



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Comportamiento de generadores en subastas de electricidad en un mercado hidrotérmico: Una aproximación al caso colombiano

Jhon Alexis Díaz Contreras

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ciencias Económicas, Maestría en Ciencias Económicas
Bogotá, Colombia

2011

Comportamiento de generadores en subastas de electricidad en un mercado hidrotérmico: Una aproximación al caso colombiano

Jhon Alexis Díaz Contreras

Trabajo de Final presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ciencias Económicas

Director:

Ph. D. Mario García Molina

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ciencias Económicas, Maestría en Ciencias Económicas

Bogotá, Colombia

2011

A todas las personas que amo.

Resumen

En este trabajo se estudia el comportamiento de las centrales generadoras de electricidad del mercado de energía mayorista colombiano, usando el análisis estadístico para determinar los patrones de oferta que siguen las pujas de las centrales en el mercado. Se encuentra que existen evidencias de retención de la retención en la disponibilidad comercial, lo cual se verifica con un modelo de selección muestral en dos etapas. Los resultados muestran que una política regulatoria puede cambiar el comportamiento de los agentes en el mercado y que ese cambio se mantendría en el largo plazo.

Palabras claves: subastas de electricidad, modelo de selección muestral, modelo probit ordenado, patrones de oferta.

Clasificación JEL: C33, C35, L94.

Abstract

In this paper we study the behavior of power plants to wholesale power market in Colombia, using statistical analysis to determine patterns that follow offer bids for power in the market. We find some evidence of retention in the commercial availability, which is verified with a sample selection model in two stages. The results show that a regulatory policy can change the behavior of agents in the market and that these changes would remain in the long term.

Keywords: Electricity auctions, sample selection model, ordered probit model, supply patterns.

Clasificación JEL: C33, C35, L94.

Contenido

1. Mercados de electricidad y subastas	11
2. Observación de patrones de oferta en el mercado de energía mayorista colombiano	17
2.1 Curva de carga y de precio en el MEM	18
2.2 Patrones de las ofertas de los generadores del MEM.....	20
3. Comportamiento de los generadores en el mercado de energía mayorista colombiano	26
3.1 Clasificación de los generadores en el MEM colombiano	27
3.2 Análisis econométrico del comportamiento de las centrales generadoras del MEM.....	30
3.2.1 Modelos que estiman la disponibilidad comercial de cada generador.....	33
3.2.2 Datos y variables	35
3.2.3 Resultados empíricos	36
4. Conclusiones y recomendaciones	40
4.1 Conclusiones	40

Introducción

Como resultado de los procesos de reforma del mercado eléctrico desde la década del noventa se han implementado en diversos países los llamados mercados spot de electricidad, en los cuales las plantas generadoras compiten, vía subastas, para proporcionar la electricidad ofreciendo diferentes cantidades de energía a los precios a los que están dispuestas a generarla. Estas subastas, son el mecanismo utilizado para formar el precio de bolsa de la energía eléctrica, también llamado precio spot, que junto con el precio de los contratos a largo plazo, crean las señales que necesitan los agentes del mercado para la toma de decisiones.

Tanto el diseño de la bolsa y como el mecanismo de formación de precios afectan los resultados del mercado, por ejemplo, el poder de mercado de algunas plantas generadoras. De ahí que el dilema entre la subasta de tipo uniforme y la subasta de tipo discriminante haya atraído la atención de estudios tanto teóricos (Cramton, 2003; Fabra, et al. 2006) como empíricos (Rassenti, et al. 2003; Hästö y Holmberg 2005; Mansur 2001); sin embargo, los argumentos a favor o en contra de un mecanismo u otro dependen del criterio con el que se decida compararlos.

Una diferencia importante entre mercados es su tipo de generación, ya sea principalmente térmica, hídrica o hidrotérmica. En los países en que se realizaron primero las reformas, primaba el componente hídrico o el térmico (en el Reino Unido y en el NordPool los componentes térmicos e hídricos son del 92,1% y del 56%) pero al avanzar este proceso se extendió a países con un componente hidrotérmico importante (como el caso Colombia y Perú que se componen por un 66% de generación hídrica y un 33% de generación térmica). La importancia de este aspecto radica en que en un sistema homogéneo, ya sea

principalmente hídrico o térmico, cabe esperar que los agentes reaccionen de la misma forma ante las señales del mercado y que las variaciones a lo largo de la curva de oferta no sean abruptas, ya que todas las centrales tienen costos marginales relativamente cercanos. En un sistema hidrotérmico, en cambio, existen dos tipos de generadores con características diferentes que pueden crear divergencias en las reacciones ante una determinada señal del mercado; además la curva de oferta puede tener cambios abruptos ya que los costos de los dos tipos de planta pueden estar relativamente alejados entre sí.

El problema a tratar en este trabajo es el de cómo se comportan las centrales del mercado de energía mayorista colombiano, analizando las ofertas que hacen a la subasta. La cuestión se aborda haciendo un análisis empírico a nivel estadístico y econométrico, limitado al mercado spot o de corto plazo, sin tomar en cuenta la interacción con los contratos de largo plazo. Así mismo se dejan a un lado otros problemas como el del mecanismo de pagos a plantas inactivas para mantener una determinada capacidad. Se espera así concentrarse en cuestiones tales como ¿qué comportamiento tienen las centrales hidráulicas y térmicas del mercado, según sus ofertas? ¿Se puede evidenciar el uso sistemático de alguna estrategia por parte de las centrales para influir en el precio spot de la electricidad? Estas preguntas se resolverán siguiendo el trabajo de Hu et al., (2005) donde se observan y analizan, con análisis gráfico y estadístico, los patrones de las ofertas de los generadores al mercado de electricidad australiano. De la misma forma, se estiman los modelos propuestos por Zhang (2009) para determinar si los generadores tienden a elegir grupos de oferta baja y alta, y si dada una elección se puede argumentar que retienen la capacidad de generación para influir en el precio spot de la electricidad.

El trabajo se compone de seis secciones. La primera es esta introducción. En la segunda sección se presentan los resultados teóricos de las subastas de precio uniforme y de precio discriminante para la formación del precio spot de la electricidad encontrados por Von der Fehr y Harbord (1993) y por Fabra et al., (2006). En la tercera sección se observan y analizan las ofertas de electricidad de las centrales generadoras del mercado de energía mayorista colombiano, buscando encontrar algún tipo de patrón que defina su comportamiento y pueda estructurar una hipótesis sobre alguna estrategia utilizada por las empresas para influir en el precio spot de la electricidad. Aquí se sigue la metodología de Hu et al., (2005). En la cuarta sección se estima un modelo probit dinámico que busca determinar si las centrales generadoras tienden a agruparse en el tiempo en centrales que

hacen ofertas altas y centrales que hacen ofertas bajas, de tal forma que se pueda determinar si dado que pertenecen a un grupo de ofertas específico retienen la oferta de electricidad presionando al alza el precio de la misma. En la quinta sección se presentan las conclusiones.

1. Mercados de electricidad y subastas

En todos los países donde el proceso de introducción de la competencia en el sector eléctrico ha tenido lugar, las subastas han sido el mecanismo elegido para la formación del precio spot de la electricidad. En términos generales, en una subasta de electricidad las plantas generadoras hacen una oferta de venta compuesta por precio y cantidad, expresada en unidades monetarias por megavatio (\$/MW) y en megavatios (MW) para cada una de las 24 horas del día o para cada uno de los 48 periodos de media hora del día¹. Con estas ofertas el operador del sistema diseña el despacho económico o el orden de merito, que consiste en organizar las ofertas de precio de menor a mayor y despachar las plantas con las que se logre cubrir la demanda de electricidad para el periodo considerado. El precio spot de la electricidad o precio de bolsa es la oferta más alta aceptada en el orden de mérito o lo que es lo mismo el precio de la energía eléctrica se forma a partir del sistema de precio marginal. Si el mecanismo es una subasta uniforme, entonces todas las plantas llamadas a despachar dentro del orden de mérito reciben un pago igual al precio spot por cada megavatio generado; por el contrario, si la subasta es discriminatoria, cada planta recibe un pago igual a su oferta de precio por cada megavatio generado.

Precisamente, los debates en los mercados de electricidad han girado alrededor del tipo de subasta que debe implementarse. Dadas las experiencias de los mercados que han hecho la discusión, la decisión de elegir una u otra subasta pasa por una serie de temas que son los que permiten ponderar cada uno de los mecanismos. La volatilidad en las ofertas, las asimetrías en costos y capacidades, el poder de mercado, la optimalidad en la minimización del pago por parte del subastador, la eficiencia en el orden de mérito o el despacho a bajo costo y la posibilidad de que los agentes se comporten estratégicamente

¹ En algunos países como en Australia y Colombia se hace una sola oferta de precio para todos los periodos en que sea dividido el día.

son aspectos que deben evaluarse para que la subasta se ajuste a las realidades de cada mercado.

Desde el trabajo de Von der Fher y Harbord (1993), se llevó el análisis de los mercados de energía eléctrica al campo de la teoría de subastas. Los autores modelaron el mecanismo de formación del precio de la electricidad del mercado de Inglaterra y Gales como una subasta uniforme donde en una primera etapa, después de observar la demanda por energía eléctrica, las plantas generadoras envían las ofertas de precio a las que desean despachar su capacidad de generación. Específicamente, dado un nivel de demanda θ el precio ofertado por una planta generadora i es $b_i \in [0, P]$ que es el precio mínimo al que desea despachar su capacidad de generación denotada por k_i . Nótese que las ofertas de precio pueden ir desde cero hasta un precio techo o precio de reserva del mercado, que generalmente es definido por el ente regulador del sector. Dado que las plantas generadoras que conforman el mercado envían sus ofertas de forma simultánea e independiente, el operador del mercado cuenta con un perfil de pujas como $\mathbf{b} \equiv (b_1, b_2, \dots, b_i, \dots, b_n)$ compuesto por las ofertas de todas las plantas.

