

# 发电侧峰谷分时电价设计及 电量分配优化模型

王绵斌<sup>1</sup>, 谭忠富<sup>1</sup>, 张 蓉<sup>2</sup>, 王成文<sup>1</sup>, 于喜海<sup>1</sup>

(1. 华北电力大学 电力经济研究所, 北京 102206;

2. 北京京创兴业投资顾问有限公司, 北京 100043)

**摘要:** 构建发电侧与售电侧峰谷分时电价联动机制有利于平衡发电公司和供电公司之间的利益, 但必须建立在定制出合理的上网定价机制的基础上, 因此有必要研究发电侧分时电价问题。从发电成本的角度考虑, 采用两部制电价对发电侧峰谷分时电价进行研究。应用会计成本法计算发电侧容量成本, 并根据发电容量确定峰谷分时容量电价; 根据发电厂煤耗等变动成本确定发电侧峰谷分时电量电价, 从而得到发电侧峰谷分时电价; 构建各时段各发电厂的电量分配优化模型。通过算例分析证明所提出的发电侧峰谷分时电价设计机制及电量分配优化模型是可行的。

**关键词:** 电量分配; 会计成本法; 峰谷分时电价; 两部制电价

**中图分类号:** TM 73; F 123.9

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1006-6047(2007)08-0016-05

## 0 引言

供电侧实行峰谷分时电价的措施, 不仅可以改变用户的用电特性, 使负荷曲线更加平坦, 而且可以减少发供电成本, 使社会资源效益达到最大化; 但是如果用户采用避峰用电, 将会导致供电公司的亏损。为了从根本上解决单一销售侧实行峰谷分时电价所带来的问题, 建立发电侧与销售侧的峰谷分时电价联动机制是比较可行的途径之一。目前, 在发电侧实行峰谷分时上网电价还是一个崭新的课题, 尚未有成熟的理论和方法。但从目前国内电力市场发展形势看, 2005 年 9 月 28 日, 国家电监会发布的《电力市场运营基本规则》(电监会 10 号令) 已将“制定销售电价、上网电价联动, 建立电价平衡机制”提上议事日程<sup>[1-2]</sup>。

由此可见, 发电侧实行峰谷分时上网电价, 已是未来发展的趋势。虽然我国目前已有部分电量实行竞价上网, 但是在电价改革的过渡期, 更多发电公司的电量和电价是通过长期合同确定的; 而且大多数发电侧峰谷分时上网电价都是根据需求侧售电价推算得出<sup>[3]</sup>, 这样的电价势必将导致发电公司亏损, 挫伤它们的积极性, 从而影响此项措施的顺利实施。因此, 如何设计过渡期的峰谷分时上网电价和合理分配各时段的电量已成为电力市场化改革的新重点。

电价是电力体制改革的核心, 国内外对于电价的研究可以分为 2 类。一类是发电侧上网电价的研究。文献[4]以运行费用最小为目标来制定定价模型, 从

而为发电方制定合理的发电电价提供参考。文献[5-8]在分析单一制电量电价弊端的基础上, 提出应用长期边际成本原理确定两部制上网电价的方法。文献[9]在前面研究的基础上, 从经济学角度定义并分析了电量效益对上网电价的影响, 并采用边际成本法, 提出一种计及电量效益的上网电价定价方法。另一类是供电侧峰谷分时电价的研究。文献[11]利用电价理论及有关经济学原理阐述了售电侧峰谷分时电价的结构、定价策略以及大用户响应的经济计量模型。文献[12-13]从经济学观点出发, 得到了一种较合理的分时电价的定价方法, 建立分时电价数学模型使实现零售电价与批发电价联动。文献[14]利用模糊半梯度隶属度函数方法, 提出了一种含有用户对分时电价反应度分析的分时电价模型。文献[15-17]引入用户电价响应的方法对用户实行峰谷分时电价的电力需求弹性矩阵进行了描述, 在此基础上构建峰谷分时电价决策模型。

