

Documentos CEDE

ISSN 1657-7191 edición electrónica

Una aproximación al problema de optimalidad y
eficiencia en el sector eléctrico colombiano

Miguel Andrés Espinosa Farfán

7

FEBRERO DE 2009

Serie Documentos Cede, 2009-07
ISSN 1657-7191

Febrero de 2009

© 2009, Universidad de los Andes–Facultad de Economía–Cede
Carrera 1 No. 18 A – 12, Bloque C.
Bogotá, D. C., Colombia
Teléfonos: 3394949- 3394999, extensiones 2400, 2049, 2474
infocede@uniandes.edu.co
http://economia.uniandes.edu.co

Ediciones Uniandes
Carrera 1 No. 19 – 27, edificio Aulas 6, A. A. 4976
Bogotá, D. C., Colombia
Teléfonos: 3394949- 3394999, extensión 2133, Fax: extensión 2158
infeduni@uniandes.edu.co
http://ediciones.uniandes.edu.co/

Edición, diseño de cubierta, pre prensa y prensa digital:
Proceditor Ltda.
Calle 1C No. 27 A – 01
Bogotá, D. C., Colombia
Teléfonos: 2204275, 220 4276, Fax: extensión 102
proceditor@etb.net.co

Impreso en Colombia – Printed in Colombia

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

UNA APROXIMACIÓN AL PROBLEMA DE OPTIMALIDAD Y EFICIENCIA EN EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO¹

Miguel Andrés Espinosa Farfán²
Universidad de los Andes

RESUMEN: El artículo propone un modelo teórico para entender el funcionamiento del mercado spot de energía en Colombia; en particular se analiza el comportamiento para las subastas multiunidades más conocidas, Vickrey, Discriminatoria y Uniforme. El modelo teórico, siendo un juego de información incompleta, incluye características propias del sector eléctrico colombiano, como reconciliaciones, contratos e incertidumbre en la demanda a suplir. El análisis empírico se concentra en los términos de eficiencia y optimalidad. Se entiende eficiencia como la condición en la cual los agentes ganadores de la subasta, son los agentes con menores costos. El artículo encuentra evidencia de efectos adversos en el reporte de costos por parte de las reconciliaciones negativas para el periodo 2000 a 2007. Por otro lado, un mecanismo es óptimo si es el mecanismo que lleva al menor gasto por parte del subastador. Las comparaciones de gasto muestran que bajo una subasta discriminatoria, éste hubiese sido menor que el gasto efectivamente realizado por el mercado colombiano.

Palabras clave: subastas multiunidades, sector eléctrico colombiano, econometría estructural.

Clasificación JEL: D44, C14, C15, C23.

¹ Este trabajo entre otros objetivos busca cumplir uno de los requisitos para obtener el grado de Magister en Economía de la Universidad de los Andes (Tesis, ésta fue calificada 5.0 / 5.0). El autor agradece los comentarios hechos por los participantes del Seminario de Modelos Matemáticos para el Sector Eléctrico, organizado por el departamento de Matemáticas de la Universidad de los Andes.

² El autor agradece los comentarios y sugerencias del Director de tesis, Álvaro Riascos; a Ángela Cadena por las discusiones que sirvieron para entender el funcionamiento de este complicado sector, a Raquel Bernal por las aclaraciones en aspectos econométricos y a Yuver Torres por su incansable ayuda en la programación de este trabajo. Comentarios se recibirán al correo electrónico migu-esp@uniandes.edu.co

AN APROXIMATION OF THE OPTIMALITY AND EFFICIENCY PROBLEMS OF THE COLOMBIAN ELECTRICITY INDUSTRY³

Miguel Andrés Espinosa Farfán⁴
Universidad de los Andes

ABSTRACT: The paper proposes a theoretical model for understanding the functioning of the spot energy market in Colombia. In particular, it analysed the optimal performance for the three best-known types of multiunit auctions, Vickrey, discriminatory and uniform. The modelling, being a game of incomplete information includes features of the Colombian energy industry, such as reconciliations, private contracts and the uncertainty of the demand. The empirical analysis describes the sector in terms of efficiency and optimality. The efficiency's literature referers to the condition in which winners of the auction are the agents with lower costs. Evidence of adverse effects have been found from the compensation mechanism for negative reconciliations in the perios of study (2000-2007). On the other hand, a mechanism is called optimal if it is the mechanism that leads to lower spending. The spending comparisons show that under a discriminatory auction could lead to a lower spending than the uniform one.

Key words: Multi-unit auctions, Colombian electricity industry, structural econometrics.

JEL classification numbers: D44, C14, C15, C23.

³ This work is one of the requisites (Thesis, grade 5.0 / 5.0) in order to obtain the Economics Magister degree at Universidad de los Andes. This paper was presented on the Mathematician Models for Electricity Industry Seminary, in the second semester of 2007.

⁴ I gratefully acknowledge the comments and suggestions from the thesis supervisor, Alvaro Riascos; to Angela Cadena for our discussions that worked in order for me to understand this complex operation's industry, to Raquel Bernal for the econometric clarifications and to Yuver Torres for his tireless help on the programming of certain aspects of this paper. Contact Address: migu-esp@uniandes.edu.co

1. INTRODUCCION

A inicios de los años 90, diversas evaluaciones acerca del desempeño de empresas estatales del sector eléctrico, mostraron evidencia de ineficiencia operativa (*Colombia, Análisis del Sector Eléctrico, CAF, Vicepresidencia de Infraestructura, 2006*). El racionamiento electrónico al que se expuso el país entre 1991 y 1992 obedeció no sólo al fenómeno del Niño, sino a la delicada situación financiera del sector (*Unidad de Planeación Minero-Energética –UPME-, Ministerio de Minas y Energía, 2004*). Fue así como, bajo la inspiración del sector eléctrico inglés, la legislación colombiana dio un vuelco institucional en torno a este sector a través de las leyes 142 y 143 de 1994, con el objetivo de que los usuarios de energía tuviesen acceso a un mejor y más eficiente servicio. En aquél momento, los técnicos sugirieron implantar un modelo de intercambios de energía (*en particular una subasta multiunidades uniforme*), similar al que tenían países como Inglaterra, en el que la asignación de recursos energéticos se realizaba bajo el mecanismo de una subasta.

En la literatura especializada no es raro encontrar diferentes opiniones sobre cuál mecanismo de asignación de recursos es mejor; en particular las discusiones que se refieren a las subastas de varias unidades son controversiales. En este tipo de subastas, los formatos más conocidos y estudiados son la subasta uniforme, la subasta discriminatoria y la subasta de Vickrey. Éstas, al igual que otros formatos de asignación de recursos, resultan en incentivos e ingresos esperados diferentes para los participantes.

El mercado spot del sector eléctrico colombiano es de interés para muchos países que tienen o desean tener un sector similar, pues el mecanismo con el que funciona tiene propiedades deseables en la asignación de recursos⁵. En el caso de subastas multiunidades se ha demostrado su imposibilidad en la determinación de un mecanismo que genere menores costos para el subastador.

Existen por lo menos dos problemas teóricos relevantes en la teoría de subastas al analizar comportamientos estratégicos para este sector, eficiencia y optimalidad. Al referirse al primero; la literatura utiliza un criterio teórico en el cual se evalúa si los agentes que ganan el objeto ó el derecho subastado, son los agentes que poseen los menores costos. Adicionalmente, se sabe que la asignación de recursos en las subastas uniforme y discriminatoria es en general ineficiente desde el punto de vista económico, y aunque este hecho es claro en la literatura, todavía no es clara la magnitud de ésta con relación al caso eficiente. La ineficiencia de estas subastas surge del incentivo a sobreestimar costos por parte de los agentes; lo que en términos prácticos dificulta alcanzar la eficiencia asignativa.

Cuando se habla del problema de optimalidad, la literatura de subastas se refiere típicamente al gasto que realiza el subastador en la compra de unidades que son el objeto de la subasta. Diferentes autores argumentan que la manera adecuada de saber cuál tipo de subasta reporta al subastador los menores gastos, radica simplemente en una evaluación empírica. Así, el objetivo de este trabajo es realizar un análisis para conocer cual formato de subastas arroja menores gastos al mercado spot, mediante la metodología de la econometría estructural.

Con relación al mecanismo de subasta utilizado en este mercado, los estudios en Colombia desde el punto de vista de la econometría estructural son, hasta donde se sabe, inexistentes. Formalmente, esta metodología es la más diáfana con la teoría económica

⁵ Dentro de estas propiedades vale la pena mencionar el hecho de que las subastas elicitan información de los participantes, pueden vender cualquier tipo de bien o servicio y en la decisión de quién y cuánto gana, no es importante la identidad del agente, sino simplemente las pujas del agente -las subastas son anónimas.

pues no consiste únicamente en verificar hipótesis utilizando la econometría de regresiones, sino también, en estimar restricciones y características testeables de la teoría económica (*i.e. en este caso juegos de información incompleta*). Utilizando esta metodología, el trabajo demuestra que para el período de estudio⁶, si el mercado spot colombiano hubiese tenido un formato discriminatorio en vez del uniforme, el cual es el utilizado en el sector, los gastos totales de compra de energía hubiesen sido menores. El planteamiento requiere dos supuestos: 1. El nivel de contratación en los dos formatos es constante. 2. El costo marginal de las empresas es invariante entre subastas.

El anterior resultado, unido al resultado teórico en el que se argumenta que la subasta uniforme posee mayores incentivos a sobre-reportar costos que los que posee la subasta discriminatoria; hacen necesario que el trabajo explique, bajo la metodología de la econometría tradicional, como funcionan estos incentivos en el sector eléctrico colombiano. Para ello, se generaliza el modelo expuesto en Wolfram (1998), en el que se estudian los incentivos en el sector eléctrico del Reino Unido para dos agentes que poseen plantas con diferentes tipos de combustible. Este documento además de generalizar el modelo de Wolfram (1998) a cinco agentes, incluye características propias del sector eléctrico colombiano (*i.e* reconciliaciones). Adicionalmente, utilizando la metodología de Mínimos Cuadrados Ordinarios -MCO- y Mínimos Cuadrados Ordinarios en dos etapas -MCO2E-, se verifican hipótesis respecto a la relación de capacidad inframarginal y sobre reporte en los costos.

En la práctica, diferencias en el mecanismo de subastas puede tener implicaciones sociales enormes. Desde el punto de vista de la optimalidad de la subasta, mayores costos para los comercializadores se trasladan en mayores costos para los usuarios. Desde el punto de vista de la eficiencia de la subasta, generadores ineficientes que logran entrar en la subasta produciendo energía acaban desplazando a generadores más eficientes; lo cual disminuye los incentivos a la participación en el mercado, reduciéndose la competencia en el mismo, y por ende disminuyendo el acceso a un servicio más económico para el usuario.

De esta manera, este documento pretende realizar un aporte en tres frentes. El primero inspirado en el trabajo de Hortacsu & Puller (2007) y Hortacsu (2002), pretende inspeccionar comparaciones de gasto para el sector eléctrico colombiano bajo aproximaciones estructurales, con el objetivo de argumentar qué tipo de subasta otorgará a los agentes que compran la energía un servicio más económico. El segundo objetivo del trabajo es proponer una metodología rigurosa para resolver estas cuestiones. Si bien el trabajo no presenta una nueva técnica de análisis en este tipo de econometría, si intenta plantear una modelación teórica para avanzar en el entendimiento de este sector. El tercer y último objetivo, basándose en el modelo de Wolfram (1998), es analizar el comportamiento estratégico de los productores de energía en Colombia.

El trabajo se desarrolla en seis secciones. La segunda presenta la discusión teórica del problema de las subastas y la econometría utilizada para analizarlas. La tercera muestra una descripción del sector, refiriéndose a aspectos institucionales y presentando hechos que han afectado las principales variables en este sector. En la cuarta sección, se presenta la metodología que responderá a la pregunta de cuál formato de subasta multiunidades es el más económico para el sector eléctrico colombiano; esto es, la descripción detallada para solucionar el problema de optimalidad en este sector. En la

⁶ El cual es diferente para cada una de las aplicaciones empíricas, para la primera parte el periodo es 2000-2007, mientras que la segunda comprende 1999-2007

quinta sección se analiza el comportamiento estratégico que provoca la subasta uniforme en los participantes. Con el ánimo de resumir los principales resultados de todo el trabajo, el artículo finaliza con unas conclusiones.

2. REVISIÓN DE LITERATURA

Según Bartollini & Cottarelli (1997), 39 de 42 países utilizan subastas multiunidades discriminatorias en las subastas del tesoro. Sin embargo, diferentes economistas, entre los que se encuentra Friedman (1960), han planteado las ventajas que posee la subasta multiunidades de precio uniforme sobre otras subastas de este tipo ⁷.

Cuando los agentes que participan en una subasta buscan solo una unidad, los resultados en un tipo de subasta específico pueden utilizarse en la comparación de pagos esperados de otros tipos de subastas (*Milgrom & Weber, 1982*). Sin embargo, cuando los agentes buscan ofrecer más de una unidad, tal como lo demuestra Engelbrecht-Wiggans & Kahn (1998), Zender & Wang (2002) y Ausubel & Cramton (2002), los tres tipos de subastas multiunidades no son equivalentes, lo que hace que la manera más adecuada para conocer qué mecanismo de subasta es mejor (*por ejemplo en términos de gasto esperado del subastador*) sea la evaluación empírica de cada caso.

Frente a esta alternativa la literatura de subastas sugiere dos aproximaciones. La primera llamada “análisis bajo forma reducida”, requiere que un mercado se haya enfrentado a diferentes mecanismos de subasta, para de esta manera hacer comparaciones entre los resultados de ellas. Ejemplo de este tipo, son los estudios de subastas del tesoro mexicano (*Umlauf, 1993*), los estudios de comparaciones entre la subasta uniforme y discriminatoria bajo el mercado de comercio en Zambia (*Tenorio, 1993*) y otros estudios en diferentes países de diferentes mercados (*Back & Zender, (1993), Simon, (1994), Mester (1995), Nyborg & Sundaresan (1996), y Malvey & Archibald (1998)*). Los anteriores artículos muestran que al incluir en el análisis la participación endógena de los pujadores, el ingreso del subastador es mayor bajo un esquema de subasta uniforme que bajo un esquema discriminatorio. La razón radica en que este esquema no necesita que los agentes realicen cálculos complejos, por lo que, una mayor facilidad motivará la participación de los agentes en el formato uniforme en lugar del formato discriminatorio (*Véase al respecto el mismo argumento expuesto en Vickrey (1960)*)

Adicionalmente este tipo de estudios requieren incluir el supuesto de que las variables que afectan las decisiones económicas no se modifican en el tiempo. De esta manera, “el análisis bajo forma reducida” asume que, parámetros que inciden en el comportamiento económico de los agentes permanecen invariables en los diferentes formatos de subastas que el mercado enfrente.

