

Working Paper No.201802

January 20, 2018

王永中

wangyzcass@163.com

朱子阳

zyzhu93_cass@foxmail.com

“亚洲溢价”与中国天然气定价权

当前，亚洲国家在天然气价格谈判领域总体上弱势，定价话语权严重缺乏，致使“亚洲溢价”现象长期存在，亚洲国家被迫长期支付较高的天然气进口成本。作为一个现实的天然气需求大国和潜在的天然气供应大国，中国需要借助能源消费转型、能源体制改革和人民币国际化加快推进的契机，提升中国乃至亚洲的天然气定价话语权，压缩“亚洲溢价”。在梳理了全球三个主要天然气市场的特点和定价机制，以及目前亚洲所存在的“溢价”现象的基础上，本文对定价权的内涵作了界定，认为定价权的获得必须有两大条件：一是市场化定价机制是基础，以准确反映市场的供需结构，构建一个广泛认可的定价机制和交易市场；二是国家应当以适当的角色参与市场交易中去，并且依据规则，利用自身天然气需求量和潜在供应量，来影响市场，以促进市场高效运行并充分反映供需关系。为满足这两个条件，中国应当把握当前低油气价格的机遇期，建立区域性市场化天然气交易市场，发挥供应潜力增加油气产量，开展国际化协调，推进天然气人民币的计价和结算，以助推中国天然气定价权的提升。

一、全球天然气市场的分割状况

全球天然气市场存在着区域分割的显著特点。北美、欧洲、亚太三个主要市场各自的特点不尽相同，供需形势有所差异。北美生产天然气的能力大幅提升，欧洲需求整体下行，亚太虽然增速可观，但内部存在分化，中印需求增速高，而日韩却表现低迷。这种供需格局的差异造成各个市场之间存在价格差距。同时，三个市场采用了三种不同的定价机制，北美与英国采用市场化程度较高的“气对气”定价；欧洲大陆曾采用天然气与油价挂钩的方式，但正在逐步转向“气对气”定价；日本液化气采用与原油进口平均价格挂钩的方式，部分地区仍采用垄断定价。天然气在不同区域的供需差异和定价机制的不同，明显体现出世界天然气市场的地域分化特征，导致了亚太地区在天然气定价权中的话语权严重不足，致使“亚洲溢价”即亚洲的天然气价格显著高于北美和欧洲的现象长期存在。

（一）供需关系差异

近年来，受全球经济增长低迷和大宗商品价格大幅下跌的负面影响，全球天然气的消费和生产的增长速度趋缓。根据英国石油公司（BP）发布的《世界能源统计年鉴 2017》，2016年，全球天然气消费为 35429 亿立方米，比上年增长近 1.5%，而全球天然气生产与去年基本持平，增速仅为 0.3%。在世界三个主要消费地区中，北美地区 2016 年天然气消费量为 9680 亿立方米，同比增长 0.5%，而其 2005-2015 年复合增长率为 2.1%，略低于世界平均水平。欧洲天然气消费量为 10299 亿立方米，同比增长 2.0%，但是其过去十年复合增长率为-0.8%，处于缓慢负增长态势。亚太地区天然气消费量为 7225 亿立方米，同比增长 3.0%，相对增速最为强劲，但仍明显低于其 2005-2015 年复合增长率 5.6%。值得注意的是，2016 年中国天然气需求表现十分突出，增速达 8.0%，远高于亚太均值，明显高于主要天然气消费国。因此，亚太仍然是世界天然气消费的增长引擎，而中国扮演着重要的消费驱动者角色。

虽然天然气总体需求增长不快，但是天然气贸易方兴未艾，增长迅速。2016 年，天然气总体贸易增长近 4.8%，高于需求增速。其中，液化天然气（LNG）贸易增长最为迅猛，达 6.2%，高于天然气贸易增速平均水平，且全球贸易量达到创纪录的 2.58 亿吨。从美国到澳大利亚，LNG 供应不断增长，LNG 在不同的国家找到了新的市场。LNG 作为清洁燃料，越来越受到埃及、巴基斯坦、牙买加等新兴市场的欢迎，中国 LNG 进口量也大幅上升 690 万吨，同比增速近 35%。需要指出的是，2016 年亚洲的 LNG 市场需求出现分化，在中国、印度需求增长强劲的同时，韩国与日本的 LNG 进口出现下降，分别同比下降 0.4%、9.2%。事实上，阻碍亚洲天然气贸易，尤其是 LNG 贸易的最大因素是天然气定价中的价格歧视现象，即所

谓“亚洲溢价”，这一现象反映出了亚洲国家作为较大的消费国，却无法很好地参与全球天然气价格制定的窘境。总体上看，随着巴黎气候协定的达成和能源消费结构的转变，全球 LNG 需求快速增长的势头还会继续，预计未来 LNG 贸易仍有较大的增长空间，中国将充当更为重要的需求方。

（二）价格差异

天然气以管道或海运为主的运输方式、全球天然气生产地和消费地并不完全一致以及缺乏全球性的基准价格，导致天然气区域贸易中的市场分割和价格差异。目前，全球天然气市场可以分为北美、欧洲和亚太三大区域市场，与之对应，全球主要有三种相对具有代表性的天然气价格，分别为美国亨利交易中心（Henry Hub）价格、英国均衡点（NBP）天然气价格和日本液化天然气（LNG）价格。

纵观 1984 年至 2016 年的世界主要天然气价格走势，可以较为明显地发现，**第一，以日本为代表的亚洲市场的价格远高于同期美国、欧洲价格。**2016 年，日本 LNG 进口价格为 6.94 美元/百万英热单位，而 2016 年的美国 Henry Hub 天然气价格仅为 2.46 美元/百万英热单位，同期的英国 NBP 价格为 4.69 美元/百万英热单位，日本价格相比美国、英国高出约 182%、48%，溢价程度之高令人咋舌。我们发现，1984 年至 2016 年间，日本 LNG 到岸价格相较德国进口价格高出了约 33%，相较英国 NBP 价格高出了约 55%，较美国 Henry Hub 高出了约 89%。

