



公司研究 | 深度报告 | 九丰能源 (605090.SH)

煤蕴“气”机，“九”启新程

报告要点

九丰能源近期通过参股新疆庆华二期项目，正式切入新疆煤制气赛道。此举不仅是公司“海气+陆气”双资源池战略的关键落子，更折射出新疆煤制气行业在资源、政策、管网三重共振下正迎来新转机。新疆煤炭储量丰富、成本极低，为煤制气提供了显著的成本优势；国家能源安全战略与地方政策强力支持项目落地；“西气东输”管网完善，使疆气外输至高价消费区存在较高盈利空间。行业已从过去的高成本、高排放困境，转向经济性改善的新阶段，奠定良好产业发展基础。

分析师及联系人



魏凯

SAC: S0490520080009

SFC: BUT964



王岭峰

SAC: S0490521080001

SFC: BWF918

九丰能源 (605090.SH)

2025-11-30

公司研究 | 深度报告

投资评级 买入 | 维持

煤蕴“气”机，“九”启新程

“上陆地”战略深化，落子新疆煤制气

公司持续践行“上陆地”发展战略，天然气上游依托“海气”+“陆气”双气源布局，实现快速成长。2025年9月30日，九丰能源发布公告，参股新疆庆华能源集团有限公司二期40亿方煤制天然气项目，标志着公司正式切入新疆煤制气领域。公司选择此时布局煤制气行业，并战略落子新疆，其背后折射出疆煤制气行业的深刻转变。

新疆煤制气产业的三驾马车

资源：新疆煤炭资源丰富，成本优势显著。新疆具备丰富的煤炭资源储量，资源富集与本地消费有限致使新疆煤炭价格低廉，原料来源及成本也更加稳定可靠。

政策：能源安全重要性突出，煤制气战略地位提升。发展现代煤化工成为实现煤炭清洁高效利用、缓解油气对外依存度的国家战略选择，新疆凭借其无可替代的资源优势，国家及地方层面出台多项针对性政策，大力支持新疆现代煤化工产业发展。

管道：西四线投产，价格或将显著上行。天然气供需过剩以及运输方式限制，导致新疆地区天然气价格远低于国内平均水平，西气东输四线投产使新疆外输能力提升。

九丰新疆煤制气经济性跃升之路

成本端：疆煤制气成本优势凸显。以庆华煤制气二期项目为例进行相关测算，假设在150元/吨的原料煤价下，该项目的估算生产成本可控制在1.2元/方左右。煤价每上涨100元/吨，单位生产成本增加约0.30元/方。用煤成本控制在100元/吨内时，煤制气成本可控制在1元/方。

售价端：管道气售价存较强支撑。常规气产量增速较慢，我国天然气供需仍存较大缺口。考虑到潜在的管道气运费及LNG加工费用，中石油销售均价大幅低于进口成本。因此国内管道气或有较强支撑。

盈利：在当前技术水平和市场环境下，新疆现代化大型煤制天然气（SNG）项目具备显著的经济可行性和盈利安全边际。假设九丰能源煤炭综合成本为150元/吨（碎煤和末煤综合），若售价分别为1.8元/方、2元/方和2.2元/方，对应单方净利分别为0.47元、0.62元和0.77元，按照20亿方权益产量计算，新项目对公司业绩贡献分别为9.5亿元、12.5亿元和15.5亿元。

依托当地煤矿资源，开启公司新成长曲线

煤制气盈利能力对原料煤价格高度敏感，核心竞争力在于对低成本煤炭资源的获取与控制能力。看好九丰能源庆华二期煤制气项目依托当地煤矿，开启可预期及较强安全边际的第二成长曲线。

投资建议：维持“买入”评级

预计公司2025-2027年EPS分别为2.24元、2.60元和3.04元。对应2025年11月28日收盘价的PE分别为14.96X、12.91X和11.03X，维持“买入”评级。

风险提示

1、能源价格大幅波动；2、市场竞争加剧风险；3、收购整合风险；4、安全生产风险；5、盈利预测假设不成立或不及预期的风险。

请阅读最后评级说明和重要声明

公司基础数据

当前股价(元)	33.50
总股本(万股)	69,524
流通A股/B股(万股)	69,371/0
每股净资产(元)	15.46
近12月最高/最低价(元)	36.48/22.90

注：股价为2025年11月28日收盘价

市场表现对比图(近12个月)



资料来源：Wind

相关研究

- 《偶发性事件影响短期业绩，新疆煤制气打开未来空间》2025-11-08
- 《“九”久为功，蓄气待“丰”》2025-09-14



更多研报请访问
长江研究小程序

目录

“上陆地”战略深化，落子新疆煤制气	6
新疆煤制气引领行业快速发展	6
煤气化为煤制气核心工艺	6
新疆引领煤制气行业迎“新”气象	8
新疆煤制气产业的三驾马车	10
资源：新疆煤炭资源丰富，成本优势显著	10
政策：能源安全重要性突出，煤制气战略地位提升	11
管道：西四线投产，价格或将显著上行	12
九丰新疆煤制气经济性跃升之路	15
成本端：疆煤制气成本优势凸显	15
售价端：管道气售价存较强支撑	16
依托当地煤矿资源，开启公司新成长曲线	19
风险提示	20

图表目录

图 1：煤制气（CH ₄ ）工艺流程图	6
图 2：三种气化炉的动态运行图片	7
图 3：新疆煤炭产量快速增长	10
图 4：新疆煤炭产量占比不断提升	10
图 5：不同产区动力煤坑口价（元/吨）	10
图 6：不同产区动力煤坑口价价差（元/吨）	10
图 7：世界煤炭产量占比	12
图 8：我国原油天然气进口依存度高	12
图 9：新疆门站价在西北地区垫底（元/方，25 年 10 月）	13
图 10：新疆门站价长期大幅低于全国均价（单位：元/方）	13
图 11：西气东输线路图	14
图 12：西气东输末端门站价显著高于起点（元/方，25 年 10 月）	14
图 13：西气东输各段运价（元/千公里每方）	14
图 14：煤价波动对煤制气成本的影响测算	15
图 15：2024 年我国天然气对外依存度超过 40%	16
图 16：我国天然气表观消费量变化	16
图 17：我国天然气进口方式	16
图 18：天然气进口均价	16
图 19：不考虑运费或加工费，中石油售价低于进口成本（元/方）	17
图 20：考虑运费或加工费，中石油售价大幅低于进口成本（元/方）	17
图 21：新疆地区动力煤市场价具备显著低成本及稳定性优势（元/吨）	19
图 22：各区域煤炭开采成本与新疆动力煤市场价	19

表 1：三种典型的气化炉特点.....	7
表 2：气化炉典型气体成分.....	7
表 3：固定床技术介绍.....	8
表 4：我国煤制气新项目不完全统计（截至 2025 年 11 月）.....	9
表 5：煤化工政策方面利好.....	11
表 6：西气东输 1-3 线已经投产，4 线部分投产.....	13
表 7：新疆庆华煤制气二期项目信息及成本拆分.....	15
表 8：以西二线为例，从边境到沿海地区管输费接近 1 元/方.....	17
表 9：新疆煤制气不同假设条件下盈利测算（煤价：元/吨，气价：元/方）.....	18
表 10：新疆不同垂深煤炭资源分布.....	19
表 11：公司收入和利润的敏感性分析（单位：百万元）.....	20

“上陆地”战略深化，落子新疆煤制气

九丰能源持续践行“上陆地”发展战略。清洁能源是公司大力发展的核心主业，天然气上游依托“海气”+“陆气”双气源布局，实现快速成长。海气方面，全球 LNG 供应面临快速扩张，进口 LNG 成本有望优化。此外，为推动资源池优化，公司积极推动“上陆地”发展战略，旗下拥有森泰能源 70 万吨/年与华油中蓝 30 万吨/年产能（未并表，但公司为华油中蓝第一大股东，持股 40%），并持续向上游资源延伸。

2025 年 9 月 30 日，九丰能源发布公告，参股新疆庆华能源集团有限公司二期煤制天然气项目，标志着公司正式切入新疆煤制气领域。参与新疆庆华年产 40 亿立方米煤制气项目，进一步构建“权益气+长约气+现货气”的完整资源池，项目总投资约 230.33 亿元，九丰能源出资不超过 34.55 亿元（资金来源为自有或自筹），持有 50% 权益，对应年产 20 亿立方米天然气。

