

# 天然气价格改革：过去在左，未来在右

## ——天然气行业系列报告（一）

行业深度

◆**研究背景：**天然气作为优质、高效的清洁能源之一，是能源供应清洁化的最现实选择。在环保监管趋严和建设美丽中国的形势下，天然气在现代清洁能源体系的地位确立。2017年为“煤改气”爆发年，天然气产业发展迅速，改革政策陆续出台。站在当前时点，我们认为天然气价格改革将成为天然气产业发展的风向标之一，也是指引2018年天然气行业投资的重要方向。

◆**为什么要价格改革？**长期以来，我国天然气价格采取政府主导的管理模式，天然气定价对企业运营成本、市场价值和使用效率等因素统筹考虑不够。天然气商品价格与企业经营效益的低关联度、价格背离价值及成本不断上升等问题引起了天然气产量增速与GDP增速失调等现象。此外，在旧有价格体系下，垄断环节体制僵化，生产效率有待提升。因此，天然气价格改革势在必行。

◆**天然气价格改革思路“管住中间、放开两头”：**从天然气价格链的角度看，本轮天然气价格改革按照监管过程价格（管输费、配气费）、放开节点价格（出厂价、门站价、终端价）的思路推进。我们认为天然气价格改革未来将坚定执行“管住中间、放开两头”的主线，预计推进顺序为先监管过程价格，后放开节点价格。我们认为在2022年前，天然气价格改革的**短期重点**为加强输配气成本和价格的独立监管，**中期重点**为加强天然气交易中心的建设运营，**长期重点**为理顺居民和非居民用户的天然气价格矛盾，通过放开门站价，并管制管输费和配气费，达到出厂价和终端价的市场化机制传导。

◆**投资建议：**目前燃气板块的上市公司主要位于天然气产业链的中下游。我们认为在当前天然气价格改革的背景下，传统的中游管输和下游配气业务将为燃气行业上市公司带来稳定的盈利水平，收益率的提升空间有限（收益率上限确定）。燃气板块公司的业绩增长来源包括**提升售气量**（内生、外延增长）和**拓展产业链布局**（获取上游资源和参与LNG业务）等。我们认为天然气行业的发展将受益于天然气价格改革的持续推进，维持燃气行业的“增持”评级，推荐标的**深圳燃气、重庆燃气、陕天然气、国新能源**。

◆**风险分析：**天然气行业改革政策推进效果低于预期，天然气替代政策执行力度低于预期；天然气价格调整侵蚀燃气行业盈利；利率上行的风险；天然气下游需求增速低于预期，季节性供需缺口高于预期等。

### 增持（维持）

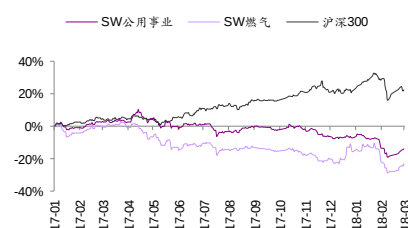
#### 分析师

王威 (执业证书编号：S0930517030001)

021-22169047

[wangwei2016@ebcn.com](mailto:wangwei2016@ebcn.com)

行业与上证指数对比图



#### 相关研报

清洁是清洁者的通行证——公用事业2018年投资策略

..... 2017-12-25

能源结构调整进行时，环境约束力促清洁能源发展——“美丽中国”系列报告之能源篇

..... 2017-11-07

“煤改气”有望促“2+26”城市天然气发展

..... 2017-08-01

| 证券代码   | 公司名称 | 股价(元) | EPS (元) |      |      | PE (x) |     |     | 投资评级 |
|--------|------|-------|---------|------|------|--------|-----|-----|------|
|        |      |       | 16A     | 17E  | 18E  | 16A    | 17E | 18E |      |
| 601139 | 深圳燃气 | 7.60  | 0.35    | 0.40 | 0.45 | 22     | 19  | 17  | 增持   |
| 600917 | 重庆燃气 | 8.59  | 0.24    | 0.24 | 0.25 | 36     | 36  | 35  | 增持   |
| 002267 | 陕天然气 | 7.42  | 0.46    | 0.37 | 0.43 | 16     | 20  | 17  | 增持   |
| 600617 | 国新能源 | 7.37  | 0.34    | 0.02 | 0.09 | 22     | 387 | 83  | 增持   |

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（股价选自2018-03-01收盘价）

## 目 录

|                                                  |    |
|--------------------------------------------------|----|
| 1、 投资聚焦 .....                                    | 5  |
| 1.1、 研究背景 .....                                  | 5  |
| 1.2、 投资观点 .....                                  | 5  |
| 2、 天然气价格改革：顺应形势，引入竞争 .....                       | 6  |
| 2.1、 为什么要改革？ .....                               | 6  |
| 2.2、 天然气价格改革：管住中间、放开两头 .....                     | 6  |
| 3、 天然气价格探讨：从产业链环节说起 .....                        | 8  |
| 3.1、 天然气产业链 .....                                | 8  |
| 3.2、 天然气价格组成 .....                               | 9  |
| 3.3、 天然气价格形成 .....                               | 11 |
| 3.4、 天然气定价机制结构 .....                             | 11 |
| 4、 我国天然气价格改革之路：从管制定价到市场定价 .....                  | 14 |
| 4.1、 竞争性环节价格放开 .....                             | 14 |
| 4.2、 垄断性环节价格管制 .....                             | 22 |
| 4.3、 天然气价格改革的未来 .....                            | 30 |
| 5、 投资建议 .....                                    | 31 |
| 6、 推荐公司 .....                                    | 32 |
| 6.1、 深圳燃气 ( 601139.SH )：深圳城燃核心，内生外延稳健增长 .....    | 32 |
| 6.2、 重庆燃气 ( 600917.SH )：重庆城燃龙头，多元布局管网完善 .....    | 34 |
| 6.3、 陕天然气 ( 002267.SZ )：立足陕西区域，深耕管输业务 .....      | 36 |
| 6.4、 国新能源 ( 600617.SH )：山西气化龙头，打造天然气业务全产业链 ..... | 37 |
| 7、 风险分析 .....                                    | 40 |

## 图表目录

|                                                   |    |
|---------------------------------------------------|----|
| 图 1：我国 GDP 及天然气产量增速 .....                         | 6  |
| 图 2：我国天然气价格体系 .....                               | 9  |
| 图 3：世界天然气消费的价格形成机制结构 .....                        | 12 |
| 图 4：不同地区天然气消费的价格形成机制结构（2016 年） .....              | 12 |
| 图 5：世界天然气进口的价格形成机制结构 .....                        | 13 |
| 图 6：不同地区天然气进口的价格形成机制结构（2016 年） .....              | 13 |
| 图 7：我国天然气出厂价（井口价）定价改革 .....                       | 14 |
| 图 8：2011 年改革后的门站价定价方法 .....                       | 16 |
| 图 9：2017 年 9 月起执行的各地非居民天然气基准门站价 .....             | 17 |
| 图 10：我国天然气消费结构 .....                              | 19 |
| 图 11：我国不同地区 2017 年天然气用户均价（元/立方米） .....            | 20 |
| 图 12：美国天然气终端价（美元/千立方英尺） .....                     | 20 |
| 图 13：我国天然气管输费改革历史 .....                           | 22 |
| 图 14：改革后的准许总收入计算方法 .....                          | 25 |
| 图 15：天然气价格改革示意图 .....                             | 30 |
| 图 16：重庆燃气与燃气行业的 PE（TTM）行情 .....                   | 35 |
| 表 1：天然气价格改革系列政策 .....                             | 7  |
| 表 2：天然气产业链梳理 .....                                | 8  |
| 表 3：我国天然气出厂价的演变 .....                             | 9  |
| 表 4：天然气定价部门 .....                                 | 10 |
| 表 5：天然气定价机制梳理 .....                               | 11 |
| 表 6：放开非常规天然气和 LNG 价格的相关政策 .....                   | 15 |
| 表 7：我国天然气门站价相关政策梳理 .....                          | 15 |
| 表 8：通过天然气交易平台的市场化交易政策梳理 .....                     | 18 |
| 表 9：上海、重庆石油天然气交易中心概况 .....                        | 18 |
| 表 10：居民用气阶梯价格制度 .....                             | 21 |
| 表 11：居民用气消费增量占收入比例的敏感性分析（%） .....                 | 21 |
| 表 12：天然气管输成本的影响因素 .....                           | 22 |
| 表 13：我国天然气输气管道（老线）的统一运价 .....                     | 23 |
| 表 14：我国天然气管道部分新线的管输费 .....                        | 23 |
| 表 15：忠武线和陕京二线的“两部制”管输费核定 .....                    | 24 |
| 表 16：2016 年天然气管道运输定价改革价格机制的对比 .....               | 25 |
| 表 17：天然气跨省管道运输价格表 .....                           | 26 |
| 表 18：城市配气价格改革政策梳理 .....                           | 27 |
| 表 19：省级天然气短途管道运输和配气价格改革政策梳理（截至 2018 年 1 月底） ..... | 29 |

|                          |    |
|--------------------------|----|
| 表 20：深圳燃气主营业务盈利预测表 ..... | 32 |
| 表 21：深圳燃气可比公司估值表 .....   | 33 |
| 表 22：深圳燃气业绩预测和估值指标 ..... | 33 |
| 表 23：重庆燃气主营业务盈利预测表 ..... | 34 |
| 表 24：重庆燃气业绩预测和估值指标 ..... | 35 |
| 表 25：陕天然气主营业务盈利预测表 ..... | 36 |
| 表 26：陕天然气可比公司估值表 .....   | 37 |
| 表 27：陕天然气业绩预测和估值指标 ..... | 37 |
| 表 28：国新能源主营业务盈利预测表 ..... | 38 |
| 表 29：国新能源可比公司估值表 .....   | 39 |
| 表 30：国新能源业绩预测和估值指标 ..... | 39 |

## 1、投资聚焦

### 1.1、研究背景

天然气作为优质、高效的清洁能源之一，是能源供应清洁化的最现实选择。在环保监管趋严和建设美丽中国的形势下，加快天然气产业发展，提高天然气在一次能源消费中的比重，是我国加快建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系的必由之路，也是化解环境约束、改善大气质量，实现绿色低碳发展的有效途径。2017年6月，国家发改委提出“逐步将天然气培育成为我国现代清洁能源体系的主体能源之一”的目标。

2017年为“煤改气”爆发年，天然气产业发展迅速。据国家发改委报道，2017年，天然气产量增速8.5%，较2016年增长7.0个百分点；消费量增速15.3%，较2016年增长8.7个百分点。北方采暖季的“气荒”及随之而来的天然气价格上涨问题同样引起市场的广泛关注。

2017年5月，中共中央国务院印发《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，天然气改革顶层设计方案颁布，但配套实施细则尚未公布。管输费、配气费改革稳步推进，预计2018年底输配环节定价办法得以完善。

站在当前时点，我们认为天然气价格改革将成为天然气产业发展的风向标之一，也是指引2018年天然气行业投资的重要方向。我们在本文中梳理了天然气价格改革的脉络，并揭示了二级市场的投资机会。

### 1.2、投资观点

从天然气价格链的角度看，本轮天然气价格改革将按照监管过程价格，放开节点价格的思路推进。

目前燃气板块的上市公司主要位于天然气产业链的中下游。我们认为在当前天然气价格改革的背景下，传统的中游管输和下游配气业务将为燃气行业上市公司带来稳定的盈利水平，收益率的提升空间有限（收益率上限确定）。燃气板块公司的业绩增长来源如下：

- 提升售气量。内生增长为增加燃气用户数量，如“煤改气”、城中村改造等；外延增长为燃气公司的异地并购。代表公司包括深圳燃气、陕天然气、重庆燃气、中国燃气、百川能源等。
- 拓展产业链布局。获取上游资源，拓展国内非常规天然气气源和海外气源等，通过稳定的天然气供给保障用气高峰时期下游需求；代表公司包括国新能源、蓝焰控股、中天能源、新奥股份等。参与LNG业务，如LNG接收站、LNG点供等，通过发展市场化业务带来业绩弹性；代表公司包括北京燃气蓝天（H股）、广汇能源等。

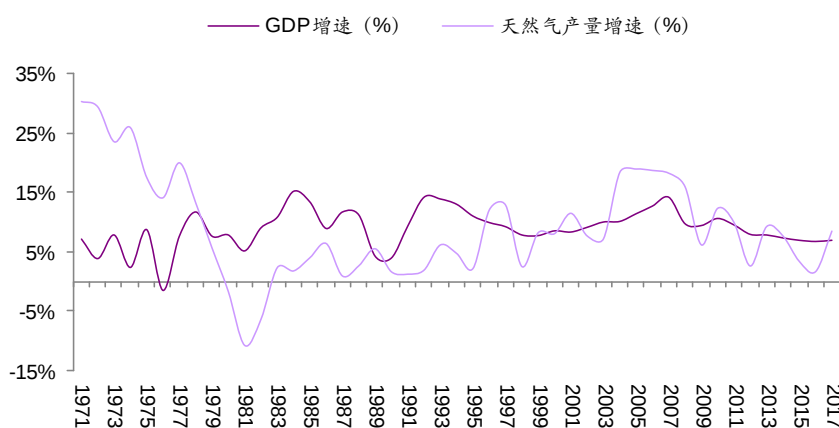
我们认为天然气行业的发展将受益于天然气价格改革的持续推进，维持燃气行业的“增持”评级，推荐公司包括区域城市燃气龙头公司深圳燃气、重庆燃气，以及布局天然气中游产业链的稀缺标的陕天然气、国新能源。

## 2、天然气价格改革：顺应形势，引入竞争

### 2.1、为什么要改革？

长期以来，我国天然气价格采取政府主导的管理模式，实行国家定价或国家指导价。天然气定价的核心因素是国家宏观经济政策、发展战略及产业结构调整，而对企业运营成本、市场价值和使用效率等因素统筹考虑不够。随着社会主义市场经济的逐步确立和发展，天然气商品价格与企业经营效益的低关联度、价格背离价值及成本不断上升等问题引起了天然气产量增速与GDP增速失调等现象。此外，天然气产业链的垄断环节存在，如以中石油、中石化、中海油为首的央企垄断了上游资源，中游管输和下游配送环节属于网络型自然垄断。在旧有价格体系下，垄断环节体制僵化，生产效率有待提升。因此，天然气价格改革势在必行。

图 1：我国 GDP 及天然气产量增速



资料来源：Wind，国家发改委，光大证券研究所整理

### 2.2、天然气价格改革：管住中间、放开两头

自 1992 年党的十四大以来，建立和完善社会主义市场经济体制一直是我国进一步深化经济体制改革的一项重要内容。天然气产业体制改革本质上也是打破垄断、引入竞争，高度契合社会主义市场经济的体制的大背景。价格机制是整个天然气产业体制改革的核心之一，当前天然气的问题虽然涉及产业体制改革、竞争主体等方面，但最终结果都集中于价格上。由此可见，价格改革是整个天然气体体制改革的先行者，通过推进价格改革，引导和倒逼天然气体体制改革。

2013 年 11 月，中共十八届三中全会通过《关于全面深化改革若干重大问题的决定》，提出全面深化改革经济体制改革；“推进水、石油、天然气、电力、交通、电信等领域价格改革，放开竞争性环节价格”。

文件发布后的数年间，中共中央国务院、国家发改委、国家能源局发布的多次政策中均涉及天然气价格改革相关内容。2017 年 5 月，中共中央国务院印发《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，天然气改革顶层设计方案颁布。该方案强调改革油气产品定价机制，有效释放竞争性环节市场活力。

推进非居民用气价格市场化，进一步完善居民用气定价机制。依法合规加快油气交易平台建设，鼓励符合资质的市场主体参与交易，通过市场竞争形成价格。加强管道运输成本和价格监管，按照准许成本加合理收益原则，科学制定管道运输价格。

本轮天然气价格改革总体思路为“管住中间、放开两头”，即加强输配气成本和价格监管，加快放开天然气气源和销售价格；政府只对属于网络型自然垄断环节的管网输配价格进行监管，气源和销售价格由市场形成。

