

燃气 II 行业

消费高增长供需略紧，看好城燃商业绩释放

核心观点：

● **煤改气驱动下需求高增，预计 2019 年消费量仍有 15%以上高增速**

始于 2017 年的“煤改气”政策是驱动天然气消费量增速提升的最大因素。根据发改委最新数据，2018 年 1-11 月我国天然气消费量 2510 亿方，同比增长 18%，经测算 2018 年消费量或超 2800 亿方，2019 年仍将保持 15%以上高增速。以煤改气典型地区河北省为例，河北住建厅披露 2017 年实改 231.8 万户，消费量同比增长 33%达 93.5 亿方；根据《河北省 2018 年冬季清洁取暖工作方案》的预测，2018 年煤改气 145 万户，仅采暖季用气需求至少 105 亿方，同比增长至少 36%。经测算河北省仍有剩余改造量 483.8 万户，按照《河北省天然气发展“十三五”规划》，2020 年河北省天然气需求量不低于 270 亿立方米，未来两年 CAGR 高达 42.4%。

● **供需持续紧平衡，进口 LNG、中俄东线管道气是主要增量来源**

根据国家统计局的数据，国产气十年来 CAGR 约 7.89%，严重低于同期消费量 CAGR12.67%。目前进口气占比已攀升至 44.51%，其中 LNG 占比过半约 58%。2017 年冬季以来 LNG 市场价始终居高不下引发市场高度关注，2018 年以来 LNG 接收站已投产 1000 万吨，目前仍有在建产能 1155 万吨、规划产能 6330 万吨。PNG 方面中俄东线是最大增量，根据规划将在 2019 年底试通 80 亿方，2024 年增至 380 亿方/年。未来随着 LNG 接收站新增产能大量投产，天然气供给逐渐宽松，预计 LNG 市场价在供暖季用气高峰时仍有上涨，但难以再现 2017 年冬季畸高的态势。

● **终端价格终理顺，非常规气迎发展良机**

终端价格方面，2018 年 5 月发改委发文将居民、非居民气价格并轨，终端价格调整已在全国陆续推进。随着国产常规气的供需缺口持续扩大，终端销售价格理顺上调后非常规气价格优势逐渐凸显。根据发改委《煤层气开发利用十三五规划》，煤层气利用量从 2015 年的 38 亿方/年提升至 2020 年 90 亿方/年，年均增速 19%。除增值税退税补贴等优惠政策以外，《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》中指出，煤层气开采补贴（0.3 元/方）将延续至“十四五”。

● **行业供需未来将逐渐宽松，量增价涨看好城燃商业绩释放**

未来两年伴随供给逐渐宽松，终端售价的传导和管网定价的理顺，我们预计位于天然气产业链终端的城燃商将迎来“量增价涨”的业绩释放期。维持行业“买入”的投资评级，建议重点关注受益于京津冀地区“煤改气”的公司，如百川能源；拥有非管制气源资源的企业，如蓝焰控股、深圳燃气等。

● **风险提示**

煤改气推进不及预期；价格理顺进度低预期；进口 LNG 价格大幅波动；

行业评级

买入

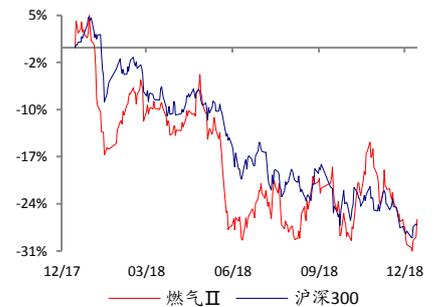
前次评级

买入

报告日期

2019-01-11

相对市场表现



分析师：

郭鹏



SAC 执证号：S0260514030003

SFC CE No. BNX688



021-60750631



guopeng@gf.com.cn

分析师：

韩玲



SAC 执证号：S0260511030002

SFC CE No. ARI073



021-60750603



hanling@gf.com.cn

相关研究：

燃气 II 行业：月度跟踪：11 月 2019-01-03

天然气消费量同比增长

20.3%，寒潮来袭 LNG 市场

价反弹 16.7%

百川能源三季报点评 2018-11-08

百川能源：煤改气空间依然广阔、异地扩张步伐加速 2018-08-23

联系人：

张淼 021-60750604

gfzhangmiao@gf.com.cn

目录索引

行业现状：消费高增长，供需紧平衡	5
消费端：煤改气推动用气量高增长，2018 全年或超 2800 亿方	5
供给端：常规气增量有限补缺口依赖进口，煤层气迎发展良机	9
供需缺口测算：紧平衡局面预计将持续至 2020 年	17
行业展望：供需逐渐宽松，量增价涨	19
LNG 价格居高不下，超千万接收站产能投产在即	19
中俄管道气加速推进中，将于 2019 年冬季试运行	24
价格机制理顺，量增价涨前景可期	25
行业投资策略：看好城燃商业绩释放	29
燃气板块整体营收增速 14%，费率平稳	30
百川能源：深耕京津冀，煤改气空间依然广阔	35
深圳燃气：销气量增长迅速，LNG 调峰站投产在即值得期待	35
蓝焰控股：基本面向好的煤层气龙头，后期成长性高	36

图表索引

图 1: 中国天然气月度消费量情况同比 (单位: 亿立方米)	5
图 2: 中国天然气累计消费量情况同比 (单位: 亿立方米)	5
图 3: 我国历年来天然气占能源消费比重持续增长 (%)	6
图 4: 2017 年我国天然气消费端行业格局 (%)	6
图 5: 我国历年来城市用气人口及供气总量不断攀升	7
图 6: 天然气类型划分	9
图 7: 我国近十年天然气消费量 CAGR 为 12.67%	10
图 8: 我近十年天然气产量 CAGR 为 7.89%	10
图 9: 2017 年全国前十大油气田天然气产量占全国产量近 9 成 (亿方)	10
图 10: 我国十年来国产气与需求量缺口持续扩大 (亿 m ³)	10
图 11: 中国天然气月度产量情况 (单位: 亿立方米)	11
图 12: 中国天然气累计产量情况 (单位: 亿立方米)	11
图 13: 截至 2018 年 11 月天然气进口依赖度达 44.51%	12
图 14: 中国天然气月度进口量情况 (单位: 亿立方米)	12
图 15: 中国天然气累计进口量情况同比 (单位: 亿立方米)	12
图 16: 2018 年 1-11 月累计进口天然气占比中 LNG 近六成	13
图 17: 中国 LNG 月度进口量情况 (单位: 万吨)	13
图 18: 中国 PNG 月度进口量情况 (单位: 万吨)	13
图 19: 2018 年 1-11 月中国进口气源分布 (按国家)	14
图 20: 2017 年全年中国进口气源分布 (按国家)	14
图 21: 主要国家 LNG 进口月均价 (美元/吨)	15
图 22: 主要国家 PNG 进口月均价 (美元/吨)	15
图 23: 亚美能源 2016、2017 年政府补助及增值税退税占税前利润比例	16
图 24: 我国天然气行业需求测算 (亿方, %)	17
图 25: 国际油价变动情况: 布伦特 (美元/桶)	20
图 26: 国际油价变动情况: WTI (美元/桶)	20
图 27: 日本原油鸡尾酒价格趋势 (美元/桶)	20
图 28: 2017 年供暖期 LNG 全国市场价大幅上涨 (元/吨)	21
图 29: 2017 年 1 月-2019 年 1 月主要港口接收站 LNG 价格 (元/吨)	21
图 30: 中国在建及已建 LNG 接收站地图	24
图 31: 中俄东线管道气线路图	24
图 32: 天然气价改历时 6 年理顺价格机制	25
图 33: 我国燃气销售终端价格改革历经三个阶段	26
图 34: 2018 年初以来燃气行业涨幅与主要指数比较 (截至 2019 年 1 月 10 日收盘)	29
图 35: 2018 年以来燃气行业个股涨跌幅 (截至 2019 年 1 月 10 日收盘价)	29
图 36: 2018 年前三季度燃气行业营业收入和归母净利润增速 (亿元, %)	30
图 37: 2018 年前三季度燃气行业上市公司毛利率、净利率基本平稳 (整体法)	31
图 38: 2018 年前三季度燃气行业上市公司期间费用率整体平稳 (整体法)	31

图 39: 2018 年前三季度燃气行业上市公司 ROE、ROA 小幅下滑 (整体法) ...	32
图 40: 2018 年前三季度燃气行业上市公司资产负债率保持平稳 (整体法)	32
图 41: 2018 年前三季度燃气行业资产周转率稳中向好, 应收账款周转率下滑 ..	33
图 42: 2018 年前三季度燃气行业上市公司经营性现金流表现依然强劲 (整体法)	33
图 43: 行业整体 PE 处于 2012 年以来低位 (TTM, 整体法)	34
图 44: 基金配置燃气板块比例低位反弹 (%)	34
表 1: 近期京津冀煤改气政策梳理	7
表 2: 河北省 17 年煤改气计划及实际完成量 (单位: 万户)	8
表 3: 河北省煤改气补贴政策梳理	8
表 4: 河北省 2018 年以后煤改气剩余改造空间测算	8
表 5: 截至 2018 年 11 月中国天然气进口格局	14
表 6: 煤层气利用量十三五期间 CAGR18.80%	15
表 7: 煤层气开发享受多项补贴及退税优惠政策	16
表 8: 亚美能源煤层气业务中政府优惠政策扶持力度大	16
表 9: 我国天然气行业消费量测算 (按用途)	18
表 10: 我国天然气行业供需缺口测算	18
表 11: 我国 LNG 进口长协三桶油占主导	19
表 12: 我国已投建 LNG 接收站产能汇总 (万吨/年)	22
表 13: 我国在建 LNG 接收站产能汇总 (万吨/年)	22
表 14: 我国拟新、扩建 LNG 接收站产能汇总 (万吨/年)	23
表 15: 各省市最新天然气门站价格 (元/千立方米)	27
表 16: 各省市天然气门站历史调价 (元/千立方米)	28
表 17: 民用天然气顺价已在全国陆续开展	28
表 18: 2018 年三季报燃气行业上市公司营收及归母净利润增速 (万元, %) ...	30
表 19: 主要燃气公司估值情况 (2019/1/10)	36

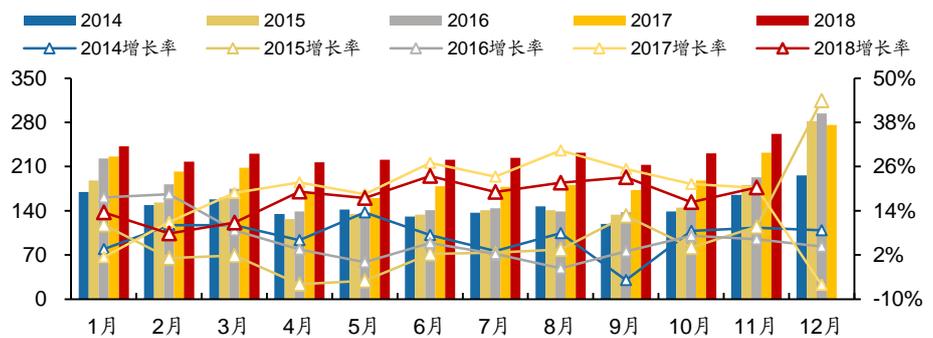
行业现状：消费高速增长，供需紧平衡

消费端：煤改气推动用气量高速增长，2018 全年或超 2800 亿方

在多重利好因素驱动下，2017年以来中国天然气消费快速增长，呈现“淡季不淡、旺季更旺”态势。根据发改委的最新数据，我国2018年1-11月天然气累计消费量2510亿立方米，同比增长18.2%。2018年11月当月天然气消费量为262亿立方米，同比增长20.3%。自2018年4月以来，我国天然气单月消费量均维持在15%-25%范围内的高增速，累计消费量自2月份以来增速较为稳定，均维持在18%左右，呈现出明显的“淡季不淡”态势。

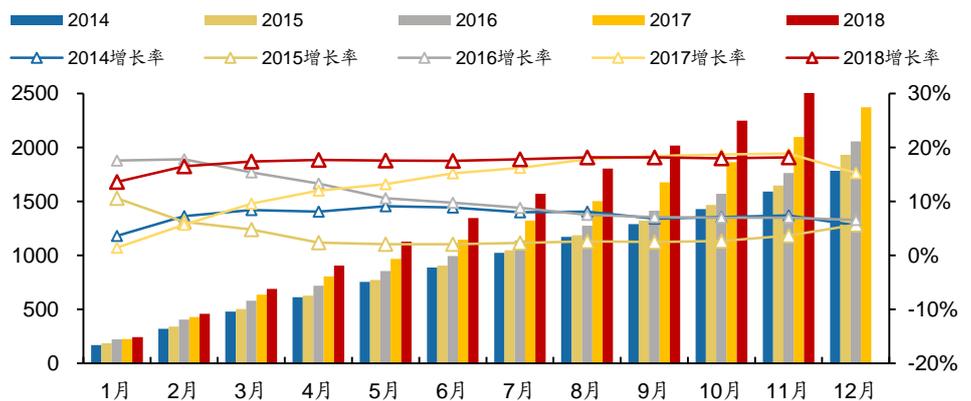
根据2015-2017年的历史数据来看，我国自11月份逐渐进入供暖季后，12月份天然气单月消费量在280-300亿方，考虑到2017年煤改气接驳的新用户贡献的取暖用气量增量，2018年全年天然气消费量或将超过2800亿方。

图1：中国天然气月度消费量情况同比（单位：亿立方米）



数据来源：发改委，广发证券发展研究中心

图2：中国天然气累计消费量情况同比（单位：亿立方米）

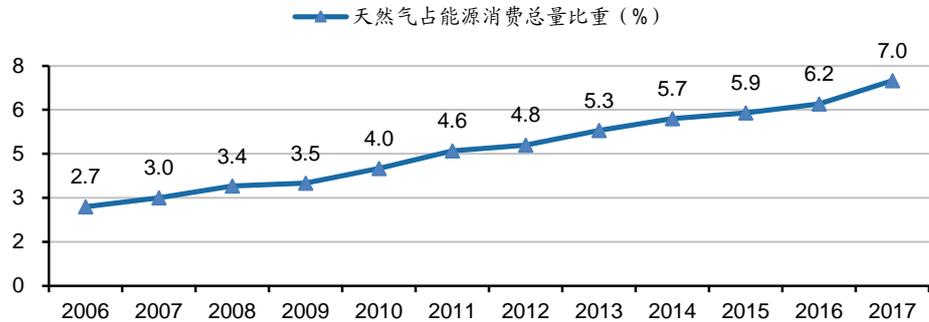


数据来源：发改委，广发证券发展研究中心

根据能源局2017年发布的《能源发展“十三五”规划》，到2020年天然气在能源消费结构中所占比例将提高到10%以上。2017年全年天然气消费量2373亿立方米（不含向港、澳供气），同比增长15.3%，天然气在一次能源消费结构中占比持续提升，截至2017年占比达7.0%，但相较于2016年仅提高了0.8个百分点。依照《天然气发

