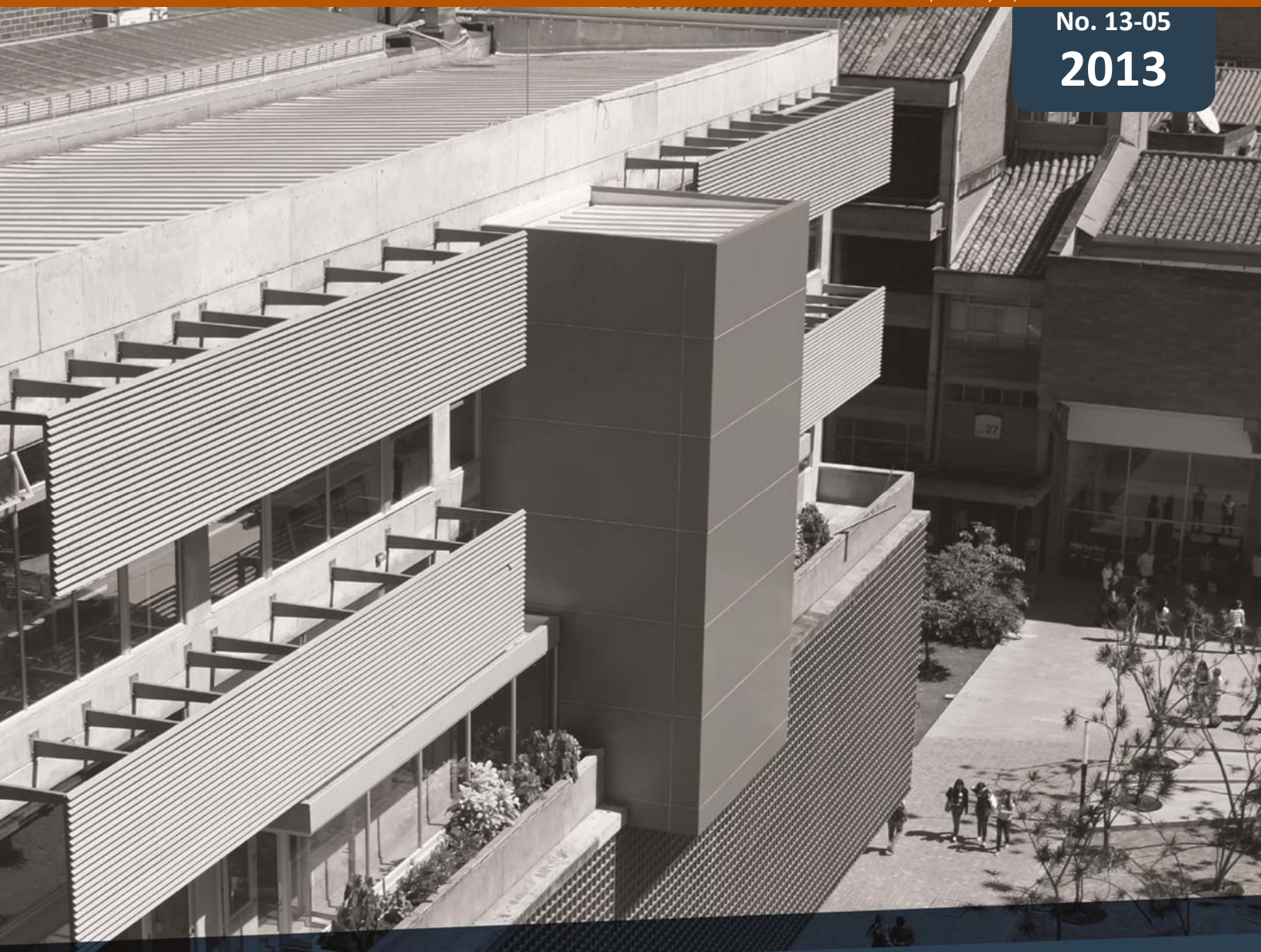


No. 13-05

2013



**PODER DE MERCADO EN MERCADOS SPOT DE GENERACIÓN ELÉCTRICA:
METODOLOGÍA PARA SU ANÁLISIS**

Jhon Jairo García - Santiago Bohórquez

Gustavo López Alvarez - Fredy Marín

Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

Centro de Investigaciones Económicas y Financieras (CIEF)



**UNIVERSIDAD
EAFIT**
Abierta al mundo

Poder de Mercado en Mercados Spot de generación eléctrica: metodología para su análisis

John J. García *
Santiago Bohórquez **
Gustavo López ***
Fredy Marín ****

Resumen

Después de analizar las experiencias internacionales relacionadas con el monitoreo y control de poder de mercado, se establece una metodología acorde a las características del *pool* eléctrico en Colombia, la cual permite hacer seguimiento sobre comportamientos estratégicos respecto al precio en bolsa en este mercado. Se propone un modelo exponencial para la función de oferta en el *pool* basado en un modelo de precios spot, explicado por los costos, las condiciones climáticas, las intervenciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la demanda diaria, las cantidades generadas y el precio histórico. Por medio de una convolución (técnica similar a la de un Filtro de Kalman) sobre los precios históricos se estiman los parámetros y elasticidades dinámicas asociadas a las cantidades que determinan el comportamiento del precio en bolsa. A su vez, estas estimaciones son utilizadas en la estructura de beneficios en un modelo de Cournot, de competencia en cantidades, que evidencia el efecto positivo, vía disminución del precio de bolsa, de mayores niveles de contratos a futuros en el *pool* eléctrico colombiano.

Palabras Claves: Mercados spot eléctricos, comportamientos estratégicos, modelo estocástico.

* Profesor Departamento de Economía, Universidad Eafit (Colombia). A. A. 3300 Medellín (Colombia). Teléfono: (+574)2619549, Fax: (+574)2664284. Correo electrónico: jgarcia@eafit.edu.co. Los autores agraden las ayudas y comentarios de Jorge Sierra, Diana Galvis y Daniel Cuartas. También manifestamos nuestros más sinceros agradecimientos a XM por su apoyo financiero y por la información suministrada, y a cada una de las personas de la institución, que con su conocimiento y buena disposición hicieron posible la realización de esta investigación y a la Universidad EAFIT por su apoyo financiero.

** Profesor Departamento de Economía, Universidad Eafit (Colombia). A. A. 3300 Medellín (Colombia). Teléfono: (+574)2619549, Fax: (+574)2664284. Correo electrónico: sbohorqu@gmail.com. Profesor Departamento de Economía, Universidad Eafit (Colombia). A. A. 3300 Medellín (Colombia). Teléfono: (+574)2619549, Fax: (+574)2664284. Correo electrónico: jgarcia@eafit.edu.co.

*** Profesor Departamento de Economía, Universidad Eafit (Colombia). A. A. 3300 Medellín (Colombia). Teléfono: (+574)2619549, Fax: (+574)2664284. Correo electrónico: glopezal@eafit.edu.co.

**** Profesor Departamento de Ciencias Básicas, Universidad Eafit (Colombia). A. A. 3300 Medellín (Colombia). Teléfono: (+574)2619500. Correo electrónico: fmarinsa@eafit.edu.co.

Introducción

En el ámbito internacional se ha modelado el precio del mercado *spot* del sector eléctrico y monitoreado el comportamiento de las firmas principalmente de dos formas, la primera es por medio de la función de oferta (Green y Newberry, 1992; Green, 1996; Klemperer y Meyer, 1989). La conclusión más importante con esta forma de modelación es que si una empresa grande decide aumentar el precio de una de sus plantas de generación, la cantidad demandada a la empresa se reduce, pero los beneficios de la empresa aumentan ya que el precio marginal del sistema aumenta compensando la caída de la demanda por lo cual el equilibrio de Nash de una oferta que haga el precio igual al costo marginal no se cumple en el mercado (Green, 1996); además, Green y Newberry (1992) encuentran que las empresas realizan colusiones tácitas para impedir la entrada de nuevas empresas, aun a pérdida en el corto plazo.

La segunda forma de modelación es mediante el mecanismo de subasta (von der Fehr y Harbord, 1996 y Brunekreeft, 2001), cuya principal conclusión es que, al igual que con el modelo de función de oferta las empresas tienen incentivos para ofertar valores superiores a su costo marginal, lo que indica nuevamente que el equilibrio de Nash no se cumple, contrario a lo que dice la teoría económica en relación a las subastas. Además muestran que cuando una empresa tiene múltiples plantas el precio del mercado tiende a ser más alto que cuando esta concentra toda su generación en una sola planta. Estos resultados muestran que el poder de mercado en esta industria afecta de manera importante la forma en la que se realizan las diferentes ofertas de generación y la forma en la cual los agentes ofrecen no solo precios, si no cantidades, aspecto que debe tenerse en cuenta a la hora de analizar la formación de precios en un mercado *spot*.

Esta investigación analiza si la propuesta estipulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en 2010, por medio del Documento 118, el cual proponía utilizar el Índice de oferta residual (IOR) para intervenir los agentes como una medida para la promoción de la competencia en el mercado eléctrico mayorista (MEM) en Colombia, es una metodología viable para tal fin o debe pensarse en la implementación de metodologías alternativas para el monitoreo del comportamiento estratégico de los agentes en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). Por tanto, el objetivo propuesto en este trabajo es proponer una metodología para la detección y la prevención de potencial

ejercicio de posición dominante en el *pool* eléctrico en Colombia, la cual puede ser aplicable a cualquier mercado *spot* de generación eléctrica. Esto implica hacerle seguimiento a los agentes en la industria y determinar una metodología que considere los comportamientos estratégicos de los agentes en los mercados *spot* de generación y contratos de largo plazo, ya que las cantidades generadas por las firmas en ambos mercados pueden ser modificadas para aumentar el precio *spot*, dado que las variables, cantidades (Q) y precios (P), terminan siendo claves en el comportamiento estratégico de las empresas.

Los resultados obtenidos en esta investigación sugieren no utilizar un mecanismo *ex ante* como el IOR para intervenir los agentes en el MEM y utilizar una metodología con un sustento teórico fuerte acorde al funcionamiento del mercado, por medio de una modelación exponencial para estimar el precio *spot* y un modelo de Cournot para hallar la estructura de beneficios, que permite hacerle seguimiento a los agentes en esta industria. Estos resultados no solo son de gran importancia para la institución encargada de la regulación, el cual debe encargarse de velar por la mayor eficiencia social posible (bienestar de los productores y los consumidores), sino también para los agentes en el mercado y las instituciones relacionadas con la operación del mercado, pues la metodología propuesta permite hacerle seguimiento a los agentes en esta industria y determinar el funcionamiento del mercado mediante la consolidación de la utilización de los contratos de mediano y largo plazo; donde el cómo se realizan estos es de vital importancia para un buen funcionamiento; sin desconocer la relevancia que juega la implementación de redes inteligentes, sobre todo lo relacionado con darle un papel activo a la demanda, dada la inelasticidad al precio de la demanda que caracteriza los mercados mayoristas de energía.

En las secciones 1 y 2 de este trabajo se analizan, respectivamente, los mecanismos utilizados en mercados *spot* eléctricos internacionales para monitorear y controlar el poder de mercado de mercado, y el mecanismo propuesto por la CREG, el funcionamiento del MEM y el comportamiento del Índice *Herfindahl-Hirschman* y el IOR en Colombia. En las secciones 3 y 4 se utilizan, respectivamente, un modelo exponencial y una convolución (Filtro de Kalman) para estimar el precio en bolsa y un modelo de Cournot para analizar comportamientos estratégicos entre el mercado *spot* y el mercado de contratos de largo plazo.

