

一年该行业与上证综指走势比较



行业专题

天然气上游成本价格对比解读

相关研究报告:

《行业重大事件快评: 发改委发布《油气管网设施公平开放监管办法(公开征求意见稿)》, 利好上、下游整体效率提升》——2018-08-06
 《行业重大事件快评: 居民门站价并轨改革, 利好气量长期成长, 无惧短期居民毛差波动》——2018-05-30
 《行业重大事件快评: 2月用气量续高增, 对外依存度接近45%》——2018-04-02
 《行业重大事件快评: “河北省暂停煤改气”存误读, 对上市公司影响有限》——2018-01-29
 《行业重大事件快评: 非居民门站价降幅小于预期, 持续关注气改进展》——2017-08-31

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

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

● 气源、终端用户结构、分销形式是三组不同的概念

天然气的**气源**主要分为国产气(常规气&非常规气)、进口管道气(中亚&缅甸)、进口LNG(接收站海气)。**终端用户**结构主要分为城镇用气、工业燃料用气、发电用气、化工原料用气。三桶油直接销售(直供)的主要为发电用气与化工原料用气, 城市燃气公司(城燃)零售的主要为城镇用气与工业燃料用气。对终端以**LNG形式分销**的气量分两个品种: ①接收站有少部分海气以LNG形式分销, 其余主要以管道气的形式分销。②国产气与进口管道气约有少部分供给给内陆的LNG工厂, 液化后以LNG的形式分销, 其余主要以管道气的形式分销。

● 气源成本: 国产气最低, 进口管道气次之, 进口LNG最贵

我们根据海关数据和调研信息对比不同气源成本, 国产气开采成本最低, 不同品种大约集中在0.7-1.1元/方。进口管道气, 尤其是中亚气成本略贵, 近年来集中在1.3-1.5元/方。进口LNG最贵, 近年来集中在1.9-2.1元/方, 但其中有大量三大油进口的高价长约气, 拉高了进口LNG整体成本。

● 进口气成本变化: 近年来逐步攀升

2016-2018年, 进口管道气平均成本分别为1.22/1.39/1.43元/方。2017年淡季均价1.36元/方, 2017年冬季均价1.44元/方, 2018年3月底供暖季结束以来, 均价为1.41元/方。2018年7月平均成本为1.41元/方。2015-2018年, 进口LNG平均实现成本分别为2.03/1.65/1.88/2.14元/方。2016/2017冬季均价分别为1.81/2.05元/方, 2017/2018淡季均价分别为1.87/2.16元/方, 2018年7月最新成本为2.30元/方。进口LNG平均成本比进口管道气偏高约0.5-0.9元/方。

● 上游售价: 三大油偏低, LNG出厂价显著高于管道气

三大油作为上游的主要业主, 向中下游平均售价在1.25-1.4元/方。内陆LNG工厂与沿海LNG接收站的平均出厂价17年淡季在3000元/吨, 折合2.1元/方; 17年冬季达到6000-7000元/吨, 折合4.3-5元/方; 18年淡季在4000-4500元/吨, 折合2.8-3.2元/方。LNG价格显著高于管道气, 体现该品种的价格弹性。

● 上游盈利: 三大油结构性亏损, 接收站盈利性强于内陆LNG工厂

我们测算了不同上游业主成本与售价的关系。三大油综合而言, 由于进口气成本偏贵, 整体拉低了其天然气板块盈利水平。尤其是中石油, 由于销售管道气占比较高, 售价相对LNG受更多限制, 近年来进口气部分亏损额度扩大。LNG部分, 内陆LNG工厂的气源自三大油获得, 今年以来西南地区工厂拿气成本已经持续超过4000元/吨, 严重压缩盈利水平, 价差大约在500元/吨。LNG接收站由于进气成本偏低, 盈利性显著高于内陆LNG工厂。其价差在17年12月达到峰值4000元/吨, 在2018年淡季回落至800元/吨, 但毛利中枢相比2017年淡季的约500元/吨仍有显著提升。

● 投资逻辑

冬季LNG涨价, 关注**LNG进口分销商**, 以及煤层气开采商**蓝焰控股**。淡季上游涨价压力消减, 气量高增弥补毛差小幅缩减, 等待长期配置优质城市燃气公司的合适估值时点, 关注**新奥能源**

内容目录

天然气气源拆分	4
我国天然气来源基本结构	4
我国天然气来源详解	5
天然气气源结构趋势	6
天然气消费结构拆分	6
天然气终端分销形式拆分：管道气或 LNG	7
天然气气源价格机制	7
我国天然气的气源成本机制	8
天然气上游销售价格机制	9
我国的管道气门站价体系	10
上游门站价涨价	10
天然气上游实现价格	11
中石油进口气板块的亏损	12
LNG 出厂价格	13
天然气终端销售价格机制	14
投资策略	15
国信证券投资评级	16
分析师承诺	16
风险提示	16
证券投资咨询业务的说明	16

