



Research and
Development Center

美国天然气成本及气价展望

公用事业行业

2024年5月16日

证券研究报告

行业研究

行业专题研究（普通）

公用事业行业

投资评级 看好

上次评级 看好

美国天然气成本及气价展望

2024年5月16日

本期内容提要：

- **美国为全球主要产气国及 LNG 出口国，在全球 LNG 供应端影响力持续提升，且未来仍有较大的增量供应潜力。**美国为全球最大的天然气生产国，2022 年产量占全球总产量的 24.2%。近年来随着 LNG 出口设施的建设，美国 LNG 出口量大幅增长，2017-2022 年 LNG 出口量 CAGR 为 43.6%，并于 2023 年成为全球第一大 LNG 出口国，且未来仍有较大的增量供应潜力。IGU 预计 2024-2028 年全球将新增 LNG 液化产能约 1.3 亿吨，其中美国新增液化产能 0.56 亿吨，占比 42%，美国有望成为未来全球最大的 LNG 供应增量来源。在价格方面，美气定价模式市场化程度高，2023 年以来在油强气弱的背景下，挂钩 HH 指数的美国气源竞争力愈发显著。
- **从成本曲线和长期走势看，HH 价格长期合理的中枢或至少在 2-3 美元/百万英热。**美国天然气开采的完全成本不同盆地之间差距较大，存在 0 边际成本、低成本及较高成本三类产区，在美国天然气总产量中的占比分别为 25%、37%、38%。对于二叠纪、鹰滩等一些主要产油的页岩油气盆地而言，页岩气作为页岩油的伴生物，边际生产成本为 0，只要油价在 31 美元/桶的关门成本以上，页岩气即可持续产出，产量不受低气价的影响。阿巴拉契亚等低成本产区产气的完全成本在 1.77-2.43 美元/百万英热，可变成本约为 0.7-1 美元/百万英热，当 HH 气价降至 1-2 美元/百万英热，此区域的天然气生产商利润表多为亏损状态，但因经营现金流为正，并且预期气价或有好转，多数仍会选择继续生产。海恩斯维尔、尤提卡等高成本气田完全成本约在 2.5-3.5 美元/百万英热之间，可变成本在 1-1.4 美元/百万英热之间。当气价降至 1-2 美元/百万英热，此区域内部分厂商的经营现金流已为负，减产意愿较大。部分高成本厂商面对低气价的减产举措可能对美国 HH 气价形成一定支撑。
- **展望未来，美国天然气供给价格弹性较大，产量有望匹配其液化产能的快速增长。**截至 2023 年，美国 LNG 液化出口设施产能合计约 1215.5 亿方/年，2024Q3 Plaquemines 液化工厂一期有望建成，新增液化产能 138.6 亿方/年，若如期投产，有望拉动下半年美国国内气价小幅上涨。2025 年美国有望新增液化产能 285.6 亿方/年，届时美国本土的天然气供应或将出现缺口，但复盘美国近 10 年气价、油价与天然气产量增速走势的关系，可以看到美国天然气供给对价格的弹性较大，这主要是因为美国天然气开采难度低，增产的边际成本较低。我们判断，当 HH 价格在 3 美元/百万英热以上时，美国天然气产量有望迅速释放，在不出现极端天气及极端地缘冲突的情况下，美国产量增长大概率可以匹配 2025-2027 年液化出口设施产能的大规模投放，长期来看导致 HH 气价中枢大幅上行的概率较低。
- **从出口国成本角度看，亚洲到岸价 7-8 美元/百万英热具较强支撑。**美国典型 LNG 项目单位液化成本约 2-3 美元/百万英热，假设 HH 价格在 2-3 美元/百万英热区间内，我们测算美国到中国的 LNG 成本约为 7-8 美元/百万英热。美国 LNG 出口价格在全球范围内处于较低水平，且在全球现货市场占比较大，我们判断在当前位置下亚洲到岸气价进一步下行空间有限。
- **综合考虑全球 LNG 出口产能投放及定价情况，美国长协气源预计将长期兼具低成本和稳定供应优势。**根据 IGU 统计，截至 2022 年底，全球 LNG 液化出口设施产能合计 4.78 亿吨，IGU 预计 2024-2028 年全球新增 LNG 液化产能合计约 1.3 亿吨，其中美国新增产能 0.56 亿吨，占比 42%，卡塔尔新增产能 0.31 亿吨，占比 24%，加拿大、莫桑比克新增产能占比分别为 10%，俄罗斯新增产能占比约 5%。1) 对于全球 LNG 长协市场而言，在布伦特油价高于 65 美元/桶以上时，美国 HH 挂钩长协具有较强的价格优势。美国

左前明 能源行业首席分析师
执业编号：S1500518070001
联系电话：010-83326712
邮箱：zuoqianming@cindasc.com

李春驰 电力公用联席首席分析师
执业编号：S1500522070001
联系电话：010-83326723
邮箱：lichunchi@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDA SECURITIES CO., LTD
北京市西城区闹市口大街9号院1号楼
邮编：100031

LNG长协多与HH价格挂钩，经我们测算，美国LNG长协中国到岸价格为7.3-8.45美元/百万英热。其他LNG出口大国如卡塔尔、俄罗斯、莫桑比克等LNG长协出口价格通常与油价挂钩，我们测算在当前布油价格80美元/桶时，长协中国到岸价为10美元/百万英热左右，显著高于美国HH挂钩长协价格。假设HH价格回到2-3美元/百万英热的区间，当布油价格在65美元/桶以上，油价挂钩长协的中国到岸价在8.3美元/百万英热以上，高于美国LNG长协出口价格。我们预计在布油价格不出现大幅下行的情况下，卡塔尔、俄罗斯等国LNG长协价格仍将高于美国LNG长协价格。2)从现货成本来看，美国、加拿大、莫桑比克等国释放的LNG现货具有显著成本支撑，卡塔尔及俄罗斯释放的LNG现货具备低价可能，但规模有限。美国LNG出口至中国的到岸成本约为7-8美元/百万英热，加拿大、莫桑比克的LNG出口成本与美国接近，我们预计以上国家在24-28年释放产能合计占比52%，我们预计在成本支撑的逻辑下，以上国家释放的LNG产能长期来看难以对价格中枢产生大幅冲击。俄罗斯、卡塔尔的LNG出口成本较低，现货具备一定的低价可能性，但现货量规模有限。经我们测算，俄罗斯LNG的中国到岸成本为5-6美元/百万英热，卡塔尔LNG的中国到岸成本约为3美元/百万英热左右，我们预计以上两个国家在24-28年释放产能合计占比29%，大部分为长协，两国未来释放的少部分LNG现货具备一定的低价概率。截止2023年底，我国城燃上市公司与美国供应商共签订10份HH价格挂钩的LNG长协，资源量合计1220万吨/年（约合170.8亿方/年），大部分合约为2026/2027年开始执行。新奥股份共签订5份HH挂钩长协，资源量合计740万吨/年（占比61%），其中90万吨/年在执行，650万吨/年长协量将在2026年开始执行。中国燃气与美国供应商签订3份HH挂钩长协，资源量合计370万吨/年，佛燃能源与美国供应商签订2份HH挂钩长协，资源量合计110万吨/年。考虑到2025年后美国HH价格大概率仍在2-3.5美元区间内，与HH挂钩的LNG长协有望保持较高的竞争优势。

- ▶ **投资建议：**美国为全球主要产气国及LNG出口国，对全球LNG供应端影响力持续提升，且预计未来仍有较大的增量供应潜力。今年以来低气价下部分厂商减产或对HH气价形成一定支撑，我们认为HH气价较为合理的中枢在2-3美元/百万英热。由于美国天然气供给价格弹性较大，25-27年美国液化产能投放后，其国内产量增长大概率可匹配其液化产能的快速增长。从亚洲进口气价角度来看，目前中国LNG现货到岸价已降至近两年低位，在出口国成本支撑逻辑下，我们预计25-27年全球LNG出口产能大批投放后，气价中枢有望基本维持稳定，而综合考虑全球LNG出口产能投放及定价情况，美国长协气源预计将长期兼具低成本和稳定供应优势，我国城燃公司签订的美国LNG长协有望给城燃公司带来长期的气源端竞争力。结合以上，我们认为，拥有美国长协气源的城燃公司有望持续受益于低价资源优势带来的成本竞争力，同时也可加大现货采购力度，进一步优化上游资源池，实现盈利改善。有望受益标的：1) A股天然气公司：新奥股份、深圳燃气、佛燃能源；2) 全国性城燃公司（H股）：新奥能源、昆仑能源、华润燃气、中国燃气。
- ▶ **风险因素：**极端天气及地缘政治等因素导致全球油气价格大幅波动；LNG液化产能建设进程不及预期；天然气消费量增速不及预期。