从上面的分析可以看出, 对于供电侧峰谷分时电价的研究已经有很大的进展, 但是发电侧峰谷分时电价就比较鲜见。下面针对这个问题进行研究, 在两部制电价的前提下, 运用会计成本法推算出火电公司的峰谷分时上网电价, 并对火电公司上网电量进行合理分配, 使峰谷分时上网电价更加合理, 上网电量的分配更加具有可操作性, 从而平衡各方利益。

## 1 火电机组峰谷分时上网电价

### 1.1 火电机组的容量电价

边际成本法测算上网电价虽然有很多优点<sup>[6-9]</sup>, 但是在电力市场改革过渡时期, 各方面的条件还不成熟, 且加上电力行业的特殊性, 发电公司的容量建设

不能分开,一般只能一次性建设几十万千瓦,因此,这里采用会计成本法来计算发电机组容量电价。由于机组新老程度不同,导致单位造价也不同,因此各发电机组的容量电价  $F_{c,i}$  可以根据机组造价确定,可按下式表示:

$$F_{c,i} = \frac{\left[ \sum_{j=1}^n I_{i,j} (1+i_0)^{n-j} \right] A_i (1+r_i)}{Q_i (1-\lambda_i) \beta_i} \quad (1)$$

$$A_i = \frac{i_0(1+i_0)^{m_i}}{(1+i_0)^{m_i} - 1}$$

式中  $n$  为机组的建设期;  $I_{i,j}$  为第  $i$  台机组在建设期第  $j$  年的投资;  $Q_i$  为第  $i$  机组的装机容量;  $A_i$  为第  $i$  机组的年金系数;  $m_i$  为第  $i$  台机组的折旧年限;  $r_i$  为第  $i$  机组的年运行维护费率;  $\lambda_i$  为厂用电率;  $\beta_i$  为机组  $i$  可用率;  $i_0$  为基准折现率。

由于容量电价是按机组原来投资进行测算,因此没有节约的燃料费用。

## 1.2 火电机组的电量电价

发电机组燃料费用和水费用、小检修费等变动成本在高峰、平段、谷段是不相同的,不同的机组也各不相同<sup>[18]</sup>。因此,基于会计成本法下的电量电价可用下式表示:

$$C_{f,i} = P_0 \varepsilon_{f,i} (1 + \eta_i) \quad (2)$$

$$C_{p,i} = P_0 \varepsilon_{p,i} (1 + \eta_i) \quad (3)$$

$$C_{g,i} = P_0 \varepsilon_{g,i} (1 + \eta_i) \quad (4)$$

式中  $P_0$  为标煤影子价格;  $C_{f,i}$ 、 $C_{p,i}$ 、 $C_{g,i}$  分别为第  $i$  台发电机组峰段、平段、谷段的电量电价;  $\varepsilon_{f,i}$ 、 $\varepsilon_{p,i}$ 、 $\varepsilon_{g,i}$  分别为第  $i$  台发电机组在峰、平、谷各时段的煤平均煤耗率;  $\eta_i$  为发电机组的利润率、税率和其他变动成本的增加系数。

## 1.3 基本电价的确定

以往的两部制电价中,一般都把容量成本作为基本电价,把变动成本作为电量电价,但是这样有可能造成发电公司造价的失控<sup>[9]</sup>。不同的机组,其发电小时数、调峰能力和在负荷曲线中所处的位置等都是不相同的。因此,把容量成本分为 2 个部分,一部分容量成本分摊到基本电价里,另一部分的容量成本和变动成本分摊到电量电价里。这样不仅有利于控制发电公司的成本造价,也有利于促进机组发电上网的积极性。

