

## 计及负荷率分档的峰谷分时电价定价模型

黄海涛, 吴洁晶, 顾丹珍, 蔚芳

(上海电力学院电气工程学院, 上海 200090)

**摘要:** 针对大中工商业用户负荷率电价与峰谷电价的配合问题, 结合我国电力体制和电价制度环境, 基于消费者需求和供电成本异质性, 构造了负荷率分档用户的用电消费细分市场, 建立了各档用户的边际供电成本模型及需求价格弹性模型。应用边际成本定价理论, 构建了计及负荷率分档的峰谷分时电价模型。该模型采用分层协调优化的方法: 第一层深入分析每一负荷率档位用户的边际电量成本和边际容量成本, 应用密度聚类技术及两部制定价理论, 建立了每一负荷率档位及其两部制平均电价水平的制定方法。第二层以各档平均电度电价水平为约束, 以削峰填谷为目标, 基于电量电价弹性矩阵构建了负荷率峰谷分时电价协调优化模型。该模型综合协调了效率、公平和削峰填谷多重目标, 算例验证了其合理性和有效性。

**关键词:** 销售电价; 负荷率电价; 峰谷电价; 电力需求弹性

### Pricing model of time-of-use electricity tariff considering customers classified by load factor

HUANG Haitao, WU Jiejing, GU Danzhen, YU Fang

(College of Electric Power Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

**Abstract:** There is coordination problem between load factor price and peak-valley time-of-use price (TOU) of large and medium industrial and commercial users. Therefore, combining with the electricity power system and environment in China, this paper bases on the users demand and supply cost otherness to build the power consumption market segment and demand-price elastic model of load factor classification. Time-of-use electricity pricing model considering customers classified by load factor is settled applying the marginal cost pricing theory. The model adopts the method of hierarchical coordination optimization. The first layer applies the density clustering and two-part price theory to analyze the marginal electricity and capacity cost of each load factor block, and formulate the method for load factor classification and pricing average price for each one. The second layer takes the average price level of each block as constraint and cutting peak load to fill valley as the goal, then sets coordination optimization model of TOU tariff with load factor block based on the electric price elasticity matrix. This model coordinates multiple targets such as efficiency, fairness and peak load shifting. Its rationality and validity are validated by one case.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 71203137 and No. 71403163).

**Key words:** electricity retail price; load factor price; peak-valley time-of-use price; electricity demand elasticity

## 0 引言

近年来我国持续推进销售电价改革, 发改委明确提出了构建以负荷特性为主的销售电价分类结构改革目标, 根据指导精神大、中工商业及其他用户将按电压等级和负荷率进行分档定价, 以下简称为“负荷率电价”。目前我国工商业用户大都实行峰谷和两部制电价。尽管我国新电改方案提出放开售电

侧, 但鉴于严重的交叉补贴等问题, 全面放开仍有待时日。因此, 负荷率电价的理论研究仍具有重要的现实意义, 且应当考虑其与峰谷和两部制电价的配合。

负荷率电价以长期边际成本定价为理论基础, 因其高效、公平、公正等优点, 上世纪中后期在发达国家广泛应用, 文献[1-2]综合整理了该时期负荷率定价的理论成果; 九十年代赵连生等人将该理论引入我国<sup>[3]</sup>, 但未实用化。由于以上理论是在垂直一体化电力体制下发展成熟的, 然各国电力体制已

经发生了深刻的变革, 故负荷率定价理论需要新的发展。目前发达国家大多偏重于售电侧竞争和选择性电价, 我国关于峰谷电价的研究文献很多<sup>[4-17]</sup>, 而负荷率电价及其与峰谷电价配合的理论成果鲜少, 且集中于负荷率定价的必要性、理论依据及实践经验<sup>[18-21]</sup>。

因此, 本文针对大中工商业用户负荷率电价与峰谷电价的配合问题, 结合我国电力体制和电价制度环境, 基于消费者需求和供电成本异质性, 构造了负荷率分档用户的用电消费细分市场, 建立了各档用户的边际供电成本模型及需求价格弹性模型; 应用边际成本定价理论, 构建了计及负荷率分档的峰谷分时电价模型。该模型采用分层协调优化的方法: 第一层深入分析每一负荷率档位用户的边际电量成本和边际容量成本, 应用密度聚类技术及两部制定价理论, 建立了每一负荷率档位及其两部制平均电价水平的制定方法; 第二层以各档平均电价水平为约束, 以削峰填谷为目标, 基于电量电价弹性矩阵构建了负荷率峰谷分时电价协调优化模型。该模型综合协调了效率、公平和削峰填谷多重目标, 算例验证了其合理性和有效性。

