

海陆双资源池布局逐渐完善，氢能业务打开新成长空间

核心观点：

- **深耕清洁能源行业 30 余年，定位为“具有价值创造力的清洁能源服务商”。**公司是国内以燃气产业为核心的大型清洁能源综合服务提供商，依托于东莞立沙岛的综合能源基地，在 LPG、LNG 领域深耕行业多年，具有较高市场知名度。目前公司业务布局已涵盖国际采购—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，实现了“端到端”全方位布局。2022 年上半年公司 LNG 和 LPG 业务营收占比分别为 53.4%和 42.2%。
- **坐拥核心接收站资源，周转能力仍有较大提升空间。**公司自主运营东莞立沙岛综合能源基地，LNG 和 LPG 年周转能力各 150 万吨；参股广东海湾 LNG 接收站预计 2025 年建成，按照持股比例测算，建成后至少增加 LNG 周转能力 90 万吨；与国家管网签订 TUA 协议，利用国家管网 LNG 接收站灵活提升周转能力。此外，公司目前自主控制 8 艘运输船，（5 艘 LNG 船，1 艘 LPG 船），其中募投项目在建 2 艘运输船（1 艘 LNG 船，1 艘 LPG 船），自有船只有利于降低成本，抵御风险。
- **打造“海气+陆气”双资源池，实现资源互补，拓展市场辐射范围。**2021 年 1 月公司公告，拟作价 18 亿元收购森泰能源 100%股权，森泰能源在四川和内蒙古已经投产 4 家 LNG 液厂，年产能接近 60 万吨。随着后期产能逐步释放，至 2024 年产能将有翻番空间；2022 年 4 月公司公告，拟作价 2.26 亿元购买华油中蓝 28%股权，华油中蓝在四川已投产 1 家 LNG 液厂，年产能 30 万吨，二期规划年产能 30 万吨，目前已完成征地、公用辅助工程建设；2022 年 10 月公司公告，拟重组中国油气控股获得煤层气资源，其许可开采的三交项目煤层气生产规模 5 亿立方米/年，已建成煤层气开发规模约为 2 亿立方米/年。
- **氢能业务有望多点突破，打开新成长空间。**2022 年以来，公司积极推动与巨正源 PDH 工业副产提纯氢项目的合作，择机推进制氢项目落地，并且加强与燃料电池行业的紧密合作，在合适位置加快加氢站或加气/油站改装加氢站的落地。此外公司有望借助森泰能源在井口原料气、加气站，以及四川区域低成本水电资源等方面的优势，布局天然气制氢、电解水制氢等氢能产业链项目。
- **估值的判断与评级说明。**我们预计公司 2022-2024 年归母净利润为 10.62 亿元、13.72 亿元、15.59 亿元，EPS 为 1.71 元、2.21 元、2.51 元（考虑增发摊薄股本），当前股价对应 PE 为 13.3x、10.3x、9.0x，估值水平与可比公司基本持平。考虑到公司海陆双资源池能够有效降低成本波动，且氢能业务有望打开新成长空间，公司的盈利稳定性与增速优势明显，应当享受一定的估值溢价。当前维持“推荐”评级。
- **风险提示。**上游资源价格波动风险；下游市场开拓进度不及预期；项目收购进度不及预期；项目投产进度不及预期；美元与人民币汇率波动的风险。

九丰能源 (605090.SH)

推荐 (维持)

分析师

陶贻功

☎：010-80927673

✉：taoyigong_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码：S0130522030001

严明

☎：010-80927667

✉：yanming_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码：S0130520070002

研究助理

梁悠南

☎：010-80927656

✉：liangyounan_yj@chinastock.com.cn

市场数据

2022-11-14

A 股收盘价(元)	22.70
股票代码	605090
A 股一年内最高价(元)	31.85
A 股一年内最低价(元)	16.76
沪深 300	3794.02
市盈率 (TTM)	14.8
总股本 (万股)	62,016
实际流通 A 股 (万股)	25,281
流通 A 股市值(亿元)	57

相对沪深 300 表现图



资料来源：wind，中国银河证券研究院



主要财务指标

	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入(百万元)	18488.34	27822.00	25720.60	26196.00
收入增长率%	107.42	50.48	-7.55	1.85
净利润(百万元)	619.75	1061.95	1372.01	1558.67
利润增速%	-19.27	71.35	29.20	13.61
毛利率%	6.50	6.06	8.10	8.97
摊薄 EPS(元)	1.52	1.71	2.21	2.51
PE	23.14	13.26	10.26	9.03
PB	3.80	2.03	1.70	1.43
PS	0.10	0.12	0.13	0.13

资料来源: wind, 中国银河证券研究院。收盘价为 2022 年 11 月 14 日。

投资概要：

驱动因素、关键假设及主要预测：

今年冬季国内天然气需求有望企稳回升。根据国家发改委数据，2022年9月，全国天然气表观消费量279.2亿立方米，同比下降3.3%；2022年1—9月，全国天然气表观消费量2694.8亿立方米，同比下降1.4%。我们预计燃气消费下滑主要是受到经济下行以及燃气价格高涨等因素的影响。后续二十大相关政策有望推动经济持续复苏，国内气价有望跟随国际气价回落，双重因素有望拉动下游天然气需求企稳回升。

LNG业务预测：LNG接收站年周转能力为150万吨，考虑到国家管网公司TUA协议以及海外转口贸易，预计2022-2024年海气年销量为200/210/220万吨；森泰能源目前产能接近60万吨，考虑产能逐渐爬坡，2024年产能接近120万吨，预计2022-2024年陆气年销量为55/70/90万吨；2022年以来上游资源涨幅较大，预计后续有所回落，预计2022-2024年LNG单吨毛差分别为420/480/480元。

LPG业务预测：预计LPG销售量和毛差保持稳定，2022-2024年每年销量180万吨，单吨毛差为260元。

氢气业务预测：巨正源合作项目一期（已投产）年产2.5万吨氢气，二期项目规划年产2.5万吨。考虑到产能爬坡以及市场开拓进度，预计2022-2024年氢气销量分别为0.5/1.5/2.5万吨，每吨均价为4万元，毛利率30%。

氨气业务预测：森泰能源BOG提氨项目自2021年5月起试生产，年设计产能36万方，2022年1-5月实际产量为6.73万方。考虑产能利用率逐渐提升，预计2022-2024年氨气产量为15/17/20万方，每方均价180元，毛利率80%。

估值与投资建议：

我们预计公司2022-2024年归母净利润为10.62亿元、13.72亿元、15.59亿元，EPS为1.71元、2.21元、2.51元（考虑增发摊薄股本），当前股价对应PE为13.3x、10.3x、9.0x，估值水平与可比公司基本持平。考虑到公司海陆双资源池能够有效降低成本波动，且氢能业务有望打开新成长空间，公司的盈利稳定性与增速优势明显，应当享受一定的估值溢价。当前维持“推荐”评级。

股价表现的催化剂：

天然气下游需求超预期；森泰能源与华油中蓝扩产进度超预期；氨气项目市场开拓超预期。

主要风险因素：

上游资源价格波动风险；下游市场开拓进度不及预期；项目收购进度不及预期；项目投产进度不及预期；美元与人民币汇率波动的风险。

目 录

一、清洁能源综合服务提供商，LNG 和 LPG 双轮驱动.....	5
（一）深耕清洁能源行业 30 余年.....	5
（二）LNG 营收占比不断提升，资产负债和现金流状况良好.....	6
二、天然气在能源结构中占比有望提升，LNG 进口需求持续旺盛.....	10
（一）能源转型推动全球天然气需求持续增加.....	10
（二）全球贸易增量主要由 LNG 拉动，今年以来价格波动较大.....	11
（三）我国明确“十四五”天然气发展目标，消费量预计稳中有升.....	15
三、天然气“端到端”全方位布局，氢能打开新成长空间.....	20
（一）海陆双气源提升盈利稳定性，拓展市场辐射范围.....	20
（二）氢能业务多点布局，有望打开新成长空间.....	24
（二）提氦项目顺利投产，国产替代空间广阔.....	25
四、盈利预测及估值.....	27
五、风险提示.....	29
六、附录.....	30

一、清洁能源综合服务提供商，LNG 和 LPG 双轮驱动

（一）深耕清洁能源行业 30 余年

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。1990 年九丰集团成立，以 LPG 业务起步，在 1995 年实现连续四年 LPG 进口量全国第一；2008 年九丰能源成立，深耕 LPG 终端业务，立足华南，并进军 LNG 行业；2012 年立沙岛 LNG 储备库项目投产运营，并于 2013 年开始进口马来西亚液化天然气，开创国内民企海外进口 LNG 先河。此后数年间，公司不断深化下游合作，深耕 LNG 服务终端。

2021 年公司成功登陆上交所 A 股；2022 年初步形成“海气+陆气”双气源格局，并推动氢能业务布局。2022 年 1 月，公司拟收购森泰能源 100% 股权，并于 9 月 27 日发布修订稿，收购完成后将正式形成“海气+陆气”的双气源格局；2022 年 4 月，公司公告拟购买华油中蓝 28% 股权，进一步完善陆气资源布局；根据半年报披露，公司积极推动与巨正源 PDH 工业副产提纯氢项目的合作，并择机推进天然气重整制氢、电解水制氢等不同制氢方式项目的落地，实现在制氢领域的突破；同时，根据下游终端用户氢气需求情况，加强与燃料电池行业的紧密合作，甄选合适位置，加快加氢站或加气/油站改装加氢站的落地。

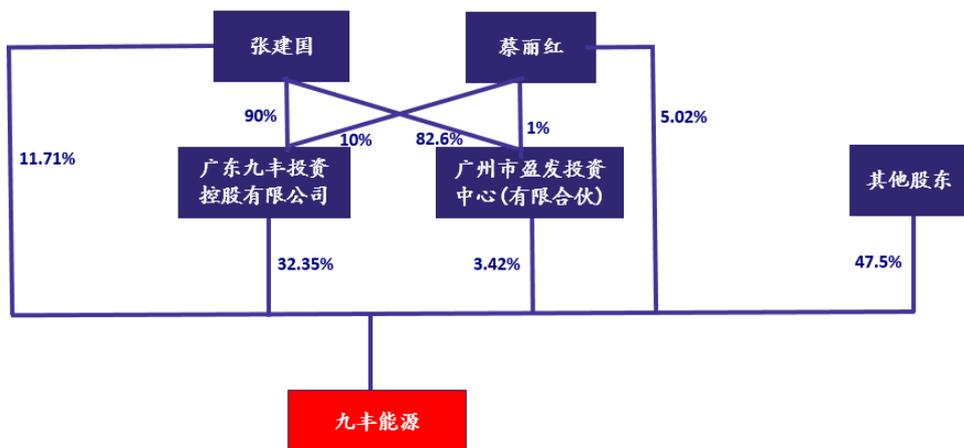
表 1：公司和集团发展历程

年份	事件
1990	九丰集团成立，以 LPG 业务起步。
1995	九丰集团进军清洁能源行业，在珠海实现 LPG STS（船对船）海上过驳作业，为中国首创，并连续四年 LPG 进口量全国第一。
2003	东莞立沙岛综合能源基地获得立项核准。
2005	引入产业投资，史带进入投资，为广汽丰田汽车提供 LNG，成为华南首家运营 LNG 企业。
2008	九丰能源成立，深耕 LPG 终端业务，立足华南，并进军 LNG 行业。
2009	九丰立沙岛码头、LPG、DME 项目正式投产运营。
2010	全力开拓天然气汽车加气站业务，进行 LNG 终端多领域布局。
2012	LNG 储配库项目投产运营，九丰立沙岛综合能源基地进入全面运营阶段。
2013	九丰 LNG 码头开始进口马来西亚液化天然气，开创国内民企海外进口 LNG 先河。
2014-2016	深化电厂、工业客户、管网合作模式，构建海外全产业链项目，深耕 LNG 服务终端。
2021	成功登陆上交所 A 股。
2022	拟收购森泰能源 100% 股权，华油中蓝 28% 股权，进军陆气，推动氢能业务布局。

