

## 考虑负荷率的峰谷分时电价模型

徐永丰<sup>1</sup>, 吴洁晶<sup>2</sup>, 黄海涛<sup>2</sup>, 苏振宇<sup>3,4</sup>, 何磊<sup>5</sup>

(1. 国网浙江省电力公司, 浙江 杭州 310007; 2. 上海电力学院电气工程学院, 上海 200090; 3. 重庆大学经济与工商管理学院, 重庆 400030; 4. 甘肃省电力公司培训中心, 甘肃 兰州 730070; 5. 中核核电运行管理有限公司, 浙江 嘉兴 314300)

**摘要:** 针对峰谷电价与负荷率电价的配合问题, 构建了适合于大、中工商业及其他用户的考虑负荷率的峰谷分时电价模型。首先, 对电力系统运行特性及供电成本展开分析, 在电力系统最优规划与运行的假设条件下, 建立了电力系统及负荷率分档用户的边际容量成本和边际电量成本模型。然后, 应用边际成本与两部制定价理论, 计及电压等级价差, 构建了负荷率分档的峰谷分时电价模型。该定价模型综合反映了用户发、输、配电环节供电成本及其时变特征, 具有较好的经济效率与公平性。最后, 算例验证了该模型的合理性。

**关键词:** 销售电价; 负荷率电价; 峰谷电价; 两部制电价

### Time-of-use tariff model considering load factor

XU Yongfeng<sup>1</sup>, WU Jiejing<sup>2</sup>, HUANG Haitao<sup>2</sup>, SU Zhenyu<sup>3,4</sup>, HE Lei<sup>5</sup>

(1. State Grid Zhejiang Electric Power Company, Hangzhou 310007, China; 2. College of Electric Power Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 3. School of Economics and Business Administration, Chongqing University, Chongqing 400030, China; 4. Gansu Electric Power Training Center, Lanzhou 730070, China; 5. CNNC Nuclear Power Operation Management Co., Ltd., Jiaxing 314300, China)

**Abstract:** This paper builds a time-of-use (TOU) tariff model based on load factor for industrial and commercial users of large and medium scale according to the coordination between TOU tariff and load factor tariff. First, this paper analyzes the system operation characteristics and power supply cost, and under the assumed condition that the programming and operation of power system is optimal to make the marginal capacity cost model and marginal electricity cost model for system and load factor grading users. Then considering of the price difference of each voltage grade, this paper establishes the load factor TOU tariff model applying the marginal cost pricing and two-part tariff theory. The pricing model synthetically reflects the generation, transmission and distribution cost and their time-variant characteristic, which makes the pricing model more efficiently and fairly. Finally, the case verifies the rationality of the model.

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

**Key words:** electrical retail tariff; load factor tariff; time-of-use tariff; two-part tariff

中图分类号: TM71

文章编号: 1674-3415(2015)23-0096-08

## 0 引言

我国现行销售电价以行业和用途进行用户分类, 未反映不同用电负荷特性用户的供电成本差异, 交叉补贴问题严重。近年来国务院和发改委多次下文, 要求将销售电价结构逐步调整为以用电负荷特性为主分类, 大、中工商业及其他用户按电压

等级、单位容量用电量(即“用电利用小时”或“负荷率”)进行分档定价, 下文简称为“负荷率电价”。目前工商业及其他用户普遍执行峰谷分时电价, 它既是反映供电成本时序特征的手段, 也是需求侧管理<sup>[1-3]</sup>的有效手段。因此, 亟需负荷率电价与峰谷电价相互配合的关键理论。尽管国内外关于峰谷电价<sup>[4-8]</sup>和负荷率电价<sup>[9-12]</sup>的研究文献较多, 但关于负荷率电价与峰谷电价配合问题的研究成果较少<sup>[13-14]</sup>。

本文针对峰谷电价与负荷率电价的配合问题,

基金项目: 国家自然科学基金项目(71203137)

构建了适合于大、中工商业及其他用户的考虑负荷率的峰谷分时电价模型。首先,对电力系统运行特性及供电成本展开分析,建立了电力系统及负荷率分档用户的边际容量成本和边际电量成本模型。然后,应用边际成本与两部制定价理论,计及电压等级价差,构建了负荷率分档的峰谷分时电价模型,该定价模型综合反映了用户发、输、配电环节供电成本及其时变特征,具有较好的经济效率与公平性。最后,算例验证了该模型的合理性。

## 1 电价设计框架

考虑到我国居民和农业用户的福利低电价政策以及小用户计量改造成本与效益比较,本文考虑负荷率的峰谷电价模型的讨论仅限于大、中工商业及其他用户(下文简称“大中工商业用户”)。

### 1.1 边际成本定价法

边际成本定价法是使产品价格等于其边际成本的一种定价规则,理论上能够实现资源的最优配置以及社会总福利的最大化。它被法、德、英等欧洲国家广泛应用于电力定价的实践中。在电价制定中,该方法通常以长期边际成本为基础,根据计算各类用户增加单位用电而引起的系统实际供电成本的增加而得。实现电力资源的合理配置是销售电价制定的主要目标,故本文采用边际成本定价方法。

