



石油化工行业研究

买入（维持评级）
行业深度研究

证券研究报告

石油化工组

分析师：孙羲昱（执业 S1130525090005） 分析师：陈浩越（执业 S1130525100002）

sunxiyu@gjzq.com.cn

chenhaoyue@gjzq.com.cn

天然气：供需重构下的价格新周期

回顾与现状：周期轮回与紧平衡格局

2020-2024 年全球天然气行业完成“需求塌陷与低价—供给冲击与价涨—供给宽松与价跌”的完整轮回，荷兰 TTF 现货价格经历极端波动后回落，全球贸易格局实现结构性重塑，欧盟 LNG 进口份额先升后降，美国跃居全球最大 LNG 出口国，中国重回最大进口国，行业从“区域市场”加速向“全球一体化、LNG 主导”格局演进。2025 年全球天然气市场呈“量缓价高、结构性紧平衡”，需求增速放缓至 0.9%，供给端依赖北美 LNG 新项目增量但受俄气管道中断等因素抵消，仍偏紧；需求端欧洲因低库存进行高价补库，亚洲需求稳步增长，中国天然气需求短期增速回落但有望重回高速增长通道。

展望：LNG “超级扩张周期”下的供需重构，欧洲、亚洲气价中枢下行

供给侧：2026 年成为全球 LNG “超级扩张周期”的关键拐点，2026-2030 年预计累计新增约 2.02 亿吨 LNG 产能，较 2025 年增长约 40%，年均增速约 6.8%，产能扩张高度集中于北美与中东，供应版图从“多极分散”加速向“美卡双核”重塑。同时，俄罗斯管道气“西退东进”与欧盟分步禁俄气的制度安排，使得全球管道气份额持续下滑，LNG 在全球边际供给中的定价权进一步抬升，天然气定价切换到“美国 LNG+卡塔尔 LNG”，至 2030 年美国 and 卡塔尔的 LNG 出口产能份额将显著提升，而澳大利亚份额下滑，这一变化带来议价权集中、贸易路径拉长、高成本项目边缘化等多重影响，全球 LNG 项目建设计划仍在进一步提速，2025 年 1-10 月通过 FID 的 LNG 项目数量大幅增长。

需求侧：2025-2030 年全球天然气需求复合年增长率约 1.56%，呈现温和扩张态势。区域分化明显，亚太地区需求增速最快，中国是核心增长引擎，中东和非洲需求稳步增长，欧洲需求则呈收缩态势，源于可再生能源替代和脱碳政策导向，北美自身需求增速不足 1%，主要由电力部门支撑。

全球 LNG 市场将从 2025 年的紧平衡逐步转向宽松，2026 年进入略宽松阶段，2027 年转向供应过剩，2029 年达到过剩峰值。供给宽松推动 2026-2030 年全球气价体系从“供给约束”切换为“成本约束+需求弹性”，价格传导以美国和卡塔尔边际供给成本为锚，欧洲 TTF/亚洲 JKM 基准价将向美气来源到岸价靠拢，中长期中枢逐步下行。

美国气价：LNG 出口和电力需求驱动的价格上行周期

美国天然气市场正处于“供给弹性受限、需求持续扩张”的格局，LNG 出口放量与数据中心带动的发电需求成为核心增长引擎，推动市场从紧平衡逐步转向短缺，Henry Hub 价格中枢有望在 2027 年明显抬升，开启新一轮价格上行周期。美国未来新天然气井完全周期成本集中在 3-3.5 美元/MMBtu 区间，将为长期 Henry Hub 底价形成支撑。美国天然气上游生产龙头 EQT、LNG 出口龙头 Cheniere Energy、中游优质龙头 Energy Transfer 与 Kinder Morgan 等或持续受益于美国 LNG 出口景气周期。

风险提示

地缘政治冲突风险；供需超预期变动风险；政策调整风险。

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费



内容目录

一、2020–2024 年回顾：从供应冲击到贸易格局的结构性重塑	5
二、2025 年现状：紧平衡态势下的地区需求分化与价格震荡	7
2.1 供给端：北美 LNG“孤军突进”，全球仍偏紧而未宽松	8
2.2 需求端：欧洲“高价补库”+亚洲需求稳步增长.....	9
三、2026–2030 年展望：供给侧：LNG“超级扩张周期”下的产能重构	11
3.1 LNG 迎供给扩张周期，北美与中东主导新供应版图	11
3.2 俄气“西退东进”与欧盟禁运：LNG 定价权的制度性改变	14
四、2026–2030 年展望：需求侧：温和增长、区域分化	15
五、LNG 供需趋松：欧洲 TTF/亚洲 JKM 转向“成本约束+需求弹性”.....	17
5.1 2026 年转向略宽松，2027–2030 年过剩幅度进一步加剧.....	17
5.2 美国供给以气挂长约为主，中东、亚太以油挂长约为主.....	17
5.3 供给趋势驱动亚洲、欧洲气价下行，气价体系转向“成本约束+需求弹性”.....	18
六、美国气价：LNG 出口和电力需求驱动的价格上行周期	19
6.1 供给侧：产量弹性的区域来源是 Permian 与 Haynesville	19
6.2 预计美国天然气供需趋紧，2027 年 Henry Hub 价格中枢或明显抬升	20
6.3 美国未来新天然气井完全周期成本集中在 3–3.5 美元/MMBtu 区间	22
6.4 美国天然气产业链相关上市公司：关注龙头 EQT、LNG、ET、KMI	23
七、风险提示.....	25

图表目录

图表 1： 亚洲、欧洲与美国天然气价格	5
图表 2： 2024 年全球 LNG 进口结构（百万吨）	5
图表 3： 2021–2022 年印度 LNG 进口量因高价而下滑（十亿立方米）	6
图表 4： 2024 年全球 LNG 出口结构（百万吨）	6
图表 5： 欧洲因暂停俄国管道气而提升 LNG 进口量（百万立方米/周）	7
图表 6： 当前全球 LNG 装置高负荷运行	7
图表 7： 2025 年全球天然气需求增长放缓（十亿立方米）	8
图表 8： 2025 年全球 LNG 供需仍偏紧.....	8
图表 9： 美国 Plaquemines 项目贡献 2025 年全球 LNG 主要供应增量（bcm）	9
图表 10： 2025 年欧洲天然气库存偏低（Twh）	9
图表 11： 2025 年欧洲天然气库容率偏低（%）	9



图表 12:	2025 年欧洲天然气库存变化 (十亿立方米)	10
图表 13:	2024-2030 年中国天然气需求保持高增长	10
图表 14:	中国天然气表观需求增速及一次能源占比	10
图表 15:	全球天然气需求情况 (十亿立方米)	10
图表 16:	2026-2027 年全球 LNG 产能增长提速	11
图表 17:	美国 LNG 出口份额提升推动欧洲亚洲气价相关性提升	12
图表 18:	全球天然气贸易中 LNG 占比持续提升	12
图表 19:	全球 LNG 产能份额 (%)	12
图表 20:	全球 LNG 液化项目累计新增产能 (百万吨/年)	12
图表 21:	全球 LNG 液化项目年新增产能 (百万吨/年)	12
图表 22:	全球 LNG 在建项目 (已 FID 获批)	13
图表 23:	全球每年新通过 FID 的 LNG 项目 (百万吨/年)	14
图表 24:	欧盟进口俄罗斯天然气持续下滑	14
图表 25:	中国三大管道气来源 (亿立方米/年)	14
图表 26:	中国管道气进口量 (十亿立方米)	15
图表 27:	2024-2035 年天然气区域供给结构变化	15
图表 28:	全球天然气需求年度同比变化	16
图表 29:	全球天然气需求预测 (十亿立方米)	16
图表 30:	2025-2030 年全球 LNG 产量供给及需求量预测 (百万吨)	17
图表 31:	2025-2035 年全球 LNG 产能与需求预测 (十亿立方米)	17
图表 32:	亚洲油价与气价挂钩的长协 LNG 合同对比	18
图表 33:	LNG 长协中 FOB 方式、贸易商、气价挂钩合同比例上升提供更多灵活性	18
图表 34:	美国主要的五大天然气产区产量 EIA 预测 (十亿立方英尺/天)	19
图表 35:	美国天然气产量 IEA 预测 (十亿立方米/年)	19
图表 36:	美国天然气活跃钻机数量处于上行趋势	20
图表 37:	美国 LNG 出口贡献主要需求增量 (bcf/d)	20
图表 38:	美国 LNG 出口产能增量大于产量 (bcf/d)	20
图表 39:	数据中心建设推动美国天然气发电需求	21
图表 40:	美国油气盆地地理位置分布	21
图表 41:	美国天然气供需平衡表 (十亿立方英尺/天)	21
图表 42:	美国或面临天然气供应缺口	22
图表 43:	Henry Hub 价格预测	22
图表 44:	北美主要盆地新天然气井完全周期成本 (美元/百万英热)	22
图表 45:	北美上游天然气勘探开发公司	23
图表 46:	北美上游天然气勘探开发公司估值预测 (亿美元)	23



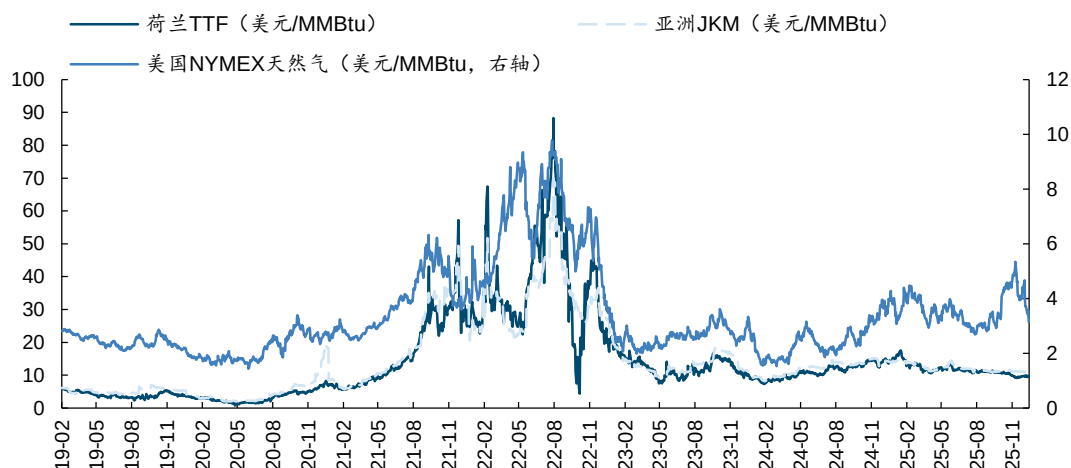
图表 47: 美国 LNG 专业公司	24
图表 48: 美国 LNG 专业公司估值预测 (亿美元)	24
图表 49: 美国中游天然气公司	24
图表 50: 美国中游天然气公司估值预测 (亿美元)	25



一、2020–2024 年回顾：从供应冲击到贸易格局的结构性重塑

2020–2024 年全球天然气行业经历了从公共卫生事件冲击下的需求塌陷与低价谷底，到俄乌冲突驱动的极端供给冲击与价格飙升，再到 2023–2024 年在新增 LNG 供给与需求侧再平衡推动下的价格中枢下行的完整轮回，行业核心矛盾明显从“供给突然短缺”演变为“中期供给逐步宽松”。荷兰 TTF 现货价格从 2020 年月均约 4–5 美元/百万英热单位的低位，一度上冲到 2022 年 8 月 80–90 美元/百万英热单位的高位，随后在 2025 年回落至约 10 美元/百万英热单位附近，标志着亚欧气价中枢已从极端紧平衡切换到下行通道开端。

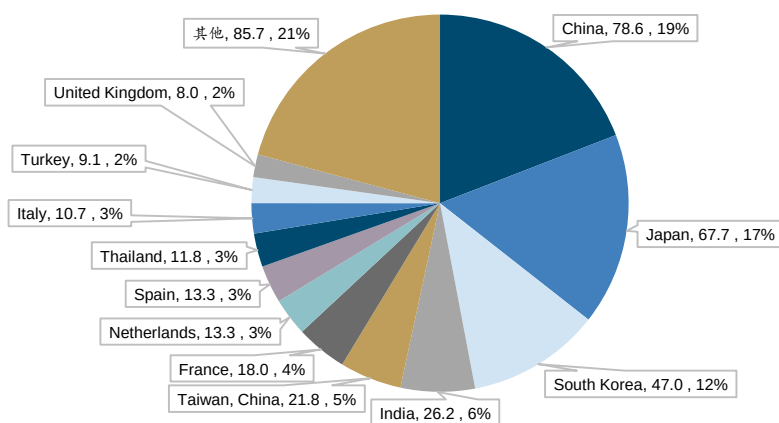
图表1：亚洲、欧洲与美国天然气价格



来源：，国金证券研究所

2022 年极端高价并非可持续状态，而是欧洲为挤出亚太边际需求而付出的“溢价”：为满足欧洲在 2022 年对 LNG 的更高需求，价格必须上升到足以压缩印度、东南亚等价格敏感型市场需求的水平，2022 年印度进口量同比下滑 17% 至 270 亿立方米，正是这一机制的体现。随着 2023–2025 年价格回落，这部分被挤出的需求开始恢复，反过来又对欧洲的 LNG 流入形成再平衡约束。

