

Escuela de Economía y Finanzas

Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

Centro de Investigación
Económicas y Financieras

No. 15-05
2015

Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia

Botero, Juan P.; García, John J.; Velásquez, Ermilson

Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia
Impact of electricity generation reliability on the Colombian spot price

Juan Pablo Botero Duque^{*}
John J. García^{**}
Ermilson Velásquez^{***}

Enero 2015

Resumen

Este paper considera el efecto del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia, implementado en 2006 con el fin de incentivar a los generadores existentes o nuevos inversionistas para mejorar la confiabilidad de la prestación del servicio, lo que conduce a incrementar la capacidad instalada en el mercado de energía mayorista. Se describe el funcionamiento de este mecanismo en Colombia y analiza el comportamiento de algunas variables estructurales en el funcionamiento de este mercado, como la relación entre la demanda comercial y la disponibilidad real, el fenómeno de El Niño y La Niña, el nivel de embalse y algunas medidas de carácter regulatorio. El precio spot presenta alta volatilidad haciendo que la especificación adecuada corresponda a un modelo de regresión con estructura ARCH (Engle, 1982). Los resultados obtenidos evidencian que el cargo por confiabilidad es estadísticamente significativo y positivo, es decir hace que el precio spot aumente. Además, El Niño presenta un impacto positivo sobre el precio spot, debido a la gran participación hidráulica de este mercado.

Palabras Clave: Cargo por confiabilidad, mercado de energía mayorista, precio spot, ARCH, Colombia.

Abstract

This paper considers the effect of electricity generation reliability on the spot price of the electricity market in Colombia, a mechanism implemented in 2006 to encourage existing generators or new investors to increase the installed capacity in the wholesale energy market. We describe the performance of this mechanism in Colombia and analyze the behavior of some structural variables in the operation of this market, such as the ratio between the market demand and the actual availability, El Niño and La Niña, the reservoir level and some regulation measures. The spot price presents high volatility implying that the proper specification corresponds to a regression model with ARCH structure (Engle, 1982). Results show that the reliability charge is positive and statistically significant. Also El Niño has a positive impact on the spot price, due to the large hydraulic share of this market.

Key words: Reliability of generation, Spot market, ARCH, Colombia.

Clasificación JEL: D43, D47, L13 y L51.

^{*} Estudiante Economía, Universidad EAFIT. AA 3300 Medellín (Colombia). Phone: (+574)2619549, Fax: (+574)2664284. E-mail: jboter13@eafit.edu.co. Los autores agradecen los aportes de los estudiantes del pregrado en Economía Camilo Lema López y Juan Sebastián Zuluaga Arbeláez.

^{**} Ph.D en Economía, Profesor Escuela de Economía y Finanzas, Universidad EAFIT. AA 3300 Medellín (Colombia). Phone: (+574)2619549, Fax: (+574)2664284. E-mail: jgarcia@eafit.edu.co.

^{***} Profesor Escuela de Economía y Finanzas, Universidad EAFIT. AA 3300 Medellín (Colombia). Phone: (+574)2619500 Ext 9791, Fax: (+574)2664284. E-mail: evelas@eafit.edu.co

1. INTRODUCCIÓN

Uno de los principales objetivos de la política energética es la confiabilidad en el suministro del servicio, lo cual es posible si se establecen los incentivos necesarios, que garanticen las inversiones en capacidad instalada para satisfacer la demanda en el largo plazo en los mercados spot de generación eléctrica. Varios estudios se han realizado a nivel mundial para analizar este tema (Joskow y Tirole, 2007; Batlle y Pérez-Arriaga, 2008; Finon y Pignon, 2008; Villareal y Córdoba, 2008; Vázquez, Rivier y Pérez-Arriaga, 2002 y Pérez-Arriaga, 2001). Otros estudios han explorado, específicamente la capacidad instalada que se requiere para satisfacer la demanda en un horizonte de tiempo específico (Avdiu y Kabashi, 2013; Salazar, 2008; Arango, Restrepo y Vélez, 2011), pero son prácticamente inexistentes los trabajos que han examinado el efecto sobre el precio spot de la implementación de mecanismos que garanticen este objetivo de la política energética.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableció el cargo por confiabilidad en Colombia en 2006, el cual se define como un mecanismo de mercado, cuyo fin es garantizar el suministro de energía cuando los recursos hídricos del país escasean como consecuencia del fenómeno de El Niño. Este mecanismo tiene entre sus componentes esenciales la existencia de obligaciones de energía firme (OEF), que corresponden a un compromiso adquirido por los generadores, respaldado por plantas de generación capaces de producir energía durante condiciones críticas de abastecimiento de agua, de modo que el suministro de energía sea garantizado en el largo plazo a precios eficientes y en contraprestación los generadores reciban un ingreso adicional, derivado del cargo por confiabilidad. Este cargo consiste en un pago a los generadores en proporción a la capacidad firme que pueden ofrecer al sistema (Resolución 071 de 2006 y Salazar, 2008).

El objetivo central de este paper es determinar el efecto que sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia tiene el cargo por confiabilidad, controlando por otras variables que la teoría económica (Nicholson, 2010 y

Carlton y Perloff, 2004) y el funcionamiento del mercado (Hurtado, Quintero y García, 2014) consideran para la formación de este precio. Para examinar este efecto, además de analizar el funcionamiento del mercado de energía mayorista en Colombia, el artículo se apoya en algunas investigaciones que identifican variables que permiten explicar la formación del precio spot y los modelos utilizados en mercados spot de generación eléctrica.

Entre estos estudios se pueden resaltar el realizado por Wolfram (1998), quien utilizando mínimos cuadrados ordinarios y variables instrumentales, realiza un análisis empírico para el mercado en Inglaterra y Gales, encontrando que las empresas generadoras hacen una oferta con márgenes de beneficio mayores para las unidades con altos costos marginales, es decir, las que son probables de ser utilizadas después de que un número de otras unidades estén funcionando.

Puller (2007), Borenstein, Bushnell y Wolak, (2002) y Joskow y Kahn (2002) analizan el desempeño de los precios de las empresas de generación eléctrica en el mercado de California después de su reestructuración. Su principal conclusión es que la dramática subida de precios en este mercado se debió más a los cambios en costos y demanda, que a las conductas de las empresas. Otros estudios que enfatizan en el papel que desempeña la regulación en la formación del precio spot son los realizados por Vives y Fabra (2008) para España, Joskow y Kahn (2002) para California y Fedesarrollo (2009) para Colombia.

El precio spot en Colombia, igual que en la gran mayoría de los mercados internacionales, presenta alta volatilidad, haciendo que la especificación adecuada para la estimación sea la de un modelo de regresión con estructura ARCH (Engle, 1982). Los resultados obtenidos evidencian que el cargo por confiabilidad es estadísticamente significativo y presenta un efecto positivo, es decir, ha incrementado el precio spot en este mercado. Además, la variable relacionada con la relación entre la demanda comercial y la disponibilidad real, presenta un signo positivo, reflejando la presión de una mayor demanda con una oferta prácticamente constante, sobre el precio spot, esta variable no ha sido utilizada en otros estudios. Así mismo, como encuentran estudios

anteriores, el fenómeno de El Niño incide fuertemente sobre el precio, debido a la gran participación hidráulica de este mercado.

El trabajo se estructura de la siguiente forma. Inicialmente se describe el funcionamiento del mercado de energía mayorista en Colombia y se explica el mecanismo del cargo por confiabilidad. En la siguiente sección se presentan los datos, los hechos estilizados y la metodología utilizada, luego los resultados encontrados y finalmente las conclusiones.

1. DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA Y DEL CARGO POR CONFIABILIDAD EN COLOMBIA

1.1. Estructura del mercado eléctrico mayorista

Para la prestación del servicio de electricidad al consumidor final, se requieren cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización, que de acuerdo a XM S.A. E.S.P (2012a) se definen de la siguiente forma.

Generación: en esta fase se produce la electricidad, que incluye diversas fuentes como el viento, el sol, los combustibles o el agua para transformar su energía primaria en energía eléctrica. En Colombia entre el 75% y el 85% de la energía eléctrica proviene en su mayoría de la fuente hidráulica.

