

# Elaboración de un Modelo de Cointegración para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica para el Sistema Interconectado Nacional – Bolivia

Edward E. Herman Pinaya\*, Alcides V. Oxa Gerónimo\*\* & Rolly R. Vasquez Macedo\*\*\*

Universidad Mayor de San Simón (UMSS)

Sociedad Científica de Estudiantes de Economía (SOCIESECO-UMSS)

Agosto, 2012

## Resumen

El pronóstico de la demanda de energía eléctrica para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), resulta de alta relevancia para la planificación de la generación de energía eléctrica y así poder prever de manera eficiente y anticipada los proyectos para la generación futura de energía eléctrica de modo de evitar desequilibrios en el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

En este documento se modela la demanda anual de energía eléctrica del SIN: (i) Se parte de un modelo teórico simple de la demanda que relaciona la cantidad demandada en función del precio y el nivel de ingreso.(ii) Se definen el modelo VEC (iii) Verificando que el modelo planteado sea correcto. Y para fines comparativos, se propone además un modelo ARIMA para pronóstico. Siendo todo el proceso estadístico hecho en Eviews 7.

*Clasificación JEL:* C01, C32, D03, D11, D12, E17 y Q41

*Palabras Clave:* Demanda de Energía Eléctrica, ARIMA<sup>1</sup>, VEC<sup>2</sup>, Pronóstico de la demanda y Cointegración.

---

\* Coordinador General – SOCIESECO – UMSS

**Correo electrónico:** e.lebilly@gmail.com.

\*\* Coordinador Interno – SOCIESECO – UMSS

**Correo electrónico:** alcivale@gmail.com

\*\*\* Asesor Estadístico – SOCIESECO – UMSS

**Correo electrónico:** rollyvasquez@hotmail.com

Agradecimientos al **Dr. Enrique Gomez D'Angelo** por el asesoramiento y la información provistos, sin cuya colaboración la presente investigación no hubiese sido posible desarrollarla.

Este documento fue desarrollado para el 5to Encuentro de Economistas de Bolivia (5EEB) evento realizado en Santa Cruz de la Sierra, organizado por el Banco Central de Bolivia en agosto 2012. El contenido del presente documento es de responsabilidad de los autores y no compromete la opinión de la SOCIESECO.

## Introducción

En primera instancia el documento presenta una introducción a la teoría de la demanda, desde una perspectiva del análisis del comportamiento del consumidor planteada por A. Marshall, con un enfoque agregado, suponiendo el fenómeno de agregación como la sumatoria de la participación de todos los agentes económicos vinculados en la demanda de electricidad. Luego se describe brevemente el Sistema Eléctrico Boliviano y su composición.

Para concluir el documento realizando una modelación econométrica para determinar la demanda de energía eléctrica del Sistema Integrado Nacional futura a partir de 2012 al 2015 para tal efecto se utilizó la metodología Box Jenkins, consistente en una estimación mediante modelos ARIMA, además se realizó una modelación de la relación que existe entre la demanda de electricidad, su tarifa promedio y el Producto Interno Bruto como Indicador del Ingreso Agregado. Para ello se ha utilizado la metodología econométrica consistente en la prueba de cointegración de Soren Johansen, y el modelo de Vectores de corrección de error y mecanismo, para encontrar posibles relaciones de largo plazo y también de corto plazo.

Con el presente trabajo se pretende proponer un modelo alternativo para el pronóstico de la demanda de electricidad, a partir de la comprensión de la relación existente entre el nivel de ingreso (PIB) y el sistema tarifario además de algunos ajustes de corrección de errores de corto plazo y el establecimiento de una relación de largo plazo a partir de la metodología de Johansen.

### I. Teoría de la demanda

Esta teoría permite aproximar nuestra comprensión del comportamiento de los consumidores, que en su afán de buscar la satisfacción de alguna de sus necesidades, considerando que estos hacen una respectiva priorización de ellas, determinan la adquisición de algún satisfactor (bien o servicio presente en un mercado) en una cuantía definida, considerando que este comportamiento es afectado por una serie de factores, de los cuales según detalla (Sapag Chain, Proyectos de Inversión Formulación y Evaluación, 2007), podemos detallar algunos: *el precio del bien o servicio ( $P$ ), el ingreso de los consumidores ( $Y$ ), la cantidad de los consumidores ( $N$ ), precio de los bienes complementarios ( $P_c$ ), el precio de los bienes sustitutos*

---

<sup>1</sup> ARIMA: Autorregresivo Integrado de Media Móvil.

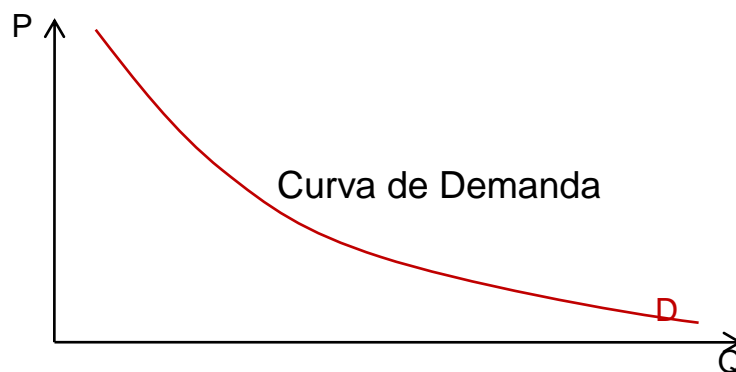
<sup>2</sup> VEC: Vector de Corrección de Errores.

(Ps), gustos o preferencias (GP), expectativas (E). A partir de la consideración de estos factores, podemos determinar la función de la demanda:

$$D = f(P^-, Y^+, N^+, Pc^-, Ps^+, GP^+, E^+) \quad (1)$$

Los signos presentes en la función definida, nos señalan el tipo de relación y por tanto el efecto que presentan cada una de las variables consideradas con respecto a la cantidad demandada, por ejemplo un incremento en el ingreso de los consumidores, nos hace suponer que incrementará la cantidad demandada, determinando una relación positiva entre el ingreso de los consumidores y la cantidad demandada, por otro lado un incremento de los precios del bien o servicio considerado nos muestra que reduciría la cantidad demandada esta relación la conocemos como relación inversa entre el precio del bien y la cantidad demandada. Por su parte (Friedman, 1982) la define como una función que detalla “...el lugar específico de los puntos que indican, cada uno, la cantidad máxima del bien que comprara la colectividad, en una unidad de tiempo, a un precio determinado.”, Si bien esta representación es una forma de mostrar el comportamiento del consumidor, no necesariamente detalla el comportamiento de todos los consumidores sino más bien es solo una aproximación y como tal tiene sus limitaciones.

Gráfico 1: CURVA DE LA DEMANDA



Fuente: Elaboración propia.

### **1.1. LA DEMANDA EN TÉRMINOS AGREGADOS**

Hasta ahora se ha definido solo el comportamiento individual de los agentes económicos, pero para poder hacer el presente análisis es necesario comprender el fenómeno a nivel agregado, por lo que es preciso detallarlo de manera simple. La demanda de un sector, está definida por la acumulación de la demanda individual de

cada una de las empresas que ofertan el mismo bien o servicio, lo que manera formal estaría definido por:

$$Q_i^D = \sum_1^n f_j(P_i) \quad (2)$$

Donde  $Q_i^S$  representa la oferta agregada del sector,  $Q_i^D$  representa la demanda agregada del sector, y  $f_j(P_i)$  representa a una función de oferta o demanda que describa el comportamiento de cada una de las empresas o consumidores  $j$  a un precio  $P_i$  respectivamente, de tal modo que se represente la oferta agregada para  $n$  empresas o consumidores que son parte del sector en este caso del bien o servicio  $i$ .