Una segunda aproximación, conocida como “estructural”, no requiere que el mercado haya tenido diferentes mecanismos de subastas. Ejemplos de este tipo de estrategia son el análisis de los bonos del tesoro de EU de Bikhchandani & Huang (1993), del tesoro turco de Hortacsu (2002), del tesoro francés de Fevrier et al. (2002) y de Armantier & Sbai (2006) y de los títulos gubernamentales mexicanos de Castellanos & Oviedo (2004). Si bien la literatura anteriormente reseñada centra su análisis en subastas en las que los participantes se encuentran demandando un bien, los resultados principales

⁷ Dentro de estas, la más conocida es la simplicidad que ocasiona este formato en el cálculo de los pagos de los participantes; lo que provoca que los agentes puedan pronosticar mejor y de manera más fácil sus pagos futuros, y por ende, decidir mejores acciones en el presente

pueden ser adecuadamente adaptados a subastas en las que los participantes ofrecen proveer un bien o servicio.

Hortacsu (2002) propone un método para resolver la pregunta de cual de las tres subastas multiunidades más conocidas (*uniforme, Vickrey y discriminatoria*) le da al subastador un ingreso mayor. Basado en el modelo de Wilson (1979), se formula un método de estimación para reconstruir las valoraciones reales de los participantes de la subasta del tesoro turco a partir de datos de las ofertas. Hortacsu encuentra que, ex post, la subasta discriminatoria lleva a un ingreso mayor para este mercado que las alternativas restantes. Sin embargo, en comparaciones ex ante, tan solo se puede rechazar la equivalencia de ingreso entre la subasta discriminatoria y el "mejor caso" de la subasta uniforme, caso en el cual los oferentes revelan sus valoraciones reales.

Otros autores también han buscado analizar el comportamiento de los agentes que participan en subasta multiunidades para la venta de energía. Por ejemplo, Wolfram (1998) construye un modelo para la subasta diaria de electricidad de Inglaterra y Gales para dos agentes que poseen plantas con distintos tipos de combustible. Éste trabajo busca verificar la predicción teórica que plantea que bajo un formato uniforme, los oferentes, al ofrecer más de una unidad, proponen altos precios en sus ofertas. Adicionalmente, Wolfram no sólo encuentra evidencia de comportamientos estratégicos, en los que agentes más grandes proponen ofertas mayores por plantas de producción similares; sino también muestra cómo la probabilidad de entrar al despacho de producción afecta el comportamiento estratégico en los precios ofrecidos por los pujadores.

Un trabajo que va en la misma línea de los anteriores es el realizado por Hortacsu & Puller (2007). Esta investigación propone un modelo para analizar el comportamiento de las pujas del sector eléctrico de Texas, donde al igual que en el sector colombiano, las empresas pujan por la provisión de energía con periodicidad horaria. El principal objetivo de este artículo es verificar si las empresas del sector eléctrico obedecen a los comportamientos que el modelo teórico predice; concluyendo que las empresas pequeñas poseen desviaciones significativas de la predicción teórica, mientras que empresas grandes se comportan de manera similar a lo predicho por ésta.

Es curioso que en Colombia poco se haya teorizado del tema, y aunque la bibliografía técnica en el sector no es escasa, existe una evidente falencia en los aspectos de evaluación en la eficiencia y optimalidad del mecanismo de asignación utilizado en los intercambios del sector eléctrico colombiano.

En Colombia existen por lo menos dos esfuerzos que buscan entender el comportamiento estratégico del sector eléctrico. El primero, Stacchetti (1999) presenta un modelo dinámico del sector eléctrico colombiano que busca analizar los incentivos económicos de los productores de energía. Además de estudiar el comportamiento estratégico de los productores y sus incentivos económicos, el autor encuentra que el único equilibrio posible en un mercado perfectamente competitivo es en estrategias mixtas, en donde los productores proponen ofertas menores al costo marginal de las hidroeléctricas menos eficientes. Sin embargo, a medida que la escasez del agua se vuelve un factor determinante en la oferta de energía, las empresas hidroeléctricas proponen precios de oferta más altos. Sin embargo, esta investigación no utiliza el modelo de Stacchetti, ya que éste concluye que en situaciones en la que pocas empresas poseen poder de mercado se llega a un equilibrio en el que los productores proponen precios escogidos aleatoriamente; lo que elimina cualquier tipo de análisis estratégico basado en la teoría de subastas.

Por otro lado, un segundo esfuerzo remarcable es el del comité de seguimiento del sector eléctrico colombiano, el cual se ha dedicado principalmente al análisis de

estudios de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSPD- y de la Comisión Reguladora de Energía y Gas –CREG-, revisión de literatura de experiencias de otros países, análisis del comportamiento de variables relevantes al sector; y creación, adecuación e interpretación de indicadores para el análisis del comportamiento del sector.

3. EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

En esta sección se describirá el funcionamiento y las características principales de este sector. Adicionalmente, se buscará encontrar relaciones entre precios de cierre del mercado spot de energía colombiana y variables como el tiempo, la demanda y el tamaño de planta entre otras. Para esto, se comenzará haciendo una descripción general del mercado eléctrico colombiano, para luego mencionar algunos hechos relevantes en la historia del mismo. Finalmente se expondrá el funcionamiento del mercado spot.

3.1 El mercado de energía mayorista

Cuando la Bolsa de energía empezó a funcionar el 20 de julio de 1995, las empresas debían proponer un precio y una disponibilidad para cada hora del día siguiente. Este mecanismo funcionó hasta el 27 de febrero de 2001, fecha en la cual el precio propuesto por las empresas empezó a ser igual para todas las horas del día. Este cambio requirió que el sistema pasara de uno de optimización horaria a uno de optimización diaria.

El proceso en la Bolsa para cada día consiste en tres etapas, una anterior al día de la operación, una durante el día de operación y una última etapa, posterior al día en que se realiza la operación.

3.1.1 Etapa pre-operación

Las empresas generadoras deben informar todos los días, antes de las 8:00 a.m, una única oferta de precio para las 24 horas del día y una disponibilidad esperada para cada hora del día siguiente.

La oferta de precio de venta debe reflejar los costos variables de generación en los que la empresa espera incurrir más un componente que represente riesgo de generación. En esta oferta de precio se debe incluir el costo equivalente de energía del cargo por capacidad CEE. Desde el 24 de enero de 2001 y hasta el 31 de diciembre del año 2007, por la resolución No. 005 del 24 de enero de 2001 de la CREG, los generadores debían incluir un impuesto llamado FAZNI, con el cual se buscaba nutrir un fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas –ZNI-

Con esta información el Centro Nacional de Despacho –CND- realiza el despacho económico⁸ para cubrir la demanda doméstica esperada. Este programa horario es enviado a los generadores antes de las 2:45 p.m. del mismo día para ser aplicado al día siguiente. Sin embargo, durante el resto del día pueden ocurrir eventos que requieren recalcular el despacho económico⁹.

⁸ Que es el despacho que en el caso de no presentarse inconvenientes será el efectivo al siguiente día.

⁹ EL CND ha realizado ésta operación desde que el sector esta funcionando con el mecanismo de subasta, sin importar si en las ofertas se incluía el FAZNI ó no.

3.1.2. Etapa del día de operación

Durante el día de operación se transa la energía que el sistema vaya demandando, ésta última demanda es conocida como demanda real.

3.1.3. Etapa post-operación

El precio de bolsa se determina al siguiente día de la operación, de la siguiente manera:

Se recoge información acerca de la generación real de cada generador de cada hora del día inmediatamente anterior, y de la demanda reportada en los contadores de los comercializadores. El despacho ideal, realizado a posteriori de la operación real, utiliza los recursos de generación de energía más económicos, que son necesarios para cubrir la demanda doméstica real, más las transacciones reales y pérdidas del sistema de transmisión nacional –STN-. Se debe resaltar que el despacho ideal difiere del despacho real en que, el único criterio para establecer el primero es la competencia en las pujas, mientras que en el segundo se tienen en cuenta restricciones de transporte y otro tipo de restricciones técnicas. Esta diferencia implica que algunas empresas generadoras producirán energía diferente a lo planeado en el despacho ideal.

Existen dos posibilidades para estas empresas: 1. Producir más de lo planeado (*la producción real es mayor que la producción establecida en el despacho ideal*), en cuyo caso se les paga un precio igual al mínimo entre su precio de oferta y un precio límite exógeno (*reconciliación positiva*); 2. Producir menos de lo planeado, en cuyo caso se paga su energía al promedio entre su oferta y el precio de bolsa (*reconciliación negativa*).

El precio de bolsa es el precio de oferta de la empresa generadora que en el despacho ideal, resultó siendo la empresa marginal, esta es, la empresa que completo con su oferta la demanda total.

El balance final es el siguiente: los generadores tienen en su haber las generaciones que el despacho ideal indique, y en su debe, los contratos que le han sido asignados (*los cuales incluyen los que los propios generadores habían establecido con los comercializadores*). Si la diferencia entre el haber y el debe es positiva (*generación ideal menos contratos asignados netos*), el generador está vendiendo a la bolsa al precio de cierre de la bolsa. Si la diferencia es negativa, el generador está comprando.

Los comercializadores tienen en su haber, los contratos, y su debe, la demanda. Si la diferencia (*demanda-contratos netos*) es positiva el comercializador compra en bolsa, si es negativa vende a la bolsa.

3.2 Evolución del sector

Para entender mejor el comportamiento de la bolsa, sus precios y las cantidades de transacciones, es relevante reseñar algunos hechos que han afectado de una u otra manera el sector. Esta sección no sólo servirá para comprender mejor el funcionamiento del sector, sino explicará y argumentará algunas variables y metodologías utilizadas en la sección 5.

El mercado se ha visto influenciado por tres importantes eventos. Uno de oferta hidrológica, un evento social y uno económico.

El primero se refiere al fenómeno del niño y de la niña en los años 1997 a 1998. A finales de 1997, el calentamiento del pacífico sur provocó en el país sequías más fuertes que en los primeros años de la década de los noventa. Dado el componente

preponderante de hidroeléctricas en la generación de energía¹⁰, los precios de la bolsa alcanzaron los niveles más altos durante todo el período de operación del mercado. Desde el segundo bimestre del año 1998, se inició un período ambiental completamente contrario al experimentado inmediatamente anterior, conocido como el Fenómeno de la Niña. En septiembre de este año, los caudales fueron un 120% superior al promedio histórico, lo que hizo que los precios de la bolsa disminuyeran y se mantuvieron bajos durante este fenómeno.

El evento social se refiere al encrudecimiento del conflicto armado, el cual produjo un desbalance en el sistema eléctrico, producto del incremento en la voladura de torres. Este desequilibrio se vio plasmado en la operación de generadores fuera de mérito. La inexistencia de líneas transmisoras de energía llevó a que en algunos lugares que antes eran atendidos por varios generadores presentaran disminuciones en la competencia, de tal manera que sin regulación el incremento en los precios fue un hecho ineludible.

El último hecho a mencionar es la recesión económica. El mecanismo puede ser fácilmente ilustrado entendiendo la correlación entre crecimiento económico e inversión. La disminución en el crecimiento económico que enfrentó el país a finales de los años noventa, produjo una disminución en la demanda de insumos, uno de los cuales fue energía eléctrica.

Una descripción de variables relevantes en el sector eléctrico colombiano permitirá mencionar algunos hechos estilizados y a su vez ayudará a corroborar predicciones obtenidas en las simulaciones de las secciones posteriores. A su vez, algunas conclusiones obtenidas en esta sección permitirán realizar sugerencias respecto a cuales y que tipo de controles deben incluirse en las regresiones de secciones posteriores.

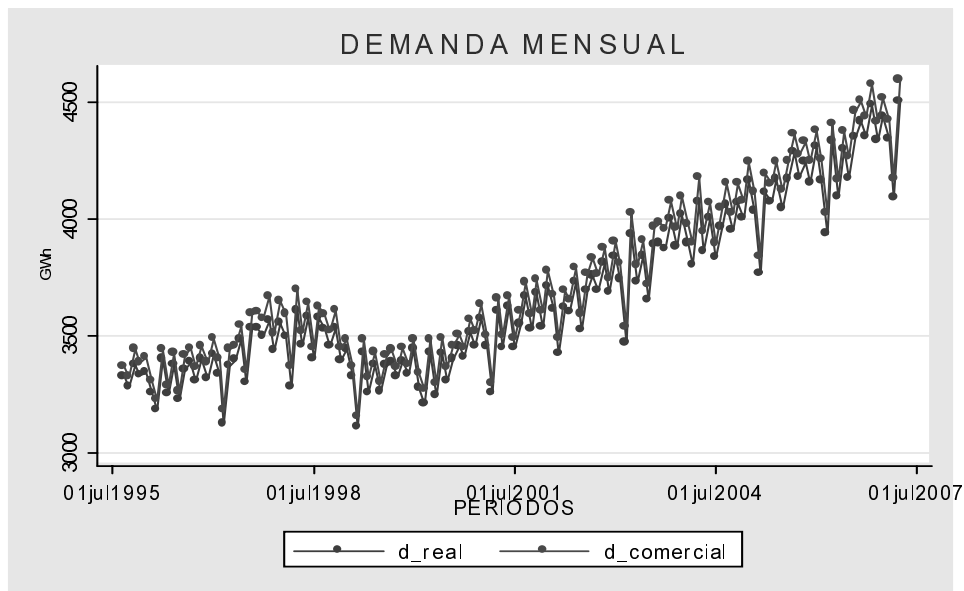
El análisis comienza con una breve descripción del comportamiento y la tendencia de la demanda de energía real y con un retrato de la generación en el sector, concentrándose en las principales diferencias por tipo de combustible utilizado en la producción de energía. Seguido a esto se muestra el comportamiento en la cantidad y precio de energía transada, en la Bolsa y por medio de contratos bilaterales.

En el análisis sectorial se ha tomado todo el período de existencia del sector eléctrico. Cuando se describe series mensuales u horarias el período de estudio comprende julio 1995 hasta abril de 2007. Sin embargo, para el caso de series anuales, el análisis se restringe al período 1996 a 2006. La razón de esta diferencia proviene de la ausencia de datos completos para después de abril de 2007 y antes de julio de 1995. Dada la gran varianza de las series a lo largo del período de estudio, no se cree que la interpolación sea una técnica aplicable a este tipo de datos, por tal razón se ha preferido acotar el dominio de datos para el análisis.

3.2.1. Demanda

La tabla 1 del anexo 2 y la gráfica 1 evidencian diferentes hechos. El crecimiento de la demanda de energía se ha movido con el crecimiento del producto lo que indica una alta correlación entre las dos series. El crecimiento del país requiere insumos, como la energía; de esta manera cambios en el producto originan cambios en la demanda de energía. Dos hechos importantes que han afectado la demanda de energía son la recesión de 1999 y la expansión económica de los últimos años.

¹⁰ Para el año 2006 era de 76.93% del total de fuentes de generación, 13.15% para Gas, 4.94% Carbón, el porcentaje restante fue generado por cogeneración y recursos eólicos



Gráfica 1: Demanda Real y Comercial mensual
Cálculos: Autor, Fuente: XM

Debido a la demora en el crecimiento que el efecto recesivo produjo; en los años posteriores a la recesión se evidenció un desbalance entre las dos series. Como consecuencia, el crecimiento de la demanda de energía fue mayor que el crecimiento económico. Sin embargo, tal como lo muestra la tabla 1 del anexo 2, a partir del 2003 la expansión del producto creció más rápido que el crecimiento en la demanda de energía. Algunas razones que pueden ayudar a explicar este evento son la expansión en la oferta del gas natural, la diversificación en la demanda energética y las acciones emprendidas por los agentes en el racionamiento y uso eficiente de la energía.