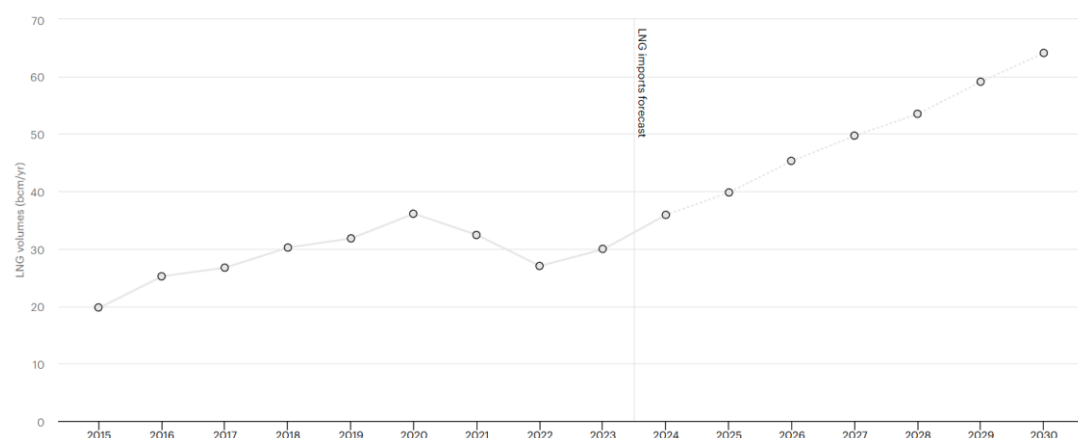
图表2：2024 年全球 LNG 进口结构（百万吨）



来源：Rystad Energy，国金证券研究所



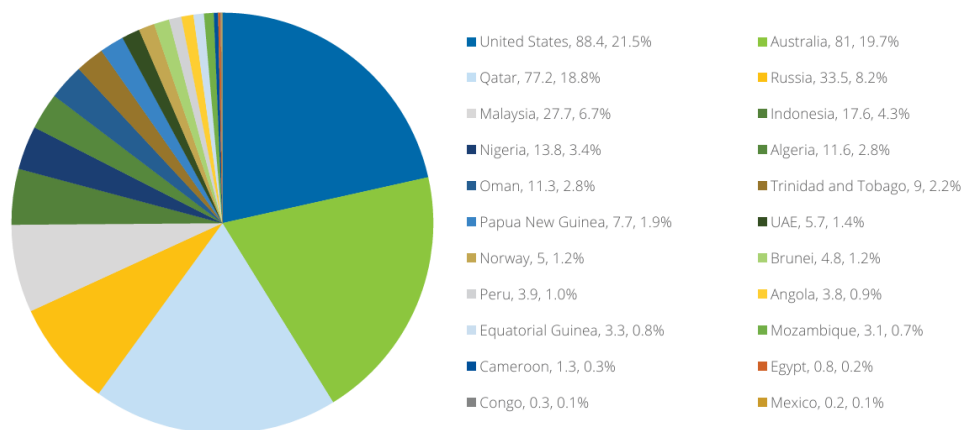
图表3：2021-2022 年印度 LNG 进口量因高价而下滑（十亿立方米）



来源：IEA，国金证券研究所

在价格剧烈波动的背景下，全球天然气贸易格局发生了结构性重塑：一方面，欧盟在俄气管输锐减后，其 LNG 进口份额从 2021 年的 9% 抬升至 2023 年的约 19%，大西洋盆地一度成为全球 LNG 现货“价格锚”；另一方面，随着价格回落与亚洲需求修复，2024 年更多 LNG 流量重新回流太平洋盆地，欧盟份额回落至约 13%，2025 年因乌克兰过境管道正式暂停，欧盟份额再次提升至历史高位，全球贸易流向在“大西洋优先”与“亚太回流”之间动态摇摆。同期，美国在 2024 年以 88.4 百万吨的 LNG 出口量跃升为全球最大出口国，中国以 78.64 百万吨重新成为最大进口国，确立了“美国主导供应端，中国主导需求端，欧洲阶段性冲击”的格局。这一阶段的本质，是在地缘冲突与价格冲击下，全球天然气由传统“区域市场”加速向“全球一体化、LNG 主导”的新格局演进，为后续气价中枢趋势性下移和供需重构奠定基础。

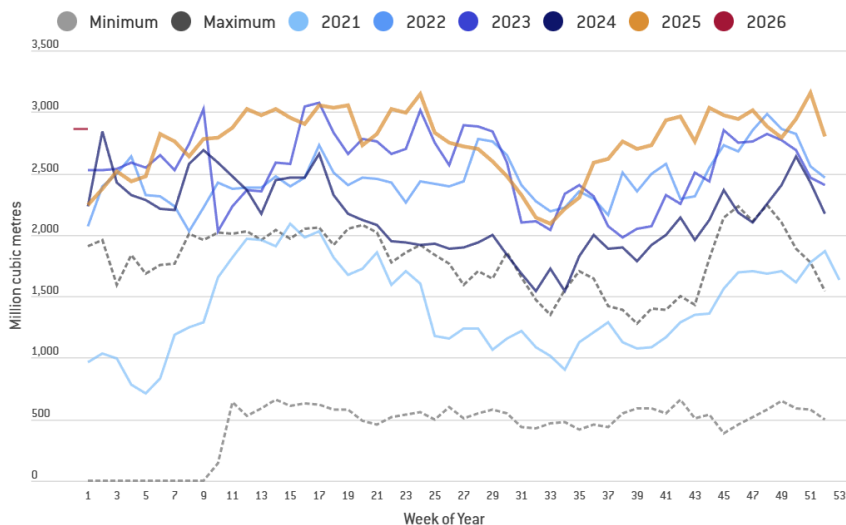
图表4：2024 年全球 LNG 出口结构（百万吨）



来源：Rystad Energy，国金证券研究所



图表5: 欧洲因暂停俄国管道气而提升 LNG 进口量 (百万立方米/周)

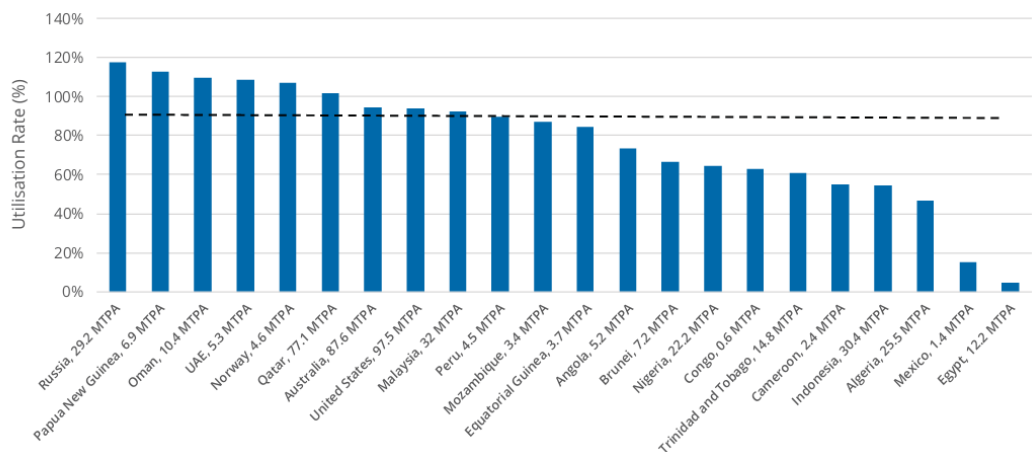


来源: bruegel, 国金证券研究所

二、2025 年现状: 紧平衡态势下的地区需求分化与价格震荡

2025 年全球天然气市场整体处于“量缓价高、结构性紧平衡”状态: 在高企但略有回落的价格环境和宏观不确定性压力下, 全球天然气需求增速放缓至约 0.9%, 显著低于前期复苏阶段, 但并未步入衰退。供给端, LNG 产量在北美尤其是美国新项目 (Plaquemines、Corpus Christi S3、LNG Canada) 拉动下同比快速增加, 但俄罗斯经乌克兰的管道气中断、欧洲冬末低库存导致对 LNG 补库依赖上升, 抵消了部分新增供应, 令整体平衡依然偏紧。

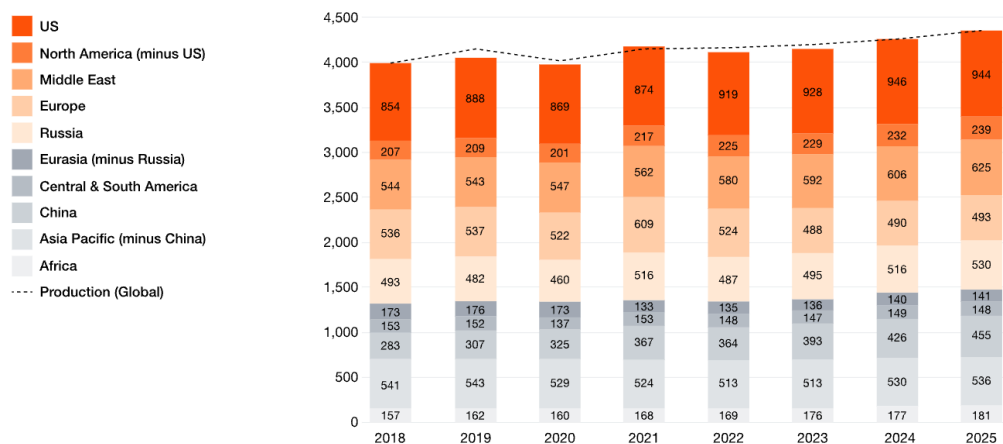
图表6: 当前全球 LNG 装置高负荷运行



来源: Rystad Energy, 国金证券研究所

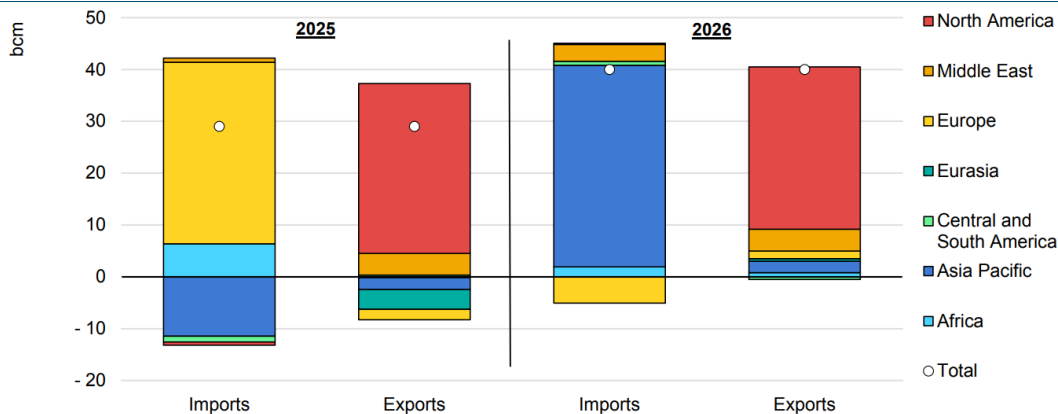


图表7: 2025 年全球天然气需求增长放缓 (十亿立方米)



