

三大油在山东省的供气资源和供气路径以及销售政策分析

李凯凯（山东石油天然气股份有限公司，山东 济南 250000）

摘要：山东省天然气资源获取主要以省外内陆管道气和海外 LNG、胜利油田自产气、渤中凝析气田以及渤南油气田为基础，借助国家管网跨省通道、省内主干线及支线管网来实现全省天然气供应，本文对省内上游供气资源、供气路径、下游销售政策进行研究分析。

关键词：三大油；山东省供气资源；供气路径；销售政策

1 山东省供气资源

1.1 按供应商分类

目前，山东省资源供应商主要为三大油，省内利用的天然气资源主要来自中石化的青岛 LNG 接收站、胜利油田、天津 LNG 接收站，中石油的长庆气田、牙哈气田、克拉 2 气田，塔里木气区吉拉克凝析气田、中亚进口气、俄罗斯进口气等，中海油的渤南气田、渤中 19-6 特大凝析油气田等。

表 1 山东省域气源构成

1	中石化	青岛 LNG 接收站、胜利油田、天津 LNG 接收站等
2	中石油	长庆气田、牙哈气田、克拉 2 气田，塔里木气区吉拉克凝析气田、中亚进口气、俄罗斯进口气等
3	中海油	渤南气田、渤中 19-6 特大凝析油气田等

1.2 按资源产地分类

山东省天然气按资源产地分类可以分为国内自产气、陆上进口管道气、进口 LNG、陆上液厂 LNG，其中自产气主要源自胜利油田和渤南、渤中气田，管道气来源于中俄东线俄气和冀宁线中亚气，进口 LNG 主要由天津 LNG 接收站、青岛 LNG 接收站、国网天津 LNG 接收站进行供应。以 2022 年为例，山东省天然气供应量为 234 亿方（三大油供应 215.1 亿方、其他供应 18.9 亿方），其中国内自产气为 117.6 亿方，占比 50.3%；陆上进口管道气为 7.5 亿方占比 3.2%；进口 LNG 资源为 90 亿方，占比 38.5%；陆上液厂 LNG 资源 18.9 亿方，占比 8.1%。

2 供气路径分析

目前，山东省已建省级干线、支线管道超过 7000 公里，其中国家管网与其他主体约各占一半。省内主要干线管道为中俄东线、南干线、东干线南段、冀宁线、安济线、天津 LNG 外输管道、济青二线、泰青威管道、

济青一线、山东 LNG 干线、青宁线、榆济线。省域内主要通过 3 条供气通道来实现天然气资源的输送，用以满足山东省实际用气需求。

2.1 供气通道

以泰青威和济青双线为主，打造输气内环。中石油主要通过沧淄线、冀宁线、中俄东线和平泰线连接省域输气内环管网实现供气，2022 年中石油对山东省供气 97.3 亿方（占比 41.6%），其中沧淄线 3 亿方、平泰线 34.7 亿方、中俄东线加冀宁线 59.6 亿方；中石化则是通过天津和青岛 LNG 外输管道、榆济线和安济线、中开线与泰青威以及济青二线相连通来对山东省域进行供气，2022 年中石化对山东省供气 106.2 亿方（占比 45.4%），其中天津 LNG 外输加槽车运输 35.8 亿方、青岛 LNG 接收站 50.2 亿方、榆济线加安济线 11 亿方、中开线 1.2 亿方、其余 8 亿方为胜利油田供应。

2.2 供气通道

省域内第二条供气通道气源来自中海油渤南气田和渤中 19-6 气田，其中渤南气田天然气主要由烟台市市中世管道外输，而渤中 19-6 凝析油气田资源则由滨州登陆进入北海首站，通过中海油渤中滨州外输管道，从银高阀室连接国网天津 LNG 专线向南联通至济青二线供应山东中部地区，2024 年滨州终端外输气量计划从 4 月 130 万方/天逐月增加日输气量至 12 月 290 万方/天，年底预计共输送海气约 5.7 亿方。2022 年中海油山东省域供气 11.6 亿方（占比 5%），其中渤南气田 6.6 亿方、国网天津 LNG 槽车运输 4 亿方、管道代输 1 亿方。从省域内供应天然气资源情况综合来看，2022 年三大油在山东省天然气供应总量达 215.1 亿方，其中中石化占比 45.4%（106.2 亿方）最高，中石油占比 41.6%（97.3 亿方）次之，中海油占比 5%（11.6 亿方）最低，其他供应（管道供应+液态供应）占比 8%。

2.3 供气通道

第三条供气通道以省域天然气环网干线为主打造输气外环。①从输气外环上行来看，山东管网北干线建成后，国网天津 LNG 接收站和烟台西港区 LNG 接收站均可通过各自 LNG 外输管道连接北干线来实现天然气资源输送；②从输气外环下行来看，未来中石化龙口 LNG 资源可就地供应东干线沿线市场，富裕资源再通过山东管网东干线和南干线注入文 23 储气库或向下通过青宁线南至川气东送管道进行跨省外输。此外山东省在加快省域天然气外环管网建设的同时，同步推进输气支线和省内联络线建设，加强互联互通，逐步实现东部沿海 LNG 资源外输。