### 1.2 分类结构与电价制度设计

公平负担是销售电价制定的基本原则。分类结构和电价制度设计是公平负担的基础,并通过电价水平的制定得以实现。供电成本包括变动成本和固定成本两部分,前者以燃料成本为主,取决于用电量多少;后者由电力设备投资而形成,取决于最大用电负荷,故分别称为电量成本和容量成本。这两部分成本的成因不同,因而理应实行两部制电价,即通过不同的计量单位对这两部分电费进行结算。另一方面,供电成本还具有时变特性,应当实行峰谷分时电价。此外,用电负荷特性不同,用户供电成本也不同。因此,各国普遍按电压等级、负荷率或用电利用小时数、用电容量等负荷特性指标对用户进行分类定价。

综上所述,考虑到反映用户真实的供电成本,实现公平负担,本文针对工商业用户进行电价结构设计,选取电压等级和负荷率两项指标作为分类标准,建立基于负荷特性的用户分类结构,并实行峰谷分时电价与两部制电价制度。以 110 kV 工商业用户为例,其电价结构设计如表 1 所示。

表 1 110 kV 工商业用户的电价结构设计

Table 1 Tariff structure design for 110 kV industrial and commercial users

负荷率分档	基本电价/(元/kW/月)			电度电价/(元/kWh)		
	峰	平	谷	峰	平	谷
第 1 档: $0 \sim f_1$	$P_{b,1}^p$	$P_{b,1}^s$	$P_{b,1}^o$	$P_{e,1}^p$	$P_{e,1}^s$	$P_{e,1}^o$
第 2 档: $f_1 \sim f_2$	$P_{b,2}^p$	$P_{b,2}^s$	$P_{b,2}^o$	$P_{e,2}^p$	$P_{e,2}^s$	$P_{e,2}^o$
第 3 档: $f_2 \sim 1$	$P_{b,3}^p$	$P_{b,3}^s$	$P_{b,3}^o$	$P_{e,3}^p$	$P_{e,3}^s$	$P_{e,3}^o$

### 1.3 考虑负荷率的峰谷分时电价的基本制定流程

如表 1 所示进行电价结构设计后,再根据每一类用户的边际供电成本制定电价水平,具体流程如图 1 所示。1) 搜集电力投资规划与运行成本数据,采集电力终端用户的用电负荷数据; 2) 开展用户负荷特性分析,统计各电压等级用户的负荷率分布及负荷率-同时率关系曲线; 3) 根据负荷率分布情况,确定每一电压等级的负荷率分档数目与水平; 4) 分析系统的供电成本,核算财务成本总水平; 5) 计算系统的边际供电成本,包括发、输、配电各环节的边际容量成本和边际电量成本; 6) 根据系统边际供电成本,对每一电压等级各负荷率档位用户计算峰、平、谷时段用电的边际容量成本和边际电量成本; 7) 根据用户边际成本计算结果,应用两部制定价模型,确定各类用户的峰谷分时两部制电价水平; 8) 财务平衡调整,确定最终电价水平。

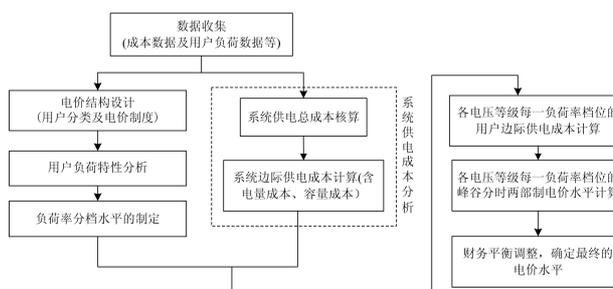


图 1 考虑负荷率的峰谷分时电价的基本制定流程

Fig. 1 Formulation of TOU tariff considering load factor

## 2 电力系统的边际供电成本分析

电力系统边际成本取决于电力系统的电源结构和运行方式,这里以纯火电或火电为主的系统进行分析,并假设系统按最优方式规划和运行。大、中用户的用户服务费占总供电成本的比重很小,故忽略不计。

### 2.1 边际电量成本

边际电量成本是系统为满足单位负荷增量而增加的运行成本。它主要是电厂的运行成本,取决于满足该负荷增量的发电机组,该机组称为边际机组。在电力系统最优规划和最优运行条件下,峰、

平、谷各个时段的边际机组不同,分别对应于峰荷、腰荷、基荷机组。各时段的边际电量成本不同,分别为峰荷、腰荷、基荷机组的运行成本,表示为

$$C_{mse} = \begin{cases} C_{AV}^p, \text{峰段} \\ C_{AV}^s, \text{平段} \\ C_{AV}^o, \text{谷段} \end{cases} \quad (1)$$