En todo el período de estudio el número total de usuarios en el sistema interconectado nacional –SIN- ha estado creciendo a una tasa constante, cercana al 2% anual. Los sectores más importantes en la demanda son el sector residencial, industrial y comercial, con porcentajes sobre la demanda total del SIN cercanas al 43%, 31% y 18% respectivamente, para el 2005. Con respecto al sector residencial, la mayor demanda se dio en los estratos 6, 1 y 5.

Otro tipo de demanda es la comercial. Ésta considera los consumos propios de los generadores, las pérdidas del sistema de transmisión nacional STN y la demanda de cada comercializador.

La demanda real incluye la demanda comercial menos las pérdidas del STN. Esto quiere decir que incluye la demanda real regulada y no regulada, los consumos propios de los generadores y las importaciones netas menos las pérdidas. Al igual que la demanda comercial, la demanda real es actualizada en la base de datos NEON¹¹ diariamente, y posee periodicidad horaria.

Como se ve en la gráfica 1, a mediados de 1998 la demanda comenzó a caer, alcanzando el menor nivel registrado en el período de estudio, en febrero de 1999 con 3107.82 GWh. A partir de allí y siguiendo ciclos comenzó un crecimiento sostenido de cerca del 0.5% promedio mensual. Es de interés notar la cercanía entre las dos series para este período. La media de la demanda real mensual desde el año 2000 en adelante fue de 3827.51 GWh, mientras que esta misma medida para periodos anteriores al año

¹¹ NEON es una base de datos donde se consignan las transacciones del sector eléctrico colombiano.

2000 fue casi 450 GWh menos. Con la demanda comercial se obtiene un comportamiento similar.

La gráfica 2 del anexo 2 muestra la estacionalidad anual en la serie de demanda de energía. El mes con menor demanda para el período de estudio es febrero, y el mes con mayor demanda es diciembre. El comportamiento mensual típico se puede describir de la siguiente manera: el año comienza disminuyendo la demanda de energía en enero y febrero, alcanzando su menor punto a finales del segundo bimestre. A partir de allí sigue un ciclo mensual, subiendo en marzo, bajando en abril, subiendo en mayo, y bajando otra vez en junio. Durante el segundo semestre la demanda de energía aumenta en julio y permanece relativamente estable hasta finales de agosto, seguido a ello la serie nuevamente baja en septiembre, para finalmente terminar el año creciendo en octubre, cayendo un poco en noviembre y cerrando el año, con la máxima demanda, en el mes de diciembre.

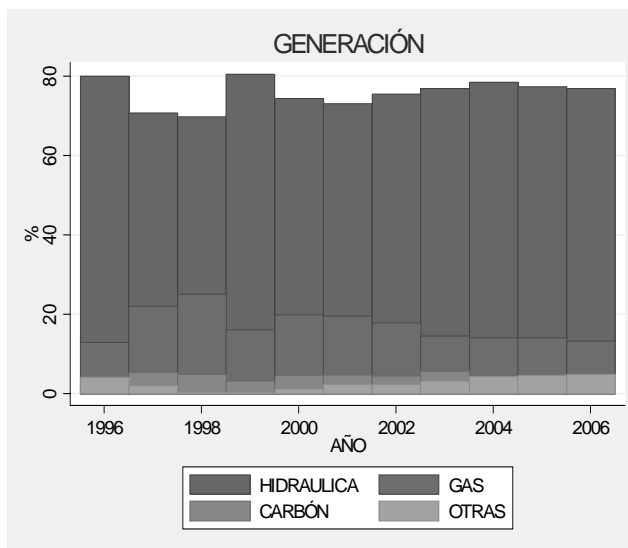
Las gráficas 3 y 4 del anexo 2 muestran la diferencia entre la demanda comercial y real. La gráfica 3 muestra esta diferencia a nivel horario y caracteriza un típico comportamiento de ruido blanco, con media negativa y cercana a 0; lo que indica que en promedio la demanda comercial horaria es mayor que la real. Esto en términos prácticos verifica que la demanda comercial es una variable adecuada para usarla como la demanda pronosticada. En el período de estudio se encuentran pocos picos, explicados éstos, por eventos inesperados en la demanda. Adicionalmente se puede decir que esta serie no es estacionaria en varianza, pues presenta una mayor dispersión entre 1995 y 1998. Sin embargo, esta serie puede ser diferenciada para volverla estacionaria y poder así utilizar técnicas conocidas en series de tiempo para realizar proyecciones de demanda. Este ejercicio aunque es realizado por el autor no es mostrado aquí. La serie es $I(1)$ y un simple $AR(1)$ provoca predicciones aceptables para esta variable. Resultados similares se obtienen con la demanda real.

La gráfica 4 del anexo 2 muestra la diferencia mensual entre las series de demanda comercial y real. La gráfica siempre se encuentra en el primer cuadrante, lo que indica que, sumando las demandas horarias a nivel mensual; ésta es siempre mayor que la serie de las demandas real mensual.

3.2.2. Generación

La generación real de energía del país ha crecido en un 30% en los últimos 10 años. Algunos tipos de generación de energía como las plantas térmicas de carbón han impulsado este crecimiento, pues la generación real para estas unidades creció cerca de un 125% durante el período de estudio. Fuentes de generación diferentes a las hidráulicas; como gas y carbón crecieron un 54%, las térmicas de gas un 32%, mientras que la generación de hidráulicas tan sólo un 25%. Es de notar que este crecimiento está calculado con base en la generación neta, es decir incluyendo nuevas plantas que entran en funcionamiento y sacando algunas otras que dejan de servir al sector.

En el análisis estratégico de pujas de los agentes se han tomado sólo los datos desde el 6 de diciembre de 1999 al 6 de abril de 2007; contando con 62 empresas y con una capacidad efectiva total neta de 13393MW. Para esta muestra la generación privada fue del 57% de la generación total, lo cual muestra que los incentivos de las leyes de 1994 tuvieron éxito.



Gráfica 5: Clasificación de la generación real por año en %, por fuente de combustible
Cálculos: Autor, Fuente: XM

La tabla 2 y gráfica 7 del anexo 2, y la gráfica 5; muestran los efectos climáticos en Colombia. El período más bajo de producción energética por parte del conjunto de hidroeléctricas se dio en el año de 1998, el año en el que los embalses se vieron afectados por el fenómeno del Niño. A su vez el período más alto de este tipo de generación se presentó al año siguiente, cuando los embalses se vieron afectados por el fenómeno de la Niña.

La explicación de por qué las hidroeléctricas generaron el 80% de la energía en 1996, se debe a factores estructurales en lugar de efectos climáticos, pues en aquél momento el sistema energético colombiano carecía de suficientes unidades térmicas que pudieran competir con las centrales hidroeléctricas existentes en la generación de energía.

Según la gráfica 6 del anexo 2, la generación por parte de hidroeléctricas cubre en promedio $\frac{3}{4}$ partes de la generación de energía en Colombia. En promedio $\frac{1}{5}$ de la generación energética en Colombia en el período de estudio ha sido generada por plantas térmicas, en donde prima la generación por gas, que produce cerca del 18% promedio anual de la energía generada en el país. La generación en carbón todavía es menor en Colombia, pues ni siquiera alcanza el 5% promedio anual.

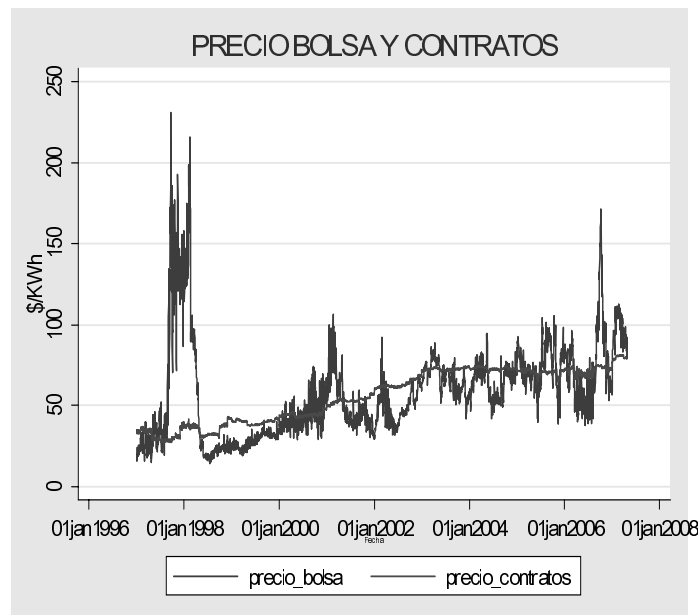
La gráfica 5 y 7 del anexo 2 muestran la generación real discriminada por tipo de combustible utilizado en la producción energética. La gráfica 7 expresa esta producción en GWh generados, mientras que la gráfica 5 lo hace en términos porcentuales. Como se puede ver en estas gráficas, la generación disminuyó entre los años 1997 y 1998, y luego empezó a aumentar progresivamente de año a año. En todos los periodos ha prevalecido la generación hidráulica, seguida de la producida con gas. La proporción de generación hidráulica muestra la tendencia climática antes enunciada. Ésta ha mostrado un alto crecimiento en la generación por parte de fuentes alternativas, como las que no utilizan insumos como el agua, carbón o gas¹².

¹² La tendencia de la producción de carbón obedece a los esfuerzos gubernamentales por diversificar el tipo de generación por fuente y la perspectiva del país que por ese entonces se encontraba en las minas carboneras.

3.2.3. Precio de contratos y bolsa

La tabla 3 y la gráfica 8 del anexo 2 indican que en promedio las transacciones en contratos (en cuanto a cantidad de energía y de dinero) es tres veces la de la bolsa. Resulta interesante ver, que el porcentaje de energía transada en bolsa fue inferior al porcentaje de ingresos por parte de contratos en el periodo 1996 a 1998. Este comportamiento obedeció básicamente al inicio del sector eléctrico como mercado spot y financiero en el cual, como toda nueva introducción, genera incertidumbre y por lo tanto tiende al alza de los precios.

Entre el año 1998 y 2002, la bolsa tuvo el menor porcentaje de participación en el sector. Esto obedece a incentivos regulatorios e incrementos en la generación neta, que permitieron a los generadores transar menor cantidad de energía en el mercado spot. Los acontecimientos económicos en este periodo, dieron señales a los agentes del mercado para disminuir el riesgo, incentivando de esta manera las transacciones comerciales energéticas a través de contratos.



Gráfica 9: Precio de bolsa y contratos a precios constantes de junio de 1999. Cálculos: Autor, Fuente: XVI, Nota: En el periodo de recolección de datos, no estaba disponible estos precios para años inferiores a 1997. Los datos más discriminados de precios de contratos sólo están con periodicidad diaria

La gráfica 9 muestra el comportamiento del precio de bolsa y de contratos diarios, entre el comienzo del primer trimestre de 1997 hasta finales el segundo trimestre de 2007. Durante este periodo, el promedio de precios de bolsa es ligeramente superior al promedio de precios de contratos, 57.08 \$/kWh contra 55.59 \$/kWh respectivamente. La varianza del precio de bolsa es casi 4 veces la varianza del precio de contratos; mientras el mínimo del precio de bolsa es 14.05 \$/kWh, el mínimo para el precio de contratos es el doble. El máximo precio alcanzado por la bolsa fue 231 \$/kWh, mientras que en contratos tan sólo fue la tercera parte de este precio. De esta manera se hace evidente que la dispersión y el rango de los precios de bolsa es muy superior al de los precios de contratos; justificando así el pago promedio superior de los comercializadores a la bolsa en el mercado de largo plazo.

Si se analiza su comportamiento sólo desde el año 2001 en adelante, año en que el Fenómeno del Niño ya no tenía secuelas en el sector; el promedio de bolsa es inferior al

precio de contratos. En este caso, el promedio de precios de contratos es 70.20\$/kWh, 4.33981\$/kWh superior al promedio de precio de bolsa. Esta diferencia es la prima que pagan los comercializadores por deshacerse del riesgo de transar en bolsa. En este período tanto los precios máximos como la varianza son menores, con respecto a todo el estudio. Si se toman los años anteriores o iguales a 2001, la desviación estándar del precio de bolsa es 11 veces más grande que la desviación estándar del precio de contratos. Para este período la media de los precios de bolsa es de 48.29975\$/kWh, mientras que el promedio para el precio de contratos es tan sólo de 40.98712\$/kWh.

Sin embargo, la gráfica 9 muestra que estas series no son estacionarias en media y varianza; por lo que el análisis en niveles no resulta ser muy significativo. Así que se calcula las diferencias logarítmicas de las dos series para conocer su promedio y volatilidad. La media para el precio de bolsa es 0.035%, mientras que para la bolsa es de 0.023%.

Tal como se esperaba, el retorno en bolsa es mayor, pues posee más riesgo. Este riesgo se ve materializado en la dispersión del rendimiento del precio de bolsa (11.11%), frente al del precio de contratos (1.56%). Cuando se toma las series a precios constantes de junio de 1999, la rentabilidad para el precio de bolsa es 0.047%, y para el precio de contratos es 0.044%; lo que constituye tan sólo una ligera diferencia. En este caso, la dispersión para el precio de bolsa es de 11.23%, mientras que para el precio de contratos es de 1.60%. Esto demuestra que al convertir las series a precios constantes, los resultados preliminares se mantienen.

Para fechas posteriores al 27 de febrero del año 2001, el rendimiento de precios de bolsa es -0.00307%, mientras que el de precio de contratos es de 0.02954%. La varianza del precio de bolsa para este período es casi 10 veces superior al de precio de contratos.

Cuando se toman las estadísticas para fechas anteriores, los resultados de rendimiento anteriores cambian. Por ejemplo, el precio de bolsa es de 0.11807%, mientras que el de contratos es 0.06469%. La desviación estándar para la series de diferencias logarítmicas de precios de bolsa es 14.13%, y para la serie de precios de contratos es 2.22%. De esta manera se puede ver las transacciones en bolsa y por contratos, como dos maneras de comprar energía con diferentes características financieras.

Para finalizar esta sección se puede decir lo siguiente a manera de conclusión: **1.** El crecimiento de la demanda es positivo en todo el período de estudio, sólo durante los meses siguientes a la recesión de 1999 la tendencia fue negativa. **2.** La demanda de energía presenta estacionalidad mensual a nivel anual, y diaria a nivel semanal, por lo que el análisis de las graficas dan un indicativo de controles que deben ser usados en las regresiones de la quinta sección. **3.** Al igual que la tendencia de la demanda, la generación real de energía del país ha tenido una tendencia creciente a lo largo del período de estudio 1995-2007. **4.** La generación discriminada por tipo de combustible se ha visto afectada por fenómenos ambientales, por lo que estos resultados sugieren la importancia en controlar las regresiones por variables climáticas. **5.** Las compras en bolsa tiene mayor rendimiento para fechas anteriores al 27 de febrero del año 2001, pero a su vez tiene mayor varianza, lo que le da al inversionista un mayor riesgo y un mayor incentivo para transar por medio de contratos bilaterales (*que en general tienen un menor rendimiento que el asociado con el mercado spot*).

Los resultados anteriores sugieren un cambio estructural en el sector. Por esto, es necesario conocer si hubo en el mercado un cambio institucional que afectó el comportamiento del precio de bolsa. La hipótesis es que si hubo un cambio estructural y que éste se debe a la resolución CREG 034 de 2001, en el cual los agentes pasaron de reportar 24 precios a 1 sólo precio por día.

