

海气供应能力近半量利齐增，资本开支下降 ROE 回升可期

买入 (首次)

2019 年 10 月 14 日

证券分析师 袁理

执业证号: S0600511080001

021-60199782

yuanl@dwzq.com.cn

研究助理 王浩然

021-60199782

wanghr@dwzq.com.cn

盈利预测与估值	2018A	2019E	2020E	2021E
营业收入 (百万元)	12,741	13,834	15,842	18,702
同比 (%)	15.2%	8.6%	14.5%	18.1%
归母净利润 (百万元)	1,031	1,075	1,414	1,797
同比 (%)	16.2%	4.3%	31.5%	27.1%
每股收益 (元/股)	0.36	0.37	0.49	0.62
P/E (倍)	21.68	20.79	15.81	12.44

投资要点

- **报告创新点:** 对气源成本下降带来的需求量和毛差进行敏感性分析。**关键结论:** 1) 气源成本下降超过电厂成本合理区间, 毛差翻番! 电厂燃料成本降幅达到 0.15 元/m³ 时, 电厂毛利率即回升至行业平均水平。当前气源内外价差远高于 0.15 元/m³, 因此气源成本下降有效促进发电需求同时, LNG 气源对应的电厂毛差翻番大增。预计 LNG 接收站满产后, 业绩弹性可达 48.8%。2) 资本开支高峰已过 ROE 回升! 随着 LNG 接收站产能利用率提升, ROE 有望回升至 2015 年前 14.13% 的水平。
- **混合所有制下的优质城燃龙头, 近 3 年业绩复合增速达 16%。** 公司为深圳市属优质城燃龙头, 主营管道天然气销售和液化石油气批零。引入业内知名港企中华煤气和民企新希望集团推进混改, 叠加两次股权激励完善公司治理机制。18 年实现营收 127.41 亿元, 同增 15.22%, 近 3 年 CAGR16.94%, 归母净利润 10.31 亿元, 同增 16.24%, 近 3 年 CAGR16.05%。低价气源引入对冲上游涨价, Q3 单季业绩大增 58.33%。
- **海气供应能力占比近半, 降本促量利齐升, 业绩弹性近 50%。** 年周转量 10 亿 m³ 的 LNG 接收站已于今年 8 月顺利试投产, 预计 21 年 LNG 接收站及广东大鹏海气将占深圳地区供应能力的 48.14%。测算接收站 20%/50%/100% 产能利用率下气源成本为 1.95/1.77/1.71 元/m³, 中性情景下电厂的毛利可分别增加 79.92%/104.15%/129.27%, 毛利率提升 5.3/6.9/8.6pct, 达到行业平均水平, 大幅提升电厂发电积极性。而用气成本下降幅度更大, LNG 气源满负荷部分电厂毛差 (含税) 从 0.18 元/m³ 增至 0.39 元/m³。LNG 贸易批发业务价差 (不含税) 高达 0.85/1.01/1.07 元/m³, 预计可新增净利润 0.46/1.52/3.21 亿元。综合考虑电厂 & 贸易业务带来的量利齐升, 合计贡献净利润 0.71/2.41/5.03 亿元, 占 18 年公司归母净利润的 6.9%/23.4%/48.8%, 业绩弹性显著。
- **城中村改造提升深圳非电客户需求。** A) 居民: 百万户城中村改造积极推进, 预计 19-21 年可新增 25/35/45 万居民用户, 带来增量用气 0.5/0.7/0.9 亿 m³, 合计 2.1 亿 m³, 占 18 年深圳非电客户售气量的 21.99%。深圳当前 48% 天然气渗透率相对较低, 长期来看, 若 25 年提升至一线对标城市的 87%, 结合人口增长至 1895 万人, 预计新增用气需求 6.84 亿 m³ 年, 是 18 年深圳非电客户售气量的 71.62%。B) 工商业: 城中村改造协同叠加锅炉改造政策, 加快拓展步伐。综上所述, 预计深圳非电客户用气增速将从 18 年的 9.66% 升至 19-21 年的 11.82%/14.81%/16.71%。
- **预计资本开支高峰度过, ROE 回升至前期较高水平。** 15 年起 LNG 接收站资本开支加大, ROE 中枢从之前的 14.13% 降至 11.4%。随着接收站等固定资产逐步投运, 公司 ROE 有望回升前期较高水平。
- **盈利预测与投资评级:** 我们预计公司 19-21 年 EPS 分别为 0.37/0.49/0.62 元, 对应 PE 为 21/16/12 倍, 首次覆盖, 给予 “买入” 评级。
- **风险提示:** LNG/LPG/管道天然气价格波动风险, 下游客户售气量不达预期, 项目投产不达预期, 汇率波动风险

股价走势



市场数据

收盘价(元)	7.77
一年最低/最高价	5.16/7.89
市净率(倍)	2.09
流通 A 股市值(百万元)	22266.56

基础数据

每股净资产(元)	3.72
资产负债率(%)	47.41
总股本(百万股)	2876.85
流通 A 股(百万股)	2865.71

相关研究

内容目录

1. 混合所有制下的优质城燃龙头，近3年业绩复合增速达16%	5
1.1. 全国优质城燃龙头	5
1.2. 公司治理机制完善，国企混改&股权激励	5
1.3. 主营业务为管道燃气销售，深圳内外加速扩张	7
1.4. 经营业绩稳健增长，19Q3 税前利润同增 40%	9
2. 海气供应能力占比近半，降本促量利齐升，业绩弹性近50%	11
2.1. LNG 接收站投产，进口 LNG 仅为广东现货价的 50%	11
2.2. 降成本促电厂盈利翻番，气量&毛差提升空间显著	13
2.3. 电厂&贸易驱动量利齐升，业绩弹性有望达到近 50%	19
3. 城中村改造提升深圳非电客户需求，非深圳业务高速增长	20
3.1. 城中村改造增加非电客户需求，提升渗透率	20
3.2. 非深圳管网利用效率提升，并购基金助力外延扩张	22
3.3. 中石油 40 亿方/年稳定气源，大鹏长协确保低成本稳定供应	24
4. 接收站完工降低资本开支，现金流改善 ROE 提升	26
5. 盈利预测与投资建议	27
6. 风险提示	28

图表目录

图 1: 公司发展沿革	5
图 2: 19 年中报公司股权结构	5
图 3: 19H1 管道燃气营收、毛利占比超过 60%	7
图 4: 公司经营区域已拓展到全国 8 省（区）40 城	7
图 5: 公司管道燃气销售业务的商业模式	7
图 6: 公司管道燃气营业收入持续增长	8
图 7: 公司管道燃气售气量持续增长	8
图 8: 深圳地区管道燃气售气量占比超过 6 成	9
图 9: 电厂用户售气量占深圳售气量的比例逐步提升	9
图 10: 公司近年营业收入稳健增长	10
图 11: 19 年前三季度归母增速已回升 8.94%	10
图 12: 19H1 受上游涨价较多影响, 毛利率略有下滑	10
图 13: 18 年公司经营性现金净流量同比增长 33.07%	10
图 14: 18 年公司经营性现金净流量/净利润高于行业平均	11
图 15: 期间费用率下降, 管理效率提升	11
图 16: 19 年 1-9 月进口 LNG 具有明显的价格优势: 元/m ³	11
图 17: 广东省天然气消费情况及预测	12
图 18: 公司加快工商业用户拓展步伐	22
图 19: 非深圳地区售气量增速不断提升	22
图 20: 19H1 非深圳地区新增用户数达 53.21%: 万户	23
图 21: 截至 19H1 非深圳存量用户数已提升至 38%: 万户	23
图 22: 公司非深圳 vs 深圳管线公里数对比: km	24
图 23: 非深圳 vs 深圳每公里管线售气量: 万 m ³ /km	24
图 24: 广东大鹏营业收入保持稳定增长	25
图 25: 广东大鹏净利润基本保持稳定	25
图 26: 公司投资活动净流量逐渐改善	27
图 27: 公司 15 年来 ROE 逐渐提升	27
表 1: 公司两次推出股权激励调动员工工作动力	6
表 2: 预计满产后接收站的气源成本约 1.71 元/m ³ , 较门站用气成本便宜 0.46 元/m ³	13
表 3: 公司管道燃气深圳地区售气量与电厂售气量对比	14
表 4: LNG 接收站产能利用率 20% 情景下, 采用其气源后, 预计下游电厂毛利率可提高 5.3pct	15
表 5: LNG 接收站产能利用率 50% 情景下, 采用其气源后, 预计下游电厂毛利率可提高 6.9pct	16
表 6: LNG 接收站产能利用率 100% 情景下, 采用其气源后, 预计下游电厂毛利率可提高 8.6pct	17
表 7: 深圳市“十三五”主要能源建设项目	18
表 8: 预计 LNG 接收站满产后, 整体盈利弹性可达 48.8%	19
表 9: 2018 年深圳市天然气渗透率仍处一线城市较低水平	21
表 10: 深圳市未来天然气需求具有广阔提升空间	21

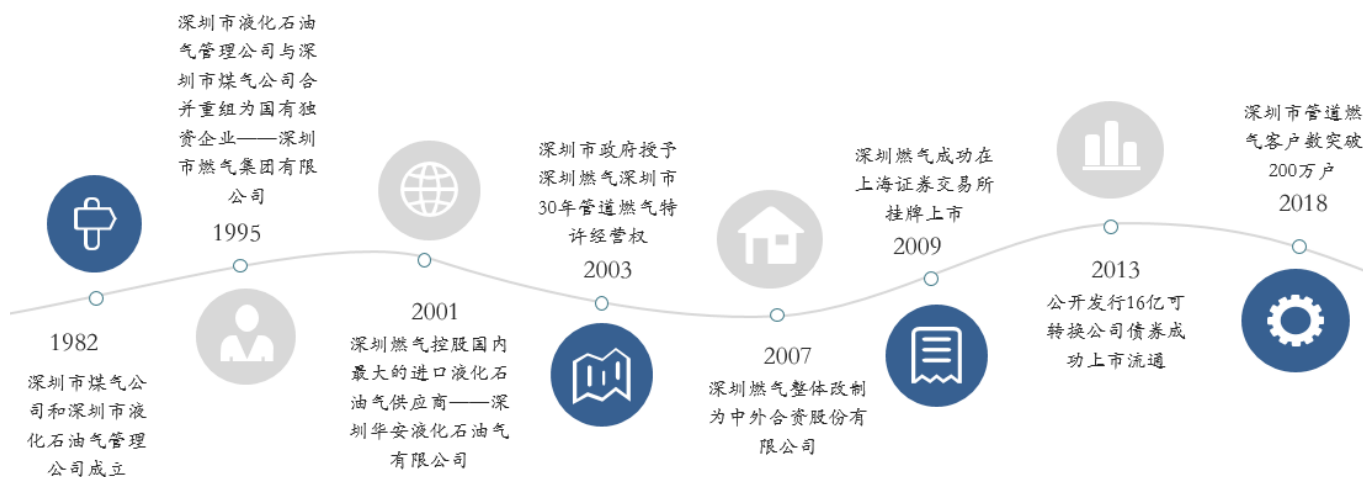
表 11：公司与广东大鹏照付不议合同期供应量	25
表 12：“深圳市天然气储备与调峰库及天然气高压管道支线项目”在建工程资本开支情况：亿元	26
表 13：17 年以来公司资本开支现金流支出逐渐减少：亿元	26
表 14：深圳燃气收入预测	27
表 15：截至 2019/10/14 可比公司 PE 估值	28