### **I.2. DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA CON EL ENFOQUE DE MARSHALL**

Define (Vial & Zurita, 2006): “La demanda ordinaria o marshalliana por el bien  $l$  es una función que asigna, para cada nivel de ingreso  $m$  y precios de los bienes  $p_1, p_2$ , la cantidad consumida de  $x_l$  que permite alcanzar el mayor nivel de utilidad posible, dado el conjunto de posibilidades del individuo. Denotamos esta función como:

$$x_l^M = x_l(m, p_1, p_2) \quad (3)$$

Esta ecuación de demanda, resulta de la maximización de la función de utilidad individual sujeta a la restricción presupuestaria. Por tanto  $x_l^M = x_l(m, p_1, p_2)$  se obtiene a partir de la resolución del sistema de ecuaciones de primer orden, resultantes del siguiente problema de maximización:

$$\max_{\{x_1, x_2\}} u(x_1, x_2) \quad (4)$$

Sujeto a:

$$m = x_1 p_1 + x_2 p_2 \quad (5)$$

Para este caso, el lagrangeano es:

$$L = u(x_1, x_2) + \gamma(m - x_1 p_1 - x_2 p_2) \quad (6)$$

Por lo que las condiciones de primer orden son:

$$\frac{\partial L}{\partial x_1} = \frac{\partial u}{\partial x_1} - \gamma p_1 = 0 \quad (7)$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_2} = \frac{\partial u}{\partial x_2} - \gamma p_2 = 0 \quad (8)$$

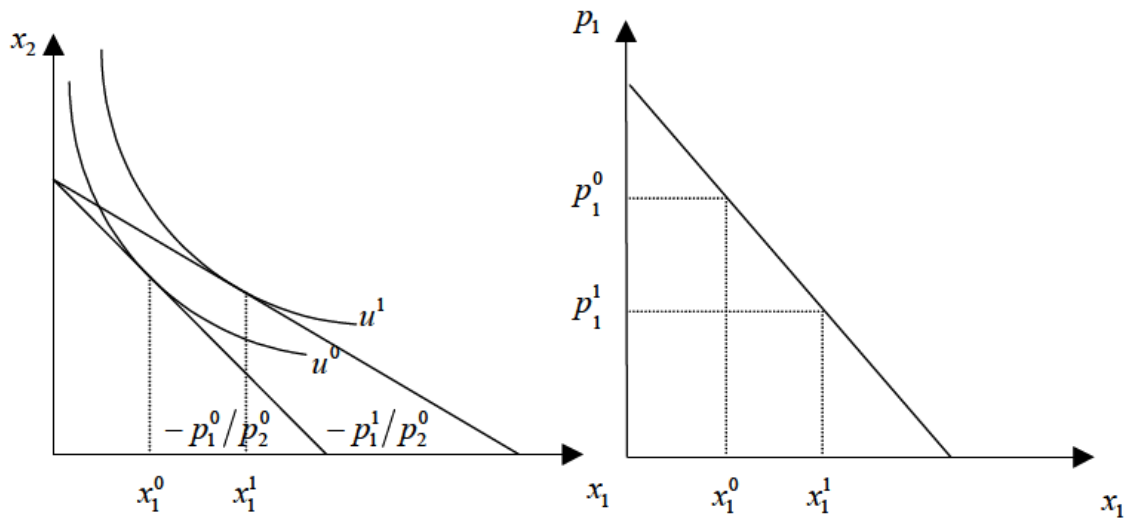
$$\frac{\partial L}{\partial y} = m - x_1 p_1 - x_2 p_2 = 0 \quad (9)$$

De donde se obtiene la condición de tangencia:

$$TMS = \frac{p_1}{p_2} \quad (10)$$

Si se reemplaza la función de utilidad  $u = u(x_1, x_2)$  se obtendrán las funciones de demanda ordinaria, a su vez de la utilidad máxima que se puede obtener para cada nivel de ingreso  $m$  y precios  $p_1, p_2$ , planteada en la ecuación (3). Que de forma gráfica podemos verla a continuación.

**Gráfico 2: DERIVACIÓN DE LA DEMANDA ORDINARIA**



Fuente: (Vial & Zurita, 2006)

La aplicación de en términos agregados de la determinación de la demanda desde una perspectiva Marshalliana, vinculamos al PIB como una representación del ingreso global y el precio para el caso concreto de este estudio, representado por la tarifa de energía eléctrica promedio, ambos en términos anuales. Más adelante se especificara el modelo planteado.

## II. El Sistema Eléctrico Boliviano

La cadena productiva del sector eléctrico Boliviano está conformado por tres actividades principales, la generación, transmisión y distribución de energía, estas actividades, están fiscalizadas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), que

anteriormente fue la Superintendencia de Electricidad (SE) (Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), 2009).

A su vez el sector se agrupa por su nivel de interconexión en dos grandes conjuntos de sistemas el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados; el primero representa aproximadamente el 90% de la demanda del país, conformando de esta manera el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

En el SIN, tanto la transmisión como la distribución por su naturaleza de monopolios naturales son reguladas de tal modo de otorgarles una rentabilidad garantizada. A diferencia de estas, la generación supone la presencia de condiciones de un mercado de competencia perfecta como destaca (Gómez D'Angelo, 2010). Esto hace que la generación de electricidad busque responder a los mecanismos de mercado, estableciendo tarifas a costo marginal para la potencia y la energía entregadas (Gómez D'Angelo, 2010). Por todo esto, el comportamiento competitivo hace necesario el análisis de la interacción de la oferta (generación) y demanda (transmisión).

Esta estructuración hace que los precios de generación sean sensibles a la oscilación tanto de la oferta como de la demanda, dejando en estas condiciones al área de generación, que actúe en condiciones de incertidumbre en lo que refiere a sus rentabilidades, a diferencia de los sectores de distribución y transmisión.

### **III. Proyecciones de la demanda de energía eléctrica en Bolivia 1990-2010**

Como señala, (Gomez D'Angelo, 2011) en su análisis histórico de las técnicas de proyección de la demanda de energía eléctrica en Bolivia, para la década de 1990, fue proyectada la demanda con una base de datos histórica de 1975 a 1987, con una relación econométrica planteada como  $E = a \cdot P^\epsilon$ , que relaciona la energía eléctrica (E), con el nivel de producción agregada a manera de ingreso agregado (P), donde la elasticidad es representada por ( $\epsilon$ ) y a viene a representar una constante numérica.

También en esa misma década (Gomez D'Angelo, 2011), muestra que el informe de demanda, denominado "Análisis del Sector Eléctrico", si bien no explicita el modelo, establece que el consumo eléctrico no está estadísticamente correlacionada con las variables económicas, por lo que se agrega que este su crecimiento esta explicada por el nivel de expansión de la cobertura de servicio eléctrico de las principales ciudades. Es preciso señalar también que estas proyecciones como destaca Gómez, se las realiza en una etapa de transformación estructural

de la economía nacional, donde se reduce gradualmente la participación del estado y se promueve la inversión privada.

Para ambos casos considerados es bueno reconocer que sus proyecciones una vez comparados con los datos históricos a largo plazo fueron muy acertadas como puede corroborarse en graficas de anexos.

Nuevamente (Gomez D'Angelo, 2011), muestra que para 1993 se publica el Plan Nacional de Electrificación 1995-2010, donde se plantea un modelo que depende de un factor de crecimiento cronológico, y un factor de relación con el Producto Interno Bruto, suponiendo que aun en periodos de recesión en la economía. Para 1999 se presenta el Plan Referencial del sistema Interconectado Nacional Boliviano 1999-2008, donde se calcula la proyección por departamento y por categoría de usuario, desagregando el PIB en PIB per cápita, PIB Industrial y de algunos sectores vinculados a sus niveles de demanda de energía eléctrica. Por último muestra una actualización del Plan Referencial del Sistema Interconectado Nacional, que fue publicado para 1995, donde se desarrolla una proyección en base al modelo planteado que establece un consumo de electricidad de largo plazo esperada que es función del producto nacional y además establece un ajuste denominado función de demanda de corto plazo del consumo de energía eléctrica. Todo esto realizado con una desagregación por sectores.

El Plan de Expansión del SIN 2011-2021 (CNDC, 2010), presenta una proyección de la potencia máxima de por empresa generadora anual por empresa generadora utilizando una relación por tasas de la demanda actual en relación a la demanda rezagada en un periodo, una relación de corto plazo con su comportamiento histórico, una variable dicotómica de ajuste estadístico, y media móvil para ajustes de orden uno para corregir y garantizar estimadores insesgados.

