

LNG国际环境分析及我国发展策略建议

中国石油规划总院(100011) 夏丽洪

液化天然气(LNG)产业在我国属于新兴行业。虽然起步较晚,但发展势头强劲。广东 LNG 项目已成功投产,福建 LNG 项目已落实资源,其他 LNG 项目也正在紧锣密鼓地进行中。在高油价的影响下,加速天然气的开发利用,已成为世界各国共同的选择,由此造成 LNG 价格不断走高,形成了全新的市场格局。在此情况下,中国作为一个发展中国家,如何发展 LNG 产业受到国内外的广泛关注。

1 全球 LNG 供需形势分析

1.1 LNG 供应在未来 10 年将增长 180%

未来几年,世界天然气需求将以每年约 3.1%的速度增长,高于 2.6%的能源总需求年度增长率,因此将带动全球 LNG 产业的迅速扩张。2005 年,全球 LNG 的供应量为 1.455 亿 t,2006 年将增加到 1.647 亿 t,到 2010 年和 2015 年将分别增加到 2.787 亿 t 和 4.108 亿 t,也就是说,2015 年 LNG 的供应将比 2005 年增长 180%。LNG 供应的增长将从苏伊士以东地区开始,2010 年后,苏伊士以西地区的供应也

将开始大幅度增长,特别是西非地区的 LNG 供应将迅速扩大(见图 1)。到 2015 年,苏伊士以西地区的 LNG 供应量将达到 1.597 亿 t。

分地区来看,未来几年中东地区的 LNG 供应增长将由卡塔尔主导。到 2007 年,卡塔尔将成为全球最大的 LNG 出口国,其大部分新增产能主要供应美国和欧洲地区。非洲的 LNG 供应增长主要由尼日利亚、阿尔及利亚等西非和北非国家推动。预计澳大利亚将成为亚太地区 LNG 供应增长的主要力量,其他国家还包括印尼和马来西亚等。

1.2 LNG 需求将快速增长并将在大西洋盆地出现大型的 LNG 市场

全球能源市场的需求增长势头强劲,原油价格的走高导致天然气价格不断上升,同时天然气的价格也变得极不稳定。尽管天然气价格走高促进了油气钻探,但是北美地区的天然气产量并未见提高,英国北海地区的石油和天然气产量还呈下降趋势,因此,北美和欧洲地区都需要大幅度增加 LNG 的进口量。

