



**ANÁLISIS SOBRE EL PODER DE MERCADO DEL SECTOR ELÉCTRICO  
COLOMBIANO**

**AUTOR**

**LINA MARÍA BERMEO LÓPEZ**

**PROYECTO DE GRADO II**

**DIRECTOR DEL PROYECTO**

**JULIO CÉSAR ALONSO**

**JUAN DAVID MARTIN**

**UNIVERSIDAD ICESI**

**FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y ECONÓMICAS**

**ECONOMÍA CON ÉNFASIS EN POLÍTICAS PÚBLICAS**

**SANTIAGO DE CALI**

**2016**



**ANÁLISIS SOBRE EL PODER DE MERCADO DEL SECTOR ELÉCTRICO  
COLOMBIANO**

**AUTOR**

**LINA MARÍA BERMEO LÓPEZ**

**PROYECTO DE GRADO II**

**DIRECTOR DEL PROYECTO**

**JULIO CÉSAR ALONSO**

**JUAN DAVID MARTIN**

**UNIVERSIDAD ICESI**

**FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y ECONÓMICAS**

**ECONOMÍA CON ÉNFASIS EN POLÍTICAS PÚBLICAS**

**SANTIAGO DE CALI**

**2016**

## **TABLA DE CONTENIDO**

<b>RESUMEN .....</b>	<b>5</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>6</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>7</b>
<b>1. REVISIÓN LITERARIA.....</b>	<b>9</b>
<b>2. DESCRIPCIÓN DE DATOS.....</b>	<b>11</b>
<b>3. INDICES DE CONCENTRACIÓN INDUSTRIAL.....</b>	<b>16</b>
<b>4. MODELO DE SUBASTAS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....</b>	<b>20</b>
<b>5. RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN.....</b>	<b>24</b>
<b>6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>31</b>
<b>7. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>32</b>

## Listado de Tablas

Tabla 1. Descripción de Variables .....	12
Tabla 2. Volumen Útil (Gwh) 2001-2014 .....	13
Tabla 3. Regresiones sobre la sensibilidad para recursos hídricos .....	28
Tabla 4. Regresiones sobre sensibilidad para recursos térmicos. ....	29
Tabla 5. Estadísticas descriptivas de datos .....	34
Tabla 6. Estadísticos de las variables de EPMG.....	34
Tabla 7. Estadísticos de las variables de ENDG .....	34
Tabla 8. Estadísticos de las variables de ISGG.....	35
Tabla 9. Índices de concentración industrial .....	35
Tabla 10. Estadísticos de Lerner .....	37
Tabla 11. Plantas despachadas .....	37

## Listado de Gráficos

Gráfico 1. Precio de bolsa nacional diario frente al nivel de reservas, año 2014.....	14
Gráfico 2. Nivel de Reservas diario frente a los aportes hídricos, año 2014 .....	15
Gráfico 3. Índice Herfindahl año 2014 .....	17
Gráfico 4. Índice de Volatilidad año 2014 .....	18
Gráfico 5. Test agente pivotal año 2014.....	19
Gráfico 6. Maximización de los beneficios esperados .....	23
Gráfico 7. Subasta genérica para Firma A.....	25
Gráfico 8. Índice de Lerner .....	26
Gráfico 9 . Test agente pivotal en conjunto.....	36
Gráfico 10. Relación costo marginal y precio del gas en logaritmo natural .....	38

# ANÁLISIS SOBRE EL PODER DE MERCADO DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

## RESUMEN

En este documento se calculan índices de concentración industrial y se analiza el comportamiento de las firmas de generación más relevantes en el sector eléctrico colombiano. Para esto, se estimó la sensibilidad en choques exógenos como precios de combustibles y recursos hídricos sobre una medida del costo marginal de la energía. La motivación es discutir la posible existencia de comportamientos no competitivos de los generadores indispensables. Con base en datos publicados por XM. Los resultados sugieren que entre 2001 y 2014 el precio de bolsa es menos sensible a los choques exógenos que los costos marginales de las firmas. Por lo cual, se concluye que el sistema funciona relativamente bien ante choques exógenos en los insumos de producción. Sin embargo, se encuentra que existen las condiciones para el ejercicio de poder de mercado.

**Palabras claves:** Mercado eléctrico, índices de concentración industrial, poder de mercado, firmas pivotaes, modelo de subasta.

## **ABSTRACT**

In this paper document are calculated measures of market power and it examine the bidding behavior of the most important firms in the Colombian electricity market. The sensitivity of the marginal cost for each firm was estimated to evaluate shocks the elasticity of the series to fuel prices and water resources. . The motivation is to discuss the possible existence of non-competitive behaviors from the pivotal generators to supply the market at peak hours and consequent market inefficiencies. Based on data released by XM. The results suggest that between 2001 and 2014 the spot price is less sensitive to exogenous shocks than the marginal costs of firms. Therefore, it has concluded that the system works relatively well against exogenous shocks in production inputs. However, there are conditions for the exercise of market power.

**KeyWords:** Electricity Markets, measures of market power, auction model, pivotal firms, market power.

## **INTRODUCCIÓN**

De acuerdo con la teoría económica para alcanzar asignación eficiente de los recursos se requiere la ausencia del poder de mercado. Entonces, a parte de las condiciones de libre competencia, debemos conocer los costos de las empresas asociados a sus decisiones de oferta para determinar si hay influencia determinante en la fijación del precio por medio de comportamientos estratégicos. No obstante, el análisis sobre competencia se dificulta por el diseño de ciertos mercados como es el caso del sector eléctrico energético. Pues características como la imposibilidad de almacenamiento de electricidad, límites en la capacidad de producción, volatilidad de la demanda, las barreras de entrada, la frecuente interacción entre un número reducido de empresas, entre otros, vuelve complejo el desenvolvimiento de las empresas en el modelo competitivo. De ahí, los esfuerzos por parte de académicos y reguladores por analizar e identificar comportamientos estratégicos, el objetivo primario en términos de regulación y política es alcanzar un mercado eficiente, que necesariamente se caracteriza por nulo ejercicio de poder.

El sector eléctrico energético colombiano se caracteriza por estar dominado, en su orden, por la generación hidráulica y térmica. Las empresas generadoras con mayor participación son EPM, ISAGEN Y EMGESA, las cuales operan plantas de los tipos de generación mencionados. Otros dos actores importantes son el operador del mercado XM y la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), el primero con la función de gestionar y operar el mercado y el segundo encargado de realizar vigilancia a los servicios de energía y gas a favor de la competencia. También, es relevante mencionar que recientemente la CREG decidió volver obligatoria la participación de las empresas generadoras en la Bolsa de Energía, modificó el esquema de oferta de precios y las reglas para determinar el precio de bolsa en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) con el fin de incentivar la competencia (CREG, 2009). Bajo este esquema los generadores térmicos no enfrentan pérdidas a causa de sus costos de arranque y parada, y los recursos hídricos de las generadoras deben fijar el mismo nivel de precio para participar en la subasta. Inherentemente el cambio en el diseño de la subasta tiene repercusiones en el comportamiento de las firmas generadoras, el estudio se abstrae de incluir dichos cambios.

La motivación del estudio se basa en investigaciones anteriores sobre concentración de poder en el mercado eléctrico. Entre ellas, destaca el trabajo publicado por Castro et al (2013) donde se pretende cuantificar tres efectos de la regulación resolución 051 de 2009: el primero relacionado a los cambios en eficiencia económica para el despacho ideal, el segundo asociado a determinar cambios en el poder de mercado para las generadoras y por último, los efectos en eficiencia del delta de transmisión. Los resultados revelan que las ganancias en eficiencia benefician principalmente a los productores en detrimento del bienestar de los consumidores, debido a que aumenta el *markup*. En otras palabras, las ganancias en eficiencia no se han trasladado al consumidor a causa del comportamiento no competitivo de las empresas.

Por otra parte, en búsqueda de evidencia del ejercicio de poder de mercado, otros trabajos académicos como Balat, Carranza & Martin (2015) consideran los niveles de embalses, dado que ante choques climáticos es interesante observar el comportamiento de las generadoras. Esto llega a ser de relevancia en el caso colombiano, pues el componente hídrico en la generación es elevado.

Los aspectos de dicha naturaleza no competitiva son los que se buscan examinar. Por esta razón, son propuestos y calculados índices de concentración industrial para observar características relevantes del mercado colombiano. Con estas medidas se pretende dimensionar la vulnerabilidad del sistema frente al ejercicio de poder de mercado como motivación del estudio.

Ahora, la hipótesis del trabajo es que, en horas de alta demanda, las firmas dominantes suavizan el impacto de los choques exógenos sobre sus costos transfiriéndolo al precio de bolsa a través de un margen. Esto supone la existencia de un comportamiento estratégico por parte de las firmas generadoras a la hora de pujar en la bolsa de energía. El modelo se basa en la condición de equilibrio propuesta por Hortacsu y Puller (2008), a partir de la cual se infieren los costos marginales de tres firmas dominantes en el mercado colombiano entre 2001 y 2014. Así, observando la sensibilidad en los precios y los costos marginales ante ciertos choques de variables hídricas y precio de combustibles se pretende resolver la pregunta de investigación.

La línea conductora sigue con la revisión literaria, seguido por descripción de los datos y metodología. Luego, se presentan los resultados y finaliza con las conclusiones.

## **1. REVISIÓN LITERARIA**

Uno de los aspectos clave para la evaluación de la estructura de una industria es el grado de concentración industrial que ésta presente. Esto se debe a que, indica el nivel de vulnerabilidad del mercado y las características que han permitido el escenario de concentración industrial, si lo hay, para el posible ejercicio de poder de mercado.

La teoría de organización industrial sugiere diversos índices de concentración y estabilidad alternos a indicadores tan conocidos como el índice de Hirschman-Herfindahl o la razón de participación. Esto se debe principalmente, a la falta de un criterio satisfactorio que permita determinar la proporción ideal de la distribución del tamaño de las firmas a causa de las heterogeneidades en la estructura de mercado.

