

# Métodos económicos para el manejo de la demanda de potencia eléctrica: aplicación en el mercado eléctrico de Ucrania

*Volodymyr Nakhodov, Germán Moreno O.\**

## Resumen

Se presentan resultados de investigaciones realizadas en el Instituto Politécnico de Kiev (Ucrania) en el área de métodos económicos para manejo de la carga del sistema eléctrico. En particular, se propone una metodología para construir un sistema de tarifas de electricidad que permita estimular a los consumidores para:

- Participar en la reducción de la escasez de potencia del sistema eléctrico.
- Aplanar las curvas de potencia eléctrica del sistema.
- Reducir la irregularidad de la demanda corriente de potencia eléctrica.

Dada la similitud de la estructura del sector eléctrico y de los mercados de energía eléctrica de Ucrania y de Colombia, se concluye la conveniencia de desarrollar metodologías para el manejo de la demanda en el país, aprovechando la experiencia ucraniana.

----- *Palabras clave:* manejo de la demanda, comercialización de energía, tarifas de energía.

## Abstract

Results of research at the National Technical University of the Ukraine, Kiev Polytechnic Institute, in the field of economical methods on the demand side management of electric energy, are presented. In particular, it is proposed a way of making up electrical tariffs to stimulate consumers to:

- Participate in reduction of power shortage
- Smooth out electric load curves
- Reduce the irregularity of the power demand shape

Given the similarity between the colombian and the ucranian structures of the electric market, it is concluded that it would be interesting to develop methodologies of demand side management for the colombian electric system, taking advantage of the Ucranian experience on this matter.

----- *Key words:* demand side management, energy marketing, energy tariffs.

---

\* Profesores, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Antioquia.

## 1. Introducción

Evidentemente, la demanda de la potencia eléctrica determina el régimen y todos los parámetros de trabajo del sistema eléctrico, y así influye en la contabilidad y calidad del abastecimiento eléctrico de los consumidores y en el costo de la energía.

Para trabajar con los mínimos gastos financieros posibles, el sistema eléctrico puede optimizar el proceso de cubrimiento de la carga eléctrica existente (y esto siempre lo realiza el Centro Nacional de Despacho). Pero hay otra opción: antes que optimizar los regímenes de trabajo, es necesario formar gradualmente la demanda eléctrica deseable para el sistema. En este caso la energía, poco a poco, será más barata, lo que le permitirá al sistema tener el beneficio más grande y también reducir (o por lo menos, no aumentar) el precio de la electricidad [1, 11].

La demanda eléctrica puede manejarse por diversos métodos. A menudo se utilizan métodos administrativos o medios para la automatización del sistema eléctrico, si hay necesidad de asegurar su integridad y su capacidad de funcionamiento. Pero estos métodos perjudican a los consumidores. Por ello, los métodos económicos para el manejo de la demanda eléctrica, con estimulación a los consumidores para formar la demanda deseable en el sistema eléctrico, se presentan como los únicos aceptables en las condiciones de mercado.

Una “herramienta” muy bien conocida y utilizada en la rama energética, para tal estimulación, son las tarifas de electricidad.<sup>1</sup> Por medio de las tarifas se puede manejar efectivamente la demanda eléctrica; sin embargo, es importante entender que en este caso no se deben mirar sólo las tarifas sino los precios de energía. Para manejar la demanda eléctrica es necesario formar una estructura de tarifas de energía, estructura que debe corresponder a las tareas y a las funciones que las tarifas deben cumplir.

En el transcurso de los últimos años, en Ucrania se realizaron investigaciones para crear un sis-

tema multifuncional de tarifas de electricidad, las cuales, en particular, permiten manejar la demanda eléctrica [2, 3, 11]. Como este sistema fue elaborado para Ucrania, cabe decir algo sobre la estructura de su sector eléctrico y también sobre sus problemas principales.

## 2. Estructuras y problemas del sector eléctrico de Ucrania

Desde 1996 funciona en Ucrania el mercado eléctrico, inspirado en el modelo de Inglaterra. Por eso, la estructura moderna del sector en Ucrania es muy parecida a su homóloga en Colombia (véase figura 1).

En el sector eléctrico de Ucrania había (y hay ahora) los problemas siguientes:

- El sistema eléctrico ha presentado escasez de potencia.
- La demanda de electricidad tiene una irregularidad considerable en el tiempo (entre el día y la noche, durante la semana y en el transcurso del año).
- Las centrales eléctricas no tenían suficiente potencia de generadores “de pico” (para cubrir el aumento rápido de la carga eléctrica).

Evidentemente, para eliminar estos problemas, es necesario construir centrales nuevas, y entre ellas algunas con generadores “de pico”, pero ello exige bastante tiempo y considerables recursos financieros. O hay otra opción: manejar la demanda de potencia. En principio, es necesario hacer lo uno y lo otro. Pero el segundo camino es más rápido, más barato y permite evitar, ahora mismo, o por lo menos reducir, las limitaciones de la demanda o los cortes del abastecimiento eléctrico a los consumidores.

## 3. Tarifas como medio de manejo de la demanda eléctrica

Los problemas citados del sector eléctrico de Ucrania se pueden resolver (o por lo menos su-

<sup>1</sup> Tarifa de electricidad tiene aquí la acepción de precios de electricidad diferenciales por cualesquier criterio, los cuales pueden ser utilizados para consumidores regulados o no regulados.