Con este perfil el operador del mercado organiza las ofertas de menor a mayor y despacha primero a aquel agente con la oferta más baja. Si su capacidad no es suficiente para cubrir la demanda se llama a despacho al siguiente agente con la oferta más baja y así se sigue hasta que la demanda quede cubierta. Si los agentes ofertan pujas iguales, entonces el agente i es despachado primero con probabilidad ρ_i . La producción asignada al agente i denotada por $q_i(\theta, \mathbf{b})$ esta dada por:

$$q_i(\theta, \mathbf{b}) = \begin{cases} \min\{0, k_i\} & \text{sí } b_i < b_j \\ \rho_i \min\{0, k_i\} + (1 - \rho_i) \max\{0, \theta - k_j\} & \text{sí } b_i = b_j \\ \max\{0, \theta - k_j\} & \text{sí } b_i > b_j \end{cases} \quad (1)$$

En una subasta de precio uniforme, el precio recibido por una planta generadora por cualquier cantidad positiva despachada es igual al precio más alto aceptado en la subasta. De ahí, que dado un valor para θ y un perfil de pujas $\mathbf{b} \equiv (b_1, b_2, \dots, b_i, \dots, b_n)$ la planta i tiene unos beneficios iguales a:

$$\pi_i^u(\theta, \mathbf{b}) = \begin{cases} (b_{\max} - c_i) \cdot q_i(\theta, \mathbf{b}) & \text{sí } b_i \leq b_{\max} \text{ y } \theta > k_i \\ (b_i - c_i) \cdot q_i(\theta, \mathbf{b}) & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (2)$$

En la subasta de precio discriminatorio el precio que recibe una planta generadora es igual a su precio de oferta, cuando una oferta se acepta en su totalidad o en parte. De ahí que dado un valor θ y un perfil de pujas $\mathbf{b} \equiv (b_1, b_2, \dots, b_i, \dots, b_n)$ la planta i tiene unos beneficios iguales a:

$$\pi_i^d(\theta, \mathbf{b}) = (b_i - c_i) \cdot q_i(\theta, \mathbf{b}) \quad (3)$$

Dado que el formato de subasta determina el precio de la energía eléctrica y los beneficios de las plantas generadoras, la elección entre la subasta discriminatoria y la subasta uniforme es uno de los retos más importantes que enfrenta un regulador de un mercado de electricidad. Este tema ha dado lugar a un debate tanto a nivel teórico como a nivel empírico que no ha arrojado resultados concluyentes sobre la superioridad de un formato sobre el otro. Generalmente, y siguiendo a Espinosa (2009) los trabajos que han abordado este problema evalúan los mecanismos a partir de los conceptos de eficiencia y optimalidad. Por eficiencia se entiende que los generadores de costos más bajos sean quienes atiendan la demanda o la mayor parte de ella, y la optimalidad se presenta si la demanda se satisface con el gasto más bajo posible.

Algunos trabajos argumentan a favor de la subasta uniforme; por ejemplo, en Kahn et al., (2001) se aborda esta problemática y se examinan los efectos de pasar de una subasta uniforme a una discriminante. Bajo el supuesto de que los agentes generadores se encuentran en un ambiente competitivo, los costos deberían disminuir en el tiempo para que las empresas puedan maximizar sus beneficios. De esta forma, si las ofertas aceptadas son, por ejemplo, \$30, \$40, \$50, \$60 y \$70 por MWh, el precio de mercado será de \$70 y los agentes tendrán márgenes de beneficios iguales a \$40, \$30, \$20, \$10 y \$0, respectivamente. Según los defensores de la subasta de precio discriminante con ella se eliminarían estos márgenes, ya que el precio promedio que pagarían los compradores no incorporará márgenes por encima de los costos marginales (Kahn et al., 2001).

Evidentemente, este resultado solo se presenta si los agentes generadores no cambian su comportamiento estratégico a la hora de hacer la oferta bajo las nuevas reglas. Sin

embargo, no hay indicios de que esto sea así. Dado el conocimiento que se tiene del mercado, los agentes pueden prever con cierta certeza el precio que lo equilibra y en consecuencia dirigir sus ofertas a este valor. De ahí que en la medida en que los generadores acierten en sus predicciones los posibles ahorros con el cambio de reglas tenderán a ser cero.

Bajo este mismo análisis, Kahn et al., (2001) consideró otro efecto para el mercado de electricidad de California ante un posible paso de la subasta uniforme a la discriminante. Dado que ahora los generadores serán pagados a sus precios de oferta, los generadores de bajo costo tendrán incentivos a ofertar muy por encima de sus costos, lo que los dejará en una oferta casi igual a la de un generador de costo alto, que solo fija un pequeño margen sobre este. Si el generador de costo bajo se equivoca en su estimación del precio de equilibrio y, por lo tanto, hace una oferta un poco más alta que la de su competidor, puede quedarse por fuera del despacho, con las consecuencias en eficiencia económica que esta situación trae.

En otros trabajos como en Rassenti et al., (2003) utilizan economía experimental para evidenciar que la subasta discriminatoria reduce la volatilidad pero a expensas de precios promedios más altos. Federico y Rahman (2003) encuentran que decidir entre una subasta uniforme y una subasta discriminatoria es elegir entre eficiencia y excedente del consumidor, sin embargo, bajo condiciones cercanas a la competencia perfecta la subasta discriminatoria presenta mejores resultados que la subasta uniforme. En este mismo sentido, Fabra et al., (2006) parten de un modelo duopólico básico bajo condiciones de costos y capacidades que busca reflejar las condiciones reales de un mercado de electricidad para caracterizar el equilibrio bajo los dos tipos de subasta.

En este trabajo los dos formatos de subasta se evalúan a partir del precio de bolsa y de la eficiencia productiva, y se encuentra que cuando la demanda por electricidad es baja el precio de bolsa no supera el costo marginal del generador más eficiente no despachado y cuando la demanda por electricidad es alta el precio de bolsa es más alto que el costo marginal del generador más ineficiente. También se encuentra que la subasta discriminatoria genera un precio promedio más bajo lo que implica pagos más bajos para los generadores con respecto a los pagos recibidos en una subasta de precio uniforme. Por último, los autores encuentran que factores como el precio de reserva, la posibilidad

de que la demanda pujan en la subasta y el grado de concentración afectan las estrategias de puja en la subasta discriminante pero no en la subasta de precio uniforme.

Crampton y Stoft (2006) argumentan que modificar las reglas de la subasta de electricidad, específicamente pasar de la subasta uniforme a una discriminante puede provocar ineficiencias y aumentos de costos en el largo plazo. Aun más, creen que el supuesto de que una subasta discriminante elimine los constantes saltos en el precio de la energía eléctrica es incorrecto. Afirman que pensar que un agente generador que tiene un costo por unidad de \$20 ofertará un precio un poco mayor es simplemente una ilusión. Lo más probable, aseguran, es que si los agentes siguen el principio de maximización de los beneficios y se sabe que el mercado se puede equilibrar a un precio de \$80, entonces, bajo una subasta de precio discriminante, puede esperarse que el agente oferte en la subasta un precio cercano a \$80 y no a \$20.

Por último, los autores muestran varios argumentos por los cuales la subasta de precio uniforme debe continuar siendo preferida a la hora de diseñar mercados de energía eléctrica (Crampton y Stoft, 2006):

1. La subasta de precio uniforme tiene la virtud que, para un mercado spot, el precio que reciben los vendedores de la electricidad es igual al precio que pagan los compradores de la misma. Mientras tanto, en una subasta de precio discriminante, existe una diferencia entre lo que paga un comprador y los que efectivamente recibe un vendedor de electricidad.
2. Con una subasta de precio discriminante, existe la posibilidad que un generador de bajo costo haga ofertas superiores a un generador de alto costo lo que afecta el orden de mérito y el objetivo de despacho a mínimo costo. Esto es así, porque en una subasta discriminante, existe mucha incertidumbre alrededor de las ofertas de los agentes y estas dependen, principalmente, del precio estimado de equilibrio y menos de los propios costos del generador. Por su parte, en una subasta de precio uniforme, la oferta depende del costo marginal del agente, de ahí, que sean más comunes las ineficiencias en la discriminante que en la uniforme.
3. La subasta de precio uniforme es procompetitiva: los agentes grandes pueden dejar espacio para que agentes pequeños también disfruten de las ventajas de participar en el mercado; es como si los pequeños fueran free riders del poder de mercado de los grandes. Esto incentiva la participación dentro del mercado de más empresas lo que

termina reduciendo la concentración y por ende llevando al mercado a una estructura más competitiva.

Como se puede ver, aunque la subasta de precio uniforme tiene unas ventajas que la mayoría de los trabajos sobre el tema reconoce, el poder de mercado que puedan ejercer algunos agentes dentro de la subasta y por ende el comportamiento estratégico de sus ofertas de precio mantienen en el centro del debate la posibilidad de modificar las reglas de la subasta y pasar por ejemplo, a una de precio discriminante. Así mismo, de las discusiones anteriores nace la necesidad de observar el comportamiento de las ofertas de precio en el Mercado de Energía Mayorista Colombiano (MEM) y desde la evidencia empírica dar un concepto sobre los resultados que está dando el actual formato de subasta para el mercado colombiano.

En las siguientes secciones se estudiarán las ofertas de precio y capacidad que hacen los generadores al mercado buscando comprender su comportamiento en la subasta a partir de los patrones y de la información que revelan las ofertas. Para esto, se seguirá el trabajo de Hu et al., (2005) donde a partir de las ofertas de los generadores al Australian National Electricity Market (NEM) se identifican y examinan sus estrategias con el fin de entender mejor como los generadores responden individual o colectivamente a cambios en las condiciones del mercado y al diseño del mismo.