图表目录

图 1: 我国天然气表观消费量	4
图 2: 我国天然气国产量	4
图 3: 我国天然气进口量	5
图 4: 我国天然气对外依存度	5
图 5: 进口管道气平均成本	8
图 6: 进口 LNG 平均成本	9
图 7: 中石油进口气亏损额 (正亏损)	12
图 8: 中国 LNG 出厂价格指数	13
图 9: 城市燃气公司下游毛差(不同公司间可能存在计算口径差异)	14
表 1: 我国 LNG 接收站一览表	6
表 2: 我国天然气消费结构	7
表 3: 不同气源的成本机制	8
表 4: 不同气源、分销形式下气量与定价机制拆分	9
表 5: 各省最新非居民门站价情况 (元/千立方米, 含 10% 增值税)	10
表 6: 我国近年来天然气门站价调整历史	10
表 7: 中石油冬季涨价方案	11
表 8: 三大油上游销售实现量价	11
表 9: 中石油进口气亏损情况	12
表 10: LNG 出厂价相比其进口成本价普遍毛利在 1000 元上下, 但 17 冬季达到 2000-4000 元/吨	13
表 11: 新奥能源终端气价与价差	14

天然气气源拆分

我国天然气来源基本结构

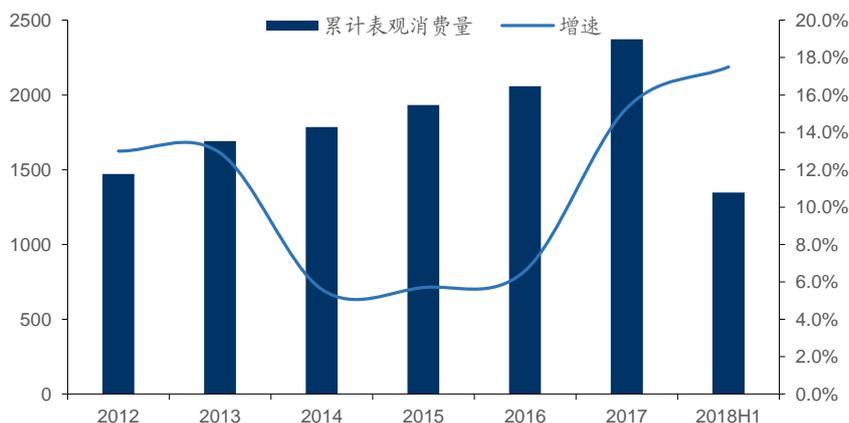
我国天然气气源主要由国产气、进口管道气、进口 LNG 三大部分组成。根据发改委统计口径，2017 年，我国天然气表观消费量 2373 亿方，同比+15.3%；国产气产量 1487 亿方，同比+8.5%；进口气 920 亿方，同比+27.6%；对外依存度 38.8%，同比+3.8 pct。

在 920 亿方进口气中，根据海关数据，进口管道气 426 亿方，同比+8.8%；进口 LNG 536 亿方，同比+46.4%。

2018 年 1-7 月，我国天然气表观消费量 1572 亿方，同比+17.8%；国产量 908 亿方，同比+5.5%；进口量 682 亿方，同比+38.5%；对外依存度 43.4%，同比+6.2 pct。

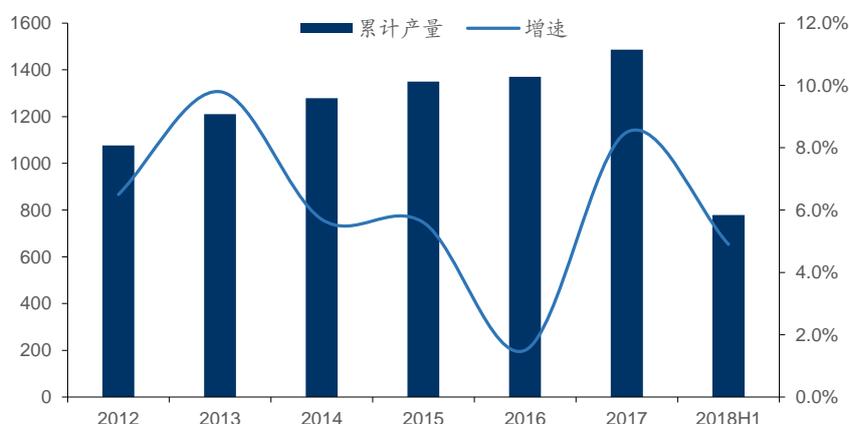
2018 年 1-7 月，我国进口管道气 301 亿方，同比+21%；进口 LNG 393 亿方，同比+47%。进口 LNG 占进口气比重 56.6%，较年初提升 0.9 pct。