### 1 负荷率峰谷分时电价结构设计

负荷率电价是按负荷率分档的梯级电价制度的简称。它是指按照负荷率或者最大负荷利用小时数或者单位容量用电量指标进行档位划分, 并对各档用户按不同价格收取用电费用。它普遍采取两部制电价形式, 高负荷率用户的基本电价较高、电度电价较低, 且平均电价水平较低, 反之亦然, 如图 1 所示。负荷率、最大负荷利用小时数、单位容量

用电量三项分档标准本质上并无差异, 故下文统一称为“负荷率指标”。

负荷率峰谷分时电价是指按负荷率指标进行分档, 各档用户按不同两部制价格收取用电费用, 并对电度电价部分实行峰谷电价, 美国 HBPW 等少数售电公司也对基本电价部分实行了峰谷电价。它广泛应用于发达国家非低压的大、中用户的销售电价结构设计中。考虑到目前我国两部制电价执行范围不广、基本电价比重低的现实情况, 本文限于大中工商业用户的讨论, 其负荷率峰谷分时电价结构设计中只对电度电价部分实行峰谷电价, 见表 1。

表 1 大中工商业用户负荷率峰谷分时电价的结构设计

Table 1 Industrial and commercial users of large and medium scale load factor TOU price structure design

负荷率分档	电度电价/(元/kW·h)			基本电价 (元/kW/月)
	峰时段	平时段	谷时段	
第 1 档: $f \leq f_1$	$p_{1,p}^e$	$p_{1,s}^e$	$p_{1,o}^e$	$p_1^d$
第 2 档: $f_1 < f \leq f_2$	$p_{2,p}^e$	$p_{2,s}^e$	$p_{2,o}^e$	$p_2^d$
第 3 档: $f_2 < f \leq 1$	$p_{3,p}^e$	$p_{3,s}^e$	$p_{3,o}^e$	$p_3^d$

### 2 基本原理

负荷率峰谷电价是一种结构较为复杂的非线性价格形式, 它的制定目标应当是优化资源配置效率、坚持公平负担、有效调节电力需求。一般而言峰谷电价具有反映发电成本时变特性和削峰填谷的双重作用。然而, 我国大多数省份执行非分时标杆上网电价, 发电成本无较显著的时变特征, 其可以忽略, 故售电侧峰谷电价应当以削峰填谷为主。因此, 目前我国大多省市负荷率峰谷电价既应体现负荷率电价的效率与公平, 又应体现峰谷电价的削峰填谷效应<sup>[22]</sup>。前者基于边际成本定价原理, 决定各档的两部制电价水平, 包括基本电价和平均电度电价; 后者对电度电价部分实行峰谷电价, 通过经济激励实现削峰填谷的优化目标, 这仍可视为典型的峰谷电价约束优化模型, 并增加各档平均电度电价的等式约束。

综上所述, 负荷率峰谷电价可以采取分层计算的方法, 基本原理如图 2 所示: 1) 数据准备, 包括供电成本数据搜集以及终端电力用户用电负荷数据采集; 2) 根据负荷率分档水平计算模型, 确定负荷率分档数目及水平; 3) 根据负荷率分档的两部制电价水平计算模型, 确定每一档的基本电价和平均电度电价水平; 4) 根据负荷率分档结果, 经计量统计分析获取每一档基于峰谷电价的电量电价弹性矩阵; 5) 基于电量电价弹性矩阵, 根据负荷率峰谷电

