



阵痛转型步入尾声 业务重构开启新机

——燃气行业2026年度投资策略

证券分析师

姓名：查浩 SAC：S1350524060004

邮箱：zhahao@huayuanstock.com

姓名：刘晓宁 SAC：S1350523120003

邮箱：liuxiaoning@huayuanstock.com

姓名：邹佩轩 SAC：S1350524070004

邮箱：zoupeixuan01@huayuanstock.com

联系人

姓名：秦雨茁

邮箱：qinyuzhuo@huayuanstock.com



- **全球天然气市场供需格局重塑，预计2026年起全球LNG产能集中释放，而全球需求增速2025年或放缓，2026年或略有回升，供需宽松背景下全球天然气价格有望持续下行周期。**中石化经研院预测2026年东北亚LNG现货均价9.5~11.5美元/百万英热，TTF均价8.5~10.5美元/百万英热，下行趋势明显；而美国受到下游需求和出口增长驱动，预计HH均价小幅上涨至3.4~3.9美元/百万英热。同时原油价格有望延续下行趋势，EIA预测2026年布伦特原油年平均价格为55美元/桶。
- **国际油气价格下行趋势有望促进城燃公司成本改善、需求释放。**城燃公司气源结构主要来自三桶油、海外长协及现货等，三桶油方面，低成本国产气产量高增、占比提升，同时油价下行有望带动进口管道气成本改善，三桶油成本端全方位改善，面临海气价格冲击下向下游传导成本优化空间，同时三桶油合同方案中联动现货价格的浮动量部分同步海气价格下行趋势；海外长协多挂钩油价，油价下行周期挂钩油价长协经济性有望凸显，同时低气价环境有利于各公司新签具备成本优势的低斜率长协；现货气价下行一方面可优化合同外气源成本，另一方面用气经济性提升，有望刺激对气价敏感的工商需求释放。
- **伴随业务结构优化，城燃有望逐步回归公用事业属性。**受房地产市场影响，近年来各城燃公司燃气接驳利润面临下滑，利润占比下降影响减弱；下游需求回暖带动业务结构向销气主业的进一步聚焦、特许经营的天然护城河和“成本传导+合理收益”的盈利模式落地或将使得城燃逐步回归公用事业属性，有望实现盈利稳定性增强、分红提升，看好城燃业绩修复、价值回归。
- **投资分析意见：**业务结构优化、气源成本改善，建议关注全国及区域性下游城燃标的：**华润燃气、新奥能源、中国燃气、香港中华煤气、昆仑能源、港华智慧能源、深圳燃气、佛燃能源、皖天然气**等；低价海外气源释放，建议关注具备低价长协资源和成本优势的天然气产业链一体化标的：**新奥股份、九丰能源、新天绿色能源**等；增储上产推进，国产气量高增，非常规气作用突出，油气管网设施公平开放，市场准入门槛降低，建议关注上游煤层气开采标的：**新天然气、首华燃气**等。
- **风险提示：**国际气价格波动风险，天然气需求增长不及预期，全球政策变动风险。

主要内容

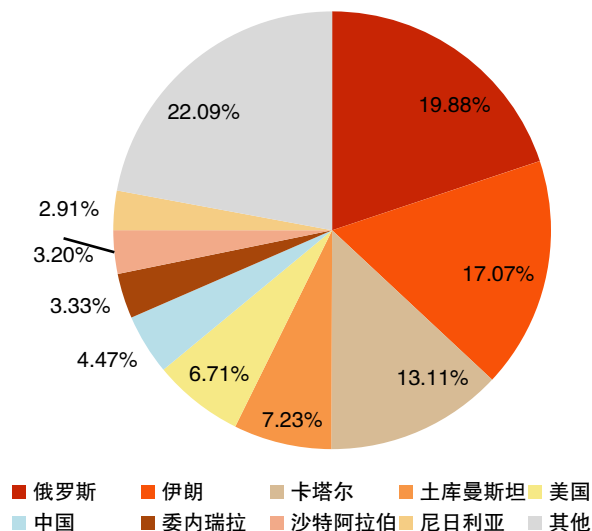
1. 全球LNG产能扩张 供需格局持续宽松
2. 国内气源成本改善 促进下游需求回暖
3. 城燃公司结构优化 回归公用事业属性
4. 投资分析意见及风险提示

1.1.1 全球天然气储量集中 产量稳步增长

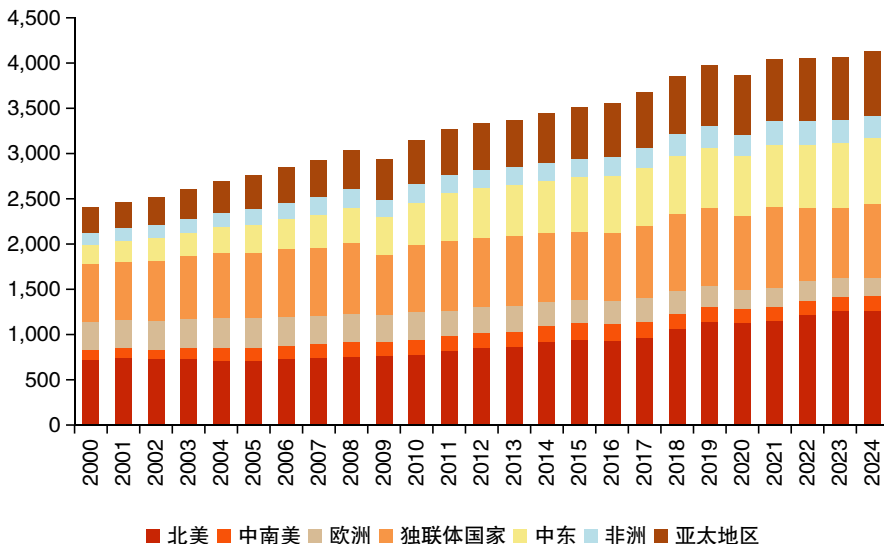
■ 全球天然气产量稳步增长，过去十年中国从世界第六大天然气生产国跃升为第四大生产国。

- 天然气资源禀赋存在地域差异，储量集中度较高。全球天然气已探明储量排名前三的国家分别为俄罗斯、伊朗和卡塔尔，截至2020年底储量合计占全球总储量的50.1%。
- 2024年前四大天然气生产国分别为美国、俄罗斯、伊朗、中国，产量合计占全球总产量的52.7%，其中中国天然气产量占比由2014年的3.8%提升至2024年的6.0%，从世界第六大天然气生产国跃升为第四大生产国。
- 根据IGU预测，预计2025年全球天然气产量同比增长2.1%，主要得益于北美、非洲和中东地区天然气产量增长；IEA预测2026年全球LNG供应将增长7%，主要受美国、加拿大和卡塔尔的推动。

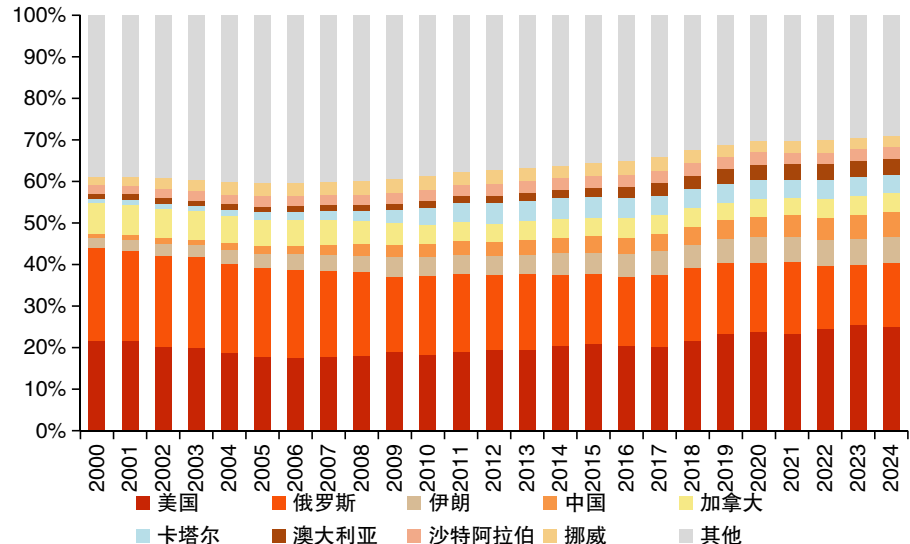
图：截至2020年底全球天然气储量结构



图：2000-2024年全球天然气产量（十亿立方米）



图：2000-2024年各主要天然气生产国产量占比





1.1.2 LNG 出口量中枢抬升 在全球能源结构中作用凸显

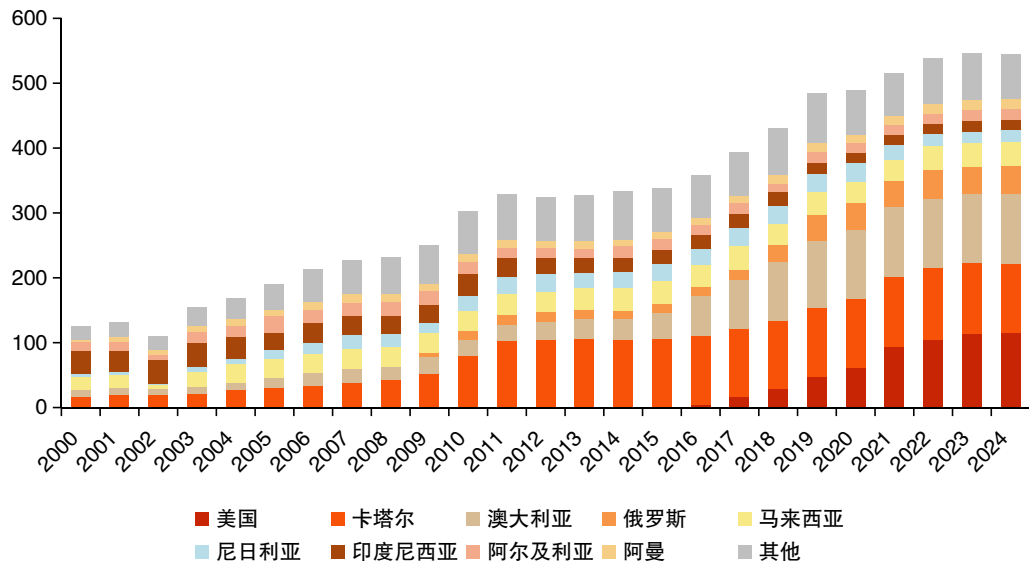
■ LNG 出口量中枢抬升，在全球能源结构中的作用日益凸显。

- 出于对供应安全的考虑，近年来LNG在全球能源结构中的作用日益凸显，2016年以来全球LNG出口量中枢显著抬升，增量主要由美国、澳大利亚LNG出口量增加贡献。2024年全球LNG出口量0.54万亿立方米，同比基本持平。

■ LNG 主要出口国为美国、卡塔尔、澳大利亚。

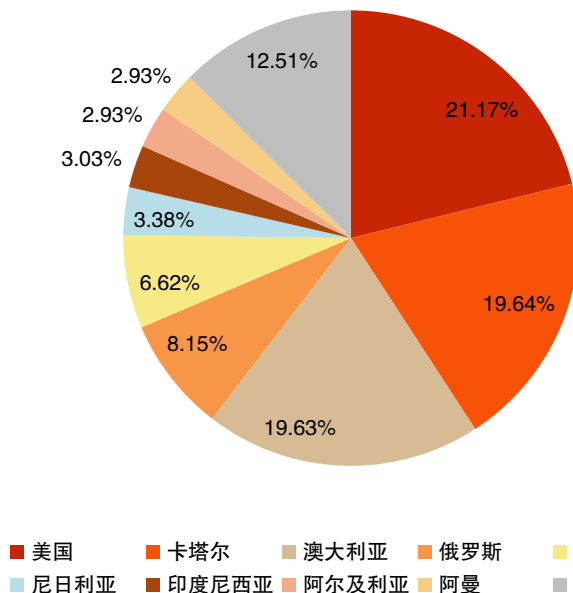
- 俄乌冲突后俄罗斯对欧洲的管道出口大幅收缩，为了弥补供应缺口，欧洲加大了LNG进口，推动了全球LNG贸易的结构性调整，其标志是交易量向西转移到欧洲。在液化能力不断增强和对欧洲出口激增的支持下，美国逐渐成为全球最大的LNG出口国，2024年美国、卡塔尔、澳大利亚合计LNG出口量占比60.4%。
- 2025年1-9月，全球液化天然气供应同比增长超过5%，其中美国、卡塔尔LNG出口量分别累计同比增长22.1%、6.1%。

图：2000-2024年全球LNG出口量（十亿立方米）

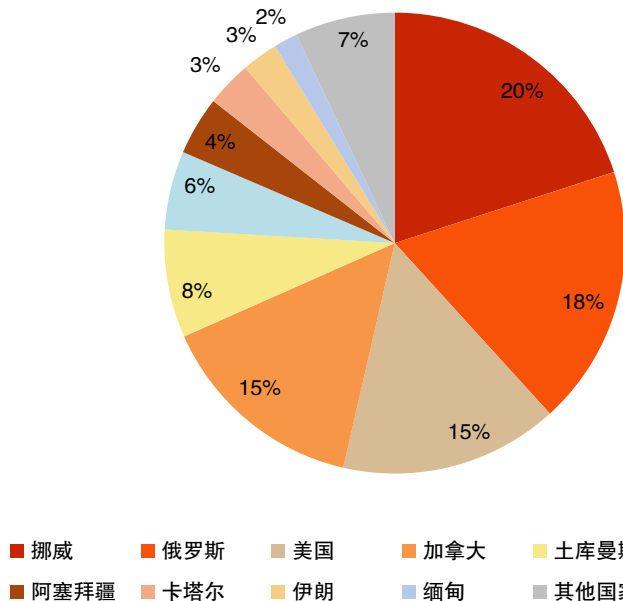


资料来源：EI，华源证券研究所

图：2024年全球LNG出口结构



图：2024年全球管道气出口结构



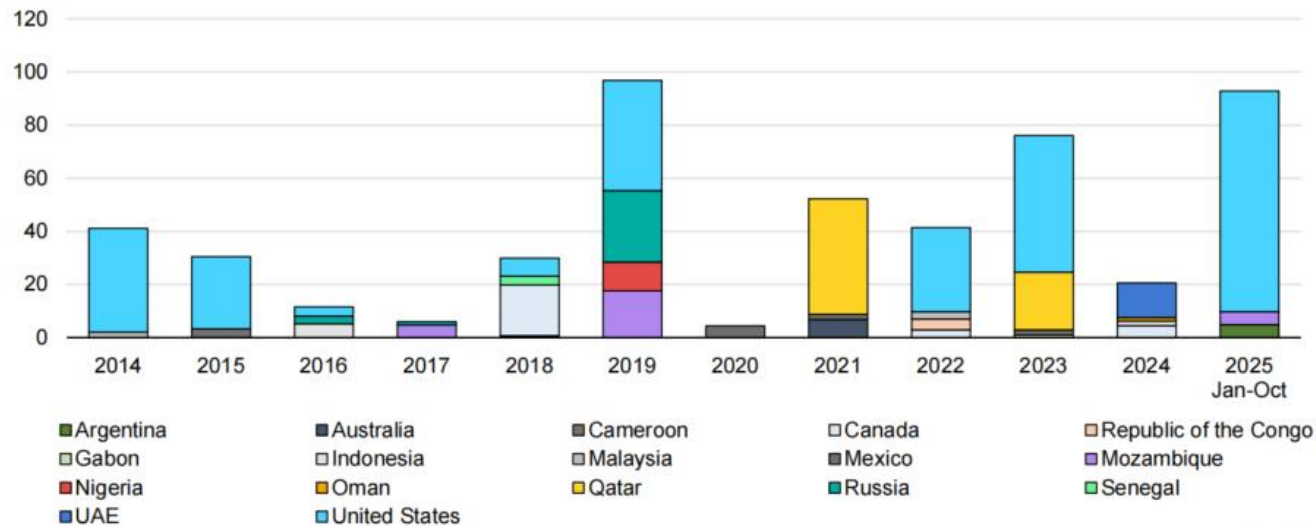
■ **LNG液化出口产能建设周期为4-5年，根据投资节奏2025年后即将迎来投产高峰期。**

- 俄乌冲突后俄罗斯对于欧洲管道气供给断崖式下滑，导致全球对于LNG需求激增，而LNG液化出口产能传统建设周期约4-5年，根据项目投资节奏，预计全球LNG液化出口产能将在2025年后集中释放。

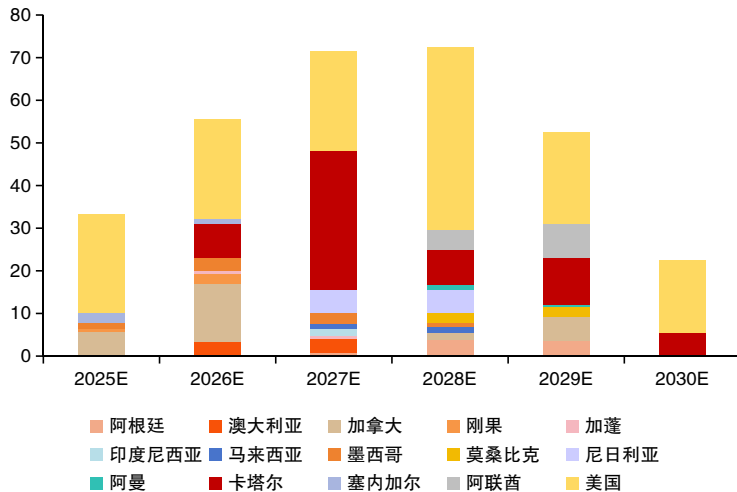
■ **预计到2030年全球液化天然气供应净增加约2500亿立方米/年。**

- 根据IEA预测，到2030年，全球液化天然气产能将比2024年扩大约3000亿立方米/年，其中美国和卡塔尔新增液化产能占比达70%以上。
- 由于上游产能下降和国内需求强劲增长，某些传统液化天然气生产商存在原料气供应问题，部分抵消了液化天然气液化能力的增长，同时综合考虑新液化工厂的开工率和利用率后，IEA预计到2030年，全球液化天然气供应净增加约2500亿立方米/年。

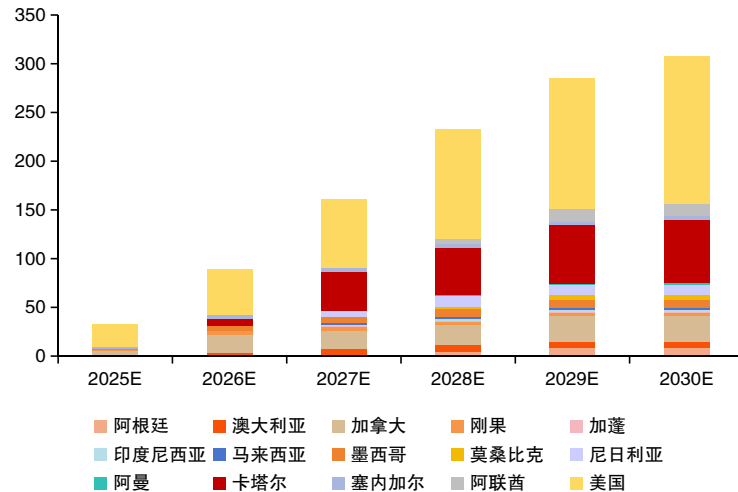
图：2014-2025M1-10新增LNG液化能力的最终投资决定（十亿立方米/年）



图：在建LNG液厂产能扩张情况（十亿立方米/年）



图：全球LNG累计新增终端产能（十亿立方米/年）

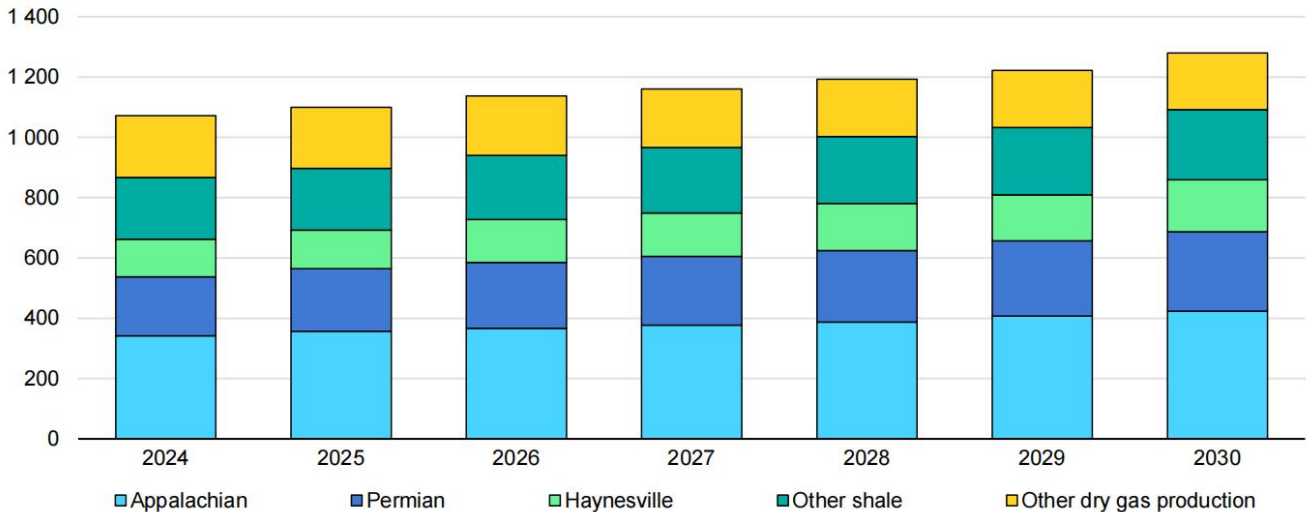


1.1.4 美国：受需求和LNG出口驱动 产量及出口量有望快速增长

■ 在需求增长和LNG出口的推动下，美国天然气产量和出口量有望快速增长。

- 2025年起美国天然气产量有望重回稳定增长，主要得益于LNG出口及下游消费需求增长、上游生产力提升以及重点页岩油气产区的管输能力扩大等。
- 根据IEA预测，到2030年美国天然气产量最高可增长20%至1.28万亿立方米，2024–2030年年均复合增长率3%，其中几乎所有的产量增长都来自页岩和致密油气，常规产区有所下降。
- 根据在建项目投产节奏，预计2025年后美国LNG液化出口产能有望快速增长，带动LNG出口量持续增长。美国将从全球LNG市场的边际供应成为主体供应之一，与全球市场的联动性进一步增强。

