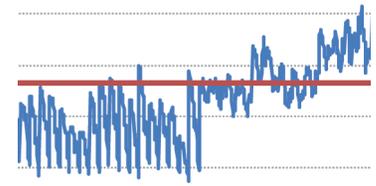


# Método para calcular la potencia eléctrica óptima a contratar en España



## Method for calculating optimum contracted electric power levels in Spain

Carlos Gorria Corres<sup>1</sup>, Mikel Lezaun Iturralde<sup>1</sup>, Eduardo Sáinz de la Maza Escobal<sup>1</sup>, Jordi Martí Carrera<sup>2</sup>, Alaitz Mitxelena de la Torre<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Universidad del País Vasco/Euskal Herriko Unibertsitatea – UPV/EHU. Facultad de Ciencia y Tecnología. Dpto.de Matemática Aplicada y Estadística e Investigación Operativa. Calle Sarriena s/n – 48940 Leioa. Tfno.: + 34 946 012502. mikel.lezaun@ehu.eus

<sup>2</sup> Grupo Init. Paseo Uribitarte, 6 planta 2 – 48001 Bilbao.

<sup>3</sup> Eroski S. Coop. Barrio San Agustín, s/n – 48230 Elorrio.

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/8021> | Recibido: 07/04/2016 • Aceptado: 05/09/2016

### ABSTRACT

- In Spain, as in most European countries, the bills paid by electricity consumers are calculated on the basis of three main components: the energy term (active/reactive), the power term and taxation on electricity and other items (e.g. equipment rental & measurement actions). The power term can be broken down in turn into two components: one based on the actual energy supplied and the other on the supply capacity of each installation. The price of this last component is calculated on the basis of the maximum power capacity contracted by users in line with the capacity of each installation (referred to here as "contracted power") and of expected consumption. As actual power demand from customers departs from this reference level, billing for this item can increase or decrease. This article presents a method for optimising contracted power under Spanish low and high-voltage rates based on actual power supplied over the course of a full year. The result is an IT programme that is extremely helpful in making decisions concerning the power level to be contracted in the coming year, since in principle the requirements should be similar to those of the ongoing year. The process designed is validated with data on power consumption at premises owned by Eroski S. Coop. and by the University of the Basque Country (UPV/EHU).
- **Keywords:** power term, contracted power, optimisation.

### RESUMEN

En España, como en la mayoría de los países europeos, la factura eléctrica de los consumidores se calcula en función de tres componentes principales: término de energía (activa/reactiva), término de potencia, e impuestos sobre la electricidad y otros varios, como alquiler de equipos y actuaciones en la medida. A su vez, el término de facturación de potencia tiene dos componentes, una debida a la energía real suministrada y la otra a la capacidad de suministro de la instalación. El cálculo de la tarifa por esta última componente se basa en las potencias que contrata el usuario, de acuerdo con la capacidad de su instalación y sus previsiones de consumo. Conforme las potencias que realmente demanda el cliente se apartan de esta referencia, la factura por este concepto puede aumentar o disminuir.

En este artículo se muestra un método para optimizar la potencia a contratar en tarifas de baja y alta tensión españolas, a partir de potencias reales suministradas a lo largo de todo un año. El resultado es un programa informático que sirve de gran ayuda a

la hora de tomar una decisión sobre las potencias a contratar en el año venidero, ya que en principio las potencias que se vayan a demandar serán similares a las del año en curso. El proceso diseñado se ha validado con datos de consumo de centros de Eroski S. Coop. y de la Universidad del País Vasco – UPV/EHU.

**Palabras clave:** término de potencia, potencia a contratar, optimización.

### 1. INTRODUCCIÓN

En la mayor parte de los países europeos, la factura eléctrica de los consumidores se calcula en función de tres componentes: término de energía (activa/reactiva), término de potencia, e impuestos sobre la electricidad y otros varios, como alquiler de equipos y actuaciones en la medida. El término de facturación de la potencia suele tener dos apartados, uno debido a la capacidad de suministro de la instalación y otro a la energía real demandada. También puede haber una cuota fija de acceso. En algunos países hay un sistema de diferenciación tarifaria horaria o estacional. En lo que corresponde a la capacidad de la instalación, en la mayoría de los casos la tarificación está basada en un sistema de "suscripciones", en el que el utilizador de la red contrata con su proveedor unas potencias de suministro de acuerdo con sus previsiones de consumo. Estas suscripciones constituyen la base de la facturación por potencia contratada. Este sistema incita al cliente a afinar las potencias a contratar, ya que cuanto más se acerquen las previsiones a las potencias reales requeridas, menos deberá pagar. Para una comparativa de la política tarifaria de distintos países ver ([1]).

En Europa coexisten diferentes estructuras tarifarias para la factura de acceso relativa a la potencia contratada. Por ejemplo, en Bélgica, por el exceso sobre la potencia contratada se factura para todo el mes, la diferencia entre la potencia cuarto horaria máxima registrada y la contratada, al 115% del precio de la potencia contratada ([2]). En Italia, para la factura mensual por potencia contratada, se toma la potencia cuarto horaria demandada máxima del mes ([3]). En Francia, las fórmulas que calculan la facturación por potencias suministradas superiores a las contratadas son más complejas ([4]). En Italia no existe diferenciación horaria o estacional, mientras que sí la hay en Bélgica y Francia. En este artículo nos centramos en la estructura tarifaria por potencia contratada en España (ver [5]).