来源: PWC, 国金证券研究所

图表8: 2025 年全球 LNG 供需仍偏紧



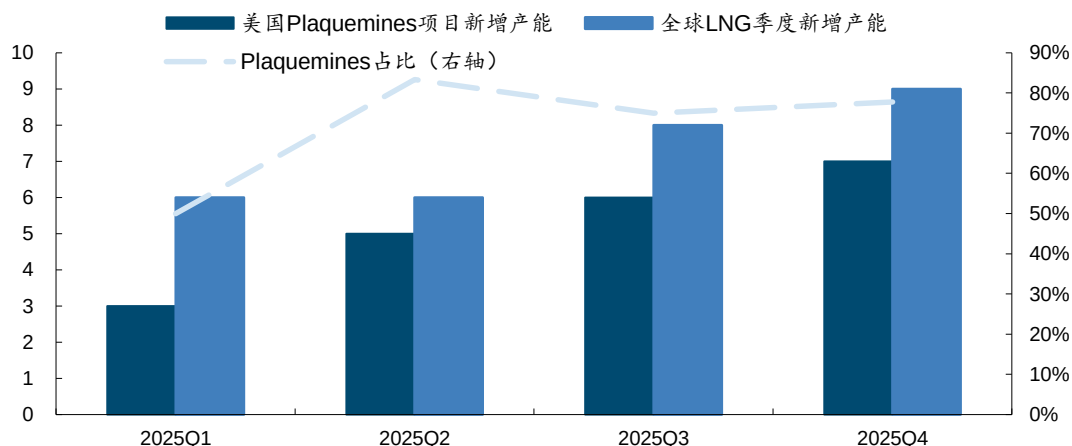
来源: IEA, 国金证券研究所

2.1 供给端: 北美 LNG “孤军突进”, 全球仍偏紧而未宽松

供给端看, 2024/25 取暖季全球 LNG 供应仅同比微增, 主要靠美国 Plaquemines LNG 在 2024 年末投运支撑; 进入 2025 年, 随着 Plaquemines 一期、Corpus Christi S3 与 LNG Canada 陆续爬坡, 全年 LNG 供应增速提升至约 5% (+29bcm), 其中 87% 左右的增量来自北美。Plaquemines 在 2025 年成为压舱石式的新增供给来源, 其一期名义产能约 18 bcm/年, 产能利用率超 100%, 2025 全年贡献约 21bcm, 单一项目即占全球 LNG 同比增量的近四分之三, 大幅改变了边际供给结构。未来美国快速扩张的 LNG 出口能力, 为后续亚洲、欧洲气价价格下行周期埋下供给“伏笔”。



图表9：美国 Plaquemines 项目贡献 2025 年全球 LNG 主要供应增量 (bcm)



来源：EIA，国金证券研究所

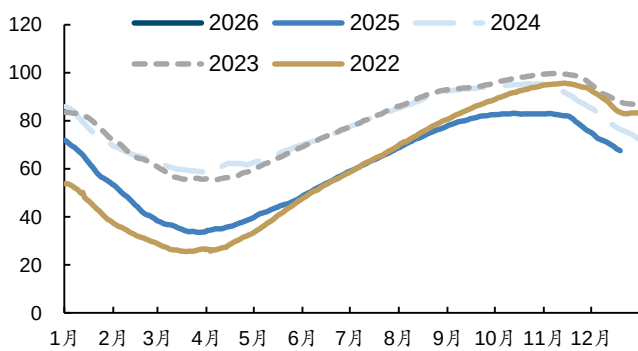
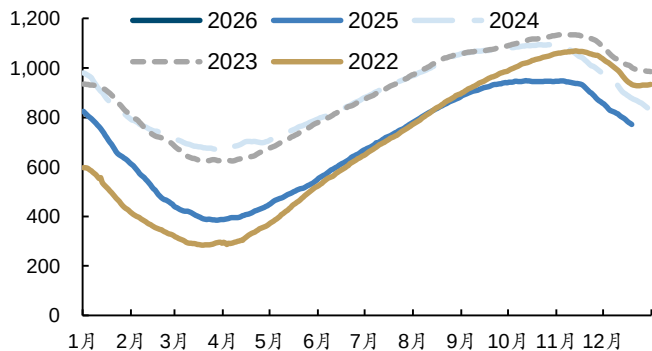
2025 年 LNG 新增虽然可观，但不足以完全抵消俄罗斯经乌克兰管道气中断、挪威维护减产以及欧洲库存偏低所带来的紧张，因此 2025 年全球 LNG 市场仍处于“紧而不危”的状态。

2.2 需求端：欧洲“高价补库”+亚洲需求稳步增长

2024/25 年冬季欧洲遭遇偏冷天气叠加风电偏弱，采暖与气电用气显著回升，库存从 2024 年 10 月约 95%库容快速下滑，至 2025 年 3 月左右降至 34%，库存绝对量比上年同期低 26 bcm，为 2018 年以来最快的下降节奏。

图表10：2025 年欧洲天然气库存偏低 (Twh)

图表11：2025 年欧洲天然气库容率偏低 (%)



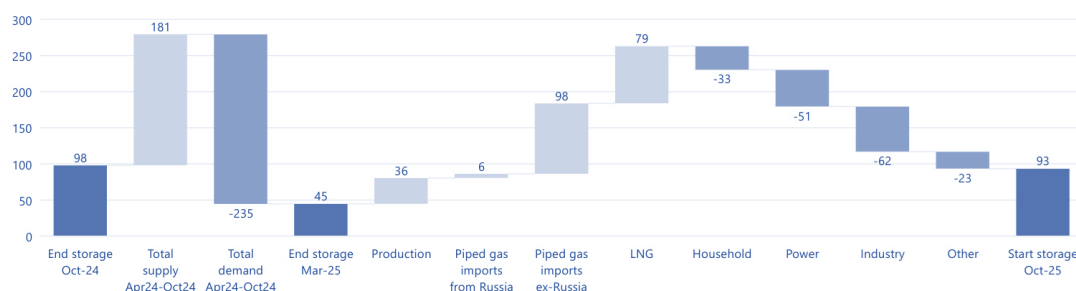
来源：，国金证券研究所

来源：，国金证券研究所

在价格端，这种库存在低位、补库刚性强、俄气进一步中断叠加中东地缘风险的组合，推动 TTF 在 2025 年初一度升至约 58 美元/MWh 的两年同期新高，随后在补库推进、美国项目放量的影响下回落，但夏季远期曲线仍反映出市场对高位震荡与风险溢价的定价。



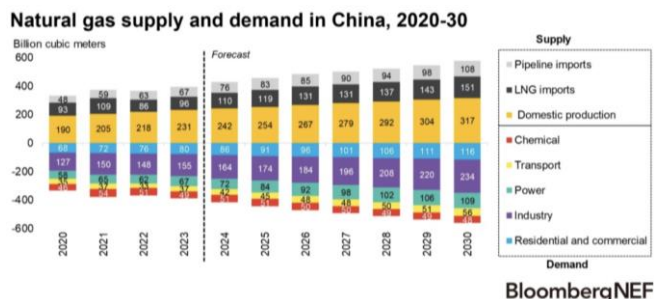
图表12: 2025 年欧洲天然气库存变化 (十亿立方米)



来源: Newmoney, 国金证券研究所

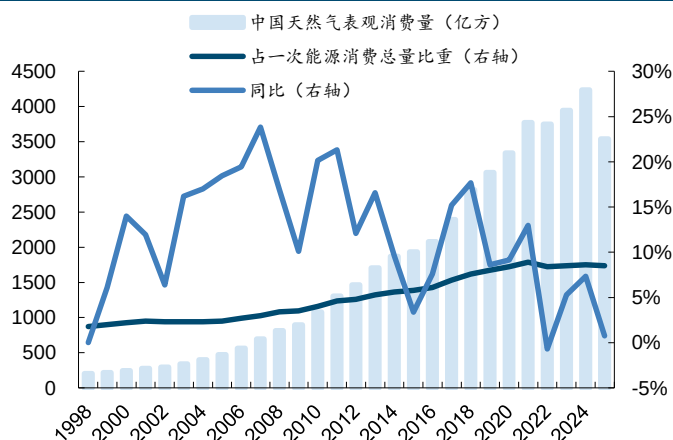
中国天然气需求总体保持增长态势, 2025 年增速阶段性放缓, 长期来看则有望重回高速增长通道。从历史数据看, 2010-2024 年中国天然气表观消费量年均增速达 10.28%; 受制造业用气需求波动、暖冬气候等因素影响, 2025 年市场增速有所回落, 其中前 10 个月天然气表观消费量为 3541 亿立方米, 同比仅增长 0.75%。展望未来, 多重驱动因素将推动天然气需求提速: 北方地区“煤改气”工程持续推进, 为消费增长筑牢基础; 在“双碳”目标指引下, 清洁低碳能源体系的构建要求进一步扩大天然气应用规模; 宏观经济稳步向好, 既带动传统工业用气需求同步提升, 装备制造、新能源汽车等新兴产业的快速发展也贡献了新增消费增量。此外, 燃气发电具备突出的调峰优势, 是支撑新型电力系统的重要力量, 叠加多地新建燃气发电机组陆续投产, 将进一步释放用气需求。综合判断, 中国天然气需求有望重回高速增长区间, 预计 2025-2030 年表观消费量年均增速将保持在 4%-5%, 天然气在我国一次能源消费结构中的占比也将从当前的 8.5% 提升至 10%。

图表13: 2024-2030 年中国天然气需求保持高增长



来源: Bloomberg, 国金证券研究所

图表14: 中国天然气表观需求增速及一次能源占比



来源: , 国金证券研究所

图表15: 全球天然气需求情况 (十亿立方米)

	2022	2023	2024	2025
非洲	168	170	170	173
亚太地区	904	933	987	993
其中: 中国	373	402	432	437
中南美洲	153	149	154	154
欧亚地区	617	625	652	646
其中: 俄罗斯	487	495	521	514
欧洲	541	503	507	522
中东	587	614	620	631
北美洲	1130	1140	1160	1168



	2022	2023	2024	2025
其中：美国	916	923	941	947
全球	4099	4134	4250	4288

来源：IEA，国金证券研究所

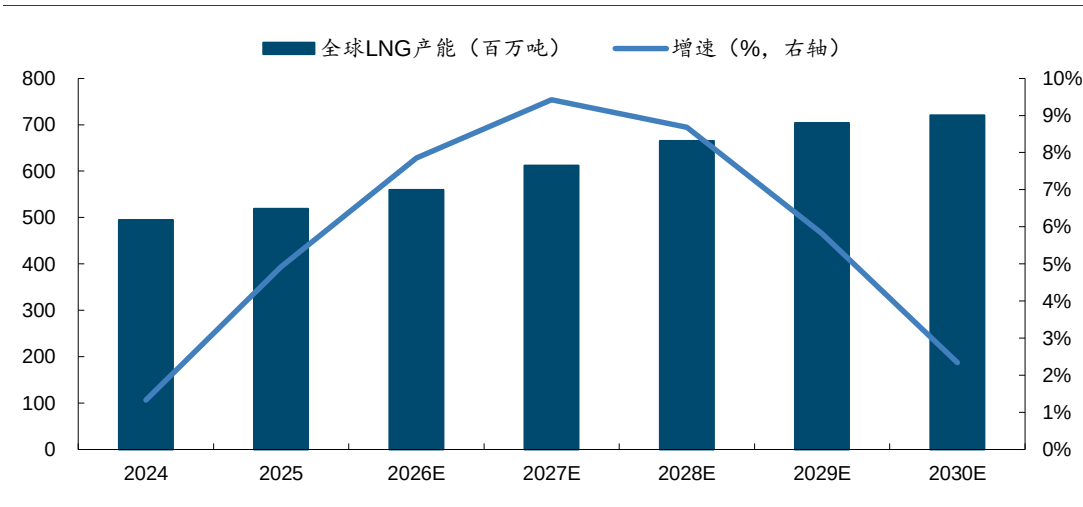
综合来看，①全球维度：2025 年需求增速从前期修复性高增滑落至 0.9% 的低位，供给端则在美国 LNG 带动下温和扩张，二者之间形成偏紧但可控的平衡。②区域维度，欧洲通过高价补库与高库存形成“安全垫”，但需持续为此支付高昂成本；亚洲则在煤炭与其他燃料替代、库存管理与长协锁价下，展现出更强的需求侧弹性。③周期维度，2025 年站在未来价格下行周期的“前高阶段”，既仍存在显著向上风险溢价，又已经在供给扩张与需求适应中为未来的过剩与价格中枢下移埋下伏笔。因此，不能简单按照美国 LNG 放量故事预先交易欧洲、亚洲全面宽松与大幅跌价，而应重视区域结构与需求弹性的再平衡——需求和库存波动也将决定 2026–2030 年欧洲与亚洲天然气价格下行周期的斜率与长度。

三、2026–2030 年展望：供给侧：LNG “超级扩张周期” 下的产能重构

3.1 LNG 迎供给扩张周期，北美与中东主导新供应版图

2026 年将成为本轮全球 LNG “超级扩张周期” 的关键拐点：新增液化产能预计达到约 4070 万吨/年，供给增速首次系统性超越需求增量，全球 LNG 市场自 2020 年以来首次迈入实质性宽松格局，但“峰值宽松”被推迟到 2027–2028 年，主要是由于 Golden Pass、LNG Canada、Costa Azul 和 North Field 扩建的部分项目延后。2026–2030 年预计累计新增约 2.02 亿吨 LNG 产能，较 2025 年增长约 40%，年均增速约 6.8%。