资料来源：公司官网，公司公告，中国银河证券研究院

张建国和蔡丽红夫妇是公司实际控制人，股权结构稳定。截至 2022 年三季度末，董事长张建国直接持有 11.71% 的股份，蔡丽红直接持有 5.02% 的股份；张建国、蔡丽红通过九丰控股间接控制上市公司 32.35% 的股份，通过盈发投资间接控制上市公司 3.42% 的股份，合计支配上市公司 52.50% 的股份。

图 1：公司股权结构（截至 2022 年三季度末）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

（二）LNG 营收占比不断提升，资产负债和现金流状况良好

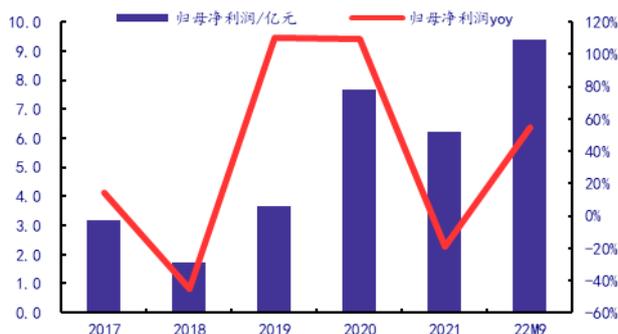
营收和归母净利润稳中有升，2022 年前三季度营收和归母净利润实现高增长。2017-2021 年间，公司营收和归母净利润波动上升，实现营收复合增速 15.3%，归母净利润复合增速 18.3%。2022 前三季度公司营收 202.08 亿元，同比增长 73.6%；实现归母净利润 9.41 亿元，同比增长 54.5%。2022 年前三季度面对上游资源价格高位运行的不利环境，公司通过“压力测试”，盈利稳定性得到验证。同时公司积极推进能源服务型业务拓展，较上年同期实现大幅增长，且公司持有的美元资产在报告期内实现汇兑收益。

图 2：2017-2022M9 九丰能源营业收入及同比增速



资料来源：wind，中国银河证券研究院

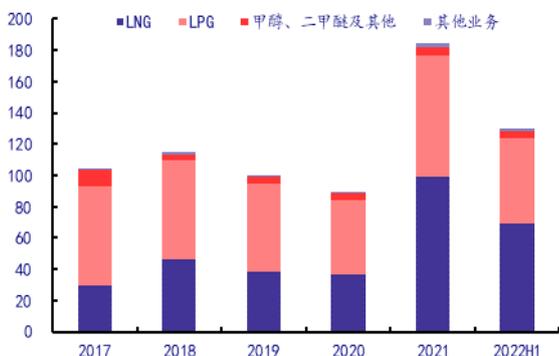
图 3：2017-2022M9 九丰能源归母净利润及同比增速



资料来源：wind，中国银河证券研究院

LNG 和 LPG 是主要营收来源，LNG 营收占比不断提升。从 2017-2022 上半年公司营收构成来看，LNG 和 LPG 两大支柱业务在营收中占绝对主导，其中 LNG 营收占比由 2017 年的 28.3% 提升至 2022 上半年的 53.3%，在 2021 年首次超过 50%。2022 上半年 LNG、LPG、甲醇及二甲醚业务分别占营收的 53.3%、42.2%、3.0%。

图 4：2017-2022H1 九丰能源分板块营收/亿元



资料来源：wind，中国银河证券研究院

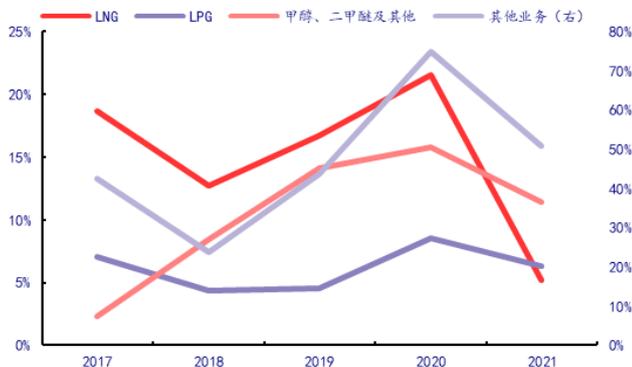
图 5：2022H1 九丰能源分板块营收比例



资料来源：wind，中国银河证券研究院

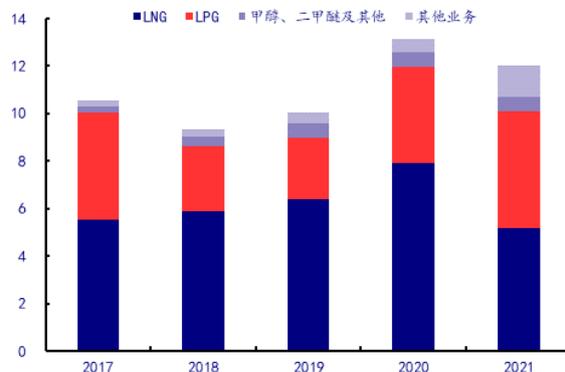
各业务板块盈利能力受能源价格波动影响，其中 LNG 业务毛利率波动较大。由于公司业务以能源贸易为主，因此毛利率易受能源价格波动影响。2017-2021 年间，LPG 业务毛利率相对稳定，在 4.35%-7.08%之间；LNG 业务毛利率波动范围较大，在 5.21%-21.56%之间。2021 年公司主要业务毛利率均出现一定程度的下降，其中 LNG 毛利率下降最多，同比减少 16.35pct，主要由于国际 LNG 价格涨幅较大，与国内 LNG 价格出现非对称性波动，2021 年 LNG 单吨毛利空间缩小所致。随着公司陆气资源布局，可以有效抵御海气价格大幅波动的风险，提高盈利能力稳定性。

图 6：2017-2021 九丰能源分板块毛利率



资料来源：wind，中国银河证券研究院

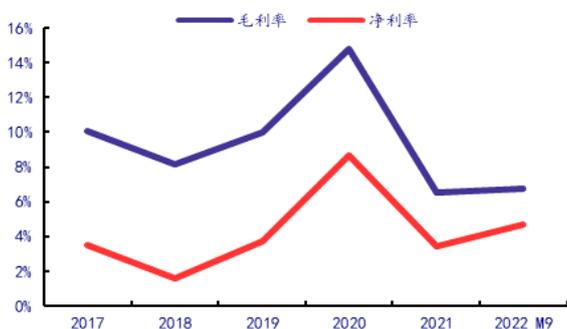
图 7：2017-2021 九丰能源分板块毛利/亿元



资料来源：wind，中国银河证券研究院

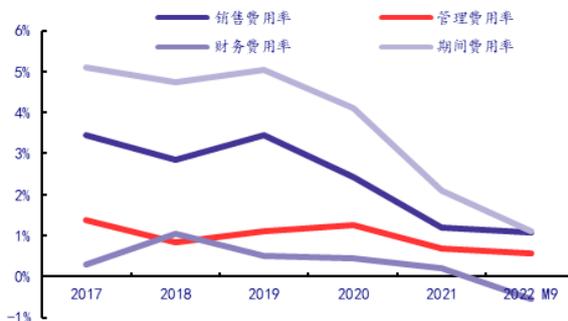
盈利能力边际改善明显，成本控制能力良好。2022 前三季度整体毛利率 6.74%，同比减少 1.89pct，整体净利率 4.66%，同比减少 0.59pct，主要是由于上游资源价格大幅上涨，导致 LNG 和 LPG 毛差下降所致。相较于 2021 年全年毛利率 6.50%，净利率 3.40%的水平，2022 年前三季度盈利能力仍有明显边际改善。从费用率来看，2017-2022 前三季度期间费用率整体呈波动下行趋势。2022 前三季度期间费用率 1.11%，同比减少 1.04 个百分点，其中财务费用率 -0.53%，同比减少 0.67 个百分点，主要是由于公司持有的美元资产实现汇兑收益增长，体现了较好的成本控制能力。

图 8：2017-2022M9 九丰能源毛利率与净利率



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 9：2017-2022M9 九丰能源费用率情况



资料来源：wind，中国银河证券研究院

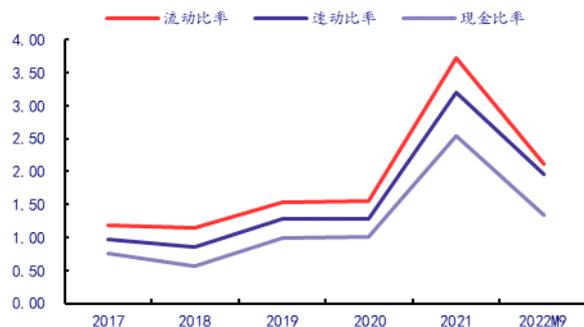
资产负债率处于低位，现金流整体较为充裕。2017-2022 前三季度，公司资产负债率呈波动下降趋势，其中 2019 和 2021 年降幅较大。2019 年末资产负债率 38.03%，同比减少 16.05pct，主要是由于公司清偿了较多短期银行贷款，短期借款余额从 2018 年末的 11.85 亿元下降至 2019 年末的 5.52 亿元，整体杠杆率下降；2021 年末资产负债率 23.49%，同比减少 14.66pct，主要是由于 IPO 融资所致。截至 2022 前三季度公司资产负债率仅为 39.04%，未来有较大的债务融资空间。公司现金流整体较为充裕，截至 2022 前三季度公司流动比率、速动比率、现金比率分别为 2.11、1.96、1.34，现金流可以满足日常经营需求。

图 10：2017-2022M9 九丰能源资产负债率



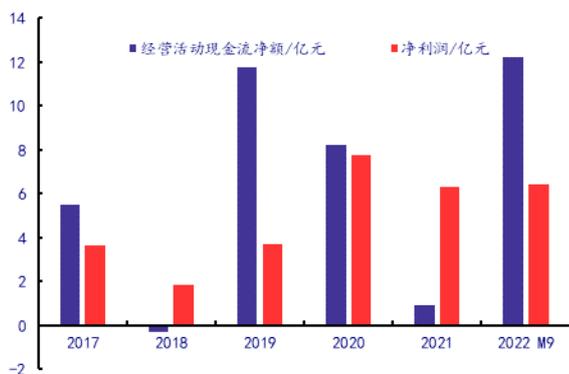
资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 11：2017-2022H1 九丰能源流动、速动、现金比率



资料来源：wind，中国银河证券研究院

经营性净现金流年度有波动，近年来体现出较高的收益质量。经营性现金净流量与盈利水平、库存水平、回款情况等因素密切相关。2021 年公司经营性净现金流 8950.84 万元，同比下降 89.15%，主要由于第四季度末公司 LNG、LPG 进行冬季补库，期末存货账面余额较期初增加 3.09 亿元，以及期末一笔销售交易（金额为 36,870.17 万元，2021 年 12 月收到信用证）出现跨期回款所致。如果扣除上述因素影响，公司 2021 年经营性现金净流量与全年盈利水平保持一致。2017-2022 前三季度，公司净利润合计为 29.66 亿元，经营性净现金流合计为 38.29 亿元，多年来经营性净现金流明显高于净利润水平，体现了较高的收益质量。

图 12：2017-2022M9 九丰能源经营性现金净额与净利润


资料来源：wind，中国银河证券研究院

员工持股计划提升积极性，彰显未来发展信心。2022年9月6日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%，体现了公司对于未来发展的信心。

表 2：公司第一期员工持股计划持有人名单及份额分配计划

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
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，中国银河证券研究院