式中,  $C_{AV}^p$ ,  $C_{AV}^s$ ,  $C_{AV}^o$  分别为峰荷电厂、腰荷电厂、基荷电厂单位电量的平均运行成本。

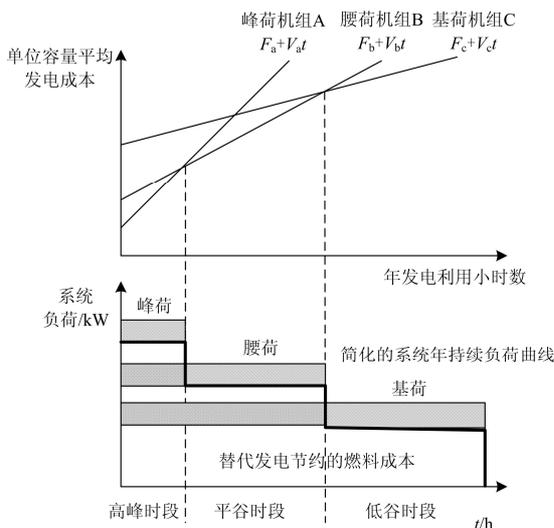
此外, 边际电量成本还应包括少量的网损成本。高压网损逐级传递至低压, 限于篇幅略去其计算过程, 某电压等级的网损率记为  $s$ 。

## 2.2 边际容量成本

边际容量成本为系统在一定时期内为满足单位千瓦负荷的增长而引起的系统容量成本的增加, 包括边际发电和输配电两个环节的容量成本。

### 2.2.1 边际发电容量成本

系统边际发电容量成本与边际电厂的类型有关, 如图 2 所示。在高峰时段, 系统边际发电容量成本为峰荷电厂的平均容量成本; 在非高峰时段, 为基荷或腰荷机组的平均容量成本, 扣除其替代峰荷或腰荷机组发电而节约的发电费用, 由于节约的发电费用与边际机组的平均容量成本恰好相等, 故非高峰时段的边际发电成本为零。也就是说, 只有高峰负荷承担发电容量成本责任, 因此称之为峰荷责任法。详细推导过程见文献[15]。



注: 图中机组平均成本曲线以单位容量平均成本曲线替代单位电量平均成本曲线, 两者分析结果完全相同。以峰荷机组 A 的平均成本曲线“ $F_a+V_a t$ ”为例,  $F_a$  和  $V_a$  表示峰荷机组 A 单位容量的平均固定成本和平均变动成本,  $t$  为机组年发电小时数。

图 2 各时段的系统边际发电容量成本简化示意图

Fig. 2 Power system marginal generation capacity cost diagrammatic sketch of each period

综上所述, 非高峰时段系统边际发电成本为零, 高峰时段系统边际发电成本  $C_{msd,g}^p$  等于峰荷机组的平均容量成本  $C_{asd,g}^p$ , 计算公式为

$$C_{msd,g}^p = C_{asd,g}^p = \frac{I \times C_R \times (K + O_m)}{(1 - R_s) \times R_\sigma} \quad (2)$$

式中:  $I$  为峰荷期边际电厂单位千瓦投资;  $O_m$  为运行维护费率;  $C_R$  为投资回报系数,  $C_R = i/[1-(1+i)^{-t}]$ ,  $i$  为社会折现率,  $t$  为设备经济寿命;

$K$  为调整系数,  $K = \sum_{n=1}^m I_n \times (1+i)^{m-n}$ ,  $I_n$  为电厂在建设期的逐年投资流,  $m$  为电厂建设年限;  $R_s$  为厂用电率;  $R_\sigma$  为机组可用率。

### 2.2.2 边际输配电容量成本

输配电容量成本投资具有不可分性, 其新投入设备能满足几年内的负荷增加, 故边际输配电成本按测算期的平均投资成本计算。整个测算期, 根据送变电工程的逐年投资以及逐年容量增量, 计算每一回路的送变电年金; 该级电压所有回路送变电年金再按输送容量加权平均, 即为各级电压的平均输配电容量成本, 表示为

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

式中:  $C_{asd,t}(y)$  为各电压等级输配电容量成本;  $j$  代表不同回路;  $l$  为回路数;  $P_j$  为第  $j$  条回路的输送容量;  $A_j(y)$  为第  $j$  条回路的送变电年金, 按式(4)计算。

$$A_j(y) = (C_R + O_m) \frac{\sum_{n=1}^m \frac{I_{nj}}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^m \frac{\Delta P_{nj}}{(1+i)^n}} \quad (4)$$

式中:  $y$  代表电压等级;  $m$  为建设年限;  $I_{nj}$  为回路  $j$  第  $n$  年的送变电投资;  $\Delta P_{nj}$  为回路  $j$  第  $n$  年增加的输送容量;  $C_R$  和  $O_m$  的参数值不同于发电设备。

边际输配电容量成本取决于受电电压等级, 可以划分为受电电压等级及以上电压等级两部分, 简称为“本级电压”和“高一级电压”。其中, 高一级电压只有在高峰期增加负荷才会引起相应输配电容量成本的增加, 故仍遵循峰荷责任法; 本级电压用户分散率高, 其最高负荷出现时间与系统高峰负荷不一定同步, 因而任何时段的负荷增长都可能引起相应输配电容量成本的增加, 故任何时段均要考虑边际输变电容量成本。综上, 各个时段的各级电压边际输配电容量成本计算公式为

$$\begin{aligned}
\text{峰段} \quad C_{\text{msd},t}^{\text{p}} &= C_{\text{asd},t}^{\text{H}} + C_{\text{asd},t}^{\text{O}} \\
\text{平段} \quad C_{\text{msd},t}^{\text{s}} &= C_{\text{asd},t}^{\text{O}} \\
\text{谷段} \quad C_{\text{msd},t}^{\text{o}} &= C_{\text{asd},t}^{\text{O}}
\end{aligned} \quad (5)$$

