

【东吴环保公用】2025年燃气行业年度策略
全球格局更替供给或更为宽松，促价差理顺、需求放量

证券分析师：袁理

执业证书编号：S0600511080001

联系邮箱：yuanl@dwzq.com.cn

证券分析师：谷玥

执业证书编号：S0600524090002

日期：2024年12月9日

➤ LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量

LNG 产能建设加快，释放资源流动性，供给宽松。 2021年四季度起，国外气价在疫情带来的供需错配、俄乌冲突等影响下高涨，2023年，随欧洲主动削减消费量、加大其他地区的进口，影响基本消化、气价回落。根据IEA预测数据，2024-2026年天然气产量与需求增长CAGR均为2.0%，供需平衡。按照全球液化产能投产计划，至2026/2028年底，与2023年相比LNG液化能力增幅22%/40%，增加的液化能力占到2023年贸易量的15.7%/28.8%，占到2023年LNG贸易量的26.9%/49.2%，占到2023年供给的3.6%/6.6%，释放资源流动性，产能弹性得以释放，全球供给宽松。特朗普重新执政或意味着更宽松的化石能源政策，天然气勘探、液化项目审批趋于加快，进一步增加天然气供应。

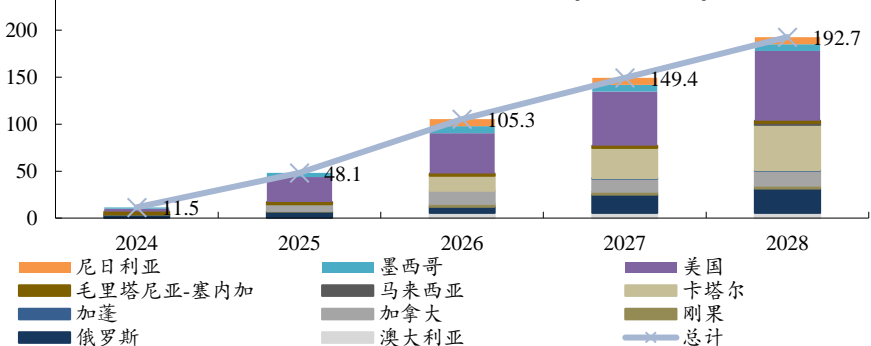
新增LNG供给为低价资源，有望降低国内用能成本。 新增LNG液化能力主要来自美国等地，美国LNG长协具备成本优势，经我们测算，22-24年到中国口岸价格比到岸均值低5.58/1.62/1.42元/方，有望降低国内用能成本；2024年美国LNG长协到达沿海地区的终端成本为2.10元/方，与中石油2.60元/方的合同价相比具备成本优势。按照2024M1~10气、煤、油价进行测算，天然气涨价幅度不超过26%的情况下均比石油具备经济性，降价52% (-1.50元/方) 即比煤炭具备经济性；在碳价300元/吨时，天然气降价19% (0.56元/方) 即比煤炭具备经济性。低价长协供给增加，有效提升天然气经济性。

供应+顺周期+清洁价值，驱动持续成长，2023-2030年消费量复增9.0%。 燃气下游以工商业为主，具备顺周期属性。展望2030年，城燃、工业、发电用气复增6.3%/10.8%/10.6%，用气渗透率提至17.6%/13.3%/5.8%。

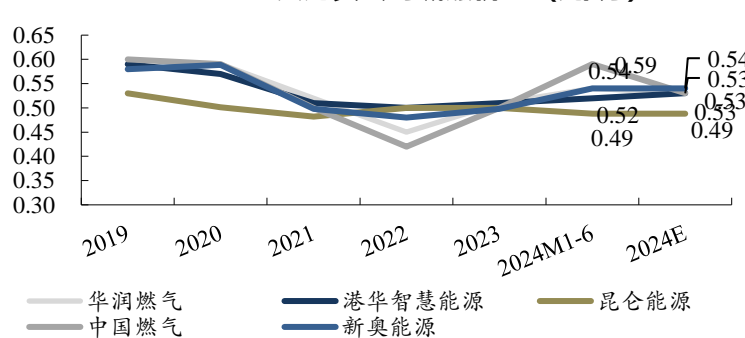
➤ 降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

降本促顺价；龙头城燃普遍未达政策规定的7%收益率，配气费存在提升空间，估算合理值在0.6元/方以上，价差存10%+提升空间。 2023年气源端（2023售气平均经营利润0.16元/方，同比+0.11元/方）、城燃端（2023价差同比+0.02-0.04元/方至0.50-0.52元/方）盈利能力均有修复迹象，天然气产业链各环节盈利理顺。2022~2024年11月，全国共有165个（占比57%）地级及以上城市进行了居民用气的顺价，提价幅度为0.21元/方。参考ROA7%的标准，合理价差为0.6元/方+，价差存10%+提升空间。对比国外案例，顺价政策在美国获得良好实践，通过将ROE 控制在一定范围实现价差稳定。

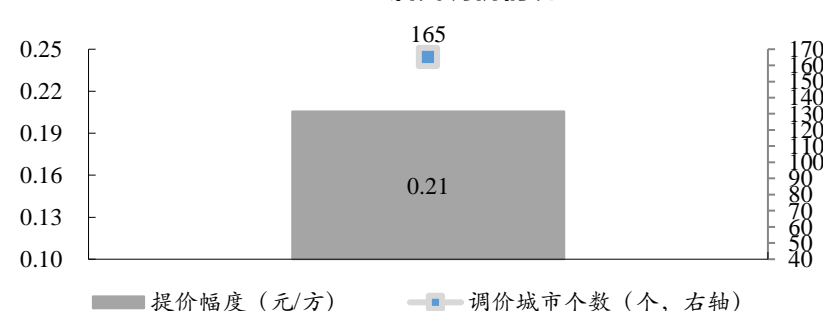
2024E-2028E年全球累计新增LNG液化能力 (百万吨/年)



2019-2024E五大龙头公司城燃价差 (元/方)



2022-2024M11居民调价情况



接驳结构性影响减弱，双综业务成为新增长点

2024接驳承压、利润占比进一步下滑，预计2025年接驳结构性影响减弱。 2024H1龙头城燃公司接驳量下滑明显，新增居民户数下滑幅度在10%~23%区间；根据各龙头公司对于全年接驳户数的预测，2024全年接驳量将普遍下滑10%~20%。2024E接驳利润占比普遍下滑到10%~25%（与23年相比降低5~10pct）。

燃气销售衍生业务（综合能源管理和入户设备/商品销售）低基数下高速发展，2024H1利润增速超15%，成为新增长点。

➤ **投资建议：**美国大选落地预计供给宽松，燃气公司成本压力进一步下行；价格机制继续理顺、需求放量。1) 城燃降本促量、顺价持续推进。重点推荐：【昆仑能源】【华润燃气】【中国燃气】【蓝天燃气】；建议关注：【新奥能源】【港华智慧能源】【深圳燃气】【佛燃能源】。2) 海外气源释放，关注具备优质长协资源、灵活调度、成本优势长期凸显的企业。重点推荐：【九丰能源】【新奥股份】；建议关注：【深圳燃气】【佛燃能源】。

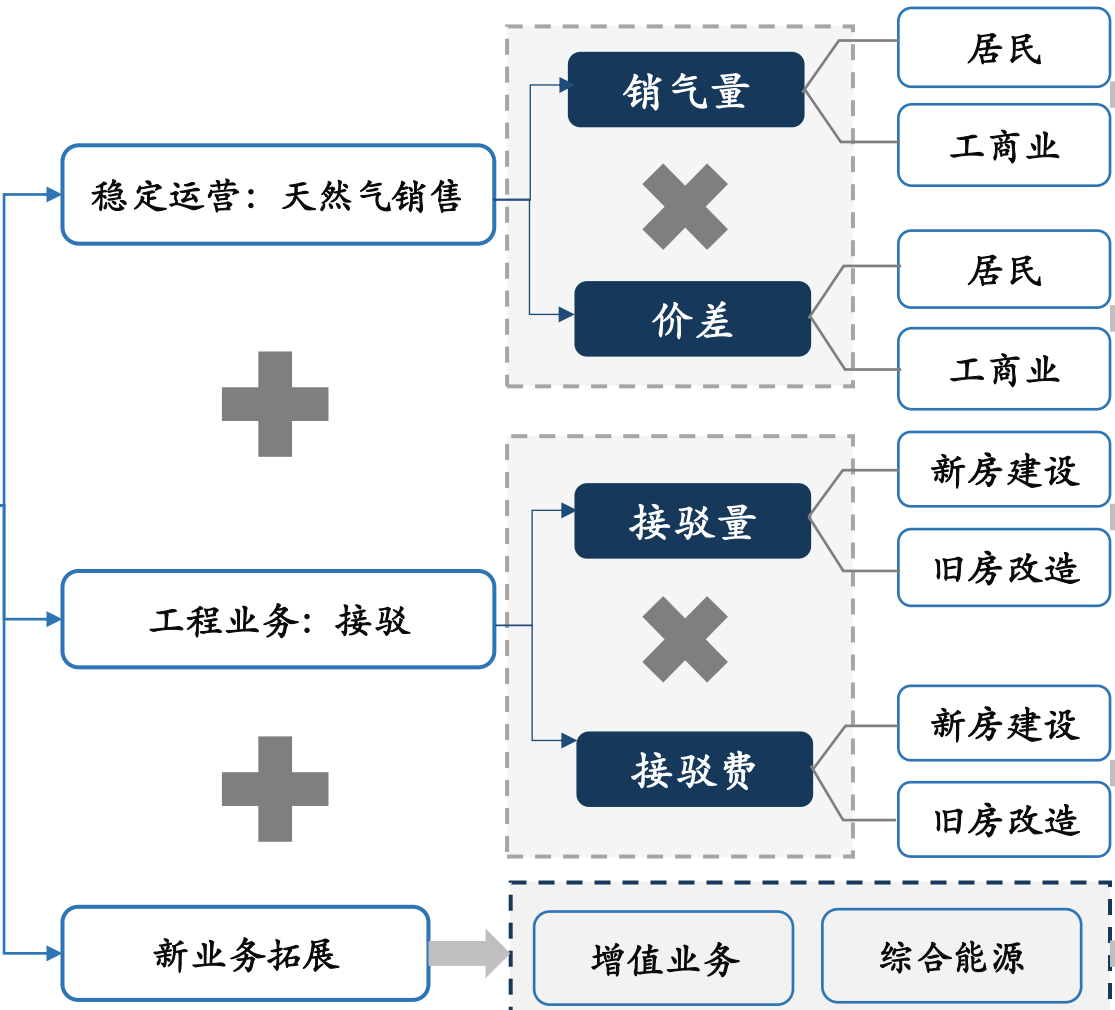
➤ **风险提示：**经济增速不及预期、极端天气、国际局势变化、安全经营

表：盈利预测表（估值日期2024/12/9）

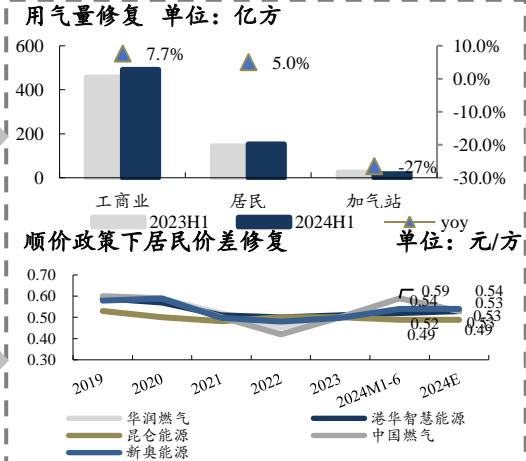
股票代码/简称	股价 (元/股、港元/股)	市值 (亿元、亿港元)	股价&市值 货币单位	归母净利润(亿元、亿港元)/yoy					三年 CAGR	归母净利润 货币单位	PE				股息率ttm
				2022	2023	2024E	2025E	2026E			2023	2024E	2025E	2026E	
0135.HK 昆仑能源	8.07	699	港元	52.28	56.82	61.06	65.60	70.60	8%	人民币	11.31	10.53	9.80	9.11	5.97
				-77.3%	8.7%	7.5%	7.4%	7.6%							
2688.HK 新奥能源	57.65	652	港元	58.65	68.16	68.89	75.85	83.24	7%	人民币	8.80	8.71	7.91	7.21	5.13
				-24.4%	16.2%	1.1%	10.1%	9.7%							
0384.HK 中国燃气	6.66	351	港元	42.93	31.85	39.55	44.37	48.66	15%	港元	11.01	8.87	7.91	7.21	7.50
				-59.0%	-25.8%	24.2%	12.2%	9.7%							
1193.HK 华润燃气	29.4	680	港元	47.33	52.24	57.22	62.71	67.88	9%	港元	13.02	11.89	10.85	10.02	4.28
				-26.0%	10.4%	9.5%	9.6%	8.2%							
1083.HK 港华智慧能源	3.11	108	港元	9.65	15.75	15.81	17.18	17.94	4%	港元	6.87	6.85	6.30	6.03	4.96
				-23.0%	63.2%	0.4%	8.7%	4.4%							
605368.SH 蓝天燃气	11.65	83	人民币	5.92	6.06	5.86	6.09	6.20	1%	人民币	13.64	14.11	13.58	13.34	10.96
				40.7%	2.4%	-3.3%	3.9%	1.8%							
605090.SH 九丰能源	27.92	180	人民币	10.90	13.06	17.06	17.43	20.35	16%	人民币	13.78	10.55	10.33	8.85	2.77
				75.9%	19.8%	30.6%	2.2%	16.8%							
600803.SH 新奥股份	18.69	579	人民币	58.44	70.91	54.58	60.64	78.21	3%	人民币	8.16	10.61	9.55	7.40	4.85
				42.5%	21.3%	-23.0%	11.1%	29.0%							
601139.SH 深圳燃气	7.23	208	人民币	12.22	14.40	15.12	17.70	20.64	13%	人民币	14.44	13.75	11.75	10.07	2.21
				-9.7%	17.8%	5.0%	17.0%	16.6%							
002911.SZ 佛燃能源	11.99	154	人民币	6.55	8.44	9.41	10.65	11.92	12%	人民币	18.28	16.40	14.50	12.95	3.84
				10.2%	28.9%	11.5%	13.1%	12.0%							

注：昆仑能源、华润燃气、中国燃气、蓝天燃气、新奥股份、九丰能源盈利预测来自东吴证券研究所，其他公司盈利预测来自Wind一致预期。汇率按照1港元=0.92元人民币
数据来源：Wind，东吴证券研究所

城市燃气

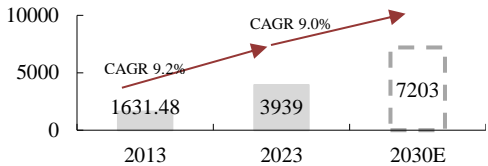


2024边际变化



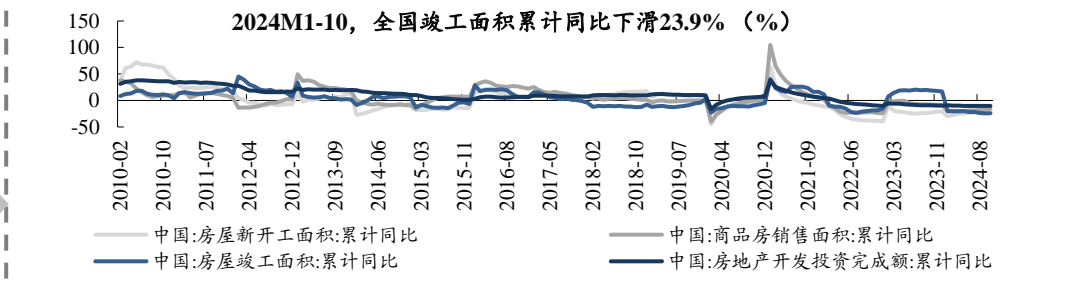
展望

- ✓ 降费使得终端价格可控量增复苏可持续。
- ✓ 双碳目标指引下，2030年天然气占能源消费总量达到15%。测算2030年天然气消费量为7203亿方，2023-2030年复合增速9.0%，行业持续增长。



- ✓ 2024年顺价政策逐步落地，2025年全年顺价&气源成本压力缓解，价差进一步提升。
- ✓ 在城燃项目7%的全投资收益率标准下，期待远期城燃价差提升至0.6-0.7元/方。

- ✓ 受地产周期影响，新房接驳（与竣工面积高度相关）下滑，龙头公司2024H1接驳量下滑幅度10%~23%；2024全年接驳量预期普遍下滑10%~20%，接驳利润占比下滑到10%~25%（与23年相比降低5~10pct）；2025年接驳下滑结构性影响减弱，对总利润影响在3%以内。
- ✓ 接驳费保持稳定，3000元/户左右。



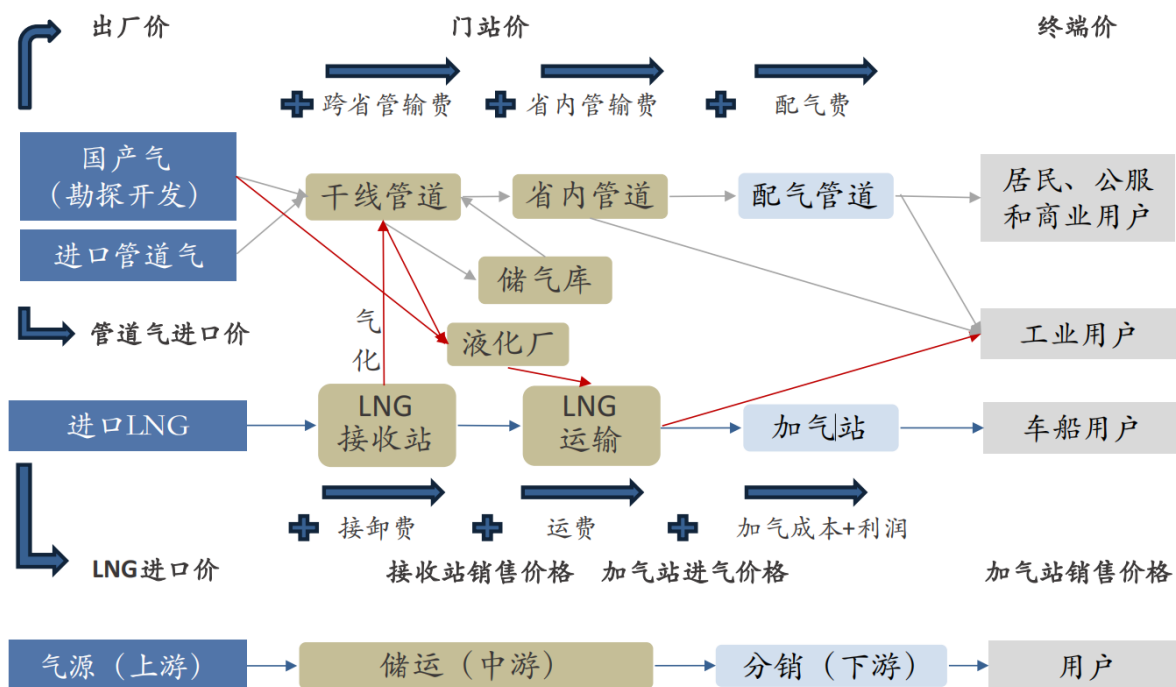
- ✓ 燃气销售衍生业务低基数下高速发展，2024H1利润增速超15%；
- ✓ 预计2025年维持高增速。

注：数据为华润燃气、港华智慧能源、昆仑能源、中国燃气、昆仑能源的用气量之和。
数据来源：国家管网集团，发改委，Wind，各公司公告，东吴证券研究所

我国天然气行业产业链分为上游、中游、下游三个领域。

- 1、上游：** 主要涉及国内天然气（含常规天然气及非常规天然气）勘探、开发等，具有资金投入大、技术密集、风险高等特点。另外，PNG进口和LNG进口构成国内天然气供应的重要补充，**天然气对外依存度达到40%**。
- 2、中游** 主要涉及天然气输送领域，核心资产包括管网资产（干线管网、省内管道等），进口LNG相关的船舶和接收站等基础设施，以及天然气储气设施等。**中游资产定价机制透明，管道按照8%/7%的有效资产收益率进行运费定价。**
- 3、下游** 包括工业燃料、城镇燃气、化工原料、燃气发电、交通燃料等。**2023年下游结构中城市燃气占33%、工业燃料用气占42%、发电用气占17%、化工用气占8%。**

图：我国天然气全产业链及定价机制

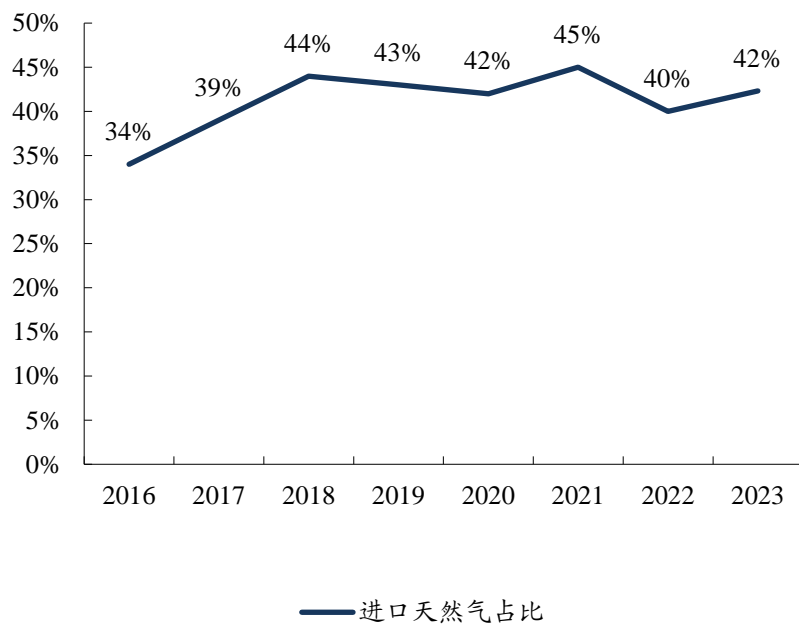


我国天然气产业链梳理

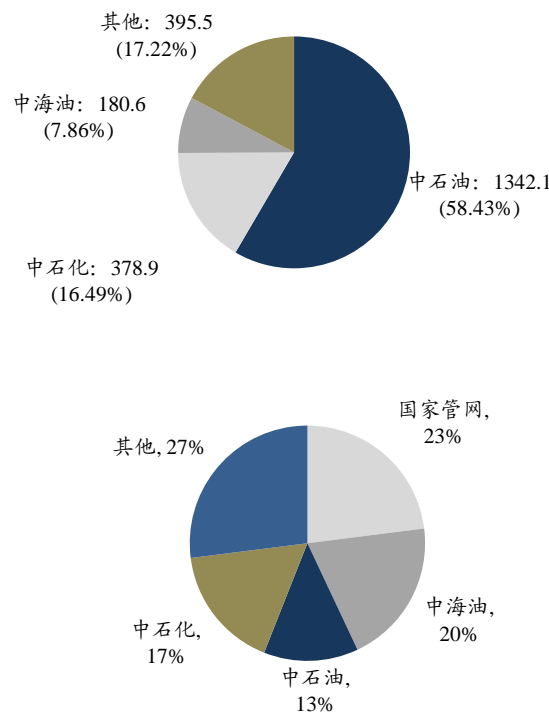
上游：中国天然气对外依存度高达40%，进口以LNG为主

- 2016-2023年国内天然气对外依存度保持在40%以上。
- 气源供应主要依赖三大油，产量共占到国内产量的82.8%；LNG进口能力占到总量的50%。
- 进口气主要通过LNG形式，2022年LNG价格高涨进口量下滑20%，2023年有所回升；2023年进口LNG占到进口天然气总量的59%。