1. Experiencias internacionales sobre indicadores para monitorear y controlar el poder de mercado

Son varios los indicadores que se han utilizado a nivel internacional para monitorear el poder de mercado en mercados *spot* de generación eléctrica (The Brattel Group, 2007). En aquellos mercados mayoristas con un componente hidráulico, como el Nord Pool o Alberta, han utilizado mecanismos de mitigación *expost*. En estos mercados le han apostado a reformas estructurales y a un buen diseño del mercado que considere mecanismos para la mitigación del poder de mercado (Amundsen y Bergman, 2006; Alberta Department of Energy, 2005). Por su parte, los mercados que han utilizado una intervención directa por medio de mecanismos *exante* para mitigar el poder de mercado, su componente tecnológico es fundamentalmente térmico, lo que permite una buena aproximación para la estimación de los costos marginales. Este es el caso de California, JPM y New York (The Brattel Group, 2007 y Wolak, 2001).

1.1 Nord Pool

El Nord Pool, uno de los mercados más exitosos desde el punto de vista de la competencia y cuyo mercado tiene gran componente hidráulico, ha implementado reformas estructurales y utilizado mecanismos *expost* para monitorear el precio *spot*. La reducción de barreras a la entrada, la integración regional y la eliminación de restricciones de transmisión han sido los remedios estructurales para controlar el poder de mercado.

También, a finales de 2000, el Nord Pool decidió consolidar su vigilancia del mercado para lo cual creó un departamento independiente para la vigilancia del mercado, Departamento de Vigilancia del Mercado, responsable de supervisar el intercambio físico y financiero del mercado nórdico de electricidad. El *Nord Pool ASA* y *Nord Pool Spot AS* tuvieron parte de esta responsabilidad. La entidad de supervisión se apoya en las autoridades competentes de cada país para que investiguen a los agentes e impongan las multas que se consideren necesarias.

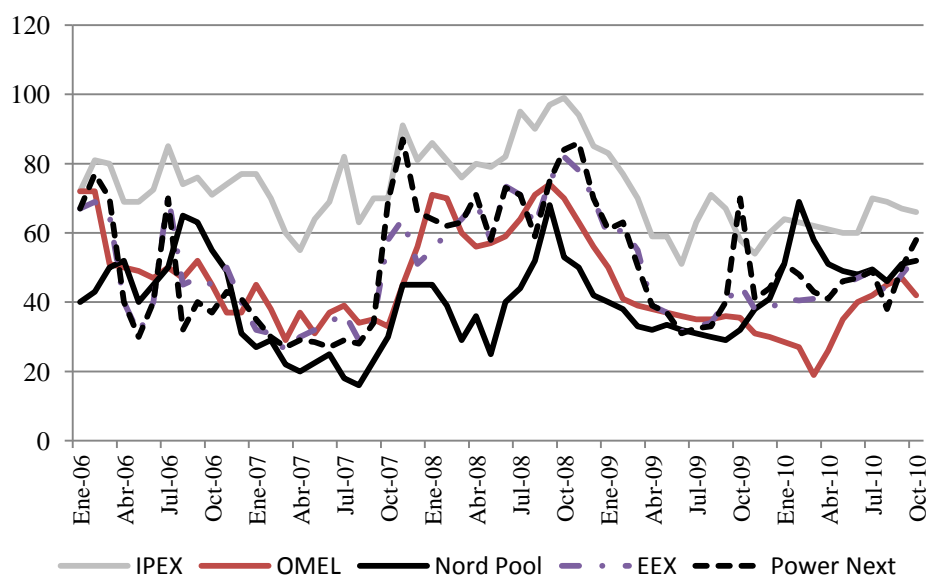
La vigilancia del mercado es responsable de contrarrestar que los participantes del mercado no empleen mal ninguna información interna de tal forma que no puedan influir en los precios de mercado. También investiga y compila la información relacionada con agentes sospechosos. El monitoreo para el precio *spot* en el Nord Pool es diseñado generalmente para reaccionar a abusos observados en el mercado.

Asimismo este mercado ha sido uno de los más exitosos en la implementación y consolidación de los contratos a futuro. Por medio del mercado de futuros de energía eléctrica se transa la mayor parte de la electricidad que se comercializa entre los países nórdicos. Para el 2003 aproximadamente el 90% de todas las transacciones en el mercado mayorista se realizaron por medio de contratos bilaterales (Rothwell y Gomez, 2003:173). El establecimiento de los contratos forward tuvo un papel importante en la mitigación del poder de mercado, lo que en buena medida justifica un complemento importante a las otras reformas estructurales frente al buen comportamiento que ha tenido el precio *spot*¹ (Amundsen y Bergman, 2006 y Rangel, 2008).

El precio *spot* del Nord Pool es uno de los más bajos comparativamente con los otros mercados *spot* en Europa. Entre sus objetivos con el proceso de integración estaba el de una mayor eficiencia asignativa, lo cual ha logrado gracias al intercambio entre los países con un nivel de precios de la energía eléctrica, como Suecia y Finlandia con países de bajo precio como Noruega. Además de asegurar la eficiencia en la asignación de recursos dirigida a inversión en nueva capacidad. La tendencia del precio marginal del sistema para el Nord Pool y otros mercados *spot* en Europa puede verse en el gráfico 1.

¹ Por ejemplo, en los años 2002 y 2003 que los precios presentaron un notable incremento, Amundsen y Bergman (2006), por medio de una simulación concluyen que dicho incremento se debe a una escasez inusual del recurso hídrico, ya que los precios en la simulación tendieron a niveles competitivos.

Gráfico 1. Precio Marginal del Sistema Mercados Spot Europa (Euros/MWh)



Fuente: OMEL, 2011.

1.2 Alberta

En el mercado *spot* de Alberta la protección a los consumidores ha estado presente desde la desregulación de la industria. La necesidad de la vigilancia del mercado fue reconocida al principio de la política y la vigilancia ha sido realizada por el Departamento de Energía de Alberta, a través del *Market Surveillance Administrator* (MSA). La oficina del MSA fue contemplada desde la *Electric Utilities Act* (EUA) en 1998 y algunos arreglos la consolidaron en la reforma de la EUA en 2003. Una de las funciones del MSA es supervisar si los resultados de la competencia y del mercado competitivo son impedidos por conductas de los participantes del mercado o por las normas. El informe de Alberta Department Energy (2005:25) estipula que un buen diseño del mercado debe incorporar mecanismos de mitigación apropiados que conduzcan al desempeño de un mercado competitivo.

El MSA supervisa comportamientos de efectos unilaterales y efectos coordinados (MSA, 2010). En el primer caso cuando los efectos unilaterales por parte de los agentes, como la gran disminución de las cantidades o el aumento del precio en situaciones repetitivas, signifiquen un impacto potencialmente adverso en la competencia del mercado. Sin embargo, solamente realiza investigaciones para aquellos casos donde hay evidencia de que el agente del mercado emprendió acciones adicionales para prevenir o

para impedir una respuesta competitiva, es decir, cuando existe abuso de poder de mercado.

Respecto al segundo, el MSA vigila los llamados efectos coordinados como riesgo de coordinación, acomodación o comportamientos interdependientes entre rivales. La regulación reconoce este riesgo, por ejemplo fijando los límites al control de la oferta de la cuota de mercado y la participación preferencial de la información privada (Regulación *Fair, Efficient and Open Competition* (FEOC) secciones 5 y 3, respectivamente).

En este mercado con un pequeño componente hidráulico (cercano al 8% en 2005), ya que su gran mayoría está representado por la tecnología de carbón y gas (85% en el mismo año), se utiliza un mecanismo de monitoreo *expost*. En 1999 el gobierno de Alberta creó la empresa *Balancing Pool* a la que se transfirió una parte de las instalaciones previamente reguladas. Entre sus funciones estaban la gestión de los activos, incluidos la generación hidráulica, mientras que las condiciones del mercado no permitieran su venta en condiciones competitivas que garantizaran un precio justo. La generación hidráulica quedó bajo la gestión de *Balancing Pool*. En agosto de 2000 por medio de subastas bajo el nombre de *Power Purchase Agreements*, se vendieron derechos de producción de parte de las instalaciones reguladas en el marco antes de la desregulación. Se vendieron más de 4.000 MW, algunos de cuyos contratos, tuvieron una duración de 3 años y otros se extendieron hasta 20 años.

En el paper publicado en 2006 por el MSA sobre *market concentration metrics*, utilizando el índice de oferta residual encuentra que varias empresas fueron pivotes para el periodo comprendido entre enero de 2005 y junio de 2006. Esto hizo que a partir de 2008 bajo la sección 5 de la FEOC y con los comentarios estipulados por los inversionistas a este paper, el MSA empezara a publicar en su página web el informe anual sobre medida de control de oferta de participación en el mercado. Este reporte contiene los MWs y % controlados por cada empresa en la industria, con el fin de detectar posibles comportamientos anticompetitivos, según lo establecido en la regulación con relación al 30% de participación por cada empresa.

Además a partir de julio de 2006 el Gobierno de Alberta tomó la decisión de que el 20% de la electricidad requerida por consumidores regulados empezara a transarse bajo *Regulated Rate Opcion* (RRO), vía subastas competitivas. Este porcentaje fue aumentando gradualmente, de tal forma que en 2010 la totalidad de electricidad requerida por los consumidores regulados se compra bajo la RRO. Durante este periodo los precios de mercado a corto y largo plazo de la electricidad fueron utilizados para fijar el RRO. La tendencia de los precios spot en los últimos años ha estado muy afectada por la crisis mundial y el comportamiento de los precios de los combustibles como el gas. Por ejemplo, los precios desde el 2008 han venido cayendo, específicamente en 2009 cayeron un 47% con respecto al año anterior, pasando de U\$90MWh a U\$ 48MWh, debido a la caída de los precios del gas natural.

El Alberta Electric System Operator (AESO), con el fin de tener mayor información y control sobre los grupos que someten bloques de oferta en el pool, en noviembre de 2010 publica el paper *Merit order offer control reporting*, donde se resumen los comentarios de los inversionistas al paper de discusión con el mismo nombre puesto a discusión en julio del mismo año. En este paper se revisan los requerimientos de la regulación FEOC para los participantes del mercado. Establece que el acercamiento óptimo para satisfacer los requisitos de la sección 6(2) de la FEOC es recopilar la información de control de la oferta de los participantes del mercado que representen todas las ofertas realizadas en el *pool* y divulgar dicha información ampliando los informes actuales de la orden de mérito.²

La propuesta estipula dos opciones de cómo presentar la información de control de la oferta al AESO, conocido como ISO (Independent System Operator), por los participantes del *pool*, *exante* o *expost*, o una combinación de los dos. Respecto al control *exante*, Los participantes del *pool* pueden tener la opción de proporcionar la información de control de la oferta en el Energy Trading System (ETS) para cada bloque de oferta sometido al *pool* eléctrico, consistente con la sumisión de otros detalles relacionados de la oferta en ETS. En el control *expost*, se propone diligenciar un formato confidencial por cada empresa, el cual tendría campos en blanco para permitir que los participantes del *pool* reconozcan la información de control de la oferta para

² Ver AESO (2010) pag. 6.

cada bloque de oferta. Los participantes del *pool* tendrían un número determinado de días después del intervalo del establecimiento para completar la información requerida.

1.3 California

El mecanismo de control de poder de mercado es *ex ante* y de carácter estructural. Consiste en la aplicación de unos *test* de conducta que permiten conocer el número de agentes en el mercado, su participación, los niveles de concentración y el nivel de competencia. También monitorea por medio de la *Market Monitoring Unit* (MMU) comportamientos que incluyen la retención física de generación, ofertas de bajo coste de manera que cause una divergencia injustificada entre el tiempo real y el precio *spot* y la realización de ofertas virtuales de forma que lleven a una divergencia injustificada como en el caso anterior.