展“十三五”规划》，若2020年天然气占一次能源比例力争达到10%约3488亿方，则对应2018-2020年CAGR约12%，未来两年仍将保持12%以上复合增长。

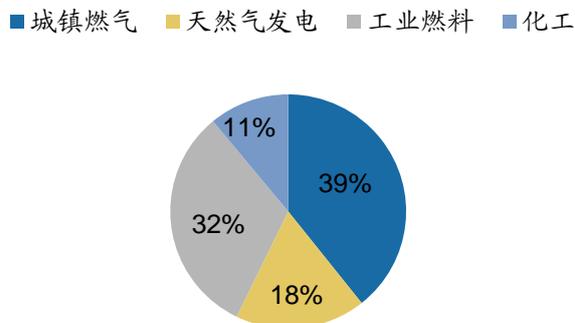
图 3: 我国历年来天然气占能源消费比重持续增长 (%)



数据来源：国家统计局，广发证券发展研究中心

天然气行业消费端分行业来看，根据国务院最新发布的《中国天然气发展报告(2018)》的数据，城镇燃气和天然气发电消费长明显，消费量分别由2016年的729亿立方米、366亿立方米至2017年的937亿立方米和427亿立方米，占比分别增至39.3%和17.9%；工业燃料消费量为760亿立方米，占比31.8%；化工用气量延续低迷态势，约为262亿立方米，占比由2016年的12.2%降为11.0%。

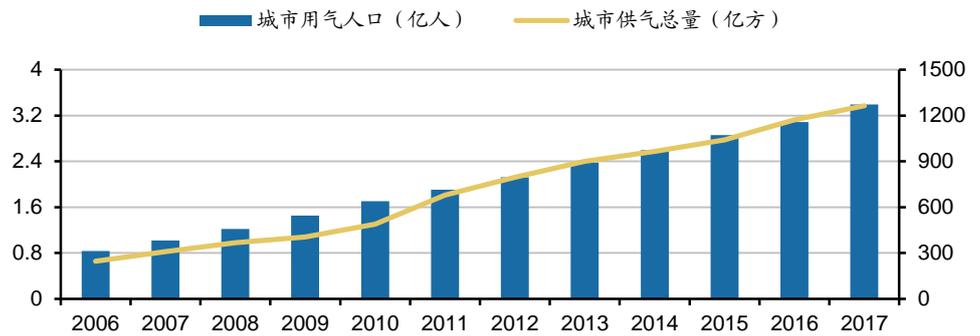
图 4: 2017年我国天然气消费端行业格局 (%)



数据来源：国务院，广发证券发展研究中心

天然气行业消费端分地区来看，2017年全国天然气消费量及增量主要集中在环渤海、长三角和西南地区，三个地区天然气消费量1189亿立方米，占比达50%。用气量超过100亿立方米的省份（直辖市、自治区）有江苏、广东、四川、新疆、北京、山东六省市，河北、河南、浙江、重庆四省市用气量也接近百亿立方米。由于煤改气的大力推进，2017年用气人口3.5亿人，比首次突破3亿人的2016年多0.4亿人。

图5：我国历年来城市用气人口及供气总量不断攀升



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

始于2017年的“煤改气”政策是驱动天然气消费量增速提升的最大因素。2017年12月，发改委、能源局等十部委联合发布《北方地区冬季清洁取暖规划(2017—2021年)》，文件中明确提出“2+26”城市2017-2021年累计新增天然气供暖面积18亿平方米，新增用气230亿立方米。其中，燃气热电联产新建/改造规模1100万千瓦，新增用气75亿立方米；燃气锅炉新建/改造5万蒸吨，新增用气56亿立方米；“煤改气”壁挂炉用户增加1200万户，新增用气90亿立方米；天然气分布式能源增加120万千瓦，新增用气9亿立方米。新增清洁取暖“煤改气”需求主要集中在城镇地区，新增146亿立方米，占比63%；农村地区新增85亿立方米，占比37%。2017年全国共完成煤改气(电)578万户，其中京津冀及周边28个城市完成394万户，2018年预计完成煤改气(电)400万户。

表 1：近期京津冀煤改气政策梳理

地区	日期	政策	发布
河北	2018.07	《河北省 2018 年冬季清洁取暖工作方案》	河北省气代煤电代煤办公室
北方地区	2018.07	《关于扩大中央财政支持北方地区冬季清洁取暖城市试点的通知》	财政部等四部委
北方地区	2017.12	《北方地区冬季清洁取暖规划(2017—2021 年)》	环保部、能源局等十部委
京津冀	2017.08	《京津冀及周边地区 2017-2018 年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》	环保部联合发改委等十部委及六省市
北方地区	2017.12	《北方重点地区冬季清洁供暖“煤改气”气源保障总体方案》	能源局
北方地区	2017.05	《关于开展中央财政支持北方地区冬季清洁取暖试点工作的通知》	财政部等四部门
河北	2017.11	《十九大和迎峰度冬期间煤电油气运要素保供方案》	河北省发改委

数据来源：生态环境部，河北省气代煤电代煤办公室，河北省发改委，广发证券发展研究中心

以煤改气典型地区河北省为例，根据2017年12月河北省环保部媒体座谈会上河北省住建厅披露的数据，2017年河北省煤改气实际改造量231.8万户，消费量同比增长33%达93.5亿方。根据河北省气代煤电代煤办公室发布的《河北省2018年冬季清洁取暖工作方案》的规划，2018年煤改气计划改造量145.1万户。根据河北省气代煤电代煤办公室的预测，河北省2018年天然气消费量超过105亿方，同比增长至少36%。其中，农村煤改气约需53亿方（包括303万户存量和今年145万户增量），新增20亿方；其他用气约需52亿方，新增14亿方，煤改气新增需求占全部新增需求的59%。

表 2: 河北省 17 年煤改气计划及实际完成量 (单位: 万户)

地级市	实际完成量	市计划	京津冀秋冬大气污染防治攻坚计划
石家庄 (2+26)	43.8	39.4	39
唐山 (2+26)	6.7	5	5
廊坊 (2+26)	61.4	73.2	70
保定 (2+26)	72.6	80.88	57.39
沧州 (2+26)	14.6	10	10
衡水 (2+26)	10	11.2	10
邢台 (2+26)	16	21.8	10
邯郸 (2+26)	14.2	10.5	10
合计	239.3	256.61	180

数据来源: 河北省各市政府网站, 广发证券发展研究中心

表 3: 河北省煤改气补贴政策梳理

地级市	接驳费用补贴	设备补贴	天然气消费补贴	每户总补贴 (元)	攻坚计划补贴 (万元)
石家庄 (2+26)	4000 元/户	1000 元/台	1.4 元/立方米, 上限 1680 元/年	6680	260520
唐山 (2+26)	4000 元/户	70%, 上限 2700 元/台	1 元/立方米, 上限 1200 元/年	7900	39500
廊坊 (2+26)	4000 元/户	70%, 上限 2700 元/台	1 元/立方米, 上限 1200 元/年	7900	553000
保定 (2+26)	4000 元/户	70%, 上限 2700 元/台	1 元/立方米, 上限 1200 元/年	7900	453381
沧州 (2+26)	2600 元/户	70%, 上限 5000 元/台	1000 元/年	8600	86000
衡水 (2+26)	无	2600 元/台	1.5 元/立方米	3600	36000
邢台 (2+26)	2600 元/户	3000 元/台	1 元/立方米, 上限 900 元/年	6500	65000
邯郸 (2+26)	3000 元/户	无	无	3000	30000
合计				52080	1523401

数据来源: 河北省政府网站, 广发证券发展研究中心

经测算在2018年煤改气145万户的规划量全部按时完成的情况下, 河北省仍有剩余改造量483.8万户, 其中唐山 (144万户)、沧州 (70.9万户)、邢台 (70.8万户) 等市剩余量占比超过65%。按照《河北省天然气发展“十三五”规划》, 2020年河北省天然气需求量将不低于270亿立方米, 未来两年天然气消费量CAGR高达42.4%。

表 4: 河北省 2018 年以后煤改气剩余改造空间测算

省份	地级市	2018 年以后剩余改造空间 (万户)	2018 各市	2017 各市	2017 各市
			计划改造量 (万户)	实际改造量 (万户)	剩余改造量 (万户)
河北	石家庄	48.0	23.29	43.8	115.10
	唐山	144.0	10.9	6.7	161.59
	保定	35.8	50	72.6	158.43
	沧州	70.9	21.8	14.6	107.29
	衡水	39.4	15.9	10.0	65.31
	邯郸	69.8	22.75	14.2	106.79
	廊坊	5.0	7.7	61.4	74.13
	邢台	70.8	7.23	16.0	94.03
	合计	483.8	159.6	239.3	882.7

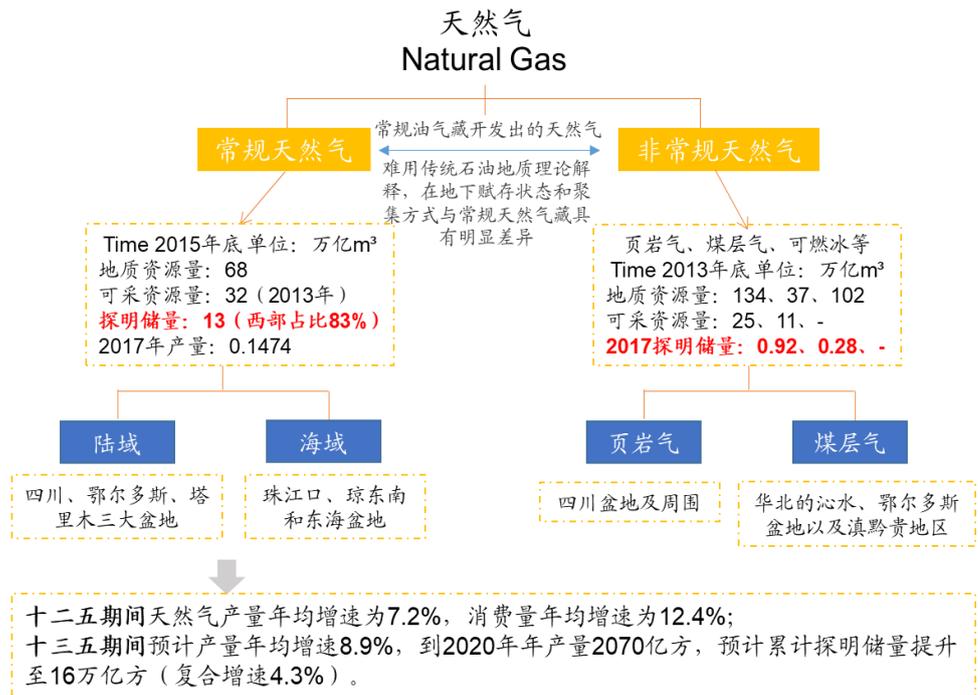
数据来源: 发改委, CEIC, 河北省气代煤电代煤办公室, 广发证券发展研究中心

供给端：常规气增量有限补缺口依赖进口，煤层气迎发展良机

按照开采的技术难度可将天然气划分为常规天然气和非常规天然气。常规气即由常规油气藏开发出的天然气，开采难度及开采成本最低。非常规天然气即除了常规天然气以外的、主要成分也为甲烷但开采难度较高的天然气，主要包括煤层气、页岩气、天然气水合物等。根据国务院最新发布的《中国天然气发展报告2018》披露的数据，截至目前我国常规天然气（含致密气）资源探明率15%，低于世界平均水平（22.5%）。

一直以来受限于开采技术和开采成本，在国产气中常规天然气是主要产能，占比超过90%。但受制于资源禀赋及产能有限，我国常规天然气的产量未来难以有大幅度增长。根据国务院最新发布的《中国天然气发展报告2018》披露的数据，2017年国内天然气产量合计1480.3亿立方米，同比增长8.2%。其中：常规天然气产量1338.7亿立方米，同比增长8.1%；页岩气产量92亿立方米，同比增长14.3%；煤层气地面抽采量49.6亿立方米、利用量44亿立方米，同比分别增长9.2%和13.8%。此外，煤制气产量26.3亿立方米，同比增长34.3%。

图 6：天然气类型划分

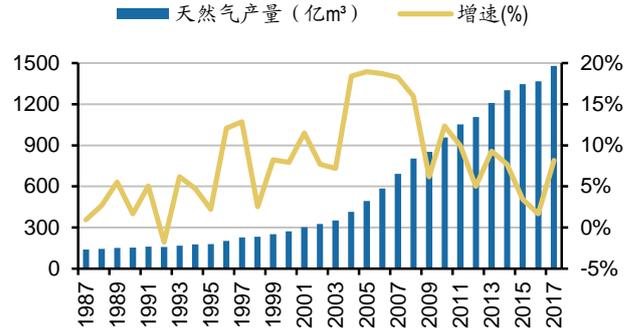
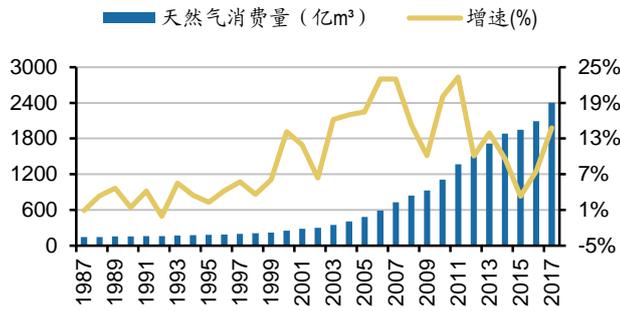


数据来源：能源局，发改委，广发证券发展研究中心

根据国家统计局的最新数据，2017年全国油气勘查、开采投资分别为597.5亿元和1629亿元，同比增长13.3%和22.2%，仍低于2015年的投资水平；由于2016年全国天然气产能建设规模较2014年下降50%，受到产能负荷率的限制，在2017年市场需求增速14.8%的情形下，国内天然气产量增速仅为8.2%。

