地和伊犁煤炭基地。近两年，疆内煤炭外运铁路建设主要在北疆地区进行，继 2019 年红淖铁路通车后，根据公开信息，8 月 25 日将淖铁路进入调试阶段，预计 9 月底能正式通车。随着北疆铁路建设的持续推进，准东矿区和吐哈矿区预计是未来疆煤东运的主要增量来源。2023 年 1-6 月，新疆铁路外运煤炭达到 2652.1 万吨，同比增长 13.8%。

图 24：新疆煤炭基地布局及煤炭外运主要铁路运输线路



资料来源：兰图绘、山西证券研究所

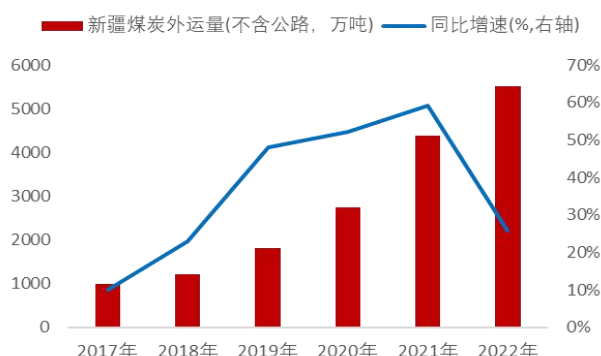
表 2：新疆煤炭铁路运输线路布局

	铁路运输线路	运营时间	线路站点设置	里程	运力	改扩建工程进度
出疆主线	兰新铁路	2012 年底	甘肃兰州-新疆阿拉山口	2351km	7000 万吨左右	兰新铁路精河至阿拉山口增建二线工程已全面复工。兰张三四线铁路主体及二次结构已全部完成，计划 12 月份进行静态验收
	格库铁路	2020 年 6 月	青海格尔木-新疆库尔勒	1216km	超 1000 万吨	
	临哈铁路	2015 年投运，2022 年底扩能改造	内蒙古林和站经甘肃肃北与哈密站联接	1328km	改造后达到 2920 万吨	
疆内支线及联络线	红淖铁路	2019 年 1 月	哈密白石湖南站-红柳河站	435km	目前 3950 万吨	电气化改造预计年底前完成，届时运力达到 6000 万吨以上，2024 年启东复线建设
	红淖-临哈联络线	规划获批				规划获批复，施工队进场
	将淖铁路	在建，预计 2023 年三季度试运行	白石湖南站-将军庙站，与乌准铁路联接	431.7km	初期设计能力 2250 万吨	截止目前已铺轨 380km，预计 2023 年 9 月底建成通车
	乌准铁路	2009 年 11 月	1) 乌将线起点和终点分别为乌北和将军庙；2) 准东北线起点和终点分别为准东和准东北	全长 264km，其中乌将线长 257km	1 亿吨左右	

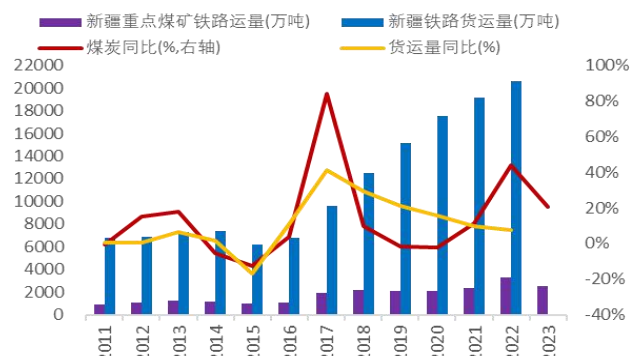
资料来源：《新疆煤炭外运铁路运输增量对策探讨》（程大龙，国铁集团运输调度中心）、《疆煤外运相关问题分析及对策研究》（李华，中国铁路经济规划研究院有限公司）、广汇物流《关于新疆红淖铁路重大资产重组说明会召开情况的公告》、证券日报网、新疆维吾尔自治区官网、甘肃发布、山西证券研究所

图 25：疆煤煤炭外运量（不含公路运输）

图 26：新疆重点煤矿运量及铁路货运量



资料来源：煤炭视界、山西证券研究所

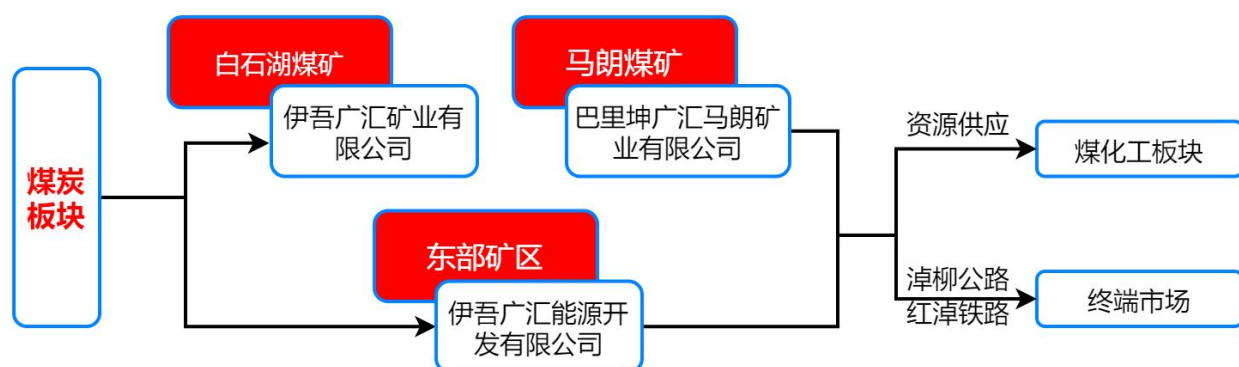


资料来源：wind、山西证券研究所

2.2 新产能投放在即，公司煤炭产业成长空间大

疆内比较来看，公司煤矿地理位置优越，外运竞争力也较强。公司所属煤矿均属于吐哈煤田淖毛湖矿区，吐哈矿区是疆煤四大生产基地中定位西煤东运的重点开发区域。淖毛湖矿区是优质的气化原料煤和动力煤，且该区域煤炭处于单一中厚近水平煤层，80%以上属于露天开采项目，总体呈现开采难度低、成本低的双低优势。同时，公司控制的淖柳公路（2011年9月投运，运力约2000万吨/年）和关联方广汇物流控制的红淖铁路（2020年11月投产，全长435.59公里，运力3950万吨），通过与兰新线联接，是吐哈矿区煤炭外运的主要通道。淖毛湖矿区在吐哈矿区中位置相对优越，其所处新疆哈密市伊吾县距离疆外市场更近。疆内煤炭内部比较来看，即使将淖铁路修通，淖毛湖矿区相对准东煤田仍具备超过300公里的运距优势，在成本相差不大的情况下，公司煤炭产品外运的竞争力要高于准东煤田及其他疆内煤田。公司2022年煤炭销量2670.30万吨，其中疆外销量2222.3万吨，疆内销量448万吨，疆外销量占比约83%，同比增长超过85%。

图 27：公司煤炭产业链示意图



资料来源：广汇能源 2022 年年报、山西证券研究所

公司新产能投放在即，未来煤炭产能增量空间仍然较大。截至 2022 年末，公司煤炭资源量合计约 65.97 亿吨，可采储量为 59.49 亿吨，排 A 股煤炭板块上市公司可采储量第四位；2022 年公司实现原煤产量（不包含自用煤）2044.64 万吨，同比增长 98.73%，比 2017 年增长 4.4 倍；销售原煤 2284.38 万吨，同比增长 53.49%，比 2017 年增长 3.21 倍。2023 年 1-6 月，公司实现原煤产量 1188.12 万吨，同比+34.23%；原煤销量 1381.12 万吨，同比+40.77%。公司主力生产矿井白石湖煤矿核定产能 1800 万吨/年；2021 被列入保供名单，实际产量可达 3500 万吨左右，未来或将继续通过产能核增落实。目前推进的基建矿井马朗煤矿远期设计规模可达 3500 万吨/年，其中露天开采阶段产能预计 1500 万吨/年，预计 2023 年 4 季度或 2024 年初投产，因为有部分露头煤（未销售工程煤）存在，预计 2023 年可提供 500 万吨产量。另外东部煤矿相关手续正在推进，根据公告预计十四五期间投产，远期产能可达 2000 万吨/年。即，马朗矿一期露天开采投产后公司核定的煤炭产能有望达到 3300 万吨，远期（东部和马朗矿井工投产）或可达到 7500 万吨，公司煤炭业务未来成长空间较大。

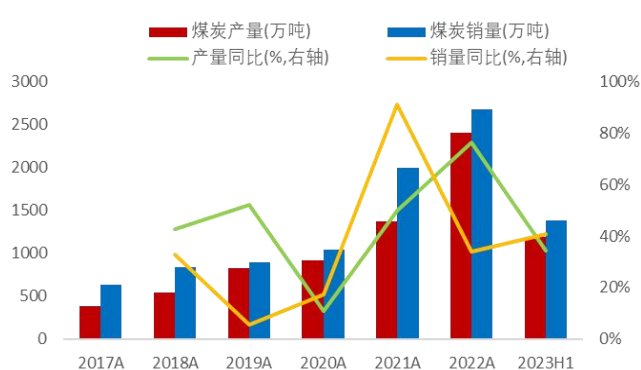
表 3：公司煤炭资源分布、储量、产能及产量情况

煤矿及探矿权	主要煤种	资源量 (亿吨)	可采储量 (亿吨)	开发进度及规划 产能(万吨)	产量(万吨)	
					2022A	2023E
白石湖勘查区井田勘探	长焰煤	9.69	9.69			
白石湖露天煤矿	长焰煤	8.04	6.69	已投产，核定 产能 1800 万吨	2044.64	2376
马朗露天勘查区	长焰煤	7.21	5.06			
马朗一号井田	长焰煤	10.88	7.92	预计 2023 年	/	500

煤矿及探矿权	主要煤种	资源量 (亿吨)	可采储量 (亿吨)	开发进度及规划产能 (万吨)	产量(万吨)	
					2022A	2023E
东部勘查区	长焰煤—不粘煤	29.53	29.53	Q4 部分投产， 远期规划产能 3500 万吨		
农场煤矿东部勘查区	长焰煤—不粘煤	0.62	0.60	在建，预计十四五期间可以 投产，规划产能 2000 万吨		
合计		65.97	59.49	远期产能将达到 7500 万吨	2044	2876

