



El Hombre y la Máquina

ISSN: 0121-0777

maquina@uao.edu.co

Universidad Autónoma de Occidente

Colombia

Valencia D ¿oro, Ana Lilian; Lozano, Carlos Arturo; Moreno, Carlos A.
Modelo de promedios móviles para el pronóstico horario de potencia y energía eléctrica
El Hombre y la Máquina, núm. 29, julio-diciembre, 2007, pp. 96-105
Universidad Autónoma de Occidente
Cali, Colombia

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=47802911>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica
Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

Modelo de promedios móviles para el pronóstico horario de potencia y energía eléctrica

ANA LILIAN VALENCIA D'ORO*¹
CARLOS ARTURO LOZANO**
CARLOS A. MORENO***



Resumen

En este artículo se describe la importancia del pronóstico de demanda de corto plazo, el diseño de un modelo de pronóstico horario de energía y potencia eléctrica usando el método de promedios móviles, su aplicación al sistema de potencia de EPSA (Empresa del Pacífico S.A.) y la comparación de los resultados de este modelo con los obtenidos a partir de los métodos usados anteriormente por EPSA y el CND (Centro Nacional de Despacho), mostrando una mejora sustancial de los pronósticos realizados a partir del Modelo de Promedios Móviles. Además, como resultado de la investigación de la cual se deriva este artículo fue modificado el Acuerdo 312 del CNO (Centro Nacional de Operación) como se expone en el Acuerdo 366 del CNO, para permitir la actualización del pronóstico con datos más recientes, debido a la demostración de la importancia de los históricos del mismo tipo de día más cercanos a la fecha del pronóstico.

¹ *Ingeniera electricista, estudiante de maestría con énfasis en automática, Asistente de docencia de la Universidad del Valle, Cali, Colombia. bonny338@yahoo.es

**Ingeniero electricista, Ph.D. Profesor titular de la Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad del Valle, Cali, Colombia. clozano@univalle.edu.co

***Ingeniero electricista de EPSA. Cali, Colombia. camoreno@epsa.com.co

Palabras clave

Redespacho, pronóstico de demanda de energía y potencia, UCP (Unidad de Control de Pronóstico), estacional, CND (Centro Nacional de Despacho), bolsa de energía, promedios móviles, EAPM (Error Absoluto Medio Porcentual), (ECM) Error Cuadrático Medio, Operador de red.

Abstract

This article describes the importance of short term load forecasting, the design of a hour forecasting model of electric energy and power using the Moving Averages Method, its application to the power system of EPSA (Company of Pacific S.A) and the comparison of this model's results with those obtained starting from the methods used previously by EPSA and CND (Dispatch National Center), showing a substantial improvement of the forecasting done using the Moving Averages Model. Also, as a result of the investigation of which is derived this article the Agreement 312 of CNO (National Operation Center) was modified as it is exposed in the Agreement 366 of CNO to allow the upgrade of the forecasting with more recent data, due to the demonstration of the importance of the historical ones of the same type by day nearer to the date of the forecasting.

Key Words

Redispatch, Forecasting of Energy and Power's Demand, UCP (Unit of Forecasting Control), Seasonal, CND (Dispatch National Center), Pool, Moving Average, EAPM (Porcentual Medium Absolute Error), ECM (Medium Square Error), Operator of Net.

1. Introducción

Con la creciente competencia en el mercado de energía mayorista y la desregulación de los mercados de electricidad, se incrementa la importancia de satisfacer la demanda energética de todos los usuarios del sistema, suministrando servicios con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, al menor costo posible. El marco regulatorio colombiano debe garantizar que todas estas condiciones se cumplan. Por lo tanto, la realización de pronósticos de demanda de energía y potencia eléctrica juega un papel relevante e implica mayores consideraciones de estudio. El objetivo primordial de disminuir las desviaciones del pronóstico es poder realizar la operación y programación de las unidades de generación diariamente, sin necesidad de hacer nuevas programaciones o redespachos donde se deban usar plantas o unidades de generación más costosas para atender la demanda, o por el contrario, se deba prescindir de generaciones programadas anteriormente, que impliquen gastos innecesarios.