图 1: 我国天然气表观消费量



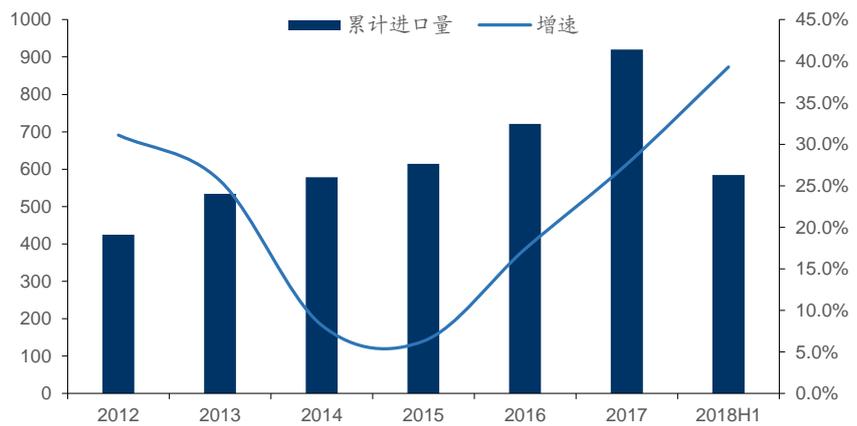
资料来源: 发改委, 国信证券经济研究所整理

图 2: 我国天然气国产量



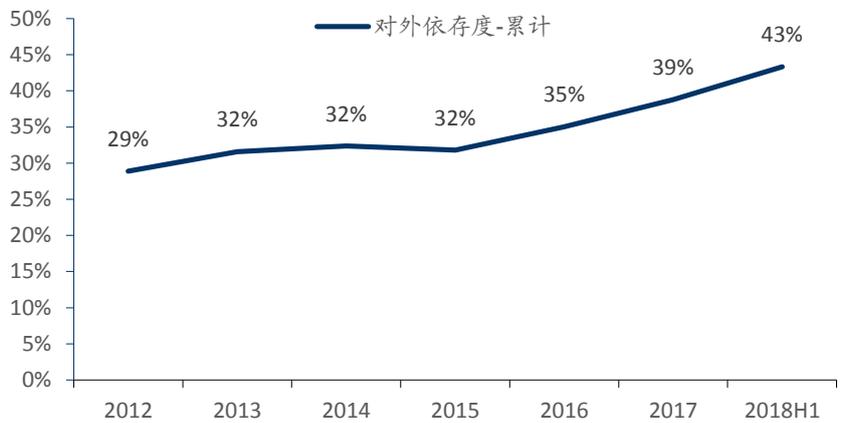
资料来源: 发改委, 国信证券经济研究所整理

图 3: 我国天然气进口量



资料来源: 发改委, 国信证券经济研究所整理

图 4: 我国天然气对外依存度



资料来源: 发改委, 国信证券经济研究所整理

我国天然气来源详解

国产气: 我国国产气可细分为常规气与非常规气, 其中常规气主要指大型油气田产气, 非常规气主要指页岩气、煤层气、煤制气等。根据国家能源局口径, 2017 年, 我国常规气产量 1339 亿方, 同比+8.1%; 页岩气 92 亿方, 同比+14.3%; 煤层气利用量 44 亿方, 同比+14.8%; 煤制气 26 亿方, 同比+34.3%。

国产气业主: 我国 90% 以上的国产份额属于三大油, 其中中石油占比 70% 以上, 中石化主要开采川气及其中页岩气, 中海油主要开采海上气。(2017 年海上气开采 74 亿方, 同比+2.9%, 主要归入常规气口径。)除了三大油之外, 其余小型国产气开采商主要集中于煤层气、致密气(一般归入常规气口径)领域, 上市公司主要包括蓝焰控股、亚美能源。

进口管道气: 我国进口管道气主要分为中亚(土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦)以及缅甸两个方向。2017 年, 土库曼斯坦进口量占比达 85%。

进口管道气业主: 我国的进口管道气全部由中石油进口。

进口 LNG: 我国进口 LNG 主要由沿海接收站接收, 主要气源国依次为澳大利亚(237 亿方, 同比+44.3%, 占比 45%)、卡塔尔(103 亿方, 同比+50.4%, 占比 19.6%)、马来西亚、印度尼西亚等国。2017 年我国自美国进口量 21 亿方, 同比+750%, 占比 4%, 占美国出口量的 11.7%, 中国已成为美国第三大 LNG

出口国。

进口 LNG 业主：当前进口 LNG 业主与接收站产权高度挂钩。主要的接收站集中于中海油、中石油、中石化，民营接收站包括新奥舟山、东莞九丰、广汇启东。

表 1：我国 LNG 接收站一览表

接收站	业主	投产时间	17 年底能力/百万吨
华北			
辽宁大连一期	中石油	1112	3
辽宁大连二期	中石油	1611	3
河北唐山曹妃甸一二期	中石油	1311	6.5
天津浮式一期	中海油	1412	2.2
天津南港一期	中石化	1802	0
山东青岛一期	中石化	1411	3
华东			
江苏如东一期	中石油	1105	3.5
江苏如东二期	中石油	1611	3
江苏启东一期	广汇能源	1704	0.6
江苏启东二期	广汇能源	拟 18Y	0
上海洋山	中能集团, 中海油	0911	3
上海五号沟	上海燃气	0811	1.5
浙江舟山一期	新奥能源	拟 1808	0
浙江宁波一期	中海油	12Y	3
华南			
福建莆田	中海油	0902	6.3
粤东揭阳一期	中海油	1705	2
广东东莞	中石油, 九丰	12Y	1.5
广东珠海一期(金湾)	中海油	1310	3.5
广东大鹏一二期	中海油	0609	6.57
广东深圳大鹏送福一期	中海油	1808	0
广东深圳调峰	深圳燃气	拟 1806	0
广西北海一期	中石化	1604	3
海南洋浦一二期	中海油	1408	3
合计			58.17