图：2024–2030年美国天然气产量预测（十亿立方米）



资料来源：IEA，IGU，华源证券研究所

表：美国在建LNG产能情况（截至2024年底）

液厂产线名称	预计投产年份	液化产能（百万吨/年）
Corpus Christi Stage 3 T1	2025	1.49
Corpus Christi Stage 3 T2	2025	1.49
Corpus Christi Stage 3 T3	2025	1.49
Corpus Christi Stage 3 T4	2025	1.49
Corpus Christi Stage 3 T5	2026	1.49
Corpus Christi Stage 3 T6	2026	1.49
Corpus Christi Stage 3 T7	2026	1.49
Golden Pass LNG T1	2026	6
Golden Pass LNG T2	2026	6
Golden Pass LNG T3	2027	6
Plaquemines LNG T9	2025	0.556
Plaquemines LNG T10	2025	0.56
Plaquemines LNG T11	2025	0.56
Plaquemines LNG T12	2025	0.56
Plaquemines LNG T13	2025	0.56
Plaquemines LNG T14	2025	0.56
Plaquemines LNG T15	2025	0.56
Plaquemines LNG T16	2025	0.56
Plaquemines LNG T17	2025	0.56
Plaquemines LNG T18	2025	0.56
Plaquemines LNG T9	2025	0.56
Plaquemines LNG T19	2026	0.56
Plaquemines LNG T20	2026	0.56
Plaquemines LNG T21	2026	0.56
Plaquemines LNG T22	2026	0.56
Plaquemines LNG T23	2026	0.56
Plaquemines LNG T24	2026	0.56
Plaquemines LNG T25	2026	0.56
Plaquemines LNG T26	2026	0.56
Plaquemines LNG T27	2026	0.56
Plaquemines LNG T28	2026	0.56
Plaquemines LNG T29	2026	0.56
Plaquemines LNG T30	2026	0.56
Plaquemines LNG T31	2026	0.56
Plaquemines LNG T32	2026	0.56
Plaquemines LNG T33	2026	0.56
Plaquemines LNG T34	2026	0.56
Plaquemines LNG T35	2026	0.56
Plaquemines LNG T36	2026	0.56
Port Arthur LNG T1	2027	6.75
Port Arthur LNG T2	2028	6.75
Rio Grande LNG T1	2028	5.87
Rio Grande LNG T2	2028	5.87
Rio Grande LNG T3	2029	5.87



1.1.5 卡塔尔：北方气田扩建支撑LNG出口供应增长

■ 北方气田扩建项目支撑下，卡塔尔LNG出口量有望快速增长。

- 卡塔尔北方气田东段（NFE）扩建项目钻探活动于2020年3月开始，预计将贡献近450亿立方米的原料气增量，北方气田南段（NFS）扩建项目预计将贡献约220亿立方米的原料气增量。
- 根据卡塔尔LNG产能建设节奏，预计2026–2028年LNG产能较快增长。根据IEA预测，2024–2030年卡塔尔天然气产量将增长近45%，卡塔尔LNG出口量将增长55%以上，有望进一步巩固卡塔尔作为世界第二大LNG出口国的地位。
- 从卡塔尔已签署长协情况来看，2025年后卡塔尔LNG长协供应量有望进一步增加，气源主要来自NFE及NFS扩建项目。

表：卡塔尔在建LNG产能情况（截至2024年底）

液厂产线名称	预计投产年份	液化产能（百万吨/年）
QatarGas LNG T8	2026	7.8
QatarGas LNG T9	2026	7.8
QatarGas LNG T10	2027	7.8
QatarGas LNG T11	2027	7.8
QatarGas LNG T12	2028	7.8
QatarGas LNG T13	2028	7.8

表：卡塔尔已签署待生效长协（截至2024年底）

签订年份	签订类型	卖方	买方	合同量 （百万吨/年）	开始年份	期限 （年）	合同类型	气源
2021	中长协	QatarEnergy	KOGAS	2	2025	20	DES	
2022	中长协	QatarEnergy	中石化	4	2026	27	DES	NFE
2022	中长协	QatarEnergy	ConocoPhillips	1	2026	15	DES	NFE
2022	中长协	QatarEnergy	ConocoPhillips	1	2027	15	DES	NFS
2023	中长协	QatarEnergy	ENI	1	2026	27	DES	NFE
2023	中长协	QatarEnergy	中石化	3	2028	27	DES	NFS
2023	中长协	QatarEnergy	Petrobangla	1.8	2026	15	DES	NFE
2023	中长协	QatarEnergy	中石油	4	2026	27	DES	NFE
2023	中长协	QatarEnergy	Shell	2	2026	27	DES	NFE
2023	中长协	QatarEnergy	Shell	1.5	2028	27	DES	NFS
2023	中长协	QatarEnergy	TotalEnergies	2	2026	27	DES	NFE
2023	中长协	QatarEnergy	TotalEnergies	1.5	2028	27	DES	NFS
2024	中长协	QatarEnergy	CPC	4	2026	27	DES	NFE
2024	中长协	QatarEnergy	Excelerate Energy	1	2026	15	DES	Ras Laffan
2024	中长协	QatarEnergy	Shell	3	2025		DES	Ras Laffan
2024	中长协	QatarEnergy Trading	GAIL	0.8	2025	5	DES	QatarEnergy Portfolio
2024	中长协	QatarEnergy	Petronet LNG	7.5	2028	20	DES	Ras Laffan
2024	中长协	QatarEnergy	Kuwait Petroleum Corporation	3	2025	15	DES	Ras Laffan

1.2.1 预计2025年全球天然气需求增速放缓 2026年或略有回升

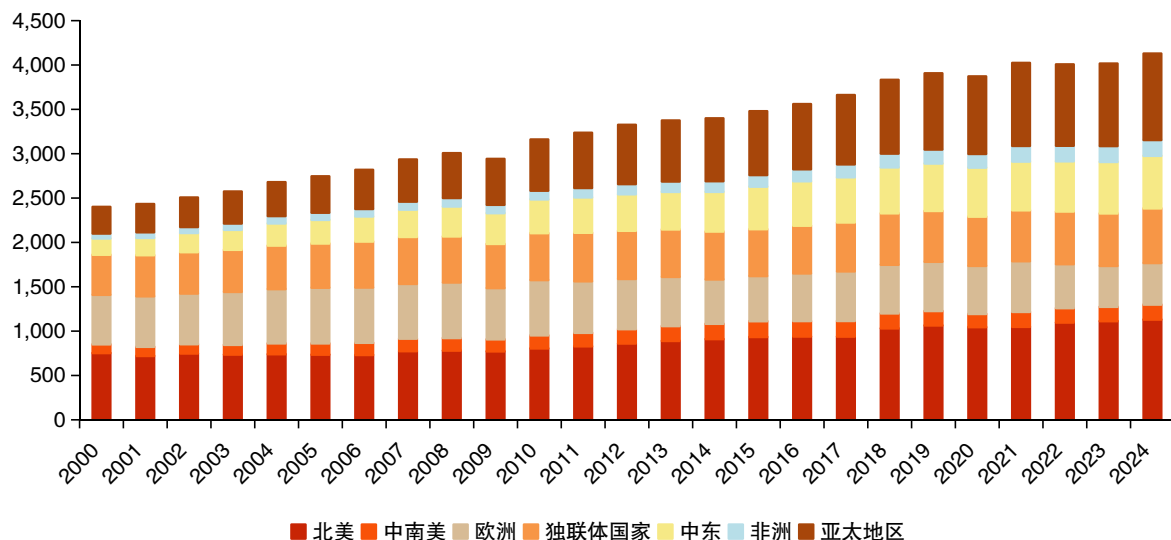
■ 全球天然气需求增速放缓，亚太地区有望成为全球天然气需求增长的主要驱动力。

- 俄乌战争影响下欧洲加速摆脱对天然气的依赖，2022年起欧洲天然气消费削减计划持续进行，欧洲天然气消费量大幅压减，2023年欧洲天然气消费量较2021年下降19.3%，同时发电转向可再生能源，全球天然气需求增速大幅放缓。
- IEA预测在价格驱动下2024-2030年全球天然气需求将以1.7%左右的CAGR增长，主要增长驱动力包括中国LNG重卡、印度城燃、美国数据中心驱动的电力需求以及航运LNG等需求增长，其中亚太地区占增量需求的近80%，预计2024-2030年欧洲天然气需求下降8%。

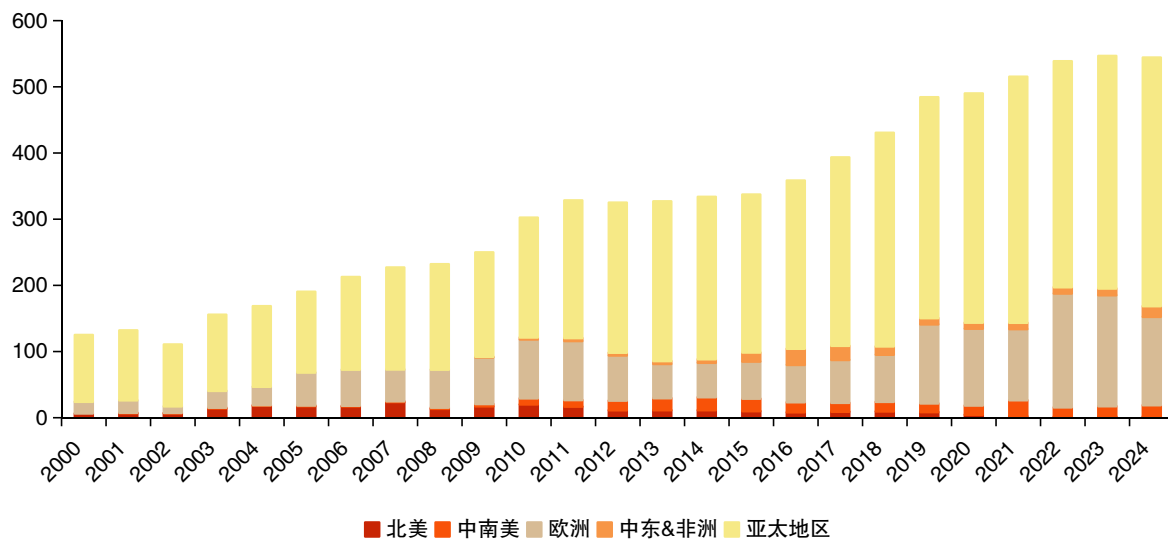
■ 2025年全球天然气呈现“东弱西强”态势，预计2026年需求增速有所回升。

- 受气价上涨、宏观经济不确定性等因素影响，IEA预测2025年全球天然气需求增长将放缓至1%以下，其中亚洲需求偏弱，欧洲需求稳定。
- IEA预测2026年全球天然气需求增速将回升至2%，供应基本面改善进一步支撑需求增长，特别是在需求快速增长和对价格敏感的亚太地区，预计2026年亚太地区天然气需求将增长近5%，约占全球天然气需求增长的50%；北美天然气需求将增长约0.5%，主要受电力部门推动；可再生能源的持续扩张预计将使欧洲天然气需求减少2%；假设天气恢复至常年平均水平，欧亚大陆天然气消费量预计将增加3%以上。

图：2000-2024年全球天然气消费量（十亿立方米）



图：2000-2024年全球LNG进口量（十亿立方米）



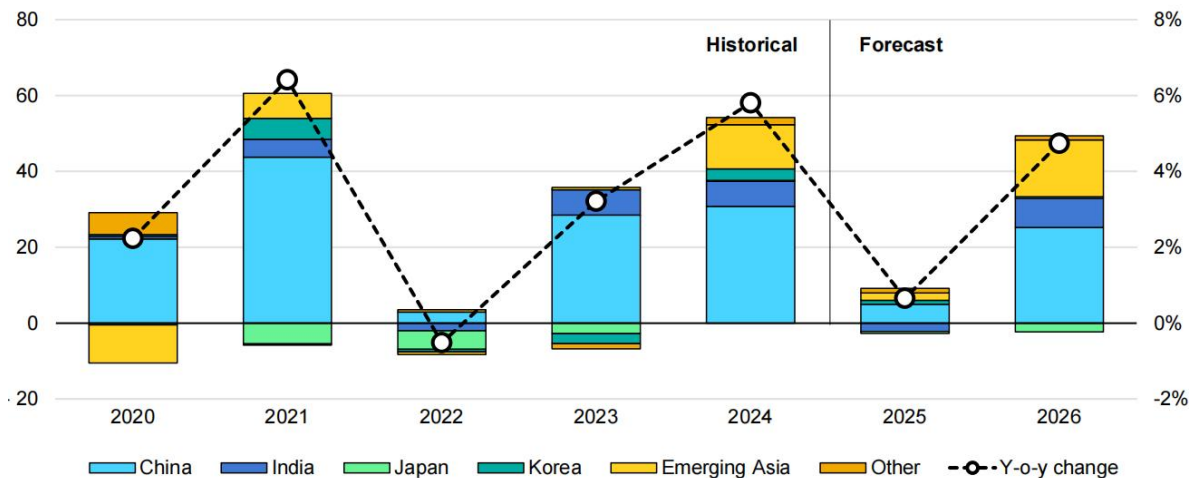


1.2.2 亚洲：仍为全球最大LNG进口市场 有望贡献主要需求增量

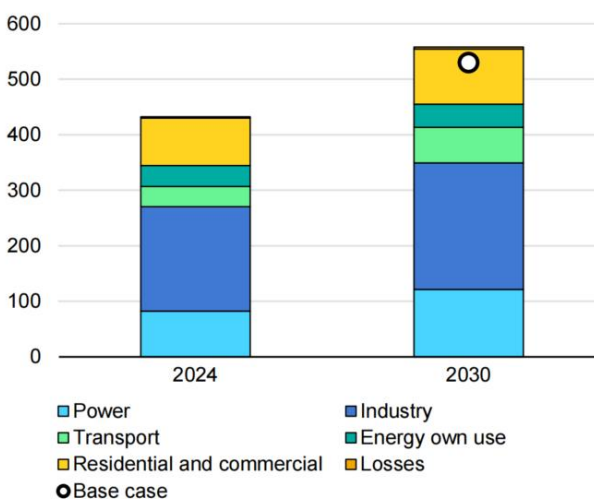
■ 亚太地区为全球最大的LNG进口市场，未来或仍将贡献全球主要需求增量。

- 2020–2024年，亚洲LNG进口量从2.5亿吨增加到2.8亿吨，CAGR为2.3%，依赖澳大利亚和卡塔尔作为主要供应国。
- 2025Q1–3亚洲天然气需求下降0.5%，下降主要集中在上半年，主要原因是宏观经济状况较弱、LNG现货价格相对较高、中国东北地区天气温和以及电力行业用气量较低，IEA预计2025年全年亚洲天然气需求增长不到1%，预计2026年亚洲总消费量增幅超过4%，原因是全球气价下行带来的工业需求反弹，以及电力、居民和商业用气需求的小幅增长。
- IEA预计亚太地区将成为全球天然气需求增长的主要驱动力，约占到2030年增长的1/2。由于充足的供应、较低的LNG现货价格和不断扩大的进口基础设施，预计仅中国就将贡献全球需求增长的1/4。

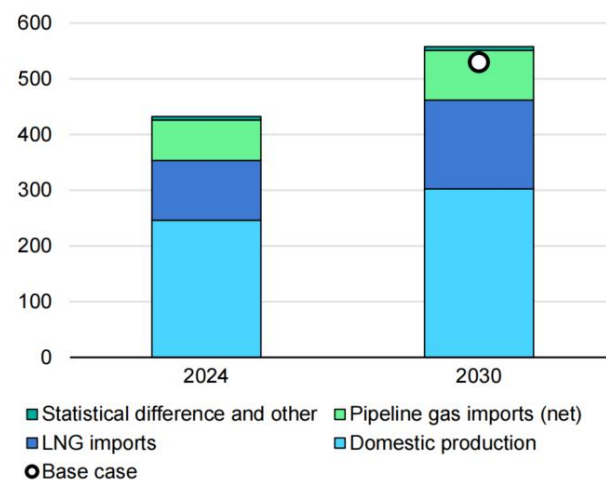
图：2020–2026年亚洲天然气需求同比变化（十亿立方米）



图：2024–2030年中国天然气需求预测（十亿立方米）



图：2024–2030年中国天然气供给预测（十亿立方米）



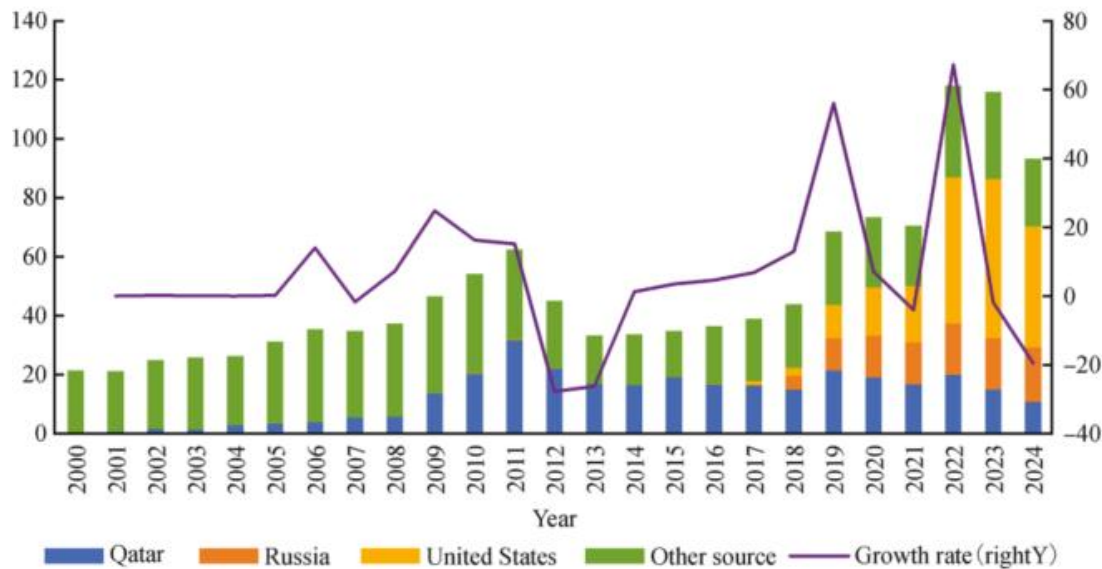


1.2.3 欧洲：市场进口结构转变 长期需求或收缩

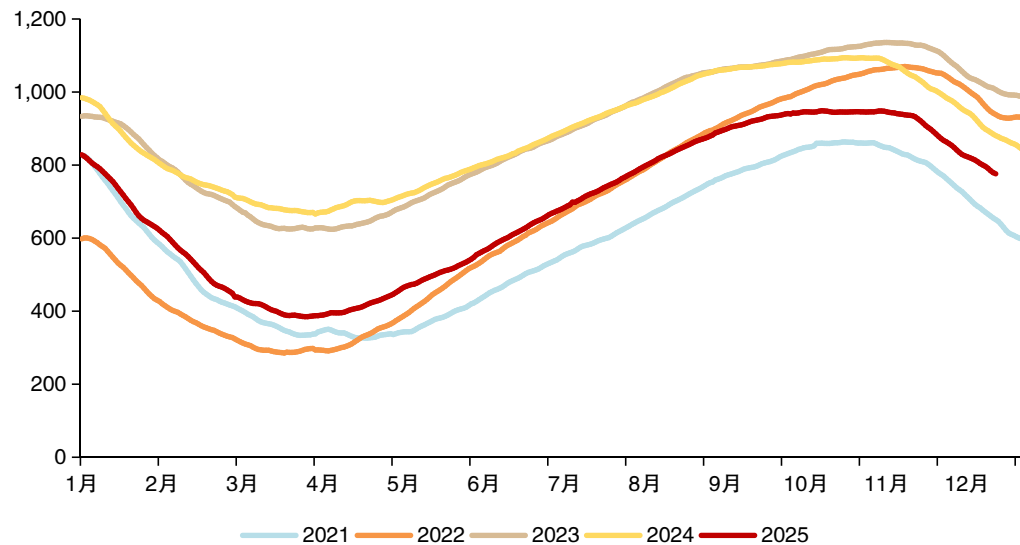
■ 欧洲为世界第二大LNG进口市场，受地缘政治影响进口结构转变，长期需求或持续收缩。

