

# 天然气电价政策研究<sup>\*</sup>

刘树杰 杨娟<sup>①</sup>

**摘要:**完善天然气电价形成机制,应以促进资源优化配置和可持续发展为指导思想。对京、津、粤、长三角等环保压力且负荷中心需要电源支撑的地区,天然气发电的价值较高,其上网电价应能回收合理成本并取得正常的投资回报。完善天然气电价形成机制的基本原则,是既要坚持标杆价,又要有效化解新、老矛盾。因而管理模式应“因地制宜”,并有近期和近期的分阶段设计。“远期”指在竞争性电力市场建成之时,天然气电价应由市场竞争决定。“近期”指竞争性电力市场建成以前,根据气价等基础性条件的变化,可对“新”、“老”机组区别对待。热电联产电价应与常规火电价格相同,收入不足部分通过提高供热价格或地方财政补贴解决。

**关键词:**天然气电价 价格政策 价格形成机制

天然气发电具有环保、可靠性高、处于负荷中心(适于作电源支撑、输电成本低)等优点,因而在已无环境容量且需大量区外输入电力的地区,适度增加其数量和比重是可行的。目前我国在运行的天然气发电企业大多经营困难,而同时许多地区的天然气发电在建规模仍在迅猛发展,这说明在无竞争性电力市场条件下,亟需政府明确天然气电价政策和监管规则,才能形成相应的激励和约束机制,实现资源优化配置。本文基于京、津、粤和“长三角”等地调研成果,从优化资源配置和监管规范化的视角,提出以下看法。

## 一、我国天然气电价政策面临的主要问题

(一) 燃气机组在电力系统中的作用因地而异,价格模式难统一

1. 北方燃机多为热电联产,冬带基荷夏调峰。北京全部为热电联产机组,天津新投产、在建和规划燃机也全部为热电联产,这些机组的基本定位是替代煤机和燃煤锅炉供热,采暖季“以热定电”带基荷运行,非采暖(尤其是夏季)为电网调峰。

2. 南方燃机多为常规发电,少量热电联产机组常年带基荷运行。南方在运行燃机以常规发电为主,

用于电网和气网调峰。如广东9F机组大部分是大鹏LNG接收站项目的配套电厂,9E机组也大部分是由燃油机组改造而来,主要的功能定位带空调负荷及辅助服务。上海的9F机组为系统基本调峰机组,9E机组为快速调尖峰机组,同时要为气网调峰。而江浙最初的燃机电厂也都是西气东输工程的配套电厂,定位是用于气网调峰、电网调峰。目前南方也有少量热电联产燃机,主要用于工业园区供热,常年带基荷运行,利用小时数相对更高。但计划新增热电联产燃机较多。

(二) 机组利用率不确定及气价差异等因素导致标准成本难定

1. 部分地区电厂气价不统一。广东省和江苏省由于采用直供气模式,不同气源价格不同。江苏以西气为主,门站价受政府管制,区别在于从门站到电厂专线的管输费,差异相对较小(1.81-2.58元/立方米)。而在广东,澳气与卡气的价格差异达到3倍以上。即使目前实行天然气同网同价的地区,由于实施存量气与增量气分别定价,而同一地区不同电厂这两种气的比重不可能完全一致,也会产生一定程度的差异,从而进一步增加了统一的燃气发电成本核定的难度。

\* 本文为国家发展改革委价格司委托课题《天然气电价形成机制研究》成果主要内容之一,该成果完成于2013年。

① 刘树杰,国家发展改革委经济研究所研究员,中国人民大学改革发展研究院博士生导师,主要研究方向:公用事业改革与监管;杨娟,国家发展改革委经济研究所副研究员,主要研究方向:公用事业价格监管。

2. 燃气机组发电利用小时数不确定性较大。一是部分地区发电用气供给结构性短缺,常规发电机组尤为突出。近年来天然气供需形势整体趋缓,但不同地区、不同时间保障程度不同。如北京作为首都,即使在冬季用气也能得到较好的保障。而天津的气首先要保北京,因此冬季热电联产机组供气压力也大。广东尽管根据气源供应倒推天然气发电规划,但仍有部分气源无法落实的风险。在长三角地区,发电用气受北方供热、保障居民用气等影响,需要给电网调峰,而热电联产机组由于需要供热,保障程度又高于调峰机组。二是气、电网调度不协调,发电企业常受“有气无电”或“有电无气”问题困扰。

