

天然气行业研究框架

行业研究 · 行业专题 基础化工 · 天然气

证券分析师：杨林

010-88005379

yanglin6@guosen.com.cn

S0980520120002

证券分析师：薛聪

010-88005107

xuecong@guosen.com.cn

S0980520120001

证券分析师：董丙旭

0755-81982570

dongbingxu@guosen.com.cn

S0980524090002

- ◆ **天然气是清洁的化石能源，主要用于发电、城燃和工业燃料。除少部分发达国家外，在世界大部分地区天然气消费仍未达峰，天然气绝对消费量及在一次能源中占比仍有上升空间。**回顾典型国家历史，天然气市场发展历程基本都包含启动期、发展期和成熟期。典型国家从启动期到成熟期通常要半个世纪以上，快速发展期一般经历30年左右。目前中国天然气市场仍处在快速发展期，未来仍将维持较快增长。
- ◆ **LNG应为天然气贸易关注重点，美国LNG未来仍有增量释放，中国天然气存在缺口。**全球天然气主要产区主要为北美、独联体、中东及亚太国家。天然气消费方面，北美、亚太国家呈现基数大、增速快的特点，而欧洲的天然气消费则逐步萎缩。天然气贸易则主要体现为从中东、俄罗斯和美国流向欧洲和亚太地区。由于欧洲天然气市场预期萎缩，亚太地区尤其是中国天然气进口有望保持长期进口。
- ◆ **中国天然气供给：非常规气成为重要增长极，进口能力持续扩张。**我国天然气资源较为丰富，有较好增产趋势，非常规气产量不断增长，成为重要增长极；进口管道气方面，中俄天然气管道东线供应量稳定增加，且正在积极推动远东管道及西伯利亚力量2号天然气管道；进口LNG方面，近年我国LNG接收站建设加快进行，LNG接收能力也在快速提升。因此我们判断，中国天然气供应未来也将维持较高的增长。
- ◆ **中国天然气需求：维持较快增速，结构有所分化。**2024年前三季度我国天然气需求增长较快，全年天然气消费量预计超4000亿立方米。按照十四五现代能源体系规划，2025年天然气消费量将达到4200-4600亿立方米，复合增速达到7%左右，天然气的消费峰值预计出现在2040年，约为7000亿立方米。消费结构中，城市燃气和工业燃料为当前主要需求，但是未来增长过程中天然气发电和城市燃气增长较快。
- ◆ **天然气定价机制：推动天然气顺价机制将是主旋律。**进口LNG价格挂靠指数愈加多元化，价格有望下降。天然气上下游价格联动工作正在积极推动之中，目前多地已经开始启动顺价方案。预期随着顺价机制的推动，国内天然气价格仍然存在上涨的可能性。
- ◆ **看好龙头企业的量价弹性。**我们认为，受益于国内天然气的快速发展，龙头企业有望受益，一方面国内上游资源主要掌握在三桶油手中，是未来增储上产和进口的主力；另一方面随着天然气顺价机制的推动，龙头企业的价格弹性也将逐步显现。**推荐天然气全产业链龙头公司【中国石油】【中国海油】以及具备LNG贸易能力及接收站的【广汇能源】。**

- [1] 天然气概览与天然气工业发展规律
- [2] 国际天然气供需格局
- [3] 国际天然气贸易情况
- [4] 国内天然气供给格局
- [5] 国内储运设施建设情况
- [6] 国内天然气消费格局
- [7] 天然气定价体系
- [] 风险提示

1

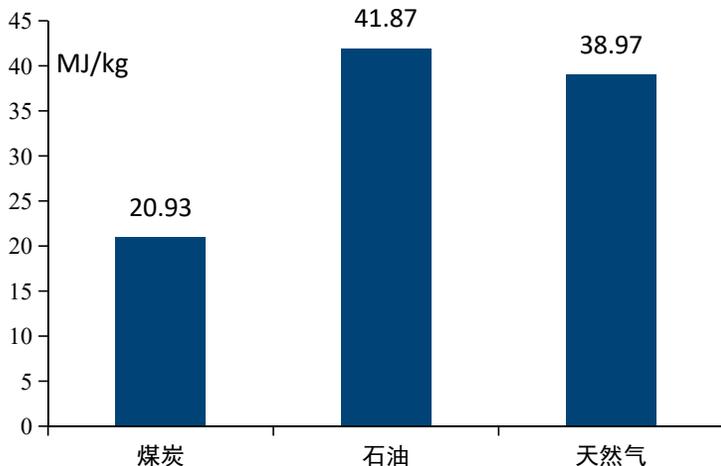
天然气概览与天然气工业发展规律

[返回目录](#)

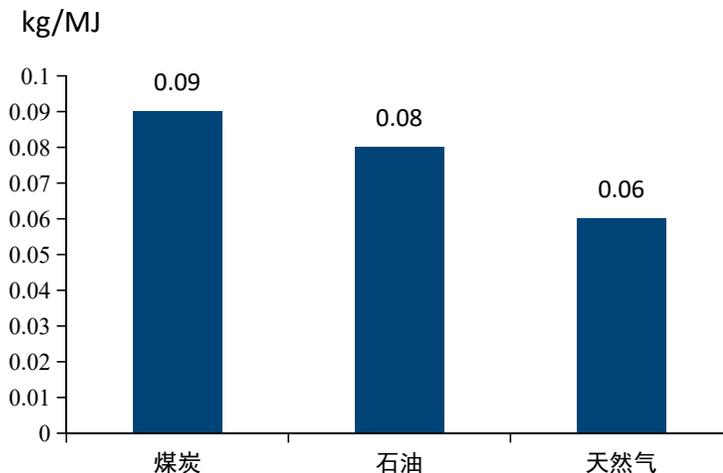
天然气是清洁的化石能源

- ◆ 天然气一般是在各种地质条件下生成并埋藏在地下的、由气田开采出来或者与石油一起被开采出来的可燃气体。天然气主要成分是烷烃，甲烷含量95%以上，具有清洁低碳属性，是化石能源中相对低碳品种，天然气标准热值与石油接近，远高于煤炭，且其单位热值二氧化碳排放量是石油的77%、煤炭的59%，且天然气中硫、氮元素含量极低，与石油和煤炭相比，天然气更加高效、清洁，是实现世界能源消费结构转型的关键。天然气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。
- ◆ 天然气主要用于发电、城市燃气和工业燃料，天然气与煤炭、石油并列为世界能源的三大支柱，在世界一次能源结构中的比例逐渐上升。

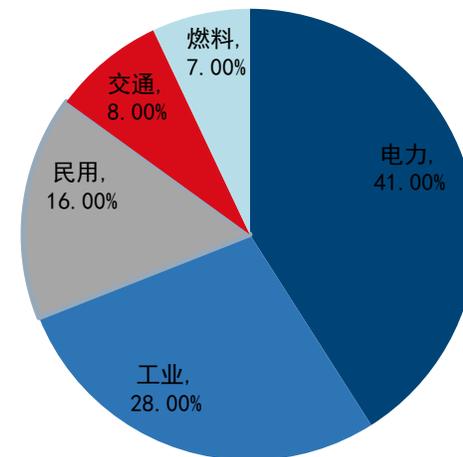
图：天然气热值远高于煤炭



图：天然气燃烧碳排放较低



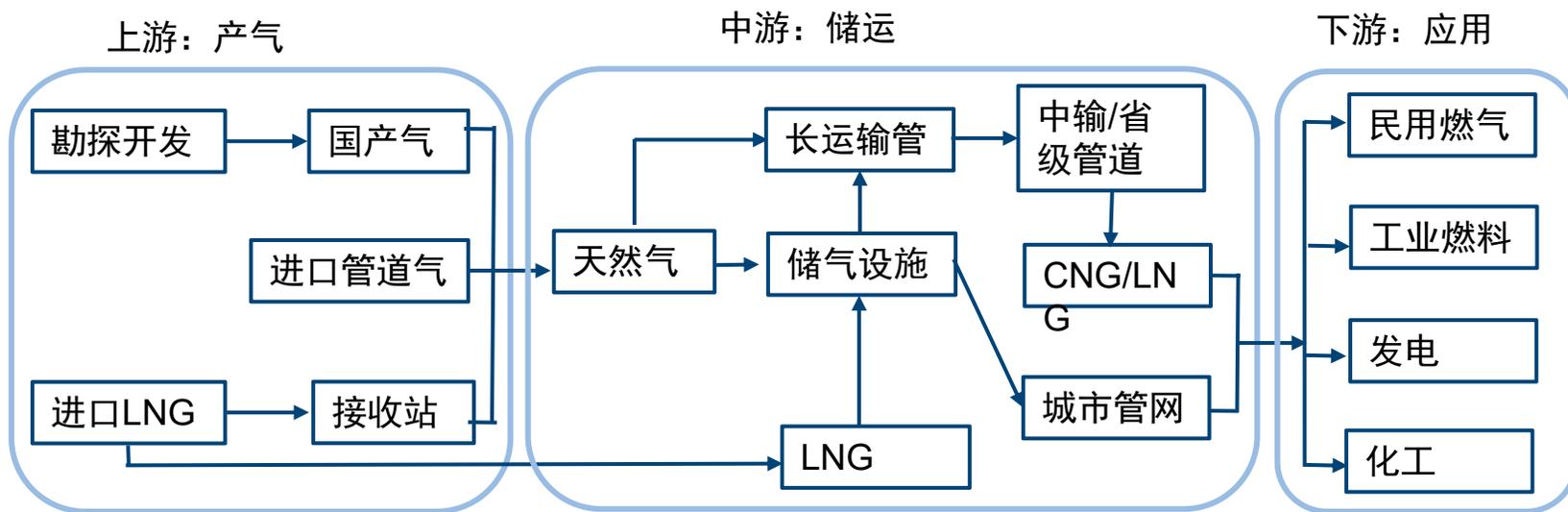
图：2022年全球天然气消费结构



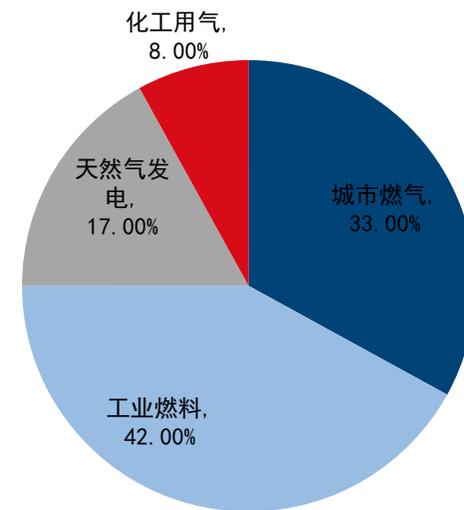
天然气行业产业链

- ◆ 天然气产业链一般可以分为上游产气、中游储运、下游消费三部分。上游：我国天然气来源可分为以三桶油主导开发的本土天然气，来源与中亚与俄罗斯的管道气以及通过LNG船舶运输的进口LNG；中游：天然气运输方式包括管网、LNG槽车，储运设施包括LNG储罐及地下储气库等设施；下游：天然气下游应用广泛，主要包括工业燃料、居民燃气、化工、发电；
- ◆ 中国城市燃气及工业用气消费占比较高，分别为33%及42%，天然气发电及化工用气占比仅为17%及8%，天然气在这些领域仍有还有较大的发展空间。

图：中国天然气产业链示意图



图：中国天然气消费结构

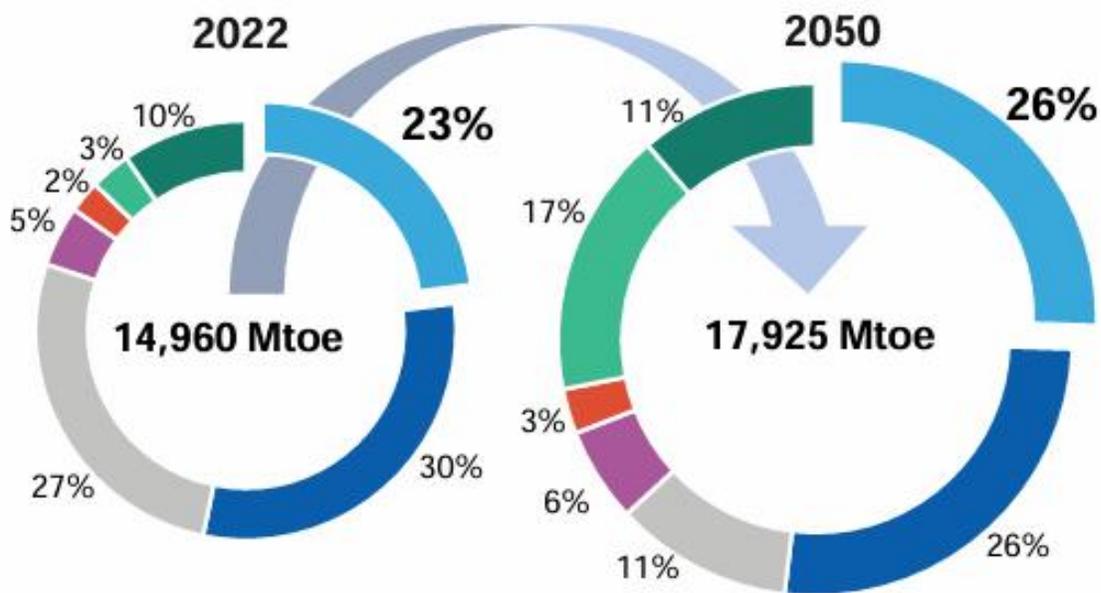


资料来源：华经情报网，国信证券经济研究所整理

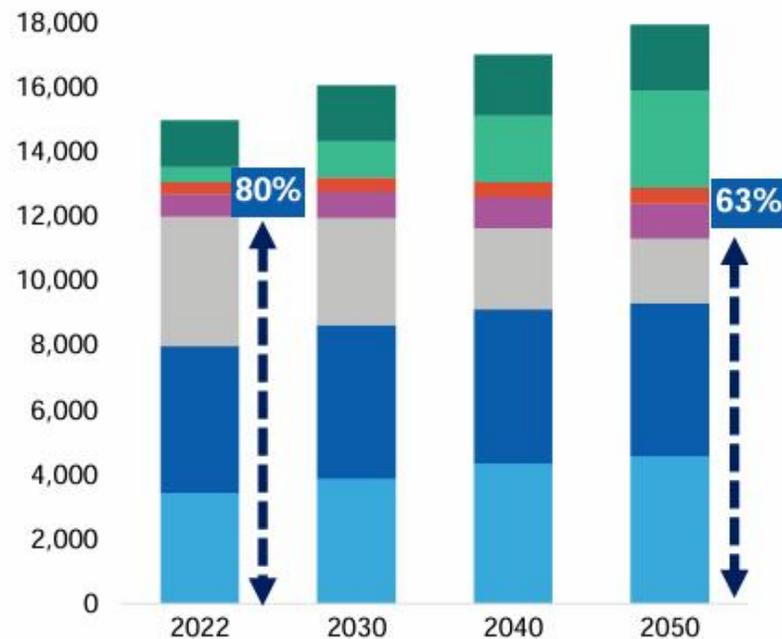
天然气在一次能源中重要性不断提高

- ◆ 天然气是全球一次能源结构的重要组成部分，据天然气气输出国论坛数据显示，2022年天然气在全球一次能源消费中占比为23%，预计至2050年天然气在全球一次能源消费中占比将提升至26%。
- ◆ 在化石能源消费占比下降的大趋势下，天然气消费预期增长，2022年全球天然气消费3441百万吨油当量（3.94万亿立方米），2050年天然气预期消费量将提升至4661百万吨油当量（5.34万亿立方米）。

图：全球天然气消费占比预期提升



图：全球能源需求结构走势图



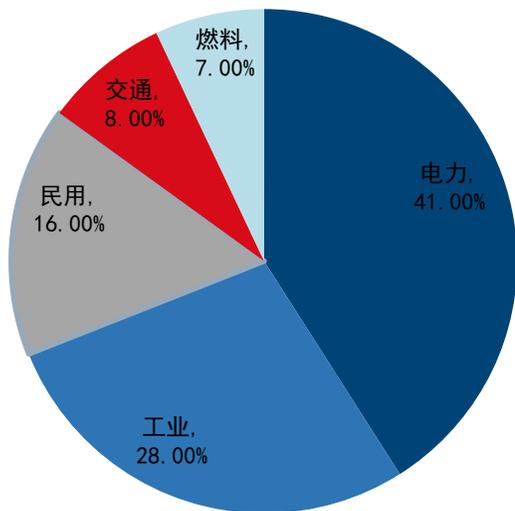
■ Natural gas ■ Oil ■ Coal ■ Nuclear ■ Hydro ■ Renewables ■ Bioenergy

资料来源：GECF，国信证券经济研究所整理

资料来源：GECF，国信证券经济研究所整理

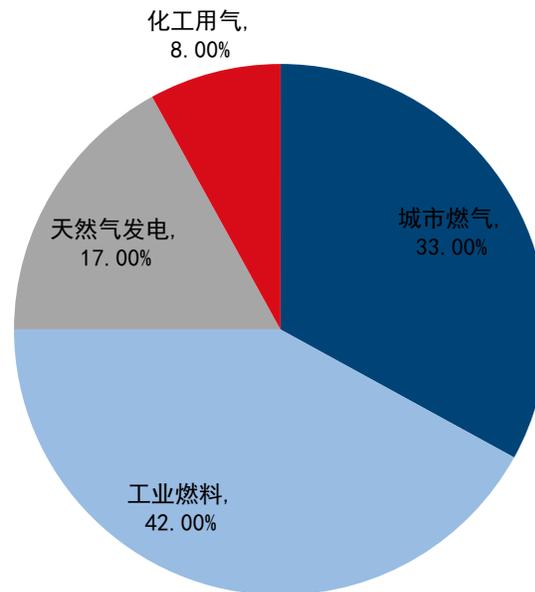
- ◆ 天然气下游应用主要分为城市燃气、工业燃料、发电用气和化工用气四个领域。工业燃料用气主要包括两个方面，其一是工业企业将天然气作为燃料，另外则是城市中天然气锅炉、窑炉对天然气的消耗；城镇燃气主要包括城市和乡镇居民日常燃气使用、商业用气及冬季取暖等公共服务用气；发电用气主要指热电联产、调峰电站及分布式能源项目中燃气轮机对天然气的使用；化工用气主要是天然气合成氢气后再制备氨、甲醇等。
- ◆ 与全球天然气消耗结构相比，中国发电用天然气占比明显较低，燃气电厂的建设将是长期拉动天然气消耗的重要领域。

图：2022年全球天然气消费结构



资料来源：华经情报网，国信证券经济研究所整理

图：2022中国天然气消费结构

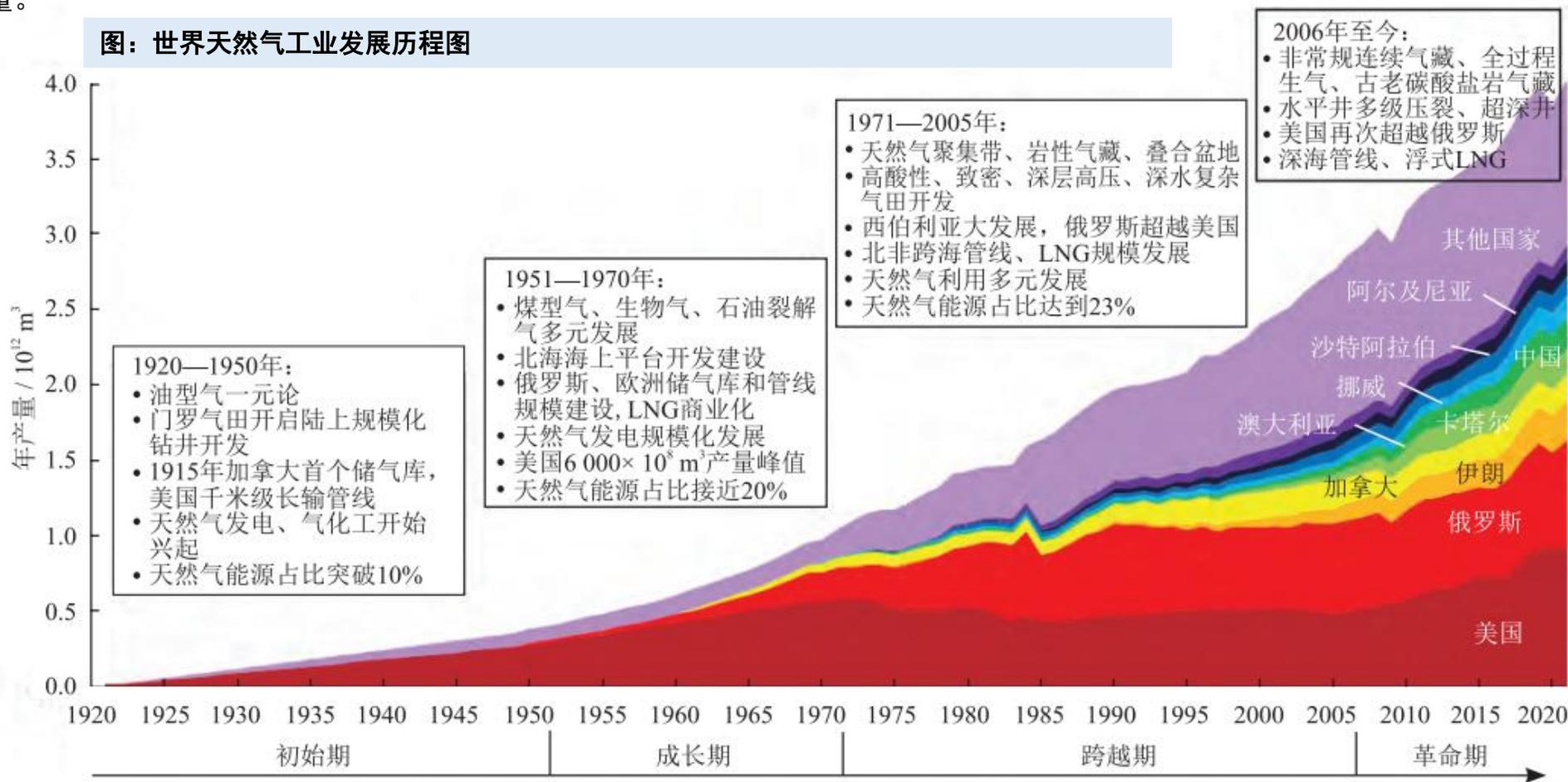


资料来源：中国天然气发展报告，国信证券经济研究所整理

上、中、下游协同发展，天然气工业不断壮大

- ◆ 天然气上游勘探开发理论创新与技术进步是天然气工业发展的前提，油型气和煤成气理论两大天然气成因理论促进了世界天然气勘探新领域的不断突破，水平井钻完井和压裂改造工程技术进步是提高单井产量和提升开发效益的有效技术手段。
- ◆ 中游天然气管输、液化和储气库规模不断上升、市场化交易机制是天然气工业发展的重要基础。
- ◆ 下游终端消费领域不断拓展、消费利用规模不断上升是促进天然气产业快速发展。从燃料拓展到发电、化工原料、交通运输等领域极大拉动了天然气消费量。

图：世界天然气工业发展历程图



资料来源：何东博、贾成业、位云生等，世界天然气产业形势与发展趋势[J]，天然气工业，2022，42(11)：1-12。国信证券经济研究所整理

天然气利用发展规律

- ◆ 回顾世界天然气利用历史，世界典型国家天然气发展遵循启动期（增速慢）、发展期（增速快）、成熟期（增速缓）的发展规律。发展期一般经历30年左右的时间。美国于1945年天然气消费量达到1000亿立方米，至1970年消费量达到6000亿立方米，经历了25年的快速发展期，中国2010年天然气消费量首次突破1000亿立方米，正式进入发展期，目前仍处在发展期。
- ◆ 从典型国家天然气发展历程来看，通常快速发展初期靠工业和城市燃气带动，后期靠发电提升。快速发展初期，美国工业和城市燃气增量占天然气消费增量的比例达到80%，英国达到86%；快速发展后期，英国发电用气增量占天然气消费增量的比例达到71%，日本达到65%。

表：典型国家天然气发展期参数表

国家	发展期	时间 (年)	消费年增长量 (亿立方米)	增速 (%)	GDP (%)
美国	1945-1970	25	194	7.1	7
俄罗斯	1950-1992	42	95	10.2	-4
英国	1970-2000	30	29	7.4	9.5
日本	1969-2000	31	26	9.6	12.4
中国	2004-2021	17	199	13.3	11.5

资料来源：全球天然气发展趋势与启示，国信证券经济研究所整理

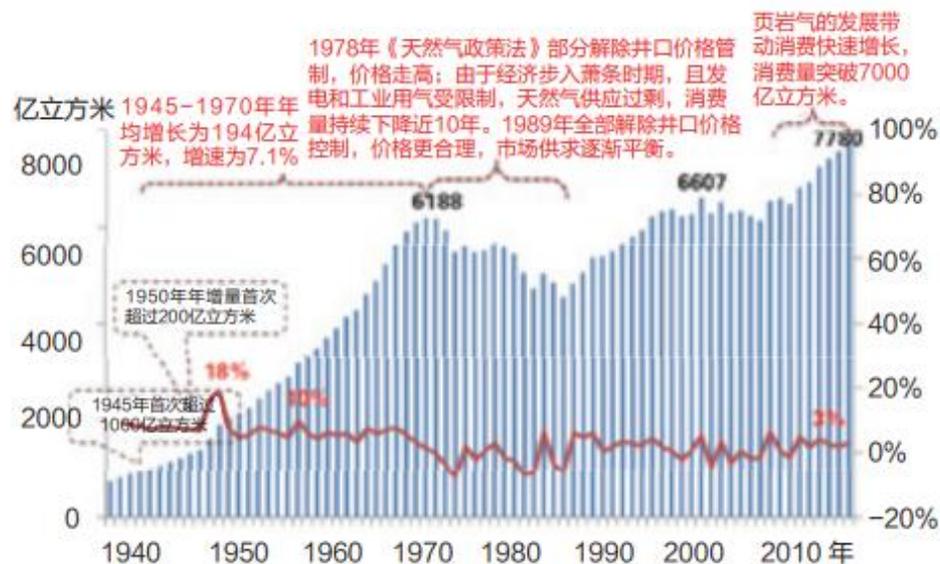
表：天然气发展各阶段特点

	启动期	发展期	成熟期
特点	天然气探明资源量较少，产量较低，缺乏管道等基础设施，天然气在能源结构中的地位较低	基础设施、市场结构及消费需求快速发展，天然气在能源结构中的地位也快速提升，天然气消费量逐渐趋于稳定，形成相对完善的天然气市场	天然气成为国家主要能源之一，天然气产业基础设施发展成熟，形成了一个相对稳定的天然气市场
基础设施建设	勘探能力较低，基础设施薄弱，没有跨越地区的天然气长输管道，下游储气设施建设不健全	勘探技术有所提高，天然气探明储量快速增加，基础设施加快建设，区域间管道和输配网络建成，储气设备向大容量方向发展	基础设施高度发达，输气干线、配气管线形成网络，储气设施完善。建成了多气源、多用户的全国性天然气管道网络
消费情况	消费市场容量有限，城市民用和商业用户仍以煤气或者其他燃料为主，市场行为不规范，政府监管水平低下或力度不够	天然气消费量迅速增长，用途逐渐扩大，在城市逐渐取代煤气，制定了全国统一的天然气法律法规，政府加强监管	天然气消费结构合理，消费量基本保持平稳或略有增加，天然气成为主要能源之一

资料来源：全球天然气发展趋势与启示，国信证券经济研究所整理

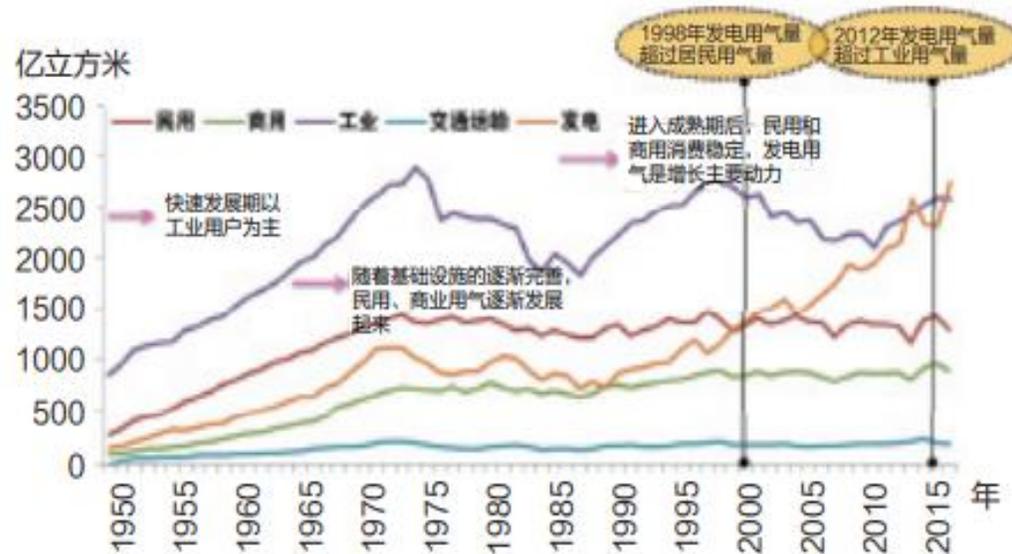
- ◆ 美国天然气市场发展过程经历了自由发展时期（1910-1937年），管制时期（1938-1978年），低效时期（20世纪70年代后期至80年代中期），调整、重组和放宽管制时期（20世纪80年代中期以后）4个发展阶段。
- ◆ 美国天然气消费结构随着天然气发展变化，基本保持了均衡发展。在快速发展期，工业、民用、商业、发电均快速增长，工业用户所占比例在45%以上，天然气在工业用能中的占比由1950年的22%提升至1970年的32%；随着基础设施的逐渐完善，民用、商业用气逐渐发展起来；进入成熟期后，民用和商业消费基本稳定，发电用气是主要增长动力。1998年美国发电用气超过居民用气量，在消费结构中居第二位，2012年发电用气量又超过工业用气量，在消费结构中跃升至首位。

