



Escuela de Economía y Finanzas

Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

Centro de Investigación
Económicas y Financieras

No. 16-21
2016

Efectos espaciales en la formación de precios de oferta en mercados spot de generación eléctrica

John J. García, Jhonny Moncada



Efectos espaciales en la formación de precios de oferta en mercados spot de generación eléctrica

John J. García*
Jhonny Moncada[§]

Julio, 2016

Resumen

El mecanismo de fijación del precio de oferta en el mercado eléctrico colombiano exhibe comportamientos estratégicos inherente a la estructura oligopólica de este mercado, no solo por su alto porcentaje hidrológico, aproximadamente 80%, sino también debido a la localización geográfica de las plantas de generación eléctrica cercanas a la Región Andina. En esta investigación se diseña una matriz de pesos espaciales, que recoge características de la localización geográfica de las plantas de generación eléctrica, la cual se incorpora en un panel espacial de tipo Durbin para identificar dichos comportamientos de la geografía económica, además de las variables fundamentales que explican la formación del precio en este mercado.

Abstract

The price bid mechanism in the Colombian electricity market exhibits a strategic behavior, inherent in their oligopolistic market structure, not only for its high hydrological percentage, about 80%, but also because the power plants geographical location, near to the Andean Region. This research designs a spatial weights matrix reflecting characteristics the power plants geographical location, who is incorporated into a spatial Durbin panel to identify the economic geography behaviors, in addition to the fundamentals that explain the prices formation in this market.

Palabras Claves: Precios de oferta, Mercado spot eléctrico, Panel Espacial, Colombia

Clasificación JEL: C23, D43, L25

* Profesor Escuela de Economía y Finanzas, Universidad EAFIT, Colombia. AA 3300 Medellín (Colombia). Phone: (+574)2619549, Fax: (+574)2664284. E-mail: jgarcia@eafit.edu.co. Este paper hace parte de la investigación modelos para estimación de precios en mercados spot de generación eléctrica, financiado por la Universidad EAFIT.

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

Introducción

El mercado de energía eléctrica en Colombia, en su actividad de generación se encuentra ampliamente dominado por la tecnología hidráulica, abasteciendo aproximadamente entre el 65% y el 80%, dependiendo de la hora de demanda y conocidos los grandes proyectos como Pescadero-Ituango, entre otros, lleva a pensar que esta situación no cambiará drásticamente en los próximos años. Esto causa, a pesar de esfuerzos importantes como el cargo por confiabilidad, que se dependa en gran medida de las condiciones climáticas para lograr un desarrollo del sistema de forma confiable. Así la dependencia de los niveles hidrológicos y como los agentes hacen uso de estos las plantas de generación, sea una variable clave presentándose comportamientos estratégicos de las empresas inherentes a una estructura oligopólica como la que presenta este mercado.

Además, teniendo en cuenta que el país cuenta con toda clase de condiciones climáticas, dada la topografía de cada una de las regiones, podría causar que los momentos de sequía o lluvias no sean homogéneos en todo el territorio. Ello implicaría, a diferencia a como se entiende generalmente, que el fenómeno como El Niño no tengan los mismos efectos en las diferentes regiones que conforman el país. Teniendo en cuenta lo anterior, esta podría ser una fuente de comportamiento estratégico, en la medida que las plantas de generación hidráulica, no solo tienen que estar pendientes de variables como la demanda nacional o el nivel de embalse disponible, sino también el de sus posibles competidoras, según su localización geográfica. Así, el precio y las cantidades ofertadas en el mercado, estarían sujetas a la localización geográfica de las plantas, máxime dado que existen empresas que tienen un portafolio compuesto por tecnología hidráulica, térmica y cogeneradores.

Generalmente el comportamiento estratégico de una planta de generación eléctrica se ha analizado en relación a los tiempos en los cuales se produce la energía. De esta forma, las empresas consideran el costo de oportunidad de producir hoy o mantener los niveles hídricos para una producción en el futuro. No obstante, no es común encontrar modelos que tengan no solo en cuenta el problema dinámico, sino también el contexto espacial, en la decisión de entrar en el mercado o no. Así, este trabajo trata de hacer una aproximación al problema dinámico-espacial de la determinación de los precios de oferta de las plantas de generación, en el caso del mercado eléctrico colombiano.

Desde la publicación del trabajo de Krugman (1991, 1995, 1996) *“Increasing Returns and Economic Geography”* sobre la geografía económica, las diferentes áreas de la economía han venido desarrollando análisis considerando no solo los fenómenos temporales, sino también espaciales en sus estudios. Sin embargo, este enfoque no ha sido muy utilizado en el análisis de los mercados de energía eléctrica. A nivel internacional, se encuentran trabajos como el de Burnett y Zhao (2014), que incluyen un modelo de econometría espacial para modelar los precios mayoristas de electricidad en el mercado de JPM, con el fin de incluir la naturaleza geográfica del sistema de transmisión en la predicción de los precios spot zonal. Otro trabajo que incluye el análisis espacial lo presenta Popova (2004), quien afirma que la topología de la red y la estructura del mercado JPM, son los responsables de la correlación espacial presentada.

No obstante, no existen trabajos aplicados al caso colombiano que incluyan modelos espaciales que analicen su funcionamiento. Este trabajo indaga si la ubicación de las plantas y su consecuente relación con las condiciones climáticas tiene un efecto importante sobre los precios de oferta, dada una estructura de producción predominantemente hidráulica en el sistema. Esto podría indicar comportamientos estratégicos de los generadores ligados al espacio. Para ello se plantea un modelo de panel espacial, que tiene la posibilidad de modelar efectos espaciales y temporales.

El trabajo está dividido en cinco secciones sin contar esta introducción. En la primera parte se muestra la revisión de literatura. En la segunda se explica la estructura del mercado spot de generación eléctrica en Colombia y algunos hechos estilizados. En la tercera se hace una descripción de las variables incluidas en el estudio, además de la presentación de la metodología propuesta. En la cuarta se analizan los resultados y finalmente en la última se muestran algunas conclusiones.

1. Revisión de literatura

Son varios los modelos que se han utilizado en la literatura internacional para analizar la formación del precio spot en mercados de energía eléctrica. Entre los más utilizados y a modo de ejemplo se encuentran modelos de función de oferta (Green y Newberry, 1992; Green, 1996), mecanismos de subasta (von der Fehr y Harbord, 1993 y Brunekreeft, 2001), modelos

de oligopolio tipo cournot (Fabra y Toro, 2005) o modelos econométricos con variables instrumentales (Wolfram, 1998), entre otros. Estos trabajos presentan evidencia de que los agentes generadores poseen generalmente poder de mercado, ya que estos planean sus ofertas de manera estratégica para elevar el precio spot y aumentar sus beneficios.