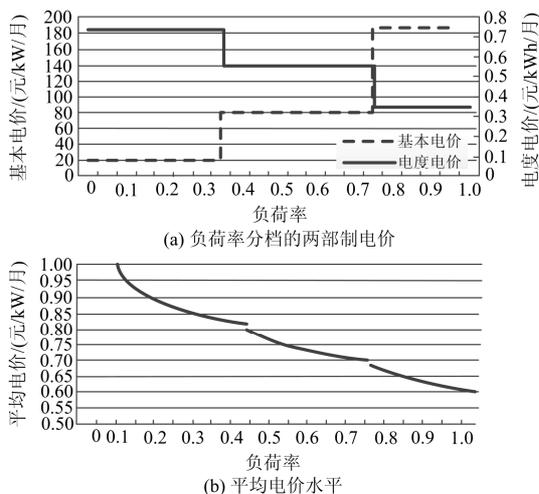


图 1 负荷率电价示意

Fig. 1 Load factor price diagrammatic sketch

价联合优化模型，计算确定每一档的峰谷各时段的电度电价水平。

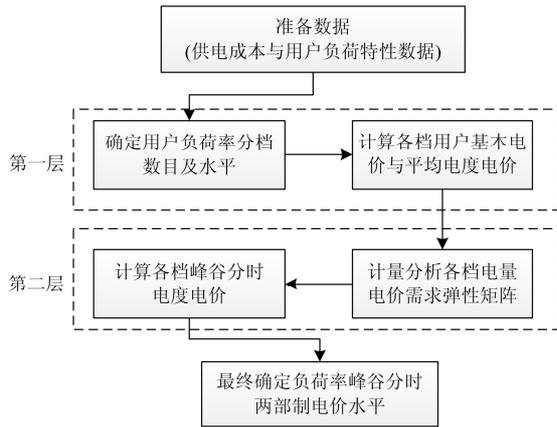


图 2 负荷率峰谷电价的基本原理

Fig. 2 Fundamental of load factor TOU price

### 3 负荷率电价模型

#### 3.1 负荷率分档水平计算模型

根据各国经验，每一电压等级用户按负荷率宜划分为 2~5 档，其分档水平应综合考虑公平性和操作性制定，基本原则是每一档位内用户实际供电成本相近且用户比重不宜过少。我国各省市用户负荷特性差异较大，应根据自身实际制定，制定方法如图 3 所示。1) 选取全体或部分终端电力用户作为样本，采集样本用户的用电负荷曲线数据，通过数据辨识剔除不良数据；2) 统计分析样本用户的负荷率及其分布情况；3) 按 0.05 间隔将负荷率初步划分为 20 个档位，测算每一档的电价水平，并以各档电价水平作为对象形成一个数据集合；4) 对该数据集合

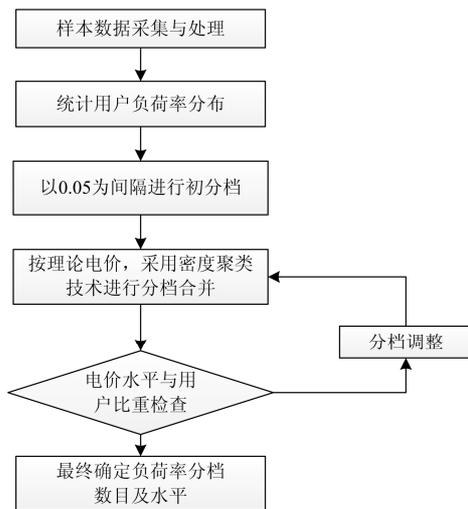


图 3 负荷率分档数目及水平的制定方法

Fig. 3 Load factor classification method

进行密度聚类，合并理论电价相近的档位，并根据分档合并结果更新数据集合；5) 检查各档电价水平及用户比重，修正分档合并结果及数据集合；6) 重复步骤 4) 和 5)，直到最终确定负荷率分档数目及水平。

#### 3.2 各档用户边际供电成本分析

电力系统的边际成本指为满足负荷微增而增加的系统成本。对于大中用户包括电量成本和容量成本两部分，用户服务费可忽略不计。

##### 3.2.1 各档用户的边际电量成本

第  $i$  档用户的边际电量成本是电力系统为满足该档用户微增电量而增加的变动成本。在垂直一体化的电力体制下，它取决于用户的用电时间，即峰、平、谷各时段边际电厂的运行成本，如纯火电系统对应于峰荷、腰荷和基荷机组的平均燃料成本。我国大多省市以火电为主，执行非分时单一电度制的标杆上网电价制度。那么，为了满足第  $i$  档用户增加的 1 个单位用电量，电网公司需增加支付 1 个单位电量的购电费用及输送损失，各时段近似相等，其值等于电网公司平均购电价格与网损成本之和。因此，第  $i$  档用户各时段边际电量成本近似相等，为

$$C_{me,i} = \bar{p}_{Buy} + \bar{p}_{Buy} \times \frac{s}{1-s} \quad (1)$$

式中： $C_{me,i}$  为第  $i$  档用户的边际电量成本； $\bar{p}_{Buy}$  为电网公司平均购电价格； $s$  为该档用户受电电压等级的网损率。

##### 3.2.2 各档用户的边际容量成本

第  $i$  档用户的边际容量成本是系统为满足该档用户单位微增负荷而增加的系统固定成本，一般包括发电容量成本、输变电容量成本两部分。由于我国执行单一电度制为主的上网电价政策，那么电网公司为用户提供电能服务的购电成本属于变动成本，固定成本只由输变电成本构成，故边际容量成本只包括输变电容量成本。根据峰荷责任法<sup>[23]</sup>，只有高峰期用电用户应当承担输变电容量成本责任，非高峰期边际输变电容量成本为零。下文将用户高峰期边际输变电容量成本，简称为“用户边际输变电容量成本”。

第  $i$  档用户边际输变电容量成本可以根据其定义计算确定。设第  $i$  档用户的系统同时率为  $d_{si}$ ，它是指一定时期内在系统最大负荷时刻该类用户的综合用电负荷与该用户群所有用户的最大负荷之和的比值。那么，当第  $i$  档用户群的所有用户最大负荷之和增加 1 个单位时，系统最大负荷将增加  $d_{si}$  个单位，则为满足其供电服务需要增加  $d_{si}$  个单位的输变电容量及投资成本。据此，可以计算该档用户的边际输变电容量成本。其中，单位输变电容量成本可以按

