

中国海油（600938.SH）

三个万亿大气区战略规划明确，天然气助力公司长期成长

◆ 公司研究 · 公司快评

◆ 石油石化 · 油气开采 II

◆ 投资评级：买入（维持评级）

证券分析师： 杨林
证券分析师： 薛聪

010-88005379
010-88005107

yanglin6@guosen.com.cn
xuecong@guosen.com.cn

执证编码：S0980520120002
执证编码：S0980520120001

事项：

2024 年第一季度，中国海油天然气产量 2295 亿立方英尺，同比增长 10.6%，其中国内天然气产量 1737 亿立方英尺，同比增长 10.9%。

国信化工观点：

1) **中长期角度我国天然气需求维持较快增长**：2023 年我国天然气需求呈现恢复性增长，全年天然气消费量为 3900 亿立方米。按照十四五现代能源体系规划，2025 年天然气消费量将达到 4200-4600 亿立方米，复合增速达到 7%左右，天然气的消费峰值预计出现在 2040 年，约为 7000 亿立方米。消费结构中，城市燃气和工业燃料为当前主要需求，未来增长过程中天然气发电和城市燃气将贡献主要增量。

2) **公司制定了三个万亿大气区战略规划，增产路径明确**：2022 年中国海油提出了油气资源供给保障中心建设方案，制定了三个万亿大气区战略规划，是指南海大气区、渤海大气区和陆上鄂东—沁水大气区探明储量均达到 1 万亿立方米。南海万亿大气区主要涵盖中国南海的莺歌海盆地、琼东南盆地和珠江口盆地，渤海万亿大气区主要是渤海湾盆地渤海海域的中国海油矿区，陆上鄂东—沁水万亿大气区指的是中国海油在鄂尔多斯盆地东缘和沁水盆地的非常规天然气矿区。中国海油战略规划提出将于 2025 年左右建成南海万亿大气区，2028 年左右建成陆上鄂东—沁水万亿大气区，2030 年左右建成渤海万亿大气区。

3) **公司下游非居民用户占比高，天然气实现价格较同行明显偏高**：门站价为我国天然气定价体系核心，目前门站价基准水平维持稳定，但是在交易过程中，实际成交价格可以在基准价格上进行一定上浮或下浮。出于保供的要求，一般居民气门站价涨幅较低，居民用气价格远低于非居民用气价格，其差价甚至超过 1 元/立方米。公司天然气下游客户多为工业企业，天然气平均实现价格高。凭借这些稳定优质的工业用户，2023 年公司天然气平均实现价格达 7.98 美元/千立方英尺，约合 2.00 元/立方米。

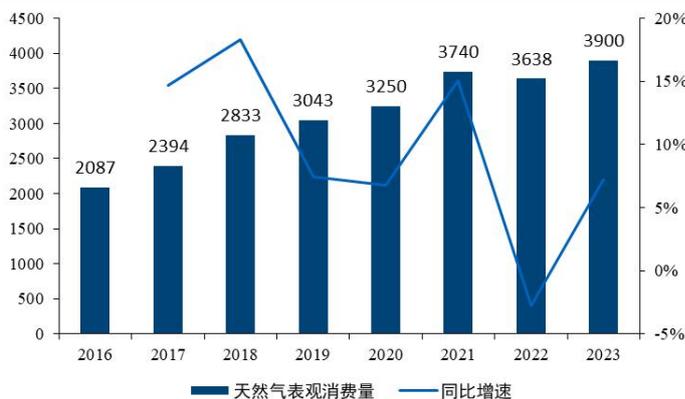
4) **投资建议**：我们维持对公司 2024-2026 年归母净利润 1498/1564/1633 亿元的预测，对应 EPS 分别为 3.15/3.29/3.43 元，对应 A 股 PE 分别为 9.3/8.9/8.5 倍，对应 H 股 PE 分别为 5.8/5.5/5.3 倍，维持“买入”评级。

评论：

中国天然气需求维持较快增速

中国天然气需求预期将维持较高增速。2022 年受疫情影响，中国天然气表观 3638 亿方，同比下滑 2.7%，为近 20 年来首次出现负增长。2023 年我国天然气需求呈现恢复性增长，全年天然气消费量为 3900 亿立方米。按照十四五现代能源体系规划，2025 年天然气消费量将达到 4200-4600 亿立方米，复合增速达到 7% 左右，天然气的消费峰值预计出现在 2040 年，约为 7000 亿立方米，中国将成为世界天然气发展的主要引擎。

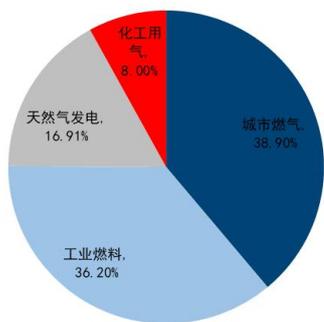
图1：天然气表观消费量及增速（亿方）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

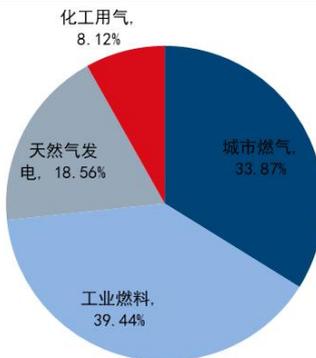
城市燃气和工业燃料为主要需求，预测天然气发电增长较快。据中国能源网报道，2023 年我国天然气绝对消费量达 3773 亿立方米，同比增加 223 亿立方米，增幅 6.3%。城镇燃气（居民、公服、交通、采暖）总用气量 1468 亿立方米，同比增长 147 亿立方米，占增量的 68%；工业燃料用气量 1366 亿立方米，同比增长 18 亿立方米；天然气发电用气量 638 亿立方米，同比增长 51 亿立方米；化工用气量 302 亿立方米，同比增长 9 亿立方米。预测至 2025 年我国城市燃料领域居民燃气、取暖用气、交通领域平衡发展；工业燃料领域由于“煤改气”政策逐渐进入尾声，天然气增速放缓；天然气发电调峰需求提升，维持较快发展；化工用气由于氢能产业发展也有所提升，预期 2025 年四者占比分别达到 34%、39%、19%、8%。

图2：2023 年中国天然气消费结构



资料来源：国家统计局官网，国信证券经济研究所整理

图3：2025 年中国天然气消费结构预测



资料来源：国家统计局官网，国信证券经济研究所整理和预测

工业燃料：“煤改气”继续推动需求增长

天然气在工业领域主要用于工业窑炉和工业锅炉，广泛应用于冶金、陶瓷、玻璃、食品、造纸、印染等行业。在玻璃、金属热处理、陶瓷及热风机等领域，以天然气为燃料时具有升温速度快、可达到 800°C 以上高温、对温度控制精度高、清洁等优点，会显著提高产品品质、提高产量，其他燃料替代性较差，天然气在这些领域的消费具有刚性。

在锅炉燃料领域，天然气、燃料油和煤互为替代，除考虑燃料成本外，各种锅炉的热效率也会影响燃料的经济性，假设按照燃煤锅炉热效率 65%、燃油锅炉热效率 75%、燃气锅炉效率 85% 来测算煤、天然气、燃料油的单位热量价格，在大多数情况下天然气较燃料油更具经济性，但与煤相比经济性不足，工业领域气代煤还需要政策推动。

