

基于 DSM 的分时电价的确定与分析

刘昌¹, 姚建刚¹, 姚文峰¹, 张午阳¹, 张佳启²

(1. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082; 2. 湖南湖大华龙电气与信息技术有限公司, 湖南 长沙 410012)

摘要: 分时电价是目前需求侧管理的一种有效的手段, 其通过发挥价格杠杆作用, 促使用户自觉改变用电方式, 从而有效缓解峰期用电紧张的局面, 实现移峰填谷的目的。该文在现有理论研究的基础上, 提出了以峰时段的平均市场清算价格为基础确定峰电价, 以平时段的平均市场清算价格为基础确定平电价, 并以此为基础推算出谷时段电价的新型分时电价模型, 将销售侧电价与上网侧电价联系起来, 从一种有效的途径将分时电价市场化, 并通过对该模型的目标函数进行优化, 得到了最佳的峰谷时段划分以及各个时段相应的电价。基于此开发的分时电价分析软件的成功运用, 证明了此种方法的可行性。

关键词: 市场清算价; 需求侧管理; 分时电价

中图分类号: TM73; F123.9

文献标识码: A

文章编号: 1003-4897(2005)15-0057-05

0 引言

目前我国电力市场的改革方向是“厂网分开, 竞价上网”, 即将电网经营企业拥有的发电厂与电网分开, 建立规范的具有独立法人地位的发电实体, 市场也只对发电侧开放。建立市场的最终目标是要提高电力工业效率, 促进电力资源的优化配置。电价在电力市场中起到引导电力生产和消费的杠杆作用, 是实现这一目标的关键所在。合理的电价不但是国家宏观调控上的需要, 而且对于系统的运行、维护和发展, 在开放性的电力市场下, 为用户提供优质、可靠的电力服务, 也是至关重要的。

分时电价作为鼓励电价的一种有效方式, 其通过价格信号引导电力消费者采取合理的用电结构和用电方式, 从而有效缓解峰期用电紧张局面, 移峰填谷, 提高电能的社会效益, 因而分时电价理论得到了国内外学者的广泛关注。文献 [1] 和 [2] 认为我国目前实行实时电价的条件不具备, 但实行分时电价是必不可少的。文献 [3] 主要针对江苏省实行分时电价后大工业用户的影响进行了分析, 认为实行分时电价具有一定的负荷调节效果, 文献 [4] 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 的分时电价数学模型。文献 [5] 利用模糊半梯度隶属度函数方法, 从负荷曲线上各点处于峰时段和谷时段的可能性入手, 优化分时电价模型得出了最佳的峰谷时段划分, 但以上文献均是从需求侧一方来考虑峰平谷各时段的电价。在电力市场条件下, 发电商竞价上网, 每个时段的市场清除电价 MCP (Market Clearing Price) 均是随机变化的, 即

电网公司支付给发电商的购电价格是随报价时段的不同而不同。如果单一地从需求侧一方来考虑电价的制定, 则电网公司的收益难以得到保证, 电价有时也难以真正反映电能的生产成本, 从而造成销售侧和上网侧之间利益的不均衡, 限制了销售侧实行分时电价的积极性。文献 [6] 提出了用市场清除价计算的平均购电价格来确定平时段电价的方法, 将分时电价市场化了, 具有一定的积极意义, 但用全天的 MCP 计算的平均购电价格没有能反映出电能在峰平谷各时段生产成本不同这一原则。

本文在现有理论的基础上, 提出了以处于峰负荷时段的平均 MCP 为基础计及网损、辅助服务费用及电网公司收益后得到的价格来确定峰时段电价, 以处于平负荷时段的平均 MCP 为基础计及网损、辅助服务费及电网公司收益后得到的价格来确定平时段电价, 从而确定峰平电价比, 再根据电网公司收支平衡原则推算出谷时段电价的考虑了用户对分时电价反映的新型电价模型, 将销售侧电价与上网侧结算电价联系起来, 通过对该模型需求侧管理的目标函数进行优化, 得到了最优的峰谷时期划分及分时电价定价方法, 建立了适应电力市场的分时电价体系。