资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

天然气气源结构趋势

对外依存度提升：长期而言，国产气产量增速或将持续显著跑输表观消费量增速，导致对外依存度持续提升。2018 年国家能源局对国产量目标 1600 亿方，同比+7.6%，1-7 月实际增速 5.5%，暂时跑输全年增速目标。

进口管道气占比短期下降，但 2019-2020 年起或将再度上行：当前进口管道气增量有限，2018 年仅哈萨克斯坦新签 50 亿方，占 2017 年进口量的 12%，跑输进口 LNG 增速。2019 年底，中俄东线有望于黑龙江方向通气，初期自俄罗斯进口量约 50 亿方/年，后续预计逐渐爬坡至 380 亿方/年，有望带动进口管道气占比再度回升。

进口 LNG 多元化：我国当前进口 LNG 仍以三大油为主，随着国家 2014 年对建设进口 LNG 接收站以及进口 LNG 贸易资质面向社会资本完全放开，预计未来民营以及地方国企资本在进口 LNG 气量中的占比将逐步提升，LNG 业主结构多元化。

天然气消费结构拆分

在我国天然气的消费结构中，城镇燃气占比逐年提升，2017 年达到 39%；发电用气占比保持稳定，2017 年占比 18%；工业燃料（锅炉）用气占比逐年下行，2017 年占比 32%；化工用气占比同样下行，2017 年为 11%。

工业燃气用气与化工用气的区别在于，工业燃气用气通过锅炉内的燃烧反应供应热能；化工用气通过化工反应用于生产化工产品。

直供大用户与城燃零售用户：发电用气与化工用气单体项目用气量较大，有相当规模属于三大油直供客户，项目通常建设于其主干管网附近，减少中间管输环节，节省管输费，降低用气价格。城镇燃气与工业燃料用气通常单体项目用气量更小，分布更为分散且远离三大油门口站，主要为城市燃气公司进行零售分销。

如果简化考虑，剔除直供与零售用户之间的比例波动，15-17 年三大油直供气量占比大约在 30%/30%/29%，城燃零售气量占比大约在 70%/70%/71%。

表 2：我国天然气消费结构

	2015	2016	2017
表观消费量合计	1932	2058	2386
YOY	5.7%	6.60%	14.80%
城镇燃气	628	729	937
YOY		16%	29%
占比	33%	35%	39%
发电用气	284	366	427
YOY		29%	17%
占比	15%	18%	18%
工业燃料	738	712	760
YOY		-4%	7%
占比	38%	35%	32%
化工用气	282	251	262
YOY		-11%	4%
占比	15%	12%	11%

资料来源：国信证券经济研究所整理

天然气终端分销形式拆分：管道气或 LNG

我国有大约 10-15%的气量对终端以 LNG 形式分销，分两个品种：

接收站约有 10-20%的海气以 LNG 形式分销，其余主要以管道气的形式分销；

国产气与进口管道气约有 10-15%供给给内陆的 LNG 工厂，液化后以 LNG 的形式分销，其余主要以管道气的形式分销。

以 LNG 形式分销的气量主要针对的是城镇用气以及工业燃料用气，尤其是管道气源不稳定或尚未通管道的用户。

对于内陆 LNG 工厂而言，其拿气成本以非居民门站价为基准，但 2017 年以来的趋势是，实际拿气需要在交易中心进行竞价交易，真实原料气成本相当于门站价上浮 50%-100%。这也推升了内陆 LNG 的制气成本。

对 LNG 接收站接收的海气来说，管道气形式分销的气量称作“液来气走”，LNG 形式分销的气量称作“液来液走”。海气 LNG 的成本与海气的进气成本高度相关。

天然气气源价格机制

我国天然气的气源成本机制

国产气：我国国产气的成本主要为开采成本。常规气的开采成本大约在 0.9-1.2 元/方，中石油比中石化略低，主因是中石化主要在川气地区操作，气量规模效应和当地消纳能力均有局限。中石油部分优质气田开采成本在 0.7 元/方乃至更低。

