

## 行业研究

## 碳中和加速能源转型，我国天然气未来发展空间广阔

## ——天然气行业深度报告

## 要点

**碳中和目标加速能源结构转型，天然气是我国迎来碳达峰拐点的重要工具。**天然气是高热值、低碳排放的化石能源，单位热值碳排放仅为煤炭的60%左右。我们认为在我国双碳目标约束下，天然气作为清洁一次化石能源，将是我国减缓碳排放增长速度的重要工具，在非化石能源使用占比未大幅提升的前提下，天然气将在我国“碳中和之路”中发挥重要作用。据我国学者徐博等在《中国“十四五”天然气消费趋势分析》中的测算，我国2021-2025年天然气需求量CAGR有望达到5.8%。

**天然气定价地域性强，我国市场化定价与管制并存。**全球天然气的定价机制具有一定的地域色彩，北美、欧洲采用完全市场化的定价方法，亚洲天然气进口价格与原油价格挂钩；我国LNG、非常规气价格机制已全部实现市场化，而管道气出厂价、管输费和配气费受到政府指导价管制。未来随着全球天然气贸易的不断发展，天然气定价机制将会趋向于全球一体化。

**全球天然气中长期供给修复确定性高。**1) 美国天然气有望加速进入全球市场。得益于其大力推进的LNG出口液化产能建设，叠加国内管道建设推动管道气对国内LNG消费的替代，美国LNG出口增速较快，2016-2020年美国LNG出口CAGR高达97.7%。我们预计至2025年，美国的出口液化设施和管道输送能力将翻倍，进一步强化LNG出口能力。2) 俄罗斯出口天然气以管道气外供为主，其直供欧洲的“北溪2号”天然气管道已经建成，“北溪2号”产能约为2020年欧洲天然气需求的10%，若“北溪2号”开始向欧洲供气，将有效缓解欧洲天然气需求压力。

**我国天然气进口依存度上升，进口气设施建设增长可期。**我国自产天然气的主要来源是三大国有石油公司——中石油、中石化、中海油，近年来受制于资本开支增长放缓，天然气产量增速不及销量，进口依存度持续上升。我国管道气进口价格低于LNG，中俄东线供气量逐渐提升，将成为未来天然气进口的主要增量之一。LNG接收站建设稳步推进，我们预计到2025年我国LNG总接收能力有望达到1.8亿吨/年，将有效保障LNG的供应能力。

**投资建议：**在碳中和目标的大力推动下，我国天然气需求有望持续增长，天然气生产商将充分受益于天然气价格上涨；进口需求提升的背景下，天然气接收站建设有望加速。我们推荐：1) 自产气龙头、进口气业务扭亏为盈的**中国石油(A+H)**；2) 聚焦天然气主业、21年H1业绩实现高增长的新**奥股份**；3) 绑定国际原油巨头，LNG业务增量可期的**九丰能源**。建议关注：1) LNG接收站业务超预期，拥有LNG接收站优秀核心资产的**广汇能源**；2) 聚焦城燃主业的新**奥能源**；3) 聚焦天然气终端零售，核心业务高成长的**昆仑能源**；4) 聚焦煤层气开采业务的新**天然气**、**蓝焰控股**。

**风险分析：**行业周期风险、新冠疫情持续带来需求不及预期风险、进口设施建设不及预期的风险。

## 石油化工 增持（维持）

## 作者

分析师：赵乃迪

执业证书编号：S0930517050005

010-57378026

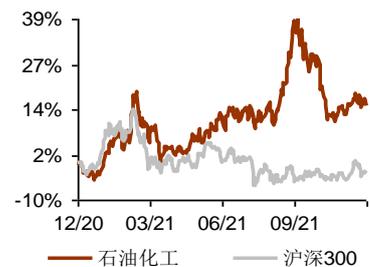
zhaond@ebscn.com

联系人：蔡嘉豪

021-52523800

caijiahao@ebscn.com

## 行业与沪深300指数对比图



资料来源：Wind

## 相关研报

海外天然气价格再创新高，持续看好天然气板块——天然气行业跟踪报告之三（2021-09-28）

天然气价格维持高位运行，供需矛盾短期难以缓解——天然气行业跟踪报告之二（2021-09-22）

海外天然气价格大幅上涨，行业景气度有望大幅提升——天然气行业跟踪报告（2021-09-09）

## 重点公司盈利预测与估值表

证券代码	公司名称	股价 (元/港币)	EPS (元)			PE (X)			投资评级
			20A	21E	22E	20A	21E	22E	
601857.SH	中国石油	4.95	0.10	0.52	0.55	48	10	9	买入
0857.HK	中国石油股份	3.48	0.10	0.52	0.55	28	6	5	买入
600803.SH	新奥股份	19.12	0.81	1.02	1.18	24	19	16	买入
605090.SH	九丰能源	39.85	2.13	2.34	3.17	19	17	13	买入

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为2021-12-27 汇率：按1HKD=0.83284CNY换算

## 投资聚焦

2021年，天然气行业迎来了尤为特殊的一年。2021年以来，全球天然气价格持续上涨，欧洲天然气价格一度较2020年上涨超10倍，我国也罕见地出现进口LNG价格与国内天然气市场价格倒挂的情况。因此，市场对天然气行业的关注度持续提升，2021年天然气价格高涨的原因以及未来天然气的供需格局、价格走势等问题成为市场关注的焦点。

我们认为要了解2021年天然气快速上涨的原因并判断天然气行业未来是否存在投资机会，需要回答三个问题：

### 1) 碳中和背景下，天然气行业是否迎来了新的增长动能？

我们认为天然气是我国迎来碳达峰拐点的重要工具。天然气是高热值、低碳排放的化石能源，单位热值碳排放仅为煤炭的60%左右。我们认为碳中和背景下我国能源结构转型加速，天然气在我国一次能源中的消费占比将持续提升，未来发展空间广阔。

### 2) 天然气的定价机制如何？

海外来看，天然气的定价机制具有一定的地域色彩，其价格目前还无法做到全球统一，但近几年各大市场天然气的价格变化趋势是全球趋同，未来随着全球天然气贸易的不断发展，天然气定价机制将会趋向于全球一体化。国内来看，目前，我国LNG、非常规气价格机制已全部实现市场化，而管道气出厂价、管输费和配气费受到政府指导价管制。

### 3) 天然气行业未来供需格局将会如何演变？

中长期看，国内外天然气供需修复确定性强，未来天然气供需格局将趋于宽松，天然气价格也将呈现逐渐下降并最终维持在相对低位的合理均衡水平。

## 我们与市场的不同

1、市场有观点认为天然气作为大宗化石能源，且和公用事业息息相关，未来很难有亮眼的增速表现，我们认为在碳中和背景下，我国天然气行业将迎来新的增长动能。在我国双碳目标约束下，天然气作为清洁一次化石能源，未来发展空间广阔。此外，随着我国碳交易市场逐渐成熟，未来碳价上涨将提升天然气行业发展价值。

2、市场对2021年天然气价格快速上涨的原因分析大多仅在供需层面，我们深入研究了国内外天然气的定价机制，一方面有助于对天然气价格上涨的原因有更深入的理解，另一方面也有助于判断天然气价格快速上涨对产业链中企业盈利的影响。

## 投资观点

在碳中和目标的大力推动下，我国天然气需求有望持续增长，天然气生产商将充分受益于天然气价格上涨；进口需求提升的背景下，天然气接收站建设有望加速。我们推荐：1) 自产气龙头、进口气业务扭亏为盈的**中国石油 (A+H)**；2) 聚焦天然气主业、21年H1业绩实现高增长的**新奥股份**；3) 绑定国际原油巨头，LNG业务增量可期的**九丰能源**。建议关注：1) LNG接收站业务超预期，拥有LNG接收站优秀核心资产的**广汇能源**；2) 聚焦城燃主业的新奥能源；3) 聚焦天然气终端零售，核心业务高成长的**昆仑能源**；4) 聚焦煤层气开采业务的新天然气、**蓝焰控股**。

# 目 录

<b>1、碳中和目标加速能源结构转型，天然气替代煤炭需求广阔</b> .....	<b>7</b>
1.1、天然气：高热值、低碳排放的化石能源 .....	7
1.2、碳中和推动能源结构转型，天然气成为实现碳达峰的桥梁 .....	8
<b>2、天然气定价：海外以市场化定价为主，我国市场化定价与管制并存</b> .....	<b>12</b>
2.1、海外定价市场化为主 .....	12
2.2、国内定价政策：政府指导终端价格，市场决定贸易价格 .....	16
<b>3、短期供给端推动价格上涨，冷冬预期下采暖需求旺盛</b> .....	<b>19</b>
3.1、海外天然气供给不足推动价格上涨 .....	19
3.2、国内天然气价格高企，高峰限电开工率不足 .....	21
<b>4、中长期全球供需趋于宽松，LNG 出口高增长</b> .....	<b>22</b>
4.1、全球需求持续增长，亚太地区增速较快 .....	22
4.2、全球天然气供给增量恢复 .....	23
4.2.1、美国：LNG 出口增长可期，页岩气增量显著 .....	23
4.2.2、俄罗斯：“北溪二号”对欧供应增量即将释放 .....	27
<b>5、国内需求高速增长，进口依存度持续提升</b> .....	<b>29</b>
5.1、国内天然气供给以“三桶油”为主，进口依存度上升 .....	29
5.2、管道气进口提升空间较大，接收站建设保障 LNG 供应 .....	30
5.3、氢能行业景气度提升，天然气制氢需求可期 .....	34
<b>6、投资建议</b> .....	<b>37</b>
6.1、中国石油：油气价格上行的最大受益生产商 .....	37
6.2、新奥股份：聚焦天然气主业，舟山接收站支点作用显现 .....	39
6.3、九丰能源：LNG 有望迎来景气周期，公司成长空间广阔 .....	40
6.4、广汇能源：LNG 接收站业务高增长，铁路运煤提业绩 .....	41
6.5、新奥能源：城燃主业持续增长 .....	42
6.6、昆仑能源：聚焦天然气终端零售，核心业务高成长 .....	42
6.7、新天然气：大型城燃公司，控股子公司煤层气发力 .....	43
6.8、蓝焰控股：煤层气开采龙头 .....	43
<b>7、风险提示</b> .....	<b>43</b>

## 图目录

图 1: 天然气产业链.....	7
图 2: 常见能源的平均低位发热量 (kJ/kg) .....	7
图 3: 常见能源的单位热值碳排放 (g-CO <sub>2</sub> /J) .....	7
图 4: 1965-2020 年世界一次能源消费结构变化 (EJ) .....	8
图 5: 2020 年全球一次能源消费比例 .....	8
图 6: 2018 年我国二氧化碳排放结构 (按行业) .....	9
图 7: 我国二氧化碳排放结构 (按大类行业) (百万吨 CO <sub>2</sub> ) .....	9
图 8: 我国化石能源消费结构 (万吨标准煤) .....	9
图 9: 我国二氧化碳排放量居世界第一 (百万吨 CO <sub>2</sub> ) .....	9
图 10: 我国天然气表观消费量不断上升 .....	10
图 11: 2019 年以来欧洲碳交易市场期货成交价 (欧元/吨二氧化碳当量) .....	10
图 12: 2019 年以来英国 NBP 天然气报价 (美元/百万英热单位) .....	10
图 13: 2000-2020 年全球各地区天然气价格变化 (美元/百万英热) .....	13
图 14: 2009 年 10 月以来全球天然气期货价格变化.....	13
图 15: 美国亨利中心示意图.....	14
图 16: 欧洲主要的天然气交易中心和天然气交易所分布.....	15
图 17: 2000-2020 年日本天然气价格与原油价格挂钩情况 .....	16
图 18: 我国天然气定价流程.....	17
图 19: 我国天然气出厂价定价公式.....	17
图 20: 我国天然气管输费价格决定机制 .....	18
图 21: 2011-2020 年中石油销售进口天然气历年亏损情况 .....	19
图 22: 2020 年全球天然气分国别生产结构 .....	19
图 23: 2020 年全球天然气产量同比下降.....	19
图 24: 欧洲天然气库存处于历史低位 (亿立方米) .....	20
图 25: 今年以来欧洲天然气库存变化 .....	20
图 26: 2020 年美国天然气主要用途 .....	20
图 27: 2010-2020 年美国天然气消费量 (百亿立方英尺) .....	20
图 28: 我国进口 LNG 到岸价自 3 月起持续上涨 (美元/百万英热) .....	21
图 29: 检修期来临叠加高峰限电, 我国液厂 21 年 7 月以来开工率下降.....	21
图 30: 2010-2020 年全球天然气消费及同比增速.....	22
图 31: 2010-2020 年全球天然气分部门消费 (十亿立方米) .....	22
图 32: 2020 年区域天然气消费比例 .....	23
图 33: 2000-2020 年部分国家和地区天然气消费量 (亿立方米) .....	23
图 34: 2000-2020 年分区域天然气消费量 (亿立方米) .....	23
图 35: 2019 年以来美国天然气日均供给量 (十亿立方英尺/天) .....	24
图 36: 美国 LNG 出口量快速增长 (亿立方米) .....	24
图 37: 2020 年美国 LNG 出口目标国 .....	24
图 38: 美国天然气管道建设情况 .....	25
图 39: 页岩气及页岩储层构造 .....	26

图 40: 2007-2020 年美国页岩气产量及占比 .....	26
图 41: 1991-2020 年美国天然气消费量、产量和净进口量 (万亿立方英尺) .....	26
图 42: 2002 年以来美国天然气及乙烷现货价走势对比 (美元/百万英热单位) .....	27
图 43: 2000-2020 年俄罗斯天然气出口结构 (亿立方米/年) .....	27
图 44: 俄罗斯通往欧洲天然气管道示意图 .....	28
图 45: 1999-2020 年我国天然气年产量 (十亿立方米) 及格局分布 .....	29
图 46: 2000-2020 年中石油、中石化新增探明储量 (十亿立方英尺) .....	29
图 47: 2000-2020 年中石油、中石化天然气储采比 .....	29
图 48: 2011-2020 年我国天然气产量、消费量、进口依存度 .....	30
图 49: 2017-2020 年我国天然气进口量 (万吨) .....	30
图 50: 我国进口天然气管道示意图 .....	31
图 51: 2017-2021 年上半年我国管道气进口量及管道利用率 .....	32
图 52: 2017 年以来管道气进口价格与 LNG 进口价格对比 (美元/吨) .....	32
图 53: 2020 年我国进口 LNG 气源国分布 .....	33
图 54: 氢能产业链结构 .....	34
图 55: 2019 年中国氢气生产结构 .....	34
图 56: 中国氢气供给预测 .....	37
图 57: 中国石油营业收入及同比 .....	38
图 58: 中国石油归母净利润及同比 .....	38
图 59: 新奥股份营业收入及同比 .....	39
图 60: 新奥股份归母净利润及同比 .....	39
图 61: 九丰能源营业收入及同比 .....	41
图 62: 九丰能源归母净利润及同比 .....	41

## 表目录

表 1: 天然气发电与燃煤发电的碳排放比较 .....	8
表 2: 我国部分省市“十四五”规划中涉及天然气的相关内容 (不完全统计) .....	10
表 3: “十四五”期间中国各省份天然气消费量预测 .....	11
表 4: 欧洲主要天然气交易中心现状 .....	15
表 5: 美国已投运及在建液化站项目 .....	24
表 6: 俄罗斯通往欧洲天然气管道 .....	28
表 7: 我国已建、在建及规划进口天然气管道 .....	31
表 8: 2020 年及未来我国 LNG 接收站投产情况 .....	33
表 9: 天然气制氢和煤制氢成本测算结果 .....	35
表 10: 碳税对制氢路线成本的影响 .....	35
表 11: 中国氢能及燃料电池产业总体目标 .....	36
表 12: 国家氢能相关政策 .....	36
表 13: 天然气制氢需求量测算 .....	37
表 14: 中国石油盈利预测与估值简表 .....	38
表 15: 新奥股份盈利预测与估值简表 .....	40

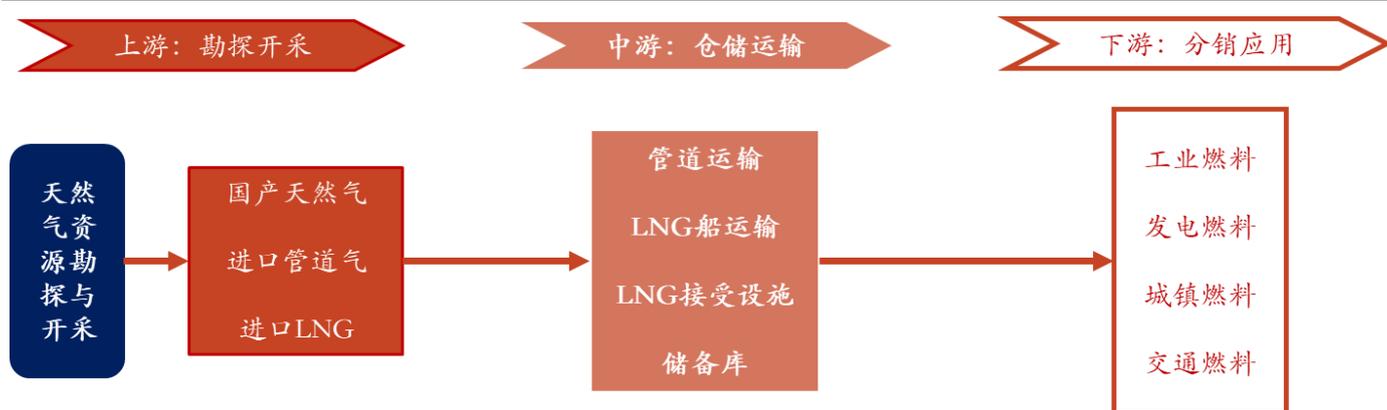
表 16: 九丰能源盈利预测与估值简表 ..... 41

# 1、碳中和目标加速能源结构转型，天然气替代煤炭需求广阔

## 1.1、天然气：高热值、低碳排放的化石能源

天然气产业链可以分为三个环节：上游的勘探开采、中游的仓储运输和下游的分销应用。天然气是清洁低碳的化石能源，早期受到气体管道建设以及运输安全等方面的限制，发展较为缓慢。随着科学技术的发展，天然气勘探开采技术取得大幅进步，产量不断上升，并开始普遍运用于生产生活中。

