

公用事业及环保产业行业研

买入（维持评级）

行业专题研究报告

证券研究报告

究

石油化工组

分析师：许隽逸（执业 S1130519040001）

xujunyi@gjzq.com.cn

冬去春来，曙光将至

投资逻辑：

■ 复盘中英美天然气行业发展历程之发现一：“管住中间，放开两边”是行业改革的核心。

中英美三国天然气行业开始发展的契机不同，但均在基础设施初具规模、市场供应相对宽松时对行业进行改革，且改革的内容均涉及分拆垂直一体化企业、对中游管道运输行业加强监管，主因天然气行业上游勘探生产以及进口、下游分销属于竞争性业务，而中游管道运输属于自然垄断性业务，涉及天然气管输业务的垂直一体化企业采取交叉补贴等反竞争战略将降低竞争性业务的运营效率。

■ 复盘中英美天然气行业发展历程之发现二：作为以供定需的替代能源，保量保价气源是行业发展的基石。

历史上英国、美国天然气对外依存度攀升时，天然气消费占一次能源消费的比重均陷入相对停滞，主因天然气作为替代能源，仅在其经济性超过竞争性能源时，能源转型才有望快速推进，而对外依存度攀升意味着用能成本的不可控性增加。即便通过行政手段保持天然气对其他能源的竞争优势，过低的价格也将抑制气源单位的保供积极性，供应不足仍将制约天然气行业的发展。基于此，我们认为“保量保价”的气源规模锚定了天然气行业的规模。

■ 气价过高、市场化改革不完善导致 2022 年城燃企业经营困难。

1) 售气量：宏观经济承压和天然气经济性下降导致 2022 年天然气表观消费量同比下降约 1.7%。2) 售气毛差：天然气上下游价格机制市场化程度不一，目前除国产常规气、中亚和缅甸进口管道气门站价仍受管制外，其余气源门站价均由市场形成。根据不同气源所对应的价格形成机制，上游气源供应商对城燃用户的合同量执行居民和非居民用气价格的“双轨制”，但城燃分销给终端用户的零售气价仍受政府管制，多数城市天然气价格联动机制不完善。叠加上游勘探生产及进口由“三桶油”垄断，而下游城燃行业集中度低、议价能力不足，顺价不畅致使城燃企业售气毛差下降。

■ 多重限制性因素边际改善，2023 年天然气行业将走出至暗。

1) 需求端：暖冬过后欧洲能源短缺的恐慌情绪缓解，TTF 价格大幅回落，天然气经济性边际改善；叠加宏观经济景气度向好、环保政策持续发力，天然气消费需求亟待复苏。基于 2023 年 GDP 增速 5.5%、能源消费弹性系数 0.77 的假设，对应 2023 年能源消费总量将增长 4.2%。假设天然气消费占比小幅提升至 8.4%，对应天然气消费量将增长 6.4%。2) 供应端：预计 2023 年国产气和进口管道气合计增加约 200 亿方、假设进口 LNG 中长协实际执行量增加 500 万吨，低价气源增量足以完全覆盖消费增量。根据 EIA 最新发布的短期预测，2023 年布伦特原油均价约 83.0 美元/桶；基于 2023 年美元兑人民币汇率 6.8 的假设，预计 2023 年进口管道气、进口 LNG 成本分别约为 1.8 元/立方米、3.1 元/立方米。中长期角度看，2025、2026 年左右，进口自俄罗斯和中亚低价管道气增量陆续兑现，全球大型 LNG 项目集中投运、有望步入下一个供应宽松周期，气价下行趋势明确，中国天然气行业有望迎来第三轮高速发展周期。

投资建议

推荐关注具有稀缺油气资产，进口天然气平均采购成本边际改善、天然气销售业务盈利修复的**中石油、中石化、中海油（石化组覆盖）**；中石油控股、海内外布局上游油气资源的**昆仑能源**；产业链一体化布局，集团自有舟山 LNG 接收站，正在执行的国际 LNG 中长约合同量仅次于“三桶油”，存量项目区位、客户结构优势突出的**新奥股份**。

风险提示

宏观经济修复不及预期、地缘政治风险、油气价格超预期上涨，煤炭价格超预期下行、环保政策持续放松、LNG 产能释放不达预期

内容目录

一、中英美天然气行业发展复盘：以供定需的替代能源	4
1.1 美国：能源新发现孕育新产业，适时调整监管助力快速发展	4
1.2 英国：为治理污染开启能源转型，充分发挥国有化和市场化优势	5
1.3 中国：低碳经济催生发展需求，基建、供给改善为市场化奠基	6
1.4 “管住中间，放开两边”是行业改革的主题，保量保价气源是行业发展的基石	8
二、气价过高、市场化改革不完善导致 2022 年城燃经营困难	9
2.1 2022 年能源消费总量增速放缓，天然气消费占比下滑	9
2.2 市场化改革任重道远，顺价不畅使城燃业绩承压	11
三、多重限制性因素边际改善，2023 年天然气走出至暗	13
3.1 欧洲能源短缺恐慌缓解，国际天然气价格回落	13
3.2 宏观经济景气度向好+天然气价格回落，用气需求亟待复苏	14
3.3 低价气源供应量增加，天然气平均采购成本有望下行	15
3.4 中长期进口管道气增量可期+全球 LNG 供需格局改善，气价下行趋势明确	17
四、投资建议	19
五、风险提示	19

图表目录

图表 1：1776-2012 年美国能源消费变迁历程（千万亿英热）	4
图表 2：1885-2011 年美国天然气消费量和占比情况	5
图表 3：1960-2021 年美国石油与天然气管道长度（英里）	5
图表 4：英国天然气产业国有化改革与“引投资”的产业政策	5
图表 5：1965-2020 年英国能源消费结构和天然气占一次能源消费比重情况（%）	6
图表 6：英国天然气行业市场化改革有关法律法规	6
图表 7：我国天然气行业发展历程概览（2000-2021 年）	7
图表 8：国家管网公司成立带来的变化及影响	8
图表 9：美国天然气对外依存度及其消费量占一次能源消费总量比重（%）	9
图表 10：英国天然气对外依存度及其消费量占一次能源消费总量比重（%）	9
图表 11：2001-2022 年 GDP 与能源消费总量增速（%）	9
图表 12：2014-2022 年六大高耗能行业增加值增速（%）	9
图表 13：2016-2022 年新增 FID LNG 项目（百万吨/年）	10
图表 14：2009-2021 年不同区域天然气年度价格情况（美元/百万英热）	10
图表 15：全球主要原油与天然气价格（美元/百万英热、美元/桶）	10
图表 16：2021、2022 年欧洲大陆和英国天然气进口结构变化情况	10

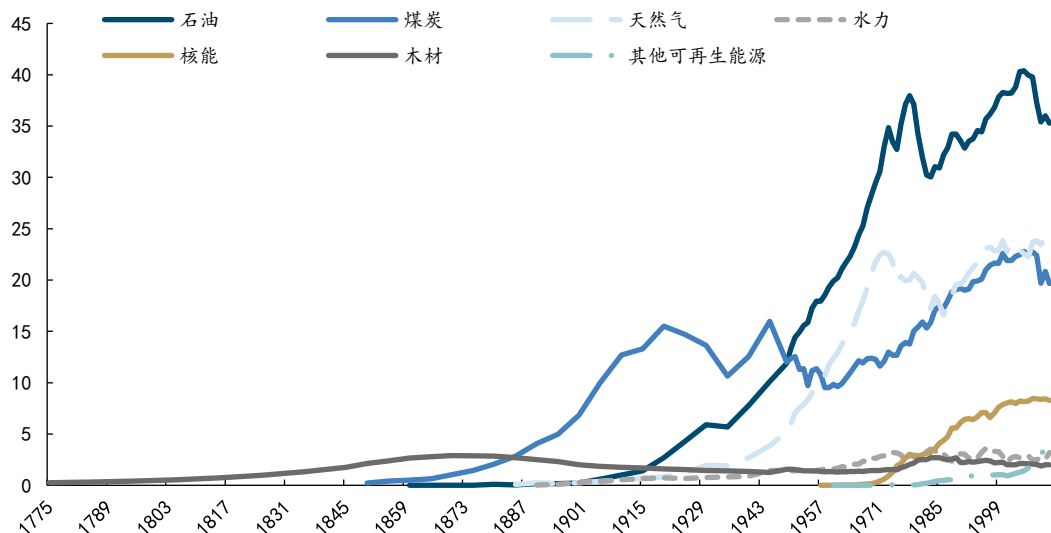
图表 17: 2020 年分部门用气结构 (%)	11
图表 18: 秦皇岛动力煤平仓价和 LNG 到岸价情况 (元/百万英热)	11
图表 19: 2020-2022E 中国能源消费情况 (万吨标准煤)	11
图表 20: 2022-2023 年天然气淡季与采暖季门站价较基准门站价上浮情况	12
图表 21: 2023 年 3 月对比 2021 年 3 月民用和工业管道气价格增减量情况 (元/立方米)	12
图表 22: 1~3Q22“三桶油”天然气产量份额 (%)	12
图表 23: 1H22 年主要城燃销气量占表观消费量份额 (%)	12
图表 24: 2017-1~3Q22A 股油气开采板块净利润及增速 (亿元、%)	13
图表 25: 2017-1~3Q22 A 股煤气生产和供应板块净利润及增速 (亿元、%)	13
图表 26: 过去五年欧洲 LNG 库存情况 (TWh)	13
图表 27: 欧洲天然气 TTF 价格 (欧元/MWh)	13
图表 28: 2021-2023E 新投运液化天然气项目	13
图表 29: 1M20-2M22 制造业 PMI 情况	14
图表 30: 2017-2022 年交通运输、仓储和邮政业 GDP 增速 (%)	14
图表 31: 2013-2022E 中国天然气供应结构及对外依存度情况 (亿立方米, %)	15
图表 32: 2013-2022 年分气源供应量增速情况 (%)	15
图表 33: 2013-2022 年分国家管道气和 LNG 进口量情况 (亿立方米)	15
图表 34: 2021、2022 年分气源国家 LNG 进口结构变化情况 (%)	15
图表 35: 2021、2022 年主要气源国 LNG 进口单价 (元/方)	16
图表 36: 2021、2022 中国 LNG 进口结构变化情况	16
图表 37: 进口 LNG 加权平均价与布伦特油价移动平均值回归	16
图表 38: 2000-2021 年全球天然气贸易中管道气、液化气份额变化情况 (%)	16
图表 39: 2023 年中国企业 LNG 长协分交付类型合同量变化情况 (百万吨/年)	17
图表 40: 2022 年分气源天然气供应量和价格 (亿立方米、元/立方米)	17
图表 41: 2023 年分气源天然气供应量和价格预测 (亿立方米、元/立方米)	17
图表 42: 未来进口管道气增量预测	18
图表 43: 全球已做出最终投资决定的 LNG 项目投产计划	18
图表 44: 相关标的估值情况	19

