

九丰能源 (605090.SH)

业务结构调整，能源服务和特种气体业务成长属性明显

买入

核心观点

主业为LNG、LPG工业直供，2022年业绩大幅增长。九丰能源2008年成立，2022年前，公司主要是单一的LNG、LPG贸易公司，LNG、LPG以境外采购为主，包括长约采购与现货采购。2021年国际天然气价格持续震荡攀升，在此背景下，公司及时调整优化，最大程度降低市场波动影响，经营业绩稳步上升。2022年，公司实现归母净利润10.9亿元，同比增长75.9%。

通过资本运作实现产业拓展，业务结构生较大变化。随着公司收购森泰能源和华油中蓝，公司业务结构重新划分为清洁能源业务、能源服务业务和特种气体业务三大版块。资源端持续扩充国内LNG资源，降低单一海气气源波动风险。2022年，公司顺价能力表现良好，LNG平均单吨毛差约600元/吨。能源服务方面，将森泰能源的井上作业纳入能源作业服务，收益摆脱资源市场价格波动风险。

自主可控的氢气壁垒高，利润弹性大。我国氢气产量无法自给自足，对外依存度常年处于90%以上。公司依托天然气供应优势，布局自产BOG（闪蒸汽）提氢业务，上游成本可控。森泰的氢气销售方式以经销商分销的方式为主，而九丰能源具有多年工业直销服务经验，未来有望突破单一的经销商分销模式，实现氢气直销。

积极布局现场制氢，实现氢气在工业侧直销。氢能是现代能源体系重要的组成部分，氢气利用领域广泛，预期未来需求量提高。公司瞄准工业侧现场制氢售氢，为用户提供氢气一体化服务。

风险提示：LNG/LPG市场波动、氢气价格波动、下游需求减弱、商誉减值

投资建议：我们预计公司2023-2025年实现营业收入分别为264.9、308.1、348.8亿元，归属母公司净利润13.7、16.6、19.5亿元（前值12.7、15.8、15.7），归母净利润年增速分别为25.5%、21.6%、17.0%。给予清洁能源业务11倍、能源服务业务22-24倍、特种气体业务27-29倍PE，对应31.08-32.25元/股合理价值，较当前股价有27.3%-32.1%的溢价，维持“买入”评级。

盈利预测和财务指标

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	18,488	23,954	26,493	30,812	34,879
(+/-%)	107.4%	29.6%	10.6%	16.3%	13.2%
净利润(百万元)	620	1090	1368.34	1664.10	1946.98
(+/-%)	-19.3%	75.9%	25.5%	21.6%	17.0%
每股收益(元)	1.40	2.46	2.19	2.66	3.11
EBIT Margin	4.6%	4.9%	6.0%	6.2%	6.6%
净资产收益率(ROE)	10.8%	15.7%	16.6%	17.0%	16.8%
市盈率(PE)	17.2	9.8	11.0	9.0	7.7
EV/EBITDA	12.4	10.9	11.0	9.5	8.2
市净率(PB)	1.85	1.53	1.82	1.53	1.29

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

注：摊薄每股收益按最新总股本计算

公司研究·深度报告

公用事业·燃气 II

证券分析师：黄秀杰

021-61761029

huangxiujie@guosen.com.cn

S0980521060002

证券分析师：郑汉林

0755-81982169

zhenghanlin@guosen.com.cn

S0980522090003

基础数据

投资评级	买入(维持)
合理估值	31.08 - 32.25元
收盘价	23.81元
总市值/流通市值	14891/6186百万元
52周最高价/最低价	31.99/18.69元
近3个月日均成交额	133.15百万元

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

《九丰能源(605090.SH)-积极扩张上游“陆气”资源，布局下游氢氨业务》——2022-11-07

内容目录

深耕天然气产业，打造“具有价值创造力的清洁能源服务商”	5
专注燃气综合服务，国内领先清洁能源服务商	5
清洁能源业务抗周期能力强，能源服务业务和特种气体业务拓展助力业绩提升	7
俄乌冲突使天然气价格震荡攀升，频繁资本运作开拓业务领域	10
员工持股计划出台，保障业绩稳健增长	11
海气+陆气双资源池，顺价能力持续优化	11
全产业链顺价能力充分体现，LNG 业务持续增厚	11
LPG 需求量快速增长，单吨毛差保持相对稳定	13
延伸能源服务业务创造附加价值，摆脱资源周期性波动风险	14
依托核心资产提供物流服务，形成清洁能源业务资源壁垒	14
能源作业服务摆脱市场价格波动影响，补充清洁能源核心资源池。	17
自主可控的氦气壁垒高，利润弹性大	18
全球氦气资源分布不均匀，国内资源量不足	19
氦气对外依存度高，价格波动明显	20
蒸发气提氦技术投产，上游对含氦天然气的需求形成资源壁垒	21
天然气资源深厚，具备全产业链运营能力	22
积极布局现场制氢，实现氢气在工业侧直销	23
氢气供给侧需结构性调整，各种制氢技术百花齐放	25
原料成本和用能成本占比较高，电解水制氢暂不具备比较优势	27
盈利预测	31
假设前提	31
未来 3 年盈利预测	32
估值与投资建议	32
绝对估值：32.10-38.70 元	32
绝对估值的敏感性分析	33
相对法估值：31.08-32.25 元	33
投资建议	34
风险提示	35
财务预测与估值	36

图表目录

图 1: 公司业务发展历史沿革	5
图 2: 公司 LNG、LPG 海外资源池分布图	6
图 3: 公司业务结构划分	6
图 4: 公司股权结构	7
图 5: 九丰能源营业收入及增长率	8
图 6: 九丰能源归母净利润及增长率	8
图 7: 公司主营业务收入结构	8
图 8: 九丰能源毛利率及净利率情况	9
图 9: 九丰能源主要业务毛利率情况	9
图 10: 九丰能源三项费用率情况	9
图 11: 九丰能源 ROE 及杜邦分析	9
图 12: 九丰能源资产负债率情况	10
图 13: 九丰能源现金流情况 (亿元)	10
图 14: 全球主要天然气期货价格	10
图 15: 2018-2022 年中国天然气表观消费量	12
图 16: 公司“海气+陆气”双资源池优化配置示意图	13
图 17: 公司能源作业服务工艺流程图	14
图 18: 公司 LNG 船舶、接收站、储罐及槽车等能源物流相关核心资产	15
图 19: 2020 年全球氦气资源分布情况	19
图 20: 中国氦气产量及增长率	20
图 21: 中国氦气消费量和增长率情况	20
图 22: 2020 年我国氦气应用领域占比	20
图 23: 中国氦气进口量和对外依存度	21
图 24: 氦气产业链梳理	21
图 25: 内蒙森泰工艺流程图	22
图 26: 2019 年我国氢气生产结构	24
图 27: 煤制氢工艺流程	25
图 28: 天然气制氢工艺流程	26
图 29: 电解水制氢原理示意图	27

表 1: 员工持股计划持有人名单及其份额分配情况	11
表 2: LNG 接收项目列表	16
表 3: 氦气的应用场景	18
表 4: 氦气田工业划分标准	19
表 5: BOG 提氦技术特点	22
表 6: 氢气的应用场景	23
表 7: 不同电解水制氢技术路线对比	27
表 8: 煤制氢成本测算基本参数假设	27
表 9: 煤制氢成本敏感性分析——原料煤价格（行，元/吨）、电价（元/kWh）	28
表 10: 煤制氢成本测算基本参数假设	28
表 11: 天然气制氢成本敏感性分析——原料天然气价格（行，元/m ³ ）、电价（元/kWh）	28
表 12: 碱性水电解槽制氢成本测算基本参数假设	29
表 13: 碱性电解水制氢成本敏感性分析——初始投资（行，万元/Nm ³ H ₂ ）、电价（行，元/kWh）	29
表 14: 碱性水电解槽制氢成本测算基本参数假设	29
表 15: PEM 电解水制氢成本敏感性分析——初始投资（行，万元/Nm ³ H ₂ ）、电价（行，元/kWh）	30
表 16: 清洁能源业务盈利预测假设条件	31
表 17: 能源服务业务盈利预测假设条件	31
表 18: 特种气体业务盈利预测假设条件	32
表 19: 未来 3 年盈利预测表（百万元）	32
表 20: 公司盈利预测假设条件（%）	32
表 21: 资本成本假设	33
表 22: 绝对估值相对股权资本成本和永续增长率的敏感性分析（元）	33
表 23: 可比公司估值表	34

深耕天然气产业，打造“具有价值创造力的清洁能源服务商”

专注燃气综合服务，国内领先清洁能源服务商

江西九丰能源股份有限公司是国内专注于燃气产业中游及终端领域的大型清洁能源综合服务提供商，经营产品包括液化石油气（LPG）、液化天然气（LNG）等清洁能源以及甲醇、二甲醚（DME）等化工产品，并为客户提供优质的国际能源供应及整体应用解决方案，业务布局涵盖国际采购—远洋运输—码头仓储—加工生产—物流配送—终端服务等全产业链。公司于2021年5月25日于上交所上市，定位为“具有价值创造力的清洁能源服务商”。

国内领先的清洁能源服务商，海陆双资源池优势明显。九丰能源2008年成立，深耕LPG终端业务，立足华南，并进军LNG行业。公司自主运营的位于东莞立沙岛的综合能源基地主要由一座5万吨级综合码头、14.4万立方米LPG储罐以及16万立方米LNG储罐组成。公司积极打造“海气+陆气”双气源资源池，确保供应链安全及价格竞争力。

图1：公司业务发展历史沿革



资料来源：招股说明书，公司公告，国信证券经济研究所整理

转型能源服务前公司主要从事LNG、LPG贸易。2022年前，公司主要是单一的LNG、LPG贸易公司，LNG、LPG以境外采购为主，包括长约采购与现货采购。公司以长协价格买入，以欧洲现货TTF价格卖出，同时与国际市场诸多知名能源供应商达成合作协议，凭借良好的国际信用，根据国内外气价变动及需求缺口，灵活进行国际现货采购。公司拥有自主控制的运输船，能够满足LNG、LPG贸易运输需求，可有效避免船运市场供给出现波动，及船运价格上涨对公司供应链造成的不利影响。

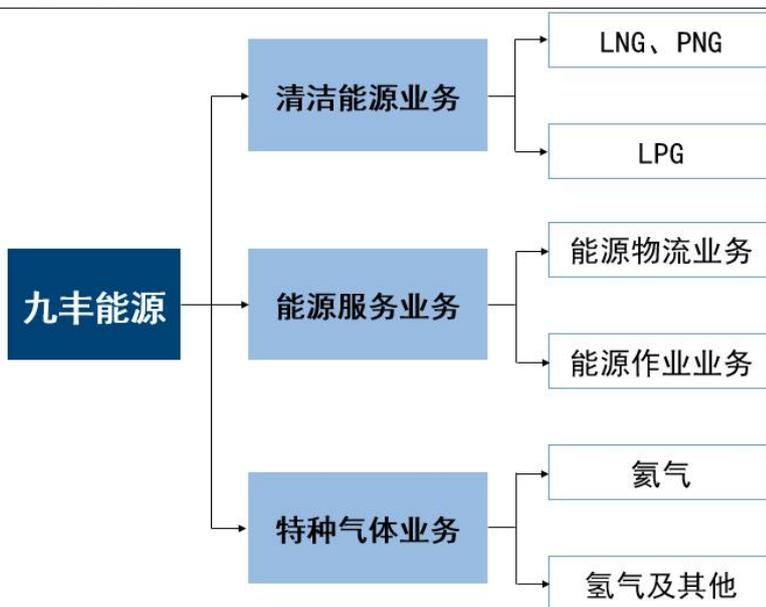
图2：公司 LNG、LPG 海外资源池分布图



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

整合能源服务业务和特种气体业务，形成“一主两翼”发展格局。2022年公司在LNG、LPG清洁能源业务基础上，提出能源服务和特种气体业务发展战略，纳入公司核心主业。能源服务业务分为能源物流业务和能源作业业务，能源物流业务依托公司自有LNG运输船、接收站等核心资产，面向第三方提供能源基础设施服务；能源作业服务主要通过投资建设整套天然气分离、建设、提取装置并长期运营，为资源方提供井口天然气回收利用配套服务并扩充公司天然气资源池。特种气体业务主要涉及氦气和氢气的自主生产及销售，氦气业务背靠天然气资源供应，利润弹性大；积极布局氢气业务布局氢能源市场。业务转型后，公司以清洁能源业务为主，横向和纵向延伸延伸至能源服务业务和特种气体业务，形成“一主两翼”的发展格局，成长属性初显。