1 峰谷时段的确立

科学的峰谷时段划分是确立合适的分时电价的基础。由于用户的用电负荷曲线有着明显的高峰低谷现象, 因此, 采用文献 [5] 的方法, 针对负荷曲线的高峰和低谷进行讨论, 分析负荷曲线上各点处于峰时段、谷时段的可能性。

其确定原则:

1) 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。

2) 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。

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型隶属度函数来确定。其中采用偏小型半梯型隶属度函数来确定负荷曲线上各点处于谷时段的可能性, 采用偏大型半梯型隶属度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。

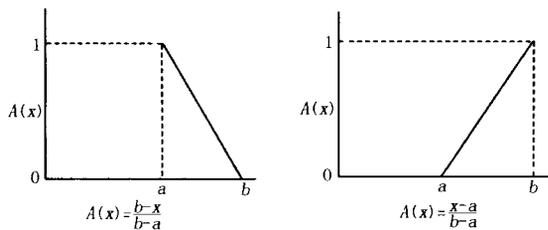


图 1 半梯形分布函数

Fig 1 Semi-gradient distribution function

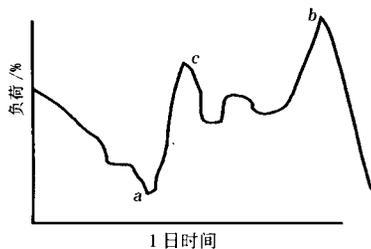


图 2 典型日负荷曲线

Fig 2 Load curve in a typical day

图 2 为一典型日负荷曲线, 图中 a 和 b 分别为负荷曲线上的最低谷点和最高峰点, c 为双峰的另一峰。根据半梯型隶属度函数原理, 得出: a 点周围处于谷时段的可能性很大, 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。据此原则可将各个时段进行初步划分。假设可以排列组合出 n 种峰谷时段的划分方法, 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, 采用如下所述的峰谷平电价的定价模式, 在分时电价模型中进行优化, 将结果在 F 中进行比较, 从中选取最优模型 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, 此种模型即为所求的最优模型。

2 峰谷电价的确立

我国电力市场改革方向是“厂网分开, 竞价上网”, 在这种模式下, 市场规则要求:

1) 发电商对次日每 1 h (或 0.5 h) 负荷提交一条竞价曲线, 全天共 24 (或 48) 条竞价曲线。

2) 交易中心对每 1 h (或 0.5 h) 负荷出清, 确定统一的出清电价, 并按此出清电价结算。

这种投标形成的供给曲线可以得到无约束市场清除价格 (MCP), 如果相应调度计划不存在系统安全问题, 则该价格为市场清除价格。市场清除价格是电力市场竞争的结果, 其较好地反映了电能在这一个时段的生产边际成本, 因而在 MCP 的基础上确定峰谷各时段的电价是合理可行的。换个角度, MCP 是电网公司支付给发电商的购电价格, 其随时间段以及用户负荷的不同而相应变化, 为了保证电网公司的合理收益, 最大限度地接近实时电力市场所要求的上网侧和售电侧联动的电价理论, 以上网侧的结算电价为参考制定销售电价势在必行。文献 [7] 提供的统计数据表明, 尽管在某些负荷高峰时段市场清除电价达到了市场的最高限价, 即市场被某些大的发电商所操纵, 但从总体上说, 一个较长时期的各个时段的平均市场清除电价应维持在较稳定的水平上, 因此, 要做到销售侧电价与发电侧上网结算电价联动, 既保证售电价格合理反映生产成本, 又保证电网公司的合理收益, 在长期统计的基础上, 以峰平分别对应的时段的平均市场清除电价为基准确定峰平电价是可行的。

2.1 峰时段电价的确立

假设选取了第 f_i 种峰谷时段的划分方法, 在此种划分模式下, 峰负荷时段为 t_p , 谷负荷时段为 t_v , 其余为平时段, 设为 t_o 。以电网公司过去一年的统计数据为基础, 设过去一年中处于丰水期的天数为 $T_{\#}$, 处于谷水期的天数为 $T_{\#}$, 其余时间为 $T_{\#}$, 则一年中峰负荷时段的年平均市场清除价 $\bar{P}_{\#-p}$ 为:

$$\bar{P}_{\#-p} = \bar{P}_{\#-p} \times \frac{T_{\#}}{365} + \bar{P}_{\#-p} \times \frac{T_{\#}}{365} + \bar{P}_{\#-p} \times \frac{T_{\#}}{365} \quad (1)$$

