

# LNG 品种手册——天然气的产业基础（下）

研究院 能源化工组

研究员

潘翔

☎ 0755-82767160

✉ panxiang@htfc.com

从业资格号: F3023104

投资咨询号: Z0013188

康远宁

☎ 0755-23991175

✉ kangyuanning@htfc.com

从业资格号: F3049404

投资咨询号: Z0015842

投资咨询业务资格:

证监许可【2011】1289号

## 内容摘要

### ■ 天然气产业链不断完善，LNG 占比快速提升

在全球跨境天然气贸易中，LNG 已成为仅次于管道气的主要供应方式，其灵活运输和多元化来源在能源安全、价格波动应对等方面具有不可替代的优势。随着欧洲对俄管道天然气依赖度降低、亚洲需求持续增长，LNG 在全球贸易中的地位将进一步提升。

### ■ LNG 接收站和储运基础设施迅速扩张

各国纷纷加大对 LNG 接收站、FSRU（浮式储存与再气化装置）以及液化设施的投资，欧洲在俄乌冲突后更是密集新增 LNG 终端。我国 LNG 接收站在未来几年仍会快速扩建，储运能力显著增强，虽然利用率阶段性下滑，但从中长期看，这将为国内天然气消费以及跨区调配提供更稳固的支撑。

### ■ 管道气与 LNG 的“性价比”仍在动态平衡

运输距离在 3000 公里以内时，管道气具有运输成本优势；但 LNG 在远距离供应、市场套利和灵活调度方面更具竞争力。俄乌冲突带来的地缘政治变化，以及长期供应合同与现货需求之间的平衡，将影响两种运输方式的竞争格局，也为交易与套利提供了更多机会。

### ■ 天然气下游应用多元化发展，中期需求前景可期

作为能源转型期的主要替代能源，天然气在发电、工业锅炉、化工原料以及交通燃料等下游市场的需求稳步扩张，特别是分布式天然气发电、LNG 重卡、LNG 轮船等新兴领域发展迅速。随着发展中国家和地区的“油改气”和“煤改气”进程不断推进，天然气的清洁性与效率优势愈发突出。

## 目录

内容摘要 .....	1
天然气产业链概览 .....	4
天然气的开采与加工.....	5
天然气开采的流程与周期 .....	5
天然气的加工 .....	6
天然气的存储与运输.....	8
天然气的存储——地下储气库 .....	8
天然气的运输——国际管道 .....	9
LNG 产业链.....	12
LNG 的液化——LNG 液化站 .....	12
LNG 的运输——LNG 船运 .....	13
LNG 的运输——LNG 罐箱运输 .....	14
LNG 的再气化——LNG 接收站 .....	14
LNG 的仓储——储罐和浮仓 .....	17
天然气的下游 .....	18
天然气发电 .....	18
居民和小型工商业用气 .....	19
工业燃料 .....	19
化工用气 .....	19
交通用气 .....	20

## 图表

图 1: 天然气产业链（中国视角） .....	4
图 2: 常规石油和天然气井的开采方式 .....	5
图 3: 中国长庆油田苏里格天然气第二处理厂 .....	5
图 4: 天然气液体分馏流程 .....	7
图 5: 美国天然气总库存 单位: BCF .....	8
图 6: 欧洲天然气库存水平 单位: % .....	8
图 7: 全球 LNG 液化能力 单位 MTPA .....	12
图 8: 全球 LNG 液化产能的地区分布 .....	12
图 9: 穆勒号 LNG 运输船靠泊中石化天津 LNG 接收站 .....	13
图 10: LNG 罐式集装箱海陆多式联运 .....	13
图 11: 浮式储存和再气化装置（FSRU）运作示意图 .....	14
图 12: 俄乌冲突以来欧洲宣布的液化天然气进口终端 .....	14
图 13: 2019—2024 年国内 LNG 接收站平均利用率变化趋势 .....	16
图 14: 中石化青岛 LNG 接收站的 27 万立方米 LNG 储罐 .....	17
图 15: 俄罗斯的 SURGUT-2 发电站 .....	18

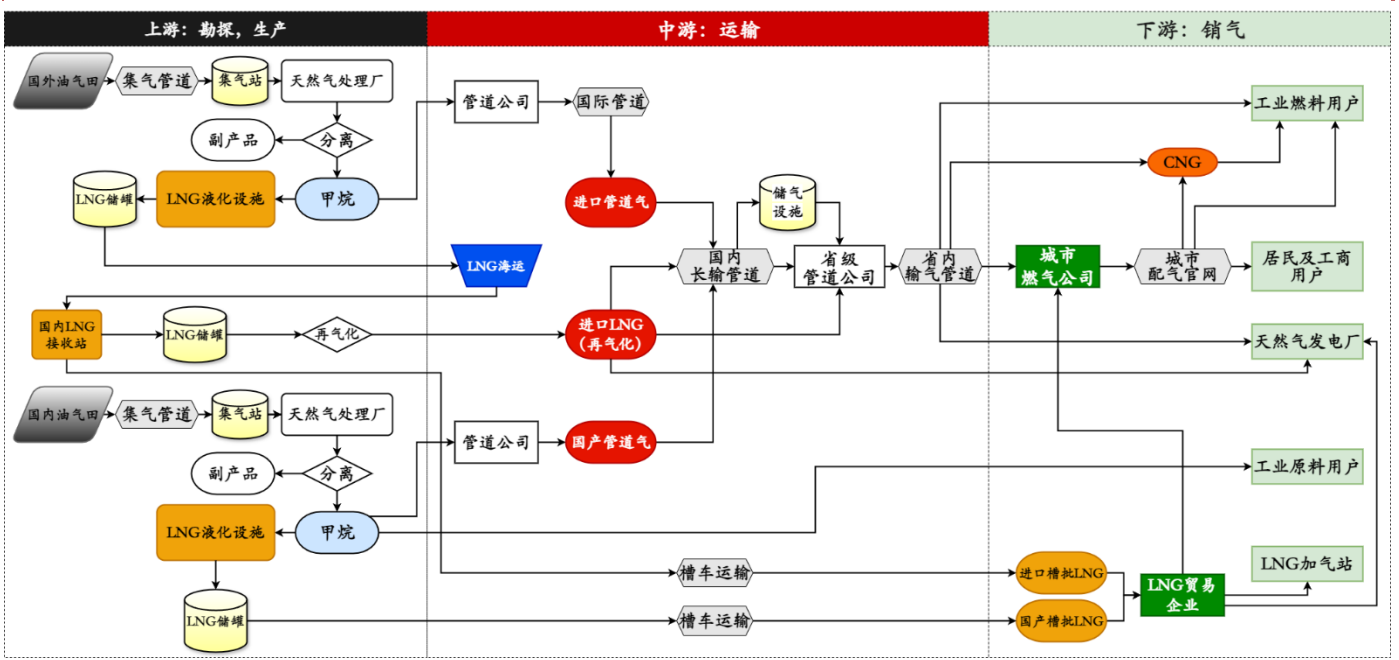
---

图 16: 天然气分布式能源系统(冷热电三联供) .....	18
图 17: 卫星化学连云港石化烯烃综合利用项目 .....	20
图 18: 北京重卡生产的 LNG 重卡 .....	20
图 19: 各国推进船舶替代燃料相关政策 .....	21
图 20: 2019-2022 年各种船舶替代燃料消耗量 吨 .....	21
表 1: 中国地下储气库 .....	9
表 2: 全球主要天然气国际管道 .....	10
表 3: 不同类型 LNG 船的功能 .....	13
表 4: 国内已投运 LNG 接收站 单位: 万吨 .....	16
表 5: 国内在建 LNG 接收站 单位: 万吨 .....	16