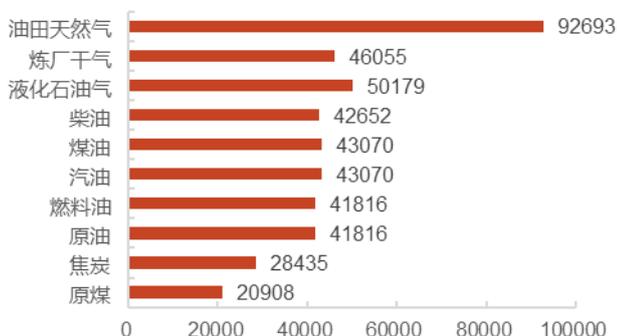
图 1：天然气产业链



资料来源：九丰能源招股书，光大证券研究所整理

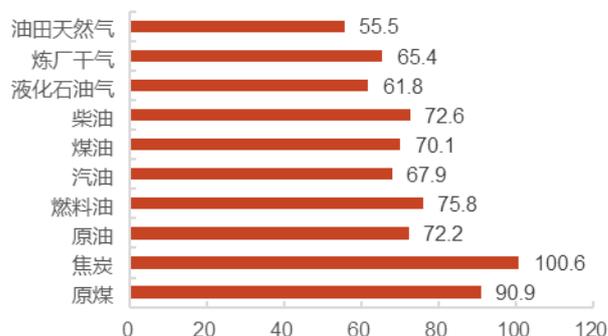
天然气的主要成分为甲烷，并且含有少量的乙烷和丙烷，几乎不含硫、粉尘和其他有害物质。污染物排放方面，相比于煤炭和石油，天然气燃烧更完全，燃烧产物只有二氧化碳和水，污染水平较低；二氧化碳排放方面，天然气的碳饱和度较高，且热值高于煤和石油/石油制品，因此天然气的单位碳排放较低，是一种碳友好型化石能源。我们根据国家标准中的不同能源热值（以平均低位发热量计）和碳排放交易网计算的二氧化碳排放系数（消耗单位质量能源产生的 CO<sub>2</sub>）测算得到常见能源单位热值碳排放量，天然气仅为原煤的 61%，原油的 77%。

图 2：常见能源的平均低位发热量 (kJ/kg)



资料来源：国家质监局《综合能耗计算通则（2008）》，光大证券研究所整理 注：天然气密度按 0.42g/cm<sup>3</sup> 计

图 3：常见能源的单位热值碳排放 (g-CO<sub>2</sub>/J)



资料来源：碳排放交易网，光大证券研究所整理、测算

在生产实践中，天然气已被证实是一种碳友好型能源。发电方面，根据上文测算，天然气本身单位热值的碳排放仅为原煤的 61%，同时，燃气电厂发电效率较高，我国燃煤发电机组发电效率最高为 47%左右，而大容量燃气轮机联合

循环效率可达 60%以上。因此，燃气电厂的单位发电量碳排放，仅为最先进的煤机排放量的一半左右。民用燃气方面，根据庞军等《我国城市天然气替代燃煤集中供暖的大气污染减排效果》测算，在我国 15 个重点供暖城市中,2010 年如果采用天然气替代燃煤集中供暖,共可减少 CO<sub>2</sub> 排放量 2190.71 万吨、颗粒物(PM)排放量 734.24 万吨、SO<sub>2</sub> 排放量 40.21 万吨、NO<sub>x</sub> 排放量 22.56 万吨、CO 排放量 3.49 万吨,城市利用天然气替代燃煤集中供暖对 CO<sub>2</sub>、颗粒物(PM)、SO<sub>2</sub> 和 NO<sub>x</sub> 都有较明显的减排效果。

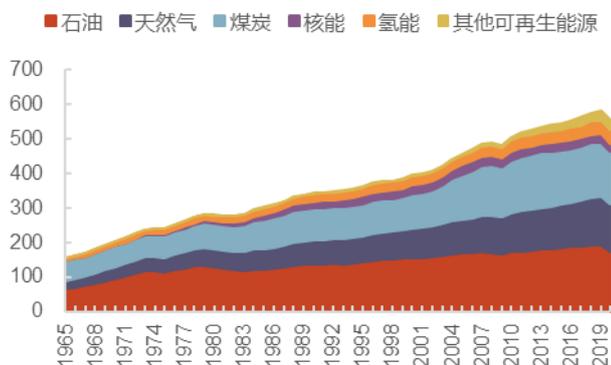
表 1: 天然气发电与燃煤发电的碳排放比较

机组	效率 (%)	热耗率 (kJ · kW-1 · h-1)	单位 CO2 排放量 (g · kW-1 · h-1)	单位 CO2 排放比 (%)	年 CO2 排放量 (万吨)	年 CO2 减排量 (万吨)
先进的 1000MW 煤机	47.82	7528	640.2	100	352.1	0
天然气机 A	51.5	6990	383.2	60	210.7	141.4
天然气机 B	55.8	6452	353.7	55	194.5	157.6
天然气机 C	55.3	6510	356.9	56	196.3	155.8
天然气机 D	52.3	6883	377.3	59	207.5	144.6
天然气机 E	60.2	5980	327.8	51	180.3	171.8

资料来源:《天然气发电对碳减排的贡献》(王为伟等, 2016), 光大证券研究所整理

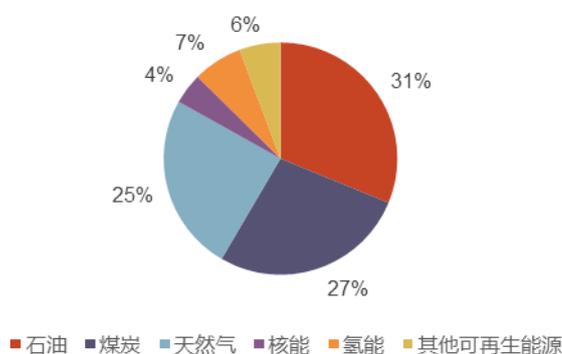
近年来除了 2009 年的全球金融危机以及 2020 年的全球新冠疫情期间出现天然气消费量回落之外,其余年份全球天然气消费量始终保持稳步增长趋势。天然气在全球一次能源消费中的占比不断扩大,与石油、煤炭占比的差距逐年缩小,2020 年天然气在全球一次能源消费结构中的占比已经达到 24.7%,与煤炭的占比 27.2%相近。

图 4: 1965-2020 年世界一次能源消费结构变化 (EJ)



资料来源: BP, 光大证券研究所整理

图 5: 2020 年全球一次能源消费比例



资料来源: BP, 光大证券研究所整理

## 1.2、 碳中和推动能源结构转型, 天然气成为实现碳达峰的桥梁

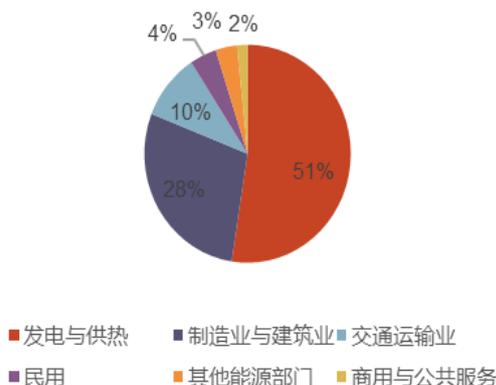
### 碳中和推动我国加速能源结构转型

碳中和是指在一定时间内人类活动所产生的二氧化碳排放量与大自然所吸收的二氧化碳量相等,从而达到碳排放总量为零的状态。全球“碳中和”目标的提出始于 2015 年由 200 个国家和地区达成的《巴黎协定》。截至目前,全球已有超过 120 个国家和地区提出了自己的碳中和达成路线。

2020 年 9 月 22 日,我国碳中和目标在第 75 届联合国大会中首次被明确,会议上习近平主席提出“中国将提高国家自主贡献力度,采取更加有力的政策和措施,二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值,努力争取 2060 年前实现碳中和”。“碳达峰+碳中和”已成为国家战略。

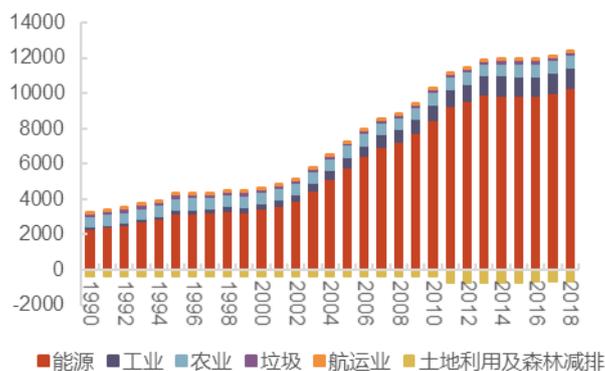
我国温室气体排放主要来自发电供热和制造业、建筑业。2018 年我国二氧化碳排放量为 95.70 亿吨，其中发电和供热碳排放量达 49.23 亿吨，占比 51%；制造业和建筑业碳排放量为 26.73 亿吨，占比 28%。按大类行业来看，2000 年以来能源行业始终为我国最主要的二氧化碳排放行业。广义的能源板块包括能源的产生、转换、消费过程，用途包括驱动、产热等，是大多数二氧化碳排放的来源。因此，实现能源结构转型，提高新能源的使用，将成为碳减排的关键。

图 6：2018 年我国二氧化碳排放结构（按行业）



资料来源：IEA，光大证券研究所整理

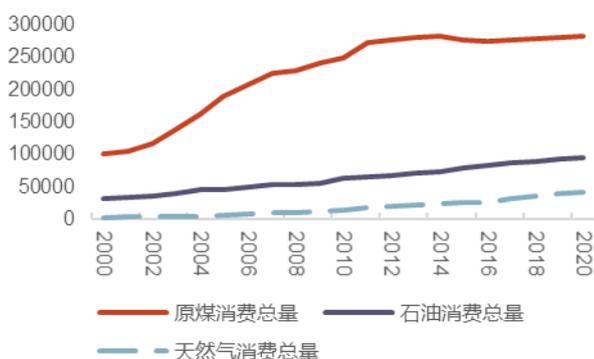
图 7：我国二氧化碳排放结构（按大类行业）（百万吨 CO<sub>2</sub>）



资料来源：Climatewatch，光大证券研究所整理

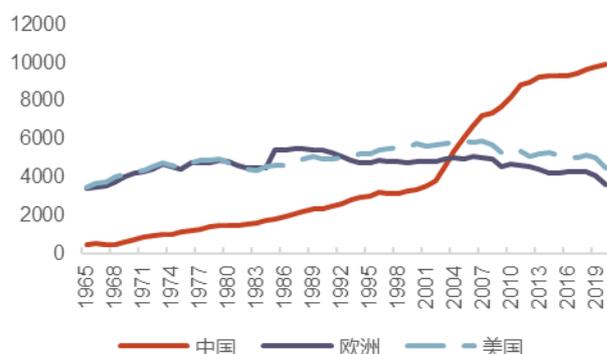
由于资源禀赋原因，煤炭依然是我国能源消费的主体，占 2020 年能源消费总量的 57%；长期以煤为主的能源结构使得我国经济发展取得惊人成就的同时，碳排放量也快速增长，2020 年我国二氧化碳排放量达到 98.99 亿吨，居世界第一。降低煤炭在能源中的消费比例是实现碳达峰的当务之急。

图 8：我国化石能源消费结构（万吨标准煤）



资料来源：iFind，光大证券研究所整理 注：截至 2020 年

图 9：我国二氧化碳排放量居世界第一（百万吨 CO<sub>2</sub>）



资料来源：BP，光大证券研究所整理 注：截至 2020 年

### 天然气代替煤和石油是通往碳达峰的必经之路

长期来看，大力发展非化石能源是实现碳中和的最终路径。但是，风能和太阳能等非化石燃料替代品还处于相对早期阶段，技术发展不成熟，供应不稳定，成本较高。而天然气做为最清洁的化石能源，相比于非化石能源，在供应稳定性和获取成本方面具有较大的优势，因此若要在中短期内减缓碳排放的上升速度乃至碳达峰，在发展非化石能源的同时，也必须大力推动天然气的使用。

在碳中和大背景下，我国“煤改气”进程提速，提倡将“烧煤炭”改为“烧天然气”，各地清洁环保政策频出，“煤改气”政策不断推进。从表观消费量上来看，2011-2020 年天然气表观消费量 CAGR 高达 11%，天然气需求增长显著。

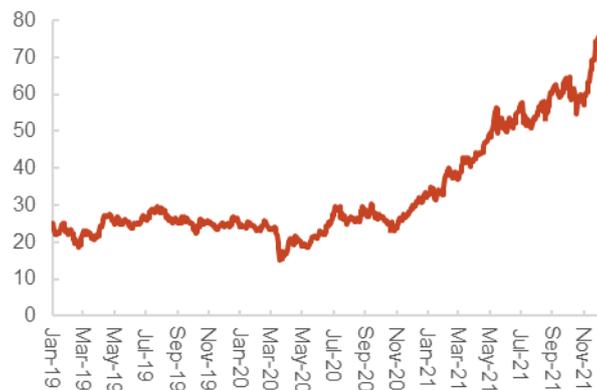
图 10: 我国天然气表观消费量不断上升



资料来源: Wind, 光大证券研究所整理

海外经验显示, 政策推动碳减排的环境下, 天然气的需求量将持续上升。2021 年 7 月, 欧盟收紧碳排放政策, 进一步降低总体排放上限, 并提高其年减排率要求: 逐步取消航空免费排放配额, 并首次将航运排放纳入欧盟排放交易体系; 为解决道路交通和建筑物减排不足的问题, 为运输和建筑业设立了单独的排放交易系统。碳排放政策趋严下, 欧洲碳排放市场上碳价不断攀升, 碳排放期货交易价格屡创新高, 促使企业转向使用更为清洁的天然气。

图 11: 2019 年以来欧洲碳交易市场期货成交价 (欧元/吨二氧化碳当量)



资料来源: Wind, 光大证券研究所整理 数据截至 2021-11-30

图 12: 2019 年以来英国 NBP 天然气报价 (美元/百万英热单位)



资料来源: Bloomberg, 光大证券研究所整理 数据截至 2021-11-30

各省市政策驱动下, 我国“十四五”期间天然气需求有望维持高增长

我国各省市积极规划“十四五”期间天然气行业发展政策, “十四五”期间我国天然气需求有望持续增长。据我国学者徐博等在《中国“十四五”天然气消费趋势分析》中的测算, 我国“十四五”期间天然气需求 CAGR 有望达到 5.8%。

表 2: 我国部分省市“十四五”规划中涉及天然气的相关内容 (不完全统计)

地区	主要内容
北京	提高天然气供应保障能力。投运天津南港 LNG 接收站及外输管线工程, 到 2025 年, 本市储气能力达到国家考核要求。持续扩大管道燃气城乡覆盖, 提高中心城区管道天然气接通率, 有序控制天然气使用规模。
安徽	推动淮南煤制天然气项目建设, 要有序推进油气替代。
福建	推进 LNG 接收站建设, 加快形成天然气多气源保供的市场化竞争格局。
广东	气电方面, 建设东莞宁州天然气热电联产、广州珠江天然气电厂二期、深圳光明燃机电源基地等项目。

贵州	全面实现“县县通”天然气，完善国家级干线、省级支线和县级联络线三线输配体系。
河北	天然气输储能力提升。加快曹妃甸 LNG 接收站及外输管线建设，推进中俄东线南段、蒙西煤制气等项目建设。
江苏	强化天然气输气管道互联互通，加快形成省域一张网。统筹推进 LNG 接收站规划建设，着力打造沿海千万吨级 LNG 接收站，构建国家天然气海上通道重要支点。
辽宁	推动煤层气、页岩气、致密气等非常规天然气产能建设。
山东	加快优化能源结构，突出可再生能源、核电、外电、天然气四大板块。
重庆	发挥好涪陵国家级页岩气示范基地作用，加快建设川渝天然气千亿立方米产能基地，积极引入市外气源，构建市场竞争格局。
四川	打造中国“气大庆”。实施中国“气大庆”建设行动，加强天然气产供储销体系建设，建成全国最大天然气（页岩气）生产基地，天然气年产量力争达到 630 亿立方米。
上海	加快天然气产供储销体系建设，重点建设第二 LNG 站线项目，建成五号沟-崇明岛、主干管网西部复线等主干管网项目。全市天然气年供应能力超 137 亿方。

