

电力工业体制改革条件下核电电价模式研究

A Study on Pricing Model for Nuclear Power under Electric Power Industry Reform

岳林康

(广东核电合营有限公司, 广东深圳 518124)

摘要: 全球性的打破垄断、非管制化趋势正给电力市场带来深刻的影响。目前许多电厂的还本付息电价模式、按资金利税率定价的模式都不能适应要求。本文介绍一种新的“成本+利润”电价模式, 有助于电力企业参与市场竞争, 并符合电力行业作为公用事业的经营目标。

关键词: 电力体制改革 核电 电价模式

Abstract: The trend of globe-wide breakdown of monopoly and deregulation is bringing significant changes in the power market. The current power pricing mechanism such as those based on "the repayment of principal & interest" and "fund return rate" will no longer be suitable to the competitive market. This article introduces a new "Cost + Profit" pricing model, which may help electric power industry to enhance competitiveness and achieve the objectives as public utilities.

Key words: Electric power industry reform Nuclear power Pricing model

从20世纪80年代中开始, 我国各地实行了多家办电、集资办电以及相应的多种电价政策, 对迅速缓解和扭转缺电的局面起了重要的作用, 使目前全国大多数地区电力供求的局面总体上已经改变。当前, 我国电力工业管理体制正与全球范围的电力体制逐步打破垄断、非管制化、引入竞争机制、形成有限的电力市场的总趋势保持一致, 进行厂网分开、竞价上网的试点, 目的是降低电价, 形成统一、开放、竞争、有序的电力市场, 促进电力企业提高效率和服务质量。这一机制体现了电网调度的公平、公正、公开和电厂之间的平等竞争, 有利于优化电力工业的资源配置, 提高资源利用效率, 并最终降低电力用户的负担, 让利于民。

但是, 大多数现行的上网电价制订政策却缺乏进入新电价机制所需要的电价调节机制和对电力企业的约束和激励机制。这种电价政策的核心是还本付息, 被称为还本付息电价, 其电价计算公式大致如下:

$$S_1 = \frac{\frac{I}{m} [(1+i)^m - 1] (1+i)^{p_2-m}}{(1+i)^{p_2-m} - 1} + C_1 + (1-a_d)D_1}{E_1(1-g)(1-n)}$$

其中: S1—满足还本付息所需电价, 元/千瓦时; I—每千瓦装机容量平均所需贷款额, 元/千瓦; m—电站建设期, 年; i—综合贷款利率; Pd—贷款期, 包括建设期和偿还期, 年; C1—电站每千瓦装机容量运行成本, 包括燃料费、水费、运行维修等成本, 元/千瓦年; D1—每千瓦装机年折旧费, 元/千瓦年; ad—折旧费还贷因子, 即只可用于还贷的折旧与折旧总额的比值, 一般取0.5-0.8; E1—有效电量, 用运行小时/年表示; g—税率, 一般按5.05%计算; n—厂用电率。

可见, 这种电价模式中, 由于投产前期还贷付息负担重, 加上运行前期机组可用率不高, 使电价较高。但在完成基建贷款还贷付息后, 电价会较大幅度地降低, 如一种电价计算公式为:

综 述
核 电 设 计
工 程 管 理
工 程 建 造
运 行 维 护
核 安 全
核 电 前 期
核 电 论 坛
核 电 经 济
核 电 国 产 化
核 电 质 量 保 证
核 电 信 息

$$S_2 = \frac{F(P_d + P_c)}{E_q} + C_2 + rA$$

其中：S2—还本付息完成后新电价，元/千瓦时；F—每千瓦装机占用的固定资产，元/千瓦；Pd—综合折旧率；Pc—大修理基金提取率；Eq—一年运行小时；C2—每千瓦时运行成本，元/千瓦时；A—每千瓦时电能占用的资金，包括固定资产和流动资金，元/千瓦时；r—资金利率率，一般按该地区工业企业平均水平计算。

经分析可以看到，这种现行上网电价存在诸多弊端，如：

(1) 以还本付息为核心，虽然保证了电站建设借款的归还，却使建设单位的投资失去制约，因为用再多的投资都可以通过抬高电价收回来，将风险转移给了电网和电力用户。这种缺乏约束的电价政策造成了电力建设项目的投资普遍失去控制，例如国产30万千瓦机组的每千瓦平均造价从1990年的1660元，上升为“九五”末期的8000-9000元。这是造成近年来电价不断上升的最直接的原因。

(2) 一厂一价，甚至一机一价，造成电价混乱和厂网矛盾。新机新价，老机老价，大厂和小厂，国家投资电厂和集资电厂，水电厂和火电厂，各种类型电价带着各种不同的历史条件和利益关系上网销售，使电网难以平衡各种关系，无法实施按优化资源配置和使用的原则实行经济调度，与《电力法》同网同质同价的原则相悖，还使独立电厂与电网之间以电能调度为中心的矛盾日益增多。

