



Escuela de Economía y Finanzas

# Documentos de trabajo

## Economía y Finanzas

Centro de Investigación  
Económicas y Financieras

No. 15-20  
2015

**Veinte años de funcionamiento del Mercado Eléctrico  
Mayorista en Colombia: algunas reflexiones**

*García, John J. ; López Álvarez, Gustavo; Marín, Freddy; Moncada, Jhonny*



# Veinte años de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en Colombia: algunas reflexiones

John J. García\*  
Gustavo López Álvarez†  
Fredy Marín‡  
Jhonny Moncada§

## Resumen

El objetivo de este escrito es analizar el desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista - MEM en los veinte años de existencia. Después de describir el funcionamiento del mercado spot, el mercado de largo plazo y el cargo por confiabilidad; se analiza el efecto de variables como el fenómeno de El Niño, el nivel de embalse, la relación entre la disponibilidad real y la demanda comercial y algunos efectos de cambios regulatorios sobre el precio spot. También a través de un modelo estocástico se establecen algunas recomendaciones de cómo mejorar el funcionamiento de este mercado con la implementación de contratos estandarizados teniendo en cuenta las experiencias internacionales. A pesar del avance del mercado en estos veinte años de funcionamiento, aún quedan aspectos por resolver, como la implementación de contratos de largo plazo estandarizados, redes inteligentes y la disminución del umbral para acceder al mercado no regulado, pues estos aspectos ayudarían a disminuir el precio spot.

**Palabras clave:** Cargo por confiabilidad, Colombia, mercado de largo plazo, mercado spot, modelo ARCH, modelo estocástico, redes inteligentes.

## Abstract

The aim of this paper is to analyze wholesale electricity market performance in the twenty years of existence. After describing spot market operation, the market for long-term and reliability charge, we analyzed the effect of variables such as El Niño, the reservoir level, the ratio of the actual availability and market demand and some effects of regulatory changes on the spot price. Also through a stochastic model we set up some recommendations on how to improve the functioning of this market with standardized contracts implementation considering international experience. Despite the market's advance in these twenty years of operation, there are still issues to be resolved, such as contracts standardized long-term implementation, smart grids and lowering the threshold to enter the unregulated market, as these aspects would help to reduce the spot price.

**Keywords:** Reliability charge, Colombia, Long-term market, Spot market, ARCH model, Stochastic model, Smart grids.

**Clasificación JEL:** D43, D47, L11 y L81.

---

\* Ph.D en Economía, Profesor de la Escuela de Economía y Finanzas, Universidad EAFIT.

Correo electrónico: jgarcia@eafit.edu.co. La mayor parte de los aspectos de este paper fueron presentados en el Simposio de mercados de energía eléctrica 20 años del mercado, organizado por XM el 22 y 23 de julio de 2015, bajo el título: competencia en los 20 años de existencia del mercado, por John J. García. Es importante anotar que este escrito recoge apartes de un sin número de estudios realizados previamente con colegas y, por lo tanto, agradecemos los aportes de Jesús Botero, Luis Guillermo Vélez, Santiago Atehortúa y Santiago Arango. También agradecemos inmensamente a XM por el suministro de la información estadística que sin ello no hubiera sido posible la realización de los ejercicios para la evidencia empírica.

† Profesor de la Escuela de Economía y Finanzas, Universidad EAFIT. Correo electrónico: glopezal@eafit.edu.co

‡ Profesor departamento de ciencias Básicas, Universidad EAFIT, correo electrónico: fmarinsa@eafit.edu.co.

§ Magister en Economía, Universidad EAFIT, Correo electrónico: jmoncad7@eafit.edu.co.

## 1. Introducción

La liberalización y desregulación de los mercados energéticos a nivel mundial introdujo cambios importantes en su funcionamiento, dada la desconfianza generalizada respecto a la eficiencia de los monopolios estatales para la prestación de los servicios públicos, los cuales estaban a su cargo (Jaccard, 1995). Colombia no fue la excepción y en el año 1995 empezó a funcionar el Mercado Eléctrico Mayorista, donde uno de los cambios fundamentales, frente a las dificultades del financiamiento, a la ineficiencia del gobierno para satisfacer la creciente demanda y propiciar nuevas inversiones en generación de electricidad, consistió en el papel que debía desempeñar el Estado en esta industria, cediendo su rol empresarial a la iniciativa privada para concentrarse en las funciones de orden normativo, regulatorio y de control.

El mercado Eléctrico Mayorista en Colombia, MEM, fue inspirado en el mercado de Inglaterra y Gales (Arango, Dyner y Larsen, 2006; Dyner, Franco y Arango, 2008; Larsen, Dyner, Bedoya y Franco, 2004) y la Ley 142 (Colombia, 1994a) y Ley 143 (Colombia, 1994b) de 1994, que establecieron el marco legal para la desregulación y el funcionamiento de este mercado, con el fin de garantizar la competencia en la prestación del servicio de energía eléctrica y suministrarlo con eficiencia y calidad. Así, el 20 de julio de 1995 se da inicio al funcionamiento del MEM y a la Bolsa de Energía.

Entre algunas de las funciones de acuerdo a las Leyes 142 y 143 de 1994 que le corresponden al Estado, con el fin de garantizar la competencia en el segmento de generación para producir electricidad de forma eficiente, mejorar la calidad, aumentar la cobertura y garantizar la confiabilidad del sistema, consisten en la separación del papel regulador del estado de su rol empresarial, impedir prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado, vigilar y controlar las empresas prestadoras, racionalizar el régimen de tarifas y administrar de manera transparente los subsidios.

Para el cumplimiento de estas funciones se crean o se asignan funciones a organismos existentes como la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, creada por la Constitución Política de 1991 y reglamentada por la Ley 142. Además, la Superintendencia de Industria y Comercio - SIC,

creada en 1968 fue encargada de apoyar, promocionar y vigilar la actividad empresarial y fortalecer los niveles de satisfacción del consumidor Colombiano y en 2005 se creó el Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica - CSMEM, como un cuerpo interno de la Superintendencia, el cual analiza los aspectos más importantes que inciden en el funcionamiento del MEM y propone recomendaciones para que los entes rectores del sector las discutan, profundicen y tomen las medidas que consideren convenientes.

Veinte años después, el funcionamiento del MEM en Colombia es considerado como uno de los más avanzados a nivel de Latinoamérica, prueba de ello es que después del racionamiento vivido en 1992 y 1993 a causa del fenómeno de El Niño, el sistema interconectado nacional no ha vuelto a presentar racionamientos que afecten la prestación del servicio. Las reformas implementadas a partir de las leyes 142 y 143 hacen hoy en día un sistema más confiable, con mayor cobertura y el ofrecimiento de servicios de mejor calidad. Sin embargo, hay algunos aspectos relacionados con la eficiencia en la asignación de los recursos que pueden mejorarse en cuyo objetivo se concentra este artículo, el cual se estructura de la siguiente manera:

Después de esta introducción se describe el funcionamiento del MEM, concentrándose en el mercado spot, el mercado de contratos bilaterales de largo plazo, donde se incluyen algunas experiencias internacionales, y el cargo por confiabilidad. La sección tres analiza el desempeño de variables importantes en el MEM como el precio spot, el fenómeno de El Niño, el nivel hidrológico, la relación entre la disponibilidad real ofertada y la demanda del sistema, el HHI para medir el nivel de concentración en esta industria y el índice de oferta residual como una medida de poder de mercado. En la última sección se realizan algunas recomendaciones relacionadas con el funcionamiento del mercado, específicamente sobre el papel del regulador, los contratos bilaterales de largo plazo, la implementación de redes inteligentes y el umbral para acceder al mercado no regulado.

## **2. Funcionamiento del MEM**

El MEM es un mercado bastante complejo que incluye mercados de corto plazo como son la bolsa de energía (mercado spot) o el mercado de corto plazo, los servicios complementarios para satisfacer la demanda en tiempo real y las transacciones internacionales, y los mercados de largo plazo como el

mercado de contratos bilaterales de largo plazo, considerado también como un mercado de mediano plazo<sup>1</sup>, y el cargo por confiabilidad. Este escrito se concentra en el análisis del mercado de bolsa, el mercado de contratos bilaterales de largo plazo y el cargo por confiabilidad.

## **2.1 Estructura del mercado de corto plazo (mercado spot)**

El sistema eléctrico en Colombia está compuesto por cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización. En la primera, se produce la electricidad por medio de empresas generadoras que hacen parte del mercado de corto plazo, para Colombia en el 2014 aproximadamente el 61% de la disponibilidad real para la generación de electricidad corresponde a los 3 agentes más grandes de la industria, mientras que el 82% a los 6 más grandes<sup>2</sup>. Además, para 2012 la capacidad instalada fue 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, 2012). Aunque a nivel teórico se define como una estructura competitiva, en la práctica se comporta como una estructura de mercado oligopólica (Hurtado, Quintero y García, 2014).

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 (2011) y Zapata (2011) 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 los oferentes y el Centro Nacional de Despacho (CND), dependencia de XM, para satisfacer la demanda en términos reales. Asimismo, la generación eléctrica requiere altos costes fijos (economías de escala) lo que 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 coste medio total operativo, debido a la posibilidad del ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes que participan en esta industria (Botero, García y Vélez, 2013; Carlton y Perloff, 2004; Hurtado et al., 2014).

---

<sup>1</sup> Vale la pena anotar que este mercado en Inglaterra y Gales es un mercado de corto, mediano y largo plazo y esta es una característica para que tenga un buen desempeño.

<sup>2</sup> Existen 17 empresas de generación en la actualidad.