下面主要讨论怎样确定上网机组的基本电费在容量成本费用中所占的比例系数  $a_i$ ,它主要是由上网机组的运行方式确定的。当上网机组发电小时数较高,既为电网提供电力,又为电网提供容量时,  $a_i$  的值可以小一些,这样有利于发电厂更加积极主动发电;当上网机组发电小时数较低,只作为调峰时,  $a_i$  的值要大一些,这样有利于保证上网机组成本的收回。因此,基本电价占容量成本的比例系数  $a_i$  可用下式表示:

$$a_i = a_{\min} + (a_{\max} - a_{\min}) X_i \quad (5)$$

式中  $a_{\min}$  为系统内规定的上网机组年发电小时数

$t_{\max} = 8760$  h 的分摊系数;  $a_{\max}$  为系统内规定的上网机组发电小时数  $t_{\min} = 0$  时的分摊系数,  $0 \leq a_{\min} \leq a_{\max} \leq 1$ ;  $X_i$  为上网机组在整个系统中的地位系数,它是指该机组在整个发电系统中所占的位置,即以同一价值标准衡量时其在总发电量小时数中总的所占比例。

由于发电小时数越多,  $X_i$  的取值应该越小,因此这里假设  $X_i = \arccos \beta_i / 180$ , 其中  $\beta_i = t_i / t_{\max}$ ,  $t_i$  为政府核定的发电机组  $i$  的年上网小时数,  $0 \leq X_i \leq 1$ 。根据式(5)进行分摊的情况可以用  $a_i - X_i$  的关系曲线形象反映出来,如图 1 所示<sup>[19]</sup>。

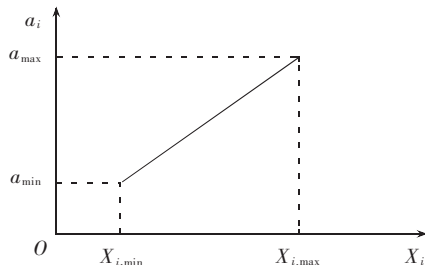


图 1  $a_i - X_i$  的关系曲线

Fig.1 Relation curve of  $a_i - X_i$

按照上述方法可计算基本电价占容量成本的比例系数,考虑了上网机组的发电时间,使容量成本分摊更加合理。因此,基本电价可用下式表示:

$$B_i = F_{c,i} \times a_i \quad (6)$$

式中  $B_i$ 、 $F_{c,i}$  分别为第  $i$  台机组年基本电价和容量电价。

## 1.4 上网机组峰谷分时电价测算

发电侧容量在不同的发电时段所体现的作用是不同的。根据微观经济学原理,在峰时段,由于发电容量不足,它将发挥更大的边际效率,相应的容量费用分摊权重系数应大一些;在谷时段,由于发电容量充裕,它发挥的边际效率就比较小,其容量费用的分摊系数应小一些。根据上网机组上一年的日负荷水平,将年容量费用分摊到各时段,各权重系数可以用下式表示:

$$K_{f,i} = \frac{\left( \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^f \right) / 365}{\left( \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^f \right) / 365 + \left( \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^p \right) / 365 + \left( \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^g \right) / 365} = \frac{\sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^f}{\sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^f + \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^p + \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^g} \quad (7)$$

$$K_{p,i} = \frac{\left( \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^p \right) / 365}{\left( \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^f \right) / 365 + \left( \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^p \right) / 365 + \left( \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^g \right) / 365} = \frac{\sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^p}{\sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^f + \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^p + \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^g} \quad (8)$$

$$K_{g,i} = \frac{\left( \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^g \right) / 365}{\left( \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^f \right) / 365 + \left( \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^p \right) / 365 + \left( \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^g \right) / 365} = \frac{\sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^g}{\sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^f + \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^p + \sum_{d=1}^{365} L_{d,i}^g} \quad (9)$$

式中  $K_{f,i}$ 、 $K_{p,i}$ 、 $K_{g,i}$  为第  $i$  台机组容量费用的峰段、平段、谷段的权重分摊因子;  $L_{d,i}^f$ 、 $L_{d,i}^p$ 、 $L_{d,i}^g$  分别为过去一年中第  $i$  机组每天峰段、平段、谷段的最大发电负荷。

因此上网机组峰平谷的电量电价可用下式表示:

