

天然气：该出手时就...出不出手？

——天然气行业系列报告（五）

行业深度

◆**2018年我国天然气供需形势处于紧平衡，需要重视冬季保供形势。**我们预计2018年，天然气消费总量将在2695至2777亿立方米区间，同比维持在13.6%至17.0%的高增长，其中城镇燃气消费增速略放缓（由28.5%降至17.2%），工业用气维持稳定增速，天然气发电增速提升较快有望突破20%；预计天然气总供给量将达2716亿立方米：其中产量将达1592亿立方米，同比增长维持在约8.5%；天然气进口将达到1124亿立方米，同比增长提升至22%。我们认为，全年天然气供应偏紧，需重点关注冬季保供形势；冬季LNG价格仍会维持高位，如在冬季发生极端气候致消费超预期增长或进口供给限制等不可预期因素，仍会导致“气荒”的再次发生。

◆**高油价及中美贸易摩擦将导致我国天然气进口价格提升，增加保供难度。**（1）伊朗原油禁运逐步生效以及委内瑞拉经济危机持续恶化，年底原油价格望迎新一轮上涨周期，而我国PNG与LNG进口价格与油价均存在正相关性；（2）2017年，我国已成为美国LNG第二大出口国，增速可观，到岸均约为1.9-2.1元/立方米；但当前中美贸易摩擦升级，若对从美进口的LNG加征25%关税最终落地，将会显著压缩套利空间，使从美国进口LNG的选择变得不经济。我们认为，高油价背景及中美贸易摩擦将导致我国天然气进口价格提升，增加保供难度。我国未来需形成区域性的天然定价机制，既可逐步化解LNG进口“亚洲溢价”的问题，同时也有助于推动人民币的国际化。

◆**天然气调峰、保供措施如火如荼，上游天然气资源类公司、设备公司及具有气源的城燃公司望受益。**当前，我国冬季保供工作快速推进：（1）地下储气库是主要的调峰手段，根据“十三五”规划，储气能力需达148亿立方米，2018-2020年需新增76.81亿立方米，但当前商业模式存在问题，经济性较差，成本只能由上游公司内部消化或依靠国家补贴；（2）LNG接收站和储罐也是重要的调峰手段，2018年LNG接收站将有6个项目计划投产，规模将进一步增长至7115万吨/年，同时LNG储备调峰项目的盈利弹性较强；LNG储罐2018-2020年可新增约305.6亿立方米，具有较大投资空间。（3）非常规天然气将成为重要的补充资源，有望迎来快速发展，煤层气与页岩气2020年产量有望达到63亿与300亿立方米。

◆**投资建议：上调燃气子行业评级至“买入”评级。**

（1）具有气源的城燃公司推荐**深圳燃气、新天然气**；关注：百川能源、新奥能源（H）、北京燃气蓝天（H）；

（2）天然气设备类公司，关注：**中集安瑞科（H）、厚普股份、福瑞特装、深冷股份**；

（3）天然气上游资源类公司，关注：具有气源的石化、煤炭类公司。

◆**风险分析：**

地缘政治风险及中美贸易摩擦升级；天然气消费旺季出现极端天气；地下储气库及LNG接收站落地进度低于预期。

燃气：买入（上调）

分析师

王威（执业证书编号：S0930517030001）
021-22169047
wangwei2016@ebsecn.com

殷中枢（执业证书编号：S0930518040004）
010-58452063
yinzs@ebsecn.com

联系人

郝霁
021-22169317
haopian@ebsecn.com

于鸿光
021-22169163
yuhongguang@ebsecn.com

黄帅斌
021-22169040
huangshuaibin@ebsecn.com

行业与上证指数对比图



资料来源：Wind

相关研报

破冰！居民用气门站价格理顺方案出台 —— 天然气行业系列报告（三）

..... 2018-05-27

油价对天然气价格影响几何？——天然气行业系列报告（二）

..... 2018-05-13

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）

..... 2018-03-01

投资聚焦

研究背景

2017 年冬季，我国北方部分地区一度出现天然气供应紧张的局面，暴露出我国在天然气生产、供应、储备、销售等环节存在的不足。2018 年上半年天然气消费维持高速增长，LNG 价格淡季不淡；同时，发改委、中石油等连续出台文件推动天然气调峰、保供措施的落实，市场普遍对今年冬季天然气保供形势较为担忧，恐重现去年“气荒”现象。

“气荒”余威尚在，伊朗原油禁运逐步生效以及委内瑞拉经济危机持续恶化，年底原油价格有望迎来新一轮上涨周期；当前中美贸易摩擦升级，拟对从美进口的 LNG 加征 25% 关税。国际环境不稳定因素对中国天然气进口及能源安全又影响几何？

针对这些问题，我们通过百页天然气报告：全面分析国际、国内天然气的供需形势，并对天然气调峰、保供措施的投资机会进行了详细的梳理。

我们区别于市场的创新之处

(1) 全面梳理了全球天然气供需形势，对油价、中美贸易摩擦对我国天然气进口的影响进行了分析；

(2) 全面测算并拆分了 2018 年我国天然气供、需格局，并对今年冬季天然气保供情况进行了预测；

(3) 全面梳理了天然气调峰保供产业链，并根据现状、规划对市场空间、技术及商业模式等涉及因素进行了全面分析。

投资观点

(1) 全年天然气供应偏紧，需重点关注冬季保供形势；冬季 LNG 价格仍会维持高位，如在冬季发生极端气候致消费超预期增长或进口供给限制等不可预期因素，仍会导致“气荒”的再次发生；

(2) 高油价背景及中美贸易摩擦将导致我国天然气进口价格提升，增加保供难度；我国未来需形成区域性的天然定价机制，既可逐步化解 LNG 进口“亚洲溢价”的问题，同时也有助于推动人民币的国际化；

(3) 天然气调峰、保供措施如火如荼，上游天然气资源类公司、设备公司及具有气源的城燃公司望受益。

上调燃气子行业评级至“买入”评级。

(1) 具有气源的城燃公司推荐深圳燃气、新天然气；关注：百川能源、新奥能源 (H)、北京燃气蓝天 (H)；

(2) 天然气设备类公司，关注：中集安瑞科 (H)、厚普股份、福瑞特装、深冷股份；

(3) 天然气上游资源类公司，关注：具有气源的石化、煤炭类公司。

目 录

1、 从国际能源形势看全球天然气供需.....	8
1.1、 全球经济回暖带动能源消费提升.....	8
1.2、 天然气不只是一种过渡性能源.....	12
1.3、 油价对我国天然气进口影响几何.....	17
1.4、 中美贸易摩擦打破“天造地设”.....	23
2、 紧平衡——我国天然气供需形势.....	28
2.1、 国内开采：常规气为主非常规为辅.....	28
2.2、 国际进口：PNG 与 LNG 结合.....	36
2.3、 从三个端口看国内天然气需求.....	41
3、 “气荒”该不该“慌气”.....	49
3.1、 天然气产销区域调配情况.....	49
3.2、 2017 年为什么会有气荒？.....	52
3.3、 以调峰措施缓解气荒.....	57
3.4、 以价格改革推动保供.....	59
4、 天然气调峰保供产业链全解.....	67
4.1、 LNG 接收站增强天然气进口能力.....	68
4.2、 储气库与储气罐是重要调峰设施.....	73
4.3、 非常规天然气是重要的补充资源.....	84
5、 投资建议：上调燃气子行业评级至“买入”评级.....	90
5.1、 深圳燃气：下游需求旺盛，储气调峰站投产在即.....	91
5.2、 新天然气：收购亚美能源，布局天然气全产业链.....	92
5.3、 中集安瑞科：天然气全产业链装备龙头起航.....	95
5.4、 北京燃气蓝天：以区位优势，布局天然气全产业链.....	96
5.5、 蓝焰控股：煤层气产业链龙头公司.....	97
5.6、 百川能源：京津冀城燃公司，外延并购持续推进.....	98
6、 风险分析.....	98

图表目录

图 1：全球能源消费走势.....	8
图 2：全球能源消费中各一次能源占比.....	9
图 3：各地区能源消费占比走势.....	9
图 4：亚太地区 2017 年贡献消费增量达 1.58 亿油当量.....	9
图 5：中国能源消费走势.....	10
图 6：我国能源消费中各一次能源占比.....	11
图 7：全球天然气消费量走势.....	12
图 8：我国天然气消费量走势.....	13
图 9：2017 年天然气探明储量 CR5.....	13
图 10：2017 年各地区探明储量情况.....	13
图 11：我国重要 LNG 进口国 2017 年探明储量.....	14
图 12：我国管道气进口国 2017 年探明储量.....	14
图 13：2017 年天然气产量 CR5.....	14
图 14：2017 年各地区天然气产量.....	14
图 15：全球天然气贸易供需情况.....	15
图 16：2017 年全球各地区天然气供需情况.....	15
图 17：2017 年各地区天然气进口数量.....	15
图 18：我国天然气供需缺口持续扩大.....	16
图 19：2017 年我国各贸易国 LNG 进口量占比.....	16
图 20：2017 年我国各贸易国 LNG 进口情况.....	16
图 21：2017 年我国各贸易国管道气进口情况.....	16
图 22：一图看懂 2017 年中国进口天然气（液化天然气及管道气）情况.....	17
图 23：世界天然气消费的价格形成机制结构.....	18
图 24：不同地区天然气消费的价格形成机制结构（2016 年）.....	18
图 25：天然气当月进口量情况.....	19
图 26：中国天然气进口价与油价关系.....	19
图 27：中国主要 PNG 进口国单月进口均价.....	20
图 28：中国主要 LNG 进口国单月进口均价.....	20
图 29：国内 LNG 市场价与油价走势.....	22
图 30：美国天然气产量及消费量.....	24
图 31：美国天然气出口量.....	24
图 32：美国 Sabine Pass LNG 接收站.....	25
图 33：美国 LNG 出口国结构（2017 年）.....	26
图 34：Henry Hub 现货价.....	26
图 35：我国天然气供需框架.....	28
图 36：天然气地质分布情况.....	28

图 37：我国天然气气田分布图	29
图 38：我国天然气生产量	30
图 39：常规天然气生产情况	31
图 40：我国煤层气资源分布图	31
图 41：我国煤层气利用率距规划目标尚有差距	32
图 42：我国页岩气资源分布图	33
图 43：美国页岩气发展历程	34
图 44：煤层气产量恐较难完成“十三五”目标	35
图 45：页岩气产量有望完成“十三五”目标	35
图 46：我国天然气产量走势及预测	36
图 47：2017 年天然气产量来源构成	36
图 48：2018 年天然气产量来源构成预测	36
图 49：中国天然气供给结构	37
图 50：我国 PNG 进口量情况	38
图 51：我国 LNG 接收站布局（截至 2017 年底）	39
图 52：我国 LNG 进口量情况	41
图 53：天然气消费各领域 2016&2017 年变动情况	42
图 54：天然气消费各领域占比情况	42
图 55：京津冀及周边地区完成“煤改气”农村户数情况	45
图 56：我国天然气汽车保有量	46
图 57：我国天然气发电装机容量增长情况	47
图 58：我国天然气消费情况预测（保守）	48
图 59：我国天然气消费情况预测（增速续延）	49
图 60：我国各省市天然气产量情况	50
图 61：我国各省市天然气消费情况	50
图 62：我国各省市天然气供需不平衡情况（不包括进口）以及主要天然气管线情况（2016 年）	51
图 63：我国中长期天然气主干管网规划示意图	52
图 64：2017 年“气荒”，LNG 价格上涨	53
图 65：历史回顾——四年一“气荒”	54
图 66：中国天然气总供给（自产+进口）- 消费整体存在富余	54
图 67：我国月度天然气消费情况	55
图 68：我国月度天然气供需缺口（消费-产量）情况	55
图 69：2015 年各应用领域的天然气消费不均匀系数	56
图 70：2015 年环渤海和长三角地区的天然气消费不均匀系数	56
图 71：陕西天然气产量月份情况	58
图 72：新疆天然气产量月份情况	58
图 73：中石油 2018 年冬春季天然气保供合同策略	59
图 74：天然气价格改革示意图	61

图 75：我国不同地区 2017 年天然气用户均价（元/立方米）	63
图 76：美国天然气终端价（美元/千立方英尺）	63
图 77：天然气调峰产业链	67
图 78：天然气进口及消费峰谷比值	69
图 79：LNG 进口产业链	71
图 80：LNG 各进口国的进口价以及中国 LNG 进口均价	71
图 81：LNG 市场套利空间	73
图 82：相国寺储气库全貌	75
图 83：各类地下储气库地质条件	76
图 84：美国地下储气库库容量随天然气消费共同发展	77
图 85：美国天然气地下储存量与天然气消费走势基本一致	77
图 86：美国天然气工作气量/消费占比稳定在 18% 左右	78
图 87：美国地下储气库分布情况（2016 年）	78
图 88：我国地下储气库分布情况	80
图 89：LNG 全容储罐结构	83
图 90：LNG 全容储罐模型图	83
图 91：LNG 储罐分类（按结构形式）	83
图 92：涪陵页岩气田功勋井——1HF 井	86
图 93：中国第一口页岩气井威 201 位于长宁-威远页岩气区	87
图 94：美国煤层气与页岩气产量情况	89
图 95：美国煤层气产量及在天然气总产量中占比	89
表 1：我国“十二五、十三五”天然气发展目标	11
表 2：管道天然气定价部门	21
表 3：我国天然气门站价调整内容梳理	22
表 4：LNG 价格和采购比例对毛利率影响的敏感性分析	23
表 5：美国在建及已投产 LNG 项目	25
表 6：我国各类天然气探明储量情况	29
表 7：煤层气“十三五”规划中各类目标	32
表 8：中美页岩气地质构造的不同	34
表 9：我国煤层气及页岩气开发投入情况	35
表 10：我国天然气产量	35
表 11：我国 PNG 进口路线（截至 2017 年底）	37
表 12：中亚各国对我国的 PNG 进口量情况	38
表 13：我国目前投产在运 LNG 接收站梳理（截至 2017 年底）	39
表 14：2018 年计划投运 LNG 接收站	40
表 15：各国对我国的 LNG 进口量情况	41

表 16：2018 年城镇化一般生活天然气消费量测算	43
表 17：不同清洁供暖方式的适用范围	44
表 18：城镇燃气端新增天然气消费量预测	46
表 19：燃煤锅炉“煤改气”增量预测	47
表 20：我国天然气消费情况预测（保守）	48
表 21：中国主要天然气管道	51
表 22：我国针对天然气调峰保供相关的政策汇总	57
表 23：各省（区、市）天然气基准门站价格表（含 10% 增值税）	60
表 24：我国天然气门站价相关政策梳理	62
表 25：城市配气价格改革政策梳理	64
表 26：居民用气消费增量占收入比例的敏感性分析（%）	64
表 27：居民用气销售价格调整的敏感性分析	66
表 28：不同国家调峰方式及调峰比例表（2014 年）	67
表 29：不同类型的天然气储存方式比较	68
表 30：LNG 进口量及新增规模	69
表 31：欧洲各国的第三方准入制度	70
表 32：LNG 套利空间分析	72
表 33：LNG 储备调峰项目毛利的敏感性测算（亿元）	73
表 34：调峰储气设施新增空间	74
表 35：不同储气库/设施对比	75
表 36：四种常见的天然气地下储气库类型	76
表 37：中国已投运地下储气库及重要在建地下储气库情况	79
表 38：美国储气库储气费的费用组成及计算依据	81
表 39：地下储气库如采用政府定价模式，较难实现盈利	82
表 40：LNG 储罐分类（按容量）	83
表 41：中美页岩气开采情况举例对比	84
表 42：涪陵页岩气田大事记	85
表 43：中国各大区煤层气资源量	88
表 44：煤层气和页岩气的发展对比（2016 年）	88
表 45：新天然气主营业务盈利预测表	94
表 46：可比公司的 PE 比较	94

1、从国际能源形势看全球天然气供需

天然气是一种优质、高效、清洁的低碳能源，可与核能及可再生能源等其他低排放能源形成良性互补，是能源供应清洁化的最现实选择。目前，从国际天然气消费占一次能源比重来看，平均在 23% 左右，仅次于石油和煤炭。而从中国的能源结构上来看，“以煤为主、少油少气”且石化能源内部结构较为不合理，天然气消费与一次能源占比也远低于全球平均水平。

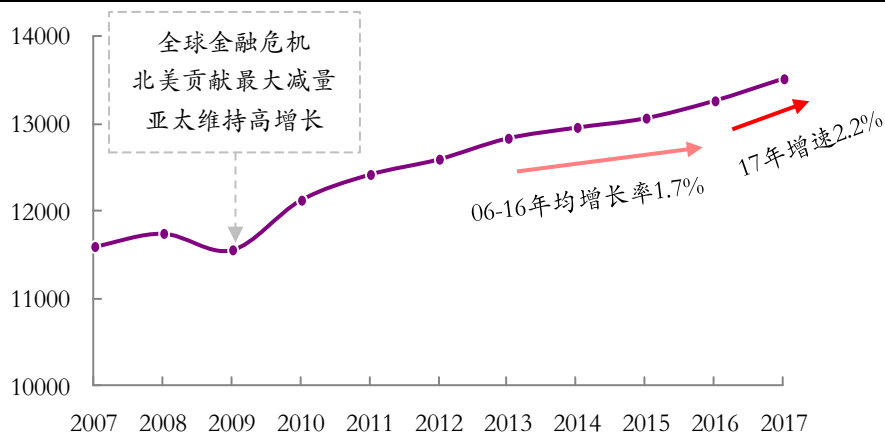
加快天然气产业发展，提高天然气在一次能源消费中的比重，是我国加快建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系的必由之路，也是化解环境约束、改善大气质量，实现绿色低碳发展的有效途径，同时对推动节能减排、稳增长、惠民生、促发展具有重要意义。在环保压力日益加重的今天，天然气消费量有望持续提升。同时，天然气虽尚未形成独立的国际市场，但作为未来世界能源消费的大宗商品之一，对于中国实现能源安全、促进能源结构转型以及实现人民币国际化，无疑是一个重要的载体。

1.1、全球经济回暖带动能源消费提升

2017 年，全球能源增速回暖，中国贡献近 35%。从 2008-2009 年的全球金融危机，到 2010-2012 年的欧洲主权债务危机，再到 2014-2016 年的全球商品价格调整，过去十年全球经济发展遭遇了一系列的负面影响。

全球能源消费市场也在经历了 2014-2016 年的降速后（2014、2015、2016 能源消费每年增速为 0.9%、1.0%、1.2%），在 2017 年伴随全球经济回暖有着显著的回升：一次能源消费量达 135.11 亿吨油当量，同比增长 2.2%，不仅超过过去 10 年年均增长率，也是 2013 年以来最高的增速；而在消费增量的 2.44 亿油当量中，有多达 0.85 亿吨油当量来自中国消费增长，占比高达 34.8%。

图 1：全球能源消费走势

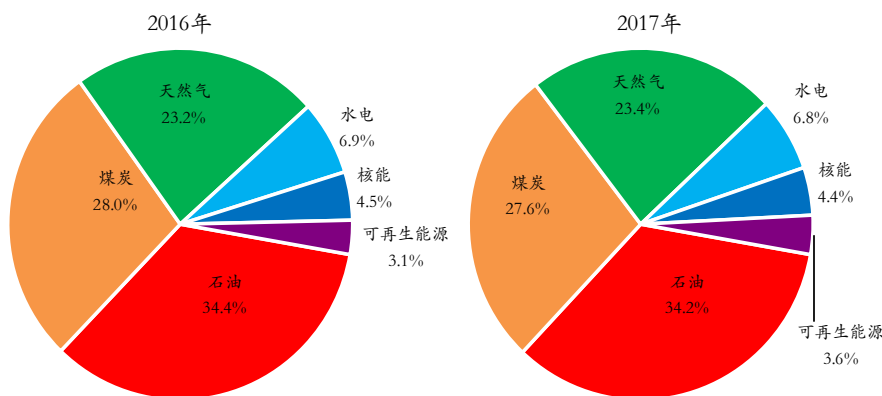


资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 单位：百万吨油当量

天然气、可再生能源为消费增长最大贡献。天然气和可再生能源在 2017 年贡献的消费增量分别为 0.83 和 0.7 亿吨油当量，占总增长的 32.9% 和 27.7%，

而其中的主要贡献同样来自于中国。2017 年中国天然气和可再生能源贡献消费增量分别为 0.27 和 0.25 亿吨油当量，不仅是中国能源消费增速贡献前二（占比分别为 31.8%和 29.4%），也是全球天然气和可再生能源消费的最大贡献国（占全球增量比重分别为 32.5%和 35.7%）。

图 2：全球能源消费中各一次能源占比

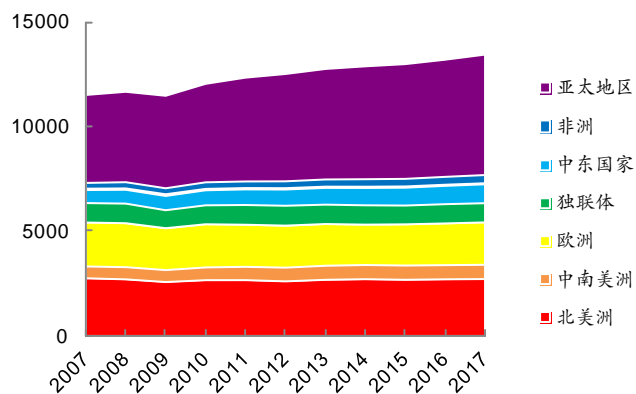


资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版

在 2007-2017 年间，引领能源消费增长的是发展中国家，尤其是亚太地区。经合组织和欧盟的能源消费在 2007-2017 年中均实现了负增长（年均增速分别为-0.14%和-0.70%），而非经合组织各国（以发展中国家居多）的能源消费由 2007 年 58.94 亿吨油当量增长至 2017 年的 79.06 亿吨油当量，年均增速达 2.71%，是能源消费增长的决定性因素。

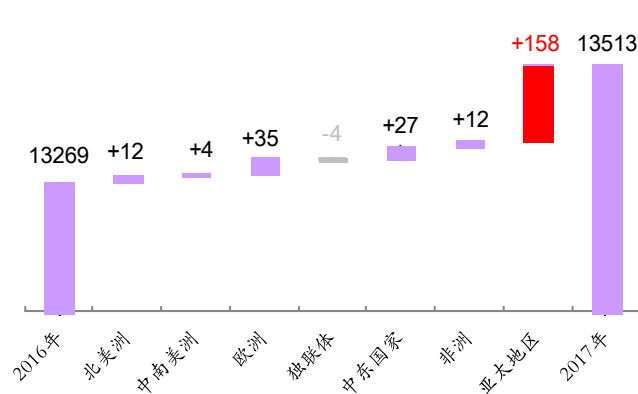
分地区分析，欧洲、独联体地区能源消费表现稳中有降，2007-2017 年中间实现负增长，能源消费全球占比逐步下降；北美洲受墨西哥发展影响，年均增速在 0.05%；中南美洲、中东、非洲以及亚太地区受益于经济发展和能源密集型行业的高速发展，带动能源消费持续走高，其中亚太地区的能源消费全球占比从 2007 年的 36%增长到 2017 年的 43%，占比已超过北美、欧洲和独联体之和。2017 年亚太地区贡献能源增量达 1.58 亿吨，占比过半。

图 3：各地区能源消费占比走势



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 单位：百万吨油当量

图 4：亚太地区 2017 年贡献消费增量达 1.58 亿油当量



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 单位：百万吨油当量

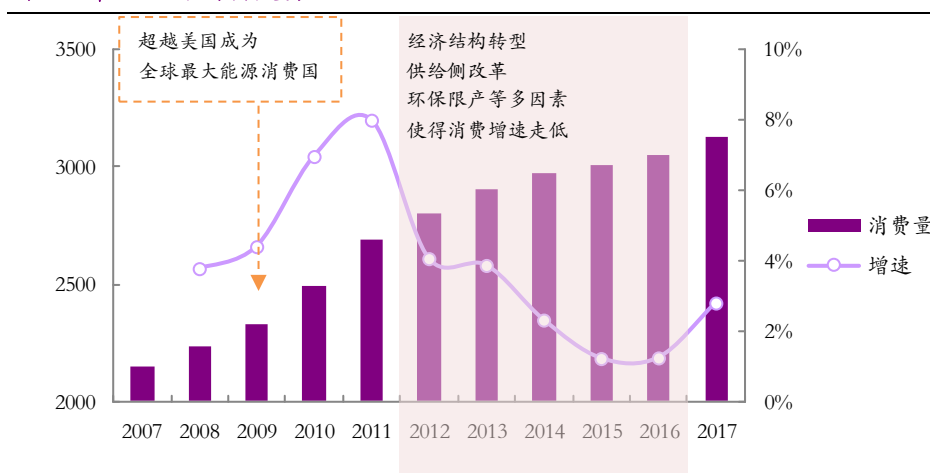
我国作为亚太地区，也是全球的最大能源消费国，能源消费发展在过去 11 年经历了 3 个阶段：

第一阶段（2007-2011 年）：受益于经济高速发展，以及经济增长重心持续放在石油化工、金属冶炼等高耗能能源密集型产业，我国能源消费在这段时期高速增长，增速稳步提高，2009 年的金融危机也未对我国能源消费造成太大影响，反而使我国一举超越美国成为全球最大的能源消费国；

第二阶段（2012-2016 年）：我国已逐步走向金融周期上升阶段的尾声，整体经济增长趋于平稳，GDP 增速破 8 并逐步放缓，叠加我国经济结构转型，经济增长的重心已逐步从能源密集型行业转移，叠加能效提升等因素使得能源消费增长迎来减缓，虽仍有所增长，但增速已逐步放缓至近十五年来的最低点；

第三阶段（2017 年-？）：能源结构转型将持续带给能源消费新的变化。随着经济增长进一步放缓，供给侧改革和环保限产等多方面因素仍持续影响中国能源消费市场，钢铁、水泥等能源密集型产业在 2017 年产出的回弹带来的 2017 年能源消费增速回升因素并不可持续，但是能源结构低碳转型将持续在中国发挥重要的影响，煤炭占比的逐步降低，以及天然气、可再生能源占比的逐步提升，转型后的能源消费值得期待。

图 5：中国能源消费走势



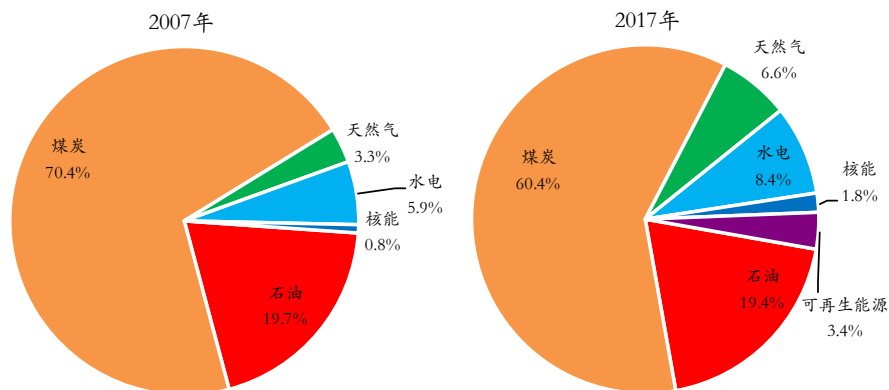
资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 单位：百万吨油当量

我国能源消费结构正逐步由煤炭为主向多元化转变，天然气消费比重持续提升。我国能源发展“十三五”规划中提出，我国天然气消费比重需从 2015 年的 5.9% 提升至 2020 年的 10%，煤炭消费比重需从 2015 年 64% 降低至 2020 年的 58%。

2017 年我国能源消费结构调整工作推进顺利，煤炭消费占比进一步下降至 60.4%（平均每年下降 1.8%），未来三年再完成 2.4% 的降幅（平均每年下降 0.8%）指日可待；天然气消费占比则从 2016 年的 5.9%（《中国天然气发展报告（2017）》中口径为 6.4%）增长至 2017 年的 6.6%，完成 2020 年的 10% 目标仍有较大压力；值得惊喜的是可再生能源的发展，2017 年贡

献增速位居我国第二，其增长点来自于光伏产业的超预期发展以及技术发展带来的弃风、弃光率持续降低。

图 6：我国能源消费中各一次能源占比



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2008&2018 版

天然气常规及保供基础设施建设水平持续提升。我国“十二五”期间累计建成干线管道 2.14 万公里；新增建成 LNG 接收站 9 座，新增 LNG 接收能力 2770 万吨/年；累计建成地下储气库 7 座，新增工作气量 37 亿立方米。

截至 2015 年底，全国干线管道总里程达到 6.4 万公里，一次输气能力约 2800 亿立方米/年，天然气主干管网已覆盖除西藏外全部省份，建成 LNG 接收站 12 座，LNG 接收能力达到 4380 万吨/年，储罐罐容 500 万立方米，建成地下储气库 18 座，工作气量 55 亿立方米。

全国城镇天然气管网里程达到 43 万公里，用气人口 3.3 亿人，天然气发电装机 5700 万千瓦，建成压缩天然气/液化天然气（CNG/LNG）加气站 6500 座，船用 LNG 加注站 13 座。

表 1：我国“十二五、十三五”天然气发展目标

指标	2010	2015	2020	“十二五”年均增速	“十三五”年均增速
累计探明储量(常规气,万亿立方米)	9.1	13	16	7.4%	4.3%
产量(亿立方米/年)	952	1350	2070	7.2%	8.9%
表观消费量(亿立方米/年)	1075	1931	-	12.4%	-
天然气占一次能源消费的比例(%)	4.4	5.9	8.3-10	6.0%	-
天然气进口量(亿立方米/年)	170	614	-	29.3%	-
气化人口数(亿人)	-	3.3	4.7	-	10.3%
管理里程(万公里)	4.26	6.4	10.4	8.5%	10.2%
管道一次运输能力(亿立方米)	960	2800	4000	23.9%	7.4%
LNG 接收能力(万吨/年)	1610	4380	-	22.2%	-
地下储气库工作气量(亿立方米)	18	55	148	25%	21.9%

资料来源：《天然气发展“十二五”规划》、《天然气发展“十三五”规划》

注：“十二五”、“十三五”期间指标略有差别

“十三五”期间，页岩气目标新增探明地质储量 1 万亿立方米，到 2020 年累计探明地质储量超过 1.5 万亿立方米；煤层气目标新增探明地质储量 4200 亿立方米，到 2020 年累计探明地质储量超过 1 万亿立方米；供应能力 2020 年国内天然气综合保供能力达到 3600 亿立方米以上。

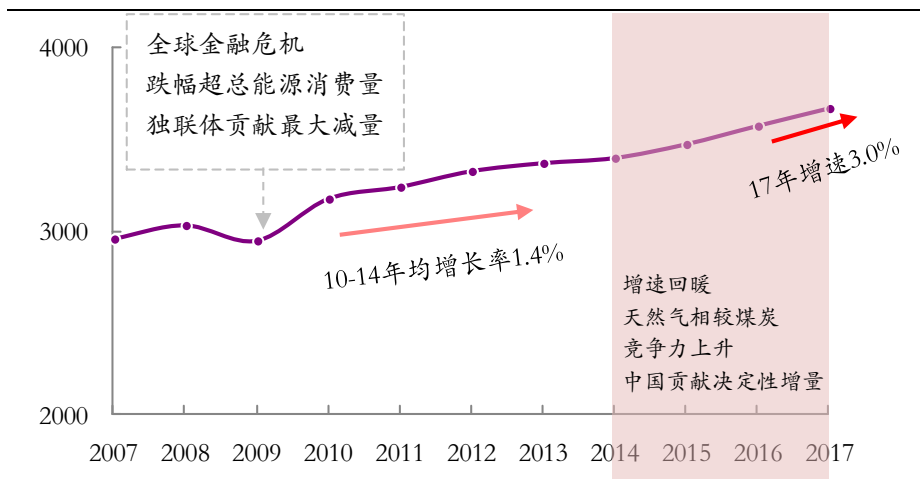
1.2、天然气不只是一种过渡性能源

天然气不只是过渡性能源，也是主力清洁能源。作为一次性化石能源，天然气无论在燃烧效率，还是燃烧污染物排放方面，都要优于煤炭、石油等其他化石能源，但是由于有可再生能源的存在，使得天然气的定位不甚明朗，在可再生能源是未来发展的必需能源时，有人认为天然气只是阶段性的过渡能源，随着可再生能源应用逐步成熟，天然气或将“食之无味、弃之可惜”。但是纵观全球的天然气产业发展以及各国对天然气产业的建设力度，都表明它将是未来的主力清洁能源。

需求侧：天然气消费量持续提升

近十年来，全球天然气消费增量居各项能源之首，增速仅次于可再生能源（因可再生能源基数相对较低）。全球天然气消费增量从 2007 年的 29580 亿立方米增长至 2017 年的 36704 亿立方米，年均增速达 2%，增量共 7124 亿立方米，占全球能源消费增量的 37%，是带动全球能源消费的决定性因素。

图 7：全球天然气消费量走势

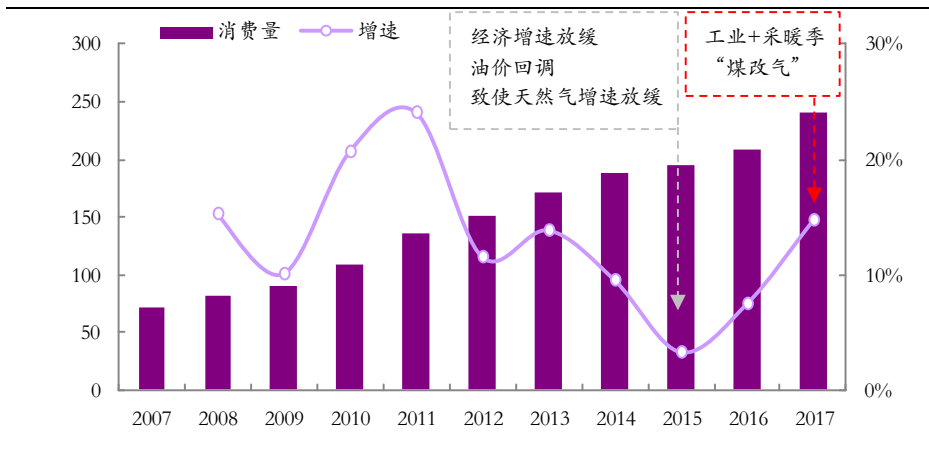


资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 单位：十亿立方米

我国天然气消费维持高增长，2017 年增速达 14.8%。我国的天然气消费从 2000 年开始加速增长，2000-2013 年年均增速达 15.6%，在全球天然气消费占比也从 2007 年的 2.4%（排名第九）增长到 2013 年的 5.1%（排名第三，仅次于美国和俄罗斯）。随着我国经济增速放缓、油价回调等多重因素，导致天然气增速在 2014-2016 年间有一定程度的放缓；但随着 2017 年工业制造业转好，叠加超预期的“煤改气”因素，使得我国天然气消费重回 10%

以上达 14.8%，使得我国成为 2017 年全球天然气消费增长的最大贡献国(贡献占比 32.5%)。

图 8：我国天然气消费量走势

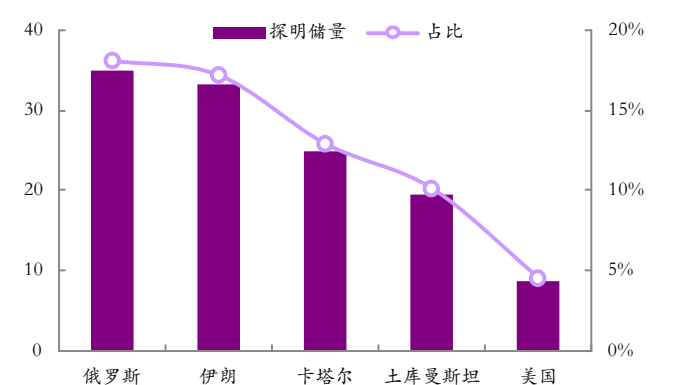


资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 左轴：十亿立方米

供给侧：世界天然气资源量充足

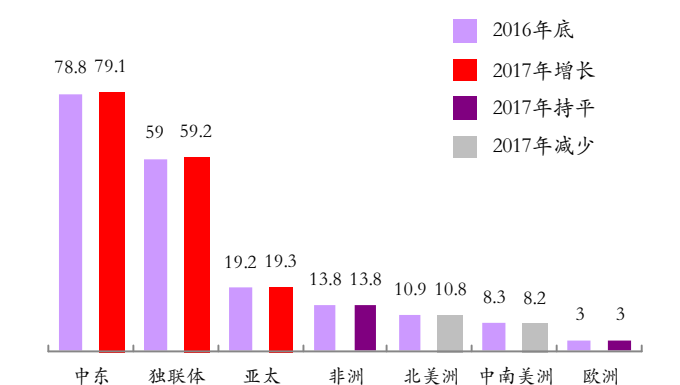
探明储量稳步增长，天然气供给未来无忧。全球天然气探明储量从 1997 年底的 128 万亿立方米增长到 2017 年底的 193.5 万亿立方米，储产比达 52.6。截止 2017 年底探明储量前五的国家分别为俄罗斯、伊朗、卡塔尔、土库曼斯坦和美国，前五的探明储量达 121.3 万亿立方米，占比超 60%。分地区来看，中东、独联体、亚太等探明储量居前三的地区 2017 年探明储量进一步增加，北美洲和中南美洲的探明储量则有小幅下降。

图 9：2017 年天然气探明储量 CR5



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 左轴：万亿立方米

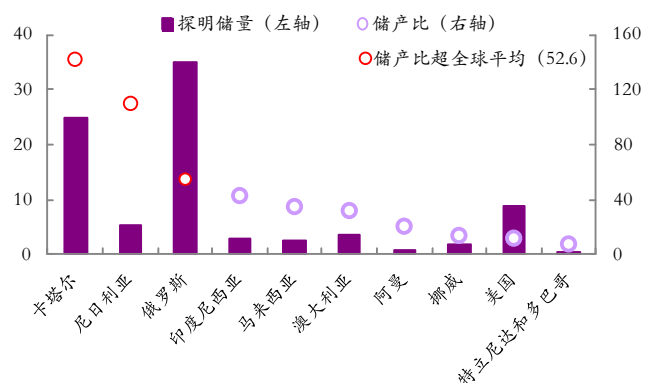
图 10：2017 年各地区探明储量情况



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 单位：万亿立方米

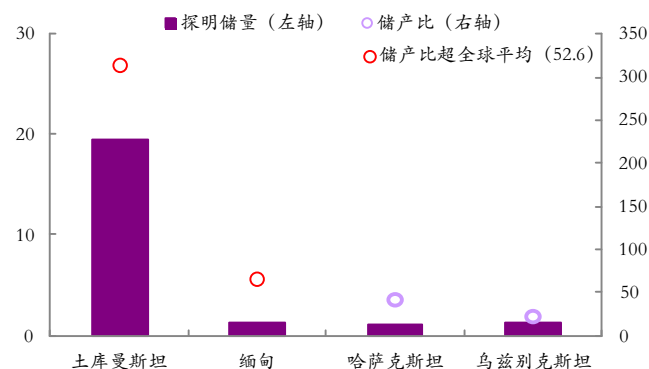
因此，全球天然气供需较为宽松。值得注意的是，我国进口管道气和天然气的重要贸易国家中，在 2017 年均均有较为乐观的储产比。单纯从供给量的角度来说，我国未来天然气的进口来源可以保证。

