

领跑煤层气景气赛道，气源放量助力成长
——新天然气首次覆盖报告

核心观点

加速布局上游气源，打通天然气全产业链。公司通过对煤层气开发领军企业亚美能源的投资整合与上游项目的持续拓展，成为国内稀缺的具备自有气源的民营企业，基本实现了“上有资源、中有管网、下有客户”的产业链一体化的格局。2023年，煤层气开采和销售业务占比大幅提升到68%附近。随着公司煤层气产量同比再创新高，2024年前三季度实现归母净利润约8.82亿元，同比增长约30.28%。

非常规气增长潜力较大，天然气需求长期向好。天然气相较于石油、煤炭等更为清洁，是全球三大一次性能源中唯一的清洁低碳能源，也是能源转型过程中重要的过渡能源。然而，天然气在国内一次能源消费占比仅为9%（2023年），明显低于全球水平（约23%），在“双碳”战略目标下，天然气消费增长空间较大。而煤层气是天然气的重要补充，随着勘探开发技术的进步，以及相关补贴政策的支持，国内煤层气增长潜力较大。在气价改革的背景下，具备自有气源的一体化公司有望受益。

资源优势持续强化，多区块放量加速成长。亚美能源是国内煤层气开发领域的领先企业，公司通过收购亚美能源，取得了潘庄和马必项目的煤层气开发资源。其中2024年上半年马必区块产量同比增长约59.90%，平均售价同比增长约12.04%，实现量价齐增。另外，公司持续获取紫金山、喀什北等上游项目，拓展了致密气、页岩气、常规油气等优质资源，为长期产量增长提供坚实保障。

盈利预测与投资建议

我们认为公司作为国内稀缺的具备自有气源的一体化民营企业，在存量煤层气资源不断增产的同时，持续拓展新的资源，未来上产空间较大。同时，在能源结构转型与气价改革的背景下，公司传统燃气业务增长可期，业绩有望迎来双轮驱动。我们预计2024-2026年公司归母净利润分别为13.16亿元、16.01亿元、18.55亿元，对应的PE分别为10倍、8倍、7倍（对应11月14日收盘价），首次覆盖给予“买入”评级。

风险提示

行业周期性风险、安全生产和环保风险、政府补助政策变化风险等。

盈利预测与估值

单位：百万元	2023A	2024E	2025E	2026E
营业收入	3,517	4,235	4,729	5,255
年增长率(%)	2.9%	20.4%	11.7%	11.1%
归属于母公司的净利润	1,048	1,316	1,601	1,855
年增长率(%)	13.5%	25.6%	21.7%	15.9%
每股收益(元)	2.47	3.10	3.78	4.38
市盈率(X)	12.38	10.30	8.46	7.30
净资产收益率(%)	14.3%	15.9%	17.1%	17.4%

资料来源：Wind，涌兴证券研究所（2024年11月14日收盘价）

买入(首次)

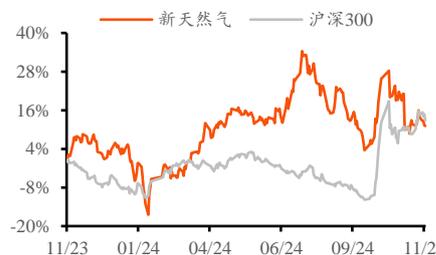
行业：石油石化
日期：2024年11月14日

分析 赵飞
师：
E- zhaofei@yongxingsec.com
mail：
SAC编 S1760524040002
号：

基本数据

11月14日收盘价(元)	31.96
12mthA 股价格区间(元)	23.88-39.49
总股本(百万股)	423.92
无限售A股/总股本	99.67%
流通市值(亿元)	135.04

最近一年股票与沪深300比较



资料来源：Wind，涌兴证券研究所

相关报告：

正文目录

1. 加速布局上游气源，打通天然气全产业链	3
1.1. 布局天然气全产业链的民营燃气企业	3
1.2. 公司业务范围持续拓展	4
1.3. 公司业绩保持较高增速	4
2. 非常规气增长潜力较大，天然气需求长期向好	6
2.1. 助力能源结构调整，天然气需求长期向好	6
2.2. 政策驱动叠加技术进步，非常规气增长潜力较大	8
2.3. 气价改革持续推进，一体化公司持续受益	9
3. 资源优势持续强化，多区块放量加速成长	11
3.1. 全面控股亚美能源，潘庄和马必区块持续放量	11
3.2. 发力增量资源，紫金山区块和新疆项目打开成长空间	14
4. 盈利预测与投资评级	16
4.1. 盈利预测	16
4.2. 风险提示	17

图目录

图 1: 公司主要发展历程	3
图 2: 公司股权结构（截至 2024/8/28）	4
图 3: 公司营收及同比增速	5
图 4: 公司归母净利润及同比增速	5
图 5: 公司不同板块营收贡献（2019）	5
图 6: 公司不同板块营收贡献（2023）	5
图 7: 不同板块毛利率（%）	6
图 8: 可比公司煤层气销售业务毛利率（%）	6
图 9: 全球一次能源消费结构（2023）	6
图 10: 国内一次能源消费结构（2023）	6
图 11: 国内天然气消费结构（2022）	7
图 12: 国内天然气消费量及同比增速	7
图 13: 国内煤层气产量及同比增速	8
图 14: 山西省煤层气产量及占比	8
图 15: 煤层气极限开发模式	9
图 16: 国内不同深度煤层气资源量占比	9
图 17: 天然气定价	10
图 18: 天然气产业链	12
图 19: 潘庄区块产量及同比增速	12
图 20: 公司潘庄和马必区块储量变化（亿立方米）	12
图 21: 马必区块产量及同比增速	13
图 22: 马必和潘庄区块新增在产井数量对比（口）	13
图 23: 潘庄和马必区块的产销比	14
图 24: 潘庄和马必区块的煤层气售价（元/立方米）	14
图 25: 紫金山区位图	15
图 26: 鄂尔多斯盆地苏里格气田位置图	15
图 27: 喀什北项目区位图	16
图 28: 阿克莫木气田设计产能及产量情况	16

表目录

表 1: 公司产品及服务类别	4
表 2: 天然气定价相关政策	11
表 3: 公司主要板块盈利预测	17

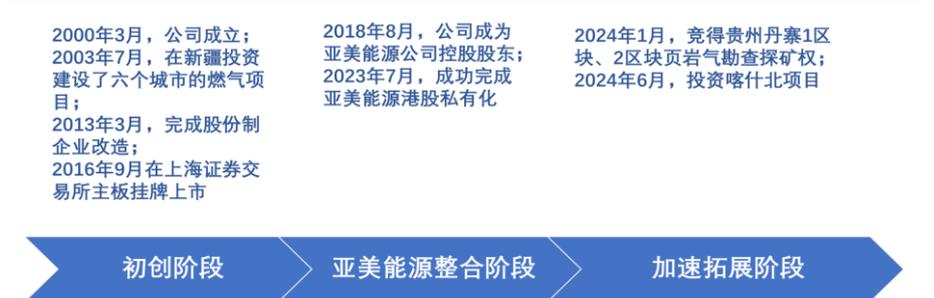
1. 加速布局上游气源，打通天然气全产业链

1.1. 布局天然气全产业链的民营燃气企业

公司是国内少数具备自有气源的民营燃气企业。根据公司公告，公司主要从事煤层气勘探开发以及城市天然气的输配、销售、入户安装业务。其中城市燃气业务的经营区域在新疆省内，拥有乌鲁木齐市米东区和高新区(新市区)、阜康市等八个市(区、县)天然气市场的长期经营权；煤层气开采销售业务的经营区域在山西省及周边区域，主要经营潘庄、马必和紫金山三个非常规天然气气田的勘探、开发和生产。公司通过对煤层气勘探开发领军企业亚美能源的投资整合与上游资源项目的持续拓展，成为国内民营企业中少有的以技术为引领，具备自有气源的综合能源供应商和服务商。

