

# **Impacto de algunas políticas públicas en la eficiencia asignativa del mercado spot eléctrico colombiano**

## **Impact of some public policies at the allocative efficiency of the Colombian electricity spot market**

**Santiago Arango Tamayo\***

**John J. García\*\***

**Andrés F. Ortiz Rico\*\*\***

### **Resumen**

Este documento considera el efecto de la implementación de algunas medidas regulatorias en el Mercado de Energía Mayorista sobre el precio spot, entre enero de 2005 y diciembre de 2014, además de analizar 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, el nivel del aporte hidrológico. 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 la regulación CREG 051 es estadísticamente significativa y positiva, 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 Claves:** Regulación, mercado de energía mayorista, precio spot, ARCH, Colombia.

### **Abstract**

This paper considers the effect of the implementation of some regulatory measures in the spot price of the electricity market in Colombia, between January 2005 and December 2014. In addition there is an analysis of the behavior of some structural variables in the functioning of this market, those variables are: ratio between market demand and the actual availability, strong El Niño phenomenon and the water intake level. The spot price has high volatility causing the proper specification corresponds to a regression model with ARCH (Engle, 1982) structure. The results show that the CREG 051 regulation is statistically significant and positive, it makes the spot price increase. In addition, El Niño has a positive impact on the spot price due to large hydro 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)2683856, Fax: (+574)2664284. E-mail: sarang22@eafit.edu.co

\*\* 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.

\*\*\* Estudiante Economía, Universidad EAFIT. AA 3300 Medellín (Colombia). Phone: (+574)2860487, E-mail: aortizr@eafit.edu.co

## 1. INTRODUCCIÓN

A nivel mundial los mercados eléctricos siempre han estado bajo la supervisión de entidades públicas, con el fin de obtener una producción eficiente ante la importancia estratégica de este bien. La energía tiene una demanda altamente inelástica, por tanto los reguladores buscan evitar que los agentes del mercado, puedan modificar sus precios para aumentar sus ganancias, perjudicando directamente al consumidor.

El mercado eléctrico colombiano es de los más desarrollados en Latinoamérica, debido a los cambios regulatorios que se dieron en el año 1994. El cambio normativo tuvo un impacto muy positivo en el mercado, toda vez que componentes de cobertura y confiabilidad han mejorado ostensiblemente desde ese momento.

En Colombia la principal fuente de energía son los recursos hidrológicos, lo que genera problemas de oferta en situaciones de baja pluviosidad. Estas situaciones hacen que los reguladores se vean presionados a intervenir en el mercado ante situaciones climáticas adversas. La regulación estipulada con el objetivo de garantizar la eficiencia en el mercado se realiza fundamentalmente por medio de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), aunque en algunas ocasiones el Consejo Nacional de Operación (CNO) hace recomendaciones a la CREG sobre dicha regulación.

En Colombia existe un Mercado de Energía Mayorista - MEM en donde generadores y comercializadores públicos, privados y mixtos, venden y compran energía en grandes bloques acorde a un marco regulatorio establecido por la CREG.

En este sistema existe un mercado de corto plazo (Bolsa de Energía o spot) donde los generadores mediante subastas diarias de precio uniforme ofertan precios y declaran disponibilidades energía y un mercado de contratos de largo plazo de carácter financiero, mediante el cual los agentes obtienen cobertura frente a la alta volatilidad de los precios de la energía del mercado de corto plazo. Debido a la importancia estratégica y a su alto nivel de regulación es válido preguntarse ¿Cómo impactan estas regulaciones el precio spot?

Los consumidores, sean hogares, industrias o comercio, se ven afectados en su mayor parte por la generación y distribución, siendo estas dos fases de las cuatro para prestar el servicio las que tienen el mayor peso en la formación del precio final.

En el segmento de generación las empresas generadoras tienen incentivos para modificar bien sea cantidades o precios, con el objetivo de aumentar sus ganancias a costa del consumidor inelástico, por esto, la regulación juega un papel fundamental para evitar la capacidad que tienen los generadores y así, buscar en gran medida mantener unos precios competitivos al consumidor final.

Esta regulación fue puesta a prueba en el año 2009, en este periodo el país sufrió un periodo de escasez de agua, debido al fenómeno de El Niño. El regulador en este periodo enfrentó estas dificultades generando nuevas regulaciones que buscaron en su momento, garantizar la oferta de energía y disminuir los efectos de la crisis climática sobre los precios.

El paper se desarrolla de la siguiente forma. Se explicará al comienzo el funcionamiento del mercado de energía mayorista (MEM) en Colombia. También se describe la implementación de varios cambios regulatorios en el mercado spot, como el cargo por confiabilidad y las resoluciones 051 y 138 de 2009 y el Acuerdo Operativo del Consejo Nacional de Operación (CNO) 593 de 2012. Posteriormente se presentan los datos, los hechos estilizados y la metodología utilizada, finalmente los resultados encontrados y las conclusiones.

## **1. DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

### **1.1. Estructura del mercado eléctrico mayorista**

El sistema eléctrico está compuesto por cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización, (XM S.A. E.S.P, 2012a). En la primera, en la cual se concentra este trabajo se produce la electricidad por medio de empresas generadoras que hacen parte del Mercado de Energía Mayorista (MEM), para Colombia en 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). Aunque a nivel teórico se define como una estructura competitiva, en la práctica se comporta como estructuras de mercado oligopólicas (Hurtado, Quintero y García, 2013).

Entre sus principales características se tiene que la energía es un bien 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. Además se requiere gran coordinación entre oferentes y la empresa XM S.A. E.S.P, para satisfacer la demanda en términos reales. 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 (economías de escala) 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.