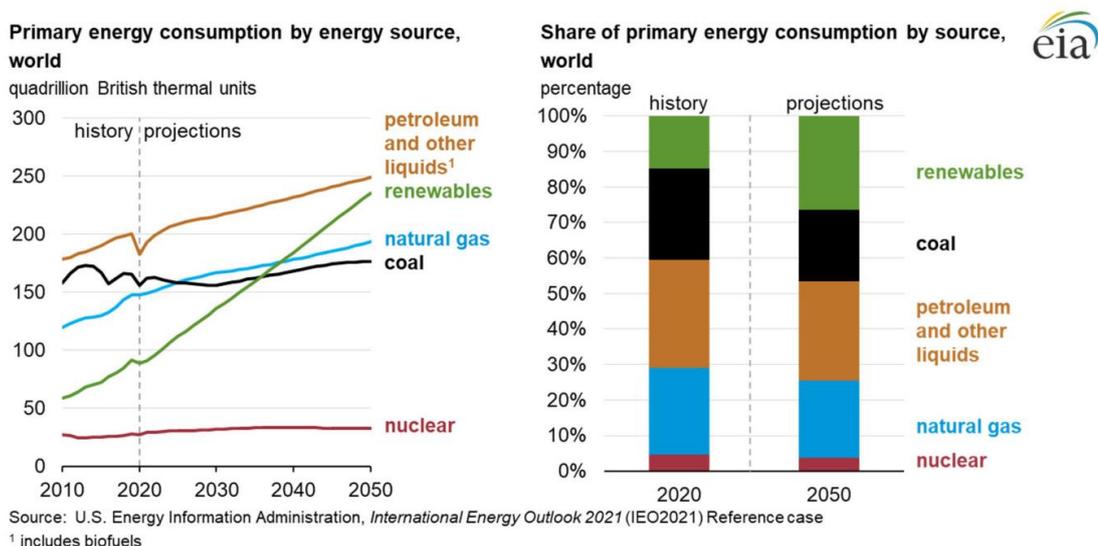
二、天然气在能源结构中占比有望提升，LNG 进口需求持续旺盛

(一) 能源转型推动全球天然气需求持续增加

天然气是最清洁的化石能源。天然气的主要成分是甲烷，含量高达 99% 以上。甲烷具有很高的热稳定性和热值当量，与煤炭、石油等能源相比，天然气具有使用安全、热值高、洁净等优势。根据中国能源报数据，产生相同单位热量，天然气排放的二氧化碳仅为石油产品的 67%，为煤炭的 44%；与煤排放的污染物相比，灰分为 1/148，二氧化硫为 1/2700，氮氧化物为 1/29，符合京都议定书减少温室气体排放量的要求。

能源转型大背景下，预计全球天然气消费量仍有较大提升空间。天然气是最清洁的化石能源，且能够弥补风能、太阳能等可再生能源不易存储、供应不稳定的缺点，可在能源主体由化石能源向非化石能源过渡的过程中积极发挥桥梁作用。根据美国能源署(EIA)在 2021 年 10 月发布的《世界能源展望 2021》，预计 2020-2050 年间，全球可再生能源占一次能源消费的比重将由 15% 大幅提升至 27%，天然气的比重将由 24% 小幅下降至 22%。考虑到新兴经济体带动全球能源消费总量持续增长，预计 2020-2050 年间，全球天然气消费总量仍将增加 31%。2050 年前，风电、光伏、储能技术将得到有力发展，但无法支撑全球能源系统安全稳定运行，因此仍需要包括天然气在内的多种传统能源与可再生能源共同发展。

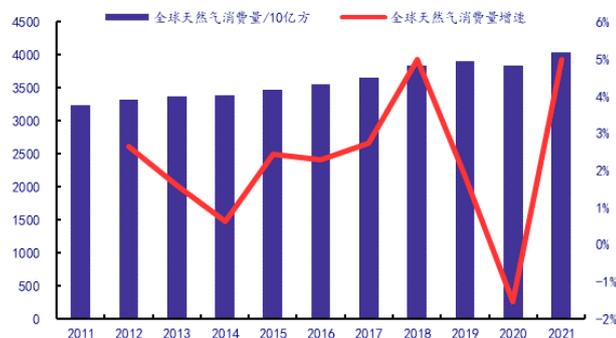
图 13：全球一次能源消费量及消费结构预测



资料来源：EIA，中国银河证券研究院

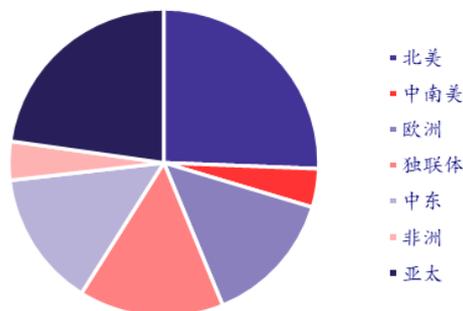
全球天然气消费量稳中有升，北美和亚太地区是天然气消费前两大市场。2021 年全球天然气消费量为 40375 亿立方米，2011-2021 年复合增速为 2.2%。过去 10 年间，除了 2020 年因为疫情和油价下降的影响，全球天然气消费量同比下滑，其余年份均实现正增长。从市场分布来看，消费量占比较高的地区是北美、亚太、中东和欧洲地区，2021 年占比分别为 25.6%、22.7%、14.3%和 14.1%。

图 14: 2011-2021 全球天然气消费量及增速



资料来源: BP 能源, 中国银河证券研究院

图 15: 2021 全球天然气消费地区占比



资料来源: BP 能源, 中国银河证券研究院

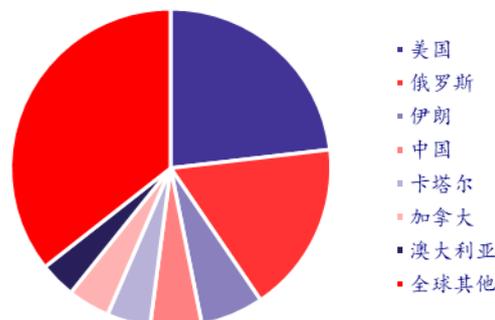
由于天然气的全球资源分布不均衡,从产出情况看,美国和俄罗斯是全球天然气的主要供给方。2021 年全球天然气总生产量为 40369 亿立方米, 每年全球天然气总生产量与总消费量大致均衡。从各国产量分布来看, 2011-2021 年, 美国和俄罗斯始终是全球天然气第一和第二大生产国, 2021 年美国 and 俄罗斯的产量分别占全球的 23.1%和 17.3%。其余国家中, 伊朗、中国、卡塔尔、中国、澳大利亚等国也有较高产量。

图 16: 2011-2021 全球天然气产量 (10 亿方) 及增速



资料来源: BP 能源, 中国银河证券研究院

图 17: 2021 全球主要国家天然气产量分布

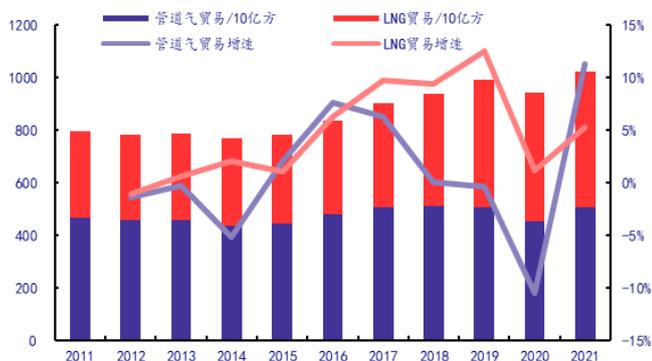


资料来源: BP 能源, 中国银河证券研究院

(二) 全球贸易增量主要由 LNG 拉动, 今年以来价格波动较大

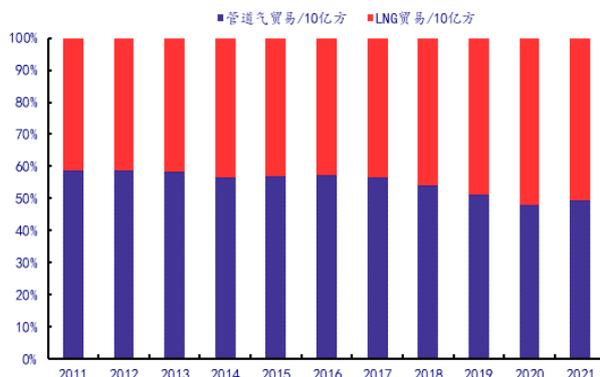
全球天然气贸易量稳中有升, 贸易增量主要由 LNG 拉动。由于全球天然气消费量持续增加, 以及产销区域分布不均的原因, 全球天然气贸易保持高景气度。根据 BP 能源的数据, 2021 年全球天然气贸易量为 10219 亿立方米, 其中管道气和 LNG 分别为 5056 亿立方米和 5162 亿立方米。2011-2021 年间, 全球天然气贸易量复合增速为 2.5%, 其中管道气和 LNG 贸易的复合增速分别为 0.8%和 4.6%, LNG 贸易增速明显快于管道气。全球天然气贸易中 LNG 比例不断增加, 自从 2020 年起首次超过 50%。

图 18：2011-2021 全球天然气分类型贸易量及增速



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

图 19：2011-2021 全球天然气分类型贸易比例

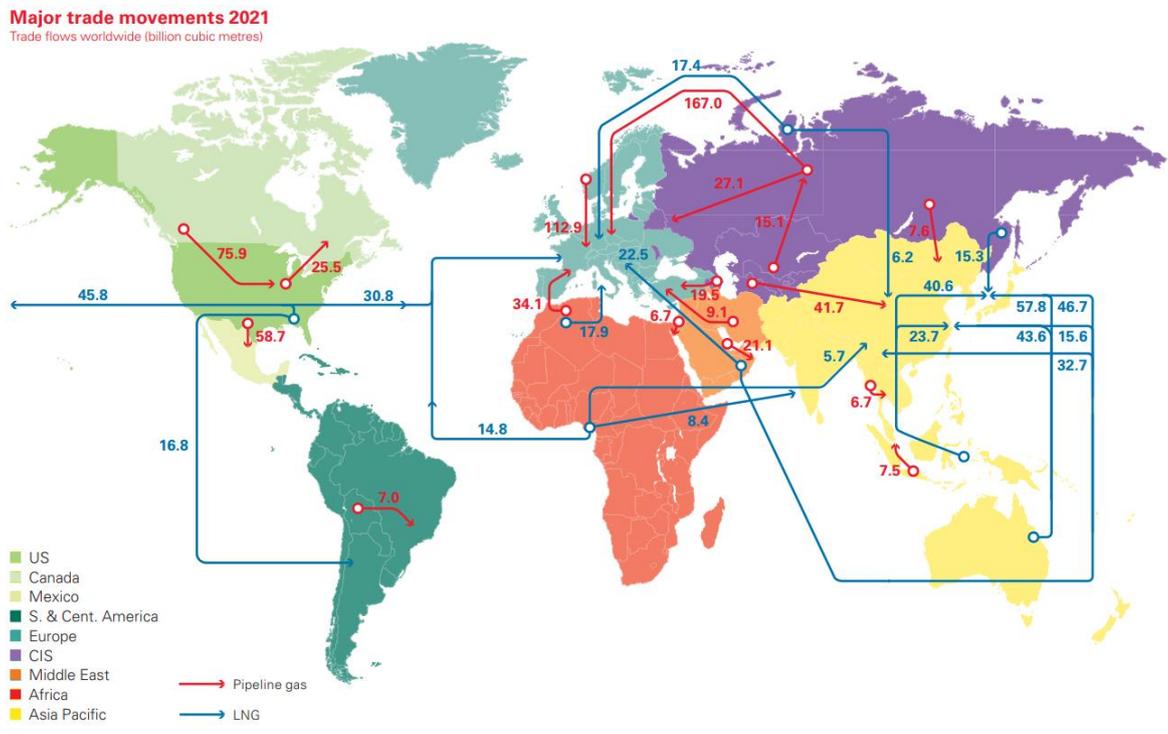


资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

全球天然气贸易流向反映各大区域供需形势。从 2021 年全球天然气主要贸易流向来看：

- (1) 美国进口以管道气为主，出口以 LNG 为主，其中欧洲是第一大客户，另外有大量 FOB 可供灵活调配；
- (2) 俄罗斯出口以管道气为主，其中绝大部分出口欧洲；
- (3) 澳大利亚、印尼主要向东亚地区出口 LNG，主要原因是大量货源以长协形式被亚洲买家提前锁定，可出口至欧洲的富余货源较为有限；
- (4) 欧洲主要进口美国 LNG 和俄罗斯管道气，并且从中东、南美等全球其他区域灵活补充 LNG；
- (5) 东亚进口以澳大利亚、印尼、中东 LNG 为主，以中亚和俄罗斯管道气为辅。