一、中英美天然气行业发展复盘：以供定需的替代能源

1.1 美国：能源新发现孕育新产业，适时调整监管助力快速发展

- 天然气资源的发现驱动行业起步，不断优化监管体制促进行业健康快速发展。美国在石油勘探的过程中发现大量天然气资源，并于 1855 年建成首个天然气矿井，自此天然气产业开始发展。充足的天然气资源带来的经济性使得美国天然气行业的早期发展具有内生动力，政府仅需对自然垄断环节进行监管，以促进行业健康快速发展。

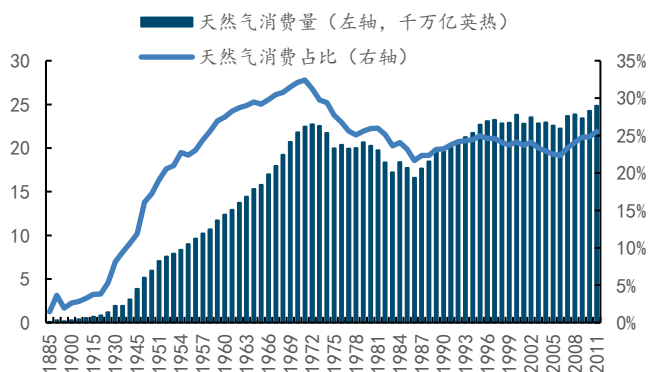
图表1：1776-2012 年美国能源消费变迁历程（千万亿英热）



来源：EIA，国金证券研究所

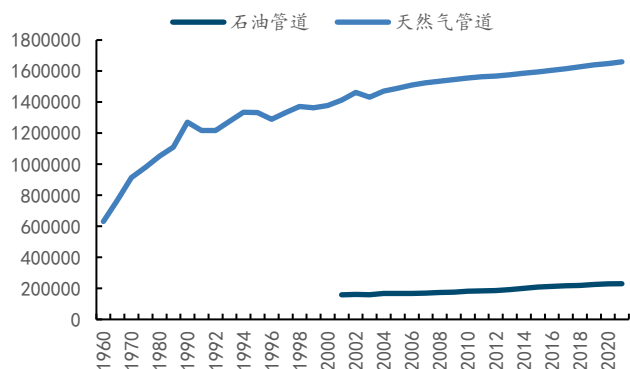
- 19 世纪末到 20 世纪 30 年代初：自然垄断。
- ✓ 20 世纪 20 年代长输管道技术成熟后，美国天然气产业真正开始发展。在州内天然气业务由州政府监管、州际天然气贸易由联邦政府监管的法律背景下，根据各州的成本加成法规，配气商拥有地区特许经营权。因此，管道公司拥有买方与卖方市场垄断力，一定程度上造成了州际长输管道的建设和经营难。
- 20 世纪 30 年代后期到 70 年代末：联邦政府监管。
- ✓ 1931 年，3 条超 1000 英里的长输管线投用，天然气州际贸易初具规模化条件。鉴于管道公司的自然垄断力量，美国联邦政府于 1938 年出台《天然气法》，授权联邦电力署（简称“FPC”，为 FERC 前身）对州际管输业务进行监管，范围包括州际天然气贸易、管道建设、运输成本及天然气价格。但根据法律，联邦政府不干预天然气的生产和运输，因此天然气井口价格未受监管。
- ✓ 20 世纪 40、50 年代，天然气工业迅速发展而管道建设速度相对缓慢，造成井口价格的剧烈波动和区域性供应短缺；又因井口价格不受监管，居于垄断地位的管道商轻易将价格传导给下游用户，导致对终端用户的价格保护失效。
- ✓ 1954 年，美国最高法院通过《菲利普斯决议》，将井口价格纳入联邦政府监管范围。监管下的井口价格保持较低水平，促进天然气消费量快速增长，并带动管道建设迅速发展。到 1966 年，美国初步建成全国性天然气管网。但价格管制也导致天然气价格涨幅远低于替代能源，用气需求扩大但上游利润微薄、开采动力不足，引发供需错配。

图表2：1885-2011年美国天然气消费量和占比情况



来源：EIA，国金证券研究所

图表3：1960-2021年美国石油与天然气管道长度（英里）



来源：美国能源局，国金证券研究所

■ 20 世纪 70 年代末至今：全面市场化。

- ✓ 1978 年，美国国会通过了《天然气政策法》，取消了监管机构对跨州交易天然气的定价权和审批权，不再监管 1977 年 4 月 20 日后开始生产的常规和非常规天然气价格。但此阶段运销仍未分离，管道公司向下游转嫁成本以维持盈利水平。市场化不完善和宏观环境恶化导致天然气价格高涨，叠加《电厂和工业染料使用法》禁止新增工业锅炉和电厂使用天然气，美国天然气消费需求收缩、出现供应过剩。
- ✓ 1992 年，《FERC 第 636 号令》强制要求管道公司运销解绑、强制第三方准入、明确天然气直供的合法性。此外，通过容量转让机制，即允许永久性或临时性出售管道的固定运输使用权，实现了中游管输环节的市场化。

1.2 英国：为治理污染开启能源转型，充分发挥国有化和市场化优势

- 英国通过法律和税收政策引导和支持，在产业发展的不同阶段充分发挥国有化和市场化的优势。为改善煤炭造成的严重污染，英国自 50 年代开始积极发展天然气工业。在导入期和快速成长期发挥垄断国企“集中力量办大事”的优势，初期不计成本兴建管网等基础设施，快速建立对其他能源的竞争优势；在缓慢增长期和成熟期回归市场化，提高有限社会资源的利用效率。
- 20 世纪 40 年代末到 80 年代中期：国有企业垄断。
- ✓ 英国天然气行业的早期发展源自政策驱动，需通过国有化整合资源。政府出台一系列法律，规范天然气产业的发展；并设立大型国有天然气公司 BG，利用垄断国企的特殊地位整合资源，在初期不计成本快速确立天然气对煤和油的竞争优势。
- ✓ 灵活调整税收制度，使北海油气田保持投资吸引力。由于限价收购和税赋等原因，7、80 年代石油公司的投资收益不高。为此，政府频繁修改税制以恢复英国北海的投资吸引力。1983 年后，油气税收制度作出重大调整，优惠的税收政策挽救了 70 年代后期效益下降的油气产业，为北海成功吸引了投资商。

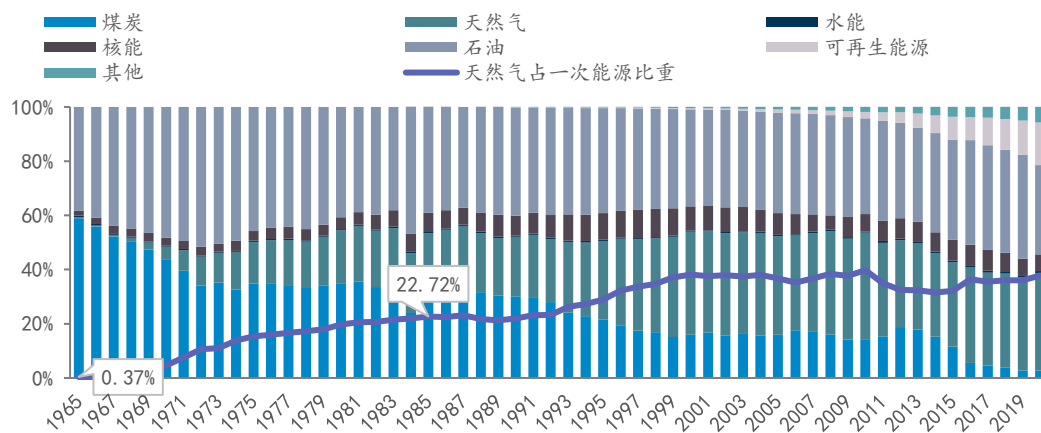
图表4：英国天然气产业国有化改革与“引投资”的产业政策

政策年份	政策名称	政策内容
1948 年	《天然气法案》	将 1064 家地方私营企业划归 12 个地区委员会，由英国燃气理事会 (British Gas Council) 统筹管理
1964 年	《大陆架法》	为北海油气田的国际招标和勘探确立公平竞争的环境，吸引国际投资
1965 年	《天然气法》	规定“未经同意，任何海上作业者不得将天然气提供给英国本土的私人或企业”，确立了英国燃气理事会对天然气开发和管理的职责
1972 年	修改《天然气法案》	改组燃气理事会，成立集勘探与生产、采购、输配以及分销为一体的国有天然气企业，即英国天然气公司 (British Gas Corporation, 简称 BG)。

来源：BP，思亚能源，国金证券研究所

- ✓ 在政策支持和 BG 不计成本的大量投入下，1965-1985 年间，英国天然气产量由 1.7 亿方增加到 392.8 亿方；高压输气管网由 315 公里增加到 2399 公里；天然气的消费量从 8.1 亿方增加到 512.9 亿方，其在一次能源中的占比也由 0.4% 上升至 22.7%。

图表5：1965-2020 年英国能源消费结构和天然气占一次能源消费比重情况 (%)



来源：BP，国金证券研究所

■ 20 世纪 80 年代中后期至今：市场化改革

- ✓ 为解决市场缺乏竞争导致的资源分配效率低下，阻碍天然气产业长期良性发展的问题，考虑到输气网络已初具规模、具备市场化条件，政府出台一系列法律，为天然气市场恢复竞争活力提供法律依据。并且在反垄断过程中建立了信息披露制度与平台、使行业信息变得公开透明，进一步保障了英国天然气交易的效率。

图表6：英国天然气行业市场化改革有关法律法规

政策年份	政策名称	政策内容
1982 年	《石油天然气企业法案》	在天然气分销领域引入竞争者，且规定竞争者可使用 BG 的管网输送天然气。但由于运销未剥离和监管不当，该法案未对 BG 的垄断地位造成影响
1986 年	再修《天然气法案》	确立对 BG 进行股权私有化；废除 BG 的独家分销权利；制定天然气分销商许可证制度；引入第三方准入机制；将市场分为批发、合同与零售三类；开放大型工业用户市场；设立天然气分销总干事；成立行业监管机构天然气市场办公室 (Office of Gas Supply, 简称 Ofgas)，对 BG 拥有自然垄断设施和专营权的业务领域进行监管、保证准入机制的执行等
1988 年	《90:10 法令》	规定 BG 与气田签订的购气量不得高于该气田产量的 90%；要求 BG 按无歧视原则定价，并公布价格计划以及管网与储气设施的储运情况
1992 年	《公共服务事业竞争与服务法》	要求降低合同市场准入门槛；向独立分销商开放储气库使用权
1995 年	第四次修改《天然气法》	推进天然气管输与储运设施第三方准入机制；创立许可证制度，通过许可证之间的相斥制度分离垄断与竞争业务
1996 年	《天然气管网准则》	规定了管网使用者的权利与义务、管道公司的运行方式和保持管网系统平衡的手段，以保证天然气管网的平稳运行，完善市场制度