图7: 我国近十年天然气消费量CAGR为12.67%

图8: 我近十年天然气产量CAGR为7.89%

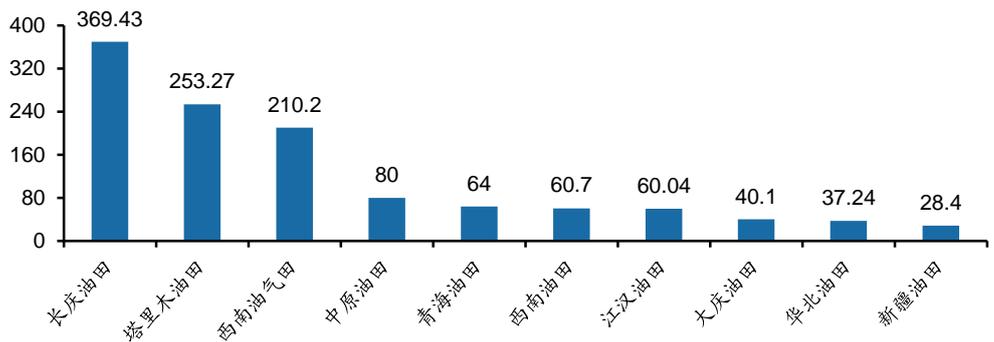


数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

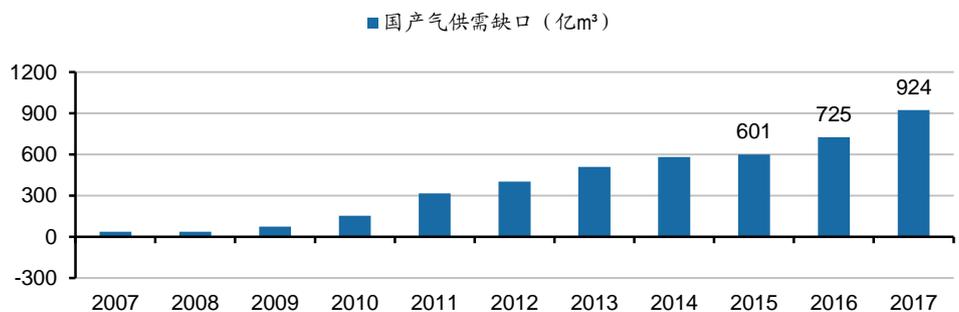
根据国务院最新发布的《中国天然气发展报告2018》披露的数据,我国国产气产地集中于陕西、四川、新疆三个省份,17年全国前十大油田产量占比近9成。近十年来国产气产量从1987年138.9亿立方米增长至2017年1480.35亿立方米,CAGR为7.89%,期间我国天然气表观消费量从143.51亿立方米增长至2404.00亿立方米,CAGR为12.67%,国产气供需缺口扩大至923.65亿立方米,需靠进口气补足。

图9: 2017年全国前十大油气田天然气产量占全国产量近9成(亿方)



数据来源: 能源局, 广发证券发展研究中心

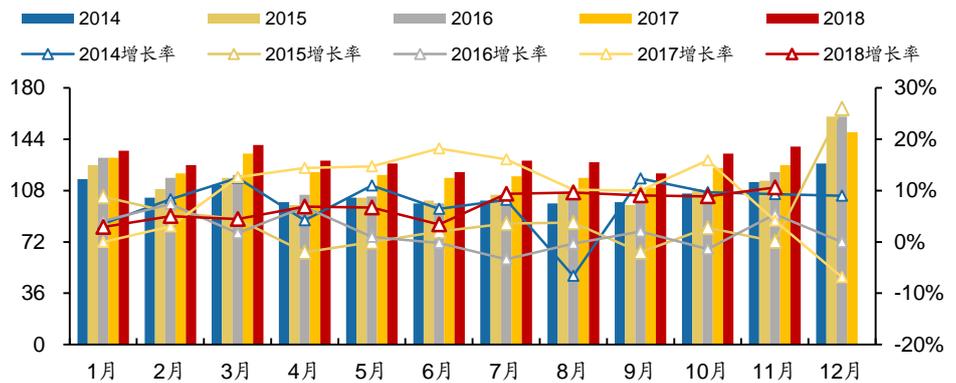
图10: 我国十年来国产气与需求量缺口持续扩大(亿m³)



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

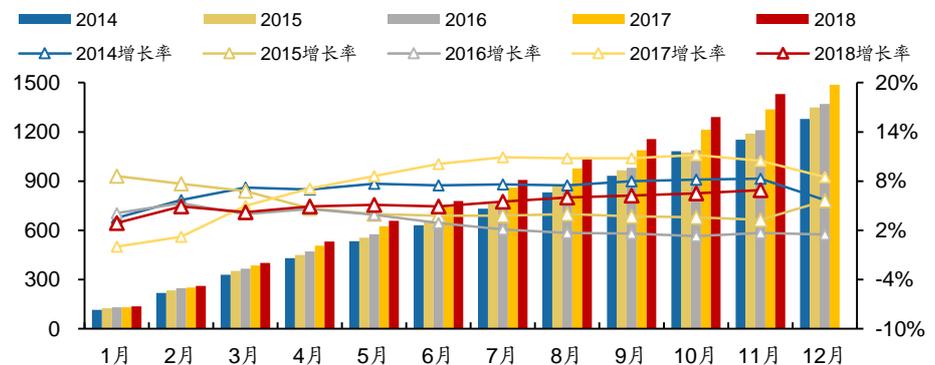
根据发改委统计口径，我国2018年1-11月天然气产量累计1430亿立方米，同比增长6.9%。2018年11月当月天然气产量为139亿立方米，同比增长10.6%。为了应对即将到来的供暖季，根据中国石油网等多家媒体报道，气源端中石油公司反馈长庆油田、塔里木油田、西南油气田和青海油田的四大主力气区早已开足马力，满负荷生产。大庆油田等部分其它气田产量达到历史最高水平。从数据来看，自七月份以来国产气单月份产量增速维持在9%左右，比2017年累计产量增速8.5%提高了0.5pct。

图11：中国天然气月度产量情况（单位：亿立方米）



数据来源：发改委，广发证券发展研究中心

图12：中国天然气累计产量情况（单位：亿立方米）

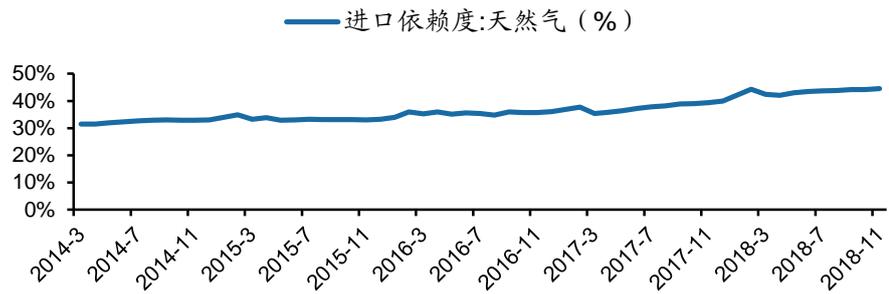


数据来源：发改委，广发证券发展研究中心

由于国产气难以满足快速增长的消费需求，我国天然气消费愈来愈依赖于进口。2017年全年来看我国天然气全年进口量累计920亿立方米，产量累计1487亿立方米，对外依存度从17年年初的36.0%增长至39.9%。由于国产气增速（6%）远低于消费量增速（18.2%），供需缺口只能由进口气补足。

根据发改委的最新数据，截至2018年11月我国天然气行业进口依存度为44.51%。2018年1-11月天然气累计进口量1110亿立方米，同比增长35.9%；2018年11月当月进口量124亿立方米，同比增长32.1%。随着消费量的持续快速增长，我国天然气行业进口依存度仍将继续提升。

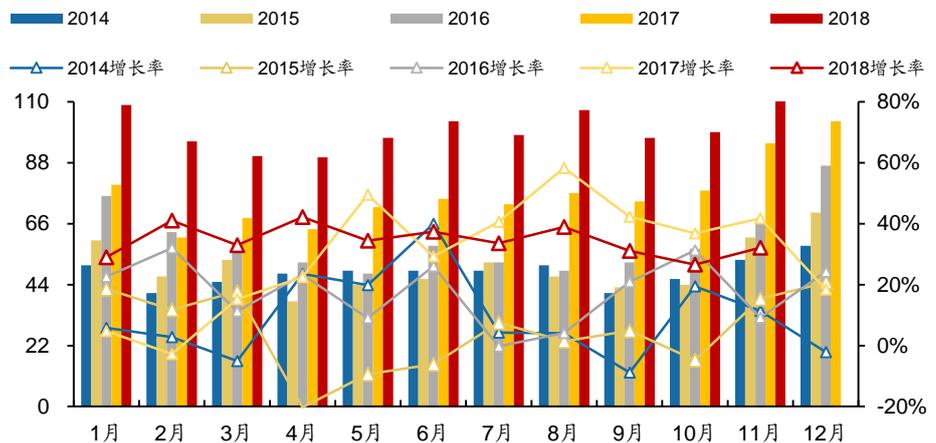
图13: 截至2018年11月天然气进口依赖度达44.51%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

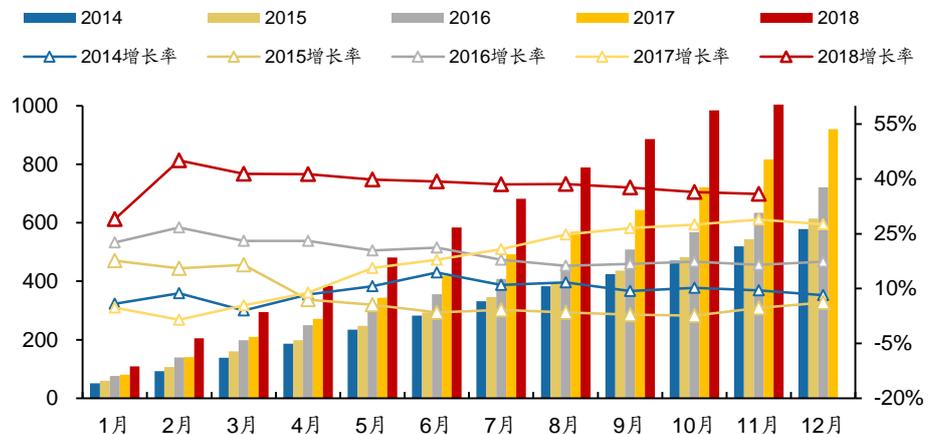
备注: 进口依存度=当月进口量/(当月进口量+当月国内产量)

图14: 中国天然气月度进口量情况 (单位: 亿立方米)



数据来源: 发改委, 广发证券发展研究中心

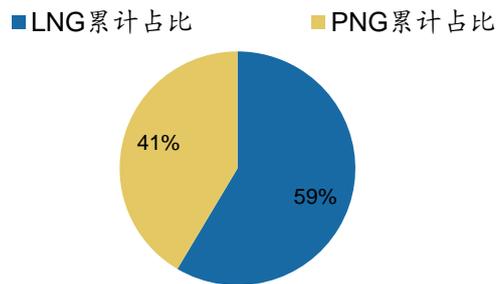
图15: 中国天然气累计进口量情况同比 (单位: 亿立方米)



数据来源: 发改委, 广发证券发展研究中心

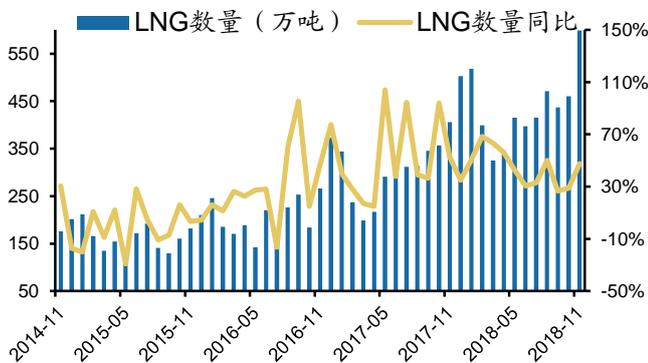
根据海关总署数据显示，2018年11月单月份天然气进口量915.00万吨，同比增长39.63%。其中PNG进口量为317万吨、同比上升26.80%，LNG进口量为599万吨、同比上升47.54%。2018年1-11月天然气累计进口量8141.67万吨，同比增长33.85%。已超过2017年全年天然气进口量6871.73万吨。2017年全年的天然气进口中PNG累计进口量3043.17万吨、占比为44%，LNG累计进口量为3813.41万吨，占比56%。2018年我国天然气进口中LNG占比近进一步提升，目前已接近六成。由于PNG进口受到天然气管道运力等基础设施的限制，随着冬季取暖季的到来，LNG受益于灵活的运输方式（航运-槽批），将承担更多冬季保供补缺口的压力，占比仍有提升空间。

图16: 2018年1-11月累计进口天然气占比中LNG近六成



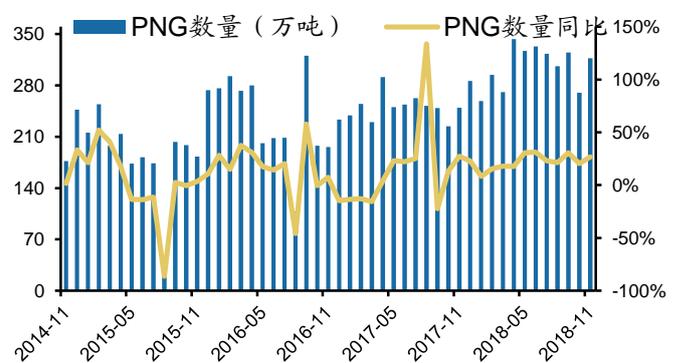
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图17: 中国LNG月度进口量情况(单位: 万吨)



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

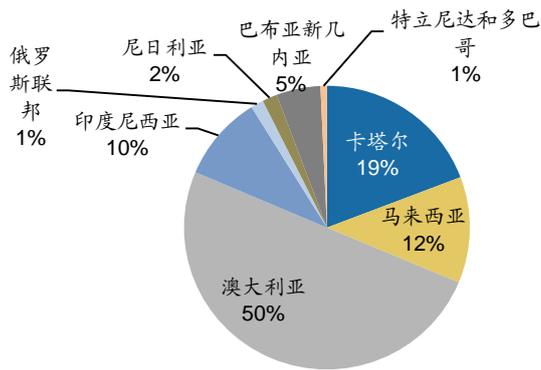
图18: 中国PNG月度进口量情况(单位: 万吨)



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

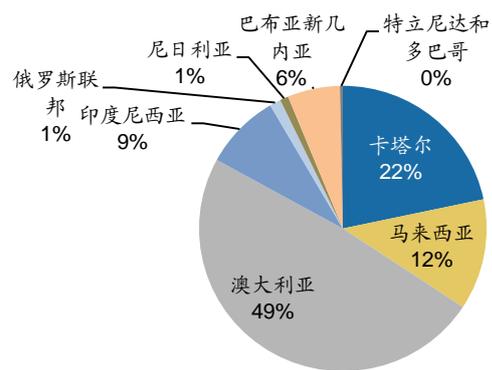
相较于PNG进口来源高度依赖于土库曼斯坦的局面(占比近七成),我国LNG的进口来源更加多样化,来自于澳大利亚、卡塔尔、马来西亚、印度尼西亚、巴布亚新几内亚等国。2017年全年进口LNG进口中澳大利亚占到49%,卡塔尔占到22%;2018年1-11月澳大利亚占比为50%,卡塔尔占比下降至19%。

