

中国石油 (601857.SH)

天然气具备核心资源优势，价格联动机制下弹性可观

◆ 公司研究 · 公司快评

◆ 石油石化 · 炼化及贸易

◆ 投资评级: 买入(维持评级)

| | | | |
|-------------------|--------------|-------------------------|----------------------|
| 证券分析师: 杨林 | 010-88005379 | yanglin6@guosen.com.cn | 执证编码: S0980520120002 |
| 证券分析师: 刘子栋 | 021-60933133 | liuzidong@guosen.com.cn | 执证编码: S0980521020002 |

事项:

国家统计局数据显示, 2023 年上半年天然气生产平稳增长, 进口增速较快。上半年全国天然气产量 1155 亿立方米, 同比增长 5.4%; 天然气进口量 5663 万吨, 同比增长 5.8%。天然气维持较快增速, 中国石油作为龙头公司有望受益。

国信化工观点: 1) 自产气方面, 中国石油是国内自产气增产主力, 未来增长主要来自长庆油田、西南油气田、塔里木油田等区块; 2) 进口管道气方面, 进口气资源主要由中国石油掌握, 未来增量主要依靠中俄管线和中亚 D 线; 3) 天然气市场化改革效果显著, 价格机制逐步理顺, 今年以来全国多地开始推动天然气上下游联动, 居民气价格有所调涨, 未来天然气顺价仍具备空间; 4) 我们认为, 中国石油作为天然气行业的龙头公司, 在国内自产气和进口管道气上面有充足的资源优势, 未来在天然气行业的快速发展下, 增长前景将非常可观。我们看好天然气顺价给公司带来的业绩弹性, 上调公司 2023-2025 年净利润预测为 1707/2050/2390 亿元 (原值 1390/1579/1753 亿元), 摊薄 EPS=0.93/1.12/1.31 元/股, 对应 PE 为 8.6/7.2/6.1x, 维持“买入”评级。

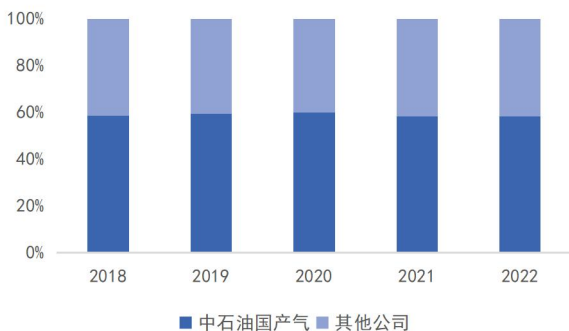
风险提示: 油气田开发不及预期; 进口管道建设进度不及预期; LNG 接收站建设进度不及预期; 国内经济复苏不及预期导致天然气增速不及预期。

评论:

◆ 自产天然气: 中国石油是国内自产气增产主力

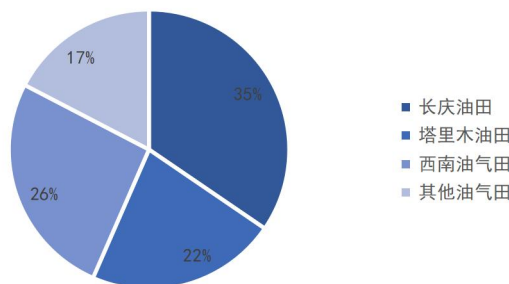
中国石油是国内天然气龙头公司, 自产气市场份额接近 60%。根据中国石油官网, 公司天然气产量主要来自于长庆油田、西南油气田、塔里木油田等区块, 核心三大区块占据公司 83% 的产量份额, 也是未来公司核心的增产区域。

图1: 中国天然气产量结构



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图2: 2022 年中国石油的天然气区块产量结构



资料来源: 公司官网, 国信证券经济研究所整理

1) 长庆油田

鄂尔多斯盆地油气资源，是国际上典型的低渗、低压、低丰度“三低”油气田。鄂尔多斯盆地石油资源量为 169 亿吨，天然气资源量为 16.3 万亿方，长庆探区石油和天然气资源探明率分别为 40.4%、42.1%，勘探处于中期阶段，具有较好的勘探前景。基于国内快速增长的天然气需求，长庆油田把增储上产的重心放在基础研究、科技攻关基点上，打破国际石油公司技术垄断，突破低渗、特低渗、致密气田勘探、开发关键核心技术，推动油气资源发现，加速可采储量转化，让“三低”油气藏爆发出巨大能量。

长庆油田天然气起步于 20 世纪 90 年代靖边气田开发，目前是中国产量最高的油气田，连续 13 年蝉联我国最大产气区。50 多年来，先后发现并成功开发马岭、安塞、靖安、西峰、姬塬、华庆、庆城等 35 个油田，靖边、榆林、苏里格、神木等 13 个气田，历年累计生产原油 4.4 亿吨、天然气 5648 亿方，累计生产油气当量超 9 亿吨。

2023 年上半年长庆油田实现天然气产量 265.2 亿立方米，同比增加 4.9%。“十四五”期间，长庆油田规划油气年产量将达到 6800 万吨

图3: 长庆油田天然气产量情况（亿方）



资料来源：《国际石油经济》，国信证券经济研究所整理

2) 西南油气田

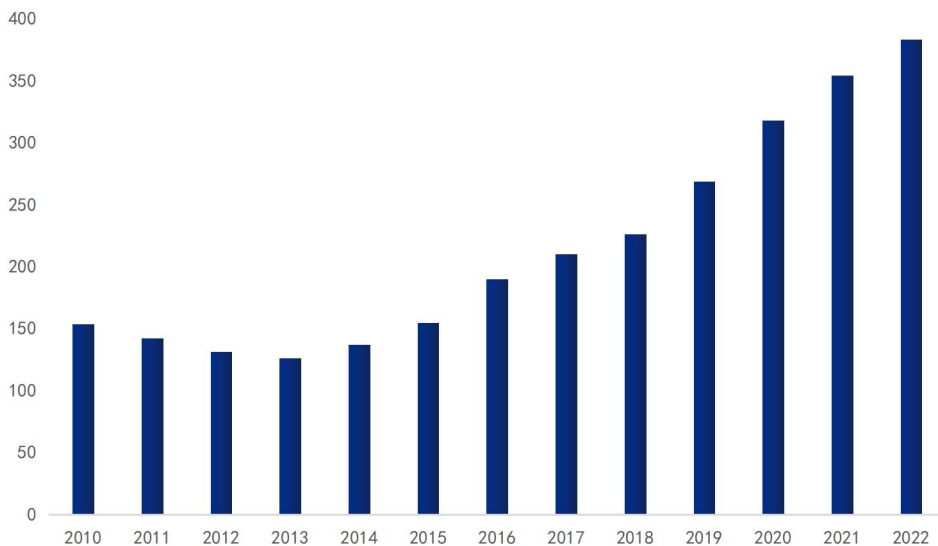
四川盆地具有丰富的天然气储量，但是开采难度很高。四川盆地面积 18 万平方千米，天然气总资源量 40 万亿方，居全国之首，累计探明储量 7.3 万亿方，探明率仅 18.3%，是我国天然气勘探开发最具潜力的盆地。四川盆地天然气储层具有“三低三高三多”的特征，即层系多、类型多、领域多，高温、高压、高含硫，以及低孔、低渗、低丰度，因此开发难度很大。并且从井深情况来看，西南油气田近年来的开采已经逐渐从中浅层向深层超深层拓展：2000 年之前平均井深 2500 米，“十二五”期间平均井深增加到 4500 米，“十三五”期间增加到 5800 米，目前蓬莱气区灯四埋深 7000-7500 米。