El primer paso consiste en identificar todas las restricciones del sistema y estudiar la competencia de la siguiente forma:

1. Se aplica la definición de mercado relevante: esta consiste en identificar los agentes que compiten en el mercado (la referenciación geográfica, la estimación de la elasticidad precio de la demanda o la determinación de umbrales de precios).
2. *Test* de agente pivotal: mide si la oferta del agente es mayor a su demanda residual, convirtiéndolo en un agente indispensable para satisfacer la demanda en la industria. Su estimación se realiza por medio del índice de oferta residual (RSI por sus siglas en inglés) definido como: (Potencia total disponible del sistema menos la potencia relevante de la empresa i) dividido por la demanda de energía total. Es decir, el cociente entre la oferta residual de una empresa i y la demanda de la industria. Un valor del RSI mayor de 100% en una hora determinada indica que el generador i no es pivote, i.e. que no tiene habilidad para afectar el precio, ya que los otros generadores tienen potencia suficiente para abastecer la demanda. Por el contrario un RSI inferior al 100% indica que el generador i es pivote.³
3. Participación de los agentes en el mercado: mide el porcentaje de participación que tiene cada empresa en la industria.

³ Para ampliar sobre este indicador, ver Sheffrin et al, (2004).

4. *Test* de concentración de mercado: este se mide por medio del Índice *Herfindahl-Hirschman* (HHI). Este índice es la suma de los cuadrados de la participación en el mercado de la empresa *i* en la industria.

Los valores para los niveles de referencia pueden observarse en el cuadro 1:

Cuadro 1. Valores de referencia para determinar poder de mercado en California

| Test | Límites |
|-----------------------------|---------------------|
| Mercado relevante | 1.5*Precio de bolsa |
| Agente pivotal | <100% |
| Participación en el mercado | >20% |
| HHI | >2500 |

Fuente: Elaboración autores 2012.

Una vez observado el *test* de conducta, si las ofertas realizadas por una empresa dan lugar a incrementos del precio por encima de un umbral predefinido por el regulador; el segundo paso consiste en reemplazar el precio de oferta del agente pivotal, por un precio regulado o de referencia que determina el regulador. El precio de referencia es determinado a través de los costos variables verificados más un 10%. Los niveles de referencia están agrupados en las siguientes categorías:

- Niveles de referencia basados en oferta: generalmente son tomadas como un promedio de las ofertas de las unidades que fueron aceptadas para periodos competitivos.
- Niveles de referencia basados en el precio marginal (PM): se basan en el promedio del PM para las unidades durante periodos de precio bajos.
- Niveles de referencia basados en costos: reflejan el incremento de los costos variables de las unidades de generación (costos de los combustibles más un porcentaje - 10% para las unidades que son frecuentemente mitigadas durante el último año). Si son mitigadas más del 80% del tiempo las unidades pueden requerir un tope de costo variable + 10% + US24.

En mayo de 2009 como una iniciativa para mejorar la eficiencia del despacho de energía y el sistema del mercado mayorista, el California ISO implementó el rediseño a su mercado *spot* por medio de *Market Redesign and Technology Upgrade* (MRTU). Este

rediseño incluyó la implementación de ofertas virtuales para el suministro de energía. De acuerdo al CAISO las ofertas virtuales mejoran el funcionamiento del mercado ya que: 1) aumenta el número de competidores en el mercado *spot*, 2) mejora la convergencia del precio *spot* y 3) reduce el poder de mercado. También la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) pidió al CAISO la implementación de un precio de escasez durante el primer año de funcionamiento del MRTU. El rediseño apuntaba a:

- Mejorar la eficiencia del mercado mayorista
- Proveer precios más transparentes para la generación y comercialización de energía
- Mejorar la confiabilidad eléctrica
- Prevenir la manipulación en el mercado por sus participantes

Después de un año de operación del rediseño del mercado, en mayo de 2010, el CAISO evaluó la opción de implementar algunos cambios significativos al mecanismo de mitigación empleado, utilizando la curva de demanda residual de los oferentes para estimar el poder de mercado de cada agente (Xu, 2010). Sin embargo, optaron por analizar más detenidamente las condiciones del mercado y el mecanismo a utilizar, antes de realizar estos cambios.

1.4 Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM)

El mecanismo aplicado para controlar el poder de mercado en PJM es un *test* similar al de California, la principal diferencia radica en que en este mercado el índice de oferta residual es aplicado para una combinación de los tres posibles agentes más grandes, y por tanto se define como el *test* de oferta de los 3 agentes pivotaes (*Three Jointly Pivotal Supplier o 3JPS test*). Establece que si 3 oferentes son pivotaes conjuntamente, alguna de su producción es necesaria para resolver restricciones de transmisión y por tanto los tres oferentes son mitigados.

Inicialmente define el mercado relevante como todos los oferentes que ofrecen a un precio igual o por debajo del que vacía el mercado de 1.5 y aplica lo siguiente:

1. Análisis de oferente pivotal, falla si es pivotal (<100%)

Para definir si los agentes son pivotaes se estima de la siguiente forma de acuerdo a Haas y Scheidecker (2007):

$$RSI3_j = (\sum_{i=1}^n S_i - \sum_{i=1}^2 S_i - S_j) / D$$

donde $\sum_{i=1}^n S_i$ es la oferta total en la industria

S_j es la oferta del oferente más grande en la industria

$\sum_{i=1}^2 S_i$ es la oferta del segundo y tercer oferente más grandes en la industria

D es el nivel de demanda en la industria

2. Análisis de la cuota de mercado, el límite es el 20% de participación en la industria.
3. Análisis de concentración de la industria, falla si el HHI > 2500.

Cuando el *test* de estructura de mercado no es superado, el regulador cambia los precios de oferta por un nivel de referencia establecido por él, basado en PJM verificando el costo variable de producción más el 10%. El *test* de estructura de mercado en PJM se realiza después de que las ofertas se someten en los mercados *spot* y de tiempo real.

1.5 Inglaterra y Gales

Varios estudios realizados por académicos, Green (1996) y Sweeting (2007), y por la Offer durante la década de los noventas encontraron que las compañías más grandes en Gran Bretaña ejercieron poder de mercado; a pesar de que el nivel de concentración en la industria se redujo considerablemente.

Una de las primeras medidas tomadas por el regulador con el fin de disminuir el alto nivel de concentración presentado en el *pool* eléctrico inglés por las dos empresas más grandes, National Power y PowerGen, fue que estas dos empresas vendieran 6.000 MW de su generación a una nueva compañía, Eastern Group. También se impuso un *price cap* medio anual durante 2 años en la primera mitad de la década de los noventa.

Dada la poca efectividad de estas medidas en la mitigación del poder de mercado, el mecanismo de monitoreo de poder de mercado se hace por medio de leyes anti monopólicas, realizado por la Ofgem. La Ofgem con la *Office of Fair Trading* (OFT) bajo la Competition Act 1998 (CA1998) investigan y toman las decisiones en relación con conductas sospechosas sobre poder de mercado bajo las leyes de competencia de

Gran Bretaña y la Comisión Europea. La CA 1998 prohíbe acuerdos entre compañías que tengan el objeto de restringir o distorsionar la competencia. También prohíbe la conducta de compañías que ejercen abuso de posición dominante en el mercado. Las empresas son sancionadas después de una investigación previa donde se demuestre que el comportamiento del agente no fue competitivo; la CA1998 especifica que las prácticas de exclusión y explotación de las empresas dominantes en el mercado, pueden constituir comportamientos anticompetitivos.

A pesar del éxito que ha tenido esta medida y las bondades registradas con la implementación de los *New Electricity Trading Arrangements* (NETA) en 2001, respecto a la mitigación del poder de mercado (Newbery, 2004), se ha introducido un mecanismo *expost*, por medio de emisión de Licencias de Condición de Poder de Mercado a los agentes generadores.

Esta licencia prohíbe a sus poseedores participar en conductas que vayan en contra de la competencia y alteren sustancialmente el precio de mercado. También le otorga al operador del mercado para que realice investigaciones *expost* a los generadores que tengan comportamientos sospechosos.

De acuerdo a la normativa establecida en Gran Bretaña hay indicios de abuso de poder de mercado cuando el precio de bolsa es incrementado por un generador de la siguiente forma:

- 5% o más para un acumulado de 30 días (1440 medias horas)
- 15% sobre 480 medias horas en un año (un acumulado de 10 días)
- 45% sobre 160 medias horas en un año

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

El mercado de generación de electricidad en Gran Bretaña en la actualidad es considerado como no concentrado y uno de los más competitivos en Europa. El *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI) para este mercado a partir de 1998 ha estado por debajo de los 1000 puntos (Mattes, 2005); que de acuerdo a los umbrales considerados por las autoridades de la competencia en Europa y los Estados Unidos definen el mercado como no concentrado. Además la Comisión Europea muestra que en muy pocas horas (1 hora en 2004 y 6 horas en 2005) una de las empresas más grande en la industria es pivote en este mercado (European Commission, Directorate General for Competition, 2005). Fabra y Toro (2003) y Evans y Green (2005) consideran que una combinación entre la estructura de mercado y el diseño del mercado jugaron un papel importante en la creación de un mercado competitivo en el mercado de generación eléctrica en Gran Bretaña.

Una pregunta importante que debe formularse es si el mecanismo establecido para controlar el poder de mercado permite los incentivos necesarios a la inversión que garantice el nivel de confiabilidad para el suministro eléctrico en la industria. La respuesta es negativa como lo establece Chandley (2008), no solo para el mercado PJM, sino también para New York y Nueva Inglaterra. En estos mercados los mecanismos implementados no han sido diseñados para que los generadores tengan ganancias que les permitan recuperar los costos fijos, solo la recuperación de los variables como sucede en la mayoría de los mercados, ni estas subvencionan inversiones con niveles de capacidad que garanticen la confiabilidad de suministro, motivo por el cual se ha utilizado el *Reliability Pricing Model* (RPM), aprobado por la FERC en 2006. El RPM toma como dado *targets* de niveles de confiabilidad con un margen de reserva del 15%, y después intenta proporcionar los ingresos faltantes que serían necesarios para apoyar el nivel correspondiente de inversión. El RPM se realiza por medio de contratos forward. Estos se realizan por medio de una subasta de reloj de precio descendente.

La estructura de las subastas forward del RPM proporciona los estímulos adicionales para las inversiones necesarias y se diseñaron para adquirir recursos de capacidad de uno a tres años en el futuro. El efecto es incentivar la nueva entrada y permitir que compita con capacidad existente en las subastas para cumplir con los márgenes de reserva requeridos a nivel regional y subregional.

Una conclusión importante a partir de la revisión de la literatura es que la consolidación de un mercado de contratos de largo plazo, donde la forma y el cómo se realicen es un buen mecanismo para contrarrestar incentivos de ejercicio de poder de mercado por parte de las empresas. Como lo recomiendan Wolak (2010) y Cramton (2010), el desarrollo de los mercados de largo plazo ha sido una medida utilizada con gran éxito en algunos países como mecanismo para mitigar el poder de mercado. En Nord Pool, igual que Gran Bretaña, donde más del 90% de las transacciones se realizan por medio de contratos a plazo, han sido uno de los más exitosos en la implementación y consolidación de este mecanismo (Amundsen y Begman, 2006 y Newbery, 2002). En California este mecanismo fue recomendado por Wolak (2001). En PJM el *Reliability Pricing Model* y en Alberta los *Power Purchase Agreements* se realizaron mediante contratos a plazo (Chandley, 2008 y Pérez-Arriaga et al., 2005).

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

2. Mercado eléctrico mayorista (MEM) en Colombia y mecanismos de mitigación del poder de mercado

A pesar de que la Ley Eléctrica de 1994 en Colombia establece que la generación de electricidad debe realizarse bajo una estructura de mercado competitiva, en la realidad los generadores se mueven en una estructura oligopólica, donde las tres empresas más grandes en la industria tienen alrededor del 60% de la generación real y sumando las otras dos que le siguen en orden de importancia acumulan el 81%, aproximadamente

(XM, 2011), teniendo así la posibilidad para realizar comportamientos estratégicos y ejercer poder de mercado.

