

印度天然气市场 报告

到2030年的展望

International
Energy Agency



国际能源署

国际能源署（IEA）审查了包括石油、天然气和煤炭的供需、可再生能源技术、电力市场、能源效率、能源获取、需求侧管理等多个能源问题。通过其工作，IEA倡导在32个成员国、13个协会国家以及更广泛地区增强能源的可靠性、可负担性和可持续性的政策。

IEA成员国：

澳大利亚 奥地利 比利时 加拿大 捷克共和国 丹麦 爱沙尼亚 芬兰 法国 德国 希腊 匈牙利 爱尔兰 意大利 日本 韩国 拉脱维亚 立陶宛 卢森堡 墨西哥 荷兰 新西兰 挪威 波兰 葡萄牙 斯洛伐克共和国 西班牙 瑞典 瑞士 土耳其共和国 英国 美国

国际能源署协会国家：

阿根廷 巴西 中国 埃及 印度 印度尼西亚 肯尼亚 摩洛哥 塞内加尔 新加坡 南非 泰国 乌克兰

本出版物以及其中包含的任何地图，均不对任何领土的地位或主权、国际边界的划定和任何领土、城市或地区的名称造成任何偏见。

欧洲委员会也参与国际能源署的工作。

来源：IEA. 国际能源署网站：
www.iea.org



摘要

印度的动态经济增长，伴随着快速的城镇化和工业化，预计将在未来几年内对其整个能源市场，包括天然气市场，产生显著转型。本报告基于与印度关键利益相关者的广泛对话，提供了国际能源署（IEA）对该不断演变格局的全面分析。随着印度旨在向天然气经济转型并减少对石油进口的依赖，本报告提供了到2030年的详细预测和战略洞察。分析揭示了预计将驱动天然气市场转型的重大转变，这得益于有利的全球市场条件、天然气管道基础设施的扩大以及国内生产的改善。这些因素预计将支持天然气消费的强劲增长。

战略机遇和政策干预可能进一步推动天然气消费量超过2030年的预测轨迹。报告探讨了在重型运输中使用LNG、提高发电车队的利用率以及加速住宅、商业和交通部门的基础设施发展以推动额外需求的潜力。它还考察了印度压缩生物气（CBG）生产的潜力以及预期LNG进口增长以填补国内生产微增留下的空缺。此外，报告概述了印度政府在今后几年内增强天然气在国家能源结构中作用的政策选择。

致谢、贡献者及鸣谢

这份关于印度天然气市场的特别报告由国际能源署（IEA）能源市场和安全局（EMS）的天然气、煤炭和电力市场部门（GCP）编制。该研究由GCP负责人Dennis Hesseling设计和指导，他同时也协调了报告的编制工作。这项工作受益于EMS主任Keisuke Sadamori的战略指导。

Akos Losz，天然气市场首席分析师，以及Carole Etienne，天然气市场分析师，主导了此次分析并担任报告的主要作者，同时得到了Omkar Kajrolkar的重要协助。IEA的高级管理层和同事，包括Ana Alcalde-Bascones，Eren Cam，Ilias Atigui，Toril Bosoni，Marc Casanovas-Simo，Tim Gould，Ciaran Healy，Hugh Hopewell，Nicholas Howarth，Kavita Jadhav，Martin Kueppers，David Martin，Apostolos Petropoulos，Yutaka Shirakawa，Siddharth Singh，Anthony Vautrin和Peter Zeniewski提供了宝贵的评论和反馈。特别感谢来自能源数据中心团队的Nicolas Coent在数据处理方面的专业协助。Alay Patel担任研究顾问，在准备报告的过程中发挥了关键作用，尤其是在德里任务期间。所有数据和预测均为IEA的工作成果，除非另有说明。

国际能源署（IEA）的通讯与数字办公室（CDO）提供了生产支持，特别感谢CDO负责人Jethro Mullen及其团队：Poeli Bojorquez、Astrid Dumond、Liv Gaunt、Josh Hammond和Clara Vallois。作者们还要感谢Elspeth Thomson对报告的编辑工作。

来自能源资源部（MoPNG）、石油和天然气协会委员会（PPAC）以及其他政府部门以及石油天然气企业的官员提供了宝贵意见。

目录表

执行摘要..... 6

第一章. 引言 8

 全球天然气市场趋势..... 8

 印度能源使用和天然气市场趋势..... 9

第二章. 天然气基础设施 14

 液化天然气 (LNG) 基础设施..... 14

 输气管道..... 16

 城市天然气分配 (CGD) 17

 地下天然气储存..... 19

 监管问题..... 20

第三章. 印度天然气定价..... 22

 国内天然气分配机制..... 24

 印度天然气交易所 (IGX) 在天然气价格发现中的作用..... 25

第四章. 天然气需求展望..... 29

 部门趋势 29

第五章. 国内天然气产量展望 44

 2030年前的天然气产量..... 44

 压缩生物气体供应展望..... 47

第六章. 到2030年的LNG需求展望..... 53

 最近LNG进口趋势..... 53

 到2030年的LNG需求展望..... 55

第七章. 提高天然气在印度能源结构中作用的政策选择..... 57

附件..... 6

5

 缩写和首字母缩略词..... 65

 术语表..... 67

Executive summary

印度的能源系统中的天然气历史记录参差不齐，经历了快速扩张的时期，随后是衰退的时期。在2022年全球能源危机引发的剧烈需求下降之后，2023年印度的天然气总消费量仅略高于2011年。然而，这份报告——基于全面的数据分析和与印度利益相关者的广泛协商——认为印度的天然气使用已达到转折点，预计在2023年至2030年期间将大幅增长。这种增长由三个主要趋势驱动：印度天然气基础设施的快速扩张、国内天然气产量的复苏（这通常比进口的液化天然气便宜）以及全球天然气市场状况预计将有所缓解。支持性的政府政策进一步为到2030年的天然气消费增长铺平了道路。

印度的天然气消费量预计到2030年将增加近60%，这一增长主要得益于城市燃气分销、工业需求和发电的强劲增长。自2000年以来，印度的天然气消费量翻了一番多，到2023年超过655亿立方米/年。在2023年至2030年期间，预计天然气消费量将增长近60%，到预测期末达到1030亿立方米/年，使印度的天然气消费量大致与沙特阿拉伯的当前天然气消费量相当。城市燃气分销（CGD）部门预计将引领这一增长，得益于压缩天然气（CNG）基础设施的快速扩张以及天然气相对于液态燃料对小型工业用户的成本优势。重工业和制造业部门，如钢铁生产，也在推动需求，在此期间总共增加约150亿立方米/年。随着更多炼油厂接入电网，预计石油精炼中的天然气使用量将增加超过40亿立方米/年。化工和化肥部门的增长前景仍然较为有限，因为我们预测范围内没有新的基于天然气的产能增加。预计到2030年，电力生成部门的天然气需求将达到近150亿立方米/年，这得益于大型天然气发电厂复苏以及天然气在自备电厂中的快速扩张。

有针对性的策略和政策干预可能会推动天然气消费量超过预测轨迹，到2030年达到约120亿立方米的年消费量，接近整个南美洲当前的天然气消费量。增量增长在此加速需求轨迹中，该轨迹需要每个类别额外的政策支持，可能来自印度搁浅的燃气管力发电厂的更高的利用率，重型运输中液化天然气的更快采用，以及印度天然气管道基础设施的更迅速扩张，加上商业领域将液化石油气替换为天然气的实施。总计，这种天然气在住宅、商业、运输和电力领域的加速使用到2030年可能再增加150亿立方米/年的天然气需求。

印度的国内天然气产量，在2023年满足了50%的需求，预计到2030年将仅适度增长。 在经历近十年的下降和停滞之后，印度的国内天然气产量迎来了复苏。2023年，总净天然气产量达到35亿立方米，满足了国家天然气需求的一半左右。这种增长主要得益于克里希纳-哥达瓦里盆地的深海油田，目前这些油田占印度总产量的近25%。在2024年至2030年间，预计只有适度的增长，这得益于煤炭床甲烷（CBM）和发现的较小油田（DSF）的陆上产量增加。海上产量也将随着奥里加斯康公司（ONGC）深海KG-D5项目的额外供应而上升。然而，由于KG-D6油田产量趋于平稳和像奥里加斯康公司（ONGC）的孟买海上油田等传统资产的产量下降，整体增长将受到抑制，到2030年（略低于38亿立方米）的产量仅比2023年的水平高出约8%。

印度的压缩生物质气（CBG）生产潜力尚未得到充分挖掘，预计到2030年，年产量将达到0.8亿立方米。 印度的合成天然气（CBG）潜力估计约为每年870亿立方米，而目前装机容量仅占这一潜力的不到1%。政府已推出多项政策举措以支持CBG生产。截至2024年9月，大约有90家CBG工厂投入运营，另有508家工厂处于不同发展阶段。到2030年，CBG产量可能达到每年8亿立方米。然而，诸如土地可用性、有限的采购量、季节性生物质供应和物流不足等挑战继续阻碍CBG生产的持续可用性和商业可行性。政府已提供资金支持，用于CBG工厂的管道连通性、生物质收集机械以及副产品采购，以应对这些挑战，并在2030年之前建立一个强大的CBG生态系统。

印度在2023年至2030年间的液化天然气（LNG）进口量预计将增加一倍以上，这一增长动力来自于稳定的需求增长以及国内生产的缓慢上升。 在2013年至2023年间，印度的液化天然气（LNG）进口量增长了70%，并在2024年达到360亿立方米的规模，与2020年创下的前纪录持平，巩固了该国作为全球第四大LNG进口国的地位。展望未来，预计印度的LNG需求将稳步增长，到2030年将达到每年640亿立方米。这代表2023-2030年期间的年平均增长率为11%，是前十年平均增长率的两倍。由于国内天然气产量预计到2030年仅有边际增长，因此预计LNG进口将满足印度未来天然气需求的越来越大份额。LNG需求的快速上升 necessitates additional LNG import capacity in the second half of the decade. 合同LNG供应量与预计LNG需求量之间的差距预计将在2028年之后显著扩大，除非在未来几年内签订更多LNG合同，否则印度将更多地暴露于现货LNG市场的波动之中。

第一章。引言

全球天然气市场趋势

全球天然气和液化天然气市场在近年来经历了显著的波动，这主要是由地缘政治事件和供需动态的变化所驱动。2022年的天然气供应冲击，加上欧洲和亚洲在疫情后能源需求的激增，形成了一场完美的风暴，对全球天然气市场平衡造成了压力。因此，天然气价格飙升，导致需求显著下降，全球液化天然气流向重组，以及全球范围内能源安全政策的重新评估。

在2022年天然气供应冲击之后，天然气市场在2023年由于及时的政策干预、对高天然气价格的市场调整以及有利的天气条件，逐渐向再平衡方向移动。2023年全年，市场基本面持续改善，导致供需动态脆弱稳定。

截至2024年第一季度，天然气价格已比2021年的平均水平下降了近50%，而2021年是2022年能源危机前的最后一年，尽管液化天然气供应增长有限以及通过巴拿马运河和红海的航运限制，这反映出市场环境更加平衡。这一趋势在整个2024年上半年持续存在，尽管欧洲和亚洲的现货价格仍然远高于2016-2020期间观察到的历史平均水平。市场基本面的收紧，加上地缘政治紧张局势中感知到的供应风险，在下半年再次推高了天然气价格。2024年，天然气需求预计同比增长2.8%（或115 billion cubic meters）；亚洲，以中国和印度为首，占新增需求的近45%。从部门角度看，全球天然气消费增长主要受到工业和能源自用支持，占当年新增天然气需求的大约45%。与此同时，全球液化天然气供应在2024年仅实现适度增长，增长幅度不到2.5%。

展望未来，来自卡塔尔和美国的大量液化天然气生产和出口能力增加，近2700亿立方米/年的新增产能即将到来。

2024年至2030年期间，线上市场预计将重塑市场格局。这种液化天然气（LNG）供应的增长预计将超过需求增长，从而实现更加舒适的供需平衡并缓解市场紧张局势。然而，由于需求动态和基础设施限制的不同，区域价格差异可能仍然存在。

印度能源使用和天然气市场趋势

由快速的经济、城市化进程和工业化推动，作为世界人口最多的国家，印度正经历能源需求的显著增长。2000年至2022年间，一次能源消费量增加了2.4倍，其中约70%的需求仍由煤炭和石油满足。从温室气体（GHG）和局部空气污染的角度来看，这种能源消费的增长带来了重大挑战。

印度自世纪之交以来，与能源相关的温室气体（GHG）排放量迅速增长，使其成为世界上第三大GHG排放国。然而，印度承诺实现明确的气候目标，包括到2070年实现净零排放。作为其在《巴黎协定》下更新的国家自主贡献（NDCs）的一部分，印度承诺到2030年将其GDP的碳强度比2005年水平降低45%，并在同一时期内将总预计碳排放量削减10亿吨。这些努力是印度向低碳经济转型的更广泛战略的一部分，包括增加可再生能源能力、提高能源效率和促进可持续城市化。尽管有这些承诺，但平衡经济增长与环境保护仍是一个持续的任务。挑战印度，因为它是一个对于任何致力于能源转型其他国家。

空气质量仍然是一个重要的问题，许多地区的污染水平超过了国家和国际标准。政府已经

我国实施了多种措施以应对空气污染问题，例如在工业和交通领域实施更严格的排放标准、推广可持续的农业实践、转向更清洁的能源来源、规范建筑和拆除活动，以及加强废物管理实践。然而，这些措施的有效性常常因执法挑战和污染问题的规模庞大而受到阻碍。改善空气质量对于公共健康至关重要，并与印度的更广泛的环境和气候目标相一致。

天然气在印度长期脱碳旅程的早期阶段可以发挥重要作用，因为它可以同时满足快速增长的能源需求、减少当地空气污染以及缓解印度以煤炭为主的能源系统中的温室气体排放。

印度政府设定了一个非常雄心勃勃的目标，即到2030年将天然气在国家能源结构中的比例提高到15%，比2022年的水平上升。

6.4%。¹ 本目标为印度天然气行业提供了清晰的增长信号，并为一整套旨在提高印度能源经济中天然气使用的支持性政府政策指明了方向。

此类政策主要集中在扩大天然气基础设施，包括运输和分配管道、压缩天然气和LNG加气站以及LNG进口终端，以改善全国范围内的天然气接入。还引入或提出了针对性的政策和激励措施，以鼓励特定行业（包括工业、电力生成和交通运输）采用天然气。同时，市场改革谨慎地朝着更大的天然气市场竞争和基于市场的定价迈进，试图在激励更多国内生产与确保对印度价格敏感的消费者提供可负担的天然气供应之间找到一个微妙的平衡。

在我国，燃料之间的竞争尤为激烈，天然气在与煤炭、石油和可再生能源在多个天然气消费领域展开竞争。这意味着全球天然气价格的微小波动都可能对国内消费模式产生显著影响。这种价格敏感性突显了制定有竞争力的价格策略，以促进天然气采用的重要性。

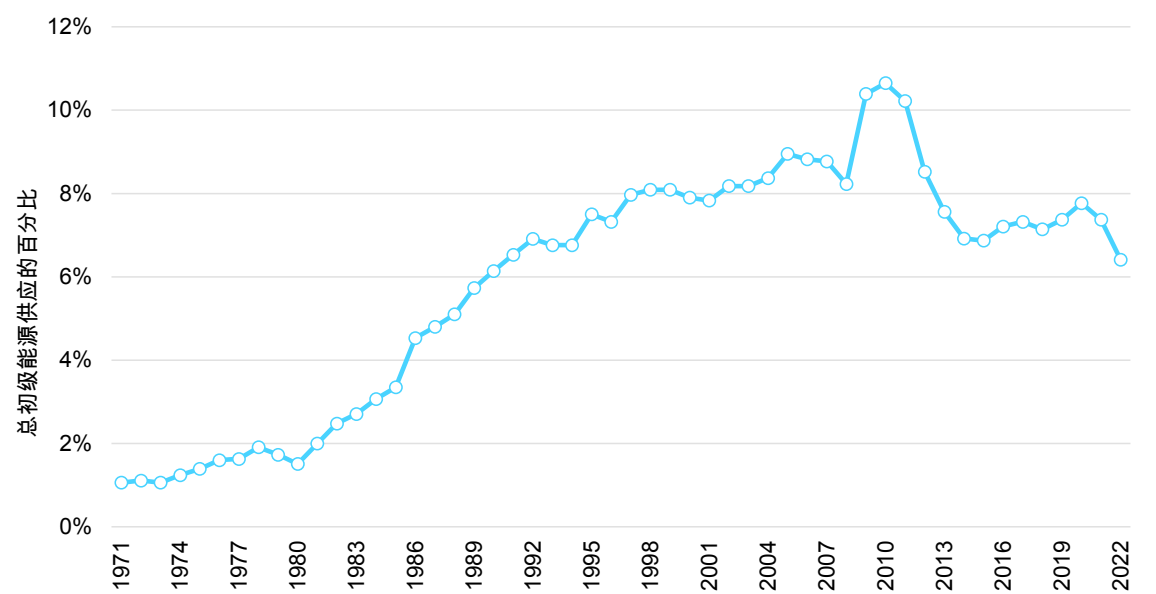
天然气份额的增加是印度减少对煤炭和石油依赖的关键战略，这些能源目前主导着能源格局，并符合该国2070年净零排放目标，以减轻温室气体排放。更大规模地使用天然气也支持印度快速增长的风电和太阳能能力的整合，进一步强化了天然气在印度能源转型中的角色。

然而，根据政府估计，到2030年实现天然气在初级能源中占15%的份额（相当于每天500百万立方厘米或每年182.5十亿立方厘米，根据政府估计），似乎具有挑战性。尽管能源需求增长迅速，印度的天然气消费并没有跟上。尽管2010年至2022年间初级能源消费增长了近60%，但天然气消耗仍缓慢，因为印度的发展道路优先考虑了可负担性和能源安全。因此，天然气在2022年占印度初级能源消耗的大约6.4%。²

¹ 本份额是根据调整后的IEA初级能源平衡计算的，该方法遵循印度统计局和计划实施部的办法，并排除生物质燃料和废物从初级能源供应中。相比之下，IEA的标准方法遵循联合国关于能源统计的国际建议，将生物质燃料和废物纳入初级能源平衡。因此，IEA的世界能源平衡数据集报告称，2022年印度的初级能源结构中天然气份额为5.1%，较低。

² 相应份额为5.1%，当生物质和废弃物也被纳入一次能源平衡时。

天然气在印度一次能源结构中的占比，1971-2022



IEA.CC BY 4.0

备注：本图中的总能源供应不包括生物燃料和废物（数据库）。
来源：IEA（2024），[世界能源平衡](#)（

几个因素导致了这种短缺。首先，进口液化天然气的高成本限制了天然气与更便宜的替代品（尤其是煤炭）的竞争力。其次，包括管道和液化天然气终端在内的基础设施发展未能跟上潜在需求。由此产生的瓶颈和连通性问题限制了天然气在那些经济和环境理由强烈要求转向天然气的领域的采用，例如交通运输、小型工业和商业应用以及精炼。

此外，尽管监管环境和政策支持已经改善，实施和执行方面的挑战仍然存在。工业和电力部门，这些部门对于增加天然气消费至关重要，由于煤炭成本较低和供应链成熟，它们仍然严重依赖煤炭。此外，天然气相对于竞争燃料的不均衡和普遍较高的税收进一步加剧了这一问题。

为实现印度成为以天然气为基础的经济体并减少对其石油进口的依赖，加强监管框架并确保持续的政策支持将至关重要。政府对这些努力的承诺将在推动天然气行业发展以及通过在能源组合中将煤炭和液体燃料替换为天然气来减少能源相关的温室气体排放方面起到关键作用。