目录

一、美国气源对全球 LNG 供应影响突出，中高油价下美气竞争力加强	5
1.1 美国为全球主要产气国及 LNG 出口国，对全球 LNG 供应端影响力持续提升	5
1.2 美气定价模式市场化程度高，2023 年以来美国气源竞争力持续提升	6
二、从成本曲线和长期走势看，HH 合理价格中枢或约 2-3 美元/百万英热	7
2.1 美国天然气产量集中于前三大盆地，二叠纪及海恩斯维尔未来增产潜力大	7
2.2 美国天然气生产成本差异较大，低气价下部分厂商减产或对气价形成支撑	9
2.3 美国天然气供给价格弹性较大，产量有望匹配其液化产能的快速增长	11
三、从出口国成本角度看，亚洲到岸价 7-8 美元/百万英热具较强支撑	12
3.1 美国 LNG 亚洲到岸成本约 7-8 美元/百万英热，当前气价继续下行空间有限	12
3.2 对比全球 LNG 出口产能投放及定价情况，城燃签约美长协或将保持长期气源优势	13
四、投资建议	17
风险因素	17

表目录

表 1: 2024 年以来美国部分天然气厂商减产情况	8
表 2: 美国典型 LNG 项目单位液化成本及单位投资 (美元/百万英热)	13
表 3: 部分 LNG 出口国 (不含美国) 典型项目中国到岸成本测算 (美元/百万英热)	15
表 4: 中国城燃上市公司在手 LNG 长协情况	16
表 5: 可比公司估值表 (截至 2024 年 5 月 16 日)	17

图目录

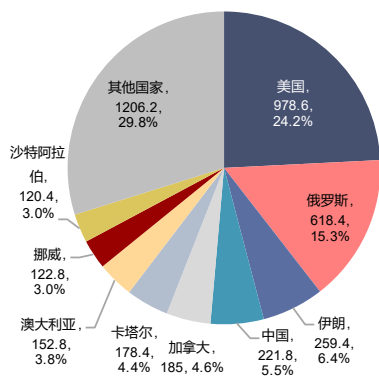
图 1: 2022 年全球天然气产量结构 (bcm)	5
图 2: 2022 年全球天然气需求结构 (bcm)	5
图 3: 2022 年各国/地区天然气产量-消费量 (bcm)	5
图 4: 2011-2022 年俄罗斯及美国天然气出口量 (bcm)	5
图 5: 2013-2022 年全球 LNG 出口量及结构 (bcm)	6
图 6: 2024E-2028E 各国 LNG 液化出口设施产能增长情况 (百万吨/年)	6
图 7: 世界三大天然气市场定价模式	6
图 8: 2021-2024 年国际三大天然气价格及布油价格走势对比	6
图 9: 全球天然气探明可采储量 (截至 2020 年, bcm)	7
图 10: 美国天然气产量及增速 (bcm)	7
图 11: 美国主要产气盆地分布图	8
图 12: 美国各盆地天然气产量占比 (bcf/d)	8
图 13: 美国天然气产量及增速预期 (bcf/d)	8
图 14: 美国各盆地长期天然气产量展望 (bcf/d)	9
图 15: 美国墨西哥湾沿岸 LNG 液化出口设施情况 (截止 2024 年)	9
图 16: 美国主要盆地天然气生产盈亏平衡点 (美元/百万英热)	10
图 17: 美国主要产油盆地关门成本 (shut-in price) (截至 2024 年一季度)	10
图 18: 2015-2024 年美国 HH 价格走势 (美元/百万英热)	11
图 19: 2022-2025E 美国天然气消费量 (亿方)	11
图 20: 2010-2022 年美国分部门消费情况 (亿方)	11
图 21: 2023-2028E 美国 LNG 液化产能情况 (亿方)	12
图 22: 2010-2022 年美国天然气产量增速与 HH 气价、布伦特油价走势对比	12
图 23: 加拿大 LNG Canda 液化出口项目成本拆分 (美元/百万英热)	12
图 24: 不同 HH 气价下美国 LNG 出口至中国的到岸成本 (美元/百万英热)	13
图 25: 2022-2023 年各月份美国向中国 LNG 出口量及出口价格 (FOB 价格)	13
图 26: 2010-2028E 全球新增 LNG 液化产能情况 (截至 2022 年, 百万吨/年)	13
图 27: HH 挂钩长协价格与油价挂钩长协价格比较关系	14
图 28: 2018 年主要 LNG 出口国单位液化成本 (美元/百万英热)	15
图 29: 2024E-2028E 全球新增 LNG 液化产能分布 (百万吨/年)	15

一、美国气源对全球 LNG 供应影响突出，中高油价下美气竞争力加强

1.1 美国为全球主要产气国及 LNG 出口国，对全球 LNG 供应端影响力持续提升

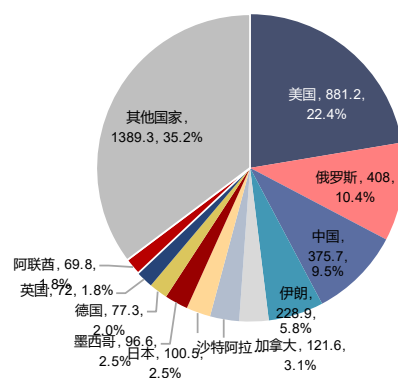
美国为全球最大的天然气生产及消费国，出口量位居全球前列且持续上升。2022 年美国天然气产量 9786 亿方，占全球天然气总产量的 24.2%；天然气消费量 8812 亿方，占全球天然气总消费量的 22.4%。俄乌冲突后俄罗斯向欧洲出口管道气量大幅削减，2022 年俄罗斯天然气出口量下滑 31.2%，与此同时美国天然气出口量持续增长，2022 年超过俄罗斯成为全球第一大天然气出口国。欧洲（除挪威）及亚洲（中日韩等）为全球主要天然气净进口地区。2022 年欧洲（除挪威）净进口天然气（产量-消费量口径）3972 亿方；中日韩净合计进口天然气 3137 亿方，其中中国净进口 1539 亿方。

图 1：2022 年全球天然气产量结构（bcm）



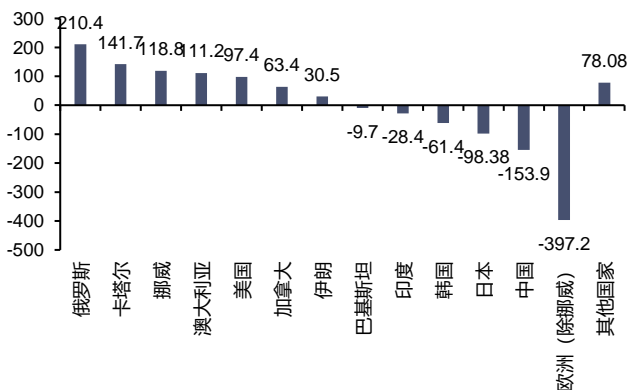
资料来源：EI，信达证券研发中心

图 2：2022 年全球天然气需求结构（bcm）



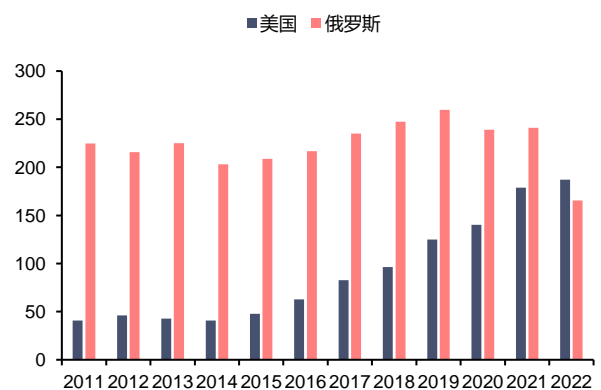
资料来源：EI，信达证券研发中心

图 3：2022 年各国/地区天然气产量-消费量（bcm）



资料来源：EI，信达证券研发中心

图 4：2011-2022 年俄罗斯及美国天然气出口量（bcm）

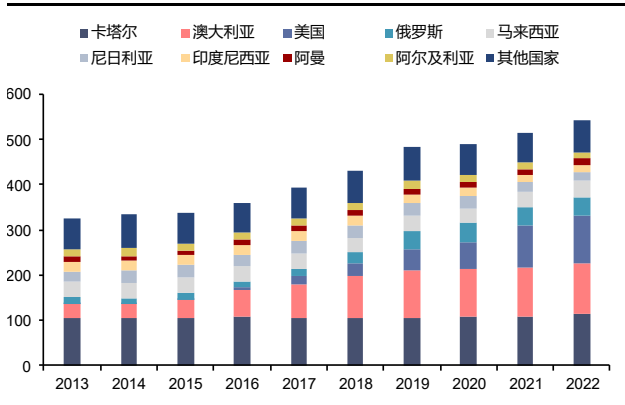


资料来源：EI，信达证券研发中心

2017 年以来美国 LNG 出口量快速增长，且预计未来仍有较大的增量供应潜力。卡塔尔、澳大利亚、美国为全球前三大 LNG 出口国，2022 年合计出口 3307 亿方，占比 61%。近几年全球新增 LNG 产量主要来自美国、俄罗斯，2017-2022 年 CAGR 分别为 43.6%、21.2%。2022 年俄乌冲突后，俄罗斯向欧洲出口管道气量大幅削减，全球天然气供需格局深度调整，LNG 的需求大增。在此背景下，LNG 出口量大幅释放的美国在 2023 年超越卡塔尔和澳大利亚，成为全球最大 LNG 出口国，美国对全球 LNG 供应端的影响力正在持续增长。