2.1 Funcionamiento del mercado eléctrico mayorista

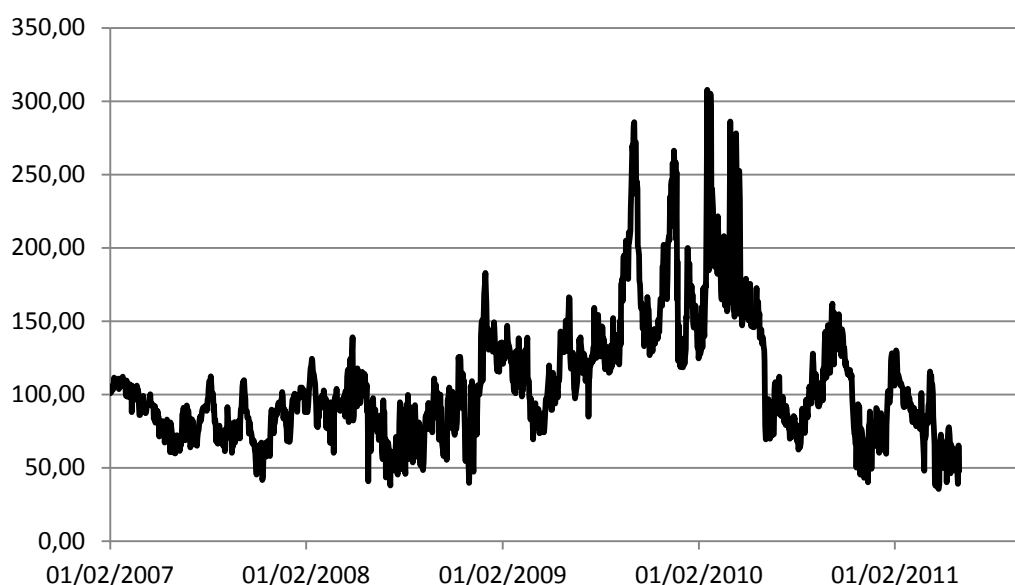
Los generadores realizan sus transacciones por medio de la bolsa de energía eléctrica (o mercado *spot*) y el mercado de largo plazo de electricidad (o contratos bilaterales). En el mercado *spot*, el Operador del Sistema es el encargado de realizar el despacho ideal de los recursos ofertados de generación para cubrir el pronóstico de demanda en cada una de las 24 horas del día siguiente. Todos los agentes registrados en el mercado tienen la obligación de participar haciendo ofertas de cantidad y precio con base en sus costos variables de generación y un componente de riesgo⁴.

Si bien las disponibilidades se ofrecen para cada hora del día, a partir del 27 de febrero de 2001, según lo establecido en la Resolución CREG 026 de esa fecha, las empresas deben informar diariamente al Centro Nacional de Despacho una única oferta de precio para las veinticuatro (24) horas (medida en valores enteros de \$/MWh) para cada unidad de generación. Así el despacho ideal determina los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda real sin considerar las restricciones de los Sistemas de Transmisión Nacional (STN), Transmisión Regional (STR), determinando el precio spot que es pagado a todos los generadores que resultan despachados, independientemente del precio al que hayan ofertado.

El precio spot para el periodo comprendido entre el 2007 y 2011 puede observarse en el gráfico 2; donde se resalta el incremento entre el 2009 y 2010, no solo por las condiciones climáticas, debido al fenómeno de El Niño presentado entre los últimos 6 meses de 2009 y los primeros 4 meses de 2010, sino también a las intervenciones realizadas por el Ministerio de Minas y Energía durante ese periodo, que conllevó a que los generadores ofertaran con la tecnología térmica y almacenaran recurso hídrico frente a eventualidades de empeoramiento de las condiciones climáticas.

⁴ Ver: UPME (2004) y <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>

Gráfico 2. Precio spot Colombia



Fuente: Elaboración a partir de datos de XM, 2012.

Por su parte, el mercado de largo plazo consiste en acuerdos bilaterales entre un comprador y un vendedor de energía eléctrica, que establecen una cantidad y un precio de la energía para un período de tiempo determinado. En Colombia este esquema de contratación no es estandarizado, sino que se realizan a medida que lo requiera cada agente⁵ con el fin de cubrir los déficits o excesos para cada agente participante en contratos o para los que compran o venden energía directamente en la bolsa. La enajenación de energía en cantidades superiores o inferiores a las asignadas en los contratos de largo plazo, se convierte en el objeto de los contratos de energía en la bolsa, cuyo precio se fija con el precio de bolsa resultante del despacho ideal.

Existen varias modalidades de contratación, las más comunes son: pague lo contratado, en el que el comprador paga la cantidad contratada de energía, la consuma o no; pague lo demandado, en el que el comprador paga solamente la energía que consume; y, pague lo generado, en el que los compradores pagan a precio de contrato toda la generación del vendedor. La práctica común en el mercado es mantener niveles de contratación altos, para estabilizar los flujos de caja de las empresas y evitar tener tarifas volátiles para los usuarios⁶.

⁵http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-55&p_options=

⁶ Resolución CREG 024 de 1995. Artículo 2o. contenido de los contratos.

2.2 Propuesta de intervención de los agentes en el MEM y el comportamiento de variables como el Índice *Herfindahl-Hirschman* (HHI) y el Índice de Oferta Residual (IOR)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) con el fin de evitar el poder de mercado en el pool eléctrico colombiano, a partir de 2007 (Resolución 060), reporta a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) cuando la participación⁷ de un generador en la actividad de generación eléctrica sea mayor o igual a 25% e inferior a 30% y el HHI sea mayor o igual a 1.800. Si la participación del generador es mayor o igual al 30% y el HHI es mayor o igual a 1.800 la empresa deberá implementar el esquema de oferta, poniendo a disposición de otros agentes la energía suficiente para cumplir con el requisito anterior (participación inferior a 30% y HHI mayor o igual a 1.800). Además, para el caso de una fusión entre generadores esta es prohibida si su participación es superior al 25% de la industria. A partir de estas medidas el órgano regulatorio trata de garantizar el suministro de energía lo más eficiente posible.

Sin embargo, dado el incremento del precio spot entre el 2009 y 2010 y apoyado en los mecanismos utilizados en California y PJM para mitigar el poder de mercado en los mercados *spot* de generación eléctrica, la CREG por medio del Documento 118 de 2010, concluye que el IOR es el instrumento apropiado para identificar agentes pivotaes *ex ante* a la operación del mercado y por tanto, propone utilizar este mecanismo para intervenir los agentes como una medida para la promoción de la competencia en el MEM en Colombia.

En la propuesta considera que el Operador del Mercado (OM) debe calcular el IOR⁸ para cada agente en las 24 horas del día y si el IOR de algún agente es menor a 1.19, el OM lleve a cabo un predespacho ideal para la demanda total doméstica, considerando los precios regulados de este agente y no su oferta. Las ofertas de precio de los agentes identificados se comparan con los costos de referencia definidos por el evaluador

⁷ Esta se determina con base a la energía en firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), definido de acuerdo a la Resolución CREG 071 de 2006, como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año.

⁸ Definido como el cociente entre la oferta total, excluida la del agente evaluado, incluyendo la energía contratada y la demanda total.

calculando el costo marginal en uno y otro caso. Si el costo marginal calculado con base en los precios ofertados históricos de los agentes pivotaes excede en 3.35% el precio de oferta de las plantas del agente en cuestión y su IOR es inferior a 1.19, este agente es intervenido o mitigado, es decir, su oferta es sustituida por la basada en los costos de referencia. Con este mecanismo de intervención la CREG aduce que se puede evitar el abuso de poder de mercado por parte de los generadores en el MEM.

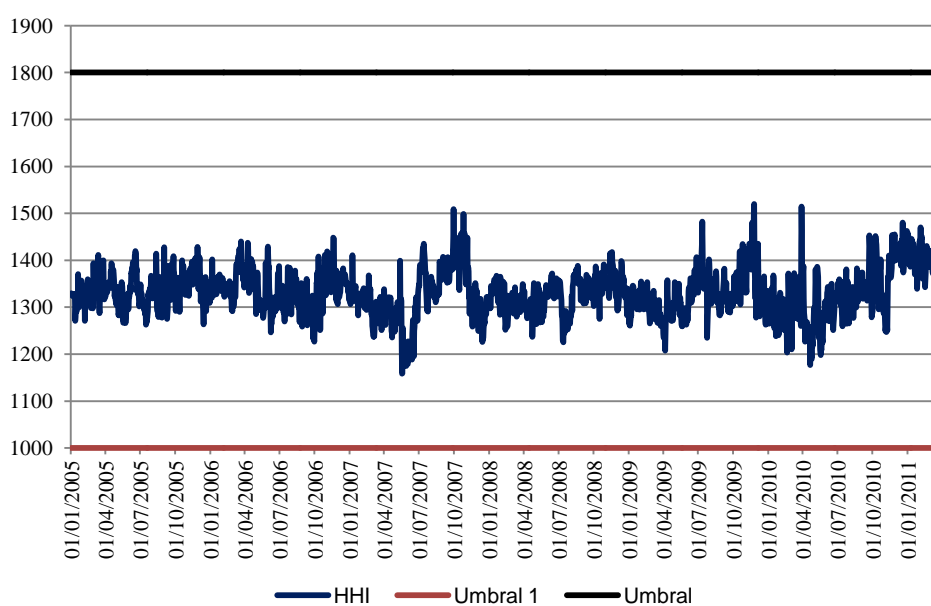
HHI en Colombia

Uno de los principales indicadores para medir la posibilidad de ejercer poder de mercado es el nivel de concentración en la industria. El HHI se calcula como la suma de las participaciones de cada empresa en la industria al cuadrado. La condición, según la Comisión Federal de Regulación de la Energía de los EEUU (FERC) para definir cuando un mercado es altamente concentrado está dada por:

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

Para el MEM en Colombia entre las tres empresas más grandes poseen cerca del 60%. Por su parte, el conjunto de empresas más pequeñas, que suman 36, no alcanzan a tener el 20% de la disponibilidad ofertada, lo cual evidencia posibles comportamientos estratégicos. En el gráfico 3 se presenta el HHI para esta industria, mostrando que para el periodo comprendido entre enero de 2005 y marzo de 2011 oscila entre 1.200 y 1.500, medida que caracteriza esta industria como moderadamente concentrada. No obstante, cuando se compara este indicador con otros mercados internacionales como el de Noruega, España, Hungría y Reino Unido, con unos HHI de 1.826, 1.716, 1.911 y 901, ubican a Colombia en una posición bastante interesante, ya que este tiene un HHI más bajo comparativamente con los demás países, a excepción de Reino Unido que tiene un HHI por debajo de 1000 desde 1998 (Matthes et al., 2005).

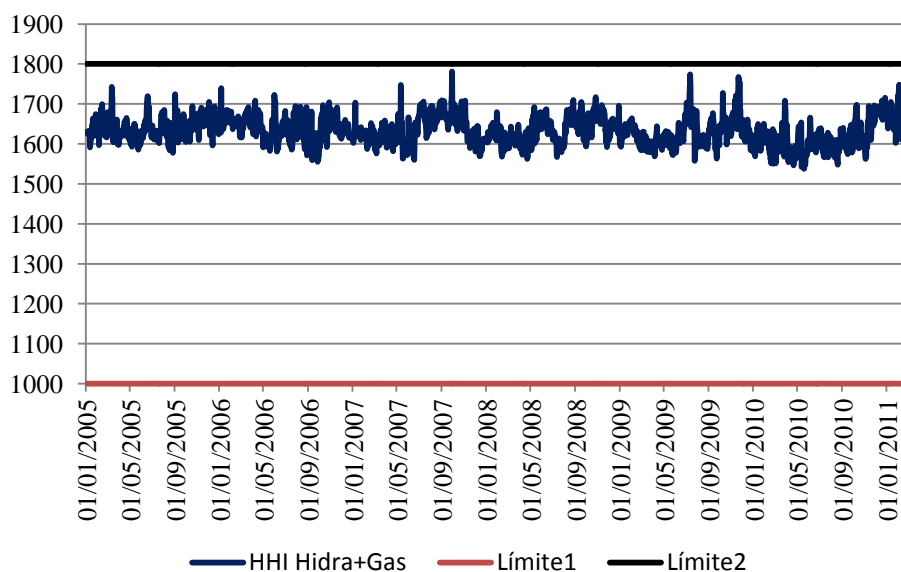
Gráfico 3. HHI pool eléctrico en Colombia



Fuente: Elaboración a partir de datos de XM, 2012.