Además otros estudios que analizan el comportamiento estratégico de los generadores para afectar los precios de generación y, por lo tanto, sus beneficios, corresponden al de Hurtado, Quintero y García que utilizan un modelo de inteligencia artificial para analizar la estrategia de oferta de precios por parte de los generadores colombianos; También Geman y Roncoroni (2006) y García et al, (2013) utilizan un modelo de reversión a la media y un modelo estocástico ,respectivamente para analizar dichos comportamientos estratégicos.

El poder de mercado presente en industrias de generación eléctrica, y su manifestación sobre los precios spot, puede tener además otras explicaciones como, por ejemplo, la localización estratégica de las plantas, dadas las condiciones climáticas, que influyen, especialmente, sobre la distribución geográfica de la generación hidráulica (Laitinen et al., 2000; Mathiesen et al., 2013; Joskow y Kahn, 2002; Rangel, 2008; Schill y Kemfert, 2011).

Laitinen et al. (2000) y Mathiesen et al. (2013), argumentan que la precipitación tiene un efecto significativo sobre los precios de electricidad, el cual difiere para verano e invierno, haciendo que los consumidores tengan diferentes elasticidades precio de la demanda para cada estación y, a su vez, que los productores asuman comportamientos estratégicos diferentes según la época climática. Igualmente, Joskow y Kahn (2002), usando una estimación contrafactual de los precios de la energía en California, muestran como una reducción en la disponibilidad de importaciones de energía, debido a la sequía, incrementó sustancialmente el precio en el año 2000, comparativamente con los dos años anteriores.

Además, son varios los estudios recientes que han analizado el comportamiento estratégico de plantas de generación hidroeléctrica ligado a su ubicación. Autores como Rangel (2008), Schill y Kemfert (2011) y Mathiesen et al. (2013), han estudiado cómo los generadores eléctricos pueden comportarse estratégicamente en el tiempo para afectar el precio, es decir, la localización estratégica de la cantidad ofrecida por la ubicación de las plantas de generación y el manejo de las reservas a través del tiempo, juega un papel primordial en el comportamiento de los oferentes, en vez de una reducción directa de la producción total. Así, la capacidad de almacenamiento genera ganancias de arbitraje para los respectivos jugadores

y puede tener efectos positivos sobre el bienestar general, pero tiene implicaciones nocivas, cada vez, mayores a medida que aumenta la concentración del mercado de producción hidroeléctrica.

Sin embargo, para el caso colombiano son prácticamente inexistentes las investigaciones que dan cuenta del papel que juega la ubicación geográfica de las plantas de generación en la determinación del precio spot en la industria de la energía eléctrica; un paper que vale la pena mencionar es el de Balat, Carranza y Martín (2015) para Colombia, quienes encuentran un comportamiento estratégico por los generadores hidráulicos para la oferta de precios en el mercado spot y la de Burnett y Zhao (2014), que utilizan un modelo de econometría espacial para modelar los precios mayoristas de electricidad en el mercado de JPM, motivo por el cual es pertinente analizar el efecto de la localización geográfica sobre el precio de oferta por parte de los generadores en el mercado spot.

2. Estructura del mercado spot de generación eléctrica en Colombia y algunos hechos estilizados

2.1 Estructura del mercado spot

La demanda de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia en 2014 fue de 63 GWh-año, con incrementos sostenido en los últimos años del 3% (XM, 2015). El sistema eléctrico en Colombia está compuesto por cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización. Este estudio se concentra en la primera, en la que se produce la electricidad por medio de empresas generadoras, que se diferencian por el tipo de plantas que poseen, clasificadas en planta despachadas centralmente las cuales tiene una capacidad instalada superior a los 20 MW, y las plantas menores o no despachadas centralmente, cogeneradores y autogeneradores.

Para Colombia en el 2014, aproximadamente, el 61% de la disponibilidad real para la generación de electricidad corresponde a los 3 agentes más grandes de la industria, mientras que el 82% a los 6 más grandes¹. Además, para 2012 la capacidad instalada fue principalmente hidráulica (65%) y térmica (30%). Asimismo, el 75% de la generación del

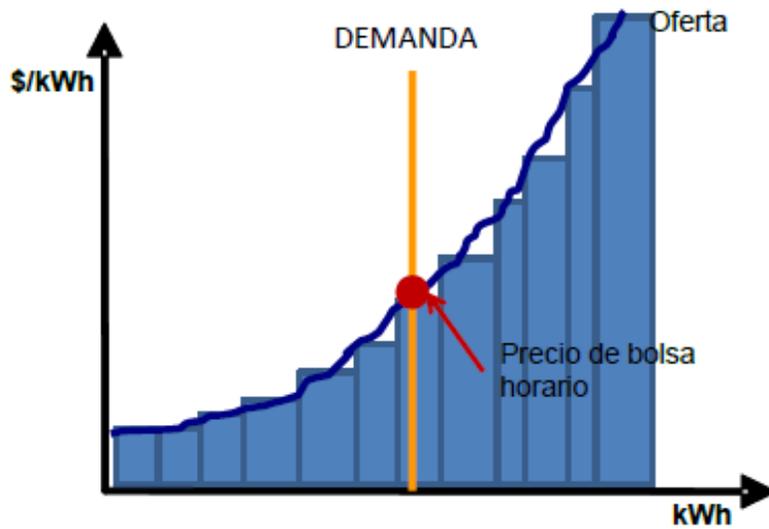
¹ Existen 17 empresas de generación en la actualidad.

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

Las principales características para la prestación del servicio eléctrico hacen alusión a que se trata de un bien homogéneo, su demanda es altamente inelástica respecto al precio, para Colombia en periodos de corto plazo. Gutiérrez (2011) y Zapata (2011) encuentran que la elasticidad oscila entre -0.067 y -0.12, debido a que existe una alta asimetría en la información, donde los usuarios conocen su consumo dos meses después de haberlo realizado. Además se requiere gran coordinación entre los oferentes y el Centro Nacional de Despacho (CND), dependencia del operador del mercado (XM), para satisfacer la demanda en términos reales. Asimismo, la generación eléctrica requiere altos costes fijos (economías de escala) lo que supone grandes barreras de entrada. Esto puede conllevar a la existencia de una estructura de mercado oligopólica, que en consecuencia traería precios más altos que el coste medio total operativo, debido a la posibilidad del ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes que participan en esta industria (Botero, García y Vélez, 2013; Carlton y Perloff, 2004; Belleflamme y Peitz (2010); Hurtado et al., 2014).

La formación del precio spot es coordinada por el operador del mercado a través de las siguientes fases: De un lado XM construye la curva de oferta a partir de las ofertas individuales de cada generador, inicialmente cada recurso de generación ofrece una cantidad determinada para cada hora del día siguiente a un precio establecido para todo el día y el operador las organiza de menor a mayor precio, generando una curva de oferta escalonada con pendiente positiva. Por otro lado el operador realiza las proyecciones de demanda para el sistema interconectado y a partir de esta, construye la curva de demanda, ver Gráfico 1.