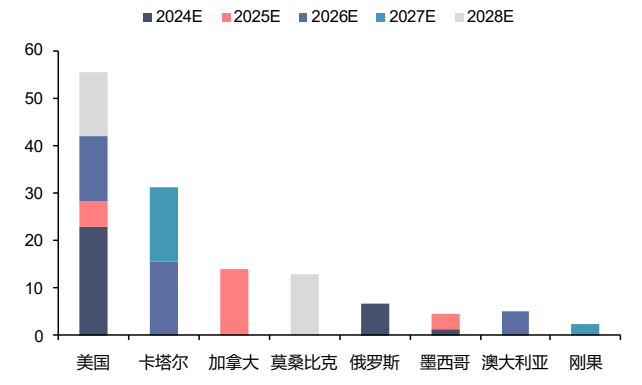
美国有望成为未来全球最大的 LNG 供应增量来源。根据 IGU 统计，截至 2022 年底，全球 LNG 液化出口设施产能合计 4.78 亿吨。IGU 预计 2024-2028 年全球新增 LNG 液化产能合计约 1.3 亿吨，其中美国新增液化产能 0.56 亿吨，占比 42%，预计将于 2024 年底至 2028 年陆续释放。

图 5：2013-2022 年全球 LNG 出口量及结构 (bcm)



资料来源：EI，信达证券研发中心

图 6：2024E-2028E 各国 LNG 液化出口设施产能增长情况 (百万吨/年)



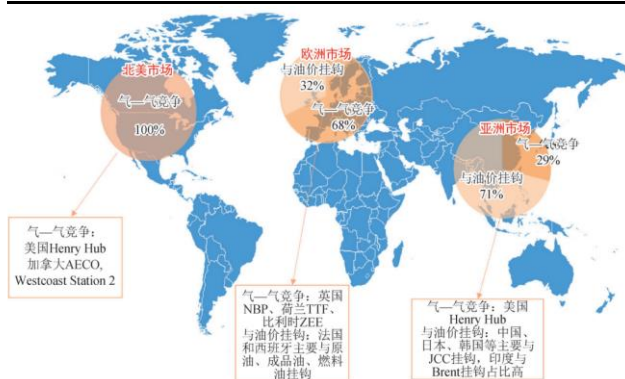
资料来源：IGU，信达证券研发中心

1.2 美气定价模式市场化程度高，2023 年以来美国气源竞争力持续增强

LNG 贸易中，约 70%为长协交易，30%为现货交易。现货贸易定价主要为气-气竞争，买卖双方互相询价议价来确定交易价格，价格受短期市场供需影响较大。长协定价通常为与油价挂钩和与气价挂钩两种方式。中东地区、俄罗斯、澳大利亚等地的 LNG 长协多与油价挂钩，定价公式通常为： $PLNG = \text{斜率} \times PJCC/Brent + \text{常数}$ ，且模式多为 DES（到岸交付），有目的地限制。相比之下，美国天然气市场较为独立，价格市场化程度较高，均为气-气竞争定价，美国 LNG 长协定价公式通常为 $PLNG = (1+15\%) \times HH + \text{常数}$ ，且多为 FOB 模式（离岸交付），气源实际流向可根据欧洲、亚洲两个主要进口市场的价格来灵活调整。

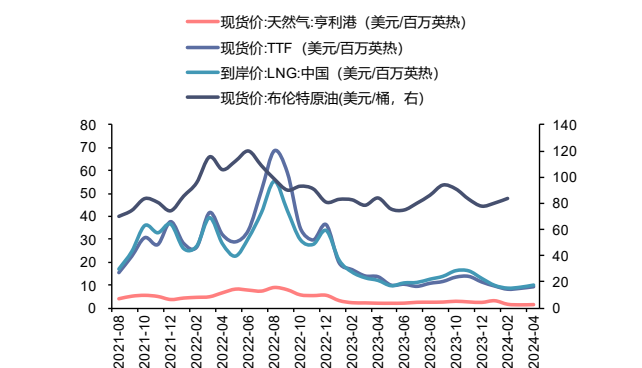
2023 年以来在油强气弱的背景下，挂钩 HH 指数的美国气源竞争力愈发显著。2023 年以来全球天然气供需紧张趋势缓解，气价大幅回落，2023 年 HH 均价为 2.54 美元/百万英热，同比下降 60.3%；与此同时油价保持较强走势，2023 年布伦特原油平均价格为 82.6 美元/桶，同比仅下降 17.24%。2024 年以来油强气弱的价格趋势持续，2024 年 1-2 月 HH 均价为 2.47 美元/百万英热，同比下降 12.5%，而布伦特原油平均价格为 82 美元/桶，同比基本持平，与 HH 价格挂钩的美国 LNG 长协价格的优势愈发显著。

图 7：世界三大天然气市场定价模式



资料来源：陈蕊等《全球 LNG 贸易定价演变规律与新趋势及相

图 8：2021-2024 年国际三大天然气价格及布油价格走势对比



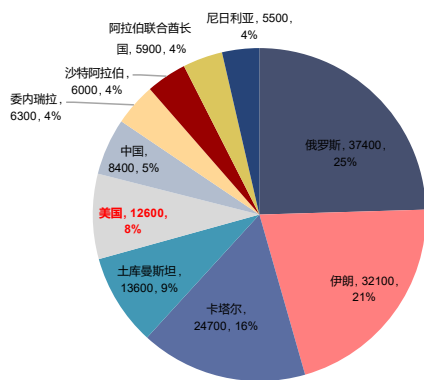
资料来源：iFinD，信达证券研发中心

二、从成本曲线和长期走势看，HH 合理价格中枢或约 2-3 美元/百万英热

2.1 美国天然气产量集中于前三大盆地，二叠纪及海恩斯维尔未来增产潜力大

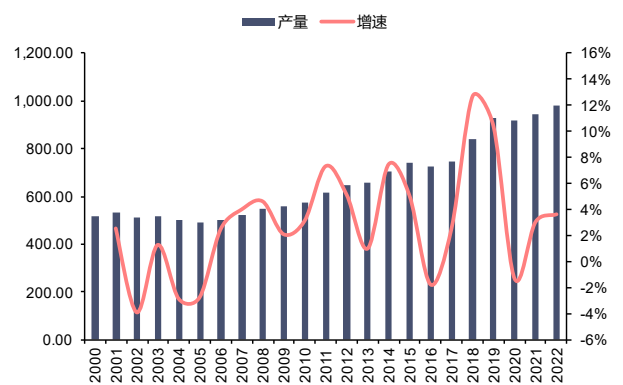
美国天然气储量丰富，2020 年探明可采储量 12600bcm，约占全球天然气探明可采储量的 8%。页岩油气革命后，在政府支持以及开采技术进步的推动下，美国天然气产量较快增长，2009 年，美国取代俄罗斯，成为全球第一大天然气生产国，2005-2022 年美国天然气产量 CAGR 为 4.2%。

图 9: 全球天然气探明可采储量 (截至 2020 年, bcm)



资料来源: EI, 信达证券研发中心

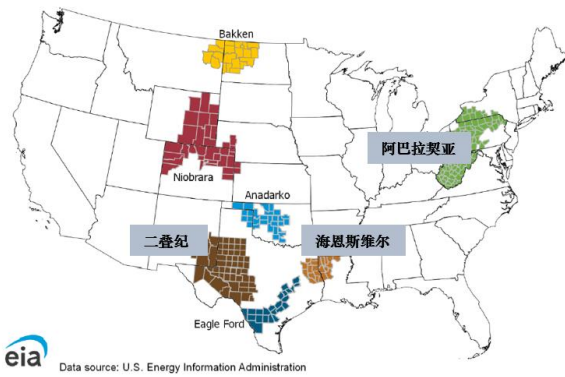
图 10: 美国天然气产量及增速 (bcm)



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

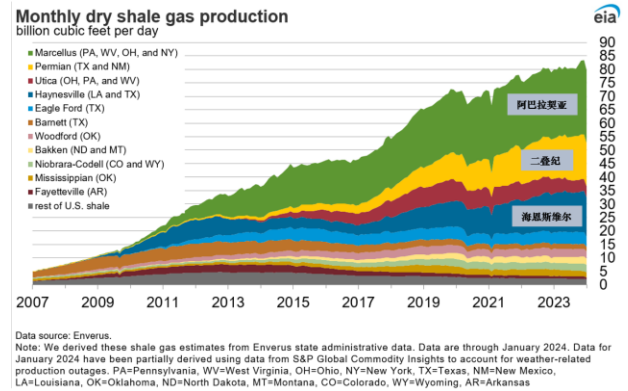
据 EIA 统计，2023 年美国天然气产量 104bcf/d (约合 10603 亿方)。美国天然气产量主要来自三个地区——阿巴拉契亚/马塞勒斯 (Appalachia/Marcellus)、二叠纪 (Permian)、海恩斯维尔 (Haynesville)，三地产量合计占美国天然气总产量的 63%。其中，阿巴拉契亚为美国第一大产气区，产量约占美国天然气总产量的 31%，但近年来由于外输管道产能不足，天然气产量增速放缓。美国第二大产气区为二叠纪盆地，同时也为美国页岩油主产区，在高油价下近年产量快速增长，目前产量占比约 19%。第三大产气区海恩斯维尔地理位置近墨西哥湾，随着沿岸 LNG 液化出口设施的投产，产量较快增长，目前占比约 13%。