图：美国历年天然气消费量及增速



资料来源：世界典型国家天然气发展历程及对中国的启示，国信证券经济研究所整理

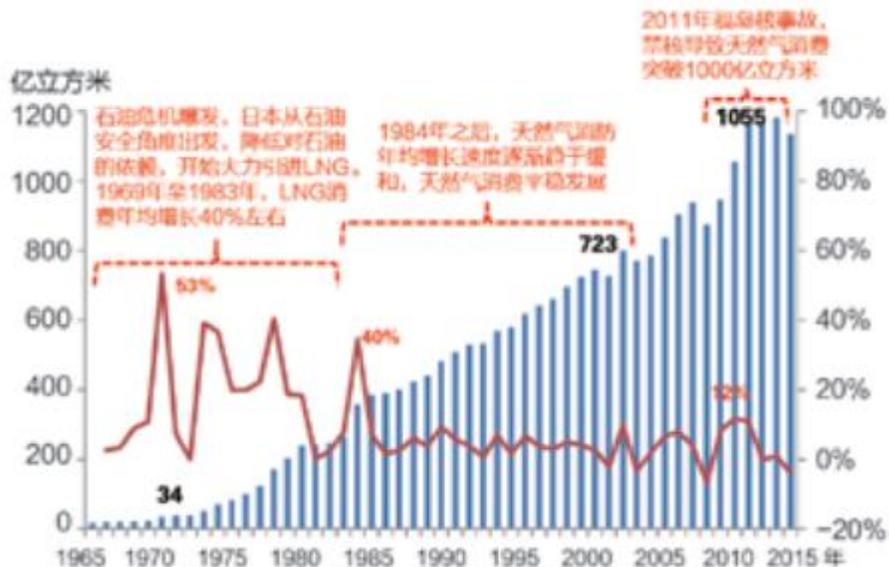
图：美国天然气消费结构变化趋势



资料来源：世界典型国家天然气发展历程及对中国的启示，国信证券经济研究所整理

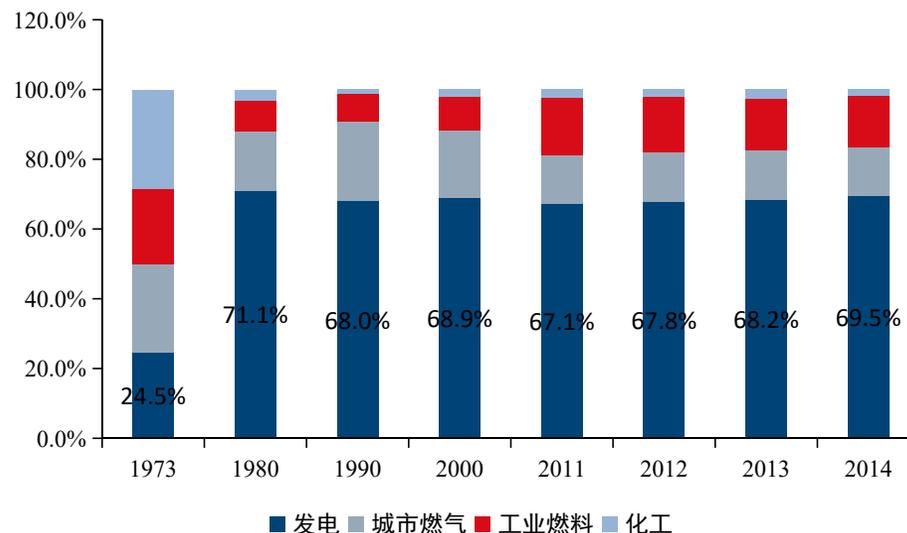
- ◆ 日本天然气工业的演变可以分成三个阶段。第一阶段起步时期（1969年以前），第二阶段迅速发展时期（1969—2000年），第三阶段稳步发展的成熟阶段（2000年后）。
- ◆ 日本的天然气市场发展以发电作为切入点，发电厂自主进口LNG，减少中间环节费用，降低发电成本，促进发电用气量的增长。尤其是2011年福岛核事故后，核电的缺口由天然气发电来弥补，日本当年天然气消费突破1000亿立方米。从1970年第一座燃气电厂南横滨电厂350兆瓦机组投产，到2015年日本天然气发电在电力结构中的占比已经达到39%。发电耗用的天然气占天然气消费总量的比例达到69%。

图：日本历年天然气消费量及增速



资料来源：世界典型国家天然气发展历程及对中国的启示，国信证券经济研究所整理

图：日本天然气消费结构变化趋势



资料来源：世界典型国家天然气发展历程及对中国的启示，国信证券经济研究所整理

2

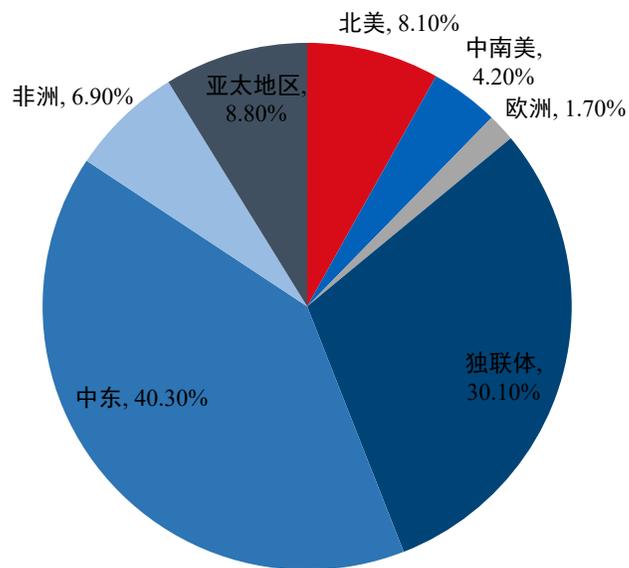
国际天然气供需格局

[返回目录](#)

中东、独联体天然气储量丰富

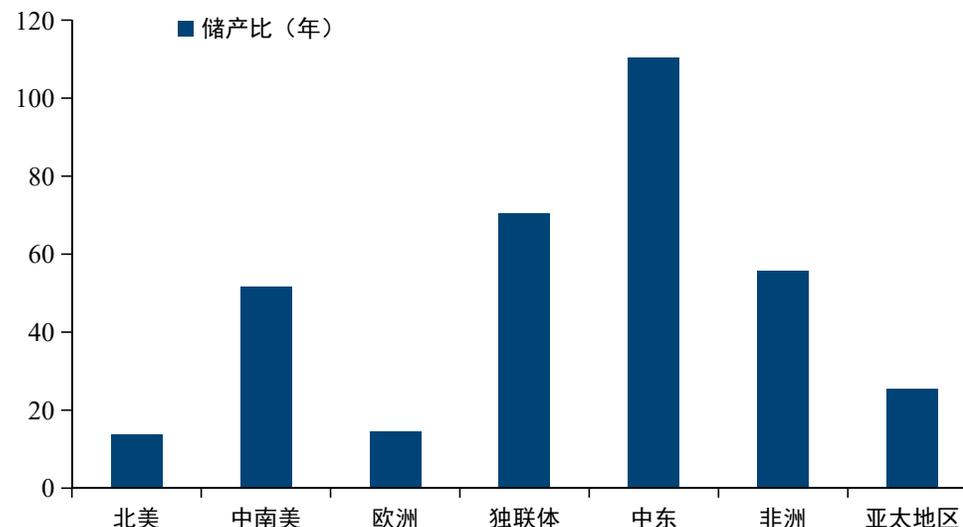
- ◆ 根据《世界能源统计年鉴2021》披露，截止2020年底全球天然气证实储量为188.1万亿立方米，储产比达48.8年；全球天然气探明储量主要集中在中东及独联体国家，储量分别为75.8万亿立方米、56.6万亿立方米，美洲地区、亚太地区、非洲地区及欧洲地区也有一定分布。
- ◆ 中东地区由于天然气储量丰富，储产比达到100年以上；独联体国家由于储量丰富，开采合理储产比也较大；欧洲地区地质勘探较为完备，增储空间有限，北海油田处于开发后期，欧洲整体储产比仅为约14.6年；北美地区开采强度大，储产比仅13.6年。

图：2020年全球天然气探明储量分布情况



资料来源：世界能源统计年鉴2021，国信证券经济研究所整理

图：2020年各地区天然气储产比

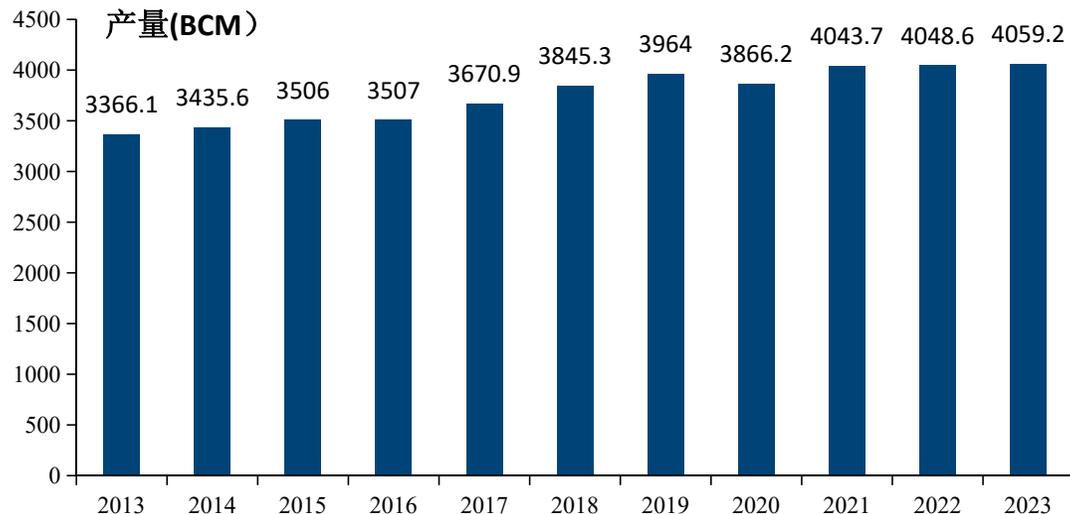


资料来源：世界能源统计年鉴2021，国信证券经济研究所整理

10年间全球天然气产量稳步提升

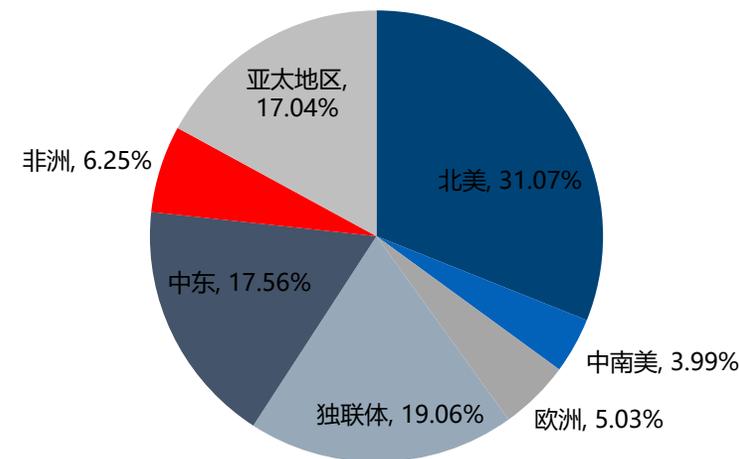
- ◆ 在全球能源转型及碳减排背景下，天然气由于较低的碳排放被视为重要的过渡能源，2013年至2023年全球天然气产量由3366.1 BCM 增长到2023年的4059.2 BCM，2023年天然产量增长率为0.3%，10年间全球天然气复合增长率为1.9%。
- ◆ 目前全球主要天然气产量集中在北美洲、独联体国家及中东地区。2023年北美地区天然气产量占世界总量的31.07%，其中美国作为世界最大天然气生产国，天然气产量持续提升，2023年达到1035.3 BCM；欧盟制裁俄罗斯，俄罗斯天然气产量持续下降，拖累整个独联体国家产量下降；欧洲天然气开发较为充分，产量呈现持续下降趋势。

图：2011-2023年全球天然气产量变化



资料来源：世界能源统计年鉴2024，国信证券经济研究所整理

图：2023年全球天然气各地区产量占比

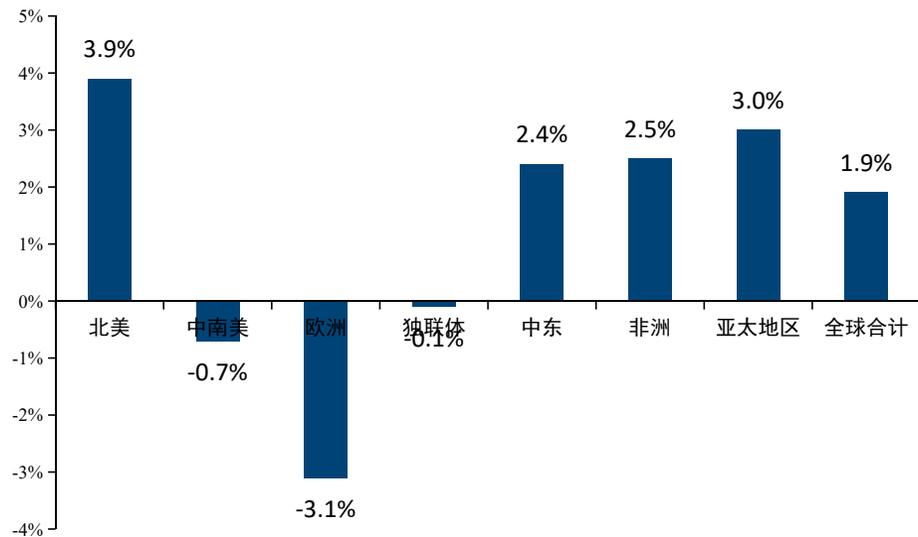


资料来源：世界能源统计年鉴2024，国信证券经济研究所整理

北美、亚太是天然气增产主要地区，欧洲气田逐步停采

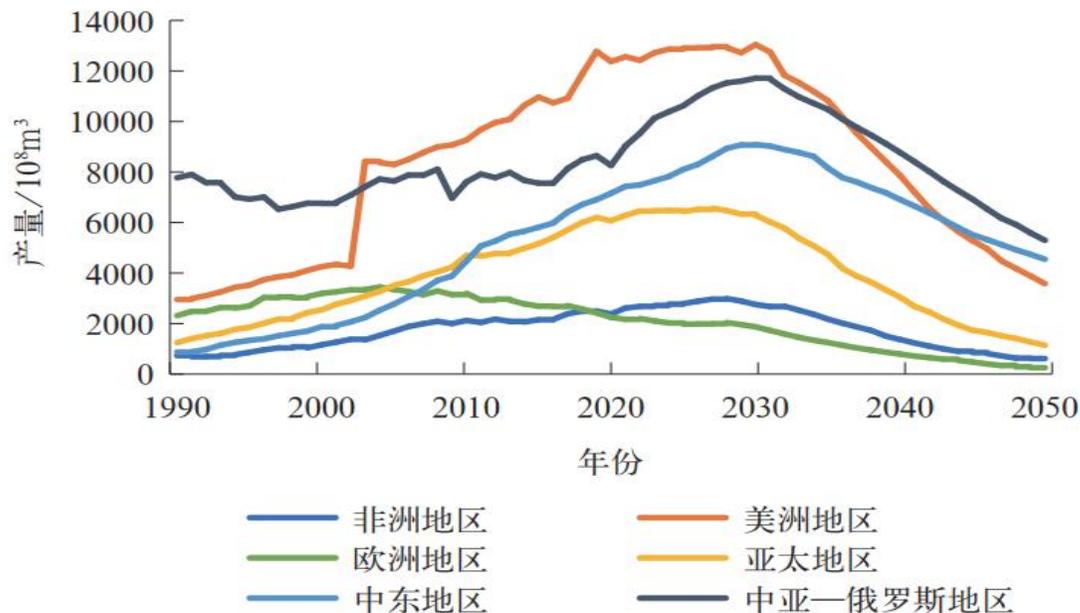
- ◆ 21世纪后美国开始大规模商业开发页岩气，天然气产量稳步提升，2013-2023年10年间北美天然气产量从860.1 BCM增至1261.1 BCM，复合增长率达3.9%。得益于页岩气井产出较快，2023年一年北美天然气增产4.1%。亚太地区由于中国积极增产，2013-2023年天然气产量由512.5 BCM 增长值691.8 BCM，复合增长率为3.0%。欧洲地区最大天然气田之一荷兰格罗宁根天然气田由于天然气开采频频引发地震，该气田逐步停止开采，拖累欧洲天然气产量10年间减少了76.3 BCM。
- ◆ 据 Wood mackenzie lens 数据预测全球天然气产量将于2028年达到峰值4490 BCM，2030年后各地区主要天然气产量均开始回落，其中美国页岩气井衰减较快，2030年后其产量下降明显快于其他地区。

图：2013-2023年各地区天然气产量复合增长率



资料来源：世界能源统计年鉴，国信证券经济研究所整理

图：1990-2050各地区天然气产量变化趋势图

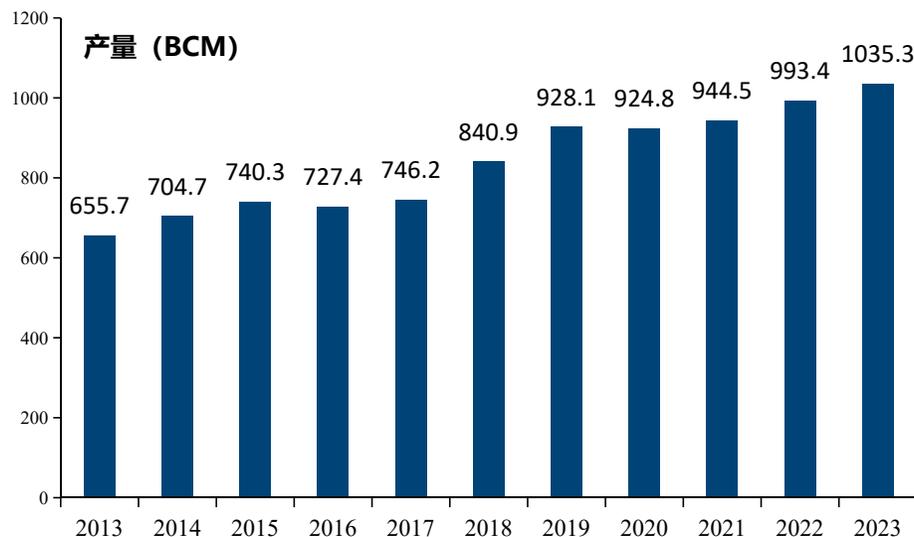


资料来源：郜峰，刘保磊，李茂林，等. 全球天然气发展趋势与启示 [J]. 中国石油勘探，2022,27(6):13-21.，国信证券经济研究所整理

美国与中国贡献天然气主要增量

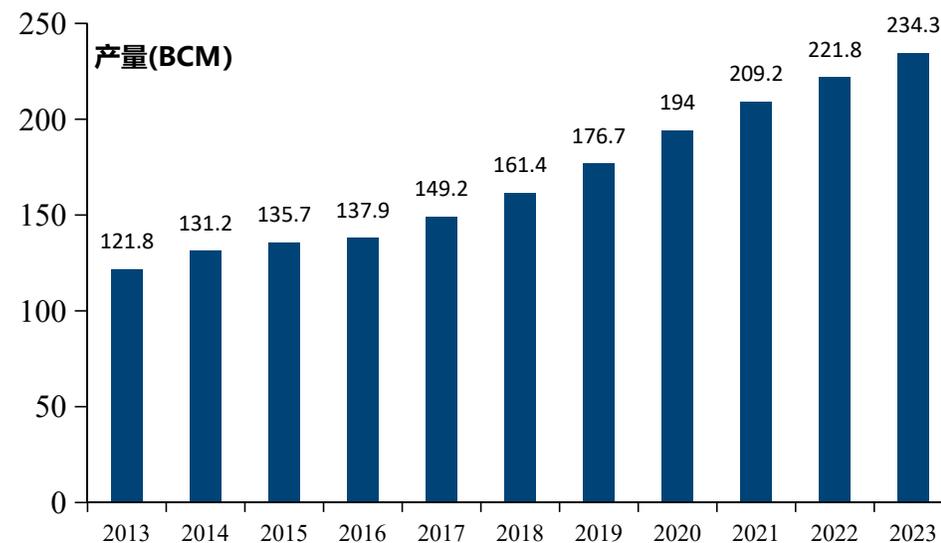
- ◆ 2006年以来受益于水平井钻井和水力压裂等技术在页岩气开发中取得的实质性突破，美国天然气产量维持增长。2011年后，美国页岩油产量持续攀升，二叠纪盆地等页岩油产区伴生气产量快速增长，既扩大了美国天然气的整体生产规模，也显著降低了美国天然气的单位生产成本。2013-2023年10年间美国天然气产量从655.7 BCM增至1035.3 BCM，复合增长率达4.7%。
- ◆ 2001年至今属于我国天然气产量的跨越式增长时期，“十三五”时期，我国油气勘探开发总投资1.36万亿元，年均增长7%。重点盆地和区域勘探获得重大发现。2019年提出的“七年行动计划”加快了我国油气勘探开发向深水、深层及非常规领域进军步伐，天然气产量维持了较高速的增长。2013-2023年中国（不包括港澳台地区）天然气产量由121.8 BCM 增长值234.3 BCM，复合增长率为6.8%。

图：2013-2023年美国天然气产量变化



资料来源：世界能源统计年鉴，国信证券经济研究所整理

图：2013-2023年中国（不包括港澳台地区）天然气产量变化



资料来源：世界能源统计年鉴，国信证券经济研究所整理

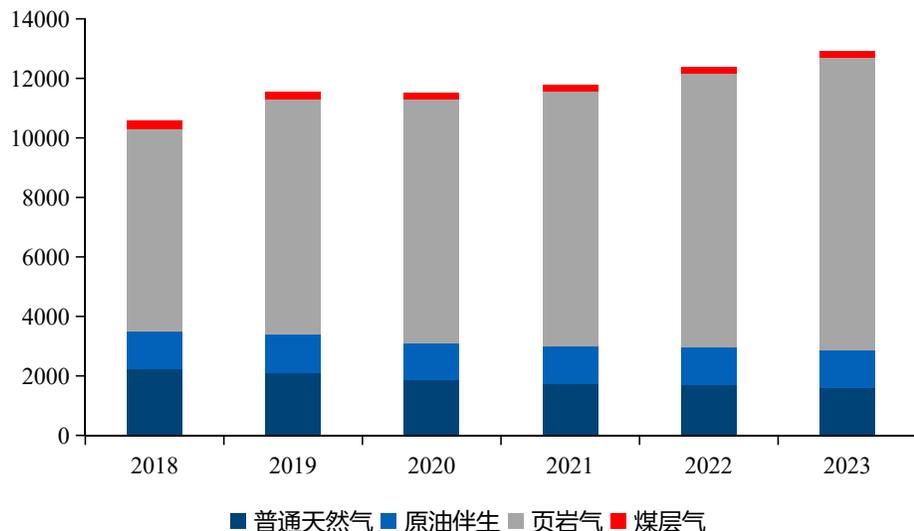
美国天然气主要为页岩气

- ◆ 2023年美国天然气产量中超过75%来自页岩气，并且页岩气产量不断增长，占比仍有提高趋势。
- ◆ 阿巴拉契亚、二叠纪及海恩斯维尔三个盆地是美国主要天然气产地，2023年页岩气产量占美国天然气总产量的59%。阿巴拉契亚盆地天然气产量受外输管道限制增长缓慢，二叠纪盆地天然气为原油伴生气，由于油价处于高位，产量增长较快。

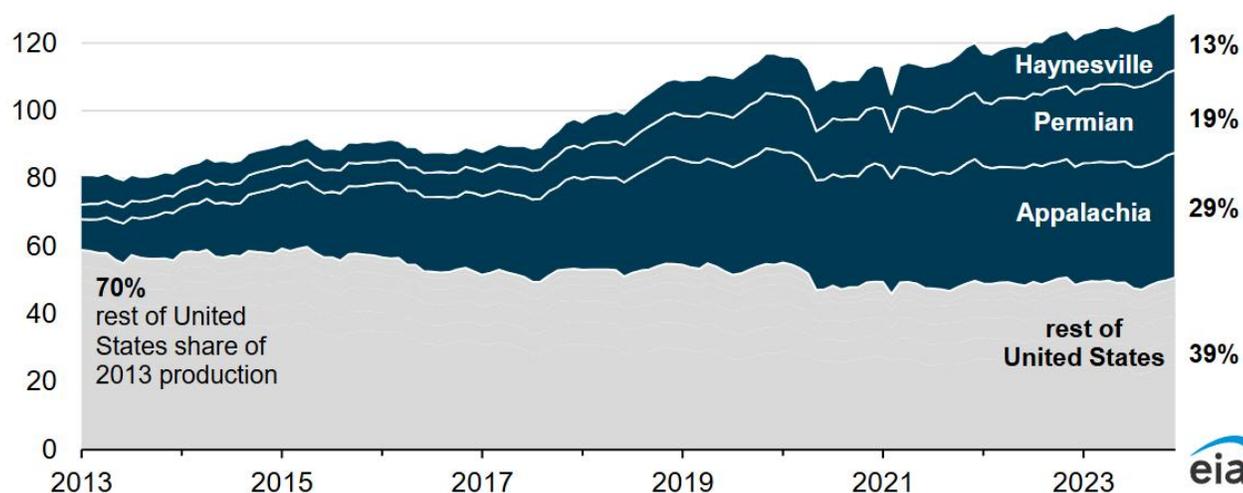
图：美国主要油气盆地分布



图：美国天然气产量构成



图：2013-2023年美国天然气产量变化



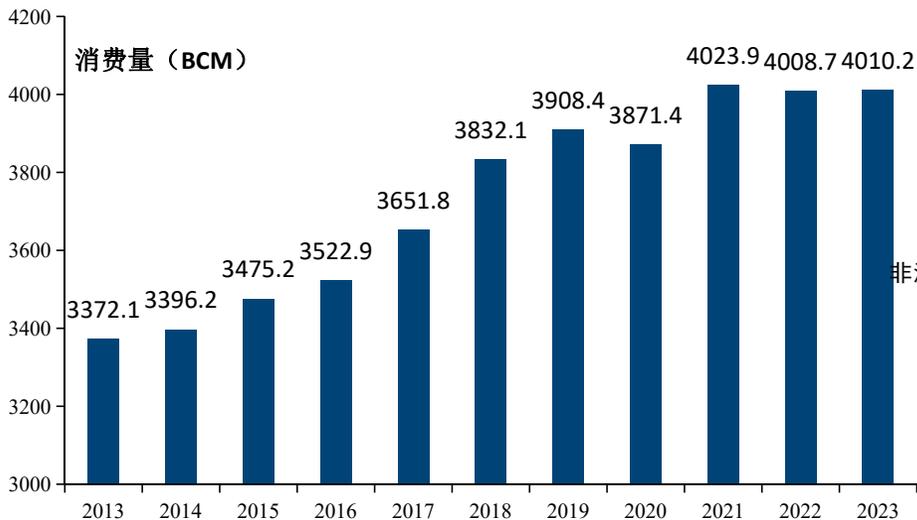
资料来源：EIA，国信证券经济研究所整理

资料来源：EIA，国信证券经济研究所整理

北美、亚太天然气消费基数大、增速快

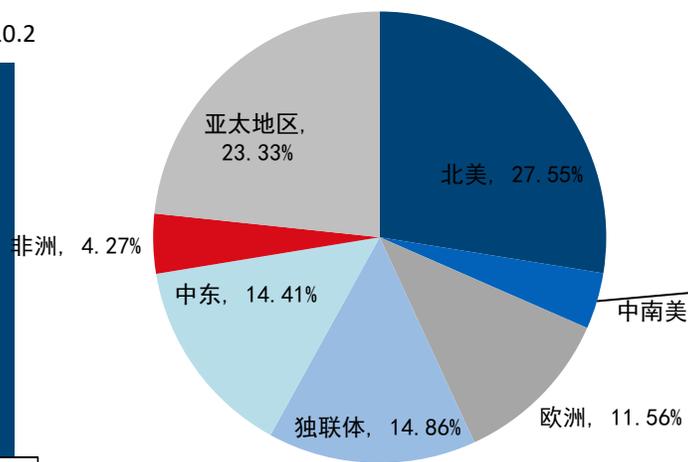
- ◆ 天然气消费量从2013年的3320.3 BCM增长至2023年的3941.3 BCM，复合增长率为1.7%，10年间仅在2020年因新冠疫情及2022年因能源危机下降了1.2%及3.1%。
- ◆ 北美、独联体、中东由于天然气资源丰富是天然气主要消费市场，尤其是北美成功开发页岩油气后，天然气消费增长速度明显高于世界平均水平；亚太地区人口众多，经济发展较快天然气消费基数大，增速快；欧盟已经于1990年实现碳达峰，近期又积极开发绿色可再生能源，叠加欧洲制造业衰退，天然气消费量下降。