高峰电量电价

$$P_{f,i}^d = C_{f,i} + F_{c,i} (1 - a_i) K_{f,i} / t_{f,i} \quad (10)$$

平段电量电价

$$P_{p,i}^d = C_{p,i} + F_{c,i} (1 - a_i) K_{p,i} / t_{p,i} \quad (11)$$

谷段电量电价

$$P_{g,i}^d = C_{g,i} + F_{c,i} (1 - a_i) K_{g,i} / t_{g,i} \quad (12)$$

式中  $t_{f,i}$ 、 $t_{p,i}$ 、 $t_{g,i}$  分别是高峰、平段和低谷时的年利用小时数。

$t_{f,i}$ 、 $t_{p,i}$ 、 $t_{g,i}$  可通过系统内高峰、平段、低谷的电量比与政府核定的机组年上网小时数相乘得出, 即  $t_{f,i} = u_f t_i$ ,  $t_{p,i} = u_p t_i$ ,  $t_{g,i} = u_g t_i$ ,  $t_i = t_{f,i} + t_{p,i} + t_{g,i}$ ;  $t_i$  为政府核定的机组上网小时数,  $u_f$ 、 $u_p$ 、 $u_g$  为系统内峰平谷各时段用电量占总用电量的百分比。

因此, 从发电侧推算出上网机组的峰谷分时综合电价可以用下式表示:

高峰综合电价

$$P_{f,i}^z = B_i / t_i + P_{f,i}^d \quad (13)$$

平段综合电价

$$P_{p,i}^z = B_i / t_i + P_{p,i}^d \quad (14)$$

谷段综合电价

$$P_{g,i}^z = B_i / t_i + P_{g,i}^d \quad (15)$$

由发电侧成本推算出的峰谷分时电价, 不仅能保证发电公司正常的经济效益, 而且能够体现电这个商品的真实价格, 给供电公司和用户传递正确的价格信号, 并改变负荷曲线, 达到资源的优化利用。

## 2 峰谷分时上网电量分配

在电力改革的过渡时期, 发电公司和电网公司都属于国有资产, 因此发电侧峰谷分时电价电量分配模型既要保证电网公司的利益, 也要考虑到发电公司的利益, 这样才有利于建立公平、公正的电力市场, 才能使此项措施顺利实行。上网机组的效益主要取决于上网电价和上网电量。由于峰平谷的上网电价不同, 因此, 在确保合同电量条件下, 如何分配各

时段的电量将会直接影响发电公司的经济效益。发电侧实行峰谷分时电价, 必须坚持 2 个原则: 一是保证机组与不实行分时上网电价时所得效益相同, 即利益平衡原则; 二是保证各发电机组各时段的上网电量之和等于系统各时段的需求量, 各机组上网电量等于合同电量, 即电量平衡原则。

假设全网所需电量恰好等于各合同电量之和  $q = \sum_{i=1}^N q_{c,i}$ 。其中,  $q_{c,i}$  为第  $i$  台机组的合同电量;  $N$  为上网机组的数量。

不实行峰谷分时电价的上网机组的电量电价  $P_i^d$ , 可以用式 (16) 表示:

$$P_i^d = [C_{f,i} t_{f,i} + C_{p,i} t_{p,i} + C_{g,i} t_{g,i} + F_{c,i} (1 - a_i)] / t_i \quad (16)$$

为了保证电网公司的效益达到最优化, 设模型的目标函数为购电成本最小化:

$$\min C = \left( \sum_{i=1}^N q_{f,i} \right) P_{f,i}^z + \left( \sum_{i=1}^N q_{p,i} \right) P_{p,i}^z + \left( \sum_{i=1}^N q_{g,i} \right) P_{g,i}^z \quad (17)$$

为了保证系统内各发电机组的电量和效益平衡, 有 6 个约束条件。

a. 系统内第  $i$  台发电机组在峰平谷的发电量之和等于合同电量:

$$q_{f,i} + q_{p,i} + q_{g,i} = q_{c,i} \quad (18)$$

b. 系统内第  $i$  台发电机组所获得的收益不小于不实行峰谷分时上网电价所获得的收益:

$$P_{f,i}^z q_{f,i} + P_{p,i}^z q_{p,i} + P_{g,i}^z q_{g,i} - q_{c,i} P_i^d - B_i \geq 0 \quad (19)$$