古吉拉特邦：印度基于天然气经济的典范

古吉拉特邦是印度天然气早期采用者，该州向以天然气为基础的经济转型已成为印度政府实现全国性天然气经济目标的灵感（和潜在模板）。天然气占其能源组合的25%，古吉拉特邦的案例表明，在供应可用性、基础设施发展和政策支持的正确组合下，天然气可以在印度的能源经济中发挥重要作用。在印度政府旨在到2030年将天然气在国家能源组合中的份额提高到15%的目标背景下，古吉拉特邦在天然气采用方面的经验尤其重要。

1972年，古吉拉特邦的天然气市场发展始于瓦多达拉市政公司启动本地天然气分销。这一早期启动得到了1979年成立的古吉拉特邦石油公司（GSPC）的加强，该公司在发展该州的天然气基础设施中发挥了关键作用。1980年，GSPC子公司古吉拉特天然气有限公司（GGL）的成立进一步加速了天然气市场的发展，专注于城市天然气分销。所有这些实体均为国有，对地区天然气供应链的发展做出了重大贡献。

印度古吉拉特邦更广泛地使用天然气的关键因素之一是其广泛的天然气基础设施。该州靠近卡塔尔，印度首个和最大的液化天然气（LNG）供应商，以及古吉拉特邦及其周边存在多个陆上和海上传统天然气田，为下游天然气和LNG基础设施投资创造了有利条件。该州拥有发达的液化天然气终端网络，包括印度首个2004年投入运营的达赫杰终端，以及随后的哈齐拉和蒙德拉终端。这些设施在古吉拉特邦州石油天然气有限公司（GSPL）管理的综合管道网络支持下，确保了该州天然气供应和分配的可靠性。古吉拉特邦的LNG终端占印度总LNG进口能力的约60%（38亿立方米/年）。仅达赫杰终端的年容量就达到24亿立方米/年。该州拥有印度最广泛的天然气管道网络，有超过5,850公里的主管道，占全国管道总量的25%。此外，该州在CNG加油站（占全国总数超过1,000个或14%）和用于家庭、商业和工业用途的管道天然气（PNG）连接数量上也位居全国首位（总数接近350万个，占全国总数的25%）。

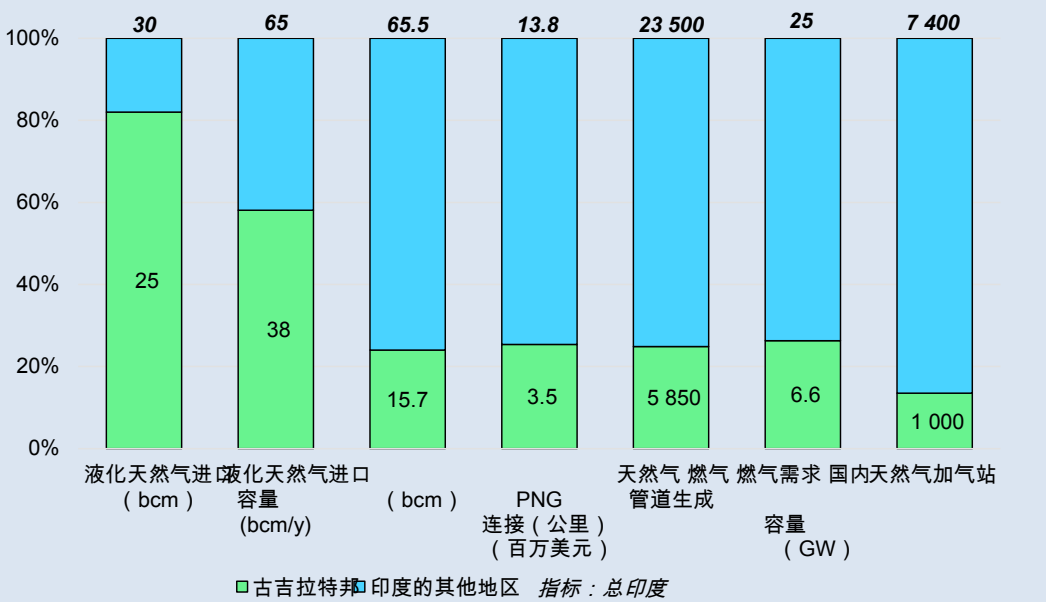
古吉拉特邦的州级政策在促进天然气方面也发挥了关键作用。2001年的《古吉拉特天然气（输送、供应和分配）法》和2012年的液化天然气码头政策为投资和开发创造了有利环境。这些政策促进了以天然气为基础产业的建立，并在发电、工业应用和城市天然气分配等多个领域推广了天然气的使用。古吉拉特邦设立特殊经济区（SEZs）也发挥了重要作用。

吸引投资并促进工业增长。经济特区和基础设施支持提供了经济激励，使它们成为企业的理想目的地。这一举措进一步巩固了古吉拉特邦在印度经济中作为领先天然气州的地位。

古吉拉特的州属实体，包括GSPC、GSPL、GGL和萨巴尔马蒂天然气有限公司（SGL），都是在几十年前成立的，并逐步发展出广泛的综合天然气基础设施。此外，古吉拉特州与国有公司如Petronet LNG和国际公司如壳牌和BG集团（后来被壳牌收购）采取了合作方法，促进了对这一基础设施的开发和扩张。

在印度总消费中占比近25%的印度古吉拉特邦对天然气的需求遍布多个行业。工业部门，包括制造业和多种其他工业应用，占印度总工业气体消费的40%以上。城市燃气分销（CGD）部门，包括居民和商业用户，占印度总CGD消费的33%。该州天然气发电厂的累计装机容量为6600兆瓦，占印度总天然气发电厂装机容量的26%。这种多样化的需求得以形成并持续存在，因为消费者能够获得一个发达的基础设施，确保了天然气供应的可靠性。

关键指标：与印度全国相比，2023年古吉拉特邦指标



来源：基于IEA数据的分析 PPAC 石油与天然气各州快照，卷号：2024-25，版次：II（四月-九月）

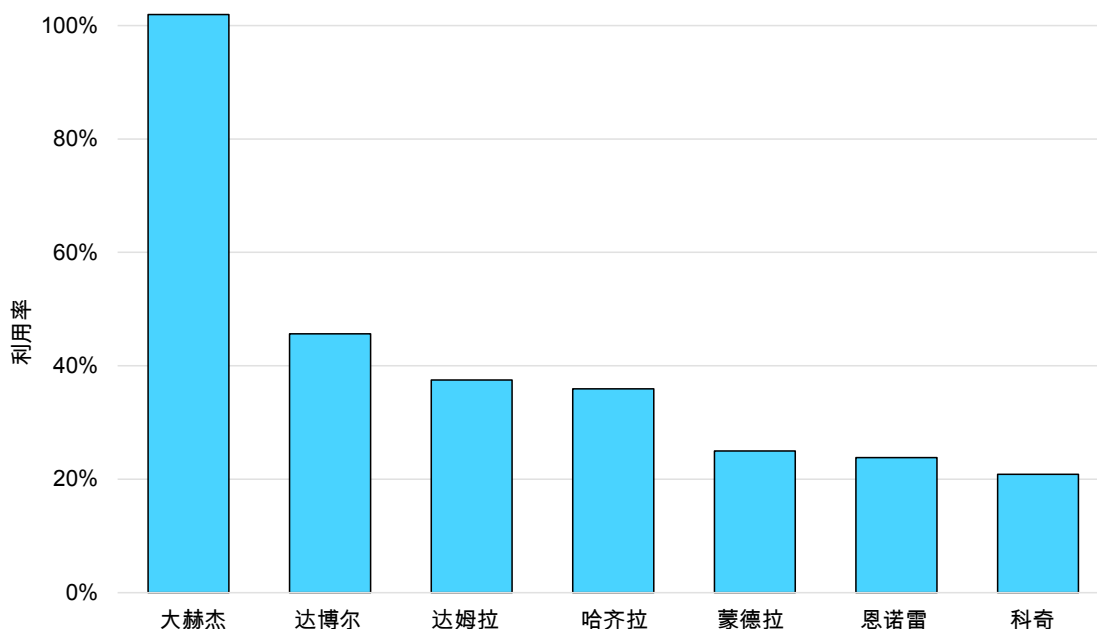
第二章 气体基础设施

尽管连续的政策文件旨在在印度的能源经济中为天然气赋予更突出的角色，但基础设施瓶颈和下游连接问题在过去十年中成为实质性增加能源结构中天然气份额的关键障碍。近年来，印度国内天然气基础设施的建设速度显著加快，但在政府目标和关键领域（如向居民用户推广城市燃气管道网络）的进展之间仍存在差距。印度的天然气基础设施监管框架也可以通过进一步的天然气市场改革得到进一步改善。

液化天然气基础设施

印度过去十年液化天然气再气化能力增长了90%，自2019年以来已有四个新终端投入运营。截至2024年底，该国总的名义再气化能力达到65亿立方米/年，分布在达赫杰、哈齐拉、达博尔、科奇、恩诺雷、蒙德拉和达姆拉等七个终端。一个名为查拉的新的终端，具有额外6.8亿立方米/年的名义能力，预计将在2025年投入商业运营。

2024年印度液化天然气进口终端利用率



IEA. CC BY 4.0.

注意：达博尔终端利用率是根据其有效容量4亿立方米/年（而不是6.8亿立方米/年）计算的，由于缺少防波堤设施，该终端在雨季期间无法运行。来源：基于数据的IEA分析 [ICIS LNG Edge](#)。

利用率因终端而异，Dahej 终端运行在满负荷状态，而像 Dhamra 这样的新终端仍在提高运营能力。这种利用率差异不仅源于运营成熟度的不同阶段，也源于连接基础设施的发展。像 Dahej 这样的成熟终端得益于发达的管道网络和稳定的需求，而新设施仍在整合国家电网并建立其客户群。例如，位于印度西南海岸卡纳塔克邦的 Kochi 终端由于设施连接的终端需求不足，其运行能力显著低于铭牌容量。与此同时，位于印度西海岸马哈拉施特拉邦的 Dabhol 终端的实际容量被限制在铭牌容量的约 60%，因为缺乏防波堤设施，限制了在雨季的运营。

为了满足预期需求，印度计划进一步扩大其液化天然气（LNG）基础设施。目前有数个新终端正在建设或处于规划阶段，预计到2030年将新增约40亿立方米的再气化能力。这次扩张预计将与预期增加的LNG需求相一致，以确保基础设施限制不会阻碍增长。

印度液化天然气进口终端

终端	状态	铭牌容量 (百万立方英尺/年 LNG)	存储容量 (m³) ³	初创企业年份	国家
大赫杰	运营	23.8	1 104 000	2004	古吉拉特邦
哈齐拉	运营	7.1	320 000	2005	古吉拉特邦
达博尔	运营	6.8	480 000	2013	马哈拉施特拉邦
科奇	运营	6.8	310 000	2013	喀拉拉邦
恩诺雷	运营	6.8	360 000	2019	Tamil Nadu
蒙德拉	运营	6.8	320 000	2020	古吉拉特邦
达姆拉	运营	6.8	360 000	2023	奥达isha
总运营		65	3 254 000		
查哈拉	委派/启用在进展	6.8	200 000	预计在 2025	古吉拉特邦
杰法巴德液化天然气接收站	建设中	6.8	180 000	预计在 2025	古吉拉特邦
吉阿拉赫液化天然气接收站	建设中	5.4	145 000	预计在 2026	马哈拉施特拉邦
总在建		19	525 000		
戈帕尔普尔	计划中	5.4			奥达isha
大赫杰扩张	计划中	6.8			古吉拉特邦
达博尔扩建	计划中	6.8			马哈拉施特拉邦
总计计划		19			

注意：由于缺少防波堤设施，达博尔终端的有效产能限制在每年4亿立方米，这使得在雨季期间该终端无法运行。由于与该设施相关的终端需求不足，科钦终端的运行能力显著低于其标牌容量。来源：基于IEA数据分析 ICIS LNG Edge，国际绿色建筑联盟，GIIGNL 并且 PNGRB

传输管道

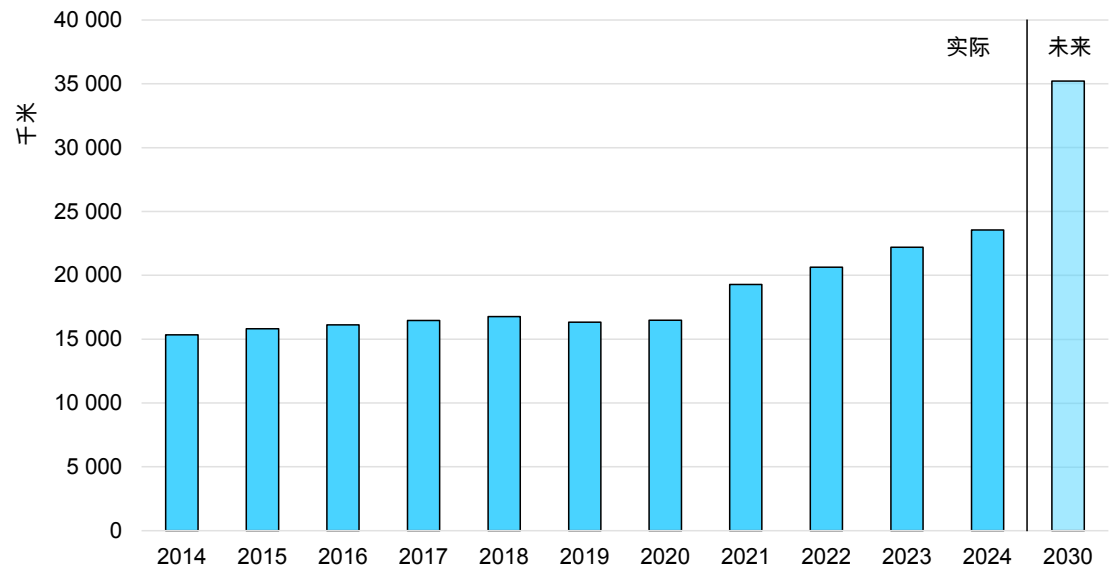
印度的天然气输送管道网络是其能源基础设施的关键组成部分，促进了天然气在全国范围内的有效和安全运输。截至2024年中期，印度已有 [大约23,500公里的运营天然气管道](#) 在计划显著扩展该网络的同时。石油天然气监管局（PNGRB）已批准在全国范围内建设约33,600公里的天然气管道网络，以创建一个全国性天然气网络，“一国一网”计划下。主动性 随着所有在建管道，包括联络线、专门管道项目和次级输电线路的完工，预计到本世纪末，印度的超高压天然气管道总长度将达到35,200公里。

历史上，印度国内天然气管道网络的大部分开发和运营都是由国有企业负责。印度政府已采取显著措施朝着放宽国内天然气市场迈进。然而，在将运输和营销运营分拆方面的进展缓慢且犹豫不定，突显了需要一个更有效的市场结构以确保天然气行业的公平竞争和效率。

国内管道连接不足在早期就被认为是印度全国范围内建立以天然气为基础的经济的关键障碍。在2014年至2020年期间，印度政府努力扩大国内天然气传输网络，但在2020-2024期间，这一建设明显加速，印度的天然气传输网络扩展了超过7000公里（40%）。这种显著的增长是由PNGRB（印度天然气管理局）新项目批准的增加、GAIL（印度天然气管理局）推出容量预订门户以促进第三方接入、引入简化的管道费用结构、三个新LNG进口终端（恩诺尔、芒德拉、达赫拉）的投入运营以及一个现有项目（达赫杰）的扩建（需要管道连接）以及近年来国内天然气网络向印度东北部欠发达地区的扩展（最显著的是通过3500公里的贾吉什普尔-哈尔迪亚-博卡拉-达赫拉天然气管道系统）所驱动。

这份预测预计到2030年国内天然气传输网络的长度将达到约35000公里，比2020年至2030年间网络的规模翻了一番以上。预计最大增量为孟买-纳格普尔-贾尔苏古达管道（约1750公里）和东北天然气网络（约1650公里）的开通。

印度国内天然气传输管道网络长度，2014-2030



IEA. CC BY 4.0.

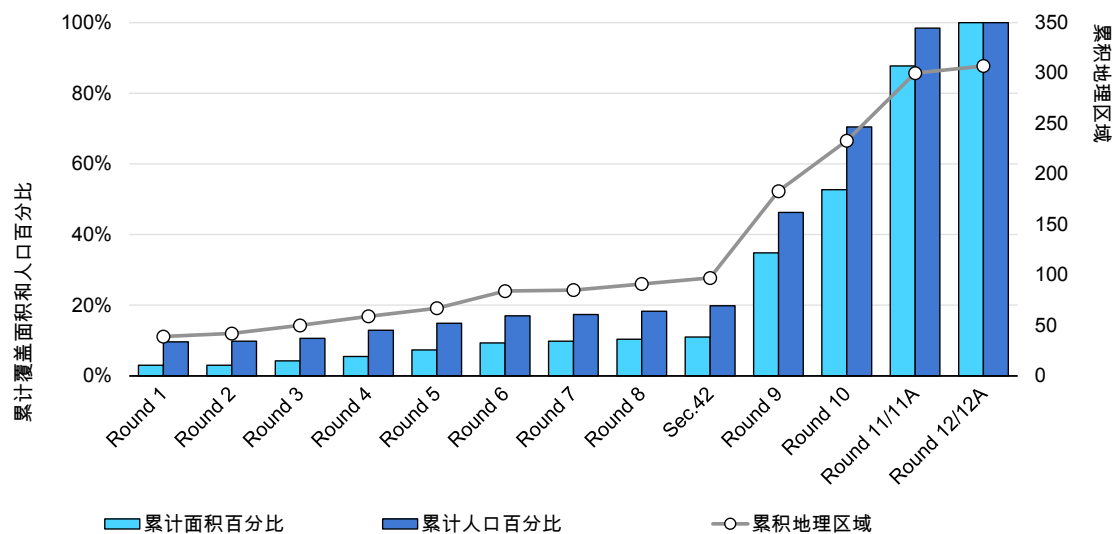
注：每年6月30日的管道长度或可用的最近日期。来源：基于IEA数据分析 PPAC。

城市燃气分配

根据《2006年石油和天然气监管委员会（PNGRB）法》，PNGRB组织竞争性投标轮次，并授权公司在特定地理区域（GA）内开发城市天然气分销网络。投标人需承诺在一段时期内进行最低工作计划（MWP），这通常在8至10年之间，以提供家庭PNG连接、建立CNG加气站和铺设一定数量的钢管。授权实体在其各自的地理区域（GA）内享有为期8年的市场营销专有权（对于满足报价工作计划的实体，可延长至10年）和为期25年的基础设施专有权。

截至2024年，印度已在12轮招标中分配了307个GAs的许可证，覆盖了印度的大部分人口和领土。

印度CGD连接的地理覆盖范围按投标轮次划分，2008-2024



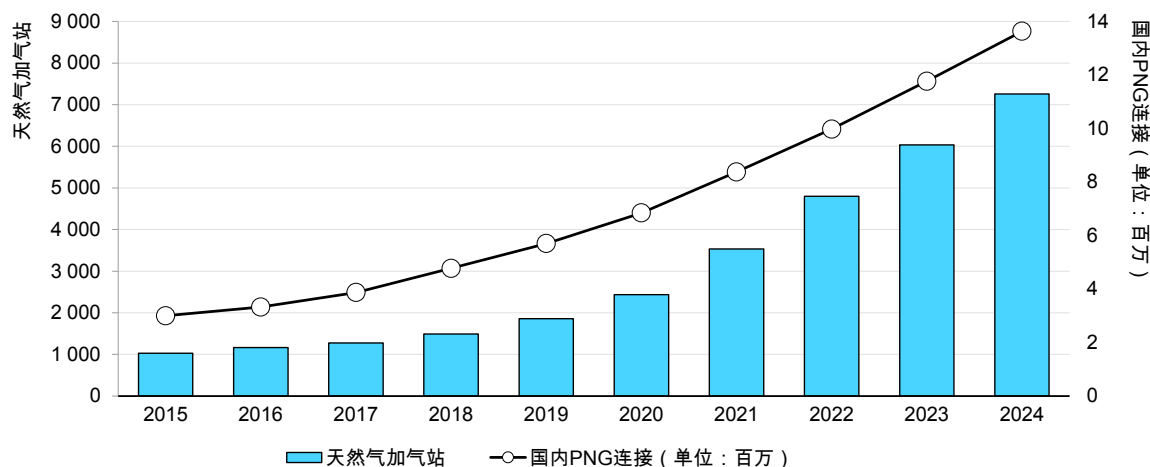
IEA. CC BY 4.0.

