



Research and
Development Center

战略机遇下的新疆煤制气竞争力分析

2025年4月2日

证券研究报告

行业研究

行业专题研究

公用事业行业

投资评级 看好

上次评级 看好

左前明 能源行业首席分析师
执业编号: S1500518070001
联系电话: 010-83326712
邮箱: zuoqianming@cindasc.com

李春驰 电力公用联席首席分析师
执业编号: S1500522070001
联系电话: 010-83326723
邮箱: lichunchi@cindasc.com

唐婵玉 电力公用研究助理
邮箱: tangchanyu@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDA SECURITIES CO., LTD
北京市西城区宣武门西大街甲 127 号金隅大厦 B 座
邮编: 100031

战略机遇下的新疆煤制气竞争力分析

2025 年 4 月 2 日

本期内容提要:

- **新疆发展煤制气资源优势突出，政策驱动下迎来发展机遇期。**新疆煤炭资源量大，产量快速增长，据新疆煤炭交易中心，新疆煤炭预测资源量占全国 40%，未来开发潜力大。相比山西、内蒙等其他产煤大省，新疆地区的煤价始终处于低位，且波动幅度较小，新疆煤制气的用煤成本有较强优势。“十四五”以来，在我国天然气对外依存度持续攀升的背景下，国家突出强调了煤制气行业在保障国家能源安全方面的重要战略地位，“十四五”规划纲要提出“油气核心需求依靠自保”，并强调“要做好煤制油气战略基地规划布局”，煤制气行业的战略地位日益凸显。伴随煤制气项目的陆续投产，我国煤制气的产量由 2014 年的 7.9 亿方增长到 2023 年的 63.35 亿方，CAGR 达到 26%，平均产能利用率接近 83%。截至 2023 年底，我国在运煤制气项目共有 4 个，产能合计 76.35 亿方/年，耗煤量合计 2401.38 万吨/年。此外，政策方面，新疆作为我国大型煤炭、煤电、煤化工基地，国家“十四五”规划提出建设新疆准东、新疆哈密等煤制油气战略基地，新疆煤制气具有重要战略地位。
- **新疆百亿方煤制气产能加速布局，远期项目总煤耗有望超亿吨。**2030 年前新疆维吾尔自治区共有 60 亿立方米/年煤制天然气新建指标，以及 80 亿立方米/年储备指标，均布局在准东地区。目前推进较快的项目分别为国家能源集团新疆能源有限责任公司 40 亿方/年煤制天然气项目（一期 20 亿方/年）、新业集团准东 20 亿方/年煤制天然气项目、天池能源准东 40 亿方/年煤制天然气项目（一期 20 亿方/年）、新疆庆华能源集团有限公司年产 55 亿方煤制天然气示范项目（二期 A 系列 20 亿方/年），产能合计 80 亿方/年，我们预计 2030 年前有望落地，带动年耗煤量 2751.5 万吨。除以上几个推进较快的项目之外，新疆还有 6 个项目正在进行前期工作，预计远期有望投产，新建+扩建产能合计 260 亿方/年，年耗煤量 8421.5 万吨，综合以上已披露的项目，新疆煤制气远期项目总煤耗有望超亿吨。
- **受益于低成本+供应稳定性，新疆煤制气外运至华北及华东地区竞争力较强。****成本方面**，当煤价 250 元/吨时，我们测算典型新疆煤制气项目的单位生产成本约 1.44 元/方，其中原料及燃料用煤占比 50%，折旧占比 35%，考虑三费后单位完全成本（不含税）为 1.6 元/方。经我们测算，在固定的产能利用率下，煤价每上升 50 元/吨，煤制气单位生产成本平均增加约 0.15-0.2 元/方。从单位毛差的角度看，假设煤制气平均售价（不含管输费）为 2 元/方，煤制气单位毛利可达到 0.56 元/方，具有较强的经济性。**下游消纳方面**，新疆煤制气本地管道气消纳经济性较差，加工为 LNG 虽可提升价值但受区域市场容量限制，相较之下，运至华北、华东市场依托低成本与稳定供应优势，相较进口 LNG 更具竞争力。按照煤价 200-300 元/吨，产能利用率 60%-80% 计算成本，叠加管输费，运至华北的终端成本在 1.9-2.44 元/方，运至华东的终端成本在 2.18-2.72 元/方，竞争力较强，运至华南的终端成本在 2.4-2.94 元/方，竞争力较弱。此外，从外送通道容量的角度看，基于当前在建项目进度测算，2030 年前新疆有望投产煤制气项目合计产能 80 亿方/年。现有西气东输一至三线叠加四线首期 150 亿方/年运力，可基本承载 2030 年前新增产能，满足阶段性运力需求。长期来看，若前期推进的全部项目（产能合计约 300 亿方/年）顺利投产并外运，需通过现有管道增容以及西五线的修建来满足运力需求。
- **投资建议：**“十四五”以来在能源安全战略的推动下，国家出台一系列政策支持煤制气行业快速发展。新疆煤炭资源优势突出，为我国重要的煤制油气战略基地，目前疆内 80 亿方/年煤制气产能加速布局中，我们预计 2030 年前有望落地，远期近 300 亿方/年项目有序推进中，总煤耗有望超亿吨。受益于新疆的低煤价优势，新疆煤制气的生产完全成本较低，外运至华北及华东市场的竞争力相较进口 LNG 更强，经济性显著。同时，西四线有望

投产，大幅提升疆气外输的运力，为新疆煤制气的消纳提供保障。

- **风险因素：**能源价格大幅波动；宏观经济增速不及预期导致国内天然气消费量增速不及预期；煤制气项目建设进展不及预期；西气东输管道建设进展不及预期。

目录

一、新疆煤制气发展提速，政策鼓励产能扩张	5
1.1 煤气化为现代煤化工重要路线之一，合成气延伸多元化工产业链	5
1.2 政策驱动煤制气行业较快发展，“十四五”强调煤制油气战略基地建设	5
1.3 新疆煤炭资源优势突出，产业政策鼓励煤制气发展	8
二、新疆煤制气未来产能扩张情况及成本分析	11
2.1 新疆百亿方煤制气产能加速布局，远期项目总煤耗有望超亿吨	11
2.2 煤价主导煤制气成本，产能利用率与投资优化驱动经济性提升	12
三、新疆煤制气下游消纳及气源经济性分析	14
3.1 受益于低成本+供应稳定性，新疆煤制气外运至华北及华东地区竞争力较强	14
3.2 新疆煤制气外运能力有望随着西四线投产而大幅提升	16
四、投资建议	17
风险因素	18

表目录

表 1: 煤气化主要技术路径	5
表 2: 我国煤制气行业部分相关政策	6
表 3: 我国已投运煤制气项目具体情况	7
表 4: 国家及新疆层面对煤化工产业政策支出力度持续增加	9
表 5: 我国已投运及在建、规划煤制气项目情况	11
表 6: 煤制气项目成本测算假设表	12
表 7: 煤制气生产成本对于煤价和产能利用率的敏感性分析	13
表 8: 煤制气单位毛利对于煤价和售价的敏感性分析	14
表 9: 新疆天然气运至东部沿海终端市场的运距及运费	15
表 10: 华北、华东及华南中石油年度合同非管制气上浮幅度对应售价与煤制气终端成本对比（元/方）	16
表 11: 西气东输一至四线情况	17

图目录

图 1: 煤气化产业链	5
图 2: 2014-2023 年我国煤制气产能及产量情况	6
图 3: 2017-2024 年不同地域煤炭产量同比增速情况	8
图 4: 2017-2024 年不同地域煤炭产量占全国比重	8
图 5: 2017-2024 年新疆原煤产量及同比增速情况（万吨）	8
图 6: 新疆煤炭储量占全国比重远高于产量占比	8
图 7: 新疆、山西、内蒙 Q5500K 动力煤坑口含税价对比（元/吨）	9
图 8: 煤制气项目生产成本构成	13
图 9: 煤制气项目完全成本构成	13
图 10: 煤制气单位生产成本与投资额的相关性	14
图 11: 新疆 LNG 出厂价（元/吨）	15
图 12: 2022 年上半年西北地区 LNG 下游消费结构	15
图 13: 新疆煤制气与进口 LNG 气源成本对比（元/方）	15
图 14: 2010-2022 年中亚进口管道气量及疆气外输量（亿方）	17