1. 混合所有制下的优质城燃龙头，近3年业绩复合增速达16%

1.1. 全国优质城燃龙头

全国优质城燃龙头。公司成立于1982年。1995年，深圳市液化石油气管理公司与深圳市煤气公司合并重组为国有独资企业——深圳市燃气集团有限公司。2007年，深圳燃气整体改制为中外合资股份有限公司。2009年，公司在上交所成功上市，募资9.04亿元。截至2019年6月底，公司管道燃气用户总数已达340.37万户，其中深圳地区212.46万户，非深圳地区127.91万户。

图1：公司发展沿革

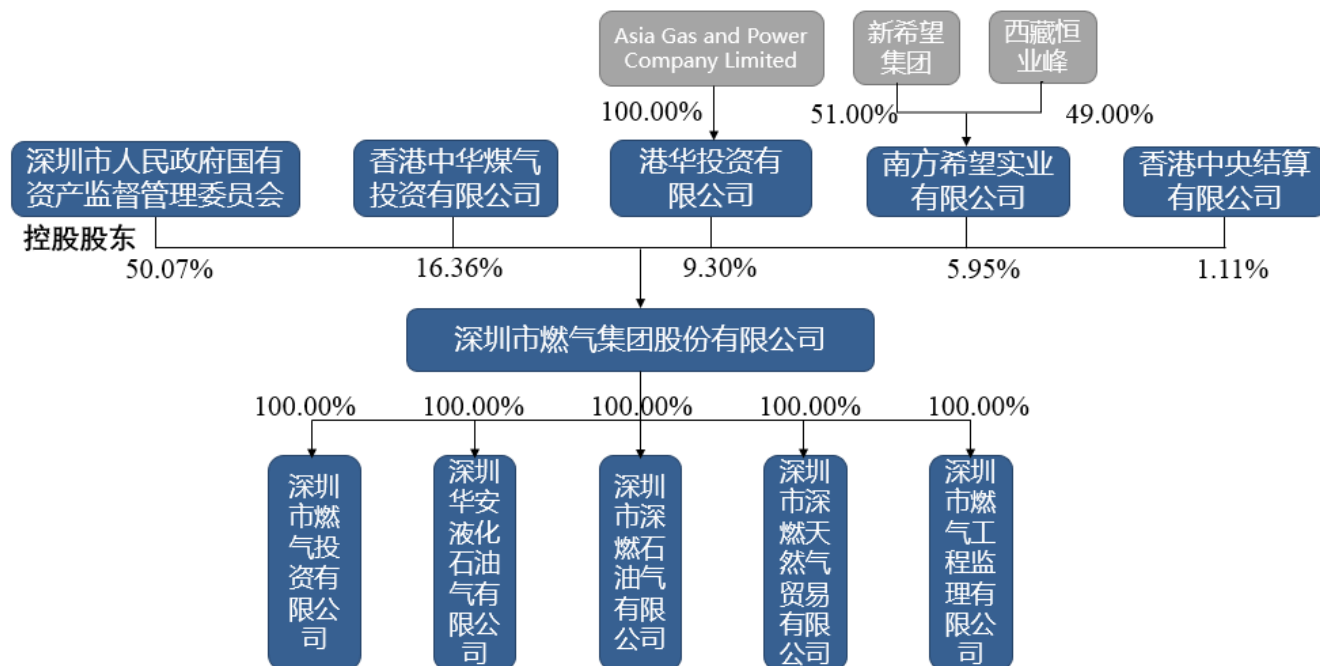


数据来源：公司官网，东吴证券研究所

1.2. 公司治理机制完善，国企混改&股权激励

深圳市属国有企业，积极推进混改及股权激励，完善公司治理机制。截至19年中报，深圳市国资委持股深圳燃气50.07%的股份，为公司实际控制人、第一大股东。2004年，公司通过国际招标，招募引进了城市燃气行业知名企业香港中华煤气和全国最大的民营企业之一新希望集团，形成了国资、外资、民资混合所有制的股权结构，实现了股东结构的优化，建立了良好的公司治理机制。

图2：19年中报公司股权结构



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

股权激励调动员工工作动力，明确业绩增长目标。公司分别于2012年、2016年两次施行股权激励计划，其中2016年9月的股权激励对象范围进一步扩大，包括董事、高管、中层管理人员以及部分三级机构核心管理骨干共305人，并明确了2017-2019年公司扣非归母净利润的增长目标，目前已实现第一批解锁。股权激励计划的推出充分调动了公司中高层核心员工的工作动力，解锁条件的设置也对业绩增长提出了明确的目标。

表 1：公司两次推出股权激励调动员工工作动力

	第一次股权激励	第二次股权激励
时间	2012年9月	2016年9月
激励对象	董事、高管、管理骨干和技术骨干	董事、高管、中层管理人员以及部分三级机构核心管理骨干
激励人数	68人	305人
激励方式	期权	限制性股票
行权/授予价格	7.46元	4.57元
激励数量	1849万份	3017万股
占总股本比例	0.93%	1.38%

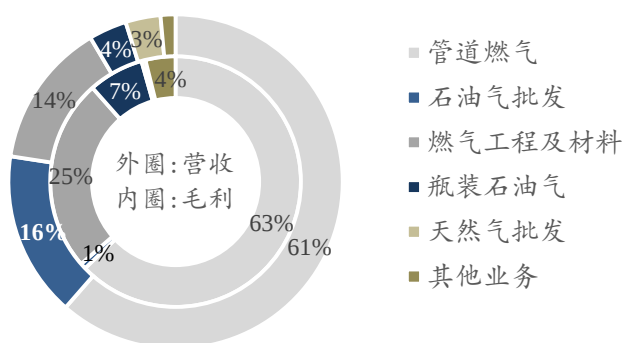
行权条件	第一个行权期:2013 年较 2011 年扣非增速不低于 50%,扣非 ROE 不低于 12% 第二个行权期:2014 年较 2011 年扣非增速不低于 75%,扣非 ROE 不低于 12% 第三个行权期:2015 年较 2011 年扣非增速不低于 100%,扣非 ROE 不低于 12%	第一批解锁:2017 年比 2015 年扣非增速不低于 20%, 且不低于 A 股上市燃气生产和供应业企业平均值 第二批解锁:2018 年比 2015 年扣非增速不低于 30%, 且不低于 A 股上市燃气生产和供应业企业平均值 第三批解锁:2019 年比 2015 年扣非增速不低于 40%, 且不低于 A 股上市燃气生产和供应业企业平均值
------	--	--

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

1.3. 主营业务为管道燃气销售，深圳内外加速扩张

公司营收以管道燃气销售为主，19H1 管道燃气营收、毛利占比超过 60%。公司业务包括城市管道燃气销售、LPG 批发和零售及燃气投资。1) **城市管道燃气销售**。公司管道燃气气源均为天然气，除深耕深圳本地区域外，还积极布局省外扩张。截至 2019 年 6 月底，公司已在广东、广西、江西、安徽、湖南、江苏、浙江、云南等 8 省（区）拥有 40 个城市（区）管道燃气特许经营权。在深圳地区，公司从中石油、广东大鹏等气源方采购天然气向用户销售；在深圳以外地区，公司从中石油、所在省管网公司等气源方采购天然气向用户销售。2) **LPG 批发**。由子公司华安公司从国际市场采购进口液化石油气，通过槽船和槽车批发销售给客户。3) **瓶装 LPG 零售**。由深燃石油气公司将采购的液化石油气运送到储配站进行储存、灌瓶后，分送给深圳市的居民客户和工商客户。

图 3：19H1 管道燃气营收、毛利占比超过 60%



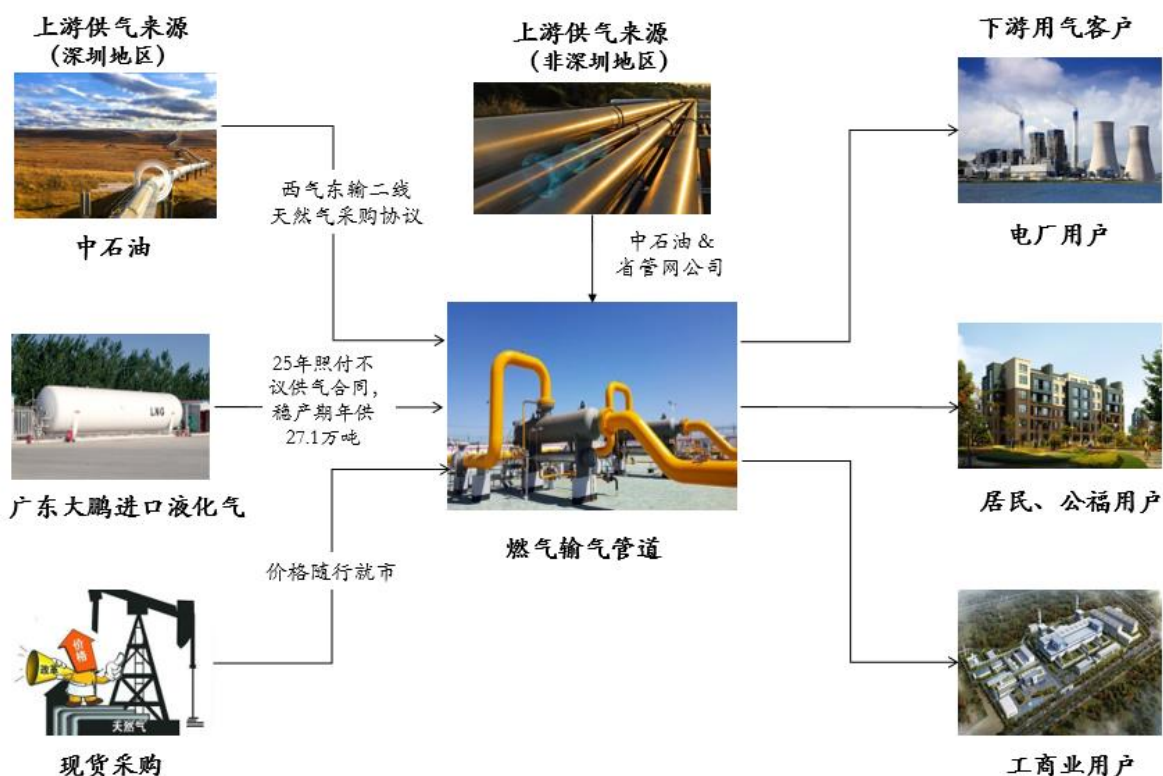
数据来源：Wind，东吴证券研究所

图 4：公司经营区域已拓展到全国 8 省（区）40 城



数据来源：公司官网，东吴证券研究所

图 5：公司管道燃气销售业务的商业模式

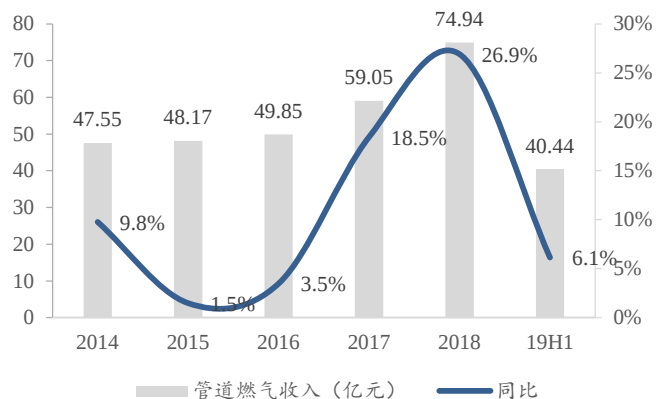


数据来源：公司官网，东吴证券研究所整理

管道燃气业务持续增长，19H1 上游涨价致电厂用气量下滑，但 Q3 电厂增速回升至 28%。2018 年公司管道燃气售气量 25.94 亿 m^3 ，同比增长 27.24%，15-18 年 CAGR 为 21.12%；管道燃气销售收入 74.94 亿元，同比增长 26.91%，15-18 年 CAGR 为 15.87%。2019 年上半年受上游气源涨价幅度较多影响，电厂用气量下降较多，19H1 电厂售气量 3.20 亿 m^3 ，同比减少 18.16%，导致公司整体管道燃气售气量 13.30 亿 m^3 ，增速降至 2.70%，管道燃气收入 40.44 亿元，增速降至 6.14%。但 19 年第三季度业绩快报显示，19 年前三季度公司电厂售气已实现好转，售气量达 7.14 亿 m^3 ，同比增速回升至 2.22%，Q3 单季度电厂增速高达 28.34%。