Las compras de energía con destino al mercado regulado que den origen a contratos bilaterales, deben hacerse a través de mecanismos que estimulen la libre competencia. Las empresas integradas verticalmente con la actividad de generación, sólo pueden auto-comprarse hasta el 60% de la energía con destino a su mercado regulado, y deben participar como cualquier otro generador en la convocatoria pública para las compras de energía. Para el mercado no regulado las compras de energía se realizan a través de negociaciones directas entre generadores y comercializadores en las cuales se pactan libremente las condiciones, cantidades y precios para la compra y venta de energía.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, por medio de la Resolución 128 de 1996 (CREG, 1996) establece que ninguna empresa generadora podrá tener más del 25% de la generación del SIN, y por medio de las resoluciones 065 de 1998 (CREG, 1998), y 004 y 042 de 1999 (CREG, 1999), determinan como calcular ese 25%. Además, desde el 2007, por medio de la resolución 060 (CREG, 2007b), debe reportarse a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) cuando la participación<sup>3</sup> de una empresa en la actividad de generación eléctrica sea mayor o igual a 25% e inferior a 30% y el HHI sea mayor o igual a 1.800. En tal caso, la empresa deberá poner a disposición de otros agentes la energía suficiente para cumplir con el requisito anterior. Además, se prohíben las fusiones, integraciones o adquisiciones cuando con ellas se logra una participación superior al 25% de la industria. Con estas medidas el órgano regulatorio trata de garantizar el suministro de energía lo más eficiente posible.

## **2.2 Formación del precio spot**

Dadas las características propias del mercado de generación de energía eléctrica, tal y como está estructurado en Colombia, 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, que coordina la operación y el despacho diario de electricidad entre los agentes.

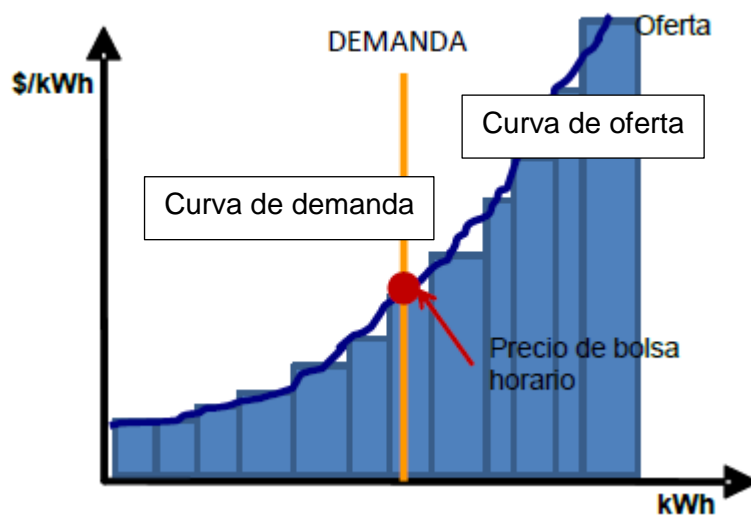
---

<sup>3</sup> Esta se determina con base a la energía en firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), definido de acuerdo a la Resolución CREG 071 de 2006 (CREG, 2006c), como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año.

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, así: cada recurso de generación 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 para el sistema interconectado 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)

### 2.3 Contratos bilaterales de largo plazo en Colombia

En Colombia los contratos de largo plazo consisten en acuerdos bilaterales entre un comprador y un vendedor de energía eléctrica, que establecen una cantidad y un precio de la energía para un período de tiempo determinado. Este esquema de contratación no es estandarizado, sino que se realizan a medida que lo requiera cada agente<sup>4</sup> con el fin de cubrir los déficits o excesos para cada agente participante en contratos o para los que compran o venden energía directamente en la bolsa. La enajenación de energía en cantidades superiores o inferiores a las asignadas en los contratos de largo plazo, se convierte en el objeto de los contratos de energía en la bolsa, cuyo precio se fija con el precio de bolsa resultante del despacho ideal.

Existen varias modalidades de contratación, las más comunes son: pague lo contratado, en el que el comprador paga la cantidad contratada de energía, la consume o no; pague lo demandado, en el que el comprador paga solamente la energía que consume; y, pague lo generado, en el que los compradores pagan a precio de contrato toda la generación del vendedor. La práctica común en el mercado es mantener niveles de contratación altos, para estabilizar los flujos de caja de las empresas y evitar tener tarifas volátiles para los usuarios.

Existe la práctica común en el mercado en mantener niveles de contratación altos, para estabilizar los flujos de caja de las empresas y evitar tener tarifas volátiles para los usuarios<sup>5</sup> y se da la contratación en masa en los últimos meses del año con poca antelación a las fechas de inicio, haciendo de los precios de los contratos sean muy muy sensibles (ECSIM, 2013; García, Bohórquez, López y Marín, 2013).

El Gráfico 2 muestra el precio de los contratos para los usuarios del mercado regulado (MR) y del mercado no regulado (MNR), donde se puede observar como los generadores aplican discriminación de precios, cobrando una tarifa más alta en el mercado regulado el cual es más inelástico respecto al precio. Además se percibe un alto nivel de contratación,

---

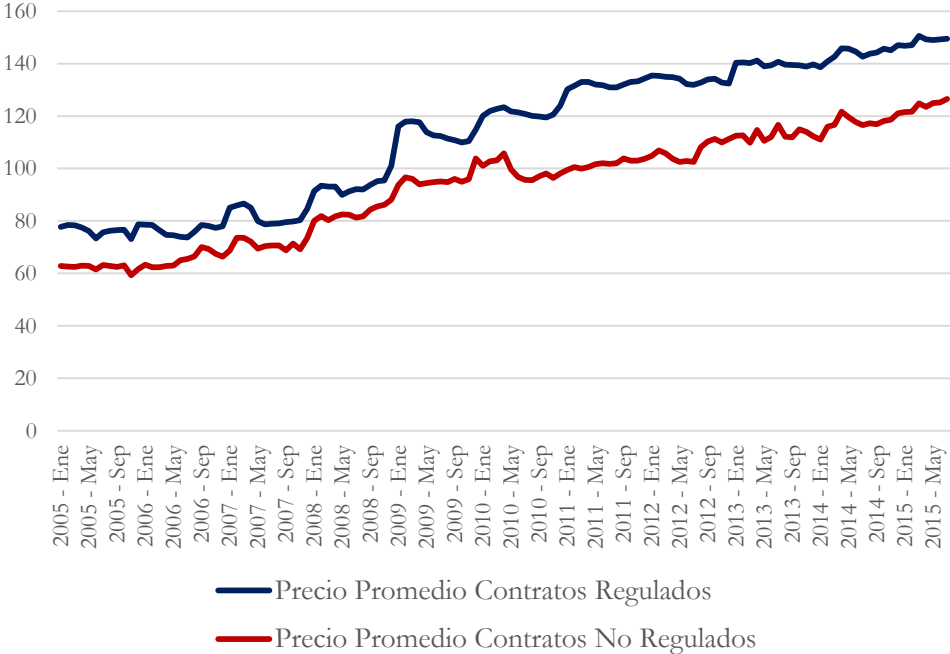
<sup>4</sup>[http://www.creg.gov.co/html/i\\_portals/index.php?p\\_origin=internal&p\\_name=content&p\\_id=MI-55&p\\_options=](http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-55&p_options=)

<sup>5</sup> Resolución CREG 024 de 1995 (CREG, 1995). Artículo 2o. contenido de los contratos.



aproximadamente del 90% de la demanda comercial se transa por medio de estos dos mercados, justificado, en parte, a la integración vertical de las empresas generadoras y comercializadoras, ya que por ley una generadora puede comprarse así misma hasta el 60% de la energía. O por el esquema tarifario establecido por medio de la Resolución 119 de 2007 (CREG, 2007a), dado el mecanismo de los costos de generación por medio del factor de comercialización que puede trasladarse a la fórmula tarifaria para los usuarios regulados.

Gráfico 2. Precios de los contratos para el mercado regulado y no regulado



Nota el eje de la ordenada está medido en \$/kWh  
 Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de XM, 2015.

**2.4 Algunas experiencias internacionales relacionadas con contratos bilaterales**

Las experiencias internacionales han dejado buenas enseñanzas relacionadas con este tema, entre los cuales vale la pena resaltar los del Nord pool, e Inglaterra y Gales, en cuyos mercados la implementación de contratos de largo plazo, ha ayudado en estas industrias a disminuir el precio y por consiguiente el poder de mercado.

El Nord Pool ha sido uno de los más exitosos en la implementación y consolidación de los contratos a futuro. Por medio del mercado de futuros de energía eléctrica se transa la mayor parte de la electricidad que se comercializa entre los países nórdicos. Para el 2003 aproximadamente el 90% de todas las transacciones en el mercado mayorista se realizaron por medio de contratos bilaterales (Rothwell y Gómez, 2003, p. 173). El establecimiento de los contratos forward tuvo un papel importante en el control del precio spot, lo que en buena medida justifica un complemento importante a las otras reformas estructurales frente al buen comportamiento que ha tenido el precio spot<sup>6</sup> (Amundsen y Bergman, 2006; Rangel, 2008).

El precio spot del Nord Pool es uno de los más bajos comparativamente con los otros mercados spot en Europa. Entre los objetivos de la integración estaba el de una mayor eficiencia asignativa, lo cual ha logrado gracias al intercambio entre los países con un alto nivel de precios de la energía eléctrica, como Suecia y Finlandia, con países de bajo precio como Noruega. Además de asegurar la eficiencia en la asignación de recursos dirigida a inversión en nueva capacidad.