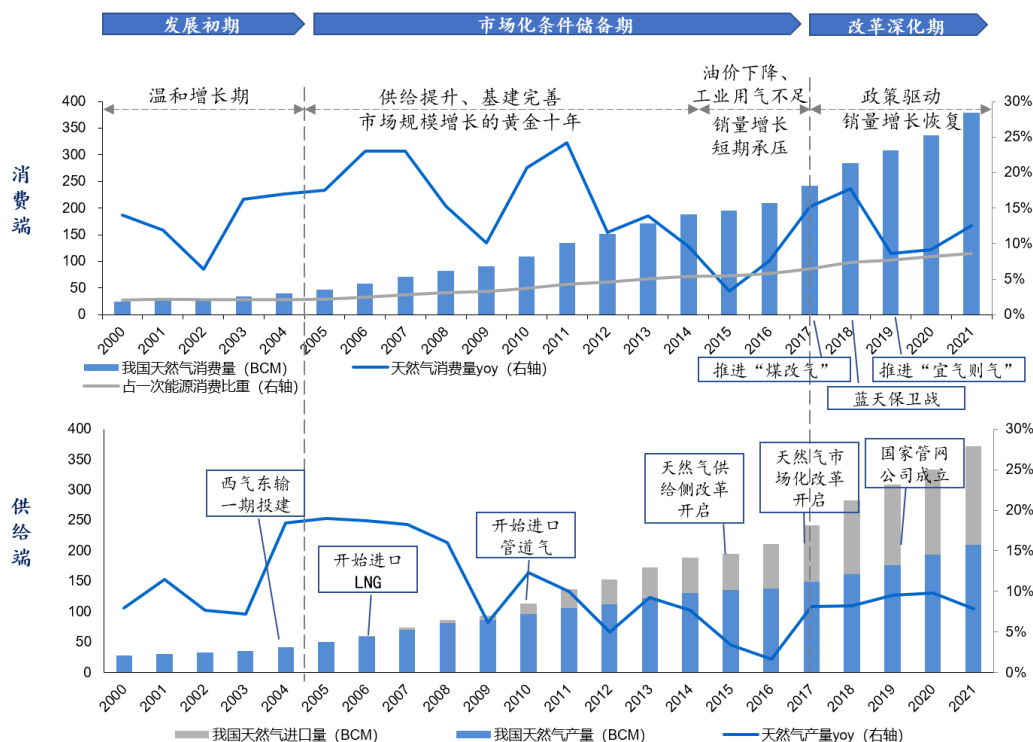
来源：BP，思亚能源，国金证券研究所

1.3 中国：低碳经济催生发展需求，基建、供给改善为市场化奠基

- 在我国发展低碳经济、实现能源转型和“碳中和”目标的过程中，天然气因作为清洁、高效、可靠的能源而重要性凸显。但我国的能源资源禀赋决定了天然气供应高度依赖进口；并且存在区域性供需错配问题。因此，气源供给和管输基建为影响我国天然气市场规模发展的关键因素。2004 年底“西气东输一线”建成后，我国天然气行业开启“黄金十年”。基础设施不断完善、供给逐渐宽松也使得市场化条件初步具备，市

市场化改革随之开启，尤其国家管网公司的成立标志着市场化进程迈出一大步。但我国市场化改革起步较晚，目前还处于改革初期，一些阻碍市场化的问题仍有待解决。

图7：我国天然气行业发展历程概览（2000-2021年）



来源：BP，国金证券研究所（单位 BCM：Billion cubic metres）

- 20 世纪 50 年代-2004 年：发展初期，国家管控市场，以产定用
 - ✓ 该阶段上游供应端“三桶油”的业务重点仍为石油业务，天然气属于其辅业；中下游管网公司还在萌芽中，基础设施建设较为薄弱，累计建设天然气干线仅约 1.7 万千米；下游城燃公司气源各异，盈利能力不确定性较高。总体来看，由于气源市场小且单一，因此消费市场基本集中在资源地附近，市场主要受国家管控，基本“以产定用”。
- 2004-2017 年：基建不断完善、供给能力提升，初具市场化条件
 - ✓ 西气东输拉开天然气工业大发展序幕，基础设施建设不断推进。2004 年“西气东输一线”的建成是我国天然气基础设施建设方面迈出的重要一步，此后十余年内基建不断完善，2004—2017 年长输管线累计增长 5.3 万千米、年均增长 4077 千米，且继西气东输一线开通后又陆续建成了西气东输二线/三线、陕京二线/三线/四线、“川气东送”线、涩宁兰管道复线、忠武线等全国主要主干线和联络线，管线得以不断丰富。
 - ✓ 国产气高增、进口气补充，上游供给能力显著提升。该阶段“三桶油”逐步将天然气发展为主业，对天然气的开采、生产力度显著增加。2015 年天然气行业开展供给侧改革，主动破解资源约束与短板效应难题，促使常规气勘探开发能力提升，以煤层气、页岩气为代表的非常规气发展也得到助推。2004—2017 年我国天然气累计产量达 1.36 万亿立方米、复合增速达 10.4%，远高于同期全球、亚太地区的复合增速 2.4%、4.5%。此外，2006 年起我国开始进口液化天然气，2010 年起开始进口管道天然气，2006—2017 年累计进口天然气 0.45 万亿立方米、复合增速 51.6%，有效补充了供应端。
 - ✓ 上述管道基建、供给能力改善后，鉴于天然气较液化石油气、柴油、重油等燃料而言价格优势明显，2004—2014 年消费量迎来十年高增、复合增速达 16.8%，占一次能源比重增长 3.2pct 至 5.4%。而 2014 年起，原油价格深跌导致天然气经济性优势削弱、能源“逆替代”现象增多，叠加经济下行压力导致工业用户用气需求萎缩，天然气消费增速短暂承压，2014—2016 年复合增速降至 5.5%。
- 2017 年至今：市场化改革开启，政策赋能新一轮高增
 - ✓ 2017 年发改委在《天然气发展十三五规划》、《关于全面深化价格机制改革的意见》

中，提出加快推动天然气市场化改革、培育天然气公开平台交易市场，深化非居民用天然气价格市场化改革、适时放开气源价格和销售价格，同时完善居民用气价格机制。自此，天然气市场化改革拉开序幕。

- ✓ 管网公司成立为改革重点，有效推动市场化进程。管网公司成立前，我国天然气管网所有权以三大石油公司为主、省市管网公司和地方公司为辅；但“三桶油”之间互联互通程度较低使得管道利用率较低，且省市级管网运营效率和质量整体偏低。2019年底国家管网公司成立，在有效避免管道重复建设、提高能源运输效率、降低运输成本的同时，推动了行业形成上游油气资源多主体多渠道供应、中间统一管网高效集输、下游销售市场充分竞争的“X+1+X”油气市场体系，一定程度上促进了如下三维度的市场化：

图表8：国家管网公司成立带来的变化及影响

变化	管网公司成立前情况	管网公司成立后的变化及影响
主体 市场化	中石油、中石化、中海油为油气管网的主要建设、运营者，分别掌控68%、9%、6%的管道设施，且“三桶油”采取供输一体化模式	✓ 管网公司有效整合了“三桶油”旗下跨省高压干线管网、LNG接收站及其持有的省级管网公司股权； ✓ 产输分离后，促使国有油气企业将资本支出更加集中于勘探及提升产量，且有利于更多市场主体进入上游勘探开发或利用现有管网、接收站等进口LNG甚至管道气，从而促进供应主体多元化、提升供应能力； ✓ 运销分离后，减少其他供气商进入终端消费市场的障碍，使其根据自身气源情况扩大销售范围，且终端用户选择机会也有所增加，促进了行业下游的充分竞争
	2015—2018年间我国天然气管网里程年均增速为5.9%，与“十三五”规划年均增速10.2%的目标仍有一定差距	✓ 拓宽了管网建设的资金来源，通过资本化、证券化的渠道上市募资广泛引入社会资本； ✓ 改善管网投建效益，有效消除由于管道投资建设不足带来的天然气供应瓶颈
	仍在使用的天然气体积计价模式；且气源出厂门站价与长输管网管输价捆绑，采用“基准价+浮动幅度”计价模式	✓ 计价方式从体积计量计价转变为能量计量计价； ✓ 长输管网管输价格从门站价中剥离出，不再作为上游供气公司的内部结算价格，而是逐步显性化、直接面对下游用气方，为下一步放开气源价、单独制定油气管网定价办法奠定了基础； ✓ 此后2020年3月天然气门站价从目录中移除，突出了垄断环节价格监管和竞争性环节价格市场化的改革方向

来源：全国能源信息平台、国家能源局、新浪财经、人民资讯、人民网，国金证券研究所

- ✓ 2017年起利好政策频出，促进消费端恢复高增。在市场供应整体宽松的背景下，2017年，环保部提出当年10月底前“2+26”城市完成“以电代煤、以气代煤”300万户以上的规划；2018年，国务院发布《打赢蓝天保卫战三年行动计划》，提出力争2020年天然气占能源消费总量比重达到10%；2019年，国家能源局提出“宜电则电、宜气则气、宜煤则煤、宜热则热”战略。在政策驱动下，天然气消费增速较2015-2016年显著回升，2017-2021年复合增速达11.9%，占一次能源比重增长2.1pcts至8.6%。

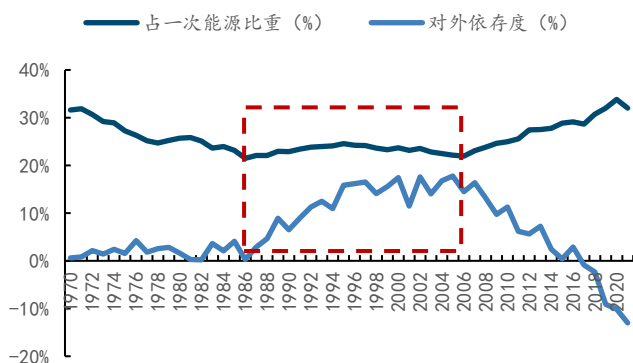
1.4 “管住中间，放开两边”是行业改革的主题，保量保价气源是行业发展的基石

- “管住中间，放开两边”是天然气行业改革不变的核心。天然气运输依托于大规模管道网络，而管网设施天然具有垄断性且投资规模巨大，引入竞争反而会导致重复投资、资源浪费。但天然气行业上游勘探生产乃至进口、下游分销实际属于竞争性业务，垂直一体化企业在自然垄断性业务和竞争性业务间采取交叉补贴等反竞争战略将导致竞争性行业效率低下。市场化改革的最终目标是实现“降本提效”，而提效的核心则在于对同时经营垄断性业务和竞争性业务的垂直一体化企业进行分离，对自然垄断性业务和应用于竞争性业务的反竞争战略加强监管。
- 分析英美天然气行业发展历程，发现当替代能源的对外依存度攀升时，能源转型将陷