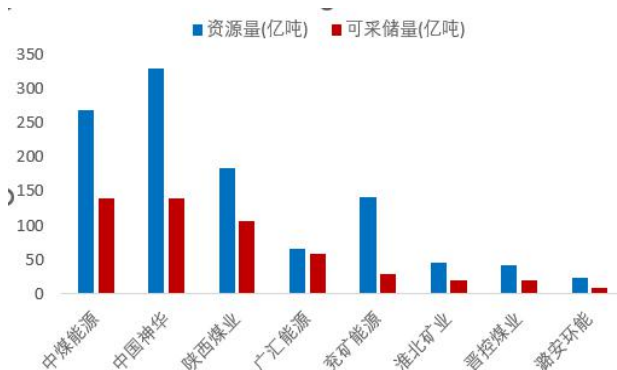
资料来源：公司 2022 年报，山西证券研究所测算

图 28：公司煤炭产销量变化



资料来源：公司公告，山西证券研究所

图 29：公司可采储量排主要煤炭上市公司第四位



资料来源：wind、公司公告，山西证券研究所

2.3 目标市场建设储配基地，助力煤炭疆外销售

铁路扩能+物流基地建设将保障煤炭储运配售。相关铁路的运力扩能仍在持续推进，2023 年红淖铁路电气化改造工作完成后，运力有望从 3950 万吨/年提升至 6000 万吨/年；2024 年将启动复线修建，预计 2025 年完成后运能将达到 1.5 亿吨/年。2021 年红淖铁路实际货运量 1179 万吨，仍处于运力爬坡阶段。另外，6 月 26 日，广汇物流红淖铁路与临哈联络线项目顺利取得新疆维吾尔自治区核准批复。该项目建成投运后，红淖铁路后方通道由原先单一的兰新线变成兰新线和临哈线“双通道”，有望缓解兰新线后半段的运力瓶颈，提升后方通道货运能力。淖毛湖矿区地处将-淖-红铁路中段，相对准东地区运距更近，将从北翼通道铁路建设中持续获益。公司及关联方广汇物流围绕疆煤主要目标市场甘肃、宁夏、川渝，布

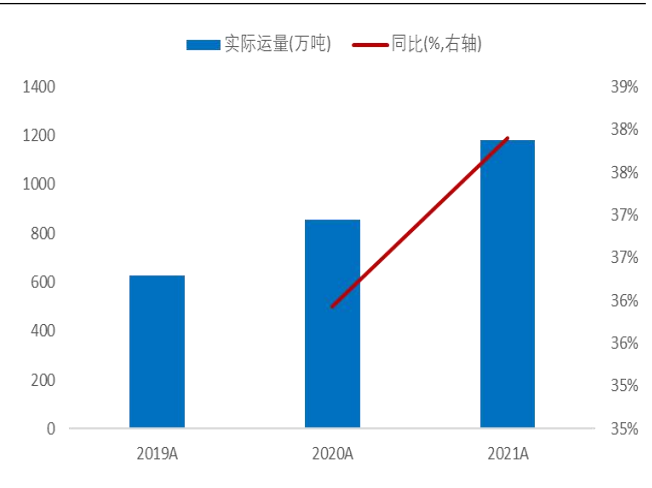
局四大综合能源物流基地，合计规划建设规模 1.2 亿吨，建成后通过集团内部协同，通过调节季节差异弥补运距劣势，填补上述地区煤炭需求缺口，同时提高公司在相关地区煤炭市场竞争力。

图 30：公司及广汇物流煤炭储配基地分布



资料来源：广汇能源《关于签署<广汇四川广元综合物流基地项目投资合作协议>的公告》、兰图绘、山西证券研究所

图 31：红淖铁路实际货运量逐步提高



资料来源：wind、山西证券研究所

表 4：公司及广汇物流布局下游综合能源物流基地情况

物流基地	辐射范围	建设规模	建设进度	煤炭储存及运营能力
四川广元综合能源物流基地	辐射川渝、西南及两湖地区	3000 万吨	一期 2024 年投运，二期预计 2025 年开工，2027 年 6 月底前建成投运	通过广汇能源西南煤炭销售中心及广汇物流广元煤炭储配基地开展煤炭运销，预计煤炭运营能力 2000-3000 万吨
宁夏宁东综合能源物流基地	保障宁夏区域煤炭需求	2000 万吨	一期 2023 年初开工建设，年煤炭运营量达到 3000 万吨后开始二期建设	投产后设计年煤炭运营量 3000-5000 万吨、煤炭储存能力 200 万吨
甘肃柳沟综合能源物流基地	辐射甘肃全域及青海、疆煤东运第一站	1200 万吨	2022 年 9 月投入运营，2023 年进一步改造扩能	2023 年改造完成后运营量达到 3000 万吨/年
甘肃明水能源物流基地	辐射甘肃、宁夏及冀中原等地区		2023 年 7 月设立甘肃广汇疆煤物流有限公司	
中原能源综合物流基地	辐射河南、山东、江苏、安徽等中原地区	1500-2000 万吨	规划	规划建设规模 1500-2000 万吨/年

物流基地	辐射范围	建设规模	建设进度	煤炭储存及运营能力
合计		0.77-0.82 亿吨		

资料来源：广汇物流公司官网、广汇能源 2022 年报、2022-059 公告，山西证券研究所

3. 煤化工：低成本原料煤护航，盈利能力稳健

3.1 公司煤化工产品线丰富，成本优势较强

公司以自产煤为原材料，建立丰富煤化工产品线。公司依托充沛的煤炭资源优势，以煤炭的清洁高效利用为核心，通过技改提升和产业链延伸，布局发展了精细硫化工、荒煤气制乙二醇等煤化工产业。具体来说，新能源公司以自产煤为原材料，生产甲醇、LNG 及以化产尾气为主的其他副产品；清洁炼化公司以自产煤为原材料，生产提质煤、煤基油品（以煤焦油为主）和荒煤气；上述自产煤均来自公司白石湖露天矿煤炭产品；而哈密环保以清洁炼化公司副产品荒煤气生产乙二醇；广汇硫化工以新能源公司产品甲醇及硫化氢尾气等生产二甲基二硫和二甲基亚砷。公司煤炭资源储量丰富，未来产能空间大，为煤化工板块未来发展提供了有力支撑。

图 32：公司煤化工产业链示意图



资料来源：公司 2022 年度报告、山西证券研究所

表 5：公司煤化工项目布局及生产情况

运营子公司	煤化工项目	原料与技术	生产状态	主要产品	产能	2022 年		2023H1	
						产量（万吨）	同比	产量（万吨）	同比
新疆广汇新能源有限公司（简称广汇新能源公司）	120 万吨甲醇联产 7 亿方 LNG 项目	以煤炭为原料，主装置采用了鲁奇碎煤加压气化技术和鲁奇低温甲醇洗技术，其它装置引进了五项国际专利，经气化、净化、合成、液化等流程处理产出甲醇、LNG 和副产品	在产	甲醇	120 万吨/年	112.64	-3.31%	95.09	-20.55%
				LNG	7 亿方/年				
				其他副产品		43.79	8.81%		
新疆广汇煤炭清洁炼化有限责任公司（建成清洁炼化公司）	1000 万吨/年煤炭分级提质清洁利用项目	以公司自有白石湖露天煤矿煤炭产品为原料，主要生产工艺是对块煤进行分级提质、综合利用，建立“煤-化-油”的生产模式，即块煤经过干馏生产提质煤和煤焦油	在产	提质煤		361.66	-1.32%		
				煤焦油		62.28	3.95%		
				荒煤气					
哈密广汇环保科技有限公司（简称哈密环保）	荒煤气综合利用年产 40 万吨乙二醇项目	要以广汇清洁炼化公司副产的荒煤气为原料，通过气体净化分离装置提纯获得合格的一氧化碳、氢气，再经草酸酯法生产乙二醇产品	在产	乙二醇	40 万吨/年	10.07		4.94	-8.12%
新疆广汇陆友硫化化工有限公司（简称广汇硫化工）	4 万吨/年二甲基二硫（DMS）联产 1 万吨/年二甲基亚砩（DMSO）项目（一期规模 1 万吨二甲基二硫联产 0.5 万吨二甲基亚砩）	以公司哈密煤化工工厂供应的甲醇、尾气硫化氢等为原料，采用国内首创的甲硫醇硫化法生产二甲基二硫（DMS）联产二甲基亚砩（DMSO）	一期已投产，二期在建	二甲基二硫	一期 1 万吨/年	1.14	8.57%		
				二甲基亚砩	一期 0.5 万吨/年				

资料来源：公司 2022 年报，2023 年半年度报告，山西证券研究所

2023H1 煤化工产品产量下降。公司 2022 年生产甲醇 112.64 万吨，同比增长-3.31%；生产煤基油品 62.28 万吨，同比增长 3.96%；生产煤化工副产品 43.79 万吨，同比增长 8.82%。2022 年公司煤化工板块实现营业收入 87.73 亿，同比增长 113.58%；毛利率 34.74%，同比

2021年减少16.16个百分点，主要是因为2022年原料煤价格整体较高，且公司煤化工产品贸易采购成本增加所致。2023年H1甲醇产量95.09万吨，同比-20.55%；乙二醇产量4.94万吨，同比-8.12%；煤基油品产量33.29万吨，同比-2.24%；副产品产量22.48万吨，同比-3.76%。甲醇和副产品产量下降的主要原因是广汇新能源公司上半年进行20天的年度检修，乙二醇则是因哈密环保公司推进技改消缺工作，4月初恢复生产。但公司通过销售公司扩大煤化工产品贸易规模，1-6月实现煤化工产品销售200.79万吨，同比+50.82%。随着新能源公司检修结束及哈密环保恢复生产乙二醇，预计下半年公司煤化工产品产销将实现增长。

疆内煤价低位或有利于煤化工毛利率恢复。从公司历年煤炭销售及煤化工产品毛利率来看，2015-2018年煤炭销售毛利率较低时，煤化工产品带来的附加值使得毛利率较高，对公司整体经营效益的提升是有利的，发挥了煤炭-煤化工的产业链一体化效应。煤化工业务成本构成中原料是主要因素，以公司为例，煤化工材料成本占比75.69%，是影响煤化工业务毛利率的主要因素。价格方面，煤化工产品价格的地域差距不大，以甲醇为例，统计数据显示华北产地集中价格较低，华南消费集中价格较高，但整体价格与全国价格的差值维持在±200元/吨之内，这也是公司煤化工产品的毛利率比同行业公司较高的原因。7月以来内地市场煤炭价格持续反弹，但疆内市场走势相对独立，哈密动力煤价格维持在440元/吨左右，同期榆林、大同坑口价分别较7月底上涨了17.5%和8.6%，疆煤价格低位或将增强新疆煤化工产品竞争力。公司有丰富的自产煤资源，且煤化工基地围绕煤炭生产基地建设，原料煤开采成本较低，且荒煤气、煤焦油及其他副产品产业链深加工程度不断提高，后期随着二甲基二硫及二甲基亚砷项目的达产，预计煤化工板块的毛利率将有所提高。