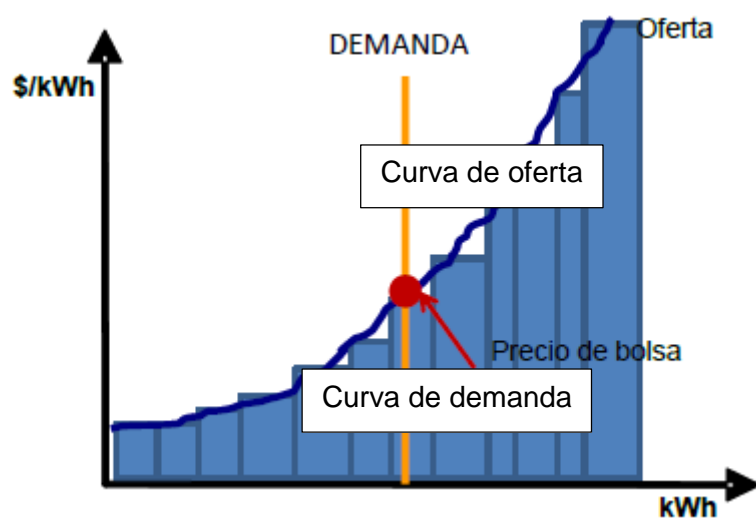
En este mercado también intervienen otras instituciones, como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), encargada de la regulación de la industria y de velar por la eficiencia social para que los productores no tomen ventaja de su posición dominante. La Unidad de Planeación Minero Energética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

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 establecido para todo el día y el operador las organiza de menor a mayor precio, generando una curva de oferta escalonada con pendiente positiva. Por otro lado el operador realiza las proyecciones de demanda para la industria y construye la curva de demanda, 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.

Gráfico 1. Formación del precio spot



Fuente: (Arenas, 2014)

### 1.3. Algunos cambios regulatorios en el Mercado de Energía Mayorista

Como se mencionó anteriormente este mercado es regulado por la CREG. Una de las funciones de este organismo es intervenir 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 nacional e 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 prácticamente 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).

Cramton y Stoft (2007) 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.

De acuerdo a la CREG (2006) el cargo por confiabilidad en Colombia 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 obligaciones de energía firme (OEF), que corresponden a un compromiso adquirido por los generadores respaldados 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).

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”.<sup>1</sup>

Para garantizar la entrega de energía por parte de los beneficiarios del cargo por confiabilidad, se emite la Resolución 138 de 2009, donde se disponen pruebas de disponibilidad de combustible. En estas pruebas los beneficiarios del cargo, deberán demostrar que cuentan con la disponibilidad en combustibles para hacer frente a las Obligaciones de Energía Firme (OEF)

#### **1.4. Otras resoluciones implementadas por la CREG:**

##### Resolución CREG 051 de 2009

La CREG analizó las posibles alternativas para el manejo del riesgo de los costos de arranque-parada de las plantas y/o unidades térmicas y encontró necesario adoptar normas para reducir dicho riesgo y promover la competencia en el Mercado, tal como se presenta en el Documento CREG-011 de 2009. (CREG, 2009)

La resolución determina lo siguiente

*“Las empresas generadoras con plantas y/o unidades térmicas ofertarán en el último día de los meses diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año el precio de arranque-parada al CND, antes de las 8:00 horas, expresados en valores enteros de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica (US\$) por cada recurso de generación. Para pasar a pesos (Col\$) el CND y el ASIC*

---

<sup>1</sup> Para ampliar sobre este tema puede recurrirse a Cramton, Stoft y West (2006), CREG (2006), Salazar (2008) y Arango, Restrepo y Velez (2011).

*tomarán la TRM del día anterior a la realización del despacho, tomando los valores enteros en esta moneda.*

*Los precios de arranque-parada se podrán ofertar por tipo de combustible y configuración. Además, diariamente al mismo tiempo que hacen la oferta de precios a la Bolsa de energía deberán informar el combustible y la configuración con que se debe considerar cada recurso de generación en el despacho.*

*Cuando una planta nueva entre en operación comercial o una planta adicione otro combustible principal se podrán ofertar los precios de arranque-parada una vez inicie su operación comercial y continuarán ofertando los precios de arranque-parada en el último día de los meses diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año.” (CREG, 2009)*

Lo que entra a incorporar la estructura de costos de la generación de energía térmica en la formación de la oferta de este tipo de agentes. Generando competencia dentro del segmento, desagregando a los agentes dependiendo del tipo de combustible que usen para la generación de energía.

#### Resolución CREG 138 de 2009

La CREG, en desarrollo del cargo por confiabilidad expide la resolución 138 de 2009, específicamente para entrar a vigilar las capacidades de aquellos agentes que se benefician de este cargo.

La resolución establece Pruebas de Disponibilidad a plantas o unidades de generación que utilicen para su operación combustibles líquidos y/o carbón, lo cual faculta tanto a la CREG como al Centro Nacional de Despacho (CND) para realizar pruebas discrecionales de las plantas y/o unidades de generación térmicas declaradas para el Cargo por Confiabilidad.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas o el Centro Nacional de Despacho definirán el combustible con el que se debe hacer la prueba discrecional de las plantas y/o unidades de generación térmicas duales con dos combustibles declarados para el Cargo por Confiabilidad.

### Acuerdo 593 de 2012 Consejo Nacional de Operación

Mediante el acuerdo 593 de 2012 se regula aspectos operativos del Cargo por Confiabilidad, especialmente relacionado con la vigencia de la Obligación de Energía Firme y la capacidad efectiva neta que tenga registrado el generador ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). Si un agente generador reporta para el periodo de vigencia de la Obligación de Energía Firme, un valor de capacidad mayor al registrado ante la ASIC, se registrará este aumento y se procederá a reajustar el cargo por confiabilidad para este agente.

## **2. DATOS, HECHOS ESTILIZADOS Y METODOLOGÍA**

En esta sección se analizarán los datos y el entorno en relación al precio spot de la energía eléctrica en Colombia. Además se explica el modelo utilizado para la investigación y los hechos estilizados de los datos diarios.

### **2.1. Datos**

Para la estimación del modelo que explica la formación del precio spot se utilizaron datos del lado de la demanda y de la oferta (condiciones climáticas). Para los datos sobre demanda de energía y recursos hídricos se utilizó la base *Business Intelligence* de datos de la empresa XM S.A. E.S.P., y para los datos climáticos se recurrió a la base de datos de *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA). Todos los datos tienen una periodicidad diaria desde Enero 01 de 2005 hasta Diciembre 31 de 2014.

#### **Datos energéticos:<sup>2</sup>**

- Precio promedio en bolsa (\$/kWh): Para esta variable se hizo un promedio de los precios horarios que se tienen en la bolsa de energía para cada día. Este precio es el “Precio de oferta de la última planta

---

<sup>2</sup> Estas variables se definen textualmente según la base de datos de XM S.A. E.S.P.

flexible para atender la demanda comercial nacional, más delta de incremento para remunerar los costos no cubiertos de las plantas térmicas en el despacho ideal” (XM S.A. E.S.P).