En España existen diferentes tipos de tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, cada una

de ellas para determinados valores de la tensión y potencia de la energía suministrada. La estructura de las distintas tarifas, así como los valores de los parámetros que determinan el precio a abonar, los establece el gobierno mediante un decreto y se aplican invariablemente a todos los consumidores. En este artículo se estudian dos tipos de tarifas, las tarifas 3 y 6. Estas tarifas tienen diferenciación horaria y en ellas, la cuantía a abonar anualmente por este concepto depende de la potencia contratada por el cliente en cada uno de los periodos tarifarios, pero con correcciones que penalizan económicamente las potencias demandadas superiores a la contratada y, en las tarifas 3, bonifican las inferiores. Cada consumidor, de acuerdo con las características técnicas de su instalación, se acoge necesariamente a una de las tarifas y contrata una potencia determinada para cada periodo tarifario, que estará en vigor todo un año.

El contenido de este artículo es fruto de un proyecto para la empresa de distribución *Eroski S. Coop.*, que cuenta con más de 2.000 tiendas de distintos formatos y negocios. El objetivo es diseñar una herramienta informática para que de acuerdo con su tipo de tarifa, el usuario estime la potencia que debe contratar en cada periodo tarifario, para que al cabo de un año haya abonado por este concepto lo menor posible. Para abordar este problema, la primera consideración es asumir que para una misma instalación, las potencias demandadas durante el año venidero serán similares a las del año en curso. Si se ha modificado la instalación será necesario realizar los ajustes pertinentes. Así pues, nuestra argumentación consiste en calcular las potencias a contratar óptimas para los datos de consumo conocidos del año actual, con

los parámetros de precios y penalizaciones del curso siguiente, y a partir de ellas decidir las potencias a contratar para los próximos doce meses.

Para obtener en cada tarifa las potencias óptimas a contratar a partir de los datos conocidos de un año, se ha diseñado un método que aprovecha la estructura de las tarifas. En las tarifas 3, un problema de optimización no lineal con tres variables y restricciones se reduce a minimizar funciones univariadas evaluadas en un pequeño número de puntos. En las tarifas 6, un problema de optimización no lineal de seis variables con restricciones se convierte en minimizar funciones convexas de una sola variable real. Los algoritmos se pueden programar en una simple hoja Excel y su ejecución es prácticamente instantánea. Revisando la literatura, no hemos encontrado trabajos en los que se presentan algoritmos de optimización de este concepto de la tarifa eléctrica y los beneficios económicos que supone su aplicación.

## 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TARIFA 3 Y 6

En España, un real decreto define las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, de acuerdo con las distintas modalidades de suministro ([6]). En la tabla 1 se muestran las características en cuanto a tensión y potencia contratada de las distintas tarifas 3 y 6. La tarifa 3.0A es de baja tensión y las restantes de alta.

En estas tarifas hay diferenciación horaria, esto es, el precio por kW contratado depende de la hora del día y época del año. A este respecto, en España hay cuatro zonas geográficas: península,

Tarifa	3.0A	3.1A	6.1A	6.1B	6.2	6.3	6.4
Tensión	≤ 1 kV	> 1 kV y < 36 kV	> 1 kV y < 30 kV	≥ 30 kV y < 36 kV	≥ 36 kV y < 72,5 kV	≥ 72,5 kV y < 145 kV	≥ 145 kV
Potencia	> 15 kW en algún periodo	≤ 450 kW en los 3 periodos	> 450 kW en algún periodo	Sin restricciones de potencia			
	3 periodos tarifarios			6 periodos tarifarios			

Tabla 1: Tensiones y potencias del suministro de energía de las tarifas 3 y 6

	Lunes a viernes no festivos nacionales						Sábados, domingos, festivos	
	Horas						Horas	
	0 a 8	8 a 10	10 a 16	16 a 17	17 a 23	23 a 24	0 a 18	18 a 24
Otoño-invierno	P3	P2	P2	P2	P1	P2	P3	P2
Primavera-verano	P3	P2	P1	P2	P2	P2	P3	P2

Tabla 2: Distribución horaria de los tres periodos de la tarifa 3.1A en la península. Los cambios de otoño-invierno a primavera-verano y viceversa, se realizan con el cambio de hora oficial de marzo y octubre respectivamente

	Lunes a viernes no festivos nacionales											
	Horas											
	0 a 8	8 a 9	9 a 10	10 a 11	11 a 13	13 a 15	15 a 16	16 a 18	18 a 19	19 a 21	21 a 22	22 a 24
E, F y D	P6	P2	P2	P1	P1	P2	P2	P2	P1	P1	P2	P2
Mz y N	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4
Ab, My y O	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
1-15 Jn y Sp	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4
16-30 Jn y Jl	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Ag	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
<b>Sábados, domingos y festivos nacionales, de 0 a 24 horas P6</b>												