图19: 2018年1-11月中国进口气源分布(按国家)



数据来源: 发改委, 广发证券发展研究中心

图20: 2017年全年中国进口气源分布(按国家)



数据来源: 发改委, 广发证券发展研究中心

分国家来看, 根据海关总署披露的最新数据, 截至2018年11月我国LNG的主要进口国为澳大利亚、卡塔尔、马来西亚、印度尼西亚, 所占LNG进口份额为50%、19%、12%、10%, 对应进口均价分别为471.9、535.7、427.4、471.9美元/吨。管道气的主要进口国为土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦、缅甸, 所占PNG进口份额分别为69%、13%、12%、6%。

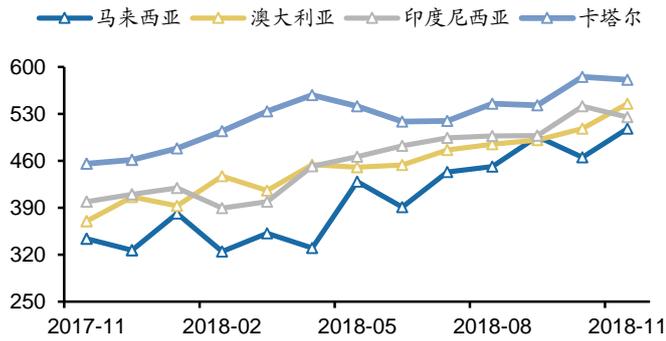
表5: 截至2018年11月中国天然气进口格局

天然气进口		LNG和管道进口		进口国	进口量(万吨)	进口价格(\$/吨)	所占进口份额	进口金额(亿美元)	
总量(万吨)	7666	LNG	总量(万吨)	4299.1	卡塔尔	811.9	535.7	19%	43.49
			价格(\$/吨)	483.7	澳大利亚	2116.2	471.9	49%	99.86
			占进口份额	56%	马来西亚	511.1	427.4	12%	21.84
					印度尼西亚	412.6	475.1	10%	19.61
价格(\$/吨)	409.43	管道气	总量(万吨)	3366.7	土库曼斯坦	2318.7	310.8	69%	72.06
			价格(\$/吨)	314.6	乌兹别克斯坦	444.0	296.2	13%	13.15
			占进口份额	44%	哈萨克斯坦	400.8	274.8	12%	11.01
					缅甸	203.2	477.5	6%	9.70
进口依存度	45%								

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

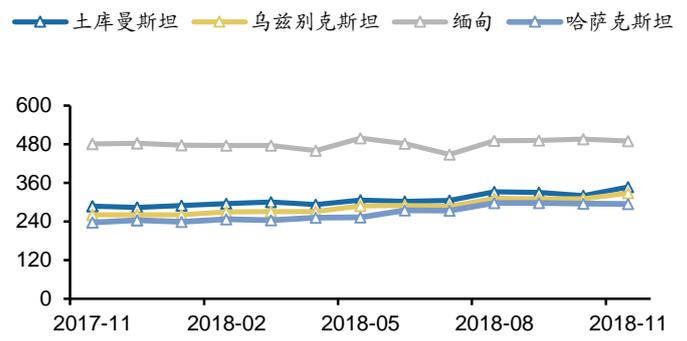
从2018年1月至2018年11月的各国进口月均价来看, LNG进口国中, 卡塔尔最高, 基本保持在540美元/吨左右的水平, 最高达到585美元/吨。印度尼西亚和澳大利亚不相上下, 基本保持在470美元/吨的水平。马来西亚保持在350-500之间的水平。PNG进口国中, 缅甸显著高于另外三个国家, 基本在450-500美元/吨的水平, 与LNG价格相当。其余国家如土库曼斯坦和乌兹别克斯坦, 基本保持在310美元/吨的水平, 哈萨克斯坦则基本在300美元/吨以下, 低于其他国家进口气价。

图21: 主要国家LNG进口月均价(美元/吨)



数据来源: Wind、广发证券发展研究中心

图22: 主要国家PNG进口月均价(美元/吨)



数据来源: Wind、广发证券发展研究中心

随着国产常规气供需缺口持续扩大, 终端销售价格理顺上调后非常规气价格优势逐渐凸显。根据发改委《煤层气开发利用十三五规划》, 煤层气利用量从2015年的38亿方/年提升至2020年90亿方/年, 年均增速19%。除增值税退税补贴等优惠政策以外, 《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》中指出, 煤层气开采补贴(0.3元/方)将延续至“十四五”。

表 6: 煤层气利用量十三五期间 CAGR18.80%

发展指标	单位	2015年	2017年	2020年	十三五期间 CAGR	2018-2020年 CAGR
新增探明地质储量	亿立方米	3504		4200	3.70%	
煤层气产量	亿立方米	44	49.6	100	17.80%	26.33%
煤层气利用量	亿立方米	38	44	90	18.80%	26.94%
煤层气利用率	%	86.4		90	[3.6]	
煤矿瓦斯抽采量	亿立方米	136		140	0.58%	
煤矿瓦斯利用量	亿立方米	48		70	7.80%	
煤矿瓦斯利用率	%	35.3		50	[14.7]	

数据来源: 发改委《煤层气开发利用十三五规划》, 广发证券发展研究中心

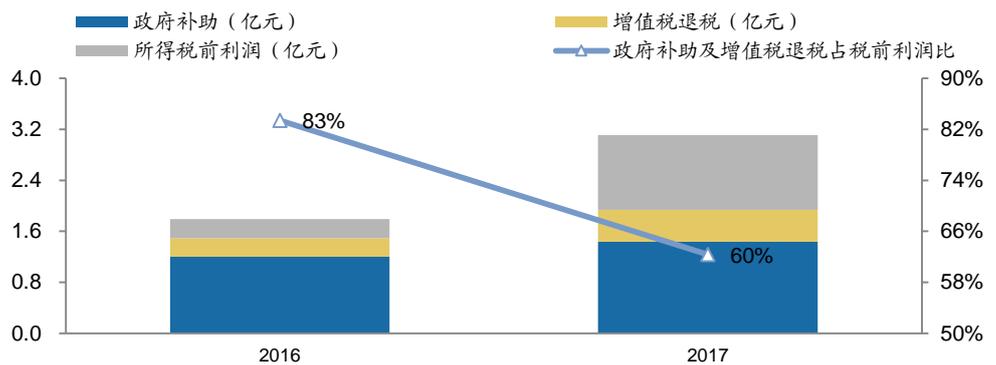
为了鼓励煤层气开发利用, 我国对于开采企业给予煤层气开发利用补贴和增值税即征即退两方面补贴, 以亚美能源为例, 2016-2017年享受政府补助及退税金额合计1.49、1.94亿元, 占其税前利润比例83%、62%。

表 7: 煤层气开发享受多项补贴及退税优惠政策

类别	政府补助及退税金额 (亿元)		政策依据及主要内容	时限要求
	2016 年	2017 年		
煤层气开发利用补贴	1.20	1.44	《财政部关于煤层气(瓦斯)开发利用补贴的实施意见》(财建[2007]114号)规定:按 0.2 元/立方米煤层气(折纯)标准进行煤层气开发利用补贴 《关于“十三五”期间煤层气(瓦斯)开发利用补贴标准的通知》(财建[2016]31号)规定:“十三五”期间,煤层气开采利用中央财政补贴标准从 0.2 元/立方米提高到 0.3 (2016 年-2020 年)元/立方米	无时限 十三五期间
增值税退税	0.29	0.50	财政部、国家税务总局《关于加快煤层气抽采有关税收政策问题的通知》(财税[2007]16号)规定:对煤层气抽采企业的增值税一般纳税人抽采销售煤层气实行增值税先征后退政策。先征后退税款由企业专项用于煤层气技术的研究和扩大再生产,不征收企业所得税。	无时限

数据来源: 财政部, 亚美能源 2017 年年度报告, 广发证券发展研究中心

图 23: 亚美能源 2016、2017 年政府补助及增值税退税占税前利润比例



数据来源: 亚美能源 2017 年年报公司公告, 广发证券发展研究中心

随着亚美能源煤层气产量的快速增长, 公司盈利能力对政府补贴的依赖性持续下降。根据我们的测算, 预计 2018-2020 年将享受政府补助及退税金额合计 2.17 亿元、2.63 亿元、3.54 亿元, 均占当年税前利润比例近 50%。

表 8: 亚美能源煤层气业务中政府优惠政策扶持力度大

亚美能源煤层气业务	2017	2018E	2019E	2020E
煤层气产量 (亿方)	6.30	7.23	8.77	11.90
-潘庄区块	5.72	6.26	6.57	6.90
-马必区块	0.58	0.97	2.20	5.00
煤层气净销量 (亿方)	4.34	5.01	6.03	8.07
-潘庄区块	3.91	4.29	4.51	4.73
-马必区块	0.43	0.72	1.52	3.33
销售单价 (元/方)	1.25	1.33	1.36	1.39
-潘庄区块 (元/方)	1.31	1.34	1.36	1.39
-马必区块 (元/方)	1.14	1.30	1.36	1.39

营业收入(亿元)	5.42	6.67	8.21	11.21
-潘庄区块(亿元)	5.12	5.74	6.15	6.58
-马必区块(亿元)	0.49	0.93	2.07	4.63
经营成本(亿元)	4.13	4.29	5.49	7.45
-潘庄区块(亿元)	2.97	3.13	3.29	3.45
-马必区块(亿元)	0.98	1.16	2.20	4.00
煤层气补贴(亿元)	1.44	1.50	1.81	2.42
增值税退税(亿元)	0.50	0.67	0.82	1.12
经营利润(亿元)	3.22	4.55	5.36	7.30
净利润(亿元)	2.19	3.09	3.48	4.75
政府补贴及退税金额占税前利润比例	60.25%	47.69%	49.07%	48.49%

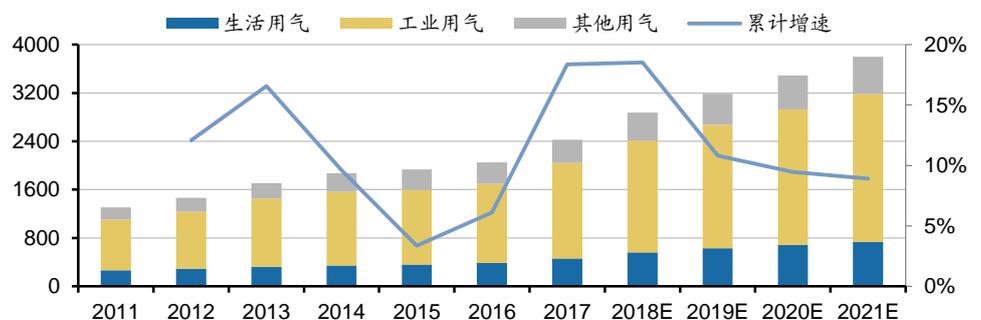
数据来源：亚美能源 2017 年年报公告，广发证券发展研究中心

供需缺口测算：紧平衡局面预计将持续至 2020 年

根据2017年12月公布的《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021）》，2017-2021年，仅“2+26”城市2017-2021年累计新增天然气供暖面积18亿平方米，新增用气230亿立方米。其中煤改气壁挂炉用户增加1200万户，新增用气90亿方。2018年我国天然气消费需求有望超过2800亿方，增速近20%。根据测算，2019年天然气行业消费量仍将保持15%以上的高增速，我国天然气行业整体供需紧平衡的情况将持续至2020年。

供需测算关键假设：1、2019年煤改气力度与2017年实际改造量、2018年规划改造量基本持平；2、中俄东线管道气按计划及合同量投产；3、假设2018年国产气产量增速为2018年1-11月累计产量增速，2019-2021年国产气产量增速为2017年产量增速和2018年1-11月累计产量增速的均值；4、假设2018年LNG进口量增速为1-11月累计进口量增速，2019年LNG进口量增速为2017年与2018年前11月增速的均值，2020-2021年管道气供给增加后由于基数较高进口增速下降为10%。

图 24：我国天然气行业需求测算（亿方，%）



数据来源：发改委，广发证券发展研究中心

表 9: 我国天然气行业消费量测算 (按用途)

	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E	2021E
消费量-生活 (亿方)	359.81	379.75	411.26	494.14	613.25	657.37	696.07
生活-采暖用气 (亿方)		259.00	280.85	353.30	461.14	493.09	518.64
新增煤改气户数 (万户)			570	560	565	250	200
新增天然气供暖面积 (亿 m ²)			5.7	5.6	5.65	2.5	2
新增天然气用量 (亿方)			21.85	21.47	57.76	31.94	25.56
累计新增供暖用量 (亿方)			21.85	94.30	202.14	248.53	274.08
生活-其它用气		120.75	130.41	140.84	152.11	164.28	177.42
增速 (%)				8%	8%	8%	8%
消费量-工业 (亿方)	1234.48	1338.59		1601.78	1871.99	2149.90	2372.87
工业-燃料用气		577.00	760.00	767.08	957.16	1147.24	1273.96
工业煤改锅炉数 (万蒸吨)				6	6	6	4
每蒸吨锅炉替换后每年蒸汽用量 (万方)				31.68	31.68	31.68	31.68
新增用气量 (亿方)				190.08	190.08	190.08	126.72
工业-生产用气 (亿方)		761.59		834.70	914.83	1,002.66	1,098.91
增速 (%)				9.60%	9.60%	9.60%	9.60%
消费量-其它 (亿方)		337.46	368.54		402.48	439.55	480.03
增速 (%)		10.63%	9.21%		9%	9%	9%

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

表 10: 我国天然气行业供需缺口测算

天然气需求测算	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E	2021E
生活用气 (亿方)	360	380	729	494	613	657	696
工业用气 (亿方)	1234	1339	1449	1872	2150	2373	2573
其他用气 (亿方)	337	369	195	440	480	524	573
合计 (亿方)	1932	2087	2373	2806	3243	3554	3842
增速 (%)	3.36%	8.03%	15.30%	18.23%	15.59%	9.60%	8.09%
天然气供给测算							
国产气 (亿方)	1346	1371	1487	1606	1734	1873	2023
进口管道气 (亿方)	322	391	426	513	593	693	793
进口 LNG (亿方)	275	365	534	668	868	955	1051
合计 (亿方)	1943	2127	2447	2787	3196	3521	3867
增速 (%)	2.36%	9.47%	15.04%	13.89%	14.67%	10.19%	9.81%
供需缺口测算 (亿方)	11	40	74	-19	-47	-33	25