- Aportes hidrológicos (kWh): comprende los Aportes más el Volumen de embalse. Los aportes son “Caudales en energía de los ríos que aportan agua a algún embalse del SIN” y el Volumen de embalse, “Es la reserva de agua almacenada en un embalse de acuerdo con la cantidad de agua almacenada en el mismo”. Esta variable es fundamental puesto que representa la oferta total de energía eléctrica proveniente de la generación hidráulica, la cual representa alrededor de un 75% de la generación en Colombia.
- Demanda SIN (kWh): Representa la energía demandada por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y es utilizada para crear la variable Relación Demanda/Oferta. Esta variable “... se calcula con base en la generación neta de las plantas e incluye: hidráulicas, térmicas, plantas menores, cogeneradores, demanda no atendida, limitación del suministro e importaciones”.
- Disponibilidad real (kWh): Representa la oferta de energía disponible sin importar el método de generación. Se utiliza para la creación de la variable Relación Demanda/Oferta. Es la “Disponibilidad promedio calculada a partir de la fecha de los eventos que modifican la disponibilidad de las unidades de generación de los generadores, así como de la disponibilidad reportada al Centro Nacional de Despacho al ocurrir el cambio de estado de una unidad”.
- Relación Demanda/Oferta: Esta variable representa el porcentaje de la demanda de energía en la oferta disponible de la misma, es decir, nos muestra que porcentaje de la oferta atiende la demanda. Es una variable muy importante porque como lo establece la teoría económica la interacción entre oferta y demanda genera cambios en los precios de los bienes y servicios, así una mayor demanda con una oferta constante induce subidas del precio. Hay que tener en cuenta que en el mercado eléctrico colombiano para el periodo estudiado la oferta siempre ha sido mayor a la demanda.

## **Datos climáticos:**

- Rangos MEI: Este índice se utiliza para medir el fenómeno de El Niño y el fenómeno de La Niña. Sus siglas en inglés significan *Multivariate ENSO Index*. (NOAA, 2015) Para este índice valores entre 44 y 56 representan un fenómeno de El Niño medio, y valores entre 56 y 61 un fenómeno fuerte. Para el caso del fenómeno de La Niña los valores entre 6 y 18 representan un fenómeno medio, mientras que valores menores a 6 representan un fenómeno fuerte. Debido a que esta medida es bimestral, se hizo un promedio simple, es decir, hay datos para Diciembre-Enero y Enero-Febrero pero para hallar el dato de Enero se suman ambos y se divide por dos, y así sucesivamente.

## **2.2. Hechos Estilizados**

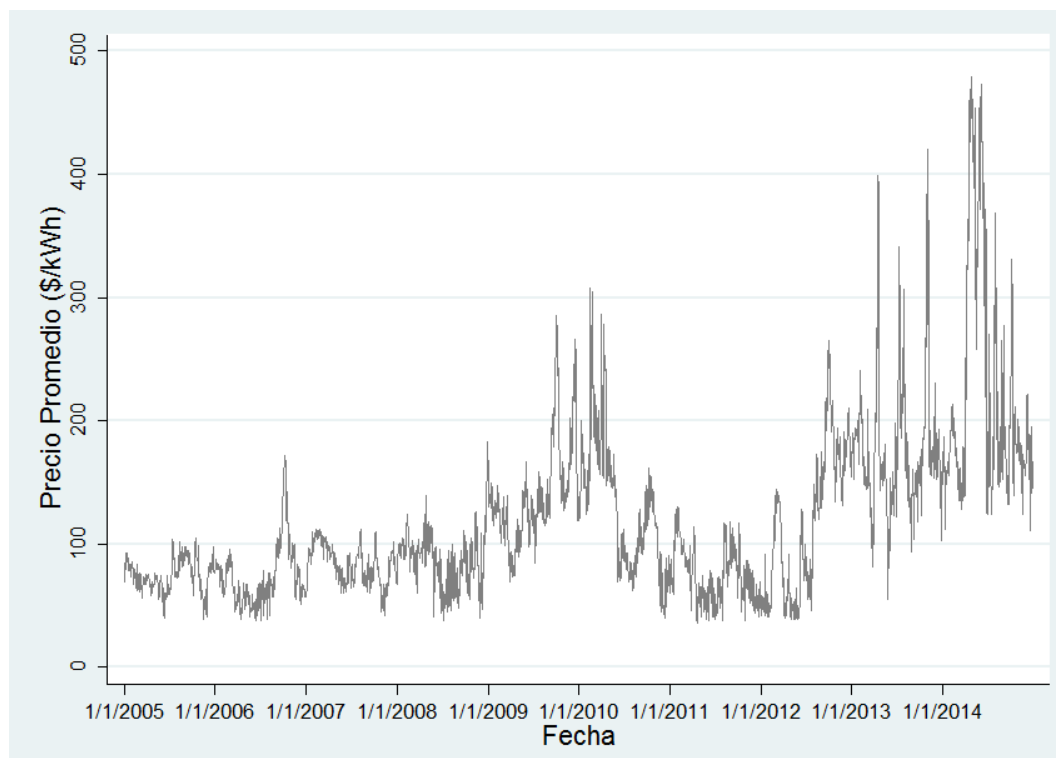
Debido a la estructura oligopólica que presenta este eslabón de la cadena productiva y a la amplia cantidad de energía eléctrica generada por la tecnología hidráulica el precio de la misma tiene una volatilidad considerablemente alta. El clima en Colombia es muy variable, haciendo que el gobierno intervenga si no se tiene una planeación lo suficientemente buena en el MEM para prevenir posibles apagones (Botero, García y Vélez, 2013).

El estudio realizado por Barrera y García (2010) muestra el impacto de varias regulaciones establecidas por el Ministerio de Minas y Energía y la CREG en 2009, con el fin de contrarrestar un fenómeno de El Niño fuerte que se preveía para finales de ese año, lo que introdujo distorsiones en el funcionamiento de este MEM y por tanto sobre el precio spot. Asimismo Botero, García y Velásquez (2015) determinan el impacto de la Resolución CREG 071 de 2006 y la Resolución 119 de 2007 sobre el precio spot, llegando a la conclusión que presentaron un incremento sobre el precio spot con la implementación de estas medidas. Motivo por el cual es pertinente examinar el efecto de la implementación de algunas resoluciones por parte de CREG sobre el precio Spot, en cuyo objetivo se concentra este estudio.

