

天然气进入黄金发展期，城市燃气受益显著

——行业专题报告

✎ : 郑丹丹 执业证书编号: S1230515060001 牛波 (联系人)
 ☎ : 021-54038119 021-80108518
 ✉ : zhengdandan@stocke.com.cn niubo@stocke.com.cn

行业评级

燃气 II 看好

报告导读

我们认为，未来天然气行业的黄金十年将为城燃产业链相关公司带来良好的发展契机，在“公用”+“环保”主题范围内，我们投资观点如下。

投资要点

□ 中央：气量上升和用气结构调整是实现天然气 10% 消费占比的主要途径

我国拟在 2020 年将天然气表观消费量提高到 3600 亿 m^3 ，占一次能源消耗总量的 10% (2030 年到 15%)，五年 GAGR13.27%。国产气有望达到 2070 亿 m^3 ，进口管道气 863 亿 m^3 ，进口 LNG700 亿 m^3 。按照消费结构占比来看，到 2020 年，城市燃气基本维持稳定，工业燃料略微下降，天然气发电用气增长较快，化工用气降幅较大，分别实现天然气消费量 1180、1250、920、250 亿 m^3 ，较 2015 年分别变动 0.03%、-3.5%、10.9%、-7.7%。我们认为目标实现路径有章可循，输配体系也加速完善，10% 占比目标可期。

□ 地方：各省市规划合计超 3723 亿 m^3 ，冀、黔、苏等地增幅显著

经我们梳理，目前已公布数据的 29 个省市到 2020 年合计规划消费量为 3723 亿 m^3 ，可见 3600 亿的顶层设计消费目标已具化到各省，再次验证 10% 目标可达性。不过，各省消费体量和增幅差异明显，到 2020 年消费体量前五分别是苏、川、粤、冀、鲁，增幅最大的是桂、云、黔、冀、赣。整体来看京津冀及周边、长三角、珠三角和云贵地区将是增幅最大的区域，这些区别也是因为天然气价格比较优势、气源保障、环保问题、地方财政等多因素所致。

□ 业务：城燃相关产业链优先受益，典型业务市场空间合计超 5000 亿元

典型城燃公司主要业务有三大方向：燃气管道接驳、燃气销售和燃气具代销。城镇化率、气化率的提高，以及“煤改气”等清洁能源替代政策将是各项业务迅速发展的最核心的催化因素。经我们测算，“十三五”期间管道接驳、燃气销售、燃气壁挂炉 (不含 2015 年) 和分布式天然气项目新增市场空间分别为 1600、2500、380 和 800 亿，市场空间十分可观，产业链相关公司将大幅受益。

投资建议

我们建议精选主业覆盖区域多在天然气规划消费量增幅较大省份的城燃类及其相关产业链公司。结合所覆盖的“公用”与“环保”领域，我们推荐 1) 上游气源：蓝焰控股。公司是纯正煤层气标的，是山西“煤层气”开采与消费规划实施的重要落脚点。2) 中游壁挂炉和分布式天然气运营供应商：迪森股份、大元泵业。迪森股份的“小松鼠”牌壁挂炉是我国龙头产品，同时公司成功开拓分布式天然气项目，已有多项项目在手运营；大元泵业主要生产泵类产品，旗下热水屏蔽泵是壁挂炉核心配件，将与壁挂炉同受益“煤改气”带来需求放量。3) 下游城燃公司：百川能源、金鸿控股、贵州燃气。百川能源是京津冀纯城燃标的，业务领域主要在“煤改气”实施最核心区域；金鸿控股主业覆盖多个高增区域，产业链布局完善，未来看点可期；贵州燃气在贵州省拥有高达 70% 市占率，省内高增规划需求量有望带来公司业绩同步迅速发展。

风险提示：政策风险或致代销价差降低，“煤改气”推进或不及预期等。

相关报告

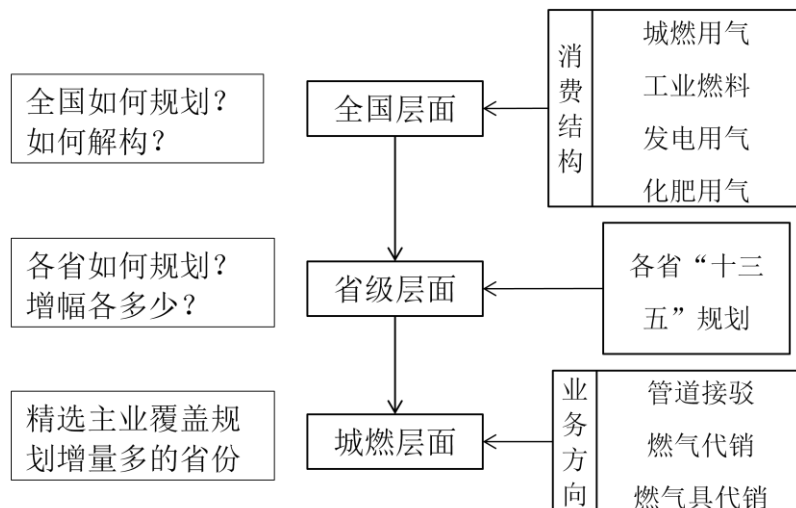
报告撰写人：郑丹丹

数据支持人：牛波

与市场不同的逻辑

随着天然气相关行业信息的不断涌现，各种投资机会也逐渐清晰，市场上关于这方面的研究报告也层出不穷，为了帮助投资者进一步明确投资边界，我们从规划和相关预测入手，从上至下通过缜密的逻辑链条，梳理重要行业信息，尽可能全的提供核心数据，并加以合理预测和分析，从而推出结论。我们逻辑框架如下简图所示：

图 1：研报逻辑框架示意图



资料来源：WIND、国家统计局、浙商证券研究所

此外，我们摘录了核心规划数据，方便投资者一并查阅：

表 1：2010 至 2020 年天然气行业发展主要指标一览

指标	2010 年	2015 年	2020 年	规划增速	规划属性
累计探明储量	9.1	13	16	4.3%	预期性
国内产量（亿 m ³ ）	952	1350	2070	8.9%	预期性
表观消费量（亿 m ³ ）	1075	1932	3600	13.3%	预期性
天然气占一次能源消费占比（%）	4.4	5.9	10%	-	预期性
气化人口（亿人）	1.88	3.3	4.7	10.3%	预期性
城镇人口天然气气化率（%）	28.2%	42.8	57	-	预期性
天然气进口量（亿 m ³ /年）	170	614	1563*	20.6%*	预期性
天然气管道里程（万公里）	4.26	6.4	10.4	10.2%	预期性
管道一次运输能力（亿 m ³ ）	960	2800	4000	7.4%	预期性
LNG 接收能力（万吨/年）	1610	4380	>1 亿吨*	18.0%*	预期性
地下储气库工作气量（亿 m ³ ）	18	55	148	21.9%	约束性

注：*为我们预测值

资料来源：天然气发展“十二五”规划、天然气发展“十三五”规划、浙商证券研究所

致谢

感谢实习生朱伟琪在报告编写过程中的协助。

正文目录

1. 背景：为什么现在大力推行“气化中国”	5
1.1. 经济进入新常态，能源供需压力舒缓	5
1.2. 环保形势严峻倒逼清洁能源替代加速推进	5
1.3. 能源安全形势亟需调整能源结构	6
1.4. 发达国家已有成熟经验可循	6
2. 需求端：用气规模提升显著，实施路径有章可循	7
2.1. 全国层面：表观消费量将达 3600 亿 m ³ ，用气结构有所调整	7
2.2. 各省层面：合计规划消费超 3723 亿 m ³ ，结构性差异显著	10
2.3. 经济性分析：居民用气相比煤炭和电力已具有一定经济优势	11
3. 供给端：对外依存度逐渐提高，国产气仍是主力	12
3.1. 国产气：开采有序推进，期末有望达 2070 亿 m ³	13
3.2. 进口气：总量增幅明显，期末有望达 1563 亿 m ³	14
3.3. 其他气：城市液化石油气和人工煤气供给量逐渐下降	17
3.4. 气价改革：燃气定价体系改革加速推进，趋势利好下游消费	17
4. 输配体系：体系加速完善，保输能力大幅提高	21
4.1. 管线：长输管线加速建设，输送能力将达 4000 亿 m ³	22
4.2. LNG 收运：构建多元主体格局，收运能力大增至 1 亿吨	24
4.3. 储气库：形成六大联网区域协调储气库，储气能力进一步提高	26
5. 城燃企业典型业务市场空间分析	28
5.1. 燃气壁挂炉：“十三五”期间最重要的民生工程受益市场之一	28
5.2. 天然气分布式能源：未来解决分散式用能需求最好的技术方向	29
5.3. 燃气接驳和代销：下游需求放量带动供给大增	31
6. 重点推荐标的	32
6.1. 蓝焰控股：煤层气纯正标的	32
6.2. 百川能源：京津冀“煤改气”核心受益标的	33
6.3. 金鸿控股：燃气环保比翼齐飞，清洁使者助力美丽中国建设	33
6.4. 贵州燃气：区内占率达 70%，省内燃气需求大增带来的业绩弹性较大	34
6.5. 大元泵业：受益 C 端壁挂炉增长，屏蔽泵销量大增带来可观业绩弹性	34
6.6. 迪森股份：转型清洁能源服务已见成效，B、C 端全线爆发式增长	35

图表目录

图 1：研报逻辑框架示意图	2
图 2：1997~2017 年我国能源消费总量及同比增速	5
图 3：1997~2017 年我国单位 GDP 能耗变动一览	5
图 4：2016 年全国 338 个城市环境空气质量情况	6
图 5：空气中主要污染物来源简示	6

图 6: 我国主要能源对外依存度	6
图 7: 1996 年至 2016 年我国天然气消费情况	8
图 8: 2010 年至 2016 年我国燃气消费结构情况一览	8
图 9: 2020 年天然气规划消费量较 2015 年规划消费量增速气泡图	11
图 10: 近 20 年来我国天然产量及增长情况	14
图 11: 2010 年至 2016 年年我国天然气进口量及增长情况	15
图 12: 2010 年至 2016 年我国天然气管道气进口量及增长情况	15
图 13: 2010 年以来进口管道天然气平均价格走势 (美元/吨)	16
图 14: 2016 年进口气量占比情况	16
图 15: 2010 年至 2016 年年我国 LNG 进口量及增长情况	16
图 16: 2010 年以来进口 LNG 平均价格走势	17
图 17: 2010 年以来 LNG 主要进口国家占比情况一览	17
图 18: 我国燃气产业链定价体系	18
图 19: 我国天然气进口四大通道示意图	24
图 20: 中国 LNG 接收站分布图	26
图 21: 世界不同类型地下储气库工作气量分布图	26
图 22: 目前我国储气库分布示意图	27
图 23: 天然气分布式能源系统能量梯级图	30
图 24: 各种能源系统经济性对比	30
图 25: 典型城燃企业 2012~2016 年居民用户接驳数量 (户/年)	31
图 26: 典型城燃企业 2012~2106 年居民接驳价格 (元/户)	31
表 1: 2010 至 2020 年天然气行业发展主要指标一览	2
表 2: 美国天然气消费结构变化	6
表 3: 2015~2020 年天然气消费结构变化历史情况及预测 (单位: 亿立方米)	10
表 4: 全国各省、自治区、直辖市 2015 年和 2020 年天然气规划消费目标一览表	10
表 5: 天然气替代煤炭居民价格承受能力测算表	12
表 6: 天然气替代煤炭居民价格承受能力测算表	12
表 7: 2005 至 2015 年以及 2020 年中国天然气平衡表	13
表 8: 2010 至 2020 年天然气发展主要供需指标	13
表 9: 不同气源定价模式汇总	18
表 10: 我国配气价格政策梳理	20
表 11: 天然气行业基础设施建设主要指标	21
表 12: “十三五”期我国天然气管道建设规划汇总表	23
表 13: 中国 LNG 接收站建设情况 (截至 2017 年 6 月)	25
表 14: 中国已建与在建地下储气库基本情况 (截至 2017 年 5 月)	27
表 15: 2017~2020 年我国壁挂炉市场需求预测	29
表 16: 2011~2016 年我国壁挂炉内销情况及 2017~2020 年销量预测	29
表 17: 分布式能源系统部分重要政策汇总	31
表 18: “十三五”期间我国燃气接驳市场空间测算	32
表 19: IPO 募投项目基本情况一览表	34
表 20: 公司产能利用率情况一览	35
表 21: 迪森股份财务摘要	36

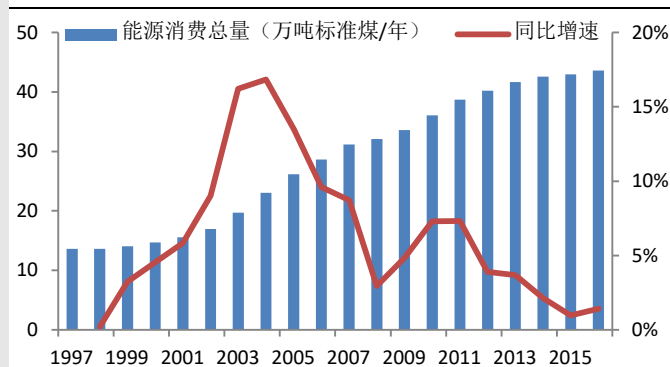
1. 背景：为什么现在大力推行“气化中国”

中国能源结构以煤炭为主，2012 年煤炭提供了 69%的一次能源和 79%的电量供应，煤炭为主的非清洁能源的大量使用造成了许多突出的环境问题，严重影响了我国居民的身心健康。我国政府已经意识到这个问题的严重性，并采取了积极的应对措施，2013 年 1 月份开始确定了控制能源消费总量的目标，9 月份又发布《大气污染防治行动计划》，进一步从调整能源结构的角度对我国能源消费做出规定，至今，我国政府每年都会出台许多与清洁能源替代相关的政策法规，并做出了详细的发展规划。随着经济发展进入“新常态”，能源需求压力舒缓，为能源替代提供了良好的窗口期，再者我国经济社会的快速发展，到 2016 年人均可支配收入已达 2.38 万元，具备全面推行的经济基础。天然气作为重要的一次能源，具有清洁、高效、廉价等诸多优点，是我国实现清洁能源替代战略的重要抓手，我们认为在政府相关政策的大力支持，天然气行业已进入快速发展期。

1.1. 经济进入新常态，能源供需压力舒缓

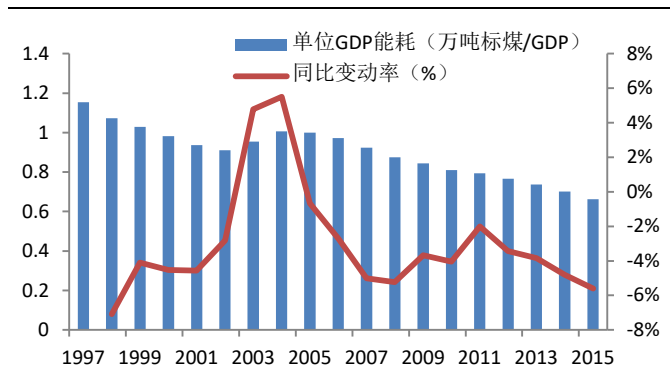
目前我国结束了自 2012 年开始结束了近 20 年 10%高速增长，进入经济新常态，“十三五”时期预计我国 GDP 年均增速在 6.5%以上，增速明显放缓。同时，国际环境整体向好，能源供给也相对充足。我国单位 GDP 能耗也在不断降低，近 20 年由 1.15 吨标准煤/万元持续降低至 0.662 吨标准煤/万元，今后伴随着生产效率和不断提高和经济结构不断优化，单位能耗仍会保持持续下降态势。据 BP2017 预测，到 2030 年我国能源需求增长会降低至年均 1.9%，不到过去二十年增速（6.3%）的三分之一。我们认为，较低的能源需求增长可以比较从容的选择清洁能源来满足需求，因此能源需求的减缓为我国推行能源革命提供了重要的战略窗口期。