资料来源：中商产业研究院，光大证券研究所

据我国学者徐博等在《中国“十四五”天然气消费趋势分析》测算，我国“十四五”期间天然气消费总量最多的省份为江苏、四川、广东、北京和山东等。江苏省和广东省都拥有众多的工业园区和较强的经济实力，在玻璃、陶瓷、电子等行业中已形成较大规模的用气量。同时，这两省的天然气发电量也在全国排名前列，所以凭借工业和发电用气，天然气消费遥遥领先。四川省和山东省都是人口大省，经济发展也较为迅猛，并且四川和山东两省天然气供给较为充足。不过，四川省的天然气消费主要依赖较高的城镇气化率和人口基数，山东省则偏重于工业领域的“煤改气”。北京市由于首都的特殊政治地位，在各领域的“煤改气”中都一马当先，较高的消费量主要来自城镇燃气和天然气发电。

“十四五”期间天然气消费总量较少的是西藏、云南、广西、贵州和宁夏等省份。西藏自治区尚未连通国家天然气干线，且地广人稀、消费领域有限。云南、广西、贵州和宁夏等省份都是欠发达地区，工业发展不足，对天然气价格的承受力低，同时天然气资源有限。

表 3：“十四五”期间中国各省份天然气消费量预测

省份	消费量/ 亿立方米					“十四五”期间消费总量	五年复合增长率
	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E		
北京市	239	248	258	268	279	1292	4.0%
天津市	129	140	153	166	181	769	8.8%
河北省	164	177	191	206	222	961	7.8%
山东省	191	208	226	246	267	1138	8.8%
辽宁省	91	98	105	114	122	530	7.8%
内蒙古自治区	89	94	99	105	111	497	5.8%
山西省	108	114	121	128	135	606	5.8%
上海市	127	132	137	142	147	683	3.8%
江苏省	336	353	369	387	405	1851	4.8%
浙江省	149	157	165	174	183	827	5.3%
安徽省	63	67	70	75	79	353	5.8%
广东省	256	268	281	295	308	1409	4.8%
广西壮族自治区	21	23	25	26	29	123	7.8%
海南省	71	74	78	82	87	392	5.3%
福建省	64	69	73	78	84	368	6.8%
河南省	130	140	150	161	173	754	7.3%
湖北省	79	84	91	97	104	455	7.3%
湖南省	40	43	47	51	56	236	8.8%

江西省	32	34	36	39	42	183	7.3%
四川省	281	296	312	329	346	1564	5.3%
重庆市	128	132	136	140	145	681	3.3%
贵州省	24	26	28	31	33	141	8.8%
云南省	14	16	17	19	21	87	9.3%
西藏自治区	1	1	1	2	2	7	17.6%
陕西省	141	149	157	166	176	789	5.8%
甘肃省	41	44	47	50	53	235	6.8%
青海省	76	79	81	84	87	407	3.3%
宁夏回族自治区	32	33	35	36	38	174	4.8%
新疆维吾尔自治区	137	141	145	149	153	725	2.8%
黑龙江省	57	63	68	74	81	343	8.8%
吉林省	37	40	44	49	53	223	9.8%
合计	3346	3542	3749	3968	4200	18805	5.8%

资料来源：《中国“十四五”天然气消费趋势分析》（徐博等），光大证券研究所 注：中国澳门、中国香港、中国台湾未统计，2021-2025年为徐博等预测

## 2、天然气定价：海外以市场化定价为主，我国市场化定价与管制并存

### 2.1、海外定价市场化为主

全球天然气的贸易市场主要有北美、欧洲、亚太三大市场。由于不同地域之间天然气储量、开采量、消费量、基础设施建设等方面的不同，以及天然气贸易中的运输成本差异，天然气的定价机制具有一定的地域色彩，其价格目前还无法做到全球统一。

分地区看，美国市场完全实现市场化定价，由于2004年的页岩气革命，使得其天然气产量大幅提高，不仅能够满足国内需求，还有大量天然气用于出口，其天然气价格也在2004年之后不断下降，相比于其他的市场价格更低；欧洲市场中英国采用NBP平衡点指数价格，是市场化定价的模式。亚太地区的定价模式受日本LNG进口贸易影响较大，与原油指数挂钩。从近几年各大市场的变化趋势来看，天然气价格趋势是全球趋同，未来随着全球天然气贸易的不断发展，天然气定价机制将会趋向于全球一体化。

图 13: 2000-2020 年全球各地区天然气价格变化 (美元/百万英热)



资料来源: Wind, 光大证券研究所整理

图 14: 2009 年 10 月以来全球天然气期货价格变化



资料来源: Wind, 光大证券研究所整理 数据截至 2021-11-30

### 北美天然气定价：枢纽制下的完全市场化定价

北美地区天然气贸易主要参与者为加拿大、美国和墨西哥，是天然气定价市场化程度最高的地区，其中美国天然气市场的发展改革对北美地区天然气定价起到关键作用。

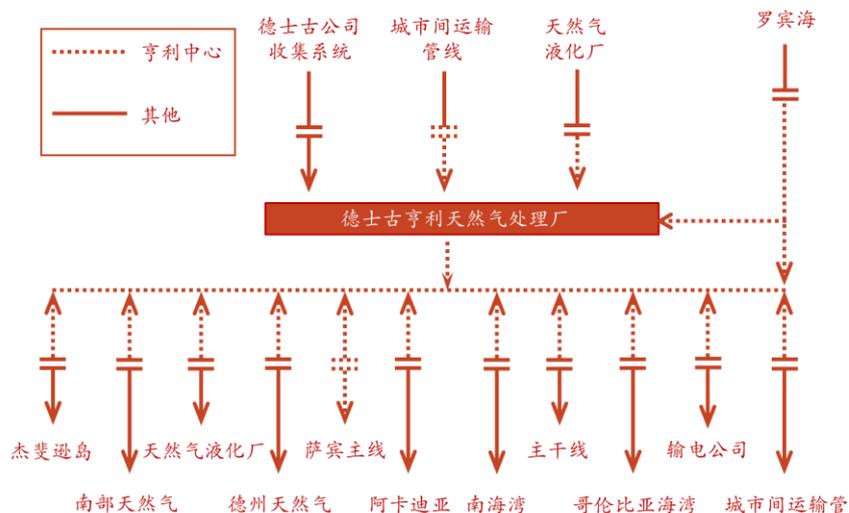
在 1938 年以前，美国天然气管道处于供销一体化局面，政府缺乏对管道公司监管导致管道公司垄断经营，天然气定价被管道公司把控，市场化程度比较低。1938 年美国出台《天然气法案》成立联邦电力委员会（FPC）来加强对州际管道的监管，1954 年出台的《菲利普决议》赋予联邦电力委员会监管井口价的权力，但在联邦电力委员会监管下井口价长期维持不变，抑制了天然气上游的生产积极性。

1978 年，美国出台天然气政策法，取消对新订协议井口价的管制，对已签订的协议价格管制维持不变。同年联邦能源监管委员会（FERC）取代联邦电力

委员会成为天然气州际管道监管方。此后价格管制逐渐放松，至 1989 年颁布《1989 年天然气井口价废除管制法》，宣布 1993 年撤销所有的价格管制。

随着美国天然气交易市场化程度越来越高，许多交易枢纽在管道交汇处形成，庞大的天然气交易量以及天然气现货和期货市场的发展，推动了天然气定价机制的标准化和透明化。亨利港交易中心逐渐发展壮大，成为影响整个北美地区市场的定价中心。

图 15：美国亨利中心示意图



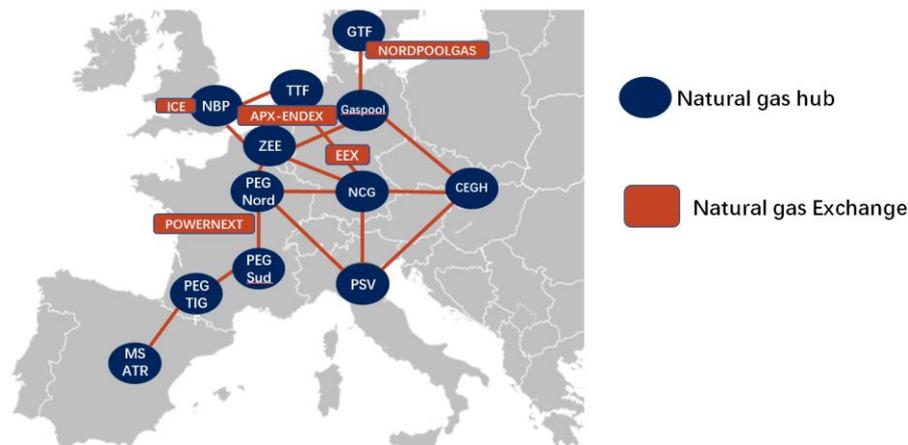
资料来源：Sabine 管道公司，《全球天然气价格机制》（乔纳森·斯特恩著，王鸿雁等译），光大证券研究所整理

### 欧洲天然气定价：交易中心制与净回值法

欧洲早期大多数国家的天然气管道运营商是垄断经营，在 1960-1998 年间大多是国家或者区域垄断市场。1998 年，欧盟颁布 98/30/EC 指令，明确了内部天然气市场的共同规则，鼓励成员国开放本国天然气市场，引入第三方准入并规定天然气市场的开放进程表等，但由于德国、法国坚持能源自主可控，该指令效果不佳。

2009 年，欧盟颁布《天然气内部市场通用规则》，希望通过对管道公司的拆分实现天然气市场定价的公平。2009/715/EC 要求独立管道运营商（TSO）实行“入口-出口”的管输费价格机制，使得交易可以在管网内部任一地点发生，不受制于具体的交割地理位置，推动了欧洲天然气虚拟枢纽的形成。目前欧洲地区按照不同的功能将天然气管网划分为干线管网、区域管网和配气管网，围绕管网系统建立了许多虚拟交易枢纽，其中最成熟的是英国 NBP 枢纽和荷兰 TTF 枢纽。

图 16：欧洲主要的天然气交易中心和天然气交易所分布



资料来源：《Continental European gas hubs: are they fit for purpose?》(Patrick Heather)，光大证券研究所整理

表 4：欧洲主要天然气交易中心现状

交易中心	所在国	建立时间	类型	功能
NBP	英国	1996	虚拟	平衡供需、资产配置、价格避险、投机
TTF	荷兰	2003	虚拟	平衡供需、资产配置、价格避险、投机
NCG	德国	2009	虚拟	平衡供需
GPL	德国	2009	虚拟	平衡供需
Zeebrugge	比利时	1999	实际	天然气过境的平衡供需
ZTP	比利时	2012	虚拟	平衡供需
PEG	法国	2004	虚拟	平衡供需

资料来源：《欧洲天然气交易市场的特点与启示》(段言志等)，光大证券研究所整理

**净回值法是 21 世纪初欧洲天然气长期合同定价的主要形式。**因为天然气正在逐渐替代石油、燃料油、柴油等产品，需要制定合适的天然气价格来体现其对替代产品市场的影响（往往这两种替代品由同一公司销售）。因此，天然气以被替代产品的价格为基础进行定价。

天然气的净回值=对用户来说最便宜的可替代能源的交货价格（含税，按照效率差别或符合环境标准/限制的成本进行调整）-天然气运输成本-存储天然气成本-所有对天然气征收的税。

一般的净回值定价公式如下所示（法国国际关系研究所，2011）：

$$P_m = P_0 + 0.60 \times 0.80 \times 0.0078 \times (LFO_m - LFO_0) + 0.40 \times 0.90 \times 0.0076 \times (HFO_m - HFO_0) + K$$

在这个公式中， $P_m$  代表该  $m$  月的天然气价格。 $P_0$  表天然气参考价格，而  $LFO_0$  和  $HFO_0$  则是轻质燃油和重质燃油的参考价格。 $LFO_m$  和  $HFO_m$  代表该  $m$  月的价格，但事实上它们是过去 6—9 个月的平均值，存在 1—6 个月时间滞差。系数 0.60 和 0.40 分别代表与轻质燃油和重质燃油竞争的细分市场份。系数 0.80 和 0.90 为传递因数，在油类制品价格发生改变时起作用。

### 亚洲的天然气进口定价与原油价格挂钩

日本是最早开始进口天然气的亚洲国家。在 20 世纪 70 年代，早期的合同由日本买方与阿拉斯加、文莱 LNG 项目谈判决定，合同内 LNG 名义价格固定且相对于原油价格有所上浮。1973 年第一次石油危机后，与油价挂钩的方法被引入。此时，大多数长期 LNG 交易协议中有这样类似的定价公式：

$$P(\text{LNG}) = A * P(\text{原油}) + B$$

其中 P (LNG) 为 LNG 的价格，P (原油) 为原油价格，A 和 B 为常数，由买卖双方协商确定。常数 A 通常被称为“斜率”，在长期合同中其值为 0.05-0.183，双方确定一些基本参数来制定 LNG 在 CIF 合同的价格，这一定价方式在 1977 年开始用于 LNG 合同。

随着韩国、中国台湾、印度和中国大陆等新的天然气进口买方兴起，他们采用了与日本买方相似的与油价挂钩的方式。由于较早开始进口天然气的日韩国家天然气资源匮乏，为了吸引其他国家出口天然气到亚洲，不得不采用与国际石油挂钩的价格进口 LNG，进口合同通常为原油价格加上溢价来购买现货，进口的天然气再以政府规定的价格向国内出售。到 21 世纪初，这些合同已经变成基于进口到日本原油的平均价格定价，日本原油鸡尾酒 (JCC) 价格在太平洋地区的 LNG 进口商中成为共同基准。

图 17：2000-2020 年日本天然气价格与原油价格挂钩情况

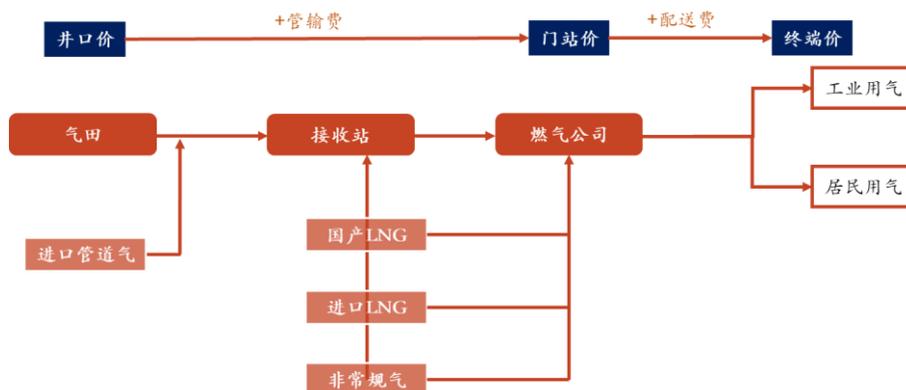


资料来源：Wind，光大证券研究所整理

## 2.2、国内定价政策：政府指导终端价格，市场决定贸易价格

天然气的主要存在形式可分为液化气 (LNG) 和管道气 (PNG) 两大类；按照来源分为贸易气和自产气；按照开采手段可分为常规气和非常规气，其中非常规气包括煤层气、页岩气等。天然气的定价分为三部分：天然气开采方的开采成本加上利润形成的井口价，以及贸易商的贸易成本加上利润形成的到岸价；井口价/到岸价加上管输费称为门站价；在门站价格基础上加上城市配气费即为终端价。

图 18：我国天然气定价流程



资料来源：《全球天然气价格机制》（[英]乔纳森·斯特恩著，王鸿雁等译，2014） 光大证券研究所整理

### 国内终端价格受政府指导

目前，我国 LNG、非常规气价格机制已全部实现市场化，而管道气出厂价、管输费和配气费受到政府指导价管制。

出厂价：目前国内天然气出厂价的决定机制为净回值法，选取上海市场（中心市场）作为计价基准点，中心市场天然气门站价格按照略低于等热值可替代能源价格的原则确定。可替代能源品种选择燃料油和液化石油气（LPG），权重分别为 60%和 40%。

图 19：我国天然气出厂价定价公式

$$P_{\text{天然气}} = K \left( \alpha \times P_{\text{燃料油}} \times \frac{H_{\text{天然气}}}{H_{\text{燃料油}}} + \beta \times P_{\text{液化气}} \times \frac{H_{\text{天然气}}}{H_{\text{液化气}}} \right) \times (1 + R)$$

$P_{\text{天然气}}$ ——上海市场出厂价格（含税），元/m<sup>3</sup>

$K$ ——折价系数，暂定0.9

$\alpha$ 、 $\beta$ ——燃料油和液化石油气的权重，分别为60%和40%

$P_{\text{燃料油}}$ 、 $P_{\text{液化气}}$ ——计价周期内海关统计进口燃料油和液化石油气的价格，元/kg

$H_{\text{天然气}}$ 、 $H_{\text{燃料油}}$ 、 $H_{\text{液化气}}$ ——燃料油、液化石油气和天然气的净热值（低位热值），分别取10000 kcal/kg（1 kcal = 4184 J）、12000 kcal/kg和8000 kcal/kg