El Gráfico 2 presenta el precio spot entre el año 2005 y el año 2014. Se puede observar que el precio es bastante volátil y que presenta una correlación alta

con el fenómeno de El Niño, un coeficiente de correlación cercano al 35% para el periodo de estudio

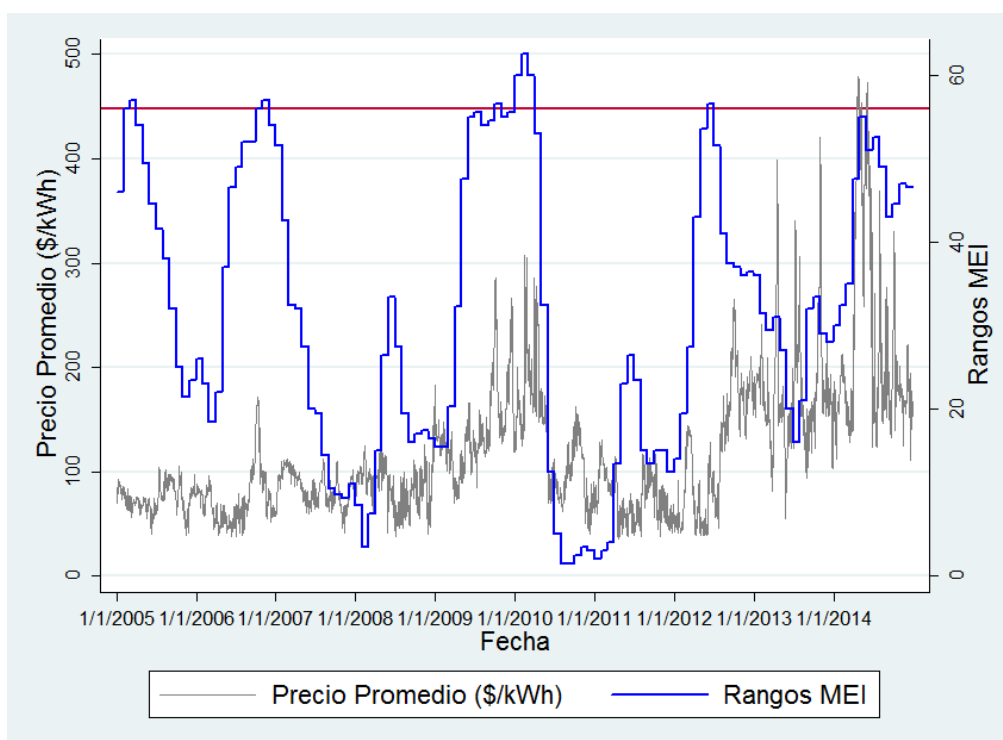
Gráfico 2. Precio spot de la energía en Colombia 2005-2014



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de (XM S.A. E.S.P)

Como se ha expuesto anteriormente, la energía eléctrica en Colombia depende bastante del clima debido a su alto componente hidráulico, en especial cuando hay un fenómeno de El Niño fuerte. En el Gráfico 3 podemos comparar los rangos MEI con el precio promedio spot de la energía. Entre 2005 y 2014 se han presentado cuatro periodos del fenómeno de El Niño durante este intervalo de tiempo, el primero, comprende los 6 últimos meses de 2004 y el primer mes de 2005, el segundo los últimos cuatro meses de 2006 y principios de 2007, el tercero los seis últimos meses de 2009 y los primeros cuatro de 2010 y el cuarto comprende los últimos tres meses de 2014 y los tres primeros meses de 2015.

Gráfico 3. Precio spot de la energía en Colombia y Rangos MEI 2005-2014



Nota: Los valores de los Rango MEI por encima de la línea roja representan un fenómeno de El Niño fuerte.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (XM S.A. E.S.P) y (NOAA, 2015)

Podemos observar que en los periodos secos donde hay fenómenos de El Niño fuertes, el precio tiende a subir, presentando una correlación positiva. Esto se debe a que durante estos periodos donde se presenta mucho calor se generan sequias, lo que disminuye los niveles hidrológicos y por ende la oferta.

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). 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.

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.<sup>3</sup> Por ejemplo, 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 CREG<sup>4</sup> 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.

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. Además, la caída del precio spot puede estar 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.

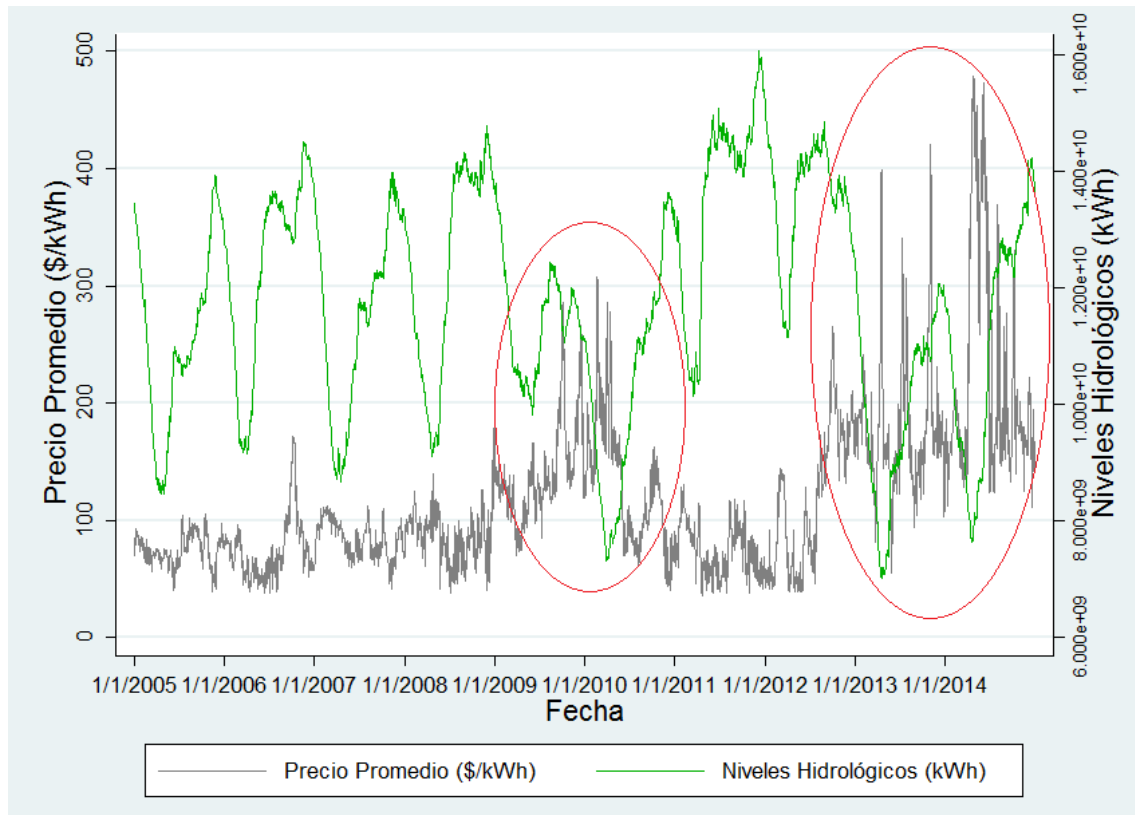
En el Gráfico 4 se muestra la relación entre el precio spot promedio y los niveles hidrológicos. Es importante recordar que estos niveles hidrológicos se componen de los embalses que generan energía y los aportes (Ríos, quebradas, etc.) que vierten agua en estos embalses. Esta medida de los niveles hidrológicos representa la oferta total que se tiene a nivel nacional para la generación hidráulica.