中国石油西南油气田分公司成立于 1999 年，主要经营四川、西昌盆地的油气勘探开发、炼油化工、油气集输和销售业务，现辖重庆、蜀南、川中、川西北、川东北五大油气区。西南油气田公司致力于寻找大场面、建设大气田，勘探上统筹“海陆并举、常非并重、油气兼顾”，形成了蓬莱气区、深层页岩气、盆地二叠系、陆相致密气四个万亿级增储新阵地；开发上坚持“新区上产、老区稳产”并重，快速推进川南页岩气、川中古隆起、老区气田、盆地致密气四大上产稳产工程，形成“2211”开发新格局，有力支撑了公

司规模增储和效益上产。西南油气田公司目前已形成了常规气、页岩气、致密气“三驾马车”齐发力的局面，其中常规气占比约 61.7%，页岩气占比约 31.7%，致密气占比约 6.6%。

2023 上半年，西南油气田公司累计生产天然气 206.1 亿方，同比增加 22.5 亿方，增幅 12.3%，完成股份公司全年考核指标 410 亿方的 50.3%。其中生产页岩气 64.97 亿方，同比增加 9.32 亿方，增幅 16.75%，创历史新高。西南油气田已全面开启“上产 500 亿、奋斗 800 亿”的发展目标：力争 2025 年，天然气产量达到 500 亿立方米；到 2035 年，天然气产量达到 800 亿立方米。

图4：西南油气田天然气产量情况（亿方）



资料来源：《国际石油经济》，国信证券经济研究所整理

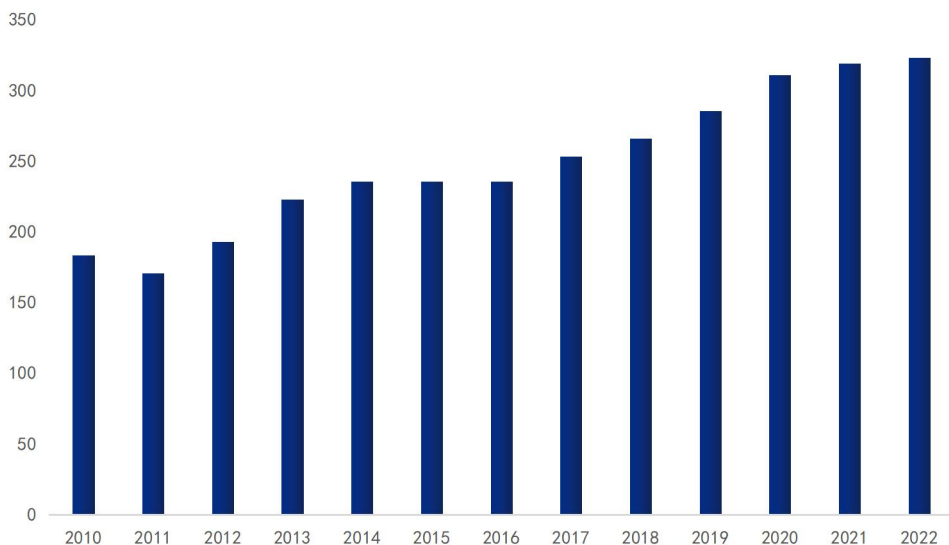
3) 塔里木油田

塔里木盆地位于古特提斯构造油气富集带，与中亚含油气盆地中新生代具有统一连通的“大盆地”地质背景，这一纬向“黄金带”内找到了数目众多的巨型特大型、大型油气田群，油气储量占全球总储量的 44% 以上。塔里木盆地是全球唯一的超大超深盆地，也是国内增储上产潜力最大的盆地，探明地质储量石油 14.97 亿吨、天然气 2.53 万亿方，其中超深层探明地质储量石油 9.47 亿吨、天然气 1.75 万亿方。塔里木盆地油气藏埋深 6000 米至 8000 米，普遍具有超深、高温、高压、高含硫、高含蜡的特征，勘探开发和钻井难度极大。

塔里木油田位于西部新疆维吾尔自治区境内的塔克拉玛干大沙漠中，是中国陆上第三大油气田，也是中国西气东输的主力气源地，为新疆南部和下游沿线 15 个省区市民生用气提供保障，其中博孜一大北气区将是未来天然气增产的主要动力。博孜一大北气区位于新疆天山南麓、塔里木盆地北缘，是继克拉一克深万亿立方米大气区发现后，近年在超深层发现的又一个万亿立方米大气区，预计到“十四五”末，博孜一大北气区天然气年产量将达 100 亿立方米、凝析油产量将达 102 万吨，将是我国“十四五”天然气清洁能源增储上产主力气区之一。

2023 年上半年塔里木油田生产石油液体 410.2 万吨、天然气 170.5 亿立方米，油气产量当量达到 1769 万吨，同比增加 51 万吨，实现石油液体、天然气、油气当量“三个硬过半”，再创历史新高。未来塔里木油田公司将积极落实中国石油资源战略，深入开展增储上产行动，加快寻找战略接替领域和优质规模储量，力争到 2025 年实现油气产量当量 3,600 万吨，到 2030 年油气产量当量达到 4,000 万吨。

图5: 塔里木油田天然气产量情况 (亿方)



资料来源:《国际石油经济》, 国信证券经济研究所整理

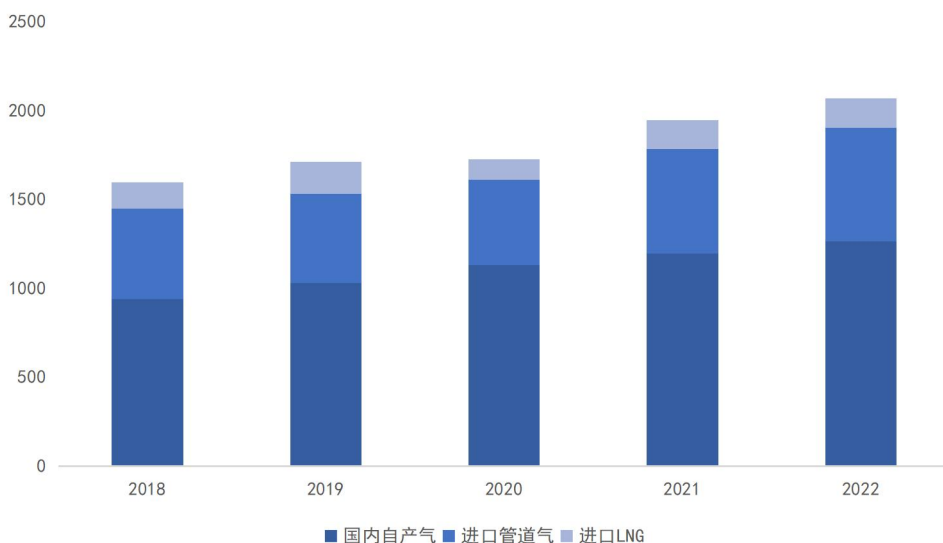
◆ 进口管道气: 资源主要由中国石油掌握, 未来增量主要依靠中俄管线和中亚 D 线