来源：IEA分析基于PNGRB数据。

当前印度CGD网络的推广集中在9个分配的210个GA上。th (四月 2018), 10th (2018年11月), 11th (2021年9月和2022年1月) 及 12th (2024年3月) 招标轮次。在已经授予的 .U 投标轮次, CGD 公司有 致力于连接1.26亿管道天然气用户。在住宅、商业和小型工业领域, 预计到2032年将为印度的分销网络增加超过18,300个压缩天然气 (CNG) 站。根据最近一轮招标的临时目标, 印度政府预期 到2030年将有1.2亿户管道天然气连接和1.75万户站点。

截至2024年底, 印度拥有近1400万条管道天然气连接和约7400个压缩天然气 (CNG) 加气站。2020-2024期间, PNG连接的年度增加量平均为160万, 迄今为止从未超过200万。2020年至2024年间, CNG加气站网络的相应扩张率平均每年仅超过1000个站, 2022年的最大年增幅为1400个站。要实现2030年的目标, PNG连接的推广需要在2025-2030年间比2020-2024年间的平均水平提高十倍以上 (每年接近1800万个连接), 而CNG加气站网络的扩张速度也必须在2030年前比2020-2024期间快60% (每年增加超过1700个单位)。

国内PNG连接和印度CNG站点的增长，2015-2024



IEA. CC BY 4.0.

注意：数据按年度报告。来源：基于数据的IEA分析 [PNGRB](#)。

地下天然气储存

印度目前缺乏地下天然气储存（UGS）设施，只有有限的液化天然气储存能力，大约相当于1.9亿立方米。2023年7月，天然气监管局（PNGRB）提议开发战略天然气储备，以提高能源安全并缓解价格波动。2023年11月，印度石油和天然气部（MoPNG）指示ONGC、印度石油公司和GAIL进行一项关于3-4亿立方米战略天然气储备的可行性研究。报告将评估成本、潜在地点、时间表和商业模式。初步的UGS储存能力高达4亿立方米，估计成本为10-20亿美元，项目批准后预计建设时间为3-4年。潜在的场地考虑在印度西部和东北部，使用枯竭油田或盐洞。

印度探索地下储存选项的主要动机源于2022年经历的极端价格波动，以及在2022-23年能源危机高峰期间，对价格敏感用户（尤其是在电力、石油精炼和CNG部门）的天然气供应削减。包括意大利、匈牙利、保加利亚、西班牙、拉脱维亚、德国、奥地利和捷克在内的许多欧洲国家已建立战略天然气储备，以在天然气供应不足时提供备用。

构建战略

供应紧急情况 and 印度最近的经历

石油储备 提供了一种创建战略天然气储备的合适模板。然而，战略储备只是众多天然气储备机制中的一种。考虑到相对的 并且为净进口国提供灵活选择。³

³ 更多关于这个问题的信息可以在以下IEA评论中找到：
[确保天然气和液化天然气价值链需要更多的国际合作](#)。

高成本、较长的提前期以及在2022-23年欧洲能源危机期间战略库存的有限使用，印度可以探索更广泛范围的解决方案来减轻未来价格冲击的经济影响。此外，其他几个因素可以证明在地下天然气储存（UGS）中投资是合理的，包括夏季和冬季季节性价格差异带来的价格套利机会，以及确保燃气电厂在应对电力系统需求和价格波动时能够快速增加天然气的可用性。

监管问题

PNGRB负责监管对天然气运输和分销网络的接入、输电费率，以及涉及天然气运输、分销、储存和LNG贸易的公司的许可。

原则上，自2006年《天然气传输监管法案》实施以来，印度的天然气传输网络一直对受监管的非歧视性第三方接入（TPA）开放。为了进一步促进这一点，GAIL于2018年建立了一个在线容量预订平台，为第三方提供其管道的透明开放接入。然而，首次于2019年开始的运输和营销业务的拆分尚未实现。欧盟和其他成熟天然气市场的国际经验表明，供应和传输活动的拆分是良好运行的天然气市场的关键前提条件。然而，在包括欧盟成员国在内的大多数自由化天然气市场中，传统管道基础设施的发展先于市场自由化过程，并在国家垄断下由国家监管。鉴于天然气传输基础设施发展的资本密集性和低回报率，印度传输活动的分离可能需要一个较长的周期。从长远来看，在印度拆分运输和营销运营并建立一个独立的天然气传输系统运营商（TSO）可能会增强竞争，提高市场灵活性，并增加国内天然气传输网络的利用率，该利用率在2015-2023期间平均仅为约40%。

2023年4月引入的统一管道运输费率系统消除了进一步推广天然气的关键障碍，特别是在远离天然气供应源和液化天然气终端的偏远地区。统一费率政策将适用于21条管道，占运营和在建输送能力的90%。在改革之前，该国内陆的客户面临着累积的管道运输费，因为多个中转区和费率的增加，通常导致长距离管道天然气运输成本高昂。

在2024年10月，PNGRB采取措施取消73个地区六家CGD运营商的独家权，并将这些地区重新归类为向第三方开放的非歧视性普通运营商网络。类似的尝试在 [...]

过去PNGRB法案2006面临了法律挑战，但一项待议的法案修正案可能会赋予监管机构更多权力，在CGD运营商未能满足MWP要求时撤销独家权利并强制开放配电网络。向第三方开放印度的配电网络将减少CGD公司的利润，抑制投资，并可能导致CGD网络建设进一步延迟。另一方面，这可能会增加印度最具活力的终端使用领域之一的竞争，降低消费者价格，并最终导致印度能源结构中天然气渗透率的提高。这种平衡在很大程度上将取决于网络运营商可以向网络用户收取的费率。

第三章. 印度天然气定价

印度的天然气定价是一个多层次的体系，受多种因素影响，包括国际基准、国内生产和政府政策。

印度采用两种主要的天然气定价机制：行政定价机制（APM）和市场力量决定的定价。行政定价机制适用于分配给国有企业的老陆上油田的天然气，价格由石油规划与分析处（PPAC）设定。相比之下，新油田和进口液化天然气的价格在不同程度的程度上由市场力量决定。

历史上，APM天然气的价格基于一个考虑加拿大、美国、欧盟和俄罗斯天然气价格加权平均的公式。这种方法常常导致价格显著波动。例如，在2020年10月至2021年3月和2022年10月至2023年3月的周期中，管制国内价格从每MBtu 1.79美元跃升至9.16美元。

根据Kirit Parikh委员会的建议，政府在2023年4月修订了APM定价机制，以更好地反映市场条件，并同时确保生产者和消费者都能得到公平的定价。新的机制将APM天然气价格与印度原油篮子每月平均价的10%挂钩。⁴ 在ONGC和印度石油公司的提名气田进行天然气生产时，设有每百万英热单位4美元的价格底线和每百万英热单位6.5美元的价格上限，以保护市场极端波动。自2023年引入新公式以来，APM天然气价格一直保持在每百万英热单位6.5美元的最高水平。在提名气田中新钻井或井干预开采的天然气允许在APM价格基础上增加20%的溢价。

为了鼓励在具有挑战性的环境中进行勘探和生产，印度政府授予了从深水超深水（HP/HT）油藏中提取的天然气的市场营销和定价自由，该政策适用于开始商业化生产的发现。

区域 [这项政策](#)

自2016年1月1日起，允许生产商设定受制于每两年根据替代燃料的到岸价格确定的最高限价的市场驱动价格。[美元/百万英热单位的价格上限](#)（基于毛热量值[GC V]计算）应低于以下价格中的最低值：(i)进口燃油的到岸价格，(ii)加权平均到岸价格

⁴ 印度原油篮子是两种类型原油价格按权重平均得出的：来自阿曼和阿布扎比的酸原油（78.5%），及来自布伦特的甜原油（21.5%）。该篮子作为印度原油进口价格的一个指标，供政府用于监控和管理国内定价问题。

($0.3 \times \text{煤炭价格} + 0.4 \times \text{油品价格} + 0.3 \times \text{轻烃价格}$) 和 (iii) 进口液化天然气的到岸价格。截至24-25财年上半年度，这些具有挑战性的领域的最高限价设定为每百万英热单位10.16美元，较上一期增长了3%。

在发现小油田政策 (DSF) 、 烃类勘探与许可政策 (HELP) 以及所有煤层气 (C BM) 区块的运营商对天然气营销和定价拥有完全的自主权。同样，在新勘探许可政策 (NELP) 、 前NELP和提名制度下的区块运营商如果其油田开发计划在2019年2月28日之后获得批准，也将享受营销和定价的自由。此外，东北部盆地天然气发现，在2018年7月1日之后开始生产，也符合类似的自主权资格。

印度上游天然气定价体系概览

国内天然气价格上限 (APM) - 按月计算	- 自2023年4月起，与印度原油价格挂钩，占比10%篮子* - 一个底价为每百万英热单位 (MBtu) 4美元，上限价为每百万英热单位 (MBtu) 6.5美元，适用于 (天花板价格将上调0.25美元/MBtu) 定期地 - 适用于ONGC和Oil India的提名领域，NELP并且预NELP合同，该合同要求政府批准
HP/HT-深海价格上限 具有市场营销自由度	- 于2016年1月推出 - 与替代进口燃料的价格挂钩 - 适用于深水以及高压/高温 (HP/HT) 油气田，其中并未至2016年1月1日为止已生产的 - 事例包括Reliance-BP的KG-D6油田 (R集团，卫星集群 (MJ) 和ONGC的KG-D5
市场营销和定价自由	适用于在DSF/HELP制度下获许可的领域和区块，以及所有C BM区块；也适用于在2019年2月28日后批准的领域开发计划的NELP/预NELP提名区块，以及在2018年7月1日后开始生产的东北部盆地发现。

IEA. CC BY 4.0.

* 印度原油篮子是来自阿曼、迪拜和布伦特原油的价格加权平均值。它表示印度原油进口的成本，并用于国内定价决策。资料来源：基于IEA数据的分析 [PPAC](#) 。

我们估计，到2024年，印度国内天然气供应中约有64%按APM定价。此外，29%处于HP/HT深海价格上限之下，7%享有完全的定价和营销自由。相比之下，2020年有85%的天然气按APM定价，这表明近年来随着新产量的上线，天然气定价明显向高价倾斜。这种转变带来了一定的挑战。

政府试图在满足消费者需求与激励上游投资之间寻求平衡。

国内天然气分配机制

国内天然气分配给特定终端用户不是基于市场，而是遵循优先部门的分配政策。石油和天然气部（MoPNG）管理这一过程，考虑了几个关键因素。首先，确立行业优先级，政府优先考虑对经济发展和公共福利至关重要的行业。其次，在评估国内天然气供应的同时，该过程评估了各个行业的需求。最后，具体的政府指导和政策为整体分配过程提供方向。

截至2024年底，国内天然气在管道天然气（PNG）用于民用和压缩天然气（CNG）用于运输的分配被赋予了最高优先级。这确保了这些领域将继续获得其分配的天然气供应，而不会出现任何减少。此外，天然气还被分配给发电领域的燃气发电厂、化肥行业的尿素生产商以及用于液化石油气（LPG）的生产。

在2023年5月至2024年11月期间，分配给城市燃气网络的APM天然气份额从96%显著下降至约40%，这是由于来自孟买高和巴赛因等国内低价格天然气供应量减少所致。这导致城市燃气零售商将压缩天然气（CNG）价格调整至每公斤2-3印度卢比，使得CNG与柴油相比竞争力降低。

为了解决这些临时性问题，石油和天然气部石油天然气管理总局（MoPNG）于2024年12月31日发布命令，从液化石油气（LPG）生产中重新分配大约0.5亿立方米/年的天然气给城市燃气企业。此外，政府还规定，从新井中按比例分配天然气，并将印度国营石油公司（ONGC）的拉马纳德油田专门指定用于城市燃气行业。这些措施凸显了城市燃气行业对政府的重要性，旨在稳定压缩天然气（CNG）价格并确保为印度的城市燃气消费者提供更可靠的供应。

当国内天然气供应不足以满足需求时，消费者不得不依赖液化天然气（RLNG）。这种进口天然气是在开放的一般许可证下采购的，并受市场价格影响。2024年的平均进口LNG价格为约12美元/MBtu，较上一年下降了11%。自印度天然气交易所（IGX）成立以来，印度市场的参与者可以接触到一种基于市场的价格发现机制，该机制提供了由供需基本面的驱动而产生的清晰价格信号。

在天然气价格发现中的作用——印度天然气交易所 (IGX) 的角色

IGX于2020年成立，在PNGRB监管框架下运作，是印度首个自动化、国家级天然气交易所。最初仅限于交易再气化LNG，该平台旨在发展成为整个印度天然气市场透明、成本反映和统一定价机制。

目前，IGX在15个交割点运营，包括4个液化天然气终端、3个管道互联互通点和8个国内气田登陆点。这些点被分为6个气区。交易所通过7种合约类型支持基于交割的交易：日内、次日、日间、周、工作日、双周和月，允许交易最多连续两年。

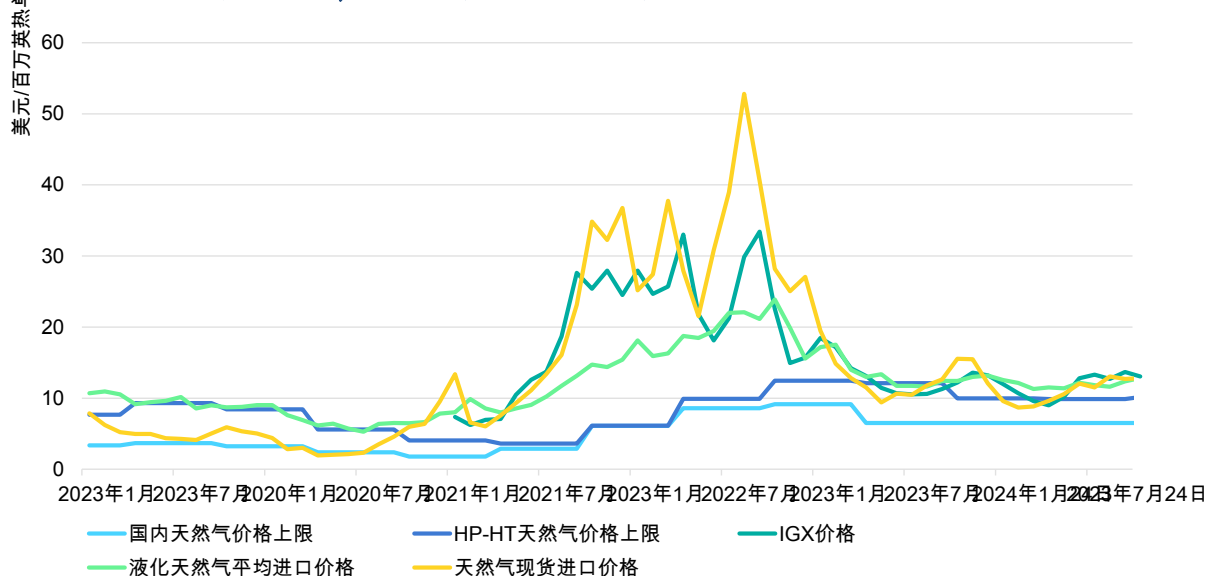
为了IGX作为可靠的定价参考点，必须满足某些条件。这些条件包括：（1）在一个拆分的天然气价值链中存在多个买家和卖家，以及第三方透明访问基础设施；（2）市场流动性，允许在最终交付和消费前多次买卖天然气；（3）市场深度，即现货交易和期货合同中天然气的可用性。这使得市场参与者能够管理风险，包括通过对冲未来的生产或消费。

尽管前景看好，印度的天然气市场仍处于发展初期，面临着新兴市场常见的挑战。这些挑战包括天然气供应来源有限、天然气基础设施不足（尽管增长迅速）、缺乏地下天然气储存设施以及国内市场被长期双边合同主导，这些合同对交付和转售条件有严格的限制。

美国（亨利·赫布）和欧洲（英国的国家平衡点[United Kingdom]和荷兰的标题转让设施[Title Transfer Facility]）等成熟市场的天然气交易中心的发展提供了宝贵的教训。这些交易中心需要超过十年的时间来成熟，并且通常依赖于强有力的政府干预来限制现有企业的市场力量。同样，成立于2008年的印度的电力部门交易所，虽然增长显著，但仍然只占该国总电力供应的7%。

IGX将需要持续努力来克服这些挑战，并发展成为一个强大且成熟的天然气交易平台，能够塑造印度能源市场的变革。

印度各种制度下的价格演变，2019年1月至2024年10月



IEA. CC BY 4.0.

注：IGX自2020年12月起已作为天然气交易所运营。来源：基于IEA数据
分析 PPAC , IGX , ICIS LNG Edge

燃料之间的竞争

天然气在与多种替代能源的竞争中面临着经济竞争，涉及多个领域，包括发电（与煤炭）、道路运输（与柴油、汽油和电动车）、以及CGD领域内的住宅、商业和小型工业用户（主要与LPG竞争）。

终端用户的天然气价格取决于天然气的来源（进口RLNG与国产天然气），关税及州级税收。国产天然气的价格根据生产田所处的定价制度而有所不同。2024年，该价格范围在6.5至9.9美元/MBtu之间。

另一个重要变量是税收。虽然煤炭、电力和液化石油气属于商品和服务税（GST）制度，但天然气、柴油和汽油不属于。天然气仍不在GST的范围内，并受各种遗产税的影响，包括关税（2.5%至14%）、中央消费税（0%至14%）、州增值税（各州不同，从马哈拉施特拉邦的3%到恰蒂斯加尔邦高达25%）和中央销售税。当燃料受GST影响时，它使消费者能够享受进项税额抵扣（ITC），这允许他们就购买（inward supplies）中支付的GST向其销售（outward supplies）中的GST负债申请抵扣。这一机制降低了消费者总体税负，提高了成本效率，使受GST影响的燃料在商业使用上更具吸引力。

电力行业

燃气发电厂利用率一直非常低，在2022年至2024年间，年度利用率仅在12%-16%之间。这一现象的关键原因是缺乏价格合理的国内天然气，这迫使依赖高价进口液化天然气（LNG），使得燃气发电在竞争力上处于劣势，尤其是在与以煤炭为基础的发电厂相比时。这种情况适用于现有资产，目前没有计划投资新的燃煤电厂。经济研究显示，在每兆英热单位（MBtu）14美元的液化天然气（RLNG）价格下，从天然气发电的成本将在12-18印度卢比/千瓦时（INR/kWh）的范围内。在每兆英热单位8美元的RLNG价格下，发电成本仍将在8-11印度卢比/千瓦时（INR/kWh）的范围内。相比之下，国家电力公司（NTPC）估计，从煤炭发电的成本为每千瓦时4印度卢比（INR/kWh），适用于其自有电厂。这种分析可能因电厂的位置而异，无论是煤炭还是天然气电厂，因为位于国内生产地附近或靠近进口煤炭或LNG的港口的电厂都可以从中受益。运输成本降低。

我们估计，为了与基于煤炭的发电厂竞争，燃气发电的输入气价必须低于每百万英热单位6美元。就背景而言，目前印度国内生产的最低成本天然气价格为每百万英热单位6.5美元。

然而，考虑与不同燃料类型相关的外部成本是至关重要的，例如空气污染对健康的影响和碳排放。基于煤炭的电力生成对空气污染作出重大贡献，导致呼吸系统和心血管疾病，并排放大量CO。² 通过将外部成本纳入燃料价格（例如，通过强大的碳价信号），煤炭电力真实成本变得明显。这种调整可以使天然气在优先排序中更具竞争力，因为它产生的污染物较少，碳排放低于煤炭。在燃料定价中反映这些外部成本不仅将促进更清洁的能源来源，还将改善公共健康并支持气候目标。