- 2022年北溪1号管道受损后，俄罗斯输往欧洲的管道气量骤降，欧洲买家转向现货市场，大幅增加现货LNG进口以弥补供应短缺，美国对欧洲的LNG出口猛增，取代俄罗斯成为欧洲的主要天然气供应国。俄管道气短缺的影响在中期内加速了欧洲天然气需求的下降。
- 2025Q1-3欧洲天然气需求增长近5%，主要受水电、风电发电量减少，气电需求走强，叠加经济缓慢恢复，推动天然气消费回升。受乌克兰过境管道气停止以及冬季后补库需求较大影响，LNG进口同比大幅增加，2025年1-9月欧盟27国+英国累计进口LNG1239亿立方米，同比增加31%，IEA预计2025年全年欧洲天然气需求将增长3%；伴随可再生能源持续扩张，预计2026年欧洲天然气需求将减少2%。
- 根据IEA预测，预计2024-2030年欧洲管道气进口将下降25%以上，根据欧盟委员会的提议，俄对欧管道气供应将在2028年1月1日之前逐步停止。长期来看，预计到2030年欧洲天然气需求将下降8%，其中气电需求预计将下降约25%，下降主要由西北欧市场驱动，伴随气电对煤电的替代，预计东欧市场天然气需求将略有增长。

图：2000-2024年欧洲LNG进口量结构（百万吨）



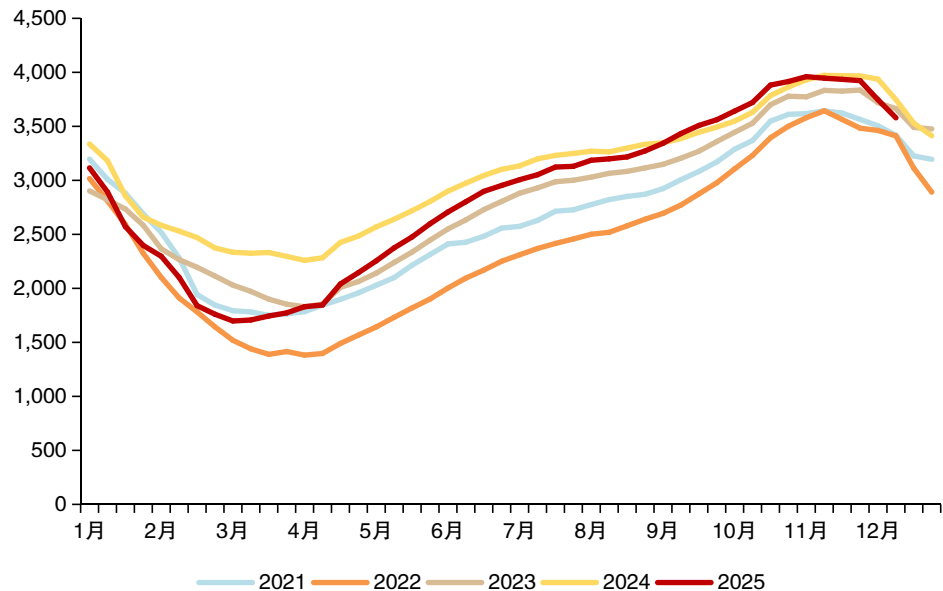
图：欧洲天然气库存情况（TWh）



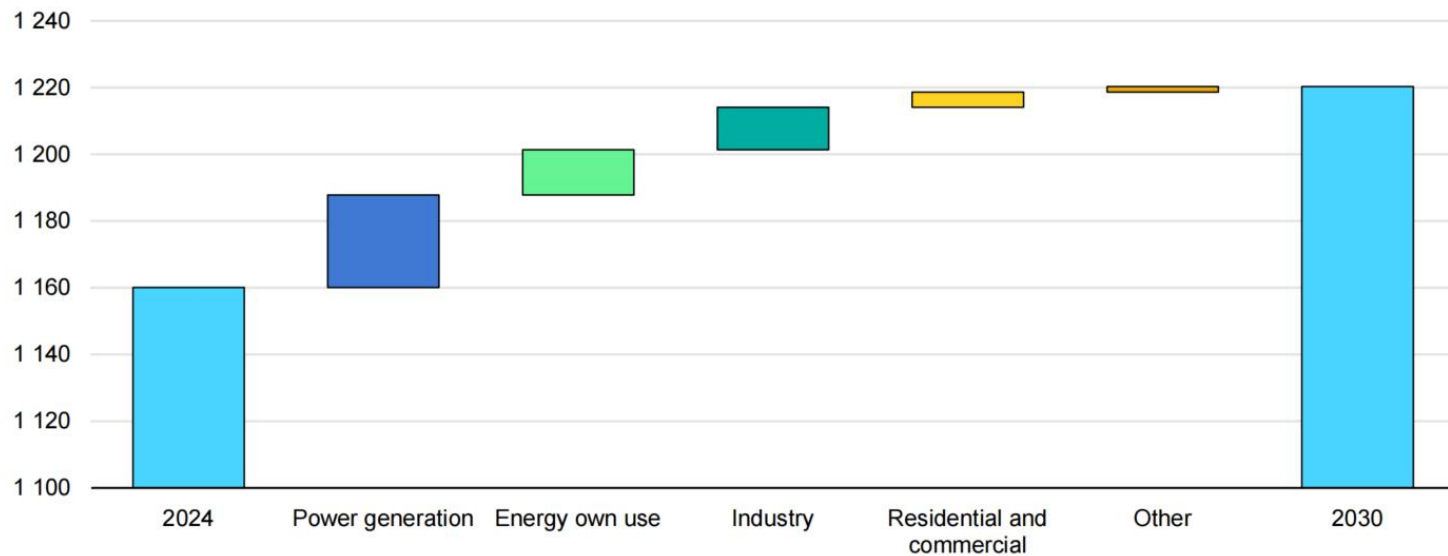
■ 北美天然气需求增速放缓，数据中心需求增长催生额外用气需求。

- 过去十年北美天然气需求平均增长率仅略高于2%，2025Q1-3北美天然气消费量同比增长约0.5%，增长主要集中在Q1，主要是由于冷冬增加供暖需求，由于气价上涨气电需求受到抑制，IEA预计2025年全年美国天然气消费量同比增长0.5%左右。同时美国天然气库存水平恢复至高于多年平均水平。数据中心及AI应用有望驱动美国电力需求增长，目前数据中心40%以上的电力供应来自气电，IEA预计到2030年数据中心需求增长可能转化为每年近200亿立方米的额外用气需求。
- 根据IEA预测，到2030年北美天然气需求预计将以每年不到1%的速度增长。

图：美国天然气库存情况（十亿立方英尺）



图：2024-2030年北美分部门天然气需求增量预测（十亿立方米）

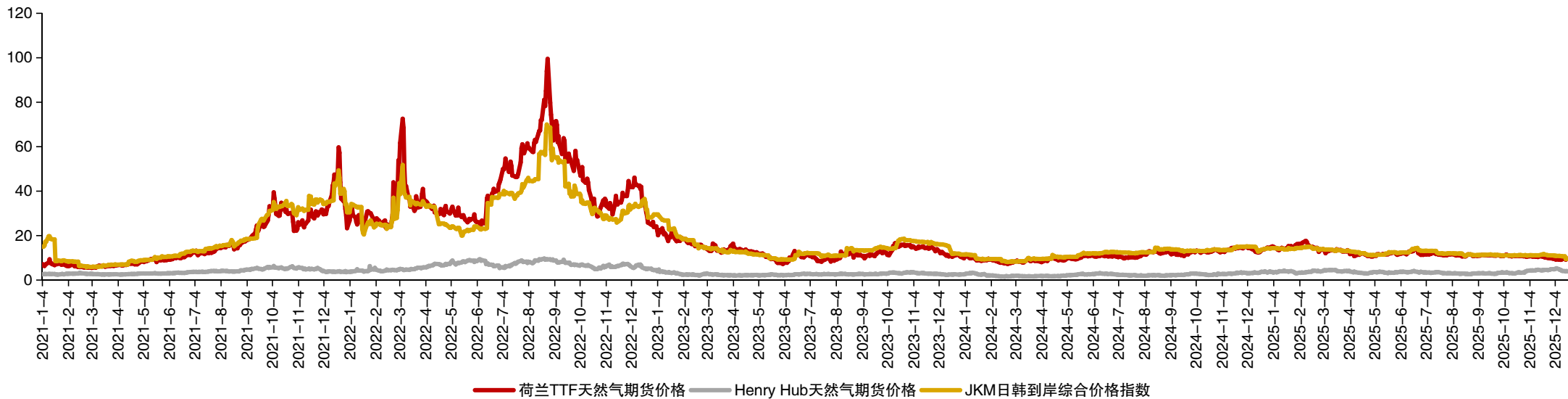


1.3.1 预计2026年主要市场天然气价格进入下行通道

■ 预计2026年TTF、JKM价格同比下降，HH价格同比上涨。

- 2022年受俄乌地缘政治冲突影响，俄对欧管道气供给断崖式下跌，供需缺口导致欧洲天然气价格快速攀升，欧洲对美国LNG的强劲需求大幅增加了美国的LNG出口，提振了HH价格。2023年起LNG逐步弥补供给缺口，供需关系再平衡带动气价回落。
- 2025Q1-3受冬季气温偏冷、美俄和中东紧张局势升级等因素影响，三大天然气市场价格同比上涨，欧亚市场价格趋势基本一致，但受春季后库存容量偏低、进口LNG大幅增加影响，欧洲市场价格同比涨幅更大，美国原料气需求增长推动气价上涨。
- 2025Q3起主要市场天然气价格回落，TTF、JKM气价同比下降，美国市场基本面趋紧，使HH价格高于2024年水平。**根据中石化经研院预测，预计2026年东北亚LNG现货均价9.5~11.5美元/百万英热，欧洲TTF均价8.5~10.5美元/百万英热，美国LNG产量将迎来大规模增长，原料气需求继续大幅增加，美国国内天然气消费和LNG出口之间竞争加剧，天然气供需格局进一步收紧，美国HH均价3.4~3.9美元/百万英热。**IEA预计2025-2030年TTF、JKM均价分别为8、8.5美元/百万英热，较2019-2024年水平下降约40%；预计2025-2030年HH均价为3.7美元/百万英热，较2019-2024年水平上涨近15%。

图：全球主要市场LNG价格（美元/百万英热）

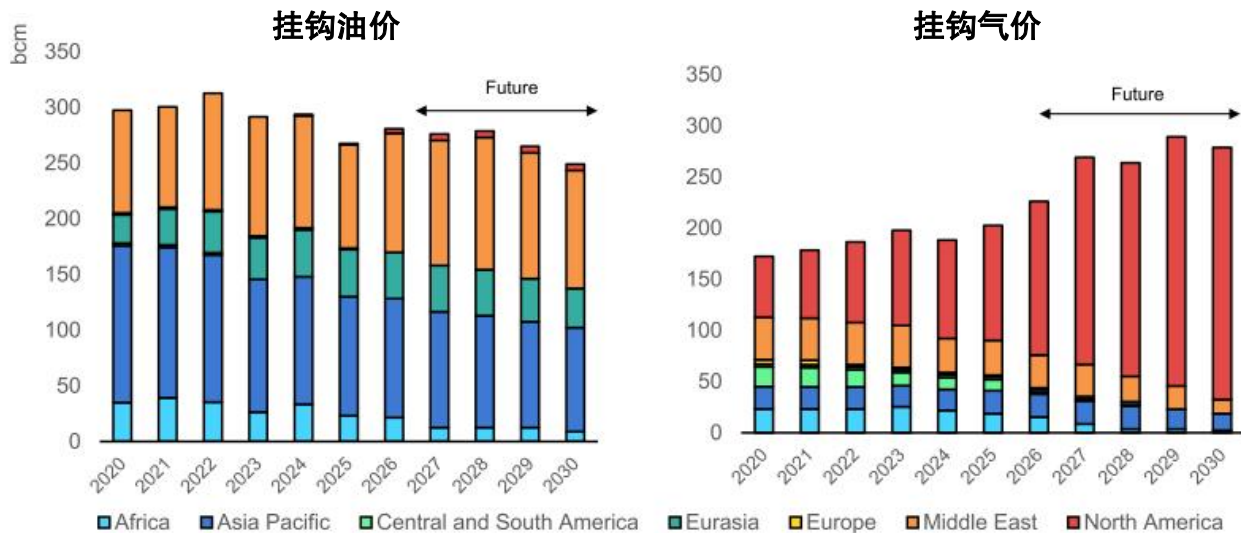


1.3.2 挂钩油价长协仍为主流 挂钩气价长协合同量有望持续增加

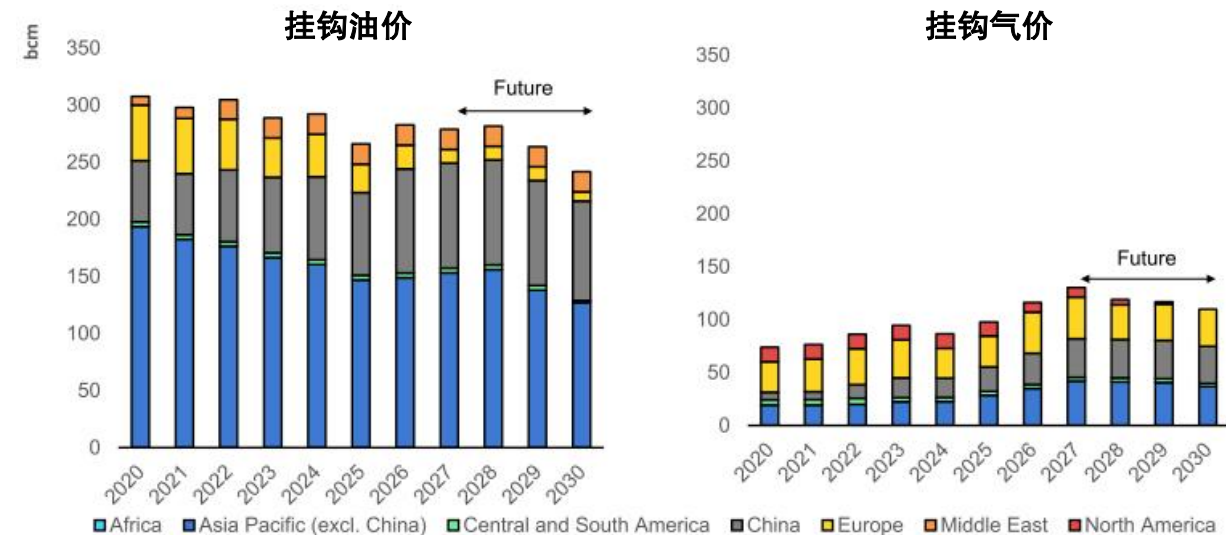
■ 目前与油价挂钩的长协仍为主流，挂钩气价的长协合同量有望持续增加。

- LNG长协定价机制包括与油价和气一气竞争，与油价挂钩是指LNG交易价格挂靠原油、成品油、燃料油等油品价格指数，气一气竞争则是指挂靠实体交易枢纽（如美国 Henry Hub）和虚拟交易枢纽（如英国 NBP、荷兰 TTF）现货价格，或者成熟的期货价格（如美国NYMEX），以及其他现货价格指数（如 Platts JKM）。
- 分区域来看，亚太地区和中东地区LNG出口合同以与油价挂钩为主，北美地区LNG出口合同以气一气竞争为主。中国LNG进口合同量也以挂钩油价为主流。

图：2020-2030年各区域挂钩油价和气价的LNG出口合同量（十亿立方米）



图：2020-2030年各区域挂钩油价和气价的LNG进口合同量（十亿立方米）



1.3.3 2026年原油价格有望延续下行趋势

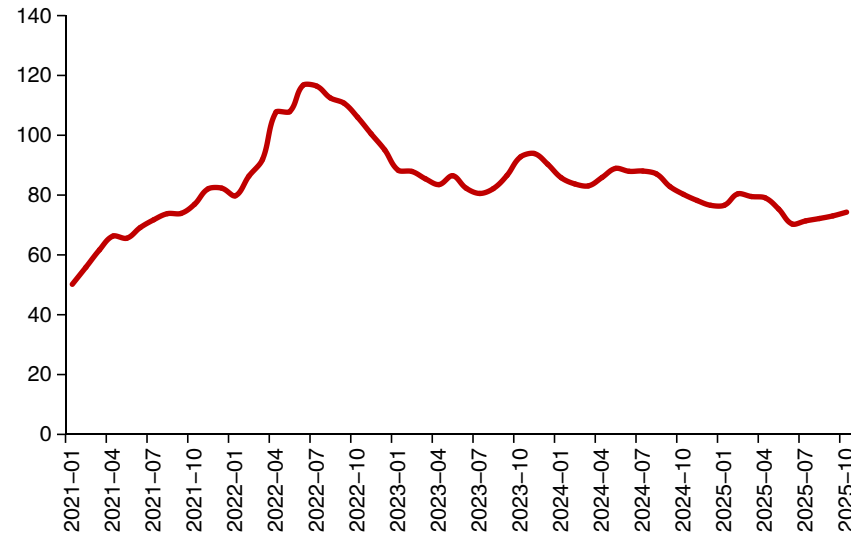
■ 2026年原油价格有望下行。

- 2025年布伦特、日本JCC原油价格呈现下行趋势，截至2025年12月19日，布伦特原油期货结算价为60.47美元/桶，同比下滑17.0%。
- OPEC+从2025年4月开始增产，预计2026年原油供需整体仍呈现宽松态势。EIA预测2026年布伦特原油年平均价格为55美元/桶，而2025年预计平均价格为69美元/桶，原油价格有望延续下行趋势。