中石化页岩气的开采成本大约在 0.8 元/方左右。

煤层气的整体开采成本偏高，优质区块全成本（包含人工、折旧）大致集中在 0.7-0.85 元/方。个别较差的煤层气区块，开采全成本超过 2 元/方。

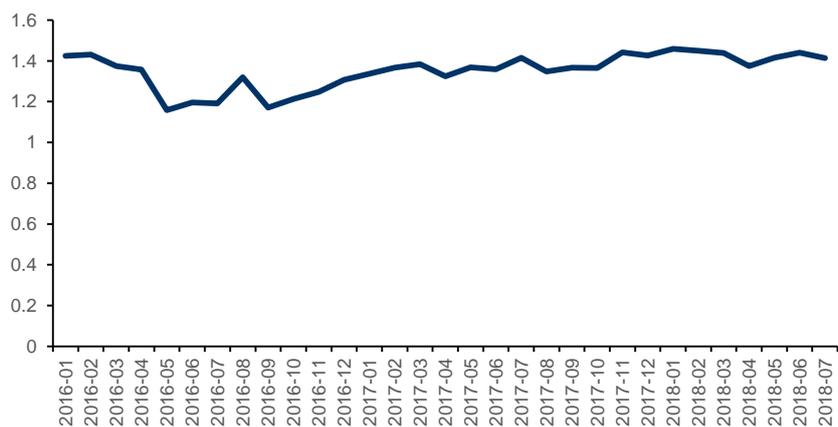
表 3：不同气源的成本机制

气源	业主	成本机制	近年趋势
国产气	中石油、中石化、中海油、地方国企及民营企业	开采成本	整体稳定，单体项目呈现规模效应
进口管道气	中石油	油价为主的挂钩公式（未公开）	整体随油价波动上升，供需紧张时突破油价额外涨价
进口 LNG 长约	中海油，中石化，中石油	以长约签订日油价为基准，针对油价变动按斜率进行浮动的机制	高油价时代长约对应当前执行价格显著偏高
进口 LNG 现货	三大油，民营企业	以当前油价为基准，根据供需有波动	整体随油价波动上升，供需紧张时突破油价额外涨价

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

进口管道气：中石油进口管道气进口公式从未公布。根据国家海关数据，近年来整体随油价波动上升，供需紧张时（如 2017 年冬季）突破油价额外涨价。2016-2018 年，进口气平均成本分别为 1.22/1.39/1.43 元/方。2017 年淡季均价 1.36 元/方，2017 年冬季均价 1.44 元/方，2018 年 3 月底供暖季结束以来，均价为 1.41 元/方。2018 年 7 月平均成本为 1.41 元/方。

图 5：进口管道气平均成本



资料来源：国家海关，国信证券经济研究所整理

进口 LNG：进口 LNG 价格分为长约与现货两种情况。

长约价格与签订时的油价水平敏感性较高，与公式斜率也有相关。优质的长约会通过公式约定以及套保对冲等手段，锁定油价这一自变量对进气成本计算结果的地板价与天花板价。例如，某公司长约公式可约定 80 美元为公式上限，即油价在 80 美元以上时，公式计算出的进气成本不再变化。通过套期保值，可将

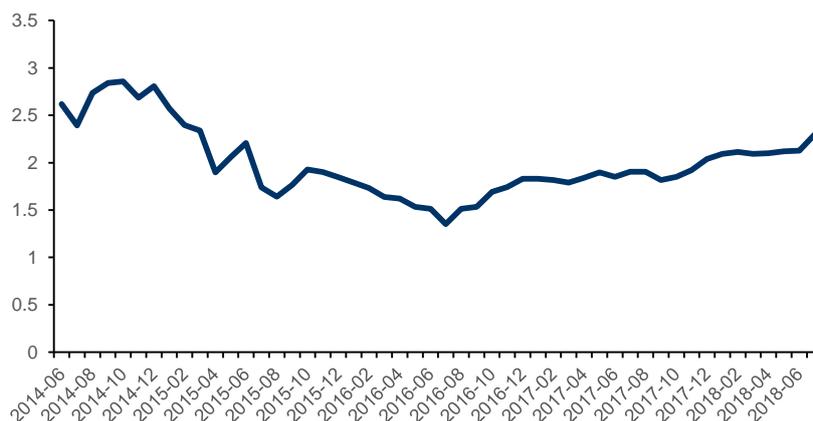
天花板进一步压低至 75 美元，即油价在 75 美元以上时，进气成本基本锁定在按 75 美元计算的公式价格。但是类似的优质长约往往只有在低油价时期才较为容易签得。

现货价格整体也与油价呈正相关，近期整体随油价波动上升，供需紧张时突破油价额外涨价。

我国用于精确衡量进口 LNG 成本的仅有海关数据，并未拆分长约及现货成本。当前整体长约气量过半，但中短期长约气量占比有下滑态势。有国内企业表示，2018 年以来油价偏高，不认为短期是签署长约的最好时机，或将等待 3-4 年以后卡塔尔、美国新一轮液厂投产带动国际气价再度下行。

2015-2018 年，进口 LNG 平均实现成本分别为 2.03/1.65/1.88/2.14 元/方。2016/2017 冬季均价分别为 1.81/2.05 元/方，2017/2018 淡季均价分别为 1.87/2.16 元/方，2018 年 7 月最新成本为 2.30 元/方。进口 LNG 平均成本比进口管道气普遍偏高约 0.5-0.7 元/方。

图 6: 进口 LNG 平均成本



资料来源: 国家海关, 国信证券经济研究所整理

天然气上游销售价格机制

根据分销形式不同，按管道气形式分销的气量，由上游出售给中下游时，总体执行门站价体系，或以门站价为锚进行半市场化定价。按 LNG 形式分销的气量，完全市场化定价。

在官方的口径中，以门站价为锚进行市场化定价的气量，即页岩气、煤层气、煤制气、直供气等，归类为市场化定价。我们将其称为半市场化定价，原因是这些销气品种的售价，无论基数还是冬季涨幅，均基本跟随门站价以相近比例波动。

表 4: 不同气源、分销形式下气量与定价机制拆分

消费方式	占比	占比前景	是否市场化定价	定价机制
内陆气源-管道气	60-65%	长期提升	半市场化	基本以门站价为锚,季节性上浮
内陆气源-LNG	5-8%	长期看可能下降	完全市场化	随行就市
海气 LNG-气化进管道	15-20%	随 LNG 进口量增长而提升	半市场化	参照执行管道气门站价
海气 LNG-液来液走	5-8%	随 LNG 进口量增长而提升	完全市场化	随行就市