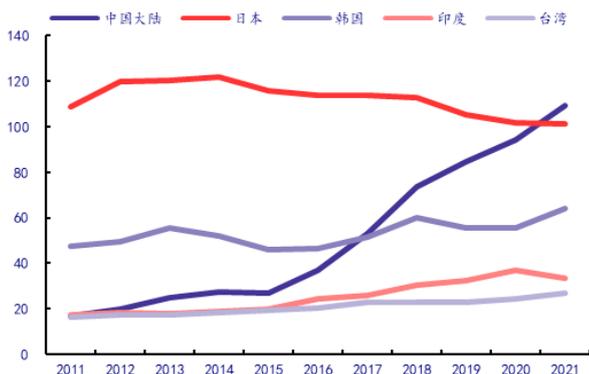
图 20：2021 年全球天然气贸易主要流向



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

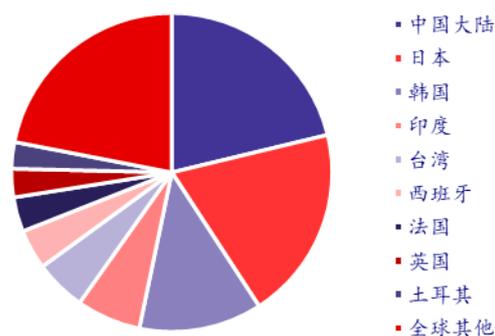
中国大陆 LNG 进口量保持高增速，2021 年进口量超过日本，位居全球首位。在下游旺盛需求的拉动下，近年来中国大陆 LNG 进口维持高增速，2011-2021 年复合增速 16.8%，远超同期全球 LNG 进口复合增速 5.6%。从全球 LNG 进口市场份额来看，中国大陆、日本、韩国、印度、台湾等亚洲经济体对 LNG 需求量最大，2021 年 LNG 进口市场份额分别为 21.2%、19.6%、12.4%、6.5%、5.2%，CR5 达到 65%。

图 21：2011-2021 全球部分经济体 LNG 进口量（10 亿方）



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

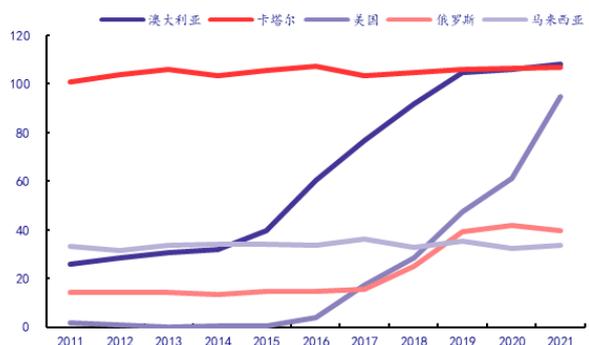
图 22：2021 全球 LNG 进口市场份额



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

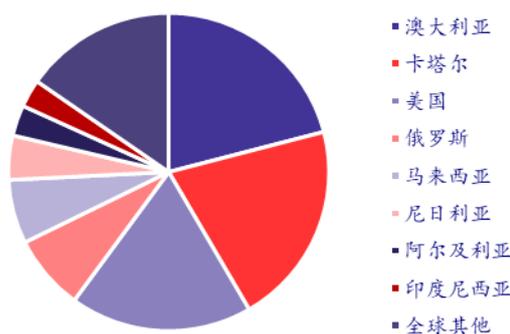
澳大利亚和美国近年来 LNG 出口维持高增速，目前和卡塔尔共同成为 LNG 出口三寡头。近年来随着多个大型天然气开采和液化项目投产，澳大利亚和美国的 LNG 出口维持高增速，2011-2021 年复合增速分别为 15.3%和 49.1%，远超同期全球 LNG 出口复合增速 4.6%。从全球 LNG 出口市场份额来看，澳大利亚、卡塔尔、美国占据绝对寡头地位，2021 年出口市场份额占比分别为 20.9%、20.7%和 18.4%，CR3 接近 60%。

图 23：2011-2021 全球部分经济体 LNG 出口量（10 亿方）



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

图 24：2021 全球 LNG 出口市场份额



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

国际 LNG 贸易主要采用离岸价 FOB (Free On Board)、船上交货 DES (Delivered Ex-Ship) 和到岸价 CIF (Cost, Insurance and Freight) 三种交易方式。在 DES 和 CIF 条款下，长协合同由于锁定了目的港，因此转售比较困难；而 FOB 条款下，买方可以自由选择交付地点，因此可以灵活在市场上转卖。

表 3: 国际天然气 3 种贸易方式及简介

贸易模式	简介
FOB	LNG 卖方在出口终端码头, 按照 LNG 价格和装船费用, 将 LNG 销售给买方; LNG 运输由买方负责, LNG 的所有权和风险在接收站码头由卖方转移给买方。
DES	LNG 卖方在买方接收站码头, 按照 LNG 价格、装船费用、运输费用和运输期间的保险费用, 将 LNG 销售给买方; LNG 运输由卖方负责, LNG 的所有权和风险在接收站码头由卖方转移给买方。
CIF	买方承担的费用与 DES 方式一样, 但买方从出口终端码头处开始承担 LNG 风险, 并且不控制运输, 所以在 LNG 贸易中一般不采用该方式。卖方负责将货物运至指定的目的港, 在目的港船上将货物交给买方。

资料来源: 国际燃气网, 中国银河证券研究院

当今全球天然气定价模式可分为 8 类, 其中 OPE、GOG、BIM、NET 可以广义的描述为“市场”定价; RCS、RSP、RBC、NP 可以广义的描述为“受监管”定价。目前, 主流的定价模式为 OPE 模式和 GOG 模式。其中 OPE 模式通过基准价格和变化条款与竞争性燃料挂钩来决定交易价格, 通常挂钩原油、柴油或燃料油, 在某些情况下, 可挂钩煤价、电价, 而 GOG 模式更多是由天然气自身供需决定。根据华经产业研究院统计, 2020 年 GOG 和 OPE 模式分别占全球天然气消费量的比重为 49.3% 和 18.6%。

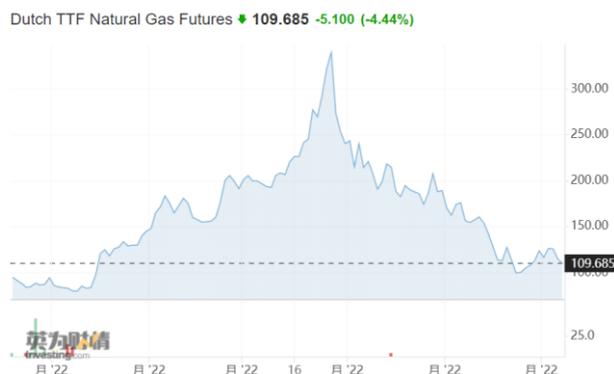
表 4: 国际天然气 8 类定价模式及简介

定价模式	简介
OPE 与油价挂钩	OPE 通过基准价格和变化条款与竞争性燃料挂钩来决定交易价格, 通常挂钩原油、柴油或燃料油。在某些情况下, 可挂钩煤价、电价。
GOG 气气竞争价格	天然气价格是由供需相互作用决定的, 通过天然气与天然气的竞争, 并在不同时期(日、月、年或其他时期)进行交易。交易发生在现实的中心(如亨利中心), 或虚拟的中心(如英国的国家平衡点, NBP), 可能会有发达的期货市场, 如纽约商品交易所或洲际交易所。并非所有的天然气买卖, 都是基于短期价格, 也会有长期合同, 但这些合同将使用天然气价格指数来确定月度价格, 而不是相互竞争的燃料指数。
BIM 双边垄断	天然气价格, 由大型卖方和买方之间的双边讨论或协议决定, 价格在一段时间内固定, 通常为一年。可能会有书面合同, 但通常是在政府或国有公司级别的安排。通常情况下, 交易的至少一方, 将有一个占主导地位的买家或卖家, 以区别于气气竞争价格, 后者有多个买家和卖家进行双边的交易。
NET 最终产品的净回值	天然气供应商收到的价格, 是买方得到的最终产品价格的函数。这种情况可能发生在天然气被用作化工厂的原料, 如氨或甲醇, 并且天然气是生产产品的主要可变成本。
RCS 法规: 服务成本定价	由监管机构, 或政府部委正式确定或批准来决定交易价格, 其价格水平必须能够保证“服务成本”, 包括投资回收和合理的回报率。
RSP 法规: 社会和政治定价	由监管机构或政府部委不定期设定价格, 以应对不断增加的成本需要, 或者作为额外收入增加。
RBC 法规: 低于成本定价	政府将天然气价格定在天然气生产和运输的平均成本之下, 作为国家对民众的补贴。
NP 无定价	天然气将免费提供给工厂, 通常作为能源采集行为中的副产品。

资料来源: 华经产业研究院, 中国银河证券研究院

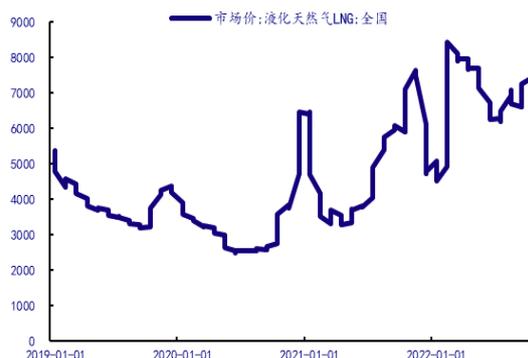
国际天然气价格已大幅回落，国内天然气价格仍处于高位。目前欧盟各国天然气平均消费量已超过容量的 90%，TTF 期货近月合约已从 8 月末最高点超过 300 欧元/MWh，跌至 109.7 欧元/MWh，回落幅度超过 2/3。国内天然气价格目前仍处于高位，根据国家统计局数据，10 月中旬全国 LNG 价格 7319.9 元/吨，2022 年以来处于震荡上行趋势。

图 25: TTF 期货近月合约价格 (欧元/MWh)



资料来源: investing, 中国银河证券研究院

图 26: 全国液化天然气价格 (元/吨)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

(三) 我国明确“十四五”天然气发展目标，消费量预计稳中有升

2022 年 3 月《“十四五”现代能源体系规划》发布，明确我国天然气“十四五”发展总体目标和重点建设内容。在发展目标方面，规划提出到 2025 年，国内天然气年产量达到 2300 亿立方米以上；全国集约布局的储气能力达到 550 亿-600 亿立方米，占天然气消费量的比重约 13%；全国油气管网规模达到 21 万公里左右。在重点建设内容方面，规划主要强调天然气管道、储气库、LNG 接收站等基础设施建设，以及天然气交易平台的建设。同时，还要稳步推进天然气价格市场化改革，重点发展天然气水合物、生物天然气等新兴领域。

表 5: 天然气行业“十四五”发展目标及重点建设内容

项目	具体目标及内容	
发展目标	年产量	到 2025 年，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上
	储气能力	到 2025 年，全国集约布局的储气能力达到 550 亿-600 亿立方米，占天然气消费量的比重约 13%
	基础设施建设	到 2025 年，全国油气管网规模达到 21 万公里左右
重点内容	管道建设	建设中俄东线管道南段、川气东送二线、西气东输三线中段、西气东输四线、山东龙口—中原文 23 储气库管道等工程；加强浙沪、浙苏、苏皖等天然气管道联通
	储气库建设	打造华北、东北、西南、西北等数个百亿方级地下储气库群
	LNG 接收站建设	优先推进重要港址已建、在建和规划的 LNG 接收站项目
	交易平台建设	加快完善天然气市场顶层设计，构建有序竞争、高效保供的天然气市场体系，完善天然气交易平台。完善原油期货市场，适时推动成品油、天然气等期货交易
	价格机制改革	稳步推进天然气价格市场化改革，减少配气层级
前沿领域建设	开展南海等地区天然气水合物试采；建设千万立方米级生物天然气工程	

资料来源: 国家发改委, 国家能源局, 中国银河证券研究院

“十四五”以来，我国发布多项涉及天然气行业的国家级政策，促进天然气产业健康有效发展。政策主要内容涵盖范围全面，包括夯实国内产量基础，保持天然气稳产增产；加快建设天然气主干管道，完善油气互联互通网络；做好煤制油气战略基地规划布局和管控；扩大油气储备规模；推动天然气在交通、电力、工业等领域应用等。

