



Research and
Development Center

卡塔尔 LNG 专题研究：成本优势下的产能扩张

公用事业行业

2025 年 7 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

卡塔尔 LNG 专题研究：成本优势下的产能扩张

2025 年 7 月 16 日

本期内容提要：

- **卡塔尔天然气资源禀赋优越，“十五五”LNG 产能步入扩张期。**卡塔尔天然气资源储量庞大，截至 2020 年末，卡塔尔天然气已探明储量为 24.7 万亿方，占全球已探明储量的 13.1%，位于全球第三位。依托资源禀赋，卡塔尔大力发展 LNG 出口，截至 2024 年已建成液化出口产能合计 77.1 百万吨/年，占 2024 年全球 LNG 产能的 15%。**2026-2030 年卡塔尔将迎来新一轮产能大扩张，超 6000 万吨液化产能有望陆续投产，卡塔尔 LNG 出口能力有望翻番。**如以上项目按期投产，我们预计 2025-2030 年期间卡塔尔 LNG 出口量的年化增速有望达到 13%。
- **气田资源优势 and 全产业链优势贡献极低的开采成本和有竞争力的液化成本。**卡塔尔气田生产成本大致在 0.3~0.5 美元/百万英热之间，大幅低于其他天然气主产国；新增液化成本在 1.8 美元/百万英热左右，同样位于全球低位。卡塔尔 LNG 出口至亚洲的到岸成本在 4 美元/百万英热以内，显著低于北美项目，我们判断其有望构成未来几年全球 LNG 市场中最具成本优势的增量供给。
- **长协为主锚定亚欧市场，现货敞口或将压低气价。**卡塔尔 LNG 出口目的地以亚洲、欧洲为主，2024 年占比分别为 80%、14%。存量液化产能中 90%以上已通过长期合同锁定买方，新增产能中仍有约 30%的现货敞口。随着后续签约量的增长，我们预计未来现货敞口还有进一步下降的空间。但若全球天然气需求转弱，消费量增速放缓，卡塔尔的新增低成本产能或将压低全球 LNG 现货价格。长协售价方面，我们判断当油价在 70 美元/桶以下时，近年新签约低斜率的油价长协相较美国 HH 长协更具竞争力。
- **中国企业长协签约量高，“长协+股权投资”锁定增量气源。**2024 年中国进口卡塔尔的 LNG 占比 24%。中国企业已与卡塔尔签订长协合计 1590 万吨/年，其中中国石油与中国海油签约量较大。近年来，中国石油及中国石化通过“长协+股权投资”的方式锁定卡塔尔增量气源合计 1100 万吨/年，我们预计其将于 2026-2027 年释放。
- **投资建议：**卡塔尔作为传统 LNG 出口大国，正在实施大规模扩建计划，IGU 预计 2026-2028 年将新增 LNG 液化产能 4680 万吨/年，占同期全球新增产能的 23%，另有 1600 万吨/年产能在规划，我们预计 2030 年卡塔尔 LNG 液化出口产能有望翻一番。卡塔尔天然气开采和液化成本处于全球低位，我们判断其有望成为未来几年全球 LNG 市场中最具成本优势的增量供给，基于当前新增产能中仍有 30%左右未锁定长协，若未来全球天然气需求趋弱，新增产能释放或将对现货市场价格形成压制。此外，结合我们信达能源团队于 2024 年 5 月 16 日发布的研究报告《美国天然气成本及气价展望》中关于全球未来 LNG 供给增量的分析，我们判断 **2026-2030 年 LNG 供需格局趋于宽松，全球气价中枢大概率进入下行周期。产能周期驱动下国际气价下行叠加中国天然气多元化供应充足，国内城市燃气企业经营情况有望持续向好，其中锁定优势气源、拥有多元自主气源池的企业受益更加显著。建议关注标的：A 股：新奥股份、佛燃能源、深圳燃气。H 股：新奥能源、中国燃气、华润燃气、昆仑能源。**
- **风险因素：**中东地缘政治风险导致区域 LNG 运输受阻；卡塔尔 LNG 液化出口设施建设进度不及预期；全球油气价格超预期大幅上涨；天然气消费需求长期疲弱。

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

唐婵玉 电力公用行业分析师
执业编号：S1500525050001
邮箱：tangchanyu@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDASECURITIES CO., LTD
北京市西城区宣武门西大街甲 127 号金隅大厦 B 座
邮编：100031

目录

一、卡塔尔天然气资源禀赋优越，“十五五” LNG 产能步入扩张期	4
1.1 卡塔尔在 LNG 供给端地位突出：储量居世界第三，LNG 出口量占全球 1/5	4
1.2 2026-2030 年将迎来新一轮产能大扩张：超 6000 万吨液化产能有望陆续投产，卡塔尔 LNG 出口能力有望翻番	5
二、低成本竞争优势突出：气田资源优势和全产业链优势贡献极低的开采成本和具有竞争力的液化成本	7
三、卡塔尔 LNG 定价模式：长协为主锚定亚欧市场，现货敞口或将压低气价	9
3.1 存量产能绝大部分锁定亚欧长协，新增产能仍存在一定现货敞口	9
3.2 油价低于 70 美元/桶时，油价长协相对更具竞争力	12
四、中国企业长协签约量高，“长协+股权投资”锁定增量气源	13
五、投资策略：气价下行周期关注城燃投资机遇	14
风险因素	15

表目录

表 1：卡塔尔现有及在建 LNG 产能情况	6
表 2：卡塔尔天然气销售方式（截至 2024 年 5 月）	10
表 3：卡塔尔在执行长协表（截至 2025 年 5 月）	11
表 4：卡塔尔待执行长协表（截至 2025 年 5 月）	11
表 5：中国-卡塔尔已签订长协表（截至 2025 年 5 月）	13
表 6：卡塔尔增量 LNG 出口项目股权结构	13
表 7：可比公司估值表	14

