

No.3  
ENERO DE 2016

# Documentos CEDE

ISSN 1657-7191 Edición electrónica.

Integraciones verticales y su  
efecto en el precio de la energía  
eléctrica

---

Sebastián Orozco Sánchez

**CEDE**  
CENTRO DE ESTUDIOS SOBRE DESARROLLO ECONÓMICO

 Universidad de  
**los Andes**  
Facultad de Economía



Serie Documentos Cede, 2016-03  
ISSN 1657-7191 Edición electrónica.

ENERO de 2016

© 2016, Universidad de los Andes, Facultad de Economía,  
CEDE. Calle 19A No. 1 – 37 Este, Bloque W.  
Bogotá, D. C., Colombia Teléfonos: 3394949- 3394999,  
extensiones 2400, 2049, 3233  
[infocede@uniandes.edu.co](mailto:infocede@uniandes.edu.co)  
<http://economia.uniandes.edu.co>

Impreso en Colombia – Printed in Colombia

La serie de Documentos de Trabajo CEDE se circula con propósitos de discusión y divulgación. Los artículos no han sido evaluados por pares ni sujetos a ningún tipo de evaluación formal por parte del equipo de trabajo del CEDE.

El contenido de la presente publicación se encuentra protegido por las normas internacionales y nacionales vigentes sobre propiedad intelectual, por tanto su utilización, reproducción, comunicación pública, transformación, distribución, alquiler, préstamo público e importación, total o parcial, en todo o en parte, en formato impreso, digital o en cualquier formato conocido o por conocer, se encuentran prohibidos, y sólo serán lícitos en la medida en que se cuente con la autorización previa y expresa por escrito del autor o titular. Las limitaciones y excepciones al Derecho de Autor, sólo serán aplicables en la medida en que se den dentro de los denominados Usos Honrados (Fair use), estén previa y expresamente establecidas, no causen un grave e injustificado perjuicio a los intereses legítimos del autor o titular, y no atenten contra la normal explotación de la obra.

# Integraciones verticales y su Efecto en el precio de la energía eléctrica

Sebastián Orozco Sánchez<sup>1</sup>

## Resumen

Este artículo analiza las integraciones verticales de generadores y comercializadores de electricidad en el mercado de energía eléctrica colombiano y su incidencia en los incentivos de las firmas. En Colombia, cerca del 58% de los generadores de electricidad están integrados verticalmente, por lo cual es relevante estudiar cómo afecta esta estructura de mercado los precios mayoristas de la energía eléctrica. Se estiman para Colombia los resultados de un modelo de competencia imperfecta, teniendo en cuenta la estructura vertical del mercado. Los resultados muestran que las firmas integradas verticalmente producen en promedio un 8% más de energía, aportándole eficiencia al mercado mayorista de electricidad.

**Palabras clave:** Integraciones Verticales, Electricidad, Estructura de Mercado, Competencia Oligopólica.

**Clasificación JEL:** L11, L13, L94.

---

<sup>1</sup> Agradezco a Daniel Gómez por sus valiosas contribuciones a este trabajo, al igual que los comentarios de Álvaro Riascos y Ángela Cadena.  
Email: [s.orozco1327@uniandes.edu.co](mailto:s.orozco1327@uniandes.edu.co). Documento presentado como tesis para la Maestría en Economía, Universidad de los Andes

# Vertical Integration and its Effect on the Price of Electricity

Sebastián Orozco Sánchez

## Abstract

This article analyzes the vertical integration of generators and retailers of electricity in the Colombian electricity market and its impact on the incentives of firms. In Colombia, about 58% of the electricity generators are vertically integrated, making it relevant to study how this market structure affects wholesale prices for electricity. The results of an imperfect competition model are estimated for Colombia, given the vertical structure of the market. The results show that vertically integrated firms produce on average 8% more energy, bringing efficiency to the wholesale electricity market.

**Key words:** Vertical Integrations, Electricity, Market Structure, Oligopolic Competition.

**JEL Codes:** L11, L13, L94.

## 1. INTRODUCCIÓN

Este artículo estudia, de manera tanto teórica como empírica, el mercado de electricidad Colombiano enfocándose en su estructura vertical. El principal objetivo de este estudio es identificar cómo influyen las integraciones verticales entre las firmas generadoras (productoras de electricidad) y las firmas comercializadores (vendedoras de energía al usuario final)<sup>2</sup> en el precio del mercado mayorista de electricidad (o también bolsa de energía)<sup>3</sup>. Si bien existen otras actividades de la cadena de producción de energía eléctrica (transmisión y distribución) no se van a tratar en este artículo<sup>4</sup>.

En Colombia, según datos del DANE, el precio de la energía eléctrica ha crecido más del doble que la inflación en el último quinquenio. El informe de Doing Business (2014) reporta que el costo de la electricidad en el país es más alto que el promedio de Latinoamérica y de los países de la OECD. Además el país ha perdido puestos en el indicador de “Obtención de Electricidad”. El Consejo Privado de Competitividad (CPC, 2013) explica que el incremento en la tarifa se debe a incrementos en los precios de generación y comercialización.

El 58.3% de las empresas generadoras y el 45.5% de las empresas comercializadoras, están integradas verticalmente. Además, existen diferencias significativas entre las firmas que están integradas con las que no, en términos de cantidades producidas y vendidas, como se puede apreciar en la Gráfica 1.

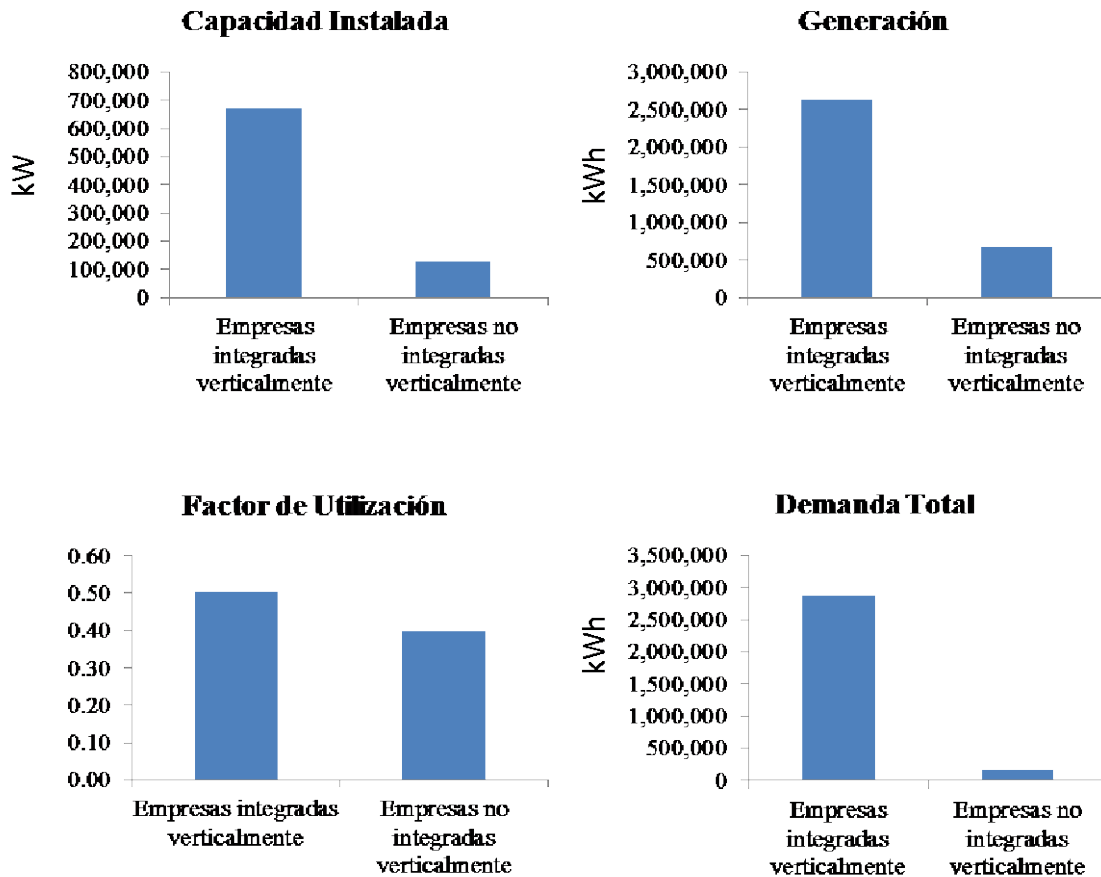
---

<sup>2</sup> Existen otras dos actividades en la cadena del servicio, la transmisión y distribución de energía, que no son de interés de este estudio

<sup>3</sup> Ver sección 3.

<sup>4</sup> A lo largo del escrito cuando se refiera a empresas integradas verticalmente

Gráfica 1. Diferencias entre empresas integradas y no integradas.



Fuente: XM, cálculos propios.