式中:  $C_{\text{msd},t}^{\text{p}}$ 、 $C_{\text{msd},t}^{\text{s}}$  和  $C_{\text{msd},t}^{\text{o}}$  为某电压等级峰、平、谷时段的边际输配电容量成本;  $C_{\text{asd},t}^{\text{O}}$  和  $C_{\text{asd},t}^{\text{H}}$  为本级电压、高一级电压的平均输配电容量成本, 由式(4)计算而得。

### 3 用户的边际供电成本分析

#### 3.1 用电同时率与系统同时率

用电同时率和系统同时率是表征用户错峰效应的负荷特性指标。前者表示同类用户内部各个用户的错峰效应, 它是指一定时期内该类用户综合用电的最大负荷与该用户群所有用户的最大负荷之和的比值; 后者表示各类用户间的错峰效应, 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。第  $i$  类用户的用电同时率和系统同时率分别记为  $d_i$  和  $d_{si}$ , 峰、平、谷段用电同时率记为  $d_i^{\text{p}}$ 、 $d_i^{\text{s}}$ 、 $d_i^{\text{o}}$ 。

#### 3.2 用户边际电量成本

用户边际电量成本是指为满足用户单位用电量的增加而引起系统电量成本的增量。当用户增加单位用电量时, 会引起 1 个单位系统用电量的增加, 故其边际电量成本等于系统的边际电量成本, 包括发电成本和网损成本两部分, 而与用户类别无关。根据式(1), 任一类用户  $i$  的边际电量成本表示为

$$\begin{aligned}
\text{峰段} \quad C_{\text{me},i}^{\text{p}} &= C_{\text{AV}}^{\text{p}} + C_{\text{AV}}^{\text{p}} \times \frac{s}{1-s} \\
\text{平段} \quad C_{\text{me},i}^{\text{s}} &= C_{\text{AV}}^{\text{s}} + C_{\text{AV}}^{\text{s}} \times \frac{s}{1-s} \\
\text{谷段} \quad C_{\text{me},i}^{\text{o}} &= C_{\text{AV}}^{\text{o}} + C_{\text{AV}}^{\text{o}} \times \frac{s}{1-s}
\end{aligned} \quad (6)$$

#### 3.3 用户边际容量成本

用户边际容量成本是指为满足用户单位负荷增量而引起系统容量成本的增加, 它包括发电、高一级输电和本级输电成本三部分。前两者遵循峰荷责任法, 故当第  $i$  类用户群所有用户最大负荷增量之和为 1 个单位时, 引起系统最大负荷的增量等于该类用户的系统同时率  $d_{si}$ , 故峰时段其值为相应的系统边际成本与  $d_{si}$  的乘积, 即  $d_{si} \times (C_{\text{msd},g}^{\text{p}} + C_{\text{asd},t}^{\text{H}})$ 。后者与用电时间有关, 平时段该类用户所有用户最大负荷增量之和为 1 个单位时, 则该用户群在平时段的综合最大负荷增量等于该时段的用电同时率  $d_i^{\text{s}}$ , 故其边际成本为平时段系统边际成本与  $d_i^{\text{s}}$  的乘

积, 即  $d_i^{\text{s}} \times C_{\text{asd},t}^{\text{O}}$ , 峰、谷时段亦复如此。综上, 根据式(2)和式(5)第  $i$  类用户在各时段的边际容量成本表示为

$$\begin{aligned}
\text{峰段} \quad C_{\text{md},i}^{\text{p}} &= d_{si} \cdot (C_{\text{asd},g}^{\text{p}} + C_{\text{asd},t}^{\text{H}}) + d_i^{\text{p}} \cdot C_{\text{asd},t}^{\text{O}} \\
\text{平段} \quad C_{\text{md},i}^{\text{s}} &= d_i^{\text{s}} \cdot C_{\text{asd},t}^{\text{O}} \\
\text{谷段} \quad C_{\text{md},i}^{\text{o}} &= d_i^{\text{o}} \cdot C_{\text{asd},t}^{\text{O}}
\end{aligned} \quad (7)$$

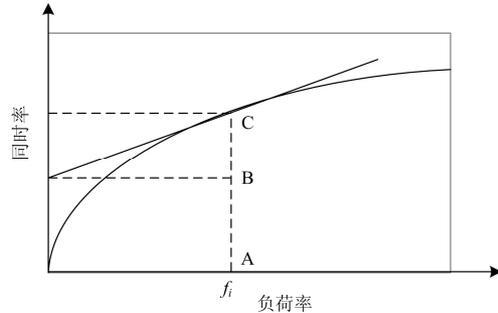
## 4 负荷率峰谷分时两部制电价模型

### 4.1 负荷率分档数目与水平的制定方法

负荷率分档水平制定的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, 实际中一般划分为 2~5 档。其可以通过概率统计和密度聚类技术制定, 具体方法为: 1) 以部分或全体用户作为样本, 采集样本用户的用电负荷曲线数据, 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, 测算每一档的理论电价水平, 并以各档电价水平作为对象构建数据集; 4) 对该数据集进行密度聚类, 实现分档合并; 5) 检查各档用户比重, 修正分档合并结果; 6) 重复 3)~5) 步骤, 直到最终确定负荷率分档数目及水平。