## 天然气产业链概览

天然气产业链包括上游的勘探、开采与加工，中游的运输与储存，以及下游的分销与消费。图 1 展示了我国的天然气产业链。

图 1：天然气产业链（中国视角）



资料来源：华泰期货研究院

天然气从气田或者油田中开采出来后，经过集输系统收集至天然气处理厂，然后进行脱水、脱硫、脱碳等初步处理，以符合管输或液化标准。处理后的天然气通过管道输送到中游环节，或通过液化装置转化为液化天然气便于储存或海运。

中游环节主要涉及天然气的运输和存储。进口的天然气通过国际管道（如俄-欧北溪管道，中亚-中国天然气管道）连接到国家主干管网，与国产的管道气一同输送至省内管网或城市燃气管道，再向下游用户输送。进口 LNG 则需要通过专门的 LNG 运输船运到 LNG 接收站，经过气化装置处理后输送至管网。除管道和大型运输船之外，LNG 还可以通过 LNG 槽车、LNG 火车运输，不受天然气管网和 LNG 接收站的限制，并且可以在用气高峰时保障气源供应。

下游环节涉及天然气的终端应用，包括工业、商业、居民用气，以及天然气发电等。天然气通过城市燃气管网输送至居民用户、商业用户，用于日常生活（如做饭、采暖）。大型工业企业（如化工厂、钢铁厂、陶瓷厂）直接通过工业燃气管道获取天然气，用于生产所需的热能供应。作为交通燃料的天然气通过 LNG 加气站或者 CNG 加气站供应给燃气汽车。

下面将对天然气产业链的各个环节以及 LNG 特有的产业链环节进行分析。

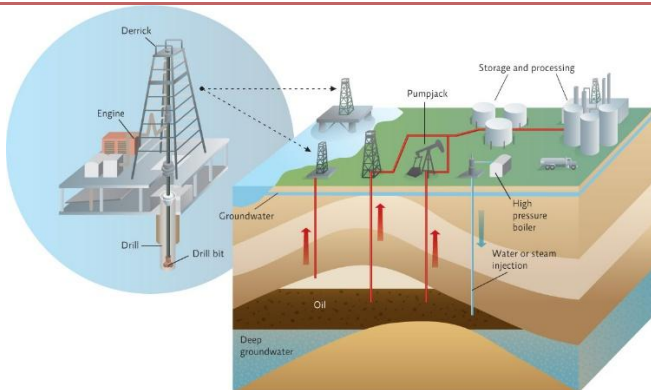
## 天然气的开采与加工

### 天然气开采的流程与周期

天然气开采是一个高度资本和技术密集且周期较长的过程，通常跨越数十年。总体分为勘探、钻探、完井、采气四个主要阶段，每个阶段都涉及不同的技术和时间周期。

- **勘探阶段：**天然气的开采始于勘探阶段，目标是寻找潜在的气藏并评估其储量和商业价值。这个阶段通常要经历 2 至 10 年，主要依赖于地质、地球物理和地球化学等方法来确定油气富集的、在当前经济技术条件下可以有效开发的区域或层段，即所谓“甜点区”。
- **钻探阶段：**在确定合适的钻井目标后便可以开始钻探工作。钻探阶段通常持续几个月到数年，具体时间取决于井深、地质条件以及采用的钻井技术。钻井过程通常从垂直井开始，即直接向下钻至目标储层。在非常规天然气开采中，水平钻井技术已经成为主流。
- **完井阶段：**完井是指钻探到达预计深度的地层后，为了使气层与井筒更好地连通，根据气藏的特性和特点，在井内进行井底与气层联系结构的完善工作。完井阶段通常持续数周到几个月，具体工作包括通过安装套管进行井壁加固，以及在非常规气藏开发中通过水力压裂之类的技术进行储层改造，使油气更顺畅地流动，从而提高开采效率。
- **采气阶段：**天然气井的采气阶段一般可持续 10-50 年，具体取决于储量、采收率和市场需求。最基本的采气方式是自然流动，即依靠地层压力将天然气推送至地面。但随着开采进行，地层压力会逐渐下降，储层渗透性下降，气流速度减慢，因此需要人工增产技术。常见的方法包括气举采气，多次压裂，CO<sub>2</sub> 驱气等。

图 2：常规石油和天然气井的开采方式



资料来源：华泰期货研究院

图 3：中国长庆油田苏里格天然气第二处理厂



资料来源：新华社 华泰期货研究院

## 天然气的加工

天然气开采出来后通常夹杂着水蒸气、硫化氢、二氧化碳、重烃等杂质，如果不经过处理，不仅会影响燃烧效率，还可能腐蚀管道或堵塞输送系统。所以开采出来的天然气经过集气站汇集后要输送到天然气处理厂去除杂质，使其符合市场销售和工业应用的标准，同时回收有价值的副产品，如天然气液、液化石油气、氦气等。如图 3 是我国的苏里格天然气第二处理厂，年处理能力为 50 亿立方米。天然气的主要加工环节包括：

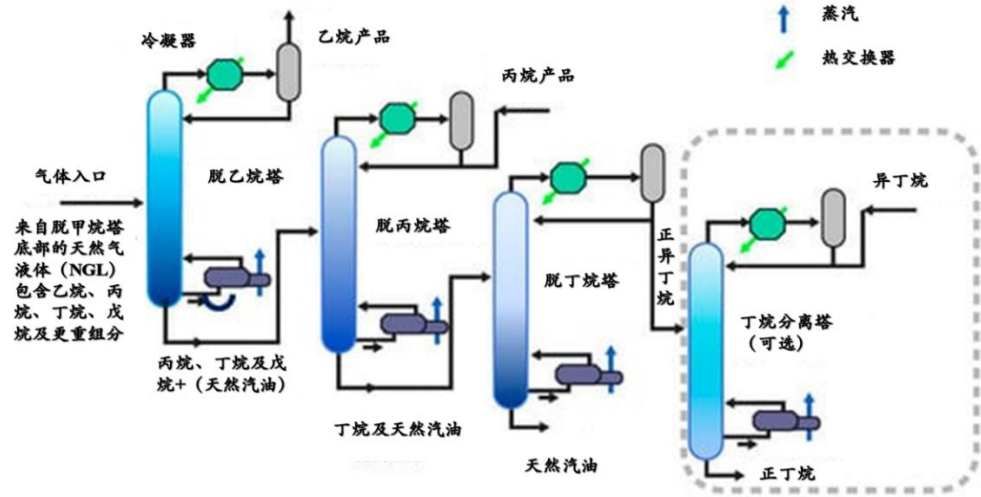
- **脱硫：**脱硫工艺通常采用化学吸收法，利用胺类溶液吸收硫化氢和二氧化碳，之后加热解析回收溶剂，使其循环使用。对于低硫气田，也可使用固体吸附法或膜分离技术。
- **脱水：**脱水的主要方法包括吸收法（使用三甘醇等溶剂吸收水分）和吸附法（利用分子筛等固体材料去除水分）。对于 LNG 生产，脱水更为关键，因为水分会在极低温度下冻结，影响液化效率。
- **硫磺回收及尾气处理：**脱硫后回收的硫化氢通常不会直接排放，而是进一步加工成硫磺，以减少污染并提高资源利用率。克劳斯法是最常见的硫磺回收技术，通过燃烧和催化反应，将硫化氢转化为单质硫。尾气仍可能含有残余硫化物，因此需要进行尾气处理，如催化氧化或吸附，以达到环保排放标准。
- **天然气液体回收：**天然气分馏厂通过低温工艺将较重的烃类从甲烷中分离出来，得到混合的天然气液体（NGL，也称为 Y-grade），再通过级联蒸馏塔按照不同沸点将其分离成纯度较高的单一产品，主要包括乙烷、丙烷、正丁烷、异丁烷和天然气油（戊烷及更重组分），具体的分馏过程如图 4 所示。

