

# MÉTODO HEURÍSTICO DE PREDICCIÓN DE CONSUMO ELÉCTRICO CON CORRECCIÓN POR TEMPERATURA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN

**Antonio Parejo, Sebastián García, Enrique Personal, Juan Ignacio Guerrero, Antonio García, Carlos León**

*Departamento de Tecnología Electrónica, Escuela Politécnica Superior, Universidad de Sevilla, Sevilla.*

E-mail de correspondencia: [aparejo@us.es](mailto:aparejo@us.es)

## RESUMEN

La gestión de los sistemas de distribución eléctricos tiene un gran número de complicaciones. Desde problemas de congestión de la red en caso de exceso de generación o consumo en momentos puntuales, hasta operaciones derivadas de cortes y averías. Los efectos de algunos de estos eventos pueden reducirse en gran medida si se cuenta con las debidas medidas de planificación de la red, entre las que pueden incluirse las técnicas de predicción de consumo. Esta predicción, si bien está bastante asentada a nivel de transporte energético, presenta varios problemas al aplicarse en niveles más desagregados (sectores que presentan un menor nivel de consumo), como ocurre precisamente en las redes de distribución. Este trabajo propone una serie de técnicas sobre un caso de aplicación, donde se incluye el uso de históricos de temperatura ambiente para llevar a cabo la predicción de consumo de una red de distribución.

## INTRODUCCIÓN

La gestión de las redes de distribución eléctrica implica numerosas tareas por parte de los operadores de dichas redes (*Distribution System Operator*, DSO). Una de las principales es evitar que se produzcan flujos energéticos excesivos en alguno de los tramos, ya que este hecho podría causar daños en las líneas y el colapso de la red.

Esta tarea se complica cada día más debido a la creciente popularidad de las fuentes de energía renovables, como las centrales solares y eólicas. Estas fuentes renovables tienen una gran variabilidad y dependencia del clima, por lo que pueden provocar aumentos o caídas de generación repentinas en ciertos momentos.

Las DSO deben contar con herramientas para la predicción de las generaciones (Martinez-Anido *et al.*, 2016) y consumos (Kuster *et al.*, 2017) que se esperan a lo largo de sus redes, siendo esta información usada posteriormente en las tareas de planificación. Entre estas técnicas se pueden encontrar métodos basados en

regresión, en aprendizaje automático (*machine learning*), en series temporales y en otras técnicas como las heurísticas (Runge y Zmeureanu, 2019).

Precisamente el presente trabajo propone un método heurístico orientado a las necesidades de las DSO para la predicción de consumo eléctrico horario a nivel de centro de transformación. Dicho método ha sido evaluado usando datos reales de la compañía distribuidora Medina Garvey, que se encarga del suministro de varias poblaciones de Andalucía.

## METODOLOGÍA

La predicción propuesta se realiza usando un modelado en dos pasos. El primero consiste en calcular la línea base para el día objetivo, que es igual a la media de potencia para cada franja horaria usando un conjunto de días anteriores. La selección de los días que deben utilizarse dependerá de la regla utilizada de las varias que se proponen. El segundo paso consiste en una corrección de la línea base utilizando la temperatura que se espera para el día a predecir y la temperatura de los días anteriores. Este proceso se resume en la Figura 1.