目前我国进口管道气主要来自中亚线、中缅线、中俄线三条管线, 其中中亚线是我国发展时间最久, 也是进口量最大的管线。目前进口管道气资源主要由中国石油掌握, 在中国石油的国内天然气销售结构中占比达到 30%左右, “十四五”期间进口管道气增量主要来自中俄东线, “十五五”期间预期中俄西线、远东管线和中亚 D 线将带来更大的增长空间。

图6: 中国天然气进口管道概况



资料来源: 智研咨询, 国信证券经济研究所整理

图7：中国石油国内天然气销售情况（亿方）


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

中亚天然气管道是我国首条从陆路引进的天然气跨国能源通道，气源主要来自土库曼斯坦、乌兹别克斯坦以及哈萨克斯坦。管道西起土库曼斯坦和乌兹别克斯坦边境，穿越乌兹别克斯坦中部和哈萨克斯坦南部，经我国新疆霍尔果斯口岸入境，AB线与“西气东输”二线相连，C线与“西气东输”三线相连。目前中亚管道总输气能力达到550亿方，近几年基本维持在80%左右的高负荷，2022年实际输气量达到432亿方。未来中亚管道增量主要来自中亚D线，按照此前规划，D线的气源主要来自土库曼斯坦复兴气田，经乌兹别克斯坦、塔吉克斯坦、吉尔吉斯斯坦，从新疆乌恰入境，输气能力为300亿方。今年5月19日，在中国—中亚峰会上，中方倡议建立中国—中亚能源发展伙伴关系，加快推进中国—中亚天然气管道D线建设，预期中亚D线的进度有望加快。

中缅天然气管道起自缅甸西海岸皎漂，从云南瑞丽进入中国，终点为广西贵港，设计年输气量120亿立方米，于2010年开始建设，2013年正式投产，管道干线全长2520公里，其中缅甸段793公里，中国段1727公里。目前中缅天然气管道的年输气量仅达到45亿方左右，一方面由于缅甸天然气开采能力不强，另一方面缅甸天然气的进口成本较高，对需求有一定抑制，预计未来中缅天然气进口增量有限。

中俄天然气管道是我国陆上第三条进口天然气管线，目前中俄东线（西伯利亚力量管道）已于19年底贯通，首期每年50亿立方米，此后逐年增长到380亿立方米的设计供应量。东线自俄罗斯境内的科维克金气田和恰扬金气田，沿途经过伊尔库茨克州、萨哈共和国和阿穆尔州等3个联邦主体，直达布拉戈维申斯克市的中俄边境，管道全长约3000公里；中国境内段从黑龙江省黑河市入境，途经黑龙江、吉林、内蒙古、辽宁、河北、天津、山东、江苏、上海9个省、市、自治区，全长5111公里。未来中俄管道将是中国进口管道气最大的增量来源，除东线的增量外，目前还在规划西线（西伯利亚力量2号管道）以及远东管道，其中西线规划输气量500亿方，途径蒙古国，由于涉及到较多地缘政治问题，进度相对缓慢；远东管道起点位于达利涅列琴斯克，跨越乌苏里江到达黑龙江的虎林，设计年供气能力100亿方。

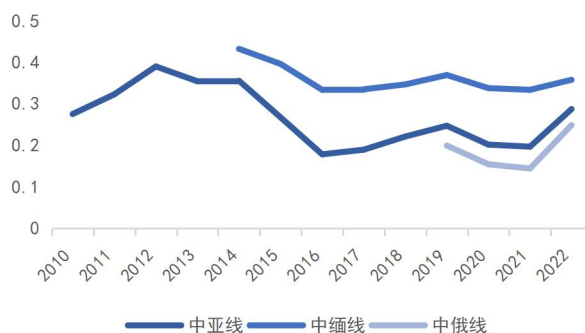
表1: 中国进口天然气管道概况

| 管道项目 | 子管线 | 投产时间 | 管道长度 | 设计年供气能力 (亿方) | 气源 |
|---------|------|-----------|-------------------------|--------------|--------------------|
| 中亚天然气管道 | A 线 | 2009 年 | 单线 1833 公里 | 300 | 乌兹别克斯坦、土库曼斯坦、哈萨克斯坦 |
| | B 线 | 2010 年 | | | |
| | C 线 | 2014 年 | 1830 公里 | 250 | |
| | D 线 | 待定 | 境外 966 公里 | 300 | |
| 中俄天然气管道 | 东线 | 2019 年 | 境内 5111 公里, 境外约 3000 公里 | | 俄罗斯 |
| | 西线 | 规划 2028 年 | 境外 2600 公里 | | |
| | 远东管道 | 待定 | 待定 | | |
| 中缅油气管道 | | 2013 年 | 2520 公里 | 120 | 缅甸 |

资料来源: 国资委, 国家能源局, 前瞻产业研究院, 国信证券经济研究所整理

图8: 中国管道气进口量 (亿方)


资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图9: 中国进口管道气单价 (美元/方)


资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

◆ 进口 LNG: 中国石油拥有 2 座大型 LNG 接收站, 进口规模维持相对稳定

中国石油目前已经建成 4 座 LNG 接收站: 江苏如东 LNG 接收站、河北唐山 LNG 接收站、辽宁大连 LNG 接收站以及海南澄迈 LNG 储备站, 其中大连 LNG 接收站于 2020 年划拨至国家管网公司, 未来还在规划建设 1 座福建 LNG 接收站。由于公司 LNG 主要以长协为主, 因此近年来进口 LNG 规模基本维持稳定。2023 年 6 月 20 日, 中国石油与卡塔尔能源公司签署北方气田扩容项目合作文件, 卡塔尔能源公司将在未来 27 年内持续向中国石油供应 400 万吨/年的 LNG 资源, 中国石油进口规模获得有力保障。

中石油江苏 LNG 接收站是江苏省首座投产运行的接收站, 也是长三角地区存储能力最大、调峰能力最强的接收站, 现有 6 座储罐, 总罐容 108 万方, 满库容情况下最大储气能力为 6.7 亿立方米, 在冬季用气高峰期, 能够保证 2300 万户家庭连续 1 个月的用气量, 最大日供气量可达 3900 万立方米, 可保障江苏省全行业两天的用气量。江苏 LNG 接收站一期工程于 2008 年 4 月开工, 2011 年 5 月投产, 一期设计周转能力为 300 万吨; 二期工程于 2013 年 9 月开工, 2016 年 11 月全面投产, 接卸周转能力达到 650 万吨; 三期工程于 2018 年 10 月开工, 2021 年 9 月正式投产, 接卸周转能力达到 1000 万吨。未来江苏 LNG 接收站还在规划四期项目, 计划再建一座 LNG 储罐及相应的配套工艺设施, 实现天然气供应保障能力提升 30%。