Por su parte, el mercado de electricidad en Gran Bretaña tiene una combinación entre contratos bilaterales a largo plazo, en cuyo mercado se transa por encima del 90% y algunos intercambios de corto plazo, conocido formalmente como UKPX, no existe un mercado spot físico centralizado. Las transacciones en el mercado de corto plazo son bastante reducidas, lo que a su vez, hace que existan pocos incentivos para el ejercicio de poder de mercado por parte de los inversionistas.

El mercado de generación de electricidad en Gran Bretaña en la actualidad es considerado como uno de los más competitivos en Europa. El Herfindahl-Hirschman Index (HHI) para este mercado a partir de 1998 ha estado por debajo de los 1000 puntos (Matthes, Poetzsch y Grashoft, 2005); que de acuerdo a los umbrales considerados por las autoridades de la competencia en Europa y los Estados Unidos definen el mercado como no concentrado. Además la Comisión Europea mostró que en muy pocas horas (1 hora en 2004 y 6 horas en 2005) una de las empresas más grandes en la industria fue pivote en este mercado (European-

---

<sup>6</sup> Por ejemplo, en los años 2002 y 2003 que los precios presentaron un notable incremento, Amundsen y Bergman (2006), por medio de una simulación concluyen que dicho incremento se debe a una escasez inusual del recurso hídrico, ya que los precios en la simulación tendieron a niveles competitivos.

Commission-Directorate-General-for-Competition, 2005). Fabra y Toro (2003) y Evans y Green (2005) consideran que una combinación entre la estructura y el diseño del mercado jugaron un papel importante en la creación de un mercado competitivo de generación eléctrica en Gran Bretaña.

## **2.5 Cargo por confiabilidad en Colombia**

Sobre 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 ayuden 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 lo 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 (2006a) 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 (CREG, 2006c).

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 (CREG, 2006c). Según XM (2013, p. 1) “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>7</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).

### **3. Desempeño de variables importantes del MEM**

Con el racionamiento eléctrico vivido en el año 1992 se aprendieron lecciones importantes que conllevaron a la inversión en recursos de generación para contrarrestar posibles fenómenos de El Niño en periodos futuros, medido por medio de los rangos MEI, sus siglas en inglés significan Multivariate ENSO Index (NOAA., 2015). Para este índice valores entre 44 y 56

---

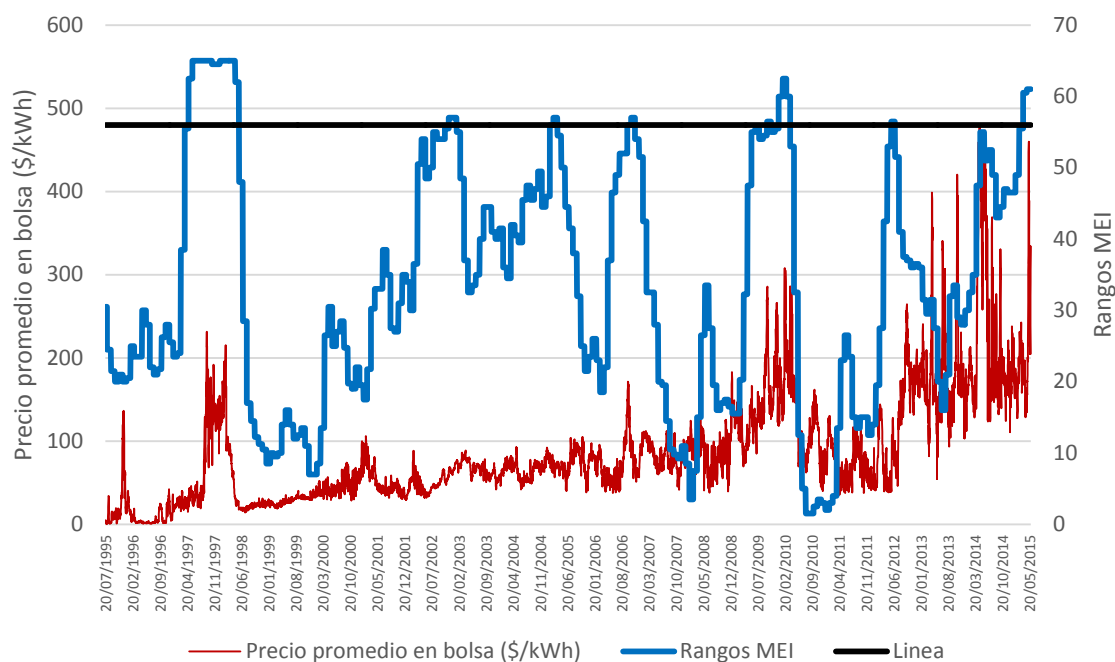
<sup>7</sup> Para ampliar sobre este tema puede recurrirse a Cramton, Stoft y West (2006), CREG (2006c), y Restrepo, Arango y Vélez, 2012.

representan un fenómeno de El Niño medio, y valores entre 56 y 61 un fenómeno fuerte. Como se puede observar en el Gráfico 3, el periodo más seco desde el funcionamiento del MEM se presentó con el fenómeno de El Niño en el año 1997.

Otros periodos en los que se evidencia este fenómeno corresponden a los dos primeros meses de 2003, los 6 últimos meses de 2004 y el primer mes de 2005, los últimos cuatro meses de 2006 y principios de 2007, los seis últimos meses de 2009 y los primeros cuatro de 2010 y los últimos tres meses de 2014 y los tres primeros meses de 2015. Como se dijo anteriormente, debido a la gran participación del componente hidráulico la correlación positiva que tienen el fenómeno de El Niño y el precio spot es bastante alta, del 28%. No obstante, es importante anotar el efecto que pueden tener otras variables relacionadas con los fundamentales económicos, el funcionamiento del mercado y con la regulación establecida por el ente regulador sobre el precio, los cuales se analizarán con más detalle en un ejercicio econométrico que se realiza en la sección de recomendaciones de este escrito.

Además el incremento en el precio spot también puede ser causado por la aversión al riesgo del regulador, no reflejada ni en el cargo por confiabilidad, ni en otras regulaciones, 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 (García et al., 2013; Hurtado Moreno et al., 2014; Santa María et al., 2009).

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

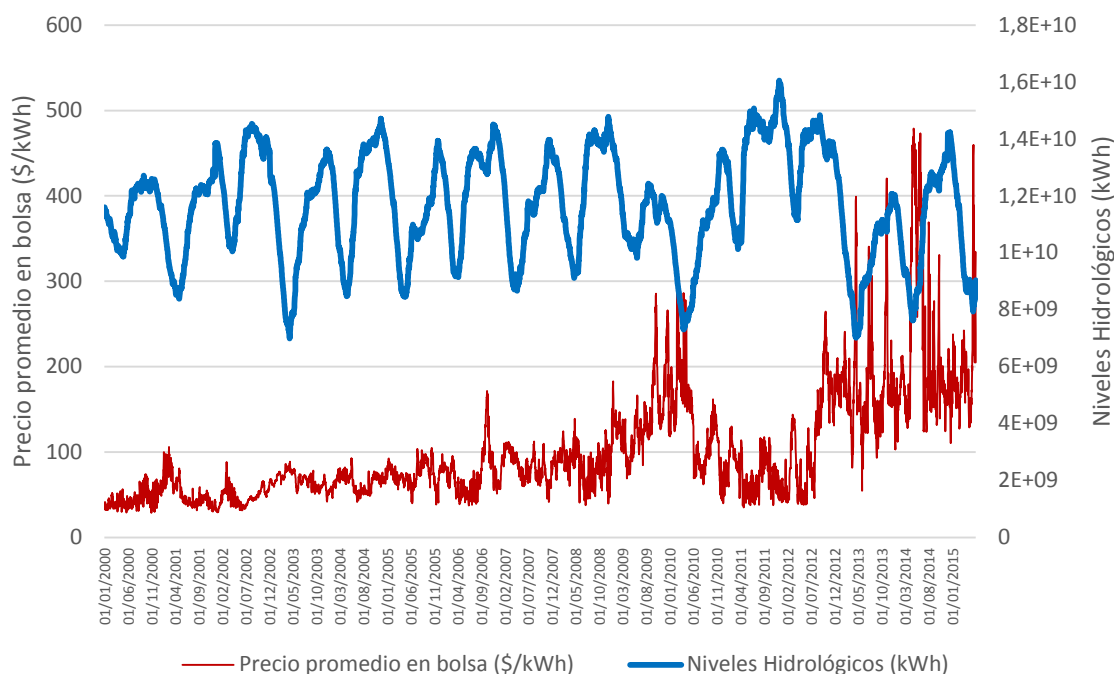


Nota: Los valores de los Rango MEI por encima de la línea negra representan un fenómeno de El Niño fuerte.  
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de XM y NOAA, 2015.

El Gráfico 4 muestra la relación entre el precio spot promedio y los niveles hidrológicos. Es importante recordar que estos niveles hidrológicos incluyen tanto los embalses y los aportes (Ríos, quebradas, etc.). Esta medida de los niveles hidrológicos representa la oferta total que se tiene a nivel nacional para la generación hidráulica, haciendo que la correlación negativa entre estas dos variables sea del 32%.

Debido a que los niveles hidrológicos representan una oferta total disponible para un tiempo indeterminado no se pueden observar movimientos en el gráfico que lleven a alguna correlación directa (En teoría positiva). Pero sí pueden observarse en algunos periodos. 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 traduce en una mayor volatilidad del precio.