Dada la estructura de mercados oligopólicos inherente a este tipo de industria, la característica prevaleciente a nivel internacional es la de mercados moderadamente concentrados, lo que a su vez, conlleva a la utilización de comportamientos estratégicos por parte de las empresas generadoras. Cuando se analiza el HHI solo para las tecnologías que son marginales en el sistema, la hidráulica y la térmica, en el gráfico 4, se puede observar como este aumenta ubicándose en algunos periodos cercano a 1.800. Es más si se considera exclusivamente la tecnología hidráulica que es la más estratégica para los agentes en cuanto a la determinación del precio en bolsa dadas las características del *pool* en Colombia, el HHI se ubica por encima de 1.800 para todo el periodo de estudio, identificando el mercado como altamente concentrado, siendo levemente superior para la fecha en la cual el país enfrentó el Fenómeno de “El Niño” (septiembre 2009 - mayo 2010).

Grafico 4. HHI para tecnologías marginales (hidráulica y térmica) pool eléctrico en Colombia



Fuente: Elaboración a partir de datos de XM, 2012.

IOR en Colombia

Una de las variables de organización industrial que utiliza este trabajo es el Índice de oferta residual. Para el cálculo en el *pool* eléctrico en Colombia, a la disponibilidad ofertada de los generadores, se descuenta el aporte realizado por los contratos bilaterales realizados por las empresas generadoras, como lo sugiere Wolak (2009) y considerando las críticas de Arnedillo (2011) sobre este indicador. La ecuación (1) muestra la forma para su cálculo.

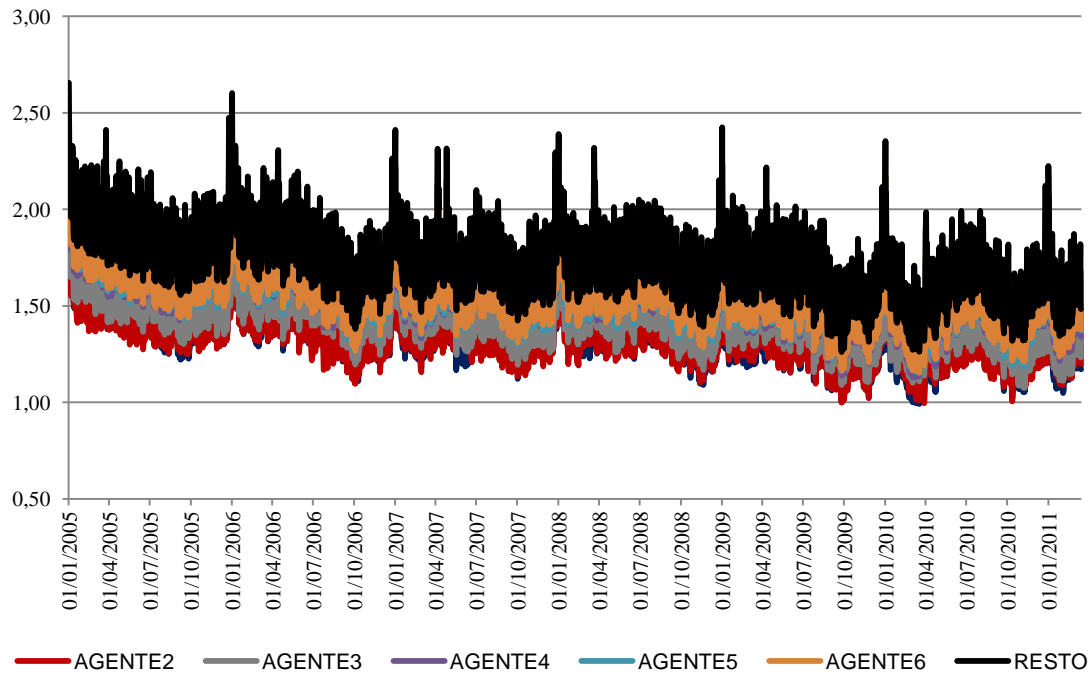
$$\text{Índice de oferta residual del agente } i = \frac{\text{Disponibilidad total del sistema} - (\text{Disponibilidad del agente } i - \text{Contratos del agente } i)}{\text{Demanda total del sistema}} \quad (1)$$

El IOR se considera sólo cuando la demanda de energía es alta⁹. Los resultados se encuentran en el gráfico 5, y en este se puede observar que, considerando el umbral de 1 (100%) como lo sugiere la teoría económica, en general las empresas más grandes del sistema eléctrico no son pivotes. Las excepciones son pocas y se hallan en el periodo

⁹ Promedio de las horas del día en las cuales la demanda de energía es alta; horas 9, 10, 11 y 12 de la mañana y 18, 19, 20 y 21 de la noche.

crítico que vivió el sistema entre septiembre de 2009 y mayo de 2010 durante el Fenómeno de “El Niño”. Las fechas en las que alguna de las empresas más grande en la industria es pivote son: (i) 25/09/2009 – Agente 2, (ii) 10/03/2010 – Agente 1, (iii) 7/03/2010 – Agente 1, (iv) 18/03/2010 – Agente 1, y (v) 29/03/2010 – Agente 2.

Gráfico 5. Índice de oferta residual (IOR) para horas de demanda alta



Fuente: Elaboración a partir de datos de XM, 2012.

En esta sección puede concluirse que tomando como referencia el umbral teórico para el IOR para definir si alguna empresa es pivote en el MEM, ninguna lo es, pues en tres periodos puntuales en 2009 y 2010 que las dos empresas más grandes en la industria presentan esta condición, fue inducida por la intervención realiza por el Ministerio de Minas y Energía en el 2009, por tanto este indicador, aún como se establece de la revisión de la literatura internacional, sobre todo en los mercados de California y JPM es viable utilizarlo en mercados con un componente tecnológico térmico, pero no tiene mucha validez hacerlo en mercados con un componente predominantemente hidráulico como es el caso de Colombia para determinar la existencia de poder de mercado e intervenir dichos agentes en la industria como lo establece el Documento CREG 118.

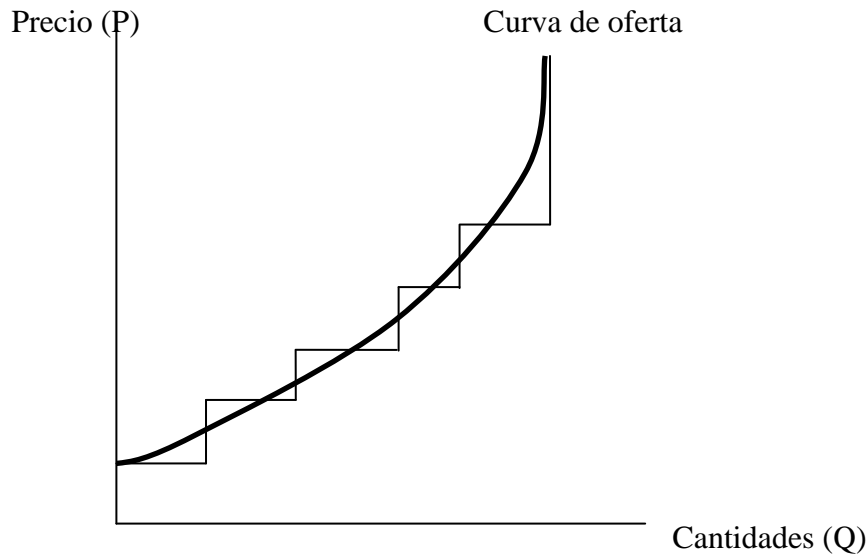
Por supuesto esto no implica que las empresas no realicen comportamientos estratégicos en la industria, pues como se mostró a través del HHI cuando se toman las dos tecnologías que determinan el precio spot (hidráulica y térmica), el MEM se sitúa próximo al umbral que define el mercado como altamente concentrado, es más, si se considera únicamente la tecnología hidráulica que es la más estratégica por parte de los agentes para determinar el precio spot, ya que dependiendo del periodo esta puede determinar entre el 75% y el 85% del periodo el precio, se sitúa la industria como altamente concentrada, ubicándose para el periodo de estudio comprendido entre febrero de 2007 y septiembre de 2011 entre los 1.900 y 2.300 puntos, estableciendo que los agentes aún tienen la posibilidad de ejercer poder de mercado. Por tanto en las secciones siguientes se propone una metodología viable a través de una función exponencial y una convolución para estimar el precio en bolsa y un modelo de Cournot para hacerles seguimiento a los agentes en la industria.

3. Simulación del precio spot en el pool eléctrico colombiano utilizando una convolución

En esta sección antes de explicar el modelo utilizado para estimar el precio spot en el MEM en Colombia y los resultados obtenidos por medio de este, se justifica por qué utilizar una función de forma exponencial para la estimación.

Igual que en la gran mayoría de los mercados *spot* de generación eléctrica a nivel mundial, en Colombia los generadores realizan ofertas para cada hora del día siguiente, dando origen desde el lado de la oferta al despacho ideal. Además la capacidad instalada de generación en la industria es dada, así que la única forma de modificarla es cuando se emprenden nuevos proyectos de generación. Esto permite argumentar que la curva de oferta puede representarse por un gráfico como el 6 de forma escalonada, donde el límite en la capacidad instalada conlleva a una asíntota vertical y por tanto la oferta para la modelación del precio *spot* puede representarse por medio de una función exponencial natural.

Gráfico 6. Ofertas en el mercado eléctrico mayorista en Colombia



Fuente: Elaboración autores, 2012.

3.1 Modelo para estimar el precio spot

El comportamiento del precio de la energía se describe con la forma funcional de la ecuación (2), representada por el gráfico 6 debido al funcionamiento del MEM como se explicó anteriormente.

$$P_t = \alpha_t + \varphi P_{t-1} * e^{A_t * D_t - B_t * O_t} + \varepsilon_t \quad (2)$$

donde:

P_t , es el precio de la energía para cada día

α_t , es un parámetro dinámico que captura los costos marginales, las condiciones climatológicas (El Niño y La Niña), las intervenciones del Ministerio de Minas y energía, recogidas en las resoluciones de la CREG y las restricciones

A_t , es la elasticidad de la demanda con respecto al precio

D_t , es la demanda diaria

B_t , es la elasticidad del oligopolio con respecto al precio

O_t , es la cantidad generada por el oligopolio (las 5 o 4 empresas más grandes de la industria, dependiendo del escenario)

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

φ , es el parámetro asociado al rezago

ε_t , es el término de error, que distribuye $N(0, \sigma)$

Además, teniendo en cuenta la condición de equilibrio de mercado en donde la demanda es igual a la oferta, como muestra la ecuación (3), la oferta está compuesta por la cantidad generada del agregado entre el oligopolio (O) y las minorías (Q), y que se pueden estimar parámetros para cada uno de los coeficientes según lo estipulado en la ecuación (4); entonces la generación de las minorías puede representarse como una igualdad en función de las otras variables del mercado, por medio de la ecuación (5). Es importante anotar que dada la característica de la inelasticidad precio de los consumidores frente a la demanda en el sector eléctrico, A_t puede asumirse como 1.

$$D_t = O_t + Q_t \quad (3)$$

$$A_t * D_t = B_t * O_t + C_t * Q_t \quad (4)$$

$$C_t * Q_t = A_t * D_t - B_t * O_t \quad (5)$$

donde:

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

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

Con base a la ecuación 4, entonces la estimación del precio en bolsa puede realizarse utilizando la generación de las minorías, como se muestra en la ecuación (6)

$$P_t = \alpha_t + \varphi P_{t-1} * e^{C_t * Q_t} + \varepsilon_t \quad (6)$$

Al logaritmizar la ecuación (6) se tiene la ecuación lineal para estimar el precio en bolsa, representada por la ecuación (7) y así estimar, además los coeficientes (elasticidades) para las minorías, el oligopolio y el precio rezagado.

$$\tilde{P}_t = \tilde{\alpha}_t + \varphi \tilde{P}_{t-1} + C_t * Q_t * \varepsilon_t \quad (7)$$

donde \tilde{P}_t y $\tilde{\alpha}_t$ denotan el logaritmo natural de P_t y α_t respectivamente.