图10: 中石油江苏 LNG 接收站全景图



资料来源: 凤凰网, 国信证券经济研究所整理

中石油唐山 LNG 接收站是中国石油自主设计、自主采办、自主施工、自主运营的首批 LNG 接收站之一, 也是当前国内 LNG 存储能力最大、天然气调峰能力最强的接收站, 是保障京津冀地区用气的可靠气源之一。项目共有 8 台 16 万立方米 LNG 储罐, 一座 LNG 专用码头, LNG 储存能力达 128 万立方米, 最大外输能力达 4200 万方/天, LNG 装车能力 90 万吨/年。项目于 2010 年 10 月获得国家发改委核准, 一期于 2011 年 3 月正式开工建设, 2013 年 11 月投产, 设计接卸周转能力为 350 万吨; 二期于 2014 年 11 月投产, 接卸周转能力达到 650 万吨; 三期工程于 2018 年 3 月开工, 2020 年 12 月完成全部建设工作, 2021 年 5 月完成三期投产工作, 新增 4 座 16 万立方米 LNG 储罐, 其中 2 座是北京市委托唐山 LNG 接收站建设、管理和运营, 总体接卸周转能力超过 1000 万吨。

图11: 中石油唐山 LNG 接收站全景图



资料来源: 环球网, 国信证券经济研究所整理

中石油海南 LNG 储备库是国内首套自主工艺技术及国内设备建设的小型 LNG 接收站, 项目位于海南省澄迈县。项目于 2012 年 3 月开工, 2014 年 11 月正式投产, 共有 2 座 2 万立方米储罐, LNG 周转能力约 27 万

吨，码头可满足 1-4 万立方米小型 LNG 运输船的靠泊需求，早期规划建设后续二期三期各建设 8 万立方米 LNG 罐。根据国家发改委，后续海南 LNG 储备库二期扩建项目将规划建设 LNG 仓储转运中心，设立 LNG 保税仓，开发 LNG 转口贸易。

图12: 中石油海南 LNG 储备库全景图



资料来源：上海石油天然气交易中心，国信证券经济研究所整理

除上述三座 LNG 接收站外，中国石油正在规划建设福建 LNG 接收站。项目位于福建省福清市，规划接卸周转能力 650 万吨，储存能力 60 万立方米，设计气化能力为 2700 万方/天，建设 20 万立方米储罐 3 座，1 座可靠泊 8 万—26.6 万立方米 LNG 专用泊位，配套外输管道、气化、公用工程及辅助工程设施。项目计划建成投产时间为 2025 年 12 月。

◆ 天然气市场化改革正在加快推进

新中国成立以来，我国天然气定价模式经历了政府定价、双轨制定价、成本加成定价、市场净回值定价的变迁，逐步向市场化定价转型。尤其自 2015 年以来，秉承着“管住中间、放开两头”的思路，天然气上下游价格逐步放开，天然气市场化进程在逐步加快。

第一阶段：新中国成立至 1982 年，在计划经济下，天然气由国家统一定价，上游企业没有自主定价权，并且在国家物价稳定的情况下，天然气价格保持总体稳定。

第二阶段：1982 年至 2005 年，天然气实行计划垄断性定价和市场定价的双轨制定价机制，这一阶段对天然气实行包干制，包干内的天然气由国家统一分配和定价，而包干外的天然气由企业自主销售和定价，但是不能超过最高限价。

第三阶段：2005 年至 2011 年，双轨制逐步取消，采用成本加成定价，天然气基准价格由原油、液化石油气和煤炭价格加权平均决定，出厂价格由供需双方协商，在基准价格的基础上可上浮 10%、下浮不限。

第四阶段：2011 年至 2015 年，实行市场净回值定价，将出厂价管理模式改为门站价管理，门站价挂钩可替代能源价格，实行政府指导价，供需双方可在不超过最高门站价的范围内协商门站价，在此基础上倒扣管输费计算各环节价格。

第五阶段：2015 年至今，天然气市场化改革加快步伐，先后通过非居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理、居民用气与非居民用气门站价并轨、管输费监审、成立国家管网公司等一系列改革手段，推动天然气市场化进程。

图13: 天然气市场化改革历程

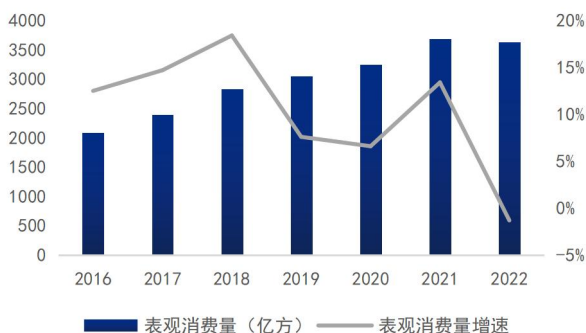


资料来源：观研网，国信证券经济研究所整理

◆ 天然气市场化改革效果显著，价格机制逐步理顺

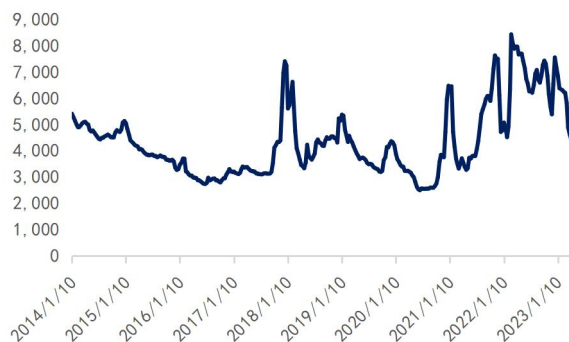
随着天然气市场化改革的不断推进，顺价机制也在不断完善。2017-2018 年在国内“煤改气”等政策的推动下，国内天然气需求增长迅速，彼时国内天然气供需存在一定错配，市场化定价的 LNG（液化天然气）价格突破万元，价格中枢显著提升。然而当时管道气价格虽然也有所提升，但因为涨幅存在天花板，因此实际上资源方更多只是承担了保供的责任，并且从头部燃气企业的采购成本来看，其成本上涨浮动不大（大多数成本来自中石油管道气），管道气价格仍然受到较大的管制。

图14: 中国天然气表观消费量及增速（亿方，%）



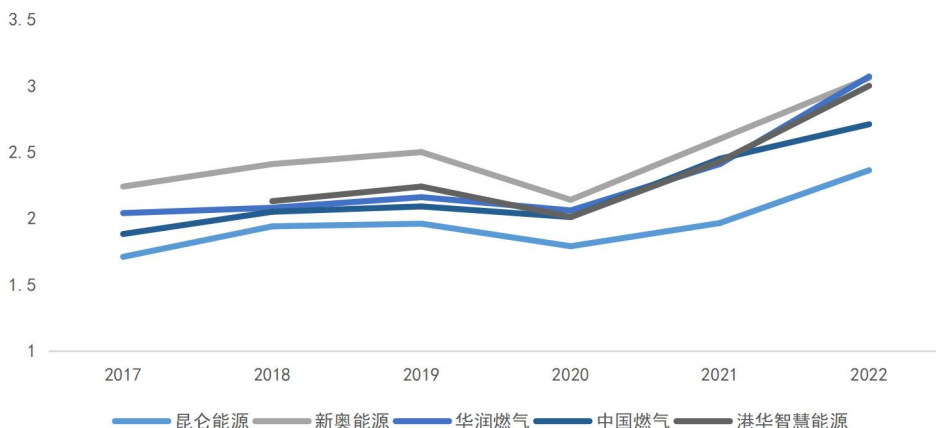
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图15: 国内 LNG 市场价（元/吨）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