图：2023年全球主要区域天然气消费量



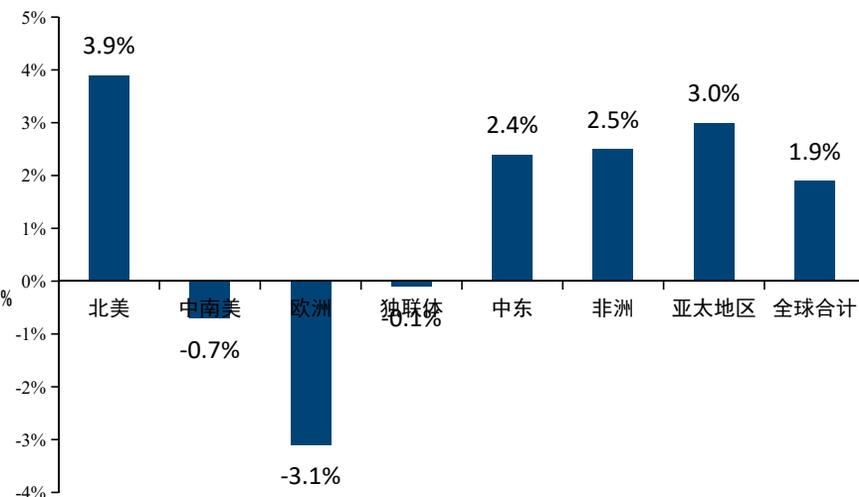
资料来源：世界能源统计年鉴2024，国信证券经济研究所整理

图：2023年全球主要地区天然气消费量占比



资料来源：世界能源统计年鉴2023，国信证券经济研究所整理

图：2013-2023年各地区天然气消费量复合增速

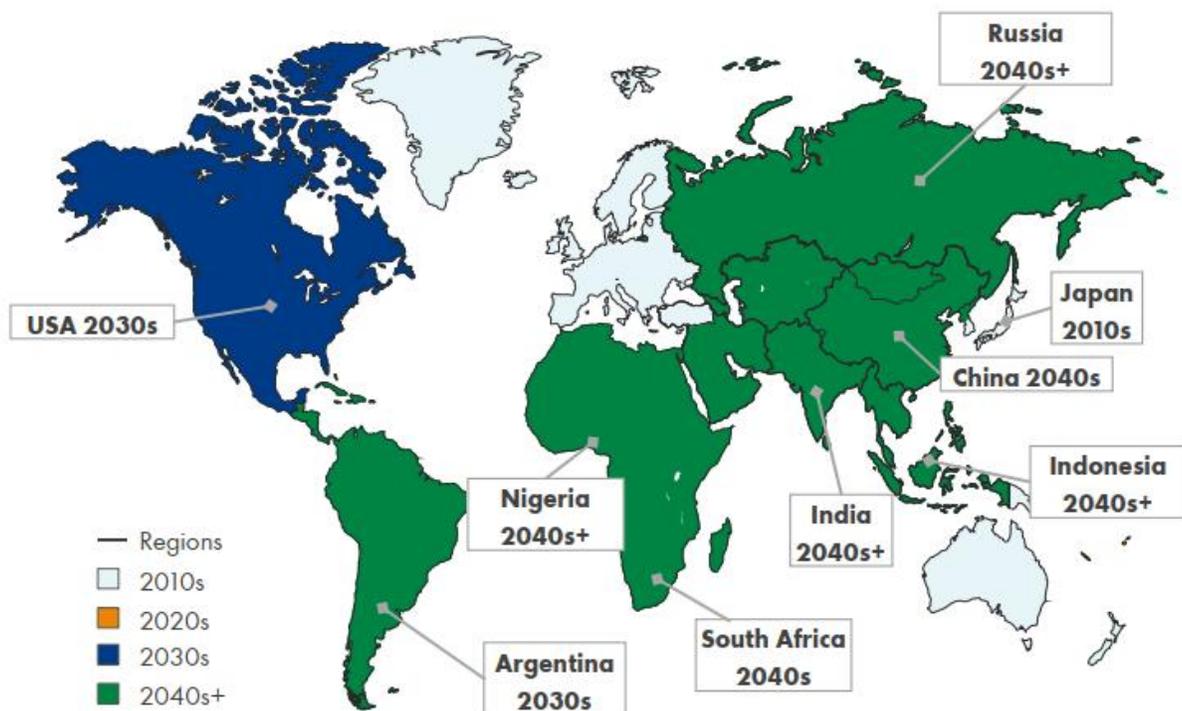


资料来源：世界能源统计年鉴2023，国信证券经济研究所整理

全球大部分地区天然气消费远未达峰，工业需求将贡献主要增量

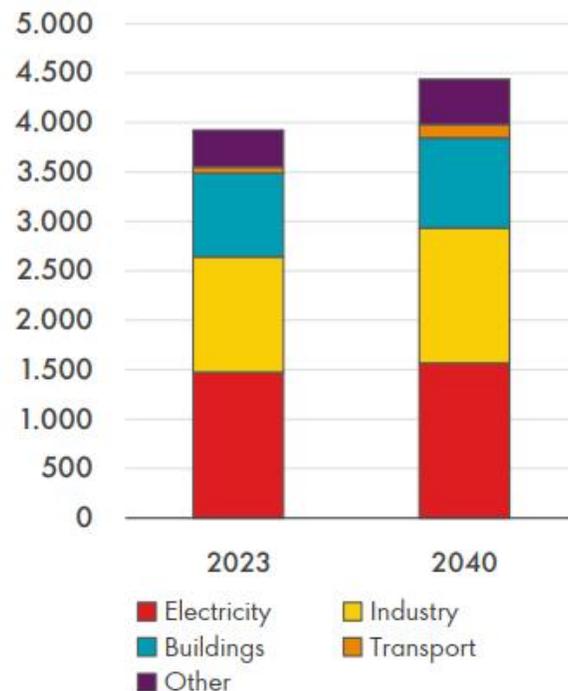
- ◆ 从区域看，大部分欧洲国家、大部分大洋洲国家及日韩在2010s天然气需求已经达峰；北美预计在2030s天然气需求会达峰；亚洲、非洲、中南美洲国家及俄罗斯预计在2040s天然气需求会达峰。
- ◆ 下游使用领域看，工业及天然气发电将主要驱动天然气需求增长。

图：世界各地天然气需求峰值出现时间



资料来源：shell LNG Outlook, 国信证券经济研究所整理

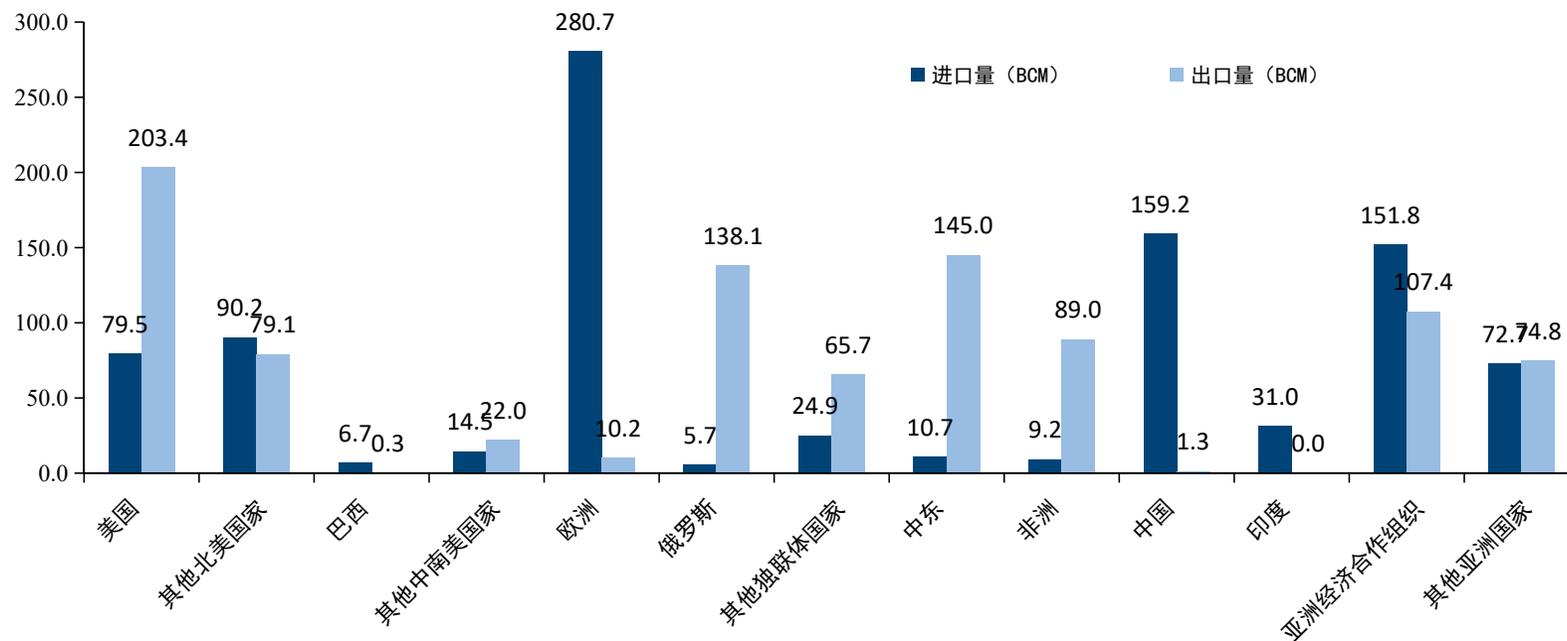
图：2013-2023年各地区天然气消费量复合增速



天然气贸易：主要由中东、俄罗斯、美国流向欧洲、亚太

- ◆ 北美、独联体国家、中东既是生产天然气大国，也是天然气消费大国，这些地区的国家在保证自身消费的同时，也向全球其他天然气消费市场提供了主要的天然气贸易量；欧洲、亚太等国家由于经济体量大、资源相对较为贫乏，是天然气的主要买方。
- ◆ 天然气作为重要的能源品种之一，其贸易流向除受经济因素影响外更多还受到政治格局的影响，但目前天然气主要进口与出口方较为稳定。俄罗斯、中东国家、美国是主要的天然气出口国家或地区，欧洲、亚太是主要的天然气市场。

图：2023年主要国家和地区天然气贸易情况

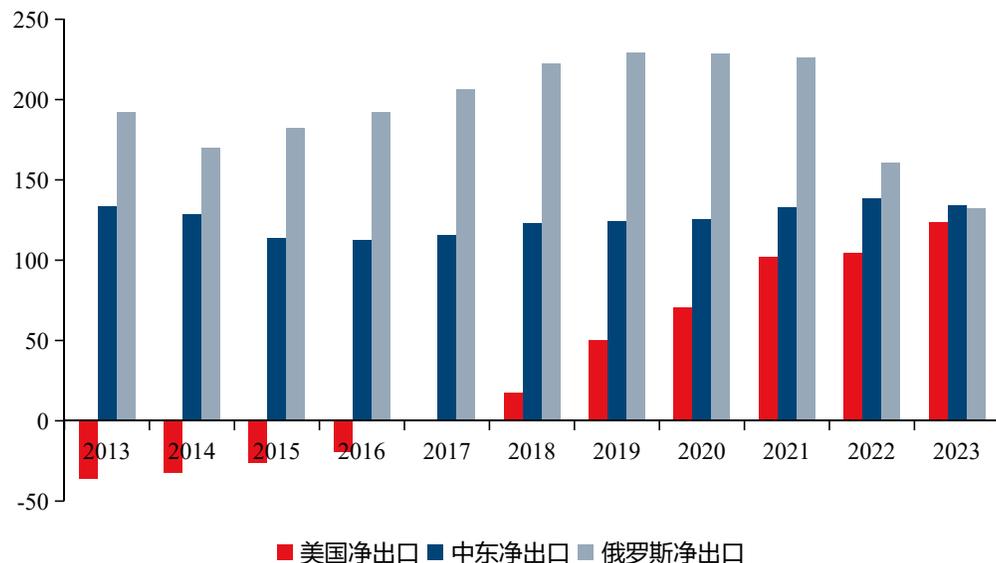


资料来源：世界能源统计年鉴2024，国信证券经济研究所整理

天然气贸易：美国出口量激增，中国进口量快速提高

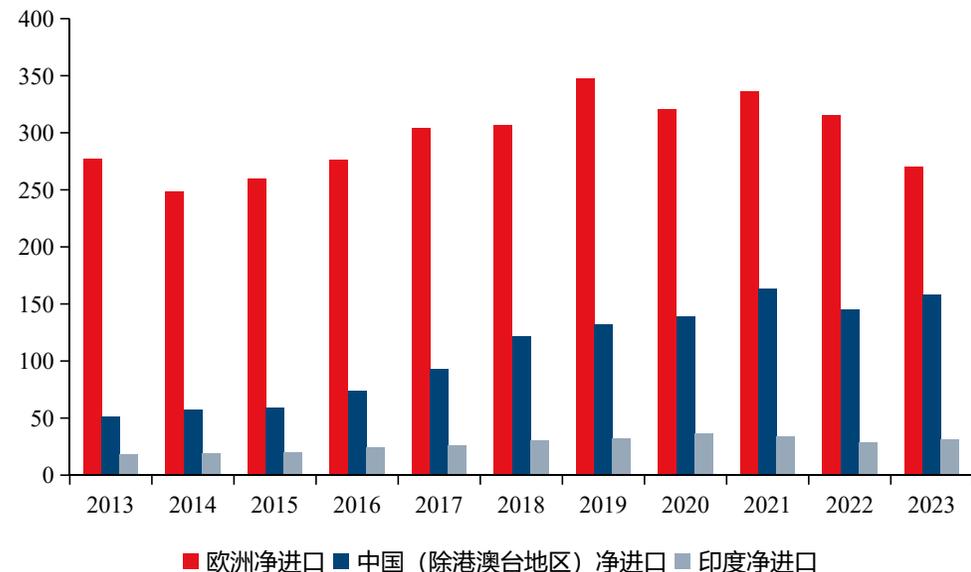
- ◆ 从时间维度看，美国油气页岩气革命，天然气产业迅速发展，根据IEA数据，页岩气产量在美国天然气产量比例从2013年的不足48%提升至2023年的82%，美国在2017年实现天然气净出口，美国目前已经是全球第一大天然气生产国。俄乌冲突爆发后，俄罗斯天然气在欧洲进口的
- ◆ 乌克兰危机后，欧洲将对俄罗斯管道天然气的依赖转向了对液化天然气，欧洲天然气价格出现了结构性上涨，欧洲的能源密集型产业和经济受到到严重影响，天然气消费量及进口量明显下降；中国天然气消费量仍处于快速增长期，预计2040年前后达到峰值6500亿立方米，中长期我国天然气进口有望保持增长。

图：主要国家和地区天然气净出口变化



资料来源：世界能源统计年鉴2024，国信证券经济研究所整理

图：主要国家和地区天然气净进口变化

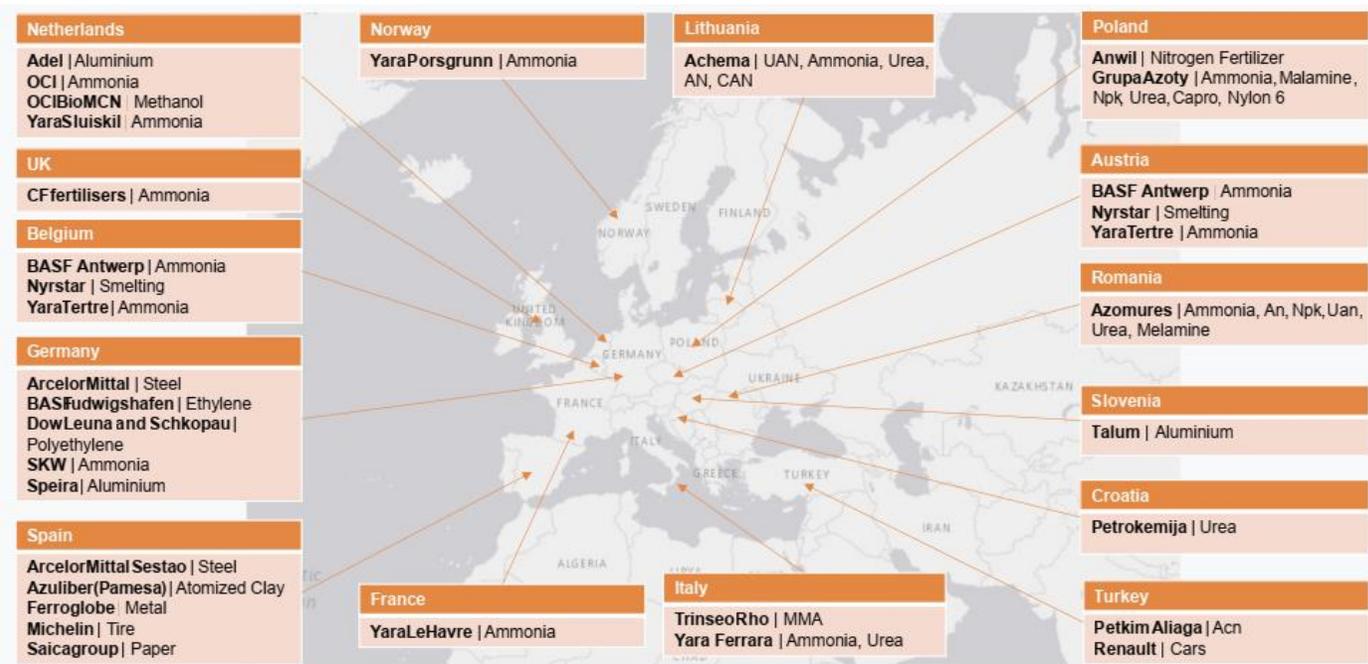


资料来源：世界能源统计年鉴2024，国信证券经济研究所整理

欧洲制造业流失，LNG需求呈下降趋势

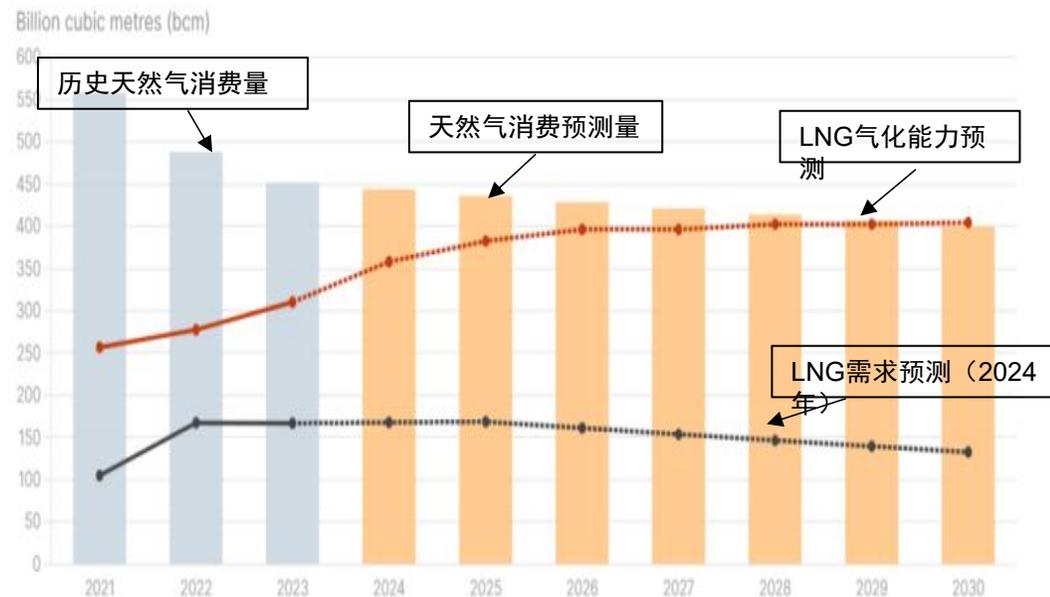
- ◆ 欧洲能源危机造成许多工业设施关闭，许多能源密集型产业搬迁或者永久性关闭。例如挪威化肥生产商雅苒在2023年6月决定在美国投资建设蓝氨（天然气制氨）产能，并关闭在欧洲的生产设施，直接导致2023年欧洲氨产能下降19%。
- ◆ 从2022年开始，欧洲通过新建和扩建增加了520亿立方米/年的LNG气化能力，2030年前还将再建设940亿立方米/年的LNG气化能力，届时欧洲的气化能力将达到4050亿立方米/年，IEEFA预测，欧洲2030年LNG需求量不超过1330亿立方米/年，大部分气化产能将被闲置。

图：欧洲多个工业设施永久关闭



资料来源：Rystad、国信证券经济研究所预测

图：欧洲LNG气化能力和LNG需求展望



资料来源：Global LNG Outlook、国信证券经济研究所预测

3

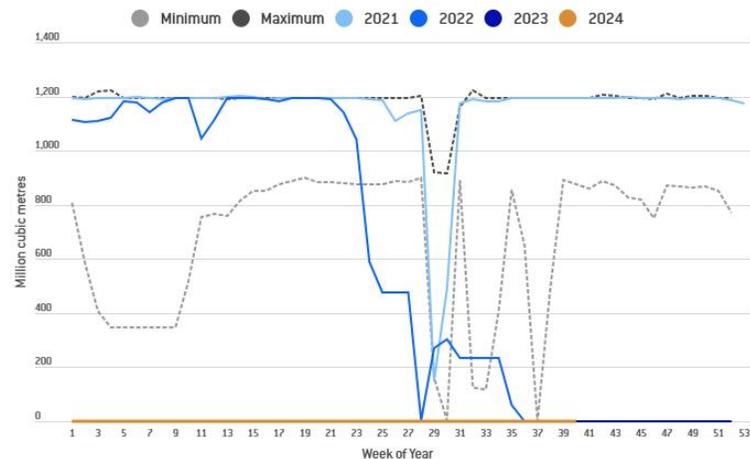
国际天然气贸易格局

[返回目录](#)

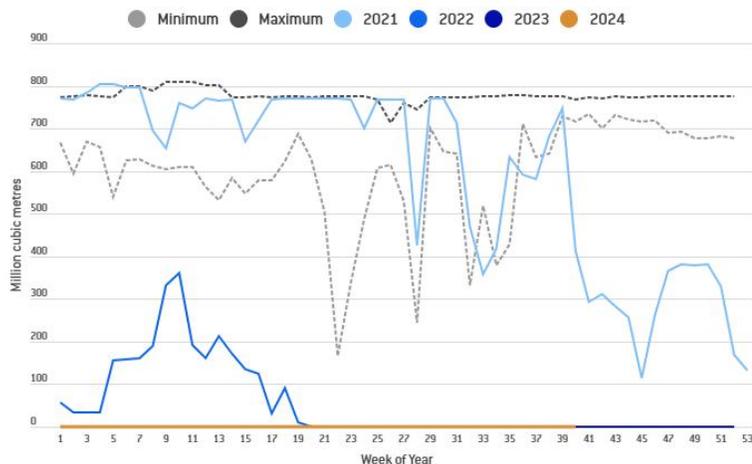
管道气：俄罗斯向欧洲出口锐减且预期下降

- ◆ 北溪一号：经波罗的海至德国，输气能力550亿立方米/年，2022年36周后停止供气。
- ◆ 亚马尔线：经白俄罗斯、波兰至德国，输气能力330亿立方米/年，2022年19周后停止供气。
- ◆ 乌克兰中转线：输气能力500亿立方米/年，自2022年3月份始一直保持低位运行状态，由于该中转线途径乌克兰且过境协议将于2024年年底到期，乌克兰总统泽连斯基明确表示乌克兰不会延长与俄罗斯的天然气过境协议。
- ◆ 土耳其溪线：经黑海至土耳其、保加利亚等国，输气能力315亿立方米/年作为俄罗斯直达土耳其及其他南欧国家管线，除检修外一直保持高位运行状态。

图：北溪一号自2022年36周后停止向欧洲供气

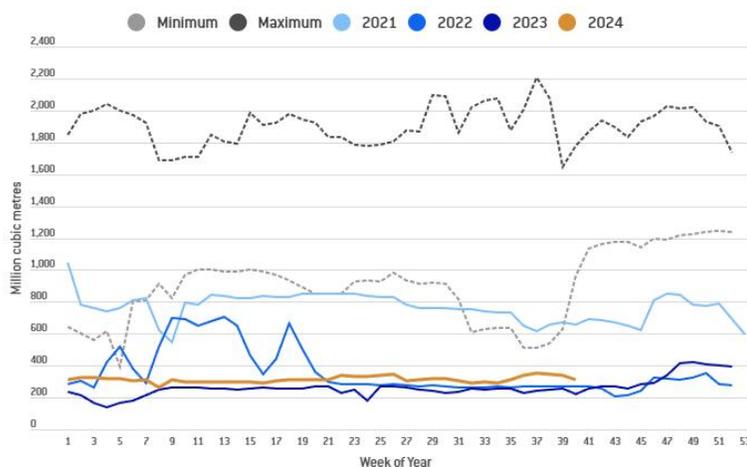


图：亚马尔线2022年19周后停止向欧洲供气

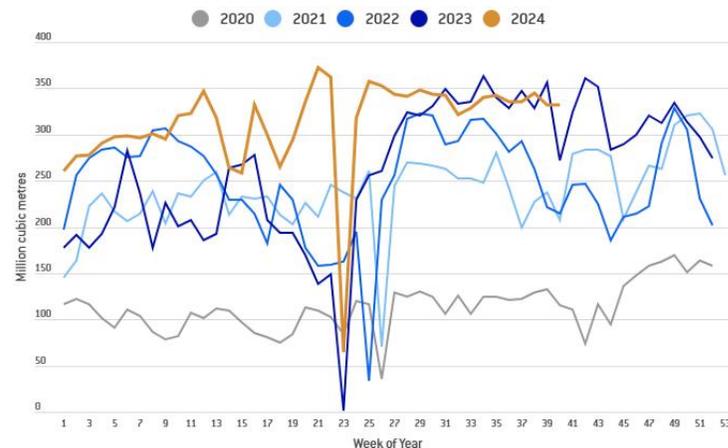


资料来源：bruegel、国信证券经济研究所预测

图：乌克兰中转线维持地位运行



图：土耳其溪线维持高位运行



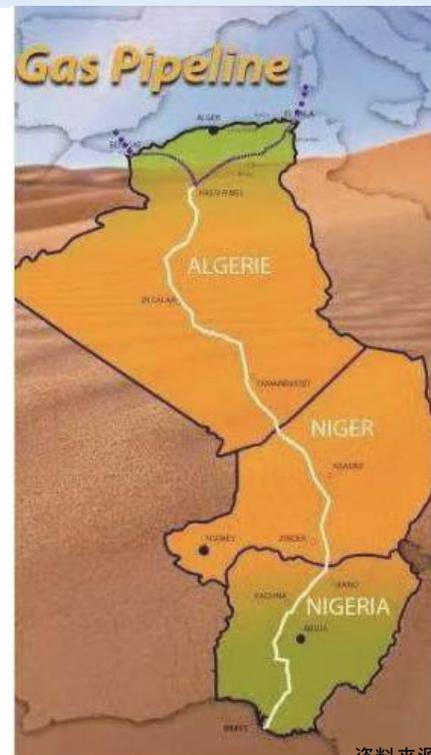
管道气：非洲欲建设天然气管道向欧洲供气

- ◆ 2022年12月17日，尼日利亚、摩洛哥和另外5个西非国家围绕大西洋脊背项目签署合作谅解备忘录，旨在继续推进这条跨越7个国家的天然气管道的建设工作，该项目价值约250亿美元，产能预计为30亿立方英尺/日（约合310亿立方米/年）
- ◆ 2022年7月，由尼日利亚、阿尔及利、尼日尔3个国家主导的跨撒哈拉天然气管道（TSGP）已成立了新的跨国工作小组。TSGP建设工作始于尼日利亚，随后进入尼日尔，最后到达阿尔及利亚，并最终可以和跨地中海管道、马格列布-欧洲管道等现有天然气管道连接，经突尼斯将天然气输送至意大利。产能预计为1万亿立方英尺/（约合283亿立方米/年）。

图：大西洋脊背项目



图：跨撒哈拉天然气管道项目



管道气：中国预计扩大从俄罗斯进口，短期供应增加但空间有限

图：中国天然气管道建设图



- ◆ 中国-中亚管道：其中的A/B/C三条管线经哈萨克斯坦从新疆霍尔果斯进入中国，D线从吉尔吉斯斯坦进入新疆，西气东输四线项目气源主要来自中亚和塔里木气田。2024年9月29日，D线吐鲁番-中卫线建成，项目建成后，将与西气东输二线、三线联合运行。
- ◆ 中俄通道（俄称西伯利亚1号）：俄罗斯东西伯利亚气田至中国黑龙江输气管道，2023年供应超220亿立方米，2024年年供应量提前达到380亿立方米，是近期进口管道天然气主要增量。
- ◆ 中俄西线通道（俄称西伯利亚2号）：该管道预计全长3550公里、每年可从俄罗斯北部的亚马尔地区，经蒙古国向中国输送多达500亿立方米的天然气。
- ◆ 远东管道：2022年中石油与俄气公司签订合同，建设远东管道，从俄符拉迪沃斯托克（海参崴）至中国，天然气来源地为萨哈林，年运输100亿方米天然气。

资料来源：Global Energy Monitor、国信证券经济研究所整理（红色为正在建设线路，灰色为运营中线路）

LNG：LNG在天然气贸易中占比提升，美国产量剧增

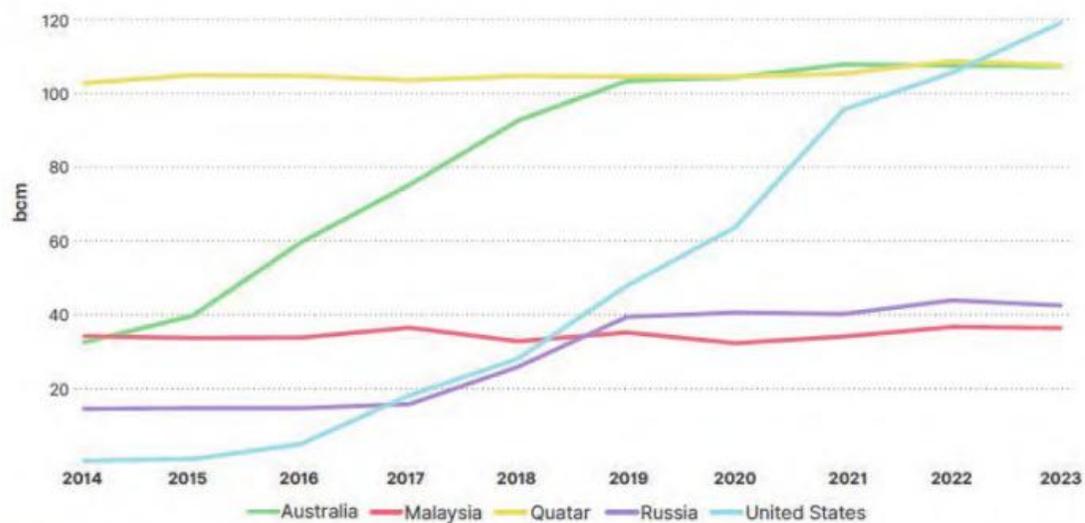
- ◆ 全球LNG贸易比重不断提升已经成为趋势，据BP能源统计年鉴，2013-2023年10年内LNG贸易保持了5.3%的复合增长率，在2020年LNG贸易量超越管道气贸易量，2023年LNG贸易占比提升至58.62%。
- ◆ LNG产量的迅速提升有赖于已有设施产能利用率的提升以及2023年新增产能的影响。美国近年来LNG产量迅速扩大，目前已成为全球最大的液化天然气生产国，2023年美国LNG产量占全球的21% (8600万吨/年)；澳大利亚和卡塔尔产量为8000万吨/年左右，LNG产量分列第二第三；俄罗斯LNG年产量3100万吨，马来西亚为2700万吨，五个国家占全球液化天然气产量的 75%。