Para realizar la predicción horaria los operadores de red de Colombia y de muchos países del mundo utilizan diferentes métodos, la mayoría basados en métodos convencionales de series de tiempo o en algún tipo de tendencia.^{1,2} En este artículo se demuestra que el uso de promedios móviles en conjunto con filtros de tipo de día puede conducir a muy buenos resultados. El modelo se diseñó a partir de las características del comportamiento de la demanda de la UCP (Unidad de Control de Pronóstico) de EPSA, que comprende el consumo energético de todo el Valle del Cauca, a excepción de Cali y Yumbo. Es importante anotar que el modelo de pronóstico podrá ser utilizado en cualquier sistema de potencia, debido a la dependencia común que guarda el consumo de energía

con los hábitos y costumbres de la población, los cuales se identifican en la demanda estacional, representada por la repetición del ritmo de cambio de los días de la semana y los tipos de día, que se definen por la variación de las curvas de carga de los días festivos o los afectados por festividades como la semana santa, el fin de año o vacaciones. En la Figura 1 se muestra cómo la demanda presenta un comportamiento estacional afectado por ciertos días especiales que se presentan con menor frecuencia durante todo el año. La demanda más baja que se muestra de forma repetitiva en la curva corresponde al día domingo.

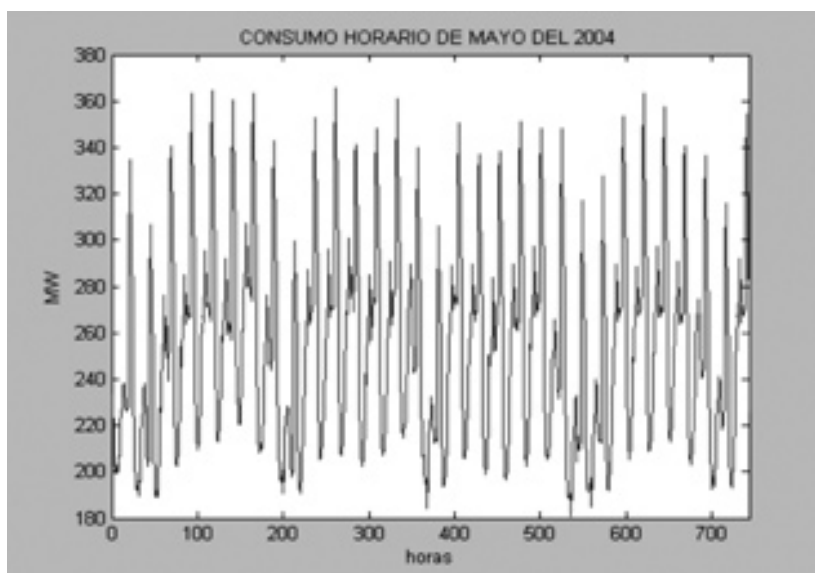


Figura 1. Estacionalidad de la demanda de energía de EPSA

Debido a que por factores regulatorios previstos principalmente en el Acuerdo 312 del CNO (Centro Nacional de Operación),³ el pronóstico de energía y potencia horaria se envía semanalmente al CND (Centro Nacional de Despacho) por los operadores de red de Colombia, se aclara que no se tienen en cuenta datos meteorológicos. La consideración de estas variables sería impráctica, ya que implicaría depender de su pronóstico con un horizonte temporal igual al que se requiere para la predicción de la demanda: de 7 o 14 días, y las

entidades ambientales como la CVC o el IDEAM que hacen el pronóstico de estas variables tienen un margen de error de 5% en sus predicciones para el día siguiente. Esto indica que extenderlo a un periodo más largo, incrementaría las posibilidades de error, propagándolo al pronóstico de energía y potencia horarias. Sin embargo, en el caso de zonas donde las variables meteorológicas, especialmente la temperatura sea muy cambiante, deberá considerarse para lograr obtener mejores pronósticos. Se anota como punto importante que los resultados de la investigación de la cual se deriva este artículo condujeron a la realización de modificaciones en el Acuerdo 312 del CNO³ expuestos en el Acuerdo 366 del CON,⁴ que permiten la actualización del pronóstico con datos reales más recientes.