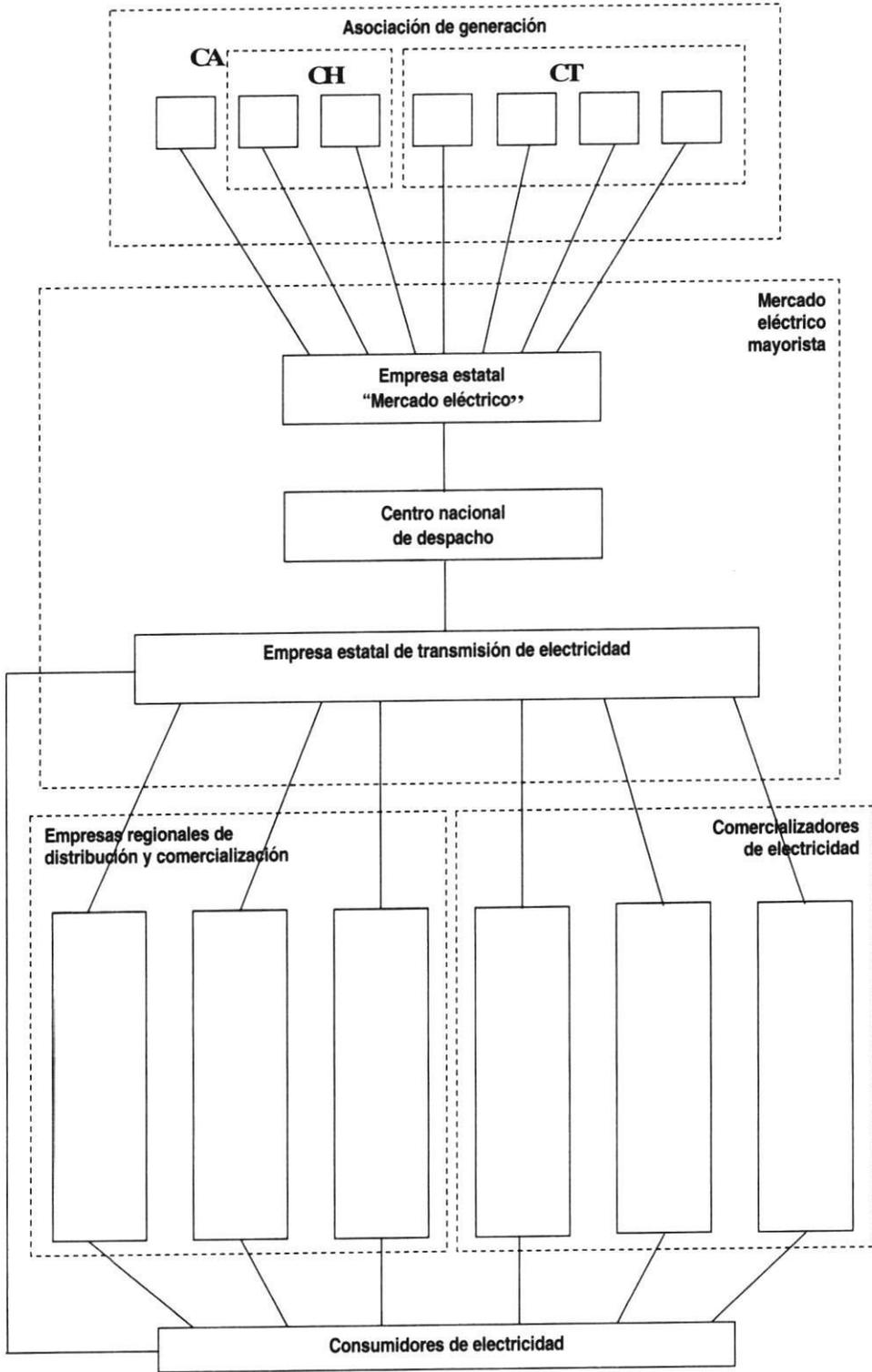


Figura 1 Estructura de la rama eléctrica de Ucrania después de la reestructuración

vizar) gradualmente mediante el manejo de la demanda eléctrica. Para esto es necesario elaborar y aplicar el sistema de tarifas de energía, las cuales estimularán a los consumidores para [2, 3, 11]:

- Participar en la reducción de la escasez de potencia del sistema eléctrico.
- Aplanar las curvas de potencia eléctrica del sistema.
- Reducir la irregularidad de la demanda usual de potencia eléctrica.

El sistema multifuncional de tarifas para Ucrania ya fue desarrollado. Un fragmento de este sistema, relacionado con el manejo de la demanda de potencia eléctrica, se presenta en la figura 2.

Hay dos niveles en los cuales es necesario establecer tarifas de electricidad: el nivel de mercado eléctrico mayorista y el nivel de los distribuidores y comercializadores de energía. En el nivel de mercado eléctrico se establecen solamente los precios de energía para las horas del día y la noche, y nada más. Para cumplir las funciones económicas esto es suficiente, pero no lo es para manejar la demanda de potencia. La causa es que los distribuidores y comercializadores de energía no se interesan habitualmente en manejar la demanda del sistema eléctrico (son independientes y para obtener su beneficio no necesitan pensar en la solución de este problema).

Pero el problema de manejo de la demanda eléctrica es (¡o debe ser!) importante para el mercado eléctrico mayorista. Por eso, en este nivel es necesario establecer tarifas que permitan manejar la demanda de potencia de los distribuidores y comercializadores. En este caso, por su estructura, los mismos estarán obligados a establecer para los consumidores tarifas similares y, de esta manera, participarán en el manejo de la demanda eléctrica.

Es suficiente, entonces, mirar los fundamentos para el establecimiento de las tarifas en el nivel superior; en el nivel inferior, el proceso es similar.

Desde el punto de vista del manejo de la demanda, hay que establecer tres componentes para las tarifas de electricidad:

- Un descuento por participación de los consumidores en la reducción de la escasez de potencia del sistema.
- Sobre la base de una parte del costo de la electricidad (costo de la energía) es necesario definir tarifas de electricidad diferenciales por períodos de tiempo.
- Otra parte del costo de la electricidad justifica la tarifa por potencia consumida.

Obsérvese de qué manera se puede establecer cada uno de esos componentes para las tarifas de energía.

#### **4. Estimulación de la participación de los consumidores en la reducción de la escasez de potencia del sistema eléctrico**

En principio, el sistema eléctrico debe trabajar sin escasez de potencia y energía; tiene para ello dos opciones:

- Disponer de la potencia de reserva necesaria (y gastar para esto considerables recursos financieros complementarios).
- Estimular a los consumidores para que acepten reducir su potencia en caso de aparecer déficit de potencia en el sistema.

El segundo camino permite evitar parte de los gastos financieros, pero una parte de ese ahorro se debe devolver a los consumidores que crean las condiciones para el mismo. Hacer esto es posible, por ejemplo, en la forma de un descuento al precio de la energía para esos consumidores [4].

Para definir el monto de este descuento es necesario contestar dos preguntas:

- ¿Cuál potencia de reserva debe tener el sistema eléctrico, para trabajar sin racionamiento?