Trasmisión: consiste en el transporte de la energía de alto voltaje (mayor a 220 KV) desde los lugares de generación hasta subestaciones en las ciudades o regiones con un potencial importante de consumidores.

Distribución: cuya función consiste en transportar la energía, a menores niveles de tensión, desde las subestaciones hasta las instalaciones de los consumidores, ya sean hogares, empresas o espacios públicos. La transmisión y la distribución, como en la gran mayoría de los países a nivel mundial, son consideradas como actividades monopólicas, debido a las economías de escala presentadas.

Comercialización: este es el último eslabón de la cadena productiva, el cual se encarga de todo el proceso relacionado con la venta de energía al consumidor final. En la práctica la generación y la comercialización se comportan como estructuras de mercado oligopólicas (Hurtado, Quintero y García, 2013).

Esta investigación se concentra en la primera actividad, realizada a través del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Entre sus principales características se tienen que la energía es un bien casi homogéneo, su demanda es altamente inelástica respecto al precio, para Colombia en periodos de corto plazo, Gutiérrez (2001) y Zapata (2001) encuentran que la elasticidad oscila entre -0.067 y -0.12, debido a que existe una alta asimetría en la información, donde los usuarios conocen su consumo dos meses después de haberlo realizado, y existen restricciones en el transporte. Además se requiere gran coordinación entre oferentes y demandantes, pues es necesario mantener permanentemente equilibrada la oferta y la demanda, a pesar de que es posible almacenar agua en los embalses, la demanda se debe satisfacer en tiempo real.

Asimismo, la generación eléctrica requiere altos costos fijos, lo cual supone grandes barreras de entrada. Esto puede conllevar a la existencia de una estructura de mercado oligopólica, que en consecuencia traería precios más altos que el costo marginal operativo, debido a la posibilidad del ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes que participan en esta industria (Hurtado, Quintero y García, 2014; Botero, García y Vélez, 2013 y Carlton y Perloff, 2004).

1.2. Formación del precio spot

Dadas las características propias del mercado de generación de energía eléctrica, tal y como está estructurado en Colombia, descritas anteriormente, la formación del precio no se da por interacciones directas entre oferentes y demandantes, sino que se hace necesaria la existencia de un operador del mercado, en este caso XM S.A. E.S.P, que coordina la operación y despacho diario de electricidad entre los agentes.

En este mercado también intervienen otras instituciones, como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), encargada de la regulación de la industria y de velar por la eficiencia social para que los productores no tomen ventaja de su posición dominante. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), cuya función es la planeación y expansión del sector y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), quien ejerce la actividad de vigilancia y control.

El operador del mercado coordina la formación del precio spot a través de las siguientes fases:

De un lado XM construye la curva de oferta a partir de las ofertas individuales de cada generador. Cada productor ofrece una cantidad determinada para cada hora del día siguiente a un precio promedio para todo el día y el operador las organiza de menor a mayor precio, generando una curva de oferta escalonada con pendiente positiva como se presenta en el Gráfico 1.

De otro el operador realiza las proyecciones de demanda para la industria y construye la curva de demanda, la cual resulta escalonada con pendiente negativa (ver Gráfico 1).

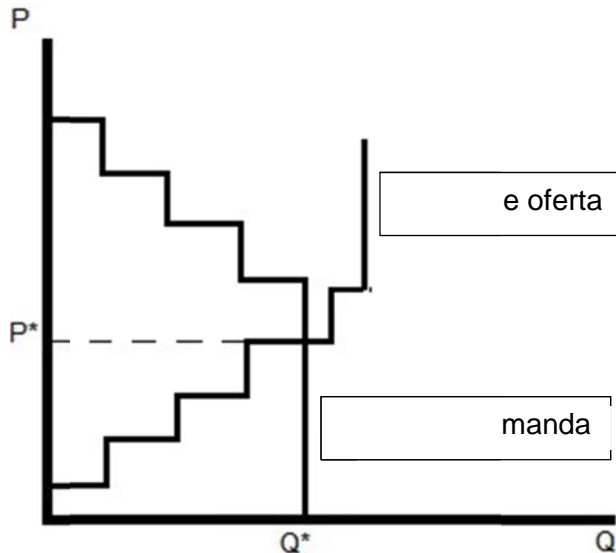
Luego a través del pronóstico de demanda y la curva de oferta el operador determina el precio spot, el cual corresponde al último precio ofertado necesario para satisfacer la demanda. Este precio es pagado a todos los agentes en el sistema que son requeridos para abastecer la demanda.

Asimismo el operador, a través de los mercados complementarios, resuelve los desequilibrios presentados en tiempo real, en el balance entre oferta y demanda, y es el encargado de liquidar las transacciones en el mercado spot.

Para el 2012 aproximadamente el 85% de la generación corresponde a los 6 agentes más grandes de la industria, de las 44 empresas existentes en el MEM. Además, la capacidad instalada es principalmente hidráulica (65%) y térmica (30%). Asimismo, el 75% de la generación del país se realizó con

plantas hidráulicas mayores a 20 MW, el 19% con plantas térmicas, y el resto con plantas menores y cogeneradores (XM, 2012b).

Gráfico 1. Formación del precio spot



Fuente: Elaboración de los autores.

1.3. Regulación en el mercado de energía mayorista y confiabilidad en el suministro de energía

Como se mencionó anteriormente este mercado es regulado por la CREG. La función de este organismo en teoría, no es determinar el precio, esta deja que el mercado funcione e interviene cuando lo considera necesario, con el objetivo de que los precios sean eficientes socialmente (consumidores – productores), evitando que los generadores ejerzan poder de mercado, pero al mismo tiempo, garantizando la confiabilidad en el suministro del servicio, que resulta crucial para el funcionamiento de cualquier mercado eléctrico a nivel internacional.

Por su parte el Consejo Nacional de Operación (CNO) es un ente autónomo, encargado de ejecutar el Reglamento de Operación, el cual puede establecer directrices sobre el funcionamiento y la regulación del MEM. Tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) sea segura, confiable y económica.

Específicamente en cuanto a la confiabilidad en el suministro del servicio, la cual se convierte en el principal objetivo de la política energética, varios estudios se han realizado a nivel internacional, donde resaltan el de Finon y Pignon (2008), Joskow y Tirole (2007), Batlle y Pérez-Arriaga (2008), Vázquez, Rivier y Pérez-Arriaga (2002), Pérez-Arriaga (2001) y Avdiu y Kabashi (2013). Estos trabajos hacen alusión a los incentivos que deben existir en el mercado spot que garanticen la inversión en capacidad instalada y ayude al suministro del servicio de largo plazo en buenas condiciones, evitando posibles racionamientos. Por ejemplo, Finon y Pignon (2008) concluyen que la seguridad a largo plazo del suministro con suficiente capacidad debe ser conceptualizada como un bien público.

Es claro que para incrementar la confiabilidad en el suministro del servicio, deben existir incentivos que garanticen las inversiones necesarias en el mediano y largo plazo. Cuando los precios en un mercado no generan incentivos para que los generadores inviertan, desincentiva la entrada de nuevos agentes en la industria y hace que las empresas no amplíen su capacidad de generación a través del tiempo. Por tanto, es posible que el mercado presente, no solamente una escasez del recurso de generación, sino que el incremento de la demanda comparada con una oferta constante, haga que el precio spot tienda a aumentar (Avdiu y Kabashi, 2013). En Colombia a finales de 2009 y principios de 2010 se presentó este tipo de comportamiento, por parte de los generadores (Botero et al., 2013).

Para el MEM colombiano varios estudios han analizado este tema, Wolak (2005) establece que los mecanismos de pagos por capacidad son formas extremadamente costosas para tratar de alcanzar la adecuación de la capacidad en los mercados mayoristas de electricidad y que este mecanismo no garantiza los incentivos necesarios para lograr una capacidad adecuada que permita satisfacer la demanda futura. Cramton y Stoft (2007) en principio, elaboran una propuesta para el MEM colombiano, donde las obligaciones de energía firme, imponen a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el período de vigencia

de la obligación, según la subasta. Cuando el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez se proporcionan los incentivos de inversión y operación para que los generadores o nuevas empresas participen en el mecanismo de las subastas que permitan garantizar los recursos energéticos eficientes.