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

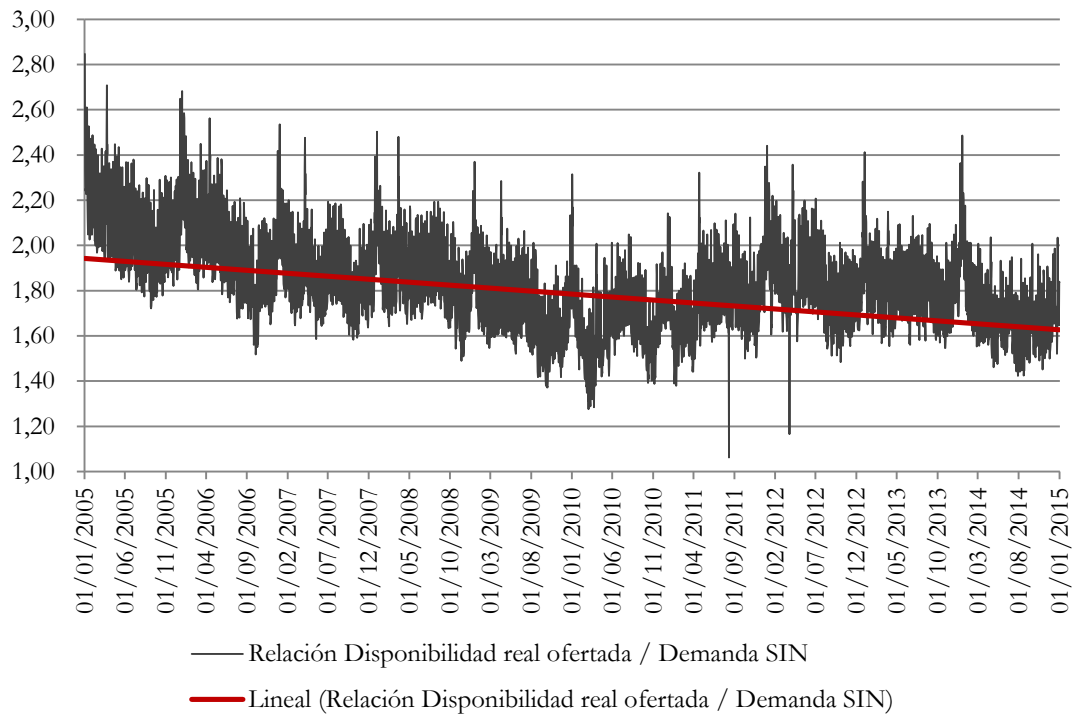


Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de XM, 2015.

Más específicamente para analizar la oferta de energía en Colombia y su interacción con el precio es importante examinar la relación entre la disponibilidad real (como una aproximación de la oferta) y la demanda del SIN (medida de la demanda). Hay que tener en cuenta que la oferta siempre tiene que cubrir la demanda en tiempo real. En el Gráfico 5 observamos la brecha entre la disponibilidad real (Oferta de energía) y la demanda del SIN.

Aunque la tendencia de las dos variables ha sido creciente para el periodo de estudio (2005-2015), 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 y demanda se ha cerrado poco a poco, haciendo que la relación tenga una pendiente negativa, lo que significa que se ha dado una presión para incrementar el precio spot dado el mayor crecimiento de la demanda comparativamente al de la disponibilidad real.

Gráfico 5. Relación entre la Disponibilidad Real y Demanda del SIN



Nota: el eje de la ordenada está medido en %.  
 Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de XM, 2015.

Cuando se habla de concentración en una industria el principal indicador es el Herfindahl-Hirschman Index (HHI). Este se calcula como la suma de los cuadrados de las participaciones porcentuales de cada empresa en la industria. Según la Comisión Federal de Regulación de la Energía de los EEUU (FERC., 2006) la condición para definir cuando un mercado es altamente concentrado está dada por:

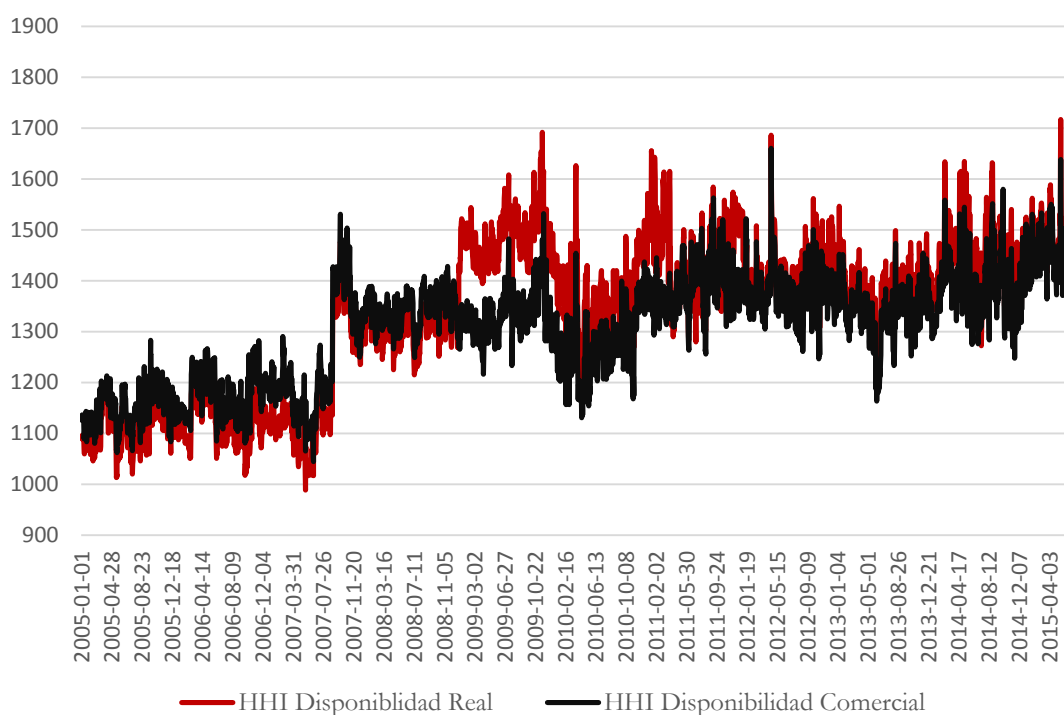
- $HHI < 1000$ : mercado competitivo.
- $1000 \leq HHI \leq 1800$ : mercado moderadamente concentrado. El impacto en la competencia es preocupante.
- $HHI > 1800$ : mercado altamente concentrado.

En Colombia las tres empresas más grandes poseen cerca del 60% de la capacidad instalada. Por su parte, el conjunto de empresas más pequeñas no alcanzan a tener el 20% de la disponibilidad ofertada, lo cual evidencia posibles comportamientos estratégicos. En el Gráfico 6 se presenta el HHI para esta industria, mostrando que para el periodo comprendido entre el



segundo semestre de 2007 y diciembre de 2014 oscila entre 1.200 y 1.600, medida que caracteriza esta industria como moderadamente concentrada en términos de disponibilidad real ofertada o de la disponibilidad comercial. Al comparar este indicador con otros mercados internacionales, dada la estructura de mercados oligopólicos inherente a este tipo de industria, la característica prevaleciente a nivel internacional es la de mercados moderadamente concentrados, como el de Noruega, España, Hungría con unos HHI de 1.826, 1.716, 1.911, la única excepción es el Reino Unido, que tiene un HHI por debajo de 1.000 desde 1998 (Matthes et al., 2005).

Gráfico 6. HHI para el MEM en Colombia



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de XM, 2015.

Desde el 2007 (CREG, 2007b) la CREG por medio de la Resolución 060 debe reportar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios cuando la participación<sup>8</sup> de una empresa en la actividad de generación eléctrica sea mayor o igual a 25% e inferior a 30% y el HHI sea

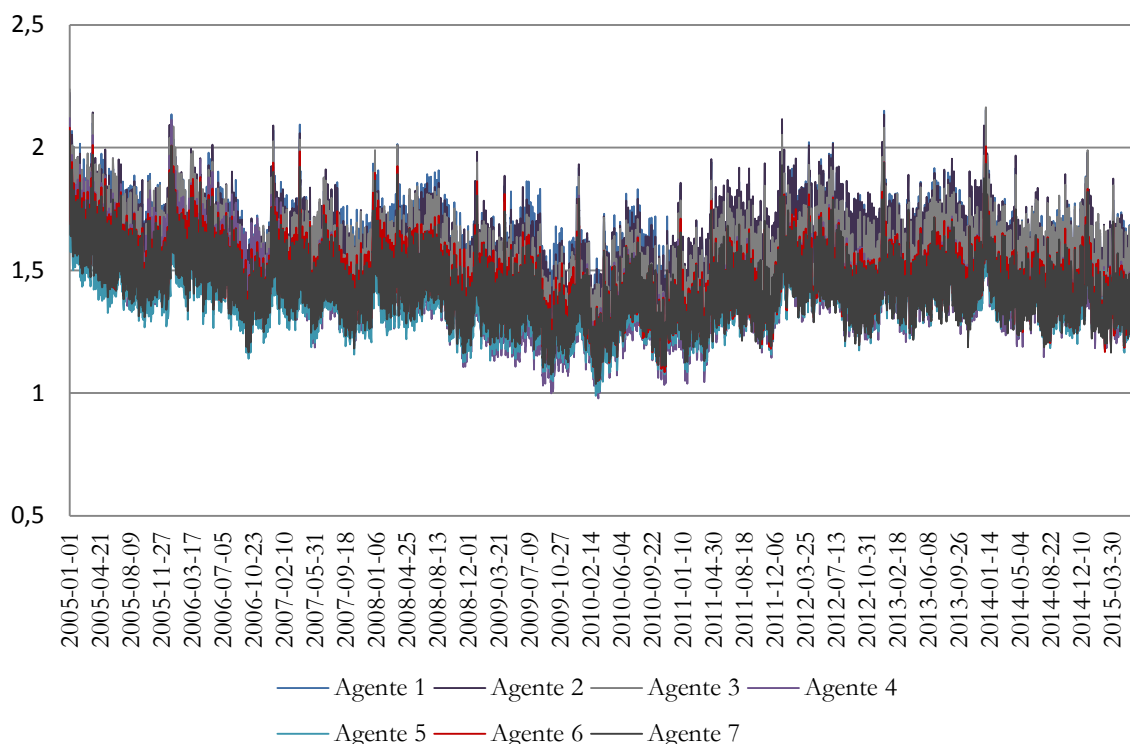
<sup>8</sup> Esta se determina con base a la energía en firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), definido de acuerdo a la Resolución CREG 071 de 2006, como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año.

mayor o igual a 1.800. En tal caso, la empresa deberá poner a disposición de otros agentes la energía suficiente para cumplir con el requisito anterior. Además, se prohíben las fusiones, integraciones o adquisiciones cuando con ellas se logra una participación superior al 25% de la industria. Con estas medidas el órgano regulatorio trata de garantizar el suministro de energía lo más eficiente posible.