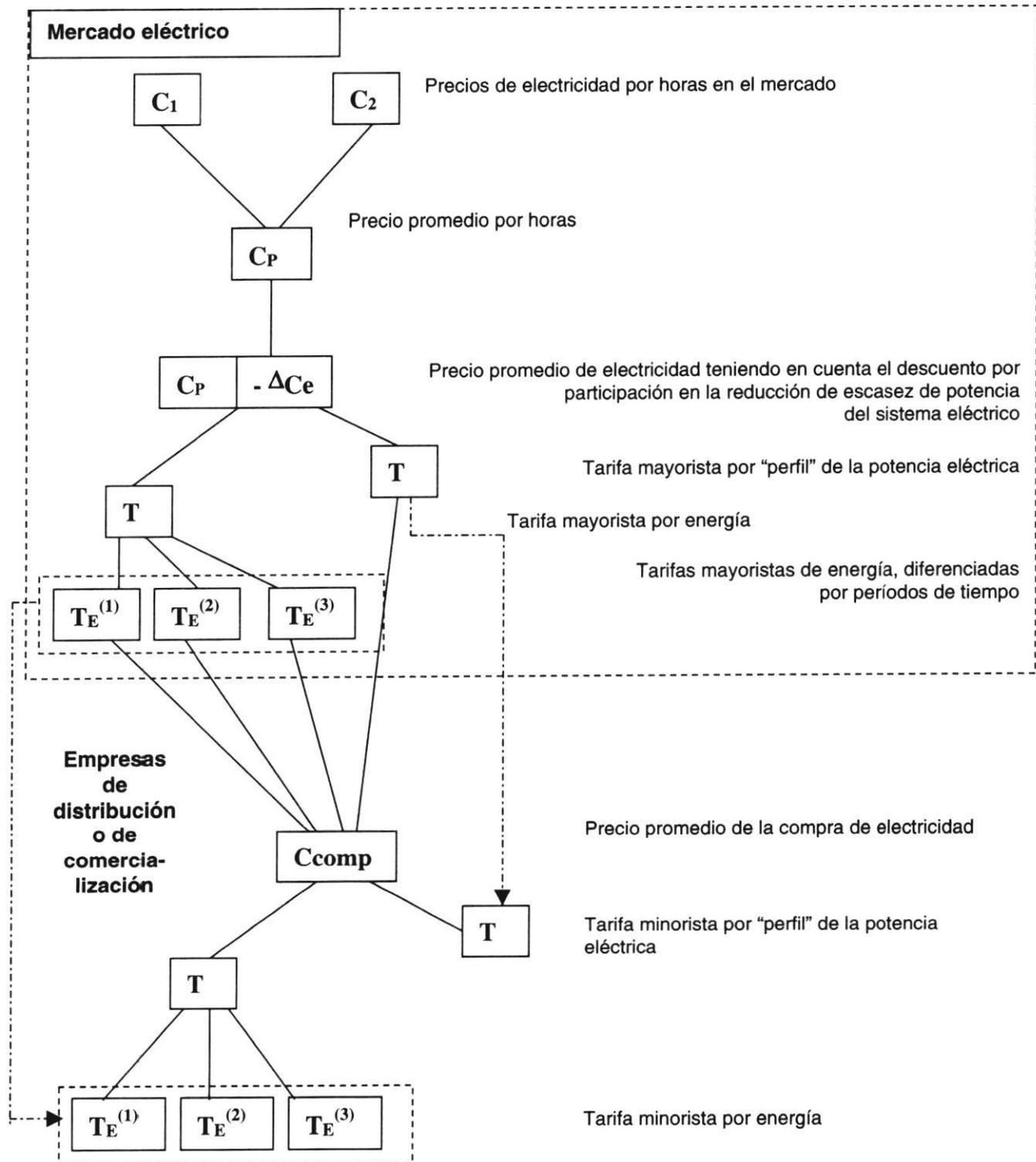


Figura 2 Sistema de las tarifas para el manejo de la demanda de la potencia y de la energía eléctrica

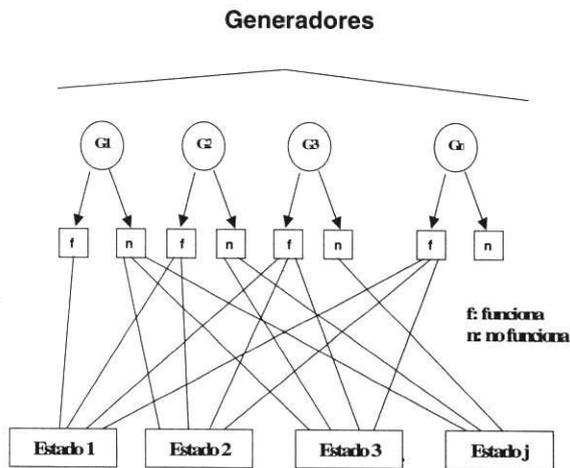
- ¿Cuál puede ser el ahorro de recursos financieros, si la potencia de reserva se reduce en alguna magnitud definida?

Para definir la potencia de reserva, necesaria en el sistema, hay que construir dos modelos:

- Modelo para pronóstico de carga del sistema eléctrico.
- Modelo de los estados posibles de la generación del sistema.

Un pronóstico de la carga se realiza siempre en el centro nacional de despacho (para esto hay metodologías y el software correspondiente). Construir el segundo modelo es posible con base en lo siguiente.

Como cada generador en el sistema puede funcionar o no funcionar, se puede definir la probabilidad de cada uno de esos estados, y los estados posibles del sistema eléctrico se presentan como superposición de los estados de todos los generadores (véase figura 3).



**Figura 3** Espacio de los estados del sistema eléctrico

Para cada estado del sistema eléctrico se puede definir la probabilidad  $B_j$  y la potencia de trabajo  $P_j$ . En comparación con un pronóstico de la demanda eléctrica, para cada estado del sistema se puede definir también el tiempo  $t_j$ , en el

transcurso del cual el sistema no es capaz de cubrir la demanda, y también la escasez probable  $D_j$  de energía. Con base en estos datos se calcula la escasez promedio ( $E$ ) de energía para todos estados posibles del sistema eléctrico (ver figura 4):

$$E = \sum_{j=1}^N B_j \times D_j \quad (1)$$

donde  $N$  es número de los estados posibles del sistema eléctrico.

