



宝丰能源 (600989.SH)

买入 (维持评级)

公司深度研究
证券研究报告

核心问题再梳理：成本优势+成长空间

公司简介

煤化工龙头企业，涵盖煤焦化和煤气化双重路线：焦化方面，700万吨焦炭产能配套40万吨煤焦油深加工及12万吨粗苯加氢产能；气化方面，有烯烃产能120万吨，今年下半年将新增100万吨产能，内蒙烯烃项目投产后，预计2025年有效产能将超过520万吨。

投资逻辑

烯烃业务具有明显的成本优势，抵御行业风险。公司烯烃业务在稳定运行、规模生产、工艺选择、单耗管控、高效管理等多个方面不断强化，夯实自身的成本优势，相比于煤制烯烃行业竞争对手有约800-1000元以上的成本优势，而在常规状态下，相比于油头和气头，煤制烯烃属于最具有成本优势的工艺，公司的低成本优势明显助力公司抵御行业风险，增厚现有的中枢利润水平。

新增产能进一步放大竞争优势，即使竞争加剧，仍保持明显优势。公司宁夏三期100万吨烯烃增加C2-C5综合利用，进一步降低成本；内蒙基地300万吨项目采用最新的大连物化所三代工艺，单耗下降明显，结合和规模和区位优势，成本优势有望进一步提升1000元/吨。烯烃行业规划新增产能超3000万吨，以油头和气头为主，公司低成本扩张，将进一步放大优势，保证盈利空间。

碳中和将拉大行业成本差距，绿氢布局将提升长期发展。受碳中和影响，煤制烯烃新增产能受限，未来碳税落地，先进工艺和落后产能一正一负的碳税收益，将明显拉大煤制烯烃内部的成本差距，公司的竞争优势将进一步突出。同时公司在宁夏和内蒙都有规划绿氢项目，短期看绿氢成本相对偏高，但伴随用电单耗和发电成本的下降，绿氢成本有6成的下降空间，公司借助区位优势可以一体化配套，有效管控绿氢成本，获得长期发展空间。

煤炭新增产能获批核准，丰富产品种类打造综合平台。公司焦炭业务短期跟随行业承压，但新增100万吨焦煤产能已获审批生产，未来煤炭权益产能将超过1000万吨，自给率将提升至6成以上，极大程度上缓解焦炭压力。同时公司结合自身产业链布局，向下延伸EVA、苯乙烯、针状焦等产品，丰富产品品类，提升附加值。

盈利预测、估值和评级

预估公司2023-2025年实现营业收入330.77、388.90、609.75亿元，实现归母净利润80.51、95.31、158.10亿元，EPS分别为1.10、1.30、2.16元/股，当前股价对应估值分别为12、10、6倍PE，给与“买入”评级。

风险提示

原料价格剧烈波动；行业竞争加剧；下游需求不达预期风险。

基础化工组

分析师：陈屹 (执业 S1130521050001)

chenyi3@gjzq.com.cn

分析师：杨翼荣 (执业 S1130520090002)

yangyiying@gjzq.com.cn

市价 (人民币)：13.39 元

相关报告：

- 《宝丰能源公司点评：基本面逐步回暖，业绩有望逐季改善》，2023.4.21
- 《宝丰能源公司点评：成本优势凸显，疫情缓解具有修复空间》，2023.3.10
- 《烯烃价差持续承压，相对行业表现较好-【国金化工】宝丰能源公司...》，2022.10.28



公司基本情况 (人民币)

项目	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	23,300	28,430	33,077	38,890	60,975
营业收入增长率	46.29%	22.02%	16.35%	17.57%	56.79%
归母净利润(百万元)	7,070	6,303	8,051	9,531	15,810
归母净利润增长率	52.95%	-10.86%	27.74%	18.39%	65.87%
摊薄每股收益(元)	0.964	0.859	1.098	1.300	2.156
每股经营性现金流净额	0.88	0.90	1.42	1.75	3.21
ROE(归属母公司)(摊薄)	23.04%	18.61%	21.04%	21.60%	28.10%
P/E	18.01	14.04	12.20	10.30	6.21
P/B	4.15	2.61	2.57	2.23	1.75

来源：公司年报、国金证券研究所



内容目录

一、攻守兼顾，夯实产业链基础，增厚盈利“缓冲垫”	5
二、烯烃业务持续规模化放量，新项目建设强化低成本竞争优势	7
2.1、烯烃规模持续扩大，有效的成本管控保持相对竞争优势	7
2.2、烯烃业务破除成长限制，新基地扩大成本优势	9
2.3、碳中和有望加大行业成本差距，煤制烯烃具有长期的竞争优势	11
三、依托焦煤布局稳定焦化业务盈利，多维度提升利润缓冲垫	16
3.1、焦炭行业短期依然供给充足，行业盈利相对承压	16
3.2、公司布局进一步完善，部分原料自给抵御行业压力	20
四、布局氢能谋求长远发展，丰富产品品类延伸发展空间	23
4.1、为长远发展计，借助区域优势进行氢能布局	23
4.2、丰富产品种类，进一步向高端差异化产品进行延伸	25
五、投资建议	27
六、风险提示	28

图表目录

图表 1： 公司产业发展进入产能快速扩充的第三阶段	5
图表 2： 发展进入第二阶段，营收进入新平台（亿元）	5
图表 3： 新气化业务布局稳定了公司的盈利水平	5
图表 4： 通过持续的产能项目建设，规模优势凸显	6
图表 5： 公司两大基地的产品产能分布情况（万吨）	7
图表 6： 公司烯烃产量及产能利用率（万吨）	7
图表 7： 中国煤（甲醇）制烯烃周度开工率	7
图表 8： 公司不断优化降低原料单耗进一步降低成本	8
图表 9： 公司相比行业具有工艺管控的相对优势	8
图表 10： 公司烯烃项目的投资规模和同行业的比较	8
图表 11： 公司烯烃单吨折旧具有相对优势（元/吨）	9
图表 12： 公司烯烃单吨人工具有相对优势（元/吨）	9
图表 13： 公司的人均薪资相对较低（万元）	9
图表 14： 公司的人工效率（人均创利/薪资）具有优势	9
图表 15： 公司单吨烯烃生产成本相对较低（元/吨）	9
图表 16： 公司烯烃产品毛利率高于其他企业	9
图表 17： 公司烯烃业务营收及盈利变化情况（百万元）	10



图表 18:	公司规模提升和副产物充分利用, 有望带动烯烃折旧和人工成本下行	10
图表 19:	公司内蒙基地单吨烯烃成本有望较宁东基地大幅下降 (元/吨)	11
图表 20:	聚丙烯的生产工艺占比	11
图表 21:	聚乙烯的生产工艺占比	11
图表 22:	聚丙烯的进口依赖度大幅下降 (万吨)	12
图表 23:	聚乙烯的进口依赖度相比聚丙烯较高 (万吨)	12
图表 24:	化工行业前期盈利较好, 有较多投建项目逐步释放	12
图表 25:	聚丙烯产能及需求预测情况 (万吨)	13
图表 26:	聚乙烯产能及需求预测情况 (万吨)	13
图表 27:	2023 年聚丙烯新增产能的工艺分布	13
图表 28:	2023 年聚乙烯新增产能的工艺分布	13
图表 29:	各类工艺生产烯烃的价差变化情况 (元/吨)	14
图表 30:	煤、油、气的价格变动情况 (元/吨)	14
图表 31:	聚乙烯 2022 年下游应用占比	15
图表 32:	聚丙烯 2022 年下游应用占比	15
图表 33:	疫情影响了居民消费结构, 聚丙烯和聚乙烯价格呈现阶段性差异	15
图表 34:	焦炭产能快速提升后进入供给过剩状态	16
图表 35:	焦炭下游需求增长略有放缓	16
图表 36:	“碳中和”和“落后产能出清”依然是焦炭行业供给端改善的核心驱动力	16
图表 37:	各地方省份焦炭行业的十四五规划情况	17
图表 38:	焦炭产能经历 2017-2020 年淘汰后再次增长	19
图表 39:	需求支撑不足叠加原材料成本较高, 焦炭单环节盈利能力相对较弱	19
图表 40:	钢厂盈利下行抑制铁水产量	19
图表 41:	下游高炉开工影响上游焦炭开工	19
图表 42:	原料自给的企业具有较好盈利空间 (毛利率)	20
图表 43:	开滦股份焦化业务板块产品毛利率变化	20
图表 44:	公司的煤炭产能持续提升	20
图表 45:	公司新产能投产, 短期煤炭自给率下行, 未来将有望提升	21
图表 46:	焦炭的主要种类和要求	21
图表 47:	焦炭下游应用占比	22
图表 48:	公司焦炭售价相对较低, 但单吨盈利维持较好	22
图表 49:	公司及同行业竞争对手的原材料精焦煤采购价格 (元/吨)	22
图表 50:	多数焦炭企业产能利用效率相对较低	23
图表 51:	化学原料及制品行业投资及盈利变化	23
图表 52:	化学纤维行业投资及盈利变化	23



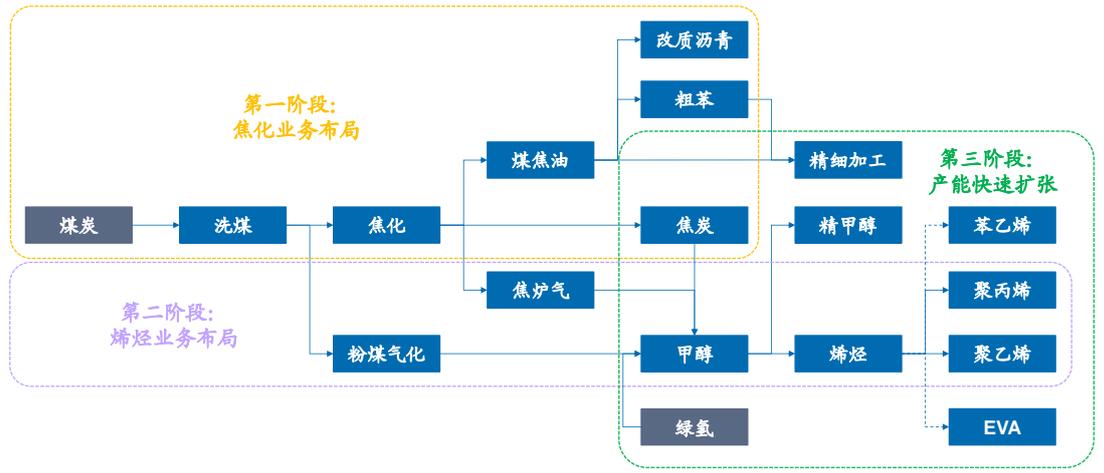
图表 53: 预期未来绿氢单方制备成本将有望有大幅下行空间 (元/标方)	24
图表 54: DMTO 新工艺有助于进一步降低碳排.....	24
图表 55: 公司内蒙项目实现年 631.47 万吨碳减排.....	24
图表 56: 欧盟碳排放价额位于高位.....	25
图表 57: 中国北京碳排放交易价格也有提升态势.....	25
图表 58: 公司内蒙项目烯烃成本敏感性分析 (内蒙绿氢方案较全煤方案的成本变化)	25
图表 59: 公司持续在聚烯烃领域加大研发布局新品.....	26
图表 60: EVA 需求持续提升 (万吨)	26
图表 61: EVA 下游应用占比.....	26
图表 62: 苯乙烯的下游应用占比.....	27
图表 63: 苯乙烯逐步降低进口依赖.....	27
图表 64: 结合自身产业链延伸下游产品提升附加值.....	27



一、攻守兼顾，夯实产业链基础，增厚盈利“缓冲垫”

煤化工龙头企业，焦化、气化双线规模化发展。公司是典型的煤化工企业，产品涵盖煤焦化和煤气化双重路线，是规模化的焦炭、烯烃生产企业。公司早期以煤焦化业务起家，2022年在原有400万吨产能基础上，进一步扩充300万吨产能，现形成700万吨焦炭产能，并配套40万吨煤焦油深加工产能及12万吨粗苯加氢产能；另一方面，公司布局煤气化业务，结合煤焦化副产的焦炉气最大程度上实现循环经济，现有宁夏一期和二期烯烃产能共120万吨，今年下半年宁夏三期产能投产后将进一步扩充至220万吨，内蒙烯烃项目投产后，预计2025年有效产能将超过520万吨。

图表1：公司产业发展进入产能快速扩充的第三阶段



来源：公司公告，国金证券研究所

从公司的发展节奏上看，公司发展已经进入第三阶段，并在为下一阶段的布局构建平台基础。从发展脉络看，公司的布局思路非常清晰：

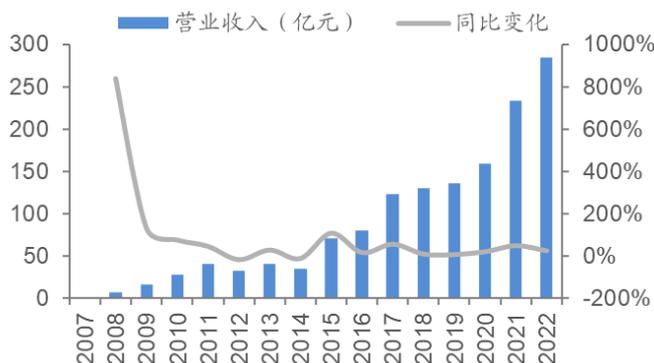
■ 第一阶段（2007年-2013年）：焦化业务构筑产业链和成本双重优势。

在公司建立初期，开始切入煤焦化业务，先后布局两套200万吨焦炭产能，实现规模化的同时完善上下游产业链，向上延伸焦煤布局，通过马莲台、四股泉煤矿的建设实现上游原料的部分自给，通过煤矿选厂的配套实现中煤、煤泥的能源利用；向下延伸副产物的配套利用，煤焦油深加工项目及粗苯加氢项目解决煤焦油的利用问题；焦炉气制甲醇项目实现气体的综合利用；

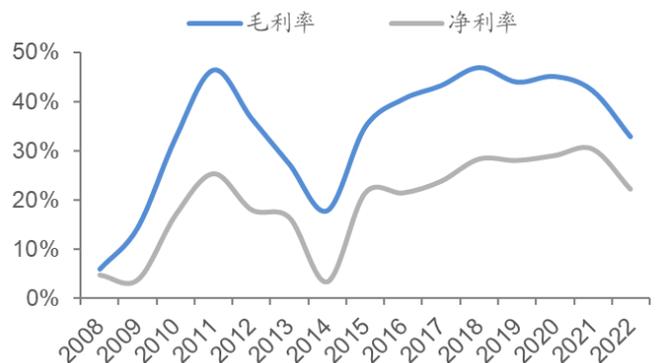
■ 第二阶段（2014年-2020年）：气化业务打通产业链，探索开启第二成长曲线。

开始延伸进入气化业务领域，从焦炉气制甲醇扩展至煤气化制甲醇，下游重点布局烯烃产品，通过两套60万吨的烯烃装置，公司实现了规模化的烯烃产能建设，装置规模为当时领先。此阶段，公司重点突破了气化业务的延伸，理顺大宗烯烃产品的生产、销售、研发的运行模式，并结合自身产业链和体制管理优势实现了成本领先。