Gráfico 1. Formación del precio spot

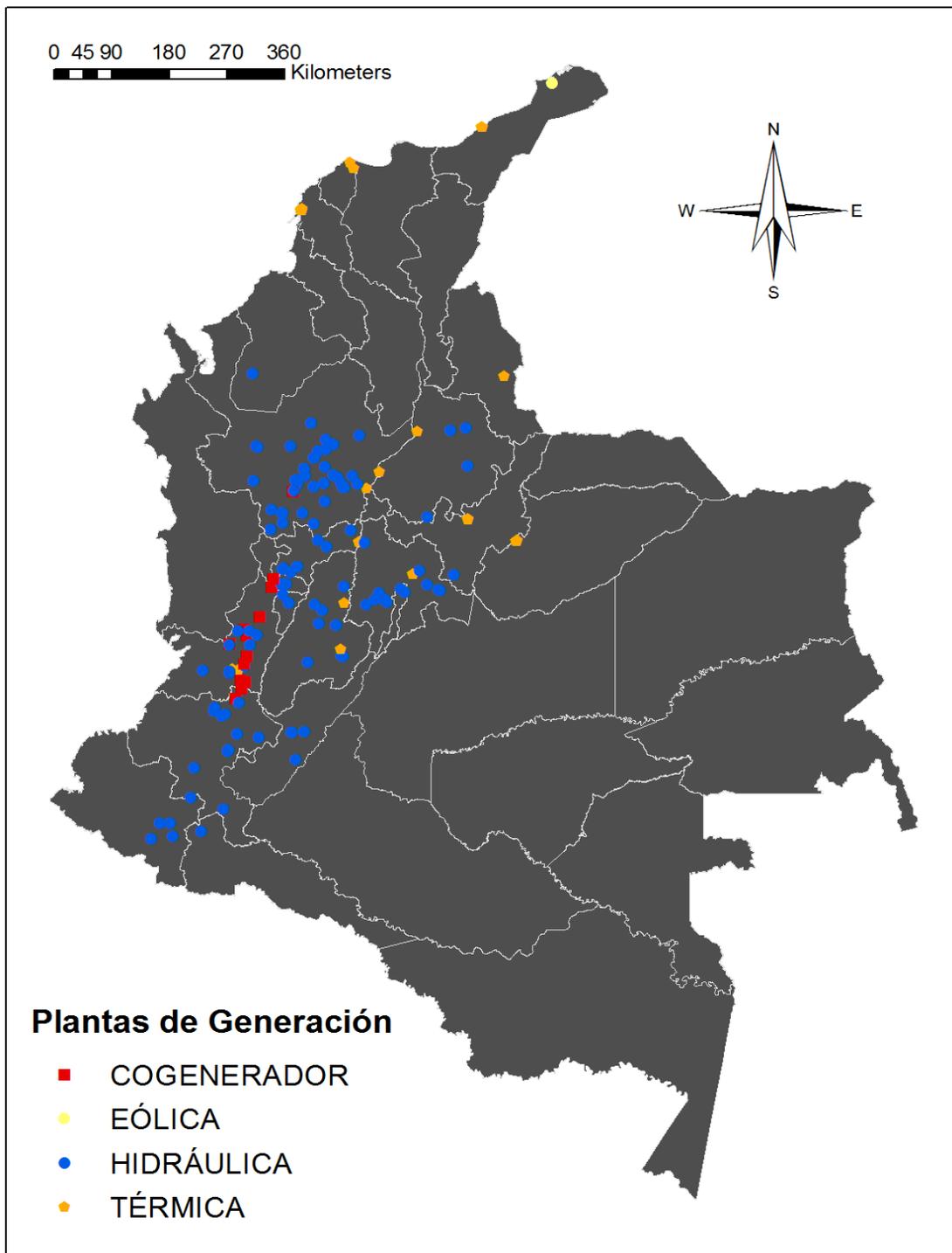


Fuente: Arenas (2014).

Luego, a través de las curvas de demanda y de oferta, el operador determina el precio spot, el cual corresponde al último precio ofertado necesario para satisfacer la demanda. Este precio es pagado a todos los agentes en el sistema que son requeridos para abastecer la demanda. Asimismo el operador, a través de los mercados complementarios, resuelve los desequilibrios presentados en tiempo real, para satisfacer la demanda y es el encargado de liquidar las transacciones en el mercado spot.

A pesar de que la cobertura en la prestación del servicio de electricidad de acuerdo a datos de la UPME (2015) haciendo al 98%, el SIN cubre aproximadamente el 48% del territorio, pero abastece el 96% de los consumos, el resto se hace por medio del Sistema No Interconectado. La mayoría de las plantas de generación están ubicadas en el territorio del SIN, el cual se encuentra en la Región Andina y Costa Atlántica, conformado por dos grandes subsistemas el Central y el de la Costa Atlántica, como se puede observar en el gráfico 2. Esto no es ajeno a la localización geográfica estratégica de las plantas de generación, donde la generación se encuentra localizada por regiones, la hidráulica en la Región Andina, ver Gráfico 3, donde en el panel A se pueden observar las principales cuencas aprovechadas en el país que alimentan los embalses de generación eléctrica. Sobre salen Porce-Nechí y Nare-Guatapé en Antioquia; Batá-Guavio y menores de Bogotá en la Cordillera Oriental y Sinú, Magdalena y Pacífico.