$R$ ——天然气增值税税率，目前为13%

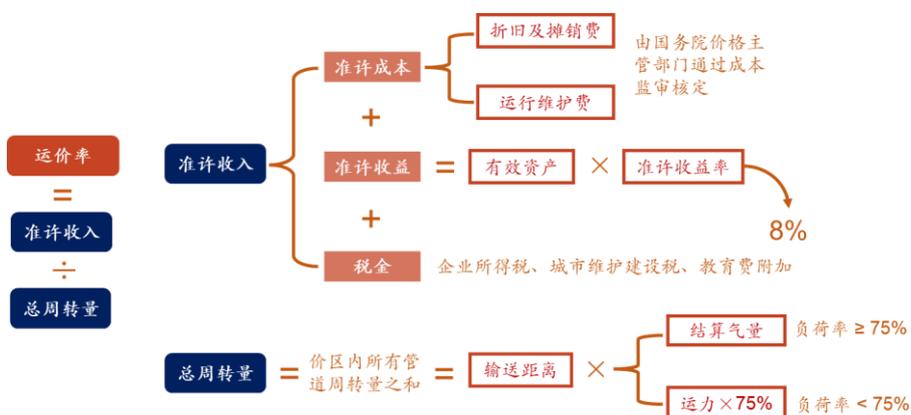
资料来源：《中国天然气价格形成机制改革的经济分析》（汪锋等），光大证券研究所整理

管输费：管道运输价格实行政府定价，按照“准许成本加合理收益”的方法制定，即通过核定准许成本、监管准许收益确定准许收入，核定管道运价率。准许收入=准许成本+准许收益+税金；准许收益=有效资产×准许收益率，准许收益率按 8%核算；运价率=准许收入÷总周转量，总周转量为价区内所有管道周转量之和。单条管道周转量=管道运输合同约定路径的距离×结算气量。区管道负荷率（总结算气量除以总设计输气能力）低于 75%时，按 75%负荷率对应的气量确定周转量。

配气费：配气价格按照“准许成本加合理收益”的原则制定，即通过核定城镇燃气企业的准许成本，监管准许收益，考虑税收等因素确定年度准许总收入，

制定配气价格。年度准许总收入由准许成本、准许收益以及税费之和扣减其他业务收支净额确定。配气费的决定机制与管输费基本相同，但是准许收益率为 7%。

图 20：我国天然气管输费价格决定机制



资料来源：国家发改委官网，光大证券研究所整理

### 进口天然气长期合同造成进口企业亏损

国际贸易天然气价格一般都采用“照付不议”长期合同，一般与国际原油价格或石油产品价格联动。我国进口天然气的长期合同价格都与石油或油品等替代能源挂钩联动，如中亚天然气管道进口天然气价格（土库曼斯坦离岸价）与新加坡的燃料油等油品价格挂钩联动，中缅管道天然气价格与国际原油价格挂钩联动。

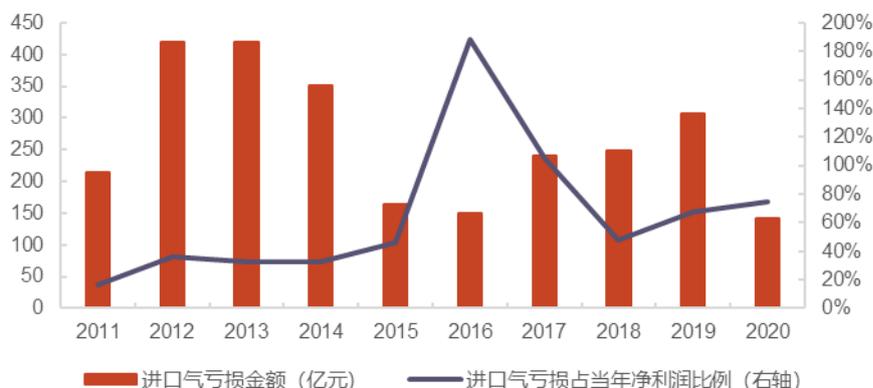
我国进口 LNG 价格采用与替代能源挂钩联动的方式。例如 2006 年中海油广东大鹏与澳大利亚西北大陆架液化天然气有限公司签订的 25 年长期“照付不议”合同中，规定的 LNG 基准气源价格公式如下：

$$P = [(0.0525 \times JCC + 1.535) \times \text{汇率} / 1.0551] \times (1 + 0.3\%)$$

公式中，P 为基准气源单价，元/GJ；JCC 为日本原油进口 CIF 均价，其中  $15 \leq JCC \leq 25$ ，美元/bbl；汇率为即期人民币兑换美元的汇率；1.0551 为 MMBtu 与 GJ 的转换系数，0.3% 为保险费率。

由于长期合同“照付不议”的特性，加之国内天然气销售价格与进口价格的倒挂，我国天然气进口商于油价高企时签订的高价天然气进口合同往往造成严重亏损。以中石油为例，2011 年至 2020 年，中石油每年销售进口天然气亏损额高达上百亿元，十年累计亏损 2650 亿元，而公司十年期的总净利润为 6687 亿元，进口气亏损金额占净利润的 40%。

图 21：2011-2020 年中石油销售进口天然气历年亏损情况



资料来源：中国石油公司公告，光大证券研究所整理

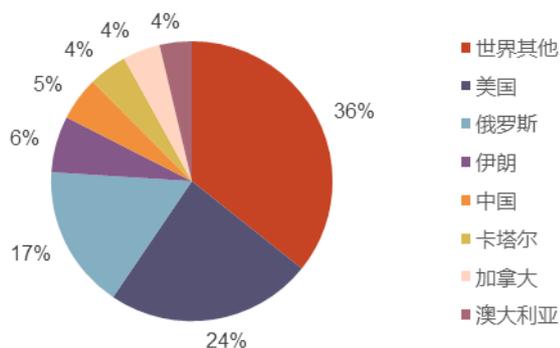
### 3、短期供给端推动价格上涨，冷冬预期下采暖需求旺盛

#### 3.1、海外天然气供给不足推动价格上涨

受新冠疫情叠加库存不足影响，海外天然气供给受限

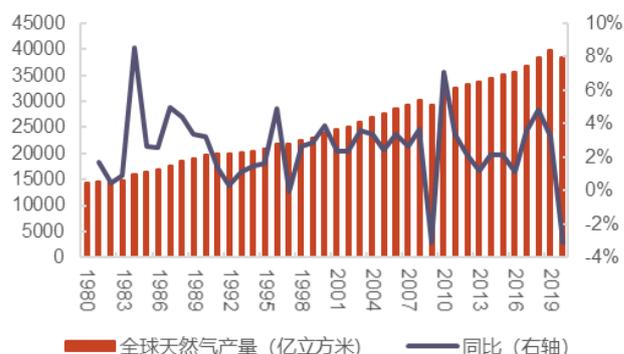
受新冠疫情影响，20 年全球天然气产量滑坡。受到新冠疫情影响，勘探活动有所回落，上游天然气产量出现滑坡。疫情影响下，2020 年全球天然气产量为 3.85 万亿立方米，同比下降 3.3%，下降量最大的是俄罗斯（-410 亿立方米）和美国（-150 亿立方米）。同时，全球天然气勘探活动有所减少，2020 年世界天然气总探明储量 188.1 万亿立方米，同比下降 1.2%。2021 年以来，随着疫情逐步受控，全球经济共振复苏，天然气产能逐步爬坡，但恢复到原来水平仍需一定时间，面对需求的快速上涨，全球天然气供给偏紧。

图 22：2020 年全球天然气分国别生产结构（按产量口径）



资料来源：iFind，光大证券研究所整理

图 23：2020 年全球天然气产量同比下降

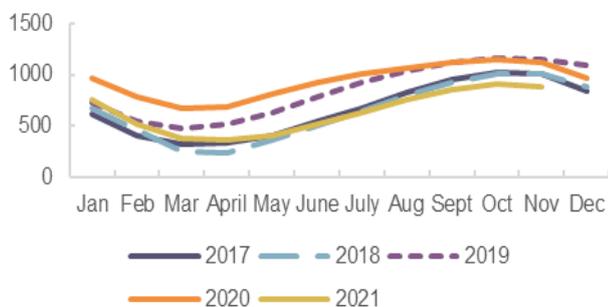


资料来源：iFind，光大证券研究所整理 注：数据截至 2020 年

欧洲天然气库存处于近几年的低位。2020 年冬季至 2021 年春季欧洲屡遭严寒天气，加之 2021 年夏天较往年更为炎热，欧洲各国天然气发电消耗量增加，使得供暖季来临前天然气库存处于低位。2021 年 11 月，欧洲天然气库存量仅为

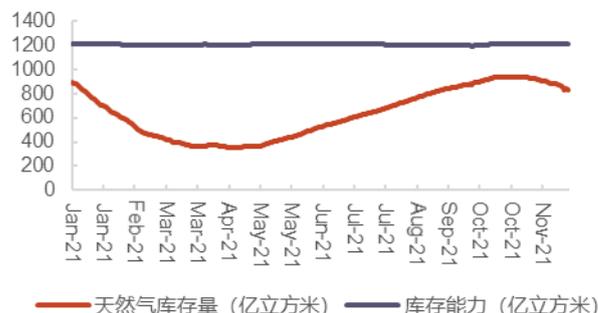
889 亿立方米，远低于 2017-2020 年同期平均水平 1071 亿立方米，天然气库存仅为满负荷水平的 73.6%。

图 24：欧洲天然气库存处于历史低位（亿立方米）



资料来源：GIE，光大证券研究所整理 数据截至 2021 年 11 月

图 25：今年以来欧洲天然气库存变化

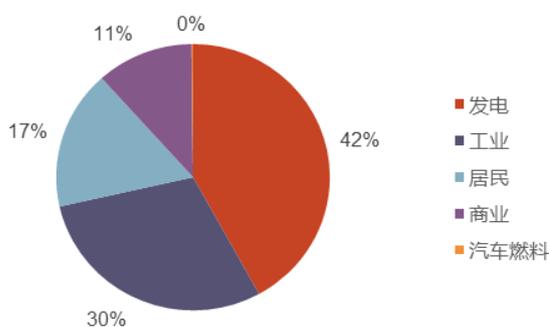


资料来源：GIE，光大证券研究所整理 数据截至 2021 年 11 月

### 冷冬预期下天然气供暖需求将上升

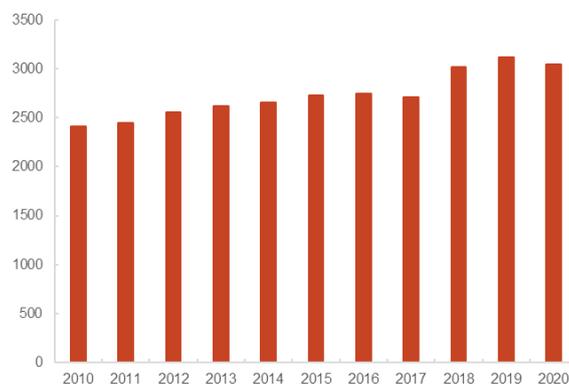
天然气需求对气候变化较为敏感，气候的变化为天然气价格波动的主要原因之一。高温及干旱除了直接推升用电量之外，还将导致由于水资源匮乏而引起的水力发电供电缺口；低温严寒天气将极大增加天然气供暖需求。今年夏天北半球的高温直接推动了亚欧美地区天然气价格的上涨。以美国为例，美国的天然气消费量为世界首位，占 2020 年世界消费量的 22%，对全球天然气消费量有着重大的影响。美国天然气发电比例较高，2020 年美国天然气消费量的 42% 用于发电；而今年夏天持续高温天气推动美国发电需求快速增长，导致天然气消费量大幅增长，短期天然气需求量增长迅速。

图 26：2020 年美国天然气主要用途



资料来源：EIA，光大证券研究所整理

图 27：2010-2020 年美国天然气消费量（百亿立方英尺）



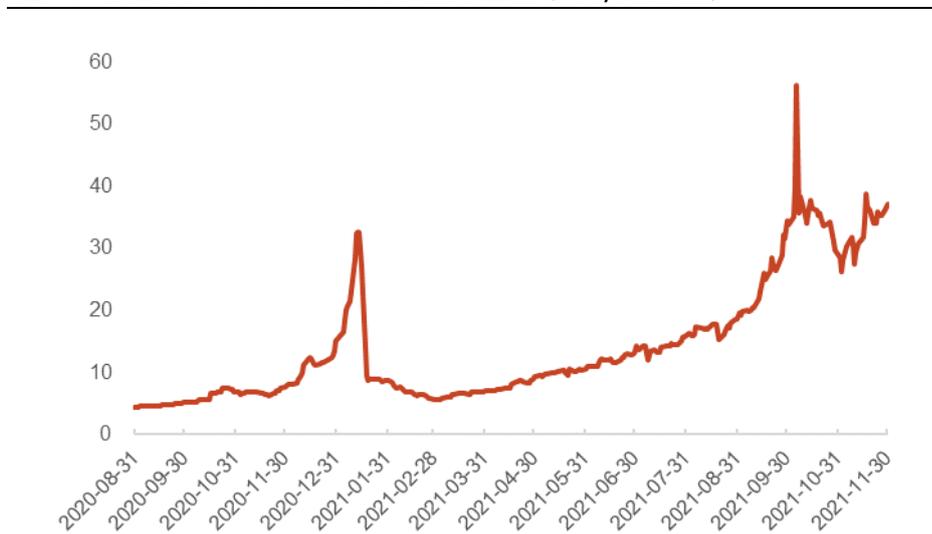
资料来源：EIA，光大证券研究所整理

12 月 21 日，欧洲大部分地区气温降至零摄氏度以下，截至 12 月 19 日，欧洲大部分地区的电价也创下历史新高，严冬天气大幅提升了欧洲天然气需求，欧洲天然气库存当前也处于历史低位，冷冬背景下欧洲天然气需求增长趋势预计将维持至冬季结束。

### 3.2、国内天然气价格高企，高峰限电开工率不足

我国进口 LNG 到岸价格不断走高。我国进口 LNG 到岸价格自 2021 年 3 月以来一路走高。截至 2021 年 11 月 30 日，我国 LNG 到岸价达到 37.22 美元/百万英热，同比上涨 479%。

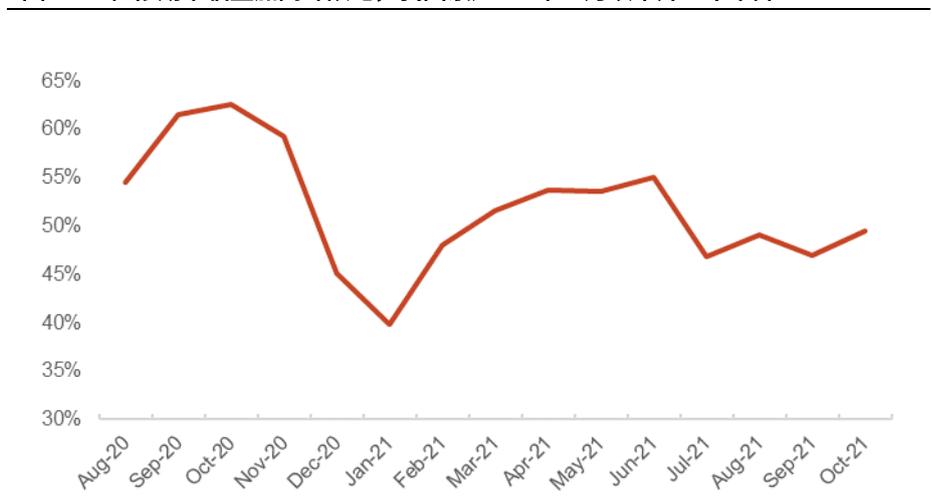
图 28：我国进口 LNG 到岸价自 3 月起持续上涨（美元/百万英热）



资料来源：iFinD，光大证券研究所整理 注：数据截至 2021-11-30

国内 2020 年疫情造成天然气消费量下滑，2021 年疫情得到控制，复工复产较早。2021 年上半年国内对天然气需求大增，2021 年 1-6 月中国天然气消费量同比增长 20%以上。7 月以来，我国液厂进入集中检修期，随着停机检修厂家增加，我国液厂总体开工率下降。此外，由于电力供应紧张，7 月下旬内蒙古鄂尔多斯、包头、阿拉善、乌海等西部地区开始执行高峰限电，液厂开工率进一步下滑，LNG 供应收紧。此外，能耗双控政策严格执行也减少了天然气的供应。国家发改委发布的《2021 年上半年各地区能耗双控目标完成情况晴雨表》中显示，今年上半年，青海、宁夏、广西、广东、福建、新疆、云南、陕西、江苏 9 个省（区）能耗强度同比不降反升，10 个省份能耗强度降低率未达到进度要求，为了在年底能够达成年度能耗双控目标，多个省区都相继采取严格措施限电限产，天然气上游部分液厂受此影响停机检修或降产，LNG 市场供应量大幅减少。

图 29：检修期来临叠加高峰限电，我国液厂 21 年 7 月以来开工率下降



资料来源：百川盈孚，光大证券研究所整理 数据截至 2021-10

## 4、中长期全球供需趋于宽松，LNG 出口高速增长

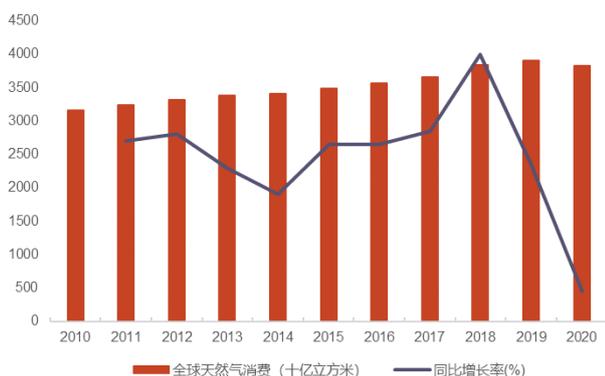
### 4.1、全球需求持续增长，亚太地区增速较快

#### 发电需求带动全球需求保持增长态势

天然气可直接作为燃料燃烧，为居民生活和工业生产供能，也可代替煤炭作为火力发电的原料，此外天然气还是工业上甲烷的来源，由天然气生产的丙烷、丁烷等是现代工业的重要原料。2016-2020 年，全球天然气需求持续增长，天然气消费量由 2016 年的 3.56 万亿立方米增至 2020 年的 3.81 万亿立方米，年均复合增速 1.4%，高于 2011-2015 年间 1% 的复合增速，是增长最快的化石能源。