测算期的平均投资成本以及电压等级逐级传递模型计算。综上, 第  $i$  档用户的受电电压等级为  $v$ , 则其边际输变电容量成本的计算公式为

$$\begin{aligned} C_{mr,i} &= d_{si} \times C_{msr}^v \\ C_{msr}^v &= C_{asd,t}^v + \sum_{j>v} C_{asd,t}^{j-v} \\ C_{asd,t}^{j-v} &= \prod_{i>j} k_{j-i} \cdot C_{asd,t}^j \end{aligned} \quad (2)$$

式中:  $C_{msr}^v$  表示电压等级  $v$  的系统边际输变电容量成本;  $C_{asd,t}^v$  表示测算期本级电压  $v$  的平均输变电投资成本;  $C_{asd,t}^{j-v}$  表示高电压等级  $j$  传递至电压等级  $v$  的平均输变电投资成本;  $k_{j-i}$  为相邻电压等级  $j$  至  $i$  级的下送电量比重。其中,  $C_{asd,t}^v$  和  $C_{asd,t}^j$  可以根据各级电压送变电投资年金计算获取, 公式为

$$C_{asd,t}^v = \frac{\sum_{j=1}^l P_j A_j(v)}{\sum_{j=1}^l P_j} \quad (3)$$

$$A_j(v) = (C_R + O_m) \frac{\sum_{n=1}^m \frac{I_n(v)}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^m \frac{\Delta P_n(v)}{(1+i)^n}} \quad (4)$$

式中:  $v$  代表不同电压等级;  $l$  为测算期总投资回路数;  $j$  代表不同回路编号;  $P_j$  为第  $j$  条回路的输送容量;  $A_j(v)$  为第  $j$  条回路的送变电年金;  $n$  为设计年限;  $I_n(v)$  为各电压等级第  $n$  年的送变电投资;  $\Delta P_n(v)$  为各电压等级第  $n$  年增加的输送容量; 输配电设备的投资回报系数为  $C_R$ ; 运行维护费率为  $O_m$ 。

### 3.3 负荷率分档的两部制电价水平计算模型

为了优化资源配置效率、公平负担, 根据各档用户的边际供电成本, 确定每一档用户的基本电价和平均电度电价。理论上, 边际容量成本应当全部通过基本电价回收, 并按用户在系统最大负荷时刻的用电负荷大小计量结算。考虑到计量条件和操作性, 实际中基本电价往往按最大负荷计费, 则当用户与系统之间显著错峰用电时, 基本电价会超过用户真实的边际容量成本。为此将部分容量成本通过基本电价回收, 剩余部分通过电度电价回收, 以改善上述问题。

基本电价和电度电价回收边际容量成本的比重, 可根据它与用电量的相关性来确定, 如图 4。根据式(2), 第  $i$  档用户边际容量成本为  $d_{si} \cdot C_{msr}^v$ ; 其中,  $(d_{si} - a_i) \cdot C_{msr}^v$  与用户单位最大负荷对应的用电

量  $f_i \times 1$  相关, 故通过电度电价回收;  $a_i \cdot C_{msr}^v$  与用电量  $f_i \times 1$  无关, 则通过基本电价回收。

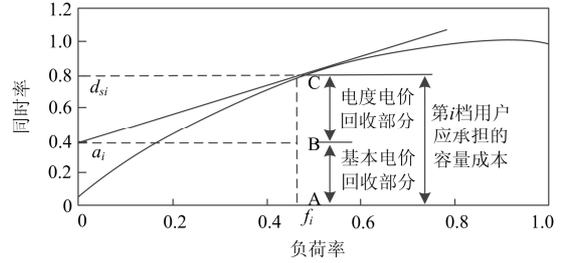


图 4 基本电价与电度电价回收边际容量成本的比重

Fig. 4 Ratio of marginal capacity cost recovered through basic price and electricity price

综上所述, 采用边际成本定价, 经财务平衡调整, 根据式(1)~式(4)并进行单位折算, 则第  $i$  档用户的两部制电价为

$$\bar{p}_{e,i} = k \times \left( \frac{1}{1-s} \times \bar{p}_{Buy} + \frac{(d_{si} - a_i) \times C_{msr}^v}{720 \times f_i} \right) \quad (5)$$

$$p_{b,i} = k \times a_i \times C_{msr}^v$$

式中:  $p_{b,i}$  和  $\bar{p}_{e,i}$  分别为第  $i$  档用户的基本电价、平均电度电价;  $k$  为财务平衡调整系数。

## 4 负荷率峰谷电价协调优化模型

### 4.1 计及负荷率分档的峰谷时段电量电价弹性矩阵

电量电价需求弹性矩阵反映了各时段用电需求对峰谷价格相对变动的响应程度, 它是研究峰谷分时电价的重要工具。目前多数省份对工商业用户执行三费率峰谷电价。实施负荷率峰谷分时电价后, 将对各负荷率档位的工商业用户收取不同的峰谷电价。因此, 应针对各电压等级工商业用户按负荷率分档进行市场细分, 并对每一档细分市场构建三费率峰谷分时价格的电量电价弹性矩阵。第  $i$  档的电量电价弹性矩阵记为  $E_i$ , 则该档用户峰、谷、平各时段的价格与用电量之间满足