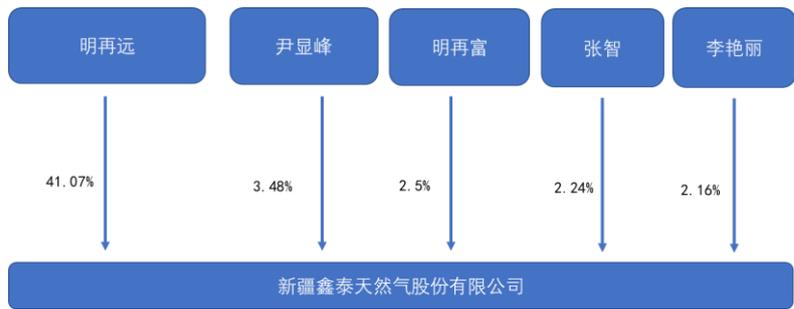
公司深耕行业 20 余年，不断构筑和夯实“天然气全产业链化”。1) 初创阶段，2000 年 3 月，公司成立；2003 年 7 月，在新疆投资建设了六个城市的燃气项目；2013 年 3 月，完成股份制企业改造；2016 年 9 月在上海证券交易所主板挂牌上市 2) 亚美能源整合阶段，其中 2018 年 8 月，公司成为亚美能源公司控股股东；2023 年 7 月，成功完成亚美能源港股私有化；3) 加速拓展阶段，2024 年 1 月，竞得贵州丹寨 1 区块、2 区块页岩气勘查探矿权；2024 年 6 月，投资喀什北项目。通过“强链、延链和补链”，基本实现了“上有资源、中有管网、下有客户”的全产业链一体化的经营格局。

图1:公司主要发展历程



资料来源：公司官网，公司公告，甬兴证券研究所

公司股权结构较为集中。根据公司 2024 年中报，公司实际控制人、控股股东为明再远，其直接持有公司 41.07% 的份额，股权结构较为集中。

图2:公司股权结构 (截至 2024/8/28)


资料来源: Wind, 公司公告, 甬兴证券研究所

1.2. 公司业务范围持续拓展

公司主要从事煤层气勘探开发以及城市天然气的输配、销售、入户安装业务, 具体来看:

1) 煤层气开采及销售, 主要为下游生产型用户提供气源保障, 用户包括管道运营商、城市燃气公司及工业用户等。根据公司公告, 公司生产的煤层气主要以管道气销售为主。2024 年上半年, 公司煤层气产量 9.71 亿立方米, 同比增长约 16.23%。

2) 天然气销售, 公司天然气自上游供气方交界点接入公司天然气管道, 通过高压管线进入公司各城市门站, 在各城市门站进行调压、过滤、计量、加臭处理, 经处理后部分直接供给设在门站的 CNG 汽车加气站, 部分进入城市中压管网向各类用户及部分 CNG 汽车加气站供气。

3) 天然气入户安装, 天然气用户向公司所属辖区的各子公司提出用气申请后, 由各子公司与用户协商一致签订燃气设施入户安装协议(合同), 然后委托有资质的单位进行设计、施工、监理, 施工完成后进行验收, 交付用户使用。

表1:公司产品及服务类别

产品及服务类别	用户类型	主要用途
煤层气开采销售	管道运营商、城市燃气公司及工业用户	为下游生产型用户提供气源保障
天然气销售	居民用户、商业用户、工业用户及 CNG 汽车用户等	厨用、采暖、CNG 汽车等燃料用气及工业原料用气
天然气入户安装	居民用户、商业用户、工业用户等用气场所固定用户	为各类用户开始使用天然气前的必要步骤

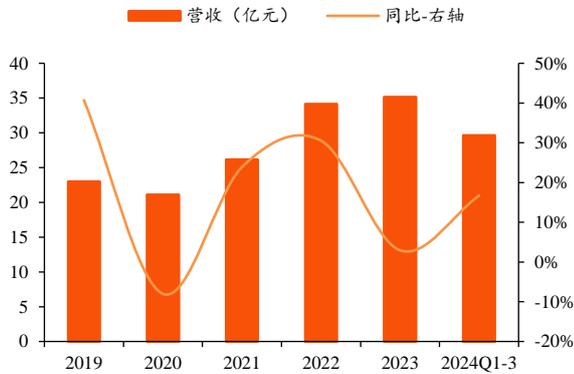
资料来源: 公司公告, 甬兴证券研究所

1.3. 公司业绩保持较高增速

随着上游资源放量, 公司业绩增长空间较大。从营收来看, 除了 2020 年受疫情等因素影响而有所下滑外, 2019-2023 年公司营收整体保持上涨态势, CAGR 达到约 11.25%, 其中 2022 年增速高达 30.54%左右, 主要是天然气销量和价格同比均有所增长。从归母净利润来看, 尽管 2019-2023 年公

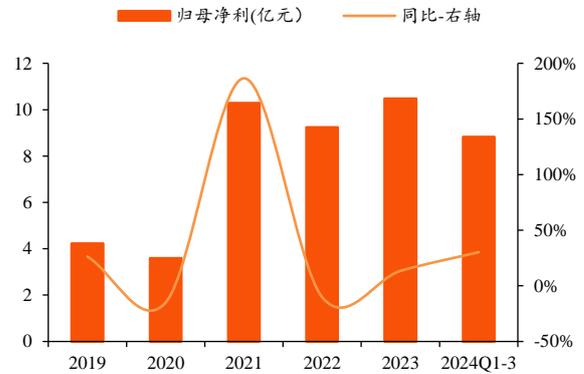
司归母净利润波动较大，但是 CAGR 仍然达到约 25.53%。而受煤层气产量同比再创新高的带动，2024 年前三季度实现归母净利润约 8.82 亿元，同比增长约 30.28%。

图3:公司营收及同比增速



资料来源: Wind, 公司公告, 甬兴证券研究所

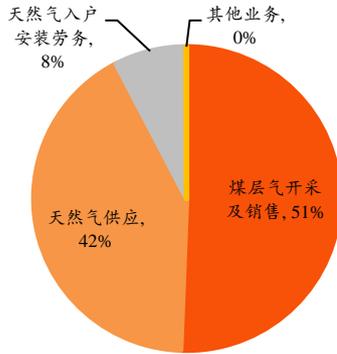
图4:公司归母净利润及同比增速



资料来源: Wind, 公司公告, 甬兴证券研究所

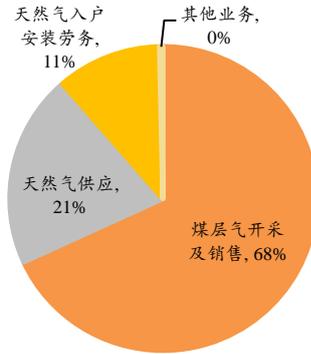
从营收贡献来看，煤层气开采和销售占比提升明显。根据公司公告，随着公司煤层气总产量持续提升，煤层气开采和销售业务占比从2019年的51%左右大幅提升到2023年的68%附近，而传统的天然气供应业务占比从42%附近下滑到21%左右。随着公司加大煤层气开发投资，持续提升产能建设，煤层气开采和销售业务占比有望继续提升。