Para que un índice sea considerado como medida de concentración debe satisfacer una serie de propiedades deseables, expuestas inicialmente por Hall & Tideman (1987) y Hannah & Kay (1977), y que a consideración de Encaoua & Jacquemin (1980) se pueden resumir en dos. La primera hace referencia al principio de transferencia entre empresas y la segunda propone que la unión de dos o más empresas no afecta al indicador.

Ahora, según Latreille y Mackley (citado por Liz, 2013) existen dos tipos de medidas de concentración: Las absolutas y las relativas. Las primeras hacen uso de información sobre el número de firmas y la varianza del tamaño de las empresas. Las segundas utilizan únicamente información de la varianza del tamaño de las empresas. En la sección de descripción de datos se muestran las medidas de concentración seleccionadas y la pertinencia de cada una en la motivación.

Sin embargo, las medidas de concentración no son suficientes para hacer un análisis completo de la concentración industrial. Por esto, se vuelve necesario tanto conocer la estructura y funcionamiento del mercado energético colombiano, como hacer una recopilación de información teórica y empírica sobre el comportamiento de sus empresas. A continuación se exponen trabajos que aportan a comprender el funcionamiento del mercado.

Por un lado, Carranza, Morán y Riascos (2014) señalan que a partir de la regulación 051 en 2009, por parte de la CREG, la fijación del Precio de Bolsa cambió. La modificación considera que la fijación del precio del mercado es la suma del Máximo Precio de Oferta – precio ofertado por la última planta requerida para abastecer la demanda- y un valor incremental que elimina el riesgo de operación de una planta térmica. La dinámica del mercado mayorista funciona bajo el esquema de subasta precio uniforme y sobre cerrado, los generadores envían sus ofertas del día a un precio determinado, el operador de mercado las ordena de menor a mayor hasta abastecer la demanda. El último precio ofertado fija el precio de bolsa<sup>1</sup>.

La investigación de Castro et al. (2013) deja entrever que dicha regulación provocó un incremento en el precio de bolsa a pesar de las ganancias en eficiencia del despacho. No obstante, las ganancias en eficiencia no fueron transmitidas a los consumidores sino apropiadas por la mayoría de los generadores. Por lo tanto, resulta interesante conocer en principio trabajos académicos que intentan explicar las estrategias para ofertar. El modelo que se usa se abstrae del cambio de los incentivos de los generadores ante el cambio de la regulación mencionada.

De acuerdo con García et al (2001), las firmas generadoras desarrollan una estrategia de Markov basada en el nivel de reservas disponible al inicio de cada periodo. En su trabajo plantea un modelo básico para explicar por qué un oligopolio hidroeléctrico preferiría mantener altos niveles de reservas esperando que sus similares sufran racionamiento en sus volúmenes hídricos. Encuentra que, dado el incremento en el costo de oportunidad del agua, los beneficios a raíz de este comportamiento aumentan. Finalmente concluye argumentando que su propuesta refleja las situaciones de concentración industrial de países como Colombia y plantea instrumentos de política para regular tal mercado.

Wolak (2003) propone estimaciones para recuperar la función de costos que enfrenta una generadora eléctrica desde los contratos. Los resultados empíricos sobre el mercado eléctrico en Australia, sugieren que las técnicas propuestas son útiles para tener una idea del rango de

---

<sup>1</sup> Para una mayor descripción sobre el funcionamiento del mercado se encuentran en Balat et al (2015) y Castro et al (2013).

valores en el que puede encontrarse la función de costos variable. Adicionalmente las técnicas también permitirían estimar los posibles grados de concentración a través de Lerner.

Por su parte, Stacchetti (1999) realiza un trabajo en el cual diseña dos modelos de subastas para el mercado eléctrico colombiano, un modelo estático y otro dinámico. La conclusión de su trabajo resulta útil, pues sugiere que el poder de mercado en el sector colombiano se debe a las restricciones en producción y a la gran capacidad de las firmas. Cuando hay escasez del agua, las empresas se vuelven necesarias para satisfacer la demanda del mercado, por lo cual éstas optarán por seguir un comportamiento estratégico no competitivo aumentando los precios de oferta con el fin de aumentar sus futuros pagos.

También se encuentran trabajos como Borenstein, Bushnell y Wolak (2002), que junto con Ciarreta y Espinosa (2004) evidencian ejercicio de poder de mercado por parte de las generadoras de este sector. Borenstein et al (2002) encuentran que esta situación sucede en horas de alta demanda durante épocas de verano. Al mismo tiempo, Ciarreta et al (2004) señalan que el comportamiento estratégico es propio de las empresas más grandes de España.

Por último, Balat, Carranza y Martin (2015) realiza un análisis de las particularidades del mercado eléctrico colombiano, cuya principal característica es la dominancia de generación hidroeléctrica. Propone un modelo estructural que comprende las características del sector, como las señales privadas, la posibilidad de múltiples ganadores, la incertidumbre por el clima y las cuotas de mercado.

## **2. DESCRIPCIÓN DE LOS DATOS**

Con el fin de alcanzar el objetivo planteado se hará uso de los datos disponibles al público por parte del operador de mercado XM. La base de datos tiene alcances a nivel de firma, en ocasiones por tipo de generación, recurso y despacho, para cada hora o día del año según corresponda. Dado que la información del sector eléctrico es extensa, las variables se encuentran agrupadas por demanda, oferta, hidrología, intercambios, transacciones y precio.

En la recolección de datos se incluyeron registros de precios de oferta (pujas), disponibilidad comercial, capacidad efectiva, reservas hídricas (nivel de embalses), aportes hídricos caudal de ríos), precio de bolsa y niveles de demanda, entre los más importantes. Hay que resaltar que la información recolectada incluye 33 agentes del país, con especial interés en los tres

más grandes, durante un periodo de 5094 días (desde 2001 hasta finales de 2014). Adicionalmente, durante el manejo de los datos se encontró que hay recursos que cambian de agente al que pertenecen, cuatro de estos recursos (Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3 y Betania) actualmente pertenecen a uno de los tres agentes de nuestro interés (ENDG), para los demás no es relevante porque son de las firmas que se asumen como precio aceptantes. En la Tabla 1 se puede observar la descripción de cada variable incluida en el análisis, junto con sus unidades de medida.

**Tabla 1. Descripción de Variables**

<b>Variables</b>	<b>Unidades de medida</b>	<b>Descripción</b>
Aportes	GWh	Aportes energéticos de los ríos medidos en GWh.
Capacidad Efectiva Neta	MW	Capacidad de generación de un recurso en condiciones normales de operación medida en MW.
Costo Marginal	COP (\$)/KWh	Costo de un recurso para generar un KWh más de energía.
CERE	COP (\$)/KWh	Costo Equivalente Real de Energía.
Demanda Nacional	GWh	Demanda acumulada de comercializadores para el mercado regulado y no regulado de todo el país.
Disponibilidad Comercial	GWh	Disponibilidad energética de un recurso para suplir la Demanda Nacional.
FAZN	COP (\$)/KWh	Impuesto para mejorar la distribución de electricidad en zonas rurales.
Precio Bolsa	COP (\$)/KWh	Máximo precio de venta establecido para entrar en el mercado a vender.
Precio Carbón	USD / Ton	Precio de venta del carbón en dolares por tonelada.
Precio del Gas	USD / Galón	Precio de venta del gas en dolares por galón.
Precio Oferta Ideal	COP (\$)/KWh	Precio de venta establecido por un recurso para un KWh.
Reservas	GWh	Volumen útil del embalse medido en unidades de energía (GWh).

Elaboración propia.

Las estadísticas descriptivas de las variables calculadas y discriminadas por agente se encuentran en la sección de Anexos (Tabla 4 a Tabla 7).

La Tabla 2 expone el promedio del volumen útil en GWh, clasificado por embalses, para los tres Agentes más grandes del mercado durante los años de análisis.

**Tabla 2. Volumen Útil (Gwh) 2001-2014**

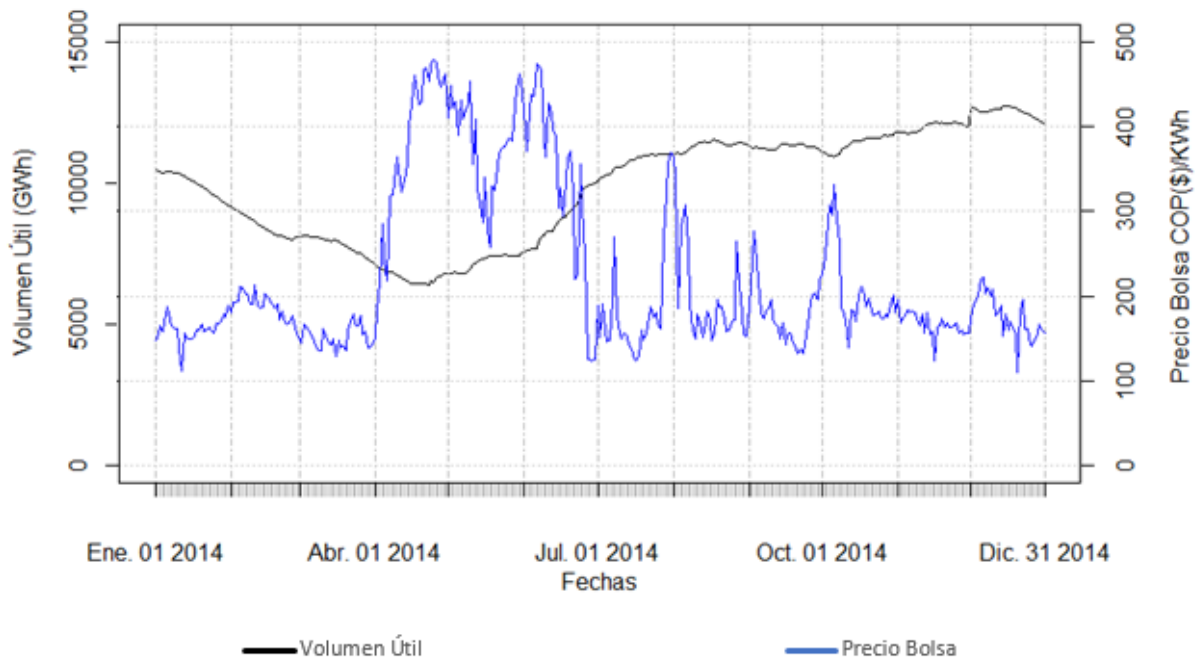
<b>Agente</b>	<b>Recurso</b>	<b>Embalse</b>	<b>Máximo</b>
ENDG	BETANIA	BETANIA	1029,640
	GUAVIO	GUAVIO	793,910
	PAGUA	CHUZA	220,470
		MUNA	38,998
		BOGOTA	717,565
EPMG	GUATAPE	PEÑOL	1109,195
	GUATRON	MIRAFLORES	98,612
		TRONERAS	31,224
	LA TASAJERA	RIOGRANDE2	152,840
	PLAYAS	PLAYAS	59,792
	PORCE II	PORCE II	112,074
	PORCE III	PORCE III	1,E-04
ISGG	JAGUAS	SAN LORENZO	170,450
	MIEL I	MIEL I	425,550
	SAN CARLOS	PUNCHINA	58,380

Elaboración propia con base en datos de XM.