入相对停滞。

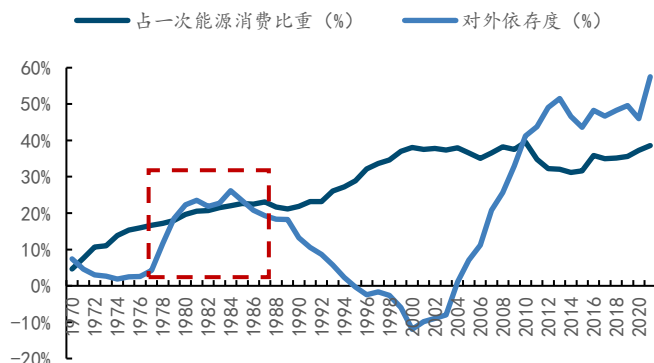
- ✓ 天然气作为替代能源, 仅在经济性超过其他竞争性能源时, 能源转型才有望快速推进。“十三五”期间中国天然气对外依存度提高了 8.2pcts, 天然气消费占一次能源消费的比重依旧提升了 2.4pcts, 主因 2015-2020 年全球天然气供给宽松, LNG 现货价格持续承压, 甚至一度低于与油价挂钩的 LNG 长协价。
- ✓ 对外依存度攀升意味着用能成本的不可控性增加。任何地缘政治风险都有可能供应下降、价格飙升, 进而抑制该能源的消费需求、阻碍能源转型。另外, 即便通过行政手段保持天然气对其他能源的竞争优势以换取能源转型的快速推进, 过低的价格也会抑制气源单位的保供积极性, 供应不足仍将制约天然气行业的发展。基于此, 我们认为“保量保价”的气源规模锚定了天然气行业的规模, 价格敏感的需求将保持其在天然气及竞争性能源间转换的灵活性。

图表9: 美国天然气对外依存度及其消费量占一次能源消费总量比重 (%)



来源: BP, 国金证券研究所

图表10: 英国天然气对外依存度及其消费量占一次能源消费总量比重 (%)



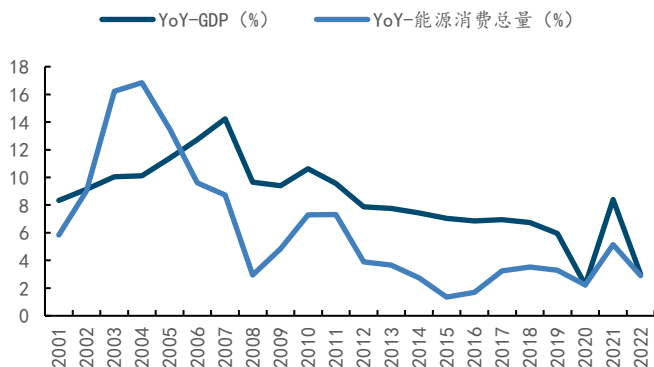
来源: BP, 国金证券研究所

二、气价过高、市场化改革不完善导致 2022 年城燃经营困难

2.1 2022 年能源消费总量增速放缓, 天然气消费占比下滑

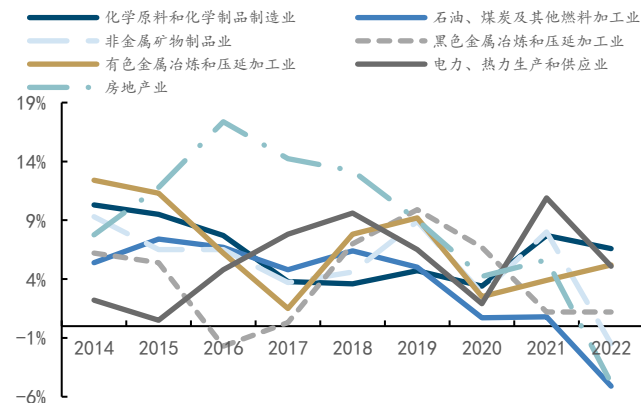
- 能源消费量与宏观经济景气度显著正相关。根据国家统计局初步核算, 受疫情反复影响, 2022 年 GDP 增速放缓至 3.0%。分行业看, 六大高耗能行业仅有色金属冶炼和压延加工业增速延续上升态势, 房地产行业增加值增速为-5.1%, 同比下降 8.6pcts, 拖累能源消费总量增速下降 2.3pcts 至 2.9%。

图表11: 2001-2022 年 GDP 与能源消费总量增速 (%)



来源: 国家统计局, 国金证券研究所

图表12: 2014-2022 年六大高耗能与房地产业增加值增速 (%)

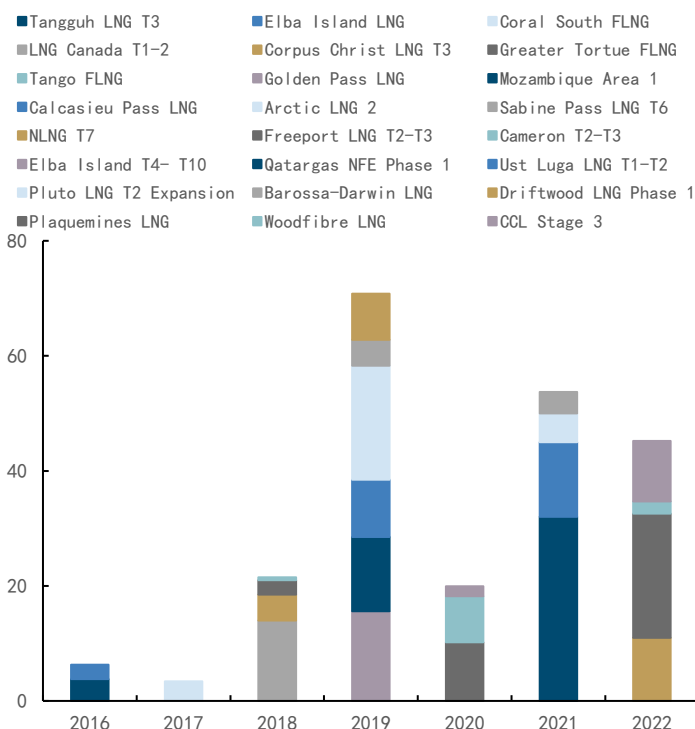


来源: Wind, 国金证券研究所

- 天然气价格飙涨致使其经济性下降, 在能源消费总量中的占比下降约 0.4pct。
- ✓ 2022 年, 俄乌冲突引发欧美多国对俄能源实施制裁, 叠加北溪 1 线管道损坏后进口

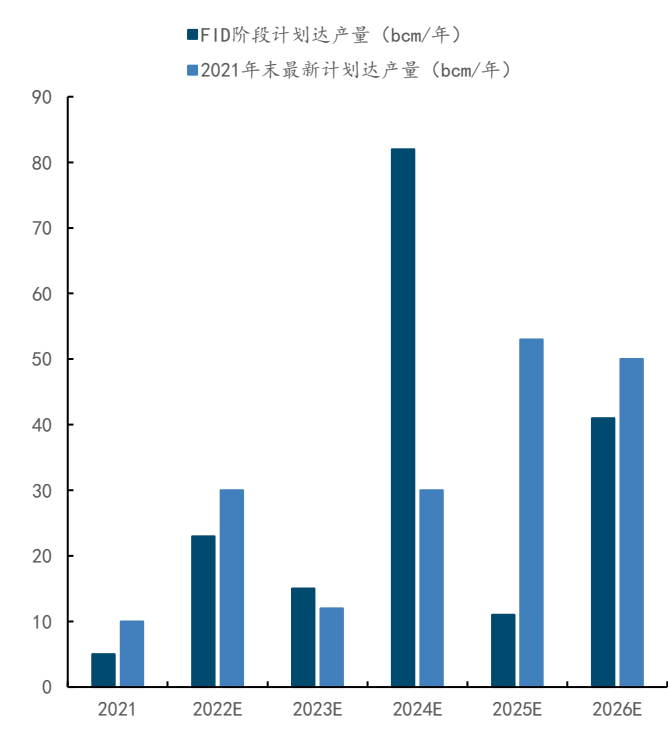
俄罗斯管道气进一步减量，造成欧洲天然气供需结构性失衡。2022 年，欧洲大陆和英国天然气进口量小幅下降 1.6%，但 LNG 日均进口量同比增长 61%、份额提升至 40%。然而 2015 年以来的低气价周期导致 FID 新项目数量锐减，叠加疫情导致施工进度不及预期，导致 2020-2025 年新增 LNG 产能有限，欧洲必须维持高气价以从存量市场吸引足量 LNG。此外，美国自由港爆炸影响 LNG 出口、夏季高温导致用电需求强劲、入冬前完成储气库目标的采购压力，以及对能源短缺的恐慌情绪等多重因素拉动欧洲天然气 TTF 价格在 2022 年 8 月 26 日触及 99.74 美元/百万英热的历史高位。

图表13：2016-2022 年新增 FID LNG 项目（百万吨/年）



来源：IGU，国金证券研究所

图表14：2009-2021 年不同区域天然气年度价格情况（美元/百万英热）



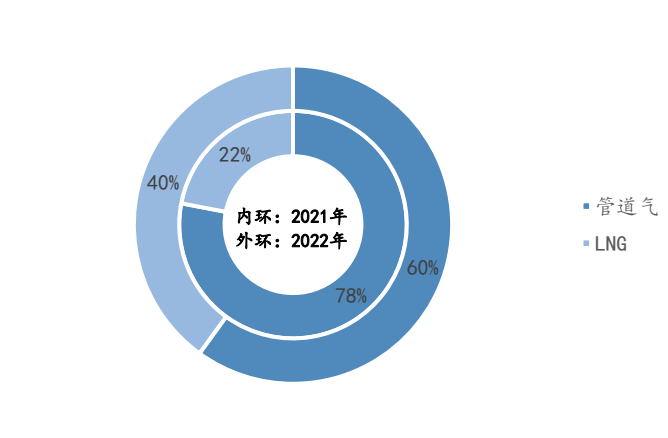
来源：IEA，国金证券研究所

图表15：全球主要原油与天然气价格（美元/百万英热、美元/桶）



来源：Reuters，国金数字未来实验室

图表16：2021、2022 年欧洲大陆和英国天然气进口结构变化情况

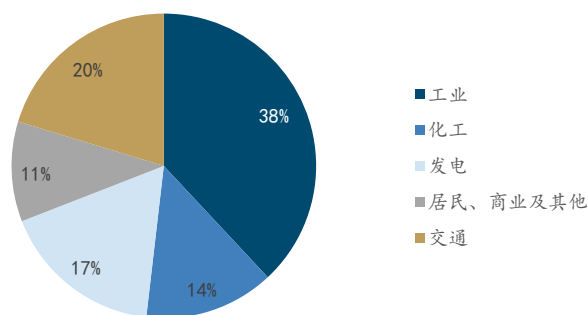


来源：Refinitiv，国金证券研究所

✓ 气价畸高催生“逆替代”需求。从分部门用气结构看，2020 年工业和化工合计用气量占比 51.8%；从我国天然气供应结构看，2022 年进口 LNG 占比约 24%。自 2H21 俄气减供以来，欧洲对 LNG 的需求逐渐由弹性转为刚性；直至俄乌冲突后，为抢夺存量 LNG 资源出现了“欧洲溢价”，标志着全球 LNG 定价中心由东北亚市场转为欧洲市场。工业部门用能成本占比高、价格敏感性强，而 2022 年 LNG 到岸价远超等热值动力煤