图5:公司不同板块营收贡献 (2019)



资料来源: Wind, 公司公告, 甬兴证券研究所

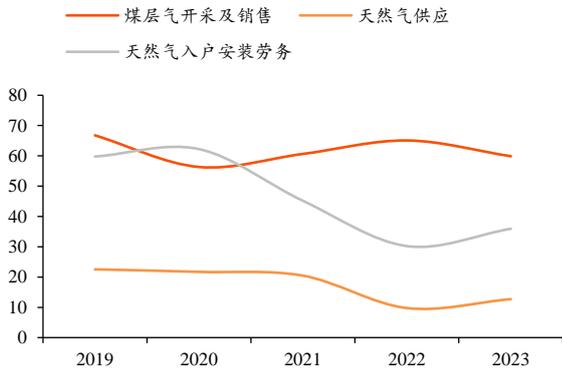
图6:公司不同板块营收贡献 (2023)



资料来源: Wind, 公司公告, 甬兴证券研究所

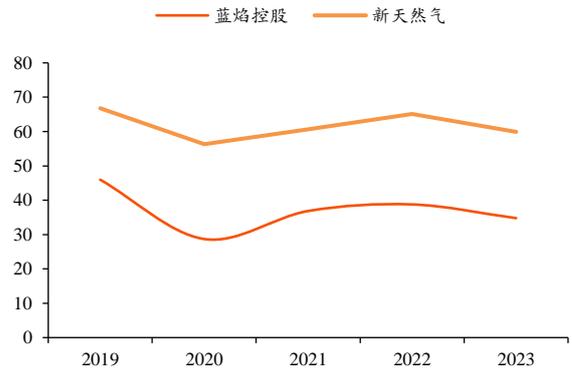
从毛利率来看，公司煤层气开采和销售业务盈利能力较强。根据公司公告，2021-2023年，公司煤层气开采和销售业务毛利率明显高于其他板块。相比蓝焰控股而言，公司煤层气开采和销售业务毛利率也处于偏高水平，主要是公司2018年成功对亚美能源实施并购，取得了潘庄和马必项目的煤层气开发资源，其中潘庄项目是中国商业开发程度最高的煤层气区块之一，资源丰富。

图7:不同板块毛利率 (%)



资料来源: Wind, 公司公告, 甬兴证券研究所

图8:可比公司煤层气销售业务毛利率 (%)



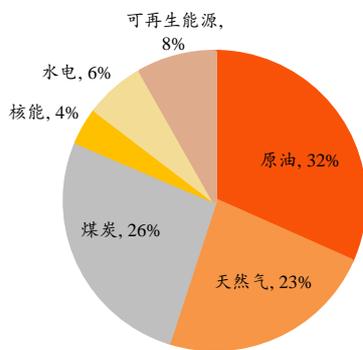
资料来源: Wind, 各公司公告, 甬兴证券研究所

2. 非常规气增长潜力较大, 天然气需求长期向好

2.1. 助力能源结构调整, 天然气需求长期向好

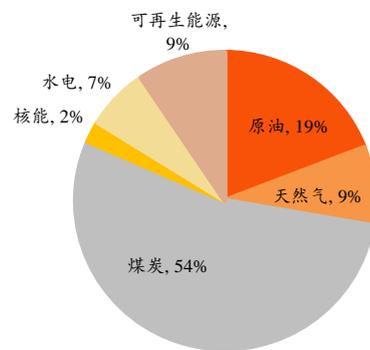
在“双碳”战略目标下, 天然气是能源转型过程中重要的过渡能源。天然气具有热值高、廉价、清洁等优点, 是低碳经济的代表。根据国家质监局发布的《综合能耗计算通则(2008)》, 天然气的热值为 51498kJ/kg, 在所有常见能源中低位发热量最高。此外, 天然气的主要成分为甲烷, 燃烧较为充分, 且产物主要为二氧化碳和水, 相较于石油、煤炭等更为清洁, 是最清洁的一次能源。同时, 天然气也是能源转型过程中重要的过渡能源, 根据中石油《世界与中国能源展望(2021)》, 石油消费预计将于 2030 年前达峰, 而天然气消费将直到 2040 年才进入发展平台期, 达峰时间相对较晚。根据《世界能源统计年鉴》(2024 版), 2023 年全球一次能源消费量中, 天然气占比约为 23%, 仅次于有原油(32%)和煤炭(26%)。而天然气在国内一次能源消费占比仅为 9%, 在“双碳”战略目标下, 国内天然气消费占比仍然有较大的提升空间。

图9:全球一次能源消费结构(2023)



资料来源:《世界能源统计年鉴》(2024 版), 甬兴证券研究所

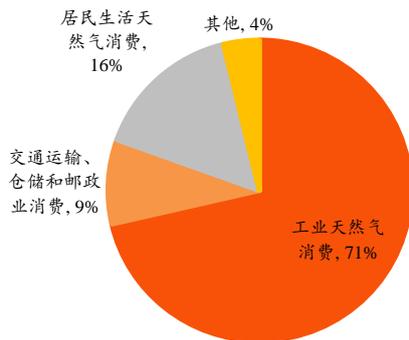
图10:国内一次能源消费结构(2023)



资料来源:《世界能源统计年鉴》(2024 版), 甬兴证券研究所

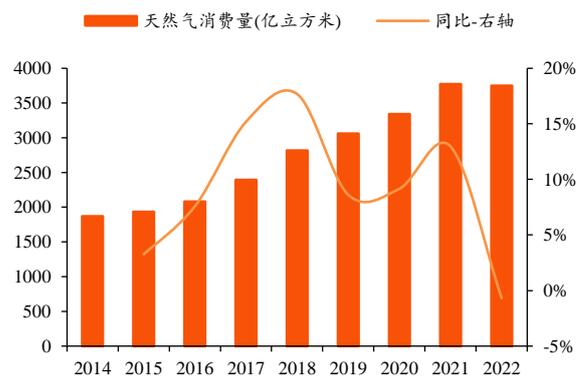
天然气需求向好缺口扩大，能源安全问题凸显。根据国家统计局数据，从国内终端需求来看，2022年，天然气主要用于工业消费和居民生活消费，分别占比约71%、16%。其中在工业消费方面，国内“富煤、贫油、少气”的能源结构决定甲醇等化工品的原料仍然以煤为主，以甲醇为例，根据郑交所数据，截至2023年底，国内甲醇生产原料中，煤制甲醇产能占比超3/4，而国外甲醇多为天然气制甲醇。在双碳背景下，低碳清洁的天然气在工业消费的提升空间较大；在居民消费方面，随着新型城镇化对高效清洁天然气的需求不断增长，国内城镇居民气化率仍然有较大提升空间。在需求向好的情况下，国内供需缺口持续扩大。根据国家统计局数据，2014-2022年，国内天然气产量CAGR约为7.40%，明显低于天然气年均复合增速(约9.07%)。根据公司公告引用的中石油发布的《2023年油气行业发展报告》，2023年天然气消费量达到了3917亿立方米，同比增长6.60%，推动天然气进口量达到1656亿立方米，同比增长9.50%，对外依存度进一步提升到约42.30%。在全球地缘政治复杂的背景下，国家能源安全问题凸显。