图 6：公司管道燃气营业收入持续增长

图 7：公司管道燃气售气量持续增长



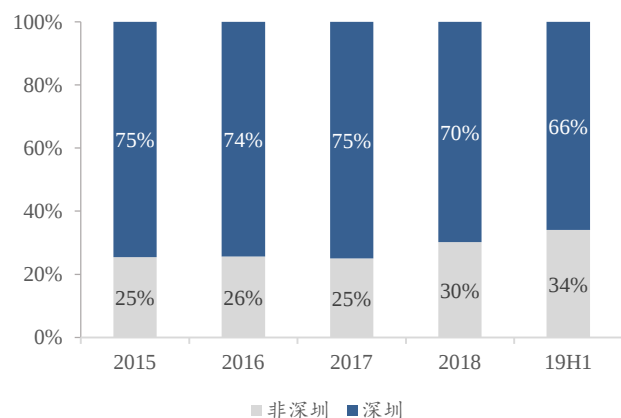
数据来源：公司公告，东吴证券研究所



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

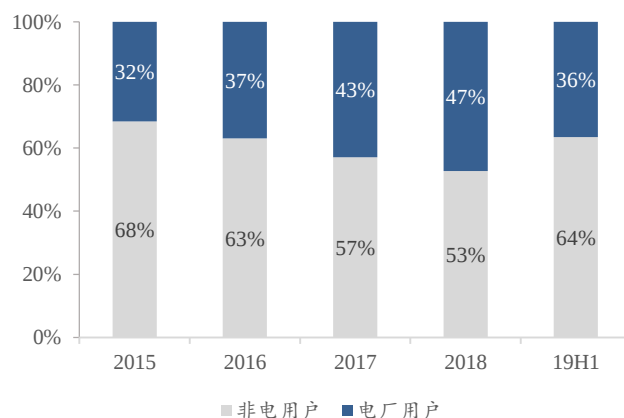
深圳管道燃气销量占比超6成，其中电厂用户占比逐年提升。2018年公司管道燃气业务中，深圳地区售气量达18.11亿m³，同比增加18.59%，售气量占比过去几年始终保持在60%以上；非深圳地区售气量7.83亿m³，同比增长53.23%，呈现快速增长态势。深圳地区管道燃气客户分为电厂用户和非电用户（居民、工商业），其中电厂用户18年售气量8.56亿m³，占比提高至47.26%，电厂用户售气量占深圳地区售气量的比例逐步提升。

图8：深圳地区管道燃气售气量占比超过6成



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

图9：电厂用户售气量占深圳售气量的比例逐步提升



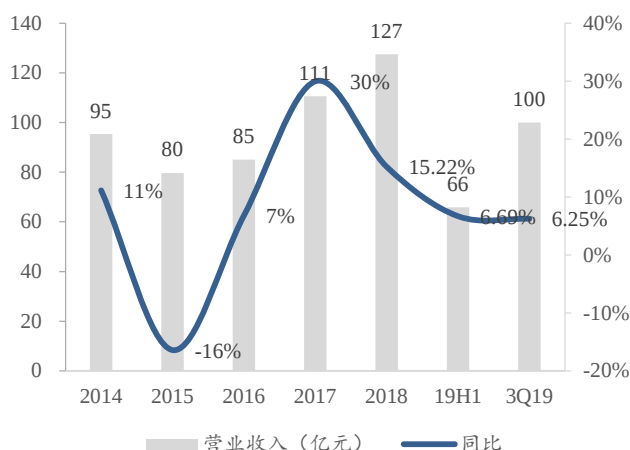
数据来源：公司公告，东吴证券研究所

1.4. 经营业绩稳健增长，19Q3 税前利润同增40%

经营业绩稳健增长，19H1受上游涨价较多略有下滑，但Q3业绩增速恢复至40%。近年来公司经营业绩稳健增长，2015-2018年公司营收复合增速16.94%，归母净利润复合增速16.05%。今年上半年因上游气源价格涨幅较大，短期业绩受到影响。19H1公司

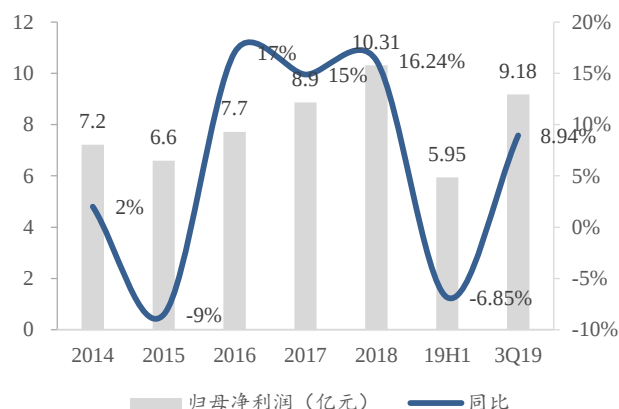
实现营收 66 亿元，增速降至 6.69%，毛利率同比减少 1.34 个百分点至 20.39%。不过随着公司气源成本的优化及旺季因素，三季度已实现恢复性增长。据公司第三季度业绩快报显示，19 年 1-9 月公司实现归母净利润 9.18 亿元，同比增长 8.94%（19 年 1-6 月，归母净利润 5.95 亿元，同比增速为-6.85%），Q3 单季归母净利润同比增长 58.33%。考虑到母公司 18 年 11 月取得高新认定，按 15% 优惠税率缴纳企业所得税，剔除该因素影响，Q3 单季利润总额同比增速高达 40.21%！

图 10：公司近年营业收入稳健增长



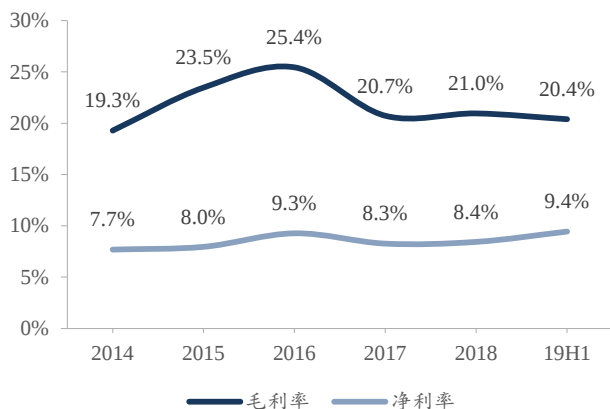
数据来源：Wind，东吴证券研究所

图 11：19 年前三季度归母增速已回升 8.94%



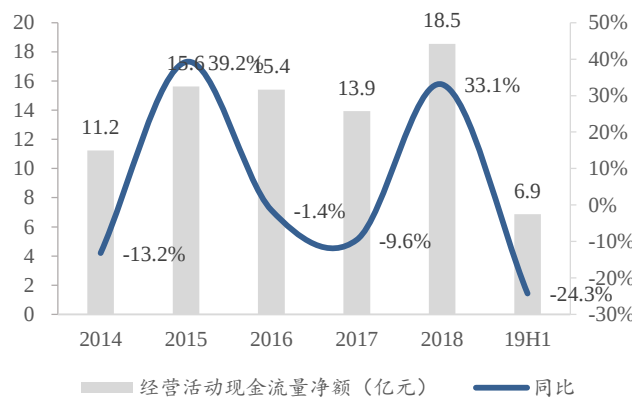
数据来源：Wind，东吴证券研究所

图 12：19H1 受上游涨价较多影响，毛利率略有下滑



数据来源：Wind，东吴证券研究所

图 13：18 年公司经营性现金净流量同比增长 33.07%

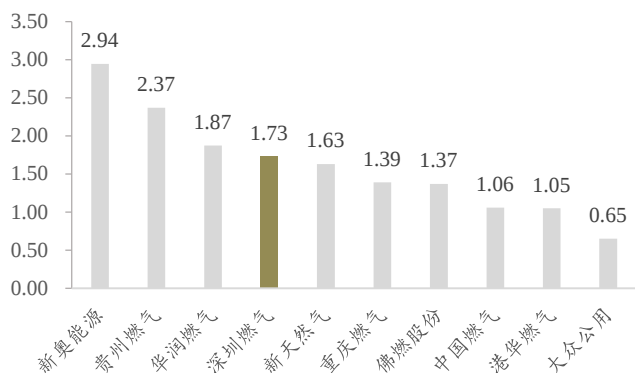


数据来源：Wind，东吴证券研究所

现金流情况良好，经营管理效率不断提高。公司现金流状况良好，2018 年公司经营性现金净流量 18.55 亿元，同比增长 33.07%，经营性现金净流量/净利润的比例为 1.73，高于行业平均水平。自上市以来，公司经营性现金净流量/净利润的比例始终保持在 1

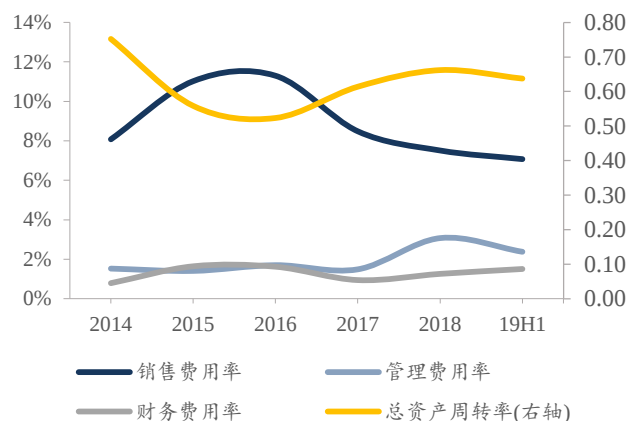
以上。随着公司运营管理水平不断成熟，公司期间费用率呈现下降态势，2019 年上半年公司期间费用率为 10.97%，较期初下降 0.88 个百分点。同时公司经营效率不断提高，2018 年总资产周转率达 0.66（次），同比提高 0.05（次）。