3. 燃气机组检修维护费普遍高于预期。各地普遍反映调峰机组检修维护费较高,远高于政府核价时设定的水平,如广东部分电厂检修维护费比重高达6-10%。9F机组的问题尤为突出,主要原因是,目前各燃气电厂使用的燃机均为进口,而9F机组在国外就被设计带基荷运行,到我国后却主要用于调峰,机组频繁启停、持续低负荷运行,增加了机组损耗,缩短了机组寿命和检修周期。而燃机检修技术和核心配件被国外垄断,机组运行方式的改变,会使工况条件偏离维修合同规定,检修维护费因此大幅增加。

4. 多种因素导致气耗差异大。一是受机组选型的影响。如9F机组气耗低于9E机组,在广东省,二者分别为0.185和0.216立方米/千瓦时。二是受机组运行方式和负荷率高低影响。如持续跟踪调峰时负荷率低,带基荷运行时负荷率高。而当燃机负荷率低于60%时,气耗将呈指数级上升。因此调峰机组的气耗,通常高于标准气耗,其中启停调峰气耗低于低负荷跟踪调峰。三是受环境温度的影响。与燃煤机组不同,燃气机组额定出力并非固定不变,在高温环境下,其有效出力范围会明显降低,因此夏季气耗一般高于冬季。

(三) 热、电间成本分摊不合理,而热价提高阻力较大

1. 简单按热、电热耗比值分配成本不合理。现行的热、电成本分摊比例基于热、电热耗比值,一般在1.5:8.5或3:7左右,可称之为“工程学法”。在计划经济年代,此方法并无不妥。但现在是在市场经济,投资以市场为导向,成本核算方法也应以市场需求为依据。目前几乎所有的热电联产机组,无

论是在运行的,还是在建和计划中的,均以满足市场供热需求为主要立项目的,发电并非市场所必需,因而总成本的分配,也应以供热为主(这种基于需求对象主次分配成本的方法,我们可称之为“经济学法”)。如果按“经济学法”分配热、电成本,二者的关系就决不会是1.5:8.5或3:7,供热的真实成本将大幅增加,而供电的成本也将大幅下降,从而比其它类型机组更有市场竞争能力。

2. 热电联产机组热价偏低。即使按“工程学法”分摊热、电成本,目前的热价也过低。如北京,若按“工程学法”分配,热、电的分摊比例是1.5:8.5,据此热价应为86元/吉焦,但实际热价为79元/吉焦,由电价补贴7元/吉焦。“以电补热”所以成为通行的做法,在北方地区,主要原因是热价直接影响消费者支出,地方政府较为谨慎;在南方地区,则主要是因为地方政府欲以较低的基础设施服务价格招商引资。此外,在天然气供热与燃煤供热并存的情况下,天然气供热的价格受现行煤供热低成本的制约,在燃煤锅炉未淘汰前,燃气热价难以提到合理的水平。

## 二、完善我国天然气电价形成机制的基本思路

### (一) 指导思想、基本原则和远期价格形成机制设计

1. 指导思想。以促进资源的优化配置和经济社会的可持续发展为指导思想。对京、津、粤、长三角等环保压力大且负荷中心需要电源支撑的地区,天然气发电的价值较高,其上网电价应能回收合理成本并取得正常的投资回报。上述地区天然气发电较高的价值主要体现在三个方面:一是电压支撑作用。因天然气电站大多建于负荷中心,其电压支撑等辅助服务作用远非火电可比。二是输电费用节约。因天然气所发电量无须长距离输送,相比燃煤等其他电源,输电成本较低;三是突出的环保效用。在已无环境容量的地区,天然气发电的边际效用巨大,由此导致的上网电价水平较高,当属系统安全和重现“蓝天白云”的必要成本。因此,无论天然气发电如何定价,都应使之与燃煤等其它电源项目获得相同水平的投资回报。

但天然气在我国现阶段仍属昂贵能源,并非所有地区都可大量使用天然气发电。尽管美国的“页岩气革命”对世界能源格局走向影响深远,但由于

资源禀赋条件和体制的限制,天然气价格大幅下降甚至低于煤价的日子,在我国可能还很遥远。因此,在那些环保压力较小且水、煤炭等相关资源较为富集的地区,上述天然气发电的真实价值可能远低于其自身成本,价格政策应不予支撑。