预计欧洲地区的 LNG 需求量将从 2005 年的 3 750 万 t 增加到 2010 年的 6 910 万 t 和 2015 年的

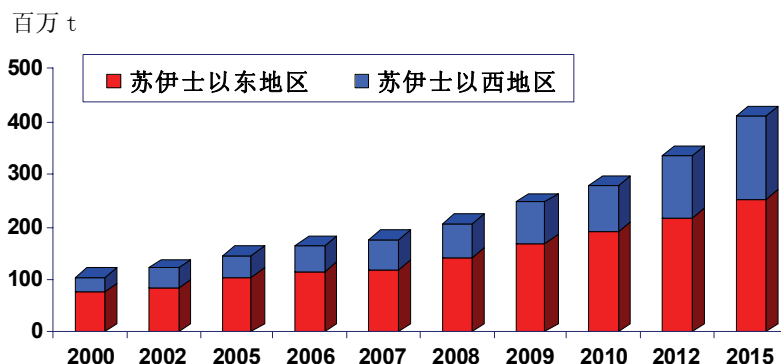


图 1 未来苏伊士以东地区和苏伊士以西地区的 LNG 供应

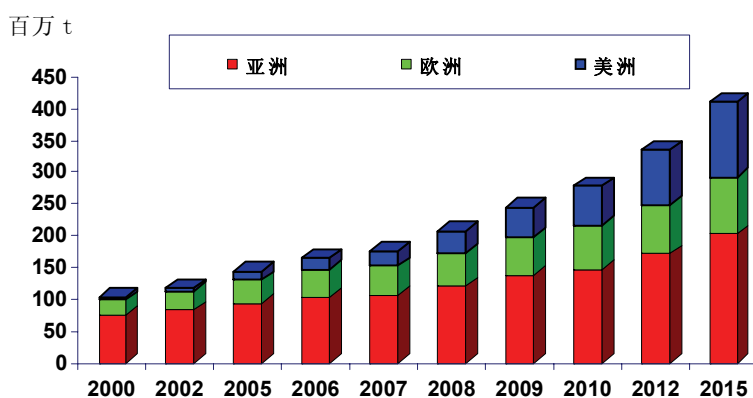


图2 2005年—2015年大西洋盆地的LNG需求

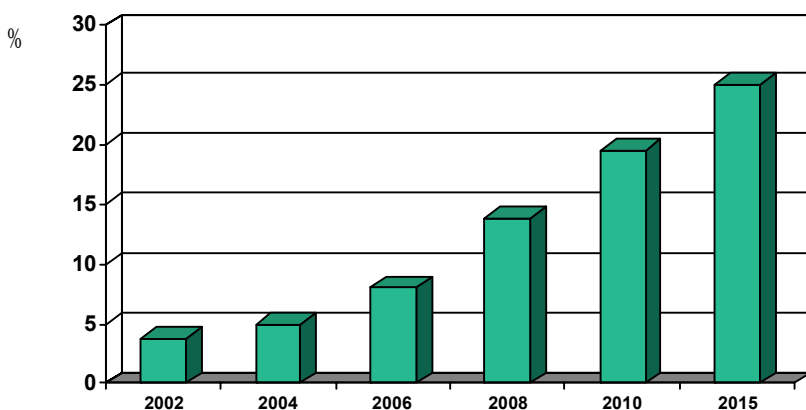


图3 美国LNG需求占全球市场的份额

8 910 万 t；美洲地区的 LNG 需求量将从 2005 年的 1 390 万 t 增加到 2010 年的 6 230 万 t 和 2015 年的 1.184 亿 t；亚洲地区的 LNG 需求量将从 2005 年的 9 350 万 t 增加到 2010 年的 1.474 亿 t 和 2015 年的 2.032 亿 t (见图 2)。随着 2005 年—2015 年欧洲和美国 LNG 需求量的快速增长,大西洋盆地将形成一个大型的 LNG 市场。

特别值得指出的是,未来美国在世界 LNG 消费市场中的份额将急剧增加。从本世纪初期开始,美国在全球 LNG 产业中的市场份额迅速增加。随着众多天然气液化厂和进口终端开始运营,未来 3 年~5 年这一增长速度将加快。预计 2010 年—2015 年,美国将超越日本成为全球最大的 LNG 进口国(见图 3)。

但是,也应该看到,由于 LNG 成本的迅速增长,一些 LNG 工程可能会被搁置或取消,因此,与早些时候的预测相比,全球 LNG 的新增供应和北美 LNG

基础设施的建设进程会减缓,全球 LNG 供应之争将更加激烈,对亚洲市场的影响也将逐渐加大。这种激烈的竞争很可能引发 LNG 价格关系的变动,并促进 LNG 现货交易的发展。

1.3 日本的天然气消费将不断增长,LNG 进口量将持续上升

(1) 日本的天然气需求持续增长

日本的能源需求量在过去 20 年里稳步增长,而天然气消费的增长速度高于能源总消费的增长 (见表 1)。由于日本政府鼓励天然气的消费,未来日本的天然气消费量会持续增长。

天然气消费的增长,带动了日本 LNG 进口量的增长。进口 LNG 是日本天然气的主要来源,日本是全球 LNG 的主要进口国之一,其 LNG 进口量持续上升。2004 年,日本共进口 LNG 6 000 万 t 左右,预计 2010 年的进口量将达到 6 500 万 t 左右,2015 年