Tabla 3: Distribución horaria de los seis periodos de la tarifa 6 en la península. Se tienen las siguientes notaciones. E, F y D (enero, febrero y diciembre); Mz y N (marzo y noviembre); Ab, My y O (abril, mayo y octubre); Jn (junio); Jl (julio); Sp (septiembre) y Ag (agosto)

Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla. En todas ellas, las tarifas 3 tienen tres periodos tarifarios, denominados P1 (punta), P2 (llano) y P3 (valle), y las tarifas 6 seis periodos, de P1 a P6. La asignación en cada zona geográfica de las horas del día a un periodo u otro y el precio por kW contratado y periodo, se fijan por decreto gubernamental. Las distribuciones horarias a los distintos periodos están publicadas en [7]. Las tablas 2 y 3 muestran la asignación de todas las horas del año a los distintos periodos de las tarifas 3.1A y 6 en la península. En la tarifa 3.0A, la asignación de las horas de las dos épocas del año a sus tres periodos es similar a la de la tarifa 3.1A.

Una vez asignada la tarifa, el cliente debe decidir que potencia contratar en cada uno de los periodos tarifarios. Con una condición importante, la potencia contratada en un periodo siempre tiene que ser igual o mayor que la contratada en el periodo precedente. Es decir, la de P2 mayor o igual que la de P1, la de P3 mayor o igual que la de P2, etc. Además, la decisión tomada se aplica a todo un año, no hay revisiones interanuales. Esta elección, junto con las potencias realmente requeridas, condiciona el montante a abonar por potencia contratada.

### 3. FACTURACIÓN DE LA TARIFA 3.0A Y 3.1A

Se factura por meses y periodo. La facturación de cada periodo depende de la relación entre la potencia contratada y la realmente suministrada. La potencia suministrada se mide con contadores eléctricos dotados de maxímetro. Estos aparatos miden la potencia promedio de cada cuarto de hora, denominada potencia cuarto horaria, de los tres periodos de facturación (punta, llano y valle). En las tarifas 3, el aparato sólo registra la potencia cuarto horaria máxima mensual de cada periodo. La potencia a facturar de un periodo se calcula en función de la relación entre el valor cuarto horario máximo mensual y la potencia contratada, de acuerdo con las siguientes reglas.

- Si la potencia cuarto horaria máxima mensual registrada es inferior al 85% de la potencia contratada, para todo el mes se factura el 85% de la potencia contratada.
- Si la potencia cuarto horaria máxima mensual registrada está entre el 85% y el 105% de la potencia contratada, para el mes completo se factura la potencia máxima registrada.
- Si la potencia cuarto horaria máxima mensual registrada es superior al 105% de la potencia contratada, para todo el mes se factura la potencia máxima mensual más el doble de la diferencia entre esa potencia máxima y el 105% de la potencia contratada.

Veamos la formulación matemática de estas reglas. Sea  $y_i$  (kW) la potencia contratada del periodo  $P_i$  y  $P_{i,j}$  la potencia cuarto horaria máxima registrada del mes  $j, j \in J = \{1, 2, \dots, 12\}$ , y periodo  $P_i, i = 1, 2, 3$ . Sea  $q_{i,j}$  el precio en euros por kW del periodo  $P_i$  durante el mes  $j$ . Este precio está fijado por decreto gubernamental y puede ser modificado durante el año. La factura por acceso a la potencia  $y_i$  en el periodo  $P_i$  del mes  $j$  es

esto es

$$G_{i,j}(y_i) = q_{i,j} \times \begin{cases} p_{i,j} + 2(p_{i,j} - 1,05 y_i) & \text{si } y_i < \frac{p_{i,j}}{1,05} \\ p_{i,j} & \text{si } \frac{p_{i,j}}{1,05} \leq y_i \leq \frac{p_{i,j}}{0,85} \\ 0,85 y_i & \text{si } \frac{p_{i,j}}{0,85} < y_i \end{cases}$$

La factura anual en el periodo  $P_i$  es

$$G_i(y_i) = \sum_{j=1}^{12} G_{i,j}(y_i),$$

y la total

$$G(y_1, y_2, y_3) = \sum_{i=1}^3 G_i(y_i) = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{12} G_{i,j}(y_i). \tag{1}$$

Así, conocidas las potencias cuarto horarias máximas mensuales  $P_{i,j}$  y los precios  $q_{i,j}$  por Kw,  $i = 1, 2, 3, j \in J$ , las potencias óptimas a contratar  $y_i, i = 1, 2, 3$ , se obtienen resolviendo el siguiente problema de optimización no lineal.

### 4. PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN $P_1$

Comencemos por la tarifa 3.1A. El problema de optimización  $P_1$  a resolver es hallar los valores  $(y_1, y_2, y_3)$  que minimizan la función de tres variables (1) y verifican las restricciones

$$0 \leq y_1 \leq y_2 \leq y_3, \tag{2}$$

$$y_3 \leq 450. \tag{3}$$

Las restricciones (2) vienen del hecho de que siempre las potencias contratadas tienen que ir en orden creciente con el periodo tarifario y la (3) para que permanezcan en el rango de potencias de la tarifa 3.1A.