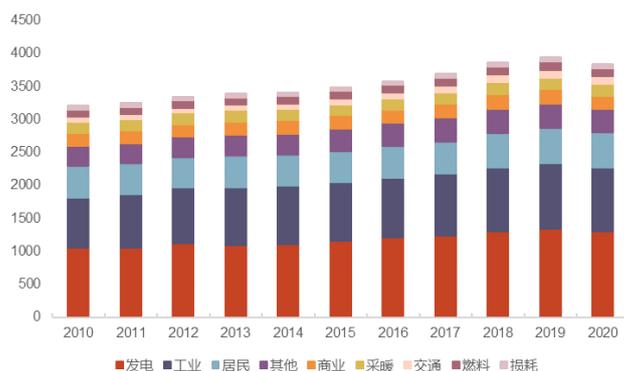
从消费结构看，发电和工业用气是全球天然气消费的主要部门。多数天然气消费国出于环保和碳减排考虑，“弃煤”行动逐步盛行。2016-2020 年，全球发电用气需求由 1.2 万亿立方米增至 1.33 万亿立方米，年均复合增速为 1.5%，占比由 37% 上升至 40%，发电用气在天然气消费结构中排名第一；其次是工业用气，消费量由 8990 亿立方米增至 9770 亿立方米，年均复合增速为 1.7%，占比由 27.6% 升至 30%。

图 30：2010-2020 年全球天然气消费及同比增速



资料来源：BP，光大证券研究所整理

图 31：2010-2020 年全球天然气分部门消费（十亿立方米）

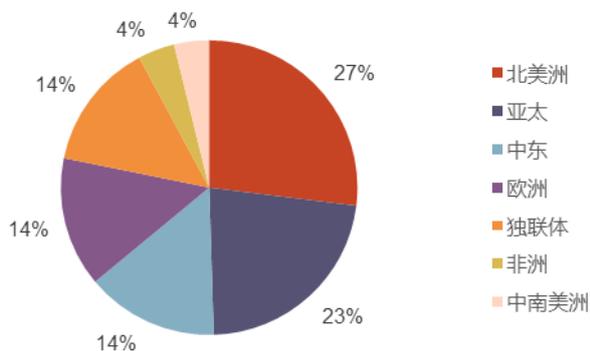


资料来源：Rystad Energy，光大证券研究所整理

#### 美国、欧洲需求总量大，亚太地区需求增速较快

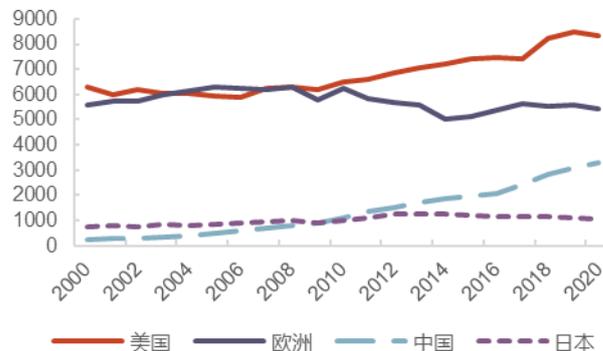
全球天然气消费量最大的是经济较为发达的北美洲，占比为 27%，其次为新兴经济体较多、经济活力较强的亚太地区，天然气消费量占全球的比重从 2016 年的 20.7% 上升至 2020 年的 24%，天然气资源除了区域内主要国家自产气外，主要依靠管道气和液化天然气 LNG 进口。2016-2020 年，亚太地区天然气消费保持较快增长，消费量从 7333 亿立方米上升至 8615 亿立方米。除 2020 年受新冠疫情影响外，年均增速保持在 3% 以上，是推动全球天然气消费增长的重要地区。

图 32：2020 年区域天然气消费比例



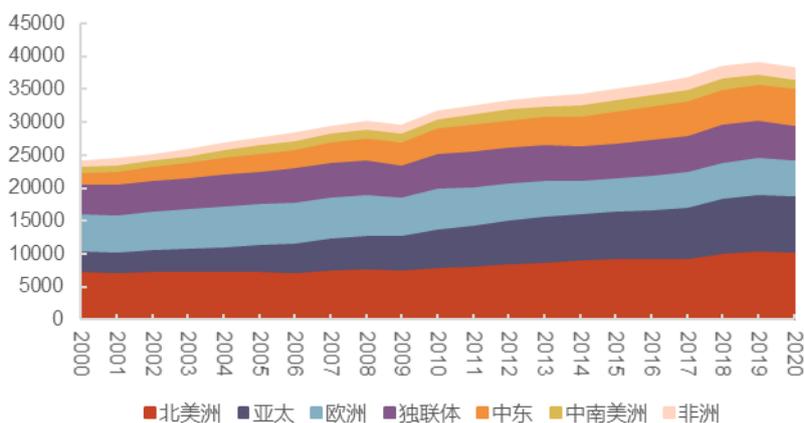
资料来源：iFind，光大证券研究所整理

图 33：2000-2020 年部分国家和地区天然气消费量（亿立方米）



资料来源：iFind，光大证券研究所整理

图 34：2000-2020 年分区域天然气消费量（亿立方米）



资料来源：iFind，光大证券研究所整理

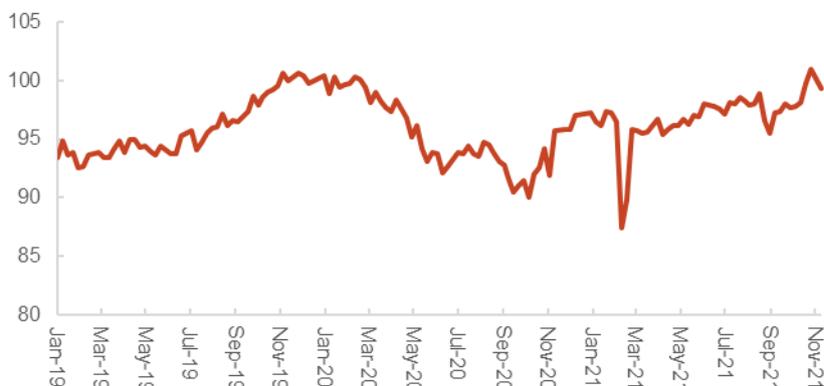
## 4.2、全球天然气供给增量恢复

### 4.2.1、美国：LNG 出口增长可期，页岩气增量显著

#### LNG 出口能力持续增加，国内 LNG 消费压力下降

后疫情时代美国天然气生产缓慢恢复，飓风影响逐渐消退。目前美国是世界第一大天然气生产国，2020 年产量占全球总产量的 24%。2021 年二季度，美国开采天然气 2918 亿立方米，较 2020 年、2019 年同期分别增长 4.4%、2.7%。今年 9 月飓风“艾达”造成墨西哥湾产气设施停产，美国海湾地区关闭了 90.84% 的原油设施及 84.87% 的天然气的设施。飓风过境后，10 月初天然气产量出现恢复趋势，飓风造成的短期供给影响将消失，不再影响美国天然气供给。

图 35：2019 年以来美国天然气日均供给量（十亿立方英尺/天）

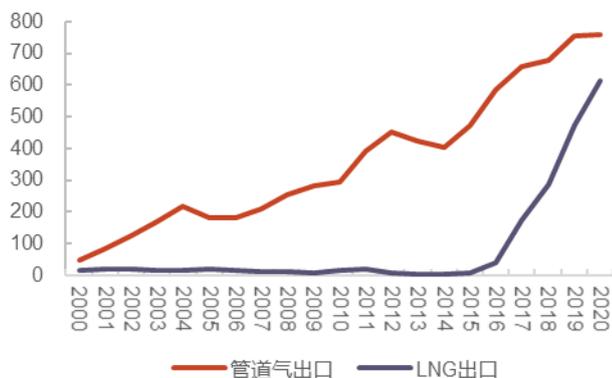


资料来源：Wind，光大证券研究所整理 数据截至 2021-11-30

2020 年，美国生产天然气 9146 亿立方米，其中国内消耗 8320 亿立方米，其余向国际市场出口。出口中超过一半为输送往加拿大和墨西哥的管道气，其余以 LNG 的形式供给全球其他市场。美国液化天然气出口起步晚，但增速快，从 2016 年的 40 亿立方米/年增长至 2020 年的 614 亿立方米，4 年 CAGR 高达 97.7%。

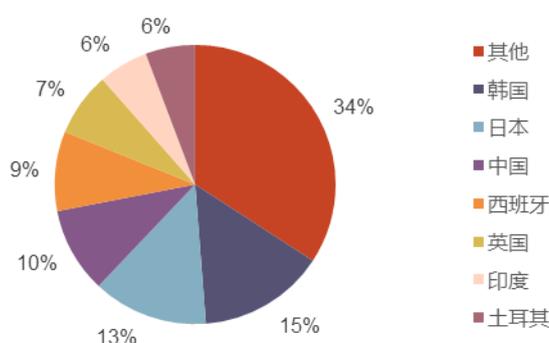
美国 LNG 出口目标国以东亚国家为主，欧洲次之，前三大 LNG 出口国为韩国、日本、中国，2020 年出口量分别占出口总量的 15%、13%、10%。

图 36：美国 LNG 出口量快速增长（亿立方米）



资料来源：Wind，光大证券研究所整理

图 37：2020 年美国 LNG 出口目标国



资料来源：EIA，光大证券研究所整理

美国 LNG 出口能力的上升得益于日益增加的出口液化站的液化能力，以及国内管网建设的大力推进。

2016 年美国的出口液化站开始投运，目前拥有年产能 1.33 亿吨的出口液化能力，在建产能 4800 万吨，已获批未开工产能 1.87 亿吨，预计到 2025 年，美国的出口液化站液化能力将超过 2 亿吨/年，进一步加强出口端的液化能力。

表 5：美国已投运及在建液化站项目

液化站项目名称	液化站编号	最大产能 (百万吨/年)	投运时间	项目合计投运产能 (百万吨/年，含试运)	项目合计在建产能 (百万吨/年)
Sabine Pass	1	5.76	2016 年 5 月	34.57	
	2	5.76	2016 年 9 月		

	3	5.76	2017年3月		
	4	5.76	2017年10月		
	5	5.76	2019年3月		
	6	5.76	试运中		
Cove Point	1	5.75	2018年4月	5.75	
Elba Island	1~5	1.37	2019年12月	13.67	
	6~10	1.37	2020年8月		
Corpus Christi	1	6.07	2019年2月	18.20	
	2	6.07	2019年9月		
	3	6.07	2021年3月		
Cameron	1	4.99	2019年8月	14.97	
	2	4.99	2020年3月		
	3	4.99	2020年8月		
Freeport	1	5.42	2019年12月	16.25	
	2	5.42	2020年1月		
	3	5.42	2020年5月		
Golden Pass	1	6.03	在建	18.10	
	2	6.03	在建		
	3	6.03	在建		
Calcasieu Pass	1~5	6.00	试运中	30.00	30.00
	6~10	6.00	在建		
合计投运产能 (百万吨/年, 含试运)				133.40	
合计在建产能 (百万吨/年)					48.10

资料来源: EIA, 光大证券研究所整理 注: 数据截至 2021-12-08

一般来讲, 管道输送天然气的成本低于车辆输送, 因此管道气的使用受制于管道建设而非成本, 加强管道建设可以加速国内消费中管道气对 LNG 的替代, 从而增加可供出口的 LNG 总量。2017-2021 年美国天然气管道建设推进迅速, 处于历史较高水平, 目前美国 2022-2025 年在建管道输送能力将超过 500 亿立方英尺/天, 项目建成后有望加强美国国内管道气的使用, 增加 LNG 可供出口量。

图 38: 美国天然气管道建设情况



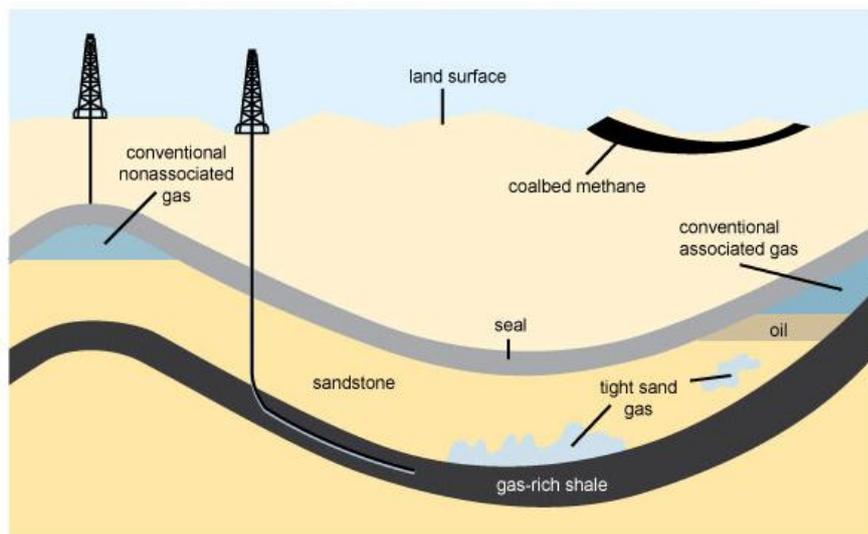
资料来源: EIA, 光大证券研究所整理 注: 2022-2026 年为 EIA 预测

### 页岩气革命大幅提振天然气总产量

页岩气是指储藏在页岩层中的天然气, 与煤层气、致密气等其他能源类气体合称为非常规天然气。与常规的天然气“油田”不同, 页岩气的形成和富集有其

自身特点，分布在盆地内厚度较大、分布广的页岩层中，并在分布范围内普遍含气。在不透水的页岩层中，天然气被储藏于裂缝和空隙中。由于页岩气储层渗透率较低，需要特定的技术手段才能提取页岩气，这也是早期制约页岩气发展的一大障碍。

图 39：页岩气及页岩储层构造

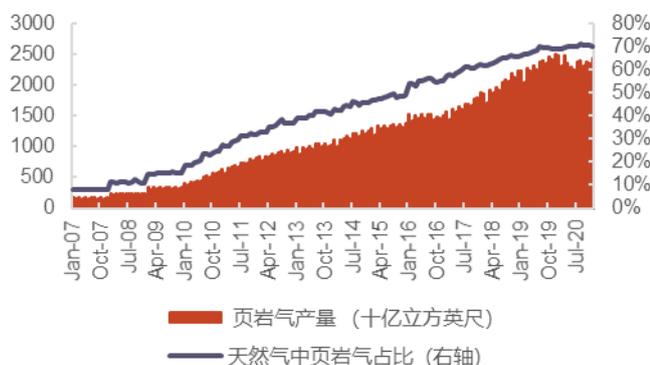


资料来源：EIA，光大证券研究所整理

20 世纪 70 年代，石油危机叠加美国国内天然气供给不足，促使美国开始加大力度勘探储量更为丰富的非常规天然气，推动了页岩气勘探开发技术的进步。1982 年 Mitchell 公司开始在 Barnett 页岩气区研究页岩气开发技术，在改进压裂介质后，于 1998 年使用水力压裂方式取得成功，大幅降低了压裂成本。2002 年美国 Devon 能源公司收购了 Mitchell 公司水力压裂技术并在此基础上开发了水平井技术来取代传统直井技术，使得页岩气的开采速度进一步加快。水力压裂使得天然气更顺利地流到井口，而水平井技术增加了压裂长度及与页岩层的接触面积，加速页岩气的产出。

在水平井、水力压裂等核心技术的支持下，自 2005 年以来，美国的页岩气产量飞速提升，页岩气占天然气产量的比重持续上升，据 EIA 统计，美国页岩气产量由 2007 年的 1.29 万亿立方英尺增长到 2019 年的 25.56 万亿立方英尺，年均复合增速为 28.3%，目前已经占到美国天然气产量的 70% 以上。在页岩气的大力开采下，美国天然气实现了自给自足，并成为出口大国。

图 40：2007-2020 年美国页岩气产量及占比



资料来源：EIA，光大证券研究所整理

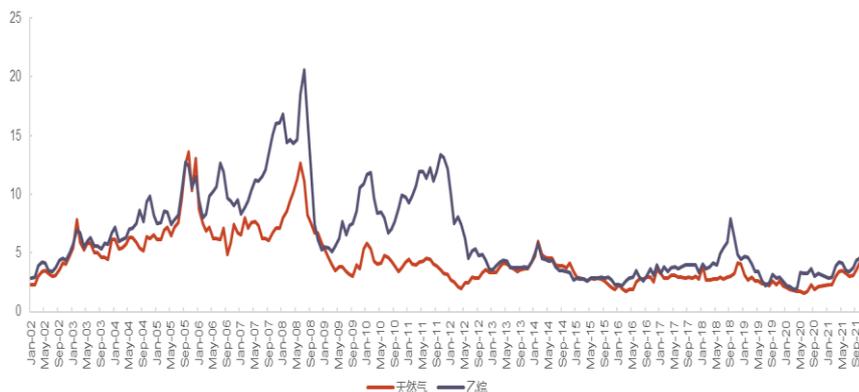
图 41：1991-2020 年美国天然气消费量、产量和净进口量 (万亿立方英尺)