Asimismo, Arango, Restrepo y Vélez (2011) llegan a la conclusión de la existencia de déficit de oferta de energía con escenarios para una demanda media y alta. Sin embargo, consideran que no es una situación preocupante, debido a las nuevas obligaciones de energía firme (OEF) que se tienen previstas. Por su parte, Salazar (2008) con un modelo computacional que conjuga la simulación detallada del sistema, encuentra que existe subestimación del aporte de energía firme de las plantas hidráulicas, lo que induce a una sobre instalación y a la reducción de los precios.

La gran mayoría de los estudios se han concentrado en la utilización de modelos para analizar la confiabilidad, definida como la garantía en el suministro del servicio en el mediano y largo plazo, aún en condiciones críticas, pero muy pocos trabajos exploran el efecto que ha tenido la implementación de un mecanismo como este, sobre el precio en el MEM. A continuación se describe el funcionamiento del cargo por confiabilidad en Colombia.

1.4. Cargo por confiabilidad en Colombia

En 1996 la CREG implementó, a través de la Resolución 01 de 1996, el cargo por capacidad, el cual buscaba reducir el riesgo de inversión, tanto de los generadores existentes como de nuevos inversionistas en el sector energético, con el fin de satisfacer la demanda a precios eficientes y evitar racionamientos (Arango et al., 2011). Esta medida buscaba incentivar a los generadores para que realizaran nuevas inversiones y en contraprestación recibieran unos pagos adicionales, establecidos en la Resolución 116 de 1996.

Para escoger los generadores beneficiados del pago, el regulador simulaba la oferta y la demanda del mercado, bajo condiciones críticas hidrológicas para determinar las potencias de los generadores que garantizaban la confiabilidad

en el suministro de energía. A estos generadores, que usualmente eran los más eficientes, se les pagaba el costo fijo mensual del generador con menor costo de capital. El pago se asignaba en función de sus potencias equivalentes a efectos de confiabilidad, el cual se obtenía multiplicando el valor unitario del cargo por la demanda de punta del sistema, el cual debían pagar todos los consumidores del MEM.

A la hora de evaluar la efectividad de esta medida, Arango et al. (2011) argumentan que en un principio fue acertada, debido a que impulsó la inversión, pero al cabo de los años perdió efectividad y se transformó en un ingreso más que recibían los generadores, en vez de ser un incentivo a la inversión. Esto conllevó a que diez años más tarde de la implementación de este mecanismo, en el 2006 la CREG decidiera, mediante la Resolución 071 de ese año, sustituirlo por el cargo por confiabilidad.

De acuerdo a la CREG (2006) el cargo por confiabilidad es un mecanismo de mercado, el cual tiene como fin garantizar el suministro de energía cuando los recursos hídricos del país escasean como consecuencia del fenómeno de El Niño. Este mecanismo tiene entre sus componentes esenciales la existencia de obligaciones¹ de energía firme (OEF), que corresponden a un compromiso adquirido por los generadores respaldado por plantas de generación, capaces de producir energía durante condiciones críticas de abastecimiento de agua, de modo que el suministro de energía sea garantizado en el largo plazo a precios eficientes (Resolución 071 de 2006).

La diferencia entre el cargo por capacidad y el cargo por confiabilidad radica en que el primero fue un mecanismo de remuneración de la capacidad de generación, que garantizaba un ingreso fijo anual por megavatio instalado al generador a un precio definido por el regulador y no existía una obligación concreta de los generadores, asociada a esta remuneración. Mientras que, el cargo por confiabilidad permite a los generadores contar con un ingreso fijo de

¹ Compromisos de suministro por parte del generador.

dinero, independientemente de su participación diaria en el MEM (CREG, 2006).

Los generadores tienen un ingreso por la energía entregada al sistema en cada hora del tiempo acorde a la programación estipulada por el CND y otro adicional a través del cargo por confiabilidad (Res 071 de 2006). Según XM (2013) “se subasta entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del sistema, luego al generador que fue asignada la OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y este se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez”.²

Como lo expresan Arango et al, (2011) este cargo, vigente desde el 2006, el cual tuvo su primera subasta en mayo de 2008, pretende lo mismo, que su antecesor, pero por medios diferentes. En el fondo este mecanismo se diferencia del método anterior porque en este, a pesar de que también se le paga un cargo a ciertos generadores de energía, estos firman un contrato con el regulador y adquieren una obligación, llamada OEF, por un período determinado.

² Para ampliar sobre este tema puede recurrirse a Cramton, Stoft y West (2006), CREG (2006) y Salazar (2008).

2. DATOS, HECHOS ESTILIZADOS Y METODOLOGÍA

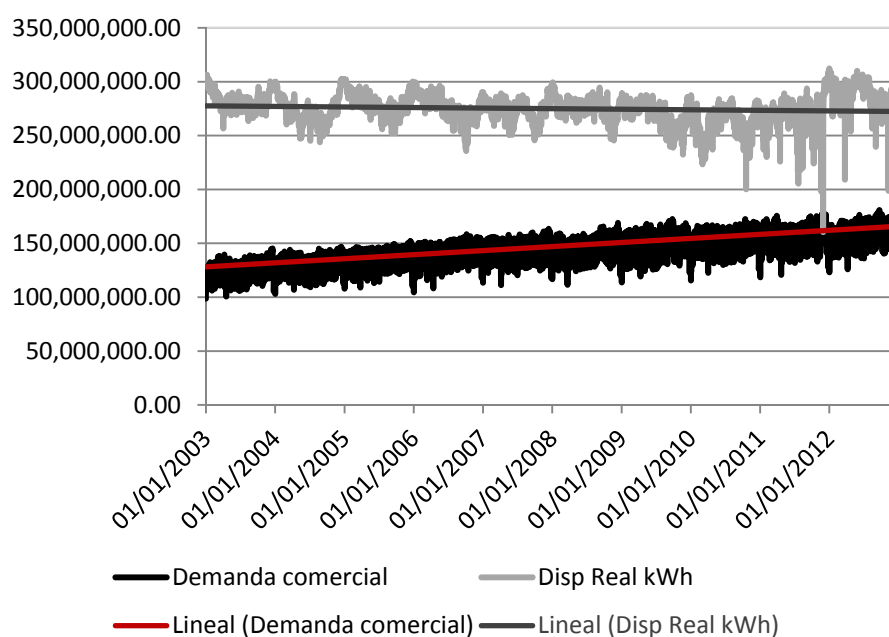
2.1. Datos

La información utilizada en esta investigación es de frecuencia diaria desde el 01 de enero de 2003 hasta el 31 de diciembre de 2012, cuya fuente es XM S.A. E.S.P., y contiene información de las variables relacionadas con precio spot, demanda comercial, disponibilidad real diaria, volumen de embalse, y las fechas a partir de la cual se implementó el cargo por confiabilidad y el cambio de fórmula tarifaria en 2007. La otra fuente de información es la *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA) con datos sobre el fenómeno de El Niño y La Niña (*Earth System Research Laboratory*, 2013).

2.2. Hechos estilizados

En el Gráfico 2 puede observarse como la disponibilidad real diaria ha permanecido prácticamente constante, lo que a su vez, se traduce en una tendencia similar en la capacidad instalada de la industria; mientras que la demanda ha presentado una tendencia creciente, haciendo que la brecha entre estas dos variables se haya venido reduciendo. Es de esperar que bajo estas circunstancias se presente un incremento en el precio spot, vía la presión de demanda con una oferta constante.