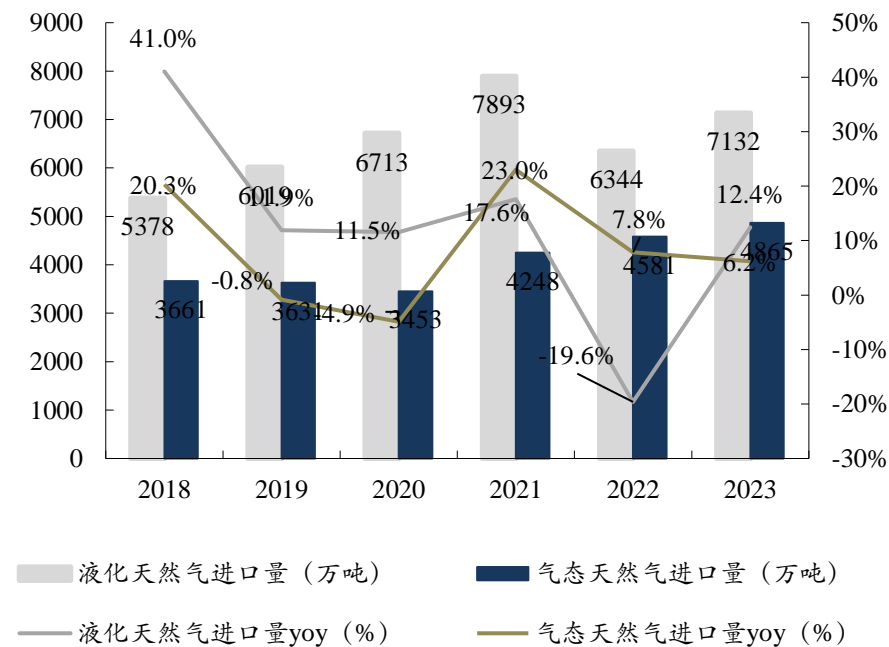
图：2016-2023年中国天然气进口占比在40%以上



图：2023年天然气产量及进口接收能力分布（亿方）



图：2018-2023年中国天然气进口类型



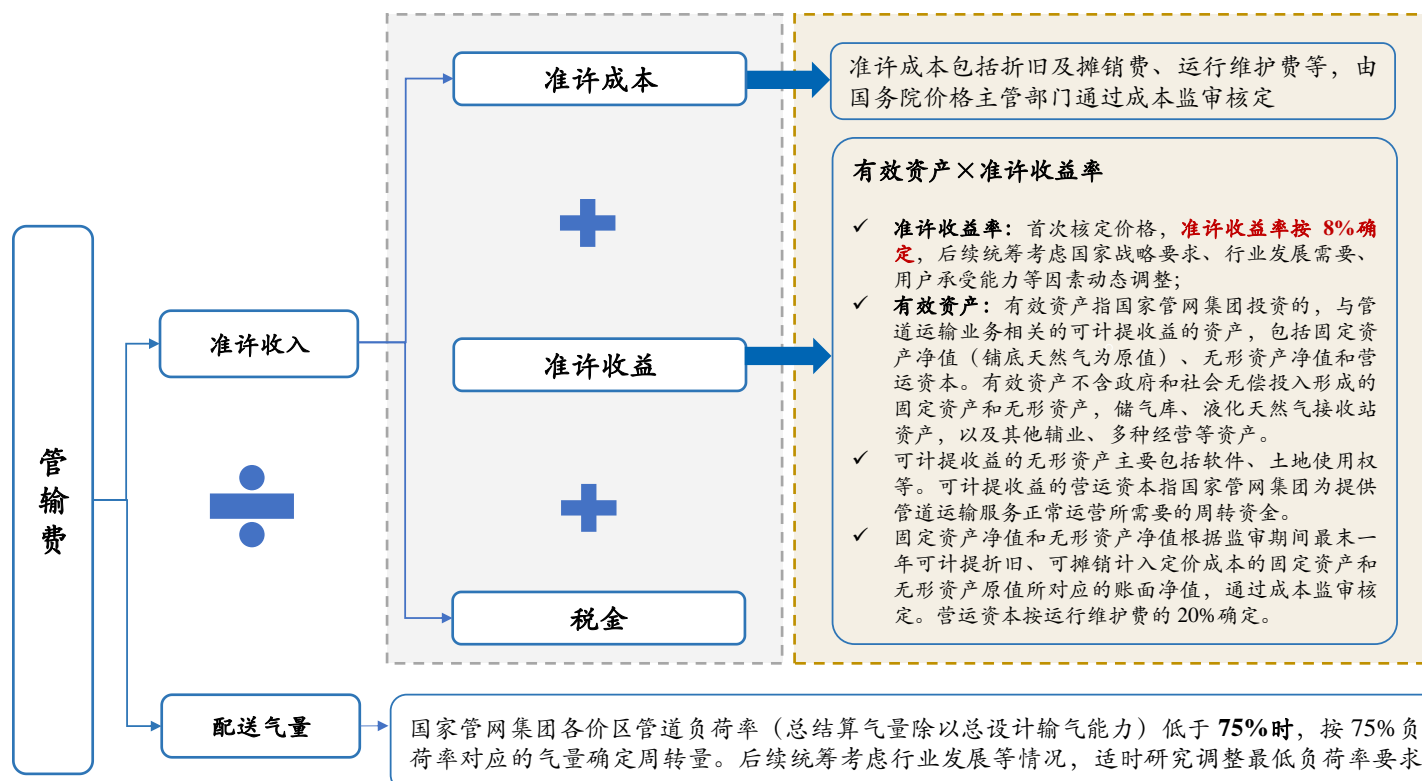
中游：管道定价透明，按照有效资产收益率定价

➢ 中游管道可分为两部分：跨省长输、省内跨市长输

跨省长输（神安线除外）均由国家管网集团运营，采用**有效资产收益率8%**的核算方式进行定价。

省内跨市长输一般由各省地方企业运营，采用**有效资产收益率7%**的核算方式进行定价。

图：管输费核定方式



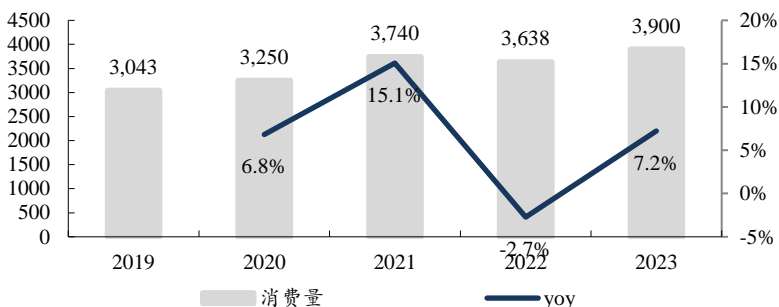
注：国家管网集团各价区管道负荷率（总结算气量除以总设计输气能力）低于 75% 时，按 75% 负荷率对应的气量确定周转量。后续统筹考虑行业发展等情况，适时研究调整最低负荷率要求。

数据来源：中国石油公司公告，东吴证券研究所

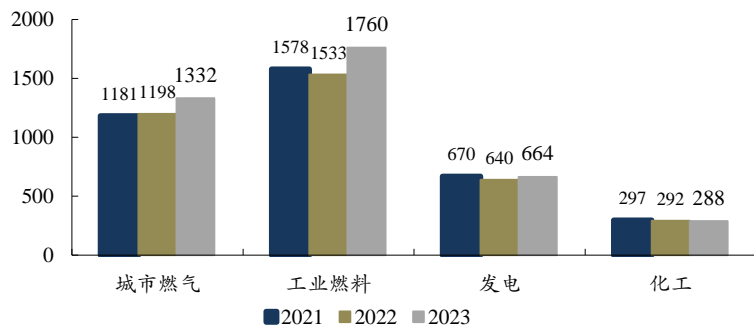
下游：分为城燃、工业燃料、发电、化工四大用气领域

- ✓ 2023年我国天然气消费量达到4000亿方。分下游结构来看，城市燃气占比33%、工业燃料用气占比44%、发电用气16%、化工用气7%。
- ✓ **城市燃气**板块定价受到政府管控，采用非市场化定价方式，各地政府会分别制定其中居民和非居民用气价格；其中居民和非居民用气的比例约为1:3。
- ✓ **工业燃料、发电用气、化工用气**采用市场化定价方式，用气价格随市场供需情况变动。
- ✓ 城市燃气公司拥有末端入户管网资产的所有权及运营权，**城燃公司通过管网进行配气并收取配气费，配气费按照税后全投资收益率7%进行定价。**

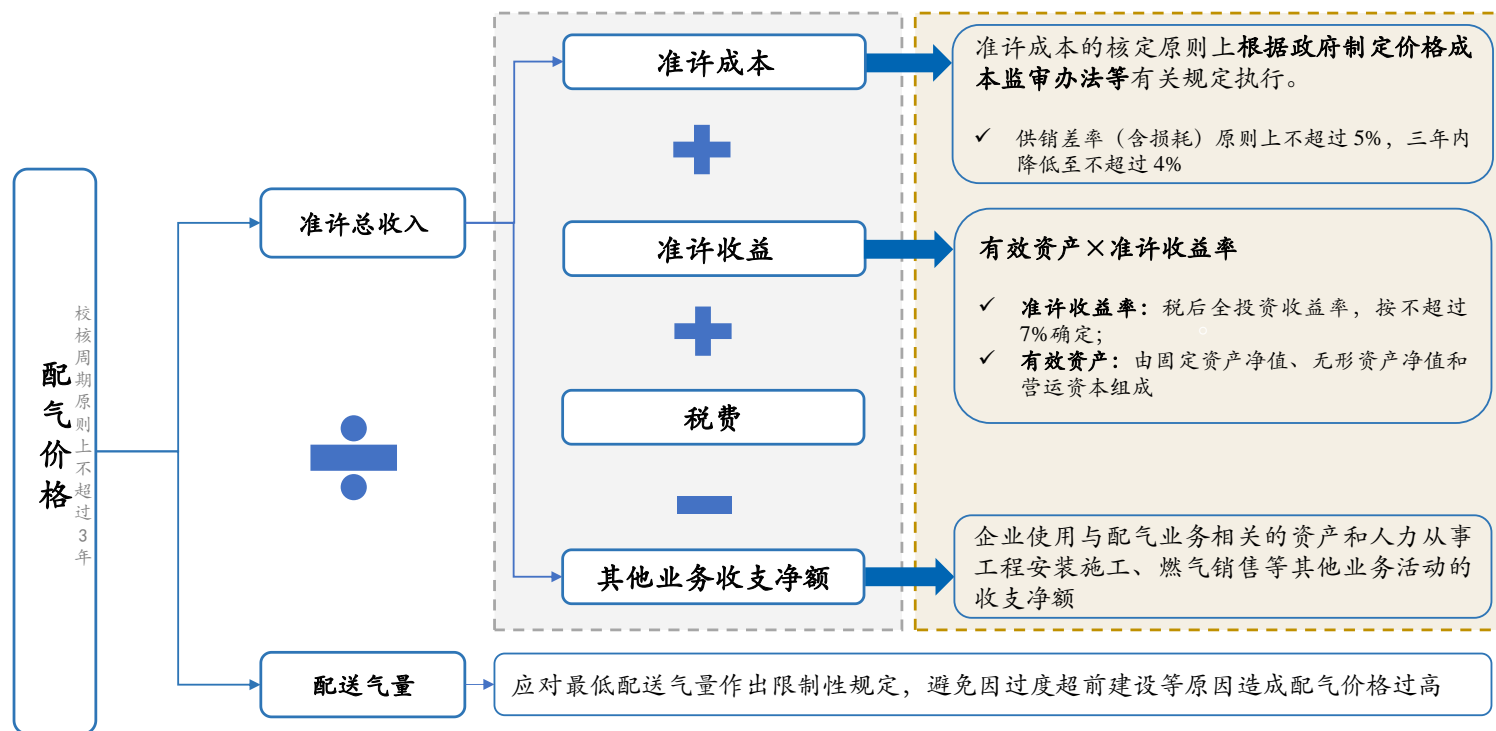
图：2019-2023年我国天然气消费量（亿方）



图：2021-2023年各领域消费量（亿方）



图：配气费核定方式



我国天然气产业链梳理

- **上游：**2023年中国自产天然气2324亿立方米（同比+5.6%，常规：非常规=57%：43%），进口天然气11997万吨（同比+9.8%，LNG：管道气=59%：41%）。国内天然气生产与进口主要有**三桶油（中石油、中石化、中海油）等央企**参与主导，其中部分非常规气开采、LNG生产、LNG进口有**优质民企**参与共同开发。
- **中游：**1) 管输资产逐步形成**国家管网公司**为核心的主干管网资产运营主体，与**省级管网公司、区域管网公司**并存的局面；2) 储气库主要由**中石油、中石化、国家管网**投资并运营；3) LNG接收站投资运营主要由**三桶油、国家管网、地方国企（新天绿色能源、申能集团、浙能集团、北京燃气、深圳燃气、上海燃气、广州燃气等）以及优质民企（九丰能源、广汇能源、新奥股份等）**等共同参与。
- **下游：**1) 城市燃气客户供气以区域特许经营形式开展，参与主体包括**全国性城燃（昆仑能源、华润燃气、新奥能源、中国燃气、港华智慧能源等）以及区域燃气公司（陕天然气、皖天然气、贵州燃气、成都燃气等）**。2) 工业、燃气电厂客户：供气更加市场化，终端可与城市燃气、国内外气源等多气源签订供气合同；3) **车船客户：**通过运营LNG加气站实现供应。

产业链环节			主要参与公司
上游	生产	常规天然气	中石油、中石化、中海油等央企
		非常规天然气	中石油、中石化、中海油等央企、地方国企（蓝焰控股等）、优质民企（新天然气等）
	进口	管道气进口	中石油、中石化、中海油等央企
		LNG进口	中石油、中石化、中海油等央企、优质民企（九丰能源、广汇能源、新奥股份等）
中游	管输	国家管网、地方国企（陕天然气、贵州燃气等）、优质民企（蓝天燃气、天壕能源等）	
	储气库	中石油、中石化、国家管网	
	LNG接收及储运	中石油、中石化、中海油、国家管网、地方国企（新天绿色能源、申能集团、浙能集团、北京燃气、深圳燃气、上海燃气、广州燃气等）、优质民企（九丰能源、广汇能源、新奥股份等）	
下游	城市燃气（居民、工商业）	全国性城燃（昆仑能源、华润燃气、新奥能源、中国燃气、港华智慧能源等）、区域燃气公司（陕天然气、皖天然气、贵州燃气、成都燃气等）	
	工业用户、电厂用户	城市燃气公司、三桶油直供、管网公司直供、优质民企（九丰能源、新奥股份等）	
	车船用户	LNG加气站运营商	



目录

1. LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量、顺价推进

- LNG 产能建设加快，释放资源流动性，供给宽松
- 新增LNG供给为低价资源，有望降低国内用能成本
- 考虑碳价值天然气经济性显著，推动需求增加
- 供应+顺周期+清洁价值，驱动持续成长，2023-2030年消费量复增9.0%
- 降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

2.接驳结构性影响减弱，双综业务成为新增长点

- 2024接驳承压、利润占比进一步下滑，预计2025年接驳结构性影响减弱
- 燃气销售衍生业务低基数下高速发展，成为新增长点

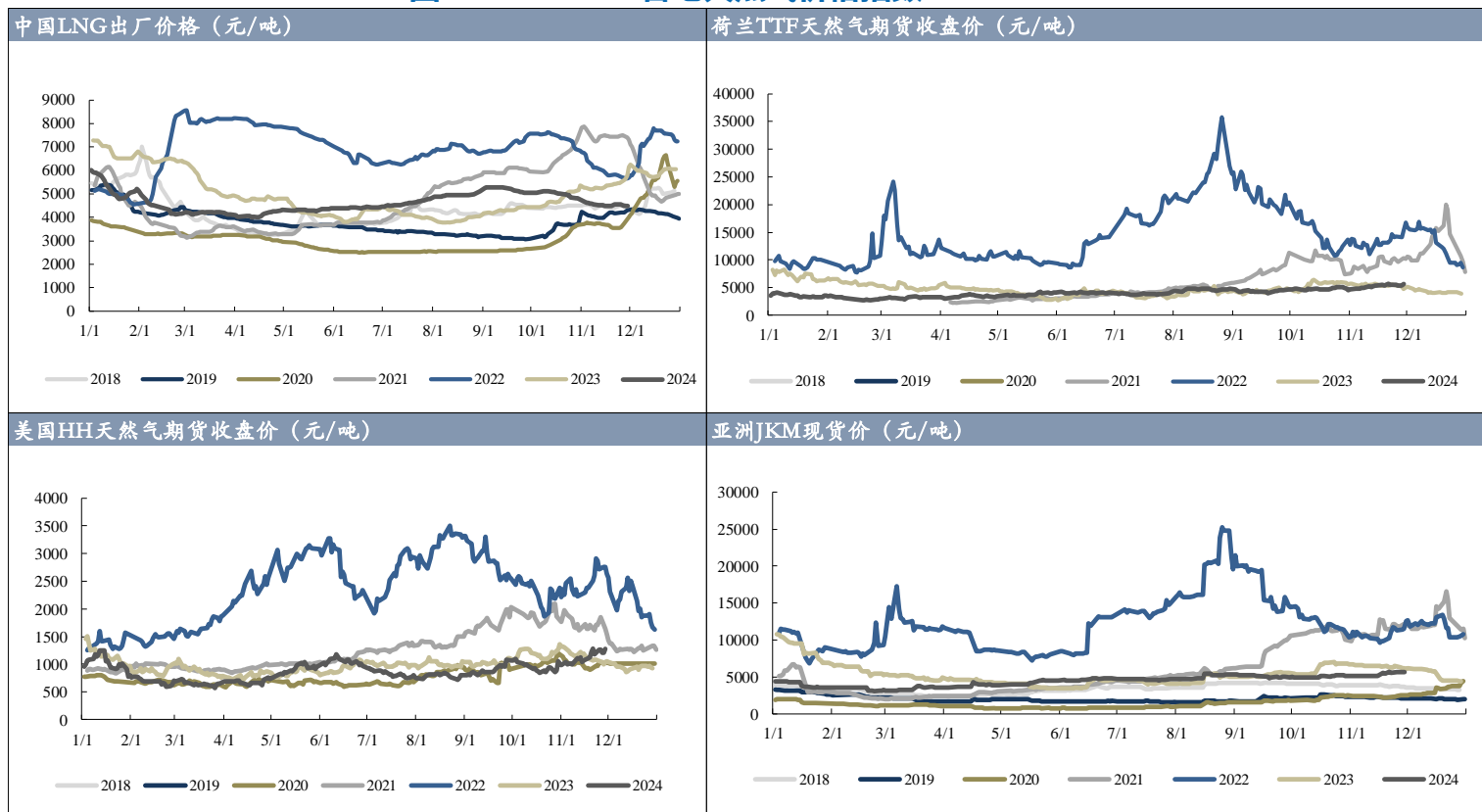
3. 投资建议与风险提示

LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量

2021-2022年海外气价上涨，23年供需关系缓解气价回落

- ✓ 2021年四季度以来，国外气价在疫情带来的供需错配、俄乌冲突等影响下剧烈波动，欧洲的能源制裁举措带来气价高涨局面，欧洲成为全球天然气贸易价格的“引擎”。
- ✓ 2023年，随欧洲主动削减消费量、加大其他地区的进口，欧洲天然气价受俄乌冲突的影响基本消化，气价回落。

图：2018-2024各地天然气价格指数



LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量

LNG 产能建设加快，释放资源流动性，供给宽松

根据IEA预测数据，2024-2026年天然气产量与需求增长CAGR均为2.0%，天然气消费新增产量与需求匹配，供需平衡。从地区分布看：

- **亚太（日韩）、欧洲和北美成熟市场**消费量在2022-2026年间将以每年1%的速度下降。欧洲可再生能源部署和电气化将对天然气消费产生压力。亚太核电可用性改善以及可再生能源扩张，将减少燃气发电需求。北美可再生能源产量增加将减少燃气发电需求。
- **亚太快速增长的市场（含中国）以及非洲和中东**的天然气资源丰富的国家将推动天然气需求增长。中国2024-2026年占全球天然气需求增量近一半，CAGR8.3%。非洲的天然气需求增长受到其迅速上升的人口、改善的能源结构和经济增长的驱动。

图：2024E-2026E年全球天然气供需情况

地区	需求 (bcm)						供给 (bcm)						2024-2026需求	2024-2026供给		
	2020	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E	2020	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E	CAGR	CAGR
非洲	161	169	164	170	178	184	191	239	260	245	251	259	265	270	4.0%	2.5%
亚太	834	891	877	904	939	990	1062	622	646	655	668	677	680	690	5.5%	1.1%
其中：中国	325	367	364	390	413	449	496	189	205	216	227	234	242	250	8.3%	3.3%
其他美洲	142	153	150	144	147	150	153	150	148	152	145	149	152	153	2.0%	1.8%
欧亚	585	649	622	625	633	647	660	866	961	865	806	828	846	867	1.8%	2.5%
其中：俄罗斯	461	516	487	490	495	506	517	692	762	672	620	641	659	677	1.8%	3.0%
欧洲	576	609	524	489	496	495	493	230	222	230	218	221	220	216	0.3%	-0.3%
中东	546	562	580	590	602	621	642	670	692	715	729	745	765	815	2.9%	3.8%
北美	1079	1091	1144	1149	1139	1128	1124	1145	1183	1232	1264	1267	1290	1314	-0.7%	1.3%
其中：美国	868	874	919	922	912	901	899	954	984	1021	1046	1050	1070	1091	-0.8%	1.4%
全球	3924	4124	4061	4071	4135	4214	4325	3922	4112	4094	4081	4146	4218	4325	2.0%	2.0%

LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量

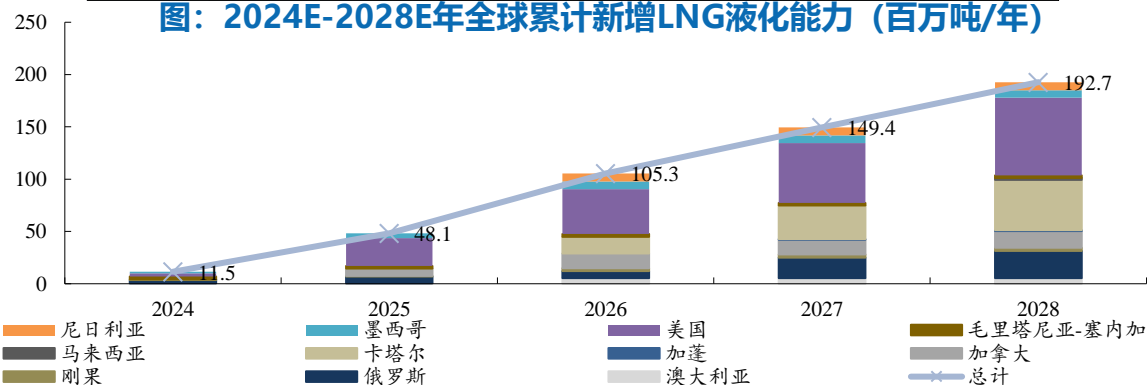
LNG 产能建设加快，释放资源流动性，供给宽松

至2026/2028年底，与2023年相比LNG液化能力增幅22%/40%，增加的液化能力占到2023年贸易量的15.7%/28.8%，占到2023年LNG贸易量的26.9%/49.2%，占到2023年供给的3.6%/6.6%，释放资源流动性，产能弹性得以释放，全球供给宽松。特朗普重新执政或意味着更宽松的化石能源政策，天然气勘探、液化项目审批趋于加快，进一步增加天然气供应。2026/2028年底LNG液化能力分别增加105.3/192.7百万吨/年，新增LNG液化能力主要来自美国、卡塔尔、俄罗斯。2023年全球LNG液化能力为483百万吨/年、全球贸易量为9364亿方（其中LNG贸易5487亿方，占比58.6%）；2026/2028年与2023年相比LNG液化能力增幅22%/40%；至2026/2028年底增加的液化能力占到2023年贸易量的15.7%/28.8%，占到2023年LNG贸易量的26.9%/49.2%，占到2023年供给的3.6%/6.6%；释放资源流动性，全球供给宽松。