También es necesario definir la probabilidad general de que el sistema no sea capaz de cubrir la demanda eléctrica (Loss of load probability,  $LOLP$ ):

$$LOLP = \frac{1}{100} \sum_{j=1}^N B_j \times t_j \quad (2)$$

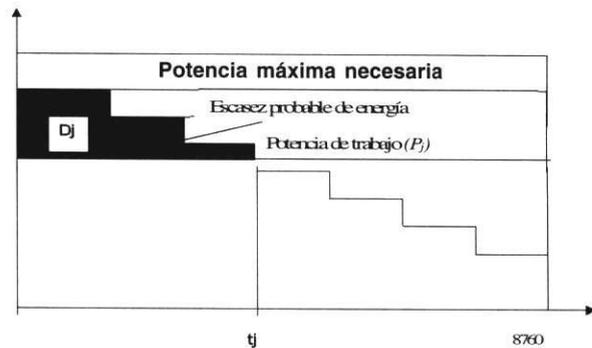
La probabilidad citada se puede calcular en las horas (por ejemplo, durante un año):

$$LOLP_0 = LOLP \times 8.760 \quad (3)$$

donde 8.760 es el número de las horas en un año calendario.

En este caso, se puede definir la escasez promedio ( $Pe.pr$ ) que con la probabilidad citada puede presentarse en el sistema eléctrico:

$$Pe.pr = \frac{E}{LOLP_0} \quad (4)$$



**Figura 4** Definición de la escasez de potencia del sistema eléctrico

De otro lado, esta escasez promedio de la potencia se puede mirar como la potencia promedio de reserva, necesaria para asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico [4].

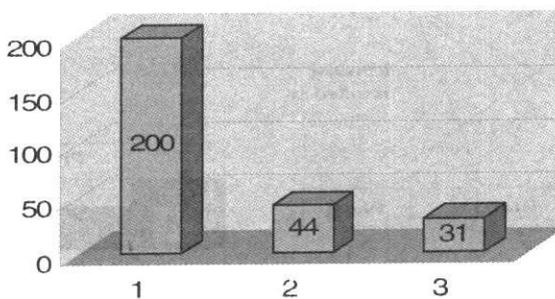
Para definir un ahorro de los recursos financieros del sistema eléctrico, si hubiera la posibilidad de reducir la potencia de reserva, se pueden aplicar las metodologías utilizadas para calcular el costo de la energía en las centrales y en el mercado eléctrico mayorista.

En la figura 5 se presenta un ejemplo de cálculo del descuento por participación de los consumidores en la reducción de la escasez de potencia del sistema.

En este caso hay tres empresas de distribución, las cuales permiten reducir su demanda, de antemano, si en el sistema surge una situación de avería. El descuento posible para cada consumidor depende del volumen de la limitación permitida de potencia y del consumo planteado de energía. En principio, este descuento por 1 kWh no es grande, pero el valor del ahorro de costos financieros para los consumidores puede ser considerable. Por eso, la participación en la reducción de la escasez de potencia del sistema puede ser ventajosa también para los consumidores. Por consiguiente, un descuento en las tarifas de electricidad, establecido de esta manera, puede servir como un camino real para resolver (o por lo menos suavizar) gradualmente el problema de escasez de potencia.

<i>Empresa regional de distribución</i>	<i>Limitación permitida de potencia eléctrica (MW)</i>	<i>Consumo planteado de electricidad (Mwh/Año)</i>	<i>Ahorro de dinero (Millones de US\$/Año)</i>
Kievenergo	500	3824388	7,59
Donenergo	760	25951500	11,57
Dneprenergo	500	24837578	7,59

Descuento  
US\$ Centavos/MWh



En este gráfico:  
 1: Kievenergo.  
 2: Donenergo.  
 3: Dneprenergo.

**Figura 5** Ejemplo del cálculo del descuento por participación de los consumidores en la reducción de escasez de la potencia del sistema eléctrico

## 5. Aplanamiento de las curvas de la potencia del sistema eléctrico

Para resolver el problema de la irregularidad de las curvas de potencia del sistema eléctrico, se utilizan las tarifas diferenciales de electricidad por períodos de tiempo. Para establecer estas tarifas, es necesario resolver dos tareas [5, 6]:

- Definir los períodos de tiempo para los cuales es necesario tener tarifas distintas.
- Definir cuál debe ser el "nivel" de las tarifas para cada período.

Normalmente, para esto se utilizan solamente consideraciones económicas; por ejemplo, se puede calcular el costo de la energía para cada hora del día, pero la diferencia entre estos precios horarios no es considerable. Por eso, con frecuencia tales tarifas no permiten estimular efectivamente a los consumidores para aplanar las curvas de la potencia del sistema. De manera más efectiva se puede lograr, si se establecen tarifas diferenciales en el tiempo, utilizando la teoría de control automático [5, 6].

Desde el punto de vista de esta teoría, el manejo de la carga del sistema eléctrica se puede presentar en la forma del esquema de la figura 6. El sistema eléctrico tiene muchos consumidores, o sea que en el mismo instante se realizan numero-

sos procesos de consumo de energía (estos procesos se presentan como el objeto de manejo). En estos procesos influyen muchos factores interiores y exteriores, y como resultado de todos los procesos resulta la curva de potencia del sistema eléctrico. Como un regulador de este sistema de manejo pueden servir las tarifas de electricidad, las cuales deben influir en todos los procesos de consumo de energía. En la teoría, ése es el sistema de manejo por la desviación del parámetro regulado. Entonces, la influencia de la regulación, o las tarifas mismas de electricidad, se pueden (¡y es necesario!) establecer con base en el examen de las curvas de potencia del sistema.

Los períodos para los cuales es necesario establecer tarifas distintas se pueden definir con base en lo siguiente; aquéllos deben ser los períodos en los cuales las curvas de potencia del sistema son diferentes. Como muestra la experiencia, todas las curvas diarias de potencia tienen el mismo carácter.