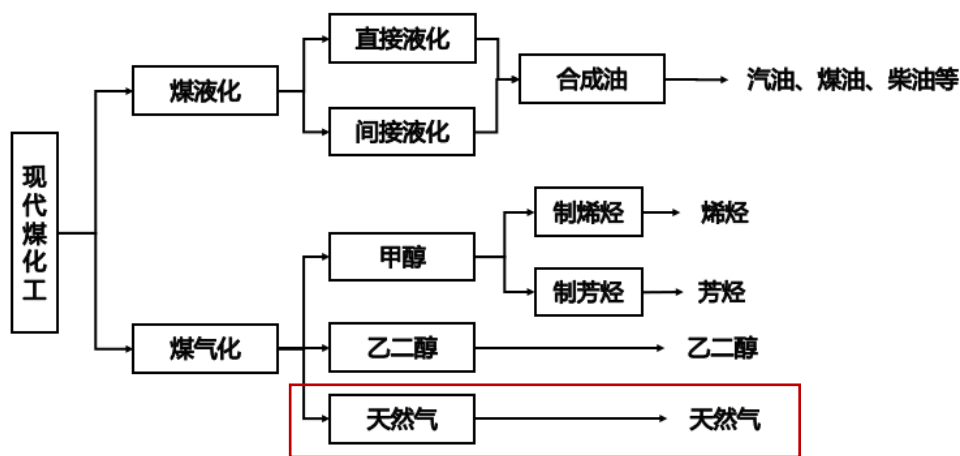
一、新疆煤制气发展提速，政策鼓励产能扩张

1.1 煤气化为现代煤化工重要路线之一，合成气延伸多元化工产业链

煤制气是以煤炭为原料，在气化剂（如氧气、水蒸气）和热源作用下，通过气化反应生成以一氧化碳（CO）和氢气（H₂）为主的可燃气。煤气化技术作为煤炭清洁高效利用的核心工艺，其产物合成气（主要成分为 CO、H₂、CH₄等）是煤化工产业链的起点。通过不同的后续加工路径，可生产种类繁多的化工产品，比如天然气、甲醇以及下游延伸至烯烃及芳烃，乙二醇等等。

煤气化是煤制气的核心环节，根据气化炉型、原料煤特性及反应条件，主要分为以下三类成熟技术：固定床加压气化技术、流化床气化技术、气流床气化技术。其中，固定床加压气化为应用最广的技术，代表工艺为鲁奇加压气化（Lurgi）以及 BGL 碎煤熔渣气化。

图 1: 煤气化产业链



资料来源：中商产业研究院，徐振刚《中国现代煤化工近 25 年发展回顾·反思·展望》，信达证券研发中心

表 1: 煤气化主要技术路径

气化技术	技术原理	适用煤种	代表工艺	优点	缺点	应用案例
固定床	煤与气化剂逆流接触，经历干燥、热解、气化、燃烧等阶段	褐煤、长焰煤（低灰分、高灰熔点）	鲁奇加压气化（Lurgi）、BGL 碎煤熔渣气化	氧耗低、副产化学品、煤种适应广	废水处理复杂、单炉产能低（<10 万 m ³ /h）	大唐克旗项目、新疆庆华项目
流化床	细颗粒煤流态化反应，温度均匀（800-1000℃）	高灰分、高灰熔点煤，粉煤	灰融聚流化床（ICC）、高温温克勒（HTW）	煤种适应性强、操作温度低、设备简单	碳转化率（需返料）、大型化难度大	山西阳煤集团 ICC 项目
气流床	煤粉/水煤浆与纯氧高温高压（1300-1600℃，4-8MPa）并流反应	低灰熔点高阶煤（烟煤）	水煤浆气化（GE/Texaco）、干粉煤气化（Shell/SCGP）	碳转化率高（>98%）、无焦油、环保性好、单炉产能大（达 20 万 m ³ /h）	煤质要求严、投资高、氧耗高（水煤浆）	神华鄂尔多斯项目（GE 水煤浆）

资料来源：中国庆华能源集团有限公司官方网站，中国煤化工网，信达证券研发中心

1.2 政策驱动煤制气行业较快发展，“十四五”强调煤制油气战略基地建设

我国煤制气行业的发展大致经历了政策支持产能扩张、政策收紧严格准入、示范项目有序发展、战略基地规划布局几个阶段。“十一五”时期国家开始关注煤制气产业，提出建设以煤炭为基础的综合能源基地；“十二五”以来，国家规划建设了一批煤制气示范项目，包含庆华、新天、汇能、大唐等，并且提出到 2015 年煤制气产能达到 150~180 亿立方米的目標，但由于当时项目经济性欠佳，已投产项目二期启动资金不足，一些待建项目也处于观望状态，因此产能增量远不及预期。2021 年，在我国天然气对外依存度持续攀升的背景下，国家突出强调了煤制气行业在保障国家能源安全方面的重要战略地位，发改委发布的“十四

“五”规划纲要提出“油气核心需求依靠自保”这一底线，并强调“要做好煤制油气战略基地规划布局”，煤制气行业的战略地位日益凸显。近年来，国家一直对煤制气行业的发展寄予厚望，2021年中国石油和化学工业联合会发布的《现代煤化工“十四五”发展指南》提出了“十四五”期间形成150亿方/年煤制气产业规模的目标。