#### **IV. Aspectos metodológicos**

##### ***IV.1. Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA)***

El modelo ARIMA es una técnica de pronóstico donde se modela a la variable a pronosticar en función a sus rezagos, una variable estocástica y rezagos de ésta última, a los rezagos de la serie a pronosticar se los denomina términos autorregresivos y a los rezagos de la variable estocástica se denominan términos media móvil, un modelo ARIMA  $(p, d, q)$  es

$$\Delta^d y_t = c + \sum_{i=1}^p \phi_i \Delta^d y_{t-i} + u_t + \sum_{j=1}^q \theta_j u_{t-j} \quad (11)$$

Donde  $y_t$  es la serie a pronosticar,  $c$  es una constante,  $u_t$  es la variable estocástica que sigue un proceso error ruido blanco, es decir,  $u_t \sim iid(0, \sigma^2)$  lo que significa que tiene media cero, varianza constante y está distribuido independiente e idénticamente,  $\phi_i$  y  $\theta_j$  son coeficientes,  $p$  es la longitud del rezago del término autorregresivo,  $d$  es el número de veces que se diferencia la serie para que sea estacionaria y  $q$  es la longitud del rezago del término media móvil, la ecuación (11) puede reescribirse como.

$$\left(1 - \sum_{i=1}^p \phi_i L^i\right) \Delta^d y_t = \bar{\mu} + \left(1 + \sum_{j=1}^q \theta_j L^j\right) u_t \quad (12)$$

$$\phi(L) \Delta^d y_t = \bar{\mu} + \theta(L) u_t$$

Donde  $L$  es el operador rezago,  $\phi(L)$  y  $\theta(L)$  son polinomios en  $L$ , la serie a pronosticar debe ser en efecto estacionaria para evitar que el modelo sea inestable antes shocks exógenos en el ruido, si de hecho una serie no es estacionaria, un shock en el término de error tendrá un efecto sobre la variable dependiente que no desaparecerá con el tiempo y a largo plazo tenderá al infinito lo cual no se condice con la realidad donde los shocks tienen efectos que al cabo de un período desaparecen, éste problema se denomina raíz unitaria, lo que se da cuando las raíces del polinomio  $\phi(L)$  caen sobre el círculo unitario, si caen fuera entonces la serie es estacionaria y se puede representar como un proceso media móvil de orden infinito, así  $y_t$  será una función de términos ruido blanco y como el proceso ruido blanco es un caso particular de estacionariedad entonces  $y_t$  será estacionario y se distribuirá como  $y_t \sim iid(\mu, \sigma_y^2)$ ; para conseguir un buen pronóstico se emplea la metodología Box-Jenkins ampliada la cual consiste en verificar si la serie es o no estacionaria lo que se hace llevando a cabo una prueba de raíz unitaria.

Si la serie tiene raíz unitaria entonces se procede a transformar la misma tomando diferencias o cualquier transformación biyectiva hasta que sea estacionaria.

Una vez que se tiene la serie estacionaria se pasa a identificar el proceso que sigue mediante el correlograma que es una representación de las funciones de autocorrelación simple y de autocorrelación parcial de la variable, si la función de autocorrelación simple decrece en valor absoluto suavemente y la función de autocorrelación parcial cae a cero súbitamente luego de  $p$  períodos entonces el proceso es autorregresivo de orden  $p$ , si

la función de autocorrelación parcial decrece en valor absoluto suavemente y la función de autocorrelación simple cae a cero súbitamente luego de  $q$  períodos entonces el proceso es de media móvil de orden  $q$ , si existen irregularidades en el comportamiento de las funciones de autocorrelación se debe probar con varias combinaciones de  $p$  y  $q$ .

Estimar el modelo identificado mediante mínimos cuadrados o máxima verosimilitud.

Verificar el cumplimiento del supuesto de ruido blanco, si no se cumple entonces se regresa al paso 3 para probar otra identificación, o al paso 2 para realizar otra transformación que resulte en variable estacionaria.

Si los residuales son ruido blanco entonces estimar.

Si la serie presenta estacionalidad se utiliza el modelo SARIMA

$$\Phi(L^s) \phi(L) \Delta_s^D \Delta^d y_t = c + \Theta(L^s) \theta(L) u_t \quad (13)$$

Donde  $\Phi(L^s)$  y  $\Theta(L^s)$  son polinomio en el operador  $L^s$  que rezaga en éste caso estacionalmente y  $\Delta_s^D$  es el operador diferencia estacional.

## **IV.2. Cointegración**

Si una serie no es estacionaria entonces se dice que es  $I(d)$  que significa integrada de orden  $d$ , siendo  $d$  las veces que se necesita diferenciar la variable para que sea estacionaria, una combinación lineal de  $k$  variables no estacionarias dará por lo general una variable no estacionaria, pero es posible en algunos casos que tal combinación lineal sea integrada de un orden menor, un caso común es cuando se tienen  $k$  variables  $I(1)$  y una combinación lineal de ellas es  $I(0)$ , es decir se trata de una variable estacionaria, a éste caso se le llama cointegración y se da en general en variables que tienen una relación estable a largo plazo describiendo un comportamiento que en el corto plazo tiene errores que se supone se deben sólo a causas puramente aleatorias; es así que si se corre una regresión lineal entre variables no estacionarias y se obtienen residuos estacionarios entonces las variables están cointegradas de lo contrario se trataría de una regresión espuria, lo que es una regresión sin sentido porque aunque se encuentre en ella un buen ajuste éste podría deberse solamente a la tendencia.

Para probar si un grupo de variables están cointegradas se puede proceder corriendo una regresión entre ellas y luego realizar una prueba de raíz unitaria a los residuos de la

regresión, pero existe otro método más sofisticado como la prueba de Johansen la cual tiene dos versiones que son: la prueba de la traza y la prueba del máximo autovalor, en tales pruebas en un primer paso la hipótesis nula es que no existe cointegración, si se rechaza ésta hipótesis entonces se prueba que existe al menos una relación de cointegración, si se rechaza se prosigue probando si existe al menos dos relaciones de cointegración y así sucesivamente, en un grupo de  $k$  variables pueden haber un máximo de  $k - 1$  relaciones de cointegración, los detalles del método de Johansen pueden consultarse en Lütkepohl (2005), para una explicación más sucinta véase Greene (2002).

### **IV.3. Modelo de Vectores de Corrección de Error (VEC)**

Un modelo VEC es:

$$\Delta y_t = \Gamma_0 + AB'y_{t-1} + \Gamma_1\Delta y_{t-1} + \Gamma_2\Delta y_{t-2} + \dots + \Gamma_p\Delta y_{t-p} + u_t \quad (14)$$

Donde  $y_t = (y_{1t}, y_{2t}, \dots, y_{kt})$  es un vector  $k \times 1$  de variables aleatorias,  $u_t$  es un proceso ruido blanco  $k$ -dimensional,  $\Gamma_0$  es vector  $k \times 1$  de constantes,  $A$  es una matriz  $k \times r$  de cargas,  $B$  es una matriz  $k \times r$  que en columnas tiene los  $r$  vectores de cointegración de las variables en  $y_t$ ,  $\Gamma_i$  con  $i = 1, 2, \dots, p$  son matrices  $k \times k$  de coeficientes,  $\Delta$  es el operador diferencia y  $p$  la longitud del rezago, si definimos

$$B'y_{t-1} = \varepsilon_{t-1} \quad (15)$$

Donde  $\varepsilon_{t-1}$  es un vector  $r \times 1$  que contiene los errores de corto plazo que se dan en las relaciones de largo plazo que se encuentran en  $B'y_{t-1}$ , siendo así la ecuación (14) modela la relación de corto plazo de las variables en  $y_t$  con los coeficientes en  $A$  que van corrigiendo el error de corto plazo que se ha dado en el anterior período en la relación de largo plazo, es así que existe una estrecha relación entre la cointegración y un modelo VEC puesto que si existe cointegración entre un conjunto de variables, una transformación lineal de ellas puede dar combinaciones lineales estacionarias, los vectores de tal transformación se denominan vectores de cointegración que sirven para modelar la relación de equilibrio o de largo plazo de las variables, luego las combinaciones lineales resultantes serán los errores que se dan en dichas relaciones de largo plazo y se modelan en un modelo VEC o VECM (Vector de Corrección de Error y Mecanismo).