第二，亚洲与北美、欧洲天然气的这种价格差异长期存在。在上个世纪 80 年代，天然气贸易刚刚兴起，日本 LNG 价格比德国进口价格约高出 1 美元/百万英热单位。在 2004 年之前，这一价差水平几乎一直保持着。在当时较低的天然气价格上，这一价差已经高出同期北美、欧洲市场的 50%以上。2010 年福岛核事故后，日本关停核电站并大量进口天然气作为替代能源，导致这一价格差异被持续放大。2010 年至今，日本 LNG 进口价格平均高出同期英国 BNP 价格的 70%，而相比较已经发生页岩气革命的北美市场，日本 LNG 价格平均高出 185%左右。目前，亚洲与北美、欧洲天然气的价格差异仍非常大。

第三，在页岩气革命的影响下，欧洲与北美市场的天然气价格近些年来也出现了一定的价差。在 2010 年前，欧洲市场的价格与北美市场并未存在显著差异，但此后两者的价格便出现了分化。2016 年，美国 Henry Hub 天然气价格约为 2.46 美元/百万英热单位，而英国 NBP 天然气价格达 4.69 美元/百万英热单位，几乎是美国价格的两倍之多。页岩气革命以来，美国的供应情况持续宽松，带动全球天然气价格下行，但美国本土是天然气价格下降最快的地区，导致长期以来价格水平接近的北美、欧洲市场出现了分化。

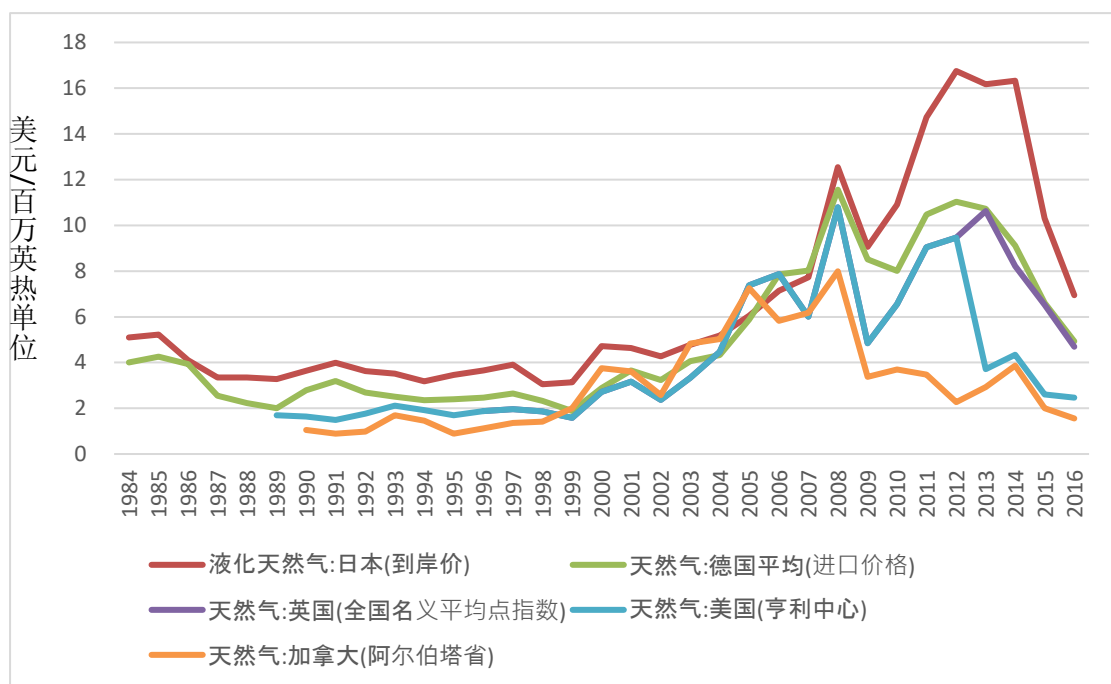


图1 世界主要天然气价格走势

数据来源: BP 世界能源统计年鉴 2017。

(三) 定价机制差异

大宗商品的定价机制包括在国际贸易市场中买卖双方所确立的基准价格和经过国际定价规则所形成的价格。因期货市场具有商品价格发现功能和回避商品价格风险功能,因此,期货市场被世界各国普遍接受是大宗商品定价的核心,也成为制定国际大宗商品价格的最主要的依据。天然气商品的价格在全球三个主要消费地区形成,但这三个市场的定价规则存在明显差异。

一般而言,天然气的定价方式主要有:“气对气”定价、油价联动、政府管制定价、双向垄断定价、市场净回值法。具体而言,“气对气”定价直接由供需双方进行协商,是高度市场化、且应用范围最广的一种模式。油价联动是指天然气价格与原油价格挂钩,是目前亚洲国家所广泛采用的定价形式。政府管制定价是指政府直接按某种公式或方法进行定价。双向垄断定价是指市场垄断主体以谈判的方式商定价格,以长期协议的形式确定价格。市场净回值法则是指在政府一定的管制价格之下,市场主体在价格范围内进行价格协商。

从定价机制来看,北美与英国采用市场化程度较高的“气对气”定价;欧洲大陆曾采用天然气与油价挂钩的方式,但正在逐步转向“气对气”定价;日本液化气采用与原油进口平

均价格挂钩的方式，亚洲部分地区仍采用垄断定价。

1、北美市场

北美市场主要以美国、加拿大为代表。北美市场的天然气供应充足，已经建设完成完备的输运管网，形成了对全区域的有效供应。北美天然气主要采取市场化的“气对气”定价模式，建立天然气生产者与消费者的直接联系，构建完全开放的市场。根据天然气联盟（IGU）数据，2010年，北美市场化交易合约所占数量几乎为100%，远高于同期欧洲和日本的水平。在实际交易过程中，交易双方主要通过短期合同进行现货交易，交易价格直接通过交易中心众多买卖双方的竞争确定。北美的交易价格以美国亨利交易中心（Henry Hub）交易价格为基准价格。亨利交易中心是北美最为重要的天然气交易中心，是美国9条州际管道、4条州内管道的交互点，本身天然气流通量巨大，因此可以扮演北美天然气交易中枢的角色。由于本地区美国、加拿大的供应都较为充足，且2010年以来的“页岩气革命”使得美国的天然气生产能力大幅提高，因此，北美市场的天然气价格水平处于全球市场中最低水平。

