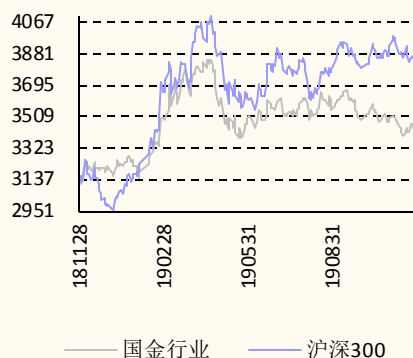


## 市场数据(人民币)

市场优化平均市盈率	18.90
国金电力、煤气及水等公用事业指数	3445
沪深300指数	3862
上证指数	2890
深证成指	9622
中小板综指	8934



## 相关报告

- 1.《掀起火电企业美好时代的盖头来——火电十二问-【国金环保公用】...》，2019.11.24
- 2.《安监加严短期推升焦煤价格，于动力煤几无影响，重申火电配置...》，2019.11.20
- 3.《气价机制未发生实质性改变，门站价完全放开尚存挑战-天然气行业...》，2019.11.8
- 4.《市场化+浮动价增强盈利确定性，重构火电板块价值新时代-【国金...】》，2019.10.27
- 5.《制造、消费用电出现复苏迹象，发电侧火电新增贡献最大-【国金环...】》，2019.10.24

娜敏 联系人  
namin@gjzq.com.cn

李蓉 联系人  
lirong@gjzq.com.cn

孙彦加 分析师 SAC 执业编号: S1420519020002

杜广舟 联系人

## 供需向好可预期，管网改革新纪元

## 行业观点

- **环保政策持续推动能源转型，七年需求增长空间近 70%：**2019 年受经济下行、煤改气进程放缓影响，前三季度增速回落至 10.2%，但我们认为天然气需求存在韧性，预计 20 年消费量同增 9.4%至 3387 亿立方米，到 25 年消费量增量空间 70%、复合增速 8%，主要基于：**1) 环保限令提供政策基础**，PM2.5 指标回升或催使环保政策趋严基调不变，“2+26”城市大气污染防治，19-20 年仍有煤改气目标 189 万户；**2) 能源转型下天然气占比持续提升**，天然气仍将是控煤任务下的主要替代能源，预计 19 年占一次能源比例提升至 8.4%，距离十三五目标仍有 1.6pct 差距；同时我国 8%左右的天然气渗透率水平远低于全球平均值 24%，远期增长空间十分可期。
- **国产气强劲增长，气源拓展+储气调峰提升供应能力：**国内增储上产要求下，2019 年前三季度国产气同比增长 9.9%至 1277 亿立方米，增速为五年来同期最高，对外依存度增势明显放缓，稳定在 43%左右。我们认为未来我国天然气供应保障能力将不断提升：**1) 上游勘探开发力度加大，国产气源日渐丰富**，国家鼓励“三桶油”增加上游资本开支，18 年以来新增探明地质储量同增 49.7%至 8312 亿立方米；**2) 中俄东线投产拓宽进口渠道**，达产后输送能力 380 亿方/年，我国年进口能力达 1050 亿立方，进口气源多元化；**3) 储气库调峰能力短板逐渐弥补**，目前已建成 27 座地下储气库，设计总库容近 500 亿立方，调峰能力 100 亿立方。
- **国家管网公司牵一发而动全身，气价机制理顺有望加快：**上游气源多样化、下游需求稳定，当下天然气产业链的核心掣肘在于中游，解决关键在于国家管网公司。围绕着“管住中间，放开两头”的总体思路，目前我国油气改革行至深水区，国家管网公司的成立可谓水到渠成，同时其牵一发而动全身，有望打通天然气上下游：**1) 加速油气管道建设**，打破垄断、引入社会资本参与管网建设；**2) 管道互联互通提升运输效率**；**3) 气价下降、利用规模提升直接利好城燃企业**，龙头公司竞争力有望进一步提升。**价格改革方面**，国家管网公司为门站价取消提供重要基础，**中游环节独立运营有望将管输费用从省门站价中剥离**，实现上游出厂价市场化。**短期看**，居民用气涨价难导致下游顺价困难，门站价彻底取消尚待时日；**长期看**，国家管网公司一方面实现运销分离，出厂价与管输费用剥离后将根据下游需求波动；另一方面带动中游降本增效，终端售价降低有利于居民、非居民用气价差收窄，促进天然气价格理顺。

## 投资建议

- 考虑到：天然气上游供应能力提升，下游需求稳定增长，国家管网公司成立后将全面优化中游管网系统，打通上下游、加快理顺气价机制，我们看好天然气产业投资机会，重点推荐管道天然气业务持续增长，具备上下游一体化优势的 A 股城燃龙头深圳燃气与港股城燃龙头新奥能源，以及相对低估值的港华燃气。

## 风险提示

- 宏观经济超预期下行，中美贸易摩擦高于预期，环保政策放松，采暖期暖冬，改革力度不及预期。

## 内容目录

1. 环保政策持续推动能源转型，七年需求增长空间近 70%.....	4
1.1 天然气消费增速趋稳，18-25 年 CAGR 预计 8%.....	4
1.2 大气治理提供政策保障，能源转型下天然气增长可期.....	5
2. 国产气强劲增长，气源拓展+储气调峰提升供应能力.....	7
2.1 对外依存引发政策重视，国产气增速近年最高.....	7
2.2 气田勘探开发+中俄东线投产，上游气源日渐多元化.....	8
2.3 补足短板，地下储气库调峰能力已达 100 亿立方.....	10
3. 国家管网公司牵一发而动全身，气价机制理顺有望加快.....	12
3.1 体制改革万事兼备，只欠国家管网公司之东风.....	12
3.2 国家管网公司打通产业链，天然气中下游全面优化.....	13
3.3 国家管网公司提供门站价取消基础，气价理顺进程料将加速.....	15
4. 投资建议.....	18
5. 风险提示.....	18

## 图表目录

图表 1: 全国天然气年度表观消费量及增速.....	4
图表 2: 18-19 年月度天然气表观消费量及增速.....	4
图表 3: 中长期分结构天然气需求预测以及消费增速.....	4
图表 4: 国家持续推出天然气相关的鼓励政策.....	5
图表 5: 重点省份双控目标（煤炭消费量占比）.....	6
图表 6: 17-20 年重点省份煤改气目标用户数（万户）.....	6
图表 7: 15-17 年重点省份天然气消费占比及复合增速.....	6
图表 8: 三大地区近年来 PM2.5 月浓度指标显著下降.....	6
图表 9: 全国能源消费总量增速与 GDP 增速.....	7
图表 10: 本世纪以来天然气消费量复合增速领先.....	7
图表 11: 能源消费结构中“煤降气升”.....	7
图表 12: 我国天然气渗透率远低于全球平均水平.....	7
图表 13: 天然气国内产量与进口数量.....	8
图表 14: 我国天然气对外依存度趋缓.....	8
图表 15: 我国 LNG 进口量增速持续下行.....	8
图表 16: “十三五”以来天然气勘探开发市场化主要改革政策.....	8
图表 17: 18 年以来三大油新发现的大型气田.....	9
图表 18: 三大油近年来勘探开发资本支出（亿元）.....	9
图表 19: 中俄东线国内管道规划.....	9
图表 20: 四大战略油气通道及天然气输气量.....	9
图表 21: 东北、环渤海、长三角地区天然气供应构成.....	10
图表 22: 1H2018、1H2019 天然气月度库存变化.....	11

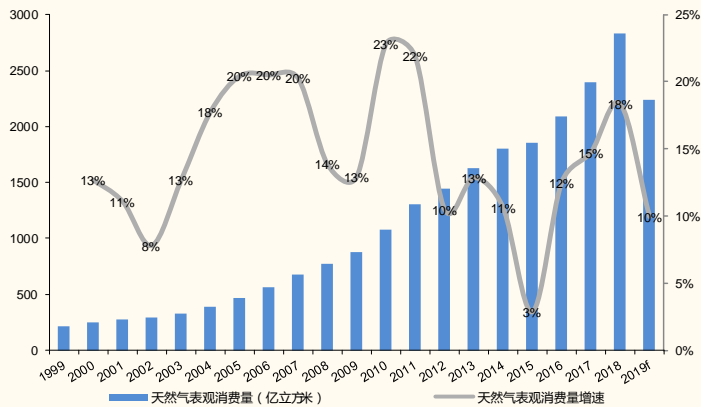
图表 23: 我国地下储气库工作气量比例远低于发达国家.....	11
图表 24: 我国已建成与规划在建储气库项目 .....	11
图表 25: 天然气管网公平放开、运销分离、互联互通等相关政策.....	13
图表 26: 截至 2018 年底我国天然气基础设施示意图.....	13
图表 27: 2015-2020 年我国干线管道建设里程.....	13
图表 28: 我国天然气基础设施国际比较 .....	14
图表 29: 美国本土天然气管道系统 .....	14
图表 30: 主要城燃企业燃气用户数 (万户) .....	15
图表 31: 我国城市燃气企业集中度情况 (按售气量) .....	15
图表 32: 天然气价格“放开两头”与“管住中间”改革政策.....	16
图表 33: 我国天然气价格改革及门站价变化 (以上海为例) .....	17
图表 34: 部分城市居民用气与非居民用气价差.....	17