### 4.2 边际容量成本的分摊方法

由于基本电价按最大负荷计费, 且用户与系统用电存在错峰效应, 故边际容量成本全部通过基本电价回收可能会导致欠回收或过度回收。为了改善此问题, 将部分容量成本通过基本电价回收, 剩余部分则通过电度电价回收。两者分摊容量成本的比例根据它与用电量的相关性来确定。也就是说, 与用电量无关的容量成本通过基本电价回收, 与用电量有关的则通过电度电价回收。该分摊比例可通过负荷率-同时率统计关系曲线计算确定, 具体如图 3 所示: 如前所述用户各部分边际容量成本与同时率  $d_{si}$  或  $d_i^{\text{s}}$ 、 $d_i^{\text{o}}$  成正比, 对应于 AC 段; 第  $i$  类用户单



注: 发电容量成本和高一级输配电容量成本对应于  $d_{s,i}f_i$  曲线, 本级输配电容量成本对应于  $d_i f_i$  曲线。

图 3 基本电价与电度电价分摊容量成本的方法示意

Fig. 3 Capacity cost allocation method diagrammatic sketch

位需量每小时用电量等于  $f_i$ , 那么边际容量成本 AC 段中与  $f_i$  无关的部分 BC 段就是与用电量无关的部分, 而 AB 段是与用电量有关的部分; 故基本电价与电度电价应当分摊的容量成本比例即为 BC : AB。

### 4.3 峰谷分时两部制电价水平计算模型

假设执行三费率峰谷分时电价, 故将用电时段划分为峰、平、谷三时段。如前所述, 第  $i$  类用户的边际容量成本部分通过基本电价回收, 剩余部分通过电度电价回收, 边际电量成本全部通过电度电价回收。也就是说, 该类用户的基本电价水平取决于部分边际容量成本, 而电度电价水平取决于剩余的边际容量成本和边际电量成本。

综上所述, 考虑到财务平衡调整, 设调整系数为  $\gamma$ , 则根据式(7)第  $i$  档用户各时段基本电价为

$$\begin{aligned} \text{峰时段} \quad p_{b,i}^p &= \gamma[e_{s_i} \cdot (C_{asd,g}^p + C_{asd,t}^H) + e_i^p \cdot C_{asd,t}^0] \\ \text{平时段} \quad p_{b,i}^s &= \gamma \cdot e_i^s \cdot C_{asd,t}^0 \\ \text{谷时段} \quad p_{b,i}^o &= \gamma \cdot e_i^o \cdot C_{asd,t}^0 \end{aligned} \quad (8)$$

根据式(6)、式(7), 并将边际容量成本部分进行单位折算, 则第  $i$  档用户各时段电度电价为

$$\begin{aligned} \text{峰段} \quad p_{e,i}^p &= \gamma C_{me,i}^p + \gamma[(d_{s_i}^p - e_{s_i}^p)(C_{asd,g}^p + C_{asd,t}^H) + \\ & \quad (d_i^p - e_i^p)C_{asd,t}^0] \frac{1}{720f_i} \\ \text{平段} \quad p_{e,i}^s &= \gamma C_{me,i}^s + \gamma[(d_i^s - e_i^s)C_{asd,t}^0] \frac{1}{720f_i} \\ \text{谷段} \quad p_{e,i}^o &= \gamma C_{me,i}^o + \gamma[(d_i^o - e_i^o)C_{asd,t}^0] \frac{1}{720f_i} \end{aligned} \quad (9)$$

式中,  $f_i$ 、 $f_i^s$ 、 $f_i^o$  分别为第  $i$  档用户在全时段、平时段和谷时段的负荷率。

## 5 算例分析

### 5.1 数据描述

某省电源结构以燃煤机组为主, 假设各时段边际机组的成本相关数据如表 2, 简化取各类机组寿命均为 20 年、贴现率 10%、电厂逐年投资比例取 20%, 30%, 40%, 10%, 标煤价 380 元/t; 110 kV、35 kV、10 kV 各电压等级输配电项目年金如表 3, 各电压等级间输送容量比重: 220 kV~110 kV 为 75%, 220 kV~35 kV 为 21%, 110 kV~35 kV 为 43%, 110 kV~10 kV 为 31%, 35 kV~10 kV 为 28%。110 kV、35 kV、10 kV 各级网损率分别为 2.99%, 3.81%, 5.05%; 年度总财务成本回收目标为 1 417 亿元; 从负荷控制系统中采样收集到 110 kV、35 kV、10 kV 各电压等级共 17 000 个工商业用户在最大负荷 7 月 18 日用电负荷的有效数据。据此开展用户负荷特性分析, 测算该省大中工商业用户的负荷率峰谷电价。