表 6：2021-2022 年天然气行业主要政策

发布日期	发布部门	政策名称	主要内容
2022 年 4 月	应急管理部	《“十四五”应急管理标准化发展计划》	加快制修订海洋石油天然气开采安全、陆上石油天然气开采安全、高风险井井控安全等方面的安全标准
2022 年 3 月	国家能源局	《2022 年能源工作指导意见》	2022 年全国能源生产总量达到 44.1 亿吨标准煤左右，原油产量 2 亿吨左右，天然气产量 2140 亿立方米左右
2022 年 3 月	国家发改委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	到 2025 年，国内天然气年产量达到 2300 亿立方米以上；全国集约布局的储气能力达到 550 亿-600 亿立方米，占天然气消费量的比重约 13%；全国油气管网规模达到 21 万公里左右
2022 年 2 月	国家发改委、国家能源局	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	推行大容量电气化公共交通和电动、氢能、先进生物液体燃料、天然气等清洁能源交通工具；因地制宜建设既满足电力运行调峰需要、又对天然气消费季节差具有调节作用的天然气“双调峰”电站
2022 年 1 月	国务院	《“十四五”现代综合交通运输体系发展规划》	推进沿海沿江液化天然气码头规划建设；加强油气管网高效互联
2022 年 1 月	国务院	《“十四五”节能减排综合工作方案》	稳妥有序推进大气污染防治重点区域燃料类煤气发生炉、燃煤热风炉、加热炉、热处理炉、干燥炉（窑）以及建材行业煤炭减量，实施清洁电力和天然气替代
2021 年 10 月	国务院	《2030 年前碳达峰行动方案》	有序引导天然气消费，优化利用结构，优先保障民生用气，大力推动天然气与多种能源融合发展，因地制宜建设天然气调峰电站，合理引导工业用气和化工原料用气。支持车船使用液化天然气作为燃料。
2021 年 4 月	国家能源局	《2022 年能源工作指导意见》	2021 年全国能源生产总量达到 42 亿吨标准煤左右，石油产量 1.96 亿吨左右，天然气产量 2025 亿立方米左右，非化石能源发电装机力争达到 11 亿千瓦左右
2021 年 3 月	国务院	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	加快建设天然气主干管道，完善油气互联互通网络；保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系
2021 年 2 月	国务院	《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》	进一步放开石油、化工、电力、天然气等领域节能环保竞争性业务；加快天然气基础设施建设和互联互通

资料来源：政府部门公告，中国银河证券研究院

天然气在我国能源结构中占比不断提升。天然气是最清洁的化石能源，且能够弥补风能、太阳能等可再生能源不易存储、供应不稳定的缺点，可在能源主体由化石能源向非化石能源过

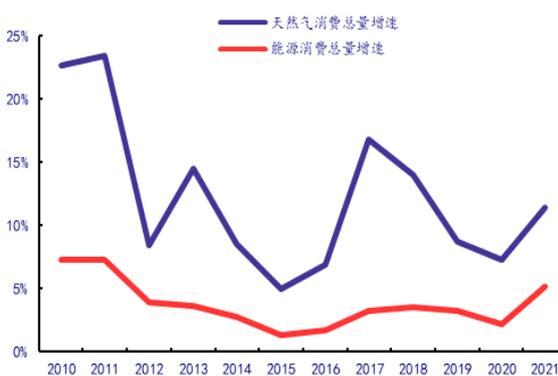
渡的过程中积极发挥桥梁作用。根据国家统计局数据，2021年全国能源消费总量52.4亿吨标准煤，其中天然气消费占比达到8.9%，创历史新高。2010-2021年间，我国天然气消费总量复合增速达到11.3%，远超同期能源消费总量复合增速3.5%。“双碳”目标下能源转型持续加速，预计十四五期间天然气在我国能源结构的占比仍将持续提升。

图 27：2010-2021 我国天然气消费总量及占比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 28：2010-2021 我国天然气及能源消费总量增速



资料来源：wind，中国银河证券研究院

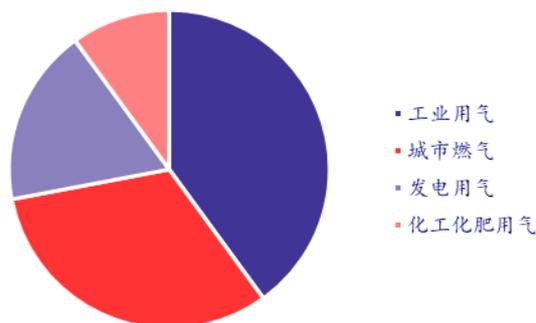
全国天然气消费量稳中有升，预计 2022-2025 年年均增长 3.5-5%左右。天然气利用途径主要是作为城市燃气、工业燃料、发电和化工用气等。城市燃气主要用于居民生活、采暖，以及车用压缩天然气（CNG）等；天然气的工业应用主要包括冶金、建材和化工领域；天然气发电主要用于调峰电厂和分布式热电联产。2021 年全国天然气消费量为 3726 亿立方米，同比增长 12.7%（注：发改委 2021 年根据新增市场主体情况，调整了年度统计口径）。国家能源局预测到 2025 年天然气消费量将达到 4300-4500 亿立方米，2030 年达到 5500-6000 亿立方米。2022-2025 年年均复合增速在 3.5-5%左右，保持平稳增长态势。

图 29：2015-2025E 我国天然气消费量及预测



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 30：2021 年我国天然气下游应用占比

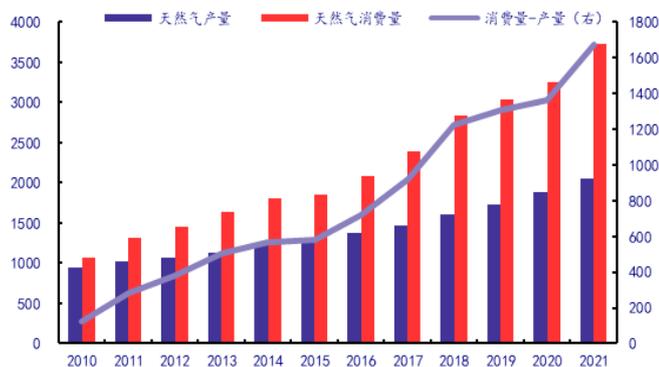


资料来源：国家能源局，中国银河证券研究院

我国天然气供需缺口不断扩大，对外依存度波动上升。2010-2021 年，我国天然气产量复合增速为 7.2%，低于同期天然气消费量复合增速 11.3%。因此，虽然近年来我国天然气产量呈逐年上涨趋势，但在下游旺盛需求的驱动下，我国天然气供需缺口仍不断扩大。2021 年我国天然气缺口达到 1673 亿立方米，同比增长 22.9%，并创历史新高。根据《“十四五”现代能

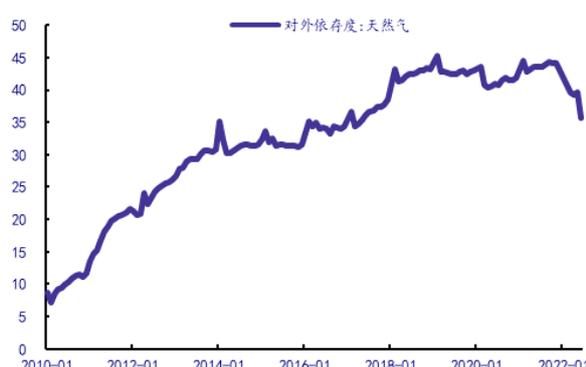
源体系规划》以及国家能源局的预测，假设 2025 年我国天然气产量 2300 亿立方米，消费量 4400 亿立方米，则供需缺口将扩大至 2100 亿立方米。

图 31：2010-2021 我国天然气产量与消费量（亿立方米）



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

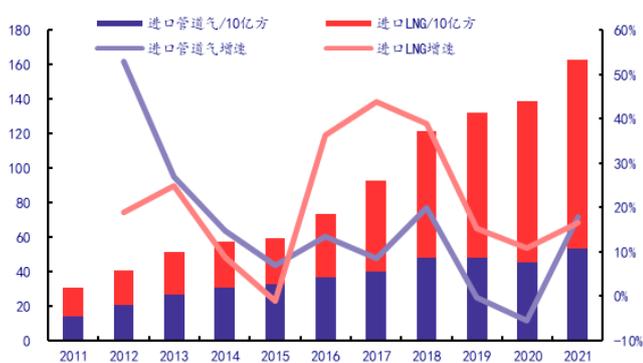
图 32：2017-2022H1 我国天然气对外依存度 (%)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

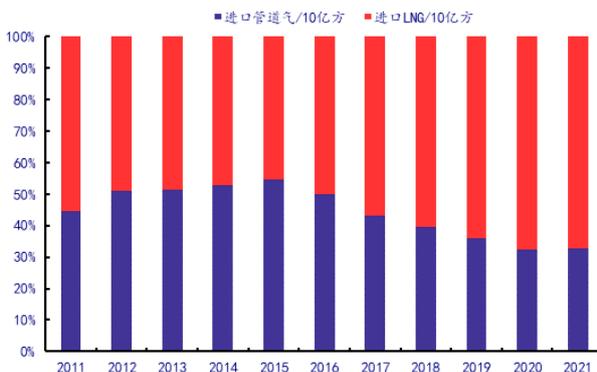
进口天然气增长迅速，其中 LNG 比例不断增加，2021 年占比达到 2/3。中国大陆进口天然气分为进口管道气 (PNG) 和液化天然气 (LNG)，目前管道气进口包括中亚、中缅、中哈等，海上 LNG 则通过沿海地区的 LNG 接收站，主要气源地为澳大利亚、卡塔尔、印度尼西亚、马来西亚等国。根据 BP 能源的数据，2011-2021 年间，中国大陆天然气进口量复合增速为 18.2%，其中进口管道气和进口 LNG 复合增速分别为 14.6% 和 20.6%。进口气中 LNG 比例不断增加，2021 年达到 67.3%。

图 33：2011-2021 中国大陆天然气分类型进口及增速



资料来源: BP 能源, 中国银河证券研究院

图 34：2011-2021 中国大陆天然气分类型进口比例



资料来源: BP 能源, 中国银河证券研究院

LNG 进口需要依赖接收站，民营接收站较为稀缺。截止 2022 年 10 月 12 日，我国已建成接收站 24 座，年设计接收能力达 1.0957 亿吨，储罐能力达到 1398 万立方米。其中，2022 年我国新投两座 LNG 接收站，分别 100 万吨/年的杭嘉鑫 LNG 接收站和 300 万吨/年的中海油盐城绿能港 LNG 接收站。在已投运的 24 座 LNG 接收站中，只有 3 座为民营企业所有，分别是九丰广东东莞 LNG 接收站、广汇江苏启东 LNG 接收站和新奥浙江舟山 LNG 接收站，3 座民营接收站总设计能力 1150 万吨，约占全国 LNG 总设计能力的 10.5%。

表 7：我国已投产 LNG 接收站列表（截至 2022 年 10 月 12 日）

LNG 接收站	所属企业	设计能力 (万吨/年)	储罐 (万立方米)	投产时间
天津 LNG 项目一二期	国家管网	600	36.5	2014
海南洋浦 LNG 项目	国家管网	300	32	2014
广西北海 LNG 项目	国家管网	600	64	2016
粤东惠来 LNG 项目	国家管网	200	48	2017
深圳迭福 LNG 项目	国家管网	400	64	2018
广西防城港 LNG 项目	国家管网	60	6	2019
辽宁大连 LNG 项目	国家管网	600	48	2009
江苏如东 LNG 项目一二三期	中石油	1000	108	2011
河北曹妃甸 LNG 项目一二三期	中石油	650	128	2013
中油深南 LNG 项目	中石油	27	4	2014
山东青岛 LNG 项目一二期	中石化	700	96	2014
天津 LNG 项目一二期	中石化	1080	64	2018
广东大鹏 LNG 项目	中海油	680	64	2006
福建莆田 LNG 项目	中海油	630	96	2008
浙江宁波 LNG 项目一期	中海油	700	96	2012
珠海金湾 LNG 项目一期	中海油	350	64	2013
盐城绿能港 LNG 项目	中海油	300	88	2022
新奥舟山 LNG 项目一二期	新奥	500	64	2018
深圳华安 LNG 项目	深圳燃气	80	8	2019
上海洋山 LNG 项目	申能/中海油	600	89.5	2009
上海五号沟 LNG 项目	申能	150	32	2000
九丰 LNG 项目	九丰	150	16	2012
广汇启东 LNG 项目	广汇	500	62	2018
杭嘉鑫 LNG 项目	嘉兴燃气/杭州燃气	100	20	2022
合计		10957	1398	

