

燃气 II

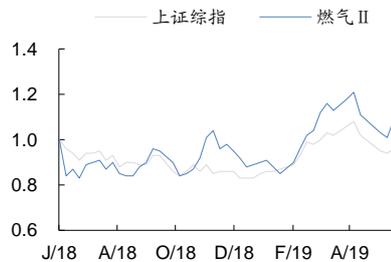
燃气行业 2019 年中期投资策略

超配

(维持评级)

2019 年 06 月 20 日

一年该行业与上证综指走势比较



行业投资策略

需求承压供给好转,管网改革释放红利

相关研究报告:

《国家管道公司系列报告之二:油气管网建设市场空间如何?一种更细致的拆分方法》——2019-03-26
 《天然气行业快评:国家管道公司渐近,板块性机遇背后的思考》——2019-03-21
 《行业重大事件快评:山西省再提建立煤层气矿业权退出机制,空间巨大且长》——2019-02-18
 《燃气行业 2019 年投资策略:需求确定性增长,供需形势料改善》——2018-12-27
 《燃气行业深度报告:燃气冬供全景:供需,储运,价格》——2018-12-26

证券分析师:陈青青

电话: 0755-22940855
 E-MAIL: chenqingq@guosen.com.cn
 证券投资咨询执业资格证书编号: S0980513050004

证券分析师:武云泽

电话: 021-60875161
 E-MAIL: wuyunze@guosen.com.cn
 证券投资咨询执业资格证书编号: S0980517050002

● 宏观预期波动,燃气需求或承压

2019 年以来,受到宏观经济的预期波动的影响,燃气需求出现下行压力,我们预计下半年承压或将持续,但冬季采暖用户基数扩大将对冬供需求增速带来提振。此外,环保政策有望持续对需求带来保底支撑,依然看好燃气需求增速长期跑赢 GDP。我们预计 2019/2020 年燃气需求增速为 12.9%/12.1%。

● 供给大幅放量在明年之后,今冬供需缺口同比收窄

我们基于上游资本开支情况,看好国产气量增速维持在高单位数区间;今年 12 月,中俄东线将投运,并在明年起逐年放量,带动进口管道气增长;预计 LNG 接收能力 2019/2020 年分别保底提升 425/1100 万吨,对应总接收能力同比增速 7%/20%,接收站大幅投运将在明年以后。预计 2019/2020 供暖季供需缺口 59-77 亿方,同比缩窄 30-34 亿方,供需维持紧平衡,保供不易出现严重问题。

● 国家管网公司释放改革红利,期待购销新业态,短期上游或涨价

我们预计国家管网公司或最快于年内成立,并逐步兑现中游管网公平开放的使命。管网公司可能驱动新的供需对接形式涌现,但短期的新业态可能集中在淡季而非旺季,与央企有渊源的业主或更易在初期获取管输容量。央企管网资产被分拆后,上游价格短期面临上涨动力。长期看,上游价格可能伴随供给放量,最快于 1.5-2 年内开始回落。管输费率则于 2020Q3 有下调压力。我们看好的受益领域顺位依次为管网建设商、上游气源、下游优质城燃、下游地方城燃,优质省网。

● 投资逻辑:年内预期上游涨价,关注优质上下游标的

我们在半年前的燃气年度策略中提出行业投资的价格逻辑在弱化,气量逻辑重要性在提升,当前维持这一判断,认为仍会有涨价行情,但预期差在缩小。年内更看好上游气源开采商,主因是认为年内依然会发生供需紧张,且管网公司成立将增强上游短期涨价动力,推荐**蓝焰控股**,**新天然气**;同时看好下游优质城燃的长期价值,认为零售气量增速仍将跑赢行业用气量增速,推荐**新奥能源**,**天伦燃气**。

风险提示:宏观经济与燃气需求波动,城燃毛差、接驳费缩减,改革不及预期

独立性声明:

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道,分析逻辑基于本人的职业理解,通过合理判断并得出结论,力求客观、公正,其结论不受其它任何第三方的授意、影响,特此声明

重点公司盈利预测及投资评级

公司代码	公司名称	投资评级	昨收盘 (元)	总市值 (百万元)	EPS		PE	
					2019E	2020E	2019E	2020E
000968.SZ	蓝焰控股	买入	11.00	10,643	0.82	1.11	13.4	9.9
603393.SH	新天然气	买入	22.58	5,058	2.90	3.60	7.8	6.3
02688.HK	新奥能源	买入	73.35	82,455	4.64	5.46	13.5	11.4
01600.HK	天伦燃气	买入	8.17	8,085	1.04	1.33	6.7	5.2

资料来源: Wind, 国信证券经济研究所预测

投资摘要

关键结论与投资建议

我们在半年前的燃气年度策略中提出行业投资的价格逻辑在弱化，气量逻辑重要性在提升，当前维持这一判断，认为仍会有涨价行情，但预期差在缩小。年内更看好上游气源开采商，主因是认为年内依然会发生供需紧张，且管网公司成立将增强上游短期涨价动力，推荐**蓝焰控股**，**新天然气**；同时看好下游优质城燃的长期价值，认为零售气量增速仍将跑赢行业用气量增速，推荐**新奥能源**，**天伦燃气**。

核心假设或逻辑

第一，我们认为，伴随宏观经济波动，下半年燃气需求可能面临一定的压力，但由于环保政策的持续，仍能持续跑赢 GDP 增速。

第二，我们预计 2019 年国内供给增长有限，供给集中放量预计在 2020 年以后，主要由 LNG 接收站投运以及中俄东线贡献。

第三，我们预计国家管网公司将释放改革红利，催生新的购销气对接形式，但初期上游央企可能面临进一步涨价诉求。

与市场预期不同之处

市场担心燃气需求大幅下滑，我们认为在环保政策的保底支撑下，燃气需求可能边际承压，但仍有信心长期跑赢 GDP 增速。

市场担心燃气需求下滑会严重影响城燃公司用气量。但我们认为上半年受影响较大的用气品种包括发电用气等，并不包含在城燃公司零售气量口径中。看好城燃公司零售气量增速继续跑赢全行业增速。

市场担心上游短期涨价预期可能导致城燃公司毛差额外风险。我们认为城燃公司近年来陆续与地方政府建立更市场化的顺价机制，上游涨价最终会大部分由终端用户承担。

股价变化的催化因素

第一，我们认为燃气板块整体估值中枢依然由用气量增速决定，需求变化将带来板块信心变化。

第二，我们认为上游涨价幅度将影响到上下游公司分别的估值波动。

第三，我们认为国家管网公司改革进展将影响到市场对燃气板块的情绪。

核心假设或逻辑的主要风险

第一，宏观经济与燃气需求波动风险

第二，城燃毛差下行风险

第三，城燃接驳费下行风险

第四，天然气市场化改革进度低于预期的风险

内容目录

宏观预期波动，燃气需求或承压	6
2019 年以来燃气需求增速有所下行	6
预计煤改气力度将维持较高水平	6
实体经济预期波动，或不利于非居民需求释放	6
油价与燃气需求呈现偏弱的正相关	7
预计后续年度燃气需求增速随基数扩大逐年小幅回落	7
供给持续释放，中俄东线年底通气	8
今年以来国产气稳定增长，进口气增速下滑较快	8
上游资本开支持续强化，预计国产气增速保持稳定	9
预计矿权改革将是后续气改工作重点，非常规气大有可为	10
中俄东线 2019 年底年初步通气，利好东北市场	11
LNG 接收站年内投运有限，但后续年度将大量释放	11
预计今冬供需缺口同比缩小，呈现紧平衡状态	14
预计 2019/2020 供暖季燃气需求介于 1519-1545 亿方之间	14
预计 2019/2020 年供暖季供给介于 1442-1486 亿方之间	15
国家管网公司释放改革红利	15
国家管网公司即将成立，落实气改关键一步	15
管道公司的愿景	16
短期影响：央企跨省干线管网预计先期注入，省网注入优先级靠后	16
供需重构：驱动价格发现，初期淡季多于旺季，股权渊源优先	17
剩余能力构建：看好管网建设资本开支	19
价格重构：管输费有下降动力	21
价格重构：上游短期涨价动力增强	21
价格重构：门站价远期面临全面改革	22
上游价格：短期看涨，长期随供给释放回落	23
上半年 LNG 上游出厂价格指数分析	23
看涨 2019 年上游价格	24
预计上游价格长期回落：供需缺口收窄，上游涨价的空间逐步缩窄	24
城市燃气：毛差与接驳费承压，核心关注气量	24
上游涨价与实体预期波动，看跌城燃毛差	24
接驳费管制风险持续，维持接驳费持续小幅下滑的判断	25
气量是核心，城燃气量依然跑赢全行业，但以量抵价逻辑有所弱化	25
投资逻辑：上游顺位高于下游，优选气量高增标的	25
蓝焰控股：受益于新区块投产以及山西国企改革	25
新天然气：收购上游优质资产，开采量与上游售价齐升	25
新奥能源：优质全国型城燃，受益于接收站布局，拓展综合能源业务	25
天伦燃气：优质中型城燃，快速推进河南煤改气	26
风险提示	26
宏观经济风险	26
气量需求下行风险	26
城燃毛差下行风险	26
城燃接驳费下行风险	26
国信证券投资评级	28
分析师承诺	28
风险提示	28

证券投资咨询业务的说明..... 28

图表目录

图 1: 近年来燃气年度表观消费量	6
图 2: 2017 年以来燃气月度表观消费量	6
图 3: 近年来 GDP 累计增速 (%)	7
图 4: 近年来工业增加值与 PMI 情况	7
图 5: IPE 布油-美元/桶	7
图 6: 进口 LNG 月度均价-元/方	7
图 7: 我国天然气历年国产量	8
图 8: 我国天然气逐月国产量	8
图 9: 我国天然气历年进口量	9
图 10: 我国天然气历年对外依存度	9
图 11: 我国天然气历年进口管道气情况	9
图 12: 我国天然气历年进口 LNG 情况	9
图 13: 油气开采行业固定资产投资与天然气国产量呈现显著正相关	10
图 14: 代表性 LNG 接收站 ROE 情况	14
图 15: 我国 2015-2018 年需求峰谷差逐步缩小	14
图 16: 中石油历年进口气板块亏损额绝对值 (亿元)	22
图 17: 中石油天然气与管道板块经营利润与进口气亏损	22
图 18: 全国 LNG 出厂价格指数	23
图 19: 广东 LNG 出厂价格 (元/吨)	23
图 20: 京津冀 LNG 出厂价格 (元/吨)	23
图 21: 浙江 LNG 出厂价格 (元/吨)	24
图 22: 江苏 LNG 出厂价格 (元/吨)	24
表 1: 全国天然气表观消费量预测	8
表 2: 我国天然气各类品种储量	10
表 3: 国家与山西省煤层气规划 2020 年产量目标	11
表 4: 黑龙江省网参股比例	11
表 5: 中国主要 LNG 接收站一览表 (含在运、在建、拟建)	12
表 6: 2019/2020 供暖季供给预测	15
表 7: 我国主要跨省长输管线情况一览表 (2018 年度数据)	16
表 8: 我国主要跨省长输管线年度负荷率一览表 (一般旺季负荷率>全年>淡季)	18
表 9: 十三五规划对应油气管网建设里程目标	19
表 10: 近年来推进建设的主要油气管网造价情况不完全整理	20
表 11: 油气管网建设空间测算过程	21
表 12: 中石油历年冬季涨价方案	22