图11:国内天然气消费结构(2022)



资料来源：国家统计局，甬兴证券研究所

图12:国内天然气消费量及同比增速



资料来源：国家统计局，甬兴证券研究所

天然气储运设施建设加速，支撑天然气需求释放。根据公司公告，在管网建设方面，国家管网集团重大项目建设稳步推进，加快中俄东线南段、西气东输三线中段、西气东输四线、川气东送二线等国家重大战略性工程建设和投产，构建天然气“全国一张网”。积极推动省级管网以市场化方式融入国家管网，有序推进湖南、山东、四川等省网融入工作，全国组网的“最后一公里”有序打通；在LNG接收站建设方面，作为LNG进口的唯一通道，LNG接收站在整个天然气产业链中具有接卸、储存、气化和调峰功能。沿海LNG接收站项目建设加速，唐山新天、浙能温州、广州燃气、北燃天津LNG接收站在2023年内陆续投产运行，中国大陆已投产LNG接收站总数达到28座，年设计接收能力总计超1.3亿吨；在储气设施建设方面，多个储气设施建设推进设施升级、技术改建扩容及配套管道建设，全国已建成各

类储气库（群）28 座，有效工作气量超 250 亿立方米，为天然气需求释放提供支撑。

2.2. 政策驱动叠加技术进步，非常规气增长潜力较大

在“双碳”目标下，煤层气有望成为天然气供应的重要补充。非常规天然气指储量大但难以开发、必须依靠大规模增产措施和先进勘探开发技术才能具有经济价值生产的天然气，包括煤层气、页岩气和致密砂岩气等。其中煤层气俗称“瓦斯”，是赋存在煤层和煤系地层的烃类气体，主要成分是甲烷，其热值与常规天然气相当。煤层气若直接排放到大气中，其温室效应约为二氧化碳的 21 倍，因此煤层气开发符合国家双碳战略目标，未来有望成为天然气供应的重要补充。

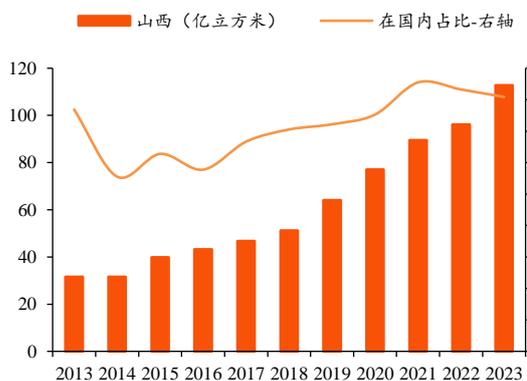
国内煤层气储量丰富，山西省贡献主要产量。根据蓝焰控股公告，国内煤层气地质资源量 36.8 万亿立方米，累计探明地质储量 8039 亿立方米。其中山西省作为国内煤层气资源富集程度最高的省份之一，拥有沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘两大煤层气产业化基地，境内埋深 2000 米以浅的煤层气地质资源量约 8.31 万亿立方米，截至 2022 年底累计探明煤层气地质储量约 7600 亿立方米，占全国九成以上。2023 年，煤层气产能建设加快推进，全国煤层气开发投资超过 100 亿元，新建产能超过 30 亿立方米/年，推动煤层气产量达到约 139 亿立方米，其中山西省煤层气产量约 113 亿立方米，占比高达 81%，贡献主要产量。

图13:国内煤层气产量及同比增速



资料来源：Wind，国家统计局，甬兴证券研究所

图14:山西省煤层气产量及占比

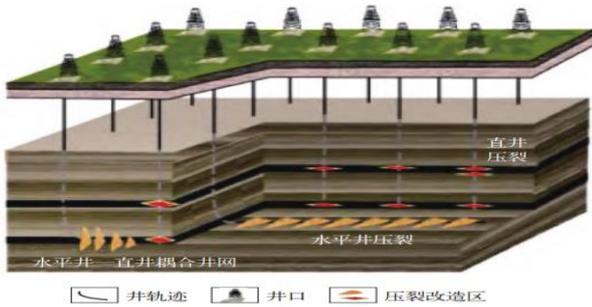


资料来源：Wind，国家统计局，甬兴证券研究所

技术进步加快煤层气开发进程。煤层气产业属于技术密集型产业。根据吴裕根等 2024 年发布的《我国“十四五”煤层气勘探开发新进展与前景展望》，国内煤层气技术发展大体分为 3 个阶段，其中 2005 年以前是前期探索和技术攻关阶段；2006-2020 年是中—浅层商业开发阶段，主体开发深度为 1200m 以内；2021 年以来是深层规模开发阶段，大规模压裂等开发技术取得突破。在传统评价不高的深煤层、薄煤层等领域实现了快速增储上产，

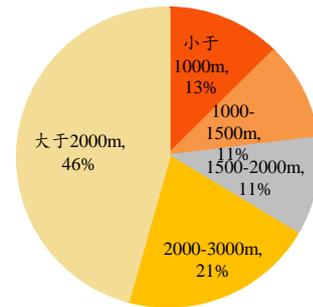
尤其是深层煤层气资源丰富，产气效果较好，有望成为我国非常规天然气重要接替领域。国内 1500 米以深煤层气资源量大约是 1500 米以浅煤层气资源量的 2.4 倍，技术进步推动深层煤层气勘探取得突破，近两年在鄂尔多斯盆地的大宁—吉县区块和神府区块发现了两个千亿立方米级的深层煤层气田，助力煤层气加快增储上产。

图15:煤层气极限开发模式



资料来源：《我国“十四五”煤层气勘探开发新进展与前景展望》，甬兴证券研究所

图16:国内不同深度煤层气资源量占比



资料来源：《我国“十四五”煤层气勘探开发新进展与前景展望》，甬兴证券研究所

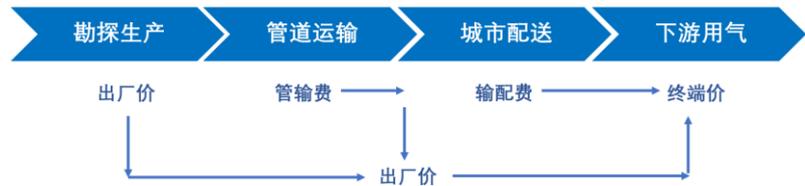
政策推动叠加配套补贴，煤层气发展长期向好。由于煤层气开发具有增加清洁能源保障以及提高煤矿生产安全等价值，因此，国家各部委以及各省份出台多项政策推动煤层气开发，其中 2023 年 2 月，山西省发布《山西省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》、《山西省煤层气资源勘查开发规划（2021-2025 年）》，明确指出将持续推动煤层气增储上产，实施两大非常规天然气产业化基地建设、全省煤矿瓦斯抽采全覆盖、“煤层气、天然气（致密气）、页岩气”三气综合开发试点等重大工程。同时，煤层气开发利用补贴政策也相继出台，其中 2016 年 3 月，财政部发布《关于“十三五”期间煤层气(瓦斯)开发利用补贴标准的通知》，将煤层气开发的政府补贴标准从 0.2 元/方提高到 0.3 元/方，补贴力度加大；2020 年 6 月，国务院发布《清洁能源发展专项资金管理暂行办法》，要求使用专项资金对煤层气(煤矿瓦斯)、页岩气、致密气等非常规天然气开采利用给予奖补，按照“多增多补”的原则分配等，推动煤层气行业向好发展。