其中: $\bar{P}_{\#-p}$ 表示丰水期间按 f_i 峰谷时段划分得到的丰水期峰负荷时段平均市场清除电价

$$\bar{P}_{\#-p} = \frac{\sum_{t=1}^{T_{\#}} (\sum_{t_p} P_{\text{mcp}}(t))}{T_{\#} \times n}$$

n 为在 f_i 的峰谷时段划分下每天峰负荷时段的

报价时段总数。

同理,可得谷水期期间按 f_i 峰谷时段划分得到的谷水期峰负荷时段平均市场清除电价 $\bar{P}_{\text{谷-p}}$ 以及其它时间峰负荷时段平均市场清除电价 $\bar{P}_{\text{平-p}}$ 如下:

$$\bar{P}_{\text{谷-p}} = \frac{\sum_{t=1}^{T_{\text{谷}}} (\sum_{t=t_p}^{t_s} P_{\text{mcp}}(t))}{T_{\text{谷}} \times n}$$

$$\bar{P}_{\text{平-p}} = \frac{\sum_{t=1}^{T_{\text{平}}} (\sum_{t=t_p}^{t_s} P_{\text{mcp}}(t))}{T_{\text{平}} \times n}$$

$$\text{代入式 (1), 运算得 } \bar{P}_{\text{mcp-p}} = \frac{\sum_{t=1}^{365} (\sum_{t=t_p}^{t_s} P_{\text{mcp}}(t))}{365 \times n}$$

则峰时段电价确定如下:

$$P_p = \bar{P}_{\text{mcp-p}} \times l_1$$

P_p 表示根据 f_i 的峰谷时段划分方法计算出的峰时段电价; l_1 为计入输电电价、网损、辅助服务电价、电网公司的合理收益后的比例系数。

2.2 平时段电价的确定

同上理论, 计算过去一年中处于平负荷时段的年平均市场清除价 $\bar{P}_{\text{mcp-s}}$,

$$\bar{P}_{\text{mcp-s}} = \frac{\sum_{i=1}^{365} (\sum_{t=t_s}^{t_s} P_{\text{mcp}}(t))}{365 \times m}$$

m 为在 f_i 的峰谷时段划分下每天平负荷时段总的报价时段数。

则平时段电价确定如下:

$$P_s = \bar{P}_{\text{mcp-s}} \times l_2$$

式中: P_s 表示根据 f_i 的峰谷时段划分方法计算出的平时段电价; l_2 为计入输电电价、网损、辅助服务电价、电网公司的合理收益后的比例系数。

由于系数 l_1, l_2 是由电网公司结合电网的实际运行参数以及自身的合理收益后优化确定的, 需权衡各方面的综合因素。因此, 为了阐述明确, 本文只给出 l_1, l_2 建议的取值范围 $l_1 \in [2, 2.5], l_2 \in [2, 3]$ 。

2.3 谷时段电价的确定

在电力市场条件下, 电厂在报价时必须自己考虑机组启停机成本和开停机技术约束。因此, 电厂报价决策是基于多个时段全局优化作出的, 当机组希望不停机时, 电厂将为机组的最低出力申报较低的价格, 这一价格可能为负。系统边际清除价为负, 说明几乎所有的机组都不希望在该时段被停机^[7]。因而, 系统负荷处于低谷期的某些时段时, 市场清除

价通常远离生产成本, 甚至可能出现负电价或零电价, 若以谷时段的平均市场清算价格为基础来确定销售侧的谷时段电价则略显不妥。

设过去一年峰荷、谷荷、腰荷小时集合分别为 T_p, T_v, T_s , 相对应的生产的电能为 A_p, A_v, A_s , 对应的时间分别为 t_p, t_v, t_s , 显然 $t_p + t_v + t_s = 8760 h$, 而在时刻 t 的电量为 $p(t)$, 所以 $A_p = \sum_{t=t_p}^{t_s} p(t)$ ($t \in t_p$), $A_v = \sum_{t=t_p}^{t_s} p(t)$ ($t \in t_v$), $A_s = \sum_{t=t_p}^{t_s} p(t)$ ($t \in t_s$)。

$$\text{则全年平均电价为 } \bar{r} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} p(t) \bar{r}(t)}{\sum_{t=1}^{8760} p(t)}$$

