

# 跨时段负荷价格弹性下的分时电价

胡丹云<sup>1</sup>,李渝曾<sup>1</sup>,韦钢<sup>2</sup>

(1. 上海大学,上海 200072; 2. 上海电力学院,上海 200090)

**摘要:** 研究了跨时段负荷价格弹性性质。将这种弹性作用引入基于最优潮流的边际成本电价模型,得出跨时段负荷价格弹性作用下的分时电价模型。新模型体现了用户响应,通过价格杠杆作用调节了用户需求,达到了峰谷调节的效果。同时,采用非线性互补方法对模型加以求解,通过引入NCP函数将单层最优潮流模型KKT条件中的互补松弛条件转化为代数方程。再结合负荷价格弹性作用产生的负荷与价格之间的等式约束关系式,从而得到所有时段和所有节点的整体最优函数方程。最终通过采用基于次梯度改进的Levenberg-Marquard算法直接求取模型的最优解。

**关键词:** 负荷价格弹性; 边际成本电价; 分时电价; 非线性互补法

**中图分类号:** TM73 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-4897(2006)21-0068-06

## 0 引言

经济学中的弹性概念是指一个变量相对于另一个变量发生的一定比例的改变的属性。商品的价格弹性大小决定于其本身属性,影响价格弹性的因素有替代品的多寡及替代性的强弱、该商品消费支出占总所得的比例、时间的长短、该商品属于必需品或奢侈品等。根据电力商品的特殊性质,若实行单一电价<sup>[1,2]</sup>,则该情况下的电力商品属于必需品,不具有替代性,负荷相应于价格变化的比例相当小,即通常所谓的电能价格弹性过小。但电能是一种特殊的商品,供需的瞬时平衡及运行状态的不断变化导致电能具有独特的成本信息。发电设备容量是按系统高峰时期最大用电负荷来设计的,设备投资费用极大,因而高峰时电能边际成本高。为了在不同用电性质的用户之间合理分配电能的成本,电价必须正确反映用户不同消费方式对电力系统成本的影响,因而实时电价<sup>[3]</sup>必不可少。

从理论上讲,实时电价制就经济学角度而言较好地符合边际成本价格形成理论,有利于实现资源的有效配置。当边际成本等于边际效益时,可实现利润的最大化。但是目前还不具备实行实时电价的条件,如文献[4]所述,分时电价是实时电价执行困难后的一种简化形式,在每个分时段中按平均边际成本收取电费。分时电价应是目前电力市场的首选方案,待日后条件成熟后再逐步过渡到实时电价。

在分时电价下,根据不同电价进行时间分段,不同时段的电力供应就可以等效为多个具有可比性的商品,时段周期缩短,对于重视经济效益又可以机动调整其工作时间的用户,其峰时段电价的电力供应将成为奢侈品,廉价时段的电力商品将成为其替代品。此时,峰时段负荷将由于价格的驱动力大量向谷时段转移,跨时段的负荷价格弹性会表现的相当明显。在跨时段负荷弹性作用下,即不同时段的电价通过这种作用影响着不同时段的负荷,如果有一个足够大的价格吸引,用户负荷将从一个时间段转移到另一个时间段。随着各时段的负荷变化,对应时段的电能边际成本也会变化,分时电价相应地也会变化。当然,对于一些生产过程不能间断的用户,所有时段的电力供应对其均是必需品,跨时段弹性作用会相当小甚至为零。

文献[5]、[6]、[7]、[8]均提及了负荷价格弹性的概念。其中,文献[5]首次提出了跨时段负荷价格弹性的概念,指出电价的波动会引起负荷的变化甚至转移,提出了电价影响电力负荷的弹性作用模型。文献[6]研究了负荷价格弹性性质,并利用内点法实现了对引入负荷价格弹性的最优潮流模型的求解,论证了电价调节手段的有效性。文献[7]在量化分析电价弹性的基础上,提出了一种实时电价与电力系统运行可靠性之间协调控制的新方法,调度员和用户通过价格、负荷和风险指标构成一个闭环控制系统,以持续调节电网风险水平。文献[8]分析了统一出清电价机制对发电商预留容量的激励,针对电力市场设计应充分考虑需求响应的积极作用,建立了需求曲线线性条件下的需求弹性对