图 11：我国重要 LNG 进口国 2017 年探明储量



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 左轴：万亿立方米 右轴：年

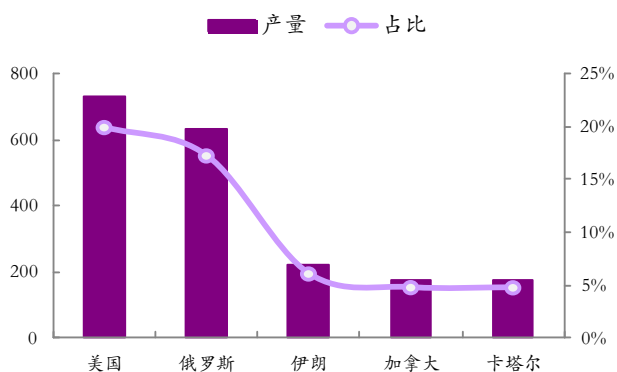
图 12：我国管道气进口国 2017 年探明储量



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 左轴：万亿立方米 右轴：年

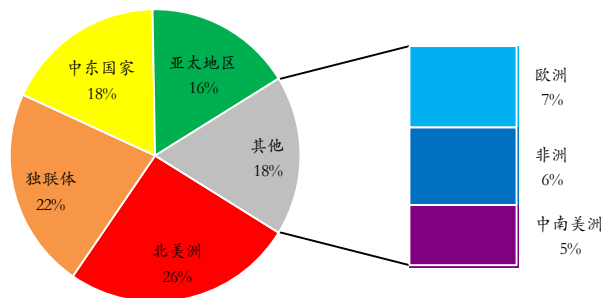
天然气产量稳步提升，CR5 占比小幅提升。2017 年全球天然气产量共 3.68 万亿立方米，前五大产量国分别为美国、俄罗斯、伊朗、加拿大和卡塔尔，CR5 占比为 52.3%，与 2007 年相比小幅扩大 0.9 个 pct（2007 年 CR5 分别为俄罗斯、美国、加拿大、伊朗、挪威，CR5 占比为 51.4%）。分地区来看，2017 年北美洲产量占比达 25.9%居全球第一，独联体和欧洲产量占比与 2007 年相比下滑明显，占比分别减少 4.3 pct 和 3.2 pct 至 22.2%和 6.6%。

图 13：2017 年天然气产量 CR5



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 左轴：十亿立方米

图 14：2017 年各地区天然气产量

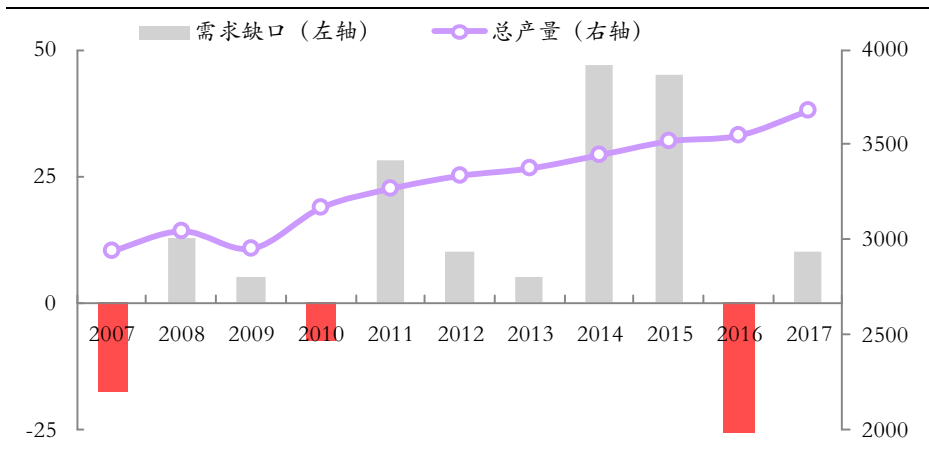


资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版

贸易：全球地区供需错位，国内不断加大进口力度

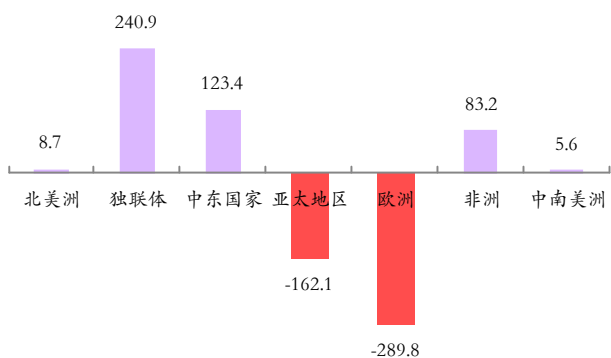
全球天然气供需基本平衡，地区供需错位带来天然气贸易流动变化。整体来看，近十年来天然气供需齐升，供需形势基本平稳，仅在 2007、2010、2016 等 3 年出现过供不应求的情况，其余年份产能均有一定过剩。真正带来天然气贸易流动变化的是地区供需错位。2017 年，仅在亚太地区和欧洲出现较大的天然气需求缺口，而当年的天然气进口量前二同样为上述两个地区。其原因比较复杂，与供给的地域性、当期需求量激增、保供措施不足或地缘政治因素有关。

图 15：全球天然气贸易供需情况



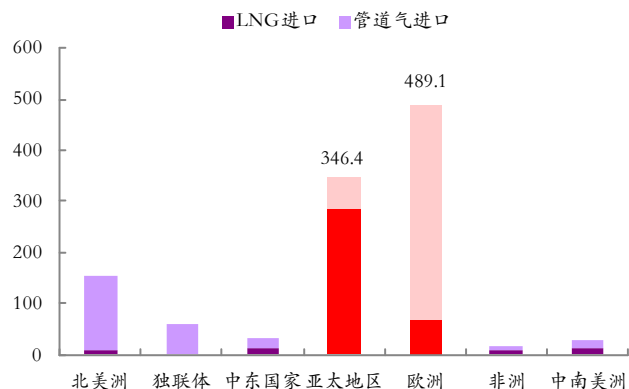
资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 单位：十亿立方米

图 16：2017 年全球各地区天然气供需情况



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 单位：十亿立方米

图 17：2017 年各地区天然气进口数量

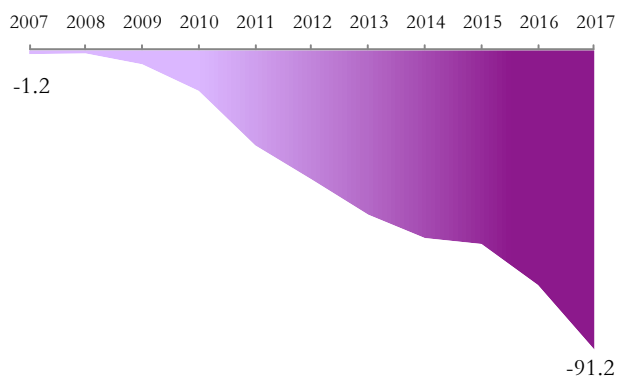


资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 单位：十亿立方米

我国的天然气进口增加同样源自供需不平衡。2007 年我国天然气供需缺口仅为 12 亿立方米，而 2017 年缺口已达 91.2 亿立方米，11 年内缺口扩大了 7.6 倍，在冬季时缺气效应体现的尤为明显。

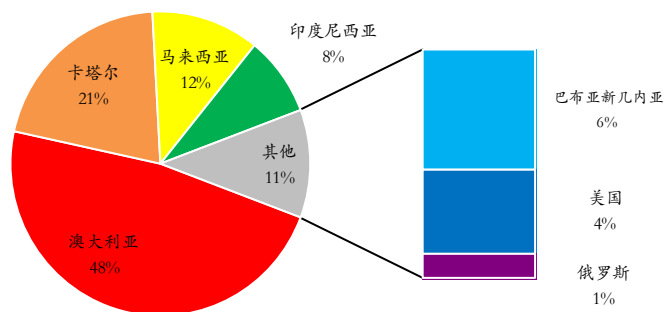
我国天然气进口随着供需缺口的扩大而高速增长，从 2007 年仅从阿曼、阿尔及利亚、尼日利亚、澳大利亚等四国进口共计 38.7 亿立方米 LNG，到 2017 年从 17 余国进口 526 亿立方米 LNG，以及从土库曼斯坦等四国进口 394 亿立方米管道气，2017 年中国也取代韩国，成为全球第二大的 LNG 进口国（第一为日本）。

图 18：我国天然气供需缺口持续扩大



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 单位：十亿立方米

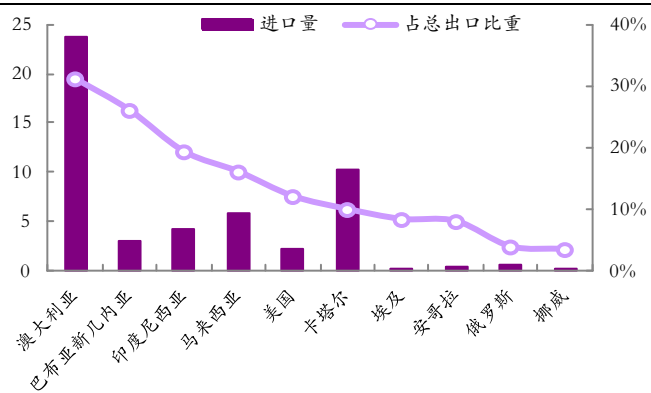
图 19：2017 年我国各贸易国 LNG 进口量占比



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版

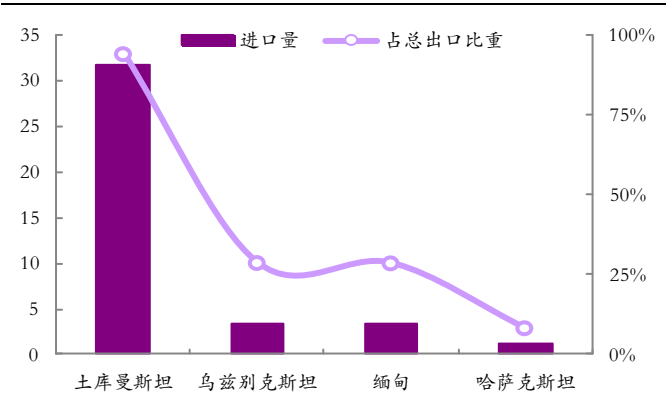
2017 年与中国有进口天然气贸易的国家中，有十个国家的 LNG 对中国出口量占其总出口的比重达到 3% 以上，其中我国最大 LNG 进口国澳大利亚的占比更是高达 31.2%，排名其 LNG 总出口国中的第二（第一为日本）。随着在澳大利亚已投产的 Wheatstone LNG 项目（雪佛龙）和计划于 2018 年内投产的 Ichthys LNG 项目（Inpex）和浮式 LNG 项目（壳牌）成为澳大利亚新的出口增量，我国 LNG 进口供给将得到有效保障。

图 20：2017 年我国各贸易国 LNG 进口情况



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 左轴：十亿立方米

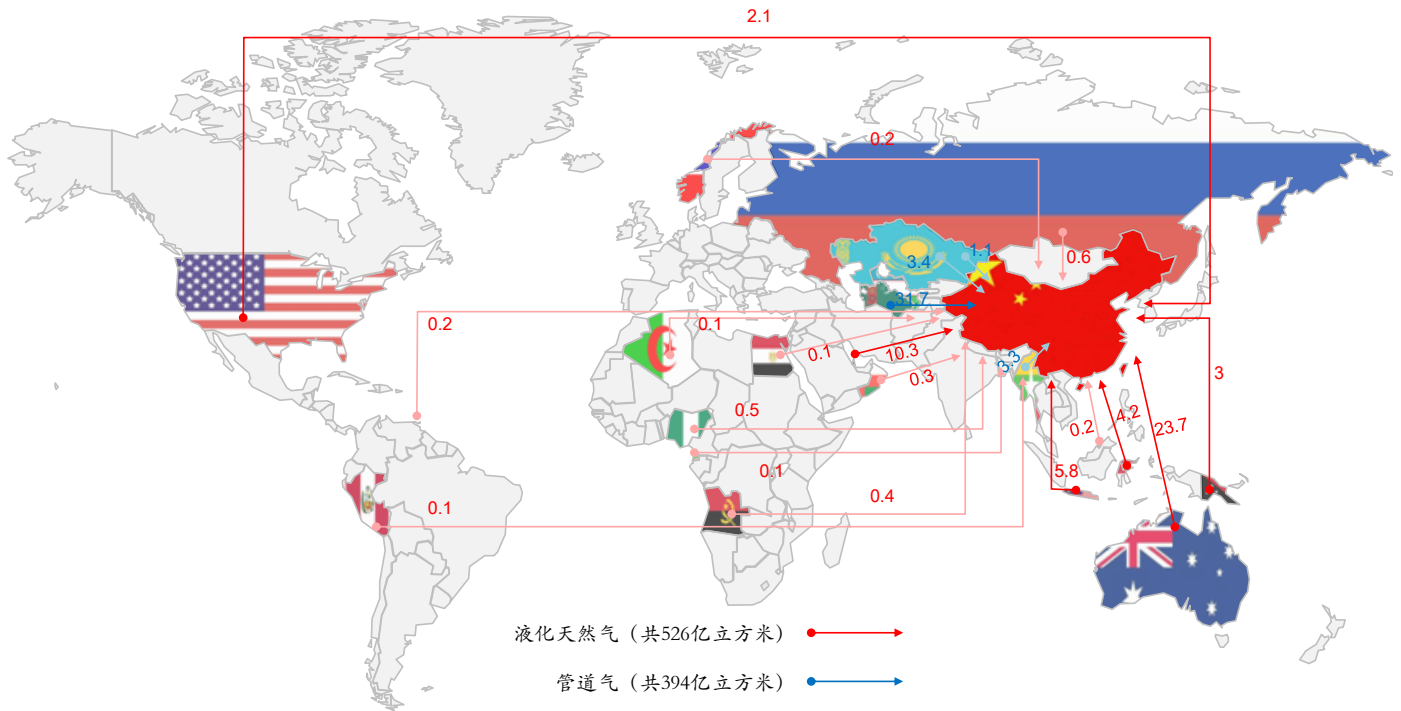
图 21：2017 年我国各贸易国管道气进口情况



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 左轴：十亿立方米

四个与我国有管道气贸易的国家中，土库曼斯坦的对中国出口量（317 亿立方米），占其总出口比重（94.4%），以及占我国总进口比重（80.5%）均远高于其他国家，是我国最为重要的管道气进口国。土库曼斯坦的进口气主要通过西气东输二线管道引入我国南方沿海地区。

图 22：一图看懂 2017 年中国进口天然气（液化天然气及管道气）情况



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》2018 版 单位：十亿立方米

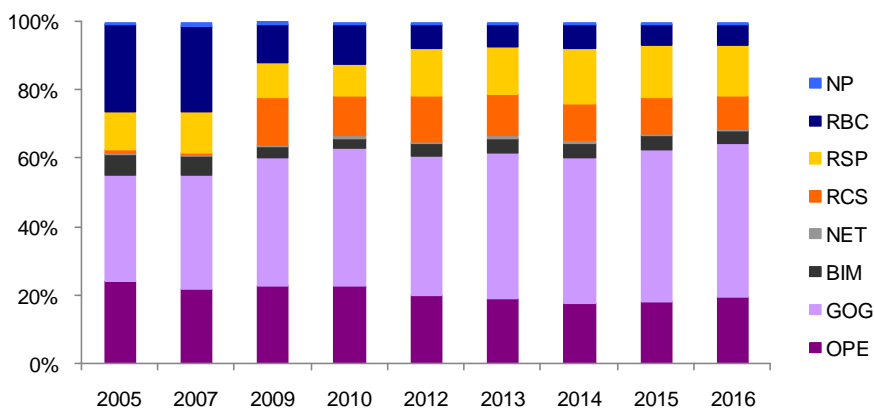
1.3、油价对我国天然气进口影响几何

1.3.1、油价与我国 PNG、LNG 进口价格均正相关

随着伊朗原油禁运逐步生效以及委内瑞拉国家治理的失败，预期到 2018 年年底，全球原油的剩余生产能力将回到历史的低点，原油价格新一轮周期将拉开新的序幕。详细可参见光大证券石油化工团队深度报告《沧桑百年，瞬间春秋——原油价格百年史》。

我们通过天然气价格形成机制定性探讨油价与气价的关系。根据国际煤气联盟（International Gas Union，以下简称“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。定价机制结构中，气对气竞争定价（GOG）占比最高，其次为油价联动（OPE）。

图 23：世界天然气消费的价格形成机制结构



资料来源：IGU（注：OPE—油价联动，GOG—气对气竞争定价，BIM—双边垄断定价，NET—终端产品净回值定价，RCS—服务成本定价，RSP—社会&政府监管定价，RBC—低于成本定价，NP—无价格）

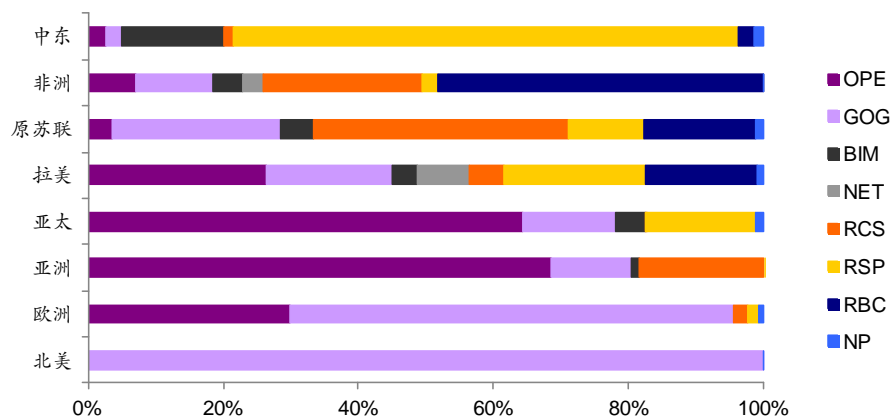
根据 IGU 对世界的区域划分，从 2016 年分地区的天然气消费定价机制结构来看：

(1) 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；

(2) 油价联动 (OPE) 占比其次 (20%)，主要位于亚太、亚洲和欧洲。

从定价机制来看，油价上涨主要影响了 OPE 机制地区（如亚太、亚洲等）的天然气价格，而对其他天然气价格形成机制的影响有限。

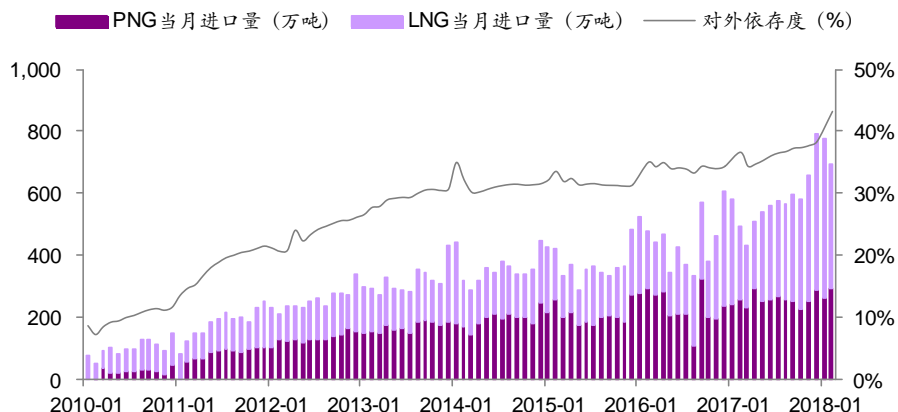
图 24：不同地区天然气消费的价格形成机制结构（2016 年）



资料来源：IGU（注：地区划分方法详见 IGU，《WHOLESALE GAS PRICE SURVEY》；定价机制缩写注释与图 23 相同）

PNG 进口量相对稳定，而 LNG 进口量随供需格局的波动更大。随着我国首座投产的 LNG 接收站 2006 年接收进口 LNG 和 2010 年中亚线接收进口 PNG，近年来天然气进口增长显著，天然气对外依存度持续攀升。截至 2017 年底，我国天然气的对外依存度达 38%。

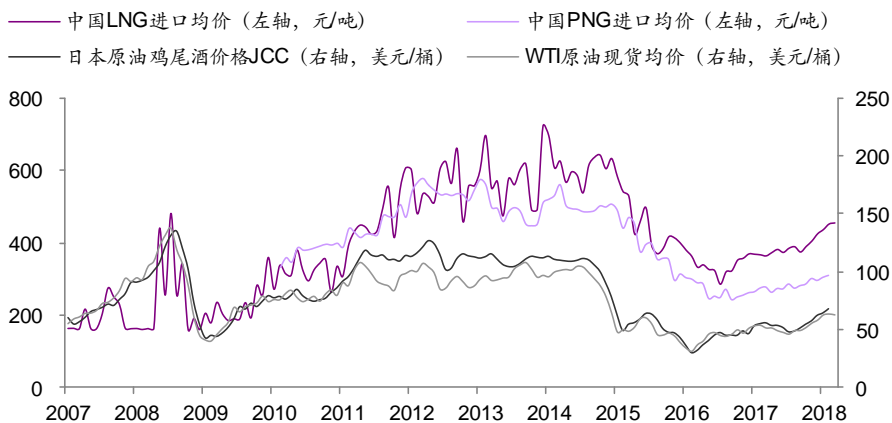
图 25: 天然气当月进口量情况



资料来源: Wind, 光大证券研究所整理

油价对 PNG、LNG 进口价格均存在正面影响，且油价与 PNG 进口价格的关联度高于 LNG 进口价格。我们将中国天然气进口价与油价进行了对比，进口 PNG 价格与 JCC、WTI 价格的相关系数分别为 0.87、0.80，进口 LNG 价格与 JCC、WTI 价格的相关系数分别为 0.51、0.36，通过相关性分析测得相应结果。

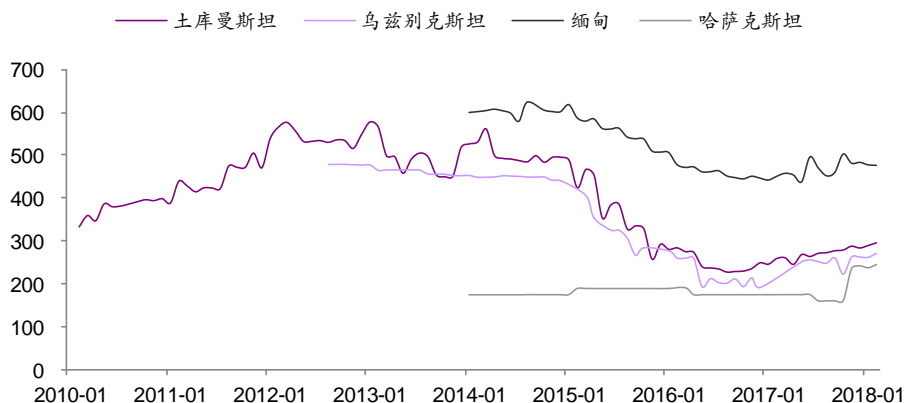
图 26: 中国天然气进口价与油价关系



资料来源: Wind, 光大证券研究所整理

PNG 和 LNG 与油价关联度的差异可通过进一步拆分进口天然气的结构解释。目前，投产在运的 PNG 进口路线为中亚 A/B/C 线和中缅线，进口 PNG 的集中度较高，主要进口国家为土库曼斯坦，来自土库曼斯坦的 PNG 进口价格与油价相关性较强；此外来自乌兹别克斯坦和缅甸的 PNG 进口价格同样与油价挂钩。

图 27：中国主要 PNG 进口国单月进口均价

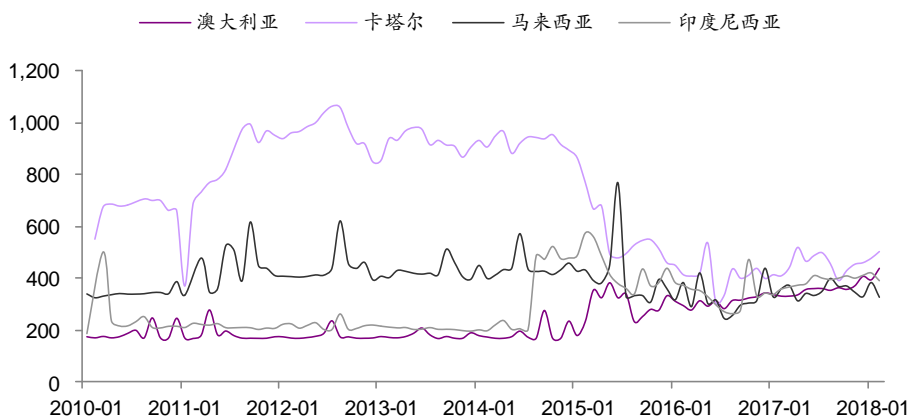


资料来源：Wind，光大证券研究所整理 单位：元/吨

与 PNG 进口的管道约束不同，LNG 进口更为灵活。中国 LNG 进口资源国趋向多元化，主要进口国为澳大利亚、卡塔尔、马来西亚和印度尼西亚。卡塔尔对中国 LNG 进口价与油价高度正相关，油价对于澳大利亚、印度尼西亚至中国的 LNG 进口价具有一定的正相关影响。

根据 GIIGNL 数据显示，2017 年我国 LNG 长协合同占比较高：2017 年达到 78.82%，达 3075 万吨；现货及短协占比 21.18%，达 826 万吨。考虑冬季旺季需求爆发因素，现货及短协增速增长较快达 55.55%，长协受长端消费增长影响更大，增速为 39.08%。

图 28：中国主要 LNG 进口国单月进口均价



资料来源：Wind，光大证券研究所整理 单位：元/吨

中国在亚洲天然气定价机制地位较为尴尬，未来需要形成区域性的定价机制。虽然国内成立了天然气交易中心，但价格仍然参照日本，经常“被溢价”（各国的计算价格以日本到岸价格作为参考，日本对能源依赖较高，导致亚洲天然气市场常是卖方市场，形成“亚洲溢价”）。中国缺乏与供应国的议价能力，尤其是在 LNG 领域。

一方面，中国天然气定价市场化程度较低，价格通常难以反映国内天然气实际供需情况，另一方面国内价格形成机制的问题导致无法适应国际定价的发展，导致中国难以建立起一个市场化的天然气交易中心。

综上所述，就中国而言，油价对 PNG、LNG 进口价格均存在正相关影响，且油价与 PNG 进口价格的关联度高于 LNG 进口价格，这主要是受各天然气进口资源国的定价机制和组成比例等因素影响。因此，我国急需形成区域性的天然定价机制，既可解决 LNG 进口“亚洲溢价”的问题，同时也有助于推动人民币的国际化。

1.3.2、国内天然气价格：PNG 受政府监管，LNG 受供需影响

国内天然气中管道天然气(PNG)占绝对主导，其价格形成机制为政府定价；LNG 通常作为 PNG 的补充，价格完全放开。PNG 各环节定价梳理详见表 2。

表 2：管道天然气定价部门

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； 自治区：自治区价格主管部门，或授权市、县人民政府； 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

我国现行的天然气价格体系中，门站价为天然气价格管理的标杆。尽管根据“发改价格〔2011〕3033 号”文件，中心市场（上海）的门站价格与进口燃料油、进口 LPG 呈线性关系，但受政府监管的影响，从近年来的调价情况来看，短周期（1-2 年）内门站价受油价的影响较小。

需要强调的是，门站价适用于国产陆上天然气、进口管道天然气。这意味着，尽管进口 PNG 价格与油价高度相关，但 PNG 价格变化并不直接影响 PNG 下游用户用气成本。

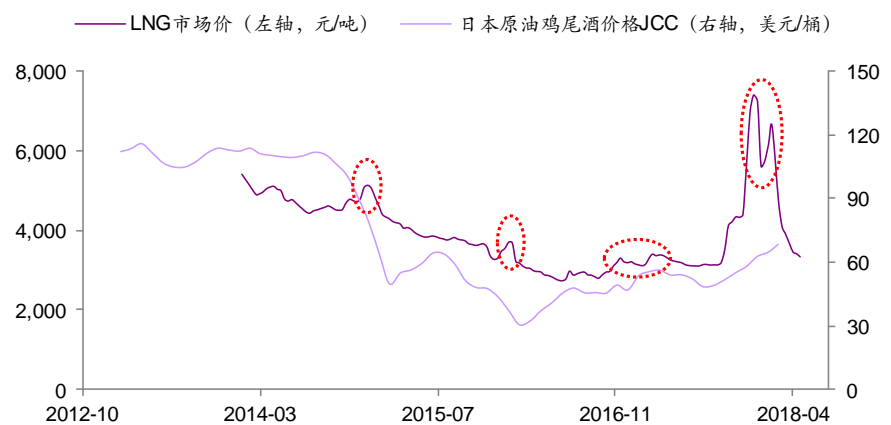
表 3：我国天然气门站价调整内容梳理

发布时间	政策名称	门站价调整内容
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)	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。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。居民用气价格不作调整。
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)	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。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)	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。居民用气门站价格暂不作调整。
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)	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。
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。居民用气门站价格总体不作调整。

资料来源：国家发改委，光大证券研究所整理

LNG 价格与油价存在一定关联性，但其直接驱动力主要为上下游供需关系。与 PNG 相比，LNG 脱离了管道的限制，储存运输相对灵活，因而可供天然气管网未覆盖的用户（如 LNG 点供），或在季节性用气高峰时作为下游用户的补充气源。LNG 价格随行就市，例如，北方采暖季期间的天然气供需失衡触发 LNG 价格上扬，最为突出的例子即 2017 年冬季“气荒”导致的 LNG 价格暴涨。

图 29：国内 LNG 市场价与油价走势



资料来源：Wind，光大证券研究所整理

注：红色椭圆标记了北方采暖季期间 LNG 价格

对于公用事业行业，燃气领域的 A 股上市公司多位于天然气产业链下游。为了研究天然气价格上涨对燃气公司的影响，我们构建了一个只经营配气业务的城市燃气样本公司模型。

样本公司模型的假设条件如下：年售气量 1 亿立方米，供销差率 4%，天然气平均销售单价 2.3 元/立方米（不含税），平均采购单价 1.7 元/立方米（不含税），采购气源全部为管道天然气。在上述假设条件下，可以算出样本公司的毛利为 0.35 亿元，毛利率 15.3%。

根据前文我们的分析，对城市燃气公司而言，天然气价格上涨的最集中体现为 LNG 采购价格上涨（因 PNG 价格受政府控制）。我们以样本公司的经营数据和财务数据为基数，对 LNG 价格及采购量占比对样本公司毛利率的影响，进行了敏感性分析。在 LNG 采购量占比为 5% 的条件下，当 LNG 价格分别为 2000、3000、5000、7000、9000 元/吨时，公司毛利率分别为 15.9%、14.2%、11.0%、7.7%、4.4%。由于相同条件下 LNG 价格天然高于 PNG 价格（考虑液化成本），LNG 价格上涨和采购量占比的增加将拖累公司盈利；当 LNG 价格达到 9000 元/吨，LNG 采购量占比为 7% 时，样本公司达到盈亏平衡点。

表 4：LNG 价格和采购比例对毛利率影响的敏感性分析

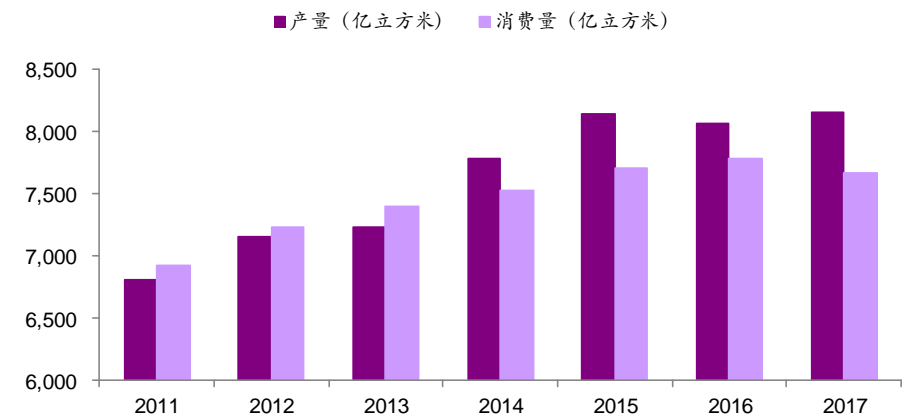
毛利率 (%)	LNG 价格 (元/吨)					
	LNG 采购量占比 (%)	2000	3000	5000	7000	9000
1%		15.4%	15.1%	14.4%	13.8%	13.1%
3%		15.6%	14.7%	12.7%	10.7%	8.8%
5%		15.9%	14.2%	11.0%	7.7%	4.4%
7%		16.1%	13.8%	9.2%	4.6%	0.0%
9%		16.3%	13.4%	7.5%	1.6%	-4.3%

资料来源：光大证券研究所测算

1.4、中美贸易摩擦打破“天造地设”

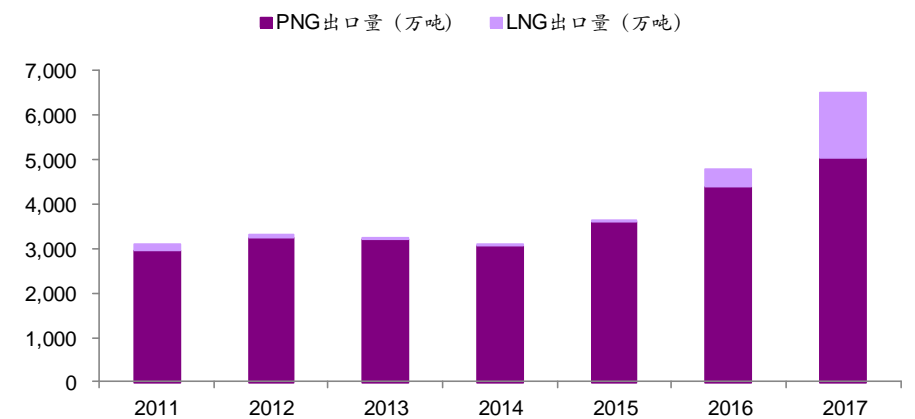
近年来随着页岩气技术的突破，美国天然气产量增长迅速并逐步超过消费量，美国发展为天然气净出口国。前期，美国的出口天然气以 PNG 为主，出口 PNG 销售给邻国加拿大和墨西哥。近年来，随着 Sabine Pass LNG 接收站投产运行和美国放开对非自由贸易协定国的天然气出口禁令，美国 LNG 出口量大幅增长，2016、2017 年 LNG 出口量增速分别为 558%、279%。

图 30: 美国天然气产量及消费量



资料来源: EIA, 光大证券研究所整理

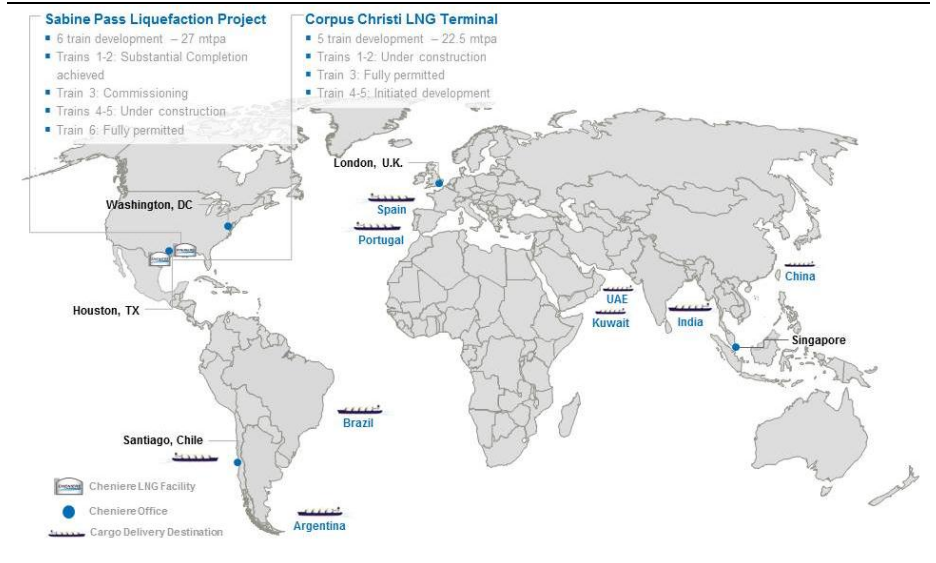
图 31: 美国天然气出口量



资料来源: EIA, 光大证券研究所整理

截至 2017 年底,美国投产运行的 LNG 接收站为位于路易斯安那州墨西哥湾岸区的 Sabine Pass LNG 接收站 (Kenai LNG 2016 年停止出口)。该接收站隶属于美国 Cheniere 公司,首条 LNG 生产线于 2016 年投入运营,同时 Cove Point 项目已投产。此外,美国在建 5 个 LNG 项目(其中),主要位于墨西哥湾区域。

图 32: 美国 Sabine Pass LNG 接收站



资料来源: Cheniere 公司官网

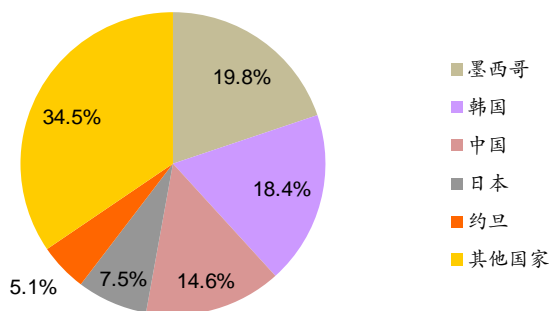
表 5: 美国在建及已投产 LNG 项目

LNG 项目名称	生产线	LNG 产能 (万吨/天)	(预计) 投产时间
Kenai LNG	Kenai LNG	130	已投产
Sabine Pass LNG	Sabine Pass LNG T1	450	已投产
Sabine Pass LNG	Sabine Pass LNG T2	450	已投产
Sabine Pass LNG	Sabine Pass LNG T3	450	已投产
Sabine Pass LNG	Sabine Pass LNG T4	450	已投产
Cove Point LNG	Cove Point LNG	525	已投产
Elba Island LNG	Elba Island LNG T1-T6	150	2018-09
Cameron LNG	Cameron LNG T1	400	2019-05
Corpus Christi LNG	Corpus Christi LNG T1	450	2019-05
Sabine Pass LNG	Sabine Pass LNG T5	450	2019-06
Cameron LNG	Cameron LNG T2	400	2019-07
Elba Island LNG	Elba Island LNG T7-T10	100	2019-07
Corpus Christi LNG	Corpus Christi LNG T2	450	2019-09
Freeport LNG	Freeport LNG T1	510	2019-09
Cameron LNG	Cameron LNG T3	400	2019-11
Freeport LNG	Freeport LNG T2	510	2020-01
Freeport LNG	Freeport LNG T3	510	2020-05
Corpus Christi LNG	Corpus Christi LNG T3	450	2021-12