运输

CNG价格与汽油和柴油相比具有高度竞争力。然而，州级税收对汽油和柴油的最终价格有显著影响，对CNG也是如此。对过去两年新德里（CNG渗透率相对较高）的比较显示，CNG价格（基于能量当量基础）比汽油和柴油价格低约40%，而汽油和柴油价格也包含高额税收。例如，2024年上半年的平均CNG价格为1.4/MJ，相比之下，汽油的价格为2.91/MJ，柴油的价格为2.32/MJ。在孟买和阿赫默达巴德等其他主要城市也可以观察到类似的价格差异。

除此之外，考虑到与燃油使用相关的外部成本至关重要，尤其是城市地区空气质量低对公众健康的影响。在交通运输中使用柴油，尤其是在没有颗粒物过滤器或未符合最新环境法规的车辆中，会显著导致城市空气污染，并在印度的主要城市引起一系列不良健康影响。相比之下，天然气（CNG）产生的氮氧化物（NO_x）减少高达80%。^x与柴油车辆相比，减少了99%的颗粒物。因此，在运输领域使用压缩天然气不仅提供经济效益，还可能有助于减轻与空气质量不佳相关的健康负面影响。

住宅和商业

在住宅和商业领域，PNG与液化石油气（LPG）在烹饪和热水加热方面展开竞争，同时也在小型商业单位和连接到分配网络的工业中，为供暖或冷却而竞争。

根据CGD实体提交的最小工作计划，印度政府设定了一个雄心勃勃的目标，即到2032年将家庭连接数量从2024年底的不到1400万增加到约1.26亿。

与交通运输不同，PNG和LPG之间的价格差异要窄得多。在2024年中期的孟买，14.2公斤LPG瓶装气的价格为INR 1.23/MJ，相比之下PNG的价格为INR 1.2/MJ。然而，建设PNG基础设施的成本相当可观，尤其是与通过瓶装气更直接交付LPG的方式相比。因此，PNG在住宅用途的采用可能会面临重大挑战。这一点进一步由印度家庭相对较低的消费潜力所加剧，印度家庭主要使用天然气进行烹饪和热水加热，没有对空间供暖的需求。

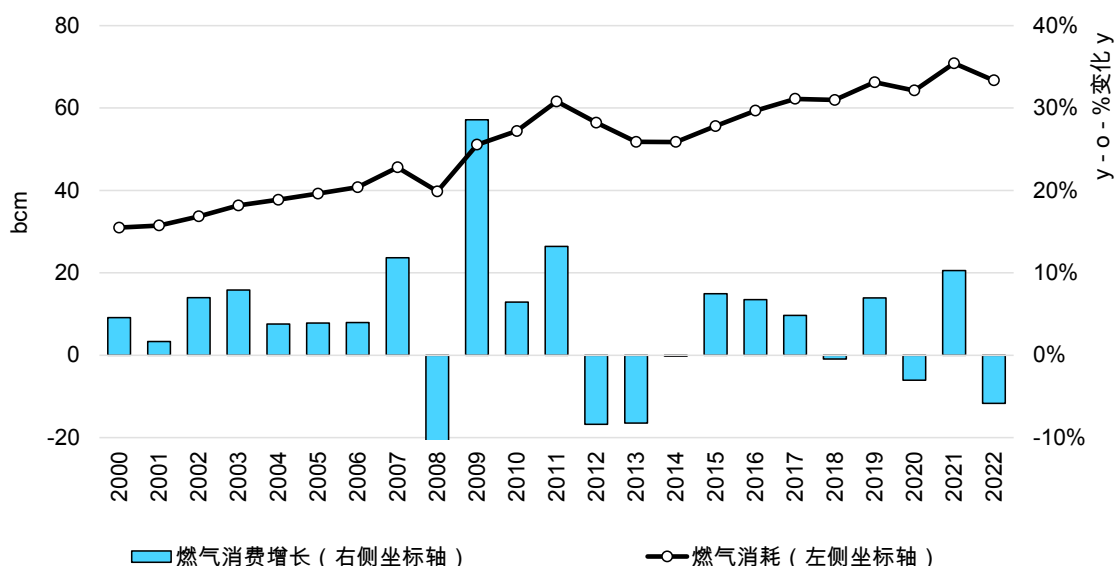
情况进一步复杂化，因为政府还在2016年启动的“总理乌贾瓦尔亚奥扬纳”（PMUY）倡议下，向超过1亿受益人提供了补贴的LPG罐装气。该计划提供财务援助以支付LPG连接费用，包括首次加注和一台炉子，旨在推广农村地区的清洁烹饪，帮助低收入家庭减轻室内污染并避免相关健康风险。

在印度，与天然气分销网络（PNG领域）相连的小型 and 中等企业（SMEs）可以根据价格波动在液化石油气（LPG）和管道天然气（PNG）之间进行切换。这种适应性得益于较短的合同期限，通常为一个月或更短，使SMEs能够有效地优化燃料成本。

第四章 气体需求展望

自2000年以来，印度的天然气消耗量增加了一倍多，到2023年超过650亿立方米的水平，与英国相当。在过去二十年里，印度的增长路径极不均衡。在2000年至2011年之间，国内天然气使用量迅速扩张，这得益于克达斯·戈达瓦里深海盆地生产的繁荣，为国内市场提供了价格合理的天然气。然而，这一生产高峰是短暂的，2011年之后消费量急剧下降，进入了一个持续多年的低迷期。

印度2000-2022年天然气总需求和年增长率



IEA. CC BY 4.0.

注意：按财政年度报告数据。来源：IEA (2024)，[天然气信息](#)。

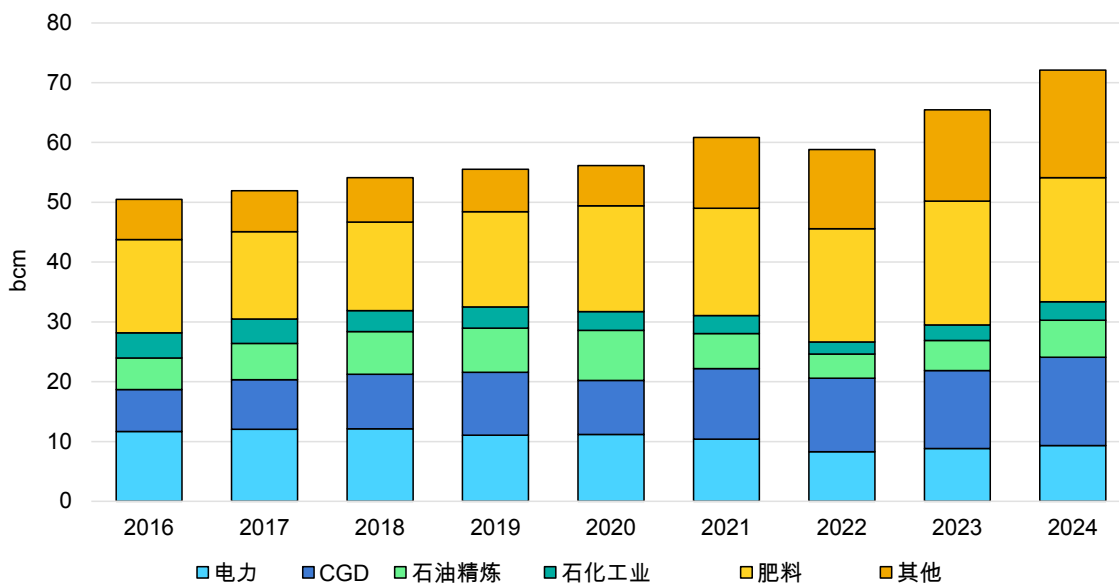
2015年左右开始出现适度复苏，得益于低液化天然气进口价格和政府促进以天然气为基础的经济的努力。虽然2020年的新冠疫情和2022年的能源危机暂时扰乱了需求，印度的天然气消费强劲反弹，在2023年和2024年都实现了两位数的增长。

行业趋势

在2016年至2023年期间，印度的天然气消费量按行业划分增长了30%（每年15亿立方米）。城市燃气领域（增长86%），化肥生产（增长33%）。

在这段时间内，随着低压配电网的建设，以及尿素生产商和众多工业用户从液体燃料转换为天然气，其他行业（增长127%）实现了快速消费增长。与此同时，随着天然气和LNG价格的上涨，电力生成（下降24%）、炼油（下降5%）和石化（下降39%）领域的天然气使用量随时间推移而下降，这些对价格敏感的产业被迫转向替代燃料。

印度各行业年度天然气消费量，2016-2024



IEA. CC BY 4.0.

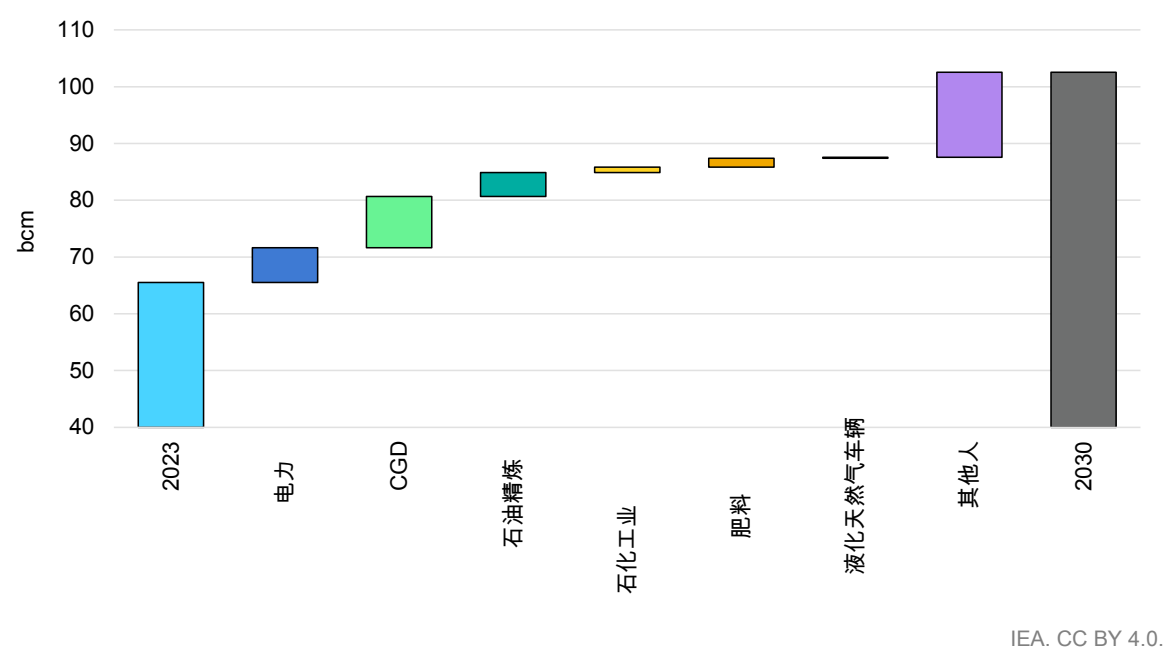
注：数据按日历年报告。a.

来源：基于国际能源署（IEA）的分析 PPA

C dat

在2023年至2030年期间，预计天然气消费量将增长近60%（每年37亿立方米），到预测期末将达到每年103亿立方米。CGD行业预计将引领这一增长，得益于压缩天然气（CNG）基础设施的快速扩张以及天然气相对于液体燃料在小型工业用户中的成本优势，从而为天然气进一步渗透奠定坚实基础。归类在“其他”类别中的重工业和制造业部门，如钢铁，也在推动需求，在此期间总计增加约15亿立方米/年，这得益于管道连接的改善和稳健的工业增长。预计炼油用天然气量将增加超过4亿立方米/年（+84%），因为越来越多的炼油厂接入电网，并且现有已使用天然气的炼油厂的生产运行增加。石化行业和化肥行业的增长前景仍然较为有限，因为在2030年的预测范围内没有预见到基于天然气的新的产能增加。预计2023年至2030年期间，电力行业将以健康的8%的平均年增长率增长，这得益于2022年下滑后大型天然气发电厂的复苏和自备电厂中天然气使用的快速扩张。

印度天然气需求展望，2023-2030

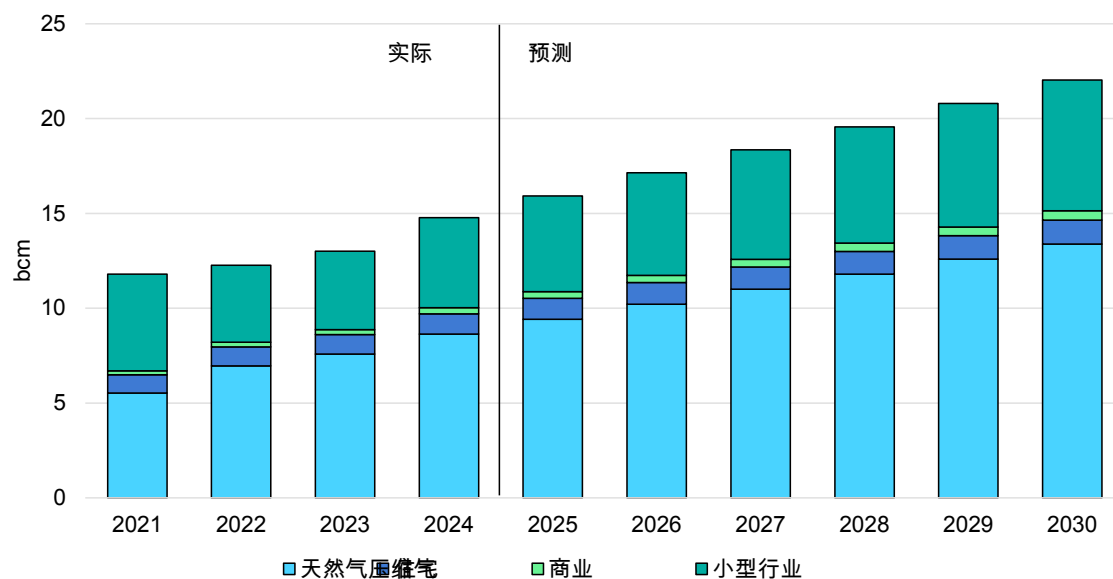


城市燃气分销

印度的城市燃气领域包含四个传统的终端使用细分市场——住宅、商业、小型工业以及用于车辆的压缩天然气（CNG），以及一个新兴的新细分市场，即用于重型运输的液化天然气（LNG）。截至2023年，CNG是主导细分市场，占城市燃气分销（CGD）消费量的近60%。住宅和商业用户共同仅占CGD需求的约10%，而连接到低压分销网络的中小型工业对CGD燃气使用的贡献略超过30%。

2023年至2030年，城市燃气需求预计将增加近70%（每年9亿立方米），实现近8%的复合年增长率。大部分增长将来自压缩天然气（CNG）领域（每年5.8亿立方米）和小型工业（每年2.8亿立方米），而居民和商业用户将通过2030年增加约0.5亿立方米。

天然气需求在印度城市燃气分销领域，2021-2030年



注意：数据按日历年报告。来源：基于IEA分析的报告 PPAC 数据。

CGD行业强劲的整体增长由CNG加气站和配电网的持续推广以及政府对CGD行业和运输中LNG使用的支持性政策驱动。

PNGRB上四轮招标的胜出者集体承诺，在2023年至2030年期间将连接到CGD网络的连接数量增加超过十倍（达到1.2亿），并将CNG站的数量增加三倍（达到17,500）。尽管这些目标具有挑战性，即使是部分实现也将推动城市燃气领域的天然气需求快速增长。

政府已经实施了多项措施来推广全国范围内CNG和PNG的使用。这些措施包括将最便宜的（APM定价）国内天然气从电力和其他非优先部门重新分配给CNG和居民城市燃气用户，并在高压/高温（HP/HT）天然气的分配中确保CNG和居民PNG消费者的优先待遇，这些天然气受价格上限约束。

压缩天然气

印度已成为全球最大的CNG运输市场之一，到2024年，约有770万辆CNG动力车辆在道路上行驶。这些车辆主要是三轮车、乘用车和公交车，其中许多服务于共享出行目的，如出租车或公共交通。

天然气基础设施的快速扩张是这一增长的关键驱动因素。政府和私营部门都进行了重大投资，重点集中在

通过建立新的加油站、扩大现有网络和构建强大的管道基础设施以提高配送效率，不断提升了消费者获得便利性和便捷性。自2019年以来，印度的天然气加气站数量已增加四倍，截至2024年中，已有超过7000座运营站点。这些站点主要位于西部和北部地区，其中古吉拉特邦和马哈拉施特拉邦领先，其次是乌塔拉普拉邦、德里和哈里亚纳邦。然而，分布仍然不均，这五个州占全国所有CNG站点的56%。

零售CNG价格在2020年至2023年间比汽油价格低30-60%，部分原因是将廉价的APM定价天然气优先分配给CNG行业。2024年10月，由于来自孟买高和巴塞因等国内油田的低价天然气供应减少，印度政府将APM天然气在CGD领域的分配量减少了20%，虽然未完全消除，但缩小了CNG相对于竞争燃料的价格优势。为了解决这些暂时性问题，石油和天然气产量部（MoPNG）于2024年12月31日下令每年从液化石油气（LPG）重新分配0.5亿立方米的天然气给城市燃气零售商，以确保CNG的可靠供应并稳定价格。

到2023年，CNG领域的天然气消耗量达到7.6亿立方米/年，比2021年增长了近40%。在2023年至2030年之间，预计CNG消耗量将增长超过75%，到本世纪末将超过130亿立方米/年。这种增长是由CNG加气站网络的持续扩张、在加油站处CNG的持续成本优势以及持续对城市空气污染的关关注所推动的，而交通运输部门仍然是印度城市空气污染的主要贡献者。

住宅需求

在印度，居民部门的天然气使用仅限于烹饪和热水加热。扩大清洁烹饪的获取一直是一项长期政府优先事项，因为传统的生物质使用对公共卫生构成了严重挑战。像天然气或液化石油气这样的清洁燃料在农村地区的获取尤其有限，而这些地区居住着三分之二的印度家庭。在城市地区，液化石油气是主要的烹饪燃料，其次是电力和PNG。

PNG相对于LPG有多种优势，包括便利性（无需预订气瓶、储存或处理）、每单位更高的能源含量以及改进了的安全性。然而，其成本取决于众多因素，如采购成本、州级税收、关税、补贴、连接费和分配费用。

在2019年至2023年期间，住宅PNG连接数量超过了一倍，达到1100万以上，代表年消费量约为1亿立方米的天然气。住宅天然气使用在五个州——古吉拉特邦、马哈拉施特拉邦、德里、哈里亚纳邦和Uttar Pradesh——高度集中，这五个州占有PNG连接的80%以上。

如果城市燃气公司在最近的投标轮次中完全履行其承诺的MWP（最低服务保证），到2030年，印度可能实现1.2亿户家庭用PNG（管道天然气）连接。然而，进展明显落后于目标。因此，此展望预计到2030年仅约2200万户家庭连接，总家庭天然气消费量约达到1.3亿立方米的年消耗量。

商业需求

PNG已成为各类商业机构和公共服务（包括餐馆、酒店、医院、乳品店、面包房、办公室、购物中心和教育机构）的首选燃料来源，在这些场所，天然气与石油和煤炭相比，可以提供显著的成本和便利优势。该领域的天然气使用包括烹饪、热水加热、空调、空间加热、蒸汽生产和电力生成。

截至2023年底，印度约有40,000个商业PNG连接，每年向最终用户输送0.3bcm天然气。预计到2030年，连接数量将达到65,000个，将天然气消费量推动至每十年0.5bcm/年（年复合增长率为9%）。

小型产业

工业日消耗天然气少于50,000立方米的行业可以通过城镇燃气管道网络获取天然气。管道天然气在化工生产、食品加工、纺织厂、陶瓷和玻璃制造业等工业应用中得到广泛应用。它为包括锅炉、熔炉、烤箱、窑炉和工业厨房在内的设备提供动力。