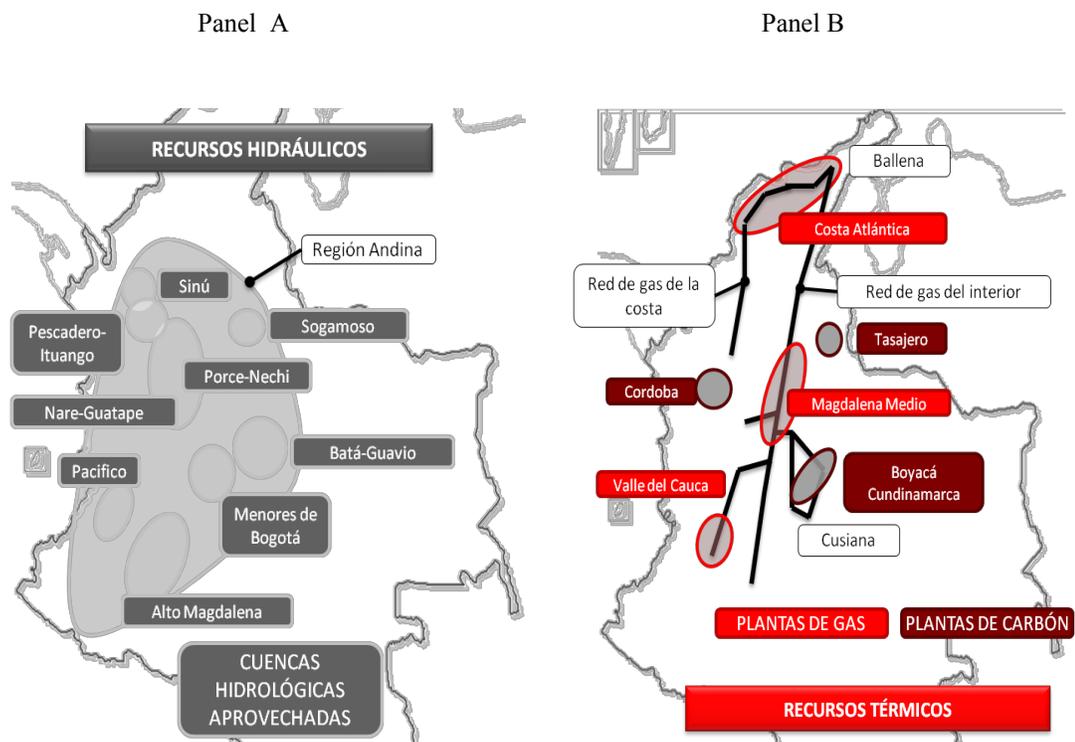
Gráfico 2. Localización de las plantas de generación



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM y página web de cada una de las empresas generadoras.

Por su parte, la ubicación de la generación térmica, específicamente las plantas a gas coincide con el recorrido de los gasoductos de la Costa Atlántica y del Centro del país como se observa en el panel B del Gráfico 3, buscando las zonas de menor altura sobre el nivel del mar con el fin de tener mayor eficiencia y en el Valle del Cauca para garantizar confiabilidad al sistema en esta región. Además, la generación a carbón está localizada en Norte de Santander, Boyacá y Cundinamarca, donde se produce dicho mineral (Diez, 2015).

Gráfico 3. Ubicación de la generación hidráulica y térmica



Fuente: Diez (2015)

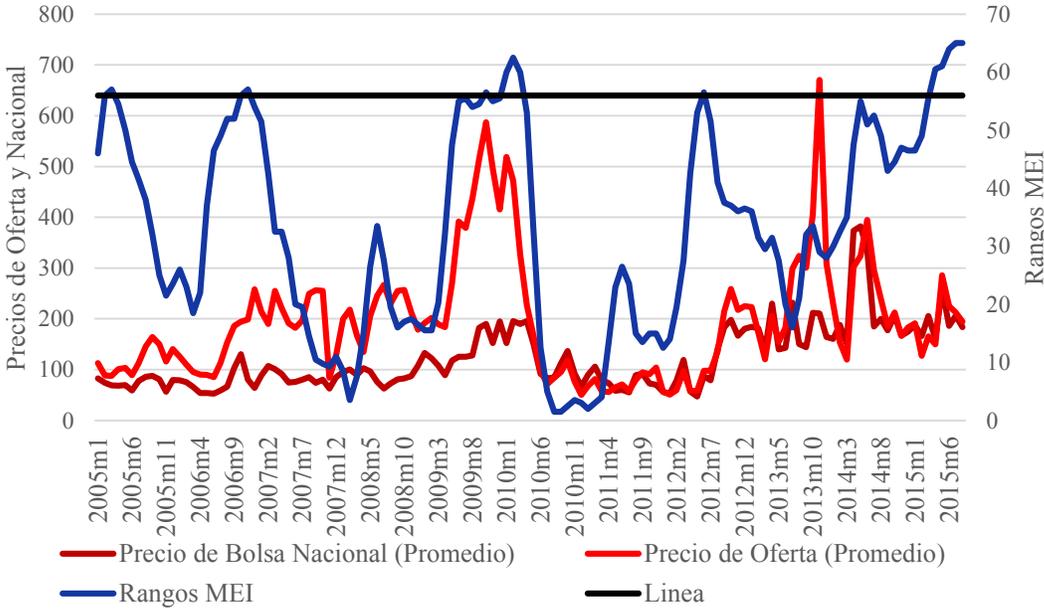
2.2 Algunos hechos estilizados del mercado spot

Con el racionamiento eléctrico vivido en el año 1992 se aprendieron lecciones importantes que conllevaron a la inversión en recursos de generación para contrarrestar posibles fenómenos de El Niño en periodos futuros, medido por medio de los rangos MEI, sus siglas en inglés significan Multivariate ENSO Index (NOAA., 2015). Para este índice valores entre 44 y 56 representan un fenómeno de El Niño medio, y valores entre 56 y 61 un fenómeno fuerte. El periodo más seco desde el funcionamiento del MEM se presentó con el fenómeno de El Niño en el año 1997.

Otros periodos en los que se evidencia este fenómeno, para el periodo de estudio, como se observa en el Gráfico 2, corresponden al primer mes de 2005, los últimos cuatro meses de 2006 y principios de 2007, los seis últimos meses de 2009 y los primeros cuatro de 2010 y los últimos tres meses de 2014 y los tres primeros meses de 2015. Como se dijo anteriormente, debido a la gran participación del componente hidráulico la correlación positiva que tienen el fenómeno de El Niño y el precio spot es alta, del 30%. También es importante anotar el efecto que pueden tener otras variables relacionadas con los fundamentales económicos, el funcionamiento del mercado y con la regulación establecida por el ente regulador sobre el precio.

No obstante, el incremento en el precio spot también puede ser causado por la aversión al riesgo del regulador, no reflejada por El Niño, ni por los fundamentales económicos, ni en otras regulaciones, pues se trata de un mercado con un nivel de complejidad bastante alto, donde son muchas las variables que influyen sobre la determinación del precio (García et al., 2013; Hurtado et al., 2014; Santa María et al., 2009).

