

2010 ~ 2030 年中国天然气 发展战略探讨

——中国发展低碳能源转型的关键是快速发展和高效利用天然气

华 贲

华南理工大学天然气利用研究中心主任

2010 ~ 2030 年中国向 低碳能源转型的关键是 快速发展和高效利用天 然气

气候变化要求减排二氧化碳、保障人类可持续发展，这是全人类的责任，也是我国政府明确承诺的责任。到本世纪末，人类耗用的一次能源的

90% 将由目前的化石能源转向“低碳”的新能源和可再生能源，而从现在到 2030 年，是这一转型的最关键时期。研究和科学测算表明，保证我国完成 2020 年碳强度降低 40% ~ 45% 的目标，可再生能源达到总能耗 15% 只是一个基本措施，绝对不是保障性措施。保障性措施有三：一是优化调整产业结构，加速发展第三产业，适

当降低高能耗的重化工业比率；二是尽快提高能效，到 2020 年时我国能效由 36.8% 提高到目前的世均水平 50%；三是加速发展天然气，主要是为促进能效提高，同时尽可能逐渐减少对煤炭的过度依赖。

“十二五”期间经济还要较快发展，能源消耗每年须增加 1 亿 ~ 2 亿 t 标煤；大部分用于占总能耗 80%



未来国际天然气市场价格走势有相当的不确定性。(金灿 摄)

的工业燃料和建筑物；靠什么来保障？过去10年就是靠多挖煤；2010年煤耗已达32亿t。“十二五”能源规划把2015年的煤炭消耗控制在38亿t（包括进口的1亿t）；也就是说，继续靠多挖煤已经不可能。可再生能源虽然以年增12%的高速增长，每年也不过0.4亿t，而且大部分用于发电，不能用作燃料。因此，工业化和城市化能源保障的唯一出路是快速发展和高效利用天然气。

中国天然气产业发展回顾和“十二五”发展规划剖析

由于种种历史的原因，中国发展天然气比世界迟了30年。本世纪初，天然气在一次能源消费中的比率，世界为24%，中国只有2.2%。从2000年到2009年的9年间支撑中国经济起飞的能源保障是靠原煤消耗量从14.1亿t/a增加到30.2亿t/a，增长114%；年均增加1.61亿t（折标煤1.15亿t）。而天然气虽然9年增加274%，到2009年也只有930亿m³/a；年均增量76亿m³，折合0.14亿t煤（折标煤0.1亿t）不到煤的1/10。

如果说上世纪中国的能源战略有“重煤、油而轻气”之嫌的话，从本世纪以来已经大力扭转了。在国内，天然气探明可采储量快速增加：克拉2、苏里格、普光等大型天然气田都是本世纪发现和开始建设的。在利用外部资源方面，近年来陆续签约和开始建设十来个进口LNG项目和接收站，进口管输的土库曼斯坦、缅甸、俄罗斯天然气等项目。这些成果都将在2011~2015的“十二五”期间展现，使“十二五”期间天然气年增长率可达28.5%。在已披露的“十二五”能

源规划中，到2015年中国天然气消费量将达2600亿m³/a，即年均增加300亿m³，接近0.4亿t标煤。如果这些新增的天然气都能够高效利用，可以替代0.8亿t标煤或1.12亿t/a原煤，加上快速发展的核能及可再生能源，在大力调整产业结构前提下，是有希望基本上支撑“十二五”国民经济低碳发展的能源需求的。