Pero cualquiera de las dos curvas citadas puede distinguirse por dos parámetros: la potencia promedio y la oscilación de la potencia durante el día (su dispersión) [5, 6]. De esta manera, por estos dos parámetros se pueden clasificar y agrupar las curvas de potencia, con ayuda de criterios estadísticos como el criterio de Student y el de Fisher. Y es posible definir las estaciones del año o los días de la semana, para los cuales las

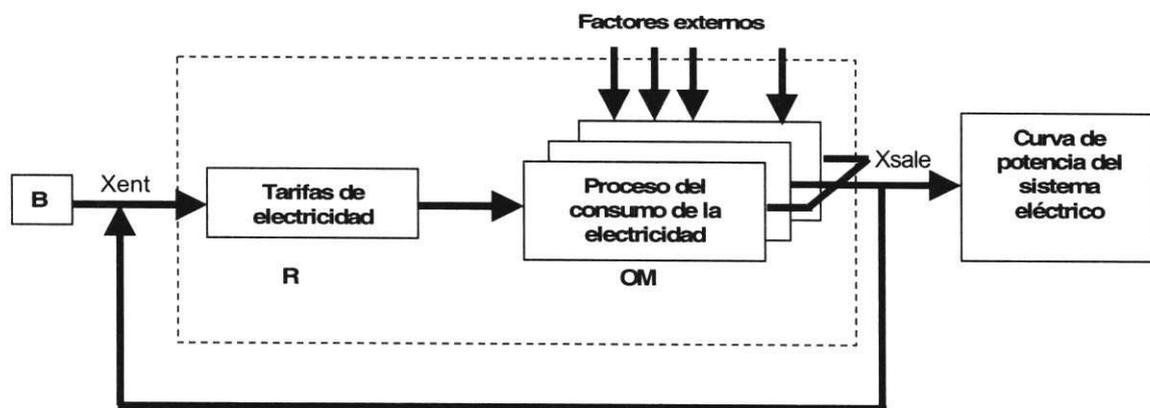


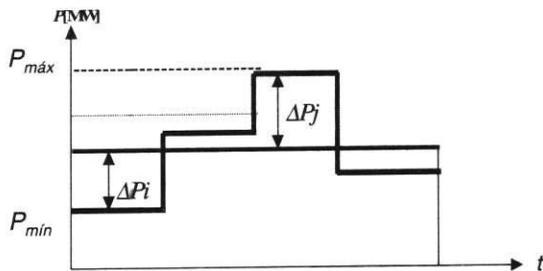
Figura 6 Sistema del "manejo automático" del proceso del consumo de electricidad

curvas de la potencia del sistema eléctrico son diferentes. Mediante el establecimiento de intervalos de confianza para la potencia promedio del sistema eléctrico, se pueden definir también las franjas horarias típicas dentro de las cuales la carga del sistema no cambia considerablemente.

La tarifa  $T_i$  para cada período determinado  $i$  (para estaciones del año, para los días de la semana o para las franjas horarias del día) se puede establecer como el precio de la energía (la tarifa promedio  $T_{pr}$ ) multiplicado por un coeficiente  $K_{t,i}$  (coeficiente tarifario):

$$T_i = K_{t,i} T_{pr} \quad (5)$$

El valor numérico del coeficiente  $K_{t,i}$  debe depender de la desviación  $\Delta P_i$  de la carga real del sistema eléctrico desde su carga deseable (véase figura 7). Evidentemente, la más deseable es la carga constante en el tiempo.



**Figura 7** Desviación de la carga real del sistema eléctrico desde su carga deseable

Si la carga real sobrepasa la carga deseable, el coeficiente tarifario debe ser mayor que 1; si la carga real es igual a la carga deseable, el coeficiente citado debe ser igual a 1; si la carga real está bajo la carga eléctrica, el coeficiente tarifario debe ser menor que 1.

Para estimular efectivamente a los consumidores a que aplanen las curvas de potencia del sistema eléctrico, la magnitud del coeficiente tarifario debe estar en dependencia no lineal con la desviación citada de la potencia eléctrica.

Como la función de indicador más adecuada para esto se presenta [5, 6]:

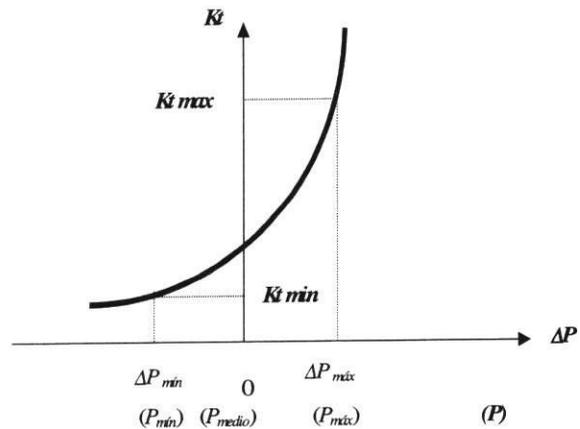
$$K = A^{\Delta P_i} \quad (6)$$

donde  $A$  es la base de la función, que se puede establecer según la ecuación siguiente:

$$A = \left( \frac{T_{máx}}{T_{mín}} \right)^{\left( \frac{1}{P_{máx} - P_{mín}} \right)} \quad (7)$$

En la ecuación (7), la magnitud  $T_{máx}/T_{mín}$  se presenta como una correlación deseable (o necesaria) para estimular efectivamente a los consumidores a que aplanen las curvas de potencia, y las cantidades  $P_{máx}$  y  $P_{mín}$  son las magnitudes correspondientemente, máxima y mínima, de la potencia del sistema.

De tal manera, la función de la dependencia del coeficiente tarifario ( $K_{t,i}$ ) en relación con la desviación de la carga eléctrica real respecto de la carga deseable, se puede presentar en la forma del gráfico de la figura 8.