$$\begin{bmatrix} dQ_{i,p}^e / Q_{i,p}^e \\ dQ_{i,s}^e / Q_{i,s}^e \\ dQ_{i,o}^e / Q_{i,o}^e \end{bmatrix} = E_i \begin{bmatrix} dp_{i,p}^e / p_{i,p}^e \\ dp_{i,s}^e / p_{i,s}^e \\ dp_{i,o}^e / p_{i,o}^e \end{bmatrix} \quad (6)$$

其中

$$E_i = \begin{bmatrix} e_{i,pp} & e_{i,ps} & e_{i,po} \\ e_{i,sp} & e_{i,ss} & e_{i,so} \\ e_{i,op} & e_{i,os} & e_{i,oo} \end{bmatrix} \quad (7)$$

式中: 以  $p_{i,p}^e$ 、 $p_{i,s}^e$  和  $p_{i,o}^e$  表示第  $i$  档峰、平和谷时

段的电度电价； $Q_{i,p}^e$ 、 $Q_{i,s}^e$ 和 $Q_{i,o}^e$ 表示第*i*档峰、平、谷时段的用电量需求。 $E_i$ 矩阵中， $e_{i,pp}$ 、 $e_{i,ss}$ 和 $e_{i,oo}$ 表示第*i*档峰、平、谷时段的价格需求响应自弹性系数，为负常数；其他为价格需求响应交叉弹性系数，为正常数；所有弹性系数可由电量电价历史数据统计获得。

#### 4.2 目标函数

负荷率峰谷分时电价应综合考虑定价的效率、公平和削峰填谷多重目标。如第2节所述，在我国可采用分层计算模型实现：第一层采用负荷率电价模型，根据边际供电成本，确定各档用户的基本电价和平均电度电价；第二层，以各档平均电度电价水平约束，以削峰填谷为目标，建立峰谷电价约束优化模型，计算各档用户的峰、平、谷时段的电度电价水平。因此，第二层各档峰谷分时电度电价水平制定的目标应当是拉平日负荷曲线，即最小化峰谷差，表示为

$$\text{Min}(L_{\max} - L_{\min}) \quad (8)$$

式中，控制变量为每一档的峰、平、谷时段的电度电价 $p_{i,p}^e$ 、 $p_{i,s}^e$ 和 $p_{i,o}^e$ 。

#### 4.3 约束条件

为实现定价的效率与公平，每一档电度电价的平均水平应当由基于边际成本的负荷率电价模型确定，即满足等式约束方程：

$$\frac{Q_{i,p}^e \times p_{i,p}^e + Q_{i,s}^e \times p_{i,s}^e + Q_{i,o}^e \times p_{i,o}^e}{Q_{i,p}^e + Q_{i,s}^e + Q_{i,o}^e} = \bar{p}_{e,i} \quad (9)$$

电价与用电量需求之间应满足等式约束：

$$\begin{bmatrix} Q_{i,p}^e \\ Q_{i,s}^e \\ Q_{i,o}^e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \partial p_{i,p}^e / p_{i,p}^e \\ \partial p_{i,s}^e / p_{i,s}^e \\ \partial p_{i,o}^e / p_{i,o}^e \end{bmatrix}^T E_i^T \begin{bmatrix} Q_{i,p}^{e,0} & 0 & 0 \\ 0 & Q_{i,s}^{e,0} & 0 \\ 0 & 0 & Q_{i,o}^{e,0} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Q_{i,p}^{e,0} \\ Q_{i,s}^{e,0} \\ Q_{i,o}^{e,0} \end{bmatrix} \quad i=1, 2, \dots, n \quad (10)$$

此外，实行峰谷电价后不应当出现峰谷时段颠置。设 $t_p$ 、 $t_s$ 和 $t_o$ 为峰、平、谷时段的时长，则峰谷电量不等式约束表示为

$$\begin{cases} Q_{i,p}^e/t_p \geq Q_{i,s}^e/t_s & i=1, 2, \dots, n \\ Q_{i,s}^e/t_s \geq Q_{i,o}^e/t_o & i=1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (11)$$

每一档峰谷分时电度电价之间要求峰电价应高于该档的平电价，平电价相应高于谷电价。电度电价不等式约束表示为

$$\begin{cases} p_{i,p}^e > p_{i,s}^e & i=1, 2, \dots, n \\ p_{i,s}^e > p_{i,o}^e & i=1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (12)$$

