

宝丰能源 (600989)

证券研究报告

2023年03月18日

双核驱动，煤制烯烃航母扬帆起航

煤制烯烃全产业链的一体化龙头企业，内蒙基地打造双中心

公司依托宁夏宁东国家级能源化工基地打造循环经济产业链，已经形成焦化产品产业链：原煤→精煤→焦炭、烯烃产品产业链；焦炉气+煤制气→甲醇→烯烃→聚乙烯、聚丙烯；精细化工产业链：煤焦油、粗苯、碳四→精细化工产品链及焦炭→甲醇→烯烃→聚烯烃产业链。除宁东项目四期烯烃之外，公司在内蒙古规划建设年产400万吨烯烃项目，其中260万吨/年煤制烯烃和配套40万吨/年植入绿氢耦合制烯烃工程已于2022年11月23日获得环评批复。宁东三期和内蒙项目达产后，公司烯烃产能将达到520万吨/年。

技术革新驱动公司节能降耗，公司煤制烯烃成本业内最低

内蒙古宝丰项目积极借鉴宝丰能源煤制烯烃一、二、三期及同行企业的成功经验，集成了全球最先进成熟的工艺技术，大幅降低了原料单耗、能耗，能源综合转化效率处于较高水平。公司投资成本低，宝丰现有的一期、二期装置平均投资2.5万元/吨烯烃，宝丰内蒙古项目300万吨烯烃，总投资478亿，折合单吨产品投资仅1.6万元，低于行业可比公司。公司内蒙项目具有技术代际优势，甲醇制烯烃核心装置采用DMTO-III代技术，该技术单系列的工程规模为100万吨/年，可实现2.65吨纯甲醇转化为1吨烯烃的目标。

焦化业务：预计2023年公司焦煤单吨利润或将持续上升

300万吨项目达产后，公司目前焦化产能700万吨/年。自有煤炭资源为焦化业务核心优势，公司地处煤炭资源腹地，拥有七个煤矿，合计1200万吨/年产能，权益产能为912万吨/年。展望2023年，在山西省要求2023年底退出所有4米3焦炉，并且严禁任何新增焦化产能的背景下，我们预计焦化行业供给端暂无增量。另一方面，2023年不论是政策端还是需求端都围绕复苏展开讨论，我们认为在焦炭、钢铁均低库存状态下，焦炭价格或将对需求端边际变化更为敏感，中枢上抬幅度或将大于焦煤。我们预计2023年公司焦煤单吨利润或将持续上升。

盈利预测与估值：

我们预计公司2023/2024/2025年归母净利润分别为90/130/198亿，2023年3月17日对应的PE分别为12.1/8.4/5.5倍。根据公司焦化板块和煤化工板块行业整体的估值情况，结合公司在烯烃方面的成长性及EVA等新材料的布局，整体给予公司2023年18倍估值，目标价22元，首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示：项目投产进度不及预期风险；原料价格波动风险；行业竞争加剧风险；测算具有一定主观性；公司安全生产风险

投资评级

行业	基础化工/化学原料
6个月评级	买入（首次评级）
当前价格	14.82元
目标价格	22元

基本数据

A股总股本(百万股)	7,333.36
流通A股股本(百万股)	7,333.36
A股总市值(百万元)	108,680.40
流通A股市值(百万元)	108,680.40
每股净资产(元)	4.62
资产负债率(%)	41.17
一年内最高/最低(元)	16.80/11.39

作者

张樨樨 分析师
SAC执业证书编号：S1110517120003
zhangxixi@tfzq.com

股价走势



资料来源：聚源数据

相关报告

- 《宝丰能源-半年报点评:21年H1业绩大增78%，入股中国化学深化碳治理》2021-08-10
- 《宝丰能源-季报点评:一季度业绩同比110.25%，成立子公司发展“绿氢”》2021-04-19
- 《宝丰能源-年报点评报告:20年业绩符合预期，在建规划项目“再造”宝丰》2021-03-17

财务数据和估值	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	23,299.94	28,429.85	38,096.00	53,524.88	78,975.95
增长率(%)	46.29	22.02	34.00	40.50	47.55
EBITDA(百万元)	10,137.28	8,304.69	13,375.08	18,591.18	27,259.27
归属母公司净利润(百万元)	7,070.43	6,302.50	9,002.47	13,016.27	19,820.94
增长率(%)	52.95	(10.86)	42.84	44.59	52.28
EPS(元/股)	0.96	0.86	1.23	1.77	2.70
市盈率(P/E)	15.37	17.24	12.07	8.35	5.48
市净率(P/B)	3.54	3.21	2.62	2.08	1.58
市销率(P/S)	4.66	3.82	2.85	2.03	1.38
EV/EBITDA	12.81	11.65	8.45	5.98	3.98

资料来源：wind，天风证券研究所

内容目录

1. 公司简介	4
2. 乙烯行业及煤制烯烃路线分析	6
2.1.1. 乙烯至暗时刻或已过，行业格局有望改善	6
2.2. 煤制烯烃路径的特点	7
2.2.1. 中国资源禀赋决定了煤化工是烯烃的必备路线	7
2.2.2. 70-80 美金油价一度是 CTO 与石油路线竞争优势的分界线	9
3. 公司煤制烯烃竞争优势分析	10
3.1. 公司成本控制能力强，改写煤化工行业竞争力	10
3.1.1. 投资成本低	10
3.1.2. 原料单耗、能耗低	11
3.1.3. 技术代际优势	12
3.2. 公司成本优势量化分析	13
3.2.1. 公司煤价平衡点	13
3.2.2. 公司相比石油路线成本优势	13
3.2.3. 公司相比其他煤制烯烃龙头成本优势	14
3.3. 内蒙项目有望打造双中心发展格局	15
4. 焦化行业分析	16
4.1.1. 双焦市场复盘	16
4.1.2. 双焦市场展望	16
5. 公司焦化业务竞争力分析	17
6. 盈利预测与估值	19
6.1. 盈利预测假设	19
6.2. 盈利预测与估值	20
7. 风险提示	20

图表目录

图 1：公司发展历程	4
图 2：宝丰循环经济产业链	4
图 3：公司 2014-2022 营收结构（单位：百万元）	5
图 4：公司各项业务毛利率情况（单位：%）	5
图 5：宝丰能源股权关系（截止 2022 年 12 月 31 日）	5
图 6：全球乙烯产能（万吨，左轴）及增速（右轴）	6
图 7：全球乙烯供需平衡及预测（单位：万吨）	6
图 8：中国乙烯供需：万吨/年	7
图 9：中国聚乙烯供需：万吨/年	7
图 10：烯烃盈利动态：元/吨	7

图 11: 2021 年我国能源消费结构	7
图 12: 原油及天然气对外依存度	8
图 13: 中国煤炭对外依存度	8
图 14: 典型煤制烯烃项目产品成本构成	9
图 15: 石脑油制烯烃成本构成	9
图 16: 不同油价水平下煤/甲醇制烯烃项目竞争力分析	10
图 17: 吨甲醇原料煤单耗 (吨)	11
图 18: 吨烯烃甲醇单耗 (吨)	11
图 19: 煤制烯烃项目清洁生产指标与同类项目对比表	12
图 20: 典型煤制烯烃技术指标对比	12
图 21: 宝丰 CTO 与石脑油路线对比: 元/吨	14
图 22: 宝丰与重点企业烯烃成本对比: 元/吨	14
图 23: 毛利率对比	14
图 24: 图克工业项目区地理位置图	15
图 25: 焦炭价格主要受钢铁、焦煤价格影响 单位: 元/吨	17
图 26: 公司焦炭产销量 单位: 万吨	17
图 27: 焦煤焦炭毛利差异放大 单位: 元/吨	18
图 28: 焦煤焦炭毛利对比 单位: 亿元	18
表 1: 宝丰能源主要项目进展	5
表 2: 煤制烯烃项目投资对比: 运行及规划项目	10
表 3: 煤制烯烃原料单耗、能耗对比:	11
表 4: 不同油价下宝丰煤价控制线: 烯烃成本	13
表 5: 甲醇及外购消耗情况	15
表 6: 内蒙项目产品方案	16
表 7: 宝丰能源配套煤炭资源丰富	17
表 8: 盈利预测拆分	19
表 9: 可比公司估值 PE: 2023 年 3 月 17 日	20

1. 公司简介

宁夏宝丰能源集团股份有限公司（以下简称宝丰能源、公司）位于中国能源金三角的宁东国家级能源化工基地核心区。公司成立于2005年，于2019年上市。公司是国内高端煤基新材料行业领军企业，主要业务是以煤替代石油生产高端化工产品。

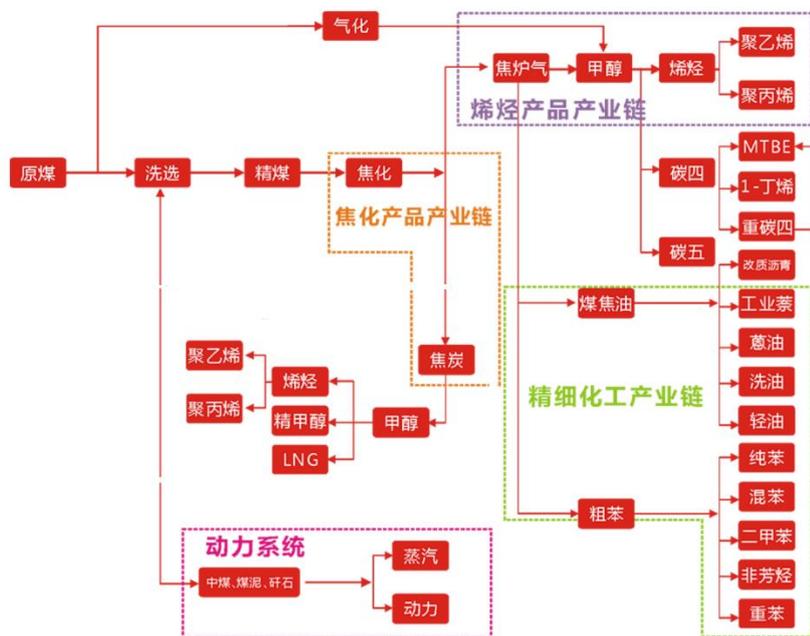
图 1：公司发展历程



资料来源：公司官网，公司公告，天风证券研究所

公司依托宁夏宁东国家级能源化工基地打造循环经济产业链，已经形成焦化产品产业链：原煤→精煤→焦炭；烯烃产品产业链：焦炉气+煤制气→甲醇→烯烃→聚乙烯、聚丙烯；精细化工产业链：煤焦油、粗苯、碳四→精细化工产品链及募投项目“焦炭→甲醇→烯烃→聚烯烃”产业链。