3.2.4. Una inspección sobre el posible cambio estructural

Para probar esta hipótesis se cuenta con información sobre precios diarios de bolsa y sobre contratos del 1 de enero de 1997 al 31 de diciembre del 2006. La metodología utilizada es un test de Chow con dummies. Dado que esta serie no es estacionaria (según las pruebas Phillips-Perron y Dickey-Fuller) se diferencia una vez y bajo la intuición que arroja sus ACF y PACF, se prueban diferentes combinaciones de ARMA, escogiendo el mejor de ellos, según los criterios de Akaike y Schwartz. El modelo que arroja el mejor ajuste es una ARMA(2,1). Así, el modelo a estimar es:

$$prebolsa = \eta_0 + \eta_1 \cdot prebolsa(t-1) + \eta_2 \cdot prebolsa(t-2) + \eta_3 \cdot \varepsilon(t-1) + \varepsilon(t) \quad (\mathbf{I.1})$$

$$prebolsa = \theta_0 + \theta_1 \cdot prebolsa(t-1) + \theta_2 \cdot prebolsa(t-2) + \eta_3 \cdot \varepsilon(t-1) + \varepsilon(t) \quad (\mathbf{I.2})$$

Donde la primera regresión (llamada grupo 1) se estimará para fechas anteriores o iguales a 27 de febrero de 2001; y la segunda regresión (llamada grupo 2) para fechas del período de estudio diferentes a las del grupo 1.

El siguiente paso es estimar la siguiente regresión:

$$prebolsa = v_0 + v_1 \cdot prebolsa(t-1) + v_2 \cdot prebolsa(t-2) + v_3 \cdot \varepsilon(t-1) + v'_0 \cdot d2 + v'_1 \cdot d2 \cdot prebolsa(t-1) + v'_2 \cdot d2 \cdot prebolsa(t-2) + v'_3 \cdot d2 \cdot \varepsilon(t-1) + \varepsilon(t) \quad (\mathbf{I.3})$$

Donde $d2=1$ si las observaciones pertenecen a I.2. Ahora note que la anterior ecuación dice que:

$$prebolsa = v_0 + v_1 \cdot prebolsa(t-1) + v_2 \cdot prebolsa(t-2) + v_3 \cdot \varepsilon(t-1) + \varepsilon(t), \text{ si } d2=0 \quad (\mathbf{I.4})$$

y

$$prebolsa = (v_0 + v'_0) + (v_1 + v'_1) \cdot prebolsa(t-1) + (v_2 + v'_2) \cdot prebolsa(t-2) + (v_3 + v'_3) \cdot \varepsilon(t-1) + \varepsilon(t), \text{ si } d2=1 \quad (\mathbf{I.5})$$

Por lo tanto (I.3) es equivalente a estimar (I.1) y (I.2) por separado. Finalmente, se resuelve el modelo y se prueba la hipótesis de que los coeficientes o los efectos de las variables $d2$, $v'_1 \cdot d2$, $v'_2 \cdot d2$ y $v'_3 \cdot d2$, en las regresiones son 0. El F(7,87634) rechaza la hipótesis nula de que las variables anteriores son estadísticamente iguales a 0, por lo que se concluye que si existe un cambio estructural en el modelo. La misma conclusión cuando se obtuvo cuando se realizó este procedimiento para el precio de contratos, aunque para estos precios se utilizó un modelo ARMA (2,2).

Después de haber comprobado la hipótesis de cambio estructural en el sector, se buscará responder la pregunta de mayor interés de este trabajo: ¿Cuál es el mecanismo que debe utilizar el sector eléctrico colombiano para transar energía en el mercado spot?

4. CONSIDERACIONES SOBRE EL GASTO EN LA BOLSA DE ENERGÍA

En esta sección se reconstruye el gasto esperado de la bolsa, suponiendo que el mercado spot de la energía funciona bajo tres esquemas diferentes, subasta uniforme, discriminatoria y Vickrey. El análisis incluye 62 empresas. Aquí se supondrá que un agente posee varias empresas¹³.

La tabla 4 del anexo 2, muestra para cada agente la siguiente información: precios colocados en la simulación bajo el formato uniforme, costo arrojado por el programa MPODE¹⁴, capacidad efectiva neta, recurso utilizado para generar energía, ubicación por departamento, reconciliaciones en kWh y en pesos, precios de oferta declarados y disponibilidades programadas horarias, para el período entre el 6 de diciembre de 1999 al 6 de abril de 2007¹⁵. Las empresas tienen gran varianza en cuanto al tipo de recurso utilizado en la generación energética, capacidad efectiva neta de generación, tipo de propietario y lugar de procedencia de la planta. Aunque las plantas pertenecen a diferentes agentes, y algunos agentes poseen varias plantas, en esta sección se desconoce ese efecto, y se supone que cada planta tiene autonomía en el comportamiento estratégico, y que escogerá el más conveniente para ella. Esto es lo mismo que desconocer efectos agente en las estrategias de las empresas. Aunque se posee datos de pujas de las empresas desde 1999, se ha restringido el análisis de esta sección desde el 6 de octubre del 2000 en adelante, pues sólo desde esta fecha los datos sobre reconciliaciones se encontraban disponibles al público.

La estrategia a seguir es la siguiente: El gasto bajo la subasta uniforme requiere simplemente calcular la subasta con los datos que se tienen. Para las otras dos subastas es necesario asumir que las cantidades bajo estos formatos no varían con respecto a las realizadas por medio del formato uniforme. Sin embargo la regla de pagos y los precios ofertados por las empresas cambiarán. La regla de pagos obedecerá a las reglas de cada subasta.

Los precios ofertados para estas subastas se suponen ser los óptimos, esto quiere decir que en la subasta Vickrey las empresas ofertarán como precios sus costos marginales, los cuales se obtienen del MPODE. Para encontrar los precios óptimos de las empresas bajo la subasta discriminatoria en un ambiente donde existen reconciliaciones y contratación ex-ante a las transacciones de la bolsa, se propone una modificación del modelo de Hortacsu & Puller (2007) que permite encontrar la condición de optimalidad para el caso discriminatorio. Para identificar completamente este modelo se requieren conocer el nivel de contratación. Ante su desconocimiento público, una estrategia valida es obtenerlos suponiendo que los niveles contractuales permanecen invariables entre los diferentes formatos de subastas para así calcularlos utilizando la condición de primer orden propuesta en este trabajo para el caso de subasta uniforme. Es así como partiendo del modelo de la subasta uniforme se puede tener la información suficiente que permite realizar la simulación bajo los esquemas discriminatorio y Vickrey.

¹³ A lo largo del documento se usará indiscriminadamente la palabra empresa o planta para denotar las centrales de producción que poseen los agentes.

¹⁴ El MPODE ó SDDP es el modelo a partir del cual la UPME ha realizado sus diferentes análisis sobre la posibilidad de despacho de las diversas plantas eléctricas en Colombia.

¹⁵ Sin embargo, para algunas empresas no se cuenta con datos completos, ya sea porque comenzaron a declarar en bolsa después de 1999 o porque para ciertos días no hubo declaración de disponibilidad de generación o de precios.

4.1. Subasta Uniforme

El modelo presentado en esta sección es una ampliación teórica del modelo de Hortacsu & Puller (2007), utilizado para analizar el sector eléctrico en Texas. La diferencia principal con éste, es que el modelo aquí propuesto incluye reconciliaciones tanto positivas como negativas.

Para ello se debe suponer un conjunto N de firmas que compiten con pujas de ofertas, para suplir una demanda en una subasta determinada durante un momento del tiempo t .

Denotando el conjunto de costos como una función de una cantidad q $\{c_{it}(q), i=1, \dots, N; t=1, \dots, T\}$, donde i denota la empresa y t el momento en el tiempo.

La demanda total a suplir denotada como D_t^R es la demanda pronosticada D_t^P que los agentes generadores conocieron el día en el que propusieron sus ofertas, más un termino de error estocástico, que captura los cambios en la demanda pronosticada y la demanda real $D_t^R = D_t^P + \mu_t$. Antes del momento t en el que la subasta se va a llevar a cabo, cada empresa ha firmado contratos bilaterales, en los cuales se compromete a entregar una cantidad determinada de energía CC_{it} a un precio pC_{it} . Dado que una empresa puede tener diferentes contratos; pC_{it} y CC_{it} son los precios promedios de contratos ponderado por cantidades y las cantidades contratadas respectivamente; que tuvo la empresa i en el periodo t .

Cada día, las firmas proponen una oferta $b_{it}^P(p, CC_{it}, D_t^P)$, que denota la cantidad a ofrecer para un precio dado p . Esta función a su vez depende de la cantidad que debe producir en un día dado por restricciones contractuales, y la demanda pronosticada para el periodo t . Se considera que $b_{it}^P(\cdot)$ es la cantidad que el agente i en el periodo t esta dispuesto a ofrecer como máximo. De esta manera las ofertas de los agentes son "ofertas planas". El precio $p \in [\tilde{p}, \bar{p}]$, donde se asume que \tilde{p} es el CEE+FANZI cuando estos dos cargos estaban aplicando conjuntamente. Para los períodos en los que no había alguno o ninguno de los cargos, el límite inferior es simplemente cualquier número positivo muy pequeño diferente de 0.

De la misma manera que la demanda real para un periodo t es diferente de la demanda pronosticada para este periodo, las cantidades que pronostica ofrecer una firma pueden ser diferentes de las cantidades que realmente ofrece. Al igual que la demanda, la oferta real depende de la demanda real y del precio de cierre y se especifica como: $b_{it}^R(b_{it}^P, R_{it}) = b_{it}^P(p, CC_{it}, D_t^P) + R_{it}$, donde R_{it} , las reconciliaciones, es la diferencia en la cantidad que la firma i en el periodo t produjo con respecto a la cantidad que inicialmente había ofrecido. Se dice que una reconciliación es positiva (i.e. \hat{R}_{it}), cuando la empresa produce más de lo planeado; si la empresa produce menos de lo planeado se habla de una reconciliación negativa (i.e. \hat{R}_{it}). El precio con el que se valoran las reconciliaciones positivas es $\min\{p_{it}^P, b_{it}^{BOLSA}\}$ donde b_{it}^{BOLSA} es un precio límite que determina la bolsa y p_{it}^P es el precio que propone la empresa que recibe la reconciliación. Cuando las reconciliaciones son negativas el precio es $(p_{it}^P + p_t^c)/2$, donde p_t^c es el precio de cierre. De esta manera, el pago por reconciliaciones es:

$$R_{it}^{PAGO} = \lambda \cdot \hat{R}_{it} \cdot \min\{p_{it}^P, b_{it}^{BOLSA}\} + \hat{R}_{it} \cdot \left(\frac{p_{it}^P + p_t^c}{2}\right) \text{ donde } \lambda = 1 \text{ si } \hat{R}_{it} > 0 \text{ y } \lambda = 0 \text{ en caso}$$

contrario.

Para un periodo dado el CND toma las ofertas y la demanda real, y según la lógica de las subasta de precio uniforme, determina un precio de cierre. Con N empresas, el precio de cierre (i.e. p_t^c), es el punto tal que:

$$\sum_{i=1}^N b_{it}^P(p, CC_{it}, R_{it}) = D_t^R(p_t^c) \quad (1)$$

De esta manera bajo un formato de subasta de precio uniforme cada firma obtiene como pago $b_{it}^P \cdot p_t^c$, el cual es el pago que recibiría la empresa en caso de que no hubiese reconciliaciones ni contratos. Entonces, el beneficio de la firma ex post es:

$$\pi_{it} = [b_{it}^P + \tilde{R}_{it}] p_t^c - c_{it}(b_{it}^R) - (p_t^c - pC_{it}) CC_{it} \text{ donde } \tilde{R}_{it} = \frac{R_{it}^{PAGO}}{p_t^c} \quad (2)$$

La primera parte de (2) es el ingreso de la empresa i -ésima por ventas a la bolsa en el momento t ; el segundo término representa los costos como una función de su producción real y la tercera parte indica las ganancias que obtiene la empresa por ventas de contratos. Note que en el caso en que $p_t^c > pC_{it}$, la empresa ha vendido la cantidad contratada a un precio inferior que el precio de bolsa, por lo cual esta incurriendo en una pérdida, pues pudo haberla vendido en la bolsa al precio p_t^c . En el caso contrario la empresa ganó con los contratos, pues el precio al que vendió la cantidad contratada, resultó ser mayor al precio que hubiese recibido en caso de transar y ganar en la bolsa.

Desde la perspectiva de la firma i , la incertidumbre surge al no conocer el precio de cierre de la subasta. Esta incertidumbre proviene fundamentalmente de dos fuentes: 1. De la incertidumbre en la demanda μ_t ; 2. Del desconocimiento en las cantidades y precios contratados de los otros competidores. (i.e. $\{pC_{jt}, CC_{jt} \forall j \neq i, \forall t\}$).

Siguiendo a Wilson (1979) y Hortacsu & Puller (2007); desde la perspectiva de la firma i -ésima se puede definir una medida de las realizaciones del precio de cierre, condicional a que esta firma ofrece $b_{it}^P(p, CC_{it}, D_t^P)$ y sus competidores $\{b_{jt}^P(p, CC_{jt}, D_t^P), \forall j \neq i\}$.

$$\text{Definiendo } H_{it}(CC_{it}, (b_{jt}^P(p))_{\forall j}) \equiv \Pr(p_t^c \leq p | CC_{it}, (b_{jt}^P(p))_{\forall j}) \quad (3)$$

$H_{it}(\cdot)$ es la función de distribución de probabilidad del precio de cierre p_t^c , y depende de la estrategia por la que opta la empresa (*precio y cantidad que ofrece la empresa i*), condicional a los contratos que posea la empresa y las estrategias de equilibrio de las demás empresas. Para cada p y b_{it}^P , $H_{it}(\cdot)$ es la función de distribución generada por las variables aleatorias CC_{jt}, μ_t y $(b_{jt}^P(p))_{\forall j \neq i}$.

Dado que todas las firmas, menos la firma i están actuando bajo equilibrio, el hecho de que el precio de la firma i sea mayor al precio de cierre, implica un exceso de oferta. Así, utilizando (1) en (3) se obtiene:

$$\begin{aligned}
H_{it}(\cdot) &\equiv \Pr\left(\sum_{i=1}^N b_{it}^P \geq D_t^R(p_t^c) \mid CC_{it}, (b_{jt}^P(p))_{\forall j}\right) \\
&= \int_{CC_{jt} \times \mu_t} 1\left\{\sum_{j \neq i} b_{jt}^P + b_{it}^P \geq D_t^R + \mu_t\right\} dF(CC_{jt}, \mu_t \mid CC_{it}) \tag{4}
\end{aligned}$$

Donde se denota $1\{\cdot\}$ como la función indicador, y $F(CC_{jt}, \mu_t \mid CC_{it})$ como la distribución conjunta de los contratos de los otros agentes y el ruido de la demanda (i.e. CC_{jt} y μ_t). Es suficiente con suponer que las ofertas de las empresas son continuamente diferenciables y monótonas crecientes, para pasar de la ecuación (3) a la (4).