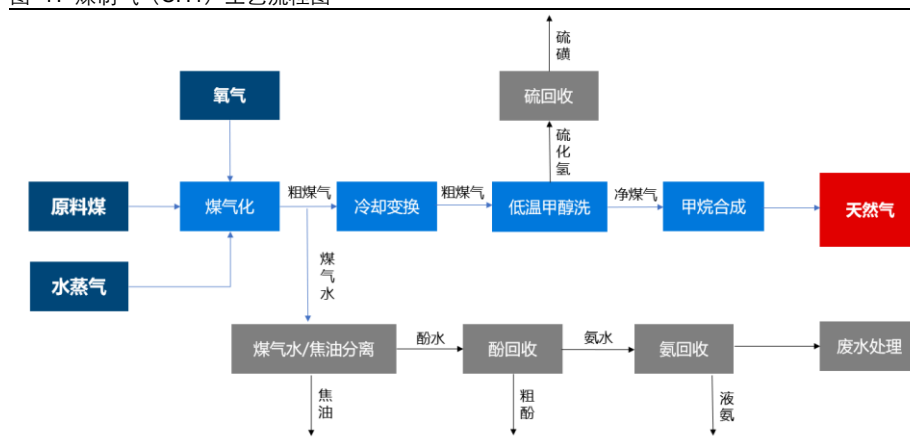
为何公司选择此时入局煤制气行业，并战略落子新疆？其背后是行业基本面的深刻转变，疆煤制气引领行业开启崭新篇章。

新疆煤制气引领行业快速发展

煤气化为煤制气核心工艺

煤制气工艺主要环节包括煤气化，气体净化，气体合成。煤制天然气（SNG）的工艺核心始于煤气化。原煤经输煤皮带和煤仓送入气化炉，与蒸汽、氧气等气化剂发生高温反应，生成以 CO 、 H_2 、 CO_2 及少量 CH_4 为主的粗合成气。随后，粗合成气进入煤气净化单元，先后经过变换反应调整氢碳比、酸性气体脱除单元（脱除 CO_2 、 H_2S 等杂质）以及甲烷化单元。在甲烷化单元中， CO 和 H_2 在催化剂作用下最终合成为主要成分是 CH_4 的合格天然气。

图 1：煤制气（ CH_4 ）工艺流程图

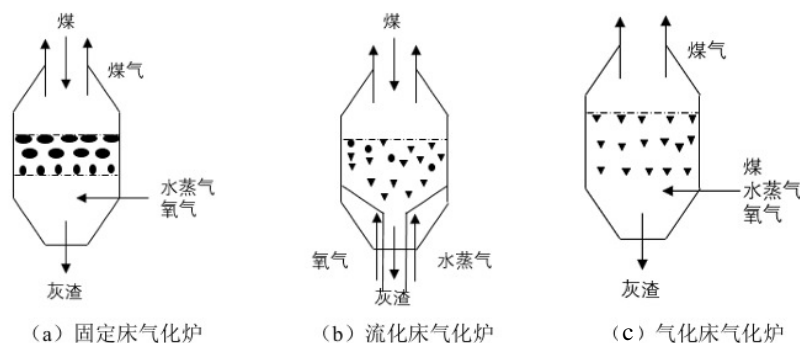


资料来源：《煤制气技术现状及工艺探究》刘飞，长江证券研究所

煤气化：煤制气工艺不可或缺的关键前段支柱。煤气化工程行业主要采用煤气化技术设计和建造大型、成套煤气化装置，能够将固态煤炭高效、洁净地转化成气态的合成气。为了提质增效降成本，煤气化工艺向着生产大型化、过程洁净化、气化压力增高、气化温度升高、原料向多煤种、固体排渣向液体排渣的方向发展。其工艺可根据气化炉内煤

料过程动态进行分类，气化炉通常被划分为三大类：固定床气化炉、流化床气化炉和气流床气化炉。

图 2：三种气化炉的动态运行图片



资料来源：《三段式煤气化及煤制甲烷系统研究》宋博，长江证券研究所

三种典型的气化炉各有特点，不同技术应用于特定领域具有优势。固定床气化可以严格控制床料停留时间，并且可适当调节温度分布，气化温度和压力相对较低，具有高的选择性优势。流化床适应性强，能适应不同粒径的燃料，燃烧比较充分。气流床气化炉则采用高压、大容量气化床技术，在气化效率、煤种适应性、气化炉生产能力、运行时间、碳排放量及污染物方面具备优势，目标产品是合成气，用于制甲醇、乙二醇、化肥等化工品，相对高能耗效率适用大规模工业化生产（如年产百万吨级煤化工项目）。

表 1：三种典型的气化炉特点

技术类型	技术特点	典型工艺技术
固定床	(1) 以块煤（5~50mm）或煤焦为气化原料； (2) 煤由气化炉顶部加入，自上而下经过干燥层、干馏层、还原层和氧化层，最后形成灰渣排出炉外。气化剂自下而上经灰渣层预热后进入氧化层和还原层，为保证气化过程的正常进行，必须保证床层的均匀性和透气性； (3) 气化压力一般在 0.025-0.03Mpa（鲁奇加压气化可达 4Mpa），气化温度在 850~1,100℃。	固定床间歇气化（UGI）、鲁奇加压气化（Lurgi）、液态排渣鲁奇气化（BGL）。
流化床	(1) 以小颗粒煤（<6mm）为气化原料； (2) 细粒煤在自下而上的气化剂的作用下，保持着连续不断和无秩序的沸腾和悬浮状态运动，迅速的进行着混合和热交换，使整个床层温度和物料组成均一； (3) 气化压力一般在 1.0~3.2Mpa，气化温度在 1,000~1,100℃。	温克勒气化（Winkler）、高温温克勒气化（HTW）、Ugas 气化、国内 ICC 灰熔聚气化。
气流床	(1) 粉煤气化技术以粉煤（<0.1mm）为气化原料，水煤浆气化技术以粉煤制成的煤浆为气化原料； (2) 粉煤或煤浆与气化剂（氧与蒸汽）共同进入气化炉内进行高温反应，产生以 CO 和 H ₂ 为主要成分的合成气和液态熔渣； (3) 气化压力一般在 2.0~8.5Mpa，气化温度在 1,300~1,800℃。	(1) 水煤浆气化技术：德士古（Texaco）水煤浆气化、多元料浆气化、多喷嘴对置式水煤浆气化；(2) 粉煤气化技术：壳牌（Shell）粉煤气化、GSP 粉煤气化、航天粉煤加压气化。

资料来源：航天工程招股书，长江证券研究所

其中固定床碎煤加压气化技术是煤制天然气的成熟主流技术，粗煤气中甲烷含量较高，尤其适配需高甲烷含量合成气的场景。

表 2：气化炉典型气体成分

成分	H ₂	CO	CH ₄	CO ₂	N ₂	热值 (MJ/m ³)
气化床（粉煤）	31.5%	58%	/	6.2%	4%	11.34
气化床（水煤浆）	18%-25%	58%-68%	/	18.4%	/	/

固定床	39.6%	15.4%	11.8%	31.5%	/	11.74
流化床	32%-40%	38%-55%	1.0%-2.5%	12%-18%	/	11

资料来源：《现代煤气化技术进展及产业现状分析》王欢等，长江证券研究所

典型代表为赛鼎炉碎煤加压气化技术。煤种适应性强，几乎可以气化所有煤种,尤其是可以高水分、高灰分、高灰熔点的劣质煤作原料，且不受成浆性的制约，可以实现煤炭的就地转化。在三种工艺中，碎煤加压气化技术成熟，操作简单，投资最低，同时也是所有大型煤气化工艺中氧耗量最低，空分投资最省、操作费用最低的工艺。相较于鲁奇炉存在粉煤利用率低、含酚废水处理复杂等问题，赛鼎炉能高效气化劣质煤及高水分、高灰分的低阶煤，具有热效率高、氧耗低的优势，已应用于内蒙古大唐克旗、伊犁新天、新疆庆华等多个大型煤制天然气项目。

表 3：固定床技术介绍

典型固定床技术	技术简介
赛鼎炉碎煤加压干排渣气化技术	赛鼎炉碎煤加压干排渣气化技术由赛鼎工程有限公司开发，广泛应用于煤制油、煤制天然气、合成氨、合成化学品、煤基新材料等领域。
泽玛克熔渣气化技术	泽玛克熔渣气化技术由英国煤气公司和德国鲁奇公司为生产煤制燃气而开发。
T-G 移动床纯氧连续气化技术	T-G 炉由昊华骏化集团公司开发，该技术可采用无烟煤、烟煤、型煤、焦炭、兰炭为气化原料。具有低投资、高效率、流程简单、超低灰渣残碳且无三废排放的特点。
低压纯氧连续气化技术	固定床纯氧连续气化技术由昌昱实业有限公司开发，此技术是以兰碳、小粒焦、小块煤或型煤为原料，在高温条件下连续与纯氧和水蒸汽(或 CO ₂) 进行氧化还原反应制取煤气。
晋煤集团无烟块煤气化技术	原料煤由气化炉顶部煤斗进入炉体与炉体下部喷入的纯氧和蒸汽发生气化反应，生成的粗煤气从炉顶部引出。炉底的液态熔渣急冷后通过渣锁排出。与晋航炉(JM-H) 相比其气化压力高，气化出口压力 6.32 MPa。