美国的页岩气液态烃含量高，部分地区天然气凝析液中的乙烷含量高达 60%，因此美国的天然气分馏产业规模居于世界首位。据估计，2024 年美国乙烷的年度产量超过 10 亿桶，这些乙烷一部分用于美国当地的乙烷裂解制乙烯装置，还有部分多余乙烷用于出口。近年来中国占美国乙烷总出口的比例快速增加，从 2020 年的 8% 上升至 2023 年的 45% 左右，成为美国乙烷出口的第一大国。

天然气分馏厂的经营比较灵活，当某种产品（最典型是乙烷）的市场价值偏低时，分馏厂可能选择暂不分离部分产品，而是将其留在天然气中一同处理或输送，较重的烃类可以提高天然气热值，获取一定的热值溢价；分馏厂也可能选择将天然气或者天然气液体回注地下暂存待售。

图 4：天然气液体分馏流程

天然气分馏流程示意图



资料来源：华泰期货研究院

- **提氦：**氦气主要用于航天与低温工业以及半导体制造。天然气提氦是目前最经济可行的氦气来源。天然气提氦工厂与 LNG 在工艺上是一致的，都是天然气液化过程，步骤包括低温精馏，膜分离和变压吸附。中国少有氦含量高的天然气田，全球主要的氦气生产国为美国、卡塔尔、阿尔及利亚、俄罗斯。

## 天然气的存储与运输

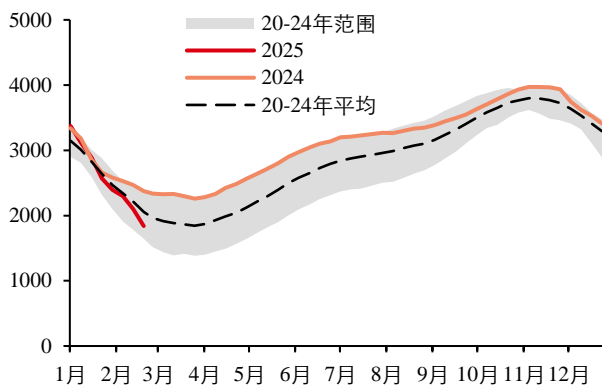
### 天然气的存储——地下储气库

天然气存储对于调节市场供需、应对季节性需求变化、确保能源安全至关重要。地下储气库（Underground Gas Storage, UGS）就是把天然气注入地下圈闭或人造洞穴形成的一种储气场所，是目前全球最主要的天然气存储方式，占比超过 80%。

根据中国国家能源局天然气发展报告，2024 年全球在役地下储气库 783 座，总工作气量 4290 亿立方米；在建地下储气库 76 座，设计工作气量 549 亿立方米，主要集中在亚太地区和欧洲。在役和在建的地下储气库工作气量合计 4839 亿立方米，约为 2024 年世界天然气消费量的 11%。

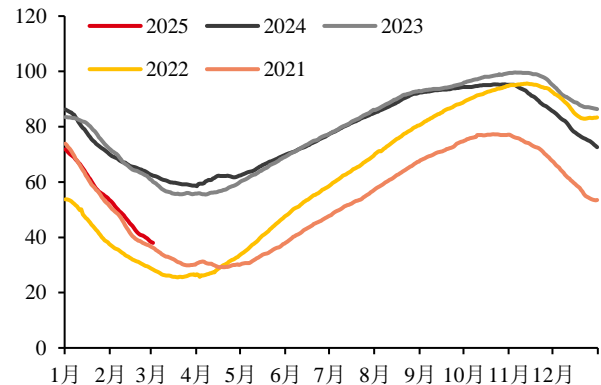
地下储气库在低需求期注气储存，在高需求期释放，补充需求高峰期管网供气的不足。在天然气期货市场中，地下储气库的存量水平对价格变动具有重要影响，尤其在北美和欧洲市场，进入采暖季前的储气库满库率是重要的市场信号。

图 5：美国天然气总库存|单位：bcf



资料来源：EIA 华泰期货研究院

图 6：欧洲天然气库存水平|单位：%



资料来源：GIE 华泰期货研究院

地下储气库的建设主要利用枯竭气藏、盐穴和含水层。从资本支出的角度来看，建设枯竭气藏储气库可利用废弃油气田，通常可复用井口、管道和处理设施，因此单位建设成本最低，适合长期大规模储存；盐穴储气库虽然建设成本较高，但是注采速率极快，因此更适用于短周期套利和高波动市场。

在中国，地下储气库被定位为输配管网系统的一部分，起到保障供应安全的作用，经济性属性不明显。并且由于地下储气库的选址和投资高度依赖上游开采端，所以中石油和中石化等上中游企业是地下储气库的主要建设运营方。根据 Energy Aspects 统计，截止 2025 年 2 月，中国在役地下储气库 37 座，总工作气量 366.5 亿立方米，约为我国天然气消费量的 8.7%。

国家管网公司成立前，由于地下储气库不对外开放储气业务，无法独立运营，商业化程度较低，盈利模式较单一。国家管网公司成立后获得了中石化的三个储气库：文 23

储气库、金坛储气库和刘庄储气库，向市场其他主体提供市场化储气服务。

**表 1：中国地下储气库**

名称/地点	运营方	类型	所属油气田	省份/市	规划储量 (十亿立方米)	运行储量 (十亿立方米)
大张坨储气库群	中石油	枯竭气藏	大港油田	天津	6.90	3.03
板南 6	中石油	枯竭气藏	大港油田	天津	1.01	0.43
板南 15	中石油	枯竭气藏	大港油田	天津	0.27	0.13
文 23	国家管网	枯竭气藏	中原油田	河南	8.40	3.20
文 96	中石化	枯竭气藏	中原油田	河南	0.59	0.30
卫 11	中石化	枯竭气藏	中原油田	河南	1.09	0.58
文 13	中石化	枯竭气藏	中原油田	河南	0.57	0.33
白 9	中石化	枯竭气藏	中原油田	山东	0.36	0.15
清溪储气库	中石化	枯竭气藏	中原油田	四川	0.35	0.19
文 24	中石化	枯竭气藏	中原油田	河南	0.55	0.26
华北苏桥储气库群	中石油	枯竭气藏	华北油田	河北	6.74	2.33
京 58 储气库群	中石油	枯竭气藏	华北油田	河北	1.87	0.75
刘庄储气库	国家管网	枯竭气藏		江苏	0.46	0.25
国家管网金坛储气库	国家管网	盐穴		江苏	2.64	1.71
中石化金坛储气库	中石化	盐穴		江苏	0.46	0.28
港华金坛一期	港华燃气	盐穴		江苏	0.02	0.01
响石沟储气库	中石油	枯竭气藏	西南油气田	重庆	4.26	2.28
呼图壁储气库	中石油	枯竭气藏	新疆油田	新疆	10.70	4.50
双台子储气库群双 6 储气库	中石油	枯竭气藏	辽河油田	辽宁	3.60	1.60
雷 61	中石油	枯竭气藏	辽河油田	辽宁	0.53	0.34
双台子储气库	中石油	枯竭气藏	辽河油田	辽宁	11.74	6.00
陕 224	中石油	枯竭气藏	长庆气田	陕西	1.04	0.33
苏东 39-61	中石油	枯竭气藏	长庆气田	内蒙古	2.23	1.08
榆 37	中石油	枯竭气藏	长庆气田	陕西		0.17
喇嘛甸	中石油	枯竭气藏	大庆油田	黑龙江	3.58	0.12
永 21	中石化	枯竭气藏	胜利油田	山东	0.50	0.24
双坨子	中石油	枯竭气藏	吉林油田	吉林	1.07	0.51
南堡 1-29	中石油	枯竭气藏	冀东油田	河北	1.95	0.87
孤西	中石化	枯竭气藏		吉林		0.03
江汉	中石化	盐穴		湖北	4.81	2.80
大涝坝	中石化	枯竭气藏	西北油田	新疆		0.20