图 2：1997~2017 年我国能源消费总量及同比增速



资料来源：环保部、WIND、浙商证券研究所

图 3：1997~2017 年我国单位 GDP 能耗变动一览

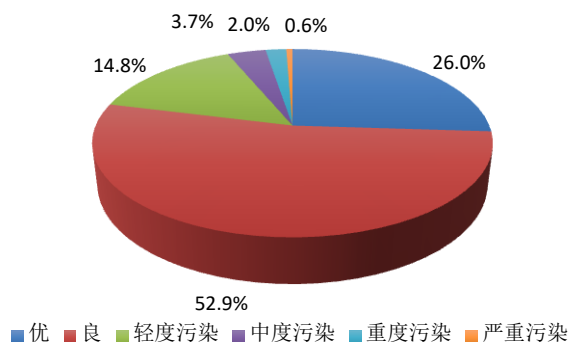


资料来源：WIND、浙商证券研究所

1.2. 环保形势严峻倒逼清洁能源替代加速推进

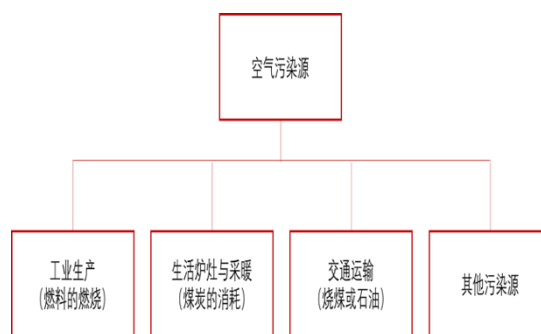
目前，我国城市空气环境污染已进入新型复合大气污染阶段，雾霾等污染问题日益突出，近年来取暖季频现“爆表”现象，尤其是京津冀等地的雾霾现象更为严重，全国大气污染治理正面临严峻挑战。据有关机构研究得出结论，煤炭燃烧排放的大气污染物是雾霾的最大根源。从行业来看，煤电、钢铁和水泥生产是首要的“污染”行业，此外居民的散煤使用、和小蒸吨规模的燃煤锅炉因为无配套末端治理设施，其单位排放量是电厂的 10 倍以上，也是雾霾成因的重要因素。因此，削减燃煤消耗量是治理雾霾的最重要手段。而天然气作为一种清洁、高效、廉价且能与生物质联动的优质能源，是替代煤炭的重要能源之一。我国拟在 2020 年将能源消耗总量控制在 48 亿吨标准煤，其中煤炭消耗占比一次能源下降到 57.3%，天然气占比将提高到 10%。2015 年我国向联合国提交应对气候变化承诺，到 2030 年达到碳排放峰值。在雾霾、碳排放等生态环保需求的倒逼下，以天然气等非化石类清洁能源替代煤炭开始加速推进，我们认为这将为我国可持续发展提供长久的政策红利。

图 4：2016 年全国 338 个城市环境空气质量情况



资料来源：环保部、浙商证券研究所

图 5：空气中主要污染物来源简示

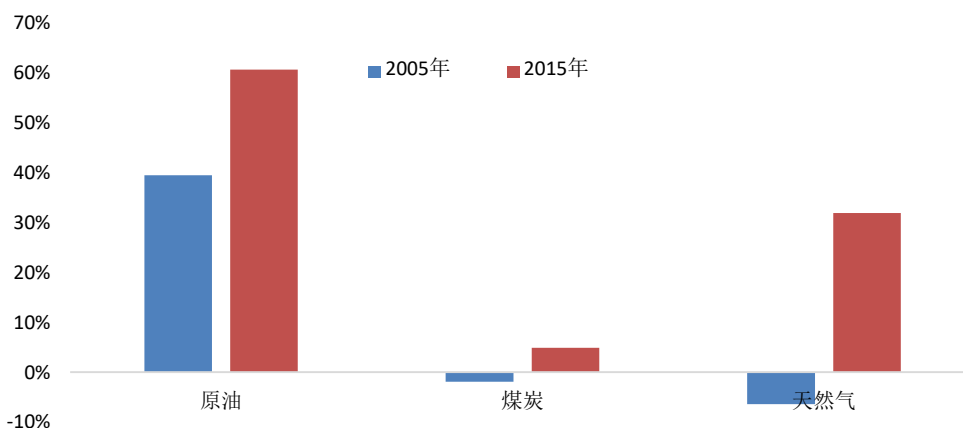


资料来源：、浙商证券研究所

1.3. 能源安全形势亟需调整能源结构

能源对外依存度是衡量一个国家和地区能源供应安全的重要指标。目前，我国综合能源对外依存度从 2005 年到 2015 年由 6.0% 上升到了 16.3%，且自 2012 年起，就始终维持在 15% 以上的水平。其中原油的依存度最为严重，从 2005 年的 39.5% 上升到了 2015 年的 60.69%，其主要是因为我国经济发展过程中原油一直是主要能源消耗，消费量大幅提升。而且随着社会经济的发展，我国能源需求总量还将进一步上升，如不能及时对能源结构做出调整，能源对外依存度还将继续上升，基本立足国内的能源战略将无法实现。此外，我国能源进口途径脆弱导致能源安全问题，为了降低对马六甲海峡的依赖，以防国际行为导致进口中断，通过调整能源结构来提高国家能源供给安全是必由之路。因此，我国规划未来十年将大力发展天然气勘探开发，实现储运接收设施公平接入，加快价格改革，降低利用成本，进而进一步扩大我国天然气在能源消费中占比，加强能源供应多元化发展，解决能源安全问题。

图 6：我国主要能源对外依存度



资料来源：WIND、国家统计局、浙商证券研究所

1.4. 发达国家已有成熟经验可循

美国在 20 世纪初煤炭消费量占一次能源比例高达 80%，1943 年洛杉矶光化学烟雾事件后陆续发布《清洁空气》《清洁电力计划》等法案，着力推进天然气替代煤炭行动实施，随着近年来“页岩气革命”的进一步加速，到 2015 年天然气占美国一次能源消费比例已提高至 20%，煤炭则降低至 16%。在天然气消费结构中，城市燃气（民用和商业）发展平稳，发电用气增长较快，这也与我国目前天然气发展调整方向相吻合。

表 2：美国天然气消费结构变化

年份	工业用气占比 (%)	发电用气占比 (%)	居民用气占比 (%)	商业用气占比 (%)
1935	59.6	9.3	23.7	7.4
1945	61.1	10.9	20.3	7.7
1955	46.6	15.8	29.0	8.6
1965	43.7	17.1	28.6	10.6
1975	39.7	18.0	28.0	14.3
1985	37.3	19.3	28.0	15.4
1995	43.6	16.3	24.7	15.4
2000	38	24	23	15
2005	32	29	24	15
2008	31	31	23	15

资料来源：美国能源信息署、中国石油集团经济技术研究院、浙商证券研究所

英国也有类似的清洁能源替代经历。1952 年英国伦敦烟雾事件后，英国出台《清洁空气法》，伦敦市区及近郊设禁煤区，1974 年颁布《污染控制法》，严格限制煤炭大气污染物排放，鼓励利用天然气，随着煤炭使用比例的逐渐下降，困扰欧洲国家多年的污染问题得以解决，到 2014 年，英国能源消费中，天然气占比为 34.4%，煤炭仅为 16.6%。

随着我国雾霾现象频发，越来越受到广泛关注，我国也开启了天然气等清洁能源替代煤炭的行动，大力推行“煤改气”和冬季清洁取暖，十三五期间拟改造 18.9 万蒸吨工业燃煤锅炉，在京津冀及周边等地设立禁煤区，重点突破“2+26”个通道城市的大气治理问题，等等一系列政策法规的实施，均可在发达国家清洁能源替代历程中找到类似痕迹。我们认为发达国家的成功经验具有重要借鉴意义，是我国推行清洁能源替代的最佳蓝本。

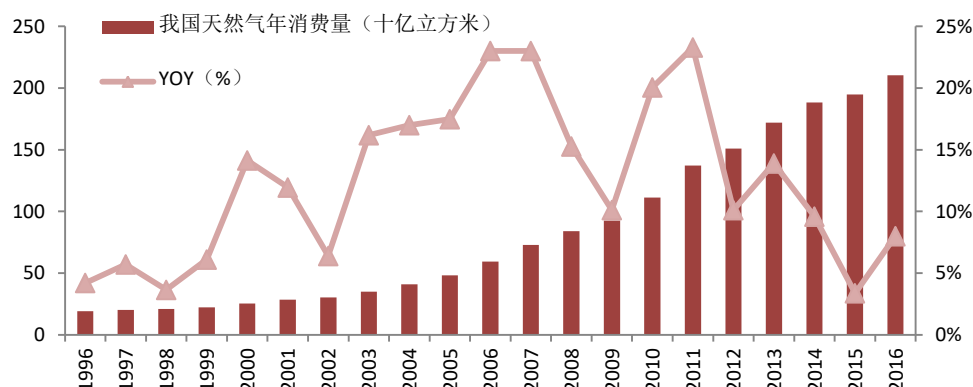
2. 需求端：用气规模提升显著，实施路径有章可循

随着我国对天然气利用的加速推进，天然气下游需求也在充足的气源保障、合理的价格成本、良好的环境效益等诸多利好催化下迅速放量。本章主要从消费结构变迁、各省消费规划角度论证我国如何在 2020 年实现表观消费量 3600 亿 m^3 ，占比 10% 一次能源消费量的宏伟目标，并辅以天然气替代煤炭和电力方面的经济性对比分析，论证气改政策在需求端的可行性。

2.1. 全国层面：表观消费量将达 3600 亿 m^3 ，用气结构有所调整

近 20 年来我国天然气消费增长迅速。1996 年至 2016 年，我国天然气表观消费从 199.04 亿立方米增至 2058 亿立方米（不含向港澳供气），年复合增速为 12.39%，是中国一次能源消费年均增速的 3 倍，天然气在一次能源消费结构中的比例也增长至 6.2%，人均气量达到约 150 立方米。“十二五”期间，我国天然气消费延续增长态势，2014~2015 年增速放缓，究其原因：一是全球尚未走出金融危机的深度影响，我国经济也步入“新常态”，经济增速放缓带动能源整体消费增速放缓；二是受低油价、低煤价等替代效应冲击，导致我国天然气消费增速在 2015 年一度跌至 10 年来最低点，仅同比增长 5.7%。2016 年作为“十三五”开局之年，随着国家宏观经济稳定向好、天然气终端价格逐步降低和国家相关政策（如环保）的大力推动，天然气表观消费明显回转，同比增速 6.6%。2017 年上半年达到 1146 亿立方米，同比大增至 15.2%，消费回暖势头强劲。

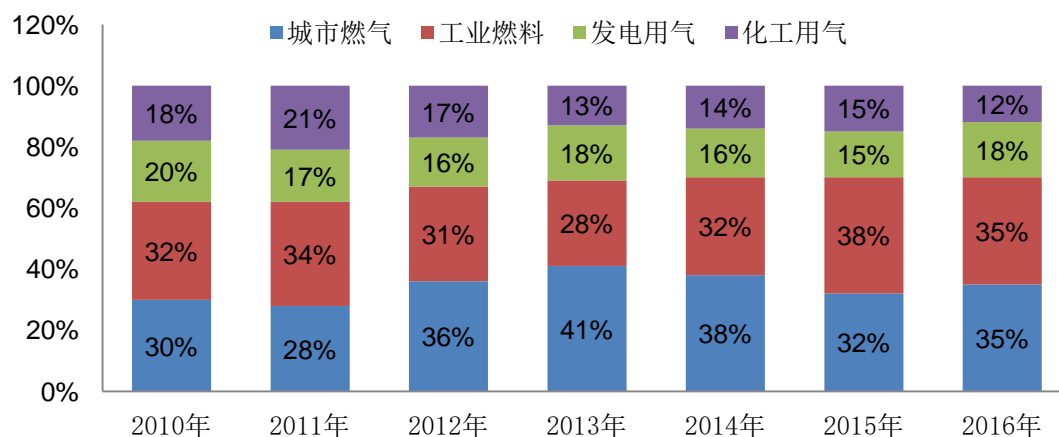
图 7：1996 年至 2016 年我国天然气消费情况



资料来源：WIND、国家统计局、浙商证券研究所

消费结构变迁，城燃占比逐步提升。随着产业结构不断调整，人民生活质量不断提高，我国天然气消费结构不断优化。按用气部门分类，我国天然气消费可以分为城市燃气、工业燃料、发电用气以及化工用气四大类。据我们统计，近 7 年来城市燃气消费占比增长，工业燃料和发电用气占比基本稳定呈现窄幅震荡态势，化工用气占比逐渐减少。2016 年城镇燃气、工业燃料、发电用气和化工用气量从高到底分别为 729、712、366 和 251 亿立方米，分别占比 35%、35%、18 和 12%，城镇燃气受清洁能源替代和消费升级等因素推动从 2010 年 30% 增长到 2016 年 35%，增长最多。

图 8：2010 年至 2016 年我国燃气消费结构情况一览



资料来源：国家统计局、国际燃气网、中国天然气发展报告 2016~2017、公开资料、浙商证券研究所

我国天然气消费步入快速发展阶段，“十三五”期间亮点十足。根据相关政府部门规划，我国拟将天然气消费量占一次能源总消费量的比例由 2015 年 5.9% 提升至 2020 年的 10% 和 2030 年的 15%。根据《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》和《能源生产和消费革命战略（2016~2030）》显示，到 2020 年和 2030 年一次能源消费总量控制在 48 亿和 60 亿吨标准煤左右，据此测算到 2020 年和 2030 年我国天然气消费量将最高分别达到 3600 和 6750 亿立方米以上，“十三五”期间天然气消费复合增长率可达 13.27%，这将对我国燃气相关产业带来显著拉动效应。

城镇、工业和发电用气提升是到 2020 年实现 10% 用气目标的主要途径。我们认为，主要手段是提高用气规模和优化用气结构，具体来讲，借助“煤改气”和“冬季清洁取暖”等相关清洁能源替代政策加快发展城镇燃气和加快推

进工业燃料领域天然气置换，加速发展天然气发电，适度发展化工用气将是达到“十三五”天然气发展 10% 目标的主要方式，相关论证如下：

- **城镇燃气（不含交通）将增加到 720 亿 m^3 /年，占比 20%，居民和采暖用气是增量主体。**1) 居民用气达到 330 亿 m^3 /年。我国在 2015 年城镇人口气化率约为 43%，居民用气在 207 亿 m^3 /年左右。随着“新型城镇化”的推进，预计到 2020 年城镇化率稳步提高至 60%，气化率提高到 57%，则天然气气化人口将达到 4.7 亿，用气量增加到约 330 亿 m^3 /年；2) 公福商业用气达到 170 亿 m^3 /年。目前，我国公福商业用气大致相当于居民用气的 48%，约为 99 亿立方米，据中石油规划总院孙慧等预测，2020 年将提高到 50% 左右，即用气量增加至 170 亿 m^3 /年左右。3) 采暖用气达到约 220 亿 m^3 /年。2015 年我国采暖用气约 115 亿 m^3 ，占采暖燃料的比例约为 8.2%，采暖面积约 10 亿平方米，主要集中在北京、天津、河北、甘肃等北方省份。随着禁煤区范围不断扩大，“2+26”雾霾通道城市《大气污染防治行动计划》的不断实施，采暖面积增加至约 20 亿平方米，预计到 2020 年采暖用气将增加到约 220 亿 m^3 /年。上述三项合计约为 720 亿 m^3 /年，占天然气消费总量 20%，居民用气和采暖用气是增量主体。
- **工业燃料用气量将达到 1250 亿 m^3 /年，占比 35%，“煤改气”等清洁能源替代政策是主要推手。**2015 年，我国工业燃料天然气消费量 738 亿 m^3 /年，主要用于建材、机电、轻纺、冶金、石化等行业，占比仅为 10%，远低于欧美日等发达国家 40%~50% 水平。工业领域能源结构调整势在必行，“煤改气”是切实有效的措施之一，未来将在两大方向发展：1) 钢铁、冶金、建材、石化等耗能行业的燃料结构优化；2) 城市中工业锅炉、窑炉改气需求的提高。“十三五”规划纲要明确表示五年内替代燃煤锅炉 18.9 万蒸吨，新增用气 450 亿立方米，此外据石油规划院预测，“油改气”可新增天然气消费约 60 亿 m^3 /年，合计新增 510 亿 m^3 /年，因此消费总量可达 1250 亿 m^3 /年，天然气占工业燃料能源消费量比例提高到 15%，占天然气消费总量的比例约为 35%。
- **发电领域增加至 920 亿 m^3 /年，占比 26%，是能源利用结构优化重点，也是实现天然气消费目标的关键。**2015 年天然气发电量 6637 万千瓦，用量 284 亿 m^3 /年，占全社会发电量的 3%，装机容量占总装机的 4.4%，远低于美俄日的 35%、40% 和 60% 比例，是导致我国天然气消费总量占比偏低的主要原因。未来发展方向主要包括三个方面：1) 天然气调峰站，提升能源融合水平；2) 天然气热电联产，提升环境质量；3) 天然气分布式能源，提升能源效率与品质。我们认为，江苏省将成为发电用气领域的领头羊，新增预计可达 110 万千瓦以上，除此以河北为代表的京津冀及周边将是增长主力，新增约 500 万千瓦以上。根据《电力发展“十三五”规划》和《天然气发展“十三五规划”》，“十三五”期间气电新增投产 5000 万千瓦，到 2020 年达到 1.1 亿千瓦以上，占总装机 5%。若 2020 年燃气机组平均年利用时间达到 4000 小时（2015 年发电设备平均利用时间），以 4.8kWh/立方米计算，用气规模可达 920 亿 m^3 /年，在天然气消费总量比例提高至 26%，基本达到英国水平。
- **交通领域实现消费量 460 亿 m^3 /年，占比 13%，节能减排和应对气候变化是主要推动因素。**目前我国汽车用气为主，船舶用气极少，2015 年我国天然气汽车保有量约为 500 万辆（LNG 约 20 万辆），用气量约 195 亿 m^3 /年（约 4 万 m^3 /辆*年）。未来发展主要包含三个方面：1) LNG 载货汽车，只要汽油价比在 70% 左右，LNG 汽车就有极大发展空间；2) 城市公共交通行业“油改气”，受续航和购车成本等因素影响，出租车、城际客车领域天然气优势明显，比重将持续增加；3) 水运行业“油改气”，我国 LNG 动力船舶处于初级阶段，预计未来在内核、港口区域发展为主。根据《中国天然气发展报告 2016》测算，到 2020 年要实现气化车辆 1000 万辆，LNG 动力船舶 6 万艘测算，天然气消费量分别约为 410 和 50 亿立方米，合计约 460 亿立方米，约占天然气消费总量的 13%。
- **化工用气预计降至 250 亿 m^3 /年，占比 7%，化肥、甲醇用气下降，制氢上升。**化肥、甲醇和制氢是化工用气主要方向，受天然气价格调整影响，预计天然气用气总规模将降至 250 亿 m^3 /年，在总消费量占比由 14.6% 降至 7% 左右，其中化肥、甲醇持续下降至 190 亿 m^3 /年，制氢增加至 60 亿 m^3 /年，据最新数据，2016 年我国化工用气已降至 251 亿 m^3 /年，我们认为未来难有反弹。