Existen diferentes enfoques a través de los cuales se puede estimar el precio spot, series de tiempo, redes neuronales, modelos estocásticos, Bootstrap y filtro de Kalman, entre otros (Geman y Roncoroni, 2006; Pilipovic, 2009 y Horowitz, 2003); en este trabajo realizamos la estimación de las elasticidades inobservables por medio de una convolución que es una técnica basada en modelos estocásticos de tiempo continuo similar a un filtro de Kalman. En esta técnica la representación estado espacio es una herramienta que permite utilizar muchos modelos de series de tiempo, en los que se captura la dinámica de un proceso en términos de otro, donde los valores no son observados explícitamente. Se trata de una técnica de estimación Bayesiana empleada para seguir sistemas estocásticos dinámicos que permite identificar el estado oculto (no medible) de un sistema dinámico lineal y que proporciona un buen marco para la estimación de una variable, de la que se dispone de medidas a lo largo del tiempo. Este permite que la realimentación del error se haga de forma óptima a partir de las varianzas (Kalman, 1960).

Así la estimación de la convolución \hat{Z}_t del precio spot, puede llevarse a cabo para obtener la ecuación (8) y despejando C_t se obtiene la elasticidad para las minorías, representado por la ecuación (9). Una vez estimada la elasticidad de las minorías, puede estimarse la elasticidad del oligopolio, B_t , representado en la ecuación (10) y por supuesto los otros parámetros del modelo φ y σ , utilizando el método de Máxima Verosimilitud. Finalmente, se obtiene una estimación completa del precio spot, ver ecuación (11).

$$\hat{Z}_t = [\tilde{\alpha}_t + C_t * Q_t] / [1 - \varphi] \quad (8)$$

$$\hat{C}_t = [(1 - \hat{\varphi})\hat{Z}_t - \tilde{\alpha}_t] / Q \quad (9)$$

$$\hat{B}_t = [D_t - \hat{C}_t * Q_t] / O_t \quad (10)$$

$$\hat{P}_t = \tilde{\alpha}_t + \hat{C}_t * Q_t + \hat{\varphi}P_{t-1} + \tilde{\varepsilon}_t \quad (11)$$

El Cuadro 2 presenta la definición de cada una de las variables utilizadas en el modelo para la estimación del precio en bolsa.

Cuadro 2. Definición de variables utilizadas en el modelo

| Variable | Definición |
|------------|--|
| P_t | Precio en bolsa (promedio diario) definido en condiciones normales de operación, como el precio de oferta incremental más alto de las plantas flexibles programadas en el Despacho Ideal para la hora de liquidación. Su unidad de medida es \$/kWh. |
| α_t | Parámetro dinámico que captura los costos marginales (se toma el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Capacidad (CERE), definido como el valor real del equivalente en unidades energéticas del Cargo por Capacidad, su unidad de medida es \$/kWh). También se incorporan otros eventos que pudieron generar cambios de nivel del precio, como el efecto del cambio climático, El Niño y La Niña, para lo cual se estima la mediana del precio en cada uno de estos periodos y se comparara con la mediana del precio presentada en el periodo inicial de la muestra. Las intervenciones del Ministerio de Minas y Energía, recogidas en la Resolución CREG 006 de 2009, se miden de la misma forma que las condiciones climáticas. A pesar de que se quisieron tener en cuenta las restricciones, no fue posible obtener una buena medida para capturar esta información. |
| D_t | Demanda real diaria, definida como diferencia entre la generación real del sistema y las pérdidas reales en el Sistema de Transmisión Nacional, está medida en GWh. |
| O_t | Cantidad generada por el oligopolio, incluye las 4 empresas más grandes de la industria para el escenario 1 y las 5 empresas más grandes de la industria para el escenario 2, ya que este incluye la empresa especializada en generación térmica, medida en GWh. |
| P_{t-1} | Precio en bolsa rezagado un periodo, medida es \$/kWh |
| Q_t | Cantidad generada por las minorías, correspondiente a las otras empresas restantes más pequeñas que desarrollan la actividad de generación en la industria, medida en GWh. |

Nota: la información utilizada en la estimación del precio spot tiene una periodicidad diaria y comprende el periodo entre el 01//02/2007 y 30/09/2011.

Fuente: elaboración propia, 2012

3.2 Estimación del precio spot y las elasticidades

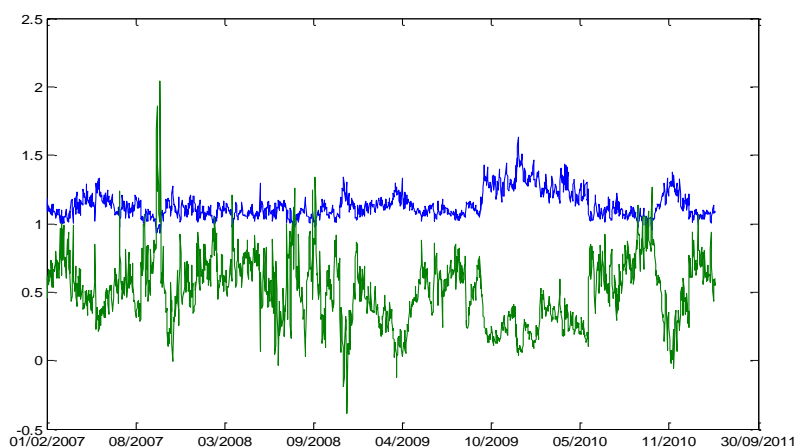
Con el modelo presentado anteriormente se estiman dos escenarios probables que consideran la generación eléctrica con las tecnologías existentes en el MEM, hidráulica, térmica, cogeneración y plantas menores. En el primer escenario la empresa especializada en la generación con tecnología térmica es incluida en el oligopolio (O), que comprende las cinco empresas más grandes de la industria y el resto de generación está comprendido por las minorías (Q). Por su parte, en el segundo escenario con el objetivo de identificar la complementariedad de las dos tecnologías que determinan el

precio en bolsa (hidráulica y térmica), la empresa especializada en la generación de electricidad a través de la tecnología térmica es incluida en las minorías de tal forma que el oligopolio comprende las cuatro empresas más grandes de la industria.

Escenario 1: El oligopolio está compuesto por las cinco empresas más grandes en la industria, incluida la empresa especializada en térmica

Desde el punto de vista teórico lo más viable es que las empresas más grandes tengan mayor capacidad para comportarse estratégicamente (de Frutos y Fabra, 2008), comparativamente con las empresas más pequeñas y por tanto el oligopolio tiene mayor capacidad para alterar el precio. Esto hace que para este escenario, a pesar de que se pueden considerar dos situaciones: i) cuando la elasticidad para el oligopolio es mayor a uno ($O > 1$) y la elasticidad para las minorías está entre cero y uno ($0 < q < 1$) y ii) cuando la elasticidad para el oligopolio está entre cero y uno ($0 < q < 1$) y la elasticidad para las minorías es mayor a uno ($O > 1$), solo se considera la primera. En el gráfico 7 se muestran las elasticidades para el oligopolio, representado por la curva que tiene una menor volatilidad, y la elasticidad para las minorías. Vale la pena recordar que estas elasticidades son dinámicas en el tiempo y que al hacer las pruebas matemáticas y estadísticas representan un mejor ajuste comparativamente que cuando la elasticidad de las minorías es mayor que uno y la elasticidad del oligopolio está entre cero y uno¹⁰.

Gráfico 7. Estimación elasticidades para el oligopolio y las minorías ($0 > q > 1; O > 1$)

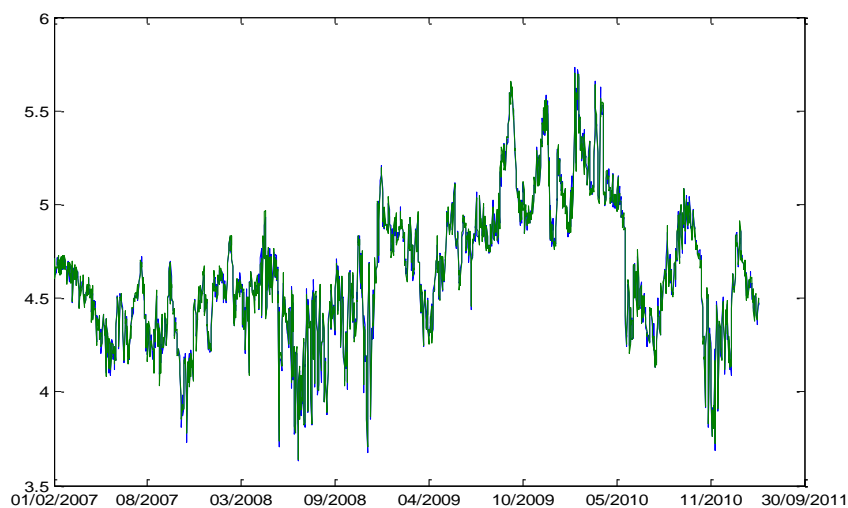


Fuente: Estimaciones a partir de datos XM, 2012.

¹⁰ Motivo por el cual solo se consideran los resultados en la situación más probable desde el punto de vista teórico y aplicado.

Asimismo al estimar el precio spot para la situación uno, es decir cuando la elasticidad para el oligopolio es mayor a uno, se obtiene un mejor ajuste. La estimación después de realizar las pruebas estadísticas se ajusta bastante bien, ver gráfico 8, como era de esperarse comparativamente con la situación donde la elasticidad de las minorías es mayor que uno. El parámetro obtenido para el precio rezagado en la primera situación es 0.1096802352; mientras que en la situación dos es -0.561171955412, indicando que la estimación en la situación dos, dado el signo negativo no tiene mucho sentido; es más, la mayor volatilidad en este caso y poco ajuste de la estimación por medio de la convolución frente al precio real, evidencia y sugiere claramente concentrarse en la situación uno para efectos del análisis. También es importante anotar que como la estimación se realiza en logaritmo natural, la interpretación del parámetro para el precio rezagado en la situación uno es que por un aumento del 1% del precio rezagado por parte de un agente este hace que el precio spot aumente en 0.1%.

Gráfico 8. Estimación precio spot para ($0 < q < 1$; $O > 1$)

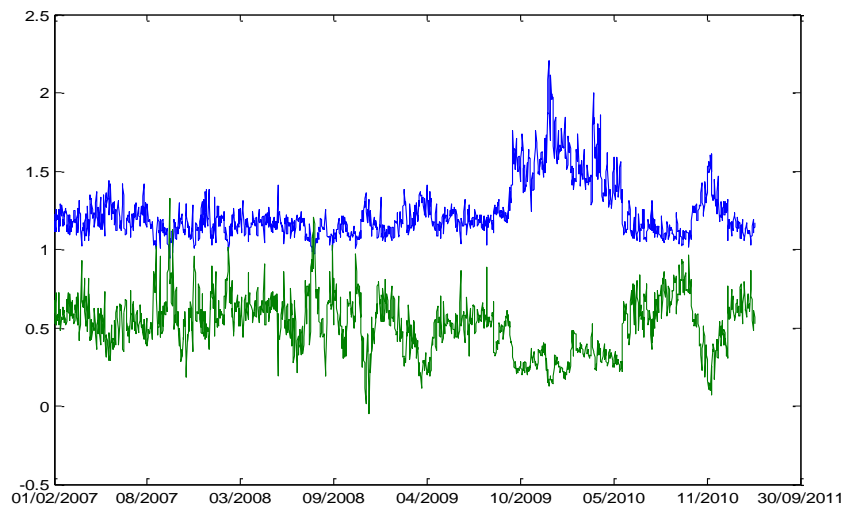


Fuente: Estimaciones a partir de datos XM, 2012.