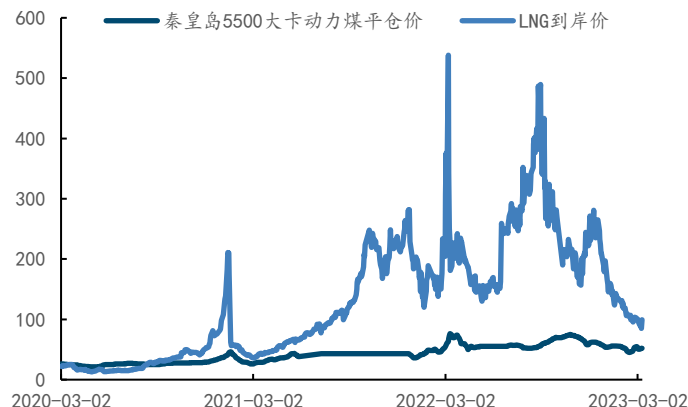
价，因此催生“气转煤”需求。据国家统计局初步核算，2022年全国煤炭和天然气消费量分别增长4.3%、下降1.2%，占能源消费总量的比重较上年分别提升0.3pct、下降0.4pct左右。

图表17：2020年分部门用气结构（%）



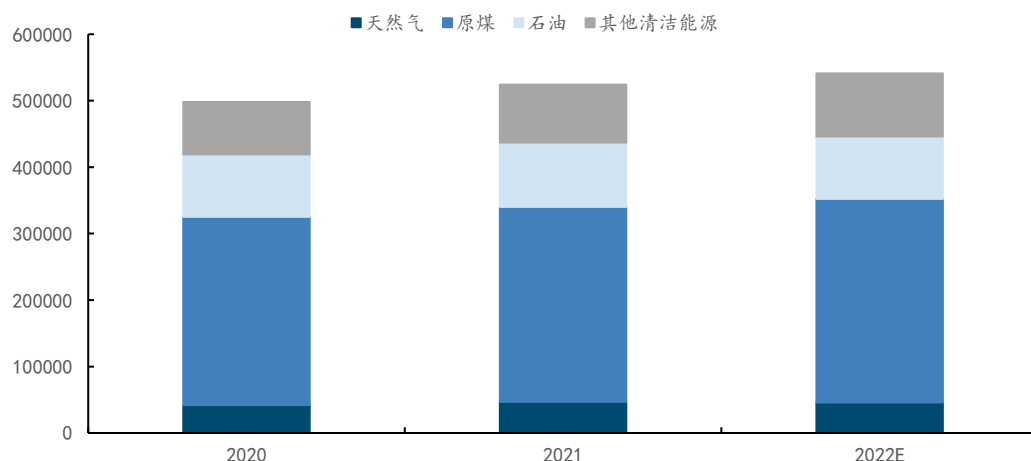
来源：能源统计年鉴，国金证券研究所

图表18：秦皇岛动力煤平仓价和LNG到岸价情况（元/百万英热）



来源：Wind，国金证券研究所

图表19：2020-2022E中国能源消费情况（万吨标准煤）



来源：Wind，国家统计局，国金证券研究所

2.2 市场化改革任重道远，顺价不畅使城燃业绩承压

- 上下游价格机制市场化程度不一，顺价不畅导致城燃企业售气毛差下降。
- ✓ 气源定价存在“双轨制”。2020年3月16日，国家发改委公布了新的《中央定价目录》（发展改革委令31号），将“天然气门站价格”移出目录，并在备注中指出：海上气、页岩气、煤层气、煤制气、液化天然气、直供用户用气、储气设施购销气、交易平台公开交易气、2015年以后投产的进口管道天然气，以及具备竞争条件省份天然气的门站价格，由市场形成；其他国产陆上管道天然气和2014年底前投产的进口管道天然气门站价格，暂按现行价格机制管理。
- ✓ 根据不同气源所对应的价格形成机制，上游气源供应商对城燃用户的合同量执行居民和非居民用气价格的“双轨制”。虽然2018年发改委发布《关于理顺居民用气门站价格》，决定对居民和非居民气价实行并轨，但在实际执行中二者调价幅度往往存在较大差异，该现象在市场化定价的进口气源价格大幅上涨时尤其突出。根据博轶咨询统计，2018-2019年供暖季非居民用气量中的非管制气（或均衡二）最高上浮比例为40%，而2022-2023年供暖季，该部分上浮比例高达80%；同期居民用气价格仅从与基准价持平上调至较基准价上浮5%。

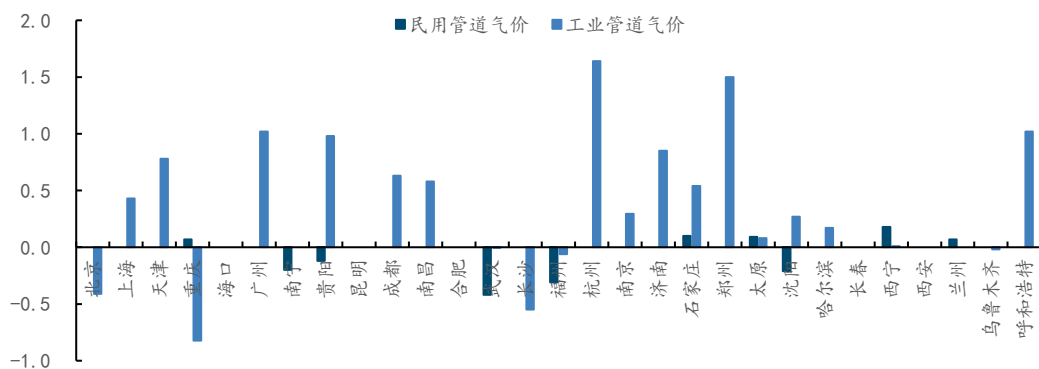
图表20：2022-2023 年天然气淡季与采暖季门站价较基准门站价上浮情况

类型		合同内气量				合同外气量
定价方式	淡季	居民	管制气（75%）	非管制气（25%）		交易中心最高价
	较基准门站价上浮比例	5%	20%	80%		
	供暖季	居民	均衡一	均衡二	调峰量	
	较基准门站价上浮比例	5%	20%	80%	80%	
存量核定方法		用户上一年实际用气量的 90%				

来源：隆众资讯，南方能源观察，国金证券研究所。注：1) 河北省淡季管制气源比例 80%，非管制气源比例 20%，福建省作为市场化门站价格改革试点省份按照福建发改委公布的印尼合同天然气门站价格执行；2) 调峰量=月合同量-（年合同量/365*108*当月天数）

- ✓ 城燃分销给终端用户的零售气价仍受政府管制。截至目前，多数城市仍未建立天然气价格联动机制，或既有价格联动机制下气源成本的传导具有滞后性，导致按规定调整后的天然气销售价格实际反映上一轮全球天然气供需宽松周期的气源成本，而不适应本轮全球天然气供需紧张周期的现状，城燃企业大幅上涨的采购成本难以向下传导。对比 2021 年 3 月和 2023 年 3 月主要城市居民和工业管道用气价格发现，30 个城市中仅有 5 个城市上调居民气价，除西宁外上浮比例均在 5% 以内；有 16 个城市上调了工业气价，最高上浮比例 58.1%，不足以覆盖气源成本涨幅。

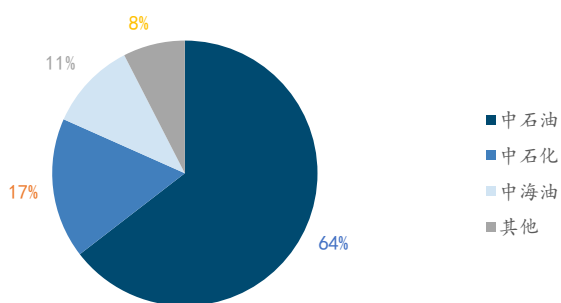
图表21：2023 年 3 月对比 2021 年 3 月民用和工业管道气价格增减量情况（元/立方米）



来源：隆众资讯，国金证券研究所

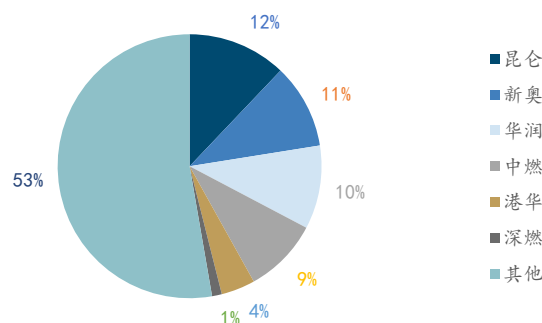
- 上游勘探生产及天然气进口均由“三桶油”垄断，而下游城燃行业集中度较低、议价能力不足。中国贫油少气的能源禀赋决定了油气勘探生产行业准入门槛高、资金与技术壁垒高，因此行业集中度较高，1~3Q22 “三桶油”合计天然气产量份额超 90%。然而城燃行业集中度较低，1H22 城燃行业 CR3 仅约 33%。此外，2H21 以来全球 LNG 供需由松转紧、进口气源采购成本飙升致使城燃气源多元化布局搁浅，叠加国家管网公司成立后“三桶油”不再承担无限保供责任，天然气由买方市场转回卖方市场，致使上游利润分配占比扩大，下游利润相应受到挤压。

图表22：1~3Q22 “三桶油”天然气产量份额 (%)



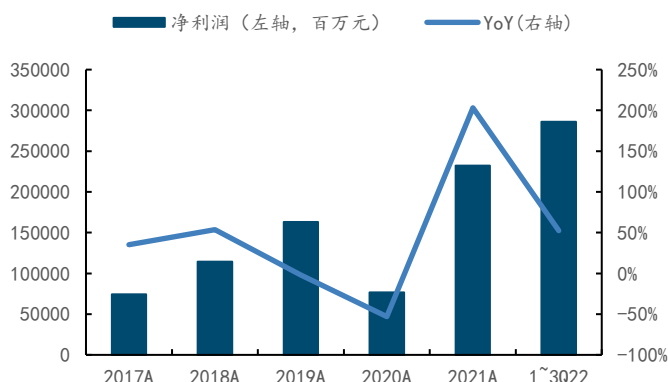
来源：中石油、中石化、中海油公告，国金证券研究所

图表23：1H22 年主要城燃销气量占表观消费量份额 (%)