Las empresas generadoras-comercializadoras, en promedio tienen plantas de generación con mayor capacidad instalada y usan un mayor porcentaje de esta capacidad para producir energía eléctrica. De la misma manera, estas firmas presentan ventas mayores a los usuarios finales de energía, según datos de XM<sup>5</sup>. Esto indica que la estructura vertical del mercado afecta el desempeño en el mercado.

Por otro lado, las firmas integradas verticalmente en generación y comercialización, tienen incentivos a no aumentar los precios del mercado mayorista. Lo anterior se debe a que los ingresos de la firma generadora, corresponden a los egresos de la firma comercializadora. Visto de otra manera, existen incentivos de las firmas a no cobrar un margen sobre sus costos en todos los mercados en el que actúa, ya que está aumentando los costos de las firmas que están actuando más

<sup>5</sup> XM Expertos en Mercados S.A. es la entidad que opera y administra el mercado mayorista de electricidad colombiano.

abajo en la cadena de producción. Este problema es más conocido en la literatura como “doble marginalización”.

La regulación del mercado de energía eléctrica, no permite excluir comercializadores en la obtención de sus insumos<sup>6</sup> y dado que es un bien homogéneo que se transa en un mercado centralizado (mercado mayorista), no es posible aumentar los costos de los rivales. Lo anterior permite concentrarse en el problema de “doble marginalización” y no en otros problemas asociados con las integraciones verticales.

En Colombia sólo se ha estudiado la estructura horizontal y el diseño del mercado mayorista. Este estudio aporta al análisis del mercado mayorista colombiano desde una perspectiva enfocada a la estructura vertical, diferente a lo que se ha tratado en la literatura previa. Lo anterior permitirá tener un entendimiento más amplio de la organización del mercado colombiano.

Con el fin identificar cómo influyen las integraciones verticales entre los generadores y comercializadores de electricidad en el precio del mercado mayorista, se desarrolla un modelo teórico y un ejercicio empírico. El marco teórico expone una adaptación del modelo presentado por Bushnell et al. (2008), el cual se basa en una situación de competencia imperfecta. Este modelo compara la maximización de beneficios de una firma verticalmente integrada, con dos escenarios. El primer escenario, supone una firma no integrada verticalmente y el segundo, supone competencia perfecta. A diferencia del modelo presentado por Bushnell et al. (2008), el modelo presentado en este artículo supone que las ventas en el mercado minorista y por contratos de largo plazo son variables endógenas. A partir de esta comparación, se identifican las principales variables que afectan los incentivos de la firma a disminuir (o aumentar) el precio en el mercado. El ejercicio empírico toma los resultados del modelo y estima las formas funcionales resultantes mediante el método de Mínimos Cuadrados en dos Etapas (MC2E). Con los resultados obtenidos, se concluye si las firmas efectivamente tienen los incentivos para influenciar el precio del mercado.

A partir de la aplicación de esta metodología mencionada, los resultados obtenidos muestran que las integraciones verticales entre generadores y comercializadores, incentivan la venta de mayores cantidades de energía en el mercado. Así mismo, muestra que los contratos a largo plazo realizados por las firmas generadoras tienen el mismo efecto sobre los incentivos de las firmas.

---

<sup>6</sup> En la literatura de integraciones verticales a este problema se le ha denominado como “Foreclosure” (Davis & Garcés, 2010).

El artículo se estructura en siete secciones: en la segunda sección se presenta una revisión de la literatura relacionada. En la tercera sección, se exponen los principales aspectos del mercado de energía eléctrica colombiano. En la cuarta sección, se expone el marco teórico y el marco empírico. En la quinta sección, se describen los datos que se usan para realizar las estimaciones. En la sexta, sección se presentan los resultados de las estimaciones empíricas. En la séptima, se concluye a partir de los resultados del estudio.

## 2. REVISIÓN DE LA LITERATURA

La literatura relacionada con el estudio de los mercados de energía eléctrica se ha desarrollado según los cambios en la regulación del mercado y se ha dado en diferentes tópicos. En este artículo, se abordan los trabajos relacionados con el análisis de la organización industrial del mercado y los trabajos que han analizado el mercado Colombiano.

Los estudios de estos mercados se generaron a partir de la investigación de la eficiencia de los mercados mayoristas reestructurados en ciertos países. Uno de los primeros artículos que hacen mención a la eficiencia del mercado de electricidad es el de Wolfram (1999). La autora muestra para los mercados de Inglaterra y Gales, que los productores ejercen de su poder de mercado. Para ello hace una revisión de los costos de las plantas generadoras de energía para estimar finalmente sus costos marginales y compararlos con el precio del mercado. Sin embargo sus resultados son menores a los predichos por un modelo de competencia de duopolio.

Los diferentes resultados de la reestructuración de los mercados en Estados Unidos, en especial la crisis energética de California del 2000<sup>7</sup>, motivaron el estudio del sector. Borenstein, Bushnell y Wolak (2002) estiman el grado en que los precios del mercado de California se desviaron del ideal competitivo durante la crisis energética. Con el fin de medir las ineficiencias del mercado, los autores descomponen el incremento de los pagos realizados en el mercado mayorista de electricidad en costos de producción, rentas *infra-marginales*<sup>8</sup> y pagos resultantes del ejercicio del poder de mercado. Los autores encuentran que el 59% de incremento en los precios del mercado de California, se debe al ejercicio del poder de mercado. Tanto Wolfram (1999) como Borenstein et al. (2002), solo tienen en cuenta la estructura horizontal del mercado y la forma cómo los productores ejercen su poder de mercado.

---

<sup>7</sup> Para consultar mayor detalle de la crisis energética de California, ver Borenstein (2002).

<sup>8</sup> Rentas generadas a partir de la diferencia entre el precio del mercado y el costo marginal de producción



Mansur (2003) argumenta que el mercado de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM), tienen un comportamiento relativamente competitivo, para lo cual, el autor compara dos modelos. Primero, realiza un modelo de un solo periodo y sin integraciones verticales, similar al usado por Wolfram (1999). Segundo, el autor considera la estructura vertical del mercado y restricciones intertemporales de producción. El autor trata la reestructuración del mercado como un experimento natural con el fin de tener un escenario de “control” e identificar los principales cambios ocurridos en el mercado. Sus resultados sugieren que el modelo de un solo periodo sobreestima las ineficiencias del mercado y observa un mejor ajuste del modelo que incorpora la estructura vertical del mercado y restricciones intertemporales de producción. Además, concluye que las integraciones verticales limitan los incentivos a distorsionar el mercado y aumenta su eficiencia.

Posteriormente, Bushnell, Mansur y Saravia (2008) examinan las firmas verticalmente integradas y aquellas que tienen compromisos contractuales de largo plazo en tres mercados de Estados Unidos. Los autores encuentran evidencia que sugiere que los arreglos verticales entre firmas, reducen los incentivos a aumentar el precio y afectan “dramáticamente” los resultados del mercado. Para llegar a este resultado, desarrollan un modelo de competencia a la Cournot bajo dos escenarios: el primer escenario se basa en un modelo sin tener en cuenta las integraciones verticales y el segundo las tiene en cuenta. Al probar empíricamente estos dos modelos llegan a la conclusión que la competencia oligopólica predice correctamente el desempeño del mercado sólo cuando se toma en cuenta la estructura vertical. Esto va en la misma línea que los resultados de Mansur (2003). De la misma manera, destacan que tener firmas verticalmente integradas resulta en precios más cercanos a un escenario competitivo, similar a lo mostrado en este artículo.

En específico para el mercado Colombiano se han realizado estudios sobre la estructura horizontal del mercado y sobre el diseño del mercado mayorista. Tobón, Ortiz y Castillo (2005) revisan la estructura horizontal del mercado colombiano. Los autores calculan el índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) y el coeficiente de concentración de las cuatro principales firmas en el mercado (C-4). Los autores concluyen que la concentración del mercado disminuyó en el periodo 1995-2004 y que el mercado spot es más concentrado que el mercado de contratos bilaterales.

De Castro, Oren, Riascos y Bernal (2015), realizan una evaluación de impacto de la Resolución CREG 051 de 2009<sup>9</sup>. Para realizar dicha evaluación los autores modelan las decisiones horarias de

---

<sup>9</sup> La Resolución CREG 051 de 2009, realiza un cambio en el mercado mayorista Colombiano pasando de un diseño de un mercado de auto-compromiso (self-committed) a uno centralmente comprometido (centrally committed)

producción de las firmas como una función de los *markups*, estiman un contrafactual de los precios después de la reforma al mercado y calculan los efectos de bienestar. Los autores encuentran que la reforma ha llevado a que el costo total de producción de energía ha bajado. Sin embargo, el segundo resultado obtenido muestra que los *markups* de las firmas han incrementado, sugiriendo un aumento en el ejercicio del poder de mercado.