图 33：公司煤化工产品销量及增速

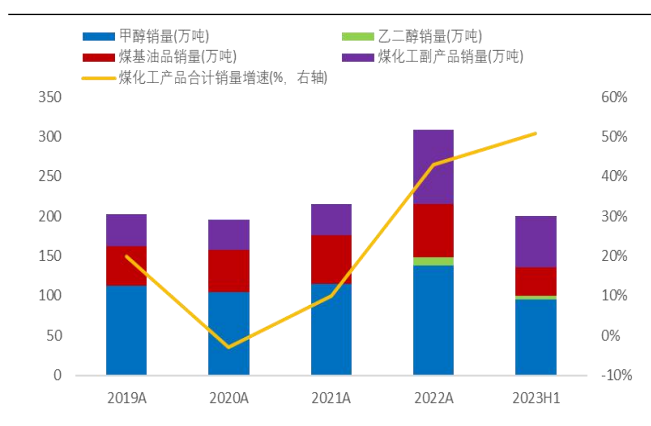
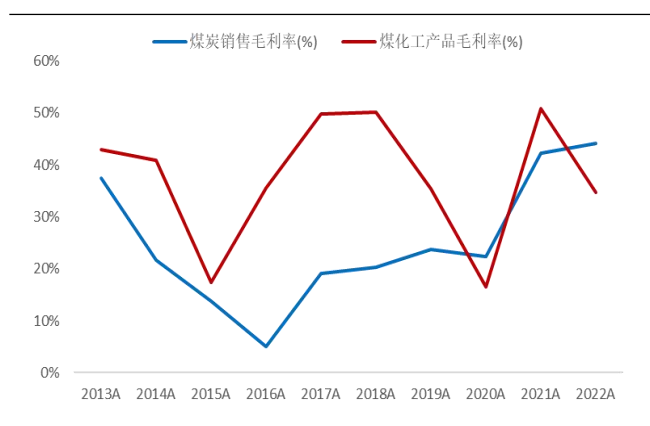


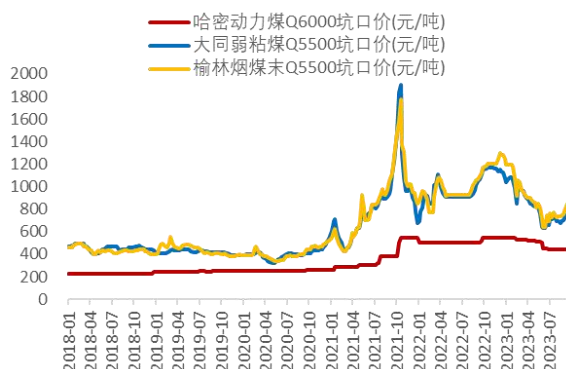
图 34：公司历年煤炭销售及煤化工产品毛利率



资料来源：公司 2019-2022 年报、2023 年中报，山西证券研究所

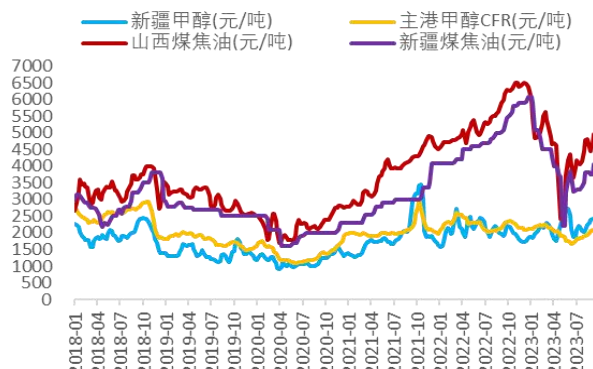
资料来源：wind、山西证券研究所

图 35：新疆煤价与内地煤价比较



资料来源：wind、山西证券研究所

图 36：新疆煤化工产品价格



资料来源：wind、山西证券研究所

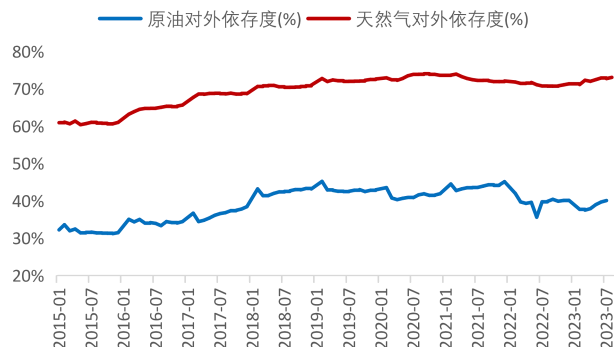
3.2 原油天然气价格高位波动，煤化工发展空间仍存

能源新格局下，原油、天然气价格中枢提高。由于我国天然气化工占比较低，煤化工主要是对石油化工有效补充，与原油产量及价格息息相关。截止 7 月，由于资源禀赋限制，我国原油及天然气对外依存度仍然高达 73%和 40.07%；且受制于资源禀赋，我国原油产量增产进度较慢，2022 年原油产量 20466.7 万吨，同比增长 2.86%，比 2015 年还减少了 1007.5 万吨；但同期国内原油需求 70110.34 万吨，同比增长 0.2%，比 2015 年增长 1.58 亿吨左右，年化增速 3.72%，即国内原油消费量增速远大于产量增速，原油对外依存度短期内难以下降。从价格上来看，截至 10 月 10 日布伦特原油现货价报 90.82 美元/桶，2023 年至今均价 82.57 美元/桶，持续高于五年均值 72.3 美元/桶，与十三五期间平均水平 54.62 美元/桶相比高出 51.17%。近期美国能源署等上调了 2024 年原油预期价格。预计由于近几年国际原油开采商资本开支扩张困难，国际原油进一步增产难度较大；同时，随着国际地缘政治演变，OPEC+对原油产能的控制力度增强，如近期的减产政策等对原油供应影响较大；美联储加息接近尾声，预计后期国际经济形式回暖，原油、天然气需求量提升，国际原油、天然气价格预计下降空间不大。

公司煤化工有望受益于新疆区域发展优势。新疆正加快建设“八大产业集群”，煤炭煤电煤化工产业集群作为其中之一。随着产能、产量的扩大，预计新疆地区煤化工产业的规模优势将逐步体现，且随着铁路、公路物流体系的建设，新疆地区煤化工外部市场空间巨大。同时，新疆建设煤化工具备后发优势，结

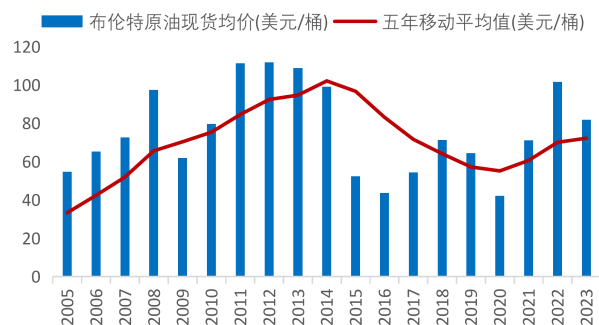
合双碳目标，高标准建设现代新型煤化工产业，与新能源、氢能、CCUS 等实现耦合，将有效提高新疆煤化工产业的竞争力和成长空间。

图 37：原油、天然气对外依存度



资料来源：wind、山西证券研究所

图 38：国际原油价格中枢维持高位



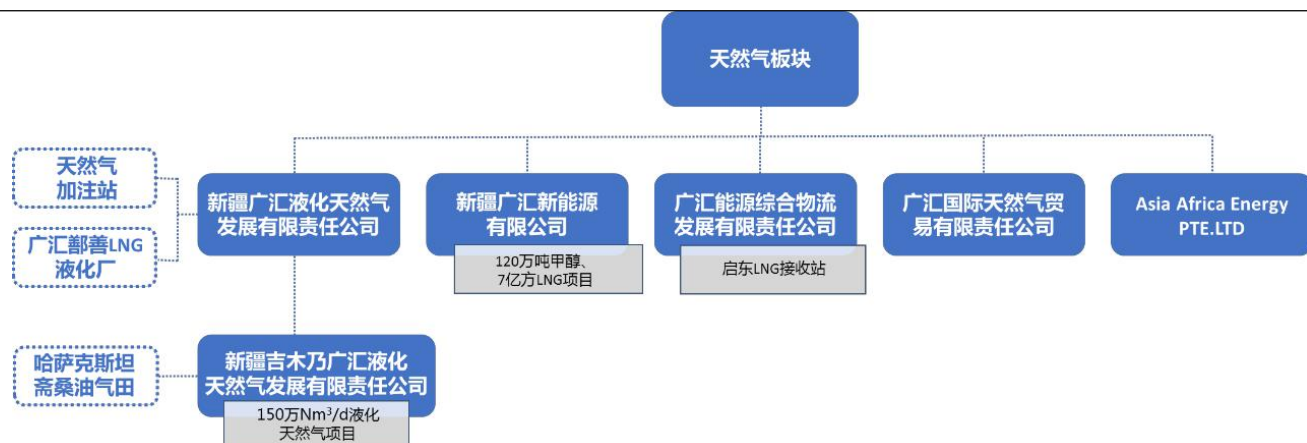
资料来源：wind、山西证券研究所

4. 油气板块：启东扩能助力 LNG 贸易，原油开发提供新的增长点

4.1 自产外购两种气源保障，营收持续扩大

公司天然气产业链完善，盈利模式多元。公司目前天然气产业链主要围绕 LNG 的生产、运输、储存、销售各个环节布局，产业链完善且盈利模式多元。公司销售的 LNG 来源主要有两个：“自产气”和“外购气”。自产气经营模式为：生产方面一是通过吉木乃 LNG 工厂对天然气经深冷处理后生产 LNG 产品；二是哈密煤化工项目以煤炭为原料，经碎煤气化加压使煤转化为天然气，再通过液化处理形成煤制 LNG 产品；同时依托公司自有加气站和民用官网进行销售。外购气经营模式为：国际贸易公司通过海外贸易采购 LNG，通过海运进入公司启东 LNG 接收站，然后利用槽车或启通天然气管线等分别采取液进液出或液进气出运输方式，将 LNG 销售给下游客户。定价方面按照用途不同有所不同，工业用气和商业服务用气根据市场供需情况双方协商定价；车用 LNG 则根据成品油价格波动结合市场情况最终定价。