Los datos analizados por los autores evidencian que los generadores australianos usan con más frecuencia la oferta de capacidad que la oferta de precio como variable estratégica para controlar el precio de mercado y que existe una relación positiva entre el tamaño del generador (capacidad de generación) y la probabilidad con que usa esta estrategia, además de tener la capacidad necesaria para cambiar su estrategia ante las condiciones del mercado (Hu et al., 2005)

2. Observación de patrones de oferta en el mercado de energía mayorista colombiano

El proceso de introducción de la competencia en el sector de la energía eléctrica en Colombia se inició en el año 1994 con la promulgación de las leyes 142 de Servicios Públicos Domiciliarios y 143 llamada ley eléctrica. Con estas se buscaba la creación de las condiciones necesarias para la introducción de la competencia en las actividades de la generación y comercialización y de monopolio regulado para la transmisión y distribución. De esta forma, el 20 de julio de 1995 inició operaciones el Mercado de Energía Mayorista (MEM) que es el marco dentro del cual los agentes del mercado realizan las transacciones comerciales de energía eléctrica a través de contratos de energía eléctrica a largo plazo o de intercambios comerciales de electricidad en bolsa.

Actualmente, el MEM está compuesto por 53 agentes generadores registrados, de los cuales 43 transan en el mercado y 92 agentes comercializadores de los cuales 72 operan activamente². A diciembre de 2010 la capacidad efectiva neta del sistema interconectado nacional es de 13501,3 MW de los cuales 8525 MW (63,1%) corresponden a generación hidráulica, 4338,8 MW (32,1%) a generación térmica³, 599,5 MW (4,4%) a generadores menores y 37,9 MW (0,28%) a cogeneradores⁴. Siguiendo la descripción que hace Espinosa (2009), en el MEM se llevan a cabo los siguientes procedimientos:

1. Los agentes generadores diariamente antes de las 8:00 a.m. envían una oferta de precio para las 24 horas del día siguiente a la presentación de las ofertas y una oferta de disponibilidad de generación expresada en MW para cada una de las 24 horas del día siguiente. Con estas ofertas el Centro Nacional de Despacho (CND) programa el

² Información disponible en la página web del operador y administrador del mercado XM S.A. ESP www.xm.com.co Allí también se encuentra información sobre otros participantes del mercado.

³ La generación térmica está compuesta principalmente por generación a gas y carbón con 2757 MW y 984 MW respectivamente.

⁴ Un generador menor es aquel que tiene una capacidad instalada menor a los 20 MW y un cogenerador es aquel que genera de forma combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros.

despacho económico⁵ ordenando de menor a mayor las ofertas de precios que envían los agentes generadores. Con el despacho económico se busca cubrir la demanda estimada por energía eléctrica.

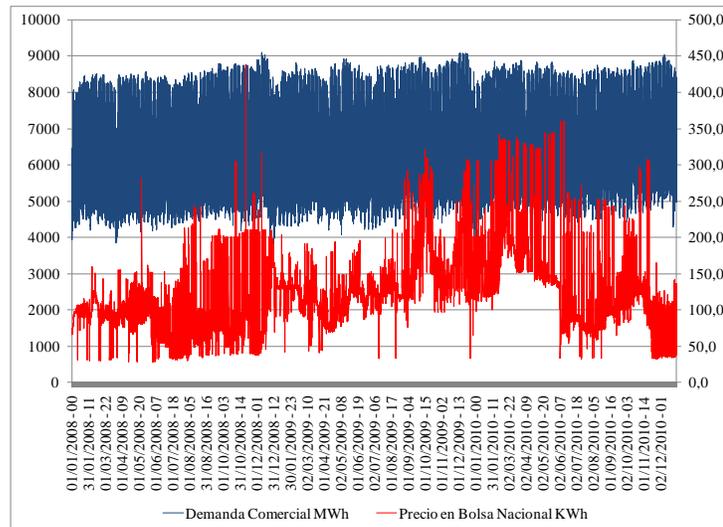
2. El día del despacho, las centrales generan la electricidad que se les asignó de acuerdo a como la demanda del sistema lo requiera.
3. Al día siguiente de la operación se determina el precio de bolsa mediante el siguiente proceso: se toma información de la generación real y de la demanda real. Con esta información se construye el despacho ideal, el cual utiliza los despachos reales más económicos para cubrir la demanda real. Así el precio de bolsa para una hora determinada del día es la oferta de precio de la última planta necesaria para cubrir la demanda de esa hora.

2.1 Curva de carga y de precio en el MEM

La volatilidad y el comportamiento estacional de la demanda, tienen una gran influencia en el comportamiento del precio de electricidad y del comportamiento de las ofertas que hagan los agentes generadores en la subasta. La figura 1 muestra la demanda comercial y el precio en bolsa nacional desde el 1 de enero de 2008 hasta el 31 de diciembre de 2010. El gráfico en el eje izquierdo muestra la demanda comercial medida en MWh y en el eje derecho el precio en bolsa nacional en \$/KWh. Cada uno de los puntos en el gráfico es una combinación de demanda precio para intervalos de 1 hora.

⁵ También llamado despacho programado, es el proceso mediante el cual se obtiene para un período de 24 horas el programa horario de generación sin tener en cuenta las restricciones técnicas del sistema.

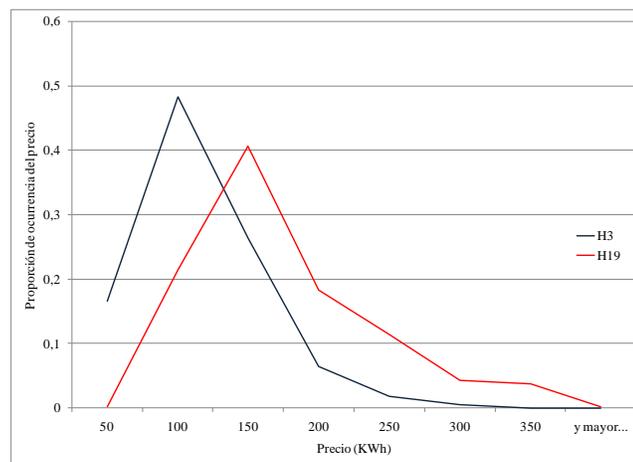
Figura 2-1: Demanda Comercial y Precio en Bolsa Nacional en el MEM



Fuente: Elaboración propia con datos de XM S.A.

Nótese que en los últimos años no se observan comportamientos atípicos en la demanda de electricidad; sin embargo, el precio de la misma si ha registrado un crecimiento constante durante el periodo. Igualmente, la volatilidad que muestra el precio, evidenciada en los picos y caídas de este, puede corresponder a causas diferentes a una presión de la demanda sobre la oferta de electricidad. Este comportamiento, logra evidenciar la inelasticidad del precio de la electricidad, ya que los consumidores finales al pagar tarifas reguladas no están expuestos a las volatilidades que se generan en el MEM.

Figura 2-2: Distribución del Precio para las horas 03:00 y 19:00



Fuente: Elaboración propia con datos de XM S.A.

Para seguir con el análisis de los patrones en las ofertas de los agentes generadores se seguirá el trabajo de Hu et al., (2005). Allí se demuestra como el tiempo se vuelve un determinante fundamental en la estrategia de oferta de precio de los generadores. Los autores encuentran para el Mercado Nacional Australiano de Electricidad⁶ que la distribución del precio de la energía para un intervalo de despacho en la madrugada es más reducida que para un intervalo de una hora pico. Para nuestro caso, este análisis se describe en la Figura 2. Aquí se graficó la distribución del precio para la hora 3 y la hora 19, cada una representa una hora valle y una hora pico en la demanda de electricidad, respectivamente. La distribución de la hora 3 y el hecho de que no se presentan cambios importantes en la distribución del precio para las horas consideradas, pareciera que los agentes generadores no perciben que la hora del día y la demanda asociada a ella sea determinante en el momento de definir la estrategia de precio. Sin embargo, esta situación puede deberse a que, dado que los agentes hacen una sola oferta de precio para las 24 horas del día, ajustan esta oferta de tal forma que pueda corresponder a las expectativas de beneficios que se esperan para las diferentes horas y los diferentes niveles de demanda asociadas a ellas; por esto se observa que la distribución de precios para una hora pico es la misma que para una hora sin tanta presión de la demanda.

2.2 Patrones de las ofertas de los generadores del MEM

Para observar los comportamientos estratégicos de los agentes del MEM se seguirá la siguiente metodología basada en el trabajo de Hu et al., (2005):

1. Para una hora pico del día se toman datos a nivel de centrales por agente de las ofertas de precio⁷ y de las disponibilidades comerciales⁸ para el periodo comprendido entre el 01 de septiembre de 2009 y 30 de septiembre de 2010. Aquí se toma la hora 19 como hora pico.
2. Para cada central se cuenta el número de ofertas diferentes (en precio y disponibilidad comercial) que presentó para la hora pico durante el periodo analizado. Si una central presentó al operador del sistema menos de 20 (inclusive) ofertas, se dice que la central es inactiva. Si el número de ofertas presentadas está entre 21 y 40 (inclusive), se dice que la central es moderadamente inactiva. Si el número de ofertas

⁶ The Australian National Electricity Market (NEM)

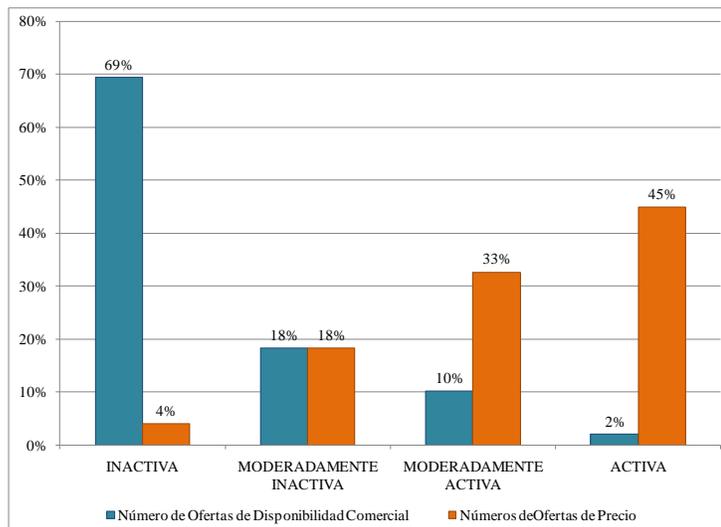
⁷ Es el precio de la energía de una central de generación para cada una de las 24 horas de un día.

