

Los precios *forward* sobre electricidad. ¿Determinados racionalmente por los agentes del mercado colombiano?

Energy power *forward* prices.

Are forward prices rationally determined by agents in the Colombian market?

GLORIA STELLA SALAZAR MARÍN*

JAVIER PANTOJA**

Recepción: Noviembre 15 de 2011 Aceptación: Diciembre 02 de 2011

Resumen

El artículo considera las transacciones a plazo sobre electricidad que los agentes del mercado eléctrico en Colombia, en sus diferentes segmentos, hacen por medio de contratos *forward*, con el fin de asegurar el precio de compra/venta. El comportamiento aleatorio de los precios y las cantidades que se manejan de flujo eléctrico implican el sacrificio de alguno de los agentes, dependiendo del segmento —regulado, no-regulado o intermediación— en el que se realice la operación. Además, la prima que se paga en los intercambios comerciales con *forwards* está definida por las expectativas de los agentes y es un reflejo de su grado de aversión al riesgo, lo que involucra racionalidad financiera en el establecimiento de la misma, con el propósito de asegurar un precio sobre una cantidad incierta de electricidad a futuro. Así, resulta de mucha utilidad tener una medición de dicha expectativa, definida por el tipo de mercado en el cual se realiza el negocio.

Palabras clave

Contratos *forward*, prima de riesgos, mercado regulado, mercado no regulado.

* MSc. en Ingeniería Financiera, Universidad EAFIT. Vinculada a XM Expertos en Mercados.
Correo electrónico: gesalazar@xm.com.co

** PhD. en Administración, HEC - EAFIT. Profesor de tiempo completo, Universidad EAFIT.
Correo electrónico: jpantoja@eafit.edu.co

Abstract

This article considers fixed-terms transactions made by agents, in diverse segments of the Colombian energy power market, using *forward* contracts in order to secure buying/selling prices. The random behavior of prices and quantities, which is handled in the energy power flux, implies the sacrifice of agents according to the transaction segment (regulated, non-regulated or intermediary). In addition to this, the premium, which is paid in the commercial exchange with forwards, is defined by the agents' expectations and is a reflection of their risk aversion level. This involves financial rationality in the establishment of the premium in order to secure a price on uncertain energy power quantity in the future. Thus, the measurement of such expectation becomes useful, as it is defined by the type of market in which the transaction is being made.

Key Words

Forward Contracts, Risk Premium, Regulated Market, Non-regulated Market.

Introducción

La imposibilidad tecnológica de almacenar electricidad y, por tanto, de generar inventarios que mitiguen las fluctuaciones del precio, dificulta la aplicación del enfoque del costo de acarreo y el principio de no-arbitraje (Brennan, 1958). Varios estudios, entre ellos los de Cootner (1960) y Hicks (1939), han abordado esta problemática en los mercados de electricidad y otros *commodities*; ellos identifican la existencia de un sesgo entre los precios de corto plazo y de largo plazo en el momento de vencimiento, en su liquidación o entrega. También Fama y French (1987) evidenciaron empíricamente esta anomalía que se denomina prima de riesgo, calculada como la diferencia entre el precio *forward* y el precio *spot* futuro al vencimiento.

Por su parte, Bessembinder y Lemmon (2002) ubicaron varias señales económicas de riesgo que desempeñan un papel central en la determinación del equilibrio de los precios a corto y a largo plazo. Esta mezcla entre realidades físicas, económicas y el desarrollo de un mercado genera información con la cual se puede evaluar el comportamiento económico y financiero del mismo mediante análisis empírico. Para el caso en estudio, el análisis se centra en la prima de riesgos *forward* en el mercado colombiano, segmentándole en tres tipos: mercado regulado, mercado no regulado y mercado de intermediación.

De manera inicial, para este trabajo se consideró un número moderado de variables para el periodo de análisis 2005-2008. Los resultados correspondientes a los segmentos analizados son: la varianza condicional de los rendimientos del precio de bolsa, las innovaciones de los cambios de los aportes hídricos y los cambios de la capacidad en exceso del sistema.

Para el modelo de estimación se utilizaron las mismas variables. Sin embargo, la diferencia entre los sectores del mercado se presentó en el comportamiento de la media y en la volatilidad. También se estableció el comportamiento de la prima de riesgo en cada segmento, lo que permite inferir, de acuerdo con los resultados, quién está pagando racionalmente dicha prima.

Para dimensionar la volatilidad se recurrió a los modelos *Autoregressive Conditional Heteroskedasticity* (ARCH) y *General Autoregressive Conditional Heteroskedasticity* (GARCH), de acuerdo con Engle (1982). En el caso de la volatilidad estimada en el mercado se apeló a GARCH (2,1) y para los otros dos mercados —no regulado e intermediación—, a GARCH (1,1), según Bollerslev (1986).

En conclusión, con base en los resultados obtenidos se encontró evidencia de que los agentes del mercado asumen los precios pactados en los contratos a plazo; son conscientes de estar pagando una prima dependiente de la capacidad futura de producción de la energía eléctrica asociada, inclusive, a condiciones climáticas debidas a los fenómenos de “El Niño” y “La Niña”. De todas maneras, se busca sostener un sistema de generación que tiene altos costos relacionados con su mantenimiento y sufre el impacto de los cambios regulatorios que determinan las reglas de negociación del mercado.

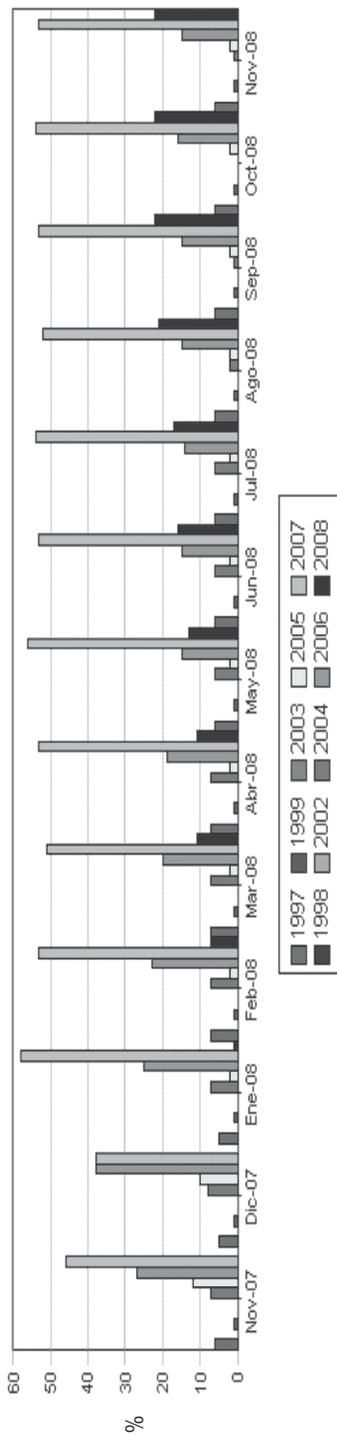
1. El mercado de energía eléctrica en Colombia

En el contexto latinoamericano, hay que resaltarlo, Colombia es el único país que está bajo una estructura de mercado en competencia, donde los precios de la electricidad están determinados por las fuerzas de la oferta y la demanda. En el resto de países de América Latina, los esquemas están basados en costos marginales de generación, definidos por medio de un despacho centralizado que calcula el valor del agua con base en la disponibilidad de recursos y los costos de los combustibles; esto significa que a pesar de existir precios de largo plazo no hay competencia en el corto plazo que estime un precio con señales de eficiencia.

