

基于 DSM 的峰谷时段划分及分时电价研究

丁 宁, 吴军基, 邹 云

(南京理工大学动力工程学院, 南京 210094)

摘要: 峰谷分时电价是现阶段一种有效的需求侧管理(DSM)手段, 有利于削峰填谷, 其效果依赖于科学的峰谷时段划分和合适的分时电价。基于负荷曲线分布分析, 利用模糊半梯度隶属度函数方法, 从负荷曲线上各点分别处于峰时段和谷时段的可能性入手, 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, 通过对该模型需求侧管理的目标函数进行优化, 得到了最优化的峰谷时段划分及其相应的分时电价定价方法。对一个算例进行了仿真、分析, 说明了此种方法的可行性。

关键词: 电力市场; 分时电价; 需求侧管理; 用户反应; 峰谷分时策略

中图分类号: TM 73; F 405

0 引言

电价理论是电力市场的核心理论。国外对电力市场理论的研究主要来源于 20 世纪 80 年代对实时电价的研究^[1,2]。在国内, 随着电力市场的推行, 有关电价理论的研究^[3~6]也十分活跃。一般认为, 公平合理的电价能够提供正确的经济信号, 调节经济运行, 实行社会资源的最优化配置。目前在国内外普遍实行的需求侧管理(DSM)是有效的调节手段之一。它通过价格信号, 引导电力消费者采取合理的用电结构和方式, 避免形成高峰低谷的电力消费方式。文献[7]提出一种有效的负荷模型, 利用峰负荷、谷负荷、总消耗电量来描述反转负荷持续曲线, 从而对 DSM 的实施结果进行各项分析。文献[8,9]从电力消费需求和电力价格相互作用反馈的角度来考虑, 利用自我弹性(self-elasticity)和交互弹性(cross-elasticity)因子来描述价格和需求的相互影响。文献[10]利用每小时边际电价持续曲线(hourly marginal rate duration curve, 缩写为 HMRDC)来描述工业负荷需求对实时电价的响应。在我国, DSM 也得到了广泛的研究。文献[5,6]认为我国目前实行实时电价的条件还不具备, 但实行分时电价是必不可少的第 1 步^[11]。文献[12]主要针对江苏省实行分时电价后大工业用户的响应进行了分析, 认为实行分时电价具有一定的负荷调节效果。文献[13]提出了用户反应的概念来描述电价对负荷的影响, 并提出了基于 DSM 的分时电价的数学模型。本文在此基础上, 提出了一种适当的峰谷时段划分方法和相应的分时电价模型。

1 峰谷时段的确定

电能是一种商品, 有着一般商品的共性^[14], 从微观经济学角度分析, 其市场价格同样受“看不见的手”的制约; 同时, 电能又是一种特殊的商品, 其不可存储性引起的电能供需的瞬时平衡以及电力工业生产的特点, 导致高峰时刻的电能生产成本高于一般时刻的生产成本, 而低谷时刻的生产成本又受着诸多因素的限制。因此, 应适当减少高峰时刻的用电量, 增加低谷时刻的用电量, 即“削峰平谷”, 也就是 DSM 实施的目标之一。

影响用户每一时刻用电量的因素很多^[12], 一般说来, 与此时的电价、天气情况、生产状况、班制、经济政策等因素的关系比较密切。但是, 从实际可操作性和 DSM 的角度出发, 电价是较好的控制对象。DSM 实施的目的之一就是通过价格信号, 促进用户自觉调整其每一时刻的用电负荷。分时电价的主要基础之一就是适当的峰谷时段划分方法, 因为只有适当的峰谷时段划分才能有相应的适当的分时电价, 才能起到较好的削峰填谷的效果。以前峰谷时段的划分是根据日负荷曲线的特点大概估计得到的, 缺乏科学的理论根据, 因此其划分方法有着明显的不合理之处。例如江苏省采取的峰谷时段划分方法^[12,13]如下: 峰时段为 7:00~11:00, 17:00~21:00; 谷时段为 23:00~次日 7:00; 其余时间为平时段, 峰、谷、平时段各为 8 h。可以看到, 将 7:00 划分为峰时段的起点, 显然 7:00 的负荷是刚刚从低谷往上攀升, 远远没有达到峰负荷的指标。后面的仿真实例子也表明此时不应该属于峰时刻。