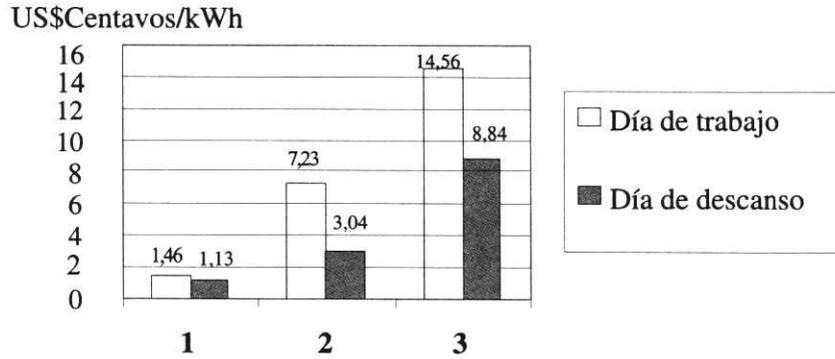
**Figura 8** Gráfico para la definición de las magnitudes del coeficiente tarifario

En la figura 9 se presenta un ejemplo para establecer, en el sistema eléctrico de Ucrania, las tarifas diferenciales por períodos de tiempo. Como muestra la figura, la diferencia entre las tarifas establecidas para varios períodos es

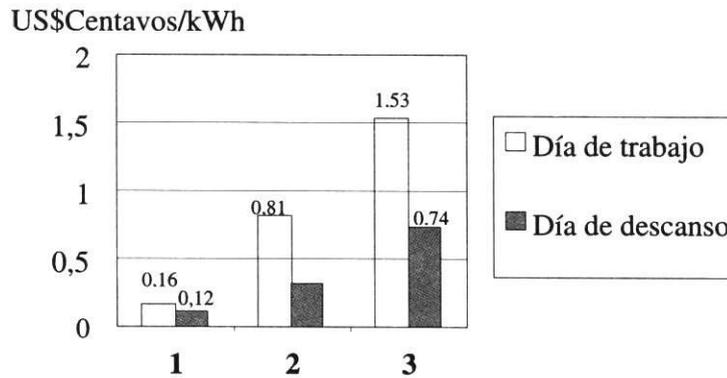
bastante grande (la relación  $T_{m\acute{a}x}/T_{m\acute{i}n}$  es igual a 10). Y esta diferencia se puede variar en funci3n del cambio de las curvas de potencia del sistema el3ctrico. Por eso, las tarifas establecidas de esta

manera estimulan m3s efectiva y correctamente a los consumidores para que corrijan su demanda de manera deseable para el sistema el3ctrico (esto es, aplanar las curvas de potencia del sistema).

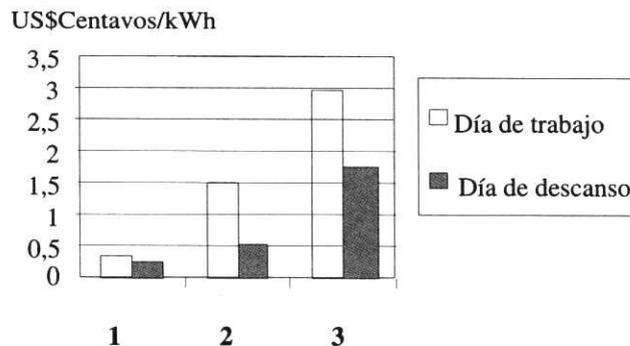
Estaci3n 1 (noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo)



Estaci3n 2 (abril, octubre)



Estaci3n 3 (mayo, junio, julio, agosto, septiembre)



1: Franja de baja carga, 2: Franja de semipico de la carga, 3: Franja de pico de la carga

Figura 9 Ejemplo de establecimiento de las tarifas de electricidad diferenciadas por períodos

## 6. Reducción de la irregularidad de la potencia del sistema

Las tarifas diferenciales en el tiempo tienen limitaciones: ellas no permiten manejar la demanda de potencia eléctrica corriente (durante períodos cortos) [7, 8]. La causa es que el pago por la electricidad, calculado con las tarifas diferenciales en el tiempo, es el pago por la potencia promedio, consumida en los períodos correspondientes (normalmente, en el transcurso de un mes) (véase figura 10).

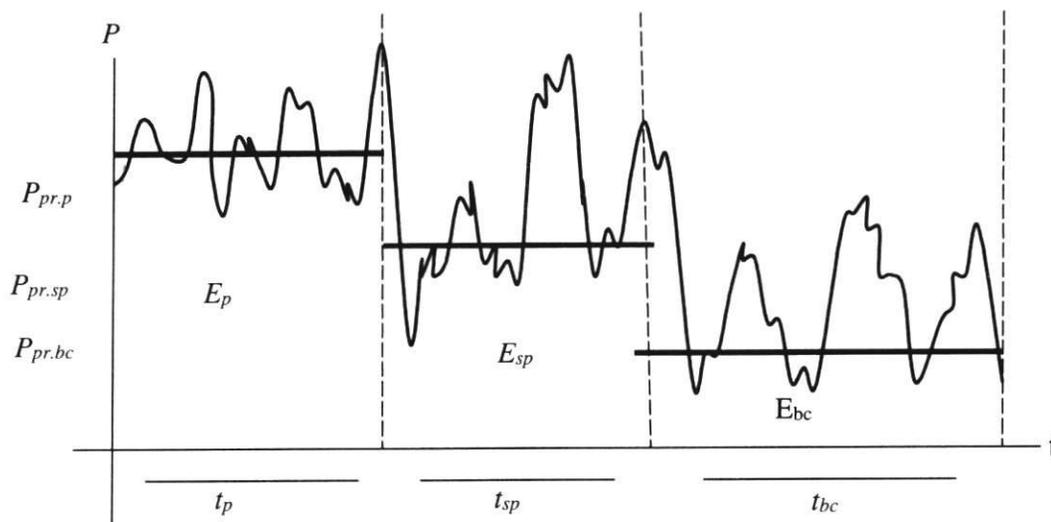
Para manejar la demanda eléctrica corriente (en los períodos más cortos) es necesario establecer una tarifa especial para la potencia. Esto es bien conocido. Esta tarifa se establece por una única magnitud de la potencia (por ejemplo, por la potencia máxima consumida).

Más correcto y más útil es establecer esta tarifa como un pago por la irregularidad de la demanda eléctrica de los consumidores (como un pago por el "perfil" de su carga eléctrica o por su curva de la potencia total) [7, 8].

Para establecer la tarifa por el "perfil" de potencia de los consumidores, son necesarios los pasos siguientes:

- Clasificar y agrupar los consumidores por el carácter de su demanda (por la forma de sus curvas de potencia).
- Evaluar, en la irregularidad de la carga del sistema eléctrico, la influencia de las curvas de potencia de grupos definidos de consumidores.
- Evaluar los gastos financieros complementarios del sistema para cubrir la demanda irregular.