图4：考虑热效率后煤、燃料油、LNG 的单位热量价格



资料来源：卓创资讯，国信证券经济研究所整理

2023 年 2 月 20 日，国家发改委等 9 个部门联合印发《关于统筹节能降碳和回收利用加快重点领域产品设备更新改造的指导意见》，提出到 2025 年工业锅炉平均热效率相比 2021 年提高 5% 的目标。“十四五”期间，煤改气工程仍将持续开展，工业燃料作为“煤改气”重要领域，有望在政策扶持下快速发展，尤其是食品加工、制药等能源成本占比不高的行业，更加容易接受“煤改气”。天然气作为工业燃料其消费增速与 GDP 增速、第二产业增加值增速、全社会用电量增速有着密切的相关关系，随着中长期国际天然气供需逐渐走向宽松，天然气价格将有所下降，且中国经济稳步恢复，2022 年工业燃料用气量为 1533 亿立方米，预计 2025 年中国工业燃料天然气消费量 1700 亿立方米。

城市燃气：气化率逐步提升

居民用气量与城镇化进程紧密相关，2022 年我国城镇化率为 66.16%，预计到 2030 年有望达到 70%。随着我国不断推进新型城镇化向纵深发展，城镇人口规模将持续扩大，从而作为清洁高效能源的天然气需求有望提升。随着第三产业在经济中占比不断提高，餐饮、旅游、住宿等产业快速发展将有力拉动商业领域燃气用量。

图5: 中国城镇居民气化人口及气化率



资料来源: 国家统计局官网, 国信证券经济研究所整理

在经济方面, 天然气主要替代煤和电。以 100 平方米住宅采暖季 4 个月进行估算: 使用天然气取暖约需 1200 立方米, 以天然气价格为 3 元/立方米估计, 每个采暖季取暖费用为 3600 元; 以空调取暖, 则每个采暖季大约需要消耗 10000kwh 电能, 居民用电为 0.5 元/kWh 计, 则采暖费用为 5000 元; 以煤取暖, 每个采暖季约需 4 吨煤, 每吨煤 700 元计, 取暖费用为 2800 元。由以上对比可知, 以煤取暖价格最为低廉, 天然气次之, 以电取暖最贵。但考虑到天然气取暖的清洁性及便捷性, 加之政府推广“煤改气”时的补贴, 天然气仍有一定的竞争力。

表1: 不同方式取暖成本对比

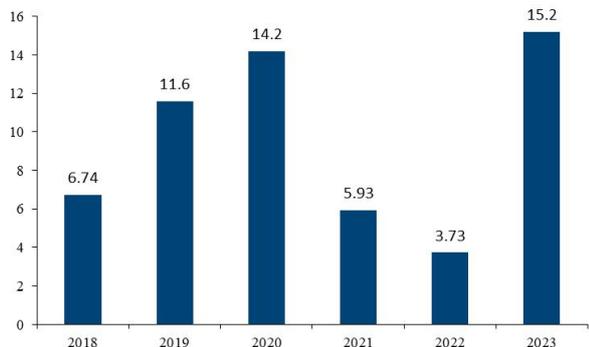
住宅面积	燃料	热值	消耗量	热效率	单价	费用
100 m ²	天然气	8500 kcal/m ³	1200 m ³	90%	3 元/m ³	3600 元
	电	860 kcal/kWh	10000 kWh	100%	0.5 元/kWh	5000 元
	煤	5500 kcal/kg	4000 kg	50%	700 元/吨	2800 元

资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理并测算

“十四五”期间, 居民“煤改气”将在东北、西南及中部地区重点推进。2022 年城镇人口 5.36 亿, 气化率为 58%, 预计 2025 年气化人口增加至 6 亿, 城镇居民用气量为 400 亿立方米; 城镇采暖方面, 2022 年天然气采暖面积为 23 亿平方米, 预计 2025 年天然气采暖面积为 26 亿平方米, 城镇采暖用气 260 亿立方米; 2022 农村采暖户约为 1000 万户, 新增 150 万户, 随农村“煤改气”逐渐进入尾声, 预计 2025 年农村采暖户数为 1200 万户, 天然气需求量为 240 亿立方米。预计 2025 年工服用气为 280 亿立方米; 综上 2025 年居民领域天然气消费量为 1180 亿立方米。

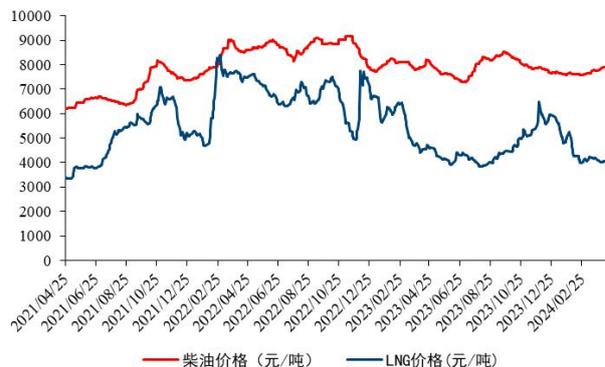
在交通领域, 由于 LNG 相对于柴油具备一定经济性, 所以天然气汽车在我国有一定发展基础。在 2021-2022 年受气价高企、需求低迷的影响, 我国年 LNG 重卡终端销量较为低迷, 仅为 5.93 万辆及 3.73 万辆。2023 年 LNG 重卡年销量达 15.2 万辆, 同比增长 307%, 在重卡中渗透率达到 16.7%。目前全球天然气供需进入再平衡期, LNG 价格逐渐回归理性, 有利于 LNG 重卡的推广。《2030 年前碳达峰行动方案》指出, 要推广电力、氢燃料、液化天然气动力重型货运车辆, 以替代传统燃油车。LNG 重卡有望进入快速增长期。

图6: 天然气重卡市场终端年度销量 (万辆)



资料来源: 卓创资讯, 国信证券经济研究所整理

图7: LNG 与柴油价格走势



资料来源: 卓创资讯, 国信证券经济研究所整理

以某一价格为 40 万元/辆的 LNG 重卡为例, 同功率、同车型的柴油重卡价格约为 32 万元/辆。重卡的日行驶里程按 500km 计。以 0#柴油的零售价格 7.8 元/升, 每千克 LNG 的热值相当于 1.33L 柴油, LNG 单价为 4.5 元/kg, 柴油重卡百公里消耗柴油按 32L 估算。LNG 在气化器中转化成气态进入发动机燃烧, 相比于柴油 (C10-C22 的混合物) 液态燃烧得更加充分。所以燃气发动机比柴油发动机有更高的热效率, 为了便于估算, 以热效率一致计算。可知在日行 500km 使用条件下, LNG 重卡比柴油重卡燃料每天节省 708 元。以一年重卡工作时间为 300 天, 卡车整车寿命为 8 年, 综合考虑购车、维护、燃料等费用可以发现, LNG 重卡在当前燃料成本下, 经济性远超柴油重卡。

表2: LNG 重卡与柴油重卡使用成本对比

项目	LNG 重卡	柴油重卡
全寿命周期/年	8	8
车辆价格/万元	40	32
日行驶里程/km	500	500
燃料价格	4.5 元/kg	7.8 元/L
百公里能耗	24 kg	32 L
维修及折旧费用/ (元/km)	0.2	0.3
总成本/万元	199.6	367.52