表 1 日本的能源消费结构

单位: 万 t 油当量

分类	过去值				预测值						年度平均增长率, %			
	1980 年		2002 年		2010 年		2020 年		2030 年		1980—	2002—	2010—	2020—
	需求量	比 例, %	需求量	比 例, %	需求量	比 例, %	需求量	比 例, %	需求量	比 例, %	2002 年	2010 年	2020 年	2030 年
总计	21 600	100	34 500	100	37 200	100	39 100	100	39 800	100	2.2	0.9	0.5	0.2
工业	11 400	53	14 200	41	14 700	39	15 200	39	157 005	39	1.0	0.5	0.3	0.3
民用	2 600	12	4 900	14	5 400	15	5 600	14	700	14	3.0	1.0	0.5	0.1
商业	2 100	10	6 000	17	6 800	18	7 700	20	8 000	20	5.0	1.7	1.3	0.3
交通	5 500	25	9 400	27	10 300	28	10 400	27	10 400	27	2.5	1.1	0.2	-0.1
煤炭	2 200	10	2 200	6	2 100	6	2 100	5	2 100	5	0	-0.2	-0.2	-0.1
石油	14 100	65	21 100	61	22 500	60	22 900	59	22 300	56	1.9	0.8	0.2	-0.3
天然气	1 000	5	2 400	7	3 100	8	3 600	9	4 000	10	4.2	3.0	1.6	1.0
电力	4 400	20	8 500	25	9 100	25	10 100	26	11 000	28	3.0	0.9	1.1	0.2
新能源 等	—	—	300	1	300	1	300	1	300	1	—	0.1	0.2	0.8

资料来源: 亚太能源研究中心 (2006)。

将达到 7 300 万 t 左右。日本主要从印尼、澳大利亚、马来西亚、缅甸、卡塔尔等国家进口 LNG。保障 LNG 供应成为日本政府的主要任务之一。

日本的 LNG 进口价格主要为长期合同价格, 早期采用固定价格。现在为了减少原油价格对 LNG 的影响, 日本的 LNG 进口主要采用 S 曲线。从上世纪 80 年代到 2003 年, 日本的 LNG 进口价一直在 2 美元/MBTU~2.5 美元/MBTU。长期合同价格使日本获

得了很好的收益。自近年 LNG 价格上涨后, 日本的 LNG 进口价一直比美国和欧洲的低, 并没有过分受到油价的影响, 实现了进口商和供应商之间的互利。

(2) 城市燃气是天然气在日本的主要用途之一

日本的天然气主要用于发电和城市燃气 (见图 4)。日本城市燃气的管道总长度为 21.5 万 km。该国 2004 年的城市燃气销售量为 301 亿 m³, 预计 2010 年、2020 年、2030 年将分别达到 361 亿 m³、

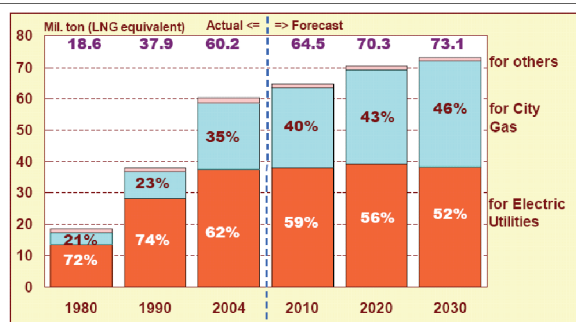


图 4 日本的液化天然气需求

资料来源: 日本电气工程师学会 (2006)

415亿 m^3 、455 亿 m^3 。可以看出,年均增速在不断下降。

(3) 日本的天然气市场化进程

日本的天然气市场自由化经历了不断发展的过程。

1995 年,天然气年需求量在 200 万 m^3 以上的消费者可自主选择供气公司,并可自主商议价格;1999 年,上述年需求量减少至 100 万 m^3 ,同时城市燃气公共事业公司要求提供第三方准入;2004 年,年需求量减少至 50 万 m^3 ;2007 年将减少至 10 万 m^3 。

通过天然气市场的自由化,日本的燃气公司得到整合,公司数量也在减少。东京燃气、大阪燃气、东邦燃气等几家燃气公司为日本主要的 LNG 进口商,它们占了日本 LNG 进口量的 75%,其余的进口量为几家供电公司和 242 家燃气配送商所拥有。燃气公司和燃气配送商所进口的天然气主要供应工业、居民和商业用户。

2 中国 LNG 发展现状及面临的挑战

2.1 中国 LNG 发展现状

随着覆盖全国的天然气管网框架的逐步形成,我国天然气需求快速增长,并带动了相关产业的发展。“十五”末我国天然气产量已达到 600 亿 m^3 ~700 亿 m^3 ,商品率达到 78%以上;天然气销售由以油田周边为主向以跨地区供应为主转变,到 2005 年底,跨区供应比例已达到 34%;我国天然气的消费结构也发生了较大变化,“十五”期间,城市燃气比例逐年上升,化工原料用气比例逐年下降;进口 LNG 项目迅速铺开,小型天然气液化厂和卫星汽化站异军突起。