El primer paso se puede realizar con metodologías similares al método de definición de los períodos para tarifas diferenciales (método de clasificación y agrupación de las curvas de la potencia) [7, 8, 9]. Para el paso tercero también es posible utilizar las metodologías existentes, utilizadas para calcular el precio de la electricidad en las centrales y en el mercado eléctrico mayorista.



$$Pago = (P_{Pr.p} t_p) T_p + (P_{Pr.SP} t_{SP}) T_{SP} + (P_{Pr.bc} t_{bc}) T_{bc}$$

**Figura 10** Limitaciones del manejo de la demanda de potencia eléctrica por medio de las tarifas diferenciales en el tiempo

Es posible definir la influencia de las curvas de la potencia de los consumidores en la desigualdad de la carga del sistema eléctrico con base en lo siguiente [9, 10].

En tanto que la potencia del sistema eléctrico en cualquier momento es igual a la suma de las potencias eléctricas de los consumidores, se puede expresar la dispersión  $D_s$  de la curva de la potencia del sistema (la cual refleja la irregularidad de esta curva) en función de las dispersiones  $D_{c,i}$  de las curvas de la potencia de los consumidores:

$$D_s = \sum_{i=1}^N D_{c,i} + 2 \sum_{k=1}^{C^2_N} COV_k(P_{c,m}, P_{c,n}) \quad (8)$$

donde  $N$  es el número de grupos de consumidores,  $C_N$  es el número de las combinaciones de  $N$  grupos de consumidores tomados de a 2,  $COV_k(P_{c,m}, P_{c,n})$  es la covariación entre las curvas de potencia de dos grupos de consumidores, grupos  $m$  y  $n$ .

De esta manera se puede definir la parte de la dispersión  $D_{c,i}$  de la carga del sistema eléctrico, determinada por el consumidor  $i$ ; esto es, definir un “aporte” de este grupo de consumidores en la desigualdad de la potencia del sistema:

$$\Delta D_{c,i} = D_{c,i} + \sum_{K=1}^{N-1} COV_k(P_{c,j}, P_{c,k}) \quad (9)$$

Donde el índice  $j$  se refiere a cualquier otro consumidor diferente de  $i$ .

Con base en este parámetro es posible calcular un coeficiente (coeficiente del “aporte”  $K_{a,i}$ ), que caracteriza numéricamente la influencia de la curva de potencia del grupo  $i$  de consumidores en la irregularidad de la carga del sistema eléctrico:

$$K_{a,i} = \frac{\Delta D_{c,i}}{D_s} \times 100\% \quad (10)$$

El signo y la magnitud de este coeficiente de “aporte”  $K_{a,i}$  reflejan el carácter y grado de influencia (signo “-”, el consumidor disminuye la irregularidad de la carga del sistema; signo “+”, aumenta esta irregularidad) (véase figura 11).

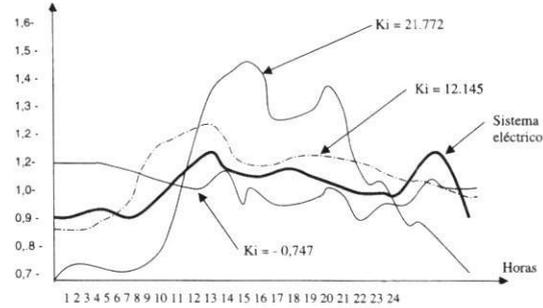


Figura 11 Evaluación del grado de influencia de las curvas de potencia de los consumidores en la irregularidad de la potencia del sistema eléctrico

Así, cada consumidor puede declarar su curva promedio (típica) de potencia (por ejemplo, en la forma de tres “escalones” de la potencia establecida para las franjas horarias del día) (véase figura 12). Y se puede definir, según esta curva, el coeficiente del “aporte” de este consumidor en la desigualdad de la carga del sistema eléctrico.

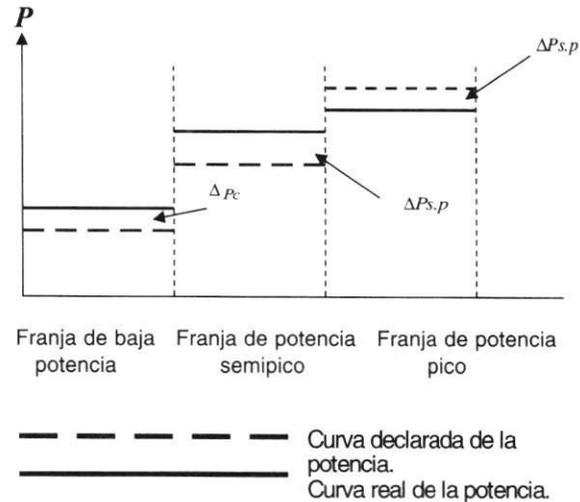


Figura 12 “Perfil” de la potencia eléctrica del consumidor

Los gastos financieros complementarios, que sufre el sistema eléctrico para cubrir la demanda irregular, es necesario repartirlos entre los consumidores, proporcionalmente a sus coeficientes de “aporte”. De tal manera, para cada consumidor se establece un pago “básico” (Pago  $b$ ) por su “perfil” de potencia eléctrica.

Pero, teniendo en cuenta que la curva real de la potencia eléctrica del consumidor puede ser diferente de la curva declarada, el pago real por el “perfil” de potencia se debe corregir en función de la desviación de la potencia real con respecto a la potencia declarada en las franjas horarias. De tal manera, el pago real (Pago *r*) del consumidor por su “perfil” de la potencia eléctrica se puede calcular como:

$$\text{Pago.r} = \text{Pago.b} + \Delta\text{Pago.c} + \Delta\text{Pago.sp} + \Delta\text{Pago.p} \quad (11)$$

donde:  $\Delta\text{Pago.c}$ ,  $\Delta\text{Pago.sp}$ ,  $\Delta\text{Pago.p}$  son las correcciones para el pago básico por el “perfil” de potencia del consumidor correspondiente, el cual se define para cada franja horaria como se ilustra en la figura 13 [21].