(3) 小火电大量并网运行，经济性低下，不利于集约化经营，造成严重污染。

(4) 电网建设严重滞后。由于电厂建设能保证还本付息和投资回报，大量资金投向电厂，输变电、配电网络建设投资严重不足，电网结构缺陷矛盾日益突出，同时还存在电费回收难和线损高的严重问题。

从电力行业作为公用事业这一特点看，其经营的最终目标是追求净社会福利极大化，具体化以后就是使电力用户得到价格尽可能低廉的电力，同时电力投资者获得合理的投资回报，从而保证电力企业的扩大再生产，保证社会经济发展所需的电力供应。

那么，实行厂网分开，引入竞争机制，建立规范有序的电力市场以后，电厂应该按什么电价模式来制订自己的上网销售策略？什么样的电价模式具有较为灵活的参与电价竞争的能力？这都是电厂的管理者们从现在开始需要下力气研究的课题。本文在此介绍一种电价模式，供同行们商榷。

这一电价模式的上网电价按下式计算（式中不考虑增值税）：

$$S_2 = \frac{F(P_d + P_c)}{E_q} + C_2 + rA$$

其中：E3—全年上网电量，千瓦时；C3—电厂运行成本，包括燃料费、水费、运行维修、大修、人工、行政等费用，元；D3—一年折旧费，元；F3—全年财务费用，包括贷款利息支出（减利息收入）、汇兑损益、银行费用等，元；P—当年税后利润，元；g3—所得税率。

表面看起来，该模式是“成本+利润”形式，与S2模式没多大区别。但是，S3中的“利润”是用下法计算出来的：

$$P = (\text{年初股东基金} + \text{年末股东基金}) / 2 \cdot K$$

式中K代表利润因子，股东基金亦即股东权益，则年初股东基金即为上年末股东权益，年末股东基金即上年末股东权益加上本年内未分配利润（含公益金、公积金等）。也就是说，该模式中每年税后利润按股东权益的某一百分比（K由董事会决定，实际上相当于净资产收益率）计算得出。而如何确定每年K的水平，则不是单纯地仅看当年净资产收益率，而是以股东投入资本金之时为起点，以电站投运产生利润并分派红利给股东为现金流入，计算在一定时期内股东所能获得的内部收益率IRR，并以该IRR的水平来调控每年的K值。

S3电价模式与还本付息S1电价模式、按资金利率率计算利税的S2电价模式相比较，表现出以下特点：

(1) 利润模式符合公用事业经营的目标

公用事业一般受到政府的扶持（直接投资，或控股，或授予优惠政策），具有较强垄断性，所以其

收益常常与风险不对称，为了使公用事业既能满足公众的需求，又不致于获利太多，有违市场公平竞争法则，政府应该用公用事业企业营运成本之外加一块利润的方式作为其定价机制，而利润的计算多是脱离成本而独立一体，按照政府规定的政策计算而得，使投资者获得合理的回报。如某国财会制度规定这类行业应取得最小收益要求（minimum revenue requirements），其中包括四部分：从固定资产投资取得的回报（return on investment）；固定资产折旧（depreciation, 或return of investment）；运行费用（expensed costs）；税金（taxes）。在第1项中，又分为债务部分和股东权益部分，可写为： $rbfbRB(t) + rsfsRB(t)$ 。其中fb、rb分别是固定资产中债务的份额和该债务的年利率，fs、rs分别是固定资产中普通股和优先股的份额和税后年回报率，RB(t)是第t年提取回报的基数，用固定资产的净值表示。

(2) 利润模式有极大的灵活性，符合市场需求特性和核电成本特点

S1模式将还债本金的来源完全依赖于电网，不利用银行的搭桥贷款功能，是典型的计划经济下资金管理体制；S2模式的利润取决于固定资产和流动资金，而这两部分资产是相当固定的，从而使利润可调性很小。这两种模式的电价是预先核定的，电厂管理层的主要任务是争取多发电，以获得更多的收入，定价模式未趋向以边际成本为基础的目标；S3模式的利润可以完全由董事会决定，因为利润因子K的范围可以是0-100%，而且股东权益的期末值也可以由董事会确定当年分红比例来加以控制，因此这种利润模式使得其电价具有较大的调节范围。另一方面，对电网来说，S1、S2模式的电价事先核定，电网在吸收完成计划电量后多吸收的部分并不降价，得不到多吸收电的好处；而S3模式的利润灵活，电价不是预先核定的，而是按预计全年上网电量和成本、利润计算一个预收电价，年底按（成本+利税）/电量计算出的电价与电网决算，即S3电价与电网吸收电量数量成反比，电网吸收得愈多电价愈便宜，符合以边际成本为基础的定价目标要求，而且这与电网作为需求方的需求特性曲线吻合。这种模式对成本构成中固定成本比例高的企业特别适用，如核电、水电。