En la tabla anterior también se observa que EPM (EPMG) es el generador con el máximo más alto en volumen útil, seguido por EGEMSA (ENDG) y por ultimo ISAGEN (ISGG). Además, EPM es la firma con mayor número de recursos.

Es importante observar el comportamiento de algunas de estas variables respecto a otras, debido a que da indicios sobre la dinámica del mercado eléctrico. Variables como el precio de bolsa, los niveles de reservas y aportes hídricos presentan comportamientos que son de interés para el análisis. Por esto, se presentan gráficos que muestran el contraste entre estos comportamientos.

**Gráfico 1. Precio de bolsa nacional diario frente al nivel de reservas, año 2014**

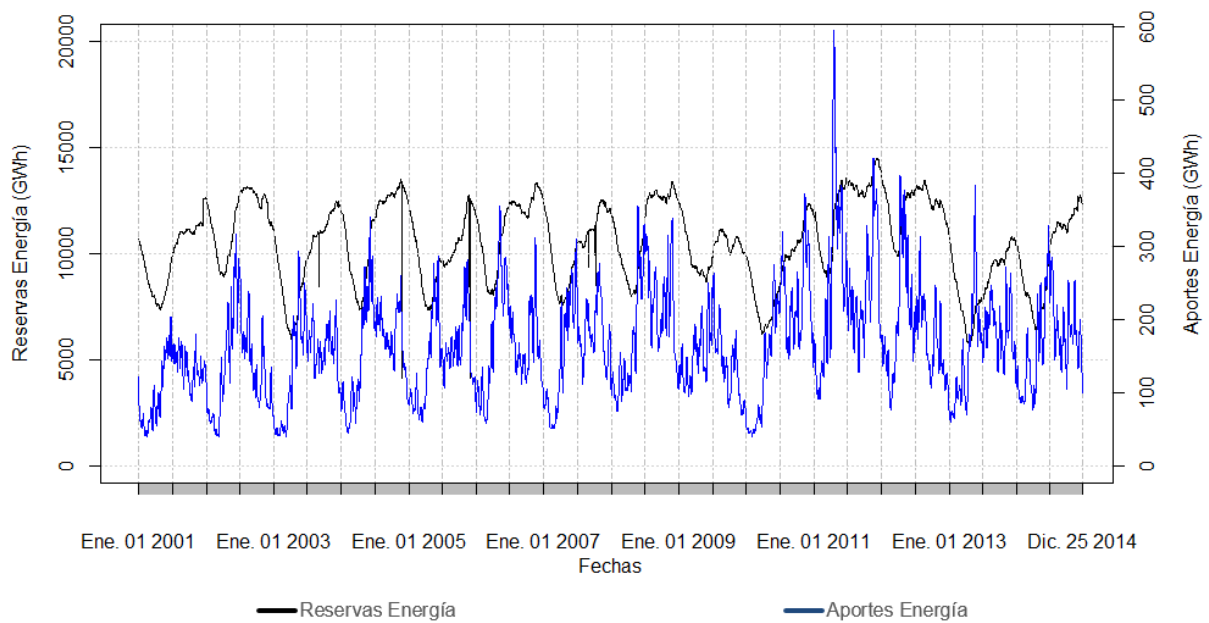


Elaboración propia con base en datos de XM

En el Gráfico 1 se observa que ante caídas en el nivel de reservas, el precio de bolsa aumentó, producto del incremento de la valorización del requerimiento hídrico para la generación de energía. No obstante, ante incrementos en el nivel de reservas, el precio de bolsa presentó un comportamiento de mayor variabilidad. Se resalta la sensibilidad del precio ante leves caídas de los niveles de reservas hídricas durante el año 2014.

Por último, se exponen a continuación el contraste entre los niveles de aportes y reservas hídricas para los últimos 14 años.

**Gráfico 2. Nivel de Reservas diario frente a los aportes hídricos, año 2014**



Elaboración propia con base en los datos de XM.

En el Gráfico 2, se observa que tanto las reservas como los aportes de energía presentan un patrón estacional durante todo el periodo analizado, que resulta ser de naturaleza anual. La presencia de este patrón se explica en parte por la variabilidad en las precipitaciones que suele cíclica en los años. Se resalta que, al observar un incremento o decremento en el nivel de aportes, el nivel de reservas presentará el mismo comportamiento con un leve periodo de rezago en el tiempo. De esta forma, se podría predecir parte del comportamiento de las reservas de energía a partir de la observación de los niveles de aportes estudios que han sugerido esto son Garcial et al (2001) y Balat et al (2015). Finalmente se resalta que mientras los niveles de reservas permanecen en un rango relativamente constante en el tiempo, los aportes presentan un aumento gradual en su variabilidad.

### 3. INDICES DE CONCENTRACIÓN INDUSTRIAL

En esta sección se proponen medidas de concentración industrial para el análisis, producto de la revisión literaria. En la sección de anexos (Tabla 8) se pueden encontrar las formulas empleadas para el cálculo de cada índice. Adicionalmente, una breve descripción de éstos, seguidos de sus resultados se presenta a continuación:

-Herfindahl-Hirschman (HHI): Es el índice que indica la concentración industrial en el sector. Para su cálculo fue necesario calcular la participación de las firmas en el mercado, en términos de generación real despachada cada día durante el año 2014. Las cuotas de mercado se expresaron en porcentaje para dar lugar a la suma de cuadrados de todos los *market share*. El índice toma valores entre 1 y 10.000, donde 1 es el nivel en el cual no hay concentración absoluta y 10.000 el nivel donde hay monopolio. Los parámetros de lectura son los siguientes:

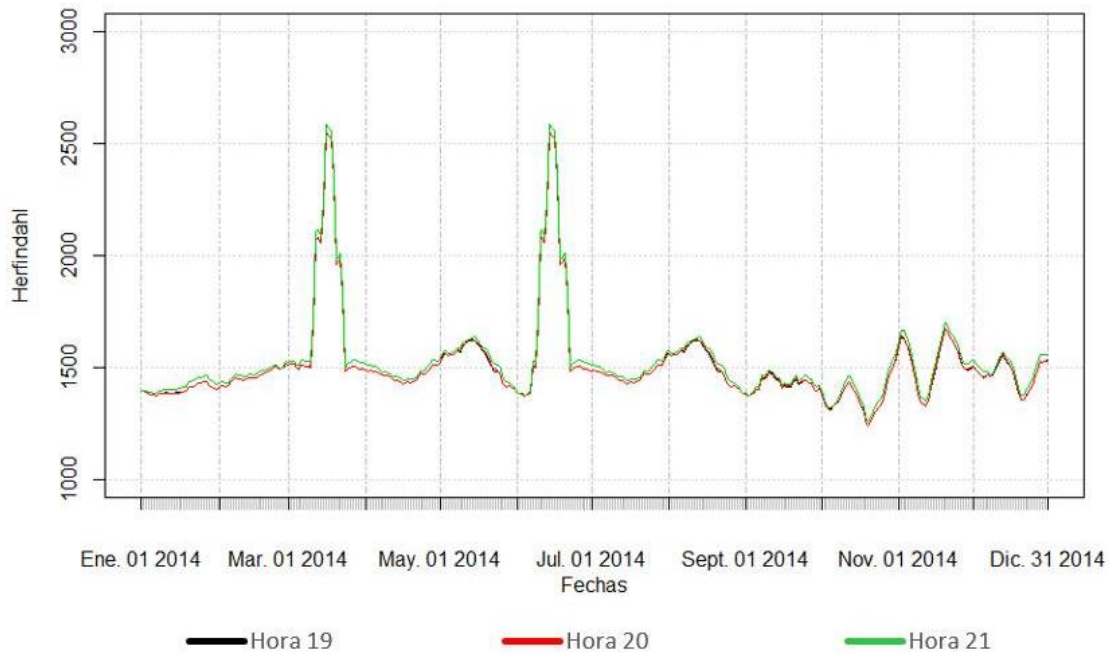
-HHI menor a 1500 indica un mercado no concentrado.

-HHI entre 1500 y 2500 indica un mercado moderadamente concentrado.

-HHI sobre 2500 indica un mercado altamente concentrado.

Ahora, se presenta el gráfico del índice para las tres horas pico de demanda (19 hora, 20 hora, 21 hora) durante el año 2014.