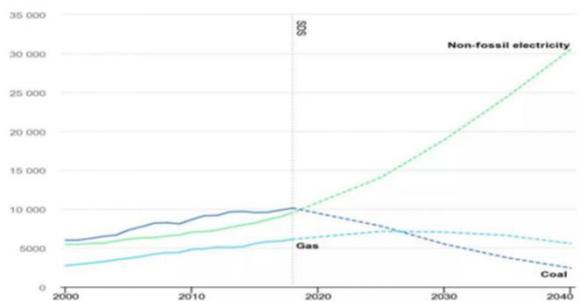
资料来源: 阮芮彬, 《企业应用 LNG 重卡的经济性分析》, 设备管理与维修, 2020, (16)2, 国信证券经济研究所整理

从目前油气价格来看, 天然气重卡的经济性较强, 加之国 VI 排放标准升级、区域环保政策等因素, 天然气重卡发展长期利好。考虑到经济增速回升, LNG 价格下降, 预计 2025 年天然气重卡保有量可达 80 万辆, LNG 重卡天然气消费量达 200 亿立方米。2022 年 CNG 汽车用气需求量为 100 亿立方米, 随着电动汽车逐渐普及和 CNG 汽车保有量逐渐下降, 预计 2025 年 CNG 车用天然气需求量为 80 亿立方米。综上估计 2025 年交通领域天然气消费量为 280 亿立方米。

发电用电: 低碳转型背景下, 气电需求有望较快增长

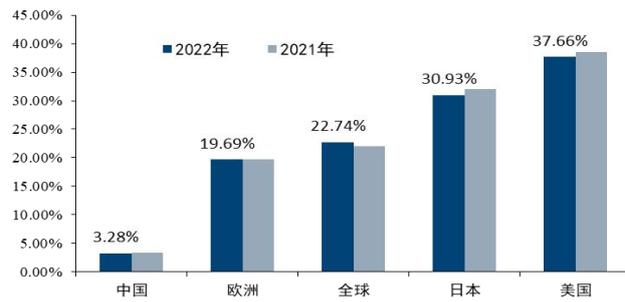
近年来中国气电保持稳步增长态势, 但装机及发电量占比仍处于较低水平。截至 2023 年底, 中国天然气发电装机容量达 12562 万千瓦, 近十年气电装机年均增速约 11.4%。由于基数偏低, 气电装机整体规模占比较低, 仅占总装机规模的 4.3%, 远低于世界平均水平 (25%左右), 与美国 40%以上的气电装机占比相比差距较大。从发电量看, 中国天然气发电量也保持了稳定增长, 2023 年燃气发电量达 3016 亿千瓦时, 近十年年均增速约 10.2%, 发电利用小时数保持在 2500-3000 小时之间, 但燃气发电量占总发电量比重始终未突破 3.5%, 远低于世界平均水平 (23%), 显著低于美国 (37%)、欧盟 (27%)、日本 (36.8%)、韩国 (27%)、德国 (13%) 等国家。从清洁能源利用和减排的角度, 未来中国天然气发电存在巨大发展空间。

图8：世界范围电力来源展望



资料来源：IEA，国信证券经济研究所整理

图9：主要国家和地区天然气发电占比



资料来源：BP，国信证券经济研究所整理

近年我国持续保持世界第一大可再生能源消费国与生产国地位，预计 2035 年，风能及太阳能发电装机规模占比将进一步提升，累计发电装机容量达到 $20.7 \times 10^8 \text{kW}$ ，在发电结构中占比将达到 45%，但随着新能源装机持续大幅增长，局部地区新能源电源建设速度超出消纳能力，能源的规模化发展和高效消纳利用之间矛盾突出。例如，内蒙古东部 2022 年风电利用率仅为 90%，西藏 2022 年光伏利用率仅为 80%。从国际经验看，为保持电力系统稳定，高比例可再生能源入网都配有一定比例的灵活性基础电源。气电以其低碳、高效、稳定、启停快、爬坡快、变负荷能力强等优势成为最灵活性电源。

表3：煤电、气电特性对比

项目	燃煤机组	联合循环燃机	简单循环燃机
承担负荷位置	基荷、腰荷	基荷、腰荷	峰荷
建设周期	24-30 个月	16-20 个月	10-12 个月
能源综合效率	40%左右	50%-75%	40%左右
调峰范围	目前:50%-100%;改造后: 35%-100%	38%-100%	20%-100%;启停调峰: 0-100%
静止到满载	6-8h	2h	19min
空载到满载	1.5h	1h	6-8min
爬坡速率(额定容量/分钟)	2%-3%	大于 5%	10%

资料来源：傅观君等，《天然气发电在新型电力系统中的功能定位及发展前景研判》，中国电力，2024，1-8，国信证券经济研究所整理

受气源供应、管网建设、电价承受力等因素影响，广东、江浙沪、京津等地区燃气装机较多，装机容量占全国比重约 80%。南方以调峰机组为主，北方以热电联产机组为主。当前，中国气电执行单一制和两部制两种电价方式，单一制电价 0.61-0.69 元/千瓦时；两部制电价中容量电价 28-48 元/千瓦·月、电量电价 0.44-0.55 元/千瓦时。由于容量电价基本可补偿电厂固定成本，电量电价与变动成本持平或略高，两部制电价对气电企业经营形成兜底。执行两部制电价地区逐渐增多。

由于我国在 2008—2012 年高油价时期签署了一批“照付不议”的 LNG 长期购销协议，LNG 合同离岸价超过 15 美元/10⁶Btu（约 3.5 元/m³），导致我国天然气供应价格一直偏高，气电竞争力削弱。随着天然气价格高位回落，气电成本有望回落。随着气电在环保、调峰和调频的经济价值逐步体现，气电的市场化价格机制有望逐步建立，气电竞争力有望稳步提高。

根据国网能源研究院有限公司测算，预计 2030、2060 年，气电装机分别达到 2.2 亿、3 亿千瓦，气电装机规模增长趋势总体可分为稳步增长、增容控量、控容减量三个阶段。由于广东、江浙沪、京津等地区容易获得液化天然气等基础设施，气源更有保障，且这些较富裕的省份有能力为气电企业提供补贴，新增气电有望延续目前布局。

随着能源结构向低碳转型，天然气发电快速发展有较大确定性。随着国际天然气价回落及国内燃气轮机技术的重大突破，天然气发电成本会显著下降，叠加“十四五”电力及天然气市场化改革落地，气电较煤电

竞争力有望大幅提升。我们预计 2025 年中国天然气发电需求量可达 800 亿立方米。

图10: 2013-2023 年中国天然气发电装机容量及发电量

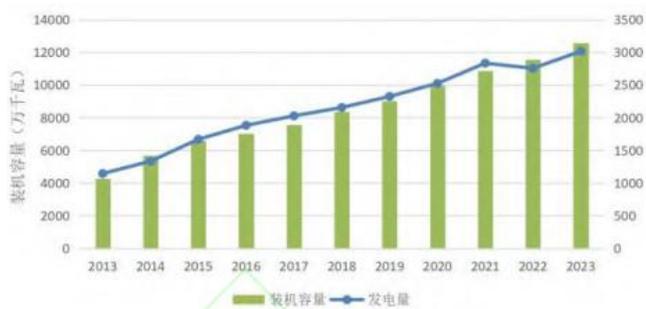
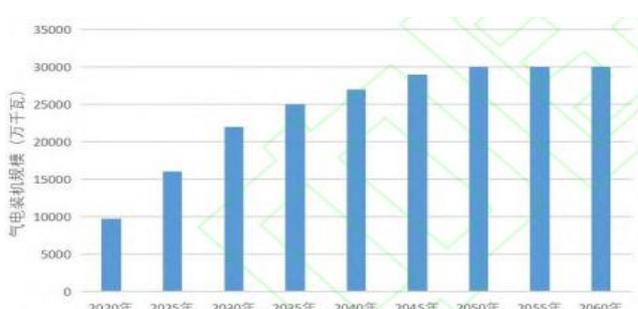