图 11: 美国主要产气盆地分布图



资料来源: EIA, 信达证券研发中心

图 12: 美国各盆地天然气产量占比 (bcf/d)



资料来源: EIA, 信达证券研发中心

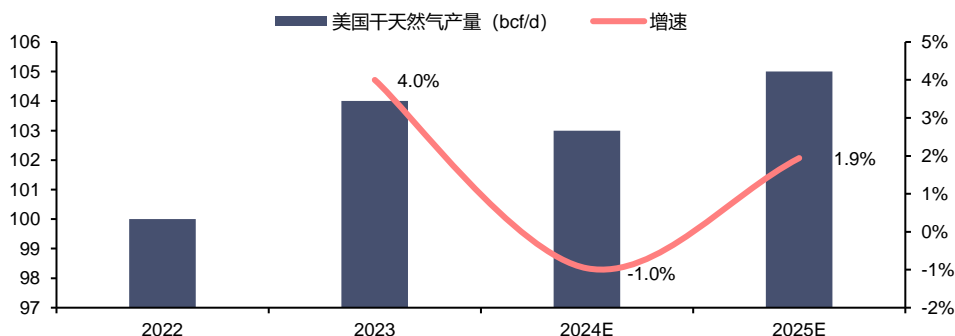
低气价下部分美国天然气厂商已经宣布减少全年产量及资本开支。2024 年低气价持续，部分高成本厂商已经宣布减少年内运行的钻机数量及钻完井资本开支，如海恩斯维尔盆地以及马塞勒斯/阿巴拉契亚盆地的 7 家厂商都宣布了不同程度的减产。根据我们的不完全统计，2024 年来已宣布减产的厂商计划减产合计达 1.2bcf/d，约占 2023 年美国天然气总产量的 1.16%。EIA 在 5 月 7 日公布的短期能源展望里也调低了对美国 2024 年天然气产量的预期，预计 2024 年天然气产量 103bcf/d，同比下降约 1%；预计 2025 年产量 105bcf/d，同比增长约 1.9%。

表 1: 2024 年以来美国部分天然气厂商减产情况

宣布时间	公司	所在盆地	减产时间	减产幅度 (Bcf/d)	减少全年产量 (Bcf)	备注
2024/2/14	Comstock Resources	Haynesville (海恩斯维尔)	全年	-	-	计划将其运营的钻机数量从 7 个减少到 5 个
2024/2/14	Antero Resources	Marcellus (马塞勒斯)	全年	0.1	30-40	计划将在运钻机数量从 3 台减少至 2 台，减少全年钻完井资本开支 26% 削减 20% 的支出，并将天然气产量降低 15%，将活跃的天然气钻机数量减少了 2 个
2024/2/21	Chesapeake Energy	Marcellus (马塞勒斯) /Haynesville (海恩斯维尔)	全年	0.8	290-300	资本支出预计同比下降 12%，天然气产量中值将下降约 6%
2024/2/22	Coterra Energy	Marcellus (马塞勒斯)	全年	0.17	70-80	3 月底减产到期后将重新评估市场
2024/3/4	EQT	Appalachian (阿巴拉契亚)	24 年 2 月底-3 月底	1	30-40	公司将推迟三个即将投产的由 11 口井组成的马塞勒斯页岩气田的完井活动
2024/3/12	CNX Resources	Marcellus (马塞勒斯) /Utica (尤蒂卡)	全年	0.08	30	

资料来源: Comstock Resources 官网, Coterra 官网, Antero Resources 官网, CNX Resources 官网, Pipeline&Gas Journal, PRNewswire, Marcellus Drilling News, 信达证券研发中心

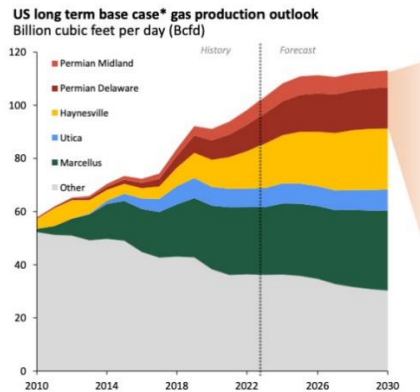
图 13: 美国天然气产量及增速预期 (bcf/d)



资料来源: EIA, 信达证券研发中心

美国天然气未来增产潜力集中在海恩斯维尔及二叠纪。其中，较高油价支撑下，Rystad 预计到 2030 年二叠纪盆地的天然气产量有望增长约 6.3bcf/d；由于靠近墨西哥湾在建 LNG 液化设施，受液化出口产能增长的推动，到 2030 年海恩斯维尔盆地天然气产量有望增长 13bcf/d；阿巴拉契亚地区受送出管道运力的限制，近年来产量增速放缓，在建管道受阻延期，未来几年产量难有大幅上升，我们预计到 2030 年阿巴拉契亚地区天然气产量增长 2bcf/d。结合以上，我们预计到 2030 年，美国新增天然气产量约 60% 来自海恩斯维尔，30% 左右来自二叠纪页岩油伴生气，剩余增量来自其他气田。

图 14: 美国各盆地长期天然气产量展望 (bcf/d)



资料来源: Hart Energy, Rystad Energy UCubes, 信达证券研发中心

图 15: 美国墨西哥湾沿岸 LNG 液化出口设施情况 (截止 2024 年)