图目录

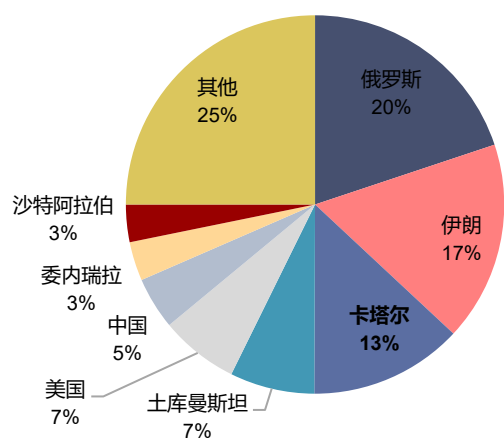
图 1：各国天然气储量占比（2020 年）	4
图 2：全球天然气产量对比图（2024 年）	4
图 3：卡塔尔北部气田示意图	4
图 5：2024 年全球 LNG 产能占比	5
图 6：2024 年全球 LNG 出口量占比	5
图 7：2005-2024 卡塔尔 LNG 出口量及增速（bcm）	5
图 8：2005-2024 卡塔尔净出口量及占比（bcm）	5
图 9：2026-2030 年卡塔尔预期 LNG 液化产能（Mtpa）	6
图 10：2025-2029 年全球新增 LNG 液化出口产能对比	7
图 11：2025-2029 年全球新增 LNG 液化出口产能预计（百万吨/年）	7
图 12：卡塔尔天然气开采成本与油价的关系	8
图 13：天然气主要生产国开采成本对比（美元/百万英热）	8
图 14：2018 年主要 LNG 出口国单位液化成本（美元/百万英热）	8
图 15：近年投产典型 LNG 液化项目中国到岸成本测算（美元/百万英热）	9
图 16：卡塔尔天然气出口结构（2024 年）	9
图 17：卡塔尔天然气亚太市场出口结构（2024 年）	9
图 18：卡塔尔存量 LNG 长协目的地	10
图 19：卡塔尔增量 LNG 产能已签约长协目的地	10
图 20：卡塔尔天然气长协现货对比	10
图 21：2020-2024 年卡塔尔新签长协斜率趋势	12
图 22：不同油价下卡塔尔长协中国到岸价格	13
图 23：不同 HH 价格下美国长协中国到岸价格	13
图 24：中国 LNG 进口量中卡塔尔占比（万吨）	14

一、卡塔尔天然气资源禀赋优越，“十五五” LNG 产能步入扩张期

1.1 卡塔尔在 LNG 供给端地位突出：储量居世界第三，LNG 出口量占全球 1/5

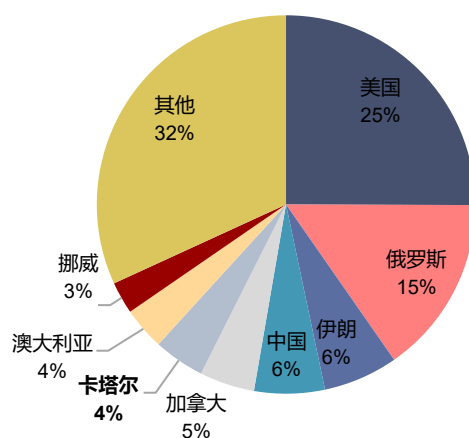
卡塔尔天然气资源储量庞大，近年产量保持平稳。截至 2020 年末，卡塔尔天然气已探明储量为 24.7 万亿方，占全球已探明储量的 13.1%，位于全球第三位，仅次于俄罗斯与伊朗，开发前景广阔。卡塔尔的天然气主要储量位于北方气田，该气田为世界上最大的非伴生气田，主要位于波斯湾卡塔尔海域，与伊朗共享（卡塔尔称“北方气田”，伊朗称“南帕尔斯气田”），剩余储量来自油田的伴生气。近十年卡塔尔天然气产量基本稳定，2013-2024 年 CAGR 为 0.58%。2024 年，卡塔尔天然气产量为 1794.5 亿方，占当年全球天然气产量的 4.35%，位居全球第六位。

图 1：各国天然气储量占比（2020 年）



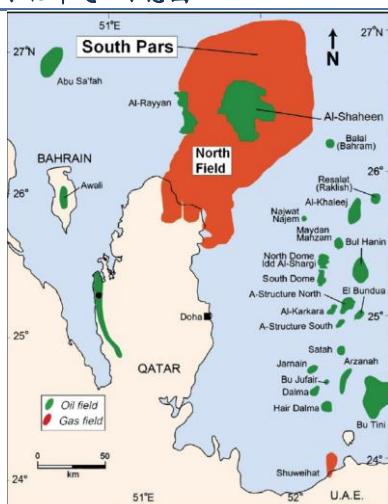
资料来源：EI，信达证券研发中心

图 2：全球天然气产量对比图（2024 年）



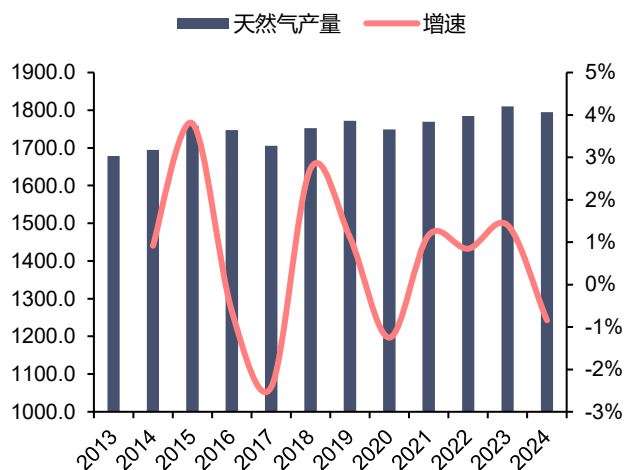
资料来源：EI，信达证券研发中心

图 3：卡塔尔北部气田示意图



资料来源：Aali, Jafar & Rahmani, Omeid. (2011). Evidences for secondary cracking of oil in South Pars field, Persian Gulf, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering - J PET SCI ENGINEERING*. 76. 10.1016/j.petrol.2011.01.016, 信达证券研发中心

图 4：2013-2024 年卡塔尔天然气产量（亿方）



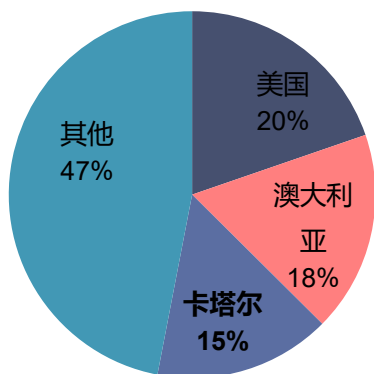
资料来源：EI，信达证券研发中心

依托资源禀赋大力发展 LNG 出口，多年来稳占全球约 20% 的 LNG 供给来源。20 世纪 80 年代前，卡塔尔以石油生产和出口为主，随后卡政府开始寻求摆脱经济发展单一依赖石油

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 4

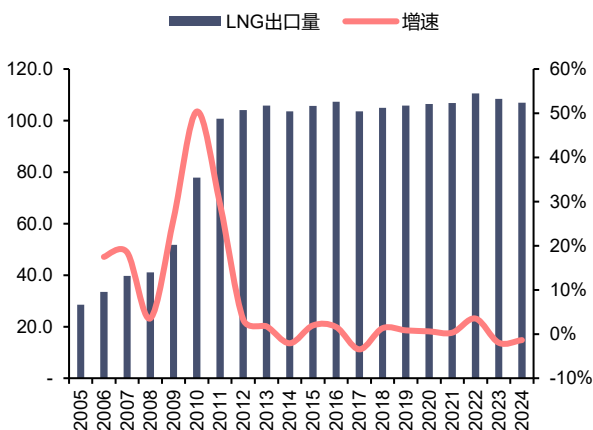
出口的模式，依托优越的天然气资源禀赋，开始开发北部气田并建设 LNG 液化设施大力发展 LNG 出口业务。1996 年至 2011 年的十余年间，卡塔尔集中投产了大批 LNG 液化出口设施，在运产能合计 77.1 百万吨/年，占 2024 年全球 LNG 产能的 15%。伴随产能扩张，卡塔尔 LNG 出口量快速增长，2000-2011 年 CAGR 达 19.3%，2011 年后出口量稳定在 1000 亿方左右。2024 年卡塔尔 LNG 出口量为 1069 亿方，占全球 LNG 出口量的 20%。