Por otra parte, Espinosa (2009) y Espinos y Riascos (2010) exploran el diseño del mercado mayorista. En particular, analizan el comportamiento de las empresas en diferentes tipos de “subastas multiunidades”. Al comparar mecanismos de subastas, diferentes al que actualmente opera en el mercado colombiano, encuentran que bajo mecanismos alternativos, el gasto del subastador hubiese sido menor y que las plantas de gas natural y las hidroeléctricas declaran precios mayores a sus costos.

Los resultados de los artículos realizados en el contexto colombiano, son relevantes porque presentan evidencia sobre la concentración y la competencia en el mercado colombiano. Lo anterior confirma que el mercado colombiano funciona bajo un escenario de competencia imperfecta, por lo cual se puede realizar este supuesto en la metodología usada en este estudio.

### **3. ESQUEMA DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD COLOMBIANO**

El mercado de electricidad se caracteriza por ser un mercado altamente regulado. Esta sección tiene el fin de exponer el funcionamiento del mercado de electricidad colombiano, los principales cambios regulatorios ocurridos en el periodo de estudio que afectan el análisis del mismo, e introducir algunos conceptos importantes que se van a utilizar a lo largo del artículo.

La cadena de producción de la energía eléctrica se divide en cuatro grandes actividades: la generación (producción de energía), la transmisión (transporte de energía de plantas generadoras a zonas de demanda), la distribución (transporte a nivel local) y la comercialización (venta de energía al usuario final). Las actividades de generación y comercialización, son consideradas como actividades de libre competencia, mientras que las actividades de transmisión y distribución son consideradas monopolios naturales, los cuales son regulados. Este artículo se va a concentrar en los aspectos referentes a las actividades de generación y comercialización de energía.

En Colombia existen dos mercados en donde se generan transacciones de energía eléctrica, el mercado mayorista y el mercado minorista. El mercado mayorista, se refiere al mercado en donde los generadores venden la energía que han producido y es comprada por los comercializadores. El

mercado minorista se refiere al mercado en donde los comercializadores venden su energía a los usuarios finales. En Colombia existen dos tipos de usuarios definidos en la regulación: los usuarios regulados y los no regulados. Los usuarios regulados, son aquellos que tienen un consumo que no supera un umbral definido en la regulación (generalmente usuarios residenciales) a los cuales el precio de venta está fijado en la regulación. Los usuarios no regulados, son aquellos que sobrepasan el umbral de consumo mínimo, y pueden negociar libremente el precio al que pagan la energía eléctrica que consumen.

En el mercado mayorista, sólo se pueden establecer contratos entre generadores y comercializadores. Ningún usuario final puede efectuar compras de electricidad en bolsa, ni pactar un contrato directamente con el generador, lo que implica que tienen que mediar con el comercializador.

### **3.1 Funcionamiento del mercado mayorista.**

Los generadores y comercializadores, tienen dos alternativas para negociar la energía eléctrica: mediante el mercado mayorista (también denominado de corto plazo, bolsa de energía o mercado spot) o mediante el mercado de largo plazo (o mercado de contratos bilaterales).

El mercado mayorista se estableció a mediados de la década de los 90, como un mercado centralizado, en donde se ejecutan intercambios de oferta y demanda de manera horaria. Este mercado es administrado y operado por la filial de ISA<sup>10</sup>, XM, mediante la dependencia del Administrador de Sistemas de Intercambios Comerciales (ASIC).

Han existido dos cambios regulatorios que han realizado modificaciones sobre el mecanismo de formación de precio en la última década. En primer lugar, se estableció el Cargo por Confiabilidad mediante la Resolución CREG 071 de 2006. En términos generales, este cargo es la remuneración (o la prima) que se da a los generadores que se comprometen a poner a disposición del mercado una cantidad de energía, cuando los precios de bolsa superan un valor llamado “precio de escasez”. El segundo cambio importante se hizo mediante la Resolución CREG 051 de 2009, la cual tiene que ver con la incorporación de los costos fijos de operación de las plantas térmicas a la minimización de costos del sistema para la determinación del precio.

En términos generales, el proceso de despacho y determinación del precio en bolsa se realiza a partir de la recepción de ofertas de precio y de cantidad hechas por los generadores. Para realizar la planeación diaria del sistema, el operador del mercado realiza una estimación de la demanda del día

---

<sup>10</sup> Operador del Sistema de Transmisión (Transmission System Operator, TSO)

siguiente suponiendo inelasticidad de los precios. Para determinar el precio de bolsa, el administrador del mercado ordena las ofertas de los generadores, de la planta con oferta más baja a la planta con oferta más alta. Luego de realizar este proceso, el operador del mercado, asigna el precio de bolsa según el precio marginal del sistema, según la demanda real del sistema.<sup>11</sup>

En cuanto al mercado de contratos bilaterales, en Colombia estos son de carácter financiero y se usan principalmente como mecanismo de cobertura de precio, debido a que no hay entrega física de la energía. La forma, contenido y condiciones establecidas en los contratos de energía se pueden pactar libremente entre los agentes. El precio pactado no necesariamente tiene que ser un precio fijo, por lo cual puede tener diferentes variaciones. Dentro de estas variaciones se encuentran precios horarios, precios indexados al precio de bolsa o indexados a alguna fórmula que tiene en cuenta diferentes componentes.

Existe una propuesta regulatoria para la creación de un mercado organizado y centralizado, denominado Mercado Organizado Regulado (MOR), en el cual se busca cubrir la demanda regulada y no regulada mediante contratos bilaterales de energía. Sin embargo, este no se ha implementado a la fecha.

## **4. METODOLOGÍA**

En este artículo se busca medir el impacto de la estructura vertical sobre los precios del mercado mayorista de electricidad. Primero, se desarrolla un modelo teórico y a partir de los resultados, se desarrolla un modelo empírico para medir los impactos.

### **4.1 Modelo Teórico**

Para el desarrollo teórico, se adapta el modelo presentado por Bushnell et al. (2008). El modelo que se va a presentar, considera una formulación general de un modelo de competencia imperfecta (competencia de Cournot), tanto a nivel del mercado mayorista como del minorista. El mercado mayorista de energía eléctrica, también llamado mercado spot o bolsa de energía, es un mercado centralizado, en donde participan todos los generadores y comercializadores de electricidad y se generan transacciones de corto plazo (horarias) entre estos dos tipos de agentes. El mercado minorista de electricidad se refiere al mercado en donde los comercializadores venden energía a los usuarios finales.

---

<sup>11</sup> Los detalles de la formación del precio en el mercado se pueden encontrar De Castro et al. (2015)

Se hace el supuesto de que las firmas maximizan beneficios tomando decisiones sobre la cantidad producida en cada momento del tiempo (i.e. no hay decisiones intertemporales de producción). Así mismo, se supone que el equilibrio se da mediante la intersección de oferta y demanda, sin modelar explícitamente el proceso de despacho de las plantas generadoras en Colombia, descrito en la sección anterior. Este supuesto se hace con el fin de simplificar el modelo y concentrarse en los aspectos relacionados con la estructura vertical del mercado.

La producción total de la firma  $i$ , está representado por  $q_i$ . De la misma manera, las firmas tienen tres formas de vender la energía que producen: en el mercado mayorista, en el mercado minorista y mediante contratos bilaterales. Las ventas en el mercado minorista se denotan como  $q_i^r$  y las ventas mediante contratos como  $q_i^c$ . Las ventas en el mercado mayorista no se denotan explícitamente, ya que estas corresponden a la diferencia entre la cantidad producida ( $q_i$ ) y las ventas en el mercado minorista ( $q_i^r$ ) y mediante contratos bilaterales ( $q_i^c$ ).

A diferencia del modelo presentado por Bushnell et al. (2008), en esta formulación se asume que las ventas en el mercado minorista ( $q_i^r$ ) son una variable endógena en la maximización de beneficios de la firma. También se adiciona la cantidad vendida mediante contratos bilaterales ( $q_i^c$ ) dentro de las variables de la maximización de las firmas. La especificación del modelo cambia al incorporar estas variables y por lo tanto los resultados van a reflejar esta condición siendo puntos relevantes en la decisión de producción de las empresas

Cada firma  $i \in \{1, \dots, N\}$  integrada verticalmente, maximiza beneficios ( $\pi_i^{IV}$ ). Se denota  $p(\cdot)$  como el precio del mercado mayorista de energía,  $p_i^r(\cdot)$  y  $p^c(\cdot)$  como los precios del mercado minorista y de los contratos bilaterales de electricidad, respectivamente. También  $q_{-i}$ ,  $q_{-i}^r$  y  $q_{-i}^c$  corresponden a la producción total, ventas en el mercado minorista y de contratos de las otras  $N-1$  firmas diferentes a  $i$ . Los beneficios de la firma son denotados como:

$$\pi_i^{IV}(p) = p(q_i, q_{-i}) \cdot (q_i - q_i^r - q_i^c) + p_i^r(q_i^r, q_{-i}^r) \cdot q_i^r + p^c(q_i^c, q_{-i}^c) \cdot q_i^c - C_i(q_i) \quad (1)$$