图表 16：2026–2027 年全球 LNG 产能增长提速



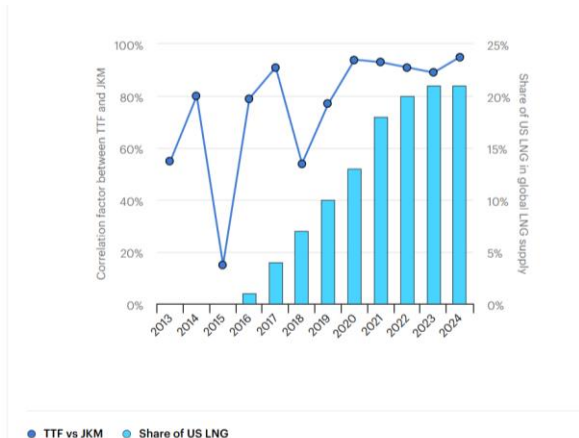
来源：IEA，IGU，国金证券研究所

这一轮扩张高度集中于北美与中东：2026 年–2030 年全球 LNG 产能分别新增 4070、5265、5324、3860、1647 万吨，合计 2.02 亿吨，其中美国占比 46.6%，卡塔尔占比 23.8%，加拿大占比 7.6%，阿联酋占比 4.8%，阿根廷占比 3.0%。供应版图由传统“多极分散”加速向“美卡双核”重塑。与此同时，俄罗斯管道气“西退东进”与欧盟分步禁俄气的制度安排，全球管道气份额持续下滑至 40%，进一步抬升 LNG 在全球边际供给中的定价权，使 2026 年以后天然气定价锚从“俄欧管道”加速切换到“美国 LNG+卡塔尔 LNG”。至 2030 年，预计美国 LNG 出口产能份额将从 2024 年的 21.5% 上升至 30.2%，卡塔尔从 2024 年的 18.8% 上升至 19.5%，澳大利亚则从 19.7% 下滑至 14.2%。这一集中主要有三方面影响：

①议价权再集中：低成本美湾资源与卡塔尔巨型气田的组合，使全球边际成本曲线重新向这两大供应极靠拢，欧洲与亚洲的边际气价锚将更为直接地与美气和卡塔尔到岸成本挂钩。美国 LNG 出口份额自 2018 年起快速提升，推动亚洲 JKM 和欧洲 TTF 价格相关系数从 55% 提升至 90%，预计未来相关性将进一步增长。



图表17: 美国 LNG 出口份额提升推动欧洲亚洲气价相关性提升

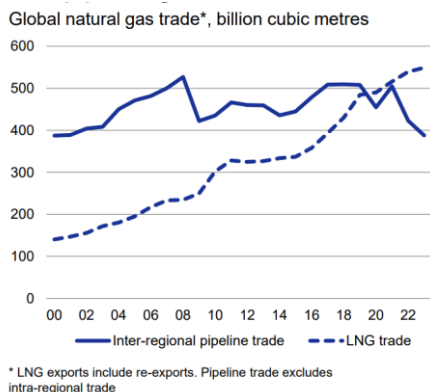


来源: IEA, 国金证券研究所

②贸易路径再拉长: 新增产能高度集中于北美, 而需求增量核心在亚洲, 跨盆地长航线比重提升, 有利于 LNG 运输费率与船东收益。

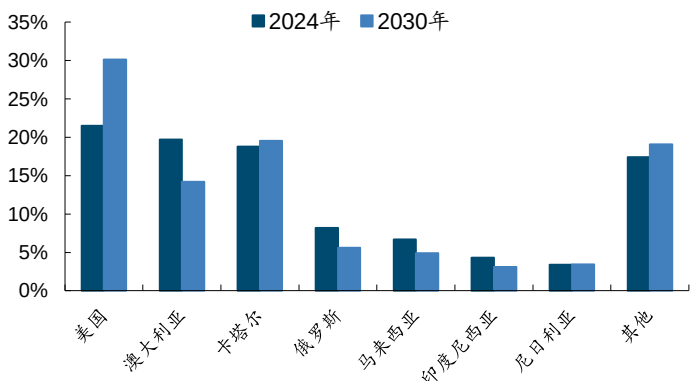
③高成本项目被边缘化: 在新增产能结构中, 非美非卡的新项目多为成本相对较高的偏远资源, 在价差收窄与长协锁定率提升的环境下, 其未来 FID 与融资难度显著上升, 边际供应更容易在低价周期被迫减产。

图表18: 全球天然气贸易中 LNG 占比持续提升



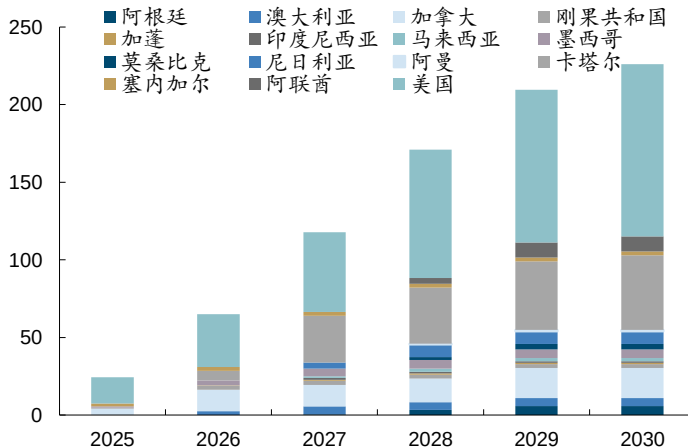
来源: IEA, 国金证券研究所

图表19: 全球 LNG 产能份额 (%)



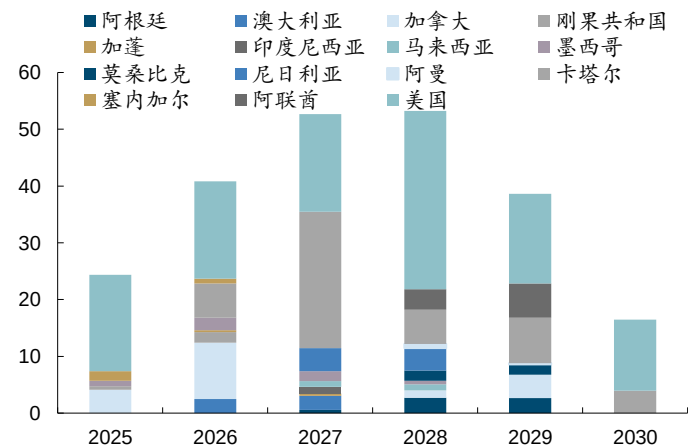
来源: IEA, 国金证券研究所

图表20: 全球 LNG 液化项目累计新增产能 (百万吨/年)



来源: IEA, 国金证券研究所

图表21: 全球 LNG 液化项目年新增产能 (百万吨/年)



来源: IEA, 国金证券研究所


图表22：全球 LNG 在建项目（已 FID 获批）

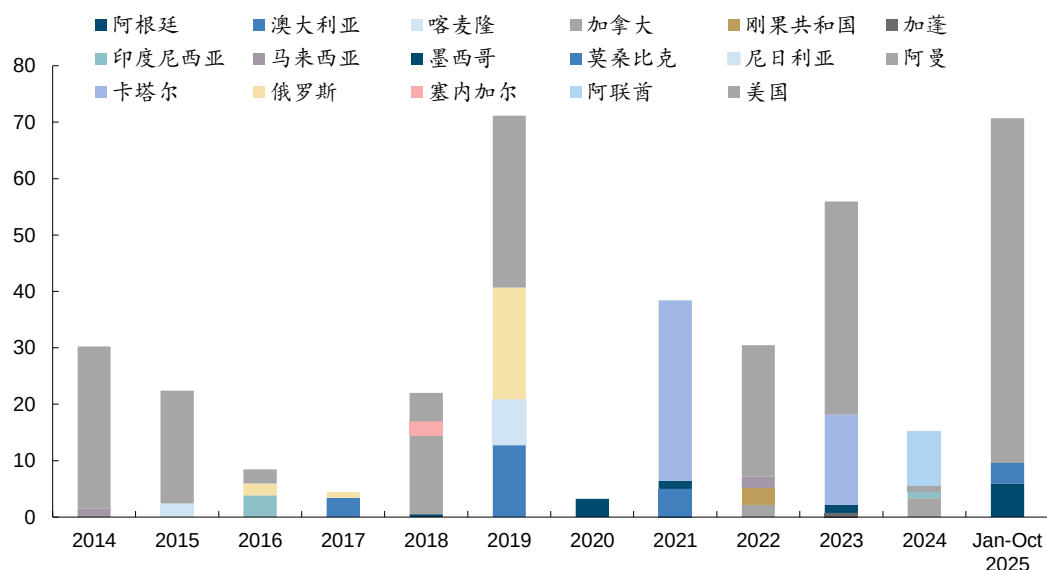
国家	项目	项目状态	FID 获批年份	投产时间	产能（百万吨/年）
塞内加尔	Tortue FLNG - Phase 1	已投产	2018	2025	2.5
美国	Corpus Christi - Stage 3	建设中(调试中)	2022	2025	10
美国	Plaquemines LNG - Phase 2	建设中(调试中)	2023	2025	6.7
加拿大	LNG Canada	建设中(调试中)	2018	2025	14
刚果共和国	Congo FLNG 2	建设中	2022	2025	2.4
美国	Golden Pass LNG	建设中	2019	2025	15.6
加蓬	Cap Lopez	建设中	2023	2026	0.7
澳大利亚	Pluto LNG	建设中	2021	2026	5
印度尼西亚	Genting FLNG	建设中	2024	2026	1.2
卡塔尔	North Field East (NFE)	建设中	2021	2026	32
墨西哥	ECA LNG - Phase 1	建设中	2020	2026	3.2
尼日利亚	NLNG	建设中	2019	2027	8
马来西亚	ZFLNG	建设中	2022	2027	2
阿根廷	Southern Energy FLNG - Phase 1	建设中	2025	2027	2.4
墨西哥	Fast LNG Altamira 2	建设中	2023	2027	1.4
美国	Port Arthur LNG - Phase 1	建设中	2023	2027	13.5
美国	Rio Grande LNG Trains 1-3	建设中	2023	2027	17.6
美国	CP2 LNG - Phase 1	建设中	2025	2027	14.4
莫桑比克	Coral North FLNG	建设中	2025	2028	3.6
阿根廷	Southern Energy FLNG - Phase 2	建设中	2025	2028	3.5
阿曼	Marsa LNG	建设中	2024	2028	1
卡塔尔	North Field South (NFS)	建设中	2023	2028	16
阿联酋	Ruwais LNG	建设中	2024	2028	9.6
加拿大	Cedar LNG	建设中	2024	2028	3.3
加拿大	Woodfibre LNG	建设中	2022	2028	2.1
美国	Corpus Christi - Midscale Trains 8-9	建设中	2025	2028	5
美国	Louisiana LNG	建设中	2025	2029	16.5
美国	Port Arthur LNG - Phase 2	建设中	2025	2030	13.5
美国	Rio Grande LNG Train 4	建设中	2025	2030	5.9
美国	Rio Grande LNG Train 5	建设中	2025	2031	5.9
莫桑比克	Mozambique LNG	FID 后——暂缓推进	2019		12.9
俄罗斯	Arctic LNG 2	FID 后——受制裁影响	2019		19.8
卡塔尔	North Field West (NFW)	已获批——未开工	2024		16

来源：IEA，国金证券研究所。截至 2025 年 10 月。

全球 LNG 项目建设计划仍在进一步提速。2025 年 1-10 月通过 FID 的 LNG 项目超过 7000 万吨，较 2024 年全年增长 367%，当前处于 LNG 项目建设景气周期，预计未来仍有较多 LNG 项目规划落地。



图表23: 全球每年新通过FID的LNG项目(百万吨/年)

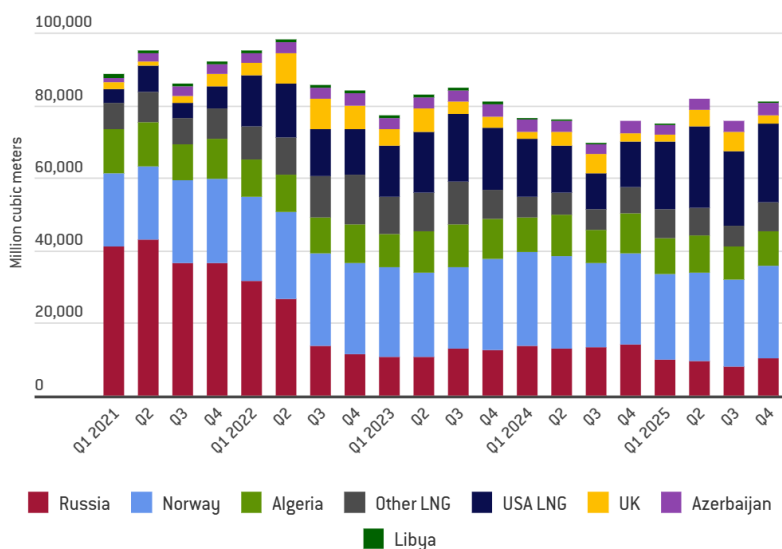


来源: IEA, 国金证券研究所

3.2 俄气“西退东进”与欧盟禁运: LNG定价权的制度性改变

俄气出口欧洲持续缩减,未来或进一步下降至0。截至2025年四季度,欧洲对俄进口较2021年一季度峰值已下降约75%,俄气传统“西向出口”模式被打破。2025年5月欧委会提出方案:自2026年1月1日起禁止与俄罗斯缔结新的管道气与LNG合同;自2025年底起禁绝俄气现货进口;自2026年底起逐步禁止俄LNG,自2027年Q3起禁止俄管道气。未来俄罗斯天然气或不再出口欧洲