La clasificación de la demanda de electricidad en Colombia depende del tipo de consumo y/o destino; si el primero es residencial u oscila en un rango de (1, 55) Megavatios hora por mes, en caso de consumos comerciales e industriales, se denomina demanda regulada y las negociaciones para atenderlo se realizan en el **Mercado Regulado**¹. Sus usuarios están representados aquí por el comercializador de la zona, quien hace las veces de comprador; el vendedor es el propio generador.

¹ Por definición, este es el mercado en el cual las cantidades y los precios están regidos por disposiciones legales, más que por las condiciones propias del mercado.

Figura 1. Esquemas de contratación
Porcentaje de la demanda despachada en contratos



Año registro	Nov -07	Dic -07	Ene -08	Feb -08	Mar -08	Abr -08	May -08	Jun -08	Jul -08	Ago -08	Sep -08	Oct -08	Nov -08
1997	6%	5%	7%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
1998	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1999	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
2002	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2003	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2004	7%	8%	7%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	2%	1%	-1%	1%
2005	12%	10%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
2006	27%	38%	25%	23%	19%	19%	15%	15%	14%	15%	15%	16%	15%
2007	46%	38%	58%	53%	51%	53%	56%	53%	54%	52%	53%	54%	53%
2008	0%	0%	1%	7%	11%	11%	13%	16%	17%	21%	22%	22%	22%

Fuente: Generado con datos de XM.

Los usuarios con consumo mensual superior a 55 Megavatios hora, pueden participar de manera voluntaria del **Mercado No Regulado**;² en caso de que no lo hagan se asumirá que son usuarios regulados y serán atendidos en dicho mercado. Los compradores del Mercado No Regulado son los grandes consumidores y los vendedores son los comercializadores. Este tipo de contratación está regulada por las normas tradicionales del Código de Comercio y por las normas de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en cuanto a condiciones generales de competencia y clara identificación de cantidades y precios.

Adicional a lo anterior, se ha desarrollado un mercado natural —**de Intermediación**—³ entre los agentes mayoristas, generadores y comercializadores. La demanda en este segmento está definida por excedentes o faltantes de generadores y/o comercializadores. Es un esquema utilizado para cubrir obligaciones adquiridas por un agente que por condiciones técnicas, mantenimientos o conveniencia económica acude a otro agente de igual o distintas características para realizar sus negociaciones. También se rige por las normas tradicionales de contratación definidas en el Código de Comercio y en las normas de la CREG en cuanto a condiciones generales de competencia y clara identificación de cantidades y precios.

1.1 Eventos regulatorios asociados a los precios – Periodo 2000 a 2008

El primer evento regulatorio del periodo sucedió a mediados de marzo de 2001 con la expedición de la Resolución CREG 34 de ese año, por la cual se estableció el cambio en la estructura de los precios de oferta de los generadores en la bolsa; hasta ese momento, las ofertas eran horarias y pasaron a nivel diario. Esta determinación representó un impacto directo sobre la formación del precio de bolsa.

Durante el año 2004, el regulador trabajó en una propuesta de cambios en la contratación bilateral, un esquema de mayor competencia denominado Sistema Electrónico de Contratos (SEC). La primera iniciativa se plasmó en la Resolución CREG 007; la segunda, se presentó con la Resolución CREG 055, que se basa en ajustes generados en las simulaciones llevadas a cabo por el operador y el administrador del mercado. Este anuncio de variación trajo consigo un sistema de información, con capacitaciones y simulaciones, lo cual despertó una gran expectativa.

El inicio del esquema propuesto se dio a partir de 2005 y afectó probablemente las negociaciones bilaterales en el mercado por la percepción de riesgo de cada agente. En 2006, la CREG divulgó el documento 065 de ese año —Propuesta del Mercado Organizado

² En este mercado, las transacciones se llevan a cabo bajo las condiciones del mercado más que por políticas regulatorias.

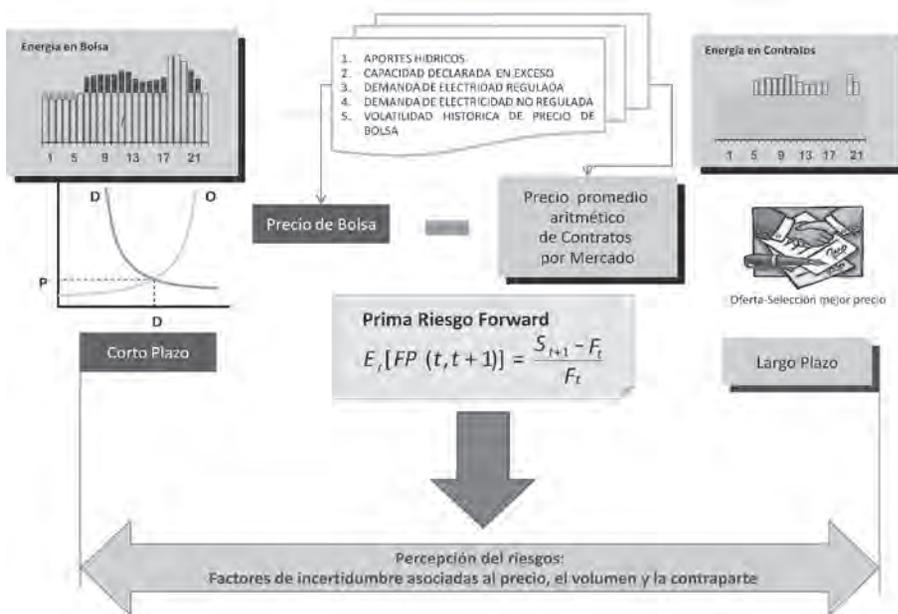
³ Mercado en cual se realizan transacciones de excedentes o faltantes de vendedores y compradores.

Regulado (MOR)— y de acuerdo con la propuesta regulatoria ajustó la fórmula tarifaria mediante su Resolución CREG 119 de 2007, con vigencia de 10 años, de tal manera que se consideraran las negociaciones realizadas en el MOR; para ello se planteó una fórmula que tuvo impacto directo sobre el mercado regulado.