表 2: 我国煤制气行业部分相关政策

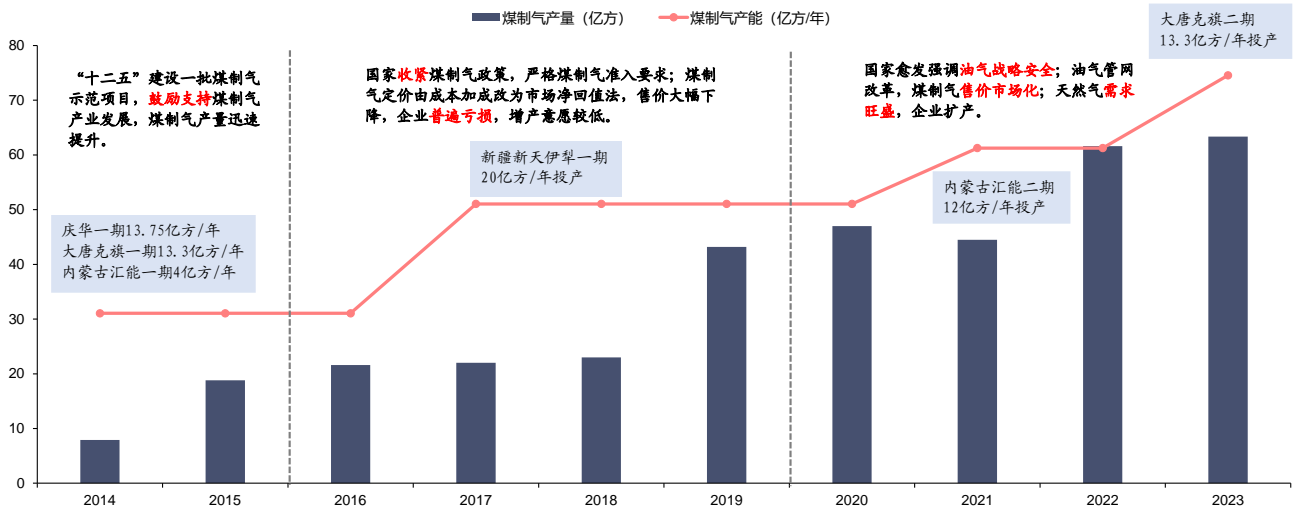
时间	文件	相关内容
2011年	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》	有序开展煤制天然气、煤制液体燃料和煤基多联产研发示范，稳步推进产业化发展
2012年	《天然气发展“十二五”规划》	继续推进“十一五”期间国家已核准天然气项目建设，尽快达产达标；发展目标：2015年国内煤制气产量达到150-180亿方
2013年	《大气污染防治行动计划》	制定煤制天然气发展规划，在满足最严格的环保要求和保障水资源供应的前提下，加快煤制天然气产业化和规模化步伐
2014年	《能源发展战略行动计划（2014—2020年）》	按照清洁高效、量水而行、科学布局、突出示范、自主创新的原则，以新疆、内蒙古、陕西、山西等地为重点，稳妥推进煤制油、煤制气技术研发和产业化升级示范工程
2014年	《国家能源局关于规范煤制油、煤制天然气产业科学有序发展的通知》	严格产业准入要求，规范项目审批程序，强化要素资源配置，统筹规划试点示范，做好项目监督评价，落实相关管理责任
2017年	《煤炭深加工产业示范“十三五”规划》	推动已建成的煤制天然气示范工程系统优化完善；新建一批煤制气示范项目，承担自主甲烷化技术工业化示范任务；发展目标：煤制天然气产能170万方/年
2017年	《现代煤化工产业创新发展布局方案》	有序开展煤制天然气、煤制乙二醇产业化示范，逐步完善工艺技术及系统配置
2017年	《加快推进天然气利用的意见》	支持煤层气、页岩气、煤制天然气配套外输管道建设和气源就近接入；集中推进管道互联互通，打破企业间、区域间及行政性垄断，提高资协同调配能力
2021年	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控
2021年	《“十四五”现代能源体系规划》	做好煤制油气战略基地规划布局和管控；稳妥推进已列入规划项目有序实施，建立产能和技术储备，研究推进内蒙古鄂尔多斯、陕西榆林、山西晋北、新疆准东、新疆哈密等煤制油气战略基地建设
2021年	《现代煤化工“十四五”发展指南》	现代煤化工产业应科学规划、优化布局，合理控制产业规模，积极开展产业升级示范；“十四五”发展目标：150亿立方米/年煤制气的产业规模

资料来源：人民政府网，国家能源局，澎湃新闻，中国化工报，信达证券研发中心

我国煤制气近10年实际产量增速较快，2014年以来，伴随煤制气项目的陆续投产，我国煤制气的产量由2014年的7.9亿方增长到2023年的63.35亿方，CAGR达到26%，平均产能利用率接近85%。截至2023年底，我国在运煤制气项目共有4个，产能合计76.35亿方/年，耗煤量合计2401.38万吨/年。其中，2个项目位于新疆伊犁，产能合计33.75亿方/年，具体为2017年投产的浙能新天伊犁煤制天然气示范项目（一期20亿方/年），以及2013年末投产的新疆庆华年产55亿方/年煤制天然气项目（一期13.75亿方/年）；2个项目位于内蒙古，产能合计42.6亿方/年，具体为大唐克旗40亿方/年煤制气项目（2013年投产一期13.3亿方/年+2023年投产二期13.3亿方/年）、内蒙古汇能16亿方/年煤制气(LNG)项目（2014年投产一期4亿方/年+2021年投产二期12亿方/年）。

单位投资额方面，据我们统计，现有煤制气项目的单位投资额在8-9元/方，其中新疆的浙能新天伊犁以及庆华煤制气一期单位投资额均在8元/方左右，内蒙的大唐克旗煤制气项目二期单位投资额约8.7元/方，内蒙古汇能项目煤制气由于配套LNG装置，单位投资额最高，接近12元/方。**技术路径方面**，根据我们统计，我国现有的四个煤制气项目的煤气化技术路径均为较成熟的碎煤加压气化技术。

图 2: 2014-2023年我国煤制气产能及产量情况



资料来源：中国煤炭工业协会、国家煤化工网、中国石油和化学工业联合会、国际燃气网、气体网、中国石油报、上海证券报、中国能源网、石油观察、《2016 年度石化行业产能预警报告》、中研网、《中国天然气发展报告》、山东省煤炭行业协会、信达证券研发中心

表 3: 我国已投运煤制气项目具体情况

项目名称	所属公司	所在区域	产能规模 (亿方/年)	年耗煤量 (万吨)	投资额 (亿元)	单位投资 (元)	项目投运时间	
现有项目								
新疆	浙能新天伊犁煤制天然气示范项目 (一期 20 亿方/年)	浙江能源集团	伊犁	20	638	160.9	8.0	2017 年投运
	新疆庆华年产 55 亿方/年煤制天然气项目 (一期 13.75 亿方/年)	新疆庆华能源	伊犁	13.75	430	125(实际 110)	8.0	2013 年末建成投产
内蒙古	大唐克旗 40 亿方/年煤制气项目 (一期 13.3 亿方/年+二期 13.3 亿方/年)	中国大唐集团	赤峰市克什克腾旗	26.6	832.58	115.3 (二期)	8.7	2013 一期投产, 2023 年二期投产
	内蒙古汇能 16 亿方/年煤制气(LNG)项目 (一期 4 亿方/年+二期 12 亿方/年)	内蒙古汇能煤电集团	鄂尔多斯市伊金霍洛旗	16	500.8	190	11.875	2014 年一期投产; 2021 年二期投产
现有产能合计			76.35	2401.38				

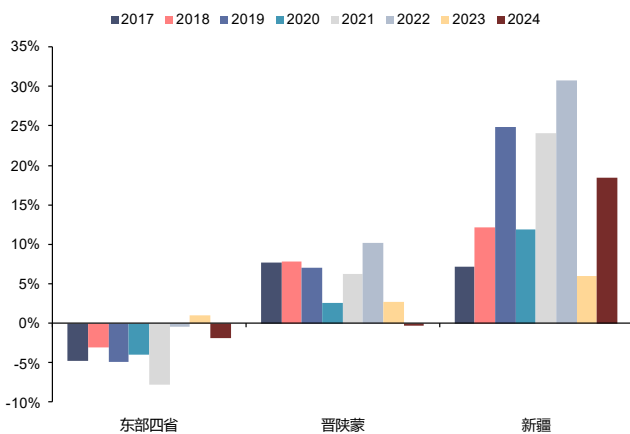
资料来源：中国气协，化化网煤化工，第一财经，乌海市发展和改革委员会公众号，内蒙古发展改革委产业发展处，中化新网，前瞻网，煤化工信息网，中国法学会能源法研究会，信达证券研发中心

1.3 新疆煤炭资源优势突出，产业政策鼓励煤制气发展

2017 年以来，我国东部省份煤炭产量逐步衰减，晋陕蒙主产区产量维持稳步增长，新疆煤炭产量快速增长，产量占比由 2017 年的 5% 提升至 2024 年的 11%，煤炭生产开发重心逐步西移。

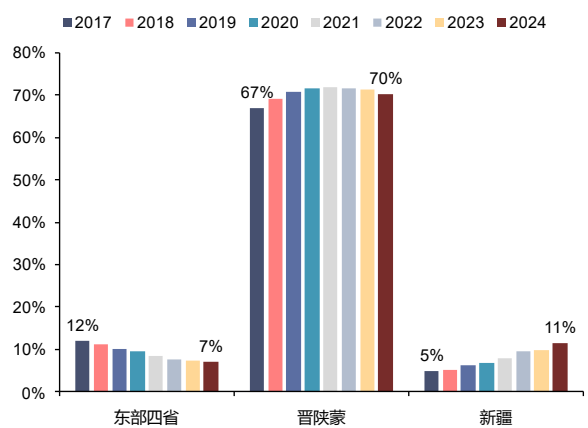
新疆煤炭资源量大，产量快速增长，未来开发潜力大。随着我国煤炭开发重心西移，新疆原煤产量快速上升。2017-2024 年，新疆原煤产量由 1.67 亿吨提升至 5.4 亿吨，年复合增速为 18%。新疆是我国重要的煤炭资源富集区，据新疆煤炭交易中心，新疆煤炭预测资源量 2.19 万亿吨，占全国预测资源总量的近 40%，居全国首位，煤炭开发潜力大。