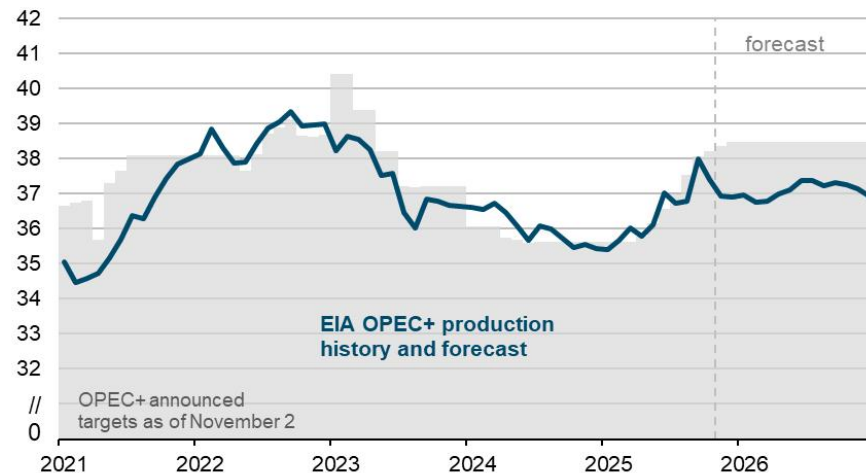
图：布伦特原油期货结算价（美元/桶）



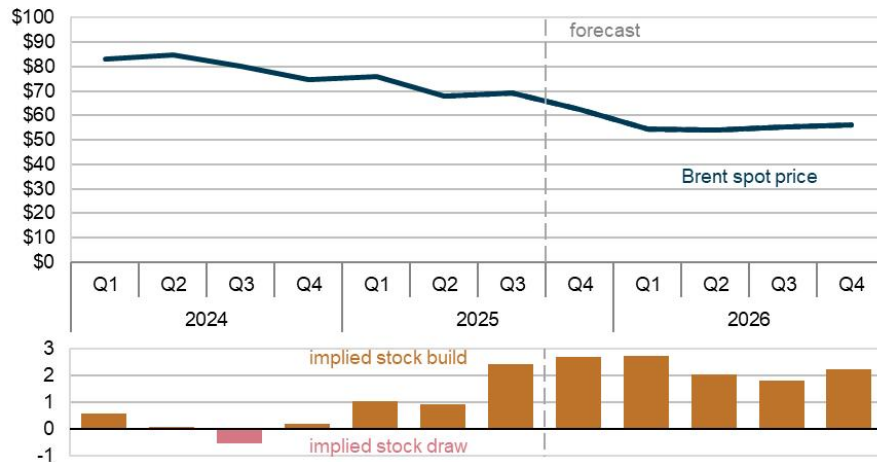
图：日本JCC原油价格（美元/桶）



图：OPEC+原油产量及目标（百万桶/天）



图：2026年布伦特原油现货价格及全球库存变化预测（美元/桶、百万桶/天）



主要内容

1. 全球LNG产能扩张 供需格局持续宽松
2. 国内气源成本改善 促进下游需求回暖
3. 城燃公司结构优化 回归公用事业属性
4. 投资分析意见及风险提示

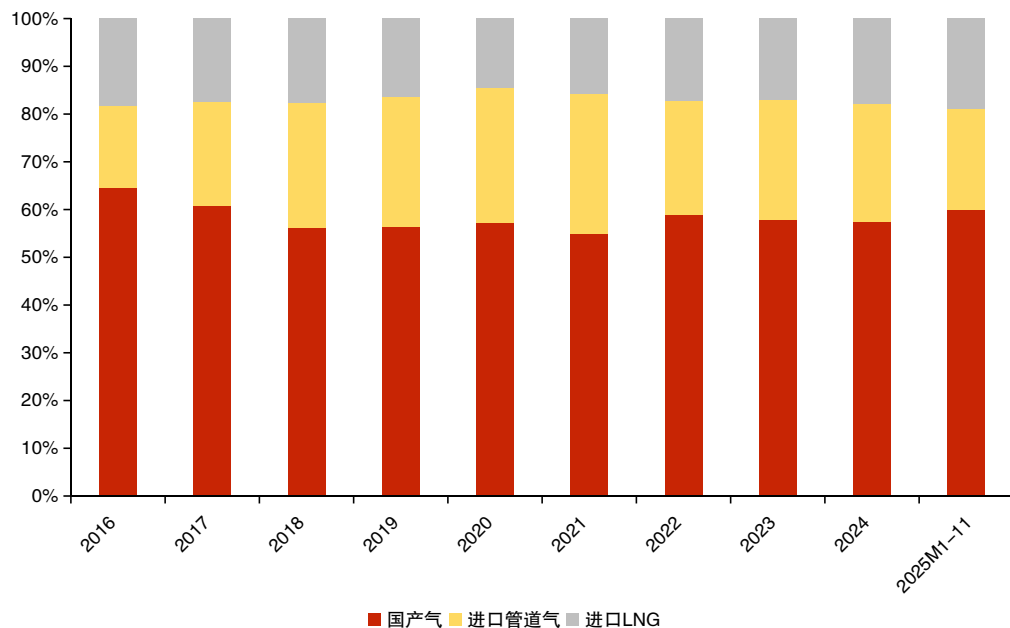


2.1 我国天然气供给结构多元 国产气产量持续提升

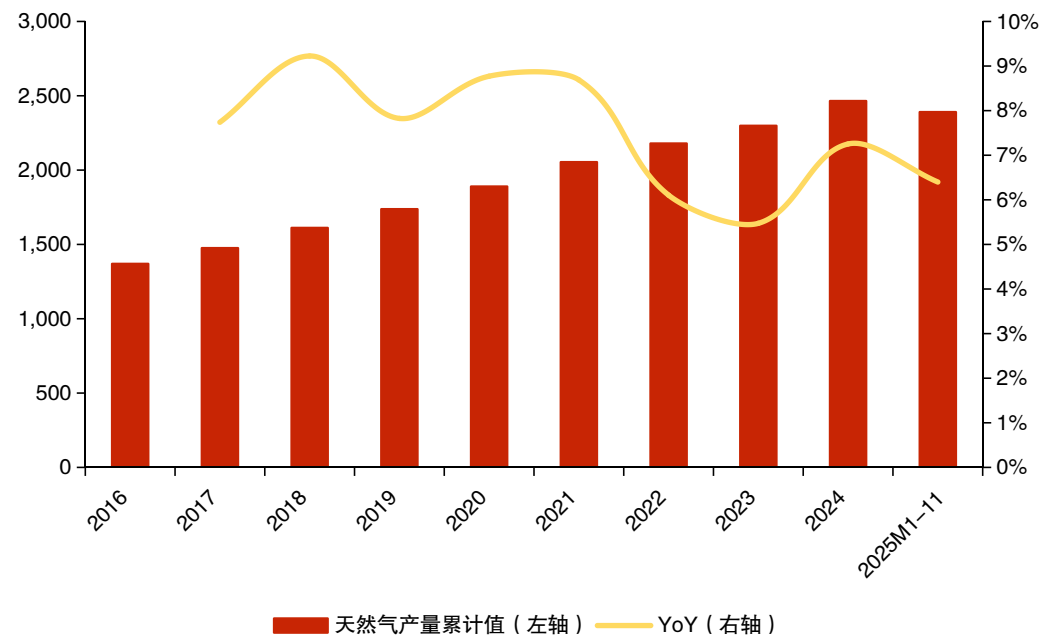
■ 我国天然气供给格局多元，增储上产成效显著，国产气产量持续提升。

- 按照“常非并进、海陆并举”的发展战略，近年来我国天然气增储上产成效显著，常规天然气开发保持较高增长态势，页岩气、煤层气、致密气等各种非常规天然气勘探开发也取得了重大进展，2021年以来新增天然气探明储量均保持在1万亿立方米以上。国产气产量在“增储上产七年行动计划”支撑下快速增长，2024年我国天然气产量2463.7亿立方米，同比增长7.3%，2025年1-11月我国天然气产量2389.3亿立方米，同比增长6.4%，国产气供应能力进一步提升。

图：2016-2025M1-11我国天然气供给结构



图：我国天然气产量累计值及同比增速（亿立方米）



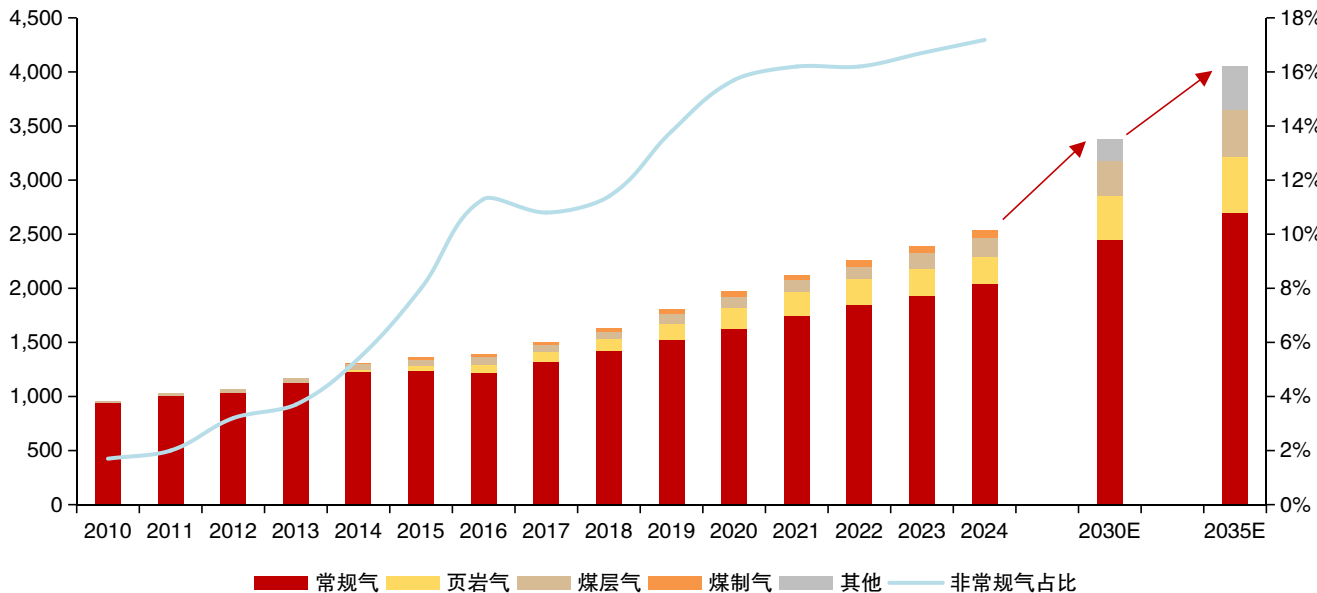


2.1.1 非常规气占比提升 国产气量有望保持较快增长

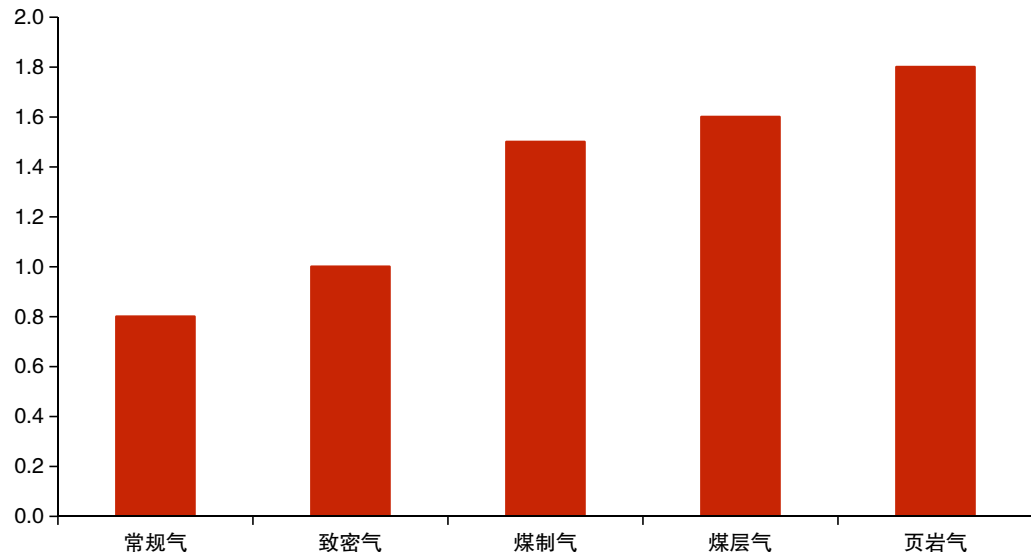
■ 煤层气、页岩气等非常规气占比提升，国产气有望保持较快增速。

- 我国国产气主要包括常规气（含致密气）、煤层气、页岩气，兼顾煤制气、生物气、煤炭地下气化、水合物气等。非常规气在全国天然气开发生产中的作用日益突出，2024年非常规气（不含煤制气）产量合计占比提升至17.2%，煤制气产业发展较快，2024年煤制气产量72亿立方米，对提高国产气供应能力起到积极补充作用。
- 根据中海油能源经济研究院预测，在技术突破和政策支持情境下预计到2030年我国常规气、页岩气、煤层气、其他气源产量将分别达到2450、400、330、200亿立方米，到2035年将分别达到2700、520、430、400亿立方米，2024-2030年和2030-2035年合计产量CAGR分别为4.9%、3.7%。

图：常规气与非常规气产量及占比（亿立方米）



图：2024年国产气不同气源生产成本对比（元/立方米）



资料来源：国家能源局，《中国国产气勘探开发现状与中长期前景研究》潘继平（中海油能源经济研究院），《2060年中国工业天然气价格预测及产业发展建议》孟亚东等，华源证券研究所。备注：常规气量中含致密气，非常规气占比计算中不包括煤制气。

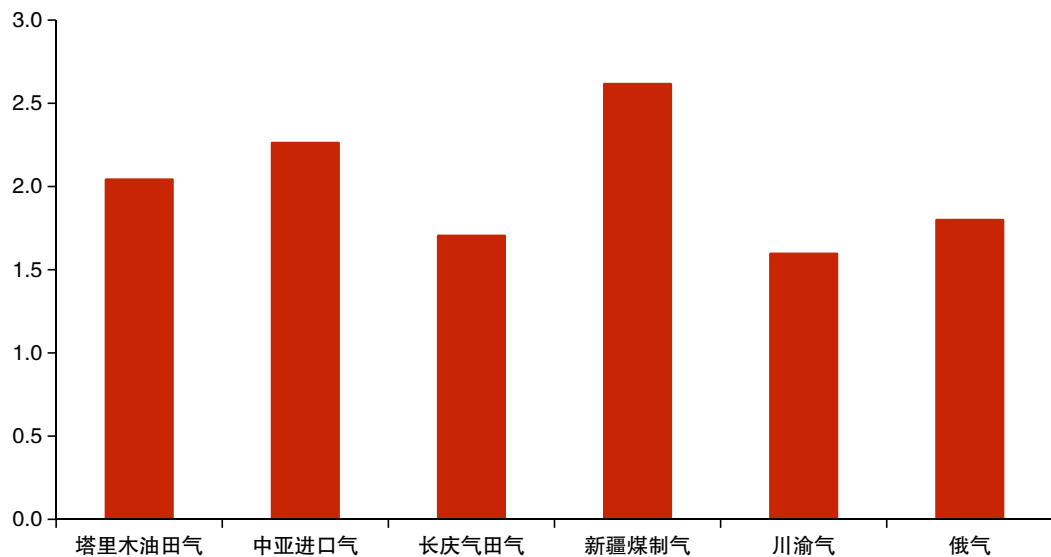


2.1.1 国产气供应成本具备较强竞争力

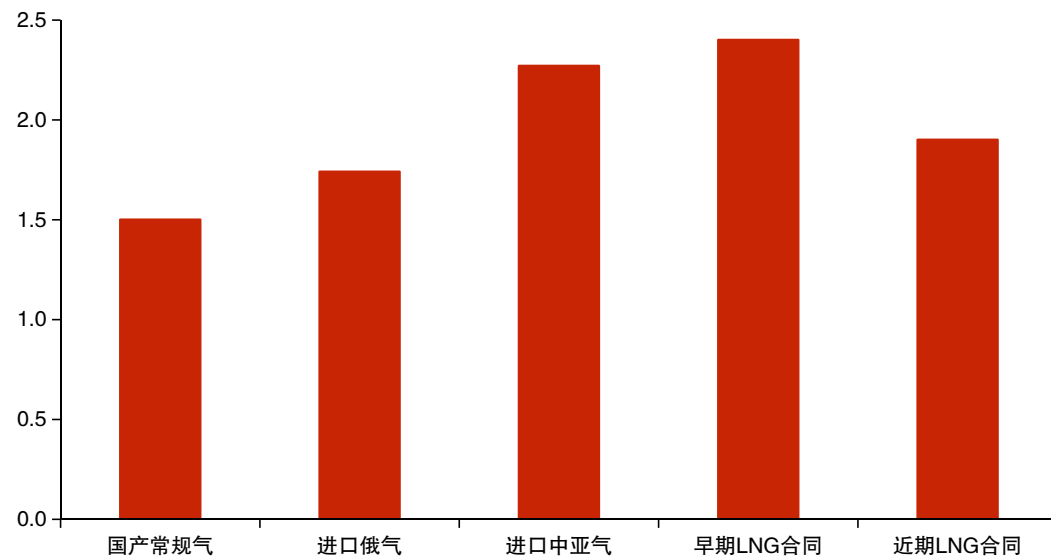
■ 油气管网设施公平开放进一步降低上游准入门槛，促进多气源同平台竞争，国产气供应成本具备竞争力。

- 2025年9月国家发改委《油气管网设施公平开放监管办法》进一步明确完善油气管网公平接入机制，油气干线管道、省内和省际管网均向第三方市场主体公平开放，有望促进国内外不同气源在同一平台上竞争，对于符合质量标准的油气，都可以通过申请管容进入管网，获得市场准入机会。
- 从江苏省、京津冀地区不同气源供应成本来看，江苏省川渝气供应成本最低，其次为长庆气田气；京津冀地区长庆油田国产常规气供应成本最低，其次为进口俄气。综合来看国产气供应成本均具备不同程度的优势，低于进口管道气和进口LNG供应成本。

图：江苏省不同气源供应成本对比（元/立方米）



图：京津冀地区不同气源供应成本（元/立方米）



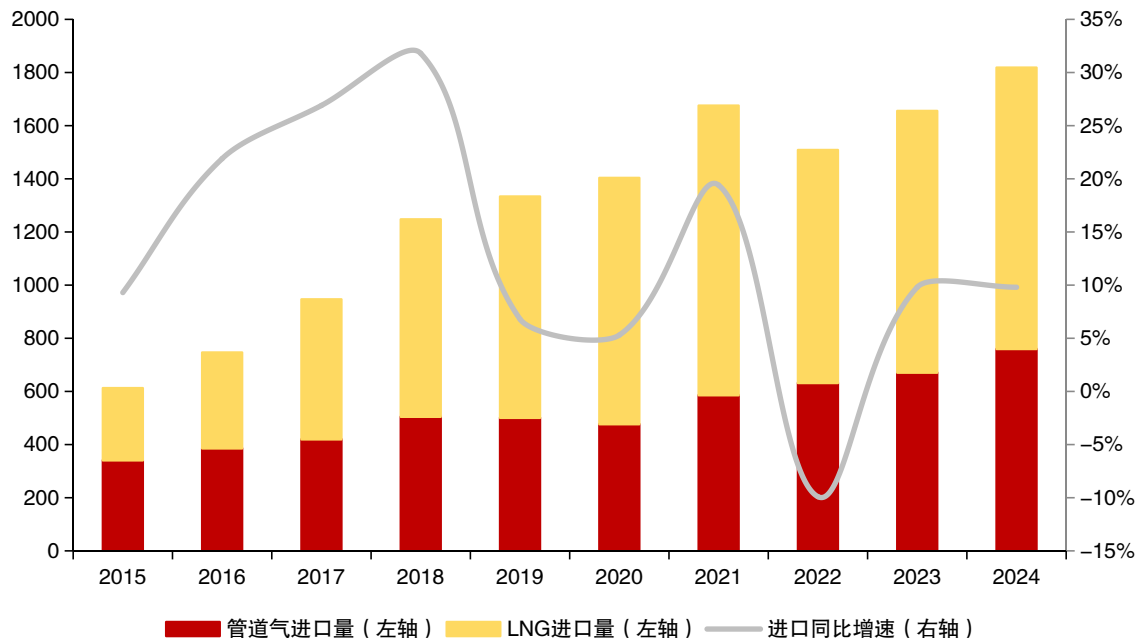


2.1.2 2020年以来我国进口气量中枢抬升

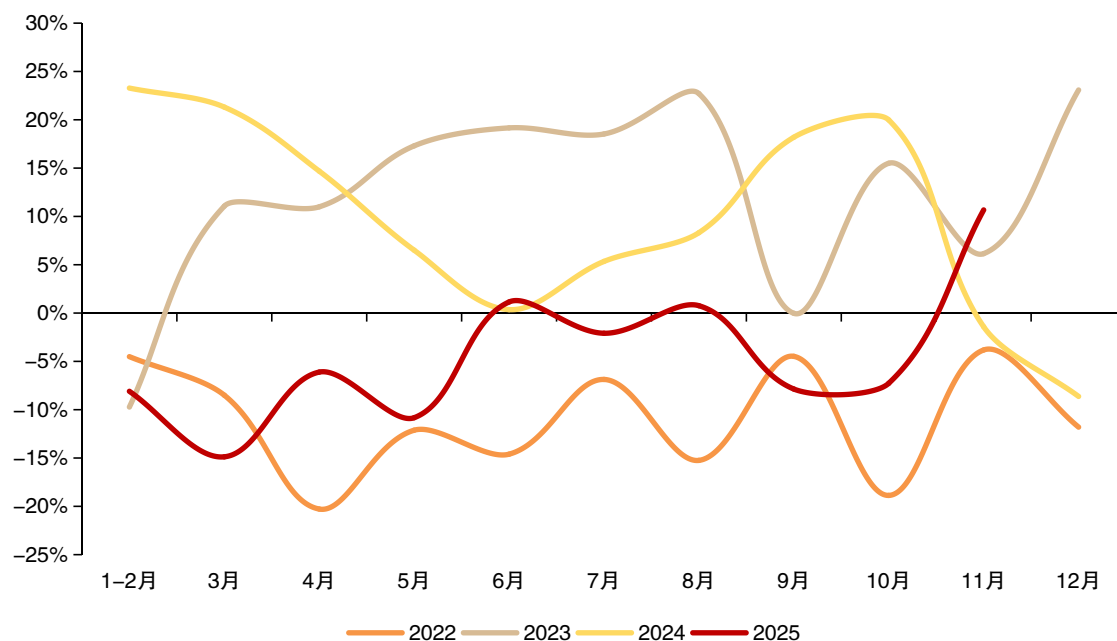
■ 2020年以来进口气量中枢抬升，2025年我国天然气进口量同比下降。

- 目前我国已建成西北、西南、东北和海上四大进口天然气通道，进口能力不断增强，2020年以来我国天然气进口量中枢抬升，2024年我国天然气进口量1831.09亿立方米，同比增长9.8%。
- 根据海关总署最新数据，2025年1-11月我国天然气累计进口量1591.7亿立方米，同比减少4.8%，下滑主要来自LNG进口量减少，一方面2025年以来我国国产气量延续较高增速，同时中俄东线按合同要求增供，推升管道气进口量，国产气上产和中俄东线达产增供有效对冲了进口LNG现货资源下降带来的市场供应减量。