综上，据我们预测，工业、城镇（含交通）、发电、化工用气量将在 2020 年分别达到 1250、1180、920、250 亿立方米，合计为 3600 亿 m^3 /年（与规划测算数据吻合），较 2015 年分别增长 69.61%、87.90%、223.94%和-11.35%。消费结构方面分别占比约 34.7%、32.8%、25.6%和 6.9%，较 2015 年分别变动-3.5%、0.03%、10.9%和-7.7%。可见，发电用气占比提升较大，化工用气降低比例较多，工业用气占比略有下降，城燃用气比例基本稳定。

表 3：2015~2020 年天然气消费结构变化历史情况及预测（单位：亿立方米）

项目	表观总量	工业	占比 (%)	城燃	占比 (%)	发电	占比 (%)	化工	占比 (%)
2015A	1932	737	38%	628	33%	284	15%	282	15%
2016A	2058	712	35%	729	35%	366	18%	251	12%
2017E	2337	783	34%	846	36%	458	20%	250	11%
2018E	2686	877	33%	982	37%	576	21%	250	9%
2019E	3070	1053	34%	1041	34%	726	24%	250	8%
2020E	3600	1250	35%	1180	33%	920	26%	250	7%

资料来源：中国燃气行业年鉴 2012~2016、中国石油规划研究总院、浙商证券研究所

2.2. 各省层面：合计规划消费超 3723 亿 m^3 ，结构性差异显著

国家顶层设计出来以后，地方政府需要根据自身资源禀赋和未来发展需求落实自己相应的规划，积极响应国家政策方针。为了更好了解地方对国家政策的理解和落实程度，我们统计并梳理了具有明确文件出台的地方天然气发展相关规划。

经统计全国各省规划合计消费量超过 3723 m^3 。据我们统计，目前共有 29 个省自治区、直辖市（不包含港澳台和新疆建设兵团）出台了天然气发展规划，合计拟到 2020 年实现天然气消费总量达 3723 亿 m^3 （上期规划到 2015 年合计为 1947.42 亿 m^3 ，国家顶层规划为 2300 亿 m^3 ），从这个角度来看，我们认为到 2020 年有望实现全国整体消费 3600 亿 m^3 目标。

表 4：全国各省、自治区、直辖市 2015 年和 2020 年天然气规划消费目标一览表

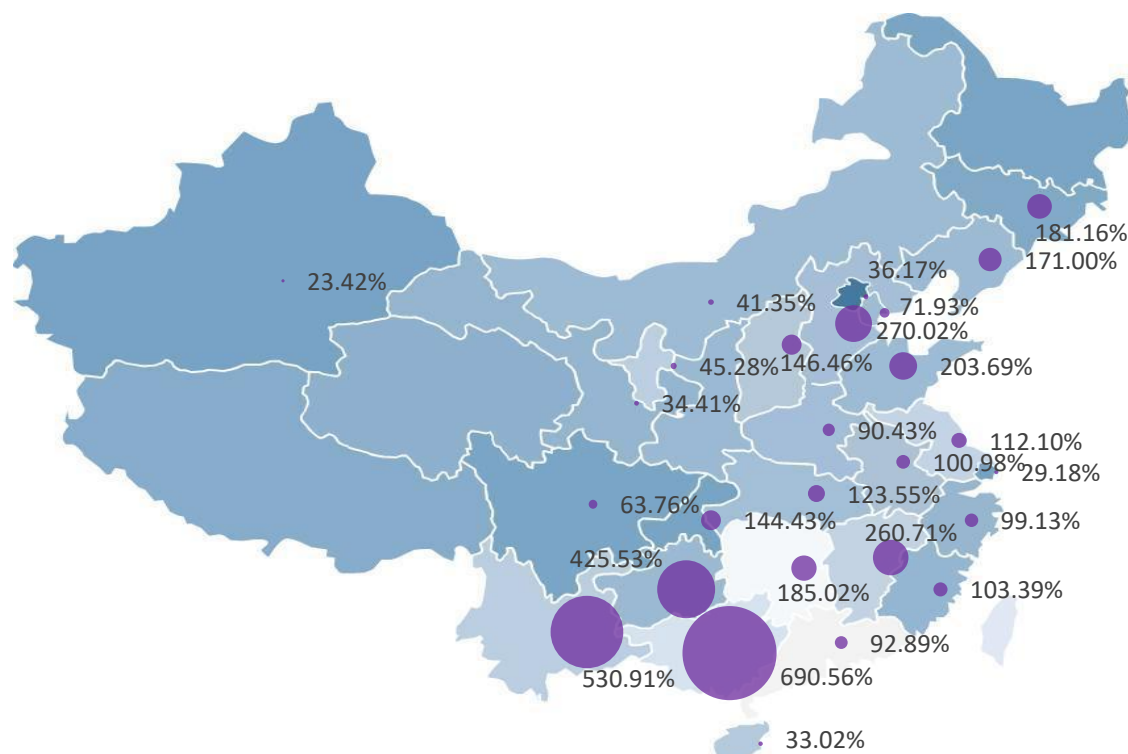
地区	全国规划	各省合计	北京	天津	河北	山西	内蒙古	辽宁	吉林	黑龙江
2015 年	预计 2300	1947.42	146.88	63.98	72.97	64.92	39.15	55.35	21.34	35.82
2020 年	预计 3600	3723	200.00	110*	270.00	160.00	55.34	150	60.00	/
地区	上海	江苏	浙江	安徽	福建	江西	山东	河南	湖北	湖南
2015 年	77.41	165.02	80.35	34.83	45.38	18.02	82.32	78.77	40.26	26.51
2020 年	100.00	350.00	160.00	70.00	92.30	65.00	250.00	150.00	90.00	75.56
地区	广东	广西	海南	重庆	四川	贵州	云南	西藏	陕西	甘肃
2015 年	145.16	8.37	46.00	88.37	170.98	13.32	6.34	/	43.2	26.04
2020 年	280.00	66.17	61.19	216	280.00	70	40	/	56.93	35*
地区	青海	宁夏	新疆	注：（1）/ 处为数据缺失。 （2）*处为换算数据						
2015 年	44.38	20.65	145.84							
2020 年	/	30.00	180							

资料来源：各省、自治区、直辖市相关政府网站、浙商证券研究所

各省增幅差异明显。在已有数据中，2020 年规划天然气消费量前 5 名分别是江苏（350 m^3 ）、四川（280 m^3 ）、广东（280 m^3 ）、河北（270 m^3 ）和山东（250 m^3 ）。较 2015 年增速最大前五名分别为广西（690.56%）、云南（530.91%）、

贵州 (425.53%)、河北 (270.02%)、江西 (260.71%)。若剔除消费总量未超过 150 亿 m^3 的省份，那么增速前五名的分别是河北 (270.02%，270 亿 m^3)、山东 (203.69%，250 亿 m^3)、山西 (146.46%，160 亿 m^3)、重庆 (144.43%，216 m^3) 和江苏 (112.10%，350 亿 m^3)。可见，从消费规模和增幅情况来看，到“十三五”区间京津冀及周边、长三角和云贵部分地区将成为增长速度最快的区域，我们认为主营业务覆盖范围在上述增幅明显区域的城燃公司将具有很大的发展潜力。

图 9：2020 年天然气规划消费量较 2015 年规划消费量增速气泡图



资料来源：各省、自治区、直辖市相关政府网站、浙商证券研究所

河北省作为天然气发展最重要地区，规划细致周全且具有指导意义。以河北省为例，地方政府设定了具体详细的发展目标，消费总量方面，到 2020 年达到 270 亿 m^3 ，占一次能源比重达 10% 以上；管网建设方面，为保障全省天然气资源需求，主气源干线及省内集输管线总里程达 8087.6 公里，设计气源年输气能力 1800 亿 m^3 ，其中保供本省能力达 300 亿 m^3 以上，区域性支线总里程达 8000 公里以上；调峰能力方面，到 2020 年在苏桥储气库群运营基础上，推动中石油兴 9、中石化文 23 国家战略储气库建设，总库容达 139.14 亿，工作气量 77.96 亿，落地本省调峰气量 30 亿，并在全省全面布局 LNG 储备调峰站。在体现“煤改气”领域的“县县通气”方面，到 2020 年管道天然气覆盖率达 95% 以上，在不适宜建设管道的地区建设分布式 LNG 储气罐等设施，实现全省“县县通气”工程目标。分消费结构来看，拟到 2020 年实现居民气化率达 50 以上，天然气发电装机比例达 5% 以上，工业燃料达到占总工业燃料能源消费总量的 15% 以上。我们认为作为大气污染治理压力最大的地区，清洁能源替代的政治要求会给当地天然气产业链的发展带来确定性极高的良好投资机会。

2.3. 经济性分析：居民用气相比煤炭和电力已具有一定经济优势

城镇居民主要使用天然气、煤气、液化石油气、电力和民用煤等能源。因为天然气的环保性能显著，随着终端价格逐渐走低经济性也逐渐有了比价优势，我们从能源等热值价格角度分析城镇居民用户可承受的天然气替代价格情况

目前，天然气替代煤炭居民承受能力受限，政府配套政策支持下经济性显现。天然气替代煤炭使用主要从环保因素考虑，在经济性方面，按照产生相同热量所投入的两种不同类型能源成本来看，煤炭价格相对天然气都有一定优势，按照现在“气代煤”重点区域河北省为例，当地天然气平均价格 2.25 元/m³，对应的煤炭价格约为 800 元/t 时天然气才有优势。鉴于此政府在“气代煤”大部分区域提供了运营期约 1 元/m³ 的补贴（上限 1200 m³/年，连续补三年），居民使用成本相当于 1.25 元/m³，对应煤价 400 元/t，补贴后天然气开始具有经济优势。我们认为政府通过“禁煤区”等限制煤炭运输和购买的渠道划建，能够有效控制煤炭供应，导致居民用煤价格上涨，再加之对居民运营期的补贴，能够在经济性方面减弱煤炭对天然气的比较优势。

表 5：天然气替代煤炭居民价格承受能力测算表

煤炭				供热成本 (元/MJ)	天然气			
价格 (元/t)	热值 (MJ/kg)	耗量 (kg/m ²)	转换成本 (元/m ²)		转换成本 (元/m ²)	耗量 (m ³ /m ²)	热值 (MJ/m ³)	价格 (元/m ²)
800	20.94	30	12	36	9	12	34.34	2.25
600				30				1.75
400				24				1.25

资料来源：中国燃气行业年鉴 2015、浙商证券研究所

虽然电力同属清洁高效能源，但是目前天然气经济性相比优势明显。相对于低碳的天然气能源来讲，电力可属于无碳的终极清洁能源形态。当天然气价格与电价相比缺乏竞争力时，居民会转向使用电气设备，如燃气热水器改为电热水器，但现在电力替代天然气尚不具备可比经济性。根据有关资料，两者热效率分别为 75% 和 98%，按照有效热值成本相等原则测算，现行居民生活用电价格 0.40~0.60 元/kWh 时，天然气替代电价格承受能力为 2.92~4.38 元/m³。以河北省居民平段电价（2017 年 7 月 1 日）0.47~0.82 元/kWh 区间，和平均天然气价 2.25 元/m³ 为例，天然气替代电具有较大经济优势。

表 6：天然气替代煤炭居民价格承受能力测算表

居民用电			有效热值成本 (元/MJ)	天然气		
价格 (元/t)	热值 (MJ/kg)	热效率 (%)		热效率 (%)	热值 (MJ/m ³)	价格 (元/m ²)
0.6	3.6	98%	36	75%	34.34	4.38
0.5			30			3.65
0.4			24			2.92

资料来源：中国燃气行业年鉴 2015、浙商证券研究所

由此可见，天然气在民用端替代煤炭、电力这些能源时，从经济行角度来看是具有一定经济性，尤其是在目前“煤改气”覆盖区域大部分地方政府都给予了一定的运营期气价补贴情况下，天然气成为性价比最高的生活能源，因此大气推行气改政策，居民端是乐于接受的。

3. 供给端：对外依存度逐渐提高，国产气仍是主力

天然气供给从渠道主要分为国产气和进口气两部分。目前，我国已经形成常规、非常规多元供气局面和“西气东输、川气东送、海气登陆、就近供应”的供应格局。我国从 2007 年开始天然气出现缺口，为 12.4 亿 m³，之后缺口逐年快速增长，2015 年，进口气为 614 亿 m³（国产气为 1350 亿 m³），占比达 31.26%。预计到 2020 年国产气比例将降低至 57.5%，对外依存度逐渐提高至于 42.5%。

表 7：2005 至 2015 年以及 2020 年中国天然气平衡表

项目	2010A	2011A	2012A	2013A	2014A	2015A	2020E
可供量	1082.3	1333.0	1497.8	1706.6	1866.8	1925.0	3637
生产量	957.9	1053.4	1106.1	1208.6	1301.6	1346.1	2070
进口量	164.7	311.5	420.6	25.4	591.3	611.4	1563
出口量 (-)	40.3	31.9	28.9	27.5	26.1	32.5	32.5
消费量	1080.2	1341.1	1497.0	1705.4	1868.9	1931.7	3600
1.农、林、牧、渔业	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	/
2.工业	691.8	875.7	980.7	1129.1	1221.3	1234.5	/
3.建筑业	1.2	1.3	1.3	2.0	1.9	2.2	/
4.交通运输、仓储和邮政业	106.7	138.3	154.5	175.8	214.4	237.6	/
5.批发、零售业和住宿、餐饮业	27.2	33.6	38.7	39.3	46.6	51.3	/
6.其他	26.0	27.1	32.9	35.6	41.3	45.4	/
7.生活消费	226.9	264.4	288.3	323.9	342.6	359.8	/
平衡差额	2.1	0.7	0.8	1.2	-2.1	-6.7	0.5

资料来源：中国燃气行业年鉴，浙商证券研究所

表 8：2010 至 2020 年天然气发展主要供需指标

指标	2010 年	2015 年	2020 年	规划增速	属性
累计探明储量	9.1	13	16	4.3%	预期性
国内产量 (亿 m ³)	952	1350	2070	8.9%	预期性
表观消费量 (亿 m ³)	1075	1932	3600		
天然气占一次能源消费占比 (%)	4.4	5.9	10%	-	预期性
气化人口 (亿人)	1.88	3.3	4.7	10.3%	预期性
城镇人口天然气气化率 (%)	28.2%	42.8	57	-	预期性

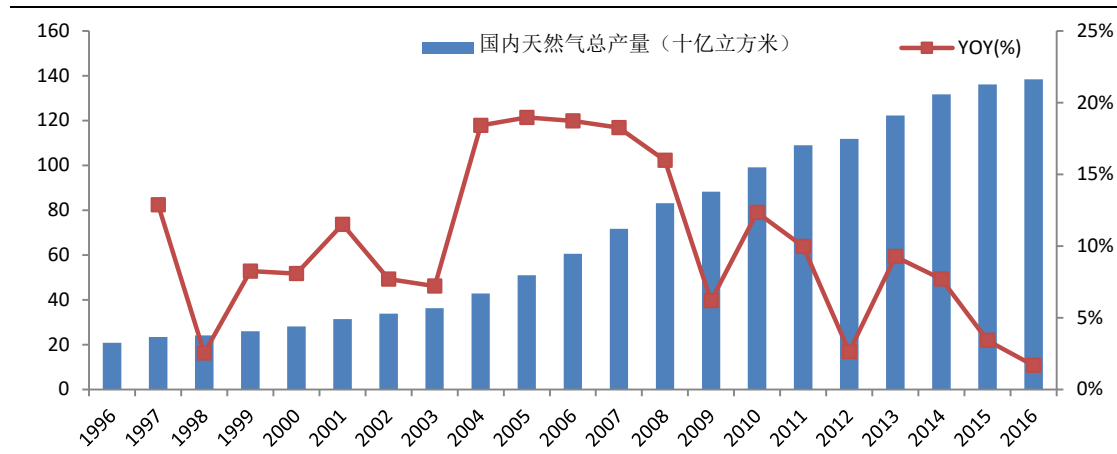
资料来源：天然气发展“十二五”规划、天然气发展“十三五”规划、浙商证券研究所

3.1. 国产气：开采有序推进，期末有望达 2070 亿 m³

我国天然气资源储量丰富，可开采潜力巨大。截至 2015 年底，我国 1) 常规天然气地质资源量 90 万亿 m³，可采资源量 50 万亿 m³，累计探明地质储量 13.01 万亿 m³，剩余可采储量 5.2 亿 m³； 2) 埋深 4500 米以浅页岩气地质资源量 122 万亿 m³，可采资源量 22 万亿 m³，具有现实可开发价值的有利区域可采资源量 5.5 万亿 m³，累计探明地质储量 5441 亿 m³，剩余可采储量 1302 亿 m³。3) 全国埋深 2000 米以浅煤层气地质资源量 30 万亿 m³，可采资源量 12.5 亿 m³，具有现实可开发价值的有利区可采资源量 4 万亿 m³，累计探明地质储量 6293 亿 m³，剩余可采储量 3063 亿 m³。