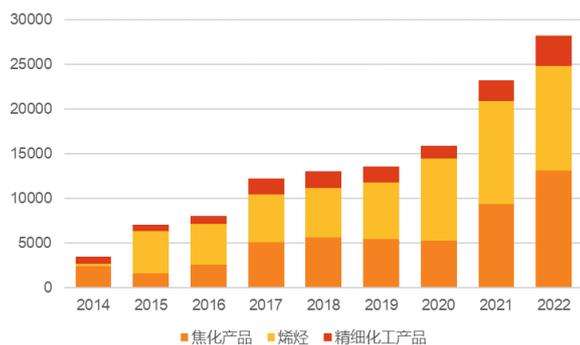
图 2：宝丰循环经济产业链



资料来源：公司官网，天风证券研究所

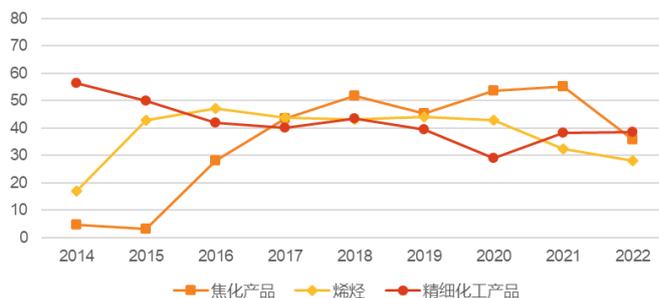
公司近年来发展迅速，营收规模快速增长,2013 年到 2022 年 CAGR 达到 24%。产品结构方面，宁东二期项目投产后，烯烃收入规模大幅提升。2022 年 300 万吨焦炭投产后，焦化业务收入比例提升至 46%。2022 年，公司实现营收 284.3 亿元，同比增长 22.02%，归母净利润 63 亿元，同比下降 10.86%。

图 3：公司 2014-2022 营收结构（单位：百万元）



资料来源：wind，天风证券研究所

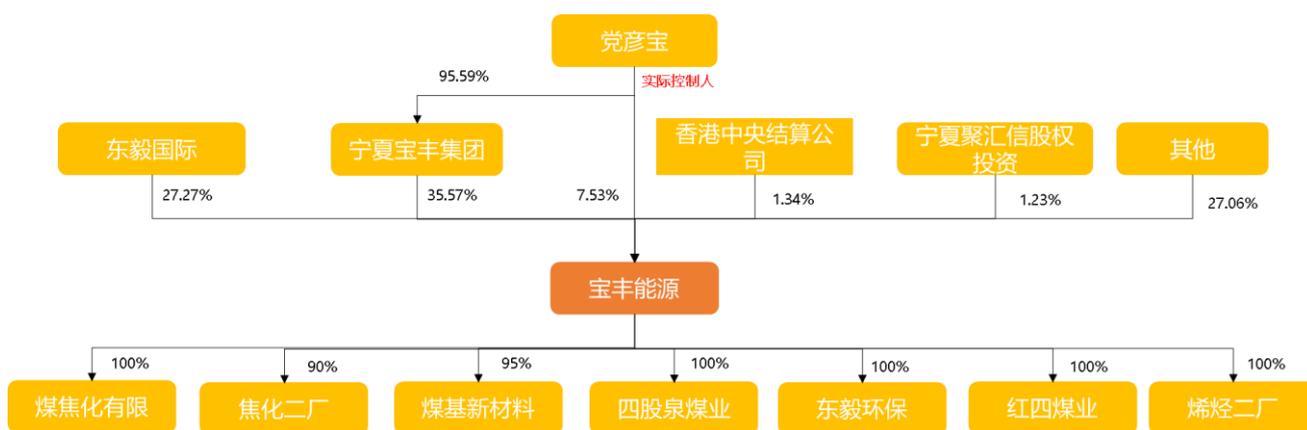
图 4：公司各项业务毛利率情况（单位：%）



资料来源：wind，天风证券研究所

公司股权集中度较高，第一大股东为宁夏宝丰集团，持股比例达到 35.57%，东毅国际为第二大股东，持股比例 27.27%。实控人党彦宝直接持股 7.53%，并通过持有宝丰集团 95.59% 的股份间接持股 34%。

图 5：宝丰能源股权关系（截止 2022 年 12 月 31 日）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

公司在宁夏宁东国家级能源化工基地的规划产能包括年产 810 万吨煤炭、700 万吨焦炭、1460 万吨洗煤、740 万吨甲醇、346 万吨烯烃、135 万吨精细化工项目。其中宁东一期二期共 120 万吨烯烃项目已经投产，宁东三期烯烃项目预计 2023 年中投产（其中包含 25 万吨 EVA 产能）。

表 1：宝丰能源主要项目进展

主要厂区或项目	设计产能	在建产能	在建产能预计完工时间
一期烯烃项目	60 万吨/年聚乙烯、聚丙烯	已投产	/
焦化项目	400 万吨/年焦炭	已投产	/
二期烯烃项目	60 万吨/年聚乙烯、聚丙烯	已投产	/
300 万吨/年煤焦化多联产项目	300 万吨/年焦炭	已投产	/
太阳能电解制氢 储能及应用示范项目	3 万标方/小时电解水制氢配套 800MWp 太阳能	已投产	/

三期烯烃项目	发电 50万吨/年煤制烯烃、50万吨/年 C2-C5 综合利用制烯烃	50万吨/年煤制烯烃、50万吨/年 C2-C5 综合利用制烯烃	2023 年年中
内蒙烯烃项目	400万吨/年聚乙烯、聚丙烯	一期 260万吨/年煤制烯烃和配套 40万吨/年植入绿氢耦合制烯烃工程	2024 年（一期）

资料来源：公司公告，IR 投资者关系互动平台，天风证券研究所

公司在内蒙古鄂尔多斯图克工业园区规划建设年产 400 万吨烯烃项目，其中 260 万吨/年煤制烯烃和配套 40 万吨/年植入绿氢耦合制烯烃工程已经于 2022 年 11 月 23 日获得环评批复。40 万吨烯烃依托配套的风光制氢一体化示范项目采用绿氢直供化工装置协同生产，是全球唯一一家规模化用绿氢替代化石能源的绿色工业企业。

2. 乙烯行业及煤制烯烃路线分析

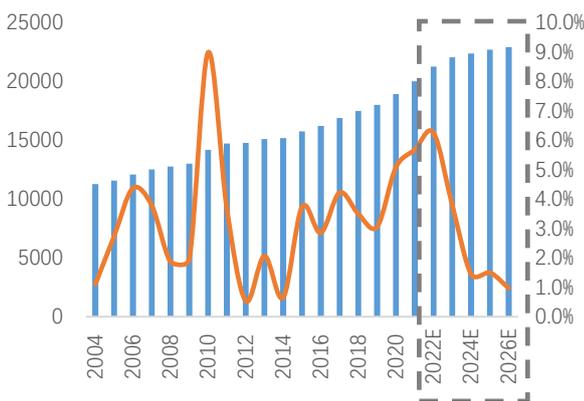
2.1.1. 乙烯至暗时刻或已过，行业格局有望改善

全球来看，2017 年-2022 年是全球乙烯投产高峰期，2023 年之后趋于缓解。

根据 bloomberg 统计，2020 与 2021 年全球乙烯产能增速同比分别+5.1%与+5.7%；2022 年全球乙烯产能增速预计同比+6.2%，是增速比较大的年份，供给压力集中释放，全球乙烯开工率逐年下行。2023-2025 年美国投产放缓，国内乙烯产能投放维持较高增速，但中枢下移，从全球来看供给增速逐渐下降。

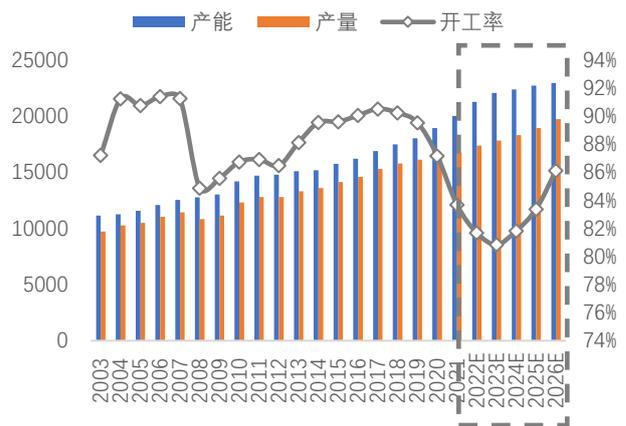
2023/2024/2025 年产能增速预计将下降至 3.8%、1.4%、1.5%。我们预计全球乙烯平均开工率将在 2023 年达到最低点 81%，之后有所回升。