2. Los datos

En la figura 2 se representan las variables identificadas como relevantes para la determinación de la prima de riesgos *forward* en Colombia, asociadas a los mercados de corto y largo plazo. Los agentes de estos mercados toman decisiones basadas en información del entorno como la demanda de energía, los aportes hídricos y el nivel del embalse, entendido este como la sumatoria de la cantidad de agua almacenada en los embalses del país.

Figura 2. Esquema general de determinación de la prima



Fuente: Los autores.

La variable que recoge aspectos operativos y económicos está representada como la relación entre la oferta y la demanda físicas; por esta razón, se evalúa la demanda comercial del sistema interconectado como la suma de la demanda regulada, demanda no regulada, pérdidas técnicas y pérdidas negras. La demanda comercial se representa en la ecuación (1). La disponibilidad comercial de las plantas de generación es la sumatoria de la

disponibilidad declarada por la planta j en la hora i del día t ; ya contempla los descuentos por mantenimientos o por la salida de unidades de generación por problemas técnicos (ecuación 2).

$$DdaCom_{i,t} = Dnr_{i,t} + Dr_{i,t} + PT_{i,t} + PN_{i,t} \quad (1)$$

$$DispCom_{i,t} = \sum_{\substack{\text{planta } n \text{ unidad } n \\ \text{planta } j \text{ unidad } k}} (Capacidad\ generación_{k,j,i,t} - indisponibilidad_{k,j,i,t}) \quad (2)$$

Donde,

$DdaCom_{i,t}$: Demanda Comercial en la hora i del día t

$Dnr_{i,t}$: Demanda no regulada en la hora i del día t

$PT_{i,t}$: Pérdidas técnicas de la hora i en el día t

$PN_{i,t}$: Pérdidas Negras de la hora i en el día t

Con base en las ecuaciones anteriores se diseñó una medida requerida que se denomina en este estudio como la *capacidad en exceso*; esta es la diferencia entre las dos variables determinadas en las ecuaciones 1 y 2, de la cual resulta la ecuación 3:

$$Excap_{i,t} = DispCom_{i,t} - DdaCom_{i,t} \quad (3)$$

Donde:

$DispCom_{i,t}$: Disponibilidad comercial de la hora i en el día t

$DdaCom_{i,t}$: Demanda Comercial en la hora i del día t

$Excap_{i,t}$: Exceso de capacidad de la hora i en el día t

Esta nueva variable contiene información relevante para evaluar riesgos de volumen y de precio en el mercado, dado que absorbe mantenimientos e indisponibilidades en las plantas de generación del sistema o la entrada de nuevas plantas al mercado. De la misma manera, la demanda de punta se considera como el crecimiento de la demanda de electricidad.

2.1 Filtrado de los datos

En este mercado está definido claramente el mecanismo de formación del precio *spot*, pero aún se carece de un mecanismo de valoración de los precios de *forwards* y el establecimiento de curvas, debido a que no existe un mercado de derivados financieros

en plena operación. Por tanto, se realizaron varios supuestos con el fin de establecer los precios *forward*, a partir, finalmente, de los precios de los contratos bilaterales a un año.

La filtración inicial de los datos corresponde a los precios establecidos en los contratos bilaterales para que afecten a los precios *forward*. El método de filtración aprovecha los mecanismos que posee el mercado y que facilita esta aproximación: i) administrador y operador generan un precio horario por contrato registrado en el mercado; ii) se clasifican los contratos por segmentos del mercado a los que están direccionados y, por ende, se puede determinar su fecha de registro o la fecha de firma de los mismos, así como las fechas de inicio y terminación. Por tal razón, se establecieron premisas para cada uno de los mercados que se analizaron, asociadas con filtros para los contratos que efectivamente se despacharon. Esto implica la exclusión de tres tipos de contratos que presentaban condiciones diferentes: los primeros, con características relacionadas con primas de riesgo extra; los segundos, con peculiaridades que se comportan como opciones financieras, y los demás que presentan particulares tipo *swaps*, es decir, que son convenios de intercambio de energía entre generadores sin transferencia de efectivo, distantes de la tipología de los contratos *forward*.

Con respecto al plazo también se requerían filtros basados en fechas de despacho contra el registro del contrato. Para no distorsionar las señales del mercado de contratos *forward*, las fechas no deberían superar un año, debido a que fueron firmados bajo condiciones de mercado muy diferentes a las consideradas en un periodo de mediano plazo. Bajo estas condiciones, el precio promedio *forward* de cada mercado se calculó como promedio aritmético, para que el volumen no generara distorsiones de los precios reales de las transacciones.

3. Precio del riesgo para los agentes

Con el fin de interpretar el problema de una manera económica, la literatura clásica (Cootner, 1960; Hicks, 1939) presenta como principio fundamental la existencia de sesgo entre los precios a futuro con el precio *spot* en la fecha de vencimiento o entrega. La evidencia empírica ratifica este hecho y muestra que el sesgo se presenta positivo o negativo y los agentes económicos lo asumen como la prima de riesgo *forward* del mercado al que pertenecen. Cuando es positivo significa que el precio del *forward* está por debajo del precio esperado en el *spot*, lo que configura un comportamiento de *normal backwardation* o mercado invertido. El caso contrario se denomina contango.

Este tipo de fenómenos económicos corresponde al sesgo existente entre los precios *spot* y los precios de los contratos a plazo, dicho sesgo es definido por Fama y French (1987) como la prima de riesgo *forward*.

Routledge, Seppi y Spatt (2001) plantearon un modelo de equilibrio donde demostraron que los precios traducen las propiedades reales del subyacente y de sus características

de producción, validando el modelo de no arbitraje. Bessembinder y Lemmon (2002) identificaron varias medidas económicas de riesgo que juegan un papel central en la determinación del equilibrio de los precios a corto y a largo plazo. Ellos hicieron la estimación de la prima a partir del comportamiento del precio *spot*.

Ahora, con respecto a la evidencia empírica, Longstaff y Wang (2004) llevaron a término un análisis para el mercado estadounidense —Pensilvania, New Jersey y Maryland PJM— y hallaron un modelo lineal para calcular el precio del riesgo medido como una prima *forward*, en donde el precio *spot* tenía un comportamiento estimado por medio de un modelo de Vector Auto-regresivo (VAR).

Por otra parte, Lucia y Torró (2008) examinaron el mercado de Nordpool y encontraron que existen primas de riesgo *forward* positivas en los contratos de futuro de corto plazo, con lo cual demostraron que hay una relación entre el precio *spot* y el precio de futuro. Además, establecieron que las primas tienen una variación estacional pues son mayores en invierno que en verano.