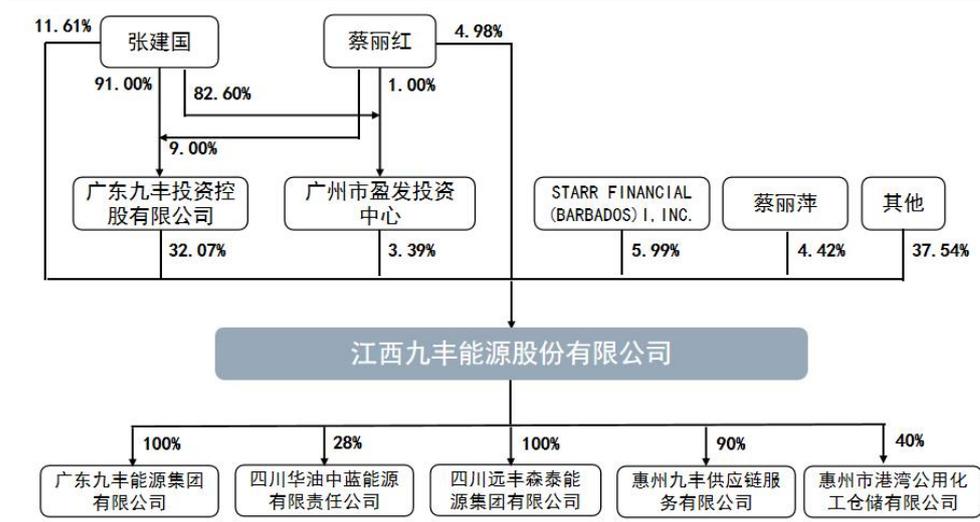
图3：公司业务结构划分



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司股权结构稳定，实际控制人为张建国、蔡丽红夫妇。截至 2022 年年底月，张建国直接持有 11.61% 的股份，蔡丽红直接持有 4.98% 的股份；张建国分别持有九丰控股和盈发投资 91% 和 82.6% 的股份，蔡丽红分别持有九丰控股和盈发投资 9% 和 1% 的股份，张建国、蔡丽红夫妇通过九丰控股间接控制九丰能源 32.07% 的股份，通过盈发投资间接控制上市公司 3.39% 的股份，合计持有九丰能源 52.05% 的股份。

图4：公司股权结构



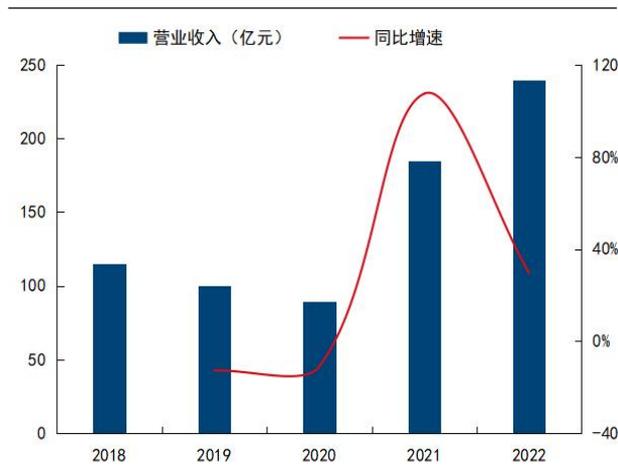
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

清洁能源业务抗周期能力强，能源服务业务和特种气体业务拓展助力业绩提升

2021 年以来，国际天然气供需结构性错配问题凸显，推动价格持续震荡攀升。在此背景下，公司及时调整优化，最大程度降低市场波动影响，经营业绩稳步上升。2022 年，公司实现营业收入 239.54 亿元，比上年同期增长了 29.56%，实现归母净利润 10.90 亿元，比上年同期增长了 75.87%。公司收入和净利润增长的原因在于，公司积极构建“海气+陆气”双资源池，提升资源配置效率，同时拓展 LNG 船运、LNG 槽运、码头仓储等，整合资源与开拓市场并重。

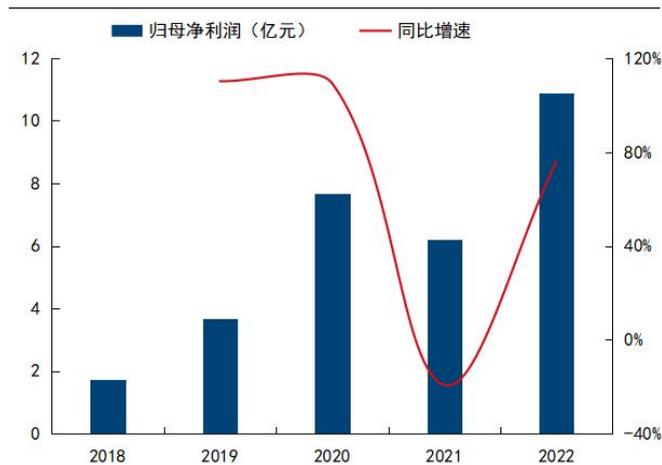
LNG、LPG 业务快速增长。2022 年，公司天然气相关业务收入 125.68 亿元(+27.23%)，占总营业收入比重的 52.47%。公司 LNG 相关业务收入由 2018 年的 46.42 亿元增至 2022 年的 125.68 亿元，期间年均复合增长率 28.27%。2022 年，公司 LPG 相关业务收入 103.67 亿元，比上年同期增长 32.80%，占总营业收入的 43.29%。公司 LPG 业务收入由 2018 年的 62.84 亿元增至 2022 年的 103.67 亿元，期间年均复合增长率 13.33%。

图5: 九丰能源营业收入及增长率



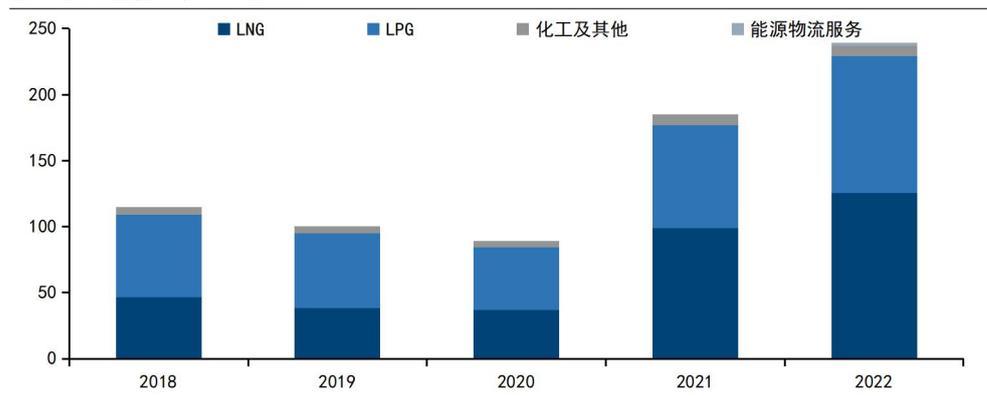
资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图6: 九丰能源归母净利润及增长率



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图7: 公司主营业务收入结构



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

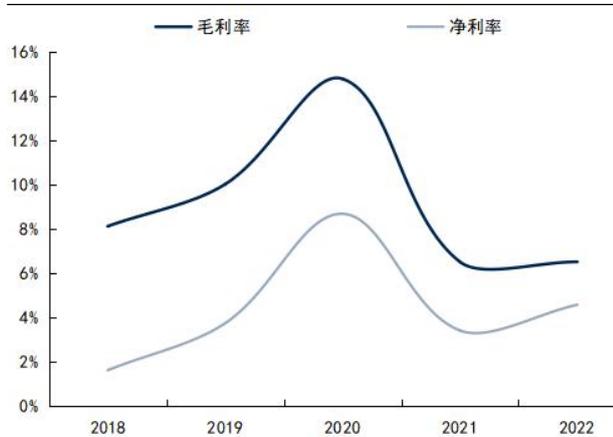
净利率和毛利率趋势同步，分业务毛利率出现明显回升。受国际天然气行业波动影响，近几年公司毛利率有所波动，随着“海气+陆气”双资源池的构建，公司应对国际不利环境的能力增强。2022年，公司毛利率为6.50%，与2021年保持一致。净利率与毛利率变动趋势同步，2022年净利率为4.56%，同比增长1.16pct。分业务来看，2022年LNG相关业务毛利率6.93%，同比增长1.72pct，甲醇及其他相关业务毛利率15.53%，同比增长4.13pct，主要系公司新增业务LNG船运、LNG槽运和码头仓储等较高的毛利率水平所拉动，2022年物流相关业务毛利率达到36.32%。

管理能力及资本实力增强，费用率呈下降趋势。费用率方面，公司三项费用率均呈下降态势，其中销售费用率、管理费用率下降较为显著，分别由2017年的3.45%、1.37%降至2022年的0.85%、0.70%，分别下降2.60pct、0.67pct，主要系公司客户关系管理能力提升和上市后资本实力增强。

资产周转率较高，ROE基本在15%以上。公司资产周转率较高，基本在2.5次以上。公司ROE除2018年为10.80%，其他年份均值15%以上，2020年达到34.25%，净

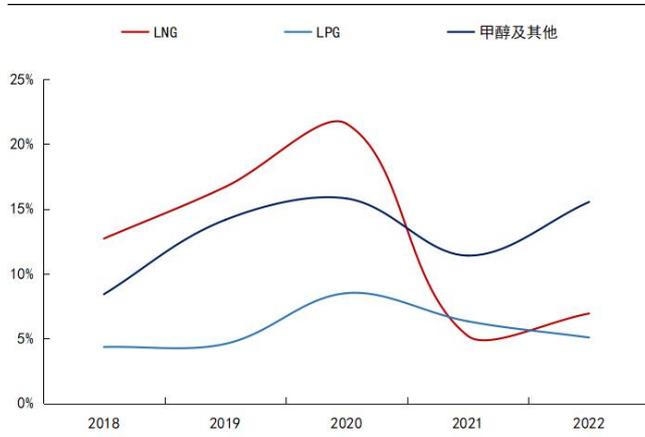
资产收益率处于较高水平。2022年，公司ROE为17.19%，同比增加2.17pct，主要系公司“海气+陆气”双资源池建立及船运业务拓展使盈利能力提升所致。

图8: 九丰能源毛利率及净利率情况



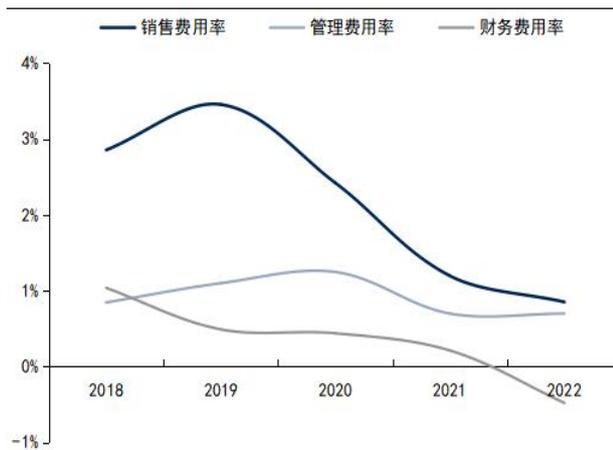
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图9: 九丰能源主要业务毛利率情况



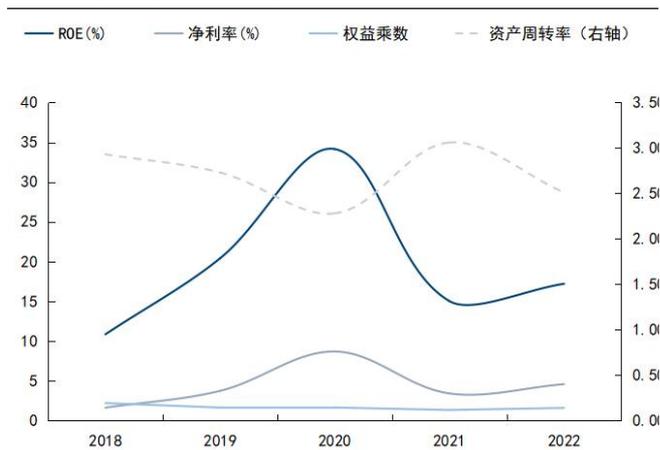
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图10: 九丰能源三项费用率情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

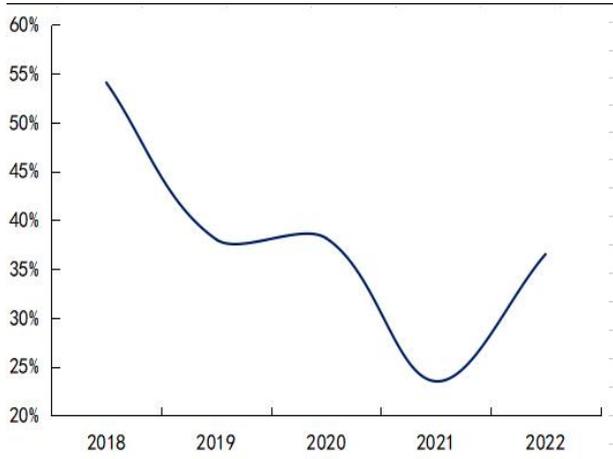
图11: 九丰能源 ROE 及杜邦分析



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

资产负债率下降后小幅回升，经营性净现金流波动较大。受2021年上市影响，公司在2021年以前资产负债率大幅下降，2022年由于公司业务拓展需要，公司收购森泰能源、华油中蓝等，资产负债率开始回升。2022年，公司资产负债率为36.50%，较2021年底的23.49%增加13.01pct。现金流方面，公司整体现金流波动较大，2022年，公司经营净现金流为16.96亿元，经营活动产生的现金流量净额增长主要系公司实现盈利且收到上年末跨期应收账款。

图12: 九丰能源资产负债率情况



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图13: 九丰能源现金流情况 (亿元)