图：天然气贸易中LNG占比



资料来源：ACER、国信证券经济研究所预测

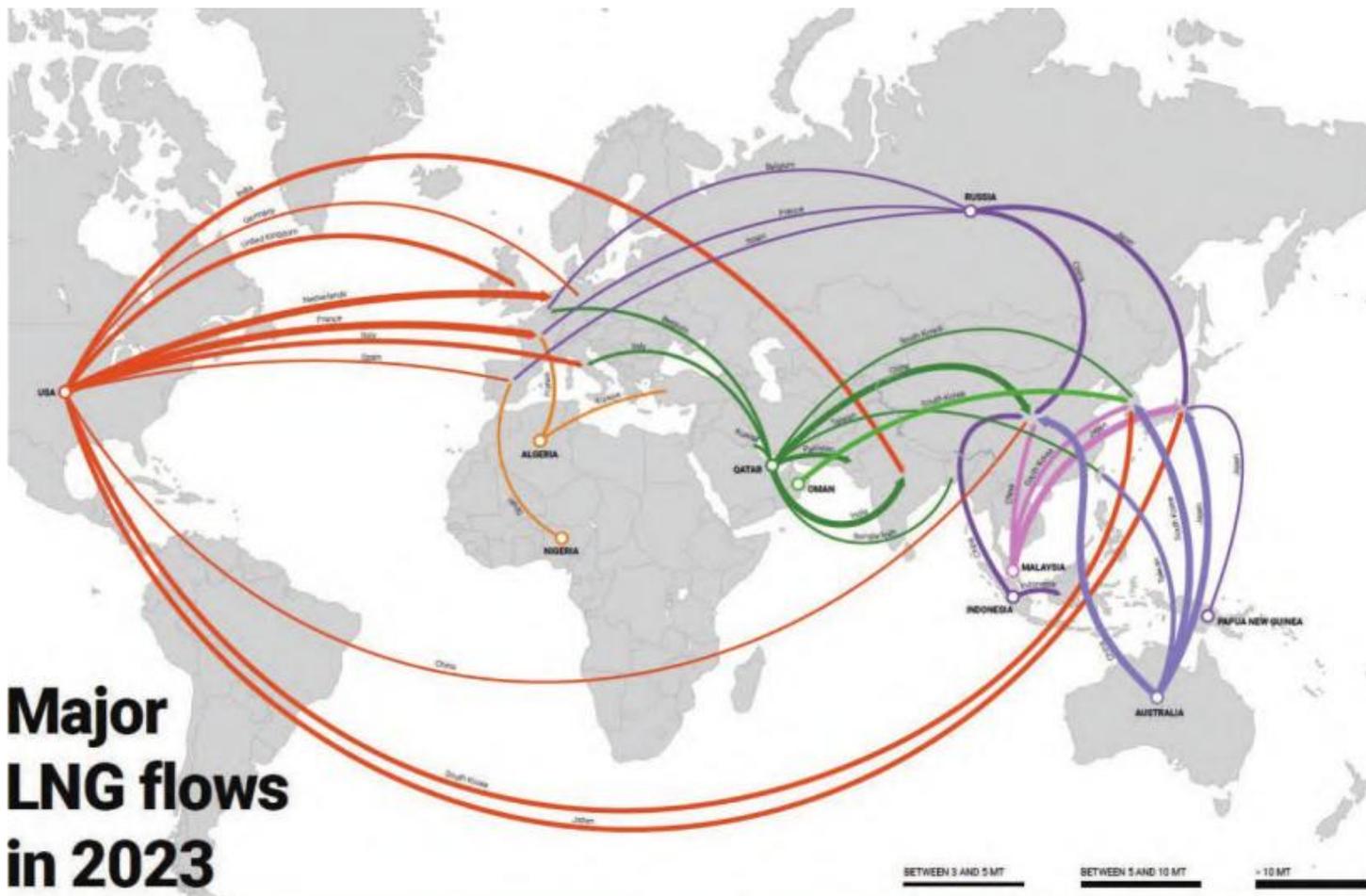
图：2014-2023全球5大LNG生产国年产量



资料来源：ACER、国信证券经济研究所预测

LNG：增量主要流向欧洲和亚洲市场

图：2023年全球LNG贸易流向图



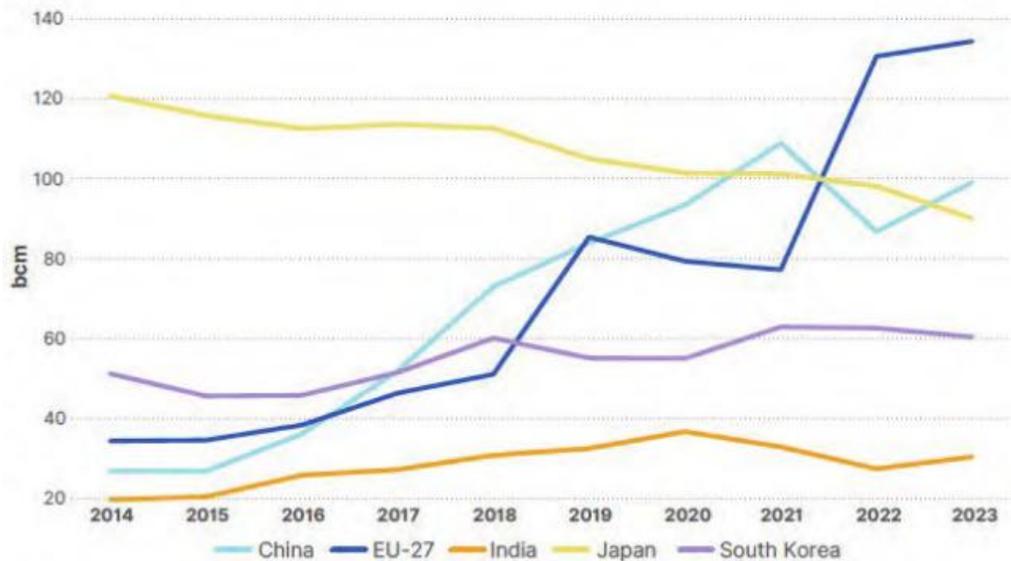
- ◆ 中东去年向市场提供9470万吨, 占全球23%。
- ◆ 美国2022年投产的 Calcasieu Pass工厂的产量增加, 加上 Freeport LNG恢复生产, 2023 年为市场增加了890万吨的LNG 供应, 其中超过800万吨增量供应了亚洲 (39%) 和欧洲 (61%) , 其余的则进入美洲市场。
- ◆ 阿尔及利亚2023年LNG供应增长贡献了288万吨, 其出口西班牙、意大利和土耳其等国。
- ◆ 莫桑比克Coral South FLNG于2022 年底投产, 其产量于2023年增加260万吨, 主要出口到泰国、中国和韩国。
- ◆ 2023年埃及由于以色列塔玛气田关闭, LNG 供应下降320万吨。

资料来源：ACER、国信证券经济研究所预测

LNG：欧洲近年LNG消费增量大增，亚洲是LNG最大消费地区

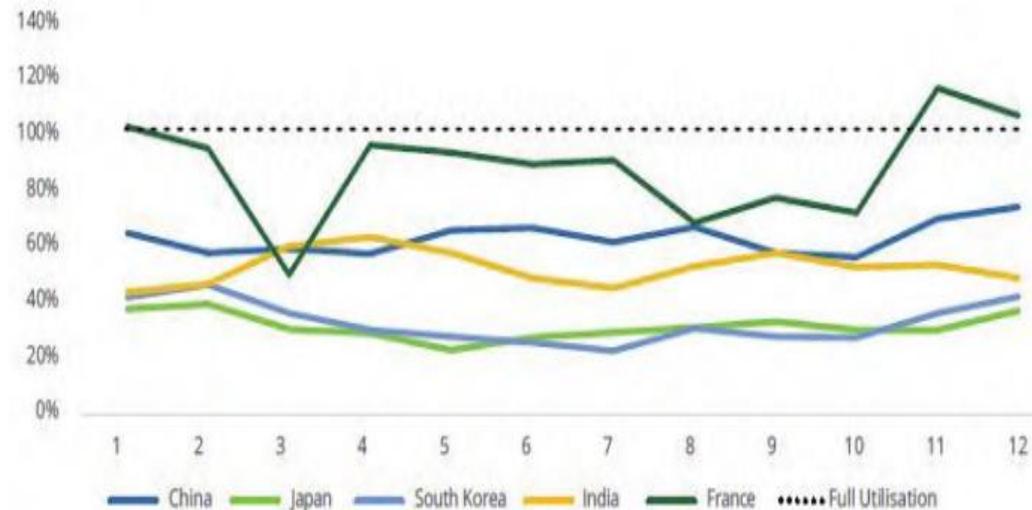
- ◆ 2023年欧盟成员国进口了1340亿立方米液化天然气，占欧盟天然气进口总量的42%，出于能源安全担忧，德国、芬兰、意大利、法国和土耳其等国均在建设FSRU项目。亚洲仍然是最大的液化天然气消费地区，2023年中国已取代日本成为最大的液化天然气进口国，进口量为7132万吨（约 984 亿立方米），而日本进口量为6600万吨。
- ◆ 2023年全球LNG再气化能力达到11.43亿吨/年，全年新增接收能力 6990万吨/年，其中6510万吨/年来自16个新码头，剩余来自现有码头的扩建项目。欧洲产能增加最多为3000万吨/年，其次是亚洲的2690万吨 / 年和亚太地区的1300万吨/年。全球再气化利用率于2023年呈下降趋势，由2022年的平均43%下降至41%，欧洲的平均利用率从2022年的62%降至2023年的54%。

图：2014-2023全球主要LNG进口国的进口增量



资料来源：ACER、国信证券经济研究所预测

图：2023年世界前5名接收LNG能力国家气化利用率水平

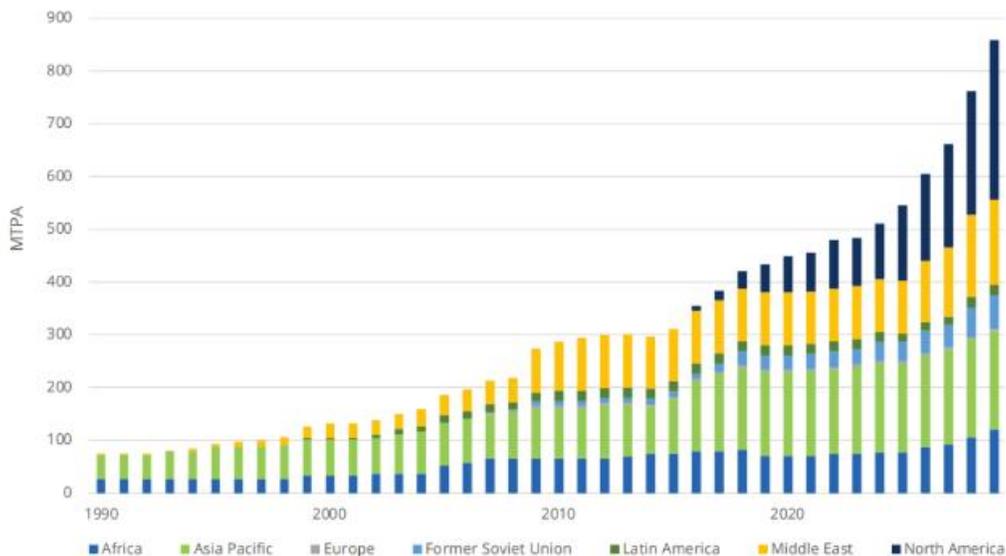


资料来源：ACER、国信证券经济研究所预测

LNG：生产能力仍在扩张，接收产能快速见顶

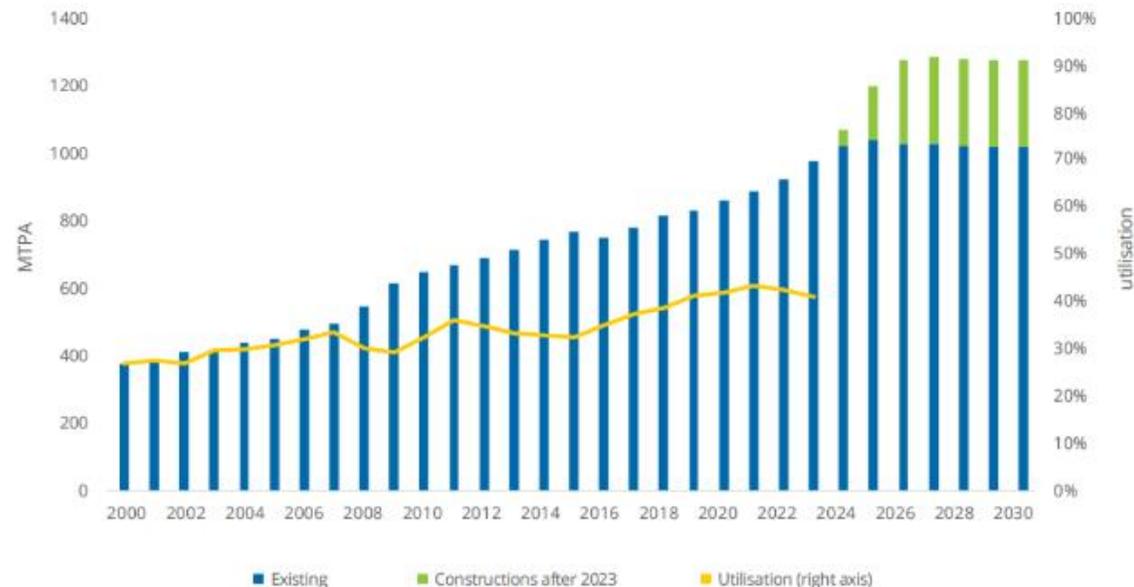
- ◆ 2023年，全球LNG液化产能增至4.57亿吨/年，新增产能400万吨/年，主要来自莫桑比克CoralSouth FLNG（340万吨/年）和阿曼OmanLNG（60万吨/年）两个项目的3条生产线。美国液化产能达9042万吨/年，排名全球第一。澳大利亚、卡塔尔、马来西亚和俄罗斯分别位居第二至第五，产能分别为8780万吨/年、7740万吨/年、3200万吨/年和3040万吨/年。国际天然气联盟预计，到2030年，全球LNG液化产能可能会增长到7亿吨/年以上，来满足全球特别是亚洲地区日益增长的需求。
- ◆ 2022年以来，全球LNG接收能力持续增长，2023年全球LNG接收能力增加近7000万吨/年，其中欧洲增加了3000万吨/年，亚洲增加了2690万吨/年，截至2024年2月底，全球LNG接收能力已经达到10.3亿吨/年。在能源结构快速变化的背景下，LNG具有较高的灵活性，这可以保障能源系统的稳定运行，是相关国家和地区不断加强LNG基础设施建设的重要原因。

图：1990-2030年全球LNG液化产能变化趋势



资料来源：IGU、国信证券经济研究所预测

图：2000-2030年全球LNG终端接受能力变化趋势



资料来源：IGU、国信证券经济研究所预测

未来5年美国提供主要LNG产能增长

- ◆ 目前美国运营着7座LNG液化终端，总产能达9230万吨/年，大约折合世界总产能的20%。这些终端2023年运输了8600万吨LNG，消耗了美国11%的天然气产量。
- ◆ 5个美国液化终端及2个利用美国天然气的墨西哥项目正在建设，这7个项目总共产能为7800万吨/年，这大约占2028年前新增产能的85%。并且这些新增产能基本均位于美国墨西哥湾的得克萨斯州和路易斯安那州。

图:美国(墨西哥)新建LNG终端产能释放节奏

国家	名称	生产年份	产能 MTPA	国家	名称	生产年份	产能 MTPA
墨西哥	Altamira FLNG 1	2024	1.4	美国	Plaquemines LNG T25-36	2026	6.7
美国	Plaquemines LNG T1-6	2024	3.3	美国	Corpus Christi LNG Stage 3 T3	2026	1.5
美国	Golden Pass LNG T1	2025	5.2	美国	Corpus Christi LNG Stage 3 T4	2026	1.5
美国	Golden Pass LNG T2	2025	5.2	墨西哥	Corpus Christi LNG Stage 3 T5	2026	1.5
美国	Plaquemines LNG T7-12	2025	3.3	美国	Corpus Christi LNG Stage 3 T6	2027	1.5
墨西哥	Energía Costa Azul LNG T1	2025	3.0	美国	Corpus Christi LNG Stage 3 T7	2027	1.5
美国	Corpus Christi LNG Stage 3 T1	2025	1.5	美国	Rio Grande LNG T1	2027	5.4
美国	Corpus Christi LNG Stage 3 T2	2025	1.5	美国	Port Arthur LNG T1	2027	6.0
美国	Plaquemines LNG T13-18	2025	3.3	美国	Rio Grande LNG T2	2028	5.4
美国	Plaquemines LNG T19-24	2025	3.3	美国	Port Arthur LNG T2	2028	6.0
墨西哥	Altamira FLNG 2	2026	1.4	美国	Rio Grande LNG T3	2028	5.4
墨西哥	Altamira FLNG 3	2026	1.4				

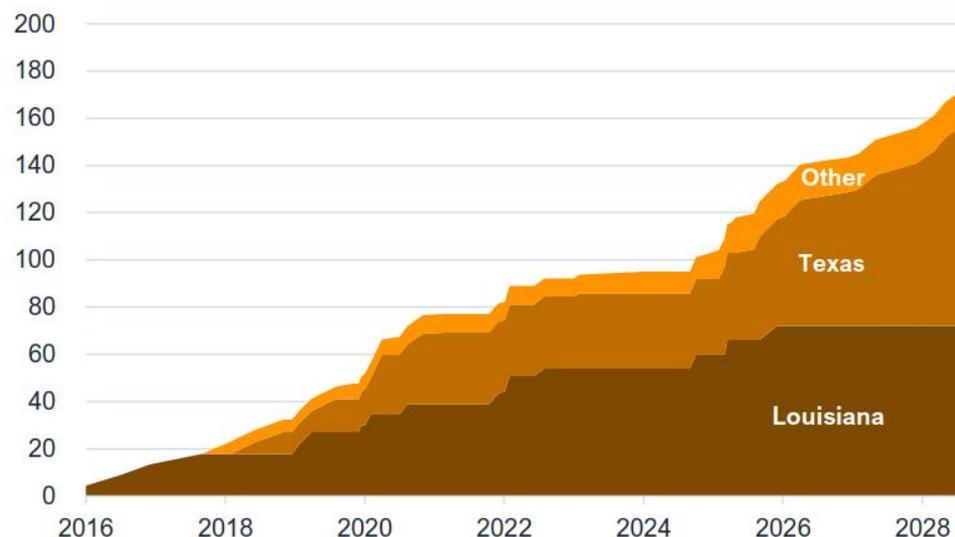
资料来源: Global LNG Outlook、国信证券经济研究所预测

请务必阅读正文之后的免责声明及其项下所有内容

图:美国LNG终端名义产能

名称	位置	每日产能 (Bcf/d)	每年产能 MTPA	服役时间
Sabine Pass	路易斯安那	4.0	30.6	2016.09
Cove Point	马里兰	0.7	5.3	2018.03
Corpus Christi	德克萨斯	2.0	15.4	2018.12
Elba Island	乔治亚	0.3	2.5	2019.09
Cameron	路易斯安那	1.8	13.5	2019.05
Freeport	德克萨斯	2.0	15	2019.09
Calcasieu Pass	路易斯安那	1.3	10	2022.03

图:美国LNG液化产能预测



资料来源: Global LNG Outlook、国信证券经济研究所预测

4

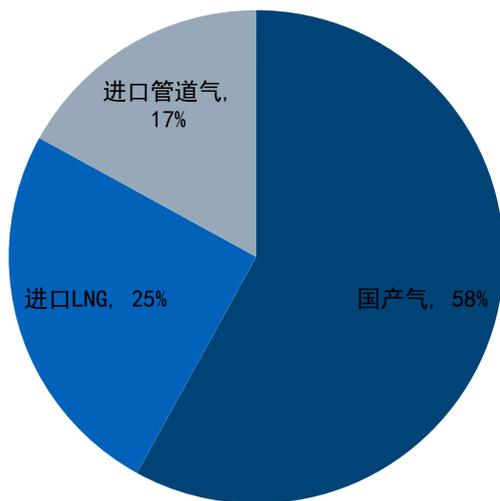
国内天然气供给格局

[返回目录](#)

供给：天然气来源日趋多元，非常规天然气为国内重要增长极

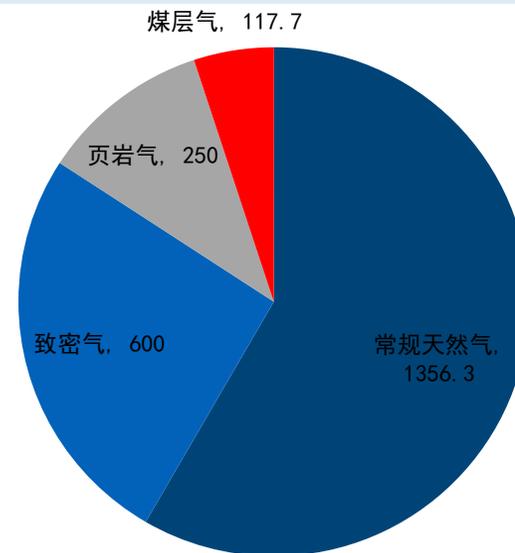
- ◆ 2023年中国天然气供应结构中，国产气占比58%、进口LNG占比25%、进口管道气占比17%。一方面，我国大力推动国内天然气增储上产，2023年国产气量2353亿立方米，同比增长126亿立方米；另一方面，天然气进口格局也持续多元。管道气方面，2023年进口管道气量671亿立方米，其中中俄东线供气量稳步增加，全年进口量超220亿立方米；LNG进口也恢复性增长，全年进口LNG总量7132万吨，同比增长11.7%，其中现货采购占比35%，较上年增长27%。
- ◆ 全国天然气产量2324亿立方米，同比增长5.6%，增量123亿立方米，连续7年增产超百亿立方米。非常规天然气产量突破960亿立方米，占天然气总产量的43%，成为增储上产重要增长极。

图：2023年中国天然气来源



资料来源：中国能源报，国信证券经济研究所整理

图：2023年国产天然气各细分占比

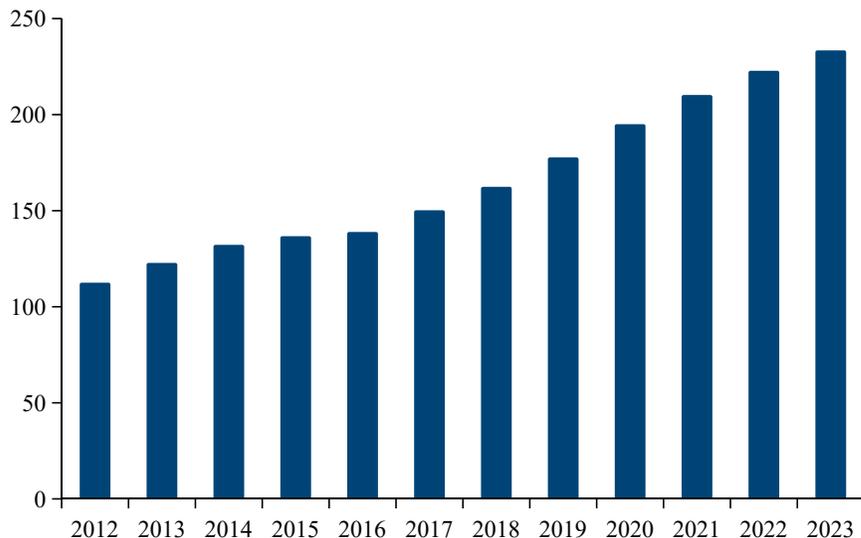


资料来源：中国天然气发展报告，国信证券经济研究所整理

产量：天然气产量快速增长，“三桶油”为产销主力

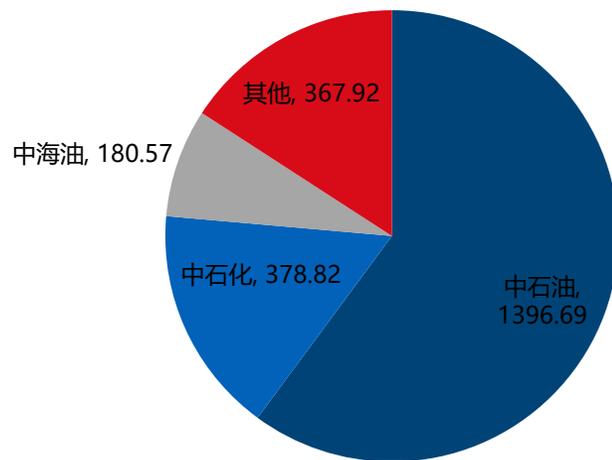
- ◆ 随着“增储上产七年行动计划”的持续推进，全国天然气产量快速增长，但是近几年由于受到疫情影响，国内产量增速有所放缓。2023年全国天然气产量达到2324亿方，同比增长5%。未来我国将继续立足国内保障供应安全，推进天然气持续稳步增长，国家能源局预计我国天然气产量在2025年将达到2300亿立方米以上，2040年以及以后较长时期稳定在3000亿立方米以上水平。
- ◆ 在产量结构中，“三桶油”占比超过80%，其中中国石油占比达到60%，是国内天然气产量龙头，引领国产气的增长。并且2023年中石油天然气销售量也占据54.7%的份额，是保证我国能源安全的重要力量。

图：中国天然气产量变化（十亿立方米）



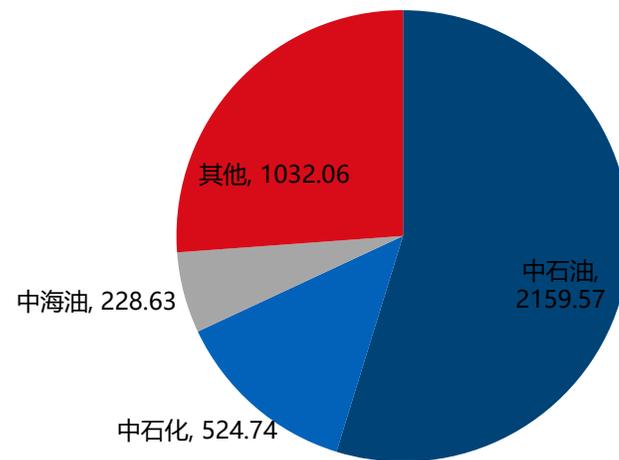
资料来源：BP、国信证券经济研究所整理

图：2023年中国天然气产量结构



资料来源：统计局、公司官网

图：2023年中国天然气销售结构

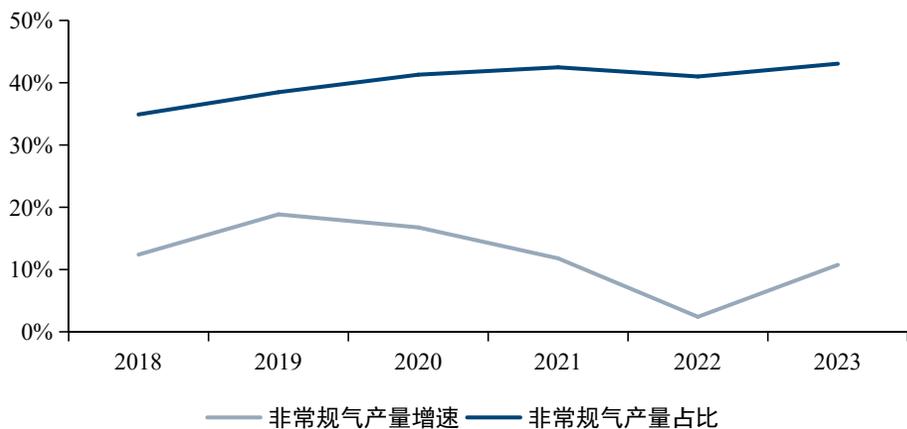


资料来源：统计局、公司官网

非常规天然气是增产重要方向

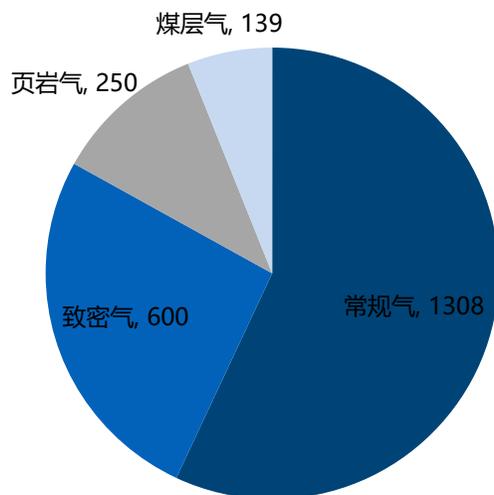
- ◆ 随着勘探程度的不断提高，天然气优质储量发现难度越来越大，低渗透致密气、页岩气等非常规天然气成为新增储量的主体。“十五”期间非常规天然气新增储量占比为72%，“十二五”时增长到92%，2019年为100%，预计至2030年占比将持续超95%。
- ◆ 我国煤层气、页岩气等非常规天然气资源非常丰富，具有很好的勘探开发前景。2018-2023年，非常规天然气产量快速增长，非常规天然气（致密气、页岩气、煤层气）产量占全国天然气总产量的比例由不足35%提升到约43%，成为天然气产量重要增长极。
- ◆ 中国非常规天然气产量预计2035年占比达50%。预测到2035年中国的天然气产量将在3000亿立方米水平稳产，其中，常规气产量为1500亿立方米、致密气产量为700亿立方米、页岩气产量为600亿立方米、煤层气产量为200亿立方米。

