

天然气价格改革增量气价按“模拟市场”定价方法一步到位,存量气先走一小步

天然气价格上调推高能源成本

■ 本报记者 江丞华

早在2005年,国家发改委就确定了天然气市场化的定价方向,但天然气价改至今都还没有明确的改革方案出台。2013年,或许是契机。

日前,一位业内资深人士向《中国企业报》记者透露,从2013年4月起,我国天然气价格将会大幅度增长,其零售终端价格或将达到3.5元/立方米左右。

根据相关机构的研究报告显示,此次气改方案实施后,其平均提价幅度在0.6元—0.8元/立方米。而若将中亚进口天然气价格偏高因素考虑其中,新增的天然气价格涨幅甚至可能达到1元/立方米。

天然气定价机制初现

目前,我国现行天然气定价机制为国家调控下的成本加成定价方法。天然气价格分为出厂价、管输费、城市门站价和终端用户价四个环节,定价以行政为主市场为辅,由政府根据生产与供应成本再加合理利润确定。

随着供气方式变化、气源增加,终端用户难以区分天然气来源和流向,按原有机制定出出厂和管输价格已不能适应形势变化。

实际上,国内天然气价格水平偏低,没有完全反映市场供求变化和资源稀缺程度。

“此次气改的最大亮点是,将规定各地区天然气门站价格按增量气定价,未来将会有15个城市门站价达到3.1元左右。”上述业内资深人士称。

记者了解到,天然气价格改革的基本思路是区分存量气和增量气,增量气价按“模拟市场”定价方法一步到位,存量气先走一小步。

其中,此次天然气价格调整的方案,对天然气最高门站价格进行了规定,其中北京存量气为2.26元,增量气为3.14元;江苏存量气为2.42元、增量气为3.30元;浙江存量气为2.43元、增量气为3.31元;广东存量气为2.74元、增量气为3.32元。

记者从国家发改委价改方案中了解到,方案规定将天然气分为工业存量气和工业增量气两部分,各省份门站价格按存量气和增量气区别定价,存量气为该省市上一年实际使用量,而增量气为用户使用的超出存量气部分的气量。

对此,曾主管价格工作多年的国家发改委副主任彭森表示,目前国内大多数省份特别是内地省份气价偏低,因此天然气价改恐难以一步到位。



在新的管道气价格上,各地要求也不一样。有的省份只想要气,价格高一点也没关系;有的省份则对价格非常敏感。在这种情况下区分存量气和增量气,增量气价格可以在一定程度上先做分步调整,“小步走”有利于未来市场化定价的实现。

天然气价格上调的背后

当前,国产天然气价格大大低于进口天然气价格,被视为推动中国天然气价改的一个重要因素。

厦门大学中国能源经济研究中心主任林伯强告诉记者,天然气调价主要还是进口的问题,进口天然气价格和国内天然气的差价太大,随着天然气进口的增多,国内天然气价

格就必然需要调整,去弥补中间差价带来的损失。

林伯强表示,不管是天然气调价,还是天然气价改,两者的结果都是涨价,上调价格是必然的。所谓改革就是国内天然气直接用国外的价格了,用一种接轨定价的方式,如果不改革,就是把天然气价格调高。

在天然气价格上涨的背后,是成本的严重倒挂。

“2010年上游天然气出厂价上调后,很多地方政府基于稳定物价的目的,都没有批准当地终端价格上涨。随着这两年居民生活用户数和销气量的增加,燃气公司亏损的现象越来越多。”长春燃气股份有限公司一位工作人员介绍说。

我国天然气价格长期被压低,据

国泰君安报告,中国天然气售价目前仍大大低于液化石油气(LPG)和柴油等竞争性燃料,其价格不及液化石油气的五成,柴油的六成。

息旺能源数据显示,自2010年西二线进口中亚天然气以来,中亚天然气到达新疆霍尔果斯口岸的进口价格就开始一路攀升,从2010年下半年均价1.65元/立方米直至今年上半年的2.6元/立方米。再经过8600公里的长途管输,仅今年上半年中石油在西二线供气就将亏损300亿元以上。

页岩气开发获得利好消息

在林伯强看来,国内天然气价格上涨的同时,无疑为页岩气的开发带来利好消息。(下转第十二版)

新闻链接

中国石油去年进口天然气业务亏损419亿元

3月22日,中国石油宣布,2012年进口天然气业务亏损419亿元,导致公司天然气与管道板块经营利润由盈转亏;而炼油业务亏损336.72亿元,比上年同期减亏264.15亿元。

受油气产量增加推动,中国石油2012年收入增长9.6%,至2.2万亿元,但净利润减少13.3%,由2011年的1329.84亿元降至1153.23亿元,原因是天然气和炼油业务出现亏损。粗略计算,中国石油由2011年的日赚3.64亿元变为去年的3.15亿元,少了4838万元。