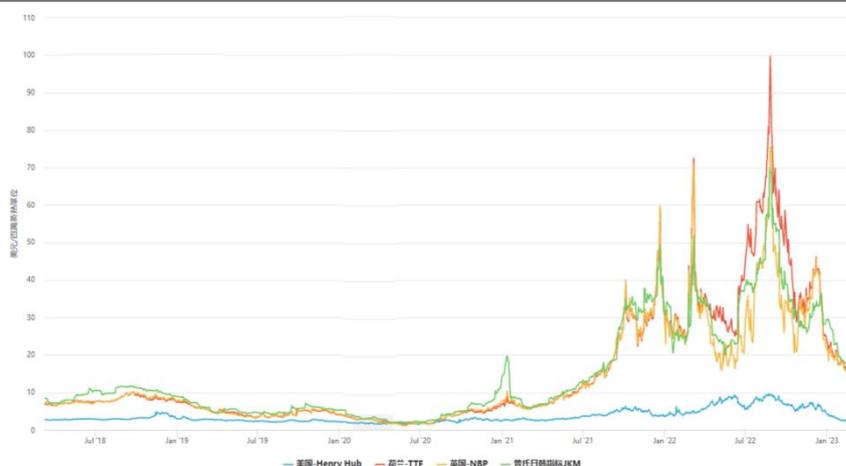
资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

俄乌冲突使天然气价格震荡攀升, 频繁资本运作开拓业务领域

俄乌冲突导致国际天然气价猛增。2022年2月, 俄乌冲突成当年最大的“黑天鹅”事件, 俄乌冲突中“北溪-1”和“北溪-2”号管道被毁导致俄罗斯对欧天然气供应下降超过80%。由于欧盟约有40%的天然气进口来自俄罗斯, 对外依存度高达90%, 欧洲无法在短时间内找到替代俄罗斯的天然气来源, 导致能源供应出现较大缺口。在欧洲天然气危机的带动下, 全球气价出现同步上涨, 刷新数年来的新高。

冲突使天然气市场重新洗牌, 国际市场资源竞争加剧。欧盟与俄罗斯决裂而导致的全球天然气市场重新洗牌, 俄罗斯将目标从洲欧转向亚洲, 欧盟向北美、中东等地寻求合作, 欧洲国家更加依赖LNG资源, 对LNG进口需求的大幅增长, 将加剧国际市场的LNG资源采购竞争。尽管近期气价已经显著回落, 且各地库存也保持在较高水平, 但天然气在能源结构中的重要性愈加凸显, 冬天仍将面临挑战。俄乌冲突之后, 欧洲成为全球LNG贸易的一个新增变量。

图14: 全球主要天然气期货价格



资料来源: MacroMicro, 国信证券经济研究所整理

资本运作频繁，收购森泰能源、华油中蓝。2022年，公司开始进行战略转型，并快速布局中上游资源领域。公司发行股份支付1.2亿、现金6亿、可转债10.8亿收购森泰能源100%股份，2022年11月30日，森泰能源成为公司全资子公司。2022年4月11日，公司以2.26亿元收购华油中蓝28%股权。公司拟参与中国油气控股重组交易收购油气控股50%-75%的股份。

业务结构改变，确立“一主两翼”的格局。公司LNG和LPG业务形成“海气+陆气”双资源池，形成清洁能源业务；基于自有LNG船运、接收站、槽运等核心资产提供能源物流服务，基于森泰能源和华油中蓝LNG液化厂提供能源作业服务，形成能源服务业务；依托森泰能源BOG提氦装置布局氦气业务，并规划氢气战略，形成特种气体业务。三大业务形成“一主两翼”格局，基本面已发生较大变化。

员工持股计划出台，保障业绩稳健增长

员工持股计划出台，绑定核心骨干员工利益。为健全公司中长期激励约束机制，吸引和培养优秀人才，公司计划滚动实施中长期员工持股激励计划。2022年12月，公司发布第二次股份回购计划，通过集中竞价方式回购公司A股股份1.5-3亿元。2022年6月6日，公司首次实施回购股份，截至2023年2月15日，公司已完成回购，实际回购合计671万股，占公司总股本1.07%，回购均价22.36元/股，已支付的资金总额为1.50亿元。

第一期员工持股计划启动，彰显未来发展信心。2022年9月，公司公布首期员工持股计划，规模不超过7539万元，涉及股票规模不超过700万股，参与人员预计为23人，包括部分管理层及业务骨干人员。持股计划的股票解锁期与公司业绩挂钩，2022-2024年归母净利润目标为9.5亿元、12亿元、15亿元，较2021年分别增长53.3%、93.6%、142.0%，彰显公司未来发展信心。

表1: 员工持股计划持有人名单及其份额分配情况

姓名	职务	拟认购份额（万元）	占计划总份额比例	对应公司股票数量（万股）
吉艳	董事、总经理	646.20	8.57%	60.00
杨影霞	董事、副总经理、财务总监	323.10	4.29%	30.00
蔡建斌	董事、副总经理	323.10	4.29%	30.00
慕长鸿	监事会主席	107.70	1.43%	10.00
黄博	副总经理、董事会秘书	538.50	7.14%	50.00
小计		1938.60	25.71%	180.00
各事业部总经理、各职能中心总经理及部分核心业务骨干（共18人）		4092.60	54.29%	380.00
预留份额		1507.80	20.00%	140.00
合计		7539.00	100.00%	700.00

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

海气+陆气双资源池，顺价能力持续优化

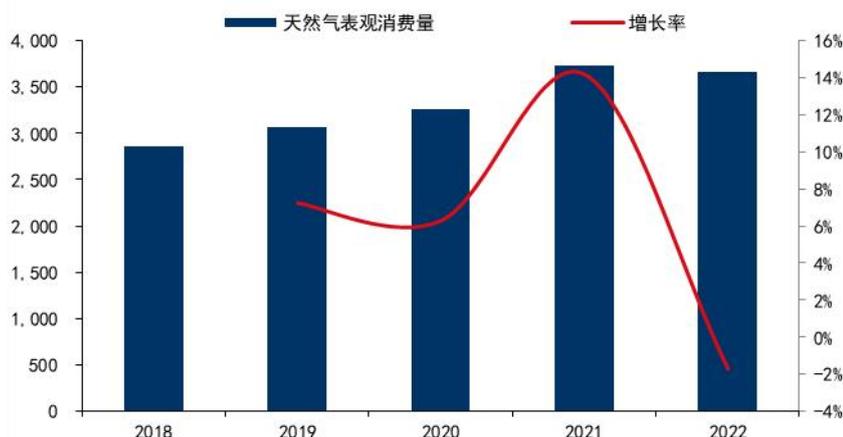
全产业链顺价能力充分体现，LNG业务持续增厚

天然气行业上游主要涉及国内天然气勘探和开发，PNG和LNG进口构成天然气供

应的重要补充，具有资金规模大、技术密集、风险高等特点。国内天然气开采主要由央企参与，近年来，民营企业在非常规天然气开采参与度持续提升。中游为天然气输送领域，随着我国油气行业“X+1+X”模式推进及“全国一张网”改革思路的确立，我国将逐渐形成以国家管网公司为核心的主干管网资产运营主体与省级管网公司、区域管网公司并存的局面。此外，进口 LNG 相关的船舶和基础设施、天然气储气设施和 LNG 槽运等也是中游环节重要的核心资产。下游主要涉及天然气的应用，包括城镇燃气、工业燃料、化工原料、燃气发电、交通燃料等，参与主体主要包括城市燃气公司、燃气运营商、LNG 汽车加气站等，市场竞争较为充分。

清洁能源需求增长，LNG 消费量预增。随着“双碳”政策的推行和建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系要求的提出，各级政府相继出台了鼓励使用天然气等清洁能源的相关政策：对新上工业项目优先使用天然气等清洁能源；在重点用能领域实施“煤改气”；因地制宜建设天然气调峰电站等。国内天然气需求持续增长，2010 年-2022 年天然气表观消费量复合增长率达 9.8%；2015 年-2021 年 LNG 表观消费量由 2480 万吨增长到 9536 万吨。2022 年，国内天然气价格持续高位运行，叠加疫情影响下需求疲软等因素的影响，全年天然气表观消费量 3663 亿 m³，同比下降 1.7%；LNG 表观消费量 8030 万吨，同比下降 15.79%。随着清洁能源的推广使用，LNG 消费量有望进一步提升。

图15: 2018-2022 年中国天然气表观消费量



资料来源：国家发改委，卓创资讯，国信证券经济研究所整理

受制于我国“富煤、缺油、少气”的能源国情，国产天然气无法自给自足，需求缺口持续扩大。2010 年-2022 年，国内天然气产量的复合增长率为 7.01%，其中 2022 年度，我国天然气产量为 2178 亿立方米，比上年同期增长 6%。但近年来我国天然气的对外依存度依旧持续攀升，从 2010 年的 10% 上升至 2021 年的 45%；2022 年，受海气价格持续高企及进口 LNG 规模下降影响，我国天然气对外依存度为 41.17%。

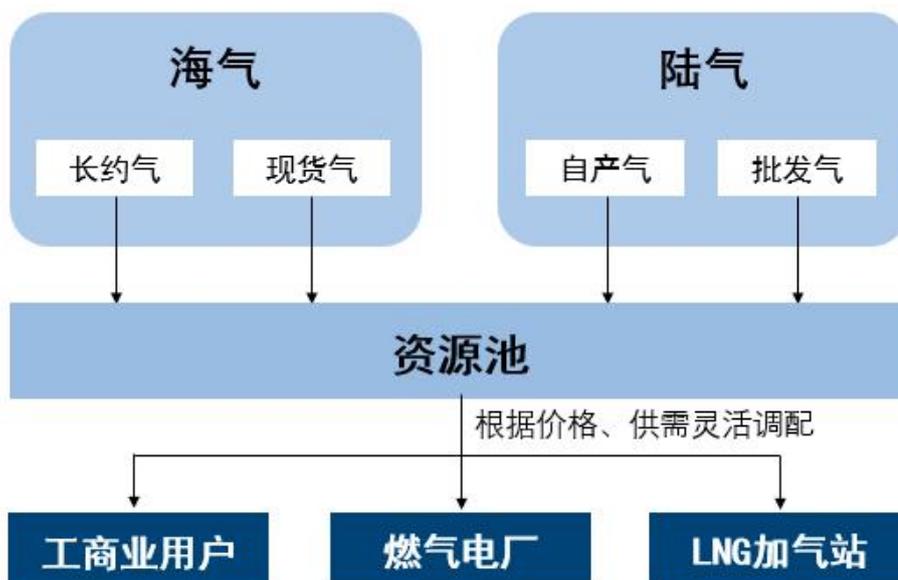
目前，我国已形成了国产天然气和进口天然气互补的多元化供应格局。随着 LNG 液化工厂产能逐步提升，国产 LNG 产量实现稳步增长。根据国家统计局数据，2015-2022 年，我国 LNG 产量逐年递增，2022 年我国 LNG 累计产量为 1742 万吨，同比增长 12.8%。进口 LNG 主要采用长约或现货方式在境外直接采购 LNG 产品。2010 年以来，我国天然气进口规模持续提升，2022 年度，我国天然气进口量合计达 1508 亿立方米，其中 PNG 进口 635 亿立方米，LNG 进口 873 亿立方米，占比分

别为 42%及 58%。

进口 LNG 具有重资产和资源性属性，上中游形成资源壁垒。进口 LNG 通过自有或租用的国际 LNG 船运，进入国内沿海地区的 LNG 接收站，在接收站码头卸载并存储，以“液进液出”或“液进气出”的方式输送到应用市场。进口 LNG 涉及境外 LNG 供应的稳定性、国际结算、远洋运输、接收与仓储、下游客户等环节，业务链条较长，具有一定进入壁垒，市场竞争相对较为缓和。

形成资源端到用户终端一体化全产业链格局，顺价能力充分体现。在资源端，公司持续优化“海气+陆气”双资源池，提升资源安全性，降低单一气源波动风险。在运营端，公司形成以工业（园区）用户、燃气电厂、大客户等直接终端用户为主，以贸易商为代表的中间商客户为辅的客户结构，对核心资源和目标用户进行针对性匹配，提升资源的配置效率，满足客户用能需求。2022 年，受地缘政治、欧洲天然气短缺等因素影响，国际天然气供需结构性错配，天然气价格高企，市场震荡剧烈，公司海气长约核心资源单吨毛差保持整体稳定，全年平均单吨毛差 596 元/吨，顺价能力得到充分体现；LNG、PNG 等产品销量达 146.35 万吨，实现销售收入 125.68 亿元，比上年同期提高 27.23%。

图16: 公司“海气+陆气”双资源池优化配置示意图



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

LPG 需求量快速增长，单吨毛差保持相对稳定

LPG 应用领域广泛，需求量持续增长。2010 年-2022 年我国 LPG 消费量年均复合增长率为 10.36%。2022 年，我国 LPG 表观消费量 7494 万吨，同比增长 7.23%。我国 LPG 的用途包括化工原料、民用燃料、商用燃料、工业燃料和车用燃料，目前，化工原料用气占比最高，也是 LPG 行业主要增长点。我国化工原料轻质化发展背景下，LPG 因其比石油脑、煤等原料经济性及环保性更优被广泛应用，LPG 深加工产能提高，需求量持续增长。此外，随着我国城镇化和乡村振兴战略的稳步推进，LPG 民用气消费量将保持基本稳定。