2.3. 气价改革持续推进，一体化公司持续受益

天然气上下游的定价分为三部分，包括天然气开采成本加上利润形成的井口价，以及贸易商的贸易成本加上利润形成的到岸价；井口价/到岸价（统称出厂价）加上管输费构成门站价；在门站价格基础上加上城市配气费构成终端价。国内天然气行业上游、中游、下游具有不同的定价机制，其中上游天然气的门站环节价格为政府指导价，由国家发改委发布，具体价格

由供需双方在国家规定的最高上限价格范围内协商确定；而下游天然气销售价格由地方价格主管部门制定。当天然气进价成本上涨时，如果公司所在地的价格主管部门不能同步调整终端销售价格，燃气企业经营业绩或受到影响，因此国内天然气价格传导机制需要进一步理顺。

图17:天然气定价



资料来源：浙能燃气公告，甬兴证券研究所

政策推动天然气价格机制改革，一体化公司有望受益。国内天然气改革的目标是在“管住中间、放开两头”的总体思路下建立一个“X+1+X”的天然气市场。前一个X指的是富有竞争力的多主体多渠道上游供应，中间的“1”代表的是统一高效集输，天然气可自由流动的“全国一张网”，后一个X则是代表充分竞争的下游市场。国家各部门发布一系列政策推动天然气价格机制进一步理顺，支持天然气行业健康高质量发展。其中2023年4月，国家发改委发布《关于建立健全上下游价格联动机制的指导意见（征求意见稿）》，进一步理顺天然气价格传导机制，上下游价格联动提速；2023年11月出台《关于核定跨省天然气管道运输价格的通知》，首次分区域核定国家管网公司经营的跨省天然气管道运输价格，构建相对统一的运价结构等。在气价改革的背景下，具备自有气源的一体化公司有望受益。

表2:天然气定价相关政策

发布时间	相关政策	内容
2011年12月	《国家发改委关于在广东省、广西自治区开展天然气价格形成改革试点的通知》	天然气门站及以上价格由国务院价格主管部门管理。门站价格不再分类，实行政府指导价，供需双方可在不超过最高门站价格的范围内协商确定具体门站价格。门站价格以下销售价格由地方价格主管部门管理
2015年11月	《国家发改委关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知》	2015年11月起非居民用气由最高门站价格管理改为“基准价+上浮20%、下浮不限”管理方式，以便进一步推进价格市场化改革
2016年10月	《天然气管道运输价格管理办法（试行）》	管道运输价格实行政府定价，由国务院价格主管部门制定和调整。按“准许成本加合理收益”原则核定管道运输价格
2017年8月	《国家发改委关于核定天然气跨省管道运输价格的通知》	价格放开的天然气，供需双方可在合同中约定气源和运输路径，协商确定气源价格；管道运输企业按规定的管道运输价格向用户收取运输费用
2017年6月	《〈关于加强配气价格监管的指导意见〉的通知》	要求地方价格主管部门核定独立的配气价格，配气价格按照“准许成本加合理收益”的原则制定，即通过核定城镇燃气企业的准许成本，监管准许收益，考虑税收等因素确定年度准许总收入，制定配气价格。
2020年3月	中央定价目录（2020修订）	天然气门站价格从中央定价目录中移出，跨市区市管道运输价予以保留
2021年5月	国家发展改革委关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知	稳步推进天然气门站价格市场化改革，完善终端销售价格与采购成本联动机制。积极协调推进城镇燃气配送网络公平开放，减少配气层级，严格监管配气价格，探索推进终端用户销售价格市场化

资料来源：浙能燃气公告，国家发改委网站，甬兴证券研究所

3. 资源优势持续强化，多区块放量加速成长

3.1. 全面控股亚美能源，潘庄和马必区块持续放量

公司投资整合亚美能源，打造天然气全产业链。根据公司公告，亚美能源是国内煤层气勘探、开发及生产领域的领先企业，其位于山西晋城沁水盆地，该盆地的煤层气探明地质储量居中国各盆地之首。公司在2018年通过部分要约的方式成功并购亚美能源并获得其控制权，并在2023年7月，完成亚美能源港股私有化。通过收购亚美能源，公司主营业务扩充到煤层气开发与销售业务，打通了天然气上下游产业链，成为民营企业中少有的具备自有气源的综合能源供应商和服务商。

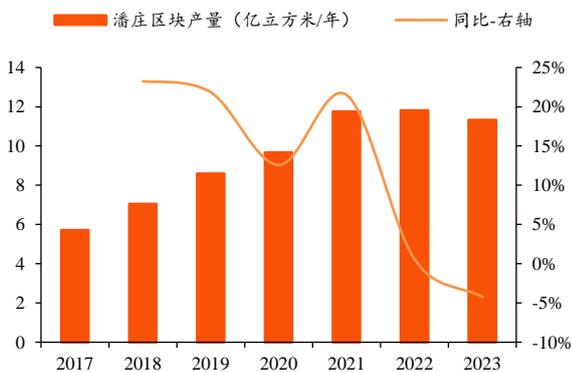
图18:天然气产业链



资料来源: 九丰能源公告, 甬兴证券研究所

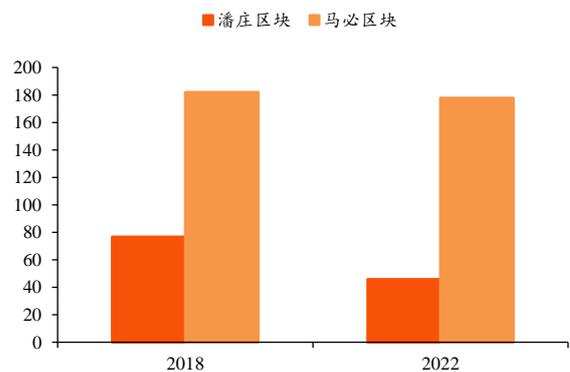
潘庄区块持续增储, 后续产量提升可期。作为国家在产煤层气重点项目之一, 潘庄区块由亚美能源旗下子公司美中能源和中联煤层气有限责任公司合作开发。该项目是国内首个进入全面商业开发和生产的中外合作煤层气区块, 也是首开薄煤层开发先河并取得产量突破的项目。从产量来看, 2017-2022年, 潘庄区块的产量从5.72亿立方米增长到11.82亿立方米, CAGR约为15.62%, 但是随着储量的不断消耗, 2023年产量小幅下滑到11.32亿立方米。储量方面, 2022年潘庄区块的2P储量约为46亿立方米, 但是2023年潘庄区块新增薄煤层气探明储量59.5亿方, 主要受益于薄煤层开发技术的突破, 实现国内薄煤层气资源规模化开发, 对于潘庄区块的未来产量提供支撑。