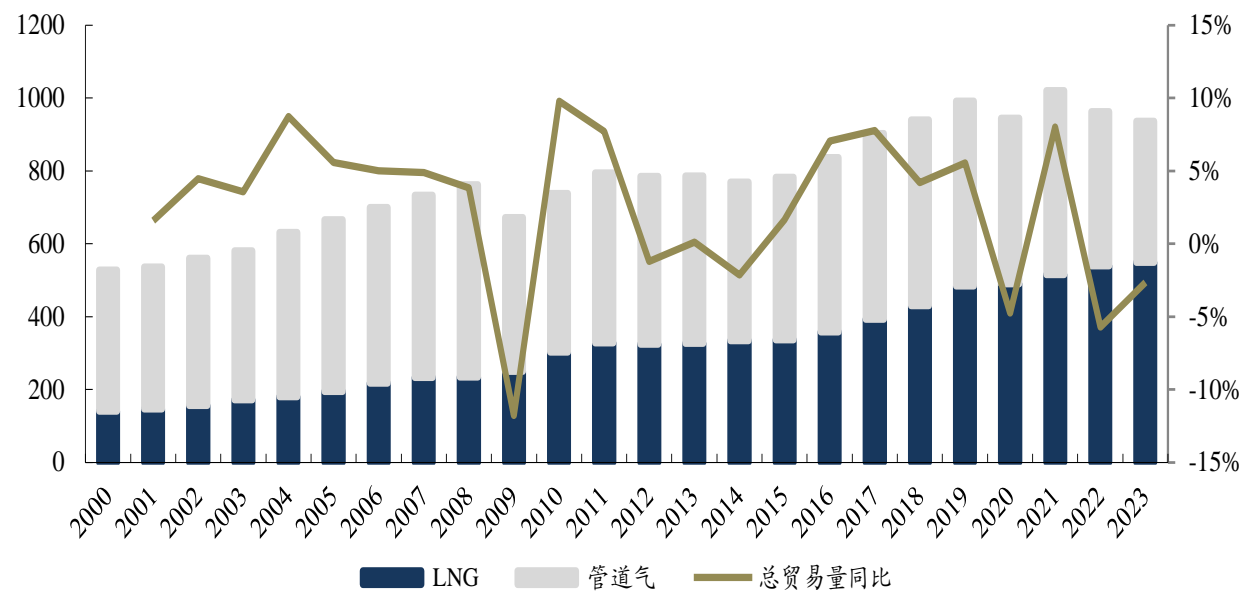
图：2024E-2028E年全球新增LNG液化能力（百万吨/年）

地区	2024	2025	2026	2027	2028	总计
澳大利亚	0.4		5.0			5.4
俄罗斯	3.3	3.3		13.0	6.4	26.0
刚果	0.6		2.4			3.0
加拿大		7.0	7.0		2.1	16.1
加蓬				0.7		0.7
卡塔尔			16.0	16.0	16.0	48.0
马来西亚					2.0	2.0
毛里塔尼亚-塞内加	2.5					2.5
美国	3.3	23.3	16.4	14.4	16.8	74.2
墨西哥	1.4	3.0	2.8			7.2
尼日利亚			7.6			7.6
总计	11.5	36.6	57.2	44.1	43.3	192.7

图：2024E-2028E年全球累计新增LNG液化能力（百万吨/年）



图：2000-2023年全球天然气贸易量（十亿方）

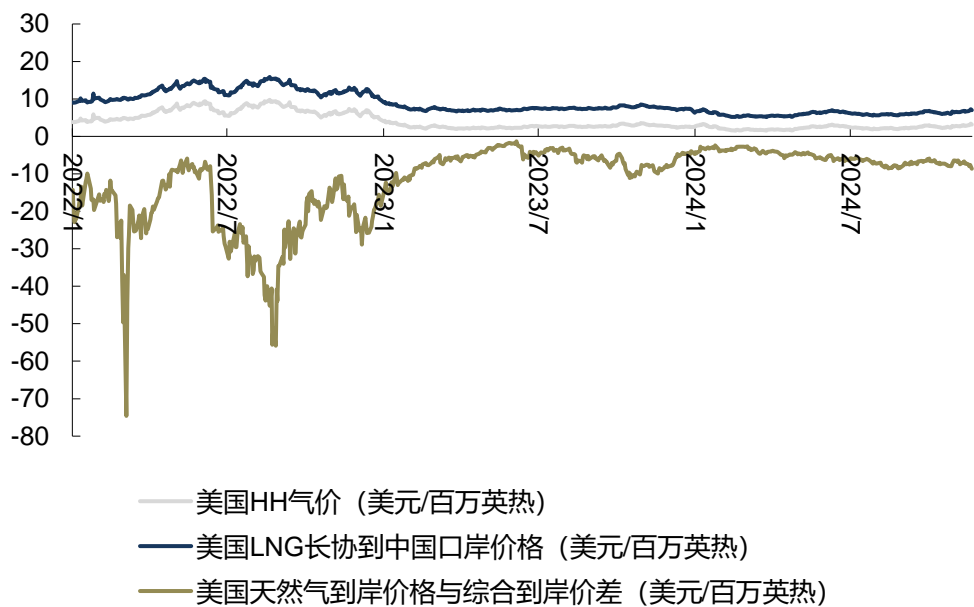


LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量

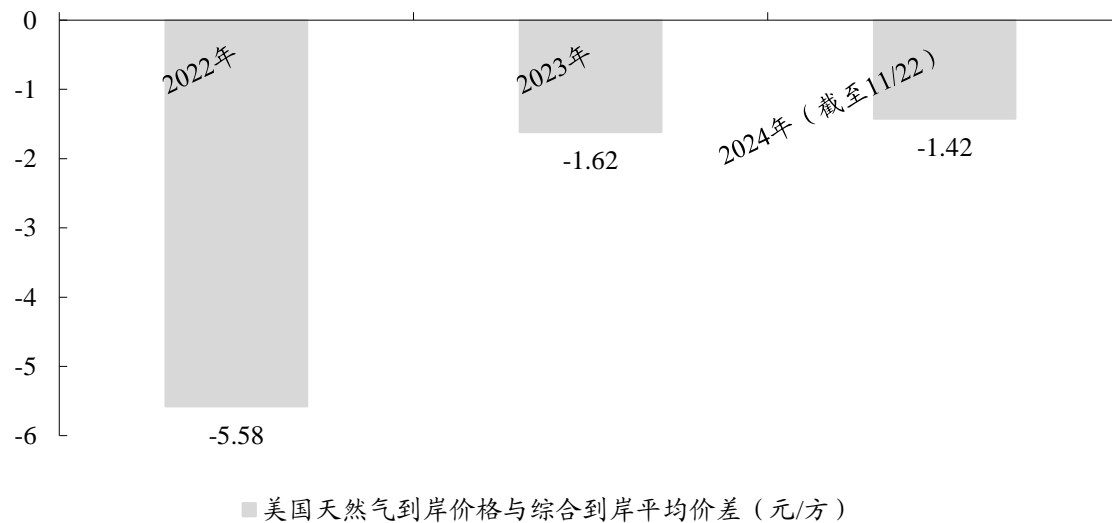
新增LNG供给为低价资源，有望降低国内用能成本

美国LNG长协具备成本优势，22-24年到中国口岸价格比到岸均值低21.80/6.32/5.56美元/百万英热。至2028年底，全球新增LNG液化能力主要来自美国、卡塔尔、俄罗斯。美国气价具备低波动、低价的特点，按照长协公式对美国LNG到岸价格进行估算，22-24年平均到岸价格比到岸均值低21.80/6.32/5.56美元/百万英热，折合5.58/1.62/1.42元/方。

图：美国LNG资源到中国口岸价格低于平均到岸价



图：美国LNG资源到中国口岸价格低于平均到岸价



注：美国LNG 到岸价格=1.15*HH+2.5+船运费，1.15*HH+2.5为美国资源离岸价格，包括生产商合理利润以及液化费用，船运费为从美国运回国内的运输费（根据Fearnleys数据，2022-2024年16万方的LNG运输船平均租金为13.2/11.7/5.5万美元/日，按照美国至亚洲的船运（往返）周期60天、一吨LNG=52.6百万英热来计算，运费为2.13/1.90/0.88美元/百万英热）

资料来源：NYMEX，金联创，东吴证券研究所

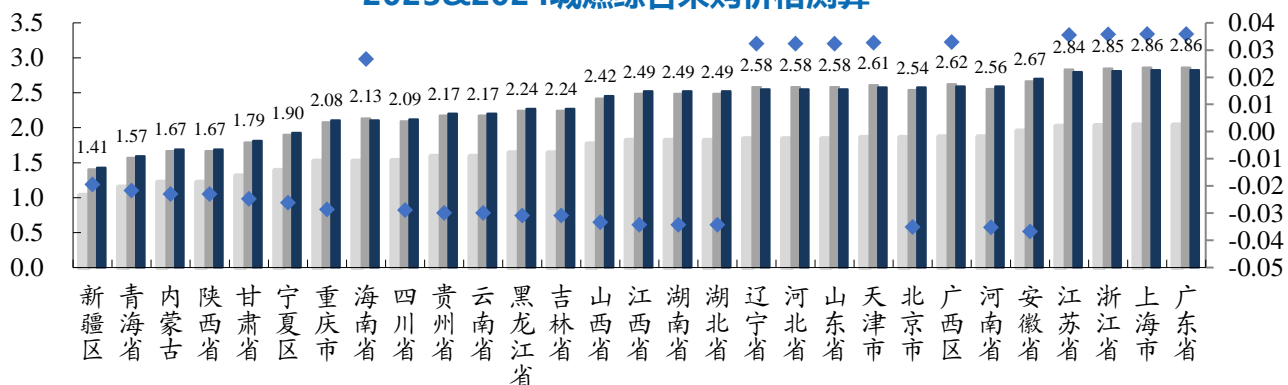
LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量

新增LNG供给为低价资源，有望降低国内用能成本

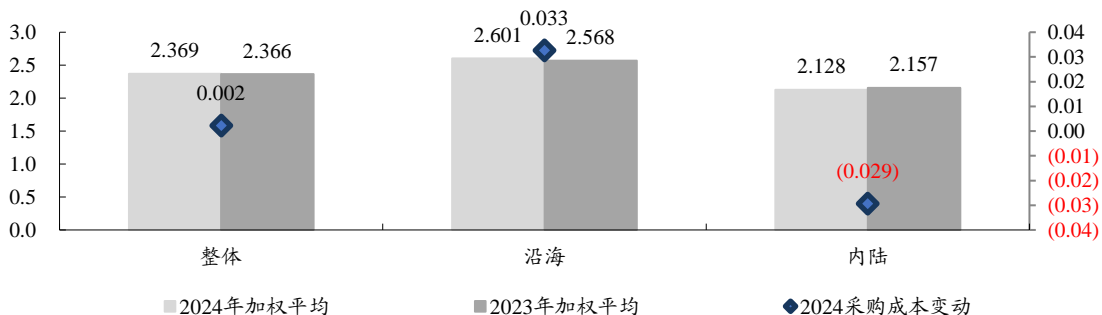
城燃采购成本有望优化。根据中石油采购合同对97%非市场化定价部分进行测算，按照居民用气占比20%、淡季用气占比56%（2022.4-2022.10用气量占2022.4-2023.3用气量比例），内陆城燃采购价由2023年的2.157元/方降价0.029元/方至2.128元/方，沿海由2023年的2.568元/方涨价0.033元/方至2.601元/方；整体由2023年的2.366元/方涨价0.002元/方至2.369元/方。**美国LNG长协到达沿海地区的终端成本为2.10元/方，与中石油2.60元/方的合同价相比具备成本优势。**

美国LNG长协在沿海地区具备成本优势
(按照2024年初至11/22的价格均值计算)

2023&2024城燃综合采购价格测算



美国HH气价 (美元/百万英热)	2.30
长协提货价 (美元/百万英热)	5.15
运费 (美元/百万英热)	0.88
港口杂费等 (美元/百万英热)	0.51
美国LNG长协到中国口岸价格 (美元/百万英热)	6.55
美国LNG长协到中国口岸价格 (元/方)	1.68
进口税	0.15
增值税 (元/方)	0.15
增值税税率	9.0%
实际应征增值税 (元/方)	0.09
增值税返还 (元/方)	0.06
进口税后成本 (元/方)	1.76
接收站处理费 (元/方)	0.26
管道运费 (元/方)	0.07
到终端成本价 (元/方)	2.10



注：美国LNG到岸价格=1.15*HH+船运费，1.15*HH+2.5为美国资源离岸价格、包括生产商合理利润以及液化费用，船运费为从美国运回国内的运输费（根据Fearnleys数据，2024年16万方的LNG运输船平均租金为5.5万美元/日，按照美国至亚洲的船运（往返）周期60天、一吨LNG=52.6百万英热来计算，运费为0.88美元/百万英热）；美元兑人民币汇率7.2；

到岸价格超过0.99元/方的部分可以退增值税；

接收站处理费采用2022年底完工的24个接收站处理费平均值（不包含管输费）0.26元/方；

管输费按照国家管网集团的加权价格标准0.024元/方/百公里，距离按照沿海地区300公里测算。

注：未考虑和市场价挂钩的3%气量

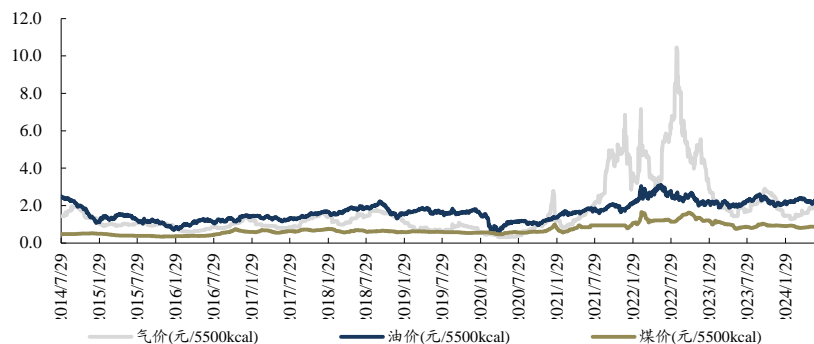
数据来源：ICE, Platts, NYMEX, 中国石油公司公告, 东吴证券研究所

LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量

考虑碳价值天然气经济性显著，推动需求增加

天然气与石油相比具备经济性，考虑清洁价值经济性显著提升。2024M1~10气煤比（JKM与动力煤的单位热值价格比）均值2.0，较2013-2023年均值2.3回落15.6%；2024M1~10气油比（JKM与布伦特单位热值价格比）均值0.78，较2013-2023年均值0.87回落10%；气价回落有望催生需求长期增长。同等热值下天然气碳排放仅为煤炭的33%，为石油的63%；考虑清洁价值，分别按照中国碳价100元/吨、欧洲碳价500元/吨计算，天然气的用能成本分别为煤/油的1.62/0.80、0.98/0.77，天然气利用经济性进一步提升。通过敏感性测算可知，不考虑清洁价值，在其他能源价格不变的情况下，天然气涨价幅度不超过26%均比石油具备经济性，降价52%（-1.50元/方）即比煤炭具备经济性；考虑清洁价值，在碳价100元/吨时，天然气降价39%（-1.12元/方）即比煤炭具备经济性；考虑碳价向欧洲靠拢，在碳价300元/吨时，天然气降价19%（0.56元/方）即比煤炭具备经济性。前文提到22-24年美国长协平均到岸价格比到岸均值低5.58/1.62/1.42元/方，低价长协供给增加，有效提升天然气经济性。

图：不同能源单位热值价格比



敏感性测算（不考虑清洁价值）

天然气能源成本 (元/GJ)	单位热值气价/单位热值油价	单位热值气价/单位热值煤价
37	0.4	1.0
47	0.5	1.2
57	0.6	1.5
67	0.7	1.8
77	0.8	2.0
87	0.9	2.3
97	1.0	2.6
107	1.1	2.8

敏感性测算（按照碳价100元/吨）

天然气能源成本 (元/GJ)	单位热值气价/单位热值油价	单位热值气价/单位热值煤价
37	0.4	0.8
47	0.5	1.0
57	0.6	1.2
67	0.7	1.4
77	0.8	1.6
87	0.9	1.8
97	1.0	2.0
107	1.1	2.2

敏感性测算（按照碳价300元/吨）

天然气能源成本 (元/GJ)	单位热值气价/单位热值油价	单位热值气价/单位热值煤价
57	0.6	0.9
62	0.7	1.0
67	0.7	1.1
72	0.7	1.1
77	0.8	1.2
82	0.8	1.3
87	0.9	1.3
92	0.9	1.4

表：不同能源经济性对比

能源名称	总成本 (元/GJ)		能源成本 (元/GJ)	清洁成本 (元/GJ)		二氧化碳排放 (千克/GJ)
	按照中国碳价100元/吨	按照欧洲碳价500元/吨		按照中国碳价100元/吨	按照欧洲碳价500元/吨	
天然气	81.19	97.84	77.02	4.16	20.82	41.64
石油	101.25	127.78	94.62	6.63	33.17	66.33
煤	50.14	100.21	37.63	12.52	62.58	125.16

注：5500 kcal = 0.023GJ，能源价格使用2024年前十个月均值，中国碳价CEA100元/吨、欧洲碳价500元/吨。JKM价格与中国综合到岸价格近似。

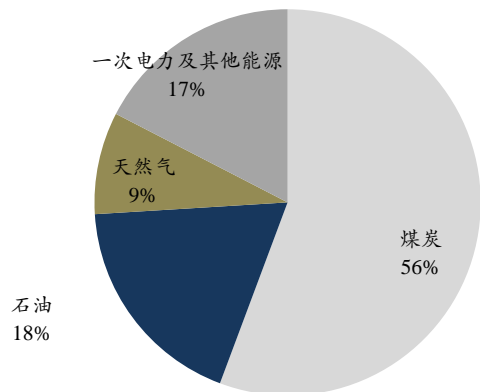
数据来源：Wind，东吴证券研究所

LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量

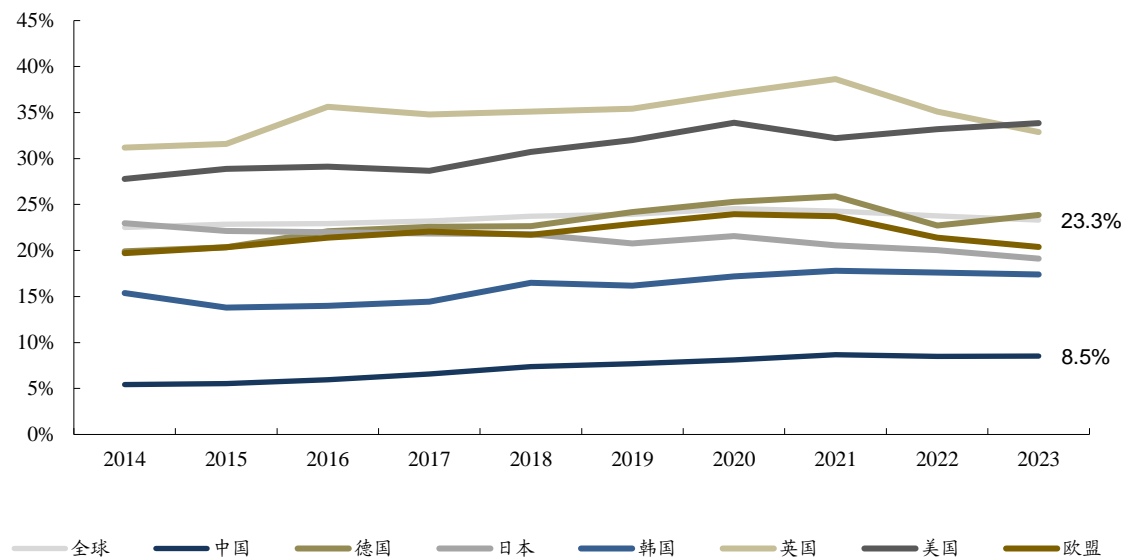
供应+顺周期+清洁价值，驱动持续成长，2023-2030年消费量复增9.0%

✓ **2023-2030年天然气消费量复合增速为9.0%**。2016年12月，国家发改委、能源局发布的《能源生产和消费革命战略（2016—2030）》中提到，2030年天然气占能源消费总量达到15%左右。2023年12月，国务院印发《空气质量持续改善行动计划》提到持续增加天然气生产供应，新增天然气优先保障居民生活和清洁取暖需求，积极稳妥推进以气代煤；进一步强调天然气在能源结构中的地位，政策利好下天然气具有良好的发展前景。根据《碳达峰碳中和愿景下中国能源需求预测与转型发展趋势》的预测，我国一次能源消费量2030年前后达峰，峰值约为60.1×108t标准煤；2030年天然气能源结构占比为15.0%。按照1亿吨标准煤对应799亿方天然气进行换算，2030年天然气消费量为7203亿方，与2023年3939亿方的消费量相比，1.8倍空间释放；**2023-2030年天然气消费量复合增速为9.0%，行业持续增长。对标同样依赖天然气进口的东亚国家（日、韩），我国天然气渗透率仍有进一步提升空间。**

图：2023年我国能源消费结构



图：天然气能源渗透率

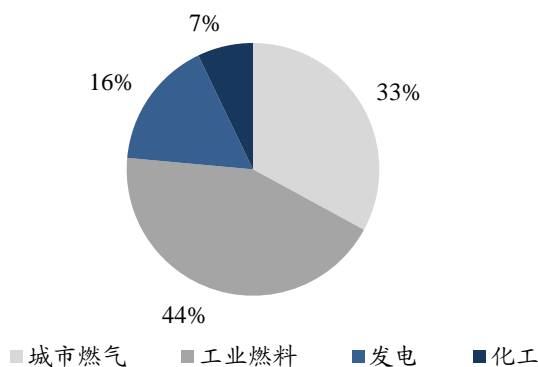


LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量

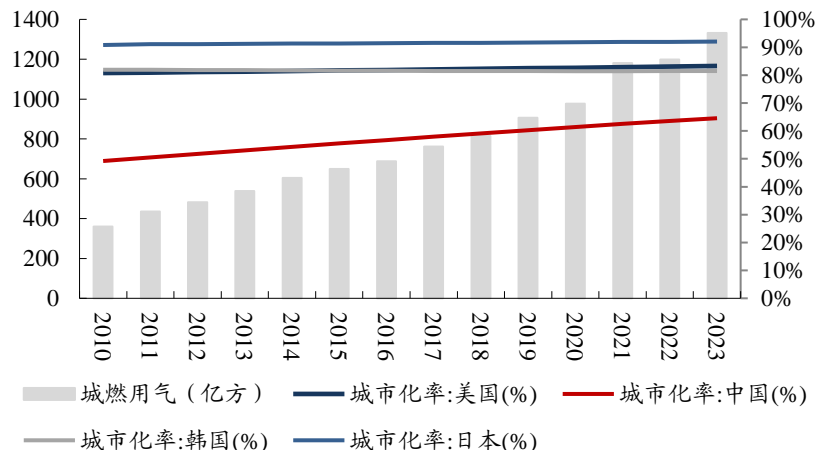
下游以工商业为主，具备顺周期属性。展望2030年，城燃有望保持高单位数增长，工业、发电用气有望保持双位数增长。1) 国内经济将保持稳定增长态势，推升用气需求；2) 国际气价下降，天然气经济性持续恢复。2023年下游结构中城市燃气占33%、工业燃料用气占44%、发电用气占16%、化工用气占7%。

- ✓ 城市燃气用气量随城镇化率提升，预计保持高单位数的年均增速。城镇化建设持续推进，2013-2023年城镇用气复增9%。2023年我国城镇化率65%，与发达国家相比仍存20pct提升空间，预计城市燃气用气量将随城镇化率提升而稳步增加。参考联合国对中国人口数的预期，假设2030年城镇化率提升至73.2%、人均用气量逐渐提升至199方/年，**2023-2030年城燃用气复合增速6.3%，2030年城燃用气渗透率提至17.6%**。
- ✓ 工业燃料用气量随天然气能源渗透率提升而增加，预计保持双位数的年均增速。煤改气持续推进，2013-2023年工业用气复增11%。2023年我国工业天然气渗透率7%，与发达国家相比仍存20pct提升空间。房地产投资降幅收窄，出口稳步恢复&能源替代，总体利好工业用气较快增长。在节能趋势下，假设工业用能增速逐渐降低，**至2030年工业用气渗透率可达13.3%，2023-2030年工业用气复合增速10.8%**。