式中: $\bar{r}(t)$ 为 t 时刻的电价。

从电力公司来看, 根据全年收支平衡原则,

$A_p P_p + A_s P_s + A_v P_v = C_z$ 且有 $(A_p + A_s + A_v) \bar{r} = C_z$ 其中: C_z 为全年费用, 包括成本、利润和税收; P_p 为根据 2.1 节理论算出的峰时段电价; P_s 为根据 2.2 节理论算出的平时段电价; P_v 为待确定的谷时段电价。所以 $(A_p + A_s + A_v) \bar{r} = A_p P_p + A_s P_s + A_v P_v$ 。

根据过去一年的统计数据测算出 f_i 峰谷时段划分下的 A_p, A_s, A_v , 从而推算出谷时期电价为:

$$P_v = \frac{(A_p + A_s + A_v) \bar{r} - A_p P_p - A_s P_s}{A_v}$$

3 分时电价模型

电力体制改革目的之一就是在发电企业和售电企业之间引入竞争, 并使电价反映供求关系, 保证供电方和用户侧均能从中受益。假设实行峰谷分时电价前平均电价为 C_0 , 全天总用电量为 W_0 , 则售电收入 M_0 为 $M_0 = C_0 W_0$ 。实行分时电价后的峰时段、平时段、谷时段的电量电价分别为 P_p, P_s, P_v , 峰时段、平时段、谷时段电量分别为 W_p, W_s, W_v , 则收入为:

$$M_1 = P_p W_p + P_s W_s + P_v W_v$$

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 , 则供电方策略为 $M_1 - M_0 - M_t$, 而用户策略为 $M_1 - M_0$ 。

分时电价通过发挥价格杠杆作用缓解峰期用电紧张局面, 实现移峰填谷的目的。一般来说, 用户具有如下消费心理: 相对于平时段和谷时段的电价, 峰时段电价较高, 用户会减少用电量; 相对于平时段和峰时段的电价, 谷时段电价较低, 用户会增加用电量; 相对于谷时段电价, 平时段的电价较高, 用户会

减少用电量;相对于峰时段电价,平时段的电价较低,用户会增加用电量。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。

假设在 f_i 峰谷时段划分模型下实行分时电价后系统日负荷曲线为 P_{fi} , 则

$$P_{fi} = P_{fi}(P_p, P_s, P_v, t)$$

实施峰谷分时电价的主要目的就是使日负荷曲线最大峰负荷最小化,日负荷曲线峰谷差最小化,从而保证系统运行经济性、稳定性。

基于下面的假设:

1) 实行峰谷分时电价前后的用电量基本保持不变。

2) 转移到某一时段的电量按时间轴平均分配。

峰谷分时电价模型如下:

$$\begin{cases} \min_{f_i} Q_1(f_i) \\ \min_{f_i} Q_2(f_i) \end{cases}$$

其中: $Q_1(f_i) = \min \left[\max_{0 \leq t \leq 24} P_{fi}(P_p, P_s, P_v, t) \right]$;

$$Q_2(f_i) = \min \left[\max_{0 \leq t \leq 24} P_{fi}(P_p, P_s, P_v, t) - \right.$$

$$\left. \min_{0 \leq t \leq 24} P_{fi}(P_p, P_s, P_v, t) \right]$$

约束条件为:

1) 供电方获利 $M_1 - M_0 - M_{i0}$ 。

2) 用户侧受益 $M_1 - M_{i0}$ 。

3) 成本约束:谷电价应大于系统在谷时段的边际成本 C_e , 即 $C_e - P_v - P_{s0}$ 。

其中: $\max_{0 \leq t \leq 24} P_{fi}(P_p, P_s, P_v, t)$ 是 f_i 峰谷时段模型下日负荷曲线 P_{fi} 的最大负荷; $\min_{0 \leq t \leq 24} P_{fi}(P_p, P_s, P_v, t)$ 是 f_i 峰谷时段模型下日负荷曲线 P_{fi} 的最小负荷; $\max_{0 \leq t \leq 24} P_{fi}(P_p, P_s, P_v, t) - \min_{0 \leq t \leq 24} P_{fi}(P_p, P_s, P_v, t)$ 是 f_i 峰谷时段模型下日负荷曲线 P_{fi} 的峰谷差。