近二十年国产气产量增长迅速，“十二五”以来增速放缓。国内常规天然气产量由 1996 年的 210 亿 m³ 增至 2015 年的 1380 亿 m³，年复合增长率约为 10%，增长较快。“十二五”以来天然产量增长放缓，GAGR 回落至 6.55%，2016 年同比仅增长 1.68%，是 20 年以来最低增速，其原因主要是进口气挤压导致。从供给结构上来看，以 2015 年数据为例，常规天然气产量 1350 亿 m³，煤层气地面抽采量 44 亿 m³，页岩气产量约 46 亿 m³，三者合计 1440 亿 m³（不含煤制气），自给率为 74.53%。

图 10：近 20 年来我国天然产量及增长情况



资料来源：WIND、浙商证券研究所

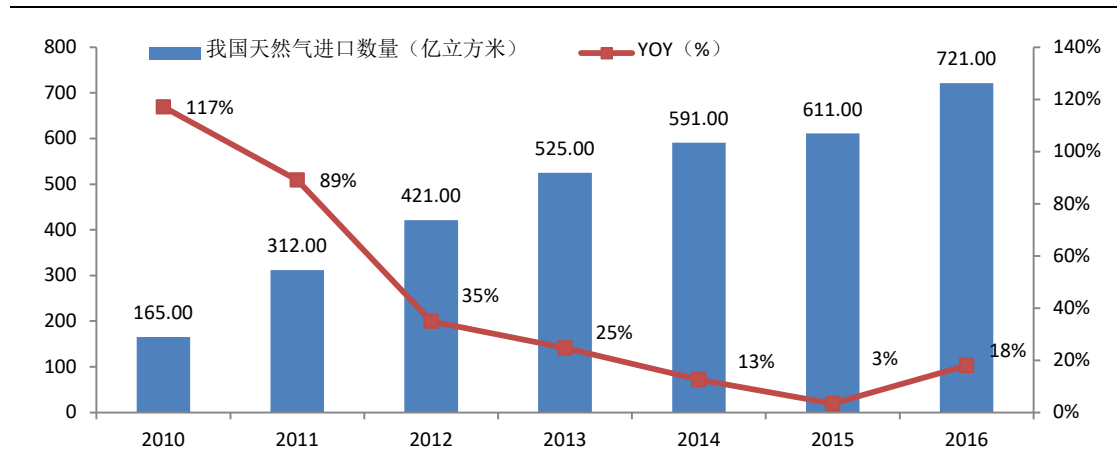
到 2020 年国产气有望达道 2070 亿 m^3 ，页岩气、煤层气增速较快，自给率下降至 62.5%。根据相关部门规划，到 2020 年，天然气产量合计 2070 亿 m^3 （不含煤制气），自给率将达 62.5%，其中，常规天然气、页岩气和煤层气（地面抽采）产量分别达 1670（陆上 1570、海上 100 亿 m^3 ）、300 和 100 亿 m^3 。以 2015 年数据为基准 GAGR 分别为 4.35%、45.50% 和 17.84%，页岩气和煤层气进入高速发展期，2016 年页岩气开采大幅增长 72%，达到 79 亿 m^3 ，煤层气地面抽采量 45 亿 m^3 ，同比略有增长。川渝、鄂尔多斯、塔里木和海域四大气区产量综合为 1115.9 亿立方米，占全国总产量的 83.2%。“十三五”期间，常规天然气将以四川盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地和南海为重点；页岩气方面重点提高四川长宁—威远、重庆涪陵、云南昭通、陕西延安等国家级示范区储量和产量规模，同时争取在湘鄂、云贵和苏皖等地区实现突破；煤层气方面以沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘为重点勘探开采区域。

3.2. 进口气：总量增幅明显，期末有望达 1563 亿 m^3

世界天然气资源丰富，产量逐年增加，未来有望延续增长态势。截至 2014 年底，世界常规天然气可采资源量为 559.5 万亿 m^3 ，非常规天然气可采资源量为 543.5 万亿 m^3 ，累计产量分别为 103.5 和 5.9 万亿 m^3 ，按照目前年产量 3.6 万亿 m^3 测算，世界天然气资源可供开采 200 年以上。天然气产量从 2005 年的 2.8 万亿 m^3 增长至 2015 年的 3.6 万亿 m^3 ，GAGR 为 1.70%。产量居前五的国家分别是美国（7673 亿 m^3 ）、俄罗斯（5733 亿 m^3 ）、伊朗（1925 亿 m^3 ）、卡塔尔（1814 亿 m^3 ）和加拿大（1635 亿 m^3 ）。《BP 世界能源展望 2017》认为未来 20 年世界经济增长将近一倍，能源强度（单位 GDP 能耗）降低，能源总需求预计增加约 30%，年均增速 1.3%，其中天然气预计年增 1.6%，中国将是最大的能源增长市场，但因中国经济再平衡和对能效提高的重视，末期可能会被印度超越。

我国进口气量逐年增加，“十二五”增速加速放缓，“十三五”反转并快速增加。随着中俄东线天然气项目（东北通道，最大 380 亿 m^3 /年）最终落实，我国基本形成中亚天然气管道（西北通道，四线合计 850 亿 m^3 /年）、中缅油气管道（西南通道，120 亿 m^3 /年）和海上通道四大通道天然气进口布局。天然气进口量从 2010 年 165 亿 m^3 增长至 2016 年 721 亿 m^3 ，涨幅约 3.4 倍，整体趋势先降后升，从 2010 年的同比增速 117% 逐年降低至 2015 年历史低点 3%，2016 年开始有所回暖至 17.43%，我们认为主要是因为进入 2016 年受天然气价格降低、“煤改气”等清洁能源替代用气增加拉动需求提升，天然气缺口重新提高所致。随着相关政策的大力推行，我们认为“十三五”期间进口气量会呈现较高增长态势，到 2020 年整体进口气量有望达到 1563 亿 m^3 ，其中包括管道天然气 863 亿 m^3 和液化天然气（LNG）700 亿立方米，对外依存度达到 43.42%，GAGR 达 21.34%。进口仍以中石油、中石化和中海油为主导，2016 年合计 706 亿立方米，占全国进口气量的 97.9%。

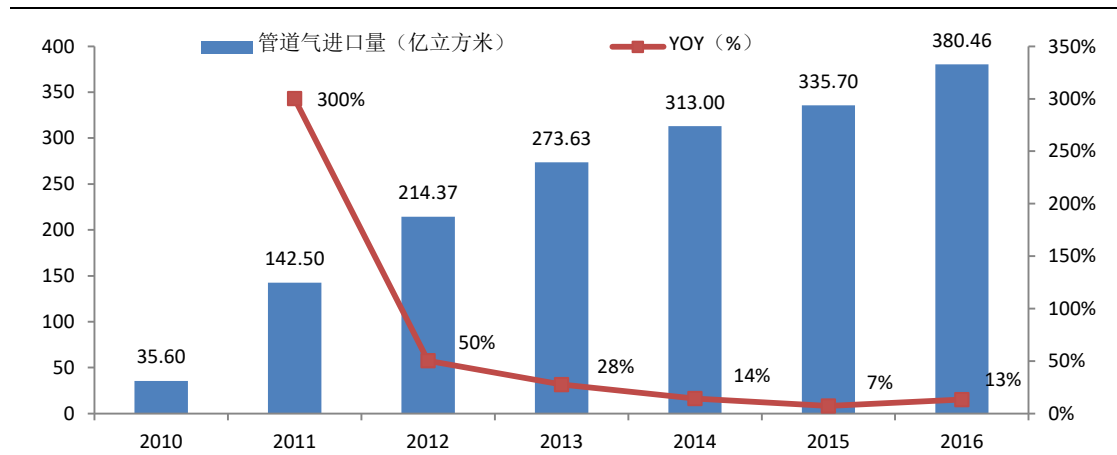
图 11：2010 年至 2016 年年我国天然气进口量及增长情况



资料来源：国家统计局、浙商证券研究所

进口气中管道气为主，体量不断扩大至 863 亿立方米。我国进口管道气始于 2009 年 12 月中亚天然气管道 A 线与西气东输二线西段工程的正式投产，随着天然气长输管道等基础设施的逐步投运，管道气进口量增长迅速，2010~2016 年之间从 35.60 增长到 383 亿 m^3 ，涨幅约 11 倍，从 2013 年开始管道气进口量开始超过液化天然气进口量。从 2012 年开始同比增速成倍降低，2016 年开始有所反转，同比增长 7.6%。从来源结构方面来看，2016 年主要进口国为土库曼斯坦（77%）、乌兹别克斯坦（11%）、缅甸（10.23%）和哈萨克斯坦（1.12%），中亚进口气占据了我国进口管道气的大半壁江山。我们认为随着西气东输三线在 2016 年底全线贯通（附件泉州段主线竣工通气）、以及中俄东线 2018 年投产，到 2020 年有望达到 863 亿 m^3 进口量，“十三五”期 GAGR 达到 22.72%（上期为 20.61%），仍以中亚气为主。

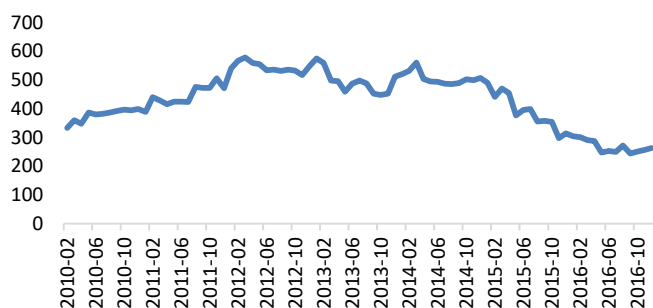
图 12：2010 年至 2016 年我国天然气管道气进口量及增长情况



资料来源：WIND、浙商证券研究所

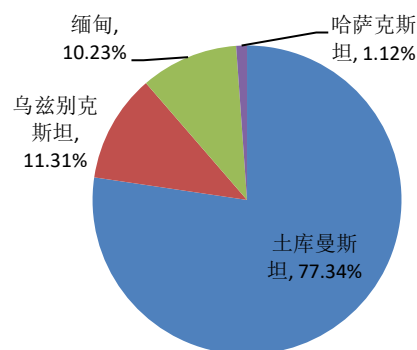
管道气价低位徘徊，经济性凸显。近几年管道天然气进口价格先升后降，在 2012~2014 年期间达到高峰，2014 年以来价格降低是因为美国页岩气革命有了实质效果且国际原油价格等替代能源价格走低导致国际天然气价格持续回落，基本稳定于 200~400 美元/吨，并逐月下降。2017 年上半年进口管道气价格一直保持在 270 美元/吨左右，未来进口天然气的使用率可能会随气价的降低和稳定而进一步提升。土库曼斯坦对我国管道天然气的进口情况影响比重较大，2016 年进口数量占到了 77.34%，其他三个进口国较少，乌兹别克斯坦为 11.31%，缅甸 10.23%，哈萨克斯坦仅有 1.12%。未来“十三五”时期我们认为管道天然气进口格局会变化不大，价格也在低位徘徊，仍以中亚气为主。

图 13：2010 年以来进口管道天然气平均价格走势（美元/吨）



资料来源：WIND、海关总署、浙商证券研究所

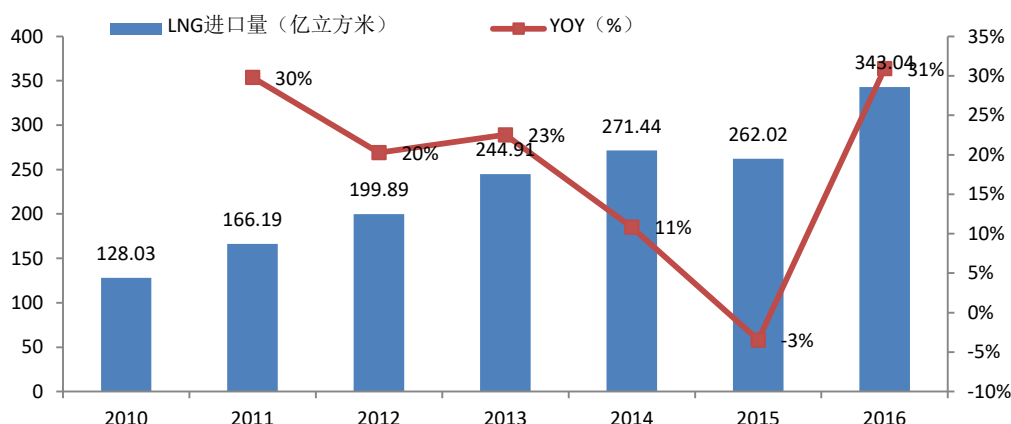
图 14：2016 年进口气量占比情况



资料来源：WIND、海关总署、浙商证券研究所

进口 LNG 增速可观，到 2020 年预计达 700 亿 m^3 进口量。我国 LNG 进口量从 2010 年 128.03 亿 m^3 增长至 2016 年 343.04 亿 m^3 ，整体趋势也是先降后升，2015 年甚至出现了 -3% 的负增长，2016 年又重拾高增长，广东、福建和上海为进口量前三大地区。我们认为“十三五”期间也会因政策持续推进和 LNG 等相关配套设施的逐步建设完善延续“十二五”时期的高增长态势，有望在 2020 年达到 700 亿 m^3 ，GAGR 为 15.33%（上期为 15.40%）。

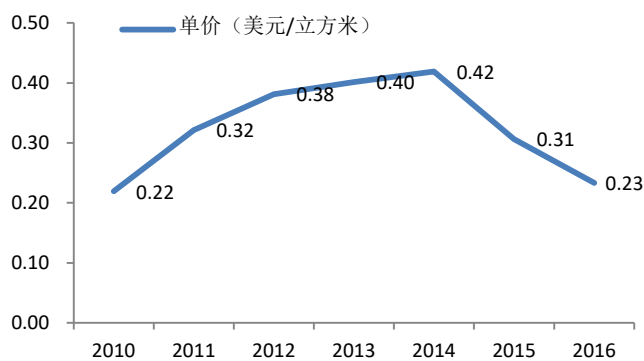
图 15：2010 年至 2016 年年我国 LNG 进口量及增长情况



资料来源：WIND、浙商证券研究所

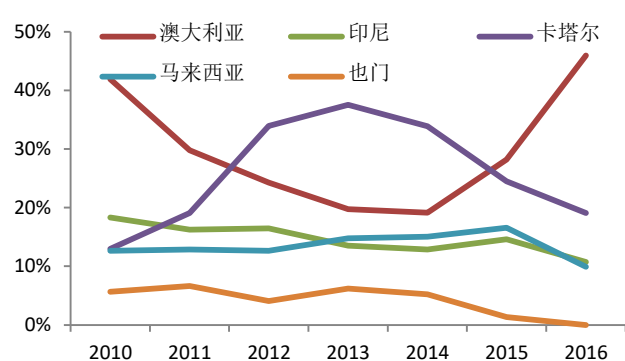
近几年 LNG 价格先升后降，未来有望持续低价运行。我们以 1 吨 LNG 气化后体积为 1470 m^3 为基础进行统计分析，2010 年以来 LNG 价格走势呈现先升后降现象，整体在 0.22~0.42 美元/ m^3 之间徘徊，自 2014 年由高点开始持续回落，2016 年降低至 0.23 美元/ m^3 水平与 2010 年价格十分接近。影响我国进口 LNG 价格因素除了宏观经济因素外，还有合同类型，我国进口 LNG 以长贸合同为主，以 2016 年为例，长贸合同与现货进口比例在 95:5。高比例长贸合同使得我国进口 LNG 价格较国际天然气市场价格有一定滞后性。气源结构方面，近几年来除印尼和马来西亚较为稳定外，澳大利亚、卡塔尔和也门进口占比变动较大。以 2016 年为例，上述五国进口 LNG 数量占总进口数量的 85.66%，澳大利亚、卡塔尔、印尼、马来西亚和也门分别占比 46%、11%、19%、10%和 0%。我们认为“十三五”期间，国际天然气市场因美国页岩气产量激增而供应充足，预计 LNG 价格将持续处于低位运行。