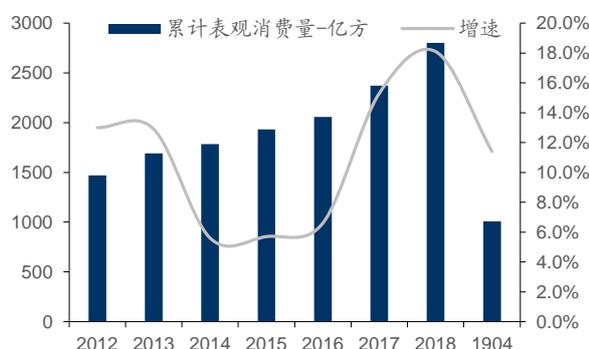
宏观预期波动，燃气需求或承压

燃气需求主要受宏观经济、油价替代效应、环保政策三个方面的影响。2017-18年，受到农村居民以及工商业煤改气政策的大力支持，以及宏观经济企稳运行的利好，我国燃气需求增速快速上行至 15.3%/18.1%。2019 年以来，我们判断环保政策仍在持续强化，但宏观经济的预期波动开始对燃气需求带来下行压力。

2019 年以来燃气需求增速有所下行

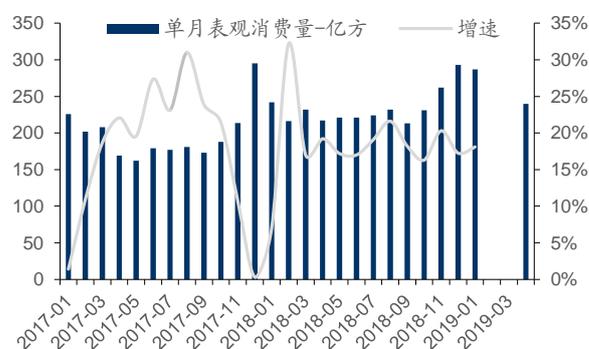
2019 年前 4 月，燃气表观消费量累计 1009 亿方，同比+11.4%；其中，前 1/3 月累计增速分别为 18.1%/11.6%，累计增速逐月下行。根据国家发改委初步统计，1—5 月，全国天然气消费量 1238 亿立方米，同比增长 8.1%，其中 5 月全国天然气消费量 206 亿立方米，同比增长 7%。

图 1：近年来燃气年度表观消费量



资料来源:国家发改委, 国信证券经济研究所整理

图 2：2017 年以来燃气月度表观消费量



资料来源:国家发改委, 国信证券经济研究所整理

预计煤改气力度将维持较高水平

我们认为 2017/2018 年燃气消费量增速大幅上行，主要的变化因素是煤改气政策的加码以及宏观经济企稳。尽管 2018Q3 以来，受到实体经济预期波动的影响，环保限产存在边际放松，但环保与清洁能源政策整体依然维持在较为严格的水平。

观察农村居民煤改气推进最早的河北省，2017 年河北省“双代”（煤改气、煤改电）工程共完成 253.7 万户（累计完成 353.9 万户）；2018 年，全省计划完成“双代”工程 177.4 万户，其中，气代煤 145.2 万户，电代煤 32.2 万户；2019 年河北计划煤改气、煤改电改造 180 万户。值得一提的是，河北省承诺煤改气补贴在 2019 年相比 2018 年不退坡。

在河北、河南、山西等地，我们也观察到农村居民煤改气以及工商业煤改气在政策支持下持续推进。整体上，我们认为气源的增加、输气通道（如中石化鄂安沧线）的投运、新农村基建对投资的拉动等因素，均是煤改气持续推进的有力保障。

实体经济预期波动，或不利于非居民需求释放

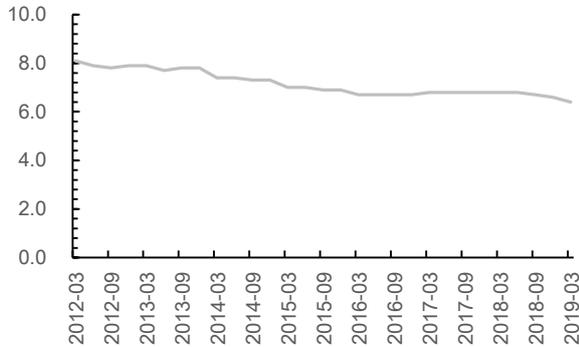
我们认为 2019 年以来，实体经济的预期波动，对非居民用气产生一定影响，这可能是后续燃气需求面临的主要不确定因素。整体来看，主要经济指标在 2018 年底以来都出现了环比走弱的迹象，这与燃气需求增速环比下行的时间节点基本吻合。

具体来看，2016/2017/2018 年 GDP 增速 6.7%/6.8%/6.6%，2019Q1 的 GDP 增速为 6.4%，政府工作报告提出 2019 年 GDP 增长预期目标 6%-6.5%。

工业增加值方面，2016/2017/2018 年累计增速 6.0%/6.6%/6.2%，2019 年前 4 月增速 6.2%。

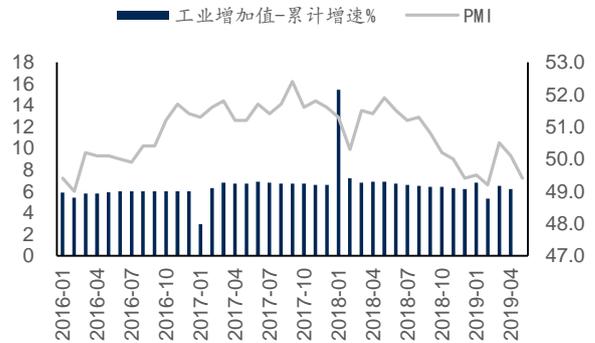
PMI 方面，在 2016 年 7 月之后始终维持在 50 以上，但自 2018 年 12 月以来首次跌破 50，近 6 个月有 4 个月跌破 50。

图 3: 近年来 GDP 累计增速 (%)



资料来源:WIND, 国信证券经济研究所整理

图 4: 近年来工业增加值与 PMI 情况

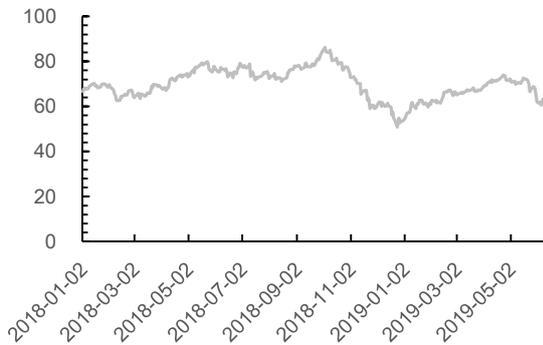


资料来源:WIND, 国信证券经济研究所整理

油价与燃气需求呈现偏弱的正相关

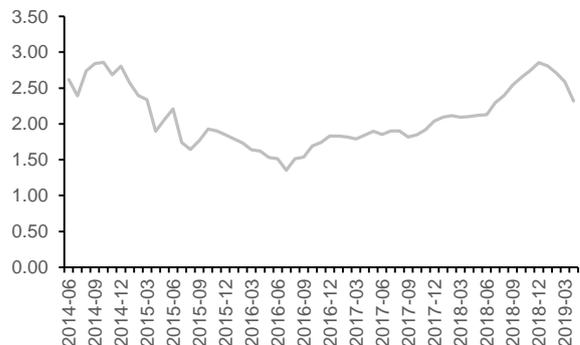
今年以来，国际油价总体呈现先涨后跌的走势，布油从年初的 54 美元上涨至 4 月的 75 美元左右，近期又回落到 60 美元上下。

图 5: IPE 布油-美元/桶



资料来源:WIND, 国信证券经济研究所整理

图 6: 进口 LNG 月度均价-元/方



资料来源:海关总署, 国信证券经济研究所整理

我们认为油价与燃气需求呈现偏弱的正相关，其中主导因素是燃气替代能源的价格。例如，当油价下行，LPG 和燃料油等燃气的替代能源价格下行，燃气的经济性将减弱，不利于需求。当然，油价下行会导致进口 LNG 成本下行，摊低国内整体用气成本，一定程度上促进需求。但考虑到进口 LNG 本身份额有限，替代能源价格依然是主导因素。

预计后续年度燃气需求增速随基数扩大逐年小幅回落

我们对我国后续年度燃气表观消费量需求进行预测，其中假定城镇燃气伴随城镇化进程持续增长；发电用气短期受到上游涨价影响增长乏力，长期获得更快增长；工业燃料伴随工业发展而持续增长；化工用气增长整体受到压制。我们以此预测 2019 年天然气表观消费量 3165 亿方，同比+12.9%；2020 年天然气表观消费量 3547 亿方，同比+12.1%。整体而言，预计天然气表观消费量增速伴随基数扩大而边际放缓。

表 1: 全国天然气表观消费量预测

单位-亿方	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E
表观消费量	1932	2058	2386	2803	3165	3547	3939	4358	4798	5258	5754	6277	6839	7443
YOY	5.7%	6.6%	14.8%	18.1%	12.9%	12.1%	11.1%	10.6%	10.1%	9.6%	9.4%	9.1%	9.0%	8.8%
城镇燃气	628	729	937	1096	1239	1387	1540	1694	1847	1994	2154	2326	2512	2713
YOY		16%	29%	17%	13%	12%	11%	10%	9%	8%	8%	8%	8%	8%
占比	33%	35%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	38%	38%	37%	37%	37%	36%
发电用气	284	366	427	512	564	620	670	730	803	891	998	1118	1241	1365
YOY		29%	17%	20%	10%	10%	8%	9%	10%	11%	12%	12%	11%	10%
占比	15%	18%	18%	18%	18%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	18%	18%	18%
工业燃料	738	712	760	927	1094	1269	1460	1664	1880	2106	2337	2571	2828	3111
YOY		-4%	7%	22%	18%	16%	15%	14%	13%	12%	11%	10%	10%	10%
占比	38%	35%	32%	33%	35%	36%	37%	38%	39%	40%	41%	41%	41%	42%
化工用气	282	251	262	267	269	270	270	270	269	267	265	262	258	254
YOY		-11%	4%	2.0%	0.5%	0.5%	0.0%	0.0%	-0.5%	-0.5%	-1.0%	-1.0%	-1.5%	-1.5%
占比	15%	12%	11%	10%	8%	8%	7%	6%	6%	5%	5%	4%	4%	3%