## 1. 环保政策持续推动能源转型，七年需求增长空间近 70%

### 1.1 天然气消费增速趋稳，18-25 年 CAGR 预计 8%

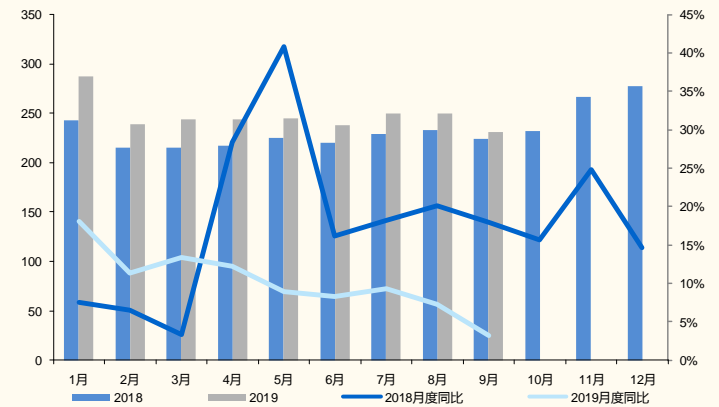
- “煤改气” 高峰时期已过，前三季度天然气消费量增速回落至 10.2%。17-18 年在“煤改气”工程加速推进下，全国天然气需求在短时间内集中爆发，两年增速高达 15%、18%。而受高基数、宏观经济下行压力增加、中美贸易摩擦抑制工业需求等因素影响，2019 年 1-9 月天然气表观消费量同增 10.2%至 2228.2 亿立方米，两位数增长表明天然气增长仍存在韧性，但由于“煤改气”冲刺阶段已过，前两年的高速增长短期内难以再现，预计未来天然气需求总体趋于稳定。

图表 1：全国天然气年度表观消费量及增速



来源：Wind，国金证券研究所

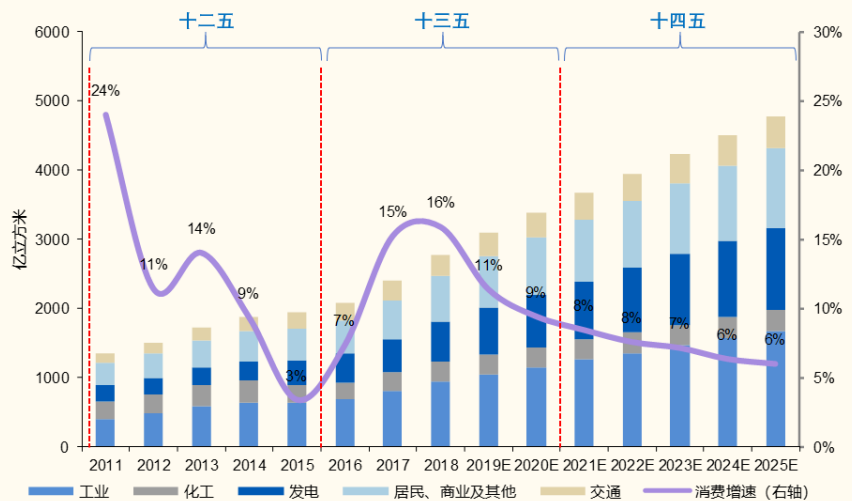
图表 2：18-19 年月度天然气表观消费量及增速



来源：Wind，国金证券研究所

- **需求预测：至 2025 年增量空间近 70%，复合增速 8%。** 基于 1) “自下而上”考虑各用气行业自身的发展特征，如天然气汽车的渗透率、气电装机增长等；2) “自上而下”考虑宏观经济形势、政策框架、基础设施等，我们预测全国天然气消费量将由 2018 年的 2797 亿立方米上升至 2025 年的 4766 亿立方米，增量空间 70.4%，CAGR 达到 8%。预计 19-20 年表观消费量分别为 3096、3387 亿立方米，增速 10.7%、9.4%，十四五期间年均增速 7.1%。消费量年增速逐渐趋稳，未来驱动天然气需求的核心动力仍将是环保政策下的能源转型。

图表 3：中长期分结构天然气需求预测以及消费增速



来源：国家统计局，Wind，国金证券研究所

## 1.2 大气治理提供政策保障，能源转型下天然气增长可期

- **蓝天保卫战进行时，环保限令保障天然气需求持续增长。**2013 年国务院印发《大气污染防治行动计划》（简称“国十条”），重点强调增加清洁能源供应，减少污染排放。2017 年起先后出台《北方地区冬季清洁取暖规划》、《打赢蓝天保卫战三年行动计划》等政策，分别要求“2+26”重点城市 2021 年城市城区全部实现清洁取暖，县城和城乡结合部清洁取暖率达到 80%以上，农村地区清洁取暖率 60%以上；到 20 年二氧化硫与氮氧化物排放量、PM2.5 浓度分别比 15 年下降 15%、18%以上，同时要求新增天然气量优先用于城镇居民和大气污染严重地区的生活和冬季取暖散煤替代。

图表 4：国家持续推出天然气相关的鼓励政策

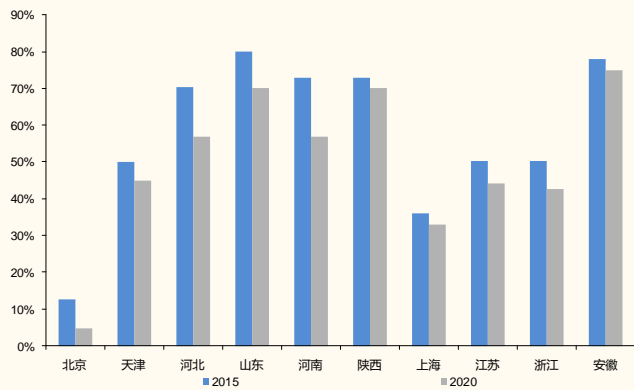
时间	鼓励政策	内容摘要
2012年6月	《节能与新能源汽车产业发展规划》	鼓励天然气、生物燃料等资源丰富的地区发展替代燃料汽车。
2012年8月	《节能减排“十二五”规划的通知》	开展交通运输节能技术改造，鼓励以洁净煤、石油焦、天然气替代燃料油。在有条件的城市公交车、出租车、城际客货运输车等推广使用天然气和煤层气。
2012年9月	《重点区域大气污染防治“十二五”规划的通知》	强化机动车污染防治，有效控制移动源排放，鼓励节能环保车型，推广使用天然气汽车和新能源汽车，并逐步完善相关基础设施。
2012年12月	《天然气利用政策》	实施天然气替代工程，在经济相对发达地区和天然气产区，按照科学规划、因地制宜原则稳步实施以气替油工程。
2013年2月	《国务院办公厅关于加强内燃机工业节能减排的意见》	要求积极发展车用柴油/天然气双燃料内燃机，实施替代燃料内燃机应用示范工程，开展天然气单一燃料及天然气/柴油双燃料燃烧技术在车用发动机上的推广应用。
2013年9月	《大气污染防治计划》	控制煤炭消费总量，到2017年煤炭占能源消费总量比重降低到65%以下。加大天然气、煤层气、煤层气供应，优化天然气使用方式。鼓励发展天然气分布式能源等高效利用项目，有序发展天然气调峰电站。
2014年6月	《能源发展“十二五”规划》	大力发展天然气，积极发展交通燃油替代，实行绿色交通行动计划，稳步发展天然气交通运输，结合天然气发展规划布局，制定天然气交通发展中长期规划，加快天然气加气站设施建设，以城市出租车、公交车为重点，积极有序发展液化天然气汽车和压缩天然气汽车，稳步发展天然气家庭轿车、城际客车、重型卡车和轮船。到2020年，非化石能源占一次能源消费比重达到15%，天然气比重达到10%以上，煤炭消费比重控制在62%以内。
2014年9月	《国家应对气候变化规划（2014-2020年）》	调整产业结构，优化能源结构，到2020年中国天然气消费量在初级能源消费中的比例将达到10%以上。
2016年12月	《能源发展“十三五”规划》	逐步降低煤炭消费比重，提高天然气和非化石能源消费比重，大幅降低二氧化碳排放强度和污染物排放水平，天然气消费比重力争达到10%。
2016年12月	《天然气发展十三五规划》	2020 年国内天然气综合保供能力达到 3600 亿立方米以上。
2017年5月	《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》	推进非居民用气价格市场化，进一步完善居民用气定价机制；完善油气储备体系，提升油气战略安全保障供应能力；改革油气管网运营机制，提升集约输送和公平服务能力。
2017年6月	《加快推进天然气利用的意见》	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；到2030年，力争将天然气在一次能源消费中的占比提高到15%左右。
2017年8月	《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》	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；对完成以电代煤、以气代煤的地区，地方人民政府应将其划定为高污染燃料禁燃区，禁用燃用散煤；纳入 2017 年度淘汰清单中的 4.4 万台燃煤锅炉全部“清零”。2017 年，北京市压减煤炭消费量 260 万吨、天津市 260 万吨、河北省 600 万吨以上，山东省完成《大气十条》确定的煤炭消费减量任务，河南和山西省大气污染传输通道城市煤炭消费总量实现负增长。
2017年12月	《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021 年）》	1. 到 2019 年，北方地区清洁取暖率达到 50%，替代散烧煤（含低效小锅炉用煤）7400 万吨。到 2021 年，北方地区清洁取暖率达到 70%，替代散烧煤（含低效小锅炉用煤）1.5 亿吨。2. 2019 年，2+26 重点城市城区清洁取暖率要达到 90% 以上，县城和城乡结合部（含中心镇，10 下同）达到 70% 以上，农村地区达到 40% 以上。2021 年，城市城区全部实现清洁取暖，35 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除；县城和城乡结合部清洁取暖率达到 80% 以上，20 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除；农村地区清洁取暖率 60% 以上。
2018年6月	《打赢蓝天保卫战三年行动计划》	到 2020 年，二氧化硫、氮氧化物排放总量分别比 2015 年下降 15% 以上；PM 2.5 未达标地级及以上城市浓度比 2015 年下降 18% 以上，地级及以上城市空气质量优良天数比率达到 80%，重度及以上污染天数比率比 2015 年下降 25% 以上；力争 2020 年天然气占能源消费总量比重达到 10%。新增天然气量优先用于城镇居民和大气污染严重地区的生活和冬季取暖散煤替代，重点支持京津冀及周边地区和汾渭平原，实现“增气减煤”。各油气企业全面加强国内勘探开发资金和工作量投入，力争到 2020 年底国内天然气产量达到 2000 亿立方米以上；加快推进进口国别（地区）、运输方式、进口通道、合同模式以及参与主体多元化；建立以地下储气库和沿海液化天然气（LNG）接收站为主、重点地区内陆集约规模化 LNG 储罐为辅、管网互联互通为支撑的多层次储气系统。
2018年8月	《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》	