Considerando que no hay decisiones intertemporales de las firmas, y bajo los otros supuestos previamente mencionados, se puede representar el equilibrio de Cournot como el conjunto de cantidades que satisfacen las siguientes condiciones de primer orden para cada firma  $i$ :

$$\frac{\partial \pi_i^{IV}}{\partial q_i} = p(q_i, q_{-i}) + (q_i - q_i^r - q_i^c) \frac{\partial p(\cdot)}{\partial q_i} - C'(q_i) = 0 \quad (2)$$

$$\frac{\partial \pi_i^{IV}}{\partial q_i^r} = p_i^r(q_i^r, q_{-i}^r) + (q_i^r) \frac{\partial p_i^r(\cdot)}{\partial q_i} - p = 0 \quad (3)$$

$$\frac{\partial \pi_i^{IV}}{\partial q_i^c} = p^c(q_i^c, q_{-i}^c) + (q_i^c) \frac{\partial p^c(\cdot)}{\partial q_i} - p = 0 \quad (4)$$

El escenario sin integraciones verticales esta descrito por  $q_{i,t}^r = 0$ , por lo cual las condiciones de primer orden son:

$$\frac{\partial \pi_i^G}{\partial q_i} = p(q_i, q_{-i}) + (q_i - q_i^c) \frac{\partial p(\cdot)}{\partial q_i} - C'(q_i) = 0 \quad (5)$$

$$\frac{\partial \pi_i^G}{\partial q_i^c} = p^c(q_i^c, q_{-i}^c) + (q_i^c) \frac{\partial p^c(\cdot)}{\partial q_i} - p = 0 \quad (6)$$

Así mismo en el escenario competitivo (competencia perfecta), las condiciones de primer orden son:

$$\frac{\partial \pi_i^{IV}}{\partial q_i} = p(q_i, q_{-i}) - C'(q_i) = 0 \quad (7)$$

$$\frac{\partial \pi_i^{IV}}{\partial q_i^r} = p_i^r(q_i^r, q_{-i}^r) - p = 0 \quad (8)$$

$$\frac{\partial \pi_i^{IV}}{\partial q_i^c} = p^c(q_i^c, q_{-i}^c) - p = 0 \quad (9)$$

En la ecuación (2) se puede ver los incentivos que tiene la firma integrada verticalmente a no aumentar los precios del mercado mayorista. A medida que las cantidades vendidas en el mercado minorista ( $q_i^r$ ) y en contratos bilaterales ( $q_i^c$ ) se acercan hacia la cantidad producida, el ingreso marginal de la firma se acerca al precio mayorista del mercado. En otras palabras, entre más cantidad sea vendida en estos mercados, el resultado de su maximización es similar al resultado de competencia perfecta (i.e.  $p(q_i, q_{-i}) - C'(q_i) = 0$ ). También se destaca la importancia del mercado de contratos bilaterales, ya que los generadores que no están integrados verticalmente, si tienen su energía contratada de antemano, van a tener el mismo incentivo a aumentar las cantidades generadas y vendidas del mercado.

Las ecuaciones (3) y (4) muestran las decisiones que toman los agentes en el mercado minorista y de contratos bilaterales. Ambas ecuaciones muestran que el costo de oportunidad de vender en estos mercados es no vender en el mercado mayorista. Así mismo indica que bajo una condición de competencia perfecta, el precio que van a trasladar en estos mercados es igual al precio del mercado mayorista.

Al comparar las ecuaciones (2), (5) y (7), y suponiendo que la demanda por electricidad es inversamente proporcional al precio ( $\frac{\partial p(\cdot)}{\partial q_i} < 0$ ) y costos marginales monótonos crecientes, se puede ver que:

$$p(q_i, q_{-i}) > p(q_i, q_{-i}) + (q_i - q_i^r - q_i^c) \frac{\partial p(\cdot)}{\partial q_i} > p(q_i, q_{-i}) + (q_i - q_i^c) \frac{\partial p(\cdot)}{\partial q_i} \quad (10)$$

Lo anterior implica que las cantidades resultantes del modelo de integraciones verticales, son mayores al modelo sin integraciones verticales, pero menores al modelo competitivo. Es decir, la situación de integraciones verticales se acerca más a una situación competitiva.

## 4.2 Modelo Empírico

Teniendo en cuenta los resultados del modelo desarrollado en el numeral anterior, se procede a establecer la metodología empírica. A diferencia de los mercados estudiados en los artículos de Bushnell et al. (2008) y Mansur (2003), en Colombia la tecnología predominante para la generación

de energía eléctrica es la hidráulica. Además, el enfoque se va a realizar en el mercado interno, excluyendo los intercambios internacionales con Venezuela y Ecuador<sup>12</sup>.

A partir de la ecuación (2), correspondiente a la condición de primer orden del modelo teórico, en la situación del modelo con integraciones verticales, se puede derivar una forma funcional para estimar la cantidad producida por cada firma ( $q_{i,t}$ ). De manera general, la forma funcional mencionada sería:

$$q_i = \frac{p(q_i, q_{-i})}{-\frac{\partial p(\cdot)}{\partial q_i}} + q_i^r + q_i^c + \frac{C'(q_i)}{-\frac{\partial p(\cdot)}{\partial q_i}} \quad (11)$$

La ecuación (2) muestra la relación entre la cantidad producida por la firma, el precio del mercado, las cantidades vendidas tanto en el mercado minorista como mediante contratos bilaterales y los costos de producción. Por ejemplo, si se supone una demanda lineal (i.e.  $p(q_i, q_{-i}) = a - b\Sigma q_i$ ) y costos marginales constantes (i.e.  $C'(q_i) = c_i$ ), la forma funcional mencionada se muestra en la ecuación (12):

$$q_i = \frac{p(q_i, q_{-i})}{b} + q_i^r + q_i^c - \frac{c_i}{b} \quad (12)$$

En consecuencia, se va a realizar la estimación del logaritmo natural de la cantidad producida por cada firma ( $\ln(q_{i,t})$ ), en función del logaritmo natural de precio del mercado ( $\ln(p_{i,t}^w)$ ), las cantidades vendidas en contratos ( $VentasContratos_{i,t}$ ) y su demanda en el mercado minorista ( $DemandaNoRegulada_{i,t}$  y  $DemandaRegulada_{i,t}$ ). Se incluye una variable binaria que indica si la firma esta verticalmente integrada o no ( $IV_t$ ) y se interactúa su demanda regulada y no regulada, con el fin de comparar los resultados del modelo con integraciones verticales y sin integraciones verticales.

---

<sup>12</sup> El despacho del mercado internacional está subordinado al despacho del mercado interno el cual es más importante por sus cantidades. Por lo tanto, desde la perspectiva de este estudio es mar relevante enfocarse en el mercado interno.



Con el fin de tener un estimativo de los costos marginales de las firmas, se sigue la metodología usada por Borenstein et al. (2002) y De Castro et al. (2015). Esta metodología parte de la estimación de los costos marginales de la plantas térmicas basados en: (i) “Heat Rate” de la planta, (ii) valor calorífico del combustible, (iii) precio del combustible (P), (iv) costos de administración, operación y mantenimiento (AOM), (v) Impuestos ( $\tau$ ).<sup>13</sup> La fórmula del costo marginal es:

$$\text{Costo Marginal Térmico} = \frac{\text{Heat Rate}}{\text{Valor Calorífico}} * P + AOM + \tau \quad (13)$$

Para medir el costo de oportunidad del agua (costo marginal de generar con energía hidráulica) se sigue a De Castro et al. (2015) suponiendo que este equivale al mínimo entre la oferta de la planta y máximo costo marginal de la planta térmica que genera en el día. Dado que este trabajo se realiza a nivel de firma, el costo marginal de la firma va a ser el promedio de los costos de sus plantas, ponderados por su generación.

Por último a la estimación se adiciona la variable  $MEI_t$ , que representa el un índice multivariado del fenómeno de “El Niño”<sup>14</sup>. Así mismo incluyen efectos fijos por agente ( $\Sigma\alpha_i$ ) y de tiempo ( $\vec{F}$ ) (por día, mes y año) para controlar las características específicas de estos.

La ecuación a estimar es la siguiente:

$$\begin{aligned} \ln(q_{i,t}) = & \Sigma\alpha_i + \beta_1 \ln(p_t^w) + \beta_2 IV_t + \beta_3 DemandaNoRegulada_{i,t} \\ & + \beta_4 DemandaRegulada_{i,t} + \beta_5 IV_t \cdot DemandaNoRegulada_{i,t} \\ & + \beta_6 IV_t \cdot DemandaRegulada_{i,t} + \beta_7 VentasContratos_{i,t} + \theta_1 MEI_t \quad (14) \\ & + \gamma_1 CostoMarginal_{i,t} + \vec{F} + \varepsilon_t \end{aligned}$$

<sup>13</sup> El Heat Rate, valor calorífico del combustible, precio del combustible son tomados de la Unidad de Planeación Minero Energética. Los precios se encuentran en USD y se convierten usando la TRM del día tomada del Banco de la República. Los costos AOM son tomados según lo estimado para Colombia por De Castro et al. (2015). Los impuestos corresponden al Costo Equivalente Real de la Energía (CERE) y el aporte al Fondo de Aportes a las Zonas No Interconectadas (FAZNI). El CERE es tomado de XM y el FAZNI se calcula como COP\$1/kWh ajustado mensualmente por el Índice de Precios al Productor.