图：2015-2024年中国天然气进口量（亿立方米）



图：天然气进口量当月值同比增速





2.1.2 管道气进口量规模平稳 中俄东线增供贡献增量

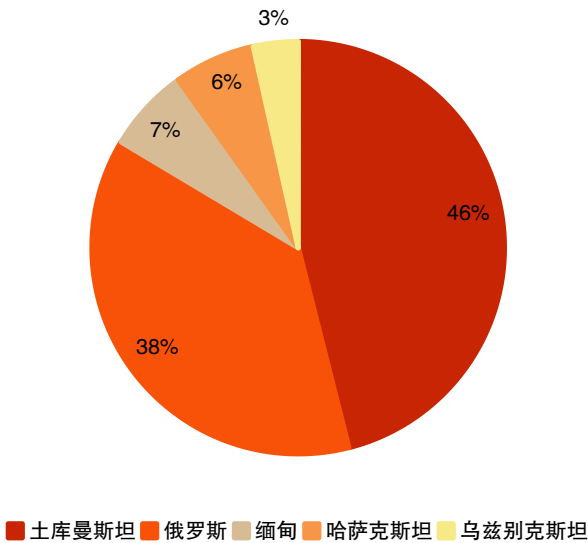
■ 管道气进口规模平稳，中俄东线增供贡献管道气供给增量。

- 我国管道气进口管道主要包括中缅、中亚、中俄进口管道。近年来我国管道气进口规模整体平稳，2019年12月中俄东线北段正式投产通气，来自俄罗斯的管道气进口量逐年增长，2024年12月中俄东线全线贯通，按合同要求增供推升管道气进口量，2025年1-10月我国管道气进口量累计同比增长7.6%。

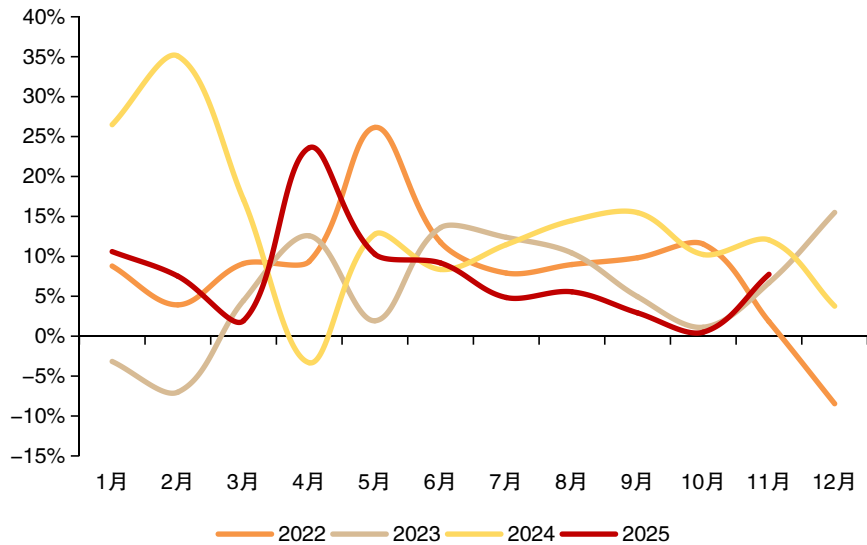
表：我国天然气进口管道

相关方	跨境管道	状态	投产时间	设计能力 (亿立方米/年)
俄罗斯	中俄东线	在运	2019年	380
	中俄远东线	在建	2027年（预计）	100
	中俄中线	待定		500
	中俄西线	搁置		
中亚	中亚管道A	在运	2009年	150
	中亚管道B	在运	2010年	150
	中亚管道C	在运	2017年	250
	中亚管道D	在建	2026年（预计）	300
缅甸	中缅管道	在运	2013年	120

图：2024年我国进口管道气结构



图：管道气进口量当月同比增速



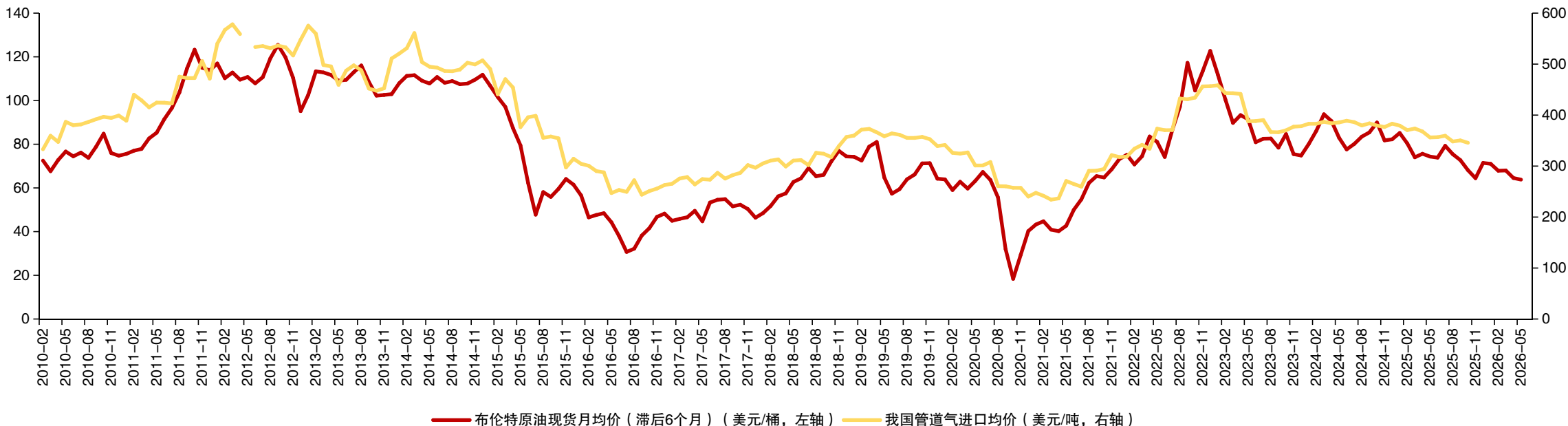


2.1.2 管道气进口价格联动油价 有望同步延续下行

■ 管道气进口价格联动油价，有望同步延续下行趋势。

- 管道气国际贸易价格一般都采用“照付不议”长期合同，一般与国际原油价格或石油产品价格联动。我国进口管道气的长期合同价格都与石油或油品等替代能源挂钩联动，中亚管道气进口天然气价格（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，中缅管道气价格与国际原油价格挂钩联动，中俄管道气价格公式未知，可能参照俄罗斯出口西欧的价格公式与油品价格挂钩联动。
- 根据历史数据，滞后6个月的布伦特原油现货月均价与我国管道气进口均价走势基本一致，结合对油价的相关预期，2026年我国管道气进口成本有望延续下行趋势。

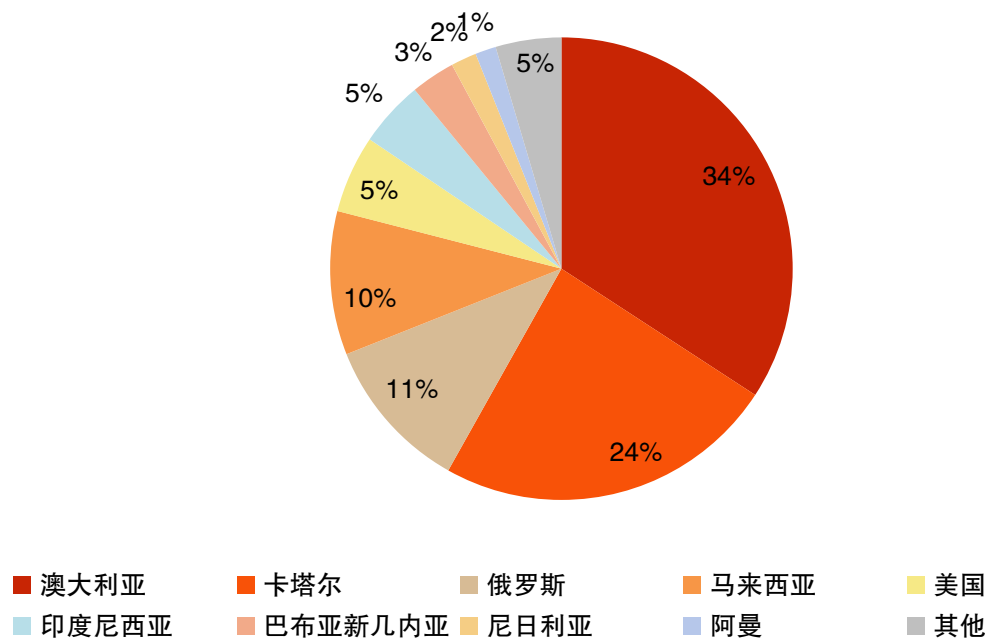
图：布伦特原油现货月均价（滞后6个月）（美元/桶）与我国管道气进口均价（美元/吨）



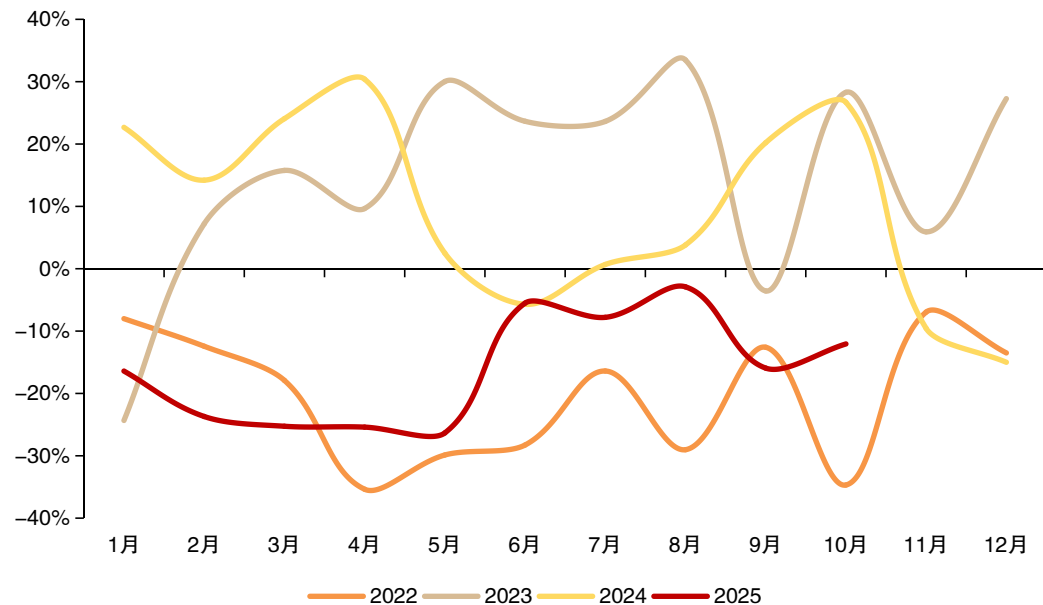
2.1.3 我国LNG进口来源集中在美国和卡塔尔

- 我国LNG供应主要来自澳大利亚和卡塔尔，2025年1-10月我国LNG进口量累计同比下滑16.4%。
 - 我国LNG进口来源主要集中在澳大利亚和卡塔尔两国，2024年两者合计占我国LNG总进口量的58%。
 - 2025年以来我国LNG进口量出现下滑，2025年1-10月我国LNG进口量累计同比下滑16.4%，主要受两方面因素影响：一是受对美LNG施加关税影响，美国资源进口量大幅下降；二是2025年国际现货价格高于长约，且国内市场供需宽松、国际市场供需偏紧，存在国际转卖套利空间。

图：2024年我国LNG进口结构



图：LNG进口量当月同比增速



2.1.3 三桶油正在执行长协多挂钩油价 具备成本改善空间

■ 三桶油正在执行的长协多挂钩油价，具备成本改善空间。

- 中石油、中石化、中海油是我国早期海外长协签约的主要主体，从公开情况来看签约长协主要挂钩日本进口原油综合价格指数 JCC 价格。
- JCC 价格不具有价格发现功能，短期价格走势参照布伦特。伴随油价下行预期，三桶油长协价格具备优化空间。

表：三桶油在手海外合同梳理

签约主体	供应商	签约时间	合同年限	合同量（万吨/年）	交付方式	气源	预计供应时间	挂钩指数
中石油	Yamal LNG	2013	20年	300	DES		2018	JCC
	Qatargas II T1/T2		22年	340	DES		2018	
	Qatargas IV		25年	300	DES		2011	
	ExxonMobil	2009	20年	225	DES		2016	JCC
	Cheniere		25年	120	FOB	Sabine Pass LNG	2018	
	Shell	2008	20年	200	DES		2016	JCC
	Arctic LNG 2	2021	20年	198	FOB		2023	
	Shell	2021	5年				2021	
	Cheniere Marketing	2022	24年	180	FOB	Corpus Christi LNG	2026.07	
	PETRONAS	2023	9年	80	DES/FOB		2023	
中石化	QatarEnergy	2023	27年	400	DES	NFE	2026	
	ADNOC Gas	2023	2年	40	DES		2024	
	APLNG		20年	760	FOB		2016	
	PNG LNG	2009	20年	200	DES		2014	JCC
	Cheniere			180	FOB	全球资源	2022.07	
	QatarEnergy	2021	10年	200	DES		2022	
	Venture Global	2021	20年	280	FOB	Plaquemines LNG	2026.07	
	Venture Global	2021	20年	120	DPU	Plaquemines LNG	2026.07	
	Venture Global	2021	3年	100	FOB		2023	
	QatarEnergy	2022	27年	400	DES	NFE	2026	
中海油	QatarEnergy	2023	27年	300	DES	NFS	2028	
	Oman LNG	2023	4年	100	DES	Qalhat	2025	
	TotalEnergies	2024	15年	200			2028	
	Qatargas III	2008	24年	200	DES		2011	JCC
	QCLNG		20年	360	DES		2014	
	Tangguh PSC Contractor Parties		24年	260	FOB		2009	
	Malaysia LNG Tiga		20年	300	DES		2009	
	BP	2014	20年	100	DES		2019	JCC
	BP	2014	15年	50	FOB		2019	JCC
	Shell	2012	20年	500	DES		2015	JCC
	Total	2009	19年	150	DES		2010	JCC
	Petronas	2021	10年	220	FOB/DES			
	QatarEnergy	2021	15年	350			2022	
	Arctic LNG 2	2021	20年	198	FOB		2023	
	Venture Global	2021	20年	200	FOB	Plaquemines LNG	2026.07	
	Venture Global	2021	3年	50	FOB	Calcasieu Pass LNG	2025.05	
	ADNOC Gas	2023	2年	40	DES		2024	

资料来源：GIIGNL，天然气行业观察公众号，《美国亨利枢纽天然气价格影响因素与中国企业应对策略》倪孟钊等，华源证券研究所

2.1.3 近年来LNG长协签约主体和挂钩方式更为多元 合同量提升

■ 新签LNG中长协规模增加，国内买家趋于多元化。

- 伴随我国LNG进口量逐年提升，2021年以来我国签约LNG协议数量及规模逐年提升，预计2030年前每年都有新签协议落地。
- 我国LNG长协签约主体趋于多元化，挂钩方式也更为多元，除了传统的挂钩布伦特或JCC油价之外，挂钩HH气价的长协比例提升，并出现挂钩JKM或多元挂钩的方式。
- 预计2026年挂钩油价或欧亚现货气价的长协成本有望改善，而挂钩HH气价的长协价格可能会小幅上涨。

表：各上市公司在手长协梳理

上市公司	签约主体	供应商	签约时间	合同年限	合同量（万吨/年）	交付方式	气源	开始供应年份	挂钩指数
新奥股份 (600803.SH) /新奥能源 (2688.HK)	新奥能源	Chevron	2016.08	10年	66	DES	全球资源	2018	JCC
	新奥能源	Total	2016.07	10年	50	DES	全球资源	2018	JCC/HH
	新奥新加坡	Cheniere	2021.11	13年	90	FOB	美国 Corpus Christi液化厂 Sabine Pass液化厂	2022	HH
	新奥新加坡	Novatek	2022.01	11年	60	DES	全球资源	2025	Brent
	新奥新加坡	Cheniere	2023.06	20年	180	FOB	美国Sabine Pass液化厂	2026	HH
	新奥新加坡	NextDecade	2022.12	20年	200	FOB	美国Rio Grande LNG项目	2027	HH
	新奥能源	Chevron	2025.01	10年	60	DES	全球资源	2028	Brent
	新奥新加坡	ADNOC	2025.04	15年	100	DAP	阿联酋Ruwais LNG项目	2028	Brent
	新奥能源	EnergyTransfer	2022.03	20年	90	FOB	美国查尔斯湖LNG项目	2029	HH
	新奥新加坡	EnergyTransfer	2022.03	20年	180	FOB	美国查尔斯湖LNG项目	2029	HH
中国燃气 (0384.HK)	中国燃气	EnergyTransfer	2022	25年	70	FOB	美国查尔斯湖LNG项目	2026	HH
	中国燃气	NextDecade	2022	20年	100	FOB	RioGrande LNG	2027	HH
	中国燃气	Venture Global	2023	20年	100	FOB	PlaqueminesLNG	2027	
	中国燃气	Venture Global	2023	20年	100	FOB	CP2LNG	2028	
华润燃气 (1193.HK)	华润燃气	Woodside	2025	15年	60			2027	
深圳燃气 (601139.SH)	深圳燃气	广东大鹏	2004.04	25年	27.1			2006	
	深圳燃气	广东大鹏	2021.07	12年	27			2021	
	华安公司	BP中国	2021.10	10年	22.5-30			2023	国际LNG价格指数
佛燃能源 (002911.SZ)	佛燃能源	Cheniere	2021	20年	30	DES		2023	HH
	前海佛燃	BP中国	2021	10年	7.5-10			2023	国际LNG价格指数
	佛燃能源	Cheniere	2023	20年	86	FOB		2028	HH
九丰能源 (605090.SH)	九丰能源	马石油	2020.11	5年	83			2021	Brent/JKM
	九丰能源	ENI	2020.10	4年	20			2021	JKM
新天绿能 (600956.SH) /新天绿色能源 (0956.HK)	新天绿能	Qatar Energy	2021	15年	100	DES		2022	国际原油价格指数
广州发展 (600098.SH)	广州燃气	BP	2021	12年	65	DES		2022	国际原油价格指数
	广州发展	中化新加坡国际石油有限公司	2022	9年	40			2023	HH
	广州发展	墨西哥太平洋有限公司	2022	20年	200				美国天然气指数
深圳能源 (000027.SZ)	深能燃控	BP Singapore	2022			DES		2024	
广汇能源 (600256.SH)	广汇国贸	Total	2019	10年	70	DES		2020	

资料来源：各公司公告，GIIGNL，上海石油天然气交易中心公众号等，华源证券研究所

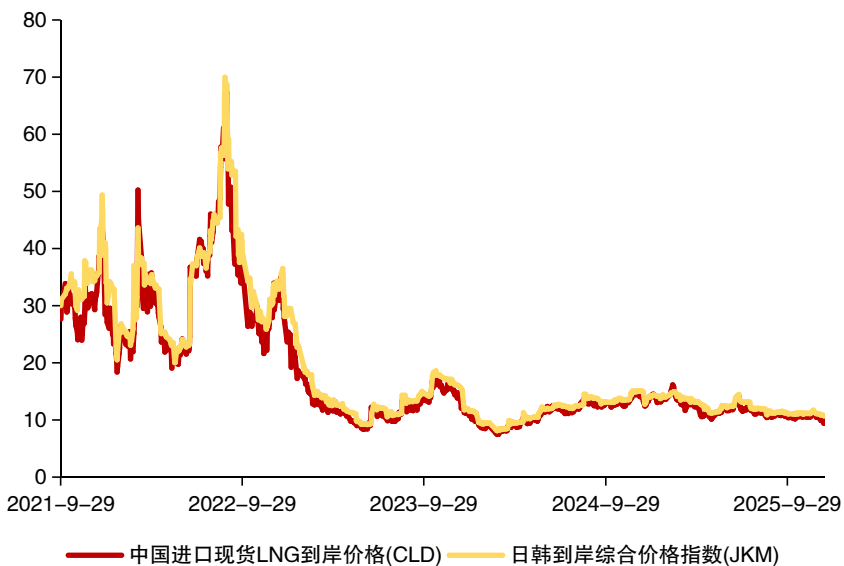


2.1.4 2025年以来我国天然气进口均价同比持续回落

■ 受国际油价下行和进口长协份额增加影响，2025年以来我国天然气进口均价同比持续回落。

- 我国LNG进口现货价格CLD与JKM价格走势基本一致，分析可参考JKM价格变动趋势。
- 2025年以来欧洲冬季低温、关税摩擦、以伊冲突等因素扰动国际天然气现货价格，国产LNG供应充足，价格持续低迷。
- 由于国际油价下行和进口长协份额增加，2025年以来我国天然气进口均价同比持续回落，9月以来伴随现货价格下行进一步下降，2025年10月我国天然气进口平均单价424.90美元/吨，同比下降17.05%。

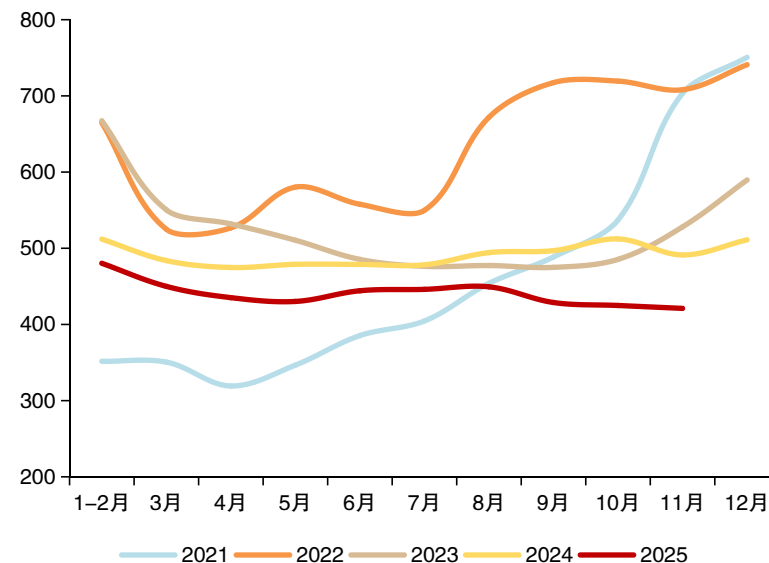
图：我国进口现货价格和日韩到岸综合价格指数
(美元/百万英热)