Una de las variables de organización industrial más utilizada en los mercados eléctricos internacionales para medir poder de mercado es el índice de oferta residual, RSI, por sus siglas en inglés (Reitzes et al., 2007; Sheffrin, Chen y Hobbs, 2004). El RSI para el agente  $i$ , es la relación entre la disponibilidad total del sistema menos la disponibilidad de la empresa  $i$ , descontando el aporte realizado por los contratos de esta empresa, y la demanda de energía total del sistema. Es decir, el cociente entre la oferta residual de una empresa y la demanda total. Un valor de RSI mayor a 1 (100%) en una hora específica, significa que el generador  $i$  tiene poca capacidad para afectar el precio. Los otros generadores tendrían potencia suficiente para abastecer la demanda. Por el contrario, un valor de RSI, por debajo de 1 (100%) refleja la existencia de cierto potencial para ejercer poder de mercado, debido a que la potencia del generador  $i$  es necesaria para abastecer la demanda.

Los resultados del RSI se presentan en el Gráfico 7, y en este se puede observar que, considerando el umbral de 1 como lo establece la teoría de este índice, en general las empresas más grandes del sistema eléctrico no son pivotes. Las excepciones son pocas y se hallan en el periodo crítico que vivió el sistema entre septiembre de 2009 y mayo de 2010 durante el Fenómeno de El Niño. Por supuesto, esto no indica que los agentes generadores no lleven a cabo comportamientos racionales inherentes a este tipo de mercados oligopólicos vía cantidades o precios para afectar su estructura de beneficios. Pues como se mostró a través del HHI cuando se toman las dos tecnologías (hidráulica y térmica) que determinan el precio en bolsa, el MEM se sitúa próximo al umbral que define el mercado como altamente concentrado, es más, si se considera únicamente la tecnología hidráulica que es la más estratégica por parte de los agentes para determinar el precio en bolsa, ya que dependiendo del periodo esta puede determinar el precio entre el 75% y el 85% del periodo, se sitúa la industria como altamente concentrada estableciendo que los agentes aún tienen la posibilidad de ejercer poder de mercado.

Gráfico 7. RSI para el MEM en Colombia



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de XM, 2015.

#### 4. Algunas recomendaciones que ayudan a mejorar el funcionamiento del MEM

##### 4.1 Papel del ente regulador

En esta sección se describen algunos cambios regulatorios implementados por la CREG en el MEM y el efecto de estos cambios sobre el precio spot. Además de incluir en la modelación el efecto del cargo por confiabilidad descrito anteriormente. Dada la alta volatilidad del precio spot es posible utilizar un modelo de regresión con estructura ARCH (Bollerslev, 1986; Diebold y Mariano, 1995; Engle, 1982), que considera además de las medidas regulatorias, variables fundamentales como la relación entre la demanda comercial y la disponibilidad real, El Niño y los aportes hidrológicos para explicar la formación del precio del MEM durante el periodo comprendido entre 2005 y 2014.

Algunas resoluciones importantes que fueron implementadas durante este periodo son la resolución CREG 119 de 2007 (CREG, 2007a). Esta Resolución “tiene como objeto establecer la fórmula tarifaria general que deberán aplicar los Comercializadores Minoristas en el Sistema Interconectado Nacional, para calcular los costes máximos de prestación del servicio de energía eléctrica y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados” y empieza a funcionar a partir de febrero de 2008.

La resolución CREG 051 de 2009 (CREG, 2009a) es la última resolución vigente sobre el despacho ideal del MEM, donde el regulador analiza 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 la Resolución CREG 011 de 2010 (CREG, 2010).

Por su parte, el Consejo Nacional de Operación (CNO) mediante el acuerdo 593 de 2012 (CNO, 2012) 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.

Además, como se ha dicho anteriormente, la energía eléctrica en Colombia depende en alto grado de las condiciones climáticas, debido a su alto componente hidráulico, el cual es muy dependiente del fenómeno de El Niño. También desde los fundamentales económicos es importante incluir variables del lado de la demanda y de la oferta, que desde el funcionamiento del mercado pueden representarse por la relación entre la demanda del SIN y la disponibilidad real ofertada (Carlton y Perloff, 2004; Federico, Vives y Fabra, 2008; García et al., 2013; Hurtado et al., 2014; Santa María et al., 2009; Wolfram, 1998) y, por lo tanto, el modelo a estimarse corresponde a un modelo tipo ARCH y puede representarse por medio de la ecuación (1).

$$\ln(PS_t) = \beta_0 + \beta_1 \ln(RDO_t) + \beta_2 \ln(AH_t) + \beta_3 (dnino_t) + \beta_4 (CxC_t) + \beta_5 (CREG119_t) + \beta_6 (CREG051_t) + \beta_7 (CNO593_t) + \varepsilon_t \quad (1)$$

donde:

$PS_t$ : Precio Spot

$RDO_t$ : Relación entre la demanda comercial del sistema y la disponibilidad real ofertada

$AH_t$ : Aporte hidrológicos

$dnino_t$ : Fenómeno de El Niño

$CxC_t$ : Cargo por confiabilidad

$CREG119_t$ : Resolución CREG 119 de 2007

$CREG051_t$ : Resolución CREG 051 de 2009

$CNO593_t$ : Acuerdo del CNO 593 de 2012

$\varepsilon_t$  : Término de error

La tabla 1 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 95%, y con los signos esperados de acuerdo con la teoría económica. Además, la distribución t propuesta para el proceso generador de los residuales del modelo resulta estadísticamente significativa. Esta regresión contiene efectos de choques aleatorios de orden 1 y controla por efectos de volatilidad del precio spot, los cuales son estadísticamente significativos.

Tabla 1. Resultados de las estimaciones ARCH

Variable	Coefficiente	Desviación Estándar
Relación Oferta / Demanda (lnRDO)	0.5725	0.0260
Niveles Hidrológicos (lnAH)	-0.4937	0.0235
Fenómeno de El Niño (dnino)	0.2531	0.0162
Resolución 071/2006 (CxC)	0.1799	0.0156
Resolución 119/2007 (CREG119)	0.0720	0.0155
Resolución 051/2009 (CREG051)	0.2882	0.0203
Acuerdo CNO 593/2012 (CNO593)	0.5411	0.0113
MA(1)	0.6859	0.0147
ARCH(1)	0.3093	0.0229
GARCH(1)	0.6360	0.0203

Fuente: Elaboración propia.

Al analizar específicamente los parámetros estimados, se encuentra que un aumento del 1% en la variable relación entre la demanda del SIN y la disponibilidad real ofertada genera un incremento esperado del precio de 0,57%. Debe recordarse, 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 - contrarreste esa tendencia. Sin embargo, no puede dejarse de lado el papel que juega el gas en el mercado spot, el incremento para nada despreciable de su precio en el año 2013 y también su agotamiento, lo que puede reflejarse en el mediano plazo en un incremento del precio spot.

Asimismo, los aportes hidrológicos presentan un efecto nada despreciable en el precio spot, un aumento de un 1% en estos, genera una disminución en el precio spot promedio de -0.49%. Esto se debe a que hay una mayor oferta potencial haciendo que el precio disminuya. 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.

El fenómeno de El Niño fuerte origina un aumento en la mediana del precio spot de 28,8%, es decir, que esta variable climática presenta un alto impacto sobre el precio spot. Como se explicó anteriormente, cuando se percibe un fenómeno de este tipo durante el periodo de estudio, medida por medio del MEI, por lo general el precio spot presenta los niveles más altos, debido a que un fenómeno de El Niño disminuye directamente la oferta de electricidad.

Por su parte las medidas regulatorias han afectado positiva (incrementado) y estadísticamente el precio spot, esto no es del todo malo para el funcionamiento del MEM, dado que se deben implementar incentivos para los generadores (como el cargo por confiabilidad) de forma que estos realicen las inversiones necesarias para garantizar la confiabilidad en el suministro del servicio eléctrico; lo preocupante es la cuantía en que incrementa el precio spot, lo que se traduce en un incremento en la tarifa final para la prestación del servicio lo que a su vez, recae sobre el consumidor final.

De acuerdo a los resultados obtenidos, el cargo por confiabilidad para el periodo de estudio (2005 – 2014) ha incidido en un incremento del precio spot en un 18%. Esto se puede explicar 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 producirla, reduciendo la oferta presente causando incrementos del precio.

Con respecto a los resultados de la implementación de la Resolución 119 de 2007 (CREG, 2007a), la estimación muestra que la entrada en vigencia de la nueva fórmula tarifaria en febrero de 2008 aumentó el precio (7,5%). Ello podría tener relación con el mecanismo, definido en dicha resolución, de traslado del coste de la generación al cliente regulado, que garantiza la colocación de una parte importante de la capacidad de los generadores integrados (que ejercen también la actividad de 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, y que el MEM pasaría a un plano secundario.