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

行业展望：供需逐渐宽松，量增价涨

LNG 价格居高不下，超千万接收站产能投产在即

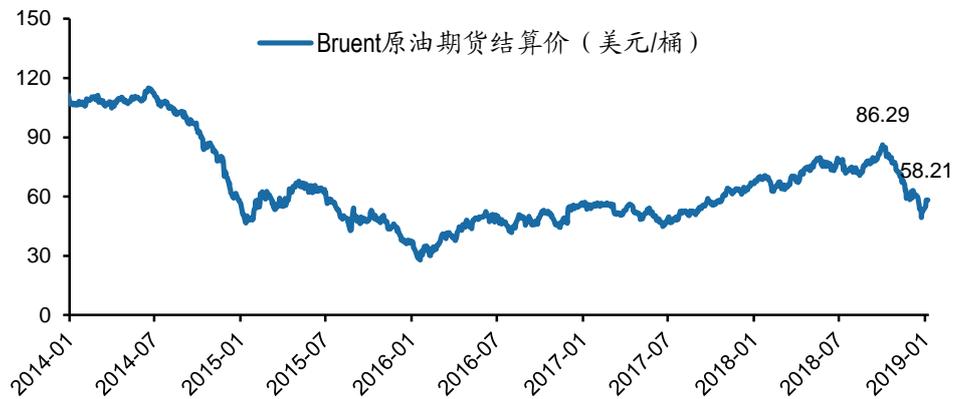
国际油价波动未影响LNG进口价上涨趋势。一般而言，我国进口气源中管道气定价与燃料油和LPG价格相关，而海上进口LNG主要来自于澳大利亚、卡塔尔等国，其中LNG长协价为双方协商价，LNG现货价格为市场价（主要参考日本JCC价格）。无论是管道气进口价还是LNG进口价在制定时都与国际原油价格挂钩。国际油价自2015年年底探底以来不断上涨，以布伦特原油为例，2018年10月初布伦特原油期货结算价一度涨到超过86美金/桶，之后由于国际形势等原因油价开始下跌，截至2019年1月8日布伦特原油期货结算价反弹至58美元/桶，但相较于2016年初的最低点仍上涨92%。由于近期油价下行的时间点恰逢我国供暖季用气高峰期到来，目前日本JCC价格与我国LNG市场价、进口LNG到岸价均呈现上涨态势。总体而言，国际油价整体震荡上行的背景下叠加亚洲地区需求的强劲增长推动我国17年以来LNG进口价格不断攀升。

表 11：我国 LNG 进口长协三桶油占主导

合同种类	出口国	工厂名	购买方	协议量(十亿方)	起始年	终止年
现货	澳大利亚	Withnell Bay	中海油	4.55	2006	2030
现货	印度尼西亚	Tangguh	中海油	3.59	2009	2033
现货	马来西亚	Malaysia LNG Tiga	中海油	4.14	2009	2029
现货	卡塔尔	Qatargas	中海油	2.76	2009	2034
现货	组合卖家	组合	中海油	1.38	2010	2024
中长期	组合卖家	组合	中海油	6.9	2015	2035
合作意向书	组合卖家	组合	中海油	2.07	2019	2039
购销合同	澳大利亚	Queensland Curtis	中海油	4.97	2014	2034
现货	卡塔尔	Qatargas	中石油	4.14	2011	2036
购销合同	俄罗斯	Yamal	中石油	4.14	2018	2038
购销合同	澳大利亚	Gorgon	中石油	3.1	2014	2033
购销合同	澳大利亚	Gorgon	中石油	2.7	2014	2033
购销合同	澳大利亚	Australia Pacific	中石化	10.49	2015	2035
购销合同	巴布亚新几内亚	PNG LNG	中石化	2.76	2014	2034
合作意向书	加拿大	Pacific Northwest	中石化	4.14	2019	2039
合作协议	加拿大	Pacific Northwest	中石化	1.66	2019	2039
合作协议	加拿大	Pacific Northwest	华电公司	0.83	2019	2039
谅解备忘录	加拿大	Woodfibre	广州燃气集团	1.38	2017	2042

数据来源：《中国天然气发展战略研究》（中国发展出版社出版、国务院发展研究中心著），广发证券发展研究中心

图25: 国际油价变动情况: 布伦特 (美元/桶)



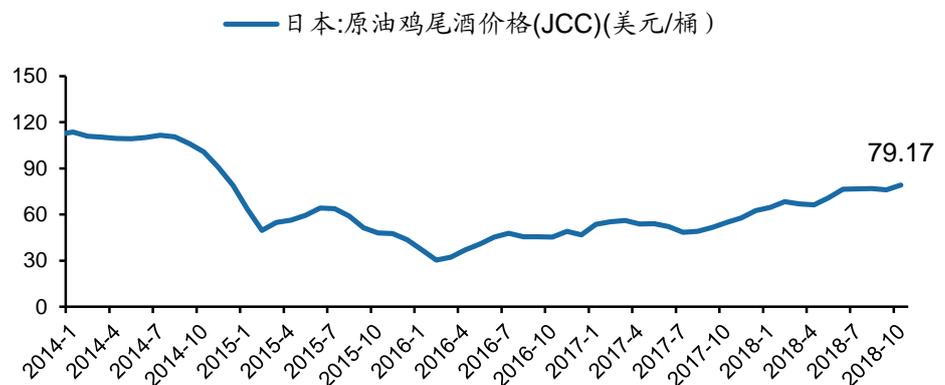
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图26: 国际油价变动情况: WTI (美元/桶)



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图27: 日本原油鸡尾酒价格趋势 (美元/桶)

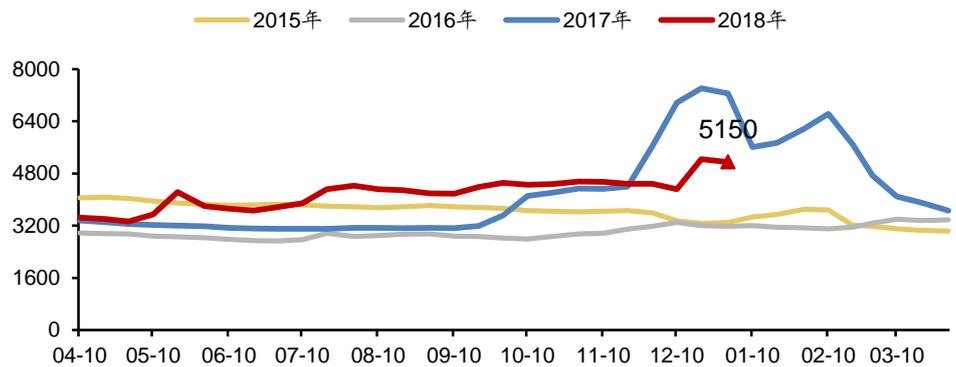


数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

LNG销售价定价机制为市场化定价。国家统计局对流通领域重要生产资料市场价格变动均有每日监控数据，LNG市场价是指对应LNG经营企业的批发和销售价格，监测范围涵盖北京、天津、河北、山西、内蒙古、辽宁、吉林、黑龙江、上海、江苏、浙江、安徽、福建、江西、等24个省（区、市）200多个交易市场的近1700家批发商、代理商、经销商等经营企业，可作为监控全国LNG现货交易均价的高频数据。

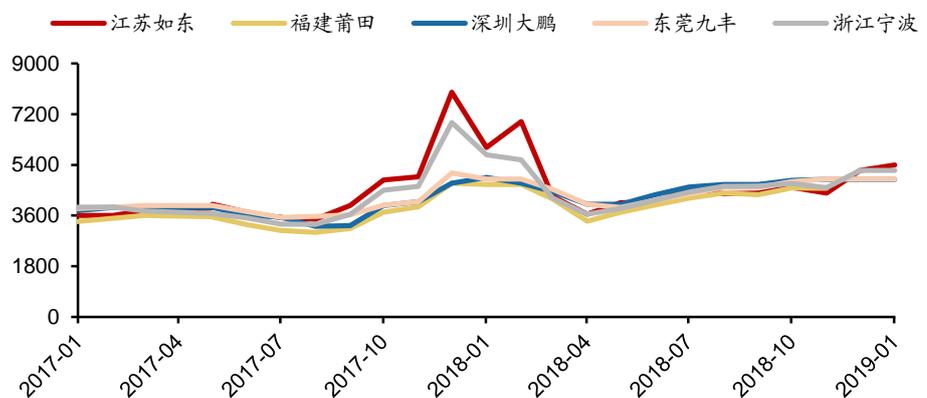
进入2017年煤改气带来的增量需求导致LNG价格大幅上涨，引起市场高度关注。截至2018年12月31日，LNG市场价为5150.30元/吨。我们以供暖季划分（4月1日到次年3月31日）绘制LNG全国综合市场价格走势，2017年起冬季供暖期间LNG价格由于出现严重气荒LNG价格畸高，其中两个价格高点分别出现在12月和次年2月。2018年由于国家高度重视天然气行业保供，提前进行储气等保供措施，2018年5月以来，LNG市场价已反常态出现明显上涨，9月末价格达到4513元/吨，超过2017年供暖季初期11月的价格水平，同比涨价近1000元/吨，提前反映了供暖季供气将极为紧张的预期，呈现出明显的“淡季不淡”特征。根据国家统计局的最新数据我们认为随着未来几年大力发展“产供储销”，天然气供给渠道多样化，供需面将逐渐宽松，未来LNG市场价在供暖季用气高峰时仍有上涨，但难以再现2017年冬季畸高的态势。

图28：2017年供暖期LNG全国市场价大幅上涨（元/吨）



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心 1-10以后数据为次年价格

图29：2017年1月-2019年1月主要港口接收站LNG价格（元/吨）



数据来源：燃气在线，广发证券发展研究中心

截至2019年1月，我国LNG接收站总设计接卸能力达6790万吨/年，其中今年以来新增投产LNG接收站总设计能力1000万吨/年。目前在建产能合计1155万吨，其中355万吨计划2018年年内投产。拟新建及扩建产能合计6330万吨，预计将于2020年集中投产，届时我国LNG接收站合计接受能力将达到14275万吨/年。

表 12: 我国已投建 LNG 接收站产能汇总 (万吨/年)

项目名称	位置	所属公司	产能 (万吨/年)	投产时间
广东大鹏	深圳大铲湾南大铲岛	中海油	680	2006
福建 LNG	莆田市秀屿港	中海油	630	2008
上海 LNG	上海洋山港	中能	300	2008
上海五号沟	浦东新区曹路镇	中能、上燃	150	2008
江苏如东	江苏南通洋口港	中石油	650	2011
浙江宁波	宁波北仑 LNG 码头	中海油	300	2012
河北曹妃甸	唐山曹妃甸码头	中石油	650	2013
珠海金湾	珠海市高栏港平排山	中海油	350	2013
天津浮式	天津港南疆港区	中海油	220	2013
九丰 LNG	东莞市虎门港立沙岛	九丰集团	100	2013
山东青岛	青岛市黄岛区董家口港	中石化	300	2014
海南 LNG	海南洋浦开发区	中海油	300	2014
广西北海	北海铁山港	中石化	300	2016
大连 LNG	大连市保税区大孤山半岛鲎鱼湾	中石油	600	2017
粤东 LNG	广东省揭阳市惠来县沟疏村	中海油	200	2017
广汇启东	江苏南通港吕四港区	广汇集团	60	2017
天津 LNG	天津滨海新区 LNG 码头	中石化	300	2018
深圳 LNG	大鹏新区葵涌街道迭福北片区	中海油	400	2018
舟山 LNG	浙江舟山经济开发区新港工业园区	新奥集团	300	2018
合计			6790	

数据来源：公司官网，新华网，广发证券发展研究中心

表 13: 我国在建 LNG 接收站产能汇总 (万吨/年)

项目名称	位置	所属公司	产能 (万吨/年)	投产时间
潮州华丰	潮州市饶平县龙湾村	华丰、中天	100	2018
深燃 LNG	深圳市大鹏新区下洞村	深圳燃气	80	2018
广西防城港	防城港东湾暗埠江深槽中段	中海油	60	2018
广汇启东 (二期)	江苏南通港吕四港区	广汇集团	115	2018
江阴 LNG	江阴市璜土镇化工园区	中天能源、中石油寰球工程	200	2019
烟台浮式	烟台港西港区	中海油	300	2020
温州 LNG	温州洞头小门岛	中石化、浙能天然气	300	2022
合计			1155	

数据来源：公司官网，新华网，广发证券发展研究中心

表 14: 我国拟新、扩建 LNG 接收站产能汇总 (万吨/年)

项目名称	位置	所属公司	产能 (万吨/年)	投产时间
福清 LNG 接收站	福清市东瀚镇的福州港万安作业区	中石油	300	
龙口南山	烟台港龙口港区西突堤 LNG 专区	南山集团	100	
龙口恒通	烟台港龙口港	中石化、恒通股份	300	2021
山东蓬莱	山东省蓬莱市北沟镇栾家村	宝塔石化集团	260	
广州 LNG	广州港南沙港区小虎作业区	广州燃气	110	
日照岚山	日照岚山碑廓镇	太平洋油气	200	2019
青岛 LNG (二期)	青岛市黄岛区董家口	中石化	410	2019
舟山 LNG (二期)	浙江舟山经济开发区新港工业园区	新奥集团	200	2021
粤西 LNG	茂名滨海新区	中海油	300	
河北秦皇岛	山海关港或秦皇岛	中海油	300	
福建漳州	漳州	中海油	300	
江苏盐城	盐城市滨海县滨海港	中海油	300	2020
华瀛 LNG	潮州港大埕湾	华瀛润裕	300	
绥中港 LNG	绥中港区 LNG 功能区	百川能源	260	2020
沧州 LNG	河北省沧州市渤海新区	河北金建佳天然气	260	
京能曹妃甸 LNG	唐山曹妃甸港口物流园区甸头区	京能集团	300	2021
营口 LNG	营口仙人岛能源化工区	河北聚能公司	300	
莆田 LNG	福建省莆田市东吴港	哈纳斯	280	
日照 LNG	山东日照	新加坡金鹰集团	200	
烟台西岗区 LNG	烟台港西港区	保利协鑫	300	2020
赣榆 LNG	江苏镇江市赣榆县	华电集团	300	
华电东营	临港产业园广利河北岸	华电集团	350	
华电海南	海南澄迈县桥头镇	华电集团	300	
汕头濠江 LNG	汕头市濠江区	粤电集团	300	
合计			6330	