资料来源：Energy Aspects 华泰期货研究院

### 天然气的运输——国际管道

全球天然气贸易的核心基础设施就是天然气国际管道。由于运输成本低、供应稳定和长期合同的支持，管道天然气在全球天然气市场中占据重要地位。截至 2023 年底，全球天然气管道贸易量约 8000 亿立方米/年，约占全球跨境天然气贸易的 60%。

天然气管道运输的经济性主要由建设成本、运营成本以及合同执行期限决定。在油气管道设计中，一个计算管道输送量的经典模型是：

$$Q \propto \sqrt{\frac{(P_{in}^2 - P_{out}^2) \times D^5}{f \times L}}$$

其中  $Q$  为输送量， $P_{in}$ 、 $P_{out}$  为进口、出口压力， $D$  为管径， $f$  为摩擦系数， $L$  为管径长

度。天然气管道的管径越大，进出口压力差越大，则管道的运输能力增加，同时因为对钢材和压缩机的要求更高，所以管道的建设成本和运营成本越高。天然气管道的运输距离增加不但不会增加运输能力，反而因摩擦带来压力损失，因此需要增设压缩机站，从而建设和运营成本增加。**通常认为运输距离在 3000 公里以内时，管道气比 LNG 更具成本优势。运输距离在 3000 公里以上时，管道气和 LNG 的成本差距缩小，但 LNG 船运更具灵活性，所以 LNG 船运会取代部分管道贸易。**

天然气管道运输的运营成本主要包括压缩机站能耗、维护成本（包括管道巡检、泄漏监测等）和管道过境费用，一般来说比 LNG 船运低。**如果天然气合同执行期限长，则可以摊低管道的建设成本，使管道运输成为长期天然气供应的稳定低成本运输方式。**

截至 2023 年，全球主要国际天然气管道网络分布在欧洲、亚洲、美洲和中东，其中欧洲和中国是最大的管道进口市场。俄罗斯与欧洲之间建设了多条输送能力较大的管道，但自俄乌冲突以来北溪-1，北溪-2 这些管道陆续停运。随着俄乌天然气过境协议到期后不再续约，经由土耳其转运的蓝溪、土耳其溪管道成为俄罗斯仅存的对欧输气渠道。中国是亚洲主要的管道天然气进口国，通过中亚、俄罗斯、缅甸多条管道获得供应。中东和非洲管道主要向欧洲和区域市场供气，包括伊朗-土耳其管道、跨地中海管道等重要。北美的管道主要是美国和墨西哥、加拿大之间的天然气贸易。

**表 2：全球主要天然气国际管道**

大洲	国家/地区	管道名称	输送能力 (bcm/year)	简介
欧洲	俄罗斯→德国	北溪-1	55	由俄罗斯经波罗的海海底通往德国的双管道系统，长约 1224 公里，2012 年建成投运。2022 年因地缘政治影响关闭。
欧洲	俄罗斯→德国	北溪-2	55	与北溪-1 平行的双线管道，长约 1200 公里。2021 年建成但因俄乌冲突未投入运营，2022 年遭到破坏后处于关闭状态。
欧洲	俄罗斯→欧洲	亚马尔-欧洲管道	33	全长约 4107 公里。1999-2006 年分段建成，2022 年起俄方停止通过波兰段输气。
欧洲	俄罗斯→乌克兰→欧洲	兄弟管道	32	苏联时期建成，长约 4451 公里，2025 年俄乌过境协议到期后该线路输欧气量降为零。
欧洲	俄罗斯→土耳其	蓝溪管道	16	经黑海的海底管道，长约 1213 公里，2003 年投运。
欧洲	俄罗斯→土耳其/东南欧	土耳其溪管道	31.5	穿越黑海的双线管道，总长 930 公里，2020 年投运。
亚洲	土库曼斯坦→中国	中亚-中国管道	55	由中亚气田经乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦至中国西部，三线管道全长约 1830 公里，D 线正在建设。
亚洲	俄罗斯→中国	西伯利亚力量管道	38	俄罗斯远东输华管道，2019 年底通气，中俄段总长超 8000 公里（其中中国境内 5111 公里）。
亚洲	俄罗斯→中国	西伯利亚力量-2	50	起点位于俄罗斯西伯利亚的亚马尔地区，经蒙古进入中国。由于中俄蒙价格谈判等因素，项目进展仍在讨论中。
亚洲	缅甸→中国	中缅天然气管道	12	全长约 793 公里，2013 年投运。
中东	伊朗→土耳其	伊朗-土耳其管道	14	全长约 2577 公里，2001 年投运。
中东	埃及→约旦、叙利亚、黎巴嫩	阿拉伯天然气管道	10.3	全长约 1200 公里，2003 年开始分段投入使用
中东	卡塔尔→阿联酋/阿曼	海豚天然气管道	20	中东地区首条跨境海底管道，长约 364 公里，2007 年投运。
非洲	阿尔及利亚→意大利	跨地中海管道	33.5	全长约 2500 公里，1983 年初次投运
非洲	阿尔及利亚→西班牙	Medgaz 海底管道	10	2011 年投运，总长 757 公里。

非洲	尼日利亚→加纳等	西非天然气管道	5	西非地区首条跨国管道，全长 678 公里，2010 年投运。
北美洲	加拿大→美国	Alliance 管道	16.4	连接加拿大阿尔伯塔省与美国芝加哥，主要输送湿气
北美洲	加拿大→美国	TransCanada 管道	-	连接阿尔伯塔省和美国东北部市场，主要向伊利诺伊州、密歇根州及美国东部供应天然气
北美洲	美国→墨西哥	南德克萨斯 - 图斯潘管道	27	墨西哥首条海底天然气管道，2018 年完工。
北美洲	美国→墨西哥	Los Ramones 管道	51.2	全长约 800 公里，分两期建设，2014-2016 年完工。
南美洲	玻利维亚→巴西	玻利维亚 - 巴西管道	11	南美最长的天然气管道，全长 3150 公里，1999 年分阶段投运。