**Gráfico 3. Índice Herfindahl año 2014**



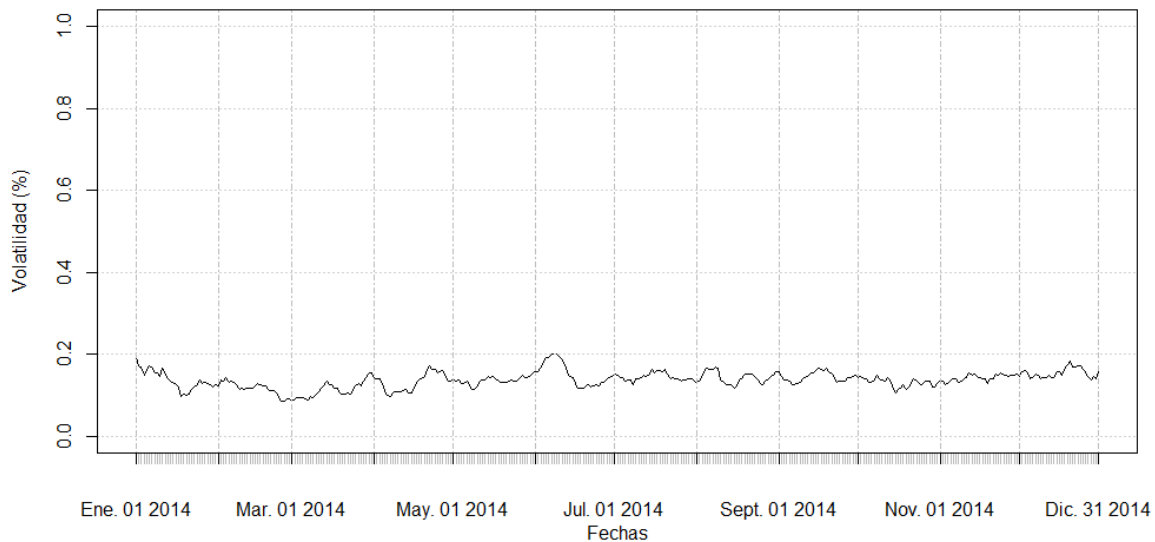
Cálculos propios con los datos de XM.

Según el gráfico anterior, el índice de Herfindahl indica que existen dos escenarios, uno con concentración industrial moderada y otro con concentración alta, durante el periodo indicado. El primer escenario ocurre durante la mayor parte del año, mientras el segundo solo ocurre en periodos específicos para el mes de marzo y junio. El comportamiento es similar para las horas de alta demanda, lo cual refleja cierta vulnerabilidad del sistema ya que existen escenarios donde la concentración supera el nivel crítico de 2500. (Estos escenarios es plausible relacionarlos con temporadas de sequías interanuales.)

-Índice de volatilidad: Es el índice que indica el grado de inestabilidad de las empresas entre dos puntos diferentes de tiempo. Su cálculo se hace a partir de la participación de mercado (basada en los datos de disponibilidad comercial por agente), y se expresa como el medio de la sumatoria del diferencial de las participaciones de mercado entre los años 2014 y 2013, para todos los agentes. El valor del índice está relacionado con los niveles de competencia y se maneja en un rango que va desde cero hasta uno. Por un lado, cuando el índice toma un

valor de cero (inestabilidad mínima), indica que todas las empresas mantienen su cuota de mercado para ese periodo, lo cual a su vez sugiere que el nivel de competencia es mínimo. Por el contrario, cuando el valor es de 1 (inestabilidad máxima) indica que todas las empresas presentes al inicio del periodo estudiado no tienen ninguna participación al final de éste, señalando un alto nivel de competencia. Es presentado el gráfico correspondiente para el año 2014.

**Gráfico 4. Índice de Volatilidad año 2014**



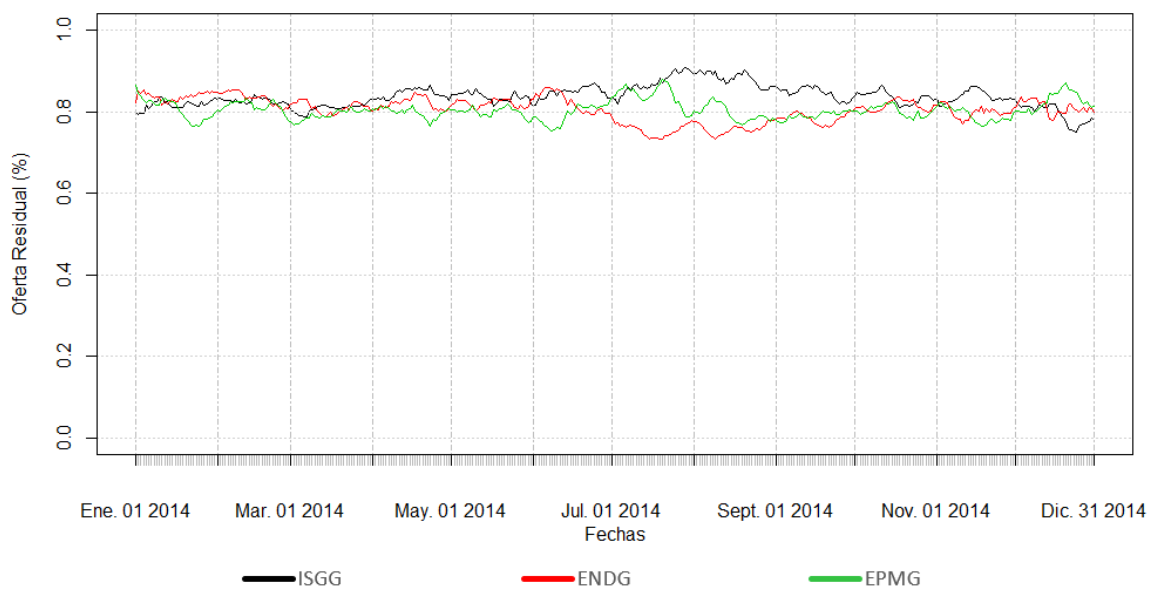
Cálculos propios con los datos de XM.

Los resultados de este índice permiten inferir que en el periodo analizado existe una baja inestabilidad. Lo anterior se traduce en una pequeña varianza de las cuotas de mercado, a manera de clientes fijos o constantes, indicando que el nivel de competencia es mínimo. De acuerdo con el Gráfico 4, la volatilidad máxima para el periodo 2013- 2014 no supera el 0,1 unidades de disponibilidad comercial residual. En síntesis, la concentración industrial en el caso colombiano se puede deber a que las empresas logran mantener sus posiciones relativas en el mercado. Adicional, el resultado sugiere que el ambiente es adecuado para la adopción de comportamiento estratégico no competitivo por parte de las generadoras más grandes del sector. Claramente, la salvedad de este indicador es que es estático y no puede extenderse a los demás periodos, pero no deja de ser interesante lo que dice acerca de la naturaleza del mercado.

-Test de 3 agentes pivotaes: Es una medida que indica el potencial de un conjunto de empresas para atender la demanda comercial a una determinada hora, en este caso, la hora 19 (pues es la hora de alta demanda). Este índice es calculado como el residuo entre generación real agregada de todas las empresas menos generación real agregada de las tres empresas más grandes, todo esto dividido por la demanda nacional. Una empresa es considerada como pivote cuando su participación se hace indispensable, escenario para ejercer poder de mercado. De esta forma, si este índice es mayor a 1, entonces los agentes analizados no son pivotaes, pero si el valor del índice resulta menor a 1, el conjunto de agentes analizados es indispensables para suplir la demanda total del mercado.

Los resultados de este índice pueden ser observados por medio de la siguiente gráfica.

**Gráfico 5. Test agente pivotal año 2014**



Cálculos propios con datos XM.

Finalmente, los resultados del Gráfico 5 indican que las Empresas Públicas de Medellín (EPMG), ISAGEN (ISGG) y EMGESA (ENDG) logran ser pivote individualmente. Esto sugiere que cada una es indispensable para suplir la demanda, por lo cual cada firma tiene la habilidad de afectar el precio, debido a que su generación tiene potencia suficiente para abastecerla, especialmente horas picos. Los resultados revelan que durante el año 2014 el

mercado no logró prescindir de estas firmas. En el Gráfico 6, sección anexos se encuentra el cálculo del test para las firmas en su conjunto.

#### 4. MODELO DE SUBASTAS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Para estimar la curva de costos marginales se hizo una réplica de la subasta del mercado, para cada una de las empresas consideradas pivotes, y basada en la condición de Hortacsu y Puller (2008). En el modelo, las  $N$  empresas maximizan sus beneficios en medio de la incertidumbre. Esto debido a que, por un lado, la demanda de la energía es estocástica, pues depende de eventos aleatorios como los choques climáticos, y por otro lado, las firmas no conocen información de la función de los costos de sus competidoras. Así, las  $N$  firmas generadoras presentan unos costos de producción en el tiempo  $t$ , denotados como  $C_{it}(q_{it}), i = 1, \dots, N$ , donde  $q_{it}$  representa la cantidad de energía producida (generación).

En el análisis son consideradas las tres empresas dominantes del mercado colombiano, donde cada firma  $i$  en el periodo  $t$  envía sus ofertas. Se resalta también que, antes de ofertar, cada empresa ha pactado contratos en los que se compromete a suministrar determinadas unidades de generación a un comprador a un precio determinado, y esto es denotado como  $QC_{it}$ . De esta forma, la estrategia queda denotada como  $S_{it}(p, QC_{it})$ , donde  $p$  representa el precio de oferta.

La demanda total es  $\widehat{D}_t(p) = D_t(p) + \varepsilon_t$  donde  $\varepsilon$  es el término aleatorio. Luego de tener la oferta de cada firma, el subastador calcula el precio que satisface al mercado ( $p_t^E$ ).

$$\sum_{i=1}^N S_{it}(p_t^E, QC_{it}) = \widehat{D}(p_t^E) \quad (1)$$

Dado que la subasta es precio uniforme, cada empresa obtiene un pago  $S_{it}(p_t^E, QC_{it}) p_t^E$ . Por lo tanto, la empresa consigue los siguientes beneficios:

$$\Pi_{it} = S_{it}(p_t^E, QC_{it}) p_t^E - C_{it}(S_{it}(p_t^E)) - (p_t^E - p_{it}^c) QC_{it} \quad (2)$$

En la ecuación de beneficios, el precio ( $p_t^E$ ) es la principal fuente de incertidumbre, pues antes de entrar en la subasta la firma  $i$  desconoce el nivel de la demanda e información relevante sobre sus competidores para maximizar beneficios, es decir, sus costos marginales. El último

término de la ecuación de beneficios hace referencia a los posibles pagos por el precio pactado en los contratos.