## V. Resultados

### V.1. Estimación del modelo ARIMA

Se ha modelado la variable demanda de energía eléctrica que se encuentra en kwh, cuyos datos se encuentran en frecuencia mensual desde enero de 1997 a mayo del 2012, el mejor modelo encontrado es un proceso SARIMA con una diferencia estacional que consiste en diferenciar 12 periodos dado que los datos son mensuales y una diferencia de un periodo para la parte no estacional, con esta transformación la variable es estacionaria como se puede corroborar en la prueba de raíz unitaria (ver anexos), el mejor modelo identificado mediante el correlograma (ver anexos) es:

$$\Delta_{12}\Delta y_t = 0,588 - 2,88F_t - 1,7J_t + u_t - 0,47u_{t-1} - 0,25u_{t-2} + 0,26u_{t-4} - 0,2u_{t-5} - 0,88u_{t-12} \quad (16)$$

Que se trata de un proceso SARIMA donde se modela la variable de la demanda de energía en función del término ruido blanco rezagado en 1,2,4,5 y 12 periodos, y se agregan dos variables dicotómicas F y J para controlar la fuerte estacionalidad que se presenta en los meses de febrero y junio respectivamente, la estimación fue hecha en Eviews 7 (ver anexos), esta estimación permite pronosticar apropiadamente dado que los residuales siguen un proceso ruido blanco, en el siguiente cuadro se presentan los pronósticos hasta el año 2015.

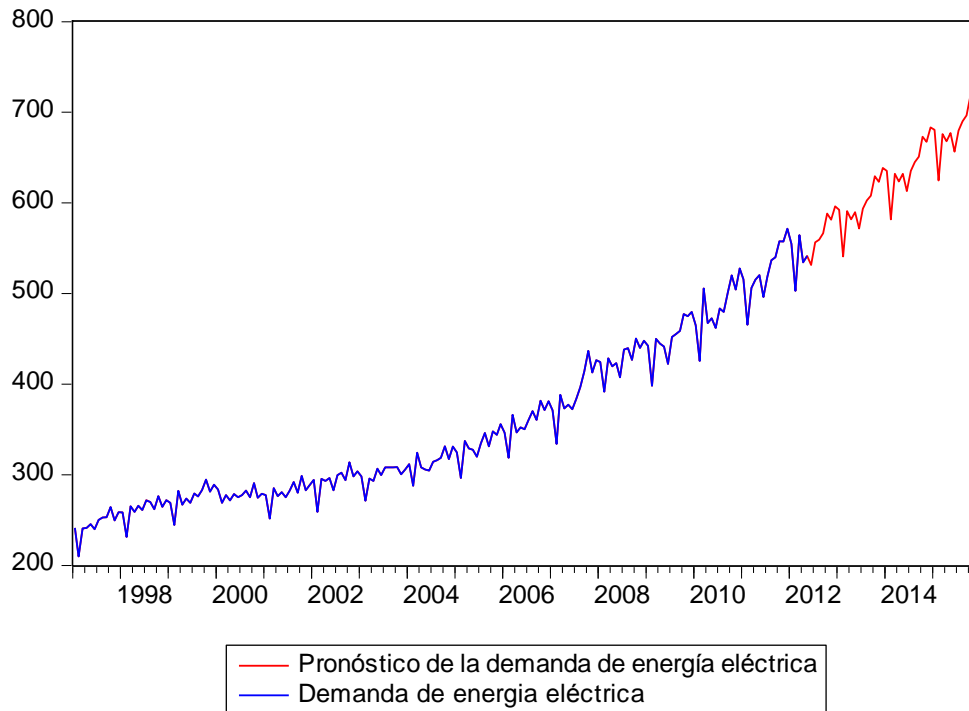
**Tabla1: PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN EL SIN (EN KWH)**

MES	PRONOSTICO	MES	PRONOSTICO	MES	PRONOSTICO	MES	PRONOSTICO
jun-12	531,6248	may-13	589,7949	abr-14	623,6561	mar-15	675,8690
jul-12	556,5619	jun-13	571,7274	may-14	632,1881	abr-15	667,9150
ago-12	559,4340	jul-13	593,5207	jun-14	612,9805	may-15	677,0353
sep-12	566,5291	ago-13	602,7306	jul-14	635,3622	jun-15	656,6877
oct-12	588,4087	sep-13	608,0148	ago-14	645,1606	jul-15	679,6579
nov-12	581,5112	oct-13	629,5614	sep-14	651,0332	ago-15	690,0446
dic-12	596,1769	nov-13	623,2524	oct-14	673,1683	sep-15	696,5057
ene-13	592,2956	dic-13	638,5065	nov-14	667,4476	oct-15	719,2292
feb-13	541,0412	ene-14	635,2136	dic-14	683,2902	nov-15	714,0970
mar-13	590,9823	feb-14	581,6691	ene-15	680,5858	dic-15	730,5280
abr-13	581,8514	mar-14	632,1986	feb-15	624,7511		

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Comité Nacional de Despacho de Carga 2012.

El siguiente grafico muestra como se comportaría el pronóstico.

**Gráfico 3: COMPORTAMIENTO Y PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD DEL SIN  
1997-2015 (EN KWH)**



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Comité Nacional de Despacho de Carga 2012.

## ***V.2. Prueba de Cointegración de Johansen***

Se ha aplicado la prueba de cointegración de Johansen a los datos de la demanda de energía eléctrica en kw, la tarifa de electricidad en bolivianos, y el PIB a precios constantes, todos los datos están en frecuencia anual desde 1999 al 2010, se ha utilizado en la prueba de Johansen una longitud de retardo de un periodo dado que el programa Eviews 7 en el cual se ha hecho la prueba no pudo calcular con mas retardos, El resultado es que existe cointegración según la prueba del mayor valor propio, como criterio de elección del resultado más óptimo se ha utilizado el criterio de Schwarz y esta prueba concluye que existe al menos una relación de cointegración entre la demanda de energía, la tarifa y el PIB real con una constante y con tendencia en la ecuación de cointegración y en la representación de corrección de error, (ver la prueba en anexos)

## ***V.3. Estimación del modelo VEC***

El modelo VEC se ha estimado en Eviews 7 y los resultados son:

$$\Delta y_t = \begin{pmatrix} -27,48 \\ 32,45 \\ -907832 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -0,85 \\ -1,13 \\ -1780 \end{pmatrix} \varepsilon_{t-1} + \begin{pmatrix} 3,3 \\ -1,52 \\ 135817 \end{pmatrix} t$$

$$+ \begin{pmatrix} 0,14 & 0,12 & -4,04 \times 10^{-6} \\ 0,51 & -0,04 & -2,8 \times 10^{-5} \\ 6770 & 3607 & -0,29 \end{pmatrix} \Delta y_{t-1} + u_t \quad (17)$$

Esta ecuación es de corto plazo y nos indica que la variación tanto de la demanda de energía como de la tarifa y del PIB real, deben disminuir en el tiempo t, si el error se ha incrementado en uno en el periodo anterior manteniendo constante las variaciones de las variables en el periodo anterior, la relación de largo plazo es:

$$\varepsilon_t = -250 + (1 \quad 0,66 \quad -1,02 \times 10^{-5})y_t - 3,45t \quad (18)$$

Esta ecuación nos indica que existe una relación directa de la demanda con el PIB real, y una relación inversa de la demanda de la energía con la tarifa, esta relación sería de equilibrio a largo plazo donde los errores tienen una media constante y son estables (ver los resultados del modelo VEC en anexos)

Comparando:

**TABLA 2: PRONÓSTICOS CON SARIMA Y VECM**

Año	Pronóstico con SARIMA <sup>3</sup>	Pronóstico con VECM <sup>4</sup>
2012	6678,4	6640,2
2013	7163,3	7200,0
2014	7673,4	7731,9
2015	8212,9	8314,0

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC 2012 y del Instituto Nacional de Estadística INE 2012.