资料来源：华泰期货研究院

## LNG 产业链

### LNG 的液化——LNG 液化站

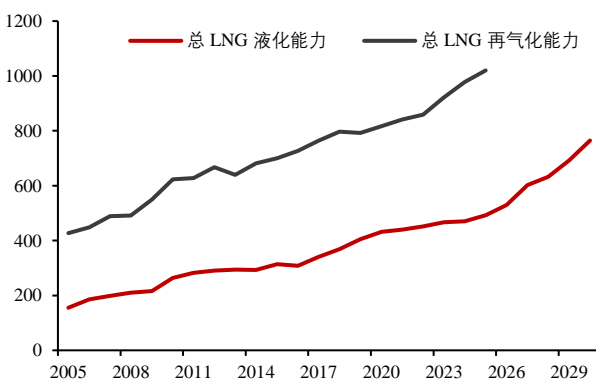
天然气经过脱硫、脱水、去除重烃等预处理过程后可以进入液化流程。

液化是 LNG 加工的核心步骤，天然气通过多个换热器被逐步冷却至-162℃。具体采用的液化技术取决于工厂规模和经济性，主流液化技术包括：混合制冷剂法、阶梯冷却法、膨胀机法，分别适用于大型、中型、小型的 LNG 工厂。液化过程需要大量能源，通常消耗天然气总量的 5-10%。

LNG 液化设施的产能决定了全球 LNG 供应能力。根据 IGU 报告，截至 2024 年 2 月底，全球在运营液化产能总计为 483.1MTPA（百万吨每年），2023 年的加权平均产能利用率平均为按额定产能的 88.7%，与 2022 年的 89% 相似。处于正在建设或批准开发的液化产能为 216.85MTPA。根据 Clarksons 数据，预计到 2029 年，全球液化产能将达到 692.58MTPA。

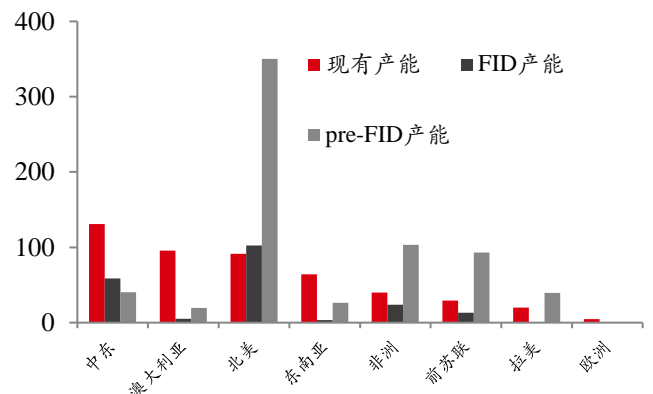
全球 LNG 液化产能正在经历新一轮产能扩张，北美地区将成为全球 LNG 液化产能增长的主要驱动，无论是 FID 产能还是 pre-FID 产能，该地区的项目规模都远超其他区域，预计未来几年将对全球 LNG 价格和贸易格局产生深远影响。根据 Energy Aspects 数据，截止 2025 年 2 月，中东（130.93MTPA）、澳大利亚（95.8MTPA）和北美（91.39MTPA）提供全球接近 70% 的 LNG 液化产能。已获得最终投资决策（FID）的 LNG 液化项目中，北美 102.63MTPA 的 FID 产能占全球 FID 产能的 50%，中东（58.6MTPA）仍保持一定的增长力度。而且北美还有 350.1MTPA 的尚未最终投资决策（pre-FID）的 LNG 产能，占全球 pre-FID 产能的比例同样高达 52%。

图 7：全球 LNG 液化能力|单位 MTPA



资料来源：华泰期货研究院

图 8：全球 LNG 液化产能的地区分布



资料来源：华泰期货研究院

### LNG 的运输——LNG 船运

LNG 船运目前是 LNG 贸易的主要运输方式。LNG 船运近几年来在全球天然气贸易中的占比迅速上升，目前承担了全球超过 40% 的天然气贸易，主要用于满足亚洲和欧洲市场对天然气的进口需求。

LNG 船运为天然气贸易提供了高度的灵活性，使买卖双方能够调整供应来源，以应对市场价格变化、地缘政治风险及季节性需求波动。随着俄罗斯管道气供应的不确定性增加、欧洲 LNG 进口的增加及亚洲市场的长期增长，LNG 船运的重要性愈发凸显，直接影响全球天然气市场的流动性、定价结构和套利机会。例如当欧洲与亚洲之间的 LNG 价格差较大时（如 TTF vs. JKM 价差 > \$2/MMBtu），船运成本较低的供应商可调整目的地，实现套利交易。

广义上 LNG 船包含 LNG 运输船（LNGC），极地 LNG 运输船（ARC7），浮式储存和再气化装置（FSRU），浮式储存装置（FSU），海上 LNG 生产平台（FLNG）以及 LNG 燃料加注船（LNG Bunkering Vessel）。国际贸易中主要使用的是 LNG 运输船和浮式储存和再气化装置（FSRU）。FSRU 的再气化功能将在 LNG 再气化部分详细介绍。

**表 3：不同类型 LNG 船的功能**

船型	载货能力 (m³)	主要用途	在运行数量
LNG 运输船 (LNGC)	125,000-266,000	低温储罐，全球运输。	638
LNG 燃料加注 (LNG Bunkering Vessel)	5,000-20,000	用于给 LNG 动力船加注燃料。	43
海上 LNG 生产 (FLNG)	100,000-600,000	海上 LNG 开采、液化、存储、装载。	6
极地 LNG 运输船 (ARC7)	170,000	破冰能力，-50°C 耐寒。	15
浮式储存再气化装置 (FSRU)	138,000-174,000	具备 LNG 存储+再气化功能，适用于无固定 LNG 接收站的地区，可直接供应天然气。	48
LNG 浮式储存装置 (FSU)	138,000-174,000	只具备 LNG 存储功能，通常与岸基 LNG 再气化设施结合使用。可在岸上 LNG 储罐容量不足时作为临时储存方案。	3

资料来源：华泰期货研究院

根据 Energy Aspects 数据，截至 2025 年 2 月，全球在运行 LNG 船已超过 780 艘，其中 LNG 运输船（LNGC）666 艘，平均运载能力 158760m³，在规格上，运载能力在 125,000 m³ 以上，175,000m³ 以下的 LNG 运输船有 537 艘，175,000m³ 及以上的 LNG 运输船有 91 艘。由于近年来 LNG 贸易景气，2022-2023 年 LNG 船订单激增，且大型 LNG 船订单占比提升。截至 2025 年 2 月，全球在建 LNG 运输船 356 艘，平均运载能力 188200 m³，合计运载能力 6680 万立方米，是现有 LNG 运输船运载能力的 63%。

**图 9：穆勒号 LNG 运输船靠泊中石化天津 LNG 接收站**



资料来源：国际能源网 华泰期货研究院

**图 10：LNG 罐式集装箱海陆多式联运**



资料来源：山东海洋集团 华泰期货研究院

### LNG 的运输——LNG 罐箱运输

LNG 罐箱 (LNG Tank Container) 是在全球天然气贸易快速增长的背景下出现的一种补充运输方式。与传统的 LNG 运输方式相比, LNG 罐箱具有更高的灵活性和分散性。近年来, 亚洲、欧洲及部分南美国家均采用 LNG 罐箱供应方式满足偏远地区、岛屿或工业园区的天然气需求。

LNG 罐箱的经济优势主要体现在:

- **初始投资低:** 使用 LNG 罐箱不需要高昂的接收站建设费用, 也无需承担大规模的管线建设成本。并且罐箱单体可灵活配置数量, 降低供求错配带来的资金占用。
- **运输方式灵活:** LNG 罐箱可通过公路或铁路实现门到门配送, 适合 500-1000 公里范围内的区域性运输。并且因为罐箱采用标准化设计, LNG 罐箱还可装载于普通集装箱船或驳船, 实现跨境或跨区域海陆多式联运。
- **运营灵活度高:** LNG 罐箱本身可作为移动储罐, 在用户端直接卸载并进行短期存储, 无需, 降低了建设大型储罐设施的固定资产开支。在季节性或应急供气场景, 罐箱可以快速部署或撤离。