En los resultados encontrados, se observa que la inclusión de la remuneración de recursos en pruebas en el despacho ideal, genera incrementos en el precio de bolsa de energía, ya que la remuneración 051 de 2009 (CREG, 2009a) establece que los recursos térmicos en pruebas son remunerados a un precio mayor al precio marginal, además de remunerar los arranques de las plantas térmicas en pruebas (Arenas, 2014; de Castro, Oren y Riascos, 2013; García, Arango y Ortiz, 2015).

Del mismo modo la aplicación del acuerdo nacional operativo 593 de 2012 del CNO (2012) impactó directamente el precio de generación, aumentando los costes de las empresas generadoras al modificar esquemas de precios y cálculos de despacho ideal. Estos costes en los que incurren las empresas se ven reflejados en la tarifa final por medio del componente de generación.

Si bien una de las funciones del ente regulador es ayudar a una asignación eficiente de los recursos, un buen diseño de mercado debería evitar las intervenciones arbitrarias del regulador, pues ellas limitan la racionalidad de los agentes y pueden poner en riesgo la operación confiable del sistema. Los “remedios de conducta”, en cambio, son intervenciones de precios que comportan costos en la asignación eficiente de los recursos. Su implementación debería restringirse a casos excepcionales y condicionarse a un estudio cuidadoso de los costos de ineficiencia que implican. Siempre es preferible adoptar medidas estructurales que, mejorando el diseño del mercado, permitan un ejercicio claro de la racionalidad económica de los agentes. Un buen ejemplo de ello es el mercado inglés, donde una combinación entre la estructura de mercado y el diseño de este, jugaron un papel importante en la creación de un mercado competitivo (Evans y Green, 2005; Fabra y Toro, 2003).

Por supuesto, un buen diseño de mercado no garantiza la ausencia de prácticas colusorias que afecten el resultado del mercado. La supervisión es necesaria para detectar su ocurrencia y las medidas sancionatorias deben ser expeditas y efectivas. Sin embargo, este es un tema de la administración de justicia. El diseño de mercado debe garantizar que los agentes legales, que operan racionalmente, produzcan un resultado eficiente, dada la estructura de información disponible y los incentivos creados. De la conducta impropia de los agentes debe ocuparse el sistema judicial, sancionando adecuadamente a quienes violen los códigos de conducta establecidos.

Respecto al cargo por confiabilidad se recomienda mantener el mecanismo actual, pues vale la pena precisar que la confiabilidad del sistema se logra con la capacidad de generación y respuesta de los generadores en el sistema en condiciones críticas, y que la confiabilidad en el suministro del servicio termina siendo el principal objetivo de la política energética. No obstante, se recomienda realizar estudios para establecer ajustes al funcionamiento de este mecanismo, que hagan un uso más eficiente de los recursos utilizados en este mercado.



## 4.2 Contratos bilaterales de largo plazo

Las experiencias internacionales relacionadas con contratos bilaterales de largo plazo muestran que la consolidación de un mercado bien diseñado de contratos de largo plazo es un buen mecanismo para contrarrestar incentivos de ejercicio de poder de mercado. Como lo recomiendan Wolak (2010) y Cramton (2010), el desarrollo de los mercados de largo plazo ha sido una medida utilizada con gran éxito en algunos países como mecanismo para mitigar el poder de mercado. En Nord Pool, igual que Gran Bretaña, donde más del 90% de las transacciones se realizan por medio de contratos a plazo, han sido uno de los más exitosos en la implementación y consolidación de este mecanismo (Amundsen y Bergman, 2006; Newbery, 2002). Este mecanismo también fue implementado en California y ha ayudado a disminuir el poder de mercado (Wolak, 2001). En PJM el Reliability Pricing Model y en Alberta los Power Purchase Agreements se realizaron mediante contratos de largo plazo y han funcionado bastante bien (Chandley, 2008; Pérez-Arriaga, Batlle, Vázquez, Rivier y Rodilla, 2005).

Es importante anotar que *per se* la implementación de los contratos a plazo no implica una disminución de poder de mercado, pues no se puede olvidar que el objetivo de este mecanismo es contrarrestar la capacidad de afectar los precios para aquellas empresas con demanda residual en la industria, haciendo que el cómo se implementen estos sea muy importante. Como lo establecen de Frutos y Fabra (2008), en mercados donde las empresas son asimétricas estos contratos pueden llevar a precios más altos y a reducir el bienestar si comprometen la existencia de equilibrios de precios bajos. Este caso puede presentarse si los contratos son asignados a las empresas con incentivos débiles para interferir los precios como son las pequeñas o ineficientes. También el tiempo de duración de los contratos y las cantidades contratadas juegan un papel determinante en la mitigación del poder de mercado.

Con el fin de examinar si para Colombia también sucede lo mismo, inicialmente se estima el precio spot por medio de una convolución, que es una técnica basada en modelos estocásticos de tiempo continuo similar a un filtro de Kalman (García et al., 2013; Kalman, 1960). En una segunda fase se incorpora este precio en un modelo de Cournot para estimar la estructura de beneficios.

Para estimar correctamente la producción que maximiza las ganancias de cada empresa líder es necesario incorporar la posibilidad que tiene cada firma de realizar intercambios entre el mercado de bolsa ( $Q_G$ ) y el mercado de contratos de largo plazo ( $Q_C$ ), ya que no solamente dependiendo del costo de generación de cada empresa, esta tiene incentivos para moverse en uno u otro mercado, sino que en la medida que hay mayor cantidad contratada por medio de contratos bilaterales de corto, mediano y largo plazo bien estandarizados esto ayudará a disminuir la capacidad para ejercer poder de mercado por parte de las empresas (Cramton, 2007a, 2007b, 2010; de Frutos y Fabra, 2008; Wolak, 2010), donde la forma cómo se determinen los contratos bilaterales es bien importante para la eficacia en la disminución del poder de mercado. Además las empresas deben de considerar sus costos totales, que para esta investigación nos apoyamos en el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Capacidad (CERE) definido como el valor real del equivalente en unidades energéticas del Cargo por Capacidad suministrado por XM. De esta forma, la estructura de maximización de beneficios en el modelo de Cournot para cada empresa puede representarse por la ecuación (2).

$$\Pi_{i,L} = P_b * (Q_G - Q_C) + P_C * Q_C - CT_{i,L} \quad (2)$$

donde:

$Q_G$ , es la cantidad generada en bolsa

$Q_C$ , es la cantidad contratada (contratos de largo plazo)

$P_C$ , es el precio de los contratos

$P_b$ , es el precio en bolsa

$CT_{i,L}$ , es el costo total (medido por medio del CERE)

Al incorporar la estimación del precio spot, la estructura de beneficios para una empresa del grupo líder puede representarse por la ecuación (2), a partir de la cual se realizan las estimaciones de los beneficios para cada empresa donde se percibe el comportamiento de esta vía cantidades para afectar el precio spot. La variable de interés es el efecto en el precio spot, el cual puede ser despejado de la ecuación (3).

$$\Pi_{i,L,t} = [\alpha_t + \varphi P_{t-1} * \exp^{C_t * Q_t}] * (Q_G - Q_C) + [P_C * Q_C] - CT_{i,L} \quad (3)$$

donde:

$\alpha_t$ , es un parámetro dinámico que captura los costos marginales, las condiciones

$\phi$ , es el parámetro asociado al rezago

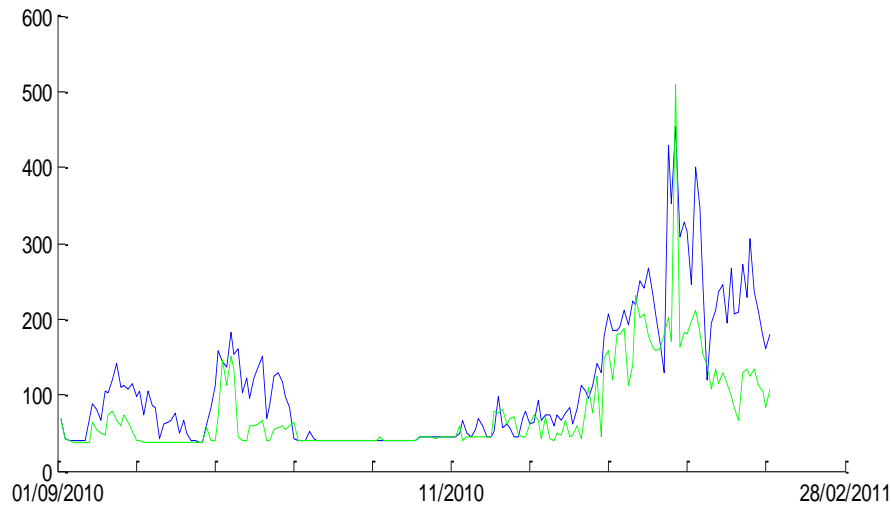
$P_{t-1}$ , es el precio en bolsa rezagado un periodo

$Q_t$ , es la cantidad generada por las minorías (correspondiente a las otras empresas restantes más pequeñas que desarrollan la actividad de generación en la industria)

$C_t$ , es la elasticidad asociada a las minorías con respecto al precio

Por efectos de confidencialidad no se presenta información desagregada para cada una de las empresas, sino para el agregado del oligopolio. Este escenario considera las cinco empresas más grandes en la industria, incluyendo la empresa especializada en tecnología térmica en el oligopolio. Como muestra el Gráfico 8, la línea más clara representa la estimación del precio spot considerando una disminución del 10% en la cantidad contratada por los agentes en el oligopolio entre el periodo comprendido entre septiembre de 2009 y febrero de 2010 y presenta menores valores para el precio spot, comparativamente cuando se considera la cantidad real contratada por estas cinco empresas. Es más, mientras que el precio en bolsa promedio en la situación donde hay un menor nivel de contratos bilaterales fue de 111.26 \$/kWh, al aumentar el nivel de contratación en 10% el promedio del precio cayó a 76.90 \$/kWh.