Ahora, en línea con Hortacsu y Puller (2008), las estrategias siguen la forma  $S_{it}(p_t^E, QC_{it})$ . Esto representa la probabilidad de alcanzar  $p_t^E$  para una firma  $i$ , condicionada a la programación de la oferta  $\hat{S}_{it}(p)$  y sus contratos  $QC_{it}$ . Mientras, sus competidores ( $j$ ) juegan con estrategias  $\{S_{jt}(p, QC_{jt}), j \in -i\}$ .

Para caracterizar el equilibrio bayesiano, se define la probabilidad de las ocurrencias del precio de mercado, según la información de las estrategias de la firma  $i$  y las estrategias de su  $j$  competidores.

$$H_{it}(p, \hat{S}_{it}(p); QC_{it}) \equiv Pr(p_t^E \leq p | \hat{S}_{it}(p), QC_{it}) \quad (3)$$

Ahora, si las empresas son neutrales al riesgo, el pago esperado en la maximización se puede expresar así:

$$\max_{\hat{S}_{it}(p)} \int_{\underline{p}}^{\bar{p}} [p \hat{S}_{it}(p) - C_{it}(\hat{S}_{it}(p)) - (p_t - p_{it}^c)QC_{it}] \partial H_{it}(p, \hat{S}_{it}(p); QC_{it}) \quad (4)$$

Y de esta forma, por medio del método de EulerLagrange, la estrategia óptima  $S_{it}^*(p)$  está dado por:

$$p_t = C'_{it}(S_{it}^*(p)) + \frac{S_{it}^*(p) - QC_{it}}{RD'_{it}(p)} \quad (5)$$

Donde  $RD'_{it}(p)$  es la pendiente de la demanda residual que enfrenta la firma  $i$  en el periodo  $t$ .

De acuerdo con Bosco et al (2010), bajo el supuesto que hacen Hortacsu y Puller (2008) sobre la función de oferta, la derivada de la distribución conjunta de las estrategias de los rivales ( $\partial H_{it}$ ) se puede reescribir como la derivada de la demanda residual  $RD'_{it}(p)$ .

Ahora, considere que calculado el segundo término de la ecuación (5) se obtienen los *markup* de las firmas consideradas pivotaes. Estos a su vez, serán restados con el precio ofertado, con el fin de estimar los costos marginales cada una de éstas ( $C'_{it}$ ).

$$\hat{C}'_i(S_i^*(p)) = p_t - \frac{S_{it}^*(p) - QC_{it}}{RD'_{it}(p)} \quad (6)$$

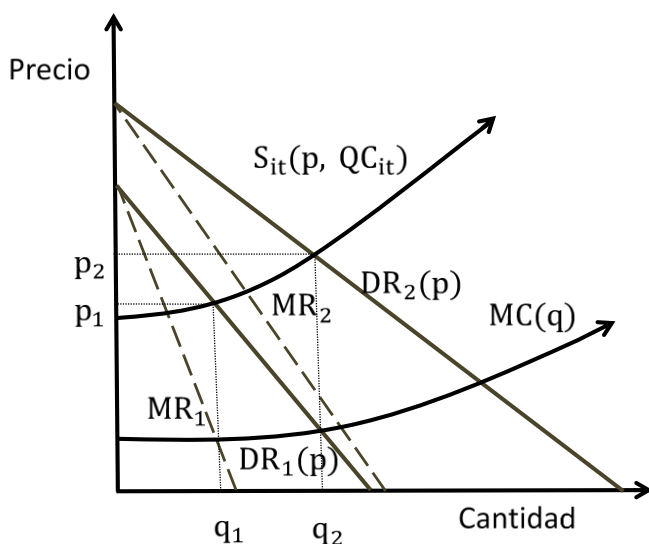
Y también es posible calcular los índices de Lerner de cada firma durante el periodo de análisis.

$$\frac{p_t - \hat{C}'_i(S_i^*(p))}{p_t} = \frac{1}{\eta RD(P)} \quad (7)$$

Ahora, de la ecuación (7) se obtienen los índices de Lerner, acotados de cero a uno. Si el índice de Lerner es estrictamente uno indica que las firmas ejercen el máximo poder de mercado. Si el índice tiende a uno, señala incremento de ineficiencia en el mercado. Si Lerner es igual a cero indica que las firmas no ejercen poder de mercado. También es importante mencionar que, una implicación de la ecuación (5) es que el precio del mercado no puede ser menor al costo marginal. Sin embargo, es posible obtener Lerner negativos, pues esto dependerá de la posición neta en contratos de la firma. El lector puede observarlo en el último término en la ecuación (2). Por último, si el Lerner es mayor a uno se debe al error econométrico.

Para ver de una manera más intuitiva la propuesta de Hortacsu se expone los siguientes gráficos. El primer gráfico muestra el problema teórico al cual se enfrenta la firma. Nos permite entender cómo los proveedores de energía formulan su estrategia que maximiza el beneficio basa en la información expost de las variables.

**Gráfico 6. Maximización de los beneficios esperados**



Elaboración propia.

En primer lugar considere que una firma que es denominada A enfrenta una función de demanda de primer orden que, luego de descontar la energía que ofrecen los demás participantes en el mercado durante determinada hora, obtiene la posible demanda residual (DR).  $MC_i$  Representa la función de costo marginal de la producción.  $QC_i$  hace referencia a la posición neta de los contratos, considerada para la función  $S_i(p, QC_i)$  que denota la estrategia de la firma que se espera maximice beneficios esperados. En otras palabras,  $S_i(p, QC_i)$  incluye el par  $(p_i, q_i)$  asociado al proceso de maximización de la demanda residual  $DR_i(P)$  en el estado del mundo  $i$  ( $MR_i = CM_i$ ). Si A enfrenta dos posibles demandas residuales, la oferta que maximiza los beneficios esperados es cualquiera que pasa a través de ambos pares. Así la curva  $S_i(p, QC_i)$  del Gráfico 6 es una estrategia hipotética de maximización que pasa por todos los precios y cantidades ex post, resolviendo el problema teórico de la firma. Toda vez que la estrategia se cruce con la curva de ingreso marginal ( $MR_i$ ) para la hora  $h$  se oferta de acuerdo con el precio de la ecuación (8). Dado que se tienen más de una demanda residual y es posible observar el precio oferta junto con la posición neta en contratos, la intersección en cada estado del mundo  $i$  traza lo que es la mejor respuesta de la firma  $j$ .

Entonces, cada firma de acuerdo a la curva de demanda residual que enfrenta, sigue la siguiente ecuación para h hora del día:

$$P_h - MC_{hj} = \frac{S_{it}^*(p) - QC_{it}}{RD'_{it}(p)} \quad (8)$$

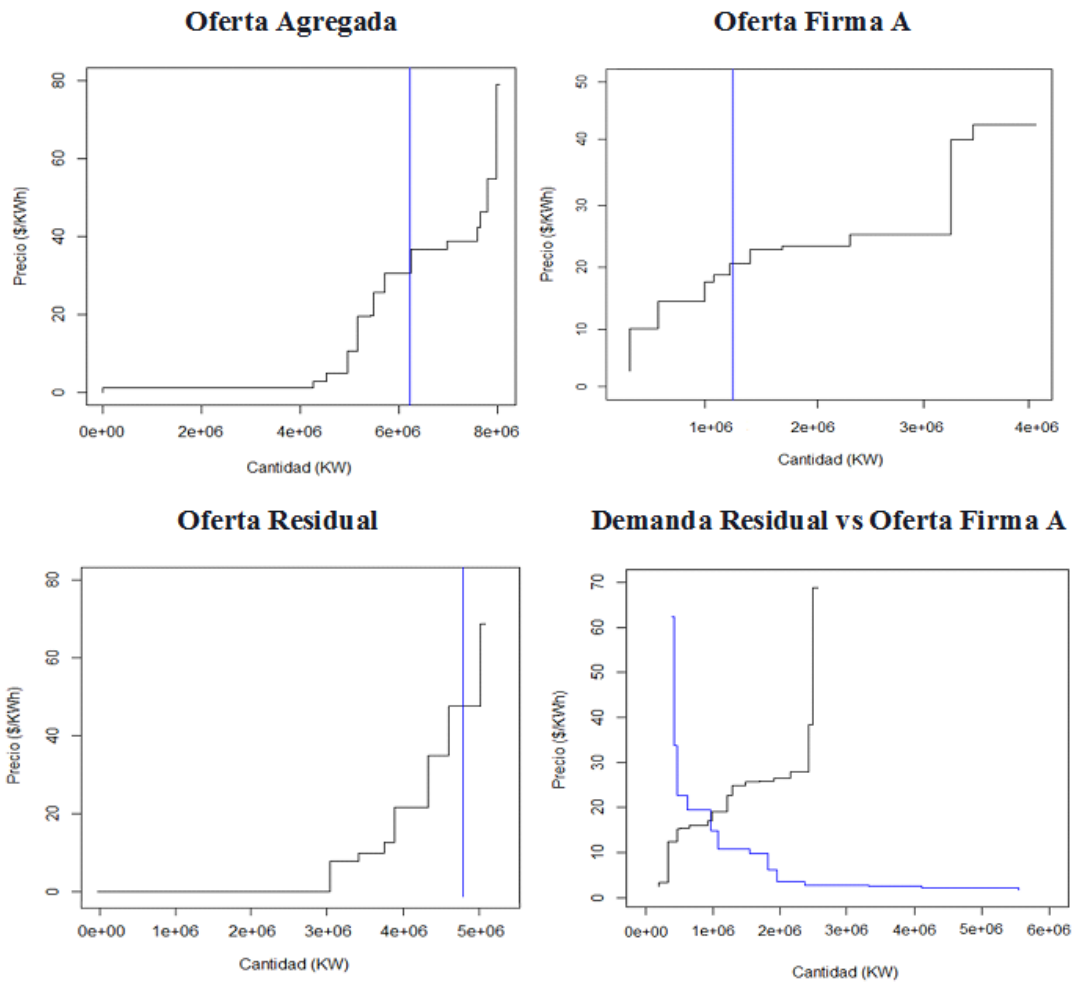
Donde  $P_h$  es el precio ofertado en la hora h.  $MC_h$  es el costo marginal más alto de la generación para la firma j en la hora h. Por lo tanto, dado los datos que se observan en el mercado, es posible inferir la curva de costo marginal para cada firma j en la hora h en cada estado del mundo i, como lo expone la ecuación (6).