表 1：天然气价格改革系列政策

| 发布时间    | 发布单位        | 政策名称                                             | 相关内容                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|---------|-------------|--------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2013-11 | 中共中央        | 中共中央关于全面深化改革若干重大问题的决定                            | 推进水、石油、天然气、电力、交通、电信等领域价格改革，放开竞争性环节价格。政府定价范围主要限定在重要公用事业、公益性服务、网络型自然垄断环节，提高透明度，接受社会监督。                                                                                                                                                                                              |
| 2015-10 | 中共中央国务院     | 中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见                           | 推进水、石油、天然气、电力、交通运输等领域价格改革，放开竞争性环节价格，充分发挥市场决定价格作用。<br>加快推进能源价格市场化。按照“管住中间、放开两头”总体思路，推进电力、天然气等能源价格改革，促进市场主体多元化竞争，稳妥处理和逐步减少交叉补贴，还原能源商品属性。尽快全面理顺天然气价格，加快放开天然气气源和销售价格，建立主要由市场决定能源价格的机制。<br>按照“准许成本加合理收益”原则，合理制定电网、天然气管网输配价格。<br>全面实行居民用水用电用气阶梯价格制度，推行供热按用热量计价收费制度，并根据实际情况进一步完善。        |
| 2016-12 | 国家发改委       | 国家发展改革委关于印发石油天然气发展“十三五”规划的通知（发改能源〔2016〕2743号）    | 放开非居民用气价格，进一步完善居民用气定价机制，加强天然气管输价格和成本监审，有效降低输配气成本。建立完善上中下游天然气价格联动机制，加大天然气下游市场的开发培育力度，供气企业合理承担普遍服务义务，形成终端市场的竞争环境。<br>打破垄断，有序放开竞争性业务，完善价格形成机制，发挥市场对资源配置的决定性作用，推动天然气交易中心建设，提高国际定价话语权。深入推进简政放权，加强简政放权后续监管，督促国家产业政策和标准规范落地。健全监管机制，加强事中事后监管和对市场准入、交易行为、垄断环节、价格成本等重点环节监管，加大区域管网及配气市场监管力度。 |
| 2016-12 | 国家发改委 国家能源局 | 国家发展改革委 国家能源局关于印发能源发展“十三五”规划的通知（发改能源〔2016〕2744号） | 按照“管住中间、放开两头”的总体思路，推进能源价格改革。放开电力、天然气竞争性环节价格，逐步形成及时反映市场供求关系、符合能源发展特性的价格机制，引导市场主体合理调节能源生产和消费行为。<br>积极推进天然气价格改革，推动天然气市场建设，探索建立合理气、电价格联动机制，降低天然气综合使用成本，扩大天然气消费规模。推进天然气交易中心建设。                                                                                                         |
| 2017-05 | 中共中央国务院     | 中共中央 国务院印发《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》                   | 改革油气产品定价机制，有效释放竞争性环节市场活力。推进非居民用气价格市场化，进一步完善居民用气定价机制。依法合规加快油气交易平台建设，鼓励符合资质的市场主体参与交易，通过市场竞争形成价格。加强管道运输成本和价格监管，按照准许成本加                                                                                                                                                               |

|         |       |                                         |                                                                                                                                                                                                                                        |
|---------|-------|-----------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|         |       |                                         | 合理收益原则，科学制定管道运输价格。                                                                                                                                                                                                                     |
| 2017-06 | 国家发改委 | 关于印发《加快推进天然气利用的意见》的通知（发改能源〔2017〕1217号）  | 深化天然气价格改革。推进非居民用气价格市场化改革，进一步完善居民用气定价机制。上游经营主体多元化和基础设施第三方公平接入实现后，适时放开气源和销售价格。各地要加强省内天然气管道运输和配气价格监管，抓紧制定监管规则，建立健全成本监审制度，推行成本信息公开，强化社会监督。                                                                                                 |
| 2017-11 | 国家发改委 | 国家发展改革委关于全面深化价格机制改革的意见（发改价格〔2017〕1941号） | 进一步推进价格市场化：深化非居民用天然气价格市场化改革，适时放开气源价格和销售价格，完善居民用气价格机制，加快上海、重庆天然气交易中心建设。强化网络型自然垄断环节价格监管：建立健全以“准许成本+合理收益”为核心、约束与激励相结合的网路型自然垄断环节定价制度。对输配电、天然气管道运输、铁路普通旅客列车运输等重点领域，实行严格监管，全面开展定价成本监审，科学合理制定价格。建立健全价格动态调整机制：逐步建立健全城市供电、供水、供气、供热等领域上下游价格联动机制。 |

资料来源：中共中央国务院、国家发改委等，光大证券研究所整理

### 3、天然气价格探讨：从产业链环节说起

#### 3.1、天然气产业链

我国天然气主要指常规管道天然气。天然气产业链主要包括上游勘探生产、中游管道运输储存和下游城市配送。天然气产业链的梳理详见表2。

此外，天然气贸易的发展和LNG技术的进步促使LNG业务成为天然气产业链的衍生环节。

表2：天然气产业链梳理

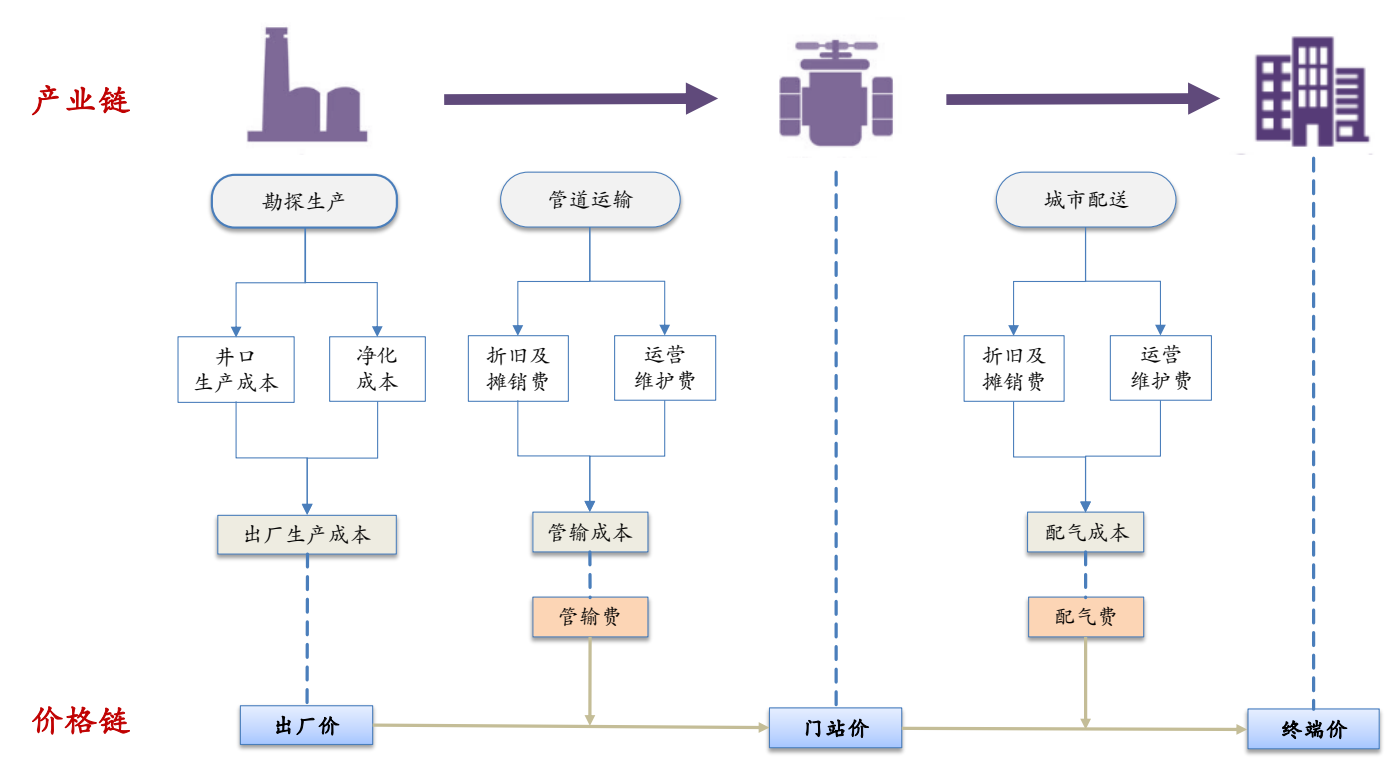
| 产业链结构    | 内容                                                                                                    | 参与主体及职能                                                                                                           | 代表公司                                              |
|----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| 上游勘探生产   | 可细分为天然气的勘探、开发和净化处理。寻找具有经济开采价值的天然气并提供到地面以供商业使用。从气井中开采的天然气一般无法直接使用，需送至处理厂净化处理（如脱水、脱硫、脱杂质等）以达到标准质量或管输要求。 | <b>天然气生产商：</b> 生产满足质量标准的天然气，并在上游交气点以供气价格出售给管道运输服务商。                                                               | 中石油、中石化、中海油、延长石油等                                 |
| 中游管道运输储存 | 通常天然气产销分属不同区域，通过长距离管道运输可将天然气生产地与市场区域有效连接。为满足下游用户用气需求波动，中游服务商一般会建立相应的储气服务设施。                           | <b>管道运输商：</b> 管道公司负责将从上游供给商购入的天然气通过长输管道输送至下游消费区的工业直供用户或城市门站。管道服务商既可以是独立的天然气承运商，也可以是天然气生产商。                        | 中石油、陕天然气、国新能源等                                    |
| 下游城市配送   | 配送服务环节即自管道运输系统接收的天然气通过城市配气系统输送至最终用户的过程即城市配送环节，完整的城市配送系统由配气站、配气管网、储气和各类调压等组成。                          | <b>地方配送服务商：</b> 地方配送服务商负责将从城市门站购进的天然气通过地方配气管网系统输送至所服务的终端用户。配送服务商一般是区域内的垄断服务商（拥有特许经营权），在市场发育不充分的情形下，一般也负责天然气的销售业务。 | A股、H股大部分燃气上市公司，如中国燃气、香港中华煤气、新奥燃气、华润燃气、深圳燃气、重庆燃气等。 |

资料来源：《中国天然气价格形成与补偿机制探讨》，Wind，光大证券研究所整理

### 3.2、天然气价格组成

按照天然气产业链上下游关系，天然气价格链按各产业链环节可分为出厂价（井口价）、门站价和终端价。其中出厂价和管输费构成门站价，门站价和城市配气费构成终端价。

图 2：我国天然气价格体系



资料来源：光大证券研究所整理

表 3：我国天然气出厂价的演变

| 名称  | 变革年份     | 价格构成                        |
|-----|----------|-----------------------------|
| 井口价 | 1964 年以前 | 销售给用户的最终价                   |
| 井口价 | 1980 年起  | 集中产出的天然气，输送到天然气净化厂的门站价格     |
| 出厂价 | 2002 年起  | 井口价与净化费合并，经脱硫、除水后进入管道外输前的价格 |

资料来源：《我国天然气价格改革及其影响的研究》

出厂价即天然气生产价格，当前出厂价包括井口价和净化费，指天然气经脱硫、除水后进入管道外输前的价格。

门站价为国产陆上或进口管道天然气的供应商与下游购买方（包括省天然气管道经营企业、城镇管道天然气经营企业、直供用户等）在天然气所有权交接点的价格。门站价适用于国产陆上天然气、进口管道天然气。页岩气、煤层气、煤制气出厂价格，以及液化天然气气源价格放开，由供需双方协商确定，需进入长输管道混合输送并一起销售的（即运输企业和销售企业为同一市场主体），执行统一门站价格；进入长输管道混合输送但单独销售的，

气源价格由供需双方协商确定，并按国家规定的管道运输价格向管道运输企业支付运输费用。

管输费指中游天然气管道运输环节的价格。配气价是指城镇燃气管网配送环节的价格。

根据用户类别的不同，出厂价、门站价、终端价均有所差异。

**出厂价：**除川气东送外，其他气源出厂价均按化肥、直供工业、城市燃气（工业）、城市燃气（除工业）四类用户划分；川气东送执行统一出厂价。

**门站价、终端价：**目前门站价和终端价按下游用户类别分为居民用气价和非居民用气价。根据国家发改委的文件规定，居民用气包括居民生活用气、学校教学和学生生活用气、养老福利机构用气等，不包括集中供热用气。除居民用气外，其余用户用气均为非居民用气。

居民用气量由供需双方据实确定，城镇管道天然气经营企业应为居民气量的核定提供便利。居民用气量经供需双方确认后报当地和省级价格主管部门备案，作为安排天然气销售价格的参考和依据。如供需双方对用气结构和居民用气数量存在争议，由当地价格主管部门协调解决；协调未果的，报上级价格主管部门复核裁定。国家发展改革委对居民气量和价格执行情况进行抽查。居民用气定价应按《政府制定价格听证办法》的规定进行价格听证后实施。

国家发改委发布的中央定价目录和地方定价目录等政策文件规定，我国价格管理形式以天然气门站价格为分界线：

**天然气门站及以上价格**（管道运输价格和各省天然气门站价）由国务院价格主管部门管理。

**天然气门站价格以下销售价格**（管道燃气配气价格和销售价格）由地方价格主管部门管理，地方可建立天然气上下游价格联动机制并对机制进行听证。

表 4：天然气定价部门

| 天然气定价内容              | 定价部门                                                                         | 备注                                                                       |
|----------------------|------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|
| 管道运输价格               | 国务院价格主管部门                                                                    | 天然气管道，是指跨省（自治区、直辖市）输气管道，不包括省（自治区、直辖市）内短途输气管道、油气田内部的矿场集输管道、海底管道和城镇燃气配气管网。 |
| 各省（区、市）天然气门站价格       | 国务院价格主管部门                                                                    | 定价范围为国产陆上天然气和 2014 年底前投产的进口管道天然气，直供用户（不含化肥工业）用气除外。                       |
| 各省（区、市）管道燃气配气价格和销售价格 | 省：省价格主管部门，或授权市、县人民政府；<br>自治区：自治区价格主管部门，或授权市、县人民政府；<br>直辖市：市价格主管部门，或授权区、县人民政府 |                                                                          |

资料来源：国家发改委，光大证券研究所整理

### 3.3、天然气价格形成

#### 3.3.1、天然气定价机制类别

从广义讲，天然气定价机制可分为管制定价和市场定价。

国际燃气联盟（IGU）将管制定价机制分为五类：服务成本定价（RCS）、社会&政府监管定价（RSP）、低于成本定价（RBC）、无价格（NP）；市场定价机制也分为五类：油价联动（OPE）、气对气竞争定价（GOG）、双边垄断定价（BIM）、终端产品经回执定价（NET）。天然气定价机制梳理详见表 5。

表 5：天然气定价机制梳理

| 定价机制   | 类别             | 具体内容                                                                   |
|--------|----------------|------------------------------------------------------------------------|
| 管制定价机制 | 服务成本定价（RCS）    | 价格是由监管部门正式确定或批准的，价格要覆盖“服务成本”，包括投资回收和合理利润。                              |
|        | 社会&政府监管定价（RSP） | 基于社会需求、供需平衡或者政府财政需要来定价，是 RCS 与 RBC 的混合体。                               |
|        | 低于成本定价（RBC）    | 价格明显低于生产和运输天然气的平均成本，通常作为国家对居民的补贴。                                      |
|        | 无价格（NP）        | 多用于生产者内部消费时，生产的天然气可能与油和/或液体有关，并作为副产品处理。                                |
| 市场定价机制 | 油价联动（OPE）      | 通过基础价格和联动公式，价格与竞争燃料（一般来说是原油、汽油或者燃料油）的价格联动。                             |
|        | 气对气竞争定价（GOG）   | 天然气价格取决于气对气竞争的供需格局，并且在各种不同的时期进行交易。                                     |
|        | 双边垄断定价（BIM）    | 价格取决于大宗卖家和大宗买家间的商讨协议，并且在一段时间内保持不变（通常是一年）。与 GOG 不同的是，交易双方中至少有一方是具有统治地位。 |
|        | 终端产品净回值定价（NET） | 天然气供应商的价格根据买方生产的终端产品价格倒推得到。                                            |

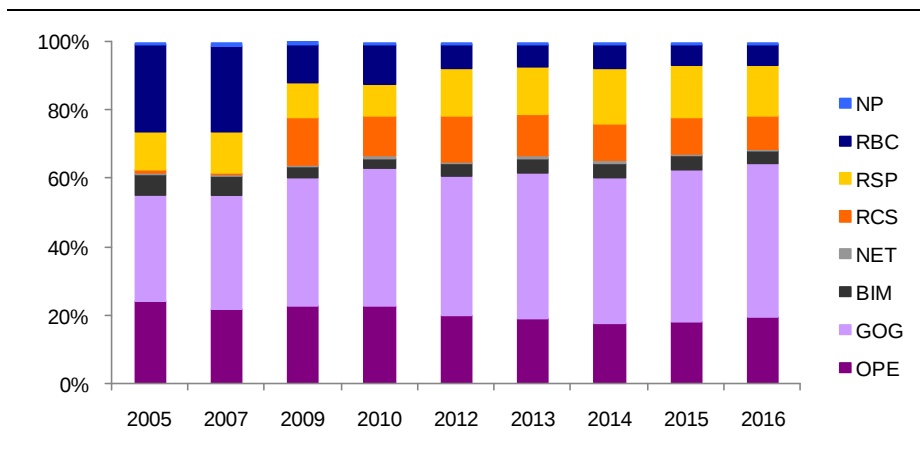
资料来源：IGU

### 3.4、天然气定价机制结构

根据 IGU 的大宗气价调查报告，2005-2016 年，世界天然气消费的价格形成机制结构呈现市场定价机制的主导格局，且近年来市场机制占比总体呈现上升趋势（从 2005 年的 62% 提升至 2016 年的 69%）。市场定价机制中，气对气竞争定价（GOG）占比最高，其次为油价联动（OPE）；管制定价机制中，近年来社会&政府监管定价（RSP）的占比最高，其次为服务成本定价（RCS）。