El mínimo de (1) verificando las condiciones (2) se busca como suma de los mínimos de la factura anual de cada periodo, suma de los mínimos de la factura de dos periodos con igual potencia más el mínimo de la del otro periodo o mínimo de la suma de las facturas de los tres periodos con igual potencia, siempre que los valores en los que se obtienen el mínimo verifiquen las restricciones (2). Como además tienen que verificar la restricción (3), los candidatos a ser solución son los puntos

$$(w_p, w_2, w_3), (w_{1,2}, w_{1,2}, w_3), (w_p, w_{2,3}, w_{2,3}), (w_{1,3}, w_{1,3}, w_{1,3}),$$

$$(w_p, w_2, 450), (w_{1,2}, w_{1,2}, 450), (w_1, 450, 450), (450, 450, 450),$$

donde  $w_i, i = 1, 2, 3$ , es el valor que minimiza  $G_i(y)$ ,  $w_{i,i+1}, i = 1, 2$ , el valor que minimiza  $G_i(y) + G_{i+1}(y)$  y  $w_{1,3}$  el valor que minimiza  $G_1(y) + G_2(y) + G_3(y)$ .

En todos los casos, las funciones  $G_i(y_i)$  a minimizar son suma de las funciones  $G_{i,j}(y_i)$ , formadas por tres tramos lineales, el primero de pendiente negativa, el del centro horizontal y el tercero de pendiente positiva. Por ello,  $G_i(y)$  es convexa, está formada

$$G_{i,j}(y_i) = q_{i,j} \times \begin{cases} 0,85 y_i & \text{si } p_{i,j} < 0,85 y_i \\ p_{i,j} & \text{si } 0,85 y_i \leq p_{i,j} \leq 1,05 y_i \\ p_{i,j} + 2(p_{i,j} - 1,05 y_i) & \text{si } 1,05 y_i < p_{i,j} \end{cases}$$

por tramos rectos y el mínimo necesariamente se alcanza en una de las esquinas, en uno de los valores  $\frac{P_{i,j}}{1,05}$  y  $\frac{P_{i,j}}{0,85}$  con  $j \in J$ . Así, el cálculo de los valores que hacen mínimo los costes es como sigue:

$w_i$ ,  $i = 1, 2, 3$ , es el valor que minimiza  $G_i(y)$

entre los 24 puntos  $\frac{P_{i,j}}{1,05}$ ,  $\frac{P_{i,j}}{0,85}$ ,  $j \in J$ ,

$w_{i,i+1}$ ,  $i = 1, 2$ , el valor que minimiza  $G_i(y) + G_{i+1}(y)$

entre los 48 puntos  $\frac{P_{i,j}}{1,05}$ ,  $\frac{P_{i,j}}{0,85}$ ,  $\frac{P_{i+1,j}}{1,05}$ ,  $\frac{P_{i+1,j}}{0,85}$ ,  $j \in J$ ,

$w_{1,3}$  el valor que minimiza  $G_1(y) + G_2(y) + G_3(y)$

entre los 72 puntos  $\frac{P_{i,j}}{1,05}$ ,  $\frac{P_{i,j}}{0,85}$ ,  $i = 1, 2, 3$ ,  $j \in J$ .

De entre estos ocho puntos candidatos se seleccionan los que verifican las restricciones (2) y (3) y el que hace mínimo el funcional (1) es la solución del problema planteado.

En la tarifa 3.0A, el problema de optimización es el mismo, salvo que la restricción (3) se sustituye por

$$16 \leq y_3. \quad (3')$$

Los candidatos a ser solución son los anteriores puntos

$$(w_p, w_2, w_3), (w_{1,2}, w_{1,2}, w_3), (w_p, w_{2,3}, w_{2,3}), (w_{1,3}, w_{1,3}, w_{1,3}).$$

De entre estos cuatro puntos se seleccionan los que verifican las restricciones (2) y (3') y el que hace mínimo el funcional (1) es la solución del problema planteado. Si ninguno de esos puntos verifica la condición (3'), se seleccionan los puntos que verifican la restricción (2) y en cada uno de ellos se reemplaza el valor de la potencia del periodo 3 por 16. Estos nuevos puntos ya verifican las restricciones (2) y (3') y la solución es el que minimiza la función (1).

## 5. FACTURACIÓN DE LA TARIFA 6.1A Y 6.1B.

También en este caso se factura por meses y periodo. La factura de las tarifas 6 involucra a todas las potencias cuarto horarias mensuales suministradas y no se bonifican reducciones de potencia respecto de la contratada, pero sí se penalizan los excesos. La factura de cada periodo tiene dos componentes:

- una parte fija que corresponde a la potencia contratada,
- una parte variable que corresponde a todos los excesos mensuales de potencia cuarto horaria respecto de la contratada. Estos excesos se contabilizan con su media cuadrática.

La traducción de estas reglas a fórmulas es como sigue. Sea  $x_i$  (kW) la potencia contratada y  $q_{i,j}$  el precio en euros por kW del periodo  $P_i$ ,  $i = 1, 2, \dots, 6$ , durante el mes  $j$ . Este precio también está fijado por decreto gubernamental y puede ser modificado durante el año. Los dos conceptos de la facturación mensual son los siguientes.