Con el objetivo de permitir que las firmas posean diferentes actitudes frente al riesgo, los beneficios que obtiene la empresa en (2) pueden ser modificadas, permitiendo que la empresa reciba una utilidad de π_{it} unidades de dinero en el tiempo t ; $U(\pi_{it})$. De esta manera reescribiendo (2) con el resultado de (4), el problema de la firma se puede reescribir como:

$$\max_{\substack{b_{it}^P \\ \bar{p}}} \int_{\bar{p}} U(\pi_{it}) dH_{it}(p_{it}, b_{it}^P(p_t^c); CC_{it}) \tag{5}$$

Proposición 1: La solución al problema de una firma bajo el formato de subasta uniforme multiunidades en un ambiente contractual, con reconciliaciones, en el que existe incertidumbre acerca de la demanda a suplir y de las estrategias de los otros competidores, esta representada por la expresión:

$$p_t^c - c'_{it}(\cdot) = \frac{\frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^P} \left[(b_{it}^P + \tilde{R}_{it} - CC_{it}) + p_t^c \tilde{R}'_{it} \right]}{\frac{\partial H_{it}}{\partial p_t^c}} \tag{6}$$

El lector debe notar que en el caso en que $H_{it}(\cdot)$ depende de las reconciliaciones, la condición de primer orden cambiará. Suponer $H_{it}(b_{it}^P(p_t^c), R_{it})$ es equivalente a suponer que el precio de cierre se calcula bajo el despacho real, y no bajo el despacho ideal, como en efecto ocurre en la realidad. La notación prima (') en las variables simboliza la derivada parcial de la variable con respecto a las cantidades.

En (6), $\frac{\partial H_{it}}{\partial p_t^c}$ es la función de densidad de la función de distribución del precio de cierre, y puede ser interpretada como la probabilidad de ganar a lo más $b_{it}^P(p)$ unidades. El término $\frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^P}$ denota el poder de mercado de la firma i en el periodo t , pues muestra cómo cambia la distribución de precios de cierre, ante cambios en las cantidades ofrecidas por parte de la firma. Un incremento en la oferta de una firma con poco poder de mercado no disminuye el precio de cierre, lo que hace que la probabilidad no se vea afectada. Sin embargo, alguna firma i , con el suficiente poder de mercado, puede hacer que el precio disminuya, provocando que la probabilidad aumente.

4.2. Identificación del nivel de contratación

Siguiendo a Elkayime et al. (1994), Guerre et al. (2000) y Hortacsu (2002), se sabe que la ecuación (6) permite identificar no parametricamente el costo marginal de las firmas utilizando la información disponible. Si se quiere identificar los costos es necesario conocer el nivel de contratación por empresa y por periodo CC_{it} , sin embargo esta variable no esta disponible al público. Alternativamente teniendo los costos arrojados por el MPODE es factible estimar CC_{it} de la siguiente manera: Despejando CC_{it} de (6) se obtiene:

$$CC_{it} = b_{it}^p + \tilde{R}_{it} + p_t^c \tilde{R}'_{it} - \frac{[p_t^c - c'_{it}(\cdot)] \frac{\partial H_{it}}{\partial p_t^c}}{\frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^p}} \quad (7)$$

Las variables p_t^c , b_{it}^p y pago por reconciliaciones \tilde{R} están disponibles al público. La variable $c'_{it}(\cdot)$ se puede obtener suponiendo que el costo variable es el costo que arroja el MPODE.

Si se supone que las firmas actúan en un ambiente competitivo en el cual cada una de ellas propone el equilibrio bayesiano de Nash, los precios de oferta declarados que se obtienen en XM¹⁶ son precisamente b_{it} . De la misma manera las cantidades disponibles a ofrecer b_{it}^p se pueden obtener conociendo las reconciliaciones y la disponibilidad programada de los agentes. Resta determinar H_{it} . Una alternativa para calcular H_{it} es suponer que se comporta como alguna función de distribución conocida, y de esta manera calcular su probabilidad. Para ello se realizan pruebas no paramétricas (*i.e kernel*) intentando determinar que función de distribución es la adyacente al precio de cierre. La gráfica 11 del anexo 2 muestra una de estas pruebas para la chi-cuadrado, la cual es la función de distribución que se aproxima más al histograma de los precios de cierre. Después de múltiples pruebas no se encuentra evidencia de que el precio de cierre provenga de alguna función de distribución conocida, por lo que es necesario proponer una alternativa diferente para el cálculo de H_{it} . Para ello, se propone la siguiente metodología que utilizada por Hortacsu & Puller (2007):

Suponga que las estrategias son aditivamente separables en el precio propuesto p y los contratos CC_{it} , entonces $b_{it}^p(p) = \beta_i^1(p) + \beta_i^2(CC_{it})$. Por lo que la ecuación (1) ante

un exceso de oferta se convierte en: $\sum_{i=1}^n [\beta_i^1(p) + \beta_i^2(CC_{it})] \geq D_t^p + \mu_t$. La parte que no

depende del precio $\sum_{j \neq i} \beta_j^2(CC_{jt}) - \mu_t$ puede ser denotada como una variable aleatoria

φ_i , con función de distribución acumulativa $\Phi_i(\cdot)$ y función de densidad δ_i ; mientras que la otra parte es una función determinística del precio.

Entonces la ecuación (3) queda determinada por:

¹⁶ XM es una empresa que se encarga de planear, administrar coordinar los recursos del sector eléctrico colombiano.

$$\begin{aligned}
H_{it}(\cdot) &\equiv \Pr\left(p_t^c \leq p \mid CC_{it}, (b_{jt}^p(p))_{j \neq i}\right) \\
&\equiv \Pr\left(\varphi_i \geq D_t^p - b_{it}^p - \sum_{j \neq i} \beta_j^1(p)\right) \\
&= 1 - \Phi_i\left(D_t^p - b_{it}^p - \sum_{j \neq i} \beta_j^1(p)\right)
\end{aligned} \tag{8}$$

Ahora para determinar $\frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^p}$ y $\frac{\partial H_{it}}{\partial p_t^c}$ es suficiente con derivar (8) con respecto a b_{it}^p y p , para de esta manera obtener:

$$\frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^p} = -\delta_i(\cdot) \frac{\partial\left(D_t^p - b_{it}^p - \sum_{j \neq i} \beta_j^1(p)\right)}{\partial b_{it}^p} \tag{9}$$

y

$$\frac{\partial H_{it}}{\partial p_t^c} = -\delta_i(\cdot) \frac{\partial\left(D_t^p - b_{it}^p - \sum_{j \neq i} \beta_j^1(p)\right)}{\partial p_t^c} \tag{10}$$

Al evaluar la ecuación (9) y (10) en (6), ésta última resulta en:

$$p_t^c - c'_{it}(\cdot) = \frac{-1\left[\left(b_{it}^p + \tilde{R}_{it} - CC_{it}\right) + \left(p_t^c - c'_{it}(\cdot)\right) \tilde{R}'_{it}\right]}{\left[D_t^p - \sum_{j \neq i} \beta_j^1(p)\right]} \tag{11}$$

Ahora note que $-\left[D_t^p - \sum_{j \neq i} \beta_j^1(p)\right]$ es igual a la derivada de la demanda residual con respecto a p , pues la demanda residual es $DR_i(\cdot) = D_t^p + \mu_t - \sum_{j \neq i} b_{jt}^p(p)$, por lo que utilizando este hecho y la ecuación (7), el nivel de contratos de una firma puede ser expresado como:

$$b_{it}^p + \tilde{R}_{it} + \left[p_t^c - c'_{it}(\cdot)\right] DR'_i + p_t^c \tilde{R}'_{it} \tag{12}$$

Wolak (2003) propone dos maneras de estimar la demanda residual. La primera de ellas tiene en cuenta el hecho de que los datos se encuentran en un espacio discreto, por lo que una manera adecuada de presentar esta demanda es: $DR'_i(\cdot) = [DR_i(p + \lambda) - DR_i(p)] / \lambda$ donde λ es un número suficientemente pequeño, que se ha creado a partir de una función de distribución uniforme acotada en $[-0.5, 0.5]$. No existe una justificación para haber escogido 0.5 y no otro número. El objetivo, es que este número fuese lo suficientemente pequeño, para que el concepto de cambio marginal tuviese sentido. Resultados con otros intervalos $(-1, 1)$ $(-0.9, 0.9)$ etc., arrojan resultados similares para la curva de demanda residual. Realizando diferentes

realizaciones de λ se puede obtener una aproximación adecuada de la demanda residual. Otra alternativa es realizar con los datos que se tienen, un cálculo que aproxime la demanda residual a un espacio continuo “suavizando” el espacio discreto de los datos.

Suponga que el conjunto de precios y conjunto de cantidades b_{-it} a los que se enfrenta la empresa i -ésima en la subasta t $\{p_{-it}^{DR}, b_{-it}^{DR}, -i = 1, \dots, N; t = 1, \dots, T\}$ es conocido. En síntesis, estos son los pares de la demanda residual de la empresa i -ésima en la subasta t . De esta manera, la demanda residual puede ser calculada como:

$$DR'_{it}(p) = \frac{1}{h} \sum_{k=1}^K b_{(-it)}^{DR} \kappa' \left(\frac{p - p_k}{h} \right) \text{ donde } \kappa'(\cdot) \text{ es la función kernel}^{17}.$$

De esta manera, dado que todas las variables en (12) son conocidas, es posible obtener el nivel de contratos para cada empresa en cada subasta. Como una primera conclusión de esta sección se puede decir que los resultados obtenidos en el cálculo de los contratos son robustos a las diferentes alternativas de estimación de las demandas residuales.

El promedio mensual de los contratos obtenidos es cerca de 3000GWh, replicando el resultado que se tenía en la descripción del sector, en el que se decía que cerca del 80% de la energía era transada en bolsa. Los cálculos arrojaron diferentes resultados interesantes, por ejemplo se encontraron empresas que no tuvieron nunca contrataciones de energía sino que por el contrario, toda la energía que vendían era directamente en la bolsa. La mayoría de estas empresas poseían costos bajos, por lo que con este tipo de costos, los precios declarados no serán muy altos, y por lo tanto la probabilidad de entrar en el despacho ideal es alta. También se encontraron resultados en los que empresas mantenían un nivel de contratación casi tan alto como las disponibilidades propuestas en la bolsa, de tal manera que se convertían en el caso extremo, a la empresa mencionada anteriormente, pues éstas pujaban en la bolsa con un pequeño porcentaje de su energía contratada. En resumen, se encontró una gran varianza en los niveles de contratación no solo entre empresas, sino en las empresas en el tiempo. Un último hecho interesante es la tendencia que mostraron los contratos en el tiempo, pues estos se movían inversamente a variables que representaban incertidumbre. Por ejemplo, el nivel de contratación aumentó para todas las empresas significativamente (34% en promedio), el mes siguiente que se dictaminó la resolución CREG 034 de 2001. Adicionalmente la cantidad de energía contratada creció en la mayoría de periodos en que los niveles de embalses disminuían a un nivel superior al 5% histórico.

4.3. Identificación en la subasta discriminatoria

Suponiendo que : $\tilde{R}_{it}^{PAGO} = \lambda \cdot \hat{R}_{it} \cdot \min \{ p_{it}^P, b_t^{BOLSA} \} + \hat{R}_{it} \cdot \left(\frac{p_{it}^P + p_t^c}{2} \right)$ y siguiendo la

formulación de Hortacsu (2002) la función de utilidad de un agente bajo una subasta discriminatoria puede ser expresada como:

¹⁷ Para el cálculo de las demandas residuales, al igual que Hortacsu & Puller (2007), se usa una función kernel normal con un parámetro suavizante, $h=10\text{MW}$.

$$\max_{\substack{b_{it}^p \\ \bar{p}}} \int_{\bar{p}}^{\bar{p}} U \left(\int_0^{b_{it}^p(p_t^c)} [b_{it}^{-1}(q) dq - c_{it}(q)] + \tilde{R}_{it}^{PAGO} - c_{it}(R_{it}^{PAGO}) \right. \\ \left. - (p_t^c - p C_{it}) C C_{it} \right) dH_{it}(\cdot)$$

La solución del anterior problema esta caracterizada por la siguiente proposición.

Proposición 2: *La solución al problema de una firma bajo el formato de subasta discriminatorio multiunidades en un ambiente contractual, con reconciliaciones, en el que existe incertidumbre acerca de la demanda a suplir y de las estrategias de los otros competidores, esta representada por la expresión:*

$$p_t^c = c_{it}'(\cdot) + \frac{\frac{\partial H_{it}(\cdot)}{\partial b_{it}^p} \left[R_{it}^{P.} \left[1 - c_{it}(R_{it}^{P.}) \right] - C C_{it} \right] + H_{it}}{\frac{\partial H_{it}(\cdot)}{\partial p_t^c}} \quad (13)$$

Note que si no existieran las reconciliaciones y los contratos la condición anterior seria la misma que la de Hortacsu (2002), la cual no contiene la expresión $\frac{\partial H_{it}(\cdot)}{\partial b_{it}^p}$.

Note que (13) es una expresión que define el precio óptimo de la empresa i en la subasta t . Ahora con la intención de poder realizar comparaciones entre gastos para las tres subastas es necesario determinar el conjunto de pujas para la subasta discriminatoria. Para ello se requiere una estimación de R_{it}^{PAGO} , $C C_{it}$ y c'_{it} . La variable R_{it}^{PAGO} esta disponible al público a través de la base de datos NEON, y al suponer que esta variable no cambia, al cambiar los formatos, se tiene una estimación de esta variable para el caso discriminatorio. Dado que la segunda variable $C C_{it}$ se calculó en la sub-sección anterior, si se supone que el nivel de contratación de las empresas no se ve afectado por el formato de subasta del mercado spot; la variable de contratos también será conocida. El nivel de contrataciones de una empresa depende fundamentalmente de los precios a los cuales la energía es ofrecida a los comercializadores; y dado que los precios ofertados "deben reflejar" los costos variables, un cambio de formato de venta del mercado no debe modificar sustancialmente los costos; por lo que la aproximación tomada por los contratos parece ser la adecuada.

De la misma manera que en la sección anterior, se asume que los costos arrojados por el MPODE son c'_{it} para el caso de la subasta discriminatoria. Este supuesto puede ser débil para las estimaciones, pero es necesario, para poder encontrar los precios ofertados de las empresas. Aunque una indagación más profunda muestra que existe una razón para creer que los costos totales si se modifican por gastos particulares del formato (*costos de transacción*); es bien sabido la pequeña fracción que representan los costos de transacción sobre los costos totales, de tal manera que aunque, hay modificación de costos, este cambio es tan pequeño proporcionalmente, que se puede omitir de las consideraciones comparativas.

La alta correlación entre capacidad de producción y disponibilidad declarada hace creer que es una buena alternativa el supuesto en el cual bajo las subastas discriminatoria y Vickrey, las empresa proponen las mismas cantidades que propusieron bajo la subasta uniforme; por lo que para este análisis se supone que las cantidades que reportan las empresas bajo la subasta discriminatoria son las mismas que propusieron en

las subasta uniforme. Entonces en la ecuación (13) las únicas variables que no se poseen son $H_{it}(\cdot)$ y sus derivadas.