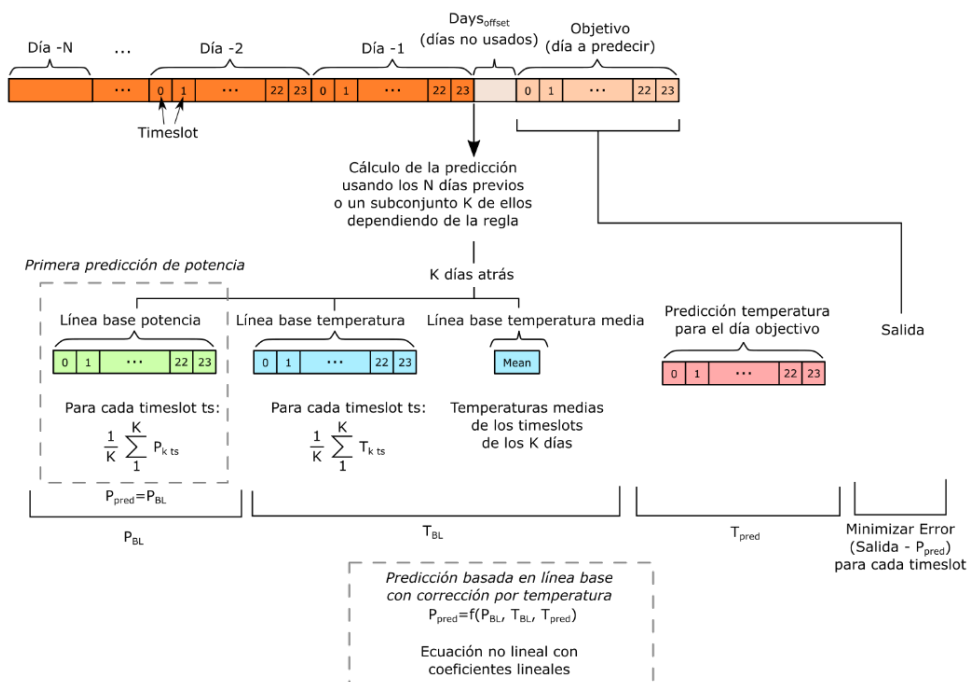


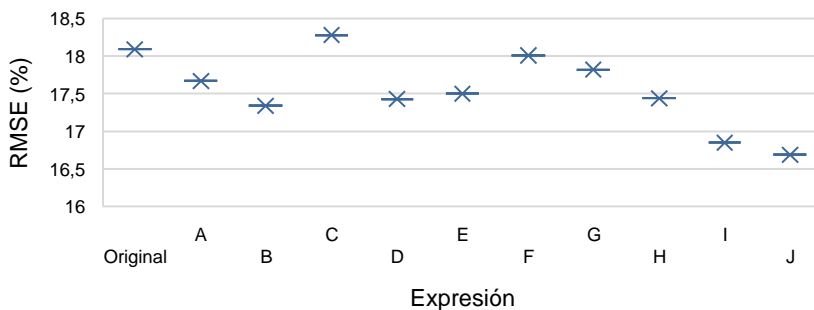
Figura 1. Método heurístico propuesto.

Fuente: elaboración propia

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para realizar la línea base se plantean un total de 9 métodos posibles, según los cuales se seleccionará un número distinto de días anteriores para su cálculo. En cuanto a la corrección por temperatura, se proponen un total de 10 expresiones distintas, que se nombran aquí de la A a la J.

El método se ha aplicado a un conjunto de 10 centros de transformación de una población. La valoración se realiza utilizando como indicador la raíz cuadrada del error cuadrático medio, tal y como puede verse en la Figura 2.



**Figura 2.** Método heurístico propuesto.

**Fuente:** elaboración propia

De estas expresiones, aquella con un RMSE porcentual más bajo es el J, con un valor de 16,69%. Esta función J depende de las variables mostradas en la Fórmula 1.

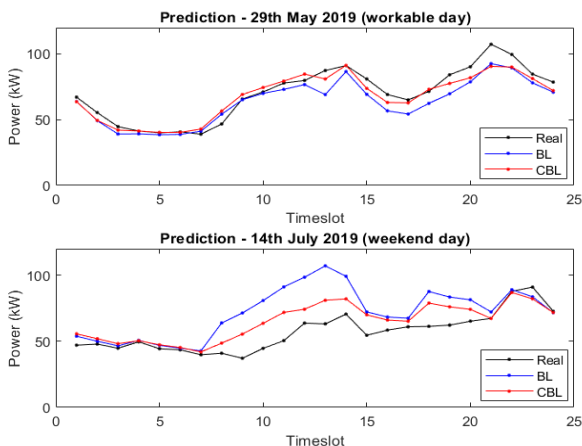
Fórmula 1. Función de corrección escogida.

$$J: Y = f(X_0, X_1, X_2 \cdot X_1, X_2^2 \cdot X_1, X_3 \cdot X_1, X_3^2 \cdot X_1)$$

**Fuente:** elaboración propia.

Donde  $X_1$  es la potencia de la línea base, la  $X_2$  es la temperatura de la línea base y la  $X_3$  es la temperatura esperada para el día a predecir.

En la Figura 3 pueden verse dos ejemplos de predicción utilizando el método planteado. “Real” se corresponde con la potencia real en cada hora, “BL” es la línea base de potencia sin corregir, y “CBL” es la predicción de potencia corregida mediante temperatura.



**Figura 3.** Método heurístico propuesto.  
**Fuente:** elaboración propia.

## CONCLUSIONES

Como se puede observar, la predicción usando la línea base corregida por temperatura (CBL) se encuentra más cercana a la potencia real que la línea base sin corregir (BL). Este método puede ser aplicado de forma relativamente sencilla, ya que está basado únicamente en medidas de potencia y temperatura ambiental de días previos.

## AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento a la compañía Medina Garvey por su gran ayuda y apoyo. Este trabajo ha sido financiado por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, bajo el proyecto “Bigdata Analytics e Instrumentación Cyberfísica para Soporte de Operaciones de Distribución en la Smart Grid”, ref. RTI2018-094917-B-I00.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Kuster, C., Rezgui, Y., y Mourshed, M.** (2017). Electrical load forecasting models: A critical systematic review. *Sustainable Cities and Society*, 35, 257–270.
- Martinez-Anido, C. B., Botor, B., Florita, A. R., Draxl, C., Lu, S., Hamann, H. F., y Hodge, B.-M.** (2016). The value of day-ahead solar power forecasting improvement. *Solar Energy*, 129, 192–203.
- Runge, J., y Zmeureanu, R.** (2019). Forecasting Energy Use in Buildings Using Artificial Neural Networks: A Review. *Energies*, 12(17), 3254.