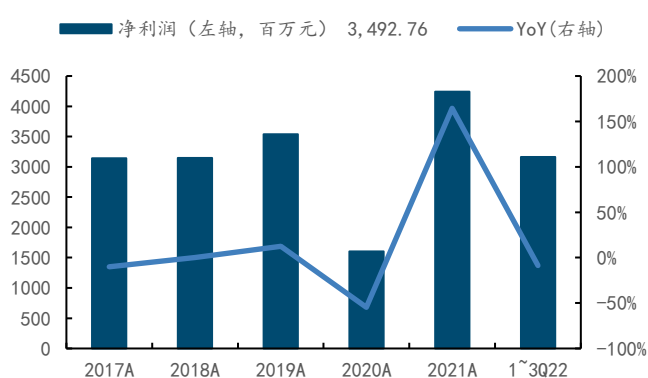
来源：昆仑能源、新奥股份、华润燃气、中国燃气、港华智慧能源、深圳燃气公告，国金证券研究所。注：中国燃气销气量为 FY23 中期数据

图表24：2017-1~3Q22A 股油气开采板块净利润及增速（亿元、%）



来源：Wind，国金证券研究所

图表25：2017-1~3Q22 A 股煤气生产和供应板块净利润及增速（亿元、%）



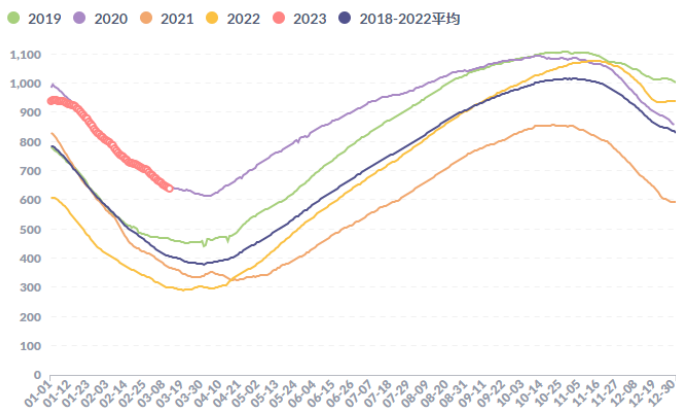
来源：Wind，国金证券研究所

三、多重限制性因素边际改善，2023 年天然气走出至暗

3.1 欧洲能源短缺恐慌缓解，国际天然气价格回落

- 暖冬过后恐慌情绪缓解，TTF 价格回落至 2021 年秋季水平。2022 年“欧洲溢价”的形成主受三重因素影响：1) 通过高气价吸引存量 LNG 改变贸易流向；2) 通过高气价抑制需求；3) 面对潜在能源短缺的恐慌情绪。目前欧洲储气库水平高于过去 5 年平均，能源短缺恐慌情绪有所缓解，因此天然气价格主受前二重因素影响，TTF 价格从 2022 年 8 月 330 欧元/MWh 的高位回落至 40-50 欧元/MWh，相当于 2021 年秋季水平。

图表26：过去五年欧洲 LNG 库存情况 (TWh)



来源：GIE，国金数字未来实验室

图表27：欧洲天然气 TTF 价格 (欧元/MWh)



来源：Reuters，国金数字未来实验室

- 2023 年全球 LNG 供应增量有限，欧洲仍需维持高气价抢夺存量资源。受前期投资不足和疫情影响施工进度等因素影响，预计 2023 年仅新增 3 个液化天然气项目，且集中在下半年投运；美国自由港液化项目 T3 于 2 月初获准重启出口，预计 1500 万吨/年设计出口能力将于 3 月底前陆续达产，二者合计有望贡献约 1500 万吨增量。但考虑到 1) 22 年俄罗斯对欧出口管道天然气约 620 亿方，其中通过北溪管道向欧洲输气约 300 亿方。基于此，预计 23 年俄气仍有 350 亿方以上的减供空间；2) 23 年冬季气温尚不明确，欧盟预测其 23 年 LNG 进口需求或继续增加约 2900 万吨，供需硬缺口将支撑欧洲气价维持相对高位。

图表28：2021-2023E 新投运液化天然气项目

投运年份	项目名称	设计产能 (百万吨/年)
2021	PFLNG Dua	1.5

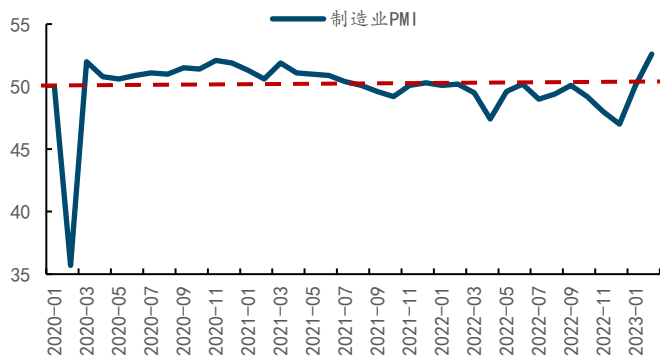
投运年份	项目名称	设计产能（百万吨/年）
	Corpus Christi T3	4.5
	Yamal LNG T4	0.95
	Sabine Pass LNG T6	5
2022	Calcasieu Pass LNG T1-T18	7.2
	Coral Sul FLNG	3.4
	Portovaya LNG T1-T2	1.5
2023E	Tangguh LNG T3	3.8
	Greater Tortue Ahmeyim FLNG	2.4
	Arctic LNG 2	6.6

来源：GIIGNL, IGU, 国金证券研究所

3.2 宏观经济景气度向好+天然气价格回落，用气需求亟待复苏

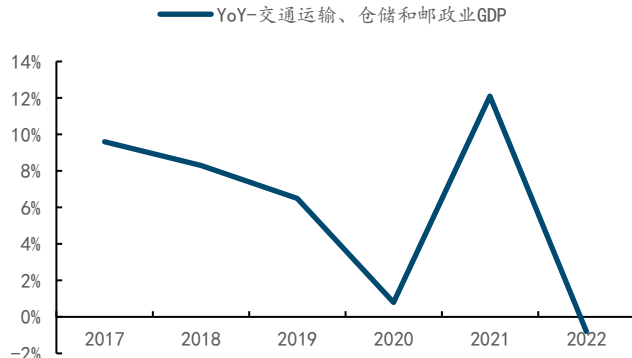
- 全面放开+LNG 价格回落，交通部门用气需求弹性可期。受疫情管控影响，2022 年交通运输、仓储和邮政业 GDP 同比下降 0.8%，叠加 2H21 以来的高气价使天然气重卡经济性下降，导致 2022 财年（4M21~3M22）中国燃气加气站售气量同比下降 20.7%、1H22 华润燃气加气站业绩同比下降 33.5%。但截至 2023 年 3 月 20 日，国内 LNG、柴油现货市场均价分别为 4856 元/吨和 7757 元/吨。按照柴油重卡百公里油耗 30 升、LNG 重卡百公里用气 40 方估算，柴油重卡、LNG 重卡百公里燃料成本分别为 200 元、138 元。天然气重卡经济性有所修复，有望促进交通部门用气量回升。
- 工业用气需求有望改善。主要原因包括：1) 作为天然气消费主力的制造业景气度修复。制造业用气量占比常年维持在 40%左右，2022 年该行业的不景气抑制了用气需求。而制造业 PMI 在 2M23 修复至 52.6，为疫情三年来的最高值；2) 天然气经济性边际改善。目前 LNG 到岸价与等热值秦皇岛 5500 大卡动力煤平仓价价差已缩小至 40-50 元/百万英热，相当于 2021 年夏季水平；3) 环保政策或再次收紧。宏观经济承压下，2022 年各地政府暂缓或延迟了部分环保基建、适当放松了减排要求。但我们判断宏观经济因素对环保政策强度的短期影响不改“双碳”的中长期目标，预计在宏观经济复苏的背景下，2023 年减排要求将有所收紧。并且 2023 年全国碳市场第二个履约期，控排企业须在 2023 年底前完成 2021-2022 年度配额清缴。2022 年 11 月，生态环境部发布《2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》（征求意见稿），明确传递出减少免费配额发放的信号。企业减排压力增加之下，工业“煤改气”有望重启乃至加速，从而推动用气需求增长。

图表29：1M20-2M22 制造业 PMI 情况



来源：Wind，国金证券研究所

图表30：2017-2022 年交通运输、仓储和邮政业 GDP 增速 (%)



来源：Wind，国金证券研究所

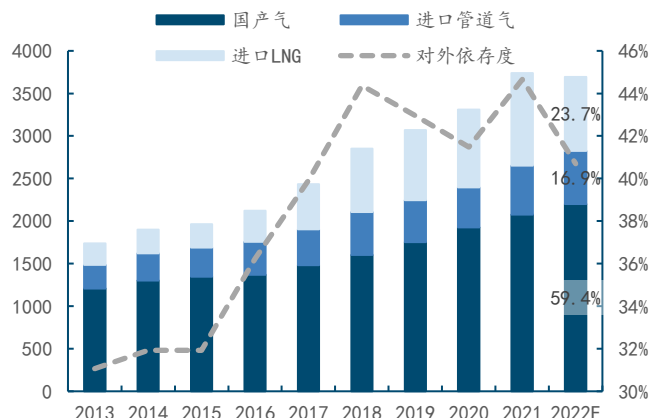
- 预计 2023 年天然气消费量增速约 6.4%。进入 2010 年代后，除受供给侧改革影响的 2015、2016 年和受疫情影响较大的 2020、2022 年外，能源消费弹性系数大致维持在 0.4-0.6 区间。基于 2023 年 GDP 增速 5.5%、能源消费弹性系数 0.77 的假设，对应 2023 年能源消费总量将增长 4.2%。考虑到 2023 年全球气价虽高位回落但仍将维持相

对高位，假设天然气消费占一次能源消费比重小幅上升约 0.2pct 至 8.4%，对应天然气消费量将增长 6.4%、增量为 244 亿方。

3.3 低价气源供应量增加，天然气平均采购成本有望下行

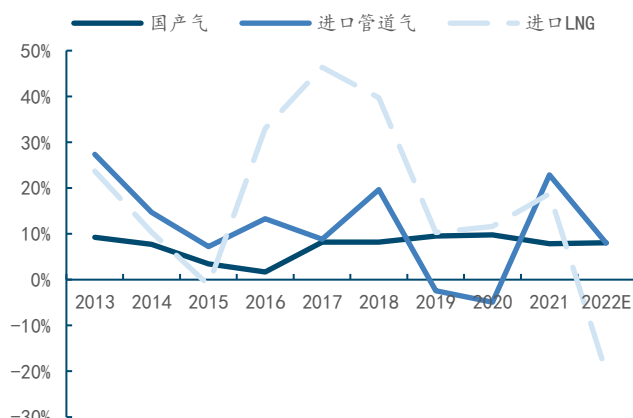
- 2022 年国产气稳定增长、LNG 进口量大幅下降。由于 1H21 国际 LNG 现货价格仍处在 6-10 美元/百万英热的低位而国内经济已从疫情中修复，用能经济性和下游需求驱动 LNG 现货采购量增加，2021 全年进口量同比增长 18.8%、进口 LNG 在供应结构中占比 29.0%，对外依存度达到 44.7%的历史高位。2022 年，LNG 现货价格过高和下游需求疲软导致全年进口量同比下降 20.2%、进口 LNG 份额下降至 23.7%，对外依存度回落 4.0pcts 至 40.7%。