Gráfico 2. Brecha entre capacidad real y demanda comercial



Nota: Datos en kWh

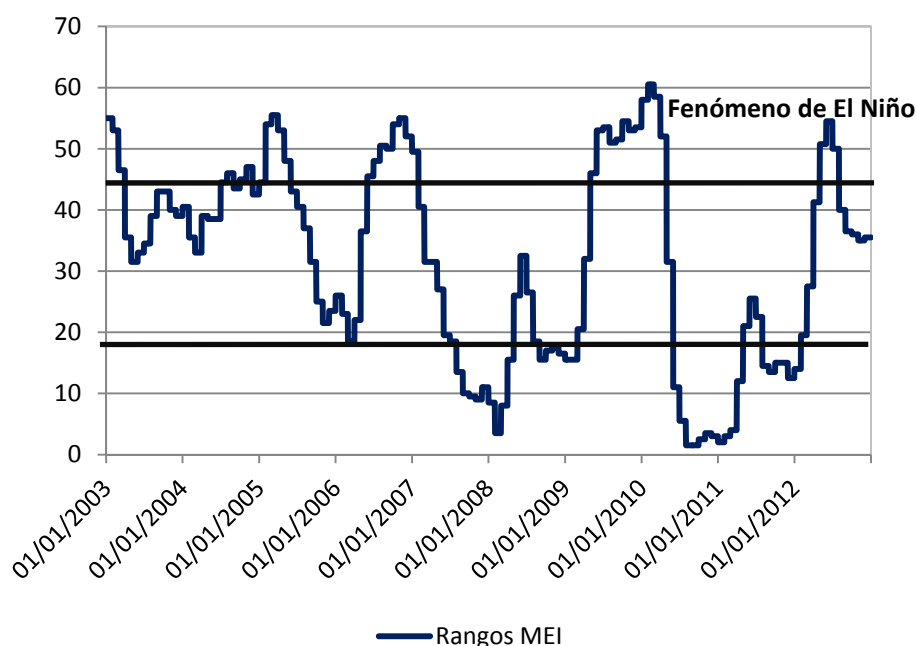
Fuente: Elaboración de los autores a partir de datos de XM, 2013.

El fenómeno de El Niño es medido por medio del índice conocido como MEI (siglas en inglés: Multivariate ENSO Index), el cual combina seis variables principales sobre el Pacífico tropical: presión del nivel de mar, zonal y meridional, componentes del viento en la superficie, temperatura superficial del mar, temperatura superficial del aire y nubosidad total del cielo³. Su escala de medición como moderado se encuentra entre 44 y 56, y como fuerte entre 56 y 61.

El Gráfico 3 recoge la dinámica del MEI entre el 2003 y 2012 y se observa que el fenómeno de El Niño se ha presentado en 4 periodos durante este intervalo de tiempo, el primero, comprende los dos primeros meses de 2003, el segundo, los 6 últimos meses de 2004 y el primer mes de 2005, el tercero los últimos cuatro meses de 2006 y principios de 2007 y el cuarto los seis últimos meses de 2009 y los primeros cuatro de 2010.

³ Ver: <http://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/>

Gráfico 3. Fenómeno de El Niño.



Nota: La escala de medida está entre 1 y 61. Entre 1 y 6 se define como La Niña fuerte y entre 56 y 61 como El Niño fuerte.

Fuente: Earth System Research Laboratory (2013).

No obstante, es importante anotar el efecto que pueden tener otras variables sobre el precio, como lo sucedido a finales del 2006, periodo en el cual además de darse un evento de El Niño, entró en vigencia el cargo por confiabilidad, que fijó el precio de escasez (Resolución CREG 071 de 2006), ver Gráfico 4. A pesar de que durante este periodo no hubo subasta, empezaron a operar las obligaciones de energía firme y, por tanto, los empresarios haciendo uso de sus comportamientos racionales cambiaron la conducta optimizadora, aprovechando esta medida para incrementar el precio spot, como se mostrará posteriormente en los resultados de la modelación.

El concepto de obligación de energía en firme, impuso a los generadores el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el período de vigencia de la obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. Sin embargo, los generadores pueden transar entre el mercado spot y el de contratos de largo plazo con el objetivo de maximizar sus beneficios.

Además, desde febrero de 2008 se implementó el nuevo cálculo tarifario con la Resolución 119 de 2007, hecho que coincide con el inicio de una tendencia creciente en el precio spot. El aumento en el precio es mayor entre septiembre de 2009 y mayo de 2010, cuando el Ministerio de Minas y Energía y la CREG⁴ realizaron en el mercado cerca de 35 intervenciones con el fin de tratar de contrarrestar el fenómeno de El Niño que se preveía, induciendo a las empresas a ofertar con tecnología térmica y almacenar la hidráulica, lo cual resulta más costoso, ver Gráfico 4.

Es importante anotar que el incremento en el precio también es causado por la aversión al riesgo del regulador, no reflejada en el cargo por confiabilidad. Pues se trata de un mercado con un nivel de complejidad bastante alto, donde son muchas las variables que influyen sobre la determinación del precio, pero que de acuerdo al objetivo planteado en esta investigación se concentra en explicar el efecto del cargo por confiabilidad.⁵

Como se dijo anteriormente el fenómeno de El Niño, representado por la línea gris en el Gráfico 4, se presentó en 4 periodos entre el 2003 y 2012, lo cual ha repercutido en incrementos en el precio spot, representado por la línea negra en este Gráfico, el coeficiente de correlación entre estas dos variables durante este periodo ascendió a 34%.

Luego del precio alcanzar su punto máximo a principios de 2010, este empieza a disminuir. Parte de esta disminución puede ser explicada por el fenómeno de La Niña, el cual se presentó desde mediados de 2010 hasta principios de 2011. Esta disminución también puede haber ocurrido por la implementación de algunas normas, como la Resolución CREG 011 de 2010, por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 051 de 2009, sobre funcionamiento del MEM y la Resolución CREG 073 de 2010, por la cual se modifica la Resolución CREG 024 de 1995 sobre funcionamiento del MEM, ver Gráfico 4.

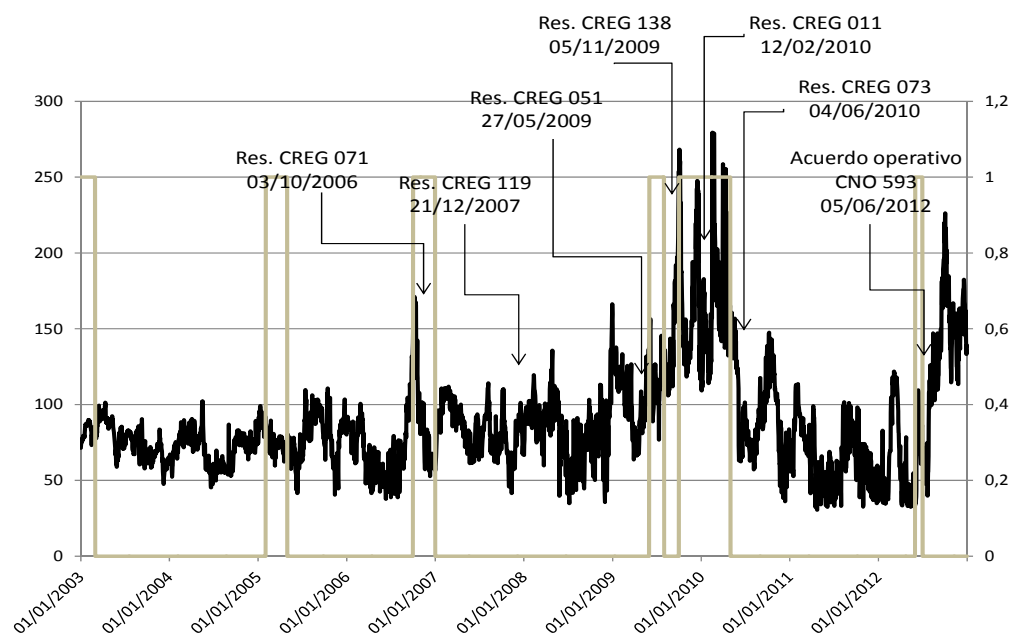
⁴ Para ver cada una de las intervenciones, Barrera y García (2010), pág. 113-116.

⁵ Para profundizar el efecto de otras variables ver, por ejemplo, Hurtado et al. (2014), García et al. (2013) y Barrera y García (2010).

Además, la caída del precio spot está relacionada con las medidas que puede ejercer el regulador sobre el precio de escasez a través de las opciones de capacidad para cubrir la demanda.

Otras reformas relevantes en el MEM, durante el periodo de análisis y que pudieron afectar el precio spot, son la Resolución CREG 051 de 2009, que modifica el esquema de ofertas de precios, el despacho ideal y las reglas para determinar el precio de bolsa en este mercado; la Resolución CREG 138 de 2009, por la cual se dictan normas sobre pruebas de disponibilidad de plantas de unidades de generación y el Acuerdo Operativo 593 del Consejo Nacional de Operación (CNO), donde se consideran las modificaciones a la capacidad efectiva neta de las plantas de generación para cada periodo del Cargo por Confiabilidad y el ajuste de las rampas de las plantas térmicas a los nuevos valores registrados, ver Gráfico 4.