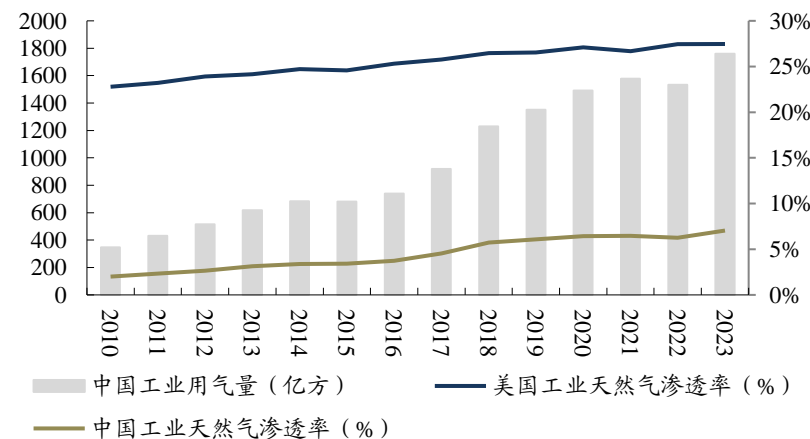
图：2023年各领域消费量占比



图：2010-2023年城镇化率及我国城燃用气量



图：2010-2023年工业用气及天然气渗透率

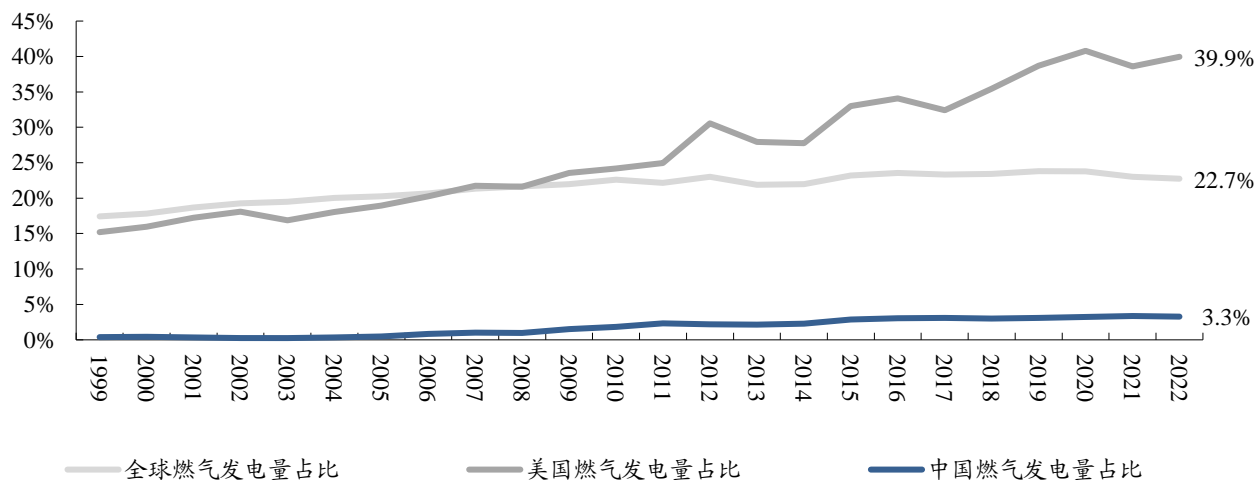


LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量

下游以工商业为主，具备顺周期属性。展望2030年，城燃有望保持高单位数增长，工业、发电用气有望保持双位数增长。1) 国内经济将保持稳定增长态势，推升用气需求；2) 国际气价下降，天然气经济性持续恢复。2023年下游结构中城市燃气占33%、工业燃料用气占44%、发电用气占16%、化工用气占7%。

- ✓ 发电用气快速增长，预计保持双位数的年均增速。气电装机平稳增长，2013-2023年发电用气复增11%。2022年我国燃气发电占总发电量不及4%，美国达40%，燃气发电仍有较大发展空间。在新能源消纳需求日益增加的趋势下，燃气机组调峰重要性逐步显现，假设燃气机组年利用小时数逐步增加，结合天然气装机进度，**2023-2030年发电用气复合增速10.6%，2030年发电用气渗透率提至5.8%。**
- ✓ 化工用气量预计保持稳定。2013-2023年化工用气复增-1%，传统化肥、甲醇行业用气量保持稳定。**假设2023-2030年化工用气保持-1%的复合增速；至2030年，化工用气渗透率4.3%。**

图：1999-2022年世界&美国&我国气电发电量占比



LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量

图：2023-2030年天然气消费量复合增速为9.0%

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
能源消费总量 (亿吨标准煤)	44.1	45.6	47.2	48.7	49.8	52.6	54.1	57.2	57.8	58.4	59.0	59.3	59.6	59.9	60.1
能源消费总量yoy		3.2%	3.5%	3.3%	2.2%	5.5%	2.9%	5.7%	1.0%	1.0%	1.0%	0.5%	0.5%	0.5%	0.3%
天然气占能源消费总量比例 (%)	6.1%	6.9%	7.6%	8.0%	8.4%	8.9%	8.5%	8.6%	9.4%	10.2%	11.0%	11.8%	12.9%	14.0%	15.0%
天然气消费量 (亿吨标准煤)	2.7	3.1	3.6	3.9	4.2	4.7	4.6	4.9	5.4	6.0	6.5	7.0	7.7	8.4	9.0
天然气消费量 (亿方)	2078	2394	2817	3060	3340	3726	3663	3924	4334	4750	5175	5579	6129	6685	7177
天然气消费量yoy		15.2%	17.7%	8.6%	9.2%	11.6%	-1.7%	7.1%	10.4%	9.6%	8.9%	7.8%	9.9%	9.1%	7.4%
城燃用气量 (亿方)	689	762	815	906	976	1181	1198	1315	1420	1515	1612	1711	1812	1914	2018
城燃用气同比 (%)		10.7%	6.9%	11.2%	7.7%	21.0%	1.4%	9.8%	7.9%	6.7%	6.4%	6.2%	5.9%	5.6%	5.4%
城燃用气占比 (%)	33.1%	31.8%	28.9%	29.6%	29.2%	31.7%	32.7%	32.9%	32.8%	31.9%	31.2%	30.7%	29.6%	28.6%	28.1%
城燃用能 (万吨标准煤)	106261	112055	117047	119242	118860	126314	126339	130129	132732	135386	138094	139475	140870	142279	143701
yoy		5.8%	5.5%	4.5%	1.9%	-0.3%	6.3%	0.0%	3.0%	2.0%	2.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
城燃用气渗透率 (%)	8.4%	8.9%	8.9%	9.7%	10.3%	11.6%	11.8%	12.5%	13.4%	14.1%	14.7%	15.4%	16.2%	16.9%	17.6%
城市燃气普及率	95.8%	96.3%	96.7%	97.3%	97.9%	98.0%	98.1%	98.2%	98.3%	98.4%	98.5%	98.6%	98.7%	98.8%	98.9%
我国城乡总人口 (万人)	138271	139008	139538	140005	141212	141260	141175	141071	141932	141610	141291	140968	140614	140228	139815
城市化率 (%)	58.8%	60.2%	61.5%	62.7%	63.9%	64.7%	65.2%	66.2%	67.2%	68.2%	69.2%	70.2%	71.2%	72.2%	73.2%
人均用气量 (方)	88	95	98	106	111	132	133	143	151	159	167	175	183	191	199
工业用气量 (亿方)	738	919	1229	1351	1492	1578	1533	1737	1918	2142	2386	2621	2960	3279	3565
工业用气同比 (%)		24.5%	33.7%	9.9%	10.5%	5.7%	-2.9%	13.3%	10.4%	11.7%	11.4%	9.8%	13.0%	10.8%	8.7%
工业用气占比 (%)	35.5%	38.4%	43.6%	44.1%	44.7%	42.4%	41.9%	43.5%	44.3%	45.1%	46.1%	47.0%	48.3%	49.0%	49.7%
工业用能 (万吨标准煤)	257429	265158	272768	283215	290655	305653	313912	335717	352502	366603	377601	367336	357071	346806	336541
yoy		-0.2%	3.0%	2.9%	3.8%	2.6%	5.2%	2.7%	6.9%	5.0%	4.0%	3.0%	-2.7%	-2.8%	-2.9%
工业用气渗透率 (%)	3.7%	4.6%	5.7%	6.1%	6.4%	6.4%	6.1%	6.4%	6.8%	7.3%	7.9%	9.0%	10.4%	11.9%	13.3%
发电用气量 (亿方)	408	446	487	493	576	670	640	656	714	814	901	974	1086	1224	1328
发电用气同比 (%)		9.4%	9.2%	1.1%	16.9%	16.3%	-4.5%	2.5%	8.9%	14.1%	10.6%	8.1%	11.6%	12.6%	8.6%
发电用气占比 (%)	19.6%	18.6%	17.3%	16.1%	17.2%	18.0%	17.5%	16.4%	16.5%	17.1%	17.4%	17.5%	17.7%	18.3%	18.5%
总发电量 (亿度)	59111	62758	67914	71422	74170	81122	83886	89091	90545.4	92000	95000	98000	101000	104000	107000
yoy		5.2%	6.2%	8.2%	5.2%	3.8%	9.4%	3.4%	6.2%	1.6%	3.3%	3.2%	3.1%	3.0%	2.9%
发电用能 (万吨标准煤)	28080	29258	30832	31759	32076	33478	34378	36511	37107	37703	38933	40162	41391	42621	43850
燃气发电占比 (%)	3.2%	3.2%	3.2%	3.3%	3.5%	3.8%	3.3%	3.4%	3.7%	4.1%	4.4%	4.6%	5.0%	5.5%	5.8%
装机容量 (万千瓦)	7008	7570	8375	9024	9802	10859	11485	12562	13881	15200	15860	16520	17180	17840	18500
yoy		6.1%	8.0%	10.6%	7.7%	8.6%	10.8%	5.8%	9.4%	10.5%	4.3%	4.2%	4.0%	3.8%	3.7%
发电量 (亿度)	1883	2028	2155	2325	2566	3056	2790	3060	3331	3800	4203	4543	5068	5709	6198
yoy		12.8%	7.7%	6.3%	7.9%	10.4%	19.1%	-2.6%	11.0%	8.9%	14.1%	10.6%	8.1%	11.6%	12.6%
利用小时	2767	2782	2767	2646	2618	2814	2429	2436	2400	2500	2650	2750	2950	3200	3350
单方气发电量 (度)	4.6	4.5	4.4	4.7	4.5	4.6	4.4	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
化工用气量 (亿方)	243	266	286	310	295	297	292	285	282	279	276	273	271	268	265
化工用气同比 (%)		9.3%	7.4%	8.4%	-4.8%	0.6%	-1.7%	-2.6%	-1.0%	-1.0%	-1.0%	-1.0%	-1.0%	-1.0%	-1.0%
化工用气占比 (%)	11.7%	11.1%	10.1%	10.1%	8.8%	8.0%	8.0%	7.1%	6.5%	5.9%	5.3%	4.9%	4.4%	4.0%	3.7%
化工用能 (万吨标准煤)	49722	49356	51278	53272	56723	60405	66327	69643	71036	72457	73906	74645	75392	76146	76907
yoy		0.4%	-0.7%	3.9%	3.9%	6.5%	9.8%	5.0%	2.0%	2.0%	2.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
化工用气渗透率 (%)	6.3%	7.1%	7.1%	7.4%	6.5%	6.1%	5.5%	5.1%	5.0%	4.8%	4.7%	4.6%	4.5%	4.4%	4.3%
天然气热值 (万吨标准煤/亿方)	13.0	13.1	12.7	12.7	12.5	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6

注：假设能源消费总量，2024-2026年每年增加0.6亿吨标准煤，2026-2029年每年增加0.3亿吨标准煤；天然气占能源消费总量比例，2024-2027年每年增加0.8pct，2027-2030年每年增加1.1pct。红色数字为假设值，蓝色数字为中间计算值。

数据来源：联合国，发改委，国家统计局，全球能源互联网发展合作组织，《碳达峰碳中和愿景下中国能源需求预测与转型发展趋势》，东吴证券研究所

降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

2021-2022年海外气价上涨，传导至国内，国内气源成本上升；2023国内气源价格提升，上游盈利理顺

➤ **中石油天然气平均成本可以代表国内整体天然气成本水平，2020-2022年成本持续上行。**

2018-2023年，中石油的产量和消费量均占到国内整体天然气产量和消费量的50-60%，中石油天然气经营情况一定程度上代表了中国天然气市场状态。2020-2022年中石油天然气售价持续提升，平均销售价格由2020年的1.49元/方提升至2022年的1.99元/方，而成本以更大的幅度上涨，导致平均经营利润缩窄，平均经营利润由2020年的0.29元/方降低83%至2022年的0.05元/方。

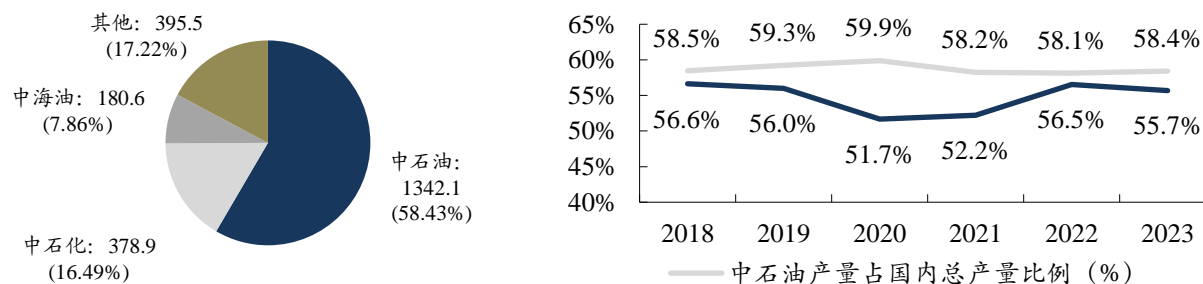
➤ **中石油2023年新签合同气价上涨，呈现压量+涨价趋势，2023年中石油单方经营利润修复。**

2023年初以来，各地天然气价格普遍下行，进口价格回落，气源端成本压力缓解。中石油售气价格通过合同方案自2023年4月起开始提升，2023售气平均价格与2022年全年相比增加0.06元/方；2023售气平均经营利润0.16元/方，同比+0.11元/方，盈利能力修复。

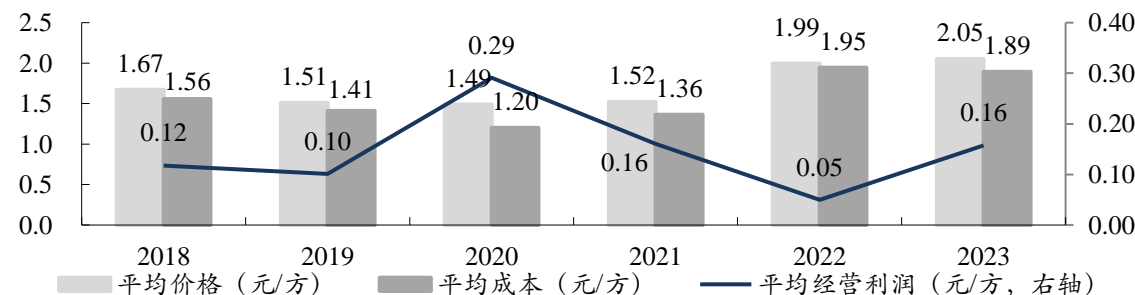
表：中石油2022-2023、2023-2024年管道气合同方案

管制气		非管制气		调峰量
2023-2024年管道气合同方案				
居民用气	均衡1	均衡2（固定价格）		
2023/4-2023/10较		80%	挂靠JKM现货	
门站价上浮比例	15%	20%		
资源配置占比	70%	27%	3%	
2023/11-2024/3较		80%	挂靠JKM现货	120%以上
门站价上浮比例	15%	20%		
资源配置占比	55%	42%	3%	
2022-2023年管道气合同方案				
居民用气	均衡1	均衡2（固定价格）		
2022/4-2022/10较		55%		
门站价上浮比例	5%	15%		
资源配置占比	75%	25%		
2022/11-2023/3较	N/A	20%	11月-次年2月基准门站价上浮70%，3月上浮45%	70%
门站价上浮比例				
资源配置占比	55%	45%		

图：2023年国内天然气产量及占比（亿方）图：2018-2023年中石油产量/销售量占国内比例



图：2018-2023年中石油天然气板块售价&成本

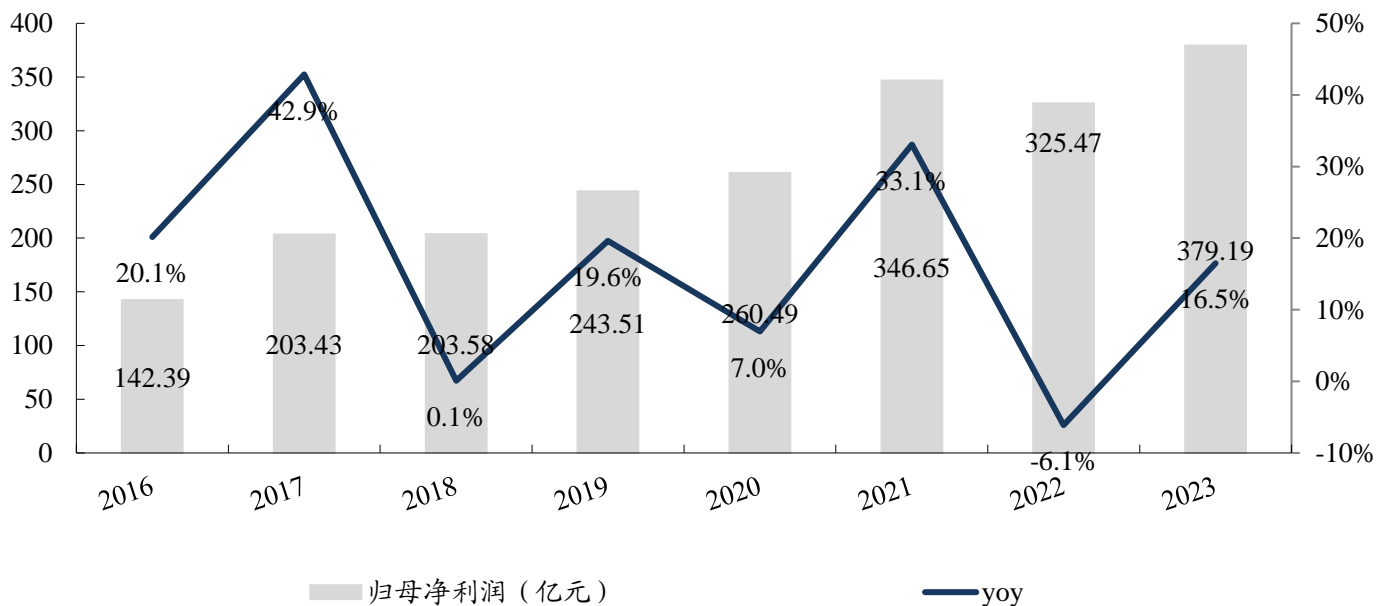


降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

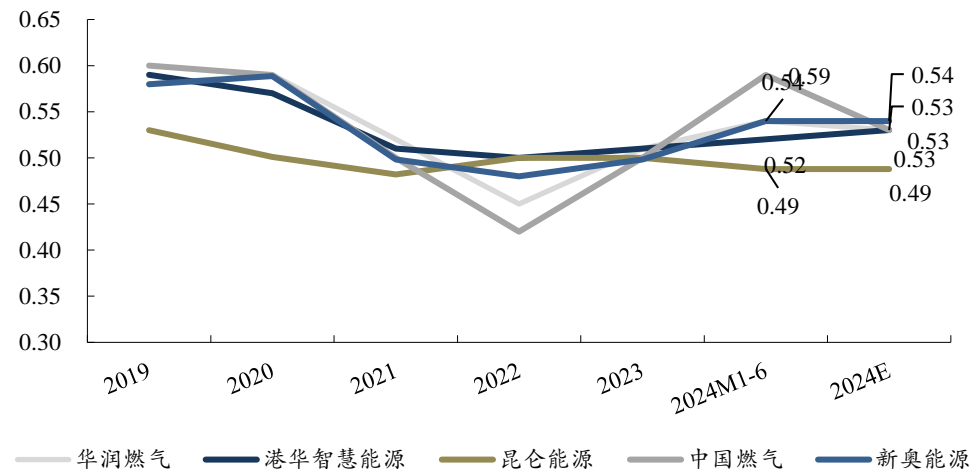
下游销售价格受到政府管控，顺价不畅、盈利下滑

- 国内气源涨价，下游城市燃气板块采购价格上涨，成本承压；
- 城市燃气销售端价格受到政府管控，居民用气顺价不畅；
- 2022年燃气板块利润下滑6.1%，五大龙头公司价差缩窄，2022年均值为0.48元/方，与2020年相比下滑20%。

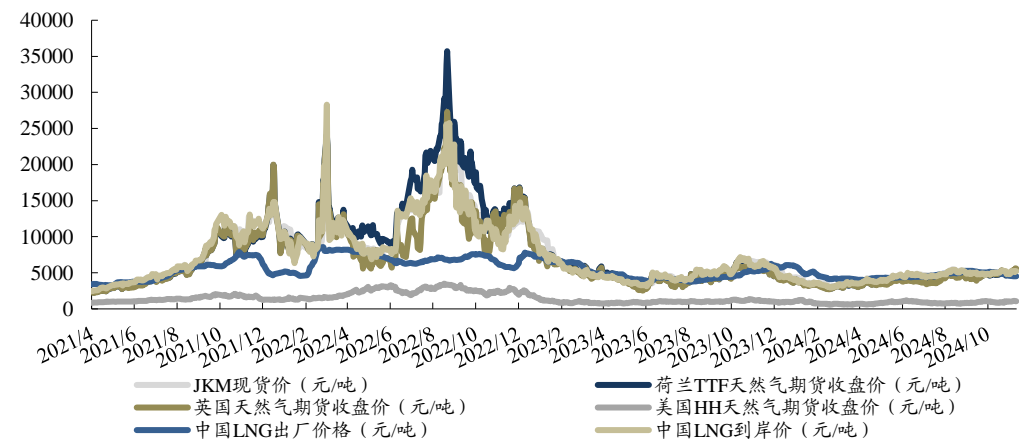
图：2022燃气板块利润下滑6.1%



图：2019-2024E五大龙头公司城燃价差 (元/方)



图：2021/4-2024/11各地天然气价格指数 (元/方)