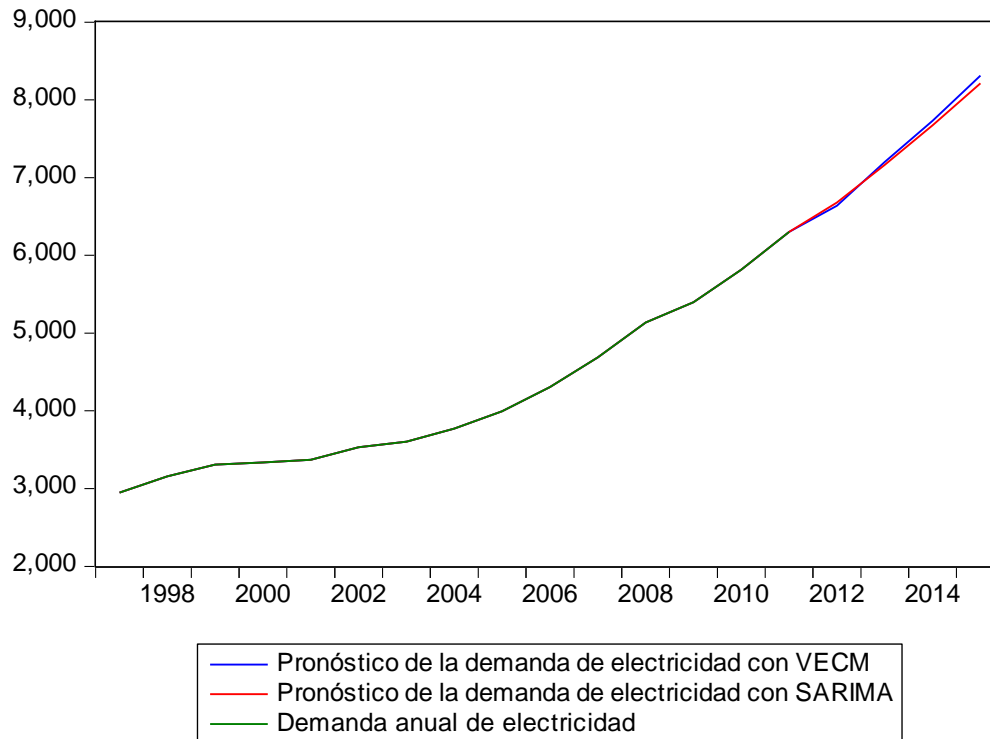
Haciendo una comparación entre los pronósticos resultantes anuales de la demanda hecha con los modelos SARIMA y VECM, se aprecian muy semejantes teniendo una diferencia promedio de aproximadamente 60 KWh., siendo la previsión superior para el año 2012 del modelo SARIMA luego a partir del 2013 las proyecciones del Modelo VECM se tornan superiores en cantidad de KWh alejándose aun mas para el año 2015

<sup>3</sup> Modelo Estacional Autorregresivo Integrado y de Promedio Móvil por sus siglas en ingles (Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average )

<sup>4</sup> Vector de Corrección de Error y Mecanismo por sus siglas en ingles (Vector Error Correction Mechanism)

llegando a una diferencia de poco mas de 100 KWh. Siendo comprensible que este pronóstico deba de ser corregido anualmente en función del comportamiento real de las variables utilizadas para el ejercicio.

**Gráfico 4: COMPORTAMIENTO Y PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD CON VECM & SARIMA DEL SIN 1997-2015 (EN KWH)**



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC 2012 y del Instituto Nacional de Estadística INE 2012.

## VI. Conclusiones

Se ha constatado que existe una relación de largo plazo entre la demanda de energía eléctrica con respecto a la tarifa y el ingreso, la estimación reporta los signos esperados de acuerdo a la teoría económica y por lo tanto el modelo es uno de equilibrio donde los errores que se dan de manera aleatoria en el corto plazo se corrigen mediante el modelo VECM el cual además cumple con todos los supuestos requeridos para que se pueda decir de él que es un modelo adecuado, de éste modo se concluye que la demanda de electricidad es una función lineal de la tarifa y el ingreso.

Se tiene además establecido el modelo SARIMA que brinda un pronóstico adecuado que recoge la estacionalidad de la serie en el comportamiento de la variable pronosticada,

obteniéndose que la demanda de energía eléctrica se incrementará en un futuro inmediato, producto de la expansión natural histórica de la cobertura, que considera el Plan Nacional de Expansión de la cobertura nacional incluso a pesar de cumplirse el plan de optimización de uso energético establecido por el gobierno actual.

## VII. Bibliografía

- Aramayo Ruegenberg, R. D. (2009). *El Sector Hidrocarburos* (Vol. I). La Paz: UDAPE.
- Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE). (2009). *Anuario Estadístico 2008 – 2009*. La Paz: Artes Gráficas Sagitario S.R.L.
- Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE). (2009). *Memoria Institucional 2009*. La Paz: Artes Gráficas Sagitario S.R.L.
- Cárdenas, C. (2003). *Diagnóstico del Sector Eléctrico: 1990 - 2002*. La Paz: UDAPE.
- Castro R, R., & Mokate, K. M. (1998). *Evaluación Económica y Social de Proyectos de Inversión*. Bogotá: Ediciones Uniandes.
- CEDLA y Plataforma Energética. (2011). *Crisis económica y políticas energéticas. Memoria del Seminario*. La Paz: CEDLA.
- Chiang, A. C. (1994). *Métodos Fundamentales de Economía Matemática*. Madrid: McGraw Hill.
- CNDC. (1999). *Informe de Actividades Destiñ 1998*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CNDC. (2000). *Informe Anual 1999*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CNDC. (2001). *Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional en el año 2000*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CNDC. (2002). *Desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano 1996 - 2001*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CNDC. (2002). *Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional en el año 2001*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CNDC. (2003). *Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional 2002*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CNDC. (2004). *Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional 2003*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CNDC. (2005). *Memoria Anual del Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CNDC. (2006). *Memoria Anual 2005*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.

- CNDC. (2007). *Memorria Anual del Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional 2006*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CNDC. (2008). *Memoria Anual del Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional 2007*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CNDC. (2009). *Memoria Anual Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultado de Operación del Sistema Interconectado Nacional Gestión 2008*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CNDC. (2010). *Memoria Anual - 2009 Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CNDC. (2010). *Plan Nacional del Sistema Interconectado Nacional 2011-2021*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CNDC. (2011). *2010 Anuario Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional*. Cochabamba: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- Congreso Nacional de Bolivia. (Octubre de 1994). Ley de Electricidad N° 1604. La Paz: Gaceta Oficial.
- Friedman, M. (1982). *Teoría de los Precios*. Madrid: Alianza Editorial.
- Gallardo C, J. (1998). *Formulación y evaluación de proyectos de inversión: Un enfoque de sistemas*. México: McGraw Hill.
- Gitman, L. J. (2003). *Principios de Administración Financiera* (Décima ed.). México D.F.: Pearson Educación.
- Gómez D'Angelo, E. (2010). *Tendencias y desafíos para el desarrollo del sector eléctrico boliviano*. La Paz: CEDLA.
- Gomez D'Angelo, E. (2011). *Análisis de proyecciones de la demanda de electricidad 1990-2005*. Cochabamba.
- Greene, W. (2004). *Análisis Econométrico* (Cuarta ed.). México D.F.: Prentice Hall
- Guerrien, B. (1998). *La Microeconomía*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Hamilton, James D. (1994). *Times Series Analysis*: Princeton University Press. New Jersey.

- Infante V., A. (1994). *Evaluación Financiera de Productos de Inversión*. Bogotá: Grupo Editorial Norma.
- Instituto Nacional de Estadística (INE) . (2009). *www.ine.gov.bo*. Recuperado el agosto de 2011, de [www.ine.gov.bo](http://www.ine.gov.bo)
- Lütkepohl, H. (2005). *New Introduction to Multiple Time Series Analysis*. Berlin: Springer.
- Mankiw, N. G. (1998). *Principios de Macroeconomía*. Madrid: McGraw Hill.
- Mankiw, N. G. (1998). *Principios de Microeconomía*. Madrid: McGraw Hill.
- Mankiw, N. G. (2006). *Macroeconomía* (Sexta ed.). Barcelona: Antoni Bosh Editor.
- Miller, R. L., & Meiners, R. E. (1996). *Microeconomía*. México: McGraw Hill.
- Mora, J. J. (2002). *Introducción de la Teoría del Consumidor de la preferencia a la estimación* (Primera ed.). Cali: Universidad UCESI.
- Pacheco, H. (2011). *Informe sobre el mercado energético mundial*. EnerDossier.
- Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (1995). *Microeconomía*. Madrid: Prentice Hall.
- Ramírez Cayro, C. (2009). *Curso de Evaluación de Proyectos de Inversión*. Puno: Universidad Nacional del Altiplano.
- Rodríguez Sánchez, J. I. (2003). *El impacto de eliminar los subsidios a la electricidad en México: implicaciones económicas y ambientales mediante un modelo de equilibrio general computable - Tesis de Maestría en Economía*. Puebla: Departamento de Economía, Escuela de Ciencias Sociales, Universidad de las Américas Puebla.
- Salinas San Martin, L. (2011). *Determinación del precio de gas natural para el sector electrico boliviano y su efecto en las tarifas a consumidor final*. La Paz.
- Sapag Chain, N. (2007). *Proyectos de Inversión Formulación y Evaluación*. México: Pearson Educación.
- Sapag Chain, N., & Sapag Chain, R. (2000). *Preparación y Evaluación de Proyectos*. Santiago: McGraw Hill.
- Segura, J. (1993). *Análisis Microeconómico*. Madrid: Alianza Universidad Textos.
- Silberberg, E. (1990). *The Structure of Economics a Mathematical Analysis*. New York: McGraw Hill.