图11: 2020-2060 年全国气电装机规模变化趋势



资料来源：傅观君等，《天然气发电在新型电力系统中的功能定位及发展前景研判》，中国电力，2024，1-8，国信证券经济研究所整理

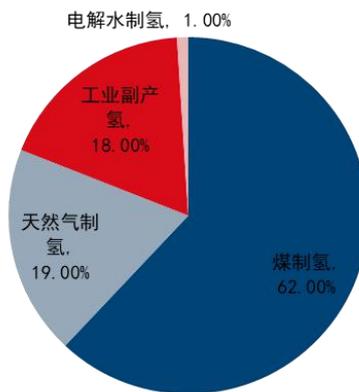
资料来源：傅观君等，《天然气发电在新型电力系统中的功能定位及发展前景研判》，中国电力，2024，1-8，国信证券经济研究所整理

化工用气：天然气制氢带动需求增长

在化工领域，由于政策调控，用气保持低增长，从全国层面看限制和禁止天然气化工的改扩建仍然是主旋律。“十四五”时期天然气制合成氨、甲醇、尿素、氮肥还要进行去产能和总量调控。但随着氢能产业快速发展，天然气制氢有望拉动化工领域天然气消费量。

天然气制氢工艺目前在世界氢气制取市场占比排第一位。我国天然气制氢的占比排在第二，位于煤制氢之后。根据中国煤炭工业协会公开数据，2020 年中国氢气产量超过 2500 万吨，其中煤制氢所产氢气占 62%、天然气制氢占 19%，工业副产气制氢占 18%，电解水制氢占 1%左右。

图12: 2020 年中国氢气制取来源



资料来源：卓创资讯，国信证券经济研究所整理

从目前技术水平及能源价格计算，由煤制氢成本最低，绿电制氢成本最高，但考虑到碳捕集及提纯成本，天然气制氢与煤制氢成本相当。未来十年由绿电制氢的技术很难有跨越式突破，价格很难与天然气制氢抗衡，所以天然气制氢是未来氢能产业发展的必选之路，氢能发展将有力带动天然气消费。

表4: 各种制氢技术成本及变化趋势 (元/方)

技术类型	当前成本	考虑 CCS 和提纯	2023 年成本	2050 年成本
煤制氢	7.5-9.5	14.5-17.7	11.8-14.1	10.7-13.0
天然气制氢	9-15	12.8-19.6	11.4-17.7	10.8-17.1
工业副产氢	10-16	13.4-19.9	12.0-18.0	11.5-17.5
风电制氢 (AE)		22.7	16.35	9.88
风电制氢 (PEM)		41.97	15.45	9.34

资料来源: 万燕鸣等, 《中国氢能及燃料电池白皮书》, 中国氢能联盟, 2019, 国信证券经济研究所整理

目前我国尿素、甲醇的产量相对稳定, 天然气制氢仅在天然气产地仍会有一些发展, 导致天然气在化工领域的应用保持稳定。2020 年国民经济和社会发展计划的主要任务中首次提出要制定国家氢能产业发展战略规划。目前天然气制氢最能平衡经济效益和环境效益, 氢能产业为天然气化工带来重要利好, 预计 2025 年天然气化工用量可达 350 亿立方米。

中长期中国天然气消费预测: 2040 年左右达峰,

近年来, 多家中国权威机构发布了“双碳”目标下能源及油气需求预测研究成果。天然气需求将于 2030—2040 年达峰, 集中于 2040 年左右, 峰值为 4220 亿-7510 亿立方米, 集中于 6500 亿-7000 亿立方米, 充分反映了对未来天然气持续较快发展的共识。在天然气需求维持较快增长情况下, 对国产天然气产量增长提出了较高要求。

表5: 部分机构预测 2050 年中国能源消耗量

能源消费	2.0°C 情景	2060 年碳中和情景	强化行动情景	电气化加速情景	快速转型情景
	清华大学气候变化与可持续发展研究院	清华大学能源环境经济研究所		国网能源研究院	
能源消费峰值/10 ⁸ tce	2030 年 58.0	2060 年 57.0	持续缓慢增加	2030 年 57.7	2030 年 53.0
煤炭占比	13.0%	7.0%	28.0%	8.1%	7.0%
石油占比	5.0%	8.0%	12.0%	7.1%	9.1%
天然气占比	11.0%	4.0%	11.0%	10.7%	13.3%
非化石能源占比	72.0%	81.0%	59.0%	74.1%	70.7%
天然气消耗/10 ¹⁰ m ³	4800	-	-	4642	5300

资料来源: 周淑慧等, 《碳中和背景下中国“十四五”天然气行业发展》, 天然气工业, 2021, 41(02): 171-182, 国信证券经济研究所整理

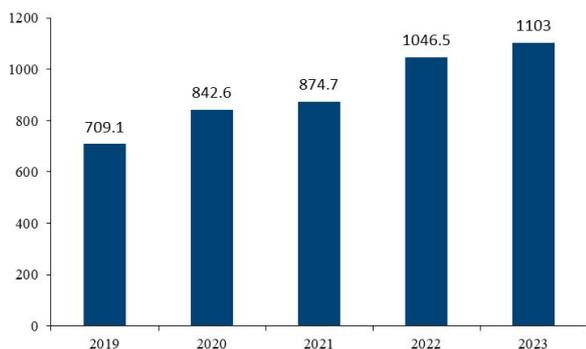
公司提出三个万亿大气区战略布局, 天然气增产路径明确

天然气具有清洁低碳等优势, 在实现中国碳达峰、碳中和目标过程中将发挥重要作用。2022 年中国海油提出了油气资源供给保障中心建设方案, 制定了三个万亿大气区战略规划。三个万亿大气区指的是南海大气区、渤海大气区和陆上鄂东—沁水大气区探明储量达到一万亿立方米。南海万亿大气区主要涵盖中国南海的莺歌海盆地、琼东南盆地和珠江口盆地, 渤海万亿大气区主要是渤海湾盆地渤海海域的中国海油矿区, 陆上鄂东—沁水万亿大气区指的是中国海油在鄂尔多斯盆地东缘和沁水盆地的非常规天然气矿区。中国海油战略规划提出将于 2025 年左右建成南海万亿大气区, 2028 年左右建成陆上鄂东—沁水万亿大气区, 2030 年左右建成渤海万亿大气区。

南海万亿大气区

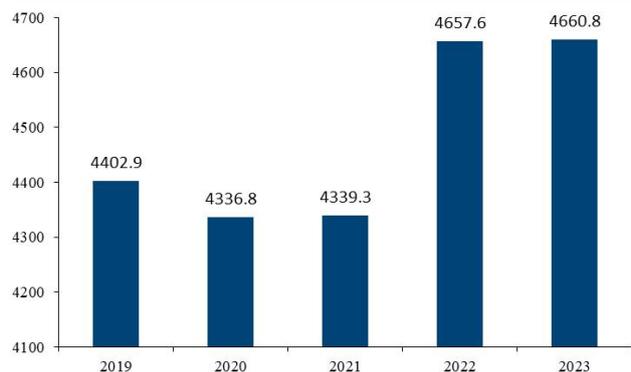
南海总面积超过 300 万平方千米, 我国主权面积占三分之二, 是西太平洋最大的边缘海海盆之一。公司目前在南海的勘探开采主要集中于南海北部, 为了便于管理, 国家将南海油气田以珠江出海口为界, 划分为“南海西部油田”与“南海东部油田”。南海油气资源丰富, 是世界上主要的产油区之一。2023 年公司在南海的天然气净产量为 1103 百万英尺/天, 南海的天然气净证实储量达到 46608 亿立方英尺。

