

中国天然气价格形成机制改革的经济分析

——从“成本加成”定价法到“市场净回值”定价法

汪锋 刘辛

重庆大学经济与工商管理学院

汪锋等.中国天然气价格形成机制改革的经济分析——从“成本加成”定价法到“市场净回值”定价法.天然气工业,2014,34(9): 135-142.

摘要 天然气作为重要的能源资源,其大规模开发利用对调整中国能源消费结构、保障国家能源安全和经济安全都具有重要的战略意义。近期在国家层面展开的天然气价格形成机制改革可以有效理顺当前形势下天然气与替代能源间的比价关系,引导天然气资源合理配置,摸索自然垄断行业全面深化改革的新思路。通过回顾中国天然气价格形成机制改革进程,建立数理经济学模型,分析了天然气供应商在不同价格形成机制下的最优决策和对应的市场结构,可以为进一步推进改革做好准备。结论认为,由“成本加成”定价法向“市场净回值”定价法转变的天然气价格形成机制改革适应中国天然气来源多元化和输气管道网络化的新形势,有效地引入市场竞争,有利于促进中国天然气工业的健康发展,进而优化中国的整体能源结构。

关键词 中国 天然气 价格形成机制 成本加成 市场净回值 改革 自然垄断 最优决策 市场结构

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2014.09.022

An economic analysis of natural gas price-forming mechanisms in China: From the previous cost-plus pricing method to the net market value pricing method

Wang Feng, Liu Xin

(Economics and Business Administration, Chongqing University, Chongqing 400044, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 34, ISSUE 9, pp.135-142, 9/25/2014. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: As an important energy source, a huge amount of natural gas explored and produced will be of great significance to adjusting the primary energy structure and guaranteeing the national energy and economic security in China. The present national-level reform on natural gas price-forming mechanisms will rationalize the price relations between natural gas and other alternative energy sources, guiding a reasonable natural gas resource allocation, and explore more new ideas of deepening reform in natural monopoly industries. In view of this, through a review of the natural gas price-forming reform process in China, we established a mathematical economics model for analyzing how natural gas suppliers make the best decision under different gas price-forming mechanisms and what the corresponding market structure will be like, thereby to get ready for the further gas pricing reform. In conclusion, with multiple gas supply sources and the improved gas pipeline networks, China will introduce the market competition and turn from the previous gas-plus pricing method to the net market value pricing method, thereby to stimulate the healthy development of natural gas industry and further optimize the whole primary energy structure.

Keywords: China, natural gas, price-forming mechanism, cost-plus pricing, net market value, natural monopoly, optimum decision-making, market structure

基金项目:国家自然科学基金重点项目“天然气资源的经济安全重大问题与对策研究”(编号:71133007)、国家自然科学基金青年项目(编号:71303270)、教育部人文社会科学研究西部和边疆项目(编号:10XJC790004)、中央高校基本科研业务费(编号:CQDXWL-2012-167, CQDXWL-2010-CDJSK100067)。

作者简介:汪锋,1982年生,副教授,博士;主要从事能源经济学研究工作。地址:(400030)重庆市沙坪坝区沙正街174号。电话:13594102661。E-mail: wangfeng2008@cqu.edu.cn

经济体制改革是不断开创和发展中国特色社会主义道路的重要内容,也是中国经济取得长期持续发展的原动力。2013 年 11 月召开的中国共产党第十八届中央委员会第三次全体会议通过的《中共中央关于全面深化改革若干重大问题的决定》对中国现阶段各领域的改革提出了新的要求和方向。决定在“加快完善现代市场体系”章节中明确提出“完善主要由市场决定价格的机制。凡是能由市场形成价格的都交给市场,政府不进行不当干预。推进水、石油、天然气、电力、交通、电信等领域价格改革,放开竞争性环节价格。政府定价范围主要限定在重要公用事业、公益性服务、网络型自然垄断环节,提高透明度,接受社会监督。”

天然气作为重要的能源资源,具有开发利用技术成熟、使用清洁环保等突出优势。合理开发利用天然气资源对调整中国能源消费结构,减少二氧化碳排放,保障国家能源安全和经济安全具有重大的现实意义^[1-2]。目前我国的天然气开发利用明显落后于其他发达国家。2012 年中国天然气总产量仅 $1\,072 \times 10^8 \text{ m}^3$,消费量达 $1\,438 \times 10^8 \text{ m}^3$,天然气在整个能源消费结构中的占比仅为 4.7%。而 2012 年世界范围内天然气消费占全部能源消费的 23.9%,其中美国达到 29.6%,欧洲达到 33.3%^[3]。