资料来源: EIA 等, 光大证券研究所整理

中国自 2016 年起接收美国 LNG, 2017 年从美国进口 LNG 150 万吨, 2017 年 8 月至 2018 年 5 月已进口 290 万吨, 中美企业还有 LNG 长协合同。2017 年中国已成为美国的第三大 LNG 出口国, 对其 LNG 出口量占美国 LNG 总出口量的 14.6%。

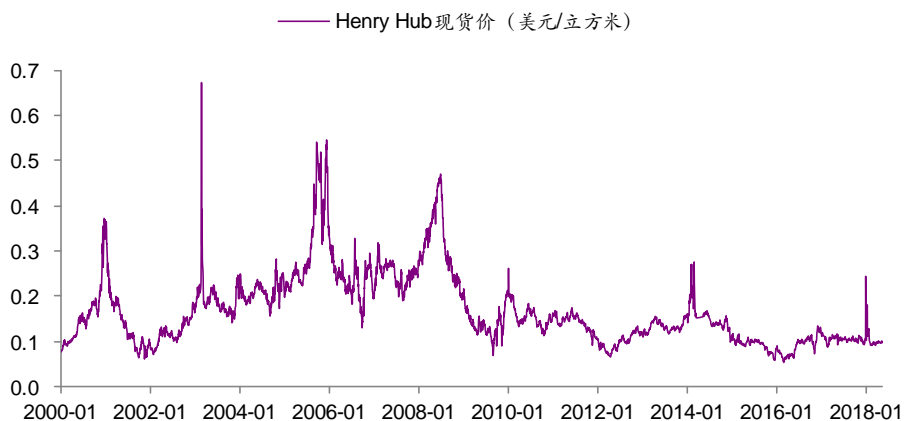
图 33: 美国 LNG 出口国结构 (2017 年)



资料来源: EIA, 光大证券研究所整理

美国 LNG 出口价通常与美国 Henry Hub 现货价挂钩。Henry Hub 的定价机制为气对气竞争定价, 受油价影响较小。由于美国国内天然气供给宽松、市场化程度高, 近年来美国 Henry Hub 现货价仅 0.1-0.2 美元/立方米。2016、2017 年美国出口中国的 LNG 均价分别为 4.16、4.32 美元/立方英尺 (折算约 0.15 美元/立方米), 低于同期美国 LNG 船运出口均价 (4.71、4.69 美元/立方英尺)。

图 34: Henry Hub 现货价



资料来源: Wind, 光大证券研究所整理

根据中石油的分析, 美国 LNG 定价公式为 $LNG=1.15 \times HHP+B+C$ 。其中 HHP 为当期 Henry Hub 价格; B 为固定价格加成 (一般 0.46 元/立方米); 而 C 则为运费和其他费用。

EIA 在 2018 年 5 月最新发布的短期能源展望中预计 2018、2019 年 Henry Hub 现货均价分别为 3.01、3.11 美元/百万英热单位 (按人民币对美元汇率 6.4 计算, 约 0.68、0.70 元/立方米)。由于美国投运的 LNG 出口终端均位于墨西哥湾附近, 从美国出口的 LNG 运输船需通过巴拿马运河抵达中国沿

海港口，运费约 0.2-0.3 元/立方米，其他费用约 0.5 元/立方米，运费和其他费用共计 0.7-0.8 元/立方米。

根据上述测算，来自美国的 LNG 进口价约 1.9-2.1 元/立方米。是否具有竞争力要看相对优势，首先，暂不考虑国际环境，与中国与俄罗斯签订的 380 亿方管道气相比，美国进口 LNG 还是具有一定优势的。此外，与国际油价挂钩的其他气源相比，美国气价在高油价背景下，由于 Herry Hub 价格相对油价的波动走势更为平稳，也具有一定优势。

中美贸易摩擦将对未来中国从美国天然气进口雪上加霜。一直以来，三大国有石油公司于签订新的 LNG 长约合同动力不足，十余家的“第二梯队”买家也处于观望态度。其实，虽然价格方面有所顾虑，但中美经济有很强的互补性，中美贸易有很大的潜力。中美 LNG 贸易合作始于 2016 年，有着良好的开始，作为 LNG 供应和需求增长最快的两个国家，在 LNG 合作空间应该是广阔的；2017 年 11 月特朗普访华期间，中美能源企业随即签约了能源合作项目；2018 年 2 月，Cheniere 公司宣布与中石油子公司——中国石油国际事业有限公司签订 2 项购销合同（SPA），后者 LNG 年采购量约 120 万吨，每项购销合同均将持续至 2043 年。

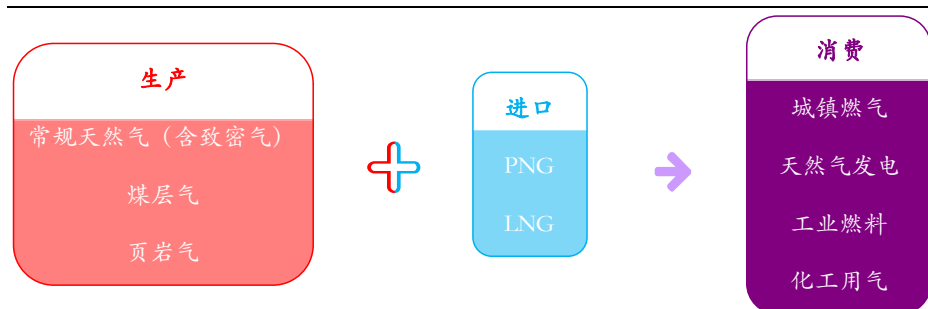
但好景不长，2018 年 6 月 15 日，美国政府宣布对 340 亿美元从中国进口的商品加征 25% 关税；次日，中国政府作出反击，对美国 340 亿美元商品（清单一）加征关税。7 月 10 日，美国进一步作出回应对原产于中国的 2000 亿美元商品加征 10% 的关税，8 月 2 日将税率提升至 25%；次日，中国政府做出反击，对美国 600 亿美元商品加征 5-25% 4 个等级的关税，其中液化天然气位于 25% 的列表之中。

中美贸易摩擦剑拔弩张，LNG 被列入 8 月 3 日公布的征税清单，何时实施还将根据未来形势而定，如果最终落实，虽然短期对我国 LNG 进口影响不会很大，但长期看无疑对我国从美国 LNG 进口以及我国天然气的保供产生一定负面影响。

2、紧平衡——我国天然气供需形势

我国天然气供需的具体形势到底如何？我国天然气对外依存度逐步扩大（2017年已达39%），在未来是否会进一步扩大？

图 35：我国天然气供需框架

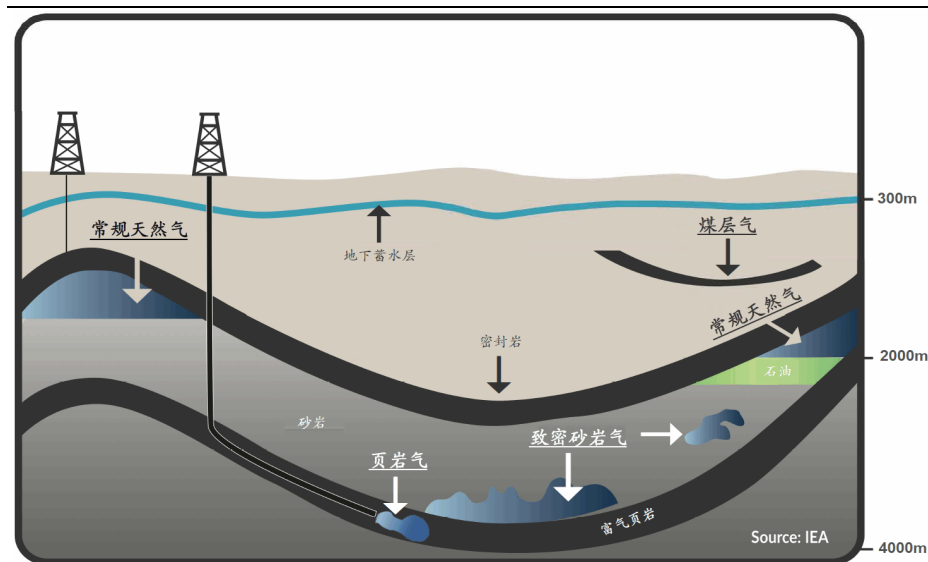


资料来源：光大证券研究所

2.1、国内开采：常规气为主非常规为辅

我国天然气的生产由三部分组成：常规天然气（含致密气）、煤层气以及页岩气，后两者统称为非常规天然气。当然还有分布于深海沉积物或陆域的永久冻土的可燃冰。

图 36：天然气地质分布情况



资料来源：IGU，IEA，光大证券研究所整理

提前规划，有序开采，勘查是前提。天然气作为一次化石能源，终归会有采完的一天，而勘查则是规划的先决条件，也是我国天然气生产的重要因素。《天然气发展“十三五”规划》对常规天然气和非常规天然气的累计探明储量均提出了明确要求，但是根据《中国天然气发展报告 2017》中的数据，我国截至 2016 年底，在常规天然气、页岩气、煤层气等三方面的累计探明

储量较“十三五”目标均有较大差距，各类天然气源的勘察开采投资较 2015 年也有不同程度的下滑；不过各类气源的储产比仍维持在较高水平，也为未来天然气产量的增加提供了保障。

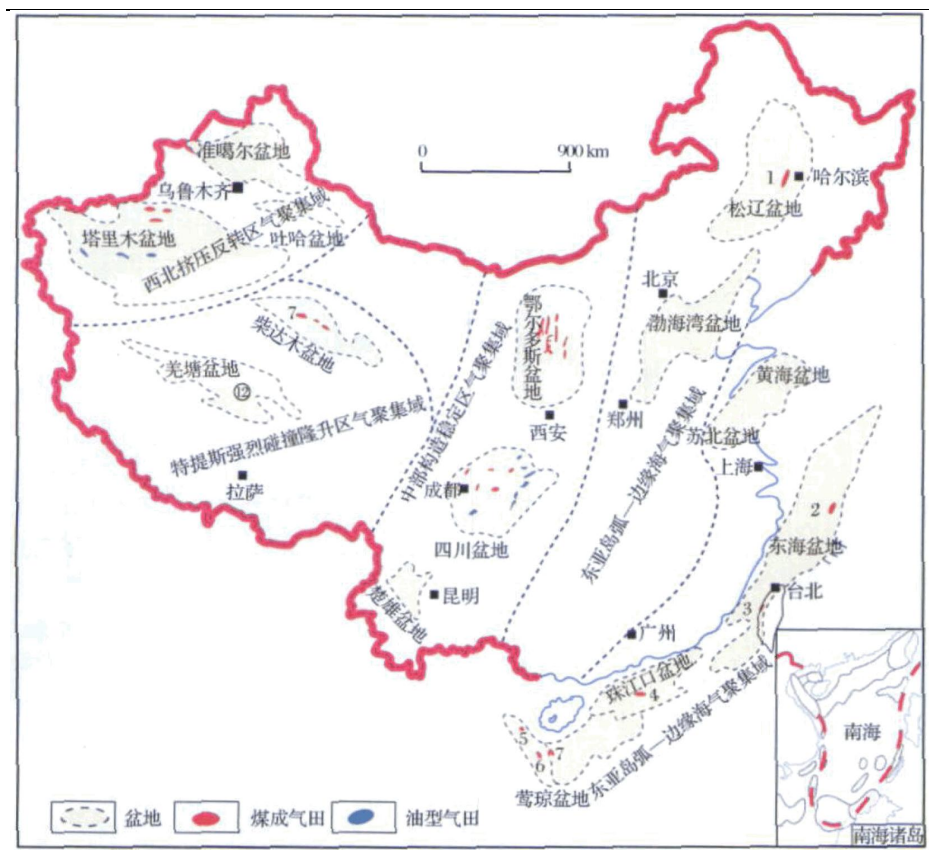
表 6：我国各类天然气探明储量情况

种类	探明储量目标 (2020 年)	累计探明储量 (2016 年)	探明率	资源量	累计产量	可采储量	2016 年产量	可采储量/年产量	暂不可采储量
常规天然气 (含致密气)	16	11.7	13.0%	90	1.4	5.2	0.1268	41.0	5.1
煤层气	1	0.69	2.3%	30.1	0.02	0.3	0.0079	42.3	0.3
页岩气	1.5	0.54	4.0%	13.6	0.01	0.1	0.0022	56.7	0.4

资料来源：《中国天然气发展报告 2017》 单位：万亿立方米

注：根据国土资源部《全球石油天然气资源勘查开采情况通报》数据，我国 2016、2017 年度累计探明常规天然气地质储量分别为 13.74、14.22 亿立方米，较《中国天然气发展报告 2017》数据有一定出入。

图 37：我国天然气气田分布图



资料来源：《中国东部天然气分布特征》（戴金星等）

我国天然气生产的发展可大致分为四个阶段：

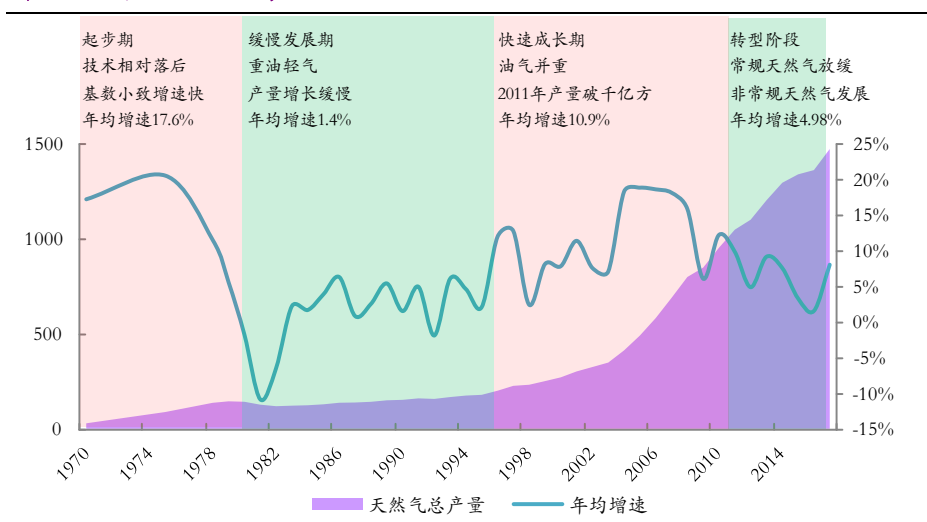
第一阶段（1949-1979 年）：技术落后，起步艰辛。1940 年起，我国天然气发展从四川发家，由于技术相对落后，花了近 30 年时间我国天然气产量最终于 1978 年突破 100 亿立方米。

第二阶段（1978-1995年）：找油为主，重油轻气。这个阶段我国的天然气呈现缓慢增长态势，主要精力均放在石油的勘探和开发中，天然气作为开发过程中的伴生气经常被放空点火烧掉，重视程度较低。

第三阶段（1996-2011年）：清洁能源，油气并重。随着国家先后在塔里木、莺歌海发现气田，我国东部经济发达地区需持续能源供给保持经济发展，西气东输项目正式启动，伴随大规模的气田勘察与开发，我国天然气产量于2011年正式破千亿立方米。

第四阶段：（2012-至今）：投入放缓，发展转型。随着我国经济结构转型，结合油价下跌等综合因素影响，我国在油气资源勘查开采的投资和实物工作量下降明显，2016年开采投资甚至不及2007年水平。同时结合能源结构转型等工作持续开展，我国也逐步加大对非常规天然气勘查开采、以及LNG进口、储气设施等方面的投入，天然气发展迎来转型。

图 38：我国天然气生产量



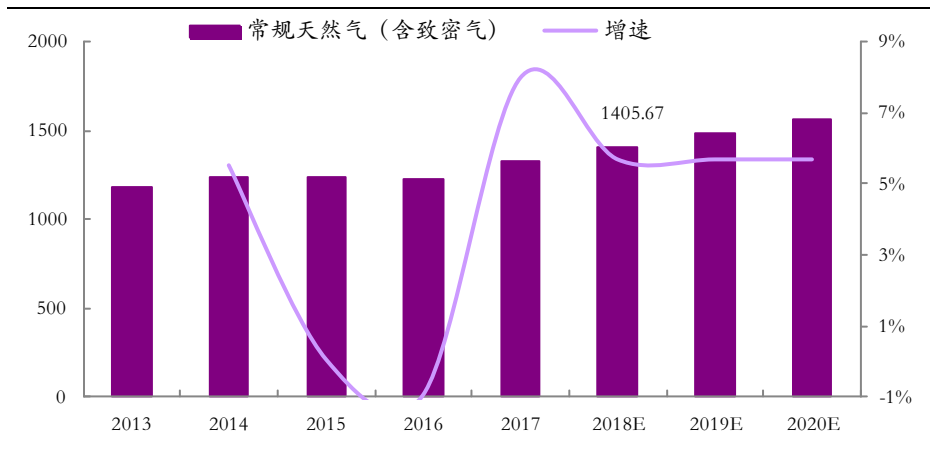
资料来源：Wind 左轴：亿立方米

2.1.1、常规天然气（含致密气）

我国常规天然气的生产在2011年产量破千亿方后，开发难度随着开采消耗而逐步增加，增速也有所放缓，2016年在油价持续低迷的情况下，生产量甚至呈现负增长态势。但在2017年，在“大气十条”收官之年的环保压力，以及“煤改气”工程的拉动之下，企业和居民天然气消费大幅走高，带动常规天然气产量强势反弹，2017年产量达1330亿立方米，同比增长7.98%，是近2013年以来的最大增幅。其中，中石油2017年国内天然气产量首次突破千亿大关达1033亿立方米，是中国天然气生产的最大贡献来源。

2017年的大幅反弹主要因环保压力和超预期煤改气所致，所以我们认为近8%的生产增速恐较难持续。根据《天然气发展“十三五”规划》中要求，我国2020年常规天然气生产需达到1570亿立方米，假设我国常规天然气生产可达上述目标，且未来三年保持平稳增长，则每年增速为5.68%，我们预计2018年我国常规天然气产量或达1406亿立方米。

图 39：常规天然气生产情况



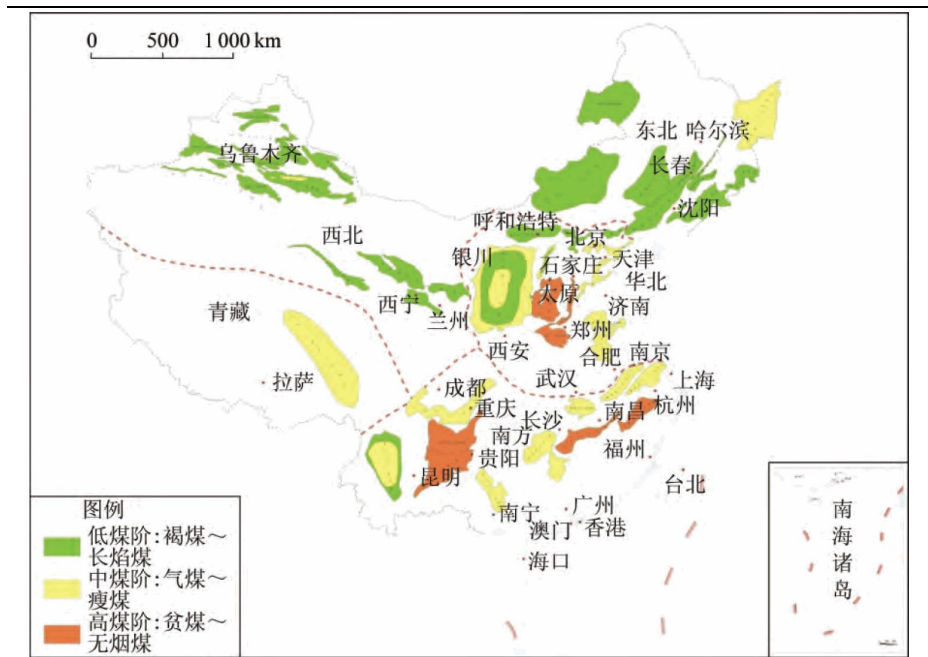
资料来源：全国石油天然气资源勘查开采情况通报，《天然气“十三五”规划》，光大证券研究所预测 左轴：亿立方米

2.1.2、非常规天然气

煤层气

2009年12月，时任全国人大常委会委员长张德江便在《求是》杂志发表署名文章，提倡大力推进煤层气抽采利用。文中提出了煤层气抽采利用的四大意义：**煤矿安全生产的治本之策、增加能源供给的有效措施、减少环境污染的重要举措、以及是一个新的经济增长点。**

图 40：我国煤层气资源分布图



资料来源：《中美煤层气资源分布特征和开发现状对比及启示》（李登华等）

我国早在 1990 年便开始了煤层气抽采和利用的试验研究。随着国家支持煤层气开发利用的政策陆续出台，我国煤层气产业蓬勃发展，到 2015 年已建成了沁水、鄂尔多斯、阳煤等 10 个煤层气产业示范工程项目基地，煤层气开发技术有了长足进步，利用模式也逐步向民用燃气、煤矿瓦斯发电等领域多元化发展。

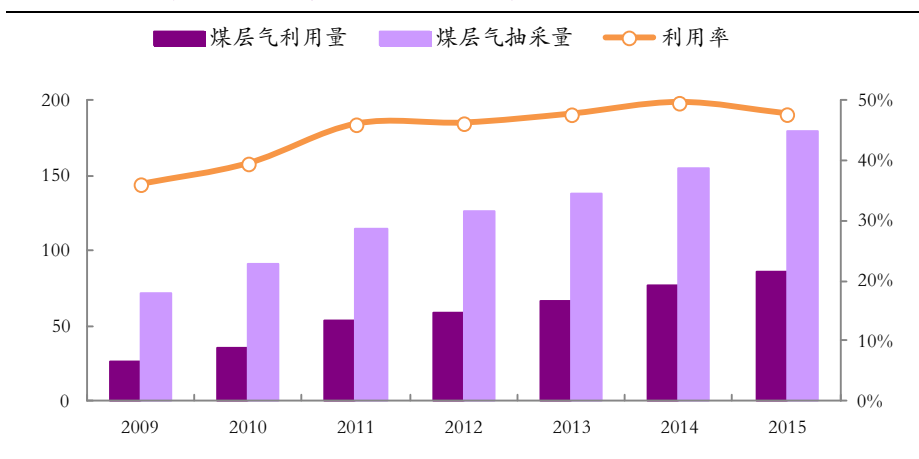
表 7：煤层气“十三五”规划中各类目标

发展指标	单位	2010	2015	2020
新增探明地质储量	亿立方米	1980	3504	4200
煤层气产量	亿立方米	15	44	100
煤层气利用量	亿立方米	12	38	90
煤层气利用率	%	80	86.4	90
煤矿瓦斯抽采量	亿立方米	76	136	140
煤矿瓦斯利用量	亿立方米	24	48	70
煤矿瓦斯利用率	%	31.6	35.3	50

资料来源：《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十三五”规划》

利用率低是煤层气发展最大制约因素。但是在发展过程中，除了针对性工艺（我国低压、低渗透、低饱和度特征明显）技术有待创新致使发展分化严重（沁水、鄂尔多斯盆地产量占全国的 90% 以上）、煤层气煤矿产权冲突影响大规模利用、政策扶持虽有但力度有限影响投资积极性之外，**制约我国煤层气发展的最大因素是利用率相对较低**。我国煤层气抽采量逐年递增，但煤层气利用量增长受技术限制始终落后于抽采量增长速度，致使利用率增长缓慢。2015 年我国煤层气地面利用率和井下利用率分别为 86.4% 和 35.3%，距《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十三五”规划》中的目标尚有一定差距。

图 41：我国煤层气利用率距规划目标尚有差距



资料来源：《中国煤层气开发利用现状及技术进展》（周加佳） 左轴：亿立方米

页岩气

页岩气是继煤层气、致密砂岩气后最重要的非常规天然气资源之一，具有开采寿命长、生产周期长、烃类运移距离较短及含气面积较大等特点。我国页岩气产业经过近十年的发展，已初步形成了四大特点：

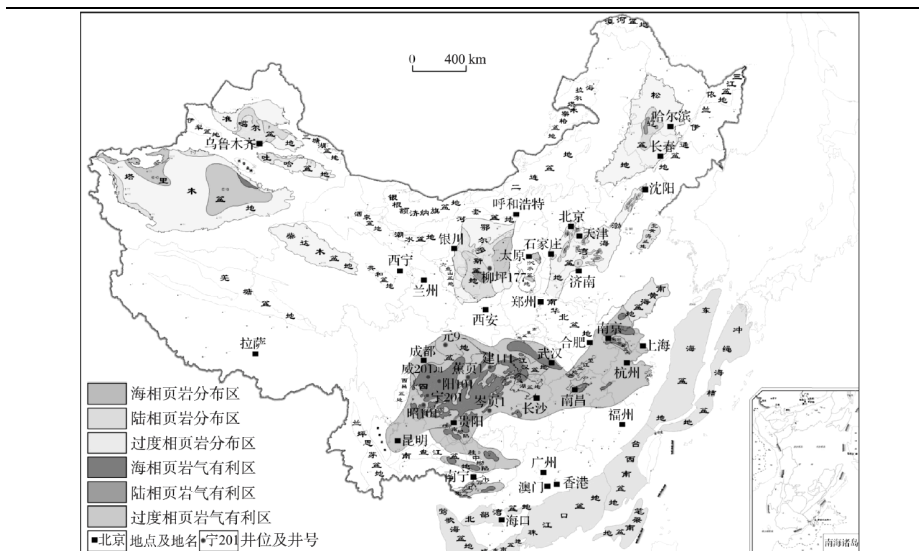
一是资源潜力巨大。EIA2015年的全球页岩气评估结果显示我国拥有全球最多的页岩气技术可采资源量，未来资源潜力无穷；

二是国产化程度高。我国目前在钻井、井下工具等常规领域的设备已初步实现国产化，在勘探开发新技术研发方面也处于世界领先水平；

三是配套管网齐备。我国的页岩气配套管网建设和综合利用项目均随着页岩气的勘探发展适时实施，初步实现了勘探开发、管网建设和综合利用的纵向一体化结合；

四是政策标准逐步完善。我国在国家和地方层面不断出台指导规划和政策指引，资源评价和勘察开发标准体系也在逐步完善。

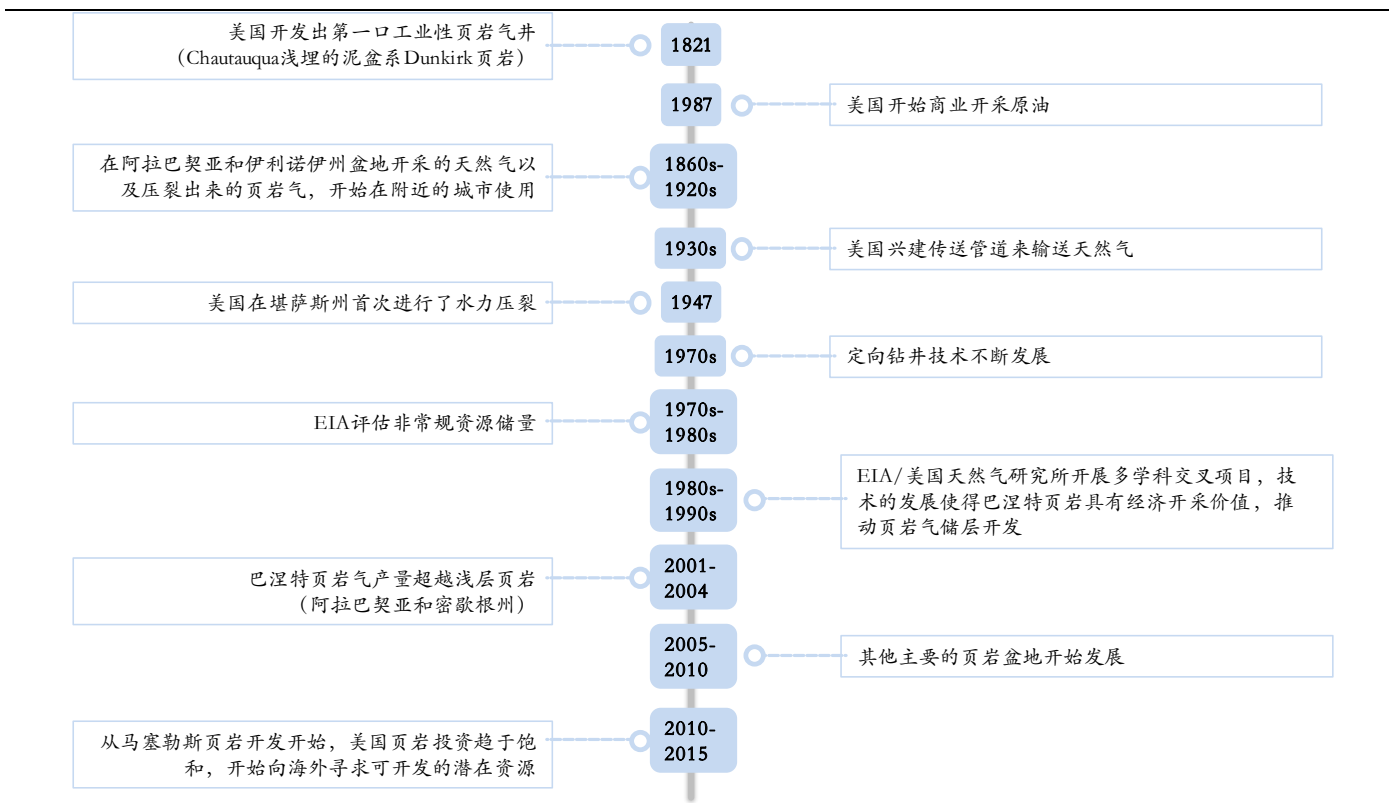
图 42：我国页岩气资源分布图



资料来源：《中国页岩气资源潜力、分布及特点》（程涌等）

对标美国，找不同，寻差距。提到页岩气发展，最为成功的案例便是美国。虽然我国与美国相比，在地质构造、投资主体、监管体系等方面均有诸多不同，但是不妨碍我国在技术创新和多元资本投入方面和美国进行进一步的交流和学习。

图 43：美国页岩气发展历程



资料来源：EIA，光大证券研究所整理

表 8：中美页岩气地质构造的不同

对比要素	美国	中国	我国地质构造的特点及开采的难点
底层分布	产自上古生界和中生界, 以海相地层为主	年代久远或较新的底层, 多为陆相或海陆交互	国内地质构造活跃, 页岩气聚集规律较为复杂; 国内分布密集区域水资源紧张, 开采过程具备技术难度
地势特点	分布于前陆盆地侏罗系, 密西西比系, 泥盆系等地区, 大面积平地	多分布于山地、丘陵	美国资源储层集中, 分布稳定; 国内页岩气资源分布较为离散且不均衡, 勘探开采难度较大
管网建设	天然气管总长 198 万公里 (2013 年)	天然气管网总场 4.8 万公里 (2013 年)	国内基础设施建设缺乏 (2013 年管网长度仅为美国的 2.4%), 网络密度低, 天然气不能就近接入管网

资料来源：《中国页岩气地质特殊性及其勘探对策》(聂海宽)，CIA World Fact Book，光大证券研究所整理

我国非常规天然气在近几年的发展是成功的，煤层气和页岩气产量分别从 2013 年的 29 和 2 亿立方米增长到 2017 年的 47 和 90 亿立方米，增速显著，开发投入和开发井数量在 2016 年低迷过后也重回增长轨道。根据《天然气发展“十三五”规划》中要求，我国 2020 年煤层气和页岩气的产量分别需达到 100 和 300 亿立方米，根据目前发展情况，我们认为页岩气有望完成“十三五”目标。煤层气方面，若按照《天然气发展“十三五”规划》的要求，煤层气产量在 2020 年达到 100 亿立方米，则未来三年煤层气的产量增速需保持在 29%，但是煤层气产量存在扶持力度有限、产权问题、以及利用率不足等多方面因素，增速恐较难维持在高位。我们预计煤层气产量未来增速或将保持在 10% 左右，而页岩气产量未来三年将稳步增长至 2020 年的 300 亿

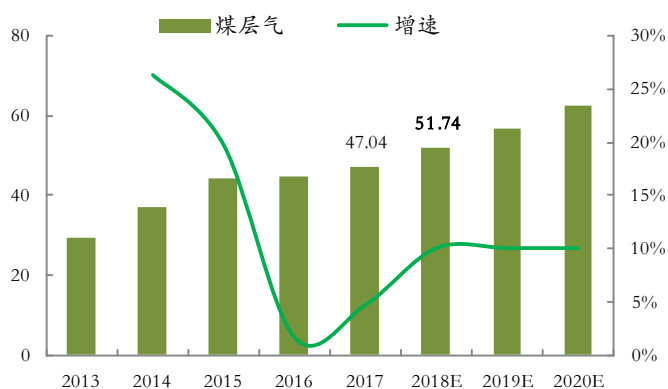
立方米。我们预计 2018 年煤层气和页岩气的产量分别为 57 和 134 亿立方米。

表 9：我国煤层气及页岩气开发投入情况

	2015	2016	2017
页岩气			
开发投入 (亿元)	134.77	87.9	92.5
完钻探井 (口)	108	50	34
完钻开发井 (口)	187	92	106
煤层气			
开采投入 (亿元)	25.61	15.91	24.19
钻井 (口)	274	184	629

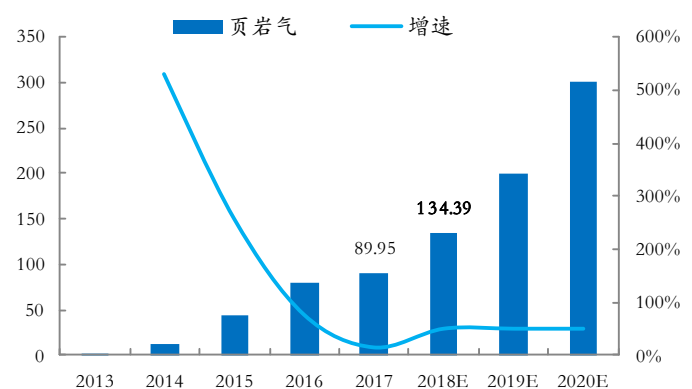
资料来源：全国石油天然气资源勘查开采情况通报

图 44：煤层气产量恐较难完成“十三五”目标



资料来源：全国石油天然气资源勘查开采情况通报，《天然气“十三五”规划》，光大证券研究所预测 左轴：亿立方米

图 45：页岩气产量有望完成“十三五”目标



资料来源：全国石油天然气资源勘查开采情况通报，《天然气“十三五”规划》，光大证券研究所预测 左轴：亿立方米

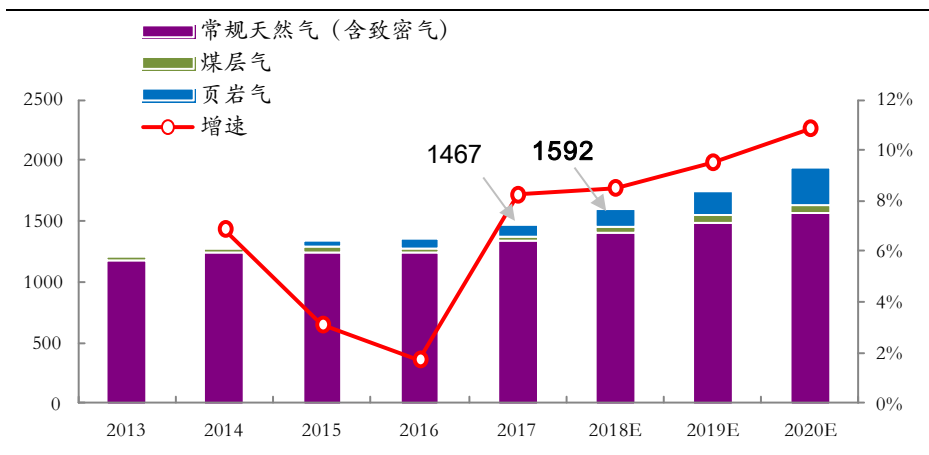
综上所述，我们预计 2018 年我国天然气产量将达 1592 亿立方米（常规天然气 1406 亿立方米，煤层气 52 亿立方米，页岩气 134 亿立方米），同比增长仍将维持在 8.5% 的高位。

表 10：我国天然气产量

项目	2016	2017	2018E	2019E	2020E
总产量	1355.49	1467.06	1591.80	1743.27	1932.61
YOY	1.7%	8.2%	8.5%	9.5%	10.9%
常规天然气	1231.72	1330.07	1405.67	1485.56	1570.00
YOY	-1.0%	8.0%	5.7%	5.7%	5.7%
煤层气	44.95	47.04	51.74	56.92	62.61
YOY	1.6%	4.6%	10.0%	10.0%	10.0%
页岩气	78.82	89.95	134.39	200.79	300.00
YOY	76.3%	14.1%	49.4%	49.4%	49.4%

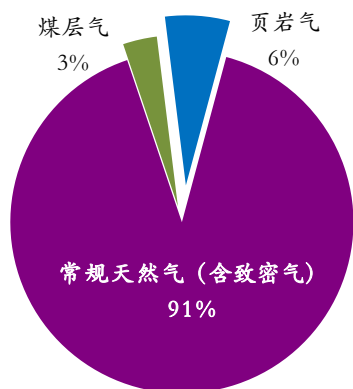
资料来源：全国石油天然气资源勘查开采情况通报，《天然气“十三五”规划》，光大证券研究所预测 单位：亿立方米

图 46：我国天然气产量走势及预测



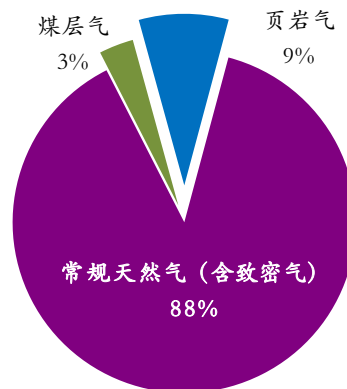
资料来源：全国石油天然气资源勘查开采情况通报，光大证券研究所预测
左轴：亿立方米