Gráfico 2. Precio spot de la energía en Colombia, precios de oferta y rangos MEI

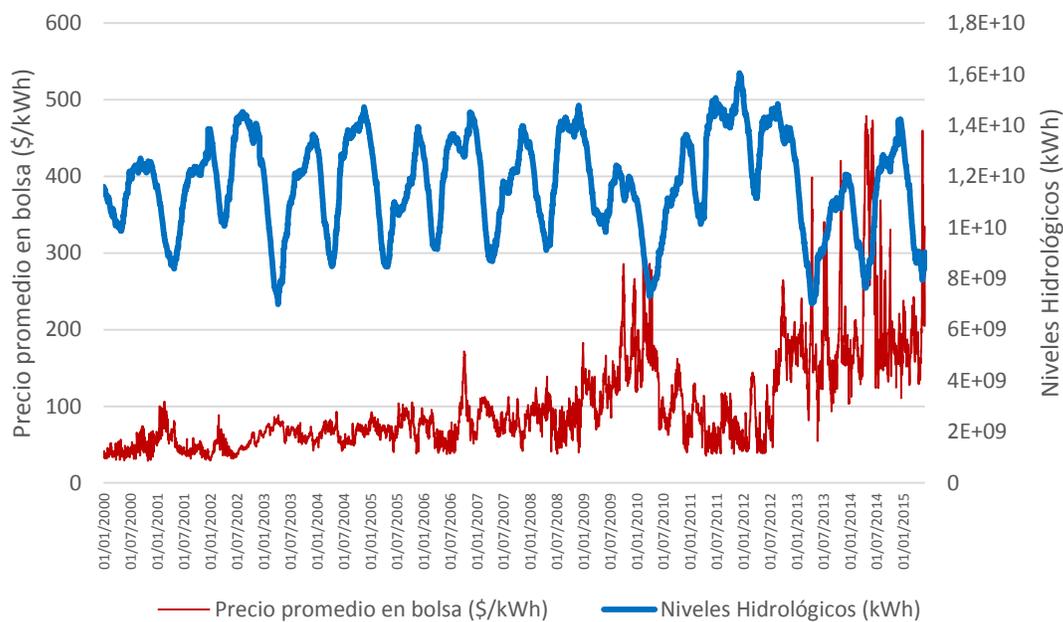


Nota: Los valores de los Rango MEI por encima de la línea negra representan un fenómeno de El Niño fuerte.
 Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de XM y NOAA, 2015.

El Gráfico 3 muestra la relación entre el precio spot promedio y los niveles hidrológicos. Es importante recordar que estos niveles hidrológicos incluyen tanto los embalses y los aportes (Ríos, quebradas, etc.). Esta medida de los niveles hidrológicos representa la oferta total que se tiene a nivel nacional para la generación hidráulica, haciendo que la correlación negativa entre estas dos variables sea del 32%.

Debido a que los niveles hidrológicos representan la oferta total disponible para un tiempo indeterminado no se pueden observar movimientos en el gráfico que lleven a alguna correlación directa. Sin embargo, puede observarse en algunos periodos, por ejemplo, a principios de 2010 una gran caída en los niveles hidrológicos y una subida en el precio. También entre los años 2013 y 2014 podemos ver una volatilidad en los niveles hidrológicos que se traduce en una mayor volatilidad del precio.

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

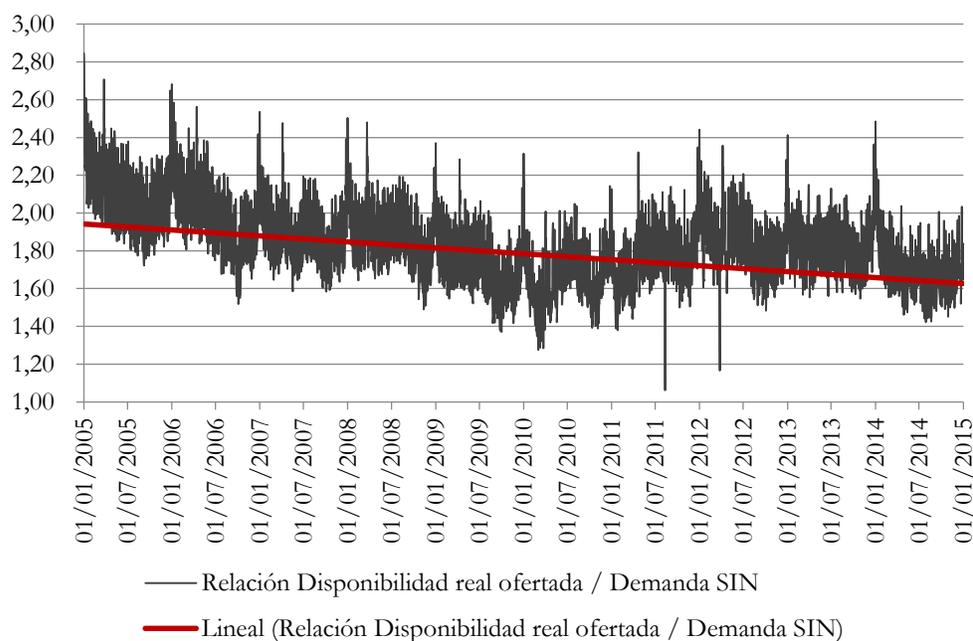


Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de XM, 2015.

Más específicamente para analizar la oferta de energía en Colombia y su interacción con el precio es importante examinar la relación entre la disponibilidad real (como una aproximación de la oferta) y la demanda del SIN (medida de la demanda). Hay que tener en cuenta que la oferta siempre tiene que cubrir la demanda en tiempo real. En el Gráfico 4 observamos la brecha entre la disponibilidad real (Oferta de energía) y la demanda del SIN.

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

Gráfico 4. Relación entre la Disponibilidad Real y la Demanda del SIN



Nota: el eje de la ordenada está medido en %.

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

3. Estadística descriptiva, datos y metodología

3.1 Estadísticas descriptivas por Región Hidrológica

Como se ha mencionado anteriormente, uno de los objetivos de este trabajo es estudiar si la ubicación geográfica de las plantas tiene influencia sobre algunas variables del mercado, específicamente sobre el precio de oferta. Para esto el Cuadro 1 muestra una aproximación a esta hipótesis. En él se pueden ver el logaritmo del precio de oferta, el logaritmo de la generación y los aportes de energía promedio de cada una de las regiones hidrológicas

determinados por el operador del mercado, XM. Así, se puede ver como cada una de las regiones hidrológicas muestran medias y desviaciones estándar diferentes de cada una de las variables consideradas a pesar de que el país está interconectado. Una primera observación nos indica que la ubicación espacial de las plantas tiene un efecto sobre las variables, especialmente en los aportes, los cuales muestran diferencias relativamente altas.