图 39：公司天然气板块产业链示意图



资料来源：广汇能源《2022 年度报告》、山西证券研究所

表 6：公司天然气产业布局及生产情况

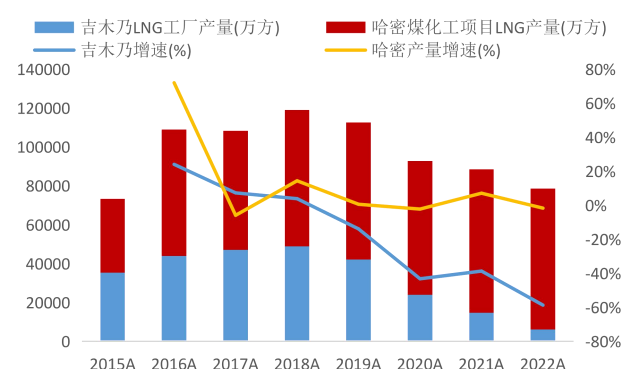
	经营子公司	项目简称	经营模式		产能		2022	2023H1
			气源	气源成本与销售	现有产能	扩能空间		
自产气	新疆吉木乃广汇液化天然气发展有限责任公司（二级子公司）	吉木乃 LNG 工厂工程项目	哈萨克斯坦斋桑油气田	气源价格根据国际协议事先锁定，通过天然气加注站等销售	150 万 Nm ³ /d		0.61 亿方	0
	新疆广汇液化天然气发展有限责任公司（一级子公司）	鄯善液化气项目	气源未确定	未确定	无，待复产			
	新疆广汇新能源有限公司	哈密煤化工项目	煤制甲醇项目副产 LNG	原料煤自产，LNG 综合成本较低	7 亿方/年		7.24 亿方	3.09 亿方(-20.52%)
外购气	广汇能源综合物流发展有限责任公司					2023 年底罐容达到 82 万方；2025 年实现 1000 万吨周转能力		
	广汇国际天然气贸易有限责任公司	江苏启东 LNG 物流中转基地项目	国际贸易采购	“2+3”运营模式，即采用液进液出、液进气出两种输气方式，通过接卸服务收费及境内贸或国际贸易价差实现利润	罐容 62 万方，超 500 万吨/年周转能力		58.45 亿方	47.57 亿方(+137.71%)

资料来源：公司 2022 年报，山西证券研究所

2022 年自产气产量下降但启东贸易量增加，公司天然气销售量大幅增长。2022 年公司累

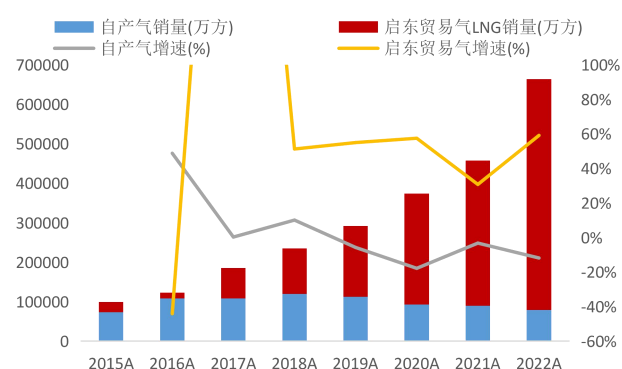
计实现天然气产量 7.85 亿方，同比增长-11.16%；其中广汇新能源公司生产 7.24 亿方，同比下降 1.71%；吉木乃 LNG 工厂生产 LNG 约 0.61 亿方，同比下降 58.67%；2023H1 受斋桑油气田逐步由天然气开采向原油开采过渡影响，公司吉木乃工厂现有天然气井几乎没有贡献产量（约 2.89 万方）；广汇新能源公司在开展为期 23 天年度大修的情况下自产 LNG 实现 3.09 亿方，同比-20.52%。但随着启东接收站能力持续扩大，公司天然气板块重心转向贸易业务，2023 年 1-6 月公司累计实现天然气销量 50.66 亿方，同比+107.44%；扣除自产气销售，估算天然气贸易量 47.57 亿方，同比+137.71%。

图 40：天然气产量构成及历年数据



资料来源：公司历年年报、山西证券研究所

图 41：天然气销量构成及历年数据

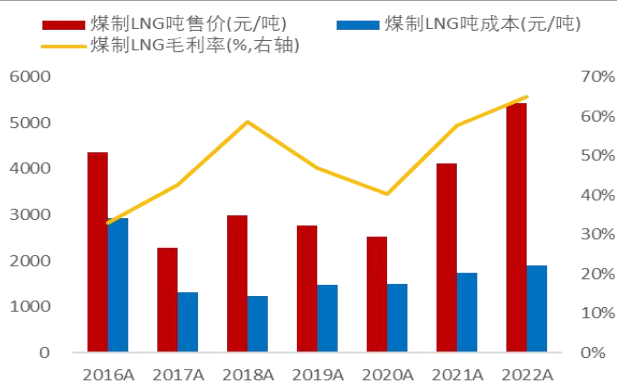


资料来源：公司历年年报、山西证券研究所

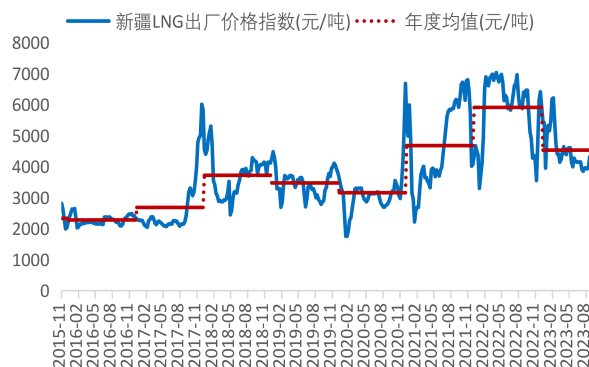
公司自产气成本较低，毛利率维持较高水平。自产气方面，哈密煤化工项目甲醇联产 LNG 采用的原料煤均来自公司白石湖煤矿生产的原料煤，白石湖煤矿采用露天工艺开采，生产成本低廉，且资源储量丰富，供应稳定，因此公司煤制 LNG 成本相对较低。我们测算公司 2022 年煤制 LNG 单位成本约 1904 元/吨，综合售价约 5429 元/吨，每吨毛利 3525 元，毛利率 64.93%，同比提高 7.3 个百分点。2023 年至今新疆 LNG 出厂价平均价格指数均价 4528 元/吨，同比降低 23.3%，与 2021 年持平；假设自产煤成本与 2021 年一致，则预计自产气毛利率降至约 58% 左右，仍然处于历年高位。8 月以来，新疆 LNG 价格指数有所走高，广汇新能源产量恢复，自产气部分毛利预计改善。

图 42：公司煤制 LNG 单位售价、成本及毛利率

图 43：新疆 LNG 出厂价格指数



资料来源：公司历年年报、山西证券研究所

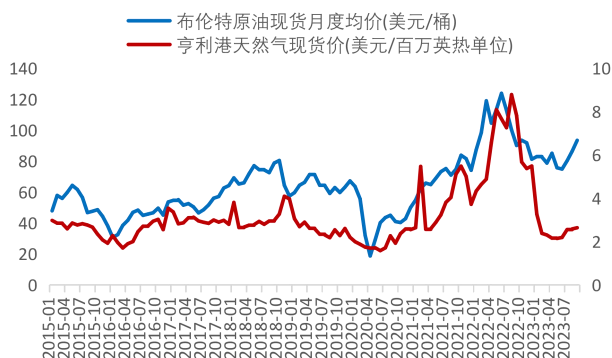


资料来源：wind、山西证券研究所

2022 年海外气价上涨，启东贸易气毛利率下降，但规模扩大保障盈利。启东贸易气的气源采购采取长短协及现货交易方式，其中长协供气资源保障度高，供应稳定，是 LNG 国际贸易的主要方式之一。公司目前采购总量中约 30% 的长协，如 2019 年与道达尔气电亚洲私人有限公司签署 LNG 购销协议，该协议约定供货周期为 10 年，购销 LNG 数量为 70 万吨/年；长协定价公式采取与原油及天然气现货指数同时挂钩的方式，挂钩指数包括布伦特原油、henry hub 指数等。与道达尔协议签署时期国际原油、天然气价格处于低位（2019 年 LNG 中国到岸价 5.49 美元/百万英热单位，比 2023 年至今均价 13.21 美元还低 58%），2020-2021 年 7 月天然气现货价格快速上涨，且原油涨幅不及天然气，所以公司长协气成本上涨幅度低于售价上涨幅度，公司贸易业务毛利率较高。2022 年后在俄乌地缘政治危机、疫情影响下的流动性泛滥导致供需错配等影响下，国际天然气现货价格快速上涨，但国内由于民生用气价格受限等影响，整体涨价幅度不及国际气价，天然气进口贸易业务毛利率走低。2023 年后由于天气相对温和，结构性供需矛盾缓解，欧洲天然气库存高位，天然气价格快速下跌，但原油由于 OPEC+ 的限产等措施降幅不大，导致公司天然气采购成本较高，国内贸易毛利率下行，公司通过开展转口贸易维持了盈利。同时，公司依托启东 LNG 接收站扩能，天然气贸易规模持续扩大，2022 年毛利增长了 92.65%，2023H1 我们测算的天然气贸易量 47.57 亿方，同比 +137.71%。天然气贸易子公司广汇国际天然气贸易有限责任公司 2023H1 实现营收 117.98 亿元，同比 +42.29%；实现净利润 10.81 亿元，同比 -7.28%，贸易规模扩大弥补了贸易价差缩小对利润的侵蚀。我们测算的 2022 年公司国外转口销售天然气收入 99.31 亿元，占天然气销售的 28.8%；转口贸易毛利 11.2 亿元，占比 26.7%，毛利率 19.33%；2023 上半年测算的国外转口销售 11.22 亿元，占比 5.2%，转口规模较小，与国内贸易利润转好有关，也体现了公司 LNG 贸易业务的灵活性。2023 年 7 月以来，国内外天然气价格反弹，公司长协及小长协货源