Gráfico 8. Estimación del efecto en el precio spot mediante una disminución en el porcentaje de la cantidad contratada de largo plazo por el oligopolio



Nota: el eje de la ordenada está en \$/kWh

Fuente: Estimaciones a partir de datos XM, 2012.

Por tal motivo, no solo por las lecciones aprendidas de las experiencias internacionales, si no por los intentos fallidos de la implementación del Mercado Organizado Regulado – MOR, a través de los Documentos CREG 065, 077 y 072 de 2006, 2008 y 2011, respectivamente (CREG, 2006b, 2008, 2009b, 2011), en el MEM, el esfuerzo regulatorio debería concentrarse en el desarrollo de un mercado de contratos de largo plazo (MCLP) y analizar las condiciones regulatorias para un buen funcionamiento del mercado que incorpore el uso de redes inteligentes. No obstante, esto merece un examen más detallado sobre el diseño del mecanismo de las subastas para los contratos, ya que si no es adecuado podría conllevar a una industria con mayor poder de mercado, a pesar de un mayor nivel de contratos bilaterales. De acuerdo a Cramton (2007a, 2007b), el MOR permitiría el cubrimiento contra el riesgo del precio spot, mientras el cargo por confiabilidad cubriría el riesgo para precios superiores al de escasez. Esto implicaría realizar estudios especiales por medio de simulaciones que permitan determinar los efectos del funcionamiento de los tres mercados (spot, MCLP y cargo por confiabilidad).

### 4.3 Redes inteligentes

El uso de las TIC en las redes de transmisión y distribución de energía, cuya arquitectura actual es casi la misma desde hace más de cien años, posibilita la obtención inmediata y bidireccional de información en todos los nodos de la red y por tanto la localización y reparación inmediata de daños, el cambio en las rutas del flujo de energía y el uso de vehículos eléctricos (VE) como acumuladores de energía. Para un análisis detallado sobre el tema a nivel internacional ver Kassakian y Schmalensee (2011).

Los denominados medidores inteligentes de energía permitirían tanto a las empresas como a sus clientes tener información horaria sobre consumos y precios en tiempo real, posibilitando la reducción del costoso pico de consumo en las primeras horas de la noche, así como la instalación de generación distribuida en pequeña y mediana escala mediante paneles solares, por ejemplo. El conocimiento previo de los precios facilita la participación activa de todos los consumidores en los mercados de energía, es decir disminuye la asimetría en la información, logrando con ello una mayor eficiencia en el uso de los recursos y, por lo tanto, la reducción de costos en el consumo de energía y una mayor competitividad.

En Colombia, el primer seminario sobre implementación de las redes inteligentes tuvo lugar en noviembre de 2010 y su principal resultado fue el diseño de una hoja de ruta. El seminario intentaba responder a preguntas sobre cuáles tareas deberían realizarse, cuándo y en qué orden. También se presentó en este seminario la iniciativa de Colombia Inteligente como *la relación entre la Maduración del Modelo de Red Inteligente y la hoja de ruta*.

En abril de 2015 se celebró el Acuerdo de Cooperación en Temas de Redes Inteligentes y Ciudades Inteligentes, entre Colombia Inteligente y la empresa estatal coreana Korea Electric Power Corporation (Kepco). El objetivo es la cooperación en diversos temas relacionados con la inteligencia de la red, tales como la medición avanzada y los sistemas de almacenamiento de energía. Se espera que haya procesos de transferencia de información y tecnología.

Existe también un proyecto denominado “Análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de una red inteligente en Colombia”, financiado por el Banco Interamericano

de Desarrollo (Proyecto CO-T1337) con USD 760.000, el cual “propondrá soluciones, estándares y regulación necesaria para desarrollar e implementar una red inteligente en Colombia”.

Sin embargo, si bien en la Ley 1715 de 2014 (UPME, 2014) se considera el mecanismo de generación distribuida, hasta ahora no se materializa en Colombia la posibilidad de la generación distribuida, que sería un primer paso en la implementación de las redes inteligentes. Otros países ya han avanzado en ese sentido, como lo muestran los ejemplos de Uruguay y Brasil en Latinoamérica y mucho antes Inglaterra y Gales, el cual se implementó por medio del NETA (Nuevos Acuerdos de Compras de Electricidad).

El Ministerio Uruguayo de Industria, Energía y Minería expidió el Decreto 173 de 2010 (Industria-Energía-y-Minería, 2010) mediante el cual se autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución a instalar generación con potencia menor o igual a la que tienen autorizada, la cual es pagada al mismo precio de la tarifa contratada, es decir, autoriza la microgeneración y la venta a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE). Esta generación no paga cargos por el uso de la red, pero el costo de todo el equipamiento necesario corre por su cuenta.

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica brasileña (ANEEL) aprobó el 17 de abril de 2012 las reglas para eliminar barreras a la instalación de generación distribuida. El esquema permite instalar pequeños generadores e intercambiar energía con el distribuidor, de manera que los pagos a este último dependen del consumo neto del suscriptor. Las empresas pueden usar los excedentes producidos en un sitio para pagar lo consumido en otras instalaciones de la misma empresa. Los aparatos de medida bidireccional son pagados por el usuario, pero el mantenimiento está a cargo del distribuidor (ANEEL, 2012).

Por otro lado, no es eficiente que la información que reciben los consumidores en la tarifa final para la prestación del servicio, referente al componente de generación y comercialización en el costo unitario del kWh está hecho de promedios mensuales y, por lo tanto, no hay una señal precisa del costo en estos dos componentes para cada hora del día, haciendo que la asimetría en la información no permita que los consumidores tengan comportamientos racionales; a

pesar de que en la resolución CREG 011 de 2015 (CREG, 2015), se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica.

Las redes inteligentes darían lugar a un consumo más racional de la energía y a una participación activa de los pequeños consumidores aplanando la curva de consumo y disminuyendo los picos que dan lugar a una generación más costosa.

#### **4.4 Umbral alto para acceder al mercado no regulado**

Otra recomendación no menos importante que ayudaría a la competencia en el mercado de bolsa, tiene que ver con el alto umbral exigido para acceder al mercado no regulado. Para ser considerado como un usuario no regulado, desde el primero de enero de 2000, este debe consumir un mínimo de 55 MWh/mes o 0.1 MW de potencia (CREG, 1998) y el usuario debe instalar un medidor de telemedida. El umbral para acceder al mercado no regulado no se modifica desde hace, aproximadamente, 15 años, dado que la propuesta de Resolución CREG 179 de 2009 (CREG, 2009c), que considera la reducción paulatina de los límites para que un consumidor pueda contratar libremente su energía, se quedó solo en propuesta. La aprobación de esta propuesta le restaría relevancia al mercado spot.

## 5. Referencias

- Amundsen, E. S. y Bergman, L. (2006). Why has the Nordic electricity market worked so well? *Utilities policy*, 14(3), 148-157.
- ANEEL. (2012). Impulsan la generación distribuida y la microgeneración.
- Arango, S., Dyner, I. y Larsen, E. (2006). Lesson from the deregulation in South America: understanding hydro-based electricity markets. *Utilities Policy*, 14(3), 196-207.
- Arenas, D. (2014). *Mercado spot de energía y modelo alternativo para la fijación de un precio eficiente*. (Magister en Economía), Universidad EAFIT, Medellín.
- Avdiu, N. y Kabashi, P. (2013). *Electricity supply security short, medium and long-term perspective in Kosovo*. Paper presented at the 2013 10th International Conference.
- 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(3), 307-327.
- Botero, J. A., García, J. J. y Vélez, L. G. (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*. London: Addison-Wesley.
- Chandley, J. (2008). *PJM's Reliability Pricing Mechanism: (Why It's Needed and How It Works)*. Disponible en
- CNO. (2012). Acuerdo Operativo No. 593. 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, (2012).
- COLOMBIA. (1994a). *Ley 142 de 1994, Ley de Servicios Públicos Domiciliarios*. Mimeo, Universidad Carlos III.
- COLOMBIA. (1994b). *Ley 143 de 1994, que regula el servicio público de electricidad*.
- Cramton, Peter, Stoft, S. y West, J. (2006). *Simulation of the Colombian Firm Energy Market*. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP. Medellín.
- Cramton, P. (2007a). *Colombia's Forward Energy Market*. Paper contratado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Disponible en <http://www.cramton.umd.edu/papers/electricity/>
- Cramton, P. (2007b). *Product Design for Colombia's Regulated Market*. Paper contratado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Disponible en <http://www.cramton.umd.edu/papers/electricity/>
- Cramton, P. (2010). *Long Run Approaches for Competition in Colombia's Wholesale Electricity Market*. Paper presented at the Fórum on Mitigating Market Power in Colombia's Wholesale Electricity Market, Bogotá, Colombia.
- Cramton, P. y Stoft, S. (2007). *Colombia Firm Energy Market*. Paper presented at the 40th Annual Hawaii International Conference. <http://www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/cramton-stoft-colombia-firm-energy-market.pdf>
- CREG. (1995). *Resolución No 024. Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación*. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1995-CRG95024>.