来源：政府官网，国金证券研究所

- **大气污染防治成效显著，环保政策基调不变。**根据重点省份“双控”目标，煤炭消费量比重均出现不同程度下调，其中河北、北京、浙江、山东较为明显，分别下降 19/11/11/10pct。煤改气用户目标方面，17-18 年全国整治目标 396.4 万户，其中确定煤改气 18.4 万户，349 万户替代方案待定；18-19 年煤改气户数达 196 万，其中河北省贡献主要增量。

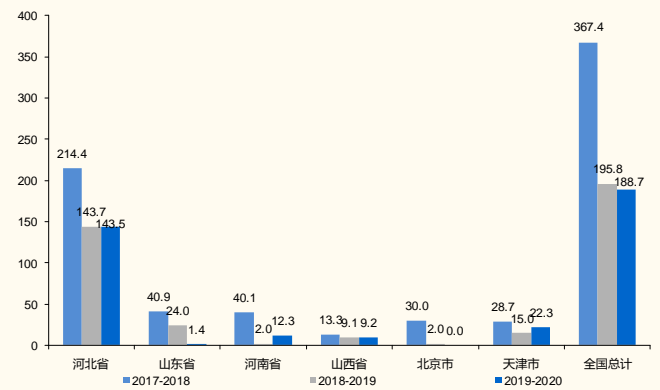
从实际完成效果来看，全国主要地区空气质量提升明显，13-17 年珠三角、长三角、京津冀地区 PM2.5 月均浓度指标分别下降 38%、39%、37%，大幅超出目标 23/19/12pct。而 18 年政策略有放松后 PM2.5 浓度普遍出现反弹，为保证污染防治的长效持续推进、避免“一管就降、一放就松”，我们预计未来环保政策仍将趋严。2019-2020 年煤改气目标仍有 189 万户，“2+26”重点城市天然气需求仍有较大提升空间。

图表 5：重点省份双控目标（煤炭消费量占比）



来源：政府官网，国金证券研究所

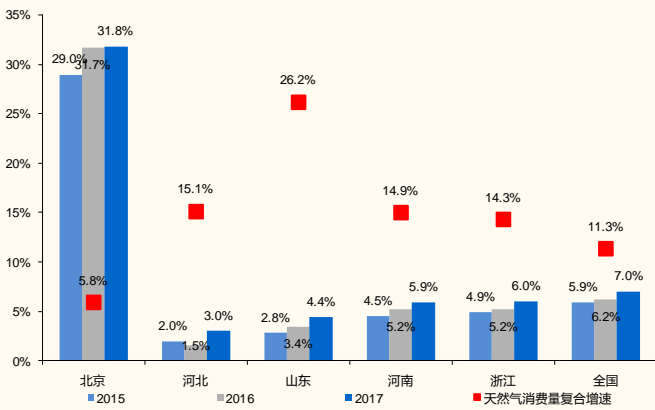
图表 6：17-20 年重点省份煤改气目标用户数（万户）



来源：生态环境部，国家发改委，国金证券研究所

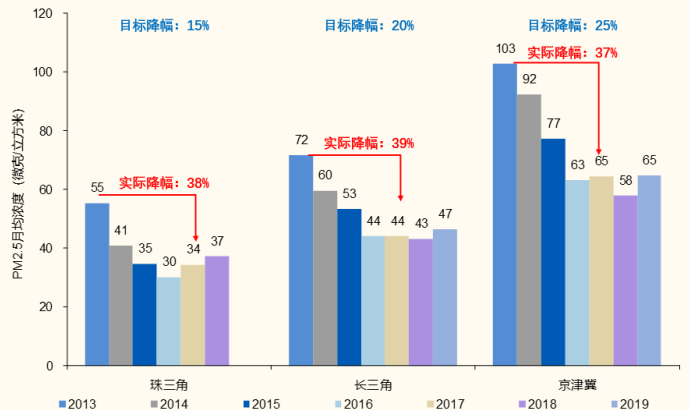
注：2017-2018 包含了未确定是否采用煤改气或其他替代方式的用户数

图表 7：15-17 年重点省份天然气消费占比及复合增速



来源：Wind，各省份统计年鉴，国金证券研究所

图表 8：三大地区近年来 PM2.5 月浓度指标显著下降



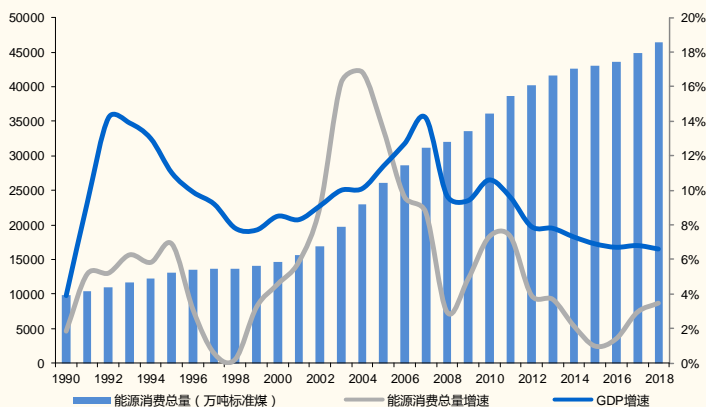
来源：Wind，国家发改委，国金证券研究所

- **能源转型：天然气占一次能源消费比例持续增长，20 年理论提升空间 1.6pct。**以环保为出发点，国家先后下发《能源十三五规划》和《天然气十三五规划》，将天然气定位为“主体能源”，不断推动能源转型、提升天然气占比，明确指出到 2020 年我国天然气消费占一次能源消费比例达到 10%，2030 年达到 15%。

天然气消费量一直以来持续高增长，是控煤政策下最主要的替代能源。2000-2018 年煤、油、气、可再生能源消费量 CAGR 分别为 5.7%、5.7%、14.4%、10.7%，天然气增速大幅领先。近年来能源结构转型升级效果显著，煤炭占比由 13 年的 67.4% 下降至 18 年的 59.0%，天然气则由 5.3% 增长至 7.8%，预计 19 年占比可达 8.4%，距离十三五目标仍有 1.6pct 空间，2030 年远期空间 6.6pct。对比国内外天然气使用情况，“多煤少油缺气”的资源禀赋导致我国能源结构失衡严重，天然气渗透率 7.8% 的水平远低于全球平均值 24%、非 OECD 国家平均值 22%，具备非常大的提升空间。

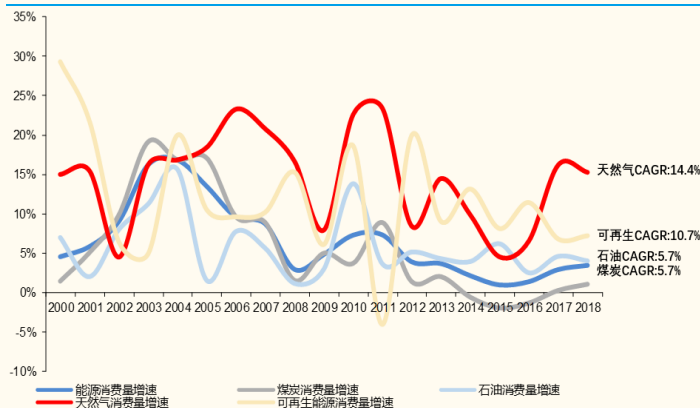
- 我们认为，天然气经历了十八年 CAGR14% 的高增长时代，2019 年增速回落至 10% 左右，但在环保政策基调不变、能源转型不断推进下，天然气仍将是控煤的主要替代能源，消费量增速存在韧性；同时国际比较下我国天然气渗透率较低，远期增长空间十分可期。

图表 9：全国能源消费总量增速与 GDP 增速



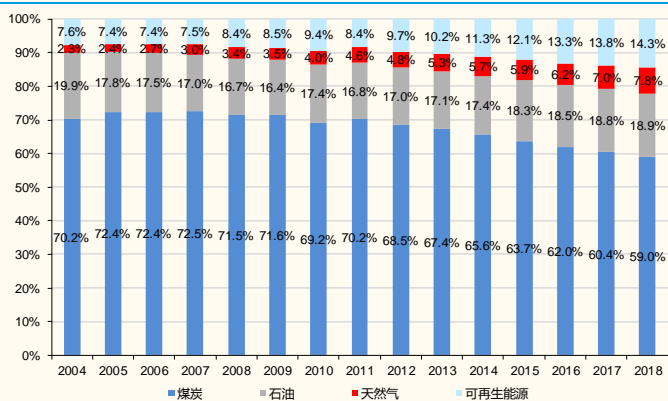
来源：Wind，中国能源报，国金证券研究所

图表 10：本世纪以来天然气消费量复合增速领先



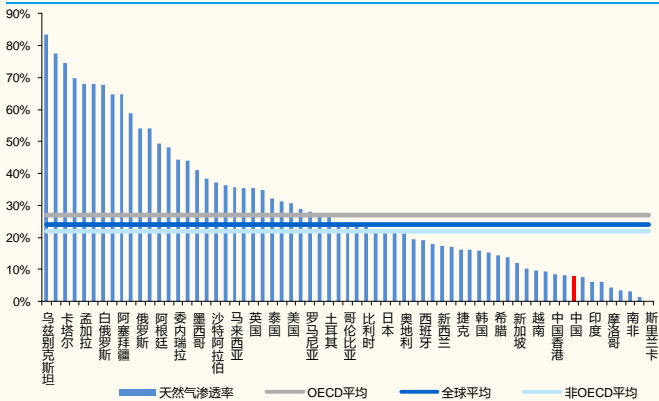
来源：Wind，国金证券研究所

图表 11：能源消费结构中“煤降气升”