图 14：18 年公司经营性现金净流量/净利润高于行业平均



数据来源：Wind，东吴证券研究所

图 15：期间费用率下降，管理效率提升



数据来源：Wind，东吴证券研究所

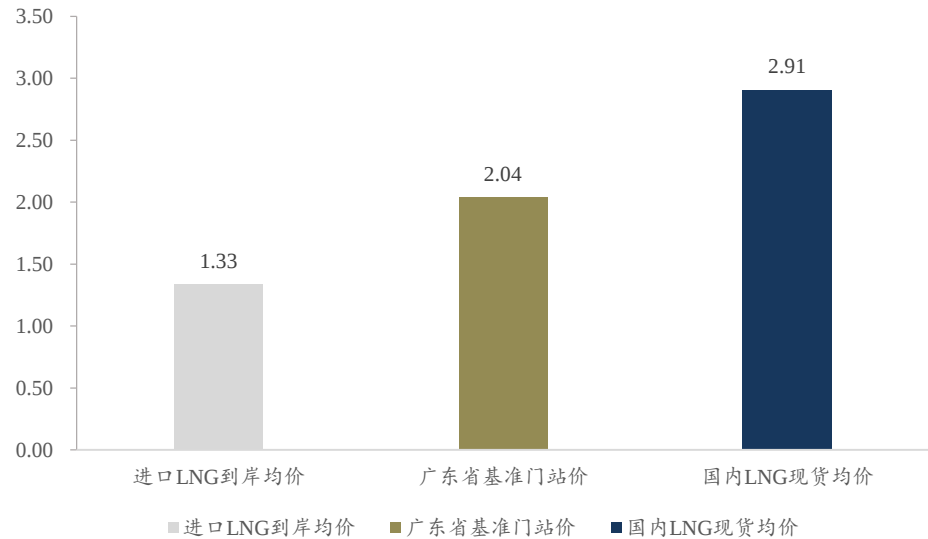
2. 海气供应能力占比近半，降本促量利齐升，业绩弹性近 50%

2.1. LNG 接收站投产，进口 LNG 仅为广东现货价的 50%

LNG 接收站 8 月顺利试投产，年周转量 10 亿 m^3 占现有售气量的近 40%。2019 年 8 月公司新建的深圳市天然气储备与调峰库工程（LNG 接收站）顺利试投产。该工程建有一座 8 万 m^3 的 LNG 储罐，年周转能力达到 10 亿 m^3 ，占公司 18 年管道燃气售气量 25.94 亿 m^3 的 38.55%，总售气量 27.67 亿 m^3 的 36.14%，满产后低成本气源供应量提升显著。预计 2021 年 LNG 接收站及广东大鹏海气将占深圳地区天然气供应能力的 48.14%。

进口 LNG 仅为当前广东现货价的 50%，价格优势显著。据 Wind 数据显示，2019 年 1-9 月进口 LNG 到岸价介于 4.107~8.91 美元/MBtu，折合约 1.02~2.20 元/ m^3 ，算术平均值为 1.33 元/ m^3 。而自 19 年 4 月起执行的广东省基准门站价为 2.04 元/ m^3 ，进口 LNG 均价较基准门站价具有 0.71 元/ m^3 的价格优势，若门站价上浮 20%，则进口 LNG 价差优势可进一步扩大至 1.12 元/ m^3 ，仅为上浮后门站价的 54.33%。2019 年 1-9 月广东地区液化天然气不含税到货价介于 3300~4775 元/吨，均值为 3559.34 元/吨，折合约 2.64 元/ m^3 ，进口 LNG 均价较广东 LNG 现货均价具有 1.31 元/ m^3 的价格优势，仅为其 50.38%。

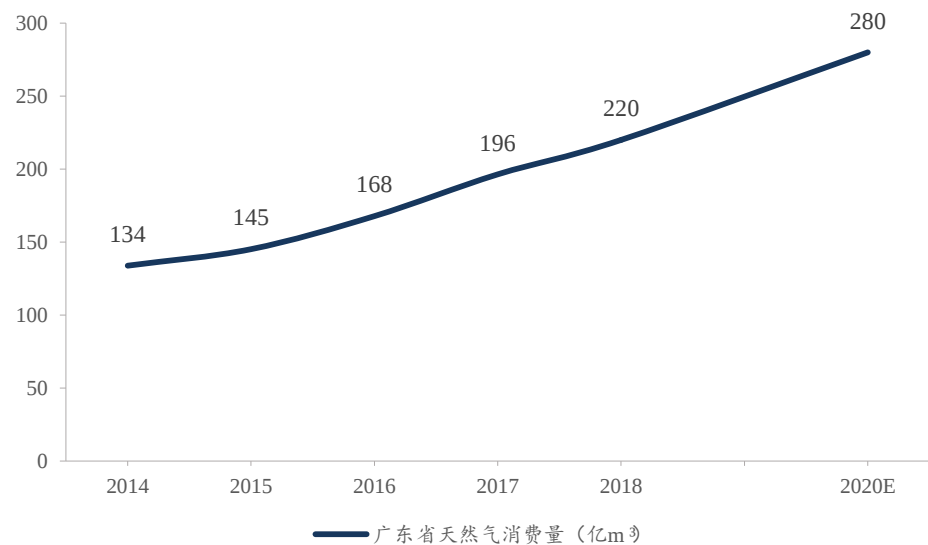
图 16：19 年 1-9 月进口 LNG 具有明显的价格优势：元/ m^3



数据来源：Wind，国家发改委，东吴证券研究所

广东地区 LNG 需求旺盛。据发改委数据显示，广东省 2018 年天然气消费量 220 亿 m^3 ，同比增长 12%。根据《广东省能源发展“十三五”规划》，力争“十三五”时期城镇居民天然气管道气化率提高一倍，到 2020 年全省天然气消费量将达 280 亿 m^3 ，2018-2020 年 CAGR 可达 12.82%，天然气消费需求旺盛。由于广东省距离国内主要气源地较远，且位于西气东输二线末端，旺季保供能力相对较弱，因此**进口 LNG 为珠三角地区天然气的重要来源。**

图 17：广东省天然气消费情况及预测



数据来源：《广东省能源发展“十三五”规划》，Wind，东吴证券研究所

预计满产后接收站的气源成本约为 1.71 元/m³，较门站用气成本便宜 0.46 元/m³。公司年周转量 10 亿 m³ 的新 LNG 接收站投产后，假设分三年产能爬坡，投产后 1/2/3 年，产能利用率分别为 20%/50%/100%，对应年供气量 2/5/10 亿 m³。以 19 年 1-9 月进口 LNG 平均到岸价 1.33 元/m³ 作为气源成本，参考 LNG 接收站可比公司，单位运维成本约为 0.12 元/m³，再加上 0.2 元/m³ 的操作费用，合计变动成本约 1.65 元/m³。根据公司可转债募集说明书披露数据，深圳市天然气储备与调峰库工程项目总投资 14.78 亿元，按 25 年折旧期测算，预计每年折旧额 5912 万元，因单位折旧变化，不同产能爬坡阶段的合计总成本约为 1.95/1.77/1.71 元/m³。预计满产后，LNG 接收站的气源成本约为 1.71 元/m³，预计广东省当前平均门站用气成本上浮 6.4% 为 2.17 元/m³，LNG 气源具有 0.46 元/m³ 的成本优势。

表 2：预计满产后接收站的气源成本约 1.71 元/m³，较门站用气成本便宜 0.46 元/m³

项目	投产后 1 年	投产后 2 年	投产后 3 年
年周转量 (亿 m ³)	10.00		
产能利用率	20%	50%	100%
年供气量 (亿 m ³)	2.00	5.00	10.00
进口 LNG 均价 (不含税, 元/m ³)	1.33	1.33	1.33
运维成本 (元/m ³)	0.12	0.12	0.12
操作费用 (元/m ³)	0.20	0.20	0.20
年折旧额 (亿元)	0.59	0.59	0.59
折旧成本 (元/m ³)	0.30	0.12	0.06
单位成本合计 (元/m ³)	1.95	1.77	1.71

数据来源：公司公告，Wind，东吴证券研究所测算

2.2. 降成本促电厂盈利翻番，气量&毛差提升空间显著

电厂是决定深圳地区天然气销量增速的关键因素。相较于居民客户、工商业客户用气量的稳定增长，电厂客户售气量的变化对深圳地区售气量的增速会产生较大影响。回顾过去几年数据可以看出，当电厂售气量实现较快增长时，如 2016/17/18 年，电厂售气量分别同比增长 35.57%/41.08%/30.47%，深圳地区总体售气量也实现了较快增长，同比增速分别为 15.72%/21.29%/18.59%；当电厂用气量增速不佳时，也会拖累深圳地区整体用气量的增速，如 2015 年和 19 年上半年，电厂售气量同比减少 17.96%/18.16%，深圳地区总体售气量同比减少 3.37%/5.09%。并且电厂用气量的占比逐步扩大，从 15 年的 30% 左右提升至目前的 40% 左右。电厂售气量的多寡将是深圳地区天然气销量增长的关键因素。

表 3：公司管道燃气深圳地区售气量与电厂售气量对比

	2015	2016	2017	2018	19H1
深圳地区售气量 (亿 m ³)	10.88	12.59	15.27	18.11	8.77
同比	-3.37%	15.72%	21.29%	18.59%	-5.09%
其中电厂售气量 (亿 m ³)	3.43	4.65	6.56	8.559	3.2
同比	-17.96%	35.57%	41.08%	30.47%	-18.16%
占比	31.53%	36.93%	42.96%	47.26%	36.49%

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

公司电厂用户多为调峰电厂，对价格敏感程度较高。公司的电厂客户为深圳钰湖电力、大唐宝昌、南天电力、华电坪山和南山热电五家电厂，因其主要为调峰电厂，对价格的敏感程度较大，在气源成本较高时会减少自身发电量。2018 年因用电需求提升叠加新增华电、南山热电两电厂用户，公司电厂售气量大幅增长 30.47%至 8.56 亿 m³。2019 年上半年随着上游气源涨价幅度提升叠加 18 年 7 月广东省燃气发电上网电价下调 0.05 元/kWh 的影响，公司电厂售气量同比减少 18.16%至 3.20 亿 m³，但 19 年前三季度公司电厂用户售气量 7.14 亿 m³，增速已回升至 2.22%，Q3 单季电厂用气高增 28.34%至 3.94 亿 m³，主要来自于气源成本下降带来的发电意愿提升，验证低价海气供应对电厂需求的促进作用不容小觑。

LNG 接受站投产带来低价气源，显著提升下游电厂用户收益水平。随着公司年周转 10 亿 m³的深圳市天然气储备与调峰库在 19 年 8 月顺利试投产，将减少中间流通环节，直接从海外拿气，降低气源成本。

我们对下游电厂进行收益测算，

电厂收入端：以燃气发电机组每 m³天然气平均可发 4.6 度 (kWh) 电为例，按目前广东省燃气机组上网电价 0.665 元/kWh，不含税价 0.59 元/kWh 测算，平均每 m³天然气发电收入为 2.71 元。

电厂成本端：

- 1) **采用当前气源的燃料成本：**考虑到上游门站价上涨的因素，假设按广东省基准门站价 2.04 元/m³上浮 6.4%至 2.17 元/m³测算，电厂毛差参考深圳市发改委 19 年发布的《深圳市管道天然气配气价格的通知》，电厂用气配气基准价格 0.1813 元/m³，两者合计 2.35 元/m³，不含税价 2.16 元/m³。
- 2) **其余生产成本：**参考国内大型发电企业的燃气发电项目进行推算，假设保守/中性/乐观情景下，燃气机组年发电小时数 2500/3000/3500 小时，对应每方气固定成本分别为 0.26/0.22/0.19 元/m³，每方气其余可变成本为 0.15 元/m³。
- 3) **生产成本合计：**在保守/中性/乐观情景下，合计生产成本=燃料成本+其余生产