图 6：全球乙烯产能（万吨，左轴）及增速（右轴）



资料来源：bloomberg，天风证券研究所

图 7：全球乙烯供需平衡及预测（单位：万吨）



资料来源：bloomberg，天风证券研究所

国内方面，2020-2022 年中国乙烯产能经历了大规模扩张，国内乙烯产能由 2019 年底 2853.5 万吨增长至 2022 年底 4933 万吨，新增产能达到 2080 万吨，而从需求端来看，受疫情影响，聚乙烯消费增速疲软，行业竞争加剧，开工率呈下滑趋势，2022 年聚乙烯行业开工率下降至 85%。

但从长期视角来看：1、我们预计中国乙烯仍具有较高的需求增速，若 2023 年 GDP 实现 5% 的增速，则根据经验值折算对应的乙烯增速约为 6%，而 2022 年我国乙烯当量消费量逾

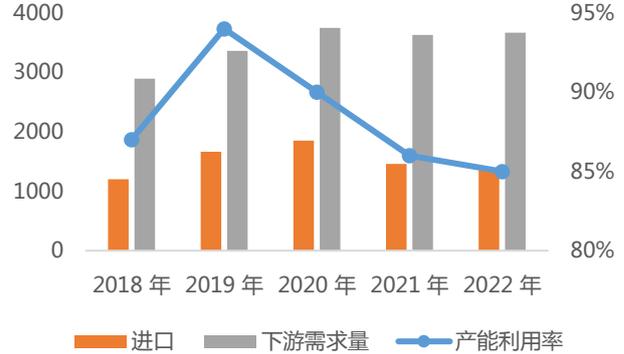
6000 万吨, 对应的需求增量近 400 万吨。2、中国乙烯下游产品仍具有较高的进口依存度, 2022 年聚乙烯进口量达到 1347 万吨, 进口依存度仍高达 37%, 仍有较大进口替代空间。

图 8: 中国乙烯供需: 万吨/年



资料来源: 卓创资讯, 天风证券研究所

图 9: 中国聚乙烯供需: 万吨/年

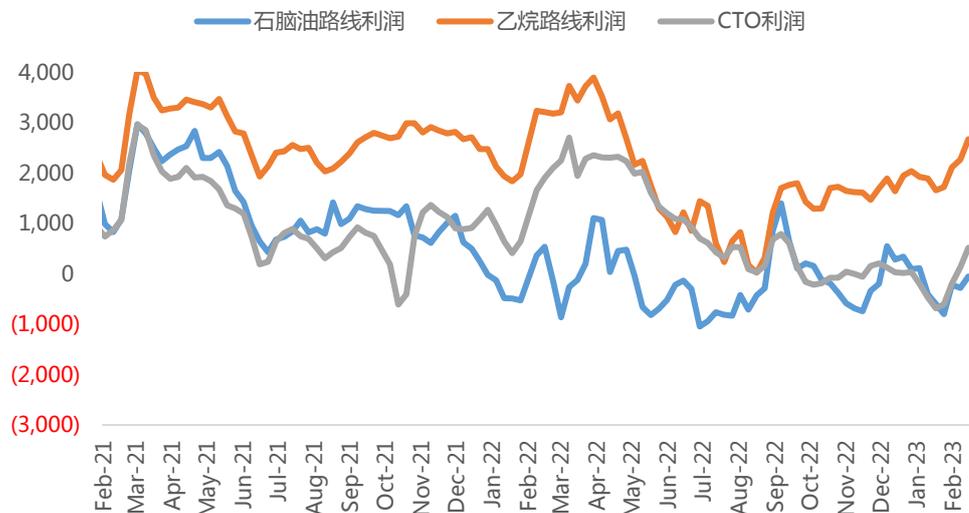


资料来源: 卓创资讯, 天风证券研究所

从价差来看, 近期乙烯行业景气边际改善。

随着下游复工复产开工率逐步回升, 成交转好, 叠加能源成本下降, 乙烯产品盈利不断反弹, 截至 2023 年 2 月 17 日, 煤制烯烃单吨盈利 498 元/吨, 较 1 月低点 -702 元/吨出现大幅反弹。

图 10: 烯烃盈利动态: 元/吨



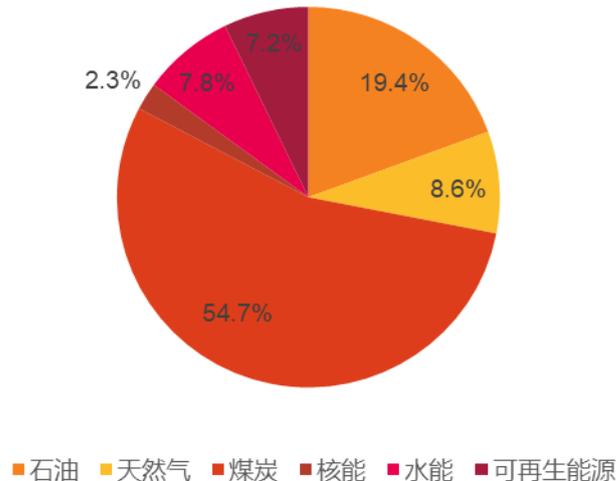
资料来源: wind, 天风证券研究所

2.2. 煤制烯烃路径的特点

2.2.1. 中国资源禀赋决定了煤化工是烯烃的必备路线

煤炭是我国的主体能源和重要原料, 在我国能源消费结构中长期占据主导地位。我国“缺油、富煤、少气”的资源赋存特征决定了煤炭的重要性, 截至 2021 年, 在一次能源的消费占比中, 煤炭的占比高达 50% 以上。2021 年煤炭消费占比 54.7%, 远远高于石油、天然气等品种。

图 11: 2021 年我国能源消费结构



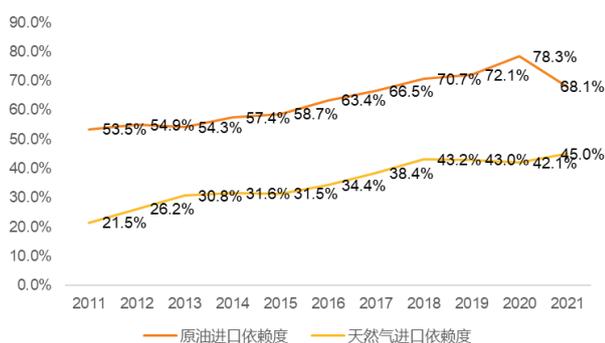
资料来源：BP，天风证券研究所 注：数据为中国大陆地区

近年来，我国油气对外依存度不断攀升。根据 wind 统计，2021 年我国原油对外依存度达到 68.1%，较 2011 年大幅提升 14.6%。2021 年我国天然气消费大幅增长，导致对外依存度达 45%，创下历史新高。2021 年，以烯烃、乙二醇、对二甲苯为主的大宗化工产品消费量超过 1.4 亿吨，自给率仅约 50%，能源安全形势严峻。而 2014 年-2021 年我国动力煤平均对外依存度仅为 6.3%，炼焦煤为 11.5%，均大幅低于天然气与石油。

现代煤化工同时具有能源和化工双重属性，既可保障国防“海陆空天”油品需求，又可以生产一系列化工品和新材料，对保障我国能源安全、推进煤炭清洁高效利用具有重大战略意义。

当前石油路线仍在我国化工品生产中占据主导地位，现代煤化工是对石油化工的有益补充，是发挥我国煤炭资源优势、保障国家能源安全的重要途径。

图 12：原油及天然气对外依存度



资料来源：wind，天风证券研究所

图 13：中国煤炭对外依存度



资料来源：wind，天风证券研究所

煤化工项目准入壁垒较高从煤化工面临的煤/水资源供给及清洁生产现状来看，煤制烯烃面临水资源供给、清洁生产及碳排放等多方面的压力，煤化工项目具有一定的稀缺性。

1) 水资源方面，我国水资源和煤炭资源呈逆向分布，山西省、陕西省、内蒙古自治区、宁夏回族自治区四地的煤炭资源占有量为全国的 67%，但水资源仅占全国的 33%，这些地

区的煤化工项目用水主要依赖黄河，但黄河总水量有限且逐年减少，水资源矛盾日益突出。

煤化工项目耗水量大，根据工信部等六部委《工业水效提升行动计划》显示，油制乙烯单位产品取水量 9 立方米/吨；煤制烯烃为 22 立方米/吨，煤制甲醇 13 立方米/吨，煤制合成氨 12-16 立方米/吨，水资源短缺瓶颈直接制约煤化工产业发展。

2) **碳排放方面**，乙烷路线、石脑油路线与煤制烯烃路线下，每生产 1 吨乙烯，二氧化碳的排放量分别约为 0.4 吨、1.5 吨与 11 吨。煤制烯烃行业单位碳排放量较其他两种路线较大，主要是由于其工艺流程较长，公用设施较多。2030 年前实现碳达峰目标要求下，煤制烯烃行业高碳排放的发展模式将面临巨大挑战，亟需降碳措施。

3) **产业布局规划方面**，根据发改委等多部门颁布的《现代煤化工产业创新发展布局方案规划布局》中提出要严格项目建设要求，内蒙古鄂尔多斯、陕西榆林、宁夏宁东、新疆准东 4 个现代煤化工产业示范区，推动产业集聚发展，逐步形成世界一流的现代煤化工产业示范区。每个示范区“十三五”期间新增煤炭转化量总量须控制在 2000 万吨以内（不含煤制油、煤制气等煤制燃料），在总量控制的前提下，做好规划水资源论证，落实水资源条件，择优确定项目业主，有序推进项目建设。