- Parte fija. Para cada periodo  $P_i$ , la tarifa a facturar por la potencia  $x_i$  en el mes  $j$  es

$$q_{i,j} x_i$$

- Facturación por exceso de potencia demandada. Sean  $P_{i,j,k}$  con  $k = 1, 2, \dots, c(j)$ , donde  $c(j)$  es el número de cuartos de

hora del mes  $j$ , todas las potencias cuarto horarias suministradas del mes  $j$  y periodo  $P_i$ . La factura  $E_{i,j}$  correspondiente al exceso de la potencia suministrada sobre la potencia contratada  $x_i$  en ese mes y periodo es

$$E_{i,j} = 1,4064 K_i \sqrt{\sum_{P_{i,j,k} > x_i} (P_{i,j,k} - x_i)^2},$$

donde actualmente  $K_1=1$ ,  $K_2=0,5$ ,  $K_3=K_4=K_5=0,37$  y  $K_6=0,17$ .

La factura total por la potencia contratada  $x_i$  en el periodo  $P_i$  del mes  $j$  es

$$G_{i,j}(x_i) = q_{i,j} x_i + 1,4064 K_i \sqrt{\sum_{P_{i,j,k} > x_i} (P_{i,j,k} - x_i)^2}, \quad (4)$$

la facturación anual en el periodo  $P_i$  es

$$G_i(x_i) = \sum_{j=1}^{12} G_{i,j}(x_i),$$

y la facturación anual total

$$G(x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6) = \sum_{i=1}^6 G_i(x_i). \quad (5)$$

Por tanto, conocidas todas las potencias cuarto horarias suministradas  $P_{i,j,k}$ ,  $i = 1, 2, \dots, 6$ ,  $j \in J$ ,  $k = 1, 2, \dots, c(j)$  donde  $c(j)$  es el número de cuartos de hora del mes  $j$ , las potencias óptimas a contratar  $x_i$ ,  $i = 1, 2, \dots, 6$ , se obtienen resolviendo el siguiente problema no lineal.

## 6. PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN $P_2$

El problema de optimización  $P_2$  a resolver es hallar los valores  $(x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6)$  que minimizan la función de seis variables (5), sujetos a las restricciones

$$0 < x_1 \leq x_2 \leq x_3 \leq x_4 \leq x_5 \leq x_6. \quad (6)$$

$$451 \leq x_6. \quad (7)$$

En las tarifas 6.1A y 6.1B se ha añadido la restricción (7) para que las potencias pertenezcan a su correspondiente rango de valores.

El mínimo de (5) verificando las condiciones (6) se busca como suma de los mínimos de la factura anual de cada periodo o suma de los mínimos de la factura con dos, tres, cuatro, cinco o seis periodos con igual potencia en todas las posibles configuraciones con esas opciones, siempre que se verifiquen las restricciones (6). Se tiene pues que calcular

$$z_i, \text{ valor que minimiza } G_i(x), i = 1, 2, \dots, 6$$

$$z_{i,i+1}, \text{ valor que minimiza } G_i(x) + G_{i+1}(x), i = 1, 2, \dots, 5$$

$$z_{i,i+2}, \text{ valor que minimiza } G_i(x) + G_{i+1}(x) + G_{i+2}(x), i = 1, 2, \dots, 4$$

$$z_{i,i+3}, \text{ valor que minimiza } G_i(x) + G_{i+1}(x) + G_{i+2}(x) + G_{i+3}(x), i = 1, 2, 3$$

$z_{i,i+4}$  valor que minimiza  $G_i(x) + G_{i+1}(x) + G_{i+2}(x) + G_{i+3}(x) + G_{i+4}(x)$ ,  $i = 1, 2$

$z_{1,6}$ , valor que minimiza  $G_1(x) + G_2(x) + G_3(x) + G_4(x) + G_5(x) + G_6(x)$ .

Todas estas funciones  $G_i(x)$  a minimizar son suma de las funciones (4), que son continuas con derivada continua creciente en el intervalo  $[0, P_{i,j,M})$ , donde  $P_{i,j,M}$  es la correspondiente potencia cuarto horaria mensual máxima registrada, y por tanto convexas. En consecuencia, las funciones univariantes  $G_i(x)$  también son convexas y la obtención numérica de los valores que las minimizan es inmediata utilizando un método de bisección ([8]).