## 5. RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN

Con el fin de probar la hipótesis inicialmente planteada, se estimaron los costos marginales de las empresas pivotaes por medio de la condición de Hortacsu y Puller (2008). En esta sección se pone a prueba si el mecanismo de asignación es eficiente, observando si choques sobre los costos de las firmas son transferidos a los consumidores por medio del precio de bolsa.

La subasta fue recreada para los años 2001-2014. La función de oferta de cada firma se obtuvo de la suma de las disponibilidades comerciales para la hora 19. Con el propósito de facilitar la comprensión de la estimación del costo marginal, se graficaron las etapas para obtener  $RD'_{it}(p)$ , una función escalonada ex post. En su orden se encuentra la curva de la oferta agregada, la curva de oferta de la empresa pivotal, la oferta sin considerar a la empresa pivotal y la demanda residual de esa firma escalonada. Luego, la curva es suavizada por medio de un polinomio para obtener su pendiente.

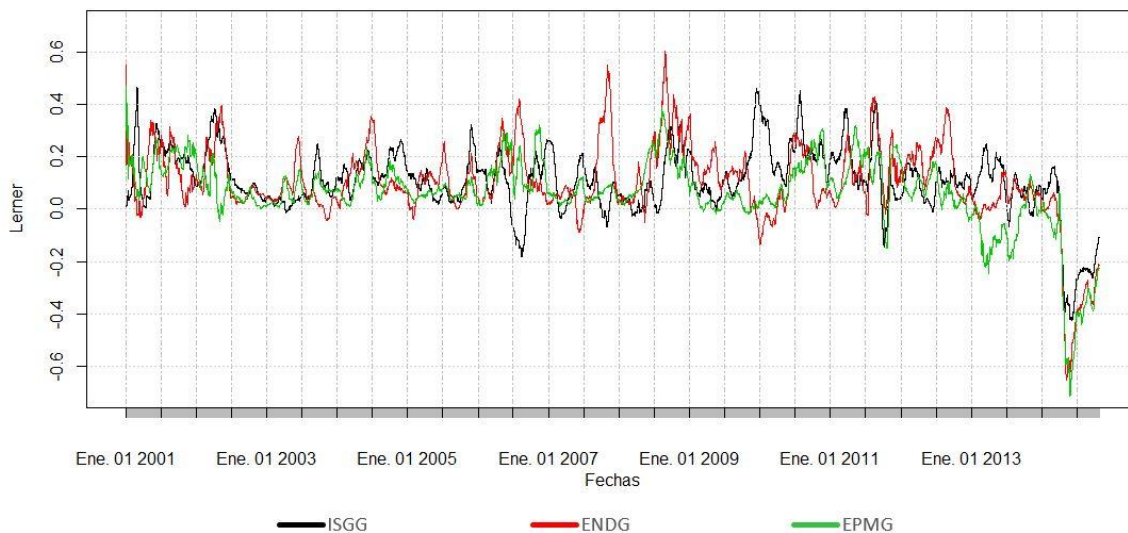
## Gráfico 7. Subasta genérica para Firma A



Elaboración propia.

A continuación, se muestra el comportamiento del índice de Lerner para cada empresa para la media de los meses estudiados. No obstante, en la sección de anexos se encuentra la Tabla 9, la cual expone los resultados estadísticos para determinados años con el propósito de ver niveles específicos del mismo.

**Gráfico 8. Índice de Lerner**



Elaboración propia con base a los datos de XM

Según el Gráfico 6, es posible observar que en promedio la media de los meses no se posiciona por encima del 0.5 para el índice de Lerner de cada firma. Inicialmente, parece que no existe variabilidad en el comportamiento del índice para firma. Sin embargo, en el tiempo, la variabilidad del índice de Lerner entre cada firma es cada vez mayor.

Para los años expuestos, se alcanzaron máximos mayores a 0,9 para las tres firmas durante el 2001, cifras que para el año 2013 bajaron pero se mantuvieron altas (entre 0,7 y 0,9). Por su parte, se encontró que en ocasiones para los mismos años los mínimos fueron muy cercanos a cero, pero en comparación con los mismos años, el primero de ellos el mínimo de Lerner es mayor. Esto sugiere que para periodos donde la regulación era menor, el índice de poder de mercado era mayor. Luego, nos interesa dar atención a los máximos, pues se espera exteriorice que en momentos específicos ante la presencia de Fenómeno del niño las firmas alcanzan altos niveles de poder de mercado. Por eso, si observamos los datos para el Fenómeno del Niño año 2010 encontramos niveles altos del índice de Lerner incluso en su media anual para las tres firmas con respecta a los demás años (ver Tabla 9, anexos).

La composición hídrica y térmica de cada firma difiere. En comparación, ISAGEN posee una relación 80% plantas hídricas, EPM con 60% hidrogenadoras, mientras que para EMGESA

el 70% de su capacidad es térmica. Por su parte, el estudio revela que en suma las generadoras principales fijaron el precio de bolsa el 59% veces del total durante los 14 años analizados, donde del total a EMP le correspondió el 23% de las veces, a ISAGEN el 16% y el 13% de las veces a EMGESA. Adicionalmente, las hidrogeneradoras de las firmas principales fijaron el precio de bolsa 71% veces del total de las hidráulicas, mientras las térmicas de las mismas lo hicieron el 20% de las veces para el mismo periodo con respecto a todas del mismo tipo, el restante para ambos tipos lo hizo una firma no pivotal. Por otra parte, es importante mencionar que aun cuando existe una distribución en el tipo de planta para cada firma, EMGESA fijó el precio de bolsa el 85% de las veces por medio de sus plantas hidráulicas, EMP hizo lo mismo el 97% de las veces e ISAGEN el 94% de las veces en el periodo de análisis. Lo cual deja entrever que la generación hídrica en el país ha sido bastante relevante y el efecto negativo que sufre el sistema cuando existen épocas de sequía. Aun cuando la generación térmica resulta más costosa que la hídrica y determina directamente el precio tan solo el 23% de las veces, son este tipo de plantas quienes respaldan la sostenibilidad del sistema por ser la segunda tipo generación más relevante en el país (ver Tabla 9, anexos).

A continuación los resultados de las regresiones de la incidencia de los cambios exógenos del mercado eléctrico en la sensibilidad de los costos de la generación y el precio de bolsa.

**Tabla 3. Regresiones sobre la sensibilidad para recursos hídricos**

	EPM		ISA		END		Precio Bolsa	
Reservas	-0.50 ***	-0.39 ***	-0.63 ***	-0.43 ***	-0.34 ***	-0.20 ***	-0.43 ***	-0.22 ***
	(-0.06)	(0.07)	(0.07)	(0.078)	(0.09)	(0.09)	(0.05)	(0.05)
Aportes	-0.07 ***	-0.12 ***	-0.09 ***	-0.16 ***	-0.05	-0.14 ***	-0.03 ***	-0.12 ***
	(-0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.03)	(0.03)	(0.02)	(0.01)
CERE	-0.06	-0.02 ***	0.03 **	0.02 ***	-0.01 *	0.01	-0.02	0.02 **
	(0.02)	(0.02)	(0.03)	(0.02)	(0.03)	(0.03)	(0.02)	(0.01)
CAP Efectiva Neta	4.72 ***	1.38 *	4.94 ***	2.63 ***	5.11 ***	1.45 ***	4.68 ***	1.14 ***
	(0.21)	(0.68)	(0.24)	(0.76)	(0.3)	(0.97)	(0.17)	(0.49)
Constante	-35.36 ***	-4.86	-36.64 ***	-16.55 **	-40.62 ***	-7.11 **	-35.66 ***	-4.12 **
	( 2.13)	(6.28)	(2.41)	(7.02)	(3.01)	(9.05)	(1.76)	(4.46)
$R^2$	0.31	0.47	0.3	0.47	0.2	0.44	0.39	0.64
F Test 1		5.6 **		15.59 ***		1.87		
F Test 2		.18		16.49 ***		5.07 **		
EF AÑO	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI
Num. Observaciones	2915		2915		2915		2915	

F Test 1 evalúa si los coeficientes de las reservas de cada firma es igual al coeficiente del mercado

F Test 2 evalúa si los coeficientes de los aportes de cada firma es igual al coeficiente del mercado

Errores estandar robustos en parentesis.

Elaboración propia con base a los datos de XM

En primer lugar, iniciamos con los resultados de las plantas hídricas de las empresas más relevantes. Como se esperaba, existe una relación negativa entre las reservas y aportes hídricos con respecto a los costos de generación de cada firma y precio de bolsa. Aumentos en los recursos hídricos provoca caídas en los costos marginales en mayor proporción que la caída del precio de la bolsa. Lo anterior, indica que el costo del mercado es relativamente mayor a la incidencia en los costos de las firmas. Adicional, la prueba F para algunas de las pendientes sugiere que son iguales a la pendiente del mercado.