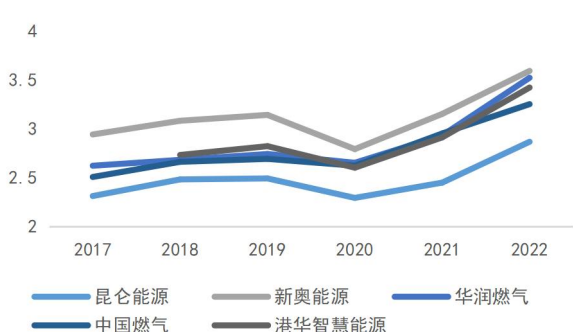
图16: 头部燃气公司购气成本 (元/方)



资料来源: 各公司公告, 国信证券经济研究所整理 注: 中国燃气 2022 年采用半年报数据

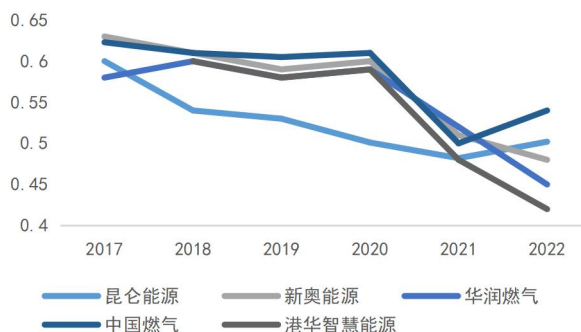
2018 年以来, 随着居民气与非居民气实现门站价并轨, 天然气市场化改革进一步迈进。此前出于政策的要求, 居民气门站价相对非居民气较低, 因此国内市场存在违规倒卖等行为, 严重制约天然气行业发展, 因此居民气与非居民气实现门站价并轨以后, 资源方利益得到保障, 更有利于提升其生产积极性。从头部燃气公司的数据上也明显看出, 并轨后虽然销气价格有所提升, 但是由于购气成本的提升, 毛差有所下滑, 表明行业利润向上游有所转移。

图17: 头部燃气公司销气价格 (元/方)



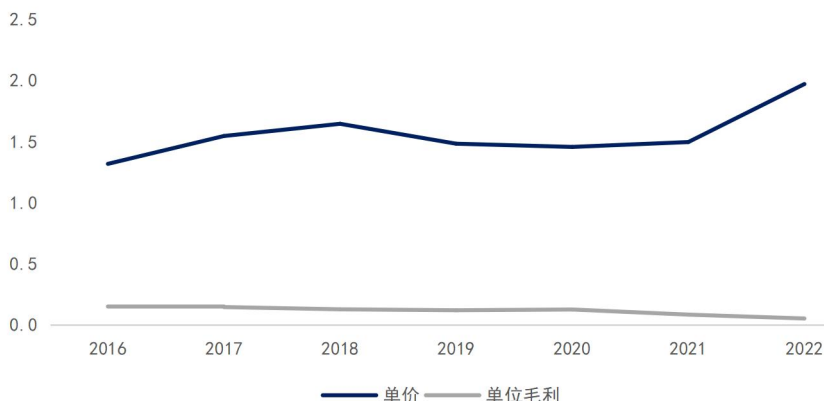
资料来源: 各公司公告, 国信证券经济研究所整理 注: 中国燃气 2022 年采用半年报数据

图18: 头部燃气公司销气毛差 (元/方)



资料来源: 各公司公告, 国信证券经济研究所整理 注: 中国燃气 2022 年采用半年报数据

2020 年以来, 随着国家管网公司的成立, “管住中间、放开两头” 成为了如今天然气行业发展的主旋律。《“十四五” 时期深化价格机制改革行动方案》提出, “到 2025 年, 竞争性领域和环节价格主要由市场决定, 网络型自然垄断环节科学定价机制全面确立, 能源资源价格形成机制进一步完善”, 目前上游企业顺价机制相对比较成熟, 上游企业可以通过基准门站价格的上下浮动和通过交易中心竞拍的方式, 来反映天然气价格成本的变化。以中国石油为例, 即便 2022 年在下游需求表现不佳的情况下, 公司依然可以通过提价的方式将高额的进口成本向下游传导。

图19: 中国石油天然气销售价格与单位销售毛利 (元/方)


资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

然而, 目前城燃企业的顺价则受终端用户类型差异、地方管制等因素, 顺价仍然存在一定限制, 尤其是在居民气方面, 由于居民气涨价需要通过听证会的方式, 因此顺价相比合同定价的非居民气难度更大。

今年以来, 天然气上下游价格联动工作正在积极推动之中。2023年2月, 国家发改委价格司要求各地就建立健全天然气上下游价格联动机制提出具体意见建议, 包括如何确定综合采购成本、如何科学设置启动条件、调价周期和调价幅度等。目前, 包括内蒙、湖南、河北等多地已经开始启动顺价方案, 其中内蒙发布《内蒙古自治区发展和改革委员会关于调整居民和非居民用管道天然气销售价格的通知》, 宣布4月1日起居民和非居民用气全部联动顺价; 湖南省发布《关于召开湖南省天然气上下游价格联动机制听证会的公告》称, 当气源采购平均成本波动幅度达到基准门站价格5%, 应适时启动气价联动机制, 天然气终端销售价格同步同向调整; 河北省相关政策明确指出, 如果城燃企业出现气价倒挂, 政府补贴标准将根据“综合采购成本+配气价”与居民终端销售价格的差额, 即倒挂金额, 给与财政补贴。