基金项目: 国家自然科学基金重大研究计划项目(50377023); 上海市教委科技发展基金项目(05A Z28)

发电商临界及最优持留容量的影响的详细数学模型,论证了在单一买方的实时电力市场中引入需求价格弹性的必要性。本文首次使用非线性互补方法对具有跨时段负荷价格弹性的分时电价模型进行求解。论文首先分析了电能的跨时段负荷价格弹性性质,然后将这种弹性作用引入经典的基于最优潮流的边际成本电价模型,得到跨时段负荷价格弹性作用下的分时电价模型。在给出模型后,运用非线性互补方法将新模型转化为一个非线性的函数方程组,并给出算法,论文最后给出算例与结论。本文的分析为开展跨时段负荷价格弹性作用下分时电价特性的定量分析提供了前提和基础。

### 1 跨时段的负荷价格弹性

在本文模型中,跨时段负荷价格弹性的概念是某个时段负荷相对于各个时段价格发生一定比例的改变的属性,即某一时刻的需求可能依赖于各个时刻的价格。此时,用户  $i$  在时段  $k$  的负荷向量是它在所有时间段分时电价的函数,表示为  $d_i^{[k]} (i^{[1]}, i^{[2]}, \dots, i^{[k]}, \dots, i^{[T]})$ , 这里  $i^{[k]}$  代表用户  $i$  在时段  $k$  的分时电价,上标 1 到  $T$  是定义的分时电价的时段数。跨时段负荷价格弹性可以定义为  $e_i^{[m,n]} = \frac{\partial d_i^{[m]}}{\partial i^{[n]}}$ 。其中:  $e_i^{[m,n]}$  表示  $i$  用户  $n$  时段的电价的变化对  $m$  时段负荷的影响。根据文献 [6] 的结论可知: 当  $m = n$  时,  $e_i^{[m,n]}$  即为当前时段  $n$  价格对当前时段负荷的影响,当前时段需求随着当前的电价进行相反地涨落,即  $e_i^{[n,n]} < 0$ 。当  $m \neq n$  时跨时段弹性系数呈现  $e_i^{[m,n]} > 0$  的特性,即时段  $n$  的价格上涨引起时段  $m$  的需求增长,价格上涨引起负荷迁移。随着  $m$  和  $n$  时段距离的增加,跨时段负荷价格弹性作用会越来越小,直至可忽略不计,即  $e_i^{[m,n]} = 0$ 。对于网络中的任意用户  $i$  均应存在一个跨时段的负荷价格弹性矩阵:

$$E_i = \begin{bmatrix} e_i^{[1,1]} & e_i^{[1,2]} & \dots & e_i^{[1,T]} \\ e_i^{[2,1]} & e_i^{[2,2]} & \dots & e_i^{[2,T]} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ e_i^{[T,1]} & e_i^{[T,2]} & \dots & e_i^{[T,T]} \end{bmatrix}$$

其中:  $E_i$  为  $T \times T$  阶矩阵,  $T$  为时段数。用户  $i$  在时段  $k$  的负荷  $d_i^{[k]}$  具有如下特性:

$$d_i^{[k]} - d_0^{[k]} - \sum_{n=1}^T e_i^{[k,n]} (i^{[n]} - i_0^{[n]}) = 0 \quad (1)$$

其中:  $d_0^{[k]}$  表示用户  $i$  在  $k$  时段的期望负荷常数,  $i_0^{[k]}$  表示用户  $i$  在  $k$  时段的期望价格常数。