---

<sup>3</sup> Para profundizar el efecto de otras variables ver, por ejemplo, Hurtado et al. (2014), García et al. (2013) y Barrera y García (2010).

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

Gráfico 4. Precio spot de la energía en Colombia y Niveles Hidrológicos 2005-2014

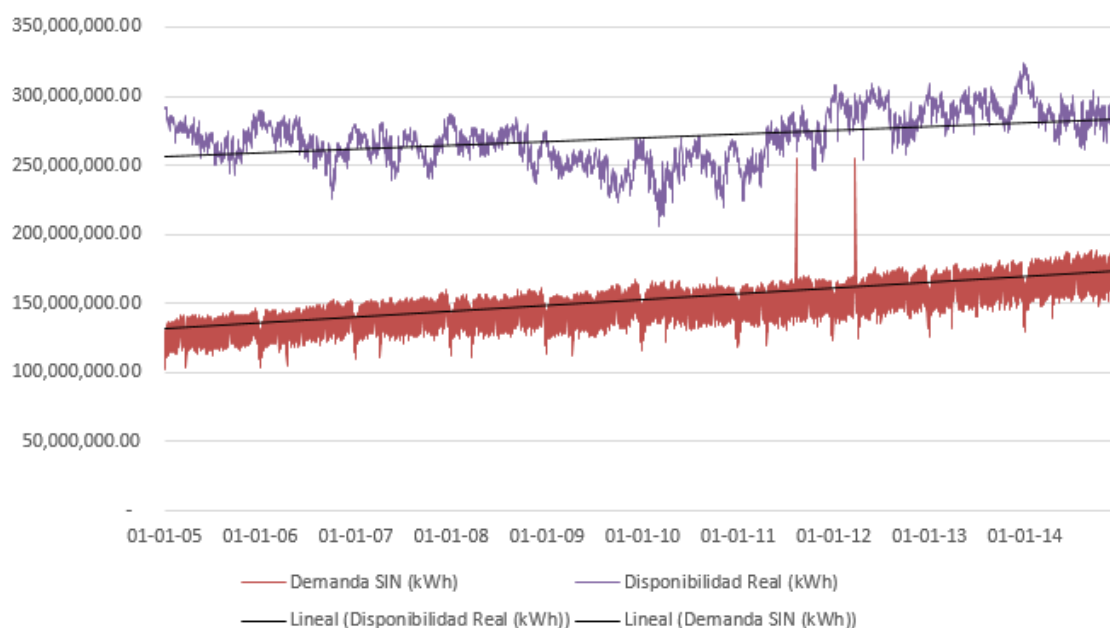


Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (XM S.A. E.S.P)

Debido a que los niveles hidrológicos representan una oferta total disponible en el tiempo indeterminado no se pueden observar movimientos gráficos que lleven a alguna correlación directa (En teoría positiva). Pero si pueden observarse periodos como, por ejemplo, a principios de 2010 hay una gran caída en los niveles hidrológicos y una subida en el precio. También entre los años 2013 y 2014 podemos ver una volatilidad en los niveles hidrológicos que se ve traducida en una mayor volatilidad del precio.

Más específicamente para analizar la oferta de energía en Colombia y su interacción con el precio es importante examinar la relación entre la oferta y la demanda de este bien. Hay que tener en cuenta que debido a la importancia que tiene el bien de la energía, la oferta siempre tiene que cubrir la demanda en tiempo real, para lo cual se construye la relación entre la disponibilidad real y la demanda del SIN. En el Gráfico 5 observamos la brecha entre la disponibilidad real (Oferta de energía) y la demanda del SIN.

Gráfico 5. Disponibilidad Real y Demanda del SIN 2005-2014



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (XM S.A. E.S.P)

Aunque la tendencia de las dos variables es creciente se puede observar que la pendiente de la demanda del SIN es mayor comparativamente con la pendiente de la disponibilidad real, y por tanto la brecha entre la disponibilidad real (oferta) y demanda se ha cerrado poco a poco. Es importante observar que el porcentaje de la oferta cubre la demanda en su totalidad para explicar el impacto del ratio sobre el precio spot.

Puede observarse que en la Demanda del SIN hay 2 periodos, uno a finales de 2011 y otro a finales de 2012, que se salen de ese margen normal de demanda sin sobrepasar la disponibilidad real. En estos puntos la demanda no atendida fue muy alta, y esta demanda según información de XM S.A. E.S.P es "...la demanda no atendida de energía del SIN por desconexiones forzadas o programadas". (XM S.A. E.S.P) Es decir, esos días ocurrieron desconexiones de alguno de estos tipos.

### **2.3. Metodología**

En la industria energética al igual que en cualquier otra industria, la oferta y la demanda son determinantes en la formación del precio de un mercado. Autores como Nicholson (2010) y Carlton & Perloff (2004) se han referido a la explicación de la formación del precio de un mercado en general.