表2: 主要省市天然气调价政策

| 省市 | 天然气调价政策 |
|-----|---|
| 湖南 | 提交听证的联动机制, 以《湖南省定价目录》明确的定价区域为单位, 当气源采购平均成本波动幅度达到基准门站价格5%, 应适时启动气价联动机制, 天然气终端销售价格同步同向调整。 |
| 内蒙 | 居民销售价格在2023年4月1日至2024年3月31日期间调整为2.252元/立方米, 同时阶梯气价相应调整, 居民一档气价调整为2.252元/立方米, 居民二档气价调整为2.702元/立方米, 居民三档气价调整为3.378元/立方米。 |
| 湖北 | 对武汉、鄂州、宜昌、荆州、荆门、黄石、潜江、襄阳、仙桃、孝感共10个城市城区的天然气销售价格实行联动调整。居民用天然气、车用天然气不涨价, 工业和商业用气价格上涨。 |
| 浙江 | 随着省级管网纳入国家管网, 我省已实现管销分离, 从2023年4月1日起不再核定天然气省级门站价格。各地要在2023年2月底前修订完善管道燃气上下游价格联动机制; 2023年3月底前制定终端销售价格调整方案并组织实施。 |
| 贵州 | 自2023年6月1日起至2024年3月31日, 将省级定价的贵阳市城区及与其共用同一配气管网区域居民用气价格上调0.15元/立方米, 即第一、二、三档价格分别调整为2.76元/立方米、3.21元/立方米、3.95元/立方米。 |
| 兰州 | 兰州市居民用管道天然气第一阶梯销售价格将由每立方米1.76元调整为每立方米2.02元; 第二阶梯、第三阶梯分别按照第一阶梯气价的1.2倍、1.5倍执行, 标准为每立方米2.42元、3.03元。联动后, 居民用管道天然气销售价格自2023年8月1日起执行。学校(含幼儿园)、托育机构、养老福利机构等执行居民用气价格的非居民用户不执行阶梯气价, 其销售价格按居民第一阶梯气价的基础上增加0.05元, 为每立方米2.07元。 |
| 西安 | 西安居民用管道天然气第一阶梯销售价格从2.05元/m ³ 涨至2.18元/m ³ , 第二、三阶梯价格按照1:1.2:1.5加价倍率相应调整。 |
| 重庆 | 天然气一、二、三阶梯最高销售价格分别由现行每立方米2.039元、2.209元、2.559元调整为2.196元、2.366元、2.716元。 |
| 石家庄 | 居民用气第一阶梯价格由2.78元/立方米调整为3.15元/立方米, 上涨0.37元/立方米。第二、第三阶梯价格分别按照第一阶梯价格的1.15倍、1.35倍调整为3.62元/立方米、4.25元/立方米。 |
| 南京 | 居民用气第一、二、三档销售价格分别调整为3.03元/立方米、3.64元/立方米、4.24元/立方米, 分别上调0.30元/立方米、0.36元/立方米、0.42元/立方米。 |
| 青岛 | 三区居民用气各阶梯价格在现行基础上分别上调0.19元/立方米, 各阶梯年用量不作调整。 |
| 杭州 | 以2023年4月实际气源综合价格作为第一个基期价格。当气源综合价格累计上下变动幅度达到或超过基期价格5%且距离上次调价时间不少于3个月时, 启动价格联动机制, 非居民用气终端销售价格作同向调整。 |
| 福州 | 2023年1月1日起, 我市城区非居民购气价格应上调0.66元/方, 终端销售价格将达4.65元/方。自7月1日起, 联动调整非居民最高销售价格为4.27元/方, 上调幅度0.28元/方。 |

资料来源：各地政府网站，国信证券经济研究所整理

此外，国家管网公司成立以后，广东、海南、湖北、湖南、福建、浙江等部分省网已经纳入国家管网中，推动“全国一张网”的形成，有助于为各类资源主体和下游市场用户提供公平开放和公平竞争的服务平台，加快天然气价格机制市场化改革，使气价更为合理。未来随着天然气市场化改革的不断推动，天然气需求在我国仍将维持较高增速，在“全国一张网”的背景下，管输规模的提升有望带动国家管网公司盈利上行，中国石油作为国家管网公司股权占比 29.9%的第一大股东，也有望受益。

◆ 从天然气经济性、进口 LNG 价格倒挂考虑，顺价具备空间

从居民消费成本考虑，一般国内家庭年用气量大约 200-300 方，按照 300 方测算，如果气价上涨 1 元/方（较为乐观的情形），对应家庭使用天然气的成本增加 100 元/年。考虑到供暖情形，一般 100 平方米采暖季用气大约 1200 方左右，气价上涨 1 元对应家庭采暖成本提升 1200 元。当前城镇、农村居民可支配收入分别为 49283 元/年、20133 元/年，因此对于居民来说，天然气涨价仍在可承受范围内。

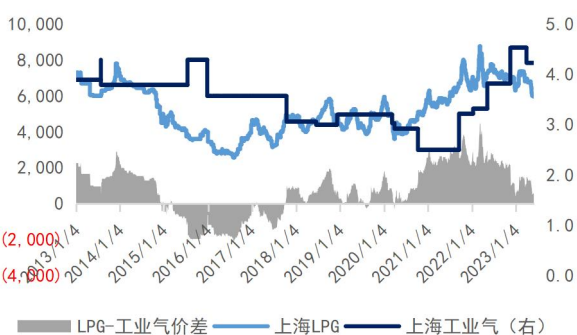
从天然气与替代能源的经济性考虑，在民生方面，天然气与电存在替代关系，以上海为例，按照天然气价格 3 元/方、平均电价 0.5 元/kwh 测算，居民使用天然气仍然比用电更具经济性；在工业方面，天然气与燃料油、LPG 存在替代关系，在同热值下，当前天然气的经济性仍然好于 LPG，与燃料油基本相当。因此我们认为从经济性角度考虑，天然气与替代能源相比仍有经济性优势，天然气顺价仍具备空间。

表3: 天然气与电在民生领域经济性比较

| 用途 | 燃料 | 热值 | 月消耗量 | 热效率 | 单价 | 每月费用 |
|----------------|-----|------------|----------|------|-----------|--------|
| 做饭 (4人一户) | 天然气 | 8500 千卡/方 | 20 立方米 | 55% | 3 元/方 | 60 元 |
| | 电 | 860 千卡/kwh | 132kwh | 80% | 0.5 元/kwh | 66 元 |
| 用途 | 燃料 | 热值 | 采暖季消耗量 | 热效率 | 单价 | 采暖季费用 |
| 采暖 (100 平米) | 天然气 | 8500 千卡/方 | 1200 立方米 | 90% | 3 元/方 | 3600 元 |
| | 电 | 860 千卡/kwh | 10000kwh | 100% | 0.5 元/kwh | 5000 元 |

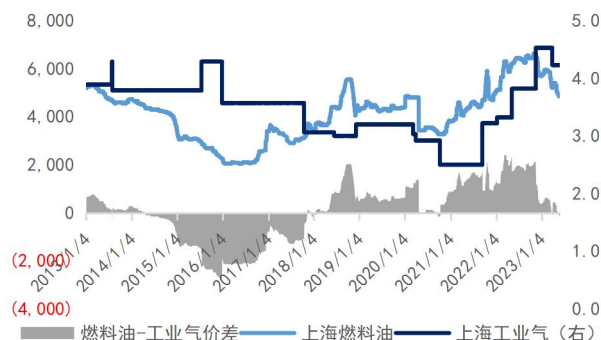
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图20: 天然气（元/方）与 LPG（元/吨）经济性对比