天然气产业由于需要大量的前期固定投资和相对较低的边际成本,是典型的自然垄断行业,对天然气行业政府价格管制的研究长期以来受到学术界的广泛关注^[4-15]。在中国,与其他化石能源相比,相同热值的天然气销售价格长期偏低,天然气产业市场化程度低是制约中国天然气产业长远发展的关键因素。为了促进我国天然气产业的进一步发展,2011 年 12 月中华人民共和国国家发展和改革委员会(以下简称国家发改委)在广东省、广西壮族自治区开展天然气价格形成机制改革试点^[16-17],2013 年 6 月国家发改委发布关于调整天然气价格的通知^[18],中国的天然气价格形成机制由“成本加成”定价法向“市场净回值”定价法的改革全面展开。天然气价格形成机制改革使一个新的天然气市场结构逐渐成形,因此有必要对天然气供应商在改革前后的最优决策机制进行研究,为进一步推进改革做好准备。笔者在前人研究的基础上建立了数理经济学模型,分析了天然气价格形成机制改革对天然气产业的影响。

1 中国天然气价格形成机制改革进程

中国的天然气市场的价格长期由政府主导,计划经济时期为了降低下游用户的经营成本和保障居民用

气,人为压低天然气销售价格,使天然气价格背离价值。偏低的天然气价格既不利于国内天然气开发的持续投资和节约使用,也制约了从国际市场进口天然气的竞争力。近年来,随着国内天然气消费量不断增加,国内常规和非常规天然气开发利用加速,几条重要的天然气进口管线布局完成和国际 LNG 市场逐步形成,进行天然气价格形成机制改革,建立全国统一的天然气市场,引入市场竞争机制,使天然气价格反映市场供需和资源稀缺程度已经形成广泛共识。

1.1 “成本加成”定价方法

天然气作为需要通过管道运输的特殊能源品种,其价格体系包括 3 个环节:上游供气价格(出厂价或边境价)、管输费(含储气费)和配气费,通常用户的终端价格由上述 3 个环节的价格共同决定。价格形成机制改革前,我国天然气的价格主要由“成本加成”定价方法确定,即政府根据天然气生产企业的平均成本加上合理利润率确定天然气终端销售价格。其中,出厂价和管输单价由国家发改委制定,城市配气费由省级地方政府制定。各环节价格之间的关系为:

$$\text{城市燃气门站价} = \text{天然气出厂价或进口天然气边境价} + \text{管输距离} \times \text{管输单价} \quad (1)$$

$$\text{终端用户价格} = \text{城市燃气门站价} + \text{城市配气费} \quad (2)$$

在中国天然气工业发展的起步阶段,由于前期固定投入大,成本回收期长,所以以国家投资为主。运用“成本加成”定价法,在开发天然气资源,建设天然气管网方面起到了积极的作用。但“成本加成”定价法使天然气终端销售价格主要根据生产成本变化而调整,无法依靠市场机制约束天然气生产成本的不合理上升,也难以促进天然气生产企业提高生产效率。随着国内天然气供气方式趋于复杂,西气东输一线、二线,以及陕京线、川气东送等多条管线相继投产,覆盖全国的天然气管网已初步形成,供气方式逐步由单气源、单管道转变为多气源、多路径、网络化供应。终端用户难以区分天然气来源和流向,继续使用“成本加成”定价法已无法适应天然气市场的变化。

1.2 “市场净回值”定价方法

根据国家经济体制改革的总体部署,天然气价格形成机制改革的最终目标是放开天然气出厂价格管制,政府只对具有自然垄断性质的天然气管道运输价格进行管理。2011 年 12 月国家发改委在广东省、广西壮族自治区开展天然气价格形成机制改革试点,将以“成本加成”为主的定价方法改为按“市场净回值”方法定价(表1)。“市场净回值”定价法综合考虑我国天

表 1 “成本加成”定价法与“市场净回值”定价法对比表

定价方法	“成本加成”定价法	“市场净回值”定价法
作价方法	区分气源、路径，分别制定出厂价格和管道运输价格	分省制定统一的门站价格
定价权	出厂价和管输价由国家发改委制定，城市配送服务费由地方政府制定	政府制定的统一门站价格为最高上限价格，供需双方可在不超过这一价格水平的前提下，自主协商确定实际交易价格
调整机制	国家发改委调整(自 2005 年调整过 3 次)	门站价格实行动态调整机制，根据可替代能源价格变化情况，每年调整一次，并逐步过渡到每半年或每季度调整(目前尚未执行)
非常规天然气定价	没有明确规定	对页岩气、煤层气、煤制气三种非常规天然气，出厂价格实行市场调节，由供需双方协商确定；进入长途管道混合输送的，执行统一门站价格