图 3: 2017-2024 年不同地域煤炭产量同比增速情况



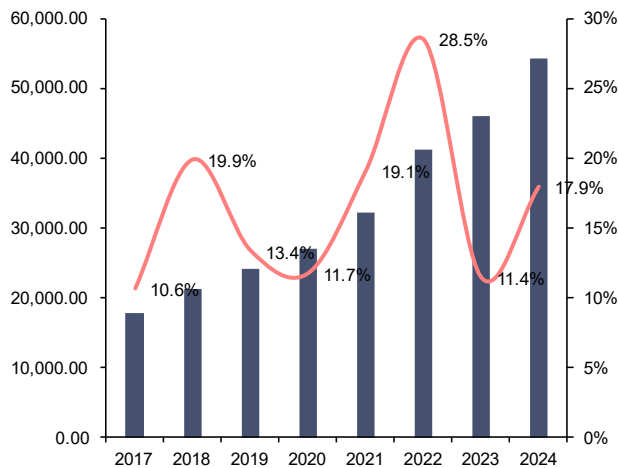
资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心 注：东部四省为山东、安徽、河北和河南。

图 4: 2017-2024 年不同地域煤炭产量占全国比重



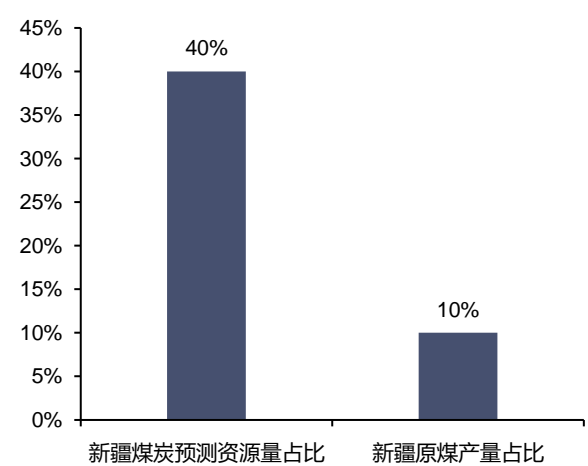
资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心 注：东部四省为山东、安徽、河北和河南。

图 5: 2017-2024 年新疆原煤产量及同比增速情况 (万吨)



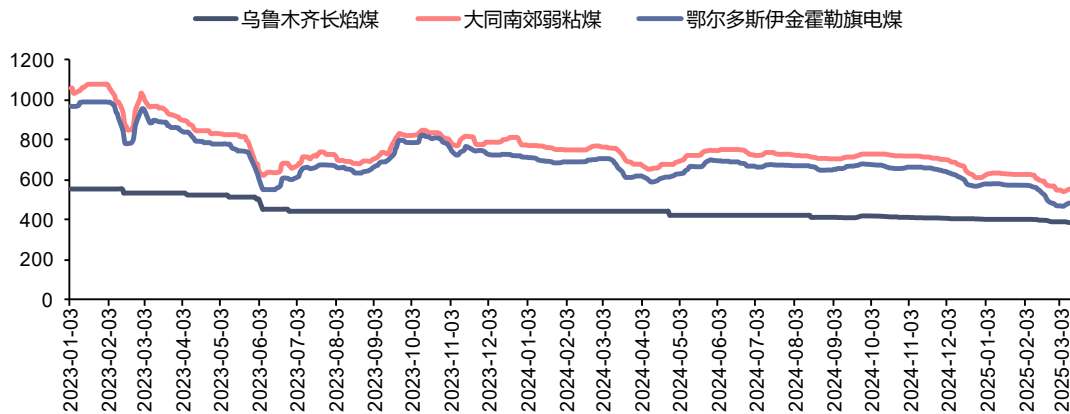
资料来源：iFind，信达证券研发中心

图 6: 新疆煤炭储量占全国比重远高于产量占比



资料来源：煤炭资源网，新疆煤炭交易中心，信达证券研发中心 注：新疆原煤产量占比为 2023 年数据。

相比山西、内蒙等其他产煤大省，新疆地区的煤价始终处于低位，且波动幅度较小。由于开采成本低、本地供需宽松等因素影响，新疆的坑口煤价相较其他传统产煤大省低。2024 年新疆乌鲁木齐长焰煤（5500K）坑口含税均价 422 元/吨，仅为鄂尔多斯同热值电煤价格的 64%、山西大同煤价的 59%，且历年波动较小。新疆煤制气的用煤成本较其他区域有较强优势，在同等工艺条件下，新疆项目的单位生产成本将显著更具竞争力。

图 7: 新疆、山西、内蒙 Q550K 动力煤坑口含税价对比 (元/吨)


资料来源: 煤炭资源网, 信达证券研发中心

新疆作为我国大型煤炭、煤电、煤化工基地, 国家“十四五”规划提出建设新疆准东、新疆哈密等煤制油气战略基地。作为丝绸之路经济带核心区以及实施西部大开发战略的重点地区, 国家在政策层面大力支持新疆经济社会高质量发展和“三基地一通道”建设, 加快推进大型煤炭、煤电、煤化工基地等建设。国家层面《第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》明确提出, 要做好煤制油气战略基地规划布局和管控, 推动现代煤化工产业示范、技术升级及化工新材料等高端产品发展; 并稳妥推进内蒙古鄂尔多斯、陕西榆林、山西晋北、新疆准东、新疆哈密等煤制油气战略基地建设。

以准东、伊犁、哈密等为主的新疆煤化工产业园区稳步发展。新疆准东经济技术开发区是我国四个现代煤化工产业示范区之一, 依托准东煤田规划建设。伊犁地区是新疆现代煤化工产业发展的先行区, 庆华煤制气项目是“十二五”时期建成投产的我国第一个煤制天然气项目。“十三五”时期, 伊犁又建成投产新天煤制气项目。哈密市依托丰富优质的煤炭资源, 重点发展煤炭分质综合利用、煤制油等项目。“十四五”时期, 新疆将继续推动现代煤化工产业高质量发展, 重点发展准东、哈密地区的煤制油、煤制气、煤制烯烃、煤炭分质综合利用等现代煤化工项目, 持续推动煤化工产业低碳、清洁、高效、可持续发展。

表 4: 国家及新疆层面对煤化工产业政策支出力度持续增加

发布时间	发布单位	政策名称	具体内容
2017/3	国家发改委和工信部	《现代煤化工产业创新发展布局方案》	深入开展产业升级示范、规划布局现代煤化工产业示范区等重点任务。
2021/3	国家发改委	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	做好煤制油气战略基地规划布局和管控, 稳妥推进内蒙古鄂尔多斯、陕西榆林、山西晋北、新疆准东、新疆哈密等煤制油气战略基地建设。
2021/6	中国煤炭工业协会	《煤炭工业“十四五”现代煤化工发展指导意见》	到“十四五”末, 建成煤制气产能 150 亿立方米, 煤制油产能 1200 万吨, 煤制烯烃产能 1500 万吨, 煤制乙二醇产能 800 万吨, 完成百万吨级煤制芳烃、煤制乙醇、百万吨级煤焦油深加工、千万吨级低阶煤分质分级利用示范, 建成 3000 万吨长焰煤热解分质分级清洁利用产能规模。
2021/6	新疆维吾尔自治区发改委	《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型煤炭煤电煤化工基地。依托准东、哈密等大型煤炭基地一体化建设, 稳妥推进煤制油气战略基地建设; 有序发展现代煤化工产业。
2021/7	哈密发改委	《哈密市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	实施现代煤化工重大工程。积极发展以煤炭提质、分级液化、煤制天然气、煤制氢等为主线的煤电油气多联产, 建设煤炭清洁高效利用示范基地。
2021/11	昌吉发改委	《昌吉回族自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	加快建设准东现代煤电煤化工创新产业示范区。优先发展煤制烯烃、煤制乙二醇, 有计划推进煤炭分级分质利用、煤制天然气等项目建设, 积极谋划发展煤制油和煤制芳烃。