图 16：2010 年以来进口 LNG 平均价格走势



资料来源：WIND、海关总署、浙商证券研究所

图 17：2010 年以来 LNG 主要进口国家占比情况一览



资料来源：WIND、海关总署、浙商证券研究所

3.3. 其他气：城市液化石油气和人工煤气供给量逐渐下降

城市液化石油气到 2020 年供气量递减至约合 115 亿 m^3 等热值天然气。液化石油气 (LPG) 也是城市燃气运营公司主要经营产品之一，成分主要有丙烷、丁烷、正丁烯、异丁烯等，来源主要有石油炼制、天然气和油田气回收、蒸汽裂解制乙烯/丙烯、甲醇制烯烃等，国内主要来源于炼油，从国外进口的基本都是天然气和油气田回收。我国主要生产厂家为中石油、中石化、中海油以及一些地方炼油企业，与原油产量保持一致，进口主要来自中东和亚太地区，按进口量排序分别是卡塔尔、伊朗、阿联酋、科威特、沙特和澳大利亚，成分主要是丙烷和丁烷。

我国 LPG 主要用于民用和商业用燃料、石化燃料、工业燃料和车用燃料等方面，其中民用和商用领域逐渐萎缩。

2012 年至 2016 年我国 LPG 表观消费量从 2468 万吨逐渐增长到 4984 万吨 (GAGR 为 19.21%)，国内产量从 2262 万吨增长到 3504 万吨 (GAGR 为 11.55%)，进口量从 333 万吨增长至 1613 万 (GAGR 为 48.4%)，增长迅速。2017 年上半年我国 LPG 表观消费量、产量、进口数量分别为 2696、1839、915 万吨，同比分别增加 12.66%、9.81%、16.37%，增速放缓，但增速仍可观。

城镇市场液化石油气将于天然气长期并存，但呈现逐年缓慢下降趋势。城市液化石油气供气量随着天然气的迅速发展在逐渐退出大中型城市的主城区，在广大城市边缘、乡镇及农村来讲，液化石油气仍然为主，我国未来在相当长时期内仍将是一个以农村人口为主的国家，因此液化石油气将于天然气长期并存。从供给量方面来看，LPG 全国供气量从 2011 年 1165.83 吨降低 2015 年 1039.22 吨，降幅较小，年均递减 2.92%。我们预计到 2020 年液化石油气供气总量延续递减态势至 890 亿吨 (折合等热值天然气 115 亿 m^3)

人工煤气到 2020 年消费量递减至约合 13 亿 m^3 等热值天然气。2011 年至 2015 年，我国城市人工煤气消费量呈现逐年递减态势，从 2011 年 84.73 亿 m^3 降低至 47.14 亿 m^3 ，年均递减 10%，主要用于居民和工商业范畴。据中国燃气行业年鉴 2015 预测，预计到 2020 年会延续递减态势至 35 亿 m^3 (折合等热值天然气 13 亿 m^3)。

人工煤气大致可分为干馏煤气、气化煤气和油制气。目前，干馏煤气是城镇燃气的重要气源之一，主要成分是甲烷、氢气、一氧化碳等，热值为 17.6 千焦/标准 m^3 (4200 千卡/标准 m^3)。

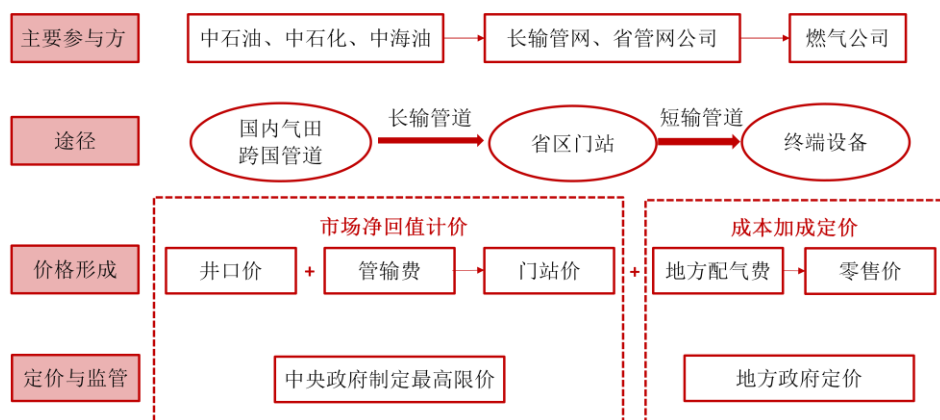
人工煤气制备和使用过程中污染较大，同时以煤为主的能源结构与产业结构调整不相适应，因此今后在城市燃气中的地位将逐步下降，逐步被其他清洁能源替代 (因为是副产品，供应量不会大幅减少，因此主要去向可能转为工业应用方面)。

3.4. 气价改革：燃气定价体系改革加速推进，趋势利好下游消费

目前国际天然气定价机制主要有气对气竞争、油价联动、管制定价、双向垄断、市场净回值、无价格等六种。世界主要天然气市场中，北美与英国采用市场定价，欧洲大陆采用天然气与油价挂钩，日本液化气采用与原有进口平均

价格挂钩的方式，部分地区仍采用垄断定价。在我国长期实施的是管制定价，生产、管输和配送三环节均实行国家指导价。管制定价符合我国天然气产业发展初期现状，但随着经济发展和天然气市场的成熟，未来放开管制是必然方向。

图 18：我国燃气产业链定价体系



资料来源：国家发改委、浙商证券研究所

国内天然气在不同环节的价格分别是：出厂价（井口价）、门站价（批发价）、零售价。其中，门站价=出厂价+管输价（长途管输费用）、零售价=门站价+配气价（城市配气费用）。我国实行两级管理定价机制，出厂价、管输价、门站价由国家发改委管理，配气价由省级物业主管部门管理。我国根据天然气不同来源（国产陆上气、国产海上气、进口 LNG 和进口管道气）实施不同的定价模式：

- 1) 国产陆上气基本采用市场净回值法定价。**2013 年 6 月，政府要求“两广”采用市场净回值定价，不区分存量气和增量气，并将传统的“出厂环节定价”改为“门站环节定价”，“非两广”地区以用户 2012 年使用量为基准，将天然气消费分为存量和增量气，分别采取管制定价和市场净回值定价。2015 年 4 月，国产陆上气全部采用市场净回值法确定门站价；
- 2) 国产海上气和进口 LNG 基本已实现市场化定价。**国产海上气由供需双方协商确定，我国主要是从澳大利亚、中东等天然气资源丰富的国家进口 LNG，进口价格主要采用长协或 OPE 油价挂钩方式确定，终端销售价格由供需双方协商确定。这样做一方面为了鼓励国产海上气的开采，另一方面由于国产海上气产量较少，对现有天然气定价体系冲击不大。
- 3) 进口管道气采用双边垄断定价模式。**我国进口管道气价格通过两国政府谈判确定，采用 BIM 双边垄断定价模式。进口后纳入国产陆上气体系，一并定价销售。若进口管道气呈现“价格倒挂”状况，亏损部分由管道气进口商承担。

表 9：不同气源定价模式汇总

气源	定价模式	气源定价	管输定价	终端定价
国产陆上气	市场净回值法	净回值	政府核定	基准门站价格
国产海上气	市场化，双方协商	市场定价	政府核定	市场价
进口 LNG	市场化，长协或油价挂钩	与 JCC 挂钩	政府核定	市场价
进口管道气	双边垄断	谈判结果	政府核定	基准门站价格

资料来源：浙商证券研究所

当前城市燃气天然气价格主要包括两部分，即城市门站价格和地方管道配气费，就这两部分价格判断如下：

城市门站价格有望继续下调。城市门站价格即上游批发价格，是由国产陆上或进口管道天然气的供应商与下游购买方（包括省内天然气管道经营企业、城镇管道天然气经营企业、直供用户等）在天然气所有权交接点的价格。现行

门站价格由天然气出厂（或首站）实际结算价格（含 13% 增值税）和管道运输价格组成。目前，上游市场（居民用）定价机制采用市场净回值法计算，即选取计价基准点和可替代能源品种，建立天然气与可替代能源价格挂钩调整机制，其中可替代能源选择燃料油和液化石油气或液化天然气（等热值价格，其权重分别为 60% 和 40%）；（非居民用）增量气的价格将直接挂钩已经完全市场的可替代能源——（燃料油和液化气的价格），同时放开页岩气、煤层气、煤制气等非常规天然气出厂价格，施行市场调节。按广东、广西试点模式，上海为中心市场作为计价基准点，其他省（市、区）门站价格均以上海门站价为基础，综合考虑资源主体流向和管输费用及其当地经济发展水平进行推算。市场净回值法推算公式为：

$$P_{\text{燃气}} = K \times \left(\alpha \times P_{\text{燃料油}} \times \frac{H_{\text{燃气}}}{H_{\text{燃料油}}} + \beta \times P_{\text{LPG}} \times \frac{H_{\text{燃气}}}{H_{\text{LPG}}} \right) \times (1 + R)$$

其中， $P_{\text{燃气}}$ 是中心市场门站价格（含税），单位：元/ m^3 ； K 是折价系数，暂定 0.85； α 、 β 分别是燃料油和液化石油气的权重，为 60% 和 40%； $P_{\text{燃料油}}$ 、 P_{LPG} 分别是计价周期内海关统计的进口燃料油和液化石油气的价格，单位：元/kg； $H_{\text{燃气}}$ 、 $H_{\text{燃料油}}$ 、 H_{LPG} 分别是燃气、燃料油、液化石油气的净热值（低位热值），取 8000kcal/ m^3 ，10000kcal/kg 和 12000kcal/kg； R 是燃气增值税税率，目前为 11%（2017 年 7 月 1 日起）。

国家发改委于 2013 年对定价进行了调整，区分存量气和增量气，其中：1）存量气门站价仍是由政府调整定价，其中居民用气价格不作调整，门站价格定价公式为出厂结算接个（井口价）+管道运输费=城市门站价格。增量气门站价按照市场净回值法推算，增量气将不再按用途进行分类，原先分类定价的工商业、燃气发电、车用天然气价格在此次价格调整后，将不再分类，采用统一门站价格。

从目前的门站价格定价公式来分析，以河北省为例，根据海关总署数据，2017 年 6 月河北进口燃料油和液化石油气分别为 305 美元/吨和 437 美元/吨，按照美元兑人民币 6.656 的汇率折算为 2.03 元/千克和 2.91 元/千克，则河北基准门站价格约为 1.65 元/ m^3 ，较目前河北基准门站价格 1.98 元/ m^3 ，仍有 0.3-0.4 元的下调空间。

下游零售价（地方管道配气费）仍由省级政府价格主管部门制定，**准许收益率为税后全投资收益率不超 7%**。城市燃气属于公用事业，具有一定的地方垄断经营性质，城市燃气定价由地方价格主管部门决定。根据发改委最新规定（发改价格[2017]1171 号），配气价格按照“准许成本加合理收益”原则制定，为企业年度准许总收入除以年度配气量计算确定，并进行定期校核（不超 3 年）。其中，年度准许总收入由准许成本、准许收益以及税费之和扣减其他业务收支净额确定。准许成本中供销差率（含损耗）原则上不超过 5%，三年内降低至不超过 4%，管网直接年限不低于 30 年；准许收益按照有效资产乘以准许收益率计算确定，准许收益率为税后全投资收益率按不超过 7% 确定。

表 10：我国配气价格政策梳理

时间	时间与政策文件	配气价格相关改动
2013/6/28	《关于调整天然气价格的通知》 (发改价格[2013]1246 号)	1.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。 2.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。
2014/8/10	《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)	1.非居民用存量气门站价格适当提高。非居民用存量气最高门站价格每千立方米提高 400 元。广东、广西存量气最高门站价格按与全国水平衔接的原则适当提高。
2015/02/26	《关于理顺非居民用天然气价格的通知》 (发改价格[2015]351 号)	1.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。
2015/11/08	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)	1.非居民用气最高门站价格每千立方米降低 700 元。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。 2.降低后的最高门站价格水平作为基准门站价格，供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮 20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格。
2016/10/09	《天然气管道运输价格管理办法（试行）》； 《天然气管道运输定价成本监审办法（试行）》 (发改价格规[2016]2142 号)	1.固定资产净值和无形资产净值通过成本监审确定，营运资本按运行维护费的 20%确定。准许收益率按管道负荷率（实际输气量除以设计输气能力）不低于 75%取得税后全投资收益率 8%的原则确定。 2.管道实际运输气量为出口气量或委托运输气量。管道负荷率低于 75%的，按 75%负荷率对应的气量计算确定管道运价率。
2017/06/20	《关于加强配气价格监管的指导意见》 (发改价格〔2017〕1171 号)	1.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。 2.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。 3.新建城镇燃气配气管网，可运用建设项目财务评价的原理，使被监管企业在整个经营期内取得合理回报的方法核定初始配气价格。核定价格时，全投资税后内部收益率不超过 7%，经营期不低于 30 年。

资料来源：国家发改委、浙商证券研

目前，我国天然气价格机制仍存三方面明显缺陷：

- 1) **竞争性环节尚未实现市场化定价。**目前销售门站价格为政府基准定价，包括出厂价和管输费，绑定定价模式不利于管网设施的第三方公平准入；季节性气价和调峰价格还未全面推广，不能及时反映天然气价格与供需关系变化；居民、非居民用气“交叉补贴”问题突出，抑制了在发电、交通、工业燃料等领域的大规模应用，直供直销体系建立才刚刚起步，这个国内外既有的成熟机制值继续大力推广；

- 2) **交易平台建设仍处于较低水平。**虽然目前已有上海石油天然气交易中心，重庆石油天然气交易中心也在加快筹建，但是现有交易中心的交易规则、会员覆盖和交易量等与国际一流水平相比仍存在较大差距，短期难以取代政府基准定价成为新的价格基准；
- 3) **LNG、CNG 储备站在冬季清洁取暖和气化农村方面与燃气企业特许经营权之间的关系理解不统一，如何规范亟需给予明确。**

面对上述缺陷，我国天然气价格改革近年来进程加快，主要从两大方面入手。1) **加强管输价格监管，目的降低输配价格。**2016 年 8 月，国家发改委出台《关于加强地方天然气管网输配价格监管降低企业用气成本的通知》（发改价格[2016]1859），要求各地减少供气环节，降低偏高的省内管道运输和配气价格，降低用户用气成本；同年 10 月，出台《天然气管道运输价格管理办法（试行）》《天然气管道运输成本监审办法（试行）》（发改价格规[2016]2142 号），建立起管道运输价格监管体系；2017 年 6 月，出台《关于加强配气价格监管的指导意见》（发改价格[2017]1171 号），进一步指导地方加强配气价格监管，降低偏高配气价格。目前，我国正在组织开展跨省常熟管道定价成本监审。2) **推进下游利用和市场价格化改革，促进市场供需来调节天然气价格。**2016 年，《关于储气设施相关价格政策的通知》（发改价格规[2016]2176 号），放开储气领域服务和购销价格；发布《关于推进化肥用气价格市场化改革的通知》（发改价格[2016]2350 号），全面放开化肥用气价格；发布《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）在福建实施放开天然气门站价格试点，供需双方通过石油天然气交易中心直接协商交易，通过市场化价格机制进行冬季天然气调峰的交易行为开始破冰。2017 年 6 月，13 家单位联合出台《加快推进天然气利用的意见》（发改能源[2017]1217 号），积极引导天然气的推广和饮用，并加强环保约束、价格改革等方面的配套。

在液化石油气和人工煤气价格领域，仍属于政府指导价范畴，预计未来仍以此模式为主。其中，液化石油气方面国家发改委规定“液化气最高出厂价格按照与供军队等部门用 90 号汽油供应价格保持 0.92: 1 的比价关系确定，供需双方可在不超过最高出厂价格的前提下写上确定具体价格”。除此，各省区市对液化气批发、零售等环节价格也有具体规定，国内液化气价格还受国际油价和国际石油气价格的影响。

4. 输配体系：体系加速完善，保输能力大幅提高

“十二五”时期，我国天然气基础设施建设取得了很大成绩，累计建成干线管道 2.14 万公里，累计建成液化天然气（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 6.4 万公里，一次输气能力约 2800 亿立方米/年，LNG 接收站 12 座，LNG 接收能力 4380 万吨/年，储气库罐容 500 万 m³，地下储气库 18 座，工作气量 55 亿 m³，城镇管网里程 43 万公里，用气人口 3.3 亿人，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。目前，“十三五”规划已经出台，各项指标均有了明显提高，为天然气消费能力提供了重要保障

表 11：天然气行业基础设施建设主要指标

指标	2010 年	2015 年	2020 年	“十三五”年均增速
天然气管道里程 (万公里)	4.26	6.4	10.4	10.2%
管道一次运输能力 (亿 m ³)	960	2800	4000	7.4%
LNG 接收能力 (万吨/年)	1610	4380	/	/
地下储气库工作气量 (亿 m ³)	18	55	148	21.9%

资料来源：天然气发展“十二五”规划、中国石油勘探开发院，浙商证券研究所

4.1. 管线：长输管线加速建设，输送能力将达 4000 亿 m^3

管线设施现状：经过 50 年的快速发展，我国的天然气管道总体上呈现以进口天然气为主，国内区域管道为辅的格局。截至 2016 年西气东输三线的建成，中国天然气长输管道主干线长度 1.82 万公里，运输能力达到 1010 亿 m^3 /年，其中进口天然气运输能力占接近 70%，若 2018 年中俄管道东线顺利竣工投产，则进口气运输能力提升至 1100 亿 m^3 /年，到 2020 年可满足全国天然气消费总量的 1/3。我国已经初步形成中国-中亚、中缅以及中俄三方进口管道气格局，中亚进口气占据了我国的进口管道气的大壁江山，主要管道气进口国为土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、缅甸和哈萨克斯坦。