银河证券报告显示,去年,中国石油中亚天然气管道和江苏如东LNG接收站接近达产,天然气进口量快速放大,仅上半年进口天然气约128亿立方米(其中中亚气104.5亿立方米、LNG为23.1亿立方米),全年进口接近300亿立方米。

“目前,国内天然气定价还没有理顺,进销价格倒挂超过1元/立方米,2012年上半年,原本预期天然气定价新机制未试点地区的天然气可能会上调2—3角/立方米没有实现,去年四季度天然气就大亏30亿元。”

银河证券石化行业分析师袁孝锋说。

据《上海证券报》报道称,中国石油副总裁孙龙德说,推动定价机制改革已经是非常重要的工作,“国家希望加快完善天然气价格体系,但改革需要实现卖得好与买得起之间的平衡。”

袁孝锋认为,今年,中国石油进口气预计还将增加80亿立方米,该公司天然气板块的经营压力今年仍很大,但天然气价格上涨的可能性较大,若天然气调价实现,今年该板块才有望扭亏。

出口欧盟遇阻 光伏产业链全线抱团自救

■ 本报记者 陈玮英

近日,欧盟委员会的一纸声明,让从今年年初就开始加班加点生产的中国光伏企业有些出乎意料。

关于欧盟委员会“对中国光伏产品实施登记”的公告在中国光伏产业间引起不小波澜。但在浙江合大太阳能科技有限公司副总经理李俊兵看来,“这也在情理之中,哪个国家都会对战略产业采取贸易保护。”

自2011年中期开始,全球光伏行业进入了周期性调整阶段。相继而来的美国、欧盟针对中国光伏产品开展“双反”调查,我国光伏行业正在经受着最为严峻的考验和挑战。

就连几天前在上海举办的光伏博览会都透着一丝清冷。门口的保安连连感叹:“今年的人可比去年的人少多了。”

“企业要想生存,除了技术创新,关键还是商业模式创新,找到细分市场。企业要把自己细分领域做精做

强,但不要贪大。”组团参展的李俊兵接受《中国企业报》记者采访时这样说道。

有着同样看法的还有杭州浙大桑尼能源科技有限公司总裁助理杨海燕,每个企业有每个企业的特点,“做好自己的就好,专注在细分领域的创新和技术的深度开发,并积极在应用市场拓展,不要什么都做。”

“大家各做各的,又通力协作,就很好。”李俊兵表示,目前浙江光伏企业在细分市场做到足够细,可以把局部技术研究透彻,各家专注自己领域,通过系统集成,形成抱团发展。也就是说,“每一块都不缺,那么在光伏应用领域就不会出现短板。”

英利绿色能源控股有限公司首席战略官亦亦接受《中国企业报》记者采访时表示,“抱团合作是初期行业往成熟行业发展的必然,”纵观汽车、互联网等行业,都会经历这么一个过程,只是说体现出来的

形式不一样而已。“但都会体现在上下、平行间越来越多的合作。”

作为行业领先的龙头企业,保利协鑫能源、英利绿色能源未来三年将展开深度战略多边合作。双方将在供应链、生产链和电站开发等方面开展全面合作。

“这不会影响与其他供应商之间的合作。只是说怎么能更好地利用双方的资源,更合理地解决未来战略发展,不存在排他性。”王亦亦如是说。

全球光伏产业发展陷入低谷期的同时,是产业技术飞速进步的时期,也是产业重新布局实现差异化发展的关键时期。

事实上,“欧美双反”已经成立,今年国家又把金太阳项目取消了,这意味着今后太阳能利用将朝着分布式太阳能方向发展。”李俊兵认为,分布式太阳能除了民居屋顶、分散式的建筑屋顶使用,主要就是建筑。

“但是如果太阳能利用到建筑上

首先需要规范”,应用技术规范首先需要由住建部等部门来进行管理,李俊兵希望,在建筑领域专门成立光伏建筑应用技术规范领导小组,来协助太阳能光伏企业尽快完善技术,缩短周期,领导小组起到协调作用,把院校、科研机构与企业对接,迅速把相应产品的技术规范建立起来,这样才能让业主等放心大胆地使用,就能迅速培育起市场。

在李俊兵看来,“如果能把规范建立起来,那么将完全形成市场行为,由业主评价产品是否具有经济性以及是否具有市场潜力,就能培育健康可持续发展的光伏市场。”

“慢慢地就可以把产业做精,企业也能够探索适合自身的商业模式。”李俊兵表示,不能一直靠政府补贴生存,政府补贴是为了鼓励企业创新以及生存模式,但不能一辈子指望政府补贴,“就像小孩子一样,从小要大人带着,等长大成人了还让大人带着,那就会变成负担。”

弃风限电严重 “三北”地区超过50%

■ 本报记者 张龙

谈及作为清洁能源的风电产业,全国政协委员、国电集团总经理朱永其声音大了很多:“我们的风电保持着世界第一的投资规模。风力发电机的制造、太阳能制造、节能环保技术等在国内国际都有一定的影响,有一些技术是世界一流的。”