然气市场资源流向、消费和管网分布现状，选取上海市场(中心市场)作为计价基准点，并建立中心市场门站价格与可替代能源价格挂钩机制，同时放开页岩气、煤层气、煤制气等非常规天然气出厂价格，实行市场调节。中心市场天然气门站价格按照略低于等热值可替代能源价格的原则确定。可替代能源品种选择燃料油和液化石油气(LPG)，权重分别为 60%和 40%。计算公式为：

$$P_{\text{天然气}} = K \left(\alpha P_{\text{燃料油}} \frac{H_{\text{天然气}}}{H_{\text{燃料油}}} + \beta P_{\text{LPG}} \frac{H_{\text{天然气}}}{H_{\text{LPG}}} \right) (1 + R)$$

(3)

式中 $P_{\text{天然气}}$ 为上海市场门站价格(含税)，元/ m^3 ； K 为折价系数，暂定 0.9； α 、 β 为燃料油和液化石油气的权重，分别为 60%和 40%； $P_{\text{燃料油}}$ 、 P_{LPG} 为计价周期内海关统计进口燃料油和液化石油气的价格，元/kg； $H_{\text{天然气}}$ 、 $H_{\text{燃料油}}$ 、 H_{LPG} 为燃料油、液化石油气和天然气的净热值(低位热值)，分别取 10 000 kcal/kg(1 kcal=4 184 J)、12 000 kcal/kg 和 8 000 kcal/kg； R 为天然气增值税税率，目前为 13%。

以中心市场天然气门站价格为基础，考虑天然气市场资源主体流向和管输费用，并兼顾各省社会经济发展水平，确定省级门站价格。省级门站价格为国产陆上或进口管道天然气的供应商与下游购买方(包括地方管道公司、城市燃气公司、直供用户等)的交气点价格。在现行改革试点方案中，省级门站及以上价格由国务院价格主管部门(国家发改委)管理。省级门站价格下游的销售价格由地方价格主管部门管理。

在总结广东、广西天然气价格形成机制试点改革经验的基础上，2013 年 6 月国家发改委发布关于调整天然气价格的通知，中国的天然气价格形成机制由“成本加成”定价法向“市场净回值”定价法的改革全面展开。天然气价格管制由出厂环节调整为门站环节，门站价格不再分类，实行最高上限价格管理，供需双方可在不超过政府规定的最高上限价格前提下，自行协商

确定实际交易价格。为了尽快建立新的天然气定价机制，同时减少对下游现有用户的影响，应平稳推出价格调整方案，采用区分存量气和增量气的过渡性改革措施。增量气门站价格按照广东、广西试点方案中的计价办法，一步调整到 2012 年下半年以来可替代能源价格 85%的水平，并不再按用途进行分类。存量气价格分步调整，力争“十二五”末调整到位。

2 使用“成本加成”定价法的天然气长输管道市场

价格形成机制改革必然会触动天然气市场原有的利益格局。因此有必要建立数理经济学模型研究天然气供应商在改革前后使用的最优决策，分析其使用“成本加成”定价法时的行为模式和使用“市场净回值”定价法时为实现利润最大化而采取的博弈行为，并比较市场结构。

2.1 天然气长输管道市场基本假设

首先分析一个典型的使用“成本加成”定价法的天然气长输管道市场。假设该市场如图 1 所示，为两个天然气供应商、两个天然气消费市场的简单线性拓扑市场结构。更加复杂的天然气管网，或存在多个天然气供应商和多个天然气消费市场的情况，可以视为这一简单市场结构的拓展。

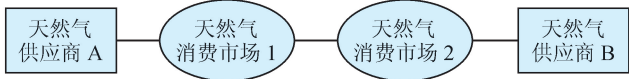


图 1 存在两个天然气供应商、两个天然气消费市场的天然气长输管道市场图

图 1 中的天然气供应商可以是国内常规天然生产商或非常规天然气供应商，也可以是境外进口管道天然气或液化天然气(LNG)贸易商，当其作为境外进口天然气贸易商时，天然气生产成本为进口天然气边境价。天然气供应商和天然气消费市场通过长输管道串联在

一起,形成完整的天然气长输管道市场。在天然气消费市场内部存在配气网络,通常情况下某地区的天然气消费市场由自然垄断的天然气零售商运营,天然气配送服务费由省级地方政府制定。因此本文在天然气长输管道市场上只考虑任一天然气消费市场统一的门站价格。