图13: 近年公司在南海天然气产量 (百万立方英尺/天)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图14: 近年公司在南海天然气净证实储量变化 (十亿立方英尺)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

中国南海北部海域为中国海油天然气增储上产的主力区。截至 2022 年底, 已在莺歌海、琼东南和珠江口三大盆地内发现了 5 个千亿方级气田群, 合计探明天然气地质储量超过 8000 亿方。

表6: 中国南海大气区已发现主要气田概况

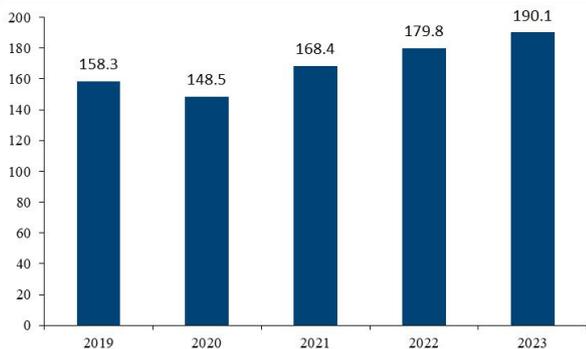
盆地名称	气田群名称	代表气田名称	发现年份	天然气探明地质储量 (10 ⁸ m ³)
莺歌海盆地	中央底辟带	东方 1-1	1991	1203.19
		东方 13-2	2012	685.79
		乐东 22-1	1996	347.72
		乐东 10-1	2017	394.33
琼东南盆地	崖城	崖城 13-1	1983	803.09
		陵水 17-2	2014	1020.36
	乐东-陵水	陵水 25-1	2014	528.23
		陵水 18-1	2015	288.71
珠江口盆地	白云凹陷北部斜坡带	番禺 30-1	2003	266.97
		番禺 34-1	2005	191.59
	白云凹陷东南斜坡带	荔湾 3-1	2009	524.68
		流花 29-1	2011	153.45
		流花 28-2	2015	141.45

资料来源: 徐长贵, 《双碳背景下中国海油三个万亿大气区勘探战略思考》, 中国海上油气, 2023, 35 (06): 1-12, 国信证券经济研究所整理

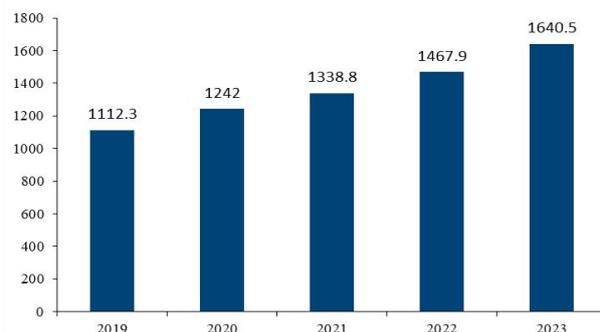
据中国海油“十三五”全国油气资源评价结果, 南海海域天然气总资源量超过 8.5 万亿方, 集中分布于珠江口、琼东南和莺歌海三大盆地。其中, 深水区 (水深 ≥ 300m) 天然气资源量合计 3.8 万亿方, 占比 45%, 主要分布在珠江口盆地白云凹陷及琼东南盆地乐东-陵水凹陷、宝岛凹陷及长昌凹陷; 浅水区天然气资源量合计 4.7 万亿方, 占比 55%, 主要分布在莺歌海盆地及珠江口盆地惠州凹陷。考虑海上的作业难度和勘探成本等问题, 若按照 40% 探明率, 预计南海北部剩余天然气待探明地质储量超 2 万亿方, 具备实现万亿大气区的资源基础, 预计 2025 年可实现海油南海万亿大气区建设目标。

渤海万亿大气区

渤海油田海域面积 7.3 万平方公里, 其中可勘探矿区面积约 4.3 万平方公里, 包括 5 个构造带, 6 个亿吨级大油田, 形成 4 大生产油区和 8 个生产作业单元, 作业水深约为 10 米至 30 米。渤海是公司天然气储量、产量增长的重要来源。2003 年公司在渤海的天然气产量为 190.1 百万立方英尺/天, 渤海的天然气储量达到 16405 亿立方英尺。

图15: 近年公司在渤海天然气产量（百万立方英尺/天）


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图16: 近年公司在渤海天然气储量变化（十亿立方英尺）


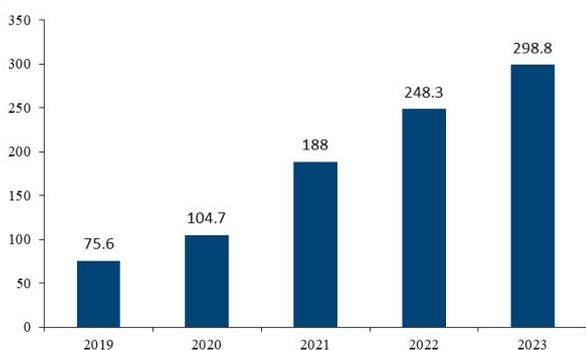
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

渤海大气区所在的渤海湾盆地历史上发现诸多天然气田。20世纪70年代至“十二五”末期储量发现多集中于中—浅层，以原油和溶解气为主。“十三五”以来，通过区域地质规律的深入剖析，加强了深层领域的研究与探索，陆续在渤中凹陷深层潜山与古近系碎屑岩中实现了天然气的突破。2018年首次发现了中国东部最大的整装凝析气田—渤中19-6，证实了成熟—高成熟天然气资源的存在，揭示了渤海潜山天然气领域巨大的勘探前景。2022年初在渤南低凸起西段钻探的BZ26-6-2井测试平均日产油超270吨，平均日产气超32万方，进一步证实了渤中凹陷凝析气和高挥发油藏溶解气的勘探潜力。截至2022年底，渤海大气区已上报国家探明天然气地质储量5348亿方。

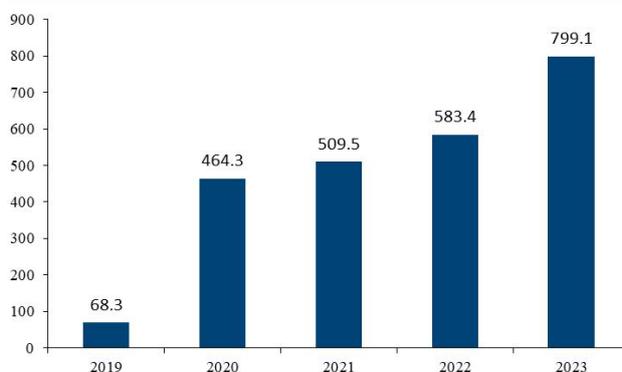
渤海大气区目前已发现天然气主要分布在深层和超深层，且整体勘探程度较低。根据中国海油“十三五”全国油气资源评价结果，渤海海域天然气总资源量约2.9万亿方，主要分布在渤中凹陷、辽中凹陷和黄河口凹陷，若按照50%的最终探明率，预计全部可探明天然气地质储量约1.5万亿方，剩余待探明地质储量超过0.9万亿方，具备建成万亿大气区的资源基础，**预计2030年左右可实现渤海万亿大气区建设目标。**