LNG 罐箱的劣势在于规模化的运输成本高于管道或大型 LNG 船的单位运费, 且罐箱的装卸频次高, 导致较高的人力与设备运营成本。

未来, 随着全球能源转型及区域性能源缺口的增加, LNG 罐箱模式有望在偏远供气、短程多式联运以及季节性调峰等细分领域得到更广泛应用。

### LNG 的再气化——LNG 接收站

LNG 接收站负责接收 LNG 船运来的天然气, 进行存储、再气化并将天然气输送至管网或本地市场。

LNG 接收站按位置不同可分为陆上 LNG 接收站和浮式储存和再气化装置 (FSRU)。陆上 LNG 接收站如图 9 所示, 通常包含 LNG 船泊位、储罐、再气化设施以及外输管线。

图 11: 浮式储存和再气化装置 (FSRU) 运作示意图



资料来源: 国际能源网 华泰期货研究院

图 12: 俄乌冲突以来欧洲宣布的液化天然气进口终端



资料来源: Rystad Energy 华泰期货研究院

FSRU 是集 LNG (液化天然气) 接收、存储、转运、再气化外输等多种功能于一体的特

种装备。FSRU 既是运输天然气的“船舶”，同时也作为海上终端向岸上供应天然气。如图所示，在没有再气化设施的港口，FSRU 可以将自身和其他 LNG 船运载的 LNG 再气化为天然气并供给天然气网。其运作方式如图 11 所示。**FSRU 初期投资较低，建设周期短，适用于需要快速增加 LNG 进口能力的国家，例如欧洲在 2022 年后增加了多个 FSRU 终端。**

LNG 接收站的运营能力主要取决于多个核心指标，包括处理能力（MTPA）、存储能力（Tank Capacity）、再气化速率、进口来源多样性等。最主要的指标是处理能力（MTPA，百万吨每年），表示终端每年可处理的 LNG 总量。其次是存储能力（Tank Capacity），表示 LNG 接收站配套的储罐容量。例如韩国的仁川接收站作为世界最大的 LNG 接收站之一，拥有 52.6MMtpa 的处理能力和 288 万立方米的储存能力，是东北亚 LNG 现货市场的重要枢纽。

**当前，全球 LNG 再气化能力主要集中在亚太、欧洲和北美市场。根据标普大宗数据，截止 2024 年 5 月，全球现存 LNG 接收站总计处理能力 1106.9Mtpa，全球在建 LNG 接收站总计处理能力 194.1MMtpa。**按照 2023 年全球 LNG 贸易量 4 亿吨估算，全球现存 LNG 接收站的总利用率约 36%。

根据重庆石油天然气交易中心数据，截至 2024 年 9 月，国内已投运的 LNG 接收站共有 31 座，主要运营单位为国家管网、中国海油、中国石油和中国石化，也包括一些规模较大的地方性能源集团或燃气集团投资建设的规模较小的 LNG 接收站。目前中国已投运行 LNG 接收站的总接收能力达到 140Mtpa，LNG 总储罐容量超过 1800 万立方米。国内在建中的 LNG 接收站共有 15 座，全部建成后，国内 LNG 接收站的总接收能力将提升 42.1%，总接收能力达 198.90 Mtpa。

2017 年之前，国内 LNG 接收站利用率在 50% 上下徘徊。2017 年的“气荒”加速了 LNG 接收站建设布局，天然气的利用增多也带动了 LNG 接收站利用率的增长。到 2021 年，LNG 接收站利用率达到了 83%。2022 年之后随着国内接收站新项目的不断投产，LNG 接收站利用率平均利用率开始呈逐年下降态势，预计 2025-2030 年期间国内 LNG 接收站平均利用率将保持 45% 左右的平均利用率。对比国外 LNG 接收站的利用率来看，欧洲的 LNG 接收站利用率在 57% 左右，日韩 LNG 接收利用率在 40%。**鉴于目前 LNG 接收站利用率较低，考虑到天然气需求的趋势会在 2030 年左右达峰以及 LNG 接收站扩产能力较强，预计 LNG 接收站不会成为我国 LNG 进口贸易的桎梏。**

**表 4: 国内已投运 LNG 接收站 | 单位: 万吨**

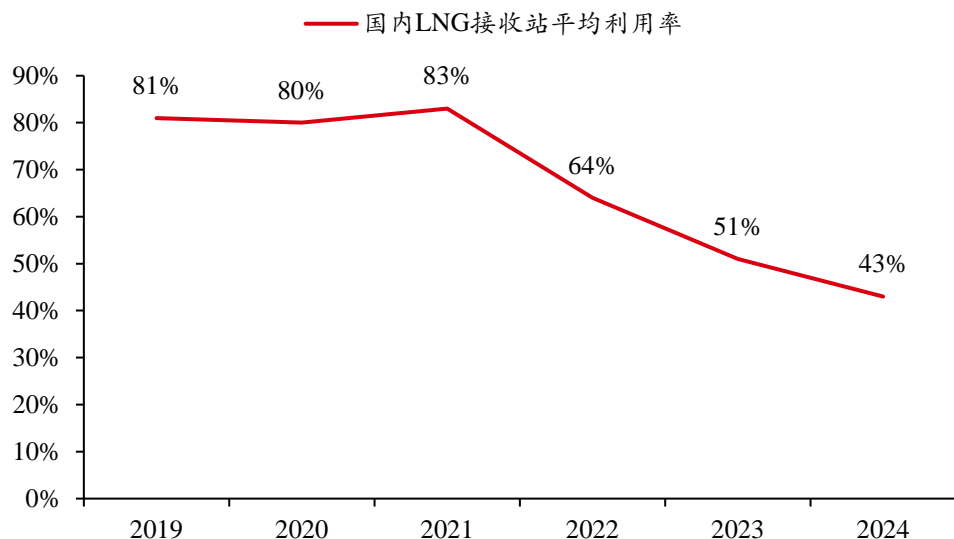
省份	名称	项目单位	投运时间	接收能力
辽宁	大连 LNG 接收站	国家管网	2012	600
天津	国家管网天津 LNG 接收站	国家管网	2013	600
海南	洋浦 LNG 接收站	国家管网	2014	300
广西	北海 LNG 接收站	国家管网	2016	300
广东	粤东 LNG 接收站	国家管网	2018	200
广东	深圳迭福 LNG 接收站	国家管网	2018	400
广西	防城港 LNG 接收站	国家管网	2019	60
福建	漳州 LNG 接收站	国家管网	2024	300
江苏	江苏如东 LNG 接收站	中国石油	2011	1000
河北	唐山曹妃甸 LNG 接收站	中国石油	2013	1000
海南	深南 LNG 储备库	中国石油	2014	20
山东	青岛 LNG 接收站	中国石化	2014	1100
天津	中国石化天津 LNG 接收站	中国石化	2018	1080
广东	潮州华瀛 LNG 接收站	华瀛/中国石化	2024	600
广东	深圳大鹏 LNG 接收站	中国海油	2006	680
福建	中海油莆田 LNG 接收站	中国海油	2008	630
浙江	宁波“绿能港”LNG 接收站	中国海油	2012	600
广东	珠海 LNG 接收站	中国海油	2014	350
江苏	滨海 LNG 接收站	中国海油	2022	300
上海	上海洋山 LNG 接收站	中国海油/申能	2009	600
上海	上海五号沟 LNG 接收站	申能	2004	150
广东	东莞九丰 LNG 接收站	九丰	2012	150
江苏	启东 LNG 接收站	广汇	2017	500
浙江	舟山 LNG 接收站	新奥	2018	500
广东	深圳华安 LNG 接收站	华安	2019	80
浙江	嘉兴 LNG 应急调峰储运站	嘉兴市燃气集团	2022	100
河北	河北曹妃甸新天 LNG 接收站	新天绿能	2023	500
广东	广州 LNG 应急调峰气源站项目	广州燃气	2023	100
浙江	温州 LNG 接收站	浙能集团	2023	300
天津	天津南港 LNG 应急储备项目	北京燃气	2023	500
广东	惠州 LNG 接收站	广东能源集团	2024	400
合计				14000