2. 基本原则。以“兼顾规范化和解决实际问题”为基本原则。一是要坚持标杆价制度。除燃气发电机组外,我国已经基本建立了以燃煤发电标杆价为主体的上网电价体系。只要机组类型相同,标杆价可产生“标尺竞争”的效应,进而对提高电力企业的效率产生积极作用,并可大幅减少“监管者”自由裁量的空间,易为有关各方接受。因而只要条件具备,应尽可能实行标杆价制度。二是要能适应我国目前燃气发电复杂的供需格局。如前所述,我国天然气机组类型多,同一类型机组在不同地区的运行方式也不一致,单一电量制等简单化的处理方式不利于系统的合理调度,从而无法实现资源的优化配置。此外,规则不仅要具有前瞻性,还应有效化解诸如气价差异等新、老矛盾。就是说,既要坚持标杆价,也要解决实际问题。三是要“因地制宜”。既然我国燃机运行方式因地制宜,新问题和历史遗留问题交织,加之地区间经济社会发展水平差异较大,天然气电价政策及管理模式也应“因地制宜”,不搞“一刀切”。

3. 远期价格形成机制设计。基于上述指导思想和基本原则,我们认为,天然气电价的形成机制应按远期和近期分别设计。所谓远期,是指竞争性电力市场建成之时。长期看,只有建立竞争性电力市场,让电价在市场竞争中形成,才能根本解决目前本文第一部分所述的问题。因此,远期的天然气电价的形成机制应是市场调节。由于长期的价格形成机制比较简单,这里将重点讨论近期的价格形成机制设计。

#### (二) 近期的天然气电价形成机制

近期指竞争性电力市场建立以前的时期。完善近期的天然气电价形成机制,应根据气价制度等基础性条件,对“新”、“老”机组区别对待。

1. “老”机组的电价形成机制。“老”机组指规范化管理办法出台前在运行或已开建的燃气机组。在成熟市场经济国家,天然气发电不存在气源保障困难和气价高低悬殊问题,机组运行方式的确认及其价值评估也简单明了:如果是在纵向一体化结构

内,则由系统规划和调度决定,基于系统整体的成本-收益关系评估,不需要核定上网电价;如果处于竞争性市场结构中,则机组的运行方式及其价值评估,均由市场供求关系决定,究竟是带基荷运行,还是启停调峰或为系统提供何种辅助服务,总之,企业选择什么样的收入结构,均取决于市场竞争的态势。而如前所述,我国目前的天然气供需格局远较国外复杂。发电企业间气源保障和气价差异较大,因而在无竞争性电力市场的条件下,“老”燃气机组的电价形成机制必须满足两个方面的要求:一是有先进的经济理念支撑,尽可能规范化并有利于资源优化配置;二是能够包容复杂的供需格局,解决实际问题。据此,有两个方案可供选择:

(1) “标杆与差别相结合的两部制”,即电量电价实行标杆制并以燃煤机组标杆价为基础核定,容量费则按电量收入外的收入需求据实核定。

常规发电机组的电量标杆价可以煤电标杆价为基础等额加价,如每千瓦时统一加0.15-0.20元,就是各地天然气发电的电量标杆价。所以将煤电标杆价作为参照基准,一是因为在我国,燃煤机组具有普遍的发电替代能力,以其为参照基准符合机会成本原则;二是有助于形成合理的天然气发电地区差价。而在煤电标杆价上加价0.15-0.20元,则是因为比之燃煤发电,天然气发电节约了输电成本并增加了环保价值,此外,常规燃气机组大多带峰荷或腰荷,其电量价值本来就高于系统平均上网电价。

热电联产电量标杆价可按燃煤火电标杆价执行。因为热电联产以热定电,大多带基荷或低谷负荷运行,其电量价值远低于常规燃气发电机组所发电量,因而其电量价格可暂执行燃煤火电标杆价标准。

容量电价为企业年收入需求减去按标杆价获得电量收入的差额。给予天然气发电容量收入,一是因为天然气电站普遍建于负荷中心,具有无可替代的电源支撑作用,而在那些几无环境容量的地区,只能以天然气电站作为支撑电源,由此增加的成本,为系统安全所必需;二是因为常规发电机组要为系统提供负荷跟踪等辅助服务,并承担启停调峰的功能,这些辅助服务和启停调峰功能如由燃煤机组承担,系统总成本可能更高。容量费用据实核定,则可包容目前我国天然气发电的各种新、老问题,如机组类型及运行方式的差异、陆上天然气增量价与