(3) 归还基建投资贷款的资金来源和使用更符合市场经济条件

在现代市场经济、金融市场条件下，企业归还贷款本金的资金来源应是折旧和未分配利润，并且当这两部分资金不足够还本需求时，企业通过银行的再融资（或搭桥贷款）解决资金缺口。这样，就不会如S1电价模式那样硬性从电网取得还贷资金，加重用户负担。

(4) 利润模式有利于投资者长期投资、增加投资

由于投资者的收益（利润及分红）与股东权益挂钩，股东在确定某年利润值和分红值时需要考虑自己的短期利益与长期利益之间的平衡，因为S3的利润计算中，若当年分红多，则年末股东权益变小，后续年份利润就要减少；当年分红少，则年末股东权益较多，增加后续年份的利润，即相当于将未分配利润按内部收益率IRR放在企业继续增值，将来多分红。又例如在上面 $rsfsRB(t)$ 中，由于该项表示的利润与固定资产净值成正比，投资者要想保持长期获利水平，就需要将新的投资不断地投入到企业里，增加企业的固定资产，使RB(t)保持不变或增加态势。

(5) 在约束机制和激励机制方面，S3模式较S1、S2模式为弱

因为S1、S2模式在既定电价下可以倒挤成本，追求较大利润；而S3模式的成本不封顶，成本高就要靠多发电或少提利润来降低电价，这就需要电厂管理者运用现代企业制度的科学管理机制，强化自我约束，以向用户负责的高度社会责任感指导自己的成本控制工作。就激励机制而言，S1、S2模式下的电厂管理者只要多发上网，就可以使股东获得在保证还贷付息需求或回收成本之后的更大的一块利润，员工也可以获得超发奖之类的额外报酬；而S3模式下电厂多发电的结果只是降低电价，好处给了电网，利润给了股东，管理者和员工的额外报酬需要另外考虑。

可以说，S3电价模式是符合电价改革方向、符合市场经济运行条件的一种定价模式。但是，它的实际运用不是从目前的定价模式简单改过去就可以了的，而必须有一系列必要的改革和条件，包括：

(1) 确定电力行业的利润目标。内部收益率IRR定为什么水平，期间多长，在同样的IRR水平下股东分红的数量可以前期高后期低，也可以前期低后期高，这都需要有关各方（政府、股东、电网）有正确的理解和统一认识。

(2) 厂网分开，电厂成为独立经济实体，电厂必须按现代公司制建立符合现代企业制度的法人治理结构，电厂与电网之间不存在行政指令性的从属关系。

(3) 建立良好的银企合作关系，使电站基建贷款本金的归还在使用折旧、利润之后的不足部分能由银行通过搭桥贷款帮助解决，并争取与银行签订中长期滚动的贷款合同。近期还可以利用利率较低的有利条件进行债务重组，降低财务费用。

(4) 认识将现行的电厂建成后事后定电价的方式改为建成前事前定电价方式的重要意义，因为这意

味着电厂项目业主必须在建设过程中就努力降低造价，减少还贷风险，并通过强化管理，做好长期预测，制订成本控制的中长期目标，完善设备的寿期管理，保证长期安全、稳定地发电，降低电价，提高竞争力。

(5) 电厂的管理体制和管理者必须符合现代企业制度的要求，有高度的向国家负责、向用户负责、向债权人负责、向股东负责的责任心，即：

- 向国家负责，就是要安全发电，向社会提供高质量、稳定可靠、低污染或无污染的洁净能源，遵守国家 and 地方法规，按章缴纳税金，体现电厂作为公用事业而承担的社会责任。

- 向用户负责，就是要争取向用户提供尽可能低价格的电力，只要是对降低电价有利的事，电厂经营者再累也要干，不增加报酬也要干。

- 向债权人负责，就是要及时收回电费，还本付息，保障债权人的利益。

- 向股东负责，就是要争取多发电、多上网，使电厂能在收回必要的成本之后获得股东所应得的利润，使股东获得合理的投资回报。

也就是说，对实行S3电价模式的电厂/公司的领导班子必须有很高的社会责任感、自我约束力、领导决策能力和遵章守纪意识的要求，因为只有达到了这样的要求，才能克服企业追求短期利益的行为，克服电价模式本身带来的弱约束、弱激励，真正使电价模式发挥其优势。

深化以电价形成机制为核心的电力工业体制改革，有很多工作要做，需要很多具有创造性的新思维、新方法。本文介绍的这种电价模式，有其符合改革方向的一面，也有其本身的不足。如何在此基础上进一步探讨按照成本原则、合理利润原则、公平负担和等价交换的原则建立新的定价机制，逐步做到按社会发电平均成本（长期边际成本）核定各电网的统一上网价格，使电力企业具备独立经营、竞价上网的条件，为电价形成机制的改革和电力工业的发展打好基础，将是我们今后一段时间里的一项重要任务。