资料来源: 国家统计局, 国信证券经济研究所预测

供给持续释放, 中俄东线年底通气

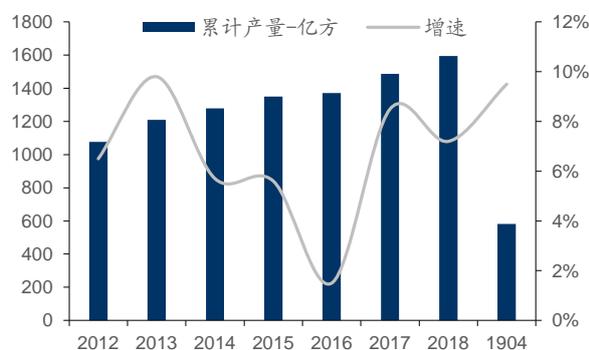
我们认为燃气供给在未来将逐渐充分, 主要原因是国产气保持稳定, 进口管道气有中俄东线增量, 进口 LNG 接收站将在 2-3 年后进入密集投运期。供给的增长将促进需求的释放, 2019 年供暖季开始, 我们认为东北地区伴随中俄东线通气, 需求将出现可观增长。

今年以来国产气稳定增长, 进口气增速下滑较快

我国主要的三大气源是国产气、进口管道气与进口 LNG。整体来看, 国产气具备最强的供给和消纳刚性, 而进口 LNG 是弥补供需缺口最灵活的边际品种。因此, 往年在供需紧张时期, 进口 LNG 增速均明显跑赢消费量增速; 今年进口 LNG 的增速下滑则明显快于其他气源品种。

2019 年前 4 月, 天然气累计国产量 582 亿方, 同比+9.5%; 自 2018 年 7 月以来, 我国天然气单月国产量增速始终维持在 8.4%-10.6% 区间, 环比 2017Q4-2018H1 提升约 5 pct, 体现前期上游资本开支取得成效。

图 7: 我国天然气历年国产量



资料来源: 国家发改委, 国信证券经济研究所整理

图 8: 我国天然气逐月国产量



资料来源: 国家发改委, 国信证券经济研究所整理

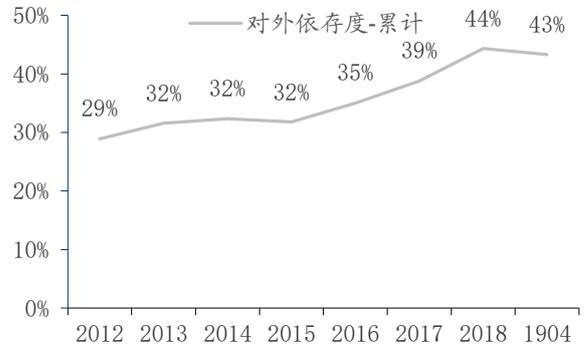
2019年前4月，我国天然气累计进口量437亿方，同比+13.8%，增速同比大幅下降27.5 pct；我国天然气前4月对外依存度累计43.3%，同比+0.9 pct，而2018年全年对外依存度为44.3%，同比2017年+5.5 pct。整体来看，天然气进口增速呈现明显的回落迹象。

图 9：我国天然气历年进口量



资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

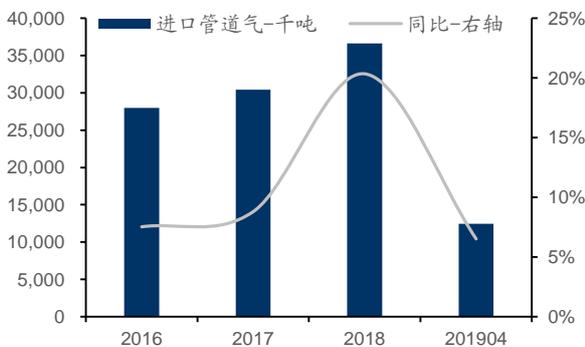
图 10：我国天然气历年对外依存度



资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

进口气可进一步拆分为进口管道气与进口 LNG。截至 2019 年前 4 月，我国进口管道气累计 1243 万吨或 171 亿方，同比+7%，增速同比-8 pct；我国进口 LNG 累计 1953 万吨或 270 亿方，同比+24%，增速同比-35 pct。2018 年全年，进口管道气及进口 LNG 增速分别为 20%/41%。整体来看，进口 LNG 增速下行速度远快于进口管道气，主因是进口管道气与中亚、缅甸对接，进口量存在一定刚性，进口 LNG 则是更具弹性的品种。

图 11：我国天然气历年进口管道气情况



资料来源：海关总署，国信证券经济研究所整理

图 12：我国天然气历年进口 LNG 情况



资料来源：海关总署，国信证券经济研究所整理

上游资本开支持续强化，预计国产气增速保持稳定

国产气增速与上游资本开支和油价显著相关。我国 2017Q4-2018H1 期间国产气增速保持在 5% 上下，2018Q3 起增速保持在 9% 上下，主要区别就在于上游资本开支力度不同。观察历年来油气行业固定资产投资同比增速与天然气国产量增速的关系，我们没有发现明显的滞后效应，说明我国上游资本开支的成效周期小于 1 年。由此推断，2018 年 7 月起的国产气放量，很大程度上是受到 2017 年冬季气荒引发的上游资本开支的影响。

图 13: 油气开采行业固定资产投资与天然气国产量呈现显著正相关



资料来源:WIND, 国家统计局, 国信证券经济研究所整理

2018 年 9 月, 国务院发布《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》, 提出加大国内勘探开发力度, 力争到 2020 年底前国内天然气产量达到 2000 亿立方米以上。2019Q1, 石油石化央企加大天然气保供、油气勘探等基础性投资, 固定资产投资同比增长 39.3%, 明显超出 9.7% 的全部央企固定资产投资增速。我们认为在政策支撑下, 未来一段时间国产气增速依然将维持在 7-10% 的高单位数区间, 为燃气供给起到托底作用。

预计矿权改革将是后续气改工作重点, 非常规气大有可为

我国本轮天然气市场化改革在前期主要针对中游和下游的价格机制进行成本+合理收益的监审, 后续即将通过成立国家管网公司, 进一步实现中游的公平开放。在上游, 我国自 2014 年起陆续试点了页岩气、煤层气矿权招标, 以及大型常规油气田的社会资本低比例入股, 但整体改革力度相比中下游尚较缓和。在国家管网公司成立之后, 我们预计上游矿权改革将成为后续气改工作重点。我国当前尤其在煤层气领域面临上游央企圈而不采的现象, 一定程度上影响了天然气国产量的释放。

表 2: 我国天然气各类品种储量

单位: 亿立方米		2014	2015	2016	2017
查明储量	天然气	49452	51940	54365	55221
	煤层气		3063	3344	3025
	页岩气	255	1302	1224	1983
新增探明地质储量	天然气	4750	6772	7266	5554
	煤层气		26	576	105
	页岩气	267	4374	0	3768

资料来源:自然资源部, 国信证券经济研究所整理

2019 年 5 月, 中央深改委第八次会议确定山西为能源革命综合改革试点。在煤层气领域, 山西省主要将完善煤层气勘查区块公开竞争出让制度, 全面建立煤层气矿业权退出机制, 调整优化国有资产布局, 更大力度推进国有企业混合所有制改革。

2019 年更早些时候, 山西省正式将山西燃气集团确立为整合省内燃气资产的平台公司。在方案中山西省明确, 2020 年, 山西燃气集团自身煤层气抽采规模将达 43 亿立方米, 与央企合作形成 100 亿立方米抽采规模, 全省煤矿井下瓦斯 65-70 亿立方米抽采规模, 努力实现 200 亿立方米的产量目标, 并配套建设瓦斯发电项目及煤层气抽采装备制造基地。

相比之下，2018年山西省最大的省属国企蓝焰控股实际抽采规模仅14亿立方米。要想完成上述抽采目标，必然需要与央企合作，其中矿权流转等多种形式的合作是必然路径。

表 3: 国家与山西省煤层气规划 2020 年产量目标

项目	国家十三五规划	山西规划-17年8月	山西规划 18年1月	山西燃气集团规划
地面抽采-亿方	100	171	-	143(自身43,与央企合作100)
井下抽采-亿方	140	65-85	-	65-70
合计-亿方	240	200	200	200

资料来源:各规划文件,国信证券经济研究所整理

中俄东线 2019 年底前初步通气,利好东北市场

根据俄方最新报道,我们估计中俄东线将于2019年12月1日正式经由黑龙江黑河向中国供气。2019年底中俄东线预计将首先对东北市场投放供给,2020年全年贡献气量预计在100亿方/年。2021年,中俄东线有望全线建成投用,全面辐射华北和华东,此后每年以50-100亿方的速度增加供给。中俄东线设计供气量将达到380亿方/年,相当于我国2018年国内总消费量的13.6%。

我们认为中俄东线在短期内将有利于东北市场的需求放量。当前东北市场气源有限,除了个别国产气田以及环渤海的LNG接收站以外,缺乏干线管道架构,难以支撑全面的天然气需求释放。2018年,东三省天然气总消费量约151亿方,仅相当于全国的5.4%,远低于其人口占比及经济体量在全国占比,其中约一半气源来自中石油大连LNG接收站贡献。

我们观察到中俄东线的投产预期已经先期驱动北京燃气、中国燃气、新奥能源、陕西省网等合资投建黑龙江省网,但当前黑龙江省网尚未开建,进度略低于预期。参考主要天然气消费大省沿干线管网开发下游市场的先例,我们认为在东北地区有较充分布局的城燃公司,未来有望在其项目配置中享受到东北区域带来的超额增速贡献。

表 4: 黑龙江省网参股比例

公司	持股比例
北京燃气	30%
中国燃气	25%
陕西天然气	20%
新奥燃气	15%
黑龙江省政府	10%

资料来源:黑龙江省政府官网,国信证券经济研究所整理

LNG 接收站年内投运有限,但后续年度将大量释放

进口LNG是我国自2017年底气荒以后填补供需缺口的主要增量气源。我们认为2019年LNG接收站投运量有限,因此短期市场依然将处于相对紧平衡,为1-2年内的上游价格起到支撑作用。然而,自2020年起,LNG接收站将进入快速投运阶段,这将对全国天然气市场增加供给带来积极影响,并在中长期尺度下促进上游价格的下行。