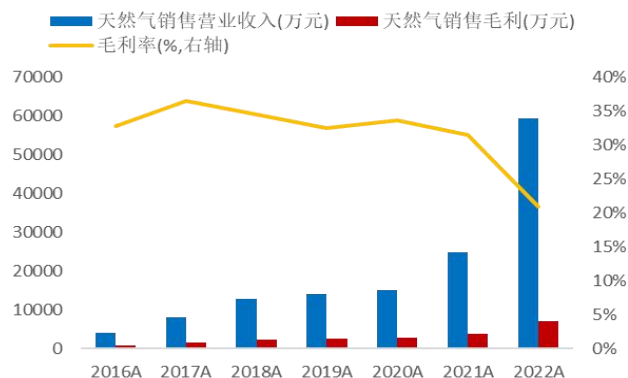
价格优势有望发挥，LNG 贸易毛利率有望改善。

图 44：LNG 定价公式挂钩的价格指数



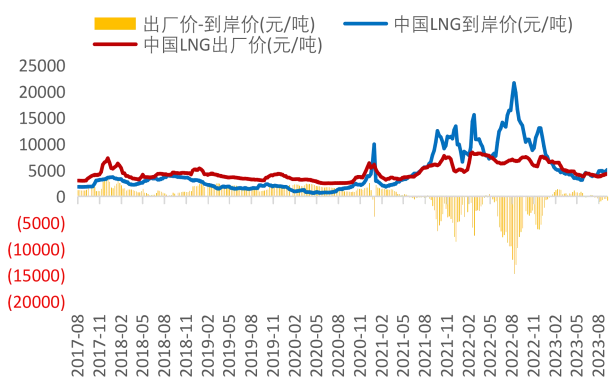
资料来源：wind、山西证券研究所

图 45：公司天然气板块收入、毛利及毛利率



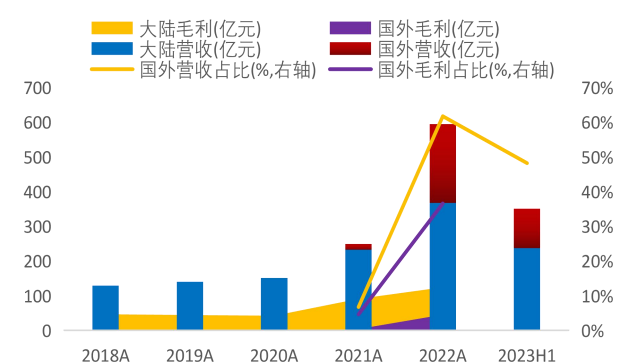
资料来源：wind、山西证券研究所

图 46：中国 LNG 出厂价与到岸价及价差



资料来源：wind、山西证券研究所

图 47：2022 年公司转口销售规模提高



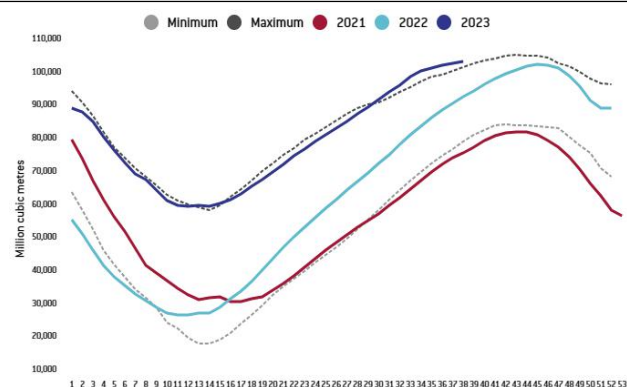
资料来源：wind、山西证券研究所

4.2 启东扩能贸易规模仍有增长空间，盈利模式多元化保障盈利

欧洲新一轮储库周期或将带来新的天然气价格高峰。2023 年后，俄乌地缘政治危机对大宗商品的影响开始减弱，一方面，欧洲地区国际采取主动削减消费量，天然气价格高位也影响需求；另一方面，主要生产国如美国、卡塔尔等积极出口，增加了市场供应，国家天然气价格快速回落，2023 年至今亨利港天然气现货均价 2.47 美元/百万英热单位，同比 2022 年降

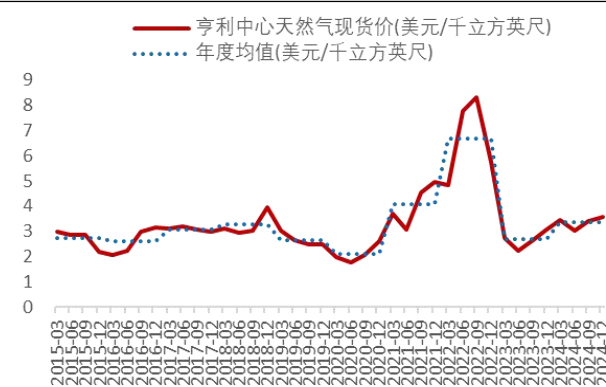
低 61.3%，与疫情前 2019 年接近，属于近十年来除 2020 年以外的最低位置。后期，我们认为天然气价格有向上修复的可能。第一，当前天然气价格低位是在欧盟国家主动削减天然气消费的基础上叠加气温等影响导致的（根据 Bruegel 数据，2022 年欧盟 27 国天然气需求下滑 12%，其中电力部门下滑 2%，工业用气和家庭供暖需求下滑 15%；2023 年 Q1、Q2 欧盟 27 国天然气需求分别下滑 18%和 19%），但欧盟以天然气为主的能源消费结构注定了天然气消费弹性较大，随着欧美国家加息进入尾声，若 2023 年冬季气温不再偏暖，则天然气需求可能恢复增长；第二，截止到 9 月中旬（第 38 周），欧盟天然气库存量 1045.16 亿 m³，同比 +16.33%，仍处于库存爬坡阶段，距离 2015-2020 最大库存仍有差距。第三，俄乌地缘政治危机仍未结束，根据 Bruegel 数据，截止 2023 年 8 月俄罗斯仍占欧盟 LNG 供应的 10.5%，随着欧盟“2027 年消除所有俄罗斯化石燃料进口”目标的推进，预计国际天然气市场波动仍将活跃。美国能源署预测的 2023 年 4 季度天然气现货价约 3.03 美元/百万英热单位，环比 3 季度上涨 15.21%；2024 年均值 3.29 美元，比 2023 年上涨 25.57%。若后期天然气价格走高，则公司低价长协的转口贸易利润空间或增大。

图 48：欧盟 2021-2023 年周度天然气库存(百万方)



资料来源：Brugel、山西证券研究所

图 49：国际天然气价格展望

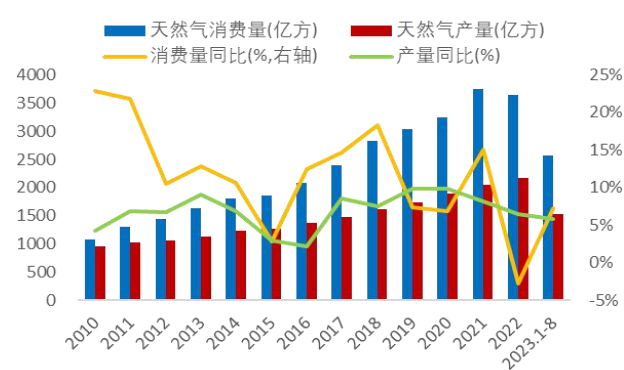


资料来源：wind、山西证券研究所

国内双碳目标约束，天然气作为过渡能源的增长空间仍大。2022 年在国内能源增储上产保供、国际天然气价格高企及疫情影响消费等情况影响下，天然气消费量 3638 亿立方米，同比增速-2.72%，出现近 10 年首次负增长。2023 年以来，随着疫情影响结束，经济恢复，国内天然气消费恢复增长，1-5 月份累计消费 1593 亿方，同比增速 4.24%。天然气作为清洁能源，是我国实现双碳目标的重要过渡能源，2022 年天然气在我国一次能源消费中的比重 8.5%，国

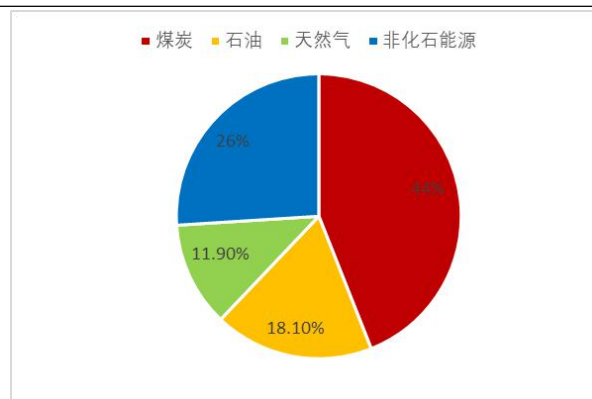
家能源局提出到 2030 年达到 15%。而根据《碳达峰碳中和愿景下中国能源需求预测与转型发展趋势》（中石油集团匡立春等）的预测，我国一次能源消费量 2030 年前后达峰，峰值约为 60.1×10^8 t 标准煤；假设届时天然气消费占比为 12.0%，则按照 1 亿吨标准煤对应 799 亿方天然气换算，预计到 2030 年我国天然气消费量将达到 5762 亿方，2022-2030 年天然气消费量复合增速达到 5.8%，未来需求增长空间仍大。另一方面，我国天然气消费进口依赖度仍然较高，截止 2023 年 5 月天然气进口依赖度为 40.39%，LNG 进口依赖度 33.73%；从历史数据来看，近 10 年我国天然气产量年化复合增速为 7.39%，而表观消费量复合增速为 9.67%，随着天然气需求扩大，预计我国对进口气源的依赖度维持高位，LNG 贸易空间仍然较大。

图 50：中国天然气消费量、产量及增速



资料来源：wind、山西证券研究所

图 51：预测 2030 年我国一次能源消费结构



资料来源：《碳达峰碳中和愿景下中国能源需求预测与转型发展趋势》（中石油集团匡立春等）、山西证券研究所

自产气高毛利率有望延续，产量回升下仍有增长空间。2023 年至今新疆 LNG 出厂价格指数平均 4528 元/吨，虽然比 2022 年回落，但仍高于 2021 年及之前价格；同时，2023 年煤炭价格回落，公司煤制 LNG 的原料煤成本也将有所下降，我们预计 2023 年煤制 LNG 的毛利率与 2021 年相当，即 57% 左右，仍然相当可观。后期随着启东码头的继续扩能，公司 LNG 转售贸易及整体销售量有望继续增加。2023 年下半年斋桑油气田恢复供应，吉木乃 LNG 产量有望恢复。