## 5 算例分析

### 5.1 数据描述

以东部某省35 kV的用户用电负荷特性及供电成本数据为基础，应用Matlab优化工具包进行算例分析，测算该电压等级工商业用户的负荷率峰谷电价，并与负荷率电价、峰谷电价制度进行比较。以该省35 kV工商业用户为研究对象，通过负控系统抽取有效样本815户，采集系统最大负荷日的用户日负荷数据。设该省平均购电成本为0.452元/kWh，35 kV网损率为2.95%，35 kV边际输电成本为127元/kW/月，供电成本回收目标为1326亿元；按表3负荷率分档计算结果，各档用户用电的需求价格弹性矩阵见表2。

### 5.2 结果分析

#### 5.2.1 负荷率峰谷电价计算结果

对样本用户进行用电负荷特性分析，在供电成本分析的基础上，采用负荷率电价模型，确定负荷率分档数目及水平，并计算各档用户的基本电价与平均电度电价水平；以平均电度电价水平为约束，应用计及负荷率分档的峰谷分时电价定价模型，计算各档用户峰谷分时电度电价水平，结果见表3。

#### 5.2.2 与其他电价制度的比较分析

以本文提出的负荷率电价模型、峰谷差最小为目标，分别计算执行负荷率电价或峰谷电价单一电价制度时的用户用电价格表，并与负荷率峰谷电价进行比对，结果如表4所示。

表2 负荷率分档用户的电量电价需求弹性矩阵

Table 2 Electricity price demand elasticity matrix of load factor block users

市场细分	负荷率分档细分市场								
	第一档			第二档			第三档		
需求弹性矩阵	-0.117	0.072	0.053	-0.093	0.065	0.069	-0.065	0.031	0.027
	0.087	-0.092	0.067	0.064	-0.087	0.057	0.039	-0.037	0.034
	0.048	0.059	-0.083	0.058	0.067	-0.071	0.035	0.028	-0.020



表 3 负荷率峰谷电价的计算结果

Table 3 Calculation of load factor TOU price

负荷率分档		基本电价/ (元/kW/月)	电度电价/(元/kWh)		
档位	分档水平		峰	平	谷
第 1 档	0~0.45	47	1.022	0.623	0.427
第 2 档	0.45~0.75	81	0.847	0.522	0.390
第 3 档	0.75~1	98	0.606	0.420	0.348

表 4 三种电价制度的用电价格表

Table 4 Price table of three price systems

负荷率 分档	负荷率峰谷电价			负荷率电价		峰谷电价		
	基本 电价	电度电价		基本 电价	电度 电价	基本 电价	电度电价	
		峰	平				峰	平
第 1 档	47	1.022	0.623	0.427	47	0.67		
第 2 档	81	0.847	0.522	0.390	81	0.57	91	0.609 0.486 0.326
第 3 档	98	0.606	0.420	0.348	98	0.44		

如表 4 所示, 三种电价制度本质上是从负荷率和用电时间两个维度, 考虑用户供电成本与用电需求特性的差异, 采用不同的市场细分和定价策略。总体而言, 市场越细分, 对用户间供电成本与用电需求的异质性考虑得越加充分, 其电价制定效果越好: 1) 如表 5 负荷率电价按负荷率将用户划分三个细分市场, 考虑了不同负荷特性的用户供电成本差异, 根据各档用户边际供电成本制定其价格, 能够更好地在不同负荷率用户间优化电力资源配置; 更好地反映了不同负荷特性用户的真实供电成本, 更具公平性; 但它未考虑表 2 用户不同用电时段间的用户需求差异及其转移特性, 不能实现削峰填谷的定价目标。2) 峰谷电价则按用电时间进行市场细分, 考虑不同时段用户用电需求对价格响应程度的差异, 实现削峰填谷的目标; 但它未按负荷率进行市场细分, 实行统一峰谷电价不能反映表 2 各档用户需求特性的禀异, 也不能反映不同负荷特性用户的供电成本差异、有欠公平; 同时它以削峰填谷为目标, 电价偏离边际成本较多, 引起了经济效率损失多。3) 负荷率峰谷电价则结合了以上两种定价思想, 按负荷率和用电时间两个维度进行市场细分, 既反映了表 5 不同负荷率用户的供电成本差异, 又反映了峰谷时段用户用电需求的差异, 综合了两种电价制度的优越性, 既公平、高效又兼具削峰填谷作用; 此外, 它考虑了表 2 不同负荷率细分市场用户需求的异质性, 执行不同的峰谷电价水平, 故较峰谷电价峰谷差进一步降低约 30%, 提高了削峰填谷效用。

表 5 三种电价制度的不同负荷率用户电价水平比较

Table 5 Comparison of three price systems of different load factor users

负荷率	用户边际供电 成本/(元/kWh)	用户平均电价/(元/kWh)		
		峰谷电价	负荷率电价	负荷率峰谷电价
0~0.45	0.731		0.931	0.931
0.45~0.75	0.642	0.605	0.764	0.764
0.75~1	0.573		0.593	0.593