4 计算过程

综上所述,本文利用分时电价模型确定最优的峰平谷时段划分以及各时段的电价的方法归纳如下:

1) 根据某地区一段时间内的典型日负荷曲线,利用半梯型隶属度函数来确定各点处于峰时段和谷时段的可能性,并依此原则进行峰谷时段的初步划分,假设有 n 种分法,取第 i 种分法,设为 f_i 。

2) 在 f_i 的峰谷时段模型下,利用较长时间段的历史数据(假设为过去一年的历史数据)求解出这一段时期处于峰时段的平均市场清算价格,并以此为基础确定峰时段电价;同理,以这一时期处于平时

段的平均市场清除价格为基础来确定平时段电价,再依据电网公司年收支平衡原则,结合历史数据库中全年的峰、谷、平各时段的全年总电量,推算出谷时段电价。

3) 根据步骤 1) 确定的峰谷时段划分方法,以步骤 2) 确定的 f_i 划分下的峰平谷各时段的电价来建立分时电价模型 h_i 。

4) 比较不同峰谷划分方法下分时电价模型的目标函数,依据负荷曲线上最大负荷最小化、日负荷曲线峰谷差最小化的原则确定最优的峰谷时段划分以及此种划分模式下的峰平谷 3 个时段的电价。

5 数据仿真

1) 选取某地区的典型日负荷数据^[6],如表 1 所示。

表 1 典型日负荷数据

Tab 1 Load data in a typical day

t	负荷/MW	t	负荷/MW	t	负荷/MW	t	负荷/MW
1	5 110	7	5 960	13	6 825	19	7 780
2	5 325	8	6 435	14	6 925	20	7 750
3	5 200	9	7 175	15	6 860	21	7 290
4	4 910	10	7 340	16	6 860	22	6 810
5	5 435	11	7 525	17	7 290	23	5 815
6	5 660	12	6 700	18	7 350	24	5 535

最大负荷 $L_{\max} = 7 780$ MW; 最小负荷 $L_{\min} = 4 910$ MW; 峰谷差 $T = 2 870$ MW。

2) 依据文献 [6] 提供的数据,假设该地区某个时段内负荷与 MCP 的关系曲线如图 3 所示。

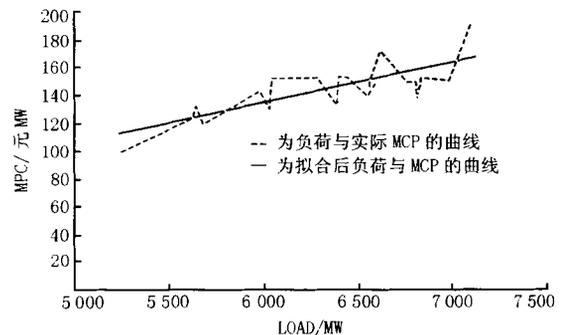


图 3 某地区负荷与 MCP 的关系曲线

Fig 3 Related curve about load and MCP

3) 利用以上模拟数据按照标题 4 所提供的步骤建立起考虑用户反应的新型分时电价模型,取系数 $k_1 = 2.3$, 系数 $k_2 = 2.8$, 仿真分析后得到如下结论:

a 最优峰谷时段划分

峰时段: 9:00 至 11:00, 18:00 至 22:00, 共 6 h

谷时段:23:00至次日7:00,共8h。

平时段:除峰谷时段以外的时间,共10h。

b 峰平谷各个时段电价

峰时段电价:0.610元/MW;平时段电价:

0.420元/MW;谷时段电价:0.165元/MW。

最大负荷: $L_{max} = 6\,930.0$ MW;最小负荷 $L_{min} = 5\,825.0$ MW;峰谷差 $T = 1\,105$ MW。

4) 文献[6]的仿真结果如下

最大负荷: $L_{max} = 6\,998.0$ MW;最小负荷 $L_{min} = 5\,797.7$ MW;峰谷差 $T = 1\,200.3$ MW。