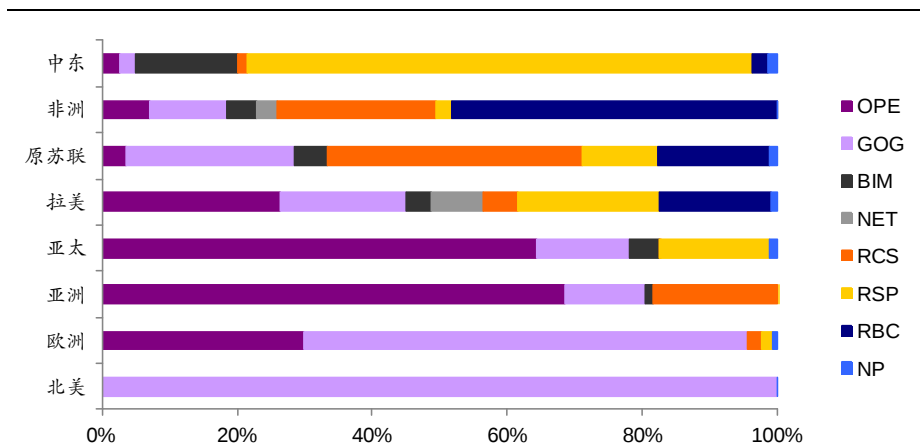
根据 IGU 对世界的区域划分，从 2016 年分地区的天然气消费定价机制结构来看，气对气竞争定价（GOG）的占比最高（45%），主要位于北美、欧洲、原苏联和拉美地区；油价联动（OPE）占比其次（20%），主要位于亚太、亚洲和欧洲。管制定价机制中，服务成本定价（RCS）主要位于原苏联、亚洲和非洲，社会&政府监管定价（RSP）主要位于中东、原苏联、拉美和亚太地区，低于成本定价（RBC）主要位于原苏联、拉美和非洲地区。

图 3：世界天然气消费的价格形成机制结构



资料来源：IGU

图 4：不同地区天然气消费的价格形成机制结构（2016 年）



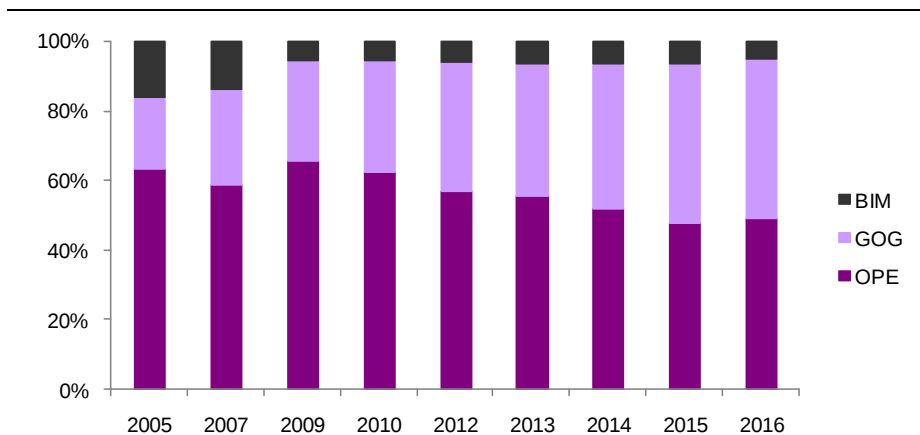
资料来源：IGU

（注：地区划分方法详见 IGU，《WHOLESALE GAS PRICE SURVEY》）

2005-2016 年，世界天然气进口的价格形成机制全部为市场定价机制，包括油价联动（OPE）、气对气竞争定价（GOG）、双边垄断定价（BIM）。OPE 占比最高，其次为 GOG，但近年来 GOG 占比逐渐提升。

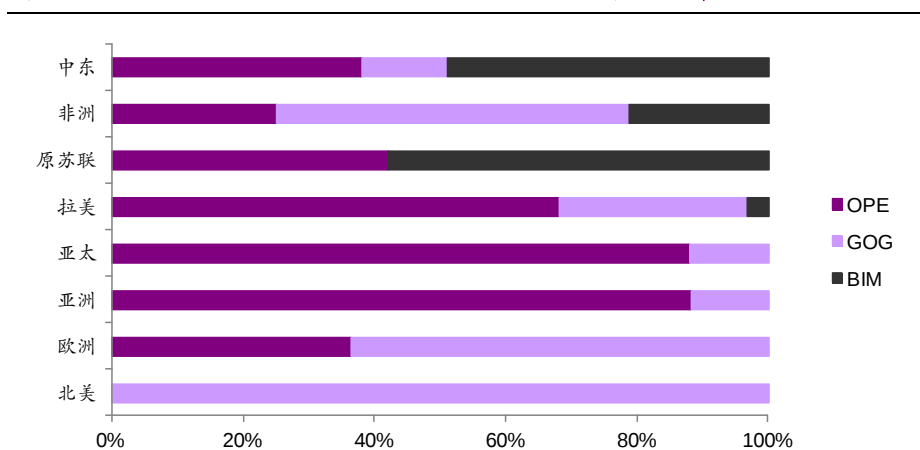
从 2016 年分地区的天然气进口定价机制结构来看，油价联动（OPE）主要位于亚洲、亚太和拉美地区，气对气竞争定价（GOG）主要位于北美和欧洲。根据 IGU 的大宗气价调查报告，2016 年管道天然气进口中，北美全部采用气对气竞争定价（GOG）机制，亚洲和亚太全部采用油价联动（OPE）机制，欧洲采用上述两种机制，但气对气竞争定价（GOG）占比居高；LNG 进口中，北美同样全部采用气对气竞争定价（GOG）机制，欧洲、亚洲和亚太地区采用气对气竞争定价（GOG）和油价联动（OPE）两种机制，但油价联动（OPE）采用居多。

图 5：世界天然气进口的价格形成机制结构



资料来源：IGU

图 6：不同地区天然气进口的价格形成机制结构（2016 年）



资料来源：IGU

（注：地区划分方法详见 IGU, 《WHOLESALE GAS PRICE SURVEY》）

根据 IGU 的大宗气价调查报告，2005-2016 年，中国天然气消费的定价机制逐渐从社会&政府监管定价（RSP）向服务成本定价（RCS）和油价联动（OPE）演变。2016 年中国天然气进口的定价机制主要为油价联动（OPE）机制，其中管道天然气进口全部为油价联动（OPE），LNG 进口包含油价联动（OPE）和气对气竞争定价（GOG）两种机制。

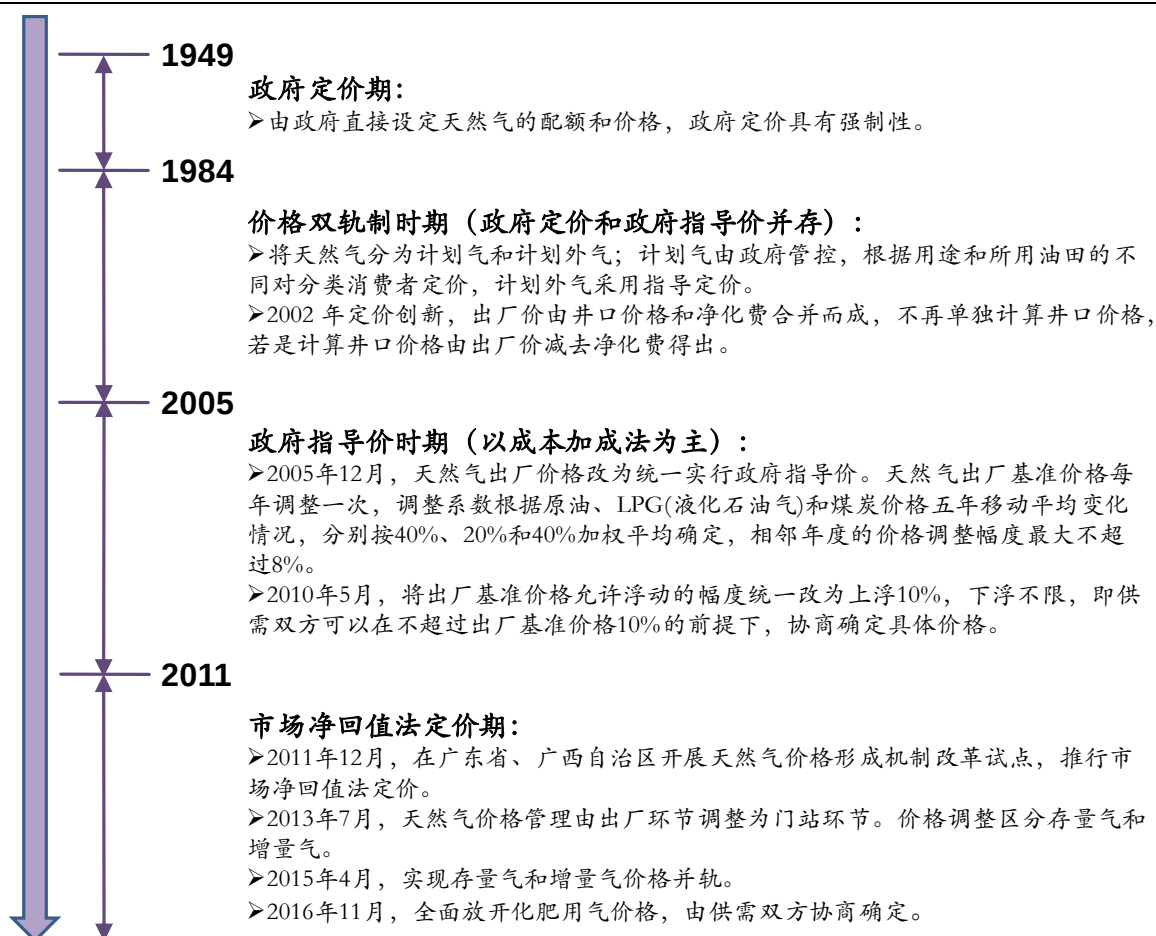
## 4、我国天然气价格改革之路：从管制定价到市场定价

### 4.1、竞争性环节价格放开

#### 4.1.1、出厂价（井口价）：完全放开

1949 年至今，我国天然气出厂价（井口价）定价改革分为四阶段，即政府定价（1949-1984 年）、价格双轨制（1984-2005 年）、政府指导价（2005-2011 年）、市场净回值法定价（2011 年至今）。

图 7：我国天然气出厂价（井口价）定价改革



资料来源：《全球天然气价格机制》，国家发改委，光大证券研究所整理

在天然气出厂价格形成的演变中，市场的力量逐步代替政府的定价权，引入定价机制中，天然气出厂价格形成机制由管制定价逐步走向市场定价。天然气价格改革的最终目标是放开天然气出厂价格，由市场竞争形成，政府只对具有自然垄断性质的天然气管道运输价格进行管理。

值得一提的是，为鼓励非常规天然气发展，国家发改委于 2011 年起相继发文，多次强调放开页岩气、煤层气、煤制气和 LNG 的出厂价格，对其实行市场调节。目前上述气源的出厂价已完全执行市场定价机制。

表 6：放开非常规天然气和 LNG 价格的相关政策

| 发布时间    | 政策名称                                                      | 相关内容                                                                                                                                             |
|---------|-----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2011-12 | 国家发展改革委关于在广东省、广西壮族自治区开展天然气价格形成机制改革试点的通知（发改价格〔2011〕3033 号） | 放开页岩气、煤层气、煤制气等非常规天然气出厂价格，实行市场调节。进入长输管道混合输送并一起销售的页岩气、煤层气、煤制气等非常规天然气，执行统一门站价格。                                                                     |
| 2012-06 | 国家发展改革委关于印发利用价格杠杆鼓励和引导民间投资发展的实施意见的通知（发改价格〔2012〕1906 号）    | 页岩气、煤层气、煤制气出厂价格由供需双方协商确定，鼓励民营资本进入非常规天然气生产领域。                                                                                                     |
| 2013-06 | 国家发展改革委关于调整天然气价格的通知（发改价格〔2013〕1246 号）                     | 页岩气、煤层气、煤制气出厂价格，以及液化天然气气源价格放开，由供需双方协商确定，需进入长输管道混合输送并一起销售的（即运输企业和销售企业为同一市场主体），执行统一门站价格；进入长输管道混合输送但单独销售的，气源价格由供需双方协商确定，并按国家规定的管道运输价格向管道运输企业支付运输费用。 |
| 2014-08 | 国家发展改革委关于调整非居民用存量天然气价格的通知（发改价格〔2014〕1835 号）               | 进一步落实放开进口液化天然气（LNG）气源价格和页岩气、煤层气、煤制气出厂价格政策。需要进入管道与国产陆上气、进口管道气混合输送并一起销售的，供需双方可区分气源单独签订购销和运输合同，气源和出厂价格由市场决定，管道运输价格按有关规定执行。                          |

资料来源：国家发改委，光大证券研究所整理

#### 4.1.2、门站价：价格标杆，逐步放开

门站价是天然气上游供应商与下游购买方在天然气所有权交接点的价格，具有价格媒介的指导作用。

2011 年前，门站价按照成本加成法制定，即门站价=出厂价+管输费。由于各天然气门站的气源和管输路径不同，通过区别气源、路径，分别制定出厂价格和管道运输价格并计算门站价，各省（区、市）并无统一的门站价。

我国天然气门站价格改革始于 2011 年。

表 7：我国天然气门站价相关政策梳理

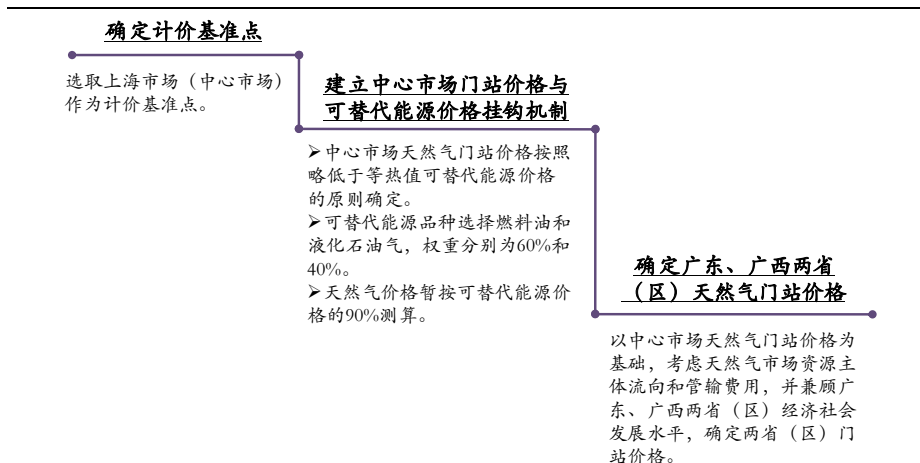
| 发布时间    | 政策名称                                                      | 相关内容                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|---------|-----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2011-12 | 国家发展改革委关于在广东省、广西壮族自治区开展天然气价格形成机制改革试点的通知（发改价格〔2011〕3033 号） | 门站价格不再分类，实行 <b>政府指导价</b> ，按作价方法形成的门站价格为 <b>最高门站价格</b> ，供需双方可在不超过最高门站价格的范围内协商确定具体门站价格。                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| 2013-06 | 国家发展改革委关于调整天然气价格的通知（发改价格〔2013〕1246 号）                     | 为平稳推出价格调整方案，区分 <b>存量气</b> 和 <b>增量气</b> ，增量气价格一步调整到与燃料油、液化石油气（权重分别为 60%和 40%）等可替代能源保持合理比价的水平；存量气价格分步调整。<br><b>天然气价格管理</b> 由出厂环节调整为 <b>门站环节</b> ，门站价格为 <b>政府指导价</b> ，实行 <b>最高上限价格管理</b> ，供需双方可在国家规定的最高上限价格范围内协商确定具体价格。门站价格适用于国产陆上天然气、进口管道天然气。价格调整具体安排：<br>（一）增量气门站价格按照广东、广西试点方案中的计价办法，一步调整到 2012 年下半年以来可替代能源价格 85%的水平，并不再按用途进行分类。广东、广西增量气实际门站价格暂按试点方案执行。<br>（二）存量气门站价格适当提高。其中，化肥用气在现行门站价格基础上实际提价幅度最高不超过每千立方米 250 元；其他用户用气在现行门站价格基础上实际提价幅度最高不超过每千立方米 400 元。 |

|         |                                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                |
|---------|----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|         |                                                          | (三) 居民用气价格不作调整。存量气和增量气中居民用气门站价格此次均不作调整。2013 年新增用气城市居民用气价格按该省存量气门站价格政策执行。                                                                                                                                                                                       |
| 2014-08 | 国家发展改革委关于调整非居民用存量天然气价格的通知(发改价格〔2014〕1835 号)              | 在保持增量气门站价格不变的前提下,适当提高非居民用存量天然气门站价格。具体为:非居民用存量气门站价格适当提高。非居民用存量气最高门站价格每千立方米提高 400 元。广东、广西存量气最高门站价格按与全国水平衔接的原则适当提高。<br>居民用气门站价格不作调整。                                                                                                                              |
| 2015-02 | 国家发展改革委关于理顺非居民用天然气价格的通知(发改价格〔2015〕351 号)                 | (一) 实现 <b>存量气和增量气价格并轨</b> 。增量气最高门站价格每千立方米降低 440 元,存量气最高门站价格每千立方米提高 40 元(广东、广西、海南、重庆、四川按与全国衔接的原则安排),实现价格并轨,理顺非居民用天然气价格。<br>(二) <b>试点放开直供用户用气门站价格</b> 。放开天然气直供用户(化肥企业除外)用气门站价格,由供需双方协商定价,进行市场化改革试点。<br>(三) 居民用气门站价格暂不作调整。方案实施后新增用气城市居民用气门站价格按该省(区、市)并轨后门站价格政策执行。 |
| 2015-11 | 国家发展改革委关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知(发改价格〔2015〕2688 号) | (一) 降低非居民用气门站价格。非居民用气最高门站价格每千立方米降低 700 元。其中,化肥用气继续维持现行优惠政策,价格水平不变。<br>(二) 提高天然气价格市场化程度。将非居民用气由最高门站价格管理改为 <b>基准门站价格管理</b> 。降低后的最高门站价格水平作为基准门站价格,供需双方可以基准门站价格为基础,在 <b>上浮 20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格</b> 。方案实施时门站价格暂不上浮,自 2016 年 11 月 20 日起允许上浮。                      |
| 2016-11 | 国家发展改革委关于福建省天然气门站价格政策有关事项的通知(发改价格〔2016〕2387 号)           | 决定在 <b>福建省</b> 开展 <b>天然气门站价格市场化改革试点</b> ,西气东输供福建省天然气门站价格由供需双方协商确定。<br>积极推动西气东输供福建省天然气进入石油天然气交易中心等交易平台,尽可能通过市场交易形成价格,实现价格公开透明。                                                                                                                                  |
| 2017-04 | 国务院常务会—李克强:推出进一步减税措施,切实推动实体经济降成本增后劲                      | 国务院总理李克强主持召开国务院常务会议,决定推出进一步减税措施,将天然气增值税税率从 13%降至 11%。                                                                                                                                                                                                          |
| 2017-08 | 国家发展改革委关于降低非居民用天然气基准门站价格的通知(发改价格规〔2017〕1582 号)           | 非居民用气基准门站价格每千立方米降低 100 元。<br>居民用气门站价格总体不作调整。                                                                                                                                                                                                                   |