成本，分别为 2.57/2.53/2.50 元/m³，毛利率分别为 5.2%/6.6%/7.7%，盈利水平偏低影响电厂发电意愿。

情景假设一：LNG 接收站产能利用率 20%，电厂毛利率可提升 5.3pct 至 11.9%

1) 采用 LNG 接收站的燃料成本：结合上文分析，LNG 接收站产能利用率 20% 的情景下，预计 LNG 接收站天然气的单位成本为 1.95 元/m³，考虑到海气价格优势带来的气源成本下降，预计电厂毛差可从 0.18 元/m³ 提升至 0.25 元/m³，两者合计 2.20 元/m³，不含税价 2.01 元/m³。使用 LNG 接收站气源后，下游电厂可节省燃料成本（不含税价）约 0.14 元/m³。

2) 生产成本合计：下游电厂使用 LNG 接收站气源后，在保守/中性/乐观情景下，合计生产成本=燃料成本+其余生产成本，分别为 2.42/2.38/2.36 元/m³。

3) 电厂盈利提升 5.3pct 至 11.9%：通过以上测算可以发现，中性假设下电厂使用当前气源时，每 m³ 天然气发电可获得毛利约 0.18 元/m³，毛利率约 6.6%；而采用价格较低的 LNG 接收站气源后，价格下降 0.15 元/m³，即含税燃料成本 2.2 元/m³。下游电厂每 m³ 天然气可获得毛利 0.32 元/m³，增加 0.14 元/m³，增长 79.92%；毛利率约为 11.9%，提高 5.3pct，已与燃气发电行业平均毛利率 11% 基本相当。但当前气源内外价差远高于 0.15 元/m³，因此气源成本下降将有效促进发电需求，并带动提升公司电厂毛差提升。

表 4：LNG 接收站产能利用率 20% 情景下，采用其气源后，预计下游电厂毛利率可提高 5.3pct

电厂产能利用率	保守	中性	乐观
发电小时数	2500	3000	3500
每方气发电量 (kWh/m ³)	4.60	4.60	4.60
上网电价 (元/kWh, 含税)	0.665	0.665	0.665
上网电价 (元/kWh, 不含税)	0.59	0.59	0.59
每方气售电收入 (元/m ³)	2.71	2.71	2.71
电厂采用现有气源成本			
气源成本 (元/m ³)	2.17	2.17	2.17
电厂毛差 (元/m ³)	0.18	0.18	0.18
燃料成本 (元/m ³ , 含税价)	2.35	2.35	2.35
燃料成本 (元/m ³ , 不含税价)	2.16	2.16	2.16
其余可变成本 (元/m ³)	0.15	0.15	0.15
固定成本 (元/m ³)	0.26	0.22	0.19
电厂生产成本合计 (元/m ³)	2.57	2.53	2.50
毛利 (元/m ³)	0.14	0.18	0.21
毛利率	5.2%	6.6%	7.7%
电厂采用 LNG 接收站气源成本			
气源成本 (元/m ³)	1.95	1.95	1.95

电厂毛差 (元/m ³)	0.25	0.25	0.25
燃料成本 (元/m ³ , 含税价)	2.20	2.20	2.20
燃料成本 (元/m ³ , 不含税价)	2.01	2.01	2.01
其余可变成本 (元/m ³)	0.15	0.15	0.15
固定成本 (元/m ³)	0.26	0.22	0.19
电厂生产成本合计 (元/m ³)	2.42	2.38	2.36
毛利 (元/m ³)	0.28	0.32	0.35
毛利率	10.5%	11.9%	13.0%
节约燃料成本 (元/m ³)	0.14	0.14	0.14
毛利率提升 (pct)	5.3%	5.3%	5.3%

数据来源：广东省发改委，公司公告，东吴证券研究所测算

情景假设二：LNG 接收站产能利用率 50%，电厂毛利率可提升 6.9pct 至 13.5%

1) 采用 LNG 接收站的燃料成本：结合上文分析，LNG 接收站产能利用率 50% 的情景下，预计 LNG 接收站天然气的单位成本为 1.77 元/m³，考虑到海气价格优势带来的气源成本下降，预计电厂毛差可从 0.18 元/m³ 提升至 0.38 元/m³，两者合计 2.15 元/m³，不含税价 1.97 元/m³。使用 LNG 接收站气源后，下游电厂可节省燃料成本（不含税价）约 0.19 元/m³。

2) 生产成本合计：下游电厂使用 LNG 接收站气源后，在保守/中性/乐观情景下，合计生产成本=燃料成本+其余生产成本，分别为 2.38/2.34/2.31 元/m³。

3) 电厂盈利提升 6.9pct 至 13.5%：通过以上测算可以发现，中性假设下电厂使用当前气源时，每 m³ 天然气发电可获得毛利约 0.18 元/m³，毛利率约 6.6%；而采用价格较低的 LNG 接收站气源后，即含税燃料成本 2.15 元/m³。下游电厂每 m³ 天然气可获得毛利 0.37 元/m³，增加 0.19 元/m³，增长 104.15%；毛利率约为 13.5%，提高 6.9pct，电厂盈利水平实现较大提升。

表 5：LNG 接收站产能利用率 50% 情景下，采用其气源后，预计下游电厂毛利率可提高 6.9pct

电厂产能利用率	保守	中性	乐观
发电小时数	2500	3000	3500
每方气发电量 (kWh/m ³)	4.60	4.60	4.60
上网电价 (元/kWh, 含税)	0.665	0.665	0.665
上网电价 (元/kWh, 不含税)	0.59	0.59	0.59
每方气售电收入 (元/m ³)	2.71	2.71	2.71
电厂采用现有气源成本			
气源成本 (元/m ³)	2.17	2.17	2.17
电厂毛差 (元/m ³)	0.18	0.18	0.18

燃料成本（元/m ³ ，含税价）	2.35	2.35	2.35
燃料成本（元/m ³ ，不含税价）	2.16	2.16	2.16
其余可变成本（元/m ³ ）	0.15	0.15	0.15
固定成本（元/m ³ ）	0.26	0.22	0.19
电厂生产成本合计（元/m ³ ）	2.57	2.53	2.50
毛利（元/m ³ ）	0.14	0.18	0.21
毛利率	5.2%	6.6%	7.7%
电厂采用 LNG 接收站气源成本			
气源成本（元/m ³ ）	1.77	1.77	1.77
电厂毛差（元/m ³ ）	0.38	0.38	0.38
燃料成本（元/m ³ ，含税价）	2.15	2.15	2.15
燃料成本（元/m ³ ，不含税价）	1.97	1.97	1.97
其余可变成本（元/m ³ ）	0.15	0.15	0.15
固定成本（元/m ³ ）	0.26	0.22	0.19
电厂生产成本合计（元/m ³ ）	2.38	2.34	2.31
毛利（元/m ³ ）	0.33	0.37	0.39
毛利率	12.1%	13.5%	14.6%
节约燃料成本（元/m ³ ）	0.19	0.19	0.19
毛利率提升（pct）	6.9%	6.9%	6.9%

数据来源：广东省发改委，公司公告，东吴证券研究所测算

情景假设三：LNG 接收站产能利用率 100%，电厂毛利率可提升 8.6pct 至 15.2%

1) 采用 LNG 接收站的燃料成本：结合上文分析，LNG 接收站产能利用率 100% 的情景下，预计 LNG 接收站天然气的单位成本为 1.71 元/m³，考虑到海气价格优势带来的气源成本下降，预计电厂毛差可从 0.18 元/m³ 提升至 0.39 元/m³，两者合计 2.10 元/m³，不含税价 1.93 元/m³。使用 LNG 接收站气源后，下游电厂可节省燃料成本（不含税价）约 0.23 元/m³。

2) 生产成本合计：下游电厂使用 LNG 接收站气源后，在保守/中性/乐观情景下，合计生产成本=燃料成本+其余生产成本，分别为 2.34/2.30/2.27 元/m³。

3) 电厂盈利提升 8.6pct 至 15.2%：通过以上测算可以发现，中性假设下电厂使用当前气源时，每 m³ 天然气发电可获得毛利约 0.18 元/m³，毛利率约 6.6%；而采用价格较低的 LNG 接收站气源后，即含税燃料成本 2.10 元/m³。下游电厂每 m³ 天然气可获得毛利 0.41 元/m³，增加 0.23 元/m³，增长 129.27%；毛利率约为 15.2%，提高 8.6pct，电厂盈利水平实现显著提升。

表 6：LNG 接收站产能利用率 100% 情景下，采用其气源后，预计下游电厂毛利率可提高 8.6pct

电厂产能利用率	保守	中性	乐观
发电小时数	2500	3000	3500
每方气发电量 (kWh/m ³)	4.60	4.60	4.60
上网电价 (元/kWh, 含税)	0.665	0.665	0.665
上网电价 (元/kWh, 不含税)	0.59	0.59	0.59
每方气售电收入 (元/m ³)	2.71	2.71	2.71
电厂采用现有气源成本			
气源成本 (元/m ³)	2.17	2.17	2.17
电厂毛差 (元/m ³)	0.18	0.18	0.18
燃料成本 (元/m ³ , 含税价)	2.35	2.35	2.35
燃料成本 (元/m ³ , 不含税价)	2.16	2.16	2.16
其余可变成本 (元/m ³)	0.15	0.15	0.15
固定成本 (元/m ³)	0.26	0.22	0.19
电厂生产成本合计 (元/m ³)	2.57	2.53	2.50
毛利 (元/m ³)	0.14	0.18	0.21
毛利率	5.2%	6.6%	7.7%
电厂采用 LNG 接收站气源成本			
气源成本 (元/m ³)	1.71	1.71	1.71
电厂毛差 (元/m ³)	0.39	0.39	0.39
燃料成本 (元/m ³ , 含税价)	2.10	2.10	2.10
燃料成本 (元/m ³ , 不含税价)	1.93	1.93	1.93
其余可变成本 (元/m ³)	0.15	0.15	0.15
固定成本 (元/m ³)	0.26	0.22	0.19
电厂生产成本合计 (元/m ³)	2.34	2.30	2.27
毛利 (元/m ³)	0.37	0.41	0.44
毛利率	13.7%	15.2%	16.2%
节约燃料成本 (元/m ³)	0.23	0.23	0.23
毛利率提升 (pct)	8.6%	8.6%	8.6%

数据来源：广东省发改委，公司公告，东吴证券研究所测算

政策规划支持，未来电厂用气增量需求有望翻番。《深圳市能源发展“十三五”规划》中提出计划投建光明燃机电厂项目、大唐宝昌电厂扩建项目、深圳钰湖电厂扩建项目各 2×400MW 级燃气蒸汽联合循环发电机组及供热管网，合计装机容量可达 2400MW，保守假设年发电小时数 3000 小时，年发电量可达 7200GWh，若采用新一代 9F 燃气机组，假设平均每 m³ 天然气发电 5.5KWh，则预计将带来 13.09 亿 m³ 年的用气增量需求，是 18 年电厂售气量 8.56 亿 m³ 的 1.53 倍。

表 7：深圳市“十三五”主要能源建设项目

项目名称	建设内容	总投资估算 (万元)	“十三五”投资估算 (万元)
大唐国际宝昌 燃气热电扩建 项目	2×400MW 级燃气蒸汽联合循环 发电机组及供热管网	303,647	293,000
深圳钰湖燃气 热电扩建项目	2×400MW 级燃气蒸汽联合循环 发电机组及供热管网	303,647	298,000
光明燃机电厂	2×400MW 级燃气蒸汽联合循环 发电机组及供热管网	432,615	430,000