“十三五”规划：根据相关部门规划，“十三五”时期拟新建天然气主干及配套管道 4 万公里，2020 年总里程达到 10.4 万公里（GAGR10.2%），干线输气能力超过 4000 亿 m^3 /年（GAGR7.4%）。全国地级及以上城市管网覆盖率达 90%以上，县城城市管网覆盖率 60%以上，覆盖重点乡镇和工业园区。

中国未来天然气管道**建设重点方向为：**1) 构建和完善**进口通道**。依托俄罗斯东部天然气，构建东北通道，形成联通东北、环渤海和长三角区域的中俄东线天然气管道；依托中亚国家天然气，增强环渤海、长三角区域的供气能力，西北战略通道重点建设西气东输三线（中端）四线、五线和中亚 D 线；西南战略通道重点建设中缅天然气管道向云南、贵州、广西、四川等地供气支线；依托海上进口天然气资源，重点建设 LNG 接收站配套管网建设；2) 适时建设**配套外输干线**。主要考量依据为西南地区常规气、页岩气上产节奏以及新疆和内蒙古煤制天然气项目建设进度；3) 大力建设**区域联络线**。主要包括干线、区域联络线和枢纽站；4) 加强“最后一公里”管道建设。即加强省内干线和支线管道建设力度，保障京津冀地区供气管道建设和长江经济带天然气管网布局。

表 12：“十三五”期我国天然气管道建设规划汇总表

序号	管道名称	长度	设计输量	备注
		公里	亿方/年	
1	西三线	3807		
	东段干线（吉安-福州）	817	150	在建
	中段干线（中卫-吉安）	2062	300	
	闽粤支干线	575	56	
	中卫-靖边支干线	353	300	
2	西四线（伊宁-中卫）	2431		
	伊宁-吐鲁番段	760	300	
	吐鲁番-中卫段	1671	300	
3	西五线（乌恰-中卫）	3200		
	乌恰-连木沁段	1495	300	
	连木沁-中卫段	1705	300	
4	中亚 D 线（含境外段）	1000	300	
5	陕京四线	1274	300	
6	中俄东线	暂时搁置		
	黑河-长岭（含长春支线）	737/115	380	
	长岭-永清	1110	150	
	安平-泰安	321	200	
	泰安-泰兴	715	200	
7	楚雄-攀枝花管道	186	20	
8	新疆煤制气外输管道	8972	300	
9	鄂尔多斯-安平-沧州管道	2422	300	
	濮阳-保定支干线	443	100	
10	青岛-南京管道	553	80	
11	川气东送二线管道	550	120	
12	蒙西煤制气外输管线	1200	300	
13	琼粤海口-徐闻管道	265	100	
14	青藏天然气管道	1140	12.7	
15	重庆-贵州-广西管道	780	100	
16	广西 LNG 配套管道	1106	40	在建
17	天津 LNG 配套管道	475	40	在建
	武清-通州支线	56	30	
18	深圳 LNG 调峰接收站配套管道	65	107	
19	唐山 LNG 接收站外输管道复线	161	200	
20	威远-荣昌-南川-涪陵	440	50/60/80	
总计		30027	5435.7/5445.7/5465.7	

资料来源：天然气发展规划、浙商证券研究所

图 19：我国天然气进口四大通道示意图



资料来源：浙商证券研究所

4.2. LNG 收运：构建多元主体格局，收运能力大增至 1 亿吨

近几年 LNG 接收能力发展迅速，预计 2020 年前可达 1 亿吨。截至目前，我国共投产的 LNG 接收站 15 座，总接收规模达 5640 万 t/a，已获准正在建设的 LNG 项目 6 个，已获准尚未开工项目有 2 个，规模合计 2000 万吨/年。2016 年，LNG 接收站新增投产项目 3 座，分别为北海 LNG、如东 LNG 二期和大连 LNG 二期，共新增 LNG 接卸能力 900 万吨/年。其中，北海 LNG 项目 4 月 19 日正式投入商业运营，一期规模 300 万吨/年；如东 LNG 二期和大连 LNG 分别于 11 月 3 日和 11 月 10 日投产，规模均为 300 万吨/年；2017 年 4 月 25 日，位于广东揭阳的粤东 LNG 接收站投产，一期设计规模 200 万吨/年，6 月 4 日，位于江苏南通的启东 LNG 分销转运站正式投入试运营，一期设计规模 60 万吨/年。据中石油规划院预测，到 2020 年，我国 LNG 接收站接收能力可达每年 1 亿 t。

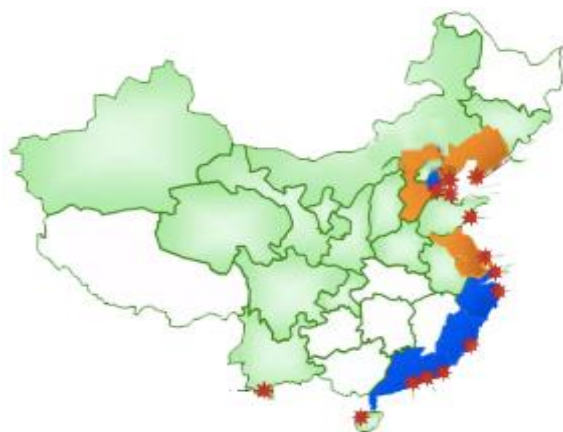
表 13：中国 LNG 接收站建设情况（截至 2017 年 6 月）

项目类型	省/市/区	名称	规模	所属企业
已投产	广东	深圳大鹏 LNG 接收站	680	中国海油
	福建	福建 LNG 接收站	630	中国海油
	上海	上海 LNG 接收站	一期 300	中国海油
	江苏	如东 LNG 接收站	一、二期 650	中国石油集团
	辽宁	大连 LNG 接收站	一、二期 600	中国石油集团
	浙江	宁波 LNG 接收站	一期 300	中国海油
	广东	珠海 LNG 接收站	一期 350	中国海油
	天津	天津浮式 LNG 接收站	一期 220	中国海油
	河北	唐山 LNG 接收站	一、二期 650	中国石油集团
	海南	海南 LNG 接收站	一期 300	中国海油
	山东	青岛 LNG 接收站	一期 300	中国石化集团
	广西	北海 LNG 接收站	一期 300	中国石化集团
	广东	粤东 LNG 接收站	一期 200	中国海油
	广东	九丰 LNG 接收站	一期 100	九丰能源
	江苏	启东 LNG 分销转运站	一期 60	新疆广汇
	小计		5640	
已核准在建	广东	深圳迭福 LNG 接收站	一期 400	中国海油
	浙江	舟山 LNG 接收站	一期 300	新奥能源
	天津	南港 LNG 接收站	300	中国石化集团
	福建	福建 LNG5"、6"储罐	-	中国海油
	广东	潮州 LNG 储备站	一期 100	华丰集团
	浙江	宁波 LNG 接收站	二期 300	中国海油
	小计		1400	
已核准尚未开工	广东	深圳 LNG	一期 300	中国石油集团
	浙江	温州 LNG	一期 300	中国石化集团
	小计		600	

资料来源：中国燃气行业年鉴，中国天然气市场化改革加速推进（孙慧等）、浙商证券研究所

LNG 接收站基本靠沿海区域布局，围绕在华北、华东、华南区域较多。华北区域主要是用于“煤改气”战略需求。华北区域属于重工业区域，能源（煤炭，石油，天然气）主要用于工业用途（工业用气），其次是华北区域居民在冬季需要大量采暖。原本采用煤炭，现在通过能源结构调整，逐步采用天然气，LNG 作为主要调峰用途之一。华南区域主要用于城市燃气需求，其次是工业发电。华南区域属于经济发达地区，城市燃气管网完善，生活水平较高，从经济和资源角度，有利于 LNG 市场的发展。

图 20：中国 LNG 接收站分布图

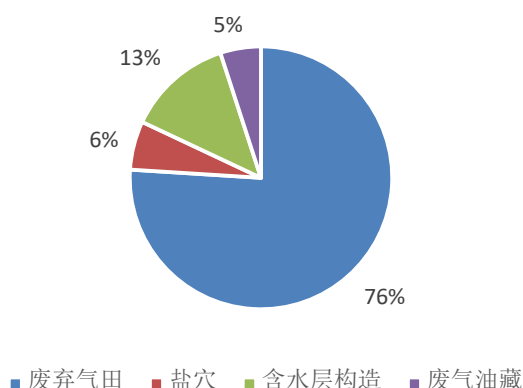


资料来源：浙商证券研究所

4.3. 储气库：形成六大联网区域协调储气库，储气能力进一步提高

我国地下储气库发展迅速，但占比仍低于国际平均水平。据国际天然气联盟统计，截至 2016 年，世界上共有 715 座地下储气库，总工作气量为 3930 亿 m^3 ，约占目前全球天然气消费量的 11.6%，天然气利用发达国家和地区一般为 17% 至 25%。目前，国内已投运的储气库有 25 座，在建 1 座，在环渤海、长三角、西南、中西部、西北、东北和中南地区均有分布。截至 2016 年底，我国建成储气库总工作气量超过 60 亿 m^3 ，较 2010 年 18 亿 m^3 增长了 2.3 倍，约占当年全国天然气消费量的 2.8%，但与国际 10%—15% 的比例水平相比仍有较大差距。

图 21：世界不同类型地下储气库工作气量分布图



资料来源：国际天然气联盟（IGU）、浙商证券研究所

未来储气能力进一步提高，2020 年占消费比例达 4.11%。未来中国储气库建设主要依托枯竭油气藏，形成环渤海、东北、长三角、西南、中部和中南六大区域联网协调的储气库群，逐步建立以地下储气库群和 LNG 接收站储气罐调峰为主，气田、CNG 和 LNG 储备站调峰为辅的综合性调峰体系，到 2020 年，有望形成有效工作气量 148 亿 m^3 ，2030 年 300 亿 m^3 ，2020 年储气能力占比消费能力将提高至 4.11%（2015 年为 2.85%），储气能力进一步提高。2014 年，政府首次明确了天然气销售企业的调峰责任，要求在 2020 年前，用有不低于其合同销售量 10% 的工作气量，以满足季节性调峰及供气安全，而城市燃气公司需要承担日调峰责任，我们认为未来储气库需求将加速释放。

图 22：目前我国储气库分布示意图



资料来源：浙商证券研究所

我国未来储气调峰需求结构性区别明显。根据历年用气波动情况和四大行业（城市燃气、发电、工业、化工）用气特点，中国石油规划总院预测，到 2020 年，八大地区（环渤海、中西部、西北、东北、长三角、中南、西南、东南）调峰需求占年消费量的比例将为 11% 左右。从各区的调峰需求来看，受市场发育程度和气候季节温差的影响，环渤海、中西部、西北、东北地区调峰需求最高，尤其是环渤海地区用气波动性更为突出，调峰需求居八大地区之首，长三角及中南地区调峰需求中等，西南及东南地区调峰需求较小，由此可见，北方采暖区调峰需求明显高于南方地区，沿海高端消费市场地区调峰需求明显高于内陆地区，季节性供需矛盾突出。

表 14：中国已建与在建地下储气库基本情况（截至 2017 年 5 月）

序号	区域	储气库（群）	类型	数量（座）	位置	公司	储气能力（亿方）	投产时间	状态
1	环渤海	大港	油气藏	6	天津	中石油	6	1999	在运
2		京 58	油气藏	3	北京	中石油	7.5	2007	在运
3		板南	油气藏	3	天津	中石油	4.27	2014	在运
4		苏桥	油气藏	5	河北	中石油	3.94	2013	在运
5	长三角	金坛	盐穴	1	江苏金坛	中石油	4.59	2016	在运
6		刘庄	油气藏	1	江苏淮阴	中石油	4.55	2011	在运
7	东北	喇嘛甸	油气藏	1	大庆	中石油	1.5	1975	在运
8		双 6	油气藏	1	辽河油田	中石油	16	2013	在运
9	西南	相国寺	油气藏	1	四川	中石油	10.5	2013	在运
10	西北	呼图壁	油气藏	1	新疆	中石油	45.1	2013	在运
11		陕 224	油气藏	1	陕西靖边	中石油	10.4	2014	在运
12	中南	中原文 96	油气藏	1	河南濮阳	中石化	5.88	2012	在运
13		文 23 一期	气田	1	河南濮阳	中石化	104	2017E	在建

资料来源：中国石油勘探开发院，浙商证券研究所

5. 城燃企业典型业务市场空间分析

城燃运营公司典型业务主要有三个方向：燃气管道接驳和运营、燃气代销以及燃气具代销。为了更加逻辑清晰的挖掘投资机会，我们将紧扣上述三个主要方向，结合我们的核心研究领域，从上市公司主营业务类型出发，分析业绩弹性大小，最后做出最有效推荐。经过大量的研究工作，我们认为目前较为明确的投资机会主要集中于四大方向，分别是民用燃气壁挂炉市场、天然气分布式能源、燃气接驳和代销。

5.1. 燃气壁挂炉：“十三五”期间最重要的民生工程受益市场之一

政策端：“气代煤”、“冬季清洁取暖”等政策积极推行，重大民生工程高层十分关注，配套补贴力度巨大。1) “气代煤”主要分为三个概念区域，分别是“禁煤区”、“2+26 个雾霾传输通道城市”和“其他区域”。据环保部规划院雷宇主任在 2016 年中国散煤清洁高效利用和治理大会上介绍：为了改善空气质量，京昆高速以东、荣乌高速以北，天津、保定、廊坊与北京接壤地区划为零煤区。该区域在未来两年内燃料用煤逐步推动用电和天然气替代；“2+26”个大气污染传输通道城市平均每个也要有 5~10 万户进行相应整改；据统计，京津冀区域每年燃烧散煤超过 3600 万吨，约占当地用煤总量 10%。李克强总理也在 2017 年政府工作报告中提出要在今年完成北方地区“电代煤”、“气代煤”300 万户以上；2) “冬季清洁取暖”是“十三五”期间中央高层最关注的重大民生工程。2016 年 12 月 21 日，习总书记在第十次中央财经领导小组第十四次会议上强调，推进北方地区冬季清洁取暖等六个问题，是重大民生工程、民心工程，是能源生产和消费革命、农村生活方式革命的重要内容，并提出了要加快提高清洁供暖比重要求；3) **央地各级政府积极落实补贴政策，确保居民清洁能源替代顺利实施。**补贴一般可分为中央、省、市、村镇等四级补贴，因我国地缘辽阔，人口、经济和地方财政水平分布不均，因此重点地区都制定了或正在制定符合自身的补贴政策，有些各级补贴都有，有些只有部分补贴。中央补贴层面，《关于开展中央财政支持北方地区冬季清洁取暖试点工作的通知》（财建[2017]238 号）拟对“2+26”个通道城市进行为期三年的补贴，根据城市规模分档确定，直辖市、省会城市、地级市每年分别安排 10、7 和 5 亿元中央财政奖补资金，今年试点城市有 12 个城市被选中，预计剩余 18 个城市会在未来两年陆续纳入补贴范围。地方层面以河北为例，2016 年 9 月《河北省人民政府关于加快实施保定廊坊禁煤区电代煤和气代煤的指导意见》中指出，包括廊坊在内的 18 个县的河北省部分地区被划为禁煤区域，要求 2017 年 10 月底前完成除电煤、集中供热、燃料用煤外燃煤清零。农村地区气代煤方面可享 70% 设备购置补贴，最高不超 2700 元，采暖期 1 元/m³ 采暖期加补贴，不执行阶梯气价，并给予建设村内入户管线户均 4000 元投资补贴。邢台、邯郸等地予以用于购买燃气壁挂炉补贴 3000 元，沧州最高 4600 元，低保户会再予以照顾。山东、天津、陕西等地也相继出台相应鼓励政策。

需求端：壁挂炉预计四年内集中释放约 380 亿，合计销售量可达约 1600 万台。1) 京津冀及周边“煤改气”市场未来四年预计共约 810 万台，市场空间 180 亿元。上文所述京津冀及其周边地区有待替代散煤 3600 万吨，假设户均年用量约为 3 吨，2020 年底前散煤全部替代，共需改造约 1200 万户，若煤改气占煤改比例 70%，扣减 2016 年市场已完成的约 30 万台（BSRIA 统计），到 2020 年预计还有 810 万户，“煤改气”机型制造厂商售价约在含税 2000~2300 元/台之间（扣除渠道费，排除原装进口品牌），未来四年市场整体规模在 180 亿元；2) 全国其他地区“煤改气”市场未来四年预计 100 万台，合计 20 亿元；除京津冀周边地区，全国其他地区如东北、兰州等地也在积极开展“煤改气”工作，我们粗略预估年市场空间在 25 万台，合计四年约 100 万台，相当于 20 亿元市场规模；3) 非“煤改气”市场未来四年共约 640 万台，市场空间 180 亿元。非“煤改气”年市场平均约在 160 万台前后，保守测算假设 2018~2020 年同比增速分别在 6%、7%、8%，含税单价约在 2500 元计~3000 元之间（扣除渠道费，排除原装进口品牌），未来四年共计 660 万台，相当于 180 亿元市场规模。再加之部分小品牌壁挂炉寿命一般再三年，我们预计自 2019 年开始会陆续有一些“煤改气”的替代市场出现，因此我们认为保守估计到 2020 年全国壁挂炉市场可达约 1600 万台前后，整体市场规模约 380 亿元。