需求增速超过产能增速，对外依存度较高。国产 LPG 主要来自于石油炼厂，主要成分包括丙烷、丁烷、丙烯、丁烯等；进口 LPG 通常以丙烷和丁烷成分为主，纯

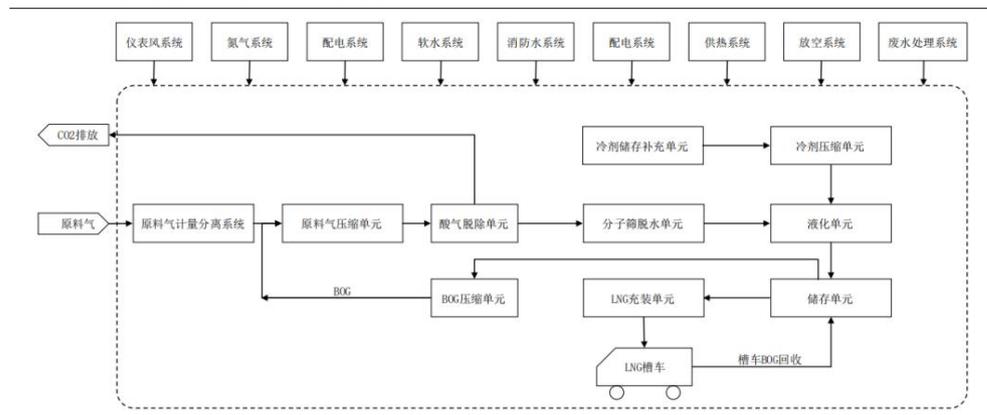
度高、杂质少，并可根据实际需求进行不同比例配比。随着国内 LPG 深加工装置产能提升，液化气大量用于 LPG 深加工领域，导致国内燃料用气供应下降，需要进口 LPG 补充，国内 LPG 需求对进口气依赖度逐渐提升。根据卓创资讯数据，2022 年我国 LPG 进口总量 2692 万吨，同比增长 19.68%，对外依存度达 36%。

拓展地区市场和终端应用，LPG 业务持续稳定增长。在市场拓展方面，公司以码头及库容为依托，积极开拓湖南、广西、江西等周边市场，国际业务规模也实现稳步提升。在终端应用方面，公司巩固民用气消费市场，布局化工原料用气市场。公司拟投资建设 5 万吨液化烃码头项目及配套 LPG 仓储基地，打造“码头+库区”一体化服务模式；为埃克森美孚乙烯项目、湖南宇新化工可降解塑料项目等提供 LPG 一体化配套服务。2022 年度，公司 LPG 产品销量达 197.90 万吨，实现销售收入 103.67 亿元。毛差保持相对稳定，2022 年度 LPG 产品毛差 266 元/吨，比上年同期降低 4.52%。

延伸能源服务业务创造附加价值，摆脱资源周期性波动风险

九丰能源在清洁能源业务的发展现状之上，将 LNG 船运、接收与仓储、槽运等具有公有事业的资产向第三方全面开放，形成能源物流服务业务。同时，随着森泰能源的并购和整合，将井口天然气回收利用配套作业纳入能源作业服务业务。能源物流服务和能源作业服务统称为能源服务业务，并纳入公司核心主业。

图17：公司能源作业服务工艺流程图



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

依托核心资产提供物流服务，形成清洁能源业务资源壁垒

公司能源物流业务主要涉及 LNG 船运、LNG 接收与仓储、LNG 槽运等领域。公司自有 LNG 船舶、LNG 接收站及仓储设施、LNG 槽车等核心资产，自用之余为客户及第三方提供运输、物流、周转、仓储等能源基础设施服务，按量结算相应服务费。

图18: 公司 LNG 船舶、接收站、储罐及槽车等能源物流相关核心资产



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

强化清洁能源业务顺价能力，船运和接收站成为海气资源壁垒。公司清洁能源业务对核心资源与目标客户进行针对性匹配，自有能源物流业务将进一步优化成本控制和配置效率，贯通 LNG、LPG 业务上下游，强化顺价能力。另一方面，LNG 接收站是海气登陆的唯一窗口，自有 LNG 接收站保障海气资源池自主性和灵活性。除此之外，预计 2023 年现货市场 LNG 船运紧张，公司自有 LNG 运输船保障海气资源安全性。

◆ LNG 船运

LNG 运输船作为特种船只，是以高难度，高技术，高附加值著称的“三高船”，和航母、大型游轮并称为“造船工业皇冠上的三颗明珠”，代表了造船业的最高水准。目前国际上只有韩国、中国、日本和美国等国具备实力建造 LNG 运输船，2022 年 1-8 月全球 111 艘 LNG 运输船订单全部由中国和韩国获得，中国和韩国分别拿到 28 艘和 83 艘订单。一艘 LNG 运输船的平均交付期达到 30-50 月，在目前订单众多的情况下，新船生产日期可能继续延后。

截至 2022 年底，全球 LNG 船舶总数为 717 艘，合计运力 5805 万吨。克拉克森研究数据显示，2022 年，全球 LNG 新船订单量创新高，合计超过 170 艘，较 2021 年提高 95%。中国 LNG 船舶新接订单 481 万修正总吨，同比增长 480%。目前九丰能源自主控制 8 艘运输船，其中 4 艘 LNG 船舶（2 艘自有，1 艘待交付，1 艘在建），4 艘 LPG 船舶（2 艘租赁，2 艘在建），经测算，全部 LNG、LPG 船舶投运后，年周转能力预计达 400-500 万吨。

LNG 运输船运力达到上限，现货市场用船紧张。2022 年，受地缘冲突影响，全球

化石能源供应链和国际天然气贸易格局重构，欧洲 LNG 现货市场超额溢价吸引大量 LNG 资源。预计 2023 年全球 LNG 船舶增速在 6% 以下，年末 LNG 船舶可交付量仅有 66 艘，考虑延期交付及拆解情况，LNG 船舶运力短期无法快速增加，船舶供给紧张。除此之外，部分 LNG 船用作浮舱，周转放缓。目前，长期租船市场中出现 10 年期租船合同，过去最长只有 5 年期，部分 LNG 船舶绑定长期项目，且船舶租金上行后部分船舶转入期租市场，可供现货运输的 LNG 船舶偏紧。

船运价格有望维持高位，能源物流业务高收益。2022 年，受俄乌冲突、“北溪”管道泄漏、美国自由港 LNG 液化厂爆炸等因素影响，国际 LNG 价格波动剧烈，受此影响，LNG 船舶运费居高不下，日运价最高超过 45 万美元。根据上海石油天然气交易中心的预测，2023 年运输船运费高位震荡，即使出现下跌，16 万立方米 LNG 运输船现货运费有望维持在 15 万美元/日左右。

◆ LNG 接收站及仓储

LNG 接收站是接收并储存海运液化天然气，对外输送天然气的设施，一般包括 LNG 码头和 LNG 储罐区。LNG 接收站是“海气登陆”的唯一窗口，是进口 LNG 市场关键性基础设施和中转加工设施。LNG 在接收站码头卸载并存储后，通过“液进气出”或“液进液出”方式输送到应用市场。

LNG 接收站利用率高，全国 LNG 接收能力持续增长。由于我国 LNG 进口量持续增加，LNG 接收站利用率居高。随着国家管网公司相关 LNG 接收站基础设施逐步向准入的托运商开放，LNG 接收与仓储设施的市场化服务水平进一步提升。截至 2022 年底，我国已投运 LNG 接收站 24 座，年设计接收能力达 1.10 亿吨，储罐规模达 1398 万立方米。除此之外，北燃天津南港 LNG 项目 2023 年 1 月 11 日已竣工验收、曹妃甸新天 LNG 项目进入收尾阶段。国家发改委已批准了 7 座 LNG 接收站项目，总设计产能达 3775 万吨/年，储罐达到 716 万立方米。

表2: LNG 接收项目列表

状态	名称	设计接收能力 (万吨/年)	储罐 (万立方米)	投产时间
	天津 LNG 项目一二期	600	36.5	2014 年
	海南洋浦 LNG 项目	300	32	2014 年
	广西北海 LNG 项目	600	64	2016 年
	粤东惠来 LNG 项目	200	48	2017 年
	深圳迭福 LNG 项目	400	64	2018 年
	广西防城港	60	6	2019 年
	辽宁大连 LNG 项目	600	48	2009 年
	江苏如东 LNG 项目一二三期	1000	108	2011 年
已投运	河北曹妃甸 LNG 项目一二期	650	128	2013 年
	中油深南 LNG 项目	27	4	2014 年
	山东青岛 LNG 项目一二期	700	96	2014 年
	天津 LNG 项目一二期	1080	64	2018 年
	广东大鹏 LNG 项目	680	64	2006 年
	福建莆田 LNG 项目	630	96	2008 年
	浙江宁波 LNG 项目一期	700	96	2012 年
	珠海金湾 LNG 项目一期	350	64	2013 年
	盐城绿能港 LNG 项目	300	88	2022 年

	新奥舟山 LNG 项目一二期	500	64	2018 年
	深圳华安 LNG 项目	80	8	2019 年
	上海洋山 LNG 项目	600	89.5	2009 年
	上海五号沟 LNG 项目	150	32	2000 年
	九丰 LNG 项目	150	16	2012 年
	广汇启东 LNG 项目	500	62	2018 年
	杭嘉鑫 LNG 项目	100	20	2022 年
	北燃天津南港 LNG 项目	500	84	2023 年
在建	曹妃甸新天 LNG 项目	100	20*20 (三期)	2023 年
	广东惠州 LNG 项目	610	3*20	2023 年
	哈纳斯莆田 LNG 项目	565	2*20	-
	浙江 LNG 项目三期	600	6*27	-
新增核准	新奥舟山 LNG 项目三期	500	4*22	-
	华电赣榆 LNG 项目	600	3*22	2026 年
	中交营口 LNG 项目	300	4*20	2025 年
	上海 LNG 站线	600	10*22	2030 年

资料来源：金联创，国信证券经济研究所整理

公司在东莞市立沙岛拥有一座 LNG、LPG 接收站，码头岸线 301 米，海域面积 16.59 公顷，3 个泊位最大可靠 5 万吨级船舶；配套 16 万立方米 LNG 储罐、14.4 万立方米 LPG 储罐、12.5 万立方米甲醇储罐等，可进行 LPG、LNG、DME、甲醇以及油品的装卸船作业，库区配备槽车类装卸平台，针对 LPG、DME 还可进行装瓶作业。LNG、LPG 年周转能力 150 万吨。

◆ LNG 槽运

LNG 槽车是 LNG 道路运输的载体，随着 LNG 行业的蓬勃发展，对 LNG 槽车的需求量不断增加，截至 2022 年底，我国 LNG 槽车保有量约 1.98 万辆。LNG 槽运主要涵盖进口 LNG 运输及国产 LNG 运输，其中进口 LNG 中约 70% 进行再气化并进入管道，约 30% 经由 LNG 槽车的形式运往下游消费市场；国产 LNG 预计全部由 LNG 槽车运往 LNG 加气站等下游市场。

LNG 槽运能力较高，槽运运费稳中有升。截至 2022 年末，公司在运 LNG 槽车超过百台。运费方面，根据华北/东北区域、华东区域、华南区域、西南区域、西北区域等不同区域和运距长短确定单位运费。2022 年，受 LNG 价格上涨以及疫情反复期间车辆限行影响，LNG 槽车运费均价在 0.75 元/吨/公里左右，较上年同期提升 0.1 元/吨/公里。

能源作业服务摆脱市场价格波动影响，补充清洁能源核心资源池。

天然气上游开采过程中涉及大量的边远井、零散井、试采井（以下简称“三类气井”），配套天然气管网尚未建成、建设难度较大或经济价值不高，需要以压缩天然气或液化天然气的方式回收利用。由于压缩天然气方式存在周转量小、运输成本高、运输半径短等不足，液化天然气成为井口天然气回收利用的主要方式。随着我国天然气开发速度的加快，三类气井数量及相关资源量将持续提升，能源作业服务行业发展前景广阔。

公司能源作业服务在天然气井周边投资建设整套天然气分离、净化、液化整套装置及附属设施，并长期运营，为上游资源方提供井口天然气回收利用配套服务，

收取服务费或通过能源购销价差方式结算服务费。能源作业服务打通天然气零散资源收集与销售环节，具有节约资源、保护环境等社会效益。

价价联动机制收益稳定，LNG 资源具有自主销售权。根据公司加工处理的 LNG 资源量（LNG 回收利用量）以及与上游资源方建立价价联动机制或地板价机制计算能源作业服务费。价价联动机制，即在一定的市场价格之上，以稳定的单位加工成本收益为标准，进行资源购销结算。价价联动机制下，服务费单价不受市场价格周期性波动影响，公司收益仅与 LNG 回收利用量挂钩。除此之外，公司加工处理的 LNG 资源，具有自主销售权，纳入公司核心资源池。

能源服务业务初启动，预期业务规模快速增长。截至 2022 年底，公司能源作业服务产能达 40 万吨，全年实际处理量约 30 万吨。此外，公司正推动叙永天然气应急储气调峰 12 万吨/年能服作业项目建设，预计 2023 年投产；推动川西名山首期 20 万吨液化天然气清洁能源基地能服项目立项、环评、审批等前期准备工作。

自主可控的氦气壁垒高，利润弹性大

氦气是一种无色无味的稀有气体，化学式为 He，也是已知沸点最低的气体，具有不易液化、稳定性好、扩散性强、溶解度低等性质。氦气用途广泛，适用于各种行业，小到气球充气，大到航空航天、电子半导体，具有不可替代的作用，关系到国家安全和高新技术产业发展。