综上所述, 负荷率峰谷电价能够兼顾负荷率电价和峰谷电价的优点, 既体现了负荷率定价的公平与效率, 又实现了较峰谷电价更好的削峰填谷效益, 较好地协调了定价的公平、效率和削峰填谷多重目标。

三种电价制度的效果比对如表 6。

表 6 三种电价制度的效果比对

Table 6 Comparison between three electrical price systems

效果比较		峰谷电价	负荷率电价	负荷率峰谷电价
公平性	对不同负荷特性用户的价格评价	统一电价	通过负荷率分档, 实现对不同负荷特性用户的差别定价	
		差	好	好
定价效率	经济效率评价	1	0.852	0.906
		差	好	较好
削峰填谷	峰谷差(10 <sup>4</sup> kW)评价	5.025	/	3.490
		较好	差	好

说明: 由于缺乏用户需求函数信息, 难以用社会经济福利表示三种电价制度的定价效率; 而价格偏离边际成本就会引起经济福利损失, 偏离程度越大损失越大、定价效率越低, 故表中以偏离边际成本的相对程度来表征相对经济效率, 并取峰谷电价为参考值 1, 其值越大则效率越低。

## 6 结论

(1) 本文针对大、中工商业用户负荷率电价和峰谷电价制度的配合问题, 结合我国电力体制和电价制度环境, 计及不同负荷率用户供电成本和用电需求的异质性, 构造了负荷率分档细分市场的电量电价弹性矩阵, 建立了计及负荷率分档的峰谷分时电价定价模型。该模型较好地协调了效率、公平和削峰填谷的多重定价目标, 算例验证了其合理性和有效性。

(2) 算例分析表明由于负荷率峰谷电价对不同负荷率档位的用户进行市场细分, 故能够更好地揭示用户价格需求特性的差异, 充分激励各类用户发挥自身的移峰填谷潜力, 较单一的峰谷电价制度具有更好的削峰填谷效益。

(3) 我国用户电力消费数据累积不足、用户用电需求弹性研究缺乏, 是阻碍我国电力需求响应、智能用电发展的重要原因之一。因此, 我国亟需用户

用电需求及其弹性的深入研究。

### 参考文献

- [1] MUNASINGHE M, WARFORD J J. Electricity pricing theory and case studies[M]. New York: The Johns Hopkins University, 1982.
- [2] World Bank Staff Working Paper No.340. Electric power pricing policy[R]. US: Washington, DC, 1979.
- [3] 赵连生. 电力价格设计-边际成本定价理论的应用[M]. 北京: 水利电力出版社, 1992.
- [4] 陈沧杨, 胡博, 谢开贵, 等. 计入电力系统可靠性与购电风险的峰谷分时电价模型[J]. 电网技术, 2014, 38(8): 2141-2148.  
CHEN Cangyang, HU Bo, XIE Kaigui, et al. A peak-valley TOU price model considering power system reliability and power purchase risk[J]. Power System Technology, 2014, 38(8): 2141-2148.
- [5] 崔强, 王秀丽, 王维洲. 考虑风电消纳能力的高载能用户错峰峰谷电价研究[J]. 电网技术, 2015, 39(4): 946-952.  
CUI Qiang, WANG Xiuli, WANG Weizhou. Stagger peak electricity price for heavy energy-consuming enterprises considering improvement of wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2015, 39(4): 946-952.
- [6] 朱文昊, 谢品杰. 基于 CVaR 的峰谷分时电价对供电公司购电组合策略影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(14): 16-21.  
ZHU Wenhao, XIE Pinjie. Influence analysis of CVaR model based TOU electricity price on portfolio strategy[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(14): 16-21.
- [7] 黄宇腾, 侯芳, 周勤, 等. 一种面向需求侧管理的用户负荷形态组合分析方法[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(13): 20-25.  
HUANG Yuteng, HOU Fang, ZHOU Qin, et al. A new combinational electrical load analysis method for demand side management[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(13): 20-25.
- [8] 赵慧颖, 刘广一, 贾宏杰, 等. 基于精细化模型的需求侧响应策略分析[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(1): 62-69.  
ZHAO Huiying, LIU Guangyi, JIA Hongjie, et al. Analysis of demand response program based on refined models[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(1): 62-69.
- [9] 高亚静, 吕孟扩, 王球, 等. 基于离散吸引力模型的电动汽车充放电最优分时电价研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3647-3653.  
GAO Yajing, LÜ Mengkuo, WANG Qiu, et al. Research on optimal TOU price considering electric vehicles charging and discharging based on discrete attractive model[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3647-3653.
- [10] 汤庆峰, 刘念, 张建华. 计及广义需求侧资源的用户侧自动响应机理与关键问题[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(24): 138-147.  
TANG Qingfeng, LIU Nian, ZHANG Jianhua. Theory and key problems for automated demand response of user side considering generalized demand side resources[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(24): 138-147.
- [11] 李春燕, 许中, 马智远. 计及用户需求响应的分时电价优化模型[J]. 电力系统及其自动化学报, 2014, 27(3): 11-16.  
LI Chunyan, XU Zhong, MA Zhiyuan. Optimal time-of-use electricity price model considering customer demand response[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2014, 27(3): 11-16.
- [12] 刘晓琳, 王兆杰, 高峰, 等. 分时电价下的高耗能企业发用电响应[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(8): 41-49.  
LIU Xiaolin, WANG Zhaojie, GAO Feng, et al. Response behaviors of power generation and consumption in energy intensive enterprise under time-of-use price[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(8): 41-49.
- [13] 张静, 汤奕, 陈成, 等. 考虑分时电价和系统峰谷差动态约束的电动汽车有序充电策略[J]. 电网与清洁能源, 2014, 30(5): 79-84, 91.  
ZHANG Jing, TANG Yi, CHEN Cheng, et al. Coordinated charging strategy for electric vehicles considering time-of-use price and peak-valley difference dynamic constraints[J]. Power System and Clean Energy, 2014, 30(5): 79-84, 91.
- [14] 汤庆峰, 张建华, 樊玮, 等. 考虑电价激励的家居型微电网的优化运行[J]. 电器与能效管理技术, 2014(10): 37-43.  
TANG Qingfeng, ZHANG Jianhua, FAN Wei, et al. Optimal operation of residential micro-grid based on price incentive[J]. Electrical & Energy Management