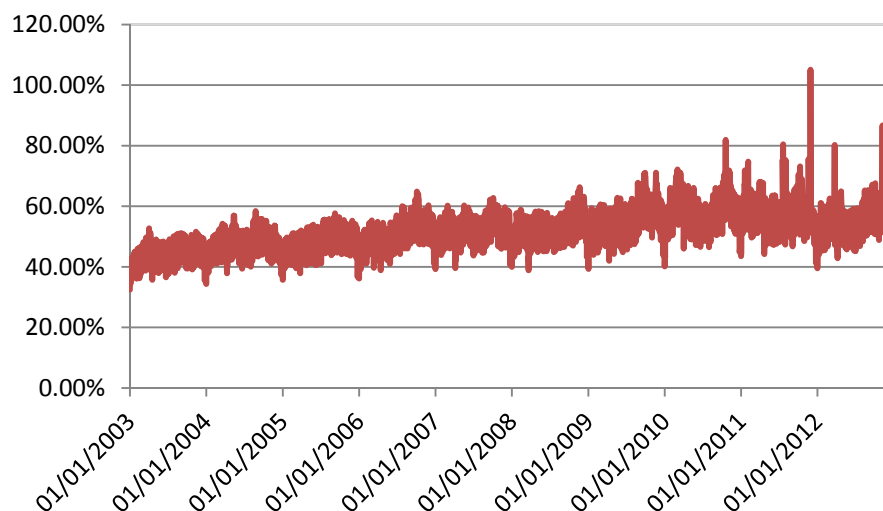
Gráfico 4. Precio Spot, Fenómeno de El Niño fuerte y algunos cambios en el funcionamiento del MEM



Nota: la línea negra corresponde al precio spot y la gris al fenómeno de El Niño. El Niño se mide en el eje derecho; mientras en precio spot en el eje izquierdo.
Fuente: Elaboración de los autores a partir de datos de XM, 2013.

El Gráfico 5 corresponde a la relación entre demanda comercial y disponibilidad real, donde se observa una tendencia creciente en el tiempo. Puede observarse como dada una capacidad instalada, prácticamente constante, la relación tiene una pendiente creciente, debido al crecimiento presentado en la demanda comercial.

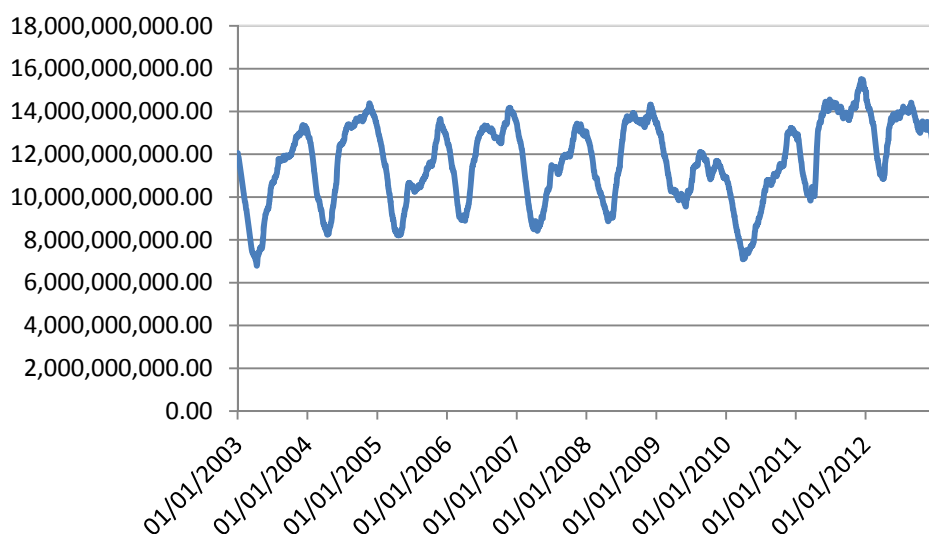
Gráfico 5. Relación demanda comercial - disponibilidad real



Fuente: Elaboración de los autores a partir de datos de XM, 2013.

El Gráfico 6 presenta el volumen de embalse a través del tiempo. Durante el periodo de estudio la mayor sequía está comprendido entre el segundo semestre de 2009 y principios de 2010, lo que a su vez coincide con el menor nivel de embalse y mayor nivel del precio spot, ver gráficos 3, 4, y 6. En este periodo el Ministerio de Minas y Energía y la CREG realizaron varias intervenciones en el mercado spot con el fin de contrarrestar el fenómeno de El Niño.

Gráfico 6. Volumen de embalse



Fuente: Elaboración de los autores a partir de datos de XM, 2013.

2.3. Metodología

De acuerdo con la teoría económica, la demanda y la oferta son determinantes fundamentales para explicar el precio en un mercado, muchos autores, ver por ejemplo Nicholson (2010) y Carlton y Perloff (2004), han hecho alusión a cuáles son los principales determinantes del precio en una industria. Siguiendo los argumentos de trabajos como el de Wolfram (1998), Federico, Vives y Fabra (2008), Fedesarrollo (2009) y García, Bohorquez, López y Marín (2013) y considerando que una de las fuentes más importantes de generación en Colombia es la hidráulica, se hace necesario considerar variables tales como la cantidad ofertada en la industria, medida por el nivel de embalse, la cantidad demandada y por las condiciones climáticas, medido a través de El Niño y la Niña para la explicación de la formación del precio.

Además en la formación del precio spot intervienen medidas de carácter regulatorio que recogen algunos objetivos de la política energética en el largo plazo, entre las cuales el cargo por confiabilidad es uno de los ejes centrales estipulados por los entes regulatorios, pero que en términos de modelación cuantitativa, prácticamente, no ha sido considerado y que se convierte en el valor agregado de este trabajo. Por último en el proceso de estimación se

utiliza como variable de control el cambio de fórmula tarifaria dado en 2008, con el fin aislar otros efectos presentados en el mercado, los cuales pueden afectar el precio spot.

De esta forma la especificación general del modelo a estimar se representa por la ecuación (1).

$$\text{Precio} = f(\text{oferta, demanda, variables climáticas, variables de regulación, variables de control, término de perturbación}) \quad (1)$$

Las variables explicativas del precio de bolsa se fundamentan en la teoría económica y además se hace necesario utilizar algunas variables de control que recogen parte del funcionamiento del MEM, que permiten una especificación adecuada para el proceso generador del precio y que consideran la información sobre la varianza condicional. Por tanto la especificación para el proceso de estimación está representada por (2):

$$\left\{ \begin{array}{l} P_t = f(RCD_t, V_t, DB_t, DG_t, CC_t, R119_t, \varepsilon_t) \\ \varepsilon_t = a_t \sqrt{h_t}, a_t \sim \text{NIID}(0, 1), a_t \text{ y } h_t \text{ independientes} \\ h_t = \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + \alpha_p \varepsilon_{t-p}^2 \end{array} \right. \quad (2)$$

Nótese que la esperanza condicionada a la información disponible hasta el periodo $t-1$ es:

$$E_{t-1}(\varepsilon_t) = E_{t-1}(a_t \sqrt{h_t}) = E_{t-1}(a_t) E_{t-1}(\sqrt{h_t}) = 0 * E_{t-1}(\sqrt{h_t}) = 0$$

La varianza condicional es:

$$\begin{aligned} V_{t-1}(\varepsilon_t) &= E_{t-1}[\varepsilon_t - E_{t-1}(\varepsilon_t)]^2 = E_{t-1}[\varepsilon_t^2] = E_{t-1}[(a_t \sqrt{h_t})^2] = E_{t-1}[a_t^2] * E_{t-1}[h_t] \\ &= 1 * E_{t-1}[\alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + \alpha_p \varepsilon_{t-p}^2] = \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + \alpha_p \varepsilon_{t-p}^2 \\ &= h_t \end{aligned}$$

Además se puede considerar $V_{t-1}(\varepsilon_t) = h_t$ y realizar el siguiente contraste:

$$H_0: \alpha_1 = \alpha_2 = \dots = \alpha_p = 0$$

$$H_a: \exists j / \alpha_j \neq 0$$

Bajo H_0 cierta $V_{t-1}(\varepsilon_t) = h_t = \alpha_0$ esto indica la no existencia de efectos ARCH en el proceso.