表 2 边际机组发电成本数据

边际机组	单位投资成本/(元/kW)	运维费率/%	厂用电率/%	机组可用率/%	平均煤耗/(g/kWh)
峰荷	4 705	3.08	4.79	93.9	346.17
腰荷	4 223	3.11	5.21	93.1	321.14
基荷	3 486	2.98	6.71	90.7	310.45

表 3 各电压等级输变电项目年金

电压等级	输变电项目	年金/(元/kW/月)
110 kV	线路	72
	变压器	43
35 kV	线路	47
	变压器	80
10 kV	线路	81
	变压器	106

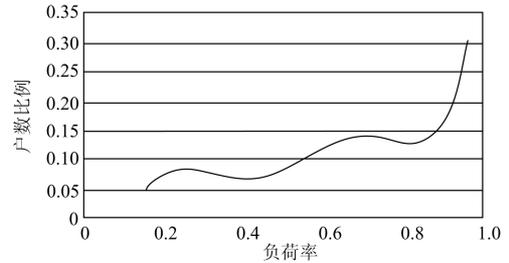
### 5.2 用户负荷特性分析及负荷率分档水平

#### 5.2.1 用户负荷特性分析结果

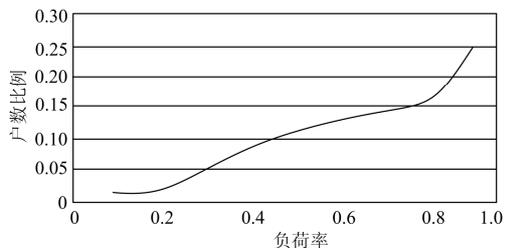
对各电压等级样本用户的用电负荷数据进行分析, 统计得到负荷率分布情况如图 4, 并拟合获取负荷率-同时率关系曲线如图 5。

#### 5.2.2 负荷率分档水平

根据各电压等级用户的负荷率统计情况, 计算确定各电压等级的负荷率分档数目及水平, 结果如表 4 所示。如图 5 所示, 由于 10 kV 高、低负荷率及 35 kV 和 110 kV 低负荷率的用户分布较少, 综合考虑同一档用户理论比价差不宜过大, 故 10 kV 第 1、4 档及 35 kV 和 110 kV 第 1 档用户比重偏少。



(a) 110 kV



(b) 35 kV

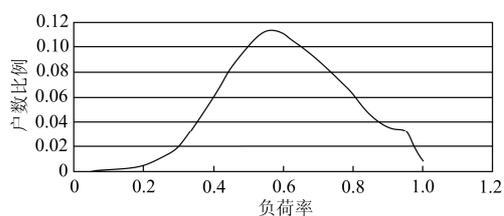
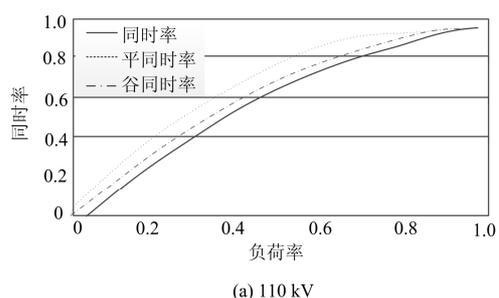
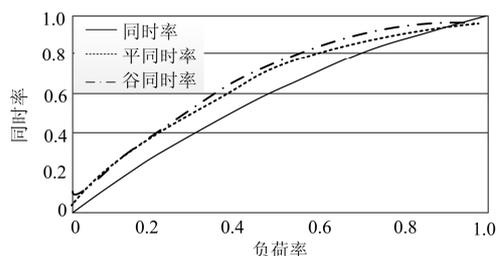


图4 各电压等级用户负荷率分布

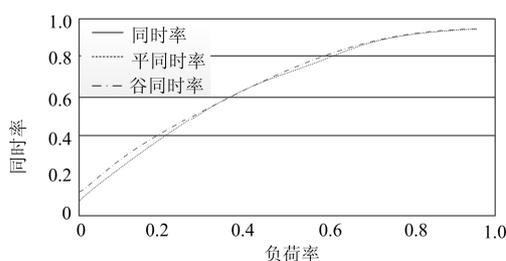
Fig. 4 Load factor distribution of each voltage grade



(a) 110 kV



(b) 35 kV



(c) 10 kV

图5 各电压等级用户负荷率-同时率关系曲线

Fig. 5 Load factor-simultaneity factor curve of each voltage grade

表4 负荷率分档结果

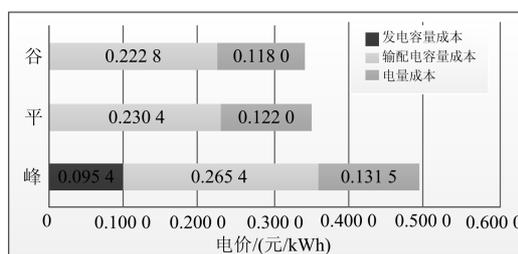
Table 4 Load factor classification

负荷率分档	110 kV		35 kV		10 kV	
	分档水平	户数比重	分档水平	户数比重	分档水平	户数比重
第1档	0~0.35	8.1%	0~0.35	7.5%	0~0.3	3.8%
第2档	0.35~0.75	43.9%	0.35~0.75	44.1%	0.3~0.45	18.5%
第3档	0.75~1	48.0%	0.75~1	48.4%	0.45~0.7	50.6%
第4档	-	-	-	-	0.7~1	27.1%