2、欧洲市场

欧洲虽然自身也生产一定的天然气，但其天然气产量远远满足不了需求，因此需要从外部大量进口。欧洲的天然气进口主要来自于管道气，约有3/4通过欧亚大陆的管道进口，其余则以LNG形式进口。2011年以前，欧洲市场长期采用油气价格联动的定价模式，将天然气价格与反映外部市场环境变化的原油价格挂钩，使得天然气价格可以随着外部市场环境变化而相应调整，在实际交易过程中，通过长期合同进行交易。但在2011年后，欧洲天然气定价模式也逐步转为市场化的“气对气”模式，约有40%以上的天然气供应已经通过现货进行交易，到2015年已经超过50%，在部分地区则达到了70%。因此形成了英国NBP、比利时Zeebrugge和荷兰TTF等多个枢纽价格。其中，英国NBP扮演着欧洲天然气交易枢纽的角色，其依托于英国金融中心的地位，进行大量的期货、现货交易，而比利时Zeebrugge和荷兰TTF作为重要的天然气交易中心，地位近些年来也有所上升。

3、亚洲市场

亚洲市场较为分散，主要的代表国是日本和韩国，由于这两国经济体量大，对天然气需求大，而本国并不生产天然气，因此天然气几乎完全需要进口，而且，特殊的地理和政治因素造成两国都难以使用管道运输天然气，因此，LNG成为日本、韩国主要的天然气获取方式。

以日本这一代表性国家为例，其进口的LNG定价机制经历了成本加成定价方法（1995年以前）、与中东国家石油销售价挂钩定价、与“日本清关原油价格”（JCC）指数关联定价等几个阶段。目前，日本市场仍然采用油气联动的定价方式进行天然气交易，LNG价格与JCC

指数挂钩。其他亚洲国家，如韩国和中国从澳大利亚进口的 LNG 也采用类似的油气联动定价模式。这种机制几乎主导了东亚的天然气定价。但这种油气联动的定价机制使得以 JCC 价格为基础的 LNG 价格成为全球最高的 LNG 价格。亚洲市场与北美、欧洲市场长期存在的价差被称为“亚洲溢价”。

二、“亚洲溢价”与亚洲天然气定价权的缺失

定价权是天然气市场化的结果。要提升天然气定价话语权，一要构建市场规则，二要运用自身供给需求的体量影响市场价格。目前，造成亚洲国家在天然气定价领域缺乏话语权的原因主要有：一是亚洲市场彼此分割，没有统一的市场化定价规则，无法正确反映亚洲的供求关系，在天然气定价规则层面缺乏话语权；二是亚洲主要需求国各自为政，无法发挥出需求方体量大的优势地位，难以在需求侧发力影响价格，且未形成足够的供应能力来影响价格。这二者的共同作用，导致亚洲在天然气谈判领域的整体弱势地位，致使“亚洲溢价”现象长期存在。

（一）何为天然气定价权？

由于市场定价机制不同，三大市场气价差异明显，天然气在亚洲市场的价格明显高于欧洲和美国。这种价格差异被视为“亚洲溢价”。部分分析人士指出，造成这种溢价的主要原因是亚洲缺少定价权，将亚洲溢价归咎于买家没有定价权，甚至认为是欧美主导的市场蓄意抬高价格以损害亚洲的利益。事实上，这种观点并不符合经济学逻辑，这种观点将定价权视作控制市场、决定价格的力量，假设一国可以决定价格，这种逻辑是与市场化背道而驰的。无论英国还是美国，其定价权均建立在市场化的基础之上，通过市场规则尽可能让本地区的市场反应供求关系，并且以其生产或者需求量去影响市场，价格并不是一国说了算。如果一种定价机制确实反映了供需关系，那么，那些作为定价机制的基准价格本身就是公平的市场价格，不存在对买方不公平的问题。即便存在溢价，那么也可能是区域市场供求关系的结果，而非所谓的定价权。

事实上，我们认为，定价权应当具有更多更丰富的含义，应当将其视作影响市场的力量，而非单纯的决定、控制价格的能力。也就是说，一国可以在制定本地区价格形成规则上具有一定话语权，甚至主导本地区价格规则的建立，这是定价权的一种表现。更关键的是，一国如何以天然气的生产或需求去影响这一价格，这一能力才是更为广义的话语权。

总而言之，定价权是天然气价格市场化的结果。鉴于中国天然气市场的规模巨大，只要我们构建好竞争性的市场机制，价格自然会成为亚太地区的重要基准价格，对中国甚至东亚

地区的天然气贸易有指导作用。因此，提升天然气定价话语权，其一在于构建市场规则，其二在于运用自身供给需求影响价格的能力。

（二）亚洲天然气定价权缺失的根本成因：定价机制

亚洲的定价机制以日本为主，各国的结算价格以日本到岸价格作为参考，并且，亚洲没有一个统一的可供市场上供需双方进行交易的交易中心。第一，以日本到岸价格为主要参考价格本身也会带来“溢价”，这是由于日本的能源依赖程度更高，且日本福岛核电站事故以后，日本关停核电站，由于核电站在日本发电中占比近 22%，这就要求日本必须大量进口天然气满足其发电需要，进一步推高了日本 LNG 进口价格。这导致亚太天然气市场总是处于卖方市场，价格始终居高不下（郜峰等，2014）。因此，目前以日本为中心的亚洲天然气定价机制并不可取，使得亚洲其他国家“被溢价”。事实上，应当选择一个适当的国家作为亚洲区域定价的核心，建立例如美国 Henry Hub、英国 NBP 的交易枢纽，而中国就是十分合适的定价中心国。