图表24: 欧盟进口俄罗斯天然气持续下滑



来源: Bruegel, 国金证券研究所

俄气对中国出口量持续增长。俄罗斯通过中俄东线“西伯利亚力量1号”对华输气量自2020年的41亿立方米增至2024年的约300亿立方米,预计2025年增长至380亿立方米。

图表25: 中国三大管道气来源(亿立方米/年)

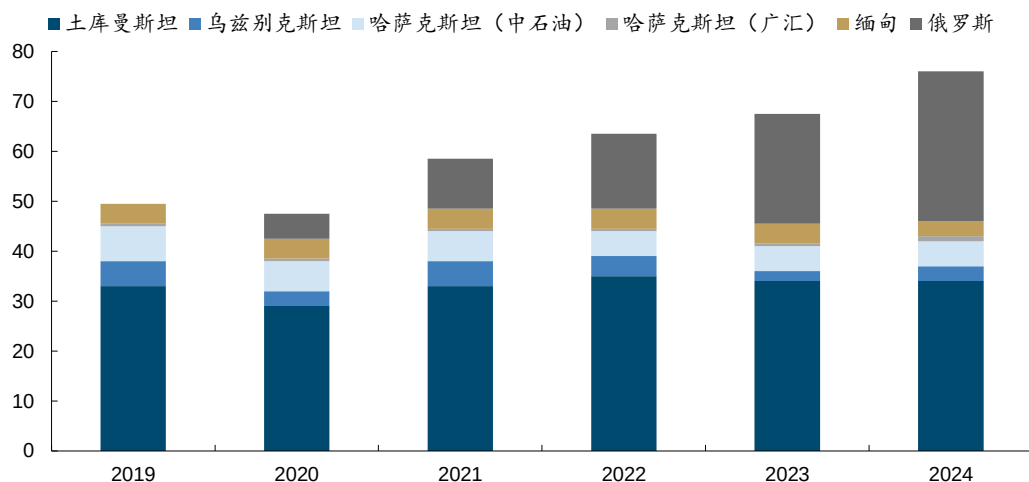
区域	管线名称	气源	输气能力	供给量		
				2023年	2024年	2025E
中亚	中亚A/B/C三线	土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦	550	410	423	410
中俄	中俄东线(西伯利亚力量1号)	俄罗斯亚马尔-涅涅茨地区	380	220	296	388



中缅	中缅天然气管道	缅甸	120	41	40	40
合计			1050	671	759	838

来源：中国国际石油化工联合，《中国跨境油气运输管道安全性评价与类型区划分》，国金证券研究所

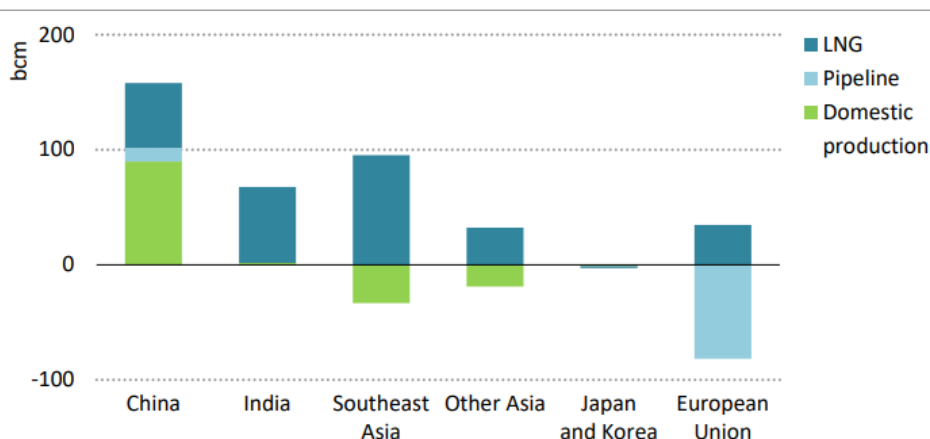
图表26：中国管道气进口量（十亿立方米）



来源：中国海关，SA 能源，国金证券研究所

在制度与实际供需双重约束下，2026–2030 年欧洲将“被动地”把自身边际供给、库存安全甚至价格发现权更多地交给美国与卡塔尔的 LNG 项目，强化了“美卡双核”的全球定价权基础。

图表27：2024–2035 年天然气区域供给结构变化



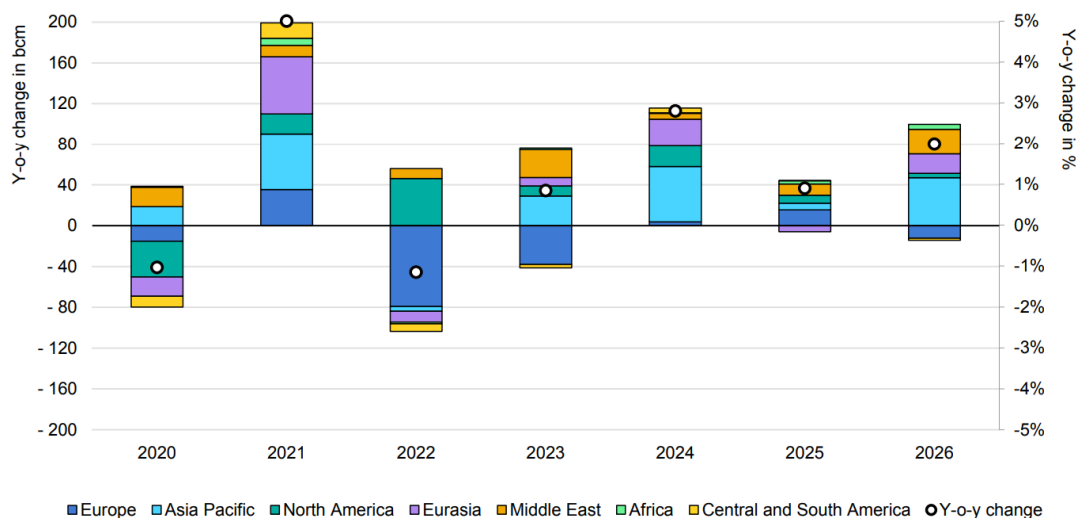
来源：IEA，国金证券研究所

四、2026-2030 年展望：需求侧：温和增长、区域分化

预计 2026 年全球天然气消费量将创历史新高，需求增速约为 2%，明显高于 2025 年“低于 1%”的疲弱阶段。从增量贡献看，亚太地区天然气需求预计在 2026 年增长超过 4.8%，并贡献全球约一半的新增需求；北美需求增速不足 1%，主要由电力部门支撑；欧洲则在可再生能源替代下预计需求下降约 2%。



图表28：全球天然气需求年度同比变化



来源：IEA，国金证券研究所

2025-2030 年，全球天然气需求总量从 42880 亿立方米增长至 46340 亿立方米，复合年增长率约 1.56%，呈现温和扩张态势，反映天然气作为低碳过渡能源在全球能源结构中仍发挥支撑作用。

亚太地区需求 CAGR 约 3.48%，其中中国需求 CAGR 达 3.90%，是亚太乃至全球增长核心引擎，主要受益于中国工业化深化、“煤改气”政策持续推进及发电结构清洁化转型；中东地区需求 CAGR 约 2.93%，能源转型、人口增长、工业化提速及本土油气资源开发带动发电与工业用气需求释放；非洲需求 CAGR 约 2.32%，经济复苏与能源基础设施完善推动需求稳步上行。

欧洲需求 CAGR 约-2.29%，是唯一需求收缩的区域，主要源于欧盟加速可再生能源替代、推动能源结构脱碳的政策导向，叠加地缘政治冲击后对传统天然气依赖度的主动降低。

整体而言，2025-2030 年全球天然气需求增长的核心逻辑为：新兴经济体（亚太、中东、非洲）的城镇化与工业化进程驱动刚性需求扩张，而发达经济体呈现转型分化——北美依托本土资源维持稳定增长，欧洲则加速向零碳能源转型，地缘政治格局与区域能源合作进一步强化了需求的区域差异。

图表29：全球天然气需求预测（十亿立方米）

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
非洲	170	173	178	184	189	190	194
亚太地区	987	993	1041	1069	1105	1141	1178
其中：中国	432	437	463	476	492	510	529
中南美洲	154	154	152	152	155	159	161
欧亚地区	652	646	665	669	677	683	686
其中：俄罗斯	521	514	530	532	538	541	542
欧洲	507	522	510	504	488	475	465
中东	620	631	655	678	693	712	729
北美洲	1160	1168	1172	1175	1192	1205	1220
其中：美国	941	947	950	949	965	978	995
全球	4250	4288	4373	4332	4499	4564	4634

来源：IEA，国金证券研究所

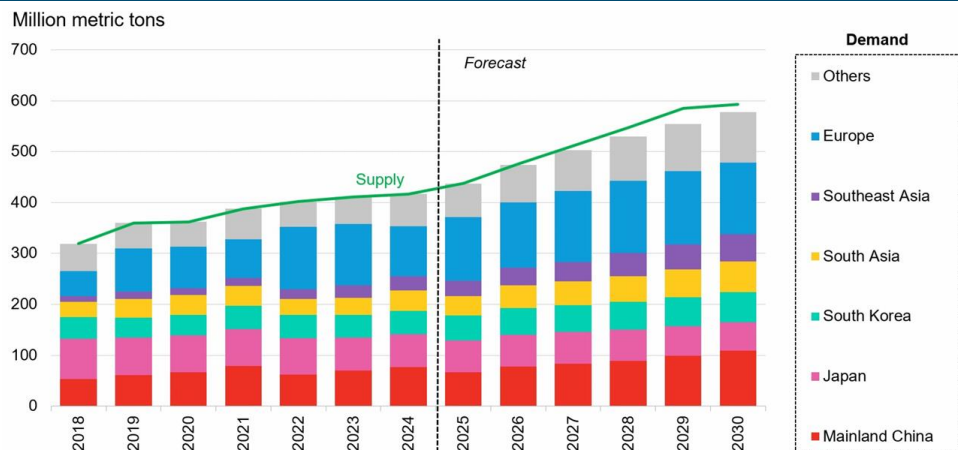


五、LNG 供需趋松：欧洲 TTF/亚洲 JKM 转向“成本约束+需求弹性”

5.1 2026 年转向略宽松，2027-2030 年过剩幅度进一步加剧

随着北美和中东 LNG 投产潮来临，全球 LNG 市场正逐步走向过剩。预计全球 LNG 市场将从 2025 年的紧平衡在 2026 年转变为略宽松，在 2027 年转向供应过剩，并在 2029 年达到供应过剩峰值，2030 年过剩幅度略有收缩。预计到 2030 年，全球 LNG 需求预计将达到 5.78 亿吨，较 2024 年增长 39%，而实际供应量预计达到 5.94 亿吨，较 2024 年增长 42%，过剩约 1600 万吨。