启东 LNG 接收站扩能，周转能力增量空间大。截至 2022 年底，我国建成投运的 LNG 接收站有 24 座，其中，包括广汇能源启东项目在内的民营企业控股的仅有 3 个项目，公司接

收站资产具备一定稀缺性。截止到 2022 年底，启东接收站共建设完成 4 期储气罐建设，合计 62 万方的罐容能力，LNG 周转能力超过 500 万吨/年。目前 6#20 万方储罐建设也正在有序进行，预计年底完成投运，公司计划 2025 年再投资一个 7#20 万方储罐，届时启东接收站 LNG 储存能力将达到 101 万方。另外，为匹配启东接收站的周转目标，公司正在积极推进 2#泊位建设，计划 2023 年内完成水域和陆域布置方案，取得用海、通航、岸线等文件批复，到 2025 年底，启东接收站 LNG 年周转能力将达到 1000 万吨。

表 7：启东天然气接受站扩能进展

项目	设施	建设进度	投运时间	投产后作用和效果
储罐	2#5 万方储罐	已完成	2017 年 6 月	60 万吨/年 LNG 周转能力
	3#16 万方储罐	已完成	2018 年 11 月	115 万吨/年 LNG 周转能力
	4#16 万方储罐	已完成	2020 年 6 月	300 万吨/年 LNG 周转能力
	5#20 万方储罐	已完成	2022 年 10 月	超过 500 万吨/年 LNG 周转能力
	6#20 万方储罐	在建，已完成气升顶等	预计 2023 年 12 月投运	超过 500 万吨/年 LNG 周转能力
	7#20 万方储罐	计划	预计 2025 年投运	1000 万吨/年 LNG 周转能力
泊位	1#泊位	已完成	2021 年	
	2#泊位	在建	2023 年内完成水域和陆域布置方案等	
配套	LNG 气化及配套海水取排水项目		2020 年 11 月	形成液进气出能力，提升 LNG 分销站周转能力
	启通天然气管线		2020 年 12 月	起点位于广汇启东 LNG 分销转运站的启东首站，终点位于通州区的刘桥末站，与中石油西气东输南通分输站实现互联互通，全长约 171 公里，设计年输气能力 40 亿立方米

资料来源：公司 2022 年年报，2023 年半年度报告，山西证券研究所

依托启东接收站和启通线投运等，开启“2+3”运营模式。随着启东接收站能力的持续扩大，以及启通天然气管线的建成投运，启东接收站可以实施“2+3”运营模式，即两种输气途径（液进液出、液进气出），三种盈利方式（境内贸易、接卸服务及国际贸易）。国内外天然气价差有利时，公司采购的海外 LNG 通过启东接收站以槽车运输 LNG 或气化后进入管道的模式向境内销售；国内外价差不利时，公司可以通过转口销售，将采购的 LNG 直接销往境外获取贸易利差。同时，随着启东接收站周转能力的扩大，公司通过向第三方提供接卸和仓储服务获得部分收益。**气源方面**，公司继续坚持长短协及现货贸易相结合的方式，新的长协合同正在谈判，规模将有所扩大，2025、2026 年以后供应；随着国际供应的增加，现货交易也比较活跃，气源相对有保障；**国内贸易方面**，2023 年以来，中国 LNG 国内出厂价与到

岸价价差恢复为正，预示着国内贸易利差修复，且公司积极开展与下游企业的合作谈判，国内销售有望继续增长。**海外贸易方面**，欧盟库存据满足安全要求仍有近 200 亿方的补库需要，且 2027 年切割俄罗斯化石能源的目标扰动，叠加俄乌争端仍在持续深化，目前国际天然气价格已经回到 10 年底部水平，后期预计国际天然气价格仍有向上动力，公司海外转口销售的盈利向好，且随着规模扩大有望持续贡献利润增量。**接卸服务方面**，公司预计 2023 年启东接收站国内接卸约 150 万吨，对应净利润约 4 亿元左右，全年平均约 267 元/吨，后期随着启东接收站周转能力的提升，接卸服务规模将持续增长，此部分收益仍有增长空间。

表 8：公司下游供气客户

合作单位	项目名称	预计天然气利用规模(亿方/年)
南通天生港发电有限公司	燃机热电联产项目	10.5
中石油西气东输管道公司	天然气代输项目	10
中国能建投资有限公司	镇江宏顺煤改气燃机项目	5
华电江苏能源有限公司	通州湾天然气分布式能源项目	5
合计		30.5

资料来源：公司 2018-074 公告，山西证券研究所

4.3 斋桑油气田原油复产后带来新的利润增长点

斋桑油气田油气资源丰富。公司 2009 通过收购控制哈萨克斯坦 TMB 公司获得哈萨克斯坦斋桑油气田权益。斋桑油气田为整装油气田,该油田原油储量非常丰富,经哈萨克斯坦国家可利用矿藏储量委员会会议审核确认油气储量为:原油 C1+C2 级地质储量 25,866.70 万吨,同时克拉玛依市丝路油气科学研究中心研究表明 C3 级地质储量 37409.18 万吨,三级储量合计 63275.88 万吨。根据公告，2021 年公司全资子公司新疆广汇石油、控股子公司 TBM 与安徽光大矿业投资有限公司签订了《关于油气勘探开发合作框架协议》、《Tarbagatay Munay LLP 与安徽光大矿业投资有限公司之油气勘探开发合作协议》以及《斋桑区块操作协议》，根据协议约定：1、安徽光大独立操作协议约定的油气项目并承担全部相关成本、费用和损失；2、安徽光大为合同区生产的任何和所有油气应付的收入应按比例在双方之间分配，且该比例将作为各自一方的“经济利益”。自本协议生效日至成本收回日的前一日，TBM：28%,安徽光大：72%；成本收回日起至以后，TBM：40%,安徽光大：60%。公司后期对斋桑油田的资本投入不多，若投产将具有明显效益。

新技术驱动原油开发推进，有望成为未来利润增长点。截止 2022 年底，斋桑油气田现有

总井数 54 口，其中：油井 29 口，气井 25 口。下一步，公司计划加快原油开发进展：第一，2023 年部署 3-5 口勘探井，结合勘探井结果对勘探开发方案进行完善，并启动下一轮规模化勘探和部署。同时，对老油井采用“氮气加气溶胶”工艺进行优化，进一步提升采出效果，目前对 3 口老井进行恢复试产效果良好。第二，同步推进原油进口非国营手续办理和国内销售流程落地，便于后续原油规模化开采进口到国内进行加工处理销售。第三，根据资源储量，公司计划将斋桑油田建设开发到百万吨规模，从而成为未来公司新的利润增长点。公司在互联网平台回答投资者提问披露，公司计划将斋桑油田建设开发到 200-300 万吨规模，而根据哈萨克斯坦能源部部长关于该国石油开采成本从 20 美元/桶到 65 美元/桶的信息，我们预计斋桑油田成本介于 20-65 美元/桶之间，假设未来布伦特原油维持 80 美元/桶以上，则斋桑油田项目未来有望成为公司新的利润增长点。

5. 二次战略转型启动，布局 CCUS 和氢能

5.1 CCUS 项目

CCUS 技术是实现“碳达峰，碳中和”的必要手段。CCUS 是指把 CO₂ 从工业或相关能源的排放源中捕集分离出来，直接加以利用或注入地层以实现二氧化碳永久减排的过程。为实现气候目标，世界主要国家均制定了“碳达峰、碳中和”技术路径，其中提高清洁能源占比和提高能源使用效率都是在碳的生产端做工作，而进行二氧化碳捕集利用及封存即 CCUS 项目，是在碳的排放端进行处理，在当前化石能源占比仍然较高，且较长时间内难以实质性改变的前提下，CCUS 项目是有效降低碳排放的重要技术和手段。近年来，CCUS 发展态势迅猛，仅 2021 年各国就“官宣”约 100 个新 CCUS 项目，全球有 25 个国家都运行或投建 CCUS 项目。我国《“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》明确将 CCUS 技术作为重大示范项目进行引导支持。

化工产碳，油田用碳，新疆具备发展 CCUS 项目的环境和条件。CCUS 用于驱替储藏油气或煤层气、深部咸水层高附加值资源或水资源等，实现减碳固碳的同时促进了油气增产及地层资源开发利用，是我国 CCUS 项目主要发展方向。2023 年两会上有代表介绍，我国新疆油田、西北油田、塔里木油田、吐哈油田均开启 CCUS/CCS 先导试验，将从炼化企业捕获来的二氧化碳注入地下油藏，驱动原油开采，在增油的同时实现二氧化碳地质埋存。依托准噶尔、塔里木、吐哈三大盆地油气田，在新疆开展 CCUS/CCS 有巨大潜力。数据显示，国内

EOR 示范项目可实现 0.1-0.4 吨石油/吨二氧化碳换油率，在高油价下有正向投资回报率。未来随着 CCUS 减排量尽纳入中国自愿减排项目（CCER）以及全国碳交易市场的持续发展，CCUS 项目的经济性或将进一步提升。

公司发展 CCUS 项目具备成本低，见效快的特点。碳源方面，该项目拟采用子公司广汇新能源的低温甲醇洗排放尾气作为原料气，其中 CO₂ 超过 80%，可以简化捕集流程、降低捕集成本；工艺技术方面，采用干法精脱硫、吸附净化与液化精馏组合工艺，在国内外已设计建设多套装置，工艺先进可靠；运输方面，项目位于哈密淖毛湖区域，通过管道运输或槽车运输至区位毗邻乃至辐射周边的油田用以实施驱油生产，产品生产地距使用地近，物流运输成本低；项目投资方面，该项目公用工程无需新建，全部依托广汇新能源，故初始投入较低。未来公司还将积极主导和推动周边的碳排放企业共同合作开发整体环新疆区域的二氧化碳捕集（CCUS）及驱油项目，预计可帮助新疆在产的煤炭及煤化工企业共同实现二氧化碳减排措施。