资料来源：金联创，中国银河证券研究院

到 2025 年，我国 LNG 年接收能力有望达到 1.41 亿吨，较目前仍有近 30% 的增长空间。根据中国石化经济技术研究院预测，2020-2030 年间，我国进口 LNG 年均增速保持在 10% 左右，因此未来 10 年我国 LNG 接收站建设仍将持续增长。到 2025 年，我国在运行的 LNG 接收站能力将合计达 1.41 亿吨；2025 年以后，国内 LNG 接收站的建设热度将下降，至 2030 年，国内 LNG 接收站的年接收能力将维持在 1.48 亿吨左右。

三、天然气“端到端”全方位布局，氢能打开新成长空间

(一) 海陆双气源提升盈利稳定性，拓展市场辐射范围

1. 上游：海陆气源充足，LNG 液厂扩产后产能翻番

公司与马石油、ENI 签订了照付不议的 LNG 长约合同，保证海气供应稳定性。根据公司与马石油最新签订的 LNG 长约采购合同补充协议及与 ENI 最新签订的新 LNG 长约采购合同，公司需在 2021 年-2026 年 3 月内完成不少于 495 万吨的 LNG 长约采购量，每年长约量约 100 万吨，长约合同定价挂钩国际原油价格指数 Brent 和国际 LNG 价格指数 JKM。2021 年全年公司 LNG 销量 202.58 万吨，长约占据公司 LNG 销量的 50% 左右。

表 8：公司与马石油、ENI 的 LNG 长约价格条款

	马石油	ENI
原协议	报告期内，马石油原 LNG 长约采购合同的采购定价主要与国际原油价格指数 Brent 挂钩，采购定价公式为下列格式： $P_{LNG} = \text{斜率} * \text{Brent}$	报告期内，ENI 原 LNG 长约采购合同中的采购定价与国际原油价格指数 JCC 挂钩，采购定价公式为下列格式： $P_{LNG} = \text{斜率} * \text{JCC} + \text{常数}$
补充协议/新协议	根据原协议约定，买卖双方有权对后续合同年的 LNG 长约采购定价公式进行协商调整。基于此，马石油补充协议中约定，2020 年 7 月至 2026 年 3 月的 LNG 长约采购定价公式变更为，与国际原油价格指数 Brent 及国际 LNG 价格指数 JKM 挂钩，采购定价公式为下列格式： $P_{LNG} = \text{权重 1} * \text{斜率} * \text{Brent} + \text{权重 2} * \text{JKM}$	ENI 新协议中约定，2021 年-2023 年（视情况可继续延期至 2024 年）LNG 长约采购定价公式为，与国际 LNG 价格指数 JKM 挂钩，采购定价公式为下列格式： $P_{LNG} = \text{JKM} + \text{常数}$

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

公司与多家知名 LNG 供应商达成框架协议，灵活采购现货。供应商包括世界主要的 LNG 生产商之一卡塔尔液化天然气有限公司、Trafigura（托克）、PAVILION GAS PTE. LTD.（新加坡国有能源企业）等，公司可根据市场情况开展 LNG 国际现货采购，确保了国际优质气源的稳定及灵活供应。

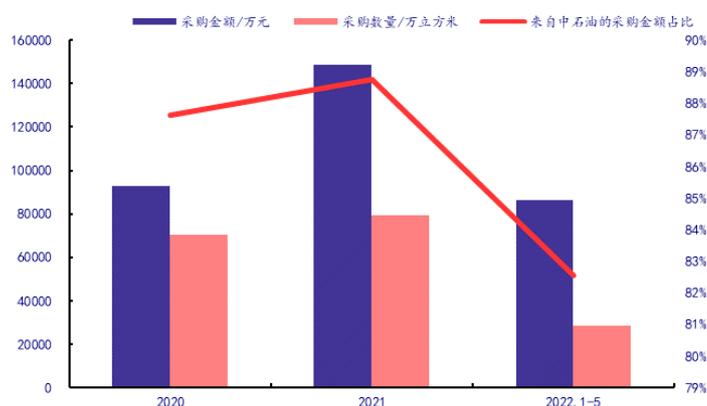
图 35：公司海外资源池分布图



资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

森泰能源和中石油建立了长期稳定的良好供应合作关系，气源保障程度较强。森泰能源位于川南的3座LNG液化工厂（筠连森泰、叙永森能、古蔺森能）上游原料气来自于中石油浙江油田和中石油西南油气田，气源已稳定供气多年，采暖季和非采暖季均能满足森泰能源川南工厂满负荷生产需要；森泰能源位于内蒙的LNG液化工厂（内蒙森泰）上游原料气来自于中石油长庆油田苏里格第四处理厂常规天然气，并通过苏48-6与长庆油田输气大管网西气东输线联通，可长期满足内蒙森泰125万方/日的用气需求。2020年全年至2022年1-5月，森泰能源来自中石油的采购金额占比超过80%，保证了主要气量的稳定供应。

图36：森泰能源采购金额、数量，及来自中石油的采购金额占比



资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

森泰能源现有产能接近60万吨，2024年底产能有望翻番至接近120万吨。森泰能源在国内两大天然气资源丰富区域——四川盆地和鄂尔多斯盆地建成投产4家LNG生产加工厂，具备年产57.82万吨LNG的生产能力，市场销售区域辐射西南、西北多个省份。此外，森泰能源以液化工厂为中心，在四川省内的国道、省道沿线和内蒙古省道沿线等交通要道布局及合作经营多家LNG加气站。根据公司规划，至2024年底共有4个LNG项目将分批次投产，新增产能超过60万吨，全部投产后产能将达到118.6万吨。

表9：远丰森泰已投产及待投产项目情况

	投产（预计）时间	年设计产能	2021年产量	2022年1-5月产量
内蒙森泰	2015.3	28	22.19	8.60
筠连森泰	2015.11	20	16.60	6.62
叙永森能	2018.12	6.52	8.01	3.53
古蔺森能	2018.8	3.3	3.07	1.22
已投产合计		57.82	49.87	19.97
叙永正东年产2×10万吨天然气液化项目（二期）	2022.12	10.28	/	/
古蔺公司二期10.5万吨LNG项目	2023.3	10.5	/	/
川西名山2×20万吨液化天然气清洁能源基地项目（一期）	2024.12	20	/	/
川南能源储备调峰20万吨LNG液	2024.12	20	/	/

化项目

在建及拟建合计 **60.78** / /

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院，备注：产能及产量单位为万吨

华油中蓝与中石化、中石油保持资源供应关系，双气源保供优势明显。华油中蓝蓝地地处川东北区域，为国内天然气储量和开采量最丰富的区域之一，项目实施地邻近中石化元坝气田、普光气田（两者皆为国内十大气田）及中石油龙岗气田、罗家寨气田，并与中石化、中石油保持着稳定的资源供应关系。目前，华油中蓝上游天然气资源来源于元坝气田，通过川气东送联络线4号阀室同凯门站下载（阀室距标的公司厂界约70米），具有充足的气源保障，并具备一定的采购成本优势。

华油中蓝二期项目处于建设前期阶段，建成后LNG液化年产能将翻番至60万吨。华油中蓝一期在运行LNG液化产能为150万方/天（折合30万吨/年），目前是西南地区单体规模最大的天然气液化工厂，且目前处于满负荷运行状态。根据公司公告，华油中蓝二期规划LNG液化产能为150万方/天，目前已完成征地、公用辅助工程建设，中国石化西南油气分公司已于2021年7月复函同意为华油中蓝二期项目提供气源保障。

表 10：华油中蓝液化产能建设情况

	液化年产能	现状
一期	30万吨	满负荷运行
二期	30万吨	已完成征地、公用辅助工程建设

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

公司拟参与中国油气控股（0702.HK）重组交易，获得上游煤层气资源。公司拟通过资本重组、债务重组以及认购标的公司发行的新股，最终取得中国油气控股不低于50%且不超过75%的股份。目前公司已与中国油气控股签署了《中国油气控股重组意向协议书》。中国油气控股许可开采的矿山为山西河东煤田三交一磧口地区煤层气（三交项目），与中石油合作并享有70%的权益。三交项目矿区面积为236.783平方千米，生产规模5亿立方米/年（可申请调整整体开发方案，年生产规模可进一步调增）。截至2021年末，三交项目已建成煤层气开发规模约为2亿立方米/年。长期来看，三交项目具有较大开发潜力。其探明煤层气地质储量为435亿立方米，可开采储量217亿立方米，并具有煤层厚度大、连续稳定、资源丰度好、含气量高、水文地质条件优越等特点。

2. 中游：自有稀缺接收站资源，广海湾接收站建成后进一步提升周转能力

自有船只有利于降低成本、抵御风险。目前公司自主控制8艘运输船，其中5艘LNG运输船（3艘自有，2艘租赁），1艘LPG运输船（租赁），募投项目在建2艘运输船（1艘LNG船，1艘LPG船），能够完全满足公司LNG及LPG产品的周转与运输，可以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。根据年报披露，在正常的海运假设条件下，自有LNG运输船的单位运输成本较租赁方式降低约37%，在建2艘船投运之后能够进一步降低运输成本，提高运输效率以及抗风险能力。

表 11：公司自有、租赁及在建船舶情况

种类	自有	租赁	募投项目在建
LNG 船	3	2	1

LPG 船 0 1 1

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

拥有位置优越且周转良好的国际能源接收码头与储备库资源。良好的岸线码头和仓储设施是从事进口 LPG、LNG 业务的重要前提条件。一方面由于进口 LPG、LNG 主要通过海上船舶运输，需要有合适的码头进行接卸并具备相应储备设施进行仓储；另一方面拥有岸线码头及仓储设备通常是能与国际大型能源供应商进行贸易合作的重要前提。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，LNG 和 LPG 年周转能力各为 150 万吨。

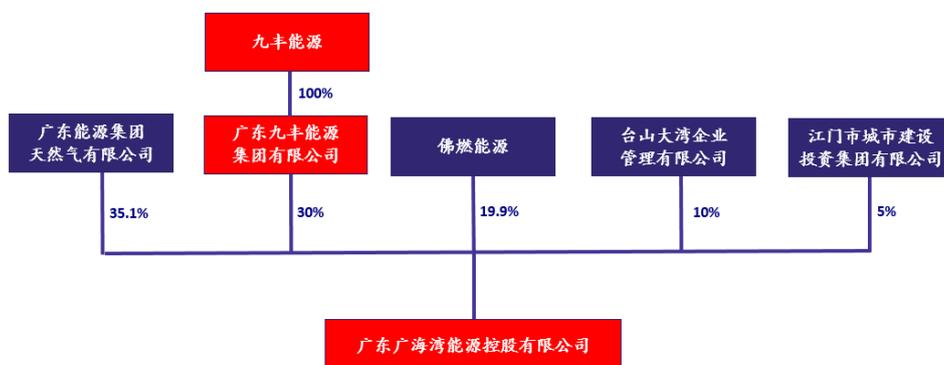
图 37：东莞立沙岛综合能源基地概览



资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

广海湾 LNG 接收站建成后进一步提升周转能力。公司的全资子公司参股广海湾 LNG 接收站项目，持股比例 30%，接收站主体为广东广海湾能源控股有限公司。根据规划，广海湾 LNG 接收站项目一期规划 LNG 年周转规模达 300 万吨，预计 2025 年建成。公司具有明显的接收站运营和管理经验优势，按照持股比例测算，预计一期建成后公司将至少增加 90 万吨的 LNG 年周转能力。

图 38：广海湾 LNG 接收站股权结构



资料来源：wind，中国银河证券研究院

3. 下游：客户以直供气为主，价格弹性与顺价能力强

用户结构优质，终端销气规模超过 70%。国内业务按客户类型划分，又分为以工业（园区）用户、燃气电厂、大客户为代表的直接终端用户，以及以城市燃气、贸易商为代表的中间商客户。公司将直接终端用户作为 LNG 市场开拓的重中之重，为客户提供专业、灵活的定制化一站式综合能源解决方案。截至 2021 年末，公司服务的直接终端用户超过 100 家。2021 年度，终端销气规模占国内销售量的比重超过 70%，客户黏性不断增强，价格弹性与顺价能力持续优化。根据公司规划，用 3 年左右将国内直接终端用户销售比重提升至 90% 以上，价格弹性与顺价能力有望进一步提升。