DSM 实施的主要原因即前提之一就是用电负荷曲线有着明显的高峰低谷现象。因此, 针对负荷曲线的最高峰点和最低谷点进行讨论, 确定负荷曲线上各点分别处于峰时段和谷时段的可能性, 从而为

收稿日期: 2001-06-29。

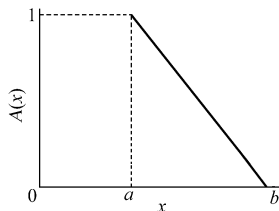
国家自然科学基金(60074007)、教育部资助优秀青年教师基金、高等学校骨干教师资助计划资助项目。

峰谷时段的划分提供一定的科学依据。其确定原则为:

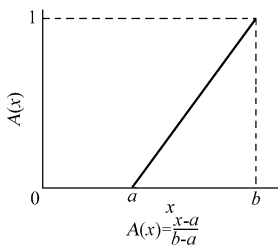
a. 负荷曲线上最高峰点处于峰时段的可能性为 100%,最低谷点处于峰时段的可能性为 0。

b. 负荷曲线上最低谷点处于谷时段的可能性为 100%,最高峰点处于谷时段的可能性为 0。

c. 负荷曲线上其余各点处于峰时段和谷时段的可能性采用半梯形隶属函数^[15]来确定。由于该方法只需确定负荷曲线上各点相对于最高峰点与最低谷点的可比性,与其具体数值无关,所以为了便于计算,只采用了隶属函数的线性部分。其中采用偏小型半梯形隶属函数来确定负荷曲线上各点处于谷时段的可能性,采用偏大型隶属函数来确定各点处于峰时段的可能性,如图 1 所示。图中 a 点和 b 点分别为负荷曲线上的最低谷点和最高峰点。



(a) 偏小型半梯形分布函数



(b) 偏大型半梯形分布函数

图 1 半梯形分布函数

Fig. 1 Semi-gradient distribution function

通过对大量日负荷曲线数据的分析可以看出,一般说来,上午、下午各出现 1 次用电高峰,上午时间稍短,下午时间稍长;而用电低谷一般出现在夜间,并且持续时间较长,因此日负荷曲线表现为典型的双峰性。上面我们讨论了负荷曲线上最低谷和最高峰 2 个特征点,对于另一个特征点,即比负荷最高峰稍低的另一峰,对此可以采用类似的办法来确定负荷曲线上各点相对于此点处于峰时刻的可能性。

图 2 为一典型日负荷曲线,图中 a 点和 b 点分别为负荷曲线上的最低谷点和最高峰点, c 点为双峰的另一峰。经过上述处理,可以看出,在 a, b, c 这 3 个特征点附近的点具有和它们相似的可能性的性质; a 点周围处于谷时段的可能性很大,而处于峰时段的可能性很小; b 点、 c 点处于峰时段的可能性很大,而处于谷时段的可能性很小。我们依据此原则进行峰

谷时段的初步划分。这样,可以将 1 日内的 24 h 划分为 1 个谷时段、2 个峰时段,最多 3 个平时段,总共最多 6 个时段。

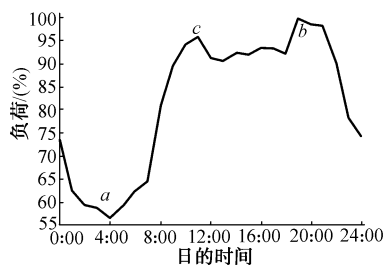


图 2 典型日负荷曲线

Fig. 2 Typical load curve in a day

在实际应用时,为了实施的方便和技术上的可行性,不宜将每时段分得过小,我们假设每时段应不小于 2 h(如果此时段存在的话)。

由于峰谷时段划分没有确切的数学意义,因此难以通过建立数学模型的方法直接得到每日的峰谷时段。但是前面已经提到,峰谷时段的划分是为了确定合适的分时电价,来促使用户自觉地调整其用电方式,从而削峰填谷,影响负荷曲线的形状。因此可以根据上面的准则将 1 日内的 24 h 进行峰谷时段划分,假设共有 n 种分法,每种记为 f_i ,则总的峰谷时段划分集合为 $F = \{f_i, i=1, 2, \dots, n\}$ 。在每种峰谷时段划分模型 f_i 下,采用分时电价模型^[13]进行优化,将结果在 F 下进行比较,从中选取最优的模型 f_i ,即在此模型下,能够取得最优的削峰填谷效果,有着最优的负荷曲线形状,则此模型 f_i 即为所求的峰谷时段划分方法,此种峰谷时段下的峰谷电价即为相应的峰谷电价。