Varian, H. R. (1999). *Microeconomía Intermedia Un Enfoque Actual* (Quinta ed.). Barcelona: Antoni Bosch Editor.

Vial, B., & Zurita, F. (2006). *Microeconomía Intermedia*. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile - Instituto de Economía.

Zárate Taborga, G., & Sanabria Rocha, M. (2009). *El Sector Eléctrico* (Vol. II). La Paz: UDAPE.

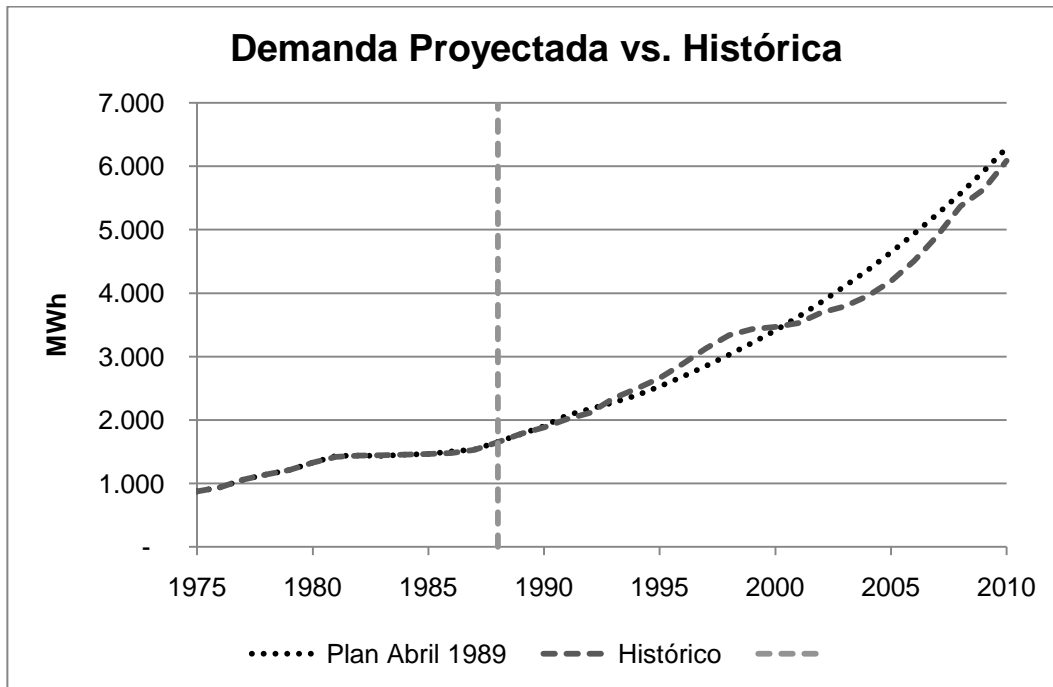
## VIII. Anexos

Gráfico 5: PRINCIPALES SISTEMAS ELÉCTRICOS DE BOLIVIA 2010



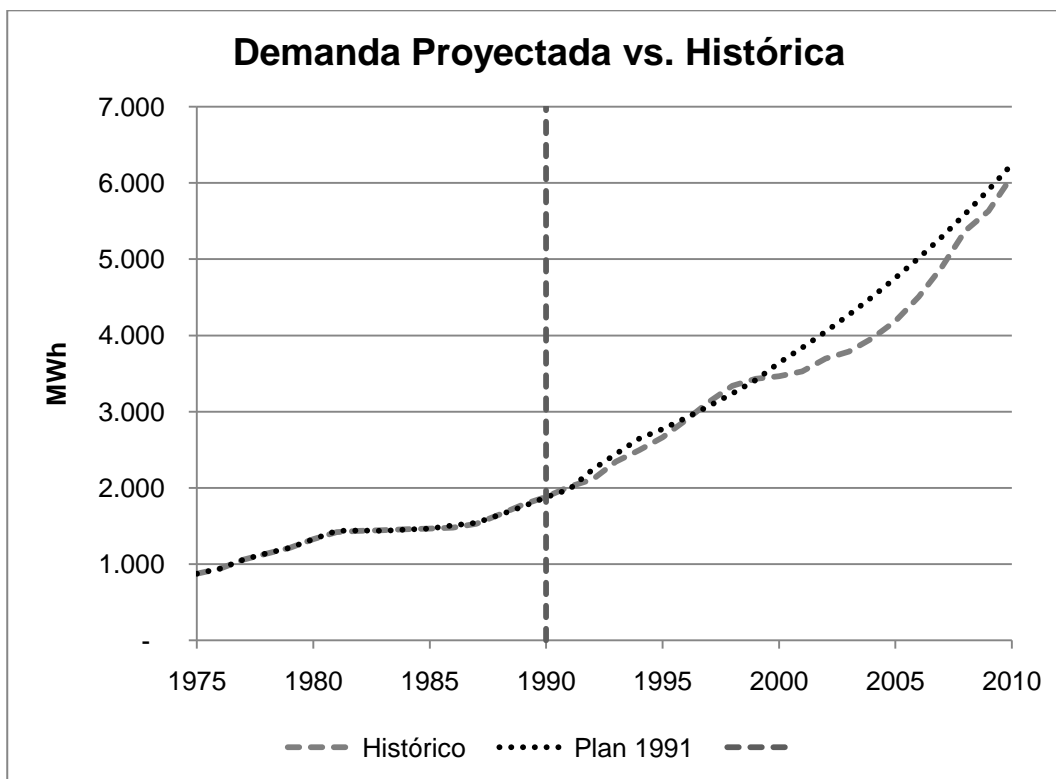
Fuente: (CNDC, 2010)

Gráfico 6: DEMANDA PROYECTADA PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN 1990-2010 (EN KWH)



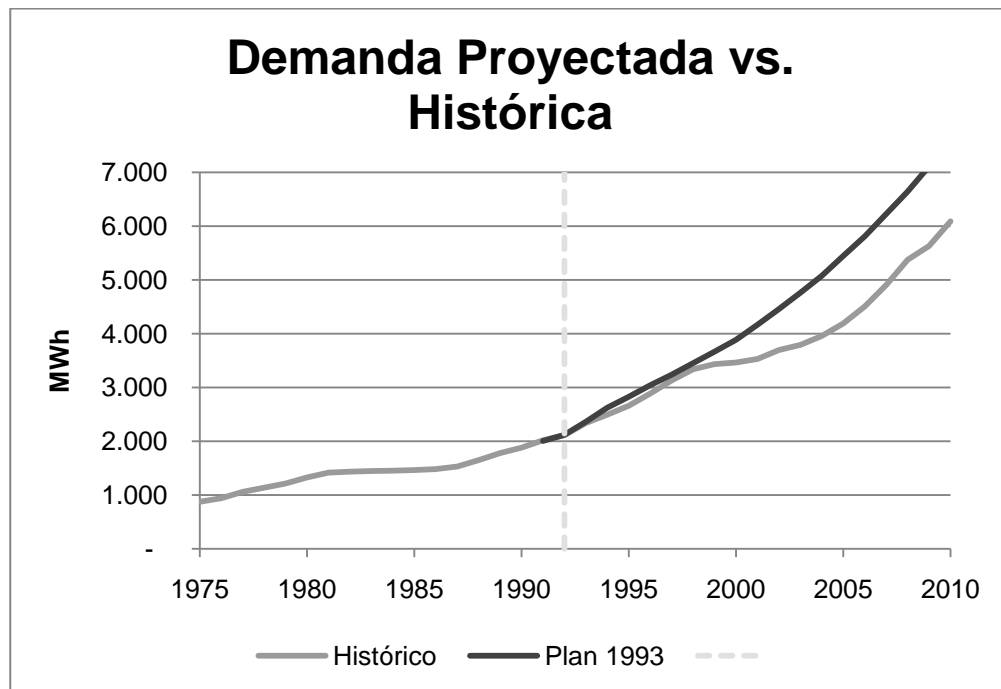
Fuente: (GOMEZ D'ANGELO, 2011)