注：选取申万燃气板块涉及下游的公司，剔除了财年以3/31为截止日的中国天然气和中国燃气。

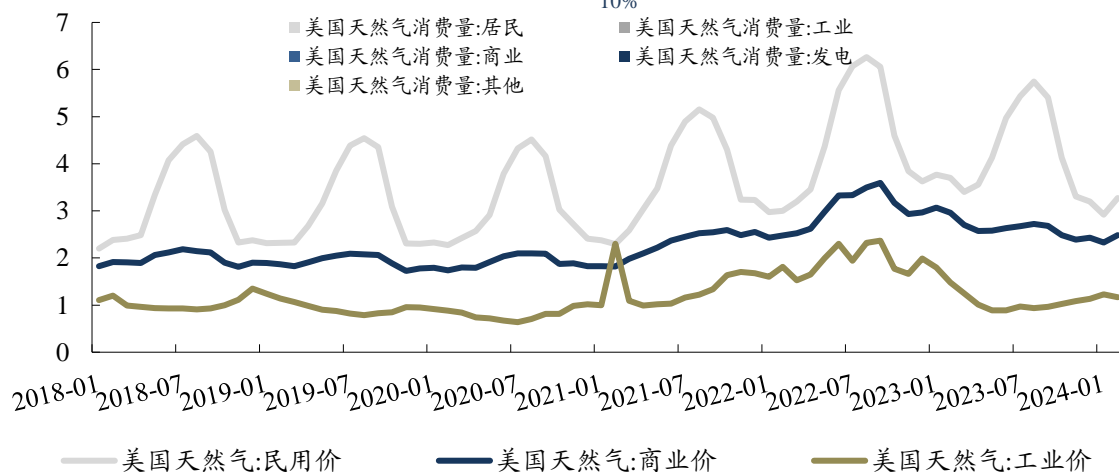
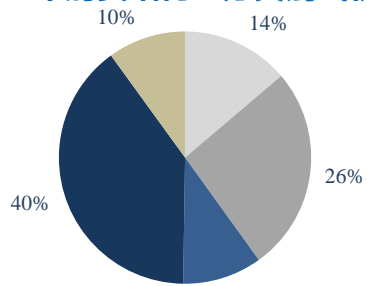
数据来源：ICE, Platts, NYMEX, 各公司公告, 东吴证券研究所

降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

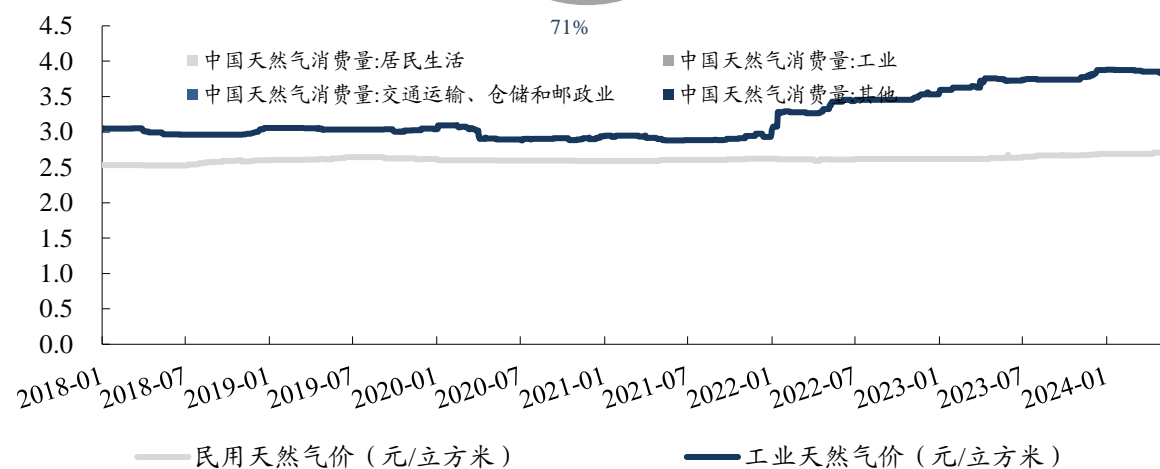
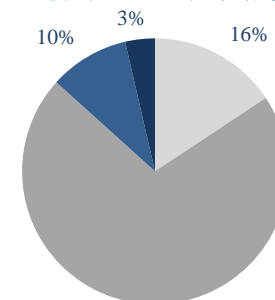
美国实现民用价更高，国内交叉补贴待解决

- ✓ 美国作为全球最大的天然气消费国和生产国，天然气自给率高，市场机制建设最为完善，从价格承受能力以及气量占比来看，居民用气较少，理应售价更高。美国的气价顺序为民用>商业>工业；按规模效应，美国居民气价为工业气价的2.8倍。
- ✓ **我国民用价偏低，交叉补贴问题待解决。**居民用气占到我国整体消费量的20%以下，但用气价格却显著低于用气占比71%的工业用气。出于民生保障考虑，当前民用气价偏低，交叉补贴问题待解决，本次民用气顺价政策对于交叉补贴的消除有推动作用。

图：美国天然气2023年消费结构&分类别气价（元/方）



图：中国天然气2021年消费结构&分类别气价（元/方）



降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

采购成本：中石油2024采购合同价格基本持平，考虑市场价下行，城燃公司有望受益成本下降

➤ 居民气量与非居民并轨，管制气比例下降，非管制气比例上升。本次合同有四点重要变化：

- 1) 居民与非居民气量并轨。本次定价方案取消了居民用天然气的单独定价，管制气价格统一上浮18.5%，在2023年定价方案中，管制气居民/非居民用气上浮15%/20%。
- 2) 管制气比例下降，非管制气比例上升。淡季管制气占比合同总量由70%降至65%。非管制气占比合同总量由27%升至32%。
- 3) 内陆非管制气降价。本次非管制气区分了内陆和沿海，内陆非管制气价格在门站基础上上浮70%，较上一年度降低了10%。
- 4) 3%原与JKM挂钩现与上海石油天然气交易中心发布的月度进口现货LNG到岸均价联动。中石油对国内天然气价格指数的关注度增加。

表：2023&2024年中石油管道气定价方案

	管制气		非管制气			调峰量
2023-2024年管道气合同方案						
	居民用气	均衡1	均衡2（固定价格）			
2023/4-2023/10较门站价上浮	15%	20%	80%	挂靠JKM现货		
资源配置占比	70%		27%	3%		
2023/11-2024/3较门站价上浮	15%	20%	80%	挂靠JKM现货		120%以上
资源配置占比	55%		42%	3%		
2024-2025年管道气合同方案						
			内陆	沿海		
2024/4-2024/10较门站价上浮	18.5%		70%	80%	联动上海交易中心现货	100%
资源配置占比	65%		32%	3%		
2024/11-2025/3较门站价上浮	18.5%		70%	80%	联动上海交易中心现货	100%
资源配置占比	55%		42%	3%		

降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

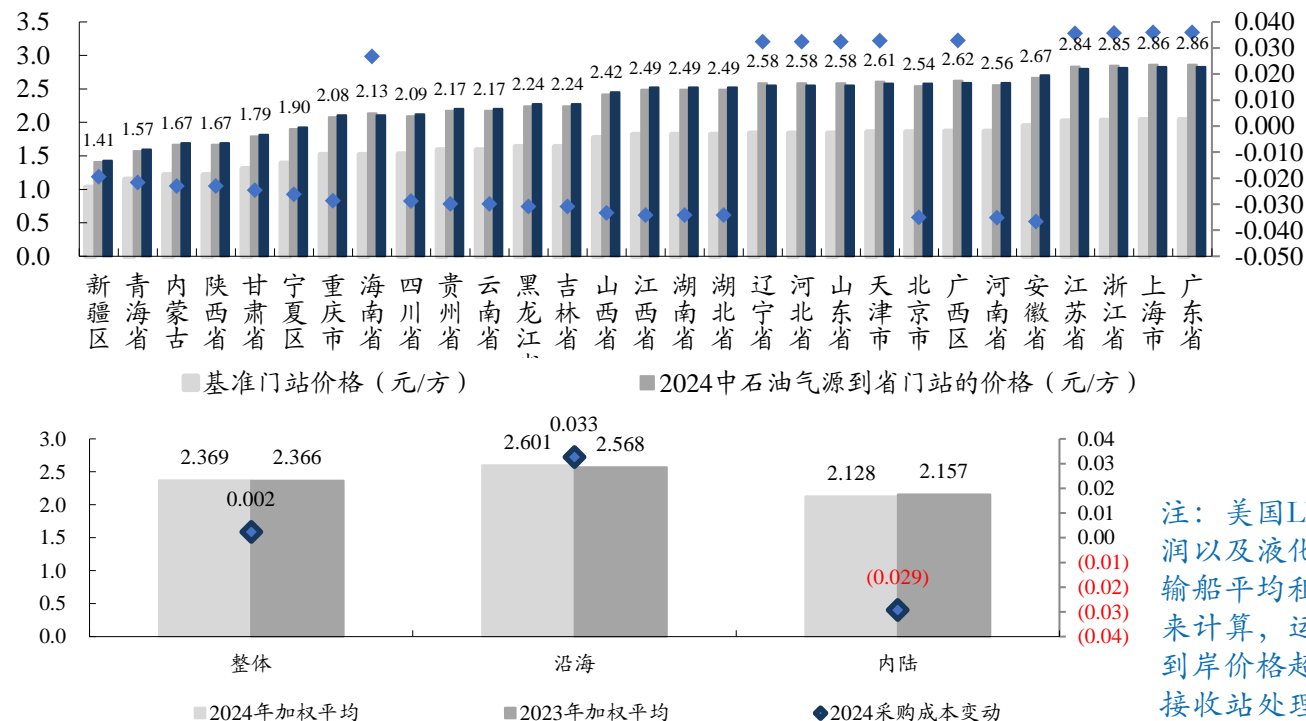
采购成本：中石油2024采购合同价格基本持平，考虑市场价下行，城燃公司有望受益成本下降

➢ 不考虑3%的市场化挂钩比例，2024城燃合同采购成本基本持平；考虑与市场价挂钩的3%，预计2024年市场价下行，城燃公司有望受益成本下行。

1) 不考虑3%的市场化挂钩比例，内陆降价0.029元/方、沿海涨价0.033元/方，2024年城燃整体采购成本比2023年+0.002元/方。按照居民用气占比20%、淡季用气占比56%（2022.4-2022.10用气量占2022.4-2023.3用气量比例）进行测算，内陆由2023年的2.157元/方降价0.029元/方至2.128元/方，沿海由2023年的2.568元/方涨价0.033元/方至2.601元/方；整体由2023年的2.366元/方涨价0.002元/方至2.369元/方。美国LNG到达沿海地区的终端成本为2.10元/方，与中石油2.60元/方的合同价相比具备成本优势。

美国LNG长协在沿海地区具备成本优势（按照2024年初至11/22的价格均值计算）

2023&2024城燃综合采购价格测算



美国HH气价 (美元/百万英热)	2.30
长协提货价 (美元/百万英热)	5.15
运费 (美元/百万英热)	0.88
港口杂费等 (美元/百万英热)	0.51
美国LNG长协到中国口岸价格 (美元/百万英热)	6.55
美国LNG长协到中国口岸价格 (元/方)	1.68
进口税	0.15
增值税 (元/方)	0.15
增值税税率	9.0%
实际应征增值税 (元/方)	0.09
增值税返还 (元/方)	0.06
进口税后成本 (元/方)	1.76
接收站处理费 (元/方)	0.26
管道运费 (元/方)	0.07
到终端成本价 (元/方)	2.10

注：美国LNG 到岸价格=1.15*HH+船运费，1.15*HH+2.5为美国资源离岸价格、包括生产商合理利润以及液化费用，船运费为从美国运回国内的运输费（根据Fearnleys数据，2024年16万方的LNG运输船平均租金为5.5万美元/日，按照美国至亚洲的船运（往返）周期60天、一吨LNG=52.6百万英热来计算，运费为0.88美元/百万英热）；美元兑人民币汇率7.2；

到岸价格超过0.99元/方的部分可以退增值税；

接收站处理费采用2022年底完工的24个接收站处理费平均值（不包含管输费）0.26元/方；

管输费按照国家管网集团的加权价格标准0.024元/方/百公里，距离按照沿海地区300公里测算。

注：未考虑和市场价挂钩的3%气量

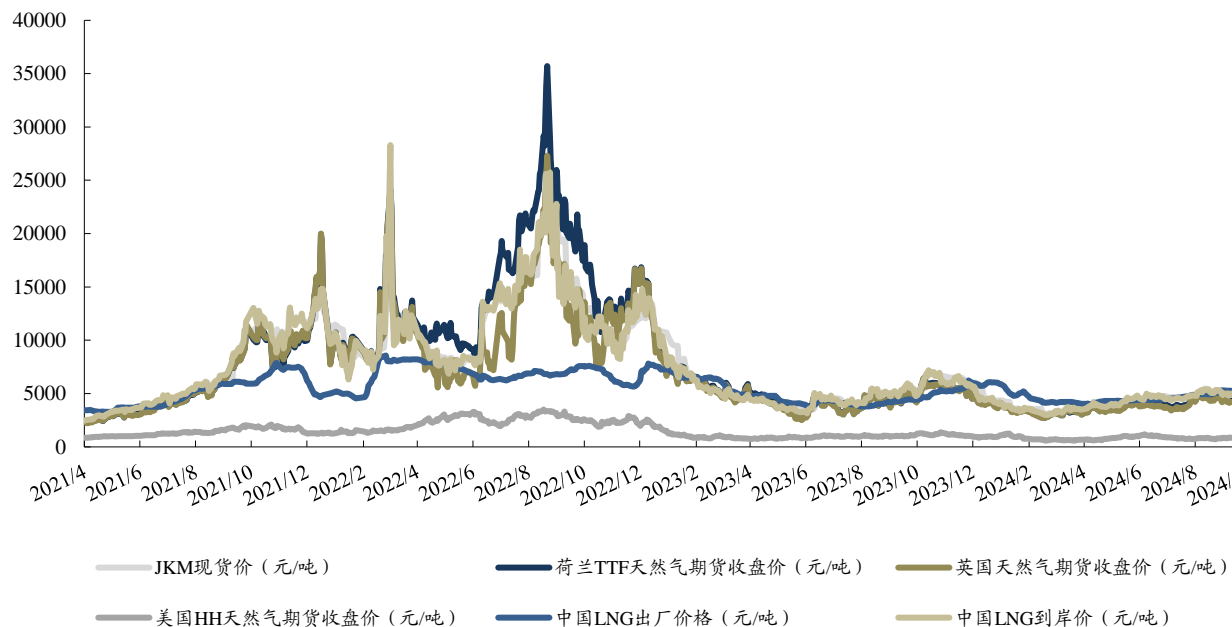
数据来源：ICE, Platts, NYMEX, 中国石油公司公告, 东吴证券研究所

降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

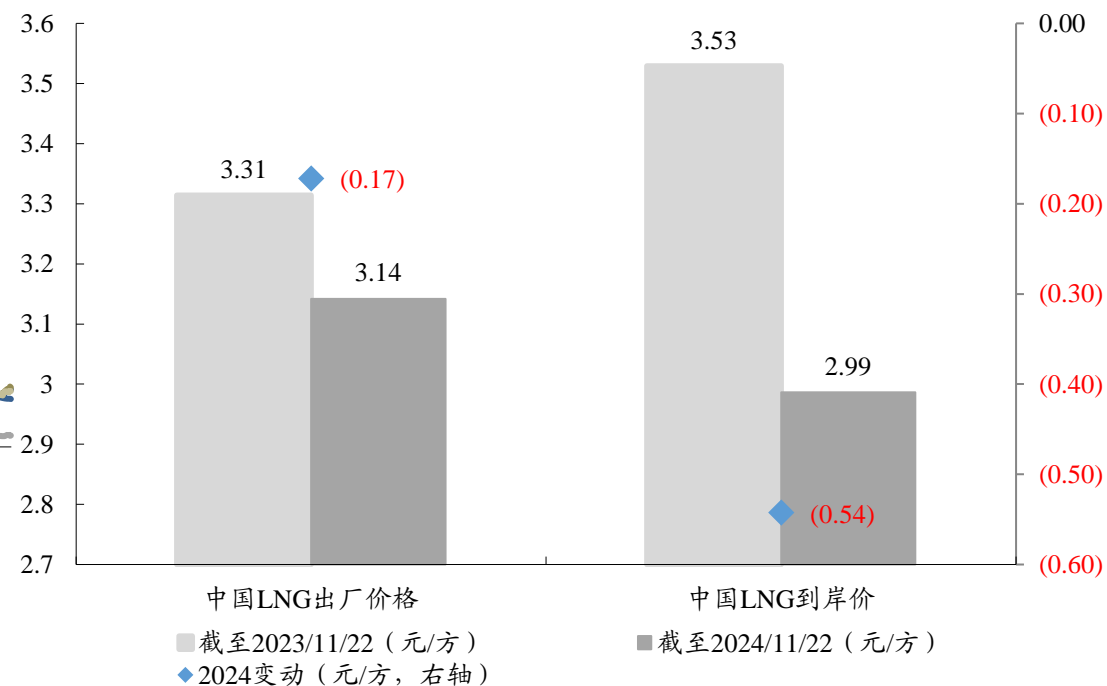
采购成本：中石油2024采购合同价格基本持平，考虑市场价下行，城燃公司有望受益成本下降

- 不考虑3%的市场化挂钩比例，2024城燃合同采购成本基本持平；考虑与市场价挂钩的3%，预计2024年市场价下行，城燃公司有望受益成本下行。
- 2) 考虑与市场价挂钩的3%，在2024年市场价下行的现状下，城燃公司有望受益成本下行。截至11/22，2024年LNG出厂价格-0.17元/方，2024年LNG到岸价格-0.54元/方。

2021/4-2024/11海内外天然气价格指数



2024年出厂价&到岸价变动 (年初至11月22日)



注：未考虑和市场价挂钩的3%气量

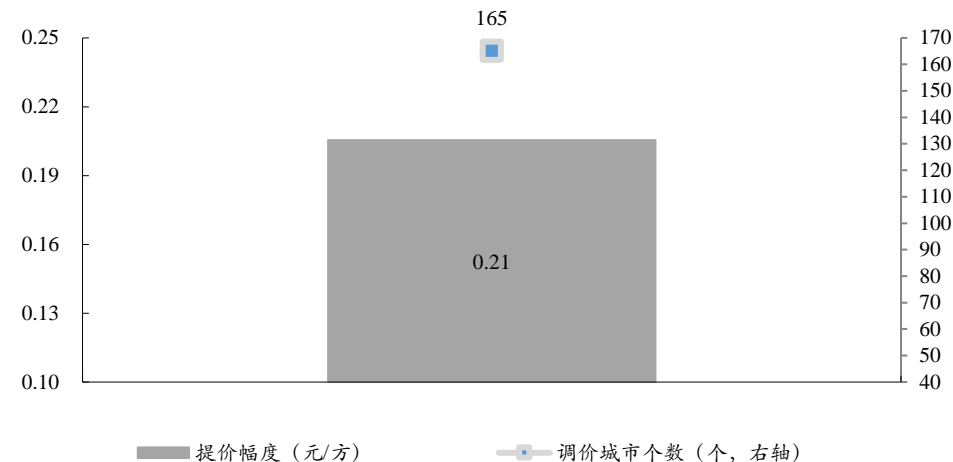
数据来源：ICE, Platts, NYMEX, 中国石油公司公告, 东吴证券研究所

降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

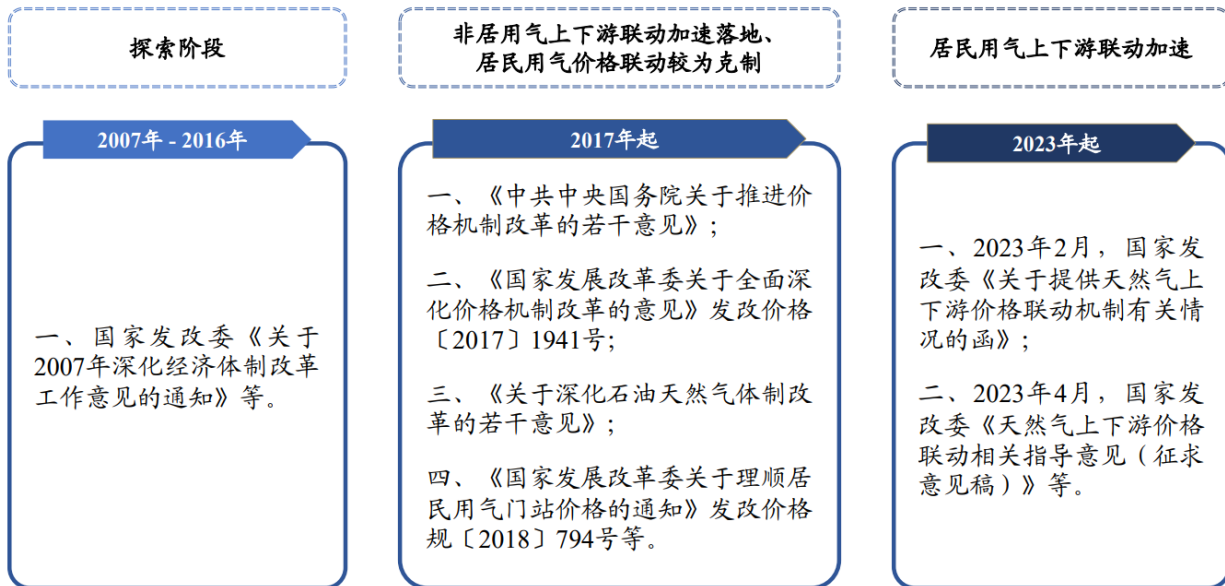
销售价格：顺价逐步落地价差修复

✓ 顺价政策逐步落地，2022~2024年11月，全国共有165个（占比57%）地级及以上城市进行了居民用气的顺价，提价幅度为0.21元/方。我国始终在推动天然气市场的改革，2007-2016年处于探索阶段；2017年起非居民用气的上下游联动机制加速落地，居民用气的价格联动较为克制；2023年起，我国加大力度推动居民端上下游联动机制的落地，联动机制更加完善。

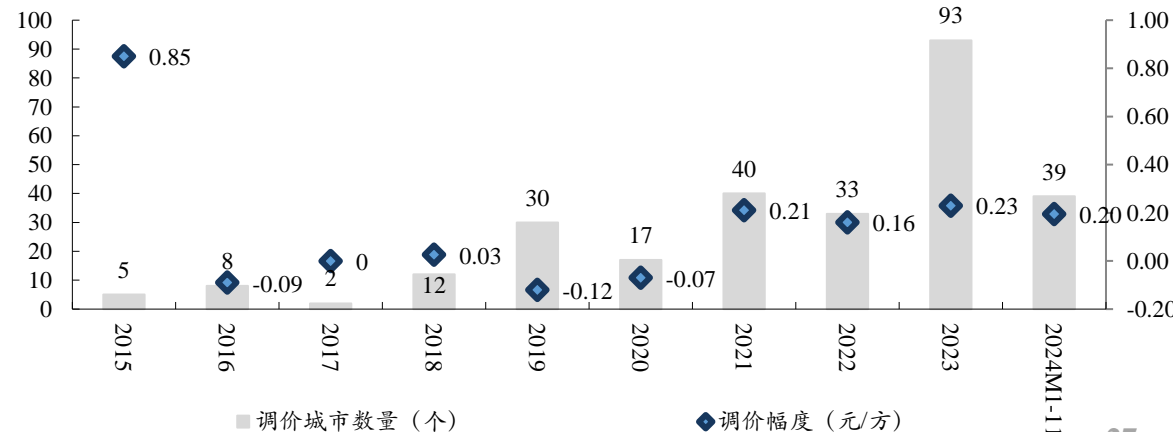
图：2022-2024M11居民调价情况



图：上下游联动机制三阶段



图：地级市及以上城市居民天然气价最近一次调整时间&幅度（数据截至2024年9月底）



降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

销售价格：顺价逐步落地价差修复

✓ **联动机制的改进主要体现在联动范围扩大、联动周期缩短、联动公式挂钩价格由门站价改为综合采购价、联动程序简化等方面。**2023年6月，湖北省发布了完整的天然气价格联动政策文件《发改委关于建立健全天然气上下游价格联动机制的通知》，我们以湖北省为例，通过对比新旧政策发现新政策主要调整了以下四点：