第二，目前日本这种油气联动的定价机制不利于天然气价格的理顺。东亚国家国内缺乏替代能源，原油依赖度极高。2015 年，中国的石油对外依存度就高达 65%，日本、韩国则完全依赖进口，原油的情况相对天然气更加严重，而目前亚洲这种与石油价格挂钩的定价机制并不可取。这一油气联动定价机制，基本不能反映中国以及其他亚洲国家天然气市场的基本面，一定程度上导致亚洲市场价格高企，应建立起市场基准价格，以更好地反应市场基本面情况（段盈，2015；施训鹏，2017）。欧洲定价机制从油气联动向目前的“气对气”定价模式转变的经验值得亚洲国家借鉴。

第三，亚洲地区缺乏本地区的期货和现货交易平台。各消费国天然气市场之间相对独立，市场流动性很低，没有一个能够反映本地供需关系的参考价格。虽然中国、新加坡都试图建立自身的天然气交易所，形成自身的天然气价格，但是受到本国天然气定价非市场化的拖累，外国投资者往往并不愿意在这些国家的交易所进行交易。市场化程度不高、各自为政使得这些价格要成为基准价格，相对日本价格更好地反映亚太市场供求关系十分困难。

（三）亚洲天然气定价权缺失的具体成因

1、能源需求价格弹性低

由于亚洲主要国家的能源需求价格弹性普遍低于欧美国家，造成中东等油气供应者可以采取一定的价格歧视定价策略，从而形成“亚洲溢价”（张宝成等，2015）。从天然气消费量来看，中日韩三个亚洲主要消费国的消费需求增长较快，2016 年消费量分别达 2103 亿立方米、1112 亿立方米、455 亿立方米，占全球天然气消费份额合计为 10.3%，占亚洲国家消费

总量的一半左右。与如此巨额消费量不相匹配的是，三国的天然气产量很低，仅有中国生产天然气。2016年，中国的天然气产量约为1246亿立方米，而日、韩则完全依赖于进口。从而，中国2016年的天然气对外依赖度为40%，而日韩则完全依赖外部供应。高速扩张的需求与内部供应的不足导致较高的对外依赖度和较低的能源需求价格弹性，如此高的对外依赖度势必导致供给方在制定价格时的具有强势地位，并针对亚洲这一低能源需求价格弹性的市场实施三级价格歧视策略，导致其出口到亚洲国家的价格长期居高不下，形成所谓“亚洲溢价”。

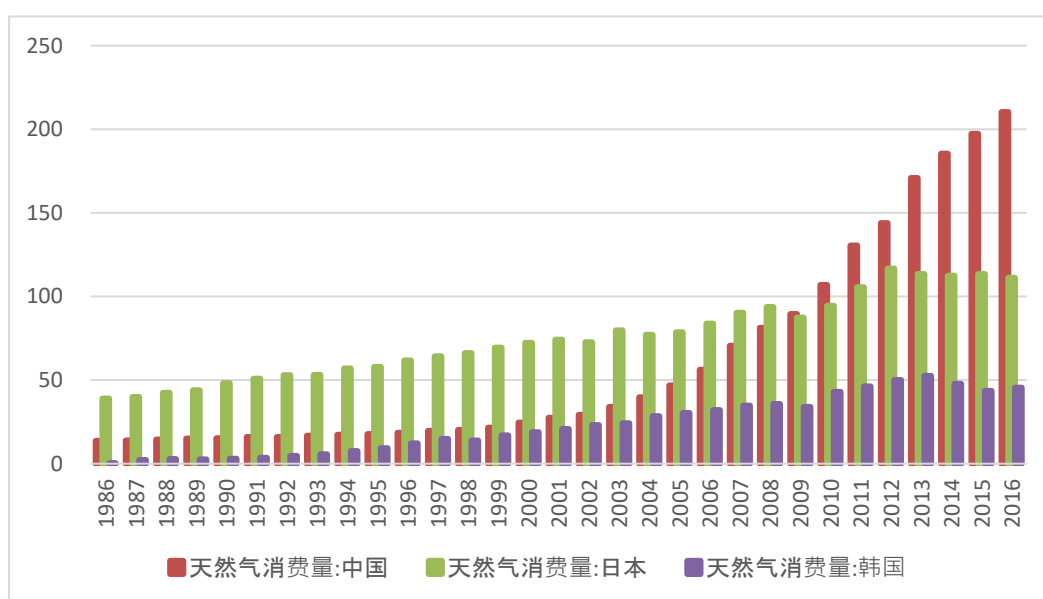


图2 中日韩天然气消费量 单位：十亿立方米

数据来源：BP 世界能源统计年鉴 2017

2、以 LNG 为主的天然气贸易模式

欧洲市场的天然气供应往往以管道运输为主，而在亚洲市场，除中国可以从中亚、俄罗斯获取管道天然气以外，日本、韩国都必须依赖于 LNG 交易的形式（见图 3）。而 LNG 运费成本较高，一般而言高于管道运输 30%左右，运输成本的高企也推动了最终天然气价格的高昂。日韩等国受地理和政治因素的限制，难以使用管道运输。俄罗斯曾提议向韩国、日本建设天然气管道，但通往韩国的管道途径朝鲜，这是韩国所不能接受的。而通往日本的管道则为海底管道，不仅建设成本高昂，而且途径日俄的争议领土，这造成日俄管道也难以建设。此外，美国与俄罗斯的关系也影响着日韩与俄罗斯的合作。反观天然气供应稳定且价格相对较低的欧洲市场，其主要依靠管道运输，成本低廉，且更易于与资源国进行长期协定的谈判，保证供应安全和可以接受的价格，从而规避了 LNG 供应带来的不确定性和高成本。

2016年天然气主要贸易流向
全球贸易流量(十亿立方米)