资料来源: EIA, 信达证券研发中心

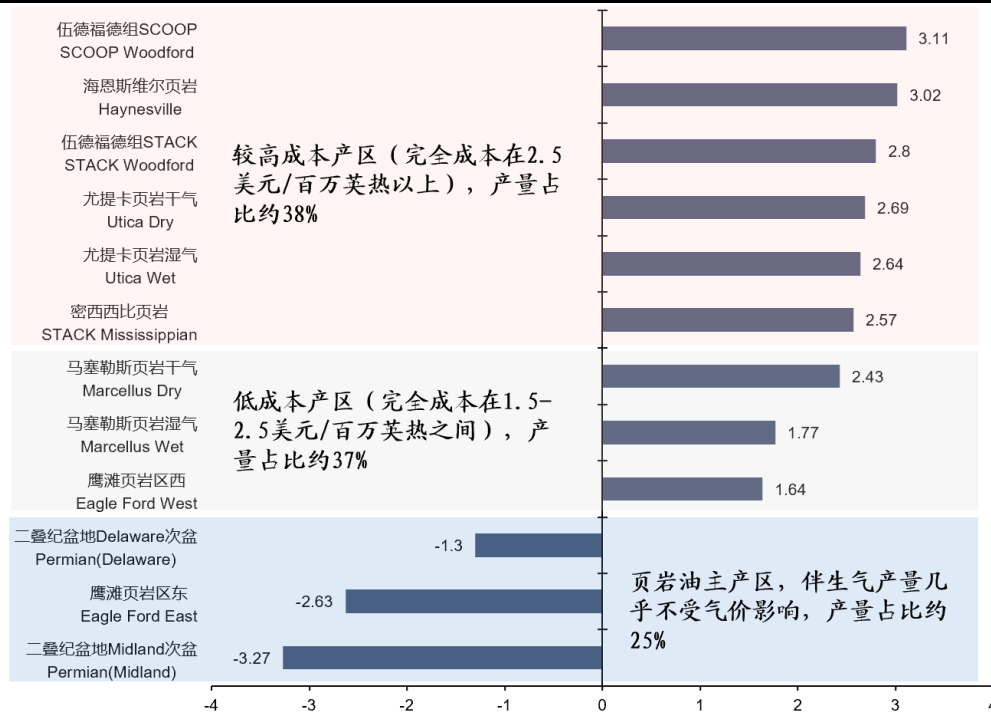
2.2 美国天然气生产成本差异较大，低气价下部分厂商减产或对气价形成支撑

美国天然气开采的完全成本不同盆地之间差距较大，存在 0 边际成本、低成本及较高成本三类产区，在美国天然气总产量中的占比分别为 25%、37%、38%。

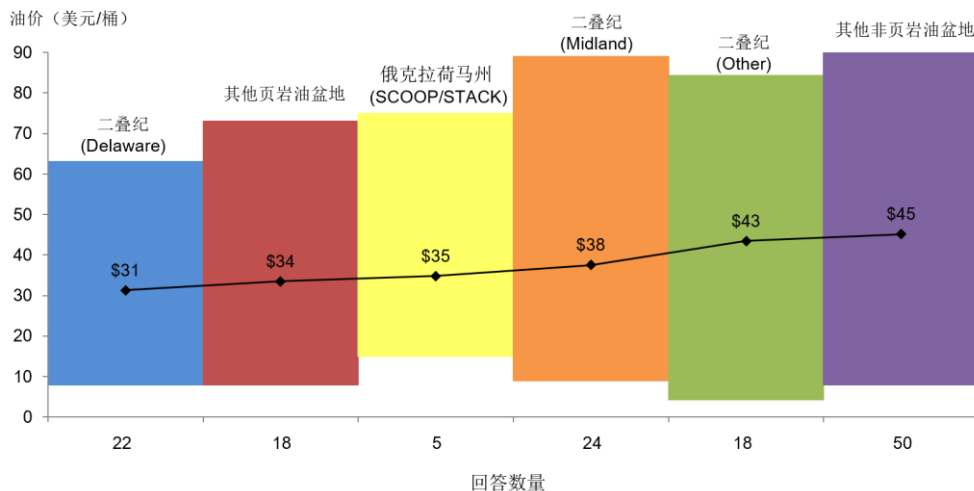
1) 对于二叠纪、鹰滩等一些主要产油的页岩油气盆地来讲，页岩气作为页岩油的伴生物，厂商生产页岩气的边际成本为 0，只要页岩油可以生产，页岩气就可以持续产出。根据达拉斯联邦储备银行的调查数据，二叠纪的关门成本 (shut-in price) 在 31-43 美元/桶之间，因此，我们预计当油价在 43 美元/桶之上，该区域页岩气有望持续产出，其产量受本土低气价影响小。该区域天然气产量约占美国天然气总产量的 25%。

2) 美国第一大产气区阿巴拉契亚 (马塞勒斯) 产气的完全成本在 1.77-2.43 美元/百万英热，可变成本约为完全成本的 40%，即 0.7-1 美元/百万英热。当美国 HH 气价降至 2 美元/百万英热以下，此区域的天然气生产商利润表多为亏损状态，但因经营现金流为正，并且预期气价或有好转，仍会选择继续生产，减产意愿不大。该区域天然气产量约占美国天然气总产量的 37%。

3) 海恩斯维尔、尤提卡、密西西比等其他气田的完全成本大约在 2.5-3.5 美元/百万英热之间，可变成本在 1-1.4 美元/百万英热之间。当气价降至 2 美元/百万英热以下时，此区域内厂商的利润表为亏损状态，且部分厂商的经营现金流已为负，减产意愿比较大，如海恩斯维尔地区的厂商已经在今年宣布减产以及减少之后的资本开支。部分高成本厂商面对低气价的减产举措可能对美国 HH 气价形成一定支撑。该区域天然气产量约占美国天然气总产量的 38%。

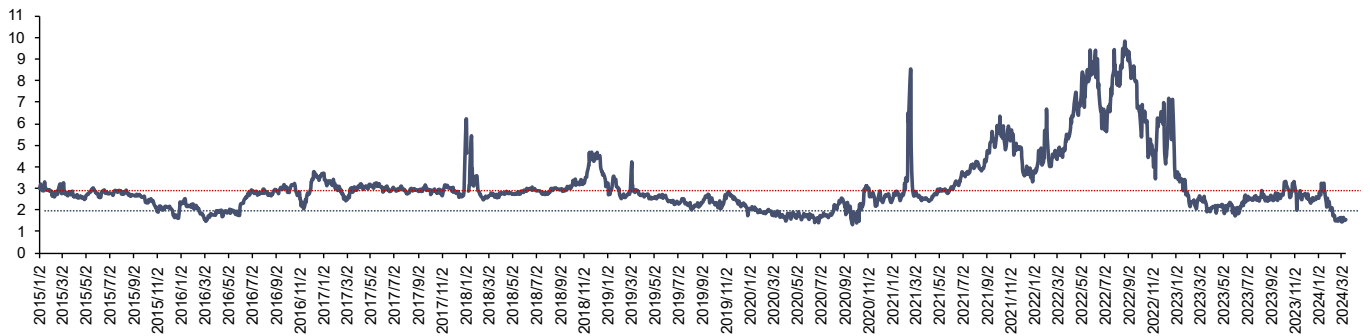
图 16: 美国主要盆地天然气生产盈亏平衡点 (美元/百万英热)


资料来源: The Business Council for Sustainable Energy, Bloomberg Finance L.P., 信达证券研发中心

图 17: 美国主要产油盆地关门成本 (shut-in price) (截至 2024 年一季度)


资料来源: Federal Reserve Bank of Dallas, 信达证券研发中心

综上, 我们认为, 在成本支撑的逻辑下, 美国 HH 价格长期合理的中枢或至少在 2-3 美元/百万英热。根据以上美国天然气生产成本数据, 低于 2 美元/百万英热的 HH 价格无法覆盖部分高成本厂商的边际生产成本, 在此价格下部分厂商会选择减产, 或将对 HH 价格形成支撑。我们认为 2 美元/百万英热以下的 HH 价格为偏低状态, 目前 1.5 美元/百万英热左右的价格难以长期持续, 且将对供应增量造成制约。同时, 我们复盘近 10 年美国 HH 价格走势, 除 2021 年下半年至 2022 年受欧洲冬季极端天气叠加俄乌冲突等因素的扰动导致气价大涨, 大多数时间 HH 价格在 2-3 美元/百万英热的区间内。中长期来看, 我们预计到 2030 年美国约 60% 的天然气增量来自较高成本的海恩斯维尔盆地 (靠近 LNG 液化出口设施), 约 30% 的天然气增量来自低成本的二叠纪盆地, 我们预计高成本产区天然气产量的释放前提也需气价维持在 2-3 美元/百万英热的区间。

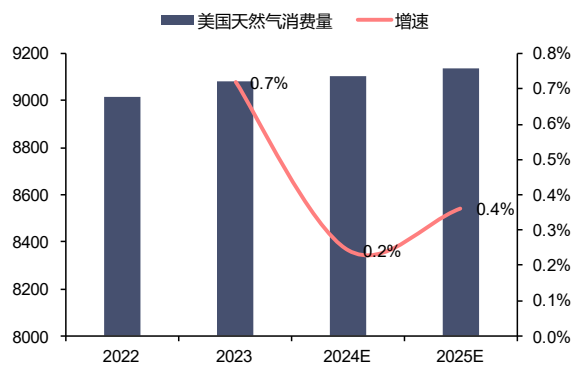
图 18: 2015-2024 年美国 HH 价格走势 (美元/百万英热)


资料来源: EIA, 信达证券研发中心

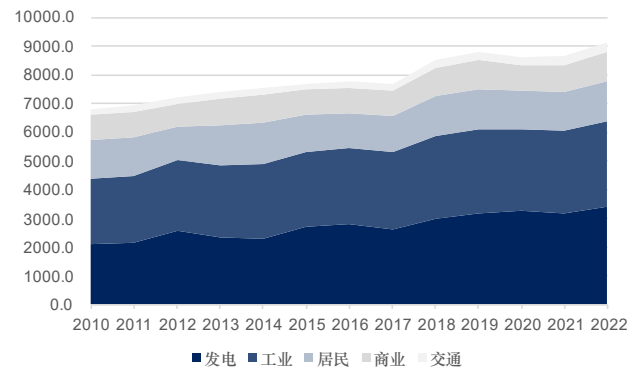
2.3 美国天然气供给价格弹性较大, 产量有望匹配其液化产能的快速增长

近年来美国国内天然气需求温和增长, 近 5 年 CAGR 为 3.5%。从下游用气情况来看, 天然气需求增长主要受发电部门需求增长的驱动, 发电部门用气量近 5 年 CAGR 为 5.5%, 其他部门如工业、居民、商业用气量比较稳定, 近 5 年用气量 CAGR 分别为 1.8%、2.5%、2.2%。

2023 年美国天然气消费量 89.1bcf/d (约合 9084 亿方), 同比增长 0.7%。EIA 预计 2024 年美国天然气消费量同比增长 0.2%, 2025 年美国天然气消费量同比增长 0.4%。长期看, EIA 预计到 2030 年美国天然气消费量将保持较低增速。

图 19: 2022-2025E 美国天然气消费量 (亿方)


资料来源: EIA, 信达证券研发中心

图 20: 2010-2022 美国分部门消费情况 (亿方)