### 2 基于最优潮流的边际成本电价

边际成本电价的求取可运用 OPF 模型实现,传统的 OPF 模型可表示为:

$$\begin{aligned} \min & f(\vec{z}) \\ \text{s.t.} & \vec{g}(\vec{z}) = 0 \\ & \vec{h}(\vec{z}) \leq 0 \end{aligned} \quad (2)$$

其中:  $\vec{z}$  是由状态变量 ( $\vec{x}$ ) 及控制变量 ( $\vec{u}$ ) 组成的  $m$  维变量。 $f$  为目标函数,它代表电力系统运行的优化目标,本文的优化目标是使系统各发电单元在满足系统潮流等式约束及所有运行约束下总的发电成本最小。 $\vec{g}$  是用来代表常规的潮流方程的等式约束组成的一个  $n$  维向量函数。 $\vec{h}$  是用不等式约束组成的一个  $p$  维向量函数,包括容量、电压、输电、变压器变比等约束。

根据边际成本电价理论,某时段 OPF 中对应于有功、无功潮流平衡方程的拉格朗日乘子即为该时段的边际购电成本。在各时段负荷给定的分时电价体制下,分时电价应为边际购电成本,即每增加一个单位负荷对总的购电成本的影响。由此可得出:  $i^{[k]} = e_i^{[k]}$ , 其中:  $i^{[k]}$  为第  $i$  个用户在第  $k$  时段的分时电价,  $e_i^{[k]}$  为第  $i$  个用户在第  $k$  时段的 OPF 中对应于有功或无功平衡方程的拉格朗日乘子。

### 3 跨时段负荷价格弹性作用下的分时电价模型

#### 3.1 模型概况

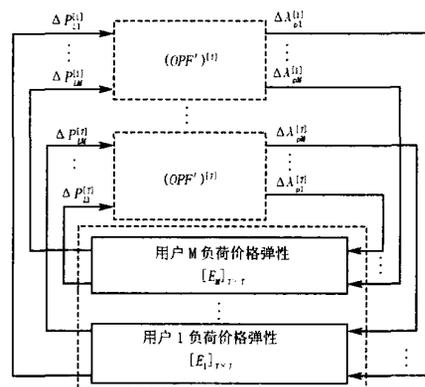


图 1 跨时段负荷价格弹性作用下的分时电价模型  
Fig 1 Time-of-day price representation considering inter-temporal demand-price elasticity effect

跨时段负荷价格弹性作用下的分时电价模型如图 1 所示,图中虚框 (OPF)  $^{[k]}$  是基于经典的单时段最优潮流模型的:在经典 OPF 模型中负荷是常量;而在计及跨时段负荷价格弹性后,负荷成为受价格变化影响的变量。实框  $[E_i]_{T \times T}$  ( $i = 1, \dots, M$ ) 是每个节点在跨时段负荷价格弹性下,不同时段电价的变化对该节点不同时段负荷的影响。图中  $P_{Li}^{[k]}$  ( $i = 1, 2, \dots, M$ ) 为  $k$  时段的负荷向量  $P_L^{[k]}$  的各分量,  $P_{pi}^{[k]}$  ( $i = 1, 2, \dots, M$ ) 为  $k$  时段的负荷价格向量  $P_p^{[k]}$  的各分量。 $P_{Li}^{[k]}$  表示用户  $i$  在  $k$  时段实际负荷量  $P_{Li}^{[k]}$  与期望负荷量  $P_{L0}^{[k]}$  的差值。 $P_{pi}^{[k]}$  表示用户  $i$  在  $k$  时段实际价格  $P_{pi}^{[k]}$  与期望价格  $P_{p0}^{[k]}$  的差值。从图 1 可知,跨时段负荷价格弹性使得同一节点在不同时段的负荷与价格相互关联,这种关联在空间上相对独立而在时间上相互关联。而对于  $k$  时段的最优潮流模型,为了保持其在时间上的相互独立性,处理时仍将该时段的负荷量按经典最优潮流模型一