**Tabla 4. Regresiones sobre sensibilidad para recursos térmicos.**

	EPM		ISA		END		Precio Bolsa	
Precio carbón	0.65 *** (0.04)	-0.07 (0.06)	0.86 *** (0.04)	-0.11 (0.06)	0.66 *** (0.04)	0.33 ** (0.06)	0.70 *** (0.04)	0.15 * (0.04)
Precio gas	-0.18 *** (0.04)	-0.50 *** (0.07)	-0.10 *** (0.04)	-0.59 *** (0.07)	-0.09 *** (0.04)	-0.32 *** (0.07)	-0.13 *** (0.03)	-0.38 *** (0.05)
CERE	0.03 * (0.01)	0.07 *** (0.01)	0.06 *** (0.02)	0.08 *** (0.02)	0.03 ** (0.02)	0.04 *** (0.02)	0.03 *** (0.01)	0.06 *** (0.01)
CAP Efectiva Net	2.20 *** (0.17)	-0.19 (0.48)	1.55 *** (0.20)	1.08 ** (0.55)	2.18 *** (0.20)	1.00 * (0.55)	1.98 *** (0.14)	0.28 (0.34)
Constante	-17.66 *** (1.61)	6.81 (4.59)	-12.12 *** (1.81)	-5.17 (5.18)	-18.40 *** (1.85)	-4.22 (5.24)	-16.01 *** (1.25)	2.42 (3.22)
$R^2$	0.44	0.44	0.5	0.41	0.51	0.44	0.34	0.62
F Test 1		13.72 ***		43.5 ***		22.59 ***		
F Test 2		43.95 ***		37.54 ***		82.30 ***		
EF AÑO	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI
F-Test 1								
Num. Observaciones	1150		1150		1150		1150	

F Test 1 evalúa si los coeficientes del precio carbón de cada firma es igual al coeficiente del mercado

F Test 2 evalúa si los coeficientes del precio de gas de cada firma es igual al coeficiente del mercado

Errores estandar robustos en parentesis.

Elaboración propia en base con los datos de XM

En segundo lugar, se observan los siguientes resultados para los recursos térmicos de las empresas más relevantes del mercado. Incrementos en el nivel de precios de los combustibles más usados – gas y carbón- para la generación térmica, provoca que, en promedio, los costos de las firmas aumenten en menor proporción que el precio del mercado, a excepción de Isagen. No obstante, es contra intuitivo el signo obtenido para el precio del gas. Esto puede reflejar ciertas características del equilibrio del mercado eléctrico y el gas. Una posible explicación, es la insuficiencia de gas para producir energía térmica cuando existe déficit en la producción hidroeléctrica. Inicialmente la producción térmica es complementaria a la producción hídrica, sin embargo, luego de alcanzar cierto umbral – precio del gas alto- la generación hídrica sustituye y cae el costo marginal de la generación. La anterior explicación obedece a la relación observada en el Gráfico 10 de la sección de anexos.

Estos resultados sugieren que las generadoras más grandes del país, con mayor despacho hídrico, logran absorber los choques en los insumos de la producción. Por lo cual, poco inciden en la volatilidad del precio cuando existe choque en el precio del carbón. Entonces, la sensibilidad en el precio del mercado se deberá a los choques que enfrenta EMGESA, dado que su despacho térmico es mayor a las demás firmas. Pues, condicional a ser despachado un recurso térmico y que sea fijador del precio, EMGESA cumple las condiciones el 13% de las veces, EPM en 3% de las veces e ISAGEN en 4% de las veces del total. Ahora, considerando las sensibilidades y la proporción que fija el precio EMGESA con una térmica respecto a las demás, parece que la incidencia en el precio del mercado es considerable. En el sentido que se podría esperar que la magnitud sea menor.

.Por el otro lado, las plantas térmicas se vuelven necesarias para la generación ante las limitaciones que sufren las hidrogenadoras y logran suavizar los costos de la generación. Como ejemplo, el lector puede comparar los cambios de los costos marginales de las firmas y el precio de bolsa ante un aumento en el precio del carbón.

Por último, es necesario mencionar las limitaciones del estudio. La primera es la adopción del supuesto del modelo de Hortacsu et al (2008) y Wolak (2003), el cual consiste en asumir que los puntos de equilibrios observados  $(p_i, q_i)$  pertenecen a la curva de estrategia ex post óptima de la firma  $i$   $S_{it}^*(p)$  (Pág. 426, Wolak). La segunda corresponde a la abstracción del problema dinámico entre las generadoras hídricas y térmicas. Por último, en relación con lo anterior, para periodos a partir del año 2009 se asume que dentro de un mismo mes las pujas complejas se toman como dadas y no constituyen una variable estratégica.

## 6. CONCLUSIONES

Se plantea que una forma de estudiar la estructura del mercado es a través de las medidas de concentración industrial, dado que permite medir la vulnerabilidad y comprender la naturaleza del mismo. Los índices seleccionados son el índice de Hirschman-Herfindahl, el índice de Volatilidad y el Test agente pivotal.

A nivel general, el trabajo analiza si en el mercado eléctrico colombiano existen escenarios para comportamientos estratégicos entre determinadas empresas generadoras. Se encuentra que si existen, pues hay empresas que son indispensables individualmente para abastecer el mercado. Además, existe una alta y moderada concentración del sector en las horas de alta demanda, mientras que las firmas poseen una baja volatilidad de sus cuotas de mercado.

Ahora, considerando los agentes pivotaes, los resultados sugieren que por el lado de los recursos hídricos, el sistema funciona relativamente bien, ignorando el problema dinámico que enfrentan por el volumen de sus embalses. También, se observa –como se espera– que las firmas con menor composición hídrica son poco sensibles a los choques en el precio del carbón, ya que gran parte del despacho es hídrico, por lo cual, poco inciden en la variabilidad del precio. Entonces, la sensibilidad en el precio se deberá a la firma de mayor composición térmica, que es EMGESA.

Atrae la atención que en los días donde una empresa fija el precio de bolsa con un recurso hídrico, el 41.28% de esos días, al menos un recurso térmico fue despachado con una oferta por debajo a la hídrica. Debido a que, la generación térmica resulta más costosa que la generación hídrica. No obstante, una posible explicación es la rentabilidad del recurso térmico para el cumplimiento de la energía pactada en los contratos, ya que ha sido eliminado el riesgo de operación.

Aunque no se encontró evidencia significativa de ejercicio de poder de mercado, si se encuentran debilidades del sistema cuando la generación térmica debe respaldarlo. Lo anterior, se debe a los resultados de los choques de los precios de los combustibles en firmas con alta composición térmica, pues éstas resultan ser más sensibles que el mercado, y cuyo efecto debería ser menor en el precio de bolsa.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

Balat, J. (2014). Hydropower Generation in Colombia : A Dynamic Multiunit Auction Model, 47.

Balat, J. (2015). Dynamic and Strategic Behavior in Hydropower - Dominated Electricity Markets: Empirical Evidence for Colombia.

Borenstein S., Bushnell J., & Wolak F. (2002). Measuring Market Inefficiencies in California ' s Restructured Wholesale Electricity Market. *Power*, 39.

Bosco, B., Parisio, L., & Pelagatti, M. (2010). ESTIMATING MARGINAL COSTS AND MARKET POWER. 2010 7th International Conference on the European Energy Market, EEM 2010, 1-17.

Botero, J. A., Garcia, J. J., & Vélez, L. G. (2011). Mecanismos utilizados para monitorear el poder de mercado en mercados eléctricos: reflexiones para Colombia, 26.

Carranza, J., Riascos A., & Moran J. (2014). Mecanismos de Mercado e Instituciones del Sector Eléctrico Colombiano on e Historia del Sector Eléctrico, 1–136.

Castro L., Oren S., & Riascos A. (2013). An Evaluation of CREG 051 – 2009 Regulatory Intervention in Colombian Electricity Market, 18.

Ciarreta, A., & Espinosa M. (2004). Market Power in the Spanish Wholesale Electricity Market . *English*, (December), 1–28.

Economía Andaluza. (2012). Capítulo 3 MEDICIÓN DE LA CONCENTRACIÓN INDUSTRIAL, 1–13. Retrieved from [http://www.economiaandaluza.es/sites/default/files/capitulo\%n3\\_0.pdf](http://www.economiaandaluza.es/sites/default/files/capitulo\%n3_0.pdf)

Encaoua, D., & Jacquemin, A. (1980). Degree of Monopoly, Indices of Concentration and Treat of Entry. *International Economic Review*, 87 - 105.

- Garcia, A., Reitzes, J. D., & Stacchetti, E. (2001). Strategic Pricing when Electricity is Storable. *Journal of Regulatory Economics*, 20(3), 223–247.  
<http://doi.org/10.1023/A:1011151409081>
- Hall, M., & Tideman, N. (1987). Measures of concentration . *American Statistical Association Journal*.
- Hannah, L., & Kay, J. (1977). *Concentration in Modern Industry: Theory, Measurement and the UK experience*. London: MacMillan.
- Hortaçsu, A., & Puller, S. L. (2008). Understanding strategic bidding in multi-unit auctions: A case study of the Texas electricity spot market. *RAND Journal of Economics*, 39(1), 86–114. <http://doi.org/10.1111/j.0741-6261.2008.00005.x>
- Lis J. (2013) Market concentration and market stability measures. An application for Excel. Obtenido de Munich personal repec archive web site: <http://mpra.ub.uni-muenchen.de/47615/>
- Stacchetti, E. (1999). Auction design for the colombian electricity market. Santiago de Chile, 26.
- Wolak, F. (2003). Identification and Estimation Of Cost Using Observed Bid Data. En M. Dewatripont, L. P. Hansen, & S. J. Turnovsky, *Advances in Economics and Econometrics* (págs. 133 - 169).

## ANEXOS

**Tabla 5. Estadísticas descriptivas de datos**

<b>Variables</b>	<b>Media</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Desv. Estandar</b>	<b>Observaciones</b>
Precio del Carbón	62.13	159.31	26.97	27.76	13266
Precio del Gas	3.07	6.04	0.95	1.69	13266
Demanda Nacional	133.47	172.65	83.90	16.77	13598
Costo Equivalente Real de Energía (CERE)	27.48	35.84	22.35	2.83	8217
Impuesto distribución (FANZI)	1.14	1.32	1.00	0.13	8217
Precio de Bolsa	96.72	474.91	29.52	52.10	13598

Elaboración propia según datos XM.