Por otro lado, debido a que la generación eléctrica en Colombia en gran parte proviene de tecnología hidráulica, deben considerarse variables alusivas a los recursos hidráulicos y al clima. Trabajos como el de Federico, Vives, & Fabra (2008), Fedesarrollo (2009), Wolfram (1998) y García, Bohorquez, López, & Marín (2013) dan argumentos para el uso de este tipo de variables.

El precio spot de la energía eléctrica en Colombia muestra una gran variabilidad. Por consiguiente al tener en cuenta los niveles de volatilidad se debe utilizar un modelo de tipo ARCH.

Las variables a tener en cuenta para la estimación del modelo son:

#### **Variable endógena:**

- Precio Spot (PS): Es medido en \$/kWh. Hace referencia al precio promedio diario en bolsa en condiciones normales de operación.

#### **Variabes exógenas:**

- Relación Demanda/Oferta (RDO): Hace referencia a la relación entre la demanda SIN y la disponibilidad real. La construcción de esta variable es tomada del paper *Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia* (Botero, García, & Velásquez). Se utiliza para medir el porcentaje de la disponibilidad real que llega a la demanda diariamente.
- Nivel hidrológico (NH): Hace referencia a la capacidad de los oferentes de producir energía eléctrica utilizando agua. Tiene una periodicidad diaria en kWh y corresponde a la suma de los aportes hidrológicos y el volumen de los embalses.

- Fenómeno de El Niño (dnino): Esta variable dummy recoge el impacto de períodos fuertes de sequía. Toma el valor de 1 para periodos de El Niño fuerte y 0 en otro caso.
- Fenómeno de La Niña (dnina): Esta variable dummy recoge el impacto de períodos fuertes de lluvia. Toma el valor de 1 para periodos de La Niña fuerte y 0 en otro caso.
- CREG 051 de 2009 (CREG051): Variable dummy que recoge el impacto de dicha resolución en el precio spot a partir de Mayo 27 de 2009.
- CREG 138 de 2009 (CREG138): Variable dummy que recoge el impacto de dicha resolución en el precio spot a partir de Noviembre 10 de 2009.
- CNO 593 de 2012 (CNO593): Variable dummy que recoge el impacto de dicha resolución en el precio spot a partir de Julio 05 de 2012.

El modelo correspondiente de tipo ARCH como se presenta en la ecuación (1):

$$\ln(PS_t) = \beta_0 + \beta_1 \ln(RDO_t) + \beta_2 \ln(NH_t) + \beta_3 (dnino_t) + \beta_4 (dnina_t) + \beta_5 (CREG051_t) + \beta_6 (CREG138_t) + \beta_7 (CNO593_t) + \varepsilon_t \quad (1)$$

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 y por tanto los residuales se comportan de la siguiente manera:

$$\varepsilon_t = a_t \sqrt{h_t}, a_t \sim NIID(0, 1), a_t \text{ y } h_t \text{ independientes}$$

Donde:

$$h_t = \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \theta_1 h_{t-1}$$

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:

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

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.

El uso de logaritmos naturales es para control de varianza e interpretación de resultados en elasticidades.

A continuación se muestra la tabla 1 con los resultados esperados para cada variable exógena:

Tabla 1. Variables exógenas y signos esperados

<b>Variable Exógena</b>	<b>Signo Esperado</b>
Relación Demanda/Oferta (lnR)	Positivo, debido a que si esta relación aumenta es porque la oferta disminuye o bien por que la demanda aumenta, y en la teoría económica ambos efectos aumentan el precio.
Nivel hidrológico (lnN)	Negativo, debido a que un mayor nivel hidrológico implica una mayor facilidad para cubrir la demanda en el largo plazo, es decir, la oferta potencial aumenta y por ende el precio disminuye.
Fenómeno de El Niño (dnino)	Positivo, debido a que un fenómeno de El Niño fuerte genera sequías disminuyendo los niveles hidrológicos. La oferta potencial disminuye y el precio aumenta.
Fenómeno de La Niña (dnina)	Negativo, debido a que un fenómeno de La Niña fuerte genera inundaciones aumentando los niveles hidrológicos. La oferta potencial aumenta y el precio disminuye.
CREG 051 de 2009 (CREG051)	Positivo. Esto se debe a que 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. Esta resolución modifica ciertos costos en los que incurren las generadoras, los cuales

	se transmite al precio aumentándolo.
CREG 138 de 2009 (CREG138)	Positivo. Esto se debe a que las pruebas de disponibilidad de plantas o unidades de generación implican un costo para los generadores, y este costo se transmite al precio aumentándolo.
CNO 593 de 2012 (CNO593)	Positivo. Esto se debe a que se modifica 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. Esto hace que las empresas incurran en costos que se reflejan en aumentos del precio.

Fuente: Elaboración propia de los autores

### 3. RESULTADOS

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 ARCH (ver Tabla 2) y por tanto, la conclusión es que sí existen efectos ARCH.

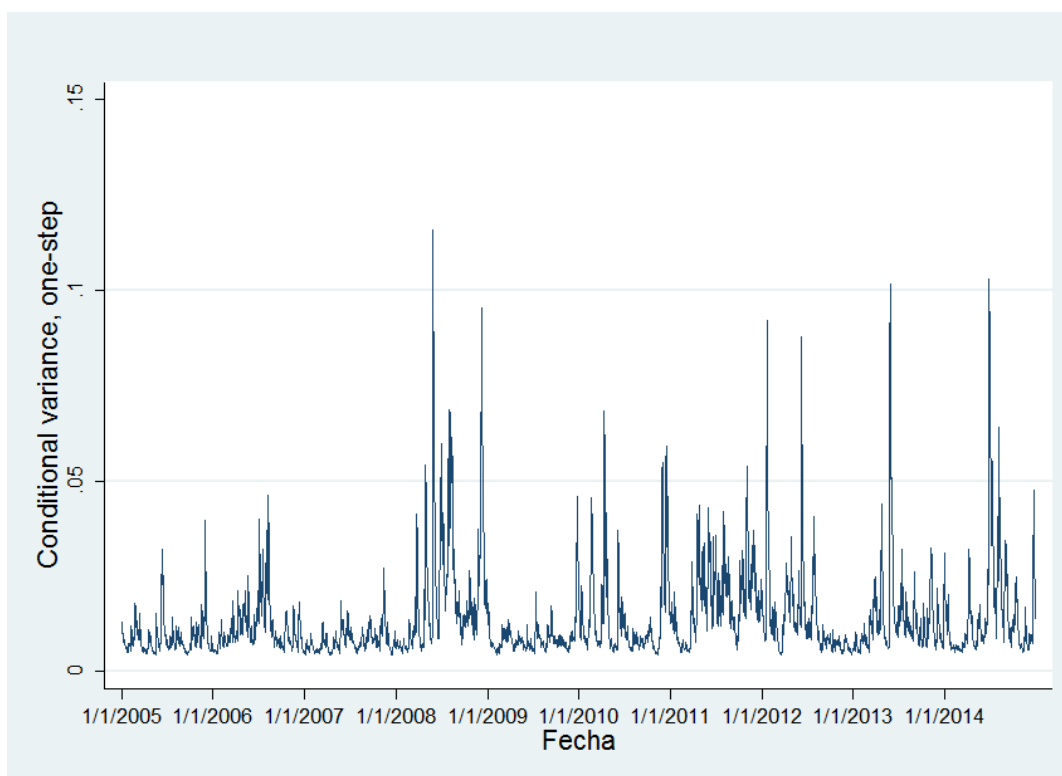
Tabla 2. Test de Multiplicadores de Langrange para detectar efectos ARCH