图19:潘庄区块产量及同比增速



资料来源: 公司公告, 亚美能源公告, 甬兴证券研究所

图20:公司潘庄和马必区块储量变化 (亿立方米)



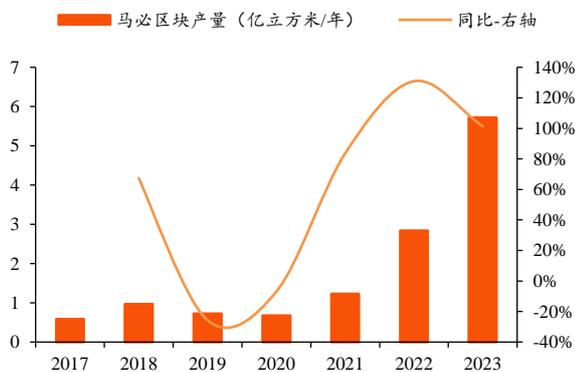
资料来源: 公司公告, 亚美能源公告, 甬兴证券研究所

马必区块加快开发力度, 产量提升较快。作为国家在建煤层气重点项目之一, 马必区块由亚美能源旗下子公司亚美大陆煤层气有限公司与中国石油天然气集团公司合作开发。该项目是迄今为止国家发改委批复的建设产能最大的煤层气单体开发项目, 也是迈向中深部煤层气领域并获得开发成功的项目。从产量来看, 2017-2023年, 马必区块的产量从0.58亿立方米增长到5.72亿立方米, CAGR高达46.44%, 截至2024年上半年, 马必区

块产量约 4.10 亿立方米，同比增长约 59.90%。其中 2022 和 2023 年产量均实现翻倍增长，一方面，公司持续提升马必区块的钻井投资，新增在产井数量提升明显。另一方面，随着二开井型和近钻头导向技术趋于成熟稳定，SLH 井平均钻井时间仅为 14 天，大幅提高开发经济性，有利于产能提升。

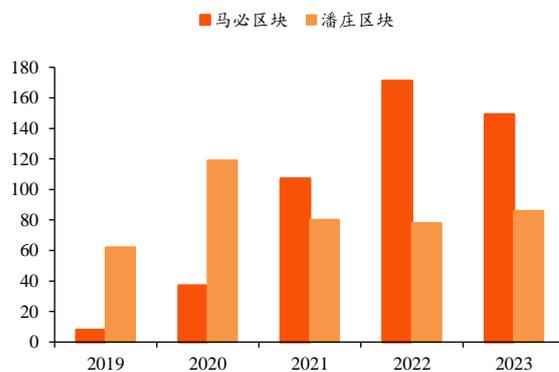
马必区块储量丰富，产能提升空间较大。马必区块南区处于生产阶段，根据发改委 2018 年出具的《国家发展改革委关于山西沁水盆地马必区块南区煤层气对外合作项目总体开发方案的批复》，马必区块南区煤层气开发项目的设计产能为 10 亿立方米/年。随着钻井投资的持续投入，马必区块在产井有望大幅增加，产量将持续提升。而马必项目北区处于勘探阶段，将按照分步实施、滚动开发的原则，在北区优选富集区进行开发建设，目前北区优选出 MB076 井区，正进行开发方案的编制工作，方案获批后将稳步高效推进产建工作，为马必项目未来产量增长提供较强支撑。

图21:马必区块产量及同比增速



资料来源：公司公告，亚美能源公告，甬兴证券研究所

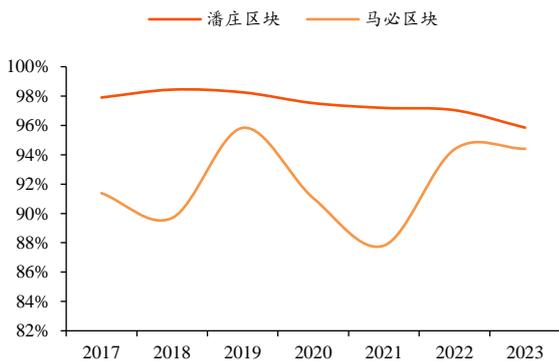
图22:马必和潘庄区块新增在产井数量对比 (口)



资料来源：公司公告，亚美能源公告，甬兴证券研究所

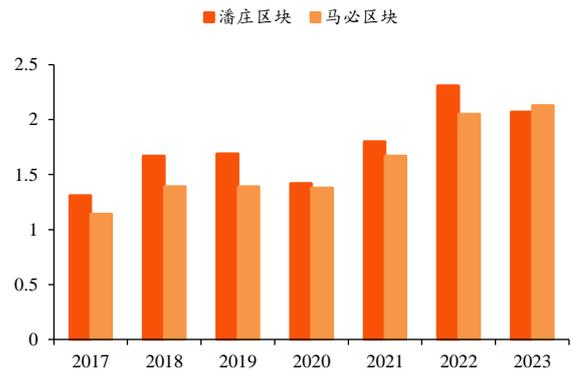
在气价改革的背景下，潘庄和马必区块气价整体保持上涨态势。公司整体产销率保持在 90% 以上，其中潘庄区块 2017-2020 年产销率维持在 98% 附近，2021-2023 年小幅下滑。从煤层气售价来看，2017-2022 年，潘庄区块的煤层气售价高于马必区块，并且除了 2020 年以外售价整体保持上涨态势。2024 年上半年，公司煤层气平均售价 2.17 元/立方米，同比增长 2.54%。其中马必区块煤层气平均售价约 2.35 元/立方米，同比增长约 12.04%，主要是马必区块得益于产量释放，依靠中石油强大的销售渠道和网络，基本上通过国家西一线销往了更好的区域市场，实现了较好的销售价格。

图23:潘庄和马必区块的产销比



资料来源:公司公告,亚美能源公告,甬兴证券研究所

图24:潘庄和马必区块的煤层气售价(元/立方米)



资料来源:公司公告,亚美能源公告,甬兴证券研究所

3.2. 发力增量资源, 紫金山区块和新疆项目打开成长空间

公司具备领先行业的开采技术, 助力新项目开发。根据公司公告, 煤层地质条件复杂, 需要根据煤层气的赋存和地质条件设计开采方案, 在钻采过程中也需要根据实际情况不断调整设计和施工方案, 技术壁垒较高。公司收购的亚美能源在国内煤层气开发领域一直处于领先地位, 是国内首家成功采用多分支水平井钻探技术的煤层气商业开发商和首批在中国采用多层压裂缓冲丛式井技术的煤层气开发商。近年来, 通过持续开展产业技术创新课题研究, 动态调整优化勘探开发方案, 完成了长支水平井优快钻井技术研究、大规模压裂技术与试验、薄煤层开发潜力及工程适应性研究等专项课题研究, 为新区块勘探开发积淀了可复制的核心技术和经验。依托技术优势, 公司积极获取上游新资源, 成为国内少有的常规天然气和三大非常规天然气即煤层气、致密气、页岩气全覆盖的民营上市企业。