2. ¿Qué es el pronóstico de demanda de energía y potencia?

Pronosticar la demanda consiste en realizar una estimación del consumo energético y de potencia, que permita conocer con anticipación la demanda real. Debido a que una serie de tiempo es cualquier variable que conste de datos reunidos, registrados u observados sobre incrementos sucesivos de tiempo¹ los registros históricos de potencia y energía constituyen dos series temporales de carga.

Los pronósticos se pueden clasificar de acuerdo al *horizonte*, es decir al tiempo de antelación para el cual se realizan: corto plazo, hasta dos semanas; mediano plazo, de dos semanas hasta dos años; y largo plazo, de dos años en adelante. En el caso del pronóstico de demanda para la UCP (Unidad de Control de Pronóstico) de EPSA se tiene un retraso temporal mínimo de 14 días de los últimos valores de demanda para realizar el pronóstico

horario de cada día, debido a los factores regulatorios del mercado de energía en Colombia. Por lo tanto, los modelos expuestos en este artículo están concebidos para el corto plazo.

3. ¿Por qué es importante el pronóstico de demanda?

Según el horizonte, los pronósticos de demanda pueden usarse para llevar a cabo diferentes acciones primordiales para el sistema. En el caso de corto plazo un buen pronóstico de demanda es importante porque permite:

- Establecer criterios para que los agentes generadores decidan sus ofertas de generación para el día siguiente, y se defina el precio de bolsa para la energía eléctrica.
- Programar y operar las unidades de generación diariamente.
- Reducir el redespacho o las desviaciones del despacho programado con respecto a la demanda real del sistema, evitando la necesidad de usar unidades de generación más costosas para suplir la demanda, o por el contrario, no utilizar el total de la energía programada ya contratada. Esto permite reducir sobrecostos que producen incrementos en el precio de la energía a los usuarios finales.
- Ayudar a estimar el flujo de carga y tomar decisiones que pueden prevenir las sobrecargas y que a tiempo pueden evitar ciertos eventos, como la falla de equipos o apagones, que implicarían grandes pérdidas. Por lo tanto proporcionar confiabilidad al sistema eléctrico.
- Evitar posibles penalizaciones por tener desviaciones en el pronóstico mayores a un margen establecido en la regulación de los mercados de energía.

Uno de los principales impactos de la realización del pronóstico de demanda se presenta sobre la definición del precio de la electricidad en la bolsa de energía, el cual sirve de referencia para las demás transacciones y contratos que se realizan y es clave en la libre competencia del mercado desregulado de energía. Se hace de acuerdo con las reglas definidas en la resolución CREG-024-95,⁵ la cual establece que el ASIC (Administrador de Intercambios Comerciales) definirá para cada hora del día antes, la lista de los generadores que saldrán despachados (lista de mérito). La lista de mérito se elabora con base en la demanda pronosticada para cada hora del día y para cada región del país. Cuando ocurren desviaciones en la demanda pronosticada:

- Si el pronóstico fue menor a la demanda real, el CND (Centro Nacional de Despacho), realiza un redespacho en donde debe usar en la mayoría de los casos plantas o unidades de generación más costosas para atender la demanda.
- Si el pronóstico fue mayor a la demanda real, se incurre en sobrecostos de operación que involucran gastos por el encendido de unidades térmicas que no se requieren o por haber considerado generaciones de seguridad innecesarias.

Esto conduce a sobrecostos que incrementan el precio de la energía para el usuario final y disminuye la capacidad de competir con precios más bajos en el mercado de la energía.