天然气在工业应用中具有多个优势，包括可靠的供应，确保运营不间断，以及环境效益。天然气相比液体燃料，排放的CO₂印度约低20-30%，在印度，中央污染控制委员会将近70个工业区列为需要额外污染控制措施的区域，并促进燃料转向天然气。与煤炭不同，它产生的污染极小。

× 排放。这些属性在 [...] 尤为显著。

颗粒物和SO₂被认为是严重或非常严重污染的。CGD网络的进一步扩展可能会铺路。

到2023年，与CGD连接的小型工业用户数量约为18,000，每年集体消费略超过40亿立方米的天然气。预计此部分将以每年8%的平均增长率增长，到2030年近70亿立方米/年。然而，小型工业用户对价格高度敏感，许多用户保留有灵活性，如果天然气在经济上变得不那么可行，可以转向替代燃料。

例如，在2021年至2024年期间，工业用户的CGD连接数量增加了50%，但实际天然气消耗量下降了大约

同期下降7%。这种下降在2022年尤为明显，当时正值全球能源危机的高峰期，由于价格高昂，小型工业领域的天然气使用量下降了20%。

天然气运输

印度严重依赖柴油驱动的公路运输，卡车运输约占70%的货物，并贡献了35-40%的总公路运输排放。随着经济活动的增加和高速公路网络的扩张，预计未来几年货运运输需求将急剧增加。

认识到液化天然气作为长途卡车比柴油更清洁替代品的潜力，印度政府在2017年修订了《中央机动车规定》，将液化天然气纳入运输燃料。2018年进一步的修订引入了相关代码来

一项关键性的澄清：

支持建立液化天然气加注基础设施。

PNGRB 2020年确认实体可以在任何地理区域建立液化天然气站，取消了液化天然气为天然气输配公司的专有权利，并使该行业向第三方参与开放。这些措施旨在解决模糊性并催化全国液化天然气加气站的普及发展。

为了支持这一转型，政府启动了扩大液化天然气（LNG）基础设施的倡议。2020年11月，在全国高速公路和连接德里、孟买、钦奈和加尔各答的黄金四边形地区，奠基了50座液化天然气加气站。包括印度石油公司（IOCL）、印度石油公司（BPCL）、印度石油公司（HPCL）、天然气公司（GAIL）、Petronet LNG和古吉拉特天然气公司在内的国有企业被政府指定开发这一初期阶段。目前正在规划，沿黄金四边形地区每200-300公里建立一座液化天然气站，并通过公私合作投资1000亿印度卢比（12亿美元）以发展1000座液化天然气站。

印度石油天然气部（MoPNG）的一份草案政策文件提出，在五到七年内将印度700万辆重型车辆中的三分之一转换为使用液化天然气（LNG）。它还建议在最初的三年内分配0.18亿立方米的年度管道天然气（APM）给LNG卡车，以支持一支由5万辆LNG卡车组成的车队的开发。

然而，这些目标——除了最初的50个试点LNG站点之外——仍然非常雄心勃勃，且仅从经济角度考虑，将柴油卡车转换为LNG对车队运营商来说目前并不具有吸引力。2023年，印度仅有645辆运营中的LNG卡车，每年消耗的LNG仅为0.03bcm。如果没有额外的财政支持和基础设施投资，此展望预计到2030年，印度的LNG卡车车队将达到仅5,000辆，这与NITI Aayog对前50个LNG站点能够支持的卡车数量的估计相一致。这将导致到预测期末，LNG卡车运输的年度天然气消耗量略超过0.2bcm。

肥料

肥料生产是印度最大的天然气消耗部门，占该国2023年总天然气需求的近三分之一（21亿立方米）。天然气被用作以氨为基础的尿素生产的原料，政府将其视为对国家农业部门和粮食安全至关重要的。

国内化肥行业的天然气分配量持续下降，到2023年降至约30亿立方米/年。因此，对进口液化天然气的依赖急剧增加，2023年该行业天然气需求的85%得到满足，而2016年这一比例还不到50%。

尿素以每袋45公斤的242印度卢比（2.9美元）的高度补贴价格出售给农民。为了弥补市场价格与这一折扣率之间的差距，政府向尿素生产商和进口商提供重大补贴。这给预算带来了巨大的财政负担。在2022-23财年，尿素补贴由于全球能源需求激增

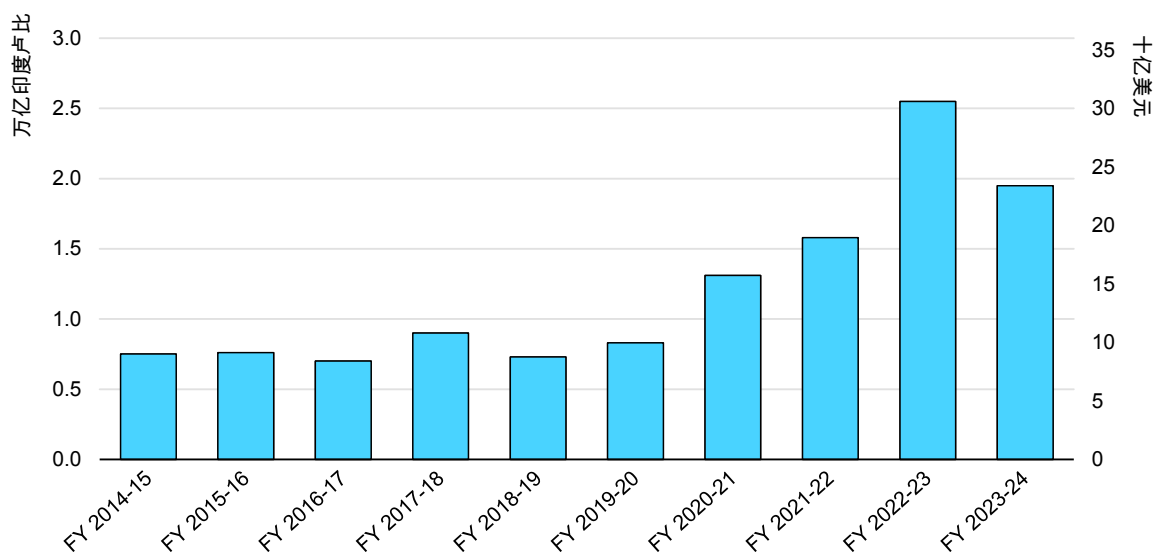
达到峰值 **2.5万亿印度卢比（310亿美元）**

肥料价格。然而，只要印度的肥料补贴计划实施，化肥行业的天然气需求对价格波动的敏感性仍然不高，尽管该行业对进口液化天然气的依赖度日益增加。

在2018年至2023年期间，化肥行业的天然气消耗增长了40%，到2023年接近21亿立方米，平均年增长率为7%。此扩张是由于印度的最后几家基于石脑油的化肥工厂（由Madras Fertilizers、SPIC和Mangalore Chemicals & Fertilizers运营）转换成天然气，四家之前闲置工厂（Ramagundam、Gorakhpur、Sindri、Barauni）使用天然气作为原料重新启动，以及一个主要的新建项目（Matix Fertilisers）的投产。

在2023年至2030年期间，印度化肥行业的天然气需求预计将以大约1%的温和复合年增长率增长，这得益于现有工厂活动的增加。在2030年预测范围内，预计不会有使用天然气的任何新绿色field化肥项目。最近宣布的位于阿萨姆邦纳姆鲁普的天然气基尿素工厂已包括在2025年联邦预算中，但在撰写本文时没有明确的实施时间表，并且可能仅在2030年之后才会对化肥行业天然气需求做出贡献。与此同时，奥里萨邦即将到来的塔尔彻工厂将依赖煤气化技术，并使用煤炭作为其原料。

印度肥料补贴，财年2014-15 – 财年2023-24



IEA. CC BY 4.0.

注意：右侧坐标轴已包含，以便于货币转换。该坐标轴基于2024年观察到的平均汇率（1印度卢比=0.012美元）。来源：基于数据的IEA分析 [印度预算](#)。

电力生成

截至2023年底，印度拥有24吉瓦的天然气发电装机容量，但这些电厂仅产生了29太瓦时的电力，反映出平均负荷因数为14%的低水平。从2019年到2024年，该电厂的年平均利用率在12%和25%之间波动，主要受进口液化天然气价格趋势的影响。但即使在2020年创纪录的低气价期间，平均负荷因子（25%）按国际标准仍然非常低。

印度的未被充分利用的燃气发电能力主要由于两个因素。首先，截至2023年底，近一半（11.3吉瓦）的装机容量由于天然气供应有限而闲置。其中许多陷入困境的工厂是在21世纪中叶建造的，当时预期克卢纳斯-哥达瓦里盆地将迎来一场重大的天然气生产热潮，这证明是短暂的，同时，低成本国内天然气的优先获取权在2013年被重新分配给了城市燃气分销行业。

其次，燃气发电厂面临竞争力挑战。如果没有优先获取低成本APM天然气、直接补贴或稳健的碳定价机制，这些电厂在与享受更低燃料成本和更有利税收的燃煤发电厂竞争中处于不利地位。因此，大多数非淘汰型燃气发电厂作为边际单元运行，利用率相对较低。

2023年，发电行业消耗了88亿立方米的天然气。其中，6.8亿立方米由主要活动电力生产商使用，2亿立方米由自用电力生产商使用。

发电机。到2030年，该领域的天然气消耗预计将达到1500亿立方米，几乎是现在的70%增长。

关于预测增长的约三分之一将来自主要活动发电厂，预计其负荷系数将恢复到平均18%，与2019-2023年水平相似。这种恢复得益于预计本 decade 末液化天然气（LNG）价格的下降以及在2023年引入的高价日前电力市场。这个新市场允许使用进口 LNG 的燃气发电厂在印度能源交易所上以高达 INR 50/kWh（或 USD 0.6/kWh）的价格出售电力，这显著高于其他发电厂的 INR 10/kWh（或 USD 0.12/kWh）上限，从而使得搁浅的燃气电厂能更积极地参与以满足高峰需求。灵活的燃气发电厂可能还会得到政府草案《国家电力政策》（NEP）的进一步支持，该政策旨在将到2030年印度电力消费中在现货市场交易的比例提高到25%（目前不到8%），以及最近引入的逾期付款附加费规则，该规则要求燃煤发电厂在现货市场上出售多余电力。

预期剩余的增长将来自自产发电机，这由总体电需求的上升、天然气相对于液体燃料的经济性改善，以及城市中心附近工业区对煤炭和其他污染燃料的地方限制所驱动。

石油精炼

在过去的二十年里，印度已确立了自己作为世界主要石油炼制中心和精炼石油产品出口国的地位。在2006年至2023年期间，该国的炼油能力增加了超过一倍，达到5.8百万桶/日，使印度成为世界第四大炼油国。在2024-2030期间，大多数新的蒸馏能力是 预计将增加1百万桶/日的产量。

2025年至2027年间将投入运营的产能。此次扩张主要由公共部门企业（PSUs）推动，以满足日益增长的国内需求，并在一体化工厂中增加石化产量。

天然气在炼油厂操作中被广泛使用，作为工艺设备、锅炉、联合循环发电站的燃料，以及氢气生产的原料。在

2023年，印度炼油厂消耗了5.1亿立方米的天然气，较上一年增长24%。然而，近年来天然气消耗波动较大，2020年达到8.4亿立方米的历史最高点，但在2022年由于现货LNG价格创下历史新高，消耗量降至4.1亿立方米以下。随后，随着国内天然气产量上升和天然气供应改善，2023年和2024年的消耗量均增加了约1亿立方米，国内天然气分配给炼油行业的比例从2021年的22%（1.3亿立方米）增至2023年的38%（1.9亿立方米）。

在2023年至2030年期间，石油精炼领域的天然气消费预计将以近9%的年增长率增长，到2030年将超过910亿立方米/年。这种增长

将由现有使用天然气的炼油厂的产量增加以及未来几年几个新项目和产能扩大的加入所驱动。主要发展包括巴默尔和纳加帕蒂南的新炼油厂，以及在维萨格2号、努马尔加尔、帕尼帕特、科亚利和巴拉尼炼油厂的项目扩建——所有这些将在本十年下半叶与国家天然气网络相连。

石油化工

印度对化工产品的需求正在迅速增长，这一增长得益于城市化、收入增长和基础设施扩张。为了满足这一需求，该国正在通过重大项目提高生产能力，包括在HPCL-Mittal Energy的巴蒂纳炼油厂新建的聚乙烯装置、HPCL的拉贾斯坦炼油厂的聚乙烯和聚丙烯工厂，以及正在建设中位于乌萨的GAIL聚丙烯设施。“印度制造”倡议通过推动投资和基础设施发展来支持这一增长。

天然气在化工行业的消费量在2023年达到了2.6亿立方米的量，比2022年的低点2.0亿立方米增长了27%，这一增长归因于高液化天然气（LNG）价格以及Gazprom Marketing and Trading的液化天然气供应中断，该公司在当年被德国政府接管。然而，2023年的消费量仍比2017-2021年的平均量低约25%，即3.5亿立方米/年，这是因为运营商近年来越来越多地依赖乙烯和液化天然气（NGL）为基础的原料。新的化工项目通常采用双燃料天然气和石脑油裂解工艺，并在可用时优先使用来自一体化炼油厂的石脑油。印度信实工业、印度石油公司和印度天然气公司（GAIL）等公司也正在扩大进口乙烯和NGLs在化工厂作为原料的使用。

增量天然气需求增长仅限于现有天然气连接设施的生产活动恢复。预计这将推动化工领域天然气需求到2030年达到约3.5亿立方米/年，较2023年增长5%。

其他行业

关于2023年印度按行业划分的天然气消费，大约四分之一（150亿立方米）来自被统称为“其他”的各个部门，包括钢铁生产、大型制造业、农业以及用于油气操作和管道运输的天然气。据估计，这“其他”需求的约三分之二来自国际能源机构按行业划分的子部门。剩余份额是能源自用、管道运输、与农业相关的消费以及未在其他地方分类的现场发电的混合。

在2023年至2030年间，这些“其他”领域的天然气总消费预计将翻倍，到预测期末将达到每年超过3000亿立方米的水平。其中约95%的增长将来自工业活动。剩余的部分

增长由管道运输的天然气使用推动，得益于印度天然气传输和分配网络的快速扩张。

海绵铁和钢材

天然气基直接还原铁（DRI）因其较低的排放和比传统煤炭基钢铁生产方法更优越的质量而受到青睐。然而，有限的国内天然气获取能力和LNG进口的高成本阻碍了其在印度的应用。截至2023年，该国仅有三个天然气基DRI工厂运行，占全国总钢铁生产的不到20%。2023年，海绵铁和钢铁生产消耗了1.1亿立方米的天然气，主要依赖LNG进口。

欧盟的碳边界调整机制（CBAM），该机制计划在2026年1月全面实施，促使印度钢铁制造商倡导增加国内天然气配额、价格补贴和基础设施投资，以采用更清洁的生产方法并减少钢铁行业对煤炭的依赖。预计在焦炭铁和钢铁领域，天然气消耗量将以年均8%的速度增长，到2030年接近20亿立方米的年消耗量。

农业（茶园）

印度是主要的茶叶生产国，2023年占全球茶叶生产的20%以上，阿萨姆邦和西孟加拉邦是主要的产茶州。茶叶产业在萎凋和干燥过程中严重依赖煤炭、木材和天然气的热能。2023年，该行业消耗了约0.1亿立方米的天然气。

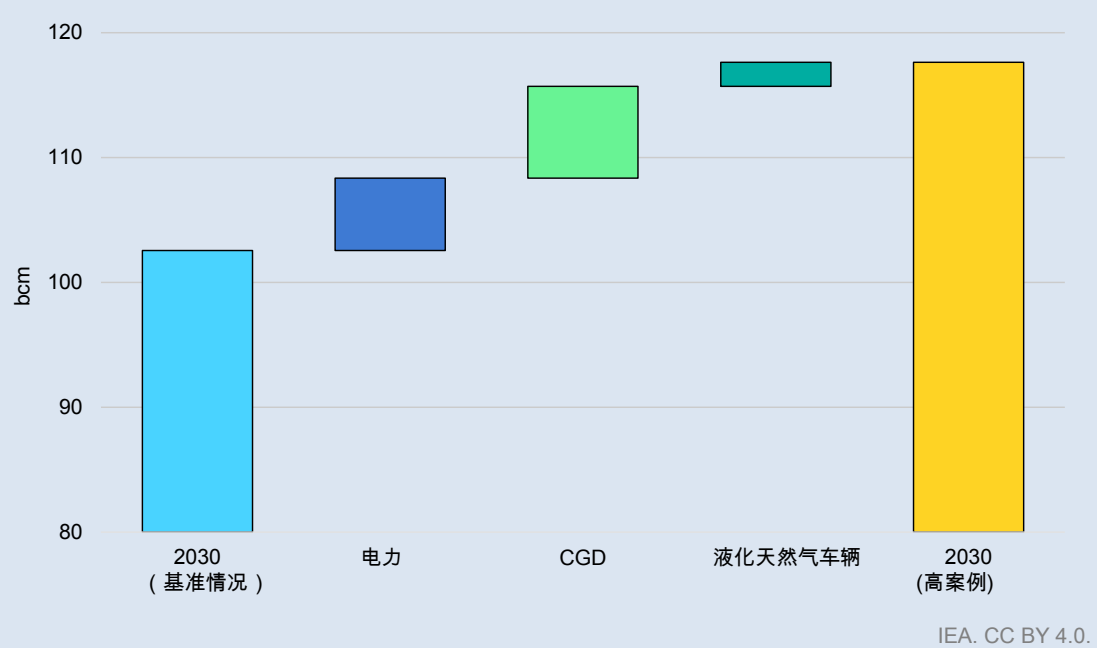
为了支持能源转型，政府采取了诸如东北天然气补贴等措施。然而，主要茶叶生产区域天然气供应有限仍是一大挑战。预计将于2026年投入运行的东北天然气管道，旨在改善印度东北部各州的天然气获取，促进其更广泛的使用并减少对传统能源的依赖。尽管如此，茶叶生产行业天然气消费预计仍将保持适度，到2030年达到0.2亿立方米的消费量。

潜在动力：到2030年印度天然气需求增长的杠杆因素

基于当前政策和市场趋势，预计到2030年，印度的天然气总消费量将达到1030亿立方米/年，较2023年水平增长近60%。这代表着2023年至2030年间平均年增长率将达到近7%，远高于前五年不到2%的复合年增长率。尽管如此，这一预测需求仍低于印度政府到2030年设定的500亿立方米/天（1825亿立方米/年）的目标消费水平。

本分析提出了一些领域，在这些领域中，额外的政策支持——结合改善的基础设施和较低液化天然气价格的环境——可以在预测期内释放更高的天然气需求，使总消费量每年增加1500亿立方米，到2030年接近12000亿立方米。

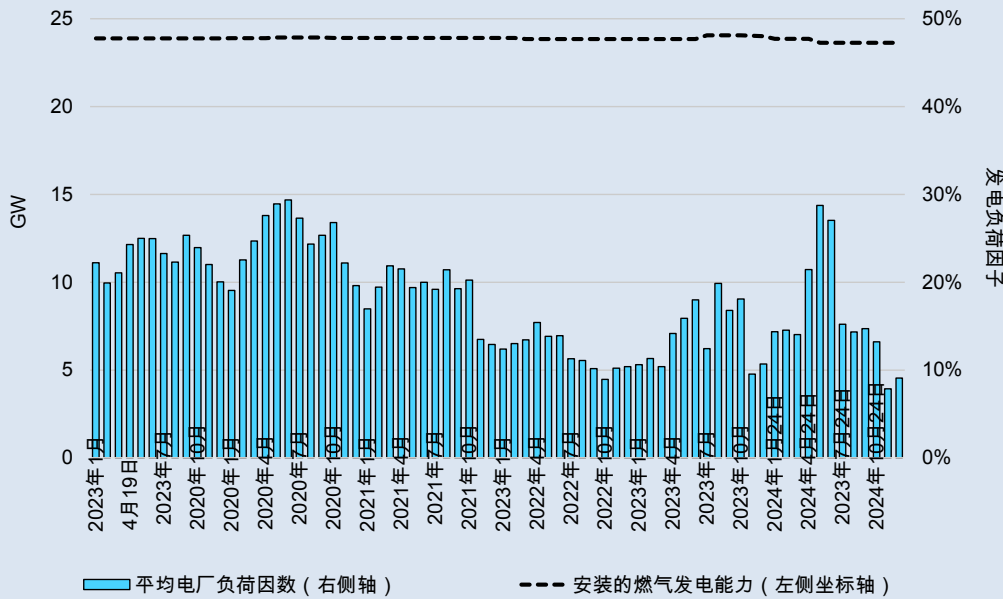
潜在杠杆以实现到2030年在印度提高天然气消费量



电力生成

尽管印度的搁浅燃气发电厂仍面临挑战，但该发电群已在有利的市场条件或政府指令下证明了其以近30%的负荷系数运行的能力。例如，在2020年中，全球LNG现货价格在Covid-19大流行期间崩溃，刺激了燃气发电的急剧上升，在3月至11月间，负荷系数达到25-30%。同样，在2024年第二季度，当电力部根据2003年电力法第11条要求可用的燃气发电厂在5月至6月间全负荷运行以满足长时间高温和干旱期间激增的电力需求时，发电厂的负荷系数猛增了20-30%。

印度燃气发电容量和平均电厂负荷因子，
2019-2024



IEA. CC BY 4.0.