En Colombia, Pantoja (2009) partió de la formulación de Longstaff y Wang para estimar la prima de riesgo *forward*. Él plantea un modelo econométrico, considerando los cambios inesperados en la generación de energía debidos al fenómeno de “El Niño”. En su modelo incluye factores climáticos como el *Oceanic Niño Index* (ONI), con el cual captura el impacto de los periodos de sequía mediante el uso de una variable *dummy* relacionada con la expectativa de ocurrencia de ese fenómeno meteorológico. Este método desarrolla parte de la estimación de los precios *spot* futuro y del cálculo de la carga futura mediante un modelo VAR cuyas valoraciones sirven de base para correr el GARCH y obtener así la volatilidad condicional del precio *spot* esperado y las innovaciones de los cambios inesperados en la carga. El autor utiliza dichas variables junto a una variable *dummy* que captura el efecto del fenómeno de “El Niño” para calcular la prima de riesgo esperada dentro del mercado no regulado.

4. Trabajo empírico

A partir de la propuesta de modelación de Longstaff y Wang (2004), el valor esperado de la prima de riesgos *forward* se calcula como porcentaje, de acuerdo con la ecuación (4) que considera los datos históricos:

$$E_t [PRF (t, t + 1)] = \frac{S_{t+1} - F_t}{F_t} \quad (4)$$

Donde:

$E_t [PRF (t, t + 1)]$ representa el valor esperado de la prima de riesgo *forward*, medida en el momento t para el periodo $t+1$.

S_{t+1} es el precio *spot* para el momento $t+1$.

F_t se refiere al precio bajo el contrato *forward* definido en t para el momento $t+1$.

La prima de riesgo *forward* incondicional se determina con la formulación que se expresa en la ecuación (5). Se analiza con el objetivo de definir en el periodo de estudio cuál ha sido el comportamiento de la prima y quién la asume (figura 3).

$$E_t [PRF_{i,t}] = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{S_{i,t+1} - F_{i,t}}{F_{i,t}} \quad (5)$$

El análisis se enfocará, entonces, en la prima de riesgo *forward* condicional debido a que así se interpretan de manera económica la prima de riesgo *forward* y las variables asociadas, teniendo en cuenta el error que representa el componente inesperado de la prima en la modelación de la misma (ecuación 6).

$$\frac{S_{t+1} - F_t}{F_t} = E_t \left[\frac{S_{t+1} - F_t}{F_t} \right] + \varepsilon_{t+1} \quad (6)$$

Este trabajo pone en evidencia el precio de riesgo que asumen los agentes en cada segmento del mercado y se confronta contra los posibles cambios de régimen que se presentan allí. Para ello, se realizaron pruebas econométricas, con base en las cuales se identificaron datos en los tres mercados, los cuales evidenciaron la existencia de cambios en la formación de las primas en diferentes periodos de tiempo. En cuanto al mercado regulado se puede afirmar que se dan cambios cada dos años. Para los mercados no regulados y el de intermediación se apreciaron variaciones anuales desde el año 2000 hasta el 2004. Desde 2005 hasta 2008, el comportamiento fue muy similar en un año con respecto al otro, sin ser exactamente igual.

En consecuencia y con fundamento en los resultados de los análisis gráficos, estadísticos y las pruebas de estacionariedad, se consideró relevante realizar pruebas de cambio estructural en las series de la prima de riesgos *forward*. El objetivo era definir un periodo de datos coherente y adecuado para implementar un modelo de estimación de comportamiento; por tal razón se ejecutaron los test de Chow y el método de la variable dicotómica, asociados a los eventos regulatorios que se evidenciaron en el mercado y que impactaron las variables de precios definidas para el cálculo de la prima de riesgo *forward*.

4.1 Análisis del cambio estructural

El análisis hace referencia al cambio estructural para tres puntos de ruptura que obedecen a razones regulatorias: i) 1 de abril de 2001, asociado a la Resolución CREG 034 de ese año; ii) 1 de enero del 2005, vinculado a la propuesta regulatoria del Sistema Electrónico de

Contratos (SEC), y iii) 1 de enero de 2007 que obedece al anuncio del Mercado Organizado Regulado (MOR) en el 2006.

Esos proyectos generaron una amenaza creíble en el cambio del esquema de contratación bilateral en el mercado. La propuesta regulatoria tenía fecha de inicio 2007. Tales variaciones pueden generar en el mercado de contratos bilaterales comportamientos diferentes al acostumbrado hasta la fecha, como un mecanismo de protección ante la variación. La validación econométrica del cambio estructural se realizó inicialmente por medio del test de Chow, con los puntos de ruptura ya establecidos. Los resultados de la regresión y análisis de ruptura se pueden apreciar en la tabla 1 que se transcribe en el Anexo 1. En los resultados de la regresión se observa que algunas variables no son significativas.

Cuando se aplicó el test de Chow se encontró que i) existe cambio estructural a partir de abril de 2001, ii) hay evidencia de cambio estructural para el punto de corte 1 de enero de 2005 (tabla 3), iii) se produjo cambio de estructura a partir de enero de 2007.

Por otro lado, dado que la variable «**embalse, aportes hídricos y verano**» se mostró no significativa en las regresiones parciales que se efectuaron en el modelo inicial, se efectuaron algunos análisis adicionales con el test de Chow eliminando esa variable. Como resultado, se mantuvo la consistencia en los cambios estructurales durante los periodos definidos. Adicionalmente, para evaluar a nivel horario la presencia del cambio estructural, se definió un modelo para la media de la prima y se llevó a cabo una validación en las horas representativas de la curva de carga; igualmente se evaluaron los puntos de ruptura definidos anteriormente.

Con respecto al cambio estructural mediante el test de Chow, a partir del estadístico **F**, en todas las series horarias analizadas se constató cambio de régimen para los años 2003 y 2007. Por el contrario, para 2005 se encontró que tal variación era muy débil, a juzgar por el resultado de la prueba.

Ahora bien, si se tienen en cuenta los criterios definidos teóricamente por el test, es recomendable proceder a efectuar pruebas adicionales para definir con exactitud si existe cambio estructural en el periodo o periodos definidos. Una de las razones para implementar pruebas más exhaustivas radica en que el test de Chow no considera heterocedasticidad y los modelos evaluados no son ruido blanco en los errores estandarizados. En efecto, la hipótesis de que los dos periodos son coincidentes se validó y el método que se debe utilizar es el de la variable dicotómica con el modelo definido en la ecuación (7). Como ajuste a la tendencia se usa un ARMA (1,1) y la volatilidad con un GARCH (2,1), lo que genera un modelo estacionario con ruido blanco.

$$\begin{aligned}
prima_{i,t} = & \alpha + a * Ccapexceso_t + b * VCraportes_t + c * VCrpb_t + d * InEmbalse_t \\
& + e * tipodia_t + f * estacion_t + g * cambio_n + h (cambio_n * Ccapexceso_t) + \\
& i (cambio_n ** VCraportes_t) + j (cambio_n * VCrpb_t) + k (cambio_n * InEmbalse_t) + \\
& l (cambio_n * tipodia_t) + m (cambio_n * estacion_t) + \varepsilon_{i,t}
\end{aligned} \tag{7}$$