### 5.3 负荷率峰谷分时两部制电价水平

#### 5.3.1 边际供电成本分析结果

根据发电和输配电环节成本数据, 分析计算峰、平、谷时段的系统边际成本如图6所示。其中, 就边际容量成本来看, 输配电容量成本由峰、平、谷各时段按比例分摊, 发电容量成本仅由峰时段分摊, 故峰时段总容量成本显著高于平、谷时段; 就边际电量成本来看, 平时段略高于谷时段, 峰时段高于平时段。



注: 容量成本的单位已折算为“元/kWh”, 折算中系统峰、平、谷时段的负荷率分别为0.9、0.88、0.91。

图6 系统边际供电成本

Fig. 6 Power system marginal cost

按照各档用户负荷特性分析结果, 根据系统边际成本计算每一电压等级各档用户的边际供电成本。如图7以110 kV为例, 由于峰时段边际容量成本显著高于平、谷时段, 故各档用户峰时段边际成本显著高于平、谷时段。其他电压等级边际供电成本分析结果详见附表1。

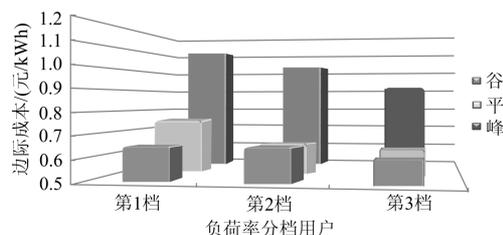


图7 110 kV 负荷率分档用户边际成本水平

Fig. 7 110 kV marginal cost of each load factor block consumers

#### 5.3.2 负荷率峰谷分时两部制电价水平及结果分析

根据负荷率分档、边际成本分析及负荷特性分析结果, 采用峰谷分时两部制电价水平计算模型, 计算得到负荷率峰谷分时电价见表5。结果表明该定价模型区分电量和容量成本, 综合反映了用户发、输、配电环节边际供电成本及其时变特征, 更为公平、有效, 具体如下: 1) 相同电压等级, 低负荷率用户的基本电价低、平均电价高, 真实反映了低负荷率用户错峰效应大、对供电设备利用率低的

实际特点; 2) 电度电价峰谷比价在 1.2~1.7 之间, 合理反映了各时段发电运行成本的差异; 3) 峰时段基本电价显著高于平、谷时段, 较为科学地反映了

发电、高一级和本级送变电环节用户容量成本的不同特征; 4) 低电压等级用户电价水平较高, 真实反映了输配电成本逐级传递的特点。

表 5 负荷率峰谷分时两部制电价水平的测算结果

Table 5 Calculation results of TOU tariff considering load factor

电压等级	负荷率分档	基本电价/(元/kW/月)			电度电价/(元/kWh)			合计/(元/kWh)		
		峰	平	谷	峰	平	谷	峰	平	谷
110 kV	第 1 档: 0~0.35	52	30	24	0.890 7	0.627 2	0.544 2	1.109 0	0.755 0	0.644 4
	第 2 档: 0.35~0.75	170	85	90	0.640 9	0.451 3	0.453 2	1.016 7	0.637 8	0.652 3
	第 3 档: 0.75~1	375	204	204	0.341 9	0.304 5	0.295 1	0.914 9	0.616 3	0.606 8
35 kV	第 1 档: 0~0.35	31	16	16	1.039 3	0.644 4	0.636 0	1.211 1	0.730 8	0.722 4
	第 2 档: 0.35~0.75	127	73	75	0.633 2	0.465 9	0.462 9	0.937 9	0.641 7	0.643 6
	第 3 档: 0.75~1	351	183	181	0.327 8	0.287 5	0.278 5	0.875 8	0.573 1	0.560 9
10 kV	第 1 档: 0~0.3	59	48	48	1.162 4	0.979 3	0.966 5	1.501 9	1.258 6	1.243 6
	第 2 档: 0.3~0.45	115	76	74	1.015 0	0.730 3	0.710 6	1.422 8	1.000 6	0.974 2
	第 3 档: 0.45~0.7	219	123	123	0.742 3	0.495 5	0.489 8	1.267 1	0.789 2	0.784 5
	第 4 档: 0.7~1	399	255	256	0.390 3	0.312 1	0.306 3	1.073 7	0.748 6	0.746 1