Lag	Chi2	df	Prob > chi2
1	3061.164	1	0.0000

Fuente: Elaboración de los autores.

Para los modelos de tipo ARCH se estudia la varianza condicional para observar los clúster de volatilidad. El Gráfico 6 corresponde a la varianza condicional del modelo estudiando en el periodo de tiempo 2005-2014. Se pueden identificar periodos de alta volatilidad en el precio spot asociados con el fenómeno de El Niño y otros eventos analizados en el presente. Puede observarse que los periodos de mayor volatilidad están comprendidos entre 2008-2009, los primeros 6 meses de 2012 y entre 2013 y 2014. Ver especificación del modelo ecuación (1).

Gráfico 6. 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.

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 (1) y se encuentra que los residuales no corresponden a una distribución 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).

En la tabla 3 presenta los resultados obtenidos de la estimación del sistema (1) 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 90%, y con los signos esperados de acuerdo con la teoría económica, como se estipuló en la Tabla 1. Además, la distribución t propuesta para el proceso generador de los residuales del modelo resulta estadísticamente significativa. Esta regresión contiene efectos autoregresivos de orden 1 y efectos de choques aleatorios de orden 1. Ambos significativos.

Tabla 3. Resultados de las estimaciones ARCH

<b>Variable</b>	<b>Coficiente</b>	<b>Desviación Estándar</b>
Niveles Hidrológicos (lnN)	-1.0413	0.1684
Relación Demanda/Oferta (lnR)	0.3627	0.0175
Fenómeno de El Niño (dnino)	0.0353	0.0207
Resolución 051 (CREG051)	0.1269	0.0593
AR(1)	0.9844	0.0031
MA(1)	-0.2198	0.0164
ARCH(1)	0.1405	0.0080
GARCH(1)	0.8137	0.0096

Fuente: Elaboración de los autores.

Esta regresión se realizó con un nivel de confianza del 90% y se omitieron las variables dnina, CREG138 y CNO593 puesto que no resultaron significativas para el modelo y generaban disturbios en los resultados. El fenómeno de La Niña no es relevante debido a que las generadoras de energía hidráulica pueden vaciar sus embalses para evitar cambios en el precio en periodos lluviosos.

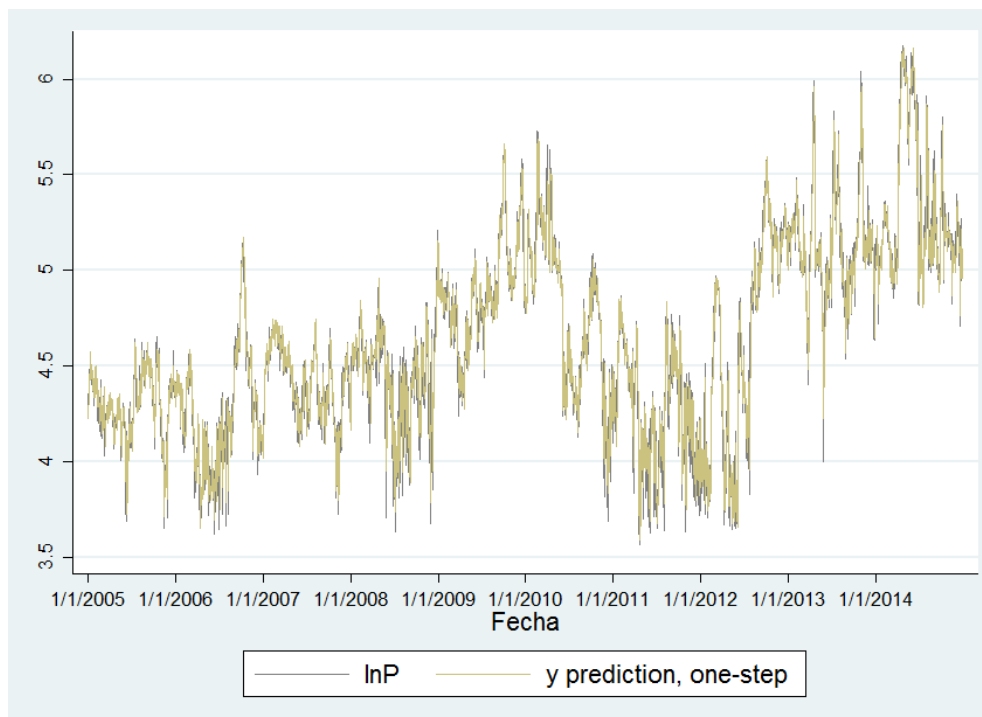
Para el caso de la regulación CREG 138 de 2009 y el acuerdo nacional operativo CNO 593 de 2012 no presentaron efectos sobre el precio spot. Esto puede deberse a que sus implicaciones no generaron mayores costos a los generadores de energía, y por ende no se trasladan al componente de generación y por tanto a la tarifa final que paga cada uno de los consumidores.