En la ecuación (8), la intercepción diferencial está dada por α ; la constante y la pendiente diferencial de cada variable es el coeficiente que acompaña la variable dicotómica multiplicativa con cada variable explicativa. Este modelo se aplicó por tipo de mercado i , para cada hora t del día. Las variables explicativas utilizadas fueron la capacidad en exceso (*Ccapexceso*), la varianza condicional de los cambios logarítmicos de aportes hídricos de los ríos (*VCraporte*), la varianza condicional de los rendimientos del precio de bolsa (*VCrpb*), las innovaciones en el nivel del embalse útil (*InEmbalse*) y dos variables *dummy* que representan sendos tipos de estacionalidad que se dan en el mercado por los días festivos y la diferencia entre verano e invierno. Por lo demás, se debe tener en cuenta la variable dicotómica que identifica el cambio estructural, la cual está especificada como cambio en n y asociada a los años de ruptura de la serie.

$$\begin{aligned}
prima_{i,t} = & (\alpha + g) + (a + h) * Ccapexceso_t + (b + i) * VCraportes_t \\
& + (c + j) * VCrpb_t + (d + k) * InEmbalse_t + (e + l) * tipodia_t \\
& + (f + m) * estacion_t + \varepsilon_{i,t}
\end{aligned} \tag{8}$$

La ecuación (7) genera las ecuaciones la (8) y (9). Estas representan dos regresiones. La primera se asocia a toda la serie definida y otra desde el periodo de ruptura; la variable dicotómica *Cambio_n* es igual a cero. La siguiente ecuación se asocia al periodo (2003, 2005, 2007)-2008; la variable dicotómica *Cambio_n* es igual a uno.

$$\begin{aligned}
prima_{i,t} = & \alpha + a * Ccapexceso_t + b * VCraportes_t + c * VCrpb_t \\
& + d * InEmbalse_t + e * tipodia_t + f * estacion_t + \varepsilon_{i,t}
\end{aligned} \tag{9}$$

En consecuencia, en el análisis, mediante el método de la variable dicotómica, el cambio estructural se presentó para los años 2001, 2003 y 2005, cuando el intercepto diferencial fue significativo estadísticamente. En otras palabras, los dos periodos corresponden a regresiones paralelas en las variables significativas, por lo tanto, se rechaza la hipótesis nula de que las regresiones son coincidentes; por consiguiente, existe un cambio estructural.

Para la variable dicotómica asociada al año 2007, el intercepto diferencial no es significativo, y de acuerdo con la prueba los resultados concluyen que NO existe cambio estructural de las series en este último periodo analizado. De la misma manera, los test realizados validan el impacto que tienen los eventos regulatorios en las decisiones o estrategias de los agentes del mercado. Es de resaltar que el anuncio del MOR no

impactó el mercado; posiblemente los agentes modificaron su estructura de precios en las negociaciones bilaterales a partir del SEC anunciado desde 2003, ratificado en el 2004, reflejándose en los precios de la negociaciones a partir de 2005.

4.2 Análisis de Independencia

Uno de los objetivos en el desarrollo de un modelo consistente y eficaz es probar la hipótesis de no aleatoriedad de las variables que se van a utilizar. Para ello, el primer paso consiste en realizar los test que garanticen la inexistencia de raíz unitaria en las series bajo análisis. Con tal fin se utilizaron los test ADF (Dickey & Fuller, 1979) y KPSS (Kwiatkowski, Phillips, Schmidt & Shin, 1992). Una vez ejecutadas las pruebas de las series desde 2005 a 2008, se observó que las variables exógenas o explícitas definidas —aportes hídricos, nivel del embalse, capacidad en exceso, la demanda no regulada y el precio de bolsa— son estacionarias, con un buen nivel de significancia. La demanda regulada no posee raíces unitarias excepto para las horas 9 y 10. La energía de intermediación no posee raíces unitarias, excepto para las horas 11 y 12.

Con el objetivo de validar que el modelo no presente problemas de endogeneidad y multicolinealidad, se utilizó la prueba de Granger y Hausman (Ver Granger, 1969; Wu, 1973). Las variables sometidas a estas pruebas correspondieron a aportes, embalse, demanda, exceso de capacidad y rendimientos del precio de bolsa con respecto a la prima de riesgo *forward*. Los resultados de las pruebas a nivel diario y en las horas que se definieron de acuerdo con los bloques de carga de la figura 3, con respecto a las variables en términos diarios, se observa que solo la energía de intermediación es endógena a la prima de riesgo *forward* del mercado de intermediación.

Los resultados difieren a nivel horario, pues se encontró que las primas de riesgo *forward* en cada mercado son endógenas a la demanda regulada, no regulada y la energía de intermediación, respectivamente. De igual manera, son endógenas al embalse útil, excepto en los periodos de baja carga. Con respecto a los aportes hídricos en las horas 19, 20 y 21, las primas son endógenas; en el resto de horas son exógenas. Por último, las primas de riesgo *forward* son exógenas al exceso de capacidad.

4.3 Análisis de las variables que estiman la prima de riesgo *forward*

Los estudios que se hicieron para determinar la existencia de correlación de las variables de normalidad, estacionariedad, causalidad y endogeneidad permitieron definir las más adecuadas para utilizar en el modelo de cálculo. Estas pruebas posibilitaron la detección de variables redundantes. Con respecto a las pruebas de causalidad y endogeneidad, las primas presentaron relación de causalidad o dependencia con otras variables examinadas. En consecuencia, el modelo a evaluar para el comportamiento de la prima de riesgo *forward* se compone de variables explicativas generadas a partir de los aportes hídricos, rendimientos del precio de bolsa y la capacidad en exceso.

En efecto, cuando se consideran dos o más variables, es posible usar su variación o las innovaciones de sus series temporales para explicar los cambios de las primas. Por tal razón, se consideraron la varianza condicional del precio de bolsa y las innovaciones de los aportes hídricos. Dado que este tipo de variables reflejan heterocedasticidad, se requiere utilizar modelos GARCH (p,q) que tengan en cuenta dicha condición.