⁸ Considera la declaración de disponibilidad de los generadores, modificada cuando se presentan cambios en las unidades de generación en operación real del Sistema

presentadas está entre 41 y 80 (inclusive), se dice que la central es moderadamente activa. Por último, si el número de ofertas presentadas es mayor a 80, se dice que la central es activa.

Los datos muestran que la mayoría de las centrales de la muestra tienen una participación activa en el mercado; específicamente, el 78% de las centrales se clasifican como moderadamente activas o activas, lo cual significa que los agentes modifican las ofertas de precio que presentan por sus centrales de acuerdo a las condiciones del mercado. No ocurre lo mismo cuando las centrales se clasifican de acuerdo a las ofertas de disponibilidad comercial.

Figura 2-3: Clasificación de las centrales de generación de acuerdo al Número de ofertas hechas al mercado

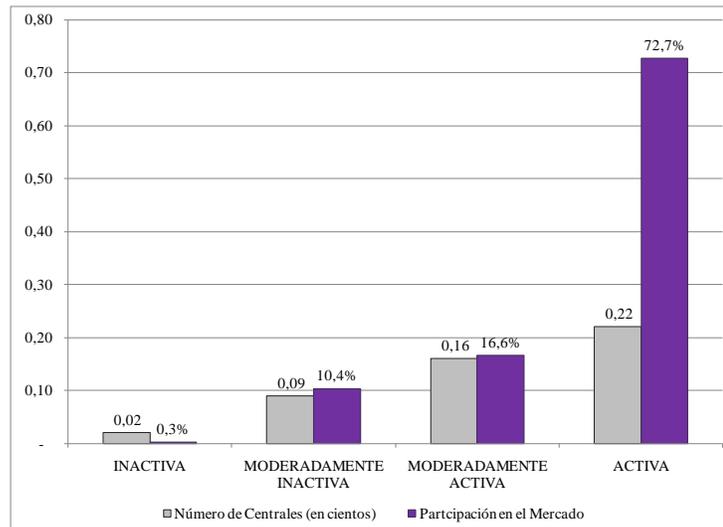


Fuente: Elaboración propia con datos de XM S.A.

El porcentaje de participación de las centrales moderadamente activas y activas (según, las ofertas de precio) en el mercado asciende al 89,2% al cual las unidades térmicas aportan el 21,2% y las hídricas el 68,1%. Esto muestra que las centrales más dinámicas en el envío de ofertas al mercado tienden a dominar la oferta de electricidad. De hecho, dentro de estas centrales se encuentran las más grandes del parque de generadoras: 3 centrales hidráulicas con más de 1000 MW cada una, 4 hidráulicas con más de 500 MW cada una, 5 centrales hidráulicas con más de 300 MW cada una, 1 central térmica con más de 400 MW y 3 centrales térmicas con más de 200 MW cada una. De esta forma, por el

tamaño que tienen estos generadores frente al mercado tienen más posibilidades de probar diferentes combinaciones de ofertas de precio y de disponibilidad comercial.

Figura 2-4: Participación de las centrales activas y moderadamente activas en el mercado

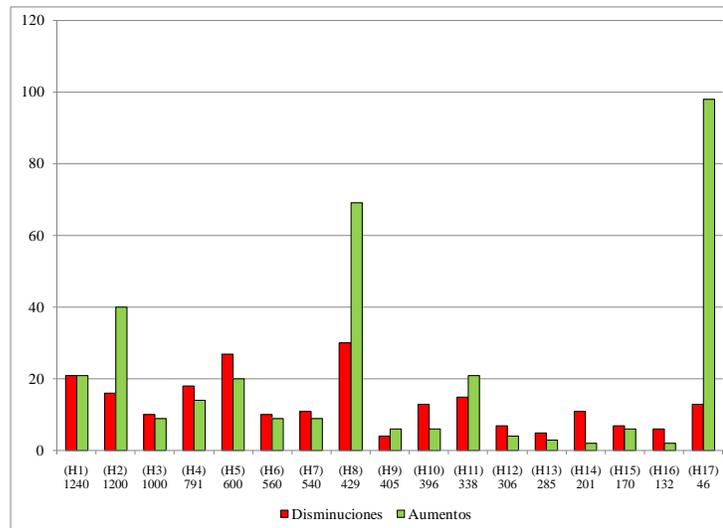


Fuente: Elaboración propia con datos de XM S.A.

Ahora bien, dada la configuración de las ofertas que hacen las generadoras al MEM; es decir una oferta de precio válida para las 24 horas del día y la posibilidad de hacer diferentes declaraciones de disponibilidad comercial para cada hora (aunque generalmente la oferta se haga como un bloque único), es válido preguntarse si las centrales generadoras usan sus ofertas para retener disponibilidad comercial y con esto presionar un incremento del precio de la electricidad. Esta hipótesis ya se ha verificado en varios mercados de electricidad como en California (Borenstein et al., 2002), Gran Bretaña (Wolfram, 1998) y Australia (Short y Swan, 2002). Según Hu et al., (2005), hay dos formas en que un generador puede retener su oferta comercial. La primera es ofrecer energía eléctrica solo a precios muy altos y la otra es hacer una reducción efectiva de la disponibilidad comercial de su central de generación.

Aquí se comprobará la segunda forma de retención de disponibilidad comercial. Para esto, se calcula la frecuencia con que las centrales moderadamente activas y activas en precio cambian sus disponibilidades comerciales de una hora valle (03:00) a una hora pico (19:00). Los resultados para las centrales hidráulicas se muestran en la Fig. 5.

Figura 2-5: Cambios en la disponibilidad comercial de una hora valle (03:00) a una hora pico (19:00) para centrales hidráulicas⁹



Fuente: Elaboración propia con datos de XM S.A.

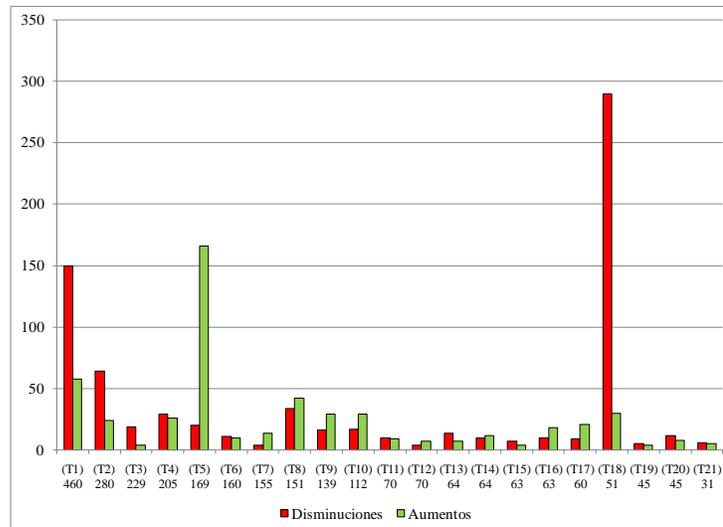
Los datos muestran que 12 de las 17 centrales eléctricas hidráulicas más activas presentan cambios en la disponibilidad comercial, la cual se refleja en disminuciones desde la hora valle a la hora pico. Cinco de las centrales hidráulicas más grandes del país disminuyen su disponibilidad comercial de electricidad en promedio 20 días al año con lo cual se abre un espacio para que en las horas de mayor demanda, centrales con tecnología térmica (más costosa) cubran la demanda residual y presionen al alza el precio de bolsa de la energía. En la Fig. 6. se muestran los datos para las centrales con tecnología térmica. Nótese que 11 de 21 centrales térmicas muestran evidencia de retenciones, algunas en un promedio de días superior al de las centrales hidráulicas, lo cual aumentaría los efectos de la retención sobre el precio de bolsa. Hay que decir que aunque evidencias de retención de la disponibilidad comercial encontradas aquí son pocas, no deja de ser importante su impacto sobre el comportamiento estratégico de los agentes en el MEM.

Dados los resultados del análisis de las ofertas de precio y disponibilidad comercial, se evidencia que los agentes del MEM a través de sus centrales de generación presentan

⁹ Se ha omitido el nombre de las centrales. Se organizan desde la central con mayor capacidad efectiva neta de generación, según datos de XM S.A., nombrada como H1 con su capacidad de generación entre paréntesis, hasta la central con menor capacidad de generación nombrada H17.

ofertas que buscan incrementar sus ingresos en el mercado causando presiones en el precio de bolsa. Estas se deben a la capacidad que tienen las centrales más grandes, aquellas con mayor capacidad de generación, de probar diferentes combinaciones de precios de oferta – disponibilidad comercial y de retener esta última.

Figura 2-6: Cambios en la disponibilidad comercial de una hora valle (03:00) a una hora pico (19:00) para centrales térmicas¹⁰



Fuente: Elaboración propia con datos de XM S.A.

Es así, como a partir del formato de subasta que forma el precio de la energía eléctrica en el MEM y del comportamiento que tienen los agentes en ella podrían modelarse y verificarse la hipótesis de retención de la disponibilidad comercial y de poder de mercado para presionar al alza el precio de bolsa. Para esto, en la siguiente sección se estima el modelo propuesto por Zhang (2009) donde a partir de datos del New York Independent System Operator (NYISO) se demuestra que los generadores presentan una fuerte persistencia a agruparse en el tiempo, en generadores de ofertas altas y generadores de ofertas bajas, y que esta persistencia está caracterizada por una fuerte dependencia del estado positiva.