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

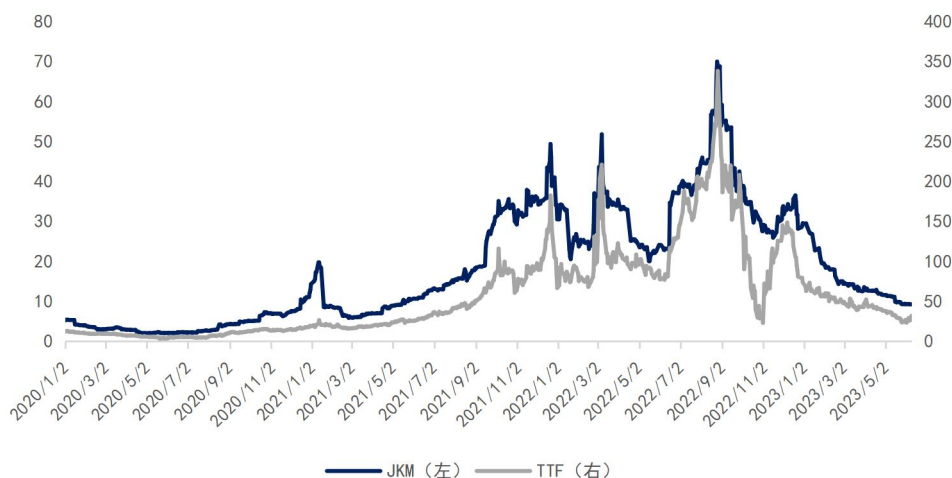
图21: 天然气（元/方）与燃料油（元/吨）经济性对比



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

2022 年国内天然气供应，59%的供应来自于成本较低的国产气，上游综合成本平均低于 1 元/立方米(气态)，占比 17%的进口管道气成本稍高，平均 1.88 元/立方米，这两类资源基本由“三桶油”供应。进口 LNG 占比 24%，价格波动较大，2022 年平均进口成本约 3,96 元/立方米，“三桶油”也是进口主力。虽然 2023 年海外天然气价格有所回落，但目前 JKM 与 TTF 价格分别约 2.35、2.44 元/方，相比国内门站价仍然存在一定倒挂，因此我们认为通过顺价来减轻上游负担是势在必行。

图22: JKM (美元/百万英热) 与 TTF (欧元/兆瓦时) 天然气价格

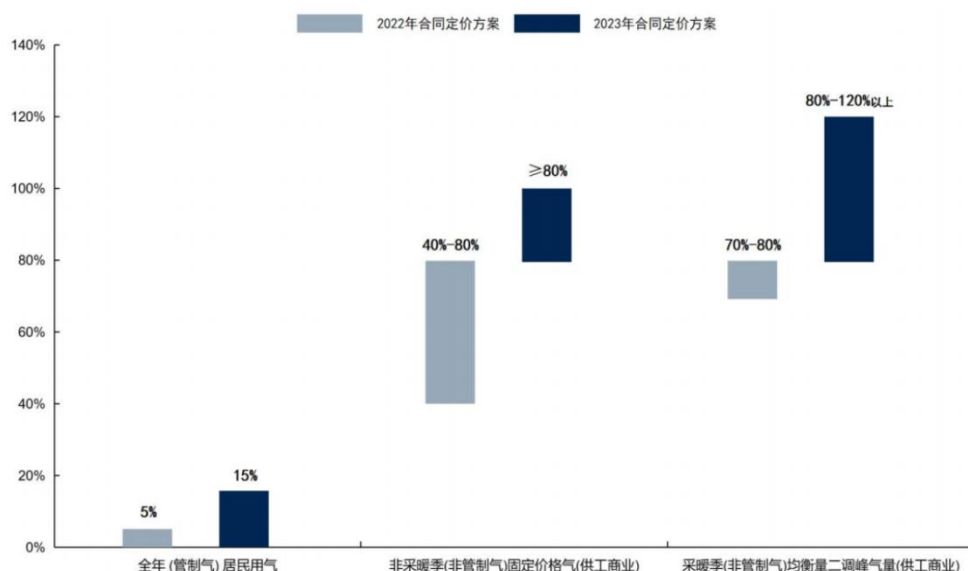


资料来源: Bloomberg, 国信证券经济研究所整理

◆ 投资建议: 看好公司天然气弹性, 维持“买入”评级

根据财新网消息, 相比 2022 年, 中国石油 2023 年的居民气价调整为在门站价基础上上浮 15%, 而 2022 年为上浮 5%。非管制气的均衡气量部分, 2022 年非采暖季上浮 40%-80%、旺季上浮 70%-80%, 而 2023 年则统一调整为上浮 80%。此外, 全国管道气均有 3% 的气量挂靠 JKM 现货价格。我们测算, 在成本相对稳定的基础上, 按照公司国内 2000 亿方销量, 实现气价每增长 0.1 元/方, 中国石油天然气利润增厚约 138 亿元。

图23: 2023 年中国石油天然气价格涨幅提升



资料来源: 思亚能源研报、财新网, 国信证券经济研究所整理

我们认为, 中国石油作为天然气行业的龙头公司, 在国内自产气和进口管道气上面有充足的资源优势, 未来在天然气行业的快速发展下, 增长前景将非常可观。我们看好天然气顺价给公司带来的业绩弹性, 上调

公司 2023-2025 年净利润预测为 1707/2050/2390 亿元（原值 1390/1579/1753 亿元），摊薄 EPS=0.93/1.12/1.31 元/股，对应 PE 为 8.6/7.2/6.1x，维持“买入”评级。

表4: 中国石油天然气业绩变动假设

| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023E | 2024E | 2025E |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------|-------------|-------------|
| 天然气销售（亿方） | 2,168 | 2,591 | 2,487 | 2,740 | 2,603 | 2,875 | 2,983 | 3,097 |
| 国内 | 1,596 | 1,714 | 1,726 | 1,946 | 2,071 | 2,175 | 2,283 | 2,397 |
| 国外 | 572 | 877 | 762 | 794 | 532 | 700 | 700 | 700 |
| 原价格假设（元/方） | 1.65 | 1.48 | 1.46 | 1.50 | 1.97 | 1.9 | 1.9 | 1.9 |
| 新价格假设（元/方） | 1.65 | 1.48 | 1.46 | 1.50 | 1.97 | 2.1 | 2.2 | 2.3 |
| 原利润预测值（亿元） | | | | | | 1390 | 1579 | 1753 |
| 气价波动 0.1 元/方对应业绩弹性（亿元） | | | | | | 150 | 157 | 165 |
| 理论测算利润（亿元） | | | | | | 1689 | 2050 | 2413 |
| 报表调整项（亿元） | | | | | | 18 | 0 | -23 |
| 实际测算利润（亿元） | | | | | | 1707 | 2050 | 2390 |

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所测算 注：报表调整项为预测过程中由于价格变动导致财务存在一定变化而产生的误差