图 5：2024 年全球 LNG 产能占比



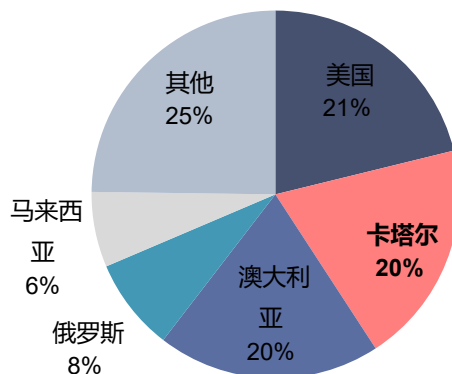
资料来源：IGU，信达证券研发中心

图 7：2005-2024 卡塔尔 LNG 出口量及增速（bcm）



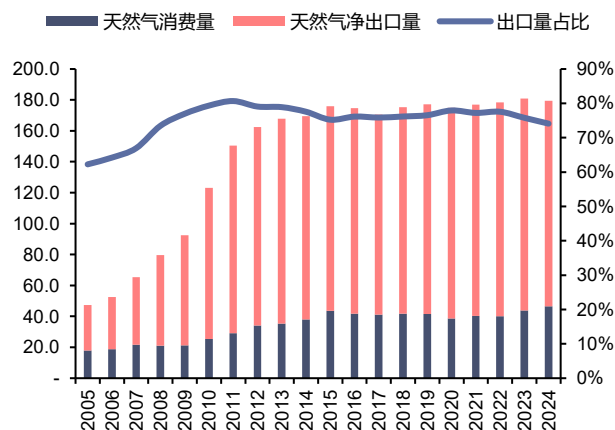
资料来源：EI，信达证券研发中心

图 6：2024 年全球 LNG 出口量占比



资料来源：EI，信达证券研发中心

图 8：2005-2024 卡塔尔净出口量及占比（bcm）



资料来源：EI，信达证券研发中心

1.2 2026-2030 年将迎来新一轮产能大扩张：超 6000 万吨液化产能有望陆续投产，卡塔尔 LNG 出口能力有望翻番

卡塔尔在建及规划 LNG 液化出口产能合计超 6000 万吨，我们预计 2030 年卡塔尔 LNG 出口产能有望翻一番。截至 2024 年底，卡塔尔 LNG 出口产能为 7710 万吨/年，自 2011 年起处于满负荷或超负荷运行状态。2005 年，为研究产量激增对气藏的影响，卡塔尔政府宣布暂停北方气田的进一步开发。2017 年 4 月，为应对美国等新兴 LNG 生产国的竞争、巩固全球市场份额，卡塔尔宣布解除该禁令，并开启北方气田扩产计划。期间受疫情供应链中断、LNG 价格大幅下跌等影响，卡塔尔推迟投资决策，2023 年正式奠基开始推动 NFE 项目。

首次扩建计划主要包括东部、南部两个阶段，产能合计 4680 万吨/年，全部投产后我们预计卡塔尔 LNG 出口产能增长 61%。其中：

1) **东部扩建项目 (NFE)**: 包括 4 条液化产线 (T8-11), 产能合计 3120 万吨/年, IGU 预计将于 2026-2027 年投产;

2) **南部扩建项目 (NFS)**: 包括 2 条液化产线 (T12-13), 产能合计 1560 万吨/年, IGU 预计 2028 年投产。

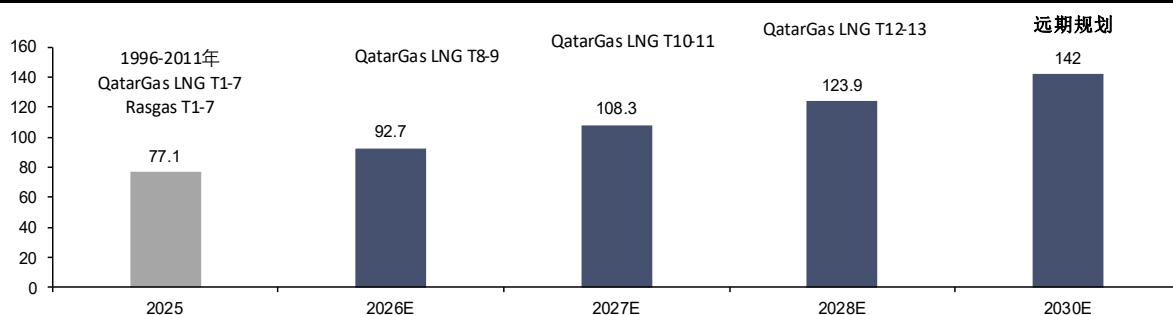
2024 年 2 月 25 日, 卡塔尔能源部长兼卡塔尔能源公司 (QE) 首席执行官萨阿德·卡比宣布, 计划启动**西部扩建项目 (NFW)**, 在 2029-30 年将卡塔尔液化天然气 (LNG) 产能再提升 1600 万吨/年, 使总产能达到 1.42 亿吨/年。**如项目按期投产, 我们预计 2025-2030 年期间卡塔尔 LNG 出口量有望新增超 6000 万吨, 年化增速有望达到 13%。**

表 1: 卡塔尔现有及在建 LNG 产能情况

项目进度	LNG 液化产线名称	液化产能 (百万吨/年)	液化技术	(预计) 投产年份
已投产	Qatargas 1 T1	3.2	AP-C3MR	1996
	Qatargas 1 T2	3.2	AP-C3MR	1996
	Qatargas 1 T3	3.2	AP-C3MR	1996
	Rasgas 1 T1	3.3	AP-C3MR	1999
	Rasgas 1 T2	3.3	AP-C3MR	1999
	Rasgas 2 T3	4.7	AP-C3MR/SplitMR	2004
	Rasgas 2 T4	4.7	AP-C4MR/SplitMR	2005
	Rasgas 2 T5	4.7	AP-C5MR/SplitMR	2007
	Qatargas 2 T4	7.8	AP-X	2009
	Qatargas 2 T5	7.8	AP-X	2009
	Rasgas 3 T6	7.8	AP-X	2009
	Rasgas 3 T7	7.8	AP-X	2009
	Qatargas 3 T6	7.8	AP-X	2010
	Qatargas 4 T7	7.8	AP-X	2011
	现有项目产能合计	77.1		
在建	QatarGas LNG T8	7.8	AP-X	2026
	QatarGas LNG T9	7.8	AP-X	2026
	QatarGas LNG T10	7.8	AP-X	2027
	QatarGas LNG T11	7.8	AP-X	2027
	QatarGas LNG T12	7.8	AP-X	2028
	QatarGas LNG T13	7.8	AP-X	2028
	在建项目产能合计	46.8		
现有+在建产能合计		123.9		