陆上鄂东—沁水万亿大气区

公司通过收购中联煤层气有限责任公司首次登陆并开始国内非常规天然气产业发展。公司主要在沁水盆地开展中浅层煤层气勘探开发，在鄂尔多斯盆地东部开展致密气勘探和开发目前已在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘建成神府、临兴和潘河三大生产基地。公司具备煤层气与致密气勘探开发技术能力，重点包括高阶煤层气勘探开发及薄层叠置致密气低成本开发技术能力。2023年公司陆上天然气产量达298.8百万立方英尺/天，陆上天然气储量为7991亿立方英尺。

图17: 近年公司在陆上天然气产量（百万立方英尺/天）


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

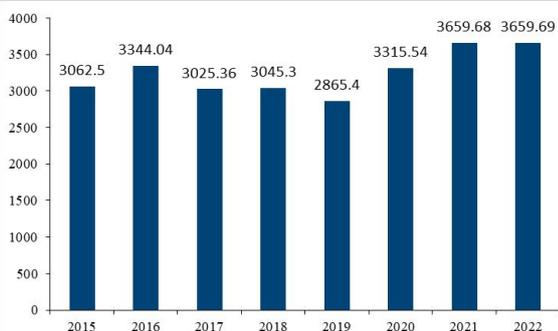
图18: 近年公司在陆上天然气储量变化（十亿立方英尺）


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

我国煤层气资源较为丰富，有望成为常规天然气重要补充。煤层气开发具有“一举三得”的多维价值，不仅有利于煤矿安全生产、减少煤矿瓦斯事故，也有利于优化能源结构、补充清洁能源，更有利于碳减排而助力推进碳达峰碳中和目标。中国的资源禀赋具有“富煤、贫油、少气”的特点，所以中国的煤层气资源储备非常丰富，目前煤层气储量约 36.8 万亿立方米，居世界第三位，约占全球资源储量的 14% 左右。

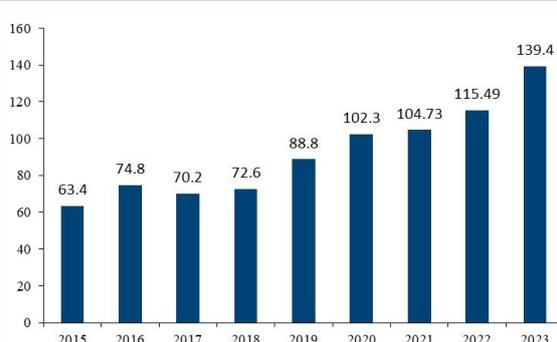
煤层气发展基础相对较差，但仍然维持较高增速。我国煤层气产业发展缓慢，规模体量偏小，与我国相对丰富的资源量不匹配。“十一五”“十二五”和“十三五”期间，我国已经连续 3 次未能完成国家制定的煤层气产业五年计划产量目标，分别仅完成计划目标的 31.3%、27.7% 和 57.7%，发展成效与业界期望差距较大。“十四五”以来，以水平井和大规模压裂技术获得成功应用为代表，我国煤层气勘探开发理论和技术在“甜点”评价、优快钻井、储层改造、排采控制等方面取得了重大进展，在传统评价不高的深煤层、薄煤层和久攻不克的老气田低效区等多个领域取得了重大突破，实现了快速增储上产，2023 年煤层气产量达到 139.4 亿立方米，同比增长 20.7%。

图19: 中国煤层气探明储量变化情况（亿立方米）



资料来源：自然资源部官网，国信证券经济研究所整理

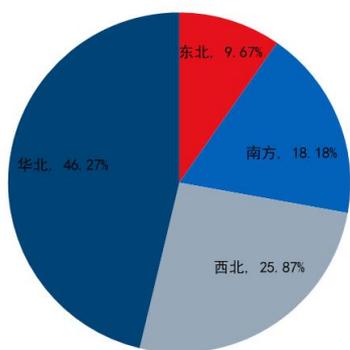
图20: 近年中国煤层气产量（亿立方米）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

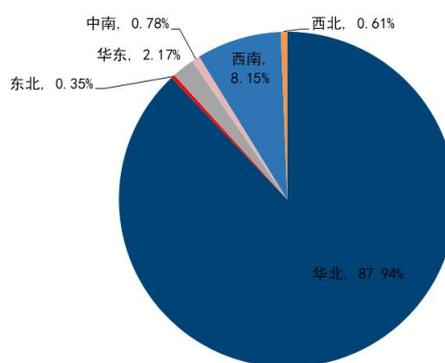
华北为煤层气开发的重点区域，公司在山西、内蒙经营多年。我国煤层气资源可以分为五大赋气区，其中华北赋气区资源最为丰富，约占全国的 46.27%。我国煤层气产业经过 30 多年的探索攻关在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘成功建立了两大煤层气产业基地，煤层气产业初具规模。由于这两大基地都位于华北，我国煤层气产量也集中在华北地区，产量份额达 87.8%，西南地区产量份额为 8.15%，其余地区产量忽略。公司煤层气、致密气勘探项目遍布全国 9 个省（自治区），目前已形成晋东南、晋中、晋西陕东三个主要储量区。煤层气核心业务集中在沁水盆地，致密气核心业务集中在鄂尔多斯盆地东缘。近年来，公司按照“稳定煤层气、发展致密气、拓展页岩气”的发展思路，持续推进增储上产。

图21: 中国煤层气探明储量变化情况（亿立方米）



资料来源：自然资源部官网，国信证券经济研究所整理

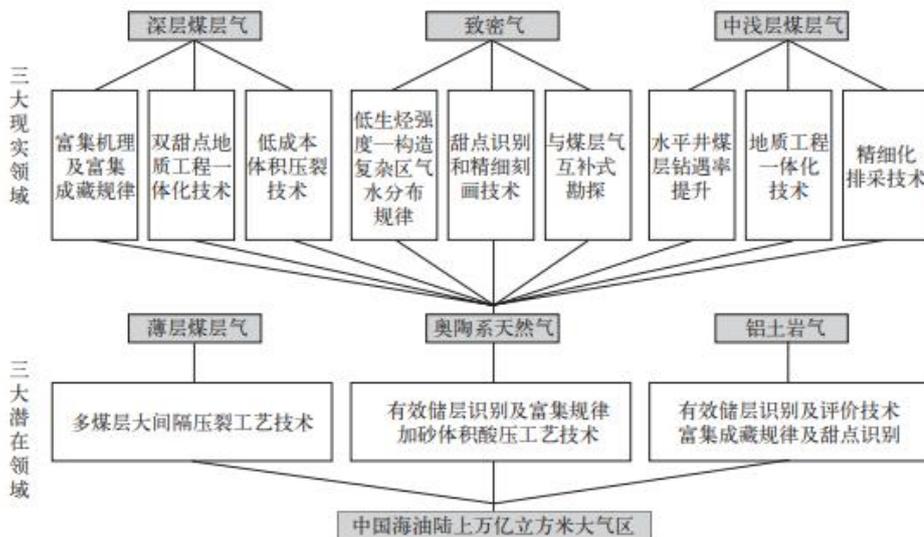
图22: 2022 年中国煤层气产地分布



资料来源：卓创资讯，国信证券经济研究所整理

公司陆上天然气增储方向明确。中国海油非常规天然气探明地质储量快速增长，资源高丰度区和构造简单区的资源量已经快速转化为储量。中国海油陆上万亿立方米大气区建设将在致密气、深层煤层气和浅层煤层气 3 个现实增储方向进行重点攻关和储量落实。