来源：基于电力管理局中央E的数据，国际能源署（IEA）的分析

在过去，印度政府推出了各种计划来支持陷入困境的燃气发电厂。在2015年至2017年期间，政府组织了逆向拍卖，利用印度的电力系统发展基金为陷入困境的燃气厂提供液化天然气购买补贴。2019-2020年，提出了两个单独的计划以恢复4,000兆瓦陷入困境的燃气发电能力：一个计划通过在线拍卖采购2,000兆瓦燃气发电能力，而另一个计划则将2,000兆瓦基于燃气的电力与等量的太阳能发电能力捆绑在一起。然而，这些计划在2020年中被搁置，因为低液化天然气价格临时性地恢复了燃气发电，而没有额外的支持。

印度的燃气发电厂可以在平均利用率30%的情况下可持续运行，但要实现这一目标可能需要针对性的支持方案、强有力的碳价格信号，或者两者的一些组合。到2030年，实现更高的负荷因子可能会产生约5.8亿立方米的增量天然气需求，与18%负荷因子的预测需求相比。

液化天然气在重型运输中

液化天然气在重型运输领域的应用为天然气需求提供了更大的上升空间。
[一份由NITI Aayog进行的详细2024年研究](#) 预计，在有适当激励的情况下，印度 预计到2030年，es路上的天然气燃料卡车可能有50000辆，是预测数量的十倍。为达成此目标，可能包含道路通行费等潜在激励措施。

对液化天然气 (LNG) 车辆的豁免、公共部门采购计划、降低LNG燃料税、为LNG车辆分配国内天然气以及重型车辆 (HDV) 制造商的燃料效率标准。液化天然气燃料重型车辆的加速采用可能在2030年之前产生大约2亿立方米的额外天然气需求。

城市燃气分销

城市燃气分销 (CGD) 基础设施的加速扩张和针对性激励措施有望在2030年显著提高印度的天然气需求。根据当前预测，印度预计在2025年至2030年间每年新增约150万户居民天然气连接，与2020-2023年观察到的速度一致。这将导致到2030年大约有2200万户家庭连接。类似地，CNG加气站的数量预计在第三期将以2020-2023年的平均年增长速率1000座/年增长，到2030年将达到略超过13000座。

然而，随着对最低工作计划承诺的严格执行以及持续向居民和交通部门分配国内天然气，这一推广工作可能会显著加速。新家庭接入的年增加量可能翻倍，到2030年达到3100万，而新CNG站的部署率可能增长75%，实现政府在预测期末达到17,500个站点的目标。这些发展可能到2030年增加3.8亿立方米的天然气需求。

在商业领域，尽管液化石油气 (LPG) 通常比管道天然气更昂贵且不太方便，但它仍被广泛使用。向天然气的过渡可能会进一步推动需求。随着城市燃气 (CGD) 基础设施的持续推广和燃料转换补贴的实施，到2030年，商业用LPG可能完全被天然气替代，增加每年36亿立方米的天然气需求。总体而言，到2030年，天然气在住宅、交通和商业领域的加速采用可能再增加每年74亿立方米的天然气需求。

第五章. 国内天然气产量展望

印度的上游石油领域由国有印度石油天然气公司 (ONGC)、印度石油公司 (Oil India) 以及以印度信实工业公司 (Reliance Industries) 为首的私营企业主导 (与BP合作)。2023年的总天然气产量达到了350亿立方米的净量。国内供应大约满足了全国50%的天然气需求。

国有公司 ONGC 和 Oil India 是关键孟买海上、阿萨姆、特里普拉和坎贝湾盆地的领先运营商。他们产量中很大一部分来自分配给这些公司的提名区块。提名区块是指在没有竞争性投标的情况下，授予国有石油公司的特定区域，这主要发生在新勘探许可政策 (NELP) 实施之前。虽然许多这些油田已经开采数十年，但这些公司有效地管理了产量下降率。我们估算，到 2024 年，所有盆地中的提名区块将占印度天然气产量的60%以上。

天然气产量至2030年

历史上，孟买近海以及阿萨姆、达曼和坎贝陆上盆地一直是该国天然气生产的主要贡献者。这些盆地中的某些油田自1960年代以来一直在产气。

在21世纪初，印度信实工业公司 (Reliance) 在深水克里希纳-戈达瓦里盆地 (Krishna-Godavari basin) 的KG-D6区块发现了Dhirubhai 1和3天然气田。然而，由于储层问题，KG-D6区块的产量在2010年达到峰值时不到70亿立方厘米/天，在进入终端衰减期之前即已下降，未能达到原计划的峰值88亿立方厘米/天。印度的天然气总产量在2010年达到约50亿立方米的峰值，但在接下来的六年里下降了40%。

为了提高国内天然气产量，自2016年以来，政府提供了一系列激励措施，包括为深水区和超深水区块提供七年的免税期、为早期货币化油田提供优惠的特许权使用费率和财政激励措施。此外，政府简化了各种项目审批流程，以改善天然气行业的商业环境。

2016年，对未开发深海和高压-高温气田的天然气定价进行了关键性调整，这使得印度信实公司和BP的KG-D6项目以及ONGC的KG-D5集群2项目得以进入第二阶段，并最终完成。

投资决策 (FID) 。这些项目自2020年以来逐步投产并增加产量。

在经历了近十年的下降和停滞之后，2021年国内天然气产量重新实现增长。这一增长得益于位于印度东海岸KG-D6区块的瑞立杰-英国石油公司深海油田的产量。这三个油田——R集群、卫星集群和MJ集群——在其使用寿命内预计将合计产出850亿立方米的天然气。这些油田在2024年占印度总计36亿立方米净产量的近25%。因此，从2020年到2024年，印度的天然气总产量增长了近30%。

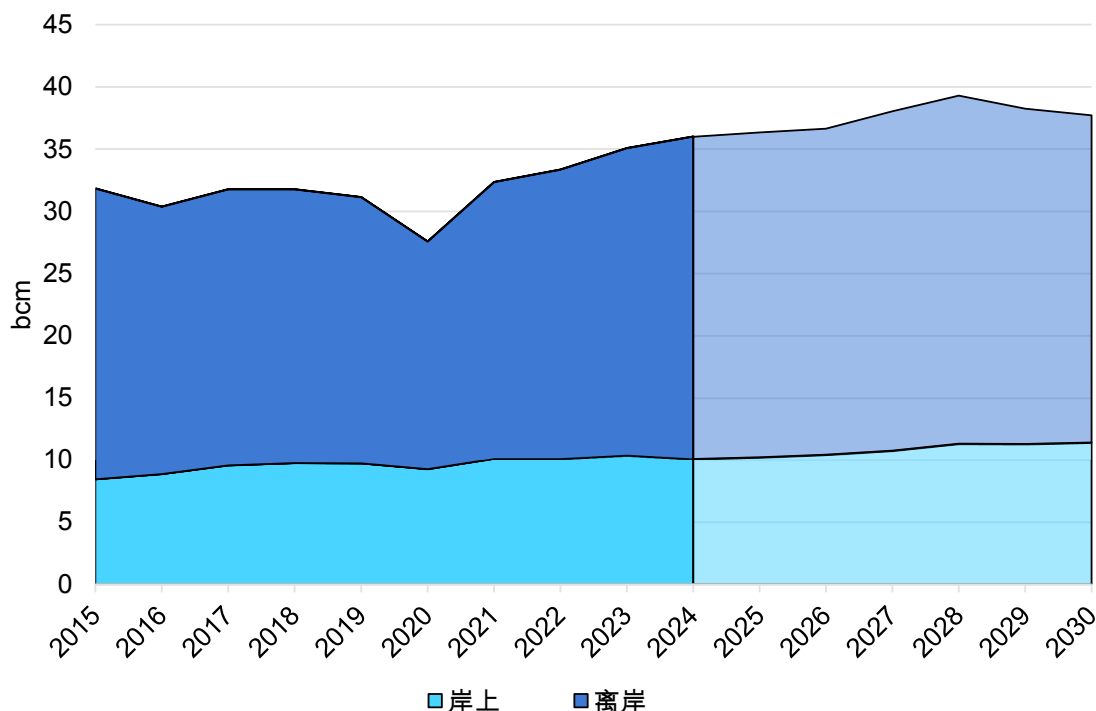
CBM项目产量增长，这些项目获得了完全的市场营销和定价自由，自2020年以来也对印度的产量恢复做出了微小的贡献，尽管2024年的总CBM产量仍低于1bcm。

2024年，政府为供应APM定价气体的传统油田和新油田，以及增产作业，引入了20%的天然气价格增长。尽管这项政策有助于增加在这些油田运营的国家石油公司的投资，但额外供应预计只能抵消未来几年的基础下降。

天然气田开发重大项目管线仍有限。在2024年至2030年期间，我们预计国内天然气产量将仅实现适度增长。这种增长将由煤层气 (CBM) 陆上产量的增加和发现的中小型气田产量驱动。关键的CBM项目包括印度信实工业公司 (Reliance) 、埃萨尔集团 (Essar) 、印度石油公司 (ONGC) 和GEECL在西孟加拉邦、达拉特纳邦和中央邦的开发项目，这些地区正在进行钻井作业以进一步增加产量。此外，预计到2028年初，尤其是在孟买近海盆地，多个非常规天然气 (DSF) 项目将投产。

海上产量预计将在2025年至2030年之间增加，得益于ONGC深海KG-D5项目的额外供应。然而，由于KG-D6油田产量趋于平稳以及像ONGC的孟买海上油田这样的传统资产产量下降，海上 (和总体) 天然气供应增长将受到抑制。

印度的年度天然气产量，2015-2030年



IEA. CC BY 4.0.

注意：数据按日历年报告。来源：基于IEA
分析的报告 PPAC 数据。

国内天然气生产的上升潜力

国内天然气产量进一步增长是有可能的，如果印度相对孤立的东北部地区需求得到释放。近年来，阿萨姆和特里普拉盆地为印度陆地生产贡献了近47%。

烃类总局

13% of its total gas supply. According to the

(DGH) 这些盆地合计具有1,874百万吨油当量 (MMtoe) 的风险未发现原地碳氢化合物资源潜力。印度的国家石油公司正处于有利地位，能够从这些盆地增加供应，这取决于进一步的经济和以基础设施引领的发展来释放区域需求。然而，在2030年之前，东北部的显著供应增长不太可能实现。

此外，在2025年1月初，印度国家石油公司 (ONGC) 选择了英国石油公司 (BP) 作为技术服务提供商，在10年期间增加孟买高地的石油和天然气产量。该计划旨在将油气产量相对于当前基线增加60%。如果成功，这项发展可能为本 decade 后半期的产量预测带来进一步的增长空间，预计到2030年之后才有重大贡献。

进一步增加国内生产的增长可以通过额外的财政和天然气定价改革来释放。过渡到对所有领域实现完全定价自由——

正如2022年政府任命的克里希特·帕雷赫委员会所建议的——将是最具潜力的激励措施。目前，并非所有领域都从完全的市场营销和定价自由中获益。逐步将这一自由扩展到所有项目，将鼓励现有企业增加产量，并使市场动态更有效地匹配供需。

多样化运营商组合也可能提高印度的长期生产前景。过去十多年来，勘探活动一直被少数几家经验丰富的公司主导，国际勘探者的参与有限。这种缺乏多样性导致了大规模油气发现的缺失。根据DGH的数据，印度未风险化原地烃潜在资源量为410亿吨油当量。吸纳更广泛的运营商群体，包括国际勘探和生产公司，可能解锁这一未开发资源潜力的更大份额。

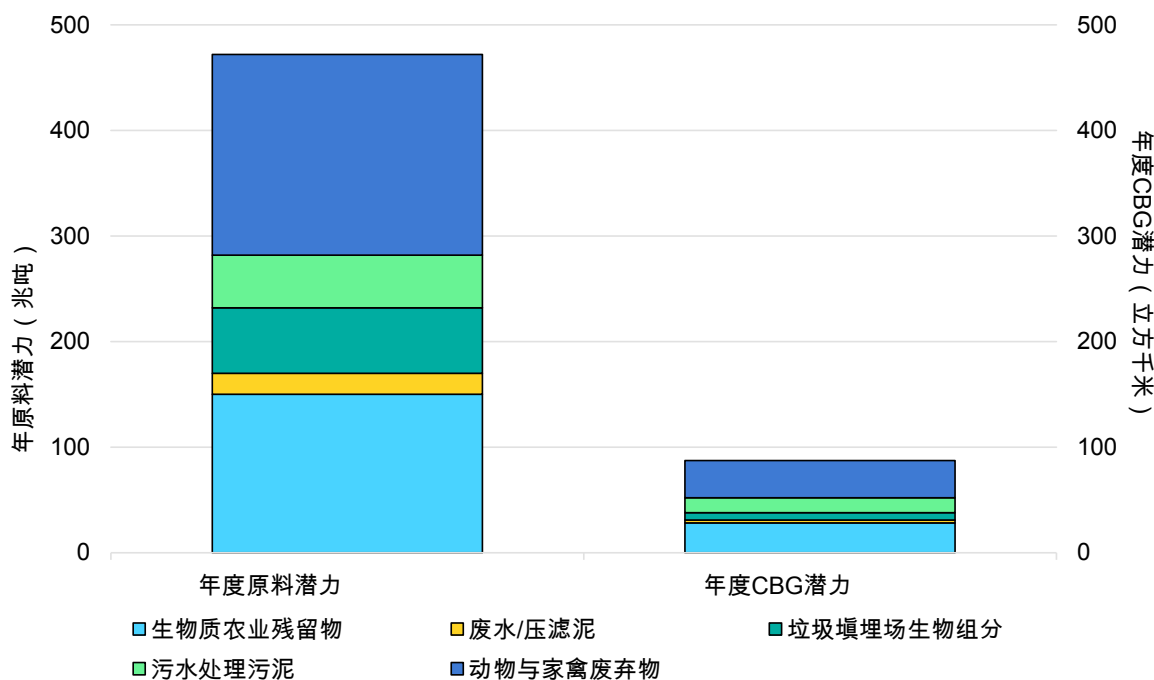
改善财政条款对于重振印度深海勘探兴趣至关重要。2016年颁布的《烃类勘探和许可政策》（HELP）旨在简化审批流程、简化财政条款，并重新激发许可和勘探活动。根据HELP，开放式区块许可计划（OALP）从1月和7月的半年期意向表示（EOI）轮次取代了传统的投标轮次，为公司提供了频繁的机会来竞标可用的区块。到2024年中，已授予涵盖约243 000 km²的144个区块，尽管国际公司大多避免了参与，更倾向于其他条款更具吸引力的国家。

然而，尽管存在运营挑战，印度的深水潜力已得到证实，印度石油公司（Reliance）和印度国家石油公司（ONGC）均已在克里希纳-戈达瓦里盆地进行生产。仅KG盆地就拥有约2,796百万吨油当量（MMtoe）的估计风险未发现原地潜力。将目前适用于未开发和未发现的土地的具有吸引力的财政条款扩展到已在生产和开发中的深水区块的新勘探前景，可能会重新点燃运营商的兴趣并加速这些已确立油田的发展。

压缩生物气供应展望

生物气生产在印度有着超过100年的历史，这得益于该国庞大的农业部门，目前该部门占比超过 [18% 占据该国国内生产总值的份额](#) 超过 and m 45% of overall employment. The Government of India has recently taken a renewed interest in [the biogas sector](#) and introduced policies to accelerate investments in compressed biogas (CBG) production. India's CBG potential is estimated at approximately 87 bcm/yr, while the installed capacity currently stands at less than 1% of this potential.

估算印度年度原料和潜在CBG产量



IEA. CC BY 4.0.

来源：基于新能源和可再生能源部数据的IEA分析。

政策支持CBG生产的倡议

GOBARdhan方案

The Galvanising Organic Bio-Agro Resources Dhan (GOBARdhan) initiative is a multi-ministerial programme aimed at converting biodegradable waste, including cattle dung, agricultural residues, and biomass, into valuable resources such as CBG and organic manure. It promotes a circular economy through a collaborative “whole of government” approach, integrating schemes like the Waste to Energy scheme by the Ministry of New and Renewable Energy and the Sustainable Alternative Towards Affordable Transportation (SATAT) initiative by the Ministry of Petroleum and Natural Gas.