数据来源: 公司官网, 新华网, 广发证券发展研究中心

随着大量LNG接收站产能投产, 预计未来我国LNG进口量将继续攀升, 且LNG现货比例有望增加, 交易方式更加灵活。

中俄东线管道气方案：中俄双方在2014年5月签署了总价值超过4000亿美元、年供气量380亿立方米、期限长达30年的中俄东线天然气购销合同。2017年7月4日，俄气公司与中国石油签署东线天然气补充合同，规定2019年12月20日启动向中国供应天然气，第一阶段试运行气量为每年80亿立方米，后期将逐渐扩充至380亿立方米，合同协议期30年，价格与油价挂钩。中俄东线天然气管道工程中国境内段起自黑龙江省黑河市的中俄边境，途经黑龙江、吉林、内蒙古、辽宁、河北、天津、山东、江苏、上海等9个省区市，终点为上海市，全长3371公里。2018年10月31日，中俄东线天然气管道黑龙江（俄称阿穆尔河）穿越工程已顺利完工，为2019年年底试运行供气80亿方奠定了基础。

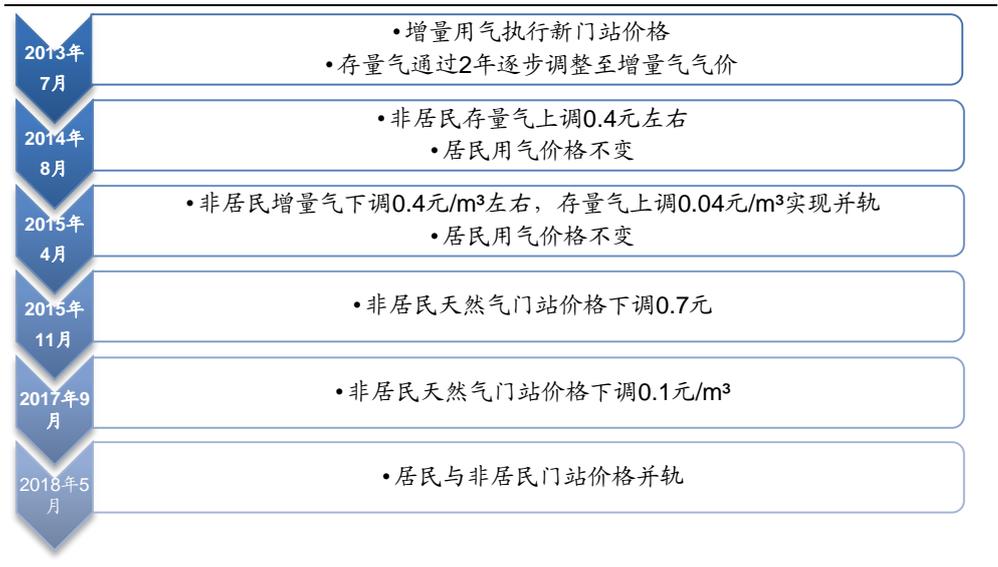
中俄西线天然气管道方案：2014年11月9日，中俄在北京签署了西线供气协议。供气的气源地位于亚马尔涅涅茨自治区，与对欧洲供气共用一个主力气田。通过阿尔泰共和国与中国新疆阿勒泰地区54公里边界进入中国新疆与西气东输干线对接实现对华供气。中俄西线长协气量300亿立方米/年，合同期30年。根据计划将先铺设1条管线，未来可以再新增2条输气线，最大输气量可提高到1000亿立方米/年。

按照目前的进度来看，明年中俄东线管道气开始供气的确定性较高，中俄西线目前仍存在较大不确定性。随着中俄东线于2019年开通，我国天然气进口格局更加多样化，供给逐渐宽松后之前由于“缺气”被抑制的需求将加速释放。

价格机制理顺，量增价涨前景可期

近年来我国天然气改革主要侧重于非居民用气，居民用气价格改革相对滞后。自2010年以来居民用气价格长期低于非居民用气价格甚至低于供气成本，严重影响我国天然气行业的健康发展。2018年5月，国家发改委下发《关于理顺居民用气门站价格的通知》，自6月10日起将居民用气门站价由最高门站价改为基准门站价，居民与非居民门站价相衔接。至此国内统一按照净回值法来确定各地天然气门站价格，不再区分居民、非居民用户。

图32：天然气价改历时6年理顺价格机制



数据来源：发改委，广发证券发展研究中心

目前我国非民用天然气价格已经实施联动，此次通知允许民用气供需双方以基准门站价为基础，在上浮20%、下浮不限的范围内协商确定门站价格。同时，推行季节性差价政策，形成灵敏反映供求变化的季节性差价体系，促进削峰填谷。居民用气价格与非居民用气价格实行并轨将从价格机制和价格水平上解决历史遗留问题，促进天然气行业可持续发展。

图 33: 我国燃气销售终端价格改革历经三个阶段



政府主导定价阶段

- 长期以来，对于天然气终端售价的制定，我国实行政府定价和政府指导价管理。
- 由于城市燃气对居民生活影响较大，我国对城市燃气一直采用低价格，高补贴的政策。



市场化定价初步试点改革阶段

- 2011年12月，国家发改委下发《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》规定，天然气终端价格由地方价格主管部门管理。
- 地方政府确定天然气终端价格除了考虑天然气成本之外还要考虑对居民生活影响等因素，价格调整缓慢。



市场化定价深化改革阶段

- 2018年5月25日，国家发改委下发《关于理顺居民用气门站价格的通知》，明确提出居民用气与非居民用气价格实现并轨并建立价格上下游联动机制。
- 2017年11月10日，发改委颁布《关于全面深化价格机制改革的意见》，明确提出：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。

数据来源：发改委，广发证券发展研究中心

以2018年6月19日山东省物价局出台的《关于建立健全天然气价格上下游联动制度的指导意见》规定为例，具体上下游价格联动规则为：

1.城市门站价格。天然气城市门站价格按省界门站价格（上游实际采购价格）和省内地道运输价格调整幅度等额适时联动。综合城市门站价是指各市城镇燃气公司采购的天然气（包括气化的LNG）的含税加权平均价，气量按各地市天然气采购量确定；购销差率由各市价格主管部门按行业先进水平核定，最高不超过5%。

2.居民用气销售价格。原则上联动调整周期不少于1年，在联动周期内城市门站价格变动幅度达到或超过8%时，销售价格根据城市门站价格变动情况进行相应调整，具体按照各市县经听证后的联动办法适时联动。

以山东省潍坊市为例，根据《潍坊市居民用管道天然气价格上下游联动办法(试行)》(征求意见稿)，其联动方法具有一定参考性：

(1)、民用气价原则上联动调整周期不少于1年。城市门站价格上调幅度达到或超过8%时，销售价格等额联动；城市门站价格变动幅度达不到8%时，销售价格不作调整，变动部分纳入下一周期累计计算。城市门站价格变动幅度达到或超过26%时，本着平稳、从紧的原则，考虑居民承受能力等因素，可进行部分调整，剩余部分纳入下一周期累计计算。1年内城市门站价格变动超过多次的，销售价格1年内只联动调整1次，其余部分待1年后纳入下一个周期内累计计算。遇城市门站价格下调时，销售价格不受下调幅度、周期时限及次数限制，等额即时下调。实施价格联动

时，销售价格金额到分，分以下四舍五入。

居民用气销售联动价格=基期天然气城市门站价格(不包括市场采购的高价气、竞拍气价格)+变动价格(根据城市门站价格变动幅度计算得出)+城镇居民配气价格。

居民用天然气价格上下游联动办法，仅适用于上游门站价格调整造成的城市燃气企业成本变化。配气价格不做联动，因燃气经营企业配气价格发生重大变化，需要对居民用天然气销售价格进行调整的，仍按程序进行价格听证。

3.非居民用气销售价格：原则上以3个月为一个联动调整周期，在联动周期内加权平均购气价格（当地天然气综合城市门站价格）变动幅度达到或超过8%时，销售价格按非居民用气购气价格变动情况进行相应调整；当联动周期内加权平均购气价格变动幅度未达到8%时，销售价格不作调整，其加权平均购气价格增减额纳入一下周期累计计算。

非居民用气联动价格幅度 = (计算期非居民天然气综合城市门站价格 - 基期非居民天然气综合城市门站价格) ÷ (1 - 供销差率)

其中，非居民用气联动价格 = 基期天然气综合城市门站价格 + 非居民用气联动价格幅度 + 城镇非居民配气价格。

表15: 各省市最新天然气门站价格 (元/千立方米)

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

数据来源：发改委官网，广发证券发展研究中心

表 16: 各省市天然气门站历史调价 (元/千立方米)

省份	存量气	存量气	并轨后 增量气	下调		省份	存量气	存量气	并轨后 增量气	下调			
	2013. 07	2014. 08		700	100		2013. 07	2014. 08		700	100		
北京	2260	2660	3140	2700	2000	1900	河南	2270	2670	3150	2710	2010	1910
天津	2260	2660	3140	2700	2000	1900	湖北	2220	2620	3100	2660	1960	1860
河北	2240	2640	3120	2680	1980	1880	湖南	2220	2620	3100	2660	1960	1860
山西	2170	2570	3050	2610	1910	1810	广东	2740	2860	3320	2880	2180	2080
内蒙古	1600	2000	2480	2040	1340	1240	广西	2570	2690	3150	2710	2010	1910
辽宁	2240	2640	3120	2680	1980	1880	海南	1920	2320	2780	2340	1640	1540
吉林	2020	2420	2900	2460	1760	1660	重庆	1920	2320	2780	2340	1640	1540
黑龙江	2020	2420	2900	2460	1760	1660	四川	1930	2330	2790	2350	1650	1550
上海	2440	2840	3320	2880	2180	2080	贵州	1970	2370	2850	2410	1710	1610
江苏	2420	2820	3300	2860	2160	2060	云南	1970	2370	2850	2410	1710	1610
浙江	2430	2830	3310	2870	2170	2070	陕西	1600	2000	2480	2040	1340	1240
安徽	2350	2750	3230	2790	2090	1990	甘肃	1690	2090	2570	2130	1430	1330
江西	2220	2620	3100	2660	1960	1860	宁夏	1770	2170	2650	2210	1510	1410
山东	2240	2640	3120	2680	1980	1880	青海	1530	1930	2410	1970	1270	1170

数据来源: 发改委, 广发证券发展研究中心

考虑到此前居民气价定价较低, 近几个月以来各地纷纷启动调价进程。根据各省市调价听证会召开的进度统计来看, 全国超过80%的终端用户区域已完成价格理顺机制, 价格调整幅度在0.09元/立方米-0.35元/立方米。上游价格已顺利传导至终端用户, 预计2019年顺价可全部完成。

表 17: 民用天然气顺价已在全国陆续开展

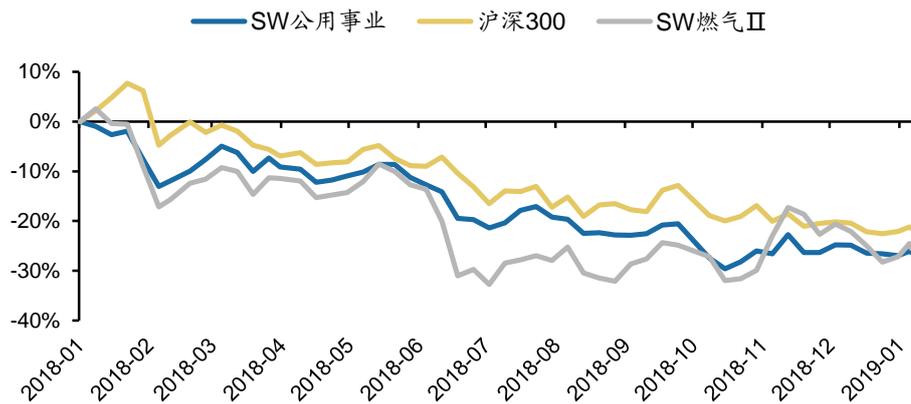
日期	地区	内容
2018年11月	哈尔滨市	居民用气第一阶梯价由每立方米 2.80 元调整为 2.96 元/立方米。
2018年11月	西安市	居民用气价格第一阶梯价由 1.98 元/立方米调整为 2.07 元/立方米。
2018年10月	沈阳市	居民及供暖用气由 2.95 元/立方米调整为 3.16 元/立方米, 煤改气项目 3.20 元/立方米, 非居民用气价格不变。
2018年10月	呼和浩特市	居民用气价格由 1.82 元/立方米调整为 2.06 元/立方米。
2018年10月	大庆市	居民及供暖用气价格由 2.40 元/立方米调整为 2.70 元/立方米。
2018年10月	临沂市	听证会举行, 居民用气价格每方至少提价 0.3 元。
2018年10月	重庆市	居民用天然气销售价格各档气价均上调每立方米 0.26 元, 自 2018 年 9 月 1 日起执行。
2018年10月	烟台市	每立方米第一、二、三阶梯价分别由 2.68 元调整为 2.98 元、3.22 元调整为 3.58 元、4.02 元调整为 4.47 元。
2018年10月	河北省	廊坊、沧州、保定、定州、张家口分别上调 0.23 元/m ³ 、0.23 元/m ³ 、0.28 元/m ³ 、0.27 元/m ³ 、0.35 元/m ³ 。
2018年8月	湖南省	自 9 月 1 日起, 长沙等 7 市居民用天然气(第一档用气价格)统一上调 0.20 元/m ³ 。
2018年8月	天津市	燃气管网居民生活用气价格各档用气上调 0.25 元/m ³ , 调整后分别为 2.40 元/m ³ , 3.13 元/m ³ , 3.85 元/m ³ 。
2018年7月	郑州市	自 8 月 1 日起, 将郑州市民用天然气终端销售价格上涨, 两档气价分别为 2.56 元/m ³ , 3.33 元/m ³ 。
2018年7月	湖北省	居民和非居民用气基准门站价格统一调整为每立方米 1.84 元。
2018年7月	运城市	居民独立采暖用气第一档为 2.65 元/m ³ , 第二档为 3.11 元/m ³ 。
2018年6月	北京市	自 7 月 10 日起, 居民用管道天然气销售价格上调 0.35 元/立方米,

数据来源: 各地发改委网站, 广发证券发展研究中心

行业投资策略：看好城燃商业绩释放

2018年初以来申万燃气II指数下跌25.58%，同期沪深300下跌21.50%、申万公用事业指数下跌26.34%，燃气板块跑输大盘4.08%，跑赢公用事业0.76%。受益于入冬以来天然气价格迭创新高、市场关注度不断提升，2018年11月以来燃气行业表现有所反弹。