联动范围：2023年新机制将居民用气新增纳入联动范围。

联动周期：非居民用气按照季度/月度联动（旧政策一年调三次，分别在旺季、淡季和平季）；非居民用气联动周期原则上不超过一年。

联动公式：联动挂钩价格从门站价变为采购价，仍然允许追溯调整。

联动程序：简化听证程序，依据已经生效实施的联动机制制定具体价格水平时，可以不再开展定价听证，**价格主管部门可直接调整销售价格。**

湖北省新旧联动政策对比

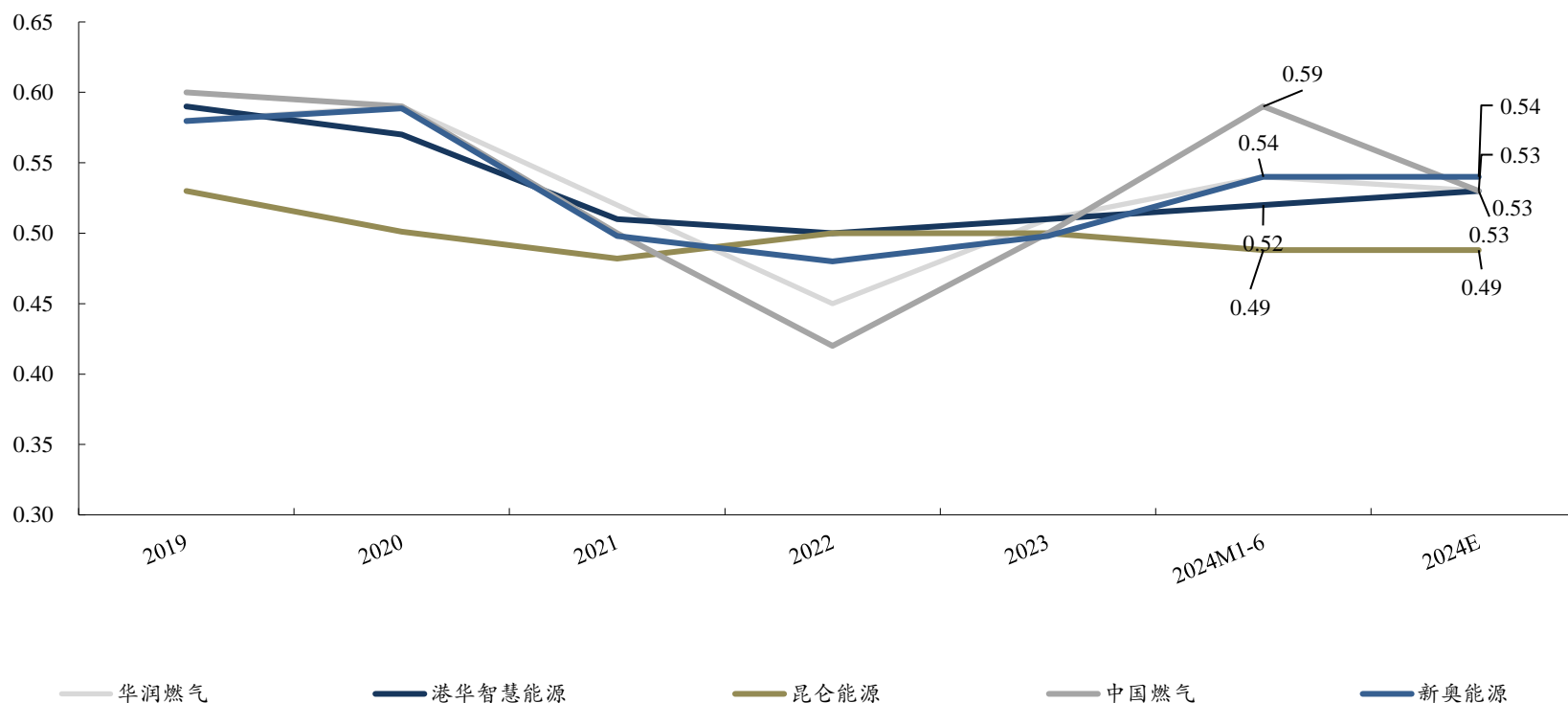
	2023年新联动机制	旧联动机制
联动范围	各地终端销售价格与 燃气企业采购价格 (含运输费用) 实行联动。采购价格按照同一区域内燃气企业采购的 全部气源加权平均价格 确定，包括管道、液化、压缩天然气等。 当合同外气源采购价格对本地区终端销售价格影响较大时，可按照用户自愿委托的原则，对合同外购气量实行代购代销价格政策，其购销价差不得高于配气价格。	国家放开居民用天然气销售价格前，非居民用天然气销售价格先行与门站价格实行联动。天然气门站价格由国务院价格主管部门管理，居民、非居民用天然气门站价格逐步并轨。
联动周期	非居民用气终端销售价格原则上按季度或月度联动；居民用气终端销售价格联动周期原则上不超过一年 ，用气淡旺季价差较大的可按半年或区分淡旺季联动。 价格联动调整额度 = (本期 加权平均采购价格 -上期加权平均采购价格) / (1-供销差率) ± 上期应调未调金额及偏差金额	天然气销售价格由经营销售业务的企业按旺季、淡季和平季三个浮动周期的门站价格变动情况调整，原则上一个浮动周期一价。
联动公式	【首次建立联动机制时】终端销售价格 = 加权平均采购价格 + 配气价格 【联动机制建成后】终端销售价格 = 上期终端销售价格 + 价格联动调整额度 供销差率：原则上按照新建管网4.5%；运行3年（含）以上的管网3.5%确定。	价格联动额 = [计算期 平均单位门站价格 (含税) - 基期平均单位门站价格 (含税)] / (1-管网输配气损耗率) 实施联动后的销售价格 = 基期价格 + 价格联动额 管网输配气损耗率：原则上省内短途管道不得高于0.5%、配气管网不得高于3%确定。
联动方式	终端销售价格根据采购价格变动相应调整，不设置联动启动条件。各地可结合实际确定终端销售价格与上期实际采购价格或当期预测采购价格进行联动。同时建立偏差校核机制，对预测采购价格与实际采购价格的差异部分，纳入后期联动统筹考虑。	武汉市：当上游非居民用气源购进价格(综合加权平均采购价格)变动达到或超过每立方米0.1元时，启动联动机制。
联动幅度限制	居民用气终端销售价格原则上单次上调不超过每立方米0.5元，未调金额纳入下一联动周期统筹考虑。居民气价历史积累矛盾较大的，应明确调整目标，分周期逐步调整到位。 居民用气价格下调及非居民用气价格调整幅度不限。配气价格调整时，终端销售价格相应调整，不受联动机制限制；国家和省对天然气价格调整另有政策规定的，不受联动机制限制。	旺季上浮销售价格时，经营企业应考虑用户承受能力、淡季季平衡以及当地政府价格调控要求等因素，适当降低联动额度。淡季和平季销售价格下浮幅度不限。 对应调未调产生的差额，可在之后的淡季、平季或者未来年度逐步消化。武汉市：当上游非居民用气源购进价格变动低于0.1元/方时不作调整，纳入下次调整累加或冲抵。 放开居民用天然气销售价格之前，各地可对配气成本按合理比例在居民用气和非居民用气间分配。分配的具体办法由市、州价格主管部门制定。
联动程序	天然气上下游价格联动由各地按照价格管理权限实施。 建立或调整居民天然气价格联动机制应严格履行听证程序， 依据已经生效实施的联动机制制定具体价格水平时，可以不再开展定价听证。 各地可综合考虑当地气源特点、用户结构和市场状况，合理优化实施联动的工作流程，报经当地人民政府同意后，可在规定调整金额或幅度内， 由价格主管部门按机制直接调整销售价格。	实行销售价格与门站价格联动后，天然气销售价格由经营企业按照本办法相关规定调整，并提前15日向社会公告。 居民生活用天然气应当建立阶梯价格制度并按规定进行听证。最终天然气销售价格需召开价格听证会后确定。制定或调整省内短途管道运输价格、配气价格，由价格主管部门动态实施，也可由经营企业向价格主管部门提出申请。

降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

销售价格：顺价逐步落地价差修复

✓ 地方政府出台并实施上下游价格联动政策需要几个月时间，因此价差修复主要集中在下半财年，2023年龙头城燃公司价差修复至0.5-0.52元/方，2024年价差将得到进一步提升。

图：2019-2024E五大龙头公司城燃价差（元/方）

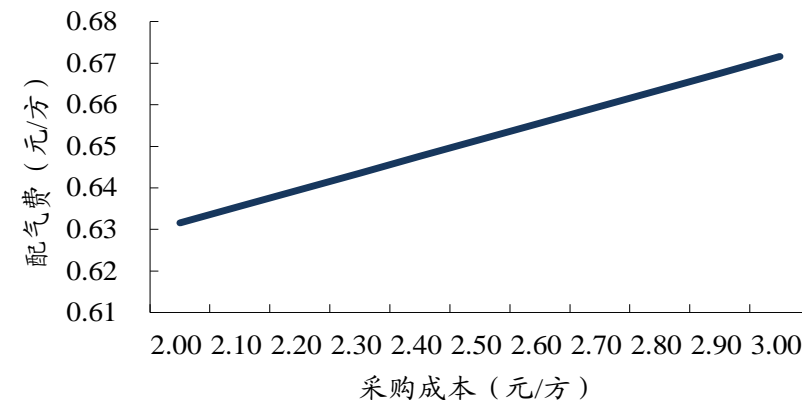


降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

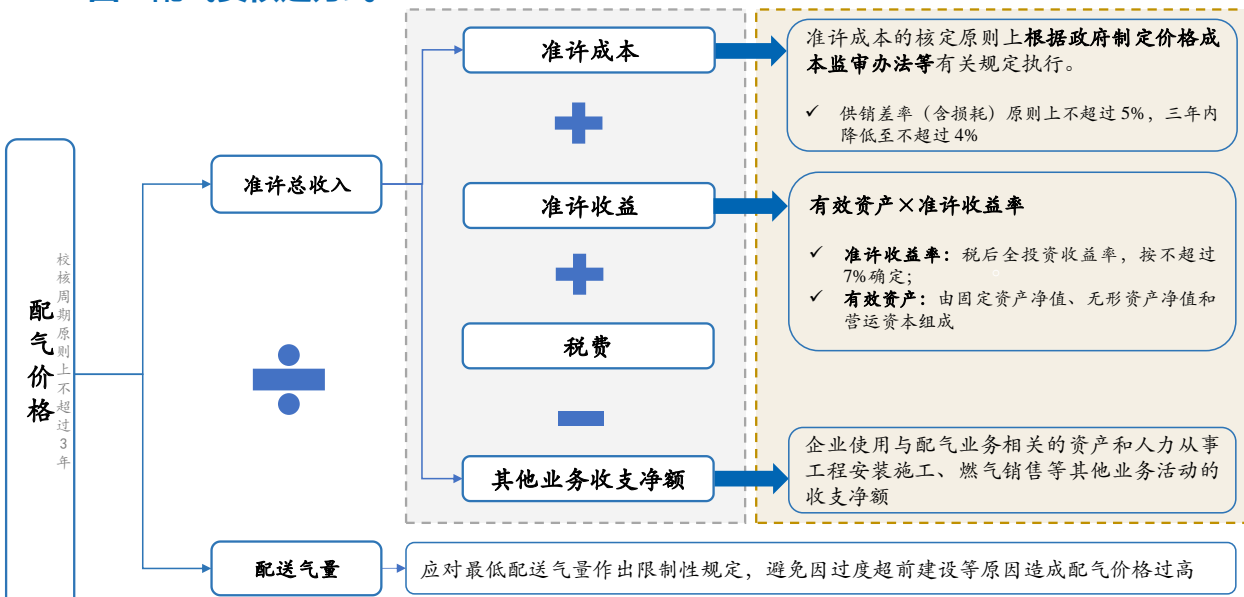
龙头城燃普遍未达政策规定的7%收益率，配气费存在提升空间，估算合理值在0.6元/方以上，价差存10%+提升空间

- 2017年国家发展改革委印发《关于加强配气价格监管的指导意见》的通知，核定城镇燃气配气价格时，按照全投资税后内部收益率不超过7%来计算。从五大龙头的ROA数据来看，仅新奥能源和中国燃气达到过该标准，且2022年行业价差走弱，ROA普遍回落至7%以下。因此我们判断在收益率标准的指导下，各城燃公司的价差将有所提升，对应ROA进一步提升。
- 我们参考某上市公司城燃项目收购方案进行估算，认为城燃项目的合理配气费超过0.6元/方，且随着采购价格的增加而增加。

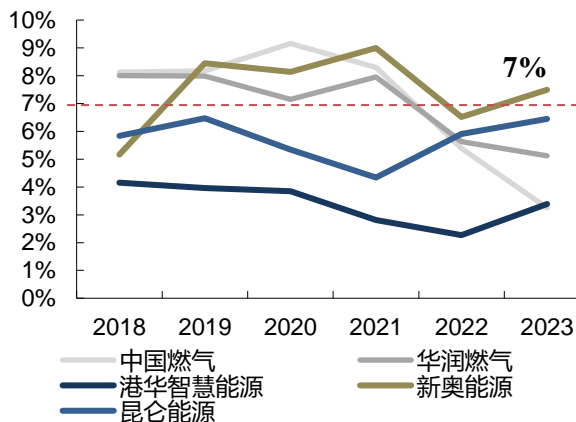
图：合理配气费随采购成本变动



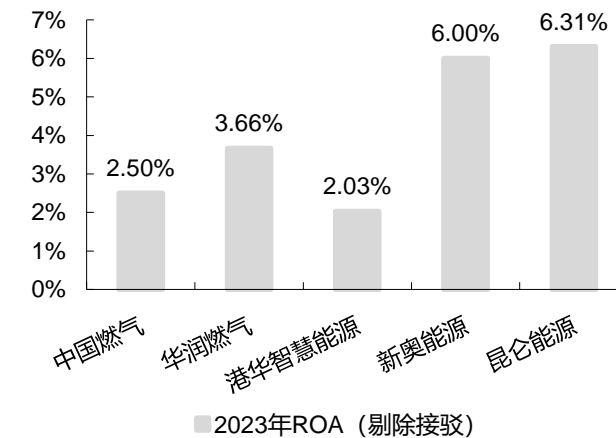
图：配气费核定方式



图：龙头城燃ROA普遍未达7%



图：剔除接驳后与ROA7%的差距更大



注：2021年昆仑能源出售管道资产，利润大幅增加，上图已剔除该因素影响。漏损率假设为4%。ROA计算方式为净利润/总资产。

数据来源：发改委，wind，公司公告，东吴证券研究所

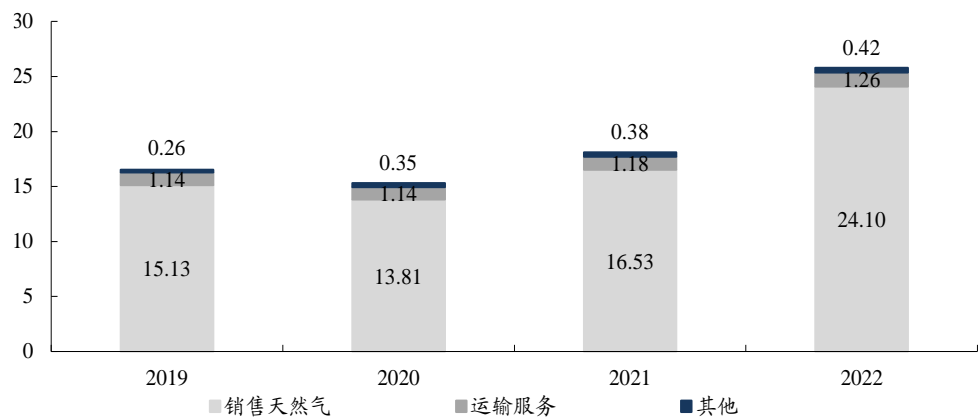
降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

对比国外案例：顺价政策在美国获得良好实践，通过将ROE控制在一定范围实现价差稳定

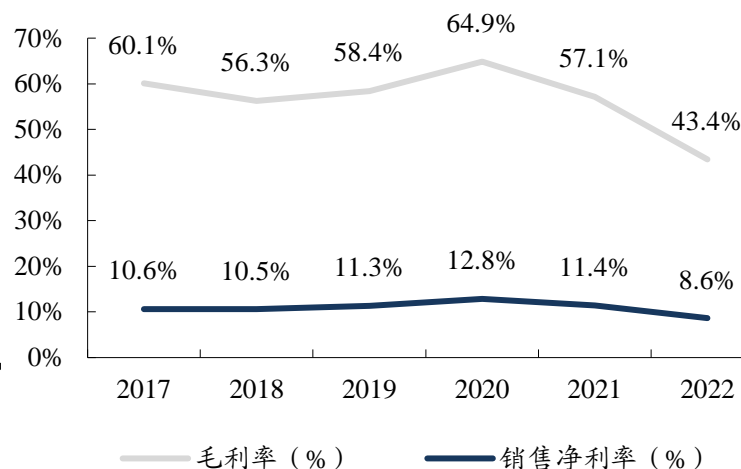
✓ 美国作为全球最大的天然气消费国和生产国，天然气自给率高，市场机制建设最为完善，成为效仿的范例。我们以美国的ONE Gas公司为例进行分析，其顺价机制完善，单方价差受采购成本的波动始终保持稳定。

1) ONE Gas公司2019-2022年天然气销售收入占比均在90%以上；2017-2022年期间毛利率在40%~60%范围内波动，销售净利率在8%~13%范围内波动；ROE（摊薄）保持稳定，2017-2022年始终在8.5%左右。

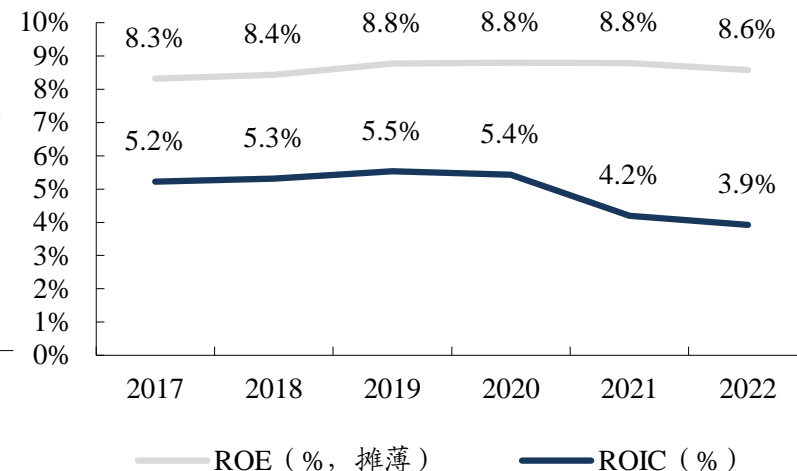
图：2019-2022年ONE Gas公司收入结构（亿元）



图：2017-2022年ONE Gas利润率略有波动



图：2017-2022年ONE Gas ROE（摊薄）约8.5%



降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

对比国外案例：顺价政策在美国获得良好实践，通过将ROE控制在一定范围实现价差稳定

✓ 美国作为全球最大的天然气消费国和生产国，天然气自给率高，市场机制建设最为完善，成为效仿的范例。我们以美国的ONE Gas公司为例进行分析，其顺价机制完善，单方价差受采购成本的波动始终保持稳定；PEttm在19X水平（2024/12/6），显著高于国内城燃龙头，国内城燃顺价逐步落地、估值有望提升。

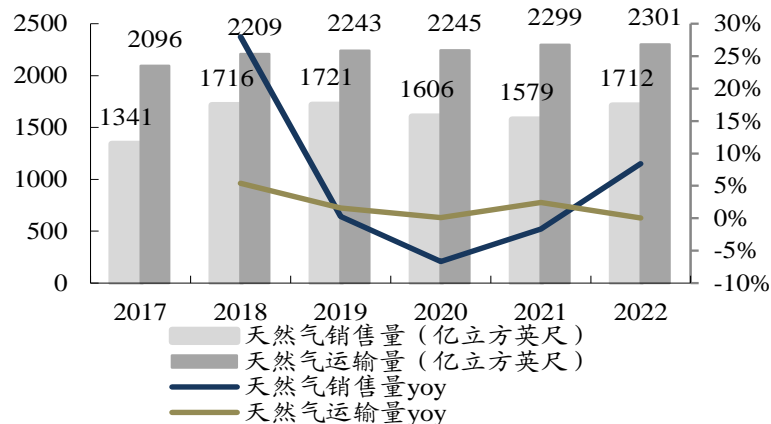
2) 以ONE Gas下属的俄克拉荷马天然气公司为例进行分析，其政策授权ROE为9.4%。如果其实现的ROE：①低于8.9%，在经过批准后，天然气销售标准将提高至ROE恢复为9.4%所需的单价。②超过9.9%，超过9.9%的收益部分公司将与用户共享，用户将从中受益75%，公司保留剩余25%的收益。

3) 受益于固定ROE的政策，ONE Gas公司单方价差始终保持稳定。2017-2022年ONE Gas公司的天然气采购成本（0.12~0.30美元/立方米）波动较大，但单方价差始终维持在0.20美元/方左右水平。

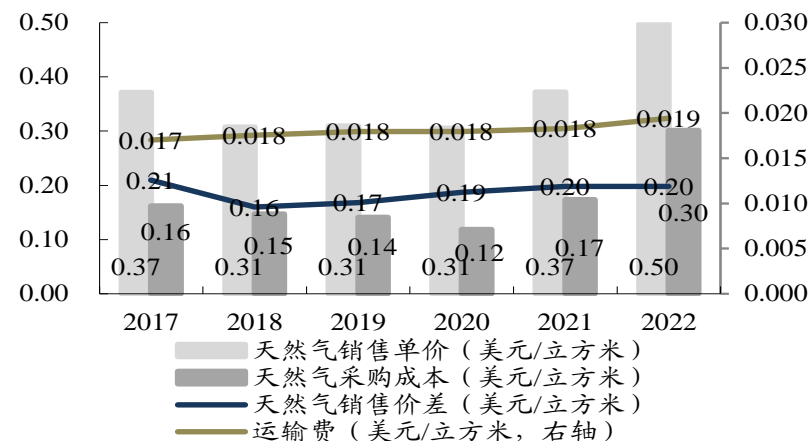
表：ONE Gas公司各经营区域规定收益率

分部	管辖区	最新生效文件日期	税前回报率	产权比率	ROE
Oklahoma Natural Gas	Oklahoma	Nov-22	8.95%	59%	9.40%
Kansas Gas Service	Kansas	Nov-22	8.60%	N/A	9.30%
Texas Gas Service	Central-Gulf	Jun-22	8.95%	59%	9.50%
	West-North	Feb-23	8.91%	60%	9.60%
	Rio Grande Valley	Aug-22	8.89%	61%	9.50%

图：ONE Gas公司销气量&输气量稳中有增



图：ONE Gas公司运输费&价差保持稳定





目录

1. LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量、顺价推进

- LNG 产能建设加快，释放资源流动性，供给宽松
- 新增LNG供给为低价资源，有望降低国内用能成本
- 考虑碳价值天然气经济性显著，推动需求增加
- 供应+顺周期+清洁价值，驱动持续成长，2023-2030年消费量复增9.0%
- 降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