Una alternativa para encontrar una aproximación de estas variables es usar la ecuación (8) y siguientes para calcular la distribución del precio, pero esta no es posible pues $\sum_{j \neq i} \beta_j^1(p)$ es desconocido. El lector debe notar que en el paso anterior no se usó esta variable, por que el fraccionario que se tenía, permitía obviarlo; sin embargo, en este caso no es posible hacerlo, por lo que se requiere una alternativa diferente. Sin embargo, si se puede obtener un cálculo de $H_{it}(\cdot)$ utilizando la siguiente lógica:

Defina $I_{it}(\cdot) \equiv \Pr\left(x_{it} \geq D_t^R - \sum_{j \neq i} x_{jt}\right)$. Dado que $H_{it}(\cdot) = I_{it}(\cdot)|_{x_{it}=b_{it}^p, \forall i}$ la ecuación

(13) puede ser transformada en:

$$p_t^c - c_{it}'(\cdot) = \frac{\frac{\partial I_{it}(\cdot)|_{x_{it}=b_{it}^p, \forall i}}{\partial x_{it}|_{x_{it}=b_{it}^p, \forall i}} \left[R'_{it} \left[1 - c_{it}(R_{it}) \right] - CC_{it} \right] + I_{it}(\cdot)|_{x_{it}=b_{it}^p, \forall i}}{\frac{\partial I_{it}(\cdot)|_{x_{it}=b_{it}^p, \forall i}}{\partial p_t^c}} \quad (14)$$

Ahora para estimar $I_{it}(\cdot)|_{x_{it}=b_{it}^p, \forall i}$ es suficiente con tomar las cantidades reportadas por la subasta uniforme, y sacar cientos de veces la frecuencia con la que la cantidad x_{it} dada por la empresa i en la subasta t fue mayor ó igual a la demanda residual real. Para ello se sacan 10.000 realizaciones de la demanda real, teniendo la demanda comercial y sumándole una variable aleatoria con las mismas estadísticas del ruido blanco que proviene de la diferencia horaria entre demanda real y comercial. Este procedimiento se puede realizar para todas las empresas en todas las subastas.

Con el fin de obtener las derivadas parciales, se deben calcular las diferencias discretas de $I_{it}(\cdot)$ evaluadas en diferentes puntos de x_{it} y de p_t^c . Dado el procedimiento anterior, la información necesaria para realizar las comparaciones de ingreso entre los tres tipos de subasta, esta completa.

Para el cálculo del gasto en el período de estudio bajo el formato de la subasta uniforme, simplemente se debe realizar una simulación de esta subasta, utilizando los precios y disponibilidades declaradas. De esta manera se determina el precio de cierre para cada una de las subastas horarias, y el gasto esperado como la suma del pago que recibe cada empresa; esto es la cantidad a producir por el precio de cierre de la subasta. Todas las empresas ganadoras en una subasta determinada, producían su disponibilidad programada, exceptuando la empresa marginal, la cual no solo colocaba el precio de cierre de la subasta, sino que en la mayoría de ocasiones producía solo una fracción de su disponibilidad. Este cálculo arroja un gasto de 31.5 billones de pesos para el periodo de estudio.

Para calcular el gasto bajo los otros dos esquemas se supone: 1. Que los agentes, se comportan como la teoría, les dice que es óptimo comportarse. 2. La disponibilidad propuesta por las empresas no cambia entre subastas. El segundo supuesto tiene sentido, pues se asume que la principal variable estratégica de las empresas en el análisis es el precio.

Dado que los tres esquemas de subastas son mecanismos estándar, en el sentido que los precios ofertados más bajos ganan la subasta, el método que asigna que empresas ganan y que empresas pierden, es el mismo; lo único que cambia es el sistema de pago en cada uno de los formatos.

Para el caso de la subasta Vickrey, se sabe que si los individuos actúan de acuerdo a la teoría, cada empresa reportara sus costos marginales reales, de esta manera se simula esta subasta, reemplazando los precios declarados de las empresas por los costos marginales arrojados por el MPODE¹⁸, y manteniendo constante la disponibilidad programada declarada se encuentra que el gasto de la bolsa es 31.3 billones, 0.2 billones menos que la subasta uniforme. El gasto bajo la simulación de la subasta Vickrey es inferior a la simulación con la subasta uniforme, pues la regla de pagos para el primer formato esta en función de los costos más bajos perdedores, y se encuentra evidencia de una pequeña diferencia entre los costos de las empresas ganadoras y perdedoras. Esto quiere decir que las empresas que ganan, bajo el formato de Vickrey, deben recibir un pago por unidad similar a sus costos reportados. Siendo éstos últimos menores en promedio que los precios ofertados por la subasta uniforme, el gasto de ésta última, debe ser mayor.

Si se toma tan solo el período 6 de octubre del 2000 en adelante, fecha en la cual se encuentran disponibles al público los datos de reconciliaciones, la subasta uniforme tendría un gasto de 29.8 billones mientras que la Vickrey 29.46 billones. La diferencia entre las dos subastas se mantiene. Calculando el gasto para la subasta discriminatoria en este período se encuentra que es 29.61 billones, 0.51% más alto que el gasto de la subasta Vickrey, y 0.64% más bajo que el gasto de la subasta uniforme. Al suponer que el funcionamiento de las subastas no tienen costos particulares a la subasta, las simulaciones muestran que bajo los supuestos empleados, hubiese sido más conveniente para los usuarios del sector eléctrico colombiano tener en el mercado spot un formato de subasta discriminatorio que uno de subasta uniforme, pues éste último se traduciría en menores costos globales para el conjunto de usuarios.

El resultado de esta sección, confirma la predicción teórica que sugiere que la subasta uniforme provoca incentivos mayores para las empresas en el sobre reporte de los costos por unidades adicionales a la primera unidad ofrecida. Por lo que a continuación se propone un modelo inspirado en Wolfram (1999) para revisar en detalle estos incentivos, y entender como éstos funcionan en el sector colombiano.

5. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO ESTRATEGICO DEL SECTOR

Back & Zender (1993) muestran, como los agentes en una subasta de precio uniforme subestiman sus valoraciones por grandes cantidades, mientras que en un formato discriminatorio, los agentes las subestiman en menor cuantía. Su análisis se desenvuelve en el contexto de ventas de bonos del tesoro americano, en el cual los agentes que puján, proponen demandas. Para el caso colombiano, los generadores, proponen ofertas, de tal manera que una replicación análoga del resultado de Back y Zender, propone que en el formato de subasta vigente en el caso del sector eléctrico colombiano, los generadores sobre reportarán costos al ofrecer grandes cantidades de energía; y que este tipo de incentivo será menor bajo el formato de subasta discriminatorio. Sin embargo, vale la pena aclarar que el resultado anterior se desenvuelve en el contexto de valoraciones

¹⁸ Los precios ofertados que se utilizaron en los tres formatos tuvieron en cuenta los cargos e impuestos mencionados en la sección 3.

comunes, las cuales en la literatura de análisis de estrategias en sectores eléctricos, no se asume como la adecuada. Por el contrario, para este tipo de sectores, la valoración privada es la comúnmente aceptada por la literatura. Ausubel & Cramton (1998) demuestran la inexistencia de un equilibrio eficiente en la subasta de precio uniforme debido al incentivo a proponer un precio alto por unidades inframarginales. Éste incentivo es equivalente al de maximizar los beneficios no solo a través de sus empresas como una unidad independiente, sino como un conjunto de empresas, el cual bajo diferentes combinaciones estratégicas de planes de producción propuestos, conllevan a diferentes resultados en el beneficio del agente como un todo. De tal manera que la propuesta en el análisis de unidades inframarginales es fácilmente extensible al análisis de ganancia inframarginal.

El incentivo que propone la subasta uniforme debe ser analizado más detalladamente, por lo que en esta sección se propone un modelo que sirva como sustento teórico en las estimaciones econométricas, que van en la dirección: 1. De probar la hipótesis de sobrerreporte de costos cuando existe mayor capacidad inframarginal. 2. De explicar éste mark-up con las variables propuestas por el modelo teórico.

5.1 Modelo

Suponga 5 agentes que compiten por proveer energía a la bolsa. Suponga que el agente P tiene N plantas con $b_1^P, b_2^P, \dots, b_N^P$, donde b_i^P es el precio que ofrece el agente P , por su planta i -ésima. Se supone sin pérdida de generalidad que: $b_1^P \leq b_2^P \leq \dots \leq b_N^P$.

Defina el conjunto de las otras empresas como $-P = \{A, B, C, D\}$. Los 4 agentes $-P$ posee cada uno una planta de producción energética, y P sabe que la distribución de los precios de ofertas para estos 4 agentes es $F(x)$, con soporte $[\bar{x}, \bar{x}]$ y función de densidad $f(x)$. El agente P puede tener un estimativo de $F(x)$, simplemente sacando la función de distribución de los precios de oferta que los otros agentes propusieron en el pasado.

Se denota a la empresa i , como la empresa marginal del agente P . Lo anterior quiere decir que sin la producción de la empresa i el agente P , no puede completar la demanda total, pero que al incluirla en su plan de producción, produce en total por lo menos la cantidad total demandada D .

Sin embargo el contemplar que la única empresa que puede ser marginal para P es la i -ésima, no excluye la posibilidad de que las empresas de los otros agentes coloquen el precio de cierre de la subasta. Definiendo x_i^P como la cantidad que ofrece el agente P ,

por la empresa i -ésima; es de interés suponer que $\sum_{k=1}^{i-1} x_k^P + \sum_{j \in -P} x_j > D$, para

$-P = \{A, B, C, D\}$; lo que indica que cualquiera de los $-P$ agentes puede poseer la

empresa marginal. Defina $F_1(b_i^P)$ como el estadístico de orden 1 de la variable aleatoria b_1^{-P} , esto es la $\Pr[b_1^{-P} \leq b_i^P]$, donde $b_1^{-P} = \min_{j \in -P} \{b_j\}$. En la ecuación de los pagos

entrará la probabilidad $[F_j(b_{i-j}^P) - F_{j+1}(b_{i-j}^P)]$, la cual es igual a la

$\Pr[b_j^{-P} \leq b_{i-j}^P] - \Pr[b_{j+1}^{-P} \leq b_{i-j}^P]$ lo que es equivalente a la $\Pr[b_j^{-P} \leq b_{i-j}^P < b_{j+1}^{-P}]$; éste

término puede ser interpretado como la probabilidad de que el agente P gane con $i-j$ empresas.

Es posible realizar una inclusión de las reconciliaciones positivas y negativas en la función objetivo de la siguiente manera. Las reconciliaciones positivas se valoran al precio mínimo entre un precio exógeno determinado por la bolsa b^{BOLSA} ¹⁹ y el precio de oferta de la empresa que recibe la reconciliación positiva, para nuestro ejemplo es b_i^P . De esta manera el ingreso que recibe una empresa por x^{RECPOS} kilovatios a producir producto de reconciliaciones positivas es: $x^{RECPOS} \cdot \min\{b^{BOLSA}, b_i^P\}$; donde el primer término de la función mínimo es un precio exógeno determinado por la bolsa. De manera similar el ingreso- compensación que recibe una empresa por x^{RECNEG} kilovatios no producidos por reconciliaciones negativas es valorado al precio promedio entre el precio de oferta declarado por la empresa b_i^P y el precio de bolsa p^{BOLSA} . Ahora es de interés conocer cual es el incentivo del agente P a modificar b_i^P , cuando todos los demás precios de oferta están en equilibrio: $b_1^{P*}, \dots, b_{i-1}^{P*}, b_i^P, b_{i+1}^{P*}, \dots, b_N^{P*}, b^{A*}, b^{B*}, b^{C*}, b^{D*}$. Suponiendo que el agente hace una aproximación de x^{RECPOS} y x^{RECNEG} la función de beneficios puede escribirse:

$$\begin{aligned}
\pi(\cdot) = & \sum_{k=1}^i (b_i^P - c_k) x_k [1 - F_1(b_i^P)] + \\
& b_i^P \left[\min\{b^{BOLSA*}, 1\} x^{RECPOS} - \left[\frac{(1 + p^{BOLSA*})}{2} \right] x^{RECNEG} \right] \\
& \left[\int_{\bar{b}}^{b_i^P} \sum_{k=1}^{i-1} (b_1^{-P} - c_k) x_k f_1(b_1^{-P}) db_1^{-P} \right] [F_1(b_{i-1}^P) - F_2(b_{i-1}^P)] + \\
& \sum_{j=2}^3 \left[\int_{b_{i-j+2}^P}^{b_{i-j+1}^P} \sum_{k=1}^{i-j} (b_j^{-P} - c_k) x_k f_j(b_j^{-P}) db_j^{-P} \right] \\
& \times [F_j(b_{i-j}^P) - F_{j+1}(b_{i-j}^P)] \tag{15}
\end{aligned}$$

Donde $p^{BOLSA*} = p^{BOLSA} / b_i^P$ y $b^{BOLSA*} = b^{BOLSA} / b_i^P$. Note que con una probabilidad $[1 - F(b_i^P)]$, $p^{BOLSA*} = 1$ y con una probabilidad $F(b_i^P)$, $p^{BOLSA*} < 1$.

La primera parte de los beneficios expresan la cantidad que ganaría el agente P en caso de que posea la empresa marginal. El segundo término es la expresión que caracteriza los pagos de las reconciliaciones, tanto positivas como negativas. La tercera y cuarta parte es una suma de los pagos que recibiría el agente P , en caso de que la empresa marginal, no sea de su propiedad.

¹⁹ Para las plantas térmicas b es $CSC+CTC+COM+OCV+CAP/GSA$, donde CSC es el costo de suministro de combustible, expresado en $\$/MWh$; CTC es el costo de transporte de combustible, expresado en $\$/MWh$, el COM es costo de operación y mantenimiento, expresado en $\$/MWh$; OCV representan otros costos como el CEE y $FAZNI$, el CAP es Costo de Arranque-Parada asociado con la Generación de Seguridad fuera de mérito, y el GSA son los MW 's totales de Generación de Seguridad fuera de mérito durante el día, asociada con dicho arranque.

Dado que se está en equilibrio es claro que cambios en b_i^P no alterarán el ordenamiento de las plantas restantes de P . Por lo que derivando la anterior condición con respecto a b_i^P se obtiene:

$$\begin{aligned}
& x_i \left[1 - F_1(b_i^P) \right] + x^{RECPOS} - \frac{x^{RECNEG}}{2} F(b_i^P) \\
& - x^{RECNEG} \left[1 - F_1(b_i^P) \right] - \sum_{k=1}^{i-1} (b_i^P - c_k) x_k f_1(b_i^P) \\
& + \sum_{k=1}^{i-1} (b_i^P - c_k) x_k f_1(b_i^P) \left[F_1(b_{i-1}^P) - F_2(b_{i-1}^P) \right] \\
& - \sum_{k=1}^{i-2} (b_i^P - c_k) x_k f_2(b_i^P) \left[F_2(b_{i-2}^P) - F_3(b_{i-2}^P) \right] = 0 \tag{16}
\end{aligned}$$

El segundo término es explicado sabiendo que si $b^{BOLSA} < b_i^P$, la derivada del término de las reconciliaciones positivas es cero. Sin embargo en caso de que $b^{BOLSA} > b_i^P$, la derivada es x^{RECPOS} . Por lo que la existencia del valor de la reconciliaciones positivas en **(16)** solo tiene sentido si b_i^P no es mayor que el precio exógeno.