图34：2018年初以来燃气行业涨幅与主要指数比较（截至2019年1月10日收盘）

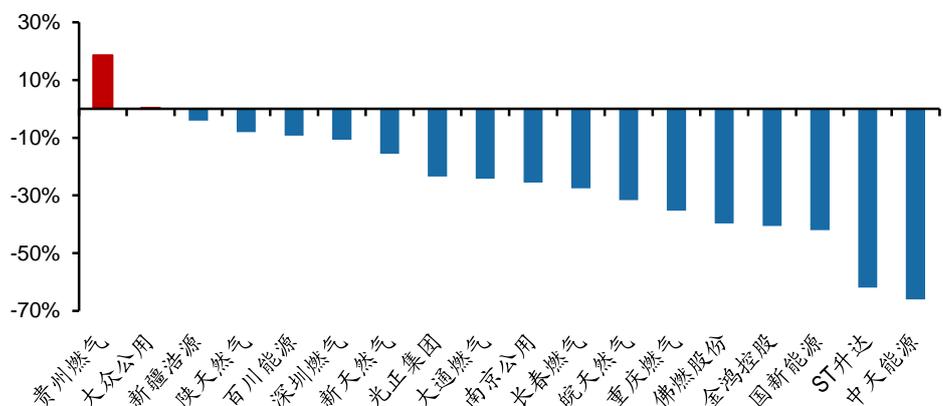


数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

个股方面，行业内20家上市公司期间涨幅中位数为-25.59%，整体看来除了次新股以外，西北地区上市公司（新天然气、陕天然气、新疆浩源等）和切入上游气源端的上市公司（百川能源、深圳燃气等）表现相对较强。

剔除2018年上市的新股东方环宇、新疆火炬后，期间表现前五的上市公司分别是贵州燃气、大众公用、新疆浩源、陕天然气、百川能源，跌幅较大的包括中天能源、ST升达、国新能源、金鸿控股、佛燃股份。

图35：2018年以来燃气行业个股涨跌幅（截至2019年1月10日收盘价）



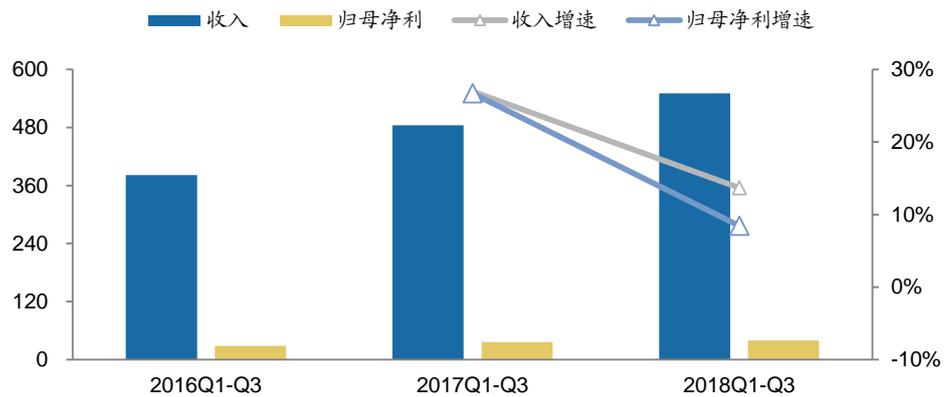
数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

注：统计不包括2018年上市的新股东方环宇、新疆火炬。

燃气板块整体营收增速 14%，费率平稳

2018年前三季度，燃气上市公司整体（剔除2017年Q3后上市的佛燃股份、东方环宇）实现营业收入550.73亿元、同比增长13.68%，增速较2017年同期26.98%的水平有所下滑，主因是2017年中天能源合并海外气田资产导致收入增速较高。整体实现归属母公司股东净利润39.40亿元、同比增长8.42%，2017年同期增长26.70%，增速较高的主因是当年蓝焰控股重大资产重组后大幅扭亏。行业收入增速高于归母净利润增速的主要原因是2018年前三季度金鸿控股和长春燃气的营业收入增长较快，而归母净利润同比增幅较小或有所下滑。

图36: 2018年前三季度燃气行业营业收入和归母净利润增速（亿元，%）



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

统计口径: GF燃气二级子行业共20家上市公司, 剔除2017Q3后上市的佛燃股份、东方环宇。

燃气板块2018年前三季度营业收入同比增长13.68%，归母净利润同比增长8.42%，行业以公用事业性质为主、周期性波动弱，行业营收和归母净利润增长主要与天然气消费量挂钩，受益于清洁能源替代持续推进，天然气消费量增速维持在较高水平。

表 18: 2018 年三季报燃气行业上市公司营收及归母净利润增速（万元，%）

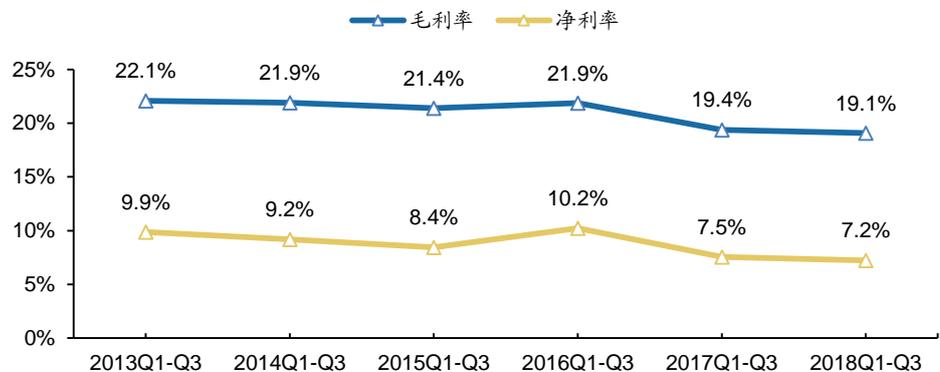
简称	营业收入（万元）			归母净利润（万元）		
	2017Q3	2018Q3	同比增速	2017Q3	2018Q3	同比增速
百川能源	154,368	309,118	100.25%	37,828	72,023	90.40%
深圳燃气	776,337	941,251	21.24%	79,277	84,275	6.31%
陕天然气	538,846	580,034	7.64%	25,931	34,876	34.50%
皖天然气	188,866	225,064	19.17%	9,159	12,375	35.12%
重庆燃气	411,391	440,280	7.02%	30,854	28,304	-8.26%
蓝焰控股	114,731	141,783	23.58%	31,702	47,810	50.81%
南京公用	261,084	242,723	-7.03%	9,041	11,903	31.65%
大通燃气	33,044	46,439	40.54%	498	1,738	248.77%
金鸿控股	231,017	305,053	32.05%	19,236	17,041	-11.41%
新疆浩源	23,689	25,637	8.22%	5,110	4,598	-10.01%
佛燃股份	307,573	362,328	17.80%	27,724	33,429	20.58%

长春燃气	93,251	104,241	11.78%	-1,361	-12,907	-848.57%
国新能源	681,731	700,784	2.79%	629	1,252	98.93%
大众公用	340,357	387,141	13.75%	35,579	33,468	-5.93%
中天能源	477,122	402,524	-15.64%	41,374	18,311	-55.74%
贵州燃气	191,790	238,496	24.35%	10,236	11,661	13.93%
新疆火炬	21,612	24,548	13.59%	4,946	5,792	17.12%
新天然气	63,007	86,465	37.23%	15,327	12,459	-18.71%
东方环宇	32,732	28,175	-13.92%	8,141	6,312	-22.46%

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

2018年前三季度燃气行业上市公司整体销售毛利率同比小幅下滑0.3%至19.1%、净利率同比下滑0.3%至7.2%，基本保持平稳。

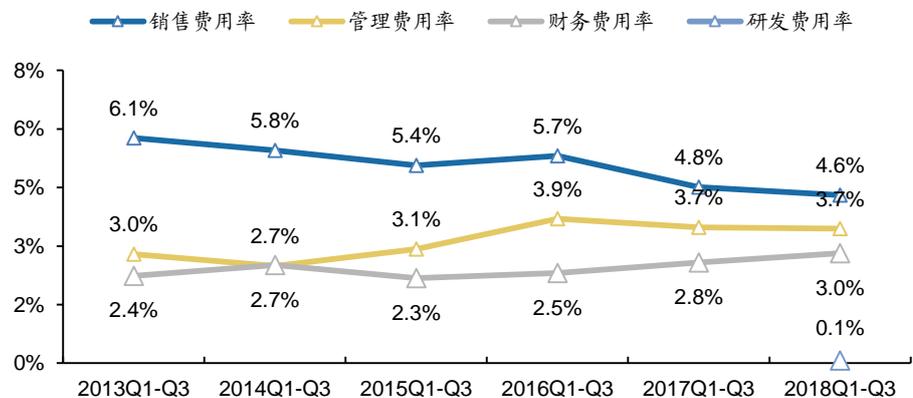
图37: 2018年前三季度燃气行业上市公司毛利率、净利率基本平稳(整体法)



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

期间费用率方面, 行业整体销售费用率同比小幅下降0.22个百分点至4.59%, 管理费用率同比小幅下降0.03个百分点至3.68%, 财务费用率同比提升0.25个百分点至3.00%; 根据新会计准则, 2018年三季度起研发费用独立于管理费用单独列示, 行业2018年前三季度研发费用率为0.07%; 以上四项期间费用率合计同比提升0.07个百分点至11.34%, 基本保持稳定。

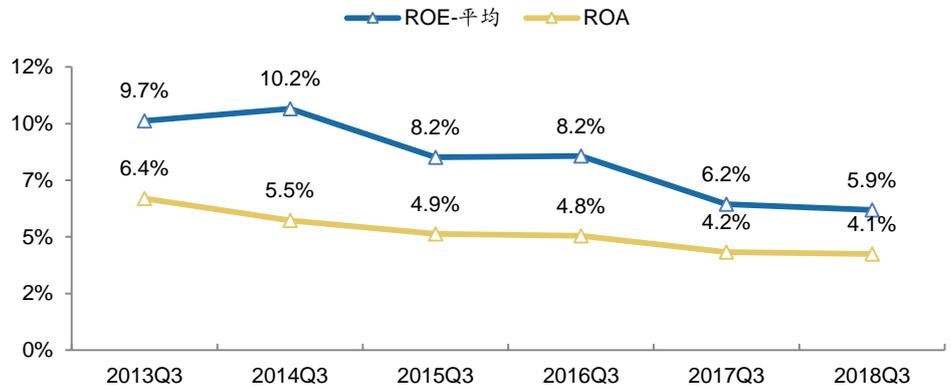
图38: 2018年前三季度燃气行业上市公司期间费用率整体平稳(整体法)



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

2018年前三季度行业整体ROE同比小幅下滑0.24个百分点至5.94%，行业整体ROA同比小幅下滑0.08个百分点至4.07%，ROE和ROA的小幅下滑与近年来新上市公司较多、募集资金摊薄有关

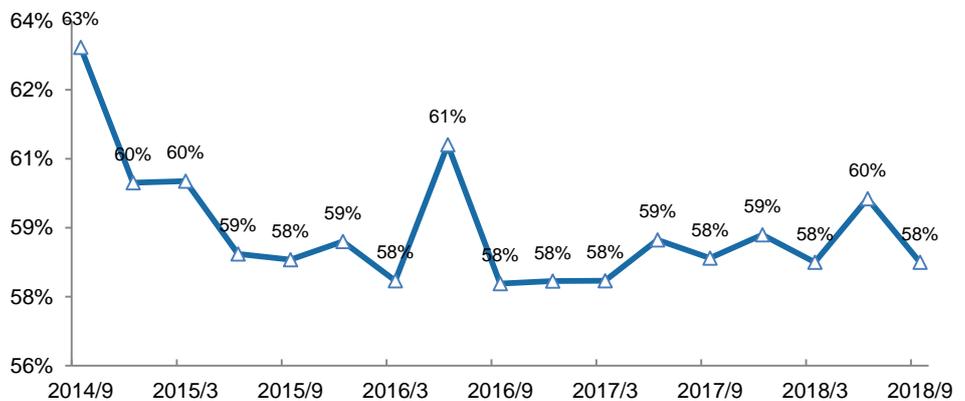
图39: 2018年前三季度燃气行业上市公司ROE、ROA小幅下滑（整体法）



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

资产负债率方面, 2018年三季度报数据显示, 燃气行业上市公司整体法资产负债率为58.40%, 同比下降0.10个百分点、环比下降1.47个百分点, 整体资产负债率近年来保持平稳。

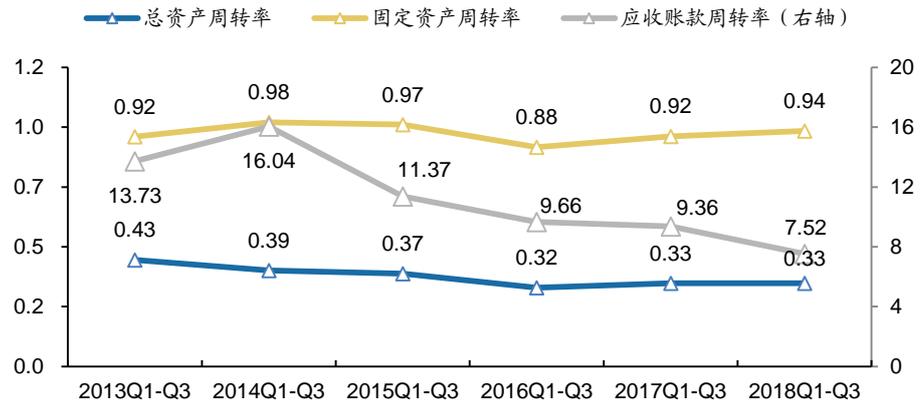
图40: 2018年前三季度燃气行业上市公司资产负债率保持平稳（整体法）



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

经营效率方面, 2018年前三季度燃气行业上市公司总资产周转率与上年同期持平为0.33次, 固定资产周转率同比提高0.02次至0.94次, 应收账款周转率同比下降1.84次至7.52次, 自2015年以来维持下降趋势, 近年来行业应收账款周转率下降的主要原因是陕天然气和中天能源的应收账款周转率有所下降, 另外近年来新上市的东方环宇、贵州燃气等应收账款周转率相对较低, 拉低了行业平均水平。

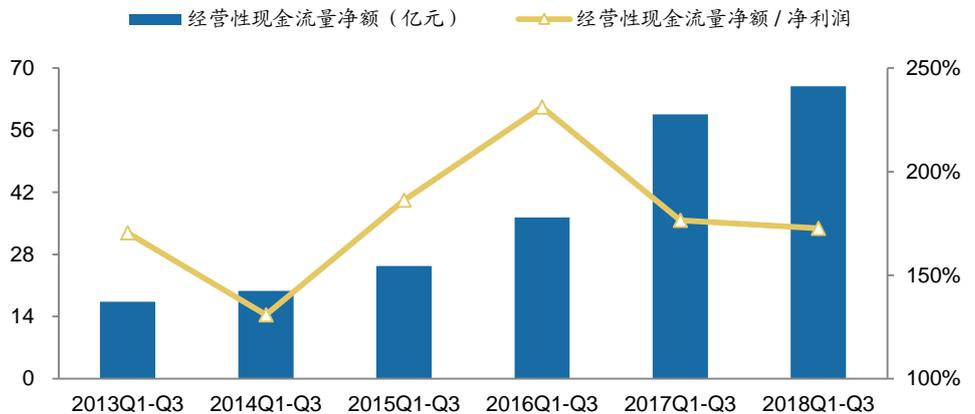
图41: 2018年前三季度燃气行业资产周转率稳中向好, 应收账款周转率下滑



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

盈利质量方面, 2018年前三季度燃气行业上市公司经营性现金流量净额合计达74.91亿元、同比增长6.29%, 经营性现金流量净额与归属净利润比值为172.69%、去年同期为176.50%, 现金流表现依然强劲。2014年现净比大幅下滑的主因是蓝焰控股(资产重组前)经营状况恶化、经营性现金净流出大幅增加, 2016年现净比大幅提升的主因是当年蓝焰控股重大资产重组产生一次性的大额其他往来款。