朱永其告诉记者,在走出去的过程中,仅有资金是不行的,一定要有自己独到的技术,拥有核心竞争力。国电目前在韩国、印度、印尼、俄罗斯、欧洲、北美等地都在推广自己的技术。风电领域中,在加拿大并购了一家风电企业,现在正在欧洲开展风电的投资,在南非也竞标了几个项目。

与风电产业在国外风光不同,国内包括风电产业在内的清洁能源发电项目却遭遇着困境。

朱永其告诉记者,水电开发建设步伐仍然比较缓慢,2011年至2012年两年规划开工规模仅完成一半。风电等新能源的实际发电量与设计水平相比有较大差距,“弃风”、“弃光”、限电现象严重。受全球光伏市场需求减缓、欧美“双反”日益严峻等因素影响,国内光伏产业发展非常艰难。

“弃风限电日益严重,送出和消纳亟待解决。2010年我国开始出现明显的风电限电现象,近两年限电更加频繁和常态化,特别是在‘三北’地区,有些地方的弃风电量已超过50%。2012年我国风电限电超过200亿度,相当于浪费了670万吨标煤,直接损失超100亿元。生产出的电运不出去。”朱永其说。

朱永其直言,在风电资源充裕的“三北”地区,比如内蒙古、甘肃等地区,如果电网比较难的问题不解决的话,弃风造成的损失还将加大。风电资源很集中,但这些地区又是电力消纳最弱的地区,这里电网建设滞后,集中起来外送很难。

“按照国家规定,应无条件吸纳新能源入网,但现在技术、政策问题很复杂,电网能吸纳多少,不是我能决定的。去年国电准备投产270万千瓦风电,可是到了去年10月份,距离预定目标仍有差距。”朱永其告诉记者。

此外,风电开发存在地方保护问题,发展环境尚待改善。2009年增值税由生产型转为消费型后,风电场建设在短期内对拉动就业、增加税收作用不如风电设备制造明显。为此,许多地区盲目引进风电设备制造,要求风电开发企业优先使用本地生产的风电机组,或者直接与设备制造厂家捆绑引入。“这在一定程度上导致风电制造业低水平重复建设,扰乱了风电正常的建设秩序;有的地方还提出征收风电资源税,明显加重了开发企业的负担。”朱永其说。

煤制乙二醇放量扩产 总产能达800万吨

■ 本报记者 王莹

“煤制乙二醇(合成气制乙二醇)正在进入大规模建设阶段,2013年年底,全国将形成175万吨/年煤制乙二醇生产能力,2014年将正式进入生产阶段。”3月19日,中国化工学会副理事长兼秘书长杨元一接受《中国企业报》记者采访时说道。

专家指出,若以70%的开工率计算,2014年煤制乙二醇的实际产量将达到100到120万吨。若顺利进入市场,将占据10%的国内市场份额。

近年来,我国乙二醇的生产与需求量出现了明显的增长。数据显示,2012年乙二醇产量为300万吨;乙二醇进口量797万吨,比2011年进口量727万吨增长约10%。

据了解,目前国内生产的乙二醇主要采用石油,产品成本与国际油价联系紧密,销售价格受原油价格变化影响。乙二醇利润较低,上游原料的成本大约占乙二醇总成本的50%。而中东地区乙二醇产品以油田伴生气中的乙烷、丙烷为原料,价格低廉,甚至可以免费使用,乙二醇到岸完税平均价格比国内地区低400元/吨到800元/吨。

“我国煤制乙二醇的完全成本比国内石油路线低40%,应该具有绝对的成本和竞争优势。”业内人士指出。

在全球石油资源短缺、高油价成本、中东廉价产品等因素的影响下,煤制法符合我国资源特点,相对石油路线法成本优势明显,通过煤制乙二醇技术研发扩大煤制乙二醇产能有助于降低对外依存度。

据了解,煤制乙二醇在2009年初列入国家石化产业调整和振兴规划,由此在国内掀起了一股煤制乙二醇的开发投资热。目前国内地区的煤制乙二醇在建、拟建、规划项目近30个,总产能已经达到了800多万吨。

“2012年煤制乙二醇示范项目与中试分别取得阶段性进展,整个煤制乙二醇商业化装置也在规划和建设之中。”杨元一说道,通过最近几年的科研攻关,国内地区煤化工技术已经居世界先进水平,这些技术的开发与不断成熟,为国内石化产业调整资源结构提供了强有力的技术支撑。

中石油东北炼化工程有限公司吉林设计院于春梅指出,煤制乙二醇需延伸产业链,提高竞争力;产煤地区一体化建设煤制乙二醇和聚酯项目是未来的发展方向,即把乙二醇项目建在产煤地的煤化工工业基地上,利用煤化工的制气、空分装置以及产出的化工原料来生产乙二醇,同时以甲醇制芳烃技术生产对二甲苯,进而合成精对苯二甲酸,与乙二醇合成固态的聚酯,降低运输成本,提高竞争力。