<sup>14</sup> Multivariate ENSO Index. Este índice es tomado de la página web del National Oceanic & Atmospheric Administration (NOAA) de Estados Unidos. <http://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/>

Dado que el precio es una variable endógena, se estima la ecuación (14) usando una regresión de mínimos cuadrados en dos etapas (MC2E). El instrumento utilizado es la demanda diaria estimada de energía eléctrica. Esta demanda hace referencia a la estimación que hace el operador del mercado (XM) el día anterior a la operación. Esta estimación no depende de los precios de mercado, sino de variables técnicas del sistema (e.g. curvas de carga, demanda máxima de potencia, etc.). Esto implica que la variable es exógena al modelo, por lo cual, el instrumento es válido.

A partir, de los resultados del modelo teórico, se espera que haya una relación positiva entre estar integrado verticalmente con las cantidades producidas por la firma. En otras palabras, se espera que el coeficiente que acompaña a la variable  $IV_t$  en la ecuación (14), sea positivo. Así mismo, se espera que las ventas en contratos impacten positivamente la cantidad total.

Este modelo se escogió debido a que, si bien es simple, ha sido probado por varios autores mostrando resultados robustos en su estimación. Sin embargo, tiene la desventaja que no toma en cuenta las diferentes especificidades de la regulación de la subasta que da origen al mercado mayorista, y por lo tanto las estrategias de las firmas sobre sus ofertas de precio.

## 5. DATOS

Los datos utilizados, corresponden a los reportados por el operador del mercado mayorista (Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., XM). En la base de datos se encuentran las variables de generación por agente, compras y ventas de energía en bolsa y en contratos bilaterales, demanda por cada comercializador, precio del mercado, precio promedio de contratos, entre otras. La frecuencia disponible es diaria, cubriendo un periodo comprendido entre el 01 de enero de 2000 al 31 de diciembre de 2014.

### 5.1 Precios

El precio en bolsa en el periodo de estudio se situó entre 28,84 y 478,87 \$/kWh<sup>15</sup>. Estas diferencias se deben en parte al mecanismo de formación del precio del mercado y la heterogeneidad de costos de generación entre plantas. El precio del mercado lo determina el precio ofertado por la planta marginal<sup>16</sup> en el despacho ideal. Entonces, si la planta marginal resulta siendo una planta de generación de energía térmica, el precio del mercado va a ser mayor que el precio resultante cuando el precio lo determina una planta de energía hidráulica.

---

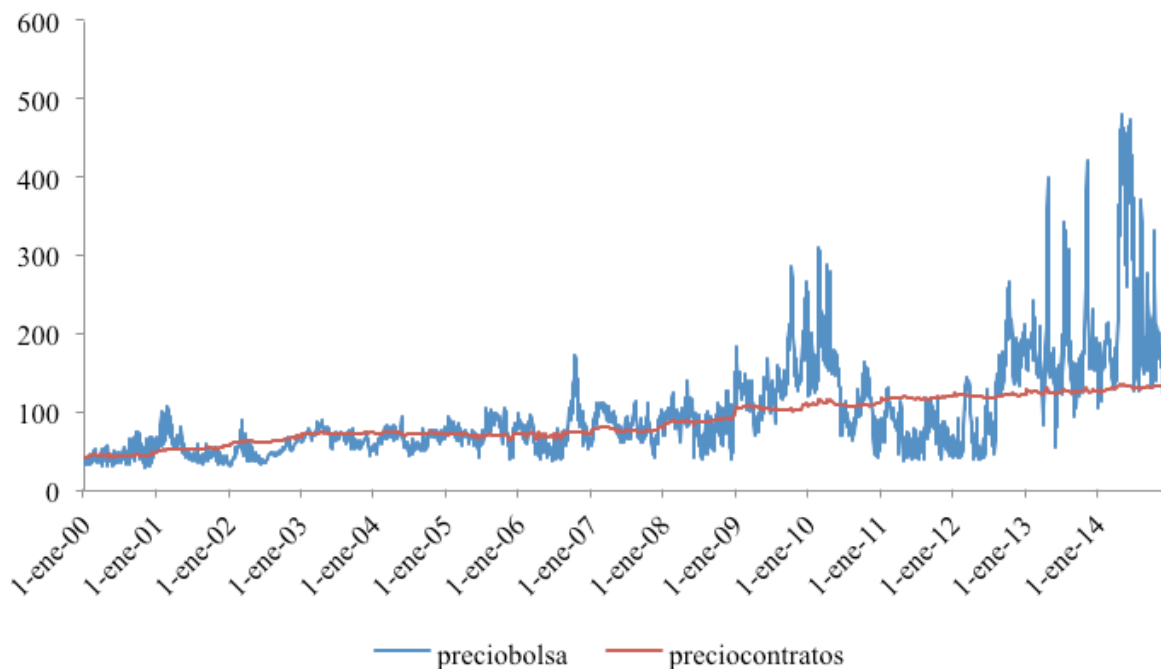
<sup>15</sup> Pesos Colombianos por Kilovatio-hora

<sup>16</sup> Esta se refiere a la planta que completó con su oferta la demanda total.

Como se puede apreciar en la Gráfica 2, el precio en bolsa ha tenido dos momentos en donde ha presentado picos históricos, el primero ocurrido a inicios de 2010 y el segundo ocurrido a mediados de 2014. Estos picos han estado relacionados principalmente con momentos de baja hidrología causados por el fenómeno de “El Niño” (El Niño-Southern Oscillation, ENSO).

En comparación, el precio promedio de los contratos bilaterales suscritos por los agentes, no posee la variabilidad del precio en bolsa. De hecho, la varianza del precio en bolsa es 5,4 veces mayor a la varianza del precio de contratos. Igualmente el precio promedio de los contratos se ha mantenido el 51,3% de los días por encima del precio en bolsa.

**Gráfica 2. Precios en bolsa contra precio promedio de contratos (\$/kWh)**



Fuente: XM, cálculos propios.

## 5.2 Estructura vertical del mercado

Dentro del periodo analizado, se encontraron 43 empresas que actúan directamente o a través de una filial en los mercados de generación y comercialización. Esto corresponde al 58.3% de los generadores y al 40.5% de los comercializadores.

Como se puede ver en la Tabla 1, las empresas que se encuentran verticalmente integradas difieren sistemáticamente de las que no lo están. Estas diferencias se dan en las variables tanto del mercado de generación como el de comercialización. En primer lugar, las empresas que están integradas verticalmente, tienen mayor capacidad instalada y en consecuencia tienen mayor generación. De la misma forma, al normalizar la generación por la capacidad instalada que tienen las plantas, existe una diferencia de 0.7 puntos porcentuales en el porcentaje de utilización de estas plantas. Al tomar la misma diferencia para las plantas hidráulicas y que son despachadas centralmente, la diferencia aumenta a 7.4 puntos porcentuales.

**Tabla 1. Diferencia de medias de las principales variables de los mercados de generación y comercialización**

Variable	Empresas integradas verticalmente		Empresas no integradas verticalmente		Diferencia de medias
	Observaciones	Media	Observaciones	Media	
Capacidad Instalada	89403	6.73E+05	111859	1.26E+05	547800***
Generación	259394	2.64E+06	160306	6.71E+05	1969200***
Factor de Utilización <sup>1</sup>	89402	0.5041	111678	0.3956	0.1085***
Demanda Regulada	259394	1.96E+06	160306	1.38E+05	1820200***
Demanda No Regulada	259394	9.25E+05	160306	26893.0268	898006.9***
Demanda Total	259394	2.88E+06	160306	1.65E+05	2718300***
Ventas netas en Bolsa	259327	10372.2862	154470	-1.75E+04	27832***
Ventas netas en Contratos	259327	-2.74E+05	154470	4.60E+05	-733200***

Fuente: XM, cálculos propios.

Notas: \*\*\* Significativo al 1%, \*\*Significativo al 5%, \*Significativo al 10%

1. Factor de Utilización se refiere al porcentaje de utilización que está usando una planta con respecto a su capacidad instalada.

En segundo lugar, en el mercado de comercialización también muestra diferencias significativas en el comportamiento de los agentes. Las firmas integradas verticalmente, tienen mayor demanda tanto regulada como no regulada. Esto indica que estas firmas venden más en el mercado de comercialización.