图：中国液化天然气出厂价格指数（元/吨）



图：天然气进口平均单价（美元/吨）





2.1.5 三桶油方案每年有所差异 与市场联动程度加深

■ 三桶油价格方案每年度有所差异，浮动量价格联动现货价格，市场化程度加深。

- 以中石油为例，管制气包括国产常规陆上气和2015年之前投产的进口管道气（中缅、中亚），非管制气包括海上气、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和2015年以后投产的进口管道天然气（中俄）。
- 中石油2025–2026年管道天然气合同定价方案中：非采暖季管制气比例由65%下降至60%，非管制气中固定量由32%提升至33%，价格均较门站价上浮比例不变；非管制气中浮动量比例则由3%提升至7%，继续联动上海交易中心现货价格即CLD。2025–2026年变化主要体现在合同量结构方面，伴随浮动部分比例提升，城燃公司采购成本受市场价格影响程度加深。

表：中石油2025–2026年管道气年度合同总体定价方案

中石油2025–2026年管道气年度合同总体定价方案				
非采暖季（2025年4月–2025年10月）			采暖季（2025年11月–2026年3月）	
管制气	结构		上浮	上浮
	60%		18.5%	55%
非管制气	固定量	33%	70%	38%
	浮动量	7%	联动上海交易中心现货价格	
	调峰量		90%	90%
非合同量	额外气量	线上化市场交易形成		

表：中石油2024–2025年管道气年度合同总体定价方案

中石油2024–2025年管道气年度合同总体定价方案						
合同量	气源类型		2024年4月–2024年10月		2024年11月–2025年3月	
		区域	结构	上浮	结构	上浮
	管制气		65%	18.50%	55%	18.50%
	非管制气–固定	内陆	32%	70%	42%	70%
		沿海		80%		80%
	非管制气–浮动		3%	联动上海交易中心现货价格	3%	联动上海交易中心现货价格
	调峰气量			100%		100%
非合同量	额外气量		线上化市场交易形成			

2.1.5 各气源供应成本测算

■ 测算2026年不同海气气源到岸价格与江苏省不同气源供应成本：

- 挂钩油价长协到岸价： $P = \text{斜率} \times \text{Brent/JCC价格} + \text{常数}$ ，斜率早期（2016年之前）为13%~16%，近期（2016年之后）为10.2%~12.5%。
- 挂钩气价长协到岸价： $P = 115\% \times \text{HH价格} + \text{液化服务费} + \text{运费}$ ，液化费2~2.5美元/百万英热、运费2~2.5美元/百万英热。
- 其他假设：假设2026年布伦特原油均价55美元/桶，HH均价3.65美元/百万英热，CLD均价10.50美元/百万英热；中石油管道气合同内采暖季气量占比50%，国内气化服务费0.3元/立方米。
- 测算结果来看，预计2026年近期油价长协价格最低，现货到岸价同比下降，全年均价仍高于其他气源成本，但特定窗口期现货气价或有望具备竞争力。

表：不同海气气源到岸价格对比（美元/百万英热）

	HH	Brent (美元/桶)	早期油价长协	近期油价长协	挂钩HH长协	中国LNG现货 到岸价
2022	6.38	98.49	14.29	11.33	11.84	32.11
2023	2.53	82.08	11.99	9.53	7.41	12.91
2024	2.25	79.70	11.66	9.27	7.09	11.42
2025E	3.50	69.00	10.16	8.09	8.53	11.69
2026E	3.65	55.00	8.20	6.55	8.70	10.50

表：江苏省不同气源供应成本测算（元/方）

	2025	2026E
中石油合同方案综合成本	2.80	
早期油价长协价+税+气化服务费	3.09	2.56
近期油价长协价+税+气化服务费	2.52	2.10
挂钩HH长协价+税（含25%关税）+气化服务费	3.18	3.24
挂钩HH长协价+税（不含关税）+气化服务费	2.64	2.69
LNG现货到岸价+税+气化服务费	3.52	3.19

资料来源：《中国进口天然气价格公式研究》何春蕾等，《以美国C公司LNG长约合同为例分析美国墨西哥湾LNG长约合同特点》张清云，《美国液化天然气长期合同风险分析及应对策略》张春宝等，《美国LNG出口潜力、竞争力与溢出效应研究》王震等，华源证券研究所

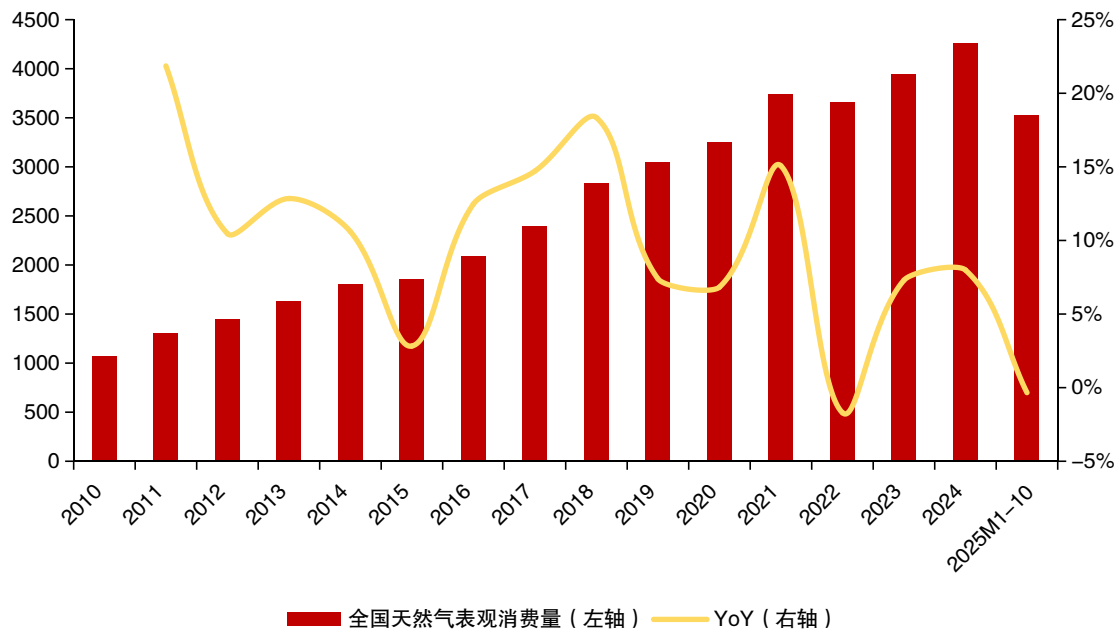


2.2.1 我国天然气消费稳健 2025年以来有所下滑

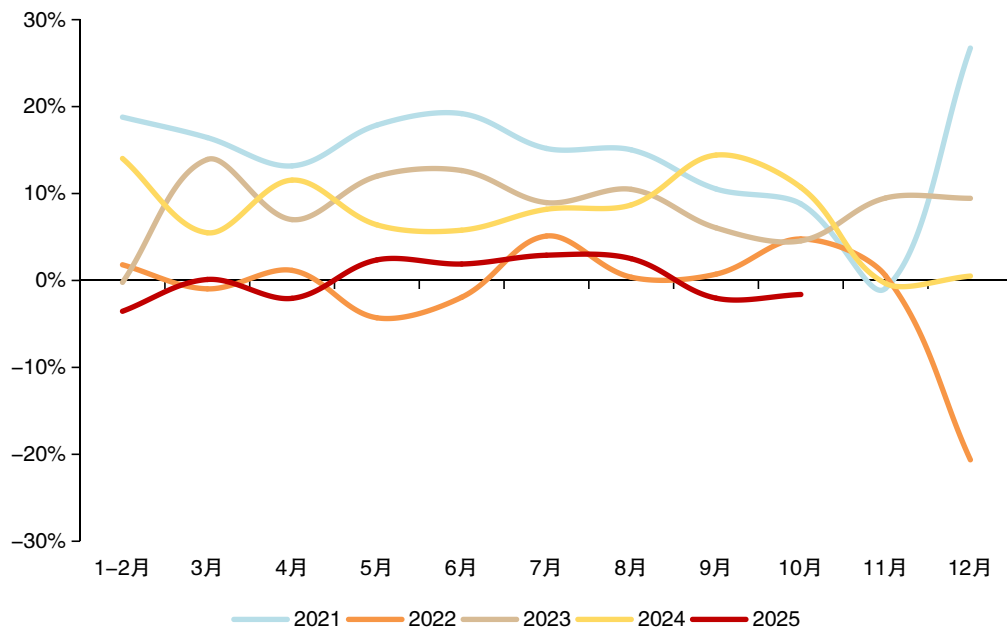
■ 近年来我国天然气表观消费量保持增长，2025年以来略有下滑。

- 以2004年西气东输管道投产为标志，我国天然气行业进入快速发展期，伴随管网建设、气化区域和领域的扩大，2004–2016年我国天然气消费规模CAGR达14.8%。2017年后我国天然气行业的增长主要受“煤改气”政策拉动，2016–2021年我国天然气表观消费量CAGR达12.4%。2022年天然气消费量受全球公共卫生事件、俄乌冲突抬高油气价格等影响有所回落，2023–2024年重回较高增速，2024年全国天然气表观消费量4260.5亿立方米，同比增长8.0%。
- 2025年1–10月全国天然气表观消费量3525.3亿立方米，同比下降0.3%，或是由于暖冬、中美贸易摩擦、国际气价高位、经济复苏缓慢等因素抑制了国内天然气需求。

图：我国天然气表观消费量及增速（亿立方米）



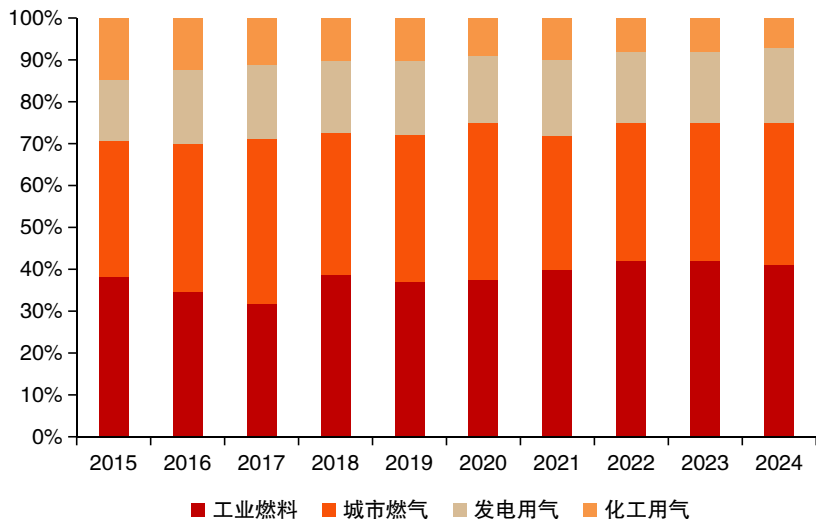
图：我国天然气表观消费量当月值同比增速



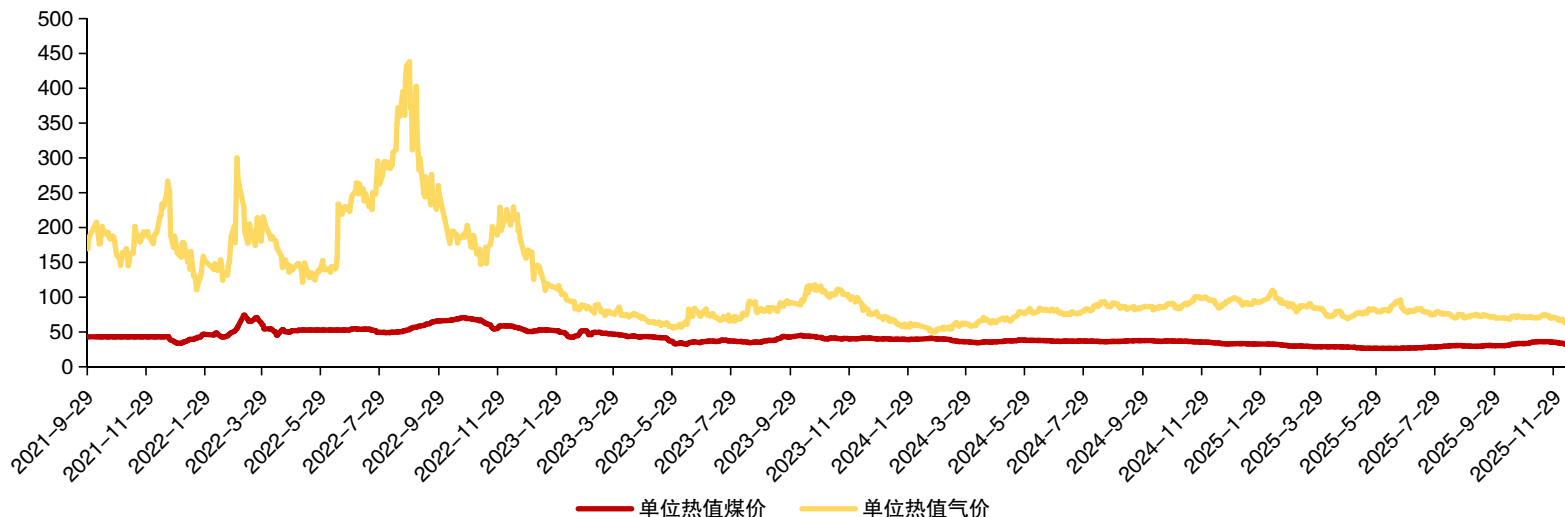
■ 我国天然气下游各领域用气需求分化，暖冬及工业用气需求不足影响2025年天然气消费量。

- 北方地区“煤改气”基本见顶，城乡居民生活用气增量整体有限，2025年初国内气温整体偏高采暖用气量偏低，LNG与柴油价格比大部分时段在经济临界点之下，中石化经研院预计2025年城燃用气量同比增长2.4%；2025全年新增气电装机约3000万千瓦。虽然夏季国内气电密集区域气温水平偏高，但替代能源发电量增长，气电调峰空间有限，气电利用小时数处于较低水平，同时广东省电力市场改革后电厂缺乏增发动力，拉低发电用气需求，中石化经研院预计2025年发电用气量同比增长12.3%；工业发挥宏观经济“压舱石”作用，年初受中美贸易摩擦影响，“抢出口”效应推动生产；7月起局部制造业开展“反内卷”行动，光伏、钢铁等行业减产影响天然气需求，但高端制造、人工智能、新能源汽车等需求稳步增长，设备更新政策亦助推机械制造行业用气。然而房地产行业持续调整仍拖累建材行业，开工率处于低位，中石化经研院预计2025年工业用气量同比持平。
- 对煤炭和天然气单位热值气价进行换算，当前单位热值煤炭较天然气仍具备价格优势，而伴随气价长期下行，价差有望缩窄，用气经济性有望进一步提升，可促进下游对价格敏感的工商业用气需求释放。

图：天然气消费下游结构



图：单位热值煤气价格对比（元/吉焦）



主要内容

1. 全球LNG产能扩张 供需格局持续宽松
2. 国内气源成本改善 促进下游需求回暖
3. 城燃公司结构优化 回归公用事业属性
4. 投资分析意见及风险提示

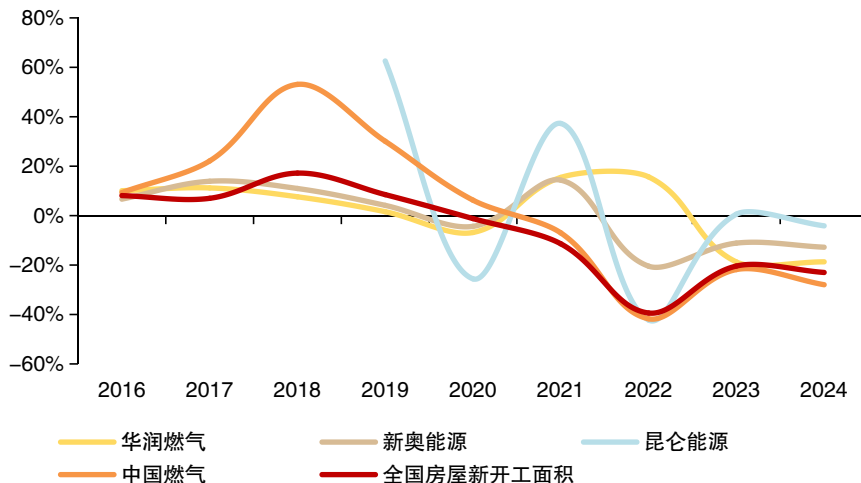


3.1.1 房地产市场深度调整下燃气接驳业务承压

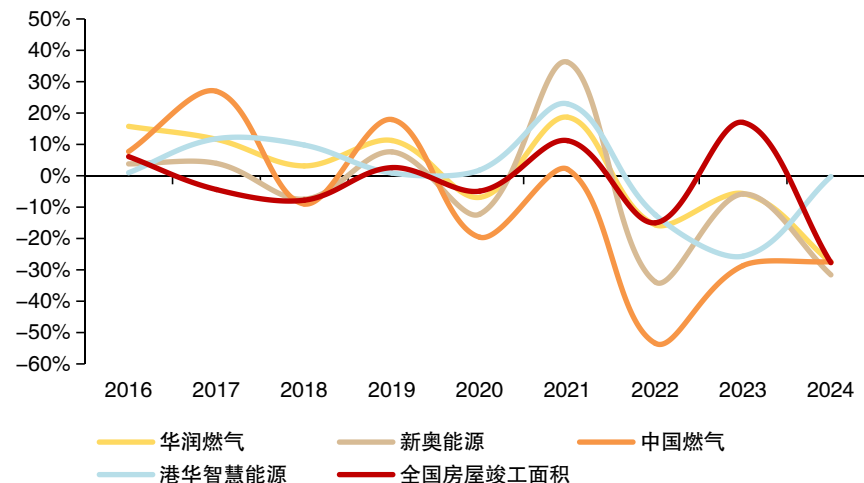
■ 我国房地产市场深度调整，各城燃公司燃气接驳业务承压。

- 城燃公司燃气接驳行业与我国房地产市场息息相关，近年来我国房地产新开工面积、竣工面积均承压，各城燃公司新开发居民用户数均出现下滑，各全国性城燃公司燃气接驳利润增速与我国房地产竣工面积增速整体趋势一致，可作为一定参考。
- 2024年我国房屋新开工、竣工面积分别同比下滑23.0%、27.7%，2025年1-11月我国房屋新开工、竣工面积分别累计同比下滑20.5%、18.0%，但下滑幅度均较2024年同期有所放缓。