表3: 氦气的应用场景

行业	应用
航空航天	太空飞行作业使用氦气净化氢气系统
	地面和飞行流体系统将氦气作为增压剂，大量用于导弹、宇宙飞船和超音速飞机上
	可用作气象和其他观测气球的升力源
汽车及运输设备	可用于散热器换热器、空调组件、燃料箱和变矩器等重要汽车部件的测试
	氦气可与氙气配合使用，用于安全气囊的充气操作
电子	可实现半导体、液晶面板和光纤线生产制造中零部件的快速冷却，也可在生产过程中充当载运气体
医疗保健	氦气是磁共振和核磁共振超导磁体的理想冷冻气体，可实现-451 华氏度的深冷温度，有效获取内脏器官和组织的高分辨率图像
焊接及金属加工	氦气是铝、不锈钢、铜和镁合金等高导热性材料焊接的理想气体，在造船以及飞机、宇宙飞船、火箭和武器的制造等领域有重要作用
	用作热处理过程中的淬火气体以及熔炉气体，提升零件耐性和质量
核电	氦气有优良的渗透性，用于核反应堆的冷却，火箭和核反应堆的一些管道及电子和电气装置等的检漏
测量	氦气是极低温度下蒸气压温度计的理想用气
超导设备	液氦可用于超导设备的超低温冷却
其他	氦气密度低，不易燃，可用于填充灯泡、霓虹灯管，也是理想的气球和飞艇用气
	氦气在血液中的溶解度较氮气低，因而麻醉性低于氮气，常将氦气与氧气混合作为潜水员呼吸用气体

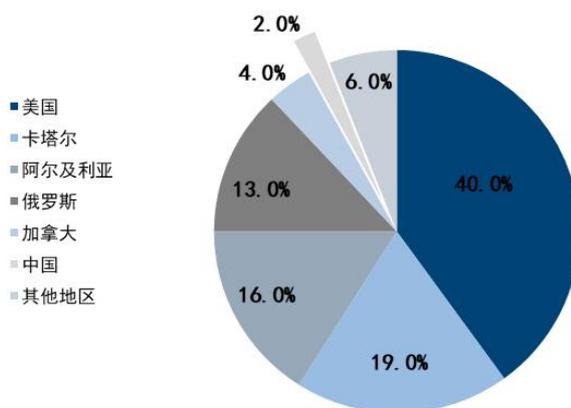
资料来源：中国工业气体工业协会，国信证券经济研究所整理

全球氦气资源分布不均匀，国内资源量不足

氦气资源在全球范围内的分布极不均匀。2020 年全球氦气资源量为 519 亿立方米，其中美国、阿尔及利亚、卡塔尔和俄罗斯拥有全球 88% 的氦气资源。美国是全球氦气资源最丰富的国家，虽然已大规模开采超过 60 年，其氦气储量仍占全球总储量的 40%，氦气资源量预计 206 亿立方米，主要氦气气田可采储量约为 39 亿立方米。中国氦气资源量仅占 2%，约为 11 亿立方米。

进口氦气资源主要由美国资本掌握，氦气供应集中度高。全球超过 95% 的氦气供应依赖于美国、卡塔尔和阿尔及利亚等 7 个国家或地区，其中美国氦气产量占比最高，2020 年约为 50%。国际上氦气供应实行配额制，除俄罗斯外，大部分国家国际气体公司的氦气资源分配话语权由美国资本掌握。

图19: 2020 年全球氦气资源分布情况



资料来源：《中国氦气市场发展前景展望》¹，国信证券经济研究所整理

我国氦气资源量少，天然气氦含量低。天然气分离法是目前唯一工业化获取氦的方法。天然气中氦含量最高可达 7.5%，目前全球已发现的规模氦气储量均为天然气伴生气。目前已知我国渭河、四川、塔里木、柴达木、松辽、渤海湾、苏北、海拉尔等 8 个盆地发现有含氦天然气。其中四川盆地威远气田是我国首个实现氦气商业化利用的气田，也是目前我国唯一进行工业开采的氦气田，天然气中氦气平均浓度 0.2%，探明储气量 0.8 亿立方米，年产氦气 5 万立方米。塔里木盆地的和田河气田氦气含量 0.30%-0.37%，氦气资源量约为 1.96 亿立方米，是我国第一个特大型富氦氦气田。我国氦气资源量较少，天然气中氦含量偏低，开发成本较高。

表4: 氦气田工业划分标准

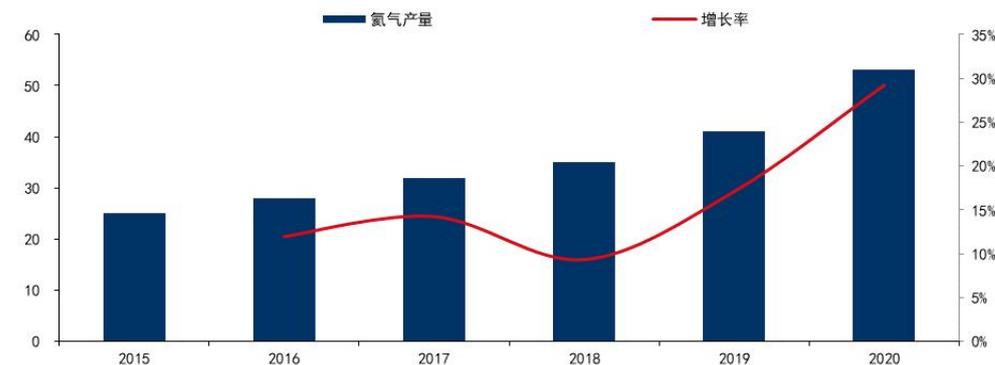
规模分类	氦气储量 (Mm ³)	含量分类	氦气含量 (体积%)
特大型气田	≥100	特富氦气田	≥0.500
大型气田	50-100	富氦气田	0.150-0.500
中型气田	25-50	含氦气田	0.050-0.150
小型气田	5-25	贫氦气田	0.005-0.050
特小型气田	<5	特贫氦气田	<0.005

¹ 张哲, 王春燕, 王秋晨, 许新武. 《中国氦气市场发展前景展望》. 油气与新能源, 2022, 34(01): 36-41.

资料来源：中国工业气体工业协会，国信证券经济研究所整理

我国氦气提纯起步较晚，产量无法自给自足。20世纪70年代威远气田建立了中国第一套天然气提氦装置，氦气年产量仅3万m³。由于技术问题、气源因素等条件限制，2020年以前国内新增提氦项目产量相对较低。2020年氦气产量53万m³，远远无法满足2130万m³的消费量需求。随着提氦技术的发展，尤其是BOG提氦装置建设和投产，预期中国氦气产量将持续增长。

图20：中国氦气产量及增长率

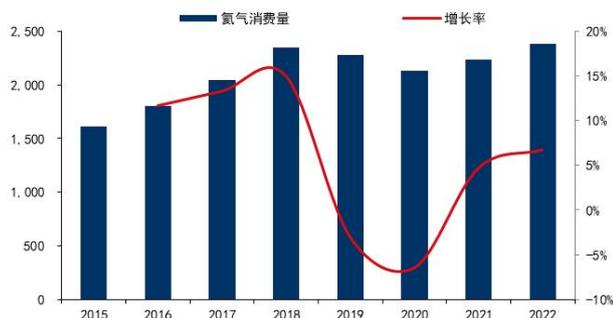


资料来源：《氦气资源产量及市场发展现状分析》²，国信证券经济研究所整理

氦气对外依存度高，价格波动明显

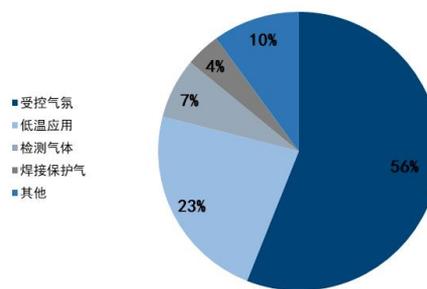
氦气在半导体等行业应用广泛，预期需求量增长。2014-2018年中国氦气消费量平均增速11%，2019年和2020年受管束氦气市场缺货、公共卫生事件等因素的影响，需求有一定回落。氦气用户领域主要为受控气氛（光纤、半导体等）、低温应用（核磁共振、低温超导等）等应用场景。双碳政策下，光伏建设和半导体生产增速，预期氦气需求量将进一步提升。

图21：中国氦气消费量和增长率情况



资料来源：中国工业气体工业协会，卓创资讯，国信证券经济研究所整理

图22：2020年我国氦气应用领域占比



资料来源：《中国氦气市场前景展望》³，国信证券经济研究所整理

对外依存严重，进口企业以外资企业为主。由于我国氦气消费量高，产量不足，

² 周军, 陈玉麟, 王璿清, 梁光川. 《氦气资源产量及市场发展现状分析》. 天然气化工—C1 化学与化工, 2022, 47(05): 42-48.

³ 张哲, 王春燕, 王秋晨, 许新武. 《中国氦气市场前景展望》. 油气与新能源, 2022, 34(01): 36-41.

氦气供应严重依赖进口，对外依存度最高达 98.5%（2018 年），供应安全面临极大风险。随着中国氦气资产产量提升，进口量有所下降，但对外依存度仍居高不下。中国氦气进口来源主要为卡塔尔、美国和澳大利亚，现有氦气进口企业中，外资企业占比高达 82%。

图23: 中国氦气进口量和对外依存度



资料来源：中国工业气体工业协会，前瞻产业研究院，国信证券经济研究所整理

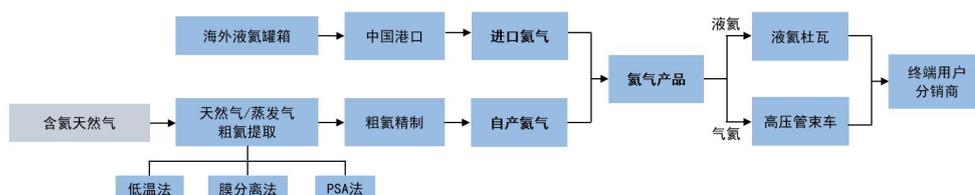
氦气价格居高，受国际形势影响波动剧烈。2015 年-2017 年 5 月，管束高纯氦气价格维持 60-65 元/m³，2017 年 6 月卡塔尔断交事件后，管束氦气价格最高涨至 120-150 元/m³。2022 年 2 月俄乌冲突爆发，氦气市场价格一度涨至 500-535 元/m³，较上年同期增长 450%-500%。随后价格虽然有所回落，2022 年底基本稳定在 380-400 元/m³，但仍远高于过往价格。

蒸发气提氦技术投产，上游对含氦天然气的需求形成资源壁垒

我国氦气供应分为进口氦气和自产氦气。进口氦气通过海运液氦罐箱至港口，办理入关手续后分装和销售。自产氦气的制备方法主要有 4 种，分别为天然气分离法、合成氨法、空气分流法和铀矿石法，其中天然气分离法是我国目前唯一工业化获取氦的方法。

氦气产品的储存和销售一般分为气氦和液氦两种形式，气氦使用高压管束车储运，液氦则分装入液氦杜瓦或氦气瓶拉运至用户端。中国氦消费量中，气氦占比达 70%。气氦的运输成本较高，宜用于短距离分销；液氦适用于远距离大规模储运。目前中国气氦储运技术成熟，但尚无国产化液氦储罐。

图24: 氦气产业链梳理



资料来源：《浅谈中国氦气供应链技术壁垒与发展方向》⁴，国信证券经济研究所整理

液化天然气蒸发气（LNG-BOG）是 LNG 受热汽化的气体，对天然气伴生氦气有自然提浓作用。BOG 的组成主要取决于 LNG，一般含氦气约 20%，甲烷约 80%，和微量乙烷，氦气含量相对较高，一般可达 1%以上，满足提氦原料气需求。BOG 主要组成成分与天然气基本一致，可使用现有天然气提氦技术实现 BOG 提氦。天然气和 BOG 提氦技术主要包括低温法、膜分离法和 PSA 法，以及多种技术结合的复合方法。

表5: BOG 提氦技术特点

BOG 提氦技术	适用范围			特点
	粗氦浓度	精氦浓度	氦气回收率	
闪蒸法	>80%			粗氦浓度较高
深冷法	>70%	>99.999%		氦浓度和提取率高，结合 LNG 液化结合可降低能耗
闪蒸-深冷法	75%	>95.000%	>99.4%	装置灵活，在相对较低的压力下氦气纯度相对较高，能耗降低
膜分离法及其与不同方法的结合	>96%	>99.999%	>84.0%	装置占地面积小，安装方便，节省投资，操作稳定； 结合其他技术提高氦气回收率，降低能耗

资料来源：《天然气及液化天然气蒸发气提氦技术研究进展》⁵，国信证券经济研究所整理

BOG 提氦对含氦天然气的需求形成资源壁垒。目前全球已发现的规模氦气储量均为天然气伴生气，天然气分离法是目前唯一工业化获取氦的方法。2020 年我国首套 LNG-BOG 低温提氦装置建成投产后，随着 BOG 提氦技术的推广和成熟，掌握天然气资源的企业将在氦气生产行业中具备优势，形成资源壁垒。

我国天然气氦气含量低，贫氦天然气提氦技术难度较大。贫氦天然气提取粗氦技术已具备工业化应用条件，但膜材料等关键材料仍依赖进口，自产氦气成本仍存在优化空间，提高与进口氦气的竞争力。除此之外，氦气行业从业人员需要相关危化品从业资质。目前仅有少数公司投建高纯提氦项目。

天然气资源深厚，具备全产业链运营能力

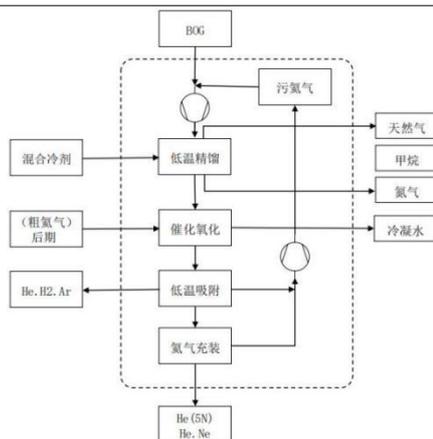
九丰能源收购森泰能源后具备氦气全产业链运营能力。上游优化“海气+陆气”双资源池提供天然气资源供应；中游通过内蒙森泰掌握 BOG 提氦技术，已建成产能达 36 万 m³，且具备压力容器充装资质；下游自有能源物流业务，实现储运和分销，主要销售对象为终端客户和气体供应/代理商。

内蒙森泰已建成年设计产能 36 万方（50 吨）的 BOG 提氦装置，2021 年 5 月起试生产，提取氦气纯度达 99.999%。规划投资建设“天然气液氦生产项目”，包括 50m³/小时氦气装置及储存、充装系统。

图25: 内蒙森泰工艺流程图

⁴ 张哲, 王春燕, 王秋晨, 王念榕, 刘主宸. 《浅谈中国氦气供应链技术壁垒与发展方向》. 油气与新能源, 2022, 34(02): 14-19.