图表2：发展进入第二阶段，营收进入新平台（亿元）



图表3：新气化业务布局稳定了公司的盈利水平



来源：公司公告，国金证券研究所

来源：公司公告，国金证券研究所

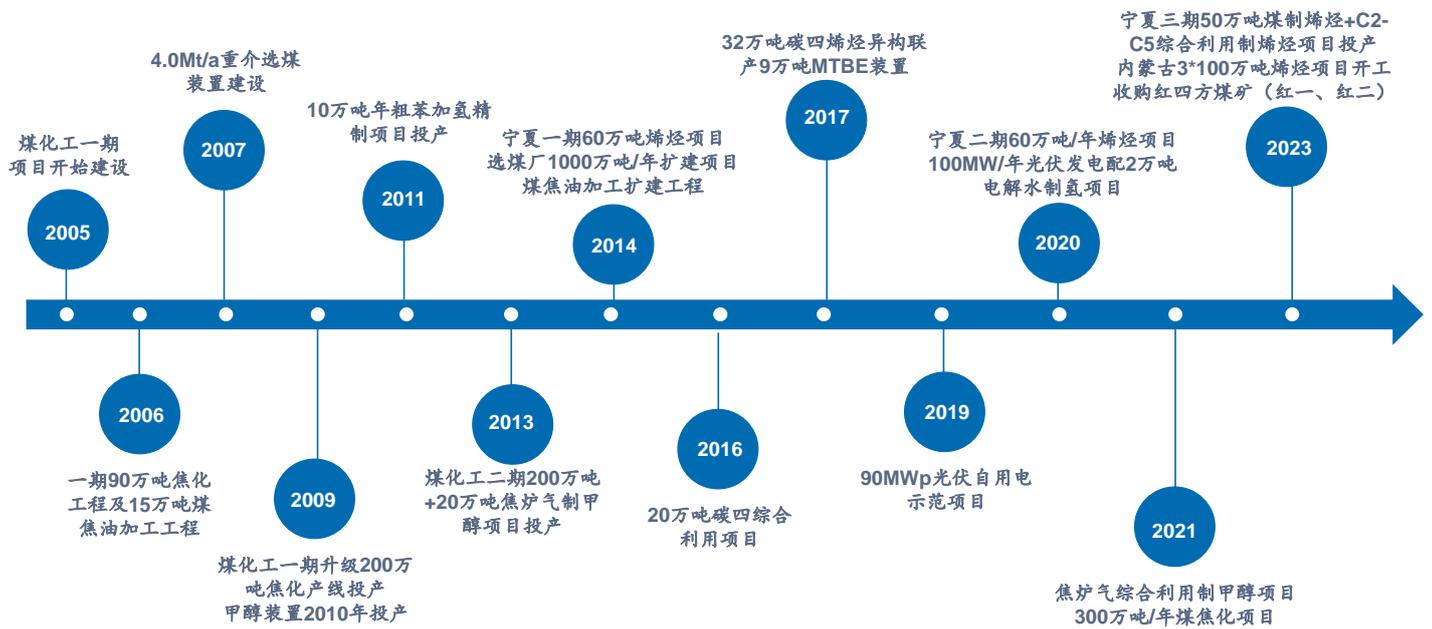


■ 第三阶段（2021年-2025年）：放大产品体量，强化成本，构筑规模平台。

公司目前进入发展第三阶段，从产业布局的角度看，主要以放大规模，提供成长增量，优化技术产线，加大利润空间为主要路线。这期间公司在原本焦化业务领域，把握机遇，进一步扩充了300万吨焦炭产能，在全国焦炭供给端管控的条件下，公司的产能逆势提升；另一方面，公司在烯烃领域进一步加大规模，布局宁夏三期和内蒙基地，同时借助规模、技术、副产物利用等实现产品竞争优势的放大。

为公司后期丰富产业链、提升产品附加值构建平台基础。可以看到公司现阶段的发展，主要针对大宗化工行业的核心关键点——成本竞争力进行布局和优化，着重在规模、技术、产业链等方面实现降本，通过对核心竞争力的优化，公司实现了相对优势的扩大，在体量增长的过程中提升中枢利润水平。而伴随公司烯烃产业链的布局逐步成型，前期研发的品种类型不断丰富，可以进一步向下游进行品类的扩展和附加值的提升，将逐步延伸至产品结构性的升级。

图表4：通过持续的产能项目建设，规模优势凸显



来源：公司公告，国金证券研究所

布局宁夏和内蒙两大基地，地理优势放大竞争优势。目前公司拥有宁夏和内蒙两大产品基地，宁夏宁东基地形成了焦化和气化协同的产业布局，煤矿配套实现了焦炭原料部分自给，而宁东地区焦煤产量丰富，可以就地低价采购，而煤气化的原料主要来自于内蒙和新疆等地区，运输距离相较于东部企业具有明显优势，同时在产业园内，焦炭副产焦炉气配合煤气化生产的合成气形成调节优势，深化了产业园综合原料优势；在内蒙基地，主要建设的为煤气化产能，周边原料煤产能极为丰富，原料煤就近采购，大幅节约运距，实现贴近原料源头的地理优势。



图表5: 公司两大基地的产品产能分布情况 (万吨)

基地	产品	现有规模	预期规模	状态
宁夏	煤矿	916 万吨	1000+万吨	丁家梁在建, 红二煤矿在建 (40%权益)
	选矿	1460 万吨		在运行
	焦炭	700 万吨		在运行
	煤焦油	40 万吨		在运行
	纯苯加氢	12 万吨		在运行
	针状焦		10 万吨	预计 2023 年下半年投产
	甲醇	610 万吨		三期 150 万吨甲醇装置已经投产
	烯烃	120 万吨	270 万吨	三期 100 万吨烯烃预计 2023 年下半年投产, 四期 50 万吨烯烃项目正在办理手续
	苯乙烯		20 万吨	预计 2023 年下半年投产
	EVA		25 万吨	预计 2023 年下半年投产
内蒙	甲醇		660 万吨	已经开工建设, 预计 2024 年底投产
	烯烃		300 万吨	已经开工建设, 预计 2024 年底投产

来源: 公司公告, 国金证券研究所

公司的体量仍在持续提升, 伴随新建项目的逐步投建, 公司的规模优势、产业链优势和技术更新迭代仍然在继续拉大相对优势, 公司正处于成本优化和规模提升的双重发展赛道, 在此之上, 公司进一步加大研发投入, 扩展产品型号, 丰富产品品类实现平台构建优化。

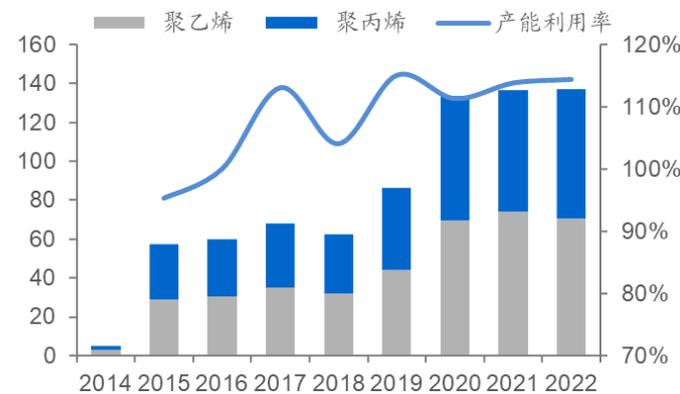
二、烯烃业务持续规模化放量, 新项目建设强化低成本竞争优势

2.1、烯烃规模持续扩大, 有效的成本管控保持相对竞争优势

通过两期烯烃项目的建设和运行, 深度了解行业规律, 构建自身的相对优势。公司自 2012 年开始切入烯烃行业, 经过两期项目累积, 公司已经在烯烃行业中累计了近十年的生产和运营经验, 在不断进行生产销售链条的摸索过程中, 公司持续理顺自身的技术和管理, 结合自身产业链的布局, 构筑自身的相对优势:

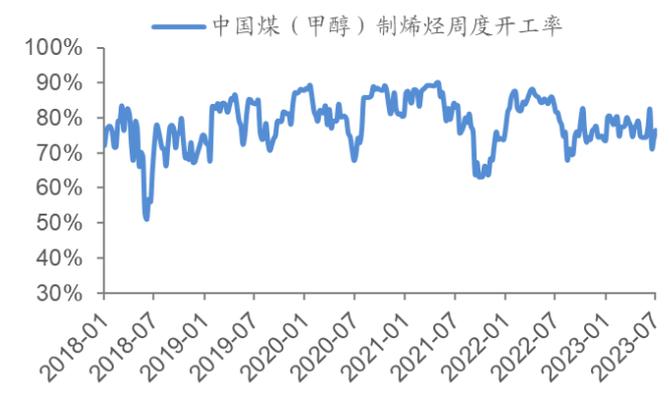
- ① 延续自身管理风格, 实现产能的高效利用。公司分两期建设了 120 万吨烯烃产能, 多年来持续保持高负荷运行, 近几年来产能利用率持续保持在 110% 以上, 相较于小规模企业的行业低负荷开工率, 公司通过高效率运行实现摊销折旧成本的进一步下行。

图表6: 公司烯烃产量及产能利用率 (万吨)



来源: Wind, 国金证券研究所

图表7: 中国煤 (甲醇) 制烯烃周度开工率



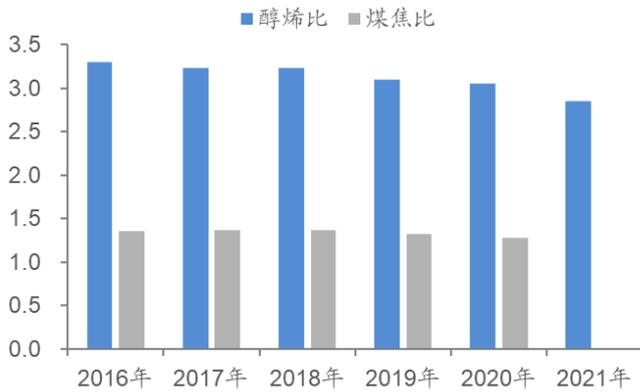
来源: 卓创资讯, 国金证券研究所

- ② 结合自身业务选择最适工艺, 放大自身优势。公司以焦化业务发展起家, 在炼焦过程中会副产充足的焦炉气, 因而公司在进行煤制烯烃前段煤制气环节选择了粉煤气化工艺, 碳转换效率更高, 通过结合焦炉气氢气含量高的特点, 降低后期产生的调气成本, 实现综合利用效能最优; 在后端选择国内工艺成熟领先的大连物化所的 DMT0 工艺实现产品高效稳定生产。
- ③ 不断优化工艺, 最大程度实现原材料节约。公司在产线建成后, 仍然不断通过产线改

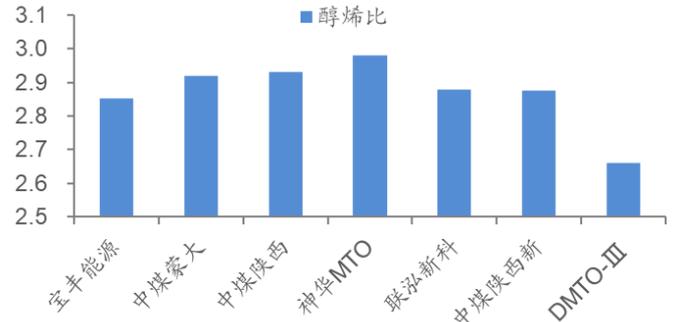


造，工艺优化实现原料单耗下降，在烯烃生产成本中，原材料占比相对较高，因而，原料的节约极大程度上可以实现成本的进一步下降。目前看公司不仅对已经平稳运行的装置进行优化改造，在新建设备基础上，进一步完善工艺，公司烯烃二厂的成本在规模不变的情况下可以进一步实现原料单耗的下降，进一步降低成本，相比于同行业竞争对手，公司在未配套后端碳四、碳五处理环节的情况下可是实现原料单耗仍低于行业竞争对手。

图表8：公司不断优化降低原料单耗进一步降低成本



图表9：公司相比行业具有工艺管控的相对优势



注：宝丰能源为 2021 年数据，联泓新科为 DMTO+OCC 数据、中煤陕西新为 2022 年新高数据

来源：Wind，国金证券研究所（2021 年为烯烃二厂数据）

来源：公司公告，公司网站，国金证券研究所

- ④ 精准把控项目投资，提升资金使用效率。公司 2013 年开始切入煤制烯烃项目建设，当时国内建成投产的项目也只有约 10 个左右，公司宁夏一期项目规划了当时最大规模的煤制烯烃项目，最大可能实现规模效应；而在项目投资方面，公司进行了严格管控，项目整体的投资水平相较于同行业公司有明显下行，同时在建设和整体布局方面，公司也不断进行降本优化，通过上大替小、一体化规划等，公司的投资规模在建设阶段仍然在不断降低，公司的单吨烯烃投资额在不断下降，宁夏三期和内蒙项目的折旧成本将有望进一步形成放大优势。

图表10：公司烯烃项目的投资规模和同行业的比较

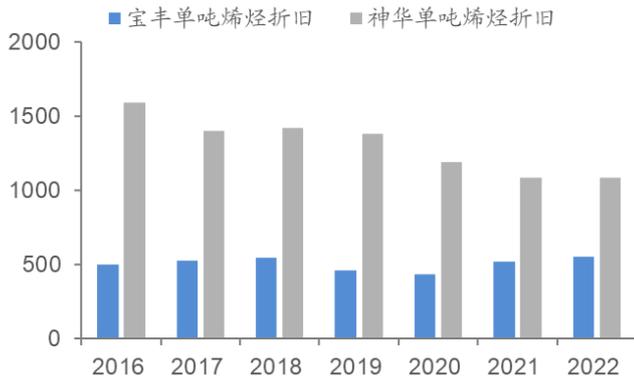
公司	规模	主要建设内容	投资规模 (亿元)
神华宁煤-沙特	70 万吨 CTO	21 万吨聚乙烯、10 万吨 EVA、3.5 万吨超高分子量聚乙烯、43 万吨聚丙烯	220
神华包头二期升级	70 万吨 CTO	40 万吨聚乙烯、35 万吨聚丙烯	172
青海国投	60 万吨 CTO	26 万吨乙烯，41.54 万吨聚丙烯	211
中煤榆林二期	60 万吨 CTO	30 万吨聚乙烯，45 万吨聚丙烯	184
青海大美	60 万吨 MTO	30 万吨聚乙烯，40 万吨聚丙烯	128
宝丰能源二期	60 万吨 CTO	30 万吨聚乙烯，30 万吨聚丙烯	92
宝丰能源三期	50 万吨 CTO+72 万吨 OCC+25 万吨 SCU	40 万吨聚乙烯、50 万吨聚丙烯、25 万吨 EVA	198
宝丰内蒙	300 万吨 CTO	150 万吨聚乙烯，150 万吨聚丙烯	478

来源：环境评估报告，国金证券研究所

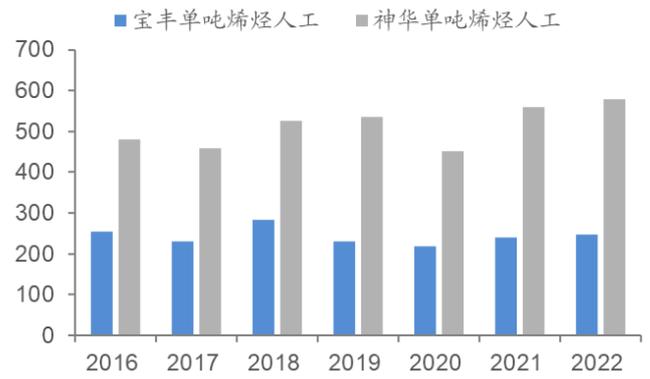
- ⑤ 民营企业最大限度实现精简管控和效率最大化，项目配套人员低于行业水平，因而单位人工成本也有明显节约。公司作为少数大型的煤化工民营企业，位于西部地区，薪资水平相对较低，叠加公司高效管理，人工效率明显较高，单位烯烃的人工成本也明显低于行业水平。



图表11: 公司烯烃单吨折旧具有相对优势 (元/吨)



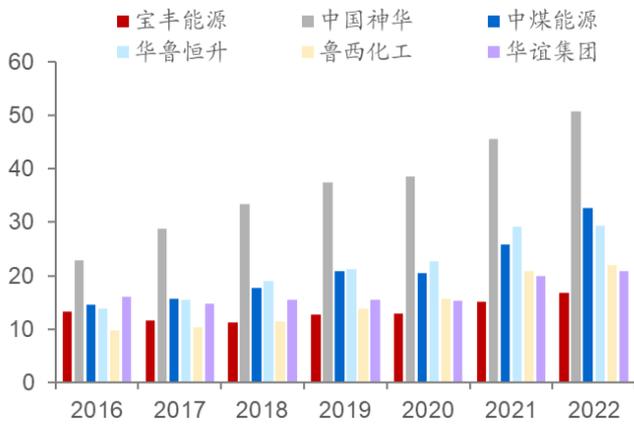
图表12: 公司烯烃单吨人工具有相对优势 (元/吨)