2.2.2. 70-80 美金油价一度是 CTO 与石油路线竞争优势的分界线

随着我国煤制烯烃产能快速增长，石油路线与煤制烯烃的竞争不断加剧，特别是近年来原油价格屡次大幅波动，两条路线的成本之争一直是行业讨论的重点内容。

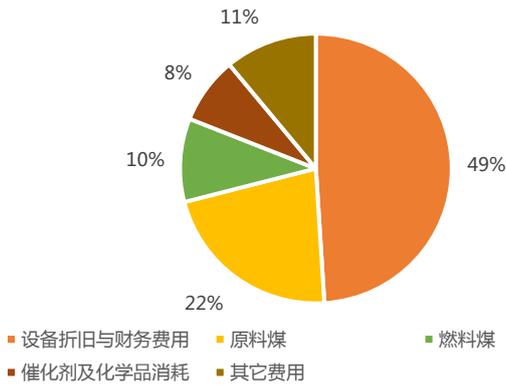
煤制烯烃设备投资大，折旧及财务成本高：2011 年正式投入商业化运行的公司 A 包头煤制烯烃项目，总投资约 170 亿元（不含空分），主要产品为 30 万吨聚乙烯、30 万吨聚丙烯，折合单吨烯烃产品投资约 2.8 万元。而作为对比，恒力石化 150 万吨乙烯（同时副产 40 万吨丙烯），下游除配套 HDPE、PP 外，还有 EG、SM 等共计 11 套化工装置，总投资为 210 亿，折合单吨投资为 1.1 万元/吨烯烃。

根据《我国煤制烯烃技术发展现状与趋势分析》中的测算，在煤制烯烃成本构成中，原料煤费用仅占总成本的 22%，以生产一吨烯烃消耗 7 吨煤（原料+燃料），鄂尔多斯原料煤（5500cal 坑口煤，单价 300 元/吨）测算，设备折旧与财务费用占比达到 49%。影响煤制烯烃生产成本的主要因素是设备折旧与财务费用，这是由于煤制烯烃生产工艺流程长、一次性投资高，因此其设备折旧费高。而在石脑油路线中，原料占比可达 75%，设备折旧和财务费用占比 13%左右。

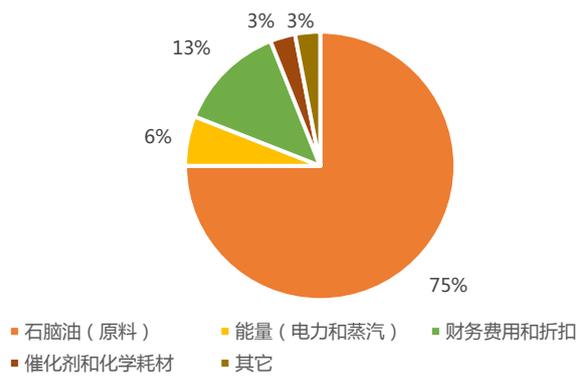
烯烃价格随原油价格波动，根据《我国煤制烯烃技术发展现状与趋势分析》，在 65~75 美元/桶油价下，煤制烯烃成本与石脑油制烯烃成本相当，具有较好盈利水平；而根据《油价波动背景下我国乙烯行业发展分析》测算，当国际原油价格高于 80 美元/bbl 时，煤制烯烃项目相对石油路线乙烯项目在盈利能力具有明显竞争优势。不同专家测算模型存在一定差异，综合来看，**对于此前主流的煤制烯烃装置**，可认为 65-80 美元/桶油价下，煤制烯烃与石油路线成本相当。

图 14：典型煤制烯烃项目产品成本构成

图 15：石脑油制烯烃成本构成



资料来源：《我国煤制烯烃技术发展现状与趋势分析》黄格省等，天风证券研究所



资料来源：煤炭信息交易网，天风证券研究所

图 16：不同油价水平下煤/甲醇制烯烃项目竞争力分析

国际油价	烯烃出厂价	煤制烯烃		甲醇制烯烃	
		烯烃成本控制线	对应煤价控制线	烯烃成本控制线	对应甲醇价格控制线
40	5 081	2 343	-180	4 641	1 476
50	5 760	3 015	-60	5 311	1 746
60	6 438	3 687	60	5 984	2 017
70	7 017	4 259	163	6 556	2 229
80	7 696	4 931	283	7 229	2 500
90	8 375	5 603	403	7 902	2 771
100	8 954	6 180	502	8 474	2 983
110	9 633	6 852	622	9 147	3 254
120	10 312	7 524	742	9 820	3 525

注：煤价按 23.0 MJ/kg 热值原煤考虑。

资料来源：《油价波动背景下我国乙烯行业发展分析》赵文明等，天风证券研究所

3. 公司煤制烯烃竞争优势分析

3.1. 公司成本控制能力强，改写煤化工行业竞争力

3.1.1. 投资成本低

煤制烯烃生产工艺流程长、一次性投资高，因此其设备折旧费高，是影响煤制烯烃生产成本的重要因素。

行业对比来看，宝丰现有的一期、二期装置平均投资 2.5 万元/吨烯烃，较公司 A 一期低 0.3 万元/吨。宝丰内蒙古项目 300 万吨烯烃，总投资 478 亿，折合单吨产品投资仅 1.6 万元，低于行业可比公司。

如果按照 20 年折旧年限，宁夏项目较行业可比公司相当于节约 150 元/吨折旧成本。

表 2：煤制烯烃项目投资对比：运行及规划项目

	烯烃产能 (万吨/年)	投资额 (亿元)	单吨投资 (万元)
宝丰一期	60	142	2.4
宝丰二期	60	153	2.6
宝丰内蒙古	300	478	1.6
神华包头一期	60	170	2.8

神华包头二期	70	171	2.4
神华宁煤-沙特	70	220	3.1
延长中煤榆林一期	60	144	2.4
中煤平朔	100	270	2.7

资料来源：化化网，宝丰能源公告，煤化工公众号，宝丰能源环评报告，唐宏青《现代煤化工新技术》，化工网，现代煤化工公众号，中化新网，煤化工信息网，天风证券研究所

3.1.2. 原料单耗、能耗低

煤经甲醇制烯烃可以拆分成两个过程：煤制甲醇和甲醇制烯烃。公司降低原料单耗主要从两方面入手：

1、煤气化制甲醇环节

在煤制甲醇工艺中，干粉煤与氧气在气化炉内制得高一氧化碳含量的粗煤气，再加入氢气调整碳氢比，净化脱除多余二氧化碳和硫化物后得到甲醇合成气，再经过压缩、合成、精馏等工序得到产品甲醇。

公司利用已有的焦化生产线，配套煤气化制甲醇装置建设了焦炉气非催化转化装置，将焦炉废气中的烷烃与蒸汽、二氧化碳反应转化为氢气含量高的合成气，直接调整煤气化装置产生的合成气的碳氢比，省去了额外调氢步骤，比单独煤气化装置原料成本更低。

通过不断的调整优化，甲醇二厂每吨甲醇原料煤单耗从 2020 年的 1.44 吨（折 5400 千卡/千克煤）降低至 2022 年的 1.355 吨。

2、甲醇制烯烃环节

公司通过使用新型 MTO 催化剂、不断优化操作参数，吨烯烃甲醇单耗不断下降，2016 年，公司吨烯烃甲醇单耗为 3.3 吨/吨，2021 年底烯烃二厂甲醇单耗（折精甲醇）2.852 吨/吨，再创行业最好水平，完成了脱甲烷塔尾气回收改造，丙烷收率由 0.29% 提高至 0.53%，；烯烃一厂每吨烯烃甲醇单耗 2.894 吨。

综合来看，公司现有的宁夏一二期项目吨烯烃原料煤单耗 3.9 吨左右，大幅低于行业现有装置 5 吨左右的原料煤单耗。

内蒙古项目积极借鉴宝丰能源煤制烯烃一、二、三期及同行企业的成功经验，集成了全球最先进成熟的工艺技术，进一步降低了原料单耗、能耗，能源综合转化效率处于较高水平。在基础工况下，内蒙古宝丰项目消耗原料煤 829 万吨，同时外购甲醇 116.75 万吨，折合吨烯烃产品原料煤（5400 大卡）单耗仅 3.7 吨；而能耗方面，宝丰内蒙古公司可实现单吨产品综合能耗 1.85 吨标煤/吨烯烃，低于可比公司水平。

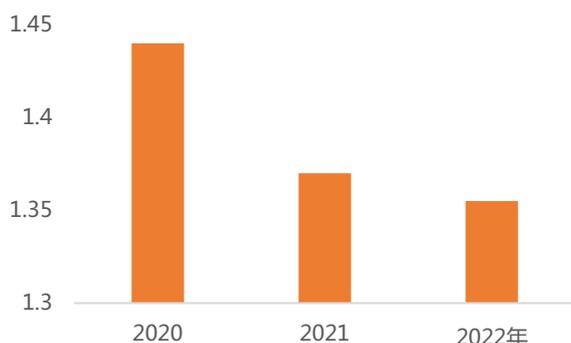
表 3：煤制烯烃原料单耗、能耗对比：

	原料煤 (万吨/年)	燃料煤 (万吨/年)	外采甲醇 (万吨)	聚烯烃产能 (万吨)	单位产品原料煤单耗 (吨)	单位产品综合能耗 (吨/吨烯烃)	能源综合转化效率 (%)	建成时间 (年)
宝丰内蒙	829	132	117	300	3.7 (折 5400 大卡)	1.85	45.71	2025
神华包头	345	128		60	5.8	2.62	42.60	2011
中煤榆林一期	331	156		70	4.7	3.5	37.83	2014