图表31：2013-2022E 中国天然气供应结构及对外依存度情况（亿立方米，%）



来源：Bloomberg，海关总署，国家统计局，国金证券研究所

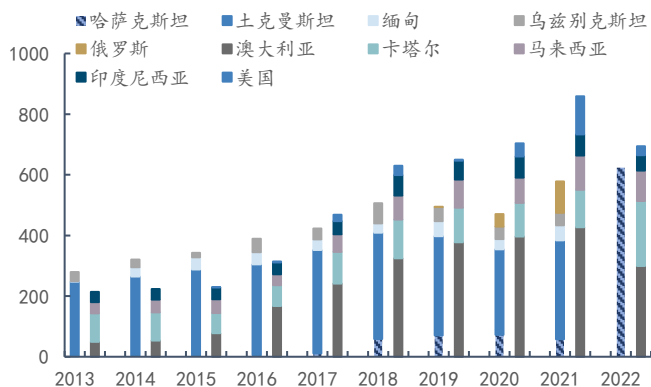
图表32：2013-2022 年分气源供应量增速情况 (%)



来源：Bloomberg，海关总署，国家统计局，国金证券研究所

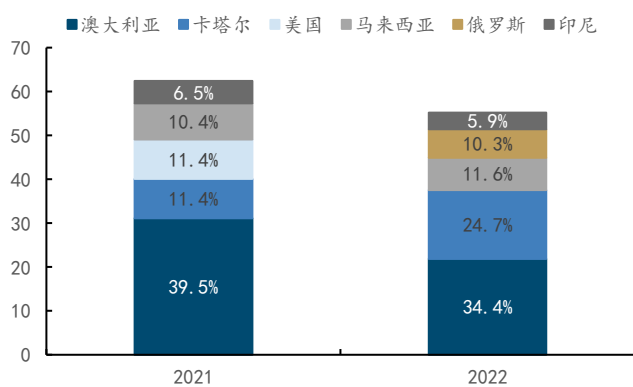
- 分国别看，管道气主要进口自中亚（土库曼斯坦、哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦）、缅甸和俄罗斯；2022 年前五大 LNG 进口来源国依次为澳大利亚、卡塔尔、马来西亚、俄罗斯和印尼，进口量占比分别为 34.4%、24.7%、11.6%、10.3%、5.9%。LNG 进口份额较上年变动幅度最大的国家为卡塔尔和美国，较上年分别+13.3pcts、-8.1pcts，主因：1) 2021 年美国 LNG 进口份额提升主受现货进口量增加驱动。据 GIIGNL 统计，2021 年中国从美国进口 903 万吨 LNG，其中现货和短期合同量占比近 6 成；2) 两国 LNG 中长协主流合同交付类型不同。美国主流 LNG 合同交付方式为 FOB，可在国际市场上转卖；而卡塔尔主流 LNG 合同交付方式为 DES，不可转卖；3) 中国企业 2022 年开始生效的 LNG 中长协中，卖家为卡塔尔能源的合同量占比较高。

图表33：2013-2022 年分国家管道气和 LNG 进口量情况（亿立方米）



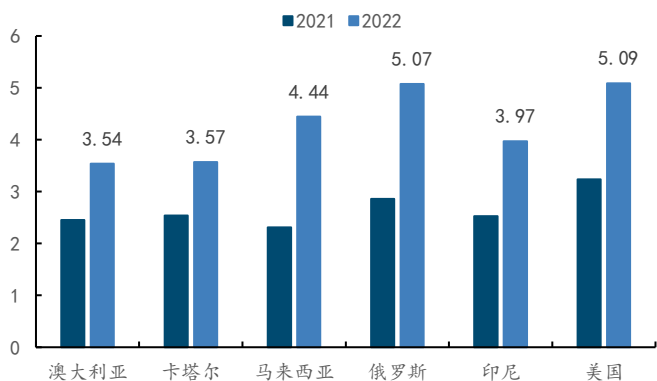
来源：Bloomberg，海关总署，国家统计局，国金证券研究所

图表34：2021、2022 年分气源国家 LNG 进口结构变化情况 (%)



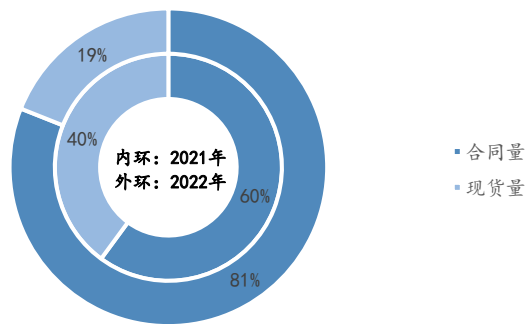
来源：Bloomberg，海关总署，国金证券研究所

图表35：2021、2022 年主要气源国 LNG 进口单价(元/方)



来源：海关总署，国金证券研究所

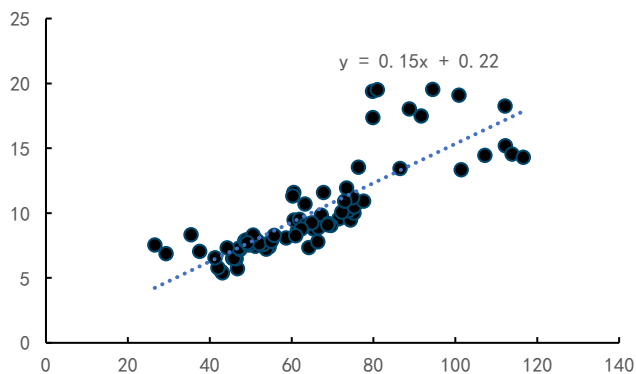
图表36：2021、2022 中国 LNG 进口结构变化情况



来源：思亚能源，国金证券研究所

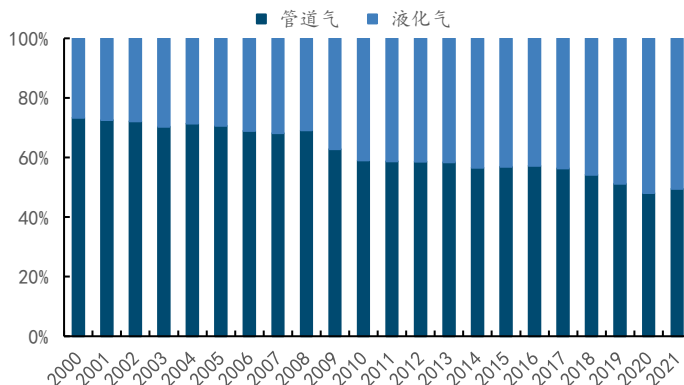
- 定价机制不同导致各类气源成本差异较大。全球天然气定价机制主要有三种：1) 油价挂钩定价，代表为日韩市场；2) 气气竞争的枢纽定价，其价格完全由供需决定，代表为北美和英国市场；3) 政府管制价格。欧洲大陆经过 10 余年改革，目前形成了以气气竞争定价为主、同时保有少量油价挂钩定价的混合型市场。
- ✓ 我国管道气长协全部与油价挂钩、LNG 长协价格大部分与油价挂钩，但也有少量与枢纽气价挂钩、LNG 现货价格原则上与油价无关，完全由供需关系决定。考虑到油价挂钩的管道气长协价格联动一般滞后 6 个月、LNG 长协则滞后约 3 个月，而全球一次能源价格从 2H21 开始上涨，因此 2022 年进口管道气平均价格约 1.92 元/方，同比增长 49.5%；进口 LNG 平均价格约 4.01 元/方，同比增长 53.7%。
- 2023 年进口气源价格有望下降。主要原因有：1) 全球经济增速放缓预期下，2023 年油价中枢将有所回落。西方主要经济体通胀展现出相当韧性，加息预期难以降温的背景下经济衰退风险仍在。根据 EIA 最新发布的短期预测，2023 年布伦特原油均价约 83.0 美元/桶，较 2022 年 100.9 美元/桶的均价下降约 17.8%。2) 欧洲天然气定价回归理性，LNG 现货价有望回归过去的上限，即等热值的油价，对应约 14.3 美元/百万英热或 3.4 元/立方米。
- ✓ 根据中国进口天然气综合采购成本，预计 2023 年进口管道气、进口 LNG 成本分别约为 7.6 美元/百万英热、12.8 美元/百万英热；基于 2023 年美元兑人民币汇率 6.8 的假设，分别对应 1.8 元/立方米、3.1 元/立方米。

图表37：进口 LNG 加权平均价与布伦特油价移动平均值回归



来源：Wind, Bloomberg, 海关总署，国金证券研究所

图表38：2000-2021 年全球天然气贸易中管道气、液化气份额变化情况 (%)

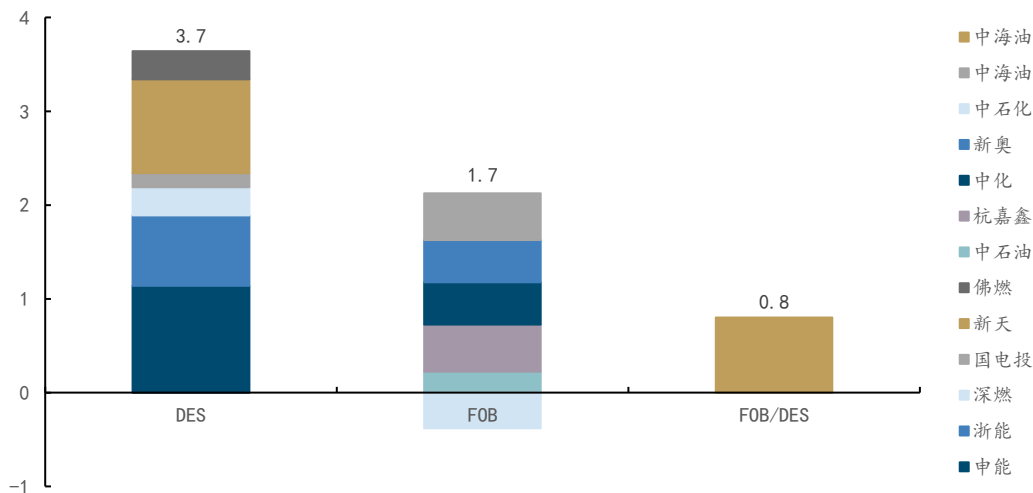


来源：BP，国金证券研究所

- 预计 2023 年国产气和进口管道气合计增加约 200 亿方。1) 国产气：2017-2021 年，国内天然气产量 5 年平均增速达 8.7%；2022 年生产端受疫情影响，国产气增速放缓至 6.0%。假设 2023 年国产常规气、非常规气产量增速分别为 5.1%和 6.7%，对应增量分别为 91 亿方和 51 亿方。2) 进口管道气：中俄东线设计运输能力为 380 亿方/年，2023-2025 年间产能爬坡直至接近达产，预计 2023 年增加 60 亿方。
- 2023 年进口 LNG 中长协合同量增加约 620 万吨，足以覆盖天然气消费增量。新增的