2 数学模型

本文中的分时电价数学模型是基于下面的基本假设:

- 实行分时电价前后日用电量基本保持不变;
- 转移到某一时段的电量按时间轴平均分配。

在 DSM 实行过程中,应该保证供电方和用户侧均能从中受益^[16],即供电方降低电力生产成本和用户侧降低电费支出,否则 DSM 难以继续推行下去。设实行分时电价前平均电价为 c_0 ,全天总用电量为 w_0 ,则收入(也是用户支出) M_0 为:

$$M_0 = w_0 c_0$$

实行分时电价后的峰时段、平时段、谷时段的负荷电价分别为 c_f, c_p, c_g ;峰时段、平时段、谷时段的负荷电量分别为 w_f, w_p, w_g ;则收入为:

$$M_1 = w_f c_f + w_p c_p + w_g c_g$$

设实行分时电价后,由于削峰填谷而节省的电力投资为 M_t ^[13],则供电方的策略为 $M_1 \geq M_0 - M_t$,

而用户侧的策略为 $M_0 \geq M_1$ 。

由于 DSM 是通过价格信号来促使用户自觉调整用电负荷,因此,用户对分时电价的反应就显得至关重要。一般说来,用户具有以下消费心理^[9]:价格相对偏高时,减少消费的数量;价格相对偏低时,增加消费的数量。同样,此情况也存在于实行分时电价的电力消费中:相对于平时段和谷时段的电价,峰时段的电价较高,用户会减少用电量;相对于平时段和峰时段的电价,谷时段的电价较低,用户会增加用电量;相对于谷时段的电价,平时段的电价较高,用户也会减少用电量;相对于峰时段的电价,平时段的电价较低,用户也会增加用电量。因此实行分时电价后的日负荷曲线是由峰时段负荷电价、平时段负荷电价、谷时段负荷电价来确定的。设在 f_i 峰谷时段模型下实行了分时电价后电力系统的日负荷曲线为 P_{f_i} ,则

$$P_{f_i} = P_{f_i}(c_t, c_p, c_g, t)$$

实施 DSM 的主要目的之一是削峰填谷,使日负荷曲线最大峰负荷最小化,日负荷曲线峰谷差变小,从而保证系统运行的经济性和稳定性。采用双目标规划^[17]来对日负荷曲线最大峰负荷和峰谷差进行优化,则目标函数为:

$$\begin{aligned} \min_{f_i \in F} Q_1(f_i) \\ \min_{f_i \in F} Q_2(f_i) \end{aligned}$$

其中

$$\begin{aligned} Q_1(f_i) &= \min_{c_t, c_p, c_g} [\max_{0 \leq t \leq 24} P_{f_i}(c_t, c_p, c_g, t)] \\ Q_2(f_i) &= \min_{c_t, c_p, c_g} [\max_{0 \leq t \leq 24} P_{f_i}(c_t, c_p, c_g, t) - \min_{0 \leq t \leq 24} P_{f_i}(c_t, c_p, c_g, t)] \end{aligned}$$

约束条件为:

- 供电方获利: $M_1 \geq M_0 - M_i$;
- 用户侧受益: $M_0 \geq M_1$;
- 成本约束:谷电价应大于系统在谷时段的边际成本 c_e , 即 $c_e \leq c_g \leq c_p$ 。

显然, $\max_{0 \leq t \leq 24} P_{f_i}(c_t, c_p, c_g, t)$ 是 f_i 峰谷时段模型下日负荷曲线 P_{f_i} 的最大负荷; $\min_{0 \leq t \leq 24} P_{f_i}(c_t, c_p, c_g, t)$ 是 f_i 峰谷时段模型下日负荷曲线 P_{f_i} 的最小负荷; $\max_{0 \leq t \leq 24} P_{f_i}(c_t, c_p, c_g, t) - \min_{0 \leq t \leq 24} P_{f_i}(c_t, c_p, c_g, t)$ 是 f_i 峰谷时段模型下日负荷曲线 P_{f_i} 的峰谷差。