资料来源: EIA, 信达证券研发中心

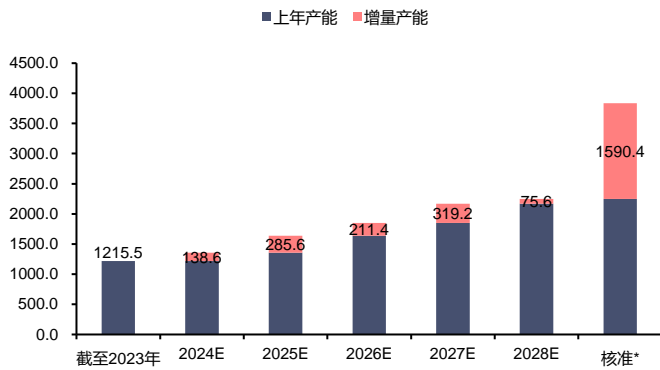
美国 LNG 液化产能有望集中于 2025-2027 年释放, 合计建成产能 800 亿方/年以上。据 EIA 统计, 截至 2023 年, 美国 LNG 液化出口设施产能合计约 1215.5 亿方/年, 2024Q3 Venture Global 的 Plaquemines 液化工厂一期有望投产, 预计将新增液化产能 138.6 亿方/年。2025 年 Corpus Christi 三期及 Golden Pass 一、二期有望投产, 预计将新增液化产能 285.6 亿方/年左右。更长期来看, EIA 预计 2026 年美国将新增液化产能 211.4 亿方/年, 2027 年新增液化产能 319.2 亿方/年, 2028 年新增液化出口产能 75.6 亿方/年, 另有 1590 亿方/年的出口设施产能已获核准, 尚未进行最终投资决定 (FID)。

展望 2024 年, 若 Plaquemines 液化工厂 LNG 液化产能于 2024Q3 如期投产, 有望拉动下半年美国国内气价小幅上涨。展望 2025 年, 美国有望新增液化产能 285.6 亿方/年, 根据前文 EIA 的预测, 2025 年美国有望新增天然气产量 100 亿方左右, 在消费量基本持平的假设下, 由于液化出口产能大批投产, LNG 出口量有望大幅增长, 美国本土的天然气供应可能出现 180 亿方左右的缺口。但复盘美国近 10 年气价、油价与天然气产量增速走势的关系,

 请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 11

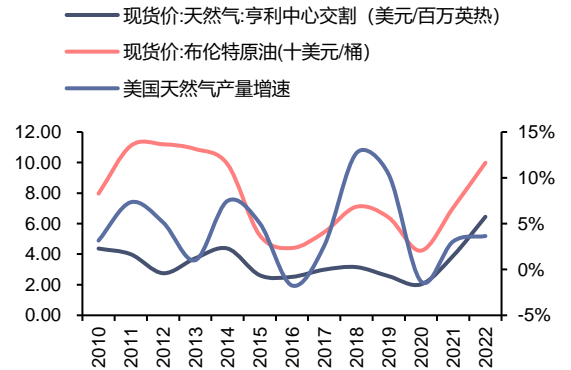
可以看到美国天然气供给对价格的弹性较大，这主要是因为美国天然气开采难度低，增产的边际成本较低。我们判断，当 HH 价格可以覆盖大部分厂商生产的完全成本，即 HH 价格在 3 美元/百万英热以上时，美国天然气产量有望迅速释放，在不出现极端天气及极端地缘冲突的情况下，美国产量增长大概率可以匹配 2025-2027 年液化出口设施产能的大规模投放，长期来看导致 HH 气价中枢大幅上行的概率较低。

图 21: 2023-2028E 美国 LNG 液化产能情况 (亿方)



资料来源: EIA, 信达证券研发中心 注: 其中 2024Q4 建成产能将于 2025 年释放产量, 已计入 2025 年产能增量中; 已获核准产能尚未进行最终投资决策。

图 22: 2010-2022 年美国天然气产量增速与 HH 气价、布伦特油价走势对比



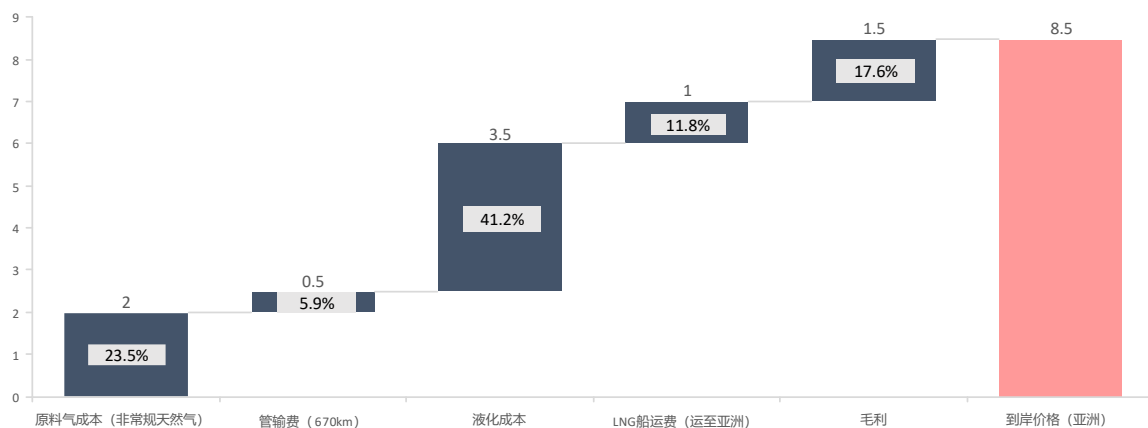
资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

三、从出口国成本角度看，亚洲到岸价 7-8 美元/百万英热具较强支撑

3.1 美国 LNG 亚洲到岸成本约 7-8 美元/百万英热，当前气价继续下行空间有限

LNG 出口成本主要由上游原料气成本、LNG 液化费用以及 LNG 船运费构成。不同国家由于上述三项成本不同，LNG 出口成本差异较大。以北美 LNG 出口至亚洲为例，根据加拿大 LNG Canda 液化出口项目最终投资决定 (FID) 文件披露的数据，该项目的原料气单位成本为 2 美元/百万英热 (占总成本的 23.5%)，上游管输费为 0.5 美元/百万英热 (占比 5.9%)，液化成本为 3.5 美元/百万英热 (占比 41.2%)，运至亚洲的 LNG 船运费为 1 美元/百万英热 (占比 11.8%)，毛利为 1.5 美元/百万英热 (占比 17.6%)，到亚洲的到岸价格为 8.5 美元/百万英热。

图 23: 加拿大 LNG Canda 液化出口项目成本拆分 (美元/百万英热)



资料来源: Steuer, C. (2019). Outlook for competitive LNG supply. Oxford Institute for Energy Studies, 信达证券研发中心

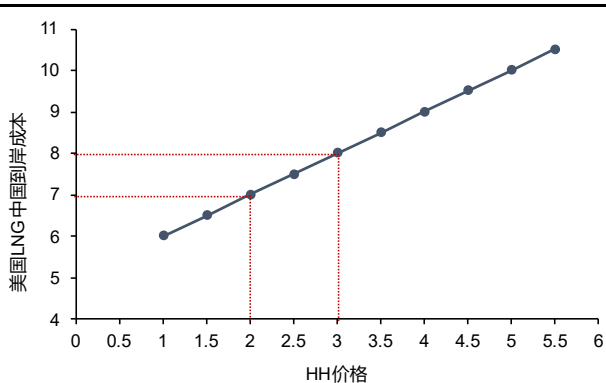
当 HH 价格在 2-3 美元/百万英热时，美国 LNG 运至中国的到岸成本约 7-8 美元/百万英热。根据 Qian Zou 等人的统计，美国典型 LNG 项目单位液化成本约 2-3 美元/百万英热，取中值 2.5 美元/百万英热，假设 HH 价格在 2-3 美元/百万英热区间内，二者相加即为美国 LNG 的 FOB 成本，约 4.5-5.5 美元/百万英热。美国 LNG 到亚洲的运费约为 2.5 美元/百万英热，我们测算美国到中国的 LNG 成本约为 7-8 美元/百万英热（不同项目上游气源情况存在差异，此处测算的成本仅代表上游气源挂钩 HH 的 LNG 液化出口成本）。2024 年 1-3 月中国 LNG 到岸均价为 9.3 美元/百万英热，已接近多数美国 LNG 出口至中国的到岸成本。美国 LNG 出口价格在全球范围内处于较低水平，且在全球现货市场占比较大，我们判断在当前位置下亚洲到岸气价进一步下行空间有限。

表 2: 美国典型 LNG 项目单位液化成本及单位投资 (美元/百万英热)

项目名称	国家	液化产能 (Mmtpa)	起运时间	单位液化成本 (美元/百万英热)	单位投资 (美元/吨)
Sabin Pass LNG T1-2	美国	9	May-16	2.08	607
Corpus Christi LNG T 1-2	美国	13.5	Aug-19	2.21	592
Corpus Christi LNG T 3	美国	10.5	Feb-19	3.07	937
Golden Pass LNG T1-3	美国	15.6	Mar-24	2.31	610

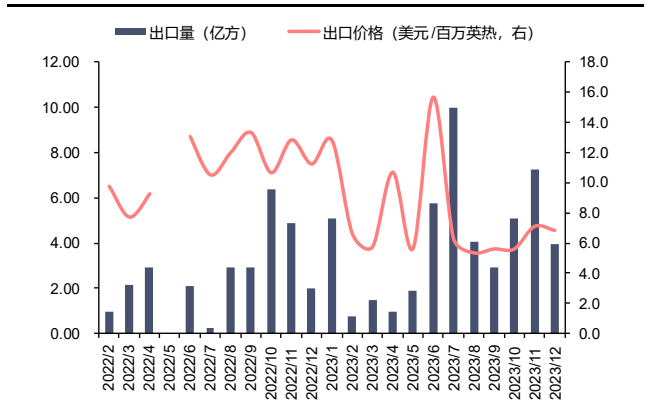
资料来源: Qian Zou et al 2022 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 983 012051, 信达证券研发中心