Cuadro 1. Estadísticas Descriptivas

Variable	Unidades	Región Hidrológica	Media	Desv. Estándar	Máx.	Mín.
Log Precio de Oferta	\$/kWh	Antioquia	4.4089	0.0207	4.3682	4.4495
		Caribe	4.7369	0.0837	4.5728	4.9011
		Centro	4.9507	0.0623	4.8285	5.0729
		Oriente	4.3484	0.0300	4.2896	4.4071
		Valle	5.6042	0.0548	5.4966	5.7117
Log Generación	kWh	Antioquia	15.7891	0.0204	15.7490	15.8291
		Caribe	15.2653	0.0315	15.2036	15.3271
		Centro	14.6543	0.0760	14.5053	14.8033
		Oriente	16.5620	0.0161	16.5305	16.5935
		Valle	14.7531	0.0545	14.6462	14.8599
Aportes Energía	kWh	Antioquia	269,000,000	5,880,088	257,000,000	280,000,000
		Caribe	112,000,000	4,503,765	104,000,000	121,000,000
		Centro	111,000,000	6,461,327	98,600,000	124,000,000
		Oriente	486,000,000	18,400,000	450,000,000	522,000,000
		Valle	90,000,000	3,651,400	82,800,000	97,100,000

Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, estas diferencias en las medias se pueden deber a diferencias en las capacidades físicas de cada región en generar energía. Por lo tanto, es necesario observar si se pueden dar diferencias climáticas importantes entre cada una de las regiones que afecten los aportes, es decir, mostrar si es posible que mientras en una región los aportes aumentan, en otra disminuyen o se mantienen iguales. Para probar esto se calcula la correlación de Spearman entre los aportes de energía de cada una de las regiones hidrológicas. Esta correlación es similar a la correlación de Pearson, pero se deja influenciar menos por valores extremos que puedan presentarse en la serie². El Cuadro 2 muestra las correlaciones, además de su significancia, donde sería de esperar que al menos una correlación sea negativa, o no exista. Como se puede observar, hay dos correlaciones que no son estadísticamente significativas, Valle-Caribe y Valle-Oriente. Estas dos correlaciones podrían dar pie a comportamientos

² Para un desarrollo del coeficiente de correlación de Spearman, ver el trabajo de Conover (1999).

estratégicos dado que, por ejemplo, si Valle observa que la región Oriente, que en promedio tiene los aportes de energía más altos en el periodo, tiene bajos niveles hidrológicos, podría aprovechar la situación para aumentar el precio de oferta, en la medida que hay escasez del recurso hídrico para producir la energía requerida, claro está, tomando esta decisión teniendo en cuenta el comportamiento de la demanda. Así, este análisis da indicios sobre los posibles efectos de la ubicación de las plantas, ligado al clima, sobre el precio de oferta del mercado, por lo que lo siguiente sería probar directamente si existen estos efectos, mediante la estimación del panel espacial.

Cuadro 2. Coeficiente de correlación de Spearman para los aportes de Energía

	Aportes Energía				
	Antioquia	Caribe	Centro	Oriente	Valle
Antioquia	1.000				
Caribe	0.628 0.000	1.000			
Centro	0.423 0.000	0.350 0.000	1.000		
Oriente	0.572 0.000	0.713 0.000	0.676 0.000	1.000	
Valle	0.375 0.000	-0.052 0.561	0.418 0.000	-0.036 0.691	1.000

Fuente: Elaboración propia

3.2 Metodología

Se construye una matriz de contigüidad espacial para las plantas de generación, que recoge las características socioeconómicas asociadas con su ubicación geográfica en una matriz W . A partir de los planteamientos de Ivaldi et al. (2003) o Bernheim y Whinston (1990), junto con variables representativas del comportamiento de la oferta (demanda) y las condiciones climáticas, recogida en los aportes de energía, que afecta la fijación del precio, con base en la reacción esperada de los competidores y las relaciones intermercados. También se considera el índice de empleo industrial que recoge el comportamiento de la actividad económica.

Los modelos estimados recogen la información de la matriz W y de variables explicativas en la formación del precio ofertado por cada uno de los generadores, los cuales corresponden a modelos econométricos espaciales (Elhorst, 2014).

Entre múltiples modelos estimados se elige un modelo Durbin de panel espacial, el cual cumple con todos los supuestos estadísticos sobre los cuales se fundamentan este tipo de modelos y además es coherente con la naturaleza económica del fenómeno objeto de estudio, ya que el precio de oferta para la generación eléctrica se ve afectado por las estrategias que asumen los rivales de las demás zonas del país debido a las condiciones climáticas que se presenten en cada una de estas, dado que algunos generadores pueden embalsar el agua y ofertarlo cuando el precio esté más alto, es decir se debe considerar un rezago espacial tanto en la variable endógena como en las explicativas para explicar la fijación del precio. De acuerdo a este modelo los choques espaciales se propagan y generan interacciones sobre las variables explicativas de interés.

Por tanto se utilizan las estimaciones con este modelo para el análisis de resultados y se complementa con el cálculo de los efectos directos, indirectos, totales y el análisis de efectos marginales siguiendo la metodología de Drukker et al. (2010). La especificación utilizada se representa en la ecuación (1):

$$\begin{aligned} \ln PO_{it} = & \beta_0 + \rho W_i \ln PO_{it} + \beta_1 \ln(PB) + \beta_2 \ln Gen_{it} + \delta_1 W_i \ln Gen_{it} + \beta_3 AP_{it} \\ & + \delta_2 W_i AP_{it} + \beta_4 EI_{it} + \varepsilon_{it}. \\ \varepsilon_{it} = & \sigma W_i \varepsilon_{it} + v_{it}, v_{it}: \text{Ruido blanco} \end{aligned} \quad (1)$$

donde:

PO: corresponde al precio de oferta (kWh) en logaritmo natural

PB: se refiere al precio de bolsa (\$/kWh) en logaritmo natural

Gen: generación de electricidad (kWh) en logaritmo natural

AP: aportes de energía al sistema (kWh) en logaritmo natural

EI: índice de empleo industrial

La matriz de contigüidad W considera el espacio como un elemento fundamental para explicar muchos fenómenos, a partir de los datos de longitud y latitud de cada planta. De esta

forma, se calcula la distancia ij como el inverso de la distancia euclidiana entre los puntos i y j . Así, la matriz es estandarizada a uno por filas, para facilitar la interpretación. La justificación de esta matriz radica en que si bien la muestra tomada para el estudio se encuentra interconectada por el sistema nacional, hay particularidades climáticas, ligadas a la ubicación de las plantas, que pueden afectar la disponibilidad del recurso hídrico, y por lo tanto, afectar los comportamientos estratégicos de los oferentes. Además, se toma la distancia entre todos los puntos, lo que genera que cada planta sea vecina de las demás, ya que las plantas más alejadas generalmente presentan situaciones climáticas diferentes, lo que genera un condicionamiento en la oferta del recurso y el precio de oferta de cada una de las plantas.

3.3 Datos

En este estudio se tienen dos fuentes de información. La primera está compuesta por las variables claves del mercado y es suministrada por el Operador del Mercado, XM, en su portal BI con datos mensuales desde enero de 2005 a agosto de 2015, para las 17 plantas hidráulicas más grandes del sistema interconectado nacional. La segunda es proporcionada por el DANE en su Encuesta Mensual Manufacturera, con el mismo periodo de tiempo. A continuación el Cuadro 3 muestra las variables, definición y su descripción.