Los puntos candidatos a ser la solución del problema  $P_2$  son:

- $(z_1, z_2, z_3, z_4, z_5, z_6)$ ,  $(z_{1,2}, z_{1,2}, z_3, z_4, z_5, z_6)$ ,
- $(z_1, z_{2,3}, z_{2,3}, z_4, z_5, z_6)$ ,  $(z_1, z_2, z_{3,4}, z_{3,4}, z_5, z_6)$ ,
- $(z_1, z_2, z_3, z_{4,5}, z_{4,5}, z_6)$ ,  $(z_1, z_2, z_3, z_4, z_{5,6}, z_{5,6})$ ,
- $(z_{1,2}, z_{1,2}, z_{3,4}, z_{3,4}, z_5, z_6)$ ,  $(z_{1,2}, z_{1,2}, z_3, z_{4,5}, z_{4,5}, z_6)$ ,
- $(z_{1,2}, z_{1,2}, z_3, z_4, z_{5,6}, z_{5,6})$ ,  $(z_1, z_{2,3}, z_{2,3}, z_{4,5}, z_{4,5}, z_6)$ ,
- $(z_1, z_{2,3}, z_{2,3}, z_4, z_{5,6}, z_{5,6})$ ,  $(z_1, z_2, z_{3,4}, z_{3,4}, z_{5,6}, z_{5,6})$
- $(z_{1,2}, z_{1,2}, z_{3,4}, z_{3,4}, z_{5,6}, z_{5,6})$ ,  $(z_{1,3}, z_{1,3}, z_{1,3}, z_4, z_5, z_6)$ ,
- $(z_1, z_{2,4}, z_{2,4}, z_{2,4}, z_5, z_6)$ ,  $(z_1, z_2, z_{3,5}, z_{3,5}, z_{3,5}, z_6)$ ,
- $(z_1, z_2, z_3, z_{4,6}, z_{4,6}, z_{4,6})$ ,  $(z_1, z_{2,3}, z_{2,3}, z_{4,6}, z_{4,6}, z_{4,6})$ ,
- $(z_1, z_{2,4}, z_{2,4}, z_{2,4}, z_{5,6}, z_{5,6})$ ,  $(z_{1,2}, z_{1,2}, z_3, z_{4,6}, z_{4,6}, z_{4,6})$ ,
- $(z_{1,2}, z_{1,2}, z_{3,5}, z_{3,5}, z_{3,5}, z_6)$ ,  $(z_{1,3}, z_{1,3}, z_{1,3}, z_4, z_{5,6}, z_{5,6})$
- $(z_{1,3}, z_{1,3}, z_{1,3}, z_{4,5}, z_{4,5}, z_6)$ ,  $(z_{1,3}, z_{1,3}, z_{1,3}, z_{4,6}, z_{4,6}, z_{4,6})$ ,

- $(z_{1,4}, z_{1,4}, z_{1,4}, z_{1,4}, z_5, z_6)$ ,  $(z_1, z_{2,5}, z_{2,5}, z_{2,5}, z_{2,5}, z_6)$ ,
- $(z_1, z_2, z_{3,6}, z_{3,6}, z_{3,6}, z_{3,6})$ ,  $(z_{1,4}, z_{1,4}, z_{1,4}, z_{1,4}, z_{5,6}, z_{5,6})$ ,
- $(z_{1,2}, z_{1,2}, z_{3,6}, z_{3,6}, z_{3,6}, z_{3,6})$ ,  $(z_{1,5}, z_{1,5}, z_{1,5}, z_{1,5}, z_{1,5}, z_6)$ ,
- $(z_1, z_{2,6}, z_{2,6}, z_{2,6}, z_{2,6}, z_{2,6})$ ,  $(z_{1,6}, z_{1,6}, z_{1,6}, z_{1,6}, z_{1,6}, z_{1,6})$ ,

De entre estos 32 puntos se seleccionan los que verifican las restricciones (6) y (7) y el que hace mínimo el funcional (5) es la solución del problema planteado. Si ninguno de los 32 puntos verifica la condición (7), se seleccionan los puntos que verifican la restricción (6) y en cada uno de ellos se reemplaza el valor  $z_6$  por 451. Estos nuevos puntos ya verifican las restricciones (6) y (7), por lo que la solución es el que entre ellos minimiza la función (5).

### 7. RESULTADOS

El resultado del proyecto son sendas hojas Excel en las que se han programado los algoritmos diseñados para la optimización de las tarifas 3.0A, 3.1A y 6.1A, las cuales se han aplicado en centros de Eroski y de la Universidad del País Vasco – UPV/EHU. En las tablas 4 y 5 se presentan una aplicación de las hojas Excel para la tarifa 3.1A y tarifa 6.1A respectivamente. En esta última tarifa, aunque los datos de partida son todas las potencias cuarto horarias por periodo suministradas por la empresa comercializadora, se incluyen las máximas mensuales a modo de simple referencia. En los dos casos su uso es muy sencillo. Como resultado se muestran las potencias óptimas por periodo, la factura anual correspondiente a esas potencias y la de las realmente contratadas u otras de referencia, y el ahorro potencial que supondría haber contratado las óptimas. En la figura 1 se muestran las gráficas de las máximas potencias cuarto horarias mensuales y de la óptima del periodo 1, del centro XX con tarifa 3.1A de la tabla 4. En la figura 2 se muestran las gráficas de todas las potencias cuarto horarias y de la óptima del periodo 1, del centro YY con tarifa 6.1A de la tabla 5. En los dos casos se observa que la potencia óptima es netamente