来源: Wind, 国金证券研究所

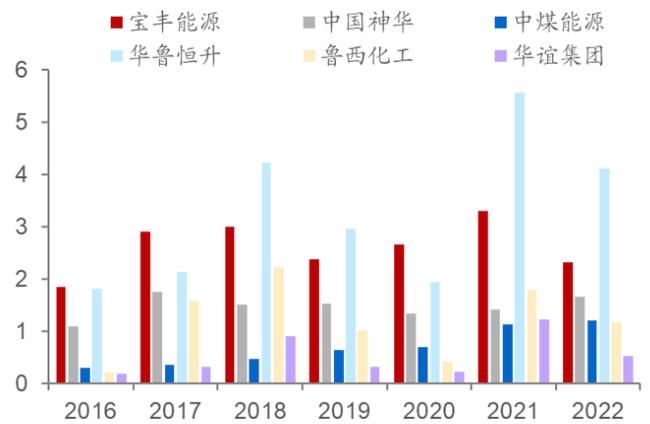
来源: Wind, 国金证券研究所

图表13: 公司的人均薪资相对较低 (万元)



来源: Wind, 国金证券研究所

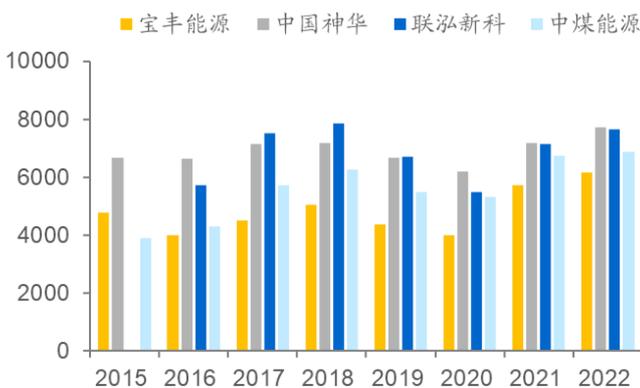
图表14: 公司的人工效率 (人均创利/薪资) 具有优势



来源: Wind, 国金证券研究所

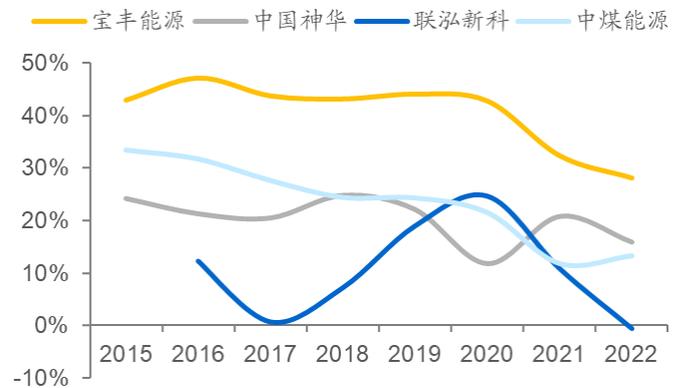
宝丰能源综合多个维度的优势, 严格管控烯烃的生产成本, 维持烯烃的成本优势。可以明显看到, 宝丰能源在稳定运行、规模生产、适配工艺、优化单耗、高效管理、放大资金效益等多个方面不断强化, 不断夯实自身的成本优势, 从而实现相对行业的竞争力。综合过去的运行情况看, 宝丰能源的烯烃生产成本远低于行业其他企业水平, 在行业周期性波动过程中, 可以获得相对较高的产品盈利安全垫。

图表15: 公司单吨烯烃生产成本相对较低 (元/吨)



来源: Wind, 国金证券研究所

图表16: 公司烯烃产品毛利率高于其他企业



来源: Wind, 国金证券研究所

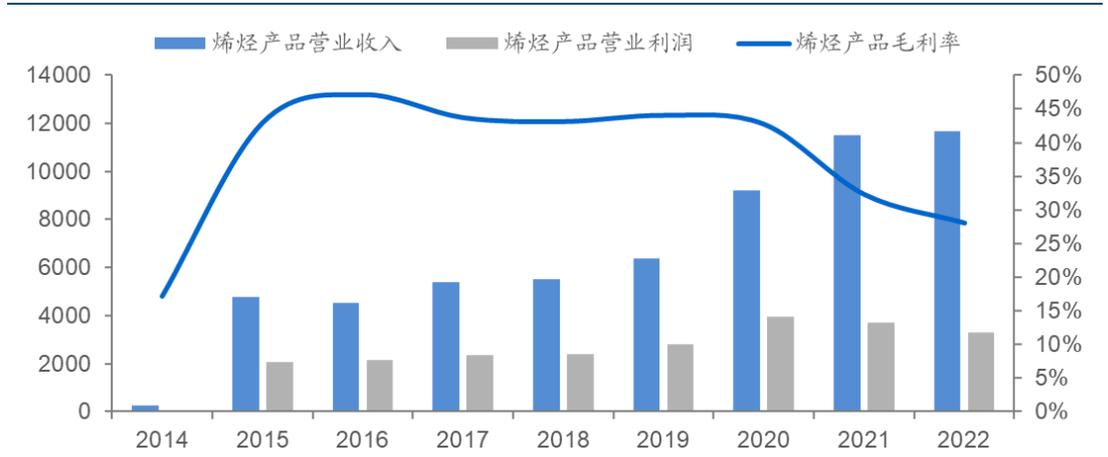
2.2、烯烃业务破除成长限制, 新基地扩大成本优势

破除成长限制, 宁夏三期项目进一步扩充公司的烯烃产能。煤制烯烃生产过程中, 一方面需要大量消耗煤炭, 因而新建项目需要较多的煤指标及能耗指标限制, 另一方面, 烯烃在



生产过程中需要耗能,同时在生产甲醇环节需要进行调气,因而也有额外的二氧化碳排放,在未来碳中和政策逐步落地执行的过程中,新增产能预计将进一步受到限制。宝丰能源现有 120 万吨烯烃产能,公司积极把握机会,在宁夏进一步配套了 100 万吨烯烃产能,其中 50 万吨为煤制烯烃产能,50 万吨为三期 CTO 副产的 C2-C5 利用制烯烃,一方面实现了宁夏基地产能的进一步扩充,且充分利用现有基地的公用设施和人员配套,保持低成本优势,另一方面公司将前三期供给 170 万吨 CTO 副产物进行综合利用,通过规模化的建设,降低后端处理成本,提升产品的盈利空间。

图表 17: 公司烯烃业务营收及盈利变化情况 (百万元)



来源: Wind, 国金证券研究所

把握内蒙产能建设机遇,扩大规模和先进性优势。烯烃是典型的煤化工产品,但较其他煤化工产品所有不同,烯烃具有显著的规模优势。我国自 2011 年以来,开始持续建设煤制烯烃产能,除了早期建设或者规划的 MTP 装置以及 UOP MTO 的几套 30 万吨装置,多数规划和建设的 DMTO 或者 SMTO 装置规模都在 60 万吨或者之上,单纯以 60 万吨的烯烃产能就需要对应前段原料煤+动力煤超过 300 万吨,基本上占据一个省一年的大部分煤指标,在考虑到未来碳中和的目标,煤制烯烃新建产能的空间极为有限,且未来的先进工艺更需要放大规模,指标的限制就更为明显。

把握机会建设内蒙第二基地,实现规模和优势的进一步放大。而大连物化所最新的三代工艺可以满足单套装置规模提升至 100 万吨,未来先进工艺的装置优势将会进一步放大,而在现阶段看,未来能够获得指标审批建设先进产能的难度越来越大。而公司把握机遇获得了审批,并一体化建设 3 套百万吨产能,不仅获得了进一步成长的空间,同时还进一步提升公司烯烃产品的成本竞争力。

图表 18: 公司规模提升和副产物充分利用,有望带动烯烃折旧和人工成本下行

项目	规模	建设内容	投资规模 (亿元)	人员配套	单吨折旧成本预估 (元/吨)	单吨人工成本预估 (元/吨)
宝丰宁夏二期	60 万吨 CTO	30 万吨聚丙烯 30 万吨聚乙烯	92		750	250
宝丰宁夏三期	50 万吨 CTO +72 万吨 OCC +25 万吨 SCU	40 万吨聚乙烯 50 万吨聚丙烯 25 万吨 EVA	198	1935	582	161
宝丰内蒙基地	300 万吨 CTO	150 万吨聚乙烯 165 万吨聚丙烯	478	3500	469	97

来源: 宝丰能源网站, 环境评估报告, 国金证券研究所

国内首家采用大连物化所三代工艺,原材料成本进一步下行。不同于前两代 DMTO 工艺,三代工艺不需要设单独的副产碳四及以上组分的裂解单元,通过对反应器和工艺过程的创新可以大幅降低甲醇单耗。2020 年大连物化所三代工艺通过了中试考核,甲醇转化率 99.06%,乙烯和丙烯的选择性 85.90 wt%,吨烯烃(乙烯+丙烯)甲醇单耗为 2.66 吨,而未来规模化工业装置有望将吨烯烃的单耗降至 2.62-2.66 吨。公司内蒙 300 万吨烯烃装置采用大连物化所三代工艺,规模提升后大幅降低了资本强度,单耗的下降带来的成本节约

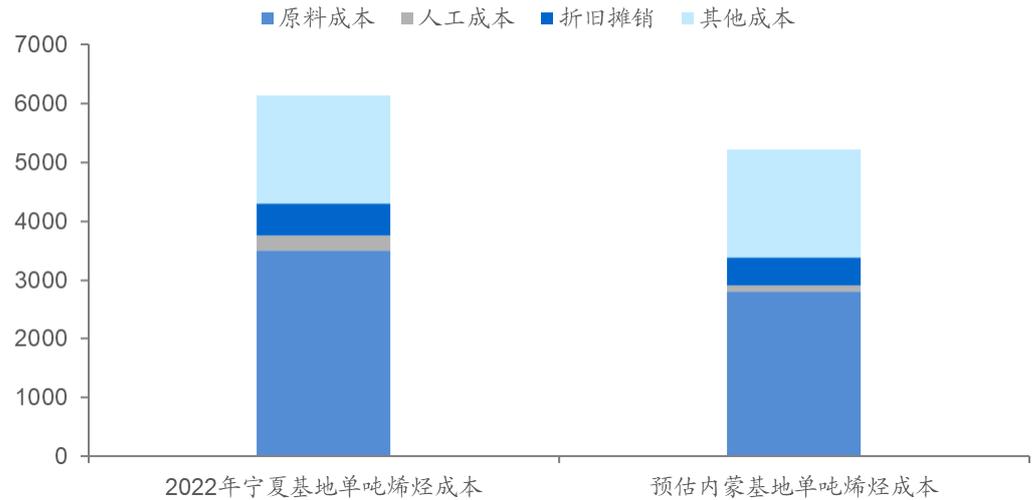


将大幅提升公司内蒙基地的成本竞争力。

叠加内蒙地区的区位优势，煤炭运输成本有望进一步实现节约。公司宁东基地烯烃产品主要以外购原料煤和动力煤为主，其中大部分原料来自于内蒙采购，而此番在内蒙进行基地建设，更为贴近原材料基地，可以大幅降低煤炭运输成本。

综合来看，①内蒙基地的规模效应，人工及摊销折旧成本大幅下降；②内蒙的先进工艺优势，原料单耗大幅下降；③内蒙原材料采购优势，原料入场成本大幅下降，综合测算，以2022年公司的原料价格来看，内蒙的烯烃单吨成本有望较宁东地区下行约930元/吨，若内蒙基地延续公司的高效管理机制和产能利用效率，内蒙的烯烃成本优势将提升至1000元/吨以上。

图表19：公司内蒙基地单吨烯烃成本有望较宁东基地大幅下降（元/吨）

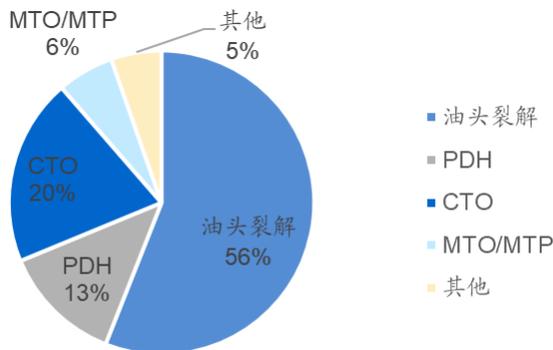


来源：公司公告，国金证券研究所测算

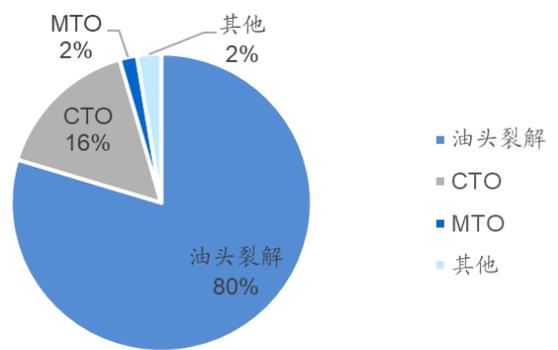
2.3、碳中和有望加大行业成本差距，煤制烯烃具有长期的竞争优势

油头裂解占据聚烯烃行业的大头，是烯烃行业的主流定价工艺。在我国烯烃的生产方式种类相对较多，从大的方向上有油头、气头和煤头工艺，不同聚烯烃的工艺占比有明显不同，由于我国的资源禀赋差异，使用煤作为原料进行化工产品生产可以从本质上减少原油和天然气的进口依赖度，煤制烯烃产能在过去10年左右的时间发展相对较快，产能占比有所提升，目前在聚丙烯和聚乙烯生产工艺占比已经分别达到了26%和18%，但在聚烯烃的产能中仍以油头烯烃工艺占据主导，仍然是聚烯烃行业的主流定价工艺。

图表20：聚丙烯的生产工艺占比



图表21：聚乙烯的生产工艺占比



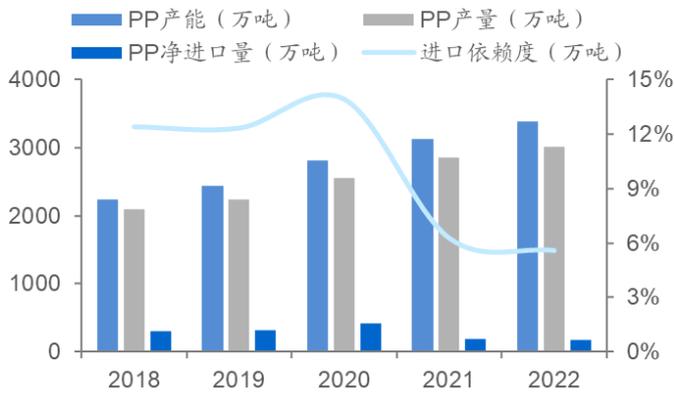
来源：卓创资讯，国金证券研究所

来源：卓创资讯，国金证券研究所

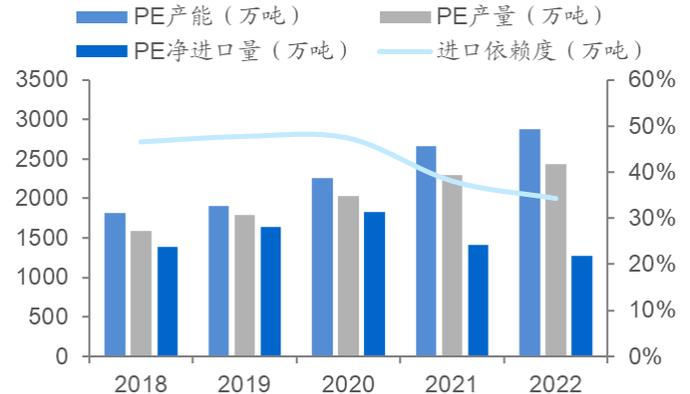
伴随PDH新增产能的逐步释放，聚丙烯自给能力大幅提升，但聚乙烯产品仍然有较高的进口依赖度。我国聚烯烃前期自供程度相对不高，产品需要依赖进口，但是伴随国内新建项目不断投放，聚丙烯的进口依赖度大幅下降，至2022年，聚丙烯的进口依赖度已经降低至6%，但聚乙烯产品的进口依赖度仍然保持相对较高水平，2022年的进口依赖度约为34%，在国内仍然有一定的供给缺口。



图表22: 聚丙烯的进口依赖度大幅下降 (万吨)