表 15： 2017~2020 年我国壁挂炉市场需求预测

项目类型	2017E	2018E	2019E	2020E
“煤改气”市场（万台）	200	240	245	250
YOY（%）	567%	20%	2%	2%
非“煤改气”市场（万台）	150	160	171	185
YOY（%）	/	6%	7%	8%
合计（万台）	350	400	416	435
YOY（%）	/	14%	4%	5%

资料来源：BSRIA、浙商证券研究所

供给端：2017 年全国销量有望达 350 万台，国产品牌市占率有望提升。据中国土木工程学会统计，我国壁挂炉 2016 年实现销量 210 万台，同比增长 30%，国产、进口和原装进口品牌销量分别为 120、38、52 万台，占比分别为 57%、18%、25%，而 2015 年为 52%、21%、27%，国产品牌占比有一定提升。原因主要有：1）产品质量提升，同时价格相对进口品牌有一定优势；2）原装进口品牌价格较高，在京津冀地区接受程度不强；3）京津冀“煤改气”政策推行区 2016 年下半年以来部分地方政府为了避免低价竞争带来的后续产品质量隐患，对区域型招标从质量和价格上进行了一定管控，因此质量可靠价格合理的厂家入围概率明显提升，区内主要入围品牌为小松鼠、万和、万家乐等国产品牌。2017 年上半年，国内壁挂炉市场为 112 万台，同比增长 120%，逻辑得到初步验证，根据历史表现下半年销量一般约为上半年 2 倍，因此我们认为 2017 年壁挂炉国内销量有望达到 350 万台以上，同时国产品牌市占率有所提升。

表 16： 2011~2016 年我国壁挂炉内销情况及 2017~2020 年销量预测

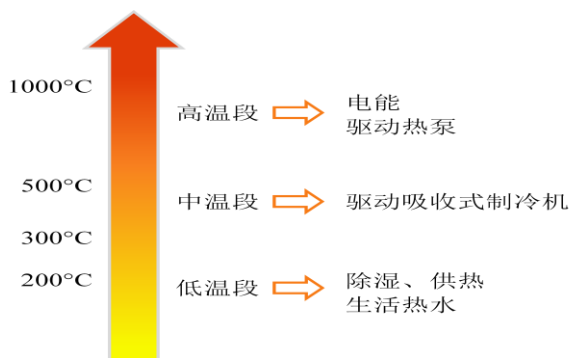
年份	国内总销量 （万台）	国产销量 （万台）	国产占比	同比增速	原装进口销量 （万台）	进口占比	同比增速
2011	98	52	78.57%	48.00%	21	21.43%	16.70%
2012	120	77	75.83%	18.20%	29	24.17%	38.00%
2013	152	91	76.97%	28.60%	35	23.03%	20.70%
2014	164	117	73.17%	2.60%	44	26.83%	25.70%
2015	161	120	72.67%	-2.50%	44	27.33%	0.00%
2016	210	158	75.24%	35.04%	52	24.76%	18.18%
2017E	350	291	83.06%	84.00%	59	16.94%	14.00%
2018E	400	337	84.29%	15.98%	63	15.71%	6.00%
2019E	416	350	84.14%	3.81%	66	15.86%	5.00%
2020E	435	366	84.07%	4.49%	69	15.93%	5.00%

资料来源：中国土木工程学会燃气分会燃气供热专业委员会、浙商证券研究所

5.2. 天然气分布式能源：未来解决分散式用能需求最好的技术方向

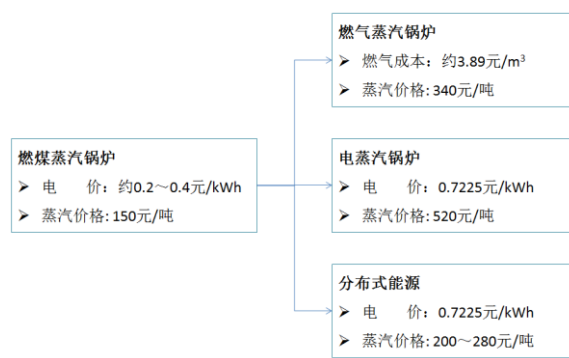
天然气分布式能源，是指利用天然气为燃料，通过热冷电三联供等方式实现能源的梯级利用，并在负荷中心就近实现能源供应，规模一般在数千万到 50MW，具有能效高、清洁环保、安全性好、削峰平谷等诸多优点。

图 23：天然气分布式能源系统能量梯级图



资料来源：上海航天能源、浙商证券研究所

图 24：各种能源系统经济性对比



资料来源：中船重工第七一一研究所、浙商证券研究所

天然气分布式能源适用于包括商业区、工厂、机场、学校等热电比和需求均较为稳定的用户。据中国城市燃气协会统计，截至 2014 年底，我国已建和在建天然气分布式能源项目装机容量已达 5.2GW，其中已建项目 82 个，在建项目 22 个，筹建项目 53 个。

目前我国天然气分布式能源发展尚处于起步阶段，投产项目主要集中在上海、北京、成都、广州等少数大城市，主要制约因素有：1）资源供应方面，天然气供给紧张，同时价格普遍较高；2）技术方面，系统集成及运行控制技术较为落后，有待提高；3）设备方面仍依赖进口，价格昂较高；4）与煤电在经济性方面无竞争优势，只在部分环保要求严格、补贴到位的地区有一定适用性。

不过，从 2015 年开始天然气分布式能源迎来发展“元年”，具体原因有以下几点。

1) 电力体制改革有了实质性进展，“管中间，放开两头”，“自发自用、余量上网、电网调节”等政策解决了分布式能源余电并网问题，上网电价初步得到规范；

2) 为解决大气污染问题，国家要求类似京津冀等全国部分地区推进“气代煤”工作；

3) 燃气价格改革逐步推进，单位价格有望进一步降低。2015 年 11 月，国家发改委下调非居民天然气价格 0.7 元/m³，天然气分布式能源运行成本下降，经济性提高，全国天然气均价 2.5 元/m³。即便如此，中国工业用气仍是美国的近 3 倍，居民用气价格则高出 25%，价格居高的主要问题在于中间收费环节过多导致成本开支增加，改革空间较大。

4) 行业空间巨大，到 2020 年市场空间有望超过 800 亿元。据《中国气体清洁能源发展报告 2015》显示，预计到 2020 年中国天然气消费量可达 4000 亿 m³，占一次能源消费比例 10% 以上。以发电用气 920 亿 m³ 为依据，30% 为天然气分布式能源，1MW 天然气机组年用气量为 200 万 m³，天然气分布式能源到 2020 年规模或可达 13.8GW，与现有的 3.8GW 相比，年复合增速有望达到 30%。假设平均单位投资额为 8000 元/kw，则行业空间可达 800 亿元。

5) 国家和部分地区政策已基本到位。国家层面自 2011 年起已经陆续有多项实质性政策颁布，地方层面上海支持政策力度最大，长沙、北京、青岛等地也相继出台了一些支持政策，今后其他地方也望陆续出台相应支持政策。

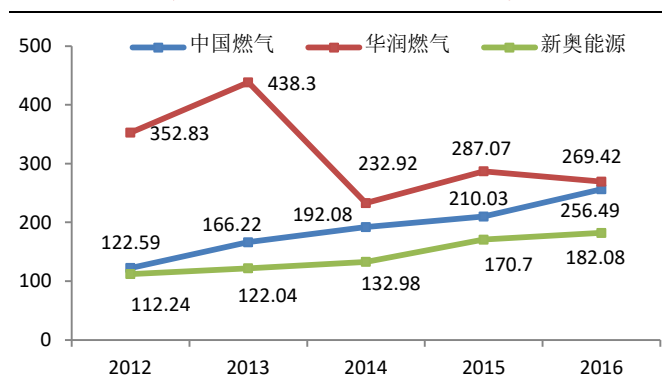
表 17：分布式能源系统部分重要政策汇总

日期	政策名称	文件编号	主要内容
2011.04	关于加快天然气冷热电联供能源发展的建议	国务院研究室研究报告 445 号	发展天然气冷热电联供具有重要意义且条件具备、时机成熟。
2011.10	关于发展天然气分布式能源的指导意见	发改委能源[2011]2196 号	“十二五”期间建设大约 1000 个天然气分布式项目；到 2020 年，装机规模达到 5000 万千瓦。
2013.11	国家电网公司关于印发分布式电源并网相关意见和规范的通知	国家电网办[2013]1781 号	分布式电源发电量可以全部自用或自发自用剩余电量上网，由用户自行选择。
2014.10	关于印发天然气分布式能源示范项目实施细则的通知	发改能源[2014]2382 号	允许分布式能源企业在该区域内享受供电、供热、供冷经营权利。
2013.03	上海市天然气分布式能源系统和燃气空调发展专项扶持办法的通知	沪府办发[2013]14 号	给予分布式能源项目补贴，最高不超过 5000 万元。
2014.01	长沙市促进天然气分布式能源发展暂行办法的通知	长政办发[2014]6 号	补贴标准为 3000 元/千瓦，最高不超过 5000 万元。
2014.08	关于印发北京市大气污染防治技术改造项目奖励资金管理暂行办法的通知	京财经[2014]1782 号	项目总投资 < 3000 万元且满足条件的：30% 资金奖励；≥ 3000 万元：补助不超过 30%，最高不超过 2000 万元。
2014	青岛市人民政府办公厅关于印发青岛市加快清洁能源供热发展若干政策	青政办发[2014]2 号	给予天然气分布式项目补贴，最高不超过 3000 万元，给予天然气分布式供热项目补贴 1.32 元/m ³ 。

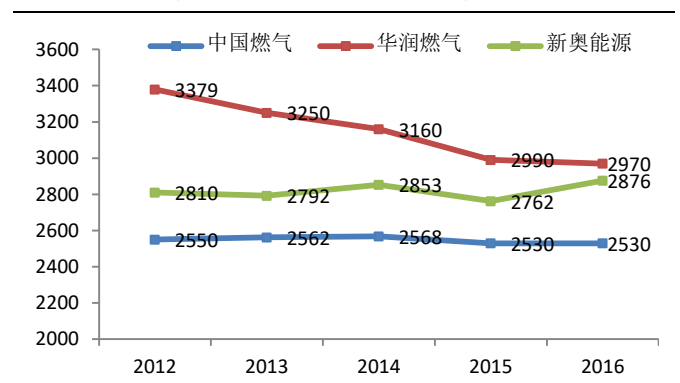
资料来源：政府网站、浙商证券研究所

5.3. 燃气接驳和代销：下游需求放量带动供给大增

燃气企业在新建和扩建基础设施项目时，就市政燃气设施接驳到单体建筑红线内用户专有或者开发小区规划红线内用户共有燃气设施的连接管道之间的燃气接驳工程，直接向开发商或燃气用户收取的费用即为燃气接驳费，用来补偿其基础设施投资成本，具体所含子项各地规定略有不同，一般包含分摊的城市工程管网建设费、居住区内工程管网建设费和户内管道设施安装费等。费用一般居民用户限价，工商等其他用户由双方协商决定。各公司、各地区和各类型接驳用户接驳单价区别都十分明显，以中国燃气（00384.hk）为例，16~17 年财年中居民、工业、商业接驳费用平均分别为每户 2540 元，235525 元和 28706 元，同为居民接驳用户，港股典型的三家上市企业接驳单价也不尽相同。

图 25：典型城燃企业 2012~2016 年居民用户接驳数量（户/年）


资料来源：公司公告、浙商证券研究所

图 26：典型城燃企业 2012~2016 年居民接驳价格（元/户）


资料来源：公司公告、浙商证券研究所

“十三五”期间国内接驳费市场空间预计共计近 1600 亿元。根据政府相关规划，我国拟到 2020 年实现气化人口 4.7 亿，截至 2015 年底我国气化人口约为 3.3 亿，按照 2.5 人/户进行计算，“十三五”期间居民端约有 5600 万户接驳需求，折合 1120 户/年。根据我们统计主要上市公司数据，得出接驳用户结构中，民：工：商用户接驳数量比例约为 2800：1：145，以上述居民端数据为基础，那么工业和商业用户预计分别有 2 万和 38.6 万户，平均每年 0.4 和 7.7 万户。若以

标杆企业中国燃气提供的 16~17 财年单价数据为参考数据（假设至 2020 年接驳单价均维系不变），那么“十三五”期间我国民、工、商接驳收入市场空间分别为 1422、47 和 111 亿元，共计 1580 亿元。

表 18：“十三五”期间我国燃气接驳市场空间测算

类型	用户数量（万户）	接驳单价（元/户）	五年接驳总收入（亿元）	年均接驳收入（亿元/年）
居民用户	5,600	2,540	1,422	284
工业用户	2	235,525	47	9
商业用户	38.6	28,706	111	22
合计	5,640.6	/	1,580	316

资料来源：中国燃气公告、浙商证券研究所

到 2020 年国内燃气代销市场空间预计约为 2500 亿元。城市燃气企业主要为居民、公福、非直供工业燃料类（已扣除上游直供如采掘和石油化工领域）、燃气汽车等用户提供用气服务，据前文所述（第 2.1 章），各类用户到 2020 年新增燃气用量分别为 228、70、510、210 亿 m^3 （工业燃料合计预计到 2020 年 1250 亿 m^3 消费量，直供领域 2015 年消费量合计为 301 亿 m^3 ，暂且设定“十三五”期间增量忽略不计）。以标杆企业中国燃气 16~17 财年各类用户单价为计算依据，居民、公福、非直供工业燃料和燃气汽车用户分别为 2.36、2.55、2.38 和 2.79 元/ m^3 ，假设未来几年单价不变，那么到 2020 年预计市场规模分别为 538、1214、179 和 586 亿，合计 2516 亿。

6. 重点推荐标的

通过自上而下和自下而上的综合分析方法，我们精选出了 6 家 A 股相关上市公司，具体推荐标的为蓝焰控股（供给端，煤层气）、百川能源（城燃公司）、金鸿控股（城燃+大气环保）、贵州燃气（城燃）、大元泵业（为壁挂炉生产企业提供屏蔽泵产品）和迪森股份（民用端壁挂炉，工商端燃气锅炉和供能运营服务）。

6.1. 蓝焰控股：煤层气纯正标的

A 股市场首支纯煤层气标的。蓝焰煤层气于 2016 年 12 月通过借壳“ST 煤气”登陆资本市场，主营煤矿瓦斯治理及煤层气的勘探、开发、利用，控股股东为晋煤集团。公司主要业务收入来自煤层气销售以及气井建造，煤层气抽采和利用量属全国龙头，抽采量和利用量分别达到 14.3、10.4 亿 m^3 ，分别占比全国总量的 31.6% 和 26.8%，2016 年归母净利润 3.8 亿元，根据业绩承诺 2017~2018 年分别为 5.3、6.9 亿元，预期增长显著。

“十三五”期间煤层气开采需求激增，山西占主导地位。2015 年我国煤层气抽采总量达到 180 亿 m^3 （井下瓦斯气 136，地面煤层气 44 亿 m^3 ），利用量为 86 亿 m^3 （井下瓦斯 48，地面煤层气 38），根据相关规划，“十三五”期间我国煤层气合计产量和利用目标定为 240、160 亿方，GRR 分别为 6% 和 13%，山西省是资源大省，截至 2015 年底探明煤层气地质储量 5600 亿 m^3 ，占全国 88%，规划地面抽采量 135~150 亿方/年，煤矿瓦斯抽采量地面和井下分别为 55~70、60~63 亿 m^3 /年，未来增长动力强劲。

17 年上半年业绩靓丽，开源节流效果明显。2017 年公司上半年实现营业收入 18 亿元，净利润 2.5 亿元，同比增长 129.3% 未来增长主要来自如下几个方面：1）排空率下降，公司管输能力约 4.7 亿立方/年，近期新增 2.2~3.3 亿方/年，随着配套设施的不断完善，排空率有望下降至 22%；2）抽采量提升。公司 2017 年非公开发行股份募集的 8.2 亿元资金主要投向晋城区低产井改造产项目，2 年建成后预计年新增销量 2.6 亿 m^3 。3）期间费用率下降明显。报告期内公司期间总费用率下降 17%，销售费用和管理费下降明显所致。4）气井建造工程业务量增加，新增瓦斯治理服务亮点充足。报告期内公司气井建造工程收入 1.41 亿元，同比增长 126%。同时公司又与控股股东晋煤集团下 4 家煤炭企业签署了瓦斯抽采井维护协议，期限两年，预计年新增收入 2.84 亿元。公司所处沁水盆地瓦斯含量高，业务空间巨大。