A continuación se definen cada una de las variables.

Variable endógena:

- Precio spot (Pt): Precio en bolsa (promedio diario) definido en condiciones normales de operación, como el precio de oferta incremental más alto de las plantas flexibles programadas en el Despacho Ideal para la hora de liquidación. Su unidad de medida es \$/kWh. Este precio fue deflactado por el Índice de precios al productor, IPP, para contrarrestar el efecto inflacionario.

Variables exógenas:

- Relación entre la demanda comercial y la disponibilidad real (RDC_t): esta mide el porcentaje de la disponibilidad real de generación diaria que es efectivamente demandada y representa una interacción entre la oferta y la demanda del mercado. La construcción de esta variable se realiza utilizando la demanda comercial y la disponibilidad real diaria.
- Volumen de embalse (V_t): este hace referencia a la oferta, debido a que representa la capacidad de los productores para generar energía por medio del agua. Es el volumen diario que tienen los embalses y está medida en mega watts.
- El Niño (DB_t): variable dummy que toma el valor de 0 si no hay fenómeno de El Niño y 1, cuando este es fuerte, es decir cuando el clima es bastante seco y por tanto tiene un efecto directo sobre el precio spot.
- La Niña (DG_t): variable dummy asociada con el fenómeno de La Niña, toma el valor de 1 para Niña moderada o fuerte y 0 en otro caso. En este caso la variable Niña moderada se considera cuando el rango MEI para el día toma un valor menor o igual a 12. El fenómeno de La Niña implica abundancia de agua en el sistema, aunque es importante resaltar que no necesariamente

esta condición conlleva a una reducción del precio spot, dado que en algunas situaciones se induce a desembalsar.

- Cargo por confiabilidad (CC_t): variable dummy que recoge la información sobre la aplicación del cargo por confiabilidad. Toma el valor de uno desde el 1 de diciembre de 2006, periodo en el cual se implementó este mecanismo, hasta el final del periodo de estudio y cero en otro caso.

Variable de control:

- Regulación 119 de 2007 ($R119_t$): esta variable se utiliza para recoger la información relacionada con la entrada en vigencia de la nueva fórmula tarifaria para usuarios regulados en 2008. Esta Resolución "tiene como objeto establecer la fórmula tarifaria general que deberán aplicar los Comercializadores Minoristas en el Sistema Interconectado Nacional, para calcular los costos máximos de prestación del servicio de energía eléctrica y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados". En otras palabras esta regulación determina la forma en la que los comercializadores le trasladan el precio de generación al consumidor regulado. Con esta variable se pretende separar los efectos del cargo por confiabilidad y esta Resolución. Es una variable dummy que toma el valor de 1 a partir del primero de febrero de 2008 y cero en otro caso.

En términos de las variables definidas anteriormente la especificación del modelo a estimar está representada por el sistema de ecuaciones (3).

$$\begin{aligned} \ln(P_t) &= \beta_0 + \beta_1 \ln(RDC_t) + \beta_2 \ln(V_t) + \beta_3 DB_t + \beta_4 DG_t + \beta_5 CC_t + \beta_6 R119_t + \varepsilon_t \quad (3) \\ \varepsilon_t &= a_t \sqrt{h_t}, a_t \sim NIID(0, 1), a_t \text{ y } h_t \text{ independientes} \\ h_t &= \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \theta_1 h_{t-1} \end{aligned}$$

Para contrastar la existencia de efectos ARCH en el proceso generador de los datos se utiliza el test de multiplicadores de Lagrange, en el cual se encuentra que el P-valor para el estadístico de la prueba tiene un valor de cero, lo cual permite concluir que no existe evidencia en favor de la hipótesis nula de no

presencia de efectos GARCH (ver Tabla 1) y por tanto, la conclusión es que sí existen efectos ARCH.

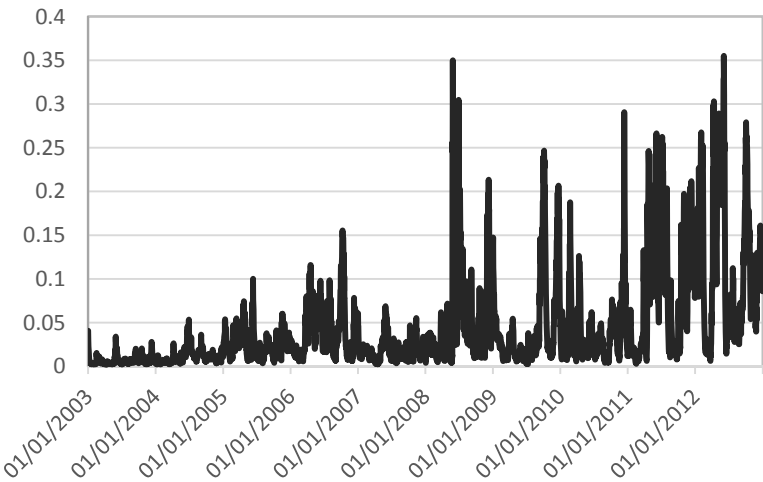
Tabla 1. Test de Multiplicadores de Langrange para detectar efectos ARCH

Lag	Chi2	df	Prob > chi2
1	184.128	1	0.0000

Fuente: Elaboración de los autores.

La estimación de la varianza condicional para el modelo se presenta en el Gráfico 7, donde se puede identificar periodos de alta volatilidad en el precio spot asociados con el fenómeno de El Niño y en otros eventos analizados en el presente artículo, ver Gráfico 4.

Gráfico 7. Varianza condicional del precio spot



Nota: el eje de la ordenada mide el valor de la varianza condicional
Fuente: Elaboración de los autores a partir de datos de XM.

La tabla 2 muestra cada una de las variables y sus signos esperados a priori a partir de la teoría económica, además de una justificación del por qué del signo esperado.

Tabla 2. Variables y signos esperados

Variable	Signo	Justificación
Relación entre la demanda y la disponibilidad real (RDC_t)	Positivo	Esto es debido a que si esta relación aumenta quiere decir que la demanda está aumentando más que la oferta del sistema y esto lleva a un aumento del precio.
Volumen de embalse MWh (V_t)	Negativo	Esto se explica porque a mayor volumen de embalse, la oferta aumenta y el precio tiende a disminuir.
El Niño (DB_t)	Positivo	Debido a que ante un fenómeno de El Niño, hay menor disponibilidad de agua y por tanto las generadoras hidráulicas tienen menos capacidad de generación y el precio tiende a aumentar.
La Niña (DG_t)	Negativo	Esto es debido a que ante un fenómeno de La Niña hay más disponibilidad de agua, haciendo que los generadores tengan más capacidad de generación y el precio tiende a disminuir.
Cargo por confiabilidad (CC_t)	Positivo	El organismo regulador incentiva para aumentar las inversiones en la industria y por tanto implica un costo adicional que recae sobre la demanda y un aumento en el precio.
Regulación 119 de 2007 ($R119_t$)	Positivo	Ello podría tener relación con el mecanismo, definido en dicha resolución, de traslado del costo de la generación al cliente regulado.

Fuente: Elaboración de los autores

En la estimación del modelo propuesto la posible endogeneidad de la demanda con respecto al precio se contrastó utilizando mínimos cuadrados en dos etapas, donde en la primera etapa se estima por mínimos cuadrados ordinarios (MCO) la variable demanda vs las variables predeterminadas y en la segunda se realiza el contraste de endogeneidad. Los resultados encontrados permiten afirmar que en la especificación utilizada la variable demanda se puede considerar como exógena.

En el proceso de modelación inicialmente se estima el sistema de ecuaciones (3) y se encuentra que los residuales no corresponden a una distribuyen normal

y, por tanto, fue necesario identificar el proceso generador de datos encontrándose que la distribución adecuada es una t , lo cual es acorde con la teoría sobre estos fenómenos que establecen una posible distribución de colas pesadas (Peters, 2001; Diebold y Marinano, 1995; Engle, 1982 y Bollerslev, 1986).