而在2015年预计消费的2600亿m³/a天然气的构成中，进口为900亿m³/a，占34.6%；国产1700亿m³/a，占65.4%。进一步分析可见，国产天然气从2009年875.8亿m³/a增加到2015年的1700亿m³/a的6年间净增824.2亿m³，年均净增137.4亿m³/a。在2015年国产的1700亿m³/a天然气中，煤层气产量将达到200亿m³/a，而煤制天然气产量亦将达到300亿m³/a，这两者之和为500亿m³/a。这就是说，扣除煤层气和煤制天然气后，包括致密砂岩气在内的常规天然气，2015年只增加到1200亿m³/a，6年间净增324.2亿m³，年均增54亿m³；少于前10年的年均增加59.2亿m³。而进口天然气从2009年的54.2亿m³/a增加到2015年的900亿m³/a，6年净增845.8亿m³，年均增141亿m³。这就是说，作为前10年在国内外两个来源发展天然气的成果，从2010年到2015年，进口气增长将快于国产气，更远远快于国产常规天然气。天然气对外依存度从2009年的5.8%在6年内将猛增到2015年的34.6%。回顾中国石油从1993年成为净进口国到2003年对外依存度达到37.6%，经历了10年的时间；又经过7年到2010年则达到了55%。如果照此下去，中国的天然气岂不是将更快地步石油的后尘，大部分依赖进口？

上述数字纯粹是基于媒体披露所作的推算，没有权威发布数据的证实。但从中反映了事实上还在支配中国能源战略决策的思维定势：“中国的能源禀赋是富煤、缺油、少气，即使在碳减排压力下不得不转向低碳气体能源，也必须依靠进口天然气和煤制天然气，而不是国产常规与非常规天然气”。但是，这种观念和战略决策是不是建立在对国内外天然气资源、市场和经济条件的全面研究和正确评价的科学基础之上？是否有另一种发展战略选择？不同发展战略对中国低碳能源化进程的影响怎样？这是本文所要探讨的问题。

中国可以主要依赖进口天然气实现能源转型吗？

1. 国际市场天然气国际贸易价格的共性和区别

天然气和原油国际贸易价格的共性是：作为战略资源，自1973年以来都逐渐脱离了由“成本和供需关系决定”的状况，而越来越多地取决于地缘政治格局、稀缺性和投机因素；而且国际贸易价格与其成本的差价越来越大。目前世界石油的平均开采成本仍只有十几美元/bbl，较难开采的海上石油成本也不过20美元/bbl左右，但国际石油贸易价格已逼近100美元/bbl。天然气的情况也与此类似。

天然气与石油的国际贸易价格有所区别。本世纪初以来，石油价格剧烈波动，天然气价格波动滞后于石油、幅度较小且低于石油价格。这是由下列三个客观因素造成的：第一，石油既是用于制造车用燃料汽、柴油、润滑油料的主要原料，也是迄今世界有机化工产业的主要原料，用途

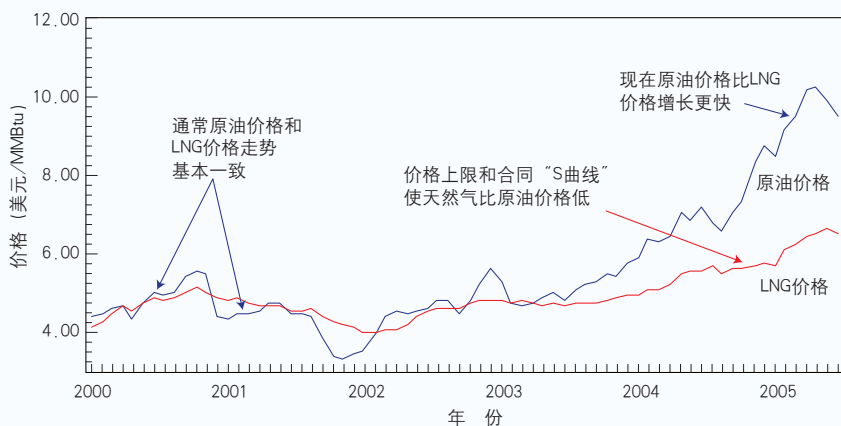


图1 2000～2005年日本进口原油与LNG的税前（进口税）价格比较

表1 各种天然气贸易方式及其随石油市场变动因素的比较

贸易方式	变动因素	对原油的 现货反应速度	对市场价格的 反应程度	风险大小	价格波动
国际LNG贸易（长期）		中 等	中 等	中 等	中 等
国际管道天然气贸易		最 慢	最不灵敏	最 小	最 小
国际LNG现货贸易		最 快	最灵敏	最 大	最 大