资料来源:国务院,国家发改委,光大证券研究所整理

2011 年,国家发改委提出分省(区、市)制定统一的门站价格,定价方法由成本加成法改为市场净回值法。门站价格不再分类,实行政府指导价,按作价方法形成的门站价格为最高门站价格,供需双方可在不超过最高门站价格的范围内协商确定具体门站价格。

图 8: 2011 年改革后的门站价定价方法



资料来源:国家发改委,光大证券研究所整理

从天然气产业链来看，各区域（省、区、市）门站是连接上游不同气源和下游分散用户的关键节点，管制门站价格有利于扼住天然气价格链的咽喉。因此，政府调控天然气价格水平的最佳点是门站价。

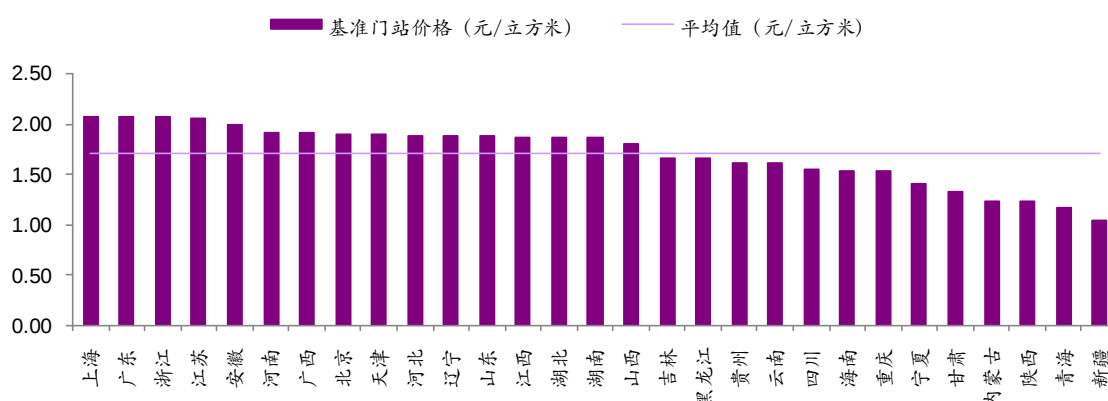
2013 年，天然气价格管理由出厂环节调整为门站环节，门站价格为政府指导价，实行最高上限价格管理。此政策的发布标志着门站价成为天然气价格管理的标杆。

2015 年，非居民天然气价格理顺，试点放开直供用户用气门站价格。非居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理。降低后的最高门站价格水平作为基准门站价格，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。

2016 年，国家发改委在福建省开展天然气门站价格市场化改革试点，西气东输供福建省天然气门站价格由供需双方协商确定。

2017 年 9 月起，全国各地执行新发布的非居民用天然气基准门站价格，均价为 1.71 元/立方米。上海和广东基准门站价最高（2.08 元/立方米），其次为浙江（2.07 元/立方米）和江苏（2.06 元/立方米）；新疆基准门站价最低（1.05 元/立方米），其次为青海（1.17 元/立方米），陕西和内蒙古（均为 1.24 元/立方米）。

图 9：2017 年 9 月起执行的各地非居民天然气基准门站价



资料来源：国家发改委，光大证券研究所整理

从我国天然气门站价改革的历程可以看出，门站价的天然气价格管理标杆地位确定，价格形成方法由成本加成法转向市场净回值法，价格同样呈现逐步放开的趋势。值得说明的是，与非居民用气门站价的市场化进程不同，由于居民用气门站价属于关系群众切身利益的公用事业价格、公益性服务价格和自然垄断经营的商品价格，近年来的门站价格改革未对居民用气门站价进行调整。

#### 4.1.3、终端价：非居民用气价格放开，居民用气推行阶梯气价

##### (1) 非居民用气价格改革

根据下游用户用气类别，可将天然气下游用气分为居民用气和非居民用气两大类。随着天然气价格改革的推进，非居民用气的终端价格不断放开，市场化水平不断提升。放开非居民用气销售价主要通过以下两种方式实现：

- 非居民用气的终端价由门站价和城市配气费组成。通过放开门站价，加强城市配气成本和价格监管，将市场化定价机制由门站价传导至终端价。
- 建立天然气交易平台，引导形成非居民用户的市场化定价机制。2015年至今，国家发改委相继发布政策，引导非居民用气的供需双方进入天然气交易中心直接交易，形成公开透明的天然气市场价格。

表 8：通过天然气交易平台的市场化交易政策梳理

| 发布时间    | 政策名称                                                    | 相关内容                                                                                                                                                                                                                                            |
|---------|---------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2015-11 | 国家发展改革委关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知（发改价格〔2015〕2688号） | 着力做好天然气公开交易工作。非居民用气应加快进入上海石油天然气交易中心，由供需双方在价格政策允许的范围内公开交易形成具体价格，力争用 2-3 年时间全面实现非居民用气的公开透明交易。天然气生产和进口企业要放眼长远，认真做好天然气公开交易工作；交易中心会员要向交易中心共享非居民用气的场内和场外交易数量和价格等信息；交易中心要规范管理、专业运作、透明交易，不断探索发现价格的新模式、新方法、新手段，尽早发现并确立公允的天然气价格，定期向社会发布，为推进价格全面市场化奠定坚实基础。 |
| 2016-11 | 国家发展改革委关于推进化肥用气价格市场化改革的通知（发改价格〔2016〕2350号）              | 鼓励化肥用气进入石油天然气交易中心等交易平台，通过市场交易形成价格，实现价格公开透明。                                                                                                                                                                                                     |
| 2016-11 | 国家发展改革委关于福建省天然气门站价格政策有关事项的通知（发改价格〔2016〕2387号）           | 积极推动西气东输供福建省天然气进入石油天然气交易中心等交易平台，尽可能通过市场交易形成价格，实现价格公开透明。                                                                                                                                                                                         |
| 2017-08 | 国家发展改革委关于降低非居民用天然气基准门站价格的通知（发改价格规〔2017〕1582号）           | 推进天然气公开透明交易。鼓励天然气生产经营企业和用户积极进入天然气交易平台交易，所有进入上海、重庆石油天然气交易中心等交易平台公开交易的天然气价格由市场形成。交易平台要秉持公开、公平、公正的原则，规范运作，严格管理，不断创新，及时发布交易数量和价格信息，形成公允的天然气市场价格，为推进价格市场化奠定基础。                                                                                       |

资料来源：国家发改委，光大证券研究所整理

目前我国成立了两座天然气交易中心，即上海油气交易中心和重庆油气交易中心。上海油气交易中心于 2015 年 3 月注册成立，2015 年 7 月起试运行，2016 年 11 月正式运行。重庆油气交易中心于 2017 年 7 月注册成立，目前未投入正式运营。两座油气交易中心的天然气交易品种包括管道天然气和液化天然气，交易方式为现货交易。此外，2017 年 4 月，新疆克拉玛依市获准筹建新疆油气交易中心，第三座油气交易中心渐行渐近；据新疆日报报道，预计 2018 年 5 月左右新疆油气交易中心正式揭牌。预计随着天然气交易平台的活跃度增强，我国天然气价格的市场化水平将进一步提升。

表 9：上海、重庆石油天然气交易中心概况

|        | 上海石油天然气交易中心 | 重庆石油天然气交易中心 |
|--------|-------------|-------------|
| 注册资本   | 10 亿元       | 10 亿元       |
| 注册成立日期 | 2015-03-04  | 2017-07-25  |
| 试运行日期  | 2015-07-01  |             |
| 正式运行日期 | 2016-11-26  |             |

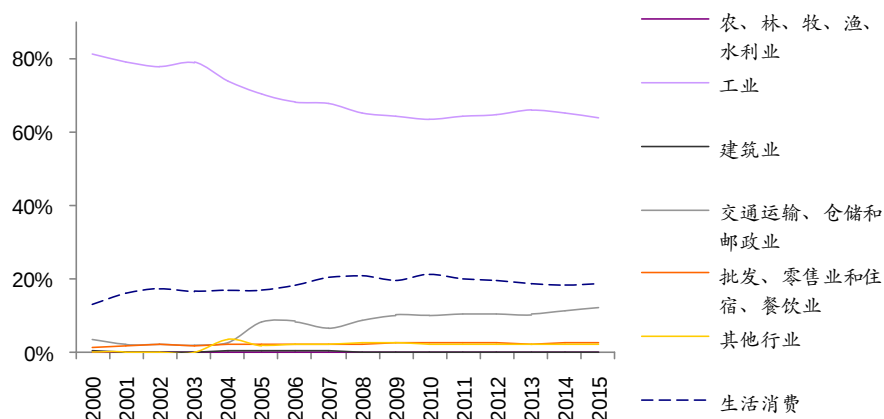
|           |                                                                                                                                                                                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|-----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 经营范围      | 开展天然气、非常规天然气、液化石油气、石油等能源产品的现货交易，提供交易相关的技术、场所和设施服务，提供资讯与信息咨询服务。                                                                                                                                    | 为石油、天然气等能源商品以及石油天然气化工产品的交易提供相关服务；组织实施交易登记结算、现货交收、仓储物流、业务咨询和信息发布等服务；依托交易大数据，为油气行业产业链上下游企业提供融资增信、信息分析、业务培训等中介服务。                                                                                                                                                                    |
| 股东名称及持股比例 | 中国经济信息社（33%）<br>中国石油化工股份有限公司（10%）<br>中海石油气电集团有限责任公司（10%）<br>中国石油天然气股份有限公司（10%）<br>申能（集团）有限公司（7%）<br>北京市燃气集团有限责任公司（7%）<br>中燃燃气实业（深圳）有限公司（7%）<br>新奥燃气发展有限公司（7%）<br>萍乡港华燃气有限公司（7%）<br>华能国际电力开发公司（2%） | 中国石油天然气股份有限公司（13%）<br>中国石油化工股份有限公司（13%）<br>重庆能源投资集团有限公司（13%）<br>重庆宏鑫牛企业管理有限公司（9%）<br>重庆化医控股（集团）公司（8%）<br>陕西延长石油（集团）有限责任公司（7%）<br>中燃燃气实业（深圳）有限公司（7%）<br>新奥燃气发展有限公司（7%）<br>惠州大亚湾华润燃气有限公司（7%）<br>湖北能源集团股份有限公司（6%）<br>上海哈纳斯投资（集团）有限公司（5%）<br>中信寰球商贸（上海）有限公司（3%）<br>重庆博恩科技（集团）有限公司（2%） |
| 交易品种      | 管道天然气、液化天然气、原油、成品油的现货                                                                                                                                                                             | 以管道天然气、成品油、液化天然气和大宗石油天然气化工品等现货                                                                                                                                                                                                                                                    |

资料来源：上海石油天然气交易中心网站，重庆石油天然气交易中心网站等，光大证券研究所整理

## （2）居民用气价格改革

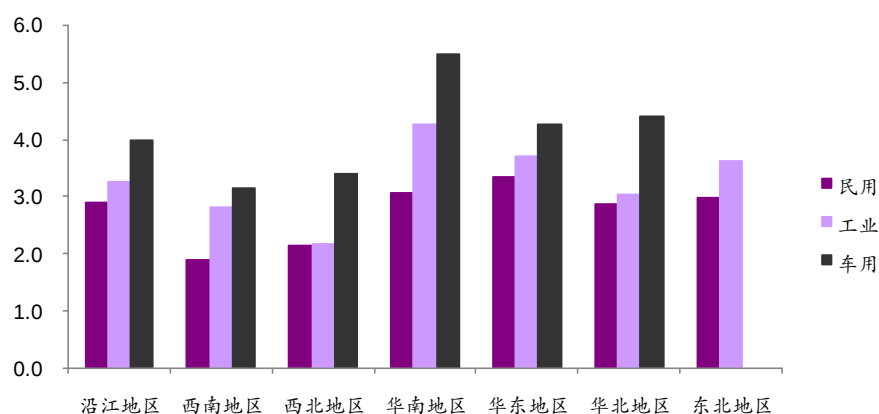
从天然气消费体量来看，非居民用气量远高于居民用气量。由于管道燃气存在典型的规模经济效应，用气量越大，单位成本越低，因而非居民用气价格理应低于居民用气价格。但从消费价格来看，长期以来我国对居民用气实行低价政策，非居民用气价高于居民用气价，违背经济规律。与天然气市场化完善的国家（如美国）相比，我国非居民用气与居民用气的终端价格明显“倒挂”，交叉补贴现象严重。

图 10：我国天然气消费结构



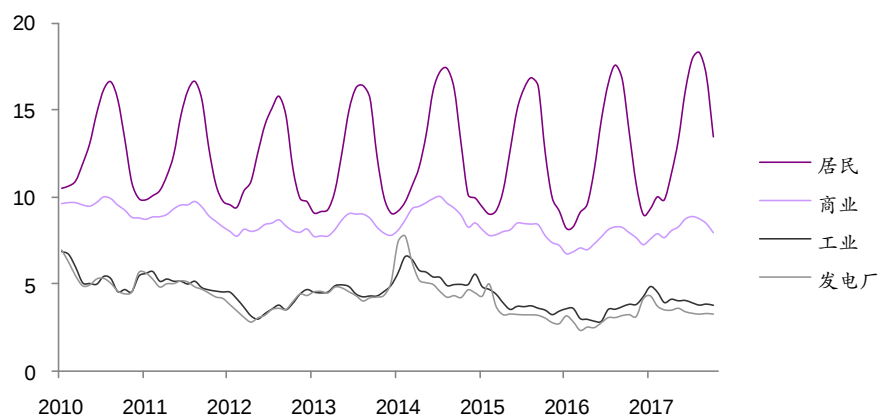
资料来源：Wind，光大证券研究所整理

图 11：我国不同地区 2017 年天然气用户均价（元/立方米）



资料来源：Wind，光大证券研究所整理

图 12：美国天然气终端价（美元/千立方英尺）



资料来源：EIA，光大证券研究所整理

2014 年前，我国大多数地区对居民用气收费实行低价的单一气价制度，其缺陷如下：居民用气与非居民用气价格交叉补贴现象严重；用气量越大的用户，享受的交叉补贴越多，没有体现公平负担；部分居民用户过度消费天然气，增加冬季用气高峰时燃气企业调峰保供的压力等。

我国在全国范围内的居民用气价格改革始于 2014 年。

2014 年 3 月，国家发改委印发《关于建立健全居民生活用气阶梯价格制度的指导意见》（发改价格〔2014〕467 号），在全国范围内推行居民阶梯气价政策，以保障居民基本用气需求，同时引导居民合理用气、节约用气。居民用气分三档阶梯定价，各档气量价格实行超额累进加价；对学校、养老福利机构等执行居民气价的非居民用户，气价水平按当地居民第一档、第二档气价平均水平执行。此外根据各地不同的经济发展状况与居民生活水平，对阶梯价格建立动态调整机制。