图表23: 聚乙烯的进口依赖度相比聚丙烯较高 (万吨)



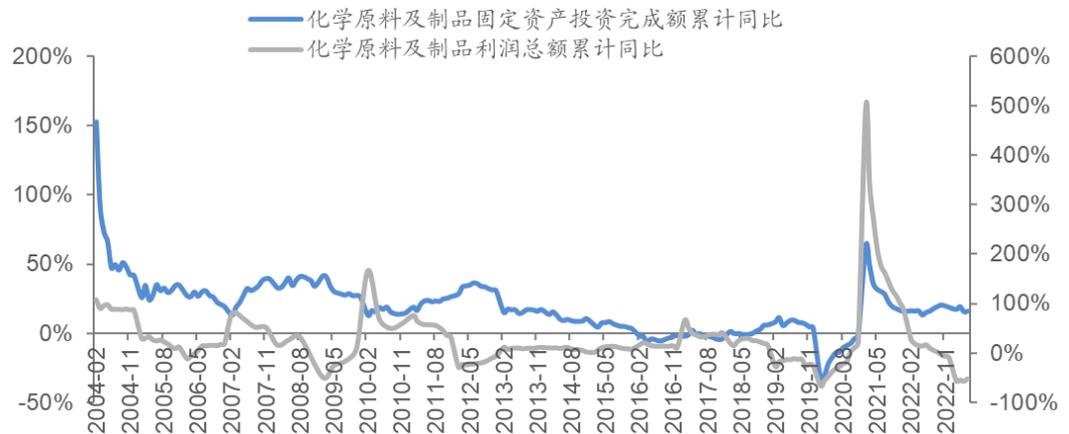
来源: 卓创资讯, 国金证券研究所

来源: 卓创资讯, 国金证券研究所

烯烃行业前期规划产能部分开始落地, 行业供给逐步增多, 聚丙烯未来将逐步呈现出一定的产能过剩状态。从化工行业今年的运行状态来看, 经历过 2018-2020 年的行业低谷, 2021 年开始化工行业的盈利水平获得了大幅提升, 近两年的高盈利水平使得较多企业进行较大规模的项目投资, 化工行业固定资产投资额同比大幅提升, 经过 2 年左右的建设期, 化工行业的产能开始获得逐步释放, 聚烯烃行业尤为明显。

根据目前的统计情况看, 我国规划的聚烯烃产能相对较多, 其中多数以油头和气头产能为为主, 由于聚丙烯相较于聚乙烯有 PDH 路线可以布局, 相比新增产能更多, 伴随产能逐步落地, 有望形成完全自供后, 形成对外输出; 相比之下聚乙烯的新增产能相对较少, 且原本的产品自给率较低, 伴随新增产能的释放, 聚乙烯的供给提升后, 预计将形成市场结构性差异: 在常规大宗产品型号上形成宽松供给, 但在高端产品领域依然有较高的进口依赖。

图表24: 化工行业前期盈利较好, 有较多在建项目逐步释放

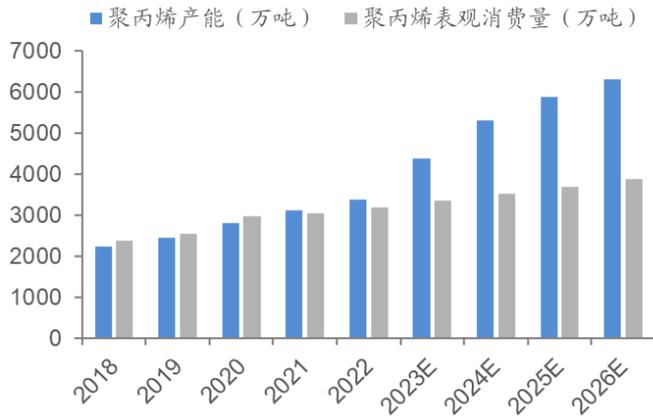


来源: 国家统计局, 国金证券研究所

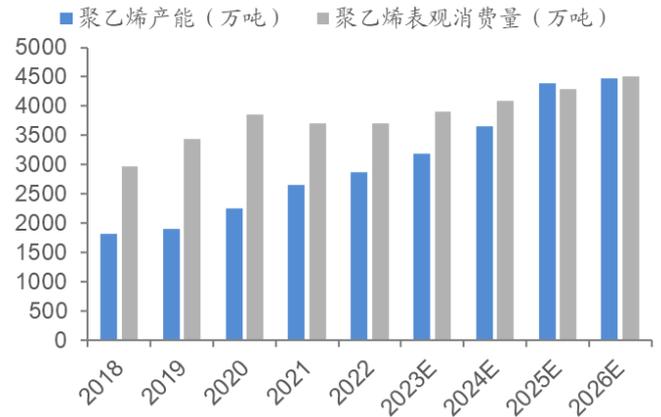
根据聚乙烯和聚丙烯的行业规划产能统计, 未来 3 年行业的新增产能有望分别超过 1400 万吨和 2400 万吨, 是产能规划集中释放期, 但考虑到自 2022 年下半年开始, 化工行业的盈利能力开始出现较大幅度上的下落, 新建项目的资金需求相对较大, 其中会有部分规划难以落地或者推迟, 预计行业短期需要经历一个产能消化的阶段, 竞争压力将有一定程度的提升。



图表25: 聚丙烯产能及需求预测情况 (万吨)



图表26: 聚乙烯产能及需求预测情况 (万吨)

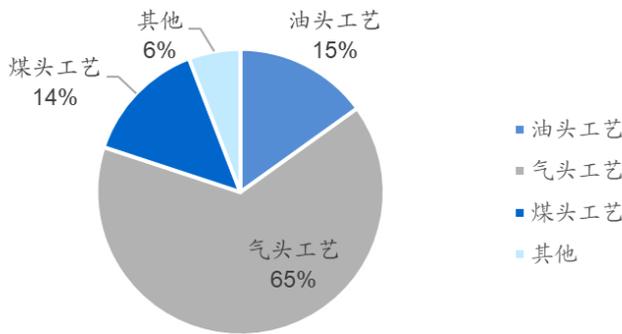


来源: 卓创资讯, 金联创, 隆众资讯, 国金证券研究所

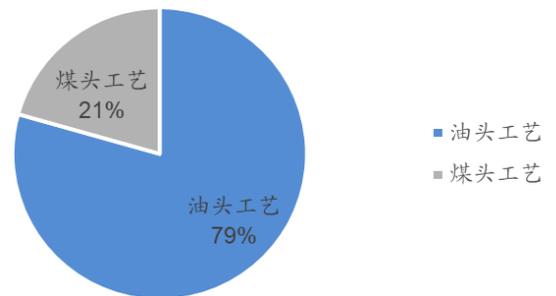
来源: 卓创资讯, 金联创, 隆众资讯, 国金证券研究所

新增产能仍然以油头和气头产能为主, 行业定价工艺并未发生改变。虽然我国相比于海外具有比较明显的煤化工发展基础和优势, 也形成了较多煤制烯烃产能, 但受到国内能耗指标和碳排放的要求限制, 煤制烯烃的有效新增产能相对较少, 在新增产能中占比较低, 因而在行业运行过程中, 最终烯烃仍然为油头工艺定价, 在产品供给充裕阶段, 油制烯烃的成本是关键参考因素。

图表27: 2023年聚丙烯新增产能的工艺分布



图表28: 2023年聚乙烯新增产能的工艺分布



来源: 卓创资讯, 金联创, 隆众资讯, 国金证券研究所

来源: 卓创资讯, 金联创, 隆众资讯, 国金证券研究所

相比油头烯烃, 煤制烯烃行业具有长期的成本优势, 有望维持基础的盈利空间。历史上的各种工艺的价差情况看, 煤制烯烃长期具有低成本优势, 除少数时间外, 煤制烯烃工艺一直具有最高的产品价差空间, 在常规状态下处于烯烃生产成本曲线的最左端, 具有非常明显的成本竞争优势。



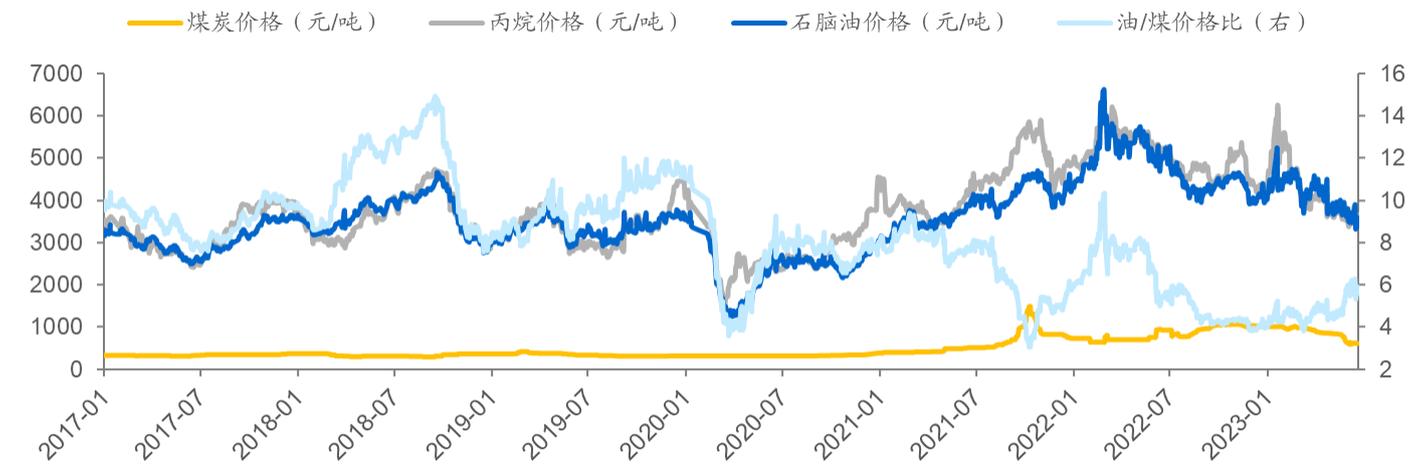
图表29: 各类工艺生产烯烃的价差变化情况 (元/吨)



来源: Wind, 国金证券研究所 (此处为行业价差)

从历史的变化情况看, 历史上短暂的煤制烯烃价差贴近油制烯烃, 皆是油-煤价格比位于极低的历史范围: ①2020年3月开始, 全球疫情大幅影响经济, 布伦特原油价格急速下行, 跌破20美元/桶, 极端低价导致油煤价格比处于极低区间; ②2021年夏季持续高温干旱, 导致煤炭消耗量提升, 进入四季度国内能源供给紧缺, 煤炭价格开始持续大幅提升, 油煤价格比再次进入低值区间; ③2022年四季度, 国内疫情持续影响经济, 海外需求不振, 原油价格持续阴跌, 但煤炭价格维持高位, 导致油煤价格比震荡进入低位。从历史的情况, 在烯烃生产的三种工艺中, 常规状态下, 煤制烯烃的成本优势高于PDH工艺, 进一步高于油头工艺。

图表30: 煤、油、气的价格变动情况 (元/吨)



来源: Wind, 国金证券研究所

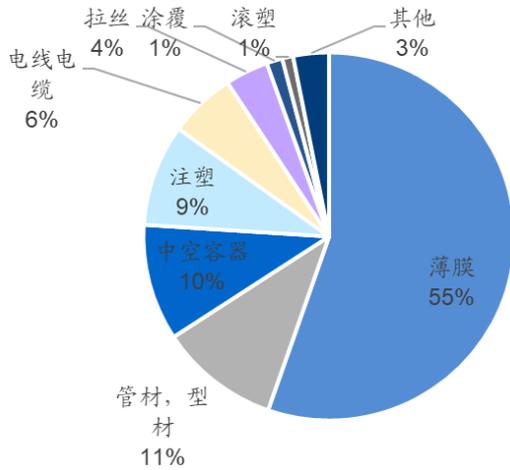
聚丙烯新增产能相对较多, 未来竞争压力有望提升, 煤制烯烃产品价格相对均衡, 相较于PDH工艺有望持续维持更好的盈利空间。丙烯相较于乙烯拥有油、气、煤三种主流工艺, 而其中PDH工艺审批限制相对较低, 生产工艺成熟, 因而国内多年来持续有较多布局产能, 而由于PDH工艺生产的终端产品主要以丙烯为主, 因而导致丙烯及下游聚丙烯产品的供给增长更快, 产品自给率更高。对比之下, 煤头工艺终端产品相对均衡, 其相对竞争优势有望进一步凸显。

从历史情况看, 疫情前聚乙烯的价格相对于高于聚丙烯, 但后期由于疫情短期影响了居民的消费结构, 聚丙烯需求支撑较好, 价格逐步向聚乙烯贴近, 甚至短期有高于聚乙烯的情况, 而伴随疫情影响逐步减弱, 可以看到2023年以来, 虽然终端需求支撑明显不足, 但

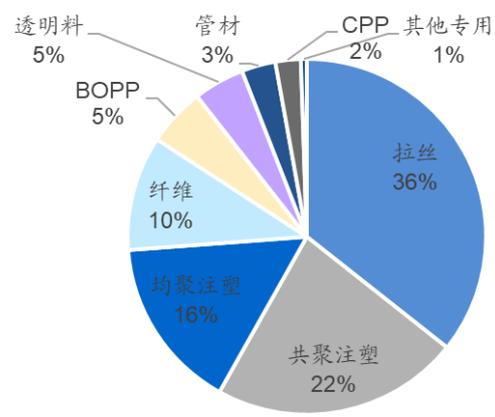


聚乙烯和聚丙烯走势出现明显差异，预期未来聚乙烯和聚丙烯的价格差异将逐步回归疫情前的水平，未来伴随新增产能的进一步释放，聚乙烯的相对优势将有望进一步提升，煤制烯烃相比于PDH工艺的优势有望加大。

图表31: 聚乙烯 2022 年下游应用占比



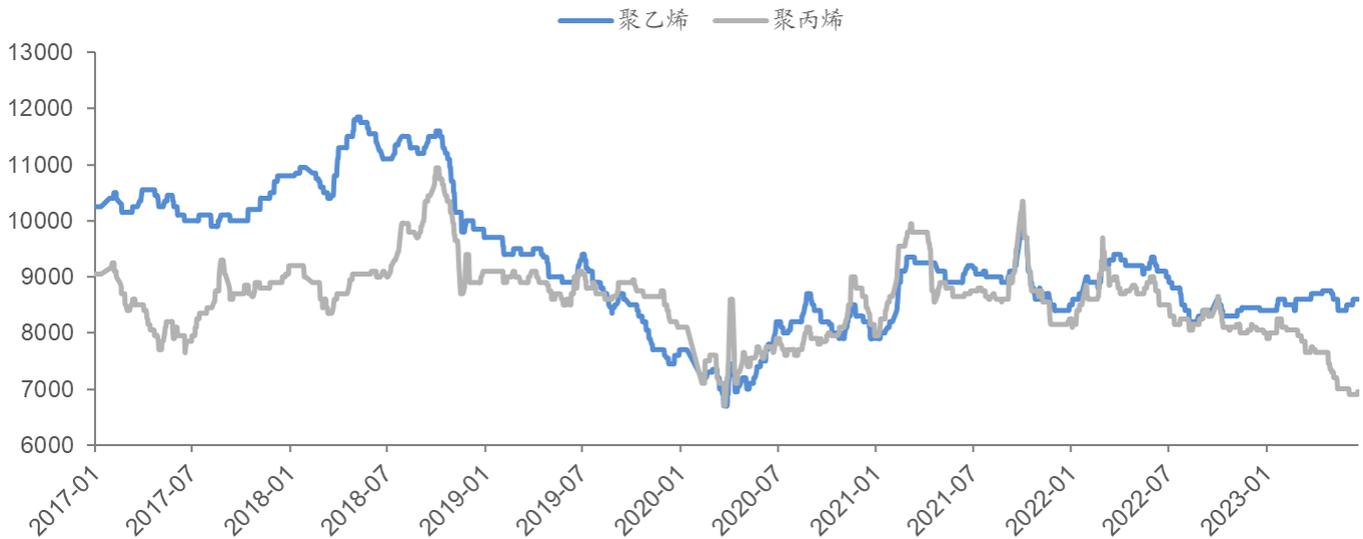
图表32: 聚丙烯 2022 年下游应用占比



来源: 卓创资讯, 国金证券研究所

来源: 卓创资讯, 国金证券研究所

图表33: 疫情影响了居民消费结构, 聚丙烯和聚乙烯价格呈现阶段性差异



来源: Wind, 国金证券研究所

煤制烯烃新建产能审批仍然持续受限，低成本工艺具有较好的护城河。从目前的行业新增产能来看，相比于其他的生产工艺，煤制烯烃的煤耗量相对较多，新产能审批不仅需要是先进工艺，耗用大量煤指标或者用能指标，同时需要辅助提供碳排放的相关解决办法，行业新增产能设置的壁垒较高。行业整体低成本扩充产能较为困难，未来即使进入产能充裕阶段，边际成本定价状态下，低成本生产工艺依然具有相对较好的竞争优势。