⁵ 张丽萍, 巨永林. 《天然气及液化天然气蒸发气提氦技术研究进展》. 天然气化工—C1 化学与化工, 2022, 47(05): 32-41.



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

氢气价格居高，毛利涨幅较大。内蒙森泰 2021 年实际产量 8.63 万 m³，实际销量 8.61 万 m³，平均单价 88.29 元/m³，实现收入 760.20 万元，毛利率 68.80%。2022 年 2 月俄乌冲突爆发后，氢气价格高涨，2022 年 1-5 月实际产量 6.73 万 m³，平均单价 297.06 元/m³，实现收入 1944.88 万元，毛利率 90.93%。

整合森泰后有望推进氢气直销。森泰的氢气销售方式以经销商分销的方式为主，而九丰能源具有多年工业直销服务经验，因此未来有望突破单一的经销商分销模式，部分实现氢气直销。

积极布局现场制氢，实现氢气在工业侧直销

氢气是一种常温常压下无色无味极易燃烧，难溶于水的气体，是世界上已知密度最小的气体。氢气是一种良好的化工原料，约 60% 的氢气用于合成氨，也可用于合成甲醇、盐酸和多种有机产品，可替代碳作还原剂用于金属冶炼，还可用于光导纤维生产、金属切割焊接、防氧化等用途。由于氢气可与氧气生成水并释放大量热量，是一种无污染的绿色燃料，可用于储能、发电、交通燃料、家用燃料等场景，氢能是目前备受关注的清洁二次能源。但由于氢气着火点低，爆炸区间范围宽，沸点很低，液化工艺复杂，还会造成多种金属“氢脆”现象，存储罐和管道需要使用特殊材料，储运难度较大，制备方法成本较高等问题，氢能的应用和推广受限。

表6: 氢气的应用场景

行业	应用
航空航天	液氢是理论计算的最佳液态燃料，目前已是火箭领域的常用燃料
化工	氢是合成氨、甲醇的重要原料 石油炼制中，氢气用于脱硫、裂化、重整、精制等工艺流程。
电子	晶体生长、衬底制备、多晶硅制备、非晶硅太阳能电池制造、光导纤维制造等都需要高纯氢气做还原气、携带气和保护气
玻璃	高温加工过程中，在氮气保护气中加入氢以去除参与的氧
冶金	氢气可以在有色金属的加工中作还原剂和保护气，硅钢片、磁性材料生产也需要氢作为保护气 精密合金退火、粉末冶金生产中、薄板和带钢压制中常用氢氮保护气
交通	氢燃料电池车是新能源车的重点方向，在航天、水用、铁路交通工具上也具有应用前景

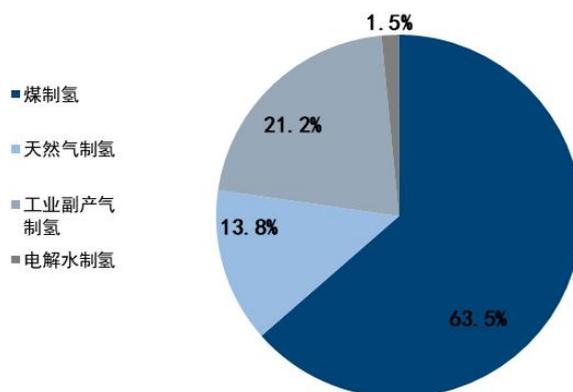
电力	天然气掺氢发电可以提高燃料气热值，减少碳排，是先进燃气轮机的重点研发方向
	氢能具有储能应用潜力，使用谷电或弃光弃风电解水制氢，在峰电时段使用氢燃料电池发电
其他	氢化液态油生产人造奶油或肥皂工业的硬化油，可稳定贮存和提高黏度。

资料来源：《开发氯碱厂氢气新用途》⁶，国信证券经济研究所整理

氢气产能快速提升，短期内存在产能过剩风险。“双碳”目标提出后，我国氢能产业快速发展，已成为目前世界上最大的制氢国家。2021年氢气产量达3342万吨，约占全球产量的30%，其中约1200万吨达到工业氢气质量标准，总产能约4100万吨。根据中国煤炭工业协会数据，2022年我国氢气产量达4004万吨，同比增长32%。有学者指出，我国氢能产业存在顶层设计滞后、标准体系薄弱、产业链不完善和地区产业同质化等问题，短时间内面临产能过剩风险。目前氢能多元化应用能力不强，已发布氢能产业政策的省市多数聚焦氢燃料电池汽车及其相关产业，较少提及其他领域的应用，不利于氢能发挥优势和开拓市场。

现有产能以灰氢为主，氢气供给侧需结构性调整。我国是目前世界上唯一大规模使用煤炭制氢的国家，煤制氢占比超过60%。虽然煤制氢技术成熟，可大规模稳定生产，原料来源广泛，是当前成本最低的制氢方式，但生产过程中产生二氧化碳，制取的氢气为灰氢，不符合“双碳”目标要求。电解水制氢无二氧化碳排放，被广泛认为是制氢技术的发展方向，将成为有效供氢主体，但目前电解水制氢存在电力成本过高，经济性差的问题，一般认为电价低于0.3元/千瓦时才能接近传统化石能源制氢的成本。根据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》测算，使用弃风、弃水及弃核制氢经济性相对突出，可提供制氢量263万吨/年。此外，按照当前中国电力平均碳强度计算，电解水制氢单位碳排放是传统化石能源重整制氢的3-4倍。

图26: 2019年我国氢气生产结构



资料来源：中国氢能联盟，国信证券经济研究所整理

氢气在我国未来能源结构中占据重要位置，预计远期氢气需求量大幅提高。2022年3月23日，国家发改委、国家能源局发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，明确了氢能在能源系统中的定位和中长期发展目标，提出了构建氢能产业高质量发展体系。氢能是中国能源结构由传统化石能源为主转向以可再生能源为主的多元格局的关键媒介。根据中国氢能联盟的预测，2030年中国氢气需求量将

⁶ 施胜能. 《开发氯碱厂氢气新用途》. 氯碱工业, 1989(06): 41-43.

达到 3500 万吨，2050 年氢气需求量接近 6000 万吨，在终端能源体系中占比至少达到 10%。其中，交通运输是氢能消费的重点领域，将从辅助能源过渡为主力能源，预计占用能比例的 19%。

氢气价格波动幅度较小，市场供需关系相对平稳。2020–2022 年我国高纯氢价格呈现震荡下跌趋势，2022 年全年均价为 3.03 元/立方米。2023 年 2 月 21 日，长三角氢价格 33.69 元/公斤，唐山氢价格 35.75 元/公斤。自 2022 年 9 月 22 日中国氢价指数体系发布至今，指数波动未超过 0.05 元/公斤。2023 年 3 月 3 日 16 省 4N 氢气主流市场价中，陕西、浙江、天津、四川、辽宁比上年同期小幅上涨，其中陕西涨幅最高，达 9.38%；广东、北京比上年同期下降，其中广东跌幅为 17.78%。地区氢价保持平稳，市场供求基本平衡。

积极布局氢气业务，实现工业侧制氢加氢一体化。中短期内，公司规划侧重于天然气制氢、甲醇制氢等化石能源制氢方式和氯碱尾气副产氢提纯、PDH 副产氢提纯等工业副产氢方式，为下游终端用户提供高纯度氢气。在长期，公司推动可再生能源电解水制氢技术研发和装备制造能力储备，实现工业侧用户现场直销业务模式。目前，公司加快广州市南沙区首座制氢加氢一体综合能源站项目建设。

氢气供给侧需结构性调整，各种制氢技术百花齐放

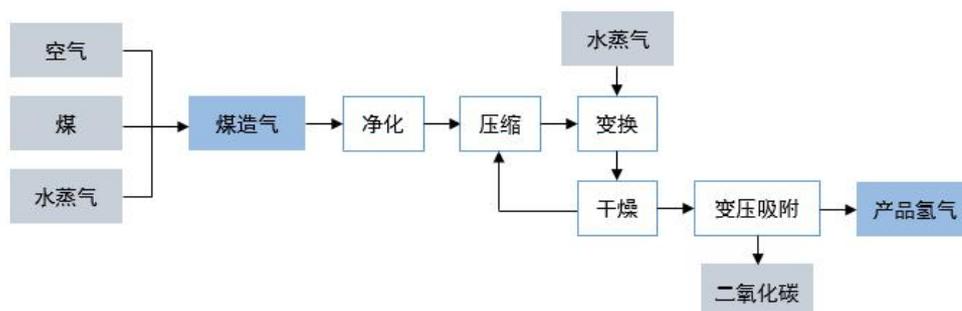
目前主要有三种较为成熟的制氢路线：化石燃料重整制氢、工业副产气制氢和电解水制氢。从碳排放角度分类，制氢技术可分为灰氢、蓝氢、绿氢三种技术路线。灰氢指化石能源重整制氢，蓝氢是在灰氢制备的基础上叠加碳捕集、利用、封存，减少之轻过程中的碳排放，绿氢一般指使用可再生能源进行零碳排电解水制氢。除此之外，生物质直接制氢和太阳能光催化分解水制氢等路线仍未达到工业规模制氢要求。目前我国以化石能源制氢为主，短期内，工业副产氢因成本较低，接近消费市场，将成为有效供应主体。随着电解水制氢技术改进并实现氢气长距离大规模运输，可再生能源电解水制氢将成为有效供氢主体。

◆ 化石能源重整制氢

化石能源重整制氢在我国氢气供给中占比超过 80%，根据使用原料主要分为煤制氢和天然气制氢。

煤炭主要以水煤炭或煤粉的形式，在高温条件下与气化剂（蒸汽/氧气）反应生成含氢合成气（氢气、一氧化碳），经过后续工艺流程得到高纯度的氢气。煤制氢工艺的优点是技术成熟、原料成本低、规模大，缺点是设备结构复杂、运转周期较低、投资高、配套装置多、碳排放强度高。

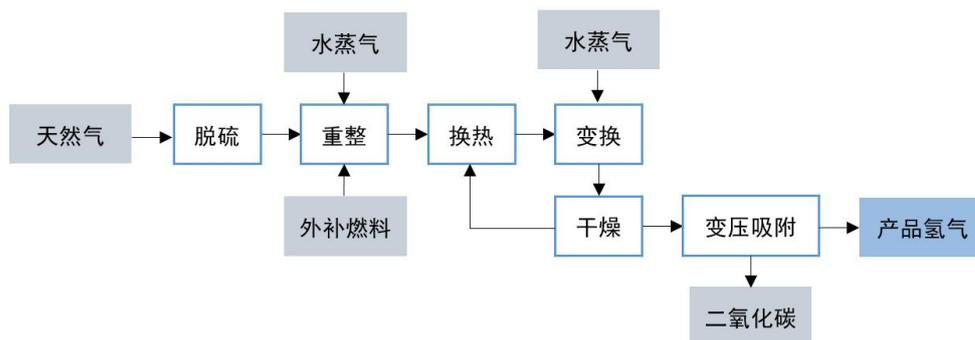
图27: 煤制氢工艺流程



资料来源：《碳中和背景下先进制氢原理与技术研究进展》⁷，国信证券经济研究所整理

天然气制氢按照工艺路线可分为蒸汽重整制氢、绝热制氢、部分氧化制氢、高温裂解制氢和自热重整制氢等，目前国内外主流是蒸汽重整制氢。蒸汽重整制氢将天然气与水蒸气高温重整生成含氢合成气（氢气、一氧化碳），经过分离、提纯等工艺流程得到产品氢气。天然气制氢重整反应为强吸热过程，必须通过外界补热维持反应温度，因此制氢能耗升高。我国因富煤少气，天然气成本较高，原料成本占总成本 70%以上，天然气价格是决定制氢价格的重要因素。