资料来源:发改委, 国信证券经济研究所整理

注: 以 LNG 形式分销的气量占比没有官方口径的精确拆分

我国的管道气门站价体系

基于这一机制, 我们首先分析我国的门站价体系。各省门站价由国家发改委制定。我国早年的门站价主要执行非居民、居民双轨制, 定价机制是**净回值法**, 原理是根据两广地区燃料油与 LPG 这两种替代能源的价格按公式倒推当地门站价, 并按照管输距离自东南方向向西北方向倒推扣减管输费。

近年来, 我国门站价经过多次改革, 定价机制逐渐向**成本加成法**倾斜。尽管国家发改委公布的是一揽子的省门站价, 其计算时实际会拆分成井口价+跨省长输管输费。其中井口价会综合考量早年净回值法计算下的价格水平, 以及上游开采、进口的合理收益; 跨省管输费按照管道负荷率 75% 下准许 8%ROA 的方式监审核定。

表 5: 各省最新非居民门站价情况 (元/千立方米, 含 10% 增值税)

省份	基准门站价格	省份	基准门站价格
北京	1880	湖北	1840
天津	1880	湖南	1840
河北	1860	广东	2060
山西	1790	广西	1890
内蒙古	1230	海南	1530
辽宁	1860	重庆	1530
吉林	1650	四川	1540
黑龙江	1650	贵州	1600
上海	2060	云南	1600
江苏	2040	陕西	1230
浙江	2050	甘肃	1320
安徽	1970	宁夏	1400
江西	1840	青海	1160
山东	1860	新疆	1040
河南	1890		

资料来源:国家发改委, 国信证券经济研究所整理

表 6: 我国近年来天然气门站价调整历史

时间	非居民气价	居民气价	化肥气价	其他气价
2011.12	两广地区市场净回值试点	-	-	-
2013.06	存量气上调 0.4 元/方, 增量气一部调整到位	-	上调 0.25 元/方	进口 LNG, 页岩气, 煤层气, 煤制气价格放开
2014.08	存量气上调 0.4 元/方	-	-	-
2015.02	存量气上调 0.04 元/方, 增量气下调 0.44 元/方, 两者并轨	-	上调 0.2 元/方	放开直供用户门站价格
2015.11	下调 0.7 元/方	-	-	-
2016.11	冬季采暖期允许门站价上浮不超过 20%	-	-	-
2017.09	下调 0.1 元/方	-	-	-
2018.06	下调 0.02 元/方	上调与非居民门站价并轨	-	-

资料来源:国家发改委, 国信证券经济研究所整理

上游门站价涨价

2015年11月，为支持降低终端用气成本，各地非居民门站价普遍下调0.7元/方。出于对三大油的补偿，国家发改委同时规定，允许非居民门站价在特定情况下上浮不超过20%。2016年冬季起，中石油、中石化分别对非居民门站价进行季节性涨价。每年冬季，中石油陆续引入新的涨价机制，涨幅走高，并已经突破发改委20%的限制。

2018年上半年以前，各地居民门站价普遍低于非居民门站价约0.35-0.38元/方，且在冬季时，居民门站价完全不进行季节性调整，仍维持较低水平。2018年5月25日，国家发改委发布《关于理顺居民用气门站价格的通知》，要求将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，价格水平按非居民用气基准门站价格水平（增值税税率10%）安排，供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格，实现与非居民用气价格机制衔接。方案实施时门站价格暂不上浮，实施一年后允许上浮。目前居民与非居民用气门站价差较大的，此次最大调整幅度原则上不超过每千立方米350元，剩余价差一年后适时理顺。上述方案自2018年6月10日起实施。

表7：中石油冬季涨价方案

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%	38-40%
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

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

天然气上游实现价格

官方口径的数据中不存在精准拆分的上游销售实现价格的统计。但是我们拥有三桶油销售价格以及全国LNG平均出厂价的统计。

三桶油的销售价格相当于其管道气分销以及LNG分销的综合实现价格。以中石油为例，其气源成本包含较气量占比较高、成本较低的国产气，以及气量成本较低、成本较高的进口气。其LNG销售作为一级分销商，价格较终端LNG售价更低；其管道气销售包含直供气部分以及按基准门站价冬季上浮销售部分，相比同业较基准门站价上浮偏少。

表8：三大油上游销售实现量价

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
销 售 量	全国-亿方	1310	1471	1692	1786	1932	2058	2373
	中石油-亿方	752.81	853.88	985.41	1252.78	1581.1	1832.05	1865.65
	中石化-亿方	123.1	144.31	159.07	166.61	184.4	190.08	225.29
	中海油-亿方	107.0367	100.807	115.5316	123.1771	125.7256	116.098	119.3544
	三桶油合计	982.9467	1098.997	1260.012	1542.567	1891.226	2138.228	2210.294
平 均 售 价	中石油-元/方	1.082	1.125	1.226	1.366	1.371	1.097	1.236
	中石化-元/方	1.274	1.281	1.336	1.589	1.519	1.258	1.29
	中海油-元/方	1.175	1.281	1.245	1.397	1.405	1.279	1.394
	三桶油加权售价-元/方	1.116	1.160	1.242	1.393	1.388	1.121	1.250