假设天然气供应商 A 的总成本(TC_A)是产量(Q_A)的单调增函数,天然气生产平均成本为: $AC_A = TC_A/Q_A$;边际成本为 MC_A 。天然气供应商 B 的总成本(TC_B)是产量(Q_B)的单调增函数,天然气平均生产成本为: $AC_B = TC_B/Q_B$;边际成本为 MC_B 。天然气供应商 A 与天然气消费市场 1 的距离为 d_{A1} ,与天然气消费市场 2 的距离为 d_{A2} ;天然气供应商 B 与天然气消费市场 1 的距离为 d_{B1} ,与天然气消费市场 2 的距离为 d_{B2} 。天然气长输管道为天然气供应商 A 的前期固定资产投资,管道运价为 P_c 。管道运营成本(CT)包括固定成本和可变成本两部分组成,可变成本主要为管道加压、维护费用等,与管道前期固定资产投资相比很小,本文假设管道运营成本中与输送距离和输送气量相关的可变成本为 0,管道运输的边际成本为 0。按“成本加成”定价方法,假设国家规定的企业利润率为 r ,则各消费市场面临的门站价格如表 2 所示。

表 2 使用“成本加成”定价法的不同厂商在天然气消费市场上的门站价格表

	天然气供应商 A	天然气供应商 B
天然气消费市场 1	$AC_A(1+r) + P_c d_{A1}$	$AC_B(1+r) + P_c d_{B1}$
天然气消费市场 2	$AC_A(1+r) + P_c d_{A2}$	$AC_B(1+r) + P_c d_{B2}$

2.2 只存在一个垄断天然气供应商情景

能源基础设施建设具有投资规模大,投资回收期长的特征,因此中国的天然气产业最早由政府投资运营。本文首先假设市场上只存在一个垄断天然气供应商 A,讨论该垄断厂商在“成本加成”定价法下的行为模式。

在“成本加成”定价法背景下,天然气供应商 A 在多个天然气市场上利润最大化的目标函数为:

$$\begin{aligned} \max_{Q_{Ai}} \pi_A &= \sum_{i=1}^n \pi_{Ai} = \sum_{i=1}^n Q_{Ai} p_{Ai} - TC_A - C_T \\ \text{s.t. } 0 &\leq Q_{Ai} \leq cap_{Ai} \end{aligned} \quad (4)$$

式中 i 为天然气消费市场的数量, cap_{Ai} 为天然气供应商 A 与第 i 个天然气消费市场之间管道的最大运输能力, cap_{Ai} 是管道运营成本 C_T 的单调增函数。将“成本

加成”定价法下各天然气消费市场的门站价格代入上述目标函数,可得:

$$\begin{aligned} \pi_A &= \sum_{i=1}^n Q_{Ai} [AC_A(1+r) + P_c d_{Ai}] - TC_A - C_T = \\ &TC_A r + P_c \sum_{i=1}^n Q_{Ai} d_{Ai} - C_T \end{aligned} \quad (5)$$

市场需求量 D_i 是任一天然气消费市场在“成本加成”定价法下对应的市场需求量。当总的市场需求量 $\sum_{i=1}^n D_i$ 小于垄断的天然气供应商的供给能力时,由于 TC_A 是产量 Q_A 的单调增函数,则利润 π_A 也是产量 Q_A 的单调增函数。为最大化企业利润,厂商 A 的最优决策为在管道最大运输能力 cap_{Ai} 约束下,满足全部的市场需求,使 $Q_{Ai} = cap_{Ai} = D_i$,从而实现垄断厂商总利润最大化。

上述市场需求小于市场供给能力的情况只有在天然气价格较高时才会出现。事实上为了降低下游用户的经营成本和保障居民用气,在“成本加成”定价法确定价格的同时,由政府管制的中国天然气价格长期偏低,造成中国的天然气供给能力远远不能满足市场需求。假设天然气供给商可以自行确定管输费和输送量,但短期内生产规模不能调整,当总的市场需求量大于垄断的天然气供应商的供给能力时,为最大化企业利润或最小化企业亏损,厂商 A 的最优决策为按最大供给能力进行生产,同时优先满足 d_{Ai} 大的天然气消费市场的用气需求,即优先向距离远的消费市场供气。

2.3 存在多个垄断供应商情景

随着中国天然气产业的不断发展,特别是天然气进口渠道的拓展,新的天然气供给来源逐渐冲破原有的垄断场结构。以上海市为例,除了西气东输管道供给国产陆上管道天然气外,上海又投入巨资在洋山港建设了年供气能力达 $40 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的 LNG 接收站,形成天然气供给多元化的格局。