3. RESULTADOS

La Tabla 3 presenta los resultados obtenidos de la estimación del sistema (3) considerando que el proceso generador de los residuales corresponde a una distribución t . Estos resultados cumplen con los supuestos estadísticos teóricos sobre los cuales se fundamentan los modelos de regresión con estructura ARCH. En primer lugar se encuentra que todos los coeficientes asociados a cada una de las variables resultan estadísticamente significativos a un nivel de confianza del 99%, y con los signos esperados de acuerdo con la teoría económica, como se estipuló en la Tabla 2. Además, la distribución t propuesta para el proceso generador de los residuales del modelo resulta estadísticamente significativa.

Tabla 3. Resultados del modelo

Variable	Coefficiente y Desviación Estándar
RDC_t	0.336* (0.022)
V_t	-0.491* (0.019)
DB_t	0.156* (0.009)
DG_t	-0.115* (0.011)
CC_t	0.127* (0.011)
$R119_t$	0.089* (0.011)
β_0	15.91* (0.449)
ARCH(1)	0.289 (0.021)
GARCH (1)	0.728 (0.014)
t	3.063 (0.130)
df	23.411

	(2.790)
--	---------

Nota: el valor entre paréntesis corresponde a la desviación estándar

* Coeficiente estadísticamente significativo al 99% de confianza.

Fuente: Elaboración de los autores.

Al analizar específicamente los parámetros estimados se encuentra que para la variable relación entre la demanda y la disponibilidad real, un aumento del 1% en esta razón, genera un incremento esperado del precio de 0.34%, debe recordarse, como se explicó anteriormente, que la tendencia alcista del precio spot puede justificarse por la presión de la mayor demanda, comparada con una oferta prácticamente constante desde hace varios años. Se espera que la entrada en operación comercial de un proyecto grande como Porce III y toda la expansión ya definida del sistema debería contrarrestar esa tendencia, aunque no puede dejarse de lado el papel que juega el gas en el mercado spot, cuyo precio en el año 2013 ha tenido un incremento nada despreciable, además del agotamiento de dicho recurso, lo cual puede reflejarse en el mediano plazo en un incremento del precio spot.

Para la variable volumen de embalse, utilizada como medida de oferta se presenta un efecto nada despreciable en el precio spot, pues una disminución del 1% en el volumen de embalse aumenta el precio en 0.49%. Esta variable está muy determinada por las condiciones climáticas, ya que en los periodos de El Niño fuerte el nivel de los embalses tiende a disminuir.

Las dummies que representan El Niño y La Niña tienen un impacto significativo sobre el precio spot, pues ante un fenómeno de El Niño fuerte el precio aumenta 16% y ante La Niña moderado o fuerte el precio tiende a disminuir. Vale la pena anotar que esta variable climática, sobre todo la relacionada con tiempo seco (El Niño) presenta un alto impacto sobre el precio spot, como se explicó anteriormente, generalmente siempre que se percibe un fenómeno de este tipo durante el periodo de estudio, el precio spot ha presentado los niveles más altos.

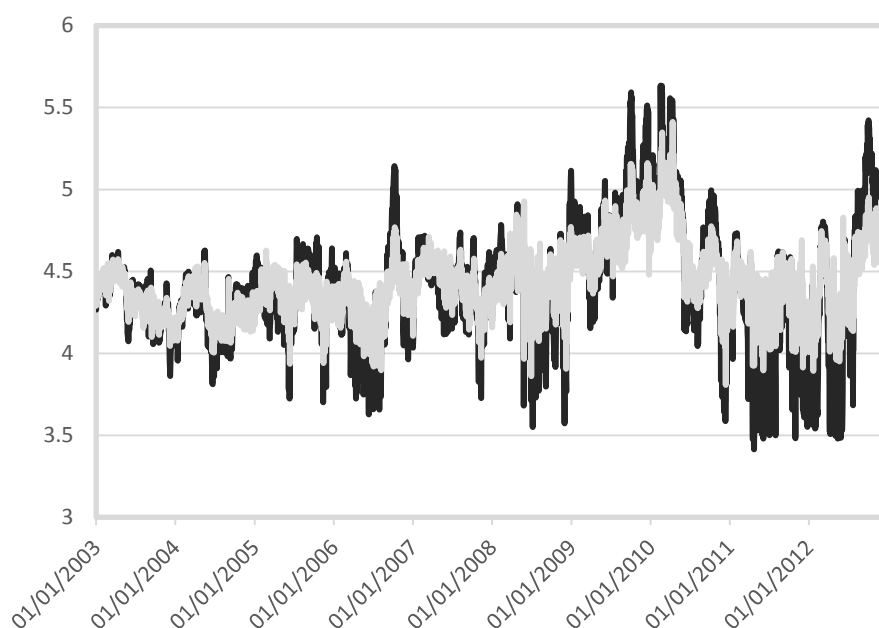
Para la variable Cargo por Confiabilidad, en la cual se hace énfasis en este estudio, se encuentra que su aplicación aumentó el precio en un 13%. Esto

podría ser explicado porque los generadores al hacerse acreedores de una OEF tienen que guardar energía, debido a que si el precio sube a niveles del precio de escasez ellos deben tener una cantidad disponible de energía y, por tanto, los generadores disponen de menos capacidad para generarla, reduciendo la oferta presente, haciendo que el precio suba.

Respecto a los resultados de la implementación de la Resolución 119 de 2007, la estimación muestra que la entrada en vigencia de la nueva fórmula tarifaria en febrero de 2008, aumentó el precio. Ello podría tener relación con el mecanismo, definido en dicha resolución, de traslado del costo de la generación al cliente regulado, que garantiza la colocación de una parte importante de la capacidad de los generadores integrados (que ejercen también actividades de distribución y comercialización) a precios de contratos, reduciendo en consecuencia presiones competitivas en el MEM. En el fondo, esto implica que los generadores estarían obteniendo un porcentaje importante de los ingresos por medio de contratos de largo plazo, pasando el MEM a un plano secundario.

En el Gráfico 8 se presenta la predicción para el precio spot durante el periodo de análisis utilizando el modelo con estructura ARCH estimado. Se puede observar que este recoge adecuadamente la dinámica para el comportamiento de largo plazo para el proceso generador de los datos del precio spot, la cual es una característica deseable en la construcción de modelos. La línea de color claro representa la predicción y la oscura el precio spot.

Gráfico 8. Predicción del precio spot



Nota: el eje de la ordenada corresponde al ln del precio spot. La línea de color claro corresponde a la predicción, la oscura al precio spot.

Fuente: Elaboración de los autores.

4. CONCLUSIONES

El objetivo de este paper es determinar el efecto que sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia tiene el cargo por confiabilidad, controlando por otras variables que la teoría económica y el funcionamiento del mercado consideran para la formación de este precio. A partir de los resultados obtenidos por medio de un modelo de regresión con estructura ARCH, se evidencia el impacto positivo y estadísticamente significativo del cargo por confiabilidad sobre el precio spot, lo cual invita a reflexionar sobre la efectividad de la existencia de este mecanismo en el desempeño del mercado spot, ya Wolak (2005) establecía que el mecanismo de cargo por capacidad no garantiza los incentivos necesarios para lograr una capacidad adecuada que permita satisfacer la demanda futura, además de ser extremadamente costoso.

Este resultado implica revisar si el cargo por confiabilidad, que en principio, busca que bajo cualquier condición climática siempre se tenga la capacidad suficiente para abastecer la demanda, no está generando otros efectos, como

el cambio en la conducta de los generadores, sobre todo los térmicos, cuyas plantas son prácticamente las que se están beneficiando de esta medida.

No obstante debe pensarse en un mecanismo que garantice la confiabilidad de suministro del servicio en el largo plazo, pues no debemos olvidarnos que, a cualquier costo, es mejor evitar racionamientos como el del año 1992 en Colombia o el apagón sucedido en el 2005 en California o como los presentados en Brasil durante 2012, solo por mencionar algunos.

En este sentido quizás sea más efectivo en aras de garantizar la confiabilidad de suministro y un buen funcionamiento del mercado, realizar subastas específicas para este fin como lo hizo la FERC en 2006, a través del mecanismo de *Reliability Pricing Model* (RPM). El RPM toma como dado *targets* de niveles de confiabilidad con un margen de reserva del 15%, y después intenta proporcionar los ingresos faltantes que serían necesarios para apoyar el nivel correspondiente de inversión. Este mecanismo se realiza por medio de una subasta de reloj de precio descendente y fue diseñado con el fin de adquirir recursos de capacidad para que nuevos proyectos fueran construidos, sabiendo que recibirían pagos como los estipulados por medio del RPM.