El tercer y cuarto términos dependen de si el agente P , pone el precio de cierre o no. En caso de que no lo ponga, la condición muestra la dependencia por tan solo el 50% de las reconciliaciones negativas, multiplicada por la probabilidad de que $b^{-P} \leq b_i^P$. Sin embargo si el agente P pone el precio de cierre (*i.e.* $p^{BOLSA} = b_i^P$), la ecuación obtenida depende solo del valor de las reconciliaciones negativas, multiplicada por la probabilidad de que $b^{-P} > b_i^P$.

Con la intención de simplificar la expresión, factorice $\sum_{k=1}^{i-2} (b_i^P - c_k) x_k$ y defina $B \equiv F_1(b_{i-1}^P) - F_2(b_{i-1}^P) - 1$ y $A \equiv f_1(b_i^P) B - f_2(b_i^P) \left[F_2(b_{i-2}^P) - F_3(b_{i-2}^P) \right]$. Note que B es simplemente la probabilidad de que la empresa P no gane con $i-1$ unidades; ó de manera equivalente la probabilidad de que gane con i unidades, y con menos de $i-1$ unidades. Por otro lado, la primera parte de A , expresa el efecto de un cambio de la oferta en la probabilidad de que esta puja sea el precio de cierre, ponderado por la probabilidad que caracteriza el término B . El segundo término expresa el efecto que tiene un cambio en la oferta de la empresa i -ésima en la probabilidad de que la $i-1$ -ésima empresa de P sea la marginal, multiplicada por la probabilidad de que el agente P gane con $i-2$ empresas.

Reemplazando A, B en **(16)**, despejando $b_i^P - c_i$ y tomando logaritmos se obtiene:

$$\begin{aligned}
\ln(\text{mark} - \text{up}) &= \ln(A) + \ln \left[\sum_{k=1}^{i-2} (b_i^P - c_k) x_k \right] \\
&+ \ln \left[x_i \left[1 - F_1(b_i^P) \right] \right] + \ln(C) - \ln(x_i) - \ln(f_1(b_i^P))
\end{aligned}$$

$$-\ln(x^{RECNEG}) + \ln \left[\frac{x^{RECNEG} F(b_i^P)}{2} \right] \quad (17)$$

Donde $C \equiv (b_i^P - c_{i-1})x_{i-1}f_1(b_i^P)B$. La expresión $1 - F_1(b_i^P)$ representa la probabilidad de que el agente P coloque el precio de cierre de la subasta al proponer con su empresa i -ésima el precio b_i^P . Dado que $F(\cdot)$ es la función de distribución acumulativa de los precios de oferta de los $-P$ agentes, $-F(b_i^P) = \Pr[b^{-P} > b_i^P]$, entonces $1 - F(b_i^P)$ expresa la probabilidad de que P gane la subasta con todas sus unidades indexadas hasta la i -ésima, y los $-P$ agentes no ganen una sola unidad. Esta probabilidad es multiplicada por la cantidad producida x_i , indicando que el agente al calcular el mark-up de su i -ésima empresa le importa la cantidad que produce esta planta, y que el efecto de su producción es mayor cuando la probabilidad de ser marginal aumenta. Por lo tanto el mark-up es creciente con este término, pues al aumentar éste, aumenta la probabilidad de que todas las unidades restantes de la planta P sean despachadas; de tal manera que existe un incentivo a aumentar la oferta de esta planta, para aumentar el ingreso total de todas las unidades del agente P . Adicionalmente la variable dependiente de la ecuación (17) es creciente en $1 - F(b_i^P)$ pues, en caso de que una planta no tenga posibilidad de ser la marginal, ésta no tendría el incentivo para aumentar su oferta.

El cuarto término esta ponderado por la probabilidad de que P gane solamente con $i-1$ empresas; y muestra la ganancia neta de la firma i en caso de poseer el nivel de costos y producción de la firma i -ésima. Debido a que esta variable presenta el mismo problema de medición que la que posee la variable de la ganancia inframarginal, se denota la empresa que tiene el subíndice $i-1$, como la planta que posee el mayor precio de oferta, que siendo del mismo agente P , fue inferior a b_i^P . Esta misma estrategia se aplica a la ganancia inframarginal, pero ésta al no encontrarse estadísticamente significativa, hace que probar las proxy de ella siguiendo las tres hipótesis anteriormente mencionadas, sea una estrategia factible y recomendable.

Con respecto al quinto término el mark-up de la empresa es decreciente en su capacidad de producción, pues un aumento desproporcionado de la oferta, deja a la planta por fuera del despacho, y la pérdida de no producir es más grande entre más grande sea la capacidad de producción de la planta.

Adicionalmente el mark-up es decreciente en $f_1(b_i^P)$, pues entre más grande sea la oferta, la probabilidad de quedar en el despacho es menor. En un espacio donde los precios de oferta son discretos la función de densidad es simplemente la proporción de la diferencia algebraica de la función de densidad evaluada en dos puntos, con respecto a la diferencia de los precios de oferta. Es de notar que en la ecuación (17) se ha decidido tomar $x^{RECNEG} F(b_i^P)/2$ como un número y no como variables, pues para este último caso no se tendría una estimación directa de las reconciliaciones negativas.

Finalmente el segundo término del lado derecho en la ecuación son las ganancias netas del agente P , en caso de que propusiera b_i^P como el precio de oferta declarado para todas sus empresas hasta la $i-2$ -ésima. Este término es simplemente la ganancia inframarginal de la empresa. Producto de la indeterminación ex-ante de esta variable y su respectiva dificultad en la medición de esta ganancia²⁰ se proponen tres métodos de

²⁰ La dificultad surge, pues cuando la planta k -ésima propone su bid, esta no conoce las plantas que quedan debajo de ella; pues el ordenamiento de estas cantidades se da por los precios pujados, y de esta

estimarla, basado en la formulación propuesta por Wolfram (1998). La única diferencia con ella es que aquí se propone una ganancia inframarginal, mientras que ella toma las hipótesis como una medida de capacidad inframarginal. La ganancia inframarginal contiene la capacidad inframarginal, y se cree que las hipótesis de Wolfram son adecuadas en este contexto. Las hipótesis son:

1. Una empresa con mayores costos de combustible, tiene mayor capacidad inframarginal. En el sector eléctrico colombiano se puede ranquear fácilmente estos costos por tipo de producción, en particular los costos de producción de plantas térmicas que utilizan como insumo gas son más caros que los costos de las plantas que utilizan carbón, y estos dos que los de las hidroeléctricas.

2. Si se controla por estos costos, las unidades de generación de las plantas más grandes tienen más capacidad inframarginal, que lo que tienen las plantas más pequeñas.

3. Una unidad u posee más capacidad inframarginal si la mayoría de unidades que han sido despachadas, no solo están en servicio, sino que son propiedad del agente que posee la unidad u .

5.2. Verificación Empírica

El modelo anterior solo cobra sentido, si los 5 agentes, tienen la posibilidad de poner el precio de cierre. De esta manera, con los datos que se tienen de diciembre de 1999 a abril de 2007 se tiene una muestra de 62 empresas iniciales, para las cuales se calcula la frecuencia en la que un agente²¹ puso el precio de cierre. Para hacer el cálculo de frecuencia se consideró el periodo 1999-2007, lo que comprende 63673 subastas²². Aunque más adelante el periodo de estudio se restringe al período 2001-2007, los resultados en el cálculo de frecuencia de precios de cierre por empresa arroja el mismo resultado para los dos períodos de estudio.

El ejercicio en esta parte es simular la subasta uniforme, suponiendo la demanda comercial encontrada en XM, como la demanda a suplir por los generadores. Esta frecuencia muestra que cinco agentes (*EMGESA*, *EEPPM*, *ISAGEN*, *CHIVOR* Y *EPSA*) colocaron el precio de cierre el 83% de las veces. En la tabla 4 del anexo 2 se muestran las empresas de estos agentes, mostrando el número de precios de cierre colocados por ellos, a cual agente pertenece, recurso utilizado por la planta, y su capacidad de producción neta. Las dos empresas que más precios de cierre pusieron fueron Guavio Generador (*propiedad de EMGESA*) y San Carlos Generador (*propiedad de ISAGEN*). Dado los bajos costos de producción de las empresas hidroeléctricas, no es raro que las 15 primeras empresas en precios de cierre puestos en la simulación, sean de producción hidroeléctrica. Adicionalmente verificando la hipótesis de que las economías crecientes a escala disminuyen costos de producción a medida que la escala de la producción aumenta, se ha encontrado que las empresas con mayor capacidad efectiva neta de producción, siempre que fueran hidroeléctricas, fueron las empresas que más precios de cierre pusieron. Claramente en las plantas térmicas productoras de energía, también ocurre disminución de costo medio a medida que la escala de producción aumenta, sin embargo dado que en estas, se tienen en cuenta costos que en las hidroeléctricas no se calculan, como el costo de transporte, es probable que las economías a escala afecten en

manera cada empresa no puede saber ni cuantas ni cuales empresas pujaran con precios de oferta declarados superiores a los precios de la k -ésima empresa.

²¹ Los cuales poseen entre 1 y 10 plantas de generación.

²² La enorme cantidad de subastas se debe a que horariamente se realiza un programa de optimización que arroja un precio de cierre.

menor medida a estas empresas. Con las 26 empresas de estos agentes se propone las siguientes ecuaciones a estimar:

$$\begin{aligned}
\ln(\text{mark-up}_{ijt}) = & \gamma_0 + \gamma_1 \cdot d_com_{ij} + \gamma_2 \cdot d_agen_{ij} \\
& + \gamma_3 \cdot d_gran_agen_{ij} + \gamma_4 \cdot d_hidro_{ij} \cdot d_gran_agen_{ij} \\
& + \gamma_5 \cdot \ln(\text{puja_cant}_{ijt}) + \gamma_6 \cdot d_imp_{ijt} + \gamma_7 \cdot d_recneg_{ijt} \\
& + \gamma_8 \cdot d_recpos_{ijt} + \gamma_9 \cdot [1 - F(b_i^p)]_{ijt} + \gamma_{10} \cdot \ln(A_t) \\
& + \gamma_{11} \cdot \ln(C_t) + \gamma_{12} \cdot \ln(\text{Demanda}_t) + \gamma_{13} \cdot \ln(\text{Apo_rios}_t) \\
& + \gamma_{14} \cdot d_tiempo_t
\end{aligned} \tag{18}$$

$$\begin{aligned}
\ln(\text{mark-up}_{ijt}) = & \gamma_0 + \gamma_1 \cdot \ln(\text{puja_cant}_{ijt}) \\
& + \gamma_2 \cdot \ln(\text{cant_disp}_{ijt}) + \gamma_3 \cdot d_imp_{ijt} + \gamma_4 \cdot d_recneg_{ijt} \\
& + \gamma_5 \cdot d_recpos_{ijt} + \gamma_6 \cdot x_{ijt} [1 - F(b_i^p)]_{ijt} + \gamma_7 \cdot \ln(A_t) \\
& + \gamma_8 \cdot \ln(C_t) + \gamma_9 \cdot \ln(\text{Demanda}_t) + \gamma_{10} \cdot \ln(\text{Apo_rios}_t) \\
& + \gamma_{14} \cdot d_tiempo_t + \mu_i + \varepsilon_{ijt}
\end{aligned} \tag{19}$$

Donde i representa la unidad, j el agente y t el periodo. Dado que cada agente envía pujas por día, se concibe un periodo como un día. La variable d_com es un vector de dummies de los combustibles usados en la producción de energía. Tal como se había dicho en Colombia estos insumos son principalmente agua, carbón y gas. Se espera que el mark-up de unidades con insumos más baratos, sea menor, si la hipótesis 1 es cierta. Por lo que se espera que el mark-up sea más alto para las plantas de gas, seguidas de carbón e hidro. Esta manera de medir la capacidad inframarginal, unida a los resultados de la tabla 4 del anexo 2 muestra que en promedio empresas con menor capacidad inframarginal, poseen mayor probabilidad de poner los precios de cierre. Esto no solo ocurre para las plantas que usan agua en la producción eléctrica, sino para las térmicas pues, por ejemplo, la empresa con la menor cantidad de precios de cierre, fue una que utiliza gas como insumo en la producción.

El vector de variables d_agen son dummies, que toman un valor de 1, si la unidad de generación es de cierto agente, y 0 en caso contrario.

El caso de estudio del sector eléctrico inglés, permite realizar una interacción entre d_agen y d_com , pues los agentes de la muestra poseen plantas de todos los tipos de combustible. Para el caso colombiano, se debe hacer una diferenciación, que permita que esta interacción no sea trivial, pues no todas las agentes poseen plantas con los tres tipos de combustibles. De esta manera se suma la capacidad neta efectiva de cada planta, y los dos agentes con más capacidad (*EMGESA Y EEPPM*) se les llama grandes agentes, denotando la variable que los identifica como *gran_agen*. Entonces la variable $d_gran_agen_{ij}$ toma un valor de 1 si la empresa i perteneciente a j , es tal que j es *EMGESA* ó *EEPPM*.

Con el fin de probar la hipótesis 2 y dada la restricciones de los datos; al controlar por los costos de los insumos²³, $d_hidro_{ij} \cdot d_gran_agen_{ij}$ será positiva y más grande en caso de que las unidades de generación de las plantas hidroeléctricas de los agentes más grandes tengan más capacidad inframarginal, que lo que tienen las plantas de los agentes más pequeños.

La variable $puja_cant_{ijt}$, es la cantidad que reporta el agente j , acerca de la disponibilidad de producción de su planta i , en el periodo t . Dado que los reportes por plantas son horarios, se toma el promedio de disponibilidad horaria, para un día determinado. Es probable que la variabilidad se pierda, pero como la variable con la que se compete en la Bolsa, son los precios de oferta, no se generará un problema relevante en cuanto a pérdida de información estratégica se refiere. Por ello, se ha restringido el estudio desde el 27 de febrero del 2001, fecha en la cual, la CREG reglamento que las plantas solo podían reportar un precio diario. Por consiguiente, según la intuición desarrollada a partir de la ecuación (17), γ_5 de la ecuación (18) debe ser menor que 0.

Para construir la variable d_imp_{ijt} se determina cual de las unidades de los 5- j agentes queda en el orden establecido en el despacho real, justo después de la unidad i en el momento $t-2$. Si la unidad posee una disponibilidad programada $puja_cant_{ijt-1}$ positiva; en t , d_imp_{ijt} tiene un valor de 1; mientras que si la puja de la planta de otro agente en el periodo anterior es nula, esta variable toma un valor de 0. No existe claridad sobre el signo esperado de este coeficiente, pero es claro que determina con relevancia el comportamiento estratégico de las empresas.

Wolfram calcula esta variable teniendo en cuenta solo dos períodos, pero esto, es bastante irreal para el caso colombiano, pues en el momento en que se proponen las ofertas en t , la empresa i desconoce por completo las pujas de las $-i$ empresas. Sin embargo dado el despacho económico, las empresas pueden tener acceso a una aproximación de las pujas de las otras empresas con dos periodos de rezago.

La variable d_recpos_{ijt} (d_recneg_{ijt}) es una dummy que toma valor de 1, en caso de que la unidad i , haya tenido una reconciliación positiva (negativa) el día anterior, y 0 en caso contrario.