2021/12	伊犁发改委	《伊犁哈萨克自治州国民经济和社会 发展第十四个五年规划和2035年 远景目标纲要》	立足现有煤化工产业规模，延伸产业链条，建设全疆重要的煤炭煤化工基地。着力发展绿色高效、环境友好型的现代煤化工产业，提高终端产品性能和附加值。
---------	-------	-------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------

资料来源：中国政府网、中国煤炭工业协会、新疆维吾尔自治区政府、新疆维吾尔自治区发改委、国家工信部、国家发改委、新华社，信达证券研发中心

二、新疆煤制气未来产能扩张情况及成本分析

2.1 新疆百亿方煤制气产能加速布局，远期项目总煤耗有望超亿吨

2030年前新疆维吾尔自治区共有60亿立方米/年煤制天然气新建指标，以及80亿方/年储备指标，均布局在准东地区。目前60亿方/年的新建指标已布局完成，分别为国家能源集团新疆能源有限责任公司40亿方/年煤制天然气项目（一期20亿方/年）、新业集团准东20亿方/年煤制天然气项目、天池能源准东40亿方/年煤制天然气项目（一期20亿方/年），以上三个项目产能合计60亿方/年，我们预计完全投产后可实现年耗煤量约2058万吨。三个项目均已经获得国家发展改革委、国家能源局赋码，正在推进前期工作，考虑办理核准及前期手续、工程建设、试生产到最终正式投产通常需要3-5年左右的时间，我们预计以上项目2030年之前有望正式投产。于此同时，新疆庆华能源集团有限公司年产55亿方煤制天然气示范项目二期也在持续推进中，2023年3月可研报告完成评审，进入立项报批阶段；2023年8月，新疆维吾尔自治区生态环境厅环评受理，该项目分为A、B两个系列，各20亿方/年，其中A系列有望较快落地，新增产能20亿方/年，我们预计可实现年耗煤量685.5万吨。综合以上推进较快的新建及扩建项目，我们预计2030年前新疆有望新增煤制气产能80亿方左右，带动年耗煤量2751.5万吨。除以上几个推进较快的项目之外，新疆另有6个项目正在进行前期工作，远期产能考虑新建+扩建合计有望达到260亿方/年，年耗煤量约8421.5万吨。

此外，新疆以外也有少量在建煤制气项目，疆外在建煤制气项目主要位于内蒙古，内蒙古华星新能源40亿立方米/年煤制气项目一期，产能20亿方/年，我们预计2025年投产；另有2个项目正在盘活重启，产能合计80亿方。

表5：我国已投运及在建、规划煤制气项目情况

项目名称	所属公司	所在区域	产能规模(亿方/年)	年耗煤量(万吨)	投资额(亿元)	单位投资(亿元)	项目进展	
现有项目								
新疆	浙能新天伊犁煤制天然气示范项目(一期20亿方/年)	浙江能源集团	伊犁	20	638	160.9	8.0	2009年9月开工建设，2017年5月取得发改委核准，2018年投运
	新疆庆华年产55亿方/年煤制天然气项目(一期13.75亿方/年)	新疆庆华能源	伊犁	13.75	430	125(实际110)	8.0	2010年5月开工建设，2012年7月取得发改委核准，2013年8月建成投产
内蒙古	大唐克旗40亿方/年煤制气项目(一期13.3亿方/年)	中国大唐集团	赤峰市克什克腾旗	26.6	832.58	115.3	8.7	2009年8月取得发改委核准并开始建设，2013年12月建成投产
	内蒙古汇能20亿方/年煤制气(LNG)项目(一期4亿方/年+二期16亿方/年)	内蒙古汇能煤电集团	鄂尔多斯市伊金霍洛旗	16	500.8	190	9.5	2009年12月取得发改委核准，2014年10月一期投产；2018年二期开工建设，2021年9月二期投产
现有产能合计			76.35	2401.38				
在建/规划项目								
新疆：进展较快								
	国家能源集团新疆能源有限责任公司40亿方/年煤制天然气项目(一期20亿方/年)	国家能源集团	准东	40(总规模) 20(一期)	1612(整体) 806(一期)	250.3(总投资)	6.3	2024年7月获得国家发展改革委、国家能源局赋码
	新业集团准东20亿方/年煤制天然气项目	新疆新业集团	准东	20	630*	155	7.8	2024年7月获得国家发展改革委、国家能源局赋码；11月13日至15日项目初步设计审查会在北京召开，并完成专家审查。
	天池能源准东40亿方/年煤制天然气项目(一期20亿方/年)	特变电工	准东	40(总规模) 20(一期)	1260(整体)* 630(一期)*	230(总投资)	5.8	2024年7月获得国家发展改革委、国家能源局赋码

新疆进展较快项目产能合计		60	2066
新疆：远期项目			
新疆庆华能源集团有限公司年产55亿方煤制天然气示范项目（二期年产40亿方/年，分为A、B两个系列，各20亿方/年）	新疆庆华能源集团	伊犁	20 (A) 20 (B)
			1371 (整体) 685.5 (A) *
			212.8
			5.3
			2024年3月环境影响论证报告成果汇报会召开 2023年3月可研报告进行评审；
中国华能集团公司新疆准东公司40亿方/年煤制天然气（一期20亿方/年）	中国华能集团	准东	40(总规模) 20 (一期)
			1260 (整体) * 630(一期) *
			260
			6.5
			2024年8月，启动可行性研究报告编制及评审服务招标
新疆能源集团年产40亿立方米煤制天然气项目	新疆能源集团	哈密	40
			1260*
			305
			7.6
			2022年9月，项目预可行性研究报告专家评审会召开
河南能源集团年产40亿立方米煤制天然气项目	河南能源集团	准东	40
			1260*
			200
			5.0
			2023年11月，可行性研究报告内部评审
新疆其亚年产60亿立方米煤制天然气项目一期	新疆其亚化工	准东	60 20 (一期)
			1890 (整体) * 630 (一期) *
			160 (一期)
			8.0
			2024年7月，项目一期环评公示
伊泰伊犁煤制天然气耦合加氢气化项目	伊泰伊犁能源有限公司	伊犁	20
			626*
			138.73
			8.8
			2023年7月，方案调整项目环境影响评价工作
新疆远期规划项目产能合计		280	9107
疆外：内蒙古在建/规划项目			
内蒙古华星新能源40亿立方米/年煤制气项目	内蒙古华星新能源有限公司	鄂尔多斯	40(总规模) 20 (一期)
			1260 (整体) * 630(一期) *
			229
			5.5
			2023年3月开工建设，预计2025年建成投运
北控鄂尔多斯40亿立方米煤制天然气项目	北京北控能源投资有限公司	鄂尔多斯	40
			1260*
			232.6
			5.815
			2019年5月开工建设；2023年6月被神华煤制油化工有限公司并购，项目盘活重启
大唐阜新煤制气项目	大唐阜新煤制天然气公司	锡林浩特	40
			1260*
			245.7
			6.1425
			2011年项目开始建设，2018年4月开始全面续建
疆外产能合计		120	3780