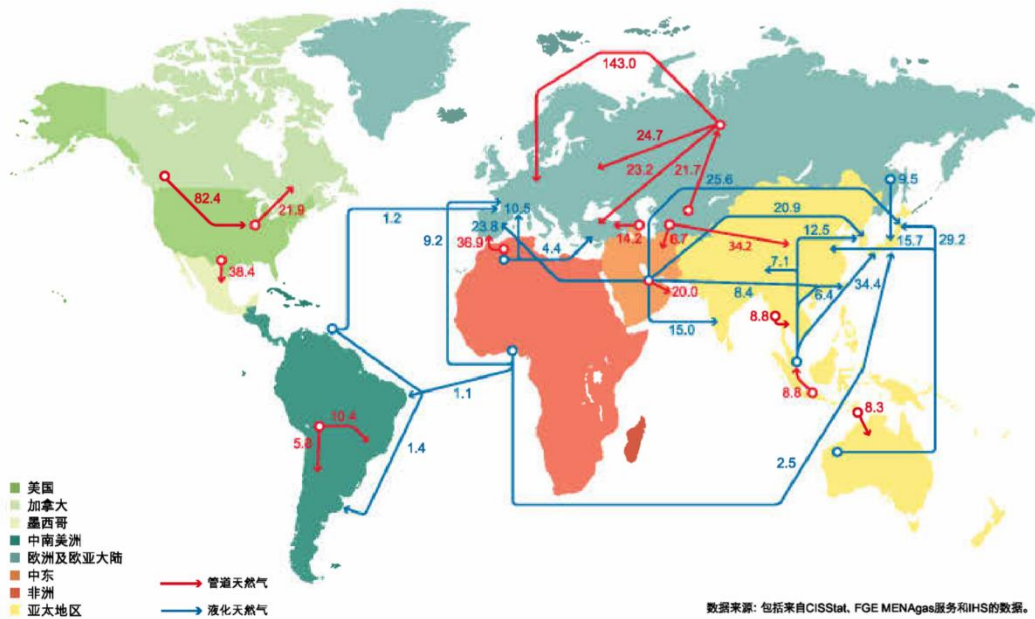


图 3 世界天然气贸易流向 单位：十亿立方米

资料来源：BP 世界能源统计年鉴

3、能源安全溢价

由于亚洲国家普遍存在一定的能源安全担忧，因此往往愿意支付一定的额外价格来保证供应安全，形成所谓“能源安全溢价”。日本、韩国的能源供应高度依赖进口，一旦能源供应发生问题，就会严重影响经济甚至社会稳定。更为重要的是，亚洲的地缘政治形势不容乐观，如朝鲜半岛核问题、中日韩的领土争端、错综复杂的南海问题等，一旦发生严重事端，日韩等国的能源供应渠道有可能被切断。而亚洲国家普遍缺少足够的能源储备，难以有效应对能源供应中断的负面冲击。为缓解不确定性问题，保证能源的安全供应，亚洲国家被迫支付一笔“安全溢价”。

4、管制的能源市场结构

亚洲国家的能源市场普遍有浓重的政府管制色彩，对进口价格不敏感，且往往可以将价格风险转移给消费者，缺乏降低进口价格的动力。例如，日本 LNG 进口企业多数为政府经营的电力、供气公用事业公司，且日本政府在国内实施以成本加成定价为主的政府管制定价，LNG 进口企业无论进口成本多高，总可以获取一部分收益，但对日本整体社会却造成了福利

损失。而中国的定价机制也存在类似情况，即便在市场净回值定价方法之下，政府指导价规定了可以议价的范围，企业并没有动力去与供应商协商价格。显然，这种管制的市场价格削弱了进口商消除“亚洲溢价”的动力。

三、中国的议价地位与国内天然气定价机制

（一）中国在天然气定价中的尴尬地位

目前，中国在亚洲天然气定价中的地位仍然十分尴尬，虽然建立了天然气交易市场，但价格仍然主要参照日本，溢价现象也长期存在。此外，作为世界上主要的天然气需求国，中国缺乏与供应国议价能力，尤其在 LNG 领域。相对于管道天然气，中国在 LNG 上的议价能力更为薄弱。在当前低油价时期，全球天然气供给较宽松，进口 LNG 溢价问题虽得到一定程度的缓解，但仍然明显存在。造成这一现象的原因是多方面的。一个重要原因是，中国国内天然气市场定价机制市场化程度较低，价格难以反映国内天然气的供需状况。在非市场化的成本加成定价机制之下，中国政府难以依靠市场机制来约束天然气生产成本的不合理上升，而在市场净回值定价法之下，才能形成以中心市场为基准的全国性天然气统一市场价格，并通过建立枢纽市场，形成中心价格，推动天然气价格下降（汪锋和刘辛，2014）。此外，国内的天然气定价体制错综复杂，无法适应天然气国际定价的需求，导致中国难以建立起一个市场化的天然气国际交易所。

（二）国内天然气定价机制：市场化程度低

目前，中国仍然对天然气实施一定程度的价格管制，在天然气的生产、运输、配送环节中均实行国家指导价。国内天然气定价可分为三个环节，即出厂价、门站价、零售价。具体定价方法为：门站价=出厂价+管输价，零售价=门站价+配气价，其中出厂价、管输价、门站价均由国家发改委统一管理，配气价则由省级物价主管部门管理。并且，我国对工业用气、民用气等制定不同的价格，工业用气的气价相对民用气更为昂贵。

国内的天然气资源可以大致分为：国产陆上气、国产海上气、进口 LNG 和进口管道气。这四类资源也采取了不同的定价方法。国产陆上气是我国天然气市场的主要部分，在 2011 年以前采用政府管制定价模式，并且定价公式为成本加成法，综合考虑天然气开采、运输成本等因素，在总成本基础之上按一定利润比例制定销售价格，保证天然气企业各环节的一定利润空间，维持企业生存。2011 年，我国开始在广东、广西试点采用市场净回值法进行天然气定价，一定程度上反映天然气市场供求关系，并且赋予市场一定的自主权。在市场净回