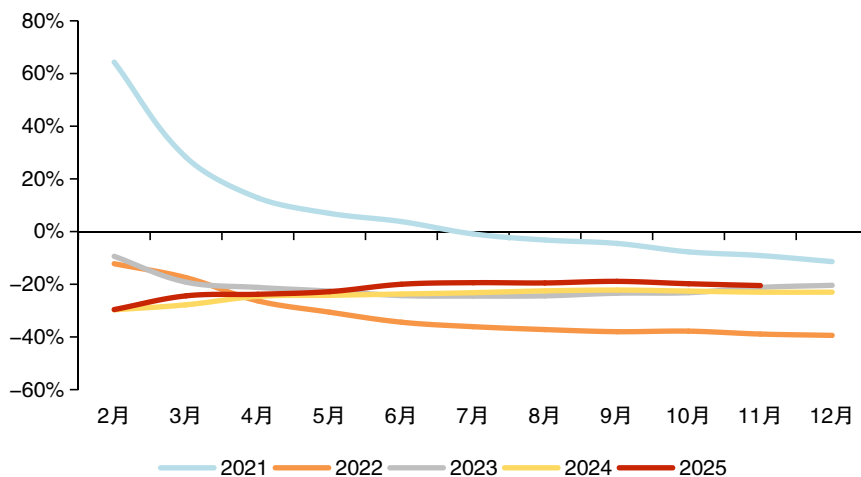
图：各公司新开发居民用户数同比增速与全国房屋新开工面积同比增速对比



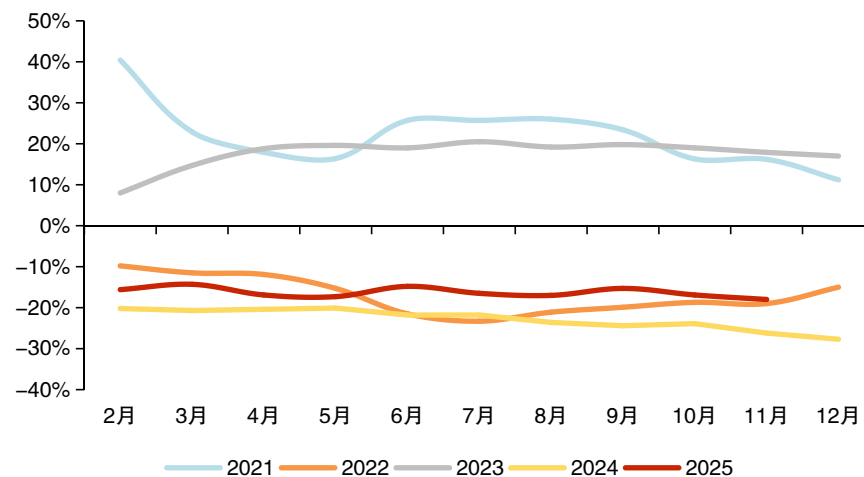
图：各公司燃气接驳利润同比增速与全国房屋竣工面积同比增速对比



图：我国房屋新开工面积累计同比



图：我国房屋竣工面积累计同比



3.1.2 业务结构优化 燃气接驳影响持续减弱

■ 各城燃公司燃气接驳收入及利润占比持续下降，影响减弱。

- 受房地产市场深度调整影响，各城燃公司燃气接驳业务营收和利润普遍呈现下滑趋势，占总营收及利润的比重持续减少，同时伴随销气业务的稳步增长，各城燃公司业务结构将更加聚焦销气主业，业务结构有望持续优化。
- 根据各公司最新指引，华润燃气、中国燃气、昆仑能源2025年新增居民接驳户数下限分别为210、100、60万户，分别较2024年新增居民接驳户数下滑22.0%、28.6%、27.1%，港华智慧能源2025年新增用户数指引63万户，较2024年新增用户数下滑27.59%。在2024年各城燃公司燃气接驳利润占比的基础上进行测算，假设各城燃公司2025年新增居民接驳户数仅完成指引下限，且燃气接驳利润与新增居民接驳户数下滑幅度一致，测算2025年华润燃气、中国燃气、港华智慧能源燃气接驳业务下滑分别会对公司利润总额造成5.1%、2.2%、9.7%的下滑幅度。昆仑能源未披露燃气接驳利润占比数据，但2024年燃气接驳和增值业务合计收入仅占总收入的2.9%，预计受接驳业务下滑影响最小。

表：各城燃公司燃气接驳收入占比

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025H1
华润燃气	20.9%	22.6%	22.4%	19.4%	18.7%	17.8%	15.0%	12.9%	10.8%	9.0%	5.6%
新奥能源	17.2%	16.5%	12.3%	9.7%	9.9%	9.0%	8.7%	5.4%	4.7%	3.7%	3.1%
中国燃气	16.3%	18.0%	16.9%	18.8%	20.7%	17.8%	8.2%	6.2%	4.9%	4.6%	
港华智慧能源	22.1%	23.2%	20.1%	17.2%	16.2%	17.2%	14.2%	12.0%	9.4%	8.8%	6.0%

表：各城燃公司燃气接驳利润占比

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025H1
华润燃气	48.5%	49.6%	50.7%	43.4%	44.5%	40.2%	39.3%	37.7%	30.9%	23.2%	15.2%
新奥能源	50.4%	48.9%	44.8%	36.3%	33.0%	26.5%	31.6%	18.7%	19.3%	14.1%	12.7%
中国燃气	48.8%	52.3%	35.6%	34.2%	22.0%	21.5%	12.6%	14.1%	10.2%	7.6%	
港华智慧能源	61.1%	61.6%	56.1%	50.3%	46.4%	46.1%	48.7%	53.4%	39.8%	35.2%	19.9%

表：各城燃公司接驳利润下滑对利润总额的影响测算

利润总额同比变化		华润燃气	新奥能源	中国燃气	港华智慧能源
假设接驳利润下滑幅度	10%	-2.3%	-1.4%	-0.8%	-3.5%
	20%	-4.6%	-2.8%	-1.5%	-7.0%
	30%	-7.0%	-4.2%	-2.3%	-10.6%
	40%	-9.3%	-5.7%	-3.0%	-14.1%
	50%	-11.6%	-7.1%	-3.8%	-17.6%

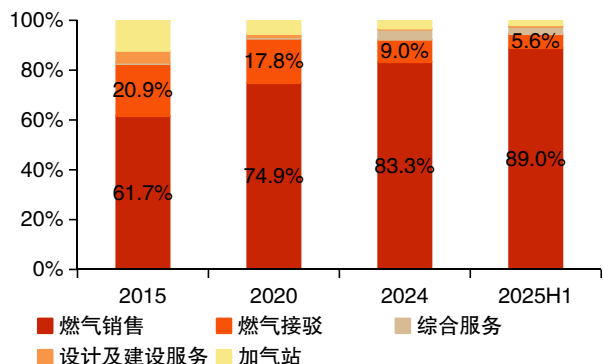


3.1.3 聚焦主业 新业务较快发展 有望贡献业绩增量

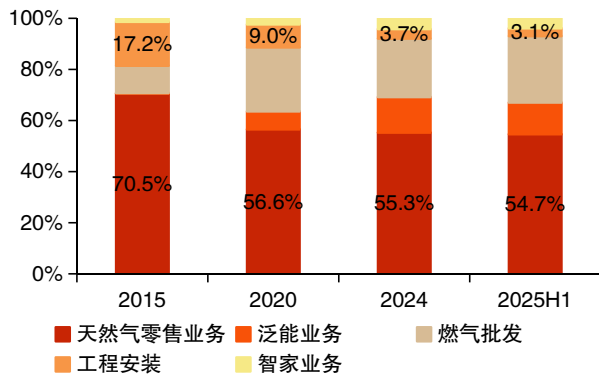
■ 主业进一步聚焦，增值服务、综合能源等新业务较快发展，有望弥补接驳带来的业绩减量。

- 伴随燃气接驳利润占比下降，城燃公司营收和利润向销气主业进一步聚焦；同时各公司积极布局增值服务、综合能源等新业务，新业务较快发展有望在一定程度上弥补接驳下滑带来的业绩减量。2024年华润燃气、新奥能源、中国燃气、港华智慧能源销气主业利润占比分别为63.2%、46.4%、49.5%、47.7%，2024年新奥能源、港华智慧能源增值服务+综合能源新业务合计利润占比分别提升至38.7%、17.1%，华润燃气、中国燃气2024年增值服务利润占比分别提升至11.1%、26.2%，对业绩的支撑作用有望进一步增强。

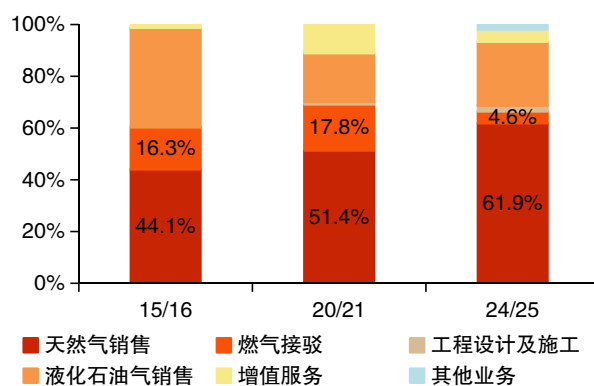
图：华润燃气营收结构



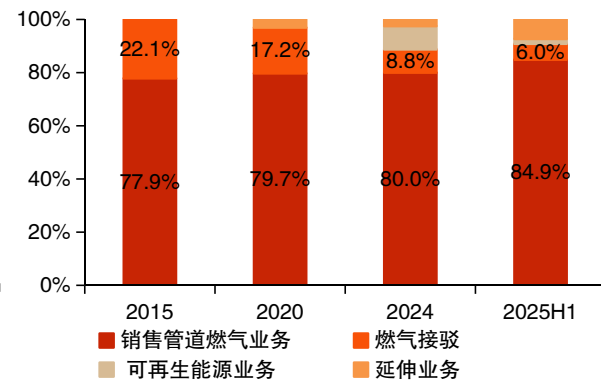
图：新奥能源营收结构



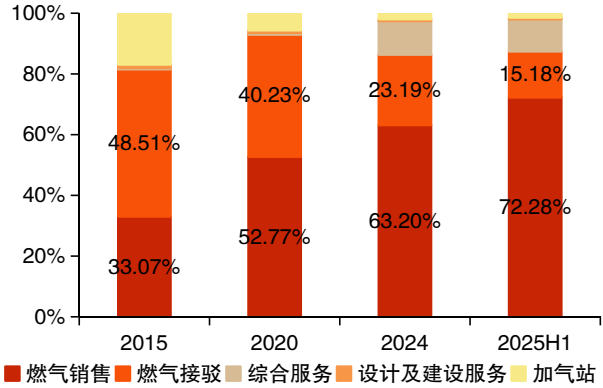
图：中国燃气营收结构



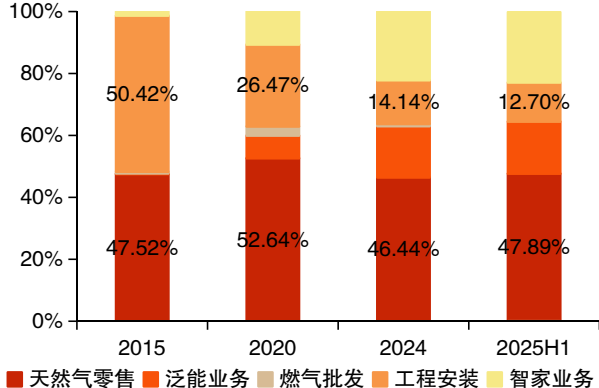
图：港华智慧能源营收结构



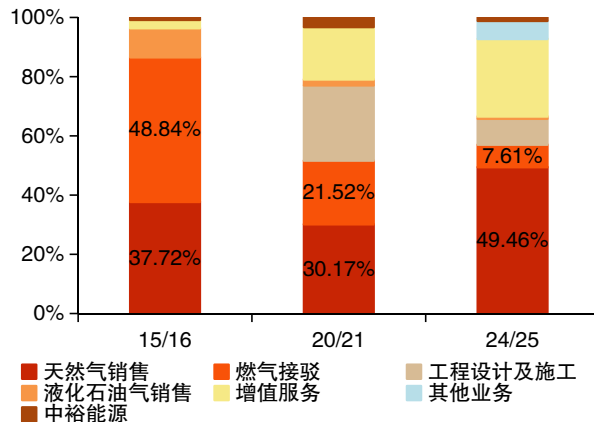
图：华润燃气利润结构



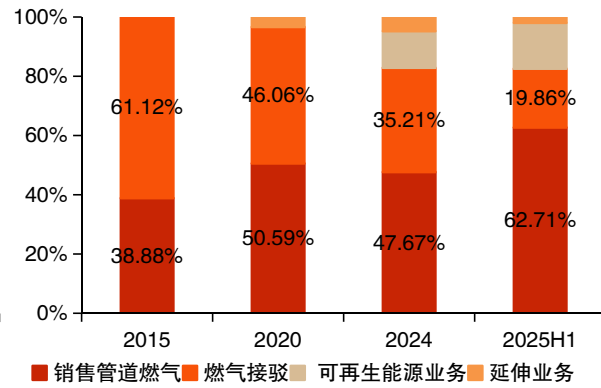
图：新奥能源毛利结构



图：中国燃气利润结构



图：港华智慧能源利润结构



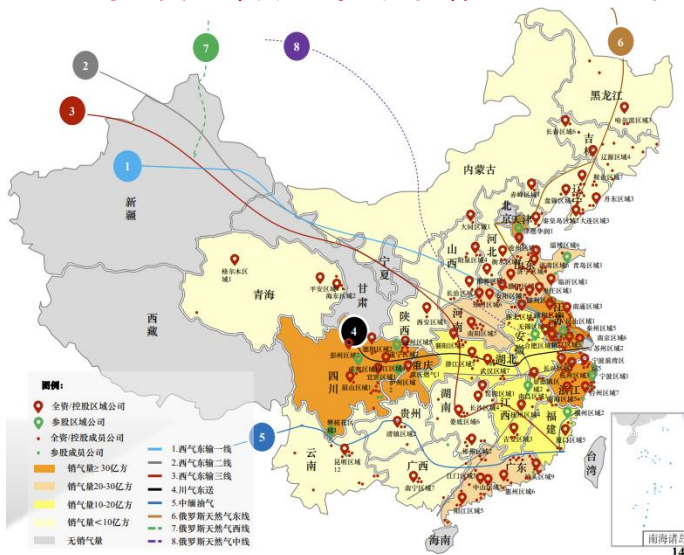


3.2.1 成本端有望受益于油气价格下行持续改善

- 城燃公司气源结构主要来自三桶油、海外长协及现货等，油气价格下行趋势有望促进城燃公司成本全面改善。
- 三桶油方面：
 - （1）低成本国产气产量高增、占比提升，气源结构变化促进综合成本优化。
 - （2）进口管道气成本关联滞后6个月的油价，2025年下半年油价下行，叠加2026年油价延续下行预期，进口管道气成本有望持续改善。
 - （3）三桶油在执行长协多挂钩油价，2026年油价下行预期下进口长协成本存在优化空间。
 - 三桶油成本端全方位改善，面临海气价格冲击下存在向下游传导成本优化空间。
 - 管道气合同方案中联动CLD的浮动量部分同步海气价格下行趋势，利于城燃公司成本优化。
- 海外长协方面：
 - 城燃公司在手海外长协多挂钩油价，部分挂钩HH、JKM等价格，油价、欧亚气价下行趋势下挂钩油价及JKM长协经济性进一步增强，挂钩HH长协成本小幅提升。
 - 低气价环境有利于各公司新签具备成本优势的低斜率长协。
- 现货方面：
 - 现货气价下行可优化三桶油合同外气源成本，尤其是旺季时有望优化作为调峰或补充的高价气源成本。
 - 现货气价下行可对三桶油定价形成冲击，回落至一定程度有望驱动三桶油调价。
 - 伴随现货气价下行，天然气较其他替代能源经济性提升，有望刺激对价格敏感的工商业用气需求释放。

3.2.2 气价下行背景下项目布局和气源结构影响受益程度

图：华润燃气项目布局（截至2025H1）



图：中国燃气项目布局（截至25/26H1）



图：新奥能源项目布局（截至2025H1）



图：昆仑能源项目布局（截至2025H1）



沿海项目布局和自主气源占比较高的公司有望更大程度受益于海气价格下降。

- 我国LNG接收站覆盖范围主要为沿海经济发达地区，兼具用气水平高、运输费用低和气源丰富的特点。从项目布局来看，华润燃气、新奥能源、中国燃气沿海地区项目较多，存在灵活调整多种气源的空间，能更大程度受益于海气价格下降；昆仑能源重点布局中西部地区，气源主要为管道气，成本优化弹性较海气更小。

- 各城燃公司往往通过签署海外长协和采购现货来构建优化自主资源池，从在手长协来看，新奥能源、中国燃气、华润燃气均已签署海外长协，新奥能源、中国燃气长协合同量更大，具备成本优势的低价长协合同量释放有望进一步优化气源成本。

3.3.1 政策推动价格联动机制建立 居民气顺价持续进行中

政策推动天然气上下游价格联动机制建立，居民端顺价持续推进。

- 天然气价格联动机制是指天然气终端销售价格能及时灵活反映上游气源成本变化，推动天然气价格改革向市场化方向发展。自2023年6月起各地加速顺价工作，多个省会和经济发达城市上调居民管道天然气销售价格，在省会城市带动作用下，多个省份已基本完成全域调价，其中居民气价联动周期为半年或一年，非居民气价联动周期为月度、季度或年度，顺价执行力度持续提升。

表：多地进行居民气顺价工作（元/立方米）

地点	政策文件	顺价执行日期	居民气第一档阶梯价格 调整前	调整后	调整 幅度	涨幅（%）
江苏南京	《关于调整居民用管道天然气销售价格有关事项的通知》	2023年7月1日	2.73	3.03	0.3	10.99%
陕西西安	《关于联动调整我市居民用管道天然气终端销售价格的通知》	2023年7月25日	2.05	2.18	0.13	6.34%
山东青岛	《关于启动三区居民用气价格上下游联动机制的通知》	2023年8月1日	3.35	3.54	0.19	5.67%
甘肃兰州	《关于启动居民用管道天然气气源采购和销售价格上下游联动机制的通知》	2023年8月1日	1.76	2.02	0.26	14.77%
江苏无锡	《市发展改革委关于调整居民用管道天然气销售价格有关事项的通知》	2023年9月1日	2.73	3.02	0.29	10.62%
山东济南	《济南市发展和改革委员会关于调整居民用管道天然气销售价格的通知》	2023年9月1日	3.3	3.5	0.2	6.06%
江苏昆山	《关于疏导昆山市居民生活用管道天然气价格的通知》	2023年11月1日	2.72	2.99	0.27	9.93%
甘肃临夏	《关于临夏市天然气上下游联动销售价格的通知》	2023年11月20日	2.1	2.2	0.1	4.76%
广东深圳	《深圳市发展和改革委员会关于联动调整我市管道天然气销售价格的通知》	2024年3月16日	3.1	3.41	0.31	10.00%
四川成都	《关于居民用气销售价格联动调整有关事项的通知》	2024年3月22日	2.18	2.34	0.16	7.34%
江苏镇江	《关于公布市区居民用管道天然气销售价格调整方案的公告》	2024年4月1日	2.72	2.96	0.24	8.82%
福建福州	《关于调整福州市五城区居民管道天然气销售价格的通知》	2024年4月12日	3.16	3.61	0.45	14.24%
乌鲁木齐	《关于理顺乌鲁木齐市管道天然气销售价格的通知》	2024年6月12日	1.37	1.5	0.13	9.49%
江苏盐城	《关于调整市区居民用管道天然气销售价格的通知》	2024年9月1日	2.65	2.94	0.29	10.94%
天津	《天津市发展改革委关于公布城市燃气管网居民天然气销售价格的通知》	2024年9月1日	2.79	2.86	0.07	2.51%
新疆吐鲁番	《关于制定吐鲁番市管道燃气配气价格和调整天然气终端销售价格的通知》	2024年9月1日	1.3~1.33	1.46	0.13~0.16	9.77%~12.31%
安徽合肥	《合肥市发展改革委关于我市居民管道天然气销售价格有关事项的通知》	2024年10月15日	2.72	3.02	0.3	11.03%
河南郑州	《关于疏导郑州市区居民管道天然气销售价格的通知》	2024年10月21日	2.58	2.94	0.36	13.95%
山西阳泉	《关于疏导阳泉华润燃气有限公司居民管道天然气销售价格的通知》	2024年10月27日	2.84	3.02	0.18	6.34%
湖南长沙	《关于联动调整长沙市中心城区居民用气终端销售价格的通知》	2024年12月1日	2.832	2.992	0.16	5.65%
山东淄博	《关于理顺民用天然气价格及有关问题的通知》	2025年6月10日	2.95	3.1	0.15	5.08%
福建福州	《关于调整城区居民生活用管道天然气阶梯分档气量有关问题的通知》	2025年7月1日	3.42	3.61	0.19	5.56%
贵州贵阳	《关于联动调整居民用气价格及有关问题的通知》	2025年7月1日	2.76	2.9	0.14	5.07%
湖南邵阳	《关于联动调整邵阳市城区居民用气终端销售价格的通知》	2025年7月1日	2.952	3.112	0.16	5.42%
山西太原	《关于调整太原市城六区居民管道天然气销售价格的通知》	2025年7月25日	2.7	2.94	0.24	8.89%
海南海口	《关于管道燃气配气价格和终端销售价格有关问题的通知》	2025年8月5日	2.9	3.1	0.2	6.90%
四川乐山	《关于顺价调整居民用气销售价格的通知》	2025年9月1日	2.16	2.26	0.1	4.63%
云南昆明	《关于实施2025年天然气上下游价格联动有关事项的通知》	2025年9月18日	2.95	2.97	0.02	0.68%
广西南宁	《关于南宁市市区管道燃气价格联动有关事项的通知》	2025年11月1日	2.77	3.07	0.3	10.83%
湖北鄂州	《关于联动调整鄂州市居民用天然气销售价格的通知》	2025年11月3日	2.53	2.73	0.2	7.91%