4. Descripción del modelo de promedios móviles⁴

Durante el desarrollo del presente trabajo se planteó como solución el uso de algoritmos basados en redes neuronales, para lo cual era necesario el empleo de herramientas



de software especializadas. Debido a que EPSA no contaba con estos recursos, se diseñó adicionalmente un modelo basado en el método de Promedios Móviles que puede ser aplicado con la herramienta EXCEL, y cuya ecuación fundamental se muestra a continuación:

$$F_t = \frac{\sum_{i=1}^n d_{t-i}}{n}$$

Donde: F_t = Pronóstico para el periodo

n = Número de periodos incluidos en el promedio u orden

d_{t-i} = Demanda del periodo $t - i$

Para el diseño del modelo de pronóstico basado en Promedios Móviles se utilizó el conjunto de datos mostrado en la Tabla 1.

Tabla 1. Número de datos usados en la construcción del modelo de pronóstico.

Modelo de energía	22368 (1/6/2002-31/12/2004)
Modelo de potencia	2481 (1/9/2002-31/12/2004)

Este diseño tiene como objetivo disminuir las desviaciones horarias en el pronóstico mediante un modelo sencillo y fácil de aplicar. Sus principales características son:

- Utilización de filtros de tipo de día clasificados en lunes normal, día festivo, martes, miércoles, jueves, viernes, sábado y domingo.

- Manejo especial de los días exclusivos o únicos en el año.
- Utilización de filtros para cada una de las 24 horas del día.
- Uso de promedios móviles de diferentes órdenes para cada serie de carga horaria.

Después de la aplicación de los filtros descritos anteriormente se obtuvieron 24 series de demanda horaria para cada tipo de día. Para definir el orden de los promedios o número de observaciones anteriores que mejor modelaran la demanda, se diseñó una plantilla en el programa Excel, que calculó el pronóstico de energía y potencia para cada una de las 24 horas del día utilizando promedios móviles de los órdenes 1 al 6. A partir de esto se obtuvo el ECM (Error Cuadrático Medio) de los pronósticos con respecto al valor real para los años 2003–2004 y finalmente se seleccionó el orden que menor ECM mostró. Este indicador es igual al promedio de la suma de las diferencias al cuadrado del valor real menos el pronosticado, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$ECM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_r - y_p)^2$$

Se resalta que el orden número 1 corresponde a la demanda de 14 días antes, teniendo en cuenta el retraso temporal de la información de la UCP (Unidad de Control de Pronóstico) de EPSA. El modelo general se muestra en la Figura 2.



Figura 2. Modelo de pronóstico basado en promedios móviles

Para los días festivos en el calendario, los resultados del menor ECM no fueron muy buenos debido a que generalmente solo se presentan 14 días festivos repartidos en los 12 meses del año, lo cual impide tener valores más recientes del comportamiento último de la carga. Sin embargo, se encontró que la demanda horaria de los días festivos se modela mucho mejor si se utiliza el pronóstico del domingo anterior a ese día festivo, razón por la que no se muestran los órdenes para este tipo de día en la Tabla 2. P representa los pronósticos de potencia.

Entre las características principales de los órdenes encontrados para modelar la demanda de la UCP-EPISA se encontraron las siguientes:

- Lo órdenes no son mayores a 6.
- El orden más repetitivo es el orden 3
- La potencia tiene una memoria más corta, es decir, menor orden.

En el análisis del comportamiento de la demanda se logró caracterizar varios días especiales que sólo se presentan una vez en el año, los cuales se pronostican mediante reglas especiales que pueden consultarse en la referencia bibliográfica.⁶ Los días con estas características son:

1. Lunes a miércoles de semana santa: presentan una leve disminución en la demanda total del día con respecto a los anteriores del mismo día de semana, de-