公司获取紫金山区块权益, 获得致密气等非常规天然气资源。根据公司公告, 2023 年公司跨境并购亚太石油有限公司(香港)获取控股权, 取得了紫金山区块。该区块勘查面积约 528.3 平方公里, 涉及中深部煤层气、致密气两大非常规天然气资源, 储量丰富。截至 2024 年上半年, 紫金山区块仍处于勘探期, 公司完成 144.88 平方公里的三维地震处理解释, 完成 5 口钻井任务, 完成 2 口压裂任务等, 为总体勘探开发打下坚实基础。根据吕梁市发布的《吕梁市“十四五”能源革命及现代能源体系专项规划》, 要求到 2025 年紫金山区块总产能达到 4.2 亿方, 增产煤层气 3.52 亿方。在此背景下, 公司紫金山区块的开发有望提速。

致密气为开发规模最大的非常规天然气之一, 资源潜力巨大。根据马小明等 2024 年发布的《致密气井不同生产阶段产出剖面的差异》和张金发等 2022 年发布的《致密砂岩气藏低产低效井治理对策及展望》, 致密气是指覆压基质渗透率小于等于 0.1mD 的砂岩气层, 单井一般无自然产能或自然产能低于工业气流下限, 但在一定经济条件和技术措施下可以获得工业天然气产量。致密气藏作为国内单个气藏类型产量最高的气藏, 其产量于

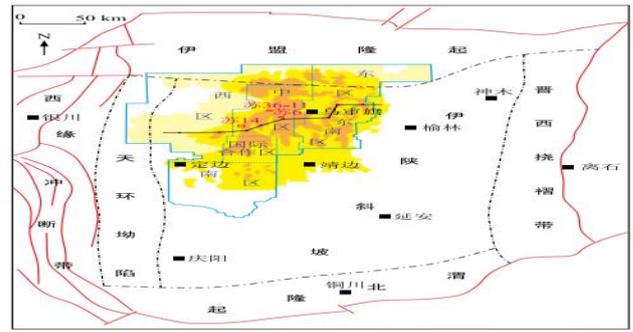
2020 年占国内石油天然气产量的 1/4 以上。从分布来看，鄂尔多斯盆地是国内最大的致密气生产基地，盆地内的苏里格气田是国内产量规模最大的气田。根据王国亭等 2023 年发布的《苏里格气田致密气开发井网效果评价与调整对策》，鄂尔多斯盆地致密气资源量占全国致密气总资源量的 60% 以上，截至 2022 年，探明（含基本探明）储量超 4 万亿立方米，2022 年产气量超过 300 亿立方米。而紫金山区块同样位于鄂尔多斯盆地，未来勘探开发潜力巨大，有望助力公司持续增储上产。

图25:紫金山区位图



资料来源：山西省自然资源厅，甬兴证券研究所

图26:鄂尔多斯盆地苏里格气田位置图



资料来源：《苏里格气田致密气开发井网效果评价与调整对策》，甬兴证券研究所

公司投资获取喀什北项目权益，有望获得原油资源。根据公司公告，2024 年 4 月，公司通过旗下境外全资下属公司佳鹰，对中能控股控制权收购以及共创投控控制权收购，从而享有对喀什北项目第一指定地区和第二指定地区的石油合约权益。喀什北项目是中国年代与中石油，集勘探期、开发期、生产期三阶段同时存在的国际合作项目。该区块石油合同区面积约为 3146 平方千米，资源储量丰富，主要为常规油气资源。其中喀什北项目第一指定地区指位于塔里木盆地喀什北区块之阿克莫木气田，阿克莫木气田 2016 年获国家储委会批复的天然气探明储量 446.44 亿立方米，该气田已于 2020 年进入商业生产期。该气田经批准的 ODP 设计产能 11.1 亿方/年，其中 2023 年产量为 5.62 亿方；第二指定地区处于勘探期，经过前期勘探工作基本确定了三大潜力构造带，初步预计三大构造带圈闭资源量为天然气约 2000 亿方、原油约 8000 万吨（最终以实际勘探成果为准）。根据公司公告引用的《开发概念设计》，天然气预计于 2027 年投产，最高产能为 36.6 亿 m³/年，原油设计于 2028 年投产。

喀什北项目进一步完善公司资源布局，有望提升盈利空间。根据中曼石油公告，国内油气产业市场格局主要呈现地域分割的垄断格局，上游勘探开采企业市场集中度属于极高寡占型市场结构。国家推行油气体制改革后，中曼石油成为首家获得国内常规石油天然气区块采矿许可证的民营企业。根据已探明储量，中曼石油温宿块探明原油地质储量 3011 万吨。考虑到公司的喀什北项目第二指定地区初步估算资源量较大，并且项目同样位于新

表3:公司主要板块盈利预测

		2023	2024E	2025E	2026E
煤层气开采及销售	收入(亿元)	24	30	34	38
	增长率	-7%	25%	12%	12%
	毛利率	60%	63%	65%	67%
天然气销售	收入(亿元)	7	8	9	10
	增长率	31%	10%	10%	10%
	毛利率	13%	13%	13%	13%
天然气入户安装	收入(亿元)	4	4	5	5
	增长率	39%	10%	10%	10%
	毛利率	36%	36%	36%	36%
其他	收入(亿元)	0.1	0.1	0.1	0.2
	增长率	-21%	10%	10%	10%
	毛利率	28%	28%	28%	28%
合计	收入(亿元)	35	42	47	53
	增长率	3%	20%	12%	11%
	毛利率	48%	51%	52%	54%

资料来源: Wind, 甬兴证券研究所

我们认为公司作为国内稀缺的具备自有气源的一体化民营企业,在存量煤层气资源不断增产的同时,持续拓展新的资源,未来上产空间较大。同时,在能源结构转型与气价改革的背景下,公司传统燃气业务增长可期,业绩有望迎来双轮驱动。我们预计2024-2026年公司归母净利润分别为13.16亿元、16.01亿元、18.55亿元,对应的PE分别为10倍、8倍、7倍(对应11月14日收盘价),首次覆盖给予“买入”评级。

4.2. 风险提示

行业周期性风险。天然气行业是国民经济运行的基础性行业,其市场需求与国家宏观经济发展密切相关,在经济出现下滑时,能源的需求和价格往往同步下跌。因此,宏观经济的波动和不景气会对公司的盈利能力、流动资金及财务状况造成不利影响。

安全生产和环保风险。公司主要从事城市天然气的输配、销售、入户安装以及煤层气勘探开发业务,存在不可预见的安全隐患及其他不确定因素,安全管理难度较大。虽然公司政策和制度执行情况良好,但随着业务的不断扩展,在操作过程中的安全生产风险也随之增加;同时,如果未来国家提高环保标准,可能会使公司进一步增加环保设施的投入,导致经营成本的上升。

政府补助政策变化风险。国家对煤层气开发项目的政策扶持或者政策约束会影响煤层气开发的经济效益。国家出台的煤层气补贴政策,按照“多增多补”“冬增冬补”原则,改变煤层气开发利用定额补贴方式,在国家奖补总额和奖补气量无法准确预计的情况下,公司实际享受补贴的额度存在一定的不确定性。