值法下，天然气门站及以上价格由国家主管部门管理，门站价格不再分类，实行统一政府指导价的同时，供需双方可在不超过价格范围内协商确定具体价格，但这一定价方法仍然保留了一定的管制色彩。2013年7月起，市场净回值法在全国范围内使用。此外，这一定价机制还保留了双轨制特征，即将天然气消费分为存量气和增量气，增量气以市场净回值定价，存量气则仍然以管制定价。2015年2月，国家发改委发布《关于理顺非居民用天然气价格的通知》，宣布自2015年4月起，中国天然气存量与增量气价正式并轨，国产陆上气全部采用“市场净回值”法确定门站价。2015年11月，国家发改委根据《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》，决定降低非居民用天然气门站价格，将非居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理。降低后的最高门站价格水平作为基准门站价格，供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格。相对于国产陆上气，国产海上气价格的市场化程度较高，由供需双方自主协商确定。然而，目前国产海上气产量较少，占国产气的比重较低，不具有系统重要性的地位，难以显著提升国产气的市场化定价程度。不过，随着未来海上天然气资源的不断被勘探和产量的不断增加，海上气在中国天然气供给中的地位将日益重要，市场化程度高的海上气将会有力地提升中国天然气定价机制的市场化。

进口天然气的定价模式与国产气迥然不同，其中进口LNG基本实现市场化定价。中国主要是从澳大利亚、中东等国家或地区进口LNG，进口价格主要采用与油价挂钩的方式确定，同样受到日本LNG到岸价格影响，而终端销售价格由供需双方协商确定。进口管道气主要采用双边垄断定价模式。中国进口管道气主要来自中亚国家和俄罗斯，进口价格采用双边垄断定价模式，直接由双方政府谈判确定，并由主要供应商签订长期协议。进口后，管道气纳入国产陆上气体系，输往各地定价销售。由于各地定价与管道气进口价格存在价差，这就可能出现进口管道气呈现“价格倒挂”，即管道气价格有可能高于国内天然气价格从而产生亏损。目前，亏损部分由管道气进口商承担。不过，进口管道气的“价格倒挂”状况也不是绝对的，可能与国内偏高的管道运输成本密切相关，若降低管道运输成本，进口管道气的价格倒挂现象可能得以消除。

事实上，不论是进口气还是国产气，最终仍要进入国内各地区的销售渠道，均受到政府指导价方式的限制，总体上均不属于竞争性的定价机制。因此，在我国各个阶段的天然气定价机制中，均不同程度的存在着政府监管，政府对天然气价格的监管体现在天然气生产、运输、配气等各个环节中。

四、消除“亚洲溢价”与中国的策略选择

定价权的强弱及其归属是天然气市场化的一个结果。鉴于中国天然气市场的规模巨大，其需求空间和供给潜力是其他亚洲国家所无法比拟的，只要中国能建立起充分竞争的天然气市场机制，中国的天然气市场价格自然会成为亚太地区的重要基准价格，对东亚地区的天然气价格走势将产生风向标作用。因此，提升中国天然气定价话语权必须满足两大前提条件，一是构建充分竞争的市场竞争机制，二是运用自身巨大供给需求体量对区域乃至全球的交易价格施加影响。因此，我们需要建立反映本地区市场供求关系的天然气市场，这个市场能发现天然气的真实价格。真实的价格，有利于减少价格“扭曲”，避免效率损失，使得天然气被合理地利用。这种公平合理的天然气价格应该由供给需求的基本面决定，而不是卖方或者买方左右价格的非市场能力。如果这个市场是可信且相关的，价格也就自然能够被认可。此外，天然气定价权的提升根本上仍取决于基于市场规模的议价能力。因此，如何充分利用自身巨大的天然气消费需求以及非常规天然气、可燃冰的潜在储量，对东亚乃至全球的天然气市场施加影响，是中国的必然选择。

（一）把握油气价格低的战略机遇期

低油气价格的市场环境为建立天然气枢纽价格提供了有利的时间窗口。在油气价格处于高位的时期，卖家担心利益受损，往往不愿意接受新的定价机制，而在油气价格较低的时期，即便修改定价机制，合同价格可能也变化不大，更容易被买卖双方接受。

从 2015 年开始，全球 LNG 市场迎来了一轮供应增长大潮，并将持续到 2020 年左右，未来数年，低气价状态继续得以维持将是一个大概率事件。根据目前的规划项目进度，预计 2020 年全球年度 LNG 液化能力将接近 8 亿吨。若三分之一的项目能按时按量投产，2020 年全球年度 LNG 液化能力将达 4.4 亿吨。随着全球 LNG 供给趋于宽松，卖家对消费市场的争夺将日益激烈。除中东、澳大利亚、东南亚等传统的 LNG 供应地之外，受益于页岩气革命的美国正在积极推动 LNG 出口。美国页岩气革命急剧提高了北美天然气的市场供应量，改变了大西洋两岸乃至全球的天然气贸易格局。从理论上讲，北美和全球的天然气供应上升所带来的价格下降效应会外溢至亚太区域。在这一市场供需环境下，天然气买家的话语权地位将会明显提升。目前，亚太天然气需求的诱人增长前景，已吸引着西非、拉美、北海和北美等地区的油气供应商在此聚集。中东更不愿意放弃需求增长旺盛的亚洲市场。因此，以中国为代表的亚太地区在形成定价权方面越来越有优势。

（二）建立天然气市场化定价机制

“亚洲溢价”的具体成因涉及能源安全、地理、政治等多个维度，并且这些因素彼此之

间往往相互交织，从而形成一团解不开的死结，进而造成“亚洲溢价”的长期存在。而造成“亚洲溢价”的根源，仍然是亚洲能源供应的不确定性，致使亚洲国家普遍愿意支付“风险升水”来规避不确定性。供应国也借机采取价格歧视策略，向亚洲买家索要高价，从而形成一种有利于供应商、高度差异化的天然气均衡价格状态。显然，这种“亚洲溢价”现象对于亚洲能源需求国而言无疑是一种巨大的福利损失。依靠供需两端的体量优势，中国可在消除天然气的“亚洲溢价”、提升亚洲天然气定价权上发挥重要作用。