资料来源: IGU, 信达证券研发中心

图 9: 2026-2030 年卡塔尔预期 LNG 液化产能 (Mtpa)

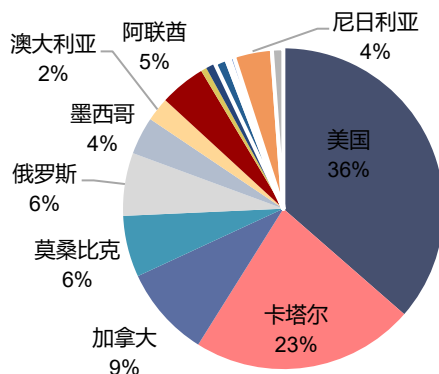


资料来源: IGU, Middle East Council On Global Affairs, Middle East Institute, 信达证券研发中心

2026-2028 年卡塔尔新增 LNG 液化产能占全球总新增产能的 22.5%, 成为仅次于美国的增

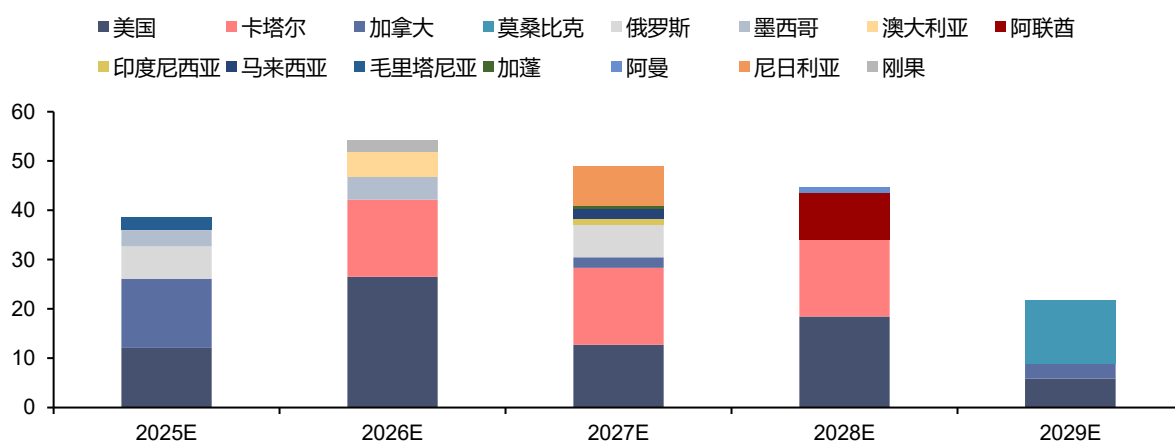
量供给来源。截至 2024 年底，全球 LNG 液化出口产能 4.94 亿吨/年，IGU 预计 2025-2029 年全球有望新增液化产能 2.08 亿吨，增幅 42.08%。其中，2026-2028 年为密集投产期，分别有望投产 0.54 亿吨、0.49 亿吨、0.45 亿吨液化产能。分国别来看，美国、卡塔尔、加拿大分别是全球新增液化产能的前三名。2025-2029 年美国有望新增产能 7577.6 万吨，占全球新增产能的 36.42%，主要集中在 2025-2028 年投产。加拿大有望新增产能 1910 万吨，占全球新增产能的 9.18%，大部分集中于 2025 年投产。卡塔尔有望新增产能 4680 万吨/年，计划于 2026-2028 年陆续投产，占全球新增 LNG 液化出口产能的 22.5%。

图 10：2025-2029 年全球新增 LNG 液化出口产能对比



资料来源：IGU，信达证券研发中心

图 11：2025-2029 年全球新增 LNG 液化出口产能预计（百万吨/年）



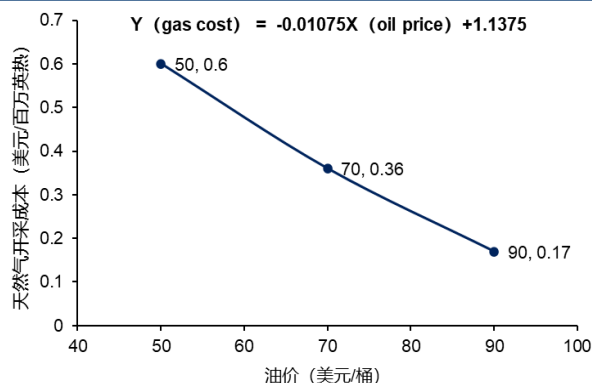
资料来源：IGU，信达证券研发中心

二、低成本竞争优势突出：气田资源优势 and 全产业链优势贡献极低的开采成本和有竞争力的液化成本

卡塔尔气田生产成本大致在 0.3~0.5 美元/百万英热，大幅低于其他主要生产国。由于油气田开发中成本分摊机制的存在，卡塔尔气田生产成本与油价相关。根据标普全球数据，我们测算卡塔尔天然气开采成本与油价之间大致存在线性关系如下： $\text{GasCost} = -0.01075 \text{ OilPrice} + 1.1375$ 。假设油价在 60~80 美元/桶之间，对应卡塔尔天然气开采成本在 0.3~0.5 美元/百万英热，大幅低于全球其他主要生产及出口国，如俄罗斯（0.5~1 美元/百万英热）、美国（1.6~3.1 美元/百万英热），相较中国天然气生产成本（3~7 美元/百万英热）更是具有