就2019年的供给而言,我们认为接收站年内投运量相对有限。我们初步估计,截至2019年底,全国LNG接收站总接收能力将达到7277-7447万吨/年,同比提升6.7%-9.2%,对应提升接收能力介于455-625万吨/年。其中投运概率较高的项目主要是中海油莆田(500万吨/年提升至630万吨/年),广汇能源江苏启东三期(185万吨,拟19Q4投运),中海油天津浮式接收站(年内可能投运1-2个16万立方米储罐)。以及中海油广西防城港调峰站一期(60万吨/年1月试运行)。

考虑其他在建项目，我们认为 2020 年 LNG 接收站接收能力可能大幅放量。单纯按照各项目自身规划乐观计算，我们认为 2020 年底，全国 LNG 接收能力最高可达 9257 万吨，同比 2019 年底大增 24-25%。其中影响重大且投运概率较高的接收能力增量将来自中石油京唐三期（350 万吨/年，拟 2020Q4 投运），中石化山东青岛三期（400 万吨/年，拟 2020Q4 投运），中海油福建漳州（300 万吨/年，拟 2020 年内投运），中海油天津浮式接收站（年内可能投运 1-2 个 16 万立方米储罐）。仅上述 4 个项目即可在 2020 年增加接收能力超过 1100 万吨/年。结合其他中小项目，2020 年全国 LNG 接收能力最高或提升 1500-1800 万吨/年。

表 5：中国主要 LNG 接收站一览表（含在运、在建、拟建）

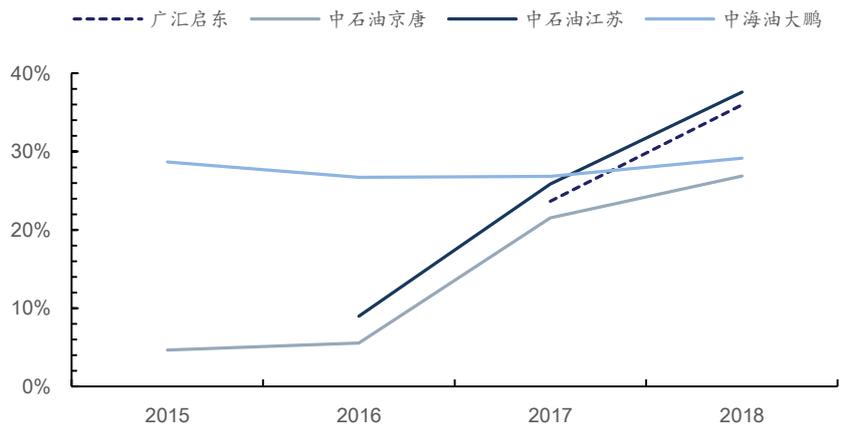
计数	接收站	业主	投产时间	17 年底能力/百万吨	18 年底能力/百万吨	19 年底能力/百万吨	20 年底能力/百万吨	21 年底能力/百万吨
华北								
1	辽宁营口一期	湖北能源，长联石油	待审批	0	0	0	0	0
2	辽宁大连一期	中石油	1112	3	3	3	3	3
	辽宁大连二期	中石油	1611	3	3	3	3	3
3	辽宁绥中	百川能源	拟建	0	0	0	0	0
4	河北北京唐曹妃甸一二期	中石油，北燃，新天绿色能源	1311	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5
	河北北京唐曹妃甸三期	中石油，北燃	在建，拟 20Q4	0	0	0	3.5	3.5
5	河北唐山曹妃甸	长联石油	拟建	0	0	0	0	0
6	天津浮式一期	中海油	1412	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
	天津浮式二期	中海油	在建	0	0.8	1.6	3.2	3.2
7	天津南港一期	中石化	1802	0	3	3	3	3
	天津南港二期	中石化	在建，拟 21Q4	0	0	0	0	7
8	河北沧州	太平洋油气	拟建	0	0	0	0	0
9	山东滨州一期	湖北能源，长联石油	待审批	0	0	0	0	0
	山东滨州二期	湖北能源，长联石油	待审批	0	0	0	0	0
10	山东龙口一期	中石化，恒通，龙口港	拟建	0	0	0	0	0
	山东龙口二期	中石化，恒通，龙口港	拟建	0	0	0	0	0
11	山东蓬莱	宝塔石化	拟建	0	0	0	0	0
12	山东烟台	协鑫，烟台港	拟建	0	0	0	0	0
13	山东青岛一期	中石化	1411	3	3	3	3	3
	山东青岛二期	中石化	在建，拟 20Q4	0	0	0	4	4
	山东青岛三期	中石化	拟建	0	0	0	0	0
14	山东日照	太平洋油气	拟建，拟 23Q4	0	0	0	0	0
华东								
15	江苏连云港	中石化	拟建	0	0	0	0	0
16	江苏连云港赣榆	华电集团	拟建	0	0	0	0	0
17	江苏盐城滨海一期	中海油，淮南矿业	在建，拟 21Q2	0	0	0	0	3
	江苏盐城滨海二期	中海油，淮南矿业	拟建	0	0	0	0	0
18	江苏如东一期	中石油	1105	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
	江苏如东二期	中石油	1611	3	3	3	3	3
	江苏如东三期	中石油	在建，拟 21Q4	0	0	0	0	2.5
19	江苏如东（协鑫）	协鑫集团	拟建	0	0	0	0	2.7
	江苏如东（协鑫）二期	协鑫集团	拟建	0	0	0	0	0
20	江苏启东一期	广汇能源	1704	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
	江苏启东二期	广汇能源	1811	0	0.55	0.55	0.55	0.55
	江苏启东三期	广汇能源	在建，拟 19Q4	0	0	1.85	1.85	1.85
	江苏启东远期	广汇能源	拟建	0	0	0	0	0
21	上海洋山港一期	中能集团，中海油	0911	3	3	3	3	3
	上海洋山港二期	中能集团，中海油	在建，拟 20Y	0	0	0	3	3
22	上海五号沟	上海燃气	0811	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
23	浙江舟山一期	新奥能源	1810	0	3	3	3	3
	浙江舟山二期	新奥能源	拟建	0	0	0	0	0
	浙江舟山远期	新奥能源	拟建	0	0	0	0	0
24	浙江宁波一期	中海油	12Y	3	3	3	3	3
	浙江宁波二期	中海油	在建，拟 21Y	0	0	0	0	3

25	浙江温州	浙能, 中石化	在建	0	0	0	0	3
	浙江温州远期	浙能, 中石化	拟建	0	0	0	0	0
内河								
26	江苏江阴	中天能源	在建, 拟 18Q4	0	0	0	2	2
27	安徽芜湖	淮南矿业	拟建, 拟 22Y	0	0	0	0	0
28	江西湖口储配站	江西省, 新奥	拟建	0	0	0	0	0
29	湖北武汉白浒山	民生石油	拟建	0	0	0	0	0
30	湖南岳阳储备站	君山区域投, 广汇能源	21Q3	0	0	0	0	0.5
华南								
31	福建莆田	中海油	0902	5	5	6.3	6.3	6.3
32	福建莆田(哈纳斯)	哈纳斯	拟建	0	0	0	0	0
33	福建漳州	中海油	在建, 拟 20Y	0	0	0	3	3
34	广东潮州储配一期	中天能源&华丰集团	在建, 拟 19H1	0	0	1	1	1
	广东潮州储配二期	中天能源&华丰集团	拟建	0	0	0	1	1
35	广东潮州(华瀛)	华瀛集团	拟建	0	0	0	0	0
36	粤东揭阳一期	中海油	1705	2	2	2	2	2
	粤东揭阳二期	中海油	拟建	0	0	0	0	0
37	广东江门广海湾一期	九丰, 江门城投	拟建	0	0	0	0	0
38	广东阳江调峰	粤电集团&太平洋油气	在建, 拟 23Y	0	0	0	0	0
39	广东东莞	中石化, 九丰	12Y	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
40	广东珠海一期(金湾)	中海油, 广州发展等	1310	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
	广东珠海二期	中海油, 广州发展等	在建	0	0	0	0	0
41	广东珠海(哈纳斯)	哈纳斯	拟建	0	0	0	0	0
42	广州南沙调峰	广州燃气&太平洋油气	拟建	0	0	0	0	0
43	广东大鹏一二期	中海油	0609	6.57	6.57	6.57	6.57	6.57
44	广东深圳大鹏迭福一期	中海油	1808	0	4	4	4	4
	广东深圳大鹏迭福二期	中海油	拟建	0	0	0	0	0
45	广东深圳大鹏迭福北调峰	中石油	在建	0	0	0	0	0
46	广东深圳调峰	深圳燃气	在建, 拟 19Y	0	0	0.7	0.7	0.7
47	广东粤西茂名	中海油, 茂名港集团	在建	0	0	0	0	0
48	广西防城港调峰一期	中海油, 防城港	1901 试运行	0	0	0.6	0.6	0.6
	广西防城港调峰二期	中海油, 防城港	拟建	0	0	0	0	0
49	广西北海一期	中石化	1604	3	3	3	3	3
	广西北海二期	中石化	1812 核准	0	0	0	0	0
50	海南洋浦一二期	中海油	1408	3	3	3	3	3
	合计(乐观情景)			56.87	68.22	74.47	92.57	114.27

资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

我们认为 2017 年供暖季的气荒客观上加速了中国 LNG 接收站的审批建设, 而相关受益项目的产能投放将集中在 2020-2023 年。我们当前统计的全部在建、拟建 LNG 接收站项目总接收能力接近 2.5 亿吨/年, 尤其是山东、江苏、广东规划规模宏大。当前我国接收站平均负荷率逐年提升, 负荷率 80% 以上的 LNG 接收站 ROE 普遍在 25% 以上。然而, 在天然气需求增速有所放缓的前景下, 5-10 年后接收站的负荷率及盈利水平依然存在一定不确定性, 这将影响当前拟建产能的投放进度。

图 14: 代表性 LNG 接收站 ROE 情况



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

预计今冬供需缺口同比缩小, 呈现紧平衡状态

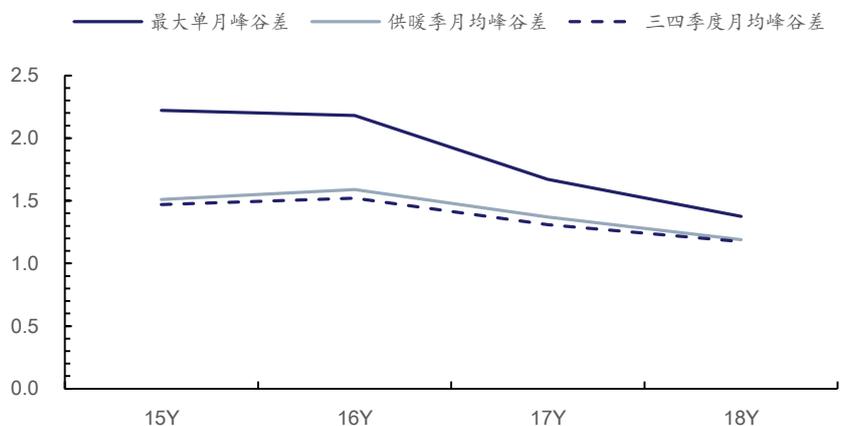
我们预计 2019/2020 供暖季燃气需求介于 1519-1545 亿方之间, 同期供给介于 1442-1486 亿方, 供需缺口介于 59-77 亿方。我们回测认为 2018/2019 供暖季供需缺口约为 89-111 亿方, 2019/2020 供暖季缺口同比收窄约 30-34 亿方, 维持紧平衡状态。结合需求侧管理手段, 预计今冬不会出现严重的供给短缺。