Escenario 2: El oligopolio está compuesto por las cuatro empresas más grandes en la industria y la empresa especializada en térmica se incluye en las minorías

En este escenario con el fin de ver la complementariedad entre la tecnología hidráulica y la térmica, las cuales determinan en su gran mayoría el precio en bolsa, la empresa especializada en la tecnología térmica es considerada en las minorías; así que el oligopolio está compuesto por las cuatro generadoras más grandes en la industria. Igual que en el escenario 1; a pesar de que se estiman las dos situaciones probables, para el análisis en la investigación solo se tiene en cuenta la situación para la cual la elasticidad para el oligopolio es mayor a uno y la elasticidad para las minorías está entre cero y uno. En el gráfico 9 puede observarse perfectamente como las tecnologías hidráulica y térmica son complementarias, verificando la necesidad de la tecnología térmica para satisfacer las necesidades de demanda en horas pico y la importancia de esta tecnología en la determinación del precio spot para este periodo de demanda.

Gráfico 9. Estimación elasticidades para el oligopolio y las minorías
($0 < q < 1$; $O > 1$)

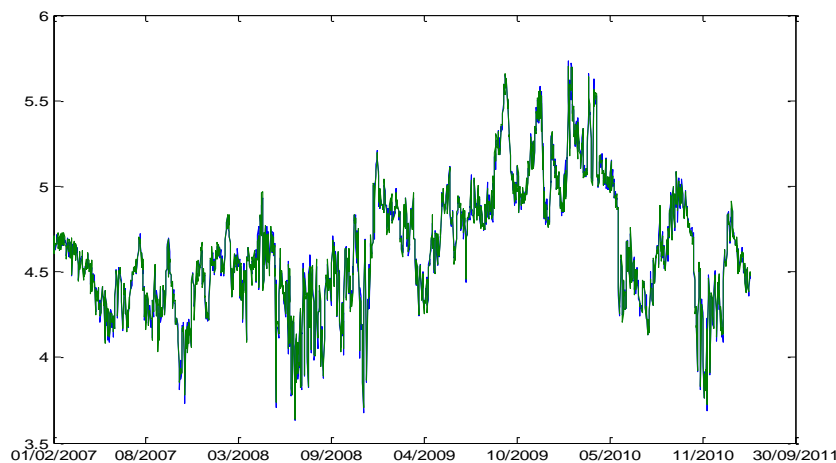


Fuente: Estimaciones a partir de datos XM, 2012.

Por su parte el gráfico 10 muestra las estimaciones para el precio spot evidenciando el mejor ajuste obtenido por medio de la primera situación, pues el parámetro para el precio rezagado es 0.0411521993, comparativamente con la situación dos cuando la

elasticidad de las minorías es mayor que uno y la elasticidad del oligopolio está entre cero y uno, donde el parámetro estimado para el precio rezagado es negativo (-0.561293081).

Gráfico 10. Estimación precio spot para ($0 < q < 1$; $O > 1$)



Fuente: Estimaciones a partir de datos XM, 2012.

En suma a partir de las estimaciones de las elasticidades y el precio spot, se puede concluir como se esperaba desde la teoría económica los resultados para la situación donde la elasticidad para el oligopolio es mayor a uno ($O > 1$) y la elasticidad para las minorías está entre cero y uno ($0 < q < 1$), y por tanto para la estimación de la estructura de beneficios que incorpora comportamientos estratégicos en el *pool* vía el modelo de Cournot utilizamos esta situación, que es lo más probable para el ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes más grandes en la industria.

4. Estimación de beneficios a través de un modelo de Cournot que considere comportamientos estratégicos entre el mercado *spot* y el mercado de contratos de largo plazo

La estimación del precio spot realizada en la sección anterior se incorpora en la estructura de maximización de beneficios de un modelo de Cournot, que se utiliza en esta sección para identificar comportamientos estratégicos vía cantidades (Q) y por supuesto precios (P) por parte de los generadores, ya que en la medida que los generadores pueden reducir sus cantidades, simultáneamente pueden llevar a aumentos

del precio spot (Green y Newbery, 1992; Scott y Read, 1996, Joskow y Kahn 2002 y Wolak, 2009).

4.1 Modelo

Se trata en un modelo de franja cuasi-competitiva (Pindyck y Rubinfeld, 2000) dinámico, en el cual para el periodo t se tienen N empresas de las cuales K_t se comportan como líderes y las $N - K_t$ restantes son seguidoras. Para modelar se utiliza un oligopolio tipo Cournot donde las empresas líderes observan cómo se comportan las seguidoras (minorías) y eligen sus cantidades tomando como dadas las cantidades generadas de las seguidoras para maximizar sus beneficios como se muestra en la ecuación (12).

$$Max \Pi_{i,L} = P(Q_L, Q_S) * Q_{i,L} - CT_{i,L} \quad (12)$$

Sujeto a:

$$0 \leq Q_i \leq Q_{max} \quad (13)$$

$$\sum Q_i \leq Demanda \quad (14)$$

$$0.3caphidrica \leq Embalse \leq 0.9caphidrica \quad (15)$$

$$\sum (Q_L + Q_S) = Demanda \quad (16)$$

donde:

$\Pi_{i,L}$, es la estructura de beneficios para la empresa i de los líderes

P , corresponde al precio en bolsa

Q_L , corresponde a las cantidades generadas por las empresas líderes

Q_S , corresponde a las cantidades generadas por las empresas seguidoras (minorías)

$Q_{i,L}$, corresponde a las cantidades generadas de cada empresa i del grupo líder

$CT_{i,L}$, corresponde a los costos totales de cada empresa i del grupo líder

La restricción de la ecuación (13) indica que la cantidad (Q_i) no puede ser mayor a la capacidad máxima instalada en la empresa. La (14) determina la condición que la oferta debe ser menor que la demanda. Por su parte, la (15) determina cuál es el embalse mínimo disponible requerido bajo condiciones de un niño o una situación crítica para abastecer las necesidades del sistema; a pesar que desde el 2005 hasta el 2011 el mínimo del embalse ha estado en el 40% (6.222 GWh), se toma el 30% (equivalente hoy a 4.572

GWh), que indica la situación que se presentó durante El Niño 97 – 98, donde el embalse obtuvo un mínimo de 30%, que básicamente es lo que se queda almacenado en embalses que tienen otros propósitos además del de generación, tal como acueductos y riego. Y la restricción (16) simplemente establece que la suma de lo que generan las empresas líderes (llamado oligopolio en la sección 3) y las seguidoras (llamado minorías en la sección 3) es igual a la demanda del sistema, consistente con la estimación del precio en bolsa en la sección anterior.

Para estimar correctamente la producción que maximiza las ganancias de cada empresa líder es necesario incorporar la posibilidad que tiene cada firma de realizar intercambios entre el mercado de bolsa (Q_G) y el mercado de contratos de largo plazo (Q_C), ya que no solamente dependiendo del costo de generación de cada empresa, esta tiene incentivos para moverse en uno u otro mercado, sino que en la medida que hay mayor cantidad contratada por medio de contratos bilaterales de corto, mediano y largo plazo bien estandarizados esto ayudará a disminuir la capacidad para ejercer poder de mercado por parte de las empresas, ver Wolak (2010), Cramton (2007a, 2007b y 2010) y de Frutos y Fabra (2008), donde la forma cómo se determinen los contratos bilaterales es bien importante para la eficacia en la disminución del poder de mercado. Además las empresas deben de considerar sus costos totales, que para esta investigación nos apoyamos en el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Capacidad (CERE) definido como el valor real del equivalente en unidades energéticas del Cargo por Capacidad suministrado por XM. De esta forma, la estructura de maximización de beneficios en el modelo de Cournot para cada empresa puede representarse por la ecuación (17).

$$\Pi_{i,L} = P_b * (Q_G - Q_C) + P_C * Q_C - CT_{i,L} \quad (17)$$

donde:

Q_G , es la cantidad generada en bolsa

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

P_C , es el precio de los contratos

P_b , es el precio en bolsa

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

Al incorporar la estimación del precio spot realizada en la sección 3, la estructura de beneficios para una empresa del grupo líder puede representarse por la ecuación (17), a partir de la cual se realizan las estimaciones de los beneficios para cada empresa donde se percibe el comportamiento de esta vía cantidades para afectar el precio spot. La variable de interés es el efecto en el precio spot, frente a cambios de las cantidades generadas y transadas por el oligopolio en el mercado spot y el de contratos de largo plazo, por tanto de la ecuación (17) o (18) se puede despejar el precio en bolsa, cuyas estimaciones se muestran en la sección siguiente.

$$\Pi_{i,L,t} = [\alpha_t * \varphi P_{t-1} * \exp^{C_t * Q_t}] * (Q_G - Q_C) + [P_C * Q_C] - CT_{i,L} \quad (18)$$

4.2 Resultados de las estimaciones del modelo de Cournot

A partir de la estructura de beneficios para cada empresa por medio del modelo de Cournot de la ecuación (18), en esta sección se estima el escenario más realista, consistente cuando la empresa especializada en la tecnología térmica se incluye en el minorías y así el oligopolio considera las cinco empresas más grandes en la industria para todo el periodo de estudio; además de que el oligopolio tiene una elasticidad precio de la demanda mayor a uno ($O > 1$).

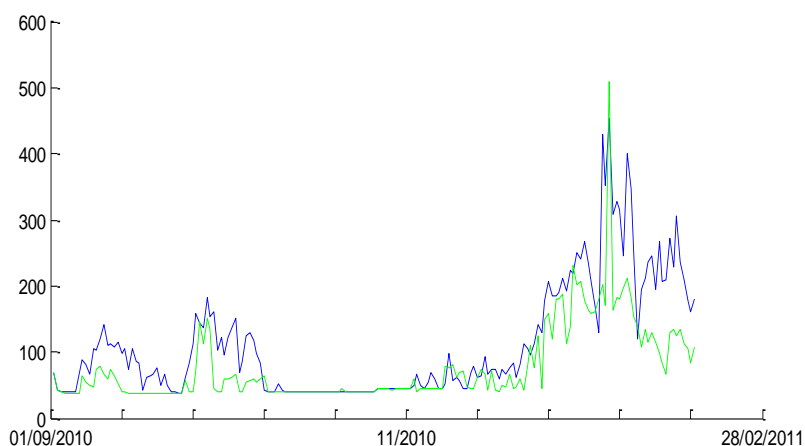
Escenario 1: El oligopolio está compuesto por las cinco empresas más grandes en la industria, incluida la empresa especializada en térmica

Por efectos de confidencialidad no se presenta información desagregada para cada una de las empresas, sino para el agregado del oligopolio. Este escenario considera las cinco empresas más grandes en la industria, incluyendo la empresa especializada en tecnología térmica en el oligopolio. Como muestra el gráfico 11, la línea más clara representa la estimación del precio spot considerando una disminución del 10% en la cantidad contratada por los agentes en el oligopolio y presenta valores menores para el precio spot, comparativamente cuando se considera la cantidad real contratada por estas cinco empresas. Es más, mientras que el precio en bolsa promedio en la situación donde

hay un menor nivel de contratos bilaterales fue de 111.26 \$/kWh, al aumentar el nivel de contratación en 10% el promedio del precio cayó a 76.90 \$/kWh.