资料来源：《国内主要固定床煤气化技术简介》刘琰，长江证券研究所

气体净化：目标是确保进入后续甲烷化装置的合成气纯度达标，从而保护昂贵的催化剂并产出合格的管道天然气。核心是除去粗煤气中的硫化物和二氧化碳等酸性气体，现代工艺中主要使用**低温甲醇洗**进行物理吸收，利用甲醇在低温（-17~40℃）下对酸性气体溶解度极高的特性，达到极高的净化度。

甲烷合成：把合成气转变成甲烷，重点在于催化剂的研发和改良，大规模的煤制天然气工程一般采用镍基催化剂，其具备高活性和持久的特性，需要严苛地掌握反应状况，提升甲烷的选择率。

新疆引领煤制气行业迎“新”气象

历史煤制气产业面临高能耗、高碳排放、高成本、市场开拓等诸多挑战，发展缓慢。高能耗问题贯穿煤炭气化、粗煤气净化至产品合成全流程，各环节能源消耗量大，整体能效偏低，与节能降碳发展导向相悖；环保压力日益凸显，生产过程中产生的高盐废水、气化废渣及大量二氧化碳，处理难度高且成本高昂，难以满足“双碳”要求。早期煤制气项目曾获一定政策支持，但随着环保与节能要求提升，政策更倾向于清洁能源，煤制气项目的审批与补贴逐步收紧，产业扩张缺乏政策驱动力。

此外，煤制气经济性稳定性受多方外部因素冲击，严重制约产业发展。上游煤炭价格波动推高原料成本，下游产品市场竞争激烈、议价能力弱；技术自主化程度不足，关键设备核心部件与高端催化剂国产化率未达完全自主可控水平，既增加生产经营成本，又存在供应链波动风险，多重问题交织，对产业持续运营形成显著挑战。

十三五期间,煤制油气项目面临全线亏损,行业发展停滞。据中国能源报报道,截至 2020 年 9 月底,煤制油、煤制气产业,主营业务分别亏损 39 亿元、12.1 亿元。由于产品市场竞争力差,很多项目不得不将部分油气产能转产联产。大唐克旗项目作为首个国家级煤制气示范,项目投产近 10 年仍未盈利。在行业全面亏损下,煤制气规划的 5 个新建项目都没有按计划建设。庆华项目核准产能 55 亿立方米/年,早在 2013 年底一期 13.75 亿立方米就已建成投产,但二期项目推进在十余年后。截至 2020 年全国建成煤制油项目 9 套、产能 921 万吨/年,煤制气项目 4 套、产能 51.05 亿立方米/年,均远低于《煤炭深加工产业示范“十三五”规划》制定的“十三五”末总产能分别达到 1288 万吨/年、251 亿立方米/年以上的目标。

但观察到 2024 年开始,煤制气行业迎来崭新气象,多个煤制气项目集中规划落户新疆。2025 年政策审批加速,多个项目获环评批复,历史停滞规划项目如新疆庆华二期等也在经济性改善的背景下重新规划推进,煤制气未来有望在新疆迎来成本曲线重塑,规模化、集群化发展提速,重新承担起能源保供的战略使命。

表 4: 我国煤制气新项目不完全统计 (截至 2025 年 11 月)

省份	项目	新建 (亿方)	最新阶段	开工时间	投资额 (亿元)
辽宁	辽宁大唐国际阜新煤制天然气项目	40	全面复工	2025 年 10 月	246
内蒙古	内蒙古华星新能源有限公司 40 亿立方米/年煤制天然气项目(一期 20 亿方)	20	用地批复		142
新疆	新疆新业准东 20 亿立方米/年煤制天然气项目	20	环评批复		155
新疆	新疆庆华年产 55 亿立方米/年煤制天然气项目二期工程	40	潞安化机中标项目订单		230
新疆	新疆天池能源有限责任公司准东 20 亿立方米/年煤制天然气项目	20	环评批复、开工	2025 年 9 月	170
新疆	新疆豫能年产 20 亿立方米煤制天然气项目	20	内部立项		
新疆	中国华能集团 40 亿立方米/年(一期 20 亿方)煤制天然气项目	20	可行性研究报告编制及评审服务中标公示		260 (两期合计)
新疆	国家能源集团准东 20 亿方煤制天然气项目	20	环评批复、开工	2025 年 3 月	168
新疆	新疆中新建煤炭产业有限公司煤基化工耦合绿氢清洁能源示范工程——40 亿立方米/年煤制天然气项目	40	环评启动		300
新疆	中煤集团条湖煤炭清洁高效转化多能融合综合示范项目	40	社会稳定风险分析和评估采购,水资源论证报告编制服务采购		320
新疆	新疆其亚 60 亿立方米/年煤制天然气项目一期	20			160
新疆	新疆龙宇能源 40 亿立方米/年煤制天然气项目	40			200
新疆	新疆能源集团哈密三塘湖 40 亿立方米/年煤制天然气项目	40			

资料来源:煤化工网,中国化工信息周刊等,长江证券研究所

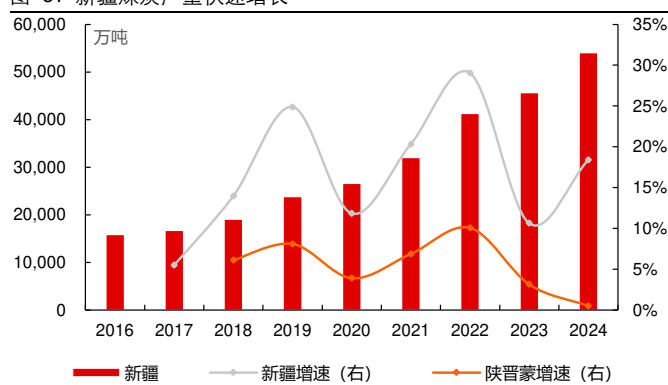
新疆煤制气产业的三驾马车

在“资源禀赋+政策驱动+管道设施”的多重利好叠加下，新疆煤制气行业快速发展，为保障国家能源安全与区域经济高质量发展提供坚实支撑。

资源：新疆煤炭资源丰富，成本优势显著

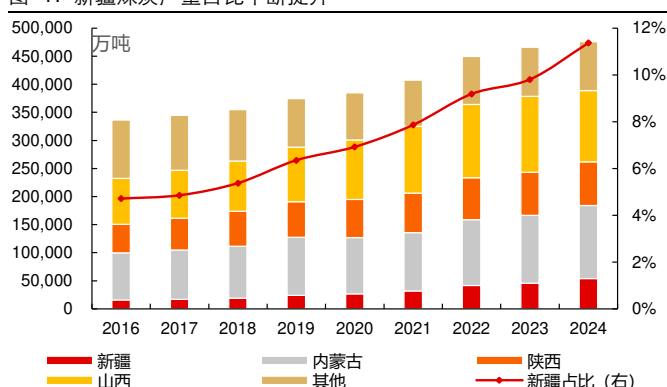
新疆煤炭资源禀赋优秀。新疆具备丰富的煤炭资源储量丰富，预测储量高达 2.19 万亿吨，占全国煤炭资源预测储量的 40.6%，在全国范围内位居第一。开采条件看，新疆煤炭资源具有煤层厚度大、煤层多、埋藏浅等特点，其中准东煤田为最大的整装煤田，这些特点使得新疆的煤炭开采条件良好，成本优势突出。伴随政策推动，新疆煤炭资源近年来快速增长，2020-2024 年新疆原煤产量年均复合增速达 19.4%，显著高于煤炭大省晋陕蒙地区；2024 年新疆原煤产量 5.4 亿吨，同比增长 18.4%，在全国原煤产量中占比提升至 11.4%，新疆煤炭保障“能源安全”的战略定位逐步凸显。

图 3：新疆煤炭产量快速增长



资料来源：Wind，长江证券研究所

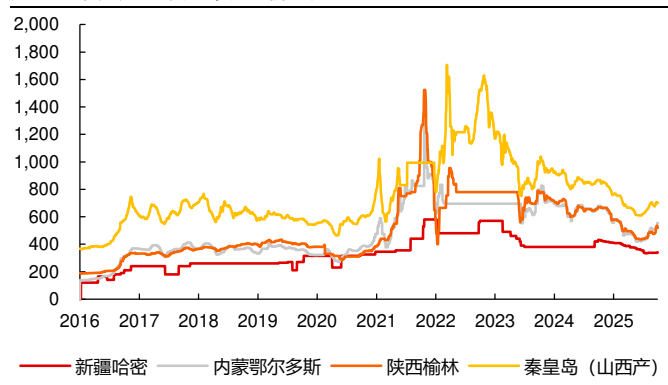
图 4：新疆煤炭产量占比不断提升



资料来源：Wind，长江证券研究所

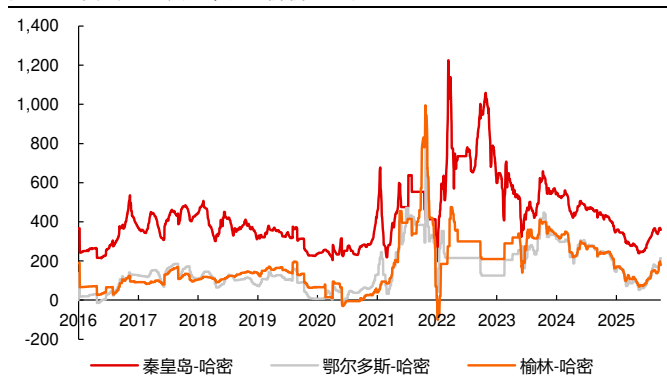
资源富集与本地消纳有限，致使新疆煤炭价格低廉。新疆煤炭储量全国领先，但本地工业基础相对薄弱，能源消纳能力有限，导致煤炭供给在区域内严重过剩，而新疆距离中东部主要消费市场遥远，高昂的铁路或公路运输成本极大地削弱了新疆煤炭外送的经济竞争力。这种“供需错配”与“运输限制”共同作用，使得煤炭坑口价格长期维持在较低水平。以热值 5000 卡的动力煤为例，准东煤矿的价格在 200 元/吨以下，远低于内蒙古鄂尔多斯的价格，价格差距在 3 倍以上，具有显著的价格优势。

