

# 电价要体现容量与电量价值

■ 陈皓勇



《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发[2015]9号)文中重点任务的第一条就是“有序推进电价改革,理顺电价形成机制”,具体举措包括“单独核定输配电价”“分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成”“妥善处理电价交叉补贴”。由此可见,电价改革是电力体制改革的核心任务,也是最为困难的环节。由于我国试点现货的市场出清价格普遍偏低,当前容量市场(容量补偿)问题的讨论成为热点之一,而近期寒潮导致美国德州电价飙升和数百万家庭十年来首次被迫轮流停电也引发热议。电价理论(或电能价值分析)是电价形成的基础,其研究主要包括两个部分:一是电能价值(成本)分析,也称“电价预测”,二是电力市场中的电价形成机制。体现容量与电量价值的新型电价机制及其相关问题值得探讨。

## 电价复杂 电改不适合“一夜之间彻底颠覆”

由于电价问题的复杂性、电力工业在国民经济中的基础性地位以及电力产品的公共性(可称之为“电价的公共性”),电价问题牵一发而动全身,并且与其他能源价格紧密相关,甚至牵涉到社会稳定问题,合理电价难以通过单一途径来解决。当前的电价结构和电价水平(尤其是财务费用)是我国长期以来各种电价政策历史沉淀的产物,还曾作为国家宏观调控的手段,虽然存在不合理的成分,但大部分合理,并承担了诸多社会功能,并不适合“一夜之间彻底颠覆”。

因此,在电价形成机制设计中,应分清哪些成分适合由市场竞争形成,哪些成分需暂时保持原样。只有在对各种电能成本(包括会计学成本和经济成本)深入分析的基础上,深刻认识电能价值的一般规律和我国的特殊规律,兼顾效率与公平,让市场这只“看不见的手”和政府这只“看得见的手”协同配合、形成合力,精心构建适合我国国情的电价形成机制,电力市场改革才能顺利推进。

由于电能目前难以大规模存储,生产与消费必须实时平衡,因而电能的价值具有鲜明的时间特性;同时,电能的生产、传输和消费覆盖的地域辽阔,各地电能生产和消费成本不同,且区域经济发展水平对电价的承受能力也有差异。因此,电能价值也有鲜明的空间特性。完善的电价体系对电力生产和消费具有关键调控作用已成共识。如实行峰谷电价,引导发电厂积极参与调峰和电力用户调整负荷;实行丰枯电价,鼓励发展有调节能力的水电;实行分类销售电价,根据国家产业政策引导电力消费等。

合理的电价形成机制和电价体系的建立需要科学理论的指导,也需要可以具体操作、便于计算的方法和手段。计划经济体制下,缺乏对电价理论的研究,主要依据会计学成本核算来制定电价。巴故言茂松教授以经济学方法对



电价问题进行了长期和系统的研究,首创“电能价值当量”理论,采用模型化的现代分析方法,揭示了电能生产和消费价值当量的数量规律。与传统会计学方法确定电价的机制不同,经济学方法注重电力资源的优化利用,其本质是微观经济学的边际成本理论在电价问题中的应用和发展。

基于会计学的电力定价理论与方法着眼于账面上的平衡,和一般商品定价没有本质区别,即会计成本(折旧、营运、税收)加利润。其中折旧率和利润率受到政府的控制,且由于它是基于平均成本的概念,因此是静态平衡的和“向后看”的,也无法产生分时电价结构。因而部分经济学家主张,像电力这类与国民经济密切相关的公用事业性企业,应当采用经济学方法定价,即电价取决于经济学成本(可用有限电力资源的影子成本来度量),加上经济学效益(可用需求侧的边际成本来度量)。经济学定价的一大特点就是模型化,以最大限度排除人为因素影响,从而增强了其客观性和科学性。电力定价的会计学方法和经济学方法可结合使用。

电能由于其在物理上的无差异性,以及复杂电力系统的存在,成为世界上最复杂的商品之一。“一滴水中见大海”,1度电的成本中体现了整个电力系统的成本。除特殊情况外,电力负荷无法由单个电源来供电,因此电能的价值必须放在整个电力系统中考虑,而且不同类型电源在电力系统中的价值存在一定的相互替代性,是客观存在的,也是可以测量的,这也是“电能价值当量”一词的由来。

电能的定价应以对电能价值规律的深入分析为基础,并建立基于电力系统优化规划、优化运行原理的电能成本分析数学模型,它是一个大规模的复杂系统优化问题。电能成本问题的研究可分为短期成本分析与长期成本分析,其理论基础是微观经济学有关生产成本的理论和相关的数学优化理论,特别是数学优化中的对偶优化原理与有限资源影子价格密切相关。电能短期成本分析的核心是电力系统运行优化,重点是形成与电能有关的价格;电能长期成本分析的核心是电力系统优化规划,重点是形成与发电容量有关的价格。