$$\left\{ \begin{array}{l} (1) \left\{ \begin{array}{l} [d_i^{[1]} - d_0^{[1]}, \dots, d_i^{[T]} - d_0^{[T]}]^T = [E_i] \cdot [P_{pi}^{[1]} - P_{p0}^{[1]}, \dots, P_{pi}^{[T]} - P_{p0}^{[T]}]^T \\ i = 1, 2, \dots, M \text{ (非零负荷节点数)} \\ \min f(\vec{z}^{[k]}) \end{array} \right. \\ (2) \left\{ \begin{array}{l} s.t. \quad \vec{g}(\vec{z}^{[k]}, \vec{d}^{[k]}) = 0 \quad k = 1, 2, \dots, T \text{ (时段数)} \\ \vec{h}(\vec{z}^{[k]}) = 0 \end{array} \right. \end{array} \right. \quad (3)$$

显然,直接同时求解若干个优化问题是不可能的,故首先对公式 (3) 第 (2) 部分用非线性互补方法和 KKT 条件加以处理。根据求解非线性规划的必要条件——KKT 条件,将 Kuhn-Tucker 最优运行点定义为点  $(\vec{z}^{[k]*}, \vec{d}^{[k]*}, \vec{\mu}^{[k]*})$ ,则该点应满足以下条件:

$$\left\{ \begin{array}{l} \nabla f(\vec{z}^{[k]*}) - (\vec{\mu}^{[k]*})^T \cdot \nabla \vec{g}(\vec{z}^{[k]*}, \vec{d}^{[k]*}) - (\vec{\mu}^{[k]*})^T \cdot \nabla \vec{h}(\vec{z}^{[k]*}) = 0 \\ \vec{g}(\vec{z}^{[k]*}, \vec{d}^{[k]*}) = 0 \\ \vec{\mu}^{[k]*} \geq 0, \vec{h}(\vec{z}^{[k]*}) \leq 0, (\vec{\mu}^{[k]*})^T \cdot \vec{h}(\vec{z}^{[k]*}) = 0 \end{array} \right. \quad (4)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} (1) \left\{ \begin{array}{l} [d_i^{[1]*} - d_0^{[1]}, \dots, d_i^{[T]*} - d_0^{[T]*}]^T = [E_i] \cdot [P_{pi}^{[1]*} - P_{p0}^{[1]*}, \dots, P_{pi}^{[T]*} - P_{p0}^{[T]*}]^T \\ i = 1, 2, \dots, M \text{ (非零负荷节点数)} \\ \nabla f(\vec{z}^{[k]*}) - (\vec{\mu}^{[k]*})^T \cdot \nabla \vec{g}(\vec{z}^{[k]*}, \vec{d}^{[k]*}) - (\vec{\mu}^{[k]*})^T \cdot \nabla \vec{h}(\vec{z}^{[k]*}) = 0 \\ \vec{g}(\vec{z}^{[k]*}, \vec{d}^{[k]*}) = 0 \quad k = 1, 2, \dots, T \\ ((\vec{\mu}^{[k]*})^T, \vec{h}(\vec{z}^{[k]*})) = 0 \end{array} \right. \end{array} \right. \quad (6)$$

这样,原来的混合 NCP 求解问题就转化为一组

样作常量处理,这样每个时间段上的单层 OPF 模型就体现出了在时间上的相互独立性。 $k$  时段的最优潮流解决了在当前时间截面  $k$  上的潮流在空间上的最优分布。当然,这种独立性都是相对的,空间上的最优潮流分布通过跨时段负荷价格弹性作用建立了时间上的相互关联,最终形成了在时间和空间上相互交错的整体优化。

### 3.2 跨时段负荷价格弹性作用下的分时电价模型求解

由 3.1 中跨时段负荷价格弹性作用下的分时电价模型可知,求解新模型需要求解每个时段由公式 (2) 表示的最优潮流优化问题,其中各节点的负荷是输入变量,各节点的分时电价是输出变量。计及负荷价格弹性作用后,每个用户的负荷价格弹性由公式 (1) 表示为一组代数方程,每个用户各时段的分时电价是输入变量,而对应的负荷则是其输出变量。新模型在式 (1)、(2) 基础上改进为:

本文采用非线性互补方法<sup>[9~11]</sup>对模型进行求解,引入的 NCP 函数为 Fischer-Burmeister 函数 (简称 FB 函数),定义为

$$R^2 R, (a, b) = a + b - \sqrt{a^2 + b^2} \quad (5)$$

该函数有如下性质:  $(a, b) = 0 \Leftrightarrow a = 0, b = 0, ab = 0$ 。采用此式对上述 KKT 条件中的互补松弛条件进行处理后,就可将 KKT 条件转化为一组非线性方程。再根据 2 中对于分时电价的分析,可知  $P_{pi}^{[k]*} = P_{pi}^{[k]}$ ,在综合考虑跨时段负荷价格弹性后,以上方程 (3) 变换为:

非线性代数方程的求解问题,可以利用各种算法对其

求解。由于式 (5)在原点 (0, 0)是不可微的,即采用该式将 OPF问题的 KKT条件转化后的非线性方程组中包含一些非光滑的代数方程,传统意义下的牛顿方法的搜索方向由于在某些点梯度不存在而无法确定,那么用一般光滑的牛顿方法无法求解,本文采用基于次梯度的改进的 Levenberg-Marquardt算法<sup>[9]</sup>。

### 4 算例分析

为验证上述模型和算法的有效性,本文采用经改造的 IEEE-14节点系统进行验算,系统包括 5台发电机、3台有载调压变压器,发电机经济参数及出力限值见表 1,其中发电成本函数为:  $f_i = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i$  (\$/MWh)。所有母线电压上限为 1.10,下限为 0.95。本算例中将一天划分为 4个时段,1个峰时段、1个谷时段以及两个平时段,其中时段 1(0 00~4 00)为谷时段,时段 2(4 00~8 00)和时段 4(20 00~24 00)为平时段,时段 3(8 00~20 00)为峰时段,四个时段负荷额定初值倍数关系为 0.8/1.0/2.0/1.0。

表 1 发电机经济参数及出力限值

Tab 1 Generator cost coefficients and power limitations

Bus No	Cost coefficient			PG <sup>max</sup>	PG <sup>min</sup>	QG <sup>max</sup>	QG <sup>min</sup>
	a	b	c	/p.u	/p.u	/p.u	/p.u
1	63.00	200.0	0	1.0	0.1	2.0	-0.3
2	350.0	175.0	0	0.5	0.2	1.0	-0.2
3	1250.0	100.0	0	0.8	0.15	0.8	-0.15
4	166.8	325.0	0	0.45	0.1	0.6	-0.15
5	500.0	300.0	0	0.45	0.1	0.5	-0.1

用户 6的负荷价格弹性系数矩阵为

$$E_6 = \begin{bmatrix} -0.2 & 0.006 & 0.00 & 0.04 \\ 0.04 & -0.2 & 0.006 & 0.00 \\ 0.00 & 0.04 & -0.2 & 0.006 \\ 0.006 & 0.00 & 0.04 & -0.2 \end{bmatrix}$$