图28：天然气制氢工艺流程



资料来源：《天然气制氢技术及经济性分析》⁸，国信证券经济研究所整理

◆ 工业副产提纯氢

工业副产氢主要包括炼厂的催化重整、丙烷脱氢（PDH）、焦炉煤气及氯碱化工等，其生产过程中会产生大量氢气，纯度不高，一般使用变压吸附（PSA）提纯。根据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》测算，考虑副产气体成本的综合制氢成本约 10-16 元/公斤。工业副产提纯制氢可提供百万吨级氢气供应，能为氢能产业就近提供低成本分布式氢源。但焦炉煤气等工业副产氢流程同样存在碳排，长期来看需要引入无碳制氢技术，从氢气供给方转为需求方。

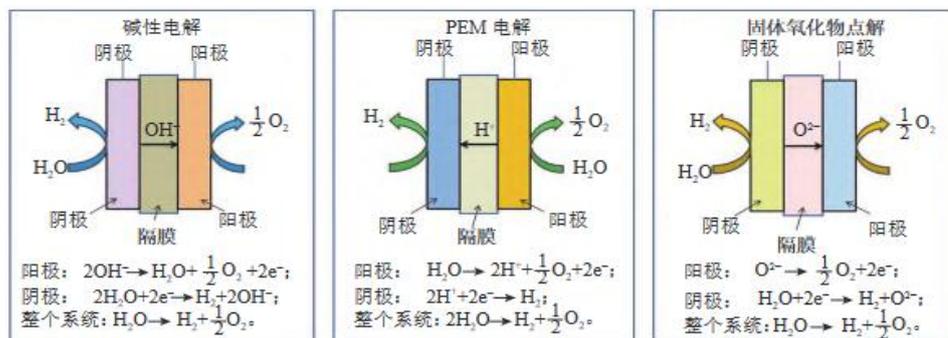
◆ 电解水制氢

根据电解质的不同，电解水制氢技术可分为碱性水电解槽（AE）、质子交换膜水电解槽（PEM）和固体氧化物水电解槽（SOE）。电解水制氢全周期零碳排，具有绿色环保、氢气纯度高、副产高价值氧气等优点，但单位能耗在 4-5 千瓦时/立方氢，成本主要由电价决定，一般认为电价低于 0.3 元/千瓦时，电解水制氢成本会接近传统化石能源制氢。此外，电解水制氢可作为一种长时储能技术，在谷电时段利用廉价且丰富的可再生能源制氢，在峰电时段通过氢燃料电池等方式发电，实现高渗透率可再生能源调峰。

⁷ 陈彬, 谢和平, 刘涛, 兰铨, 林魁武, 章远. 《碳中和背景下先进制氢原理与技术研究进展》. 工程科学与技术, 2022, 54(01): 106-116.

⁸ 常宏岗. 《天然气制氢技术及经济性分析》. 石油与天然气化工, 2021, 50(04): 53-57.

图29: 电解水制氢原理示意图



资料来源:《碳中和背景下先进制氢原理与技术研究进展》⁹, 国信证券经济研究所整理

目前, 碱性水电解槽技术最成熟, 成本较低, 但能量转化效率较低, 产气需要脱碱。质子交换膜电解槽技术流程简单, 能量转换效率较高, 电解效率高, 响应时间短, 且由于使用质子交换膜代替液态电解质和隔膜, 产物氢气和氧气分离, 保证了产物纯度。然而电极和催化剂含有贵金属成分, 成本偏高, 且国内质子交换膜初步实现量产, 但竞争优势较弱, 市场整体被外企占据。固体氧化物电解槽在高温环境下工作, 能效最高, 但尚处于研发阶段, 并未实现商业化应用。

表7: 不同电解水制氢技术路线对比

	碱性电解	质子交换膜电解	固体氧化物电解
电解质	KOH 或 NaOH 溶液	水	熔融固体氧化物
隔膜	石棉膜	质子交换膜	-
电流密度 (A/cm ²)	1-2	0.2-0.4	1-10
电解槽能耗 (kWh/m ³)	4.5-5.5	3.8-5.0	2.6-3.6
系统效率	60-75%	67-90%	85-89%
运行温度 (°C)	70-90	60-90	600-1000
氢气纯度	≥99.8%	≥99.99%	
启停特性	较快	较快	不便
系统寿命 (年)	10-20	10-20	
污染	存在污染	无污染	无污染
产业化程度	产业化时间长, 技术成熟	商业化阶段	试验阶段

资料来源:《氢能的生产工艺及经济性分析》¹⁰、《氢能供应链成本分析及建议》, 国信证券经济研究所整理

原料成本和用能成本占比较高, 电解水制氢暂不具备比较优势

对煤制氢和天然气制氢分别进行成本测算。煤制氢关键假设如下:

表8: 煤制氢成本测算基本参数假设

煤炭单价	氧气单价	电价	辅助材料成本	初始投资	折旧年限
------	------	----	--------	------	------

⁹ 陈彬, 谢和平, 刘涛, 兰铖, 林魁武, 章远. 《碳中和背景下先进制氢原理与技术研究进展》. 工程科学与技术, 2022, 54(01): 106-116.

¹⁰ 苗军, 郭卫军. 《氢能的生产工艺及经济性分析》. 能源化工, 2020, 41(06): 6-10.

(元/吨)	(元/Nm ³)	(元/kWh)	(元/Nm ³ H ₂)	(万元/Nm ³ H ₂ /小时)	
800	0.5	0.3	0.045	1.5	20
年利用小时数	维修费率	直接工资 (元/Nm ³)	自有资金比例	利率	
3000	3%	0.012	30%	5%	

资料来源：《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》¹¹，中国石油和化学工业联合会煤化工专业委员会，国信证券经济研究所假设

此假设条件下，计算得出煤制氢成本为 1.3 元/m³，合 14.5 元/kg。其中原料煤成本占总成本的 40.8%。煤制氢成本敏感性分析如下：

表9：煤制氢成本敏感性分析——原料煤价格（行，元/吨）、电价（元/kWh）

煤制氢成本 (元/m ³)	650	700	750	800	850	900	950
0.1	1.194	1.227	1.261	1.294	1.327	1.361	1.291
0.2	1.200	1.233	1.267	1.300	1.333	1.367	1.297
0.3	1.206	1.239	1.273	1.306	1.339	1.373	1.303
0.4	1.212	1.245	1.279	1.312	1.345	1.379	1.309
0.5	1.218	1.251	1.285	1.318	1.351	1.385	1.315

资料来源：国信证券经济研究所测算

天然气制氢关键假设如下：

表10：煤制氢成本测算基本参数假设

天然气单价 (元/Nm ³)	氧气单价 (元/Nm ³)	电价 (元/kWh)	辅助材料成本 (元/Nm ³ H ₂)	初始投资 (万元/Nm ³ H ₂ /小时)	折旧年限
2.5	0.5	0.3	0.164	0.8	20
年利用小时数	维修费率	直接工资 (元/Nm ³)	自有资金比例	利率	
3000	3%	0.012	30%	5%	

资料来源：《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》¹⁰，中国石油和化学工业联合会煤化工专业委员会，国信证券经济研究所假设

此假设条件下，计算得出天然气制氢成本为 1.8 元/m³，合 19.7 元/kg。其中原料煤成本占总成本的 70.8%。天然气制氢成本敏感性分析如下：

表11：天然气制氢成本敏感性分析——原料天然气价格（行，元/m³）、电价（元/kWh）

煤制氢成本 (元/m ³)	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8
0.1	1.549	1.599	1.649	1.699	1.749	1.799	1.849
0.2	1.583	1.633	1.683	1.733	1.783	1.833	1.883
0.3	1.617	1.667	1.717	1.767	1.817	1.867	1.917
0.4	1.651	1.701	1.751	1.801	1.851	1.901	1.951
0.5	1.685	1.735	1.785	1.835	1.885	1.935	1.985

¹¹ 张彩丽. 《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》. 石油炼制与化工, 2018, 49(01): 94-98.

资料来源：国信证券经济研究所测算

由于天然气价格较高，且天然气蒸汽重整制氢使用天然气作燃料气补热，天然气中成本明显高于煤制氢。当天然气价格降低至 1.6 元/m³时，天然气制氢成本与煤制氢成本一致。此外，由于煤制氢碳排强度约是天然气制氢的 4 倍，“双碳”政策要求下，叠合 CCUS 技术或征收碳税将提高二者的成本，同时缩小天然气制氢与煤制氢之间的成本差距。

对碱性电解和 PEM 电解法分别进行电解制氢的成本测算，碱性电解法关键假设如下：

表12: 碱性水电解槽制氢成本测算基本参数假设

电价 (元/kWh)	工业用水价格 (元/吨)	辅助材料成本 (元/Nm ³ H ₂)	冷却成本 (元/Nm ³ H ₂)	初始投资 (万元/Nm ³ H ₂ /小时)	折旧年限
0.3	4.1	0.02	0.15	0.8	10
年利用小时数	维修费率	直接工资 (元/Nm ³)	自有资金比例	利率	
3000	3%	0.012	30%	5%	

资料来源：国信证券经济研究所假设

此假设条件下，计算得出碱性水电解槽制氢成本为 2.3 元/m³，合 25.4 元/kg。其中用电成本占总成本的 75.9%。碱性电解水制氢成本敏感性分析如下：

表13: 碱性电解水制氢成本敏感性分析——初始投资（行，万元/Nm³H₂）、电价（行，元/kWh）

制氢成本 (元/m ³)	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85	0.90	0.95
0.1	1.060	1.083	1.106	1.129	1.151	1.174	1.197
0.2	1.638	1.661	1.684	1.707	1.729	1.752	1.775
0.3	2.216	2.239	2.262	2.284	2.307	2.330	2.353
0.4	2.794	2.817	2.840	2.862	2.885	2.908	2.931
0.5	3.372	3.395	3.417	3.440	3.463	3.486	3.509

资料来源：国信证券经济研究所测算

当用电价格降低至 0.131 元/kWh 时，碱性水电解槽制氢成本降至煤制氢同一水平。PEM 质子交换膜电解水制氢关键假设如下：

表14: 碱性水电解槽制氢成本测算基本参数假设

电价 (元/kWh)	工业用水价格 (元/吨)	辅助材料成本 (元/Nm ³ H ₂)	冷却成本 (元/Nm ³ H ₂)	初始投资 (万元/Nm ³ H ₂ /小时)	折旧年限
0.3	4.1	0.02	0.15	1.5	10
年利用小时数	维修费率	直接工资 (元/Nm ³)	自有资金比例	利率	
3000	3%	0.012	30%	5%	

资料来源：国信证券经济研究所假设

此假设条件下，计算得出 PEM 电解水制氢成本为 2.4 元/m³，合 26.6 元/kg。其中用电成本占总成本的 63.6%。由于 PEM 电解水效率较高，且需要质子交换膜和贵金属电极、催化剂，用电成本占比低于碱性水电解槽制氢。质子交换膜电解水制

氢成本敏感性分析如下：

表15: PEM 电解水制氢成本敏感性分析——初始投资（行，万元/Nm³H₂）、电价（行，元/kWh）

制氢成本 (元/m ³)	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8
0.1	1.239	1.285	1.330	1.376	1.422	1.467	1.513
0.2	1.745	1.790	1.836	1.882	1.927	1.973	2.019
0.3	2.250	2.296	2.342	2.387	2.433	2.479	2.524
0.4	2.756	2.802	2.847	2.893	2.939	2.984	3.030
0.5	3.262	3.307	3.353	3.399	3.444	3.490	3.536

资料来源：国信证券经济研究所测算

当用电价格降低至 0.086 元/kWh 时，PEM 电解水制氢成本降至煤制氢同一水平。

盈利预测

假设前提

我们的盈利预测基于以下假设条件：

1) **清洁能源业务**：公司优化“海气+陆气”双资源池配置后，LNG、LPG 气源安全性和灵活性较高，实现对终端用户进行针对性匹配，顺价能力较强。我们预计 2023-2024 年市场有所回调，LNG 海气长约气毛差降低；2025 年，公司海气长约气中部分长协到期，销量有所降低，重新签约后毛差维持高位。随着国内 LNG、LPG 需求不断增长和公司产能提高，LNG 海气现货气、国内批发气、自产气和 LPG 销量平稳增长，毛差基本保持稳定。

表 16: 清洁能源业务盈利预测假设条件

		2023E	2024E	2025E
海气长约气	销量 (万吨)	75	75	51
	毛差 (元/吨)	600	500	700
海气现货气	销量 (万吨)	65	80	80
	毛差 (元/吨)	150	150	150
LNG 国内批发气	销量 (万吨)	100	120	140
	毛差 (元/吨)	150	150	150
自产气	销量 (万吨)	25	55	85
	毛差 (元/吨)	300	300	300
LPG	销量 (万吨)	210	240	280
	毛差 (元/吨)	250	240	240

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所假设

2) **能源服务业务**：能源物流服务方面，我们假设公司 LNG 船运、LNG 接收站、LNG 槽运利用率和费用保持稳定，随着公司产能和运力的提升，收入平稳增长；能源作业服务方面，随着公司叙永项目、川西名山项目等新产能的建设和投产，销量快速增长；得益于价价联动机制，能源作业服务营收能力摆脱市场价格波动影响，随着产能提升和技术迭代，新签约项目单吨收入有望提高，成本有所降低，毛利润稳定提升。

表 17: 能源服务业务盈利预测假设条件

		2023E	2024E	2025E
能源物流服务	收入 (百万)	350	500	650
	毛利率	35%	35%	35%
能源作业服务	销量 (万吨)	37	53	68
	毛利润 (元/吨)	295	365	500