Tabla 2. Ordenes de los promedios móviles para las series de demanda horaria

total-día	lun	mart	miérc	juev	vier	sáb	dom
H1	2	3	4	3	4	2	3
H2	3	3	3	3	4	2	2
H3	3	3	3	3	3	2	3
H4	3	3	3	3	3	4	3
H5	6	3	3	3	3	4	3
H6	2	3	6	3	3	4	3
H7	2	3	5	3	3	1	3
H8	2	3	3	2	3	1	3
H9	2	3	3	2	3	1	3
H10	2	3	3	1	3	1	3
H11	2	3	3	3	3	1	3
H12	1	3	3	3	3	4	3
H13	1	3	4	4	3	1	3
H14	2	3	4	3	1	1	3
H15	2	4	4	5	3	1	3
H16	2	3	2	5	5	1	3
H17	2	3	3	5	6	5	1
H18	2	3	3	5	6	4	1
H19	1	3	3	2	2	3	2
H20	1	3	3	6	5	2	1
H21	1	3	2	6	5	1	1
H22	5	3	2	6	5	1	2
H23	5	3	4	4	5	1	2
H24	5	3	3	6	5	1	3
P19	3	1	1	5	6	1	1
P20	2	1	1	1	6	1	1
P21	2	1	1	1	6	1	1

bido principalmente a la disminución del consumo durante el periodo comprendido entre las horas 5:00 a 7:59 am.

2. Viernes y sábado de semana santa, 24, 25, 26 y 31 de diciembre, 1 y 2 de enero presentan una curva de carga diferente a los demás días del año.
3. Días de vacaciones de fin e inicios de año, generalmente se presentan entre el 20 de Diciembre y el 15 de enero (dependen principalmente de la actividad escolar e industrial). La forma de la curva de carga es similar a las anteriores de los mismos días de semana, pero con una disminución más representativa en la demanda horaria, principalmente durante las horas de 5:00 a 7:59am. La determinación de los días específicos con características de vacaciones tendrá que realizarse en el transcurso de los días inmediatamente previos teniendo en cuenta las consultas sobre los días programados para vacaciones escolares de diciembre, pues solo se conocen las fechas entre las cuales se presentan normalmente y están sujetas a variaciones.

5. Resultados

A continuación se presentan los resultados de las predicciones de energía y potencia horarias para el año 2004, obtenidos al pronosticar utilizando el método de EPSA (basado en la tendencia diaria de la demanda), el método del CND (basado principalmente en métodos convencionales de series de tiempo) y el Método de Promedios Móviles utilizado en el modelo expuesto en este artículo. En este intervalo se muestran los resultados de 8.568 predicciones de energía y 1.071 de potencia. Para este mismo problema de pronóstico, se diseñó un modelo

adicional, basado en redes neuronales, que puede ser consultado en la referencia bibliográfica.⁶



Figura 3. Métodos de pronóstico comparados

En la Tabla 3, se indican los valores de ECM (Error Cuadrático Medio) obtenidos por los diferentes métodos.

Tabla 3. ECM de las desviaciones horarias de las predicciones para el año 2004

	EPSA	CND	MÓVIL
Potencia	1058.17	915.18	468.31
Energía	502.15	319.75	165.27

Otro indicador que se utilizó para evaluar los resultados del pronóstico obtenido con el Modelo de Promedios Móviles fue el cálculo del EAPM (Error Absoluto Porcentual Medio) equivalente al promedio de la suma de los errores absolutos expresados en porcentaje.

$$EAPM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|y_{real} - y_{pron}|}{y_{real}} * 100$$

donde:

n: número de observaciones

y_{real} : demanda horaria real

y_{pron} : demanda horaria pronosticada

En la Figura 4 se ilustra el EAPM (Error Absoluto Porcentual Medio) obtenido por los pronósticos de potencia para las horas 19, 20 y 21; realizados usando datos de 14 días antes. En la Figura 5 se muestra la misma comparación, para los pronósticos de energía de las 24 horas del día.