图 24: 不同 HH 气价下美国 LNG 出口至中国的到岸成本 (美元/百万英热)



资料来源: Qian Zou et al 2022 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 983 012051, Steuer, C. (2019). Outlook for competitive LNG supply. Oxford Institute for Energy Studies, 信达证券研发中心 注: 测算为根据公式: 中国到岸成本 = HH 价格 + 上游管输费 + LNG 液化成本 + LNG 船运费

图 25: 2022-2023 年各月份美国向中国 LNG 出口量及出口价格 (FOB 价格)

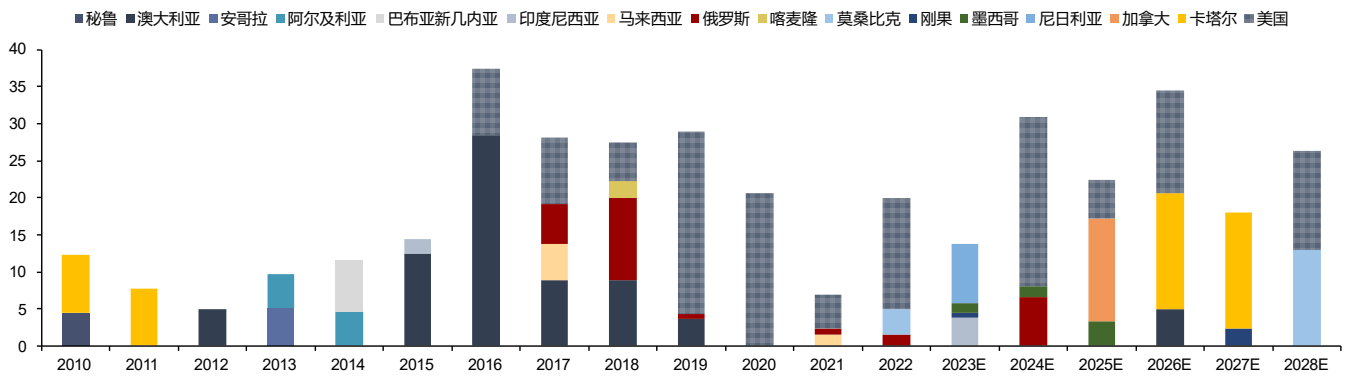


资料来源: EIA, 信达证券研发中心

3.2 对比全球 LNG 出口产能投放及定价情况，城燃签约美长协或将保持长期气源优势

2024-2028 年全球预计新增大量 LNG 液化产能，其中美国占比 42%，卡塔尔占比 24%。根据 IGU 统计，截至 2022 年底，全球 LNG 液化出口设施产能合计 4.78 亿吨。IGU 预计 2024-2028 年全球新增 LNG 液化产能合计约 1.3 亿吨，其中美国新增产能 0.56 亿吨，占比 42%，预计将于 2024 年底至 2028 年陆续释放；卡塔尔新增产能 0.31 亿吨，占比 24%，预计将于 2026-2027 年释放；加拿大、莫桑比克新增产能占比分别为 10%，预计分别于 2025 年、2028 年释放；俄罗斯新增产能占比约 5%，预计将于 2024 年释放。

图 26: 2010-2028E 全球新增 LNG 液化产能情况 (截至 2022 年, 百万吨/年)



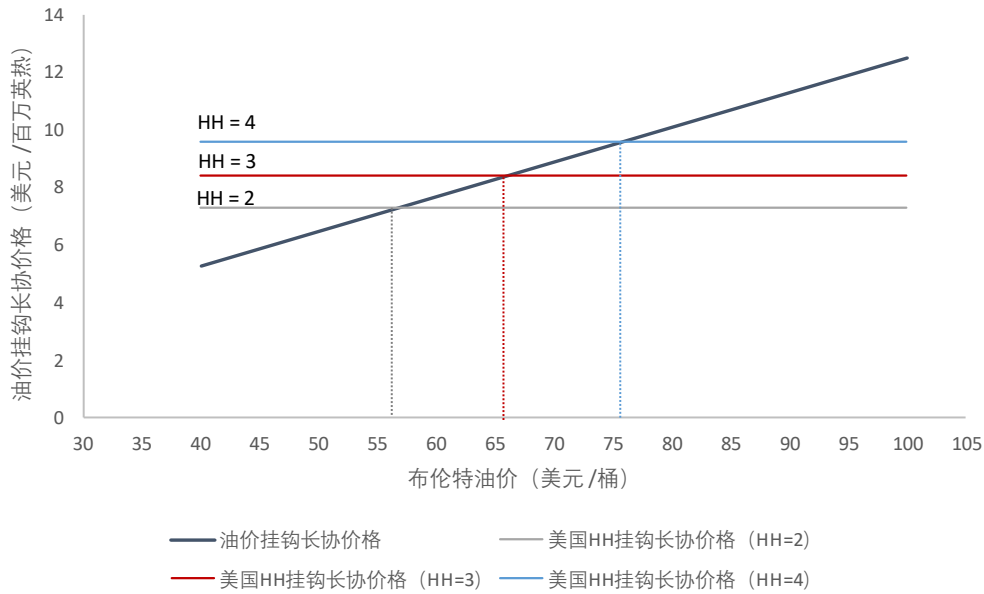
资料来源：IGU，信达证券研发中心 注：数据截至2022年；其中美国新增LNG液化产能按照计划开工时间统计，与图21存在差异；

2022年全球LNG贸易中，长协贸易量占比约65%，现货贸易量占比约35%。对于全球LNG长协市场而言，在布伦特油价高于65美元/桶以上时，美国HH挂钩长协具有较强的价格优势：

1) **美国HH挂钩长协**：美国LNG长协价格通常以位于路易斯安那州的亨利中心（HenryHub）气价为标杆，FOB定价公式为 $P = 115\% * HH + \text{常数}$ ，其中，15%*HH为液化损耗及管输费，常数为包含投资收益在内的液化费，通常为2-3美元/百万英热。假设常数取2.5美元/百万英热，当HH价格稳定在2-3美元/百万英热时，美国LNG长协FOB价格为4.8-5.95美元/百万英热，运至中国的运费约2.5美元/百万英热，可得美国LNG长协中国到岸价格为7.3-8.45美元/百万英热。

2) **油价挂钩长协**：其他LNG出口大国如卡塔尔、俄罗斯、马来西亚、莫桑比克等地，以及一些LNG全球贸易商的LNG长协出口价格通常与油价挂钩，DES定价公式为 $P = \text{斜率} * \text{Brent}/\text{JCC} + \text{常数}$ ，其中，斜率通常为11%-15%，常数通常为0-1美元/百万英热。假设斜率取12%，常数取0.5美元/百万英热，我们测算在当前布油价格80美元/桶时，长协中国到岸价为10美元/百万英热左右，显著高于美国HH挂钩长协价格。假设HH价格回到2-3美元/百万英热的区间，当布油价格在65美元/桶以上，油价挂钩长协的中国到岸价在8.3美元/百万英热以上，高于美国LNG长协出口价格。我们预计在布油价格不出现大幅下行的情况下，卡塔尔、俄罗斯等国LNG长协价格仍将高于美国LNG长协价格。

图 27：HH 挂钩长协价格与油价挂钩长协价格比较关系

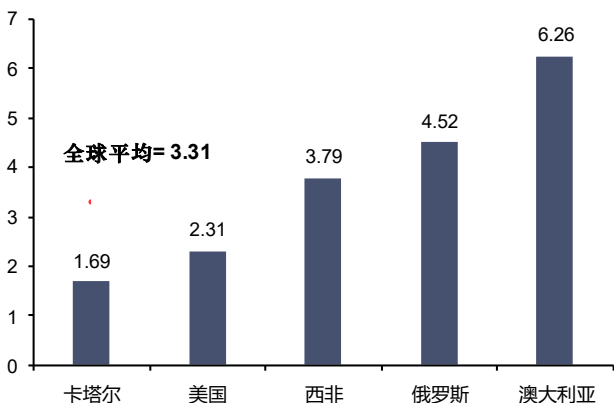


资料来源: 信达证券研发中心

对于现货市场而言，前文计算得出美国 LNG 出口至中国的到岸成本约为 7-8 美元/百万英热，加拿大、莫桑比克的 LNG 出口成本与美国接近，我们预计以上三个国家在 24-28 年释放产能合计占比 52%。我们预计在成本支撑的逻辑下，以上国家释放的 LNG 产能长期来看难以对价格中枢产生大幅冲击。