广泛，加工方便，技术充分发展成熟。而天然气的用途有局限性，最适合用作燃料；天然气虽然也能够转化为柴油、汽油、润滑油和化工原料，但技术难度和成本比原油大得多。因此，天然气的使用价值低于石油。第二，人类最近发现，包括非常规天然气在内的气体能源资源总量远远高于石油，将可持续应用百多年。国际能源署（IEA）在其2010年的报告中预计世界天然气消耗量有可能在2020～2030年期间超过石油，甚至有可能使天然气与石油价格脱钩。第三，石油更易于增产、减产、运输和储存，可以立即投入和撤离市场，原油产业链发生的沉没成本相对较小；但从井口天然气到LNG，或者长输管线末站，需要花费大量沉没资金在净化、液化、运输设施上，因此，天然气贸易大部分是长期合同。现货比率近年来虽有增加，但份额仍较小。所以在石油价格逐步推高的历史时期，与石油价格的剧烈波动相比，天然气价格相对稳定，变化滞后且低于石油价格。这导

致自本世纪初以来，包括2008年金融危机时期在内，天然气与石油的等热值比价一直维持在0.7左右。图1是国际能源署提供的历史数据。表1给出了天然气随石油市场波动的分析。

2. 管输天然气与LNG国际贸易价格影响因素分析

直到本世纪初，国际管输天然气与LNG贸易几乎是不相关的两个平行的市场，各自的价格也没有直接关联。由于北美、西欧LNG市场的出现和中国进口天然气需求快速增长，使这两个市场价格的相关性日益密切。

占世界天然气资源量75%的中东、中亚与俄罗斯天然气既可以管输的方式经中亚直达巴基斯坦、印度和中国，经黑海两岸西向欧洲，也可经液化进入快速发展的LNG市场。在LNG市场，随着印尼、马来西亚出口的减退，将形成中东（卡塔尔、伊朗）、西非与澳大利亚三个主要供应源。此外，俄罗斯也正在萨哈林岛建设LNG生产线。在4000km以内的距离上，管输比液化后LNG船运经

济。4000km以远则相反，LNG船运更经济。这是未来供方的地缘格局。

LNG买方的地缘分布在最近10年间剧烈变化。2006年时曾预计2015年美国将进口1.2亿t/a LNG，占国内天然气消费总量的1/5，占当时4亿t/a LNG贸易总量的30%。然而由于美国页岩气的飞速发展，到2009年，美国天然气产量超过俄罗斯居世界第一位，并退出了LNG买方市场。这样，除了需求稳定（大致1亿t/a LNG），而且没有管输条件的日、韩、中国台湾等传统买方之外，LNG的主要买方将是欧盟各国和亚洲的中国和印度，而这两大买方都同时是管输气的进口国，这就将促使国际管输天然气与LNG贸易的价格关联起来：在30%天然气依靠进口的中国市场上，管输中亚、俄罗斯气与东南沿海进口澳大利亚、中东和西非LNG竞争；在西欧市场上，里海国家和俄罗斯的管输气将与来自西非、中东的LNG竞争。随着进口量的增加，中国在国际天然气贸易中的话语权将逐步增大。

3. 不同国家天然气国内消费价格的比较分析

按照最低工资的天然气消费能力，可把天然气国内消费价格归类为3类国家（见表2）：（1）产气国，如俄、澳、两伊、委内瑞拉等，天然气国内消费价格极低。这是由于天然气开采成本本来很低，作为国内居民必须的消费品，没有必要苛以重税，价格自然很低。（2）进口天然气的发达国家（欧、日、韩），国内消费价格就是进口的国际贸易价格。但是由于他们经济发达，人均GDP高、币值坚挺，所以这样的消费价格对于他们的日常生活并不算高。（3）进口天然气的发展中国家（中、印），由于币值低，尽管靠着部分国产气使国