2023 年 3 月项目首期投产，未来逐步推进 300 万吨/年二氧化碳捕集、管输及驱油一体化项目建设。2021 年 5 月 20 日，广汇能源正式设立 100% 全资子公司广汇碳科技公司，在哈密淖毛湖工业园区公司拟整体规划建设 300 万吨/年二氧化碳捕集、管输及驱油一体化项目，采用分期建设。其中：首期建设 10 万吨/年二氧化碳捕集与利用示范项目，生产液态 CO₂ 产品，用于油气田驱油，提高原油采收率。截至 2023 年 3 月，该项目已完成机械竣工，进入试生产阶段并产出合格二氧化碳产品，该项目为东疆范围内首个 CCUS 项目。未来公司以吐哈油田为中心向新疆地区其他油田辐射，在新疆地区大力推广二氧化碳驱油技术，预计采收率可提升 10-30%，在实现二氧化碳减排目标的同时，不断增加油田采收。

5.2 氢能项目

氢能是未来能源转型重要方向。氢能是一种清洁无碳、灵活高效、应用场景丰富的二次能源，可实现电、气、热等不同能源形势的互相转化，减排效应十分显著。据国际氢能委员会预测，到 2050 年，氢能将减少 60 亿吨二氧化碳排放，在全球能源消费中所占比重可达 18%，成为全球未来能源战略结构转型的战略方向。

公司具备发展氢能产业链的丰富的应用场景。公司发展氢能具有原料供应、生产制造、终端应用等多场景优势：第一，由于新疆有丰富的煤炭、油气、风、光等自然资源，在制氢方面有天然优势。第二，氢的生产、储存、运输、配送和终端使用，与天然气产业链有极高相似度，公司可充分借力现有成熟的天然

气全产业链优势，为氢能产业链发展夯实基础。最后，高寒地区锂电性能大幅下降，纯电动汽车优势不在，而传统燃油汽车会造成大量空气污染，因此新疆具备发展氢能及氢能汽车的必要性。公司氢能源产业链规划将充分发挥氢能同时具备能源和储能两重属性的特点，结合在伊吾县淖毛湖地区用能企业减碳的需求，以现有的化工制氢“灰氢”为基础，把新能源（风间带光伏）发电——电解水制氢“绿氢”作为突破口，培育并带动制氢、输氢、储氢、用氢以及相关业务的快速发展。通过替代“交通用能、化工用氢、绿色电力”三条路径达到公司节能减碳目标。同时按照总体规划、分期建设的原则，在 2022 年先行建设广汇氢能示范项目，科学推进制氢、加氢配套体系建设，逐步培育形成具有广汇特色的氢能产业集群，带动新疆区域清洁低碳新型产业的高效发展。

制氢收益叠加碳汇收入，公司氢能产业转型未来可期。根据 2022 年 1 月公司发布的《氢能产业链发展战略规划纲要（2022-2030 年）》，公司将以现有的化工制氢（灰氢）为基础，通过新能源发电—电解水制氢（绿氢）作为突破口，逐步实现交通用能替代、绿色电力替代和化工用氢替代。到 2030 年，公司规划将新能源建设规模从 100 万 kW 发展到 625 万 kW，二氧化碳减少量从每年 244.90 万 t 扩展到每年 1530.87 万 t，努力在 2022-2030 年实现向绿色新能源转型发展。除制氢收益以外，节能减碳预计也将带来一定经济效益。根据公司公告，预计到 2030 年底，氢能产业链综合利用项目每年可减少二氧化碳排放量合计约 1782.63 万吨，仅碳交易业务可增加收益约 8 亿元（根据北京市绿色交易所 2021 年全年碳交易平均每吨 44.89 元/吨计算），预计对公司未来的经营业绩与社会效益均将产生积极的正面影响。

表 9：公司氢能建设项目规划

	氢能规划建设内容	2022-2025E	2026-2030E
规划建设项目	加氢站	21 座	25 座
	电解水制氢站	198 座 1000Nm ³ /h 制氢装备	339 套 1000Nm ³ /h 制氢装置
	氢燃料重卡	700 辆	865 辆
	风力发电	255 万 KW	245 万 kW
	光伏发电	65 万 KW	60 万 kW
主要用能指标	用电负荷	77.57 亿 kW·h/a	71.38 亿 kW·h/a
	新增氢燃料重卡	700 辆	865 辆
	新增用氢需求	60632.54t/a	119589t/a
	新增年用水量	109.6 万 m ³ /a	215.04 万 m ³ /a

资料来源：广汇能源《氢能产业链发展战略规划纲要（2022-2030 年）》，山西证券研究所

6. 盈利预测与投资建议

6.1 关键假设

我们对公司各板块进行拆分，并做出以下假设：

煤炭业务：（一）**产量：**假设马朗矿投产后 2023 年贡献产量 500 万吨，则预计公司 2023 年产量达到 2876 万吨（不含自用煤，下同），同比增幅超过 37%。2024-2025 年产量超过 3300、3800 万吨，同比 2022 年增长 61%、85%。（二）**销量：**当前煤价下我们测算公司煤炭外运仍有竞争力，假设公司维持疆内销售 550 万吨，其他新增产量进行疆外销售，同时假设马朗煤矿 2023 年不投产的中性预期下，预计 2023-2025 年公司煤炭销量分别为 3250、4250、4750 万吨；乐观估计下 2023 年 4 季度马朗矿投产并贡献 500 万吨产量，则预计 2023 年销量 3750 万吨。（三）**单位售价：**海外能源价格共振，国内煤价反弹，下半年煤炭均价或有所回升，根据 2023 年半年报测算，上半年公司吨煤售价约 448 元/吨，鉴于 7 月以来国内煤炭价格持续上涨及 2024、2025 煤炭需求恢复预期，假设 23-25 年公司吨煤售价分别为 489、512、518 元/吨。

表 10：煤炭业务关键假设

	2022A	2023E（马朗矿不投产）	2023E（马朗矿投产）	2024E	2025E
总销量（万吨）：	2670.3	3250	3750	4250	4750
其中：原煤	2284.38	2750	3250	3750	4250
提质煤	385.92	500	500	500	500
外销量	2222.43	2700	3200	3700	4200
单位售价（元/吨）：	570	489	489	512	518
疆内销售单价	500	450	450	450	450
外销单价	584	496	496	521	526
单位成本（元/吨）	318	310	310	310	320
营业收入（亿元）	152	159	184	218	246
毛利（亿元）	67	58	67	86	94

资料来源：公司 2022 年度报告，山西证券研究所测算

煤化工业务：2023 年上半年广汇新能源进行了为期 20 天的年度检修及哈密环保技改消缺工作，导致煤化工产品产量下降，下半年随着原油成本上升，煤化工利润改善，预计公司

产销量恢复。假设 23-25 年主要煤化工产品甲醇销量（含贸易量）约为 209 万吨左右；煤基油品销量约为 72 万吨左右。售价受石油化工成本上涨带动，预计有所增长，预计甲醇 2023-2025 年平均售价分别为 2204、2435、2508 元/吨；煤基油品售价分别为 3800、4100、4250 元/吨左右。

表 11：煤化工业务关键假设

	2022A	2023 H1	2023E		2024E		2025E	
			产量(万吨)	销量(万吨)	产量(万吨)	销量(万吨)	产量(万吨)	销量(万吨)
甲醇(万吨)	112.64	47.34	113.62	209.12	113.62	209.12	113.62	209.12
乙二醇(万吨)	10.07	4.94	14.82	14.36	19.76	19.76	19.76	19.76
煤基油品(万吨)	62.28	33.29	66.58	72.16	66.58	72.16	66.58	72.16
煤化工副产品(万吨)	43.79	22.48	44.96	129.82	44.96	129.82	44.96	129.82

资料来源：公司 2022 年度报告，山西证券研究所测算

天然气业务：自产气方面，斋桑油田开发转向以原油为主，吉木乃工厂天然气产量除少数民用外可忽略不计，自产气主要由广汇新能源公司煤制天然气项目提供，上半年在开展为期 23 天年度大修的情况下自产 LNG 实现 3.09 亿方，预计下半年随着利润恢复，产量有所上涨；我们预计自产气产量维持稳定，假设 2023-2025 年自产 LNG 的销量维持 7 亿方左右。贸易气方面，随着启东接收站能力的扩大及国际转口销售的灵活性，我们预计 2023-2025 年销量（不含自产气）分别为 95、110、150 亿方，总销量分别为 102、117、157 亿方（710、815、1094 万吨）；价格方面，受地缘政治危机延续，国际原油价格高位影响，预计下半年及后期 LNG 价格中枢有所恢复，假设 2023-2025 年公司 LNG 均价分别为 6139、6240、6350 元/吨。

表 12：天然气业务关键假设

	2022A	2023E	2024E	2025E
自产气销量（亿方）：	7.85	7	7	7
其中：吉木乃	0.61	0	0	0
广汇新能源	7.24	7	7	7
贸易气	58.44	95	110	150
销量合计（亿方）	66.30	102	117	157
单位售价（元/吨）：	7495	6139	6240	6350

单位成本（元/吨）	5930	5330	5200	5200
营业收入（亿元）	345	434	506	691
毛利（亿元）	72	57	84	125

资料来源：公司 2022 年度报告，山西证券研究所测算

根据上述假设我们预计 2023-2025 年公司营业收入分别实现 713.3、853.4、1074.8 亿元，同比分别增长 20.07%、19.64%、25.94%；毛利润分别实现 148.93、208.42、259.55 亿元，分别增长-12.45%、39.94%、24.54%；具体见下表。

表 13：公司主营业务营业收入及毛利预测

单位：亿元，%		2022A	2023E	2024E	2025E
煤炭	营业收入	152.18	158.77	217.59	245.84
	YOY	76.16%	4.33%	37.05%	12.98%
	毛利	67.27	58.02	85.84	93.84
	YOY	84.36%	-13.75%	47.95%	9.32%
煤化工	营业收入	87.73	113.96	121.94	129.25
	YOY	113.58%	29.90%	7.00%	6.00%
	毛利	30.48	33.05	37.80	40.07
	YOY	45.76%	8.43%	14.38%	6.00%
天然气	营业收入	344.63	434.32	506.39	691.49
	YOY	190.63%	26.03%	16.59%	36.55%
	毛利	71.92	57.24	84.40	125.23
	YOY	92.65%	-20.42%	47.46%	48.38%
其他业务	营业收入	9.55	6.25	7.50	8.25
	YOY	264.78%	-34.58%	20.00%	10.00%
	毛利	0.44	0.62	0.37	0.41
	YOY	-42.65%	41.98%	-39.99%	10.00%
合计	营业收入	594.09	713.30	853.42	1074.84
	YOY	138.93%	20.07%	19.64%	25.94%
	毛利	170.11	148.93	208.42	259.55
	YOY	78.12%	-12.45%	39.94%	24.54%