资料来源：EIA，光大证券研究所整理

美国的页岩气中乙烷含量超过 10%，相比于其他天然气产出地区 5%左右的乙烷含量来说，美国页岩气中乙烷含量丰富，一般会被分离出来作为化工原料。页岩气革命极大地增加天然气供给的同时也增加了乙烷供给，这使得美国天然气和乙烷的价格一直处于低位。

图 42：2002 年以来美国天然气及乙烷现货价走势对比（美元/百万英热单位）



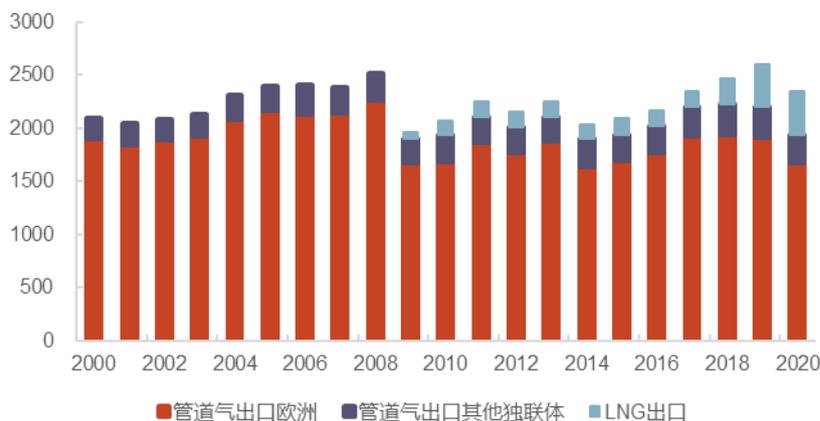
资料来源：EIA，光大证券研究所整理 注：数据截至 2021 年 11 月

#### 4.2.2、俄罗斯：“北溪二号”对欧供应增量即将释放

俄罗斯天然气的主要出口形式为向欧洲出口管道气。2020 年，俄罗斯出口天然气 2342 亿立方米，其中出口欧洲管道气 1677 亿立方米，占比 71.6%。

德国是欧洲最大的天然气消费国，2020 年德国天然气消费量为 865 亿立方米，占欧洲天然气总消费量的 16%，德国的天然气进口来源是俄罗斯、挪威和荷兰，其中俄罗斯占比超过了 60%。俄罗斯同德国与欧盟之间的能源合作由来已久，早在 1973 年冷战期间，苏联就通过管道向当时的联邦德国、意大利和奥地利等西欧国家输送油气。冷战结束后，俄罗斯资源驱动型的发展模式更促使俄欧之间的能源贸易不断发展深化。欧洲超过 40%的天然气供给来自俄罗斯。

图 43：2000-2020 年俄罗斯天然气出口结构（亿立方米/年）



资料来源：iFind，光大证券研究所整理

俄罗斯通往欧洲的输气管道有五条，分别为苏联时期建设、途径乌克兰的“兄弟”天然气管道，经黑海通往南欧的“南流”天然气管道，通往土耳其的“土耳其流”天然气管道，经波罗的海直达德国的“北溪 1 号”和“北溪 2 号”天然气管道。

“北溪 1 号”由俄罗斯和德国共同建设,参与方包括法国和荷兰等欧盟国家的公司。“北溪 1 号”起点在俄罗斯北部港口城市维堡,终点至德国东北部城市卢布明,包括两条从波罗的海下面穿过的天然气输送管线,其中第一条管线于 2011 年 11 月开通,第二条管线 2012 年 10 月开通。“北溪 1 号”天然气管道是首条不经过第三国,直接从俄罗斯通往欧洲的跨境天然气管道。

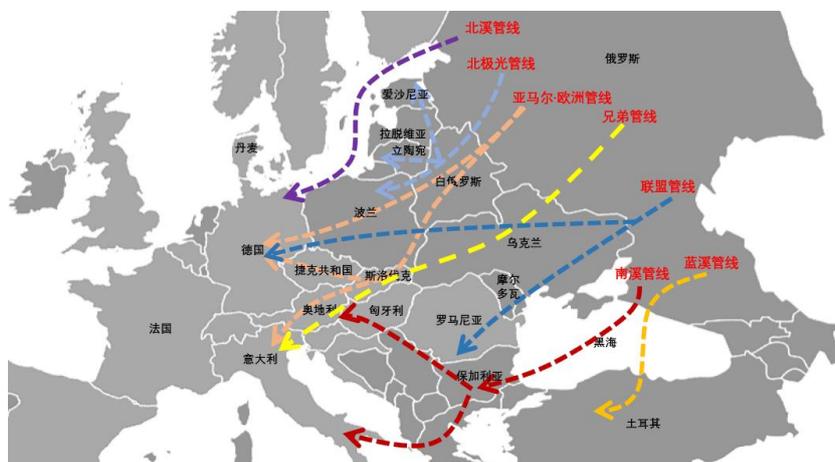
2015 年 6 月,俄罗斯天然气工业公司宣布,将与德国意昂能源集团、壳牌石油、法国能源和奥地利石油天然气集团等 6 家欧洲能源公司合作,组成联合公司,共同投资修建“北溪 2 号”。“北溪 2 号”于 2021 年 9 月建成,正式通气后每年将增加 550 亿立方米天然气的输送能力,是未来供应欧洲管道气的最大增量。

表 6: 俄罗斯通往欧洲天然气管道

管道名称	输气能力 (亿立方米/年)	投运时间	途径国家	终端国家
“兄弟”	240	1967	乌克兰, 捷克, 斯洛伐克, 奥地利, 匈牙利	德国, 意大利
“北极光”	460	1985	白俄罗斯	波兰, 乌克兰, 立陶宛
“联盟”	280	1978	乌克兰, 摩尔多瓦	罗马尼亚, 保加利亚, 马其顿, 土耳其
“亚马尔-欧洲”	330	1999	白俄罗斯, 波兰	德国
“蓝溪”	160	2005	海底直达	土耳其
“南溪”	630	2014 年终止建设		
“北溪 1 号”	550	2012	海底直达	德国
“北溪 2 号”	550	2022	海底直达	德国

资料来源: 中石油官网, 光大证券研究所整理

图 44: 俄罗斯通往欧洲天然气管道示意图



资料来源: 中石油官网, 光大证券研究所整理

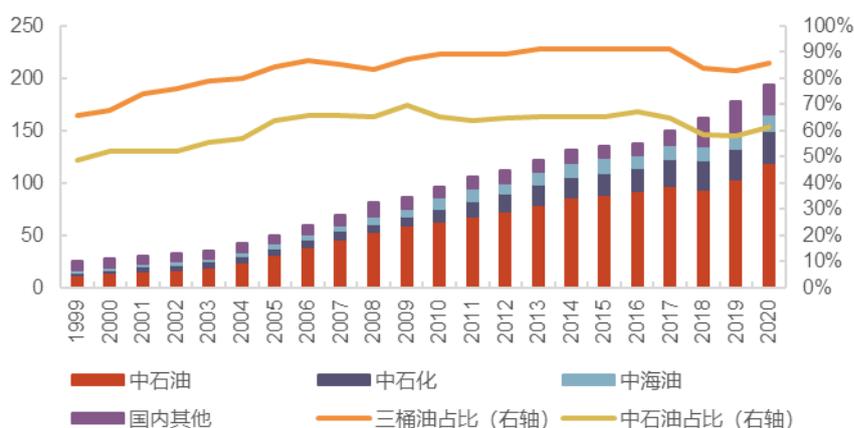
2021 年 11 月 16 日,德国能源监管部门表示,已暂停对俄罗斯和德国之间有争议的“北溪 2 号”天然气管道项目的认证程序。德国政府方面表示,俄罗斯天然气工业股份公司计划在德国建立一个子公司,以拥有并运营“北溪 2 号”的德国段。只要主要的资产和人员转移到子公司,并符合所有法律规定,认证过程可以重启。“北溪 2 号”在今年冬季启用的希望现已完全破灭,预计“北溪 2 号”项目的启用可能会推迟到 2022 年 3 月。启用后“北溪 2 号”每年将为欧洲输送 550 亿立方米天然气,占欧洲 2020 年天然气消费总量 (5448.5 亿立方米) 的 10% 以上,中长期来看将有效满足欧洲冬季的供暖需求。

## 5、国内需求高速增长，进口依存度持续提升

### 5.1、国内天然气供给以“三桶油”为主，进口依存度上升

我国自产天然气的主要来源是三大国有石油公司——中石油、中石化、中海油，三者产量占全国总产量的90%左右。其中又以中石油为主导，中石油的产量占全国总产量的60%以上。

图 45：1999-2020 年我国天然气年产量（十亿立方米）及格局分布



资料来源：Wind，光大证券研究所整理

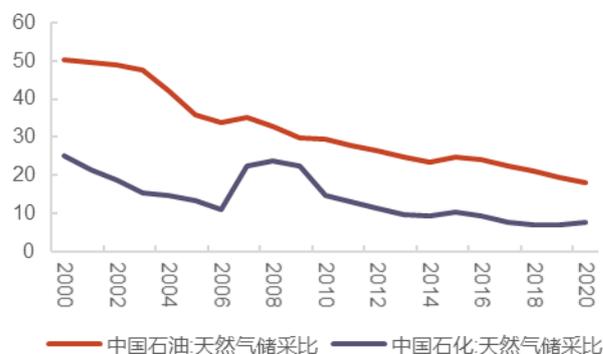
近年来，由于我国油气勘探开发速度缓慢，主要以提高储采比的手段增加天然气产量，但是产量增速不及消费，进口依赖进一步加强。中石油的天然气新增探明储量自2013年的最高点10.96万亿立方英尺下降到2020年的4.43万亿立方英尺，中石化的天然气新增探明储量亦从最高时的超过3万亿立方英尺缩减至2020年的1.12万亿立方英尺。勘探速度缓慢的背后是油气勘探开发投入不足。根据国家统计局数据，我国石油和天然气开采业投资额自2014年达到3948亿元高位后，2015年下降至3425亿元，2016年持续走低至2331亿元，虽然2017年投资额小幅回升至2649亿元，但仍未恢复至2015年的投资水平。

图 46：2000-2020 年中石油、中石化新增探明储量（十亿立方英尺）



资料来源：Wind，光大证券研究所整理

图 47：2000-2020 年中石油、中石化天然气储采比



资料来源：Wind，光大证券研究所整理

储采比的提升一定程度上增加了我国天然气产量，中石油、中石化的天然气储采比连续数年低位运行。2011-2020年，我国天然气产量从1026.9亿立方米增至1888.5亿立方米，年均复合增速7%；消费量从1308.74亿立方米增至3250.37亿立方米，年均复合增速高达11%。我国天然气产量的增长不及消费需求的增长，进口依存度从22%上升至42%。

图 48：2011-2020 年我国天然气产量、消费量、进口依存度



资料来源：Wind，光大证券研究所整理

## 5.2、管道气进口提升空间较大，接收站建设保障 LNG 供应

### 中俄线、中亚 D 线建设提升管道气进口长期增长潜力

2020年，我国进口天然气10181万吨，其中管道气3452万吨，LNG 6729万吨，LNG 为我国天然气进口的主力。

图 49：2017-2020 年我国天然气进口量（万吨）



资料来源：iFind，光大证券研究所整理

截至2020年12月，中国天然气长输管道总里程近8.3万千米，其中新粤浙线潜江至郴州段、中俄东线中段分别于2020年6月和12月正式投产，青宁天然气管道于2020年12月全线贯通，中俄东线南段（永清-上海）开始建设，同时省级管网、管网互联互通均如期推进。

管道气进口方面，我国已建、在建和规划新建中亚天然气管道A线、中亚天然气管道B线、中亚天然气管道C线、中亚天然气管道D线、中缅天然气管道

道、中俄东线天然气管道、中俄西线天然气管道等 7 条陆路进口天然气管道，全部建成后，进口能力达 1650 亿立方米/年。目前，中亚 A-C、中缅管道、中俄东线中段已全部建成投产，中亚 D 线、中俄西线还在建设中。

表 7：我国已建、在建及规划进口天然气管道

管道名称	气源国	管道长度 (公里)	设计输气能力 (亿立方米/年)	投产年份
中亚 A 线	土库曼斯坦 乌兹别克斯坦 哈萨克斯坦	1833	150	2009
中亚 B 线		1833	150	2010
中亚 C 线		1830	250	2014
中亚 D 线		1000	300	在建
中缅线	缅甸	2520	120	2013
中俄东线	俄罗斯	4000	380	2019
中俄西线			300	规划

资料来源：中石油官网，光大证券研究所整理

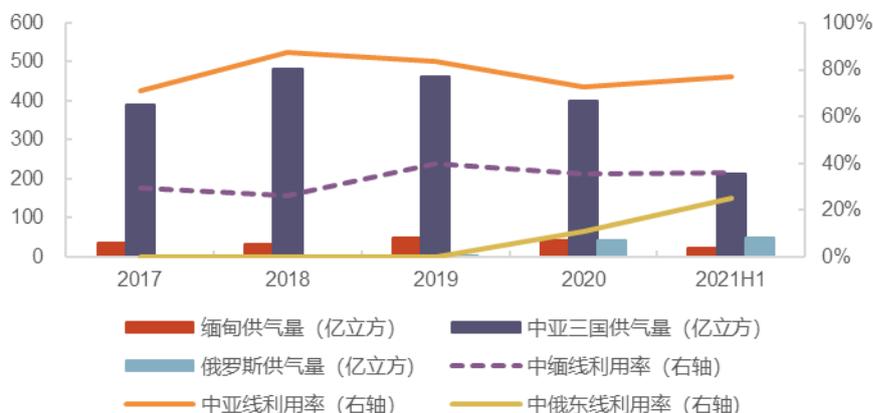
图 50：我国进口天然气管道示意图



资料来源：中石油官网，光大证券研究所整理

2020 年，缅甸、中亚三国、俄罗斯分别向我国供气 42.5、399.4、41.5 亿立方米，除了中亚线利用率达到 80%外，中缅线建成后利用率一直处于低位，而中俄东线正处于建设中，供气量尚在爬坡初期。我国管道天然气进口量仍有较大的提升空间。

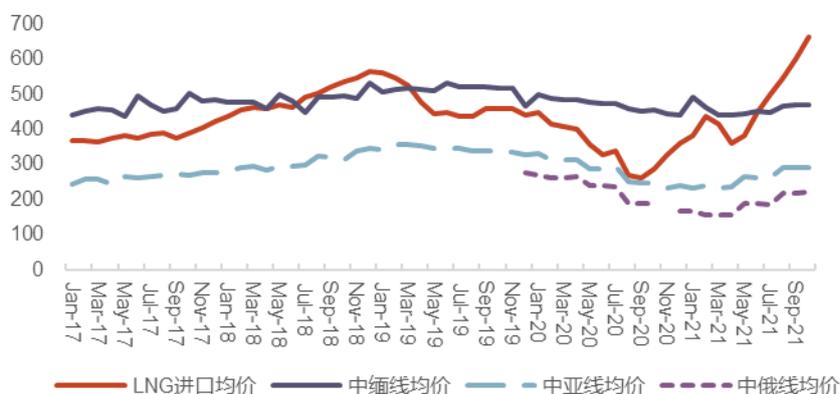
图 51：2017-2021 年上半年我国管道气进口量及管道利用率



资料来源：iFind，光大证券研究所整理

预计中亚 D 线、中俄西线全部建成通气后，我国进口管道气能力可达 1650 亿立方米/年。管道气进口协议年限长，供给稳定，价格除中缅线外均低于进口 LNG 价格。预计未来管道气在进口天然气中的占比将提升，并成为对冲国际 LNG 价格风险的后备手段。

图 52：2017 年以来管道气进口价格与 LNG 进口价格对比 (美元/吨)

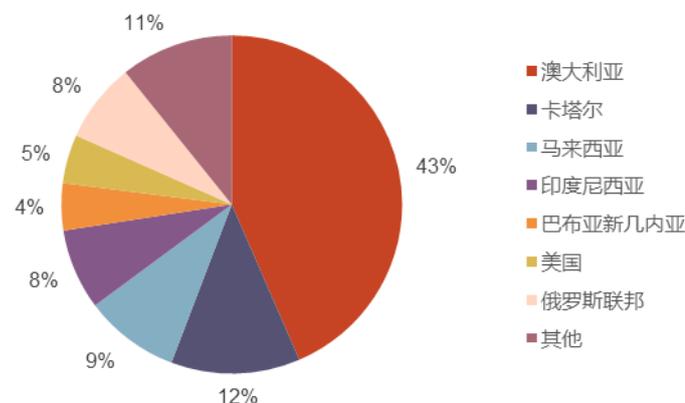


资料来源：iFind，光大证券研究所整理 数据截至 2021 年 10 月

### 配套设施建设逐步推进，LNG 接收能力持续提升

2020 年，我国进口 LNG 达 6729 万吨，前五大气源国分别为澳大利亚、卡塔尔、马来西亚、印度尼西亚、巴布亚新几内亚，占进口总量的 76%。

图 53：2020 年我国进口 LNG 气源国分布



资料来源：iFind，光大证券研究所整理

2020 年中国共完成 4 座 LNG 接收站的扩建，分别为广西北海 LNG（二期）、浙江宁波 LNG（二期）、江苏启东 LNG（三期）、天津 LNG（二期），合计新增 LNG 接收能力 1085 万吨。截至 2020 年 12 月，全国已建成并投运 22 座 LNG 接收站，总接卸能力达 8700 万吨/年。目前正在建设 LNG 接收站 17 座，合计产能 7230 万吨。预计到 2025 年，全国 LNG 总接收能力将超 1.6 亿吨/年。