## 理论创新 当量电价融合容量、电量成本和效益

电力市场(特别是现货市场)是世界唯一由经济学理论和数学模型定义出来的市场,市场出清价格是由定价模型(或价值模型)计算出来的,因此该模型的选择十分关键。实时电价理论是当前国内外电力现货市场的理论基础,最早由麻省理工学院教授 F. C. Schweppe 等在 1980 年代初期提出。它是系统总生产成本对某一用户在某一时刻用电量的偏导数,反映了系统的经济特性和安全可靠,可作为一个信号来调节和优化电力系统运行。但是,基于实时电价理论设计的电力现货市场有以下缺陷:

一是实时电价基于传统的分时调度模型计算,没有深入分析电能价值的跨时段变化规律,忽略了电能生产和消费的时间连续性这一十分重要的特征,在当前风、光等新能源大规模接入和对电力系统灵活性需求急剧升高的情况下,这一问题尤其严重;

二是假设同一时段的电能商品都是同质的,由于未考虑不同类型发电机组在负荷曲线上所处的位置,无法区别基荷、腰荷和峰荷机组差别明显的技术特征及价值;

三是虽然实时电价理论模型包括了从运行到规划的长时间尺度的资源优化,但如此超大规模的优化问题无法实际应用。实际电力市场往往采用安全约束机组组合或安全约束经济调度等短期运行优化模型计算出清价格,因此是一种相当“短视”的定价机制,无法保证发电容量的充裕性。

当量电价(或电能价值当量分析)理论即为解决这些问题而提出,其数学理论相当复杂。以基于年目标的电源规划模型为例,某典型日电能价值当量分析的基本步骤为:

第一步,建立一个电力系统优化模型。它类似于一个电力系统规划模型,但又不完全相同。它的目标函数及其规划

期应当体现电价信息引导供需平衡的最终理想状态;约束条件应当体现电价机制设计中所考虑的有限电力资源;这一优化模型还应该能够产生这些有限电力资源的影子价格。

第二步,利用上述优化模型,基于影子成本原理,计算相应电力系统的经济学成本(通常分解为容量成本和电量成本),这个过程可能涉及到新电源的规划、现存电源的价值评定和退役分析、区外购电的价值评定、纯现存电源情况下的容量价值参考系等问题。

第三步,利用上述优化模型,基于边际成本原理评定相应的电力系统效益(通常也分解为容量效益和电量效益),通常采用负荷微增方法计算。

第四步,为了将上述成本和效益分配到每一机组和每小时,需要分别建立它们的分摊准则,将它们在一个负荷曲线上,沿负荷轴和时间轴作二维展开。最简单的分摊准则是按电量加权平均,不同的分摊准则将生成略有不同的电能价值当量。

第五步,构造持续形式或时序形式的电能价值当量图表,由于持续形式的电能价值当量图表不便于应用,可利用典型日负荷曲线,将持续形式的电能价值当量图表转换为时序形式,即一天的 24 小时形式。

上述当量电价定价方法将发电机组的容量、电量的成本和效益综合为单一电价,精准地体现了老电厂、新电厂、水电厂、火电厂、电量限制、外购电等不同类型电源在系统中所承担的功能及其价值,而且克服了实时电价“短视”的缺陷,特别符合发展中国家对电价制定的要求。另外,当量电价定价方法将持续负荷曲线进行定价,自然地区分了基荷、腰荷和峰荷电能的不同价值,符合电能生产和消费的价值规律。此外,当量电价定价方法既适合于计划经济环境下的电力定价,也能应用于市场经济环境下的竞价交易。

## 扬长避短 两部制电价成效与问题并存

虽然电力现货市场是世界各国电力市场的共同组成部分。但如前所述,现货市场价格信号在激励新建发电容量、保障电力长期平稳供应方面的作用存疑。从国际经验来看,为保障长期电力供给安全,目前包括美国(PJM、纽约、新英格兰)、英国等在内的电力市场都已建立起配套的容量市场机制,而美国德州电力市场等则希望通过稀缺定价机制来确保容量充裕性。

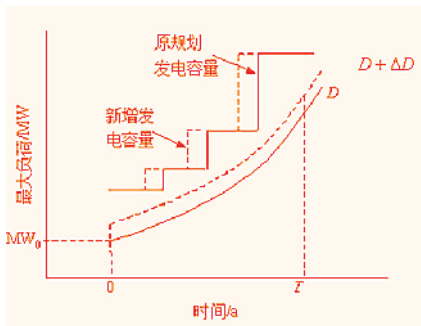
以美国 PJM 容量市场为例,1998 年 PJM 建立了容量信用市场。由于市场操纵等问题,2007 年 PJM 采用可靠性定价模式(Reliability Pricing Model, 简称为 RPM)取代容量信用市场,并于当年 4 月开始正式运行。RPM 容量市场由多重拍卖市场组成,包括 1 个基本拍卖市场、3 个追加拍卖市场和 1 个双边市场。市场成员由容量拥有者和负荷服务商组成。基本拍卖市场提前 3 年举行。PJM 根据对 3 年后的负荷预测,组织容量拥有者竞价,以满足电网 3 年后的机组容量需求,购买容量的费用根据相关规则分摊给负荷服务商。