去活化有机生物农业资源丹 (GOBARdhan) 计划是一项多部门项目，旨在将包括牛粪、农业残留物和生物质在内的生物可降解废物转化为有价值资源，如CBG和有机肥料。该计划通过协调中央政府、GOBARdhan方案整合了可再生能源部主导的废物发电计划以及石油和天然气部的“可持续替代交通方案” (SATAT) (价值100亿美元)，从而加强了这一计划。

SATAT initiatives

SATAT项目于2018年启动，旨在通过从生物质废料中生产CBG (环丙烷) 来提升能源安全和可持续性。SATAT项目重点在于提取

从各种生物质废流中获取经济价值，包括市政固体废物、农业残留物和糖业副产品。该计划鼓励独立企业家建立CBG生产工厂。这些工厂将生物质转化为CBG，随后通过气瓶分发给加油站。

为确保这些工厂的可行性，石油和天然气公司已承诺在前十年运营期间按设定的最低价格购买CBG。这为生产商提供了一个稳定的市场和收入流。该举措旨在帮助减少温室气体排放、降低对化石燃料的依赖，并在农村地区创造就业机会。

CBG-CGD同步方案

自2021年以来，石油和天然气规划与管理局（MoPNG）发布了一系列政策指南，以同步压缩天然气（CBG）与城市燃气分布式网络（CGD）的需求。印度天然气有限公司（GAIL）被授权实施此方案，确保向城市燃气分布式网络实体供应混合了国内天然气的CBG，以统一基准价格（UBP）用于城市燃气分布式网络中的压缩天然气（CNG）和居民用天然气的管道段。⁵

CBG，压缩至200-250巴气压，可通过阶梯式供应在零售网点销售，或注入由各自CGD实体指定的压力的输配管道。要参与该项计划，CBG生产商必须与GAIL签订销售其CBG的协议，并与GAIL和当地CGD实体签订三边协议，以供应CBG。

GAIL的模式通过零售网点和管道注入进行销售，但仅在少数城市实现了CBG-CGD的同步。地面实施仍然有限，公司主要通过自己的零售网点销售生物气以最大化价值生成。

CBG义务

在促进印度CBG（合成天然气）采用的重要一步中，国家生物燃料协调委员会（NBCC）于2023年11月批准了在城市燃气分销领域分阶段强制性销售CBG与CNG和PNG相结合。

在此指导下，对于2025-26、2026-27和2027-28财年，总CNG和PNG消费的义务分别设定为1%、3%和4%。从2028-29财年起，目标将提高到5%。

⁵ 统一基础价格是印度范围内GAIL向CGD实体供应CBG的标准费用率。压缩费用支付给生产商，这使得将气体加压至高达250巴的压力以进行注入变得有吸引力。

这项政策旨在刺激对CBG的需求，同时减少印度对进口LNG的依赖。政府强调，未达到目标可能导致处罚，可能影响CGD公司的财务和运营表现。

挑战CBG的采用

有限的销售量

目前，石油营销公司以“尽力而为”的原则采购CBG，这意味着他们应尽合理努力购买该产品，但法律上没有义务必须这样做。这给面临未售出库存风险的工厂主带来了挑战。实施像SATAT和CBG-CGD同步方案这样的举措仍然有限，公司主要通过自己的零售店销售生物气以最大化价值。扩大CGD网络并将它们与CBG工厂连接起来可以通过创建一个可靠的CBG市场、减少运输损失和最小化未售出库存成本来解决这个问题。

为了实现这一目标，印度政府推出了管道基础设施发展计划，旨在在合成天然气（CBG）工厂和城市天然气分发（CGD）网络之间建立联系，2024-25财年和2025-26财年计划投入990亿印度卢比（约合12亿美元）。该计划旨在确保通过成本效益的运输方式充分利用合成天然气（CBG），并最大化CBG的利用。

原料供应稳定性

确保印度CBG（大麻二酚）的稳定供应面临多项挑战，包括季节性生物质可获取性和物流不足。在收获期过后，农业残留物变得丰富，在其他时候则变得稀缺，这需要高效的储存和可靠的供应链以维持全年CBG的生产。广泛燃烧农业残留物，如秸秆，在印度（尤其是在旁遮普和哈里亚纳等北部地区）的空气污染中起着显著作用。此外，糖业副产品压泥通常被焚烧或倾倒入垃圾填埋场。大约50%的市政固体废物最终进入垃圾填埋场，其中45-55%是有机物质，适合用于生物气生产。

这些农业残留物、压滤泥和有机市固体废物可用作CBG植物的原料。然而，不完善的运输和分销基础设施阻碍了原料的持续供应，需要投资于网络、储存和处理设施。此外，不合理的废弃物分类会污染沼气原料，损害设备并降低生产质量。

尽管政府的财政激励和政策支持对潜在的CBG（合成生物燃气）生产商有利，但长期基础设施发展对于稳定的CBG供应至关重要。为了改善废物分类，政府可以提供税收激励、开展教育活动、征收罚款，并实施基于绩效的合同的公私合作伙伴关系。

土地成本

土地的高成本可能成为在农村地区建立生物气生产单位的一道屏障。获得负担得起的土地可以显著提高印度CBG（生物丁二烯）的生产，通过减少初始资本投资，特别是对中小企业而言。较低的用地成本可以促进在富含有机废物的农村地区建立CBG工厂，如农业残留物和畜禽粪便。这不仅降低了CBG生产的成本，还有助于支持分散化生产，降低物流成本，并促进当地能源生成。

州政府可以通过以可承受的价格向沼气生产者提供公共土地或提供其他土地收购激励措施，从而吸引投资，推动生物质气化（CBG）行业的发展。

政策层面遇到的障碍

关键障碍是各地在生物气体发展方面政策实施的差异性。尽管潜力巨大，大多数州在生物气体生产方面缺乏明确的政策和激励措施。目前，只有北部的乌塔卡尔普邦、哈里亚纳邦、比哈尔邦和古吉拉特邦拥有积极支持生物气体的生物能政策，而卡尔纳塔克邦、马哈拉施特拉邦等州则主要专注于沼气发电，而非生物甲烷。

为了解决这个问题，更多的州政府可以考虑建立和执行优先考虑CBG的全面政策。这包括简化监管审批、提供财务激励、土地援助以及开发必要的基础设施。中央和州级当局之间的合作对加速CBG行业增长至关重要。

营销挑战：CBG副产品

发酵有机肥（FOM）是CBG生产过程的副产品，可以作为有机肥料出售，对CBG生产者来说代表着一条重要的补充收入来源。然而，这些生产者在满足政府对于FOM的质量标准方面遇到了重大障碍，包括与水分含量、碳氮比和pH水平相关的规定。此外，由于尿素等补贴化学肥料的普遍可用性以及农民的认识有限，来自农民和肥料公司的FOM市场需求受到了影响。

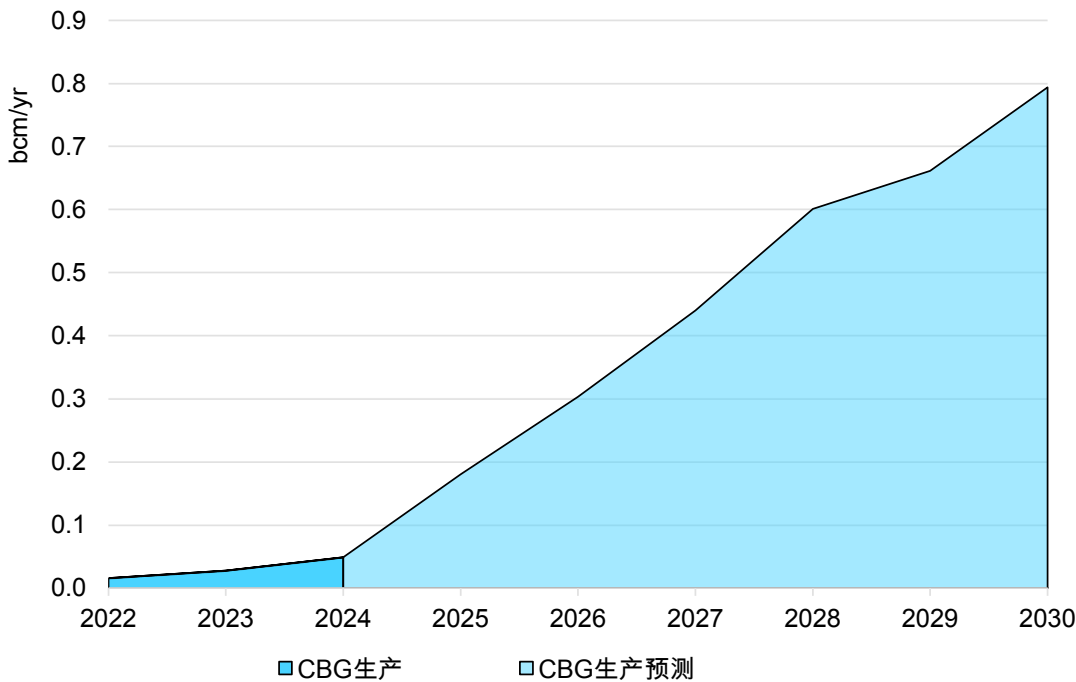
为了应对这些挑战，2023年，农业与农民福利部修订了化肥质量标准。这些修订放宽了对水分含量、碳氮比和可接受的pH水平的要求，使得CBM生产者更容易将FOM副产品作为化肥进行市场推广。此外，2023年引入的市场发展援助（MDA）计划，每吨提供1500卢比（或18.2美元）的财政激励，以促进FOM销售和推广有机农业。

CBG供应展望至2030年

截至2024年9月，印度大约有90家CBG工厂投入运营，其中77家属于SATAT和CBG-CGD同步方案。此外，还有508家工厂处于不同发展阶段，其中约150家正在建设中，这表明未来几年有显著的增长潜力。根据GOBARdhan门户的数据，马哈拉施特拉邦、中央邦、比哈尔邦和 Tamil Nadu 占运营中的CBG工厂总数的约58%。

2024年，CBG产量仅达到0.05bcm。主要障碍包括大型项目的商业可行性，以及与土地可用性、获取所需的原料、采购协议、FOM的销售和分销等相关挑战。到2030年，预计CBG产量将达到每年0.8bcm，产能利用率达到50%。

印度的CBG年产量，2022-2030年



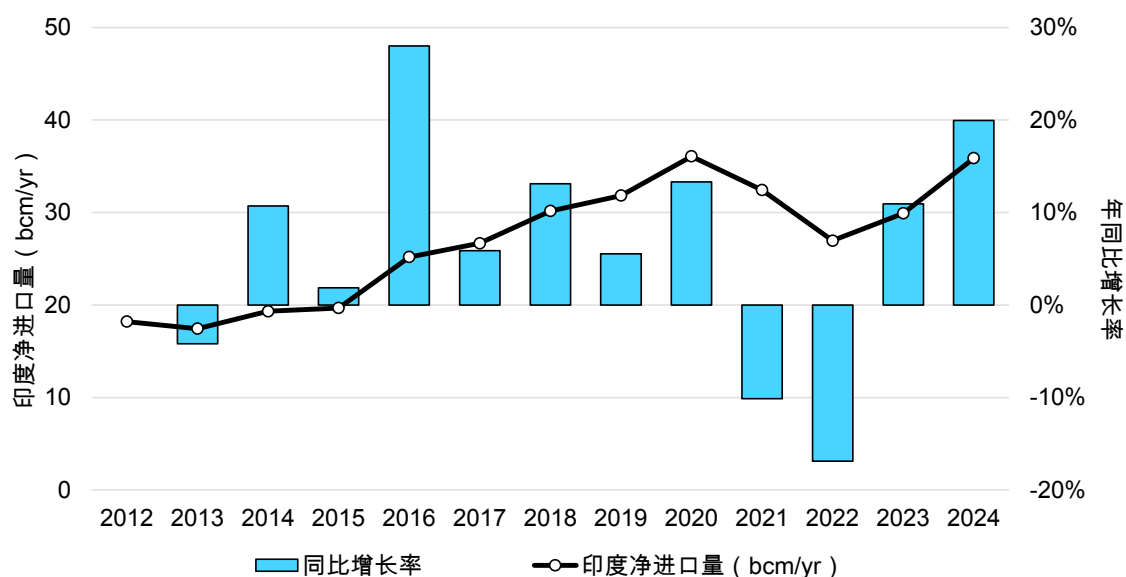
来源：基于PPAC数据分析的IEA分析。

第六章. 2030年液化天然气需求展望

最近液化天然气进口趋势

2024年，印度进口了创纪录的36亿立方米液化天然气（LNG），继续保持全球第四大LNG进口国的地位，仅次于中国、日本和韩国。自2013年以来，印度的LNG进口量翻了一番，平均年增长率接近8%。然而，这一平均增长率掩盖了显著的年度波动。2016年的年增长率最高，增长了28%，这得益于历史上最低的现货LNG价格和电力系统发展基金对天然气发电厂的补贴。2024年，LNG进口量同比增长近20%，成为过去十年中第二高的年增长率。相反，2022年，在全球能源危机期间，由于能源价格创下历史新高，需求受到挤压，LNG进口量出现了前所未有的17%的下降。

净液化天然气进口及印度同比增长率，2012-2024



IEA. CC BY 4.0.

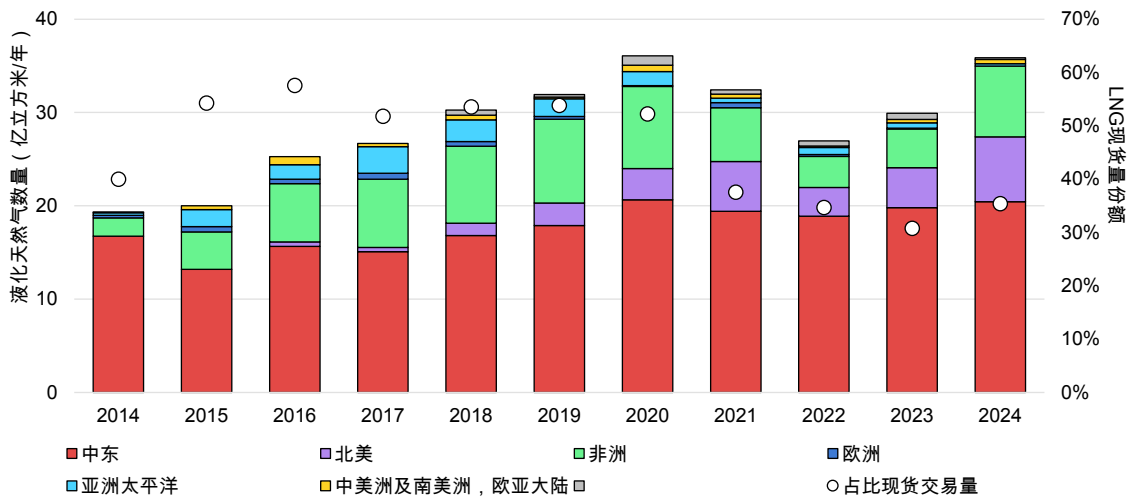
来源：基于ICIS LNG Edge数据的IEA分析。

印度液化天然气供应中现货采购的比例随时间波动，受多种因素影响，其中价格是主要驱动力。虽然与长期合同相比，现货市场交易提供了更大的灵活性，但它们也更易受到波动的影响。自2022年以来，在更高的价格条件下

环境，印度现货液化天然气进口已占总液化天然气进口的大约35%，较前五年超过50%的比例有所下降。2024年，印度公司签订了超过130亿立方米的/年新长期液化天然气合同。对长期合同的持续承诺对提高供应安全性至关重要，因为它确保了天然气稳定且可预测的流动，减轻了与波动现货市场价格和潜在供应中断相关的风险。

印度的液化天然气（LNG）进口来源涵盖广泛的多个国家，并且这些来源的多样性随着时间的推移而增加。2014年，卡塔尔无疑是最大的供应国，占到了总LNG进口的82%（16亿立方米），其次是尼日利亚，占9%（1.8亿立方米），以及也门，占3%（0.6亿立方米）。到了2024年，卡塔尔仍然是最大的供应国，但其份额下降至42%（15亿立方米），紧随其后的是美国，占19%（7亿立方米），和阿联酋，占11%（4亿立方米）。多元化供应来源使得印度能够减轻与供应中断和价格波动相关的风险，同时也为优化创造了更多机会。

液化天然气进口来源及印度现货液化天然气供应份额，2014-2024



IEA. CC BY 4.0.

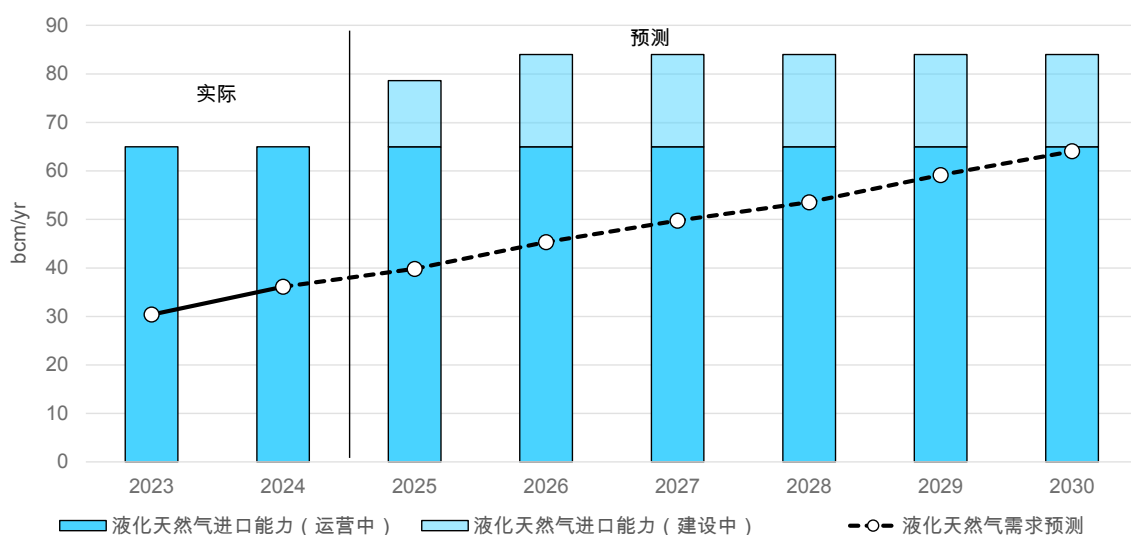
来源：基于ICIS LNG Edge数据的IEA分析。

关于到2030年的液化天然气需求前景

展望未来，印度的液化天然气需求预计将稳步增长，到2030年达到640亿立方米/年。这表示在2023年至2030年期间，年增长率约为11%。由于印度国内天然气产量预计到2030年仅将实现边际增长，因此对液化天然气进口的日益依赖将对填补差距和确保国家满足未来天然气需求至关重要。

这一增长将由现有和未来的长期合同以及增加的现货市场采购支撑。在确保供应安全和成本效益方面，合同承诺与现货需求之间的平衡至关重要。液化天然气需求的迅速增加要求在本 decade 后半期增加额外的液化天然气进口能力。

印度2023-2030年液化天然气需求预测及进口能力

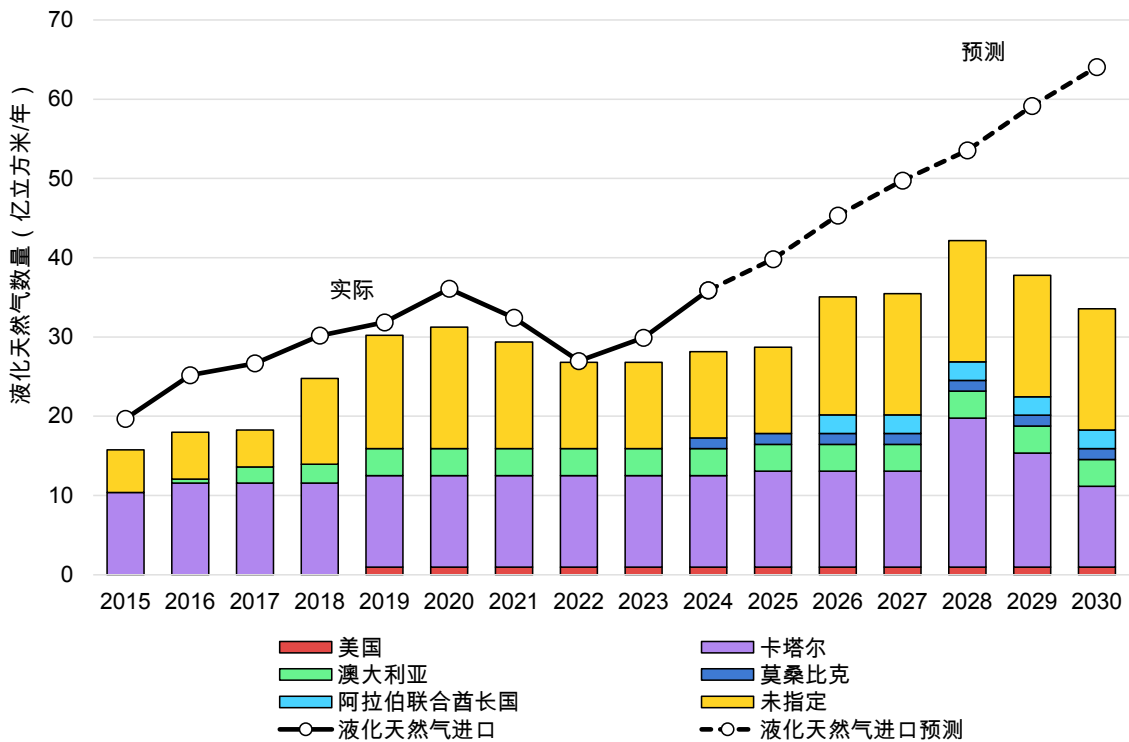


IEA. CC BY 4.0.

来源：基于ICIS LNG Edge数据的IEA分析。

合同液化天然气供应与预测液化天然气需求之间的差距预计将在2028年之后显著扩大，除非在接下来的几年内签订额外的液化天然气合同，否则印度将越来越容易受到现货液化天然气市场波动的影响。

我国2015-2030年按来源和按日历年划分的长期合同下的总液化天然气进口量和体积



IEA. CC BY 4.0.