资料来源：中国气协，化化网煤化工，第一财经，乌海市发展和改革委员会公众号，内蒙古发展改革委产业发展处，中化新网，前瞻网，煤化工信息网，新疆维吾尔自治区发改委，新疆石油及化工工业博览会，煤炭深加工现代煤化工公众号，中国新闻网，中国庆华集团官网，石油化工项目网，中环长青，氮肥与甲醇技术网，化化网煤化工，国际能源网，国际燃气网，全国能源信息平台，蔡布查尔县发展和改革委员会，亚经协矿委会，中国法学会能源法研究会，寻标宝，搜狐网，中网企数据，煤化工产业网，第一财经日报，信达证券研发中心

注：年耗煤量标*为我们预计的耗煤量

2.2 煤价主导煤制气成本，产能利用率与投资优化驱动经济性提升

煤制气项目的生产成本主要可以归类为三大部分：折旧（投资额相关）、原料及燃料用煤成本（煤价相关）、其他运营费用等。

以投资额240亿元，产能40亿方/年，平均产能利用率80%，生产期15年，煤价250元/吨的煤制气项目生产成本为例，我们测算该项目的单位生产成本为1.44元/方，其中原料及燃料用煤0.73元/方（占比50%），折旧0.5元/方（占比35%），其他运营成本约0.22元/方（占比15%）。在贷款比例70%，贷款利率3%，还款年限10年的假设下，项目的单位三费约为0.09元/方，可得到项目单位完全成本（不含税）为1.6元/方，其中原料及燃料煤占比45%，折旧占比31%，其他运营成本占比14%，三费、税金及附加占比10%。

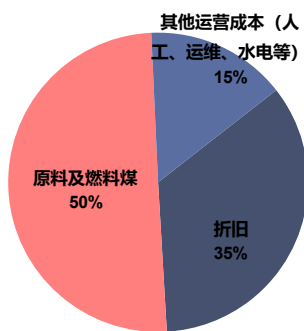
表6：煤制气项目成本测算假设表

总投资	240	亿元
贷款比例	70%	
贷款总额	168	亿元
贷款利率	3%	
利息总额	5.04	亿元
贷款年限	10	年
产能	40	亿方/年
平均产能利用率	80%	
年产量	32	亿方

生产期	15	年
总产量	480	亿方
年耗煤(原料)	800	万吨
年耗煤(燃料)	128	万吨
煤价	250	元/吨
年耗电	9.6	亿千瓦时
年耗水	1600	万方
电价	0.4	元/千瓦时
水价	5	元/方
年人工及运维费	6.7	亿元/年

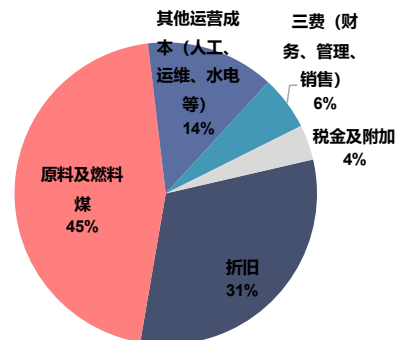
资料来源：朱向伟《基于成本指标的煤制天然气竞争力分析》，信达证券研发中心

图 8：煤制气项目生产成本构成



资料来源：朱向伟《基于成本指标的煤制天然气竞争力分析》，信达证券研发中心

图 9：煤制气项目完全成本构成



资料来源：朱向伟《基于成本指标的煤制天然气竞争力分析》，信达证券研发中心 注：假设项目贷款比例70%，贷款利率3%，贷款年限10年

影响煤制气项目生产成本的主要因素为煤价、投资额以及产能利用率，以上三个因素在很大程度上影响了煤制气项目的经济性。

1) **煤价**：煤制气项目通常配套自有煤矿，同时自有煤矿产能不足以覆盖的部分采用外购方式(长协+现货)。其中自有煤矿内部结算价格较低，可显著降低项目原料成本，自有煤矿供应比例大、区域煤价较低的煤制气项目更具成本优势。新疆自有煤矿用煤成本或低至200元/吨左右，而外购煤考虑运费后成本或将接近400元/吨，经我们测算，在固定的产能利用率下，煤价每上升50元/吨，煤制气单位生产成本平均增加约0.15-0.2元/方。

2) **产能利用率**：煤制气项目产能利用率的提升将摊薄单位生产成本。以煤价250元/吨为例，产能利用率由60%上升至80%，单位生产成本由1.68元/方降至1.44元/方。

3) **投资额**：投资额通过影响折旧来影响煤制气单位生产成本。以煤价250元/吨、产能利用率80%、单位投资额6元/方为例，单位投资额每减少5%，单位生产成本降低约2%。

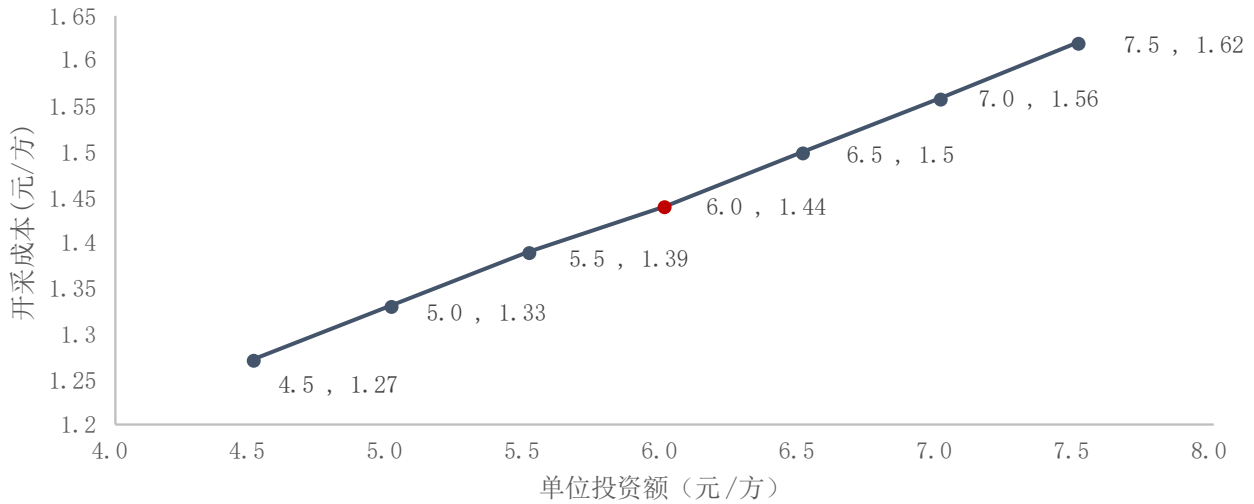
表 7：煤制气生产成本对于煤价和产能利用率的敏感性分析

生产成本(元/方)		产能利用率					
		50%	60%	70%	80%	90%	100%
煤价 (Q5500K, 不含税, 元 /吨)	100	1.43	1.25	1.11	1.01	0.93	0.87
	150	1.58	1.39	1.26	1.15	1.08	1.01
	200	1.72	1.54	1.4	1.3	1.22	1.16
	250	1.87	1.68	1.55	1.44	1.37	1.3
	300	2.01	1.84	1.69	1.59	1.51	1.45

350	2.16	1.97	1.84	1.73	1.66	1.59
-----	------	------	------	------	------	------

资料来源：朱向伟《基于成本指标的煤制天然气竞争力分析》，信达证券研发中心

图 10: 煤制气单位生产成本与投资额的相关性



资料来源：朱向伟《基于成本指标的煤制天然气竞争力分析》，信达证券研发中心

从单位毛差的角度看，以运至东部市场为例，假设煤制气平均售价（不含管输费）为 2 元/方，在煤价 250 元/吨、产能利用率 80% 的假设下，煤制气单位毛利可达到 0.7 元/方，具有较强的经济性。1) **煤价**：在固定售价下，煤价每上升 50 元/吨，单位毛利平均减少 0.14-0.15 元/方。例如，当售价为 2 元/方时，煤价从 200 元/吨升至 300 元/吨，毛利从 0.7 元/方降至 0.41 元/方；2) **售气价**：在固定煤价下，毛利随售价的下降而减少。以煤价 250 元/吨为例，售价从 2 元/方降至 1.8 元/方时，毛利由 0.56 元/方降至 0.36 元/方。