资料来源: 重庆石油天然气交易中心 华泰期货研究院

**表 5: 国内在建 LNG 接收站 | 单位: 万吨**

省份	名称	项目单位	投运时间	接收能力
山东	龙口南山 LNG 接收站	国家管网集团	2024	500
广东	深圳迭福北 LNG 应急调峰站	国家管网集团	2024	300
山东	龙口 LNG 接收站	中国石化	2024	650
浙江	舟山六横 LNG 接收站	中国石化	2025	700
辽宁	营口 LNG 接收站	中交集团	2025	300
山东	烟台 LNG 接收站	保利协鑫	2024	500
江苏	如东 LNG 接收站	保利协鑫	2025	300
江苏	国信如东 LNG 接收站	江苏国信	2025	295
江苏	赣榆 LNG 接收站	华电集团	2025	300
浙江	玉环大麦屿能源中转储运项目	嘉兴诚燃控股	2024	200
广东	华丰中天潮州 LNG 储配站	华丰集团	2024	100
浙江	温州华港液化天然气储运调峰中心	华峰集团	2025	300
浙江	舟山六横 LNG 接收站	浙能集团	2026	600
广东	阳江 LNG 调峰储气库	广东能源集团	2024	280
福建	莆田 LNG 接收站	哈纳斯	2026	565
合计				5890

资料来源: 重庆石油天然气交易中心 华泰期货研究院

**图 13: 2019—2024 年国内 LNG 接收站平均利用率变化趋势**


资料来源: 重庆石油天然气交易中心 华泰期货研究院

## LNG 的仓储——储罐和浮仓

LNG 的储存方式主要有陆基储罐（Onshore LNG Tanks）和浮仓（Floating Storage）两种方式。LNG 储罐是全球范围内最常见的 LNG 存储方式，广泛应用于 LNG 接收站和液化工厂。目前世界上 LNG 储罐应用最为广泛的是金属制成的圆柱形双壁地上储罐。分为单容罐、双容罐、全容罐和薄膜罐：

- 单容罐：单层储存，外围一般会伴有围堰，适用的压力较低，安全性较低。
- 双容罐：双层储存，没有围堰，适合建设大型储罐，安全性较高。
- 全容罐：双层储存，没有围堰，工作压力稍高，应用最为广泛，安全性较高。
- 薄膜罐：单层储存能力，应用较少，安全性较高。

陆基储罐的成本可分为资本支出和运营成本两部分。资本支出即建设成本，主要包括罐体材料、土建施工、配套系统。罐体材料主要为内罐所用的 9%镍钢、外罐所用的预应力混凝土和绝热材料。目前，日本、韩国正在研发轻质合金储罐，以降低材料成本。运营成本主要包括日常维护、能源消耗、安全管理、人工成本等。

LNG 存储过程中的蒸发气（Boil-off Gas）控制是降低运营成本的关键环节之一。通过 BOG 回收系统减少蒸发损耗，可降低 10%-20% 的能源成本。

单个陆基 LNG 储罐的储存能力通常在 10 万立方米~20 万立方米，部分超大型储罐可达 25 万立方米以上。陆基储罐造价较高，单个储罐投资约 2~5 亿美元，建设周期长（一般 3~5 年）。适用于长期大规模供应基地，如图 14 是青岛 LNG 接收站的 27 万立方米 LNG 储罐，是目前世界上容积最大的预应力混凝土全容罐。

图 14：中石化青岛 LNG 接收站的 27 万立方米 LNG 储罐



资料来源：中石化 华泰期货研究院

LNG 浮仓是改造自 LNG 运输船的储存设施，其主要功能是临时存储 LNG。通常当一条 LNG 运输船船速低于 50 海里且超过两天时，可视为浮仓。能源公司和大宗商品贸易商经常在 LNG 需求淡季囤积 LNG 运输船运力，将其置于浮仓状态，并囤积船货，等到需求旺季再销售。尤其是当 LNG 远期曲线出现大幅远月升水时，能源公司和大宗商品贸易商进行浮仓套利的利润更高。

## 天然气的下游

天然气的主要应用领域包括居民、商业、发电、化工、工业燃料、建筑和交通等。本节将简要介绍各类用途，各个国家的需求结构将在后续的国家/地区专题中分析。

### 天然气发电

天然气发电是天然气下游中规模最大的用途，全球范围内，每年约一万五千亿立方米天然气用于发电，占全球天然气供应的 40% 左右。天然气发电量约占全球总发电量的 22%–23%，仅次于煤炭。

天然气发电行业在过去几十年保持稳步增长，主要得益于天然气供应充足、天然气发电灵活性高以及相较于煤电/燃油发电更清洁。例如美国 2023 年天然气发电占比达 43%，主要受益于低成本的页岩气资源和煤电退役政策。中东地区近年来也在持续推进“油改气”，以提高发电效率并释放原油出口。我国天然气发电装机量 1.26 亿千瓦，占发电装机总量的 4.5%。受制于较高的天然气成本，我国天然气发电主要用于调节新能源发电的峰谷波动。

图 15：俄罗斯的 Surgut-2 发电站



资料来源：survincity 华泰期货研究院

图 16：天然气分布式能源系统(冷热电三联供)



资料来源：Edina 华泰期货研究院

在天然气发电领域中，天然气分布式能源是一种利用天然气进行局部发电、供热和制冷的新型能源供应模式。与传统的集中式能源系统相比，天然气分布式能源具有节省输配电投资、提高能源利用效率（综合能源利用效率在 70% 以上）、实现对天然气和电力双重“削峰填谷”、设备启停灵活、提高系统供能的可靠性和安全性、节能环保等优势。

势。

天然气分布式能源在发达经济体中的日益普及。例如，美国分布式联产(CHP)装机容量超过 82GW，在全国发电装机中占比约 8%，贡献了约 12%的年度总发电量。欧洲地区分布式能源发展不平衡，但在丹麦、荷兰、芬兰等国，热电联产发电量占比超过 30%。日本则依托燃料电池技术大力发展家庭用分布式能源，“Ene-Farm”计划自 2009 年推行以来，至 2024 年已在日本家庭中安装了 40 万台小型天然气燃料电池发电系统。

### 居民和小型工商业用气

天然气广泛用于家庭供暖、热水供应和烹饪。在许多发达国家，管道天然气是家庭的主要能源来源。例如美国约 60%的家庭使用天然气进行供暖或烹饪，居民用气占全美天然气消费总量的约 14%。在欧盟，天然气仍是主要的家庭燃料，约 40%的家庭接入天然气管网，天然气供应占居民能源需求的约 32%。居民用气也是欧盟最大的天然气消费领域，约占 40%。

在发展中国家，政府推广天然气替代政策，替代掉煤炭或木柴等污染更严重的燃料，居民用气需求持续上升。例如我国自 2013 年起推行“煤改气”政策，大力推进城市燃气管道建设，为数百万家庭提供管道天然气，大幅增加了天然气需求。