Lo anterior sirve como una primera aproximación análisis de los incentivos de aumentar las cantidades del mercado mayorista, de las firmas en el mercado. Como se mostró anteriormente, las

firmas integradas verticalmente, en general producen y venden más energía que las empresas que sólo actúan en un mercado. Sin embargo, esto puede ser también resultado del aprovechamiento de economías a escala, ya que existen diferencias en el tamaño promedio de las plantas (capacidad instalada de las plantas) que poseen las empresas verticalmente integradas.

Con el fin de controlar las diferencias causadas por el aprovechamiento de economías a escala, a continuación se muestra la diferencia de medias de las variables de generación y factor de utilización de las plantas productores, separados por quintiles de capacidad instalada.

**Tabla 2. Diferencia de medias por quintiles de capacidad instalada**

Variable	Empresas integradas verticalmente		Empresas no integradas verticalmente		Diferencia de medias
	Observaciones	Media	Observaciones	Media	
Quintil 5					
Generación	199589	3.17E+06	59439	1.36E+06	1.811e+06***
Factor de Utilización	29598	0.467	10992	0.4498	0.0172***
Quintil 4					
Generación	16320	2.60E+06	23817	5.13E+05	2.088e+06***
Factor de Utilización	16320	0.4454	23817	0.1056	0.3398***
Quintil 3					
Generación	23591	3.49E+05	20610	6.29E+05	-2.800e+05***
Factor de Utilización	23591	0.5179	20610	0.5741	-0.0562***
Quintil 2					
Generación	15333	8.40E+04	20807	3.30E+04	5.097e+04***
Factor de Utilización	15333	0.451	20807	2.36E-01	0.2155***
Quintil 1					
Generación	4561	66951.39	35633	24727.41	4.222e+04***
Factor de Utilización	4560	1.0631	35452	0.5637	0.4994***

Fuente: XM, cálculos propios.

Notas: \*\*\* Significativo al 1%, \*\*Significativo al 5%, \*Significativo al 10%

1. Factor de Utilización se refiere al porcentaje de utilización que está usando una planta con respecto a su capacidad instalada.

A excepción del tercer quintil, las empresas integradas verticalmente generan más energía y

utilizan mayor porcentaje de su capacidad instalada. También se puede observar que las empresas integradas verticalmente se encuentran ubicadas principalmente en los quintiles más altos de capacidad instalada, mientras que las no integradas se encuentran en los quintiles más bajos. Estos resultados muestran consistencia con la predicción del modelo teórico, el cual muestra que las empresas integradas verticalmente tienen mayor producción de energía.

Si bien este artículo se centra en el comportamiento de las firmas y no de las estrategias usadas para la generación de cada planta, se realizó este ejercicio al nivel de planta, para poder establecer las diferencias discriminando por tecnología. Los resultados de este ejercicio se muestran en el Anexo 1. De este ejercicio se puede notar que las diferencias entre empresas integradas verticalmente y las no integradas son positivas en la generación y factor de utilización en las plantas a gas. Estas mismas diferencias se dan en las plantas hidráulicas de mayor capacidad, ya que estas muestran un factor de utilización mayor. En las plantas a carbón, las diferencias no son significativas, menos para las plantas más grandes, que muestran una diferencia positiva.

### **5.3 Estructura horizontal de los mercados**

Debido a que el interés de este estudio son las integraciones verticales de firmas que participan en los mercados de generación y comercialización, se analizará la estructura horizontal de ambos mercados. En el mercado de generación en Colombia, entre 2000 y 2014, han participado 72 diferentes empresas generadoras. Para 2014, las cuatro principales firmas del mercado<sup>17</sup>, tuvieron una participación del 70,6% del total de energía generada.

Con el fin de tener un entendimiento más amplio de la competencia del mercado de generación de electricidad, se estudió el índice de Herfindahl-Hirshman (HHI). En la Gráfica 3, se presenta la evolución de este índice en comparación con el precio de energía eléctrica. Se puede notar que este índice ha fluctuado alrededor de un nivel cercano a 0,15. Según el Departamento de Justicia de Estados Unidos (2010), este mercado se consideraría un mercado moderadamente concentrado<sup>18</sup>.

También se puede observar que el índice HHI fluctúa de manera inversa al precio de la energía eléctrica. Una explicación de este hecho es que en épocas de baja hidrología, es necesario que las

---

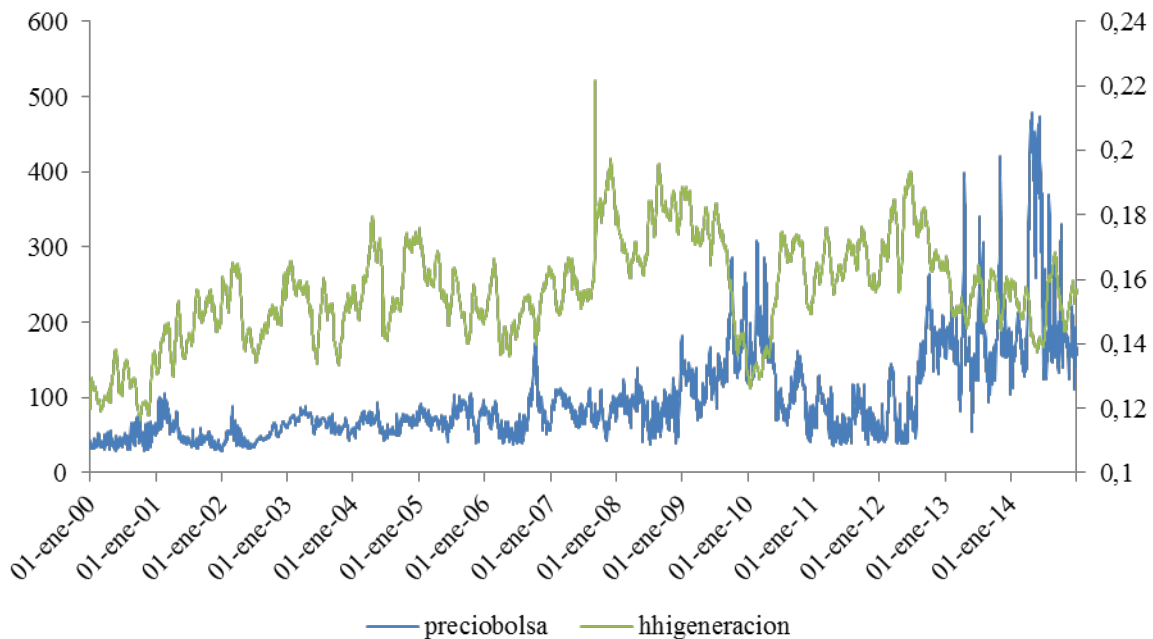
<sup>17</sup> En orden de mayor participación en el mercado: Endesa, Empresas Públicas de Medellín (EPM), ISAGEN y Gecelca.

<sup>18</sup> El Departamento de Justicia de Estados Unidos (2010), clasifica los mercados en tres tipos:

- Mercados poco concentrados: HHI menor a 0,15
- Mercados moderadamente concentrados: HHI entre 0,15 y 0,25
- Mercados altamente concentrados: HHI mayor a 0,25

plantas térmicas produzcan energía. Esto significa que nuevos agentes van a entrar a producir energía y, como se explicó anteriormente, la planta marginal en este caso va a corresponder a una planta que posea costos marginales más altos. En consecuencia, el precio del mercado está incrementando a medida que más agentes producen energía.

**Gráfica 3. Precios en bolsa (\$/kWh) contra Índice HHI de la generación real del sistema**



Fuente: XM, cálculos propios.

El mercado de comercialización de energía, tiene menos concentración al mercado anterior. En este mercado, entre 2000 y 2014, han participado 106 diferentes empresas comercializadoras. Para 2014, las cuatro principales firmas del mercado<sup>19</sup>, tuvieron una participación del 56.3% del total de energía comercializada.