(1) 进口 LNG 项目

进口 LNG 是我国未来的重点 LNG 气源之一。从目前的进展来看,作为进口 LNG 试点项目的广东大鹏接收站已投产;福建、上海项目正在建设中;浙江、珠海、唐山、青岛、江苏、大连项目正待核准;天津、海南、广西、温州、粤东、深圳等项目已完成选址、预可研等不同程度的前期工作。

(2) LNG 卫星站

从 2001 年 10 月淄博燃气公司开启 LNG 在国

内城市燃气行业独立应用的先河至今,我国已建成 LNG 卫星站 100 多座,大多数分布在华东和华南沿海发达城市。如今,拥有 LNG 卫星站的城市达数十个,用气企业百余家,总体市场能力已达到 500 万 m^3/d 以上。

(3) LNG 生产与运输

我国已建成 6 家 LNG 生产厂,分别位于河南濮阳、新疆鄯善吐哈油田、海南海口福山油田、四川犍为县、江苏江阴和广西北海涠洲岛。由于工厂分布较散,生产的 LNG 都通过槽车运输到消费市场。目前我国的 LNG 槽车运输能力已发展到总装载量 2 000 万 m^3 ,总车辆 700 余辆,正常运输的车辆有 600 多辆,单车有效容积已从最初的 29 m^3 发展到 51 m^3 。

(4) 煤层气液化

由于天然气气源受限,LNG 工厂纷纷寻求煤层气等其他气源,从而促进了煤层气的开发。

我国煤层气最新探明储量为 36.7 万亿 m^3 ,与陆上常规天然气储量相当。煤层气的液化已在山西、内蒙等产煤省份开始推进。

香港中华煤气于 2006 年 10 月与山西晋城无烟煤矿业集团签订了合资合同,发展煤层气液化项目,总投资 4 亿元人民币,中华煤气占股 70%,合资期限为 30 年。根据规划,项目一期工程将年产液化煤层气 1 亿 m^3 ,计划于 2008 年年中投产,二期工程的规模与一期相同。

中国盛联投资集团也准备在山西晋城市一期投资 4 亿元人民币用于煤层气液化。该集团已签署协议,计划在沁水和阳城建设加工规模为 40 万 m^3/d ~60 万 m^3/d 的煤层气液化厂。

此外,山西和内蒙古还有其他煤层气液化项目正在运作中。

2.2 中国发展 LNG 所面临的挑战

国际 LNG 市场已呈现卖方市场态势特征,亚太地区在 2011 年前可上线的新项目有限,供应难以满足需求;LNG 长期合同价格与原油价格挂钩的系数明显上升,计价曲线趋直。

(1) 气源供应紧张,可供选择的资源短缺

全球目前在建的 LNG 项目产能大约在 1.1 亿 t 左右,但以亚太地区本区内市场为目标的在建项目屈指可数,且大多数都已落实买家。

受美国和欧洲天然气需求交替急增的推动,

2005年全球 LNG 贸易量达到 1.435 亿 t,比 2004 年增长 8.8%,增幅超过 2004 年的 5.4%和以往 15 年的年均增幅 7.6%,但仍没有满足市场的需求。

受全球高油价和欧美高气价的引导,LNG 资源西流。2010 年全球的 LNG 生产能力将比 2005 年年均递增 13.5%,但可供亚太地区的供应量仅年均递增 4%。在 LNG 生产大国印度尼西亚,不仅阿伦 LNG 厂减产,产能最大的邦坦 LNG 工厂也要减产或转产,这将导致亚太地区的 LNG 供应不足。有关资料显示,2003 年,天然气在印尼能源消费结构中所占的比例为 26.5%,到 2025 年这一比例将上升到 30.0%。未来发电需求将占印尼天然气需求的 60%~65%,为满足这一潜在的需求,未来 10 年印尼天然气的国内销售将增加 150%以上。2014 年后,印尼仍需要新的气源才能满足国内需求。为此,印尼不得不削减 LNG 的出口。因此,预计在未来几年,LNG 的长期合同供应仍将维持短缺状态,价格可能居高不下。

最近一段时间以来,由于各种原因,拟供应亚洲区内的几个主要的 LNG 项目可能会延期投产。比如,原定于 2010 年投产的澳大利亚高更项目由于受环保方面的质疑和投资超预算的影响,其投产目标可能会落空;萨哈林 2 号项目的环保争议也给该项目的推进带来了不确定性;澳大利亚普拉脱(Pluto)项目由于资源预留争议等问题,动摇了项目启动的资源基础,目前谈判仍在进行。这三个项目的延误,无疑是给本地区的 LNG 供应雪上加霜。