5) 仿真结果表明,利用本文所阐述的分时电价新型模型优化后确定的最佳峰谷时段划分及最优的峰谷各时段的电价能起到较好的削峰填谷效果,相比于没有实行分时电价之前,峰负荷减少了850 MW,谷负荷增加了915 MW,峰谷差减少了1765 MW,分时电价较好地发挥了其价格杠杆的作用。将本文的仿真结果与文献[6]的仿真结果对比可以看出,前者相比与后者,最大负荷更小,峰谷差更小,从而可以证明以峰平时段的MCP为基础来确定峰平电价,再以此推导出谷电价的方法比单纯依靠平时段的MCP来确定平电价的方法更能发挥分时电价的负荷调节的作用,本文所建立的分时电价模型是可行的。

6 模型应用

由于本文是基于一个长时间段的历史统计数据构建分时电价模型并优化得出最佳解的,数据运算量较大,需用计算机辅助完成。作者以powerbuilder 9.0为前台应用开发工具,采用oracle为后台数据库,成功开发出了一套分时电价分析管理软件,为电网公司制定合理的分时电价提供了参考依据。

7 结论

本文从销售侧与上网侧电价联动的理论出发,以商品生产规律为基础,结合电力工业市场化改革的宏观目标,从电能生产销售、电力公司运营和电力市场运行的角度分析了分时电价的计算方法,把平均市场清除价格引入到了考虑用户反应的分时电价模型中,将销售侧售电价格与上网侧结算电价联系起来,有效保证了电网公司的收益。分时电价分析管理软件的成功开发和应用,证明了新模型在解决实际实际问题时的实用性。

参考文献:

[1] 郑斌,王秀丽. 电力市场电价理论的分析与综述(): 边

际成本电价理论[A]. 全国高等学校电力系统及自动化专业第15届学术年会论文集. 武汉:1999. 1202-1207.

JIA Bin, WANG Xiu-Li The Analysis and Reviews to Price Theory in Power Market (I): Marginal Cost Price Theory[A]. The 15th Proceeding of CUS-EPSSA. Wuhan: 1999. 1202-1207.

[2] 郑斌,王秀丽. 电力市场电价理论的分析与综述(): 竞价机制及转运电价[A]. 全国高等学校电力系统及自动化专业第15届学术年会论文集. 武汉: 1999. 1208-1215.

JIA Bin, WANG Xiu-li The Analysis and Reviews to Price Theory in PowerMarket (II): Price Mechanism and Transfer Price[A]. The 15th Proceeding of CUS-EPSSA. Wuhan: 1999. 1208-1215.

[3] 李扬,王治华,卢毅,等. 峰谷分时电价理论的实施及大工业用户的响应[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(3): 45-48.

LI Yang, WANG Zhi-hua, LU Yi, et al The Implementation of Peak and Valley Time Price of Electricity and the Response of Large Industries[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(3): 45-48.

[4] 汤玉东,王明飞,等. 基于DSM的分时电价研究[J]. 电力需求侧管理, 2000, (3): 14-16.

TANG Yu-dong, WANG Ming-fei, et al Research on DSM-based TOU[J]. Power Demand Side Management, 2000, (3): 14-16.

[5] 丁宁,吴军基,等. 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, 2003, 27(2): 9-12.

DING Ning, WU Jun-ji, et al Research of Peak and Valley Time Period Partition Approach and TOU Price on DSM[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(2): 9-12.

[6] 吴秋伟,汪蕾,等. 基于DSM和MCP的分时电价的确定与分析[J]. 电力需求侧管理, 2003, (2): 24-29.

WU Qiu-wei, WANG Lei, et al Determination and Analysis of TOU Power Price Based on DSM and MCP[J]. Power Demand Side Management, 2003, (2): 24-29.

[7] 李灿,龚乐年,等. 电力市场中现货电价的分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2001, (6): 67-70.

LI Can, GONG Le-nian, et al The Analysis of Spot Price in Electricity Market[J]. Proceedings of the EPSA, 2001, (6): 67-70.