Gráfico 7: DEMANDA PROYECTADA ANÁLISIS DEL SECTOR ELECTRICO 1990-2010 (EN KWH)



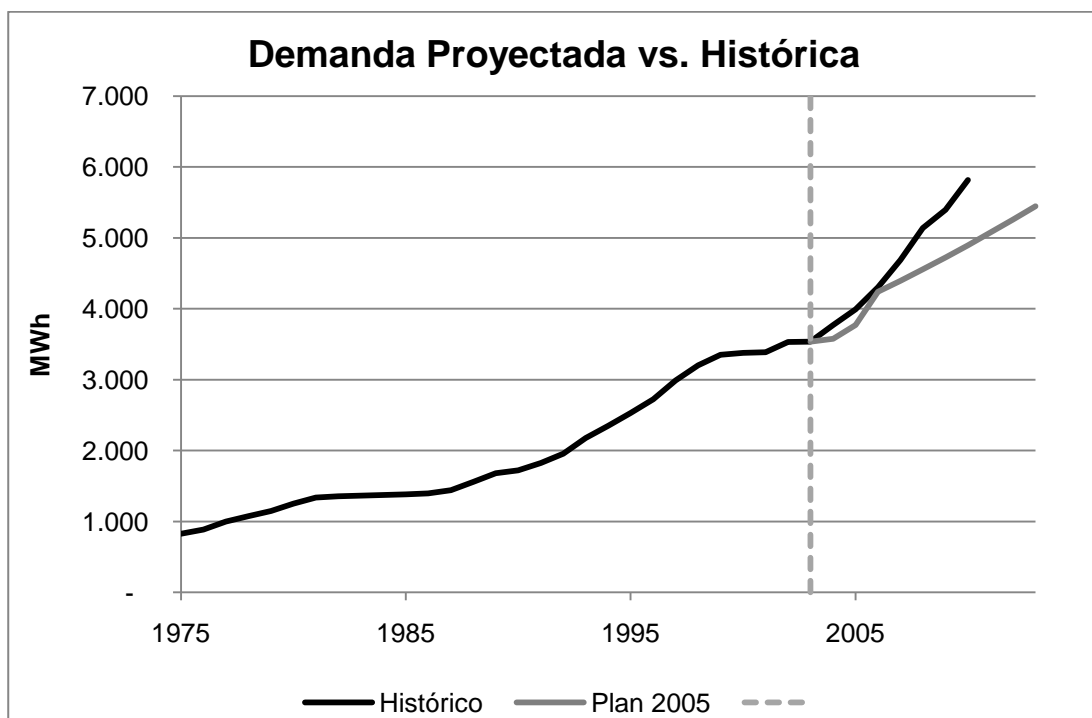
Fuente: (GOMEZ D'ANGELO, 2011)

Gráfico 8: DEMANDA PROYECTADA PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN 1995-2010 (EN KWH)



Fuente: (GOMEZ D'ANGELO, 2011)

Gráfico 9: DEMANDA PROYECTADA ACTUALIZACIÓN DEL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN 2005-2010 (EN KWH)



Fuente: (GOMEZ D'ANGELO, 2011)

**Tabla 3: ESTIMACIÓN DEL MODELO ARIMA**

Dependent Variable: D(DEMENER,1,12)				
Method: Least Squares				
Sample (adjusted): 1998M02 2012M05				
Included observations: 172 after adjustments				
Convergence achieved after 18 iterations				
HAC standard errors & covariance (Bartlett kernel, Newey-West fixed bandwidth = 5.0000)				
MA Backcast: 1996M09 1998M01				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.588425	0.084958	6.926099	0.0000
FEB	-2.878570	0.490436	-5.869412	0.0000
JUN	-1.728466	0.386757	-4.469124	0.0000
MA(1)	-0.472229	0.096372	-4.900054	0.0000
MA(2)	-0.249608	0.072300	-3.452370	0.0007
MA(4)	0.255220	0.073872	3.454910	0.0007
MA(5)	-0.196822	0.059403	-3.313315	0.0011
SMA(12)	-0.877396	0.019420	-45.18013	0.0000
R-squared	0.604127	Mean dependent var	0.023769	
Adjusted R-squared	0.587230	S.D. dependent var	11.05689	
S.E. of regression	7.103737	Akaike info criterion	6.804514	
Sum squared resid	8275.945	Schwarz criterion	6.950909	
Log likelihood	-577.1882	Hannan-Quinn criter.	6.863911	
F-statistic	35.75352	Durbin-Watson stat	2.066473	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	.99	.86+.49i	.86-.49i	.78
	.49+.86i	.49-.86i	.43-.49i	.43+.49i
	-.00-.99i	-.00+.99i	-.49-.86i	-.49+.86i
	-.59+.49i	-.59-.49i	-.86+.49i	-.86-.49i
	-.99			

Fuente: Elaboración propia en Eviews 7 con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC

2012

**Tabla 4: CORRELOGRAMA DE LOS RESIDUOS DE LA ESTIMACIÓN ARIMA**

Date: 07/08/12 Time: 23:24					
Sample: 1998M02 2012M05					
Included observations: 172					
Q-statistic probabilities adjusted for 5 ARMA term(s)					
Autocorrelation		Partial Correlation		AC	PAC Q-Stat Prob
. .		. .		1-0.035-0.035	0.2142
. .		. .		2-0.038-0.040	0.4737
. *		. *		3 0.099 0.097	2.2166
. .		. .		4-0.034-0.029	2.4221
. .		. .		5-0.060-0.056	3.0713
. .		. .		6 0.014-0.001	3.10910.078
. *		. *		7 0.092 0.096	4.63640.098
. .		. .		8-0.012 0.004	4.66320.198
. .		. .		9-0.008-0.008	4.67470.322
. .		* .		10-0.059-0.083	5.32600.377
. .		. .		11 0.030 0.035	5.49140.483
. .		. .		12-0.020-0.010	5.56700.591
. .		. .		13 0.029 0.043	5.72470.678
. .		. .		14 0.033 0.013	5.93700.746
* .		* .		15-0.068-0.068	6.81600.743
. .		* .		16-0.064-0.072	7.60910.748
. .		. .		17-0.019-0.018	7.67930.810
. .		. .		18-0.013-0.004	7.71110.862
. .		. .		19-0.027-0.016	7.85590.897
. .		. .		20 0.049 0.027	8.33280.910
. .		. .		21 0.002-0.004	8.33370.938
* .		* .		22-0.113-0.103	10.9020.862
. .		. .		23-0.017-0.017	10.9590.896
. .		. .		24 0.063 0.065	11.7710.895
. .		. .		25 0.036 0.062	12.0400.915
. .		. .		26-0.010-0.013	12.0620.938
. .		* .		27-0.064-0.109	12.9190.935
. .		. .		28-0.035-0.051	13.1770.948

. .	. .	29	0.024	0.064	13.3030.961
. .	. *	30	0.049	0.096	13.8160.965
* .	* .	31	-0.067	-0.088	14.7590.962
. .	* .	32	0.003	-0.067	14.7600.973
. .	. .	33	0.015	-0.011	14.8060.980
* .	. .	34	-0.102	-0.057	17.0840.961
. .	. .	35	-0.021	0.008	17.1770.970
. *	. *	36	0.142	0.144	21.6290.894

Fuente: Elaboración propia en Eviews 7 con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC  
2012