- CREG. (1996). Resolución No. 128. Disponible en [http://www.creg.gov.co/html/Ncompila/hdocs/Documentos/Energia/docs/resolucion\\_creg\\_0128\\_1996.htm](http://www.creg.gov.co/html/Ncompila/hdocs/Documentos/Energia/docs/resolucion_creg_0128_1996.htm).
- CREG. (1998). Resolución No. 065. Por la cual se aclara y se complementa la Resolución 128 de 1996, y se dictan otras disposiciones. Disponible en [http://www.creg.gov.co/html/Ncompila/hdocs/Documentos/Energia/docs/resolucion\\_creg\\_0065\\_1998.htm](http://www.creg.gov.co/html/Ncompila/hdocs/Documentos/Energia/docs/resolucion_creg_0065_1998.htm).
- CREG. (1999). Resolución No. 042. Por la cual se modifican y precisan algunas normas de las Resoluciones CREG 128 de 1996 y 065 de 1998, y se adoptan otras disposiciones en materia de competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG042-99>.
- CREG. (2006a). Cargo por confiabilidad. Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia, una visión de largo plazo. Disponible en [www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/CargoxConfiabilidad.pdf](http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/CargoxConfiabilidad.pdf).
- CREG. (2006b). Documento CREG No. 065.
- CREG. (2006c). Resolución No.071. Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/243937481e5177820525785a007a6f75?OpenDocument>.
- CREG. (2007a). Resolución No 119. 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. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/c63f06a9114e1a150525785a007a6fa2?OpenDocument>.
- CREG. (2007b). Resolución No.060. Por la cual se dictan normas sobre la participación en la actividad de generación de energía eléctrica.
- CREG. (2008). Documento CREG No. 077.
- CREG. (2009a). Resolución No. 051. 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. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e93298f462402ffd0525785a007a714f?OpenDocument>.
- CREG. (2009b). Resolución No. 029. Por la cual se aprueban el Cargo Promedio de Distribución por uso del Sistema de Distribución de gas natural por red y el Cargo Máximo Base de Comercialización de gas natural por redes a usuarios regulados, para el mercado relevante conformado por el municipio de El Castillo en el departamento del Meta, según solicitud tarifaria presentada por la empresa Gases del Llano S.A. ESP. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/16501c681bc6c7680525785a007a716b?OpenDocument>.
- CREG. (2009c). Resolución No. 179. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG "Por la cual se modifican los límites para contratación de energía en el mercado competitivo.". Disponible en [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/aeb4f03ab82f59e70525785a007a7215/\\$FILE/Creg179-2009.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/aeb4f03ab82f59e70525785a007a7215/$FILE/Creg179-2009.pdf).
- CREG. (2010). Resolución No. 011. Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 051 de 2009, sobre funcionamiento del MEM. Disponible en <http://www.xm.com.co/BoletinXM/Pages/RegulacionesMar10.aspx.aspx>.

- CREG. (2011). *Documento CREG No. 072*.
- CREG. (2015). *Resolución No. 011. Por medio de la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica*. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/84e16439657b002b05257e52005011b5?OpenDocument>.
- de Castro, L., Oren, S. y Riascos, A. J. (2013). *An Evaluation of CREG 051 – 2009 Regulatory Intervention in Colombian Electricity Market*. Quantil, matemáticas aplicadas. Disponible en [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/b3004926b145b51b05257c4e008027af/\\$FILE/Circular099-2013%20Anexo1.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/b3004926b145b51b05257c4e008027af/$FILE/Circular099-2013%20Anexo1.pdf)
- de Frutos, M. A. y Fabra, N. (2008). *On the impact of forward contract obligations in multi-unit auctions*. CEPR Discussion Paper.
- Diebold, F. X. y Mariano, R. S. (1995). Comparing Predictive Accuracy. *Journal of Business & Economic Statistics*, 13(3), 253-263.
- Dyner, I., Franco, C. J. y Arango, S. (2008). *El Mercado Mayorista de Electricidad Colombiano*. Colección Facultad de Minas 120 años. Universidad Nacional de Colombia.
- ECSIM. (2013). *Informe n°4 contrato n° 2012106 para programa de transformación productiva – Bancoldex. Análisis de la regulación y estructura tarifaria para los países de la comparación*. Disponible en
- Engle, R. F. (1982). Autoregressive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 50(4), 987-1007.
- European-Commission-Directorate-General-for-Competition. (2005). *DG Competition Discussion Paper on the Application of Article 82 to Exclusionary Abuse*. Brussels.
- Evans, J. y Green, R. (2005). *Why did British Electricity Prices fall After 1998?* Mimeo, Birmingham Institute for Energy Research and Policy.
- Fabra, N. y Toro, J. (2003). *The Fall in British Electricity Prices: Market Rules, Market Structure, or both?*
- Federico, G., Vives, X. y Fabra, N. (2008). *Competition and regulation in the Spanish gas and electricity markets*.
- FERC. (2006). *Prohibition of energy market manipulation, Docket No. RM06-3*. Disponible en <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/011906/M-1.pdf>
- 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., Arango, S. y Ortiz, A. (2015). *Impacto de algunas políticas públicas en la eficiencia asignativa del mercado spot eléctrico colombiano*. Working paper CIEF. Universidad EAFIT.
- García, J. J., Bohórquez, S., López, G. A. y Marín, F. (2013). *Poder de mercado en mercados spot de generación eléctrica: metodología para su análisis*. Centro de Investigaciones Económicas y Financieras, Universidad EAFIT. Disponible en [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2393226](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2393226)
- Gutiérrez Gómez, A. (2011). *Elasticidad precio-demanda de los usuarios no regulados en Colombia*. (Maestría en Economía), Universidad EAFIT, Medellín, Colombia.
- Hurtado Moreno, L., Quintero Montoya, O. L. y García Rendon, J. 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.
- Industria-Energía-y-Minería, M.-U.-d. (2010). *Decreto 173/010. Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica*. Disponible en [http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/clientes/Decreto173\\_2010.pdf](http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/clientes/Decreto173_2010.pdf).

- Jaccard, M. (1995). Oscillating currents: The changing rationale for government intervention in the electricity industry. *Energy Policy*, 23(7), 579–592.
- Joskow, P. y Tirole, J. (2007). Reliability and Competitive Electricity Markets. *The Rand Journal of Economics*, 38(1), 60-84.
- Kalman, R. E. (1960). A new approach to linear filtering and prediction problems. *Journal of Fluids Engineering*, 82(1), 35-45.
- Kassakian, J. G. y Schmalensee, R. (2011). *The future of the electric grid, an interdisciplinary MIT study*. Disponible en [https://mitei.mit.edu/system/files/Electric\\_Grid\\_Full\\_Report.pdf](https://mitei.mit.edu/system/files/Electric_Grid_Full_Report.pdf)
- Larsen, E. R., Dyner, I., Bedoya V., L. y Franco, C. J. (2004). Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. *Energy policy*, 32(15), 1767-1780.
- Matthes, F., Poetzsch, S. y Grashoft, K. (2005). *Power generation market concentration in Europe 1996-2004. An empirical analysis*. Institute For Applied Ecology, Öko-Institut.
- Newbery, D. (2002). *Mitigating Market Power in Electricity Networks*. Department of Applied Economics. Universidad de Cambridge.
- NOAA. (2015). Earth System Research Laboratory: Physical Sciences Division. from Earth System Research Laboratory <http://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/index.html>
- Pérez Arriaga, J. I., Batlle, C., Vázquez, C., Rivier, M. y Rodilla, P. (2005). *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*.
- 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. Universidad Pontificia Comillas.
- Rangel, L. F. (2008). Competition policy and regulation in hydro-dominated electricity markets. *Energy Policy*, 36(4), 1292-1302. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.12.005>
- Reitzes, J. D., Pfeifenberger, J. P., Fox-Penner, P., Basheda, G. N., García, J. A., Newell, S. A. y Schumacher, A. C. (2007). *Review of PJM's Market Power Mitigation Practices in Comparison to Other Organized Electricity Markets*. The Brattle Group. Disponible en <http://www.brattle.com/documents/UploadLibrary/Upload631.pdf>
- Restrepo, M. I., Arango, S. y Vélez, L. G. (2012). La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. *Cuadernos de Economía*, 31(56), 199-222.
- Rothwell, G. y Gómez, T. (2003). *Electricity Economics Regulation and Deregulation*. United States of America: Wiley-Interscience.
- Santa María, M., Von Der Fehr, N.-H., Millán, J., Benavides, J., Gracia, O. y Schutt, E. (2009). *El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores*. Cuadernos de Fedesarrollo.
- Sheffrin, A. Y., Chen, J. y Hobbs, B. F. (2004). Watching watts to prevent abuse of power. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2(4), 58-65.
- UPME. (2014). *Ley 1715. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional*. Disponible en [http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY\\_1715\\_2014.pdf](http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf).
- Vazquez, C., Rivier, M. y Pérez-Arriaga, I. J. (2002). A market approach to long-term security of supply. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2), 349-357.
- Wolak, F. (2010). *Limiting the potential downside of wholesale electricity competition*. Paper presented at the Fórum on Mitigating Market Power in Colombia's Wholesale Electricity Market, Bogotá, Colombia. <http://www.creg.gov.co>

- Wolak, F. A. (2001). *Proposed Market Monitoring and Mitigation Plan for the California Electricity Market*. California ISO Market Surveillance Committee. Disponible en [ftp://zia.stanford.edu/pub/capitulos/MSC\\_Monitor\\_2051.final.pdf](ftp://zia.stanford.edu/pub/capitulos/MSC_Monitor_2051.final.pdf)
- 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. (2012). *Informe de operación del sistema y administración del mercado eléctrico*. Disponible en <http://www.xm.com.co/Pages/InformesEmpresariales.aspx>
- XM. (2013). ABC cargo por confiabilidad.
- Zapata Uribe, J. A. (2011). *Impacto del PIB del gas natural y de los precios de la electricidad, en el consumo de energía eléctrica en Colombia*. (Maestría en Economía), Universidad EAFIT, Medellín, Colombia.