总体来看，**全球居民天然气市场预计将温和增长，但不同地区趋势分化**：发达国家（欧洲、北美）可能因市场饱和、政策限制（鼓励更高效的电热设备）等因素而面临需求停滞或下降。发展中国家（如中国、印度）将继续推动居民用气增长，主要驱动为基础设施扩张和能源结构转型。

### 工业燃料

天然气在工业领域可以作为工业锅炉和工业窑炉的燃料。钢铁、玻璃、水泥、陶瓷、食品加工、造纸等行业均依赖天然气提供高温热能。比如采用天然气进行直接还原铁（DRI）工艺生产海绵铁，这是一种替代高炉炼铁的方法。在中东地区，由于天然气价格较低，DRI 工艺发展迅速。能源行业本身也是天然气的重要消费方，例如石油天然气开采作业、管道运输、天然气液化工厂等环节均消耗天然气。

工业部门每年消耗约 1000-1200 亿立方米天然气，约占全球天然气最终消费的 30%-40%。过去十年，亚洲国家加快建设天然气管道网络，推动工业区接入天然气，并将部分燃煤锅炉改为燃气锅炉。据国际能源署（IEA）估计，工业部门将成为 2050 年前天然气需求增长的主要推动力，亚洲工业需求占据重要部分。

### 化工用气

天然气是化工行业的重要原料，主要用于氨、甲醇和烯烃的生产。整体来看，化工行

业（包括氨、甲醇等）可能占全球天然气总需求的 8-10%。

例如氨的生产消耗了全球约 4-5%的天然气供应。根据行业数据，全球每年生产约 1.83 亿吨氨，其中约 70%依赖天然气作为原料。天然气成本占氨生产成本的 70-90%，其价格直接影响氮肥价格。

甲醇生产的主要原料是合成气（Syngas），合成气可以用天然气生产，也可用煤或生物质。美国和伊朗天然气资源丰富，建有大型天然气制甲醇工厂。中国是全球最大甲醇生产国，过往主要依赖煤制甲醇，但西南地区有部分工厂使用天然气生产甲醇。

乙烯、丙烯等基本化工产品可以通过裂解天然气液体进行生产。例如乙烷作为一种轻质原料，其裂解的副产物较少，主产物乙烯收率极高，并且由于乙烯可以在较低的温度下反应，所需消耗的能源成本更低，产生的碳排放也要低于其他生产方式，因此乙烷裂解制乙烯已经成为了全球主要乙烯生产方式之一。

### 交通用气

相较于传统的汽油和柴油，天然气能够显著减少颗粒物、氮氧化物及二氧化碳排放，因此在世界各国、各组织的碳排放政策的支持下，天然气在公共交通、物流运输、海运和铁路等领域的应用日益广泛，主要体现在压缩天然气（CNG）和液化天然气（LNG）交通工具的投运。

例如在重型长途运输领域，LNG 重卡的市场份额越来越高。相较于传统的柴油卡车，LNG 重卡具有燃料成本较低、续航能力更强、碳排放更低、运行噪音更小等优势，受到物流公司和货运司机的广泛青睐。截至 2024 年年底，中国 LNG 重卡累计销量约 17.5 万辆，市场渗透率约为 19%，较 2023 年增长提升 15 个百分点。为支持 LNG 重卡的推广和普及，许多国家都在加快 LNG 加注站的建设。比中国在京沪高速、京广高速等主要物流干线上建立了大量 LNG 加注站，美国和欧洲也在布局 LNG 公路网络。

图 17：卫星化学连云港石化烯烃综合利用项目



资料来源：流程工业公众号 华泰期货研究院

图 18：北京重卡生产的 LNG 重卡



资料来源：北京重卡 华泰期货研究院

由于环保法规趋严，越来越多的新造船选择 LNG 作为燃料，预计未来几年 LNG 作为船舶燃料的需求将大幅增长。LNG 动力船舶的发展受到多方面因素的推动。一方面世

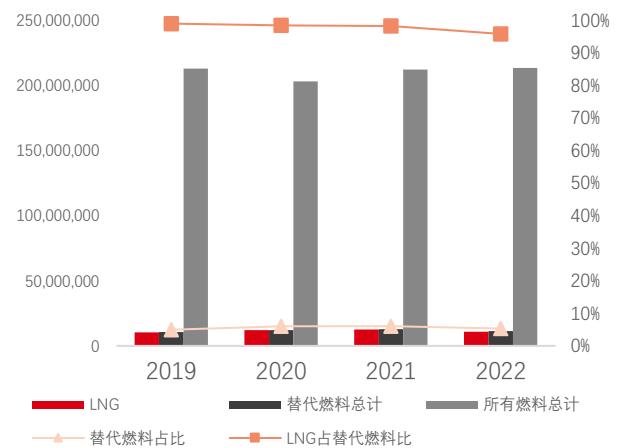
界各国积极推进船舶替代燃料相关政策，包括国际海事组织（IMO）环保法规也设定了在 2050 年前后实现净零排放，2030 年碳排放强度较 2008 年降低 40%以上，温室气体排放较 2008 年降低 20%-30%，使用零排放燃料占船舶燃料比例达到 5-10%的目标。替代燃料主要包括 LNG、甲醇、氨、氢燃料等，尽管 LNG 燃烧也会产生二氧化碳，本身也是温室气体，但是 LNG 能量密度最高，经济效益较高，因此预计短期内远洋船舶将以 LNG 为主要过渡燃料。另一方面，LNG 价格相较于低硫燃油（VLSFO）在部分地区具备竞争力，同时 LNG 加注网络正在全球范围内扩展，支持其应用。

图 19：各国推进船舶替代燃料相关政策

中国	美国	欧盟
<p><b>《船舶制造业绿色发展行动方案（2024—2030 年）》</b></p> <p>到 2025 年： 绿色船舶产品供应能力进一步提升，船用替代燃料和新能源技术应用与国际同步，液化天然气（LNG）、甲醇等绿色动力船舶国际市场份额超过 50% 骨干企业减污降碳工作取得明显成效，绿色制造水平有效提升，万元产值综合能耗较 2020 年下降 13.5%。</p>	<p><b>The United States Inflation Reduction Act</b></p> <p>针对生产低排放交通燃料，包括可持续航空燃料的税收抵免，例如：每生产一加仑非航空清洁燃料可得\$0.2 税收减免； 用于电动载具充电和替代燃料基础设施建设的资金支持； 资助减少清洁氢气成本和开发相关技术的项目。</p>	<p><b>Regulation (EU) 2023/1805 of the European Parliament</b></p> <p>在 2030 年前至少将欧盟温室气体排放量相比于 1990 年降低 55%； 规定船舶使用的可再生和低碳燃料的最低比例要求； 对在欧洲港口停靠的 5,000 总吨以上船舶的年度平均温室气体强度设定最高限值； 为采用可再生和低碳燃料的航运运营商提供经济激励和支持，确保竞争公平和合规。</p>

资料来源：华泰期货研究院

图 20：2019–2022 年各种船舶替代燃料消耗量 | 吨



资料来源：IMO 华泰期货研究院

## 免责声明

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、结论及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，投资者并不能依靠本报告以取代行使独立判断。对投资者依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华泰期货研究院”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权力。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

华泰期货有限公司版权所有并保留一切权利。

## 公司总部

广州市天河区临江大道1号之一2101-2106单元 | 邮编：510000

电话：400-6280-888

网址：www.htfc.com