Otros resultados no menos importantes obtenidos por medio del modelo apuntan a que la variable relación entre la demanda comercial y la disponibilidad real, presenta un signo positivo reflejando la presión de una mayor demanda con una oferta prácticamente constante, sobre el precio spot. Es importante anotar que esta variable no ha sido utilizada en otros estudios de esta forma para medir efectos de un aumento de la relación sobre el precio spot.

Además las variables climáticas, igual que en otros estudios, inciden fuertemente sobre el precio, es decir ante fenómenos de El Niño fuerte el precio spot aumenta considerablemente, lo cual era de esperarse, debido a la gran participación que tiene el componente hidráulico en este mercado.

Asimismo se encuentra que la entrada en vigencia de la Resolución 119 de 2007 causó un aumento en el precio spot. Esto sugiere que hay que realizar una revisión para determinar si efectivamente esta resolución cumple de manera adecuada su objetivo de trasladar los costos del generador al consumidor regulado, y no está teniendo efectos colaterales, como brindarle cierto poder a los generadores de actuar con libertad en el MEM.

Otra conclusión no menos importante derivada de este trabajo es que el cargo por confiabilidad debería ser tenido en cuenta para modelar la formación del precio spot en mercados de generación eléctrica, ya que son pocos los estudios que la han considerado y escasos los que han utilizado este enfoque de modelación y como se refleja en el Gráfico 8, permite capturar de manera adecuada el comportamiento de largo plazo, así como la dinámica generada por la volatilidad condicional presente en el precio spot.

BIBLIOGRAFÍA

Arango, S., Restrepo, M. I., & Vélez, L. G. (2011). La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. *Cuadernos de economía* 31(56), 199-222.

Avdiu, N. y Kabashi, P. (2013). Electricity supply security short, medium and long-term perspective in Kosovo. IEEE, European Energy Market (EEM), 2013 10th International Conference.

Barrera, F. y García, A. (2010). Desempeño del mercado eléctrico colombiano en épocas del niño: lecciones del 2009-10. *Informe para la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica –ALCOGEN-. Noviembre de 2010*, p. 152.

Battle, C. y Pérez-Arriaga, I. (2008). Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets. *Utilities Policy*, 16(3), 184-193.

Bollerslev, T. (1986). Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. *Journal of Econometrics* 31, 307-327.

Botero, J., García, J. y Vélez, L. (2013). Mecanismos utilizados para monitorear el poder de mercado en mercados eléctricos: reflexiones para Colombia. *Cuadernos de Economía*, 32(60), 533-569.

Borenstein, S., J. Bushnell y F. Wolak (2002) Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market. *American Economic Review*, 92(5), 1376-1405.

Carlton, D. y Perloff, J. (2004). *Modern industrial organization*, 3rd ed., Addison-Wesley

Cramton, P. y Stoft, S. (2007). Colombia Firm Energy Market. Recuperado: <http://www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/cramton-stoft-colombia-firm-energy-market.pdf>.

Cramton, P., Stoft, S. y West, J. (2006). Simulation of the Colombian Firm Energy Market. Medellín: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2010). *Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 051 de 2009, sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista*. (Resolución CREG-011).

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2010). *Por la cual se modifica la Resolución CREG 024 de 1995 sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista*. (Resolución CREG-073).

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2009). *Por la cual se dictan normas sobre pruebas de disponibilidad de plantas o unidades de generación*. (Resolución CREG-138).

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2009). *Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista*. (Resolución CREG-051).

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2007). *Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional*. (Resolución CREG-119).

Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG (2006). *Cargo por confiabilidad. Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia, una visión de largo plazo*. recuperado: <http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/CargoxConfiabilidad.pdf>

Consejo Nacional de Operación (CNO) (2011) *Por el cual se consideran las modificaciones a la Capacidad Efectiva Neta de las plantas de generación para cada periodo del Cargo por Confiabilidad y el ajuste de las rampas de las plantas térmicas a los nuevos valores registrados*. (Acuerdo Operativo 593).

Diebold, F. X. y Mariano R. S. (1995), Comparing predictive accuracy. *Journal of Business & Economic Statistics*, 13, 253-263.

Engle, R. F. (1982). Autoregressive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation. *Econometrica* 50: 987-1007.

Fedesarrollo. (2009). *El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros sectores*. Bogotá: Fedesarrollo.

Finon, D. y Pignon, V. (2008). Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market. *Utilities Policy*, 16(3), 143-158.

García, H., Corredor, A., Calderón, L. y Gómez, M. (2013). Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia. Documento preparado para WWF. FEDESARROLLO.

García, J., Bohorquez, S., López, G. y Marín F. (2013). Poder de mercado en mercados spot de generación eléctrica: metodología para su análisis. Documento de trabajo N. 1305. Centro de Investigaciones Económicas y Financieras, Universidad EAFIT.

Gutiérrez, A. (2011). Elasticidad precio-demanda de los usuarios no regulados en Colombia. Tesis de Maestría en Economía, Universidad EAFIT, 51 p.

Hurtado, L., Quintero, O. y García, J. (2014) Estimación del precio de oferta de la energía eléctrica en Colombia mediante inteligencia artificial. *Revista de Métodos Cuantitativos para la Economía y la Empresa*, 18, 54-87.

Joskow, P. y E. Kahn (2002). A quantitative analysis of pricing behaviour in California's wholesale electricity market during summer 2000. *The Energy Journal*, 22(4), 1-35.

Joskow, p. y Tirole, J. (2007). Reliability and competitive electricity markets. *Rand Journal of Economics*, 38(1), 60-84, Spring.

Nicholson, M. (2010). *Teoría microeconómica principios básicos y ampliaciones*. Novena ed. Cengage. Mexico.

Pérez-Arriaga, I. (2001). Long-term reliability of generation in competitive wholesale markets: a critical review of issues and alternative options (IIT Working Paper IIT- 00-098IT). Madrid: Universidad Pontificia Comillas.

Peters, J. (2001). Estimating and forecasting volatility of stocks indices using asymmetric GARCH models and (skewed) Student-t densities. University of Leige, working paper.

Puller, S. (2007). Pricing and firm conduct in California's deregulated electricity market. *Review of Economics and Statistics*, 89(1), 75-87.

Salazar, J. (2008). Simulación del cargo por confiabilidad y de la expansión del mercado de generación en Colombia. Tesis de máster, Madrid: Universidad Pontificia Comillas.

Vives, F.G. y Fabra, N. (2008). *Competition and regulation in the Spanish gas and electricity markets*. Public-Private Sector Research Center, IESE Business School, Noviembre.

XM. (2013). *ABC Cargo por Confiabilidad*. Recuperado el 11 de Junio de 2013, de <https://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/abc2.pdf>

XM. (2012a). *Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano*. Recuperado el 11 de Junio de 2013, de <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>

XM. (2012b). Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano 2012 XM S.A. E.S.P. Retrieved Junio, 2013, from <http://www.xm.com.co>

Vázquez, C., Rivier, M. y Pérez Arriaga, I. (2002). A market approach to long-term security of supply. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2), 349-357. doi: 10.1109/TPWRS.2002.1007903.

Villareal, J. y Córdoba, M. J. (2008). Incentivos y estructura del nuevo cargo por confiabilidad en el sector eléctrico en Colombia. *Revista Ingeniería e Investigación*, 28(3), 105-115.

Wolak, F. (2005). Report on Proposal for Determining and Assigning the reliability Charge for the Wholesale Energy Market and Electronic System of Standardized Long-Term Contracts (SEC)". Bogotá D.C: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Wolfram, C. (1998). Strategic bidding in a multiunit auction: An empirical analysis of bids to supply electricity in England and Gales. *Rand Journal of Economics*, 29(4), 703-725.

Zapata, J. (2011). Impacto del PIB, del gas natural y de los precios de la electricidad, en el Consumo de Energía Eléctrica en Colombia. Tesis de Maestría en Economía, Universidad EAFIT, 57 p.