3 仿真计算

算例采用南京供电局提供的一组典型日负荷数据,如图 3 所示。实行分时电价前平均电价为 $c_0 = 0.425$ 元/(kW·h),系统在谷时段的边际成本为 $c_e = 0.12$ 元/(kW·h)。假设实行分时电价后平时段的负荷电价与实行分时电价前的平均电价基本保持

一致,即 $c_p = c_0 = 0.425$ 元/(kW·h)。这是因为平时段电价和平均电价代表了一个地区的总体用电水平,而这在实行分时电价前后应该基本保持不变,同时这 2 个电价也最能给用户以直观的、总体的电价水平。用户对分时电价的反应可以根据大量的社会调查数据,分为用户对峰时段的反应、对平时段的反应、对谷时段的反应来处理,采用曲线拟合的方式进行仿真。

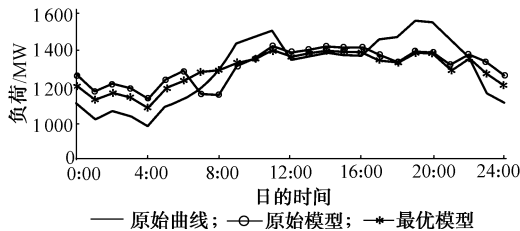


图 3 日负荷曲线
Fig. 3 Load curves

通过仿真,得到最优的峰谷时段划分如下。峰时段为:9:00~11:00,17:00~21:00,共 6 h;谷时段为:23:00~次日 7:00,共 8 h;平时段为:其余时间,共 10 h。在这种时段划分下,峰时段电价为 $c_t = 0.664$ 4 元/(kW·h),谷时段电价为 $c_g = 0.14$ 元/(kW·h)。为了便于比较,我们也仿真出了采用原来的时段划分(峰时段为 7:00~11:00,17:00~21:00;谷时段为 23:00~次日 7:00;其余时间为平时段)所得到的结果,如图 3 所示。

各种性能指标的比较如表 1 所示。

表 1 性能指标
Table 1 Performance specifications

指标	原始负荷	原时段划分结果	最优时段划分结果
最大负荷/GW	1.556 0	1.423 4	1.397 3
最小负荷/GW	0.982 0	1.132 9	1.085 2
峰谷差/GW	0.547 0	0.290 5	0.312 1
负荷率/(%)	83.48	91.93	92.57
峰占比/(%)	46.13	42.00	34.74

从表 1 可以看出,采用最优时段划分所得到的结果,其各项指标均有一定的改进(在峰谷差方面并没有比采用原时段划分的结果好);负荷曲线变得比较平滑,最大峰负荷有了明显下降,负荷率有了一定的提高。这对于提高整个系统的稳定运行和经济运行水平是大有益处的。

4 结论

本文从实施 DSM 的根本目的出发,提出了一套行之有效的峰谷时段划分方法,在此基础上建立了分时电价的数学模型,并对一个算例进行了仿真。从中可以看出:

a. 合适的分时电价依赖于合适的峰谷时段划分,只有合理的峰谷时段划分和合理的分时电价才能较好地体现 DSM 的作用。

b. 峰时段的时间为 6 h,比以前所制定的 8 h 的峰时段有所缩短。这符合分时电价对峰时段的原则^[18];高峰时段应尽量缩短,让小发电机组发电无利可图,提高大机组的运行效率。

c. 使用此种方法在进行求解时,有可能出现下列情况:有好几种时段划分方案,其性能指标函数的结果比较接近。此时,应该针对多个典型日负荷曲线进行计算,最后得到一个综合最优解。

d. 本文中使用的分时电价模型还比较粗糙,有待进一步研究和完善。

本文旨在提出一种确定峰谷时段以及分时电价的方法,通过对一个典型日负荷数据进行分析,证明了此种方法的可行性,但是对于实际应用还有很多工作要做。在实际应用时,首先,应该以某一地区大量的数据为例进行分析;其次,由于一个季节内日负荷曲线形状一般比较相似,因此可以按季节的不同实行不同的分时电价,比如春秋分时电价、夏季分时电价、冬季分时电价,从而确保在实际应用中分时电价能取得较好的效果。