预计 2019/2020 供暖季燃气需求介于 1519-1545 亿方之间

我们采用 3 个口径回顾近年来我国峰谷差情况, 发现需求峰谷差近年来逐步缩小。2018 年内, 最大单月峰谷差-18%至 1.38x, 供暖季/非供暖季月均峰谷差-13%至 1.19x, 四季度/三季度月均峰谷差-10%至 1.17x。我们认为峰谷差逐年收窄的主要原因是①工商业用户的快速拓展, 帮助提升了淡季需求基础; ②2016 年冬季以来的供暖季涨价, 一定程度抑制了供暖季可中断用户需求。

我们认为 2018/19 供暖季峰谷差相比 2017/18 供暖季有较大幅度的下滑, 意味着 18/19 供暖季在需求侧对电厂、大工业等可中断用户依然采取了强力限制管理措施。假定 2018/19 供暖季/非供暖季月均真实峰谷差在 1.27-1.29, 我们由此回溯出 2019/19 供暖季实际供需缺口约为 89-111 亿方。

图 15: 我国 2015-2018 年需求峰谷差逐步缩小



资料来源:国家发改委, 国信证券经济研究所测算

由于 2018 年电厂、工商业等可中断用户仍然进行了较多的限供，我们假设剔除限供影响下正常需求的峰谷差将有小幅回升。因此预计 2019 年供暖季/非供暖季月均需求峰谷差介于 1.20x-1.22x，由此初步推算 2019 年 11 月-2020 年 3 月冬供期间燃气需求大约在 1519-1545 亿方区间。

预计 2019/2020 年供暖季供给介于 1442-1486 亿方之间

我们针对三种主要气源分别进行今冬供暖季供给预测。具体假设如下：

① 假定国产气单月气量增速维持在 8-9% 区间，2018/2019 供暖季期间累计国产气量 733 亿方，同比增速 8.20%；

② 假定中亚与缅甸方向进口管道气增速下滑至 9-10% 区间，2018/2019 供暖季期间累计进口管道气 213 亿方，同比增速 13.46%；

假定供暖季 5 个月期间中俄东线贡献气量 20-25 亿方，上年同期为 0；

③ 假定进口 LNG 接收站 11-3 月平均周转率分别同比提升 5/5/2/5/10 pct，上年同期分别同比提升 20/5/7/-2/8 pct 至 106%/111%/116%/77%/72%。

综合上述假设，我们预计 2019/2020 供暖季天然气总供给介于 1442-1486 亿方。结合之前的需求预测结果 1519-1545 亿方，我们预计 2019/2020 供暖季我国天然气供需缺口介于 59-77 亿方。考虑到必要的需求侧管理措施将有效控制可中断用户需求，预计今年供暖季国内天然气市场将维持紧平衡，但供需缺口同比略有缩窄，不会出现严重供需短缺情况。

表 6：2019/2020 供暖季供给预测

	18/19 供暖季	19/20 供暖季下限	19/20 供暖季上限
国产气-亿方	733	792	799
YOY		8%	9%
中亚缅甸进口管道气-亿方	213	232	234
YOY		9%	10%
俄罗斯进口管道气-亿方	0	20	25
进口 LNG-亿方	376	398	428
YOY		6%	14%
合计	1322	1442	1486

资料来源：国家发改委，海关总署，国信证券经济研究所预测

国家管网公司释放改革红利

我们预计国家管网公司有望最快于年内成立，并逐步兑现中游跨省干线管网公平开放的使命。管网公司成立后可能驱动新的供需对接形式涌现，但短期的新业态可能集中在淡季而非旺季，与央企有渊源的业主或更易在初期获取管输容量。当前管网建设不足，管输费率核定方法学意味着国家管网公司将有动力增强资本开支，而上下游第三方企业亦由动力向国家管网建设连接线，利好管网建设市场。我们认为管输费率可能在 2020Q3 后面面临新一轮下调，上游价格短期则面临上涨动力。长期看，当前的省门站价体系可能发生重构，以更灵活地反应我国天然气市场真实供气成本。我们优先看好的细分领域顺位依次为管网建设、上游气源、下游优质城燃、下游地方型城燃。

国家管网公司即将成立，落实气改关键一步

据外媒 2018 年中报道，国家管网公司的成立可能分三步走，首先是三大油的资产剥离以及入股，据报告新管网公司估值约 3000 亿-5000 亿元；第二阶段，国家管网公司可能引入社会资本用于扩建管网；第三阶段，新管网公司将寻求上市。

2018年冬季供暖季开始之前，曾另有媒体报道，国家管网公司的组建工作可能暂停，并将于2019年初供暖季结束之后方重启。

2019年3月19日，领导人主持召开中央全面深化改革委员会第七次会议并发表重要讲话，会议审议通过了包括《石油天然气管网运营机制改革实施意见》在内的八份意见。会议强调，**推动石油天然气管网运营机制改革，要坚持深化市场化改革、扩大高水平开放，组建国有资本控股、投资主体多元化的石油天然气管网公司，推动形成上游油气资源多主体多渠道供应、中间统一管网高效集输、下游销售市场充分竞争的油气市场体系，提高油气资源配置效率，保障油气安全稳定供应。**

我们认为，在深改委通过方案之后，国家管网公司的成立已经进入到冲刺阶段。我们预计2019年11月1日供暖季开始前，国家管网公司有较大概率成立。潜在影响国家管网公司成立进展的因素可能包括宏观环境的显著波动，三大油资产剥离进度在法律和操作层面的潜在阻滞等等。如果进展顺利，我们期待最快在2019年供暖季或者2020年淡季，上下游公司就将需要与国家管网公司开展管输合同容量或类似标的物的签订工作。

管道公司的愿景

我们认为气改的基本思想在于，中游管网是连接上游气源和下游用户的物理中介，因此中游理应作为一个自然垄断、公平可靠的服务锚点，帮助上游和下游业务更市场化地传递供需和价格信号，并帮助实体经济降低用能成本。但是当前上游与中游业务属于同样的央企垄断运营，上游不仅难以体现出市场化属性，反而在中游垄断的影响下强化了自身的垄断属性，最终降低了整个天然气产业链的市场化效率。因此，有必要对中游资产进行拆分重组。

短期影响：央企跨省干线管网预计先期注入，省网注入优先级靠后

我国的天然气中游管网体系主要分为跨省干线长输管网、省内长输管网，以及LNG接收站、地下储气库、LNG储罐等设施。我们估计三大油持股的跨省长输管网以及省网资产，将先期以股权形式入股国家管网公司。我们认为省网中的省属国有股份先期注入国家管网公司的概率相对较低。在相关资产注入过程中，并购对价的确定可能带来相关上市公司的预期波动，而此类上市公司剥离管网资产后的净资产收益率将面临一次性摊薄。

表 7：我国主要跨省长输管线情况一览表（2018 年度数据）

	总资产-百万元	管道里程-公里	管输量-百万方
中国石油集团西南管道有限公司	22388.38	1,726.80	5776.59
中石油西北联合管道有限责任公司	73532.60	3,592.65	28880.50
中国石油天然气股份有限公司西南管道分公司	21315.13	1,955.80	10582.36
中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司	11453.26	4,249.45	25827.74
中石油北京天然气管道有限公司	37677.18	5,075.00	49398.16
中国石油天然气股份有限公司管道分公司	21678.90	2,748.49	19004.79
中石油管道有限责任公司西部分公司	44793.10	7,899.58	48740.39
中石油管道有限责任公司西气东输分公司	72049.84	12,294.00	67998.47
中石化川气东送天然气管道有限公司	36466.90	2,229.00	12125.72
中石化榆济管道有限责任公司	4389.25	997.36	4657.65
山西通豫煤层气输配有限公司	1230.58	92.86	480.26

资料来源：中石油，中石化，大唐集团，通豫公司，国信证券经济研究所整理

相比之下，我们认为省网资产中省属国资持有的股份，在先期注入国家管网公司的概率相对有限。我们主要基于3个原因作出这一判断：

①省网是省级政府获得财税的重要来源，也是省级政府调控下游用能成本的缓冲垫。省网公司对天然气从长输管线省门站到城燃公司市门站口的省内管输环节收取管输费。近年来伴随上游整体涨价，省级政府往往通过压缩省网环节

利润的手段，减少终端用气成本涨幅，因此虽然减少了省网公司直接的财税来源，仍对全社会释放了经济红利。

②省网是省级政府与央企之间博弈的重要工具。省网在购气环节与上游央企进行对接结算，在上游气价政策发生对中下游不利的波动时，省网借助省级政府背景，往往对上游企业存在一定的议价能力。相比之下，下游城燃公司在同一省份内的市场份额更为分散，其规模效应的缺失则会导致议价能力的相对弱化。

③国家管网公司短期内尚没有必要拓展上市省网作为第二个上市公司平台。我们注意到电力系统存在央企控股平台拓展第二、第三上市公司平台的先例，相关第二、第三上市公司平台有助于央企平台更为灵活的资本运作。然而，我们认为短期内国家管网公司的工作重心应当在于自身资产的注入整合，以及对自身引入社会资本从而实现上市。如果国家管网公司希望通过注入省网上市公司，拓展第二、第三上市公司平台，我们认为时间节点也在国家管网公司自身整体上市之后。

供需重构：驱动价格发现，初期淡季多于旺季，股权渊源优先

当前我国天然气市场的供需形式，主要是上游央企垄断绝大多数气源，并制定销售计划，下游与央企直接对接进行采购。国家管网公司成立后，干线管网实现公平开放，预计将带动多种新型供需形式的出现。

新业态之一：内陆第三方气源与下游市场的灵活对接

我们预计内陆三大油体系以外的第三方国产气源将有望与下游市场实现远距离对接。由此，下游市场不一定必须采购央企气源，这将在客观上促进上游气源之间在供给量和价格上的竞争，释放天然气市场化红利。

案例一：位于山西的煤层气气源可以直接与位于华东的城市燃气公司签订购销协议，并使用国家管网公司的西气东输管道通路实现输气。我们注意到前期报道称，中石化榆济线与中联煤层气之间达成初步合作协议，正是这一业态的例证。