风险提示：新业务拓展或不达预期，政策补贴或减少，天然气价格或进一步下滑等

6.2. 百川能源：京津冀“煤改气”核心受益标的

主业集中在京津冀核心区域的城燃公司。百川能源于 2016 年借壳万鸿集团后将主业转型为城市燃气运营，主要包含三大业务板块：燃气接驳、燃气销售和燃气具代销。目前，公司燃气业务覆盖了河北省廊坊市的 10 个区域中的 6 个，以及天津武清区和张家口逐鹿县，以特许经营权模式进行商业运营，覆盖人口约 500 万人，工商用户数万家，公司气源为管道天然气，从气源方中石油采购天然气后通过所属门站再经由管道、CNG 加气站等方式向下游用户销售，天然气输配管线长度已超 2000 公里。公司地处京津冀核心地带，区域内竞争者较少，气改推行力度大，为公司未来发展提供了良好发展契机。

区位优势明显，“煤改气”带动公司业绩快速增长。2012~2016 年公司实现营业收入 5.73 到 17.20 亿元，GARG 达到 24.59%，尤其是公司部分核心区域自 2016 年被纳入“禁煤区”建设区域后，政府要求于 2017 年 10 月前完成建设，爆发的业务需求为公司业绩增长带来了强劲动力，2017 年上半年更实现了 8.48 亿元收入，归母净利润 1.82 亿元，同比增长 33.57%，增长显著。我们认为“煤改气”是整个“十三五”时期政府最重要的民生项目之一，将有助于为公司带来持续增长的动力。

主业全线增长，接驳收入占比最大。2016 年公司两大主业燃气接驳和燃气销售贡献收入最多，分别为 6.5 亿和 7.86 亿，分别同比增长 11% 和 34%，接驳费收入贡献最大，营收贡献占比达到 45.70%。我们预计 17 年公司将完成 30 万余户接驳任务量，同时下游民、工、商和汽车用户的需求大量增加也会促进公司燃气等产品的销量进一步走高。

横向一体化：收购荆州燃气开启迈向全国发展第一步。2017 年 3 月公司拟收购荆州天然气 100% 股权，标的公司业务主要集中于荆州市市辖区和监利县，16 年实现营收 3.8 亿元，净利润 7804 万元，原股东承诺 17~19 年扣非归母净利润分别不低于 7850、9200、10150 万元。此次收购完成后将标志着公司业务迈向全国的开始，将有助于扩大公司经营区域，助力提高未来业务规模。

纵向一体化：成立产业投资基金，拟整合燃气上下游产业。公司今年 4 月公告设立产业投资基金，首期规模 4 亿元，将用户整合上下游燃气产业资源。公司在香港设立子公司，拟从事油气资源等项目的投资并购，同时紧抓“煤改气”政策利好，内生外延双管齐下拓展燃气下游工商运营类项目。我们认为通过产业链的纵向整合，可以最大限度发挥内部协同功效，降本增效提升盈利能力。

风险提示：未来燃气售价或持续下降；项目推进或不达预期；收入确认或推迟，一体化战略或推进不及预期。

6.3. 金鸿控股：燃气环保比翼齐飞，清洁使者助力美丽中国建设

清洁空气使者：一手抓源头清洁服务，一手抓末端清洁治理。公司主业立足于天然气综合利用业务、大气环保工程类业务两大板块，天然气作为清洁能源可以保证用户从源头减少污染因子的输入，大气环保工程有助于用户从末端减少污染物的排放，主业有助于雾霾等大气污染现象的减缓。公司天然气综合利用业务主要包括气源开发与输送、长输管网建设与管理，城市燃气经营与销售、分布式能源项目开发建设与建设等，目前已经形成了上中下游一体化的业务结构，“区域板块主干线型”城燃市场战略布局已颇具成效；环保工程服务业务依托全资子公司正实同创，至于大气污染控制方面的产品技术服务，主要涉及烟气脱硫脱硝除尘、工业焚烧尾气净化、挥发性有机物治理等。公司城燃业务覆盖华北、华南、华东等多个区域，拥有 28 个城市的燃气特许经营权，以及 8 条长输管线和大量的城市管网，年输气能力达 31 亿方，业务发展基础雄厚。

受益气改政策深入推进，燃气业务发展势头强劲。随着“煤改气”等气改政策持续发酵，公司 2017 年上半年继续斩获佳绩，共实现营业收入 16.37 亿元、同比增长 47.19%，归母净利润 1.73 亿元，同比增长 30.93%，增长强劲。其中，燃气业务发展迅猛，营收占比达 99.5%，新开发居民、商服、工业用户数量 9.66 万户、1892 户、96 户；销气量 5.87 亿方，同比增长 64.14%。此外公司覆盖的河北、山东、湖南等地“十三五”期间发展空间巨大，在“2+26”个雾霾城市拥有 7 条长输管线，且已获得沿途多项城市燃气特许经营权，尤其是张家口地区还要面对 2022 年冬奥运动会，将为公司业绩带来巨大的增厚潜力。

加强推进产业多元化发展，LNG 和工业用户销气业务发展迅猛。公司上半年 LNG 销气量同比增长 245.93%，工业用户销气量同比增长 102.90%，增幅显著。在 LNG 方面公司加强点供业务模式开发，承包了内蒙 LNG 设备开展经营贸易，同时积极寻求进口合作，与中石油东部销售公司和国际 LNG 集装箱物流贸易展开了合作。在工业供气方面，公司近期与大唐国际张家口发电厂签订了热电联产合作协议，该厂最大用气量 20 亿方/年，协议气价 1.95 元/方，除此公

司还在逐鹿、赤城等地签订了相关供热协议，2016 年公司总销气 5.68 亿方，未来燃气电厂项目投运将大幅提升公司销气规模，提升业绩弹性。

风险提示。业务拓展或不达预期、燃气销售价格或有下滑风险、并购进度或低于预期

6.4. 贵州燃气：区内占率达 70%，省内燃气需求大增带来的业绩弹性较大

区内市占率达 70% 的 A 股新贵，区内竞争实力强劲。贵州燃气（16296.SH）是贵州省最大的燃气企业，主要从事城市燃气运营，已在全省包括贵阳市、六盘水市、遵义市等 25 个特定区域及 1 个省外特定区域取得了管道燃气特许经营权。截至 2016 年底，公司经营区划人口超过 1200 万人，销气量达 5.52 亿 m^3 ，拥有 3 天省内天然气支线管道，总长 260 公里，LNG 接收储备站、CNG 加气站等设施 30 余座，在贵州省内特许经营数量和业务量占比达 70%，具有强劲的竞争实力，区内竞争对手仅为 3 家，分别是兴义港华、清镇华润燃气、遵义海特，尚不能对贵州燃气构成较大威胁。公司 2014 年~2016 年营业收入持续增加，从 19.2 亿元增长到 22.69 亿元，复合增长率达 8.71%。2017 年上半年公司实现业绩高增，实现营业收入 12.94 亿元、归母净利润 0.88 亿元，同比分别增长 22.81% 和 145.07%。未来两年公司计划实现总里程 6000 公里，天然气居民用户 180 万户，非居民用户 8000 户，年售气量 7 亿 m^3 ，新增加气站 6 座，分布式 1 座。我们认为公司正式上市后，将通过股权融资改善资本结构，加大投资力度，优化公司治理，进入快速发展期。

贵州省用气规划增长迅速，公司有望大幅受益。根据相关规划，贵州省拟到 2020 年实现用气消费 70 亿 m^3 ，较 2015 年 13.32 亿 m^3 增长 425.53%，GAGR39.53%，规划增速在全国名列前茅（排名第三）。经营区域内燃气占比较低，2015 年全省天然气居民用户仅 120 万，非居民用户 6000 户，贵阳市中心城区燃气用量 2.17 亿方，占比能源消耗总量仅为 1.7%，预计到 2020 年仅贵阳中心城区用气需求就要增加倒 7.92 亿方，增幅 264.98%，城燃发展空间巨大。同时，贵州省社会经济发展较快，“十三五”期间生产总值年均增长 11%，总量突破 5000 亿元，为气改和消费升级提供良好的经济基础。

IPO 募投项目体量可观，业绩增长确定性高。本次 IPO 募投项目为贵阳市燃气管道改扩建项目，具体再贵阳市中心城区及修文县共建设 337 公里中压燃气管道，63 万方/日供应能力，拟发行不超 1.73 亿股份，募集资金使用额 5.30 亿元。建设期为 3 年，预计投产三年内分别新增 0.42、1.75、3.56 亿元，2020 年预计新增气量 23028 万方，预计达产后新增 6.0 亿元/年销售收入，较 2016 年增厚营收 26.43%，税后 IRR 达 22.34%，募投项目下游需求旺盛，气源主要来自“中缅线”和“中贵线”，2015 年输气规模 8.33 亿方/年，到 2020 年有望达 26.18 亿方/年，气源有充足保障，可见募投项目能够显著提高公司盈利水平。

表 19：IPO 募投项目基本情况一览表

项目名称	投入资金（万元）	铺底流动资金	年固定资产投资计划（万元）			建设期
			第一年	第二年	第三年	
贵阳市城市燃气管道改扩建项目	53,013.26	1,305.26	10,342.00	20,683.00	20,683.00	3
年平均销售收入（万元）	年平均利润总额（万元，税后）	财务净现值（万元，税后）	投资回收期（年）	财务内部收益率（%）		
59,918	10,631	55,624	6.61	22.34%		

资料来源：招股说明书、浙商证券研究所

风险提示：未来燃气售价或持续下降；项目推进或不达预期；纵横一体化战略或推进不及预期。

6.5. 大元泵业：受益 C 端壁挂炉增长，屏蔽泵销量大增带来可观业绩弹性

公司主要产品为农用水泵和屏蔽泵。农用水泵主要有小型潜水电泵、井用潜水电泵、路上泵等品种，被广泛应用于农林排灌、畜牧业污水排放、农民生活给排水等用途。屏蔽泵是一种无密封循环，凭借结构紧凑、震动与噪声小效率高、

安全无泄漏的优秀性能近年来被广泛应用于壁挂炉、空调、化工航天等各领域，用于热水或有毒有害物质的循环。

受益“煤改气”等政策推进，壁挂炉上游配件热水屏蔽泵需求大幅放量。据我们测算，2017~2020 年期间国内气、电采暖设备市场空间共计约 2000 万台，按照公司屏蔽泵 160 元/台计算，国内屏蔽泵市场空间约为 32 亿元规模，公司产品市占率约为 50%，增长潜力巨大。近年来公司热水屏蔽泵类产品依靠较高的技术含量和良好的产品品质实现了较快增长，2014~2016 年实现收入 1.59、1.84、2.70 亿元，分别同比增长 25.28%、16.22 和 46.71%，热水屏蔽泵收入贡献已占屏蔽泵类总收入的 80%以上。自 2016 年“煤改气”、“煤改电”相关政策的深入推进，下游燃气壁挂炉和空气源热泵等行业增长显著，热水屏蔽泵类产品作为其核心配件也同步大幅放量，因此 2016 年以来销售额快速提升。2017 年 H1 公司屏蔽泵实现收入 2.07 亿元，同比大增 80%，净利润 3966 万元。我们预计 2017 年屏蔽泵销售量可达约 300 万台，其中国内销量约 220 万台。

农用泵发展稳定，技术优势明显。随着农业科技化发展的不断深入，农用泵市场需求也不断攀升，根据农机协会排灌机械分会预计，2017 年市场规模将超过 320 亿元，公司目前市占率约为 3.75%，位居行业第二名。公司深耕农用泵行业多年，已具有良好技术积累和品牌优势，2014~2016 年实现收入分别为 3.68、4.02 和 4.38 亿元，同比增长 6.15%、9.18%和 8.89%。我们认为在农用泵市场稳定增长背景下，公司此产品也会维持稳健发展态势。

各项产品产能利用率饱满，IPO 扩产加大产能供应。目前，公司主要产品市场需求旺盛，产能利用空间有限已经成为制约公司快速发展的主要因素。本次 IPO 募投资金将按轻重缓急用于年产 120 万台农用水泵技改项目、年产 72 万台屏蔽泵扩能项目等，随着新产能的逐步建成投产，有利于保障公司的市场拓展，增大公司业绩放量的潜力。

表 20：公司产能利用率情况一览

年份	小型潜水泵	井用潜水电泵	陆上泵	热水循环屏蔽泵	空调制冷屏蔽泵	化工屏蔽泵
2014	93%	94%	90%	86%	97%	83%
2015	91%	100%	88%	100%	90%	60%
2016	96%	86%	98%	135%	93%	67%

资料来源：招股说明书、浙商证券研究所

风险提示：原材料涨价或致毛利率下降；行业竞争激烈或致销量不达预期。

6.6. 迪森股份：转型清洁能源服务已见成效，B、C 端全线爆发式增长

深耕行业 20 余载，专业实力缔造了多项行业领军荣誉。公司自 93 年成立以来，专注于工业锅炉 20 余载，至今所有业务基本全部围绕工业锅炉在展开，行业经验丰富。2015 年为了顺应时代发展，公司战略定位为“清洁能源综合服务商”，正式从单一生物质领域向天然气设备、投资、建设和运营领域拓展。迄今，公司成就斐然，已引领了多项行业发展：“迪森”牌燃气锅炉是行业知名品牌，“小松鼠”牌壁挂炉是行业龙头，连续多年国内销量第一，成型生物质领域也借助广州亚运会清洁能源替代机会一跃成为行业领军，如今，公司又迎来全国性长期可持续的清洁能源替代机会，精诚所至金石为开，我们有理由期待公司在行业高景气背景下再创辉煌。

受益于煤改气，公司 C 端壁挂炉销量先行爆发。目前“煤改气”居民取暖方式升级所用设备类型数量最多，性价比最高的就是燃气壁挂炉，公司“小松鼠”牌壁挂炉是国产品牌龙头，价格合理，质量优良深受居民喜爱，在“煤改气”市场中也是放量最多的品牌。据中国燃气协会统计，2017 年上半年我国壁挂炉行业总体销量达 112 万台，同比增长 X%，公司实现销量 11.6 万台（订单数为 16 万台），同比增长 235%，呈现爆发性增长。我们保守估计 2017~2018 行业壁挂炉总销量分别可达 350、450 万台（见章节 5.1），公司将充分享受消费升级、“煤改气”带来的行业高增，以及市场充分认可带来的市占率提升（16 年为 6.6%）双重利好，实现销量 35 和 55 万台销量，分别增厚约 1.37 和 2.15 亿元。

工商端紧随其后，预计 18 年将带来可观业绩弹性。工商端的清洁能源替代也是“煤改气”工作的重中之重，天然气发展规划中明确表明要替代 18.9 万蒸吨工业锅炉，新增用气量 450 亿 m³，按照每蒸吨 6 万元替换价格计，“十三五”期间将带来约 113 亿元的天然气锅炉替换市场以及可观的天然气销售和运营市场。2017 年上半年，公司 B 端装备新增订单折算蒸吨数 1275 蒸吨，同比增长 100%；新签天然气供热项目 12 个，同时石家庄等多个项目陆续投运；分布式天然气新增长沙王府井等三个项目，成都世纪新能源扩建项目也已启动。我们保守估计公司 17~18 年天然气 B 端业务

分别贡献 1 和 2 亿元。

维持公司“买入”评级。基于对行业的判断我们认为，公司生物质业务业绩稳定，天然气 C 端和 B 端领域将全面爆发式增长，销售费用和财务费用因为业务发展需要占比会有所增加。预计 2017~2019 年，公司将实现归母净利润 2.34、3.25、4.02 亿元，对应 EPS 为 0.65、0.90、1.11 元/股，按照 9 月 12 日收盘价 19.08 元/股计算，对应 PE 分别为 29X、21X、17X。我们认为公司战略定位清晰，业务布局合理，受行业景气度影响业绩已出现爆发式增长，维持“买入”评级。

风险提示：项目推进或不及预期；订单获取或低于预期等

表 21：迪森股份财务摘要

(百万元)	2016A	2017E	2018E	2019E
营业收入	1060.66	1627.40	2100.61	2512.89
同比(%)	25.80%	53.43%	29.08%	19.63%
归母净利润	127.51	233.64	324.69	402.45
同比(%)	44.81%	83.24%	38.97%	23.95%
每股收益(元)	0.35	0.65	0.90	1.11
P/E	49	29	21	17

资料来源：招股说明书、浙商证券研究所

股票投资评级说明

以报告日后的 6 个月内，证券相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、买入：相对于沪深 300 指数表现 +20% 以上；
- 2、增持：相对于沪深 300 指数表现 +10% ~ +20%；
- 3、中性：相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10% 之间波动；
- 4、减持：相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业指数相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、看好：行业指数相对于沪深 300 指数表现 +10% 以上；
- 2、中性：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10% 以上；
- 3、看淡：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重。

建议：投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者不应仅仅依靠投资评级来推断结论

法律声明及风险提示

本报告由浙商证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，经营许可证编号为：Z39833000）制作。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但浙商证券股份有限公司及其关联机构（以下统称“本公司”）对这些信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不发生任何变更。本公司没有将变更的信息和建议向报告所有接收者进行更新的义务。

本报告仅供本公司的客户作参考之用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告仅反映报告作者的出具日的观点和判断，在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本公司的交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告版权均归本公司所有，未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、发布、传播本报告的全部或部分内容。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明本报告发布人和发布日期，并提示使用本报告的风险。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

浙商证券研究所

上海市浦东南路 1111 号新世纪办公中心 16 层

邮政编码：200120

电话：(8621)80108518

传真：(8621)80106010

浙商证券研究所：http://research.stocke.com.cn