数据来源：《深圳市能源发展“十三五”规划》，东吴证券研究所

2.3. 电厂&贸易驱动量利齐升，业绩弹性有望达到近 50%

气源成本下降，驱动电厂售气和天然气贸易批发业务增长，带来量利齐升。

电厂：结合上文 2.2 节的分析，在公司 LNG 接收站产能利用率 20%/50%/100% 的情景下，其气源成本分别为 1.95/1.77/1.71 元/m³，电厂可节约燃料成本 0.14/0.19/0.23 元/m³，毛利率提升 5.3%/6.9%/8.6%，预计三种情景下，电厂客户售气量可分别较 18 年的 8.56 亿 m³ 增长 15%/35%/70%，对应的增量售气量为 1.3/3/6 亿 m³，电厂毛差为 0.25/0.38/0.39 元/m³（不含税）毛差为 0.23/0.35/0.36 元/m³，可获得毛差收益 0.29/1.04/2.14 亿元。由于母公司 18 年 11 月开始按高新企业 15% 的优惠税率纳税，预计成本下降后电厂售气业务可新增净利润 0.25/0.89/1.82 亿元。

贸易：由于 LNG 进口气源具有明显的价差优势，公司可开辟天然气贸易批发业务，成为新的业绩增长点。**1) 售价：**19 年 1-9 月，广东地区液化天然气不含税到货价均值为 3559.34 元/吨，折合约 2.64 元/m³，以此作为售价。**2) 成本：**结合上文 2.1 节的分析，LNG 接收站产能利用率 20%/50%/100% 的情景下，其气源成本分别为 1.95/1.77/1.71 元/m³。**3) 气量：**LNG 接收站投产后，假设除供应下游电厂客户用气外，其余部分全部用于贸易批发，对应贸易批发量为 0.7/2/4 亿 m³。**4) 收益：**则三种情景下，天然气贸易批发价差（不含税）为 0.85/1.01/1.07 元/m³，价差收益为 0.61/2.03/4.28 亿元，按 25% 税率计征所得税，预计贸易批发新增净利润 0.46/1.52/3.21 亿元。

接收站满产后电厂&贸易预计可贡献净利 5.03 亿元，业绩弹性近 50%。通过以上分析，我们可以发现，低价气源红利空间大，不仅仅促进电厂客户降本增量，也带来公司毛差的大幅扩大。LNG 接收站产能利用率 20%/50%/100% 情景下，电厂售气&贸易批发合计新增净利 0.71/2.41/5.03 亿元，分别占 2018 年公司归母净利润的 6.9%/23.4%/48.8%。

表 8：预计 LNG 接收站满产后，整体盈利弹性可达 48.8%

	项目	投产后 1 年	投产后 2 年	投产后 3 年
气源成本	LNG 接收站产能利用率	20.0%	50.0%	100.0%
	LNG 接收站供气量 (亿 m ³ /年)	2.00	5.00	10.00
	气源成本 (元/m ³)	1.95	1.77	1.71
电厂需求边 际增量	预计电厂用气量增长	15.0%	35.0%	70.0%
	2018 年电厂售气量 (亿 m ³)	8.56		
	增量用气量 (亿 m ³)	1.3	3.0	6.0
	电厂售气价 (含税,元/m ³)	2.20	2.15	2.10
	毛差 (不含税,元/m ³)	0.23	0.35	0.36
	电厂毛差收益 (亿元)	0.29	1.04	2.14
	所得税率	15%		
	电厂新增净利润 (亿元)	0.25	0.89	1.82
贸易收益	LNG 贸易批发气量 (亿 m ³)	0.7	2.0	4.0
	广东 LNG 平均售价 (不含税,元/m ³)	2.64	2.64	2.64
	价差 (不含税, 元/m ³)	0.85	1.01	1.07
	贸易批发价差收益 (亿元)	0.61	2.03	4.28
	所得税率	25%		
	贸易新增净利润 (亿元)	0.46	1.52	3.21
盈利弹性	合计毛差收益 (亿元)	0.90	3.08	6.43
	2018 年管道燃气毛利 (亿元)	17.79		
	相对管道燃气毛利盈利弹性	5.1%	17.3%	36.1%
	2018 年总体毛利 (亿元)	26.70		
	相对总体毛利盈利弹性	3.4%	11.5%	24.1%
	合计新增净利润 (亿元)	0.71	2.41	5.03
	2018 年归母净利润 (亿元)	10.31		
	相对 18 年归母的业绩弹性	6.9%	23.4%	48.8%

数据来源: Wind, 公司公告, 东吴证券研究所测算

3. 城中村改造提升深圳非电客户需求, 非深圳业务高速增长

3.1. 城中村改造增加非电客户需求, 提升渗透率

深圳天然气渗透率仍相对较低, 未来提升空间广阔。截至 2018 年, 深圳市天然气消费量 18.11 亿 m³, 是同为一线城市北京 180 亿 m³ 上海 85 亿 m³ 的 10%/21%, 居民天然气用户数约 205 万户, 按户均人口 3.02 人计算, 深圳天然气渗透率仅为 48%, 而 2018 年北京/上海的天然气渗透率分别为 94%/87%, 未来仍有广阔的提升空间。根据《深圳市人口与社会事业发展“十三五”规划》到 2020 年, 常住人口预期目标 1480 万人, 按指数模型测算, 预计 2025 年深圳人口可达 1895 万人。远期来看, 以同属南方气候的

上海为对标，假设 2025 年深圳市天然气渗透率提升至 87%，则可新增天然气居民用户 341.97 万户，是现有用户数的 1.67 倍，按户均年用气量 200m³测算，新增用气量需求可达 6.84 亿 m³/年，是 18 年深圳非电用户售气量的 71.62%，管道燃气总售气量的 26.37%。

表 9：2018 年深圳市天然气渗透率仍处一线城市较低水平

地区	天然气消费量 (亿 m ³)	深圳天然气消 费量/所在地区	家庭用户数 (万户)	天然气渗透率
北京	180	10.06%	672	94%
上海	85	21.31%	699.6	87%
深圳	18.11	100.00%	205	48%

数据来源：各市国民经济和社会发展统计公报，东吴证券研究所

表 10：深圳市未来天然气需求具有广阔提升空间

	2018	2025E
深圳人口数 (万人)	1303	1895
户均人口数	3.02	
深圳常住户数 (万户)	431.34	627.48
天然气渗透率	48%	87%
深圳天然气用户数 (万户)	205	546.97
增量用户数 (万户)		341.97
增量用户占比		166.82%
户均用气量 (m ³)	200	
增量用气量		6.84

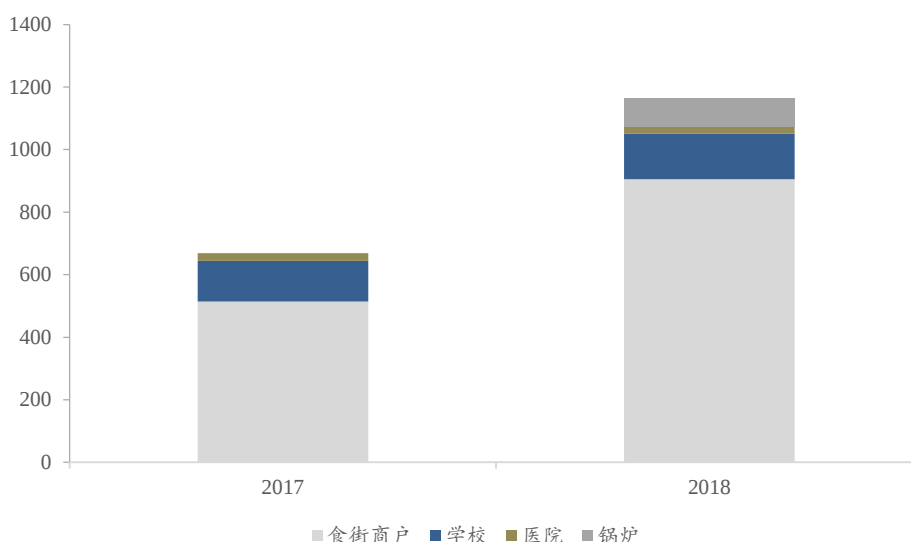
数据来源：《深圳市国民经济和社会发展统计公报》，《深圳市人口与社会事业发展“十三五”规划》，东吴证券研究所测算

近百万户城中村改造目标，助力居民天然气消费增长。《深圳市城中村综合治理 2018-2020 年行动计划》提出到 2020 年 7 月底前要完成全市 1600 多个城中村综合治理，《深圳市老旧住宅区、城中村普及管道天然气工作方案》要求，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，年均改造涉及用户超过 30 万户。2017、2018 年公司分别完成了 9、8.27 万户城中村改造，2019 年上半年完成了 10.17 万户城中村改造。结合上文深圳区域渗透率提升和人口增长前景的判断，假设 2019-2021 年分别完成 25/35/45 万户城中村改造，按每户年用气量 200m³测算，预计可分别带来增量用气需求 0.5/0.7/0.9 亿 m³，用气增速提升至 11.6%/14.6%/16.4%，合计 2.1 亿 m³，分别占 18 年深圳非电客户售气量的 21.99%，占 18 年管道燃气总售气量的 8.1%。

城中村改造协同叠加政策催化，工商业用户拓展步伐加快。1) 城中村改造协同。

城中村改造不仅将增加居民天然气使用户数，在铺设管网的同时，也将加快对沿线工商业用户的天然气改造，降低固定成本，发挥最大的协同优势。2) **政策催化**。18年9月印发的《深圳市大气环境质量提升补贴办法（2018—2020年）》提出，对原使用生物质成型燃料锅炉的企业，改造使用天然气、电等清洁能源的，每蒸吨予以5.5万元补贴；对原使用柴油锅炉的企业，改造使用天然气、电等清洁能源的，每蒸吨予以3万元补贴。公司积极把握政策支持窗口和深圳市“城市质量提升年”的历史机遇，加快拓展对锅炉改造在内的工商业用户。2018年全年发展工商业客户1841户，完成锅炉改造90台，学校改造146所、医院24所、食街905户，预计每年可新增天然气销量6000万 m^3 。

图 18：公司加快工商业用户拓展步伐

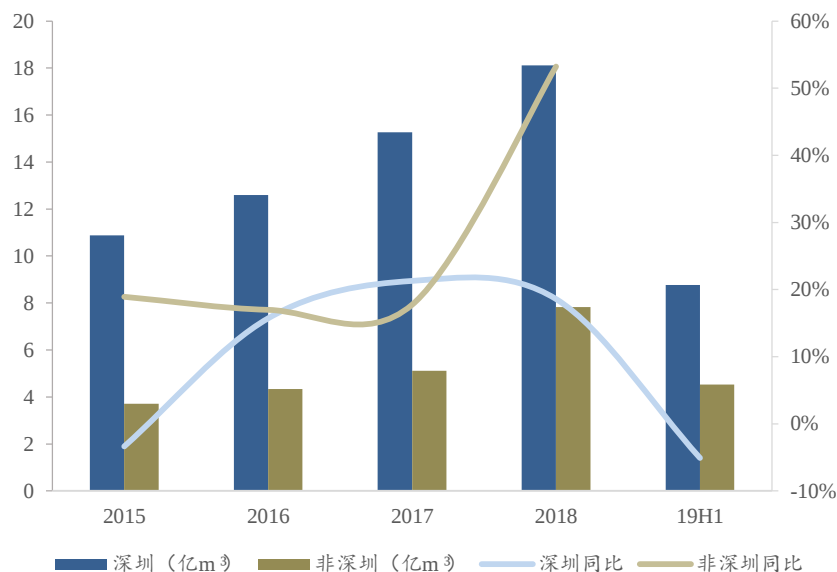


数据来源：公司公告，东吴证券研究所

3.2. 非深圳管网利用效率提升，并购基金助力外延扩张

非深圳地区天然气业务快速增长，售气量占比已超1/3。截至2019年6月底，公司已在广东、广西、江西、安徽、湖南、江苏、浙江、云南等8省（区）拥有40个城市（区）的管道燃气特许经营权。非深圳地区的管道天然气销售量实现了快速增长，2018年售气量为7.83亿 m^3 ，同比增长53.23%，19年上半年非深圳地区管道天然气售气量达4.53亿 m^3 ，占比从2015年的25.41%提升至19H1的34.06%。