来源：Wind，中国能源报，国金证券研究所

图表 12：我国天然气渗透率远低于全球平均水平



来源：Bloomberg，国金证券研究所

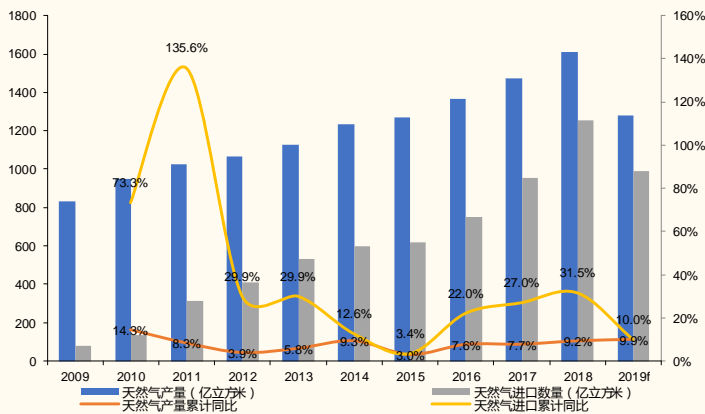
## 2. 国产气强劲增长，气源拓展+储气调峰提升供应能力

### 2.1 对外依存引发政策重视，国产气增速近年最高

- 国内天然气产量增速达 9.9%，对外依存度趋于平缓。17-18 年天然气需求集中爆发，但国产气增速慢于消费增速，直接导致我国天然气进口的快速增长。得益于 LNG 进口的灵活性，LNG 进口量大幅攀升，16 年底起增速超 30%，18 年初更是达到近 60%。进口 LNG 满足了过去两年高涨的天然气需求，带动对外依存度从 16 年的 34.4% 增加至 19 年初的 45%。

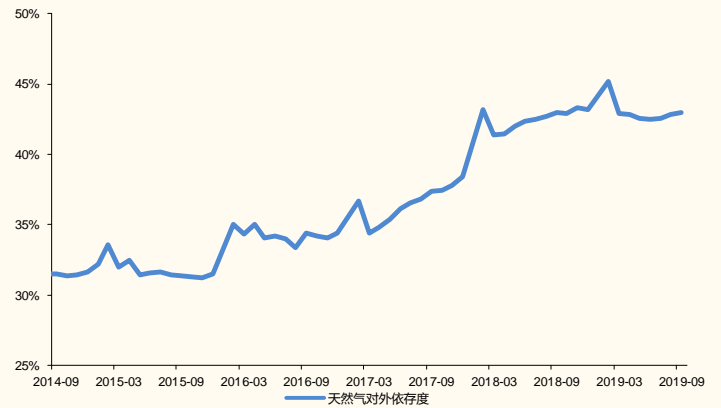
对外依存度快速攀升引发国家对于能源安全供应的重视，加大上游勘探开发力度与市场化程度。19 年天然气国内产量增长明显提速，1-9 月同比增长 9.9% 至 1277 亿立方米，增速同升 3.1pct，为近五年来同期最高。而天然气进口量 990.3 亿立方米，增速下滑 23.7pct 至 9.95%，其中 LNG 进口增速大幅下滑 27pct 至 18%。国产气强劲增长下，19 年对外依存度由 45% 回落至 43% 后逐渐平稳，增势明显放缓。2019 年国内天然气产量预计达到 1770 亿立方米，同比增长 10%，主要供给增量来自于国产气。

图表 13: 天然气国内产量与进口数量



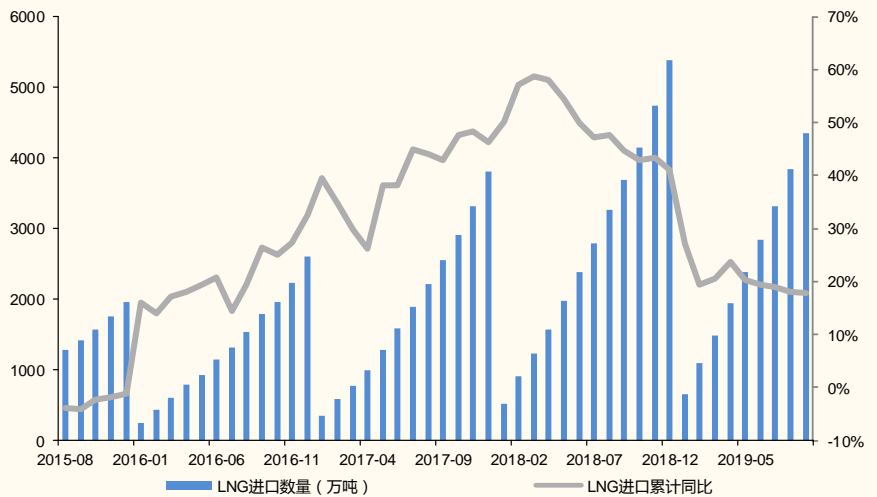
来源: Wind, 国金证券研究所

图表 14: 我国天然气对外依存度趋缓



来源: Wind, 国金证券研究所

图表 15: 我国 LNG 进口量增速持续下行



来源: Wind, 国金证券研究所

## 2.2 气田勘探开发+中俄东线投产, 上游气源日渐多元化

- **上游勘探开发力度增加, 国产气源日渐丰富。**为应对我国天然气需求日益增长、对外依存不断增加, 保障能源安全, 国家开始重视上游气田的勘探开发, 鼓励石油公司增加上游资本开支。三大油均加强勘探开发力度, 近三年资本开支稳步增加。2018 年天然气新增探明地质储量 8311.57 亿立方米, 同比增长 49.7%。2019 年以来新发现整装凝析气田渤中 19-6, 博孜 9 井试井成功、获高产工业油气流, 元坝气田、中江气田、大邑气田等新增探明储量, 均为 (或等同于) 千亿方级别大气田的新发现。

图表 16: “十三五”以来天然气勘探开发市场化主要改革政策

时间	政策	主要内容
2016年11月	《全国矿产气源规划(2016-2020)》	明确“十三五”期间, 我国将有序开放油气勘探开发市场
2016年12月	《关于印发石油天然气发展“十三五”规划的通知》	加强勘探开发增加国内资源供给, 提出加强基础地质调查和资源评价、加快常规天然气增产步伐、非常规天然气重点突破等任务
2017年2月	《矿业权出让制度改革方案》	全面推进矿业权竞争出让; 用3年左右时间建成新的矿业权出让制度
2017年4月	《矿产资源权益金制度改革方案》	完善矿产资源税费制度, 对矿业权出让、占有、开采和矿山环境治
2018年9月	《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》	加大国内勘探开发力度, 确保增储上产见实效

来源: 政府网站, 国金证券研究所

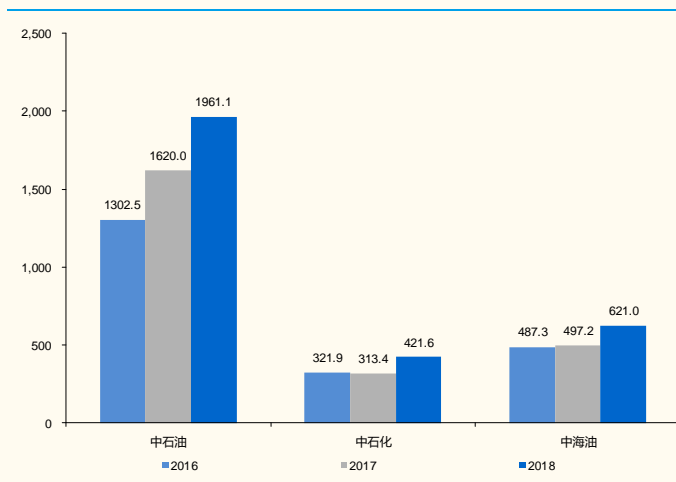


图表 17: 18 年以来三大油新发现的大型气田

时间	公司	重大气田发现
2018年4月4日	中石化	四川盆地元坝地区元坝7井在二叠系茅口组首次探获高产气藏, 新增天然气预测储量1527亿立方米
2018年8月19日	中海油	渤海中凹陷高成熟区成功发现亿吨级油田—渤中29-6, 为老区持续开发注入动力, 渤海湾盆地沧东凹陷页岩油勘探取得发现, 呈现5000万吨级页岩油规模增储领域
2018年12月12日	中石油	塔里木盆地秋里塔格构造带中秋1井新发现一个千亿方整装气田, 为塔里木建成3000万吨大油气田提供资源基础
2018年12月15日	中石油	沙湾凹陷二叠系上乌尔禾组石油勘探获重大发现, 有望形成玛湖-沙湾凹陷大型油气富集区
2018年12月16日	中石油	川西地区永探1井二叠系探获高产气流, 开辟了火山岩勘探新领域
2019年2月25日	中海油	渤海海域渤中凹陷评价落实了中国东部最大的整装千亿方凝析气田—渤中19-6, 为渤海油田3000万吨稳产及再上新台阶提供强有力支撑
2019年8月14日	中石化	在四川盆地的油气勘探获重要进展: 元坝气田、中江气田、大邑气田等新增天然气探明储量约921亿立方米, 相当于新发现一个千亿方规模的大气田
2019年9月25日	中石化	鄂尔多斯盆地油气勘探获得重大进展, 又新增探明储量442亿立方米, 至此, 位于盆地北部鄂尔多斯市境内的东胜气田累计探明储量达1239亿立方米
2019年10月3日	中石油	塔里木油田公司博孜9井试井成功, 获高产工业油气流, 日产天然气41.82万立方米、凝析油115.15立方米, 成为塔里木油田一年内在天山南部发现的又一个千亿方级大气田