存量价的差异、气源保障程度的差异、因9F机组调峰导致维修费用大大超出协议约定等等。

“老”机组热电联产如执行两部制电价，其原则也应与上述方法相同。但因热电联产发电带基荷或谷段负荷运行，可调性差，辅助服务价值很小，其整体财务平衡的最终出路，是热价改革及或与此相关的财政补贴。

(2) “基于单一电量制的分类标杆价”，即按机组运行方式（区分常规发电与热电联产）分类制定标杆价。具体分类可根据各地机组运行方式实际情况确定。常规发电机组的主要作用是顶峰发电，上网价格可以高峰售电价格与输配费用的差额为基础，经财务平衡矫正后确定。如广东9E调峰机组虽燃料成本高达1.04元/千瓦时，但非普工业高峰售电价达1.47元/千瓦时，减去电网平均购销差0.23元/千瓦时（含税，含线损）后，还有1.24元/千瓦时的上网电价可用空间。

在热价和政府补贴既定的条件下，热电联产发电可暂按企业收入需求核定。但应设定期限，过期后上网电价参照燃煤机组等可替代发电价格水平核定。为此，应积极推动热价改革，并有相应的时间表约束。如供热价格不能如期提高，地方政府应加大财政补贴的力度。

2. “新”机组的电价形成机制。“新”机组指规范化管理办法出台后立项或开建的燃气机组。根据我国天然气价格改革安排，“净回值法”改革将于2015年底完成，届时各地由政府定价的天然气将不区分气源，执行统一的门站价格，同一地区的发电气价将无明显差异。届时新建燃气机组实施规范的标杆价的条件将基本具备。天然气电价形成机制可与整个上网电价体系统筹考虑，既可实行基于“单一电量制”的标杆价，也可实行基于“两部制”的标杆价。但由于热电联产与常规发电在系统中的作用差异巨大，因而仍应按机组运行方式加以区分。

(1) 规范的“两部制”标杆价。即电量电价和容量费均以标准成本为依据。其中，电量的标准成本以门站气价与标准气耗的乘积为基础。容量的标准成本以当时主流机型的先进造价水平为根据。规范的“两部制”标杆价制度只适用于常规燃气发电。热电联产以热定电，机组可调性差，应比照燃煤上网电价水平执行单一电量制。

(2) “基于单一电量制的分类标杆价”。即按机组运行方式（区分常规发电与热电联产）分类制定标杆价。其中，常规发电价格可按“经营期定价法”核定，热电联产电价执行当地火电标杆价标准。热电联产电力收入与总收入需求的差额，由提高供热价格或地方财政补贴解决。

在我国，热电联产又有常年热电联产和季节性热电联产之分。常年热电联产的上网电价，按可替代发电价格如燃煤标杆价格或平均上网电价确定，其余全部成本分摊给热力产品。对北方供暖季热电联供、非供暖季常规发电的季节性热电联产的上网电价，供暖季按可替代发电价格确定，非供暖季执行常规燃气发电价格形成机制，固定成本的分摊按供暖季与非供暖季的时间比例确定。

### (三) 推动供热价格改革

如前所述，供热价格过低，不仅扭曲了电价体系，也不利消费端的节能，并使热电联产项目失去经济性评价的基础，为此，必须配套推进供热价格改革。

1. 变现行供热成本核定的“工程学法”为“经济学法”。须知，所有热电联产项目均因供热需求而建，其发电并非为市场所必需。因而从经济性的角度看，该项目的成本应主要由热力用户承担。具体说，热电联产电价应按可比较的发电机组上网电价标准核定，扣除以此为基础获得的电力收入，其余收入需求都应由供热解决。

2. 热价亏损应由受益的地方政府承担。在北方供热地区，热价提高如不能“一步到位”，也应将财政补贴全部用于补热，以明确问题所在，而不能既补热又补电。南方工业园区的热电联产项目，大多为地市级政府招商引资服务，如需以低热价招商引资，相应的补贴应由所在地政府出资，而不应搭电价“便车”，由全省人民负担。

#### 参考文献:

- 刘树杰，《价格监管现代化的认识基础》，《中国物价》，2011.3。  
美国能源信息署（EIA），《世界能源展望2011》，<http://www.eia.gov/>。  
Department of Energy & Climate Change, *Gas Generation Strategy*, December 2012, <http://www.decc.gov.uk/>。  
IEA ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme), *Gas - Fired Power*, Technology Brief E02 - April 2010, <http://www.etsap.org/>。

(责任编辑: 田小秋)