c. 系统内各发电机组在峰时段的上网电量之和等于峰时段系统的需求量:

$$\sum_{i=1}^N q_{f,i} = q \times u_f \quad (20)$$

d. 系统内各发电机组在平时段的上网电量之和等于平时段系统的需求量:

$$\sum_{i=1}^N q_{p,i} = q \times u_p \quad (21)$$

e. 系统内各发电机组在谷时段的上网电量之和等于谷时段系统的需求量:

$$\sum_{i=1}^N q_{g,i} = q \times u_g \quad (22)$$

f. 各发电机组各时段发电量必须大于等于零, 即

$$q_{f,i}, q_{p,i}, q_{g,i} \geq 0 \quad (23)$$

通过求解此模型, 可以得出各上网机组在各时段的发电量。采用此模型进行发电机组峰谷分时电量的分配, 不仅可以达到电量、效益的平衡, 同时也使发电机组更愿意执行此项措施, 且保证了电网公司的利益, 使资源更加有效的利用, 从而达到社会效益最大化。

## 3 算例分析

设某系统由 3 个火电机组 A、B、C 组成, 具体数据如表 1 所示。

表 1 各上网机组的基本数据

Tab.1 Basic data of pool units

| 机组 | $W_G/\text{MW}$ | $T/\%$ | $W_c/(\text{MW}\cdot\text{h})$ | 投资总额/元           | 逐年投资比例/%    |
|----|-----------------|--------|--------------------------------|------------------|-------------|
| A  | 600             | 80     | $36\times 10^5$                | $306\times 10^7$ | 20:30:40:10 |
| B  | 300             | 50     | $15\times 10^5$                | $144\times 10^7$ | 20:30:40:10 |
| C  | 200             | 30     | $8\times 10^5$                 | $90\times 10^7$  | 20:30:40:10 |

| 机组 | $\varepsilon/[\text{g}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}]$ |     |     | $L_d/\text{MW}$ |     |     | 年发电利用小时数/h |
|----|------------------------------------------------------------|-----|-----|-----------------|-----|-----|------------|
|    | 峰段                                                         | 平段  | 谷段  | 峰段              | 平段  | 谷段  |            |
| A  | 365                                                        | 325 | 325 | 560             | 420 | 300 | 6000       |
| B  | 383                                                        | 346 | 346 | 255             | 180 | 135 | 5000       |
| C  | 397                                                        | 358 | 358 | 160             | 110 | 80  | 4000       |

注: $W_G$ 为装机容量; $T$ 为调峰能力; $W_c$ 为合同电量; $\varepsilon$ 为平均煤耗率; $L_d$ 为日平均最大负荷。

其他数据如下:运行维护率  $r_i$  都为 3%;厂用电率  $\lambda_i$  都为 4%;基本折现率  $i_0=12\%$ ;  $a_{\min}$  取 0.3,  $a_{\max}$  取 0.8;机组可用率  $\beta_i=80\%$ ;  $\eta_i=10\%$ ;系统内的峰平谷分时用电量比  $u_f, u_p, u_g$  分别为 0.4、0.3、0.3;标煤影子价格  $P_0$  为 300 元/t;火电工程的寿命都为 25 年。

为了计算方便假设系统的电力需求量刚好等于 3 个机组合同电量之和。

根据式(1)(5)(6),可得出各电厂的基本电价,如表 2 所示。

表 2 各上网机组年基本电价

Tab.2 Basic power price of pool units

| 机组 | $F_{e,i}/[\text{元}\cdot(\text{kW})^{-1}]$ | $a_i$ | $B_i/[\text{元}\cdot(\text{kW})^{-1}]$ |
|----|-------------------------------------------|-------|---------------------------------------|
| A  | 1051.12                                   | 0.430 | 451.96                                |
| B  | 989.29                                    | 0.453 | 448.54                                |
| C  | 927.46                                    | 0.475 | 440.19                                |