图：中国非常规天然气产量占比及增速



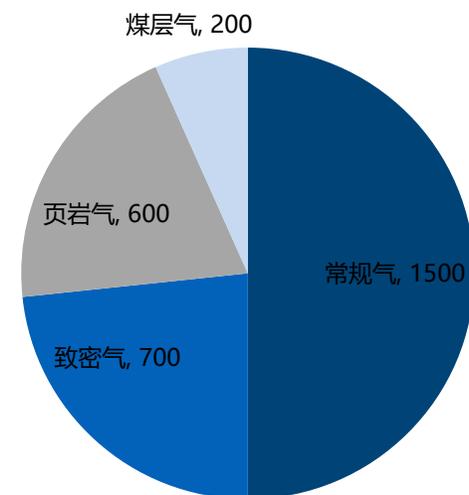
资料来源：国家统计局、国信证券经济研究所整理

图：2023年中国非天然气产量构成



资料来源：国家统计局、国信证券经济研究所整理

图：预测2035年中国非天然气产量构成



资料来源：资料来源：贾承造，《中国石油工业上游前景与未来理论技术五大挑战》，石油学报，2024，45(01): 1-14，国信证券经济研究所整理

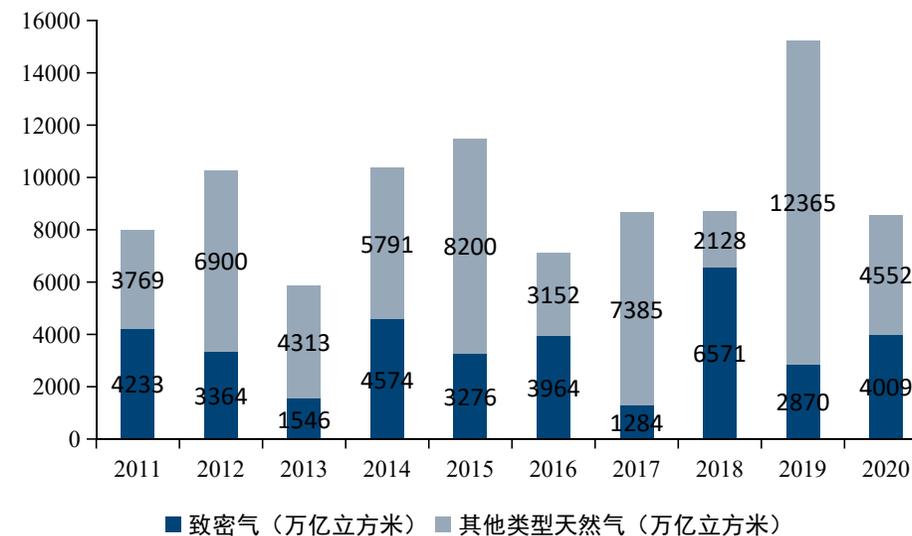
我国致密气勘探处于中早期，鄂尔多斯盆地是开发重点

- ◆ 根据中国石油第四次油气资源评价结果，我国陆上致密气总资源量21.85万亿立方米，其中，鄂尔多斯盆地上古生界13.32万亿立方米，占总资源量的60%以上，四川、松辽、塔里木盆地均超过1万亿立方米，其他盆地零星分布。
- ◆ 根据中国石油第四次资源评价结果，我国致密气探明率处于偏低水平（仅为 25.1%），与成熟探区50.0% 左右的探明率相比具有进一步提升的空间。预测未来我国致密气的可新增探明储量5万亿立方米，主要集中在鄂尔多斯盆地和四川盆地。未来新增探明储量是确保我国致密气进一步稳产的资源基础，按采收率30% -35% 计算，新增探明部分的天然气可采储量介于1.50-1.75万亿立方米，可支撑我国致密气700-800万立方米年产规模，并持续稳产至2050-2060年。

表：我国致密气开发情况及前景

层次	盆地	地质资源量 (万亿立方米)	2020年探明地质储量 (万亿立方米)	2022年探明率	2020年产气量
主体区	鄂尔多斯	13.32	4.06	30.5%	430
接替区	四川	3.98	1.36	34.2%	35
	松辽	2.24	0.06	2.7%	5
突破区	塔里木	1.23	-	0	-
	准格尔	0.15	-	0	-
远景区	吐哈	0.51	0.01	2.0%	
	渤海湾	0.42		0	
合计		21.85	5.49	25.1%	470

图：中国历年新增天然气、致密气探明储量图



资料来源：贾爱林，位云生，郭智等，《中国致密砂岩气开发现状与前景展望》，天然气工业，2022，42(01)：83-92.，国信证券经济研究所整理

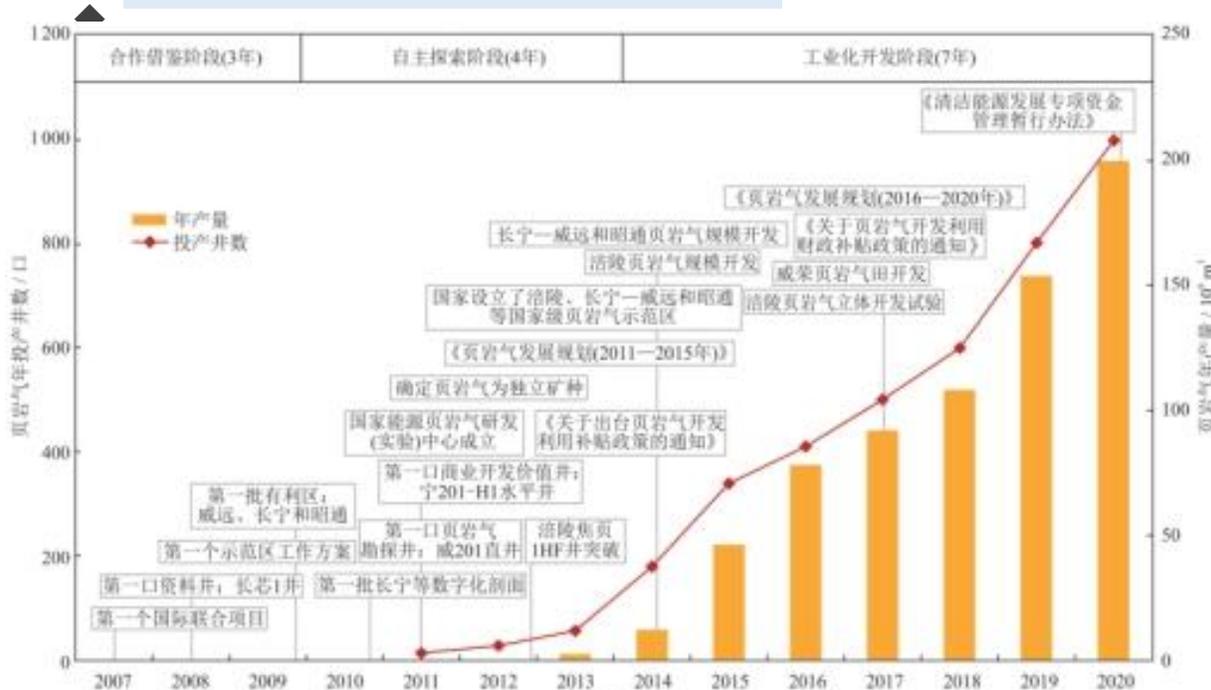
资料来源：汪海阁，周波，《致密砂岩气钻完井技术进展及展望》，天然气工业，2022，42(01)：159-169.，国信证券经济研究所整理

我国中国页岩气开发处于起步阶段，发展前景广阔

- ◆ 中国页岩气勘探不断在四川、鄂尔多斯等盆地，湖北宜昌、贵州安场等地区的“三新”领域中取得突破，初步形成了“海-陆并举、盆山并进”的页岩气勘探新格局。至2023年底在四川盆地及周缘五峰组-龙马溪组探明8个大型页岩气田及1个小型页岩气田，探明页岩气地质储量2.96万亿立方米，建成页岩气产能 450亿立方米/年，年产页岩气250亿立方米。
- ◆ 预计2025年全国页岩气产量300亿立方米，将主要来自四川盆地，占其天然气总产量的43%。“十四五”期间，埋深介于3500-4000米的海相页岩气开发技术将基本过关，考虑20年稳产的要求可以上产100亿立方米每年，以支撑 2025 年全国页岩气产量达到300亿立方米。若埋深介于4000-4500m海相页岩气开发技术获得突破，2030 年全国海相页岩气产量有望达到400亿立方米。

表：我国致密气开发情况及前景

图：中国历年新增天然气、致密气探明储量图



埋深	类别	已探明储量 (亿立方米)	还可探明储量 (亿立方米)	估算可采储量 (亿立方米)	可建年产气规模 (亿立方米)
2500-3500	中浅层	16853	5000	5940	200
3500-4000	深层	1247	8000	3000	100
4000-4500	深层	-	16000	6000	200
>4500	超深层	-	6400	2400	80
<3500	低压低丰度	-	8000	2000-3000	60-100

资料来源：邹才能，赵群，丛连铸，《中国页岩气开发进展潜力及前景》，天然气工业，2021，41(01):1-14.，国信证券经济研究所整理

资料来源：邹才能，赵群，丛连铸，《中国页岩气开发进展潜力及前景》，天然气工业，2021，41(01):1-14.，国信证券经济研究所整理

我国煤层气资源丰富，分布范围广

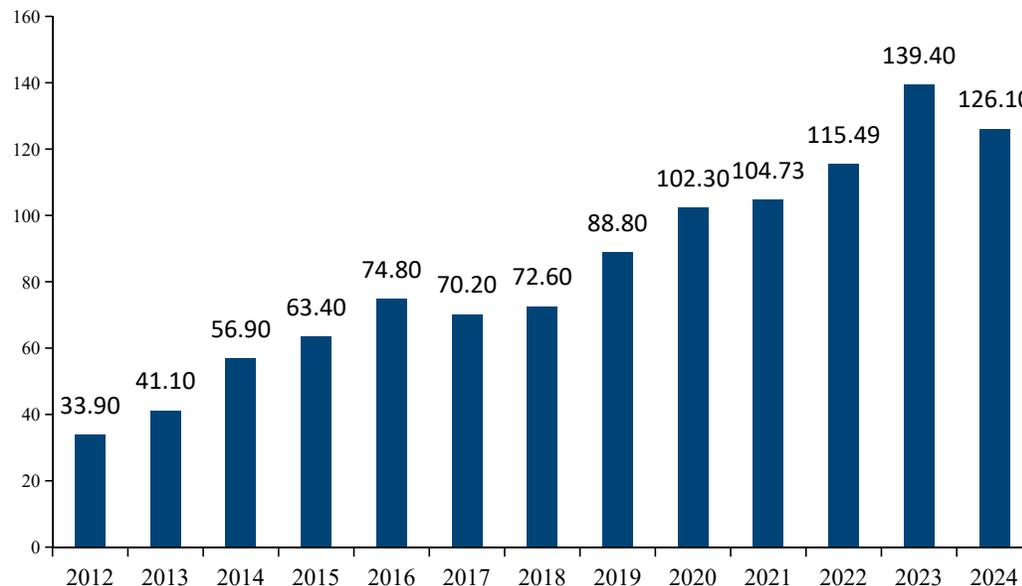
- ◆ 我国2000m以浅煤层气资源储量为30.05万亿立方米，资源总量位居世界第三。中国共有42个主要聚煤盆地，其中煤层气地质资源量超万亿立方米以上的有10个，按资源量大小排名分别是鄂尔多斯盆地、沁水盆地、滇东黔西盆地、准噶尔盆地、天山盆地、川南黔北盆地、塔里木盆地、海拉尔盆地、二连盆地以及吐哈盆地。
- ◆ 中国煤层气产业实施近期和长远“两步走”发展战略。第1步，将2030年之前分为两个阶段，第1阶段到2025年，实现理论与技术的新突破，完成国家“十四五”规划目标年产100亿立方米，坚定产业发展信心；第2阶段2025年到2030年，形成针对大部分地质条件的适用性技术，进一步扩大产业规模，实现年产300亿立方米，在天然气总产量中占有重要地位。第2步为2030年之后的长远时期，逐步实现1000亿立方米大产业战略。

图：中国煤层气资源有利分布区域



资料来源：李小刚，杨长鑫，杨兆中等，《我国煤层气增产技术进展与发展方向》，中国石油学会天然气专业委员会·第33届全国天然气学术年会（2023）论文集，2023:17，国信证券经济研究所整理

图：中国煤层气产量

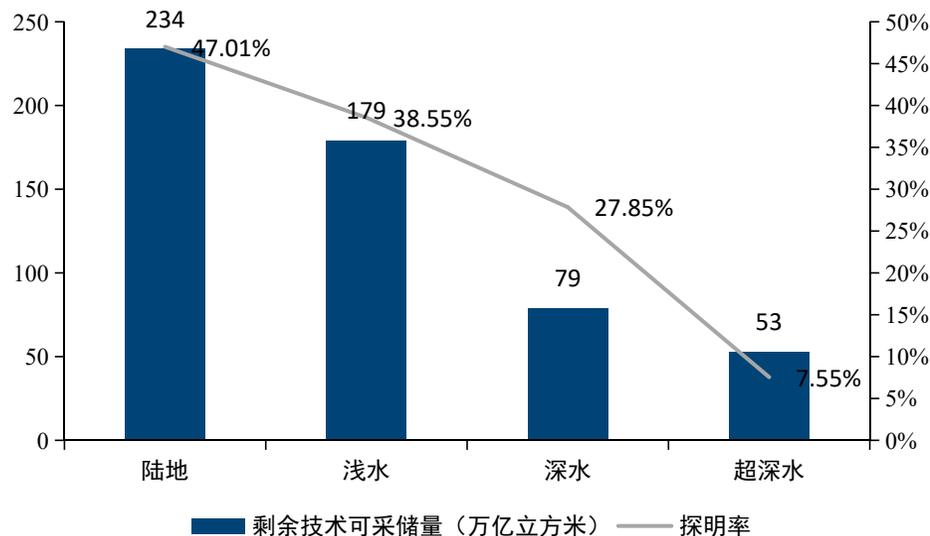


资料来源：中国统计局，国信证券经济研究所整理

海洋油气探明率低，我国海洋天然气产量保持高增

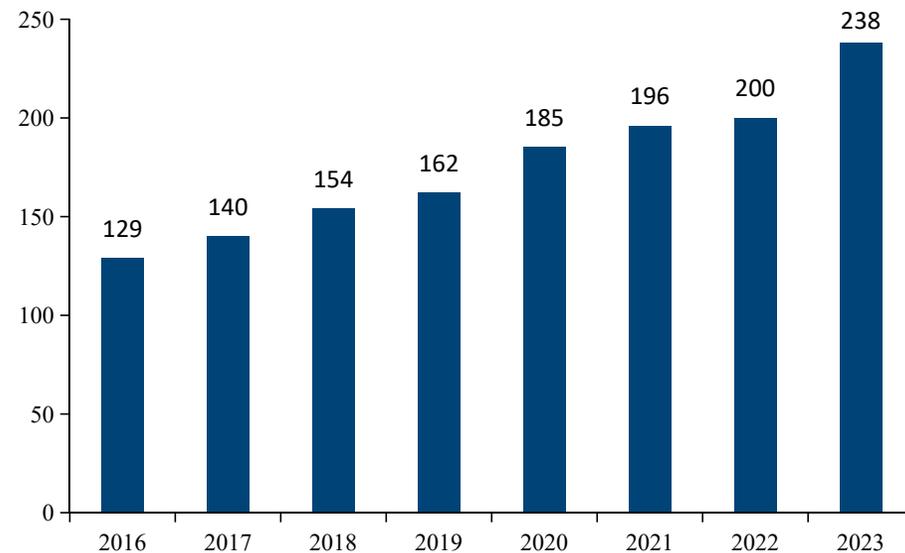
- ◆ 目前陆地油气勘探技术成熟，油气探明程度较高，新发现油气规模逐步变小，而海洋油气资源探明率较低，勘探潜力较大。海洋油气探明率随着水深加深而极具降低，截至2017年，海洋天然气浅水（<400米）、深水（400-2000米）、超深水（>2000米）探明率分别为38.55%、27.85%及7.55%。由于海洋油气勘探处于早期阶段，海洋油气成为最现实的油气开发新领域。
- ◆ 2023年中国海洋天然气产量约238亿立方米，约占全国天然气产量增量的15%。当前中浅层海洋油气勘探开发日趋成熟，近海的深层油气资源、深水海域的油气资源仍是我国油气资源增储上产重点方向。

图：全球天然气技术可采储量及探明率（2017）



资料来源：全球海洋油气勘探开发特征及趋势分析，国信证券经济研究所整理

表：2016-2023年中国海洋天然气产量统计（亿立方米）

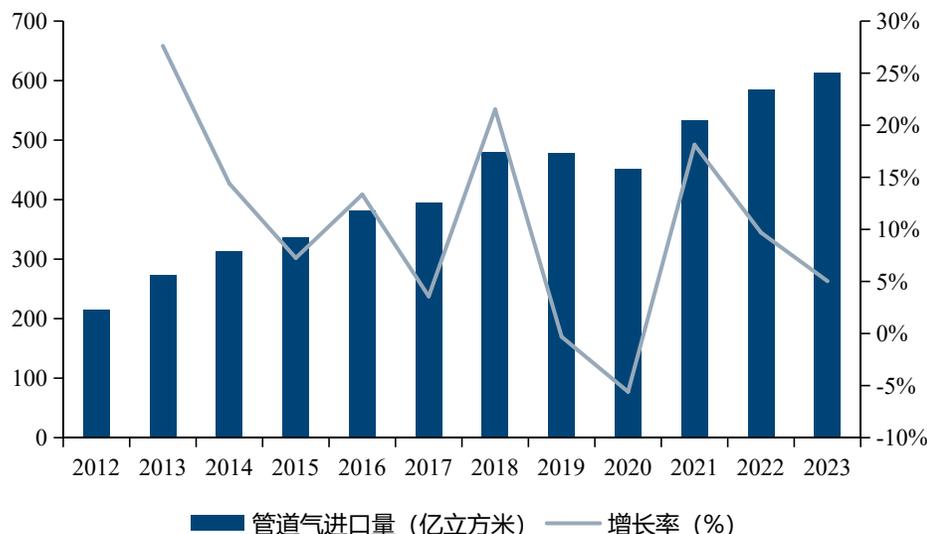


资料来源：中国海油公告，国信证券经济研究所整理

进口管道气：增量主要来自中俄管道

- ◆ 目前我国进口管道气主要来自中亚线、中缅线、中俄线三条管线，其中中亚线是我国发展时间最久、进口量最大的管线。“十四五”期间进口管道气增量主要来自中俄东线；
- ◆ 中国-中亚管道：其中的A/B/C三条管线经哈萨克斯坦从新疆霍尔果斯进入中国，D线从吉尔吉斯斯坦进入新疆，输气能力300亿方，目前在加紧施工；
- ◆ 中俄通道：俄罗斯东西伯利亚气田至中国黑龙江输气管道，2023年供应超220亿立方米，预计2025年供应量达380亿立方米，是近期进口管道天然气主要增量。目前我国还与俄国规划目前还在规划西线以及远东管道，合计输气能力600亿方；
- ◆ 中缅通道：缅甸皎漂港始进入中国云南，该管道2013年开始向中国运送天然气，由于气田产量有限，该管道一直处于低位运行，未来增量有限。

图：中国管道气进口量



资料来源：wind、国信证券经济研究所整理

图：中国天然气进口管道情况

名称	支线 气源	建成时间	输运能力 (亿立方米)	2022年输气量 (亿立方米)	去向
中亚管道	A 土库曼斯坦	2009	150	432	西气东输二线
	B 哈萨克斯坦	2010	150		西气东输二线
	C 土库曼斯坦	2014	250		西气东输三线
	D 土库曼斯坦	2023年底	300		西气东输五线
中缅管道	孟加拉湾海域气田	2013	120	50	西气东输二线、中贵线
中俄管道	东线 东西伯利亚气田	2018	380	155	东北、华北地区管道
	西线 西西伯利亚气田	尚未建设	500		西气东输管道

资料来源：国家管网集团、国信证券经济研究所整理

进口LNG:长协为主，总体进口量快速增长

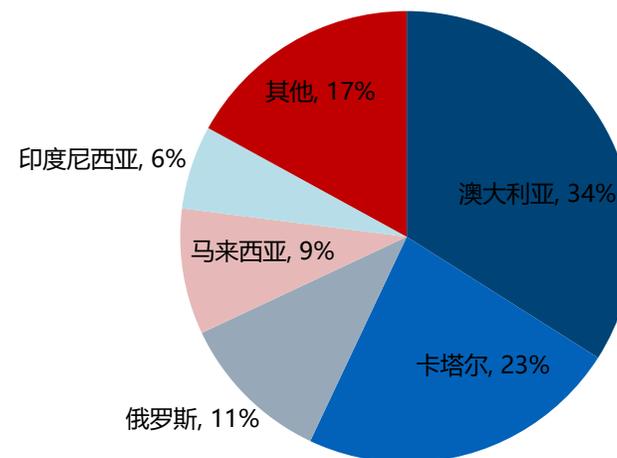
- ◆ LNG的贸易形式主要有期货和现货，期货包括长期合同、中期合同和短期合同。现货价格由市场供需决定，中长期合同与国际油价挂钩，一般会有3-6个月的延后期。由于考虑带天然气的稳定持续供应，LNG长协在进口LNG中占绝对主导地位。由于国企在LNG进口中需要承担更多保供责任，因此长协比例也相对民企更高，而民企的贸易方式更加灵活，国内外市场套利空间更大。
- ◆ 2023年中国LNG(液化天然气)进口量达7132万吨（约984亿立方米），同比增长12.6%，成为全球最大LNG进口国。从来源看，澳大利亚仍然是最大的来源（34%），其次是卡塔尔（23%），马来西亚和俄罗斯（分别为9%和11%），而印度尼西亚占中国液化天然气供应的6%。

图：中国LNG进口量



资料来源：WIND、国信证券经济研究所整理

图：2023年中国LNG进口来源



资料来源：2023年全球LNG市场发展分析、国信证券经济研究所整理

5

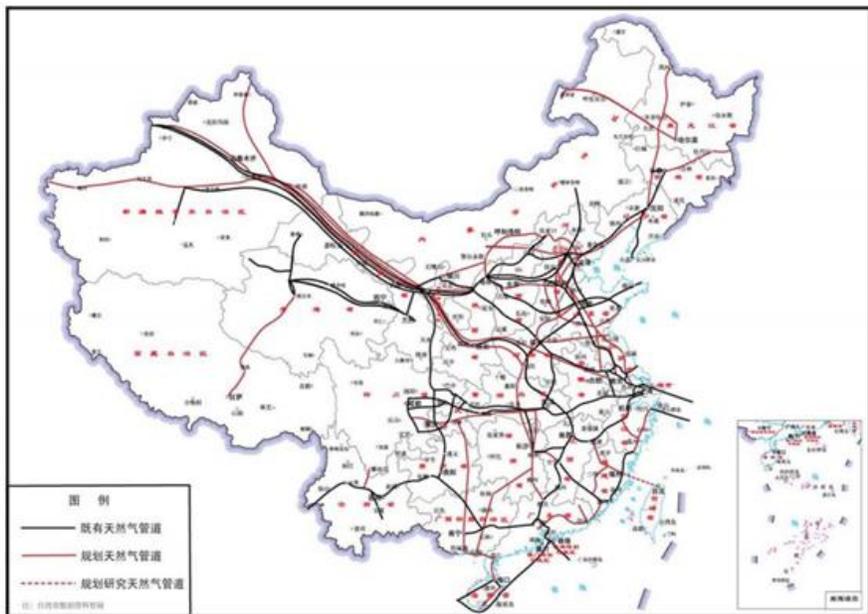
国内储运基础设施建设情况

[返回目录](#)

天然气管网：“全国一张网”初步形成，加快建设“最后一公里”

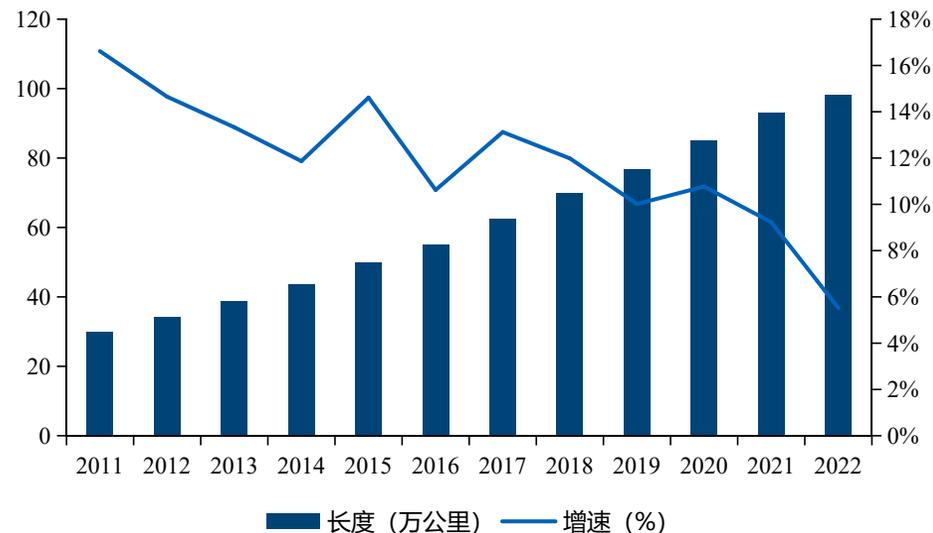
- ◆ 2018至2020年，国家集中实施干线管道互联互通，天然气“全国一张网”骨架初步形成，主干管网已覆盖除西藏外全部省份，京津冀及周边、中南部地区天然气供应能力进一步提升。西北、东北、西南、海上四大战略通道持续完善，形成“四大战略通道+五纵五横”的干线管网络局。
- ◆ 2019年，为推进市场化改革，管网公司将独立运营。管网独立后，我国的天然气产业链发生了根本性改变，特别是在天然气管输环节，一些省网公司将实施非捆绑式运营，国家管网与省级管网公司将独立运营并处于竞合关系，“最后一公里”管道会成为建设的重点。
- ◆ 2023年，西气东输四线天然气管道工程新疆段主线路管道焊接正式完成，整个工程建成后每年可向中东部地区输送天然气300亿立方米。全长4269千米的川气东送二线管道正式开工建设，这是构建我国天然气管网“五纵五横”新格局的关键一步项目建成后每年可输送天然气超200亿立方米。

图：中长期油气管网规划



资料来源：中长期油气管网规划、国信证券经济研究所整理

图：我国天然气管道长度及增速



资料来源：国家能源局、国信证券经济研究所整理

储气库：布局不断完善

◆ 地下储气库是将天然气压缩后注入地下自然或人工构造空间形成的储气空间，常被用于季节性调峰，对发挥保供稳价发挥重要作用。储气库建设方面，依托枯竭油气藏着力打造华北、东北、西南、西北等数个百亿立方米地下储气群。

◆ 西气东输四线天然气管道工程新疆段主线路管道焊接正式完成，整个工程建成后每年可向中东部地区输送天然气 300亿立方米。全长4269千米的川气东送二线管道正式开工建设，这是构建我国天然气管网“五纵五横”新格局的关键一步项目建成后每年可输送天然气超 200亿立方米。

◆ 我国地下储气库行业呈现出中石油、中石化、国家管网三足鼎立的竞争格局，国有企业占据市场主要份额。近年来，在国家对社会资本的引导下，民营企业逐渐参与地下储气库的建设运营。

表：中国储气库（群）主要设计参数表

储气库（群）	地理位置	库容/亿立方米	调峰能力/亿立方米	企业主体
大庆群库	黑龙江大庆	4.3	0.5	中国石油
辽河双6	辽宁盘锦	55.2	20.5	
辽河雷61	吉林松原	5.3	0.5	
双驼子	河北永清	11.2	0.3	
华北苏桥	天津滨海	67.0	10.0	
大港板南	陕西靖边	7.8	2.0	
长庆陕224	陕西靖边	10.4	3.3	
长庆苏东39-61	陕西靖边	19.2	0.1	
长庆榆37	陕西靖边	6.0	0.1	
新疆呼图壁	新疆呼图壁	117.0	29.0	
西南相国寺	重庆渝北区	43.0	23.0	中国石化
中原文96	河南濮阳	5.9	3.0	
江苏金坛	江苏金坛	11.8	1.5	
江汉黄场	湖北潜江	2.3	0.5	
大港库群	天津大港	69.0	19.0	国家管网
华北库群	河北永清	18.7	7.5	
江苏金坛	江苏金坛	26.0	7.8	
江苏刘庄	江苏刘庄	4.6	2.5	
中原文23	河南濮阳	84.3	22.0	港华储气有限公司
金坛	江苏金坛	12.0	1.7	