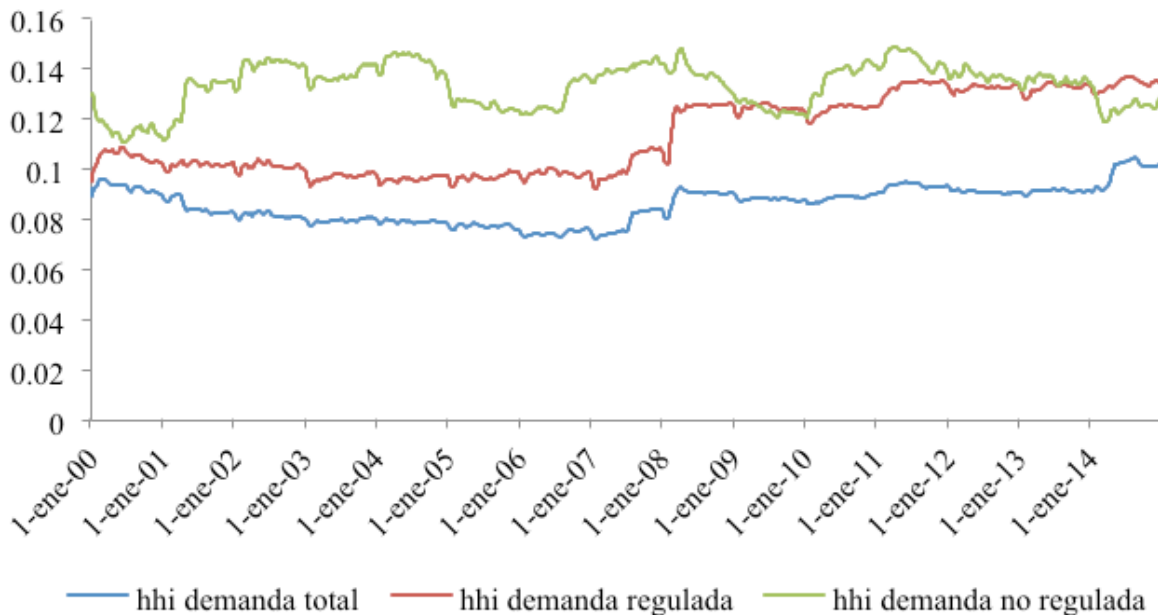
Se estudió el índice HHI, tanto para el total del mercado de comercialización como para el mercado regulado y no regulado<sup>20</sup>. Este índice es menor al encontrado en el mercado de generación y siguiendo las definiciones del Departamento de Justicia de Estados Unidos (2010), este es un

<sup>19</sup> En orden de mayor participación en el mercado: Electrificadora del Caribe (Electricaribe), Empresas Públicas de Medellín (EPM), Codensa (parte del grupo Endesa) e ISAGEN.

<sup>20</sup> El mercado regulado se refiere a los comercializadores que venden la energía a usuarios de bajo consumo y que su tarifa se encuentra determinada en la regulación. Caso contrario del mercado no regulado, que se refiere a usuarios de grandes consumos que pueden negociar libremente su tarifa.

mercado poco concentrado. Así mismo el índice de HHI para el mercado regulado ha sido menor que para el no regulado.

**Gráfica 4. Índice HHI de los mercados de comercialización**



Fuente: XM, cálculos propios.

## 6. RESULTADOS

La Tabla 3, muestra la estimación de la ecuación (14) de dos maneras diferentes:

- A. Regresión panel mediante MCO (sin instrumentar)
- B. Regresión panel mediante MC2E

Las regresiones (A) y (B), se diferencian porque la última muestra un cambio significativo en la magnitud del estimador del precio en bolsa debido al instrumento que se está usando. Este cambio es el esperado debido a que el estimado de la regresión (A) posee efectos de oferta y demanda, por lo cual está subestimado. La primera etapa muestra significancia tanto individual como global, lo que implica que el instrumento es relevante, esta se muestra en el Anexo 2.

A partir de la estimación (B) se puede inferir que las integraciones verticales tienen un impacto en los resultados del mercado. La variable IV, al mostrar un signo positivo, muestra que en promedio las firmas integradas generan más y la interacción con la demanda (tanto regulada como no regulada),



muestra que vender en este mercado incentiva a las firmas a aumentar su generación. El coeficiente que acompaña a la variable IV, indica que las firmas integradas verticalmente producen en promedio un 8% más de energía. La venta mediante contratos muestra un comportamiento consistente con los resultados del modelo teórico. La evidencia encontrada sugiere que ambas son variables relevantes en los incentivos de las firmas en aumentar su cantidad dispuesta en el mercado.

Con el fin de probar la relevancia de estas variables, se realiza una estimación en donde se excluyen y se compara con los resultados obtenidos anteriormente. En la Tabla 4, se encuentran los resultados de esta prueba.

Al excluir la variable de Integración Vertical de la regresión, los resultados obtenidos cambian de manera considerable. El ajuste de la regresión (medido por el  $R^2$ ) cae cerca en un 95% y la dimensión de los estimadores cambia de manera significativa. Al excluir las ventas en contratos, sucede algo similar con el  $R^2$ , el cual cae a la mitad del previamente utilizado. Lo anterior implica que tanto las ventas las ventas en contratos son relevantes para la estimación, confirmando que esta tiene un impacto en los incentivos de la firma a aumentar las cantidades que dispone en el mercado de generación. Por otro lado, si se excluye la variable IV, el  $R^2$  cae a niveles cercanos a cero, lo que también indica que estar integrado es un incentivo a aumentar las cantidades en el mercado.

**Tabla 3. Estimaciones para la generación de los agentes**

Variables	(A) ln(Generación)	(B) ln(Generación)
ln(Precio Bolsa)	0.105*** (0.0137)	0.712*** (0.0913)
IV	8.250*** (0.0227)	8.244*** (0.0227)
Demanda No Regulada	-1.38e-07*** (1.36e-08)	-1.41e-07*** (1.36e-08)
Demanda Regulada	-1.31e-07*** (5.83e-09)	-1.31e-07*** (5.84e-09)
Demanda No Regulada*IV	5.08e-08*** (1.58e-08)	5.31e-08*** (1.59e-08)
Demanda Regulada*IV	5.36e-07*** (9.25e-09)	5.33e-07*** (9.28e-09)
Ventas en Contratos	6.90e-08*** (3.35e-09)	6.89e-08*** (3.36e-09)
MEI	-0.0515*** (0.00673)	-0.0363** (0.0147)
Costos Marginales	4.89e-08 (4.48e-07)	-9.26e-08 (4.50e-07)
Observaciones	416,658	416,658
R-Cuadrado	0.308	0.305

Errores Estándares en paréntesis

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Fuente: Cálculos propios-Datos XM.

Como se discutió en la sección 3, han existido dos cambios regulatorios sobre el mecanismo de formación de precio en bolsa, que pueden impactar los resultados obtenidos. Con el fin de probar el modelo expuesto frente a estos cambios regulatorios, se realiza un ejercicio en donde se divide el periodo de estudio en tres partes: del 01 de enero de 2000 al 03 de octubre de 2006<sup>21</sup>, del 04 de octubre de 2006 al 07 de mayo de 2009<sup>22</sup> y del 08 de mayo de 2009 al 31 de diciembre de 2014. Los resultados de este ejercicio se encuentran en la Tabla 5.

<sup>21</sup> Fecha de expedición de la Resolución CREG 071 de 2006

<sup>22</sup> Fecha de expedición de la Resolución CREG 051 de 2009

**Tabla 4. Estimaciones excluyendo las integraciones verticales y ventas en contratos**

Variables	(C) ln(Generación)	(D) ln(Generación)	(E) ln(Generación)
ln(Precio Bolsa)	0.705*** (0.101)	0.789*** (0.101)	0.897*** (0.101)
Demanda No Regulada	7.81e-08*** (8.16e-09)	1.14e-07*** (8.18e-09)	
Demanda Regulada	1.52e-07*** (5.83e-09)	1.99e-08*** (5.40e-09)	
Ventas en Contratos	2.14e-07*** (3.69e-09)		
MEI	-0.0601*** (0.0165)	-0.0712*** (0.0165)	-0.0866*** (0.0165)
Costos Marginales	5.30e-07 (5.35e-07)	8.37e-08 (5.38e-07)	3.21e-08 (5.38e-07)
Observaciones	416,658	416,658	416,658
R-Cuadrado	0.015	0.006	0.004

Errores Estándares en paréntesis

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Fuente: Cálculos propios-Datos XM.

**Tabla 5. Resultados de la estimación para diferentes periodos**

Variables	2000-2006 ln(Generación)	2006-2009 ln(Generación)	2009-2014 ln(Generación)
ln(Precio Bolsa)	1.565*** (0.201)	0.962*** (0.252)	0.708*** (0.0778)
IV	6.667*** (0.0365)	13.32*** (0.101)	8.694*** (0.0435)
Demanda No Regulada	5.99e-08* (3.12e-08)	1.30e-07 (8.10e-08)	-3.10e-08** (1.51e-08)
Demanda Regulada	-1.51e-06*** (2.49e-08)	1.12e-07*** (1.80e-08)	-1.19e-07*** (1.49e-08)
Demanda No Regulada*IV	1.08e-07*** (3.38e-08)	1.63e-07* (8.59e-08)	3.35e-07*** (2.29e-08)
Demanda Regulada*IV	1.91e-06*** (2.00e-08)	9.60e-08*** (2.93e-08)	4.63e-07*** (2.20e-08)
Ventas en Contratos	1.38e-07*** (5.05e-09)	1.04e-07*** (8.64e-09)	2.34e-08*** (4.85e-09)
MEI	-0.0132 (0.0163)	0.109*** (0.0167)	-0.0895*** (0.0162)
Costos Marginales	-3.77e-07 (4.36e-07)	-7.07e-05*** (1.01e-05)	-4.41e-05*** (9.38e-06)
Observaciones	171,000	78,108	167,550
R-Cuadrado	0.371	0.196	0.215

Errores Estándares en paréntesis

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Fuente: Cálculos propios-Datos XM.