3 销售政策分析

3.1 中石油管道气近年销售政策

2022 年中石油的管道气政策方案按照非采暖季（每年 4-10 月）和采暖季（每年 11 月-次年 3 月）进行划分，非采暖季有管制气和非管制气两类，管制气又分为居民和非居两种，非管制气分为三档（非管制气资源多数按第三档价格实施）；采暖季实行均衡一、均衡二及调峰气三类，其中均衡二和调峰气分三档。用户存量核定标准上，2022 年采暖季存量气核定标准为原则上不低于该用户上一年同期实际用气量的 90% 进行配置，2023 年采暖季与非采暖季则是按上一年同期实际用气量 100% 进行配置。

今年 3 月 15 日，中石油出台了 2024-2025 年管道气销售政策方案，对比上一合同年，主要变化有：①取消居民气量标签，合并管制气中“居民气量”和“非居民气量”，统称为管制气量，非管制气取消均衡量的区分；②非采暖季管制气量由 70% 调整至 65%，非管制气由 30% 调整至 35%；采暖季管制气与非管制气比例 55:45 不变；三是非管制气中的浮动价格气量由挂钩 JKM 改为与“上海石油天然气交易中心发布的中国 LNG 综合进口到岸价格指数”相联动。

3.2 中石化管道气近年销售政策

中石化的管道气定价方案和中石油类似，按照淡旺季用气需求制定不同价格，中石化的管道气定价方案中分为合同量和额外量两种，合同量分为基础量（包括居民非居民）、定价量、顺价量三类。2022 年 11 月至次年 3 月的基础量及定价量核定标准按照 2021 年（基础量+定价量）的 90% 签订，合同内资源配置上基础量与定价量的比例为 8:2，而 2023 年 4 月至次年 3 月则是按照 2022 年基础量和定价量总和的 90%

签订，其中基础量占比 70%，定价量占比 30%。

与上一合同年中石化销售政策相比较，其主要不同之处为：①增加政府指导价气量比例及气价；②调低基础量比例；③调高定价增量比例，定价增量气价与 Brent 国际原油长协价格联动；④顺价增量参照上海交易中心发布的中国进口现货 LNG 到岸价格指数，按与其挂钩的送到价公式执行。此外，中石化还推出中长期合同，合同期为 2024 年 4 月 1 日至 2027 年 3 月 31 日。合同价格暂按中石化进口长协资源占比 60%、中石化自产资源占比 40% 配比，与布伦特油价挂钩的送到价公式执行。

4 销售政策变动分析

4.1 中石油管道气价格影响

第一居民与非居民并轨导致居民用气在下游消费结构中占比大的城燃企业采购成本上升。居民气量与非居民气量并轨，管制气价格统一上浮 18.5%，在去年定价方案中，管制气中居民用气上浮 15%，非居民用气上浮 20%，新方案价阶合并后，居民用气在下游消费结构中占比较大的城燃公司的气源采购成本将会有所上升。同时在定价方面，非管制气价格在门站基础上上浮 70%，较去年降低了 10%。非管制气占比的提升体现了近年来国内非管制气供应增幅较大对资源池整体价格的影响；从价格水平变化来看，在不考虑 3% 的浮动价格气量的基础上，居民气价淡旺季同比均上涨 3.5%。非居民气价淡旺季同比下降约 1.5%。由于价阶比例和居民并轨的调整，最终合同价格的涨跌与城燃企业的用气结构关联较大。

第二，非管制气浮动气量价格挂靠国内 LNG 进口到岸价格指数利于天然气价格链传导。今年浮动价格气量比例同比持稳，气价调整为与上海石油天然气交易中心发布的月度中国进口现货 LNG 到岸均价联动，体现了中石油对国内天然气价格指数的关注度的进一步增加，同时可以更为准确、真实地反映国内进口 LNG 价格成本，也利于国内天然气价格链的顺畅传导。

第三，管道气合同量淡旺季价差较往年收窄，储备调峰气源旺季调峰销售压力可能增大。2024-2025 年新政策管制气与非管制气在采暖季与非采暖季价格分别统一上浮 18.5% 和 70%，因此管道气合同量淡旺季价差较往年（2022-2023 年）收窄，储备调峰气源旺季调峰销售压力可能会增大；此外，城燃企业与其他直供大用户气价统一，城燃企业气源价格优势减弱，或推动管道气大用户直供。