Como era de esperarse desde el punto de vista teórico (Wolak, 2010; Amundsen y Bergman (2006); Fabra y Toro, 2003 y Evans y Green, 2005), la curva que considera un mayor nivel de contratación de largo plazo, es decir, donde comparativamente hay menos transacciones a través del mercado *spot*, no solamente presenta una menor volatilidad del precio en bolsa, sino que también presenta un promedio menor para el periodo de la estimación, comprendido entre el 01/09/2010 y el 28/02/2011.

Gráfico 11. Estimación del efecto en el precio spot mediante una disminución en el porcentaje de la cantidad contratada de largo plazo por el oligopolio



Fuente: Estimaciones a partir de datos XM, 2012.

Lo anterior puede argumentarse desde el punto de vista teórico por el lado de la oferta, ya que aumentando el volumen y la duración de la contratación de largo plazo, se reduce la disponibilidad de corto plazo de los agentes y, en consecuencia, su capacidad para fijar unilateralmente el precio. Según Amundsen y Bergman (2006) el desarrollo de los contratos forward fue fundamental para reducir el poder de mercado en el Nord Pool. Por su parte, Wolak (2010) insiste en el desarrollo del Mercado Organizado Regulado en Colombia y recomienda contratos de 3 y más años de duración. Así mismo Fabra y Fabra (2009: 33-34) explican con gran claridad el efecto de los contratos sobre los incentivos a ejercer poder de mercado:

“Los incentivos a ejercer poder de mercado se pueden mitigar, o incluso anular, reduciendo el volumen de producción cuya remuneración dependa de los precios de mercado. Ciertamente, no se trata de vaciar el mercado, sino de todo lo contrario: la liquidez del mercado que está asociada con su volumen de contratación es una característica irrenunciable si se quiere que éste opere de manera eficiente. Para mitigar los incentivos a la elevación de precios basta con que las empresas estratégicas tengan el mismo interés en que los precios suban, como en que bajen: es decir, que su posición neta, o la diferencia entre lo que venden y compran en el mercado, sea pequeña. Esto se puede conseguir ... a través de contratos por diferencias que implican que la empresa recibirá un precio dado por una cantidad exógena (es decir, no dependiente del resultado del mercado) que luego se liquida por diferencias con el precio de mercado”.

5. Consideraciones finales

Esta investigación por medio de una convolución (técnica similar a un Filtro de Kalman) y un modelo de Cournot estima el efecto que pueden tener los agentes en el *pool* eléctrico en Colombia sobre el precio spot, comportándose estratégicamente vía cantidades y realizando transacciones entre el mercado en bolsa y el mercado de contratos de largo plazo con el objeto de tener un mayor nivel de beneficios como lo argumenta la teoría económica.

Las estimaciones a través de la convolución del precio spot sugieren considerar una elasticidad precio de la demanda para el oligopolio mayor a uno, lo que refleja como establece la teoría económica, la mayor capacidad que tienen las empresas grandes en el *pool* para ejercer comportamiento estratégicos vía cantidades y precios. Además se estiman dos escenarios, uno donde la empresa especializada en la generación de electricidad a través de la tecnología térmica es incluida en el oligopolio y el otro donde esta se incluye en las minorías, evidenciando la complementariedad de la tecnología hidráulica y la térmica en la determinación del precio spot.

Por su parte, los resultados obtenidos por medio del modelo de Cournot, como era de esperarse desde el punto de vista teórico (Wolak, 2010; Amundsen y Bergman, 2006; Fabra y Toro, 2003 y Evans y Green, 2005), la situación que considera un mayor nivel de contratación de largo plazo, es decir, donde comparativamente hay menos transacciones a través del mercado *spot*, no solamente presenta una menor volatilidad del precio spot, sino que también presenta un precio promedio menor para el periodo de estudio, comparativamente con aquella situación donde los contratos de largo plazo en el MEM son menores.

Según esto la implementación del Mercado Organizado Regulado (MOR) debería contribuir a la disminución del precio spot; no obstante esto merece un examen más detallado sobre el diseño del mecanismo de las subastas, ya que si no se diseña adecuadamente pudiera aún conllevar a mayores niveles de concentración en la industria a pesar de los mayores niveles de contratación bilateral. De acuerdo a Cramton (2007a y 2007b) el MOR permitiría el cubrimiento contra el riesgo del precio spot, mientras el cargo por confiabilidad cubriría el riesgo para precios superiores al de escasez. Esto implicaría realizar estudios especiales por medio de simulaciones que permitan determinar los efectos del funcionamiento de los tres mercados (spot, MOR y cargo por confiabilidad).

Otro aspecto importante que no puede dejarse de lado es la implementación de redes inteligentes que, entre otras cosas permitirían la generación distribuida de pequeñas unidades de generación y una mayor variedad en la matriz de generación, incluyendo las energías renovables. Por otra parte, las redes inteligentes darían lugar a un consumo más racional de la energía y a una participación activa de los pequeños consumidores aplanando la curva de consumo y disminuyendo los picos que dan lugar a una generación más costosa.

Finalmente la propuesta de Resolución CREG 179 de 2009 considera la reducción paulatina de los límites para que un consumidor pueda contratar libremente su energía, restándole así relevancia al mercado *spot*. Sin embargo a la fecha (diciembre 2012), este límite sigue siendo bastante alto impidiendo la participación directa de pequeños consumidores en el mercado.

Referencias

Alberta Department of Energy, 2005. Alberta's Electricity Policy Framework: Competitive – Reliable – Sustainable. Alberta Government.

Amundsen, E. y Bergman, L., 2006. Why Has the Nordic Electricity Market Worked so Well?. *Utilities Policy*, 14, 148-157.

Arnedillo, O., 2011. What Does the Evidence Really Say about the Residual Supply Index?. *Electricity Journal*, 24(1), 57-64.

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

Chandley, J., 2008. PJM's Reliability Pricing Mechanism: (Why It's Needed and How It Works). PJM.

Cramton, P., 2010. Long Run Approaches for Competition in Colombia's Wholesale Electricity Market. Forum on Mitigating Market Power in Colombia's Wholesale Electricity Market. Bogotá, diciembre. Disponible en: <http://www.creg.gov.co>

Cramton, P., 2007a. Product Design for Colombia's Regulated Market. Paper contratado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), junio. Disponible en: <http://www.cramton.umd.edu/papers/electricity/>

Cramton, P., 2007b. Colombia's Forward Energy Market. Paper contratado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), agosto. Disponible en: <http://www.cramton.umd.edu/papers/electricity/>

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010. Medidas para la Promoción de la Competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad. Documento CREG-118, octubre.

CREG, 2007. Resolución 179 de 2009.

CREG, 2007. Resolución 060 de 2007.

CREG, 2006. Resolución 071 de 2006.

CREG, 1995. Resolución 024 de 1995.

de Frutos, M. y Fabra, N., 2008. On the Impact of Forward Contract Obligations in Multi-Unit Auctions. CEPR Discussion Capítulo no. 6756.

European Commission, Directorate General for Competition, 2005. DG Competition Discussion Paper on the Application of Article 82 to Exclusionary Abuse. Brussels.

Evans, J. y Green, R., 2005. Why did British Electricity Prices fall After 1998? Mimeo, Birmingham Institute for Energy Research and Policy.

Fabra, N. y Fabra J., 2009. Competencia y Poder de Mercado en los Mercados Eléctricos. Cuadernos Económicos de ICE, 79. Madrid, España.

Fabra, N. y Toro, J., 2003. The Fall in British Electricity Prices: Market Rules, Market Structure, or both? Mimeo, Universidad Carlos III.

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 Newbery, D.M., 1992. Competition in the British Electricity Spot Market. *Journal of Political Economy*, 100(5), 929–53.

Haas, H. y Scheidecker, P., 2007. Three Pivotal Supplier Test: Theory and Application. Disponible en: <http://www.monitoringanalytics.com/reports/Presentations/2007/20070727-tps.pdf>

Horowitz, J., 2003. Bootstrap Methods for Markov Processes *Econometrica*, 71(4), 1049-1082.

Joskow, P. y Kahn, E., 2002. A Quantitative Analysis of Pricing Behaviour in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000. *The Energy Journal*, 22(4), 1-35.

Kalman, R. E., 1960. A New Approach to Linear Filtering and Prediction Problems. *Journal of Basic Engineering*, 82, 35-45.

Klemperer, P. y Meyer, M., 1989. Supply Function Equilibria in Oligopoly Under Uncertainty. *Econometrica*, 57(2), 243-1277.

Matthes, F., Poetzsch, S. y Grashoft, K., 2005. Power Generation Market Concentration in Europe 1996-2004. An Empirical Analysis. Capítulo Institute For Applied Ecology, Öko-Institut e.V. September.

MSA, 2010. Analytical Framework for the Monitoring of Bids, Offers and Market Health. MSA Discussion Paper, junio.

Matthes, F., Poetzsch, S. y Grashoft, K., 2005. Power Generation Market Concentration in Europe 1996-2004. An empirical analysis", Öko-Institut.

MSA, 2006. Market Concentration Metrics, MSA Report, noviembre.

Newbery, D., 2004. Electricity Liberalisation in Britain: The Quest for a Satisfactory Wholesale Market Design. *The Energy Journal*, European Energy Liberalization, Special Issue, 43-70.

Newbery, D. (2002). Mitigating Market Power in Electricity Networks. Department of Applied Economics. Universidad de Cambridge. Disponible en: http://www.hks.harvard.edu/hepg/Capítulos/Newbery_mitigating.market.power_5-02.pdf

Pérez-Arriaga, J.I., Batlle, C., Vázquez, C., Rivier, M. y Rodilla, P., 2005. Libro Blanco Sobre la Reforma del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en España. ISBN 978-84-4785-6.

Pilipovic, D., 2009. *Energy Risk Valuing and Managing energy Derivatives*. 2nd Edition.

- Pindyck, R. S. y Rubinfeld, D. L., 2000. *Microeconomics*. Prentice Hall, fifth edition.
- Rangel, L., 2008. Competition Policy and Regulation in Hydro-dominated Electric Markets. *Energy Policy*, 36, 1292-1302.
- Rothwell, G. y Gómez, T., (ed) 2003. *Electricity Economics Regulation and Deregulation*. Wiley-Interscience, United States of America.
- Scott, T.J. y Read, E.G., 1996. Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market. *International Transactions in Operational Research*, 3(3-4), 243-253.
- Sheffrin, A., Chen J. y Hobbs B., 2004. Watching Watts to Prevent Abuse of Power. *IEEE Power and Energy Magazine*.
- Sweeting, A., 2007. Market Power in the England and Gales Wholesale Electricity Market. *Economic Journal*, 117(520), 654-685.
- The Brattel Group, 2007. Review of the PJM's Market Power Mitigation Practices in Comparison to Other Organized Electricity Markets.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2004. *Una visión del mercado eléctrico colombiano*. Bogotá. Excelsior Impresores. Disponible en: <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>
- von der Fehr, N. y Harbord, D., 1993. Spot Market Competition in the UK Electricity Industry. *The Economic Journal*, 103(418), 531-546.
- Wolak, F., 2010. Limiting the Potential Downside of Wholesale Electricity Competition. Forum on Mitigating Market Power in Colombia's Wholesale Electricity Market. Bogotá, diciembre. Disponible en: <http://www.creg.gov.co>
- Wolak, F., Bushnell, J. y Hobbs B., 2010. Report on the Performance of the California ISO's Local Market Power Mitigation Mechanism During the First Year. Submitted to the Federal Energy Regulatory Commission. May.
- Wolak, F., 2009. Report on Market Performance and market Monitoring in the Colombian Electricity Supply Industry. July 30.
- Wolak, F., 2001. Proposed Market Monitoring and Mitigation Plan for the California Electricity Market. California ISO Market Surveillance Committee, Febrero. Disponible en: ftp://zia.stanford.edu/pub/capitulos/MSC_Monitor_2051.final.pdf
- Xu, L., 2010. Identifying Local Market Power Using Residual Demand. Department of Market Monitoring. California ISO. June.