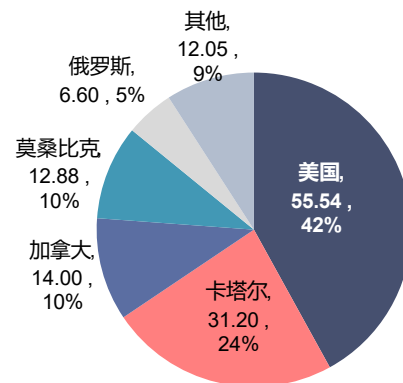
俄罗斯、卡塔尔的 LNG 出口成本较低，现货具备一定的低价可能性，但现货量规模有限。俄罗斯、卡塔尔上游天然气开采成本较低，此外，卡塔尔部分 LNG 液化项目可同时生产乙烷、液化石油气、凝析油等副产品，分摊了 LNG 生产成本，使得卡塔尔的单位液化成本处于全球最低水平。我们预计以上两个国家在 24-28 年释放产能合计占比 29%。经我们测算，俄罗斯 LNG 的中国到岸成本为 5-6 美元/百万英热，卡塔尔 LNG 的中国到岸成本约为 3 美元/百万英热左右，两国未来释放的少部分 LNG 现货具备一定的低价概率。

图 28: 2018 年主要 LNG 出口国单位液化成本 (美元/百万英热)



资料来源: World Bank, Wood Mackenzie, Federal Reserve Bank of Minneapolis and SyEnergy, Steuer, C. (2019). Outlook for competitive LNG supply. Oxford Institute for Energy Studies, 信达证券研发中心

图 29: 2024E-2028E 全球新增 LNG 液化产能分布 (百万吨/年)



资料来源: IGU, 信达证券研发中心

表 3: 部分 LNG 出口国 (不含美国) 典型项目中国到岸成本测算 (美元/百万英热)

项目名称	国家	液化产能	起运时间	上游成本	液化成本	FOB 成本	运费 (至中国)	中国到岸成本
------	----	------	------	------	------	--------	----------	--------

(Mmtpa)								
Rasgas I	卡塔尔	6.6	1999/4	0.22	1.98	2.2	1	3.2
Qutargas II T2	卡塔尔	7.8	2024/9	0.21	1.75	1.96	1	2.96
Yamal LNG T1-3	俄罗斯	16.5	2024/3	0.32	4.01	4.33	0.6	4.93
Sakhalin-2 T1-2	俄罗斯	10.8	2024/4	1.58	4.12	5.69	0.6	6.29
Rovuma LNG T1-2	莫桑比克	15.2	2029/2	3.15	2.75	5.9	1.5	7.4
LNG Canada T1-2	加拿大	14	2024/9	2.93	3.97	6.97	1.3	8.27
Gorgon LNG T1-3	澳大利亚	15.6	2024/10	2.65	9.66	12.32	0.7	13.02
Ichthys LNG T1-2	澳大利亚	8.9	2024/12	5.15	8.39	13.55	0.7	14.25

资料来源: Qian Zou et al 2022 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 983 012051, 信达证券研发中心

综合考虑全球LNG出口产能投放及定价情况,美国长协气源预计将长期兼具低成本和稳定供应优势。截止2023年底,我国城燃上市公司与美国供应商共签订10份HH价格挂钩的LNG长协,资源量合计1220万吨/年(约合170.8亿方/年),大部分合同为2026/2027年开始执行。新奥股份共签订5份HH挂钩长协,资源量合计740万吨/年(占比61%),其中90万吨/年在执行,650万吨/年长协量将在2026年开始执行。中国燃气与美国供应商签订3份HH挂钩长协,资源量合计370万吨/年,其中70万吨/年将于2026年起执行,300万吨/年将于2027年起执行。佛燃能源与美国供应商签订2份HH挂钩长协,其中30万吨/年在执行,80万吨/年将于2028年起执行。考虑到2025年后美国HH价格大概率仍在2-3.5美元区间内,与HH挂钩的LNG长协有望保持较高的竞争优势。

表4: 中国城燃上市公司在手LNG长协情况

上市公司	供应商	签约年份	起供年份	供应年限	年供气量(万吨/年)	挂钩指数	交付方式
新奥股份	Chevron	2016	2018	10年	66	JCC	DES
	Total	2016	2018	10年	50	JCC/HH	DES
	Origin	2016	2018	10年	28	Brent	DES
	Cheniere	2021	2022	13年	90	HH	FOB
	Novatek	2022	预计2025	11年	60	Brent	DES
	Energy Transfer	2022	预计2026	20年	90	HH	FOB
	Energy Transfer	2022	预计2026	20年	180	HH	FOB
	Next Decade	2022	预计2026	20年	200	HH	FOB
中国燃气	Cheniere	2023	预计2026	20年	180	HH	FOB
	Energy Transfer	2022	预计2026	25年	70	HH	FOB
	Next Decade	2022	预计2027	20年	100	HH	FOB
佛燃能源	Venture Global	2023	预计2027	20年	200	HH	-
	BP 中国	2021	2023	10年	2023-2024年7.5; 2025-2032年10	-	-
	Cheniere	2021	2023	20年	30	HH	-
深圳燃气	Cheniere	2023	预计2028	20年	80	HH	FOB
	广东大鹏	2006	2006	25年	27	-	-
	广东大鹏 TUA	2021	2021	14年	27	-	-
	BP 中国	2021	2023	10年	2023-2024年22.5; 2025-2032年30	-	DES

资料来源: 新奥股份业绩说明会材料, 佛燃能源公司公告, 深圳燃气公司公告, 上海石油天然气交易中心, China LNG Association, 路透社, 中国证券网, 信达证券研发中心

四、投资建议

美国为全球主要产气国及 LNG 出口国，对全球 LNG 供应端影响力持续提升，且预计未来仍有较大的增量供应潜力。今年以来低气价下部分厂商减产或对 HH 气价形成一定支撑，我们认为 HH 气价较为合理的中枢在 2-3 美元/百万英热。由于美国天然气供给价格弹性较大，2025-2026 年美国液化产能投放后，其国内产量增长大概率可匹配其液化产能的快速增长。从亚洲进口气价角度来看，目前中国 LNG 现货到岸价已降至近两年低位，在出口国成本支撑逻辑下，我们预计 25-28 年全球 LNG 出口产能大批投放后，气价中枢有望基本维持稳定，而综合考虑全球 LNG 出口产能投放及定价情况，美国长协气源预计将长期兼具低成本和稳定供应优势，我国城燃公司签订的美国 LNG 长协有望给城燃公司带来长期的气源端竞争力。结合以上，我们认为，拥有美国长协气源的城燃公司有望持续受益于低价资源优势带来的成本竞争力，同时也可加大现货采购力度，进一步优化上游资源池，实现盈利改善。有望受益公司主要包括：

- 1) A 股天然气公司：新奥股份、深圳燃气、佛燃能源。
- 2) 全国性城燃公司（H 股）：新奥能源、昆仑能源、华润燃气、中国燃气；

表 5：可比公司估值表（截至 2024 年 5 月 16 日）

证券代码	证券简称	收盘价 (港元/ 元)	归母净利润(百万元)				PE				PB
			2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	
02688.HK	新奥能源	78.2	6816	7131.67	7780.17	8500.33	8.71	11.51	10.55	9.65	1.89
00384.HK	中国燃气	7.98	3756.49	4153.72	4830.16	5373.94	14.01	9.69	8.33	7.49	0.79
00135.HK	昆仑能源	8.29	5682	6404.6	6820.2	7310.6	9.79	10.4	9.76	9.11	1.03
01193.HK	华润燃气	27.5	4765.28	5532.84	6016.53	6468.91	11.34	10.67	9.81	9.13	1.56
600803.SH	*新奥股份	18.37	7091	5656	6532	11069	8.02	10.04	8.71	5.15	2.32
601139.SH	深圳燃气	7.36	1439.94	1707.43	1901.69	2166.17	13.76	12.4	11.13	9.77	1.45
002911.SZ	佛燃能源	9.68	844.45	959.93	1106.15	1262.15	13.39	12.95	11.24	9.85	2.83

资料来源：iFinD，信达证券研发中心整理 注：标*公司为信达能源的盈利预测，其他公司采用 iFinD 一致预测；注：新奥股份盈利预测为核心利润；注：港股公司收盘价单位为港元，A 股公司收盘价单位为元

风险因素

- 1、极端天气及地缘政治等因素导致全球油气价格大幅波动；
- 2、LNG 液化产能建设进程不及预期；
- 3、天然气消费量增速不及预期。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学博士，注册咨询（投资）工程师，信达证券研发中心副总经理，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，中国价格协会煤炭价格专委会委员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，CPA，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，天津大学电气工程及其自动化专业学士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事电力行业研究。

程新航，澳洲国立大学金融学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭、煤化工行业的研究。

胡晓艺，中国社会科学院大学经济学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

刘奕麟，香港大学工学硕士，北京科技大学管理学学士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

唐婵玉，香港科技大学社会科学硕士，对外经济贸易大学金融学学士。2023年4月加入信达证券研发中心，从事天然气、电力行业研究。

刘波，北京科技大学管理学硕士，2023年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭行业研究。

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

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，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 15% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~15%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。