未来碳减排或碳税将有望进一步拉大煤制烯烃行业内部的成本差异，低成本的竞争优势有望进一步放大。根据目前新能源发展情况看，在化工材料和供能段，对于多数基础化工产品而言，碳减排的措施在开始阶段会一定程度上提升处理成本，但碳减排结合碳税将在极大程度拉大煤化工内部的竞争差距，先进工艺和落后产能一正一负的碳税收益，将有望在未来扩大行业内部的竞争差异，公司的成本优势有望在未来进一步放大。

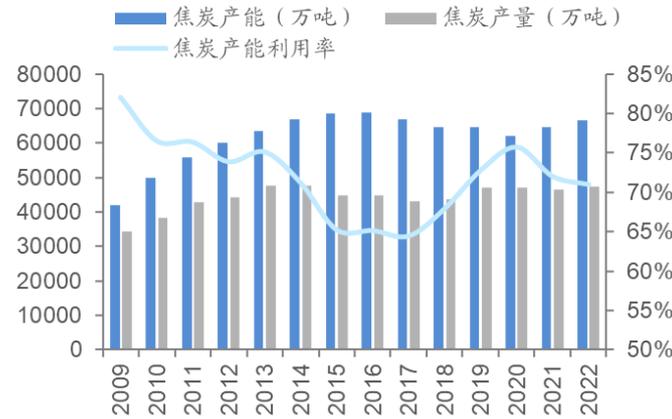


三、依托焦煤布局稳定焦化业务盈利，多维度提升利润缓冲垫

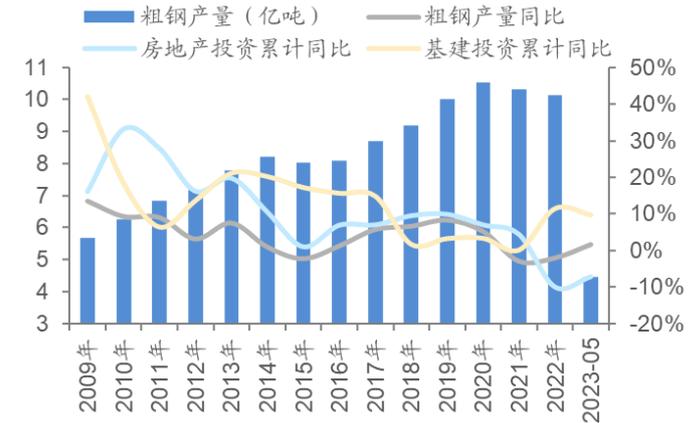
3.1、焦炭行业短期依然供给充足，行业盈利相对承压

焦煤行业竞争激烈，需求支撑不足，产能过剩依然存在。焦炭是下游金属冶炼，尤其是钢铁冶炼行业的重要原材料，伴随我国房地产和基建行业的持续成长，焦炭行业在改革开放后的35年内获得了持续的发展，供给端进行了快速的产能扩充，需求端伴随国家和民生建设快速增长；但是近几年可以明显看到，下游需求增速明显放缓，伴随近两年产能逐步提升，产能利用率开始逐步下行，产能过剩状态再次出现，行业竞争相对激烈，目前看供需状态好转还需要持续的产能出清。

图表34：焦炭产能快速提升后进入供给过剩状态



图表35：焦炭下游需求增长略有放缓



来源：卓创资讯，Wind，国金证券研究所

来源：Wind，国金证券研究所

焦炭行业经历了一段时间的产能出清，但仍未完全解决产能过剩问题。伴随我国基建和房地产发展，前期的焦炭产能建设速度过快，导致行业过于分散，装置水平参差不齐，产能过剩较为严重，自2016年焦炭行业十三五规划开始，焦炭行业就开始逐步落后产能淘汰，自2017年以来，产能开始呈现下行趋势，伴随着产能逐步出清，行业产能利用率也有逐步提升，但近两年来，受到疫情等因素影响，焦炭行业产出清稍有停滞，从政策上看，国家层面，焦炭行业着重进行的减排降耗，结构升级，产能出清的相关要求已经逐步下沉至地方。

图表36：“碳中和”和“落后产能出清”依然是焦炭行业供给端改善的核心驱动力

发布时间	政策文件	相关内容
2016.1	焦化行业“十三五”发展规划纲要	“十三五”时期，焦化行业将淘汰全部落后产能，产能满足准入标准的比达70%以上。优质炼焦煤配比降低4%(保持焦炭质量不降低)；炉煤气利用率达到98%以上，水循环率达到98%以上，吨焦耗新水降至1.5吨以下；化解过剩产能5000万吨；
2018.7	打赢蓝天保卫战三年行动计划	重点区域严禁新增钢铁、焦化、电解铝、铸造、水泥和平板玻璃等产能；严格执行钢铁、水泥、平板玻璃等行业产能置换实施办法；加大落后产能淘汰和过剩产能压减力度；重点区域加大独立焦化企业淘汰力度，京津冀及周边地区实施“以钢定焦”，力争2020年炼焦产能与钢铁产能比达到0.4左右；
2019.11	产业结构调整目录(2019年本)	炭化室高度小于4.3米焦炉(3.8米及以上捣固焦炉除外)；顶装焦炉炭化室高度<6.0米、捣固焦炉炭化室高度<5.5米，100万吨/年以下焦化项目；热回收焦炉捣固煤饼体积<35立方米，企业生产能力<100万吨/年(铸造焦<60万吨/年)焦化项目；半焦炉单炉生产能力<10万吨/年，企业生产能力<100万吨/年焦化项目属于限制类；
2020.6	焦化行业规范条件	《产业结构调整指导目录(2019年本)》发布前建设的顶装焦炉炭化室高度须≥4.3米，捣固焦炉炭化室高度须>3.8米；发布后建设的顶装焦炉炭化室高度须≥6.0米，捣固焦炉炭化室高度须≥5.5米；



2021.1	焦化行业“十四五”发展规划纲要	焦化生产企业全部达到《焦化行业规范条件》要求，进一步化解过剩产能，提高工艺流程和技术装备水平，大幅提高产业集中度，实现强强联合高效集约化发展。持全流程系统优化理念，开展清洁生产，源头控制污染物产生，到2025年焦化废水产生量减少30%，氮氧化物和二氧化硫产生量分别减少20%；优化固体废弃物处理工艺，固体废弃物资源化利用率提高10%以上；
2021.11	中共中央、国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展，严把高耗能高排放项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。推动高炉—转炉长流程炼钢转型为电炉短流程炼钢。重点区域严禁新增钢铁、焦化、水泥熟料、平板玻璃、电解铝、氧化铝、煤化工产能，合理控制煤制油气产能规模，严控新增炼油产能；
2022.1	“十四五”节能减碳综合工作方案	推广高效精馏系统、高温高压干熄焦、富氧强化熔炼等节能技术，鼓励将高炉—转炉长流程炼钢转型为电炉短流程炼钢。推进钢铁、水泥、焦化行业及燃煤锅炉超低排放改造，到2025年，完成5.3亿吨钢铁产能超低排放改造，大气污染防治重点区域燃煤锅炉全面实现超低排放；
2022.1	关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见	统筹焦化行业与钢铁等行业的发展，引导焦化行业加大绿色环保改造力度；
2022.12	关于深入推进黄河流域工业绿色发展的指导意见	推动宁夏宁东、甘肃陇东、陕北、青海海西等重要能源基地绿色低碳转型，推动汾渭平原化工、焦化、铸造、氧化铝等产业集群化、绿色化、园区化发展。以黄河流域钢铁、铁合金、焦化、现代煤化工等行业企业为重点，开展工业节能监察，加强节能法律法规、强制性节能标准执行情况监督检查；

来源：政府网站，国金证券研究所

供给端仍有产能出清，但短时间扭转产品供需格局相对较难。根据对各省份的政策梳理情况来看，各主要的焦炭产能省份，依然持续针对焦炭行业进行改造升级，一方面限制行业新增产能，另一方面，针对前期的落后产能加速出清。从行业发展情况来看，各地方未来的新增产能限制将有望越来越严格，行业落后产能逐步淘汰，现有产能在未来更新换代过程中大概率会进行减量替换，预计行业内的产能过剩状态未来仍将有改善空间，但是仍需要时间。

图表37：各地方省份焦炭行业的十四五规划情况

省份	发布时间	政策文件	相关内容
山西	2022.07	关于推动焦化行业高质量发展的意见	严禁新增焦化产能，科学调控焦炭产量。加快在建、拟建大型焦化升级改造项目建设，2023年底前，“先立后破”分期分批关停炭化室高度4.3米机焦炉以及不达超低排放标准的其他焦炉。“上大关小”原有焦炉在新项目建成具备投产条件后关停。2025年，全行业能耗总量和能耗强度较2020年实现“双下降”，焦化企业全面迈过“生存线”，力争30%以上企业达到“发展线”。 截至2021年底，全省4.3米焦炉产能共3666万吨，其中3221万吨已备案“上大关小”大型焦化项目。已“上大关小”的4.3米焦炉，新项目建成具备投产条件后关停，2023年底前全部关停；未“上大关小”的4.3米焦炉，2023年底前全部关停。
内蒙古	2022.07	内蒙古自治区坚决遏制“两高”项目低水平盲目发展管控目录	乌海及周边地区严格控制新增焦化产能，总体规模控制在“十三五”水平；确需新建的焦化项目，产能指标在区域内实行减量置换。海勃湾工业园区、蒙西高新技术工业园区原则上不得新建重化工项目，阿拉善高新技术产业开发区巴音敖包工业园区不再新上焦化项目。2023年底前，乌海及周边地区焦化行业全部完成超低排放改造任务，其他地区有序推进。



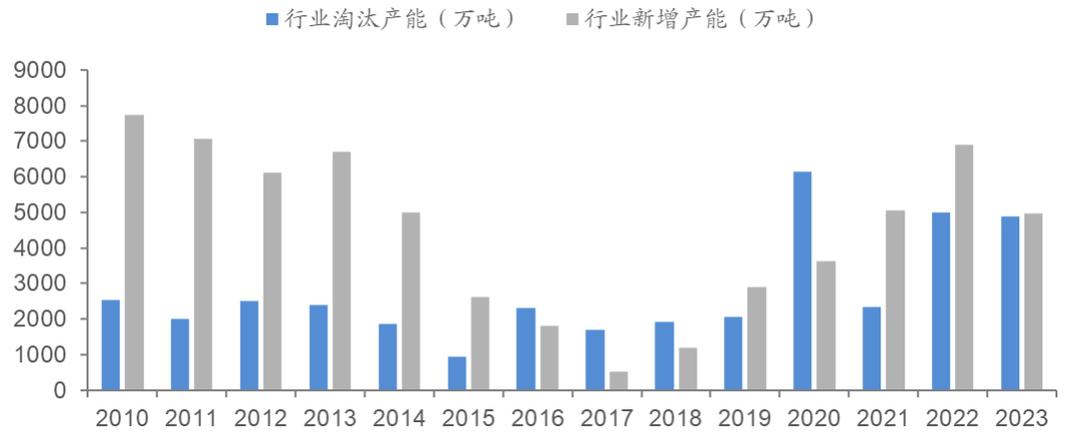
	2021.03	关于确保完成“十四五”能耗双控目标若干保障措施	<p>从 2021 年起，不再审批焦炭（兰炭）、电石、聚氯乙烯（PVC）、合成氨（尿素）、甲醇等新增产能项目，确有必要建设的，须在区内实施产能和能耗减量置换。除国家规划布局和自治区延链补链的现代煤化工项目外，“十四五”期间原则上不再审批新的现代煤化工项目。新建高耗能项目，在满足本地区能耗双控要求的前提下，工艺技术装备须达到国内先进水平、能源利用效率须达到国家先进标准。炭化室高度小于 6.0 米顶装焦炉、炭化室高度小于 5.5 米捣固焦炉、100 万吨/年以下焦化项目，原则上 2022，2023 年底前全部退出；符合条件的可按国家标准实施产能置换。</p> <p>十四五期间，内蒙古计划推出焦炭限制类产能 1769 万吨，截止 2021 年，已经退出焦炭产能 60 万吨。</p>
山东	2020.05	关于实行焦化项目清单管理和“以煤定产”工作的通知	<p>对经过核定的焦炉炭化室高度 5.5 米及以上焦化项目产能，纳入《2020 年山东省焦化项目清单》，《清单》内的装置可以组织生产，产能可以用于置换；不在《清单》内的焦化项目，由企业所在地市政府严肃查处，并落实“在建停建、在产停产”措施，列入《清单》之前一律不得续建、投产。</p>
	2021.09	山东省“十四五”制造强省建设规划	<p>“十四五”加快压减省内焦炭产能，淘汰炭化室高度小于 5.5 米焦炉及热回收焦炉，推动炭化室高度 5.5 米及以上焦炉减量置换，推动“钢焦一体化”布局，继续实施“以钢定焦”“以煤定产”，确保焦钢比稳定在 0.4 左右。</p>
河北	2022.01	《河北省制造业高质量发展“十四五”规划》	<p>推动焦化企业与钢铁产业布局同步调整，产能向钢焦一体企业聚集，保持与钢铁相匹配的焦炭生产能力。</p> <p>十三五期间，河北省累计压减退出焦炭 3100 多万吨。</p>
云南	2022.01	云南省焦化产能置换工作方案（征求意见稿）	<p>按照“消化一批、整合一批、淘汰一批”的原则，确保云南焦化产能与市场需求相匹配，总产能控制在 1950 万吨以内。《方案》提出合规产能包括：2020 年及以前建成且 2020 年 12 月 31 日在产的炭化室高度 4.3 米及以上产能，以及 2016 年及以后经省级公告退出产能和危险化学品生产企业搬迁改造名单内关闭或因转型升级、政策性关停没有列入公告产能。合规产能以同时具备备案和建设项目竣工环境保护验收手续的产能进行核实确认。《方案》提出，原则上 2024 年 12 月 31 日前完成炭化室高度 4.3 米焦炉产能置换，全省不再保留炭化室高度 4.3 米的焦炉，2025 年不再进行产能置换工作。</p>
贵州	2022.11	贵州省煤化工产业发展规划（2019-2025 年）（2022 年修订）	<p>着力推进煤焦化一体化循环发展。严把焦化项目准入关，焦化项目发展要与当地电煤保供有效衔接，要与主焦煤等资源禀赋相匹配，提高焦化企业生存力发展力。建立焦化产业退出机制，充分利用能耗、环保、质量、安全、技术等综合标准依法依规淘汰落后焦化产能，对规定时限批而未建的焦化项目，职能部门应依法依规处置为其匹配的土地、环境容量、能耗等项目建设要素，有序腾出闲置的项目建设要素优先保障强企业。</p>

来源：政府网站，国金证券研究所

产能过剩阶段压缩产品盈利，产品价差短时间相对承压。目前来看，自 2021 年以来，行业的新增产逐步增多，经过 2016 年以来的产能淘汰后，行业的整体盈利获得了一定程度的改善，但随着最近两年的新增产能逐步释放，叠加下游景气度一般，需求支撑不足，焦炭行业受到两头积压，上游原材料价格难以向下游传导，价差持续压缩，行业整体盈利受到较大承压。