来源: 自然资源部网站, 国金证券研究所

图表 18: 三大油近年来勘探开发资本支出 (亿元)



来源: 公司公告, 国金证券研究所

- **中俄东线投产, 进口通道进一步拓宽。**中俄东线天然气管道中国境内段起自黑龙江省黑河市中俄边境, 止于上海市, 途经黑龙江、吉林、内蒙古、辽宁、河北、天津、山东、江苏、上海等 9 省区市, 拟新建管道 3171 公里, 并行利用已建管道 1800 公里, 并配套建设地下储气库。全长 837 公里的北段工程(黑河—长岭)预计于 2019 年 12 月投产, 我国东北方向首条管道天然气进口通道正式打通。《中俄东线供气购销合同》, 12 月起俄罗斯将开始通过中俄东线向我国供气, 首期按 50 亿方/年供气, 预计经历 5-6 年爬坡期后达到设计输送能力 380 亿方/年。我国目前陆上天然气进口管道年运输能力约 670 亿立方米, 中俄东线北段正式投产后年进口能力将达到 1050 亿立方米。我国西北、西南、东北、东南四大能源进口战略通道均将实现油气兼备, 极大程度上促进进口来源多样化, 提升供应安全。

图表 19: 中俄东线国内管道规划



来源: 新华社, 国金证券研究所

图表 20: 四大战略油气通道及天然气输气量

	原油进口通道	天然气进口通道	天然气输气量
西北	中哈石油管道	中亚天然气管道 A/B/C/D 线	18 年 475 亿立方米
东北	中俄原油管道	中俄东线天然气管道	初期 50/远期 380 亿立方米
西南	中缅原油管道	中缅天然气管道	18 年 42 亿立方米
东南	海上原油进口通道	海上 LNG 进口通道	18 年 742 亿立方米

来源: 新华财经, 中油国际管道公司, 霍尔果斯海关, 国金证券研究所

- **分区域影响: 东北供应大幅提升, 环渤海扩渠道降成本, 长三角增加气源竞争。**

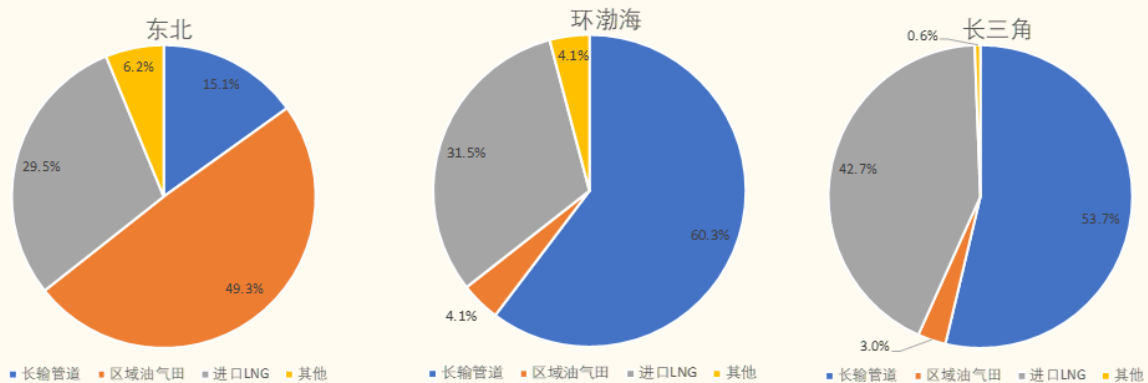
**东北: 年输气量 135-150 亿立方米, 气化率有望提升。**考虑到距离优势, 中俄东线将首先供应东北地区, 达产后供气量 135-150 亿立方米/年, 接近于当前总消费量(18 年东三省天然气消费量约 146 亿立方米)。目前东北地区气源供应相对单一, 以大庆、吉林等区域油气田为主, 占比 49.3%,

长输管道仅 15.1%；天然气占一次能源比例 4.7%，远低于全国平均水平 8%。中俄东线投产后大幅提升供应能力，有望加速东北地区气化进程。

**环渤海：新增北向供气通道，中俄东线预计可降低供应成本约 0.1 元/立方米。**环渤海地区天然气供应以长输管道为主，占比 60.3%，主要为陕京线系统和榆济线组成的西向来气；进口 LNG 为辅，占比 31.5%，主要为唐山、天津、青岛等 LNG 接收站以及海上气。中俄东线达产后环渤海供气量预计 130-145 亿立方米，将提升采暖季天然气供应保障能力。根据北京世创能源咨询公司预计，中俄东线可以拉低环渤海进口天然气供应成本约 0.1 元/立方米。

**长三角：四方供应格局增加气源竞争。**长三角天然气进口海陆分布较为均衡，长输管道、进口 LNG 分别占比 53.7%、42.7%。西部供应来自西气东输一线和川气东送，东部供应为如东、上海、宁波等进口 LNG 接收站和海上气，南部供应为西气东输二线、新粤浙赣闽浙支干线，中俄东线投产后预计新增北方来气 94-108 亿立方米，形成四方供应格局，各气源间竞争增加，将利好下游城燃公司。

图表 21：东北、环渤海、长三角地区天然气供应构成

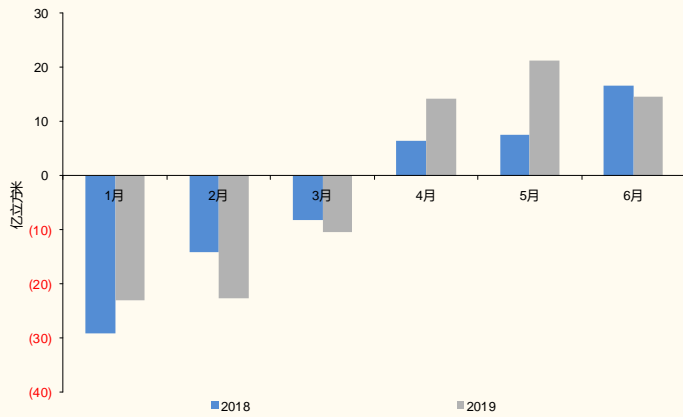


来源：北京世创能源咨询公司，国金证券研究所

### 2.3 补足短板，地下储气库调峰能力已达 100 亿立方

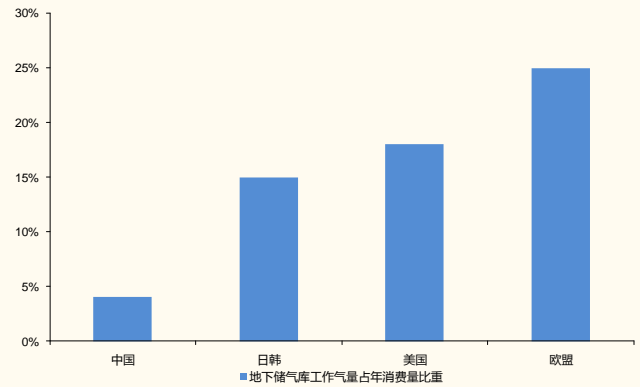
- **天然气供应紧缺暴露调峰短板，储气库气量占比明显偏低。**储气库存变化主要为表观消费量（产量与净进口之和）与实际消费量（终端各用气部门消耗的气量）之差，由于天然气消费存在季节性特征，地下储气库、LNG 储罐等储气设施在 4-9 月淡季注气，在 10 月-次年三月自储气设施采气。地下储气库是天然气季节调峰、事故应急供气的主要来源，而 17 年冬季天然气供应紧缺暴露了我国储气调峰能力的短板，17 年地下储气库工作气量占年消费量比重仅 4%，远低于发达国家。对于法国、德国等天然气对外依存度超过 30% 的发达国家，地下储气库工作气量占总消费量比重普遍超过 12% 以上。

图表 22: 1H2018、1H2019 天然气月度库存变化



来源: 重庆石油天然气交易中心, 中国海关, 统计局, Wind, 国金证券研究所

图表 23: 我国地下储气库工作气量比例远低于发达国家



来源: 中国石油勘探开发研究院, 美国能源信息署, 国金证券研究所

- 地下储气库建设进程加快, 未来储气调峰短板有望逐渐弥补。**2018年4月国家发改委、能源局印发了《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》, 要求到2020年, 供气企业拥有不低于其合同年销售量10%的储气能力; 城燃企业储气能力不低于其年用气量的5%; 县级以上地方人民政府至少形成不低于保障本行政区域日均3天需求量的储气能力。政策推动了储气库建设的加速实施, 中石油19年初部署会议上明确至2030年将扩容10座储气库(群), 新建23座储气库。目前我国已建成27座储气库群, 设计总库容近500亿立方米, 形成100亿立方米调峰能力, 最高日调峰能力已经超过1亿立方米, 未来规划在建储气库14个, 设计库容约360亿方米, 调峰保供能力将不断增强。