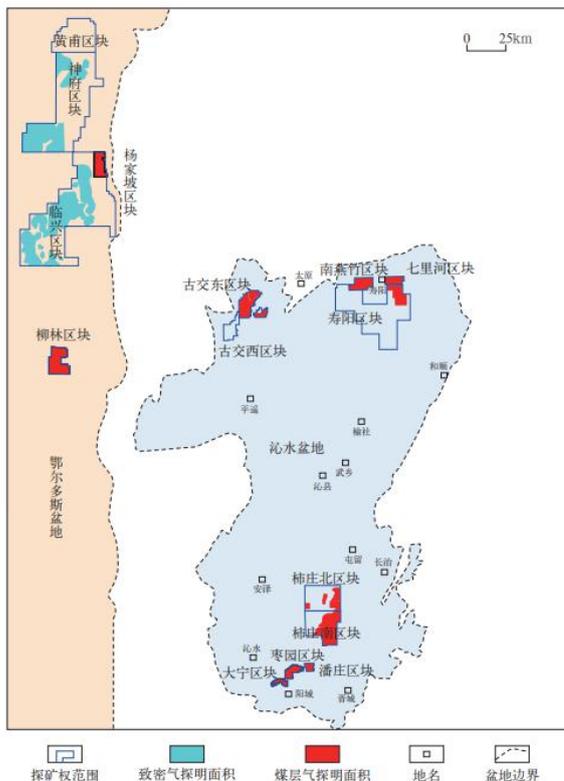
图23: 公司陆上万亿立方米大气区主要勘探领域及技术方案



资料来源：徐长贵等，《中国海油陆上天然气勘探进展及增储发展战略》，中国石油勘探，2024，29(01)：32-46，国信证券经济研究所整理

鄂尔多斯盆地东缘是中国海油陆上的主要天然气探区。根据 2022 年最新资源评价结果，中国海油矿区内非常规天然气总资源量约 3.2 万亿方，具备建成万亿大气区的资源基础。其中，致密砂岩气地质资源量约 1 万亿方，主要分布于黄甫、神府、临兴中、临兴东和临兴西区块。煤层气地质资源量约 1.9 万亿方，其中，中浅层煤层气（煤层埋深 < 1500m）资源量 0.7 万亿方，主要分布在寿阳、柿庄北、柿庄南、焦作和潘庄等区块；深层煤层气（煤层埋深 ≥ 1500m）地质资源量约 1.2 万亿方，主要分布在临兴中、临兴西、临兴东、神府和黄甫 5 个区块。此外，鄂尔多斯盆地东缘还发育碳酸盐岩和铝土岩天然气藏，预测地质资源量约 0.3 万亿方。截至 2022 年底，中国海油已探明陆上非常规天然气地质储量约 5000 亿方。2023 年，加快深煤层气勘探节奏，大幅提升深煤层气钻井、压裂和排采工作量，新增探明地质储量超过 1000 亿方，获得神府深煤层超千亿方整装大气田的重大突破，进一步夯实了陆上万亿方大气区储量基础。预计 2026-2028 年将实现中国海油陆上鄂东—沁水万亿大气区建设目标。

图24: 鄂尔多斯盆地东部和沁水盆地区块位置图

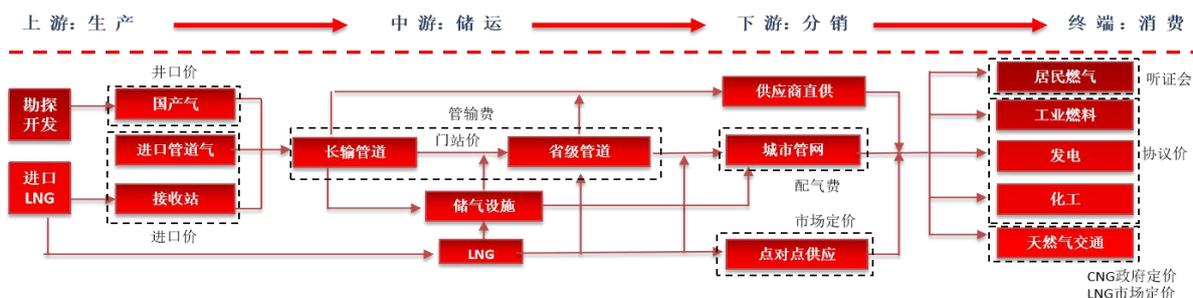


资料来源: 徐长贵等, 《中国海陆天然气勘探进展及增储发展战略》, 中国石油勘探, 2024, 29(01): 32-46, 国信证券经济研究所整理

公司天然气下游非居民用户占比大, 平均实现价格高

我国天然气定价系统中门站价为体系核心。中国天然气定价体系主要包括井口价、进口价、门站价、终端零售价、管输费、配气费等。其中根据“管住中间、放开两头”的发展思路, 门站价目前是整个天然气定价体系的核心。国内门站价目前由国家发改委制定核准, 门站价格以下的销售价格则由省级价格主管部门核准。门站价是指国产陆上或进口管道天然气的供应商与下游购买方在天然气所有权交接点的价格, 等于井口价格(含净化费)与管道输送费之和。在定价方式上, 国内一般选取上海市场作为计价基准点, 各省门站价在上海门站价的基础上加上升贴水来确定。

图25: 中国天然气产业链与定价体系

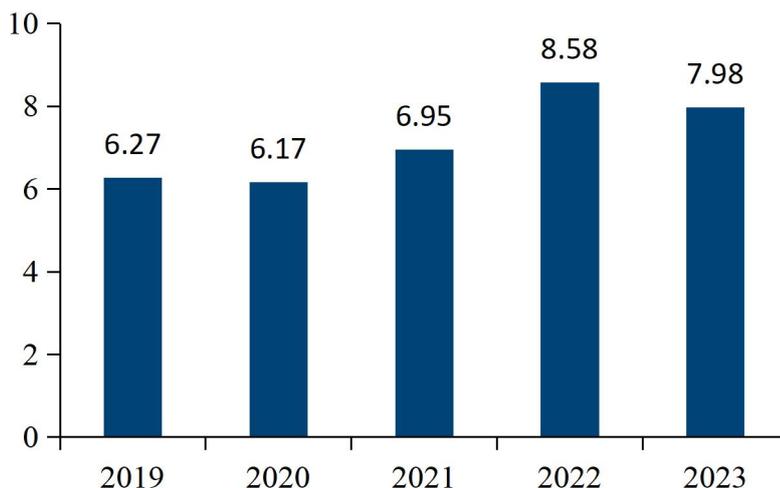


资料来源: 卓创资讯, 国信证券经济研究所整理

保供要求下，居民用气价格明显低于非居民用气价格。目前门站价基准水平维持稳定，但是在交易过程中，实际成交价格可以在基准价格上进行一定上浮或下浮。根据《关于理顺居民用气门站价格的通知》，居民用气与非居民用气价格机制衔接，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。从城燃公司的购气成本上看，实际成交价格在持续提升，并且居民气和非居民气上浮比例也有所不同。出于保供的要求，一般居民气门站价涨幅较低，居民用气价格远低于非居民用气价格，其差价甚至达到超过 1 元 / 每立方米。