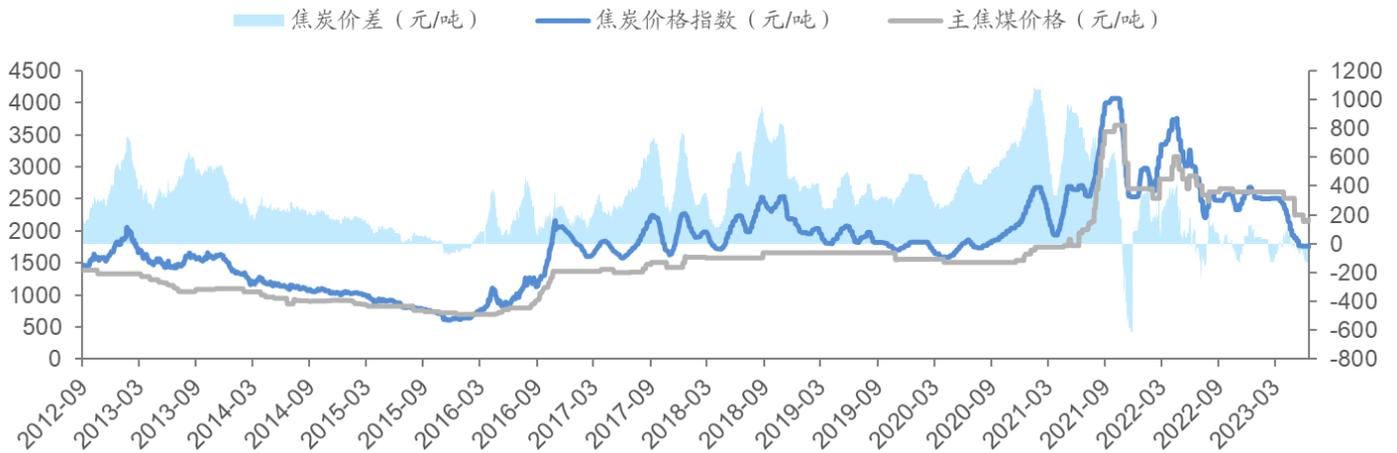


图表38: 焦炭产能经历 2017-2020 年淘汰后再次增长



来源: Mysteel, 工信部, 卓创资讯等, 国金证券研究所 (注: 年底淘汰产能计数会有所调整)

图表39: 需求支撑不足叠加原材料成本较高, 焦炭单环节盈利能力相对较弱

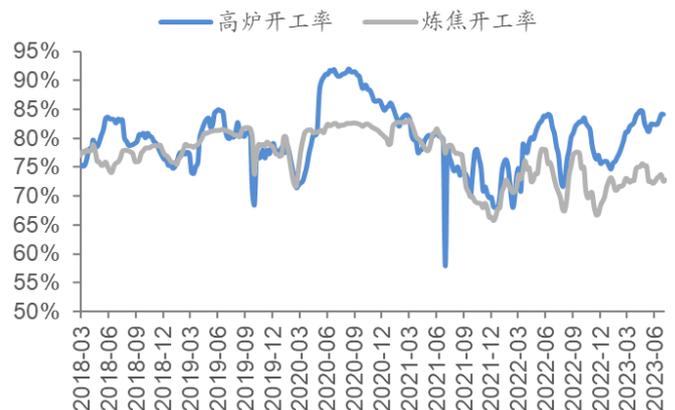
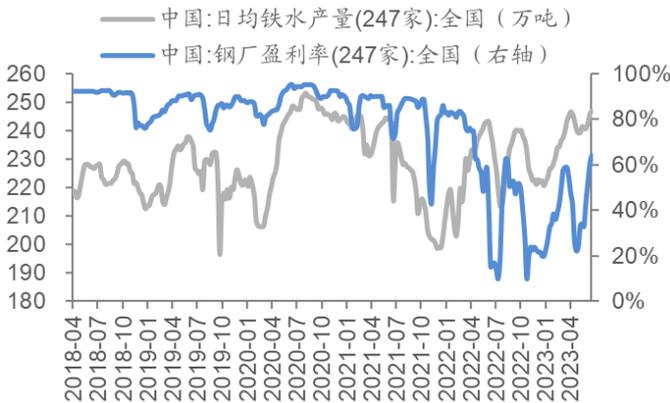


来源: Wind, 国金证券研究所 (此处考虑焦炭副产物分担部分成本, 为时时价差)

短期看下游需求有一定的改善, 但长周期恢复需要时间。从历史的数据来看, 下游的景气情况在较大程度上影响焦炭行业的需求, 而 2022 年, 由于疫情等因素的影响, 国内的终端景气度大幅下落, 钢厂的盈利能力呈现明显下降, 但经过疫情的逐步修复, 下游钢厂的盈利逐步修复, 开工回升, 对于焦炭的需求支撑有所改善, 有望带动焦炭产品盈利获得提升。但从长周期波动情况来看, 行业盈利中枢更多的取决于行业的供需情况, 需求改善缓解了短期的盈利压力, 长期的周期翻转还需要等待供需结构改善。

图表40: 钢厂盈利下行抑制铁水产量

图表41: 下游高炉开工影响上游焦炭开工





来源：Wind，国金证券研究所

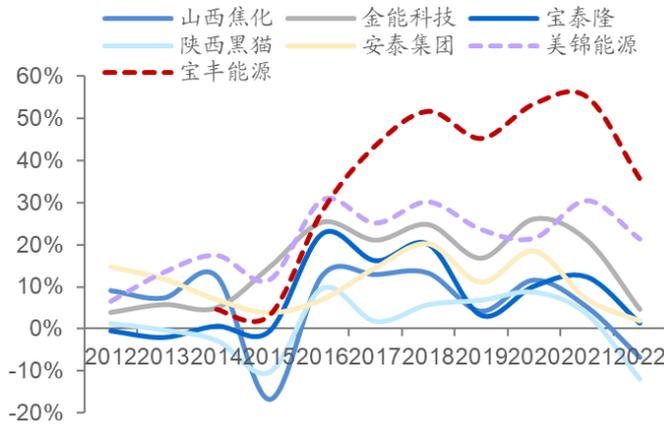
来源：卓创资讯，Wind，国金证券研究所

3.2、公司布局进一步完善，部分原料自给抵御行业压力

焦化企业提升稳定盈利的关键在于上游原料。焦炭行业是典型的大宗产品，具有周期属性，从产业链盈利的角度看，向上成本受到焦煤行业定价影响，向下受到钢铁行业景气程度影响，因而焦炭行业的主要上市企业焦炭板块盈利也会跟随行业进行波动。由于行业产能过剩，焦炭行业的整体盈利水平位于相对低位，能够实现较好盈利水平的企业比如美锦能源、宝丰能源、开滦股份主要进行了上游原料的资源配套。根据开滦股份的财报披露来看，相比于焦炭，焦煤的整体盈利能力相对更为稳定，能够极大的分散“夹心”环节的盈利风险。能够实现焦炭产业链源头布局的企业，将构筑更好的盈利缓冲垫。

图表42：原料自给的企业具有较好盈利空间（毛利率）

图表43：开滦股份焦化业务板块产品毛利率变化



来源：Wind，国金证券研究所

来源：Wind，国金证券研究所

公司新增 300 万吨焦炭产能投产，焦煤自给率略有下行，后期伴随产能扩充和新项目投产，自给率将有小幅上行。公司实现部分焦煤自供，近距离运输，就近采购，大幅降低原料成本。公司目前拥有 720 万吨煤炭在产产能，煤矿距离焦煤产区距离较近，部分原料可以通过皮带进行运输。伴随公司 2022 年新建的 300 万吨焦炭产能逐步投产，对于原材料的需求量有所提升，焦煤自给率有所下行。

公司在产业链布局方面持续改善，一方面丁家梁+甜水河煤矿的产能仍在建设，同时收购红一和红二煤矿 240 万吨现有产能和 240 万吨在建产能的 40% 权益；另一方面，公司计划进一步提升现有煤矿的规划产能空间 100 万吨，将公司权益产能提升至 1000 万吨以上，在现有焦炭产能不变的情况下，将有望提升焦煤权益自供率至 6 成左右的水平，而未来伴随精煤洗出率的进一步提升，自给率还将有进一步提振。

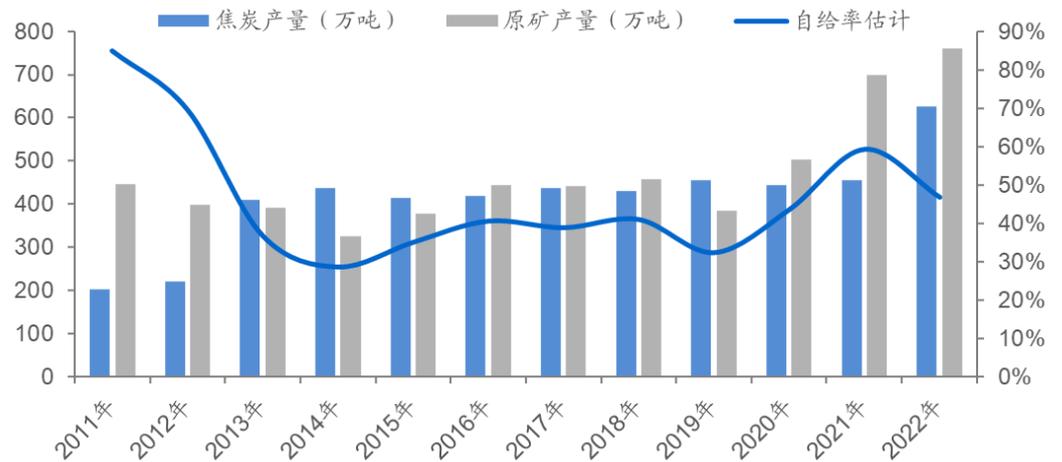
图表44：公司的煤炭产能持续提升

煤矿	持股	煤种	现有产能 (万吨/年)	计划产能 (万吨/年)	投产时间 (计划投产)	距工业园路 程 (km)
马莲台煤矿	100%	气肥煤及 1/3 焦煤	400	400	2009 年 12 月	0
四股泉煤矿	100%	1/3 焦煤	120	120	2012 年试运行	150
红四煤矿	100%	气肥煤	300	300	2020 年 10 月	23
丁家梁煤矿 (+甜水河)	100%	气肥煤及 1/3 焦煤		90	2024 年	10
红一煤矿	40%	焦煤	240	240	2022 年 9 月	20 多
红二煤矿	40%	焦煤		240	2023 年	20 多
总计			916	1102		

来源：Wind，国金证券研究所



图表45: 公司新产能投产, 短期煤炭自给率下行, 未来将有望提升



来源: Wind, 国金证券研究所 (自给率综合考虑精煤洗出率预估得出)

宁东地区焦煤资源丰富, 针对性生产定制焦, 放大原料优势。公司借助以自产煤矿作为原料, 通过洗选实现分级利用后, 生产特殊定制焦炭。在产品生产方面, 一方面着重进行成本优化, 借助自身低成本的捣固焦炉, 结合自身的焦煤优势, 更多的利用价格更为低廉的高挥发分弱粘煤及部分非粘结煤, 实现工艺和原料的双重节约; 另一方面, 公司针对性的选择特殊焦炭进行生产, 虽然从总体定价上看, 公司的产品单价相对于其他企业较低, 但是低成本优势可以较好维持单吨产品的盈利水平。

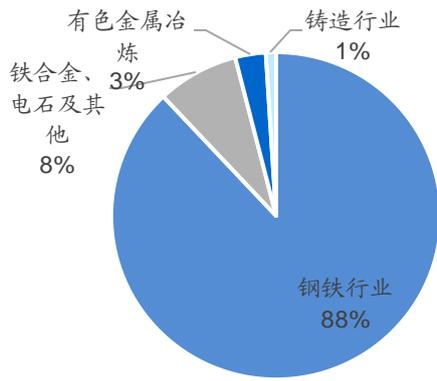
图表46: 焦炭的主要种类和要求

分类	高炉焦	铸造焦	铁合金焦	气化焦	电石焦
要求	有一定的块度且均匀, 灰分硫分低, 反应性适当, 强度高, 反应中提供热源、还原剂和支撑料柱的疏松骨架	块度大, 反应性低, 气孔率小, 灰分硫分低, 强度高, 提供热源, 支撑料柱的疏松骨架和供碳	固定碳高, 灰分介于13%-15%, 其中氧化铝含量低于32%, 气孔率和反应性高, 常温粉末电阻率>2000m, 强度较高 (M40≥56%, M10≤12%-14%, 多用高挥发分烟煤	反应性高, 强度较高 (M40在60%-70%), 灰分较低 (应小于15%), 灰熔点高 (ST>1250°C), 一般多以气煤为主的配合煤或单种气煤炼制	固定碳高 (应>84%), 灰分低, 反应性高, 电阻率大, 焦炭水分小, 硫<1.5%, 磷<0.04%。

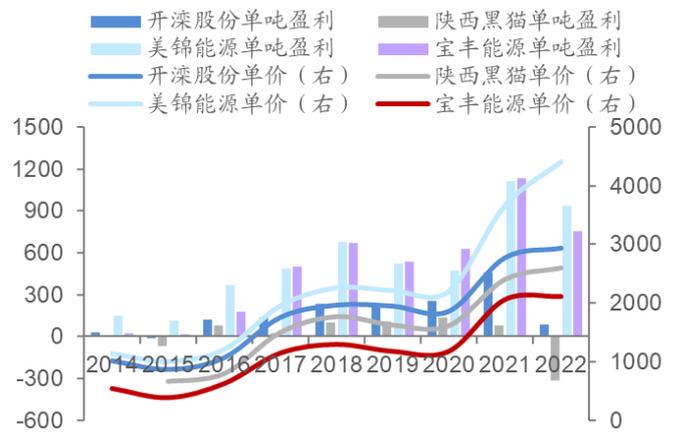
来源: 焦化技术智库, 国金证券研究所



图表47: 焦炭下游应用占比



图表48: 公司焦炭售价相对较低, 但单吨盈利维持较好

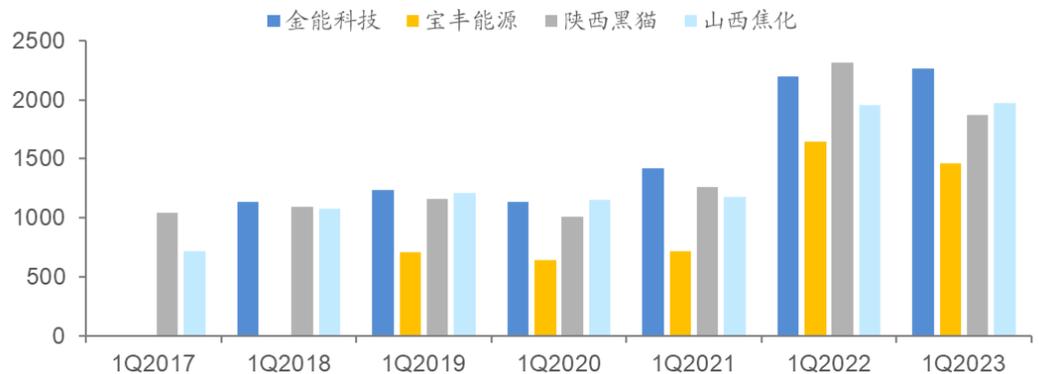


来源: 卓创资讯, 国金证券研究所

来源: Wind, 国金证券研究所

近距离进行原料采购, 巩固低成本优势。宝丰能源地处宁东地区, 包括公司在内的主要煤矿以生产 1/3 焦煤和气肥煤为主, 因而当地的焦煤资源较为丰富, 而公司就近进行原材料采购可以有效节约原材料的运输成本。根据各家焦煤生产企业所采购的原材料价格情况来看, 宝丰能源原材料规模化采购, 特殊的地理优势助力公司实现较好的采购价格控制, 公司相较于同行业采购精煤价格明显较低。

图表49: 公司及同行业竞争对手的原材料精焦煤采购价格 (元/吨)