2015 年 10 月，中共中央国务院发布《关于推进价格机制改革的若干意见》，强调“全面实行居民用水用电用气阶梯价格制度，推行供热按用热量计价收

费制度，并根据实际情况进一步完善”，进一步推进居民用气的阶梯价格改革。

**表 10：居民用气阶梯价格制度**

| 阶梯  | 分档气量确定方法                                    | 分档气价确定方法                                  |
|-----|---------------------------------------------|-------------------------------------------|
| 第一档 | 覆盖区域内 80% 居民家庭用户的月均用气量，保障居民基本生活用气需求         | 按照基本补偿供气成本的原则确定，并在一定时期内保持相对稳定             |
| 第二档 | 覆盖区域内 95% 居民家庭用户的月均用气量，体现改善和提高居民生活质量的合理用气需求 | 合理补偿成本、取得合理收益，价格水平原则上与第一档气保持 1.2 倍左右的比价   |
| 第三档 | 超出第二档的用气部分                                  | 体现天然气资源稀缺程度、抑制过度消费，价格水平与第一档气保持 1.5 倍左右的比价 |

资料来源：国家发改委，光大证券研究所整理

居民用气阶梯气价改革的实施，有助于减少非居民用气对居民用气的交叉补贴，但二者的价差问题仍然存在。我们认为，为进一步理顺居民用气和非居民用气的价格矛盾，居民用气远期存在提价预期，理由如下：

- 工业等非居民用气对居民用气的交叉补贴过重，不符合“三去一降一补”的大背景。
- 居民用气一直以来执行低价政策，价格增长远滞后于 CPI 增长，违背市场规律，长期来看不利于天然气价格改革的推进。
- 居民对于天然气价格的敏感性较低。我们以南方和北方典型居民用户为代表（即年用气量分别为 300 立方米和 1500 立方米），就提高居民用气价格对居民消费的影响进行了敏感性分析。敏感性分析结果表明，对大部分居民家庭而言，提升居民用气价格（0.1-0.5 元/立方米）对于居民用气消费占比的增长十分有限（居民用气消费增量占收入比例的增量低于 1%）；只有北方低收入家庭对天然气价格的敏感性较高（居民用气消费增量占收入比例的增量约 1-4%），此部分问题可通过地方政府补贴解决。

**表 11：居民用气消费增量占收入比例的敏感性分析（%）**

| 年用气量<br>(立方米) | 提价幅度<br>(元/立方米) | 家庭年均收入（万元） |       |       |       |       |
|---------------|-----------------|------------|-------|-------|-------|-------|
|               |                 | 2          | 10    | 20    | 50    | 100   |
| 300           | 0.1             | 0.15%      | 0.03% | 0.02% | 0.01% | 0.00% |
|               | 0.2             | 0.30%      | 0.06% | 0.03% | 0.01% | 0.01% |
|               | 0.3             | 0.45%      | 0.09% | 0.05% | 0.02% | 0.01% |
|               | 0.4             | 0.60%      | 0.12% | 0.06% | 0.02% | 0.01% |
|               | 0.5             | 0.75%      | 0.15% | 0.08% | 0.03% | 0.02% |
| 1500          | 0.1             | 0.75%      | 0.15% | 0.08% | 0.03% | 0.02% |
|               | 0.2             | 1.50%      | 0.30% | 0.15% | 0.06% | 0.03% |
|               | 0.3             | 2.25%      | 0.45% | 0.23% | 0.09% | 0.05% |
|               | 0.4             | 3.00%      | 0.60% | 0.30% | 0.12% | 0.06% |
|               | 0.5             | 3.75%      | 0.75% | 0.38% | 0.15% | 0.08% |

资料来源：光大证券研究所测算

## 4.2、垄断性环节价格管制

### 4.2.1、管输费：政府定价，加强管制

天然气管道运输属于重要的网络型自然垄断环节，其价格应由政府进行监管。管输费是连接天然气出厂价和门站价的过程费用，在天然气价格链中占据重要地位，是价格管制的重要环节。管输费与管输成本密切相关，其影响因素包括管道建设投资、输气量、管理体制和管理水平、财政税收政策等。

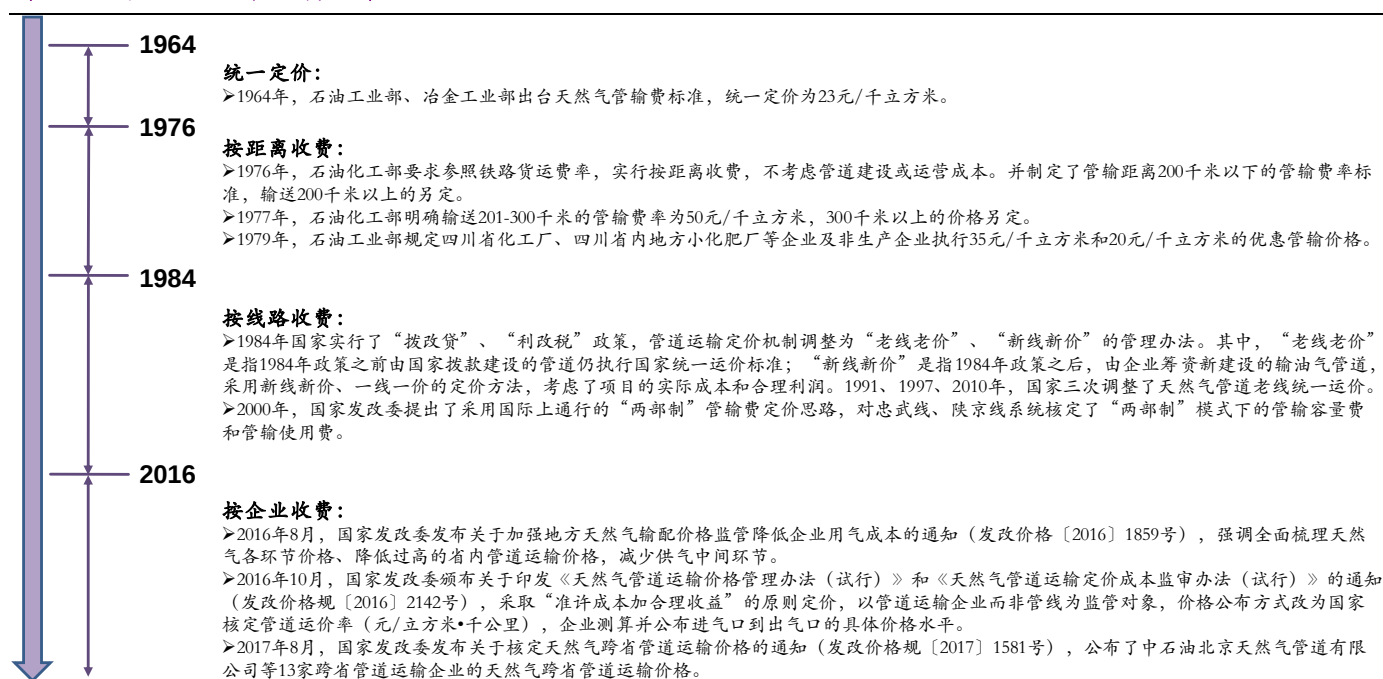
表 12：天然气管输成本的影响因素

| 影响因素        | 具体内容                                                                                                                                                                                 |
|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 管道建设投资—主要因素 | 天然气管道建设投资巨大，因而固定成本所占比例很高，而其中固定资产折旧又占比例最大。所以，管输成本随着管道建设投资的增大而增大。<br>在一定输量和输距条件下，管材、压缩机站和施工费所占比例最大，分别为 40%-55%、20%-30% 和 30%-40%。                                                      |
| 输气量—重要因素    | 管道设计是根据管道中径、压力、压力比、最大输气量及输气距离的经济界限确定的。在设计管径一定的情况下，管道始端输送量越大，压力越大，管输经济半径越大。<br>管道输送必须达到设计的输气量，一般在设计输气量的 70%-80% 以上负荷运行是比较经济的，长输管道的盈亏平衡点大多在 65%-70% 之间，如果低于 60% 的负荷且处于盈亏平衡点以下，则管输必然亏损。 |
| 管理体制和管理水平   | 管理体制决定组织结构，组织结构又决定着管理水平。<br>管理体制和管理水平决定管输运营效率和控制成本能力。                                                                                                                                |
| 财政税收政策      | 税赋是管输成本的重要组成部分，一般来说，合理的税赋是在管输赢利的基础上制定的税率。                                                                                                                                            |

资料来源：《天然气管输定价方法研究》，光大证券研究所整理

我国管输费的价格形成始于 1964 年。管输费实行政府定价，价格形成分四阶段：统一定价（1964-1976 年）、按距离收费（1976-1984 年）、按线路收费（1984-2016 年）和按企业收费（2016 年至今）。

图 13：我国天然气管输费改革历史



资料来源：《天然气管输定价机制思考》，《中国天然气管道运输价格管理新机制解读》，国家发改委，光大证券研究所整理

## (1) 统一定价阶段 (1964-1976 年)

我国于 1964 年开始制定并出台天然气管输费标准，统一定价为 23 元/千立方米，对不同长度、不同管径及运行压力的天然气运输管线实行无差别定价，体现了浓重的计划经济色彩。

## (2) 按距离收费阶段 (1976-1984 年)

随着供气规模扩大、市场区域拓展和管输距离增加，统一定价的一刀切形式有待商榷。1976 年石油化工部制定了按照天然气输送距离收取管输费的价格标准，并根据经济及行业发展，在数十年间多次调整。

表 13：我国天然气输气管道（老线）的统一运价

| 输气管道里程<br>(千米) | 管输费 (元/立方米)           |                     |                   |                      |
|----------------|-----------------------|---------------------|-------------------|----------------------|
|                | 〔76〕油化财劳字<br>1356 号文等 | 〔1991〕价费字<br>108 号文 | 〔1997〕财字<br>48 号文 | 发改价格〔2010〕<br>789 号文 |
| 50 以下          | 0.030                 | 0.033               | 0.036             | 0.116                |
| 50-100         | 0.035                 | 0.038               | 0.041             | 0.121                |
| 101-200        | 0.040                 | 0.043               | 0.047             | 0.127                |
| 201-250        | 0.050                 | 0.053               | 0.058             | 0.014                |
| 251-300        |                       | 0.058               | 0.063             | 0.143                |
| 301-350        |                       | 0.063               | 0.068             | 0.148                |
| 351-400        | 待定                    | 0.068               | 0.074             | 0.154                |
| 401-450        |                       | 0.073               | 0.079             | 0.159                |
| 451-500        |                       | 0.078               | 0.085             | 0.165                |

资料来源：《中国天然气管道运输价格管理新机制解读》，光大证券研究所整理

## (3) 按线路收费阶段 (1984-2016 年)

1984 年国家实行了“拨改贷”、“利改税”政策，管道项目的建设和运营体制机制发生根本性变化，管道运输企业成为以经济效益为目标的经营实体，管道运输定价机制也随之调整，实行“老线老价”、“新线新价”的管理办法。

该政策执行之前国家拨款建设的管道（“老线”）仍执行国家统一运价标准（“老价”）；该政策执行后，由企业筹资新建设的输油气管道（“新线”）不再采用原来的管输费率标准，而是按照项目经济评价法或者政府批准的管道建设可研报告测算天然气管输费（“新价”），报国家价格主管部门批准后单独执行。收费依据是 1993 年国家计委、建设部发布的《建设项目经济评价方法与参数》，在满足行业基准收益率 12% 的前提下反算出来的。新管道运输价格主要按照补偿成本、合理盈利和有利于市场销售，同时兼顾用户承受能力的原则核定。

表 14：我国天然气管道部分新线的管输费

| 所属企业 | 管道名称 | 管道起止点     | 平均管输费<br>(元/立方米) | 批准部门  | 备注               |
|------|------|-----------|------------------|-------|------------------|
| 中国石油 | 涩宁兰线 | 青海涩北-甘肃兰州 | 0.20             |       |                  |
|      | 西气东输 | 新疆轮南-上海   | 0.79             | 国家发改委 | 发改价格〔2003〕1323 号 |

|      |      |           |      |       |                 |
|------|------|-----------|------|-------|-----------------|
|      | 中沧线  | 中原油田-河北沧州 | 0.09 | 国家计委  |                 |
|      | 川气东送 | 四川达州-上海   | 0.55 | 国家发改委 | 发改价格〔2009〕1604号 |
| 中国石化 | 榆济线  | 陕西榆林-山东济南 | 0.38 | 国家发改委 | 发改价格〔2010〕2780号 |
|      | 中开线  | 中原油田-河南开封 | 0.12 | 国家计委  |                 |

资料来源：《中国天然气管道运输价格管理新机制解读》，光大证券研究所整理

在此阶段国家于 2000 年提出“两部制”管输费定价思路，国家发展改革委在《关于忠县——武汉输气管道工程天然气价格等有关问题的批复》（发改价格〔2004〕2971 号）和《关于陕京管道输气系统天然气价格有关问题的通知》（发改价格〔2005〕1281 号）中，对忠武线、陕京线系统（包括 2000 年前建成投产的陕京一线和 2005 年建成投产的陕京二线）既核定了“一部制”模式下的综合管输费，也核定了“两部制”模式下的管输容量费和管输使用费，并明确提出分别自忠武线、陕京二线管道投产通气后一年开始执行“两部制”模式。但这两条管道建成投产后，实际上一按照“一部制”模式下的综合管输费执行。此后至今，“两部制”管输定价的推行受阻。国家发改委在本轮天然气价格改革之中同样提及“积极开展‘两部制’价格、热值计价等研究工作”，我们认为从长远角度考虑，“两部制”管输价格仍具备实行意义。

表 15：忠武线和陕京二线的“两部制”管输费核定

| 管 线  |             | 项 目   |       | 管 输 费（元/立方米） |            |         |      |    |
|------|-------------|-------|-------|--------------|------------|---------|------|----|
|      |             |       |       | 连续供气用户       |            | 可中断供气用户 |      | 平均 |
|      |             |       |       | 管道容量<br>费率   | 管道使用<br>费率 | 最小费率    | 最大费率 |    |
| 忠武线  | 主干线         | 0.226 | 0.108 | 0.108        | 0.331      | 0.40    |      |    |
|      | 支线          | 0.226 | 0.198 | 0.198        | 0.424      | 0.49    |      |    |
|      | 全线平均        | 0.226 | 0.157 | 0.157        | 0.383      | 0.45    |      |    |
| 陕京二线 | 陕西省<br>（神木） | 0.073 | 0.070 | 0.070        | 0.143      | 0.12    |      |    |
|      | 山西省         | 0.073 | 0.136 | 0.136        | 0.209      | 0.31    |      |    |
|      | 山东省         | 0.073 | 0.222 | 0.222        | 0.295      | 0.40    |      |    |
|      | 河北省         | 0.073 | 0.233 | 0.233        | 0.306      | 0.42    |      |    |
|      | 北京市         | 0.073 | 0.268 | 0.268        | 0.341      | 0.45    |      |    |
|      | 天津市         | 0.073 | 0.300 | 0.300        | 0.373      | 0.48    |      |    |
|      | 全线平均        | 0.073 | 0.241 | 0.241        | 0.314      | 0.42    |      |    |

资料来源：《我国天然气管输定价问题探讨》，光大证券研究所整理

#### （4）按企业收费阶段（2016 年至今）

在按线路收费阶段，“一线一价”的定价方法是在“单气源、单管道”的供气方式下确立的，随着管道建设速度加快和供气安全要求提高，越来越多的管道连接成网，此定价方法已不能适应形势发展需要。

2016 年 10 月，国家发改委颁布关于印发《天然气管道运输价格管理办法（试行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（试行）》的通知（发改价格规〔2016〕2142 号），从定价方法、价格监管对象、价格公布方式等方面更新了管道运输价格机制。