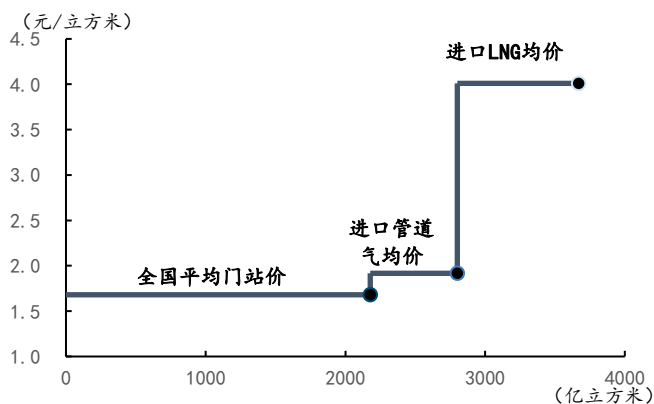
620 万吨合同量中交付类型为 DES 的气源约 374 万吨。目前欧洲天然气 TTF 价格大幅回落、长协和现货价差缩小，LNG 转口贸易套利空间收窄；但若 2023 年欧洲气价再次大幅上涨，买家仍有动力转售 FOB 气源。基于此，假设 2023 年进口 LNG 中长协实际执行量为 500 万吨，仍足以完全覆盖 2023 年天然气消费增量。

图表39：2023 年中国企业 LNG 长协分交付类型合同量变化情况（百万吨/年）



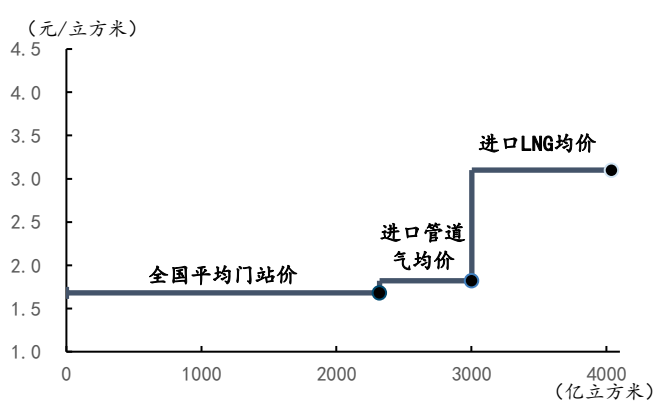
来源：GIIGNL，好气网，公司公告，国金证券研究所

图表40：2022 年分气源天然气供应量和价格（亿立方米、元/立方米）



来源：Wind，海关总署，国金证券研究所

图表41：2023 年分气源天然气供应量和价格预测（亿立方米、元/立方米）



来源：Wind，海关总署，国金证券研究所

3.4 中长期进口管道气增量可期+全球 LNG 供需格局改善，气价下行趋势明确

- 从中长期角度看，预计来自俄罗斯和中亚的管道气增量超 1000 亿方。
- ✓ 俄罗斯管道气方面：目前俄罗斯主要通过中俄东线管道向中国供应天然气，2021、2022 年该管道出口量分别达约 104、155 亿方，并计划 2025 年达到每年 380 亿方的最大年供气量；2023 年 2 月中俄进一步签署政府间协议，约定通过远东线向中方出口天然气 100 亿方/年，该管线预计于 2026 年投运。远东线达产后，通过管道进口的俄气量将达 480 亿方/年，较当前水平提升约 210%。此外，中俄之间还规划有“西伯利亚 2 号”管线，计划于 2024 年投产开工、预计于 2030 年投运，设计年输气能力达 500 亿方。该管线达产后，进口俄罗斯管道气总量将增加至 980 亿方/年。
- ✓ 中亚管道气方面：目前“中国-中亚”天然气管道 A、B、C 三线合计输气能力达 550 亿方/年，但近年因国内用气需求旺盛存在减供情况，2022 年中亚管线共向我国输送 432 亿方天然气。目前在建的“中国-中亚天然气管道 D 线”设计年输气能力 300 亿方，预计 2026 年左右投运，将中亚管道气进口能力增至 850 亿方/年。

图表42：未来进口管道气增量预测

进口国	进口管线	预计进口 年增量	管线线路	项目进程
俄罗斯	远东线	100 亿立方米	起始于俄罗斯符拉迪沃斯托克，途经达利涅列琴斯克地区（俄罗斯联邦）、穿越乌苏里河，从中国虎林市入境路段抵达中国	预计 2026 年左右正式开通
	西伯利亚力量 1 号（中俄东线）	约 225 亿立方米	经伊尔库茨克州、萨哈共和国和阿穆尔州等 3 个俄联邦主体，从黑龙江省黑河市入境，终点为上海	2022 年底全线贯通、出口量 155 亿立方米，计划 2025 年达到每年 380 亿立方米的最大年供气量
	西伯利亚 2 号	500 亿立方米	以俄罗斯为起点，途径蒙古国达中国	2022 年完成线路协商；预计 2024 年正式动工、2030 年全线贯通
中亚	中亚 D 线	300 亿立方米	起于土库曼斯坦复兴气田，计划接通西气东输四线，送至华东地区	预计 2026 年正式开通

来源：Rystad Energy GasMarketCube，全国能源信息平台，俄罗斯卫星通讯社，界面新闻，国金证券研究所

- 全球规划和在建的 LNG 产能充足，预计 2025 年起供给格局将大幅改善。2018 年起，全球天然气投资显著回暖，2019 年全球 FID 新项目产能创下 7040 万吨/年的历史新高。考虑到项目建设进度或受疫情影响有所延迟，预计大型产能项目将集中于 2025 年起陆续上线，其中包括卡塔尔北方气田扩建工程一期（3300 万吨/年），以及美国的 4 个大型项目 Golden Pass LNG（1560 万吨/年）、Plaquemines LNG（2160 万吨/年）、CCL Stage 3（1050 万吨/年）和 Driftwood LNG Phase 1（1100 万吨/年）。基于此，我们判断全球有望于 2025-2026 年开始步入下一个 LNG 供应宽松周期，进口 LNG 价格有望回落至“十三五”时期水平。

图表43：全球已做出最终投资决定的 LNG 项目投产计划

预计开始投运年份	项目名称	设计产能（百万吨/年）
2024	Golden Pass LNG	15.6
	CCL Stage 3	10.5
2024/2025	Plaquemines LNG	21.6
2025	Barossa-Darwin LNG	3.7
2025/2026	LNG Canada	14
	Qatargas NFE Phase 1	33
	Nigeria LNG T7	8
	Pluto LNG T2	5
2026	Driftwood LNG Phase 1	11
2027	Woodfibre LNG	2.7

来源：GIIGNL、EIA，国金证券研究所

- 低价气源供应量大幅增加，天然气消费量有望迎来第三轮高增。2025、2026 年前后，进口自俄罗斯和中亚低价管道气增量陆续兑现，LNG 大型项目集中投产、全球天然气有望重回买方市场，气气竞争模式下价格下行趋势明确。一方面，天然气作为替代能源，其相较于竞争性能源的经济性是决定其消费量的关键因素；另外，我国低碳发展的目标明确，天然气相较其他化石能源的清洁性优势显著，有助于实现“2030 年碳达峰”的目标，届时中国天然气行业有望迎来第三轮高速发展周期。

四、投资建议

- 2023 年，宏观经济增速修复、天然气经济性边际改善以及低碳发展目标影响下，天然气消费增速有待修复，其中工商业和交通部门用气需求弹性较大。另外，目前中国买家正在执行的 LNG 购销合同以油价挂钩的定价方式为主，而全球经济下行影响下油价中枢将有所回落，拥有国际 LNG 中长约资源的企业有望受益。
- 推荐关注：具有稀缺油气资产，进口天然气平均采购成本下降、天然气销售业务盈利修复的**中石油、中石化、中海油（石化组覆盖）**；中石油控股、海内外布局上游油气资源的**昆仑能源**；产业链一体化布局，集团自有舟山 LNG 接收站，正在执行的国际 LNG 中长约合同量仅次于“三桶油”，存量项目区位优势突出的**新奥股份**。

图表44：相关标的估值情况

代码	公司	总市值(亿元)	EPS (元/股)				PE			
			21A	22E	23E	24E	21A	22E	23E	24E
600028.SH	中国石化	6,399.54	0.59	0.57	0.58	0.59	9.5	9.9	9.7	9.6
601857.SH	中国石油	10,027.66	0.50	0.88	0.88	0.89	11.4	6.5	6.5	6.4
600938.SH	中国海油	4,952.90	1.57	3.04	2.77	2.87	10.8	5.5	6.1	5.9
600803.SH	新奥股份	581.57	1.46	1.54	1.85	2.11	12.7	12.0	10.0	8.8
0135.HK	昆仑能源	560.22	2.66	0.72	0.81	0.90	2.4	9.0	8.0	7.3

来源：Wind，国金证券研究所。注：数据截至 2023 年 3 月 22 日，其中“三桶油”预测值来自国金证券，其余标的预测值来自 Wind 一致预期。

五、风险提示

■ 宏观经济修复不及预期

2023 年全球经济下行造成外需疲软，房地产行业修复节奏不确定，投资和消费信心难以迅速恢复等因素或导致宏观经济修复不及预期，从而阻碍用气需求回升。

■ 地缘政治风险

全球石油、天然气需求相对缺少弹性，因此任何地缘政治风险引发供应侧调整均可能造成价格大幅波动。

■ 油气价格超预期上涨，煤炭价格超预期下行

我国进口天然气中长期合同定价方式以油价挂钩为主，油价上涨将导致天然气采购成本上涨，气价上涨将促使气源商转卖 FOB 气源、减少进口量；煤价下行超预期将进一步吸引终端用户“气转煤”，从而导致天然气消费需求不及预期。

■ 环保政策持续放松

环保政策是驱动我国天然气消费量增长的重要因素。若环保政策持续放松，则消费增速可能不达预期。

■ LNG 产能释放不达预期

受俄乌冲突影响，欧美油气企业撤出俄罗斯导致该国 LNG 项目建设投产日程存在较大不确定性，且历史上存在已做出最终投资决定的 LNG 项目宣布终止的案例。另外，存在安全事故风险导致存量 LNG 项目的产能利用率不达预期。

行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

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。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、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：北京市东城区建国内大街 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：中国深圳市福田区中心四路 1-1 号
紫竹国际大厦 7 楼		嘉里建设广场 T3-2402