内消费价格低于国际贸易价格，但还是很低。由表 2 数据可见，中国 1 小时工资能买的天然气只有发达国家的 1/6；如果天然气以国产为主就不是这样。

4. 进口天然气发展中大国如何应对？

石油因其高碳排放、资源有限、价格必定逐渐走高的特质，虽然在目前二、三十年还不得不用作交通燃料和化工原料的主力，但必将逐渐被替代。在欧洲、日本、澳大利亚等天然气消费价格较低的国家，国内石油消费价格也并不低。中国的成品油价格已经市场化并正在“与国际接轨”。所以，石油才越来越像“巴黎香水”。而在因气候变化而进入低碳能源，十几年后将进入“气体能源”时代的世界，天然气因其清洁、高效和丰富的特质，成为不论发达国家还是发展中国家都必须大力发展、用以支撑经济低碳发展的基本消费能源和生活必需品。所以，天然气不是“巴黎香水”，而是世界向非化石低碳能源转型过程中极重要的“过渡型低碳化石能源”。那么，在这样的历史大局背景之下，在上述三类国家中处于最严苛地位的发展中大国，如何保障天然气的供应，就成为其能源战略的核心。

如上所述，在石油天然气的国际贸易价格早已脱离“成本+利润”的市场供需规律的情况下，任何国家国内自产天然气的成本都是远低于国际贸易价格的。显然，对包括中国在内的处于最不利地位的、幅员辽阔的第三类国家，摆脱这种局面的上策，是尽可能在自己的领土、领海内发现和开发出所需要的天然气资源。以较大比率的低价国产气与较小比率的高价进口气对冲、形成适当和可控的国内市场消费价格，来支持本国经济低碳发展。事实上，巴西和印度已经采取

表 2 世界各国最低工资与天然气价的比较

类别	国家	GDP (万亿美元)	人均 GDP (美元)	最低工资 (美元/h)	天然气价 (美元/km³)	1 小时工资购气 (m³)
资源生产、 输出国	俄罗斯	1.14	8030	8.1	50	162
	澳大利亚	0.75	3590	12.2	20	610
	伊 朗	0.25	3560	0.6	40	15
资源进口国	美 国	13.98	46280	7.25	360	20.1
	日 本	5.29	41480	7.7	350	22.0
	意大利	2.09	35980	8.5	410	20.7
	法 国	2.52	41200	13.49	410	32.9
	德 国	3.28	39710	10.75	410	26.2
	中 国	3.37	2520	0.62	185	3.4
	印 度	0.93	830	0.19	250	0.76

这个策略，并已获得可喜的进展。

中国利用国内外两种天然气资源的比较分析

1. 国际天然气市场价格走势

未来国际天然气市场价格走势有相当的不确定性，但基本影响因素有三：

第一，非常规天然气对世界能源格局的影响。世界非常规天然气资源量约为常规天然气资源量的 4.56 倍。非常规天然气的意外发展始于美国页岩气的开发。美国页岩气大体资源量 28 万亿 m³，近 5 年来产量快速上升；2009 年达到 898 亿 m³/a，估计 2010 年页岩气将占全美天然气产量的 15%，到 2015 年可能达到 2800 亿 m³/a，这将带动世界非常规天然气的开发。虽然美国的情况不可能在所有地方“复制”，但非常规天然气的增产肯定会减少对进口天然气的的需求。

第二，因资源耗竭而逐步上涨的石油国际贸易价格在现阶段仍然将会继续推高天然气的国际贸易价格。表 3 列出了按照天然气与石油的等热值比价 0.7 的关系油价上涨时的相应气价。可见，在油价 100 美元/bbl 时相应的气价将达近 13 美元/MBtu，即 2003 年中国进口澳大利亚 LNG 合同价的 4 倍。