2. 接驳结构性影响减弱，双综业务成为新增长点

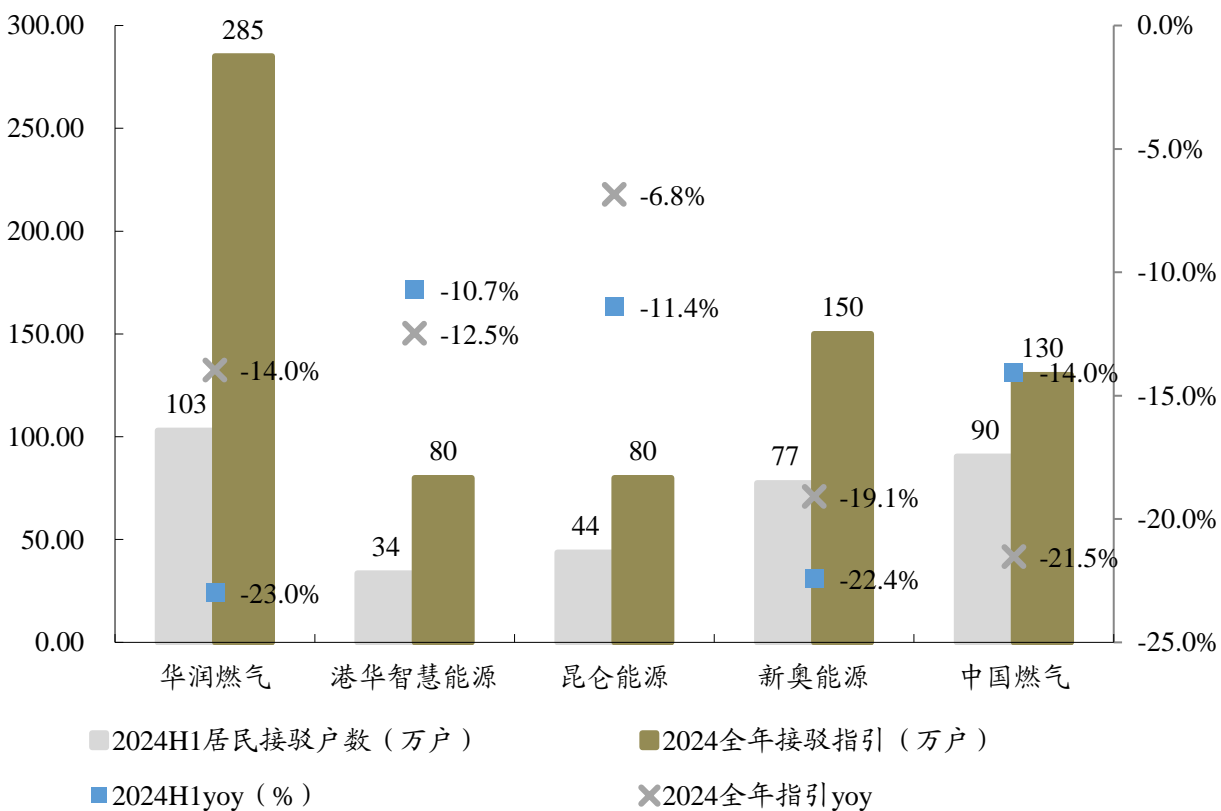
- 2024接驳承压、利润占比进一步下滑，预计2025年接驳结构性影响减弱
- 燃气销售衍生业务低基数下高速发展，成为新增长点

3. 投资建议与风险提示

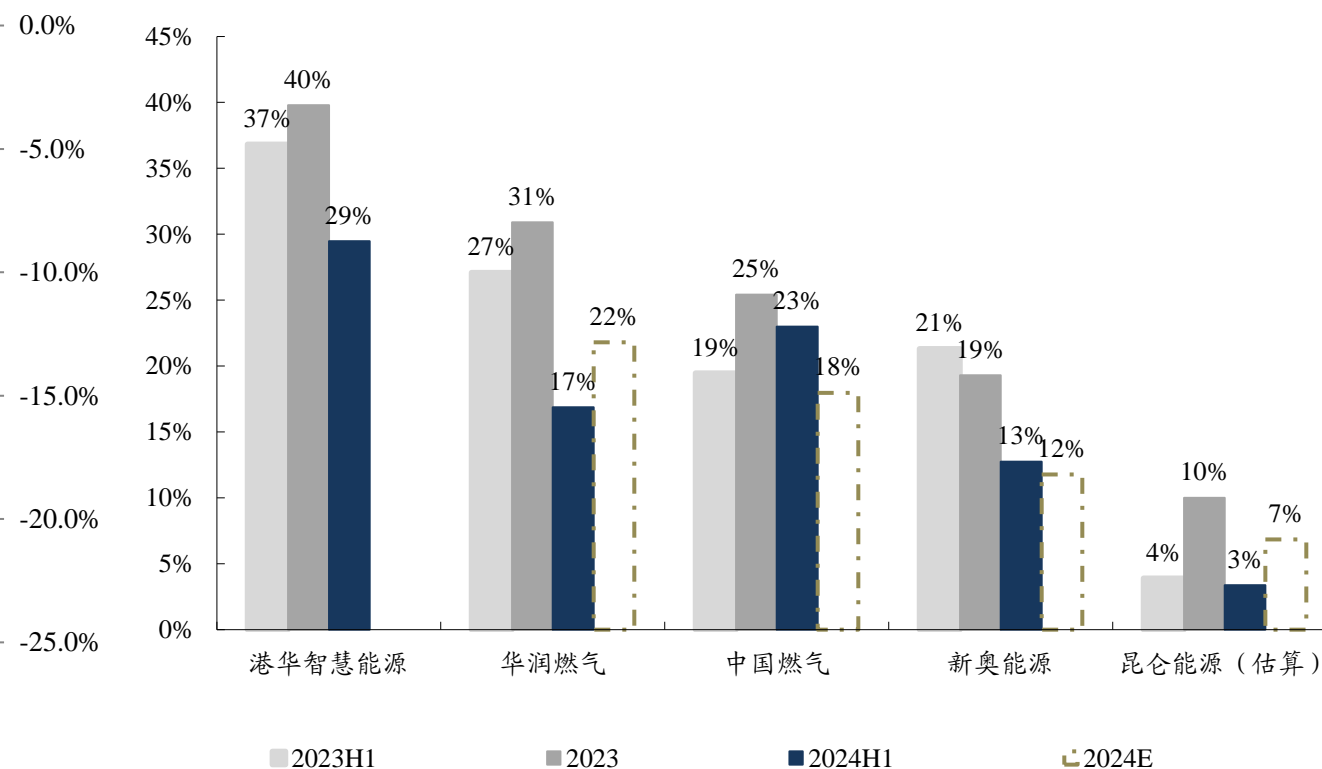
接驳承压，预计2024年接驳量下降10-20%，2025年结构性影响减弱

受地产周期影响，2024H1龙头城燃公司接驳量下滑明显，新增居民户数下滑幅度在10%~23%区间；**根据各龙头公司对于全年接驳户数的预测，2024全年接驳量将普遍下滑10%~20%。** 2024E接驳利润占比普遍下滑到10%~25%（与23年相比降低5~10pct）

图：龙头城燃2024H1、2024E居民接驳量及同比变化



图：五大龙头城燃接驳利润占比



注：华润燃气、新奥能源、中国燃气2024接驳量指引为范围值，图中显示中值。

数据来源：各公司公告，东吴证券研究所

燃气销售衍生业务低基数下高速发展，2024H1利润增速超15%，成为新增长点

燃气销售衍生出两大业务，分别为综合能源管理和入户设备/商品销售。

综合能源管理在上市公司报表内名称为综合能源/泛能/再生能源业务，2024H1增速较高，华润燃气该业务毛利增速达78%，港华智慧能源受去年同期低基数影响（刚刚扭亏为盈）该业务经营利润高增，为去年同期的50倍以上。

入户设备/商品销售在上市公司报表内名称为综合服务/智家业务/增值服务，该业务以庞大的燃气用户群体为基础，开展多样化的商品销售，领域可涉及厨电燃热，2024H1增速在15%以上。

图：综合能源业务情况

图：入户设备/商品销售业务情况

综合能源/泛能业务/再生能源业务	2023H1	2023	2024H1	2024H1增量	2024H1同比	综合服务/智家业务	2023H1	2023	2024H1	2024H1增量	2024H1同比
华润燃气-综合能源业务						华润燃气-综合服务业务					
毛利（亿港元）	0.90	2.70	1.60	0.70	77.8%	分类业绩（亿港元）	6.23	13.73	7.61	1.38	22.1%
新奥能源-泛能业务						新奥能源-智家业务					
毛利（亿元）	9.13	19.07	10.68	1.55	17.0%	毛利（亿元）	11.39	25.17	14.01	2.62	23.0%
港华智慧能源-再生能源						中国燃气-增值服务					
经营利润（亿港元）	0.03	0.78	1.64	1.61	5382.2%	分部利润（亿港元）	8.69	15.82	10.02	1.33	15.4%



目录

1. LNG释放流动性，供给侧促天然气经济性提升，需求放量、顺价推进

- LNG 产能建设加快，释放资源流动性，供给宽松
- 新增LNG供给为低价资源，有望降低国内用能成本
- 考虑碳价值天然气经济性显著，推动需求增加
- 供应+顺周期+清洁价值，驱动持续成长，2023-2030年消费量复增9.0%
- 降本趋势+顺价机制持续落地，盈利能力修复

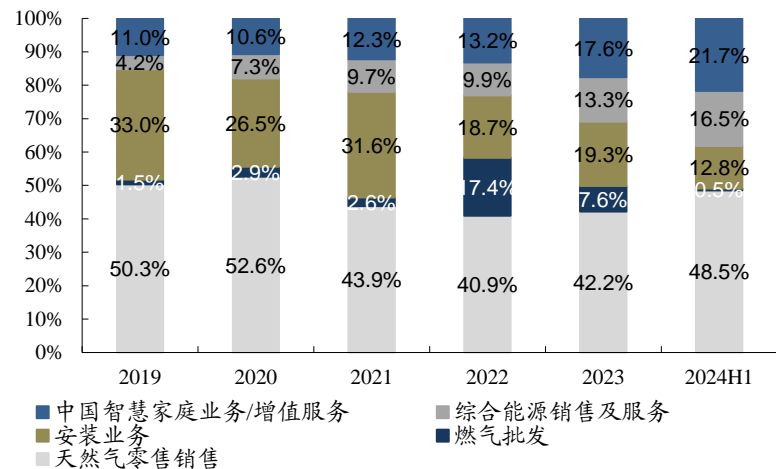
2. 接驳结构性影响减弱，双综业务成为新增长点

- 2024接驳承压、利润占比进一步下滑，预计2025年接驳结构性影响减弱
- 燃气销售衍生业务低基数下高速发展，成为新增长点

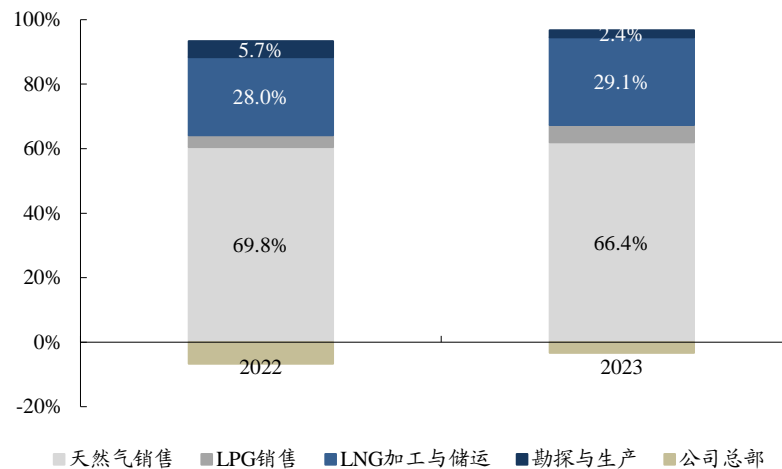
3. 投资建议与风险提示

龙头燃气公司利润结构

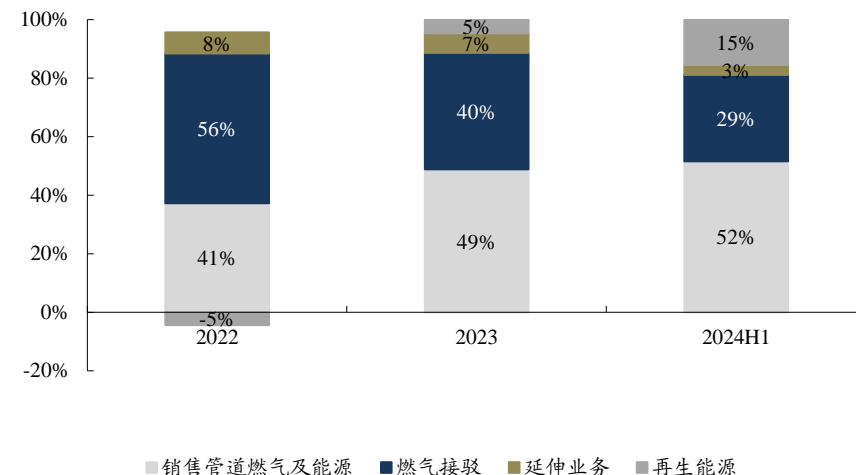
图：新奥能源毛利结构



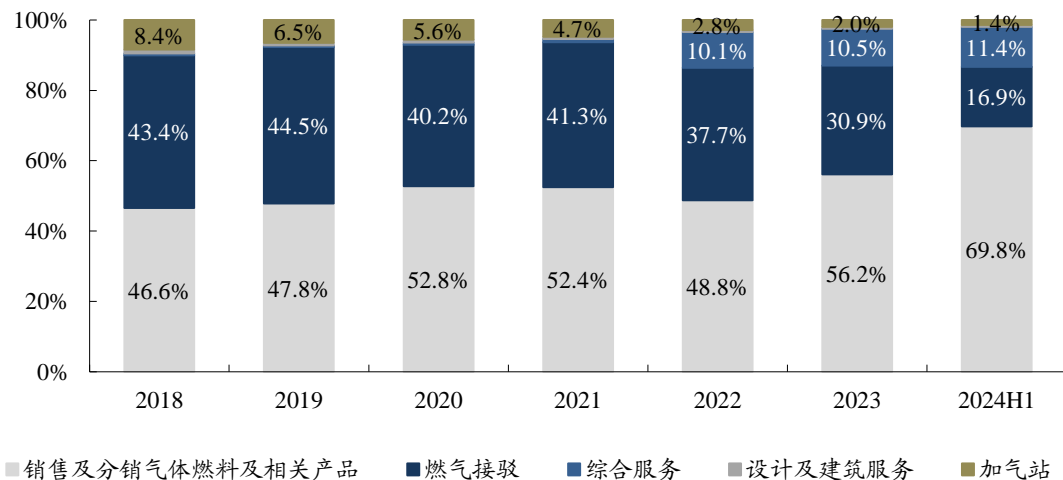
图：昆仑能源税后利润结构



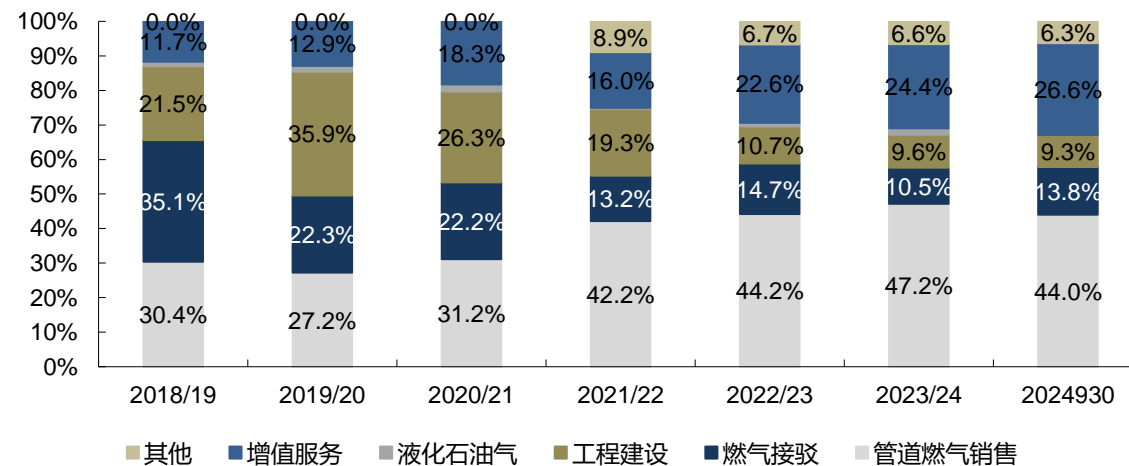
图：港华智慧能源分类业绩结构



图：华润燃气分类业绩结构



图：中国燃气分部利润结构



展望2025，价差持续修复&气量增速提升、接驳下滑结构性影响减弱、综合业务带来新增长

价差：2024H1龙头公司价差修复0.02-0.04元/方；2025年顺各城市顺价逐步落地，价差将进一步提升，龙头公司修复空间0.03-0.07元/方。

气量：2024H1各公司气量稳定增长，龙头城燃公司合计气量增速5.7%；降本促量下，2025年气量增速提升。

接驳量：2024H1接驳量下滑明显，下滑幅度10%~23%；2024全年居民接驳量将普遍下滑10%~20%（昆仑能源-7%、新奥能源-19%、华润燃气-14%、中国燃气-22%、港华智慧能源-11%），接驳利润占比下滑到10%~25%（新奥能源12%、华润燃气22%、中国燃气18%），与23年相比降低5~10pct（新奥能源-7pct、华润燃气-9pct、中国燃气-1pct）；2025年接驳下滑结构性影响减弱，对总利润影响在4.0%以（新奥能源-1.8%、华润燃气-4.0%），影响减弱（新奥能源-5pct、华润燃气-4pct）。

燃气销售衍生业务低基数下高速发展，2024H1利润增速超15%，预计2025年维持高增速。

表：龙头公司2023-2025E利润归因

公司业务	归母净利润		天然气零售						安装业务						综合服务/增值业务				综合能源				备注			
	金额	同比	利润额	利润同比	利润占比	对总利润影响	气量 (亿方)	同比变动	价差 (元/方)	同比变动	利润额	利润同比	利润占比	对总利润影响	居民接驳户数 (万户)	同比变动	利润额	利润同比	利润占比	对总利润影响	利润额	利润同比		利润占比	对总利润影响	
昆仑能源 (亿元)	税前提持续经营利润, 右同		未做单独披露						未做单独披露						未做单独披露				其他业务,如LPG销售、LNG加工与储运贡献利润增量。2024上半年成本确认较多,下半年同比增量不大							
2023A	56.82	8.7%	83.20	6.3%	64.4%	4.3%	303.1	9.2%	0.501	(0.00)					86	0.60%										
2024H1	36.21	3.6%	50.05	2.4%	67.7%	1.7%	264.4	10.5%	0.450	(0.05)					44	-11.40%										
2024E	61.06	7.5%	86.84	4.4%	63.9%	2.8%	332.7	9.8%	0.454	(0.05)	/				80	-6.80%	/									
2025E	65.60	7.4%	90.48	4.2%	64.7%	2.7%	366.0	10.0%	0.454	0.00					75	-6.30%										
新奥能源 (亿元)	毛利额, 右同																		2024年天然气批发业务单方盈利高位回落, 2023年存在海外转售情况(体现在上半年)。							
2023A	68.16	16.2%	60.49	-6.1%	42.2%	-2.5%	251.4	-3.1%	0.510	0.03	27.70	-5.8%	19.3%	-1.1%	185	-11.1%	25.17	21.1%		17.6%	2.8%	19.07	22.6%	13.3%	2.2%	
2024H1	28.19	-22.0%	31.38	7.4%	48.5%	3.0%	127.1	4.5%	0.540	0.02	8.24	-46.0%	12.7%	-9.8%	77	-22.4%	14.01	23.0%		21.7%	3.7%	10.68	-14.5%	16.5%	-1.9%	
2024E	68.29	0.2%	67.97	12.4%	53.3%	5.2%	264.6	5.2%	0.540	0.03	18.01	-35.0%	11.8%	-6.8%	150	-19.1%	30.98	23.1%		19.8%	4.1%	22.63	18.7%	14.6%	2.5%	
2025E	79.22	16.0%	81.43	19.8%	54.9%	10.6%	281.3	6.3%	0.600	0.06	15.21	-15.6%	8.5%	-1.8%	130	-13.3%	37.18	20.0%		20.5%	4.0%	28.28	25.0%	15.7%	3.7%	
华润燃气 (亿港元)	分类业绩, 右同														以净值即毛利形式体现在其他收入里				2023年H1有并购重庆燃气的一次性利润6.9亿港元。							
2023A	52.24	10.4%	73.44	32.3%	56.2%	15.8%	387.8	8.1%	0.510	0.06	40.41	-5.7%	30.9%	-2.1%	331	-18.7%	13.73	19.0%		10.5%	1.9%	2.70	125.0%	2.1%	1.3%	
2024H1	34.57	-2.5%	46.55	32.7%	69.8%	22.8%	209.0	5.3%	0.540	0.04	11.24	-29.4%	16.9%	-8.0%	103	-23.1%	7.60	22.1%		11.4%	2.3%	1.60	84.3%	2.4%	1.3%	
2024E	57.22	9.5%	85.25	16.1%	62.6%	9.0%	415.9	7.2%	0.550	0.04	29.70	-26.5%	21.8%	-8.2%	285	-14.0%	17.73	29.1%		13.0%	3.1%	4.43	64.1%	3.3%	1.3%	
2025E	62.71	9.6%	96.37	13.0%	65.5%	8.2%	444.6	6.9%	0.580	0.03	24.28	-18.2%	16.5%	-4.0%	242	-15.0%	22.85	28.9%		15.5%	3.8%	7.00	58.0%	4.8%	1.9%	
中国燃气 (亿港元)	分部利润, 右同								包含工程建设										2023/24FY公司对于所有农村项目的合约资产/应收款做了大量风险研究, 尽最大的比例做了拨备, 6.85亿港元。							
2023/24A	31.85	-25.8%	30.63	4.9%	45.6%	2.2%	235.1	2.2%	0.500	0.08	13.04	-22.3%	19.4%	-5.7%	166	-28.0%	15.82	5.7%		23.6%	1.3%					
FY2025中报	17.61	-3.8%	16.58	6.3%	43.0%	2.7%	93.3	1.4%	0.590	0.02	8.70	21.6%	22.6%	4.3%	90	-14.0%	10.02	15.4%		26.0%	3.7%					
2024/25E	39.55	24.2%	37.67	23.0%	49.1%	10.5%	247.1	5.1%	0.530	0.03	13.77	5.6%	18.0%	1.1%	130	-21.5%	16.89	6.7%		18.7%	1.6%	/				
2025/26E	44.37	12.2%	46.75	24.1%	52.8%	11.9%	260.5	5.4%	0.560	0.03	14.19	3.1%	16.0%	0.6%	120	-7.7%	19.90	17.9%		19.8%	3.3%					
港华智慧能源 (亿港元)	分类业绩, 右同														延伸业务				再生能源				2023年上半年出售上海燃气25%股权, 获净收益6亿港元。			
2023A	15.75	63.2%	8.93	25.0%	48.8%	10.2%	131.9	5.4%	0.510	0.01	7.28	-25.6%	39.8%	-14.4%	91	-22.2%	1.23	-11.0%	6.7%	-0.9%	0.85	扭亏为盈		4.6%		
2024H1	7.43	-33.4%	5.49	-5.4%	51.6%	-3.2%	69.7	5.0%	0.520	0.02	3.14	-14.5%	29.5%	-5.3%	34	-10.7%	0.37	-7.8%	3.5%	-0.3%	1.64	1873.2%		15.5%	15.7%	
2024E							141.1	7.0%	0.530	0.02					80	-12.5%										

注：昆仑能源、华润燃气、中国燃气、新奥能源（新奥股份）各业务预测来自东吴证券研究所，港华智慧能源业务预测来自公司公告指引。

数据来源：Wind，各公司公告，东吴证券研究所

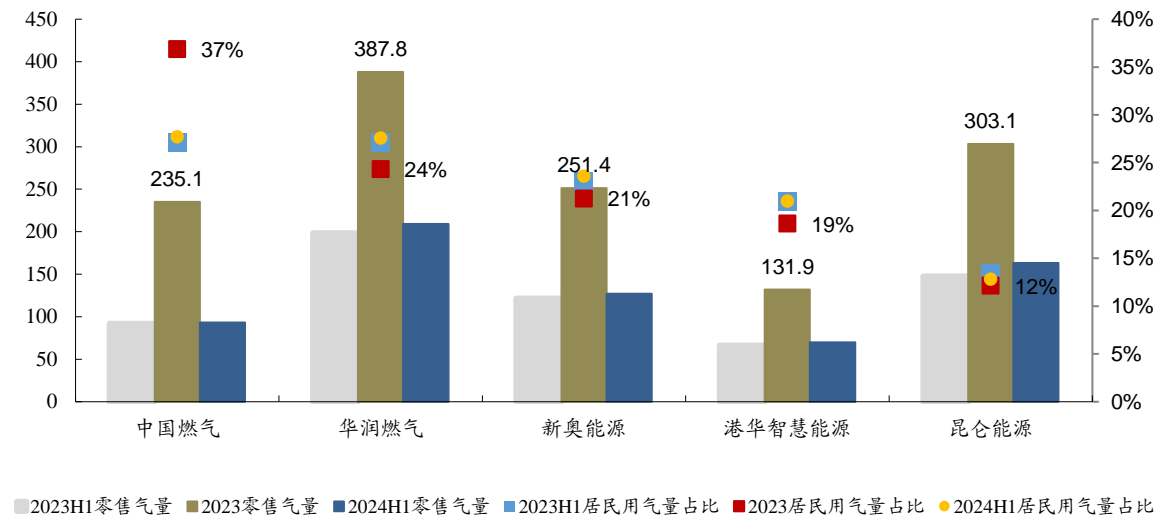
2024年龙头气量稳定增长、价差修复；2025年顺价逐步落地价差修复空间0.03-0.07元/方