[8] 姚建刚,章建. 电力市场分析[M]. 北京:高等教育出版社, 1999.

YAO Jian-gang, ZHANG Jian Power Market Analysis [M]. Beijing: Higher Education Press, 1999.

(下转第85页 continued on page 85)

- (3): 63-66
- [2] 薛蕙, 杨仁刚. 基于 FFT 的高精度谐波检测算法 [J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(12): 106-110.
XUE Hui, YANG Ren-gang Precise Algorithms for Harmonic Analysis Based on FFT Algorithm [J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 22(12): 106-110.
- [3] Jain V K, Collins W L. High-accuracy Analog Measurements via Interpolated FFT [J]. IEEE Trans M, 1979, 28: 113-122.
- [4] Grandke T. Interpolation Algorithms for Discrete Fourier Transform of Weighted Signals [J]. IEEE Trans M, 1983, 32: 350-355.
- [5] 许珉. 用顺序采样值精确测量电量 [J]. 继电器, 2002, 30(1): 34-35.
XU Min Accurate Measurement of Electrical Quantities Based on Sequence Sampling Value [J]. Relay, 2002, 30(1): 34-35.
- [6] 丁玉美, 高西全. 数字信号处理 [M]. 西安: 西安电子科技大学出版社, 2001.
DING Yu-mei, GAO Xi-quan Digital Signal Processing [M]. Xi'an: Xidian University Press, 2001.

收稿日期: 2004-11-17; 修回日期: 2005-02-18

作者简介:

许珉 (1956 -), 男, 副教授, 从事电力系统监视与控制的教學与研究; E-mail: xumin@zzu.edu.cn

张鸿博 (1980 -), 男, 硕士研究生, 从事电力系统监视与控制的研究。

Approach for the accurate measurement of electrical quantity based on a synchronous sequential sampling

XU Min, ZHANG Hong-bo

(School of Electrical Engineering, Zhengzhou University, Zhengzhou 450002, China)

Abstract: By means of the discrete frequency spectrum, the frequency spectrum leakages of the conventional DFT and the DFT with a Hanning window are comparatively analyzed in this paper. The error cause in the electrical quantity measurement using asynchronous sequence sampling is also discussed. Based on the technique of asynchronous sequential sampling, an accurate measurement approach is presented for the measurement of distortional electrical quantity. Simulation result shows that presented approach will provide much better computational precision.

Key words: asynchronous sequential sampling; frequency spectrum leakage; barrier effect

(上接第 61 页 continued from page 61)

- [9] Rinaldy R. An Efficient Load Model for Analyzing Demand Side Management Imports [J]. IEEE Trans on Power System, 1993, 8(3): 1219-1226.

刘 昌 (1982 -), 男, 硕士研究生, 主要从事电力市场及其技术支持系统的软件开发以及电力需求侧管理方向的研究; E-mail: liuchang - 2000@etang.com

姚建刚 (1952 -), 男, 教授, 博士生导师, 主要从事电力市场、配电系统自动化和新型输电方式的研究;

姚文峰 (1980 -), 男, 硕士研究生, 主要从事电力市场方向研究。

收稿日期: 2004-11-15; 修回日期: 2005-01-11

作者简介:

Research of TOU power price model based on DSM

LU Chang¹, YAO Jian-gang¹, YAO Wen-feng¹, ZHANG Wu-yang¹, ZHANG Jia-q²

(1. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China;

2. Hunan HDHL Electric & Information Tech Co., Ltd, Changsha 410012, China)

Abstract: TOU (Time-of-use) power price is one of the effective measures in DSM (Demand Side Management). Through exerting the effect of price lever, power consumers will change their power consuming mode so as to be beneficial to flat the load curve. Based on the analysis of existing academic research, a new TOU power price model is developed whose originality lies in determining the price of peak load's period by using average MCP (market clearing price) in its period, then confirming the valley price based on last two aspects. An excellent approach of peak-valley time-period partitioning and TOU tariff setting is thus presented by optimizing the TOU price model as above of the performance function in DSM. The successful using of software based on this theory shows that the new model is feasible and reasonable.

Key words: market clearing price; demand side management; time-of-use power price