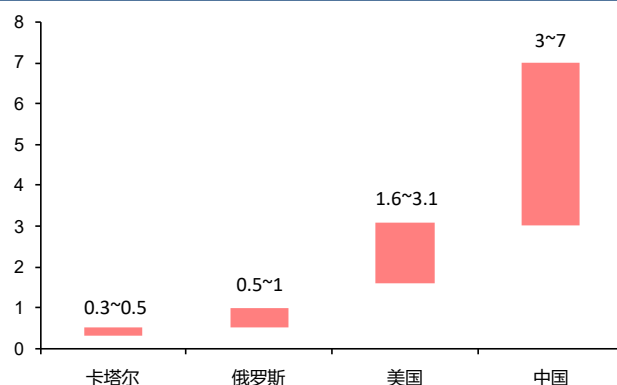
绝对优势。

图 12: 卡塔尔天然气开采成本与油价的关系



资料来源: 张清云《卡塔尔 LNG 产业前景分析及对中国油气公司启示》, 信达证券研发中心

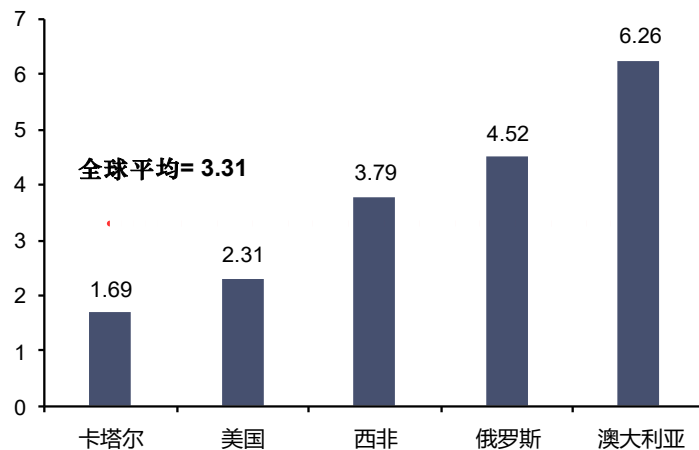
图 13: 天然气主要生产国开采成本对比 (美元/百万英热)



资料来源: Mckinsey, The Business Council for Sustainable Energy, Bloomberg Finance L.P., Rystad Energy, 孟亚东《2060 年中国工业天然气价格预测及产业发展建议》, 张清云《卡塔尔 LNG 产业前景分析及对中国油气公司启示》, 信达证券研发中心

卡塔尔 LNG 单位液化成本位于全球低位, 新增产能单位液化成本约 1.8 美元/百万英热。根据 Oxford Institute for Energy Studies, 2018 年卡塔尔 LNG 液化成本约为 1.69 美元/百万英热, 位于全球低位。主要因为液化过程同步产出乙烷、液化石油气 (LPG)、凝析油等, 显著降低液化环节分摊的成本。卡塔尔新增 LNG 出口产能的预期液化成本略有提升, 约为 65 美元/千立方米 (约合 1.8 美元/百万英热)。

图 14: 2018 年主要 LNG 出口国单位液化成本 (美元/百万英热)



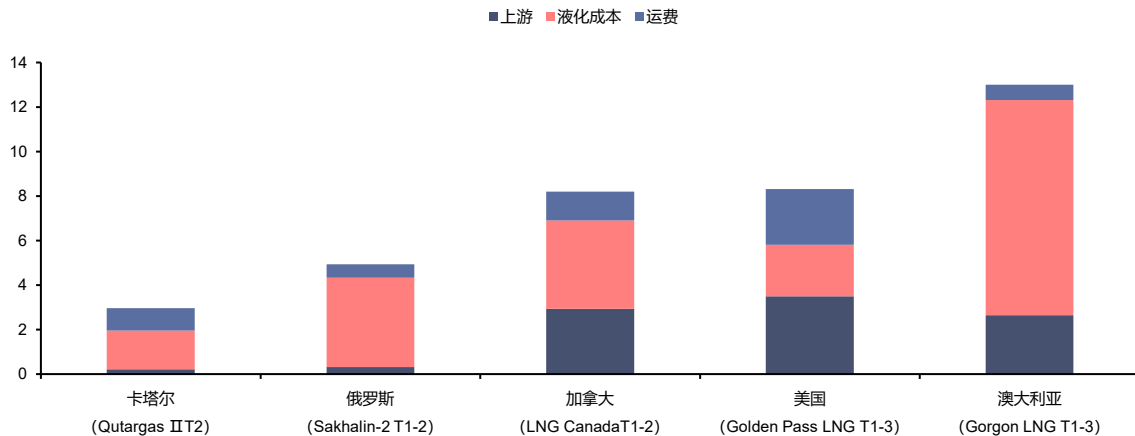
资料来源: World Bank, Wood Mackenzie, Federal Reserve Bank of Minneapolis and Synergy, Steuer, C. (2019). Outlook for competitive LNG supply. Oxford Institute for Energy Studies, 信达证券研发中心

基于以上极低的开采成本和全球有竞争力的液化成本, 卡塔尔 LNG 运至亚洲的实际到岸成本低于 4 美元/百万英热, 为全球 LNG 最低成本的增量供给。我们对卡塔尔 LNG 运至亚洲的到岸成本进行估算如下: 0.3~0.5 (上游成本) + 1.5~2 (液化成本) + 1~1.5 (船运费) = 2.8~4 美元/百万英热。由此推断, 卡塔尔 LNG 运至亚洲国家的到岸价大致不超过 4 美元/百万英热。Wood Mackenzie 也对卡塔尔北部气田东部 (NFE) 项目的成本进行了详细评估, 指出其交付至亚洲的长期盈亏平衡成本仅为约 4 美元/百万英热。

相较之下, 占据未来几年全球新增液化产能 36% 的北美地区, 我们测算其 LNG 运至亚洲的

到岸成本大致如下：2.5~3.5（上游成本）+2~3（液化成本）+1.5~2.5（船运费）=6~9 美元/百万英热。北美部分项目的到岸成本也具备一定的竞争优势，但整体上显著高于卡塔尔。

图 15：近年投产典型 LNG 液化项目中国到岸成本测算（美元/百万英热）



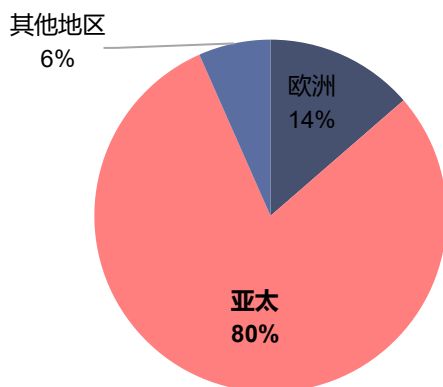
资料来源：Qian Zou et al 2022 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 983 012051，信达证券研发中心

三、卡塔尔 LNG 定价模式：长协为主锚定亚欧市场，现货敞口或将压低气价

3.1 存量产能绝大部分锁定亚欧长协，新增产能仍存在一定现货敞口

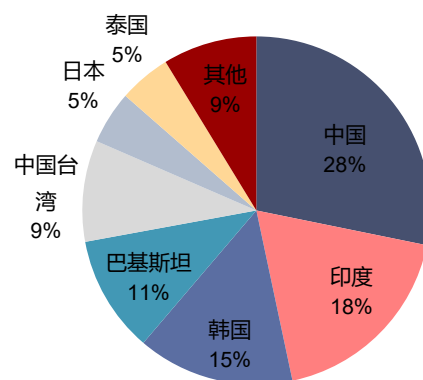
卡塔尔 LNG 出口集中于亚太及欧洲市场，2024 年占比分别为 80%、14%。亚太地区为卡塔尔 LNG 出口主要目的地，2024 年占其 LNG 出口量的 80%；欧洲市场作为次要支撑，占比 14%。在亚太市场内，中国（28%）、印度（18%）、韩国（15%）三国为前三大买家，合计消化亚太区域逾六成卡塔尔 LNG 供应量。此外，从 2026-2029 年卡塔尔 LNG 增量产能目前已签长协的目的地来看，未来卡塔尔新增产能也主要流向亚洲（占比 72%）及欧洲（28%）地区。