图 47：2017 年天然气产量来源构成



资料来源：全国石油天然气资源勘查开采情况通报

图 48：2018 年天然气产量来源构成预测



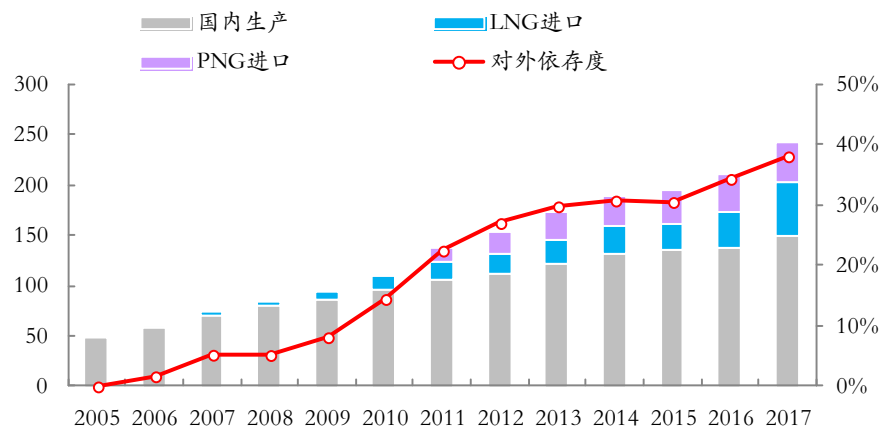
资料来源：光大证券研究所

2.2、国际进口：PNG 与 LNG 结合

2.2.1、地位日益突出，对外依存度逐步增长

近年来，我国天然气供给主要由国产气组成，国内天然气主要由中石油、中石化、中海油等三家公司生产。我国自 2006 年起进口液化天然气 (LNG)，2010 年起进口管道天然气 (PNG)。近年来随着我国天然气行业的发展和天然气需求的提升，进口天然气在天然气供给中的比重逐步增长，在保障供应方面作用渐显。2017 年，我国天然气供给体系中，进口 LNG 和进口 PNG 的占比分别为 21.8% 和 16.3%，天然气对外依存度达 38.2%。

图 49：中国天然气供给结构



资料来源：Wind，《BP 世界能源统计年鉴》，光大证券研究所整理 左轴：十亿立方米

2.2.2、PNG

PNG 进口方面，截至 2017 年底，我国在运管道线主要包括中亚 A、B、C 线及中缅管线，设计供气能力约 670 亿立方米/年。根据 2017 年 PNG 进口量测算，2017 年度管道负荷率约 59%。预计随着 2020 年左右中俄东线和中亚 D 线的投产运营，进口 PNG 供气能力有望提升 680 亿立方米/年（增长 101%）；但受进口管道供气能力限制，2018、2019 年 PNG 进口量的增长有限。

表 11：我国 PNG 进口路线（截至 2017 年底）

管道线	资源地	管道长度 (km)	设计供气能力 (亿立方米/年)	(预计) 建成时间
中亚 A 线	土库曼斯坦, 乌兹别克斯坦等	1833	150	2009
中亚 B 线	土库曼斯坦, 乌兹别克斯坦等	1833	150	2010
中亚 C 线	土库曼斯坦, 乌兹别克斯坦等	1830	250	2014
中亚 D 线	土库曼斯坦	1000	300	2020E
中缅线	缅甸	2520	120	2013
中俄东线	俄罗斯	3968	380	2020E

资料来源：中国石油官网，光大证券研究所整理

进一步从各进口国分析，土库曼斯坦作为我国最重要的 PNG 进口国，从 2010 年起进口量逐年稳步增长，虽然 2018 年年初出现了“限气”事件，但我们认为这并不会改变土库曼斯坦和我国良好的贸易关系，我们预计 2018 年从土库曼斯坦进口的 PNG 数量仍将维持 7% 的增速，总量达到 341 亿立方米；哈萨克斯坦自与我国合作以来，每年的进口量一直维持在 4 亿立方米左右，2017 年 10 月，哈萨克斯坦正式履行之前与我国新签订的一份年进口量高达 50 亿立方米的合同（资料来源：中国石油新闻中心），2017 年哈萨克斯坦对我国进口量大幅提升至 11 亿立方米。保守估计，2018 年哈萨克斯坦对我国进口仍有望维持在 11 亿立方米的水平；乌兹别克斯坦和缅甸作为我国进口 PNG 的重要贸易伙伴，各自因为本国的天然气紧缺问题，在 2017 年的进

口量均有不同程度的下滑，我们认为 2018 年两国对我国的进口有望重新回到 2016 年的水平，分别达到 43 和 39 亿立方米。

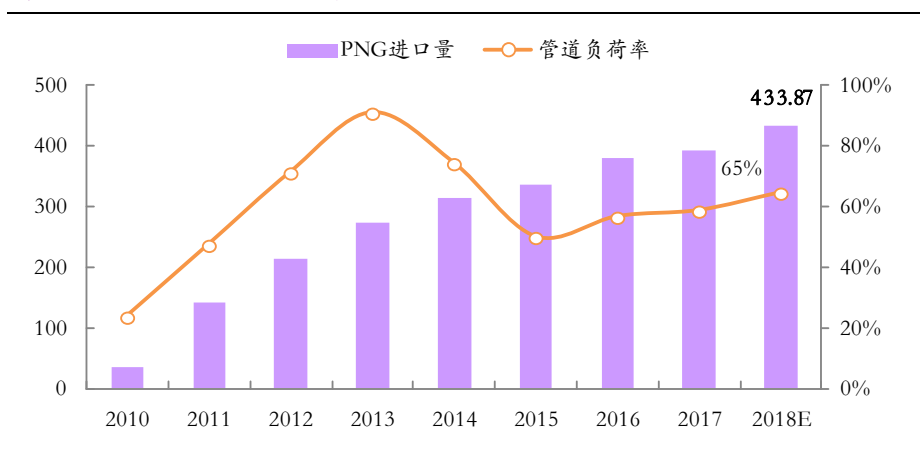
表 12：中亚各国对我国的 PNG 进口量情况

年份	土库曼斯坦	乌兹别克斯坦	哈萨克斯坦	缅甸	合计
2014	255	24	4	30	313
2015	277	15	4	39	335
2016	294	43	4	39	380
2017	317	34	11	33	395
2018E	341	43	11	39	434

资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》，光大证券研究所预测 单位：亿立方米

综上所述，我们预计我国 2018 年的 PNG 进口增长有望回暖，总进口量达 433.87 亿立方米，同比增长 10%，管道负荷率有望回到 65% 的水平。

图 50：我国 PNG 进口量情况



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》，光大证券研究所预测 左轴：亿立方米

2.2.3、LNG

LNG 进口方面，截至 2017 年底，我国在运 17 座 LNG 接收站，均位于沿海地区，总装卸周转能力 5860 万吨/年。根据 EIA 的统计，LNG 接收站的年均利用率 2013-2016 年为 50%，而根据我们的测算，2013-2016 年 LNG 接收站的平均利用率分别为 61%、56%、46%、46%，基本和 EIA 的统计吻合。2017 年我国共进口 LNG 526.34 亿立方米，同比大幅增长 53%，为近 5 年以来的新高，接收站年均利用率也从 46% 增长至 66%。

值得注意的是，我国的 LNG 接收站大多位于南方沿海地区（广东及周边），其主要的原因是广东及周边地区的地理位置所限。广东距离我国的各 PNG 进口国的距离均在 5000 公里以上，如果采用管输进口的方式，管道的固定资产投资和成本相对过高，采取海运 LNG 的形式更加经济。

图 51: 我国 LNG 接收站布局 (截至 2017 年底)



资料来源: EIA

表 13: 我国目前投产在运 LNG 接收站梳理 (截至 2017 年底)

序号	接收站名称	地区	现有规模 (万吨/年)	投产时间 (年)	业主
南方沿海地区					
1	大鹏 LNG 接收站	广东深圳	670 (1 期: 370、2 期: 300)	1 期: 2006、 2 期: 2015	中海油
2	珠海 LNG 接收站	广东珠海	350	2013	中海油
3	迭福 LNG 接收站	广东深圳	400	2016	中海油
4	粤东 LNG 接收站	广东揭阳	200	2017	中海油
5	东莞九丰 LNG 接收站	广东东莞	100	2012	九丰
6	莆田 LNG 接收站	福建莆田	260	2009	中海油
7	北海 LNG 接收站	广西北海	300	2016	中石化
8	海南洋浦 LNG 接收站	海南儋州	300	2014	中海油
长三角地区					
1	上海洋山 LNG 接收站	上海市	300	2009	中能 (中海油)
2	五号沟 LNG 接收站	上海市	200 (1 期: 50、2 期: 150)	1 期: 2008、 2 期: 2017	中能
3	宁波 LNG 接收站	浙江宁波	300	2012	中海油
4	广汇启东 LNG 分销转运站	江苏启东	60	2017	广汇
5	如东 LNG 接收站	江苏南通	650 (1 期: 350、2 期: 300)	1 期: 2011、 2 期: 2016	中石油
环渤海地区					
1	天津 LNG 接收站 (原浮式)	天津市	220	2013	中海油
2	唐山 LNG 接收站	河北唐山	650 (1 期: 350、2 期: 300)	1 期: 2013、 2 期: 2016	中石油
3	大连 LNG 接收站	辽宁大连	600 (1 期: 300、2 期: 300)	1 期: 2011、 2 期: 2015	中石油
4	青岛 LNG 接收站	山东青岛	300	2014	中石化

资料来源: 中海油、中石油等公司官网, 光大证券研究所整理

2018年4月，国家发改委发布《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》，提出“鼓励多元主体参与，在沿海地区优先扩大已建LNG接收站储转能力，适度超前新建LNG接收站”。

随着深圳迭福、天津南港和浙江舟山等一批扩建、新建LNG接收站的投产运行，进口LNG接收能力将进一步增长，从而支撑LNG进口量的高增速。我们预计我国2018年将新投运新建及扩建项目共6个，新增规模达1255万吨/年，总规模至7115万吨/年。

表 14：2018 年计划投运 LNG 接收站

序号	接收站名称	地区	规模 (万吨/年)	业主
1	天津 LNG 接收站 (已投运)	天津市	300	中石化
2	深圳燃气 LNG 接收站	深圳	80	深圳燃气
3	舟山 LNG 接收站	浙江舟山	300	新奥集团
4	深圳迭福 LNG 接收站 (已投运)	深圳迭福	400	中海油
5	防城港 LNG 接收站	广西防城港	60	中海油
6	启东 LNG 接收站二期	江苏启东	115	广汇能源

资料来源：中海油、中石油等公司官网，光大证券研究所整理

进一步从主要各进口国分析，2017年对我国进口LNG总量超过10亿立方米的国家共有6个，分别是澳大利亚、卡塔尔、马来西亚、印度尼西亚、巴布亚新几内亚以及美国，**6国LNG进口量占我国总进口量的93%**，近三年以来超过10亿立方米的进口国的进口占比均超过90%，基本可以决定我国LNG进口量的增长幅度。

澳大利亚在2014年超越卡塔尔成为我国第一LNG进口国之后，LNG进口量高速增长，年均增速近50%。2018年随着Wheatstone LNG项目（雪佛龙）等项目在澳大利亚投产，我们认为2018年澳大利亚对我国进口增速仍有望维持在50%以上的高位；**卡塔尔**在日本因核能重启而减少天然气用量后，重新加大了对我国的出口，2017年出口LNG总量达到100亿立方米。受美国和澳大利亚天然气产量大幅增长的影响，卡塔尔决定重启全球最大油田的开发，同时也在积极与中国沟通希望可以签订新的LNG进口合同，我们预计2018年卡塔尔对我国进口LNG有望维持在50%的高位；**印度尼西亚、马来西亚、巴布亚新几内亚**等三国近年来对我国出口LNG较为稳定，我们预计2018年将基本维持在现有水平。

美国自2016年开启对我国的LNG进口以来，2017年进口我国的LNG总量同比增长600%。美国本有望在2018年进一步扩大对我国的LNG进口，上半年的LNG进口数据也充分表现了这一可能，但是中美贸易摩擦以及对**天然气加征关税的公告或将彻底关上美国对我国进口LNG的大门**。保守估计，我们预计2018年美国对我国的进口LNG总量将和去年持平。

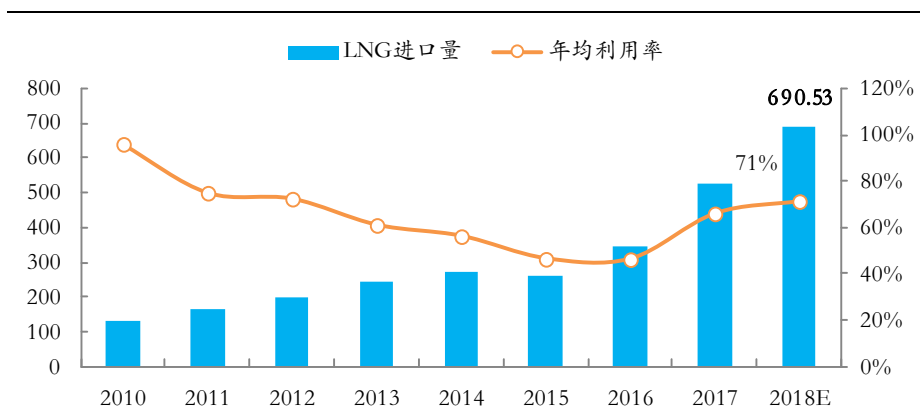
表 15: 各国对我国的 LNG 进口量情况

年份	澳大利亚	卡塔尔	印度尼西亚	马来西亚	巴布亚新几内亚	美国	6 国合计
2014	52	92	35	41	4		224
2015	72	65	39	44	21		241
2016	157	65	37	34	29	3	325
2017	237	103	42	58	30	21	491
2018E	356	155	40	55	30	21?	656

资料来源:《BP 世界能源统计年鉴》, 光大证券研究所预测 单位: 亿立方米

综上所述, 我们预计我国 2018 年的 LNG 进口增速将稍有回落, 总进口量最高可达 690.53 亿立方米, 同比增长 31%, 年均利用率有望达到 70% 的水平。

图 52: 我国 LNG 进口量情况



资料来源:《BP 世界能源统计年鉴》, 光大证券研究所预测 左轴: 亿立方米

综上所述, 我们预计我国 2018 年天然气进口总量将达 1124 亿立方米 (其中 PNG、LNG 进口量分别为 434、691 亿立方米), 同比增速仍将维持在 20% 以上的高位达 22%。

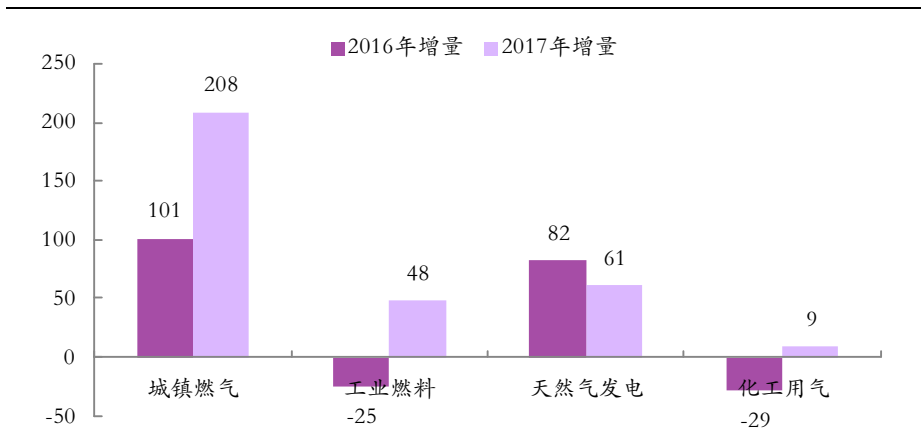
2.3、从三个端口看国内天然气需求

天然气的应用领域主要包括城镇燃气、天然气发电、工业用气 (含工业燃料和化工用气), 其中城镇燃气和工业用气对天然气消费的贡献较大。国家发改委等多部委在《加快推进天然气利用的意见》(发改能源〔2017〕1217 号) 中提出, 将“北方地区冬季清洁取暖、工业和民用煤改气、天然气调峰发电、天然气分布式、天然气车船作为重点”。下文将从城镇燃气、天然气发电和工业用气领域对需求增量进行测算。

国家发展改革委的数据显示, 2017 年我国天然气消费量 2373 亿立方米, 同比增长 15.3%。与 2016 年同比增速 (6.68%) 相比有了显著提高 (注: 根据《BP 世界能源统计年鉴》2018 版中数据, 我国 2016、2017 年天然气消费量分别为 2094 和 2404 亿立方米, 同比增速分别为 7.6% 和 14.8%, 略有不同但发展趋势一致)。2017 年天然气消费的主要增量来自煤改气工程的大力实施以及燃气电厂的全面投运, 因此, 城镇燃气和天然气发电等两个领域的天然气消费维持了较高增速; 2016 年受工业领域盈利水平相对不高及

产能过剩影响，工业用气持续低迷，而工业用气端的工业燃料和化工用气受工业煤改气影响，2017 年增速转负为正实现增长。

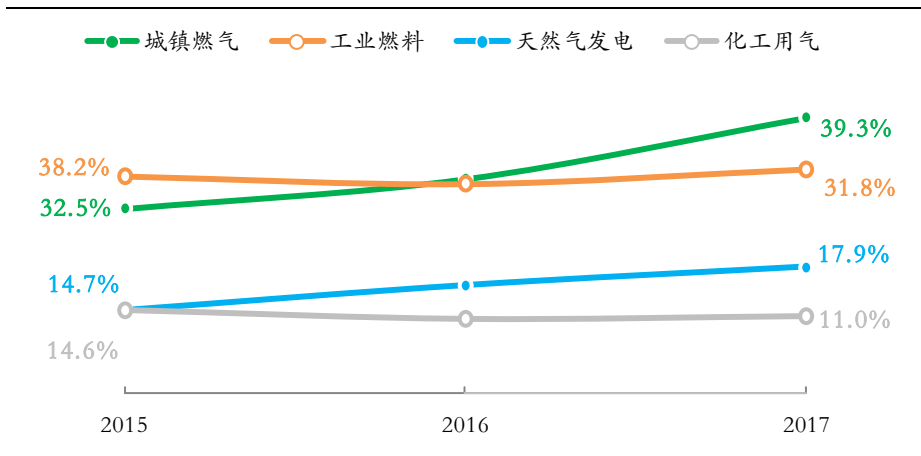
图 53：天然气消费各领域 2016&2017 年变动情况



资料来源：《中国天然气发展报告》，光大证券研究所整理 单位：亿立方米

进一步分析，虽然工业燃料和化工用气在 2017 年有所增长，但是在天然气消费中的比重却在逐步降低；城镇化程度的提升和煤改气的爆发式增长使得城镇燃气使用量在 2017 年占比达到 39.3%，位居第一。

图 54：天然气消费各领域占比情况



资料来源：《中国天然气发展报告》，光大证券研究所整理

2.3.1、城镇燃气

城镇燃气的需求增量主要来自四个部分：城镇化人口增加带来的一般生活用气量提升；城镇“煤改气”项目增加带来的集中供热用气量提升；乡村“煤改气”项目带来的壁挂炉用气量提升；LNG 重卡/CNG 客车保有量提升带来的车用天然气用气量提升等四个方面。

一般生活用气

根据《“十三五”全国计划生育事业发展规划》和《天然气发展“十三五”规划》中有关内容，我们测算得出“十三五”期间城镇天然气使用人口年均复合增速 8%，则 2018 年城镇天然气的新增使用人口为 0.31 亿。随后假设平均家庭户规模为 3 人/户，户均一般生活用气将在 2018 年达 350 立方米/户（北京阶梯燃气价第一档户年用气量标准），我们预计 2018 年城镇化一般生活天然气消费的增量为 36 亿立方米。（根据《中国天然气发展报告 2018》，2017 年我国新增用气人口为 0.4 亿，则我们测算 2017 年一般生活天然气消费增量为 47 亿立方米）

表 16：2018 年城镇化一般生活天然气消费量测算

城镇天然气使用人口计算				
	2015	2020E	年均增速	计算方式
总人口 (亿)	13.7	14.2		
城镇化率	56.10%	60%		
城镇人口	42.80%	57%		
天然气气化率				
城镇天然气使用人口 (亿)	3.3	4.86	8%	总人口 × 城镇化率 × 城镇人口天然气气化率
2018 年城镇一般生活天然气消费量计算				
2018 年城镇天然气新增使用人口(亿)	家庭规模 (人/户)	户均生活用气量 (立方米/户)	消费增量 (亿立方米)	计算方式
0.31	3	350	36	新增使用人口/家庭规模 × 户均生活用量

资料来源：《“十三五”全国计划生育事业发展规划》，《天然气发展“十三五”规划》，光大证券研究所测算

城镇天然气供暖

根据《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021）》，“煤改气”要在有条件城市城区和县城优先发展天然气供暖，城乡结合部延伸覆盖，农村地区积极推广。根据不同清洁供暖的适用范围，燃气热电联产机组和热电冷三联供分布式机组适用于公用建筑的基础热源；燃气锅炉（房）则适用于集中供热的调峰热源；分户燃气壁挂炉作为集中供热的有效补充，也适用于独栋别墅或城中村、城郊村等居民用户分散的区域。

表 17：不同清洁供暖方式的适用范围

清洁供暖方式	发展路线	适用地区
清洁燃煤集中供暖	大型抽凝式热电联产机组	大中型城市集中供热基础热源
	背压式热电联产机组	城镇集中供热基础热源
	大型燃煤锅炉（房）	集中供热的调峰热源
工业余热供暖	工业余热供暖	满足一定区域内的取暖需求
电供暖	分散式电供暖	非连续性供暖的学校、部队、办公楼等场所、老旧小区、城乡结合部、农村
	电锅炉供暖	可再生能源消纳压力较大的地区、可用于单体建筑或小型区域供热
	空气源热泵	对冬季室外最低气温有一定要求（一般高于-5℃），适宜作为集中供热的补充，承担单体建筑或小型区域供热（冷），也可用于分户取暖。
	水源热泵	适宜作为集中供热的补充，承担单体建筑或小型区域供热（冷）
	地源热泵	承担单体建筑或小型区域供热（冷）
天然气供暖	燃气热电联产机组	大中型城市集中供热的新建基础热源
	热电冷三联供分布式机组	政府机关、医院、宾馆、综合商业及办公、机场、交通枢纽等公用建筑
	燃气锅炉（房）	集中供热的调峰热源
	分户燃气壁挂炉	作为集中供热的有效补充，也适用于独栋别墅或城中村、城郊村等居民用户分散的区域
太阳能供暖	太阳能供暖	办公楼、教学楼等只在白天使用的建筑
生物质能供暖	生物质能区域供暖	500 万平方米以下的县城、大型工商业和公共设施等供暖
	生物质能分散式供暖	为居民社区、楼宇、学校等供暖。采用生物天然气及生物质气化技术建设村级生物燃气供应站及小型管网，为农村提供取暖燃气
地热供暖	中深层地热能供暖	京津冀、山西、陕西、山东、黑龙江、河南
	浅层地热能供暖	京津冀鲁豫的主要城市及中心城镇等地区

资料来源：《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021）》

按照《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021）》，“2+26”城市的城镇地区受益于“煤改气”工程，2017-2021 年五年将新增天然气需求 146 亿立方米，平均每年需求增量约为 29 亿立方米。由于 2017 年“煤改气”工程超预期执行，我们预计 2017 年城镇天然气供暖消费量大于平均水平，或达 50 亿立方米。而在 17 年煤改气进度超预期的情况下，能源局在《2018 年能源工作指导意见》中提出要按照“统筹规划、循序渐进、量力而为、以气定改”的原则推进“煤改气”工程，“煤改气”推进力度将更贴近计划，我们预计 2018 年城镇天然气供暖消费量增量为 30 亿立方米。

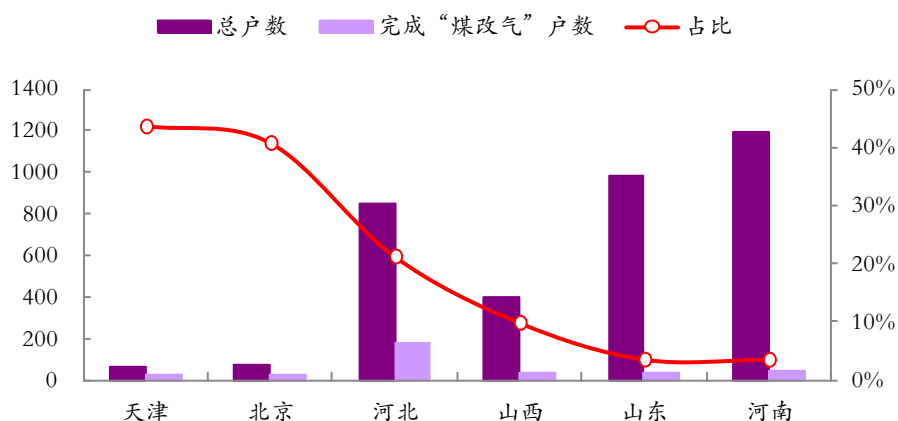
乡村“煤改气”

根据《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》的有关要求，2017 年 10 月底前，“2+26”城市完成以电代煤、以气代煤 300 万户以上。其中，北京市 30 万户、天津市 29 万户、河北省 180 万户、山西省 39 万户、山东省 35 万户、河南省 42 万户，共计 355 万户。假设其中共有 300 万户采用“煤改气”，加上超额完成的户数有望达 350 万户，户均用气达 1000 立方米，预计 2017 年乡村“煤改气”天然气消费增量可达 35 亿立方米。

进一步分析，我们假设乡村平均家庭户规模 4 人/户，以 2017 年乡村人口为基数测算，2017 年京津冀及周边地区乡村完成“煤改气”的户数占比约为 10%，未来“煤改气”仍有较大空间。我们认为在环保监管趋严、煤炭供给侧改革的背景下，2018 年乡村“煤改气”将继续推进，但考虑到 2017 年起

预期、政策变化、管道铺设、气源供应等原因，2018 年的“煤改气”工作将严格遵循“以气定改”的要求，2018 年规划及最终完成“煤改气”的户数将趋于统一，我们预计去年存量加上今年增量的“煤改气”户数将达 400 万户，按照户均用气 1000 立方米的估算，我们预计 2018 年乡村“煤改气”天然气消费增量约为 40 亿立方米。

图 55：京津冀及周边地区完成“煤改气”农村户数情况

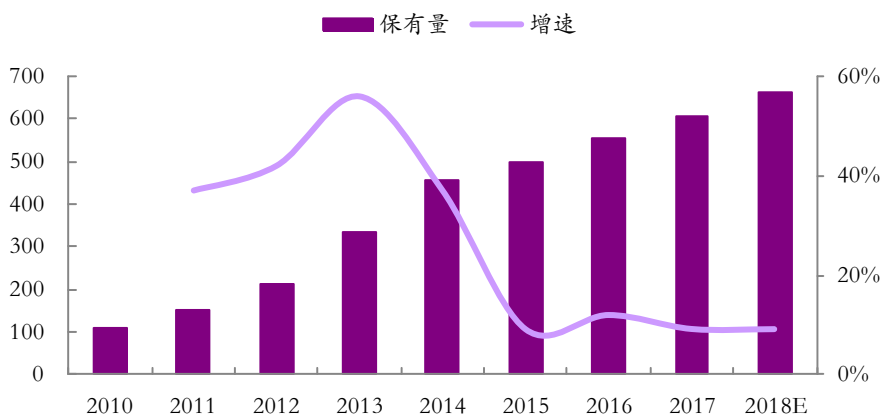


资料来源：Wind，《京津冀及周边地区 2017-2018 年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》，光大证券研究所整理 左轴：万户

车用天然气

在交通领域，天然气汽车已经具备经济性。“油改气”已经在出租车领域广泛推广，LNG 重卡产量呈现爆发式增长。2017 年我国天然气汽车保有量达 608 万辆，按照《天然气发展“十三五”规划》中要求，2020 年可以达到“十三五”规划的气化各类车辆 1000 万辆的目标，未来三年年均增长率需达 18%。但是我们认为，在 2017 年天然气供需形势已十分紧张的情况下，2018 年几乎不可能达到 18% 的目标。我们假设 18 年增速和 17 年保持一致为 9% 左右，则 2018 年气化各类车辆可达 663 万辆。一般情况下，每辆 LNG 重卡的天然气消费量约为 50000 立方米/年，我们假设 CNG 车辆则在 7000 立方米/年左右。我们假设每辆天然气汽车的年均消费量约在 10000 立方米/年，则 2017、2018 年车用天然气消费增量分别为 50、55 亿立方米。

图 56：我国天然气汽车保有量



资料来源：汽车工业协会，中国能源网，光大证券研究所预测 单位：万辆

综上所述，我们测算的 2017 年在城镇燃气端新增的天然气消费量增量为 187 亿立方米，略低于《中国天然气发展报告》的数据（208 亿立方米），部分原因可能是由于“煤改气”和冬季气温偏低带来的超预期增量。而我们预计 2018 年在城镇燃气端新增的天然气消费量增量将略低于 2017 年的水平，达 161 亿立方米。

表 18：城镇燃气端新增天然气消费量预测

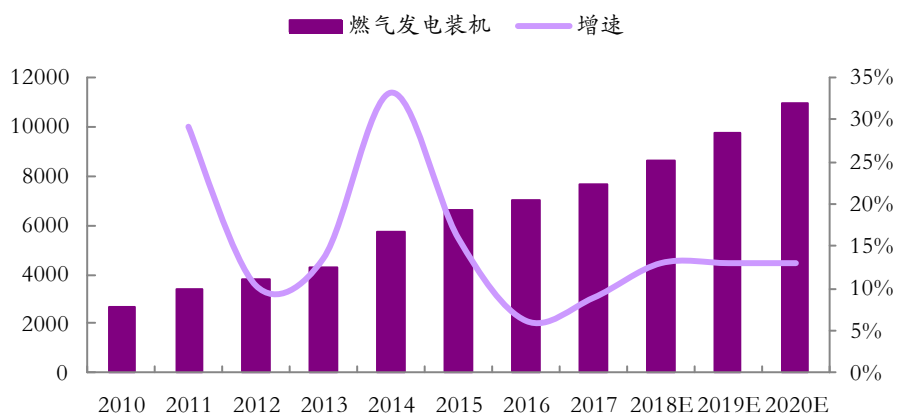
类别	2017 年实际增量	2017 年测算增量	2018 年预测增量
一般生活用气		47	36
城镇天然气供暖		50	30
乡村“煤改气”		35	40
车用天然气		55	55
城镇燃气总增量：	208	187	161

资料来源：《中国天然气发展报告》，光大证券研究所预测 单位：亿立方米

2.3.2、天然气发电

天然气发电有着循环热效率高（热电联供）、环境效益好等特点，天然气价格逐步走向市场定价机制也进一步推动了天然气发电的发展。根据《能源发展“十三五”规划》和《加快推进天然气利用的意见》，天然气发电领域将主要着眼于天然气分布式能源、天然气调峰电站和天然气热电联产。2018 年按照《能源发展“十三五”规划》中 2020 年燃气发电装机规模 1.1 亿千瓦的目标，假设未来三年天然气发电装机容量平稳增长，2018-2020 年燃气发电装机年均复合增速为 13%，较 2017 年 8.9% 的增速有明显提升。因此，我们预计 2018 年天然气发电的消费增量将较 2017 年有显著增长，增量达 90 亿立方米，增速为 21.1%。

图 57：我国天然气发电装机容量增长情况



资料来源：中电联，国家发改委，光大证券研究所预测 左轴：万千瓦

2.3.3、工业用气

工业用气主要包括两个方面，一是工业企业将天然气作为燃料使用气量，二是城市中锅炉、窑炉的使用气量。化工用气量相对平稳，主要的增量来自于**燃煤锅炉替代**。根据《能源发展“十三五”规划》中的相关要求，以京津冀及周边地区、长三角、珠三角、东北地区为重点，推进重点城市“煤改气”工程，替代燃煤锅炉**18.9万蒸吨**。2017年8月，环保部等多部委印发《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》（环大气[2017]110号），提出2017年10月底前，纳入2017年度淘汰清单中的4.4万台燃煤锅炉全部“清零”，**燃煤锅炉替代空间共计61582蒸吨**。假设2017年燃煤锅炉替代工作顺利完成；2018-2020年每年的燃煤锅炉替代量均为4.2万蒸吨，圆满完成18.9万蒸吨的替代任务；替代的燃煤锅炉中，假设“煤改气”占比达80%，每小时每吨蒸汽消耗天然气40立方米，锅炉年利用小时数由2017年的3000小时提升至2018年的3500小时。

我们测算工业燃料在2017、2018年的增量分别为60亿立方米（《中国天然气发展报告》工业燃料的实际增量为48亿立方米）、48亿立方米，2018年增速基本与2017年持平。化工用气我们预计也将基本维持去年增速，2018年增量达10亿立方米。

表 19：燃煤锅炉“煤改气”增量预测

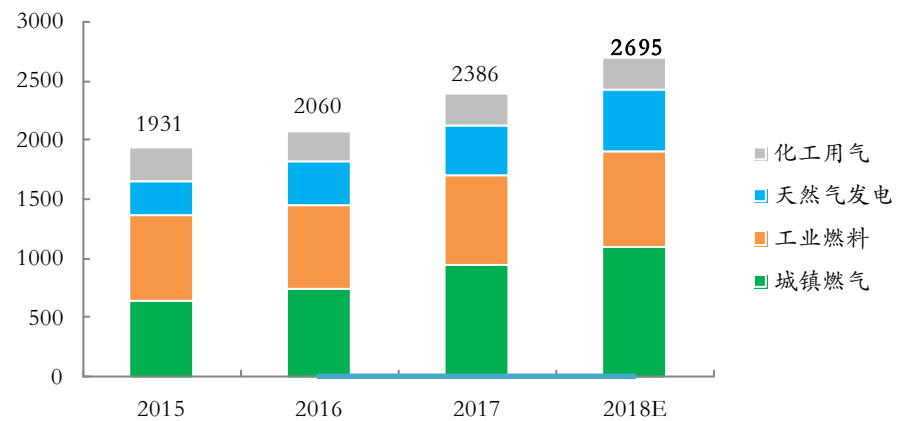
年份	燃煤锅炉替代量 (万蒸吨)	“煤改气”锅炉增量 (万蒸吨)	天然气需求增量 (亿方)
2017	6.2	5.0	59
2018E	4.2	3.4	48
2019E	4.2	3.4	48
2020E	4.2	3.4	48

资料来源：《能源发展十三五规划》，《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》，光大证券研究所预测

综上所述，我们认为在经历了2017年的“气荒”之后，我国会对“煤改气”、天然气热电联产等增加天然气消费的领域更加谨慎，天然气消费仍将维持增

长态势，但是增速较 2017 年相比将会放缓。保守估计，我们预计 2018 年我国天然气消费量将达 2695 亿立方米，同比增长 13.6%，增速较 2017 年的 15.8% 有一定回落。

图 58：我国天然气消费情况预测（保守）



资料来源：《中国天然气发展报告》，光大证券研究所预测 单位：亿立方米

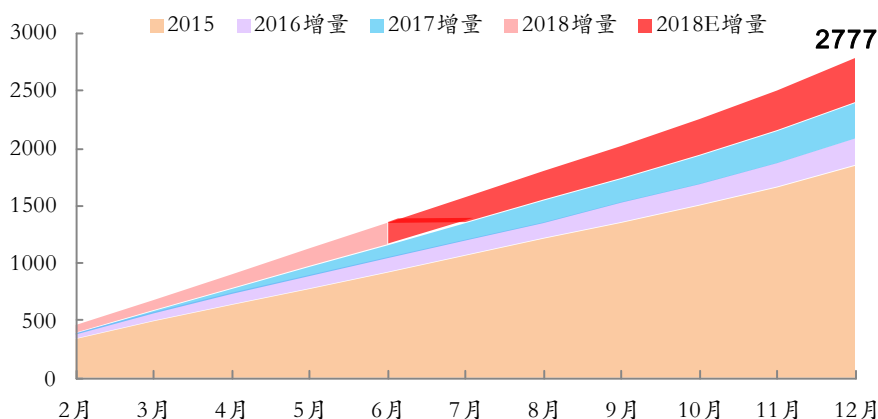
表 20：我国天然气消费情况预测（保守）

	2015	2016	2017	2018E
总消费量（保守）	1931	2060	2386	2695
YOY		6.7%	15.8%	13.6%
城镇燃气	628	729	937	1098
YOY		16.1%	28.5%	17.2%
工业燃料	737	712	760	808
YOY		-3.4%	6.7%	6.3%
天然气发电	284	366	427	517
YOY		28.9%	16.7%	21.1%
化工用气	282	253	262	272
YOY		-10.3%	3.6%	3.8%

资料来源：《中国天然气发展报告》，光大证券研究所预测 单位：亿立方米

另一方面，如果根据我国 2018 年 1-6 月累计天然气消费量增速情况通过增速外延法进行估计，我国 2018 年全年天然气消费量将达 2777 亿立方米，同比增长 17.0%，这也将超过 2017 年的同比增速。但是我们认为随着 LNG 价格淡季不淡，结合天然气发电领域的政策急刹车以及冬季限工保民措施，下半年的天然气消费量有较大概率无法维持上半年的高增速，2777 亿立方米或将是我国 2018 年天然气消费的上限。

图 59：我国天然气消费情况预测（增速延续）



资料来源：Wind，光大证券研究所预测 单位：亿立方米

2018 年供需情况总结——整体处于紧平衡：我们预计 2018 年，我国城镇燃气消费占比将进一步扩大，天然气消费总量将在 **2695 至 2777 亿立方米** 区间之间，同比增长 13.6%至 17.0%；天然气产量将达 **1592 亿立方米**（常规天然气 1406 亿立方米，煤层气 52 亿立方米，页岩气 134 亿立方米），同比增长仍将维持在 8.5%的高位；天然气进口将达到 **1124 亿立方米**，同比增长 22%；总供给量将达 **2716 亿立方米**，全年的供需情况将随着消费端政策的有效控制，以及供给端 LNG 进口量的稳步增长而维持紧平衡。

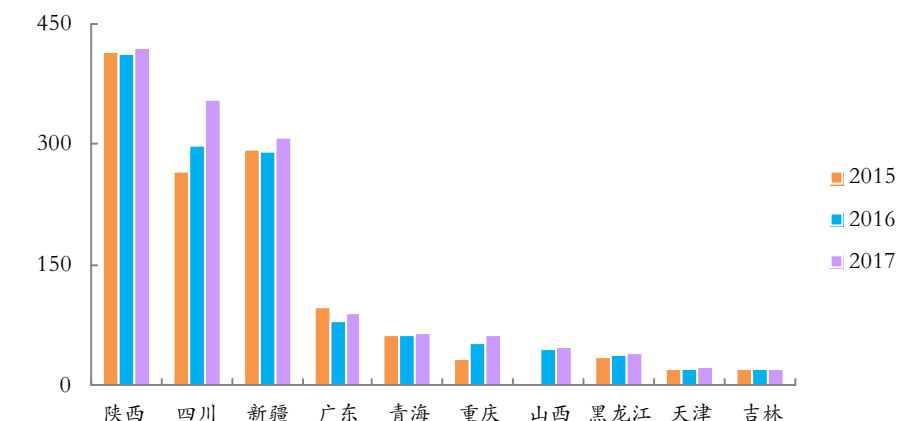
3、“气荒”该不该“慌气”