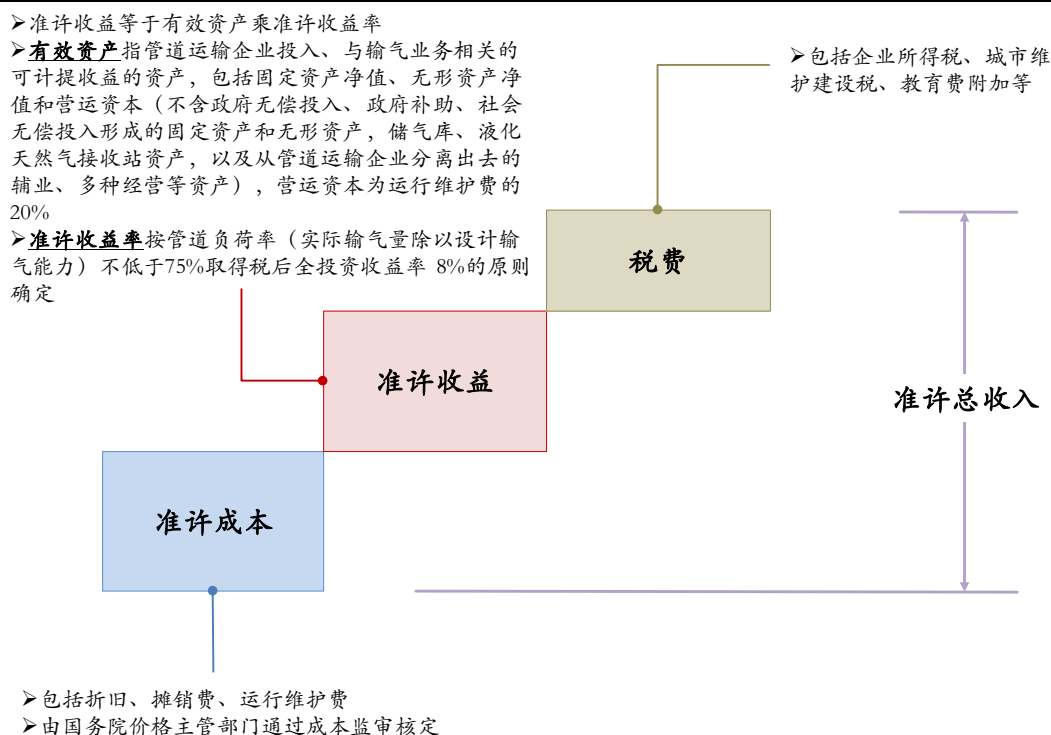
表 16：2016 年天然气管道运输定价改革价格机制的对比

|        | 新机制                                                                                                                                              | 旧机制                                                                                              |
|--------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 定价方法   | 按照“准许成本加合理收益”的方法定价。<br>准许成本即定价成本，包括折旧及摊销费、运行维护费，由国务院价格主管部门通过成本监审核定。<br>准许收益按有效资产乘以准许收益率计算确定，准许收益率按管道负荷率（实际输气量除以设计输气能力）不低于 75%取得税后全投资收益率 8%的原则确定。 | 运用建设项目财务评价原理监管管道运输价格为主的方法定价。<br>收费依据是 1993 年国家计委、建设部发布的《建设项目经济评价方法与参数》，在满足行业基准收益率 12% 的前提下反算出来的。 |
| 价格监管对象 | 单个管道运输企业                                                                                                                                         | 单条管道                                                                                             |
| 价格公布方式 | 国家核定管道运价率（元/立方米·千公里），企业测算并公布进气口到出气口的具体价格水平（元/立方米）                                                                                                | 国家公布具体价格水平（元/立方米）                                                                                |

资料来源：国家发改委，《我国天然气管输定价问题探讨》，光大证券研究所整理

本轮天然气管输费改革中，管道运输价格以管道运输企业法人单位为管理对象，按照“准许成本加合理收益”原则制定，即通过核定管道运输企业的准许成本，监管准许收益，考虑税收等因素确定年度准许总收入，核定管道运输价格。对新成立企业投资建设的管道，制定管道运输试行价格，运用建设项目财务评价的原理，使被监管企业在整个经营期内取得合理回报。可行性研究报告设计的达产期后，调整为按“准许成本加合理收益”原则核定管道运输价格。

图 14：改革后的准许总收入计算方法



资料来源：国家发改委，光大证券研究所整理

本轮管输费改革要求“经营管道运输业务的企业原则上应将管道运输业务与其他业务分离。目前生产、运输、销售一体化经营的企业暂不能实现业务分

离的，应当实现管道运输业务财务核算独立”，即管输业务至少实现财务核算独立，以方便政府对于管输价格的监管。

在本轮天然气价格改革中，管输费改革的影响如下：

- **消除投资收益的不确定性。**新机制提出了明确的回报预期，特别是适当高于一般工业行业的投资回报率，有利于激发社会资本投资建设管道的积极性。
- **有利于促进管道向第三方开放。**本轮管输费改革要求企业获得8%准许收益率对应的管道负荷率为75%，意味着如果管道运输企业实际负荷率低于75%，则实际收益率可能达不到8%甚至更低，只有加大向第三方开放力度、提高负荷率，才能获得准许收益甚至更高的收益水平。
- **有利于推进天然气价格的市场化改革。**本轮管输费改革实施后，天然气管道每一个入口到出口的运输价格清晰明了，为管道向第三方开放创造了条件，同时，有利于天然气气源回归商品属性，促进气气竞争，进而实现气源和销售价格市场化的改革目标。

此外，本轮管输费改革规定，“管道运输企业应在每年6月1日前，通过企业门户网站或指定平台公开收入、成本等相关信息；管道运输企业测算确定本公司管道运输具体价格表后，应连同国务院价格主管部门制定的管道运价率，以及所有入口与出口的名称、距离等相关信息，通过企业门户网站或指定平台向社会公开，同时抄报国务院价格主管部门”。

2017年8月，国家发改委发布关于核定天然气跨省管道运输价格的通知（发改价格规〔2017〕1581号），公布了中石油北京天然气管道有限公司等13家跨省管道运输企业的天然气跨省管道运输价格。

我们预计随着管输费改革的持续推进，管道运输企业的经营和财务的公开信息将更加完善，管输业务的公用事业属性凸显。

表 17：天然气跨省管道运输价格表

| 企业名称            | 主要经营管道               | 主干管道半径<br>(毫米) | 管道运输价格<br>(元/千立方米·公里) | 管道运输价格<br>(元/立方米) |
|-----------------|----------------------|----------------|-----------------------|-------------------|
| 中石油北京天然气管道有限公司  | 陕京系统等                | 1219/1016      | 0.2857                |                   |
| 中石油管道联合有限公司     | 西一线西段、西二线西段、涩宁兰线等    | 1219           | 0.1442                |                   |
| 中石油西北联合管道有限责任公司 | 西三线等                 | 1219           | 0.1224                |                   |
| 中石油东部管道有限公司     | 西一线东段、西二线东段、忠武线、长宁线等 | 1219/1016/711  | 0.2429                |                   |
| 中石油管道分公司        | 秦沈线、大沈线、哈沈线、中沧线等     | 1016/711       | 0.4678                |                   |
| 中石油西南管道分公司      | 中轨线、西二线广南支干线等        | 1016           | 0.3961                |                   |
| 中石油西南管道有限公司     | 中缅线                  | 1016           | 0.4109                |                   |
| 中石油西南油气田分公司     | 西南油气田周边管网            | 914/813/711    |                       | 0.15              |

|                        |                  |         |        |
|------------------------|------------------|---------|--------|
| 中石化川气东送天然气管道有限公司       | 川气东送管道           | 1016    | 0.3894 |
| 中石化榆济管道有限责任公司          | 榆济线              | 711/610 | 0.4443 |
| 内蒙古大唐国际克什克腾煤制天然气有限责任公司 | 内蒙古克什克腾旗至北京煤制气管道 | 914     | 0.9787 |
| 山西通豫煤层气输配有限公司          | 山西沁水至河南博爱煤层气管道   | 599     | 3.5047 |
| 张家口应张天然气有限公司           | 应张线              | 508     | 2.0304 |

资料来源：国家发改委，光大证券研究所整理

#### 4.2.2、城市配气费：独立核定，加强监管

城镇燃气是重要的公用事业，与天然气中游管道运输相似，下游燃气管网同样属于网络型自然垄断环节。城市配气费是指城镇燃气管网配送环节的价格，应由政府严格监管。

与中游管输费不同，城市配气费由地方价格主管部门管理，下游城市配气费的监管工作相对滞后，主要体现在：

- **配气价格尚未单独核定。**目前多数地方都是直接管理销售价格，并没有单独核定配气价格，不利于各环节成本和价格清晰界定。
- **监管规则不健全。**目前部分省份地方制定了燃气价格管理办法，但有的地方还没有明确的价格管理规则。
- **购销差价（视同为配气价格）差异较大。**由于各地在燃气定价方法、重要指标参数的选取上差异较大，导致不同城市燃气企业购销差价水平差距也较大，少数地方价格水平明显偏高，不利于天然气行业持续健康发展。

2017 年之前，多数地方都是直接管理销售价格，并没有单独核定配气价格。城市燃气企业的购销差价即视同配气价格。

2017 年 6 月，国家发改委印发《关于加强配气价格监管的指导意见》的通知（发改价格〔2017〕1171 号），成为我国城市配气价格改革的里程碑。

表 18：城市配气价格改革政策梳理

| 发布时间    | 政策名称                                                | 相关内容                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|---------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2016-08 | 国家发展改革委关于加强地方天然气输配价格监管降低企业用气成本的通知（发改价格〔2016〕1859 号） | 全面梳理天然气各环节价格。<br>降低过高的省内管道运输价格和配气价格。<br>减少供气中间环节。<br>整顿规范收费行为。                                                                                                                                                                                                                             |
| 2017-06 | 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（发改价格〔2017〕1171 号）     | <b>核定独立的配气价格。</b><br><b>配气价格的制定方法。</b> 配气价格按照“准许成本加合理收益”的原则制定，即通过核定城镇燃气企业的准许成本，监管准许收益，考虑税收等因素确定年度准许总收入，制定配气价格。年度准许总收入由准许成本、准许收益以及税费之和扣减其他业务收支净额确定。其他业务收支净额为企业使用与配气业务相关的资产和人力从事工程安装施工、燃气销售等其他业务活动的收支净额。<br><b>准许成本的核定</b> 原则上根据政府制定价格成本监审办法等有关规定执行。其中，供销差率（含损耗）原则上不超过 5%，三年内降低至不超过 4%；管网折旧年 |

|                                                             |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|-------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                             | <p>限不低于 30 年；建筑区划内按法律法规规定由企业承担运行维护责任的运行维护成本可计入准许成本。</p> <p><b>准许收益的确定。</b>准许收益按有效资产乘以准许收益率计算确定。其中，准许收益率为税后全投资收益率，按不超过 7% 确定；有效资产为城镇燃气企业投入、与配气业务相关的可计提收益的资产，由固定资产净值、无形资产净值和营运资本组成，包括市政管网、市政管网到建筑区划红线外的管网资产，城镇区域内自建自用的储气设施资产，以及其他设备设施等相关资产，不包括建筑区划内业主共有和专有资产，政府无偿投入、政府补助和社会无偿投入的资产，无偿接收的资产，未投入实际使用的资产，不能提供资产价值有效证明的资产，资产评估增值部分，以及向用户收取费用形成的资产。</p> |
| <p>2017-08 国家发展改革委关于进一步加强垄断行业价格监管的意见（发改价格规〔2017〕1554 号）</p> | <p>以制度规则建设为重点，合理确定成本构成，科学确定投资回报率，建立健全“准许成本+合理收益”的定价制度。以开展成本监审、规范定价程序、推进信息公开为抓手，严格进行监管，规范政府和企业价格行为。</p> <p>依据已出台的定价办法和成本监审办法，深入开展跨省长途管道运输成本监审，合理制定价格水平，适时完善监管规则。强化省内短途管道运输和配气价格监管，加快落实输配气价格监管要求，全面梳理天然气各环节价格，<b>2018 年底</b>前各地要建立起输配环节定价办法、成本监审办法，重新核定省内短途管道运输价格，制定独立配气价格，降低偏高输配价格。</p>                                                           |

资料来源：国家发改委，光大证券研究所整理

本轮城市配气费改革的推行晚于管输费改革，但实质相同，即通过“准许成本加合理收益”的原则制定天然气价格链的过程价格（管输费、城市配气费），此价格受政府监管。

从国际经验看，通常认为天然气配送环节经营风险低于长输管道，相应地收益率应低于管道运输。因而本轮城市配气费改革中，准许收益率上限定为 7%（低于管输费的准许收益率上限 8%）。

本轮城市配气费改革的亮点包括：

- **建立成本约束机制。**对直接影响配气价格的部分核心指标参数如供销差率、折旧年限、最低配送气量等规定了上限标准或作出限制性规定，促进企业加强成本管理，提高行业效率。
- **建立激励机制。**鼓励各地科学确定标杆成本，对燃气企业通过自身努力使实际成本低于标杆成本的部分，建立燃气企业与用户利益共享机制，激励企业提高经营效率，主动降低配气成本。
- **推进企业信息公开。**要求燃气企业主动公开价格、成本等相关信息，便于不同企业成本对标，强化社会监督。

2017 年 8 月，国家发改委在关于进一步加强垄断行业价格监管的意见（发改价格规〔2017〕1554 号）中强调，“2018 年底

前各地要建立起输配环节定价办法、成本监审办法，重新核定省内短途管道运输价格，制定独立配气价格，降低偏高输配价格”。

截至 2018 年 1 月底，共 8 省公开发布了省级天然气短途管道运输/配气价格改革政策梳理，按发布时间顺序分别为湖北、福建、江苏、黑龙江、湖南、陕西、江西和山东。

与国家级价格改革政策相比，除黑龙江外的其他省级价格改革政策均补充了管网负荷率低于阈值下限的处理方法，即管网负荷率按阈值下限处理。例如，湖北省物价局规定，配气管网负荷率低于 60% 的，按设计能力的 60% 计算

确定；配气管网负荷率高于 60% 的，按实际配送气量确定。预计 2018 年底  
前，其他各省的天然气价格改革政策将陆续出台。

表 19：省级天然气短途管道运输和配气价格改革政策梳理（截至 2018 年 1 月底）

| 发布时间    | 发布单位    | 政策名称                                                              | 相关内容                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|---------|---------|-------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2017-09 | 湖北省物价局  | 《湖北省天然气短途管道运输和配气价格管理办法（试行）》                                       | <p>省内管输企业的准许收益率按 8% 确定。管道实际运输气量为出口气量或委托运输气量，按以下原则核定：管道负荷率低于 60% 的，按设计输气能力的 60% 计算确定；管道负荷率高于 60% 的，按实际运输气量确定。</p> <p>燃气企业的准许收益率按 7% 确定。配送气量按以下原则核定：配气管网负荷率低于 60% 的，按设计能力的 60% 计算确定；配气管网负荷率高于 60% 的，按实际配送气量确定。</p> <p>本办法自 2017 年 10 月 1 日起试行，试行期 1 年。</p>                                                                                                                                                         |
| 2017-09 | 福建省物价局  | 《福建省天然气管理办法》                                                      | <p>建立终端用户销售价格联动机制。当上游天然气价格调整时，终端用户销售价格作相应同向调整。</p> <p>省内管输企业的准许收益率按管道负荷率不低于 75% 取得税后全投资收益率 8% 的原则确定。年度管道运输气量为出口气量或委托运输气量，管道负荷率达到或超过 75% 的，按实际管道运输气量确定，管道负荷率低于 75% 的，按 75% 负荷率对应的气量确定。</p> <p>城镇燃气企业的合理损耗按配气管网供销差率不高于 3% 确定，配气管网供销差率达到或超过 3% 的按 3% 核定；低于 3% 的据实核定。准许收益率为税后全投资收益率，按不超过 7% 确定。年度配送气量低于年度最低配送气量时，按年度最低配送气量计算确定配气价格。年度最低配送气量按配气管网 50% 的负荷率（实际配送气量除以设计配送气量）对应气量确定。</p> <p>本办法自 2017 年 10 月 1 日起执行。</p> |
| 2017-11 | 江苏省物价局  | 《江苏省天然气短途管道运输价格管理办法（试行）》                                          | <p>省内天然气短途管道不包括城镇燃气配气管网。</p> <p>省内管输企业的准许收益率按管道负荷率不低于 60% 取得税后全投资收益率不超过 8% 的原则确定。管道实际运输气量为出口气量或委托运输气量。管道负荷率低于 60% 的，按 60% 负荷率对应的气量计算确定管道运价率。</p> <p>对新成立企业制定管道运输试行价格，原则上按照可行性研究报告的成本参数，以及税后全投资收益率不超过 8%、经营期 30 年确定。</p> <p>自 2018 年 1 月 1 日起试行，有效期 2 年。</p>                                                                                                                                                      |
| 2017-11 | 黑龙江省物价局 | 《黑龙江省城镇管道天然气配气价格管理办法》                                             | <p>城镇燃气企业的准许收益率为税后全投资收益率，按不超过 7% 确定。办法对于负荷率没有要求。</p> <p>本办法自 2018 年 1 月 1 日起执行。</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| 2017-12 | 湖南省发改委  | 《湖南省管道燃气配气价格管理办法（试行）》和《湖南省发展和改革委员会关于进一步规范我省非居民用户管道燃气庭院管网设施建设费的通知》 | <p>管道燃气配气价格按年度准许总收入除以核定的年度配送气量确定。配送气量按以下原则核定：配气管网负荷率低于设计能力 50% 的，按设计能力的 50% 计算确定；配气管网负荷率高于设计能力 50% 的，按实际配送气量确定。准许收益率为税后全投资收益率，按不超过 7% 确定。</p> <p>鼓励大用户自主选择资源供应方，直接与上游企业签订购销合同，委托燃气企业代为输送。</p> <p>本办法自 2018 年 1 月 1 日起试行，有效期 2 年。</p>                                                                                                                                                                             |
| 2017-12 | 陕西省物价局  | 《陕西省天然气管道运输和配气价格管理办法（试行）》                                         | <p>省内管输企业的准许收益率按税后全投资收益率 7% 确定。有效资产不含储气库、液化天然气接收站资产。管输企业年度管道运输气量或总周转量为企业管道运输气量（含代输气量），管道负荷率达到或超过 60% 的，按实际管道运输气量确定，管道负荷率低于 60% 的，按 60% 负荷率对应的气量计算确定管输价格。</p> <p>燃气企业的准许收益率按税后全投资收益率 6% 确定。有效资产为燃气企业投入、与配气业务相关的可计提收益的资产，由固定资产净值、无形资产净值和营运资本组成，包括配气专有连接管道（城镇门站到市政管网）、市政管网、市政管网到建筑区划红线外的管网资产、建筑区划红线内产权属于燃气企业的管网资产、管网区域内自建自用的</p>                                                                                    |