En 1982, Engle estableció el modelo ARCH; cuatro años después, Bollerslev, con el fin de incluir retardos en la varianza condicional, desarrolló el GARCH (p,q), definido por la ecuación (10), donde $Y(t)$ es la media, α^2 es la varianza, ε es la variable aleatoria con distribución normal estandarizada. En los parámetros se tienen las siguientes condiciones: $\alpha > 0$, $\alpha > 0$, $\gamma \beta \geq 0$; $\alpha + \beta < 1$.

$$Y_t = \sigma_t \varepsilon_t \quad (10)$$

$$\sigma_t^2 = \omega + \sum_{i=1}^m \alpha_i y_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^m \beta_j \sigma_{t-j}^2$$

Para obtener la serie de la varianza condicional de los rendimientos del precio de bolsa se desarrolló el modelo de la ecuación (10), en media y varianza, y se utilizaron variables relevantes para su determinación y variables estacionales que eliminaran la estacionalidad de las series por estación invierno o verano y el tipo de día, hábil o festivo, con lo cual se estableció un modelo que interpretara el precio de bolsa a nivel horario, con una adecuada aproximación.

$$rpb_t = \alpha + \delta_1 \mu_{t-1}^2 + \delta_2 \mu_{t-2}^2 + \delta_3 \sigma_{2t-1}^2 + \delta_4 \sigma_{2t-2}^2 \quad (11)$$

Ahora, para alcanzar la serie de las innovaciones de los aportes se recurrió a un modelo representado en la media por un ARMA (2,2) y en la varianza por un GARCH (2,3), como se aprecia en la ecuación 12.

$$Aportes_t = \alpha + \lambda_1 Aportes_{t-1} + \beta_0 \mu_t + \beta_1 \mu_{t-1} + \beta_2 \mu_{t-2} \quad (12)$$

$$\sigma^2 = \delta_0 + \delta_1 \mu_{t-1}^2 + \delta_2 \mu_{t-2}^2 + \delta_3 \sigma_{2t-1}^2$$

4.4 Propuesta del modelo de estimación de las primas de riesgos *forward*

El cálculo de la prima se hizo con base en el modelo explicado por las variables definidas y representado por la ecuación (13).

$$FRP_{m,j,t} = \frac{S_{t+1} - F_t}{F_t} = a_{m,j} + b_{m,j} Vol(S)_{j,t} + c_{m,j} Excap_{j,t} + d_{m,j} lnn(apor)_t + \varepsilon_{m,j,t+1} \quad (13)$$

Este modelo considera un GARCH (2,1) para la determinación de la varianza en el mercado regulado; para el mercado de intermediación y el no regulado, un comportamiento GARCH (1,1). Los modelos para cada una de las 24 horas del día mantuvieron el comportamiento de la media y la varianza, pero presentaron diferencias en los valores de los coeficientes de las variables explicativas. El R^2 no superó valores de 0,13, como puede observarse en la tabla del Anexo 2 por mercado y hora. La significancia de las variables explicativas es alta, alrededor de 99,99%, excepto en las innovaciones de los aportes hídricos donde solo fue significativa en carga alta; en el resto de horas del día, la significancia fue muy baja. Todos estos valores aplican para los tres mercados que se analizaron.

5. Resultados

El enfoque aplicado en este trabajo se fundamenta en las características del producto objeto de estudio, en los diferentes mercados identificados para el caso colombiano, la formación de precios y la teoría económica de no arbitraje. Además, son centrales los principios de competencia y racionalidad de los agentes participantes en el mercado de energía eléctrica, los cuales buscan maximizar su función de utilidad y consideran la estructura de precios y la valoración de sus riesgos. Los agentes tienen la incertidumbre de disponibilidad futura de su insumo, particularmente los productores hidráulicos, porque no saben de cuánta agua podrán disponer al momento de generar. El riesgo de precio lo asume una de las puntas, comprador o vendedor, como la prima de riesgos *forward*, con el fin de asegurar un precio futuro.

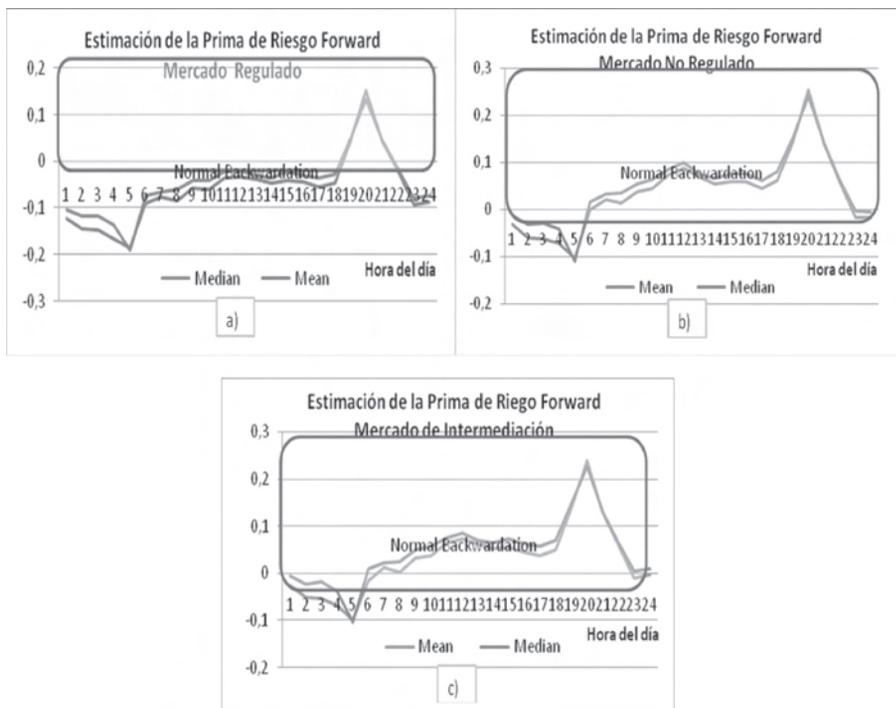
Para realizar el análisis a nivel horario en t y $t+1$, se tomaron los precios *forward* calculados bajo los supuestos establecidos para precio *forward* de cada segmento de mercado; de este modo, se halló el respectivo tipo de comportamiento de los precios. En la tabla 2 se presenta la estimación promedio en cada caso; allí se evidencia, a nivel de media, la siguiente pauta: el mercado regulado, en contango, el no regulado y de intermediación, en *normal backwardation*. En el primero, los comparadores pagan la prima de riesgo *forward* en casi todas las horas del día y el rol de comprador lo tiene el comercializador. En los otros dos segmentos, los vendedores pagan la prima de riesgo *forward*; para el caso particular del mercado no regulado, el vendedor es el comercializador y los grandes consumidores son los compradores. Por su parte, en el mercado de intermediación la prima la asume el vendedor; básicamente es un mercado que cubre excedentes o faltantes de los mismos generadores o comercializadores y cualquiera de los dos asume el rol de vendedor o comprador.

De la misma manera, la mediana, en promedio día por mercado, sigue la misma norma que la media. Al observar las estimaciones horarias se presentan valores contrarios entre la media y la mediana en los mercados no regulados y de intermediación, específicamente en la hora 6, y en el mercado de intermediación, específicamente en las horas 22 y 23. Este tipo de hallazgo es importante para agentes que realizaron contrataciones diferenciales

por hora, dado que la discrepancia entre la media y la mediana traduce un efecto tipo opción; es decir, que en el momento de vencimiento se esperaba un comportamiento al alza de precio *spot* y se dio un comportamiento a la baja, lo que generó un alto riesgo poco controlable para el comprador que estaba esperando recibir la prima de riesgos *forward*.

Figura 3. Estimación de la prima de riesgo *forward* para cada tipo de mercado

a) Regulado, b) No regulado, c) De intermediación



Fuente: Los autores.