3.1、天然气产销区域调配情况

和全球的天然气供需形势一样，因天然的地理条件和经济发展差异原因，我国自身同样存在天然气的区域供需的不平衡。全国 30 个省市中（西藏数据暂缺），仅有陕西、新疆、四川、青海等四省区天然气的产量大于消费，其余 26 个省市均存在天然气供不应求的现象。

天然气生产方面，2017 年共有 10 个省市的天然气的产量超过 10 亿立方米。陕西、四川、新疆凭借得天独厚的地理条件拥有丰富的天然气资源，天然气产量高居前三；广东省则依靠南海丰富的天然气资源位列第四，未来可燃冰的开采有望带来新的增量。

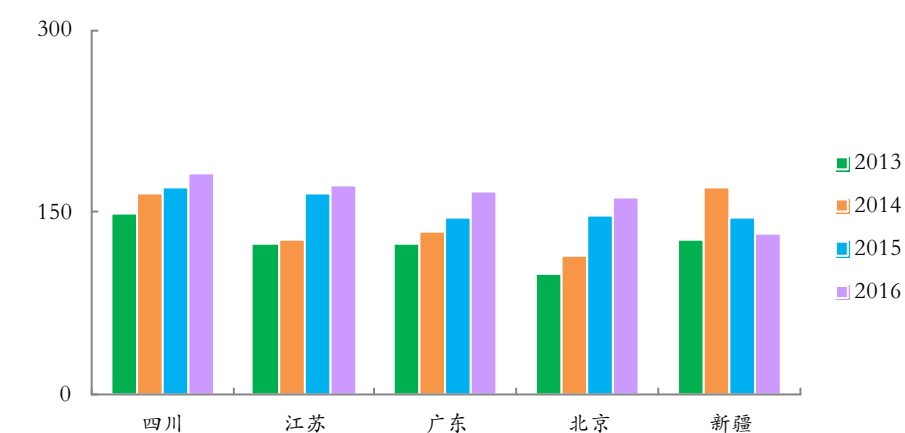
图 60：我国各省市天然气产量情况



资料来源：Wind 单位：亿立方米

天然气消费方面，我国的天然气消费地域分布呈现两个特征，气田多—消费量高，工业经济发达—消费量高。新疆、四川凭借丰富的气田储藏在天然气消费中位居前列，而广东、北京和四川大力发展城镇燃气和天然气发电而使得天然气消费维持在高水平。

图 61：我国各省市天然气消费情况



资料来源：Wind 单位：亿立方米

天然气供需缺口=天然气产量-天然气消费。2016年，我国仅有陕西、新疆、四川、青海等四个省区供大于需，而京津冀、江浙沪以及东南沿海地区均存在较大的天然气需求缺口。供需错配需要合理的资源调配，而在我国，天然气资源的调配是通过天然气管道。

截止 2016 年，我国的天然气管道建设基本可以消纳我国天然气的主要供给：

(1) 西气东输一线 (120 亿立方米) 承担了绝大部分新疆的天然气输出 (159 亿立方米)

(2) 西气东输二、三线 (600 亿立方米) 可以将中亚 A-C 线 (550 亿立方米) 进口的天然气送至东南沿海地区；

(3) 川气东送 (120 亿立方米) 较好的承担了四川 (115 亿立方米) 天然气的外送任务;

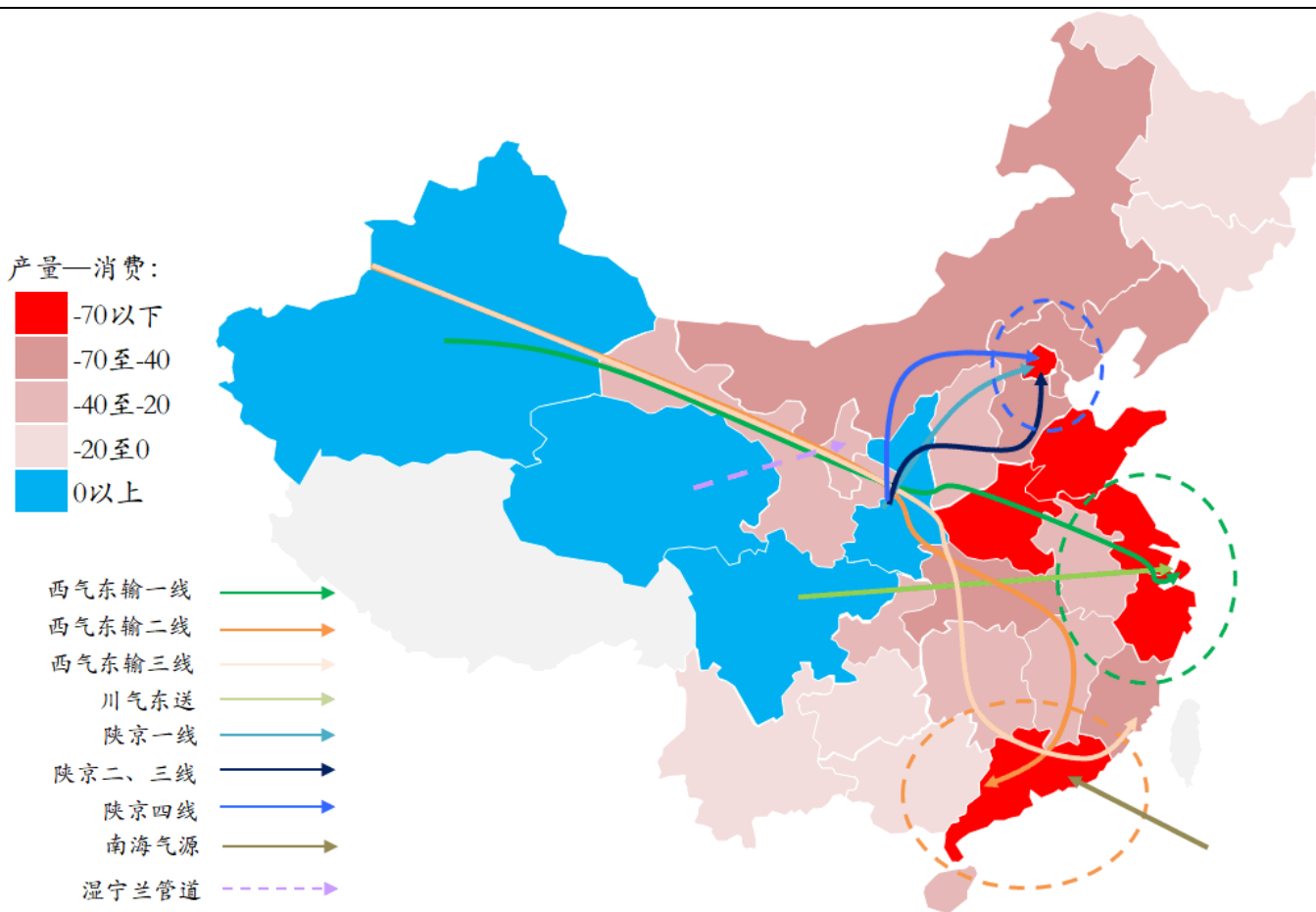
(4) 陕京线 (553 亿立方米) 负责消纳陕西 (314 亿立方米) 的多产天然气, 同时负责中亚天然气的向北输送任务。

表 21: 中国主要天然气管道

主线	支线	气源	起点	终点	设计运量 (亿立方米)	投产时间
西气东输	一线	轮南油气田	新疆塔里木盆地	上海	120	2004 年
	二线	中亚天然气	新疆霍尔果斯	广东广州 上海	300	2012 年
	三线	中亚天然气	新疆霍尔果斯	福建福州	300	2014 年
川气东送		普光气田	四川达州	上海市	120	2009 年
陕京线	一线	长庆油田	陕西靖边	北京	33	1997 年
	二线	长庆油田	陕西靖边	北京	120	2005 年
	三线	中亚天然气、长庆油田	陕西榆林	北京	150	2010 年
	四线	中亚天然气	陕西靖边	北京	250	2017 年
湿宁兰		涩北气田	青海柴达木盆地	甘肃兰州	20	2001 年

资料来源: 中石油、中石化官网, 光大证券研究所整理

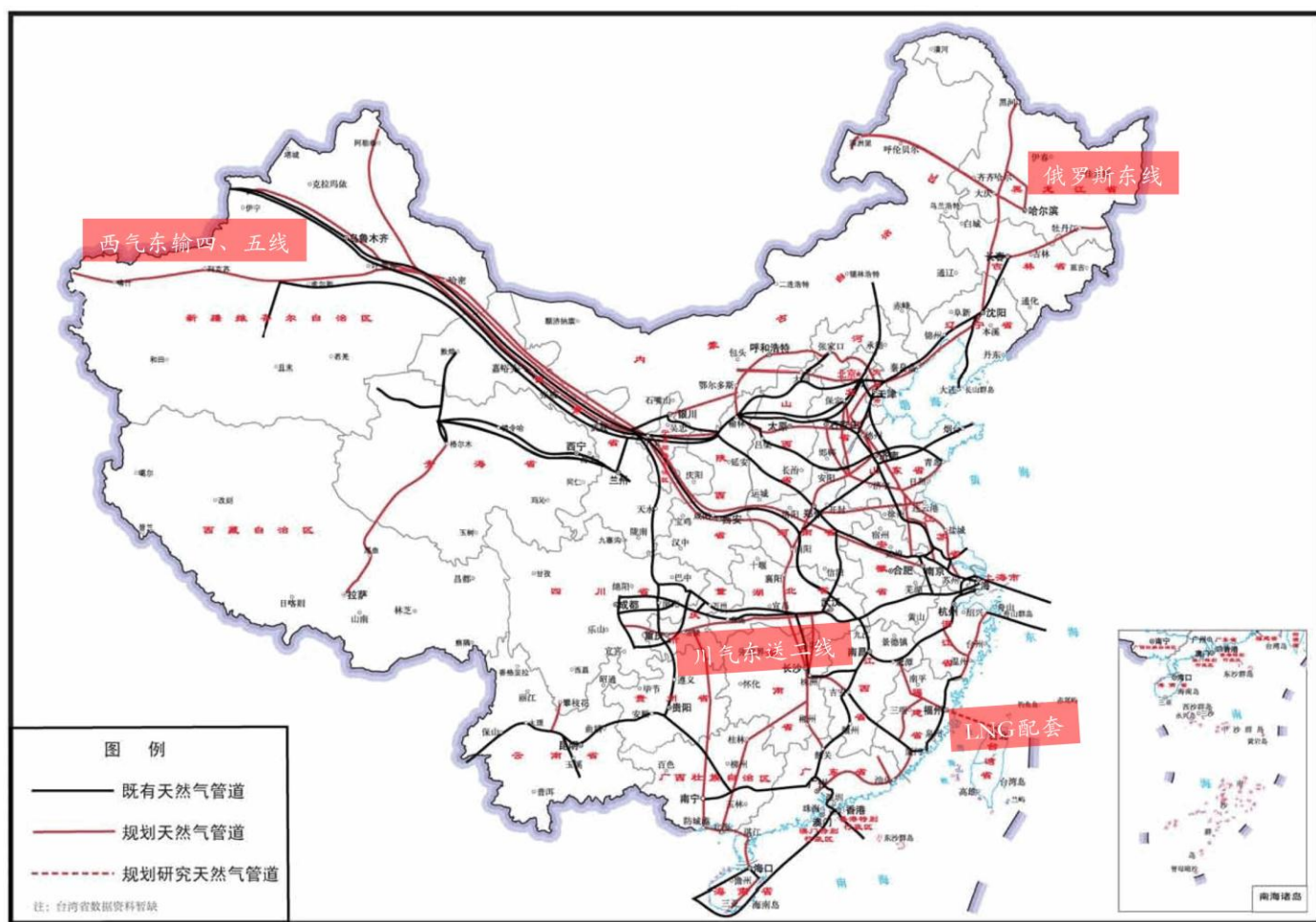
图 62: 我国各省市天然气供需不平衡情况 (不包括进口) 以及主要天然气管线情况 (2016 年)



资料来源: Wind, 中石油、中海油、中石化官网, 光大证券研究所整理 单位: 亿立方米
注: 西藏、台湾数据暂缺

天然气管道及储气设施建设将是下一步工作重点。我国《天然气发展“十三五”规划》中也充分考虑到了未来我国天然气供给的发展。**西气东输四、五线**（600亿立方米）计划与中亚D线（300亿立方米）相接，保障进口管道气的输送任务；**中俄东线**（380亿立方米）贯通将有效缓解东三省用气压力，同时进一步保障长三角地区的用气需求；**川气东送二线**（120亿立方米）将确保四川盆地页岩气产量逐步增加带来的增量得到有效输送；其余的**LNG配套管道**用以满足我国日益增长的LNG进口需求来的运力需求。以上管道及配套储气设施的建设是我国天然气能源发展的重要组成部分，日益增长的消费需求必须依靠完善的管网建设和充足的管输能力支持，而**储气设施的建设是调峰保供的主要手段，也是缓解冬季气荒的重要保障。**

图 63：我国中长期天然气主干管网规划示意图



资料来源：《中长期油气管网规划》，光大证券研究所

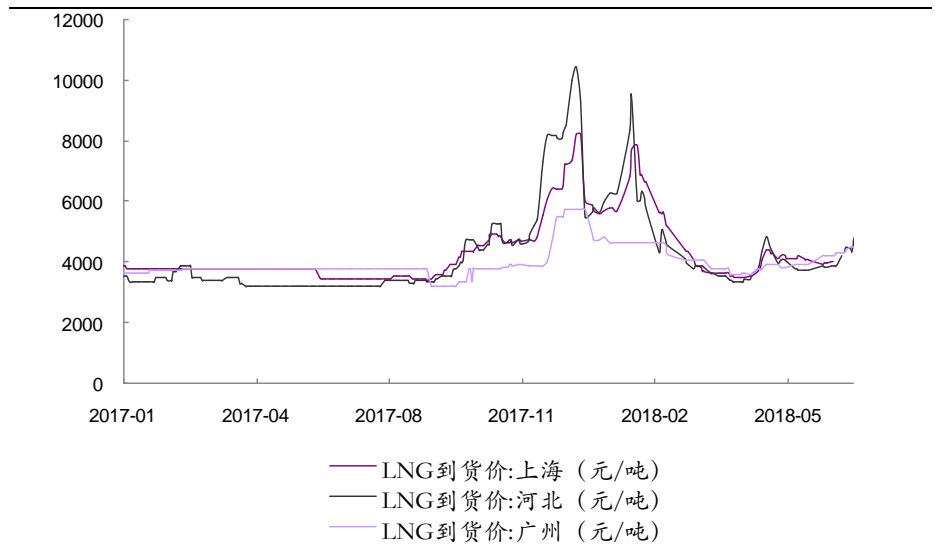
3.2、2017 年为什么会有气荒？

2017 年，煤改气政策带来整体天然气缺口，同时拉动液化天然气的需求。需求提升导致天然气供应出现了缺口。

去年，随着全国多地大面积推广清洁采暖“煤改气”，入冬以来，北方地区天然气需求量猛增，山东、山西、河南、河北、陕西等地出现天然气供应不足的情况。为了保证居民取暖用气，工业用途的天然气，以及生产 LNG 的液化工厂被迫停产限产。

国内液化天然气市场价格涨到了近四年最高点，往年虽然也会有淡旺季的价格差异，一般从 10 月初或 10 月中下旬开始，下游的城市燃气公司因为管道需求不足开始补充液化天然气，包括供暖季的开始会使液化天然气的需求增加。旺季从这个时间段开始持续到第二年春节，春节前期一周左右。因为春节前期随着下游大型工业用户放假等情况，工业需求会出现一定的下滑。

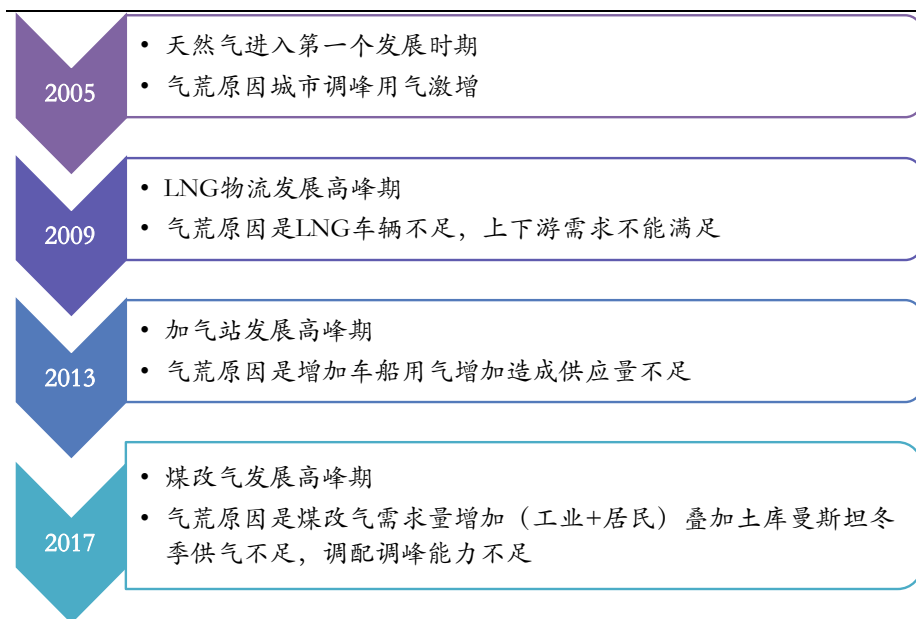
图 64：2017 年“气荒”，LNG 价格上涨



资料来源：Wind

2017 年和往年的明显不同，第一是涨价时间开始早，第一轮价格上涨出现在 10 月 1 日之前。9 月 25 日到 10 月 1 日期间，国内液化天然气价格经历一轮非常大的涨幅，均价从 3500 元左右每吨涨到 5000 元每吨。进入 11 月份，随着供暖开始，北方 11 月 15 日开始集中供暖，来自土库曼斯坦的管道进气量减少了 2000 万方每天左右，国内管道天然气也出现了供应不足的局面，国内主要供应方中石油陆续给分公司下达了限气的政策。

图 65：历史回顾——四年一“气荒”



资料来源：光大证券研究所

国内天然气用户在限气方面有一定的优先级。第一梯队限制大型工业用户，包括液化天然气工厂的天然气用气量。目前西北主要省份的液化天然气工厂，集中在内蒙、陕西，限气用气量在原来用气的 30%-40%左右。原料供应出现缺口，管道气价格从 1.34 涨到 1.88 元/立方米，成本上涨，导致了进一步价格上涨。华北主要消费地区液化天然气市价 8000 元/吨以上，个别地区达到 9000 元/吨。

图 66：中国天然气总供给（自产+进口）- 消费整体存在富余

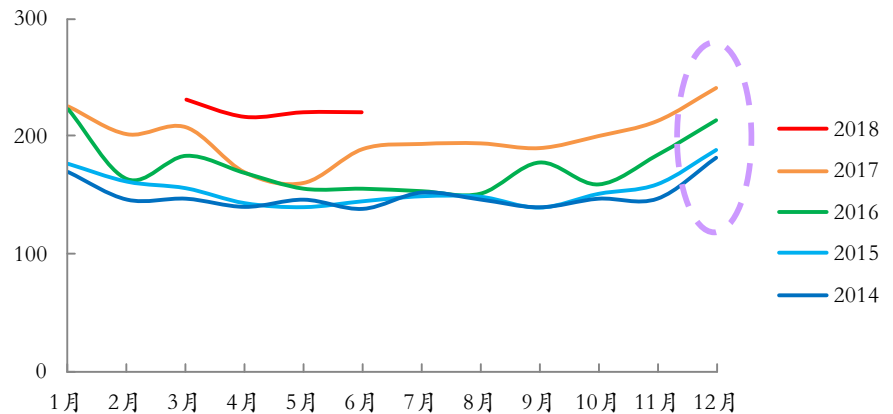


资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》左轴：十亿立方米

阶段性和地域性供需不匹配依然值得重视。地域性供需不匹配在前文已有解释不再赘述，我国的天然气消费在不同月份也不尽相同。除个别月份外，我国年度的天然气消费高峰出现在 12 月份，而国内的天然气产量随月份变化

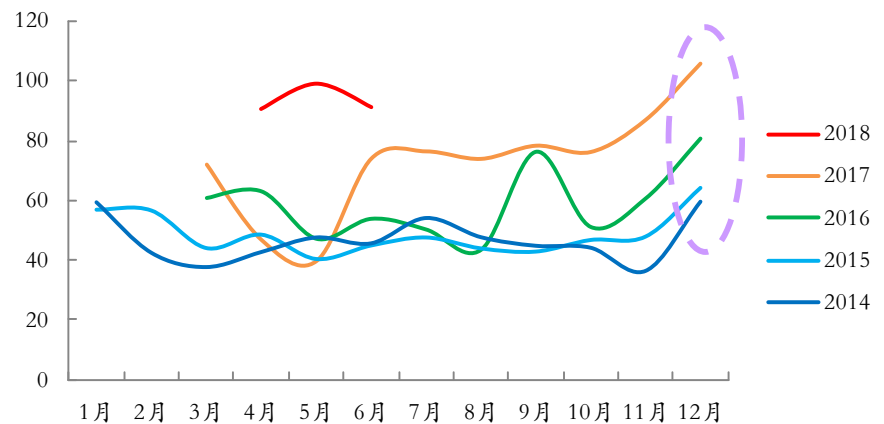
的趋势并不明显，这就进一步导致了我国的供需缺口（消费-产量）在冬季高于其他季节，使得常规的调峰保供措施不足以弥补冬季的缺口。

图 67：我国月度天然气消费情况



资料来源：Wind，光大证券研究所整理 单位：亿立方米

图 68：我国月度天然气供需缺口（消费-产量）情况

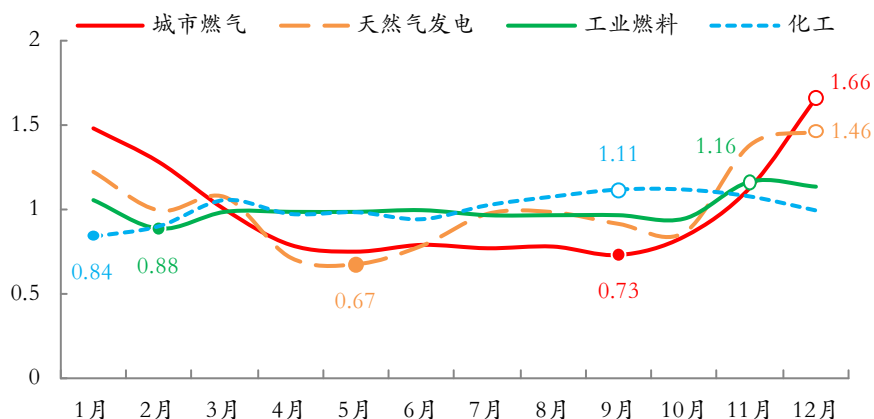


资料来源：Wind，光大证券研究所整理 单位：亿立方米

供需缺口在冬季的扩大也解释了为什么气荒经常发生在冬季。冬季寒冷使得居民取暖需求增长是天然气消费在冬季走高的核心原因，而居民取暖又分为两个部分——城市燃气直接使用供暖和使用空调取暖，这也直接导致了城市燃气和天然气发电是冬季天然气消费增长最大的两个应用领域。

天然气消费不均匀系数等于当月天然气消费/当年平均天然气消费，是定量分析天然气不同月份消费情况的有效参数。根据涂远东等人在《今冬明春我国天然气市场需求预测及保供措施建议》中的研究成果，2015 年我国天然气消费的四大领域中，城市燃气和天然气发电的冬季不均匀系数远超天然气消费淡季，消费最高与最低差值分别达到 0.93 和 0.79；工业燃料和化工用气不均匀系数整体走势平稳，随月份变化较小，最高与最低差值分别为 0.28 和 0.27，标准差均为 0.8（城市燃气和天然气发电标准差分别为 0.3 和 0.24）。

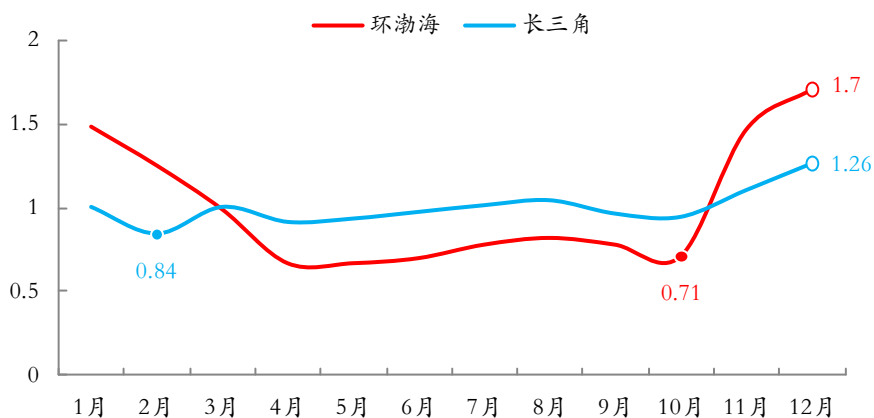
图 69：2015 年各应用领域的天然气消费不均匀系数



资料来源：《今冬明春我国天然气市场需求预测及保供措施建议》（涂远东），光大证券研究所整理

我国天然气消费在冬季的另一个特点是不同区域调峰需求不同。对比环渤海地区（京津冀、辽东半岛、山东半岛及周边）和长三角地区（江浙沪及周边），可以发现两个地区在冬季的天然气消费不均匀系数均呈现增长态势，但环渤海地区的不均匀系数高低差值远大于长三角地区。长三角地区在冬季的天然气消费增长主要来自于低温带来的天然气发电需求，而环渤海区域在冬季的天然气消费增长则来自集中供暖和“煤改气”带来的天然气直接消费的增长。随着“煤改气”工程的大力推进，城市燃气冬季需求增量远高于天然气发电，也直接带动了环渤海地区冬季天然气消费的大幅增长。

图 70：2015 年环渤海和长三角地区的天然气消费不均匀系数



资料来源：《今冬明春我国天然气市场需求预测及保供措施建议》（涂远东），光大证券研究所整理

综上所述，2017 年的气荒比之前来的更猛烈一些：客观&不可抗力。“煤改气”完成情况超预期、中亚天然气限气、LNG 接收站故障等因素均属于超预期的不可抗力因素，不仅不可持续，也不属于我们在对 2018 年采暖季天然气问题研究时可以提前考虑到的因素；而客观存在的问题是调峰手段及设施

的不足，这也是我国在“十三五”期间要求完善的，可以彻底有效解决气荒问题的核心任务。

从2018年以及全年的天然气总供给（自产+进口）和总消费来看，我国的天然气供需在近10年来基本保持平衡，仅有2011年存在小幅的供需缺口（0.1亿立方米），其实并不存在极端的天然气供给不足的情况。但是我们同时也要看到，从2015年开始，我国天然气整体供需平衡始终偏紧，供给富余量远不足10亿立方米，基本无法满足不可预见性事件导致的天然气需求激增。

我们认为，冬季LNG价格仍会维持一定高位，全年天然气供应偏紧，如在冬季发生消费超预期增长、进口气限气等不可预期因素，仍有可能导致“气荒”的再次发生，在我国天然气供应偏紧的情况下，仍需重视冬季保供形势。

3.3、以调峰措施缓解气荒

目前我国天然气调峰方式主要有气源调峰、地面储罐调峰、管道调峰、LNG调峰、用户调峰、地下储气库调峰等（《天然气调峰方式的对比与选择》[吴洪波]）。其中，地面储罐调峰和管道调峰因储气量小，建设投资高等原因导致应用范围和规模都较小，不适合大范围应用。我国未来主要的调峰方式将会是气源调峰、LNG调峰、地下储气库调峰以及用户调峰等四类。

值得注意的是，我国在《2018年能源工作指导意见》和《关于加快储气设施建设和完善初期调峰辅助服务长效机制的意见》中重点提到的，全力以赴做好天然气产供储销体系的建设，其中的产、供、储、销，完美契合了上述四类调峰措施，其中，气源调峰（产）、用户调峰（销）是调峰措施中的辅助手段，而LNG调峰（供）、地下储气库调峰（储）是调峰措施中的核心。

表 22：我国针对天然气调峰保供相关的政策汇总

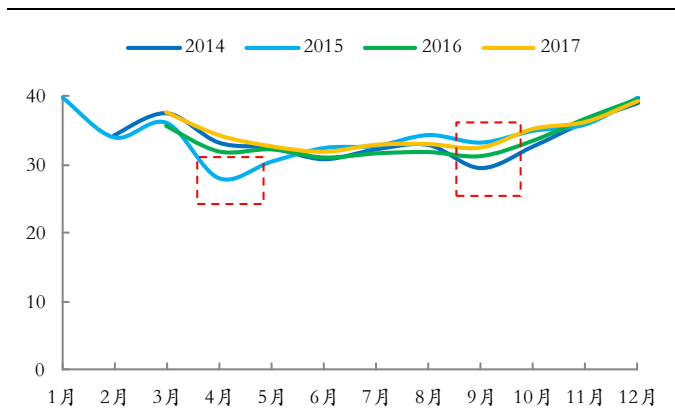
序号	政策	时间	发布主体	调峰、保供内容
1	天然气发展“十三五”规划	2017.6.7	发改委	2020年国内天然气综合保供能力达到3600亿立方米以上；2020年地下储气库累计形成工作气量148亿立方米；建立以地下储气库为主，气田调峰、CNG和LNG储备站为辅，可中断用户调峰为补充的综合性调峰系统
2	中长期油气管网规划	2017.5.19	发改委能源局	天然气应急调峰气量（含LNG）达到消费量8%；新建干线管道配套储气库工作气量应达到管道设计年输量的10%以上；2025年实现地下储气库工作气量超过300亿立方米
3	关于深化石油天然气体制改革的若干意见	2017.5.21	国务院	完善油气储备体系；建立天然气调峰政策和分级储备调峰机制
4	加快推进天然气利用的意见	2017.6.23	发改委	2020年，地下储气库形成有效工作气量148亿立方米；2030年，地下储气库形成有效工作气量350亿立方米以上；天然气销售企业应当建立企业天然气储备，到2020年拥有不低于其年合同销售量10%的工作气量
5	关于进一步加强垄断行业价格监管的意见	2017.8.23	发改委	完善居民用气价格机制，优化居民用气阶梯价格制度；推进北方地区清洁取暖，落实供热、气热价格联动机制
6	2018年能源工作指导意见	2018.3.19	能源局	加快已建储气库扩容达容；加快文23储气库、新疆油田克75井区储气库建设，2018年底前具备注气条件；在供气紧张时段合理压减非民生用气，优先保障民生用气

7	关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见	2018.4.26	发改委 能源局	供气企业到 2020 年拥有不低于其年合同销售量 10% 的储气能力；县级以上地方人民政府到 2020 年至少形成不低于本行政区域日均 3 天需求量的储气能力；城燃企业到 2020 年形成不低于其年用气量 5% 的储气能力； 上述三个指标不得重复计算
---	------------------------------	-----------	------------	---

资料来源：各政府官网，光大证券研究所整理

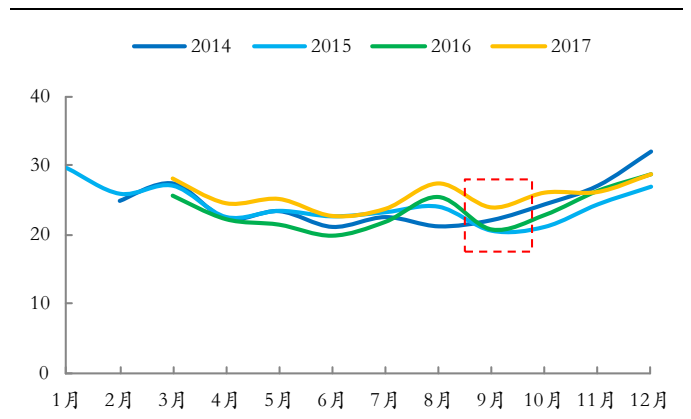
气源调峰是调峰系统的重要辅助手段。国家在《天然气“十三五”发展规划》中提出，“逐步建立以地下储气库为主，气田调峰、CNG 和 LNG 储备站为辅，可中断用户调峰为补充的综合性调峰系统”。目前我国气田调峰措施的应用较为有限，一方面因我国正处于大力发展天然气能源体系的建设过程中，限产措施执行不符合整体规划，另一方面因用于调峰的气田对气田组分要求较高，且调峰后会对气田正常生产造成一定影响，在我国应用有限。

图 71：陕西天然气产量月份情况



资料来源：Wind 单位：亿立方米

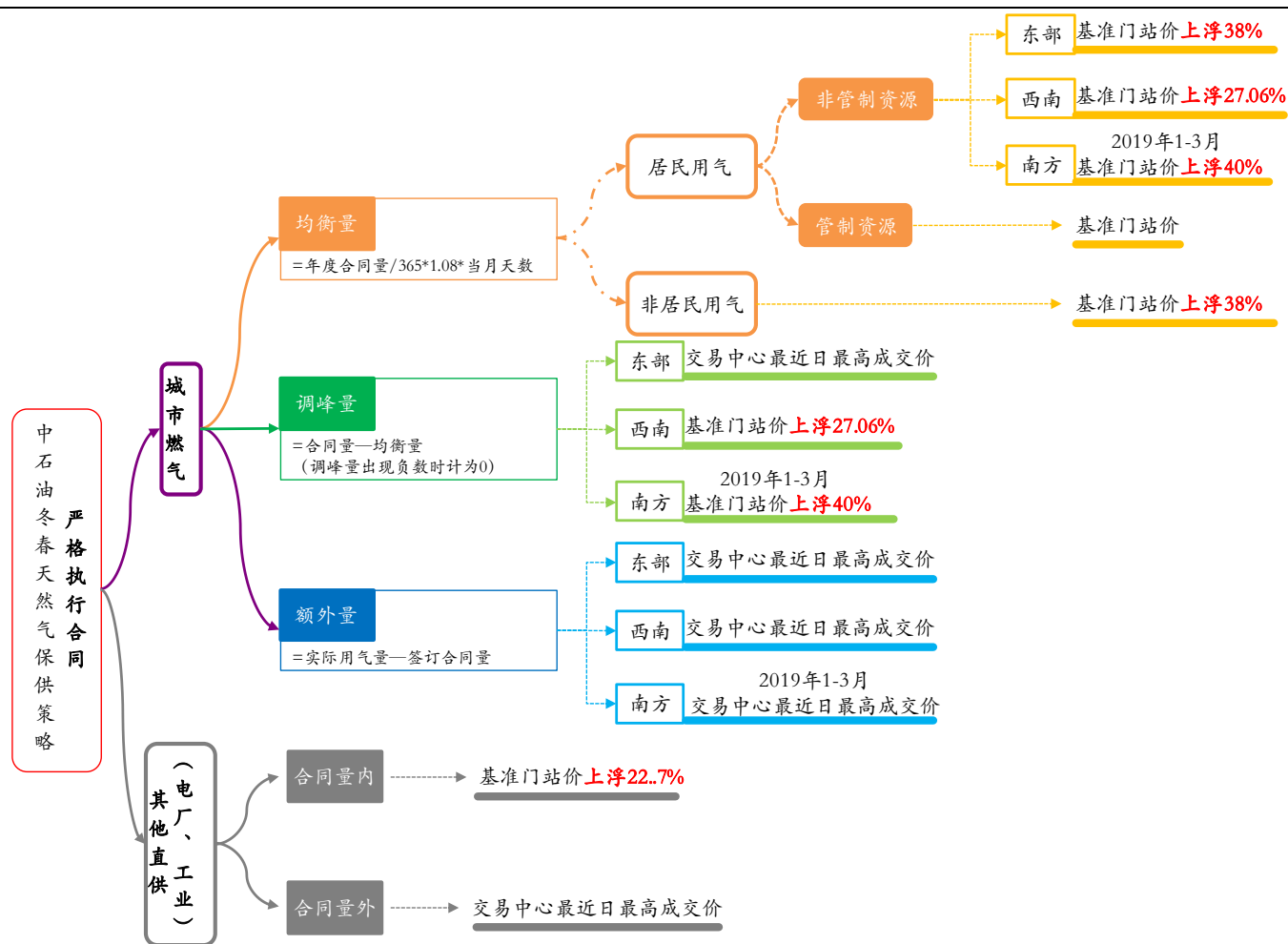
图 72：新疆天然气产量月份情况



资料来源：Wind 单位：亿立方米

用户调峰是调峰保供的重要补充手段。我国在国家政策层面和供气企业层面均已在用户调峰手段上采取了相应的措施。**国家政策方面**，我国在天然气产供储销体系建设的工作过程中，有一项重要工作是使用户调峰机制更科学、更有序、更可操作，重点计划形成“两个一亿方”调峰用户清单，和探索可中断用户合同与气价政策。**供气企业层面**，中石油在 2018 年保供期已建立了一套完善的调价机制，总体来看通过在保供季上浮基准门站价，实现抑制部分用户天然气消费需求，减小保供压力的目的。

图 73：中石油 2018 年冬春季天然气保供合同策略



资料来源：《南方能源观察》，光大证券研究所整理

调峰措施中的核心是地下储蓄库调峰和 LNG 调峰,地下储蓄库主季节调峰, LNG 主高峰月高峰日调峰, 共同配合保障我国未来冬季的调峰保供需求。

我们将会在下一章更加详细的介绍地下储气库和 LNG 接收站及储罐在天然气调峰保供全产业链中的情况和作用。

3.4、以价格改革推动保供

3.4.1、理顺居民用气门站价格，上浮 20%

2018 年 5 月 25 日, 根据《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》和《中共中央国务院关于深化石油天然气体制改革的若干意见》精神, 为进一步深化资源性产品价格改革, 充分发挥市场在资源配置中的决定性作用, 促进天然气产供储销体系建设和天然气行业持续健康发展, 国家发展改革委发出通知, 决定自 6 月 10 日起理顺居民用气门站价格、完善价格机制。

理顺居民用气门站价格, 建立反映供求变化的弹性价格机制。通知决定, 将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理, 价格水平按非居民用

气基准门站价格水平安排。供需双方可以基准门站价格为基础,在上浮 20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格,实现与非居民用气价格机制衔接。方案实施时门站价格暂不上浮,自 2019 年 6 月 10 日起允许上浮。目前居民与非居民用气门站价差较大的,此次最大调整幅度原则上不超过每立方米 0.35 元,剩余价差一年后适时理顺。门站价格理顺后,门站环节不再区分居民和非居民用气价格。同时,鉴于天然气增值税税率由 11%降低至 10%,现行非居民基准门站价格也作了相应调整,统一执行新的价格水平。

表 23: 各省(区、市)天然气基准门站价格表(含 10%增值税)