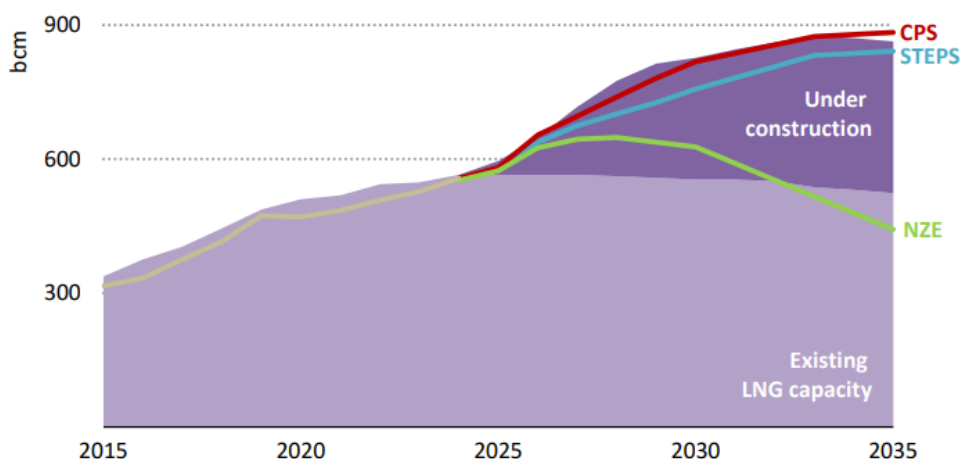
图表30：2025-2030 年全球 LNG 产量供给及需求量预测（百万吨）



来源：Bloomberg，国金证券研究所

IEA 预计，在中性假设下，至 2030 年，全球 LNG 将产生约 650 亿立方米（约 4640 万吨）闲置产能。

图表31：2025-2035 年全球 LNG 产能与需求预测（十亿立方米）



来源：IEA，国金证券研究所

5.2 美国供给以气挂长约为主，中东、亚太以油挂长约为主

全球 LNG 贸易量中，长协合同供应量约占 60%-70%，其中美国供给合同多以气价挂钩，中东和亚太供给合同多以油价挂钩。早期全球 LNG 供应地区主要为中东和亚太地区，日本、韩国和中国台湾的初期 LNG 进口中，油价挂钩合同成为定价主轴，并为后续中国、印度等后进入市场的买方提供了进口合同的范本，同时定价斜率偏高接近 14%。2020 年之后，随着美国新增产能陆续投产，气价挂钩合同占比逐步提升，冲击油价挂钩合同市场，新签油价挂钩长协的斜率逐步向 11% 逼近。

当前，中国进口来源仍以中东（卡塔尔）和亚太地区（澳大利亚）国家为主，以油价长约为主，多挂钩 JCC 指数，但其斜率已处于结构性下行通道。中远期来看，在油价中枢回落



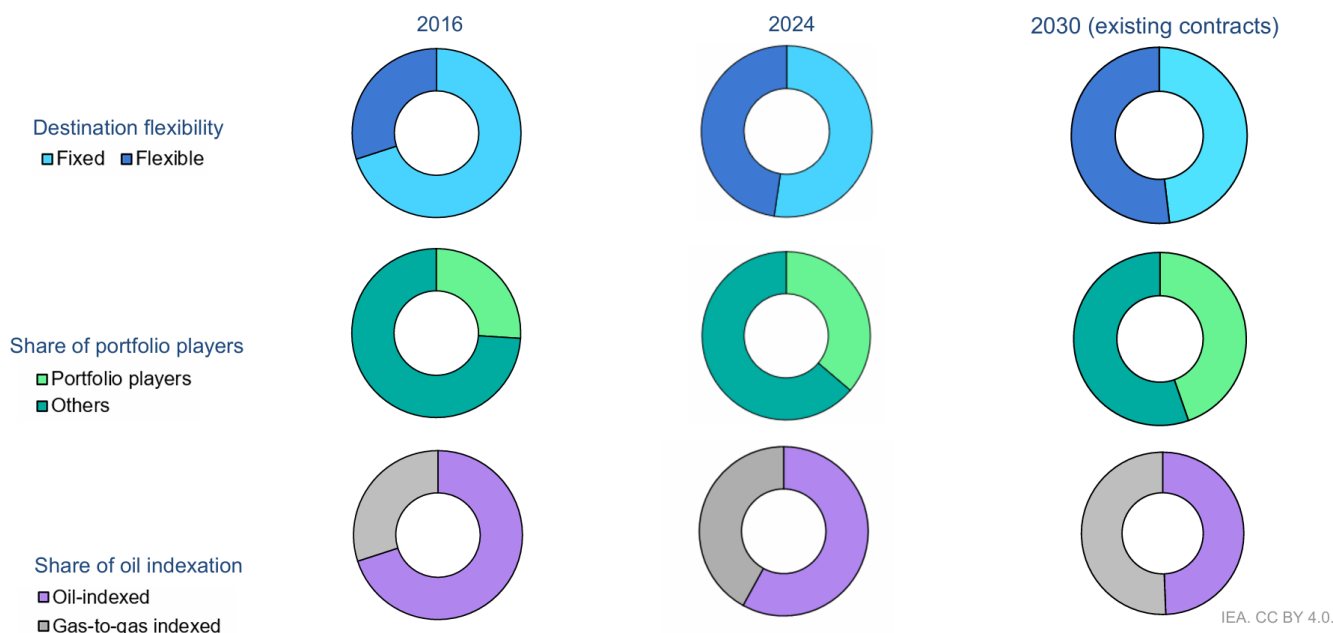
与美气中枢抬升的组合下，油挂合同有望获得优势。

图表32：亚洲油价与气价挂钩的长协 LNG 合同对比

	气价挂钩合同	油价挂钩合同
常见基准指数	亨利港 HH、欧洲 TTF、亚洲 JKM（美元/mmBtu）	布伦特原油价格、日本进口原油 JCC 指数（美元/桶）
常见出口国家	北美当前占比约 60%，2030 年将提升至 90%	卡塔尔等中东国家、亚太地区国家
核心公式	FOB: $115\% - 123\% \times HH + 2.0 - 3.0$ 美元/mmBtu DES: $115\% - 123\% \times HH + 4.0 - 5.0$ 美元/mmBtu	$11\% - 14\% \times \text{Brent} + 0.4 - 0.52$ 美元/mmBtu
计价周期	月/季度平均价格，多为三个月移动平均	三个月平均价格
2024 年现存合同占比	39%	61%

来源：IEA, NGL, Reuters, 国金证券研究所

图表33：LNG 长协中 FOB 方式、贸易商、气价挂钩合同比例上升提供更多灵活性



来源：IEA, 国金证券研究所

5.3 供给趋势驱动亚洲、欧洲气价下行，气价体系转向“成本约束+需求弹性”

供给宽松下，2026 - 2030 年的价格传导核心，可以简化为：美国+卡塔尔边际供给成本→欧洲 TTF/亚洲 JKM 基准价→亚洲、欧洲 LNG 现货与长协到岸价。在供给端，两个“锚点”十分清晰：

①美国：Henry Hub+液化费+运费+再气化费构成了 FOB/到岸的长约价格。若 Henry Hub 中枢为 4 美元/mmBtu，液化、运费和再气化费合计约 3.5-5 美元/mmBtu，则对应的价格约为 7.5-9 美元/mmBtu。

②卡塔尔：依托大规模的超低成本气田与已折旧的产能，其长期完全成本明显低于美国，在 60 美元/桶的油价下，斜率约 11 - 12%的油挂长协对应的到岸价在 7 - 8 美元/mmBtu 区间。其边际项目在大幅扩产后仍将具有明显的成本优势。

自 2026 年开始，新增供应将逐渐超过需求增量，价格开始向成本线回归：TTF/JKM 基准价将转向“美国+卡塔尔的边际气源”定价，全球气价体系从“供给约束”切换为“成本约束+需求弹性”。截至 2026 年 1 月 20 日，亚洲 JKM 价格 10.94 美元/mmBtu，欧洲 TTF 价格 12.34 美元/mmBtu，美国 Henry Hub 价格 3.91 美元/mmBtu，中长期欧洲 TTF/亚洲 JKM 基准价将向美气来源到岸价靠拢。



六、美国气价：LNG 出口和电力需求驱动的价格上行周期

6.1 供给侧：产量弹性的区域来源是 Permian 与 Haynesville

EIA 预测，2026-2027 年美国天然气主要产量增量来自于 Permian 和 Haynesville。其中：Permian（二叠纪盆地）因油/气共采，即使在天然气价格偏低时，伴生气仍随油井投放被动释放，但会因为油价对页岩油的产量而受到影响。此外 Permian 的气价节点（Waha）在 2025 年多次转为负价，表明当地管网阶段性“满负荷”，增量更多受制于下游运力而非地质资源本身。因此，虽然 Permian 在 2026-2027 年对美国天然气供给仍具主导弹性，但这种弹性更多体现在“油价与管道双约束下的中速增长”，而非早期的爆发式增产。

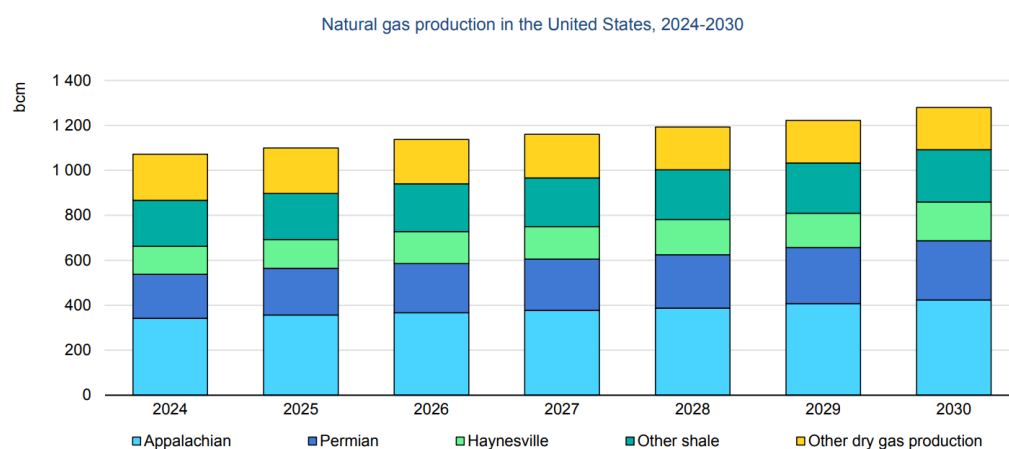
Haynesville（海恩斯维尔盆地）作为气井成本偏高的盆地，随着 2025 年 Henry Hub 价格抬升及后续气价预期上行，产量逐步回升，此外因美国湾岸 LNG 液化项目（Plaquemines、Corpus Christi Stage 3、Golden Pass 等）陆续投运，Haynesville 作为“贴着 LNG 码头”的高产干气盆地，其边际经济性显著修复。

图表34：美国主要的五大天然气产区产量EIA预测（十亿立方英尺/天）

区域	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E
Appalachia(Marcellus 马塞勒斯、Utica 尤蒂卡盆地等)	34.6	35.5	35.6	36.4	36.5	36.5
Bakken (Williams 等)	2.8	3.1	3.3	3.3	3.4	3.4
Eagle Ford 鹰滩盆地	5.9	6.7	7.0	7.3	7.1	7.0
Haynesville 海恩斯维尔盆地	15.5	16.5	14.5	15.0	15.9	17.4
Permian 二叠纪盆地	20.1	22.8	24.9	27.5	29.0	29.5