新业态之二：沿海 LNG 接收站气源与下游市场的灵活对接

LNG 接收站需要有足够的下游用户，以保障其基础周转率。传统的 LNG 接收站项目往往在项目周边寻求低毛差的电厂、炼化等大用户，在保证就地消纳保底气量的基础上，向更长半径内拓展高毛差的工商业点供客户。

国家管网公司成立后，我们相信 LNG 接收站将可以更自由地向远距离的管道燃气用户供气。由于接收站周边大用户开发存在上限，远距离管道用户的进一步开发，将为年接收能力 1000 万吨以上的大型接收站奠定更坚实的消纳基础。

案例一：中海油与淮南矿业在建的江苏滨海 LNG 接收站，未来有望通过建设配套管线，由江苏盐城外输至安徽省消纳。

案例二：广汇能源计划建设江苏启东 LNG 接收站至南通刘桥的启通线，未来将经由启通线将接收站海气输送至中石油西气东输管线以及江苏省沿海天然气管线，实现更大规模的液来气走消纳。

新业态之三：地下储气库的调峰套利业务通道

我国当前的地下储气库业主基本为上游央企，有个别储气库归属于港华燃气等城燃公司。储气库理论上可以实现价差套利，即淡季低价储气、冬季高价售气，但事实上多为上游业主内部与管网、油田等资产捆绑综合核算，且不允许纳入管输费结算体系。

国家管网公司成立后，我们预期储气库将获得更为灵活的价差套利业务通路，价差套利将不再受到管道业主壁垒的限制。

案例一：位于河南的中石化储气库，理论上将可以在淡季采购山西地区的地方国企煤层气，经由西向东的原中石化主干管线注入储气库，在冬季再经由南向北的原中石化主干管线以及河北地区的中石油管网，向京津冀地区高价售气。

案例二：位于江苏金坛的港华燃气储气库，理论上可以在淡季向三大油运营的当地周边 LNG 接收站低价购气，经由原中石油管线实现注气，并经由地区连接线在冬季向周边的苏南、上海高价售气，或者保障港华燃气自身在苏南其他城燃项目的气量供应。

新业态之四：跨区域换气与交易金融化

我国天然气市场当前尚未实现成熟的价格发现、金融属性，典型的例证即为天然气交易中心的交易品种集中于现货，缺乏期货。我们认为国家管网公司的成立将有助于跨区域换气的存在，不再需要 100%实物交割，从而促进天然气交易的金融化。

案例一：2018 年下半年以来，上海石油天然气交易中心与中海油合作，陆续推出数期 LNG 接收站窗口期交易标的。中标中海油某一接收站窗口期的下游企业，可以选择将部分气量在中海油其他接收站交割气量上岸。

国家管网公司成立后，我们认为三大油的接收站在物理上的输气壁垒将被全面打破，届时可能出现跨接收站业主的更全面的换气操作。例如，中海油某接收站的窗口期，可以支持在中石油或中石化的接收站提货。这将很大程度上驱动市场自主发现由区域间输气距离导致的交割升贴水，为未来天然气门站价省间升贴水的改革乃至天然气期货的交割规则储备打下关键基础。

初期淡季的供需灵活对接将多于冬季

我们预计在国家管网公司成立初期，上述供需灵活对接的事件，淡季将多于冬季，主因是冬季下游需求旺盛，干线管网本身就多处于满负荷运转状态，管输剩余能力不足。淡季的管网剩余能力相对富余，有望观察到新业态的涌现。

表 8：我国主要跨省长输管线年度负荷率一览表（一般旺季负荷率>全年>淡季）

	2016	2017	2018
中国石油集团西南管道有限公司	13%	12%	16%
中石油西北联合管道有限责任公司	67%	81%	96%
中国石油天然气股份有限公司西南管道分公司	19%	21%	32%
中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司	68%	77%	86%
中石油北京天然气管道有限公司	96%	97%	99%
中国石油天然气股份有限公司管道分公司	25%	35%	45%
中石油管道有限责任公司西部分公司	63%	70%	81%
中石油管道有限责任公司西气东输分公司	59%	85%	88%
中石化川气东送天然气管道有限公司		99%	101%
中石化榆济管道有限责任公司		137%	155%
山西通豫煤层气输配有限公司		48%	48%

资料来源：中石油，中石化，大唐集团，通豫公司，国信证券经济研究所整理

预计与三大油有渊源的企业，初期将优先获得额外管网容量

我们预计与三大油有股权或业务渊源的企业，在初期将优先获得额外的国家管网公司管网容量。以这一指标进行衡量，在上游，中联煤层气（与中海油、中石化有股权渊源）和亚美能源（与中石油、中联煤层气有分成开发合作）获取

先期管网容量的概率要高于蓝焰控股（地方国企）。在下游，昆仑能源（中石油控股的接收站、城燃港股平台）获取先期管网额外容量的概率要高于其他主要全国型城燃公司。

剩余能力构建：看好管网建设资本开支

我们认为国家管网公司的成立有望加速推动管网建设。事实上，不论国家管道公司是否成立，对于跨省干线管网建设市场而言，现状及未来都将是：以中石油的资源为主导，不考虑互联互通管线的收益率，以保供为底线任务加快推进管道建设。

催化剂一：国家管网公司成立后，如果实现社会资本现金入股，有望加快资本开支。

催化剂二：当前中游管线跨省管输费率是以有效资产基数，结合管网负荷率，核定 ROA 上限。例如，跨省长输管线要求在假定不低于 75% 的管网负荷率的基础上，核定最高 8% 的准许 ROA。这意味着国家管网公司有诉求扩大资产基数，从而获取更高的回报上限。

催化剂三：国家管网公司成立后，优质区域的上下游第三方公司可以经由国家管网公司向更大范围内的市场对接。因此这些第三方公司将有力向国家管网建设连接线。

潜在风险点：国家管网公司的社会资本股东，是否容忍继续建设大量一年只用 5 个月的互联互通管线，而不是将利润用于分红？

十三五规划提出油气管道建设宏伟目标

能源发展十三五规划、原油发展十三五规划、天然气发展十三五规划、中长期油气管网规划等提出，十二五/十三五/十四五末期，全国油气主干管网里程为 **11.2/16.9/24.0** 万公里，对应十三五/十四五分别新建 **5.7/7.1** 万公里，新建里程同比增速分别为 **46%/25%**。

具体分拆来看，天然气管网新建里程贡献主要增量，十三五/十四五新建里程增速分别为 **87%/48%**。这主要是因为我国原油消费量增速已回落至低个位数，而天然气仍保持较快增长，管网投资需求较大（2016-2018 年天然气消费量增速为 **6.5%/15.3%/18.1%**）

表 9：十三五规划对应油气管网建设里程目标

项目（单位：千公里）	2010A	2015A	2020E	2025E	十二五新建	十三五新建	十四五新建
油气主干管网里程	73	112	169	240	39	57	71
原油管道总里程	22	27	32	37	5	5	5
成品油管道总里程	18	21	33	40	3	12	7
天然气干线管道总里程	43	64	104	163	21	40	59

资料来源：能源发展十三五规划，原油发展十三五规划，天然气发展十三五规划，中长期油气管网规划，国信证券经济研究所整理

不同类型管网的单位投资差别较大

我们注意到当前市场在测算油气管网建设市场空间时常简单采用 1000 万元/公里的经验数据。通过详细分析多个项目数据，我们发现这一经验数据并不完全准确。相应地，我们得出的结论是：

1. 压强超过 9.2 MPa 的干线跨区域天然气管网，统计平均单位投资为 **1790 万元/公里**；
2. 压强在 4-6.3 MPa 之间的区域型配套天然气管网，统计平均单位投资在 **430 万元/公里**；

3. 原油及成品油管道平均单位投资大致在 1000 万元/公里。

与此同时，我们观察历史上管网项目的单位造价，总结出以下规律：

1. 单位造价对投产年份不敏感(2010 年投运的川气东送造价 2890 万元/公里)
2. 单位造价对区域因素不敏感(粤东省网造价 1170 万元/公里)
3. 对造价最敏感的因素是国际协调、压强、施工难度(桥隧、高寒、化冻等)等因素。

表 10: 近年来推进建设的主要油气管网造价情况不完全整理

类型	竣工年份	项目	压强-Mpa	里程-公里	总投资-百万元	单位投资-百万元/公里
干线天然气管网	2020	中亚 D 线	12.0	1000	45560	45.6
	2010	川气东送	NA	2170	62676	28.9
	2019	中俄东线-黑河	12.0	267	6000	22.5
	2019	中俄东线-全线	12.0	3170	60800	19.2
	2022	西气东输四线	12.0	3197	59797	18.7
	2022	新疆煤制气	NA	8400	130000	15.5
	2019	鄂安沧	NA	2293	34400	15.0
	2021	青宁管线	10.0	536	7421	13.8
	2017	甬台温	NA	420	5600	13.3
	2017	陕京四线	12.0	1114	14500	13.0
	2013	中贵线	NA	1898	24020	12.7
	2013	中贵线(另一口径)	NA	1613	19300	12.0
	2020	粤东省网	9.2	540	6290	11.7
		平均		26618	476364	17.9
配套天然气管线	2020	杭锦旗-银川	NA	282	1650	5.9
	2018	楚雄-攀枝花	NA	190	1040	5.5
	2024	黑龙江省网	NA	2800	13000	4.6
	2021	安徽省网	6.3	1630	7000	4.3
	2021	安徽县县通	4.0	1050	3000	2.9
		平均		5952	25690	4.3
原油管网	2018	中俄二线	9.5-11.5	941	9960	10.6

资料来源:中石油官网, 中石化官网, 国信证券经济研究所整理

预计十三五油气管网总投资 6100 亿元，十四五 8284 亿元

我们根据上述整理的的数据，提出测算油气管网市场空间时的主要假设如下：

单位投资假设：天然气干线 1500 万元/公里，配套管线 500 万元/公里，原油管线 1000 万元/公里，造价随 CPI 每年增长 1.5%。

其他假设：天然气总规划建设里程中，60%为干线管网，剩余 40%为配套管线。

测算结果：

预计十三五期间油气管网总投资 6100 亿元，其中天然气管网总投资 4400 亿元。年均总投资 1220 亿元。

预计十四五期间油气管网总投资 8284 亿元，其中天然气管网总投资 6992 亿元。年均总投资 1657 亿元。

表 11: 油气管网建设空间测算过程

投资空间测算	单位	十三五	十四五	数据来源与假设
天然气主干管网建设	千公里	40.0	59.0	十三五规划
干线管网	千公里	24.0	35.4	按总里程 60% 计算
单位投资	百万元-公里	15.0	16.2	CPI 复合增速 1.5%
合计投资	十亿元	360.0	572.0	
主要配套管网	千公里	16.0	23.6	按总里程 40% 计算
单位投资	百万元-公里	5.0	5.4	CPI 复合增速 1.5%
合计投资	十亿元	80.0	127.1	
天然气合计投资	十亿元	440.0	699.2	
原油管道建设	千公里	5.0	5.0	十三五规划
单位投资	百万元-公里	10.0	10.8	CPI 复合增速 1.5%
合计投资	十亿元	50.0	53.9	
成品油管道建设	千公里	12.0	7.0	十三五规划
单位投资	百万元-公里	10.0	10.8	CPI 复合增速 1.5%
合计投资	十亿元	120.0	75.4	
油气管网总投资	十亿元	610.0	828.4	