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

注: 山东交气点为山东省界

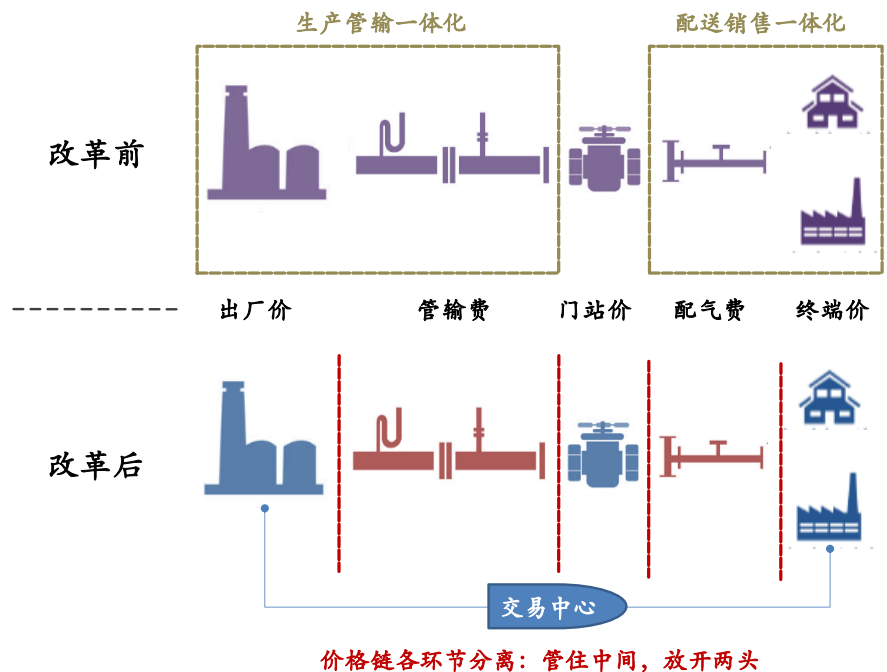
资料来源: 国家发改委, 光大证券研究所整理 单位:元/千立方米

推行季节性差价政策, 鼓励市场化交易。通知强调, 供需双方要充分利用弹性价格机制, 在全国特别是北方地区形成灵敏反映供求变化的季节性差价体系, 消费旺季可在基准门站价格基础上适当上浮, 消费淡季适当下浮, 利用价格杠杆促进削峰填谷, 鼓励引导供气企业增加储气和淡旺季调节能力。同时, 鼓励供需双方通过上海、重庆石油天然气交易中心等平台进行公开透明交易, 充分发挥市场机制作用, 形成市场交易价格。

方案还包含合理疏导终端销售价格, 从紧安排调价幅度与对低收入群体等给予适当补贴, 保障基本民生等内容。发改委强调, 各地要综合考虑门站价格调整及增值税税率下调对省内运销环节的影响等因素, 统筹安排好终端销售价格, 将税率下调的好处全部让利于终端用户。

气改——“管住中间、放开两头”。本轮天然气价格改革的顶层文件发布于 2013 年。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”。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。

图 74：天然气价格改革示意图



资料来源：光大证券研究所整理

居民门站价格理顺后，门站价格体系改革完成。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，由国务院价格主管部门管理。

2011年前，门站价按照成本加成法制定；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。通过存量气和增量气的区分、调整、并轨等方式稳步推进价格改革。但值得一提的是，天然气价格改革分步推进，近年来主要侧重于非居民用气，居民用气价格改革相对滞后，由中石油、中石化通过陆上管道供应的25个通气省份（西藏尚未通管道气）居民用气门站价格自2010年以来一直未作调整，价格没有理顺，价格水平低于非居民用气。

本次理顺居民用气门站价格的政策强调，将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，价格水平按非居民用气基准门站价格水平。从门站价格体系的角度而言，本次政策的里程碑意义在于，天然气门站价格体系改革的最后一块拼图完成，天然气行业价格改革加速落地。

表 24：我国天然气门站价相关政策梳理

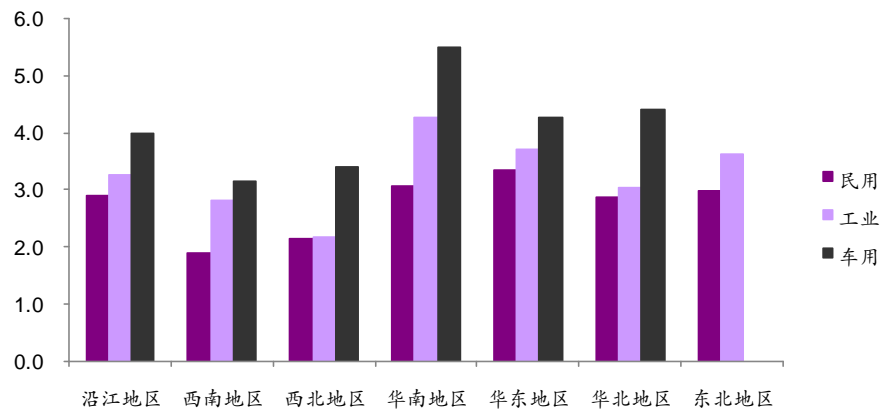
发布时间	政策名称	相关内容
2011-12	国家发展改革委关于在广东省、广西壮族自治区开展天然气价格形成机制改革试点的通知（发改价格〔2011〕3033号）	门站价格不再分类，实行 政府指导价 ，按作价方法形成的门站价格为 最高门站价格 ，供需双方可在不超过最高门站价格的范围内协商确定具体门站价格。
2013-06	国家发展改革委关于调整天然气价格的通知（发改价格〔2013〕1246号）	为平稳推出价格调整方案，区分 存量气和增量气 ，增量气价格一步调整到与燃料油、液化石油气（权重分别为60%和40%）等可替代能源保持合理比价的水平；存量气价格分步调整。 天然气价格管理 由出厂环节调整为 门站环节 ，门站价格为 政府指导价 ，实行 最高上限价格管理 ，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。 居民用气门站价格不作调整。
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。 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）	实现 存量气和增量气价格并轨 。 试点放开直供用户用气门站价格。 居民用气门站价格暂不作调整。
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。 （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 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。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 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。 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）	非居民用气基准门站价格每千立方米降低100元。 居民用气门站价格总体不作调整。
2018-05	国家发展改革委关于理顺居民用气门站价格的通知（发改价格规〔2018〕794号）	将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，价格水平按非居民用气基准门站价格水平（增值税税率10%）安排。

资料来源：国务院，国家发改委，光大证券研究所整理

3.4.2、非居民用气对居民用气的交叉补贴问题缓解

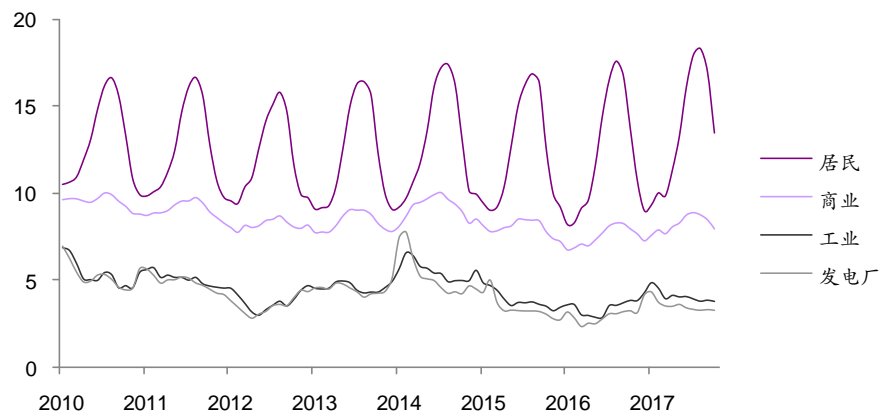
交叉补贴问题减弱。从天然气消费体量来看，非居民用气量高于居民用气量。由于管道燃气存在典型的规模经济效应，用气量越大，单位成本越低，因而非居民用气价格理应低于居民用气价格。在终端销售价格方面，长期以来我国对居民用气实行低价政策，非居民用气价高于居民用气价，违背经济规律。与天然气市场化完善的国家（如美国）相比，我国非居民用气与居民用气的终端价格明显“倒挂”，交叉补贴现象严重。由于居民用气涉及民生问题，且调整程序相对复杂，因而与非居民用气相比，其改革进程相对滞后。本次政策出台意在理顺居民与非居民用气的门站价格矛盾，理顺后在门站价环节的交叉补贴问题消除。

图 75: 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 76: 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

门站价到终端销售是否顺价? ——居民终端销售价格的疏导需配合城市配气价格改革进行。关于居民用气终端销售价格方面, 各省(区、市)管道燃气配气价格和销售价格由地方价格主管部门管理。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。

本次政策明确居民用气的终端销售价格由地方政府自主决策具体调整幅度、调整时间等, 调价前须按规定履行相关程序。2018 年如调整居民用气销售价格, 原则上应在 8 月底前完成。此外, 由于城市配气价格改革在各地同步开展, 因此在本次政策强调各地需“降低一档气销售价格调整幅度, 更好地保障居民基本生活”。

表 25：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。 降低过高的省内管道运输价格和配气价格。 减少供气中间环节。 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）	核定独立的配气价格。 配气价格的制定方法。 配气价格按照“准许成本加合理收益”的原则制定。 准许成本的核定 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。 准许收益的确定。 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。
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）	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。 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， 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。

资料来源：国家发改委，光大证券研究所整理

我们通过测算，我们认为居民对于天然气价格的敏感性较低，可以承受终端价格的提升。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 26：居民用气消费增量占收入比例的敏感性分析（%）

年用气量 (立方米)	提价幅度 (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

我们认为，由于居民用气终端销售价的调整略滞后于门站价，在调整时间差范围内（2个月左右）城市燃气企业居民用气业务的采购成本将有所上涨，但全国范围内6~8月份为天然气销售淡季，影响较低。此外，对于城市燃气企业而言，考虑到配气价格改革的叠加，居民用气采购提高的成本（即门站价提升）无法全部传导至终端，从而导致城市燃气企业在居民用气业务的毛差将有所减少。

需要强调的是，即使居民用气终端销售价相应上调，终端销售价格的交叉补贴问题仍需解决。从长远角度考虑，参考美国等天然气市场化高度发达国家的气价结构，随着天然气价格改革的推进，居民用气终端销售价格仍存在提升预期。

3.4.3、本次政策对天然气产业链各环节的影响分析

上游供气公司：确定获益。对上游供气公司而言，营业收入和毛利将确定受益于居民用气门站价的调整。此外，在居民用气门站价格调整前，上游供气公司的天然气销售价为居民用气和非居民用气的综合加权价，居民、非居民用气量需经上报及核算。部分下游公司以居民用气价格采购、非居民用气价格销售的方式套利，影响市场的良性运行。通过居民、非居民的门站价格并轨，居民用气比例不再成为上下游公司的争论焦点，上述问题得以解决。

目前，居民用气平均门站价格为每立方米1.4元左右，不仅低于进口气供应成本，也低于国产气供应成本。这部分供气成本实际上一一直由上游供气公司来补贴。此次调整后，上游供气公司不再承担居民用气的补贴压力，利润水平将得到提升。

中游管输公司：管输价格管制，不受本次政策影响。本轮天然气价格改革中，管输价格为重点监管对象，按照“准许成本加合理收益”原则制定，且向社会公开。在本轮天然气价格改革影响下，中游管输公司赚取相对固定的管输费，居民门站价格的变化可及时传导至下游城市燃气公司，因此不受本次政策影响。

下游城燃公司：受影响程度取决于顺价程度和业务区域。前文我们的分析表明，居民用气门站价调整对下游城市燃气公司的整体影响在于：

(1) 居民用气终端销售价的调整略滞后于门站价，在调整时间差范围内（2个月左右）城市燃气企业居民用气业务的采购成本将有所上涨，但全国范围内6~8月份为天然气销售淡季，影响较低。

(2) 对于城市燃气企业而言，考虑到配气价格改革的叠加，居民用气采购提高的成本（即门站价提升）无法全部传导至终端，从而导致城市燃气企业在居民用气业务的毛差将有所减少，但由于居民用气销售量占总销售量的比例较低，此部分影响同样较小。

为了定量分析本次政策对燃气公司盈利的影响，我们构建了一个只经营配气业务的城市燃气样本公司模型。

样本公司模型的假设条件如下：

国家发改委宣布理顺居民用气门站价格涉及的气量只占国内消费总量的 15% 左右，我们假设居民用气销售量占总销售量的比例为 15%；年售气量 1 亿立方米，供销差率 4%；天然气居民、非居民用气的销售单价分别为 1.9、2.3 元/立方米（不含税），天然气居民、非居民用气的采购单价分别为 1.4、1.7 元/立方米（不含税）；折旧等固定成本为 0.17 亿元；采购气源全部为管道天然气，采购价格按门站价执行。

在上述假设条件下，样本公司居民用气门站价低于非居民用气门站价 0.3 元/立方米（不含税）。

本次政策执行前，样本公司的营业收入 2.24 亿元，营业成本 1.90 亿元，毛利 0.34 亿元，单方毛利 0.34 元/立方米，毛利率 15.3%。

本次政策执行后，居民用气门站价格提高 0.3 元/立方米（不含税）。营业成本变为 1.94 亿元，较本次政策执行前增长 2.5%。敏感性分析结果表明，与本次政策执行前相比，若样本公司全部承担上游增加的成本，即居民用气终端销售价格不做调整，毛利下滑 13.6%，单方毛利下降 0.05 元/立方米，毛利率降低 2.1 个百分点；若样本公司将上游增加的成本全部传导至下游，即居民用气终端销售价格上调 0.3 元/立方米（不含税），毛利下滑 0.5%，单方毛利无变化，毛利率降低 0.4 个百分点。

表 27：居民用气销售价格调整的敏感性分析

项目	居民用气销售价涨幅（元/立方米，不含税）						
	0.00	0.05	0.10	0.15	0.20	0.25	0.30
毛利变化（%）	-13.6%	-11.5%	-9.3%	-7.1%	-4.9%	-2.7%	-0.5%
单方毛利变化（元/立方米）	-0.05	-0.04	-0.03	-0.02	-0.02	-0.01	-0.00
毛利率变化（pct）	-2.1%	-1.8%	-1.5%	-1.2%	-0.9%	-0.7%	-0.4%

资料来源：光大证券研究所测算

然而，需要明确指出的是，根据国家发改委的统计，广东、广西、贵州、云南、福建等通气较晚的省（区）居民用气价格基本理顺。因此，城市燃气业务位于上述区域的城市燃气公司基本不受此次政策影响。A 股中，城市燃气业务位于上述区域的燃气公司包括佛燃股份、瀚蓝环境、贵州燃气、深圳燃气等。

4、天然气调峰保供产业链全解

上文已经提到，我国在 2018 年防止气荒再次发生最为重要的任务便是做好天然气产供储销体系的建设，而其中的重中之重便是供和储，即 LNG 接收站、地下储气库设施以及 LNG 储罐等。

表 28：不同国家调峰方式及调峰比例表（2014 年）

主要国家	调峰方式			调峰气量占天然气消费量比例		
	地下储气调峰	LNG 接收站调峰	气田调峰	地下储气调峰	LNG 接收站调峰	气田调峰
美国	季节调峰	日、小时调峰		14.80%	0.20%	
俄罗斯	季节调峰			15.00%		
日本		季节、月调峰				
英国	季节调峰	季节调峰	季节调峰	7.70%		3.4%
法国	季节调峰			25.70%		
加拿大				22.30%		
德国	季节调峰			23.88%	0.02%	

资料来源：《中国天然气储气调峰方式研究》（魏欢等）

图 77：天然气调峰产业链



资料来源：搜狐、中国液化天然气网，西油记、中石油官网、光大证券研究所整理

供气企业应当建立天然气储备,到 2020 年拥有不低于其年合同销售量 10% 的储气能力，满足所供应市场的季节（月）调峰以及发生天然气供应中断等应急状况时的用气要求。

城镇燃气企业要建立天然气储备，到 2020 年形成不低于其年用气量 5% 的储气能力。不可中断大用户要结合购销合同签订和自身实际需求统筹供气安全，鼓励大用户自建自备储气能力和配套其他应急措施。

地方储备保供天数要达到 3 天。

储气指标的核定范围包括：

一是地下储气库（含枯竭油气藏、含水层、盐穴等）工作气量；

二是沿海 LNG 接收站（或调峰站、储配站等，以下统称 LNG 接收站）储罐罐容（不重复计算周转量）；

三是陆上（含内河等）具备一定规模，可为下游输配管网、终端气化站等调峰的 LNG、CNG 储罐罐容（不重复计算周转量，不含液化厂、终端气化站及瓶组站、车船加气站及加注站）等。

4.1、LNG 接收站增强天然气进口能力

4.1.1、LNG 接收站现状

LNG 接收和储备是我国重要的调峰手段。国家在《天然气“十三五”发展规划》中提出，“逐步建立以地下储气库为主，气田调峰、CNG 和 LNG 储备站为辅，可中断用户调峰为补充的综合性调峰系统”。**中长期来看**，地下储气库具有容量大、经济性好、不受气候影响、安全可靠等特点，是调节季节性峰谷的最有效方式。但是受到库址选择要求苛刻、建设周期较长、商业模式盈利困难等因素制约，地下储气库的建设及发展任重而道远，**而利用 LNG 接收站进行调峰则是我国近几年来最重要的调峰手段。**和地下储气库调峰相比，利用 LNG 进口调峰有着选址相对灵活，建设周期短，机动性高等特点，在我国地下储气库全力建设过程中起到了关键的作用。

表 29：不同类型的天然气储存方式比较

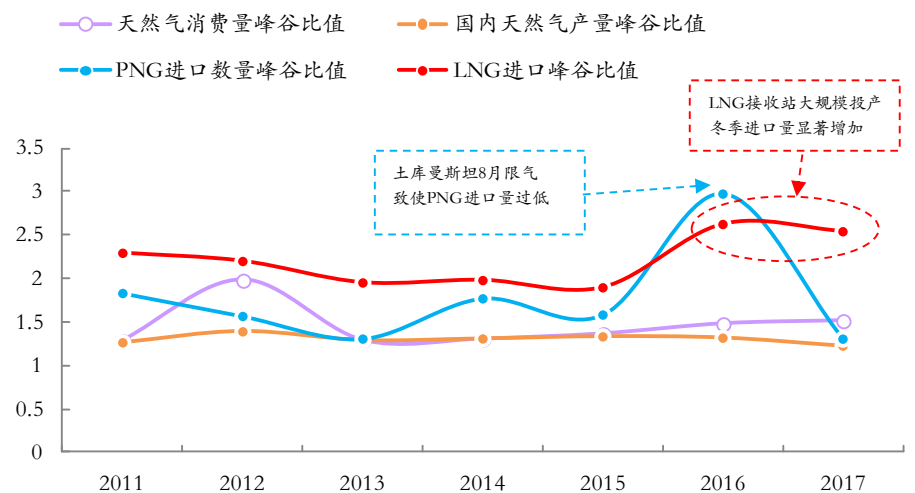
储存方式	天然气状态	优点	缺点	用途
地面储罐	气态、常温低压或高压	建造简单	容量小、成本高、占地面积大、经济效益低、对安全性要求高	调节城市昼夜小时用气不均衡
管道	气态、常温高压	建造简单	储气量小、调节范围窄	调节城市昼夜小时用气不均衡
LNG	液态、低温常压	有限空间的天然气储存量大、机动性强	钢材用量和建设投资较大、能耗高	适宜于沿海地区、用船运输 LNG 天然气的国家应急、调峰
地下储气库	气态、常温高压	容量大、储气压力高、占地面积小、受气候影响小、经济性好、安全可靠	要求合适的地质构造、建设投资大、建设周期长	季节性调峰、战略储备、应急储备

资料来源：《天然气调峰方式的对比与选择》（吴洪波等）

近年来，受益于经济高速发展和城镇化水平逐步提高，我国天然气消费维持高速增长，而带来的另一个问题便是**不同季节的天然气消费量不均衡程度始终维持在高位**。2011-2017 年，我国天然气消费量峰谷比值的平均值为 1.4，2017 年达 1.5 倍（峰、谷分别为 12 月和 5 月），但同期的天然气产量峰谷比值维持在 1.2~1.3 之间，PNG 进口数量的峰谷比值受东亚限产等特殊因素影响，波动较大，2017 年仅为 1.3。

拥有灵活调峰能力，在我国冬季发挥重要保供作用的是进口 LNG。进口 LNG 数量峰谷比值始终维持在 2 倍左右，2017 年达 2.5 倍，在我国 2017 年冬季天然气消费量异常增长且 PNG 进口受限的情况，为阻止“气荒”情况进一步恶化起到了关键的作用。

图 78：天然气进口及消费峰谷比值



资料来源：Wind，光大证券研究所整理

1998-2017 年，20 年间 LNG 进口业务高速发展。我国早在 1998 年便开始了 LNG 接收站的规划和筹建。广州大鹏 LNG 接收站作为我国首个引进 LNG 的试点项目，2006 年正式投产并于当年 9 月底进入商业运营。从 2006 年大鹏 LNG 接收站正式投产开始，11 年间我国 LNG 进口量从 2006 年的 10 亿立方米高速增长到 2017 年的 526 亿立方米，年均增速达 39%；LNG 接收站规模从 2006 年的 370 万吨/年增长到 2017 年的 5860 万吨/年，年均增速达 26%。2018 年将有 6 个项目计划投产，规模将进一步增长至 7115 万吨/年，LNG 年度进口量占比将进一步提高，重要性日益凸显。

表 30：LNG 进口量及新增规模

指标名称	LNG 进口量 (亿立方米)	进口量增速	每年新增接收能力 (万吨/年)	总接收能力 (万吨/年)	接收能力增速	年均利用率
2006	10		370	370		20%
2007	38.7	287%		370	0%	77%
2008	44.4	15%	50	420	14%	78%
2009	76.3	72%	560	980	133%	57%
2010	128.0324	68%		980	0%	96%
2011	166.1943	30%	650	1630	66%	75%
2012	199.8945	20%	400	2030	25%	72%
2013	244.9062	23%	920	2950	45%	61%
2014	271.4436	11%	600	3550	20%	56%
2015	262.0228	-3%	600	4150	17%	46%
2016	343.0445	31%	1300	5450	31%	46%
2017	526.3412	53%	410	5860	8%	66%
2018E	690.5263	31%	1255	7115	21%	71%

资料来源：中海油、中石油等公司官网，Wind，光大证券研究所整理

LNG 接收站调峰仍有巨大潜力。我国 2014-2016 年 LNG 接收站整体利用率在 50%左右，2017 年受“气荒”影响，我国加大天然气进口力度，年均利用率达到 66%，但仍距我国可以达到的利用率高位有一定差距。随着接收能

力的稳步增长和 LNG 现货价格回暖，提升利用率的重要手段便是 LNG 接收站的第三方公平准入的推行。近年来 LNG 的贸易模式发生了较大变化，我国 LNG 短期和现货贸易量稳步增加（之前我国的 LNG 接收站大多与 LNG 供货商签订 20 年以上的“照付不议”的长协合同），其中的变化一方面来自全球 LNG 供应整体宽松，另一方面我国作为 LNG 进口国，希望在 LNG 现货贸易中谋求更便宜的 LNG 供应。

更好推行 LNG 现货贸易的前提便是 LNG 接收站的第三方准入。目前国际上对第三方准入的相关规则也在探索状态，国外的 LNG 公开准入规则也各不相同。我国自 2014 年发布《油气管网设施公平开放监督办法（试行）》后，又于 2018 年 8 月发布了《油气管网设施公平开放监督办法（公开征求意见稿）》，虽比 4 年前的试行稿已有一定进步，但在 LNG 设施是否纳入开放范围、应开放的剩余能力等方面仍待进一步明确。

除了第三方准入执行细则仍不明晰之外，我国第三方准入还存在如盈利模式难至预期、经营者利益冲突、季节性需求差异大等问题，近年来“三桶油”虽为 LNG 接收站的开放做出了一定努力，但效果不甚明显。

我们预计 2018 年年均利用率有望在民营 LNG 站陆续投产，LNG 现货价格走高，以及 LNG 冬季满负荷利用等多方作用下进一步提高，但离预期的高位恐仍有一定距离。

表 31：欧洲各国的第三方准入制度

国家	一级市场		二级市场		计划上报时间表		防囤积制度
	方式	出售合约时长	方式	提前预定时间	年计划	月计划	
英国 (比利时)	公开出售	长期合约	双边协议、 公开拍卖	最早 14 天、 最晚 7 天	根据每个接收站而定		不强制
西班牙 (法国/雅典)	先到先得	长期、强制预留 25% 供给短 合约 (小于 2 年)、月度	不活跃		前一年 每月 20 日上报下 3 个月的 年底 库容需求		事后规则 UIOLI/ 直接转让
葡萄牙	公开出售	年度、月度	无		根据年 每月 12 日前上报，与年度 度出售 市场预定量一致的优先		事后规则 UIOLI
意大利	公开出售	长期 (不超过 7 年)、 年度、月度	不活跃		前一年 每月最后 4 天确定上报下月 年底 信息及再下月数量		事前规则+事后规 则 UIOLI

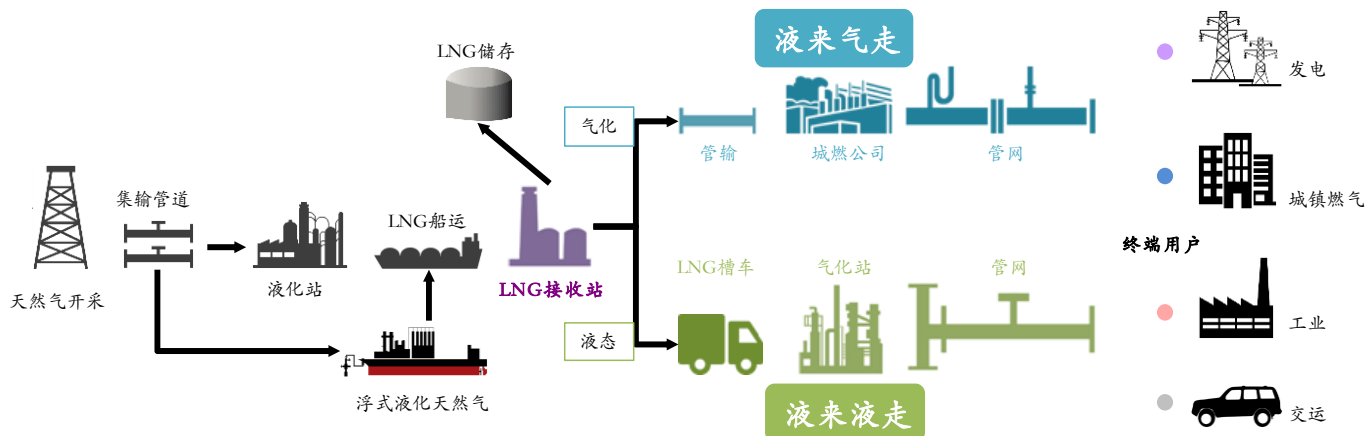
资料来源：《南方能源观察》，光大证券研究所整理

注：事后规则 UIOLI (Use It Or Lose It) 指：在合约前 6 个月，用户在至少一个月中使用的库容小于预定量的 80%，使用者预定的库容就自动等比缩减，同时还会相应罚款，罚款的数额是部分使用者签订管容预定合约时的定金。

4.1.2、LNG 接收站商业模式及盈利测算

目前，我国的 LNG 接收站的盈利来源主要分为两种，一种是贸易价差（液来液走），即 LNG 接收站以高于成本价的液态天然气直接对外销售，从而赚取其贸易差价。另一种是收取的气化费（液来气走），即 LNG 接收站将液态天然气气化，只收取气化费。一般来说，液来液走的商业模式可以更好的适应我国天然气的实际供需，故我们将对该模式进行进一步分析。

图 79: LNG 进口产业链

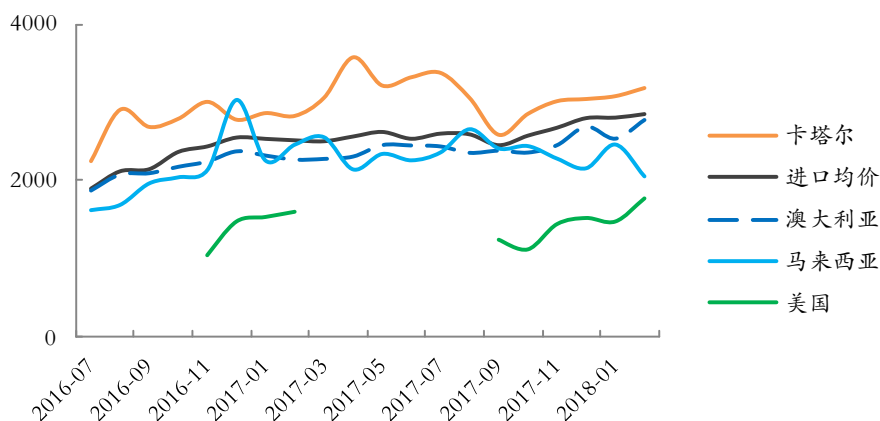


资料来源：光大证券研究所（图片素材来自 IGU）

液来液走商业模式盈利的核心在于 LNG 购销价差。我国的 LNG 进口量的前三大国分别为澳大利亚、卡塔尔以及马来西亚，因此我们将分别分析上述三国的 LNG 购销价差，同时我们也将分析从美国进口 LNG 在我国是否有利可图。我们将选取 2016 年 7 月、12 月、2017 年 7 月、12 月，以及 2018 年 2 月等 5 个时间点分析购销价差的走势。

从 2016 年 7 月美国对我国规模化进口 LNG 开始，美国的 LNG 的进口价便长时间显著低于我国 LNG 进口均价，但从价格上来看是最优选择；澳大利亚的 LNG 进口价基本保持稳定，略低于 LNG 进口均价；马来西亚的 LNG 进口价起伏较大，整体来看在 LNG 进口均价上下波动；卡塔尔的 LNG 进口价常年高于 LNG 进口均价，从价格角度考虑盈利能力较低。

图 80: LNG 各进口国的进口价以及中国 LNG 进口均价



资料来源：Wind, EIA, 光大证券研究所整理 单位：元/吨

我国 LNG 市场价随供需情况变动较大，2017 年 12 月甚至达到 7248 元/吨的高位。如果具体分析上述时间节点的购销价差，整体来看上述国家除个别

月份外，基本都可以实现价格套利。值得注意的是美国，其购销价差一直处于最高位，但 2018 年的中美贸易摩擦若最终导致对从美进口的 LNG 加征 25% 关税，将会明显压缩套利空间，从美国进口 LNG 的选择变得没有那么经济。

表 32: LNG 套利空间分析

	2016.7	2016.12	2017.7	2017.12	2018.2
LNG 市场价	2,870	3,184	3,135	7,249	4,743
LNG 进口价					
美国	1,800	1,482	1,182	1,529	1,784
卡塔尔	2,241	2,777	3,382	3,045	3,187
澳大利亚	1,885	2,373	2,434	2,680	2,763
马来西亚	1,622	3,019	2,354	2,153	2,050
增值税 (11%)					
美国	198	163	130	168	196
卡塔尔	247	305	372	335	351
澳大利亚	207	261	268	295	304
马来西亚	178	332	259	237	225
关税 (25%)					
美国					(446)
购销价差					
美国	872	1,538	1,823	5,551	2,762 (2,317)
卡塔尔	382	101	-619	3,869	1,205
澳大利亚	777	550	434	4,274	1,676
马来西亚	1,069	-167	523	4,859	2,467

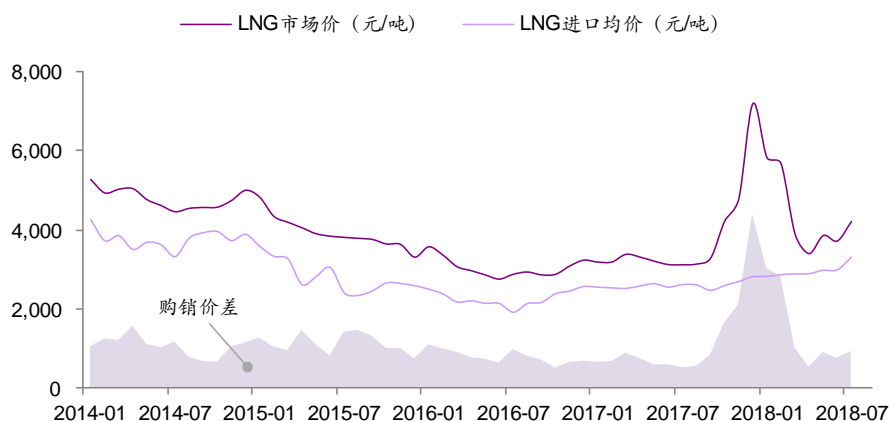
资料来源: Wind, EIA 单位: 元/吨

我们将进一步以上市公司深圳燃气计划于 2018 年投产的 LNG 项目进行盈利测算。

2013 年 12 月，公司发行 16 亿元可转债用于深圳市天然气储备与调峰库工程及配套工程项目的建设，主要建设内容包括一座 8 万立方米的 LNG 储罐、气化能力为 24 万标准立方米/小时的气化系统及相应配套设施。公司储备调峰项目的 LNG 年周转能力为 80 万吨/年（10 亿立方米/年）。

截至 2018H1，公司 LNG 储备调峰项目的工程进度已达 99%，我们预计该项目有望于 2018 年年内投产。该项目的投产将拓展公司天然气产业链上游的布局，丰富公司气源结构，促进天然气产供储销体系建设，为深圳市天然气供应提供保障。此外，公司可根据 LNG 实际周转量和市场购销价格情况选择 LNG 运输方式（即“液来液走”、“液来气走”），培育利润增长点。

图 81: LNG 市场套利空间



资料来源: Wind, 光大证券研究所 (注: LNG 进口均价以美元计, 美元兑人民币汇率选取当月平均汇率换算)

我们以 LNG 储备调峰项目的负荷率和天然气不含税购销价差为变量, 对项目毛利进行了敏感性测算, 测算假设如下:

项目 LNG 年周转量 80 万吨, 总投资 15.91 亿元 (以公司 2018 年半年报口径计), 折旧年限 20 年, 人工及其他成本 0.16 亿元, 气化费 0.1 元/立方米, 天然气换算关系为 1 吨 LNG 约等于 1250 立方米气态天然气 (以公司可转债募集说明书口径计)。

敏感性测算结果表明, 在天然气不含税购销价差为 800 元/吨的情况下, LNG 储备调峰项目的负荷率分别为 40%、60%、80%、100%、120% 时, 项目贡献毛利增量分别为 1.80、3.08、4.36、5.64、6.92 亿元; 以公司 2017 年的财务数据为基数, 上述条件下公司毛利分别增长 7.8%、13.4%、19.0%、24.6%、30.2%。公司 LNG 储备调峰项目的盈利弹性突出, 期待项目投产贡献业绩增量。

表 33: LNG 储备调峰项目毛利的敏感性测算 (亿元)

不含税购销价差 (元/吨)	负荷率 (%)				
	40%	60%	80%	100%	120%
200	-0.12	0.20	0.52	0.84	1.16
400	0.52	1.16	1.80	2.44	3.08
800	1.80	3.08	4.36	5.64	6.92
1200	3.08	5.00	6.92	8.84	10.76
1600	4.36	6.92	9.48	12.04	14.60

资料来源: 公司公告, 光大证券研究所

4.2、储气库与储气罐是重要调峰设施

4.2.1、储气规模市场空间测算

2017 年, 我国天然气消费量为 2373 亿立方米, 同比增长 15.3%, 根据 2018 年 4 月 26 号文件, 《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场

机制的意见》供气企业和城燃企业分别应当建立储气能力为 10%、5%，地方储备保供天数要达到 3 天，到 2020 年，天然气在一次能源消费结构中的占比力争达到 10% 左右，假设天然气消费量为 3500 亿立方米，储气能力应达到约为 525 亿立方米（储气能力预消费量占比为 15%）。

根据《意见》估算，我国地下储气库工作气量仅为全国天然气消费量的 3%，约为 71.19 亿方；LNG 接收站罐容 2.2%，约为 52.21 亿方；城燃公司储气能力 0.53%，约合 12.69 亿方；假设地方政府目前储气保供能力为 1 天，合 6.5 亿方，总计为 142.59 亿方。因此，2018-2020 年理论储气能力建设约为 382.41 亿立方米。

从整体上看，如果按照目标执行力度符合预期，则：

1. 地下储气库根据“十三五”规划，储气能力到达 148 亿立方米，2018-2020 年需新增 76.81 亿立方米。

2. LNG 接收站罐容，这里不仅包括沿海 LNG 接受站的扩容，也包括内地 LNG 储罐的增量，地方性的 LNG 调峰储罐（除了重点一线等城市具有少量的调峰能力，其余城市几乎为零）；2018-2020 年可新增约 305.6 亿立方米。

我们根据《意见》进一步进行测算：

(1) 供气企业一般以储气库和 LNG 储罐为主作为调峰设施，假设达到 10% 的储气能力；

(2) 要求城镇燃气企业形成不低于其年用气量 5% 的储气能力，我们考虑到直供气部分占比提升的可能，假设其最终与总消费占比为 4%；

(3) 假设地方政府 3 天保供储气能力与总消费占比约为 0.8%。

表 34：调峰储气设施新增空间

项目指标	2017	2020	新增量 (亿立方米)
天然气消费量 (亿立方米)	2373	3500	1127
总储气能力 (亿立方米)	142.59	525	382.41
占总消费量比	6%	15%	-
储气库工作气量 (亿立方米)	71.19	148	76.81
占总消费量比	3%	4.23%	-
供气企业 (亿立方米)	52.21	202	149.79
占总消费量比	2.2%	5.77%	-
城燃公司 (亿立方米)	12.69	146.5	133.81
占总消费量比	0.53%	4.18%	-
地方政府 (亿立方米)	6.5	28.5	22
储气能力保供天数 (天)	<1	≈3	-

资料来源：《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》、光大证券研究所测算

表 35：不同储气库/设施对比

类型	LNG 储罐	地下储气库
建设条件	一般不受地理条件限制	枯竭油气田、盐穴、含水岩层等
作用	调价季节性峰谷差、应急情况供气、没有铺设管道地区供气、车用燃料	调价季节性峰谷差、应急情况供气
液化率	95%-100%	80-95%
经济性	冬夏价格差异显著，一般 IRR > 15%	由于天然气价格实行全年定价，在季节性价差以及存储方面较难获得利润

资料来源：《天然气地下储气库与 LNG 的对比》，光大证券研究所整理

4.2.2、地下储气库

根据《天然气基础设施建设与运营管理办法》，储气设施是指“利用废弃的矿井、枯竭的油气藏、地下盐穴、含水构造等地质条件建设的地下储存空间和建造的储气容器及附属设施，通过与天然气输送管道相连接实现储气功能。”