资料来源：公司 2022 年度报告，山西证券研究所测算

6.2 盈利预测、估值及投资建议

公司全产业链专业化布局能源领域，煤炭板块未来成长空间较大，中性预测下（不考虑

马朗煤矿四季度投产），我们认为 2023 年公司煤炭销量将突破 3250 万吨，同比增长 21.7%，公司煤炭主要以疆外销售为主，随着内地煤炭价格反弹，预计下半年盈利改善。天然气方面，启东接收站持续扩能，公司 LNG 贸易规模仍有增长空间，公司采取的“2+3”运营模式相对灵活，当前随海内外 LNG 价格反弹，预计国内贸易及转口销售毛利率均价有所提高。基于上述假设，我们预测公司 2023-2025 年 EPS 分别实现 1.29、1.92、2.44 元，按 10 月 12 日收盘价 7.62 元/股计算，当前市值对应 2023-2025 年 PE 分别为 6.0 倍、4.1 倍和 3.2 倍。公司兼具高成长和低估值属性，因此继续给予“增持-A”评级。

表 14：财务数据与估值

会计年度		2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)		24,865	59,409	71,330	85,341	107,483
	YoY(%)	64.3	138.9	20.1	19.6	25.9
净利润(百万元)		5,003	11,338	8,496	12,574	15,996
	YoY(%)	274.4	126.6	-25.1	48.0	27.2
毛利率(%)		38.4	28.6	21.4	24.4	24.1
EPS(摊薄/元)		0.76	1.73	1.29	1.92	2.44
ROE(%)		23.3	39.0	26.4	30.8	30.7
P/E(倍)		10.2	4.5	6.0	4.1	3.2
P/B(倍)		2.4	1.8	1.6	1.3	1.0
净利率(%)		20.1	19.1	11.9	14.7	14.9

资料来源：最闻，山西证券研究所

7. 风险提示

煤炭下游需求不及预期：受宏观经济下滑影响，煤炭下游存在需求下滑的风险，若保供限价政策持续加码，煤价可能不及预期；煤矿项目投产进度不及预期：公司白石湖矿区存在扩产计划，马朗、东部矿区未来具备投产规划，若未来投产进度延后，将影响公司煤炭产销量。煤化工产品下游需求及价格不及预期：煤化工产品需求受宏观经济影响较大，若国内经济增速不及预期或国际宏观经济下行，国内产品出口回落，则公司煤化工产品需求及价格可能不及预期；LNG 价格不及预期：国际地缘冲突下能源紧缺持续，但存在因天然气价格高企下游需求不及预期，使得 LNG 价格上涨不及预期的风险；

财务报表预测和估值数据汇总

资产负债表(百万元)						利润表(百万元)					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E	会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
流动资产	12399	16259	17187	22373	29925	营业收入	24865	59409	71330	85341	107483
现金	4717	5264	5165	7673	11754	营业成本	15315	42398	56037	64500	81528
应收票据及应收账款	4210	5650	6189	7975	9864	营业税金及附加	562	779	935	1119	1409
预付账款	193	1737	580	2192	1299	营业费用	312	317	380	455	573
存货	1851	1560	2949	2241	4319	管理费用	508	642	771	923	1162
其他流动资产	1427	2048	2304	2292	2689	研发费用	344	397	708	886	1096
非流动资产	47310	45317	47979	50141	54103	财务费用	1412	1005	1157	964	1072
长期投资	1141	1452	1775	2119	2453	资产减值损失	-250	-464	-701	-661	-953
固定资产	31052	28650	28900	29186	29800	公允价值变动收益	-39	-9	-24	-16	-20
无形资产	6496	6524	7473	8482	9740	投资净收益	-55	272	29	61	82
其他非流动资产	8620	8691	9831	10354	12111	营业利润	6098	13737	10694	15936	19805
资产总计	59709	61575	65165	72514	84028	营业外收入	8	31	19	25	22
流动负债	27242	23627	25197	25425	26911	营业外支出	122	37	79	58	69
短期借款	9495	8671	8671	8671	8671	利润总额	5984	13731	10634	15903	19759
应付票据及应付账款	7982	4417	6842	7122	6889	所得税	1139	2574	2274	3531	4019
其他流动负债	9765	10539	9684	9632	11351	税后利润	4846	11156	8360	12373	15740
非流动负债	11687	9337	8185	6872	5756	少数股东损益	-158	-181	-136	-201	-256
长期借款	9799	7465	6313	5000	3884	归属母公司净利润	5003	11338	8496	12574	15996
其他非流动负债	1888	1872	1872	1872	1872	EBITDA	8878	16385	12964	18271	22142
负债合计	38929	32965	33382	32297	32667	主要财务比率					
少数股东权益	-152	-258	-394	-595	-851	会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
股本	6566	6566	6566	6566	6566	成长能力					
资本公积	55	162	227	227	227	营业收入(%)	64.3	138.9	20.1	19.6	25.9
留存收益	14284	22997	27227	33677	41761	营业利润(%)	270.7	125.3	-22.2	49.0	24.3
归属母公司股东权益	20932	28869	32178	40812	52212	归属于母公司净利润(%)	274.4	126.6	-25.1	48.0	27.2
负债和股东权益	59709	61575	65165	72514	84028	获利能力					
现金流量表(百万元)						毛利率(%)	38.4	28.6	21.4	24.4	24.1
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E	净利率(%)	20.1	19.1	11.9	14.7	14.9
经营活动现金流	6049	10146	13384	12509	16496	ROE(%)	23.3	39.0	26.4	30.8	30.7
净利润	4846	11156	8360	12373	15740	ROIC(%)	12.5	24.1	17.9	22.5	23.9
折旧摊销	1766	1741	1636	1747	1876	偿债能力					
财务费用	1412	1005	1157	964	1072	资产负债率(%)	65.2	53.5	51.2	44.5	38.9
投资损失	55	-272	-29	-61	-82	流动比率	0.5	0.7	0.7	0.9	1.1
营运资金变动	-2362	-4052	2246	-2516	-2118	速动比率	0.4	0.5	0.5	0.6	0.8
其他经营现金流	333	569	13	2	8	营运能力					
投资活动现金流	-3207	-383	-4283	-3851	-5764	总资产周转率	0.4	1.0	1.1	1.2	1.4
筹资活动现金流	-2962	-7815	-9200	-6150	-6651	应收账款周转率	9.5	12.1	12.1	12.1	12.1
每股指标 (元)						应付账款周转率	1.9	6.8	2.8	3.0	3.2
每股收益(最新摊薄)	0.76	1.73	1.29	1.92	2.44	估值比率					
每股经营现金流(最新摊薄)	0.92	1.55	2.04	1.91	2.51	P/E	10.2	4.5	6.0	4.1	3.2
每股净资产(最新摊薄)	3.19	4.40	4.89	6.21	7.94	P/B	2.4	1.8	1.6	1.3	1.0
						EV/EBITDA	8.1	4.0	4.9	3.3	2.4

资料来源：最闻、山西证券研究所



分析师承诺：

本人已在中国证券业协会登记为证券分析师，本人承诺，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本人对证券研究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，分析结论具有合理依据。本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点直接或间接受到任何形式的补偿。本人承诺不利用自己的身份、地位或执业过程中所掌握的信息为自己或他人谋取私利。

投资评级的说明：

以报告发布日后的 6--12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的涨跌幅为基准。其中：A 股以沪深 300 指数为基准；新三板以三板成指或三板做市指数为基准；港股以恒生指数为基准；美股以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准。

无评级：因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见的结果的重大不确定事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。（新股覆盖、新三板覆盖报告及转债报告默认无评级）

评级体系：

——公司评级

- 买入： 预计涨幅领先相对基准指数 15%以上；
- 增持： 预计涨幅领先相对基准指数介于 5%-15%之间；
- 中性： 预计涨幅领先相对基准指数介于-5%-5%之间；
- 减持： 预计涨幅落后相对基准指数介于-5%- -15%之间；
- 卖出： 预计涨幅落后相对基准指数-15%以上。

——行业评级

- 领先大市： 预计涨幅超越相对基准指数 10%以上；
- 同步大市： 预计涨幅相对基准指数介于-10%-10%之间；
- 落后大市： 预计涨幅落后相对基准指数-10%以上。

——风险评级

- A： 预计波动率小于等于相对基准指数；
- B： 预计波动率大于相对基准指数。

免责声明：

山西证券股份有限公司(以下简称“公司”)具备证券投资咨询业务资格。本报告是基于公司认为可靠的已公开信息，但公司不保证该等信息的准确性和完整性。入市有风险，投资需谨慎。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，公司不对任何人因使用本报告中的任何内容引致的损失负任何责任。本报告所载的资料、意见及推测仅反映发布当日的判断。在不同时期，公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。公司或其关联机构在法律许可的情况下可能持有或交易本报告中提到的上市公司发行的证券或投资标的，还可能为或争取为这些公司提供投资银行或财务顾问服务。客户应当考虑到公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突。公司在知晓范围内履行披露义务。本报告版权归公司所有。公司对本报告保留一切权利。未经公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯公司版权的其他方式使用。否则，公司将保留随时追究其法律责任的权利。

依据《发布证券研究报告执业规范》规定特此声明，禁止公司员工将公司证券研究报告私自提供给未经公司授权的任何媒体或机构；禁止任何媒体或机构未经授权私自刊载或转发公司证券研究报告。刊载或转发公司证券研究报告的授权必须通过签署协议约定，且明确由被授权机构承担相关刊载或者转发责任。

依据《发布证券研究报告执业规范》规定特此提示公司证券研究业务客户不得将公司证券研究报告转发给他人，提示公司证券研究业务客户及公众投资者慎重使用公众媒体刊载的证券研究报告。

依据《证券期货经营机构及其工作人员廉洁从业规定》和《证券经营机构及其工作人员廉洁从业实施细则》规定特此告知公司证券研究业务客户遵守廉洁从业规定。

山西证券研究所：

上海

上海市浦东新区滨江大道 5159 号陆家嘴滨江中心 N5 座 3 楼

太原

太原市府西街 69 号国贸中心 A 座 28 层
电话：0351-8686981
<http://www.i618.com.cn>

深圳

广东省深圳市福田区林创路新一代产业园 5 栋 17 层

北京

北京市丰台区金泽西路 2 号院 1 号楼丽泽平安金融中心 A 座 25 层