第三，对中国来说，进口气价对国内消费价格的影响还取决于人民币的汇率。从表 3 也可以看出，如果人民币汇率与石油价格同步但反向变化，譬如油价 100 美元/bbl 时美元对人民币的汇率降到 5，那么进口气涨价对应的国内消费价格与现在比变化不大。可是若汇率没有油价变得快，那就是另一回事了。

上述三个因素之间在近 5~10 年（到 2020 年）和 10~20 年这两个不同时段消长的影响是不同的。随着时间的推移，第一个因素将越来越起决定作用。

表 3 人民币汇率与国际原油/LNG 价格关系折算

价格 汇率	原 油		天然气 (0.7 原油)		LNG	LPG
美元对 人民币 汇率	美元 /bbl	元 /t	美元 /MBtu	元 /t	元 /m³	元 /t
8.26	25	1518	3.24	1232	0.96	2732
7	60	3308	7.78	2686	2.09	6194
6.8	70	3499	8.82	2841	2.21	6298
6.5	80	3822	9.64	3103	2.41	6880
6	90	3044	11.66	3223	2.50	7144
5	100	3678	12.96	2990	2.32	6620

IEA 认为,从长期来看,非常规天然气快速增长并将在世界天然气中占 35%。勘探开发技术的突破甚至有可能使包括水合物在内的非常规天然气产量超过常规天然气。第二个因素也不是绝对的。《IEA 2010 年世界能源展望》认为,由于非常规天然气猛增导致 LNG 生产线持续扩张所形成的产能过剩有可能使未来若干年国际 LNG 维持买方市场,并迫使 LNG 贸易价格与石油指数脱钩。但笔者分析,天然气与石油等热值比价从 0.7 下行,将更多受第一个长期因素所驱动。而第三个因素即人民币汇率变化在这两个时段也会有较大差别;长远来看,汇率总是随着经济实力增强而日益坚挺。

综合几个因素及其随时间的变动性,可以大致推测:近 5~10 年中国进口天然气相应的国内消费价格将很难回落;2020 年以后,随着全球天然气产量大幅度增加,国际贸易价格可能走低;同时随中国经济走强、人民币币值上升,进口天然气相应的国内消费价格将降低,对它的承受能力则进一步提高。

2. 国内天然气资源、开采成本和市场价格探讨

中国非常规天然气资源丰富,发展潜力巨大,其类别和资源量以及相应的丰度大致如下:

致密砂岩气——12 万亿 m^3 , 丰度 1.4 亿 m^3/km^2 ;

煤层气——14.3 万亿~36.8 万亿 m^3 , 丰度 1.16 亿 m^3/km^2 ;

页岩气——31 万亿 m^3 , 丰度 5.3 亿 m^3/km^2 (美国 Barnett 为 8 亿~22 亿 m^3/km^2);

水合气——12 万亿 m^3 , 丰度 1.4 亿 m^3/km^2 ;

残余油生物降解气——6 万亿 m^3 ;

天然气水合物——127 万亿 m^3 。

尽管我国非常规天然气,特别是页岩气资源禀赋不如美国的好:埋藏深、丰度低、地质条件复杂,因而开采技术要求高、难度大,但是迄今的勘探开发程度还很低。除了致密砂岩气之外,其他各类还处于调查研究、探索或起步阶段,预示着巨大的勘探开发潜力和良好的发展前景。不包括水合物的非常规天然气资源量约 50 万亿~70 万亿 m^3 ,是常规天然气的 2 倍左右;未来 10~20 年将在我国天然气产量中占到 30% 以上。