公司天然气下游客户多为工业企业，天然气平均实现价格高。公司天然气用户主要分布在中国东南沿海地区，主要用户包括中海石油气电集团有限责任公司、中海石油化学股份有限公司和香港青山发电公司等。中海石油气电集团有限责任公司（简称“气电集团”）为中国海洋石油集团有限公司的全资子公司，负责统一经营和管理中国海油天然气及发电板块业务。气电集团电力板块布局主要集中在东南沿海一带，共有 7 家企业，总装机容量 682 万千瓦，涵盖 GE、三菱、西门子等厂家生产的国内主流燃气发电机组，截至 2022 年底，累计发电量超 2600 亿度，消纳天然气超 500 亿方；中海化学是中国海洋石油集团有限公司旗下一家以天然气深加工为主业，从事化肥、化工产品的开发、生产及销售的现代化大型企业；香港青山发电厂自 1996 年通过“崖城-香港”输气管线使用崖城 13-1 油气田的天然气为原料发电，2012 年崖城 13-4 气田，2021 年“深海一号”等都开始向香港输送天然气，年输送天然气可发电量占香港总发电量的 25% 以上。凭借这些稳定优质的工业用户，2023 年公司天然气平均实现价格达 7.98 美元/千立方英尺，约合 2.00 元/立方米。

图26: 公司天然气平均实现价格对比（美元/千立方英尺）



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

◆ 投资建议：

我们维持对公司 2024-2026 年归母净利润 1498/1564/1633 亿元的预测,对应 EPS 分别为 3.15/3.29/3.43 元,对应 A 股 PE 分别为 9.3/8.9/8.5 倍,对应 H 股 PE 分别为 5.8/5.5/5.3 倍,维持“买入”评级。

表1: 可比公司估值表

公司代码	公司名称	投资评级	收盘价EPS (元)	EPS			PE			PB
				2023	2024E	2025E	2023	2024E	2025E	2024E
601857.SH	中国石油	买入	10.22	0.88	0.95	0.99	8.0	10.8	10.3	1.3
600938.SH	中国海油	买入	29.28	2.60	3.15	3.29	8.1	9.3	8.9	2.0

数据来源: Wind, 国信证券经济研究所整理 (注: 数据截至 2024 年 4 月 29 日, 各可比公司数据均来自 Wind 一致预期)

◆ 风险提示

原油价格大幅波动的风险; 自然灾害频发的风险; 新项目投产不及预期的风险; 地缘政治风险; 政策风险等。

相关研究报告：

- 《中国海油 (600938.SH) - 归母净利润 397 亿元创历史新高, 看好公司长期成长》 —— 2024-04-26
- 《中国海油 (600938.SH) - 深水、超深水油气资源前景广阔》 —— 2024-04-03
- 《中国海油 (600938.SH) - 油气产量再创新高, 看好公司长期成长》 —— 2024-03-22
- 《中国海油 (600938.SH) - 优质的海外油气资源, 助力公司长期成长》 —— 2024-03-15
- 《南海获得亿吨级油田发现, 持续看好公司长期成长》 —— 2024-03-09

财务预测与估值

资产负债表 (百万元)						利润表 (百万元)					
	2022	2023	2024E	2025E	2026E		2022	2023	2024E	2025E	2026E
现金及现金等价物	121387	150562	184080	249473	330443	营业收入	422230	416609	454615	482283	497484
应收款项	36546	36386	43006	43163	45011	营业成本	198223	208794	212400	229110	233103
存货净额	6239	6451	9216	8156	8314	营业税金及附加	18778	24331	20458	21703	22387
其他流动资产	12298	12572	15912	15160	16021	销售费用	3355	3501	3864	4099	4229
流动资产合计	264679	250275	341213	407952	494789	管理费用	6356	7012	6967	7382	7610
固定资产	6652	8611	54808	101622	137538	研发费用	1527	1605	1818	1929	1990
无形资产及其他	3798	3692	4544	5397	6249	财务费用	3029	846	2331	2667	2686
投资性房地产	604975	691768	691768	691768	691768	投资收益	4674	4715	3935	4441	4364
长期股权投资	48927	51252	54214	58439	61609	资产减值及公允价值变动	(1382)	(3223)	(2302)	(2302)	(2609)
资产总计	929031	1005598	1146548	1265178	1391953	其他收入	(856)	(726)	(1818)	(1929)	(1990)
短期借款及交易性金融负债	24690	24111	30000	33000	36300	营业利润	194925	172891	208410	217531	227234
应付款项	59789	61382	82941	76040	76886	营业外净收支	(155)	83	56	63	63
其他流动负债	28912	38446	35774	39051	39671	利润总额	194770	172974	208466	217594	227297
流动负债合计	113391	123939	148715	148091	152857	所得税费用	53093	48884	58370	60926	63643
长期借款及应付债券	103145	88208	110208	130208	150208	少数股东损益	(23)	247	298	311	325
其他长期负债	114112	125575	137241	150405	162503	归属于母公司净利润	141700	123843	149798	156357	163329
长期负债合计	217257	213783	247449	280613	312711	现金流量表 (百万元)					
负债合计	330648	337722	396164	428704	465567	净利润	141700	123843	149798	156357	163329
少数股东权益	1201	1290	1409	1502	1583	资产减值准备	(7286)	2846	14329	11491	14698
股东权益	597182	666586	748975	834971	924802	折旧摊销	61400	66433	64819	67040	74425
负债和股东权益总计	929031	1005598	1146548	1265178	1391953	公允价值变动损失	1382	3223	2302	2302	2609
关键财务与估值指标						财务费用	3029	846	2331	2667	2686
每股收益	1.88	2.60	3.15	3.29	3.43	营运资本变动	(60068)	(61683)	32158	22685	25395
每股红利	1.10	1.33	1.42	1.48	1.55	其它	7276	(2725)	(14210)	(11398)	(14617)
每股净资产	7.94	14.01	15.75	17.55	19.44	经营活动现金流	144404	131937	249196	248478	265839
ROIC	25.99%	19.31%	22%	22%	22%	资本开支	0	(67115)	(128500)	(128500)	(128500)
ROE	23.73%	18.58%	20%	19%	18%	其它投资现金流	(5769)	43905	(44696)	(3000)	(3000)
毛利率	53%	50%	53%	52%	53%	投资活动现金流	(13155)	(25535)	(176158)	(135725)	(134671)
EBIT Margin	46%	41%	46%	45%	46%	权益性融资	2062	111	0	0	0
EBITDA Margin	60%	57%	60%	59%	61%	负债净变化	(3)	9	10000	8000	8000
收入增长	72%	-1%	9%	6%	3%	支付股利、利息	(82421)	(63346)	(67409)	(70361)	(73498)
净利润增长率	102%	-13%	21%	4%	4%	其它融资现金流	73195	49336	5889	3000	3300
资产负债率	36%	34%	35%	34%	34%	融资活动现金流	(89592)	(77227)	(39520)	(47361)	(50198)
股息率	5.9%	4.5%	4.8%	5.1%	5.3%	现金净变动	41657	29175	33518	65393	80971
P/E	15.5	11.2	9.3	8.9	8.5	货币资金的期初余额	79730	121387	150562	184080	249473
P/B	3.7	2.1	1.9	1.7	1.5	货币资金的期末余额	121387	150562	184080	249473	330443
EV/EBITDA	9.9	7.3	6.5	6.4	6.1	企业自由现金流	0	60571	119035	118228	135598
						权益自由现金流	0	109917	133245	127307	144965

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

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的6到12个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A股市场以沪深300指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普500指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票 投资评级	买入	股价表现优于市场代表性指数20%以上
		增持	股价表现优于市场代表性指数10%-20%之间
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		卖出	股价表现弱于市场代表性指数10%以上
	行业 投资评级	超配	行业指数表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数±10%之间
		低配	行业指数表现弱于市场代表性指数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