图：全国地下储气库工作气量及占消费量比例



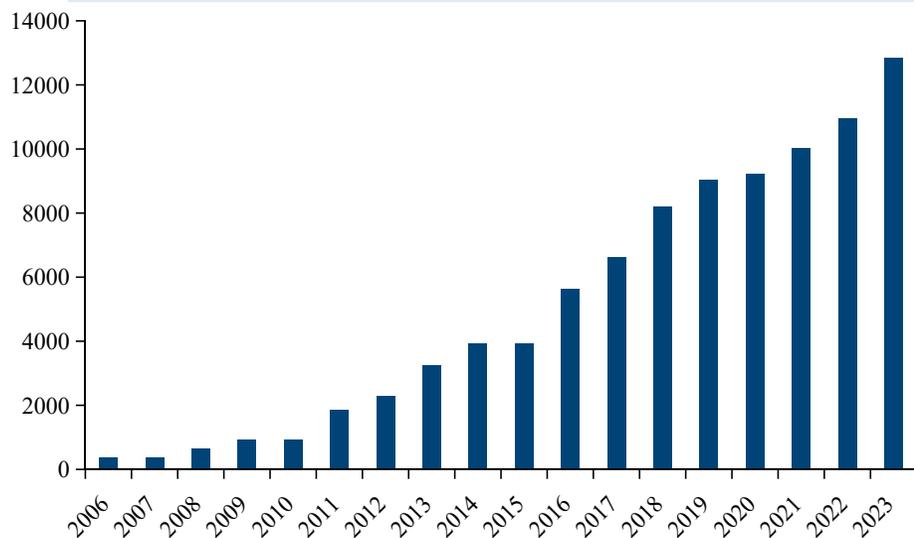
资料来源：国家统计局、国信证券经济研究所整理

LNG储运装置：建设速度加快

◆ 随着政策放开，民营企业经核准后可以投资LNG接收站，且政策对LNG接收站有公平准入的要求，未来“三桶油”有望在LNG接收站窗口期通过市场拍卖出租LNG接收能力，这极大的激活了资本对于LNG接收站建设的关注，LNG接收能力快速提升。现在新建LNG投资运营方主要是地方国有企业、能源公司、城市燃气公司等，包括民营企业，新建和拟建项目几乎见不到三大石油公司的身影。

◆ 2023年，我国新投运LNG接收站4座，业主全部是非央企能源企业。截至2023年底，我国中国（不包括港澳台地区）已投运接收站达到28座，年设计接收能力扩至1.3057亿吨，储罐能力达到1824.5万立方米。

图：中国LNG接收能力变化情况（万吨/年）



资料来源：国家统计局、国信证券经济研究所整理

表：2023年底中国（不包括港澳台地区）LNG接收站情况

名称	接收能力	储罐规模	投产时间	所属公司
辽宁大连LNG接收站	600	48	2009年	
天津LNG接收站	600	36	2014年	
海南洋浦LNG接收站	300	32	2014年	
广西北海LNG接收站	600	64	2016年	国家油气管网集团
广东粤东LNG接收站	200	48	2017年	
深圳迭福LNG接收站	400	64	2018年	
广西防城港LNG接收站	60	6	2019年	
江苏如东LNG接收站	1000	108	2011年	
河北唐山LNG接收站	650	128	2013年	中国石油
海南中油深南LNG接收站	27	4	2014年	
山东青岛LNG接收站	700	96	2014年	中国石化
天津南港LNG接收站	1080	64	2018年	
广东大鹏LNG接收站	680	64	2006年	
福建莆田LNG接收站	630	96	2008年	
浙江宁波LNG接收站	700	96	2008年	中国海油
广东珠海LNG接收站	350	64	2013年	
盐城滨海LNG接收站	300	88	2022年	
上海五号沟LNG接收站	150	32	2000年	上海申能
上海洋山港LNG接收站	600	90	2009年	
广东九丰LNG接收站	150	16	2012年	九丰集团
新奥舟山LNG接收站	500	64	2018年	新奥集团
新疆广汇如东LNG接收站	500	62	2018年	广汇集团
深圳华安LNG接收站	80	8	2019年	深圳燃气
嘉兴LNG接收站	100	20	2022年	杭嘉鑫清洁能源公司
河北唐山LNG接收站	500	80	2023	新天绿能
温州LNG接收站	300	80	2023年	浙能集团
广州LNG接收站	100	32	2023年	广州发展液化天然气
天津LNG接收站	480		2023年	北京燃气
天津南港LNG接收站	500	80	2023年	中国石化

资料来源：各公司官网、国信证券经济研究所整理

6

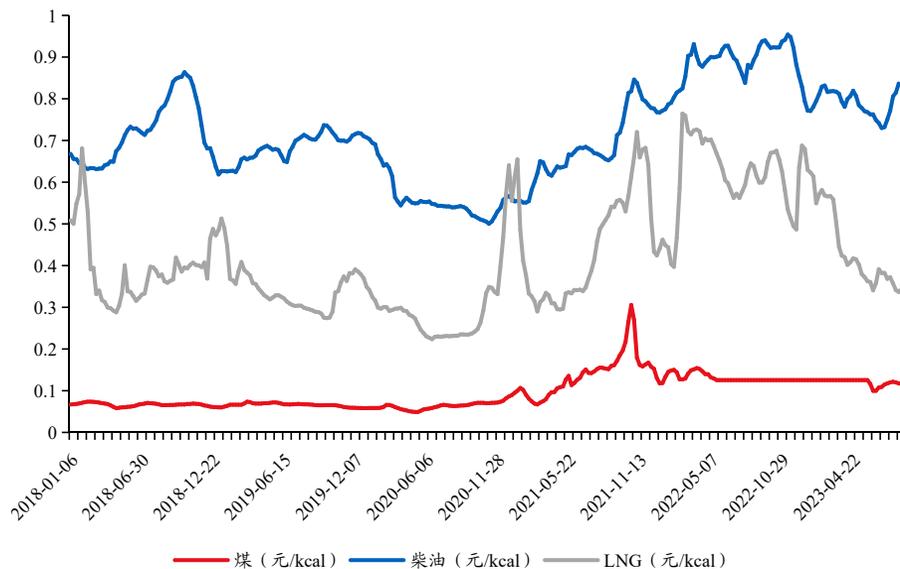
国内天然气消费结构

[返回目录](#)

中国仍处在天然气消费快速发展期

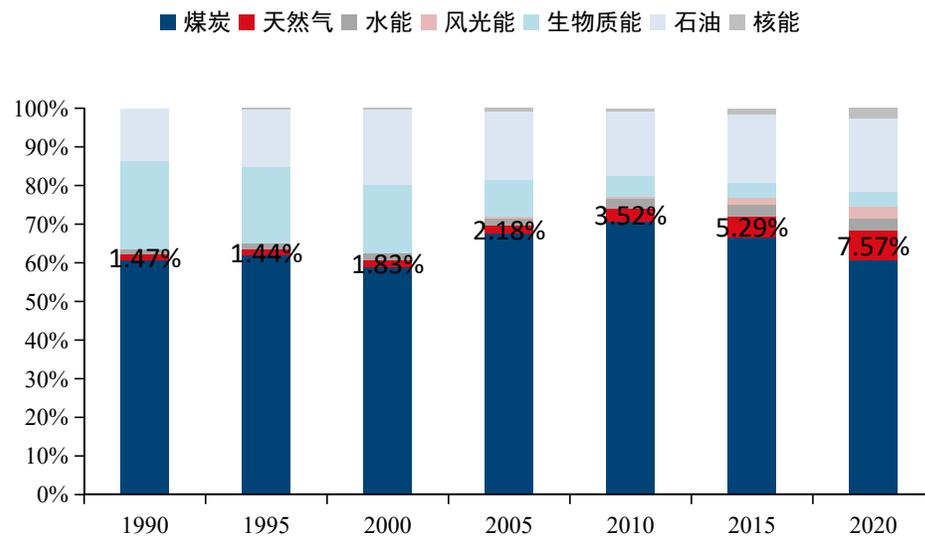
- ◆ 从2001年开始，中国的天然气进入新时代，开始进入快速发展期，2010年中国天然气消费量突破1000亿立方米，2022年消费量达到3646亿立方米。由于资源禀赋原因天然气在三种化石能源中占比最小，但发展速度很快，在一次能源中占比由1990年的1.47%增长至2020年的7.57%。与世界平均水平相比，我国天然气在一次能源中占比较低，典型国家天然气快速发展期一般持续30年以上，预计到2030年左右，我国天然气消费量将达到峰值6000亿立方米左右。
- ◆ 中国绝大多数情况下柴油价格高于天然气高于煤炭，所以天然气替代柴油有明显优势。由于煤的价格较为低廉，天然气替代煤炭还需政府进一步出台政策，增加天然气来源，降低天然气价格，并通过一定的补贴及税收扶持加快天然气替代煤的进程。

图：中国不同燃料单位热量价格



资料来源：百川盈孚，国信证券经济研究所整理

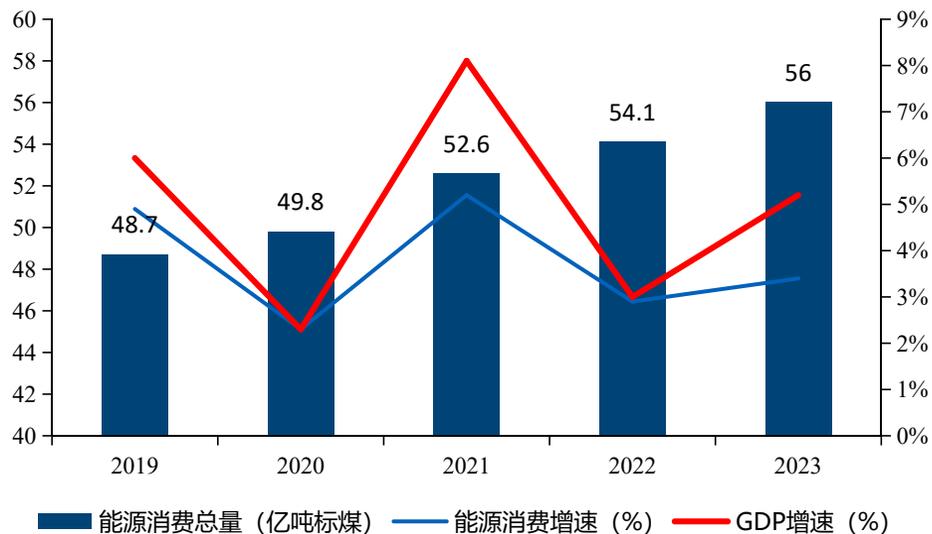
图：中国一次能源占比



资料来源：世界典型国家天然气发展历程及对中国的启示，国信证券经济研究所整理

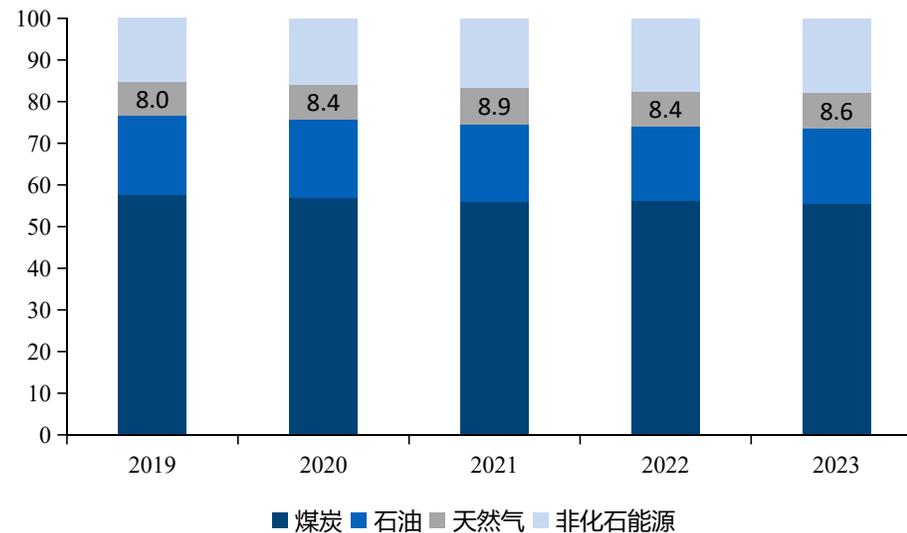
- ◆ 2023年，我国经济增长整体回升，能源消费增速加快。2023年我国经济增长5.2%，能源需求稳步上升，全年能源消费总量达56.0亿吨标准煤，同比增长3.4%
- ◆ 2023年煤炭消费量为31.0亿吨标准煤，同比增长2.0%左右，占比达到55.4%，较2022年下降约0.8个百分点。2023年石油消费量约7.67亿吨，同比增长7.1%左右，推动石油费占一次能源消费的比重同比上升0.3个百分点至18.2%。预计2023年天然气消费量3850亿立方米，同比增长约6.9%，天然气消费占一次能源消费的比重同比上升0.2个百分点至8.6%。非化石能源方面，消费增速在主要品种中继续位居前列，增量主要来自太阳能、风能。

图：中国一次能源消费情况



资料来源：中石化集团经济技术研究有限公司、国信证券经济研究所整理

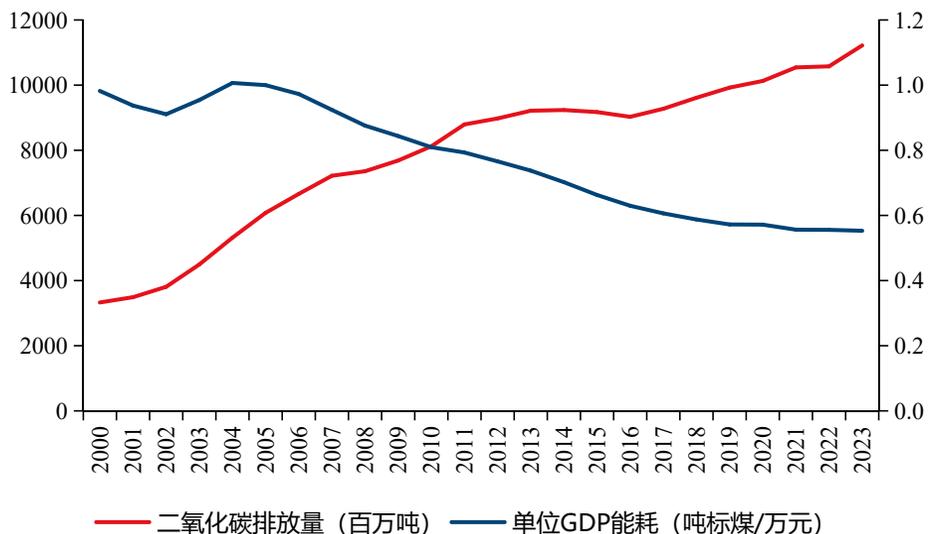
图：我国一次能源消费结构



资料来源：中石化集团经济技术研究有限公司、国信证券经济研究所整理

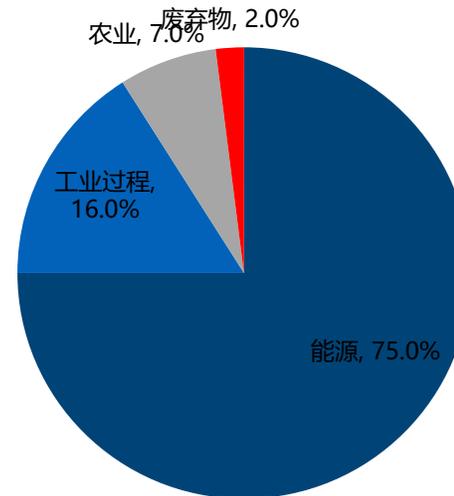
- ◆ 《2030年前碳达峰行动方案》指出到2025年，非化石能源消费比重达到20%左右，单位国内生产总值能源消耗比2020年下降13.5%，单位国内生产总值二氧化碳排放比2020年下降18%，到2030年，非化石能源消费比重达到25%左右，单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降65%以上，顺利实现2030年前碳达峰目标。
- ◆ 据BP数据，2023年中国二氧化碳排放量为112亿吨，较2022年提高了6.07%。2023年中国每万元GDP消耗0.553吨标准煤，较2022年降低5.4%，2023年，我国来自能源领域的碳排放占全国排放总量的75%。

图：中国二氧化碳排放量及单位GDP能耗



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图：我国2023年碳排放来源结构



资料来源：中研普华、国信证券经济研究所整理

《2030年前碳达峰行动方案》-重点内容

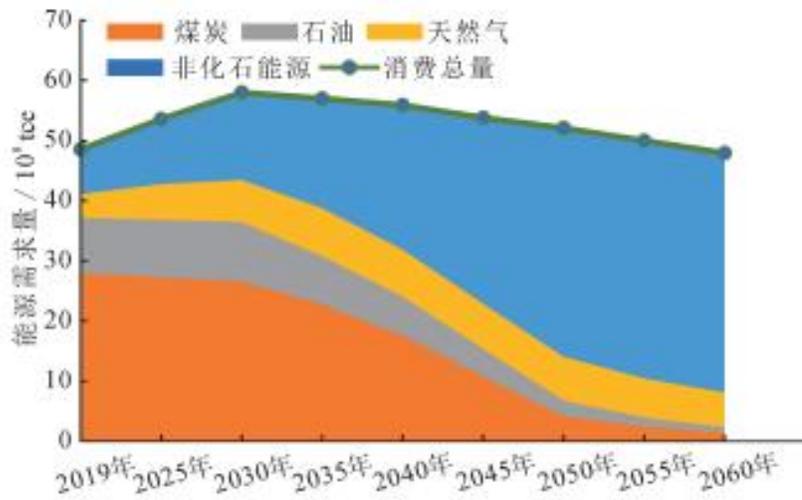


- ◆ 重点实施能源绿色低碳转型行动、节能降碳增效行动、工业领域碳达峰行动、城乡建设碳达峰行动、交通运输绿色低碳行动、循环经济助力降碳行动、绿色低碳科技创新行动、碳汇能力巩固提升行动、绿色低碳全民行动、各地区梯次有序碳达峰行动等“碳达峰十大行动”。
- ◆ 能源绿色低碳转型行动：**推进煤炭消费替代和转型升级，加快煤炭减量步伐**，“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少。合理调控油气消费。保持石油消费处于合理区间，逐步调整汽油消费规模，大力推进先进生物液体燃料、可持续航空燃料等替代传统燃油，提升终端燃油产品能效。**加快推进页岩气、煤层气、致密油（气）等非常规油气资源规模化开发。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。**
- ◆ 工业领域碳达峰行动：引导企业转变用能方式，**鼓励以电力、天然气等替代煤炭。调整原料结构，控制新增原料用煤，拓展富氢原料进口来源，推动石化化工原料轻质化。**
- ◆ 交通运输绿色低碳行动：积极扩大电力、氢能、**天然气、先进生物液体燃料等新能源、清洁能源在交通运输领域应用**。推广电力、氢燃料、液化天然气动力重型货运车辆。到2030年，当年新增新能源、清洁能源动力的交通工具比例达到40%左右，营运交通工具单位换算周转量碳排放强度比2020年下降9.5%左右，国家铁路单位换算周转量综合能耗比2020年下降10%。陆路交通运输石油消费力争2030年前达到峰值。有序推进充电桩、配套电网、加注（气）站、加氢站等基础设施建设，提升城市公共交通基础设施水平。
- ◆ 各地区梯次有序碳达峰行动：各地区要准确把握自身发展定位，结合本地区经济社会发展实际和资源环境禀赋，坚持分类施策、因地制宜、上下联动，梯次有序推进碳达峰。加大中央对地方推进碳达峰的支持力度，选择100个具有典型代表性的城市和园区开展碳达峰试点建设，在政策、资金、技术等方面对试点城市和园区给予支持。

中国天然气消费中长期预测

- ◆ 国际能源署《世界能源展望2020年》认为，受工业及发电产业煤改气等因素驱动，中国天然气消费未来20年仍然持续增长。既定政策情景下，2025年、2030年、2040年需求量分别为4250亿立方米、5000亿立方米、6370亿立方米，可持续发展情景下分别为3980亿立方米、4460亿立方米、5110亿立方米。
- ◆ 近年来，多家中国权威机构发布了“双碳”目标下能源及油气需求预测研究成果。天然气需求将于2030—2040年达峰，集中于2040年左右，峰值为4220亿~7510亿立方米，集中于6500亿~7000亿立方米，2060年降至1500亿~5500亿立方米，集中于约4000亿立方米。天然气需求达峰前增量空间较大，且差异也较大，增量1000亿~4200亿立方米，相差约4倍，充分反映了对未来天然气持续较快发展的共识，但对发展前景存在较大分歧。“十四五”期间，对天然气发展产生制约的最大因素是天然气的气源开发问题，当前，煤炭资源的清洁利用及可再生能源的不断发展仍然是天然气行业发展的竞争者。

图：中长期中国能源结构预测

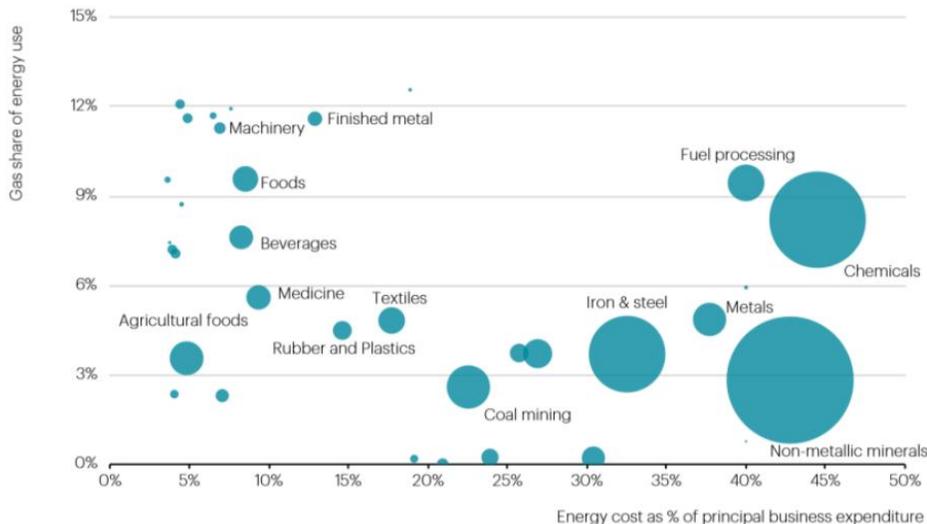


表：部分机构预测2050年中国能源消耗量及温室气体排放情况表

能源消费	2.0℃情景 清华大学气候变化与 可持续发展研究院	2060年碳中和情景 清华大学能源环境经 济研究所	强化行动情景 世界资源研究所	电气化加速情景 国网能源研究院	快速转型情景 英国BP
能源消费峰值/ 10^8 tce	2030年58.0	2060年57.0	持续缓慢增加	2030年57.7	2030年53.0
能源消费需求/ 10^8 tce	2050年52.0	2060年47.0	2050年55.0	2060年51.4	2050年48.4
煤炭占比	13.0%	7.0%	28.0%	8.1%	7.0%
石油占比	5.0%	8.0%	12.0%	7.1%	9.1%
天然气占比	11.0%	4.0%	11.0%	10.7%	13.3%
非化石能源占比	72.0%	81.0%	59.0%	74.1%	70.7%

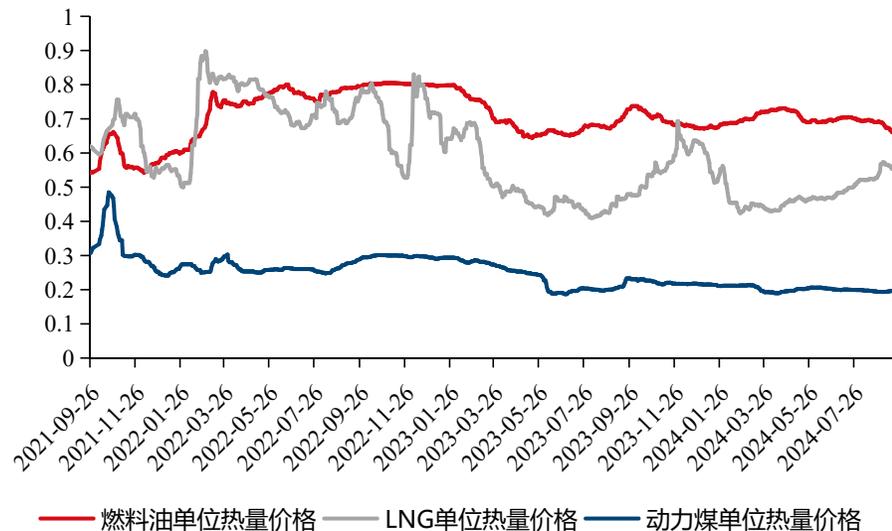
- ◆ 目前，中国已基本形成了煤炭、石油、天然气、可再生能源等多元能源供需体系。中国能源转型目前面临着能源消费偏煤、油气安全风险偏高等主要问题。
- ◆ 未来我国需严控煤电项目，推动煤炭消费尽早达峰，并加大国内油气勘探开发力度，确保油气安全供应。同时，大力发展水能、风能、太阳能、生物质能等可再生能源，完善氢能产业体系，争取到2030年非化石能源消费占比达到25%左右。替煤、稳油、增气、做强新能源，优先发展非化石能源，清洁高效利用化石能源，不断优化能源生产与消费结构成为能源发展新方向。
- ◆ “十四五”期间，煤改气工程仍将持续开展，工业燃料作为“煤改气”重要领域，预计2025年中国工业燃料天然气消费量1700亿立方米。

图：各行业天然气成本占比及消费量占比



资料来源：EIA、国信证券经济研究所整理

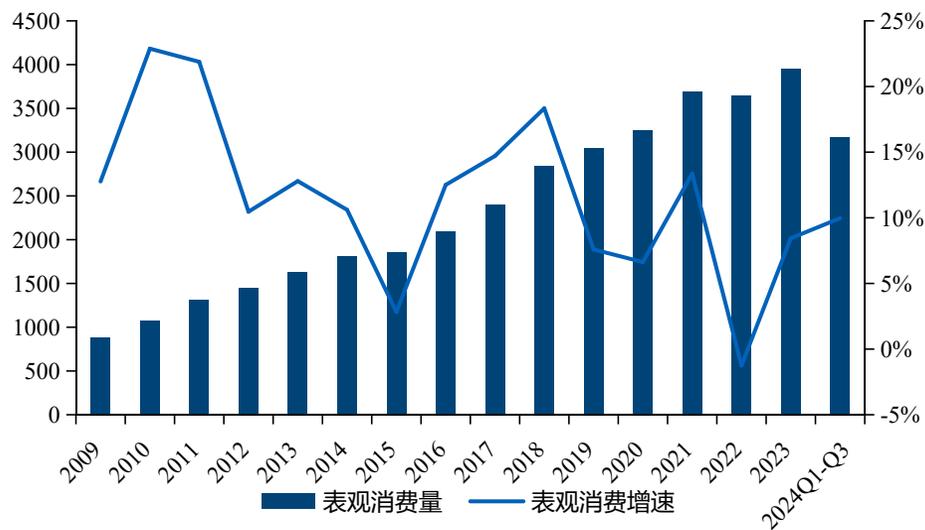
图：考虑热效率后煤、燃料油、LNG的单位热量价格（元/千大卡）



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

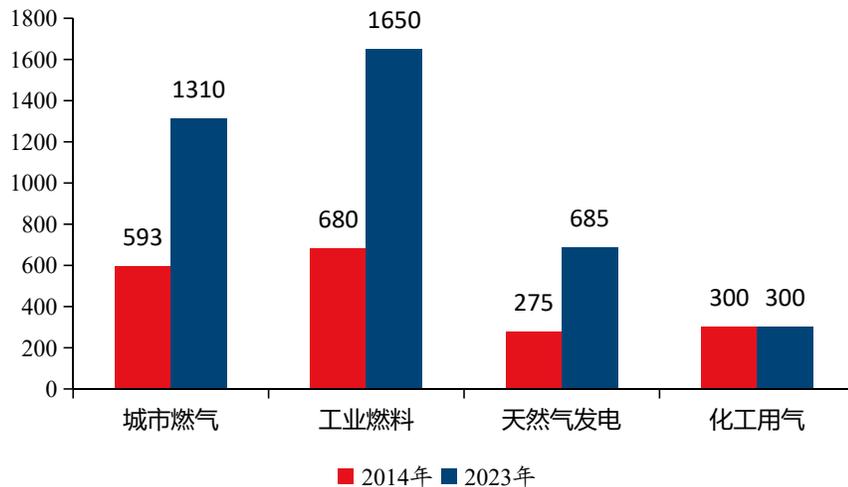
- ◆ 近年来中国天然气市场快速发展，在一次能源消费结构中占比已从2004年的2.3%攀升至2023年的8.6%，2023年中国天然气消费量大3945亿立方米。城市燃气在居民用气和LNG重卡快速增长的背景下保持增长，城市燃气消费占比增至33%；工业燃料、天然气发电、化工行业用气，占比分别为42%、17%和8%。
- ◆ 十年来，政策推动中国天然气行业快速发展，用气结构和能源结构持续优化。全国天然气消费量从1848亿立方米增加至3945亿立方米，消费增量占全球总增量的37%。