值得注意的是,虽然容量市场在一定程度上解决了发电容量投资不足的问题,但也争议不断。随着可再生能源的大规模接入,问题更加尖锐。采用基于两部制电

价的管制容量市场将导致以下问题:一是管制的,而非经济的容量目标;二是人为的供电联盟组织规模,导致扭曲的电能价格;三是继续靠供给方平衡市场,而不是让负荷随反映边际运行成本和容量紧缺程度的一部制价格变化;四是不能公平接纳不提供“额定”发电和备用容量份额的供给方技术。根据自然资源保护协会和塞拉俱乐部在 2020 年 2 月提交的报告,这些问题的存在已被 PJM 容量市场 20 年来的实践所证实。

美国德州电力市场仅有单一能量市场,没有容量市场。发电企业的投资和运营成本必须从现货和辅助服务市场的收益中回收,直接将高市场价格作为容量成本回收机制。为了鼓励投资兴建新电厂,德州电力市场建立了稀缺定价机制,在系统电能和备用稀缺的情况下提高电能价格,并设置了较高的价格上限(当前上限为 9000 美元/MWh)。近期,在寒潮和激增的用电需求下,由于电力供应能力不足,德州已下令轮流限电,不但导致数百万家庭断电,且市场价格也已达上限,美国总统拜登宣布德州进入紧急状态。由于稀缺定价机制似乎在保障容量充裕性方面并未发挥应有作用,德州电力市场设计再度引起争议。

电能长期边际成本计算示意图



对于两部制电价市场,需要计算两类长期边际成本,即容量边际成本和电量边际成本。容量边际成本指负荷微增时发电、输电和配电设备投资的增量成本;电量边际成本指电量微增时燃料和运行的增量成本。计算前,首先要预测系统未来若干年内的最大负荷,并形成长期负荷曲线 D,然后从初始值 MW<sub>0</sub> 开始,随着时间的推移而上升,并按下述方法进行计算(如上图所示)。

在容量边际成本方面,长期容量边际成本就是容量投资费用与峰荷增量的比

值。对于一个优化规划的系统,对应于新增负荷的扩展方案应该是原规划方案中新建发电厂投产年的提前或增加调峰机组如燃气轮机或水电机组。

在电量边际成本方面,峰荷时段的电量长期边际成本对应于为满足系统峰荷电量的增量,在优先顺序表中最后一台机组的运行费用。类似地,在基荷时段的电量长期边际成本对应于为满足基荷时段的电量增量,效率最低的基荷机组的运行费用。电量边际成本等于系统运行费用的增量与电量增量的比值,可采用随机生产模拟的方法计算。

采用合适的多阶段电力系统优化规划模型,容易求得原规划费用和对应于新增负荷的新规划方案的费用,因此可以计算出具有时序特性的长期边际成本。它是一个带有随机变量的大规模混合整数规划问题,可采用由线性规划和非线性规划的对偶方法推广而形成的求解整数和组合规划的拉格朗日松弛法来进行求解。该方法能解释价格形成机制并揭示市场调节的内在机理,由于对偶变量提供了容量或电量成本的边际信息,非常适合于电能成本分析。

电能价值(或成本)分析是电力经济与

电力市场的核心基础理论,而且是由计划经济模式通往市场经济模式的一个桥梁。电价不但影响电力工业本身的健康发展和电力资源的优化配置,而且影响全社会各行各业的发展和人民生活水平,属于“绝对不能出问题”的底线。从计划经济模式下的会计学方法定价到市场经济模式下的经济学方法定价,电力价格将发生颠覆性变化。在计划经济模式下,最理想的电价水平应等于电能的真实价值;在市场经济模式下,市场电价应围绕电能真实价值上下波动。电力市场设计的关键在于:围绕电能价值规律,设计一个电能商品交易的“自发秩序”(即在政府所确定的边界内、价放开的自持经济系统)。在可再生能源大规模接入的背景下,除了容量价值、电量价值,电能还具有灵活性、安全性等多种不同的价值,使得问题更加复杂。我国电力市场化改革不可能一蹴而就,将是一个长期过程,建立科学的电力定价方法和程序甚至比仓促推行市场化交易更加重要。同时,任何改革举措都必须在社会所能承受的电价变动范围内进行,才能在正确处理改革发展稳定关系的情况下行稳致远。

(作者供职于华南理工大学电力经济与电力市场研究所)