图 82：相国寺储气库全貌



资料来源：中国石油石化工程信息网

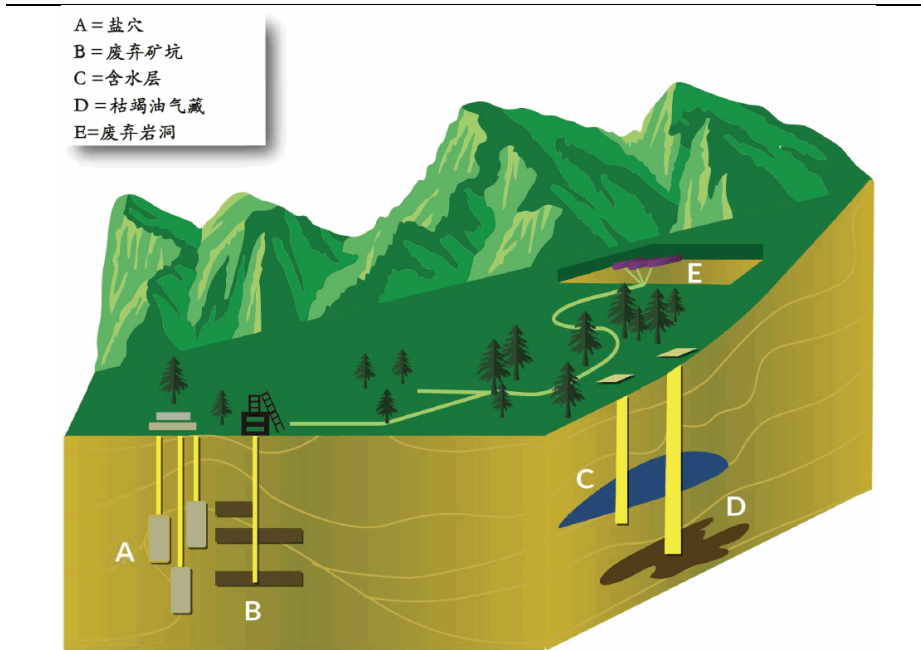
目前世界上的天然气地下储气库主要有四种类型：枯竭油气藏型、含水层型、盐穴型、以及废气矿坑及岩洞型储气库。其中，枯竭油气藏型储气库有着储量大、经济性好，是目前最常用、最经济的一种地下储气形式。

表 36: 四种常见的天然气地下储气库类型

类型	定义	特点
枯竭油气藏	利用已经开采枯竭废弃的气藏或开采到一定程度的退役气藏而建造的储气库	建库周期短、投资和运行费用较低
含水层	人为将天然气注入地下合适的含水层而形成的人工气藏	结构完整、储量大、钻井可一步到位
盐穴	在底下盐层或盐丘中，利用水溶解盐的开采方式形成地下空穴来储存天然气	机动性强、储气无泄漏、调峰能力强
废弃矿坑及岩洞	利用废弃的符合储气条件的矿坑/洞穴或在山体中开凿的岩洞改建的地下储气库	符合地质条件的矿坑少而发展受限

资料来源：中国石油石化工程信息网，光大证券研究所整理

图 83: 各类地下储气库地质条件



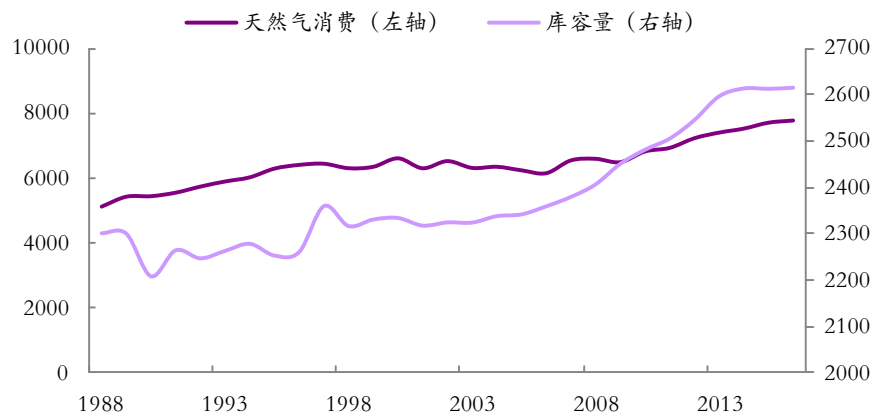
资料来源：IGU

4.2.3、美国地下储气库建设情况

美国是目前全球地下储气库发展和应用最成功的国家。截止 2016 年底，美国共有 415 座地下储气库投运（329 座枯竭油气藏储气库，47 座含水层储气库，39 层盐穴储气库），总库容量达 2616 亿立方米，总工作气量达 1364 亿立方米，工作气量占消费比重为 17.5%。

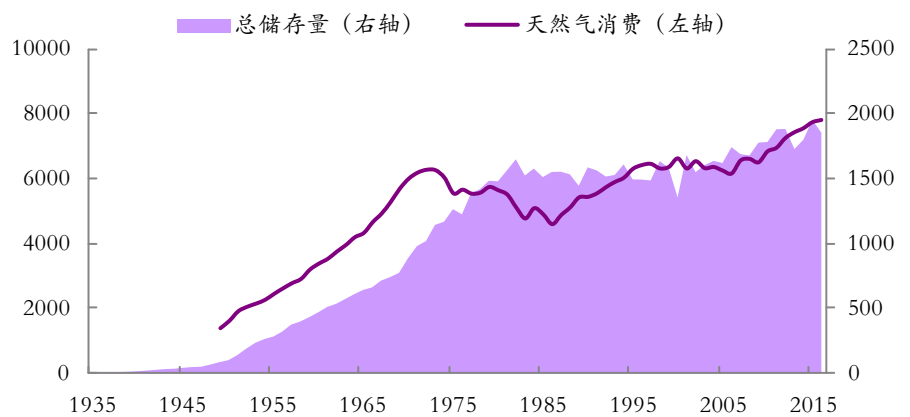
地下库容量与天然气消费增长共同发展。美国早在二十世纪三十年代便开启了地下储气库的建设，地下储存量也随着天然气消费的增长而同步增长，近 20 年总储存量在天然气年度消费占比基本稳定在 25% 左右。美国地下储气库的建设在 1990 年初期随着天然气消费增速的放缓而逐步放缓，近 30 年间仅新建了 21 个地下储气库，而地下储气库库容量则随着金融危机后天然气消费的增长而同步增长。

图 84：美国地下储气库库容量随天然气消费共同发展



资料来源：EIA，光大证券研究所整理 单位：亿立方米

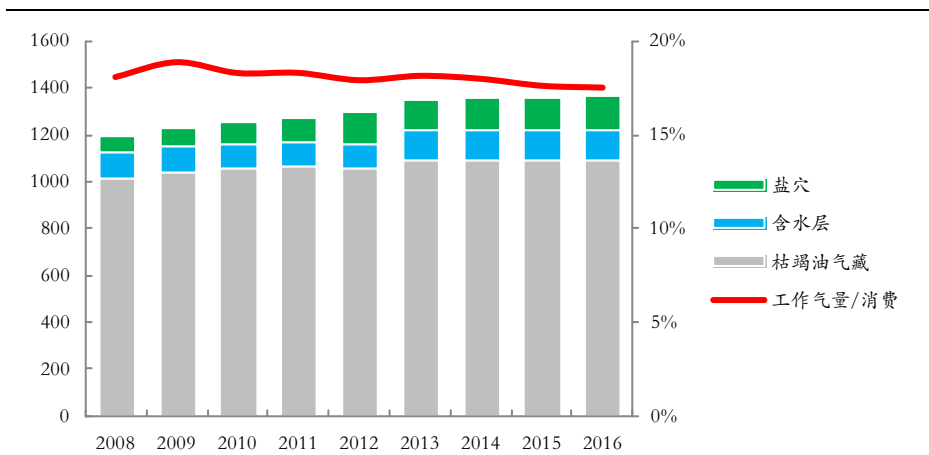
图 85：美国天然气地下储存量与天然气消费走势基本一致



资料来源：EIA，光大证券研究所整理 单位：亿立方米

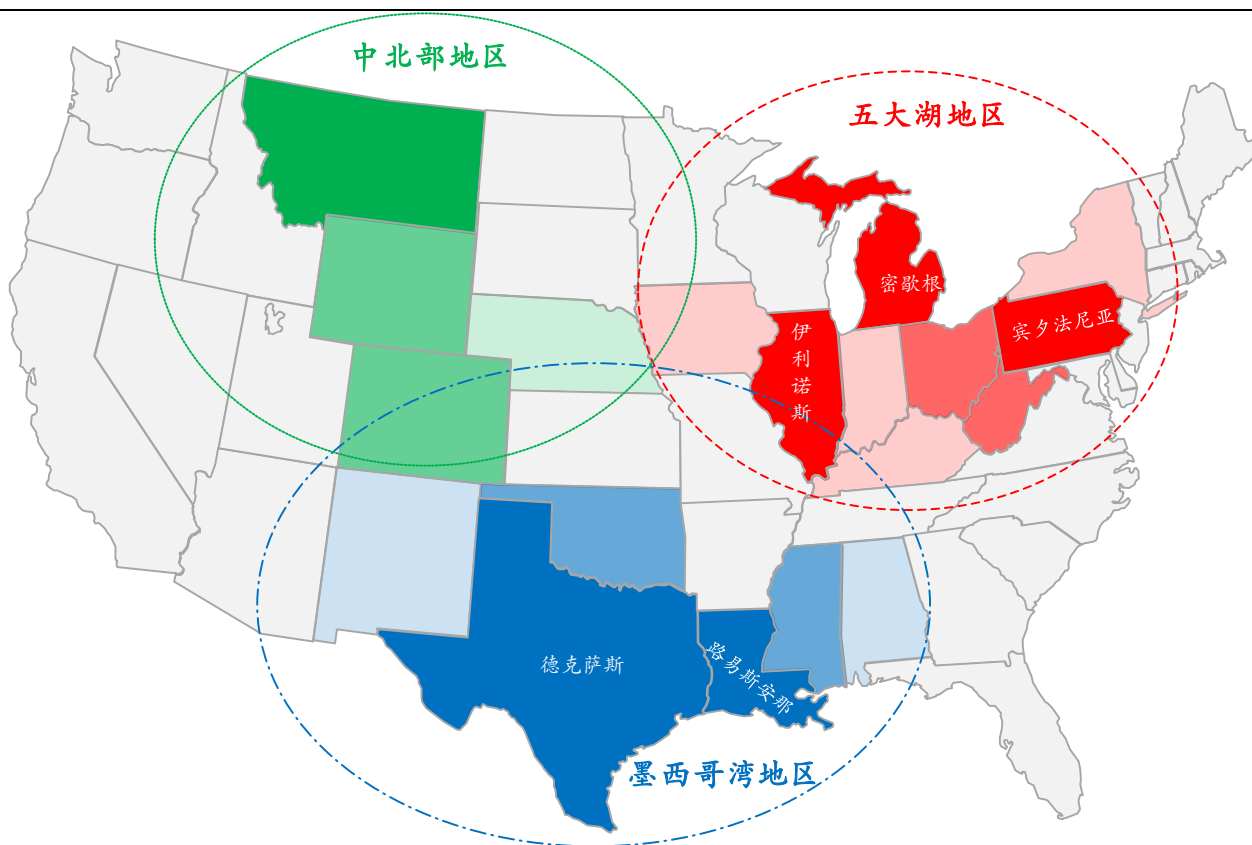
进一步分析，受益于自身丰富的油气资源，美国拥有众多符合枯竭油气藏储气库建设要求的库址，同时该类储气库储容量大，经济性相对合理，安全系数高，美国的地下储气库建设以枯竭油气藏储气库为主，329座枯竭油气藏储气库(数量占比80%)的库容量与工作气量分别占美国总量的77%和80%。同时美国的天然气工作气量/消费占比近年来稳定在18%左右，可以较好的保证美国调峰保供的需求。

图 86: 美国天然气工作气量/消费占比稳定在 18%左右



资料来源: EIA, 光大证券研究所整理 单位: 亿立方米

图 87: 美国地下储气库分布情况 (2016 年)



资料来源: EIA, 光大证券研究所整理

美国地下储气库布局合理。美国地下储气库的布局符合建于产气油田、管网枢纽、或重点消费市场中心附近的区域这一特点，形成了三大地下储气库密集区，即五大湖地区、中北部地区和墨西哥湾地区，美国地下储气库库容量最大的前五个州（密歇根、伊利诺斯、德克萨斯、宾夕法尼亚、路易斯安那）均位于上述地区。五大湖地区和中北部地区的天然气消费量相对较大（工业和燃煤电厂），调峰保供需求较大；墨西哥湾地区天然气资源相对丰富，其地质情况（岩盐层较多）也适合建造地下储气库。

4.2.4、我国地下储气库情况

地下储气库具有容量大、经济性好、不受气候影响、安全可靠等特点，是调节季节性峰谷的最有效方式。我国早在 1969 年便建成了我国首座地下储气库——萨中东 2-1 地下储气库，在 1985 年因设备老化、油田天然气管网健全无富裕气而停止使用。当时萨中东地下储气库的建立的主要目的其实是为了减少夏季伴生放空带来的资源浪费，确保油气界面稳定。我国目前使用时间最长的是 1975 年建成的大庆喇嘛甸油田储气库。

随着我国天然气产量和消费量稳步增长，区域性供需不均衡现象愈发凸显，中石油在 1997 年为平衡京津冀地区与陕西省的天然气供需不平衡而修建的陕京一线正式投运，1999 年又斥资 36.1 亿元修建了陕京输配气管道系统，建成了中国第一座真正意义上的商业调峰储气库——大港大张坨地下储气库，并于 2000 年正式投产运行。

在这之后，我国又陆续建成了 12 座地下储气库（库群），共计 25 个储气库，总设计库容达 435.39 亿立方米、工作气量达 166.85 亿立方米。但是需要注意的是，我国自 2015 年以后已无任何新的地下储气库投产，在天然气消费量持续增长的情况，我国调峰能力已远无法满足冬季保供需求，2015 年底形成调峰能力近 43 亿立方米，占全年天然气消费比重的 2.2%，与国际公认合理的 11% 相比仍有较大差距，2017 年此差距或被进一步拉大。

表 37：中国已投运地下储气库及重要在建地下储气库情况

名称	类型	储气库座数	设计库容量 (亿立方米)	设计工作气量 (亿立方米)	运营商	状态
喇嘛甸	油气藏	1	25		中石油	投运
大港库群	油气藏	6	69.6	30.3	中石油	投运
金坛	盐穴	1	26.4	17.1	中石油（一期） 中石化（二期）	投运（一期） 在建（二期）
京 58 库群	油气藏	3	15.4	7.5	中石油	投运
刘庄	油气藏	1	4.6	2.5	中石油	投运
文 96	油气藏	1	5.59	2.95	中石化	投运
苏桥	油气藏	5	67.4	23.3	中石油	投运
双 6	油气藏	1	41.3	16	中石油	投运
相国寺	油气藏	1	42.6	22.8	中石油	投运
呼图壁	油气藏	1	117	45.1	中石油	投运
板南	油气藏	3	10.1	4.3	中石油	投运
陕 224	油气藏	1	10.4	5	中石油	投运
	合计：		435.39	166.85		
文 23	油气藏	1	104.31	44.68	中石化	在建
克 75	油气藏	1	27	10	中石油	在建
	合计：		131.31	54.68		

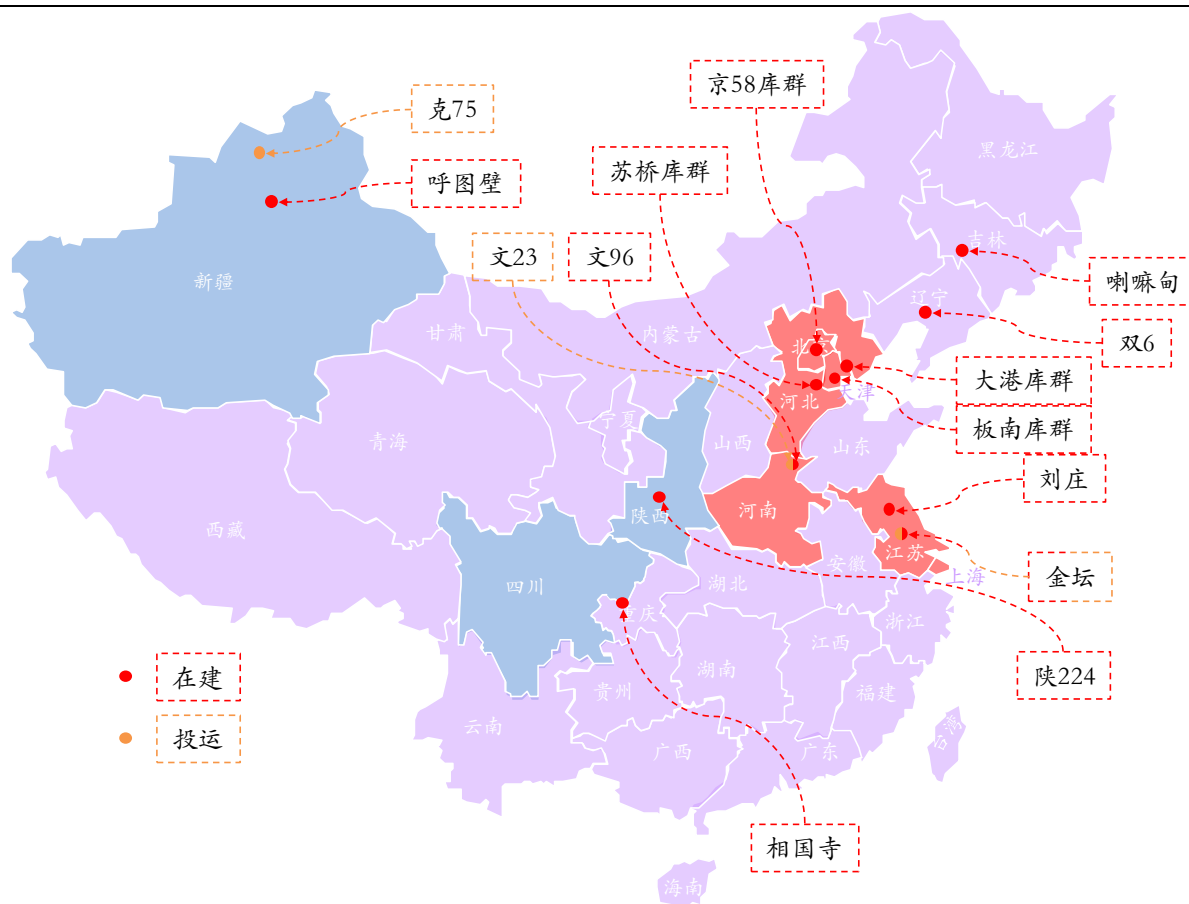
资料来源：中国石油勘探开发研究廊坊分院，中国燃气网，光大证券研究所整理

技术不足阻碍地下储气库进一步合理布局。地下储气库为考虑经济性等因素，一般建于产气油田、管网枢纽、或重点消费市场中心附近的区域。纵观我国的地下储气库分布情况，其中呼图壁、相国寺、陕 224 和在建的克 75 等地

地下储气库均建于大型产气油田（新疆、陕西、四川）周边；喇嘛甸、双6地下储气库均属利用枯竭的油气藏建设而成；金坛、刘庄地下储气库建于江苏，为保障长三角地区调峰使用；文96和在建的文23地下储气库建于河南，为保障中原地区调峰使用；其余地下储气库均建于环渤海地区（北京、天津、河北），全力保障京津冀地区的调峰使用。

目前我国地下储气库的发展受制于地质条件复杂等客观因素影响，技术和经验不足致使建库难度较大。长三角地区同样有着较高的天然气消费和调峰需求，目前只有两个地下储气库投运，且2018年内并无新投产储气库；同样的问题发生在东南沿海地区，虽然该地区可以依靠较为充足的LNG进口资源填补冬季调峰需求，但LNG接收站并无法替代地下储气库的位置。

图 88：我国地下储气库分布情况



资料来源：中国石油勘探开发研究廊坊分院，中国燃气网，光大证券研究所整理

商业模式成地下储气库发展重要制约因素。

美国是地下储气库发展和应用最成功的国家，其储气库商业模式发展值得中国借鉴。美国的地下储气库主要由天然气管道公司和城燃公司拥有和运营，用以优化管网系统运行，提高供气的可靠性和安全性，同时满足调峰要求。

1985 年以前，和中国类似，美国天然气市场受天然气政策法规管制，储气费并不单列，而是与管道输气费捆绑销售，储气库的投资建设仅能通过管道输气费回收投资成本。

1992 年，联邦能源管理委员会 (FERC) 颁布了《重建管输服务》制度 (Order No. 636)，放开了储气库的“第三方”准入，打破了储气库的垄断，将储气费从管输费中剥离，使得管输和储气服务向完全竞争市场开放，**地下储气库的商业模式真正走向市场化运作。**

目前，美国的储气费率中包含服务成本和合理范围内的投资回报，即按服务成本收取储气能力占用费和储气库使用费。储气能力占用费定价依据为储气库建设的固定成本，而储气库使用费则随实际注入/采出气量变化而变动，确保储气库运营可实现盈利。

表 38：美国储气库储气费的费用组成及计算依据

费用类别	费用含义	计算依据
储气能力占用费	采出流量费	合同预定量最大每日采出量
	容量费	合同预定储气容量
储气库使用费	注入费和采出费	实际注入/采出的气量
		50%固定成本
		50%固定成本
		变动成本

资料来源：《中外地下储气库运营管理模式探讨》（田静等）

与美国相比，我国储气库的商业模式与其早期运营模式基本相同，仍处于由政府管控至市场化改革的转变阶段。正在运行的储气库中，一部分储气库由天然气供应商（中石油、中石化）出资建设，另一部分由国家财政投资，但是上述模式的运行费用均由企业（中石油、中石化）自行承担。在我国以前的天然气价格体制下，储气库的储气费均与管输费捆绑销售，企业自行运营的采购成本和运输成本等各项支出成本总和甚至高于民用天然气的价格，**单纯的地下储气库运营基本处于入不敷出的状态，较难实现盈利，需要依靠中石油、中石化内部平衡。**

简单测算，如果我国仍按照储气费与管输费统一考虑分析，假设我国常规油气藏地下储气库的投资成本为 2.0~2.5 元/立方米（中国石油天然气集团公司咨询中心测算），20 年直线折旧法可得折旧成本为 0.1~0.13 元/立方米；储气库建成后单位储气成本在 0.31~0.35 元/立方米（《城市燃气》），管道运输价格以西气东输一线的 0.1442 元/千立方米·公里（发改委）为参考，从新疆到京津冀及长三角地区的距离在基本 3000 公里以上，则管输费价格为 0.43 元/立方米；新疆气田的非居民用气井口价在 1.19~1.22 元/立方米（东亚 PNG 进口气价相对更高），汇总可得使用地下储气库进行输气的成本价在 2.03~2.13 元/立方米之间。但是根据发改委在 2017 年 8 月公布的非居民用天然气基准门站价格，京津冀&长三角地区的各大省会的非居民用天然气基准门站价格在 1.88~2.08 元/立方米之间，基本无法覆盖运用地下储气库进行储气的成本，也印证了上文中地下储气库运营在现有条件下较难实现盈利的观点。

表 39：地下储气库如采用政府定价模式，较难实现盈利

	折旧 成本	储气 成本	管输费	井口价 (新疆气田)	总成本 (新疆气田)	基准门站价 (长三角&京津冀)
最低	0.1	0.31	0.43	1.19	2.03	1.88
最高	0.13	0.35	0.43	1.22	2.13	2.08

资料来源：中国石油天然气集团公司咨询中心，《城市燃气》，国家发改委，Wind，光大证券研究所测算 单位：元/立方米

为了改变上述商业模式给地下储气库发展带来的困境，国家发改委于 2016 年 10 月 15 日发布《关于明确储气设施相关价格政策的通知》（以下简称《通知》），真正明确了**储气服务价格和储气设施天然气购销价格全面市场化**。在发改委之前发布的《天然气管道运输价格管理办法》中，第十二条明确了“管道与储气库、液化天然气接收站以及其他基础设施公用设备设施的，应根据气量、固定资产原值等合理分摊公用成本”，第十三条明确了储气库、液化天然气接收站资产不得作为固定资产纳入定价成本核定，**真正从管输费中将储气费和气价剥离**。

上述政策的落地是对我国储气库商业模式市场化改革的有利推动，国家亦在《天然气“十三五”规划》等多个政策中对未来的储气库建设提出了要求。未来地下储气库如果想实现真正盈利的商业模式运作，有以下三种路径：

1. 随着天然气价改工作的逐步推进，未来有望进一步实现调峰气价与常规气价的区分，以及不同季节的差异化气价，真正实现储气库商业模式的**市场化运作**；
2. 参照**中石油**在 2018 年保供期的做法，即建立一套完善的调价机制，总体来看通过在保供季**上浮基准门站价**，通过提高门站价使营业收入覆盖成本并有所盈余；
3. 通过国家政策的**财政补贴**实现盈利。

4.2.5、LNG 储罐

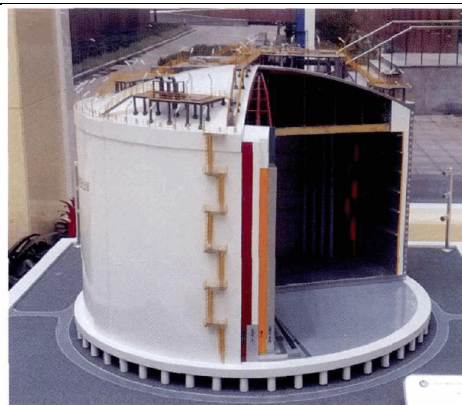
LNG 是将净化处理后的天然气在常压下深冷至 -162°C 后获得的液体，液化后的天然气体积减小约 600 倍后便于储存和运输。LNG 储罐是用于存储 LNG 的装置，因 LNG 的特性所致属于低温压力容器。它的设计温度范围在 -165 — -196°C 之间（考虑氮气冷凝时的低温）。目前我国的常规 LNG 储罐以全容储罐为主，它的优点是安全性高、占地少、完整性和技术可靠性较高。

图 89: LNG 全容储罐结构



资料来源: 中海石油气电集团有限责任公司

图 90: LNG 全容储罐模型图



资料来源: 中海石油气电集团有限责任公司

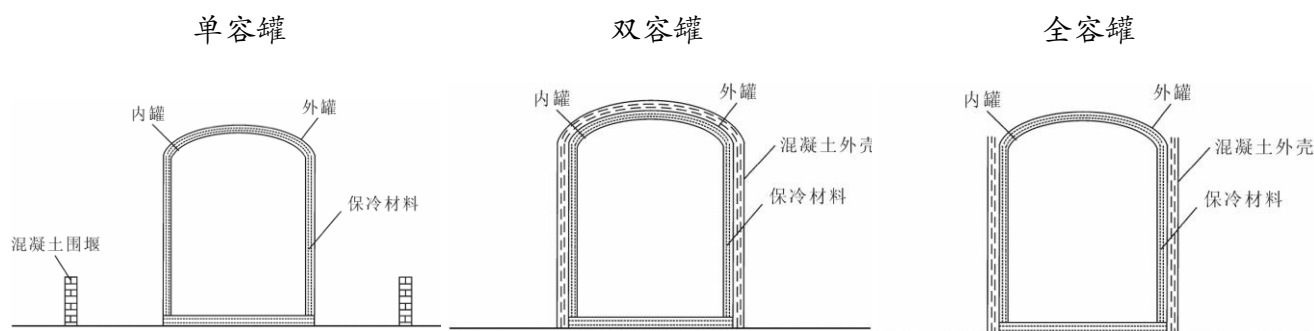
LNG 储罐有着多种分类方法: 按容量来说分为小型 (5-50m³)、中型 (50-100 m³)、大型 (100-40000 m³)、特大型 (40000-200000 m³) 等四类, 其中特大型多用于 LNG 接收站; 按形状来说分为球形和圆柱形, 圆柱形应用更加广泛; 按结构形式来说分为单容罐、双容罐、全容罐等。

表 40: LNG 储罐分类 (按容量)

类型	容量 (立方米)	常用范围
小型	5-50	民用燃气气化站、液化天然气汽车加注站
中型	50-100	卫星式液化装置、工业燃气气化站
大型	100-40000	LNG 生产装置、调峰型液化装置
特大型	40000-200000	LNG 接收站

资料来源: 《大型液化天然气储罐的发展状况》(张月等)

图 91: LNG 储罐分类 (按结构形式)



资料来源: 《大型液化天然气储罐的发展状况》(张月等)

大型化发展为 LNG 接收站用储罐的发展趋势。随着我国 LNG 接收站建设的进一步发展, 未来可利用的岸线逐步减少, 优良站址愈发稀缺, 新建 LNG 接收站的占地面积毫无疑问会被进一步压缩, 这就要求陆上 LNG 接收站折合成单位面积的存储量持续增加, 而进一步使得 LNG 储罐向大型化发展。

而储罐大型化又有着节省钢材、节省投资、布局紧凑使得占地面积小等优点，同时也更加便于管理。而 LNG 储罐发展的新型技术里，新型内灌钢材料（7%Ni - TMCP）、CT 双混凝土全容罐、Hyper Tank 超大容积储罐、自支撑式全容储罐有望随着 LNG 使用量在我国持续的高增长情况进一步发展。

虽然 LNG 储罐的容量和地下储气库有较大差距，但是其单位成本（元/m³）远高于地下储气库，一般一个特大型储罐的建设投资都在 3 亿元以上。为了加快推进 LNG 应急储气设施的建设，发改委于 2018 年 7 月 10 日发布了《重点地区应急储气设施建设中央预算内投资（补助）专项管理办法》（以下简称《办法》）。《办法》中第十四条指出，“原则上 LNG 储罐的投资补助标准不高于储罐总投资（不含征地拆迁等补偿支出）的 30%，同时单位补助额度不高于 2500 元/立方米”，即假设 LNG 储罐的单位投资成本为 5 元/立方米，则在京津冀地区新建一个 100000m³ 的储罐可以获得的投资补助为：100000*5*30%=1500 万元和 100000*2500=25000 万元的小值，即 1500 万元。《办法》未来如能成功落地实施，将有效降低 LNG 储罐设备的投资成本，进一步促进储气设施的建设。

4.3、非常规天然气是重要的补充资源

4.3.1、页岩气

前文已经讨论了中美页岩气各自的特点，地质条件、地表环境问题，埋藏较深、压裂水源不足，技术及开采成本以及管网配套等原因，页岩气在中国尚未大规模开采，当然，这些条件目前正在逐步改观。我们认为，未来我国有望逐步形成具有中国特色的页岩气产业。

表 41：中美页岩气开采情况举例对比

指标	涪陵（中国最大）	马塞卢斯盆地（美国最大）
2017 年产量 (亿立方米/年)	60.04	1775.4
平均井深（米）	2885 (最深处达 4000 米)	2286
单口成本 (万美元/口)	约 900	约 640

资料来源：Bloomberg, Wind, 光大证券研究所整理

以美国马塞卢斯为例，垂直井深 2286 米，钻完井平均成本 640 万美元/口（钻井成本 200 万美元，完井成本 290-560 万美元，设备费用 20 万美元，美国整体平均为 3050 米，美国的页岩气井的开发成本范围约在 490 万美元-830 万美元/口），后期操作成本约为 0.075 美元-0.18 美元/立方米。

我国页岩气开采随着技术进步、规模化生产，单井成本正在下降。目前，页岩气的建设投资已经得到一定控制，与 2012-2013 年开发初期相比，钻井周期减少一半时间、压裂作业效率提升了 50%，四川盆地的页岩气单井成本已经从 2013 年的每口约 1500 万美元下降至约 900 万美元。

原油价格和国内补贴减税对页岩气发展影响较大。原油价格上涨有利于页岩气产业发展，当前由于地缘政治因素，油价维持高位是大概率事件，因此我们对行业发展保持乐观，回顾 2015 年原油价格下跌，确实对整体行业有一定的负面影响。

在财政补贴方面，2012 年财政部和能源局出台了页岩气开发利用补贴政策，按 0.4 元/立方米进行补贴；但在 2015 年进一步提出“十三五”期间前半段，2016-2018 年补贴标准为 0.3 元/立方米，2019-2020 年补贴标准为 0.2 元/立方米；客观来讲，中国在 2017 年出现“气荒”之后，政策理应需要一定的调整，促进整体的行业发展，但补贴降低确实对整体页岩气发展产生一定影响。

在减税方面，财政部、税务总局两部委于 18 年 3 月底联合印发了《财政部税务总局关于对页岩气减征资源税的通知》。为促进页岩气开发利用，有效增加天然气供给，经国务院同意，从 2018 年 4 月 1 日起至 2021 年 3 月 31 日，两部委对页岩气资源税（按 6% 的规定税率）减征 30%。该文件则对页岩气发展有利，也能对冲补贴降低的影响。

我们以涪陵、及川南区块为例，回顾我国页岩气开采技术进步历程。

中石化涪陵页岩气田—创下我国多个页岩气“第一”。

早在 2013 年 1 月，中石化部署在重庆市涪陵区焦石镇的焦页 1HF 井正式投产外销，成为我国第一口实现商业开发的页岩井；次年 3 月，中石化宣布涪陵页岩气田提前进入商业开发阶段，涪陵页岩气田成为我国首个大型页岩气田，也帮助中国成为继美国、加拿大后，第三个实现页岩气商业开发的国家；2017 年，国土资源部评审认定涪陵页岩气田累计探明储量达 6008 亿立方米，成为我国探明储量最大的页岩气田，也是全球除北美外最大的气田。

表 42：涪陵页岩气田大事记

时间	事件
2012 年 11 月 28 日	焦页 1HF 井试气喜获高产工业气流
2013 年 1 月 9 日	焦页 1HF 井外销拉开中国页岩气革命序幕
2013 年 9 月 3 日	国家能源局批复设立“重庆涪陵国家页岩气示范区”
2014 年 3 月 24 日	涪陵页岩气田提前投入商业生产
2014 年 7 月	涪陵页岩气田被认定为全国首个优质大型页岩气田
2015 年 5 月 11 日	涪陵页岩气经涪王管道正式进入川气东送管道
2017 年 7 月	涪陵页岩气田探明储量超 6000 亿方 成为全球除北美外最大页岩气田
2018 年 3 月	涪陵页岩气田建成产能 100 亿方

资料来源：光明网，光大证券研究所整理

根据中国石化新闻网的数据及新闻，涪陵页岩气田 2017 年探明储量达 6008 亿方，生产页岩气 60.04 亿方，占我国页岩气总产量超 1/3，是我国页岩气产量增长的良好保证。2018 年 3 月，涪陵页岩气田累计供气突破 100 亿方，产能突破 100 亿方。随着焦石坝区块老井进入递减期，新井仍在产能提升过程中，2018 年涪陵页岩气田的产量计划是“全年产气 60.2 亿方，力争产气

61.8 亿方”，基本与去年持平。截止 2018 年上半年，涪陵页岩气田页岩气产量达 29.58 亿方，超额完成 2018 年上半年天然气保供任务指标。

图 92：涪陵页岩气田功勋井——1HF 井



资料来源：中国新闻网（重庆）

在涪陵页岩气田的勘探和开发过程中，对我国页岩气发展的最大贡献是国产化在关键技术和装备上的成功应用。涪陵气田勘探过程中，中石化自主研发了国内多个首项应用的设备与机械，成功的打破了国外在该领域的垄断。同时，中石化的“涪陵大型海相页岩气田高效勘探开发”项目获 2017 年度国家科技进步一等奖，其中针对老区调整井评价井开展的“一趟钻”钻井技术应用，平均纯钻时间较 2017 年同类井提高 22.29%，平均进尺同比提高 10.30%，大幅节约施工费用和缩短施工周期，为国内深层页岩气水平井钻探积累了宝贵的经验。

中石油川南地区页岩气田—长宁、威远双重保障。

中石油是国内页岩气勘探开发的先行者，2009 年我国第一口页岩气井威 201 在长宁-威远页岩气区诞生。历经十余年的不懈探索，中石油圆满完成了评层选区、先导试验和示范区建设，当前迈入了工业化开采新时期。目前我国投入商业勘探开发的五个区块中，除涪陵气田隶属中石化外，其余四个均归中石油所有，而长宁与威远勘探开发区整体被评为长宁-威远国家级页岩气示范区，是中石油页岩气开发的“主战场”。

图 93：中国第一口页岩气井威 201 位于长宁-威远页岩气区



资料来源：人民网

根据中国石油新闻中心的数据及新闻，2017 年长宁-威远页岩气区的探明地址储量共 2673.59 亿方，加上昭通气区的 537.16 亿方，中石油川南地区探明地址储量达 3000 亿方，技术可采数量达 776 亿方。2017 年，长宁-威远页岩气区累计投产井 213 口，总产量达 30 亿方，冬季保供日产量达到 1000 万方，2018 年计划产量约 56 亿方，规划增速近 90%，充分体现出中石油页岩气发展的决心。

根据中石油川南页岩气发展规划，截止 2020 年，川南地区计划动用 3500 米以浅资源，总产量达 120 亿立方米，而从 2020 年后每个五年动用 3500-4000 米的页岩气资源，每五年新增产能稳定在 100 亿方，最终在 2035 年总产量达 420 亿方，稳产至 2040 年。

经过 50 多年的不断开发建设与市场发展，中石油已建成涵盖天然气产、运、销、储的采、集、输、配、储为一体的管道生产系统，管道系统覆盖主要产区，连接川渝主要城市，并通过中贵线和忠武线与全国主要管网相连，成为我国能源战略通道的西南枢纽。目前，公司页岩气外输管道主要有 4 条，长度共计 227 千米，共有 2230 万方/天的管道外输能力。

在长宁-威远页岩气区的开发过程中，中石油实现了六大主体技术升级：一是多期构造演化、高过成熟页岩气地质综合评价技术；二是复杂地下、地面条件页岩气高效开发优化技术；三是多压力系统和复杂地层条件下的水平井组优快钻井技术；四是高水平应力差，高破裂压力储层页岩气水平井体积压裂技术；五是复杂山地水平井组工厂化作业技术；六是集成配套了页岩气特色的高效清洁开采技术。

六大技术升级使得长宁的井均测试日产量由初期 10.9 万方提高到 28 万方，单井平均 EUR 由初期的 0.53 亿方提升到 1.16 亿方；威远的井均测试日产量由初期的 11.6 万方提高到 20 万方，单井平均 EUR 由初期的 0.41 亿方提高到 0.85 亿方，为未来页岩气的规模效益开发提供了有利保障。

4.3.2、煤层气

煤层气和页岩气都是目前非常重要的非常规天然气能源。我国的煤层气开发历史可以追溯到二十世纪 90 年代的煤层瓦斯抽采和地面利用的实验研究，但当时开发煤层气的主要目的是为了煤矿安全生产，随着美国煤层气开采成功利用带给我国的启示以及我国煤层气利用技术的逐步成熟，我国煤层气的开发力度进一步加大，山西沁水盆地、新疆阜康市白杨河等煤层气示范项目先后开展。