表 8：2020 年及未来我国 LNG 接收站投产情况

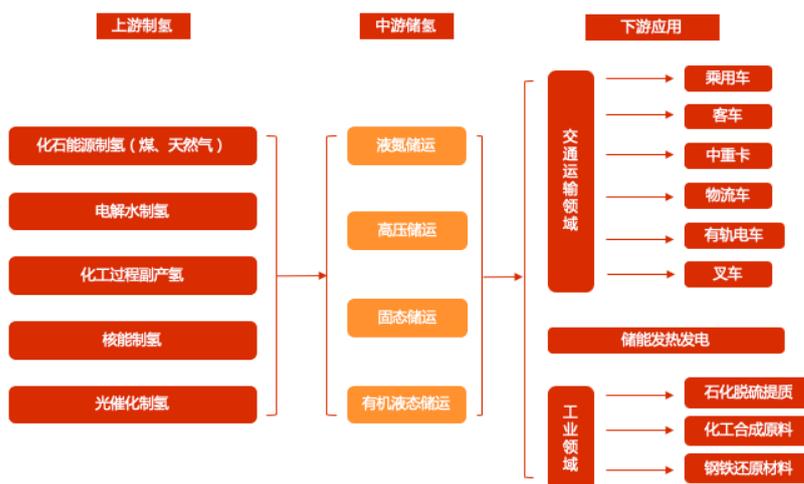
项目名称	所在位置	新增能力	所属公司	投产状态/投产时间
广西北海二期	广西北海铁山港	300 万吨/年	国家管网	已投产
浙江宁波二期	宁波市北仑白峰镇	300 万吨/年	中海油、浙能	已投产
江苏启东三期	江苏南通吕四港区	185 万吨/年	新疆广汇	已投产
天津 LNG 二期	天津南港工业区	300 万吨/年	中石化	已投产
新奥舟山接收站及加注站二期	浙江舟山	200 万吨/年	新奥股份	已投产
潮州华丰中天 LNG 储配站	广东潮州	100 万吨/年	中天能源	2022 年
温州 LNG 项目	浙江温州	300 万吨/年	浙江浙能	2022 年
漳州 LNG 项目	福建漳州	300 万吨/年	国家管网、中海油	2022 年
广州 LNG 应急调峰气源站	广东广州	100 万吨/年	广州燃气	2022 年
龙口港 LNG 项目	山东龙口港	500 万吨/年	中海油、龙口港集团	2023 年
华电赣榆 LNG 项目	江苏	600 万吨/年	华电	2023 年
东营港 LNG 项目	山东东营港	300 万吨/年	中海油、海诺港务	2023 年
惠州 LNG 项目一期	广东惠州	400 万吨/年	广东能源	2023 年
潮州华瀛 LNG 项目一期	广东潮州	600 万吨/年	华瀛天然气	2023 年
山东龙口 LNG 一期	龙口南山	500 万吨/年	国家管网	2023 年
中海油滨海 LNG 项目一期	江苏	300 万吨/年	中海油	2023 年
珠海直湾岛 LNG	广东珠海	500 万吨/年	澳门天然气	2023 年
茂名协鑫粤西 LNG 接收站一期	广东茂名	300 万吨/年	协鑫	2024 年
揭阳 LNG 项目	广东揭阳	650 万吨/年	中石油	2024 年
河北新天唐山 LNG	曹妃甸新天唐山	1200 万吨/年	河北建投	2024 年
阳江 LNG 调峰储气库一期	广东阳江	280 万吨/年	粤电、太平洋油气	2024 年
江门广海湾 LNG 项目	广东江门	300 万吨/年	九丰能源	2025 年

资料来源：中国石油集团经济技术研究院，前瞻产业研究院，光大证券研究所整理

### 5.3、氢能行业景气度提升，天然气制氢需求可期

氢是一种来源广泛、清洁无碳、灵活高效、应用场景丰富的二次能源。氢气的能量密度超 120MJ/Kg，是汽油的 3 倍，加大氢能利用是我国实现碳达峰、碳中和的重要对策。氢能产业链所涉及的环节和应用场景众多，包括上游氢能制造、中游氢能储存运输、下游交通领域、储能领域、工业领域应用，具有广阔的发展空间。

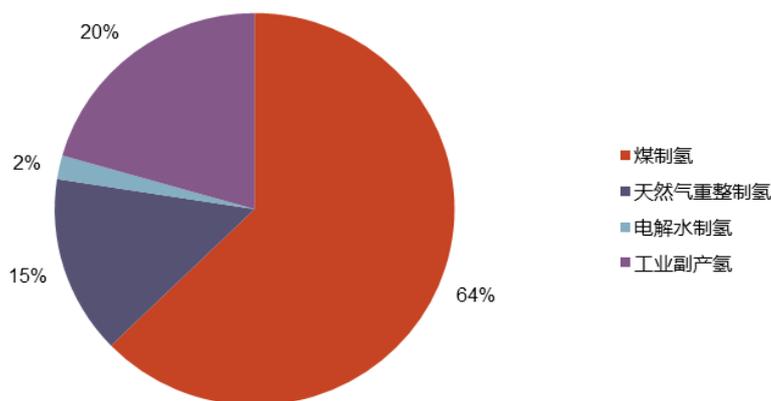
图 54：氢能产业链结构



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国汽车百人会），光大证券研究所整理

**制氢路线多样，煤制氢为主流制氢方式。**目前，氢气主要由以下三种技术路线制取：一是以煤炭、天然气为代表的化石能源制氢；二是以焦炉煤气、氯碱尾气、丙烷脱氢为代表的工业副产气制氢，三是电解水制氢。根据中国氢能发布报告数据，我国制氢原料中煤使用最广泛，占比达 64%，天然气占比达 15%。

图 55：2019 年中国氢气生产结构



资料来源：中国氢能联盟，光大证券研究所

**未来若我国征收碳税，煤制氢相对于天然气制氢的成本优势缩小。**煤制氢历史悠久，通过气化技术将煤炭转化为合成气，再经水煤气变换提取高纯度的氢气，

技术路线成熟高效，可大规模稳定制备，是国内主要的制氢方式。根据 2018 年张彩丽学者的《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，按天然气到厂价 2.5 元/m<sup>3</sup>，煤炭 450 元/t 测算，天然气制氢成本为 12831 元/t，折合 1.14 元/m<sup>3</sup>，煤制氢成本为 9903 元/t，折合为 0.869 元/m<sup>3</sup>。目前全球减排任务日益严峻，随着环保压力的加大，征收碳税将不可避免。根据《煤制氢与天然气成本分析及发展建议》（张彩丽）测算，碳税每变化 25 元/t，天然气制氢成本变化 0.01 元/m<sup>3</sup>，而煤制氢变化 0.05 元/m<sup>3</sup>，碳税对煤制氢的影响大于天然气制氢，在碳税征收的背景下，煤制氢成本优势下降。

**表 9：天然气制氢和煤制氢成本测算结果**

项目	单价	成本/(元·m <sup>3</sup> )	
		天然气制氢	煤制氢
原料(天然气/煤炭)		0.838	0.340
氧气	0.5 元/m <sup>3</sup>		0.210
辅助材料		0.014	0.043
燃料动力能耗		0.184	0.069
电	0.56 元/(kw·h)	0.020	0.024
循环水		0.002	0.008
新鲜水	4 元/m <sup>3</sup>	0.001	0.001
脱盐水		0.022	0.036
3.5MP 蒸汽	100 元/t	-0.018	
1.0MP 蒸汽	70 元/t	0	
燃料气		0.157	
直接工资		0.012	0.012
制造费用		0.065	0.135
财务及管理费		0.029	0.060
体积成本(标准状态)		1.141	0.869
折吨成本 <sup>1)</sup> / (元·t <sup>-1</sup> )		12831	9903

资料来源：《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》（张彩丽），光大证券研究所

**表 10：碳税对制氢路线成本的影响**

项目	天然气价格 / (元·m <sup>3</sup> )	煤炭价格 / (元·t <sup>-1</sup> )	碳税平衡点 / (元·t <sup>-1</sup> )
华北和沿海	2.5	450	175
华北	2.0	400	100
西北	1.5	300	50

资料来源：《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》（张彩丽），光大证券研究所

**当前我国氢能产业正在快速发展，中央支持政策密集出台。**氢能将成为中国能源体系的重要组成部分，根据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2019》公布的目标，预计到 2050 年氢能在中国能源体系中的占比约为 10%，氢气需求量接近 6000 万吨；全国加氢站达到 10000 座以上，交通运输、工业等领域将实现氢能普及应用，燃料电池车产量达到 520 万辆/年。中国对发展氢能持积极态度，已在多项产业政策中明确提出要支持中国氢能产业发展，2021 年国务院在《“十四五”规划及 2035 年远景目标纲要》中提到，在包括氢能与储能在内的前沿科技和产业变革领域，组织实施未来产业孵化与加速计划。近年来政府政策密集出台，支持力度不断加大。

表 11：中国氢能及燃料电池产业总体目标

产业目标	2019	2020-2025	2026-2035	2036-2050
氢能源比例(%)	2.7%	4.0%	5.9%	10.0%
产业产值(亿元)	3000	10000	50000	120000
加氢站(座)	23	200	1500	10000
燃料电池车(万辆)	0.2	5	130	500
固定式电源/电站(座)	200	1000	5000	20000
燃料电池系统(万套)	1	6	150	550

资料来源：《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2019》（中国氢能联盟），光大证券研究所

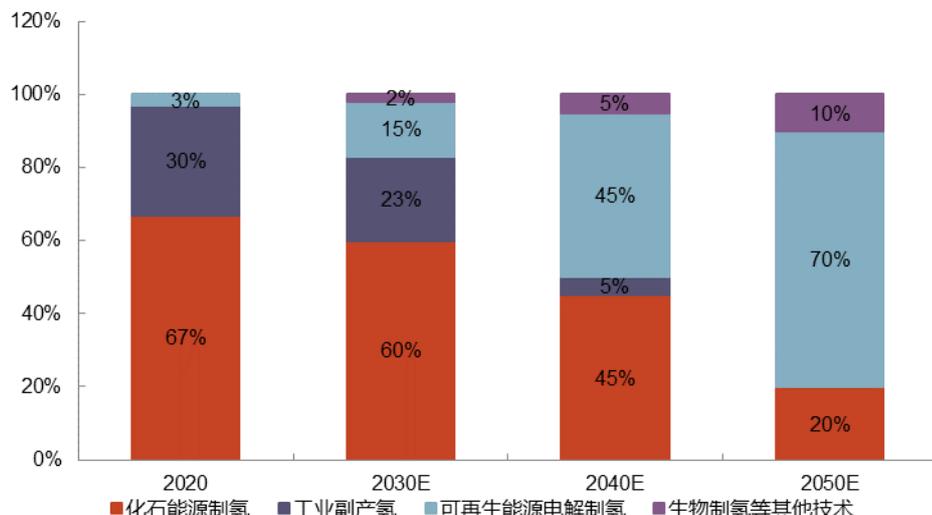
表 12：国家氢能相关政策

时间	文件	主要内容
2019 年 3 月	《政府工作报告》	继续执行新能源汽车购置优惠政策，推动充电、加氢等设施建设。
2019 年 12 月	《能源统计报表制度》	首度将氢气纳入 2020 年能源统计。
2020 年 5 月	《2020 年国民经济和社会发展计划》	制定国家氢能产业发展战略规划。支持新能源汽车、储能产业发展，推动智能汽车创新发展战略实施。
2020 年 6 月	《2020 年能源工作指导意见》	制定实施氢能产业发展规划，稳妥有序推进能源关键技术装备攻关，推动储能、氢能技术进步与产业发展。
2020 年 9 月	《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》	规划了氢燃料电池汽车的补贴政策。
2021 年 3 月	《“十四五”规划及 2035 年远景目标纲要》	在包括氢能与储能在内的前沿科技和产业变革领域，组织实施未来产业孵化与加速计划。
2021 年 4 月	《2021 年能源工作指导意见》	加强氢能、风电、储能等能源技术创新合作的同时，结合氢能、储能和数字化与能源融合发展等新兴领域增设若干创新平台，并开展氢能产业试点示范，大力推动氢能产业的创新与发展。

资料来源：国务院，国家能源局，财政部，工业和信息化部，光大证券研究所整理

**氢能产业快速发展，带动未来十年天然气领域需求增长。** 1) 根据中国氢能联盟统计，到 2030 年，中国氢气需求量将达到 3500 万吨，到 2050 年氢气需求量接近 6000 万吨；2) 根据中国氢能联盟预测，到 2030 年、2050 年化石燃料制氢占比分别下降到 60%和 20%，根据 2019 年中国氢气生产结构按煤制氢和天然气制氢在化石能源制氢构成比例为 82%、18%计算，2030 年天然气制氢量可达 378 万吨，2050 年天然气制氢量可达 216 万吨；3) 根据 2021 年常宏岗学者的《天然气制氢技术及经济性分析》一文，制造一吨氢气需要 3.9 吨天然气，则 2030 年制氢领域对天然气的需求为 1474 万吨，2050 年为 842 万吨，2021-2030 年 CAGR 为 3.6%，天然气制氢有望持续拉动天然气需求增长。

图 56: 中国氢气供给预测



资料来源:《中国氢能及燃料电池产业白皮书 2019》(中国氢能联盟), 光大证券研究所 注: 2030-2050 年为中国氢能联盟预测

表 13: 天然气制氢需求量测算

年份	氢气需求量 (万吨)	化石燃料制氢占比	天然气制氢量 (万吨)	天然气需求量 (万吨)	CAGR
2020	2200	67%	265	1035	
2030E	3500	60%	378	1474	3.6%
2050E	6000	20%	216	842	-2.8%

资料来源:《中国氢能及燃料电池产业白皮书 2019》(中国氢能联盟), 光大证券研究所整理 注: 2030-2050 年氢气需求量为中国氢能联盟预测

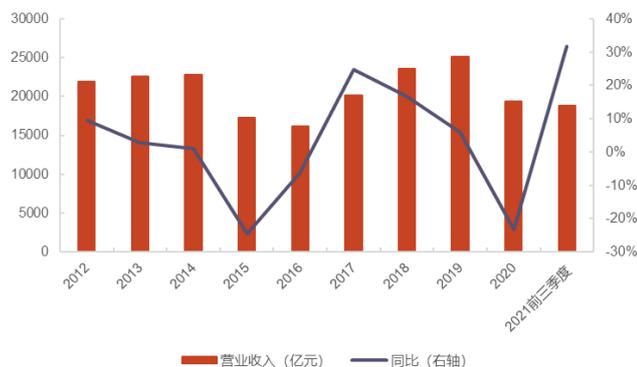
## 6、投资建议

在碳中和目标的大力推动下,我国天然气需求有望持续增长,天然气生产商将充分受益于天然气价格上涨;进口需求提升的背景下,天然气接收站建设有望加速。我们推荐: 1) 自产气龙头、进口气业务扭亏为盈的**中国石油 (A+H)**; 2) 聚焦天然气主业、21 年 H1 业绩实现高增长的新**奥股份**; 3) 绑定国际原油巨头, LNG 业务增量可期的**九丰能源**。建议关注: 1) LNG 接收站业务超预期, 拥有 LNG 接收站优秀核心资产的**广汇能源**; 2) 聚焦城燃主业的新**奥能源**; 3) 聚焦天然气终端零售, 核心业务高成长的**昆仑能源**; 4) 聚焦煤层气开采业务的新**天然气**、**蓝焰控股**。

### 6.1、 中国石油: 油气价格上行的最大受益生产商

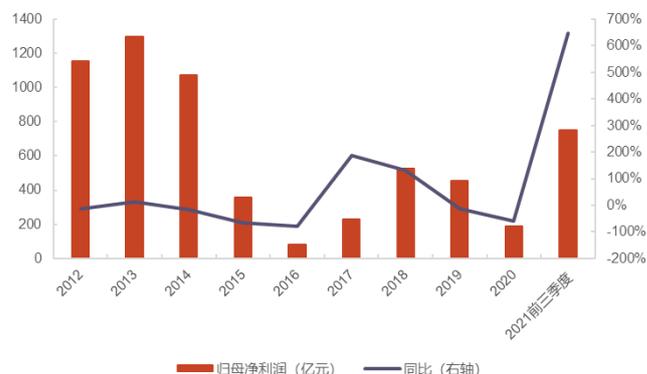
中国石油天然气有限公司是全国最大的油气生产和销售商,是世界最大的石油公司之一。2021 年前三季度,公司实现营业收入 18803 亿元,同比增长 31.8%;实现归母公司净利润 751 亿元,同比增长 646.4%。截至 2021 年 12 月 24 日,中国石油 A 股 PB-MRQ 仅为 0.73 倍, H 股 PB-MRQ 仅为 0.42 倍,均处于历史底部,公司价值被显著低估。

图 57：中国石油营业收入及同比



资料来源：iFind，光大证券研究所整理

图 58：中国石油归母净利润及同比



资料来源：iFind，光大证券研究所整理

### 天然气生产龙头，进口气扭亏为盈

中国石油是全国最大的天然气生产商，2020 年公司天然气已探明储量为 76 万亿立方英尺，年均可生产超过 4 万亿立方英尺天然气，产量占全国总产量的 60%以上。在天然气价格快速攀升的背景下，受益于天然气价格的上涨，公司自产气方面业绩有所提升。