Para el autor, este hallazgo sugiere que es posible la intervención del regulador de forma eficaz de tal forma que se pueda cambiar a los generadores de los grupos de precios más

¹⁰ Se ha omitido el nombre de las centrales. Se organizan desde la central con mayor capacidad efectiva neta de generación, según datos de XM S.A., nombrada como H1 con su capacidad de generación entre paréntesis, hasta la central con menor capacidad de generación nombrada H17.

altos a los grupos de menor precio y es probable que el efecto de la política sea duradero. Como resultado se esperaría que el precio spot de la electricidad pueda bajar en el largo plazo (Zhang, 2009). Así mismo, los resultados del modelo muestran que los generadores de ofertas altas tienden a retener capacidad de generación retienen capacidad para presionar al alza el precio de la electricidad.

3. Comportamiento de los generadores en el mercado de energía mayorista colombiano

En la sección 1 se establecía como los diferentes formatos de subasta de electricidad dejan abierto el espacio para que las centrales generadoras tengan incentivos a ofertar estratégicamente. La literatura que muestra la evidencia empírica de la hipótesis anterior, ha confirmado la existencia de dichas estrategias en algunos mercados de energía eléctrica. En Wolfram (1998) se encuentra que para la subasta diaria de precio uniforme en Inglaterra y Gales se presentan incentivos para hacer ofertas altas para aquellas centrales que pueden fijar el precio de bolsa. También encuentra que las centrales más grandes hacen ofertas más altas que centrales similares y que para una central cualquiera sus ofertas tienden a ser más altas en aquellos días donde su oferta de capacidad es más baja que la capacidad disponible. En últimas, existe evidencia de retención de oferta. En Borenstein et al. (2002) y en Wolak (2003) se mide la ineficiencia en el mercado de electricidad de California y se muestra como el precio excede el nivel competitivo determinado por una estimación de los costos marginales de los oferentes. En Hortacsu y Puller (2008), se prueba que los generadores más grandes hacen ofertas muy cercanas a las ofertas estratégicas predichas por una subasta multiunidad de precio uniforme.

El trabajo más completo a nivel empírico que se ha hecho para el mercado colombiano es el de Espinosa (2009), donde el autor encuentra que si el mercado spot colombiano hubiese utilizado la subasta de precio discriminatorio en lugar de la subasta de precio uniforme, el gasto total en energía eléctrica para el periodo de estudio sería menor. Para esto el autor plantea dos supuestos: el primero asume que el nivel de contratación en los dos formatos de subasta es constante y el segundo asume que el costo marginal de las empresas es invariante entre subastas (Espinosa, 2009). Este trabajo además introduce técnicas de econometría estructural al análisis del sector eléctrico colombiano, en lo cual

es pionero. Por eso, siguiendo esta línea de análisis empírico, este trabajo busca hacer uso de un modelo de elección discreta, que usando datos a nivel horario de la subasta de electricidad para el mercado colombiano, analiza la dinámica de las ofertas de los generadores en el MEM. Específicamente, siguiendo a Zhang (2009), se explica los factores que determinan que una central generadora se agrupe en el tiempo entre centrales que hacen ofertas altas o bajas.

3.1 Clasificación de los generadores en el MEM colombiano

Para este trabajo se consideran 49 centrales del parque de generadores que se agrupan en 17 agentes. Se toman datos a nivel de central por agente para 90 días en el periodo comprendido entre el 01 de Enero de 2010 y 31 de Marzo de 2010. Aquí solo se identificarán las centrales por las características y el comportamiento que las describe y no por su nombre o por el nombre de su agente propietario; es decir, no es importante el comportamiento de *una central* ó *un agente* sino la dinámica de los agentes en el mercado.

Dado que la variable que usan las centrales para ser llamadas a despacho es el precio de oferta, se clasificará a los agentes en 4 grupos de acuerdo a la máxima oferta hecha en la hora pico considerada (19:00). El grupo 0 incluye todos los generadores cuya máxima oferta en la hora pico para el periodo considerado esté entre \$0/KWh y \$99/KWh, el grupo 1 incluye a los generadores cuya oferta máxima esté entre \$100/KWh y \$299/KWh, en el grupo 2 se encuentran las centrales que dentro del intervalo \$300/KWh y \$799/KWh tenga la oferta máxima y finalmente en el grupo 4 se encuentran las centrales cuya oferta máxima para la hora pico sea mayor a \$800/KWh. Según Zhang (2009), en el grupo 0 se encuentran aquellos generadores que atienden la mayoría de la demanda de energía eléctrica. Las centrales del grupo 1 pueden considerarse tomadores de precio y de alguna forma especuladores triviales. Las centrales del grupo 2 se caracterizan porque son determinantes a la hora de fijar el precio spot de la electricidad y pueden considerarse especuladores leves. Y por último, las centrales que se clasifican en el grupo 3 son grandes especuladores en el mercado de electricidad nacional (Zhang, 2009).

Tabla 3-1: Descripción de las centrales en capacidad y disponibilidad

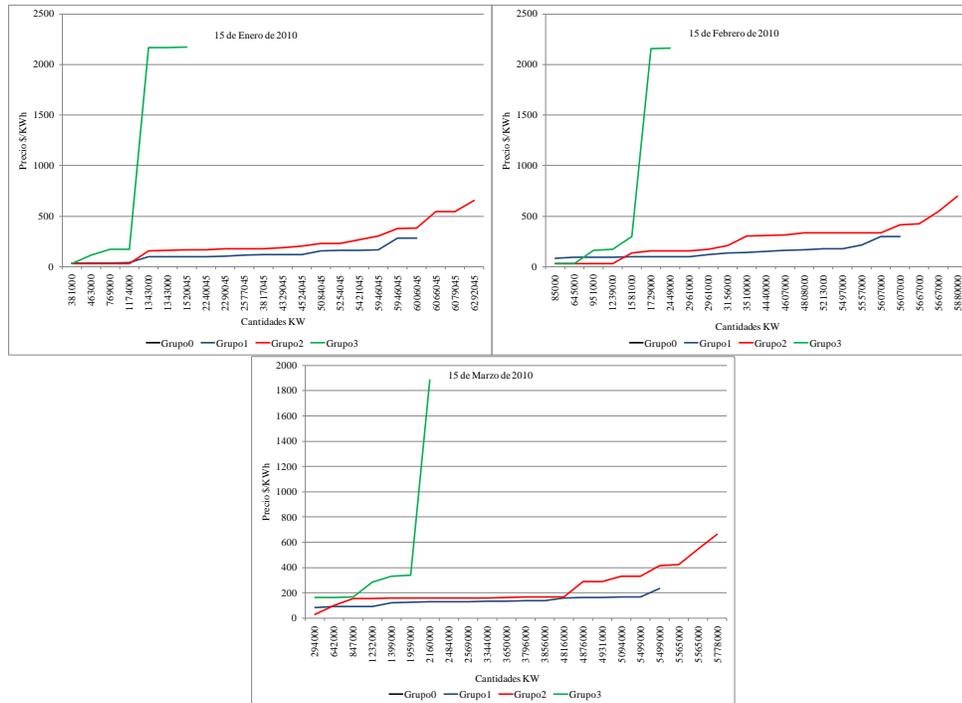
	Grupo 0	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Total
Número de generadores por grupo	1	19	22	7	49
Capacidad efectiva neta de generación (MWh)	30	2979	7352	2332	12693
Capacidad efectiva neta de generación - promedio (MWh)	30	157	334	33	138,5
Oferta de disponibilidad comercial (MW)	28	2408	5980	2125	10541
Oferta de disponibilidad comercial - promedio (MW)	28	127	272	304	182,8
Precio de oferta – promedio (\$/KWh)	30	135	263	800	307
Porcentaje de hidroeléctricas en el grupo	0%	5,3%	59,1%	71,4%	
Participación del grupo en el mercado	0,2%	23,5%	57,9%	18,4%	

Fuente: Elaboración propia con datos de XM S.A.

Los datos de la tabla 1 muestran que las centrales más grandes del parque de generadores están clasificadas en el grupo 2 y que estas centrales dominan casi el 58% del mercado. Este resultado a nivel descriptivo resulta interesante ya que según la metodología de Zhang (2009) a este grupo pertenecen las centrales que son especuladores leves y son determinantes a la hora de fijar el precio spot de la electricidad. Así mismo, hay que anotar que el 59% de las centrales que pertenecen a este grupo son centrales hidroeléctricas que, dado el costo del recurso utilizado es nulo, su oferta máxima se encuentra muy por encima de este valor para el periodo considerado en el análisis. Una situación muy similar se presenta en el grupo 3. Allí se encuentran 7 centrales que dominan el 18,4% del mercado y que 5 de ellas son hidroeléctricas. Esto es, para el periodo analizado las plantas más grandes y con el recurso de costo más bajo, hicieron en promedio, algunas de las ofertas de precio más altas al mercado por valor de \$263/KWh.

En la Fig. 7 se muestran las curvas de oferta para el 15 de enero, el 15 de febrero y el 15 de marzo de 2010 para la hora 19:00.

Figura 3-7: Curvas de oferta por grupo para la hora 19:00



Fuente: Elaboración propia con datos de XM S.A.