根据式(7)~(9),可得出容量费用的峰段、平段、谷段的权重分摊因子,如表 3 所示。

表 3 容量费用权重分摊因子

Tab.3 Apportion coefficient of capacity fare

| 机组 | $K_{f,i}$ | $K_{p,i}$ | $K_{g,i}$ |
|----|-----------|-----------|-----------|
| A  | 0.438     | 0.328     | 0.234     |
| B  | 0.447     | 0.316     | 0.237     |
| C  | 0.457     | 0.314     | 0.229     |

根据式(2)~(4)和(10)~(12),可得出峰谷分时电量电价,如表 4 所示。

表 4 各上网机组的电量电价

Tab.4 Energy price of pool units

| 机组 | 电量电价/ $[\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}]$ |       |       |
|----|------------------------------------------------------|-------|-------|
|    | 峰段                                                   | 平段    | 谷段    |
| A  | 0.230                                                | 0.216 | 0.185 |
| B  | 0.247                                                | 0.228 | 0.200 |
| C  | 0.270                                                | 0.246 | 0.211 |

根据式(13)~(15),可得出各电厂峰谷分时综合上网电价,如表 5 所示。

下面主要采用电量分配模型对其各时段电量进行分配。通过式(6)(16)可以求出不实行峰谷分时电价前基本电价和电量电价,如表 6 所示(表中基本电价=年基本电价/机组年发电时间)。

得用 Matlab 求解优化模型,可以得出最小购电成本为  $17.95\times 10^8$  元,各上网电厂各时段的最优上网电量如表 7 所示。

表 5 各上网机组的综合电价

Tab.5 Integrated power price of pool units

| 机组 | 综合电价/ $[\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}]$ |       |        |
|----|------------------------------------------------------|-------|--------|
|    | 峰段                                                   | 平段    | 谷段     |
| A  | 0.305                                                | 0.292 | 0.2610 |
| B  | 0.337                                                | 0.318 | 0.2289 |
| C  | 0.380                                                | 0.356 | 0.3210 |

表 6 不实行峰谷分时的电价

Tab.6 Unified power price 元/(kW·h)

| 机组 | 基本电价  | 电量电价  |
|----|-------|-------|
| A  | 0.075 | 0.212 |
| B  | 0.090 | 0.227 |
| C  | 0.110 | 0.245 |

表 7 各上网机组的电量分配

Tab.7 Energy distribution to pool units

| 机组 | 电量/(MW·h) |        |         |
|----|-----------|--------|---------|
|    | 峰段        | 平段     | 谷段      |
| A  | 1612600   | 820800 | 1166600 |
| B  | 471000    | 638000 | 391000  |
| C  | 276400    | 311100 | 212400  |

通过上述算例分析可以得出,在电价改革的过渡期,采用文中所提出的电价设计机制,各上网电厂与实行峰谷分时电价前的收益是相同的。这有利于营造一个公平、公正的竞争平台,为未来电力市场环境下发电侧峰谷分时电价的理论做准备;而且可操作性强,有利于提高发电公司推行此项措施的积极性,从而达到资源优化配置,社会效益最大化。

4 结论

基于两部制电价模式,采用会计成本法对发电侧峰谷分时上网电价进行测算,并对电量的合理分配提出了新的思路,适用于我国电价改革过渡时期的峰谷分时上网电价的测算,通过分析可以得出以下几点结论:

a. 发电侧实行与售电侧联动的峰谷分时电价,有利平衡发电公司和供电公司之间的利益,但必须建立在公平、公正的基础上,制定出合理的分时上网定价机制,这样才有利于电力行业的良性竞争,使电力改革进一步深化;

b. 在电力市场改革的过渡期,以发电成本作为上网电价的测算基础,测算出不同等级机组的峰谷上网电价也不同,这符合我国发电公司的实际情况,这种测算方法既能保证不同发电公司的利益,又有利于相同等级机组间的竞争,从而使电价改革顺利过渡;

c. 发电侧竞价上网将是未来电力发展的趋势,因此,如何设计出电力市场环境下,基于差价合同、竞价上网条件下的发电侧峰谷分时电价机制,将是下一步值得研究的一个课题;