我国煤层气资源储量丰富，根据 2015 年国土资源部的煤层气资源评价，我国煤层气地质资源量达 30.05 万亿立方米，技术可采资源量 12.50 万亿立方米。本次评价将我国分为五个大区（东北、华北、西北、南方和青藏），其中华北、西北地区可采资源丰富，占全国的 71.2%；盆地分布中，位列前十的盆地累计煤层气可采资源量达 10.98 万亿立方米，占比超 87%，鄂尔多斯、沁水、和滇东黔西盆地的地质资源量和可采资源量居全国前三。

表 43：中国各大区煤层气资源量

大区	盆地个数	产层时代	产层煤阶	地质资源量 (万亿立方米)	可采资源量 (万亿立方米)
东北	11	新/中生代	低/中/高煤阶	2.91	1.29
华北	12	中/古生代	低/中/高煤阶	13.91	5.07
西北	7	中/古生代	低/中/高煤阶	7.77	3.83
南方	10	新/中/古生代	低/中/高煤阶	5.46	2.31
青藏	1	古生代	高煤阶	0.0044	-
合计	41	新/中/古生代	低/中/高煤阶	30.05	12.50

资料来源：《煤炭科学技术》

注：青藏地区由于地表条件差，本次未计算可采资源量

煤层气近年的开发力度和产量均不及页岩气。虽然煤层气开发起始时间较早，资源量也超过页岩气，但受制于地质条件、技术发展、抽采率及利用率等多方面因素，我国煤层气近年来的开发力度和产量均不及页岩气。

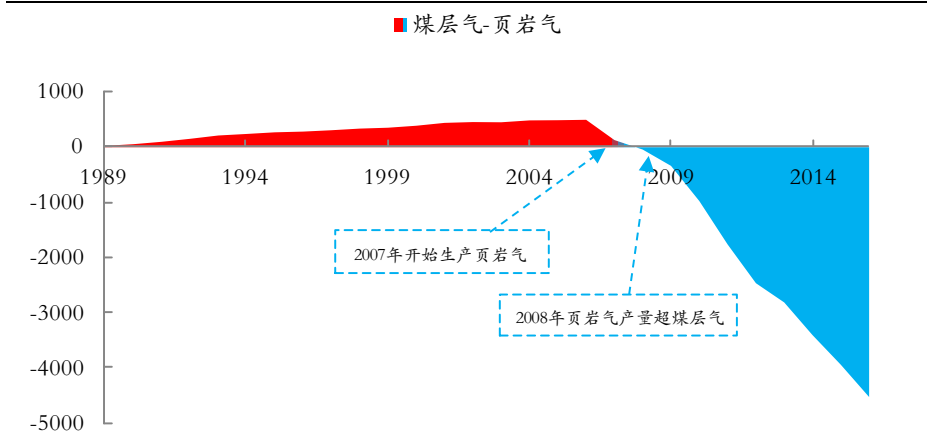
表 44：煤层气和页岩气的发展对比（2016 年）

	开发 起始时间	探明储量 (亿立方米)	累计产量 (亿立方米)	剩余可采储量 (亿立方米)	开发投入 (亿元)	产量 (亿立方米)
煤层气	1990 年左右	6928	241	3344	15.91	44.95
页岩气	2009 年	5441	136.2	1224.1	87.9	78.82

资料来源：《中国天然气发展报告》，全国石油天然气资源勘查开采情况通报，光大证券研究所整理

美国的煤层气和页岩气的发展之路和中国有相似之处。美国的非常规天然气发展同样是从煤层气开始，1980 年底美国第一个煤层气田投入开发，直至 2009 年煤层气产量开始下滑。而美国的页岩气发展比煤层气晚了近 20 年，但在页岩气投产的第二年便超过了煤层气的产量，此后一路走高，成为美国占比最高的天然气产量来源（2016 年近 60%）。

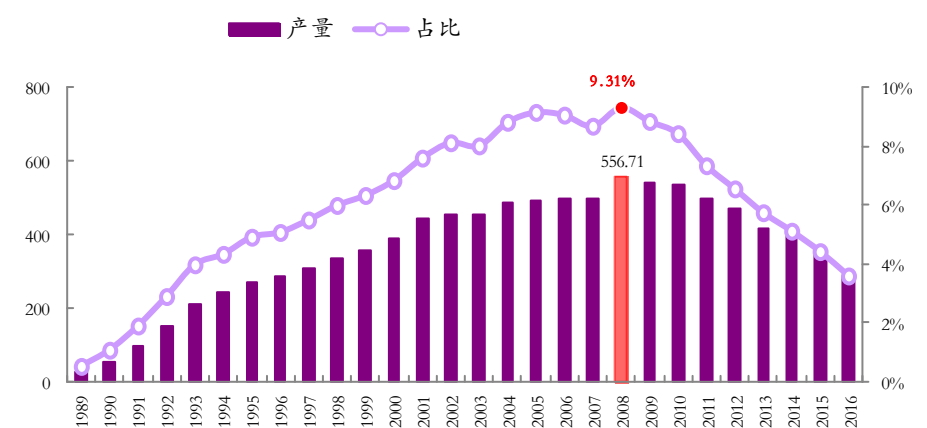
图 94：美国煤层气与页岩气产量情况



资料来源：EIA 单位：亿立方米

进一步分析美国的煤层气发展，美国的煤层气产业在经历了理论探索期（1975-1980年）、技术攻关期（1981-1988年）后，在政策的推动和财政补贴下成功的进入了**规模应用期（1989-2008年）**。在这期间，美国煤层气产量高速发展，年均增速达17%，产量于2008年达到高峰（556.71亿立方米），在总天然气产量中的占比也在2008年提高到历史最高点**9.31%**。在这之后，随着页岩气发展的兴起，以及煤层气本身的经济效益走低，煤层气发展进入**萎缩衰退期（2009-至今）**，产量从2009年一路下滑至2016年的289亿立方米，年均降幅达8%，占天然气产量比重也回落至3.58%，回到1995年左右的水平。

图 95：美国煤层气产量及在天然气总产量中占比



资料来源：EIA 左轴：亿立方米

潜力巨大，仍需政策支持+技术创新双重推动。我国的煤层气发展的潜力其实十分巨大，煤层气资源丰富具备良好的资源基础，2016年煤层气产量约45亿立方米，占我国天然气总产量的3.3%，也形成了一定的产量规模。参照美国煤层气产业的发展历程和趋势，我们认为，我国的煤层气产业发展在

有效的政策扶持（财政补贴）和长足的技术发展创新（针对性工艺）的推动下，形成以地面开发为主，井下抽采为辅，利用率稳步提升的发展模式，煤层气产量必然会达到可观的规模。

5、投资建议：上调燃气子行业评级至“买入”评级

2018年我国天然气供需形势处于紧平衡，需要重视冬季保供形势。我们预计2018年，天然气消费总量将在2695至2777亿立方米区间，同比维持在13.6%至17.0%的高增长，其中城镇燃气消费增速略放缓（由28.5%降至17.2%），工业用气维持稳定增速，天然气发电增速提升较快望突破20%；预计天然气总供给量将达2716亿立方米：其中产量将达1592亿立方米，同比增长维持在约8.5%；天然气进口将达到1124亿立方米，同比增长提升至22%。我们认为，全年天然气供应偏紧，需重点关注冬季保供形势；冬季LNG价格仍会维持高位，如在冬季发生极端气候致消费超预期增长或进口供给限制等不可预期因素，仍会导致“气荒”的再次发生。

高油价及中美贸易摩擦将导致我国天然气进口价格提升，增加保供难度。(1) 伊朗原油禁运逐步生效以及委内瑞拉经济危机持续恶化，年底原油价格有望迎新的一轮上涨周期，而我国PNG与LNG进口价格与油价均存在正相关性；(2) 2017年，我国已成为美国LNG第二大出口国，增速可观，到岸均价约为1.9-2.1元/立方米；但当前中美贸易摩擦升级，若对从美进口的LNG加征25%关税最终落地，将会显著压缩套利空间，使从美国进口LNG的选择变得不经济。我们认为，高油价背景及中美贸易摩擦将导致我国天然气进口价格提升，增加保供难度。我国未来需形成区域性的天然定价机制，既可逐步化解LNG进口“亚洲溢价”的问题，同时也有助于推动人民币的国际化。

天然气调峰、保供措施如火如荼，上游天然气资源类公司、设备公司及具有气源的城燃公司望受益。当前，我国冬季保供工作快速推进：(1) 地下储气库是主要的调峰手段，根据“十三五”规划，储气能力需达148亿立方米，2018-2020年需新增76.81亿立方米，但当前商业模式存在问题，经济性较差，成本只能由上游公司内部消化或依靠国家补贴；(2) LNG接收站和储罐也是重要的调峰手段，2018年LNG接收站将有6个项目计划投产，规模将进一步增长至7115万吨/年，同时LNG储备调峰项目的盈利弹性较强；LNG储罐2018-2020年可新增约305.6亿立方米，具有较大投资空间。(3) 非常规天然气将成为重要的补充资源，有望迎来快速发展，煤层气与页岩气2020年产量有望达到63亿与300亿立方米。

投资建议：上调燃气子行业评级至“买入”评级。

(1) 具有气源的城燃公司推荐深圳燃气、新天然气；关注：百川能源、新奥能源(H)、北京燃气蓝天(H)；

(2) 天然气设备类公司，关注：中集安瑞科(H)、厚普股份、福瑞特装、深冷股份；

(3) 天然气资源类公司，关注：具有气源的石化、煤炭类公司。

5.1、深圳燃气：下游需求旺盛，储气调峰站投产在即

◆**公司简介：**深圳燃气是一家以燃气批发、管道和瓶装燃气供应、燃气输配管网的投资和建设企业，主营城市管道燃气供应、液化石油气批发、瓶装液化石油气零售和燃气投资业务。公司运用市场化手段，成功控股深圳市及江西、安徽、广西三省区的十多个异地城市的燃气项目，拥有深圳市规模最大的液化气储配基地，占据深圳市最大的瓶装气市场份额。

◆**多因素驱动天然气需求增长。**受环境约束和政策推动等因素影响，作为现代清洁能源体系的主体能源之一，天然气将扮演能源结构调整中的重要角色，公司成长将受益于天然气行业的整体发展。公司管道燃气销售量仍以深圳地区为主，未来看点包括电厂用气增长和城中村改造等。电厂用气方面，公司电厂用户销售增量主要源于新用户拓展、存量用户电厂投产及已运行电厂机组利用率的提升；城中村改造方面，公司力争到 2020 年完成城中村和老旧住宅区管道天然气改造超过 99 万户，可见用气增长空间。

◆**广东省天然气价格改革加速推进，公司配气费调整有望落地。**2018 年 8 月，广东省公布了关于印发《广东省发展改革委城镇管道燃气价格管理办法》的通知（粤发改规〔2018〕10 号），指出配气价格按照“准许成本加合理收益”的原则制定，配气业务准许收益为税后全投资收益率，按不超过 7% 确定（办法明细详见表 1）。公司管道燃气销售业务的购销价差处于较高水平，近年来市场关于公司配气费下调的担忧持续存在。我们认为，公司深圳地区管道燃气配气费较高的原因主要在于对接驳收入缺失的弥补，且随着低毛利率电厂用气量的增长，公司综合配气费总体下行。不排除地方政府通过压缩城市燃气公司利润的方式为下游用户争取降价空间，但我们认为下调公司管输费可提升天然气价格吸引力从而争取管道燃气销售增量，而且即使下调公司管输费，下调的空间仍然有限。此外，广东省配气价格管理办法出台后，距离配气费调整最终落地需经历成本审核等多步骤，预计 2018 年内广东省大概率不会颁布配气费调整的最终方案。退一步讲，即使公司配气费下调（不论调整幅度如何），至少公司 2018 年业绩受此影响的可能性较低。

◆**渐行渐近的 LNG 储备调峰项目。**我国天然气储气调峰环节存在短板。近年来，国家层面多次发布储气调峰设施建设相关政策，加强储气调峰环节力度。截至 2018H1，公司周转能力 80 万吨/年的 LNG 储备调峰项目的工程进度已达 99%，我们预计该项目有望于 2018 年年内投产。公司 LNG 储备调峰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；项目盈利弹性可观，期待投产贡献业绩增量。

◆**盈利预测与投资评级：**我们维持盈利预测，预计公司 2018~2020 年的归母净利润分别为 10.0、11.6、13.0 亿元，对应 EPS 分别为 0.35、0.40、0.45 元，对应 PE 分别为 18、15、14 倍。我们根据可比公司估值情况，给予公司 2018 年 21 倍 PE 水平，对应目标价 7.35 元，维持“买入”评级。

◆**风险提示：**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；LNG 调峰储备项目投产慢于预期，盈利情况低于预期；城中村改造进度低于预期，燃气电厂投产慢于预期，城市燃气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。

业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入 (亿元)	8,509	11,059	12,993	15,937	17,801
营业收入增长率	6.8%	30.0%	17.5%	22.7%	11.7%
净利润 (亿元)	772	887	1,002	1,163	1,297
净利润增长率	17.0%	14.9%	13.0%	16.1%	11.5%
EPS (元)	0.27	0.31	0.35	0.40	0.45
ROE (归属母公司) (摊薄)	10.0%	10.5%	11.0%	11.7%	11.9%
P/E	23	20	18	15	14
P/B	2.3	2.1	1.9	1.8	1.6

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测, 股价时间为 2018 年 8 月 27 日

5.2、新天然气: 收购亚美能源, 布局天然气全产业链

◆**公司简介:** 新疆鑫泰天然气股份有限公司成立于 2002 年 06 月 13 日, 主营业务为城市天然气输配与销售业务, 涵盖城市民用、商用、车用和工业园区天然气等领域。一般经营项目包括对城市供热行业的投资, 燃气具、建筑材料、钢材、五金交电、机电产品、化工产品的销售公司, 经营区域目前已覆盖新疆 8 个县(市、区), 先后投资设立了 11 家控股子公司。公司已拥有多条自建高压管道, 并与中石油、中石化建立了长期供气合作关系, 形成多气源供应优势。

◆**向上游煤层气延伸, 协同效应增强。**随着国家“煤改气”政策的推行, 我国天然气需求正处于高速增长时期, 供需缺口导致气价有望进一步提升。公司立足新疆, 拥有部分城市燃气分销特许经营权, 经营区域为新疆境内 8 个市(区、县), 其中乌鲁木齐高新区燃气销售稳定增长。上半年公司累计销售天然气 3.35 亿方, 同比增长 16%。收购亚美能源后, 公司业务范围扩展至山西, 将打通产业链, 释放在上游开发投资的权限, 协同效益明显, 有望降低成本, 销量扩大, 保证业绩的持续增长, 对长期发展具有重要的战略意义。

◆**收购亚美能源, 布局天然气全产业链。**公司 2018 年 4 月公告称, 拟通过现金交易方式收购亚美能源控股有限公司 50.5% 的已发行股份, 成为亚美能源第一大股东。2018 年 8 月 6 日下午 16 时要约期截止, 香港利明已收到 27.58 亿股股份的有效接纳、1.94 亿份购股权的有效接纳及 0.36 亿受限制股份单位的有效接纳; 根据要约条款, 香港利明将按每股 1.75 港元收购总共 16.93 亿股股份, 每份 0.5647 港元收购并注销 1.00 亿份购股权, 每份 1.75 港元收购并注销 0.20 亿份受限制股份单位。

◆**煤层气市场潜力巨大, 下半年有望带来业绩增量。**煤层气是清洁能源, 国家能源局将煤层气产业发展成为重要的新兴能源产业, 一旦商业化经济效益巨大。亚美能源主要在山西省沁水盆地的潘庄、马必两区块的进行煤层气开采工作, 潘庄区块设计产能为 5 亿立方米/年, 马必区块一期设计产能 10 亿立方米。18 年二季度潘庄日均产气量达 179 万 m³, 环比一季度增长 4.5%, 马必区块日均产气量 25 万 m³, 同比增长 24%, 日后两个区块均有望进行大规模商业开发, 预计为亚美能源带来业绩增量, 进而促进公司合并报表业绩提升。

◆盈利预测、估值与评级

公司主营业务包括天然气销售、天然气入户安装服务。**天然气销售方面**，受益于我国天然气消费持续高增长，公司 18-20 年天然气销售量有望维持在 15% 以上且逐年小幅增长；保守估计，天然气销售单价（元/方）同样有望随天然气消费高增长小幅增长，18-20 年每年增长 0.01 元/方，毛利率 18-20 年同样会有小幅增长；**天然气入户安装劳务方面**，由于新疆早在 2013 年便开始居民用户“煤改气”工程，我们预计 18-20 年居民“煤改气”完成安装户数的增速将有所下降，从 18 年的 10% 逐步下降到 20 年的 8%，每户安装收入维持在 4500 元/户；同时，非居民“煤改气”18-20 年每年仍将维持 10% 的增长，每户安装收入维持在 50000 元/户；整体毛利率会随着非居民“煤改气”用户占比的增长而小幅增加。

亚美能源方面，潘庄项目 18-20 年产量有望维持 10% 的增长，产销比将维持在 98% 的高位，净销量占总销量比维持在 70%，预计售价将维持在 1.5 元/方；马必项目加速推进，18-20 年产量增速有望维持在 60% 以上，产销比和 17 年保持一致（92%），净销量占总销量比保持在 80%，售价随着项目逐步投产有望达到 1.5 元/方。

假设亚美能源 2018 年下半年完成并表，18 年只考虑亚美能源下半年的营业收入，我们预计公司 18-20 年营业收入分别为 15.47、22.30、26.30 亿元，毛利率分别为 34.24%、37.54%、40.88%。

表 45: 新天然气主营业务盈利预测表

项目	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
营业收入 (百万元)	914.51	1016.21	1547.91	2229.98	2630.30
YOY%	-3.7%	11.1%	52.3%	44.1%	18.0%
天然气供应	715.64	804.91	932.90	1089.52	1283.36
天然气入户安装劳务	196.47	209.44	236.03	255.46	272.00
压缩天然气运输	0.23	0.33	0.46	0.67	1.00
其他	2.17	1.53	1.00	1.00	1.00
亚美能源			377.52	883.33	1072.94
营业成本 (百万元)	625.2	686.5	1017.9	1392.9	1555.1
天然气供应	529.55	580.07	671.69	773.56	898.35
天然气入户安装劳务	94.89	105.05	118.01	127.22	134.91
压缩天然气运输	0.22	0.30	0.42	0.60	0.90
其他	0.58	1.06	0.50	0.50	0.50
亚美能源			227.3	491.0	520.5
毛利率 (%)	31.63%	32.45%	34.24%	37.54%	40.88%
天然气供应	26.00%	27.93%	28.00%	29.00%	30.00%
天然气入户安装劳务	51.70%	49.84%	50.00%	50.20%	50.40%
压缩天然气运输	4.35%	9.98%	10.00%	10.00%	10.00%
其他	73.43%	30.87%	50.00%	50.00%	50.00%
亚美能源			39.79%	44.41%	51.49%

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测

注: 表格中 2018 年亚美能源营业收入为全年的一半, 且表中的亚美能源营业收入未考虑补贴和增值税退税等相关款项。

我们预计公司 18-20 年净利润分别为 2.82、4.06、5.30 亿元, 对应 EPS 分别为 1.76、2.54、3.31 元。公司本身作为区域性城燃公司, 同时收购亚美能源后将布局煤层气业务, 我们选取了同属区域性城燃公司的深圳燃气、陕天然气和重庆燃气, 以及煤层气公司蓝焰控股。可比公司 2018、2019 年的 PE 均值分别为 20、18 倍。考虑到公司收购亚美能源后, 将打通天然气上下游产业链, 有望实现资源的最大化利用, 给予公司 2019 年 18 倍 PE, 对应目标价 45.72 元, 首次覆盖给予“买入”评级。

表 46: 可比公司的 PE 比较

公司名称	收盘价 (元)	EPS(元)				PE (X)				CAGR	PEG	市值 (亿元)
	2018/8/27	2017A	2018E	2019E	2020E	2017A	2018E	2019E	2020E	-3/2017	-2018	
深圳燃气	6.15	0.40	0.36	0.43	0.50	20	17	14	12	7.72%	2.21	177.02
蓝焰控股	12.10	0.53	0.71	0.88	1.05	33	17	14	12	25.59%	0.67	117.07
陕天然气	7.27	0.36	0.42	0.47	0.54	24	17	15	13	14.94%	1.16	80.85
重庆燃气	7.22	0.23	0.24	0.24	0.25	48	30	30	29	2.82%	10.67	112.34
平均值		0.38	0.43	0.51	0.59	31	20	18	17	13%	3.68	
新天然气	36.00	1.65	1.76	2.54	3.31	22	20	14	11	26.18%	0.78	57.60

资料来源: 新天然气数据为光大证券研究所预测、其余为 Wind 及 Wind 一致预期数据

◆**风险提示：**收购亚美能源进度不及预期。

业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入（百万元）	915	1,016	1,548	2,230	2,630
营业收入增长率	-3.71%	11.12%	52.32%	44.06%	17.95%
净利润（百万元）	203	264	282	406	530
净利润增长率	1.48%	29.67%	7.07%	43.91%	30.38%
EPS（元）	1.27	1.65	1.76	2.54	3.31
ROE（归属母公司）（摊薄）	11.37%	13.58%	13.68%	18.06%	22.02%
P/E	28	22	20	14	11
P/B	3.2	3.0	2.8	2.6	2.4

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为2018年8月27日

5.3、中集安瑞科：天然气全产业链装备龙头起航

◆**公司简介：**公司的主营业务包括能源装备与工程、化工装备与液态食品装备三大板块，为客户提供运输、储存、加工的关键装备、工程服务及系统解决方案，现已成为业内具有领先地位的集成业务服务商与关键设备制造商。

(1) 能源装备与工程上，专注于制造及销售多类型用作储存、输送、加工及配送天然气的设备，如压缩天然气拖车、密封式高压气体瓶、LNG 拖车、LNG 储罐、LPG 储罐、LPG 拖车、天然气加气站系统及天然气压缩机；此外，还为天然气行业提供设计、采购及安装施工服务。(2) 化工装备上，专注于制造及销售多类化学液体及化学气体的储运装置，如罐式集装箱等。

(3) 液态食品装备上，专注于供储存及加工啤酒、果汁及牛奶等液态食品的不锈钢储罐的工程、制造及销售；此外，还为酿酒业及其他液态食品行业提供设计、采购及安装施工服务。

◆**公司是天然气全产业链装备龙头。**自成立之日起，就专注于能源装备与服务业务，母公司中集集团，更是从 2000 年入局罐式集装箱业务，于 2004 年收购张家港圣达因，正式进入 LNG 领域，并于 2007 年将相应资产注入中集安瑞科。目前，公司在该领域已经完成能源装备板块中天然气装备的上中下游全产业链布局，有着高压运输车产销量全球第一、低温运输车及低温储罐市场占有率中国第一，LNG 接收站大型储罐、LNG 加气站模块化产品及 CNG 加气站在国内市场占有率均排名前三等佳绩。近年来，公司继续坚持以“装备制造+工程服务+整体解决方案”为战略主线，加紧布局天然气上中下游产业链，重点构建 LNG 接收站、城市调峰储气、LNG 罐箱多式联运等解决方案。2014 年以来，公司相继并购四川金科深冷、辽宁哈深冷、南通太平洋等天然气设备相关公司，使得公司在该领域的布局更加全面、优化。此外，积极开拓海外市场，及时捕获市场机会，保持竞争优势（目前，20 多个制造基地和研发中心已经分布于中国和欧洲多国，营销网络遍布全球一百多个国家和地区）。

◆**乘市场东风，三大业务板块全线向好。**2017 年冬季，“气荒”促使中国清洁能源行业提高 LNG 储运能力，直接推动 2018 年上半年能源装备与工程分部收益的增加；受益于国际化工行业的持续增长，化工装备分部收益获得提升；得益于拉丁美洲市场新接订单量的增加，液态食品与工程分部收益得

以增长。2018 年上半年，公司营业收入达 58 亿元，同比增加 23.73%。其中：

(1) 能源装备与工程分部营业收入为 25.16 亿元，同比增长 16.3%，占本集团总营业收入的 44.5%，该分部仍为本集团最高收益的分部（去年同期：46.7%）；收益增长的主要原因是 LNG 运输车、LNG 罐箱、LNG 储罐营业额上升以及一条 LEG 运输船的交付。

(2) 化工装备分部营业收入为 17 亿元，同比增长 24.6%，占本集团总营业收入的 30.1%（去年同期：29.4%）；收益增长主要系标准及特种罐式集装箱需求的上升。

(3) 液态食品装备与工程分部营业收入为 14.1 亿元，同比增长 28.4%，该分部占本集团总营业收入的 25.0%（去年同期：23.7%）。

◆**风险提示：**调峰储气基础设施建设不及预期致天然气相关设备需求低于预期。

5.4、北京燃气蓝天：以区位优势，布局天然气全产业链

◆**公司简介：**北京燃气蓝天 2016 年经北京燃气注资入股后（北京燃气为单一最大股东，2018 年 6 月持股比例 41.22%）成功转型，专注天然气的配送及销售业务，目前公司主要业务板块包括城市燃气、液化天然气（LNG）销售配送、液化天然气（LNG）单点直供及天然气加气站等。

◆**借政策东风，业绩快速增长。**近两年，国家环保监管政策日趋严格，“煤改气”政策长期推进的趋势依然存在，国内天然气需求进一步增长，LNG 进口大幅增加。公司抓住行业机遇，着力发展天然气 LNG 业务。2017 年，公司天然气年销气量达 513.3 百万立方米，同比增长 80.1%，全年营业收入 1451 百万港元，税息折旧及摊销前利润 244.7 百万港元。根据公司最新公告，2018 年上半年净利润将同比增加，主要是由于天然气业务爆发式增长及收购联营公司所带来的股权收益。2017 年公司项目新增覆盖吉林、山西等地，同时借助北京燃气强有力的区位优势及资源支持，拓展京津冀、山东等重点区域业务，有效地提升了公司市场占有率，促进业绩的快速增长。

◆**加快外延并购，布局天然气全产业链。**公司主要通过并购的方式快速占领市场，2017 年，公司完成收购吉林松原、山西民生、永济民生等城市天然气项目，2018 年新增收购中石油京唐曹妃甸 LNG 接收站码头（公司持股比例 29%）及广西藤县项目（天然气提供及分销系统），有力地保障了公司天然气上游供气源及中下游配送、销售服务。目前国内业务覆盖辽宁、吉林、陕西、山西、山东、安徽、浙江、湖北、贵州、四川及海南等地，2017 年新增接驳管道气 66717 户居民用户，截至 2017 年底，公司共拥有加气站 39 个（其中 22 个压缩天然气加气站、17 个液化天然气加气站），产能规模不断扩大。公司加快并购步伐，致力于打造天然气全产业链布局，提升公司整体竞争力。

◆**加大融资力度，全面促公司扩张。**为保障项目运营资金，公司向北京燃气发放新股用以收购京唐 LNG 接收站码头项目及广西藤县项目，目前北京燃气作为单一最大股东，持股比例由 2016 年的 25.54% 增加至 2018 年 6 月的

41.22%。考虑到公司资产负债率相对较低，公司加大债务融资力度，发行企业债、可转债筹集资金。此外新增发行认购股及因员工行使购股权发行普通股，多项融资渠道有力地保障资金来源，促进项目顺利进展。

◆**风险提示：**政府补贴不及预期，天然气价格下降；“煤改气”及调峰储气基础设施建设不及预期。

5.5、蓝焰控股：煤层气产业链龙头公司

◆**公司简介：**公司实际控制人为山西省国资委，主营业务为煤矿瓦斯治理及煤层气勘探、开发与利用业务，属于石油天然气勘探与生产行业，2017 年总营收为 19.04 亿元人民币，其中煤层气销售收入占比 58.89%。公司作为行业内的龙头企业，形成了煤层气勘探、抽采、输送、销售等完整产业链，掌握了具有独立自主知识产权且较为完善煤层气地面抽采技术。公司将保持在煤层气勘探、抽采、输送、压缩、液化、化工、发电、汽车燃气、居民用气等一整套的产业链优势，煤层气利用市场的规模优势，煤层气抽采的技术、地域、政策优势，以煤矿瓦斯治理为业务核心，以提高煤炭井下生产安全为宗旨，发展和完善地面瓦斯治理成套技术，拓展煤层气(瓦斯)利用方式和销售渠道，提高煤层气(瓦斯)的利用率，为社会提供清洁能源、推动大气环境治理。

◆**天然气量价齐升，上游龙头有望受益。**2017 年底起我国天然气价格维持在高位，根据卓创资讯数据，今年上半年 LNG 市场价均价为 4321 元，同比增长 34%。2018 年 7 月 10 日起，北京市已经率先进行了终端提价，预计其他城市将陆续跟进完成终端提价。需求方面，2017 年我国能源结构中煤炭消费占比高达 60%，天然气仅占 6.6%，远不及世界天然气占比 24% 的平均水平。国家“十三五规划”提出到 2020 年、2030 年提升该比重至 10%、15%，对应年复合增长率 15%。同时，随着“煤改气”工程的大力推进，天然气需求将保持 15% 以上的增速增长，而 2017 年我国天然气产量增速仅为 9.8%，供需矛盾将进一步推高天然气价格。随着今年 LNG 接收站陆续建成投产，多维度增产保供将利好气源布局，蓝焰控股作为煤层气供给龙头有望率先获益。

◆**资源区块突破发展瓶颈，新区块投产在即。**公司为山西省煤层气龙头企业，具备自主知识产权和地面抽采技术，截止 2017 年底具备 15 亿方/年的地面抽采能力。2017 年山西省煤层气矿业权下放，公司取得首批 10 个区块中 4 个区块共计 610 平方公里的煤层气探矿权，区块面积为原区块的 6 倍，打破了长久以来资源区块的发展瓶颈。2018 年山西省将进一步释放煤层气探矿权，公司有望取得新区块。其中柳林区块开发进展超过预期，已于 2018 年 7 月 31 日成功点火，成为山西省首批公开出让的 10 个煤层气勘查区块中首个勘探施工点火区块。截至 5 月底，柳林石西区块已推井场 14 个，已施工 5 口井，预计 2018 年底柳林区块将投产煤层气 100 万方/天。随着各个新区块陆续建成投产，下半年有望煤层气产量有望快速提升。

◆**控股股东成立山西燃气集团，公司有望获益国改整合。**公司控股股东晋煤集团获批主导成立山西燃气集团（注册资本 1000 万元，晋煤集团持股 100%），山西燃气集团致力于打造山西省煤层气（燃气）专业化重组平台。

而公司作为“气化山西”战略实施下的品牌及平台企业，有望主导全省燃气产业链重组整合工作，打通煤层气产业链，从上游供给端至下游需求端全面获益。

◆**风险提示：**新区块投产进度不及预期；公司治理及经营风险。

5.6、百川能源：京津冀城燃公司，外延并购持续推进

◆**京津冀及异地项目快速发展。**受益于京津冀地区“煤改气”项目的推进，叠加 2017 年已完成项目结转等因素，2018H1 公司京津冀地区的天然气接驳和销售业务体量同比大幅增长；此外，2017 年公司外延收购的荆州天然气并表贡献利润。上述原因致公司 2018H1 营业收入和归母净利润同比高速增长。

◆**外延拓展力度不减，业务版图持续扩张。**公司位于河北省的核心业务区域 2017 年“煤改气”推进迅速，预计 2018 年将按照统筹规划、循序渐进、量力而为、以气定改的原则理性推进。公司加码外延并购力度以保持业绩高速增长。公司 2017 年报披露，计划通过直接并购优质项目、成立产业基金培育潜力项目等多种形式，以京津冀区域为重点，加速在全国范围内进行产业布局。2017 年公司收购荆州天然气公司，后者承诺 2018、2019 年扣非归母净利润分别不低于 9200 万元、10150 万元。2018 年 7 月 26 日，公司公告拟以现金方式收购阜阳国祯燃气 100% 股权，交易作价约 13.4 亿元。公司逐步走出河北，业务版图持续扩张，正在加速实现从区域城市燃气公司到全国性综合燃气供应商的迈进。

◆**风险提示：**“煤改气”进度慢于预期，补贴落实低于预期；公司外延并购项目进度和效果低于预期。

6、风险分析

(1) **政治风险：**中美贸易摩擦存在进一步升级的可能性，地缘政治因素至石油价格大幅上涨，进而显著提高我国天然气进口价格。中国推进区域经贸合作、区域天然气价格体系受阻，致“亚洲溢价”长期存在。

(2) **气候风险：**冬季如果出现极冷等极端天气将会推动天然气消费量，同时，也有可能致中亚进口天然气量不足，提升冬季保供压力，推动 LNG 价格上涨。

(3) **价格风险：**中石油通过提升门站价价格以确保冬季天然供应，下游燃气公司如果顺价不力，将影响其盈利性。天然气价格改革推进将使管输费、配气费进一步下行，也将影响城燃公司的业绩。

(4) **项目风险：**在当前价格机制及商业模式下，地下储气库无法实现盈利，进度变慢致储气能力达不到规划要求；LNG 接收站项目落地进度低于预期将推迟业绩贡献。

行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15% 以上;
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5% 至 15%;
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差 -5% 至 5%;
减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5% 至 15%;
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15% 以上;
无评级	因无法获取必要的资料, 或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件, 或者其他原因, 致使无法给出明确的投资评级。

基准指数说明: A 股主板基准为沪深 300 指数; 中小盘基准为中小板指; 创业板基准为创业板指; 新三板基准为新三板指数; 港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设, 不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性, 估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师, 以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法, 使用合法合规的信息, 独立、客观地出具本报告, 并对本报告的内容和观点负责。负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证, 本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与, 不与, 也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

特别声明

光大证券股份有限公司 (以下简称“本公司”) 创建于 1996 年, 系由中国光大 (集团) 总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司, 是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可, 光大证券股份有限公司的经营经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围: 证券经纪; 证券投资咨询; 与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问; 证券承销与保荐; 证券自营; 为期货公司提供中间介绍业务; 证券投资基金代销; 融资融券业务; 中国证监会批准的其他业务。此外, 公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本证券研究报告由光大证券股份有限公司研究所 (以下简称“光大证券研究所”) 编写, 以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础, 但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息, 但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断, 可能需随时进行调整且不予通知。报告中的信息或所表达的意见不构成任何投资、法律、会计或税务方面的最终操作建议, 本公司不就任何人依据报告中的内容而最终操作建议做出任何形式的保证和承诺。在任何情况下, 本报告中的信息或所表达的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表达的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况, 并完整理解和使用本报告内容, 不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果, 本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期, 本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理部、自营部门以及其他投资业务部门可能会独立做出与本报告的意見或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险, 在做出投资决策前, 建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下, 本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易, 也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突, 勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发, 仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告仅向特定客户传送, 未经本公司书面授权, 本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品, 或再次分发给任何其他人, 或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。如欲引用或转载本文内容, 务必联络本公司并获得许可, 并需注明出处为光大证券研究所, 且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。

光大证券股份有限公司

上海市新闻路 1508 号静安国际广场 3 楼 邮编 200040

总机：021-22169999 传真：021-22169114、22169134

机构业务总部	姓名	办公电话	手机	电子邮件	
上海	徐硕		13817283600	shuoxu@ebscn.com	
	李文渊		18217788607	liwenyuan@ebscn.com	
	李强	021-22169131	18621590998	liqiang88@ebscn.com	
	罗德锦	021-22169146	13661875949/13609618940	luodj@ebscn.com	
	张弓	021-22169083	13918550549	zhanggong@ebscn.com	
	黄素青	021-22169130	13162521110	huangsuqing@ebscn.com	
	邢可	021-22167108	15618296961	xingk@ebscn.com	
	李晓琳	021-22169087	13918461216	lixiaolin@ebscn.com	
	丁点	021-22169458	18221129383	dingdian@ebscn.com	
	郎珈艺		18801762801	dingdian@ebscn.com	
	郭永佳		13190020865	guoyongjia@ebscn.com	
	余鹏	021-22167110	17702167366	yupeng88@ebscn.com	
	北京	郝辉	010-58452028	13511017986	haohui@ebscn.com
梁晨		010-58452025	13901184256	liangchen@ebscn.com	
吕凌		010-58452035	15811398181	lvling@ebscn.com	
郭晓远		010-58452029	15120072716	guoxiaoyuan@ebscn.com	
张彦斌		010-58452026	15135130865	zhangyanbin@ebscn.com	
鹿舒然		010-58452040	18810659385	pangsr@ebscn.com	
黎晓宇		0755-83553559	13823771340	lix1@ebscn.com	
李潇		0755-83559378	13631517757	lixiao1@ebscn.com	
深圳	张亦潇	0755-23996409	13725559855	zhangyx@ebscn.com	
	王渊锋	0755-83551458	18576778603	wangyuanfeng@ebscn.com	
	张靖雯	0755-83553249	18589058561	zhangjingwen@ebscn.com	
	牟俊宇	0755-83552459	13827421872	moujy@ebscn.com	
	苏一耘		13828709460	suyy@ebscn.com	
	常密密		15626455220	changmm@ebscn.com	
	国际业务	陶奕	021-22169091	18018609199	taoyi@ebscn.com
		梁超	021-22167068	15158266108	liangc@ebscn.com
金英光		021-22169085	13311088991	jinyg@ebscn.com	
王佳		021-22169095	13761696184	wangjia1@ebscn.com	
郑锐		021-22169080	18616663030	zhui@ebscn.com	
凌贺鹏		021-22169093	13003155285	linghp@ebscn.com	
周梦颖		021-22169087	15618752262	zhoumengying@ebscn.com	
金融同业与战略客户		黄怡	010-58452027	13699271001	huangyi@ebscn.com
	徐又丰	021-22169082	13917191862	xuyf@ebscn.com	
	王通	021-22169501	15821042881	wangtong@ebscn.com	
	赵纪青	021-22167052	18818210886	zhaojq@ebscn.com	
	马明周	021-22167343	18516159056	mamingzhou@ebscn.com	
	私募业务部	谭锦	021-22169259	15601695005	tanjin@ebscn.com
曲奇瑶		021-22167073	18516529958	quqy@ebscn.com	
王舒		021-22169134	15869111599	wangshu@ebscn.com	
安聆娴		021-22169479	15821276905	anlx@ebscn.com	
戚德文		021-22167111	18101889111	qidw@ebscn.com	
吴冕			18682306302	wumian@ebscn.com	
吕程		021-22169482	18616981623	lvch@ebscn.com	
李经夏		021-22167371	15221010698	lijxia@ebscn.com	
高霆		021-22169148	15821648575	gaoting@ebscn.com	
左贺元		021-22169345	18616732618	zuohy@ebscn.com	
任真		021-22167470	15955114285	renzhen@ebscn.com	
俞灵杰		021-22169373	18717705991	yulingjie@ebscn.com	