尽快实现天然气的市场化定价，即“气对气”定价机制。要促使亚洲各国均参考中国的天然气价格，必须让中国的价格尽可能地反映天然气市场的供求状况。目前，日本定价机制仍参考 JCG 石油清关价格，实行“油气联动”的定价机制，且日本对外油气依赖程度很高，其价格水平事实上不能反映亚洲天然气市场的实际供需状况，造成了较高的溢价。亚洲现行以日本为参考价价的天然气价格体系，事实上给亚洲国家带来了不必要的天然气溢价和额外的天然气进口支出。相比欧美已经运作成熟的美国亨利中心、英国 NBP 交易中心，亚洲仍然缺乏统一的、活跃的天然气交易中心。一个统一活跃的交易中心，可发挥基准价格的作用，并通过市场竞争和金融服务降低不确定性，有助于削减“亚洲溢价”。以欧美国家的成熟经验来看，交易中心应当建立在天然气管网枢纽（美国亨利中心），或金融高度发达的地区（英国 NBP）。事实上，上海完全有条件扮演天然气交易中心的角色，具有诸多便利条件，具体体现在：一是上海是人民币在岸金融中心和亚洲金融中心；二是上海处于“西气东输”、“川气东送”多个管网的节点之上，是中国天然气的重要交易中心；三是上海是港口城市，具有天然的 LNG 接驳条件。

2015 年 7 月 1 日，中国上海石油天然气交易中心开始试运行，开展 LNG 和管道气交易。该交易中心计划发挥平台资源优势，利用交易中心平台产生的价格，编制和发布中国天然气价格指数、中国 LNG 价格指数、中国 LNG 运输价格指数、中国天然气消费景气指数等一系列指数产品，并力图使这些价格指数成为今后中国乃至亚太地区油气贸易合同的定价基准。不过，上海石油天然气交易中心目前仍处于建设发展过程之中，与期望的目标尚有不少距离，面临的挑战主要有：一是交易中心的交易功能仍然不够健全，目前不具备形成天然气中国价格的必要条件；二是培育天然气基准枢纽的一个基础条件，是成为多个重要骨干管网的交汇地，或者是管道运输能力充足的主要市场（施训鹏，2017），在这方面，上海也面临着亚洲其他城市（如新加坡）的竞争。

（三）扩大天然气供应能力

第一，加大非常规天然气的开发。根据国际能源署（IEA）的数据，中国的煤层气储量

丰富，位居世界第三，仅次于俄罗斯、加拿大，且全部储量与国内常规天然气相当。目前，中国各级政府已制定多项优惠政策鼓励煤层气的开发，在可预见的未来，中国将形成巨大的非常规天然气供应。同时，中国页岩气的储藏量大，尽管在页岩气开采上面临着地质、水源和技术等方面的诸多障碍，但具有广阔的发展前景。此外，中国的天然气水合物（可燃冰）资源丰富，发展潜力大。2017年5月，中国成功试采可燃冰，计划在2030年前实现可燃冰的商业化开采，可燃冰不仅清洁高效，且在中国储量巨大，一旦实现大规模商业化开采，无疑将迅速增加中国天然气的产量，显著增强中国的天然气供应能力，甚至对其他国家形成出口。因此，中国加快煤层气、页岩气和可燃冰的开发，将会增强亚洲整体的天然气供应能力，进一步削减天然气供应的不确定性，有利于提升亚洲国家与外国天然气供应商的谈判能力，从而有助于压缩“亚洲溢价”的水平。

第二，加快管道运输的建设力度，可考虑与亚洲国家协调建立以中国为中心的管道运输网络。目前，日韩等国因在天然气管道建设上面临着难以克服的障碍，主要采用LNG的运输形式，不仅成本较高，且不确定性巨大。当前，中亚、俄罗斯已与中国建设完成多条重要的天然气管道，中国国内的天然气网络覆盖面较广，“西气东输”、“川气东送”等工程已建设完毕。因此，可考虑建设以中国为核心的东亚管道运输网络，将中国作为中亚、俄罗斯向韩国、日本供应天然气的中转站，这既可消除管道经过朝鲜对于韩国的不确定性，又避免了从俄罗斯直接输往日本的天然气必须经过争议领土的窘境。当然，这一构想必须建立在各国增强战略互信、克服诸多矛盾、且协商一致的基础之上。

第三，拓展天然气进口渠道，实现多元化进口。除卡塔尔、俄罗斯等传统天然气出口国外，目前美国、澳大利亚等亚太区域内国家也在天然气供应上发挥着越来越大的作用。根据IEA的预测数据，2020年，美国的天然气出口能力将达到2000亿立方米。而且，美国的LNG产能近年来也实现了迅猛增长，截至2014年底，美国已批准43个LNG出口项目。此外，莫桑比克等东非国家陆续发现大量天然气资源，并制订了LNG出口计划。这亚洲国家而言，无疑是一个实现进口渠道多元化的难得机遇，这将有助于削减“亚洲溢价”。中国应充分利用油气价格低这一难得的市场契机，继续完善现有进口通道，开辟新的进口通道，推动供给来源多元化。目前，已有亚洲国家开始从美国进口LNG。例如，韩国三星工程公司与美国德州天然气公司签订了供气协议，韩国将从美国进口约200万吨LNG，这有利于韩国减少对俄罗斯和中东国家LNG的进口依赖度。同时，中国应继续鼓励国内企业“走出去”积极参与海外资源开发，建设中亚、俄罗斯、澳大利亚、卡塔尔、加拿大等稳定可靠天然气供应基地。在配套基础设施建设方面，中国在持续优化天然气配送管网的同时，加快储气库设

施的建设节奏和规模，提高应急储备调峰能力。

（四）加强区域内国家之间的协调沟通

要消除天然气价格“亚洲溢价”现象，一个关键因素是如何协调亚洲国家之间的利益冲突和地缘政治矛盾。目前，中日韩三国难以寻求到一种共同的利益协调机制，致使亚洲统一的区域性管道运输网络、区域性交易中心、定价机制改革均难以形成，而且，能源供应安全问题持续突出也使得供应不确定性阴影始终笼罩在亚洲国家的心头。虽然寻求更多元化的外部供应、需求放缓等因素有助于减少“亚洲溢价”，然而这并非釜底抽薪之策，关键仍在于亚洲国家消除分歧，早日建立如欧美市场一样的统一天然气市场。