**Tabla 5: PRUEBA DE COINTEGRACIÓN DE JOHANSEN**

Sample: 1990 2015					
Included observations: 12					
Series: DEMANDA TARIFA PIB					
Lags interval: 1 to 1					
Selected (0.05 level*) Number of Cointegrating Relations by Model					
Data Trend:	None	None	Linear	Linear	Quadratic
Test Type	No Intercept	Intercept	Intercept	Intercept	Intercept
	No Trend	No Trend	No Trend	Trend	Trend
Trace	1	2	2	2	3
Max-Eig	1	2	2	2	1
*Critical values based on MacKinnon-Haug-Michelis (1999)					
Information Criteria by Rank and Model					
Data Trend:	None	None	Linear	Linear	Quadratic
Rank or	No Intercept	Intercept	Intercept	Intercept	Intercept
No. of Ces	No Trend	No Trend	No Trend	Trend	Trend
Log Likelihood by Rank (rows) and Model (columns)					

0	-250.7141	-	-	250.7141	240.7773	-240.7773	-235.2890
1	-226.5075	-	-	223.0949	217.5003	-210.4264	-205.1313
2	-222.0425	-	-	210.0334	206.8837	-199.7489	-199.3736
3	-221.5152	-	-	206.6192	206.6192	-194.9011	-194.9011
Akaïke Information Criteria by Rank (rows) and Model (columns)							
0	43.28569	43.28569	42.12956	42.12956	41.71483		
1	40.25125	39.84915	39.25005	38.23774	37.68856		
2	40.50708	38.83890	38.48061	37.62482*	37.72893		
3	41.41920	39.43653	39.43653	37.98351	37.98351		
Schwarz Criteria by Rank (rows) and Model (columns)							
0	43.64937	43.64937	42.61446	42.61446	42.32096		
1	40.85738	40.49570	39.97741	39.00551	38.53714*		
2	41.35567	39.76830	39.45042	38.67545	38.81997		
3	42.51024	40.64879	40.64879	39.31700	39.31700		

Fuente: Elaboración propia en Eviews 7 con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC 2012

**Tabla 6: ESTIMACIÓN DEL MODELO VEC**

Vector Error Correction Estimates	
Date: 07/08/12 Time: 17:12	
Sample (adjusted): 1999 2010	
Included observations: 12 after adjustments	
Standard errors in ( ) & t-statistics in [ ]	
Cointegrating Eq:	CointEq1
DEMANDA(-1)	1.000000
TARIFA(-1)	0.658840

	(0.04154)		
	[ 15.8612]		
PIB(-1)	-1.02E-05		
	(1.1E-06)		
	[-9.16818]		
@TREND(90)	-3.452600		
C	-250.3358		
<b>Error Correction:</b>			
	D(DEMANDA)	D(TARIFA)	D(PIB)
CointEq1	-0.853079	-1.126569	-1780.155
	(0.47869)	(0.54279)	(21791.5)
	[-1.78212]	[-2.07553]	[-0.08169]
D(DEMANDA(-1))	0.136157	0.507532	6769.671
	(0.35429)	(0.40173)	(16128.5)
	[ 0.38431]	[ 1.26336]	[ 0.41973]
D(TARIFA(-1))	0.118621	-0.037102	3607.006
	(0.36681)	(0.41592)	(16698.3)
	[ 0.32339]	[-0.08920]	[ 0.21601]
D(PIB(-1))	-4.04E-06	-2.80E-05	-0.285675
	(9.7E-06)	(1.1E-05)	(0.44029)
	[-0.41784]	[-2.55593]	[-0.64884]
C	-27.47920	32.45000	-907831.5
	(16.1457)	(18.3077)	(735007.)
	[-1.70195]	[ 1.77248]	[-1.23513]
@TREND(90)	3.295457	-1.517212	135817.0
	(1.27734)	(1.44838)	(58148.7)
	[ 2.57994]	[-1.04752]	[ 2.33568]

R-squared	0.843461	0.835237	0.783870
Adj. R-squared	0.713012	0.697934	0.603761
Sum sq. resids	252.5231	324.6790	5.23E+11
S.E. equation	6.487464	7.356165	295330.7
F-statistic	6.465821	6.083175	4.352206
Log likelihood	-35.30684	-36.81484	-164.0186
Akaike AIC	6.884473	7.135807	28.33643
Schwarz SC	7.126927	7.378261	28.57889
Mean dependent	18.44861	-5.531667	905754.7
S.D. dependent	12.10997	13.38445	469169.8
Determinant resid covariance (dof adj.)	1.13E+12		
Determinant resid covariance	1.41E+11		
Log likelihood	-205.1313		
Akaike information criterion	37.68856		
Schwarz criterion	38.53714		

Fuente: Elaboración propia en Eviews 7 con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC 2012 e Instituto Nacional de Estadística 2012

**Tabla 7: PRUEBA DE AUTOCORRELACIÓN DE PORTMANTEAU PARA EL MODELO VEC**

VEC Residual Portmanteau Tests for Autocorrelations					
Null Hypothesis: no residual autocorrelations up to lag h					
Date: 07/08/12 Time: 23:26					
Sample: 1990 2015					
Included observations: 12					
Lags	Q-Stat	Prob.	Adj Q-Stat	Prob.	df
1	7.752019	NA*	8.456748	NA*	NA*
2	16.65610	0.3398	19.14165	0.2074	15
3	22.13620	0.5711	26.44844	0.3308	24
4	30.84926	0.5746	39.51804	0.2016	33
5	38.28311	0.6349	52.26178	0.1333	42
6	40.87915	0.8438	57.45385	0.2485	51
7	41.46982	0.9674	58.87146	0.5170	60

8	43.97349	0.9919	66.38247	0.5670	69
9	44.63808	0.9991	69.04083	0.7558	78
10	44.86889	0.9999	70.42571	0.9024	87
11	44.95603	1.0000	71.47141	0.9712	96

\*The test is valid only for lags larger than the VAR lag order.  
df is degrees of freedom for (approximate) chi-square distribution

Fuente: Elaboración propia en Eviews 7 con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC 2012 e Instituto Nacional de Estadística 2012

**Tabla 8: PRUEBA DE NORMALIDAD DE LOS RESIDUOS PARA EL MODELO VEC**

VEC Residual Normality Tests				
Orthogonalization: Cholesky (Lutkepohl)				
Null Hypothesis: residuals are multivariate normal				
Date: 07/08/12 Time: 23:27				
Sample: 1990 2015				
Included observations: 12				
Component	Skewness	Chi-sq	df	Prob.
1	0.626571	0.785183	1	0.3756
2	-0.243437	0.118523	1	0.7306
3	1.029863	2.121234	1	0.1453
Joint		3.024941	3	0.3878
Component	Kurtosis	Chi-sq	df	Prob.
1	3.453200	0.102695	1	0.7486
2	1.918573	0.584742	1	0.4445
3	4.614691	1.303613	1	0.2536
Joint		1.991050	3	0.5743
Component	Jarque-Bera	df	Prob.	

1	0.887878	2	0.6415
2	0.703265	2	0.7035
3	3.424848	2	0.1804
Joint	5.015991	6	0.5418

Fuente: Elaboración propia en Eviews 7 con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC 2012 e Instituto Nacional de Estadística 2012

**Tabla 9: PRUEBA DE HETEROSCEDASTICIDAD DE WHITE PARA EL MODELO VEC**

VEC Residual Heteroskedasticity Tests: No Cross Terms (only levels and squares)					
Date: 07/08/12 Time: 23:27					
Sample: 1990 2015					
Included observations: 12					
Joint test:					
Chi-sq	df	Prob.			
62.32109	60	0.3936			
Individual components:					
Dependent	R-squared	F(10,1)	Prob.	Chi-sq(10)	Prob.
res1*res1	0.975019	3.902992	0.3763	11.70022	0.3056
res2*res2	0.962315	2.553587	0.4545	11.54778	0.3165
res3*res3	0.896815	0.869132	0.6914	10.76178	0.3764
res2*res1	0.973239	3.636817	0.3886	11.67887	0.3071
res3*res1	0.967980	3.023017	0.4221	11.61576	0.3116
res3*res2	0.947828	1.816721	0.5248	11.37393	0.3291

Fuente: Elaboración propia en Eviews 7 con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC 2012 e Instituto Nacional de Estadística 2012