假设新的天然气供应商 B 进入原本由天然气供应商 A 垄断的天然气市场,则天然气供应商 B 在多个天然气市场上的利润最大化的目标函数为:

$$\begin{aligned} \max_{Q_{Bi}} \pi_B &= \sum_{i=1}^n \pi_{Bi} = \sum_{i=1}^n Q_{Bi} p_{Bi} - TC_B \\ \text{s.t. } 0 &\leq Q_{Bi} \leq cap_{Bi} \end{aligned} \quad (6)$$

将“成本加成”定价法下各天然气消费市场的门站价格代入上述目标函数,可得:

$$\pi_B = \sum_{i=1}^n Q_{Bi} [AC_B(1+r) + P_c d_{Bi}] - TC_B =$$

$$TC_B r + P_c \sum_{i=1}^n Q_{Bi} d_{Bi} \quad (7)$$

当存在两个厂商对同一天然气消费市场进行供给时,以天然气消费市场 1 为例,在“成本加成”定价法之下,该市场面临两个独立的天然气价格。天然气供应商 A 的价格 $AC_A(1+r) + P_c d_{A1}$ 和天然气供应商 B 的价格 $AC_B(1+r) + P_c d_{B1}$, 假设 $AC_A(1+r) + P_c d_{A1}$ 小于 $AC_B(1+r) + P_c d_{B1}$, 则天然气消费市场 1 将首先消费厂商 A 提供的天然气供给量,当天然气供应商 A 的供给量无法满足价格 $AC_A(1+r) + P_c d_{A1}$ 对应的市场需求时,才会消费天然气供应商 B 的天然气供给。

对于任意天然气供应商而言,与只存在一个垄断天然气供应商情景类似,其利润最大化的最优决策仍然是优先向长输管线远端供气。但向长输管线远端供气会使天然气供应商在对应消费市场上的价格增加,当其价格超过其他天然气生产厂商时,该消费市场就将停止优先消费其天然气供给。假设存在多个天然气市场,并连续分布在天然气供应商 A 和天然气供应商 B 之间,则天然气供应商 A 和天然气供应商 B 在连续型市场上的价格分布如图 2 所示。

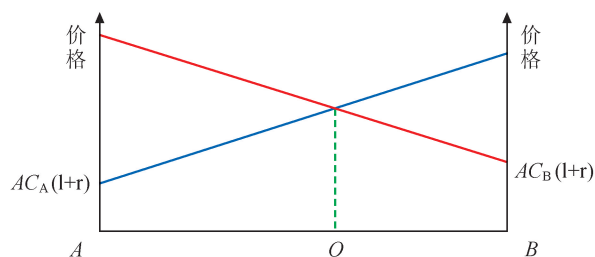


图 2 两个天然气供应商之间消费市场面临的价格分布图

在 AO 段,天然气供应商 A 的价格低于天然气供应商 B,天然气消费市场优先消费厂商 A 生产的天然气。同样,在 BO 段,天然气消费市场优先消费厂商 B 生产的天然气。当天然气厂商 A 无法满足 AO 段上全部的市场需求时,天然气厂商 A 优先满足长输管线远端,即靠近 O 点消费市场的天然气需求,然后满足近端的天然气需求。当天然气供应商 A 无法完全满足 AO 段的天然气市场需求时,靠近 A 点的消费市场会出现天然气供不应求的局面。而越靠近 A 点的消费市场,天然气供应商 A 和天然气供应商 B 在“成本加成”定价法下的天然气价格差距将越大,考虑到天然

管道输送的单向性,在不增加新的天然气管道,或形成天然气供气网络的背景下,天然气供应商 B 仍然无法向靠近 A 点的消费市场供给天然气,使在一个垄断天然气供应商情景下存在的靠近天然气气源地区反而更易出现天然气供给不足的局面在引入了新的天然气供应商的情景下仍然存在。

3 “市场净回值”定价法下的天然气市场结构

3.1 “市场净回值”定价法下的天然气供应商的利润函数

在“市场净回值”定价法下,各省门站价格在中心市场(上海)天然气门站价格基础上考虑管输费用确定,管输费定价受到政府管制,则对天然气供应商来说,可将国内不同的省级天然气市场视为一个价格统一的天然气市场,进而根据竞争对手的行为,通过市场博弈,选择对自己最为有利的经营策略(图 3)。