美国页岩气的大发展除了资源开采条件好以外,水平井压裂技术突破、可就近进入管网、政府优惠政策(补贴 0.035 美元/ m^3)等三个因素十分重要。据 IEA 2009 资料,美国 Barnett 页岩气项目的税后内部收益率为 11%,盈亏平衡价折合成人民币为 1.29 元/ m^3 。文章参照国内煤层气田和低渗透砂岩气田的投资、操作成本、水费等基础参数估算:如果页岩气的含税价格为 1.373 元/ m^3 ,开发项目的内部收益率即为 12%,投资回收期为 7.83a,是盈亏平衡点。但是若与目前的常规天然气同价,即 <1 元/ m^3 ,显然难以开采。

其实,我国常规天然气资源并非很“少”,囿于“重油轻气”的指导思想,“九五”末期中国天然

气估计资源量仅为 11.5 万亿 m^3 。本世纪以来快速增长,新一轮评价的常规天然气资源量已达 56 万亿 m^3 ,探明储量到 2020 年平均将以 4000 亿~4500 亿 m^3/a 的储量增长,“十二五”期间可达 3 万亿 m^3 ,可保证 2020 年产量超过 2000 亿 m^3/a 。但是,如前文所述,前 10 年实际年均增量仅为 59.2 亿 m^3 ;“十二五”规划的 2009~2015 年包括致密砂岩气的常规天然气增加值仅为 324 亿 m^3/a ,年均增量只有 54 亿 m^3 ,甚至少于前 10 年。

中国石化普光气田天然气采气、净化以及管理成本约为 0.95 元/ m^3 ,商品气售价已由年初的税前 1.28 元/ m^3 上调至税前 1.51 元/ m^3 。普光气田及川气东送工程总投资



“十二五”期间天然气年增长率可达 28.5%。(万泉河 摄)

626.76 亿元，铺设 1176km 输管道，设计生产和输送能力为 120 亿 m^3/a ；另有硫磺设计生产能力 240 万 t。按照目前的硫磺市场价格 1600 元/t，达产时销售天然气 110 亿 m^3/a 、硫磺 220 万 t/a 计算，税前销售收入 200 亿元/a，财务状况很好。据悉，中国石油在西部的大型天然气开发项目的单位投资约 2000 亿~2200 亿元/1000 亿 m^3/a (产能)，出厂成本大约也是 0.90 元/ m^3 左右。

综上所述，无论是常规天然气还是非常规天然气，资源条件都已经不错，而且进一步增加的潜力很大，现阶段的开采成本大约只有进口天然气价格的一半。

3. 依赖外气（进口 50%）为主战略的情景分析

中国到 2030 年对天然气的需求：到 2020 年需求至少 4000 亿 m^3/a ，占一次能源的 12%；2030 年 6000 亿~7000 亿 m^3/a ，占一次能源的 15%~17%；仍然远低于目前世均的 24%。如果这个需求的 50% 依靠进口，即 2020 年的进口量为 2000 亿 m^3/a 、2030 年为 3000 亿~3500 亿 m^3/a ，对天然气世界贸易将有很大冲击。IEA 按照目前各国政府的新能源政策的发展情景 (Scenario 1) 估计，2035 年世界天然气需求 4.353 万亿 m^3 ，比 2008 年增加 1.4 万亿 m^3 ，年增加 1.4%；增量中中国和中东国家各占 1/4。天然气贸易量将增长 80%，从 2008 年的 6700 亿 m^3 增加到 2035 年的 11900 亿 m^3 。其中，中国的需求 40% 靠进口，为 2000 亿 m^3 ，占 17%。显然，IEA 低估了中国的增长需求。如果按上述对外依存度 50% 估计，2035 年中国需要进口天然气 3500 亿 m^3/a ，将占世界天然气贸易量的 30%。

这种战略将导致三个结果：第一，若 2020 年中国进口天然气 2000 亿 m^3 ，如此大量的刚性需求和大比率的市场依存度将推高国际贸易价格。第二，2000 亿 m^3/a 进口天然气若仅用提价后的新增产天然气较低价格对冲。粗略测算，全国平均的门站价格将比目前显著提高，会严重制约下游市场的拓展。第三，中国即使其中 50% 通过 LNG 贸易，届时也居世界 LNG 贸易量第一位；总量 7800 万 t/a，按每船 6 万 t 计，每年需 1300 船；加上石油进口，将对能源供应保障乃至国家安全构成威胁。