与此同时,市场对 LNG 需求却很旺盛。日本在 2010 年前后到期的合同量很大,在印尼减少续签合同量、压缩出口的形势下,日本续签、新签了 2 000 万 t LNG 合同;与此同时,韩国也签订了 500 万 t~600 万 t 合同,印度也在为自己的接收站四处寻找资源,因此造成了一个 LNG 项目有多个用户在争夺的局面。

来自欧美和东亚的合力竞争,造成全球特别是亚太地区在 2010 年左右的合同资源紧张,可供选择的资源短缺。

(2) 气价大幅上扬,现货和期货价格剧烈波动

2005 年底至 2006 年初,在冬季取暖需求和国际油价大幅上扬的推动下,欧美市场天然气现货价格骤升,美国 Henry Hub 天然气现货价格曾高达

15.2 美元/MBtu,英国 NBP 天然气现货价格曾高达 17.4 美元/MBtu。进入 2006 年 9 月,美欧天然气现货和期货价格出现了明显的下跌,9 月 14 日 Henry Hub 30 天交割的期货在两年内首次跌入 5 美元/MBtu 以内,大约一周之后,现货价也跌入 5 美元/MBtu,9 月底达到 3.66 美元/MBtu。进入 11 月份,随着取暖季的到来,Henry Hub 30 天交割的期货又恢复到 7.1 美元/MBtu 上下的水平,NBP 价格在 8.5 美元/MBtu 的水平。

在原油价格居高难下、供应紧张和现货贸易价格高企的刺激下,LNG 供应商对长期合同价格的期望值不断抬升。在油价为 60 美元/桶时,卡塔尔、澳大利亚同用户新签的 LNG 合同价格已超过 6 美元/MBtu,甚至攀升至 11 美元/MBtu。上海与马来西亚达成 LNG 合同,标志着中国接受了卖方市场的现实,今后中国将同其他国际用户在相同的条件下竞争。

由于长期合同条款向卖方倾斜,广东项目获得的封顶气价已逐步为此后合同的“S”曲线价格公式^①替代,有的卖方甚至获得了直线计价条款(按照这种计价方式,进口 LNG 价格可高于进口原油的平均到岸价),这是新一轮强势卖方市场的表现。所以,目前亚太地区 LNG 的价格形势十分严峻。

(3) LNG 的运输价格也有较大幅度上升

全球现有 LNG 运输船约 210 艘,已定造的 LNG 运输船约有 150 艘。LNG 运输比原油运输价格更高,需要更经济的规模。一艘运输量在 13.5 万 m³ 的 LNG 船,其运输成本要占总成本的 35%,而原油的运输成本一般只占全部成本的 10%。自上世纪 90 年代末开始,由于供应和需求的快速增长,刺激了 LNG 产业的复苏,LNG 的运输价格也较以前上升了 50%。

3 中国发展 LNG 应注意的问题

面对国际国内天然气和 LNG 市场的发展趋势,从战略上来讲,我国必须进口 LNG,而且必须积极抓紧进口;在战术上则必须讲究策略,冷静有序、稳扎稳打,按实践证明是完全正确的程序办事。作为买家,我国 LNG 进口企业需要有更多的耐心和智慧,在 LNG 贸易的博弈中,尽可能获得对自己有利的条

件。

3.1 市场开拓是项目的基础

我国沿海特别是东南沿海经济发达、价格承受能力强的地区,应该是 LNG 的目标市场,对 LNG 项目规模和进度的确定应该坚持几个原则。

一是坚持替代能源有经济性的市场定位原则,即 LNG 只替代单位等热值价格比自身高的 LPG、油制品、电、人工煤气,以及禁燃煤地区的煤。

二是大力开发居民、工商业团体用户(包括集中空调和热、电、冷联产用户)、特定的大工业用户、LNG 汽车、CNG 汽车等,适当配置调峰燃气电厂的用气。

三是采用谨慎的市场开发策略。新市场的开发要经过普查→分类初选→优选→意向书和框架协议的程序。

四是在输气管线没有覆盖的地区积极开拓槽车输送加卫星站汽化的市场,大力扩展 LNG 的供气范围。即使在管线覆盖的地区,也可以考虑采用卫星站作为时调峰和管输盲区供气的手段。对市场竞争力最不确定的电厂用户,要对其承受能力、上网电价、用气比例、实行差别气价的可能性和经济性等作详细分析。