图42: 2018年前三季度燃气行业上市公司经营性现金流表现依然强劲(整体法)



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

截止2019年1月10日收盘价, 燃气行业目前整体PE(TTM)为26.21倍, 低于2012年以来的均值水平35.66倍; 行业整体与沪深300指数的PE(TTM)比值为2.53, 低于2012年以来均值水平的3.08, 行业目前整体估值水平和相对沪深300指数估值都处于过去6年以来的较低水平。

图43: 行业整体PE处于2012年以来低位 (TTM, 整体法)

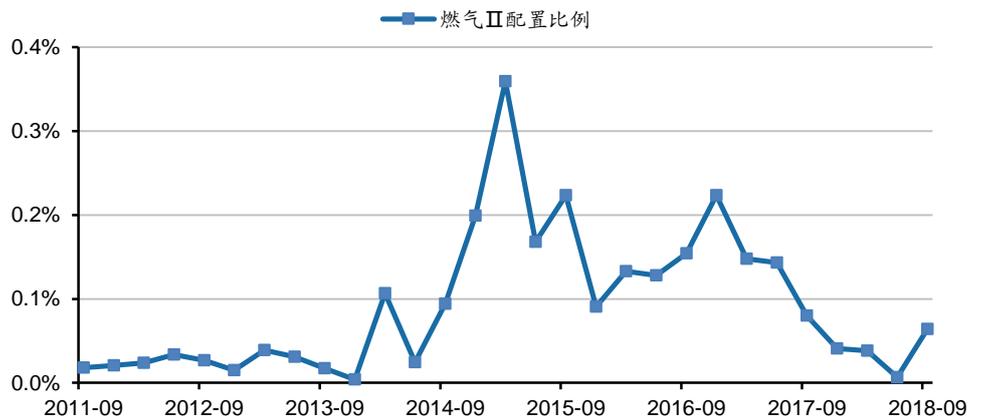


数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

注: 截至2019年1月10日最新收盘价

2018年三季报数据显示, 燃气板块占基金股票资产配置比例为0.06%, 较2018年中报水平大幅提升0.05个百分点, 但仍低于行业标配权重(0.25%)约0.19个百分点。2018年三季度基金对燃气板块的比例有所提升但仍大幅低配。

图44: 基金配置燃气板块比例低位反弹 (%)



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

未来两年伴随供给逐渐宽松, 终端售价的传导和管网定价的理顺, 我们预计位于天然气产业链终端的城燃商将迎来“量增价涨”的业绩释放期。维持行业“买入”的投资评级, 建议重点关注受益于京津冀地区“煤改气”的公司, 如百川能源; 拥有非管制气源资源的企业, 如深圳燃气、蓝焰控股等。

百川能源：深耕京津冀，煤改气空间依然广阔

2018年前三季度公司实现营业收入30.91亿元，同比增长100.25%；归母净利润7.20亿元，同比增长90.40%；扣非后归母净利润6.71亿元，同比增长78.91%。2018年公司新增合并阜阳燃气，煤改气项目持续推进、用户数持续增长带动公司在同期较高基数水平上维持稳健增长。

公司现有分销区域集中于河北廊坊、天津武清、湖北荆州等地，2018-19年蓝天计划继续推进，包括京津冀、张家口等区域能源清洁改造仍将超预期推行，特别是河北省煤改气超预期持续推进，同时荆州、阜阳等地分销资产并表，高毛利的接驳业务量未来两年增长依然强劲，销气量将加速增长。

预计公司2018-2020年EPS分别为1.06、1.31、1.62元，按照最新收盘价11.99元/股，对应2018-2020年PE分别为11.31X、9.15X和7.40X。京津冀2018年煤改气方案扭转市场前期悲观预期，我们预计公司接驳业务仍将持续增长，同时工商业用气将加速增长；中期来看公司外延战略坚定、执行力强、资金实力强，维持“买入”评级。

风险提示：天然气销售和接驳费价格受到政策及宏观环境波动影响；接驳业务增速不及预期；LNG接收站项目推进不及预期。

深圳燃气：销气量增长迅速，LNG调峰站投产在即值得期待

深圳燃气2018年全年预计实现营收127.4亿元、同比增长15.2%，归母净利润9.52亿元、同比增长7.33%，扣非归母净利润9.14亿元、同比增长7.0%。管道燃气、石油气批发、燃气工程及材料三项业务仍为公司收入贡献主体，合计占比达89.1%。2018年公司天然气销量27.67亿方，同比增长25.37%。电厂销气量为8.56亿方，同比增长30.49%；非电厂销气量19.11亿方，同比增长23.21%，营收增速主要来自销气量的增长，尤其是电厂销气量增长。业绩增速低于营收增速主要系管道燃气折旧增加、天然气石油气批发成本上升。

公司今年以来燃气业务下游需求增量主要来源于：1)本地电厂需求(已签订协议气量10.04亿方、照付不议9.04亿方，购销意向31.56亿方)；2)居民、工商业等用户：公司将积极推进城中村、老旧住宅区管道燃气改造，提高居民管道天然气气化率。3)异地项目扩张，贡献接驳收入的同时带来售气量的增长。

考虑公司自建调峰站2019年开始投产，预计公司2018-2020年EPS分别为0.35、0.39、0.44元/股，按2019年1月9日最新收盘价5.52元/股对应PE估值分别为15.77X、14.15X和12.55X。公司为区域燃气分销商，调峰站投产在即(报告期内工程进度99%)，气源结构优化有助于提升利润空间，维持“买入”评级。

风险提示：调峰站投产进度不达预期；下游用气需求增长低于预期；LNG价格上涨超过预期，异地拓张速度不及预期。

蓝焰控股：基本面向好的煤层气龙头，后期成长性高

蓝焰控股前三季度实现营业收入、归母净利润分别为14.2、4.8亿，同比增24%、51%。上半年公司实现煤层气抽采量7.2立方米（同比+3.1%）、利用量5.55亿立方米（同比+3.7%），销售煤层气3.52亿立方米。按此抽采量测算，单位均价0.74元/立方米（同比+3.5%），单位成本0.40元/立方米（同比-6.9%），单位毛利0.34元/立方米（同比+18.9%）。按销售量测算，单位均价、成本、毛利分别为1.53、0.82、0.71元/立方米。另外源于增值税退税采用收付实现制，2018年12月已到账政府补助共计约3.1亿元。其中与收益相关的政府补助约3.0亿元，计入2018年度“其他收益”约为2.62亿元、“营业外收入”约14.7万元、“递延收益”约1016万元。

量价齐升，管道完善打开市场。公司2017年中标的4个区块正在钻井11口，截至2018年上半年已完成钻井7口，柳林石西区块已完成点火工作（计划年产5亿方），公司煤层气抽采量有望增长，同时随着管道完善，直通下游天然气消费重地，产品市场打开。新区块资源带来规模进一步增长：根据山西省规划，2020年相比2015年将新增地面抽采量约100亿方、新增建设产能约280亿方，同时2018年山西省将投入剩余15个探矿权，公司作为山西煤层气资源利用平台，预计项目将持续落地。

预计2018-2020年EPS分别为0.72元、0.86元和1.12元，根据2019年1月9日最新收盘价10.48元/股，对应2018-2020年PE为14.58X、12.13X、9.40X，受益于政策红利下天然气消费量增加、管道逐步完善打开市场，公司资源量丰富、成长空间较大，同时控股股东出资设立山西燃气集团，公司有望受益于国企改革，维持“买入”评级。

风险提示：煤层气价格下跌；税收优惠、销售补贴政策变化风险，采矿权存在未能如期完成过户手续的可能；在建矿井投产进程低于预期。

表 19：主要燃气公司估值情况（2019/1/10）

公司	市值（亿元）	EPS				PE				股价/元
		2017	2018E	2019E	2020E	2017	2018E	2019E	2020E	
百川能源	124	0.88	1.06	1.31	1.62	13.45	11.31	9.15	7.40	11.99
深圳燃气	159	0.4	0.35	0.39	0.44	13.43	15.77	14.15	12.55	5.52
蓝焰控股	101	0.50	0.72	0.86	1.12	33.34	14.58	12.13	9.40	10.48
陕天然气	84	0.36	0.4	0.46	0.53	20.78	18.98	16.50	14.32	7.59
重庆燃气	113	0.23	0.24	0.24	0.25	30.96	30.21	30.21	29.00	7.25

数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

注：百川能源、深圳燃气、蓝焰控股为广发证券盈利预测，陕天然气、重庆燃气为 Wind 一致预测。

风险提示

煤改气政策推进不及预期；

天然气销售和接驳费价格受到政策及宏观环境波动影响；

受国际形势及国际油价影响进口LNG价格大幅波动；

中俄气及各LNG接收站项目进度低于预期。

广发公用事业行业研究小组

- 郭 鹏：首席分析师，华中科技大学工学硕士，2015年、2016年、2017年新财富环保行业第一名，多年环保、燃气、电力等公用事业研究经验。
- 邱长伟：北京大学汇丰商学院金融硕士，厦门大学自动化系学士，2015年加入广发证券发展研究中心。
- 许 洁：复旦大学金融硕士，华中科技大学经济学学士，2016年加入广发证券发展研究中心。
- 张 焱 武汉大学经济学硕士，武汉大学金融学学士，2018年加入广发证券发展研究中心。

广发证券—行业投资评级说明

- 买入：预期未来12个月内，股价表现强于大盘10%以上。
- 持有：预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-10%~+10%。
- 卖出：预期未来12个月内，股价表现弱于大盘10%以上。

广发证券—公司投资评级说明

- 买入：预期未来12个月内，股价表现强于大盘15%以上。
- 增持：预期未来12个月内，股价表现强于大盘5%-15%。
- 持有：预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-5%~+5%。
- 卖出：预期未来12个月内，股价表现弱于大盘5%以上。

联系我们

	广州市	深圳市	北京市	上海市	香港
地址	广州市天河北路183号大都会广场5楼	深圳市福田区益田路6001号太平金融大厦31层	北京市西城区月坛北街2号月坛大厦18层	上海市浦东新区世纪大道8号国金中心一期16楼	香港中环干诺道中111号永安中心14楼
邮政编码	510075	518026	100045	200120	1401-1410室
客服邮箱	gfyf@gf.com.cn				

法律主体声明

本报告由广发证券股份有限公司或其关联机构制作，广发证券股份有限公司及其关联机构以下统称为“广发证券”。本报告的分销依据不同国家、地区的法律、法规和监管要求由广发证券于该国家或地区的具有相关合法合规经营资质的子公司/经营机构完成。

广发证券股份有限公司具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，接受中国证监会监管，负责本报告于中国（港澳台地区除外）的分销。广发证券（香港）经纪有限公司具备香港证监会批复的就证券提供意见（4号牌照）的牌照，接受香港证监会监管，负责本报告于中国香港地区的分销。

本报告署名研究人员所持中国证券业协会注册分析师资质信息和香港证监会批复的牌照信息已于署名研究人员姓名处披露。

重要声明

广发证券股份有限公司及其关联机构可能与本报告中提及的公司寻求或正在建立业务关系，因此，投资者应当考虑广发证券股份有限公司及其关联机构因可能存在的潜在利益冲突而对本报告的独立性产生影响。投资者不应仅依据本报告内容作出任何投资决策。

本报告署名研究人员、联系人（以下均简称“研究人员”）针对本报告中相关公司或证券的研究分析内容，在此声明：（1）本报告的全部分析结论、研究观点均精确反映研究人员于本报告发出当日的关于相关公司或证券的所有个人观点，并不代表广发证券的立场；（2）研究人员的部分或全部的报酬无论在过去、现在还是将来均不会与本报告所述特定分析结论、研究观点具有直接或间接的联系。

研究人员制作本报告的报酬标准依据研究质量、客户评价、工作量等多种因素确定，其影响因素亦包括广发证券的整体经营收入，该等经营收

入部分来源于广发证券的投资银行类业务。

本报告仅面向经广发证券授权使用的客户/特定合作机构发送，不对外公开发布，只有接收人才可以使用，且对于接收人而言具有保密义务。广发证券并不因相关人员通过其他途径收到或阅读本报告而视其为广发证券的客户。在特定国家或地区传播或者发布本报告可能违反当地法律，广发证券并未采取任何行动以允许于该等国家或地区传播或者分销本报告。

本报告所提及证券可能不被允许在某些国家或地区内出售。请注意，投资涉及风险，证券价格可能会波动，因此投资回报可能会有所变化，过去的业绩并不保证未来的表现。本报告的内容、观点或建议并未考虑任何个别客户的具体投资目标、财务状况和特殊需求，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的投资建议。本报告发送给某客户是基于该客户被认为有能力独立评估投资风险、独立行使投资决策并独立承担相应风险。

本报告所载资料的来源及观点的出处皆被广发证券认为可靠，但广发证券不对其准确性、完整性做出任何保证。报告内容仅供参考，报告中的信息或所表达观点不构成所涉证券买卖的出价或询价。广发证券不对因使用本报告的内容而引致的损失承担任何责任，除非法律法规有明确规定。客户不应以本报告取代其独立判断或仅根据本报告做出决策，如有需要，应先咨询专业意见。

广发证券可发出其它与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告。本报告反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表广发证券的立场。广发证券的销售人员、交易员或其他专业人士可能以书面或口头形式，向其客户或自营交易部门提供与本报告观点相反的市场评论或交易策略，广发证券的自营交易部门亦可能会有与本报告观点不一致，甚至相反的投资策略。报告所载资料、意见及推测仅反映研究人员于发出本报告当日的判断，可随时更改且无需另行通告。广发证券或其证券研究报告业务的相关董事、高级职员、分析师和员工可能拥有本报告所提及证券的权益。在阅读本报告时，收件人应了解相关的权益披露（若有）。

权益披露

(1)广发证券（香港）跟本研究报告所述公司在过去 12 个月内并没有任何投资银行业务的关系。

版权声明

未经广发证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、刊登、转载和引用，否则由此造成的一切不良后果及法律责任由私自翻版、复制、刊登、转载和引用者承担。