资料来源:十三五规划, 国信证券经济研究所测算

价格重构: 管输费有下降动力

2016 年 10 月, 国家发改委发布《天然气管道运输价格管理办法(试行)》, 提出按照有效资产一定负荷率下准许收益率的思路, 监审管输费。2017 年 9 月 1 日, 13 家跨省长输管线按照不低于 75% 负荷率下有效资产核定 8% 准许 ROA 上限的方法, 一次性将管输费率平均下调 15%。该次下调费率, 结合天然气行业增值税率由 13% 下调至 11%, 促成了当日省门站价下调 0.1 元/方。其中管输费率下降大约贡献 0.06-0.07 元/方。

我们认为 2020 年 9 月前后, 伴随跨省长输管线新一轮成本监审, 管输费率有再度一次性下行的可能, 潜在的降价空间将可能来自管网折旧年限的延长。我们认为下一轮管输费率下调幅度可能在 2-3% 之间。

除了调价方法学的技术探讨之外, 我们认为, 在国家管网公司成立伊始, 为了促进天然气行业的发展, 为实体经济作出贡献, 国家管网公司同样有诉求主动降价, 以显示改革决心。

相应地, 如果国家管网公司降价预期落地, 省网管输费也可能面临进一步的降价压力。

价格重构: 上游短期涨价动力增强

我国当前的省门站价体系针对上游井口价以及中游跨省长输管线环节进行一揽子定价, 没有单独拆分上游与中游分别对应的价格, 且在各省之间的门站价升贴水反映的是从气源地到不同省份管输成本的差异。

由于当前上游与中游主要资产均为央企垄断, 这一省门站价安排隐含的逻辑是, 上游与中游的利润分配由央企内部协调, 国家只管控央企整体对实体经济的利益分配。

国家管网公司成立后, 预计主要干线管网均将自央企体系中剥离, 这将使得原先“中游内部补贴上游”的省门站价隐含逻辑受到根本动摇。上游业务微利、亏损的状态显现后, 央企出于做大国资利润而进行上游涨价, 将具备更强合理性。

由于进口气成本与油价挂钩, 近年来, 中石油进口气板块亏损额整体伴随油价呈正相关波动。2016 年油价到达最低点, 中石油进口气板块亏损 170 亿元, 为近年来最低, 此后亏损额再度连年扩大。2018 年, 中石油进口气板块亏损 249 亿元, 同比+10 亿元。

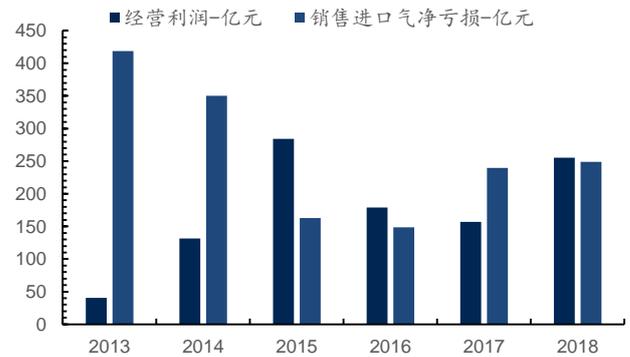
中石油进口气亏损相比天然气与管道板块整体经营利润的额度非常显著。在最极端的 2013 年，中石油板块扣非经营利润 40.66 亿元，进口气亏损 418.72 亿元。假设当年进口气正好不亏损，则经营利润可提升 10.30 倍。2017/2018 年，中石油天然气与管道板块经营利润分别为 156.88/255.15 亿元，假设进口气正好不亏损，则经营利润可提升 153%/97%。

图 16: 中石油历年进口气板块亏损额绝对值 (亿元)



资料来源:中石油, 国信证券经济研究所整理

图 17: 中石油天然气与管道板块经营利润与进口气亏损



资料来源:中石油, 国信证券经济研究所整理

2015 年以前，省门站价实行最高限价管理，上游央企一般按照最高限价向中下游售气。2015 年 11 月，国家发改委降低各省非居民门站价 0.7 元/方，同时宣布，自 2016 年供暖季开始，门站价将可以在基准水平上根据供需形势最高上浮 20%、下浮不限。自 2016 年供暖季开始，中石油每年供暖季均开始对下游开展季节性涨价，且涨价幅度逐年提升。2018Q3 与 2019Q2，中石油在淡季同样对下游开展涨价方案，带动上游其他气源价格整体上涨。

表 12: 中石油历年冬季涨价方案

涨价项目	2016	2017	2018
合同内基准气量	10-15%	10-15%	20%
合同内增量气量	-	15-20%	37-40%
合同内市场化气量	-	交易中心旺季涨幅约 55%	交易中心淡季涨幅约 60%-100%
合同外现货 LNG 气量	-	淡季中枢 3000, 旺季中枢 6000, 旺季峰值 12000	淡季中枢 4000, 旺季中枢 4600, 旺季峰值 5400

资料来源:中石油, 国信证券经济研究所整理

价格重构: 门站价远期面临全面改革

当前的省门站价格由国家发改委制定，主要针对上游井口价以及中游跨省长输管线环节进行一揽子定价，没有对外单独拆分上游与中游分别对应的价格。在国家管网公司成立后，随着上游与中游分属不同的主体，我们认为门站价机制的合理性将受到较大的挑战。

我们认为一种较为合理的重构思路是，对门站价按照进口气成本进行更快频率的微调，在门站价水平逐渐能够更好反映国内气源综合成本，且调价机制逐步成熟后，对门站价进行更符合市场业态的重新定义。

与我国对外依存度类似的日本和韩国，普遍每个季度根据进口天然气成本进行一次国内上游价格调整，终端零售价格相当于上游价格与中下游输配气价格的加总。我们注意到近期有报道称，中石油今年曾提出方案，每季度根据进口气成本调整其基准门站价对下游的涨价幅度。

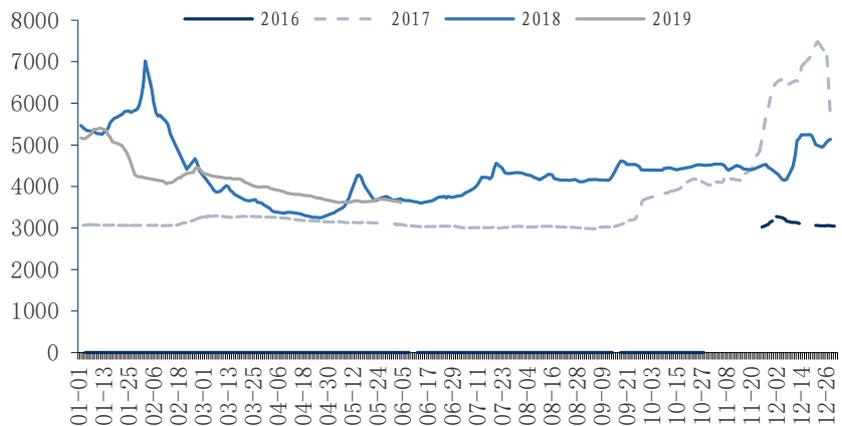
上游价格：短期看涨，长期随供给释放回落

2019年上半年，上游 LNG 价格伴随门站价同比上涨，但进入 5 月份，随着需求的回落，LNG 价格同比、环比均发生回落。展望 2019 年下半年，我们认为备战冬供以及国家管网公司的成立预期，将对三四季度上游价格起到支撑。然而，中长期看，伴随前述的需求持续释放，预计上游价格中枢将最终面临回落。

上半年 LNG 上游出厂价格指数分析

2019 年上半年，上游 LNG 价格伴随门站价涨价而同比上涨，3/4 月全国平均价格分别较上年同期提升 9%/14%，进入 5 月，由于燃气需求环比下滑，作为天然气市场边际补充品种的 LNG 需求加速下滑，5 月均价 3646 元/吨，同比下滑 3%。

图 18: 全国 LNG 出厂价格指数

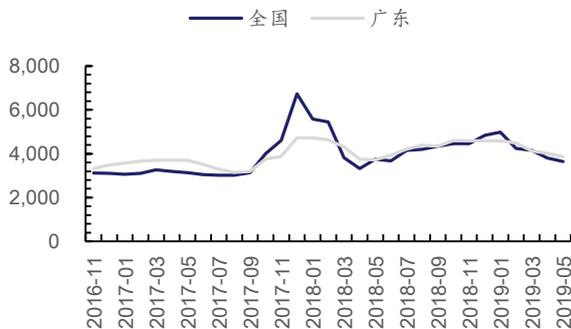


资料来源:上海石油天然气交易中心, 国信证券经济研究所整理

在重点地区中，仅广东 LNG 价格上涨。广东 3-5 月 LNG 价格同比去年同期分别上涨-4%/7%/4%，在用气大省中罕见维持了较为稳定的价格涨幅。结合广东省 18Q4 以来电厂用气消费减弱的情况，我们认为广东省工商业用气需求维持了强势。

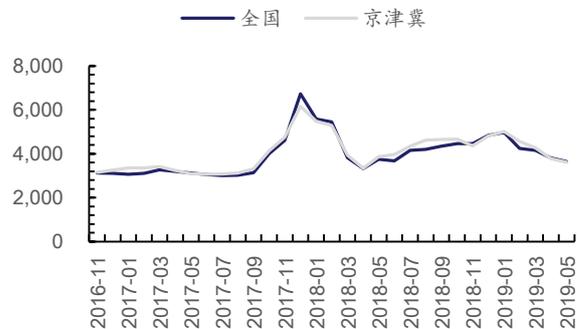
其他重点地区中，京津冀价格下滑有限。3-5 月，京津冀地区 LNG 价格同比上年同期分别+8%/+13%/-6%，5 月 LNG 价格 3621 元，环比-4%。

图 19: 广东 LNG 出厂价格 (元/吨)



资料来源:上海石油天然气交易中心, 国信证券经济研究所整理

图 20: 京津冀 LNG 出厂价格 (元/吨)