Los resultados de este ejercicio muestran que existe consistencia en la mayoría de estimadores, en especial los estimadores de interés. El estimador asociado al logaritmo natural del precio en bolsa, es siempre positivo pero es decreciente en el tiempo. Esto significa que la generación hecha por las firmas se ha vuelto menos sensible a cambios en los precios en bolsa. Sin embargo, el estimador de los costos marginales de las plantas porcentualmente cayó más, entre la regresión del período 2006-2009 y la del período 2009-2014. Esto va en línea con los resultados encontrados por De Castro et al. (2015), quienes muestran que en a partir de la expedición del cambio regulatorio ocurrido en 2009, los *markups* de las firmas han aumentado.

La variable que indica si una firma está Integrada Verticalmente, cambia su magnitud especialmente en el segundo periodo estudiado. Con respecto a las variables de demanda, se observa que los estimadores de la variable de Demanda No Regulada, tienen un cambio de signo para los dos primeros periodos y para la Demanda Regulada en el segundo. Al interactuar estas variables con la variable de integraciones verticales los resultados son consistentes. Por su parte las ventas en contratos se mantienen relativamente constantes en los periodos analizados.

## **7. CONCLUSIONES**

A partir de los resultados, tanto teóricos como empíricos, se puede concluir que las firmas integradas verticalmente tienen incentivos a aumentar las cantidades de energía generada vendidas en el mercado. De manera teórica, se mostró que cuando los generadores están integrados con un comercializador y tienen suscritos contratos bilaterales, la maximización de sus beneficios resulta en cantidades más alta de producción que las resultantes de la maximización ignorando estas variables.

Estos resultados se muestran empíricamente, en donde se evidencia que las firmas generadoras, tienen incentivos a aumentar sus cantidades vendidas, si poseen comercialización en el mercado y contratos bilaterales. Por lo tanto, se debería incentivar a los generadores a vender su energía en el mercado minorista y/o mediante contratos bilaterales de largo plazo.

Dados estos resultados, concluimos con dos recomendaciones en términos de la regulación del mercado de energía eléctrica. Primero, se deberían disminuir las barreras para que los generadores puedan vender su energía a usuarios finales, para aumentar el grado de integración vertical del mercado. Por ejemplo, se podría permitir libremente a los generadores vender su energía a usuarios finales, sin la necesidad de la intermediación de un comercializador o la disminución de requisitos para ser usuario no regulado. Segundo, dada la importancia de los contratos bilaterales en el mercado,

se debería promover mercados estandarizados de contratos tanto físicos como financieros, con el fin de incentivar el uso de contratos bilaterales para la venta de energía.

## 8. BIBLIOGRAFÍA

- Borenstein, S. (2002). The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster. *Journal of Economic Perspectives*, 191-211.
- Borenstein, S., Bushnell, J., & Wolak, F. (2002). Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market. *American Economic Review*, 1376-1405.
- Bushnell, J., Mansur, E., & Saravia, C. (2008). Vertical Arrangements, Market Structure, and Competition: An Analysis of Restructured US Electricity Markets. *American Economic Review*, 237-266.
- Consejo Privado de Competitividad. (2013). *Informe Nacional de Competitividad 2013-2014*. Bogotá: Consejo Privado de Competitividad.
- Davis, P., & Garcés, E. (2010). *Quantitative Techniques for Competition and Antitrust Analysis*. Princeton: Princeton University Press.
- De Castro, L., Oren, S., Riascos, A., & Bernal, M. (2015). Transition to Centralized Unit Commitment: An Econometric Analysis of Colombia's Experience. *The Energy Journal*, 37(3).
- Espinosa, M. (2009). Una aproximación al problema de optimalidad y eficiencia en el sector eléctrico colombiano. *Documentos CEDE*.
- Espinosa, M., & Riascos, A. (2010). Strategic Behaviour, Resource Valuation and Competition in Electricity Markets. *Documentos CEDE*.
- Mansur, E. (2003). Vertical Integration in Restructured Electricity Markets: Measuring Market Efficiency and Firm Conduct. *Center for the Study of Energy Markets, WP 117*.
- Tobón, D., Ortiz, M., & Castillo, G. (2005). Organización del mercado de generación de electricidad colombiano: Una aplicación de los índices de diversificación tecnológica y de concentración H-H y C-4, 1995-2004. *Lecturas de Economía, Universidad de Antioquia*, 209-229.
- U.S. Department of Justice. (19 de Agosto de 2010). *Horizontal Mergers Guidelines*. Recuperado el 28 de Febrero de 2015, de <http://www.justice.gov/atr/public/guidelines/hmg-2010.html#5c>

Wolak, F. (2007). Quantifying the Supply-Side Benefits from Forward Contracting in Wholesale Electricity Markets. *Journal of Applied Econometrics*, 1179-1209.

Wolfram, C. (1999). Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market. *The American Economic Review*, 805-826.

## 9. ANEXOS

### Anexo 1. Diferencia de medias entre plantas pertenecientes a empresas integradas y no integradas verticalmente por tecnología

Variable	Empresas integradas verticalmente		Empresas no integradas verticalmente		Diferencia de medias
	Observaciones	Media	Observaciones	Media	
Plantas Hidráulicas					
Quintil 5					
Generación	58903	8569.2668	20603	11352.112	-2782.8461***
Factor de Utilización	58903	0.7151	20603	0.8208	-0.1056***
Quintil 4					
Generación	71607	22084.0547	16378	22573.786	-489.7316***
Factor de Utilización	71607	0.712	16378	0.6557	0.0563***
Quintil 3					
Generación	76742	60726.8614	10230	67058.463	-6331.6025***
Factor de Utilización	76742	0.644	10230	0.7153	-0.0713***
Quintil 2					
Generación	75465	2.60E+05	10310	3.26E+05	-66025.7858***
Factor de Utilización	75465	0.6352	10310	0.8064	-0.1711***
Quintil 1					
Generación	91072	5.64E+06	10985	6.51E+06	-8.730e+05***
Factor de Utilización	90449	0.5384	10162	0.4785	0.0600***
Plantas Térmicas a Gas					
Quintil 5					
Generación	1188	1.33E+05	6107	77732.648	5.474e+04***
Factor de Utilización	1188	0.4196	6107	0.5295	0.1098***
Quintil 4					
Generación	1564	4.58E+05	15946	5.32E+05	-73174.0006***
Factor de Utilización	1564	0.555	15946	0.7965	-0.2414***
Quintil 3					
Generación	5883	1.10E+06	738	1.02E+06	7.347e+04*
Factor de Utilización	5883	0.4873	738	0.3808	0.1065***

Variable	Empresas integradas verticalmente		Empresas no integradas verticalmente		Diferencia de medias
	Observaciones	Media	Observaciones	Media	
Quintil 2					
Generación	7023	2.27E+06	5050	1.63E+06	6.438e+05***
Factor de Utilización	7023	0.6198	5050	0.4227	0.1971***
Quintil 1					
Generación	8803	8.67E+06	1469	3.49E+06	5.184e+06***
Factor de Utilización	8759	0.5781	991	0.5024	0.0757***
Plantas Térmicas a Carbón					
Quintil 5					
Generación	3444	3.87E+05	4	6.63E+05	-2.757e+05*
Factor de Utilización	3444	0.7579	4	0.8908	-0.1329
Quintil 2					
Generación	6474	1.52E+06	7	1.49E+06	24680
Factor de Utilización	6474	0.8307	7	0.8762	-0.0455
Quintil 1					
Generación	7885	2.81E+06	1647	2.11E+06	7.023e+05***
Factor de Utilización	7851	0.7732	1647	0.5681	0.2051***

Fuente: XM, cálculos propios.

Notas: \*\*\* Significativo al 1%, \*\*Significativo al 5%, \*Significativo al 10%

1. Factor de Utilización se refiere al porcentaje de utilización que está usando una planta con respecto a su capacidad instalada.

2. Las plantas térmicas a carbón en los quintiles 3 y 4 están integradas en su totalidad



## Anexo 2. Primera etapa de la regresión para la generación de los agentes

Variables	ln(Generación)
	7.68e-09***
Demanda Diaria	(7.22e-11)
	0.0119***
IV	(0.00253)
	1.38e-10
Demanda No Regulada	(1.52e-09)
	-5.90e-10
Demanda Regulada	(6.51e-10)
	-3.02e-09*
Demanda No Regulada*IV	(1.77e-09)
	3.10e-09***
Demanda Regulada*IV	(1.03e-09)
	-1.41e-10
Ventas en Contratos	(3.74e-10)
	0.136***
MEI	(0.000723)
	2.22e-07***
Costos Marginales	(5.00e-08)
Observaciones	416,658
R-Cuadrado	148
Número de agentes	0.688
Errores Estándares en paréntesis	
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1	

Fuente: Cálculos propios-Datos XM.