d. 采用边际成本法下发电侧峰谷分时电价还是一个崭新的课题,对发电侧电力市场实施竞价上网

和商业化运营有很重要的理论价值和现实意义,也是未来值得研究的另一个课题。

## 参考文献:

- [1] 胡建军,马煜华,李剑辉. 统一电力市场下的竞价上网机制[J]. 电力系统自动化,2005,29(5):6-9.  
HU Jian-jun, MA Yu-hua, LI Jian-hui. Bidding mechanism under the united market environment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(5): 6-9.
- [2] 姚建刚,付维生,陈庆祺,等. 电力市场中电价与能源及环境保护的研究[J]. 中国电机工程学报,2000,20(5):71-75.  
YAO Jian-gang, FU Wei-sheng, CHEN Qing-qi, et al. Research about pricing, energy sources and environmental protection for electricity market[J]. Proceedings of the CSEE, 2000, 20(5): 71-75.
- [3] 屈志强. 发电侧与销售侧峰谷电价联动方案的研究[D]. 北京:华北电力大学,2004.  
QU Zhi-qiang. Study on the linkage of the peak and valley price in generation side and user side[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2004.
- [4] 宋炯,邵能灵,蒋传文,等. 基于 MPC 预测的发电侧定价方法[J]. 电力系统自动化,2002,26(9):23-26.  
SONG Jiong, TAI Neng-ling, JIANG Chuan-wen, et al. A novel pricing method for generation market based on the forecasted MCP[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(9): 23-26.
- [5] 谭忠富,胡威,练笔占. 论我国上网电价的计算模式及改革思路[J]. 现代电力,2000,17(2):95-102.  
TAN Zhong-fu, HU Wei, LIAN Bi-zhan. On calculation models of our country's electric price selling to networks and its reformation concept[J]. Modern Electric Power, 2000, 17(2): 95-102.
- [6] 马光文,王黎. 确定两部制上网电价的长期边际成本方法[J]. 电网技术,2002,26(9):51-54.  
MA Guang-wen, WANG Li. A long term marginal cost method for two-part electricity pricing of power plant[J]. Power System Technology, 2002, 26(9): 51-54.
- [7] 杨荣华. 边际成本理论在电价设计中的应用[J]. 电力需求侧管理,2001,3(1):37-39.  
YANG Rong-hua. Application of marginal cost theory in tariff design[J]. Power DSM, 2001, 3(1): 37-39.
- [8] 张娜,郑凤. 基于边际成本的两部制上网电价模式研究[J]. 四川水力发电,2004,23(3):75-79.  
ZHANG Na, ZHENG Feng. Study on two part electricity pricing pattern based on marginal cost[J]. Sichuan Water Power, 2004, 23(3): 75-79.
- [9] 任震,吴国丙,祁达才. 计及电量效益的发电上网电价定价方法[J]. 电力系统自动化,2000,24(5):15-19.  
REN Zhen, WU Guo-bing, QI Da-cai. The pricing method of pool purchase price considering the utility of energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(5): 15-19.
- [10] 蔡兴国,刘玉军. 边际成本法在输电价中的应用[J]. 电力系统自动化,2000,24(6):21-24.  
CAI Xing-guo, LIU Yu-jun. Application of marginal cost method to transmission pricing[J]. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(6): 21-24.
- [11] 李扬,王治华,卢毅,等. 峰谷分时电价的实施及大工业用户的响应[J]. 电力系统自动化,2001,25(8):45-48.  
LI Yang, WANG Zhi-hua, LU Yi, et al. The implementation of peak and valley time price for electricity and the response of large industries[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(8): 45-48.
- [12] 马金明,秦雷鸣,朱振青. 供电公司分时售电电价研究[J]. 电力系统自动化,2002,26(5):9-13.  
MA Jin-ming, QIN Lei-ming, ZHU Zhen-qing. Studies on spot sale pricing for regional energy utility[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(5): 9-13.
- [13] 段登伟,刘俊勇,吴集光. 计及风险的配电公司最优分时零售电价模型[J]. 电力系统自动化,2005,29(3):8-12.  
DUAN Deng-wei, LIU Jun-yong, WU Ji-guang. Optimal TOU retail pricing models for distribution utility with risk management[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(3): 8-12.
- [14] 丁宁,吴军基,邹云. 基于 DSM 的峰谷时段划分及分时电价研究[J]. 电力系统自动化,2001,25(23):9-13.  
DING Ning, WU Jun-ji, ZOU Yun. Research of peak and valley time period partition approach and TOU price on DSM[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(23): 9-13.
- [15] 唐捷,任震,陈亮,等. 一种新的峰谷分时电价定价模型及其仿真策略[J]. 电力自动化设备,2006,26(8):1-4.  
TAN Jie, REN Zhen, CHEN Liang, et al. Peak-valley tariff setting model and its simulation strategy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2006, 26(8): 1-4.
- [16] 丁伟,袁家海,胡兆光. 基于用户价格响应和满意度的峰谷分时电价决策模型[J]. 电力系统自动化,2005,29(20):10-14.  
DING Wei, YUAN Jia-hai, HU Zhao-guang. Time-of-use price decision model considering users reaction and satisfaction index[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(20): 10-14.
- [17] 秦祯芳,岳顺民,余贻鑫,等. 零售端电力市场中的电量电价弹性矩阵[J]. 电力系统自动化,2004,28(5):16-20.  
QIN Zhen-fang, YUE Shun-min, YU Yi-xin, et al. Price elasticity matrix of demand in current retail power market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(5): 16-20.
- [18] 彭春华,林中达. 电力市场发电侧的发电与报价优化策略[J]. 电力自动化设备,2005,25(12):1-5.  
PENG Chun-hua, LIN Zhong-da. Optimal strategy for generating and bidding of generating side in electricity market[J]. Electric Power Automation Equipment, 2005, 25(12): 1-5.
- [19] 于淑梅,张树芳. 热电联产的多样性与热电成本分摊方法适应性的探讨[J]. 电站系统工程,2002,18(5):45-46.  
YU Shu-mei, ZHANG Shu-fang. Discussion of multifirmity of cogeneration and adaptability of thermoelectric cost-apportionment[J]. Power System Engineering, 2002, 18(5): 45-46.