## 6 结论

1) 本文应用边际定价理论, 建立了负荷率峰谷分时两部制电价模型, 综合反映了用户发、输、配电环节供电成本及其时变特征, 更好地体现了定价

的公平性, 能够有效引导用户合理用电。

2) 本文在边际供电成本分析的基础上, 建立了系统以及用户的边际供电成本模型。该模型及分析方法也可以应用于其他电力经济分析领域。

## 附录

附表 1 各电压等级负荷率分档用户的边际供电成本

Appendix 1 Each load factor block marginal power cost of each voltage grade

电压等级	负荷率分档	容量成本(元/kW/月)									电量成本(元/kWh)								
		上网电价			输配电价			合计			上网电价			网损电价			合计		
		峰	平	谷	峰	平	谷	峰	平	谷	峰	平	谷	峰	平	谷	峰	平	谷
110 kV	1 档	28	0	0	55	49	38	83	49	38	0.1315	0.1220	0.1180	0.0041	0.0038	0.0036	0.1356	0.1258	0.1216
	2 档	47	0	0	94	70	75	141	70	75	0.1315	0.1220	0.1180	0.0041	0.0038	0.0036	0.1356	0.1258	0.1216
	3 档	58	0	0	116	95	96	174	95	95	0.1315	0.1220	0.1180	0.0041	0.0038	0.0036	0.1356	0.1258	0.1216
	平均	71	0	0	141	115	115	212	115	115	0.1315	0.1220	0.1180	0.0041	0.0038	0.0036	0.1356	0.1258	0.1216
35 kV	1 档	23	0	0	56	40	40	79	40	40	0.1315	0.1220	0.1180	0.0052	0.0048	0.0047	0.1367	0.1268	0.1227
	2 档	38	0	0	92	75	77	130	75	77	0.1315	0.1220	0.1180	0.0052	0.0048	0.0047	0.1367	0.1268	0.1227
	3 档	52	0	0	128	94	93	180	94	93	0.1315	0.1220	0.1180	0.0052	0.0048	0.0047	0.1367	0.1268	0.1227
	平均	69	0	0	169	127	127	238	127	127	0.1315	0.1220	0.1180	0.0052	0.0048	0.0047	0.1367	0.1268	0.1227
10 kV	1 档	28	0	0	113	116	115	141	116	115	0.1315	0.1220	0.1180	0.0070	0.0065	0.0063	0.1385	0.1285	0.1243
	2 档	43	0	0	173	143	139	216	143	139	0.1315	0.1220	0.1180	0.0070	0.0065	0.0063	0.1385	0.1285	0.1243
	3 档	64	0	0	255	203	205	318	203	205	0.1315	0.1220	0.1180	0.0070	0.0065	0.0063	0.1385	0.1285	0.1243
	平均	59	0	0	235	187	187	294	187	187	0.1315	0.1220	0.1180	0.0070	0.0065	0.0063	0.1385	0.1285	0.1243



## 参考文献

- [1] 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.
- [2] 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.
- [3] 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.
- [4] 谭忠富, 王绵斌, 张蓉. 发电侧与供电侧峰谷分时电价联动的分级优化模型[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(21): 26-29.  
TAN Zhongfu, WANG Mianbin, ZHANG Rong. Classification linkage optimization model of time of use power price between generation side and retail side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(21): 26-29.
- [5] 阮文骏, 王蓓蓓, 李扬, 等. 峰谷分时电价下的用户响应行为研究[J]. 电网技术, 2012, 36(7): 86-93.  
RUAN Wenjun, WANG Beibei, LI Yang, et al. Consumer response behavior in time-of-use price[J]. Power System Technology, 2012, 36(7): 86-93.
- [6] 谭忠富, 陈广娟, 赵建保. 以节能调度为导向的发电侧与售电侧峰谷分时电价联合优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(1): 55-62.  
TAN Zhongfu, CHEN Guangjuan, ZHAO Jianbao. Optimization model for designing peak-valley time-of-use power price of generation side and sale side at the direction of energy conservation dispatch[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(1): 55-62.
- [7] 黄弦超, 张粒子, 陶文斌. 上网侧分时电价设计[J]. 电网技术, 2013, 37(5): 1317-1322.  
HUANG Xuanchao, ZHANG Lizi, TAO Wenbin. Design of time-of-use generation price[J]. Power System Technology, 2013, 37(5): 1317-1322.
- [8] 王晶, 陈骏宇, 蓝恺. 基于实时电价的微网 PSO 最优潮流算法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(16): 34-40.  
WANG Jing, CHEN Junyu, LAN Kai. PSO optimal power flow algorithm for a microgrid based on spot power prices[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(16): 34-40.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] World Bank Staff Working Paper No.340. Electric power pricing policy[R]. U. S.: Washington, DC, 1979.
- [12] MOHAN M, JEREMY J W. Electricity pricing theory and case studies[M]. New York: The Johns Hopkins University, 1982.
- [13] LAWRENCE J, VOGT P E. Electricity pricing: engineering principles and methodologies[M]. New York: CRC Press, 2009.
- [14] 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.
- [15] MITCHELL B M, MANNING W G, JR ACTION J P. Peak load pricing[M]. UK: Ballinger Publishing Co., 1978: 45-61.

收稿日期: 2015-04-08; 修回日期: 2015-05-20

## 作者简介:

徐永丰(1977-), 男, 硕士研究生, 会计师, 主要从事电价理论与应用研究; E-mail: dxyfd@163.com

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

黄海涛(1978-), 女, 博士, 副教授, 主要从事电价理论与应用、电力系统优化等方面的研究和教学工作。E-mail: hbdh\_huanghaitao@sina.com.cn

(编辑 周金梅)