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所假设

3) **特种气体业务**：由于氦气 2022 年未达产，预计 2023 年氦气接近满产，销量达到 36 万方，同时预计 2024 年新的位于泸州的氦气项目投产，因此 2023、2024、2025 年氦气销量分别为 30、60、80 万方。参考 2017 年 6 月氦气价格高涨后维持高位的经验，假设未来三年氦气售价稳定在 280 元/方。综上，氦气利润较之前预测有较大提升。我们预计随着公司灰氢产能的建设和投产，三年内销量将有所增长；绿氢经济性尚不具备比较优势，短期内产能保持稳定；氢气市场供需关系平稳，我们假设灰氢和绿氢价格保持稳定。

表18: 特种气体业务盈利预测假设条件

		2023E	2024E	2025E	
氩气	销量 (万方)	30	60	80	
	售价 (元/方)	280	280	280	
氢气	灰氢	销量 (万方)	5000	5500	6050
		售价 (元/方)	20	20	20
	绿氢	销量 (万方)	2400	2400	2400
		售价 (元/方)	35	35	35

资料来源: 公司公告、国信证券经济研究所假设

未来 3 年盈利预测

表19: 未来 3 年盈利预测表 (百万元)

	2023E	2024E	2025E
营业收入	26493	30812	34879
营业成本	24574	28505	32143
销售费用	185	216	244
管理费用	132	154	174
财务费用	(37)	(30)	(30)
营业利润	1569	1914	2243
利润总额	1595	1940	2269
归属于母公司净利润	1368	1664	1947
EPS	2.19	2.66	3.11
ROE	16.63%	17.00%	16.76%

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理和预测

按上述假设条件, 我们得到公司 2023-2025 年收入分别为 264.9、308.1、348.8 亿元, 归属母公司净利润 13.7、16.6、19.5 亿元, 归母净利润年增速分别为 25.5%、21.6%、17.0%。每股收益 2023-2025 年分别为 2.19、2.66、3.11 元。

估值与投资建议

考虑公司的业务特点, 我们采用绝对估值和相对估值两种方法来估算公司的合理价值区间。

绝对估值: 32.10-38.70 元

公司 LNG、LPG 销量稳定增长, 毛差有所回落, 叠加能源服务业务和特种气体业务收入, 我们预计 2023、2024、2025 年营收业绩增速分别为 10.6%、16.3%、13.2%。

输入条件: 我们根据 5 年期的日度数据计算贝塔系数为 0.96, 无风险利率根据 10 年期国债到期收益率设定为 3.0%, 风险溢价为 7.0%, 计算得出 K_e 值为 10.70%。

FCFF 估值结果: 在永续增长率为 1%的假设条件下, 测算公司对应每股权益价值为 32.10-38.70 元, 高于目前股价 31.5%-58.5%。

表20: 公司盈利预测假设条件 (%)

	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E
营业收入增长率	9.1%	15.9%	12.9%	5.3%	3.0%	3.6%	4.2%	4.8%	5.4%	6.1%

毛利率	7.3%	7.6%	8.0%	7.8%	8.0%	8.3%	8.5%	8.7%	8.9%	9.1%
管理费用/销售收入	0.5%	0.5%	0.5%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
销售费用/销售收入	0.7%	0.7%	0.7%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
营业税及附加/营业收入	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
所得税税率	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%
股利分配比率	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所预测

表21：资本成本假设

无杠杆 Beta	0.96	T	13.98%
无风险利率	3.00%	Ka	9.72%
股票风险溢价	7.00%	有杠杆 Beta	1.10
公司股价（元）	25.04	Ke	10.70%
发行在外股数（百万）	625	E/(D+E)	80.00%
股票市值(E, 百万元)	15660	D/(D+E)	20.00%
债务总额(D, 百万元)	2605	WACC	9.25%
Kd	4.00%	永续增长率（10年后）	1.0%

资料来源：国信证券经济研究所假设

绝对估值的敏感性分析

该绝对估值相对于 Ke 和永续增长率较为敏感，表 23 是公司绝对估值相对此两因素变化的敏感性分析。

表22：绝对估值相对股权资本成本和永续增长率的敏感性分析（元）

		Ke 变化				
		8.2%	8.7%	9.25%	9.7%	10.2%
永续增长率变化	1.6%	43.94	40.20	36.97	34.15	31.68
	1.4%	43.01	39.43	36.32	33.60	31.21
	1.2%	42.13	38.70	35.70	33.08	30.76
	1.0%	41.31	38.00	35.12	32.58	30.33
	0.8%	40.52	37.34	34.56	32.10	29.92
	0.6%	39.78	36.72	34.03	31.65	29.53
	0.4%	39.08	36.12	33.52	31.21	29.15

资料来源：国信证券经济研究所测算

相对法估值：31.08-32.25 元

公司业务结构清晰，将公司按照清洁能源业务、能源服务业务和特种气体业务进行分部估值。

清洁能源业务方面，公司 LNG、LPG 业务全产业链布局，自有 LNG 接收站等核心资产要素，选取持有舟山 LNG 接收站，陆气、海气资源池庞大的新奥股份作为参考，2023 年 PE 为 10.4 倍，考虑到九丰能源全部为工业直销，没有城燃业务，给予公司清洁能源业务 11 倍 PE。

能源服务业务方面，参考集成海洋石油、天然气开发、液化天然气工程的海油工程，2023 年平均 PE 为 17.5 倍。考虑到九丰能源自有 LNG 运输船、LNG 接收站及仓储和 LNG 槽车，能源物流服务核心资产要素齐全，给予公司能源服务业务 22-24 倍 PE。

特种气体业务方面，参考凯美特气、金宏气体，上述可比公司 2023 年平均 PE 为 27.7 和 28.4 倍。考虑到九丰能源特种气体以氦气为主，上游天然气供应能力强，自主可控，利润弹性大；氢气及其他气体业务正在积极推动，因此给予公司特种气体业务 27-29 倍 PE。

根据我们测算，2023 年公司清洁能源归母净利润为 10 亿元，对应权益市值 110 亿元；能源服务业务归母净利润为 3 亿元，对应权益市值 66-72 亿元；特种气体业务归母净利润为 0.68 亿元，对应权益市值 18.4-19.7 亿元。综上，对应公司权益市值为 194.4-201.7 亿元，对应 31.08-32.25 元/股合理价值，较当前股价有 27.3%-32.1%的溢价。

表23: 可比公司估值表

代码	公司简称	股价	总市值 亿元	EPS				PE				PEG 22E	投资评级
				21A	22E	23E	24E	21A	22E	23E	24E		
600803.SH	新奥股份	18.95	587.1	1.46	1.54	1.87	2.13	12.7	12.3	10.13	8.90	0.71	无
600583.SH	海油工程	6.91	305.5	0.08	0.33	0.39	0.51	55.1	21.0	17.6	13.5	0.25	无
002549.SZ	凯美特气	14.19	90.6	0.22	0.34	0.57	0.77	76.7	42.5	25.5	18.5	0.86	无
688106.SH	金宏气体	21.53	104.6	0.34	0.51	0.76	1.02	80.6	41.4	28.4	21.3	0.96	无

资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理 注: 盈利数据取自 Wind 一致预测。

投资建议

综合以上估值结果，我们认为公司合理股价 31.08-32.25 元/股之间，较当前股价有 27.3%-32.1%的溢价。我们认为，公司清洁能源业务持续平稳增长，能源服务业务和特种气体业务成长性初显，预期公司业绩增长，维持“买入”评级。

风险提示

估值的风险

我们采取绝对估值和相对估值方法计算得出公司的合理估值在 31.08-32.25 元之间，但该估值是建立在较多假设前提的基础上计算而来的，特别是对公司未来几年自由现金流的计算、股权资本成本（ K_e ）的计算、TV 增长率的假定和可比公司的估值参数的选定，都加入了很多个人的判断：

- 1、可能由于对公司显性期和半显性期收入和利润增长估计偏乐观，导致未来 10 年自由现金流计算值偏高，从而导致估值偏乐观的风险；
- 2、股权资本成本（ K_e ）对公司估值影响非常大，我们在计算 K_e 时假设无风险利率为 3%、风险溢价 7%，可能仍然存在对该等参数估计或取值偏低、导致 K_e 计算值较低，从而导致公司估值高估的风险；
- 3、我们假定未来 10 年后公司 TV 增长率为 1%，公司所处行业可能在未来 10 年后发生较大的不利变化，公司持续成长性实际很低或负增长，从而导致公司估值高估的风险；
- 4、相对估值时我们选取了与公司业务相同或相近的公司进行比较，选取了可比公司 2022 年平均动态 PE 作为相对估值的参考，同时考虑公司成长性和行业竞争格局，对行业平均动态 PE 进行修正。

最终的目标估值可能未充分考虑市场整体估值波动的风险，对公司 PE 估值做出过高或过低的假设，导致对公司内在价值测算不准确。

盈利预测的风险

在对公司未来盈利预测中，我们设定了很多参数，这些参数为基于历史数据及对未来变化的个人判断：

- 1、我们认为天然气价格近年来波动较大，公司通过构建“海气+陆气”双资源池，将有效控制公司上游成本，随着下游服务拓展，公司顺价能力也将逐步提升；
- 2、天然气销售价格调整幅度不及采购价格调整幅度或滞后，原材料价格波动可能会影响公司的经营业绩。
- 3、若下游需求减弱，公司产品销量将受到影响，直接影响公司盈利。

经营及其它风险

- 1、天然气价格波动。公司的天然气对上游供应商具备一定依赖性，若国内上游供应商供应波动或海外 LNG 发生不可抗力风险，则会对公司的经营产生不利影响。
- 2、政策风险。若政策调控终端价格，将直接影响公司业务顺价能力，可能出现倒挂情况，对公司经营产生不利影响。

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	3168	4633	5220	6062	7145	营业收入	18488	23954	26493	30812	34879
应收款项	669	354	392	455	516	营业成本	17286	22397	24574	28505	32143
存货净额	686	988	1083	1255	1415	营业税金及附加	14	20	22	25	29
其他流动资产	241	374	414	481	545	销售费用	221	205	185	216	244
流动资产合计	4792	6419	7221	8435	9908	管理费用	135	186	139	163	185
固定资产	1989	3017	4119	5173	6113	财务费用	39	(115)	(37)	(30)	(30)
无形资产及其他	143	280	331	384	438	投资收益	(97)	8	8	8	8
投资性房地产	620	1131	1131	1131	1131	资产减值及公允价值变动	34	(60)	(45)	(29)	(76)
长期股权投资	200	463	572	703	871	其他收入	32	34	(2)	3	5
资产总计	7744	11309	13373	15826	18462	营业利润	763	1245	1569	1914	2243
短期借款及交易性金融负债	787	1031	1031	1031	1031	营业外净收支	3	26	26	26	26
应付款项	139	468	513	594	670	利润总额	766	1270	1595	1940	2269
其他流动负债	361	1092	1192	1382	1557	所得税费用	138	178	223	271	317
流动负债合计	1287	2591	2736	3007	3258	少数股东损益	8	3	4	4	5
长期借款及应付债券	0	1083	1573	2063	2553	归属于母公司净利润	620	1090	1368	1664	1947
其他长期负债	532	454	595	719	781						
长期负债合计	532	1538	2168	2782	3334	现金流量表 (百万元)					
负债合计	1819	4128	4904	5789	6592	净利润	620	1090	1368	1664	1947
少数股东权益	187	239	243	247	251	资产减值准备	(93)	94	(15)	(16)	47
股东权益	5738	6942	8227	9789	11618	折旧摊销	152	191	226	280	337
负债和股东权益总计	7744	11309	13373	15826	18462	公允价值变动损失	(93)	94	(15)	(16)	47
						财务费用	39	(115)	(37)	(30)	(30)
关键财务与估值指标						营运资本变动	(835)	939	(27)	(32)	(32)
每股收益	1.40	2.46	2.19	2.66	3.11	其它	339	(712)	(26)	(18)	(79)
每股红利	0.25	0.15	0.13	0.16	0.19	经营活动现金流	90	1696	1512	1862	2266
每股净资产	12.95	15.67	13.15	15.65	18.58	资本开支	(731)	(330)	(1365)	(1371)	(1378)
ROIC	14.14%	13.12%	16%	18%	19%	其它投资现金流	(28)	(42)	(42)	(68)	(108)
ROE	10.80%	15.70%	16.63%	17.00%	16.76%	投资活动现金流	(812)	(207)	(1516)	(1570)	(1654)
毛利率	7%	6%	7%	7%	8%	权益性融资	2711	78	0	0	0
EBIT Margin	5%	5%	6%	6%	7%	负债净变化	(1)	223	490	490	490
EBITDA Margin	5%	6%	7%	7%	8%	支付股利、利息	(111)	(66)	(83)	(101)	(119)
收入增长	107%	30%	11%	16%	13%	其它融资现金流	(334)	(1367)	0	0	0
净利润增长率	-19%	76%	26%	22%	17%	融资活动现金流	2438	(227)	592	550	471
资产负债率	26%	39%	38%	38%	37%	现金净变动	1905	1465	587	842	1083
股息率	1.0%	0.6%	0.8%	1.0%	1.1%	货币资金的期初余额	1263	3168	4633	5220	6062
P/E	17.2	9.8	11.0	9.0	7.7	货币资金的期末余额	3168	4633	5220	6062	7145
P/B	1.9	1.5	1.8	1.5	1.3	企业自由现金流	0	1806	196	523	898
EV/EBITDA	12.4	10.9	11.0	9.5	8.2	权益自由现金流	0	661	717	1039	1413

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