表 8: 煤制气单位毛利对于煤价和售价的敏感性分析

单位毛利 (元/方)		售价 (元/方)							
		1.6	1.7	1.8	1.9	2	2.1	2.2	2.3
		-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
煤价 (Q5500K, 不含税, 元 /吨)	100	0.59	0.69	0.79	0.89	0.99	1.09	1.19	1.29
	150	0.45	0.55	0.65	0.75	0.85	0.95	1.05	1.15
	200	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
	250	0.16	0.26	0.36	0.46	0.56	0.66	0.76	0.86
	300	0.01	0.11	0.21	0.31	0.41	0.51	0.61	0.71
	350	-0.13	-0.03	0.07	0.17	0.27	0.37	0.47	0.57

资料来源：朱向伟《基于成本指标的煤制天然气竞争力分析》，信达证券研发中心

三、新疆煤制气下游消纳及气源经济性分析

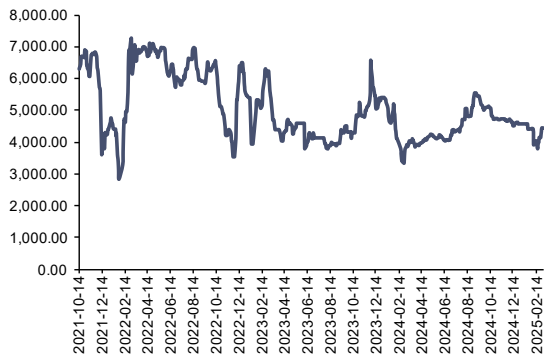
3.1 受益于低成本+供应稳定性，新疆煤制气外运至华北及华东地区竞争力较强

新疆煤制气本地消纳经济性较差且区域市场容量有限，而通过长输管网运至华北、华东市场后则具有较强竞争力。

新疆当地：1) **管道气**：基准门站价低，经济性较差。新疆管道气基准门站价低，为 1 元/方左右，上浮 70% 后也仅能基本覆盖煤制气的生产成本，因此本地管道气消纳经济性较差。2) **加工成 LNG 出售**：可显著提升价值，但需求受区域市场容量约束。参考内蒙古汇能煤制气项目的投资情况，煤制气液化需追加约 3.5 元/方的液化装置投资，即单位生产成本中

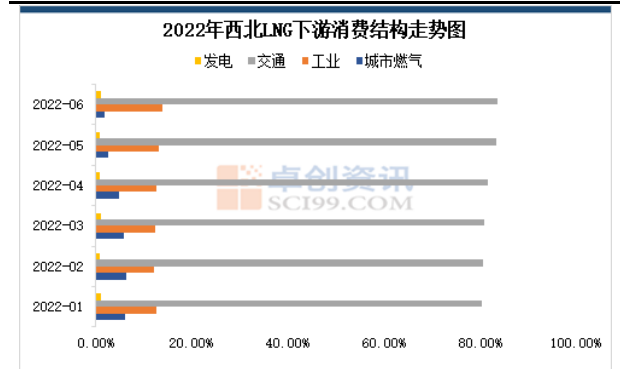
需增加 0.6 元/方的液化成本，综合成本推升至 2 元/方（折合 2800 元/吨）。对比当前新疆 LNG 4000 元/吨左右的出厂价，理论价差达 1200 元/吨。但由于 LNG 存在运输经济半径限制，且新疆所在的西北地区 LNG 消费量主要支撑点为交通用气，下游市场较窄，区域 LNG 需求或存在一定的问题。

图 11: 新疆 LNG 出厂价 (元/吨)



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

图 12: 2022 年上半年西北地区 LNG 下游消费结构



资料来源: 卓创资讯, 信达证券研发中心

运至东部市场为经济性更优的选择，整体而言，新疆煤制气在华北及华东竞争力相对较强，华南竞争力较弱。相比于本地消纳，更有经济性、市场更广的选择是经由长输管线运至售价更高的东部沿海地区销售。按照煤价 200-300 元/吨，产能利用率 60%-80% 计算成本，叠加管输费，运至华北的终端成本在 1.9-2.44 元/方，运至华东的终端成本在 2.18-2.72 元/方，运至华南的终端成本在 2.4-2.94 元/方。根据我们 2025 年 1 月 11 日发布的《我国各类气源成本及竞争力分析》，基于 HH 3 美元/百万英热、中国到岸价 10 美元/百万英热、布油价格 70 美元/桶的假设，对应 HH 挂钩长协终端成本 2.6 元/方，近期油价挂钩长协成本 2.5 元/方，早期油价挂钩长协成本 3.1 元/方，LNG 现货成本 3 元/方。我们预计未来新疆煤制气运至华北及华东地区较 HH 挂钩长协、油价挂钩长协及 LNG 现货气源竞争力显著，即便运至华南地区，在用煤成本较低（ ≤ 250 元/方）且较高产能利用率（ $\geq 70\%$ ）的情况下，也存在一定的竞争力。

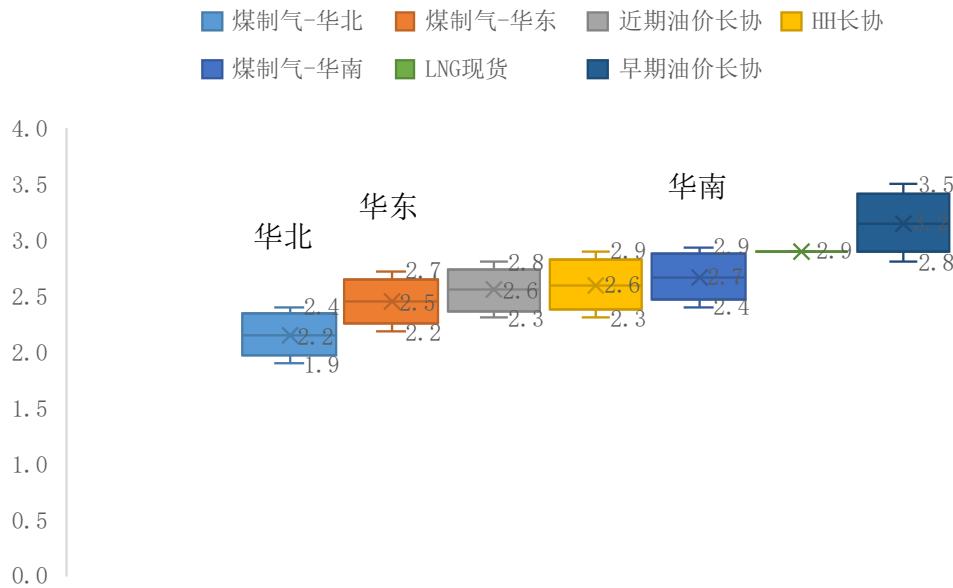
除成本方面存在一定竞争力外，相较东部沿海地区的进口 LNG，煤制气由于其全产业链相对稳定可控的特点，还具备售价及供应稳定的优势。进口 LNG 受海外供需影响，现货价格波动大、气量稳定性不足，LNG 长协也与国际油气价格挂钩，面临价格波动与极端情况下的供应风险。相较之下，煤制气企业一般会与下游用气方签订年度购气合同，供应量和供应价格均较稳定。

表 9: 新疆天然气运至东部沿海终端市场的运距及运费

起始地	终端市场	运距(千米)	运费 (元/方)	新疆煤制气终端成本 (生产成本+运费) (元/方)
新疆 (西气东输)	华北	3200	0.60	1.9-2.44
	华东	4200	0.88	2.18-2.72
	华南	4978	1.10	2.4-2.94

资料来源: 国家发改委, 高德地图, 中国政府网, 国家能源局, 信达证券研发中心

图 13: 新疆煤制气与进口 LNG 气源成本对比 (元/方)