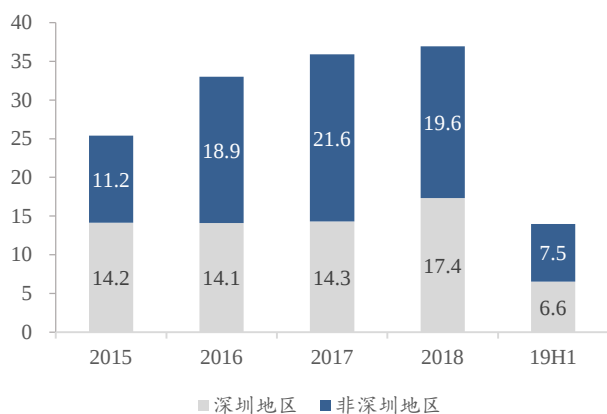
图 19：非深圳地区售气量增速不断提升



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

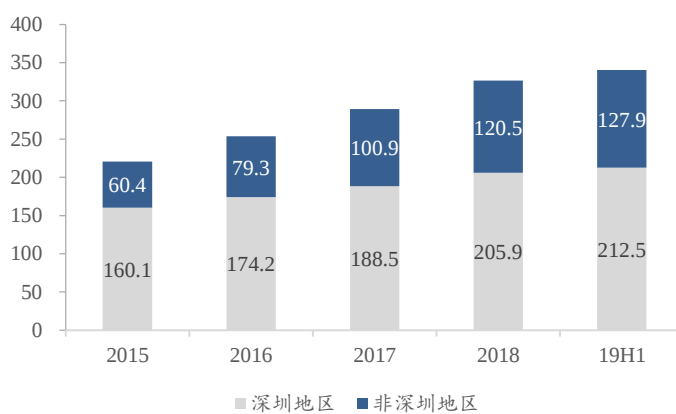
非深圳天然气用户占比持续提升。2019 年上半年，公司管道燃气新增用户 14 万户。其中，非深圳地区新增 7.45 万户，占比 53.21%。截止 2019 年 6 月底，公司管道燃气用户总数 340.37 万户，其中深圳地区 212.46 万户，深圳以外地区 127.91 万户，深圳以外地区存量用户数占比从 2015 年的 27.39% 提升至 19H1 的 37.58%。

图 20：19H1 非深圳地区新增用户数达 53.21%：万户



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

图 21：截至 19H1 非深圳存量用户数已提升至 38%：万户

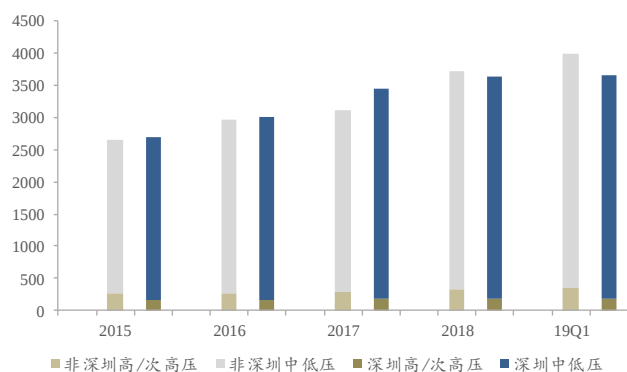


数据来源：公司公告，东吴证券研究所

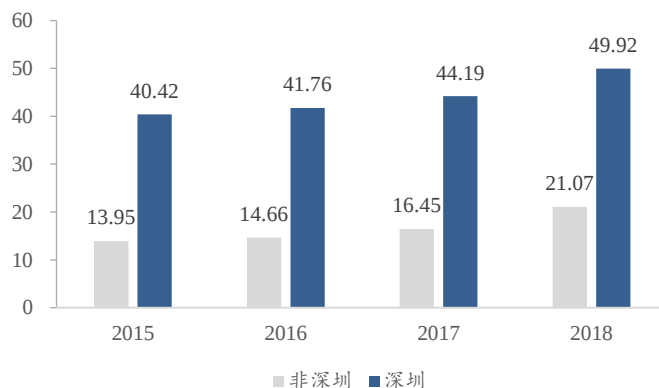
非深圳管网单位利用率有所提高，但仍有较大提升空间。截至 2018 年末，公司拥有非深圳地区管线 3715.36 公里，比深圳地区多 87.5 公里。其中高压、次高压管线 332.24 公里，比深圳地区多 152.75 公里，市政中低压管线 3383.12 公里，比深圳地区少 65.25

公里。然而,18年非深圳地区的售气量为7.83亿 m^3 ,仅为深圳地区18.11亿 m^3 的43.24%。**18年非深圳地区单位管网利用率21.07万 m^3/km ,同比提高28.09%,但仍远低于深圳地区的49.92万 m^3/km 。**随着公司在非深圳地区市占率的提升,未来将有利于充分利用现有管网发挥协同效应,提高单位管线利用效率,摊薄异地管网固定成本,提升盈利能力。

图 22: 公司非深圳 vs 深圳管线公里数对比: km



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

图 23: 非深圳 vs 深圳每公里管线售气量: 万 m^3/km 

数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

产业并购基金助力外延扩张。2015年9月,公司与深圳远致富海燃气产业投资企业签署《合作协议》,双方计划共同投资或收购燃气项目,在双方投资5年内,由深圳燃气通过现金、定向增发股票等方式,收购燃气产业基金持有的项目股权。2017年,公司与鲲鹏建信能源产业基金签订了战略合作协议,为实施并购战略提供了进一步的支撑。产业基金未来有助于公司推动大规模并购项目落地,实现产融结合,促进外延发展。

3.3. 中石油 40 亿方/年稳定气源, 大鹏长协确保低成本稳定供应

中石油西气东输二线年供 40 亿 m^3 稳定气源。深圳地区气源供应方面,2010年公司与中石油签署了《西气东输二线天然气购销协议》,约定从西气东输二线向深圳供气达产之日起至2039年底,稳产期内公司每年向中石油采购40亿 m^3 天然气,其中照付不议气量36亿 m^3 ,采购价格按国家价格主管部门制定的价格执行。

广东大鹏锁定 25 年澳大利亚低价气源。此外,公司还拥有广东大鹏液化天然气有限公司10%股权,是继中海油和英国BP石油公司后的第三大股东。广东大鹏的主营业务为将运输船运来的液化天然气,进行装卸、储存、气化后销售给下游客户,其气源来自于资源方澳大利亚西北大陆架公司开采的西北大陆架气田(天然气储量约为44万立方尺)。双方签署了自2006年至2031年的25年期照付不议液化天然气采购合同,封

顶采购价 25 美元/桶（按当时汇率折合约人民币 0.9 元/m³），累计采购量 8956 万吨。

公司与大鹏 25 年期长协保障低价气源长期稳定供应。2004 年，公司与广东大鹏签订了自 2006 年至 2031 年的 25 年期照付不议天然气采购合同，采购价格以广东大鹏采购的 LNG 离岸价加上运输费、气化费确定，折算后单位含税价不超过约 1.70 元/m³，达产期每年供应 27.1 万吨。公司与广东大鹏的长期协议锁定了低价气源的长期稳定供应。

表 11：公司与广东大鹏照付不议合同同期供应量

合同表述		最初十二个月	第二个十二个月	第三个十二个月	第四个十二个月	渐增期结束后至第二十二个合同年每个合同年	第二十二个合同年之后的每一个合同年
对应时段	始	2006 年 9 月 28 日	2007 年 9 月 28 日	2008 年 9 月 28 日	2009 年 9 月 28 日	2010 年 9 月 28 日	2027 年 9 月 28 日
	止	2007 年 9 月 27 日	2008 年 9 月 27 日	2009 年 9 月 27 日	2010 年 9 月 27 日	2027 年 9 月 27 日	2031 年 9 月 27 日
合同量	百万吉焦	3.29	8.05	11.13	12.59	14.76	9.96
	万吨	6.00	14.80	20.40	23.10	27.10	18.30
备注		第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年-第 21 年	第 22 年-第 25 年

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

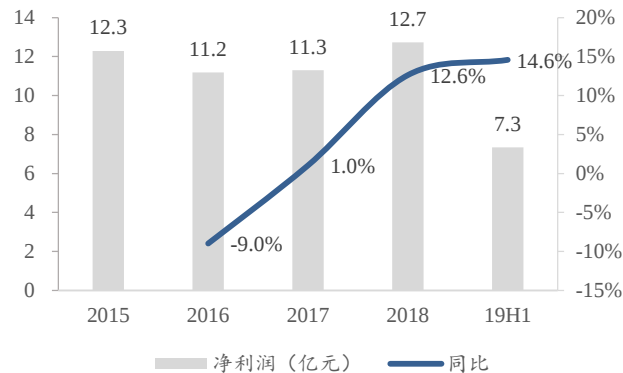
广东大鹏贡献 1 亿元左右稳定投资收益。2019 年上半年，广东大鹏实现营业收入 34.04 亿元，同比增长 4.95%，过去 4 年的全年营业收入基本保持在 65-70 亿区间；实现净利润 7.34 亿元，同比增长 14.58%，过去 4 年的全年净利润基本保持在 11-13 亿区间，按公司持股占比 10% 计算，预计未来每年将为公司贡献 1 亿元左右的投资收益。

图 24：广东大鹏营业收入保持稳定增长



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

图 25：广东大鹏净利润基本保持稳定



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

4. 接收站完工降低资本开支，现金流改善 ROE 提升

LNG 接收站工程接近完工，17 年起公司资本开支逐渐减少。2015-16 年 LNG 接收站资本开支增加，分别支出 3.48/5.69 亿元，同比增加 237.86%/63.51%，2017-18 年，LNG 接收站资本支出为 4.52/0.49 亿元，同比减少 21%/89%。2016-18 年“购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金”分别为 16.03/14.00/11.98 亿元，17/18 年同比减少 12.69%/14.45%。

表 12：“深圳市天然气储备与调峰库及天然气高压管道支线项目”在建工程资本开支情况：亿元

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LNG 接受站预算金额	14.78	16.73	16.73	16.73	15.91	15.91	15.91
本期增加	0.11	0.42	1.03	3.48	5.69	4.52	0.49
期末余额	0.15	0.57	1.61	5.08	10.77	15.24	14.52
工程投入占预算比例	1.00%	3.00%	10.00%	30.40%	67.71%	96.09%	99.14%
利息资本化累计金额	0.005	0.09	0.93	1.25	1.25	1.25	1.25
其中：本期利息资本化金额	0.005	0.09	0.84	0.32			