CENTRO XX, Tarifa 3.1A												
Potencia cuarto horaria máxima suministrada por periodo y mes (kW)												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
periodo 1	53	50	54	62	84	105	127	59	120	71	44	49
periodo 2	104	93	77	61	70	97	122	57	116	66	92	91
periodo 3	25	27	29	27	27	24	35	24	28	26	29	28
Precio en euros por kW y mes para cada periodo horario durante todo el año												
$q_1 = 4,93112$			$q_2 = 3,04088$			$q_3 = 0,69730$						
	potencia contratada		potencia óptima									
periodo 1	150 kW		83 kW									
periodo 2	150 kW		92 kW									
periodo 3	150 kW		92 kW		Ahorro	%						
Factura	13.264 €		10.163 €		3.101 €	23,38						

Tabla 4: Ejemplo de una aplicación de la hoja Excel para la tarifa 3.1A

menor que las mayores potencias suministradas. En este sentido se constata que en prácticamente todas las aplicaciones en centros de Eroski y la UPV/EHU, las potencias óptimas son inferiores a las contratadas. Esto es debido a que la tendencia natural de los

CENTRO YY, Tarifa 6.1												
Potencia cuarto horaria máxima suministrada por periodo y mes (kW). Sólo tiene un valor unformativo como referencia												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
periodo 1	611	599	0	0	0	740	927	0	0	0	0	604
periodo 2	653	611	0	0	0	698	927	0	0	0	0	622
periodo 3	0	0	446	0	0	729	0	0	848	0	455	0
periodo 4	0	0	520	0	0	706	0	0	705	0	551	0
periodo 5	0	0	0	453	865	0	0	0	0	689	0	0
periodo 6	339	330	349	324	267	360	413	512	331	268	370	336
Precio en euros por kW y mes para cada periodo horario durante todo el año												
$q_1 = 3,26162$	$q_2 = 1,63222$		$q_3 = q_4 = q_5 = 1,19452$				$q_6 = 0,54502$					
	potencia contratada		potencia óptima		Ahorro		%					
periodo 1	800 kW		530 kW									
periodo 2	800 kW		530 kW									
periodo 3	800 kW		530 kW									
periodo 4	800 kW		530 kW									
periodo 5	800 kW		530 kW									
periodo 6	800 kW		530 kW		Ahorro		%					
Factura	87.834 €		73.000 €		14.834 €		16,89					

Tabla 5. Ejemplo de una aplicación de la hoja Excel para la tarifa 6.1A

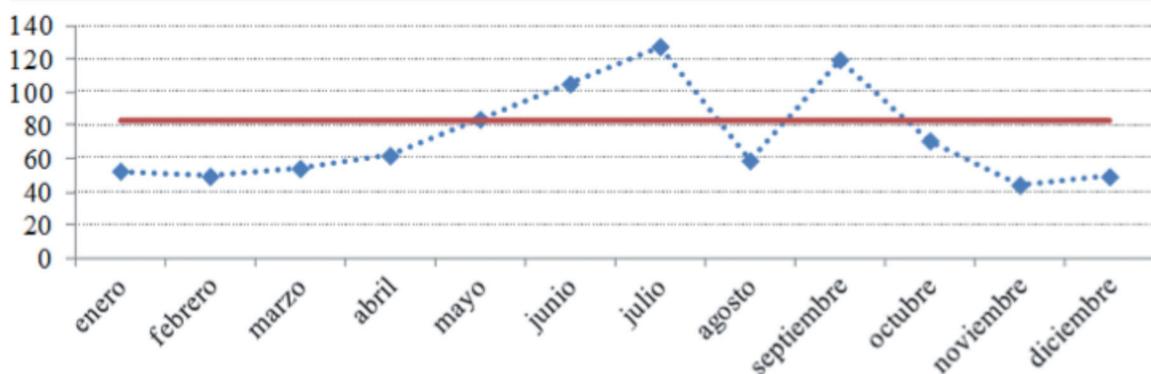


Figura 1: Gráficas de las potencias cuarto horarias máximas mensuales suministradas y óptima del periodo 1 del centro XX con tarifa 3.1A de la tabla 4.

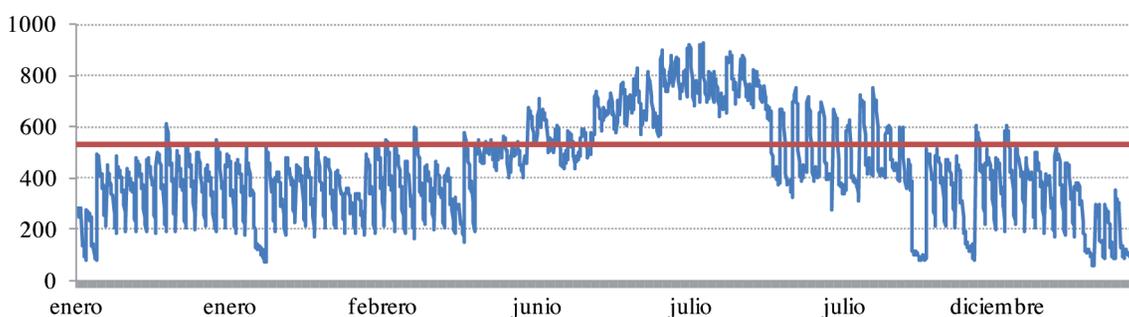


Figura 2: Gráficas de las potencias cuarto horarias anuales suministradas y óptima del periodo 1 del centro YY con tarifa 6.1A de la tabla 5

gestores es intentar evitar penalizaciones por haber contratado potencias bajas, lo cual les lleva a elegir potencias demasiado altas, con el consiguiente sobre coste.