各公司气量稳定增长，2024H1，五家龙头城燃公司合计气量增速5.7%。
根据前文需求测算结果，气量增速将保持在中高个位数水平，稳定增长。

图：龙头城燃2019-2024E气量及增速

零售气量 (亿方)	2019	2020	2021	2022	2023	2024M1-6	2024E
华润燃气	280.10	290.24	340.82	358.90	387.8	209.1	
yoy		3.62%	17.43%	5.30%	8.05%	5.34%	5~8%
港华智慧能源	109.70	117.39	121.80	125.20	131.9	69.7	
yoy		7.01%	3.76%	2.79%	5.35%	4.97%	7%
昆仑能源	180.11	216.94	257.10	277.60	303.10	163.02	
yoy		20.45%	18.51%	7.97%	9.2%	10.3%	10%
中国燃气	156.31	186.99	219.19	230.00	235.1	93.33	
yoy		19.63%	17.22%	4.93%	2.22%	1.4%	2%
新奥能源	199.55	219.73	252.70	259.41	251.44	127.10	
yoy		10.11%	15.01%	2.66%	-3.07%	4.50%	5%

图：五大龙头城燃零售气量以及居民用气结构

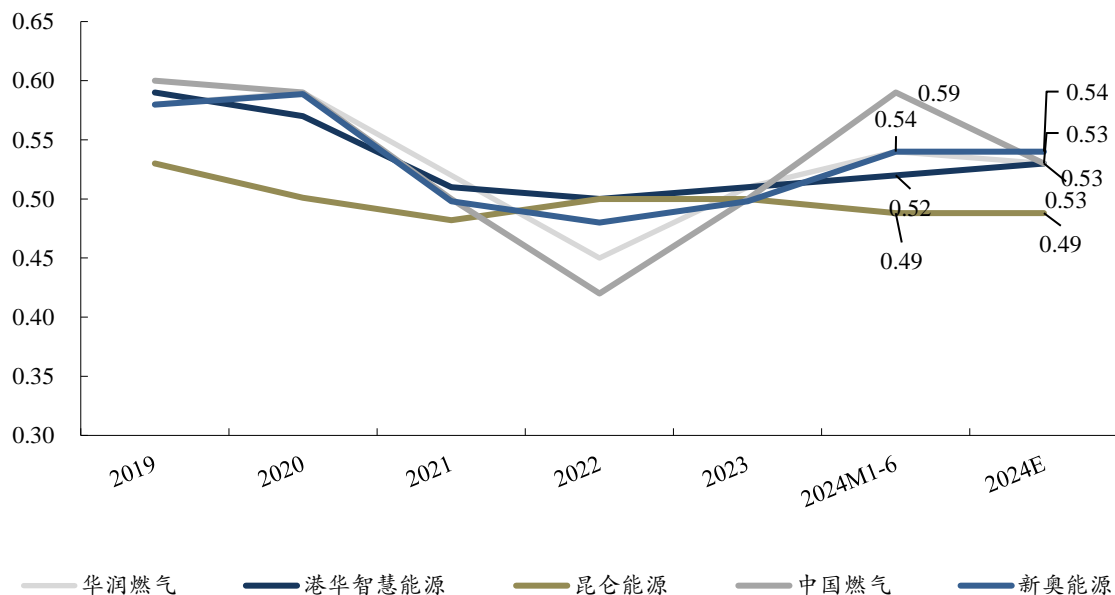


2024年龙头气量稳定增长、价差修复；2025年顺价逐步落地价差修复空间0.03-0.07元/方

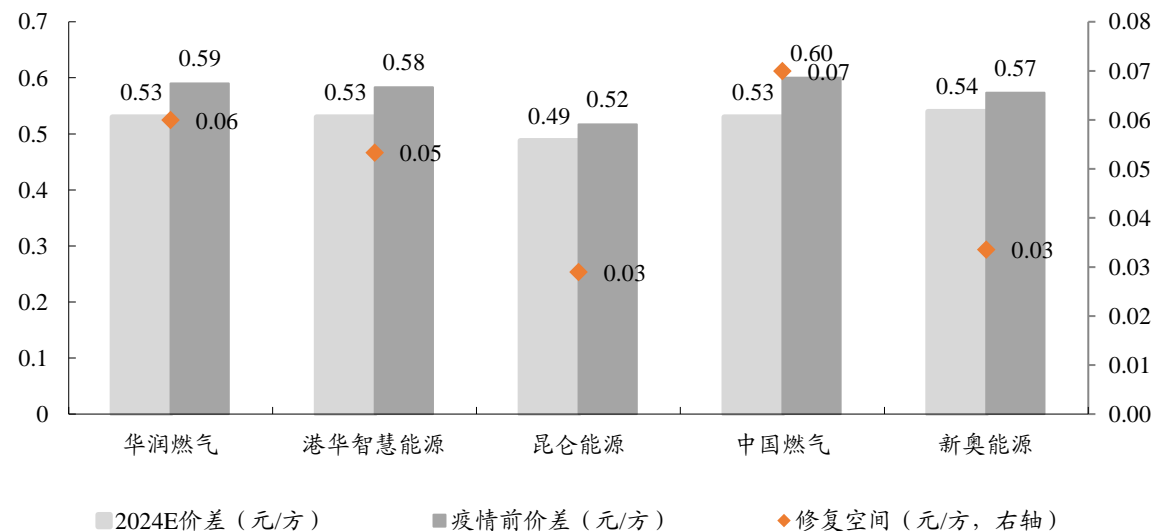
在天然气市场改革的背景下，各公司积极推动顺价。从2024H1价差修复结果来看，龙头公司价差修复幅度普遍在0.02-0.04元/方，昆仑能源因气量结构调整（将高价差的加气站业务出租给中石油）价差缩窄。

城燃价差将继续修复，截至2024年11月底，已有57%的城市完成顺价，与2024全年预计价差相比，恢复到成本上行前的价差仍有0.03~0.07元/方的空间。

图：龙头城燃价差（元/方）



图：龙头城燃价差修复空间（元/方）



供给流动性释放需求放量、顺价推进，接驳结构性影响减弱，双综业务成为新增长点

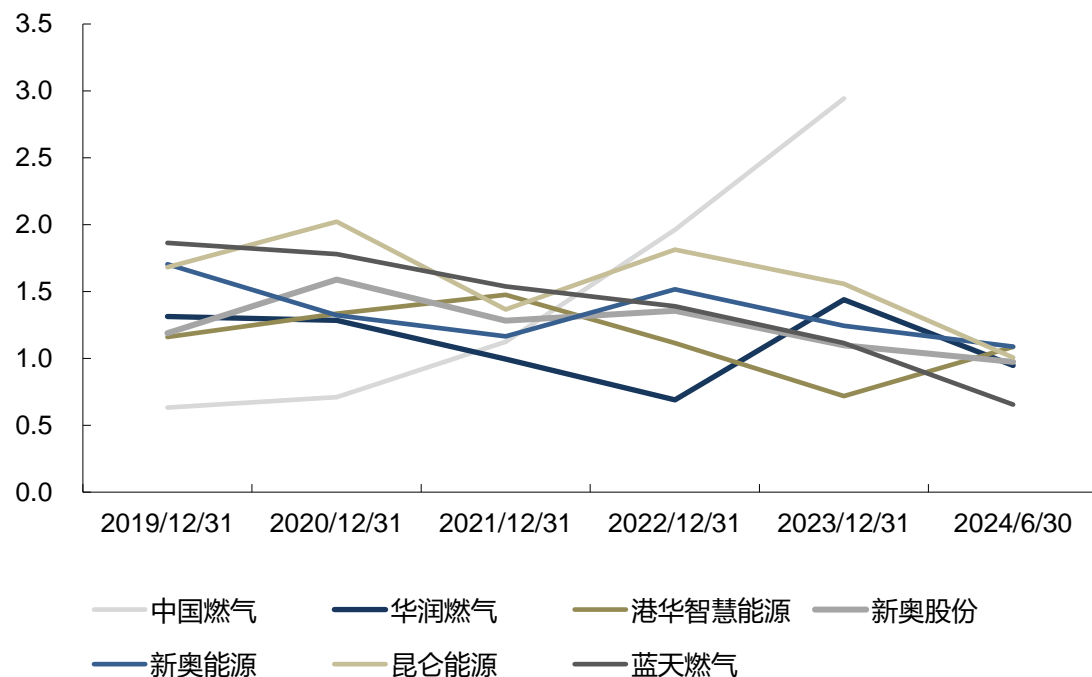
- **投资建议：**美国大选落地预计供给宽松，燃气公司成本压力进一步下行；价格机制继续理顺、需求放量。
 - 1) 城燃降本促量、顺价持续推进。重点推荐：【昆仑能源】【华润燃气】【中国燃气】【蓝天燃气】；建议关注：【新奥能源】【港华智慧能源】【深圳燃气】【佛燃能源】。
 - 2) 海外气源释放，关注具备优质长协资源、灵活调度、成本优势长期凸显的企业。重点推荐：【九丰能源】【新奥股份】；建议关注：【深圳燃气】【佛燃能源】。
- **风险提示：**经济增速不及预期、极端天气、国际局势变化、安全经营

表：盈利预测表（估值日期2024/12/9）

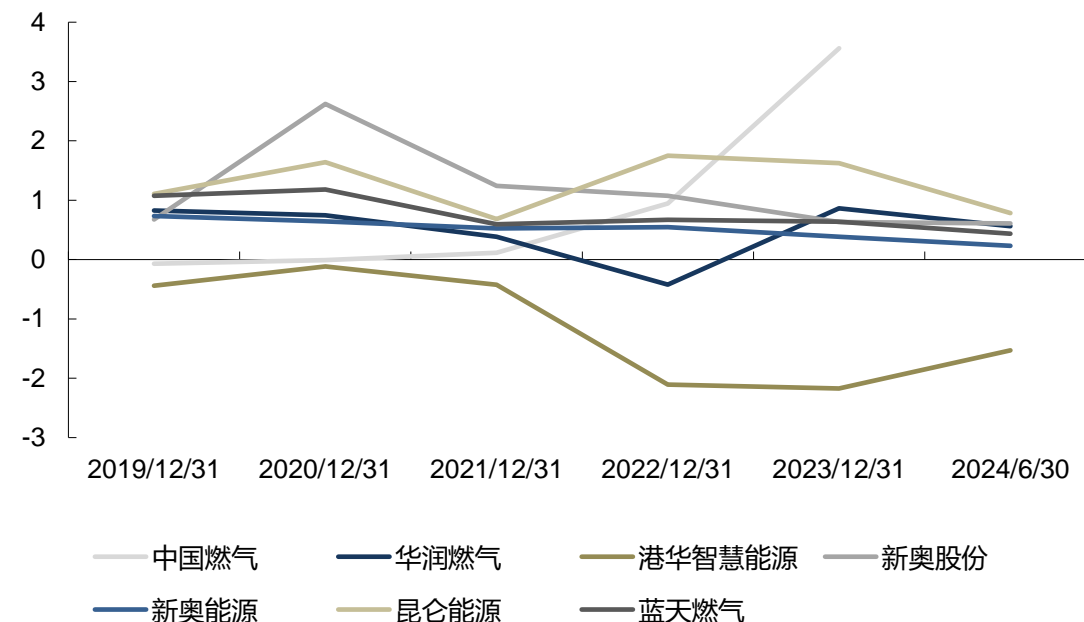
股票代码/简称	股价 (元/股、港元/股)	市值 (亿元、亿港元)	股价&市值 货币单位	归母净利润(亿元、亿港元)/yoy					三年 CAGR	归母净利润 货币单位	PE				股息率ttm
				2022	2023	2024E	2025E	2026E			2023	2024E	2025E	2026E	
0135.HK 昆仑能源	8.07	699	港元	52.28 -77.3%	56.82 8.7%	61.06 7.5%	65.60 7.4%	70.60 7.6%	8%	人民币	11.31	10.53	9.80	9.11	5.97
2688.HK 新奥能源	57.65	652	港元	58.65 -24.4%	68.16 16.2%	68.89 1.1%	75.85 10.1%	83.24 9.7%	7%	人民币	8.80	8.71	7.91	7.21	5.13
0384.HK 中国燃气	6.66	351	港元	42.93 -59.0%	31.85 -25.8%	39.55 24.2%	44.37 12.2%	48.66 9.7%	15%	港元	11.01	8.87	7.91	7.21	7.50
1193.HK 华润燃气	29.4	680	港元	47.33 -26.0%	52.24 10.4%	57.22 9.5%	62.71 9.6%	67.88 8.2%	9%	港元	13.02	11.89	10.85	10.02	4.28
1083.HK 港华智慧能源	3.11	108	港元	9.65 -23.0%	15.75 63.2%	15.81 0.4%	17.18 8.7%	17.94 4.4%	4%	港元	6.87	6.85	6.30	6.03	4.96
605368.SH 蓝天燃气	11.65	83	人民币	5.92 40.7%	6.06 2.4%	5.86 -3.3%	6.09 3.9%	6.20 1.8%	1%	人民币	13.64	14.11	13.58	13.34	10.96
605090.SH 九丰能源	27.92	180	人民币	10.90 75.9%	13.06 19.8%	17.06 30.6%	17.43 2.2%	20.35 16.8%	16%	人民币	13.78	10.55	10.33	8.85	2.77
600803.SH 新奥股份	18.69	579	人民币	58.44 42.5%	70.91 21.3%	54.58 -23.0%	60.64 11.1%	78.21 29.0%	3%	人民币	8.16	10.61	9.55	7.40	4.85
601139.SH 深圳燃气	7.23	208	人民币	12.22 -9.7%	14.40 17.8%	15.12 5.0%	17.70 17.0%	20.64 16.6%	13%	人民币	14.44	13.75	11.75	10.07	2.21
002911.SZ 佛燃能源	11.99	154	人民币	6.55 10.2%	8.44 28.9%	9.41 11.5%	10.65 13.1%	11.92 12.0%	12%	人民币	18.28	16.40	14.50	12.95	3.84

注：昆仑能源、华润燃气、中国燃气、蓝天燃气、新奥股份、九丰能源盈利预测来自东吴证券研究所，其他公司盈利预测来自Wind一致预期。汇率按照1港元=0.92元人民币
数据来源：Wind，东吴证券研究所

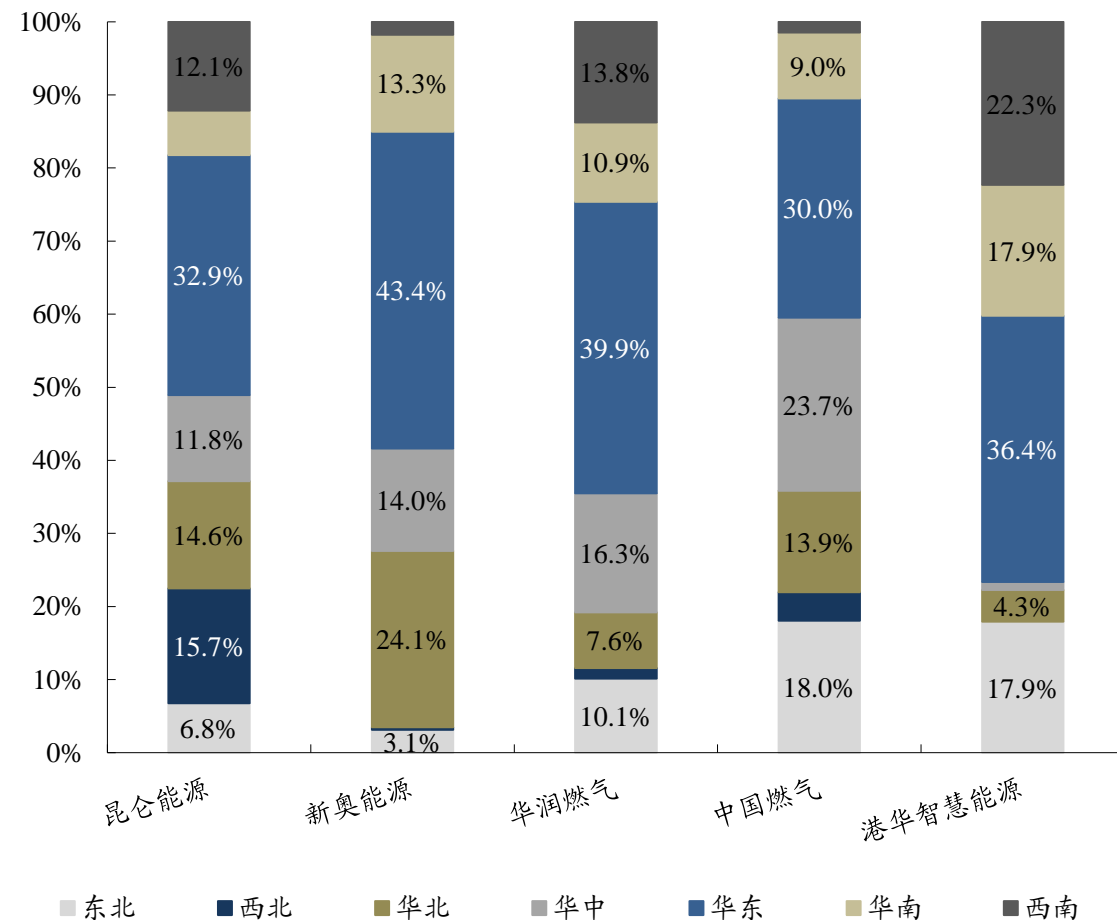
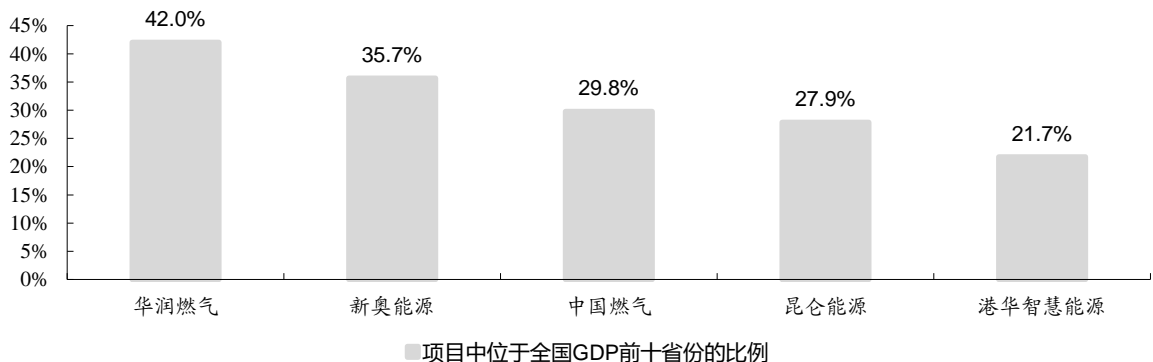
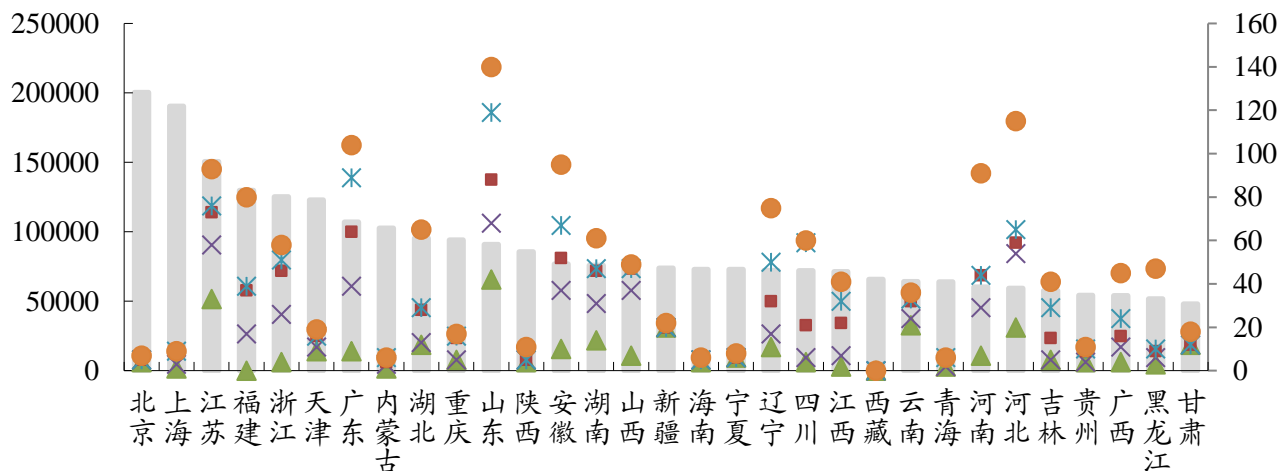
图：净现比



图：自由现金流/归母净利



图：五大龙头城燃项目分布（按照2023年底数据统计）



经济增速不及预期：天然气消费量与经济发展速度密切相关，如未来经济增速不及预期，将对国内天然气消费量增长产生不利影响。

极端天气：如遇极端天气，各地气价可能会产生较大变动，对国外转口业务以及国内天然气供应商盈利能力造成影响；城燃终端价格调整仍存在时滞，对当期盈利水平造成不利影响，长时间维度来看影响可控。

国际局势变化：如国际局势变动进而出现针对天然气的能源制裁等情况，将对全球天然气供需产生扰动，各地气价可能会产生较大变动，对国外转口业务以及国内天然气供应商盈利能力造成影响；城燃终端价格调整仍存在时滞，对当期盈利水平造成不利影响，长时间维度来看影响可控。

安全经营风险：天然气易燃易爆，如在储配过程中发生爆炸等安全事故，将对业内公司生产经营产生影响。

深度报告：

中国燃气：全国城市燃气龙头，居民气占比奠定高顺价弹性，盈利有望触底反弹——2024/11/22

华润燃气：气润中华，优质区域为基，主业持续增长+“双综”业务快速布局——2024/11/15

价格改革系列深度七——燃气：成本回落+顺价推进，促空间提估值——2024/6/5

对比海外案例，国内顺价政策合理、价差待提升——2024/3/10

蓝天燃气：河南“管道+城燃”龙头，高分红具安全边际——2023/7/28

消费复苏&价差修复&板块低估值，关注天然气板块投资机会——2023/7/9

新奥股份：天然气一体化龙头，波动局势中稳健发展——2022/11/30

专题报告：

南昌市发布《管道天然气上下游价格联动机制的实施办法》，顺价持续推进——2024/5/19

中石油2024年管道气定价平稳，考虑市场价下行，城燃公司有望受益成本下降——2024/3/22

深圳市气价调涨0.31元/方顺价持续推进，城燃板块成本下降促消费、价差修复——2024/3/19

美国暂停LNG出口项目审批，欧美价差扩大，关注具备气源资源标的——2024/2/5

全国一张网继续推进&运价下调，天然气资源流动性增强、需求释放——2023/12/10

美国暂停LNG出口项目审批，欧美价差扩大，关注具备气源资源标的——2023/10/10

东吴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。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“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客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。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。

在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准：

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的），北交所基准指数为北证50指数），具体如下：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于基准5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对基准-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于基准5%以上。

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应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

东吴证券研究所

苏州工业园区星阳街5号

邮政编码：215021

传真：(0512) 62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券 财富家园