(责任编辑:柏英武)

## 作者简介:

王锦斌(1979-),男,广东澄海人,博士研究生,主要从事电力经济的研究(E-mail:wmbtree@126.com);

谭忠富(1964-),男,吉林长岭人,电力经济研究所所长,教授,博士研究生导师,博士后,主要从事电力经济、风险管理理论的研究(E-mail:tanzhongfu@sina.com);

张蓉(1980-),女,河南偃师人,硕士研究生,主要从事项目可行性研究、技术经济评价;

王成文(1962-),男,黑龙江望奎人,博士研究生,主要从事电力经济研究;

于喜海(1971-),男,黑龙江绥化人,硕士研究生,主要从事电力经济研究。

# Design of time-of-use power price at generation side and optimal model of electricity distribution

WANG Mian-bin<sup>1</sup>, TAN Zhong-fu<sup>1</sup>, ZHANG Rong<sup>2</sup>, WANG Cheng-wen<sup>1</sup>, YU Xi-hai<sup>1</sup>

(1. Institute of Electricity Economics, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 2. Beijing Jingchuang Xingye Investment Consultants, Beijing 100043, China)

**Abstract:** The linkage establishment of time-of-use power price between generation and selling sides is based on the establishment of rational net pricing mechanism to balance both sides' advantages. Therefore, it is necessary to research on the time-of-use power price of generation side. It is carried out with two-part power price from generation cost. The capability costs of power plant are calculated using accountant cost method, and the time-of-use capability price is determined according to the abundant degree of power generation. The time-of-use energy price of power plant is determined according to the change cost of power plant such as coal consumption. The time-of-use power price of generation side is thus obtained. The optimal models of electricity distribution to different power plants are established for different periods. A practical case proves the validity of proposed method and model.

**This project is supported by the National Natural Science Foundation of China(70373017,70571023).**

**Key words:** electricity distribution; accountant cost method; time-of-use power price; two-part power price