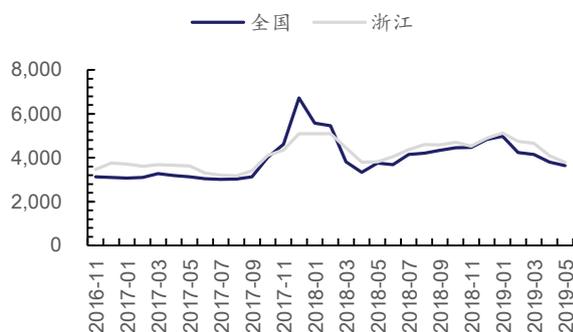


资料来源:上海石油天然气交易中心, 国信证券经济研究所整理

华东的浙江与江苏是 5 月以来 LNG 价格下滑较快的地区。浙江 3-5 月 LNG 价格同比涨幅分别为 5%/8%/-1%，5 月均价 3782 元，环比下滑 8%。3-5 月，江

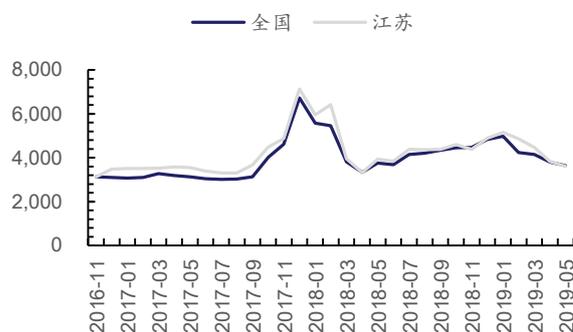
苏 LNG 价格同比上年同期分别+13%/+15%/-8%，5 月价格 3608 元/吨，环比下滑 6%。

图 21: 浙江 LNG 出厂价格 (元/吨)



资料来源: 上海石油天然气交易中心, 国信证券经济研究所整理

图 22: 江苏 LNG 出厂价格 (元/吨)



资料来源: 上海石油天然气交易中心, 国信证券经济研究所整理

看涨 2019 年上游价格

我们基于供需分析与国家管网公司成立预期, 看涨 2019 年后续上游价格。从供需来看, 今年冬季供需缺口仍然存在, 预计届时西部地区内陆液厂的原料气供给将再度被收紧, 华北、华东接收站冬季负荷率进一步提升空间有限, 而华南地区接收站的南气北送量将由上年的 3000 万方/日翻倍至 6000 万方/日, 从而带动华南供需形势的收紧。

从国家管网公司成立的事件驱动而言, 2019 年至今国际油价整体略有增长, 上游央企进口成本同比预计略有扩大。在优质管网资产被分拆、国资委又考核央企利润增速的情况下, 我们预计上游央企将有更强的诉求与合理性寻求持续的涨价方案。

预计上游价格长期回落: 供需缺口收窄, 上游涨价的空间逐步缩窄

我们预计上游气价最快将于 1.5-2 年后开始回落, 主因是长期而言, 供给端中俄东线与 LNG 接收站将陆续投运放量, 而需求端, 年消费量的提升幅度进一步大幅攀升的可能性相对较小。由此, 长期而言, 我国供需形势将由当前的紧平衡状态向宽松方向发展, 带动上游价格未来高位回落。

城市燃气: 毛差与接驳费承压, 核心关注气量

对于城市燃气板块而言, 由于持续的供需紧平衡以及实体经济对终端用能成本的让利诉求, 我们看跌毛差的长期走势, 由此带来的将是业绩增速持续跑输售气量增速。同时, 我们认为城燃接驳费依然存在调降风险。尽管如此, 我们认为燃气需求仍将是支撑业绩增速与估值的源动力, 认为城燃需求将持续跑赢全国用气量增速。总体看, 我们认为城燃行业 2019 年合理估值中枢将有一定支撑, 但类似 2017 和 2018 年出现估值中枢大幅提升的机会可能概率变小。

上游涨价与实体预期波动, 看跌城燃毛差

我们中长期内持续看跌城燃公司毛差, 认为城燃公司毛差短期主要受到上游涨价影响, 长期则持续受到实体经济波动导致的向终端用户让利影响。2019 年, 我们维持原先判断, 预计城燃毛差同比 2018 年下滑 3-5%, 即主要全国型龙头

城燃毛差下行约 2-3 分/立方米。长期尺度下，城燃毛差小幅持续下滑或是大趋势。

接驳费管制风险持续，维持接驳费持续小幅下滑的判断

我们维持之前的判断，认为尽管目前为止尚未有地方政府明确下调接驳费，但长期看接驳费依然存在下调的政策风险。自从 2018Q4 以来，我们陆续观察到城燃公司重列接驳费、向市场声明接驳的较高的真实成本，以抵御接驳费下行压力。然而，这类措施也将意味着城燃公司的接驳毛利率可能出现边际下行。

气量是核心，城燃气量依然跑赢全行业，但以量抵价逻辑有所弱化

观察历史趋势，我们认为用气量增速与城燃公司 PE 水平呈现显著的正相关。在 2019 年用气需求边际放缓的情况下，我们不认为城燃售气量增速会同幅度放缓，主因是当前增速下滑影响较大的发电用电等品种并不包含在大多数城燃公司的零售气量口径中。

尽管如此，行业用气量增速下行将导致城燃公司估值提升空间被挤压，以高气量对冲售气与接驳利润率下滑的逻辑也将有所弱化。

整体来看，气量依然是判断城燃公司投资前景的核心，同时我们依然期待城燃公司通过下游横向并购、上游纵向整合气源、拓展综合能源业务、拓展增值服务等手段，提升其长期业绩增速中枢。

投资逻辑：上游顺位高于下游，优选气量高增标的

我们认为下半年燃气行业的两条主线是需求承压与国家管网公司改革。年内更看好上游气源开采商，主因是认为年内依然会发生供需紧张，且管网公司成立将增强上游涨价动力，推荐**蓝焰控股**，**新天然气**；同时依然看好下游优质城燃的长期价值，认为零售气量增速仍将跑赢行业用气量增速，推荐**新奥能源**，**天伦燃气**。

蓝焰控股：受益于新区块投产以及山西国企改革

公司是山西省属国企，主营煤层气开采销售与工程。上半年有 2 个新区块从勘探阶段转入试采阶段，预计年内将开始贡献气量增长。公司上半年控股股东变更为山西燃气集团，是后者旗下的唯一煤层气开采上市公司。山西燃气集团是山西省政府用于整合省内燃气资源的专门平台，公司有望凭借大股东支持进一步拓展新区块，并推动与央企区块合作开发，带动储量和开采量中长期增长。国家管网公司成立后，上游央企有进一步涨价诉求，公司有望跟随受益于气源涨价。

我们维持公司 2019-2021 年盈利预测为 7.97/10.69/13.67 亿元，对应动态 PE 为 13/10/8x，维持买入评级。

新天然气：收购上游优质资产，开采量与上游售价齐升

公司传统主营新疆地区城市燃气下游业务，2018 年三季度收购港股煤层气开采商亚美能源 50.5% 股权，成功拓展上游气源业务。亚美能源在手 2 个区块规划产能 15 亿方，较当前实际产量有翻倍空间。近年来，伴随上游涨价，亚美能源煤层气售价持续上涨，后续量价齐升态势有望持续。

我们维持公司 2019-2021 年盈利预测为 4.64/5.76/7.13 亿元，对应动态 PE 为 8/6/5x，维持买入评级。

新奥能源：优质全国型城燃，受益于接收站布局，拓展综合能源业务

公司是全国领先的城镇燃气分销商，在全国合计拥有 187 个项目，2018 年零售

销气量 174 亿方，同比+20%。公司在手区域享受经济发展与工商业煤改气红利，气量增速跑赢行业。公司大股东新奥集团于 2018 年在浙江舟山投运 300 万吨/年 LNG 接收站，对接 3 个优惠长协，有望明显提升后续气源保供和成本控制能力。公司是市场领先的综合能源服务商，综合能源业务体量进入快速发展期。

我们维持公司 2019-2021 年盈利预测为 51.11/60.23/71.19 亿元，对应动态 PE 为 14/11/10x，维持买入评级。

天伦燃气：优质中型城燃，快速推进河南煤改气

公司是优质的中型城市燃气分销商，2018 年总销气量 12.93 亿方，同比+22%。公司所属项目多位于三四线城市和省会城市周边，受益于工业外迁，售气量增速跑赢行业。公司 2018 年以来与河南省财政厅下辖企业合资成立煤改气基金，集中推进河南农村煤改气，商业模式创新，确保接驳费的稳定回升，并推动业绩快速增长。公司在气源保障方面灵活多元，采取运营长输管线、承包液厂等多种形式保证项目运营。

我们维持公司 2019-2021 年盈利预测为 10.32/13.14/16.79 亿元，对应动态 PE 为 7/5/4x，维持买入评级。

风险提示

宏观经济风险

我们认为宏观经济波动将可能对能源需求带来直接影响，并通过影响上游其他替代能源价格，间接对天然气用气需求带来波动。

气量需求下行风险

我们认为燃气行业下半年的主要关注点在于气量需求承压。如果气量需求下行，可能导致行业整体估值提升空间受挤压，并对上游气价产生下行动力。

城燃毛差下行风险

我们判断城燃行业毛差中长期面临缓慢小幅下降。这将导致城燃公司售气利润增速跑输收入增速。城燃公司为了维持利润增速稳定，将需要寻求更快的售气量增速，或者拓展其他新业务领域。

城燃接驳费下行风险

我们认为城燃公司接驳费依然有下调的政策风险。作为应对，城燃公司有动力做低接驳利润率，但这又可能导致接驳业务财务指标的提前下滑。

附表：重点公司盈利预测及估值

公司 代码	公司 名称	投资 评级	收盘价	EPS			PE			PB
				2018	2019E	2020E	2018	2019E	2020E	2018
000968.SZ	蓝焰控股	买入	11.00	0.70	0.82	1.11	15.7	13.4	9.9	2.8
603393.SH	新天然气	买入	22.58	2.09	2.90	3.60	10.8	7.8	6.3	1.6
02688.HK	新奥能源	买入	73.35	2.56	4.64	5.46	24.4	13.5	11.4	3.9
01600.HK	天伦燃气	买入	8.17	0.64	1.04	1.33	10.9	6.7	5.2	2.5

数据来源：wind、国信证券经济研究所整理

国信证券投资评级

类别	级别	定义
股票 投资评级	买入	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 20%以上
	增持	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	预计 6 个月内，股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	卖出	预计 6 个月内，股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	超配	预计 6 个月内，行业指数表现优于市场指数 10%以上
	中性	预计 6 个月内，行业指数表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	低配	预计 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 10%以上

分析师承诺

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于本人的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求客观、公正，结论不受任何第三方的授意、影响，特此声明。

风险提示

本报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有，仅供我公司客户使用。未经书面许可任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。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。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询业务是指取得监管部门颁发的相关资格的机构及其咨询人员为证券投资者或客户提供证券投资的相关信息、分析、预测或建议，并直接或间接收取服务费用的活动。

证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市罗湖区红岭中路 1012 号国信证券大厦 18 层

邮编：518001 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 楼

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032