并设节点 9、10具有和  $E_6$ 相同的负荷价格弹性系数矩阵,节点 11、12各时段相应的负荷价格弹性系数为节点 6的 0.5倍,而节点 13、14则为其 2倍,其中节点 7、8由于其不带实际负荷而不考虑其负荷价格弹性。由第 1节中讨论可知,电价变化能通过跨时段负荷弹性的作用影响负荷变化,弹性作用对负荷影响的理想(期望)结果是“削峰填谷”(相对无弹性作用情况)。而由边际成本定价理论可知,负荷越大,边际成本电价就会越高。因此,“削峰填谷”的电价体现是“峰时段价格相对变低,谷时段电价相对抬高”(相对无弹性作用情况)。可见,作为人为期望值,期望价格常数 $\rho_0$ 也应遵从这种规律:峰时段的期望价格常数应低于无弹性时负荷最大情况时的电价值,谷时段则应高于无弹性时负荷最小情况的电价值。从无弹性的算例结果表明,每时段各节点边际成本电价相差不多,因此对各节点的电价额定初值进行统一。各时段依次设定为:2.40 \$/MWh(时段 1)、2.50 \$/MWh(时段 2/时段 4)、3.00 \$/MWh(时段 3)。通过算例计算,可得以下结果(表 2)。

表 2 负荷节点分时电价和负荷量计算结果对照表

Tab 2 The result comparison of time-of-day price and load active power

节点		节点分时电价 / \$ · (MWh) <sup>-1</sup>				负荷量 / MW			
		时段 1	时段 2	时段 3	时段 4	时段 1	时段 2	时段 3	时段 4
6	无负荷价格弹性	2.23	2.47	3.73	2.47	0.089 6	0.112 0	0.224 0	0.112 0
	有负荷价格弹性	2.33	2.50	3.19	2.47	0.103 1	0.118 8	0.185 6	0.116 6
7	无负荷价格弹性	2.24	2.49	3.56	2.49	0	0	0	0
	有负荷价格弹性	2.34	2.51	3.22	2.48	原值	原值	原值	原值
8	无负荷价格弹性	2.23	2.48	3.73	2.48	0	0	0	0
	有负荷价格弹性	2.33	2.50	3.20	2.47	原值	原值	原值	原值
9	无负荷价格弹性	2.24	2.49	4.00	2.49	0.236 0	0.295 0	0.590 0	0.295 0
	有负荷价格弹性	2.34	2.51	3.23	2.49	0.247 7	0.300 0	0.543 9	0.297 0
10	无负荷价格弹性	2.25	2.50	4.00	2.50	0.072 0	0.090 0	0.180 0	0.090 0
	有负荷价格弹性	2.35	2.53	3.24	2.50	0.082 4	0.093 7	0.131 1	0.090 5
11	无负荷价格弹性	2.24	2.49	3.91	2.49	0.028 0	0.035 0	0.070 0	0.035 0
	有负荷价格弹性	2.35	2.52	3.22	2.49	0.033 6	0.037 2	0.047 4	0.035 8
12	无负荷价格弹性	2.24	2.50	3.92	2.50	0.048 8	0.061 0	0.122 0	0.061 0
	有负荷价格弹性	2.35	2.52	3.22	2.49	0.054 3	0.063 0	0.099 8	0.061 8
13	无负荷价格弹性	2.25	2.51	3.97	2.51	0.108 0	0.135 0	0.270 0	0.135 0
	有负荷价格弹性	2.36	2.54	3.24	2.50	0.126 4	0.139 2	0.175 5	0.134 3
14	无负荷价格弹性	2.28	2.55	4.15	2.55	0.119 2	0.149 0	0.298 0	0.149 0
	有负荷价格弹性	2.39	2.57	3.31	2.54	0.129 4	0.144 6	0.179 3	0.1377

(注:“无弹性”指引入负荷价格弹性作用前的结果;“有弹性”指引入负荷价格弹性作用后的结果)

表 2 中列出负荷节点的有关数据。其中,节点 7、8 由于其不带实际负荷而不考虑其负荷价格弹性,因此负荷始终保持零值。对于用户 6,在跨时段负荷弹性作用下,峰时段(时段 3)负荷减少了 0.038 4 MW,谷时段(时段 1)负荷增加了 0.013 5 MW,时段 2 和时段 4 负荷依次增加 0.006 8 MW 和 0.004 6 MW。可见,峰时段负荷减少并且向其他时段发生转移,且大部分电力转移至谷时段。其“削峰填谷”效果图 2。