**Tabla 6. Estadísticos de las variables de EPMG**

<b>Variables</b>	<b>Media</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Desviación Estandar</b>	<b>Observaciones</b>
Precio Oferta Ideal	98.06	473.69	24.98	57.79	4780
Reservas	10536.15	14501.58	5791.69	1910.98	4601
Aportes	130.75	572.25	24.07	66.11	4601
Capacidad Efectiva Neta	2749.83	3787.71	2208.23	315.13	4601
Disponibilidad Comercial	349.96	660.00	0.00	163.64	4601

Elaboración propia según los datos XM.

**Tabla 7. Estadísticos de las variables de ENDG**

<b>Variables</b>	<b>Media</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Desviación Estandar</b>	<b>Observaciones</b>
Precio Oferta Ideal	105.8001	478.78	26.71	61.1408	4595
Reservas	10472.83	14498.07	5776.673	1923.977	4390
Aportes	129.8034	572.2462	24.07	64.1292	4390
Capacidad Efectiva Neta	2537.895	3002	2008.8	347.6365	4390
Disponibilidad Comercial	254.971	1200	0	353.8051	4390

Elaboración propia según los datos XM.

**Tabla 8. Estadísticos de las variables de ISGG**

Variables	Media	Máximo	Mínimo	Desviación Estandar	Observaciones
Precio Oferta Ideal	98.26	479.09	24.82	64.60	4800
Reservas	10514.75	14501.58	5776.67	1921.74	4607
Aportes	129.89	572.25	24.07	65.41	4607
Capacidad Efectiva Neta	2093.67	2457.90	1689.00	186.02	4607
Disponibilidad Comercial	453.04	1253.26	0.00	401.12	4607

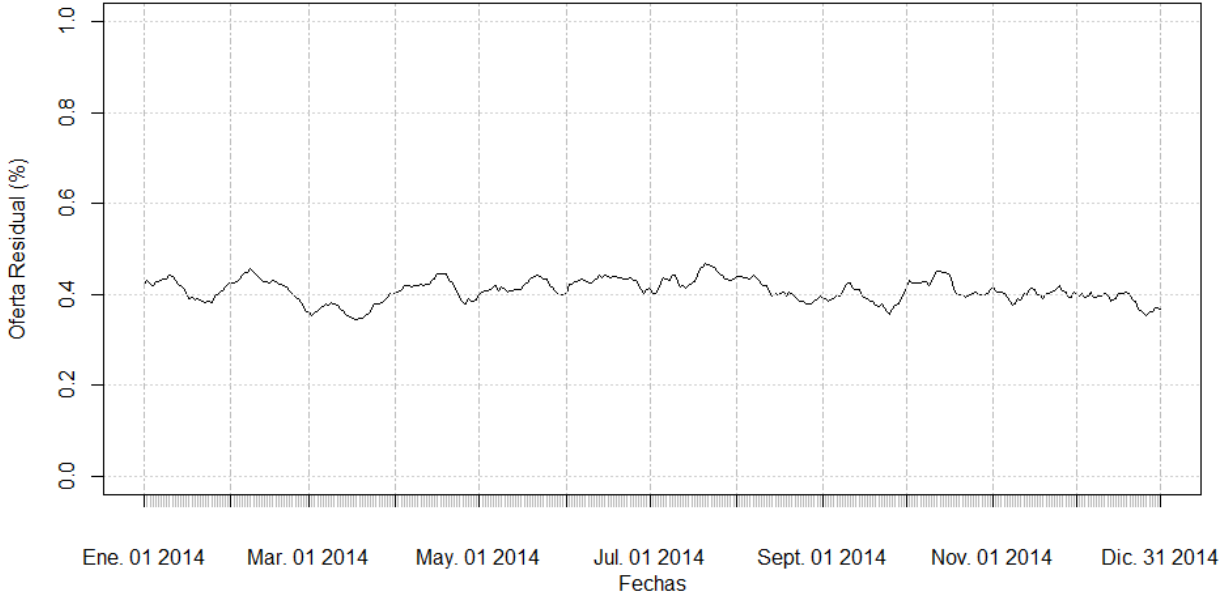
Elaboración propia según los datos XM.

**Tabla 9. Índices de concentración industrial**

Índices	Forma	Variables involucradas
Índice de volatilidad	$I = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N  S_{i2} - S_{i1} $	<p><math>S_i</math>: Porcentaje de participación de generación del agente <math>i</math> en el mercado, en dos periodos diferentes de tiempo.</p> <p><math>N</math>: Todas las firmas que pertenecen al mercado energético entre el 2013 y el 2014.</p>
Índice de herfindahl	$HHI = \sum_{i=1}^N S_i^2$	<p><math>S_i</math>: Porcentaje de participación de generación del agente <math>i</math> que vende en el mercado.</p> <p><math>N</math>: Todas las firmas que pertenecen al mercado energético.</p>
Índice de oferta residual	$RSI3_j = \frac{(\sum_{i=1}^n S_i - \sum_{i=1}^3 S_i)}{D}$	<p><math>S_i</math>: Generación del agente <math>i</math> (con agente <math>i</math> ordenado del más grande al más pequeño).</p> <p><math>N</math>: Todas las firmas que pertenecen al mercado energético.</p> <p><math>D</math>: Demanda nacional de la industria.</p>

Elaboración propia.

**Gráfico 9 . Test agente pivotal en conjunto**



Elaboración propia según los datos de XM

**Tabla 10. Estadísticos de Lerner**

<b>Estadísticos del Lerner 2001</b>				
<b>Agente</b>	<b>Media</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Observaciones</b>
ISGG	0,191	0,926	0,003	300
ENDG	0,215	0,919	0,001	199
EPMG	0,199	0,992	0,003	317

<b>Estadísticos del Lerner 2010</b>				
<b>Agente</b>	<b>Media</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Observaciones</b>
ISGG	0,233	0,978	0,010	328,000
ENDG	0,172	0,824	0,000	203,000
EPMG	0,151	0,912	0,001	289,000

<b>Estadísticos del Lerner 2013</b>				
<b>Agente</b>	<b>Media</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Observaciones</b>
ISGG	0,139	0,717	0,000	295
ENDG	0,102	0,951	0,000	258
EPMG	0,087	0,887	0,001	108

<b>Estadísticos del Lerner 2001 - 2014</b>				
<b>Agente</b>	<b>Media</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Observaciones</b>
ISGG	0,151	0,989	0,000	3971
ENDG	0,155	0,994	0,000	3609
EPMG	0,126	1,000	0,000	3628

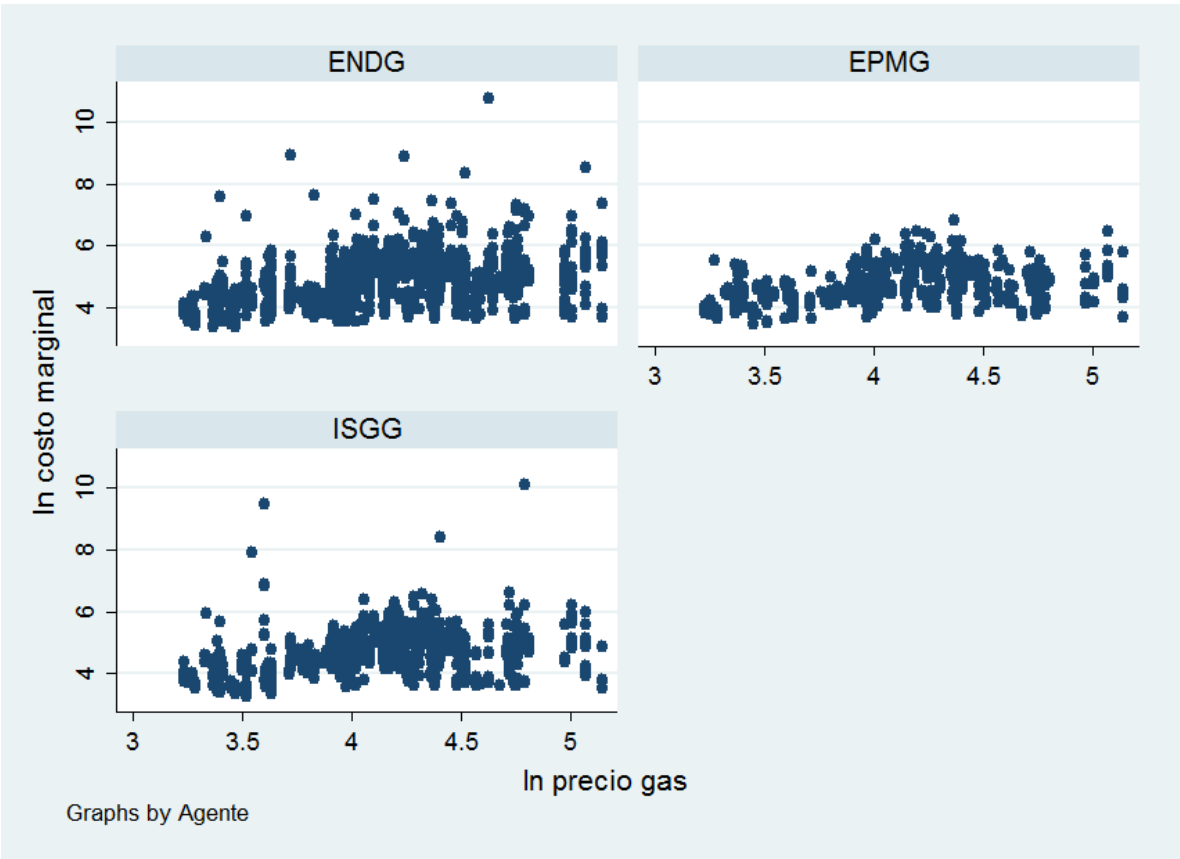
Elaboración propia en base con los datos de XM.

**Tabla 11. Plantas despachadas**

	<b>Hidricas</b>	<b>Térmicas</b>	<b>Total</b>
ENDG	927	169	1096
EPMG	1309	43	1352
ISGG	890	56	946
OTROS	1288	1073	2361
<b>Total</b>	<b>4414</b>	<b>1341</b>	<b>5755</b>

Elaboración propia en base con los datos de XM

**Gráfico 10. Relación costo marginal y precio del gas en logaritmo natural**



Elaboración propia en base con los datos de XM.