En contraste con los mercados donde el comprador es activo en la decisión de precio (posibilidad de realizar contrapropuesta), los vendedores pagan la prima para garantizar sus ingresos en el largo plazo.

En síntesis, al evaluar el rol que asume la prima en cada mercado, es evidente que la prima de riesgos *forward* corresponde al comercializador, sea comprador o vendedor según cada mercado. En la tabla 3 se pueden observar las características de cada segmento en relación con el comportamiento, según los participantes asociados.

Tabla 2. Primas de riesgo por cada segmento del mercado

Hora	Mercado regulado media	Mercado regulado mediana	Mercado no regulado media	Mercado regulado mediana	Mercado de intermediación media	Mercado de intermediación mediana
1	-0.121629	-0.102664	-0.033045	-0.012546	-0.025547	-0.005625
2	-0.144006	-0.115445	-0.060506	-0.030035	-0.050829	-0.021224
3	-0.1466	-0.115068	-0.062727	-0.028146	-0.052097	-0.018611
4	-0.163521	-0.134441	-0.072058	-0.041238	-0.067718	-0.037139
5	-0.183381	-0.188715	-0.104307	-0.10949	-0.097941	-0.103137
6	-0.088669	-0.071693	-0.000995	0.017245	-0.013955	0.009588
7	-0.075858	-0.065225	0.020972	0.032037	0.011868	0.022927
8	-0.081978	-0.06036	0.011847	0.034642	0.002465	0.024725
9	-0.057303	-0.040917	0.037889	0.054759	0.033446	0.050915
10	-0.058258	-0.041669	0.044419	0.063744	0.038166	0.057162
11	-0.03334	-0.021901	0.072127	0.08463	0.064736	0.077096
12	-0.031884	-0.019652	0.085854	0.099316	0.072965	0.085991
13	-0.037976	-0.030354	0.067838	0.076229	0.061724	0.070424
14	-0.045971	-0.035399	0.052721	0.065767	0.052142	0.065611
15	-0.039126	-0.022628	0.057288	0.075724	0.054892	0.072897
16	-0.043776	-0.02828	0.057288	0.075724	0.045879	0.06348
17	-0.052851	-0.035416	0.043386	0.06239	0.037967	0.057452
18	-0.046067	-0.027204	0.060078	0.08132	0.139338	0.148393
19	0.043195	0.049873	0.144178	0.153034	0.238604	0.227343
20	0.152252	0.132197	0.254276	0.239722	0.129274	0.131165
21	0.044201	0.044917	0.137867	0.139913	0.060295	0.067126
22	-0.019474	-0.014404	0.057731	0.064039	-0.00916	0.006524
23	-0.091515	-0.077362	-0.018314	-0.003246	-0.002539	0.009852
24	-0.086158	-0.073823	-0.017918	-0.005355	-0.063004	-0.04221
Promedio día	-0.06	-0.05	0.03	0.05	0.03	0.04

Fuente: Los autores.

Tabla 3. Comportamiento de los agentes en cada segmento de mercado

Mercado	Regulado	No Regulado	Intermediación
Tipo de comportamiento	Contango	Normal backwardation	Normal backwardation
Comprador natural	Comercializadores	Grandes usuarios	Generador/Comercializador
Vendedor natural	Generador	Comercializador	Generador/Comercializador
Paga la prima	Comprador	Vendedor	Vendedor
Asume el riesgo	Comercializador	Comercializador	Comprador

Fuente: Los autores.

De acuerdo con los resultados que aparecen en la tabla anterior, se establece que en Colombia el riesgo lo asumen los comercializadores, quienes están dispuestos a pagar la prima con el fin de garantizar el suministro a sus clientes y, a su vez, tener claramente definido su estado de resultados financieros, para lo cual minimizan su exposición en bolsa y en el caso de presentarse excedentes o faltantes acudirán al mercado de intermediación.

Conclusiones

A partir de las características del mercado colombiano, específicamente en los esquemas de cubrimiento de riesgos, corto y largo plazo, se infiere que los agentes no pueden cambiar su posición de largo plazo en el corto plazo, dado que actualmente (2009) no existen mecanismos que se lo permitan. Los procesos de contratación *forward* no son estandarizados ni líquidos, y, por tanto, vuelven a los agentes del mercado mayorista de electricidad adversos al riesgo, ya que ese segmento puede tener espectro amplio, por los volúmenes de contratación y los plazos mismos, con lo cual se puede concluir que los precios *forward* sobre electricidad son determinados racionalmente por los agentes del mercado eléctrico colombiano.

El comportamiento de la prima de riesgos *forward*, en cada uno de los tipos de mercado, se identifica de la siguiente manera: en el regulado, en contango y, por lo tanto, se establece que los compradores pagan la prima con el fin de garantizar el suministro de la demanda que tienen cautiva, la cual no es significativa en la determinación de precios. Con respecto al mercado no regulado y de intermediación, su comportamiento es *normal backwardation*, donde los vendedores sacrifican la prima con el propósito de garantizar la fidelidad de los clientes, particularmente clasificados en comerciales e industriales altamente consumidores de energía.

En Colombia, un factor de riesgo relevante son los cambios regulatorios, dado que la CREG emite más de cien resoluciones por año, mediante las cuales ajusta diferentes aspectos del mercado, entre ellos los mecanismos de formación de precios. En las series se detectaron cambios estructurales que obedecieron a este efecto y reflejaron su impacto sobre los precios y, por ende, sobre las primas; por esta razón se hizo conveniente establecer como periodo de análisis el de 2005-2008.

En relación con estudios posteriores, es importante tener en cuenta los cambios regulatorios asociados a la estructura o formación de precios, como la Resolución CREG 06 de 2009, por la cual se establece una restricción en la información disponible en el mercado, particularmente la correspondiente a las ofertas de los generadores. De igual modo, la Resolución CREG 051 de ese mismo año cambió el método de optimización para el cálculo del precio de bolsa y el esquema de reporte de ofertas para los generadores térmicos.

La conclusión más significativa de este análisis está relacionada con el agente tomador de riesgo (tabla 3), que en Colombia es el comercializador, específicamente en los mercados regulado y no regulado, dado que en el primer caso la demanda regulada es pasiva, es tomadora de precios en las negociaciones de largo plazo. El comercializador que representa esta demanda traslada a sus usuarios la prima que se debe pagar para garantizar su estado de resultados (PyG), situación que no se presenta en los otros dos segmentos. Para estudios posteriores se hace conveniente evaluar la eficiencia de este mercado y las características del mismo para determinar por qué el comercializador está dispuesto a pagar la prima de riesgos *forward* y el generador tiene una mejor posición al recibir esta prima.