Las curvas se obtuvieron agregando las cantidades de electricidad que las centrales pertenecientes a un grupo estaban dispuestas a despachar para cada oferta de precio que presentaron al MEM. Puede verse como los grupos de generadores ofertaron de una forma estable y mostraron distintos patrones entre ellos. Los grupos 1 y 2 muestran curvas de oferta con pendiente positiva y con incrementos en precio que corresponden con incrementos en cantidades; no se observan quiebres importantes en la curva. El grupo 3 presenta una curva de oferta típica de “palo de hockey” (Zhang, 2009), donde a precios bajos se ofertan cantidades bajas y donde a partir de un quiebre pronunciado en la curva, los precios se incrementen muy por encima del incremento en las cantidades ofrecidas. Con este comportamiento se validan los planteamientos iniciales del tipo de generadores en cada grupo; para los grupos 1 y 2, generadores poco especulativos, y para el grupo 3, generadores que hacen ofertas muy especulativas. Estos resultados se resumen en la tabla 2.

Tabla 3-2: Clasificación de los generadores en el MEM

Grupo	Rango del precio de oferta máximo	Forma de la curva de oferta	Tecnología de los generadores	Posible comportamiento o estratégico
Grupo 0	\$0 - \$99	na	na	na
Grupo 1	\$100 - \$299	Creciente	Mayoritariamente térmicos	Tomadores de precio
Grupo 2	\$300 - \$799	Creciente	Mayoritariamente hidráulicos	Especuladores leves
Grupo 3	> \$800	"Palo de hockey" con quiebre significativo	Mayoritariamente hidráulicos	Grandes especuladores

Fuente: Elaboración propia. Adaptado de Zhang (2009).

3.2 Análisis econométrico del comportamiento de las centrales generadoras del MEM

En esta sección se analiza por medio de un modelo econométrico el comportamiento de las ofertas que hacen las centrales de generación de energía eléctrica al MEM. Específicamente, se analiza el comportamiento de las ofertas hechas durante el periodo de descenso en los niveles del volumen útil de los embalses¹¹ entre Enero y Marzo de 2010. Para las 49 centrales, pertenecientes a 17 agentes, se tomaron datos a nivel horario.

Para iniciar el análisis se estima una matriz de transición como una aplicación sencilla de una cadena de Markov. Específicamente, se define una cadena de Markov como una serie de eventos, en la cual la probabilidad de que ocurra un evento depende del evento inmediato anterior, lo cual condiciona las posibilidades de los eventos futuros. Dado lo anterior, en el momento n el estado actual del proceso y todos los estados anteriores son conocidos, entonces las probabilidades de los estados futuros x_j ($j > n$) dependen únicamente del estado actual x_n y no de los anteriores, x_1, x_2, \dots, x_{n-1} . Formalmente, una

¹¹ Volumen de agua, convertida en unidades de energía almacenada por encima del Nivel Mínimo Técnico, reportado diariamente por los agentes.

cadena de Markov es un proceso estocástico tal que para $n = 1, 2, \dots, i$ y para cualquier sucesión posible de estados s_1, s_2, \dots, s_{n+1} , tenemos que:

$$P(x_{n+1} = s_{n+1} | x_1 = s_1, x_2 = s_2, \dots, x_n = s_n) = P(x_{n+1} = s_{n+1} | x_n = s_n) \quad (4)$$

Si usamos la regla de multiplicación repetidas veces, las probabilidades en una cadena de Markov cumplen que:

$$P(x_1 = s_1, x_2 = s_2, \dots, x_n = s_n) = P(x_1 = s_1) \cdot P(x_2 = s_2 | x_1 = s_1) \cdot \dots \cdot P(x_n = s_n | x_{n-1} = s_{n-1}) \quad (5)$$

En la expresión anterior, x_1 se conoce como el estado inicial del proceso y para $n = 2, 3, \dots, n$ x_n es el estado del proceso en el tiempo n . En un proceso de este tipo, los valores de las observaciones no pueden predecirse con precisión de antemano pero si puede especificarse una probabilidad de observar un valor determinado. Así en una cadena de Markov, la probabilidad condicional de que la cadena estará en el estado s_j en el tiempo $n + 1$ si está en el estado s_i en el tiempo n se conoce como una probabilidad de transición denotada como:

$$P(x_{n+1} = s_{n+1} | x_n = s_i) \quad (6)$$

Para los datos a nivel horario de los generadores y basados en las ofertas de precio hechas el 1 de enero de 2010 y el 31 de marzo de 2010, se estimó la matriz de transición presentada en la tabla 3.

Tabla 3-3: Matriz de transición para un periodo para la elección de grupo

	Grupo 0 en t	Grupo 1 en t	Grupo 2 en t	Grupo 3 en t
Grupo 0 en $t-1$	0.417	0.333	0.250	0.000
Grupo 1 en $t-1$	0.077	0.769	0.077	0.077
Grupo 2 en $t-1$	0.000	0.125	0.875	0.000
Grupo 3 en $t-1$	0.667	0.333	0.000	0.000

Fuente: Elaboración propia. Adaptado de Zhang (2009).

Esta tabla muestra la fuerte persistencia de los generadores a agruparse en el tiempo. Las filas de la tabla 3 muestran la agrupación de los generadores en el periodo $t - 1$ y las columnas muestran la agrupación de los generadores en el periodo actual t . Los elementos de cada fila muestran la distribución condicional de los generadores entre los distintos grupos en el momento t dada su elección de agrupación en el tiempo $t - 1$. Por ejemplo, el elemento de la columna 3 y la fila 2 indica que la probabilidad de que un generador oferte dentro del rango de precios del grupo 1 en t dado que en el periodo anterior ofertó dentro del rango de precio del grupo 0. Los elementos de la diagonal representan la probabilidad de los generadores de no cambiar su elección de grupos en dos períodos continuos de tiempo. De hecho, los resultados muestran que la probabilidad de que un generador del grupo 1 y 2 se mantenga en su elección es alta y las probabilidades de que cambien de grupo son bajas. Sin embargo, para el grupo 3 se encuentra que son altas las probabilidades que los generadores que se agruparon en esta clasificación bajen sus ofertas para un periodo posterior hasta clasificarse en los grupos 0 y 1.

Para explicar este comportamiento Zhang (2009) cita a Heckman (1981) quien plantea que son dos las posibles causas de los efectos de agrupamiento. La primera, dice que la persistencia en la elección del grupo del generador puede ser una dependencia de los estados verdadera, de tal forma que la elección de un grupo en el pasado es determinante para la elección del grupo en la actualidad. La segunda, dice que la persistencia puede surgir de una dependencia de los estados espuria dado que la heterogeneidad no observada¹² es individual, específica e invariante en el tiempo; es decir que dado que la heterogeneidad no observada esta correlacionada en el tiempo, esta puede ser determinante en la elección del grupo por parte de los generadores. Un ejemplo de heterogeneidad no observada puede ser la propensión de los operadores de las centrales generadoras a hacer ofertas de precio especulativas y riesgosas (Zhang, 2009).

Establecer si el comportamiento de las centrales a agruparse según sus ofertas de precio es consecuencia de una dependencia de los estados verdadera o espuria tiene implicaciones de política regulatoria importantes. Por ejemplo, si la dependencia de los estados es verdadera, entonces un choque de política regulatoria podría hacer que los generadores de ofertas de precios altos pasen al grupo de ofertas bajas con implicaciones

¹² Se entiende por heterogeneidad no observada al error que se mantiene constante en el tiempo.

de largo plazo en el comportamiento de las ofertas de las centrales. Por el contrario, si la dependencia de los estados es espuria, las probabilidades de que los efectos de política sean duraderos son muy bajas (Kaiser y Kongsted, 2004). Para determinar la dependencia de los estados se estima un modelo probit ordenado dinámico siguiendo el planteamiento de Zhang (2009).

3.2.1 Modelos que estiman la disponibilidad comercial de cada generador

La retención de la oferta de capacidad de los generadores del MEM se analizará a partir de un modelo de selección muestral en dos etapas. En la primera se estima un modelo probit ordenado de efectos aleatorios dinámico para investigar que determina la elección de agrupamiento de cada generador. Se incluyen variables que modelan las elecciones previas de la central con lo cual se espera tener una medida de la dependencia de los estados verdadera. En la segunda etapa se investiga que determina la oferta de disponibilidad comercial de cada generador condicionada al grupo elegido por él. La posibilidad del sesgo de auto-selección se introduce por la correlación en los términos del error en la ecuación de selección. Específicamente se controla la posibilidad de sesgo de auto-selección usando el modelo de selección muestral de Heckman para modelos con más de dos opciones de elección en la ecuación de selección. Este procedimiento se modela como sigue.

La ecuación de elección de grupo para cada generador i en el tiempo t está especificada como:

$$G_{it} = \begin{cases} 0 & \text{si } G_{it}^* \leq \alpha_0 \\ j & \text{si } \alpha_{j-1} < G_{it}^* \leq \alpha_j \quad \forall j = 1, 2, 3 \\ 3 & \text{si } G_{it}^* > \alpha_3 \end{cases} \quad (7)$$

$$G_{it}^* = \beta w_{it} + \tau G_{it-1} + c_i + u_{it} \quad (8)$$

Donde:

G_{it} es la elección del i – ésimo generador en el tiempo t , la cual es igual a j si el generador i elige el grupo $j = 0, 1, 2, 3$

G_{it}^* es una variable latente que no es observada

w_{it} es un vector de variables exógenas que varían en el tiempo para cada generador i en el tiempo t .