◆ 风险提示

油气田开发不及预期；进口管道建设进度不及预期；LNG 接收站建设进度不及预期；国内经济复苏不及预期导致天然气增速不及预期。

相关研究报告：

《中国石油（601857.SH）-全球能源巨头，看好油气弹性》——2023-05-03

财务预测与估值

| 资产负债表 (百万元) | | | | | | 利润表 (百万元) | | | | | |
|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | 2021 | 2022 | 2023E | 2024E | 2025E | | 2021 | 2022 | 2023E | 2024E | 2025E |
| 现金及现金等价物 | 163536 | 225049 | 185430 | 196015 | 209037 | 营业收入 | 2614349 | 3239167 | 3134668 | 3296237 | 3450571 |
| 应收款项 | 94959 | 116655 | 103058 | 108369 | 113443 | 营业成本 | 2071504 | 2527935 | 2408412 | 2499003 | 2582515 |
| 存货净额 | 143848 | 167751 | 137858 | 142743 | 147183 | 营业税金及附加 | 226664 | 276821 | 282120 | 296661 | 310551 |
| 其他流动资产 | 78495 | 100536 | 94040 | 98887 | 103517 | 销售费用 | 71295 | 68352 | 68963 | 72517 | 75913 |
| 流动资产合计 | 480838 | 613867 | 524262 | 549891 | 577056 | 管理费用 | 51701 | 50523 | 52306 | 54810 | 57202 |
| 固定资产 | 642508 | 659903 | 702953 | 730622 | 742861 | 研发费用 | 16729 | 20016 | 21943 | 24722 | 27605 |
| 无形资产及其他 | 90587 | 92960 | 94242 | 95523 | 96805 | 财务费用 | 17043 | 19614 | 10476 | 7720 | 6043 |
| 投资性房地产 | 1022716 | 1037350 | 1037350 | 1037350 | 1037350 | 投资收益 | 35389 | (11140) | 10000 | 10000 | 10000 |
| 长期股权投资 | 265884 | 269671 | 272671 | 275671 | 278671 | 资产减值及公允价值变动 | (27611) | (39697) | (30000) | (30000) | (30000) |
| 资产总计 | 2502533 | 2673751 | 2631478 | 2689057 | 2732743 | 其他收入 | (1740) | (2521) | (21943) | (24722) | (27605) |
| 短期借款及交易性金融负债 | 59903 | 108936 | 50000 | 50000 | 50000 | 营业利润 | 182180 | 242564 | 270450 | 320803 | 370741 |
| 应付款项 | 257191 | 304747 | 275717 | 285486 | 294365 | 营业外净收支 | (23986) | (29292) | (20000) | (20000) | (20000) |
| 其他流动负债 | 201064 | 210580 | 210677 | 218293 | 225238 | 利润总额 | 158194 | 213272 | 250450 | 300803 | 350741 |
| 流动负债合计 | 518158 | 624263 | 536394 | 553779 | 569604 | 所得税费用 | 43507 | 49295 | 62612 | 75201 | 87685 |
| 长期借款及应付债券 | 287175 | 222478 | 192478 | 162478 | 132478 | 少数股东损益 | 22526 | 14602 | 17147 | 20595 | 24014 |
| 其他长期负债 | 288076 | 288907 | 289407 | 289907 | 290407 | 归属于母公司净利润 | 92161 | 149375 | 170690 | 205008 | 239042 |
| 长期负债合计 | 575251 | 511385 | 481885 | 452385 | 422885 | 现金流量表 (百万元) | | | | | |
| 负债合计 | 1093409 | 1135648 | 1018279 | 1006164 | 992489 | 净利润 | 92161 | 149375 | 170690 | 205008 | 239042 |
| 少数股东权益 | 145309 | 168527 | 175348 | 183539 | 193091 | 资产减值准备 | 4091 | 9622 | 2332 | 1723 | 780 |
| 股东权益 | 1263815 | 1369576 | 1437852 | 1499354 | 1547163 | 折旧摊销 | 190119 | 200277 | 178337 | 194327 | 210700 |
| 负债和股东权益总计 | 2502533 | 2673751 | 2631478 | 2689057 | 2732743 | 公允价值变动损失 | 27611 | 39697 | 30000 | 30000 | 30000 |
| 关键财务与估值指标 | | | | | | 财务费用 | 17043 | 19614 | 10476 | 7720 | 6043 |
| 每股收益 | 0.50 | 0.82 | 0.93 | 1.12 | 1.31 | 营运资本变动 | 30839 | (14749) | 23884 | 4565 | 2961 |
| 每股红利 | 0.38 | 0.42 | 0.56 | 0.78 | 1.04 | 其它 | 1522 | (2501) | 4489 | 6469 | 8772 |
| 每股净资产 | 6.91 | 7.48 | 7.86 | 8.19 | 8.45 | 经营活动现金流 | 346343 | 381721 | 409731 | 442090 | 492255 |
| ROIC | 8% | 14% | 14% | 17% | 19% | 资本开支 | 0 | (182656) | (255000) | (255000) | (255000) |
| ROE | 7% | 11% | 11.9% | 13.7% | 15.5% | 其它投资现金流 | 0 | (3876) | 0 | 0 | 0 |
| 毛利率 | 21% | 22% | 23.17% | 24.19% | 25.16% | 投资活动现金流 | (15186) | (190319) | (258000) | (258000) | (258000) |
| EBIT Margin | 7% | 9% | 10% | 11% | 11% | 权益性融资 | (2308) | 529 | 0 | 0 | 0 |
| EBITDA Margin | 14% | 15% | 15% | 16% | 18% | 负债净变化 | 37865 | (28375) | (30000) | (30000) | (30000) |
| 收入增长 | 35% | 24% | -3% | 5% | 5% | 支付股利、利息 | (69195) | (76531) | (102414) | (143505) | (191234) |
| 净利润增长率 | 385% | 62% | 14% | 20% | 17% | 其它融资现金流 | (248603) | 79394 | (58936) | 0 | 0 |
| 资产负债率 | 49% | 49% | 45% | 44% | 43% | 融资活动现金流 | (313571) | (129889) | (191350) | (173505) | (221234) |
| 股息率 | 4.7% | 5.2% | 7.0% | 9.8% | 13.0% | 现金净变动 | 17586 | 61513 | (39619) | 10585 | 13021 |
| P/E | 15.9 | 9.8 | 8.6 | 7.2 | 6.1 | 货币资金的期初余额 | 145950 | 163536 | 225049 | 185430 | 196015 |
| P/B | 1.2 | 1.1 | 1.0 | 1.0 | 0.9 | 货币资金的期末余额 | 163536 | 225049 | 185430 | 196015 | 209037 |
| EV/EBITDA | 7.0 | 5.3 | 5.2 | 4.6 | 4.1 | 企业自由现金流 | 0 | 230086 | 172915 | 205284 | 256250 |
| | | | | | | 权益自由现金流 | 0 | 281106 | 76122 | 169494 | 221717 |

资料来源: Wind、国信证券经济研究所预测

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

| 类别 | 级别 | 说明 |
|------------|----|----------------------------|
| 股票 投资评级 | 买入 | 股价表现优于市场指数 20%以上 |
| | 增持 | 股价表现优于市场指数 10%-20%之间 |
| | 中性 | 股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间 |
| | 卖出 | 股价表现弱于市场指数 10%以上 |
| 行业 投资评级 | 超配 | 行业指数表现优于市场指数 10%以上 |
| | 中性 | 行业指数表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间 |
| | 低配 | 行业指数表现弱于市场指数 10%以上 |

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所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或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。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所提及的意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层
邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层
邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层
邮编：100032