图：中国天然气表观消费量及增速



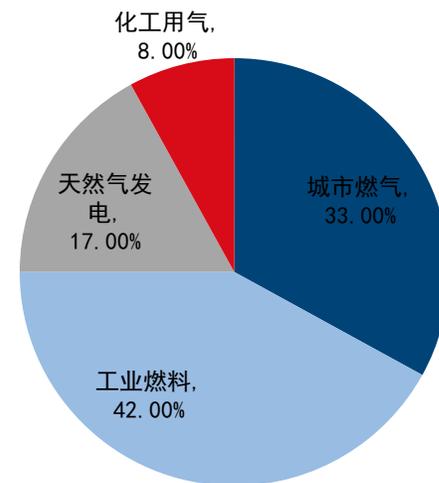
资料来源：发改委、国信证券经济研究所整理

图：中国天然气各领域消费量



资料来源：中国天然气发展报告、国信证券经济研究所整理

图：2023年中国天然气消费结构

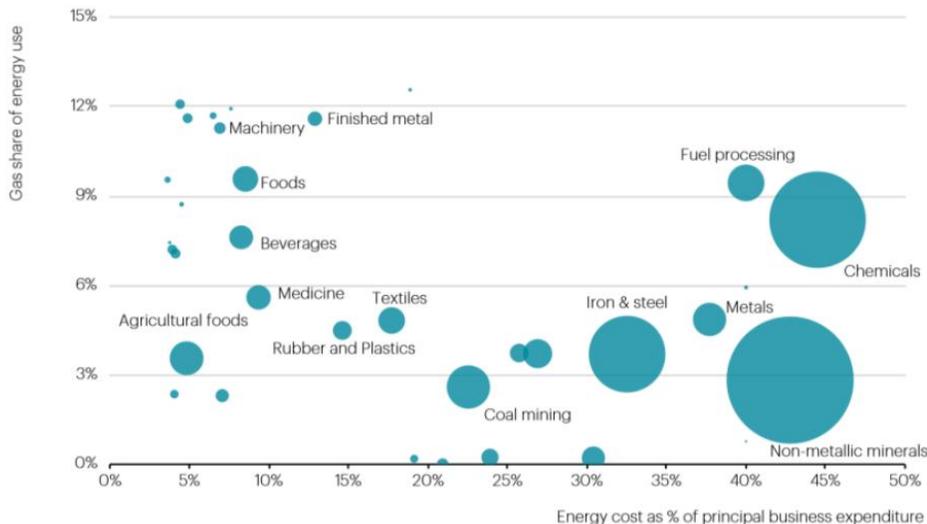


资料来源：中国天然气发展报告、国信证券经济研究所整理

工业领域：“煤改气”继续推动需求增长

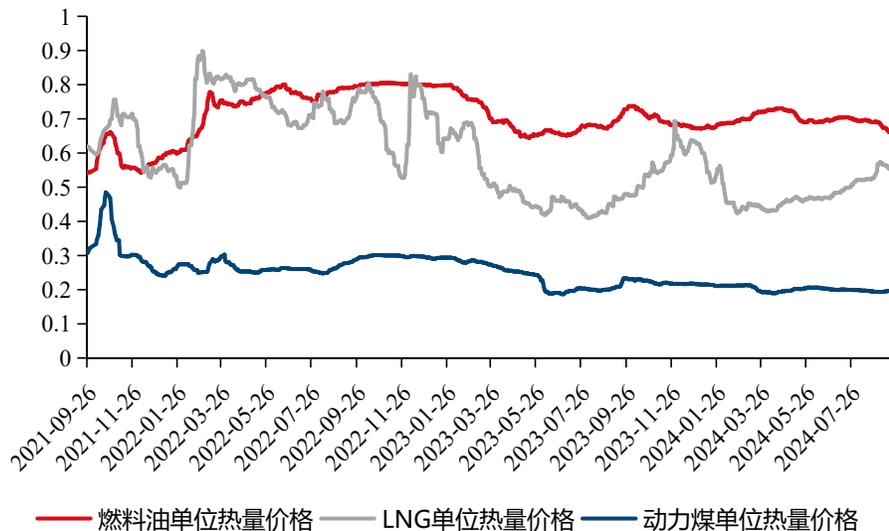
- ◆ 天然气在工业领域主要用于工业窑炉和工业锅炉，广泛应用于冶金、陶瓷、玻璃、食品、造纸、印染等行业。在玻璃、金属热处理、陶瓷及热风机等领域，以天然气为燃料时具有升温速度快、可达到 $>800^{\circ}\text{C}$ 高温、温度控制精度高、清洁等优点，会显著提高产品品质及产量，其他燃料不可替代，天然气在这些领域的消费具有刚性。
- ◆ 在锅炉燃料领域，天然气、燃料油和煤互为替代，除考虑燃料成本外，各种锅炉的热效率也会影响燃料的经济性，假设按照燃煤锅炉热效率65%、燃油锅炉热效率75%、燃气锅炉效率85%测算煤、天然气、燃料油的单位热量价格，在大多数情况下天然气较燃料油更具经济性，但与煤相比经济性不足，工业领域气代煤还需要政策推动。
- ◆ “十四五”期间，煤改气工程仍将持续开展，工业燃料作为“煤改气”重要领域，预计2025年中国工业燃料天然气消费量1700亿立方米。

图：各行业天然气成本占比及消费量占比



资料来源：EIA、国信证券经济研究所整理

图：考虑热效率后煤、燃料油、LNG的单位热量价格（元/千大卡）

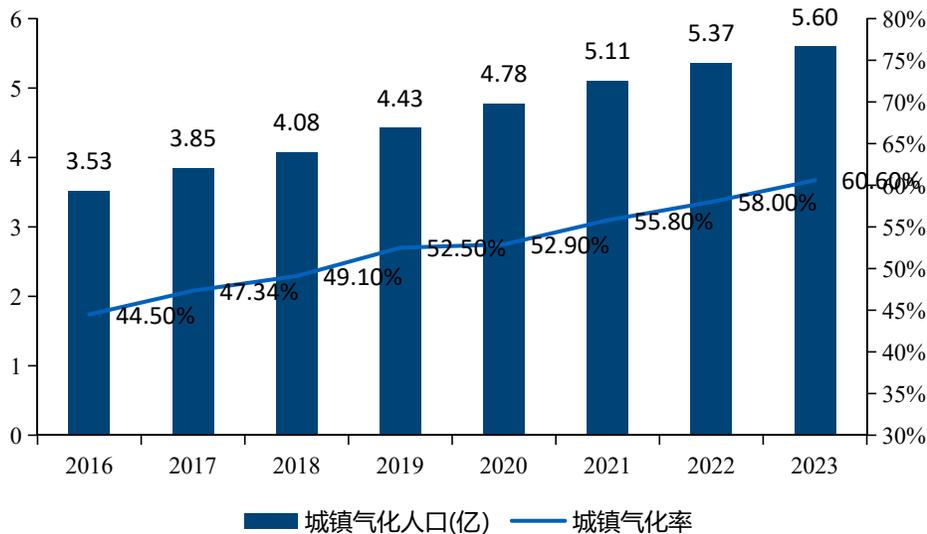


资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

居民用燃气：气化人口及气化率稳步增长

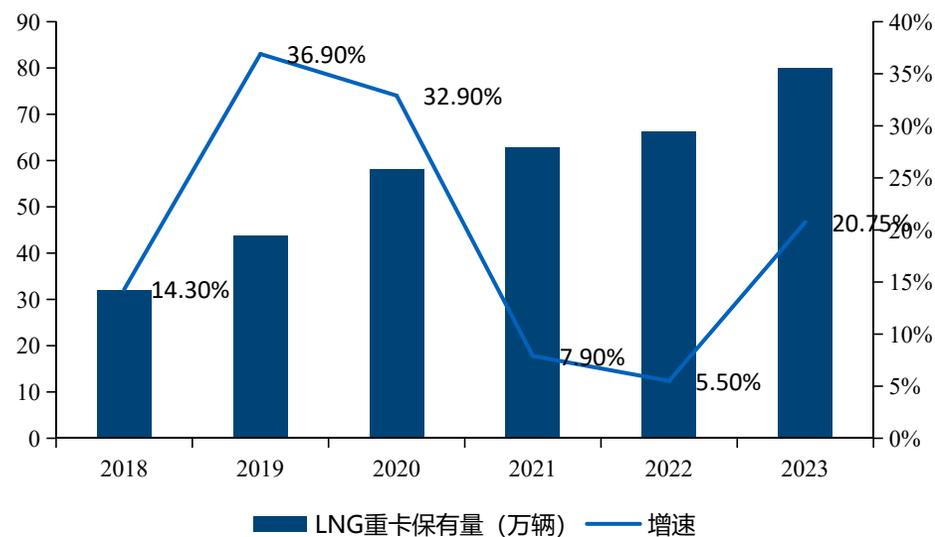
- ◆ 居民用气量与城镇化进程紧密相关，2022年我国城镇化率为65.22%，预计到2030年有望达到70%。随着我国不断推进新型城镇化向纵深发展，城镇人口规模将持续扩大，从而作为清洁高效能源的天然气需求有望提升。随着第三产业在经济中占比不断提高，餐饮、旅游、住宿等产业快速发展将有力拉动商业领域燃气用量。
- ◆ 在交通领域，由于LNG相对于柴油具备一定经济性，所以天然气汽车在我国有一定发展基础。我国2021年LNG重卡增量为4.6万辆，2022年为3.5万辆，2023年增长约13.75万辆。由于天然气价格下降，天然气重卡经济性凸显，2023年我国天然气重卡销量15.2万辆，保有量约60万辆。
- ◆ 预计2025年城镇居民用气量为400亿立方米、城镇采暖用气260亿立方米、农村采暖用气天然气需求量为240亿立方米、工服用气为280亿立方米、交通领域天然气消费量为280亿立方米，综上预计2025年民用领域天然气消费量达到1460亿立方米

图：中国城镇气化人口及气化率



资料来源：国家统计局、国信证券经济研究所整理

图：LNG重卡保有量及增速

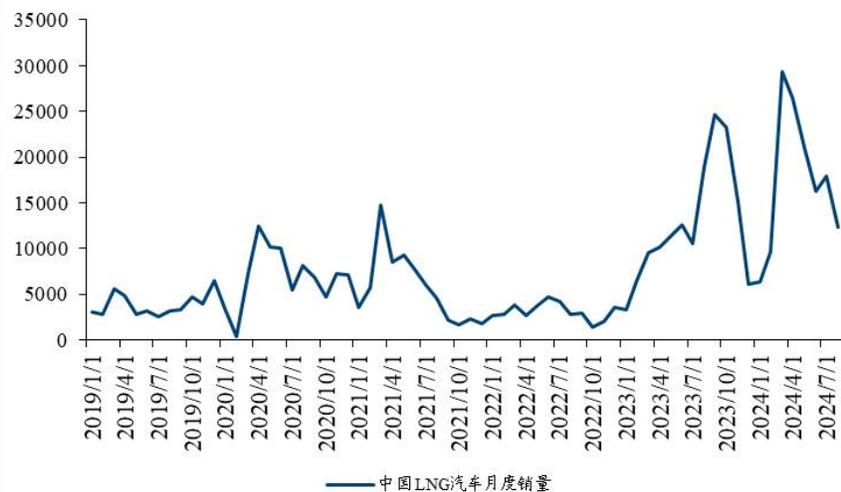


资料来源：华经情报网、国信证券经济研究所整理

居民用燃气: 性价比驱动LNG重卡销量高增

- ◆ 在交通领域，由于LNG重卡与柴油重卡相比，百公里耗气成本可节约14%-33%。同时LNG重卡无颗粒物、有害物质排放，相比柴油车可减少30%以上的污染物排放。
- ◆ 四川省清洁能源汽车产业协会数据，1公斤的LNG价格相当于或低于1升柴油的价格的70%时，LNG重卡市场可维持正常情况；当相当于或低于1升柴油价格的65%时，LNG重卡销量会快速增加。
- ◆ 从目前油气价格来看，天然气重卡的经济性较强，加之国VI排放标准升级、区域环保政策等因素，天然气重卡发展长期利好。2022年新增LNG重卡3.5万辆，受疫情影响，LNG天然气消费量为142亿立方米，比2021年减少10亿立方米。考虑到经济增速回升，LNG价格下降，预计2025年天然气重卡保有量可达80万辆，LNG重卡天然气消费量达200亿立方米。

图：中国LNG汽车月度销量



资料来源：卓创咨询、国信证券经济研究所整理

图：LNG与柴油价格走势



资料来源：卓创咨询、国信证券经济研究所整理

化工领域：氢能产业发展带来重要利好

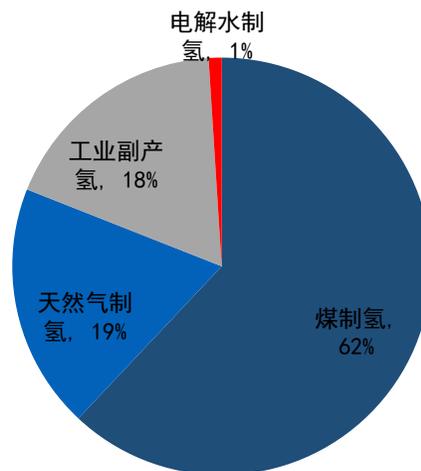
- ◆ 在化工领域，由于政策调控，用气保持低增长，从全国层面看限制和禁止天然气化工的改扩建仍然是主旋律。“十四五”时期天然气制合成氨、甲醇、尿素、氮肥还要进行去产能和总量调控。但随着氢能产业发展，天然气制氢有望拉动化工领域天然气消费量。
- ◆ 2020年中国氢气产量超过2500万吨，其中煤制氢所产氢气占62%、天然气制氢占19%，工业副产气制氢占18%，电解水制氢占1%左右。天然气制得的氢气被称为“蓝氢”，其较由煤炭制得的“灰氢”碳排放低，在综合考虑固碳和纯化后的成本后“蓝氢”成本可以与“灰氢”竞争，在风电等可再生能源电解制氢成本居高不下的情况，天然气制得的“蓝氢”将是氢能产业发展首选方案。预计2025年天然气化工用量可达350亿立方米。

图：中国化工用气需求明细

项目	2021	2022	2023E
尿素	101.0	102.3	100.7
合成氨（外销）	9.4	9.4	9.4
甲醇	71.0	70.2	70.2
炼化等其他	111.5	111.5	111.5
合计	292.9	293	295.3

资料来源：2023年中国天然气市场供需预测、国信证券经济研究所整理

图：2020年中国氢气制取来源



资料来源：中国煤炭工业协会、国信证券经济研究所整理

图：各种制氢方式成本变化

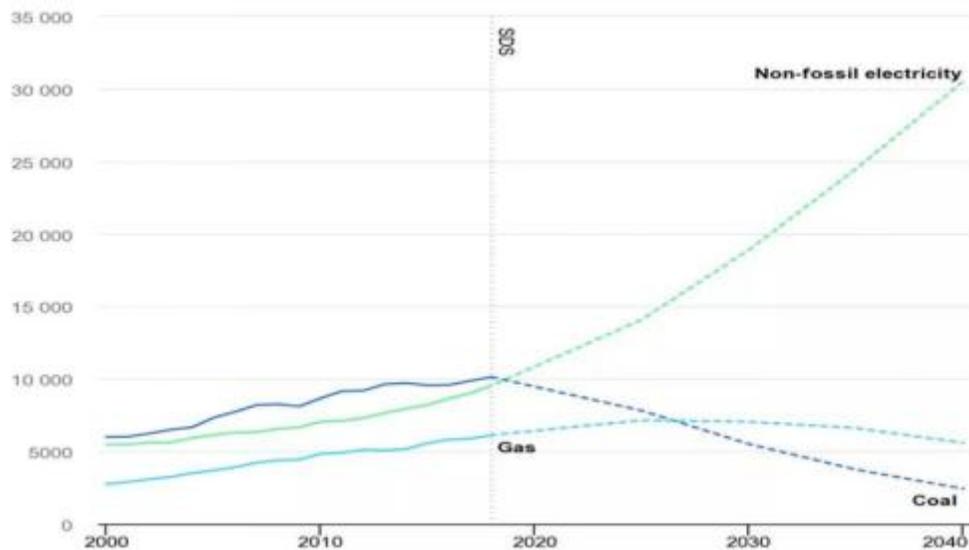
技术类型	煤制氢	天然气制氢	工业副产氢	风电制氢 (AE)	风电制氢 (PAE)
目前	7.5-9.5	9-15	10-16		
考虑CCS和提纯	14.5-17.7	12.8-19.6	13.4-19.9	22.7	41.97
2030年	11.8-14.1	11.4-17.7	12.0-18.0	16.35	15.45
2050年	10.7-13.0	10.8-17.1	11.5-17.5	9.88	9.34

资料来源：中国氢能及燃料电池白皮书、国信证券经济研究所整理

发电：天然气发电比例低，提升空间广阔

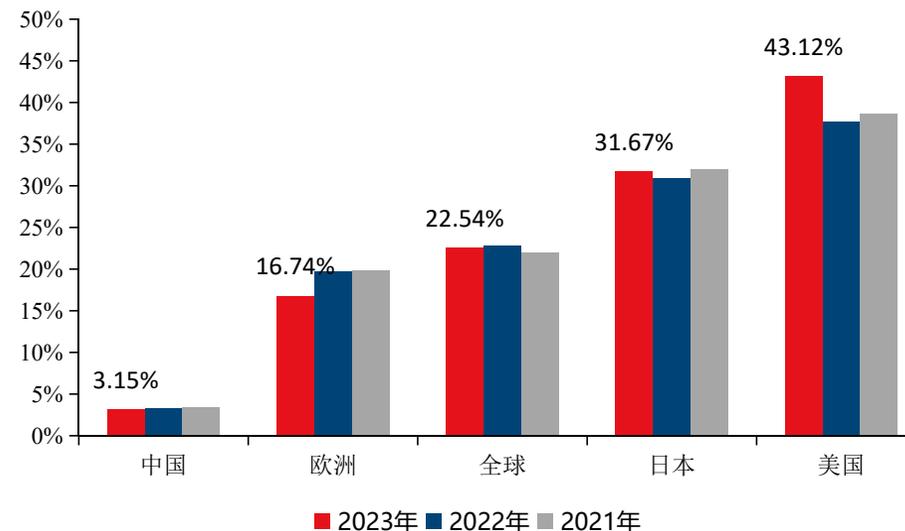
- ◆ 在IEA发布的《2019年世界能源展望》的可持续发展情景下，全球天然气发电量将在本世纪20年代后期超过燃煤发电量。中国要完成至2030年在一次性能源消耗总量中天然气占比15%的目标，最为关键的是做到天然气发电的规模化发展。
- ◆ 目前燃煤发电仍是我国电力供应的绝对主力，2023年占全国总发电量超过60%。目前全球发达国家的天然气发电占电力供应的比例都在20%-40%左右，中国天然气发电占比只有约3%，远低于世界水平，从清洁能源利用和减排的角度，未来中国天然气发电存在巨大的发展空间。

图：中期天然气发电量将保持稳定增长



资料来源：EIA、国信证券经济研究所整理

图：主要国家和地区天然气发电占总发电量之比



资料来源：世界能源统计年鉴、国信证券经济研究所整理

- ◆ 国内大功率燃机设备的进口提高了燃气电厂建设及运营成本。针对中国重型燃气轮机存在的关键核心技术瓶颈问题，“十四五”气电大发展窗口期，国内重型燃机不断突破，有望明显降低燃气电厂运营成本。
- ◆ 随着国际天然气价回落天然气发电成本会显著下降，叠加“十四五”电力及天然气市场化改革落地，气电较煤电竞争力有望大幅提升。2022年燃气发电用气量为640亿立方米，考虑到政策推动及气价下降的因素，预计2025年中国天然气发电需求量可达800亿立方米。

图：哈电通用HA级重型燃气轮机下线



资料来源：公司官网、国信证券经济研究所整理

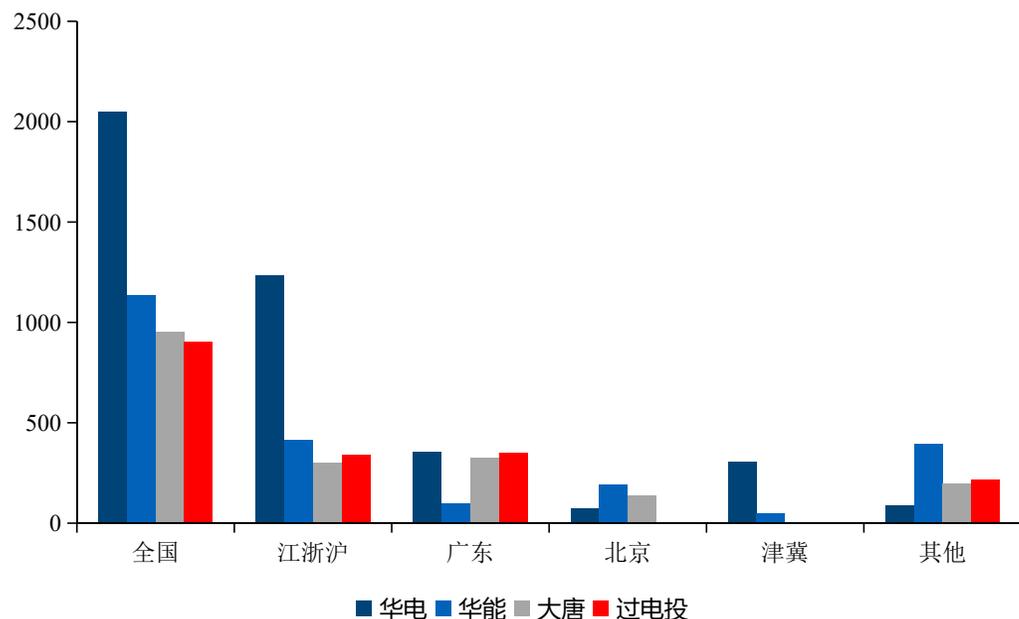
图：2010-2021年中国天然气发电装机容量



资料来源：中国电力联合会、智研咨询、国信证券经济研究所整理

- ◆ 全国天然气发电装机主要集中在长三角、珠三角以及京津冀等地区，其中广东、江苏、浙江、北京和上海装机容量排名前五。
- ◆ 各省天然气发电参与市场政策和机制差异较大，呈现“一省一策”的特点。目前，江苏、广东、四川、广西和山西等地区已开始探索推动天然气发电参与电力市场交易。其中，江苏、四川、广西和广东推动天然气发电参与电力中长期交易；广东、山西推动天然气发电参与电力现货交易。总体来看，现行市场机制不够完善，天然气发电参与市场仍离不开场外补贴政策的支持。

图：四大发电集团天然气发电装机分布对比（万千瓦）



资料来源：各公司官网、国信证券经济研究所整理

图：各省份天然气发电参与市场政策和机制

地区	江苏	四川	广西	广东	山西
参与市场方式	调峰机组自愿进入市场, 供热机组参与年度交易的利用小时不低于1000小时。	2500小时以内电量执行政府定价, 以外电量通过中长期交易, 暂不参与现货市场。	可选择参与市场交易, 上网电价以市场化方式形成, 部分电量给予补贴。	中调及以上机组参与中长期合约和现货市场, 地调机组不可选择参与市场, 也可作为电网代理购电电源。	非供热期全电量参与现货市场, 不参与中长期合约; 供热期高于核定供热下限的电量执行政府定价高出部分按现货结算。
场外补贴	无	无	根据补贴资金规模下达补贴电量计划, 按0.2元/千瓦时补贴	实发电量场外补偿标准为燃气机组标杆电价与煤电基准价差	无
容量补偿	平均容量电价30千瓦·月	按固定成本加合理收益核定	根据补贴资金规模确定容量电价	容量电价100元/千瓦·月	无

资料来源：中国电力联合会、智研咨询、国信证券经济研究所整理

7

天然气定价体系

[返回目录](#)

国际天然气定价机制及管道气定价机制

表：天然气定价机制分类

油价渐进定价 (OPE)	以某一可替代能源基准价作为参照，通过逐步加价条款，将天然气价格与竞争性燃料的价格挂钩，例如原油，柴油，汽油或燃料油，某些情况下还可以使用煤炭价格。最普遍的是我们通常所说的与石油价格挂钩的油价指数化定价。
不同气源间竞争定价 (GOG)	天然气价格由市场供求双方的相互影响以及不同气源之间的相互竞争决定。天然气贸易可以在实际的枢纽(美国亨利港)或概念上的枢纽(英国 NBP)进行。在此基础上，天然气作为一种交易商品的短期贸易取代了长期合同，交易中心的天然气价格指数便能够决定天然气现货价格，LNG 现货价格也包含在内。
双边垄断定价 (BAM)	天然气价格由双边垄断的大型买家与大型卖家讨论决定。其价格在一定时期内固定在一定水平上(通常是一年)。双方可能会有书面合约，但通常是需要经过政府或国有企业层面的安排。
净回值定价 (NET)	天然气供给者接受的价格是买房从最终产品中收到价格的函数。这种定价方式通常用于天然气作为化工原料时(如氨和甲醇)。在这种情况下，天然气价格的制定往往成为影响产品成本的重要因素。
服务管制成本定价 (RCS)	价格由负责管制的政府机构或相关部门制定。其价格水平足以支付包括在投资以及合理的回报率在内的“服务成本”。
社会与政治管制 (RSP)	价格很可能由相关政府单位基于政治或社会原因进行制定。为应对成本上涨的现实因素或提高收入的政治目标，该价格的制定并无规律可循。
成本下管制 (RBC)	以公认的低于天然气生产和运输的平均成本进行定价，通常是国家对国民有意进行补贴的一种定价方式。
无定价 (NP)	天然气被排放或向公众及企业(通常是作为化工原料)免费提供。在这种情况下，天然气的生产往往与石油或其他液体燃料相关，并被认为是一种附属产品。

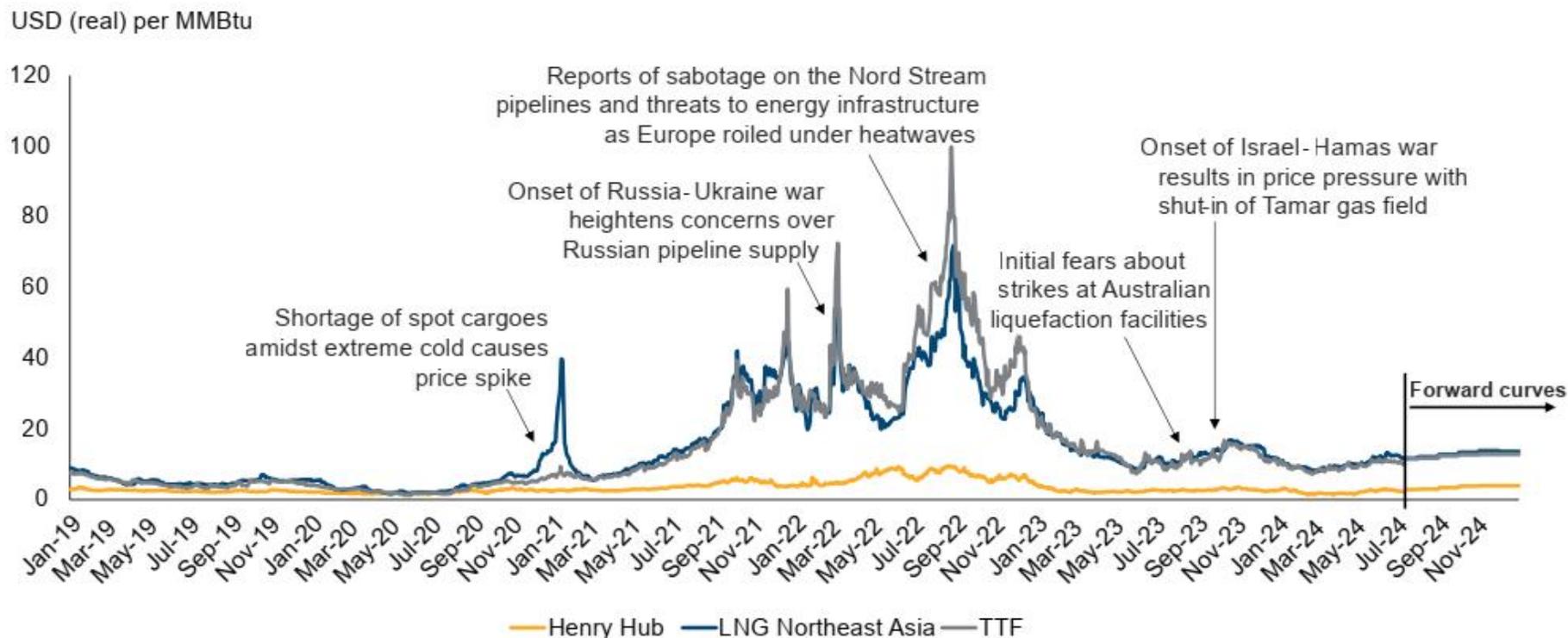
资料来源：IGU、国信证券经济研究所整理

- ◆ **管道气合同具备政治属性：**相比与LNG贸易，管道建设成本较为高昂，管道天然气贸易受地域限制明显，跨境管道建设也会涉及地缘政治以及地理环境等多种因素，因而管道天然气贸易不仅仅是买卖双方之间的交易，往往是两国政府之间达成的协议，地缘政治等因素在其中有着至关重要的作用。
- ◆ **国际管道天然气定价基于原油或成品油：**定价公式的关键在于关联成品油或原油的选择。目前我国管道天然气进口价格也是与成品油或者原油挂钩。目前，从缅甸进口的管道气是与原油价格挂钩，来自土库曼斯坦、乌兹别克斯坦和哈萨克斯坦三个中亚国家的管道气都是与成品油挂钩的，这也是造成缅甸天然气价格比另外三个国家天然气价格偏高的原因之一。

北美、欧洲和亚洲天然气交易中心

- ◆ 北美地区围绕Henry Hub中心价格形成的天然气交易市场是当前全球最具有竞争性的交易市场，其价格的决定主要受供需等基本因素的影响目前。美国页岩气的开发使美国市场天然气价格与全球原油价格脱钩，而且正逐渐改变全球天然气市场格局，对欧亚地区的天然气价格降低也起到了一定的促进作用。
- ◆ 欧洲市场上英国的NBP中心价格以及荷兰的TTF中心价格在欧洲天然气市场中起着至关重要的作用。欧洲市场天然气定价方式是一种基于油价和基于枢纽的混合定价方式。同时，天然气贸易中心正在促进天然气市场竞争机制的形成，促进欧洲市场天然气定价方式由油价指数化定价向交易中心竞争性定价的贸易机制转变。
- ◆ 亚洲天然气市场价格的主要代表是日本LNG进口价格，采用与原油挂钩的天然气定价方式。油价渐进定价在亚洲市场已经实行了许多年，多数天然气买方与卖方都适应了这种定价方式，但是LNG进口商按照基于原油价格制定的合同支付了比大西洋地区的竞争对手更高的天然气价格，天然气买方都在积极的寻找能够替代。