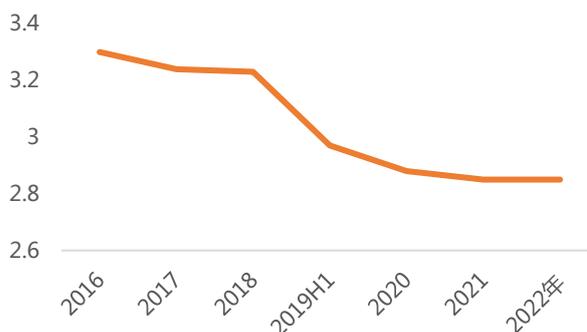
资料来源：宝丰能源环评报告，《现代煤化工新技术》唐宏青等，天风证券研究所

图 17：吨甲醇原料煤单耗（吨）

图 18：吨烯烃甲醇单耗（吨）



资料来源：公司年报，天风证券研究所



资料来源：公司年报，公司招股说明书，天风证券研究所

3、能耗水平行业最低

2021年11月，国家发展改革委、生态环境部等五部委联合发布《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021年版）》，一是确定了较高水平的能效标杆水平和基准水平，煤制烯烃单位产品能耗标杆水平为2.8吨标煤/吨烯烃，基准水平为3.3吨标煤/吨烯烃。

在运项目宁夏宝丰二期单位产品综合能耗2.26吨标煤/吨烯烃，在中国石油和化工联合会发布的“石油和化工行业重点能耗产品2020年度能效领跑者标杆企业”名单中，公司位列煤制烯烃行业第一名，能耗水平行业最低。与行业其他公司横向比较，公司A煤制烯烃项目为2.62吨标煤/吨烯烃，公司B单位产品综合能耗3.5吨标煤/吨烯烃。

图 19：煤制烯烃项目清洁生产指标与同类项目对比表

项目名称	规模	原料煤用量 (万吨/年)	燃料煤用量 (万吨/年)	单位产品综合能耗 (吨/吨烯烃)	单位烯烃水耗 (吨/吨)	能源转化率 (%)	
神华包头二期（不含锅炉）	70万吨	306.8	依托一期，不新建锅炉	2.22	9.47	45.16	
神华包头一期+二期	70万吨+60万吨	/	/	2.62	15.63	42.6	
神华新疆	68万吨	325.8	188.96	2.745	19.42	39.2	
中天合创	133万吨	481.5	378.88	2.6	14.5	44.13	
宁夏宝丰二期	60万吨	334.24	111.2	2.26	11.87	45.56	
宁夏宝丰三期	50万吨	246.4	供热依托园区	2.63	13.58	47.43	
神华宁煤（神沙项目）	70万吨	339.4	86.93	2.07	13.2	44.38	
榆林中煤一期	70万吨	331	156	3.51	18.29	37.83	
榆林中煤二期	70万吨	263.9	依托现有工程	1.74	10.99	52.66	
本项目	260万吨 +40万吨	基础工况	829.22	132.41	1.85	10.37	45.71
		补氢第五年	829.22	111.52	1.71	9.16	47.54

资料来源：公司环评报告，天风证券研究所

3.1.3. 技术代际优势

甲醇制烯烃开发比较成功的工艺有 UOP/HYDRO 公司的 MTO（甲醇制烯烃，产品含乙烯和丙烯）技术、德国 Lurgi 公司的 MTP（产品以丙烯为主）技术以及大连化物所的 DMTO（甲醇制烯烃，含乙烯和丙烯）等技术。

从上述几种典型工艺的实际应用情况看，目前我国煤制烯烃项目中所采用的工艺技术较为多样化，国内外技术均有涉及，但整体上以大连化物所 DMTO 技术应用推广最为广泛，技术认可度最高（黄格省）。DMTO-II 双烯单耗（甲醇）/t·t⁻¹ 可降低至 2.67，同时双烯收率高达 95%，在单耗及产品收率方面表现最优。

根据黄格省《我国煤制烯烃技术发展现状与趋势分析》，截至 2020 年，该技术已许可工业化装置 25 套，涉及烯烃产能 1458 万吨/年，其中投产 14 套，烯烃产能 776 万吨/年，市场占有率 67.9%。

图 20：典型煤制烯烃技术指标对比

工艺名称	所属单位	双烯单耗 (甲醇)/t·t ⁻¹	双烯收率/%	甲醇转化率/%	反应器类型	催化剂
MTO	UOP/Hydro	3	80	>99	流化床	SAPO-34
DMTO	大连化物所	2.89	86	>99	流化床	SAPO-34
DMTO-II	大连化物所	2.67	95	99.97	流化床	SAPO-34
SMT0	中国石化集团公司	2.82	81	99.8	流化床	SAPO-34
SHMTO	神华集团	2.89	81	>99	流化床	SAPO-34
MTP	Lurgi公司	3.22~3.52	65~71	>99	固定床	ZSM-5
FMTF	清华大学	3.36	68	99.5	流化床	SAPO-18/34

资料来源：《我国煤制烯烃技术发展现状与趋势分析》黄格省，天风证券研究所

2020年11月，大连化物所第三代甲醇制烯烃（DMTO-III）技术通过石化联合会鉴定，对催化剂及技术路线有进一步升级，现场考核结果表明：甲醇转化率99.06%，吨烯烃甲醇单耗2.66吨，成果处于国际领先水平。

公司内蒙古规划300万吨/年烯烃，甲醇制烯烃核心装置采用DMTO-III代技术，该技术单系列的工程规模为100万吨/年，可实现2.65吨纯甲醇转化为1吨烯烃的目标。

3.2. 公司成本优势量化分析

3.2.1. 公司煤价平衡点

公司原料煤单耗及能耗低，提升了公司较石油制烯烃路线的竞争优势，根据我们的模拟测算，在80美金的油价下，宝丰内蒙古项目可接受的煤价上限约1130元/吨。

公司煤炭需求量大且靠近煤炭产地，在煤炭采购方面具有较大优势，2022年Q1-Q3，原油均价103美元/桶，内蒙古煤炭坑口价817元/吨，公司气化原料煤采购均价811元/吨（不含税价717元/吨），动力煤采购均价为593元/吨（不含税价524元/吨）。

表4：不同油价下宝丰煤价控制线：烯烃成本

油价 (美元/桶)	石脑油路线成本 (元/吨)	宝丰内蒙项目 CTO 煤价控制线 (元/吨)
100	8187	1451
90	7605	1291
80	7024	1130
70	6443	970
60	5861	810
50	5280	650
40	4699	490
30	4117	330

资料来源：wind，天风证券研究所

3.2.2. 公司相比石油路线成本优势

公司煤制烯烃与石脑油制烯烃对比来看，2017-2022年，公司煤制烯烃较石脑油路线单吨成本优势平均为981元/吨。煤价与油价走势分化常常会造成不同路线成本差异波动加剧，2022年下半年，油价从120美金回落至80美金左右，煤价从780元/吨上涨至1060元/吨，煤制烯烃路径优势收窄，但随着煤价当前回落，煤制烯烃路径优势再度放大，预计2023年仍能维持在较好水平。

图 21: 宝丰 CTO 与石脑油路线对比: 元/吨



资料来源: 公司环评报告, 天风证券研究所

石脑油路线是烯烃的主流路线, 占乙烯总产能 70%左右, 因此烯烃产品的定价与原油/石脑油相关度更高, 在石脑油制烯烃亏损的背景下, 原油价格高企对烯烃价格具有较强的成本支撑作用, 而煤炭价格近期持续回落, 煤制烯烃路线成本端不断下滑, 而原油偏强及下游需求复苏带动烯烃价格上涨, 煤制烯烃行业或将受益。

公司循环经济产业链一次性规划, 集中布局, 分期实施, 形成了超大单体规模的产业集群, 上下游生产单元衔接紧密, 大幅降低了单体项目投资、公辅设施投资及财务成本。

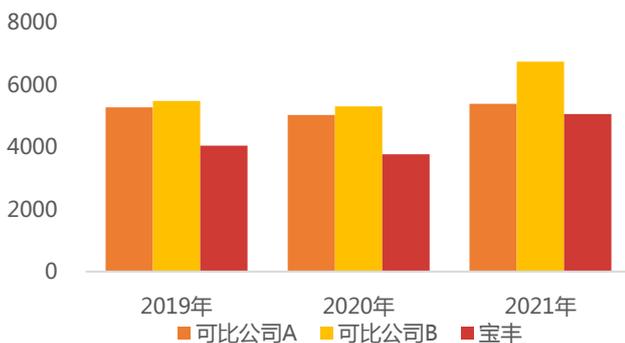
同时公司注重技术创新, 不断降低原料单耗及能耗, 在中国石油和化工联合会发布的“石油和化工行业重点能耗产品 2020 年度能效领跑者标杆企业”名单中, 公司位列煤制烯烃行业第一名, 能耗水平行业最低。

3.2.3. 公司相比其他煤制烯烃龙头成本优势

从现有宁夏项目来看, 2019-2021 年, 在原料煤成本高出可比公司 34 元/吨的基础上, 公司烯烃成本较可比公司平均低 1245 元/吨, 毛利率大幅领先可比公司。

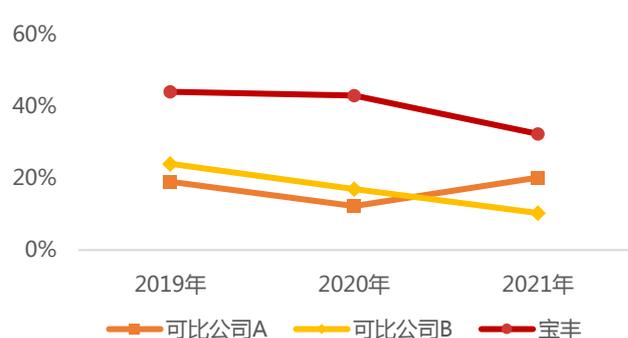
公司新的内蒙古项目与宁夏项目相比, 原料单耗降低 0.3 吨/吨烯烃, 能耗降低 0.4 吨标煤/吨烯烃、投资降低 1 亿元/万吨, 仅从煤炭降耗与投资两方面考虑, 假设坑口煤 700 元/吨, 折旧年限 20 年, 内蒙古项目较宁夏项目成本低 1067 元/吨。