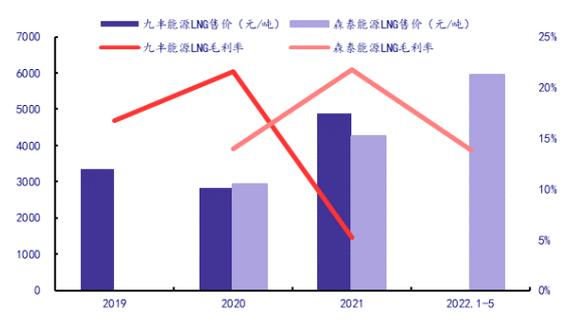
图 39：公司“X 优势+目标客户”业务模式

国内直接终端客户	国内中间商客户	国际业务
√ 资源池/保供优势	√ 资源供应优势	√ 国际信用优势
√ 气源综合成本优势	√ 接收站及其区位优势	√ 资源池优势
√ 品牌优势	√ 管网、物流配送优势	√ 自有船运优势
√ 工程、运营服务优势		√ 信息优势
		√ 专业优势

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

森泰能源四川 3 个液厂的下游客户以加气站为主，市场潜力大，并且市场化程度更高。根据四川省发改委、能源局于 2021 年 11 月发布的《四川省天然气汽车加气站布局方案（2021-2025 年）》，到 2025 年，四川省规划新建加气站 500 座（含高速公路服务区 141 座）。加气站 LNG 售价为市场化定价，市场化程度高于城燃等受调控领域。根据公司公告，森泰能源 2020 年、2021 年、2022 年 1-5 月的 LNG 销售均价呈上升趋势，且浮动范围较九丰能源更大。受益于良好的顺价能力，森泰能源在 2020 年、2021 年、2022 年 1-5 月的 LNG 业务毛利率波动范围较小，在 13%-22% 之间，体现出良好的盈利稳定性。

图 40：九丰能源与森泰能源 LNG 售价与 LNG 毛利率



资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

（二）氢能业务多点布局，有望打开新成长空间

氢能业务多点布局，打开新成长空间。氢能是公司积极布局的新赛道业务。2022 年以来，公司按照氢能业务战略规划，积极推动相关氢能项目，并择机推进天然气重整制氢、电解水制氢等不同制氢方式项目的落地，实现在制氢领域的突破；同时，根据下游终端用户氢气需求情

况，加强与燃料电池行业的紧密合作，甄选合适位置，加快加氢站或加气/油站改装加氢站的落地。

表 12：公司参与氢能产业的发展规划

序号	发展规划
1	制氢及净化技术的开发、引进，相关低碳环保技术的研究与合作，储运技术与标准的论证与实施，涉及氢气安全的全流程保障措施等。
2	前期关键 氢气资源的开发与保障 ， PDH 装置副产氢 的提纯、储运、充装。
3	利用自身在原料气端的优势，在满足能耗、成本优势的情况下，开展 天然气重整制氢 ，并匹配相关的“碳捕捉”与“碳利用”技术，降低碳排放。
4	利用低谷电，尝试开展 电解水制氢 ，补充氢气供应。
5	根据市场、成本与储运技术的发展情况，探索“ 制氢加氢一体站项目 ”可行性，以及规模化“ 绿电制绿氢 ”的可实现程度等。
6	在珠三角地区布局、整合、改装 加氢站 ，打通生产—储运—充装—销售等环节。

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

与巨正源开展合作，聚焦制氢业务。2021 年 12 月公司公告，以设立合资公司的形式与巨正源开展氢能业务合作。公司在东莞立沙岛的码头仓储基地与巨正源聚丙烯项目实施地邻近，具有较强的协同性，有利于合作项目的顺利开展与实施。依托巨正源 PDH 副产氢项目，合资公司在氢气资源方面具有明显优势。

表 13：公司与巨正源合作情况概览

合作内容	共同推进氢能的技术开发与市场化运营，包括关键技术开发、储运、充装、销售等，，氢气来源为巨正源 PDH 装置生产的氢气。
合作方式	成立合资公司，注册资本 5000 万元。公司出资 60%，巨正源出资 40%。
氢源供应	巨正源旗下 PDH 装置一期（已投产）年产 2.5 万吨氢气，二期项目规划年产 2.5 万吨氢气。在合资项目建成后及实际对外供应产能范围内，向合资公司供应氢气。

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

与国鸿氢能开展合作，布局终端加氢市场。2022 年 1 月，九丰集团与广东国鸿氢能科技有限公司达成合作意向。公司作为氢气资源提供方，将向国鸿氢能及其下游终端用户，提供完整的氢气供应解决方案；国鸿氢能则将依托其在氢燃料电池领域的优势及影响力，与公司共享下游终端用户氢气需求信息。此外，双方业务团队也将展开全面合作，发挥各方在产业链中的优势，积极开发广东氢能利用终端市场。公司与国鸿氢能互补优势明显（公司的资源优势，国鸿氢能的市场和信息优势），双方通过紧密合作，有利于公司精准布局终端加氢市场。

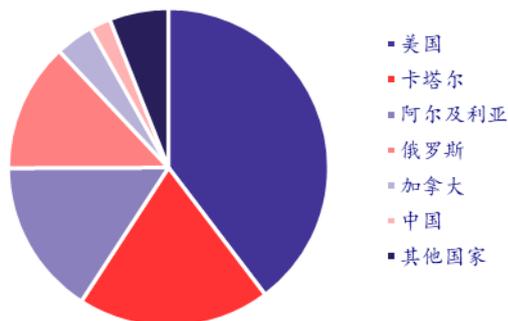
借助原料成本优势以及加气站布局优势，森泰能源有望在制氢和加氢领域取得突破。随着“成渝氢走廊”的正式启动，西南地区氢能产业发展有望迎来快速发展期。森泰能源在西南地区拥有 3 家 LNG 液化工厂，该区域具有丰富的低成本水电资源，在利用自身原料气开展“天然气重整制氢”方面具有较强的资源优势；同时，森泰能源在运营及合作经营多个 LNG 汽车加气站，为公司未来氢能业务全产业链闭环发展提供重要的终端支持。

（二）提氢项目顺利投产，国产替代空间广阔

全球氢气资源分布不均，我国氢气资源量仅占全球 2%。根据美国地质调查局对氢资源的

估计，全球氮气资源总量约 519 亿立方米，存在形式均为天然气伴生气。其中，美国、卡塔尔、阿尔及利亚和俄罗斯分别存有 206 亿立方米、101 亿立方米、82 亿立方米和 68 亿立方米，上述四国资源量总和占全球总量的 88%，可见全球氮气资源分布极不平均。我国氮气资源量约 11 亿立方米，仅占世界 2% 左右。

图 41：2020 年全球氮气资源分布格局



资料来源：美国地质调查局, 中国银河证券研究院

我国氮气对外依存度超过 90%。据中国工业气体工业协会统计，我国约有九成以上的氮气需求依赖进口，主要原因是氮气资源存量较少，且从天然气中提取氮气的难度较大。目前，全球范围内的氮气供应商被海外寡头垄断，主要企业包括德国林德集团、法国液化空气集团，美国空气产品公司、德国梅塞尔、大阳日酸株式会社等，其在氮气供应行业及部分下游行业具有较高的话语权。近年来，为打破我国氮气依赖进口的“卡脖子”局面，我国企业通过收购外资气体巨头公司资产、研发可量产的高纯度提氮技术等，正逐渐打破氮气外资垄断局面，但短期内国内自产产量仍旧无法满足国内需求。

森泰能源是国内少数掌握提氮技术的企业之一，在运一套 BOG 提氮项目。森泰能源已具备 LNG 项目 BOG 提氮的关键技术和运营能力。2021 年 5 月，内蒙森泰 LNG 液化工厂建设的 BOG 提氮项目顺利投产，运行情况良好，提取的氮气纯度高达 99.999%，同时森泰能源已申请提氮相关的 2 项发明专利，3 项实用新型专利。目前，森泰能源已规划投资建设“天然气液氮生产项目”，进一步扩大氮气产业优势。

图 42：内蒙森泰 BOG 提氮项目实景图



资料来源：公司公告, 中国银河证券研究院

四、盈利预测及估值

(1) LNG 业务: LNG 接收站年周转能力为 150 万吨, 考虑到国家管网公司 TUA 协议以及海外转口贸易, 预计 2022-2024 年海气年销量为 200/210/220 万吨; 森泰能源目前产能接近 60 万吨, 考虑产能逐渐爬坡, 2024 年产能接近 120 万吨, 预计 2022-2024 年陆气年销量为 55/70/90 万吨; 2022 年以来上游资源涨幅较大, 预计后续有所回落, 预计 2022-2024 年 LNG 单吨毛差分别为 420/480/480 元。

(2) LPG 业务: 预计 LPG 销售量和毛差保持稳定, 2022-2024 年每年销量 180 万吨, 单吨毛差为 260 元。

(3) 甲醇、二甲醚及其他: 预计营收和毛利率保持稳定, 2022-2024 年每年营收 5.5 亿元, 毛利率 12%。

(4) 氢气业务: 巨正源合作项目一期(已投产)年产 2.5 万吨氢气, 二期项目规划年产 2.5 万吨。考虑到产能爬坡以及市场开拓进度, 预计 2022-2024 年氢气销量分别为 0.5/1.5/2.5 万吨, 每吨均价为 4 万元, 毛利率 30%。

(5) 氮气业务: 森泰能源 BOG 提氮项目自 2021 年 5 月起试生产, 年设计产能 36 万方, 2022 年 1-5 月实际产量为 6.73 万方。考虑产能利用率逐渐提升, 预计 2022-2024 年氮气产量为 15/17/20 万方, 每方均价 180 元, 毛利率 80%。

表 14: 分业务预测表 (单位: 亿元)

		2021A	2022E	2023E	2024E
LNG	收入/亿元	98.79	191.25	168.00	170.50
	YOY	169.5%	93.6%	-12.2%	1.5%
	成本/亿元	93.64	180.54	154.56	155.62
	毛利/亿元	5.15	10.71	13.44	14.88
	毛利率	5.2%	5.6%	8.0%	8.7%
LPG	收入/亿元	78.07	79.20	77.40	75.60
	YOY	64.0%	1.5%	-2.3%	-2.3%
	成本/亿元	73.12	74.52	72.72	70.92
	毛利/亿元	4.94	4.68	4.68	4.68
	毛利率	6.3%	5.9%	6.0%	6.2%
甲醇、二甲醚 及其他	收入/亿元	5.45	5.5	5.5	5.5
	YOY	32.3%	0.9%	0.0%	0.0%
	成本/亿元	4.83	4.84	4.84	4.84
	毛利/亿元	0.62	0.66	0.66	0.66
	毛利率	11.4%	12.0%	12.0%	12.0%
氢气	收入/亿元	0.00	2.00	6.00	10.00
	YOY			200.0%	66.7%
	成本/亿元	0.00	1.40	4.20	7.00
	毛利/亿元	0.00	0.60	1.80	3.00

	毛利率		30.0%	30.0%	30.0%
氨气	收入/亿元	0.00	0.27	0.31	0.36
	YOY			13.3%	17.6%
	成本/亿元	0.00	0.05	0.06	0.07
	毛利/亿元	0.00	0.22	0.24	0.29
	毛利率		80.0%	80.0%	80.0%
合计	收入/亿元	182.30	278.22	257.21	261.96
	YOY		52.6%	-7.6%	1.8%
	成本/亿元	171.59	261.35	236.38	238.45
	毛利/亿元	10.71	16.87	20.82	23.51
	毛利率	5.9%	6.1%	8.1%	9.0%

资料来源: wind, 中国银河证券研究院

基于以上假设,我们预计公司 2022-2024 年归母净利润为 10.62 亿元、13.72 亿元、15.59 亿元, EPS 为 1.71 元、2.21 元、2.51 元(考虑增发摊薄股本),当前股价对应 PE 为 13.3x、10.3x、9.0x,估值水平与可比公司基本持平。考虑到公司海陆双资源池能够有效降低成本波动,且氢能业务有望打开新成长空间,公司的盈利稳定性与增速优势明显,应当享受一定的估值溢价。当前维持“推荐”评级。