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

按时间序列比较，我们发现主要公司的销售价格在2016年普遍为低谷，主要

原因是 2015 年 11 月非居民门站价下调 0.7 元/方。但是三大油的销售实现价格均只下降约 0.25-0.3 元/方，主要原因是他们有部分气量的销售价格并未足额下调，尤其是完全锁死的居民门站价，以及半市场化定价的 LNG，直供气、化肥气等。

2017 年主要公司销售实现价格有上行，尤其是中石油和中海油上行较多，主要是中石油对非居民门站价季节性上浮，而中海油对 LNG 涨价获益较大。中石化的销售结构更为中庸，因此价格弹性偏弱。

横向比较，我们发现中海油 2016 年以来的销售实现价格反超中石化，并高于中石油。我们认为这是由于中海油的气源主要是进口海气以及国产海上气，LNG 分销占比较大，在 15 年底门站价降价时受损偏小，在 17 年冬季 LNG 涨价时获益偏多。

中石油进口气板块的亏损

如前文所述，我国进口 LNG 平均价格在 2 元/方左右，三大油由于进口 LNG 多签于高油价时代，实现价格比全国均值更高。进口管道气平均价格在 1.4 元/方左右。全国门站价总体在 1.7-2.1 元/方之间，三大油平均销售价格在 1.2-1.4 元/方，其中中石油最低，在 1.2-1.3 元/方。这意味着进口气业务对三大油都带来了利润的折损，而中石油无论进口管道气还是进口 LNG，均出现了亏损。

表 9：中石油进口气亏损情况

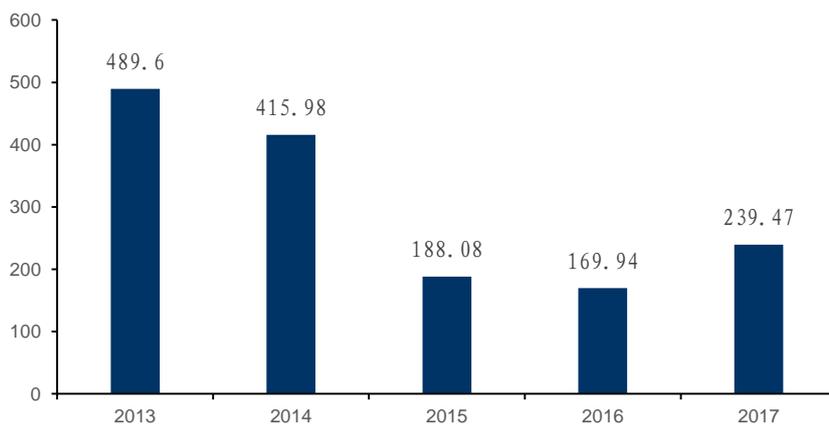
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
进口量	全国进口量-亿方	314	425	534	578	614	721
其中：	进口中亚天然气-亿方	155.3		274.53	292.7	305.52	341.73
	进口缅甸天然气-亿方	0	0	4.09	32.26	46.23	41.75
	进口 LNG-亿方	18.3		73.35	72.58	57.02	67.57
	中石油总进口量-亿方	173.6		351.97	397.54	408.77	451.05
	中石油进口量占比	55%		66%	69%	67%	63%
中石油倒挂	中亚气亏损-元/方			1.03	0.60	0.20	0.12
	缅甸气亏损-元/方			1.03	1.07	0.88	1.34
	LNG 亏损-元/方			2.76	2.82	1.49	1.09
	平均亏损			1.391	1.046	0.460	0.377

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

我们测算了中石油不同方向气源的亏损情况，截至 2016 年，缅甸气与进口 LNG 亏损均在 1 元/方以上，中亚气亏损在 0.2 元/方以下。

2017 年，国际油价中枢上行，且中亚气占比 85%的土库曼斯坦对中国减供要求涨价。我们判断中石油满足了土方的涨价诉求。中石油没有在 2017 年披露分气源的亏损额，但是披露进口气总亏损额 239 亿元，较 2016 年扩大 90 亿元。

图 7：中石油进口气亏损额（正亏损）

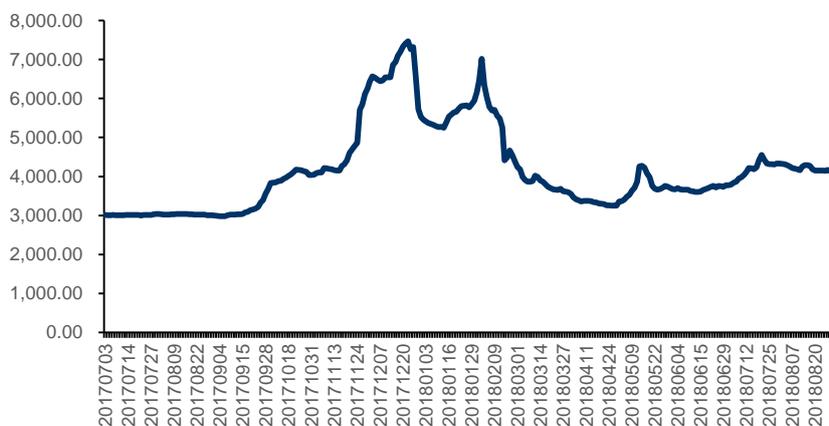


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

LNG 出厂价格

我们 LNG 分销市场完全市场化定价，一（内陆工）厂一（接收）站一价，唯一官方成体系的价格跟踪是上海石油天然气交易中心指定的中国 LNG 出厂价格指数。指数相对现货市场价格的拟合程度稍差，但总体趋势明朗。2017 年淡季之前价格中枢在 3000 元/吨左右，2017 年冬季价格暴涨，中枢上升到 6000-7000 元/吨，2018 年 3 月淡季后回落，2018 年 5 月起伴随中石油提前限气，价格中枢再度回到 4000 元/吨以上。