注意：此图表反映截至2024年12月活跃的合约中的LNG数量，不包括可能的未来合约。图表包括莫桑比克LNG的数量，由于项目根据不可抗力通知暂停，尚未交付，等待进一步发展。

来源：根据截至2024年12月的市场公告和ICIS LNG Edge的数据，IEA分析

第七章。政策选项以增加天然气在印度能源结构中的作用

天然气具有满足快速增长的能源需求、减少当地空气污染以及缓解印度以煤炭为主的能源系统中温室气体排放的潜力。印度政府设定了雄心勃勃的目标，旨在增加能源结构中天然气的份额并发展以天然气为基础的经济。然而，由于相对于煤炭和可再生能源的成本劣势、高液化天然气价格时期、上游生产表现不佳以及下游基础设施不足，天然气在印度的能源系统中历史上一直面临挑战。

近年来，印度政府已采取重大举措克服这些障碍，为能源混合结构中天然气加速普及创造条件。在七个关键领域的针对性政策努力可以帮助进一步解决这些挑战，并通过到2030年强化天然气在印度能源经济中的作用。

1. 国内供应量增加

历史上，很少有主要经济体在没有丰富的天然气供应和显著国内生产支持的情况下成功地发展了基于天然气的经济和运行良好、具有竞争力的天然气市场。印度也是如此，其大约一半的天然气供应来源于国内油田。

然而，印度面临着平衡最大化生产——主要是来自成本高昂的深水区——与保持天然气对于其价格敏感的终端用户来说价格合理的挑战。由此产生的多级定价体系，其中大部分生产仍然受到价格上限的约束，不可避免地限制了生产增长。然而，预计在本十年的后半段全球天然气市场条件的放松为政府提供了一个在预测范围内实施全面天然气定价自由化的机会。

向所有油田过渡至天然气定价自由化

逐步将燃气定价自由扩展到所有领域，正如2022年Kirit Parekh委员会所建议的，这可能刺激上游领域的更大投资，并提高天然气对印度消费者的长期供应量。建议采取分阶段的做法，以保护消费者不受价格波动的影响。

过渡。初步措施可能包括取消深水及超深水HP/HT项目的价格上限，并允许上游生产商在印度天然气交易所（IGX）上自由出售比目前允许的更大比例的国内产量。

2. 发展国内基础设施并改善基础设施接入

近年来，天然气传输、分销和液化天然气进口基础设施的同时建设，已成为2023年和2024年天然气消费快速增长的关键推动因素，持续的基础设施建设是未来几年天然气进一步增长的关键前提条件。然而，天然气供应链关键部分的利用率仍然较低，具体项目的推广也遭遇了重大延误。为了应对这些挑战，政府可以进一步加强规划和审批流程，并增加对基础设施的非歧视性第三方接入。

严格执行最低工作计划

印度的城市燃气（CGD）网络建设近年来显著落后于多功能水项目（MWP）的承诺，导致管道燃气（PNG）连接数远低于目标数字。尽管解决其他阻碍更快建设的结构性因素仍然至关重要，但严格执行这些承诺——以及在运营商未能履行承诺时撤销独家权的机会——有可能加快城市燃气基础设施的增速。然而，这种严格性应与额外的激励措施和监管支持相结合，以避免阻碍对CGD网络的投资。

优先考虑下游基础设施中的最后一公里连接性。

随着CGD许可证在全国范围内发放，一些运营商面临与最后一公里连接相关的问题，包括高网络扩展成本、难以获得投资以及管道开发进度缓慢。解决这些问题并将传输电网扩展到所有授权地理区域，是成功建设配电网的前提条件，尤其是在农村和偏远地区。

完善天然气基础设施的规划流程

印度可以通过制定全国性天然气输送管网总体规划并实施滚动规划流程来提高其国内天然气输送网规划的透明度和效率，该流程类似于欧盟每两年更新一次的十年网络发展计划。此类举措将使市场参与者更好地理解计划中输送项目的时间表，从而促进更明智和协调一致的决策和战略规划。

确保基础设施对第三方有效、非歧视性的接入

实施透明的接入制度有潜力确保所有市场参与者能够平等地利用基础设施，从而促进天然气市场的竞争和效率，使消费者受益。将无歧视的第三方接入扩展到该国更多LNG进口设施——结合对可用产能、费率结构和其他收费的透明报告要求——可能提高终端利用率，并在印度预计需要不断增加的LNG进口量以满足不断增长的需求时确保充足的供应。进一步促进对传输基础设施的监管第三方接入也可能增加竞争并提高国内天然气传输网络的利用率。在营销独家期结束后向非歧视性第三方开放城市燃气网络也将为配电网带来类似的好处。

评估和评估进一步的输电基础设施费率改革

采用单一进出港关税模型可以通过将关税与实际交货点脱钩来简化关税结构，从而创建一个具有虚拟中心的统一全国市场。⁶ 此模型有可能提高市场流动性和效率。然而，鉴于印度的广阔面积和管道拥堵的潜在可能性，多个进出区域可能更符合该国的物理和物流现实。对每种模型的利弊进行仔细分析，包括通过公开的各方利益相关者咨询过程，对于确定最合适的方案至关重要。

3. 气体市场竞争加剧

国际经验表明，将供应和输电活动分开以及建立独立的天然气输电系统运营商（TSOs）是构建良好运行的天然气市场的关键前提条件。

运输与营销操作的解绑

承认印度独特的挑战以及在欧洲和北美成熟天然气市场中管制和拆分所发生的不同市场，适当计划在较长时间尺度上对印度的主要输气管道运营商进行拆分。然而，从长远来看，运输方面的法律分离与营销和销售操作方面的分离可能增强市场竞争，提高灵活性，并改善基础设施利用率，最终支持

⁶ 一个进出关税模型是一种天然气网络接入系统，它允许网络用户在进出点独立预订容量权利，而不是沿特定合同路径。此模型通过区域提供天然气运输，提供更多灵活性和非歧视性网络接入。进出容量独立通常由虚拟平衡或交易点支持，网络用户可以在其中买卖天然气。

在印度的能源结构中，天然气将扮演更重要的角色。向最终拆分过渡的临时步骤可能包括标准化天然气销售协议（GSAs）和天然气传输协议（GTAs），这些协议目前在印度的主要管道运营商之间尚未实现统一，以及严格执行主要运营商的行为准则，以确保在产能分配方面采取非关联方式，尤其是对关联公司。

创建独立的天然气输气系统运营商（们）

任何具有竞争力、高效运行的天然气市场都需要建立一个或多个独立的输送系统运营商，以确保基础设施的接入是公平、透明且非歧视性的。

提高可用产能和管道运输费用方面的透明度。

为了提高印度天然气行业的透明度，可以建立电子公告板以提供有关管道运营的实时、公开可获取的信息。这些公告板可以展示例如管道容量数据、费用和每日容量可用性等详细信息，确保所有利益相关者都能公平获取。此类有关合同和公共承运人容量数据的实时信息可以促进容量交易，提高市场效率，并随着时间的推移增加竞争。

持续推广一个透明高效的天然气交易平台

印度天然气交易所（IGX）的成立标志着印度天然气市场的一个重要步骤，促进了竞争、透明度和高效的价格发现。该平台通过确保公平和具有竞争力的天然气价格以及对冲机会，使消费者和生产者都受益。应继续努力吸引更多参与者并增加交易量，包括额外国内天然气、CBG和绿色证书的交易。

在经济中为天然气实现公平竞争的环境。

由于能源部门的历史演变而非有意设计，天然气在印度的许多终端使用领域与竞争燃料相比面临不平等对待和差异。解决这些差异可能有助于以牺牲其他污染更严重的化石燃料为代价，增加天然气的采用。

协调竞争燃料的税收体系

一种合作方法，旨在为所有竞争性燃料建立一个统一的税收制度，有助于创造一个公平竞争的环境。将天然气纳入印度的商品及服务税（GST）将消除其不平等——并且往往是

不利——与煤炭和液化石油气相比的税收待遇。然而，这项改革将导致州政府目前从天然气中征收的增值税收入损失。

调整税收结构以支持使用天然气作为交通工具燃料，类似于对电动汽车的有利税收待遇，可能鼓励其采用并相比柴油和汽油汽车减少排放。

调整天然气进口关税以与原油应用税率相一致，并合理化压缩天然气（CNG）车辆的商品和服务税（GST），以反映其在生命周期内相对于柴油的环境优势，这可以进一步促进天然气在运输领域的使用。这些措施将增强天然气的竞争力，并激励印度使用更清洁的燃料。

实施收入中性的碳定价

一个强有力的碳价格信号可以通过将更高排放的外部成本纳入燃料使用决策中，帮助抵消天然气的成本劣势，尤其是在与煤炭相比的情况下。通过税收减免或直接退税，一种收入中性的方法可以通过重新分配碳定价的收入来保持消费者整体成本稳定。这种机制鼓励采用更清洁的能源来源，而不会增加消费者整体财务负担。理想情况下，这样的框架应逐步实施，考虑生命周期排放，并涵盖所有燃料类型。类似的收入中性碳税和征收已经在包括墨西哥、瑞士和加拿大不列颠哥伦比亚省在内的少数国家和次国家实体中实施。

5. 在潜在增长领域提供有针对性的支持

尽管旨在支持天然气行业的政府政策应该主要专注于消除市场扭曲，但在至少两个面临困境的终端使用领域实行有针对性的支持计划可能是合理的。

启动重型运输领域的液化天然气使用

重型运输行业难以减少温室气体排放，而液化天然气（LNG）对柴油燃料来说，在经济和环境上都是一个具有吸引力的替代方案。然而，如果没有建立起的生态系统，运输业中的LNG面临着一个“先有鸡还是先有蛋”的问题，需要在部署的早期阶段得到政策支持。可能的激励措施包括政府部门对LNG动力商用车辆和矿用卡车的采购、降低燃油税和道路通行费、对LNG车辆提供国内天然气配额以及对重型卡车制造商设定企业燃油效率标准。

利用印度的闲置燃气发电能力

利用更多印度未充分利用的燃气发电能力可以补充间歇性可再生能源发电，从而加快太阳能和风能发电的部署，同时替代煤炭以减少温室气体排放和空气污染。如2019-2020年提议的那样，捆绑太阳能和燃气发电能力拍卖可以支持孤立燃气电厂的平衡作用。

此外，在印度能源交易所（ IEX ）实施峰值电力电价并扩大高价日前电力市场，可以激励使用燃气发电，补充可再生能源并确保电网稳定。引入短期和季节性的动态价格灵活性，以及能够实现负荷转移的机制，将进一步有利于灵活的电网资源。这种方法可能会支持燃气以及其他解决方案，如电池和需求响应。

加速煤炭向天然气转换也可以通过加强《绩效、实现和交易》（ PAT ）方案中煤炭发电厂的节能目标，并将碳排放权交易方案（ CCTS ）扩展到包括热电厂来实现。将这些框架纳入能源效率和二氧化碳排放量减少，将为燃料转换创造更强的激励措施，因为与煤炭相比，天然气发电厂具有更高的效率和更低的排放。²

确保天然气供应安全

鉴于印度对进口液化天然气（ LNG ）的依赖日益增长，2028年后合同覆盖率下降，以及由于价格波动和极端天气事件导致的急剧需求波动，该国将得益于更战略性的管理天然气供应安全的方法。

评估战略天然气储存与其他天然气储备机制。

2022-23年能源危机期间极端的价格波动导致印度对价格敏感的部门削减了天然气供应，并促使政府探讨战略地下储存的可行性，以增强能源安全并缓解价格波动。然而，战略天然气储备只是众多天然气储备机制和灵活性选择之一，鉴于其高成本、长周期和在其他国家能源危机期间的使用限制，它们可能不是印度最理想的解决方案。因此，政府可以考虑更广泛的替代方案，包括扩大液化天然气储存能力、灵活的商业安排以及基于政策的机制，例如日本战略缓冲液化天然气框架，同时考虑战略天然气储备。

在考虑市场趋势和不断增长的液化天然气需求的情况下重新思考液化天然气合同策略

全球液化天然气（LNG）市场预计将在本世纪后期显著放宽，而随着2028年传统LNG合同的到期，印度对现货市场动态的敞口预计将增加。鉴于这些趋势，印度的LNG合同策略应适应以确保长期天然气供应安全并减轻市场风险。关键策略可能包括要求国营进口商确保所有新的LNG合同都是目的地灵活的（至少在印度境内如此）以及探索为较小的城市燃气公司联合采购LNG，以帮助它们谈判更好的条款。利用本世纪后半叶较低的国际价格也可能提供锁定有利LNG合同的机会。

7. 沿着天然气价值链减少排放

压缩生物气生产与印度的广阔农业基础及其增加国内天然气供应并满足长期脱碳目标的雄心相得益彰。它还通过将有机废物转化为有价值的资源来解决废物管理问题。印度政府为压缩生物气（CBG）提供了值得称赞的支持，但该行业早期发展阶段表明，额外的政策措施可以进一步加速其增长并使其成为关键能源来源。

在平行方面，努力减轻天然气价值链中的甲烷排放，可以延长天然气在印度能源转型中的作用，并为该国应对欧盟碳边界调整机制（CBAM）等国际碳定价机制做好准备。

提供压缩生物气生产支持。

提供以优惠价格将公共土地出售给生物质气生产商，或提供其他土地获取激励措施，有助于促进农村地区生物质气发电站的建立。

建立一个透明且稳固的国家注册系统以追踪CBG生产和记录绿色证书可能有助于促进贸易增长。在天然气管网发展过程中，支持来源保证或其他绿色认证的账簿和索赔系统可能有助于市场拓展。建议在证书中包含可持续性和温室气体排放绩效数据，以鼓励使用可持续原料和高效沼气厂。

在车载生物气体（CBG）义务的早期阶段，当CBG必须与天然气一起出售以生产压缩天然气（CNG）和液化天然气（PNG）时，供应可能跟不上需求。在这种情况下，引入合规豁免（允许义务方通过购买灵活地满足其要求）可能是有益的。此外，改进

国家与全国政策工具之间的协调可以增强资金项目的获取并简化许可流程。采取一站式服务方法可以进一步支持这些努力。

沿天然气价值链减少甲烷排放

印度是世界第五大能源相关甲烷排放来源。尽管其中大部分（约80%）的排放来自煤炭和生物质能源的使用，印度还是在2023年向大气中排放了500万吨与天然气相关的甲烷。另外600万吨则来自印度的油田。制定一个全面的策略来监控、缓解和捕捉这些排放不仅可能为印度的年度天然气供应增加相当于多达16亿立方米的能源，而且还能确保天然气在整个预测期内保持作为一种可行的过渡燃料。此外，这样的努力可能有助于印度遵守国际碳定价机制，例如欧盟的碳边界调整机制（CBAM），该机制对嵌入进口商品中的碳排放征税，从而使得印度的出口商能够在有严格碳监管的市场中保持竞争力。

附件

缩写和首字母缩略词

ACE	中国CGD实体协会
APM	行政价格机制
ATGL	阿达尼总燃气有限公司
BPCL	印度石油公司有限公司
复合年增长率 (复合年增长率)	Annual Growth Rate , CAGR)
碳边境调节机制 (碳边境调节机制)	碳边境调节机制
CBG	压缩生物气
煤层气	煤层气
中国通信标准化协会 (中国通信标准化协会)	China Communications Technology Standardization Association)
CGD	城市燃气输配
压缩天然气 (CNG)	压缩天然气
CO ₂	二氧化碳
DGH	烃类总局
DRI	直接还原铁 (Direct Reduced Iron , 简称DRI)
DSF	发现了小油田
电子制造服务 (电子制造服务)	Electronic Manufacturing Services)
意向书	意向表示
欧洲联盟	欧盟
电动汽车 (Electric Vehicle)	电动汽车
FID	最终投资决定
FOM	发酵有机肥
FSRU	浮式储气再气化单元
FY	财年
GA	地理区域
加尔各答燃气有限公司 (加尔各答燃气有限公司)	加尔各答燃气有限公司
谷歌云平台 (Google Cloud Platform)	燃气、煤炭和电力市场部门
GCV	毛热值
国内生产总值 (Gross Domestic Product)	国内生产总值
GEECL	大东方能源股份有限公司
GGL	古吉拉特天然气有限公司
温室气体 (Greenhouse Gases)	温室气体
GOBARdhan	有机生物农业资源振兴计划——Dhan
全球航空公司服务协会 (Global Aviation Manufacturers Association)	全球航空公司服务协会
GSPC	古吉拉特邦石油有限公司
GSPL	Gujarat State Petronet Limited
增值税 (Goods and Services Tax)	商品及服务税
GTA	天然气传输协议

HDV 重型车辆帮助 碳氢化合物勘探和许可政策
HP/HT 高压/高温 HPCL 印度石油公司有限公司
IBA 印度生物燃气协会
国际能源署 国际能源署
IEX 印度能源交易所
IFGE 印度绿色能源联盟
IGL Indraprastha Gas Limited
IGX 印度天然气交易所
印度卢比 (Indian Rupee) 印度卢比
印度 Oil Corporation Ltd. 印度石油公司有限公司
国际贸易委员会 (International Trade Commission) 输入税额抵扣 KG 克里希纳·戈达瓦里
液化天然气 (Liquefied Natural Gas) 液化天然气
液化石油气 (Liquefied Petroleum Gas) 液化石油气
MDA 市场发展援助
MGL 马哈纳加尔燃气有限公司
中国石油天然气集团公司 (China National Petroleum Corporation , 简称 CNPC) 石油和天然气部
MWP 最小工作计划 NBCC 国家生物燃料协调委员会
NDC 国家自主贡献
国家能源实验室 (National Energy Laboratory of China) 新的勘探许可政策
NEP 国家电力政策
天然气液态 天然气液化 NITI Aayog 印度国家转型机构 委员会 NO_x 氮氧化物
NTPC 国家热力电力公司
OALP 开放海域许可计划
石油 印度石油有限公司
ONGC 中国石油天然气集团公司
专利申请号：PAT 执行，达成，交易。
PM 颗粒物 PMUY 印度总理乌贾瓦尔雅奥扬计划
PNG (PNG是一种无损压缩的图像格式) 输送天然气 PNGRB 石油和天然气监管委员会 PPAC 石油规划和分析小组
公共事业公司 公共部门企业
印度信实工业有限公司 (Reliance Industries Limited) 印度信实工业有限公司
液化天然气 已再气化的液化天然气
SATAT 可持续的替代性经济交通方案
自由贸易区 经济区
SGL 萨巴尔马蒂天然气有限公司
中小企业 (Small and Medium-sized Enterprises) 中小企业SO_x 硫氧化物

华能集团 南方石化工业（集团）有限公司
TPA 第三方接入电力系统运营商 输电系统运营商
UBP 统一基准价格 UGS 地下天然气储存
美国 美利坚合众国
美元 美元
增值税 增值税

术语表

每 barrels/day 桶/日
bcm 十亿立方米
bcm/yr 每年十亿立方米
GW 兆瓦
千瓦时 千瓦时 MBtu 百万英热单位
MJ 兆焦耳 每日百万英桶 每天百万桶
兆吨油当量 百万公吨油当量
MW 兆瓦
脚指 吨油当量
太瓦时（TWh） 兆瓦时同比增长 同比增长

国际能源署 (IEA)

这份工作反映的是IEA秘书处的观点，但并不一定代表IEA个别成员国或任何特定资助者或合作伙伴的观点。该工作不构成对任何特定问题或情况的职业建议。IEA对其内容的完整性或准确性不作出任何明示或暗示的保证，且不对该工作的使用或依赖负责。



受国际能源署 (IEA) 的条件限制 [通知：关于CC许可内容的公告](#)，这项工作是根据以下许可证授权的 [Creative Commons署名4.0国际许可协议](#)。

除非另有说明，所有图表中所展示的材料均来源于国际能源署 (IEA) 的数据和分析。

IEA Publications 国际能源署网站：www.iea.org

联系信息：www.iea.org/contact

排版于法国的IEA - 2025年2月 封面设计
：IEA 照片版权：© Getty Images