G_{it-1} es un vector de variables cualitativas $G_{it-1}^j (j=1,2,3)$ que indican si el generador i eligió el grupo j en el tiempo $t - 1$

$$c_i = \phi_0 + \phi_1 G_{i0} + \phi_2 \bar{w}_i + v_i$$

G_{i0} es la elección del generador en el periodo inicial

\bar{w}_i es un vector de variables exógenas invariantes en el tiempo para el generador i

$\eta_{it} = v_i + u_{it}$ es el error compuesto donde $v_i \sim N(0, \sigma_i^2)$ y $u_{it} \sim N(0,1)$ son los términos del error compuesto

La ecuación para estimar la oferta de disponibilidad comercial del generador i en el tiempo t dado que se elige hacer una oferta del grupo $j (j = 1, 2, 3)$ se especifica como:

$$y_{it}^j = \delta^j x_{it}^j + e_{it}^j \quad (9)$$

Donde y_{it}^j es la disponibilidad comercial del generador i del grupo j en el tiempo t y x_{it}^j es un vector de variables exógenas para el generador i del grupo j en el tiempo t .

$$\begin{pmatrix} e_{it}^j \\ \eta_{it} \end{pmatrix} \sim N(0, \Sigma^j) \text{ donde } \Sigma^j = \begin{pmatrix} \sigma_j^2 & \rho_j \sigma_j \sqrt{1 + \sigma_c^2} \\ \rho_j \sigma_j \sqrt{1 + \sigma_c^2} & 1 + \sigma_c^2 \end{pmatrix} \quad (10)$$

La variable latente en la ecuación (4) es una variable no observada; en su lugar se observa la elección del generador la cual es codificada en una escala de cuatro puntos. El valor de la variable latente puede ser estimada a partir de la segunda ecuación en (4). Se incluye G_{it-1} como variable explicativa que captura el verdadero estado de dependencia en el comportamiento de las centrales en la elección de grupo. La existencia del verdadero estado de dependencia después de controlar por la heterogeneidad no

observada puede ser probada si se verifica que el coeficiente de G_{it-1} es igual a cero; es decir $\tau = 0$. La variable c_i en la ecuación (4) es el efecto aleatorio específico al generador e invariante en el tiempo, el cual es usado como medida de la heterogeneidad no observada entre de los generadores. Los puntos de corte α_j en la ecuación (4) son estimados con todos los parámetros de la ecuación de selección. La variable dependiente de la ecuación (5) es la disponibilidad comercial del generador i del grupo j en el tiempo t . Los errores e_{it}^j y η_{it} se asume que se distribuyen como una normal bivariada con media cero.

3.2.2 Datos y variables

Los datos para la estimación de los modelos planteados atrás se obtienen de la base de datos NEON la cual se encuentra disponible en la página web del administrador del mercado de energía mayorista de Colombia. Se toman datos para la hora 19:00 para 49 centrales generadoras en el periodo comprendido entre 1 de enero de 2010 y 31 de marzo de 2010. Por lo tanto se tiene una muestra de 4410 datos.

Las variables explicativas se resumen en la tabla 4. Estas, se pueden dividir en variables que caracterizan a los agentes dentro de las que se encuentran la variable *tamaño* que mide la capacidad instalada del generador. Para esta variable se espera un coeficiente negativo dado que los generadores de menor tamaño en la muestran tienden a hacer las ofertas más altas. La variable *grupojt-1* que captura la elección del generador en el día previo es usada para medir el estado de dependencia verdadero en la ecuación (4). Para verificar esta hipótesis se espera que los coeficientes τ sean positivos y significativos. La variable *grupojt0* es usada para solucionar el problema de condiciones iniciales de acuerdo a la solución del método de máxima verosimilitud.

La otra categoría de las variables explicativas caracterizan a las condiciones de mercado en que los generadores presentan sus ofertas en la subasta de electricidad. Estas variables son la demanda de electricidad y su raíz cuadrada, *demand* y *rdemand* respectivamente, que son usadas para capturar efectos crecientes y/o decrecientes entre la demanda y la elección de grupo por parte de los generadores. Dado que según las reglas de la subasta uniforme, existe una probabilidad positiva de que un generador con

oferta alta establezca el precio spot de la electricidad cuando la demanda de energía es alta, se espera que los generadores del grupo de precios altos incrementen sus ofertas conforme aumenta la demanda. De esta forma, se espera que el coeficiente sea positivo para los generadores de los grupos de ofertas bajas pero que sea negativo en los grupos de ofertas altas, dado que este tipo de centrales puede retener la capacidad para presionar el precio al alza en los periodos de demanda alta. Este resultado también puede leerse como un indicio de poder de mercado.

Tabla 3-4: Variables explicativas

Categoría	VARIABLES	Definición de las variables
Características del generador	Tamaño	Capacidad instalada de los generadores en MW
	Disponcomer	Disponibilidad comercial del generador en MW
	Precioap	Oferta de precio por arranque/parada en pesos
	Grupojt-1	Variable ficticia igual a 1 si el generador esta en el grupo j en t-1
	Grupojt0	Variable ficticia igual a 1 si el generador esta en el grupo j en el periodo inicial
Condiciones del mercado	Demanda	Demanda estimada en MW
	Rdemanda	Raíz cuadrada de la demanda estimada

Fuente: Elaboración propia.

3.2.3 Resultados Empíricos

Los resultados de la ecuación (4) se presentan en la tabla 5. Solo para fines comparativos en la tabla se presentan los resultados de dos modelos estimados. El primero es un modelo probit convencional o estático que no resuelve si la dependencia de los estados es verdadera. La variable latente se especifica como:

$$G_{it}^* = \beta w_{it} + u_{it} \quad (11)$$

Tabla 3-5: Estimación de la ecuación de selección de los grupos para los generadores

Modelo Probit Estático			Modelo Probit Dinámico		
	Coefficiente	Prob.		Coefficiente	Prob.
PRECIOAP\$	-4,52E-09	0,0000	PRECIOAP\$	-8,66E-10	0,1270
TAMANO	2,50E-05	0,6750	TAMANO	1,21E-07	0,1370
DEMANDA	0,000632	0,7252	DEMANDA	-1,98E-06	0,3490
RDEMANDA	-0,112731	0,7253	RDEMANDA	0,010989	0,3560
GRUPO1T_1	NA	NA	GRUPO1T_1	1,969440	0,0000
GRUPO2T_1	NA	NA	GRUPO2T_1	3,598167	0,0000
GRUPO3T_1	NA	NA	GRUPO3T_1	4,192279	0,0000
GRUPO1T0	NA	NA	GRUPO1T0	0,560608	0,0000
GRUPO2T0	NA	NA	GRUPO2T0	1,071618	0,0000
GRUPO3T0	NA	NA	GRUPO3T0	1,910376	0,0000
Limit Points			Limit Points		
LIMIT_1:C(5)	-6,04845	0,6724	LIMIT_1:C(11)	16,33026	0,330
LIMIT_2:C(6)	-4,42089	0,7572	LIMIT_2:C(12)	19,11601	0,254
LIMIT_3:C(7)	-3,44798	0,8095	LIMIT_3:C(13)	20,98292	0,211
Log likelihood	-4745,4480		Log likelihood	-2496,76	
LR statistic (4 df)	105,9671		LR statistic (10 df)	4600,008	
Probability(LR stat)	0,0000		Probability(LR stat)	0,0000	
LR index (Pseudo-R2)	0,0110		LR index (Pseudo-R2)	0,47949	

Fuente: Elaboración propia.

El segundo modelo es un probit dinámico donde se incluye G_{it-1} variable que permite verificar si la dependencia del estado es verdadera. De esta forma, el segundo modelo se especifica como:

$$G_{it}^* = \beta w_{it} + \tau G_{it-1} + c_i + u_{it} \quad (12)$$

Para ambos modelos, se muestran el logaritmo de la razón de verosimilitud y el pseudo R^2 como medidas de la bondad del modelo. Nótese que el modelo dinámico arroja indicadores más altos que el modelo estático con lo cual puede explicar mejor el comportamiento de las centrales en la elección del grupo. Como resultado importante, se tiene que las variables rezagadas tienen signos positivos y todas son estadísticamente significativas. Esto es una medida que indica que la dependencia de los estados es verdadera y no espuria. Este resultado se robustece dado que cuando se incluyen las variables rezagadas en el modelo probit dinámico el logaritmo de la razón de verosimilitud

mejora pasando de -4745,4480 a -2496,76. Esto sugiere que la dependencia de los estados verdadera es más importante que la heterogeneidad no observada.

Como se mencionó atrás, la evidencia de que la dependencia de los estados sea verdadera presenta la posibilidad de intervención por parte del regulador del mercado (Comisión de regulación de energía y gas – CREG). Si la CREG, emprende medidas para incentivar al cambio de comportamiento de las centrales en la subasta de electricidad de tal forma que puede lograr cambiar a una central de grupo de precio alto a un grupo de precio bajo, es altamente probable que el efecto sea verdadero, y tal vez, en el largo plazo, el precio de la electricidad pueda bajar.

Ahora bien, la estimación de la disponibilidad comercial de las centrales generadoras dada la elección del grupo como se acabó de describir se presenta en la tabla 6.

Tabla 3-6: Estimación de la Disponibilidad Comercial

	Grupo 0	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
Variable	Coeficiente	Coeficiente	Coeficiente	Coeficiente
Precioap\$	-150,4321 (0,0000)	2,95E-06 (0,0000)	3,83E-08 (0,6661)	-4,81E-08 (0,8030)
Tamano	0,967005 (0,0000)	0,775398 (0,0000)	0,800389 (0,0000)	0,918272 (0,0000)
Demanda	0,107506 (03740)	0,239818 (0,0392)	0,092244 (0,6042)	0,320513 (0,2490)
Rdemanda	-598,9274 (0,3790)	-42,7753 (0,0393)	-18,86638 (0,5524)	-58,45506 (0,2387)
C	847474,9 (0,3770)	1758,9300 (0,0573)	955,57820 (0,4995)	2660,93100 (0,2288)
Lambda	-3020,4321 (0,0270)	-1641,659 (0,533)	6511,961 (0,001)	-1444,651 (0,047)
Rho	-0,09328	-0,03676	0,17097	-0,12642
Sigma	32377,196	44656,187	38889,201	11427,049

Fuente: Elaboración propia. Valores p en paréntesis.