图表 24: 我国已建成与规划在建储气库项目

已建成地下储气库	所属公司	配套管道	设计库容(亿方)	
喇嘛甸储气库	中石油	/	7.58	
大港板桥储气库群	中石油	陕京输气管线系统	大张坨	17.8
			板876	4.65
			板中北	24.48
			板中南	9.71
			板828	4.69
板808	8.24			
大港板南储气库群(3座)	中石油	陕京输气管线系统	10.13	
华北京58储气库群	中石油	陕京输气管线系统	永22	16.67
			京51	
			京58	
华北苏桥储气库群	中石油	陕京输气管线系统	苏1	67
			苏20	
			苏4	
			苏49	
顾辛庄				
新疆呼图壁储气库	中石油	西气东输二线	107	
西南祖国寺储气库	中石油	西气东输二线、中缅油气管道、中贵联络线	42.6	
辽河双6储气库	中石油	普口-盘锦联络线	36	
长庆陕224储气库	中石油	靖边天然气1、2管线	10.4	
江苏刘庄储气库	中石油	西气东输冀宁联络线	4.55	
中石油金坛盐穴储气库	中石油	西气东输	7.9	
中原文96储气库	中石化	榆济管道	4.3	
中石化金坛盐穴储气库	中石化	榆济管道	4.59	
港华金坛储气库	香港中华煤气、港华燃气集团	西气东输、川气东送	1.53	
中原文23储气库	中石化	榆济管道	104	
规划在建储气库项目	所属公司	配套管道	设计库容(亿方)	
大港唐家河储气库	中石油	陕京输气管线系统	5.04	
陕45井区储气库	中石油	长庆靖边气田	120	
淮安储气库	中石油	西气东输三线	12.2	
平顶山储气库	中石油	西气东输二线	18	
云应储气库	中石油	西气东输二线	8.5	
麻丘储气库	中石油	西气东输二线	18.43	
铜锣峡储气库	中石油	西气东输二线	7.3	
黄草峡储气库	中石油	西气东输二线	8.5	
万顺场储气库	中石油	西气东输二线	34.5	
老翁场储气库	中石油	西气东输二线	18.5	
牟家坪储气库	中石油	西气东输二线	10.5	
金坛储气库二期、三期	中石化	川气东送	11.79	
黄场储气库	中石化	川气东送	52	
广华砂岩油藏	中石化	川气东送	34.5	

来源: 煤气与热力杂志, 中国石油勘探开发研究院, 国金证券研究所

### 3. 国家管网公司牵一发而动全身，气价机制理顺有望加快

- **当下天然气的核心掣肘在于中游：**目前上游气源多样化、保障能力不断增加，下游在环保政策、能源转型驱动下需求稳定增长，掣肘天然气产业链发展的主要瓶颈在于中游管网系统，改革已行至深水区，下一步关键节点是国家管网公司的成立。

#### 3.1 体制改革万事兼备，只欠国家管网公司之东风

- **天然气体制改革始终贯彻“管住中间，放开两头”。**我国油气体制改革的总体思路为“管住中间、放开两头”，形成上游多渠道主体、中游统一的国家管网集输、下游多家城市燃气企业的“N+1+N”油气市场体系。17年5月国务院印发《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，明确了天然气市场化体制改革的部署重点：
  - 1) **“放开上游”方面，**包括放开油气勘查开采体制，完善矿业权出让制度与矿产资源税费制度，同时引入新的市场主体参与常规油气勘查开采，上游形成“三桶油”为主、民营及其他主体为辅的格局；
  - 2) **“放开下游”方面，**主要为下游竞争性环节改革，鼓励用户自主选择资源方与供气路径，放开大用户直供、点供，推动分布式能源发展，逐步实现配售环节公平竞争。19年7月取消50万人口以上城燃外资准入限制，进一步放开下游城燃运营。
  - 3) **“管住中间”方面，**重点为油气管网运营机制改革，首要任务是国有大型油气企业干线管道独立，实现运销分离。同时打破垄断，放开油气干线管道、省内和省际管网的参与主体，促进整体管网系统的互联互通、高效运行。
- 目前“管住中间，放开两头”改革日趋完善，推行进一步市场化具备良好的背景基础，19年3月深改委审议通过《石油天然气管网运营机制改革实施意见》，正式提出组建国有资本控股、投资主体多元化的石油天然气管网公司。**国家管网公司的成立是在天然气体制改革顶层设计中核心的一环，牵一发而动全身。在上游气源不断扩展、下游需求稳定的情况下，国家管网公司极大程度上完善了中游基础设施、打通上下游，促进天然气消费持续增长。**

图表 25：天然气管网公平开放、运销分离、互联互通等相关政策

时间	发布单位	政策名称	相关内容
2014年2月	国家能源局	《油气管网设施公平开放监管办法（试行）》	油气管网设施运营企业应在互惠互利、充分利用设施能力并保障现有用户现有服务的前提下，按签订合同先后次序向 <b>新增用户公平、无歧视地开放使用油气管网设施</b> 。
2016年12月	国家发改委	《天然气发展“十三五”规划》	推动 <b>天然气管网运输和销售分离</b> ，大力推进天然气基础设施向第三方市场主体开放。
2017年5月	国家发改委 国家能源局	《中长期油气管网规划》	统一全国天然气入网标准，实现天然气管网运行互联互通，油气资源合理流动和配置。管网企业 <b>为所有用户提供公平公正的高效输送服务</b> 。
2017年5月	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》	改革油气管网运营机制，提升集约输送和公平服务能力。分步推进 <b>国有大型油气企业干线管道独立，实现管输和销售分开</b> 。完善油气管网公平接入机制，油气干线管道、省内和省际管网均向第三方市场主体公平开放。
2018年2月	国家发改委	《关于加快推进2018年天然气基础设施互联互通重点工程有关事项的通知》	加快2018年天然气 <b>基础设施互联互通</b> 重大工程建设进度。
2018年4月	国家发改委 国家能源局	《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》	基础设施尚有剩余能力，且存在第三方需求时，基础设施运营企业应以可中断、不可中断等多样化服务合同形式， <b>无歧视公平开放基础设施</b> 并可获得合理收益。
2018年5月	国家发改委办公厅	《关于统筹规划做好储气设施建设运行的通知》	中石油、中石化、中海油要签订协议落实天然气 <b>互联互通</b> 商务模式，在保供期间确保 <b>跨省长输管道在具有剩余能力的情况下相互开放</b> 、LNG接收站实现对各方LNG资源的全国调度与联保联供。国家鼓励和支持油气管网设施 <b>互联互通</b> 和 <b>公平接入</b> ，逐步实现油气资源在不同管网设施间的灵活调配。
2018年8月	国家发改委	《油气管网设施公平开放监管办法（公开征求意见稿）》	在保障现有用户现有服务并具备剩余能力的前提下，油气管网设施运营企业应 <b>无歧视地</b> 与 <b>符合开放条件的</b> 用户签订服务合同，按照合同约定向用户提供油气输送、储存、气化、装卸、转运等服务。
2018年9月	国务院	《国务院促进天然气协调稳定发展的若干意见》	加快天然气管道、LNG接收站等项目建设，集中开展 <b>管道互联互通重大工程</b> 。抓紧出台油气管网体制改革方案，推动天然气管网等基础设施向 <b>第三方市场主体公平开放</b> 。
2019年3月	国务院	2019年《政府工作报告》	深化电力、油气、铁路等领域改革，自然垄断行业要根据不同行业特点实行 <b>网运分开</b> ，将竞争性业务全面推向市场。
2019年5月	国家发改委等四部委	《油气管网设施公平开放监管办法》	国家鼓励和支持油气管网设施 <b>互联互通</b> 和 <b>公平接入</b> ，逐步实现油气资源在不同管网设施间的灵活调配。油气管网设施运营企业不得阻碍符合规划的其他管网设施接入，并应当为接入提供相关便利。油气管网设施运营企业应当 <b>无歧视地向符合开放条件的用户</b> 提供油气输送、储存、气化、装卸、转运等服务，无正当理由不得拖延、拒绝与符合开放条件的用户签订服务合同，不得提出不合理要求。

来源：政府网站，国金证券研究所

### 3.2 国家管网公司打通产业链，天然气中下游全面优化

- **中游：国家油气管网公司成立将推动油气管道建设加速。**目前，我国共建成油气长输管道 13.6 万公里，其中天然气管道 7.9 万公里，原油管道 2.9 万公里，成品油管道 2.8 万公里，距离“十三五”及“十四五”末共建成 16.9 万公里及 24 万公里的长输油气管道目标还有较大差距。截至 2018 年底，我国长输天然气管线总里程 7.6 万公里，15-18 年复合增速 5.9%，距 2020 年 10.4 万公里的目标相差 37%，管道建设进度明显滞后。而国内油气长输管道中石油、中石化和中海油分别占比 69%、8%和 7%，合计 84%，高度垄断有碍于管网建设与资源调配。