图 22: 宝丰与重点企业烯烃成本对比: 元/吨



资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

图 23: 毛利率对比

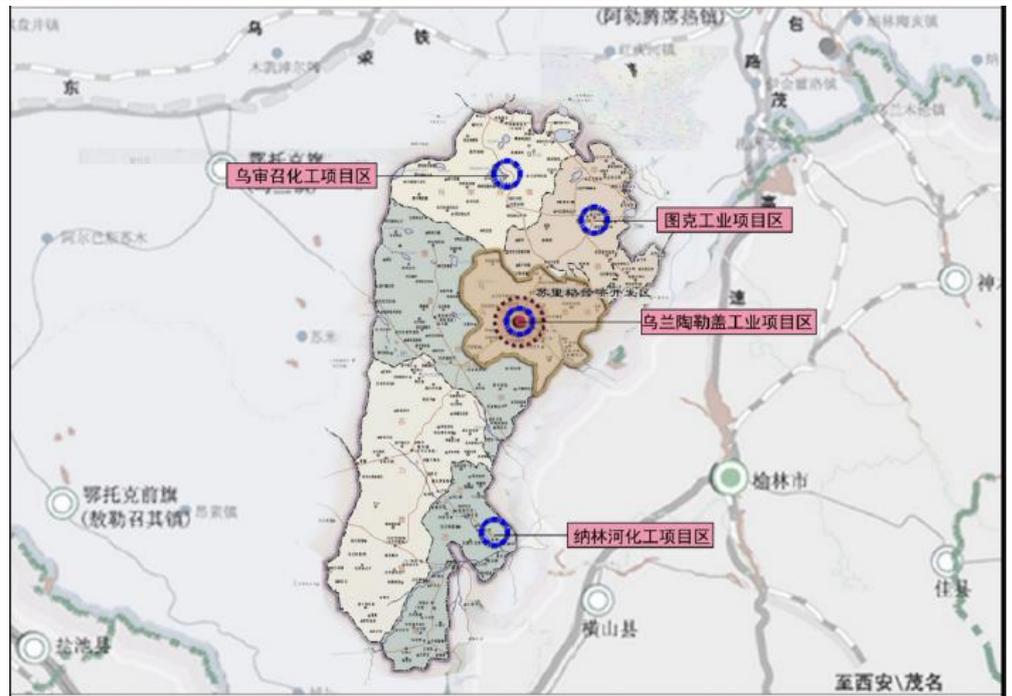


资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

3.3. 内蒙项目有望打造双中心发展格局

宝丰内蒙古项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗苏里格经济开发区图克工业项目区。苏里格产业园地处蒙陕宁能源“金三角”，拥有丰富的煤炭、天然气资源优势和良好地理交通区位。截止 2022 年年底，苏里格产业园已形成原煤 3800 万吨、甲醇 645 万吨、烯烃 200 万吨、尿素 255 万吨，液化天然气 70 万吨的主要工业产品产能。

图 24：图克工业项目区地理位置图



资料来源：内蒙古宝丰煤基新材料有限公司绿氢与煤化工耦合碳减排创新示范项目环境影响报告书，天风证券研究所

公司内蒙项目以 260 万吨/年煤制烯烃为基础，由配套建设的风光制氢一体化示范项目(单独立项建设)为依托逐年补充绿氢和绿氧。按基础工况核算，项目自产 MTO 级甲醇(折纯甲醇计)约 624.75 万吨/年，DMTO 装置需 MTO 级甲醇(折纯甲醇计)约 741.50 万吨/年，需外购 MTO 级甲醇(折纯甲醇计)约 116.75 万吨/年。在基于原料煤消耗不变的情况下，通过逐年补氢、补氧增加自产甲醇产量，至补氢第五年自产甲醇产量可满足下游甲醇制烯烃的需求，在此同时实现 CO₂ 的逐年减排。内蒙项目甲醇制烯烃核心装置采用 DMTO-III 代技术，DMTO-III 反应器的甲醇制烯烃选择性可以达到 85~90%，该技术单系列的工程规模为 100 万吨/年，可实现 2.65 吨纯甲醇转化为 1 吨烯烃的目标。

表 5：甲醇及外购消耗情况

序号	名称	碳减排期间消耗量(折纯甲醇计,万吨/年)					
		基础	第一年	第二年	第三年	第四年	第五年
1	自产甲醇	624.75	648.05	671.35	694.65	718.05	741.5
2	外购甲醇	116.75	93.45	70.15	46.85	23.45	0
甲醇消耗合计		741.5	741.5	741.5	741.5	741.5	741.5

资料来源：内蒙古宝丰煤基新材料有限公司绿氢与煤化工耦合碳减排创新示范项目环境影响报告书，天风证券研究所

建设装置方面，内蒙项目主要建设 3×220 万吨/年甲醇装置(含 7×110000Nm³/h 氧气的空分，3×56.2 万 Nm³/h 有效气(CO+H₂)的气化、变换及热回收和低温甲醇洗，3×6.5 万吨/年硫磺回收)、3×100 万吨/年甲醇制烯烃装置(含烯烃分离)、3×50 万吨/年聚丙烯装

置、3×55万吨/年聚乙烯装置、20万吨/年C4制1-丁烯装置、20万吨/年蒸汽裂解装置。产品方面除主产聚丙烯和聚乙烯外，还同时副产硫磺、重碳四、C5+、乙烯焦油、MTBE等。

表 6：内蒙项目产品方案

产品名称	产品量（万吨/年）
聚丙烯	137.12
聚乙烯	160.51
硫磺	9.23
重碳四	2.69
MTBE	1.97
乙烯焦油	1.23
C5	6.95

资料来源：内蒙古宝丰煤基新材料有限公司绿氢与煤化工耦合碳减排创新示范项目环境影响报告书，天风证券研究所

项目建成后，公司煤化工循环经济产业链将得到进一步完善和延伸，实现鄂尔多斯煤炭资源由“燃料型”向“原料型”转变。以建设期 18 个月计算，2024 年下半年内蒙与烯烃三期项目均投产后，公司将拥有 520 万吨烯烃产能，形成双中心（内蒙 300 万吨、宁夏 220 万吨）。

4. 焦化行业分析

4.1.1. 双焦市场复盘

供给端：2022 年煤炭行业受煤矿安全生产事故、环保监察等多种因素影响，产运环节均受到制约。国家发改委多次强调增产保供的政策，主要针对动力煤，因动力煤是我国能源保障的压舱石，新能源发电仍不稳定且装机容量仍不足，火电仍为我国能源保供主力。炼焦煤供应整体变化不大，全年产量增长仅 358 万吨，一共 4.94 亿吨。

需求端：2022 年，房地产投资增速较差，叠加疫情影响房地产和基建项目的施工进度，拉低全年钢材需求和产量。钢材需求弱势导致钢价下行，吨钢利润下降使钢材产量减少，从而减少焦炭需求，以及挤压吨焦利润，但因原料焦煤价格全年仍处于高位，焦炭价格受成本推动仍存较强上涨势能，焦炭全年均价仍维持高位，导致焦钢下半年博弈严重，焦炭价格多次提涨提降。全年焦煤消费量同样较为平稳，仅增长 1077 万吨，一共 5.56 亿吨。

进口煤：在 2020 年末进口煤通关收紧之后，2021 年进口煤数量大幅下降至 5460 万吨。2022 年，蒙古煤炭通关较为顺利，我国进口俄煤数量增加，全年进口炼焦煤数量恢复至 6358 万吨，增长约 898 万吨，但相比 2020 年仍低了 821 万吨。

总体而言，2022 年焦煤市场因供给减少处于紧平衡状态，市场供需缺口为 90 万吨，2022 年主焦煤港口价中枢相比 2021 年上涨了 317 元/吨，全年均价为 2832 元/吨。焦炭全年需求较弱，2022 年焦化行业吨焦利润同比 2021 年减少了约 400 元/吨，全年行业吨焦利润围绕盈亏平衡点上下浮动，2022 年全年焦炭价格指数均价为 2842 元/吨，同比增长 25 元/吨。

4.1.2. 双焦市场展望

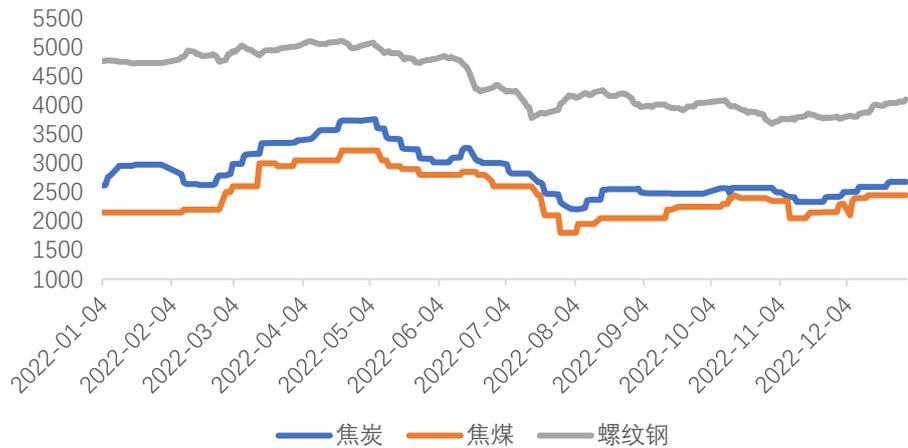
供给端：由于 2021-2022 年保供增产任务重点在动力煤，且炼焦煤产能提升较为有限、矿井开采年限较高，产量上限明显，我们预计 2023 年炼焦煤供给维持稳定。焦炭供给方面，因山西省计划 2023 年底前全面关停 4.3 米焦炉以及不达超低排放标准的其他焦炉，预计潜在产量受到限制，但产能利用率及产量跟随需求有所调整，预计略有提高。进口方面，疫情防控政策发生重大变化后蒙煤通关顺利，澳煤进口放开主要在于调节主焦煤结构，整体