五是以有承受力和有经济性的用户用量作为市场容量,以确定 LNG 项目的规模、采购量和建设时间。

3.2 LNG 引进项目要有序展开

引进 LNG,资源落实是先决条件。目前,我国等待核准和排队启动的 LNG 项目有十多个,相当于将在国际市场上增加 3 000 万 t~4 000 万 t 的采购量(约占目前全球总交易量的四分之一),这是明显不适当的。我们必须根据资源落实条件,分清项目的轻重缓急,有序实施。同时,工程的进度必须与资源提供的进度以及市场开发的进度吻合。

3.3 应以国际价格积极参与竞争

既然要积极引进 LNG,就必须面对目前高气价的现实,量力而行。同时应该看到,LNG 购买价只要是原油等热值价格的折扣价,就具有竞争力。因此,资源采购的重点不仅是一定油价下的气价,而更重要的是天然气价与原油价的折扣率,在 LNG 的价格谈判中要争这个折扣率。目前 LNG 卖方给出的折扣率越来越小,这将增加交易的风险。

3.4 对采购环境改善的机会要积极利用

2010 年前的 LNG 资源已基本无望,可能有的供应资源是在 2010 年以后。对于俄罗斯、中东和澳大利亚等可能性较大的供应地,应有针对性地做工作。同时,还应看到,鉴于以下情况,亚太地区的 LNG 用户还是有可能改善采购环境的。

一是国际油价、气价近期都持续下降。

二是北美和欧洲地区管道气项目已有所突破。例如,北美地区的 Mackenzie 管线,日输气量为 0.4 亿 m^3 ,合 LNG 1 050 万 t/a;阿拉斯加管线,日输气量为 1.6 亿 m^3 ,合 LNG 4 500 万 t/a;欧洲地区挪威到英国的 Ormen Lange 管线,日输气量为 0.56 亿 m^3 ,合 LNG 1 500 万 t/a;俄罗斯到西欧的北欧管线,日输气量为 1.27 亿 m^3 ,合 LNG 3 400 万 t/a。此外,来自荷兰和比利时的两条年输气量约 150 亿 m^3 的天然气管线也将于 2007 年晚些时候投产,届时,英国乃至欧洲市场的天然气价格会相应走低。

三是若干重量级的 LNG 项目正顺利推动。这些 LNG 项目包括:澳大利亚的 Browse、Scarborough 等项目(产能约为 2 500 万 t),伊朗的南帕斯、波斯等项目(产能约为 3 000 万 t),尼日利亚的 LNG 6、7、8 号线(产能约为 2 000 万 t)、OK 项目(产能约为 1 000 万 t)、Brass 项目(产能约为 1 000 万 t),安哥拉的项目(产能约为 500 万 t)等。以上项目的顺利开展会拉动气价下滑,促使原运往大西洋的 LNG 回流到亚太地区。

在 LNG 的采购方式上,中国要接受求实的双边谈判,慎重参与卖方的招标。中国的 LNG 合同要以长期合同为主,以期货和现货为辅,以后者来平衡市场的峰谷需求;也可以利用国际 LNG 市场的淡季低价买进,以降低总的进气价格。

3.5 针对不同的下游用户实行不同的定价策略

(1)联合循环电站用户

此类用户的特点是直接由 LNG 接收站供气,用气规模大而稳定,在 LNG 项目初期,承担着保证到岸的 LNG 能按照“照付不议”合同条款稳定消费的重要作用。但是此类用户主要用 LNG 替代低价的煤炭发电和水电,竞争力不强,对 LNG 的价格承受能力较低,因此,应当使其享受尽可能的低价,以 LNG 接收站保本为底线。