图 16：卡塔尔天然气出口结构（2024 年）

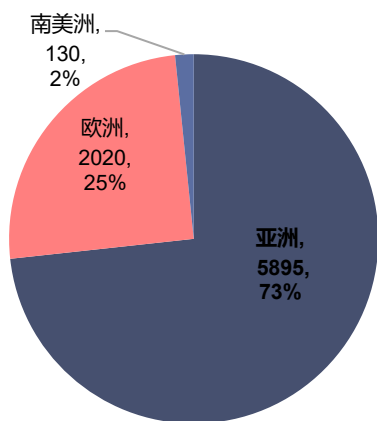


资料来源：EI，信达证券研发中心

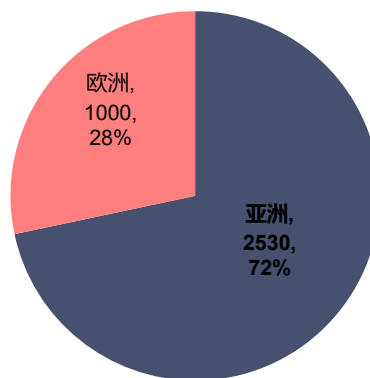
图 17：卡塔尔天然气亚太市场出口结构（2024 年）



资料来源：EI，信达证券研发中心

图 18: 卡塔尔存量 LNG 长协目的地


资料来源: Middle East Institute, GIGNL, MEES, OilandGasMiddleEast, 信达证券研发中心

图 19: 卡塔尔增量 LNG 产能已签约长协目的地


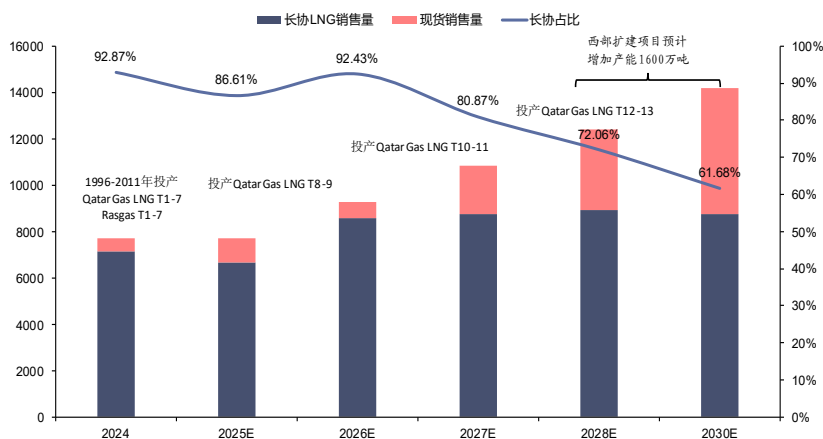
资料来源: Middle East Institute, GIGNL, MEES, OilandGasMiddleEast, 信达证券研发中心

卡塔尔存量产能 90%以上已锁定长协, 增量产能仍有 30%以上现货敞口, 若全球天然气需求转弱, 或压低 LNG 现货价格。卡塔尔的 LNG 出口销售采用长协+现货模式, 其中绝大多数为长协销售。存量气源中, 90%以上已锁定长协, 不足 10%通过现货销售; 然而, 存量长协中, 签约较早的几单将于 2025-2028 年陆续到期, 届时如不续约或锁定新合同, 将会以现货形式释放。新增气源中, 约有 67%已锁定长协, 32%左右的产能未签约。根据目前长协签约及到期情况, 我们预计至 2028 年卡塔尔 LNG 总现货敞口约 28%, 随着后续签约量的增长, 我们预计未来现货敞口还有进一步下降的空间。但若全球天然气需求转弱, 消费量增速放缓, 卡塔尔的新增低成本产能或将压低全球 LNG 现货价格。

表 2: 卡塔尔天然气销售方式 (截至 2024 年 5 月)

存量气源		新增气源	
卡塔尔现有 LNG 出口产能 (万吨)	7710	26-29 卡塔尔新增产能 (万吨)	4680
在执行长协量 (万吨)	6975	增量产能已签长协量 (万吨)	3150
在执行长协比例	90.5%	增量产能已签长协比例	67.3%
现货比例	9.5%	增量产能现货比例	32.7%

资料来源: Middle East Institute, GIGNL, MEES, OilandGasMiddleEast, 信达证券研发中心

图 20: 卡塔尔天然气长协现货对比


资料来源: Middle East Institute, GIGNL, MEES, OilandGasMiddleEast, 信达证券研发中心

表 3: 卡塔尔在执行长协表 (截至 2025 年 5 月)

买家	购买国	起供年份	供应量 (万吨/年)	供应年限 (年)	合同结束年份
KOGAS	韩国	1999	492	25	2024
Endesa	西班牙	2005	75	20	2025
EDF Trading	英国	2007	340	20	2027
ENI	意大利	2007	205	20	2027
KOGAS	韩国	2007	210	19	2026
CPC	中国台湾	2008	300	24	2032
TotalEnergies	法国	2009	520	25	2034
Edison	意大利	2009	460	25	2034
中国石油	中国	2011	300	25	2036
中国海油	中国	2011	200	24	2035
KOGAS	韩国	2012	200	20	2032
CPC	中国台湾	2013	150	19	2032
JERA	日本	2013	70	15	2028
Kanasi Electric	日本	2013	50	14	2027
ORLEN	波兰	2015	110	19	2034
PTT	泰国	2015	200	19	2034
Pakistan State Oil	巴基斯坦	2016	375	15	2031
Tohoku Electric	日本	2016	18	14	2030
GAIL, IOCL, BPCL and GSPC	印度	2016	100	12	2028
RWE Supply & Trading	德国	2017	110	7	2024
中国石油	中国	2018	340	22	2040
GEIL	巴基斯坦	2018	130	20	2038
ORLEN	波兰	2018	90	16	2034
Petrobangla	孟加拉国	2018	250	15	2033
OMV	奥地利	2019	110	5	2024
CELSE	巴西	2020	130		
Shell	科威特	2020	100		
Vitol	孟加拉国	2021	125		
新港国际	中国	2022	100	15	2037
中国海油	中国	2022	350	15	2037
CPC Corporation	中国台湾	2022	125	15	2037
Kuwait Petroleum Corporation	科威特	2022	300	15	2037
Shell	中国	2022	100	10	2032
中国石化	中国	2022	200	10	2032
Pakistan State Oil Company Limited	巴基斯坦	2022	300	10	2032
Pavilion Energy Trading & Supply Pte. Ltd.	新加坡	2022	180	10	2032
广东能源集团	中国	2024	100	10	2034
KOGAS	韩国	2025	200	20	2045
Kuwait Petroleum Corporation	科威特	2025	30	15	2040
Shell	中国	2025	300		
合计			8045		