影响有限。

需求端：我们认为房地产和基建仍是 2023 年经济复苏的重要发力点，预计 2023 年房地产和基建投资同比有所增长。目前焦炭钢铁终端库存处于相对低位，需求端的边际变化或对钢铁价格有明显催化，进而拉动钢材生产意愿；若钢材产量提高，因焦炭库存同样处于低位，焦炭价格将快速反弹，从而拉动吨焦利润和生产意愿，焦炭钢铁等产业下游若逐渐复苏，焦煤价格后期或迎中枢抬升。

综上所述，我们认为随着经济复苏，2023 年焦钢产业链利润的恢复将带动焦煤需求，预计全年主焦煤港口价格在 2800-3000 元/吨之间。焦炭价格因经济复苏预期、库存在低位、产业链利润的恢复，价格有望提升至 3500 元/吨左右，我们预计焦化行业 2023 年单吨利润同比 2022 年有望扭亏并进入微利状态。

图 25：焦炭价格主要受钢铁、焦煤价格影响 单位：元/吨

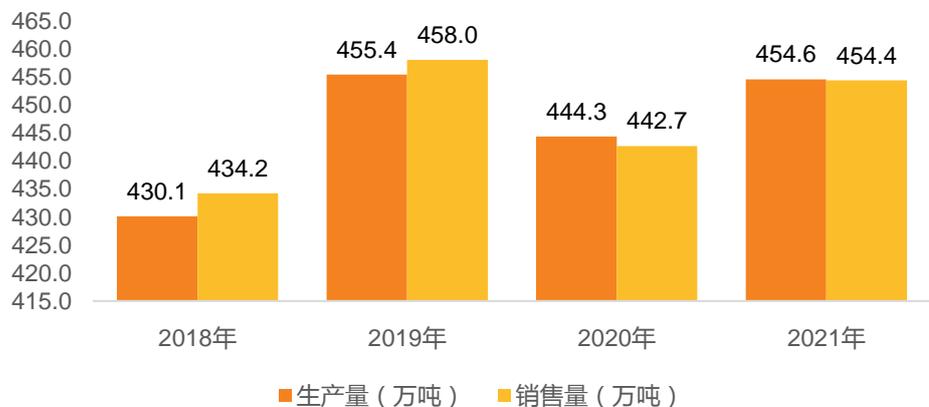


资料来源：Wind，天风证券研究所

5. 公司焦化业务竞争力分析

300 万吨/年焦化多联产项目在 2022 年 5 月投产后，公司焦化总产能达到 700 万吨/年。公司地处煤炭资源腹地，拥有七个煤矿配套资源，目前公司煤炭总产能为 1200 万吨/年，权益产能 912 万吨/年。预计丁家梁煤矿 2024 年投产，届时煤炭总产能将达到 1290 万吨/年，权益产能将达到 1002 万吨/年，原料焦煤配套比例将达到 106%。

图 26：公司焦炭产销量 单位：万吨



资料来源：自然资源部，公司年报，天风证券研究所

表 7：宝丰能源配套煤炭资源丰富

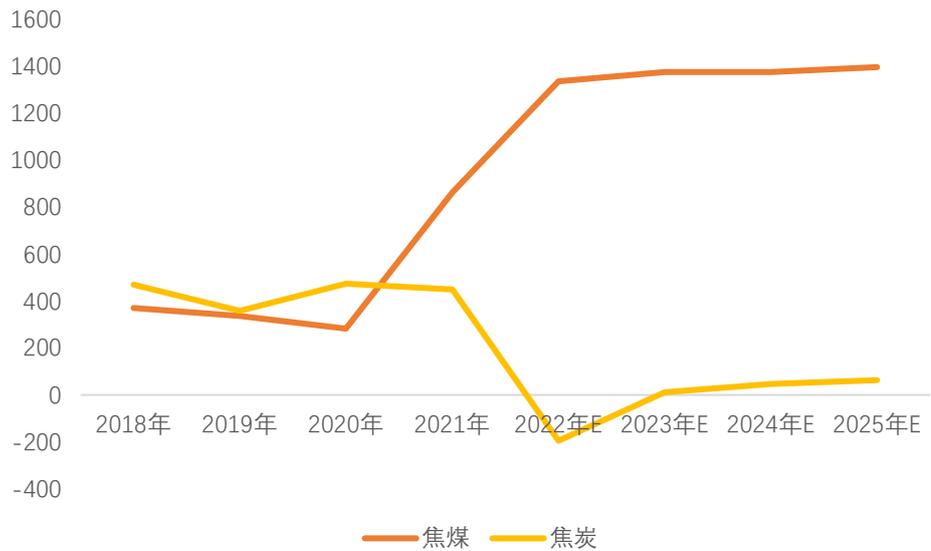
煤矿	产能 (万吨/年)	权益产能 (万吨/年)
四股泉一号	60	60
四股泉二号	60	60
红四煤矿	240	240
马莲台煤矿	360	360
红一煤矿	240	96
红二煤矿	240	96
丁家梁煤矿	90	90
合计	1290	1002

资料来源：自然资源部，公司公告，天风证券研究所

注：丁家梁煤矿为在建煤矿

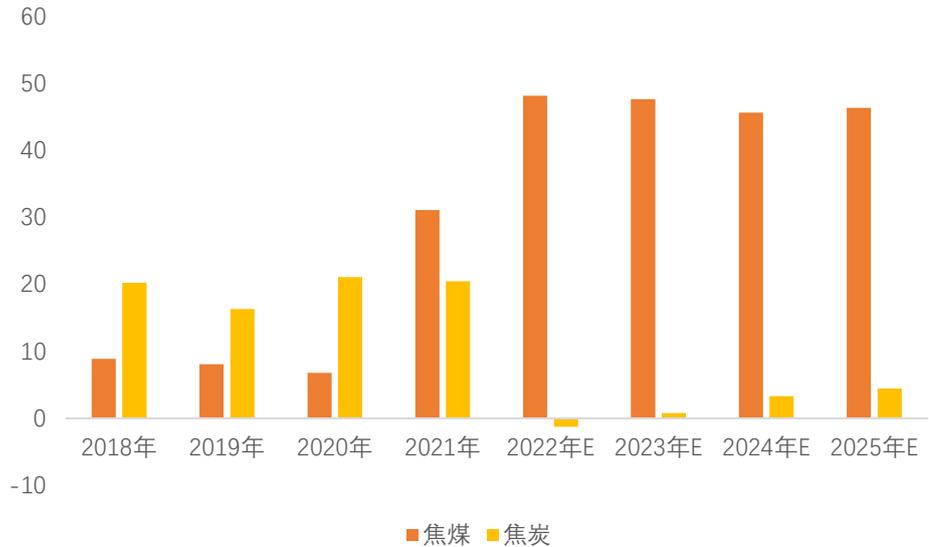
展望 2023 年，在山西省要求 2023 年底退出所有 4 米 3 焦炉，并且严禁任何新增焦化产能的背景下，我们预计焦化行业供给端暂无增量。另一方面，2023 年不论是政策端还是需求端都围绕复苏展开讨论，我们认为在焦炭、钢铁均低库存状态下，焦炭价格或将对需求端边际变化更为敏感，中枢上抬幅度或将大于焦煤。综上，2023 年焦化行业供需格局有望向好，我们预计 2023 年公司焦煤单吨利润或将持续上升。

图 27：焦煤焦炭毛利差异放大 单位：元/吨



资料来源：Wind，公司年报，天风证券研究所

图 28：焦煤焦炭毛利对比 单位：亿元



资料来源: Wind, 公司年报, 天风证券研究所

6. 盈利预测与估值

6.1. 盈利预测假设

烯烃方面: 宝丰三期 2*50 万吨烯烃项目预计 2023 年中投产, 考虑到产能的爬坡, 给予此产能在 2023 年 5 个月左右的实际产品量; 内蒙古项目烯烃总产能为 300 万吨/年, 项目已于 3 月 1 日开工建设, 计划用 18 个月建成投产, 考虑到产能爬坡过程, 给予该项目 2024 年 3 个月左右产品量; 宁东四期 50 万吨/年煤制烯烃 (含 25 万吨 EVA), 假设 2025 年中投产, 贡献半年产品量。

焦炭方面: 300 万吨/年煤焦化多联产项目于 2022 年上半年投产, 公司焦炭产能达到 700 万吨, 2023-2025 年预计焦炭满产, 产量预估 700 万吨。

精细化工方面: 公司精细化工品主要来自焦化和烯烃副产物的深加工, 主要包括 MTBE、改质沥青、纯苯等, 随着公司焦化及烯烃产能的进一步扩大及下游产业链的延伸, 给予公司 2023/2024/2025 精细化工品 36%/40%/40%左右的营收增速。

表 8: 盈利预测拆分

		2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
烯烃	聚烯烃销量 (万吨)	92	115	117	171	302	529
	收入 (亿元)	39	37	33	61	108	186
	毛利 (亿元)	132	136	136	184	321	566
焦炭	焦炭销量 (万吨)	444	455	625	700	700	700
	收入 (亿元)	52	93	131	161	164	167
	毛利 (亿元)	28	52	47	47	46	48
精细化工	收入 (亿元)						
	毛利 (亿元)	15	24	35	47	66	93
	毛利 (亿元)	4	9	13	18	26	36