图 3 以中心市场天然气门站价格为基础定价的天然气市场图

假设作为计价基准点上海市场(中心市场)按照略低于等热值可替代能源价格的原则确定的天然气门站价格为 P^* , 天然气市场需求量 D 是实际价格 P 的减函数,则:

$$D = d(P), 0 < P \leq P^* \quad (8)$$

中心市场上的天然气销售价格与管道输送距离无关,无论管道是厂商自己运营,还是交予其他服务商运营,并收取天然气供应商的管输费,均可以将管输费计入天然气供应商的总成本函数。假设天然气市场为存在两家天然气供应商的寡头垄断市场结构。天然气供应商 A 在天然气市场上的利润函数为:

$$\pi_A = Q_A P - TC_A(Q_A), 0 \leq Q_{Ai} \leq cap_{Ai}, \sum Q_{Ai} = Q_A \quad (9)$$

式中 Q_A 为天然气供应商 A 的总产量; Q_{Ai} 为天然气供应商 A 对第 i 个省级市场的供应量; cap_{Ai} 为天然气供应商 A 到第 i 个省级市场的管道输送能力。

对应的供应商 B 在天然气市场上的利润函数为:

$$\pi_B = Q_B P - TC_B(Q_B), 0 \leq Q_{Bi} \leq cap_{Bi}, \sum Q_{Bi} = Q_B \quad (10)$$

3.2 天然气供不应求情景

当替代能源价格水平较低时,中心市场(上海)天然气门站价格上限 P^* 决定的天然气需求量大于全部供应商的供给能力时:

$$D = d(P^*) > \max Q_A + \max Q_B \quad (11)$$

由于政府最高限价的存在,所有天然气供应商无法通过提高销售价格来获取更大的利润,天然气供应商 A 接受这一最高限价的利润函数为:

$$\pi_A = Q_A P^* - TC_A \quad (12)$$

假设天然气供应商的利润函数满足连续可微的凸性, $\pi_i' > 0, \pi_i'' < 0, i \in (A, B)$, 则实现天然气供应商利润最大化的必要条件为:

$$\frac{\partial \pi_A}{\partial Q_A} = P^* - MC_A(Q_A) = 0 \quad (13)$$

同理,

$$\frac{\partial \pi_B}{\partial Q_B} = P^* - MC_B(Q_B) = 0 \quad (14)$$

根据厂商各自的成本函数,求得边际成本函数,即可确定天然气市场供不应求时,厂商按中心市场(上海)天然气门站价格出售天然气时的供给数量 Q_A^* 和 Q_B^* 。在此情景下,由于替代能源价格偏低,天然气中心市场的最高限价使市场需求量大于供给量,天然气厂商根据替代能源价格确定的政府管制最高上限价格和各自边际成本曲线确定产量,不必考虑竞争对手的行动,也不存在市场博弈行为。

3.3 天然气供大于求情景

当替代能源价格水平较高时,中心市场(上海)天然气门站价格上限 P^* 决定的天然气需求量小于全部厂商的供给能力时,天然气市场会由于价格变化出现新的供求均衡:

$$D = d(P) = Q_A + Q_B, 0 < P \leq P^* \quad (15)$$

天然气供应商之间的竞争会形成新的市场均衡价格 P , 该市场价格可以由需求函数的反函数求得,即天然气市场价格是总供给量的函数:

$$P = P(Q_A + Q_B) \quad (16)$$

此时,天然气供应商 A 的利润函数为:

$$\begin{aligned} \pi_A &= Q_A P - TC_A = Q_A P(Q_A + Q_B) - TC_A(Q_A) \\ \text{s.t. } 0 &\leq Q_{Ai} \leq cap_{Ai}, \sum Q_{Ai} = Q_A \end{aligned} \quad (17)$$

天然气供应商 B 的利润函数为:

$$\begin{aligned} \pi_B &= Q_B P - TC_B = Q_B P(Q_A + Q_B) - TC_B(Q_B) \\ \text{s.t. } 0 &\leq Q_{Bi} \leq cap_{Bi}, \sum Q_{Bi} = Q_B \end{aligned} \quad (18)$$

假设天然气供应商的利润函数满足连续可微的凸性, $\pi_i' > 0, \pi_i'' < 0, i \in (A, B)$, 则最大化天然气供应商 A 和天然气供应商 B 的利润的最优产量 (Q_A^*, Q_B^*) 满足一阶条件:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \pi_A(Q_A, Q_B)}{\partial Q_A} &= P(Q_A + Q_B) + P'(Q_A + Q_B)Q_A - \\ &TC_A'(Q_A) = 0 \\ \frac{\partial \pi_B(Q_A, Q_B)}{\partial Q_B} &= P(Q_A + Q_B) + P'(Q_A + Q_B)Q_B - \\ &TC_B'(Q_B) = 0 \end{aligned} \quad (19)$$