图 5：不同产区动力煤坑口价（元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 6：不同产区动力煤坑口价价差（元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

疆煤就地消化可更好发挥新疆丰富资源储量的优势，原料来源及成本更加稳定可靠。此外，将“运煤”变为“运气/运化学品”可大大降低运输成本，发展煤制天然气、煤制烯烃、煤制油等现代煤化工项目，能够将**低价值、难运输的固体煤炭**，转化为**高价值、易管道输送的清洁能源或液态化学品**。相比运输煤炭，通过管道输送天然气相较于通过铁路运输高附加值化工产品，其单位热值或单位价值的运输成本大幅降低，从而突破了制约新疆煤炭资源价值的最大瓶颈。

政策：能源安全重要性突出，煤制气战略地位提升

我国能源资源禀赋呈现出“**富煤、贫油、少气**”的典型特征，这决定了煤炭在相当长时期内仍是一次能源结构中的主体。然而，传统的煤炭直接燃烧利用方式存在**综合利用效率低、污染物排放高**等问题。在此背景下，发展**现代煤化工**——即以煤炭为原料，通过化学加工转化为清洁燃料和替代石化产品（如烯烃、乙二醇、天然气等）——成为实现煤炭清洁高效利用、缓解油气对外依存度的**国家战略选择**。

在此战略导向下，新疆凭借其无可替代的资源优势和政策红利，正迅速崛起为中国现代煤化工产业发展的战略核心区。新疆煤炭预测储量占全国 40% 左右，且因本地消纳能力有限、外运成本高昂，坑口煤价长期维持在较低水平，为能源密集型煤化工项目提供了显著的成本竞争力。更重要的是，发展煤化工符合“就地转化、延伸产业链”的区域经济战略，能够将“运煤”变为“运气/运化学品”，有效突破能源外送瓶颈，实现资源价值最大化。国家及地方层面也出台多项针对性政策，大力支持新疆现代煤化工产业发展。

表 5：煤化工政策方面利好

序号	政策名称	发布部门	发布时间	政策主要内容
1	2025 年自治区政府工作报告	新疆维吾尔自治区政府	2025 年 1 月	加大准噶尔、塔里木、吐哈三大盆地油气勘探开发力度，实现油气增储上产。积极推进准东国家级现代煤化工示范区、哈密国家级现代综合能源与产业化示范区建设， 全力打造国家大型煤炭供应保障基地和煤制油气战略基地。
2	关于加强煤炭清洁高效利用的意见	国家发展改革委等	2024 年 9 月	推动煤炭物流标准化建设。 发挥煤炭交易中心作用，鼓励产品创新和线上交易，持续深化煤炭市场体系建设，推动完善全国统一的煤炭交易市场。 加快推进富油煤等稀缺特殊煤种资源保护性开采及高值化利用 ，重点地区要建立健全专项利用方案并推动落实，促进分质分级利用与煤化工、发电等一体化发展。
3	2024 年自治区政府工作报告	新疆维吾尔自治区政府	2024 年 1 月	开工建设一批煤制烯烃、煤制气项目，推动煤炭分质分质清洁高效利用，力争原煤产量达到 5 亿吨 ，着力打造国家大型煤炭供应保障基地和煤制油气战略基地。
4	新疆工业领域碳达峰实施方案	新疆维吾尔自治区政府	2023 年 7 月	加快发展煤炭煤电煤化工产业集群，释放煤炭先进产能，加强煤制油气、富油低阶煤分质分级和清洁高效利用，大力发展现代煤化工。 发展煤制烯烃、芳烃、含氧化合物等基础化工原料以及高端聚烯烃、高性能聚酯、纤维等产品。
5	关于推动现代煤化工产业健康发展的通知	国务院	2023 年 6 月	强调从严控现代煤化工产能规模和新增煤炭消费量 ，规范项目建设管理。鼓励新建项目承担技术创新示范升级任务，提升产业技术水平。
6	加快新疆大型煤炭供应保障基地建设服务国家能源安全的实施方案	新疆维吾尔自治区政府	2022 年 5 月	积极做好自治区“十四五”煤炭工业发展规划与国家“十四五”煤炭清洁开发与利用规划、自治区国土空间规划等衔接， 科学指导各地做好煤炭资源开发利用，支撑“疆电外送”“疆煤外运”、煤制油气战略基地等国家重大战略实施。
7	关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见	国家发改委等	2022 年 4 月	推动产业结构调整。一是强化分类施策，科学调控石油化工、煤化工等传统化工行业产业规模，有序推进炼化项目“降油增化”， 促进煤化工产业高端化、多元化、低碳化发展。 二是动态更新石化化工行业鼓励推广应用的技术和产品目录，加快先进适用技术改造提升，优化烯烃、芳烃原料结构， 加快煤制化学品、煤制油气向高附加值产品延伸，提高技术水平和竞争力。
8	“十四五”现代能源体系规划	国家能源局等	2022 年 3 月	做好煤制油气战略基地规划布局和管控 ，在统筹考虑环境承载能力等前提下，稳妥推进已列入规划项目有序实施。
9	新疆维吾尔自治区国民经济和社会发	人民代表大会	2021 年 2 月	建设国家大型煤炭煤电煤化工基地。 稳妥推进煤制油气战略基地建设。实现煤制气与其他化工产品季节性转换的工艺技术突破。 实施煤炭分质分质清洁高效综合利用，推动煤

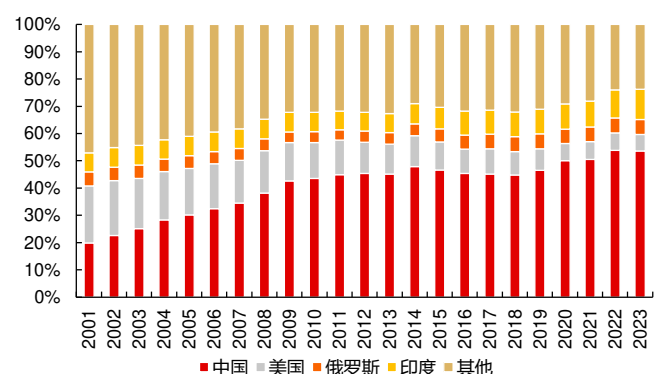
展第十四个五年规划
和 2035 年远景
目标纲要

炭从燃料转为原料的高效清洁利用。

资料来源：中国政府网，新疆人民政府网等，长江证券研究所

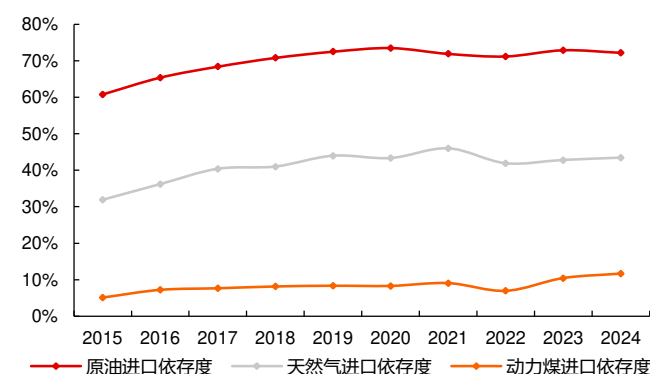
我国富煤、贫油、少气，煤炭在一次能源结构中处主导地位。我国“富煤、贫油、少气”的能源结构长期存在，煤炭是保障能源安全的“压舱石”。新疆作为国家“西煤东运”“西电东送”核心基地，发展煤化工（将煤炭转化为清洁燃料、化工原料）是落实“能源安全新战略”的关键举措，符合国家保障能源自主可控的长期需求。