4. 实现能源低碳转型要求天然气以国产为主、进口为辅

在天然气进口不超过 30% 的情况下，2020 年进口 1200 亿 m^3/a ，据 IEA 估计，2035 年进口约 2000 亿 m^3/a ，占世界 17%，则无论是在国际贸易格局中的地位 and 份额，还是国营的安全保障，都会处于一个适中的局面。在下决心理顺国内天然气市场和定价机制的前提下，以双倍的低价国产气对冲进口高价气，就完全可以把天然气国内市场消费价格控制在既不浪费资源，又能够支持联合电和工商业消费的冷热电联供能源系统 (DES/CCHP) 下游市场快速拓展的水平上。这是到 2030 年的历史阶段，中国实现低碳转型的关键。天然气这块化石能源中的“好钢”应当“用在刀刃上”。留着自有 1 元/ m^3 的天然气不开发

而以 2 元/ m^3 的价格去买进口气既对中国能源战略转型极为不利，也不符合经济规律。

改革市场和价格机制是中国天然气发展战略转型的契机

2010 年提价后，统一由国家发改委按照计划经济机制“一气一价”定价的国内天然气出厂价（“西气东输”最低，“其他油田”最高）如下：

天然气管输价格也提高了一倍，如 351~400km 内由 0.074 元/ m^3 提高到 0.154 元/ m^3 。各城市终端气价相差一倍以上，大部分工业用气价高于民用气价（见表 4）。

按照“成本+利润”给定价格不能激励企业加速生产开发和进一步降低成本，违背市场机制，严重阻碍生产力的发展。提价后的化肥用气价格比煤价还低，是资源的不合理配置。这种情况是到了必须改变的时候了。

改革长期计划经济遗留下来的不合理机制需要采取综合配套措施，包括以资源税、增值税、所得税等多种税收手段替代行政定价控制上游环节，中游管网输配系统的统一管理、消除垄断，原来天然气产地的产业结构调整，以及下游不同终端用户相对气价的原则指导等等。表 5 是美国天然气下游终端用户全年平均气价，可供借鉴。价格改革的核心目标，是使经济发展水平相差颇大的不同省、区，

表 4 中国天然气下游终端用户气价

元/ m^3

类 别	化肥用	直供工业	城市燃气（工业）	城市燃气（除工业）
价 格	0.79~0.94	1.19~1.61	1.19~1.57	0.79~1.61

表 5 美国天然气下游终端用户全年平均气价

（美元/1000 m^3 ）

时 间	发 电	工 业	商 业	居 民	（城市门站价/井口价）
2007 年	259.0	271.8	399.8	450.9	
2008 年	333	340	423	483	(324/285=1.14)

都能把终端消费价格控制在既不浪费资源,又能够支持联合电和工商业消费的 DES/CCHP 下游市场快速拓展的水平上。

国内天然气价格机制改革除掌控终端消费价格、促进市场快速拓展的主要目标之外,还有以下几个重要作用:一是促进非常规天然气的快速发展。平衡进口天然气较高价格的任务由三大公司的国营大气田承担了,国家就可以通过减免税让中小气田和煤层气、页岩气等非常规天然气的开发有利可图,通过管网或 LNG 槽运直接向下游用户销售,使中国能源供应保障更加可靠。二是增强中国在管输和 LNG 两个国际贸易市场上的地位和价格话语权。统一的国内市场和多个进口气源,可使国内勘探开发和经营进口天然气业务的公司充分发挥市场机制,游刃有余,实现资源最优化配置。三是促进国内 LNG 车船运输市场的健康发展。LNG 车船运输市场既是下游市场管输网络的补充,也是它的开路先锋,同时也是管网达不到地方的中、小天然气资源的唯一出路,具有极为重要的作用;LNG 车船运输与 L-CNG 加气站的直接无缝连接,将加快速 LNG 替代汽柴油的步伐。

中国天然气国内市场价格与石油价格、电价、煤价的关联分析

1. 国内天然气市场价格要“与国际接轨”吗?