利润最大化的二阶条件为:

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 \pi_A}{\partial Q_A^2} &= 2P'(Q_A + Q_B) + P''(Q_A + Q_B)Q_A - \\ &TC_A''(Q_A) < 0 \\ \frac{\partial^2 \pi_B}{\partial Q_B^2} &= 2P'(Q_A + Q_B) + P''(Q_A + Q_B)Q_B - \\ &TC_B''(Q_B) < 0 \end{aligned} \quad (20)$$

此时,天然气供应商 A 的利润最大化决策中需要考虑竞争对手天然气供应商 B 的产量,天然气供应商 B 的利润最大化决策中需要考虑竞争对手天然气供应商 A 的产量,形成了有效的寡头垄断竞争博弈。

设天然气供应商 A 的反应函数为 $Q_A^*(Q_B)$, 则有:

$$\frac{\partial \pi_A[Q_A^*(Q_B), Q_B]}{\partial Q_A} = 0 \quad (21)$$

$$\text{因此: } Q_A^*(Q_B) = - \int \frac{\partial^2 \pi_A / \partial Q_A \partial Q_B}{\partial^2 \pi_A / \partial Q_A^2} dQ_B \quad (22)$$

同理可得:

$$Q_B^*(Q_A) = - \int \frac{\partial^2 \pi_B / \partial Q_B \partial Q_A}{\partial^2 \pi_B / \partial Q_B^2} dQ_A \quad (23)$$

式(22)和式(23)联立求解,可以解出天然气供大于求情景下,天然气供应商 A 和天然气供应商 B 各自的均衡产量,进而计算得出新的市场均衡价格和天然气供应商各自的利润。

当存在更多天然气供应商时,因为模型的对称性,仍然会导致类似的市场均衡结果。在天然气供应商供给能力大于中心市场天然气门站价格上限 P^* 决定的天然气需求量时,市场供求会自动实现均衡。所有的厂商根据市场供求情况和竞争对手可能选择的博弈策略,在政府管制的最高上限价格之下选择统一的天然气市场价格,进而根据这一市场价格确定各自的产量。

4 结论

天然气价格形成机制改革是当前中国全面深化改革、完善由市场决定价格机制的重要领域。由于天然气管道输送的技术经济特性,天然气市场具有自然垄断属性,无法完全实现依靠市场供求关系调节价格,因此中国天然气价格形成机制改革的基本思路是参照替代能源市场价格,由“成本加成”定价法向“市场净回值”定价法转变。笔者通过构建数理经济学模型对天然气供应商在不同的价格形成机制下的最优决策和市场结构进行了分析。

研究发现在原有的“成本加成”定价法之下,垄断的天然气生产企业利润是成本的单调增函数,企业的利润最大化决策等价于最大化自身成本,不利于依靠市场机制约束天然气生产成本的不合理上升。在“市场净回值”定价法之下,将形成以中心市场为基准的全国天然气统一市场价格,天然气生产企业会根据天然气市场价格和竞争对手的产量来选择最优的产量水平,当生产能力或管道输送能力不能满足最优产量水平时,会形成新的投资来实现市场均衡。同时,由于存在由替代能源价格决定价格上限这一政府管制措施,天然气市场价格也不会由于天然气企业的垄断行为而过高,在一定程度上保障了天然气下游产业和居民消费者的利益。

由此可见,由“成本加成”定价法向“市场净回值”定价法转变的天然气价格形成机制改革,适应天然气来源的多元化和输气管道网络化的新形势,有效的引入了市场竞争,有利于促进中国天然气工业的健康发展,进而优化中国的整体能源结构。