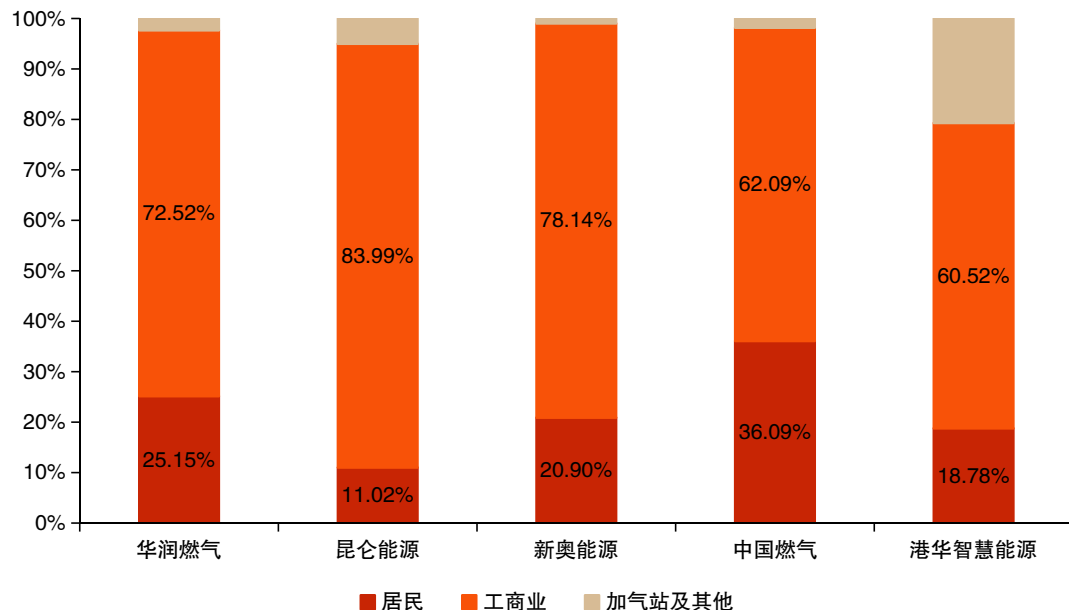
资料来源：各地发改委，华源证券研究所

3.3.2 居民气顺价推动城燃公司毛差持续修复

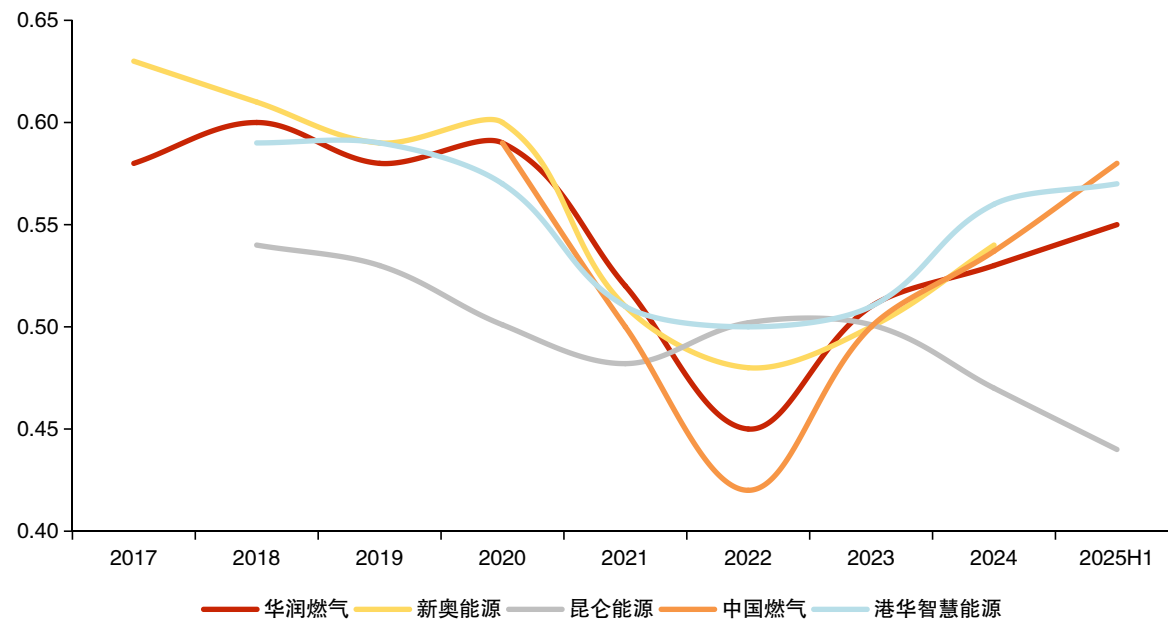
■ 受益于气价回落、居民顺价和销气结构改善，各城燃公司毛差稳步回升。

- 2022年由于全球气价大幅上涨、居民端价格传导不畅，各城燃公司毛差普遍承压，2023年以来伴随气价回落成本端改善、居民端顺价推进，各城燃公司毛差回升，昆仑能源2024年以来毛差回落主要是由于受加气站业务模式转变影响，高毛差的加气站用气减少。
- 我国通过成本监审确定有效配气资产，并以有效配气资产最高7%的配气收益率核定准许收益，目前各城燃公司配气收益率较准许收益率上限仍存在较大提升空间，伴随居民顺价持续推进、气价下行有望促进高毛差的工商业用气占比提升、销气结构优化，各城燃公司毛差有望进一步上行。
- 从城燃公司下游销气结构来看，五大全国性城燃公司中中国燃气居民用气占比最高，2024年居民用气占比达到36.09%，有望最大程度受益于居民气顺价带来的毛差提升；华润燃气项目具备区位优势且居民气占比也相对较高，若下游工商业用气需求回暖，毛差或将受益于高毛差的工商业用气占比提升带来的销气结构优化及居民气顺价；昆仑能源工商业用气占比最高，2024年居民用气占比仅为11.02%，毛差修复弹性相对较小。

图：2024年全国性城燃公司零售气销气结构对比



图：各全国性城燃公司零售气毛差对比（元/立方米）

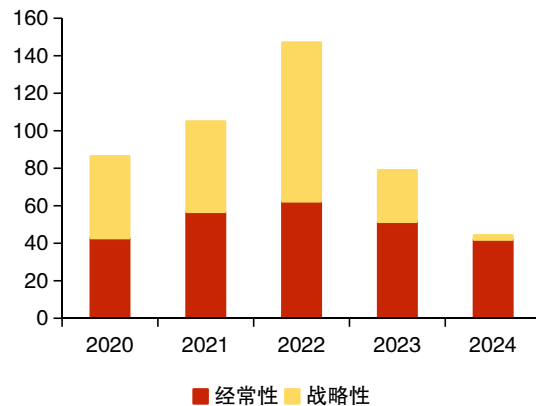


3.4.1 各城燃公司资本开支进入平稳下行期

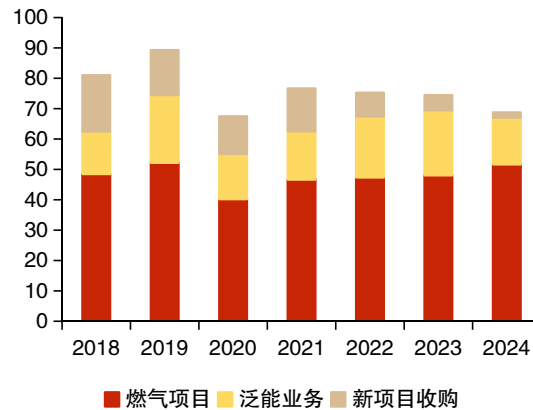
■ 收并购节奏放缓，资本开支进入平稳下行期。

- 我国城燃项目有特许经营的天然护城河，早期各城燃公司“跑马圈地”成效显著，整体格局趋于稳定，近年来项目收并购节奏大幅放缓，2023年以来各城燃公司用于项目收并购的投资性资本开支持续下降，日常维护性资本开支稳中有降，整体资本开支进入平稳下行期。
- 以华润燃气为例，2024年华润燃气用于管道日常维护的经常性资本开支同比下降9.5亿港元至42亿港元，用于项目收并购的战略性资本开支同比下降25.2亿港元至2.2亿港元。

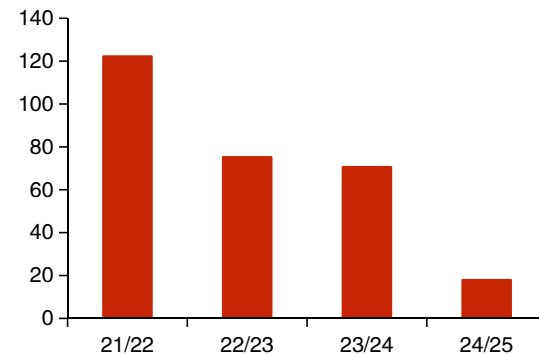
图：华润燃气资本开支结构（亿港元）



图：新奥能源资本开支结构（亿元）

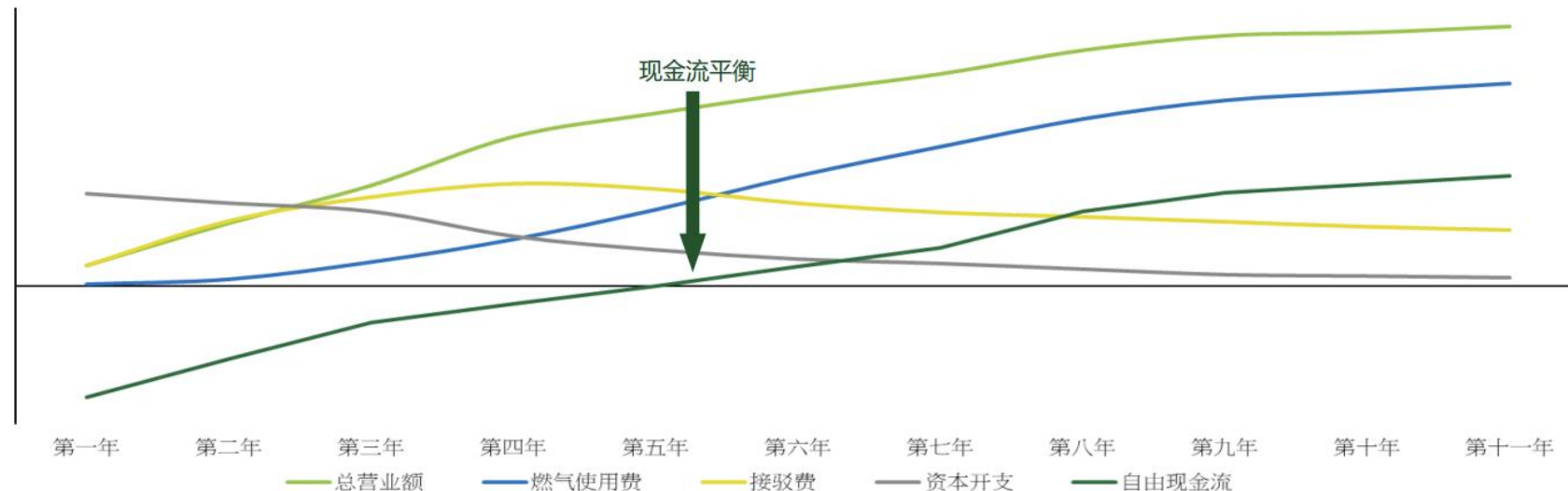


图：中国燃气投资性现金流净额（亿港元）



图：典型城燃项目现金流模型

收入/成本



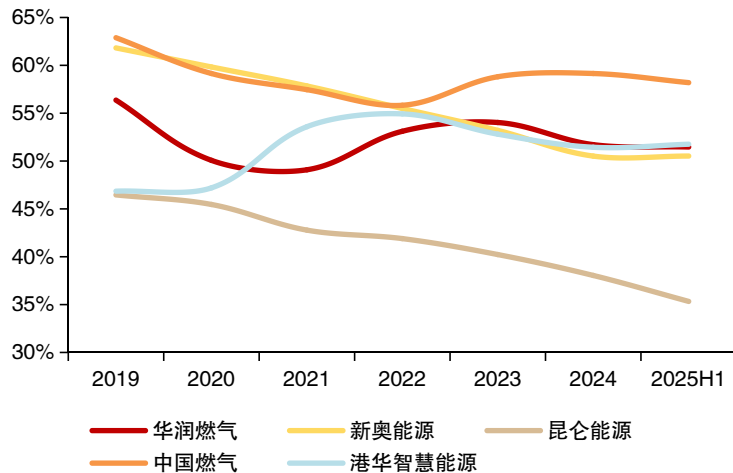


3.4.2 现金流改善 分红能力提升

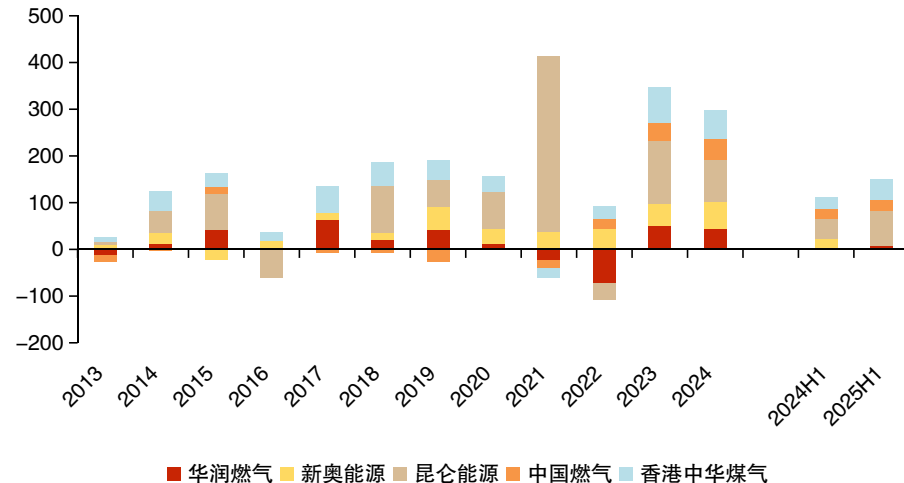
■ 资本开支下行+资产负债率下降，自由现金流持续改善，分红股息稳步提升。

- 伴随资本开支压减，各城燃公司资产负债率整体呈现下降趋势，自由现金流同步改善，也代表了分红能力的提升。
- 近年来各城燃公司分红率稳步提升，华润燃气承诺2025年派息额不下降，昆仑能源承诺2025年分红率45%，稳健派息政策彰显长期价值与发展信心，伴随各城燃公司盈利稳定性增强与自由现金流改善，分红股息有望进一步提升，具备长期配置价值。

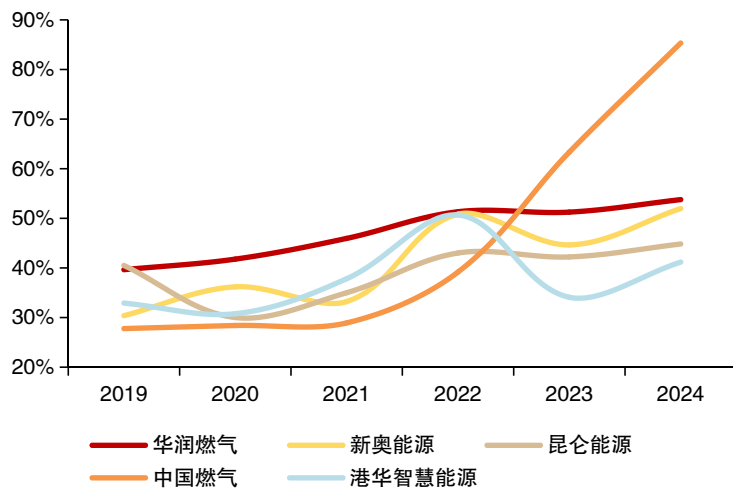
图：各城燃公司资产负债率对比



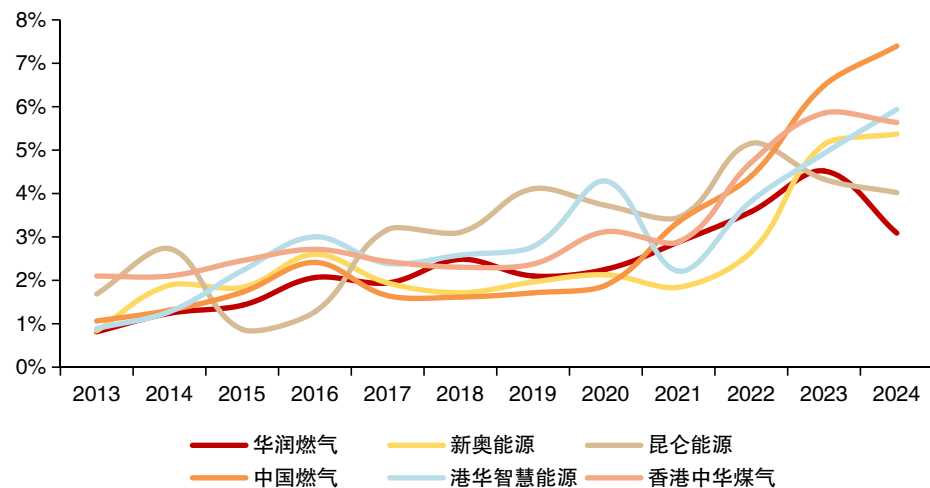
图：城燃公司自由现金流（亿元）



图：各城燃公司分红率对比



图：各城燃公司股息率对比



主要内容

1. 全球LNG产能扩张 供需格局持续宽松
2. 国内气源成本改善 促进下游需求回暖
3. 城燃公司结构优化 回归公用事业属性
4. 投资分析意见及风险提示



4.1 建议关注港股高股息城燃标的

■ 华润燃气：聚焦城燃核心资产，分红回购彰显信心

- 背靠华润集团，重点布局东部沿海经济发达地区，城燃项目优质具备稀缺性；业务聚焦销气主业，2025年上半年燃气销售营收、分部利润占比分别达89.0%、72.3%，为全国性感燃公司中最高；2024年居民气占比25%，毛差具备顺价弹性。
- 回购计划拟回购4579.74万股，2025年度分红指引全年派息额不下降，2024年每股股利0.95港元，12月18日收盘价对应最低股息率4.2%。

■ 新奥能源：民营城燃龙头，产业链一体化新业务

- 背靠新奥集团，具备多元资源池和产业链一体化协同优势，2025Q1-3零售气量同比增长2.0%；泛能、智家新业务较快发展，2024年合计利润占比38.7%，对公司业绩形成有效支撑。
- 新奥股份拟私有化新奥能源，对价80港元/股，较12月18日收盘价存在16%空间；假设2025年分红比例维持2024年水平，对应股息率4.6%。

■ 中国燃气：高股息城燃标的，高居民气占比顺价弹性足

- 居民气高占比，2024年居民气量占比36.1%，为全国性感燃公司中最高，居民气顺价弹性充足；增值服务业务利润较快增长，占比提升。
- 自由现金流持续改善，25/26H1同比增长17.2%至26.0亿港元，连续三年每股股利0.50港元，12月18日收盘价对应股息率6.4%。

■ 昆仑能源：中石油旗下城燃平台，资源优势+气量高增速

- 中石油旗下唯一终端销售平台，项目重点布局中西部，受益于产业转移政策和新项目开发，气量高增速，2025年零售气量增速指引5%。
- 在手现金充裕，2025年计划派息比例45%，12月18日收盘价对应股息率4.7%。

■ 香港中华煤气：香港+内地城燃，稳健类债资产，城燃估值标杆

- 香港燃气供应商，公司可自主调价，利润基本盘稳固；内地城燃项目优质，基本面改善；布局绿色甲醇、SAF等业务，有望增厚业绩。
- 成熟期燃气公司，多年稳定分红65亿港元，具备类债属性，12月18日收盘价对应股息率5.0%。



- **1) 国际气价格波动风险：**国际气价受全球供需格局、地缘政治、气候变化及主要产销国政策等多重因素影响，若国际气价大幅上涨，可能推升城燃公司采购成本，对公司盈利水平造成不利影响；
- **2) 天然气需求增长不及预期：**受宏观经济波动、气候变化等因素影响，天然气消费增速存在不确定性，若天然气需求增长低于预期，可能会影响行业整体景气度；
- **3) 全球政策变动风险：**天然气行业受全球及区域能源政策、贸易政策、环保法规等影响，若受到主要进口来源国或地区的出口政策调整、关税变化等因素影响，天然气价格及行业内公司盈利水平可能受到影响。



華源証券

HUAYUAN SECURITIES

评级说明和重要声明

证券分析师声明

本报告署名分析师在此声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，本报告表述的所有观点均准确反映了本人对标的证券和发行人的个人看法。本人以勤勉的职业态度，专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观的出具此报告，本人所得报酬的任何部分不曾与、不与，也不将会与本报告中的具体投资意见或观点有直接或间接联系。

一般声明

华源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告是机密文件，仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司客户。本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测等只提供给客户作参考之用，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作出邀请。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应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、财务状况和特殊需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本报告所载的意见、评估及推测仅反映本公司于发布本报告当日的观点和判断，在不同时期，本公司可发出与本报告所载意见、评估及推测不一致的报告。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波动。除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。本公司不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。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。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式修改、复制或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如征得本公司许可进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华源证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司销售人员、交易人员以及其他专业人员可能会依据不同的假设和标准，采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论或交易观点，本公司没有就此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。



信息披露声明

在法律许可的情况下，本公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。本公司将会在知晓范围内依法合规的履行信息披露义务。因此，投资者应当考虑到本公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级说明

证券的投资评级：以报告日后的6个月内，证券相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入：相对同期市场基准指数涨跌幅在20%以上；

增持：相对同期市场基准指数涨跌幅在5%~20%之间；

中性：相对同期市场基准指数涨跌幅在-5%~+5%之间；

减持：相对同期市场基准指数涨跌幅低于-5%及以下。

无：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。

行业的投资评级：以报告日后的6个月内，行业股票指数相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好：行业股票指数超越同期市场基准指数；

中性：行业股票指数与同期市场基准指数基本持平；

看淡：行业股票指数弱于同期市场基准指数。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；

投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

本报告采用的基准指数：A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生中国企业指数（HSCEI），美国市场基准为标普 500 指数或者纳斯达克指数。



華源証券
HUAYUAN SECURITIES