国家油气管网公司成立后，其主要作为油气管网的唯一运营主体与主要建设主体，允许社会资本进入，能够吸引资金投入管道建设，长输管网建设有望提速。

图表 26：截至 2018 年底我国天然气基础设施示意图



来源：《我国天然气基础设施与互联互通研究》，国金证券研究所

图表 27：2015-2020 年我国干线管道建设里程

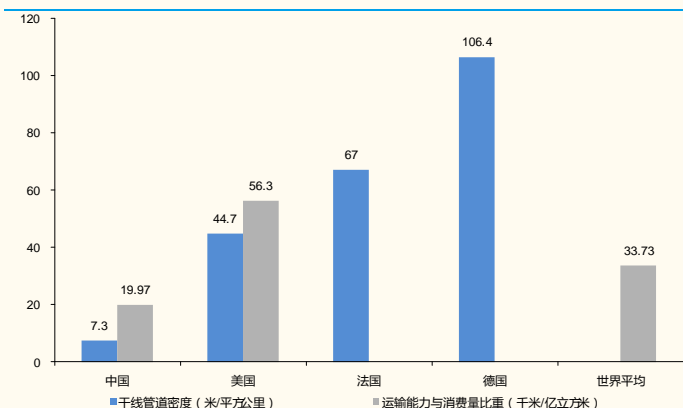


来源：国家发改委，中国石油集团经济技术研究院，国金证券研究所

- **中游：重点发力于天然气管道互联互通，提升供应能力与效率、保障供应安全。**由于天然气管道归属不同，同时区域性管网不完善，我国管网之间没有完全实现互联互通。“三桶油”各自建设旗下油气管网，一定程度上造成重复投资，同时纵向一体化造成的垄断也有碍于运输效率提升。对比美国等发达国家，我国天然气干线管道密度、运输能力/消费量分别为 7.3 米/平方公里、19.97 千米/亿立方米，均明显落后。

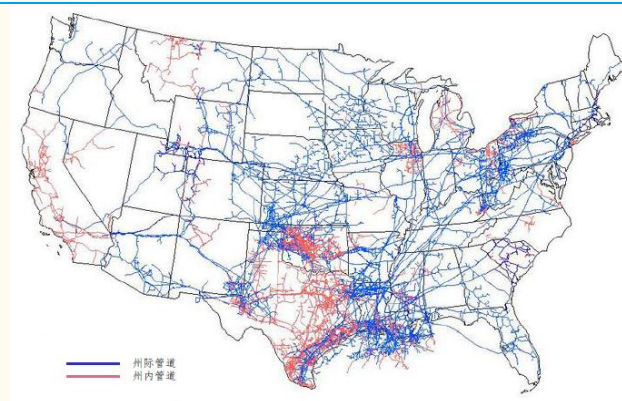
国家油气管网公司的成立有助于摆脱原来石油公司运销绑定模式的束缚，加强不同管线之间、管道与 LNG 接收站以及储气设施之间的联通工程建设，有利于将油气管线连成管网，减少重复建设、提升管道利用效率，同时增加调峰灵活性，并加快解决供需季节性、地域性错配等制约天然气行业发展的问題。长期来看，保供将不必依靠压减非居民部门天然气供应量以优先保障居民用气，因此非居民部门的需求也将得到进一步释放。

图表 28：我国天然气基础设施国际比较



来源：中国能源报，国金证券研究所

图表 29：美国本土天然气管道系统



来源：美国能源信息署 EIA，国金证券研究所

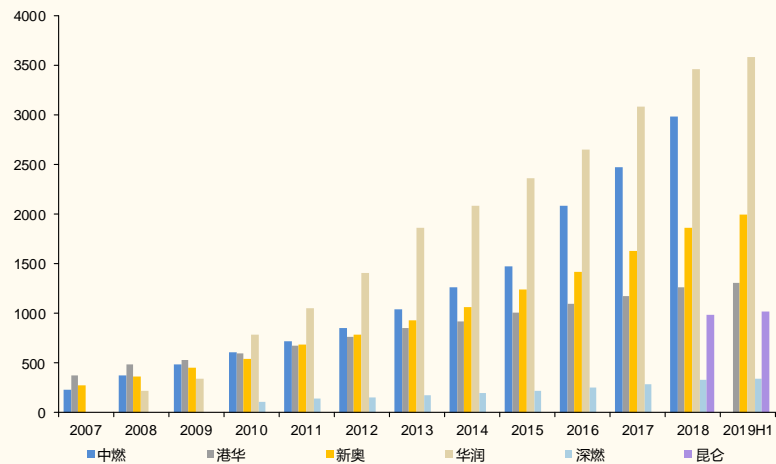
- **下游：管道基础设施改善，产业链上下游打通，龙头城燃企业获重大利好。**作为连接上游资源和下游市场之间的桥梁，天然气发展高度依赖输配管网、储气库等基础设施，管网建设决定着天然气市场利用的规模。随着国家管网公司的成立，过去石油公司纵向一体化的垄断经营模式将被打破，上游油气勘探与生产活力有望进一步释放；而受益于管网建设、互联互通以及第三方公平开放，下游天然气利用规模也将进一步扩大。

(一) **中间层级减少，气价下降利好城燃企业。**在石油公司纵向一体化、运销捆绑下，天然气管道产业链中间环节多，多重垄断抬高终端价格。例如 2015 年前，浙江省终端价格最多的层级高达六级：供应商-省网-市高压管线（4 兆帕）—一级城燃—二级城燃—工业园专营权者。众多中间环节层层加价，最终推高终端售价。而全国一张网，省管网中间层级减少，城燃公司购气成本有望下降；同时可以直接与上游气源签订长期供应合同，支付气源价格与统一核定的管输费，锁定气源。

(二) **利用规模扩大直接利好城燃企业售气量，下游用户资源丰富的龙头企业话语权更大、销路更好。**国家管网公司成立后，下游城燃企业可以由统一的管网系统接触到多元化的上游气源，气源供应增强，同时多气源竞争下拥有更多下游企业大客户的城燃公司有更大话语权，在与上游气源方签订供应合同时处于有利地位。

此外，龙头城燃公司也可以参股管网公司，投资建设管网；更能将产业链向上游生产或进口延伸，组成合资公司进入勘探开发环节，进口优质 LNG 现货保障稳定供应，利用国际 LNG 市场较为成熟的气源采购模式以及衍生品，管理自己的购气成本与风险。

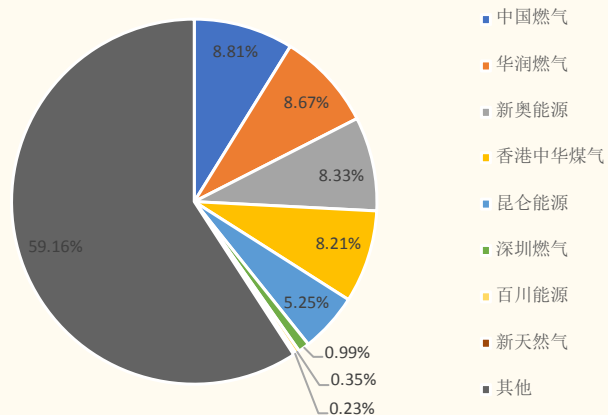
图表 30：主要城燃企业燃气用户数（万户）



来源：公司公告，国金证券研究所

**（三）地方性小型城燃公司压力大增，行业或出现大规模整合。**地方性小型城燃公司在天然气市场化背景下，既缺乏与上游谈判能力，也难以通过开放的 LNG 接收站获得海外低价气源，城市燃气行业大规模合并潮或将开启，按售气量划分，目前我国城燃企业 CR8 仅 40.8%，具备较大提升空间。

图表 31：我国城市燃气企业集中度情况（按售气量）



来源：公司公告，国金证券研究所

**（四）拥有气源优势的城燃企业在异地扩张的竞争力将进一步放大。**主要城燃气公司中，新奥能源、深圳燃气拥有 LNG 接收站，港华燃气拥有地下储气库，新天然气拥有煤层气资源。在统一的干线管网全面接入后，低价气源覆盖面积扩大，有利于城市燃气公司进行异地扩张。同时，在天然气价格市场化背景下，拥有接收站资源意味着开辟第二气源，在与“三桶油”管道气谈判中具有一定优势。城燃企业市场空间扩大的同时竞争压力也在增加，对于资源获取能力的要求将不断提升，具备规模优势、下游客户资源、气源优势的公司将更具竞争力。

### 3.3 国家管网公司提供门站价取消基础，气价理顺进程料将加速

- 价格机制同样紧密围绕着“管住中间，放开两头”，不断推进市场化改革。价格的“管住中间，放开两头”改革具体表现为管输费、配气费由政府核定，出厂价、终端价由市场交易得到。

“放开两头”方面，先后经历：1) 两广试点改革，建立天然气与可替代能源价格挂钩的动态调整机制；2) 全面理顺非居民用气价格，存量气和增量气逐渐并轨；3) 有序放开气源价格，先后放开非常规气与 LNG 价格，试点后全面放开直供用户气价；4) 最高门站价格管理改为基准门站价格管理，居民与非居民用气门站价格并轨。

“管住中间”方面，输配价格监管政策基本落地：1) 跨省管输价格管理办法 16 年出台，准许税后全投资收益率 8%，目前管输价格已核定；各省省内管输价格基本核定完成，部分省份已出台；2) 配气价格管理办法 17 年出台，准许税后全投资收益率 7%，目前基本核定完成。

图表 32：天然气价格“放开两头”与“管住中间”改革政策

	放开两头政策	管住中间政策
2005	天然气出厂价格改为统一实行政府指导价，建立价格挂钩机制	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 2016 公布跨省管输价格管理办法，原则：准许成本+合理收益；准许收益率：税后全投资收益率 8%；（管道负荷率不低于 75%）
2010	取消价格“双轨制”，出厂基准价格管理（上浮 10%，下浮不限）	
2011	广东、广西试点天然气价格形成机制改革，推行市场净回值法定价：中心最高门站价与可替代能源挂钩，其他环节价格以此推回	2017 公布配气价格管理办法，原则：准许成本+合理收益；准许收益率：税后全投资收益率 7% 2018 各地陆续公布核定的省内管输及配气价格
	放开页岩气、煤层气、煤制气等非常规天然气出厂价格 门站价格不再分类，实行政府指导价（最高上限价格管理）	
2013	天然气价格管理由出厂环节调整为门站环节 区分存量气和增量气，增量气价格一步调整到与可替代能源价格保持合理比价的水平，存量气价格计划分三步调整，当年每立方米提高 0.4 元	
	放开页岩气、煤层气、煤制气等非常规天然气价格 实行居民用气阶梯价格制度	
2014	放开液化天然气气源价格 再次将存量气价格提高 0.4 元，缩小与增量气价差	
	存量气和增量气价格并轨	
2015	放开除化肥企业外的直供用户用气价格 上海石油天然气交易中心注册成立	
	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（上浮 20%、下浮不限）	
2016	全面放开化肥用气价格 在福建省开展天然气门站价格市场化改革试点	
	重庆石油天然气交易中心注册成立	
2017	明确所有进入交易平台公开交易的气量价格由市场交易形成	
2018	将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理。居民与非居民用气门站价格并轨	