Cuadro 3. Variables utilizadas

Variable	Definición	Descripción
Log Precio de Oferta	Logaritmo del precio de oferta promedio suministrado por la planta i en el mes t .	Es el precio de la energía de un recurso de generación despachados centralmente enviados por los agentes para el Despacho. Incluye el CEE (unidad en niveles: \$/kWh).
Log Precio en Bolsa Nacional	Logaritmo del precio de bolsa nacional promedio que se paga por la generación en el mes t .	Precio de oferta de la última planta flexible para atender la demanda comercial nacional, más delta de incremento para remunerar los costos no cubiertos de las plantas térmicas en el despacho ideal (unidad en niveles: \$/kWh).
Log Generación	Logaritmo de la generación de la planta i en el mes t .	Generación neta de cada una de las plantas Nacionales en sus puntos de frontera (unidad en niveles: kWh).
Aportes Energía	Aportes de energía de la planta i en el mes t .	Caudales en energía de los ríos que aportan agua a algún embalse del SIN (unidad en niveles: kWh).
Índice de Empleo Industrial	Índice de empleo industrial en el mes t .	

Fuente: Portal IB, XM. Departamento Nacional de Estadística – DANE.

4. Análisis de los resultados

La estimación propuesta pretende modelar los comportamientos estratégicos ligados al espacio o ubicaciones de las plantas de generación en el mercado de electricidad. Por tanto, se plantea un modelo Durbin de Panel Espacial, el cual puede capturar los efectos que tienen ciertas variables, condicionadas al contexto espacial, sobre el precio de oferta de las plantas de generación eléctrica, los resultados se muestran en el Cuadro 4. Se puede observar que el precio en bolsa nacional tiene un efecto directo sobre el precio de oferta, evidenciando una elasticidad de 0.6468%. Por su parte, es clara una relación negativa entre la generación y el precio de oferta, la cual es explicada por el costo de oportunidad de producir el kWh; así, se

tiene que una disminución del 1% en la generación de la planta, genera un incremento del 0.6620% del precio de oferta.

Otra de las variables consideradas en la estimación es el índice de empleo industrial, el cual es una medida del ciclo económico; en este caso se espera que a medida que crezca la economía, la demanda por electricidad aumente, lo que genera en cierto sentido un aumento del precio de oferta de las plantas de generación. De esta forma, el modelo muestra una relación positiva y estadísticamente significativa entre el empleo industrial y el precio de oferta. Por otro lado, se incluye los aportes de energía medidos por los caudales de energía de los ríos que suplen el sistema interconectado nacional. A diferencia de lo esperado, no se encuentra una relación directa estadísticamente significativa entre esta variable y el precio de oferta. Sin embargo, al observar esta variable rezagada espacialmente; es decir, no teniendo en cuenta los aportes de energía de la planta i , sino el promedio ponderado espacialmente de la misma variable en las demás plantas, el resultado pasa a ser negativo y estadísticamente significativo, el cual es un resultado similar a lo presentado por Balat, Carranza, y Martin (2015), los cuales encuentran que los precios de oferta de las plantas son mayores, cuanto más bajo es el nivel de aportes de sus rivales.

Además del rezago espacial de los aportes, también se incluyen los de la generación de las plantas y el precio de oferta. Como se puede observar ambos son estadísticamente significativos y con el signo esperado. En el caso del rezago de la generación, se espera que entre menos generación aporten los competidores, la planta aumente su precio de oferta aprovechando la escases. Mientras que para el rezago espacial del precio de oferta, es posible pensar que la oferta de una planta esté en línea con el comportamiento del resto del mercado. Por lo tanto, un aumento del 1% en el precio promedio de oferta de las plantas $j \neq i$, genera un aumento del 0.2039% en el precio de oferta de la empresa i .

Cuadro 4. Resultados del modelo Durbin

Variable	Coefficiente
Log Precio en Bolsa Nacional	0.6468 (0.0453)*** [0.078]***
Log Generación	-0.6620 (0.027)*** [0.0823]***
Índice de Empleo Industrial	0.0165 (0.0032)*** [0.0084]**
Aportes Energía	-1.96E-11 (8.24E-11) [1.57E-10]
W*Log Generación	-0.2423 (0.0813)*** [0.1441]*
W*Aportes Energía	-3.10E-10 (1.37E-10)** [2.31E-10]
W*Precio de Oferta	0.2039 (0.0406)*** [0.0746]***

Errores estándar entre paréntesis.

*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

Errores estándar robustos entre corchetes

Fuente: Elaboración propia

Finalmente el Cuadro 5 muestra los efectos directos, indirectos y totales de cada una de las variables consideradas. Como se puede observar, en la mayoría de los casos los efectos directos son mayores a los efectos indirectos. Sin embargo, esta tendencia no se cumple con los aportes de energía, en el cual los efectos de desbordamiento son mayores. Esto podría estar indicando que si bien la ubicación directa tiene un efecto sobre el precio de oferta de las plantas, es más importante la relación de esta ubicación, comparativamente con la ubicación de los competidores. Es decir, las empresas actúan estratégicamente, no solo teniendo en consideración su situación, sino también la de sus vecinos, que en este caso son cada una de las demás plantas del sistema interconectado nacional en la muestra.

Cuadro 5. Efectos directos e indirectos

Variable	Total	Directo	Indirecto
Log Precio en Bolsa Nacional	0.8169 (0.0311)*** [0.086]***	0.6503 (0.0375)*** [0.0652]***	0.1666 (0.0306)*** [0.0717]**
Log Generación	-1.1208 (0.0955)*** [0.228]***	-0.6710 (0.0298)*** [0.0912]***	-0.4498 (0.0885)*** [0.1785]**
Índice de Empleo Industrial	0.0211 (0.0041)*** [0.0134]*	0.0168 (0.0034)*** [0.0094]*	0.0043 (0.0012)*** [0.0045]
Aportes Energía (kWh)	-3.92E-10 (1.33E-10)*** [1.99E-10]*	-2.90E-11 (7.65E-11) [1.48E-10]	-3.63E-10 (1.55E-10)** [2.54E-10]

Errores estándar entre paréntesis. ***p<0.01, **p<0.05, *p<0.1.

Errores estándar robustos entre corchetes

Fuente: Elaboración propia

Conclusiones

Este trabajo permite estudiar el comportamiento de los precios de oferta de las plantas de generación eléctrica en Colombia, entre el periodo 2005-1 a 2015-8, con datos mensuales. De esta forma, se encuentra que no solo las variables que afectan directamente el comportamiento de las plantas, como el nivel de generación o el precio en bolsa de electricidad explican los comportamientos de los oferentes. El trabajo utiliza un modelo Durbin de Panel Espacial que permite observar los efectos que tiene la ubicación geográfica de las plantas sobre el precio de oferta.

El objetivo fundamental de este trabajo es estudiar si la localización geográfica de las plantas de generación eléctrica tiene influencia sobre algunas variables del mercado, específicamente sobre el precio de oferta. Inicialmente desde la estadística descriptiva del logaritmo del precio de oferta, el logaritmo de la generación y los aportes de energía promedio de cada una de las regiones hidrológicas que componen el SIN, se puede observar como cada una de las regiones hidrológicas muestran medias y desviaciones estándar diferentes de cada una de estas variables. Una primera observación indica que la ubicación espacial de las plantas tiene un efecto sobre las variables, especialmente en los aportes, los cuales muestran diferencias relativamente altas.