此外，公司进口气在多年亏损后终于在 2021 年开始扭亏为盈。公司大力加强天然气采购成本管控，积极开发直供直销客户，加强与城市燃气、发电等客户的战略合作，严格执行价格政策，优化销售结构，通过线上竞价交易等市场化措施提升销售效益，实现天然气销售量效齐增。

### 加大勘探力度，销售渠道优势明显

在上游资源勘探方面，公司积极加大油气勘探开发力度，强化页岩油气攻关，在鄂尔多斯盆地、四川盆地和准噶尔盆地取得一批重要发现和重要进展。在油气生产方面，公司深化产运销储协调联动，持续推进“稳油增气”战略。在炼销一体化方面，公司是国内成品油销售双寡头之一，拥有强大的终端渠道优势和销售网络优势，不仅能够通过自有零售渠道销售自己的产品，同时还掌握了大量低价的成品油资源，市场竞争优势明显。

### 盈利预测、估值与评级

我们维持对公司的盈利预测，预计公司 21-23 年 EPS 分别为 0.52、0.55、0.58 元/股。公司为国内油气产业龙头公司，原油价格维持高位使得公司上游盈利能力持续增强，且由于公司在国内天然气气源结构方面的优化以及进口气方面的成本控制成效明显，天然气和管道板块盈利能力得到了显著提升，“减油增气”战略布局逐步完成后公司的竞争优势将更为明显，故维持 A 股和 H 股“买入”评级。

### 风险提示：

原油价格大幅下行的风险，天然气需求不及预期的风险。

表 14：中国石油盈利预测与估值简表

指标	2019	2020	2021E	2022E	2023E
营业收入 (亿元)	25168	19338	25686	29575	33309
营业收入增长率	6.94%	-23.16%	32.82%	15.14%	12.63%
净利润 (亿元)	457	190	951	999	1054

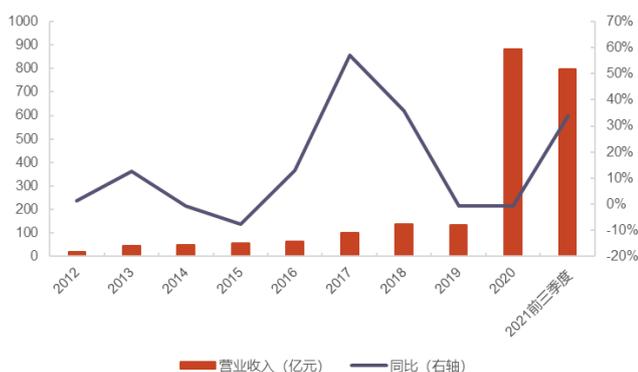
净利润增长率	-13.14%	-58.40%	400.40%	5.08%	5.49%
EPS (元)	0.25	0.10	0.52	0.55	0.58
ROE (归属母公司) (摊薄)	3.71%	1.56%	7.35%	7.33%	7.35%
P/E (A 股)	20	48	10	9	9
P/E (H 股)	12	28	6	5	5
P/B (A 股)	0.74	0.75	0.70	0.66	0.63
P/B (H 股)	0.43	0.44	0.41	0.39	0.37

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测, 股价时间为 2021-12-27 汇率: 按 1HKD=0.83284CNY 换算

## 6.2、 新奥股份：聚焦天然气主业，舟山接收站支点作用显现

新奥股份是一家涵盖天然气生产、批发、直销、零售，能源技术工程服务，以及煤炭、甲醇等能源化工产品的生产和销售的新能源企业。2021 年前三季度，公司实现营业收入 796 亿元，同比增长 33.8%；实现归母公司净利润 32 亿元，同比增长 156.5%。

图 59：新奥股份营业收入及同比



资料来源: iFind, 光大证券研究所整理

图 60：新奥股份归母净利润及同比



资料来源: iFind, 光大证券研究所整理

### 舟山接收站支点作用显现，直销气业务带动盈利能力提升

公司通过托管协议获得舟山 LNG 接收站的运营管理权，LNG 接收站二期项目于 2021 年 6 月 28 日投入试运行，投产后其年处理能力有望达到 800 万吨，储气调峰能力明显增强。基于庞大的下游客户基础以及舟山 LNG 接收站稳定的处理能力，公司积极拓展海外进口直销气业务。公司充分发挥舟山接收站的支点作用，扩大海外资源采购，不断释放产业链整体价值。

### 重大资产重组与股权出售，进一步巩固天然气产业链战略布局

2020 年 9 月，公司完成重大资产重组标的资产过户，通过资产置换、发行股份及支付现金的方式购买新奥国际及精选投资持有新奥能源的 32.80% 股权，业务结构发生重大变化，此次重大资产重组标志着公司正式向天然气产业智能生态运营商转型。同时，公司已于 2021 年 5 月完成其持有的参股公司新能凤凰（滕州）能源有限公司 40% 股权的出售，此次股权出售进一步提高了公司的天然气业务占比，强化公司聚焦天然气业务的战略定位。

### 把握碳中和机遇，多措并举深入综合能源领域

我国提出到 2030 年前实现碳达峰，2060 年实现碳中和，为清洁能源发展带来新机遇。2020 年，公司位于海南省洋浦经济开发区的综合能源项目已正式

投运,据公司 20 年年报披露,该项目可为洋浦经济开发区每年节约 10.7 万吨标准煤,减少二氧化碳排放 28 万吨。此外公司还积极布局氢能源产业链,在辽宁葫芦岛开工建设公司首个氢气供应项目,并参股上海加氢站建设,未来可结合现有能源基础设施优势,为客户提供低碳能源,增加新收入来源同时扩大天然气销售量。公司多方位布局,在碳中和机遇下追求高质量发展,不断深入综合能源领域。

### 盈利预测、估值与评级

我们维持公司 21-23 年盈利预测,预计 2021-2023 年净利润分别为 29.11/33.70/39.25 亿元,折合 EPS 分别为 1.02/1.18/1.38 元,维持“买入”评级。

### 风险提示

产品价格波动影响毛利的风险;天然气需求不及预期或下降的风险。

表 15: 新奥股份盈利预测与估值简表

指标	2019	2020	2021E	2022E	2023E
营业收入(百万元)	13,544	88,099	102,991	114,882	131,126
营业收入增长率	-0.65%	550.46%	16.90%	11.55%	14.14%
净利润(百万元)	1,205	2,107	2,911	3,370	3,925
净利润增长率	-8.82%	74.90%	38.16%	15.78%	16.44%
EPS(元)	0.98	0.81	1.02	1.18	1.38
ROE(归属母公司)(摊薄)	12.88%	25.91%	26.97%	24.86%	24.45%
P/E	20	24	19	16	14
P/B	2.5	6.1	5.0	4.0	3.4

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测, 股价时间为 2021-12-27 注: 2019 年总股本为 12.29 亿, 2020 年增发后为 26.00 亿, 2021 年变为 28.46 亿; 2019 年为调整前数值

## 6.3、九丰能源: LNG 有望迎来景气周期, 公司成长空间广阔

公司是华南地区第一大 LPG 进口商, 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, 主要应用于燃气发电、工业燃料、城镇燃气、汽车燃料、化工原料等领域。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, 位置优越且周转良好; 与国际能源供应商常年保持良好的合作关系, LNG 方面与多家国际知名能源公司建立了长期的合作关系, 能保障长期稳定的优质国际气源供应。2021 年前三季度, 公司实现收入 116 亿元, 同比增长 93.7%; 实现归母净利润 6.09 亿元, 同比下降 3.9%。

图 61：九丰能源营业收入及同比



资料来源：iFind，光大证券研究所整理

图 62：九丰能源归母净利润及同比



资料来源：iFind，光大证券研究所整理

### 盈利预测、估值与评级

我们维持公司 21-23 年盈利预测，预计 2021-2023 年净利润分别为 10.38/14.03/18.18 亿元，折合 EPS 分别为 2.34/3.17/4.10 元，维持“买入”评级。

### 风险提示

宏观经济波动风险，人民币兑美元汇率风险，上游采购价格波动风险，次新股股价波动风险。

表 16：九丰能源盈利预测与估值简表

指标	2019	2020	2021E	2022E	2023E
营业收入 (百万元)	10,021	8,914	11,627	13,914	16,813
营业收入增长率	-12.82%	-11.05%	30.44%	19.67%	20.83%
净利润 (百万元)	367	768	1,038	1,403	1,818
净利润增长率	110.19%	109.31%	35.25%	35.13%	29.61%
EPS (元)	1.02	2.13	2.34	3.17	4.10
ROE (归属母公司) (摊薄)	18.50%	30.55%	16.67%	18.38%	19.24%
P/E	39	19	17	13	10
P/B	7.2	5.7	2.8	2.3	1.9

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2021-12-27 注：公司 2019 年及 2020 年末总股本为 3.6 亿股，2021 年及以后总股本为 4.43 亿股

## 6.4、广汇能源：LNG 接收站业务高增长，铁路运煤提业绩

广汇能源是国内唯一一家同时拥有煤、气、油三种资源的民营企业，以 LNG、甲醇、煤炭、煤焦油为核心产品。公司以能源物流为支撑，发展天然气液化、煤炭开采、煤化工转换、油气勘探开发四大业务。公司立足新疆本土及中亚、面向全球，能够获取丰富的煤炭、石油和天然气资源，并采取“大能源、大物流、大市场”战略，具备从上游资源勘探开发、到中游资源加工转换和物流中转运输，直至下游终端市场销售的全产业链布局。

2021 年前三季度，公司实现营业收入 165 亿元，同比增长 65.7%；实现归母净利润 27.60 亿元，同比增长 289.5%。

### LNG 接收站业务高增长，未来成长核心逐步显现

公司自 2017 年进入 LNG 接收站业务，启东一期储罐容量为 10 万方，设计周转量为 60 万吨，随着周转规模稳步增长，资源采购能力和风险管控能力持续强化，LNG 接收站优势逐步显现。2021 年，公司启东 LNG 接收站周转能力为 300 万吨/年，总罐容量达到 42 万方。公司投资 6.46 亿元用于建设 5#20 万立方米储罐，目前已得到江苏发展和改革委员会批准，计划在 2022 年实现储罐总罐 62 万方，周转能力扩大到 500 万吨/年。此外公司计划于 2025 年投产两个 20 万立方米储罐，周转能力将达到 1000 万吨/年。启东天然气管线项目于 2020 年底投入运行，并与中石油西气东输南通站互连，具备天然气上载条件，打通了进口天然气进入内陆的通道。同时江苏南通 LNG 接收站及配套终端也于 2020 年底投运，全面实现了 LNG 储运的“液进气出”，大幅增强公司 LNG 接收站的运行周转能力，提升公司盈利能力。21 年上半年启东 LNG 接收站接卸 LNG 船舶共计 19 艘，周转量 113.44 万吨（合计 159,114.75 万方），同比增长 56.94%。与此同时公司积极开拓转口贸易业务，加速培育新的利润增长点，21 年上半年实现外购气销量 165,953.97 万方（合计 117.98 万吨），同比增长 76.08%。随着我国加快推进能源生产和消费转型，新型城镇化进程不断提速和油气体制改革有序推进，天然气作为清洁且经济的能源，公司将会迎来新的发展机遇。

#### 风险提示

天然气价格波动风险；项目推进不及预期风险。

### 6.5、 新奥能源：城燃主业持续增长

新奥能源为中国最大的清洁能源分销商之一，主营业务分为五大部分，分别为天然气零售、燃气批发、工程安装、泛能和增值业务。截至 2021 年 6 月 30 日，在全国 20 个省市及自治区运营 239 个城市燃气项目，受益于两碳背景下的工业煤改气提速，为 2439.5 万个住宅用户和 19.1 万家工商业用户提供燃气服务，覆盖接驳人口 1.17 亿人。2021 年上半年公司实现营业收入 412.3 亿元，同比+30.7%；实现归母净利润 37.65 亿元人民币，同比+39.8%；实现核心利润 36.85 亿元，同比+18.4%。

2020 年集团积极把握国家低碳发展的时代机遇，全年共有 21 个综合能源项目完成建设并投入运营，累计已投运综合能源项目达 119 个，另有在建综合能源项目 24 个，同时积极开展利用低碳能源包括生物质、光伏和地热等项目。新奥能源宣布 2030 年，公司将实现系统能效提升，能源结构调整和天然气低碳化三大行动，将于 2050 年前实现碳中和。

#### 风险提示

城市燃气价格波动风险；公司综合能源业务扩张不及预期。

### 6.6、 昆仑能源：聚焦天然气终端零售，核心业务高成长

昆仑能源主要从事液化天然气（LNG）和压缩天然气（CNG）终端、天然气发电和分布式能源、液化天然气（LNG）加工与储运、液化石油气（LPG）销售等业务，业务分布于中国 31 个省、自治区、直辖市，2020 年天然气年销售规模 200 亿立方米，LNG 接收站接卸能力 1900 万吨，液化石油气年销售 600 万吨以上，是中国国内销售规模最大的天然气终端利用企业和 LPG 销售企业之一。2021 年上半年，公司实现收入 677 亿元，同比增长 29.7%；实现归母净利润 205 亿元，同比增长 430.2%。

截至 2020 年末，公司燃气项目达到 414 个，遍布全国 31 个省市，在疫情冲击下，20 年依然实现天然气销量 378 亿立方米，同比增长 35%。公司坚持把

城燃项目作为市场开发和稳定效益的重点，强化新市场开发和现有客户挖潜增效，实现终端零售市场量效齐增。公司创新热电联供、合同能源管理等合作模式，山东、湖北等公司城燃混改取得突破，四川公司开创油气合建新局面，终端项目开发呈现规模优势。

#### 风险提示

天然气价格波动风险；公司管网剥离定价后续发生重大变动的风险。

### 6.7、新天然气：大型城燃公司，控股子公司煤层气发力

新疆鑫泰天然气股份有限公司是新疆的大型城市燃气运营商服务商，主要从事城市天然气的输配、销售、入户安装以及煤层气开采业务。公司拥有控股子公司亚美能源 51.65% 的股权，为国内煤层气开采龙头企业。2021 年前三季度，公司实现营业收入 16.99 亿元，同比增加 23.2%，实现归母净利润 9.08 亿元，同比增加 287.8%，扣非后归母净利 3.53 亿元，同比增加 55.5%。

公司与当地中石油昆仑燃气公司深度合作，公司控股子公司亚美能源旗下的马必和潘庄项目也分别与中石油天然气集团、中海油下属子公司中联煤层气公司建立了长期战略合作关系。公司上游气源方面的战略合作将减轻上游成本压力，未来将持续保持稳定的利润空间。

#### 风险提示

城市燃气价格波动风险；亚美能源开采进度低于预期的风险。

### 6.8、蓝焰控股：煤层气开采龙头

公司主要业务为煤矿瓦斯治理及煤层气勘查、开发与利用，主要产品为煤层气（煤矿瓦斯）。公司生产的煤层气（煤矿瓦斯）通过管输、压缩等方式销往山西及周边地区用户。2021 年前三季度，公司实现营业收入 13.94 亿元，同比增长 37.7%，实现归母净利润 2.30 亿元，同比增长 0.5%。

经过多年发展，公司形成了煤层气上中下游一体化的产业链。上游已建设稳定的煤层气生产基地，中游按照“就近利用、余气外输”的原则，采用管输、压缩两种方式进行合理输配，下游开辟了山西及周边地区稳定的城市燃气、工业用气等用户市场，主要采用直销方式和市场化原则将煤层气销售给天然气管道公司、销售公司和液化天然气生产公司等单位，已初步形成从煤层气勘查、抽采、工程设计、气井运营，到煤层气运储和批发销售等较为完整的业务链条。

#### 风险提示

煤层气价格波动风险；煤层气销量低于预期的风险。

## 7、风险提示

#### 行业周期性风险

天然气是国民经济运行的基础性产业，景气度受国民经济发展周期和市场供求关系的影响较大。天然气的市场需求与国家宏观经济发展密切相关，经济周期的变化将影响天然气等能源的需求。如果国民经济对能源总体需求下降，将直接影响天然气的销售。

### 新冠疫情持续带来需求不及预期风险

2021 年以来新冠疫情多次反复，传染性更强的奥密克戎等变种病毒在全球范围内快速扩散。天然气产业下游受到新冠疫情影响较大，若疫情持续反复且疫苗接种未能达到预期免疫屏障效果，将对全球市场需求造成较长时间负面影响。

### 进口设施建设不及预期的风险

我国天然气进口管道和 LNG 接收站的建设周期长，不确定性大，若进口设施建设进度不及预期，可能对进口能力产生负面冲击。

## 行业及公司评级体系

	评级	说明
行业及公司评级	买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
	增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
	中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
	减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
	卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
	无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
基准指数说明：		A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

## 分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

## 分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不与、不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

## 法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

光大新鸿基有限公司和 Everbright Sun Hung Kai (UK) Company Limited 是光大证券股份有限公司的关联机构。

## 特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对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。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。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。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

## 光大证券研究所

### 上海

静安区南京西路 1266 号  
恒隆广场 1 期办公楼 48 层

### 北京

西城区武定侯街 2 号  
泰康国际大厦 7 层

### 深圳

福田区深南大道 6011 号  
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

## 光大证券股份有限公司关联机构

### 香港

光大新鸿基有限公司  
香港铜锣湾希慎道 33 号利园一期 28 楼

### 英国

Everbright Sun Hung Kai (UK) Company Limited  
64 Cannon Street, London, United Kingdom EC4N 6AE