El coeficiente de la variable que mide la capacidad instalada en las centrales (*tamaño*) es significativo para todos los grupos y muy cercano a 1. Esto implica que los centrales deciden ofertar la mayoría de su capacidad una vez han hecho una oferta de precio por la electricidad a generar. El coeficiente de la variable *rdemanda* es negativo para todos los grupos, aunque solo significativo al 5% para el grupo 1. Esto indica que las centrales que pertenecen a este grupo, reducen su oferta de disponibilidad comercial una vez tienen estimaciones de que la demanda será alta. Hay que recordar, que la mayoría de las centrales de este grupo son térmicas, y si estas retienen su disponibilidad de generar electricidad es muy probable que se logre presionar el precio al alza. En otras palabras, los modelos estimados muestran que las centrales tienden a retener capacidad a medida que la demanda crece con el fin de maximizar el efecto de la demanda en el precio spot de la electricidad. Este resultado confirma que las centrales retienen capacidad estratégicamente y da más relevancia a la necesidad de diseñar mecanismos que incentiven a las centrales a agruparse en los grupos de ofertas de precio bajas con el fin de mitigar la volatilidad del precio de la electricidad.

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1 Conclusiones

En este trabajo se desarrolló un análisis de las ofertas de precio y disponibilidad comercial de las centrales generadoras del MEM en Colombia, con el propósito de determinar si las ofertas siguen un patrón que indique la influencia de estas en el precio spot de la electricidad. El análisis inicia cuando, basados en la literatura sobre subasta de precio uniforme y discriminante, se encuentra que en la subasta uniforme existen incentivos para que las empresas generadoras incrementen sus ofertas de precio arriba de sus costos marginales de generación. Igualmente, se plantea que aunque la subasta discriminante estabiliza los precios en el largo plazo, esto no es garantía de precios más bajos.

Dado que la teoría plantea la posibilidad de comportamientos estratégicos por parte de las centrales, se sigue el trabajo de Hu et al. (2005), para observar y analizar algunos patrones de las ofertas que hacen las empresas al administrador del mercado. Se encuentra que la mayoría de las centrales de la muestra tienen una participación activa en el mercado; específicamente, el 78% de las centrales se clasifican como moderadamente activas o activas, lo cual sugiere que los agentes modifican las ofertas de precio que presentan por sus centrales de acuerdo a las condiciones del mercado. Este resultado se refuerza, en sus implicaciones en el precio de bolsa, en que el porcentaje de participación

de las centrales moderadamente activas y activas en el mercado asciende al 89,2% al cual las unidades térmicas aportan el 21,2% y las hídricas el 68,1%. Esto muestra que las centrales más dinámicas en el envío de ofertas al mercado tienden a dominar la oferta de electricidad.

Para Hu et al. (2005), este comportamiento abre la posibilidad para que las centrales generadoras retengan parte de su capacidad instalada y, en términos del mercado colombiano, se disminuya la disponibilidad comercial de una hora valle a una hora pico. Los datos muestran que 12 de las 17 centrales eléctricas hidráulicas más activas presentan cambios en la disponibilidad comercial; cinco de las centrales hidráulicas más grandes del país disminuyen su disponibilidad comercial de electricidad en promedio 20 días al año con lo cual se abre un espacio para que en las horas de mayor demanda, centrales con tecnología térmica (más costosa) cubran la demanda residual y presionen al alza el precio de bolsa de la energía. Igualmente, las centrales térmicas también muestran evidencia de retenciones, algunas en un promedio de días superior al de las centrales hidráulicas, lo cual aumentaría los efectos de la retención sobre el precio de bolsa. Hay que decir que, aunque las evidencias de retención de la disponibilidad comercial encontradas aquí son pocas, no deja de ser importante su impacto sobre el comportamiento estratégico de los agentes en el MEM.

Es así, como a partir del formato de subasta que forma el precio de la energía eléctrica en el MEM y del comportamiento que tienen los agentes en ella podría modelarse y verificarse la hipótesis de retención de la disponibilidad comercial y de poder de mercado para presionar al alza el precio de bolsa. Para esto, se estimó el modelo propuesto por Zhang (2009) donde se demuestra que los generadores presentan una fuerte persistencia

a agruparse en el tiempo, en generadores de ofertas altas y generadores de ofertas bajas, y que esta persistencia está caracterizada por una fuerte dependencia del estado positiva.

Para el mercado colombiano, este hallazgo sugiere que es posible la intervención del regulador de forma eficaz de tal forma que se pueda cambiar a los generadores de los grupos de precios más altos a los grupos de menor precio y es probable que el efecto de la política sea duradero. Como resultado se esperaría que el precio spot de la electricidad pueda bajar en el largo plazo y, también se muestra, que los generadores de ofertas altas tienden a retener capacidad de generación retienen capacidad para presionar al alza el precio de la electricidad.

En el modelo que estima la disponibilidad comercial, el coeficiente de la variable que mide la capacidad instalada en las centrales (tamaño) es significativo para todos los grupos y muy cercano a 1, lo que implica que las centrales deciden ofertar la mayoría de su capacidad una vez han hecho una oferta de precio por la electricidad a generar y la relación decreciente entre la demanda y la disponibilidad comercial indica que las centrales reducen su oferta de disponibilidad comercial una vez tienen estimaciones de que la demanda será alta. Hay que recordar, que la mayoría de las centrales, para los grupos 2 y 3 de ofertas altas, son térmicas y si estas retienen su disponibilidad de generar electricidad es muy probable que se logre presionar el precio al alza. En otras palabras, los modelos estimados muestran que las centrales tienden a retener capacidad a medida que la demanda crece con el fin de maximizar el efecto de la demanda en el precio spot de la electricidad. Este resultado confirma que las centrales retienen capacidad estratégicamente y da más relevancia a la necesidad de diseñar mecanismos que incentiven a las centrales a agruparse en los grupos de ofertas de precio bajas con el fin de mitigar la volatilidad del precio de la electricidad.

Bibliografía

Borenstein, S., Bushnell, J., Wolak, F., (2002). Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market. *American Economic Review*, Vol 92, Issue 5, pp 1376 – 1405.

Cramton, P., (2003). Competitive bidding behavior in uniform – price auction markets. Federal Energy Regulatory Commission. United States of America, pp 1 – 38.

Cramton, P., Stoft, S., (2006). Why we need to stick with uniform – price auctions in electricity markets. *The Electricity Journal*; Vol 20, Issue 1, pp 26 – 37.

Damianov, D., Gerd Becker, J., (2009). Auctions with variable supply: uniform price versus discriminatory. *European Economic Review*. In press. CER – ETH – Center of Economic Research (CER-ETH) at ETH Zurich, pp 1 – 48.

Espinosa, M., (2009). Una aproximación al problema de optimalidad y eficiencia en el sector eléctrico colombiano. Universidad de los Andes, Facultad de Economía, Serie Documentos CEDE 2009 – 07, pp 1 – 60.

Fabra, N., Von der Fehr, N., Harbord, D., (2006). Designing electricity auction. *RAND Journal of Economics*; Vol 37, Issue 1, pp 23 – 46.

Federico, G., Rahman, D., (2003). Bidding in an electricity pay – as – bid auction. *Journal of Regulatory economics*, Vol 24, Issue 2, pp 175 – 211

Hästö, P., Holmberg, P., (2005). Some Inequalities related to the analysis of electricity auctions. Uppsala University, Department of Economics, Working Paper Series, pp 1 – 11.

Heckman, J., (1981). The incidental parameters problem and the problem of initial conditions in estimating a discrete time-discrete data stochastic process. In: Manski, C., McFadden, D. (Eds.), Structural analysis of discrete data with econometric Applications. The MIT Press, Cambridge, pp. 179 – 195.

Hortaçsu, A., Puller, S., (2008). Understanding strategic bidding in multi – unit auctions: A case study of the Texas electricity spot market. RAND Journal of Economics, Vol 39, Issue 1, pp 86 – 114.

Hu, X., Grozev, G., Batten, D., (2005). Empirical observations of bidding patterns in Australia's national electricity market. Energy Policy, Vol 33, Issue 16, pp 2075 – 2086.

Kahn, A., Cramton, P., Porter, R., Tabors, R., (2001). Uniform pricing or pay – as – bid pricing: A dilemma for California and beyond. The Electricity Journal, Vol 14, Issue 6, pp 70 – 79.

Kaiser, U., Kongsted, H., (2004). True versus spurious state dependence in firm performance: the case of West German exports. CAM Working Papers, pp 1 – 14.

Mansur, E., (2001). Pricing behavior in the initial summer of the restructured PJM wholesale electricity market. POWER Working Paper, <http://www.ucei.berkeley.edu/ucei/PDF/pwp083.pdf>.

Rassenti, S., Smith, V., Wilson, B., (2003). Discriminatory price auctions in electricity markets: Low volatility at the expense of high price levels. Journal of Regulatory Economics, Vol 23, Issue 2, pp 109 – 123.

Short, C., Swan, A., (2002). Competition in the Australian national electricity market. ABARE Current Issues, January, pp 1 – 12.

Von der Fehr, N., Harbord, D., (1998). Competition in electricity spot markets economic theory and international experience. Oslo University, Department of Economics, memorandum 05/1998, pp 1 – 58.

Von der fehr, N., Harbord, D., (1993). Spot market competition in the UK electricity industry. *The Economic Journal*, Vol 103, Issue 418, pp 531 – 546.

Wolak, F., (2003). Measuring unilateral market power in wholesale electricity markets: The California market, 1998 – 2000. *American Economic Review*, Vol 93, Issue 2, pp 425 – 430.

Wolfram, C., (1998). Strategic bidding in a multiunit auction: An empirical analysis of bids to supply electricity in England and Wales. *RAND Journal of Economics*, Vol 29, Issue 4, pp 703 – 725.

Zhang, N., (2009). Generators bidding behavior in the NYISO day – ahead wholesale electricity market. *Energy Economics*. Vol 31, Issue 6, pp 897 – 913.