资料来源: iFinD, 朱向伟《基于成本指标的煤制天然气竞争力分析》, 信达证券研发中心

从下游销售的角度来看, 对比中石油在三地非管制气合同售价情况, 我们认为新疆煤制气的销售竞争力及价差空间较大。2024-2025年中石油非管制气沿海售价在基准门站价基础上上浮70%, 以华东为例, 售价约3.4元/方, 同时我们判断, 未来2-3年内中石油合同气售价降幅预计有限(详见我们于2025年1月11日发布的报告《我国各类气源成本及竞争力分析》)。因此, 对比中石油在三地非管制气合同售价情况, 我们认为新疆煤制气的销售竞争力及价差空间均较大。

表 10: 华北、华东及华南中石油年度合同非管制气上浮幅度对应售价与煤制气终端成本对比(元/方)

中石油年度合同价格 (非管制气)	上浮幅度					新疆煤制气终端价格 (生产成本+运费)
	40%	50%	60%	70%	80%	
华北	2.63	2.82	3.01	3.20	3.38	1.9-2.44
华东/华南	2.80	3.00	3.20	3.40	3.60	华东 2.18-2.72 华南 2.4-2.94

资料来源: 国家发改委, 人民政府网, 信达证券研发中心

3.2 新疆煤制气外运能力有望随着西四线投产而大幅提升

我们估算现有三条西气东输管线负荷率已达较高水平, 富余运力不足。新疆天然气外运至东中部地区主要通过西气东输1~3线, 三条管线运力合计770亿方。从气源构成看, 该管网承担双重输送职能: 1) 输送中亚进口管道气: 近几年我国从中亚进口的管道气维持在400亿方/年左右; 2) 本地资源外输: 新疆煤制气、常规气外输量持续攀升, 疆气外输量总体呈增长态势, 2022年突破250亿方。基于上述气源结构测算, 2022年西气东输1~3线管网实际输气量已达650亿立方米, 年均负荷率攀升至84.4%。另外考虑到管网负荷呈现显著季节性极化特征, 采暖季和非采暖季的管道运输负荷有较大差异, 采暖季受保供任务及城燃调峰需求双重驱动, 管线负荷率显著高于全年均值, 因此我们预计目前现有西气东输管线富余运力不足, 尤其是在采暖季。

西四线投产后, 疆气外输瓶颈有望缓解。西气东输四线设计运力150亿方(增压后可提升至300亿方), 截至2024年9月, 新疆自治区内吐鲁番-哈密段已经建成投运, 哈密-宁夏中

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 16

卫段在建，我们预计 2026 年有望建成投产。此外，西五线也在规划中，2022 年 1 月 18 日国家石油天然气管网集团工程部下发了《关于开展西气东输五线天然气管道工程项目预可行性研究有关事宜的通知》，五线已展开前期工作。

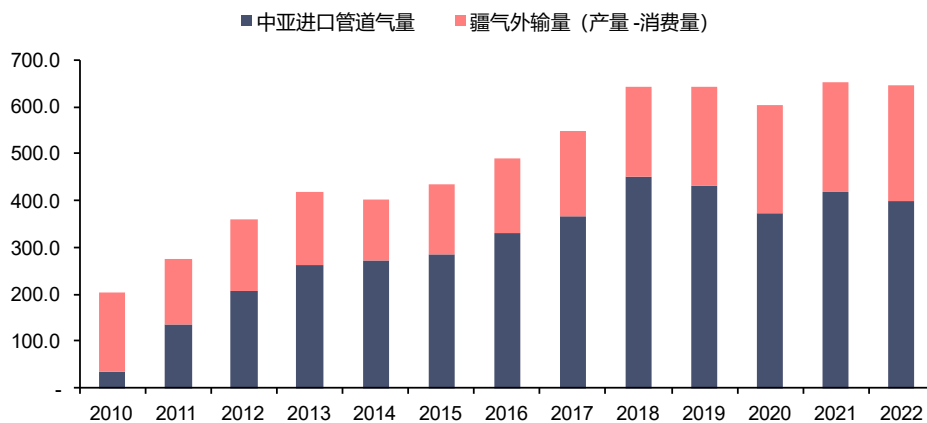
综上，基于当前在建项目进度测算，2030 年前新疆有望投产煤制气项目合计产能 80 亿方/年。现有西气东输一至三线叠加四线首期 150 亿方/年运力，可基本承载 2030 年前新增产能，满足阶段性运力需求。长期来看，若前期推进的全部项目（产能合计约 300 亿方/年）顺利投产并外运，需通过现有管道增容以及西五线的修建来满足运力需求。

表 11: 西气东输一至四线情况

管线名称	运力 (亿方/年)	长度 (km)	路线	投产日期
西气东输一线	170	4200	新疆轮南→甘肃→宁夏→陕西→山西→河南→安徽→江苏→上海	2004 年全线投产，2005 年启动增输工程（输气能力从 120 亿方提升至 170 亿方）
西气东输二线	300	9102	新疆霍尔果斯→甘肃→宁夏→陕西→河南→湖北→江西→广东→中国香港	2012 年全线投产
西气东输三线	300	7378	新疆霍尔果斯→甘肃→宁夏→陕西→河南→湖北→湖南→江西→福建	2023 年全线投产
现有运力合计	770			
西气东输四线	150 (未来规划提升至 300)	3340	新疆伊尔克什坦口岸→轮南→吐鲁番→宁夏中卫	首段（吐鲁番—中卫）2024 年 9 月投产

资料来源：人民网，国家能源局，经济日报，观察者网，人民日报海外版，国家能源局，信达证券研发中心

图 14: 2010-2022 年中亚进口管道气量及疆气外输量 (亿方)



资料来源：EI, iFinD, 信达证券研发中心

四、投资建议

“十四五”以来在能源安全战略的推动下，国家出台一系列政策支持煤制气行业快速发展。新疆煤炭资源优势突出，为我国重要的煤制油气战略基地，目前疆内 80 亿方/年煤制气产能加速布局中，我们预计 2030 年前有望落地，远期近 300 亿方/年项目有序推进中，总煤耗有望超亿吨。受益于新疆的低煤价优势，新疆煤制气的生产完全成本较低，外运至华北及华东市场的竞争力相较进口 LNG 更强，经济性显著。同时，西四线有望投产，大幅提升疆气外输的运力，为新疆煤制气的消纳提供保障。

风险因素

- 1、能源价格大幅波动。
- 2、宏观经济增速不及预期导致国内天然气消费量增速不及预期。
- 3、煤制气项目建设进展不及预期。
- 4、西气东输管道建设进展不及预期。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学博士，注册咨询（投资）工程师，信达证券研发中心副总经理，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，中国价格协会煤炭价格专委会委员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，CPA，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长、下属煤矿副矿长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作。2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭、钢铁及上下游领域研究。

刘红光，北京大学博士，中国环境科学学会碳达峰碳中和专业委员会委员。曾任中国石化经济技术研究院专家、所长助理，牵头开展了能源消费中长期预测研究，主编出版并发布了《中国能源展望2060》一书；完成了“石化产业碳达峰碳中和实施路径”研究，并参与国家部委油气产业规划、新型能源体系建设、行业碳达峰及高质量发展等相关政策文件的研讨编制等工作。2023年3月加入信达证券研究开发中心，从事大能源领域研究并负责石化行业研究工作。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，天津大学电气工程及其自动化专业学士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事公用环保行业研究。

胡晓艺，中国社会科学院大学经济学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

刘奕麟，香港大学工学硕士，北京科技大学管理学学士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭和煤矿智能化行业研究。

李栋，南加州大学建筑学硕士，2023年1月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

唐婵玉，香港科技大学社会科学硕士，对外经济贸易大学金融学学士。2023年4月加入信达证券研发中心，从事天然气、电力行业研究。

刘波，北京科技大学管理学本硕，2023年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭和钢铁行业研究。

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 15% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~15%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者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、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。