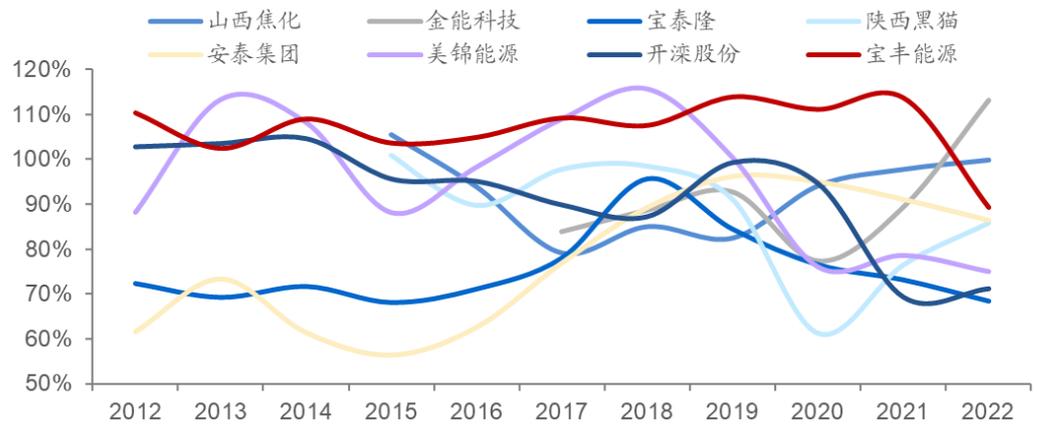


来源: Wind, 国金证券研究所

提升管理和运行效率, 满负荷生产, 释放规模效应。正如前文所述, 焦炭行业的整体产能充裕, 行业的整体产能利用率也仅为 6-7 成, 多数企业难以实现满负荷生产, 而开工率不足将直接导致折旧、摊销、人工成本的提升, 进一步提升生产成本, 降低企业的竞争力, 形成恶性循环。而公司 2022 年新建的 300 万吨产能刚刚投建, 短期拉低了产能利用率, 但在过去近 10 年的时间内, 公司一直长期保持高负荷生产节奏, 不仅可以实现摊销折旧以及固定费用的下降, 而且可以尽最大程度实现利润的兑现, 预计伴随公司季度产能利用率的逐步修复, 公司产线效率将进一步大幅提升, 夯实高效生产的优势。



图表50：多数焦炭企业产能利用效率相对较低



来源：Wind，国金证券研究所

副产品的规模化利用，进一步提升产品中枢利润空间。公司在焦化业务领域进一步配套煤焦油综合利用产能和纯苯加氢产能。公司从400万吨产能提升至700万吨产能，公司煤焦油产能提升10万吨至40万吨，纯苯加氢产能提升2万吨至12万吨，同时公司新建10万吨针状焦产能，预计将在23年下半年投放产能。公司周边具有较多的焦化产能，在自身副产物充足利用的基础上，进一步通过低价外采实现产品规模化利用，提升现有装置的利用率提升，扩充产品规模，同时降低产品的生产加工成本，为未来结合纯苯和烯烃的产品原料进一步扩充品类创造基础。

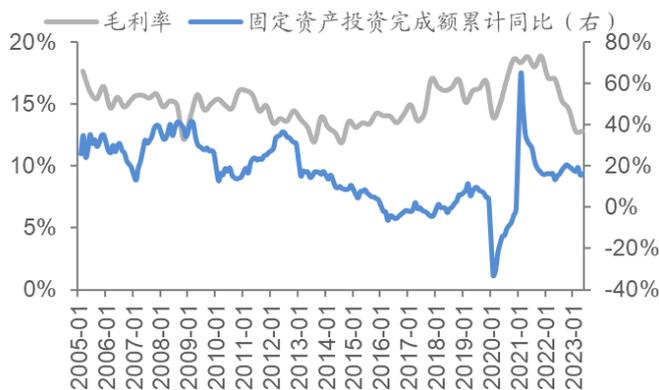
四、布局氢能谋求长远发展，丰富产品品类延伸发展空间

4.1、为长远发展计，借助区域优势进行氢能布局

从事基础化工行业的优质企业，低成本扩张是发展的关键。在大宗产品领域，供需错配会导致明显的价格波动，具备低成本优势的企业可以具有更好利润缓冲垫，在行业低迷阶段依旧可以实现产品盈利，在景气阶段获得更大的弹性空间。在此之上，能够不断复制这种竞争优势是企业的提升盈利中枢的重要方式。但拉长时间看，我国经历过改革开放最开始的飞速发展，伴随体量规模的逐步提升，需求增速开始逐步下降，整体市场并不支持供给端持续的产能新增，叠加不断演绎变化的国际局势，新增产能的平均消化周期不断拉长。

从目前的情况看，过去2年化工投资明显增多，产品盈利水平已经开始明显下行，叠加多重外部因素，后续的化工投资强度将有望逐步开始回落，这期间仍然能够实现持续发展的企业相对较少。

图表51：化学原料及制品行业投资及盈利变化



图表52：化学纤维行业投资及盈利变化



来源：Wind，国金证券研究所

来源：Wind，国金证券研究所

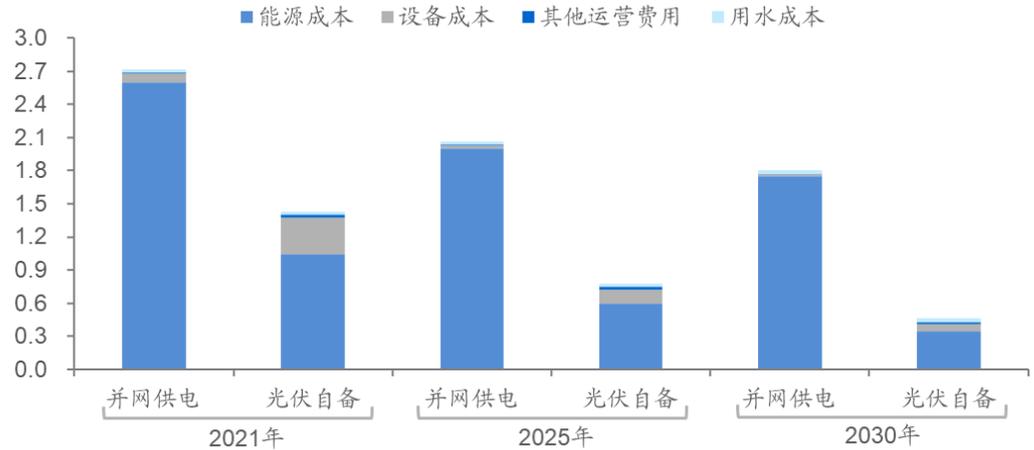
优势赛道内实现产能扩充是多数企业面临的关键问题。在需求增速下降、海外出口呈现波动、碳中和等多个因素影响的情况下，未来供给端的限制会越来越严格。2021年开始，我国提出碳达峰、碳中和政策，个别明显省份比如内蒙古对于新增项目、存量项目都有较为严格的政策管控，虽然2022年以来，对于存量项目的管控更加有序，新增项目也有部分通过，但从项目审批的政策要求看，能耗和煤指标仍然是限制项目建设的关键因素，新



建项目不仅需要具有行业先进性，同时需要有配套指标空间和碳减排措施。

能耗及煤指标持续限制煤化工行业新增产能，公司前瞻性开启绿氢布局。在 2030 年碳达峰，2060 年碳中和的背景下，实现碳减排是企业未来获得持续发展的关键。公司是煤化工行业内较早就开启绿氢布局的企业，借助公司的区位优势，可以最大限度的控制绿氢成本。根据绿氢的生产成本来看，其核心影响成本的关键在于用电成本，因而单标方氢气的耗电量和上游电价是关键因素，因而能够实现发电+电解制氢一体化配套是实现绿氢降本的首要因素，同时伴随电解工艺优化的进一步实现用电单耗的下降，可以进一步实现低成本配套。而在中国能够实现规模化一体化布局的区域相对有限，公司基地位于宁夏和内蒙地区，具有相对较好的区位优势实现低成本的绿氢布局。

图表53: 预期未来绿氢单方制备成本将有望有大幅下行空间 (元/标方)



来源: Wind, 国金证券研究所测算

宁夏基地较早开始布局绿氢项目，静待技术成熟后进一步扩大规模。公司宁夏地区发展相对成熟，建设时间相对较早，基本处于规模项目的落地兑现阶段。而公司的关联企业具有长期大规模布局光伏发电的历史和经验，公司宁东基地贴近光伏发电端，在绿氢能源供应维度上具有较好的基础和地理优势。而公司在 2020 年就开始规划太阳能电解水制氢项目，建设 20 万千瓦光伏发电装置和产能为 2 万标方/小时的电解水制氢装置，至 2022 年公司拥有 3 万标方/小时绿氢产能，所产氢气主要为公司煤气化调气进行氢气补充。但由于电解水制氢装置和工艺仍在持续进步，电解水制氢的生产设备仍在持续提升，公司最开始采用单套产能 1000 标方/小时的电解槽以及气化分离器、氢气纯化等装置系统，虽然为当时最先进工艺，但规模仍然有较大提升空间，预期未来伴随电解槽规模提升和工艺优化，单标方氢气的耗电量和成本将有进一步的改善和优化空间。公司宁夏基地短时间内暂时没有较为明确的项目限制，可以等到绿氢工艺和设备逐步成熟后，逐步提升绿氢规模。

内蒙基地分五年进行绿氢布局，实现 40 万吨烯烃煤指标的绿氢替换。公司内蒙基地规划建设 3*100 万吨煤制烯烃项目，已经获得煤指标 260 万吨，其余 40 万吨烯烃对应的原料早期由外购甲醇进行补充，每年增加 5.03 亿标方绿氢进行补充，逐步实现原料全部自给。通过进行风光制氢项目，从发电环节进行一体化布局，实现整体成本的优化。在公司布局初期，单标方氢气的耗电量大约为 5.2kWh，而伴随规模化先进电解槽的制备，氢气耗电量将有望向 4.3kWh 甚至更低的方向优化，最新的电解槽规模已经向 1500 标方迈进，未来的绿氢成本有较大可节约空间。

图表54: DMTO 新工艺有助于进一步降低碳排

项目	DMTO-I 工艺	DMTO-II 工艺	DMTO-III 工艺
规模 (万吨)	60	60	100
甲醇生焦率, wt%	1.8-2.0	1.5-1.6	1.5-1.6
吨烯烃甲醇单耗	~3.0	2.85-2.90	2.65-2.67
吨烯烃 CO2 排放	0.189-0.210	0.149-0.162	0.139-0.150

来源: 环境评估报告, 国金证券研究所

图表55: 公司内蒙项目实现年 631.47 万吨碳减排

二氧化碳排放量	内蒙项目	纯煤方案	说明
低温甲醇洗尾气	981	1423	
燃料煤	235.46	446.11	锅炉烟气
外购电折算	207.7	176.24	空分电驱示范增加外购电
各加热炉	44.71	54.88	副产蒸汽过热燃气
合计	1468.95	2100.42	减排 631.47 万吨

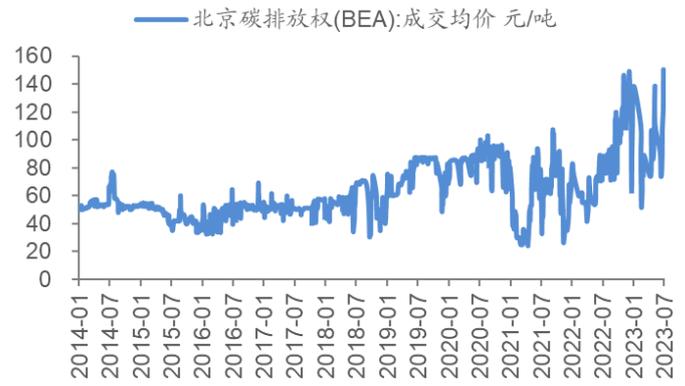
来源: 环境评估报告, 国金证券研究所



未来伴随碳税逐步推广，将有望大幅提升公司内蒙基地的竞争力。可以看到相比于海外，我国碳排放的交易价格明显相对较低，未来伴随碳减排的要求逐步提升，碳交易的范围将进一步加大，考虑到公司内蒙基地形成了明显碳排放减少，综合碳税产生的收益，预计绿氢的配备并不会对公司烯烃的生产成本产生较大影响。

图表56: 欧盟碳排放价额位于高位

图表57: 中国北京碳排放交易价格也有提升态势



来源: Wind, 国金证券研究所

来源: Wind, 国金证券研究所

图表58: 公司内蒙项目烯烃成本敏感性分析 (内蒙绿氢方案较全煤方案的成本变化)

单吨煤价单标方氢气成本	0.7	0.65	0.6	0.55	0.5	0.45	0.4
300	34%	29%	25%	20%	15%	11%	6%
400	21%	17%	14%	10%	7%	3%	0%
500	13%	10%	7%	4%	1%	-1%	-4%
600	7%	5%	3%	0%	-2%	-4%	-7%
700	4%	2%	0%	-2%	-4%	-7%	-9%
800	1%	-1%	-3%	-5%	-6%	-8%	-10%
900	-1%	-3%	-5%	-6%	-8%	-9%	-11%
1000	-3%	-5%	-6%	-8%	-9%	-10%	-12%
1100	-5%	-6%	-7%	-9%	-10%	-11%	-12%
1200	-6%	-7%	-8%	-9%	-11%	-12%	-13%
1300	-7%	-8%	-9%	-10%	-11%	-12%	-14%

来源: 环境评估报告, 国金证券研究所测算 (碳交易价格以 60 元/吨计算, 此处以 6500 大卡煤价计算)

4.2、丰富产品种类，进一步向高端差异化产品进行延伸

早期进行平台搭建，在稳定运行中逐步丰富产品品类。公司自建设以来延续布局规模化和低成本的发展路线，着重构建稳定具有竞争力的基础平台，以把握机遇实现前期的量增发展。可以看到公司自 2014 年布局烯烃业务以来，产品营收复合增速超过 100%，实现了规模化低成本平台的搭建。而伴随着规模的提升，公司不仅仅在原品赛道上通过工艺、配套、规模等方式实现进一步优化，还进一步开始布局扩充产品品类，向多种牌号的聚烯烃、苯乙烯、EVA、针状焦等产品进行延伸，逐步降低单一产品的波动风险，扩充后端可以排列组合的产品选择空间。

丰富现有聚烯烃产品，研发新的牌号和产品型号，为未来升级高端聚烯烃做基础布局。公司在烯烃布局早期以供给大宗产品牌号为主，快速实现产品销售，伴随公司不断进行产品规模扩大，公司可以有精力进行一步实现产品结构升级，每年公司都持续进行研发投入，布局新的牌号和种类，未来将有望向高端聚烯烃领域进一步拓展。



图表59：公司持续在聚烯烃领域加大研发布局新品

年份	聚烯烃新品研发	申请专利	聚烯烃研发费用（百万元）
2022年	开发了5个聚烯烃新牌号产品，分别是DFDA-9047、DFDA9047H、HP-500L、M900和5502S；开展了19个牌号聚烯烃产品熔融指数稳定性攻关，实际生产的8个牌号的熔融指数稳定性均有提升，其中聚乙烯HD6081H、聚乙烯TRB432、聚丙烯L5E89熔融指数稳定性较历史值分别提升17.97%、27.92%、28.57%；完成聚乙烯膜料9047、铬系小中空5502S及聚丙烯均聚注塑料HP500L、注塑透明料K4912等11个新产品技术储备工作	新增授权专利49项，累计授权专利157项	64.41
2021年	成功开发了聚丙烯高熔指、薄壁注塑、高端聚乙烯产品，如中熔共聚K8009、高熔共聚K7726H、开口线性7042H、薄壁注塑M600E等新牌号产品，成功试产出茂金属聚乙烯M3506RTI、M6040及M2310三个牌号	新增授权专利26项，发明专利1项	45.79
2020年	开发包括高熔指纤维料、熔喷料、薄壁注塑料、小中空料、供水管材料、高强度膜料等9个专用料产品，专用料比例达到57%，其中高强度膜料可用于重包装膜的收缩膜，能够实现对高端进口产品的替代；与中科院北京化学研究所就《高熔体聚烯烃产品开发与研究项目》和《透明和热封膜丙丁共聚物关键技术开发及产业化应用研究项目》进行合作研究	新增授权专利35项	25.70