参考文献

- Schweppe F C, Caramanis M C, Tabors R D, et al. Spot Price of Electricity. Dordrecht (Netherlands): Kluwer Academic Publishers, 1988
- 于尔铿,韩放,谢开,等(Yu Erkeng, Han Fang, Xie Kai, et al). 电力市场(Power Market). 北京:中国电力出版社(Beijing: China Electric Power Press), 1998
- 言茂松(Yan Maosong). 电能价值当量分析与分时电价预测(Electricity Value Equivalent and Time-of-day Electricity Price Forecast). 北京:中国电力出版社(Beijing: China Electric Power Press), 1998
- 言茂松(Yan Maosong). 当量电价与融资重组(Electricity Value Equivalent Price and Financing Regroup). 北京:中国电力出版社(Beijing: China Electric Power Press), 2000
- 郑斌,王秀丽(Jia Bin, Wang Xiuli). 电力市场电价理论的分析与综述(1): 边际成本电价理论(The Analysis and Reviews to Price Theory in Power Market (1): Marginal Cost Price Theory). 见:全国高等学校电力系统及其自动化专业第 15 届学术年会论文集(In: The 15th Proceeding of CUS-EPSSA). 武汉(Wuhan): 1999. 1202~1207
- 郑斌,王秀丽(Jia Bin, Wang Xiuli). 电力市场电价理论的分析与综述(2): 竞价机制及转运电价(The Analysis and Reviews to Price Theory in Power Market (2): Price Mechanism and Transfer Price). 见:全国高等学校电力系统及其自动化专业第 15 届学术年会论文集(In: The 15th Proceeding of CUS-EPSSA). 武汉(Wuhan): 1999. 1208~1215
- Rahman S, Rinaldy. An Efficient Load Model for

- Analyzing Demand Side Management Impacts. IEEE Trans on Power Systems, 1993, 8(3): 1219~1226
- David A K, Li Y Z. Effect of Inter-temporal Factors on the Real Time Pricing of Electricity. IEEE Trans on Power Systems, 1993, 8(3): 44~52
- Kirschen D S, Strbac G, Cumperayot P, et al. Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Prices. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(2): 612~617
- Roos J G, Lane I E. Industrial Power Demand Response Analysis for One-part Real-time Pricing. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 13(1): 159~164
- 刘树杰(Liu Shujie). 特殊的电力成本形成及电价体系(The Forming of Special Power Cost and Electrovalence System). 价格理论与实践(Price Theory and Practice), 1998(8): 32~36
- 李扬,王治华,卢毅,等(Li Yang, Wang Zhihua, Lu Yi, et al). 峰谷分时电价的实施及大工业用户的响应(The Implementation of Peak and Valley Time Price for Electricity and the Response of Large Industries). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2001, 25(8): 45~48
- 汤玉东,王明飞,吴军基,等(Tang Yudong, Wang Mingfei, Wu Junji, et al). 基于 DSM 的分时电价研究(Research on DSM-based TOU). 电力需求侧管理(Power Demand Side Management), 2000(3): 14~16
- 姚建刚,章建(Yao Jiangang, Zhang Jian). 电力市场分析(Power Market Analysis). 北京:高等教育出版社(Beijing: Higher Education Press), 1999
- 刘普寅,吴孟达(Liu Puyin, Wu Mengda). 模糊理论及其应用(Fuzzy Theory and Its Applications). 长沙:国防科技大学出版社(Changsha: National University of Defence Technology Press), 1998
- 曾鸣(Zeng Ming). 鼓励电力公司实施 DSM 的若干政策建议(Some Policy Suggestions To Facilitate Utility in Implementing DSM). 电力需求侧管理(Power Demand Side Management), 2000(3): 17~19
- 徐光辉(Xu Guanghui). 运筹学基础手册(Basic Manual for Operational Research). 北京:科学出版社(Beijing: Science Press), 1999
- 1998 年江苏省城市负荷调查报告(98' Report on the City Electric Load Investigation in Jiangsu Province). 江苏省电力局用电处(Jiangsu Electric Power Bureau), 1999

丁宁,男,硕士研究生,主要从事电力市场、需求侧管理的研究和开发工作。

吴军基,男,教授,主要从事电力规划、电力市场、电力调度自动化以及非电量检测技术等方面的研究工作。

邹云,男,教授,博士生导师,美国国家数学学会会员,美国数学评论评论员,主要从事电力市场、电力系统稳定性理论、控制理论及其应用领域的研究工作。

(下转第 16 页 continued on page 16)