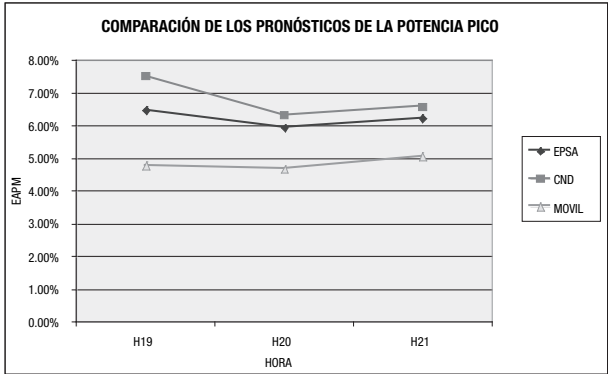


Figura 4. Error Absoluto Porcentual Medio del Pronóstico de Potencia VS Hora pronosticada.

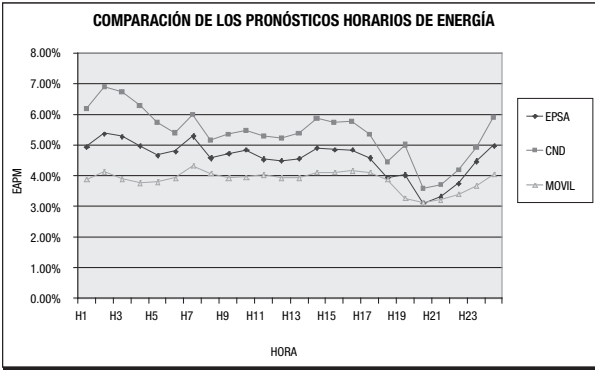


Figura 5. Error Absoluto Porcentual Medio del Pronóstico de Energía VS Hora pronosticada.

Además, en las Figuras 6 y 7 se muestra la comparación de los resultados que se obtuvieron al clasificar los errores en 3 (tres) rangos

de desviaciones correspondientes a -5% y 5%, entre -8% y -5% o entre 5% y 8%, menores a -8% o mayores a 8%.

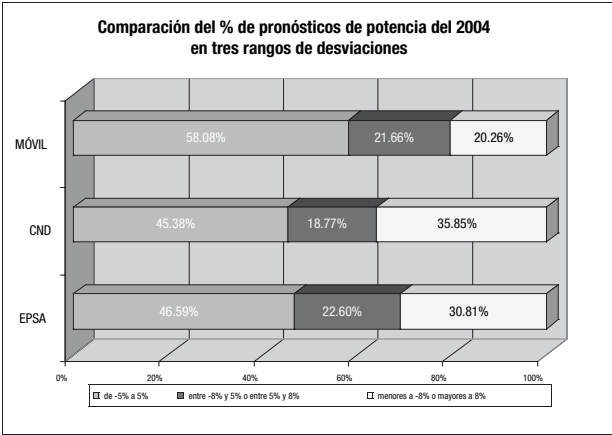


Figura 6. Comparación de los pronósticos de potencia del año 2004, en tres (3) rangos de desviaciones.