- Technology, 2014(10): 37-43.
- [15] 罗敏, 赵伟, 林国营, 等. 基于电网峰谷分时电价联动的电动汽车有序充电电价研究[J]. 电器与能效管理技术, 2015(24): 78-82, 92.  
LUO Min, ZHAO Wei, LIN Guoying, et al. Research on coordinated charging price of electric vehicle based on users' price sensitivity[J]. Electrical & Energy Management Technology, 2015(24): 78-82, 92.
- [16] 董开松, 丁岩, 谢永涛, 等. 基于需求侧响应的微电网市场优化模型[J]. 高压电器, 2015, 51(6): 122-126.  
DONG Kaisong, DING Yan, XIE Yongtao, et al. Market optimization model for microgrid with demand response[J]. High Voltage Apparatus, 2015, 51(6): 122-126.
- [17] 徐智威, 胡泽春, 宋永华, 等. 基于动态分时电价的电动汽车充电站有序充电策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3638-3646.  
XU Zhiwei, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Coordinated charging strategy for PEV charging stations based on dynamic time-of-use tariffs[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3638-3646.
- [18] 谭真勇. 负荷率电价的理论依据、计算方法与政策选择[D]. 长沙: 湖南大学, 2013.  
TAN Zhenyong. The theory basis, calculation method and policy options for load factor tariff[D]. Changsha: Hunan University, 2013.
- [19] 叶泽, 姚赛. 我国推行负荷率电价的研究[J]. 价格理论与实践, 2014(5): 44-46.  
YE Ze, YAO Sai. Research of load factor tariff implement in China[J]. Price Theory and Application, 2014(5): 44-46.
- [20] 薛承荣, 顾洁, 赵建平, 等. 基于用户用电特性及供电成本分摊的销售侧电价机制研究[J]. 华东电力, 2014, 42(1): 168-173.  
XUE Chengrong, GU Jie, ZHAO Jianping, et al. Electricity retail tariff mechanism based on customers' electrical characteristics and cost apportionment[J]. East China Electric Power, 2014, 42(1): 168-173.
- [21] 徐永丰, 吴洁晶, 黄海涛, 等. 考虑负荷率的峰谷分时电价模型[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(23): 96-103.  
XU Yongfeng, WU Jiejing, HUANG Haitao, et al. Time-of-use tariff model considering load factor[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(23): 96-103.
- [22] 黄海涛. 居民分时阶梯电价联合优化模型研究[J]. 电网技术, 2012, 36(10): 253-258.  
HUANG Haitao. A joint optimization model of residential time-of-use block electricity rate[J]. Power System Technology, 2012, 36(10): 253-258.
- [23] 黄海涛. 销售电价长期边际成本定价及峰荷责任法[J]. 上海电力学院学报, 2012, 28(2): 189-192.  
HUANG Haitao. Long-run marginal cost pricing and peak load pricing of electric retail tariff[J]. Journal of Shanghai University of Electric Power, 2012, 28(2): 189-192.

收稿日期: 2015-08-12; 修回日期: 2015-12-27

作者简介:

黄海涛(1978-), 女, 博士, 副教授, 主要从事电价理论与应用、电力系统优化的研究和教学工作; E-mail: hbd\_l\_huanghaitao@sina.com

吴洁晶(1991-), 女, 硕士研究生, 主要从事销售电价理论研究。E-mail: h0221j@126.com

(编辑 周金梅)