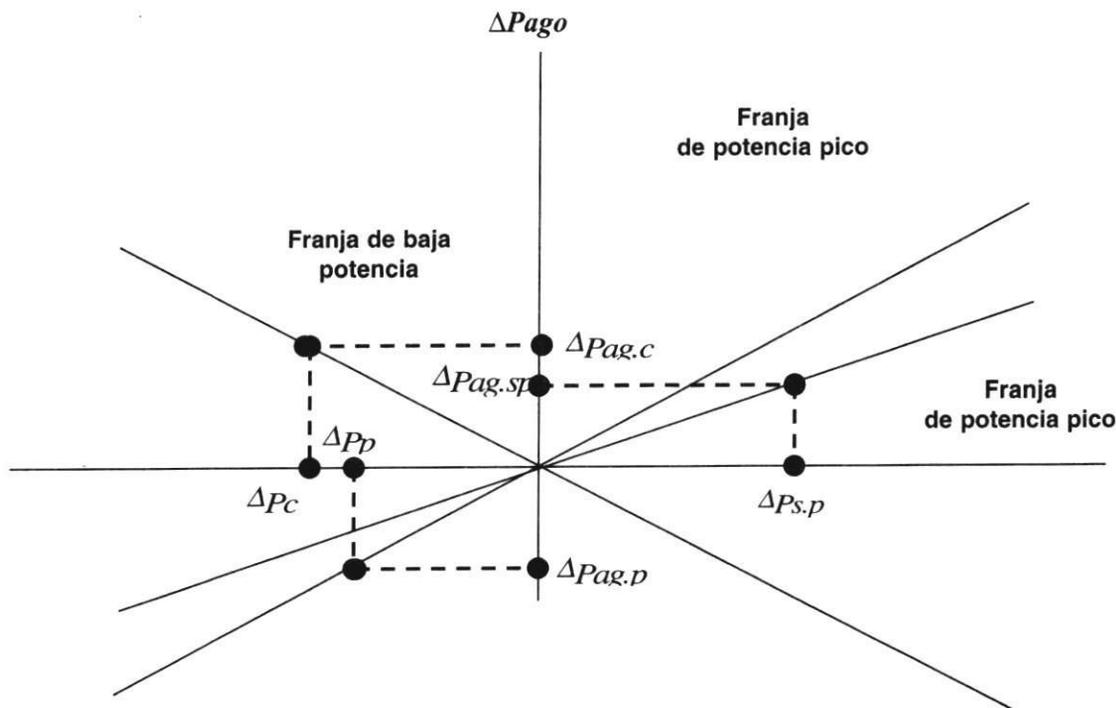


Figura 13 Corrección del pago básico del consumidor por su "perfil" de potencia eléctrica

Entonces, establecida de esa manera la tarifa por potencia, se puede estimular a los consumidores a que elijan su “perfil” de potencia (la curva declarada) posiblemente más plano y más deseable para el sistema eléctrico. Y, además, esta tarifa estimula a los consumidores a no sobrepasar considerablemente, en ningún momento, su potencia declarada en los períodos de carga alta del sistema, y a no reducir considerablemente su potencia declarada (también en cualquier momento) en la franja horaria con la carga baja del sistema. Queda claro así, que el pago por el “perfil” de potencia permite manejar con bastante efectividad la demanda de potencia co-

riente de los consumidores en, prácticamente, el transcurso de las veinticuatro horas.

### Conclusión

Se han citado tres componentes para el manejo económico de la potencia del sistema eléctrico, que están incluidos en el sistema multifuncional de las tarifas de electricidad desarrollado en Ucrania. Para establecer cada uno de estos componentes hay metodologías concretas, que se pueden examinar con más detalle en la perspectiva de adaptarlas y aplicarlas a las condiciones del mercado eléctrico de Colombia.

## Referencias bibliográficas

1. A. Prakhovnik and V. Nakhodov. "Problems, Methods, and Means of Demand Side Management". In: *The Scientific Transactions of the National Technical University of the Ukraine "Kiev Polytechnic Institute"*. No. 1. 1997. pp. 41-48 (en ucraniano).
2. Prakhovnik A. and Nakhodov V. "Creación del sistema multifuncional de las tarifas de electricidad". En: *Energética y electrificación*. No. 1. 1996. pp.40-42 (en ruso).
3. Nakhodov V., Zamulko A. and Fedorenko L. "Tarifas de electricidad como el medio de manejo del consumo de energía eléctrica en las condiciones de mercado". En: *Energética y electrificación*. No. 2-3. 1998. pp. 46-48 (en ruso).
4. Nakhodov V. and Zamulko A. "Definición del descuento para las tarifas mayoristas del mercado por la participación de los consumidores en la reducción de la escasez de la potencia del sistema eléctrico". *Manuscrito colocado en la Biblioteca Científica Nacional de Ucrania*. Kiev 1997 (en ruso).
5. Nakhodov V. and Minkin A. "Metodología de establecimiento de las tarifas monomías de electricidad, diferenciales por periodos". *Manuscrito colocado en la Biblioteca Científica Nacional de Ucrania*. Kiev. 1994 (en ruso).
6. Nakhodov V. and Zamulko A. "Sistema de las tarifas mayoristas y minoristas de electricidad, diferenciales por periodos". En: *Noticias Científicas de la Universidad Técnica Nacional de Ucrania*. No. 1. 1998. pp. 22-26 (en ucraniano).
7. Nakhodov V. and Zamulko A. "Metodología de las tarifas 'de escalón' para la potencia eléctrica, diferenciales por grupos de consumidores y por periodos del tiempo". *Manuscrito colocado en la Biblioteca Científica Nacional de Ucrania*. Kiev, 1997 (en ucraniano).
8. V. Nakhodov and A. Zamulko. "Economical Methods of Operative Control of Electric Energy Load". In: *Transactions of the Ukrainian House of Economical and Scientific-Technical Knowledge*. No. 6. 1998. pp. 112-114 (en ruso).
9. V. Nakhodov and A. Zamulko. "Definition of Consumers Influence on Electric Energy Load Irregularity of the Electric Energy System". In: *The Scientific Transactions of the National Technical University of the Ukraine "Kiev Polytechnic Institute"*. No. 3(4). 1998. pp. 19-21 (en ucraniano).
10. V. Nakhodov and A. Zamulko. "Functional Dependences of Consumers Payment for Irregularity of Electric Energy Load Demand". In: *Transactions of the Ukrainian House of Economical and Scientific-Technical Knowledge*. No. 5. 1999. pp. 49-52 (en ruso).
11. V. Nakhodov and A. Zamulko. "Multifunctional System of Electricity Tariffs for Ukraine". In: *Energetic and Market*. No. 1-2. 1999. pp. 47-53 (en ucraniano).