资料来源: Middle East Institute, GIGNL, MEES, OilandGasMiddleEast, 信达证券研发中心

表 4: 卡塔尔待执行长协表 (截至 2025 年 5 月)

买家	购买国	起供年份	供应量（万吨/年）	供应年限（年）	合同结束年份
Eni	意大利	2026	100	27	2053
Shell	荷兰	2026	350	27	2053
TotalEnergies	法国	2026	350	27	2053
中国石油	中国	2026	400	27	2053
中国石化	中国	2026	400	27	2053
Petrobangla	孟加拉国	2026	180	15	2041
ConocoPhillips affiliates	德国	2026	100	15	2041
Excelerate Energy	孟加拉国	2026	85(2026-2027), 100(2028-2040)	15	2041
中国石化	中国	2027	300	27	2054
ConocoPhillips affiliates	德国	2027	100	15	2042
Petronet LNG Limited	印度	2028	750	20	2048
CPC Corporation	中国台湾		400	27	
合计			3530		

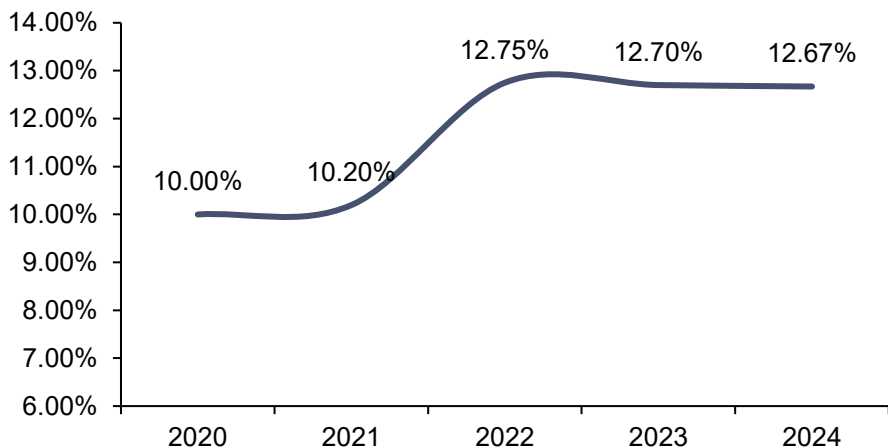
资料来源：Middle East Institute, GIGNL, MEES, OilandGasMiddleEast, 信达证券研发中心

3.2 油价低于 70 美元/桶时，油价长协相对更具竞争力

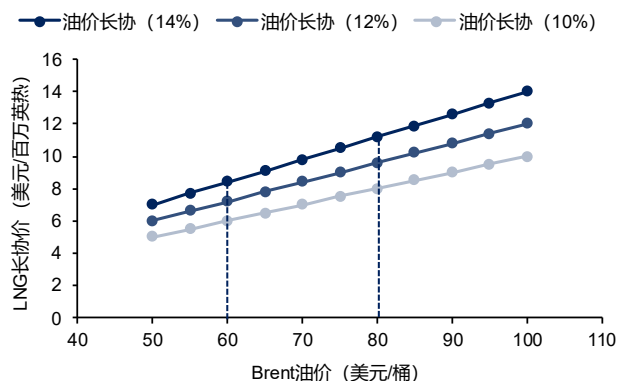
卡塔尔 LNG 长协与油价挂钩，长协价格公式为 $P = \text{斜率} \times \text{Brent} + \text{常数}$ ，其中，斜率在 10%-14% 之间，常数在 0-1 之间。从长协斜率来看，2020-2021 年卡塔尔签约长协挂钩油价的斜率降至 10% 左右，为近年低点，主要原因为疫情导致经济疲软，LNG 需求低迷，现货价格暴跌，买方议价权增强，卡塔尔降低斜率以维持市场份额。2022-2024 年签约长协斜率回升至 13% 左右，主要原因为俄乌冲突后气价暴涨，全球供需紧平衡，买方为维持资源池价格稳定，新签长协热情高，促使斜率上升。2024 年下半年至今，全球 LNG 市场逐渐转向买方市场，叠加市场预期未来几年全球 LNG 产能释放推动现货价格下降，买方新签长协的意愿下降，受此影响油价长协的斜率也略有下降，当前斜率平均在 12% 左右。

取油价长协挂钩斜率 12%，美国 HH 长协油价长协常数 2.5 元/百万英热，油价长协公式为 $P = 12\% \times \text{Brent}$ ，美国 HH 长协公式为 $P = 1.15 \times \text{HH} + 2.5$ 。当 HH 稳定在 3-3.5 美元/百万英热时，美国 HH 长协的中国到岸价约 8-10 美元/百万英热，我们判断当油价在 70 美元/桶以下时，近年新签约低斜率的油价长协相较美国 HH 长协更具竞争力。

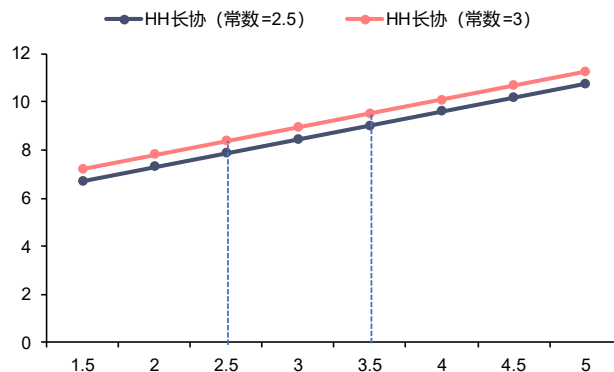
图 21：2020-2024 年卡塔尔新签长协斜率趋势



资料来源：S&P Global, Reuters, IEEFA, 信达证券研发中心

图 22: 不同油价下卡塔尔长协中国到岸价格


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

图 23: 不同 HH 价格下美国长协中国到岸价格


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

四、中国企业长协签约量高,“长协+股权投资”锁定增量气源

2022 年俄乌冲突后,卡塔尔成为中国最大的 LNG 供应国之一,2024 年中国进口卡塔尔的 LNG 占比 24%。中国企业已与卡塔尔签订长协合计 1590 万吨/年,其中中国石油与中国海油签约量较大,分别为 640 万吨/年、550 万吨/年。此外,广东能源集团、新天绿能等也与卡塔尔签订了长协,资源量分别为 100 万吨/年、100 万吨/年。