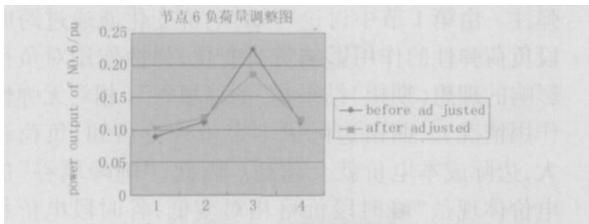


图 2 节点 6 负荷量调整图

Fig 2 Adjustment of load for node 6

从表 1 数据对比可知,本算例中所有的负荷节点均在弹性作用下达到了“削峰填谷”的理想效果,符合引入跨时段负荷价格弹性的初衷。同时可见,由于负荷电价的相互作用,电价也发生了变化,随着峰时段电力需求的减少,峰时段电价有所下降;随着谷时段电力需求的增加,谷时段电价相应升高。另外,非线性互补方法在算例中的应用也进一步方便了模型的求解,以上算例证明本文提出的模型具有较好的收敛性和实用性。

## 5 结论

由以上的分析可知,跨时段负荷价格弹性对分时电价价值评估具有重要意义,进一步丰富了电力市场电价理论,对需求侧管理也具有一定的启发意义。在引入跨时段负荷价格弹性作用的分时电价模型中,通过跨时段负荷价格弹性的作用,价格的变化将引起负荷的波动,不仅本时段的负荷得到了削减,而且负荷发生了跨时段的迁移。在单个用户负荷价格弹性客观存在的前提下,通过选取适当的额定初值,可以起到较好的“削峰填谷”的效果。同时,非线性互补方法将模型中每个单层 KKT 条件的互补松弛条件转化为代数方程,极大地方便了模型的求解。

## 参考文献:

[1] 尚金成,黄永皓,夏清,等. 电力市场理论研究与应用[M]. 北京:中国电力出版社,2002

- SHANG Jin-cheng, HUANG Yong-hao, XIA Qing, et al Study and Application of PowerMarket Theory[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2002
- [2] 于尔铿,韩放,谢开,等. 电力市场[M]. 北京:中国电力出版社,1998
- YU Er-keng, HAN Fang, XIE Kai, et al PowerMarket [M]. Beijing: China Electric Power Press, 1998
- [3] Schweppe F C, Caramanis M C, Tabors R D, et al Spot Pricing of Electricity [M]. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1988
- [4] 郑斌,王秀丽,王锡凡. 电力边际成本定价类型及特点[J]. 华东电力,2000,(8):1-3
- JIA Bin, WANG Xiu-li, WANG Xi-fan Types of Electricity Marginal Pricing and Its Specialties [J]. East China Electric Power, 2000, (8): 1-3
- [5] David A K, Li Y Z, Effect of Inter-temporal Factors on the Real Time Pricing of Elasticity [J]. IEEE Trans on Power Systems, 1993, 18(1): 44-53
- [6] Xie K, Song Y H. Optimal Demand-Price Elasticity Modeling in Optimal Power Flow via A Nonlinear Interior Point Method [A]. International conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000. 185-190
- [7] 李生虎,丁明. 电力市场中基于电价弹性的电力系统运行可靠性的协调控制[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(24): 34-40
- LI Sheng-hu, DING Ming Coordination to Power System Operational Reliability in PowerMarket Based on Price Elasticity [J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(24): 34-40
- [8] 王蓓蓓,李扬,万秋兰. 需求弹性对统一出清电价下发电容量持留的影响[J]. 电网技术, 2005, 29(14): 10-14
- WANG Bei-bei, LI Yang, WAN Qiu-lian Influence of Demand Elasticity on Withholding Generation Capacity under Uniform Clearing Pricing [J]. Power System Technology, 2005, 29(14): 10-14
- [9] Wang X, Li Y Z, Zhang S H. Oligopolistic Equilibrium Analysis for Electricity Markets: a Nonlinear Complementarity Approach [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(3): 1348-1355
- [10] Torres G L, Quintana V H, Optimal Power Flow by a Nonlinear Complementarity Method [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(3): 1028-1033
- [11] 张永平,童小娇,吴复立,等. 基于非线性互补问题函数的半光滑牛顿最优潮流算法[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(9): 130-135
- ZHANG Yong-ping, TONG Xiao-jiao, Wu F F, et al Study on Semismooth Newton Optimal Power Flow Algo-

rithm Based on Nonlinear Complementarity Problem Function [J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24 (9): 130-135.