参 考 文 献

- [1] 华贲.中国低碳能源格局中的天然气[J].天然气工业, 2011,31(1):7-12.
HUA Ben. Natural gas in the low-carbon energy structure of China[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(1): 7-12.
- [2] 华贲.天然气在中国向低碳能源过渡时期的关键作用[J].天然气工业, 2011,31(12):94-98.
HUA Ben. The key role of natural gas at China's historical period of transition toward a low Carbon era[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 94-98.
- [3] BP. BP statistical review of world energy 2013[DB/OL]. 2013-06-12. <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/statistical-review-of-world-energy-2013.html>.
- [4] ARANO K G, BLAIR B F. An ex-post welfare analysis of natural gas regulation in the industrial sector[J]. Energy Economics, 2008, 30(3): 789-806.
- [5] DAVIS L W, MUEHLEGGGER E. Do Americans consume too little natural gas: An empirical test of marginal cost pricing[J]. The RAND Journal of Economics, 2010, 41(4): 791-810.
- [6] 白兰君.自然垄断行业定价的经济分析——以气体管道输送价格为例[J].经济动态, 2003(8): 43-45.
BAI Lanjun. Economic analysis of natural monopoly industry pricing: An example in gas pipeline price[J]. Economic Perspectives, 2003(8): 43-45.
- [7] 马义飞,卓玮.电力定价和天然气定价比较研究[J].价格理论与实践, 2004(1): 44-45.
MA Yifei, ZHUO Wei. A comparative study of electricity and natural gas pricing[J]. Price: Theory & Practice, 2004(1): 44-45.
- [8] 檀学燕.我国天然气定价机制设计[J].中国软科学, 2008(10): 155-160.
TAN Xueyan. The pricing mechanism for China's Natural gas[J]. China Soft Science, 2008(10): 155-160.
- [9] 史立军,周泓.我国天然气供需安全的系统动力学分析[J].中国软科学, 2012(3): 162-169.
SHI Lijun, ZHOU Hong. Supply/demand safety analysis for natural gas in China based on system dynamics[J]. China Soft Science, 2012(3): 162-169.
- [10] 肖建忠,胡超,王小林,等.中国天然气市场演变及其保障研究[J].中国人口·资源与环境, 2012, 22(12): 143-153.
XIAO Jianzhong, HU Chao, WANG Xiaolin, et al. Research on the SNA-based evolution and security of natural gas market in China[J]. China Population, Resources and Environment, 2012, 22(12): 143-153.
- [11] HOLZ F, HIRSCHHAUSEN V C, KEMFERT C. A strategic model of European gas supply (GASMOD)[J]. Energy Economics, 2008, 30(3): 766-788.
- [12] JANSEN T, LIER A V, WITTELOOSTUIJN A V, et al. A modified Cournot model of the natural gas market in the European Union: Mixed-motives delegation in a politicized environment[J]. Energy Policy, 2012, 41: 280-285.
- [13] 周国栋,匡建超.基于博弈论的天然气定价策略研究[J].天然气经济, 2004(3): 17-19.
ZHOU Guodong, KUANG Jianchao. Study on natural gas pricing with game theory[J]. Natural Gas Economy, 2004(3): 17-19.
- [14] 王川,程宏伟,周国栋.天然气开发地与中央政府气量博弈研究[J].天然气技术与经济, 2011, 5(1): 9-12.

- WANG Chuan, CHENG Hongwei, ZHOU Guodong. Research on game theory of natural gas supply distribution between gas development district governments and central government[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2011, 5(1): 9-12.
- [15] 陈月璇, 王菊娥. 竞争阶段天然气管道运输的博弈定价模型[J]. 统计与决策, 2012, 28(21): 63-66.
- CHEN Yuexuan, WANG Ju'e. The game pricing model of natural gas pipeline transportation in competition stage [J]. Statistics and Decision, 2012, 28(21): 63-66.
- [16] 国家发展和改革委员会. 关于在广东省、广西壮族自治区开展天然气价格形成机制改革试点的通知(发改价格[2011]3033 号)[EB/OL]. [2014-08-01]. http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2011tz/t20111227_452929.htm.
- National Development and Reform Commission. Notice of natural gas price formation mechanism reform pilot in Guangdong Province and Guangxi Zhuang Autonomous Region [EB/OL]. [2014-08-01]. http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2011tz/t20111227_452929.htm.
- [17] 国家发展和改革委员会. 就天然气价格形成机制改革试点问答[EB/OL]. [2014-08-01]. http://www.gov.cn/gzdt/2011-12/27/content_2031000.htm.
- National Development and Reform Commission. Questions and answers on the reform of formation mechanism of natural gas prices[EB/OL]. [2014-08-01]. http://www.gov.cn/gzdt/2011-12/27/content_2031000.htm.
- [18] 国家发展和改革委员会. 关于调整天然气价格的通知(发改价格[2013]1246 号)[EB/OL]. [2014-08-01]. http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2013tz/t20130628_547850.htm.
- National Development and Reform Commission. Notice of adjustment of natural gas prices[EB/OL]. [2014-08-01]. http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2013tz/t20130628_547850.htm.

(修改回稿日期 2014-07-25 编辑 陈 嵩)