表 15: 可比公司估值

代码	简称	股价	EPS				PE			
			2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E
600803.SH	新奥股份	16.99	1.32	1.52	1.82	2.06	12.8	11.2	9.3	8.3
601139.SH	深圳燃气	6.67	0.47	0.43	0.56	0.68	14.2	15.4	11.8	9.8
300332.SZ	天壕环境	12.91	0.23	0.47	0.76	1.00	55.8	27.4	16.9	12.9
600956.SH	新天绿能	10.22	0.52	0.55	0.72	0.89	19.8	18.5	14.2	11.5
	平均数	-	-	-	-	-	25.7	18.1	13.1	10.6
605090.SH	九丰能源	22.70	1.52	1.71	2.21	2.51	14.9	13.3	10.3	9.0

资料来源: wind, 中国银河证券研究院。收盘价为 2022 年 11 月 14 日,除九丰能源外估值采用 wind 一致预期

盈利敏感性分析。公司盈利水平与 LNG 毛差密切相关,根据测算,LNG 毛差每变动 50 元/吨,对当年的归母净利润的影响超过 1 亿元。

表 16: LNG 毛差(元/吨)变化对于归母净利润(亿元)的影响

	2022 年归母净利润	2023 年归母净利润	2024 年归母净利润
-100 元	8.55	11.45	13.07
-50 元	9.58	12.58	14.33
0	10.62	13.72	15.59
+50 元	11.66	14.86	16.84
+100 元	12.69	15.99	18.10

资料来源: wind, 中国银河证券研究院

采用两阶段 DCF 法进行绝对估值。第一阶段为 2022-2025 年，LNG 液厂扩产以及广海湾接收站投运推动 LNG 售气量大幅增长；第二阶段为 2026 年及以后，公司进入平稳发展、永续增长阶段。我们假设第二阶段永续增长率为 4%，贴现率为 9%，并对上述两个参数进行敏感性分析。在中性假设下，公司目标市值为 190 亿元，对应目标价为 30.49 元，对应最新收盘价有 30% 以上的上涨空间。

表 17: 绝对估值敏感性分析

目标价		永续增长率 g				
		3.00%	3.50%	4.00%	4.50%	5.00%
贴现率 r	8.00%	31.04	34.19	38.14	43.21	49.96
	8.50%	28.21	30.76	33.89	37.80	42.82
	9.00%	25.85	27.96	30.49	33.59	37.46
	9.50%	23.85	25.62	27.71	30.22	33.29
	10.00%	22.14	23.64	25.40	27.47	29.96

资料来源: wind, 中国银河证券研究院

五、风险提示

上游资源价格波动风险；下游市场开拓进度不及预期；项目收购进度不及预期；项目投资进度不及预期；美元与人民币汇率波动的风险。

六、附录

公司财务预测表 (百万元)

资产负债表 (百万元)				利润表 (百万元)					
2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E		
流动资产	4792.39	6526.14	6898.81	8213.51	营业收入	18488.34	27822.00	25720.60	26196.00
现金	3167.82	3622.50	4287.24	5309.61	营业成本	17285.75	26135.40	23638.12	23845.20
应收账款	548.09	914.70	986.54	1148.32	营业税金及附加	13.70	27.82	25.72	26.20
其它应收款	32.53	62.41	51.48	55.60	营业费用	140.32	208.67	192.90	196.47
预付账款	99.46	208.75	162.41	177.15	管理费用	128.88	194.75	180.04	183.37
存货	686.14	1194.36	993.30	1037.59	财务费用	39.24	9.34	37.71	54.26
其他	258.36	523.41	417.84	485.26	资产减值损失	-37.37	-20.00	-25.00	-30.00
非流动资产	2951.70	4023.55	5076.80	6062.39	公允价值变动收益	71.10	5.00	5.00	5.00
长期投资	199.93	299.93	399.93	499.93	投资净收益	-96.91	55.64	51.44	52.39
固定资产	1809.79	2678.35	3494.40	4257.95	营业利润	762.62	1300.57	1690.40	1931.00
无形资产	142.61	127.55	112.13	98.67	营业外收入	4.13	10.00	15.00	20.00
其他	799.36	917.72	1070.34	1205.83	营业外支出	0.68	5.00	10.00	15.00
资产总计	7744.09	10549.69	11975.61	14275.90	利润总额	766.08	1305.57	1695.40	1936.00
流动负债	1287.09	1689.46	1208.20	1401.61	所得税	138.33	221.95	288.22	329.12
短期借款	579.46	0.00	0.00	0.00	净利润	627.75	1083.62	1407.19	1606.88
应付账款	139.45	621.24	376.29	473.19	少数股东损益	8.00	21.67	35.18	48.21
其他	568.19	1068.22	831.92	928.42	归属母公司净利润	619.75	1061.95	1372.01	1558.67
非流动负债	532.21	1732.21	2232.21	2732.21	EBITDA	1073.34	1500.10	2005.48	2304.93
长期借款	0.00	1200.00	1700.00	2200.00	EPS (元)	1.52	1.71	2.21	2.51
其他	532.21	532.21	532.21	532.21					
负债合计	1819.30	3421.67	3440.41	4133.82	主要财务比率	2021A	2022E	2023E	2024E
少数股东权益	186.59	208.26	243.44	291.65	营业收入	107.42%	50.48%	-7.55%	1.85%
归属母公司股东权益	5738.20	6919.75	8291.76	9850.43	营业利润	-18.23%	70.54%	29.97%	14.23%
负债和股东权益	7744.09	10549.69	11975.61	14275.90	归属母公司净利润	-19.27%	71.35%	29.20%	13.61%
					毛利率	6.50%	6.06%	8.10%	8.97%
					净利率	3.35%	3.82%	5.33%	5.95%
					ROE	10.80%	15.35%	16.55%	15.82%
					ROIC	9.91%	12.04%	13.24%	12.74%
					资产负债率	23.49%	32.43%	28.73%	28.96%
					净负债比率	30.71%	48.00%	40.31%	40.76%
					流动比率	3.72	3.86	5.71	5.86
					速动比率	3.11	3.03	4.75	4.99
					总资产周转率	2.39	2.64	2.15	1.83
					应收帐款周转率	33.73	30.42	26.07	22.81
					应付帐款周转率	132.58	44.78	68.35	55.36
					每股收益	1.52	1.71	2.21	2.51
					每股经营现金	0.14	1.64	2.54	3.06
					每股净资产	9.25	11.16	13.37	15.88
					P/E	23.14	13.26	10.26	9.03
					P/B	3.80	2.03	1.70	1.43
					EV/EBITDA	18.21	7.99	5.89	4.90
					PS	0.54	0.37	0.40	0.39

数据来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

插图目录

图 1: 公司股权结构 (截至 2022 年三季度末)	6
图 2: 2017-2022M9 九丰能源营业收入及同比增速	6
图 3: 2017-2022M9 九丰能源归母净利润及同比增速	6
图 4: 2017-2022H1 九丰能源分板块营收/亿元	7
图 5: 2022H1 九丰能源分板块营收比例	7
图 6: 2017-2021 九丰能源分板块毛利率	7
图 7: 2017-2021 九丰能源分板块毛利/亿元	7
图 8: 2017-2022M9 九丰能源毛利率与净利率	8
图 9: 2017-2022M9 九丰能源费用率情况	8
图 10: 2017-2022M9 九丰能源资产负债率	8
图 11: 2017-2022H1 九丰能源流动、速动、现金比率	8
图 12: 2017-2022M9 九丰能源经营性现金净额与净利润	9
图 13: 全球一次能源消费量及消费结构预测	10
图 14: 2011-2021 全球天然气消费量及增速	11
图 15: 2021 全球天然气消费地区占比	11
图 16: 2011-2021 全球天然气产量 (10 亿方) 及增速	11
图 17: 2021 全球主要国家天然气产量分布	11
图 18: 2011-2021 全球天然气分类型贸易量及增速	12
图 19: 2011-2021 全球天然气分类型贸易比例	12
图 20: 2021 年全球天然气贸易主要流向	12
图 21: 2011-2021 全球部分经济体 LNG 进口量 (10 亿方)	13
图 22: 2021 全球 LNG 进口市场份额	13
图 23: 2011-2021 全球部分经济体 LNG 出口量 (10 亿方)	13
图 24: 2021 全球 LNG 出口市场份额	13
图 25: TTF 期货近月合约价格 (欧元/MWh)	15
图 26: 全国液化天然气价格 (元/吨)	15
图 27: 2010-2021 我国天然气消费总量及占比	17
图 28: 2010-2021 我国天然气及能源消费总量增速	17
图 29: 2015-2025E 我国天然气消费量及预测	17
图 30: 2021 年我国天然气下游应用占比	17
图 31: 2010-2021 我国天然气产量与消费量 (亿立方米)	18
图 32: 2017-2022H1 我国天然气对外依存度 (%)	18
图 33: 2011-2021 中国大陆天然气分类型进口及增速	18
图 34: 2011-2021 中国大陆天然气分类型进口比例	18
图 35: 公司海外资源池分布图	20
图 36: 森泰能源采购金额、数量, 及来自中石油的采购金额占比	21
图 37: 东莞立沙岛综合能源基地概览	23
图 38: 广海湾 LNG 接收站股权结构	23
图 39: 公司“X 优势+目标客户”业务模式	24

图 40: 九丰能源与森泰能源 LNG 售价与 LNG 毛利率	24
图 41: 2020 年全球氦气资源分布格局	26
图 42: 内蒙森泰 BOG 提氦项目实景图	26

表格目录

表 1: 公司和集团发展历程	5
表 2: 公司第一期员工持股计划持有人名单及份额分配计划	9
表 3: 国际天然气 3 种贸易方式及简介	14
表 4: 国际天然气 8 类定价模式及简介	14
表 5: 天然气行业“十四五”发展目标及重点建设内容	15
表 6: 2021-2022 年天然气行业主要政策	16
表 7: 我国已投产 LNG 接收站列表 (截至 2022 年 10 月 12 日)	19
表 8: 公司与马石油、ENI 的 LNG 长约价格条款	20
表 9: 远丰森泰已投产及待投产项目情况	21
表 10: 华油中蓝液化产能建设情况	22
表 11: 公司自有、租赁及在建船舶情况	22
表 12: 公司参与氢能产业的发展规划	25
表 13: 公司与巨正源合作情况概览	25
表 14: 分业务预测表 (单位: 亿元)	27
表 15: 可比公司估值	28
表 16: LNG 毛差 (元/吨) 变化对于归母净利润 (亿元) 的影响	28
表 17: 绝对估值敏感性分析	29

分析师承诺及简介

本人承诺，以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学（北京），超过10年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022年1月加入中国银河证券。

严明，环保行业分析师，材料科学与工程专业硕士，毕业于北京化工大学。于2018年加入中国银河证券研究院，从事环保行业研究。

评级标准

行业评级体系

未来6-12个月，行业指数（或分析师团队所覆盖公司组成的行业指数）相对于基准指数（交易所指数或市场中主要的指数）

推荐：行业指数超越基准指数平均回报20%及以上。

谨慎推荐：行业指数超越基准指数平均回报。

中性：行业指数与基准指数平均回报相当。

回避：行业指数低于基准指数平均回报10%及以上。

公司评级体系

推荐：指未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报20%及以上。

谨慎推荐：指未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%—20%。

中性：指未来6-12个月，公司股价与分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报相当。

回避：指未来6-12个月，公司股价低于分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%及以上。

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。银河证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

联系人

中国银河证券股份有限公司 研究院

深圳市福田区金田路3088号中洲大厦20层

上海浦东新区富城路99号震旦大厦31层

北京丰台区西营街8号院1号楼青海金融大厦

公司网址：www.chinastock.com.cn

机构请致电：

深广地区：苏一耘 0755-83479312 suyiyun_yj@chinastock.com.cn

崔香兰 0755-83471963 cuixianglan@chinastock.com.cn

上海地区：何婷婷 021-20252612 hetingting@chinastock.com.cn

陆韵如 021-60387901 luyunru_yj@chinastock.com.cn

北京地区：唐媛玲 010-80927722 tangmanling_bj@chinastock.com.cn