图 7：世界煤炭产量占比



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 8：我国原油天然气进口依存度高



资料来源：卓创资讯，长江证券研究所

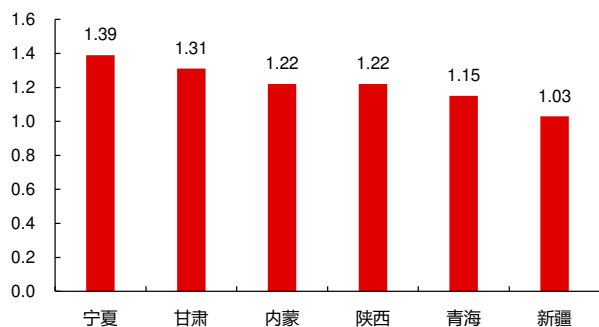
新疆风光新能源资源丰富，迎“双碳”目标下的产业转型机遇。煤化工被认为是“高碳代名词”，但同时也是“低碳转型关键领域”。一方面，新疆煤化工可依托风光新能源，构建“绿电+煤化工”的低碳生产模式，如绿氢替代化灰氢；另一方面，煤化工产业可与 CCUS（碳捕集利用与封存）技术深度结合，成为“负碳技术应用场景”，契合“双碳”目标下的产业升级方向。新疆风光新能源资源丰富，新疆风能资源总储量 8.9 亿千瓦，位居全国第二，拥有达坂城、阿拉山口等十大风区。太阳能资源方面，其理论蕴藏量占全国技术可开发量的 40%，位居全国第一，全年日照时数达 2550 小时-3500 小时，大部分地区年均日照 6 小时以上的天数达 250 天-325 天。

管道：西四线投产，价格或将显著上行

我国在油气行业持续构建“X+1+X”体系及“全国一张网”，西气东输等国内天然气主干线管网对外提供市场化管输服务已成为常态，各省内天然气管网管输改革正加速推进，为新疆地区煤炭资源就地转化并向内地终端用户输送提供了重要物理通道，天然气的管道运输方式相比于传统的铁路运输煤炭拥有巨大的成本优势。

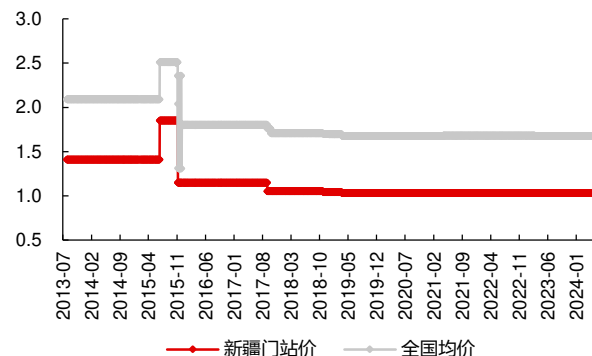
天然气供需过剩以及运输方式限制，导致新疆地区天然气价格远低于国内平均水平。我国的天然气地理分布非常不均匀，主要分布在我国中西部地区的新疆、陕西以及四川等省，包括鄂尔多斯盆地、四川盆地和塔里木盆地，这三个盆地生产的天然气占全国天然气产量的约 80%，是我国常规天然气的主要产区和资源外输地区。但下游需求方面，西北地区由于经济和人口的发展较东南部地区缓慢，整体对天然气的需求增速较低，因此新疆等地区天然气供需过剩，从门站价来看，新疆地区门站价仅为 1.03 元/方，在国内各省、直辖市和自治区中垫底。另一方面，新疆偏远的地理位置使得天然气运距长、成本高以及对管道需求强。

图 9：新疆门站价在西北地区垫底（元/方，25 年 10 月）



资料来源：iFinD，长江证券研究所

图 10：新疆门站价长期大幅低于全国均价（单位：元/方）



资料来源：Wind，长江证券研究所

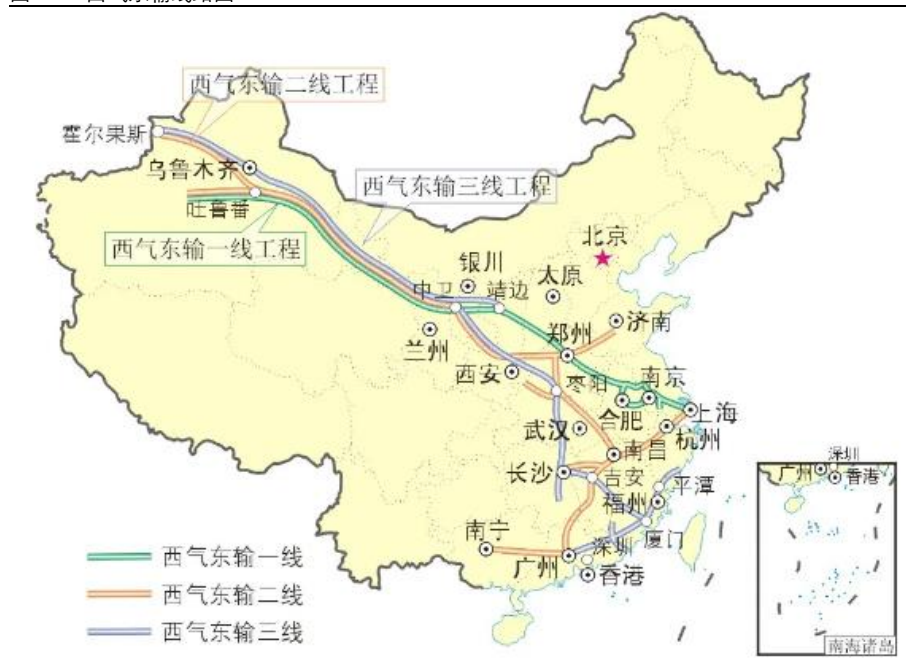
管线继续扩张，新疆天然气市场前景广阔。西气东输工程是我国管道建设史上距离最长、管径最大、施工条件最复杂的天然气管道。2022 年 9 月开工建设的西气东输四线工程，进一步连接新疆各油田项目，为天然气市场发展提供良好助力。西气东输四线工程（吐鲁番—中卫）是继西气东输一线、二线、三线管道之后又一条东西走向的能源战略通道，全长约 3340 公里，管径 1219 毫米，设计压力 12 兆帕，年设计输气量达 150 亿立方米。西气东输四线工程连接新疆乌恰县与宁夏中卫市，并与西气东输二线、三线工程联合运行，经过沿线河南、上海等沿线省市，四线吐鲁番-中卫段已于 2025 年 6 月投产运行，与西气东输管道系统互联互通，进一步提升我国天然气资源供应保障能力。

表 6：西气东输 1-3 线已经投产，4 线部分投产

工程项目	建设时间	途径地区	设计年输量
西气东输 1 线	2000.02-2004.10	新疆、甘肃、宁夏、陕西、山西、河南、安徽、江苏、上海	120 亿立方米
西气东输 2 线	2008.02-2012.12	新疆、甘肃、宁夏、陕西、河南、湖北、江西、广东	300 亿立方米
西气东输 3 线	2012.10-2016.12（东段&西段）、 2021.09-2023.12（中段）	新疆、甘肃、宁夏、陕西、河南、安徽、江苏、上海、浙江、广东	300 亿立方米
西气东输 4 线	2022.9-2025.6（吐鲁番至中卫段）	新疆、甘肃、宁夏	150 亿立方米

资料来源：北斗地图，长江证券研究所

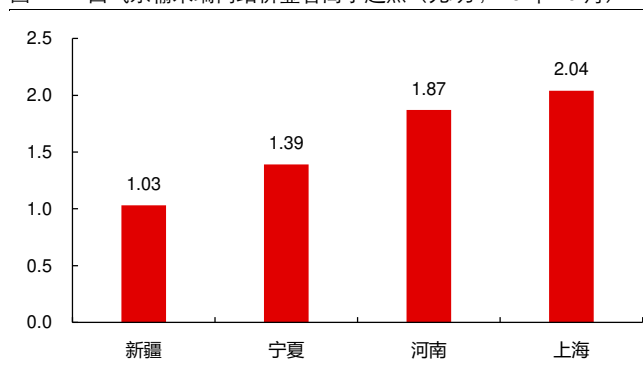
图 11：西气东输线路图



资料来源：北斗地图，长江证券研究所

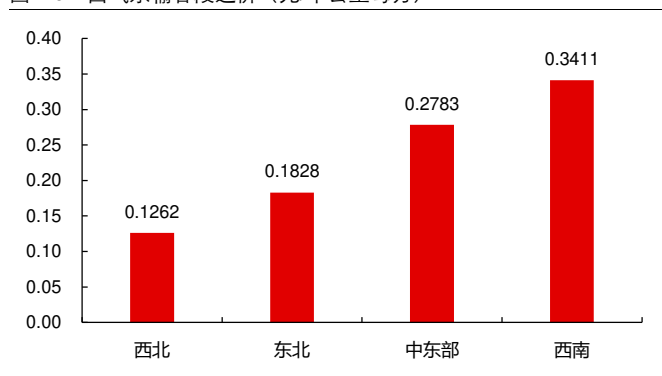
低成本与高售价的叠加影响，新疆天然气盈利性未来继续提升。2024 年，新疆、宁夏、河南、上海天然气门站价分别为 1.03 元/方、1.39 元/方、1.87 元/方、2.04 元/方。新疆天然气可经由西气东输管道，向天然气价格更高的外省市进行运输与销售，天然气价格上升空间大。2023 年末，国家发改委印发《关于核定跨省天然气管道运输价格的通知》，首次分区域核定了跨省天然气管道运输价格，明确西北、东北、中东部、西南部区运价率分别为每千立方米每公里 0.1262 元、0.1828 元、0.2783 元、0.3411 元，实现了定价模式由“一线一价、一企一价”向“一区一价”的转变。其中西北地区的运价率处于最低位，具有明显的成本优势。低成本与高售价的叠加影响，新疆项目天然气销售盈利性未来继续提升。