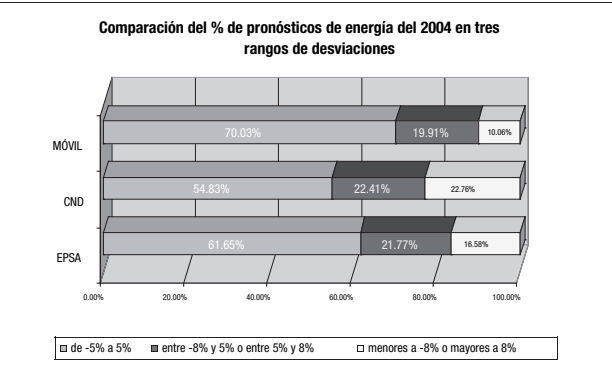
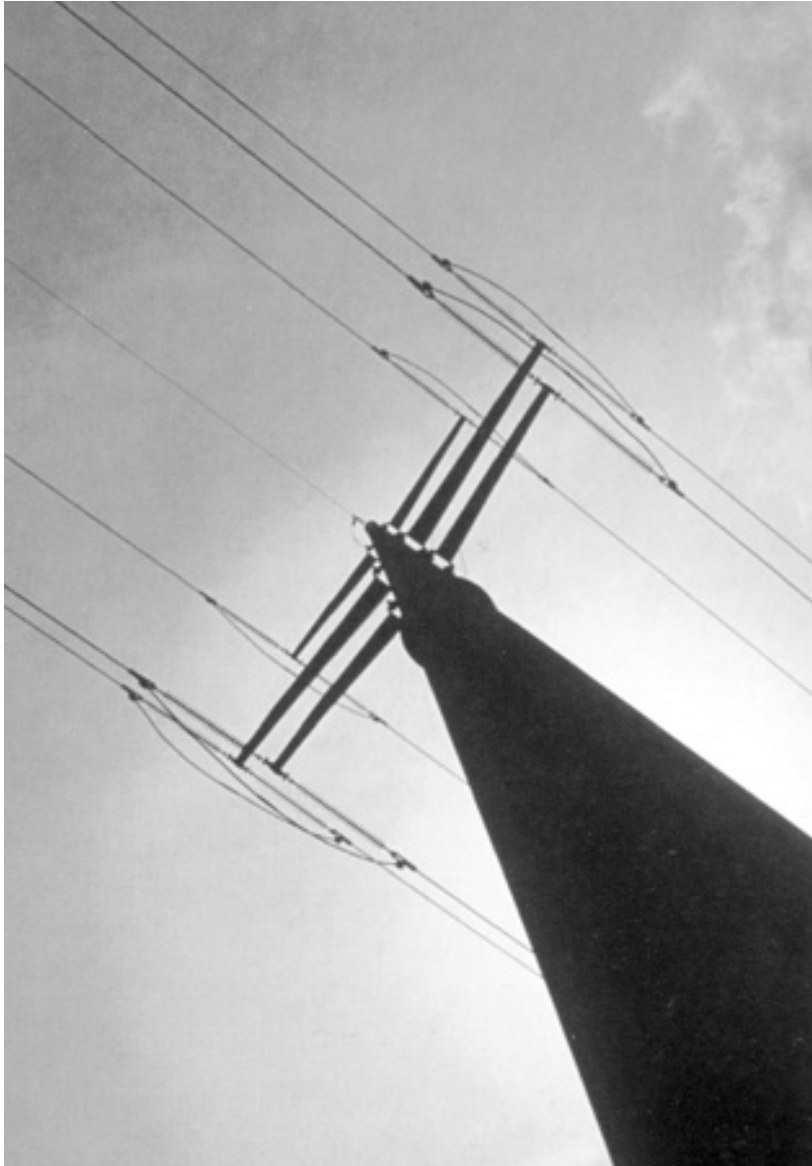


Figura 7. Comparación de los pronósticos de energía del año 2004, en tres (3) rangos de desviaciones.



6. Análisis de resultados

Como se observa en los resultados anteriores, el Modelo de Promedios Móviles proporcionó la menor dispersión de los pronósticos obteniendo el menor ECM (Error Cuadrático Medio), seguido por los resultados del CND y finalmente por los de EPSA.

Con respecto al indicador EAPM (Error Absoluto Porcentual Medio) nuevamente, el Modelo de Promedios Móviles proporcionó el menor error. Además, a partir de este Modelo se obtuvo el mayor número de predicciones más cerca-

nas al valor real (entre -5% y 5% de diferencia), seguido por el método de EPSA y el del CND.