Así, los resultados del panel espacial muestran que si bien en términos generales las variables estándar de la literatura explican lo que ocurre con el precio de oferta, existen condiciones particulares de la ubicación de las plantas de generación de electricidad que influyen de forma importante en la toma de decisiones por parte de las empresas como estrategia para maximizar sus beneficios. En efecto, por medio de los efectos directos e indirectos se observa que el nivel de aportes de energía de los ríos desde donde las plantas obtienen el agua para generar electricidad de fuente hidráulica, no es tan importante, como si lo es la situación relativa respecto a sus rivales. Por lo tanto, las plantas ajustan su precio de oferta según sus niveles hídricos y los de sus competidoras, mostrando así comportamientos estratégicos vinculados a la localización geográfica. Es importante anotar que las condiciones climáticas entre las diferentes regiones pueden variar y esto da pie a la estrategia de embalsar el recurso para ofertarlo cuando el precio sea mayor.

Referencias bibliográficas

Arenas, D. (2014). *Mercado spot de energía y modelo alternativo para la fijación de un precio eficiente*. Magister en Economía, Universidad EAFIT, Medellín.

Balat, J., Carranza, J. E., y Martin, J. D. (2015). “Dynamic and Strategic Behavior in Hydropower-Dominated Electricity Markets: Empirical Evidence for Colombia”. Borradores de Economía, Banco de la República, No. 886.

Belotti, F., Hughes, G. y Piano, A. (2013). XSMLE - A Command to Estimate Spatial Panel Models in Stata. German Stata Users Group Meeting, Potsdam, Alemania

Belleflamme P. y Peitz M. (2010): *Industrial Organization: Markets and Strategies*, Cambridge University Press.

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

Brunekreeft, G. (2001). “A Multiple-Unit, Multiple-Period Auction in the British Electricity Market”. *Energy Economics*, 23 (1), 99-118.

Burnett, J., & Zhao, X. (2014). Spatially Explicit Prediction of Wholesale Electricity Prices. 2014 US Association for Energy Economics Proceedings Paper.

Carlton D. y Perloff J. (2004): *Modern Industrial Organization*, 3rd ed., Addison-Wesley.

- Conover, W. J. (1999). Statistics of the Kolmogorov-Smirnov type. *Practical nonparametric statistics*, pp. 428-473.
- Diez, I. C. (2015). Proyección de precios de energía eléctrica de mediano plazo en el mercado colombiano mediante la aplicación del índice de Lerner. Maestría en Economía, Universidad EAFIT. Medellín.
- Fabra, N. y J. Toro (2005). "Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market". *International Journal of Industrial Organization*, 23 (3-4), 155-181.
- García, J., Bohórquez, S., López, G. y Marín, F. (2012). "Poder de Mercado en Mercados Spot de generación eléctrica: metodología para su análisis" Working paper CIEF, Universidad EAFIT, recuperado de: http://repository.eafit.edu.co/bitstream/10784/678/1/2013_5_Jhon_Jairo_Garcia.pdf
- Geman, H. y Roncoroni, A., (2006). "Understanding the Fine Structure of Electricity Prices". *Journal of Business*, 79(3), 1225-1261.
- Green, R.J. (1996). "Increasing Competition in the British Electricity Spot Market". *Journal of Industrial Economics*, 44(2), 205-216.
- Green, R. J. y D.M. Newbery. (1992). "Competition in the British Electricity Spot Market". *Journal of Political Economy*, 100(5), 929-53.
- Gutiérrez Gómez, A. (2011). *Elasticidad precio-demanda de los usuarios no regulados en Colombia*. (Maestría en Economía), Universidad EAFIT, Medellín, Colombia.
- Hurtado, L., Quintero, L. y García, J. (2014). "Estimación del precio de oferta de la energía eléctrica en Colombia mediante inteligencia artificial" *Journal of Quantitative Methods for Economics and Business Administration*, 18, 54-87.
- Joskow, P. y E. Kahn, (2002) "A Quantitative Analysis of Pricing Behaviour in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000". *The Energy Journal*, 22(4), 1-35.
- Laitinen, K., Hovila, J., Mannila, T., Korpinen, L. (2000) "The influences of climatic factors on electricity prices in liberalized market in Finland". *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2000. Proceedings. DRPT 2000. International Conference*, p.544-548.
- Mathiesen, L., Skaar, J. y Sørgard, L. (2013) "Electricity Production in a Hydro System with a Reservoir Constraint". *The Scandinavian Journal of Economics*. 115(2), 575-594.
- Lise, W., Hobbs, B. y Hers, S. (2008). "Market Power in the European Electricity Market: the Impacts of Dry Weather and Additional Transmission Capacity". *Energy Policy*. 36, 1331-1343.

Krugman, P. (1991). Increasing Returns and Economic Geography. *Journal of Political Economy*, 99(3), 483–499

Krugman, P. (1995): *Development, Geography, and Economic theory*. MIT Press, Cambridge.

Krugman, P. (1996): *The Self-organizing Economy*. Blackwell, Cambridge.

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

Popova, J. (2004). Spatial Pattern in Modelling Electricity Prices: Evidence from the PJM Market. Working Paper, West Virginia University.

Rangel, L. F., (2008) “Competition policy and regulation in hydro-dominated electricity markets”. *Energy Policy*. 36(4), 1292-1302.

Santa María, M., Von Der Fehr, N.-H., Millán, J., Benavides, J., Gracia, O. y Schutt, E. (2009). *El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores*. Cuadernos de Fedesarrollo.

Schill, W. P., y Kemfert, C., (2011) “Modeling strategic electricity storage: The case of pumped hydro storage in Germany”. *The Energy Journal*, 32(3), 59–88.

UPME. (2015). *Informe de Cobertura de Energía eléctrica a 2014*.

von der Fehr, N. y Harbord, D. (1993). “Spot Market Competition in the UK Electricity Industry”. *The Economic Journal*, 103(418), 531-546.

Wolfram, C. (1998) “Strategic Bidding in a Multiunit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Gales”. *Rand Journal of Economics*. 29(4), 703-725.

XM. (2015). *El Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2014*. Medellín

XM. (2012). *Informe de operación del sistema y administración del mercado eléctrico*. Disponible en <http://www.xm.com.co/Pages/InformesEmpresariales.aspx>

Zapata Uribe, J. A. (2011). *Impacto del PIB del gas natural y de los precios de la electricidad, en el consumo de energía eléctrica en Colombia*. Maestría en Economía, Universidad EAFIT, Medellín, Colombia.