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

表 13：17 年以来公司资本开支现金流支出逐渐减少：亿元

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LNG 接收站资本开支	0.11	0.42	1.03	3.48	5.69	4.52	0.49
LNG 接收站资本开支占长期资产支出的比例	0.71%	3.07%	7.95%	22.90%	35.47%	32.26%	4.06%
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	15.14	13.78	12.99	15.19	16.03	14.00	11.98
长期资产构建支出同比		-8.97%	-5.72%	16.91%	5.57%	-12.69%	-14.45%
投资活动现金流出小计	20.04	15.51	72.08	41.35	28.57	40.73	28.63

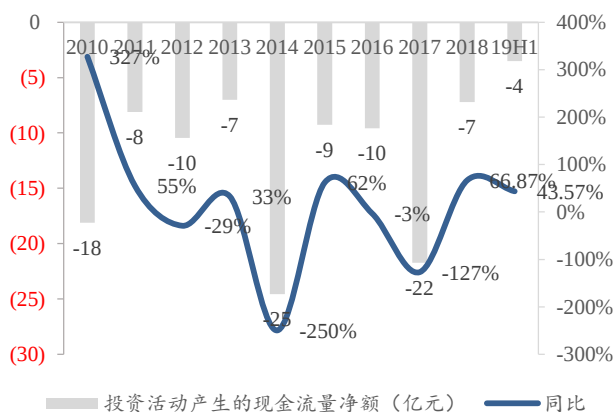
数据来源：公司公告，东吴证券研究所

资本开支下降改善现金流。随着公司资本开支的下降，现金流状况不断改善。2018 年公司投资活动现金流净额-7.20 亿元，同比增加 66.87%；19H1 投资活动现金流净额-3.52 亿元，同比增加 43.57%。

LNG 接收站等前期固定资产逐步投运发挥效率，整体盈利能力有望回升。LNG 接收站 2011 年开始投资，2011-2013 年资本开支均在 1 亿元以下，处于较低水平。2010-2014 期间公司 ROE 均值为 14.13%。2015 年起 LNG 接收站开始加大资本支出，公司 ROE 中

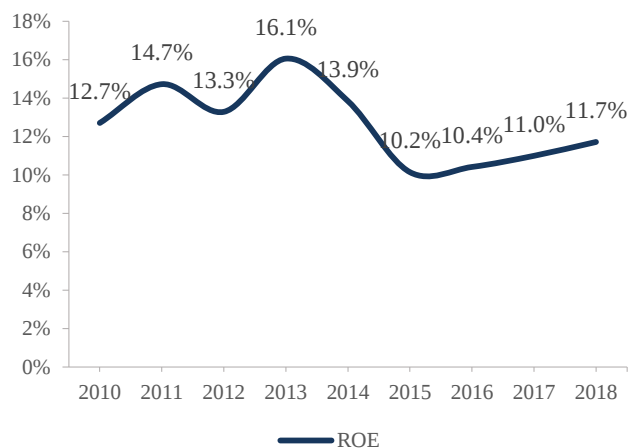
枢从 14.13% 下降至 11.4%。预计随着 LNG 接收站等前期固定资产逐步投运发挥效率，公司整体盈利能力有望回升前期较高水平。

图 26：公司投资活动净流量逐渐改善



数据来源：Wind，东吴证券研究所

图 27：公司 15 年来 ROE 逐渐提升



数据来源：Wind，东吴证券研究所

5. 盈利预测与投资建议

通过以上分析，我们认为：

1) 深圳地区管道燃气：

- a) 电厂：考虑到 LNG 接收站投产后带来的成本下降优势，预计电厂用户明后两年将实现恢复性增长，假设 2019-2021 年电厂售气量增速分别为 7.1%/20%/40%。
- b) 居民：深圳市天然气渗透率提升叠加城中村改造速度加快，假设 2019-2021 年深圳地区新增居民用户数分别可达 25/35/45 万户。
- c) 工商业：考虑到城中村改造的协同效应及政策催化，假设 2019-2021 年深圳地区工商业客户售气量分别增长 12%/15%/17%。

2) 非深圳地区管道燃气：

考虑到非深圳地区管网利用效率的提升及外延扩张，假设 2019-2021 年非深圳地区用气量增速分别为 22%/23%/23%。

表 14：深圳燃气收入预测

单位：亿元	2017	2018	2019E	2020E	2021E
-------	------	------	-------	-------	-------

营业收入	110.59	127.41	138.34	158.42	187.02
同比	29.97%	15.21%	8.58%	14.52%	18.05%
管道燃气	59.05	74.94	84.21	99.74	122.90
同比	18.46%	26.91%	12.37%	18.44%	23.23%
天然气批发	4.07	4.78	5.61	6.59	7.74
同比	149.69%	17.44%	17.44%	17.44%	17.44%
燃气工程及材料	15.60	14.88	17.86	21.43	25.71
同比	34.02%	-4.62%	20.00%	20.00%	20.00%
石油气批发	25.65	25.60	24.17	24.17	24.17
同比	60.41%	-0.19%	-5.60%	0.00%	0.00%
瓶装石油气	4.86	5.36	4.64	4.64	4.64
同比	0.49%	102.60%	-13.39%	0.00%	0.00%

数据来源：公司公告，东吴证券研究所测算

综上所述，公司为国内优质城燃龙头，预计 LNG 接收站完全投产后可新增近 40% 低价气源，电厂售气&贸易批发量利齐升驱动未来业绩增长。我们预计公司 19-21 年营业收入分别增长 8.58%/14.52%/18.05%，归母净利润分别增长 4.3%/31.5%/27.1%，EPS 分别为 0.37/0.49/0.62 元，对应 PE 为 21/16/12 倍，首次覆盖，给予“买入”评级。

表 15：截至 2019/10/14 可比公司 PE 估值

	2019E	2020E	2021E
华润燃气	18.54	16.42	14.71
新奥能源	17.21	15.15	12.80
中国燃气	16.97	14.33	12.56
新天然气	13.20	9.70	7.45
平均值	16.48	13.90	11.88
深圳燃气	20.79	15.81	12.44

数据来源：Wind，东吴证券研究所（除深圳燃气外其他公司 PE 数据来自 wind 一致预期）

6. 风险提示

- 1) LNG/LPG/管道天然气价格波动风险。低成本的 LNG 气源将是公司未来业绩弹性的主要贡献，LNG /LPG 均为海外进口，与石油价格相关性较高，若未来 LNG /LPG 价格出现大幅上涨，将对公司业绩造成不利影响。公司的管道天然气主要向中石油及省管网公司购买，可能出现较基准门站价上浮的情况，若上浮程度较高，将对公司经营业绩造成不利影响。

- 2) 下游客户售气量不达预期。公司深圳地区下游客户包括电厂、居民、工商业。非深圳地区下游客户包括居民、工商业。若下游客户拓展不及预期，新增售气量下滑，将对公司经营业绩造成不利影响。
- 3) 项目投产不达预期。LNG 接收站 19 年 8 月已顺利试投产，但未来还存在产能爬坡，若未来 LNG 接收站投产情况不及预期，将使 LNG 气源供应减少，影响公司经营业绩。
- 4) 汇率波动风险。进口气源按美元结算，面临汇率波动风险。如果汇率出现不利变化，将对公司经营业绩造成不利影响。

深圳燃气三大财务预测表

资产负债表(百万元)	2018A	2019E	2020E	2021E	利润表(百万元)	2018A	2019E	2020E	2021E
流动资产	4,588	6,311	6,023	8,357	营业收入	12,741	13,834	15,842	18,702
现金	3,021	4,487	4,076	5,990	减:营业成本	10,071	11,082	12,518	14,578
应收账款	439	459	569	645	营业税金及附加	58	82	87	99
存货	519	556	658	756	营业费用	957	1,009	1,155	1,405
其他流动资产	610	809	721	966	管理费用	173	332	380	449
非流动资产	15,125	15,480	15,728	15,950	财务费用	161	126	92	55
长期股权投资	312	306	301	296	资产减值损失	-1	0	0	0
固定资产	8,787	11,705	12,795	13,305	加:投资净收益	125	132	127	125
在建工程	3,880	1,294	431	144	其他收益	0	0	0	0
无形资产	900	952	1,002	1,033	营业利润	1,273	1,335	1,736	2,242
其他非流动资产	1,246	1,224	1,198	1,172	加:营业外净收支	-4	17	13	11
资产总计	19,712	21,790	21,751	24,307	利润总额	1,269	1,352	1,749	2,253
流动负债	6,180	8,281	7,857	9,657	减:所得税费用	195	264	297	406
短期借款	1,384	1,384	1,384	1,384	少数股东损益	44	14	38	50
应付账款	1,753	2,063	2,248	2,773	归属母公司净利润	1,031	1,075	1,414	1,797
其他流动负债	3,043	4,834	4,225	5,500	EBIT	1,463	1,478	1,841	2,308
非流动负债	3,855	3,175	2,472	1,762	EBITDA	2,022	2,025	2,506	3,041
长期借款	3,600	2,920	2,216	1,507					
其他非流动负债	255	255	255	255	重要财务与估值指标	2018A	2019E	2020E	2021E
负债合计	10,036	11,457	10,329	11,419	每股收益(元)	0.36	0.37	0.49	0.62
少数股东权益	480	494	531	582	每股净资产(元)	3.20	3.42	3.79	4.28
					发行在外股份(百万股)	2877	2877	2877	2877
归属母公司股东权益	9,197	9,840	10,891	12,306	ROIC(%)	8.6%	7.9%	9.9%	11.7%
负债和股东权益	19,712	21,790	21,751	24,307	ROE(%)	11.1%	10.5%	12.7%	14.3%
					毛利率(%)	21.0%	19.9%	21.0%	22.1%
现金流量表(百万元)	2018A	2019E	2020E	2021E	销售净利率(%)	8.1%	7.8%	8.9%	9.6%
经营活动现金流	1,855	2,753	1,528	3,884	资产负债率(%)	50.9%	52.6%	47.5%	47.0%
投资活动现金流	-720	-771	-786	-830	收入增长率(%)	15.2%	8.6%	14.5%	18.1%
筹资活动现金流	-666	-516	-1,153	-1,140	净利润增长率(%)	16.2%	4.3%	31.5%	27.1%
现金净增加额	471	1,466	-411	1,914	P/E	21.68	20.79	15.81	12.44
折旧和摊销	559	547	665	733	P/B	2.43	2.27	2.05	1.82
资本开支	1,198	362	253	227	EV/EBITDA	12.39	11.68	9.34	6.85
营运资本变动	174	1,123	-554	1,373					

数据来源: 贝格数据, 东吴证券研究所

免责声明

东吴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。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司(以下简称“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。在任何情况下,本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议,本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下,东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易,还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险,投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息,本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性,也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更,在不同时期,本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有,未经书面许可,任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发、转载,需征得东吴证券研究所同意,并注明出处为东吴证券研究所,且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准:

公司投资评级:

买入: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 15%以上;

增持: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 5%与 15%之间;

中性: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-5%与 5%之间;

减持: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-15%与-5%之间;

卖出: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在-15%以下。

行业投资评级:

增持: 预期未来 6 个月内,行业指数相对强于大盘 5%以上;

中性: 预期未来 6 个月内,行业指数相对大盘-5%与 5%;

减持: 预期未来 6 个月内,行业指数相对弱于大盘 5%以上。

东吴证券研究所

苏州工业园区星阳街 5 号

邮政编码: 215021

传真: (0512) 62938527

公司网址: <http://www.dwzq.com.cn>