资产负债表						现金流量表					
单位：百万元						单位：百万元					
至 12 月 31 日	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E	至 12 月 31 日	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
流动资产	4,962	4,729	6,188	7,440	9,002	经营活动现金流	1,837	1,974	2,409	2,841	3,239
货币资金	3,114	2,866	4,030	4,978	6,224	净利润	1,589	1,421	1,778	2,163	2,507
应收及预付	732	661	792	869	948	折旧摊销	556	690	719	772	828
存货	27	29	35	38	40	营运资金变动	-120	-529	-257	-116	-118
其他流动资产	1,088	1,173	1,331	1,556	1,789	其它	-188	392	169	22	23
非流动资产	7,672	9,834	10,642	11,604	12,510	投资活动现金流	-1,625	-1,476	-1,494	-1,679	-1,673
长期股权投资	776	782	792	802	812	资本支出	-1,092	-1,311	-1,408	-1,708	-1,707
固定资产	240	525	1,041	1,560	2,067	投资变动	-284	-469	-20	-20	-20
在建工程	1,295	2,117	2,094	2,315	2,492	其他	-250	304	-65	48	54
无形资产	33	52	57	62	67	筹资活动现金流	-99	-827	199	-264	-371
其他长期资产	5,328	6,358	6,659	6,866	7,073	银行借款	752	1,524	350	350	350
资产总计	12,634	14,563	16,830	19,045	21,512	股权融资	7	4	3	3	3
流动负债	2,114	3,053	3,466	3,705	3,952	其他	-858	-2,355	-155	-617	-724
短期借款	180	50	100	150	200	现金净增加额	147	-254	1,164	948	1,246
应付及预收	1,288	1,770	1,742	1,877	2,019	期初现金余额	2,899	3,047	2,793	3,957	4,905
其他流动负债	647	1,233	1,625	1,677	1,733	期末现金余额	3,047	2,793	3,957	4,905	6,151
非流动负债	1,677	3,611	4,073	4,373	4,673						
长期借款	1,068	2,723	3,023	3,323	3,623						
应付债券	0	0	0	0	0						
其他非流动负债	609	889	1,050	1,050	1,050						
负债合计	3,792	6,665	7,539	8,078	8,625						
股本	424	424	424	424	424						
资本公积	2,121	3,480	3,480	3,480	3,480						
留存收益	2,741	3,535	4,461	5,571	6,836						
归属母公司股东权益	5,200	7,326	8,256	9,370	10,638						
少数股东权益	3,642	572	1,034	1,597	2,249						
负债和股东权益	12,634	14,563	16,830	19,045	21,512						

主要财务比率					
至 12 月 31 日	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
成长能力					
营业收入增长	30.5%	2.9%	20.4%	11.7%	11.1%
营业利润增长	11.5%	-9.1%	24.7%	18.5%	15.9%
归母净利润增长	-10.2%	13.5%	25.6%	21.7%	15.9%
获利能力					
毛利率	53.1%	47.5%	50.7%	52.4%	53.9%
净利率	46.5%	40.4%	42.0%	45.7%	47.7%
ROE	17.8%	14.3%	15.9%	17.1%	17.4%
ROIC	14.7%	12.1%	13.1%	13.9%	14.0%
偿债能力					
资产负债率	30.0%	45.8%	44.8%	42.4%	40.1%
净负债比率	-17.8%	9.3%	2.6%	-3.2%	-9.7%
流动比率	2.35	1.55	1.79	2.01	2.28
速动比率	2.27	1.47	1.68	1.88	2.13
营运能力					
总资产周转率	0.29	0.26	0.27	0.26	0.26
应收账款周转率	5.18	5.74	6.52	6.35	6.45
存货周转率	60.53	65.92	65.51	62.25	62.18
每股指标 (元)					
每股收益	2.18	2.47	3.10	3.78	4.38
每股经营现金流	4.33	4.66	5.68	6.70	7.64
每股净资产	12.27	17.28	19.48	22.10	25.09
估值比率					
P/E	9.99	12.38	10.30	8.46	7.30
P/B	1.77	1.77	1.64	1.45	1.27
EV/EBITDA	3.10	5.48	4.57	3.78	3.09

资料来源：Wind，甬兴证券研究所

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉尽责的职业态度，专业审慎的研究方法，独立、客观地出具本报告，保证报告采用的信息均来自合规渠道，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本报告所发表的任何观点均清晰、准确、如实地反映了研究人员的观点和结论，并不受任何第三方的授意或影响。此外，所有研究人员薪酬的任何部分不曾、不与、也将不会与本报告中的具体推荐意见或观点直接或间接相关。

公司业务资格说明

甬兴证券有限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，具备证券投资咨询业务资格。

投资评级体系与评级定义

股票投资评级：	分析师给出下列评级中的其中一项代表其根据公司基本面及（或）估值预期以报告日起 6 个月内公司股价相对于同期市场基准指数表现的看法。
买入	股价表现将强于基准指数 20%以上
增持	股价表现将强于基准指数 5-20%
中性	股价表现将介于基准指数±5%之间
减持	股价表现将弱于基准指数 5%以上
行业投资评级：	分析师给出下列评级中的其中一项代表其根据行业历史基本面及（或）估值对所研究行业以报告日起 12 个月内的基本面和行业指数相对于同期市场基准指数表现的看法。
增持	行业基本面看好，相对表现优于同期基准指数
中性	行业基本面稳定，相对表现与同期基准指数持平
减持	行业基本面看淡，相对表现弱于同期基准指数

相关证券市场基准指数说明：A 股市场以沪深 300 指数为基准；港股市场以恒生指数为基准；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）为基准指数。

投资评级说明：

不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准，投资者应区分不同机构在相同评级名称下的定义差异。本评级体系采用的是相对评级体系。投资者买卖证券的决定取决于个人的实际情况。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，投资者不应以分析师的投资评级取代个人的分析与判断。

特别声明

在法律许可的情况下，甬兴证券有限公司(以下简称“本公司”)或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券或期权并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问以及金融产品等各种服务。因此，投资者应当考虑到本公司或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。也不应当认为本报告可以取代自己的判断。

版权声明

本报告版权属于本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、转载、刊登和引用本报告中的任何内容。否则由此造成的一切不良后果及法律责任由私自翻版、复制、转载、刊登和引用者承担。

重要声明

本报告由本公司发布，仅供本公司的客户使用，且对于接收人而言具有保密义务。本公司并不因相关人员通过其他途径收到或阅读本报告而视其为本公司的客户。客户应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐及其他交流方式等只是研究观点的简要沟通，需以本公司发布的完整报告为准，本公司接受客户的后续问询。本报告首页列示的联系人，除非另有说明，仅作为本公司就本报告与客户的联络人，承担联络工作，不从事任何证券投资咨询服务业务。

本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，本公司对这些信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时思量各自的投资目的、财务状况以及特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本公司特别提示，本公司不会与任何客户以任何形式分享证券投资收益或分担证券投资损失，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。市场有风险，投资须谨慎。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司和关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，本公司可发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论或交易观点。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。投资者应当自行关注相应的更新或修改。