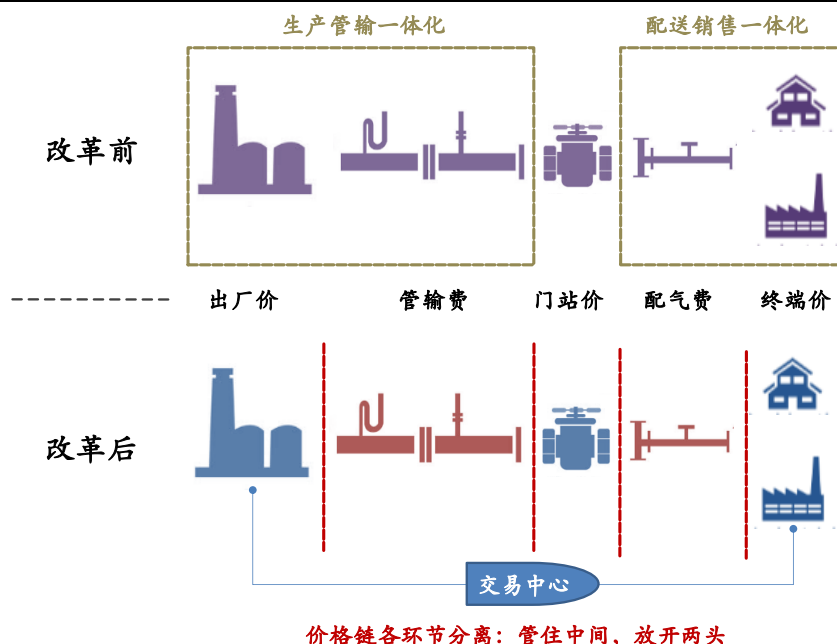
|         |        |                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|---------|--------|------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2017-12 | 江西省发改委 | 《江西省天然气短途管道运输价格和配气价格管理办法》和《江西省天然气管道输配定价成本监审办法》 | <p>储气设施资产，以及其他设备设施等相关资产。</p> <p>本办法自 2018 年 1 月 25 日起试行，有效期至 2020 年 1 月 24 日。</p> <p>各地可建立天然气上下游价格联动机制,即将管道天然气销售价格与城镇燃气企业的购气结算价格联动。管道天然气销售价格随上游天然气价格涨跌作相应同方向调整。</p> <p>省内管输企业的准许收益率按管道负荷率不低于 60%取得税后全投资收益率 8%的原则确定。年度总输气量按以下原则核定：管道负荷率低于 60%的，按设计输气能力的 60%计算确定；管道负荷率高于 60%的，按实际运输气量确定。</p> <p>城镇燃气企业的准许收益率为税后全投资收益率，按不超过 7%确定。配送气量按以下原则核定：配气管网负荷率高于 50%，按实际配送气量确定；配气管网负荷率低于 50%，原则上按设计能力的 50%确定。</p> <p>本办法自 2018 年 1 月 1 日起施行，有效期 5 年。</p> |
| 2017-12 | 山东省物价局 | 《山东省省内天然气管道运输价格管理办法（试行）》                       | <p>省内管输企业的准许收益率按管道负荷率低于 50%取得税后全投资收益率 8%的原则确定。管道实际运输气量为出口气量或委托运输气量。管道负荷率低于 50%的，按 50%负荷率对应的气量计算确定管道运价率。</p> <p>本办法自 2018 年 1 月 1 日起施行，有效期至 2022 年 12 月 31 日。</p>                                                                                                                                                                                                                                                                            |

资料来源：地方发改委、物价局等，光大证券研究所整理

### 4.3、天然气价格改革的未来

本轮天然气价格改革总体思路为“管住中间、放开两头”，即竞争性环节价格放开，垄断性环节价格管制。政府只对属于网络型自然垄断环节的管网输配价格进行监管，气源和销售价格由市场形成。

图 15：天然气价格改革示意图



资料来源：光大证券研究所整理

我们认为在环境条件日益严峻、“蓝天保卫战”逐步打响的过程中，天然气作为清洁能源，将日渐发挥“我国现代清洁能源体系的主体能源之一”的重

要作用。通过价格改革理顺当前天然气产业链环节的价格矛盾，将有助于天然气行业的长期稳定发展。

我们认为天然气价格改革未来将坚定执行“管住中间、放开两头”的主线，预计推进顺序为先监管过程价格，后放开节点价格。我们认为在 2022 年前，天然气价格改革的未来重点如下：

- **短期重点：**加强输配气成本和价格的独立监管，限制天然气价格市场化进程中的扰动变量，预计 2018 年底前，管输企业和城燃企业的成本和价格将进一步公开透明；
- **中期重点：**加强天然气交易中心的建设运营，引导天然气供需双方的现货市场交易，提升天然气市场化交易比例；
- **长期重点：**理顺居民和非居民用户的天然气价格矛盾，通过放开关键价格节点——门站价，并管制管输费和配气费，达到出厂价和终端价的市场化机制传导。

## 5、投资建议

从天然气价格链的角度看，本轮天然气价格改革将按照监管过程价格，放开节点价格的思路推进。

目前燃气板块的上市公司主要位于天然气产业链的中下游。我们认为在当前天然气价格改革的背景下，传统的中游管输和下游配气业务将为燃气行业上市公司带来稳定的盈利水平，收益率的提升空间有限（收益率上限确定）。燃气板块公司的业绩增长来源如下：

- **提升售气量。**内生增长为增加燃气用户数量，如“煤改气”、城中村改造等；外延增长为燃气公司的异地并购。代表公司包括深圳燃气、陕天然气、重庆燃气、中国燃气、百川能源等。
- **拓展产业链布局。**参与上游业务，拓展国内非常规天然气气源和海外气源等，通过稳定的天然气供给保障用气高峰期下游需求；代表公司包括国新能源、蓝焰控股、中天能源、新奥股份等。参与 LNG 业务，如 LNG 接收站、LNG 点供等，通过发展市场化业务带来业绩弹性；代表公司包括北京燃气蓝天（H 股）、广汇能源等。

我们认为天然气行业的发展将受益于天然气价格改革的持续推进，维持燃气行业的“增持”评级，推荐公司包括区域城市燃气龙头公司深圳燃气、重庆燃气，以及布局天然气中游产业链的稀缺标的陕天然气、国新能源。

## 6、推荐公司

### 6.1、深圳燃气（601139.SH）：深圳城燃核心，内生外延稳健增长

◆**深圳城市燃气核心企业，积极发展异地项目：**深圳燃气是深圳市国资委控股的燃气企业，国资、外资、民资混合所有制经营，核心业务为城市燃气业务。2016 年公司天然气销售量 17.6 亿方，营业收入 51.5 亿元，归母净利润 7.7 亿元；其中管道燃气业务营收占比 58.6%，毛利占比 61.7%。公司城燃项目异地扩张，截至 2017H1，公司在广东、广西、江西、安徽、湖南、江苏、浙江等 7 省（区）拥有 30 个城市（区）管道燃气特许经营权，市政燃气管网长度超 5940 公里，管道燃气用户 270 万户，覆盖人口超 1300 万。

◆**上游气源稳定，LNG 储备调峰项目投产在即：**公司天然气主要来自广东大鹏公司及中石油西气东输二线。公司分别与广东大鹏公司签订了 25 年稳产期年供 27.1 万吨照付不议的天然气采购合同，与中石油签订了稳产期年供 40 亿方天然气采购协议，上游供给稳定。此外，公司投资建设的 LNG 储备调峰项目具备 10 亿方/年的 LNG 周转能力，截至 2017H1，该项目工程进度 87.1%，我们预计 2018 年项目投产。预计项目的投产将增强公司天然气供应能力，缓解深圳天然气季节性供应缺口问题，同时 LNG 贸易业务可为公司带来业绩弹性。

◆**城中村改造及电厂投产催生用气增量：**根据《深圳市能源发展“十三五”规划》，加快推进老旧住宅区和城中村管道燃气改造，预计 2020 年底管道天然气普及率提高至 60%。“十三五”期间，深圳全市将再改造 60 万户老旧住宅区和城中村家庭用户。公司积极参与推进老旧住宅区、城中村等管道天然气改造，天然气销售量增长确定性强。《深圳市国民经济和社会发展的第十三个五年规划纲要》指出，加大能源保障重大工程建设，推进大唐宝昌电厂和京能钰湖电厂扩建，加快华电坪山等燃气热电冷联供及分布式能源项目建设等。燃气电厂的投产运行将为公司带来天然气销售增量。

#### ◆盈利预测及投资评级

公司主营业务包括管道燃气、天然气批发、石油气批发、瓶装石油气业务，其中核心业务为管道燃气业务。考虑到深圳地区城中村改造和电厂用气增量、以及深圳以外地区管道燃气业务拓展带来的用气量增长，我们假设公司 2017-2019 年管道天然气销售量增长率分别为 23.4%、27.5%、22.2%。预计公司 2017-2019 年营业收入分别为 110.8、124.6、142.2 亿元，毛利率分别为 24.3%、23.8%、24.5%。

表 20：深圳燃气主营业务盈利预测表

| 项目        | 2016A | 2017E  | 2018E  | 2019E  |
|-----------|-------|--------|--------|--------|
| 营业收入（百万元） | 8,509 | 11,079 | 12,459 | 14,215 |
| YoY%      | 6.8%  | 30.2%  | 12.5%  | 14.1%  |
| 管道燃气      | 4,985 | 6,154  | 7,808  | 9,543  |
| 天然气批发     | 163   | 269    | 296    | 325    |
| 石油气批发     | 1,599 | 2,904  | 2,613  | 2,613  |

|           |       |       |       |       |
|-----------|-------|-------|-------|-------|
| 瓶装石油气     | 484   | 474   | 465   | 456   |
| 其他        | 1,278 | 1,278 | 1,278 | 1,278 |
| 营业成本（百万元） | 5,584 | 7,625 | 8,735 | 9,977 |
| 管道燃气      | 3,650 | 4,606 | 5,707 | 6,927 |
| 天然气批发     | 159   | 266   | 291   | 319   |
| 石油气批发     | 1,463 | 2,448 | 2,438 | 2,438 |
| 瓶装石油气     | 311   | 305   | 299   | 293   |
| 其他        | 760   | 760   | 760   | 760   |
| 毛利率（%）    | 25.4% | 24.3% | 23.8% | 24.5% |
| 管道燃气      | 26.8% | 25.1% | 26.9% | 27.4% |
| 天然气批发     | 2.4%  | 1.1%  | 1.5%  | 1.9%  |
| 石油气批发     | 8.5%  | 15.7% | 6.7%  | 6.7%  |
| 瓶装石油气     | 35.7% | 35.7% | 35.7% | 35.7% |
| 其他        | 40.5% | 40.5% | 40.5% | 40.5% |

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

预计公司 2017-2019 年的 EPS 分别为 0.40、0.45、0.53 元，对应 PE 分别为 19、17、14 倍。考虑到公司核心业务为管道燃气等城市燃气业务，我们选择燃气行业代表公司百川能源、新天然气、中天能源和大众公用作为可比公司。可比公司 2018 年 PE 均值为 19 倍，我们给予公司 2018 年 19 倍 PE，对应目标价 8.55 元，首次覆盖“增持”评级。

表 21：深圳燃气可比公司估值表

| 公司   | 股价（元） | EPS（元） |       |       | PE（x） |       |       |
|------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
|      |       | 2016A  | 2017E | 2018E | 2016A | 2017E | 2018E |
| 百川能源 | 12.11 | 0.63   | 0.80  | 0.94  | 19    | 15    | 13    |
| 新天然气 | 32.39 | 1.56   | 1.36  | 1.53  | 21    | 24    | 21    |
| 中天能源 | 11.39 | 0.38   | 0.48  | 0.71  | 30    | 24    | 16    |
| 大众公用 | 4.26  | 0.22   | 0.15  | 0.16  | 19    | 29    | 26    |
|      |       |        |       | 平均值   | 22    | 23    | 19    |
| 深圳燃气 | 7.60  | 0.35   | 0.40  | 0.45  | 22    | 19    | 17    |

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：股价选自 2018-03-01 收盘价，除深圳燃气外其他公司盈利预测来自 Wind 一致预期）

## ◆ 风险提示

价格风险：广东大鹏照付不议合同违约导致购气成本上升的风险，配气费进一步下行的风险；

项目进度及数量风险：LNG 调峰储备项目投产慢于预期；城中村改造进度低于预期，燃气电厂投产慢于预期，城燃项目异地扩张速度低于预期，导致天然气销售量低于预期的风险等。

表 22：深圳燃气业绩预测和估值指标

| 指标        | 2015   | 2016  | 2017E  | 2018E  | 2019E  |
|-----------|--------|-------|--------|--------|--------|
| 营业收入（百万元） | 7,967  | 8,509 | 11,079 | 12,459 | 14,215 |
| 营业收入增长率   | -16.4% | 6.8%  | 30.2%  | 12.5%  | 14.1%  |
| 净利润（百万元）  | 660    | 772   | 889    | 1,000  | 1,167  |
| 净利润增长率    | -8.5%  | 17.0% | 15.1%  | 12.5%  | 16.7%  |

|                  |      |       |       |       |       |
|------------------|------|-------|-------|-------|-------|
| EPS (元)          | 0.30 | 0.35  | 0.40  | 0.45  | 0.53  |
| ROE (归属母公司) (摊薄) | 9.3% | 10.0% | 10.6% | 11.0% | 11.7% |
| P/E              | 25   | 22    | 19    | 17    | 14    |
| P/B              | 2.4  | 2.2   | 2.0   | 1.8   | 1.7   |

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（股价选自 2018-03-01 收盘价）

## 6.2、重庆燃气（600917.SH）：重庆城燃龙头，多元布局管网完善

◆**重庆地区城市燃气龙头，布局业务多元化**：重庆燃气是重庆市国资委旗下燃气上市平台，公司城镇燃气输配管网长度已占全市城镇燃气输配管网长度的 80%以上。2016 年公司供气区域覆盖重庆市 38 个行政区县中的 25 个区县、及湖南省保靖县，服务客户超 440 万户，供气总量 24.7 亿方，市场覆盖率 65.8%，是重庆市城镇供气量（不含直供）最大、覆盖区域最广的城市燃气供应与综合服务商。公司业务范围包括管道燃气供应与服务、分布式能源供应、CNG/LNG 加气站运营等。2016 年公司营业收入 54.9 亿元，归母净利润 3.7 亿元；其中天然气销售板块贡献营业收入的 70%，天然气安装板块贡献毛利的 91%。

◆**资本结构优质，在手现金充沛，现金分红可观**：公司自 2014 年上市以来，有息负债率仅为 7-12%，远低于燃气行业水平（113-133%）；公司的长期借款主要为重庆市财政局转贷日元借款，利率仅 0.75%，期限至 2040 年。公司自上市以来在手现金充沛，货币资金占总资产的比重约 22-30%，高于燃气行业平均水平（13-16%）。公司 2014-2016 年的现金分红比例 55-62%，分红情况可观。

◆**管网覆盖完善，有望拉动天然气安装、销售业务增长**：公司在建工程主要为天然气管网，核心工程为外环都市管网工程。预计随着天然气管网覆盖区域的增加，天然气用户数量有望增长，从而拉动天然气安装业务量及销气量提升，支撑公司业绩。

### ◆盈利预测及投资评级

公司核心业务为城市燃气业务，主要包括天然气销售和天然气安装板块。考虑到天然气发展规划指引及重庆市用气人口增长等情况，我们假设公司 2017-2019 年供气量增速分别为 16%、16%、10%，新发展户数增速分别为 -4.7%、5.0%、7.0%。预计公司 2017-2019 年营业收入分别为 57.1、64.4、73.1 亿元，毛利率分别为 15.5%、14.5%、13.8%。