来源：EIA，国金证券研究所。注：十亿立方英尺/天≈103.3 亿立方米/年

图表35：美国天然气产量 IEA 预测（十亿立方米/年）

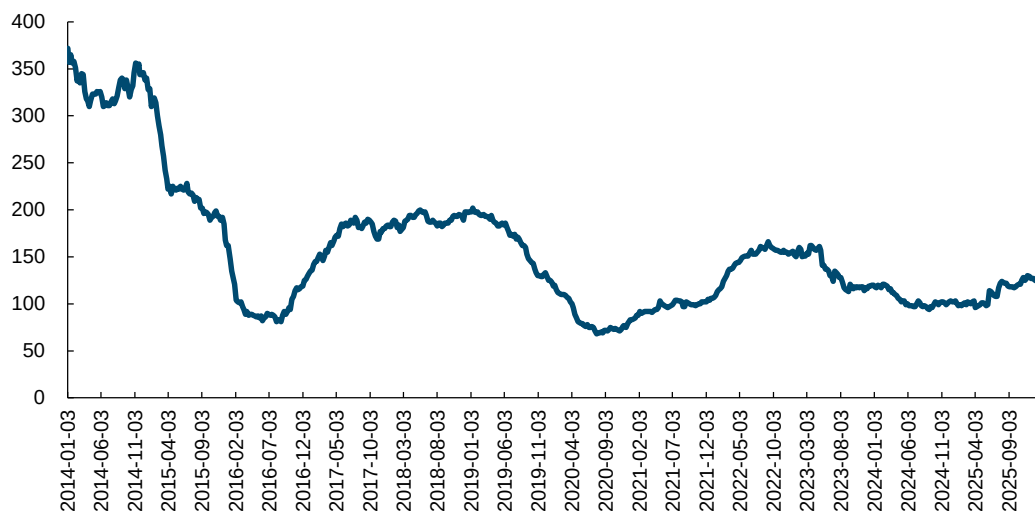


来源：IEA，国金证券研究所

从钻机数据看，美国天然气活跃钻机数自 2022 年高点起持续回落，到 2024 年底降至近年低位，2025 年天然气活跃钻机数又逐步开始回升。



图表36: 美国天然气活跃钻机数量处于上行趋势



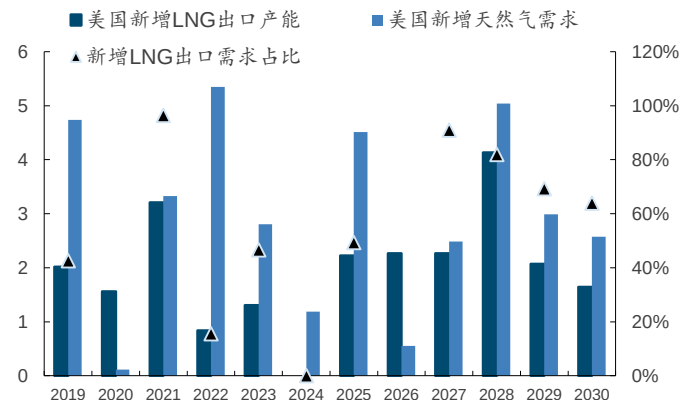
来源: choice, 国金证券研究所

6.2 预计美国天然气供需趋紧, 2027 年 Henry Hub 价格中枢或明显抬升

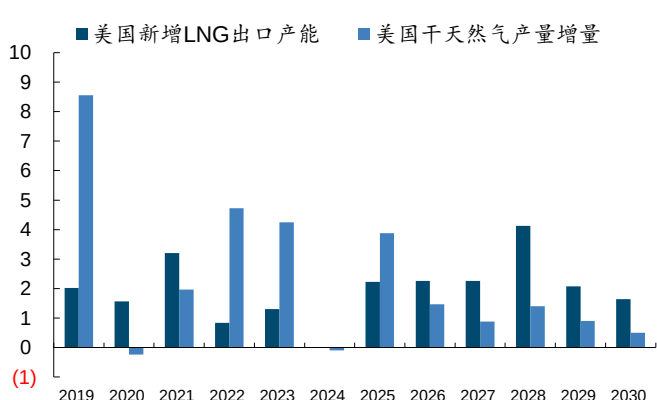
预计 2026-2030 年 LNG 出口贡献美国主要的天然气需求增量, 其中 2026 年 LNG 出口新增需求 2.26bcf/d 使得总需求由负转正, 2027-2030 年每年贡献了 60% 以上的需求增量。2026-2030 年合计新增 LNG 出口产能 12.37bcf/d, 约占 2025 年美国天然气需求总量 116 bcf/d 的 10.7%。同时, 2026-2030 年美国 LNG 出口产能增量高于产量增量, 将推动美国天然气供需趋紧。

图表37: 美国 LNG 出口贡献主要需求增量 (bcf/d)

图表38: 美国 LNG 出口产能增量大于产量 (bcf/d)



来源: IEA, EIA, 国金证券研究所

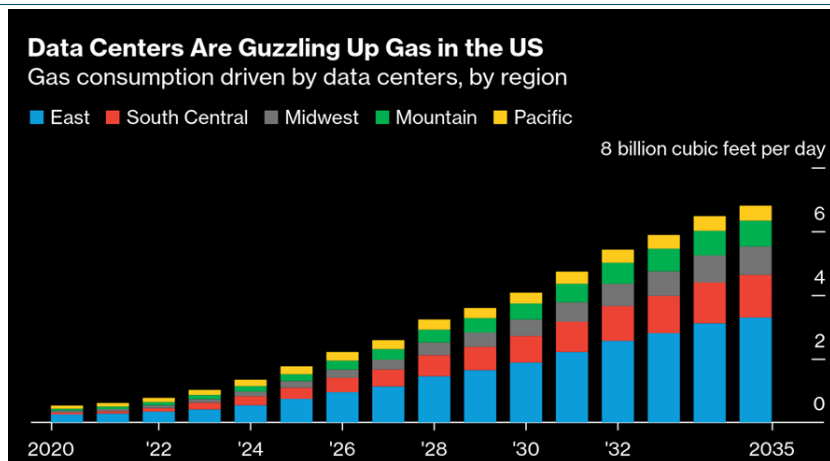


来源: IEA, EIA, 国金证券研究所

除 LNG 出口项目拉动原料气需求外, 数据中心推动的天然气发电也将进一步提升美国天然气需求。预计到 2030 年数据中心天然气需求将从 2024 年的 13 亿立方英尺/天增长至 46 亿立方英尺/天, 相当于 2025 年美国天然气总需求量的 4.0%, 2035 年将进一步增长至 68 亿立方英尺/天。数据中心对天然气需求的影响在美国并不均衡分布, 未来美国约 75% 的数据中心建设集中在东部和中南部天然气产区, 即靠近 Permian、Haynesville 和 Eagle Ford 产区。

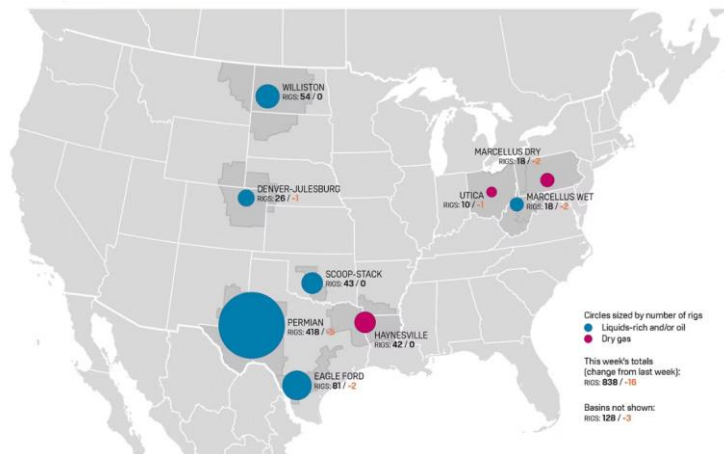


图表39：数据中心建设推动美国天然气发电需求



来源：Bloomberg，国金证券研究所

图表40：美国油气盆地地理位置分布



来源：S&P Global，国金证券研究所

预计随着 LNG 项目投产放量与天然气发电需求增长，美国天然气或逐步走向短缺。EIA 预测，2026 年美国天然气虽有出口和电力需求拉动，但因居民、工商业等拖累，仍处于紧平衡状态，而 2027 年出口和电力需求进一步强势增长，使得供需转向短缺，缺口为 13 亿立方英尺/天。

图表41：美国天然气供需平衡表（十亿立方英尺/天）

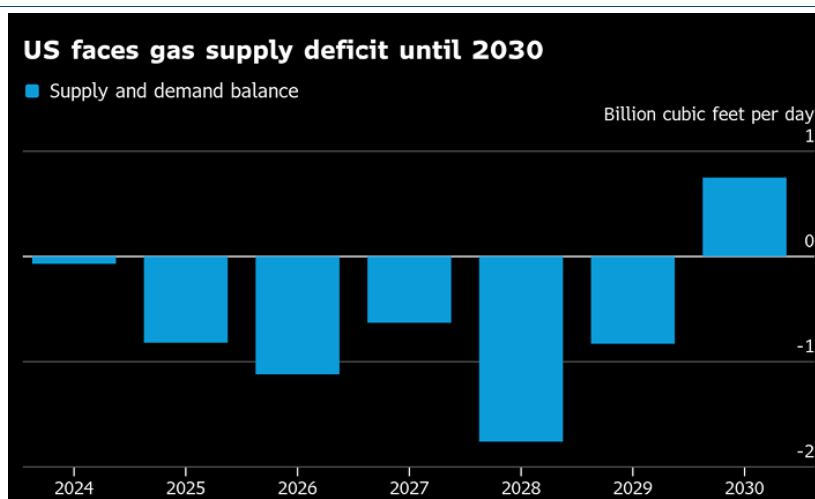
	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E
总供给	107.6	111.6	111.8	115.8	116.9	117.7
总需求	107.5	110.3	111.5	116.0	116.5	119.0
其中：出口	18.9	20.8	21.1	24.4	26.1	28.1
居民	13.7	12.5	12.0	13.2	12.7	12.6
商业	9.7	9.2	9.1	9.9	9.5	9.5
工业	23.4	23.4	23.4	23.6	23.2	23.1
电力	33.1	35.4	36.8	35.6	35.8	36.3
供需差	0.1	1.3	0.3	-0.2	0.3	-1.3

来源：EIA，国金证券研究所。注：十亿立方英尺/天≈103.3 亿立方米/年

Bloomberg 对美国天然气市场供需预测更加紧张，预计 2029 年前供需缺口持续存在，最大供应缺口出现在 2028 年，约 18 亿立方英尺/天。



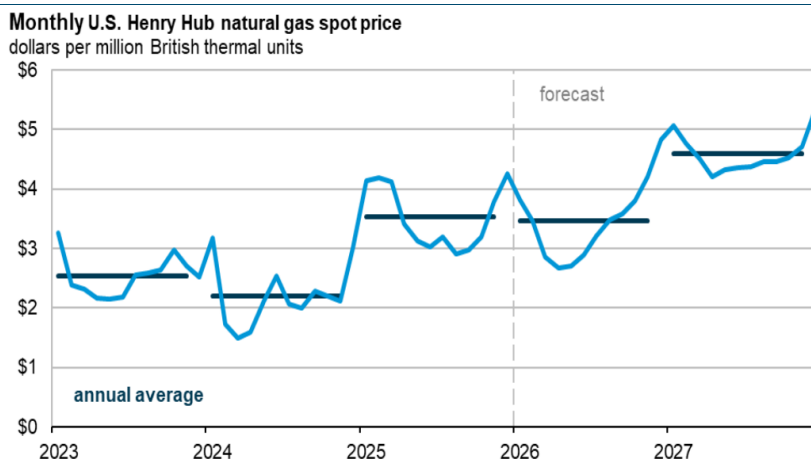
图表42: 美国或面临天然气供应缺口



来源: Bloomberg, 国金证券研究所

EIA 基于供需平衡表, 预计 2026 年美国 Henry Hub 价格均值约为 3.5 美元/MMBtu, 较 2025 年下降约 2%, 2027 年将同比增长 33%至 4.6 美元/MMBtu。

图表43: Henry Hub 价格预测



来源: EIA, 国金证券研究所

6.3 美国未来新天然气井完全周期成本集中在 3-3.5 美元/MMBtu 区间

EIA 将气油比 (GOR) 小于或等于 6.0 千立方英尺/桶原油 (Mcf/b) 归类为油井, 气油比大于 6.0Mcf/b 的井则归类为天然气井, 当前约 35%-37%的天然气产量为伴生气, 呈逐年下降趋势。由于伴生气成本被油井所承担, 其边际生产极低 (接近零或负数), 产量受油价影响。以下讨论对天然气价格敏感的天然气井完全周期成本:

美国五大天然气盆地 (Marcellus、Utica、Haynesville、Permian、Eagle Ford) 剩余天然气资源量预计为 1413 万亿立方英尺, 其中 83%的完全周期成本为 3.86 美元/MMBtu 及以下, 加拿大 (Montney、Duvernay、Alberta Deep Basin) 剩余天然气资源量预计为 587 万亿立方英尺, 其中 80%的完全周期成本为 3.86 美元/MMBtu 及以下。

不同盆地完全周期成本差异较大, 北美天然气井资源寿命在完全周期成本 4.82 美元/MMBtu 以下为 66 年 (约 98%), 在完全周期成本 3.86 美元/MMBtu 以下为 53 年 (约 81%), 在完全周期成本为 2.89 美元/MMBtu 以下为 23 年 (约 33%)。

考虑到未来非伴生气边际增量在于 Haynesville 及 Marcellus 盆地, 故新天然气井完全周期成本集中在 3-3.5 美元/MMBtu 区间。

图表44: 北美主要盆地新天然气井完全周期成本 (美元/百万英热)

区域	国家	作业费用	矿区使用费及税费	一般及行政费用	勘探开发成本	基准差价	资本成本	液态烃溢价收益	完全成本
----	----	------	----------	---------	--------	------	------	---------	------



区域	国家	作业费用	矿区使用费及税费	一般及行政费用	勘探开发成本	基准差价	资本成本	液态烃溢价收益	完全成本
Duvernay	加拿大	0.91	0.16	0.21	0.48	0.84	0.32	-2.26	0.66
Montney BC N	加拿大	0.49	0.16	0.08	0.34	0.84	0.36	-0.51	1.76
Utica	美国	1.06	0.35	0.13	0.62	0.72	0.50	-1.50	1.88
Deep Basin	加拿大	0.58	0.16	0.10	0.61	0.84	0.52	-0.36	2.46
Montney BC S	加拿大	1.26	0.16	0.13	0.42	0.84	0.44	-0.66	2.59
Montney AB	加拿大	1.06	0.16	0.12	1.30	0.84	1.11	-1.70	2.90
Marcellus SW	美国	2.05	0.48	0.16	0.52	0.72	0.58	-1.30	3.20
Haynesville	美国	0.84	0.69	0.12	0.89	0.15	0.68	0.00	3.37
Marcellus NE	美国	1.11	0.35	0.16	0.55	0.72	0.57	0.00	3.45
Eagle Ford	美国	2.19	0.43	0.37	1.10	1.02	0.86	-1.35	4.61
Permian	美国	1.43	0.18	0.30	1.79	1.02	1.65	-0.83	5.55