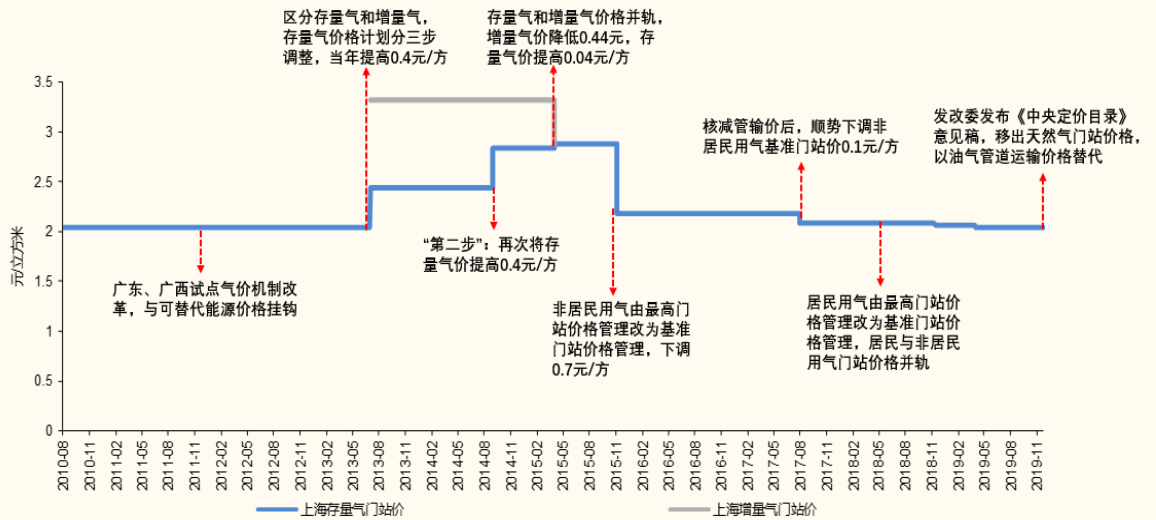
来源：国家发改委，国金证券研究所

- 气价改革再进一步，国家管网公司成立为门站价取消提供基础。天然气门站价 11 年于“两广”试点，13 年在全国范围内推广，在推出伊始就定位为特殊时段的过渡方案，其与可再生能源挂钩起到的是价格发现功能，最终目标还是促进出厂价格完全放开，实现市场化价格。随着最高门站价格管理改为基准门站价格、交易中心市场化气量比例提升、居民与非居民用气门站价格并轨，气价改革也迎来了下一步关键节点——门站价取消。

由于上游气源的不断多元化，门站价无法及时反映供需变化，与我国天然气发展存在矛盾。原有机制下，出厂价跟管网价捆绑在一起，门站价的存在意味着出厂价被管制，上游气源价格进一步受阻。而国家管网公司成立后，中游环节的独立运营有望将管输费用最终从省门站价格中剥离出来，从而实现天然气价格改革的初衷，即下游用户与上游气源方根据供需与市场条件确定价格。



图表 33：我国天然气价格改革及门站价变化（以上海为例）



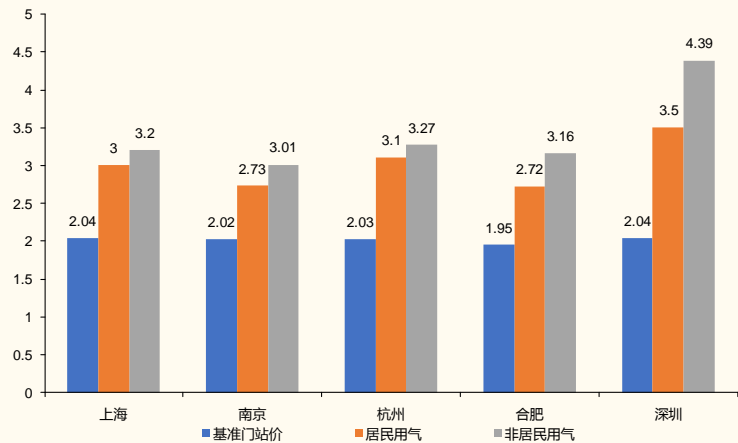
来源：Wind，国家发改委，国金证券研究所

- 短期内门站价彻底取消尚待时日，但有望以国家管网公司成立为契机加快推进。门站价取消已提上日程，2019年11月4日国家发改委发布的《中央定价目录》修订征求意见稿中提到移出天然气门站价格，取而代之油气管道运输价格。海上气、页岩气、煤层气、煤制气、LNG、直供用户用气、福建省用气、储气设施购销气、交易平台公开交易气以及15年以后投产的进口管道天然气，门站价将由市场形成；其余气源门站价格暂按现行价格机制管理，视情况放开。

对比15年《中央定价目录》中天然气的目录价格“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（不含化肥企业）用气”，现行天然气价格机制尚未发生实质性变化。交叉补贴下各省份非居民气价较居民气价存在不同程度溢价，而由于居民用气价格涉及民生，我国居民生活气价涨价难，同时不同区域居民用户承受能力差别很大，短期内下游顺价存在难度，是目前妨碍天然气价格市场化的主要挑战。我们预计未来终端居民价格将逐步放开，初期采用一定浮动价格，并且逐步增加浮动空间，循序渐进提升居民气价，减少交叉补贴。

- 长期看，国家管网公司成立后，一方面能够实现运销分离，门站价有条件拆分为气源价格与管输价格；另一方面上游气源丰富、中游层级减少将带动下游城燃企业购气成本下降，向终端用户的让利空间增加，终端售价降低有利于居民、非居民用气价差收窄。

图表 34：部分城市居民用气与非居民用气价差



来源：政府网站，国金证券研究所

#### 4. 投资建议

- 考虑到：**1) 需求端**，天然气消费量在环保政策、能源转型推动下仍将保持稳增长，预计 25 年增长空间超 70%；**2) 供给端**，今年来国产气产量明显提速，对外依存度增势放缓，未来在上游气田开发力度加大、中俄东线投产、地下储气库调峰能力增强下，天然气供应能力将明显提升；**3) 政策端**，上下游持续改善下，天然气目前核心掣肘在于中游，而国家管网公司的成立将全面优化中游管网系统，打通上下游，同时为门站价取消提供基础，气价机制有望借此契机加快理顺进程。我们重点推荐管道天然气业务持续增长，具备上下游一体化优势的 A 股城燃龙头**深圳燃气**与港股城燃龙头**新奥能源**，以及相对低估值的**港华燃气**。

#### 5. 风险提示

- **宏观经济超预期下行**：天然气下游的工业、发电、交通很大程度上受宏观经济波动影响，若宏观经济超预期下行将影响下游需求。
- **中美贸易摩擦影响高于预期**：2019 年上半年受中美贸易摩擦升级、宏观经济形势下行压力的影响下，工业部门天然气消费增速同比放缓。若中美贸易摩擦影响继续加重或者范围进一步扩大，将可能产生更大影响。
- **环保政策放松**：环保政策是天然气消费增长的直接驱动因素，若今年秋冬环保政策放松，则消费增速可能不达预期。
- **2019 年采暖期暖冬**：天然气消费季节性特征显著，冬季为消费为旺季。若今年采暖季气温偏高，则消费增速可能不达预期。
- **天然气市场化改革力度不及预期**：如国家管网公司成立及其他改革出台推迟，则消费增速可能不达预期。

**公司投资评级的说明：**

买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；  
增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；  
中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；  
减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。

**行业投资评级的说明：**

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；  
增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；  
中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；  
减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

**特别声明:**

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准,已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”(以下简称“国金证券”)所有,未经事先书面授权,任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发,或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发,需注明出处为“国金证券股份有限公司”,且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料,但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证,对由于该等问题产生的一切责任,国金证券不作出任何担保。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断,在不作事先通知的情况下,可能会随时调整。

本报告中的信息、意见等均仅供参考,不作为或被视为出售及购买证券或其他投资标的邀请或要约。客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突,而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品,使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况,以及(若有必要)咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议,国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保,在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下,国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易,并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法,故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致,且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

根据《证券期货投资者适当性管理办法》,本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用;非国金证券C3级以上(含C3级)的投资者擅自使用国金证券研究报告进行投资,遭受任何损失,国金证券不承担相关法律责任。

此报告仅限于中国大陆使用。

**上海**

电话: 021-60753903

传真: 021-61038200

邮箱: researchsh@gjzq.com.cn

邮编: 201204

地址: 上海浦东新区芳甸路1088号

紫竹国际大厦7楼

**北京**

电话: 010-66216979

传真: 010-66216793

邮箱: researchbj@gjzq.com.cn

邮编: 100053

地址: 中国北京西城区长椿街3号4层

**深圳**

电话: 0755-83831378

传真: 0755-83830558

邮箱: researchsz@gjzq.com.cn

邮编: 518000

地址: 中国深圳福田区深南大道4001号

时代金融中心7GH