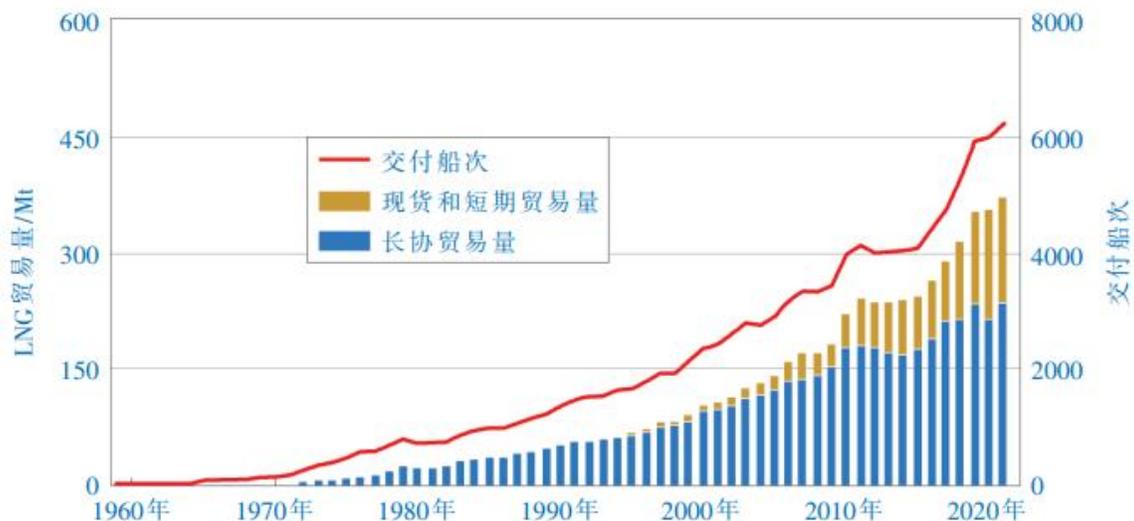
图：国际天然气价格对比



LNG贸易灵活性逐步提高，定价逐渐向天然气指数挂钩

- ◆ 长期合同：天然气上游的勘探开发以及天然气液化设施建设投资巨大，卖方为了控制项目投资的风险，在项目投资决策前一般为了锁定下游稳定的需求，同时根据“照付不议”条款锁定资金回收，通过签署多份长期合同对项目予以支撑，早期LNG处于卖方市场，买家一般首要考虑保障能源供应的稳定性，因此通常也接受严格的合同条款。同时为了追求规模效益，单次采购量大，一般超过100万吨/年。传统的LNG贸易合同挂钩的价格指数较为单一，多与油价挂钩。
- ◆ 近年来，全球LNG贸易格局重塑，主要表现在以下几个方面：一是合同周期变短，大多为10-15年左右，很少有超过20年的合同出现。二是单个合同采购量变小，大多为100万吨/年或采用渐增期等方式进行。三是“照付不议”条款的灵活性更高，对应为互换转售机制或者利益分成的机制。价格公式上除了与原油指数挂钩外，与天然气指数 Henry Hub、TTF、JKM(普氏日韩标杆指数)等挂钩也比较常见。
- ◆ 随着基础设施公平开放逐步落实，参与国际天然气市场的进口LNG贸易主体增多，特别是城市燃气和发电企业的深度参与，LNG现货贸易呈现稳步增长的态势。

图：全球LNG贸易趋势与结构



资料来源：LNG国际贸易合同变化浅析、国信证券经济研究所整理

图：LNG现货和短期贸易量变化情况

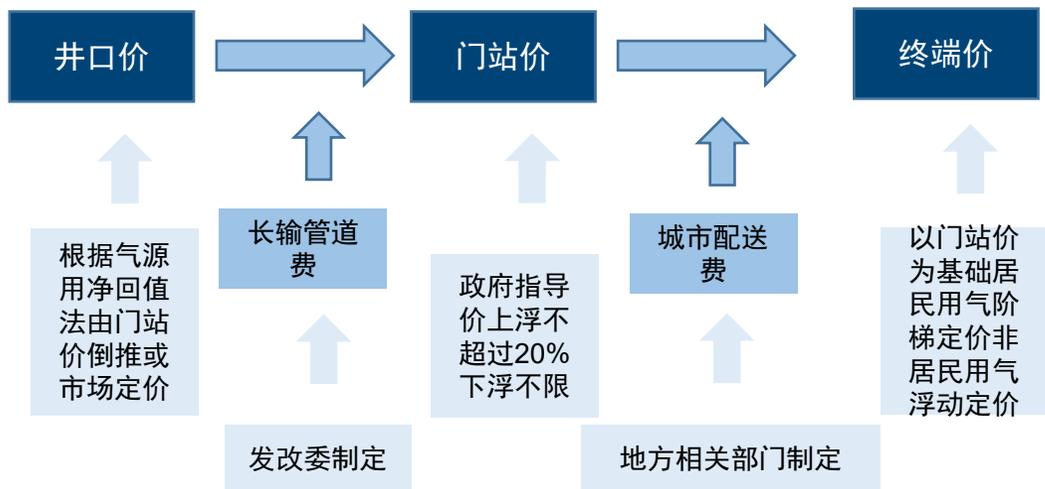


资料来源：LNG国际贸易合同变化浅析、国信证券经济研究所整理

国内天然气定价体系：管制定价与市场定价共存

- ◆ 总体来看，我国主要对各地门站价和两个管道配送费实行政府管制，并逐步扩大产地和终端价格的市场定价程度。国内市场LNG的已完全由市场定价，自从2017年国务院发布《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，提出天然气价要“管住中间、放开两头”，从此开始了天然气全面的市场化改革。
- ◆ 对于非市场化定价的气源，采取围绕基准门站价浮动的定价机制。此机制下首先是实行“市场净回值”方法，根据可替代能源价格（燃料油和液化石油气计价期内海关进口价格）得到市场中心（上海）的基准门站价，然后按天然气市场资源主体流向与管输费用确定各省（区、市）天然气门站价格；供需双方以基准门站价格为基础，在上浮20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格。
- ◆ 发改委和地方相关部门决定长输管道费和城市配送费，居民用户的终端价受地方政府管控，并多采用阶梯定价，非居民用户则根据相应规定在基准终端价上浮。

图：中国天然气定价体系



资料来源：国信证券经济研究所整理

图：当前中国不同气源天然气定价机制

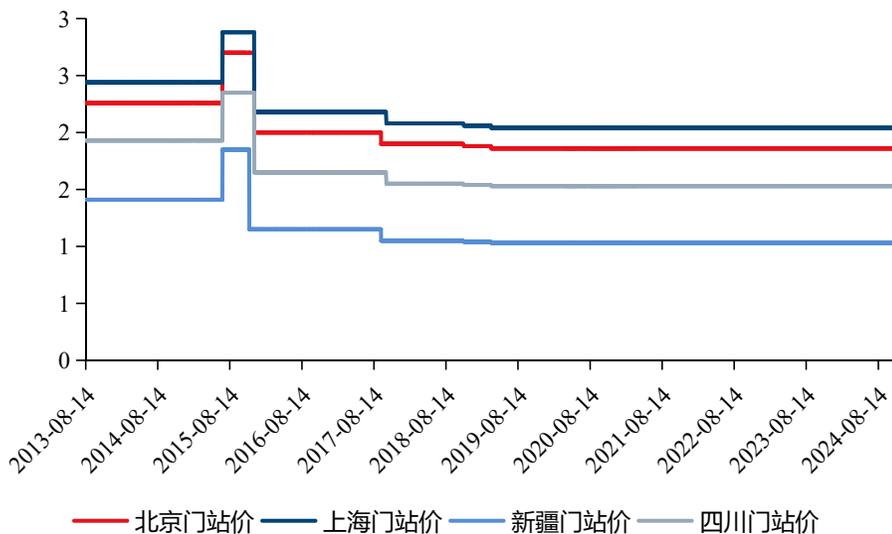
气源	定价机制	气源定价	管输价	门站价	配气价	终端定价
国产陆上常规气	净回值法	净回值法倒推(出站价=门站价-管输价)	政府定价	与可替代能源价格挂钩定价	政府指导价	零售价=门站价+配气价
进口管道气	双边垄断法	政府双边谈判				市场定价
海产海气	市场定价	市场定价	政府定价	与可替代能源价格挂钩定价	政府指导价	市场定价
国产非常规气						多与JCC挂钩
进口LNG	价挂钩或长协议定价	多与JCC挂钩	政府定价	与可替代能源价格挂钩定价	政府指导价	市场定价

资料来源：观研报告网，国信证券经济研究所整理

门站价：城燃公司采购价总体稳中有升

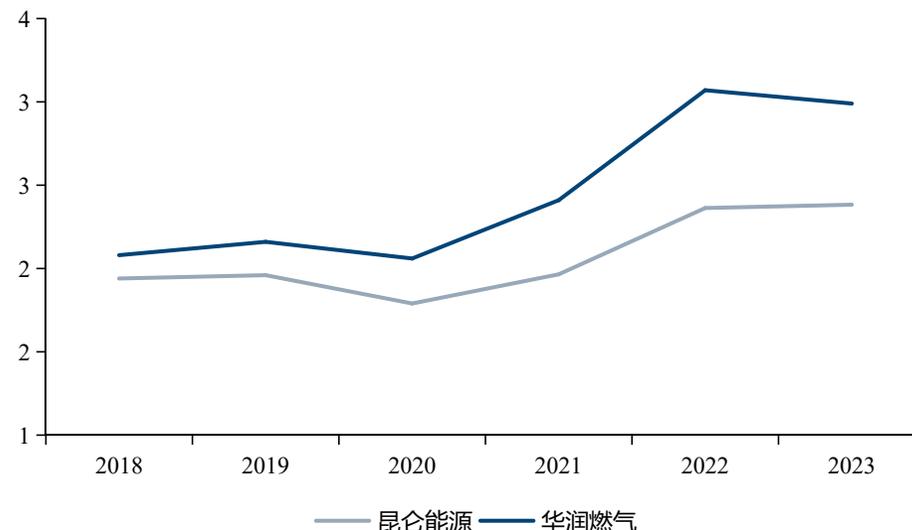
- ◆ 门站价是指国产陆上或进口管道天然气的供应商与下游购买方在天然气所有权交接点的价格，等于井口价格（含净化费）与管道输送费之和。在定价方式上，国内一般选取上海市场作为计价基准点，各省门站价在上海门站价的基础上加上升贴水来确定，升贴水主要因素有运输成本、经济发展水平以及是否为天然气主产区等。从门站价体系设立以来，国内总共经历了4次调整，自2018年以来，门站价一直维持稳定水平。
- ◆ 虽然门站价基准水平维持稳定，但是在交易过程中，实际成交价格可以在基准价格上进行一定上浮或下浮。根据《关于理顺居民用气门站价格的通知》，居民用气与非居民用气价格机制衔接，供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格。从城燃公司的购气成本上看，实际成交价格在持续提升，且出于保供要求采购过程中一直存在交叉补贴的情况。

图：国内主要城市门站价（元/立方米）



资料来源：wind、国信证券经济研究所整理

表：两大燃气公司平均购气成本（元/立方米）



资料来源：公司公告、国信证券经济研究所整理

管输费与配气费：管网公司运营，国务院核定

- ◆ 国家管网公司成立以后，跨省天然气管道由此前多家企业分散经营转为国家管网集团统一运营为主。《价格管理办法》明确了跨省天然气管道运输价格的定价原则、定价方法和定价程序，《成本监审办法》明确了定价成本构成和核定方法。
- ◆ 综上：管输费=准许收入/总周转气量，管道负荷率（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。
- ◆ 其中，准许收入=准许成本+有效资产×准许收益率+税金，准许成本包括折旧及摊销费、运行维护费等，由国务院价格主管部门通过成本监审核定；有效资产指国家管网集团投资的，与管道运输业务相关的可计提收益的资产，包括固定资产净值（铺底天然气为原值）、无形资产净值和营运资本；准许收益率按8%确定，后续统筹考虑国家战略要求、行业发展需要、用户承受能力等因素动态调整。

图：国内长输管道管输费

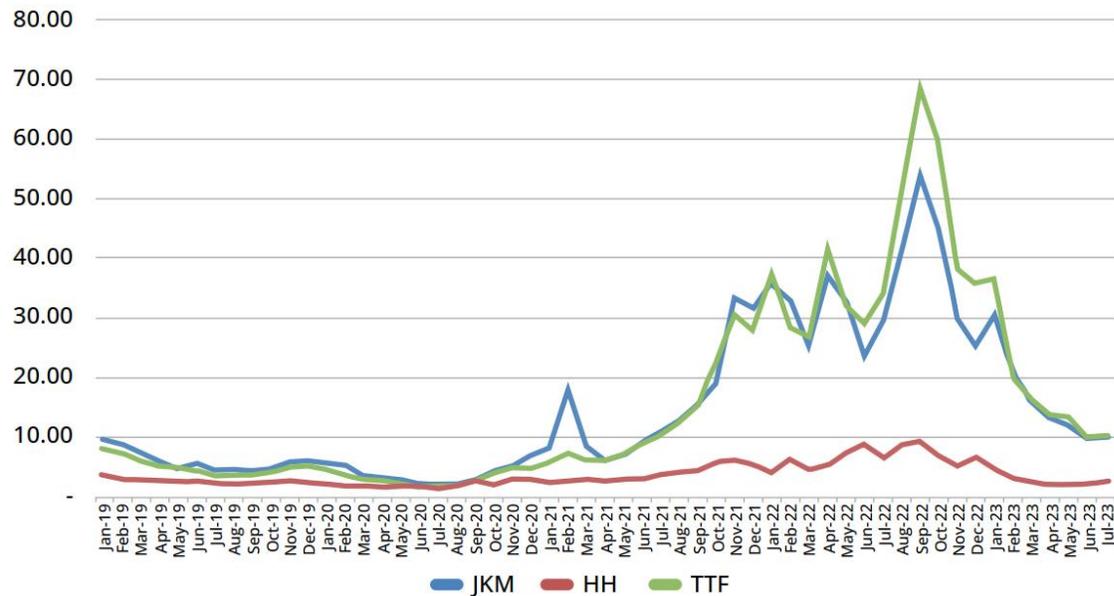
管线	单位	含税价
川气东送管道	元/千方·公里	0.3824
榆济线	元/千方·公里	0.4363
西一线西段（新疆轮南-宁夏中卫），西二线西段（新疆霍尔果斯-宁夏中卫），涩宁兰线（青海涩北-甘肃兰州）等	元/千方·公里	0.1416
西三线（新疆霍尔果斯-福建福州，广东广州）等	元/千方·公里	0.1202
西一线东段（宁夏中卫-上海）、西二线东段（宁夏中卫-广东广州）、忠武线（重庆忠县-湖北武汉）、长宁线（陕西长庆-宁夏银川）等	元/千方·公里	0.2386
秦沈线（河北秦皇岛-辽宁沈阳）、大沈线（辽宁大连-沈阳），哈沈线（沈阳-长春），中沧线（河南濮阳-河北沧州）等	元/千方·公里	0.4594
中贵线（宁夏中卫-贵州贵阳），西二线广南支干线（广东广州-广西南宁）等	元/千方·公里	0.389
中缅线（云南瑞丽-广西贵港）	元/千方·公里	0.4035
陕京一、二、三、四线、永唐秦、唐山LNG、大唐煤制气、港清线、港清复线、港清三线等	元/千方·公里	0.2805
广东省天然气主干管网一期管道工程（鳌头-广州干线、广州-肇庆干线、广州-惠州干线、清远支干线、韶关支干线）、广东省天然气主干管网二期管道工程（珠海LNG西干线）、韶关-广州干线、英德支干线、揭阳-梅州支干线浮洋-揭阳段、深圳LNG外输管道、粤东LNG外输管道	元/方	0.1487（电厂用户）、 0.1982（工商业用户）

资料来源：国家管网公司，国信证券经济研究所整理

国内LNG进口价：长协价与油价挂钩，现货价格供需决定

- ◆ 我国进口LNG定价机制主要包括“照付不议”的长期协议和竞价形式的短期现货合同。
- ◆ 长期协议采取与油价挂钩的机制，其基准价格基于日本原油综合价格（JCC）、通货膨胀、周期性修订条款及其他调整因素，合同定价机制为简单线性方程： $P_{LNG}=A \times P_{原油}+B$ ， P_{LNG} 为LNG价格， $P_{原油}$ 为原油价格，A、B是常数，由双方谈判决定，此机制还包括适用范围机制，当油价超出适用范围，则双方重新协商LNG价格，演化出S曲线公式。
- ◆ 短期现货合同则通过国际LNG现货市场进行采购，主要是基于普氏JKM现货价格，其反映的是以DES（船上交货）方式交付到日本、韩国、中国的现货市场价值，且逐渐成为亚洲LNG现货交易标杆价。

图：国际天然气现货价格



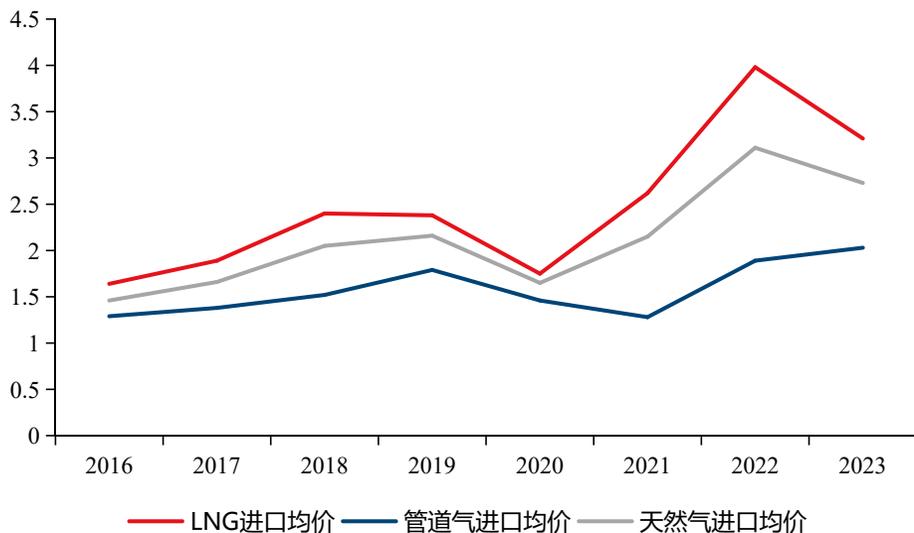
资料来源：IGU，国信证券经济研究所整理

国内LNG进口价：2023年LNG价格下跌较多，带动进口天然气价格走低



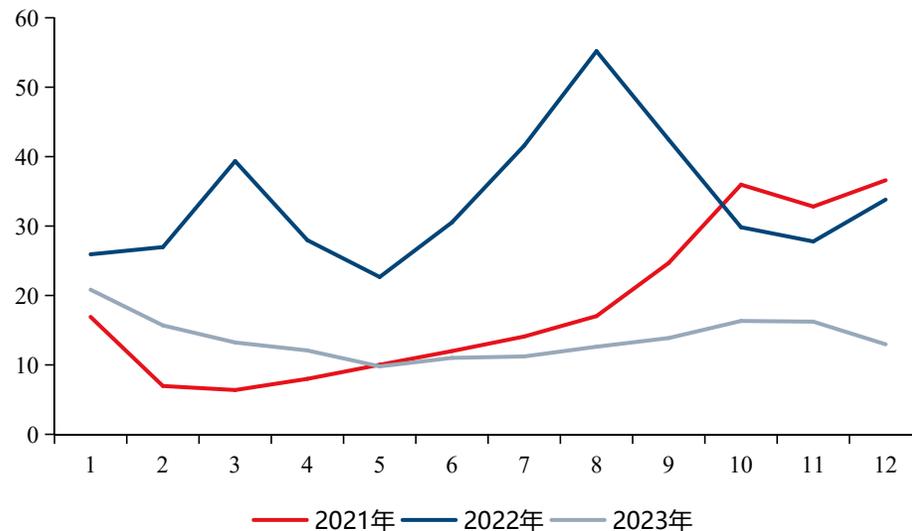
- ◆ 国际天然气贸易中的天然气价格与油价密切正相关，2023年国际油气价格震荡下行，布伦特原油年平均价格约为82美元/桶，较2022年下跌约17美元/桶，跌幅17.2%。2023年中国LNG现货进口月均价格在1月为20.83美元/MMBtu，到5月已跌至9.79美元/MMBtu，随后虽有反弹，但力度不足，全年均价为13.82美元/MMBtu，同比跌幅高达58.9%。
- ◆ 根据海关总署的数据测算，2023年我国进口天然气（包括管道气和LNG）年均到岸价约为2.73元/m³，同比下跌0.38元/m³，跌幅为2.2%。2023年中国LNG进口均价约为3.21元/m³，下跌0.77元/m³，管道气进口均价则为2.03元/m³，上涨0.14元/m³。2023年中国LNG跌幅较大直接导致天然气进口价格的较大跌幅。

图：2016年以来中国天然气进口价格走势



资料来源：海关总署，国信证券经济研究所整理

图：2021-2023年中国LNG现货到岸价格走势



资料来源：金联创，国信证券经济研究所整理

LNG新签合同：签约总量高位回落，与HH挂钩比例明显提高

- ◆ 2023年，中国买家共签署了12份LNG合同，总规模达1625万吨/年，其中有5份与Brent原油价格指数挂钩，1份与JKM价格指数挂钩，1份与Waha价格指数挂钩，其余与美国HH价格指数挂钩。Rystad Energy的数据显示，中国2021~2022年签署的LNG长期合同的采购量达到每年约5千万吨。中国在2015~2020年的6年里，每年采购约1600万吨，2023年中国LNG签约量高位回落。

图：2023年国内LNG合同签订情况

签约时间	公司名称	来源国	合同交付开始时间	合同交付结束时间	合同类型	价格指数	合同量（万吨/年）
2023-02-08	联合石化	阿曼	2025年	2028年	FOB	Brent指数	100
2023-02-23	中国燃气	美国	2027年	2046年	FOB	HH指数	100
2023-02-23	中国燃气	美国	2027年	2046年	FOB	HH指数	100
2023-06-20	中国石油	卡塔尔	2026年	2053年	DES	Brent指数	400
2023-06-26	新奥新加坡	美国	2026年	2029年	FOB	HH指数	90
2023-06-26	新奥新加坡	美国	2030年	2049年	FOB	HH指数	180
2023-07-05	浙能	墨西哥	2027年	2047年	FOB	Waha指数	100
2023-09-08	中国石油	阿联酋	2024年	2028年	DES	Brent指数	90
2023-10-20	中国石油	文莱	2024年	2027年	DES	Brent指数	25
2023-11-02	佛燃能源	美国	2028年	2047年	FOB	HH指数	86
2023-11-04	中国石化	卡塔尔	2026年	2053年	DES	Brent指数	300
2023-11-06	中国海油	阿联酋	2024年	2025年	DES	JKM指数	50

终端定价：推动天然气顺价是主旋律



- ◆ 在终端消费领域，天然气的定价也有所不同。居民气价一般相对比较固定，价格变动一般要通过召开听证会的方式；工商业气价一般是与城燃公司或供气企业通过合同谈判的方式确定；交通领域，CNG价格是政府定价，LNG价格是市场定价。今年以来，天然气上下游价格联动工作正在积极推动之中。未来推动天然气顺价机制将是主旋律。

图：主要省市天然气调价政策

省市	天然气调价政策
湖南	提交听证的联动机制，以《湖南省定价目录》明确的定价区域为单位，当气源采购平均成本波动幅度达到基准门站价格5%，应适时启动气价联动机制，天然气终端销售价格同步同向调整。
内蒙	居民销售价格在2023年4月1日至2024年3月31日期间调整为2.252元/立方米，同时阶梯气价相应调整，居民一档气价调整为2.252元/立方米，居民二档气价调整为2.702元/立方米，居民三档气价调整为3.378元/立方米。
湖北	对武汉、鄂州、宜昌、荆州、荆门、黄石、潜江、襄阳、仙桃、孝感共10个城市城区的天然气销售价格实行联动调整。居民用天然气、车用天然气不涨价，工业和商业用气价格上涨。
浙江	随着省级管网纳入国家管网，我省已实现产销分离，从2023年4月1日起不再核定天然气省级门站价格。各地要在2023年2月底前修订完善管道燃气上下游价格联动机制；2023年3月底前制定终端销售价格调整方案并组织实施。
贵州	自2023年6月1日起至2024年3月31日，将省级定价的贵阳市城区及与其共用同一配气管网区域居民用气价格上调0.15元/立方米，即第一、二、三档价格分别调整为2.76元/立方米、3.21元/立方米、3.95元/立方米。
兰州	兰州市居民用管道天然气第一阶梯销售价格将由每立方米1.76元调整为每立方米2.02元；第二阶梯、第三阶梯分别按照第一阶梯气价的1.2倍、1.5倍执行，标准为每立方米2.42元、3.03元。联动后，居民用管道天然气销售价格自2023年8月1日起执行。学校(含幼儿园)、托育机构、养老福利机构等执行居民用气价格的非居民用户不执行阶梯气价，其销售价格在居民第一阶梯气价的基础上增加0.05元，为每立方米2.07元。
西安	西安居民用管道天然气第一阶梯销售价格从2.05元/m ³ 涨至2.18元/m ³ ，第二、三阶梯价格按照1:1.2:1.5加价倍率相应调整。
重庆	天然气一、二、三阶梯最高销售价格分别由现行每立方米2.039元、2.209元、2.559元调整为2.196元、2.366元、2.716元
石家庄	居民用气第一阶梯价格由2.78元/立方米调整为3.15元/立方米，上涨0.37元/立方米。第二、第三阶梯价格分别按照第一阶梯价格的1.15倍、1.35倍调整为3.62元/立方米、4.25元/立方米。
南京	居民用气第一、二、三档销售价格分别调整为3.03元/立方米、3.64元/立方米、4.24元/立方米，分别上调0.30元/立方米、0.36元/立方米、0.42元/立方米
青岛	三区居民用气各阶梯价格在现行基础上分别上调0.19元/立方米，各阶梯年用气量不作调整。
杭州	以2023年4月实际气源综合价格作为第一个基期价格。当气源综合价格累计上下变动幅度达到或超过基期价格5%且距离上次调价时间不少于3个月时，启动价格联动机制，非居民用气终端销售价格作同向调整。
福州	2023年1月1日起，我市城区非居民购气价格应上调0.66元/方，终端销售价格将达4.65元/方。自7月1日起，联动调整非居民最高销售价格为4.27元/方，上调幅度0.28元/方
湖南	提交听证的联动机制，以《湖南省定价目录》明确的定价区域为单位，当气源采购平均成本波动幅度达到基准门站价格5%，应适时启动气价联动机制，天然气终端销售价格同步同向调整。

资料来源：各地政府官网，国信证券经济研究所整理

请务必阅读正文之后的免责声明及其项下所有内容

重点公司介绍及盈利预测

- ◆ 我们推荐天然气全产业链龙头公司【中国石油】【中国海油】以及具备LNG贸易能力及接收站的【广汇能源】。
- ◆ 中国石油（601857.SH）：公司是中国油气行业占主导地位的油气生产商和销售商，也是世界最大的石油公司之一。中国石油作为天然气行业的龙头公司，在国内自产气和进口管道气上面有充足的资源优势：自产气方面，中国石油是国内自产气增产主力，未来增长主要来自长庆油田、西南油气田、塔里木油田等区块；进口管道气方面，未来增量主要依靠中俄管线和中亚D线。公司是国内天然气销售规模最大的企业，业务覆盖全国31个省（市、自治区）和香港特别行政区，客户包括批发、零售和直供直销客户，类型齐全。公司未来在天然气行业的快速发展下，增长前景将非常可观。
- ◆ 中国海油（600938.SH）：公司是中国最大的海上原油及天然气生产商，主要业务为勘探、开发、生产及销售原油、天然气。2022年中国海油提出了油气资源供给保障中心建设方案，制定了三个万亿大气区战略规划，并将于2025年左右建成南海万亿大气区，2028年左右建成陆上鄂东—沁水万亿大气区（煤层气），2030年左右建成渤海万亿大气区，公司天然气产量增量可期。公司在LNG领域累计进口LNG资源超3亿吨，已经发展为全球第二、中国最大的LNG进口商。在销售方面，公司下游非居民用户占比高，天然气实现价格较同行明显偏高，公司优势明显。
- ◆ 广汇能源(600256.SH)：公司立足于新疆本土及中亚丰富的石油、天然气和煤炭资源，以能源产业为经营中心，是国内目前唯一一家同时具有煤、油、气三种资源的民营企业。2019年公司与道达尔签署了一项为期10年的液化天然气(LNG)长期购销协议。根据协议，道达尔每年将向广汇供应70万吨液化天然气。公司掌握LNG贸易的关键设施与紧缺资源，目前公司拥有500万吨/年的LNG接卸能力，通过不断新建储罐，周转能力有望扩张至1000万吨/年。自产气方面，公司哈密煤制气项目产能7亿立方米/年，稳定运行，鄯善LNG项目产能5亿立方米/年，待有合适气源后即可生产。在天然气销售方面，依托自有加气站及民用管网，公司建立了完善的销售网络，下游主要包括汽车用气、工业用气和民用气。公司天然气业务经营稳健。

公司代码	公司名称	投资评级	收盘价(元)	总市值(百万元)	EPS			PE			PB
					2023	2024E	2025E	2023	2024E	2025E	2024E
601857.SH	中国石油	优于大市	8.35	1,511,753.28	0.77	1.13	1.89	10.8	7.4	4.4	1.0
600938.SH	中国海油	优于大市	27.05	1,276,654.56	0.43	0.89	1.01	62.9	30.4	26.8	1.8
600256.SH	广汇能源	优于大市	8.02	51,803.81	0.43	1.03	1.12	18.7	7.8	7.2	2.0

资料来源：wind，国信证券经济研究所预测并整理

请务必阅读正文之后的免责声明及其项下所有内容

风险提示：

能源价格大幅波动的风险；

自然灾害频发的危险；

地缘政治风险；

新项目投产不及预期风险；

下游需求不及预期等。

[返回目录](#)

国信证券投资评级

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

分析师承诺

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。



国信证券

GUOSEN SECURITIES

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路125号国信金融大厦36层

邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路1199弄证大五道口广场1号楼12楼

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街6号国信证券9层

邮编：100032