胡丹云 (1980 - ),女,硕士研究生,主要研究方向为电力市场、电网规划、综合自动化; Email: dodoyun@126.com

李渝曾 (1947 - ),男,教授,博士生导师,主要研究方向为电力市场输电定价、博弈分析等;

韦钢 (1958 - ),男,教授,研究方向为电力系统规划与技术。

收稿日期: 2006-03-02; 修回日期: 2006-05-16

作者简介:

## Time-of-day price considering inter-temporal demand-price elasticity effect

HU Dan-yun<sup>1</sup>, LI Yu-zeng<sup>1</sup>, WEI Gang<sup>2</sup>

(1. Shanghai University, Shanghai 200072, China; 2. Shanghai Institute of Electric Power, Shanghai 200090, China)

**Abstract:** Inter-temporal demand-price elasticity effect is discussed firstly. Then it is introduced into the classical marginal cost calculation based on optimal power flow and a time-of-day price representation considering the effect of inter-temporal demand-price elasticity is obtained. The new model reflects the customers' response to the change of price and can induce the result of load adjustment. Furthermore, the Nonlinear Complementarity Approach is utilized to solve the problem. Through introducing NCP function, the inequalities in all the KKT conditions of correspondingly independent OPF models of different periods are transformed into the linear forms. Then combining with the linear functions formed by demand-price elasticity effect, a set of linear optimal functions about all periods and all nodes is obtained. Finally, an improved Levenberg-Marquardt-type algorithm based on sub-gradients is utilized to search the optimal values of the model.

This project is supported by National Natural Science Foundation of China (NSFC) (No. 50377023).

**Key words:** demand-price elasticity; marginal cost price; time-of-day price; nonlinear complementarity approach

(上接第 48 页 continued from page 48)

作者简介:

邓振利 (1979 - ),女,助教,硕士研究生,现主要从事电力系统综合自动化方面的学习研究工作; Email: dengzl\_mky@163.com

姜杰 (1958 - ),男,副教授,硕士生导师,长期从事电力系统综合自动化方面的研究工作;

唐昆明 (1959 - ),男,副教授,硕士生导师,长期从事电力系统综合自动化方面的科研工作。

## Design of automation synchronizer based on double microprocessor

DENG Zhen-li<sup>1,2</sup>, JIANG Jie<sup>1</sup>, TANG Kun-ming<sup>1</sup>, WANG Zhi-bing<sup>3</sup>

(1. Chongqing University, Chongqing 400044, China; 2. Yibin University, Yibin 644007, China;

3. Chongqing New Century Electrical Co., Ltd, Chongqing 400030, China)

**Abstract:** Synchronization operation of generators is very essential in operation of power system. On precondition of operating correctly and paralleling in rapidly, it demands higher reliability and stability to ensure its security. This paper presents an automation synchronizer with double microprocessor—one working and the other in stand-by heat. The hardware redundancy in the device can guarantee high reliability. This device also forecasts the difference of angle by adopting a linear interpolation method to grasp synchronization opportunity rapidly and reliably. The testing indicates that this device can realize synchronization operation with high-accuracy, rapidness, reliability and stability. The device will be usually applied to the situation demanding high reliability and fast synchronization operation. There is a nice application foreground in the field of the synchronization operation of heavy-duty generators.

**Key words:** double microprocessor; synchronization; redundancy; linear interpolation