表 23：重庆燃气主营业务盈利预测表

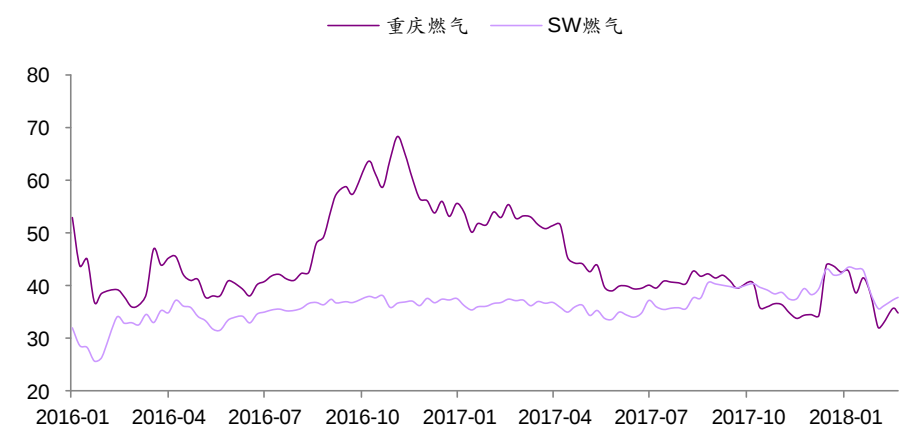
| 项目        | 2016A | 2017E | 2018E | 2019E |
|-----------|-------|-------|-------|-------|
| 营业收入（百万元） | 5,489 | 5,710 | 6,439 | 7,307 |
| YoY%      | -7.4% | 4.0%  | 12.8% | 13.5% |
| 天然气销售     | 3,824 | 4,114 | 4,772 | 5,536 |
| 天然气安装     | 1,490 | 1,421 | 1,492 | 1,596 |
| 其他        | 175   | 175   | 175   | 175   |
| 营业成本（百万元） | 4,636 | 4,827 | 5,504 | 6,301 |
| 天然气销售     | 3,798 | 4,022 | 4,666 | 5,412 |

|         |       |       |       |       |
|---------|-------|-------|-------|-------|
| 天然气安装   | 717   | 684   | 718   | 768   |
| 其他      | 120   | 120   | 120   | 120   |
| 毛利率 (%) | 15.5% | 15.5% | 14.5% | 13.8% |
| 天然气销售   | 0.7%  | 2.2%  | 2.2%  | 2.2%  |
| 天然气安装   | 51.9% | 51.9% | 51.9% | 51.9% |
| 其他      | 31.1% | 31.1% | 31.1% | 31.1% |

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测

预计公司 2017-2019 年的 EPS 分别为 0.24、0.25、0.26 元, 对应 PE 分别为 35、34、34 倍。燃气行业的历史 PE (TTM) 均值为 36 倍, 公司 PE 处于行业较高水平。公司作为重庆区域城市燃气龙头, 贷款利率优势明显, 在手现金充沛, 现金分红可观, 可享受一定程度的估值溢价。给予公司 2018 年 36 倍 PE, 对应目标价 9.00 元, 首次覆盖“增持”评级。

图 16: 重庆燃气与燃气行业的 PE (TTM) 行情



资料来源: Wind

#### ◆风险提示

价格风险: 公司配气费进一步下行的风险, 天然气安装费用降低的风险;  
 数量风险: 天然气下游需求低于预期导致公司供气量增速低于预期, 天然气安装户数增速低于预期;  
 项目进度风险: 公司管道建设进度低于预期;  
 利率风险: 公司贷款利率上行的风险等。

表 24: 重庆燃气业绩预测和估值指标

| 指标               | 2015  | 2016  | 2017E | 2018E | 2019E |
|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 营业收入 (百万元)       | 5,926 | 5,489 | 5,710 | 6,439 | 7,307 |
| 营业收入增长率          | 3.6%  | -7.4% | 4.0%  | 12.8% | 13.5% |
| 净利润 (百万元)        | 375   | 371   | 378   | 395   | 398   |
| 净利润增长率           | 4.3%  | -1.0% | 1.9%  | 4.3%  | 0.9%  |
| EPS (元)          | 0.24  | 0.24  | 0.24  | 0.25  | 0.26  |
| ROE (归属母公司) (摊薄) | 10.8% | 10.2% | 10.0% | 9.9%  | 9.5%  |
| P/E              | 36    | 36    | 35    | 34    | 34    |
| P/B              | 3.8   | 3.7   | 3.5   | 3.3   | 3.2   |

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测 (股价选自 2018-03-01 收盘价)

### 6.3、陕天然气（002267.SZ）：立足陕西区域，深耕管输业务

◆**陕西长输管道运营商，深耕产业链中游：**陕天然气是陕西省唯一的天然气长输管道省属运营商，主营长输管道和城市燃气业务。截至 2017H1，公司拥有天然气长输管道 33 条，总里程超过 3300 公里，具备 135 亿方的年输气能力，输气干线网络覆盖全省 11 个市（区）。同时，公司在陕西省 5 区 25 县开展了城市气化项目。公司 2017H1 营业收入 40.7 亿元，归母净利润 2.5 亿元；其中长输管道为绝对核心业务，在公司营业收入中占比 91%，毛利中占比 92%。

◆**顺应天然气价格改革，下游需求推动业绩增长：**本轮天然气价格改革强调“管住中间，放开两头”，即加强输配气成本和价格监管，加快放开天然气气源和销售价格。2017 年 12 月，陕西省物价局发布《陕西省天然气管道运输和配气价格管理办法（试行）》，指出省内管输企业的准许收益率按税后全投资收益率 7% 确定，燃气企业的准许收益率按税后全投资收益率 6% 确定。公司长输管道和城市燃气业务将享受稳定收益，盈利不确定性消除。受益于“气化陕西”工程推进等带来的下游需求提升，公司天然气销售量近年来稳步增长。2018 年 2 月 9 日，公司发布公告，确认其中标取得黑龙江管网公司参股股权，发展省外业务合作交流，拓宽下游用气市场渠道。预计中游和下游业务天然气销售量增长将提振公司业绩。

◆**非公开发行股票申请获证监会核准，天然气管网规模进一步提升：**2018 年 2 月，公司非公开发行股票申请获证监会核准，募集资金将主要用于省内天然气输气管道建设。募集资金投资项目逐步投产后，公司长输管道长度将增加 488 余公里，年输气能力增加 10 亿方，管网覆盖规模进一步扩大，从而拉动天然气销售量增长。

#### ◆盈利预测及投资评级

公司主营业务即长输管道和城市燃气业务。考虑到“气化陕西”工程推进等情况，我们假设公司 2017-2019 年长输管道业务天然气销售量增速分别为 5.4%、10.0%、10.0%，城市燃气业务天然气销售量增速分别为 8.8%、12.0%、12.0%。预计公司 2017-2019 年营业收入分别为 76.7、83.0、90.2 亿元，毛利率分别为 10.1%、10.6%、10.7%。

表 25：陕天然气主营业务盈利预测表

| 项目        | 2016A | 2017E | 2018E | 2019E |
|-----------|-------|-------|-------|-------|
| 营业收入（百万元） | 7,211 | 7,668 | 8,301 | 9,020 |
| YoY%      | 6.2%  | 6.3%  | 8.3%  | 8.7%  |
| 长输管道      | 6,603 | 7,013 | 7,571 | 8,202 |
| 城市燃气      | 607   | 655   | 731   | 818   |
| 营业成本（百万元） | 6,317 | 6,893 | 7,417 | 8,052 |
| 长输管道      | 5,760 | 6,266 | 6,735 | 7,309 |
| 城市燃气      | 557   | 627   | 682   | 743   |
| 毛利率（%）    | 12.4% | 10.1% | 10.6% | 10.7% |
| 长输管道      | 12.8% | 10.6% | 11.0% | 10.9% |
| 城市燃气      | 8.2%  | 4.3%  | 6.7%  | 9.1%  |

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

我们不考虑非公开发行项目对公司的财务影响，预计公司 2017-2019 年的 EPS 分别为 0.37、0.43、0.48 元，对应 PE 分别为 20、17、15 倍。考虑到公司核心业务为天然气中游长输管道和下游城市燃气业务，我们选择的可比公司包括中游业务代表公司金鸿能源、国新能源，布局天然气中游的中国石化，以及城市燃气公司百川能源。可比公司 2018 年 PE 均值为 20 倍，我们给予公司 2018 年 19 倍 PE，对应目标价 8.17 元，首次覆盖“增持”评级。

表 26：陕天然气可比公司估值表

| 公司   | 股价（元） | EPS（元） |       |       | PE（x） |       |       |
|------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
|      |       | 2016A  | 2017E | 2018E | 2016A | 2017E | 2018E |
| 金鸿控股 | 11.84 | 0.39   | 0.67  | 0.91  | 30    | 18    | 13    |
| 国新能源 | 7.37  | 0.34   | 0.08  | 0.17  | 22    | 92    | 44    |
| 中国石化 | 6.39  | 0.38   | 0.45  | 0.59  | 17    | 14    | 11    |
| 百川能源 | 12.11 | 0.63   | 0.80  | 0.94  | 19    | 15    | 13    |
| 平均值  |       |        |       |       | 22    | 35    | 20    |
| 陕天然气 | 7.42  | 0.46   | 0.37  | 0.43  | 16    | 20    | 17    |

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：股价选自 2018-03-01 收盘价，除陕天然气外其他公司盈利预测来自 Wind 一致预期）

#### ◆风险提示

价格风险：公司天然气管输费和配气费进一步下行的风险；

销售量风险：天然气下游需求低于预期导致公司天然气销售量增速低于预期的风险；

项目进度风险：公司天然气管道建设进度低于预期，非公开发行股票项目进展慢于预期的风险等。

表 27：陕天然气业绩预测和估值指标

| 指标             | 2015  | 2016   | 2017E  | 2018E | 2019E |
|----------------|-------|--------|--------|-------|-------|
| 营业收入（百万元）      | 6,790 | 7,211  | 7,668  | 8,301 | 9,020 |
| 营业收入增长率        | 27.6% | 6.2%   | 6.3%   | 8.3%  | 8.7%  |
| 净利润（百万元）       | 586   | 509    | 407    | 473   | 537   |
| 净利润增长率         | 14.4% | -13.3% | -20.0% | 16.3% | 13.5% |
| EPS（元）         | 0.53  | 0.46   | 0.37   | 0.43  | 0.48  |
| ROE（归属母公司）（摊薄） | 11.8% | 9.6%   | 7.3%   | 8.0%  | 8.5%  |
| P/E            | 14    | 16     | 20     | 17    | 15    |
| P/B            | 1.7   | 1.6    | 1.5    | 1.4   | 1.3   |

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（股价选自 2018-03-01 收盘价）

## 6.4、国新能源（600617.SH）：山西气化龙头，打造天然气业务全产业链

◆山西燃气运营平台，管输运营优势明显：国新能源前身为山西天然气，于 2013 年 12 月借壳上市，是山西省国资委旗下燃气运营平台。公司在山西天然气长输管道业务领域具有区域优势，是山西省内规模最大的天然气管网运营企业，建成北起大同、南至运城、贯通全省南北、沟通国家级气

源的省级天然气管网 5000 余公里，年管输设计能力超过 255 亿立方米，管网覆盖山西省 11 市 104 县（市、区）。2016 年公司营业收入 69.8 亿元，归母净利润 3.7 亿元。

◆**气化山西主力，气源层次丰富**：2015 年 2 月，山西省人民政府办公厅关于贯彻落实《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》的实施意见（晋政办发〔2015〕1 号），提出到 2020 年“天然气消费比重达到 12% 左右”、“燃气管线总里程达到 1.5 万公里，气化人口基本实现全覆盖”的目标，大力推动气化山西工程。公司上游气源丰富，包括管道天然气（来自中石油陕京线、西气东输线等）、煤层气（来自中石油等）及补充气源（焦炉煤气、LNG 等），有效保障天然气供给。公司区域管网优势明显，天然气销售量将受益于下游需求的增长。

◆**拓宽业务布局，打造天然气业务全产业链**：2017 年 11 月，在山西省煤层气勘查区块招标出让中，公司母公司国新能源发展集团中标榆社东煤层气勘查区块；公司作为集团燃气板块上市平台，有望参与产业链上游煤层气开发。除天然气管输等常规业务外，公司积极拓展业务布局，开展 CNG/LNG 加气站、煤层气 LNG、燃气电厂等业务，延伸天然气产业链布局，培育新的利润增长点。

#### ◆盈利预测及投资评级

公司核心业务为天然气及煤层气业务。考虑到气化山西工程的推进进度等情况，我们假设公司 2017-2019 年天然气及煤层气业务的营业收入增速分别为 40%、25%、20%，电力业务营业收入增速均为 5%；2017-2019 年天然气及煤层气业务的毛利率分别为 20%、21%、21%，电力业务的毛利率均为 10.5%。预计公司 2017-2019 年营业收入分别为 96.1、119.1、142.1 亿元，毛利率分别为 20.5%、21.4%、21.3%。

表 28：国新能源主营业务盈利预测表

| 项目        | 2016A | 2017E | 2018E  | 2019E  |
|-----------|-------|-------|--------|--------|
| 营业收入（百万元） | 6,980 | 9,608 | 11,909 | 14,211 |
| YoY%      | 3.2%  | 37.6% | 24.0%  | 19.3%  |
| 天然气及煤层气   | 6,539 | 9,154 | 11,443 | 13,731 |
| 电力        | 242   | 254   | 267    | 280    |
| 其他        | 199   | 199   | 199    | 199    |
| 营业成本（百万元） | 5,464 | 7,635 | 9,363  | 11,182 |
| 天然气及煤层气   | 5,169 | 7,323 | 9,040  | 10,848 |
| 电力        | 216   | 228   | 239    | 251    |
| 其他        | 80    | 84    | 84     | 84     |
| 毛利率（%）    | 21.7% | 20.5% | 21.4%  | 21.3%  |
| 天然气及煤层气   | 21.0% | 20.0% | 21.0%  | 21.0%  |
| 电力        | 10.9% | 10.5% | 10.5%  | 10.5%  |
| 其他        | 59.9% | 58.0% | 58.0%  | 58.0%  |

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

预计公司 2017-2019 年的 EPS 分别为 0.02、0.09、0.21 元，对应 PE 分别为 387、83、35 倍；每股净资产分别为 3.44、3.53、3.74 元，对应 PB 分别为 2.1、2.1、2.0 倍。由于在建工程转固等因素影响公司 2017 年盈利，采

用 PE 估值法有所失真，故采用 PB 估值法。选取燃气行业代表公司金鸿控股、中天能源、新天然气和百川能源作为可比公司，可比公司 2018 年 PB 均值为 2.2 倍。给予公司 2018 年 2.2 倍 PB，对应目标价 7.77 元，首次覆盖“增持”评级。

表 29：国新能源可比公司估值表

| 公司   | 股价（元） | 每股净资产（元） |       |       | PB (x) |       |       |
|------|-------|----------|-------|-------|--------|-------|-------|
|      |       | 2016A    | 2017E | 2018E | 2016A  | 2017E | 2018E |
| 金鸿控股 | 11.84 | 8.10     | 8.80  | 9.70  | 1.5    | 1.3   | 1.2   |
| 中天能源 | 11.39 | 2.04     | 3.95  | 4.64  | 5.6    | 2.9   | 2.5   |
| 新天然气 | 32.39 | 11.18    | 11.84 | 13.36 | 2.9    | 2.7   | 2.4   |
| 百川能源 | 12.11 | 2.21     | 3.34  | 4.23  | 5.5    | 3.6   | 2.9   |
|      |       |          |       | 平均值   | 3.9    | 2.6   | 2.2   |
| 国新能源 | 7.37  | 3.42     | 3.44  | 3.53  | 2.2    | 2.1   | 2.1   |

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：股价选自 2018-03-01 收盘价，除国新能源外其他公司盈利预测来自 Wind 一致预期）

#### ◆风险提示

价格风险：管输费及配气费进一步下行的风险；

销售量风险：燃气下游需求增速低于预期导致公司天然气及煤层气销售量增速低于预期；

项目进度风险：煤层气项目开发慢于预期，公司管道建设进度低于预期；

财务风险：资产负债率过高，财务费用过高导致公司财务状况恶化的风险等。

表 30：国新能源业绩预测和估值指标

| 指标             | 2015  | 2016   | 2017E  | 2018E  | 2019E  |
|----------------|-------|--------|--------|--------|--------|
| 营业收入（百万元）      | 6,764 | 6,980  | 9,608  | 11,909 | 14,211 |
| 营业收入增长率        | 22.9% | 3.2%   | 37.6%  | 24.0%  | 19.3%  |
| 净利润（百万元）       | 542   | 372    | 21     | 97     | 230    |
| 净利润增长率         | 24.6% | -31.5% | -94.4% | 367.7% | 137.9% |
| EPS（元）         | 0.50  | 0.34   | 0.02   | 0.09   | 0.21   |
| ROE（归属母公司）（摊薄） | 15.4% | 10.0%  | 0.6%   | 2.5%   | 5.7%   |
| P/E            | 15    | 22     | 387    | 83     | 35     |
| P/B            | 2.3   | 2.2    | 2.1    | 2.1    | 2.0    |

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（股价选自 2018-03-01 收盘价）