近年来,中国石油及中国石化通过“长协+股权投资”的方式锁定卡塔尔增量气源合计 1100 万吨/年。卡塔尔新增的 LNG 产能中,QatarGas LNG T8-11 (NFE) 项目,中国石油、中国石化分别入股 1.25%; QatarGas LNG T12-13 (NFS) 项目,中石化入股 1.88%。通过参股液化设施,中国石油、中国石化分别锁定 400 万吨/年、700 万吨/年的 LNG 的增量长协资源,我们预计其将于 2026-2027 年释放。

表 5: 中国-卡塔尔已签订长协表 (截至 2025 年 5 月)

买家	购买国	起供年份	供应量 (万吨/年)	供应年限 (年)	合同结束年份
中国石油	中国	2011	300	25	2036
中国海油	中国	2011	200	24	2035
中国石油	中国	2018	340	22	2040
新港国际 (新天绿能)	中国	2022	100	15	2037
中国海油	中国	2022	350	15	2037
中国石化	中国	2022	200	10	2032
广东能源集团	中国	2024	100	10	2034
在执行合计			1590		
中国石油	中国	2026	400	27	2053
中国石化	中国	2026	400	27	2053
中国石化	中国	2027	300	27	2054
待执行合计			1100		

资料来源: Middle East Institute, GIGNL, MEES, OilandGasMiddleEast, QatarEnergy 公司官网, 信达证券研发中心

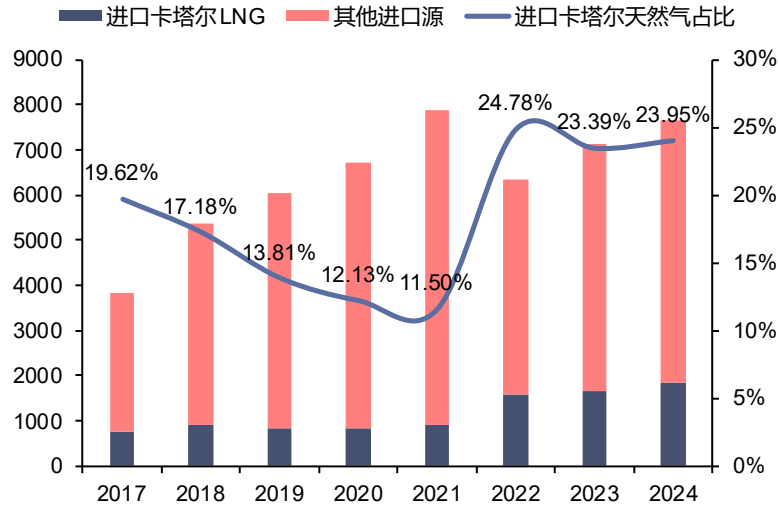
表 6: 卡塔尔增量 LNG 出口项目股权结构

QatarGas LNG T8-11 (NFE)	QatarGas LNG T12-13 (NFS)
QatarEnergy (71.25%)	QatarEnergy (73.13%)
ExxonMobil (6.25%)	

Shell(6.25%)	Shell(9.38%)
TotalEnergies (6.25%)	TotalEnergies (9.38%)
ConocoPhillips (3.13%)	ConocoPhillips (6.25%)
Eni(3.13%)	
CNPC(parent)(1.25%)	
CPC Corporation (1.25%)	
SinopecGroup (parent)(1.25%)	SinopecGroup (parent)(1.88%)

资料来源: IGU, 信达证券研发中心

图 24: 中国 LNG 进口量中卡塔尔占比 (万吨)



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

五、投资策略：气价下行周期关注城燃投资机遇

卡塔尔作为传统 LNG 出口大国，正在实施大规模扩建计划，IGU 预计 2026-2028 年将新增 LNG 液化产能 4680 万吨/年，占同期全球新增产能的 23%，另有 1600 万吨/年产能在规划，我们预计 2030 年卡塔尔 LNG 液化出口产能有望翻一番。卡塔尔天然气开采和液化成本处于全球低位，我们判断其有望成为未来几年全球 LNG 市场中最具成本优势的增量供给，基于当前新增产能中仍有 30% 左右未锁定长协，若未来全球天然气需求趋弱，新增产能释放或将对现货市场价格形成压制。此外，结合我们信达能源团队于 2024 年 5 月 16 日发布的研究报告《美国天然气成本及气价展望》中关于全球未来 LNG 供给增量的分析，我们判断 2026-2030 年 LNG 供需格局趋于宽松，全球气价中枢大概率进入下行周期。产能周期驱动下国际气价下行叠加中国天然气多元化供应充足，国内城市燃气企业经营情况有望持续向好，其中锁定优势气源、拥有多元自主气源池的企业受益更加显著。建议关注标的：A 股：新奥股份、佛燃能源、深圳燃气。H 股：新奥能源、中国燃气、华润燃气、昆仑能源。

表 7: 可比公司估值表

证券代码	证券简称	收盘价 (港元/ 元)	归母净利润 (百万元)				PE				PB
			2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E	
02688.HK	新奥能源	64.40	5987	7202	7640	8132	5.3500	6.3669	6.7537	7.1885	12.04
00384.HK	中国燃气	7.97	3185	3358	3336	3622	0.5566	0.6163	0.6123	0.6647	14.32

00135.HK	昆仑能源	7.80	5960	6557	7031	7485	0.6883	0.7573	0.8120	0.8644	11.33
01193.HK	华润燃气	20.25	4088	4084	4526	5036	1.6980	1.7649	1.9558	2.1762	11.93
600803.SH	*新奥股份	19.49	4493	5685	6341	7043	1.46	1.84	2.05	2.27	13.35
601139.SH	深圳燃气	6.42	1457	1546	1705	2027	0.45	0.54	0.59	0.71	14.27
002911.SZ	佛燃能源	10.43	853	945	1025	1112	0.59	0.73	0.79	0.86	17.68

数据来源: iFinD, 信达证券研发中心 注: 标*为信达能源团队预测, 其余为 iFinD 一致预期, 收盘价为 2025/7/15 价格。

风险因素

- 1、中东地缘政治风险导致区域 LNG 运输受阻;
- 2、卡塔尔 LNG 液化出口设施建设进度不及预期;
- 3、全球油气价格超预期大幅上涨;
- 4、天然气消费需求长期疲弱。

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，从事煤炭行业及上下游研究。

刘红光，北京大学博士，中国环境科学学会碳达峰碳中和专业委员会委员。曾任中国石化经济技术研究院专家、所长助理，牵头开展了能源消费中长期预测研究，主编出版并发布了《中国能源展望2060》一书；完成了“石化产业碳达峰碳中和实施路径”研究，并参与国家部委油气产业规划、新型能源体系建设、行业碳达峰及高质量发展等相关政策文件的研讨编制等工作。2023年3月加入信达证券研究开发中心，从事大能源领域研究并负责石化行业研究工作。

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月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

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，从事公用环保行业研究。

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，从事煤炭和煤矿智能化行业研究。

李栋，南加州大学建筑学硕士，2023年1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本硕，2023年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭和钢铁行业研究。

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。