4.2 中石化和中海油管道气价格影响

4.2.1 中石化管道气价格影响

对比中石化近两年管道气合同量价格变化来看,浮动部分气价在国际油价及 LNG 现货价格均有下行预期下,同比或下滑;固定部分气价,多数地区同比降 5% 左右。目前中石化已推出 2024-2025 年管道气年度合同方案,分别为年度结构合同、一口价合同及三年长期合同。其中,三年长期合同价格根据进口与国产资源配比构成,进口资源价格挂靠中石化进口长协定价,国产资源根据基准门站价格上浮定价;年度结构合同 2022 年以及 2023 年山东地区分别执行 8:2 和 7:3 的合同量配比(基础量:定价量),2024 年山东地区则是按新政策执行 3:2:4:1(政府指导价气量:基础量:定价量:顺加量)的合同量配比。结合浮动和固定部分气价情况,加之受政府指导价气量的新增以及其气价 18% 同比往年基础量气价降低等多重因素叠加影响,合同综合价格将同比走低。

4.2.2 中海油管道气价格影响

中海油则是电厂价格与 JKM 同步联动。例如,在中海油 2024 年华南地区夏季合同价格方案中,电厂价格均按热值 0.0385 吉焦/方折算至体积计价估算,当 JKM 价格 8.05-10.05 美元/百万英热之间,电厂到厂价折约 2.99 元/方、城燃 3 元/方;当 JKM 价格高于 10.05 美元/百万英热,电厂到厂价上浮 5% 折约 3.14 元/方、城燃 3.15 元/方;当 JKM 价格低于 8.05 美元/百万英热,电厂到厂价下浮 5% 折约 2.84 元/方、城燃 2.85 元/方。

4.3 综合影响分析

第一,中石油定价政策有利于管道气市场化推进,中石化不同合同类别为下游用气企业提供更多选择空间。综合三大油管道气政策来看,中石油管道气价格上下游价格联动机制逐步完善,上游定价政策更利于管道气市场化推进。而中石化年度、一口价、长期三类合同的推出,则是更利于下游企业自由选择合适自身情况的合同,可单独签订常规年度合同,或与长期合同并签。中海油南方电厂板块定价与 JKM 现货价格密切联动,且有相当一部分资源以液态形式对外销售,气态政策相对较少,目前暂未出台各地区管道气政策。

第二,国内管道气市场三大油与各资源方同步竞争,合同内气量同比可能稳中有增,合同外增量价格或同比降低。随着国家管网“X+1+X”政策的逐步推进,三大油之间与其他资源方同步竞争的天然气市场化格局

愈发清晰,国内管道气市场已有趋向市场化发展的势头,第三方企业管道气贸易在国内 LNG 接收站、主干管网等基础设施开放利好下,快速发展。预计三大油 2024-2025 合同年管道气合同量同比可能稳中有增,绝大部分管道气存量市场仍将依赖于三大油供应,而管道气合同量外增量市场预计竞争激烈,价格同比或明显下降。

第三,中石油和中石化部分气价与中国 LNG 进口到岸价联动,利于价值链传导及中国天然气价格指数形成。三大油新销售政策中,中石油非管制气浮动气量价格由去年与 JKM 联动改为与上海石油天然气交易中心月度中国 LNG 进口到岸价联动,浮动气量价格挂靠指数的调整更能真实地反映国内进口 LNG 的价格成本,也利于天然气价格链的顺畅传导;中石化去年顺价量与 JKM 联动、定价量联动进口资源综合成本,今年顺价量改为参照中国 LNG 进口到岸价(与中石油非管制气浮动气量价格挂靠指数一致),定价量与 Brent 长协联动;中海油则是电厂价格与 JKM 同步联动。综合来看,中石化和中石油管道气定价从与国际市场原油、天然气价格联动在逐步向能够实际体现国内 LNG 现货成本的上海交易中心指数进行转变,这也为未来建立反映国内供需关系的中国价格指数打下基础。

第四,国内天然气市场正在从供不应求向供过于求的局面逐步过渡,供过于求或将导致气价降低。从 2017 年起大规模推进“煤改气”到 2018 年其效应持续释放使天然气需求短期内快速增加,再到 2019 年其推行力度放缓,供不应求的市场矛盾有所缓解,此后三年天然气供需处于紧平衡状态。2022 年,受地缘冲突影响国内天然气供应再现局部缺口,随着 2023 年市场回归常态化,从天然气供需数据来看(供需量分别约 3900 亿和 3700 亿左右),去年国内天然气资源偏充裕且处于供略过于求的市场状态。2024 年一季度以来,国内管道气资源较为充裕,部分城市燃气出现月内气量未完全消化的现象,导致管道气现货价格呈现下滑走势。此外,LNG 市场也缺乏有效支撑使之价格不断下探,但消费市场并未出现较大反应。这些都表明上游供应资源对下游消费市场的覆盖过于充足,加之上游竞争加剧和下游复苏乏力等叠加因素影响,导致国内天然气市场逐步向买方市场过渡,供过于求或将导致气价向走低趋势发展。

作者简介:

李凯凯(1989.12—),男,山东潍坊人,汉族,本科,职称:工程师、经济师,研究方向:燃气工程。