资料来源: wind, 天风证券研究所

6.2. 盈利预测与估值

我们预计公司 2023/2024/2025 年归母净利润分别为 90/130/198 亿，2023 年 3 月 17 日对应的 PE 分别为 12.1/8.4/5.5 倍。公司焦化板块与山西焦煤同属焦化业务，且公司自有煤碳比例更高；与华鲁恒升均为煤化工领域龙头企业；与可比公司联泓新科均有 EVA 及烯烃业务，根据公司几个板块行业整体的估值情况，结合公司在烯烃方面的成长性及 EVA 等新材料的布局，整体给予公司 2023 年 18 倍估值，目标价 22 元，首次覆盖，给予“买入”评级。

表 9：可比公司估值 PE：2023 年 3 月 17 日

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
山西焦化	12.9	11.3	4.4	4.0	3.6	-
华鲁恒升	40.1	10.0	10.5	9.7	7.9	-
联泓新科	61.5	36.1	31.2	23.6	18.0	-
宝丰能源	23.5	15.4	17.3	12.1	8.4	5.5

资料来源：wind 一致预测，天风证券研究所

7. 风险提示

- 1、项目投产进度不及预期风险：新项目产能较大，对公司营收具有较大影响，若进度不及预期，或造成盈利中枢下移。
- 2、原料价格波动风险：公司烯烃及焦化业务主要原料为煤炭，若煤价大幅波动，或对成本端造成较大影响。
- 3、行业竞争加剧风险：国内烯烃未来仍有较高增速，若需求不及预期，无法消化新产能，行业竞争仍有加剧风险。
- 4、测算具有主观性：未来新产能投放时间具有不确定性，计算产能释放时具有一定主观性。
- 5、公司安全生产风险：公司的化工产品生产及煤矿开采具有一定的危险性，在现代煤化工产品生产方面仍存在高温高压、易燃易爆、有毒有害气体等不安全因素，在煤炭开采中也存在瓦斯、煤尘、水害、火灾等不安全因素。

财务预测摘要

资产负债表(百万元)	2021	2022	2023E	2024E	2025E
货币资金	1,450.70	2,158.03	3,047.68	4,281.99	6,318.08
应收票据及应收账款	38.33	70.87	75.46	130.13	173.23
预付账款	305.57	298.62	505.83	621.04	1,026.66
存货	940.39	1,347.68	1,698.81	2,568.68	3,671.18
其他	596.29	621.40	681.11	698.52	808.33
流动资产合计	3,331.29	4,496.61	6,008.89	8,300.36	11,997.47
长期股权投资	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
固定资产	23,630.17	26,412.08	35,381.26	46,020.71	58,995.30
在建工程	8,343.83	16,589.45	11,294.72	13,647.36	16,823.68
无形资产	4,599.94	4,663.53	4,544.08	4,424.63	4,305.18
其他	4,468.53	5,416.65	5,399.05	5,381.46	5,363.86
非流动资产合计	41,042.48	53,081.71	56,619.12	69,474.17	85,488.03
资产总计	44,373.77	57,578.31	62,628.01	77,774.53	97,485.50
短期借款	0.00	0.00	1,846.85	4,390.29	6,518.20
应付票据及应付账款	894.20	1,678.02	1,746.80	3,050.65	3,964.11
其他	6,433.92	9,109.21	10,152.67	13,913.89	16,759.21
流动负债合计	7,328.12	10,787.23	13,746.32	21,354.82	27,241.52
长期借款	4,360.75	10,911.60	6,085.14	2,778.16	0.00
应付债券	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
其他	1,346.88	1,274.09	1,274.09	1,274.09	1,274.09
非流动负债合计	5,707.64	12,185.69	7,359.24	4,052.26	1,274.09
负债合计	13,683.80	23,703.68	21,105.56	25,407.08	28,515.61
少数股东权益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
股本	7,333.36	7,333.36	7,333.36	7,333.36	7,333.36
资本公积	7,267.77	7,267.77	7,267.77	7,267.77	7,267.77
留存收益	16,192.63	19,423.51	26,963.38	37,864.94	54,465.65
其他	(103.79)	(150.00)	(42.06)	(98.62)	(96.89)
股东权益合计	30,689.96	33,874.63	41,522.45	52,367.45	68,969.89
负债和股东权益总计	44,373.77	57,578.31	62,628.01	77,774.53	97,485.50

现金流量表(百万元)	2021	2022	2023E	2024E	2025E
净利润	7,070.43	6,302.50	9,002.47	13,016.27	19,820.94
折旧摊销	1,317.62	128.67	2,444.99	3,127.36	3,968.54
财务费用	313.22	255.94	492.20	372.17	309.44
投资损失	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00
营运资金变动	(4,951.61)	(3,014.59)	(223.56)	4,025.50	2,115.36
其它	2,738.13	2,953.65	(0.00)	(0.00)	(0.00)
经营活动现金流	6,487.82	6,626.18	11,716.10	20,541.29	26,214.30
资本支出	6,919.46	11,282.54	6,000.00	16,000.00	20,000.00
长期投资	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
其他	(12,377.10)	(22,459.73)	(12,000.00)	(32,000.00)	(40,000.00)
投资活动现金流	(5,457.64)	(11,177.19)	(6,000.00)	(16,000.00)	(20,000.00)
债权融资	635.83	7,071.73	(3,471.80)	(1,135.72)	(959.70)
股权融资	(2,279.08)	(1,070.15)	(1,354.66)	(2,171.26)	(3,218.51)
其他	(1,087.21)	(1,532.48)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
筹资活动现金流	(2,730.47)	4,469.10	(4,826.46)	(3,306.98)	(4,178.21)
汇率变动影响	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
现金净增加额	(1,700.29)	(81.91)	889.65	1,234.31	2,036.09

资料来源：公司公告，天风证券研究所

利润表(百万元)	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入	23,299.94	28,429.85	38,096.00	53,524.88	78,975.95
营业成本	13,465.74	19,084.29	25,410.03	35,594.04	52,045.15
营业税金及附加	352.42	411.93	551.99	775.55	1,144.32
销售费用	59.61	71.61	95.96	134.82	198.93
管理费用	597.76	675.96	905.79	1,272.63	1,877.76
研发费用	132.54	150.85	202.14	284.01	419.06
财务费用	258.71	233.91	492.20	372.17	309.44
资产/信用减值损失	(1.91)	(0.05)	(0.05)	(0.05)	(0.05)
公允价值变动收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
投资净收益	(0.04)	0.00	0.00	0.00	0.00
其他	14.52	81.45	0.00	(0.00)	(0.00)
营业利润	8,420.58	7,719.88	10,437.85	15,091.61	22,981.24
营业外收入	41.43	6.30	0.00	0.00	0.00
营业外支出	341.29	418.80	0.00	0.00	0.00
利润总额	8,120.71	7,307.39	10,437.85	15,091.61	22,981.24
所得税	1,050.29	1,004.88	1,435.37	2,075.34	3,160.29
净利润	7,070.43	6,302.50	9,002.47	13,016.27	19,820.94
少数股东损益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
归属于母公司净利润	7,070.43	6,302.50	9,002.47	13,016.27	19,820.94
每股收益(元)	0.96	0.86	1.23	1.77	2.70

主要财务比率	2021	2022	2023E	2024E	2025E
成长能力					
营业收入	46.29%	22.02%	34.00%	40.50%	47.55%
营业利润	52.10%	-8.32%	35.21%	44.59%	52.28%
归属于母公司净利润	52.95%	-10.86%	42.84%	44.59%	52.28%
获利能力					
毛利率	42.21%	32.87%	33.30%	33.50%	34.10%
净利率	30.35%	22.17%	23.63%	24.32%	25.10%
ROE	23.04%	18.61%	21.68%	24.86%	28.74%
ROIC	26.34%	20.62%	22.39%	29.05%	36.68%
偿债能力					
资产负债率	30.84%	41.17%	33.70%	32.67%	29.25%
净负债率	19.32%	36.98%	20.85%	12.72%	5.76%
流动比率	0.42	0.39	0.44	0.39	0.44
速动比率	0.30	0.27	0.31	0.27	0.31
营运能力					
应收账款周转率	799.52	520.67	520.67	520.67	520.67
存货周转率	26.72	24.85	25.01	25.08	25.31
总资产周转率	0.56	0.56	0.63	0.76	0.90
每股指标(元)					
每股收益	0.96	0.86	1.23	1.77	2.70
每股经营现金流	0.88	0.90	1.60	2.80	3.57
每股净资产	4.18	4.62	5.66	7.14	9.40
估值比率					
市盈率	15.37	17.24	12.07	8.35	5.48
市净率	3.54	3.21	2.62	2.08	1.58
EV/EBITDA	12.81	11.65	8.45	5.98	3.98
EV/EBIT	14.72	11.82	10.34	7.18	4.65

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的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，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。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，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。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，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。天风证券的销售人员、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和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/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。

投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益 20%以上
		增持	预期股价相对收益 10%-20%
		持有	预期股价相对收益 -10%-10%
		卖出	预期股价相对收益 -10%以下
行业投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅 5%以上
		中性	预期行业指数涨幅 -5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅 -5%以下

天风证券研究

北京	海口	上海	深圳
北京市西城区佟麟阁路 36 号 邮编：100031 邮箱：research@tfzq.com	海南省海口市美兰区国兴大道 3 号互联网金融大厦 A 栋 23 层 2301 房 邮编：570102 电话：(0898)-65365390 邮箱：research@tfzq.com	上海市虹口区北外滩国际客运中心 6 号楼 4 层 邮编：200086 电话：(8621)-65055515 传真：(8621)-61069806 邮箱：research@tfzq.com	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼 邮编：518000 电话：(86755)-23915663 传真：(86755)-82571995 邮箱：research@tfzq.com