Bibliografía

- Bessembinder, H. & M. Lemmon. (2002). "Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets", *Journal of Finance*, 57, pp. 1347-1382.
- Bollerslev, T. (1986). "Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity", *Journal of Econometrics*, 31, pp. 307-28.
- Brennan, M. J. (1958). "The supply of storage", *American Economic Review*, 48, pp. 50-72.
- Cootner, P. H. (1960). "Returns to speculators: Telser vs. Keynes", *Journal of Political Economy*, 68, pp. 396-404.
- Dickey, D. & W. Fuller. (1979). "Distribution of the estimates for autoregressive time series with unit root", *Journal of American Statistical Association*, 74, pp. 427-431.
- Engle, R. F. (1982). "Autoregressive conditional heteroskedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation", *Econometrica*, 50, pp. 987-1007.
- Fama, E. & k. French. (1987). "Commodity future price: some evidence on forecast power, premiums, and the theory of storage", *The Journal of Business*, 1(60), pp. 55-73.
- Granger, C. W. J. (1969): *Investigating Causal Relations by Econometric Models and Cross-Spectral Methods*. *Econometrica*, 37, 424-438.
- Hicks, J. (1939). *Value and capital*. Oxfordshire: Oxford University Press.
- Kwiatkowski, D.; Phillips, P.; Schmidt, P. & Shin, Y. (1992). "Testing the null hypothesis of stationary against the alternative of a unit root", *Journal of Econometrics*, pp. 159-178.
- Longstaff, F. & A. Wang. (2004). *Electricity forward prices: a high-frequency empirical analysis*. Los Angeles: University of California.

Lucia, J. & H. Torró. (2008). *Short-term electricity future price: evidence on the time-varying risk premium*: Instituto Valenciano de Investigaciones Económicas.

Pantoja, J. (2009). "Modelling risk for electric power markets" *Innovar*, forthcoming.

Routledge, B.; Seppi, D. & Spatt, C. (2001). *The "Spark Spread" an equilibrium Model of Cross-Commodity Price Relationships in Electricity*. Carnegie Mellon University, <<<http://Sulawesi.gsia.cmu.edu>>> (3 de marzo de 2011)

Wu, D. Min (1973). "Alternative Tests of Independence between Stochastic Regressors and Disturbances". *Econometrica*, 41, pp. 733-750.

Anexos

Anexo 1. Test de cambio estructural

Los resultados del test de Chow se presentan en la tabla 1 (1.1, 1.2 y 1.3), como sigue:

Tabla 1.1. Para el punto de cambio situado el 1 abril de 2001

Chow Breakpoint Test: 4/01/2001			
F-statistic	33.8298	Probability	0.0000
	1		
Log likelihood ratio	323.859	Probability	0.0000
	4		

Fuente: Los autores.

Tabla 1.2. Para el punto de cambio situado el 1 de enero de 2005

Chow Breakpoint Test: 1/01/2005			
F-statistic	7.893840	Probability	0.0000
Log likelihood ratio	78.4769	Probability	0.0000
	8		

Fuente: Los autores.

Tabla 1.3. Para el punto de cambio situado el 1 de enero de 2007

Chow Breakpoint Test: 1/01/2007			
F-statistic	3.595997	Probability	0.000091
Log likelihood ratio	35.9826	Probability	0.0085
	8		

Fuente: Los autores.

En el test de Chow, la ecuación relaciona el modelo a nivel diario determinado para la media de las primas de cada mercado; se tuvieron en cuenta factores estacionales como los días festivos y la estacionalidad verano o invierno; adicionalmente, las variables explicativas exógenas a las primas como el precio de bolsa, el embalse, los aportes hídricos y capacidad exceso del sistema. Con respecto a estas variables se tomaron los valores de nivel capacidad en exceso y la volatilidad condicional del precio de bolsa, así como un ARMA (1,2) para la media. Con base en este método se evaluó la probabilidad de cambio estructural.

El modelo presenta aceptable nivel de significatividad conjunta ($R^2 = 0,8365$) tratándose de una primera estimación de una regresión en términos diarios. La constante no es estadísticamente significativa; además, variables definidas relevantes para el modelo como los aportes hídricos, embalse y la estacional de verano-invierno en el primer cálculo no fueron estadísticamente significativas, por lo cual se apeló al modelo sin ellas (tabla 1.4).

Tabla 1.4

Dependent Variable: PRIMA REGULADA				
Method: Least Squares				
Date: 07/01/09 Time: 12:18				
Sample (adjusted): 1/05/2000 12/30/2008				
Included observations: 3283 after adjustments				
Convergence achieved after 10 iterations				
Back cast: 1/03/2000 1/04/2000				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.023987	0.039138	-0.612875	0.5400
FESTIVOS	-0.037487	0.003110	-12.05286	0.0000
VERANO	-0.006830	0.018579	-0.367602	0.7132
APGARCH01	-0.198070	0.331781	-0.596989	0.5506
RPBGARCH01	-1.085240	0.173266	-6.263421	0.0000
EXCESOCAPACIDAD	0.140276	0.016136	8.693325	0.0000
EMBALSE	-0.147444	0.161989	-0.910212	0.3628
AR(1)	0.977211	0.004311	226.6833	0.0000
MA(1)	-0.356471	0.018109	-19.68445	0.0000
MA(2)	-0.123308	0.017988	-6.854945	0.0000
R-squared	0.836547	Mean dependent var		-0.071966
Adjusted R-squared	0.836098	S.D. dependent var		0.219117
S.E. of regression	0.088709	Akaike info criterion		-2.003865
Sum squared resid	25.75628	Schwarz criterion		-1.985296
Log likelihood	3299.345	F-statistic		1861.236
Durbin-Watson stat	1.994655	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.98			
Inverted MA Roots	.57	- .22		

Fuente: Los autores.

Anexo 2. Los R² de los modelos de estimación

Tabla 2.1. Los R² de los modelos de estimación

Hora	Mercado Regulado	Mercado No Regulado	Mercado de Intermediación
1	0.1294	0.1325	0.1245
2	0.1298	0.1346	0.1242
3	0.1129	0.1143	0.1012
4	0.1231	0.1196	0.1162
5	-0.0248	-0.0322	-0.0177
6	0.0832	0.0970	0.1093
7	0.0693	0.0798	0.0813
8	0.1209	0.1291	0.1405
9	0.1048	0.1077	0.1271
10	0.0647	0.0788	0.0925
11	0.0402	0.0501	0.0594
12	0.0092	0.0291	0.0355
13	0.0408	0.0515	0.0656
14	0.0610	0.0734	0.0892
15	0.0931	0.1074	0.1201
16	0.0939	0.1167	0.1241
17	0.0971	0.1106	0.1279
18	0.0872	0.1178	0.1210
19	-0.0424	-0.0364	-0.0263
20	0.0479	0.0386	0.0357
21	-0.0007	0.0040	0.0007
22	0.0029	-0.0103	0.0042
23	0.0694	0.0535	0.0795
24	0.0369	0.0577	0.0455

Fuente: Los autores.