来源：INCORRY，国金证券研究所。注：为纯天然气井成本，不考虑油井的伴生气，数据截至 2024 年底。

6.4 美国天然气产业链相关上市公司：关注龙头 EQT、LNG、ET、KMI

美国天然气上游生产龙头 EQT：阿巴拉契亚龙头+一体化资产+低成本曲线。 EQT 是美国最大的天然气生产商之一，专注于阿巴拉契亚盆地 Marcellus 和 Utica 页岩天然气勘探、开发、生产，同时拥有中下游业务。在 3.5-4.5 美元 HH 气价区间下，EQT 兼具低成本、产量规模、一体化协同优势。若配合数据中心本地需求合约落地（2025 年 7 月 15 日公司宣布正推进 1.4Bcf/d 的大数据中心直供协议），EQT 盈利有望实现高增长。

图表45：北美上游天然气勘探开发公司

公司名称	主营业务核心	关键特点
EQT 公司	阿巴拉契亚盆地马塞勒斯和尤蒂卡页岩天然气勘探、开发、生产；中游收集、处理、传输服务	美国最大天然气生产商之一，专注阿巴拉契亚核心区域
伍德赛德能源	碳氢化合物勘探、开发、生产；澳大利亚领先 LNG 运营商，拥有西北大陆架等项目	澳大利亚最大独立石油天然气公司，通过收购 Tellurian 获得路易斯安那 LNG 项目 100%权益
Coterra 能源	石油、天然气、NGL 勘探、开发、生产，核心资产覆盖二叠纪盆地、马塞勒斯页岩、阿纳达科盆地	2021 年 Cimarex 与 Cabot 合并而成，油气均衡型独立生产商
康斯托克资源	海恩斯维尔页岩（德克萨斯东部/路易斯安那北部）天然气和石油收购、开发、生产、勘探	西海恩斯维尔气田核心运营商，产出干气热值高，靠近墨西哥湾 LNG 终端

来源：Bloomberg，国金证券研究所

图表46：北美上游天然气勘探开发公司估值预测（亿美元）

代码	公司名称	市值	PE				PB			EV/EBITDA			
			2025	2026	2027	2028	2025	2026	2027	2025	2026	2027	2028
EQT	EQT 公司	342	18.8	13.0	11.1	10.1	1.2	1.2	1.2	8.4	6.9	6.5	6.5
WDS	伍德赛德能源	313	13.7	23.9	18.1	13.2	0.9	0.9	0.9	4.8	5.8	5.2	4.7
CTRA	Coterra 能源	208	12.4	12.5	9.1	7.9	1.4	1.4	1.2	5.2	5.0	4.4	4.2
CRK	康斯托克资源	72	47.4	28.2	18.8	13.6	2.9	2.6	2.3	9.8	8.0	6.7	5.9

来源：Bloomberg，国金证券研究所。数据截至 2026 年 1 月 23 日，估值采用 Bloomberg 一致预期。

美国 LNG 出口龙头 Cheniere Energy(切尼尔能源, LNG. N)：是美国最大的液化天然气(LNG)生产商和出口商，也是全球第二大 LNG 运营商，主要通过其位于路易斯安那州的萨宾帕斯(Sabine Pass)和德克萨斯州的科珀斯克里斯蒂(Corpus Christi)两大世界级液化和出口终端，向全球客户提供清洁、安全、可负担的 LNG。其核心优势在于：①业绩稳定：公司超过 90%的液化产能通过平均合同期长达约 15 年的长期“照付不议”(Take-or-Pay)



合同锁定，具备极高的确定性和防御性。②远期增长：公司计划 2030 年代初期将总产能提升至 7500 万吨/年。③短期来看，Corpus Christi Stage 3 项目是近期核心的增长催化剂，Train3 已于 2025 年 10 月实现实质性完工，比原计划提前，Train4 将于 2025 年底至 2026 年年初完工，新生产线的顺利投产和产能爬坡将直接贡献增量收入和现金流，为 2026 年的业绩增长奠定基础。④积极的股东回报：公司正在执行大规模的股票回购计划，2025 年第三季度回购金额达 10 亿美元，同时，公司业绩会宣布将季度股息提升超过 10% 至每股 0.555 美元。

图表47：美国 LNG 专业公司

公司名称	主营业务核心	关键特点
Cheniere Energy	LNG 生产、出口、采购、运输、液化；拥有 Sabine Pass 和 Corpus Christi 两座液化设施	美国最大 LNG 生产商，全球第二大 LNG 运营商，总产能约 4500 万吨/年，约占 2025 年全美出口产能 40%
Cheniere Energy Partners	Sabine Pass LNG 接收站和再气化设施的直接所有与运营	切尼尔能源的 LP 实体，专注 LNG 终端运营
Golar 液化天然气	浮式液化天然气设施（FLNG）设计、改装、拥有、运营；LNG 液化、运输、再气化服务	全球唯一独立 FLNG 服务提供商，退出传统 LNG 运输，专注浮式终端
Excelerate 能源	浮式储存再气化装置（FSRU）开发、拥有、运营；LNG FSRU 全球领导者，为欧洲、拉美、中东、亚洲提供快速启动天然气解决方案	

来源：Bloomberg，国金证券研究所

图表48：美国 LNG 专业公司估值预测（亿美元）

代码	公司名称	市值	PE				PB			EV/EBITDA			
			2025	2026	2027	2028	2025	2026	2027	2025	2026	2027	2028
LNG	Cheniere Energy	445	12.7	14.8	14.9	14.0	6.5	5.4	4.5	10.3	9.7	9.8	9.6
CQP	Cheniere Energy Partners	274	14.3	13.3	13.3	12.8	11.5	10.1	9.0	11.5	11.1	11.3	11.6
GLNG	Golar 液化天然气	41	29.9	67.0	85.4	-	2.1	2.2	2.4	24.6	25.0	23.2	10.6
EE	Excelerate 能源	40	21.9	16.5	13.0	7.8	0.5	1.0	0.9	11.1	9.1	8.3	7.6

来源：Bloomberg，国金证券研究所。数据截至 2026 年 1 月 23 日，估值采用 Bloomberg 一致预期。

美国天然气中游优质公司 Energy Transfer：资产覆盖州内/州际天然气管道、天然气处理中游、NGL 运输与分馏、原油管道与出口终端，具备全链条整合优势。ET 增长资本支出主要投向 Permian 天然气处理能力扩张和相关设施，且未来大量数据中心负荷选址距离公司管道仅 2-3 英里，有望承接 AI+LNG 出口双重需求。

美国天然气中游龙头公司 Kinder Morgan（特拉华州金德摩根）：全美骨干网络+东南电力/LNG 双轮驱动，KMI 拥有广泛的天然气管道、成品油管道、终端，其中天然气管道是估值与增长主力，是优质的“稳健防御+温和成长”企业，被视为“天然气需求增长主题下的大盘龙头首选”之一。

图表49：美国中游天然气公司

公司名称	主营业务核心	关键特点
Enbridge	北美最长管道网络，主营原油、天然气、NGL 运输，天然气分销与储存，可再生能源发电	跨国管道巨头，98%EBITDA 来自受监管/长期合约资产
威廉姆斯	天然气收集、加工、输送；NGL 分馏、运输、储存；州际天然气管道运营	美国主要天然气基础设施商，覆盖 12 个供应区
Enterprise Products	天然气、NGL、原油、成品油、石化产品的运输、储存、加工、分馏与进出口码头服务	NGL 市场主导地位，北美领先中游 MLP，覆盖 48 州
特拉华州金德摩根	天然气管道、油品管道、终端码头、二氧化碳运输与油田开采服务	北美最大能源基础设施商之一，输送美国 40% 天然气消费
Energy Transfer	天然气、原油、NGL、精炼产品的运输、储存、加工与营销，覆盖 44 州	拥有超 13 万英里管道网络，美国多元化能源资产组合领导者
TC 能源	天然气输气管道、输油管道、天然气储存、发电（含核能与	原名 TransCanada，北美最大天然气储存供应商之



公司名称	主营业务核心	关键特点
Oneok	可再生能源) 天然气收集、加工、分馏、运输、储存; NGL 运输与销售; 成品油和原油管道服务	一, 管道总里程 9.84 万公里 美国首屈一指的 NGL 系统, 覆盖落基山、二叠纪和中大陆地区
Targa 资源	天然气收集、压缩、处理、加工; NGL 分馏、运输、储存; 原油采集与储存; LPG 出口码头运营	在二叠纪、Stack、Scoop 和 Bakken 盆地拥有核心资产, MontBelvieu 分馏能力强
Western 中游	天然气、凝析油、原油收集、处理、压缩、运输; 采出水处理与处置	主要服务于 Anadarko 石油公司及第三方, 资产位于德克萨斯、新墨西哥等州
Antero 中游	天然气收集、压缩、加工、分馏; 综合供水服务; 马塞勒斯和尤蒂卡页岩中游基础设施运营	专注阿巴拉契亚盆地, 与 AnteroResources 签订长期固定费用合同
Archrock	天然气压缩合同服务 (设计、安装、运营、维护) 与售后服务 (维修、零件销售)	美国领先的中游天然气压缩服务提供商, 大型 HP/电动机驱动设备占比 74%

来源: Bloomberg, 国金证券研究所

图表50: 美国中游天然气公司估值预测 (亿美元)

代码	公司名称	市值	PE				PB			EV/EBITDA			
			2025	2026	2027	2028	2025	2026	2027	2025	2026	2027	2028
ENB	Enbridge	1057	22.0	21.4	19.9	18.2	2.4	2.4	2.5	12.8	12.3	11.7	11.1
WMB	威廉姆斯	778	14.0	28.0	24.2	20.8	30.1	6.1	5.9	6.2	13.1	11.8	10.5
EPD	Enterprise Products	718	12.8	11.7	11.0	10.4	2.4	2.3	2.3	10.8	10.1	9.8	9.5
KMI	特拉华州金德摩根	661	20.9	21.8	20.3	19.3	2.1	2.1	2.0	13.8	11.5	10.9	10.5
ET	Energy Transfer	622	13.4	11.5	10.6	10.2	1.9	1.9	1.8	8.6	7.9	7.6	7.3
TRP	TC 能源	584	21.9	19.9	18.8	17.8	3.1	3.1	3.0	13.9	12.9	12.4	11.9
OKE	Oneok	494	14.5	13.6	12.7	11.9	2.2	2.1	2.0	10.2	9.7	9.2	8.9
TRGP	Targa 资源	411	22.6	19.5	17.0	14.5	14.5	11.8	9.8	12.0	10.7	9.7	9.0
WES	Western 中游	167	12.0	11.2	10.3	9.9	4.7	4.5	4.5	9.4	8.5	8.0	7.9
AM	Antero 中游	89	18.7	16.3	15.0	14.5	4.3	4.1	3.9	10.7	10.1	9.7	9.2
AROC	Archrock	49	17.6	14.8	12.9	11.6	3.3	-	-	8.9	8.4	7.8	7.2

来源: Bloomberg, 国金证券研究所。数据截至 2026 年 1 月 23 日, 估值采用 Bloomberg 一致预期。

注: 报告采用的天然气单位换算

1 立方米≈35.315 立方英尺;

1 千立方英尺≈1.037 MMBtu;

1 吨 LNG≈1400 立方米;

1 MMBtu≈27.76 立方米;

10 亿立方英尺/天≈103.3 亿立方米/年。

七、风险提示

地缘政治冲突风险: 俄乌能源合作格局变化、中东局势动荡等可能干扰 LNG 运输通道与供应稳定性, 欧盟对俄气禁运政策落地节奏不及预期或引发区域供应缺口。

供需超预期变动风险: 北美、中东 LNG 项目投产进度延期 (如设备故障、审批变动), 或亚洲、中东需求超预期增长, 可能导致 2026 年后市场宽松幅度不及预期; 反之, 可再生能源替代提速、全球经济下行可能引发需求疲软, 加剧供应过剩。

政策调整风险: 全球碳中和政策加码、各国环保标准升级可能限制天然气消费场景, 或推动替代能源加速渗透。



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》，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

电话：021-80234211

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 5 楼

北京

电话：010-85950438

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100005

地址：北京市东城区建国内大街 26 号

新闻大厦 8 层南侧

深圳

电话：0755-86695353

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心

18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究