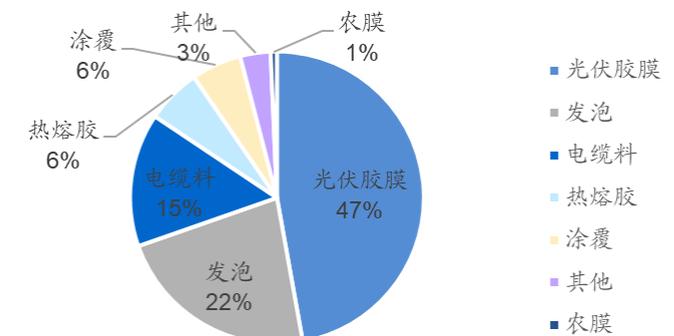
来源：公司公告，国金证券研究所

丰富乙烯下游产品链条，构建EVA产品线。EVA，即乙烯-醋酸乙烯共聚物，根据VA含量不同，被广泛应用于光伏料、封装胶膜、热熔胶、电缆料等领域。EVA的产品供需结构相对较好，需求具有持续成长动力有利于消化行业新增产能。伴随光伏需求不断提升，EVA的需求保持较高的成长空间。而EVA虽然有较多产能布局，但目前依然高度依赖产品进口，且下游仍有持续较高的产品需求增速，产品具有空口替代空间和产能消化空间。

公司立足聚烯烃产品差异化、高端化发展方向，将产业链向下延伸，陆续布局EVA产能。其中宁东三期烯烃项目包含25万吨/年EVA产能，预计于2023年下半年投产，未来预计宁东四期烯烃项目也将规划25万吨/年EVA产能，全部投产以后公司EVA产能将达到50万吨/年。公司使用LyondellBasell管式法高压聚乙烯技术进行生产，可生产VA含量30%以内的EVA产品，公司在布局EVA的同时进一步向上游原材料醋酸乙烯进行延伸布局，延续公司低成本和规模化的发展思路，实现最大可能的成本管控。

图表60：EVA需求持续提升（万吨）

图表61：EVA下游应用占比



来源：卓创资讯，国金证券研究所

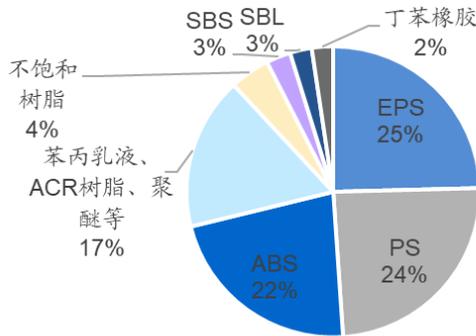
来源：卓创资讯，国金证券研究所

结合公司产业链，向下游延伸苯乙烯、针状焦等产品，一定程度上提升产品附加值。公司同时兼具焦化和气化生产环节，结合自身及周边区域的副产物形成粗苯加工的规模化布局，进一步向下游延伸苯乙烯产品，基本实现原材料自给，同时为后续进行ABS、PS等材料延伸做好平台搭建。另一方面，公司延伸焦化副产物沥青下游，进一步布局针状焦产能，提

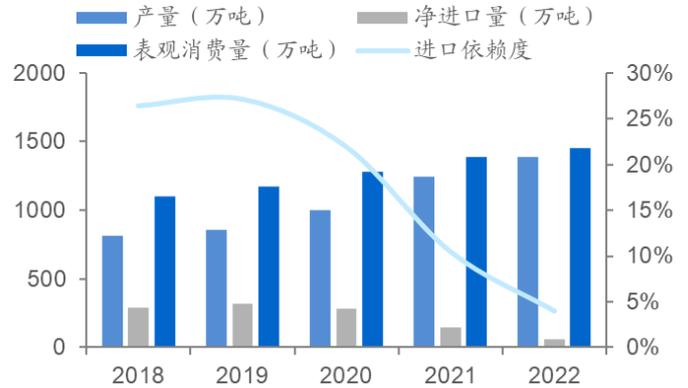


升产业链的产品附加值，扩充产品品类。

图表62: 苯乙烯的下游应用占比



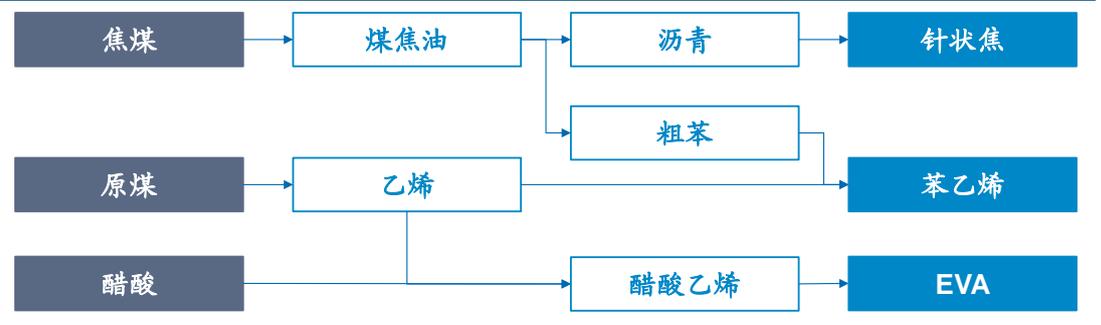
图表63: 苯乙烯逐步降低进口依赖



来源: 卓创资讯, 国金证券研究所

来源: 卓创资讯, 国金证券研究所

图表64: 结合自身产业链延伸下游产品提升附加值



来源: 公司公告, 国金证券研究所

五、投资建议

烯烃业务: 具有成本优势和成长空间。

- ① 现有产能具有明显的成本优势: 常规状态下, 煤头工艺相较于油头工艺和气头工艺具有明显优势, 而公司相比于其他的煤制烯烃生产企业仍然有明显的相对优势, 因而公司能够具有相对较高的烯烃盈利空间;
- ② 新增产能进一步强化成本优势: 公司新增宁夏项目配套 C2-C5 副产物利用环节, 进一步节约成本; 而内蒙项目采用 DMT0 三代工艺, 单耗下行明显, 结合规模和区位优势, 成本进一步大幅节约;
- ③ 具有较好的成长空间: 公司现有 120 万吨烯烃, 未来将新增至少 400 万吨产能, 2025 年全部释放, 具有大的成长空间; 同时公司配套绿氢产能, 将进一步为公司未来进一步提升产能和扩充产品品类提供发展基础。

焦炭业务: 大方向跟随行业承压, 提升煤炭自给程度降低压力。

公司的焦炭业务逐步发展完善, 行业受到宏观情况影响, 短期需求不振, 新增产能需要消化, 焦煤-焦炭盈利压缩, 公司提升 100 万都焦煤产能, 提升煤炭自给率, 降低行业风险。

预估公司 2023-2025 年实现营业收入 330.77、388.90、609.75 亿元, 实现归母净利润 80.51、95.31、158.10 亿元, EPS 分别为 1.10、1.30、2.16 元/股, 当前股价对应估值分别为 12、10、6 倍 PE, 考虑到公司明年的估值水平相对较低, 公司未来具有持续的竞争优势和成长空间, 仍然给与“买入”评级。



六、风险提示

原材料价格剧烈波动风险：公司主要原材料为煤炭，烯烃产品主要跟随原油价格进行波动，若煤/油价格比大幅提升，公司的成本压力将有提升，产品盈利将受到承压；

终端需求恢复不达预期风险：公司两大核心业务板块分别为焦炭和烯烃，下游受到基建房地产和消费领域影响较大，若今年需求恢复速度较慢，需求支撑不足，将压制行业盈利修复，影响公司的利润空间；

行业竞争加剧风险：由于过去疫情、政策等因素影响，产能释放推迟，后续有焦炭和烯烃新增产能，行业竞争加剧将带动产品盈利承压；

政策风险：公司属于典型的煤化工企业，火电是主要的电力供应之一，若天气的意外因素影响电力需求，政策可能对工业用电量及成本产生影响；同时煤化工的项目受到行业影响较大。



附录：三张报表预测摘要

损益表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
主营业务收入	15,928	23,300	28,430	33,077	38,890	60,975
增长率		46.3%	22.0%	16.3%	17.6%	56.8%
主营业务成本	-8,745	-13,466	-19,084	-21,637	-25,470	-39,393
%销售收入	54.9%	57.8%	67.1%	65.4%	65.5%	64.6%
毛利	7,183	9,834	9,346	11,440	13,420	21,582
%销售收入	45.1%	42.2%	32.9%	34.6%	34.5%	35.4%
营业税金及附加	-211	-352	-412	-480	-564	-884
%销售收入	1.3%	1.5%	1.4%	1.5%	1.5%	1.5%
销售费用	-537	-60	-72	-83	-97	-152
%销售收入	3.4%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
管理费用	-517	-598	-676	-794	-933	-1,463
%销售收入	3.2%	2.6%	2.4%	2.4%	2.4%	2.4%
研发费用	-100	-133	-151	-182	-214	-335
%销售收入	0.6%	0.6%	0.5%	0.6%	0.6%	0.6%
息税前利润 (EBIT)	5,818	8,692	8,035	9,902	11,611	18,746
%销售收入	36.5%	37.3%	28.3%	29.9%	29.9%	30.7%
财务费用	-300	-259	-234	-615	-612	-489
%销售收入	1.9%	1.1%	0.8%	1.9%	1.6%	0.8%
资产减值损失	-1	-2	0	0	0	0
公允价值变动收益	0	0	0	0	0	0
投资收益	4	0	0	0	0	0
%税前利润	0.1%	n.a	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
营业利润	5,536	8,421	7,720	9,307	11,019	18,277
营业利润率	34.8%	36.1%	27.2%	28.1%	28.3%	30.0%
营业外收支	-288	-300	-412	0	0	0
税前利润	5,249	8,121	7,307	9,307	11,019	18,277
利润率	33.0%	34.9%	25.7%	28.1%	28.3%	30.0%
所得税	-626	-1,050	-1,005	-1,256	-1,488	-2,467
所得税率	11.9%	12.9%	13.8%	13.5%	13.5%	13.5%
净利润	4,623	7,070	6,303	8,051	9,531	15,810
少数股东损益	0	0	0	0	0	0
归属于母公司的净利润	4,623	7,070	6,303	8,051	9,531	15,810
净利率	29.0%	30.3%	22.2%	24.3%	24.5%	25.9%

现金流量表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
净利润	4,623	7,070	6,303	8,051	9,531	15,810
少数股东损益	0	0	0	0	0	0
非现金支出	1,108	1,320	1,454	1,558	2,011	2,989
非经营收益	394	341	369	530	564	464
营运资金变动	-941	-2,243	-1,499	246	725	4,311
经营活动现金净流	5,184	6,488	6,626	10,385	12,831	23,574
资本开支	-2,574	-5,357	-9,977	-9,378	-2,317	-19,278
投资	121	41	-435	0	0	0
其他	0	-142	-765	0	0	0
投资活动现金净流	-2,453	-5,458	-11,177	-9,378	-2,317	-19,278
股权募资	0	0	0	0	0	0
债权募资	1,336	597	8,029	3,805	-5,817	1,629
其他	-2,605	-3,328	-3,560	-4,222	-4,231	-4,131
筹资活动现金净流	-1,269	-2,730	4,469	-417	-10,048	-2,502
现金净流量	1,462	-1,702	-81	590	467	1,795

资产负债表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
货币资金	3,087	1,451	2,158	2,747	3,212	5,007
应收款项	582	495	286	371	425	650
存货	803	940	1,348	1,482	1,744	2,159
其他流动资产	391	445	705	886	950	1,188
流动资产	4,864	3,331	4,497	5,486	6,332	9,003
%总资产	12.8%	7.5%	7.8%	8.3%	9.4%	10.4%
长期投资	0	0	0	0	0	0
固定资产	27,711	31,974	43,002	54,531	54,610	70,715
%总资产	72.7%	72.1%	74.7%	82.2%	80.9%	81.8%
无形资产	4,931	5,732	5,850	6,050	6,292	6,491
非流动资产	33,241	41,042	53,082	60,890	61,195	77,484
%总资产	87.2%	92.5%	92.2%	91.7%	90.6%	89.6%
资产总计	38,105	44,374	57,578	66,375	67,527	86,487
短期借款	1,808	3,019	3,774	5,247	3,245	6,599
应付款项	2,754	2,941	5,864	6,219	6,920	10,510
其他流动负债	1,074	2,016	1,880	2,160	2,548	4,078
流动负债	5,636	7,976	11,518	13,627	12,713	21,188
长期贷款	4,678	4,361	10,912	12,912	8,912	6,912
其他长期负债	1,892	1,347	1,274	1,578	1,779	2,121
负债	12,205	13,684	23,704	28,116	23,404	30,220
普通股股东权益	25,900	30,690	33,875	38,259	44,124	56,267
其中：股本	7,333	7,333	7,333	7,333	7,333	7,333
未分配利润	9,797	14,078	16,896	21,280	27,145	39,288
少数股东权益	0	0	0	0	0	0
负债股东权益合计	38,105	44,374	57,578	66,375	67,527	86,487

比率分析

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
每股指标						
每股收益	0.630	0.964	0.859	1.098	1.300	2.156
每股净资产	3.532	4.185	4.619	5.217	6.017	7.673
每股经营现金净流	0.707	0.885	0.904	1.416	1.750	3.215
每股股利	0.590	0.590	0.450	0.500	0.500	0.500
回报率						
净资产收益率	17.85%	23.04%	18.61%	21.04%	21.60%	28.10%
总资产收益率	12.13%	15.93%	10.95%	12.13%	14.11%	18.28%
投入资本收益率	15.80%	19.86%	14.26%	15.18%	17.85%	23.24%
增长率						
主营业务收入增长率	17.39%	46.29%	22.02%	16.35%	17.57%	56.79%
EBIT增长率	19.59%	49.39%	-7.55%	23.23%	17.26%	61.45%
净利润增长率	21.59%	52.95%	-10.86%	27.74%	18.39%	65.87%
总资产增长率	14.45%	16.45%	29.76%	15.28%	1.74%	28.08%
资产管理能力						
应收账款周转天数	0.4	0.5	0.7	0.9	0.8	0.7
存货周转天数	32.5	23.6	21.9	25.0	25.0	20.0
应付账款周转天数	19.7	12.4	10.8	10.0	10.0	10.0
固定资产周转天数	577.0	370.2	339.1	341.4	385.0	389.8
偿债能力						
净负债/股东权益	13.12%	19.32%	36.98%	40.28%	20.27%	15.11%
EBIT利息保障倍数	19.4	33.6	34.4	16.1	19.0	38.3
资产负债率	32.03%	30.84%	41.17%	42.36%	34.66%	34.94%

来源：公司年报、国金证券研究所



市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内

来源：聚源数据

历史推荐和目标定价(人民币)

序号	日期	评级	市价	目标价
1	2022-01-13	买入	17.04	N/A
2	2022-03-11	买入	17.17	N/A
3	2022-04-19	买入	16.08	N/A
4	2022-08-10	买入	13.83	N/A
5	2022-09-21	买入	13.71	N/A
6	2022-10-28	买入	12.75	N/A
7	2023-03-10	买入	15.84	N/A
8	2023-04-21	买入	14.03	N/A

来源：国金证券研究所

投资评级的说明：

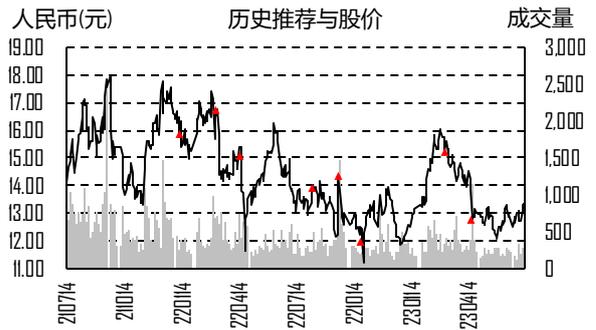
- 买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；
- 增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；
- 中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；
- 减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得 1 分，为“增持”得 2 分，为“中性”得 3 分，为“减持”得 4 分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

- 1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性
- 3.01~4.0=减持





特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级（含C3级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-60753903	电话：010-85950438	电话：0755-83831378
传真：021-61038200	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	传真：0755-83830558
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮编：100005	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	地址：北京市东城区建内大街26号	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路1088号	新闻大厦8层南侧	地址：深圳市福田区金田路2028号皇岗商务中心
紫竹国际大厦7楼		18楼1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究