图 12：西气东输末端门站价显著高于起点（元/方，25 年 10 月）



资料来源：iFinD，长江证券研究所

图 13：西气东输各段运价（元/千公里每方）



资料来源：国家发改委，长江证券研究所

九丰新疆煤制气经济性跃升之路

成本端：疆煤制气成本优势凸显

以新疆庆华煤制气二期项目为例进行相关测算，该项目总投资 230 亿元，二期建设年产 40 亿方煤制气产能，假设以 15 年折旧年限测算，投产后在满开工下固定资产折旧成本约 0.4 元/方。生产单方天然气需用煤约 3 千克，在 150 元/吨的原料煤价下，该项目的估算生产成本可控制在 1.2 元/方左右。

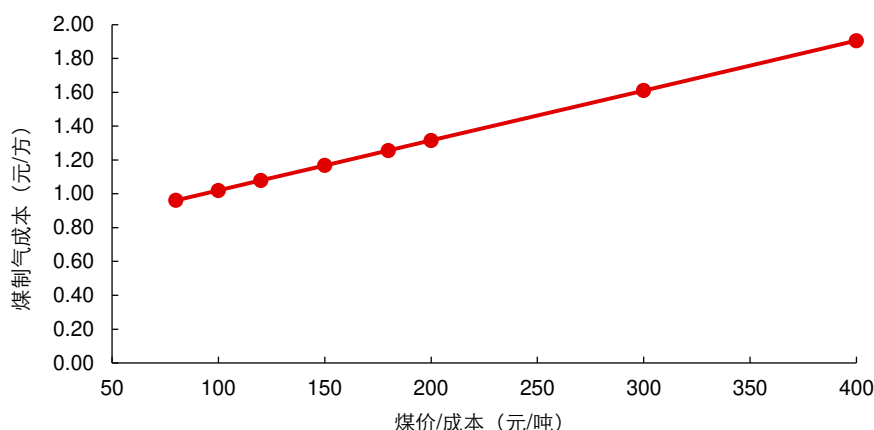
表 7：新疆庆华煤制气二期项目信息及成本拆分

项目信息	关键参数	单位	备注			
项目总投资	230	亿元				
残值率	3%					
年产能	40	亿方				
折旧年限	15	年	机器设备折旧年限 15 年，房屋建筑物折旧年限 25 年，按直线法进行折旧			
年用煤量	1179.6	万吨				
年耗水量	2231.6	万吨				
成本项	关键参数	单位	单耗	单耗单位	单位成本（元/方）	备注
可变成本：					0.596	
用煤成本	150	元/吨	2.95	千克/方	0.442	
用水成本	6.42	元/吨	5.58	千克/方	0.036	
用电成本	0.54	元/千瓦时	0.22	千瓦时/方	0.117	假设单耗 0.22 度
折旧与摊销：					0.372	假设 100%开工率
其他运营成本：					0.200	假设 0.2 元/方
合计					1.167	

资料来源：公司公告，长江证券研究所

煤价是影响煤制天然气成本最敏感的因素。保持其他参数不变，分析煤价波动对总成本的影响。煤价每上涨 100 元/吨，单位生产成本增加约 0.30 元/方。用煤成本控制在 100 元/吨内时，煤制气成本可控制在 1 元/方，在新疆门站价下仍有安全边际；原料成本上升至 300-400 元/吨时，煤制气面临亏损。

图 14：煤价波动对煤制气成本的影响测算

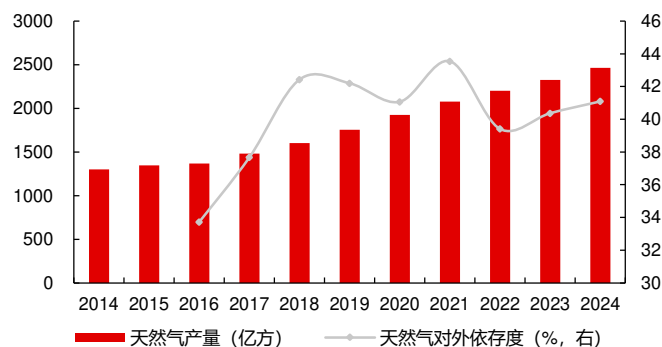


资料来源：长江证券研究所测算

售价端：管道气售价存较强支撑

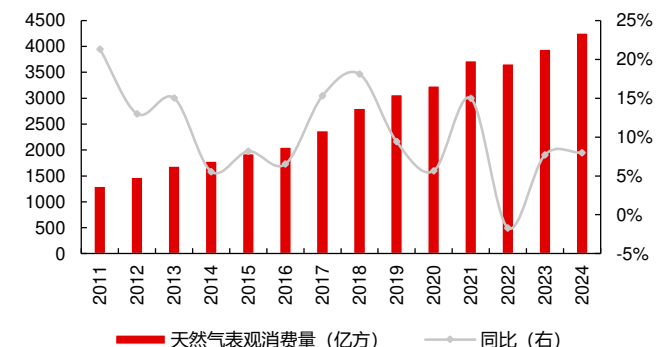
常规气产量增速较慢，我国天然气供需仍存较大缺口。需求侧，2023 年来天然气需求重新步入中高速增长轨道，2010-2024 年我国天然气表观消费量自 1,073 亿立方米增长至 4,261 亿立方米，CAGR 达 10.35%，其在能源消费结构中的占比从 2010 年的 4.0% 提升至 2024 年的 8.8%。天然气在我国能源结构中的地位不断提升，对促进能源转型和低碳发展起到积极作用。

图 15：2024 年我国天然气对外依存度超过 40%



资料来源：iFinD，长江证券研究所

图 16：我国天然气表观消费量变化



资料来源：iFinD，长江证券研究所

供给侧，2024 年国内产量约 2465 亿立方米，自 2017 年以来连续 8 年年增产超百亿立方米，产量十年复合增速约 6.59%，低于表观消费量增速，导致我国天然气对外依存度从 2014 年的 29.2% 提升至 2024 年的 41%，2024 年天然气进口量达到 1818 亿立方米（包括 58% 的 LNG+42% 的管道气）。

进口两大来源中，管道气和 LNG 价格均维持较高位置。2021 年在欧美等地夏季极端高温天气给电力系统造成极大压力的背景下，天然气需求激增，同时各国在碳中和战略下推进的能源结构转型同样推升了天然气的需求，全球天然气价格开始迅速上涨；2022 年在俄乌冲突等国际地缘政治因素影响下，俄罗斯管道天然气和 LNG 供应受阻，全球天然气供需紧张，推升天然气价格暴涨；2022 年底随着欧洲能源供需紧张在经历短暂的阵痛后逐渐趋于平衡，国际油气价格震荡下行。受此影响，2021 年、2022 年我国天然气进口均价分别达到 2.15 元/方、3.11 元/方，同比增长 30.3%、44.7%，2023 年、2024 年进口气均价有所下行，但仍高于 2021 年。

图 17：我国天然气进口方式



资料来源：《2024 年中国天然气发展述评及 2025 年展望》高芸等，长江证券研究所

图 18：天然气进口均价



资料来源：《2024 年中国天然气发展述评及 2025 年展望》高芸等，长江证券研究所

由于管输费用以及 LNG 再气化成本较高，管道气或 LNG 到沿海地区的实际成本均超过 3 元/方。我国进口管道天然气的长期合同价格都与石油或油品等替代能源挂钩联动。中亚天然气管道进口天然气价格（土库曼斯坦离岸价）与新加坡的燃料油等油品价格挂钩联动。中缅管道天然气价格与国际原油价格挂钩联动，中俄天然气管道也参照俄罗斯出口西欧的价格公式与油品价格挂钩联动。2024 年进口管道气均价为 1.98 元/方，未来油价中枢仍将中高位运行，较难破位下跌，进口管道气价格下行空间有限。