Para las otras variables las estimaciones arrojaron los siguientes resultados:

- Una aumento en los aportes hidrológicos de un 1% genera una disminución en el precio spot promedio de -1.04%. Esto se debe a que hay una mayor oferta potencial haciendo que el precio disminuya.
- Un aumento en la relación demanda del SIN y disponibilidad real ofertada de un 1% genera una variación (aumento) en el precio spot promedio de 0.36%.
- Cuando el tiempo es muy seco, es decir se da un fenómeno de El Niño fuerte se presentan un aumento de un 3.53% en el precio spot. Hay que tener en cuenta que los Rangos MEI que miden el fenómeno de El Niño son mensuales. Este impacto sería en el precio promedio spot del día y se debe a que el fenómeno de El Niño produce sequias que afectan directamente a la oferta disminuyéndola y por ende el precio sube.
- La aplicación de la regulación CREG 051 genera variaciones de un 12.69% en el precio spot. Esta regulación impacta directamente el precio de generación, aumentando los costos de la empresa al modificar esquemas de precios y cálculos de despacho ideal. Estos costos en los que incurre la empresa se ven reflejados en la tarifa final por medio del componente de generación.
- El componente autoregresivo AR de orden 1 significa que el precio spot promedio del periodo  $t$  depende del precio spot promedio del periodo  $t-1$ , es decir de los precios en el periodo anterior, lo cual ratifica la hipótesis que la memoria histórica de precios es fundamental en la formación del precio spot.
- El componente de choques aleatorios MA de orden 1 significa que existen situaciones aleatorias del periodo  $t-1$  que afectan el precio spot promedio en el periodo  $t$ .

Por último en el Gráfico 7 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.

**Gráfico 7.** Predicción del precio spot



Fuente: Elaboración propia de los autores

Podemos observar que hay una gran similitud entre el modelo propuesto (Línea café clara) y el precio spot promedio diario (Línea gris).

Lo que diferencia este artículo es el componente autorregresivo, lo cual en la teoría económica tiene sentido, puesto que los agentes perciben el precio del periodo  $t-1$  como una variable importante para explicar el precio en el periodo  $t$ .

#### 4. CONCLUSIONES

El análisis del impacto que tienen algunas regulaciones sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia mediante una regresión de tipo ARCH permite

concluir que solo la Resolución CREG 051 de 2009 es significativa e impacta el precio de manera positiva. Tanto la resolución CREG 138 de 2009 como el acuerdo operativo CON 593 de 2012 resultaron no significativos, esto se debe a que no impactan directamente sobre los costos de generación eléctrica y por ende no son transmitidos al consumidor mediante el precio.

La resolución CREG 051 de 2009 genera ese impacto positivo en el precio debido a que modifica directamente el esquema del Despacho Ideal, además de modificar el precio de arranque-parada en las plantas térmicas. Estos cambios implican ciertos costos en los cuales incurren los generadores, y al final estos costos terminan siendo pagados por los consumidores mediante el precio.

Hay que tener en cuenta que dichas resoluciones o políticas públicas tienen como objetivo fundamental mantener una oferta disponible mayor a la demandada para evitar racionamientos como el de 1992 u apagones generales en el país. Esto se debe a que Colombia genera la mayoría de su energía eléctrica por medio hidrológicos, lo cual genera susceptibilidad ante cambios climáticos.

Estos cambios climáticos y sus respectivos impactos también fueron analizados en este paper encontrando que los niveles hidrológicos compuestos por aportes y embalses, y el fenómeno fuerte de El Niño tienen un impacto sobre el precio. Los niveles hidrológicos disminuyen el precio cuando estos aumentan, es decir, cuando los embalses y los aportes crecen, debido a que representan una mayor oferta disponible en el tiempo. Por otro lado el fenómeno de El Niño en magnitudes fuertes aumenta el precio debido a que se presentan sequías disminuyendo los niveles hidrológicos, y por ende disminuye esa oferta disponible.

Desde la perspectiva económica se analizó la relación entre la demanda y la oferta para analizar si su interacción tiene impactos sobre el precio. Los resultados muestran que un aumento en esta relación impacta positivamente en el precio, ya que cuando la demanda crece ejerce presión en el mercado y genera un aumento en los precios. Cabe notar que la oferta ha aumentado en

menor proporción que la demanda, lo que ha llevado a un aumento en los precios en el largo plazo.

Algo nuevo en este paper es que se implementaron los efectos autoregresivos de orden 1 y los choques aleatorios de orden 1. Ambos fueron significativos, lo que implica que tanto el precio del periodo  $t-1$  como los efectos aleatorios en el periodo  $t-1$  impactan el precio del periodo  $t$ . Los agentes no son indiferentes al precio del día anterior ni a los efectos ocurridos en dicho día, por lo que tienen en cuenta ambos factores en el momento de tranzar en la bolsa de energía.

Por último debe buscarse un equilibrio entre los impactos de las políticas públicas en el precio y el objetivo de evitar racionamientos y apagones. Es sumamente importante que siempre exista una oferta disponible de energía que garantice el óptimo funcionamiento del país, pero los agentes no pueden asumir las consecuencias que dichas políticas generan. Hay que implementar mecanismos que controlen la oferta de energía pero no generen altos costos que se transmitan a los agentes por medio del precio

## 5. 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.

Arenas, D. (2014). MERCADO SPOT DE ENERGÍA Y MODELO ALTERNATIVO PARA LA FIJACIÓN DE UN PRECIO EFICIENTE.

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.

Batlle, 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.

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

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

CREG. (07 de Mayo de 2009). *Resolución No: 051*. Recuperado el 11 de Junio de 2013, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e93298f462402ffd0525785a007a714f?OpenDocument>

CREG. (11 de Febrero de 2009). RESOLUCIÓN No. 011. Recuperado el 09 de Junio de 2015, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5c87ddb1548b96730525785a007a7126?OpenDocument>

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*. redcuperado: <http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/CargoxConfiabilidad.pdf>

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.

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

Fedesarrollo. (2009). El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros sectores. *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, J., Bohorquez, S., López, G., & 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 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.). México.

NOAA. (2015, Mayo 07). *Earth System Research Laboratory: Physical Sciences Division*. Retrieved Mayo 15, 2015, from Earth System Research Laboratory: <http://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/index.html>

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

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.

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.

Wolfram, C. (1998). Strategic Bidding in a Multiunit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales. *The RAND Journal of Economics*, 703-725.

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>

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 S.A. E.S.P. (n.d.). *Información Inteligente: Metadata*. Retrieved Mayo 20, 2015, from Información Inteligente:  
<http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/Metadatapublica.aspx>

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.