如前文分析,石油和天然气在中国能源终端消费中的作用是大不一样的。中国为了保证能源供应安全,有必要抑制石油消费过快增长、使石油价格与国际接轨。但在现阶段,国内天然气市场价格则决不应该与国际接

轨,这是开拓国内天然气下游消费市场、保障工业化和城市化的能源供给所要求的。到本世纪二、三十年代,天然气超过石油成为世界主要一次能源,价格回落,中国经济实力增强、币值坚挺的时候,国内天然气市场消费价格与国际接轨就顺理成章了。

2. 与智能电网协同的天然气调峰发电上网价格机制探讨

核电和风电的快速发展,要求在负荷中心建设一大批天然气机组发电调峰。然而,迄今调峰机组所燃用的天然气价格与上网电价之间的矛盾严重凸显,已对项目规划和建设造成影响。这是因为中国总发电量中煤电占近 8 成,煤炭企业与发电企业在煤、电价格关系上的博弈迄今难解难分。按照目前的进口天然气价格和发电上网价格,财务核算达不到盈亏平衡点,经济上不可行,又形成了电力公司、电网公司与油气公司三方之间的利益博弈。

解决这个问题需要“三管齐下”。第一,如上所述掌控天然气国内市场消费价格;第二,把调峰发电与工商业燃料结合起来,构建高效的天然气冷热电联供能源系统(DES/CCHP),降低发电成本;第三,大批建于电力负荷中心的 DES 协助电网调峰和供电安全保障,换取较高的分时上网电价,构成“多赢”。

3. 天然气价格与促进提高能效的关系

在新规划的工业园区和新城区同步建设成千个区域型天然气 DES/CCHP,是到 2020 前后中国提高能源利用效率的最重要战略措施。重组的供应保障和适宜的天然气价格是实现这个战略措施的决定性条件。天然气价格过高,这个市场就不能拓展;天然气价格过低,采用传统技术也可以承受,发展 DES/CCHP 的经济推

动力不足,也难以推动在这个领域的集成创新。因此,以促进能效提高为着眼点,掌控不同地区、不同时间段的天然气终端消费价格,特别是发电和工业用气价格,就成了掌控中国低碳发展的一把钥匙。

4. 中国国内天然气消费价格的发展趋势和展望

回顾历史,美国国内天然气消费价格也经历了不同的发展阶段。即使是自由市场经济国家,美国政府也充分行使了宏观调控的职能:根据经济发展情况,需要促进下游市场拓展时期,就偏重于压低消费价格;需要激励石油资源开发时期,就适当提高天然气价格。

实现低碳发展的大局要求当前中国以最快的速度开发国内的常规和非常规天然气资源以掌控天然气消费价格和满足经济发展的需要。10~20 年后,随着世界天然气发展和人民币币值提升而逐步与国家市场价格区域一致。

(参考文献略)

收稿日期:2011-05-16

编辑/高敏

摘要:文章论述了 2010~2030 年中国向低碳能源转型的关键是快速发展和高效利用天然气,指出“十二五”天然气发展规划中国产天然气增产幅度偏小,对外依存度增加过快。在深入剖析石油和天然气国际贸易价格与各国国内消费价格的差异和相互关系的基础上提出,近 20 年内中国实现低碳能源的初步转型必须以开发国产天然气为主,才能掌控国内天然气消费价格,实现市场拓展和资源开发的良性循环;把对外依存度控制在 30% 左右以保障供应安全。通过改革,按照市场机制构建天然气上中下游产业链和价格的宏观调控,这个目标是完全可以实现的。