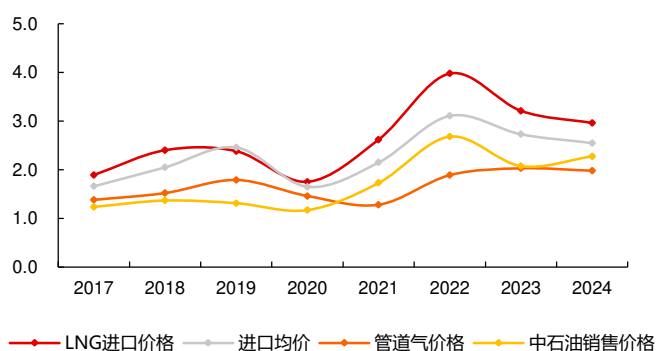
LNG 方面，2024 年进口 LNG 均价为 2.96 元/方，但考虑到 LNG 接收站的处理费用（装卸、液化及气化等），实际使用成本高于 3.5 元/方。而且，2.96 元/方进口成本中，大部分为海外管输费、船运费等。未来 2-3 年，即便海外气价下滑，但到我国成本仍具有较强支撑。且从中石油销售均价来看，低于进口成本均价。若考虑到潜在的管道气运费及 LNG 加工费用，中石油销售均价大幅低于进口成本。因此国内管道气或较难下跌。

表 8：以西二线为例，从边境到沿海地区管输费接近 1 元/方

管段类型	西二线管段名称	管段长度 (公里)	输气量 (亿方)	管输费用 (元/ 千公里)	分段运输费 (元/方)
干线	霍尔果斯-中卫	2,745.9	300	0.1262	0.35
	中卫-南昌	1,300.1	300	0.2783	0.36
	南昌-广州	786	300	0.2783	0.22
支线	南昌-上海支干线	935	100	0.2783	0.26
	广州-深圳支干线	260	80	0.2783	0.07
管输费用	霍尔果斯-广州	4,832	300		0.93
	霍尔果斯-上海	4,981	100		0.97
	霍尔果斯-深圳	5,092	80		1.00

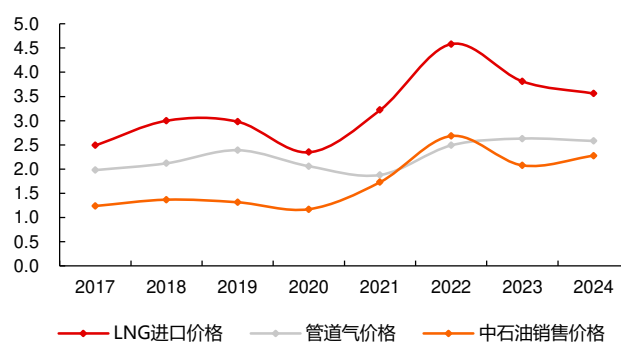
资料来源：国家发改委，《基于复合作业量的天然气管输定价模型试验研究》李志学等，长江证券研究所

图 19：不考虑运费或加工费，中石油售价低于进口成本（元/方）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 20：考虑运费或加工费¹，中石油售价大幅低于进口成本（元/方）



资料来源：Wind，长江证券研究所

综上，在当前技术水平和市场环境下，新疆现代化大型煤制天然气（SNG）项目具备显著的经济可行性和盈利安全边际。其盈利能力对原料煤价格高度敏感，核心竞争力在于对低成本煤炭资源的获取与控制能力。假设九丰能源煤炭综合成本为 150 元/吨（碎煤和末煤综合），若售价分别为 1.8 元/方、2 元/方和 2.2 元/方，对应单方净利分

¹ 假设运费和内地管输费平均为 0.6 元/方

别为 0.47 元/方、0.62 元/方和 0.77 元/方，按照 20 亿方的权益产量计算，新项目对公司业绩贡献分别为 9.5 亿、12.5 亿和 15.5 亿。

表 9：新疆煤制气不同假设条件下盈利测算²（煤价：元/吨，气价：元/方）

煤价	天然气售价	1.8	1.9	2	2.1	2.2	2.3
	煤制气成本						
80	0.96	0.63	0.70	0.78	0.85	0.93	1.00
100	1.02	0.58	0.66	0.73	0.81	0.88	0.96
120	1.08	0.54	0.62	0.69	0.77	0.84	0.92
150	1.17	0.47	0.55	0.62	0.70	0.77	0.85
180	1.26	0.41	0.48	0.56	0.63	0.71	0.78
200	1.31	0.36	0.44	0.51	0.59	0.66	0.74
300	1.61	0.14	0.22	0.29	0.37	0.44	0.52
400	1.9	-0.08	0.00	0.07	0.15	0.22	0.30

资料来源：长江证券研究所

² 考虑 25%所得税

依托当地煤矿资源，开启公司新成长曲线

新疆煤炭资源禀赋除资源量丰富外，开发条件和开采成本居全国前列。疆煤埋深普遍较浅，300 米以浅预测资源量达 2497 亿吨，占全疆 1000 米以浅预测总量的 20%，且地质构造简单，大幅降低了开采技术难度。同时，新疆煤炭还具备煤层厚度大、层数多、单位面积产能高的特点，加之瓦斯等有害气体含量低、地下水分布少，为规模化开发提供了天然便利。这些优势使其成为建设大型、特大型现代化安全高效矿井（含露天矿）的理想区域，不仅开采效率更高，还能有效控制生产成本，在全国煤炭资源格局中竞争力突出，为下游煤制气、煤化工等产业提供了低成本资源支撑。

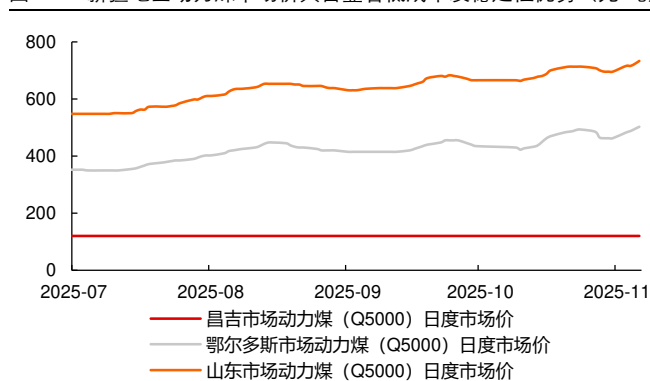
表 10：新疆不同垂深煤炭资源分布

预测深度	预测资源量/亿吨	占预测总量的比重
300m 以浅	2497	20%
300~600m	3833	30%
600~1000m	6439	50%
全疆 1000m 以浅统计	12769	100%

资料来源：《新疆煤炭及煤化工产业发展现状与趋势分析》孙海勇等（2020），长江证券研究所

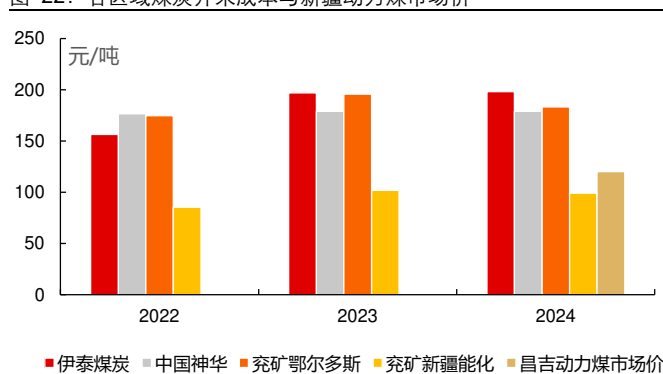
因此，一方面新疆地区煤炭价格及波动性显著低于疆外市场，新疆煤制气经济性突出；另一方面对于匹配依托当地邻近煤矿的煤制气项目，通过煤—气一体化布局，凭借上游资源自主可控的核心优势，规避外购煤炭的价格波动风险，原材料成本锁定能力突出，盈利确定性高。

图 21：新疆地区动力煤市场价具备显著低成本及稳定性优势（元/吨）



资料来源：卓创资讯，长江证券研究所

图 22：各区域煤炭开采成本与新疆动力煤市场价



资料来源：各公司公告，卓创资讯，长江证券研究所

庆华二期煤制气项目上游原料、中游管道等配套完善，项目可行性与保障性强。项目位于新疆伊宁县伊东工业园区，年耗原煤约 1179.60 万吨，煤炭资源主要来源于当地伊宁矿区二号矿（露天矿）及七号矿（井工矿），供应保障能力强，帮助锁定原料成本。水资源已获得取水许可，年用水量约 2231.6 万立方米。基础设施方面，长约 43 公里的输气管线已建成，可直接接入国家管网西气东输主干网。

项目盈利稳定性、确定性较强，公司成长前景广阔。新疆庆华一期工程（年产 13.75 亿方）已稳定运行多年，为二期建设提供了成熟的技术、工艺和人才团队支撑。根据公司可行性研究报告保守测算，项目年利润总额预计可达 14.77 亿元；考虑到其在煤炭成本、管输设施等方面的优势，项目实际盈利有望超预期。项目建设期不超过 3 年，预计 2028 年底-2029 年初建成投产，为公司中长期发展积蓄核心动能。