Los resultados anteriores demuestran las bondades del Método de Promedios Móviles, acompañado de filtros de tipo de día, el cual permite generar pronósticos de demanda de energía y potencia con bajo error, a partir de un modelo sencillo y fácil de implementar. Sin embargo, para los días de vacaciones y los afectados por festividades especiales se deberán seguir otras reglas.⁶

7. Conclusiones y recomendaciones

- El análisis del comportamiento de la demanda reveló que para el corto plazo una de las variables más importantes para pronosticar la energía y la potencia horaria, corresponde al consumo inmediatamente anterior del mismo tipo de día.
- El modelo de promedios móviles en conjunto con filtros de tipo de día mejora y aumenta el número de pronósticos de potencia (en 10.6%) y energía (en 6.5%) que están en un rango de menor desviación (entre -5% y 5%). Este resultado valida el modelo como una solución práctica al problema de pronóstico de energía y potencia horarias.
- El método de Promedios móviles ofrece dos características deseables en cualquier modelo: Una solución fácil de implementar y un porcentaje alto de pronósticos con bajo error (entre -5 y 5%). En el caso real de EPSA mejora los resultados obtenidos a partir de la metodología tradicional usada para obtener su pronóstico.

Con el fin de contribuir al mejoramiento del proceso de pronóstico

de la demanda horaria de energía y potencia, se hacen las siguientes recomendaciones a EPSA y a todos los operadores de red que desarrollan el pronóstico de demanda horaria:

- Realizar un seguimiento continuo de los registros horarios de energía y potencia, con el fin de mejorar la calidad del proceso de depuración de los datos y consecuentemente la calidad del pronóstico.
- Crear un vínculo empresarial que permita conocer con anticipación los periodos de vacaciones o cambio de actividades de los consumidores representativos en la demanda total, como los no regulados. De igual forma, liderar un plan estratégico que conduzca a la realización de esta actividad por parte de los otros operadores de red que conformen la UCP, en el caso de la UCP-EPSA: CETSA y Emcartago.
- Evaluar en conjunto con el CND (Centro Nacional de Despacho) los aspectos orientados a mejorar la calidad del pronóstico, teniendo en cuenta como un punto principal, la posibilidad de realizar el reporte de los pronósticos diariamente, con el fin de permitir a los operadores de red el acceso a información más reciente (de siete días antes) para el pronóstico. Este punto está fundamentado en la mejora significativa de las aproximaciones a la demanda real, encontrada en esta investigación.⁶ Se anota que a la fecha de septiembre de 2006 este punto ya fue tenido en cuenta en el Acuerdo 312 del CNO.

- Actualmente, se utiliza en EPSA el modelo de Promedios Móviles presentado en este artículo, con resultados mucho mejores a los obtenidos con el método de EPSA usado anteriormente. En el trabajo de investigación,⁶ se desarrolla también un modelo para pronóstico de demanda de energía y potencia horarias, a partir de redes neuronales, comparable con los resultados de este modelo. ⚙

8. Bibliografía

1. Murillo, Joaquín, Trejos, Alvaro y Carvajal, Patricia. Estudio de la Demanda de Energía Eléctrica, utilizando Modelos de Series de Tiempo. *Scientia et Technica* Año IX, No 23, Diciembre 2003. UTP. ISSN 0122-1701. 6p.
2. Senjyu, Tomonobu and Takara. *One-Hour-Ahead Load Forecasting Using Neural Network*. IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 17, No 1.
3. Acuerdo 312. Reglamentación sobre los procedimientos de creación, modificación y operación de las Unidades de Control de Pronóstico de Demanda. Centro Nacional de Operación. Medellín, Diciembre 7 de 2004. 11p.
4. Acuerdo 366. Procedimiento para el suministro de la información de demanda para la elaboración del Despacho económico. Centro Nacional de Operación. Medellín, Julio 27 de 2006. 3p.
5. Resolución CREG, número 024 de 13 de julio de 1995. Hoja No 3255. Reglamentación sobre los aspectos comerciales en el Sistema Interconectado Nacional que hacen parte del Reglamento de Operación. Ministerio de Minas y Energía. 55p. Disponible en: www.ecogas.com.co
6. Valencia D'oro, Ana Lilian. Diagnóstico del Modelo de Pronóstico de Potencia y Energía horaria de EPSA. Tesis de grado. Santiago de Cali. Universidad del Valle. 2005. 165p.