但是,目前中国天然气与煤的等热值比价已经

超过了 2.4 的临界值,天然气发电不可能大规模发展,只能在 LNG 项目启动初期占下游用户的较大比例,发挥市场先驱的作用,并以做调峰电站为主。随着 LNG 下游市场的逐渐开拓,发电用气的比例将逐步缩小,这也是全球发展趋势。以日本为例,日本是一个天然气消费大国,该国未来将优化核能的使用,减少天然气发电。到 2010 年,日本核能发电所占的比例将从 2004 年的 30%增长到 37%,2030 年将达到 41%。LNG 发电所占比例将从 2004 年的 29%减少到 2010 年的 26%、2020 年的 25%。

(2) 城市民(商)用燃气用户

这类用户有以下特点:一是分布较为分散,要求天然气输送管道逐级降压、调配,因此,燃气公司的投资折旧和管理财务成本较高;二是资源利用效率很低;三是在没有管网的城市,天然气主要替代 LPG,消费量相对较小,占经营成本的比例较小,价格承受能力较强;四是消费总量有限,不可能成为市场开拓的主力。这些特点决定了这类用户的用气价格宜较高,也决定了这类用户应当是项目早期的主要市场之一和投资回收的主要来源。

但是,城市民用天然气定价必须考虑居民中贫困人口负担能力。可以采用按量累计计价的方法:保证最低生活需要的燃气价格较低,超过这一基量的部分,累计加价,或者对低保户给予一定的补贴。在国外,对民用天然气的管理也是比较严格的。例如,日本的民用天然气以零售价格为主,由政府控制,政府每月对天然气的零售价格进行一次核查。

(3) 规模化的城市/工业园区分布式能源系统用户

就这类用户而言,供气成本低,能源利用效率高,是 LNG 项目的最大市场。通过扩大这个市场,可尽快提高 LNG 的消费量,降低“照付不议”合同条款对买方的风险。因此,对这类用户应当实行“薄利多销”的原则,给予尽可能优惠的燃气价格。

(4) 炼油石化企业用户

此类用户将天然气作为制氢原料和燃料,替代的是目前市场上价格较高的重油或轻烃,有利于资源的节约和综合利用,因此应实行较低的价格,鼓励大量使用。

(5) 车用燃料(LNG/CNG 加气站)用户

此类用户以 LNG 或 CNG 替代柴油和部分汽

油,有利于提高能源利用效率、改善环境,而且此类用户对 LNG 价格的承受能力很强。但是,考虑到 LNG 车辆的开发需要一个完整的产业链来支撑,因此,还必须给罐箱运输公司、加气站等留下合理的利润空间。

3.6 小型气田的开发应配套相应规模的 LNG 电厂

中国有很多的小型气田,为了开发这些气田,必须要建有相应规模的 LNG 发电厂,这是由中国的现实决定的。最适合的 LNG 电厂规模是 LNG 的日消耗量在 300 t~500t。这些电厂适宜与地处偏远且单独运转的小型天然气井和煤层气田配套建设。

3.7 LNG 运输必须未雨绸缪

LNG 运输船的交货时间一般是 3 年~4 年,而现有 LNG 船队的剩余可载量并不多。一旦 LNG 的首要问题——供应问题解决了,其运输问题很快就会成为新的问题。LNG 的运输不是一件简单的事,除了要有性能良好的船只外,还必须要有丰富的运输经验,能做到准时交货。

由于中国的 LNG 市场发展迅速,造船能力也在不断扩大,中国应该发展自己的 LNG 运输业。中国未来 LNG 运输可能的发展模式是由中国的 LNG 进口商/船东与外国船东建立合资企业,由中方提供货物,由外方提供资金、技术、人才等。通过这种方式,中方可以获得 LNG 的国际运输经验,外方可以获得船只的使用保证。

目前天然气在我国一次能源消费中的比例仍仅为 3%。旺盛的天然气需求使我国天然气产业面临难得的发展机遇,而严峻的资源问题、价格问题和供应安全问题等,也使我国天然气产业面临严峻的挑战。作为对管道天然气的重要补充,积极发展 LNG 是我们必然的选择,但在目前的资源条件和高气价环境下,制定适当的发展策略显得尤为重要。

注:① S 曲线价格公式是将 LNG 价格按照一揽子原油价格进行调整。该价格曲线在一定的原油价格范围内为线性关系。当原油价格低于下限时,S 曲线向上偏移;当原油价格高于上限时,S 曲线向下偏移。这一价格曲线能有效保护合同各方免受油价大幅震荡带来的影响。

本文根据广东油气商会举办的“2006 年中国 LNG 国际会议”内容整理。