图 8：中国 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

LNG 分销差价

表 10：LNG 出厂价相比其进口成本价普遍毛利在 1000 元上下，但 17 冬季达到 2000-4000 元/吨

	LNG 出厂价	进口 LNG 成本	进口管道气成本	LNG 出厂价-进口 LNG 成本
2016-11	3,126	2,403	1,722	723
2016-12	3,108	2,527	1,805	581
2017-01	3,068	2,528	1,844	541
2017-02	3,103	2,509	1,886	593
2017-03	3,817	2,471	1,910	1,346
2017-04	3,196	2,541	1,827	655
2017-05	3,130	2,618	1,888	512

2017-06	3,048	2,553	1,876	494
2017-07	3,012	2,626	1,952	385
2017-08	3,024	2,626	1,859	398
2017-09	3,138	2,506	1,885	632
2017-10	4,013	2,552	1,884	1,461
2017-11	4,613	2,650	1,990	1,963
2017-12	6,728	2,815	1,968	3,913
2018-01	5,579	2,887	2,014	2,692
2018-02	5,456	2,918	2,001	2,538
2018-03	3,817	2,888	1,986	929
2018-04	3,330	2,899	1,897	431
2018-05	3,751	2,924	1,952	826
2018-06	3,678	2,935	1,988	743
2018-07	4,151	3,173	1,950	978

资料来源:国信证券经济研究所整理

我们测算了 2016 年供暖季以来 LNG 出厂价与 LNG 进口成本之间的差价，发现价差在 17 年 12 月达到峰值 4000 元/吨，在 2018 年淡季回落至 800 元/吨，但毛利中枢相比 2017 年淡季的约 500 元/吨仍有显著提升。

天然气终端销售价格机制

对于管道气而言，终端销售价格，相当于上游销售价格（门站价或以门站价为锚）+省网管输费+城市燃气公司零售毛差

对于 LNG 而言，终端销售价格，相当于上游销售价格（出厂价）+各级分销商价差

官方口径的数据中不存在精准拆分的终端销售实现价格的统计。但是部分城市燃气公司会披露其终端销售实现价格。

表 11: 新奥能源终端气价与价差

售气价格成本-公司	2015	2016	2017
住宅用户	2.65	2.64	2.66
工商业用户	3.65	2.99	2.92
CNG 加气站	4.38	3.7	3.68
LNG 加气站	3.8	3.1	3.35
平均销售价格(含税)	3.58	2.99	2.94
平均成本(含税)	2.71	2.17	2.24
价差(税后)	0.77	0.73	0.63

资料来源:新奥能源, 国信证券经济研究所整理

图 9: 城市燃气公司下游毛差(不同公司间可能存在计算口径差异)

城燃公司气量增长与毛差维持能力源于规模效应和全国布局【国信环保公用陈青青团队】												
公司	国信评级	地域	气量-亿方	气量同比增速			毛差-元/方			工商业气量占比		
				17Y	15Y	16Y	17Y	15Y	16Y	17Y	15Y	16Y
行业总值	增持	全国	2373	3%	7%	15%						
华润燃气		全国	197	6%	15%	21%	0.71	0.71	0.58	61%	63%	67%
新奥能源	买入	全国	145	8%	12%	28%	0.77	0.73	0.63	70%	71%	76%
昆仑燃气		全国	118	N/A	11%	28%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
中国燃气	买入	全国	120	8%	16%	39%	0.68	0.65	0.62	64%	63%	62%
港华燃气		全国	84	1%	9%	18%	0.73	0.72	0.66	73%	73%	75%
深圳燃气		深圳, 江西	20	2%	16%	20%	0.98	0.90	0.84	77%	73%	70%
佛燃股份		佛山	14	14%	7%	19%	0.67	0.62	0.55	67%	69%	72%
天伦燃气	买入	全国	11	141%	48%	16%	0.70	0.61	0.60	50%	49%	53%
南京公用		南京	7	4%	8%	4%	0.75	0.82	0.74	N/A	N/A	N/A
瀚蓝环境		佛山	4	23%	4%	28%	1.07	0.98	0.71	N/A	N/A	N/A
光正集团		新疆	2	N/A	-1%	13%	0.98	0.50	0.38	N/A	N/A	N/A

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

投资策略

冬季参照 LNG 涨价，上游标的有望迎来脉冲式行情，关注 **LNG 进口分销商**，以及煤层气开采商**蓝焰控股**

淡季上游涨价压力消减，气量高增弥补毛差小幅缩减，等待长期配置城市燃气公司的合适估值时点，关注**新奥能源**

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