## 8. CONCLUSIONES

La aplicación de la herramienta desarrollada en centros de Eroski y de la UPV/EHU ha sido como sigue. En la UPV/EHU se ha aplicado a los 11 centros con tarifa 3.1A y a los 10 con tarifa 6.1A. En todos ellos, a partir de las potencias suministradas en el año 2013, se han obtenido las correspondientes potencias óptimas. Hecho esto, se ha calculado la factura para las potencias suministradas en el año 2014, tomando como potencias contratadas las óptimas de 2013. Comparando los resultados con las facturas reales de 2014, el ahorro potencial por este concepto es el 12,5 % en el total de centros con tarifa 3.1 A, el 16,54 % en el total de centros con tarifa 6.1A, y un ahorro global del 15,7 %, 161.000 €. A su vez, si comparamos los resultados de 2014 con las potencias óptimas obtenidas para 2013, con los obtenidos con las potencias óptimas del mismo 2014, se obtiene un desvío del 1,52 % en los centros con tarifa 3.1 A, del 0,38 % en los centros con tarifa 6.1 A, y del 0,62 % en el global de los centros de la UPV/EHU. A la vista de esto, la UPV/EHU ha ajustado sus potencias contratadas para 2016 a las óptimas de 2014.

En lo que respecta a Eroski, el 88 % de sus centros corresponden a una tarifa 3.0A o 3.1A y el 12 % a una tarifa 6.1A o 6.1B. A mediados de 2015, se seleccionaron 85 centros para realizar ajustes de potencia con los resultados obtenidos aplicando el optimizador diseñado. De ellos, el 85 % han sido centros con tarifa 3.0A o 3.1A y el 15 % con tarifa 6.1A o 6.1B. Tomando como potencias contratadas las óptimas del año precedente y comparando las tarifas óptimas con las reales una vez transcurrido un año, el ahorro potencial por este concepto en los centros con tarifa 3.0A o 3.1A es el 10 %, el 18 % en los centros con tarifa 6.1A o 6.1B y el 3 % en la facturación anual. Una comparación de los ahorros que se están produciendo a mediados de este año de 2016 con los esperados de la optimización, da una disminución del beneficio del 15 % en los centros con tarifa 3.0A o 3.1A y un aumento del 2 % en los centros con tarifa 6.1A o 6.1B. El motivo de estos desvíos es múltiple. Por ejemplo, no en todos los casos los ajustes de potencia se han hecho a los valores indicados por el optimizador, bien por motivos técnicos como trafos de medida fuera de rango, o bien por prudencia a la espera de realizar mejoras en los centros. También influye que el optimizador se basa en las demandas de potencia de los centros a lo largo del año anterior, por lo que en el año en curso, a pesar de que en principio las variaciones no deberían de ser grandes, los ahorros estimados pueden sufrir desviaciones importantes debido al peso del frío industrial y la climatización en la factura eléctrica, para los cuales la climatología juega un papel importante. Además de esto, al ser Eroski es una empresa con multitud de puntos de consumo, continuamente se realizan modificaciones: cambios de equipos (luminarias, hornos, máquinas de clima, centrales de frío,...), instalación de cierres con puertas de mobiliario de frío, reducciones o ampliaciones de salas de ventas, etc., lo cual conlleva cambios en las demandas de potencia y en consecuencia se debe realizar anualmente el estudio de optimización de las potencias a contratar para detectar y corregir posibles desviaciones respecto de las óptimas de los años precedentes. En cualquier caso, para este año Eroski tiene la voluntad de ampliar la aplicación del optimizador diseñado sobre todo a centros con tarifa 6.1A o 6.1B.

Para finalizar, indicamos que en los dos casos estudiados hay

centros en los que las potencias contratadas están bien ajustadas y centros en los que la desviación con respecto de las óptimas es grande, casi siempre, como se ha indicado anteriormente, por un exceso de las potencias contratadas.

Como conclusión final, tanto la UPV/EHU como Eroski califican los resultados de la aplicación de este proyecto como muy satisfactorios.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] European Network of Transmission System Operators for Electricity. *ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2015*.
- [2] Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG). *Tarifs pour utilisation du réseaux et services auxiliaires*.
- [3] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEG). *Tariffe de distributione*.
- [4] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). *Tarifs d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité (TURPE)*.
- [5] Comisión Nacional de Energía (CNE). *Peajes de acceso de energía eléctrica*.
- [6] Real Decreto 1164/2001, BOE nº 268, 8 de noviembre de 2001.
- [7] Real Decreto 1164/2001, modificación del 10 de octubre de 2015.
- [8] S. Boyd, L. Vandenberghe. *Convex Optimization*, Cambridge University Press, Cambridge, 2004.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por Eroski S. Coop. y el Proyecto del Ministerio de Economía y Competitividad de España, Ref. MTM2013-40824-P.