风险提示

1、能源价格大幅波动。LNG 和 LPG 等作为大宗商品，其价格受到全球经济增长率、地缘、政治、金融、供需等诸多因素影响，表现出较强的周期性和波动性。

2、市场竞争加剧风险。公司 LNG、LPG 产品具有同质性，存在充分的市场竞争，虽然受产品销售运输半径的限制，同一经营区域内的竞争者数量相对有限，但若公司经营区域内出现新的竞争者，或现有竞争者的产品供应提升，或公司不能维持供应优势、价格优势和较高水准的运营管理服务，将可能在市场竞争中处于不利地位。

3、收购整合风险。公司积极通过收购整合方式加快业务布局。截至期末，森泰能源等多家公司已成为公司的全资子公司或控股子公司，公司将区分不同公司的特点，制定不同的管控模式和整合策略，强化业务协同。但是，能否达到整合预期仍具有一定不确定性，存在整合进度、协同效果不达预期的风险。

4、安全生产风险。公司核心主业为清洁能源、能源服务及特种气体业务，三大主业所涉及的采购、运输、生产、储存、输配、销售各环节均对安全有较高要求。如果公司在产品流转及运营服务环节中操作不当、管理不到位，则会形成安全隐患。

5、盈利预测假设不成立或不及预期的风险。在对公司进行盈利预测及投资价值分析时，我们基于行业情况及公司公开信息做了一系列假设。我们预计公司 LNG 业务毛差提升，LPG 业务规模扩大。预计公司 2025、2026 年营收 225.74、236.17 亿元，增速 2.39%、4.62%；归母净利润 15.57、18.04 亿元，增速-7.51%、15.82%。

若上述假设不成立或者不及预期则我们的盈利预测及估值结果可能出现偏差，具体影响包括但不限于公司业绩不及我们预期、估值结果偏高等。极端悲观假设下，若公司销售量不及预期，或公司毛差下跌超预期，则公司未来收入/业绩可能会有所下滑，假设极端悲观情况下，2025、2026 年公司营业收入同比增速分别降低至 1.50%、4.10%；毛利率对应 9.70%、10.20%，则对应测算归母净利润同比增速将分别降低至-9.82%、13.4%。

表 11：公司收入和利润的敏感性分析（单位：百万元）

	基准情形			悲观情形		
	2024A	2025E	2026E	2024A	2025E	2026E
营业收入	22,047	22,574	23,617	22,047	22,378	23,295
——YOY	-17.01%	2.39%	4.62%	-17.01%	1.50%	4.10%
毛利率	9.33%	10.05%	10.78%	9.33%	9.70%	10.20%
归母净利	1,684	1,557	1,804	1,684	1,518	1,722
——YOY	28.93%	-7.51%	15.82%	28.93%	-9.82%	13.40%

资料来源：Wind，长江证券研究所

财务报表及预测指标

利润表 (百万元)					资产负债表 (百万元)				
	2024A	2025E	2026E	2027E		2024A	2025E	2026E	2027E
营业总收入	22047	22574	23617	25082	货币资金	5862	6590	7413	8650
营业成本	19990	20305	21071	22164	交易性金融资产	22	222	372	472
毛利	2057	2269	2546	2918	应收账款	430	418	438	465
%营业收入	9%	10%	11%	12%	存货	930	866	889	927
营业税金及附加	33	33	35	37	预付账款	261	272	282	297
%营业收入	0%	0%	0%	0%	其他流动资产	254	279	300	323
销售费用	229	235	246	261	流动资产合计	7760	8648	9694	11133
%营业收入	1%	1%	1%	1%	长期股权投资	668	718	768	818
管理费用	315	322	337	358	投资性房地产	1	1	1	1
%营业收入	1%	1%	1%	1%	固定资产合计	4134	4132	4080	3975
研发费用	10	10	11	11	无形资产	360	391	420	445
%营业收入	0%	0%	0%	0%	商誉	976	976	976	976
财务费用	-11	-3	-16	-25	递延所得税资产	40	133	133	133
%营业收入	0%	0%	0%	0%	其他非流动资产	1215	1213	1226	1236
加：资产减值损失	-66	-67	-66	-66	资产总计	15154	16213	17298	18718
信用减值损失	-3	-5	-5	-5	短期贷款	1156	1256	1356	1456
公允价值变动收益	-1	0	0	0	应付款项	840	779	808	850
投资收益	46	47	49	52	预收账款	46	30	31	33
营业利润	1886	1759	2030	2381	应付职工薪酬	107	95	98	103
%营业收入	9%	8%	9%	9%	应交税费	163	139	146	155
营业外收支	0	0	0	0	其他流动负债	607	1323	1355	1394
利润总额	1886	1759	2030	2381	流动负债合计	2919	3622	3794	3992
%营业收入	9%	8%	9%	9%	长期借款	638	1038	1438	1838
所得税费用	199	195	219	260	应付债券	1762	1262	962	762
净利润	1688	1564	1811	2121	递延所得税负债	37	44	44	44
归属于母公司所有者的净利润	1684	1557	1804	2113	其他非流动负债	183	153	155	157
少数股东损益	4	7	6	9	负债合计	5540	6119	6394	6793
EPS (元)	2.71	2.24	2.60	3.04	归属于母公司所有者权益	9257	9729	10533	11546
现金流量表 (百万元)					少数股东权益	357	365	371	379
	2024A	2025E	2026E	2027E	股东权益	9614	10093	10904	11925
经营活动现金流净额	2047	2237	2542	2914	负债及股东权益	15154	16213	17298	18718
取得投资收益收回现金	39	47	49	52	基本指标				
长期股权投资	-47	-50	-50	-50		2024A	2025E	2026E	2027E
资本性支出	-1378	-618	-616	-615	每股收益	2.71	2.24	2.60	3.04
其他	469	-198	-165	-115	每股经营现金流	3.17	3.22	3.66	4.19
投资活动现金流净额	-917	-819	-782	-728	市盈率	10.53	14.96	12.91	11.03
债券融资	0	-500	-300	-200	市净率	1.99	2.39	2.21	2.02
股权融资	33	51	0	0	EV/EBITDA	8.36	9.10	7.78	6.44
银行贷款增加 (减少)	5322	500	500	500	总资产收益率	11.4%	10.0%	10.8%	11.8%
筹资成本	-588	-993	-1149	-1260	净资产收益率	18.2%	16.0%	17.1%	18.3%
其他	-5462	292	12	12	净利率	7.6%	6.9%	7.6%	8.4%
筹资活动现金流净额	-695	-650	-937	-948	资产负债率	36.6%	37.7%	37.0%	36.3%
现金净流量 (不含汇率变动影响)	434	767	823	1237	总资产周转率	1.49	1.44	1.41	1.39

资料来源：公司公告，长江证券研究所

投资评级说明

行业评级	报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
看好	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
中性	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
看淡	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数
公司评级	报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 10%
增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5%~10%之间
中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%~5%之间
减持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%
无投资评级	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

相关证券市场代表性指数说明：A 股市场以沪深 300 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；香港市场以恒生指数为基准。

办公地址

上海

Add /虹口区新建路 200 号国华金融中心 B 栋 22、23 层
P.C / (200080)

武汉

Add /武汉市江汉区淮海路 88 号长江证券大厦 37 楼
P.C / (430023)

北京

Add /朝阳区景辉街 16 号院 1 号楼泰康集团大厦 23 层
P.C / (100020)

深圳

Add /深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 3 期 36 楼
P.C / (518048)

分析师声明

本报告署名分析师以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与，不与，也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。

法律主体声明

本报告由长江证券股份有限公司及/或其附属机构（以下简称「长江证券」或「本公司」）制作，由长江证券股份有限公司在中华人民共和国大陆地区发行。长江证券股份有限公司具有中国证监会许可的投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号为：10060000。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格证书编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

在遵守适用的法律法规情况下，本报告亦可能由长江证券经纪（香港）有限公司在香港地区发行。长江证券经纪（香港）有限公司具有香港证券及期货事务监察委员会核准的“就证券提供意见”业务资格（第四类牌照的受监管活动），中央编号为：AXY608。本报告作者所持香港证监会牌照的中央编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

其他声明

本报告并非针对或意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许该报告发送、发布的人员。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本报告内容的全部或部分均不构成投资建议。本报告所包含的观点、建议并未考虑报告接收人在财务状况、投资目的、风险偏好等方面的具体情况，报告接收者应当独立评估本报告所含信息，基于自身投资目标、需求、市场机会、风险及其他因素自主做出决策并自行承担投资风险。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。本研究报告并不构成本公司对购入、购买或认购证券的邀请或要约。本公司有可能会与本报告涉及的公司进行投资银行业务或投资服务等其他业务(例如:配售代理、牵头经办人、保荐人、承销商或自营投资)。

本报告所包含的观点及建议不适用于所有投资者，且并未考虑个别客户的特殊情况、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。投资者不应以本报告取代其独立判断或仅依据本报告做出决策，并在需要时咨询专业意见。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。本公司及作者在自身所知范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有，本报告仅供意向收件人使用。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布给其他机构及/或人士（无论整份和部分）。如引用须注明出处为本公司研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。本公司不为转发人及/或其客户因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

本公司保留一切权利。