毋庸讳言，要使得某一个国家的价格得到区域内其他国家认可，并接受为基准价格，绝非易事。中国要提升在天然气定价领域的话语权，促使国内的天然气价格成为区域基准价格，必须有两个基础性条件：第一，市场化定价机制是基础，并且这一机制应能准确反映市场的供需结构，如果中国价格无法充分反映市场供求状况，那么这一价格将仍然与目前的日本价格一样，既可能存在过高的溢价，又无法得到区域国家的认可和使用。第二，在拥有一个受到广泛认可的定价机制和交易市场后，中国应依据市场规则，利用本国巨大的天然气需求量和潜在供应量的优势，参与区域天然气市场交易，对天然气市场施加影响，以确保天然气市场能实现高效运行并且充分反映供需关系的变动。两者缺一不可。

五、天然气人民币与提升中国的天然气定价权

如前所述，实行市场化定价机制和利用自身供需体量对市场施加影响，是中国提升天然气定价权的两个必要条件。在当前人民币国际化进程有所迟滞的情形下，推进天然气贸易的人民币计价和结算，无疑是中国提升天然气定价话语权的一条重要途径。天然气人民币是指在天然气贸易中以人民币进行计价结算。相对于石油美元，天然气人民币更需要依托于中国自身的规模优势。事实上，天然气人民币的计价结算和定价权提升是相辅相成，互相促进的。如果使用人民币计价和结算天然气贸易，那么人民币的自由流动或国际化可以促进中国的天然气交易。而且，由于中国天然气的贸易体量巨大，可以吸引投资者用人民币计价和结算天然气，这将助推人民币国际化。这种相互促进的正反馈机制，不仅能促进人民币在国际上广泛使用，也吸引投资者来中国进行天然气交易。

若中国建立了市场化的定价机制和完善的天然气交易平台，中国可有效利用天然气人民币来提升在定价领域的话语权。中国可利用自身需求量大优势，对每年大量进口的天然气

用人民币计价和结算。同时，中国可利用其位于亚洲天然气管道的枢纽地位，如作为中亚、俄罗斯向韩国、日本供应天然气的中转站，建设以中国为核心的东亚管道运输网络，且发挥自身非常规天然气的供应能力，推动过境气乃至出口气以人民币计价和结算。显然，这两者的结合，可显著增大可用人民币计价和结算的天然气贸易量，将大大助推人民币国际化，促进天然气贸易与人民币计价结算的挂钩。在这一过程中，中国在亚洲天然气贸易中的权重将明显提升，在亚洲天然气定价方面的话语权将提升，中国天然气市场的地位将进一步增强。因此，构建天然气人民币体系，对于中国提升天然气定价权而言，是一个十分重要的战略选择。

要推动人民币在天然气贸易中的计价和结算，中国需要做好以下几方面的工作：首先，要建设一个体量较大的人民币在岸和离岸市场。鉴于中国的经济规模和天然气需求量，建设一个大规模的人民币市场不是难事。其次，要推进外汇体制改革，建立发达的离岸人民币金融市场。人民币自由兑换是开展以人民币计价和结算的天然气交易所必须具备的条件之一。要允许外资参与中国国内的商品期货交易，并在外汇管理上提供相应的便利。再次，要推动建立发达的、多层次的离岸人民币金融市场，特别是推进离岸人民币债券市场的发展。中国需要为天然气出口国通过天然气贸易顺差获得的人民币，提供多途径的投资和保值增值渠道。人民币回流机制的拓展和健全，可以提升外国天然气出口商使用人民币计价和结算的积极性，实现天然气人民币运行机制的可持续性。

目前，中国在促进天然气人民币的计价和结算方面仍面临着诸多困难和障碍。首先，天然气人民币的计价和结算，要求中国建设一个庞大和活跃的天然气市场，这将对国内天然气市场、产业的已有利益构成较大冲击。其次，未来全球天然气市场区域分割的状况将继续维持，北美、欧洲和亚太三个市场相对独立，区域内的天然气各自结算，因此，天然气人民币的计价和结算规模，受到中国和亚洲的天然气贸易规模的限制。最后，打破现有的交易结算格局困难重重，市场的惯性力量很强大，要说服投资者使用人民币而非美元计价结算，说服投资者前往中国交易并非易事，这需要大量的努力，尤其是时间。在短期内，恐怕难以奏效。

从长期角度看，中国在天然气定价上的话语权将处于上升态势，天然气人民币计价结算是提升中国谈判能力的一个重要助推剂。然而，天然气人民币计价结算在短期内存在着较大不确定性，需要满足诸多的条件，短期内恐难获成功。要实现天然气人民币计价和结算，一个基本的前提条件，是建立一个市场化的天然气定价机制和交易中心，从而，实现天然气市场化定价，是推进天然气交易的人民币计价和结算的第一步。因此，尽快推动国内的天然气价格机制改革是当务之急，并在此基础之上，建立可以反映市场供求关系的国际天然气交易

市场。唯有如此，中国才有机会真正实施天然气人民币计价结算，才能充分实现天然气人民币计价结算和天然气定价权提升的这一相互促进的正反馈机制。

参考文献：

- 段盈. 聚焦亚洲溢价,审视全球液化天然气定价机制[J]. 现代经济信息, 2015(15):358-359.
- 郜峰, 耿长波, 马宝玲,等. 液化天然气国际贸易现状及发展新格局[J]. 国际经济合作, 2014(2):25-30.
- 施训鹏. 中国天然气基准价格形成中的若干问题[J]. 天然气工业, 2017, 37(4).
- 汪锋, 刘辛. 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[J]. 天然气工业, 2014, 34(9):135-142.
- 张宝成, 马宝玲, 郜峰. LNG 市场的“亚洲溢价”问题分析及对策[J]. 天然气工业, 2015, 35(7).
- BP. BP 世界能源统计年鉴 2017

声明：本报告非成熟稿件，仅供内部讨论。报告版权为中国社会科学院世界经济与政治研究所世界能源研究室所有。未经许可，不得以任何形式翻版、复制、上网和刊登。本报告仅代表研究人员的个人看法，不代表作者所在单位的观点。