Para la ecuación (18) se espera que γ_8 sea positiva, pues haber tenido una reconciliación positiva aumenta la probabilidad de repetir una reconciliación de este tipo, en el presente. Cuando un agente ve probable entrar a la producción por medio de una reconciliación positiva, lo mejor que puede hacer es proponer una oferta alta, pues aunque su pago estará restringido con el precio exógeno de la CREG, no tendrá el incentivo a reportar un precio de oferta bajo o menor al precio exógeno. El cálculo de esta variable según la intuición desarrollada en el modelo de esta sección solo se incluirá en la regresión en caso de que $b^{BOLSA} > b_i$. Siguiendo esta lógica no es claro el signo de γ_7 , pues aunque se sabe que la existencia de reconciliaciones negativas en la empresa influye en su comportamiento estratégico posterior, no se puede concluir que deba ser positivo o negativo. Lo primero que hay que notar es que las empresas que posean este tipo de reconciliación no tienen un precio propuesto el día anterior, estrictamente mayor al precio de cierre del día en que se haría efectivo el precio de oferta. De tal manera, que como la metodología en el cálculo del pago para este tipo de reconciliaciones lo propone; la empresa que intenta maximizar las reconciliaciones

²³ Este control es sencillamente por tipo de insumo, si la empresa es hidroeléctrica, d_hidro toma un valor de 1, y si es de gas o de carbón, esto es, de algún tipo térmico, d_hidro tiene un valor de 0

negativas, buscará minimizar la diferencia de su precio de oferta propuesto y el precio de cierre de la subasta. Dado el orden de determinación de este último precio, el cálculo se puede basar en una predicción del precio de cierre, y la estrategia óptima que maximiza el pago esperado por reconciliaciones negativas es la proposición de un precio igual a la predicción del precio de cierre insumos²⁴. Para calcular la variable $cant_disp_{ijt}$ se toma por unidad de generación, solo las otras unidades que sean del mismo agente. Esta variable organiza el conjunto de ofertas de los 5 agentes de menor a mayor, y suma las $puja_cant$ con precios de oferta menores al precio de oferta de la empresa i del agente j . Un problema de endogeneidad puede surgir por problemas de sesgo de selección, variables omitidas o doble causalidad. Para este caso, se presenta un problema de endogeneidad producto de la doble causalidad, pues los niveles de las ofertas determinan el ordenamiento entre las plantas para las dos variables, dependiente e independiente. Dado que esta variable presenta problemas de endogeneidad, se hace necesario estimar una variable instrumental llamada $cant_disp_inf_{ijt}$. Para calcular la variable instrumental, una vez se ha organizado las ofertas promedio entre semana y de fines de semana, de menor a mayor de todas las empresas, se suman las $puja_cant$ de las unidades con ofertas promedios menores. Si este cálculo se hace un día entre semana, se toma el orden dado en la semana, y se suman las disponibilidades de generación. Si la hipótesis 3 es verdadera γ_2 de (19) debe ser positiva.

Al crear la variable $1 - F(b_i^p)$ se utiliza la siguiente lógica:

Suponga que se posee el vector de precios de oferta declarados por j agentes para la subasta t . Fije uno de ellos, y obtenga la matriz de precios de oferta declarados para la subasta t de los $-j$ agentes. De esta matriz obtenga el mínimo entre ellos. Repita este proceso fijando j y cambiando t . De esta manera tendrá un vector de precios de oferta con los cuales se enfrenta el agente j . Ahora, defina F_{-j} como la distribución del menor costo de todas las empresas menos la empresa j , lo que quiere decir $F_{-j} \equiv prob[b_{-j} \leq b_j]$.

De esta manera si se calcula $-F_{-j} \equiv prob[b_{-j} > b_j]$, se puede obtener la probabilidad de que el agente j al dar la oferta b_j , pueda venderle a la Bolsa todas las unidades que propuso, pues, el precio que ofreció es menor que todos los demás precios ofrecidos. Esta probabilidad también determinaría la probabilidad de que una empresa sea la marginal, solo cuando las unidades ofrecidas con el precio de oferta b_j , son por lo menos iguales a la demanda total. Esto es poco probable para todos los agentes.

Sin embargo el incentivo de tener el precio de oferta menor, al entrar con seguridad en la subasta, permite eliminar incertidumbre por parte del jugador, y lo coloca en una posición estratégica mejor que sus competidores insumos.

Si se define $b_j^{k^j}$ como el precio de oferta declarado por el agente j para ofrecer k^j unidades, se puede definir la probabilidad de ocurrencia de este evento de las mismas maneras planteadas anteriormente. Sería deseable incluir en el trabajo las $k^j - 1$ probabilidades (una para cada una de las unidades que esta ofreciendo la empresa para cada subasta) que los agentes, en teoría, tienen en cuenta al decidir su comportamiento

²⁴ Lo anterior es de profundo interés, sin embargo con el ánimo de simplificar el análisis y dejar que el lector capture de manera adecuada la intuición básica, esta parte se deja por fuera del estudio. En otras palabras la ganancia de complejizar el modelo con cálculos probabilísticos es menor que la pérdida de claridad para el lector ocasionada por la inclusión de esta consideración.

estratégico, pero se cree que la dimensión del ejercicio, no solo es altamente compleja, sino que probablemente no aportará mucho más de lo que la probabilidad que se calculó inicialmente servirá en el análisis.

Es claro que las empresas no pueden calcular ninguna de las probabilidades aquí propuestas con información en t , por lo que estas probabilidades se han calculado con el conjunto de información histórica que posee la empresa en el momento de dar b_i^P ; de manera equivalente se está diciendo que la probabilidad que las empresas tienen en cuenta en el periodo t , está condicionada a realizaciones de otras variables en periodos anteriores. Esta metodología sigue la lógica que emplean modelos que usan el supuesto de expectativas adaptativas. Para el cálculo de A se crean los ordenes estadísticos de la manera descrita anteriormente, la cual, tal como se dijo se actualiza en cada periodo. Las variables b_{i-1}^P y b_{i-2}^P es simplemente el precio pujado de empresas del mismo agente que el día anterior quedaron justo antes de la firma i -ésima; de tal manera que empresas con los menores precios dentro de agente, o agentes con solo una empresa, no tendrán este término.

Finalmente se utilizan tres controles, uno del lado de los demandantes de energía eléctrica, otro del lado de oferta y uno que captura temporalidades. Del lado de los comercializadores, claramente la variable que mejor captura sus acciones en el mercado de energía mayorista –MEM– es la $Demanda_t$, la cual es la demanda comercial del día en que se proponen las ofertas. La demanda pronosticada es la demanda que conocen los agentes antes de realizar sus pujas, ésta variable no está disponible al público, sin embargo, la demanda comercial es una buena aproximación (*para ello vea grafica 1*), pues agentes del mercado declararon, que la demanda pronosticada no solo posee una correlación casi perfecta con la demanda comercial, sino que en promedio es más alta que la demanda real.

La variable Apo_rios_t es un control del lado de la oferta. Dada la relevancia del componente hídrico en la producción energética en Colombia es crucial controlar por cambios en capacidad de agua de los embalses. Se cree inadecuado incluir la variable nivel de embalses, pues este nivel no está necesariamente condicionado a variables de oferta, sino muy probablemente a variables de tipo estratégico.

La variable d_tiempo_t es un vector de dummies de periodos entre semana y periodos dentro del año. Se consideran dos periodos semanales, uno entre lunes y viernes, y otro que comprende sábados y domingos; y dos periodos anuales, uno de verano y otro de invierno. Los meses de verano son diciembre a febrero, y mayo a julio. Esta división tiene sentido, pues en verano, los embalses disminuyen y el precio de bolsa tiende a aumentar. Sin embargo los embalses se demoran en vaciarse o llenarse, y por lo tanto la interpretación de este coeficiente debe tener en cuenta el efecto del rezago. De la misma manera, la demanda dentro de una semana es más alta para los días de lunes a viernes y más baja para sábado y domingo, pues la jornada laboral, con su demanda de energía pertinente, afecta los precios, y por ende el comportamiento estratégico de las empresas.

5.2.1 Datos

Los datos usados contemplan el período 27 de febrero de 2001 a 6 de abril de 2007. La información surgió de la base de datos NEON de la compañía XM. Algunos de ellos se recolectaron a nivel horario, y otros a nivel diario. Algunas estadísticas descriptivas

de los datos son presentadas en la tabla 5. El análisis incluye 26 empresas, 2230 días y 53535 datos de las variables a nivel horario.

La primera variable importante en el análisis es el precio promedio, el cual refleja el precio de oferta medio que una firma declaró para el conjunto de periodos de la muestra. La variación de estos precios es bastante alta, mostrando alta volatilidad de las ofertas. Esta volatilidad explica la alta varianza en la serie del precio de oferta de Bolsa. Para esta variable, la variación para una determinada unidad en el tiempo es superior, a la varianza de precios de oferta entre empresas, indicando que en la variación total tiene un componente preponderante, más la diferenciación en el tiempo, que la diferenciación en las unidades generadoras.

Es importante notar que la variabilidad entre empresas es mucho más alta que la variabilidad en el tiempo, al fijar una empresa. La poca variabilidad en el tiempo es explicada por la construcción de esta variable, pues el único ajuste temporal para esta variable es la TRM ajustada al IPP de EU. El hecho de que gran parte de la variabilidad este explicada por la variabilidad entre unidades, permite que la variable cobre sentido, pues la variación entre costos marginales se explicaría, más por el tipo de combustible que por la empresa o el agente.

La diferencia entre el costo y el precio de oferta declarado, constituye el mark-up. Dado que el precio de oferta declarado posee dos cargos, a este mark-up se le resta el impuesto FAZNI que es cerca de \$1 kWh y el cargo por capacidad (*que se promedia en \$29 kWh, para el periodo de estudio*). El mark-up es alto y posee una alta variabilidad. Esta variabilidad se explica más en las variaciones de los precios de oferta declarados que en los costos marginales. Adicionalmente esta ganancia por parte de las empresas, al igual que los precios de oferta, varía más en el tiempo para una unidad, que en las unidades para un periodo. Sin embargo contrario a lo que se pensaría, la proporción de este mark-up con respecto a los precios de oferta en promedio, es tan solo, ligeramente mayor a la de Wolfram; pues para el caso colombiano, esta proporción representa cerca del 88%, mientras que en el sector inglés la proporción es cercana al 69%. El hecho de que esta proporción no se encuentre bastante lejana a la de Wolfram, da indicios de similitudes en los sectores, que permiten comparar resultados.

Variable		Mean	Std. Dev.
Puja_precio (\$ por KWh)	overall	228.9643	249.7276
	between within		158.8483 188.076
costo marginal (\$ por KWh)	overall	24.5613	24.8687
	between within		30.0434 3.0969
mark_up (\$ por KWh)	overall	174.8384	248.0662
	between within		155.8857 188.6959
puja_cantidad (KWh)	overall	331,253.20	308,424.20
	between within		307,537.70 62,213.60
d_impacto	overall	0.8296	0.376
	between within		0.148 0.3413
Probabilidad	overall	9.933784	23.43039
	between within		10.44773 21.04914
reconciliación negativa (pesos)	overall	-50,800,000	124,000,000
	between within		69,500,000 104,000,000
reconciliación positiva (pesos)	overall	14,700,000	68,700,000
	between within		72,900,000 64,900,000
Cant_disp_inf_IV (KWh)	overall	314,993.80	404,467.20
	between within		391,237.40 116,007.80
Demanda (KWd)	overall	132,000,000	12,900,000
Aportes_hidricos (KWh)	overall	118,796,519	56,805,601

Tabla 5: Todas las variables poseen 53535 observaciones.
Los cálculos between están dados para 26 empresas, y los within se calculan para 2230 periodos de tiempo. En promedio las empresas tienen datos completos para 2060 periodos.

La disponibilidad promedio que una planta reportó para una hora determinada fue de 331260 kWh. Esta disponibilidad al igual que el precio promedio sirvió para determinar la frecuencia de los precios de cierre, que permitieron elegir a cinco agentes para este estudio. Claramente existe una mayor variabilidad entre la disponibilidad de las empresas que de una empresa específica a lo largo del período de estudio. Esto sucede por dos razones, la primera de ellas involucra el hecho de una correlación positiva casi perfecta entre disponibilidad neta y la disponibilidad reportada. De esta manera plantas con gran capacidad de producción son menos probables de reportar disponibilidades de generación menores. De la misma manera por una imposibilidad física, empresas con poca capacidad de generación, no pueden reportar una gran disponibilidad. La segunda razón es explicada por el tiempo que toma una planta en particular para ampliar su capacidad de producción. Esto no solo es costoso y demorado sino dado el período muestral, poco probable.

La información que arroja la variable d_{imp} , puede interpretarse diciendo, que es más probable que una planta que ha competido por precios con otra de manera muy cercana en un momento dado, vuelva a tenerla como competidora (*cerca o no*) en un momento posterior. La variación para esta variable es superior para una planta dada en el tiempo, que entre plantas, y probablemente ocurre esto, pues dada la alta variabilidad de los precios de oferta, el ordenamiento diario por estos precios, hace que las empresas se ubiquen en diferentes posiciones al lo largo del período de estudio.

La variable probabilidad expresada por el término $1 - F(b_i^p)$ tiene media de 10%, lo cual se puede interpretar, de la siguiente manera: las empresas en promedio, tienen la probabilidad de 1 entre 10 de poseer el menor precio dentro del conjunto total de pujas. La variable posee mayor dispersión a lo largo del tiempo, que la dispersión entre empresas, denotando la relativa homogeneidad en la competencia para las empresas de esta muestra.

Las variables reconciliaciones positivas y negativas, están expresadas en pesos. La media de estas variables muestra las compensaciones que recibieron las 26 plantas en promedio para los 6 años de estudio, al entrar o salir del programa de producción real por efecto de restricciones de transmisión u otras causas no determinadas por ordenamiento de los precios de oferta.

La media de las reconciliaciones de haber salido del despacho ideal, es superior, que el promedio de las compensaciones que reciben las plantas al entrar a generar por concepto de reconciliaciones positivas. Esta misma variable expresada en Kwh muestra que la cantidad de energía y a su vez, la cantidad en pagos, son variables más significativas en el caso de las reconciliaciones negativas que en el de las positivas. Para el caso de las primeras reconciliaciones la varianza esta explicada en un mayor porcentaje en la varianza en el tiempo de las unidades, mientras que para el caso de las reconciliaciones positivas, la varianza se explica mejor con la diferencia entre unidades de generación.

La variable instrumental es bastante similar en media y varianza a *cant_disp*, por lo que, la verifica preliminarmente como un buen instrumento. Este instrumento, adicionalmente, además de tener una fuerte correlación con la variable instrumentalizada, no posee problemas de endogeneidad; pues dado que son promedios por periodos semanales, o de fines de semana, no sigue el mismo ordenamiento diario, que puede capturar la doble causalidad con la variable dependiente.

La variable instrumental posee un promedio no muy lejano a la media de *puja_cant*. Gran parte de la varianza de la variable instrumental se explica entre plantas, y dado que el ordenamiento sigue propiedad por agentes, esto es equivalente a pensar que existe gran variabilidad para esta variable entre agentes, lo cual hace que cobre sentido las dummies para los agentes.

La varianza para la demanda es la más baja, relativa a la media que los casos para las otras variables, pues la única variación para esta variable esta dada por el tiempo. El promedio de aportes hídricos es de cerca de 119000 GWh, e indica que en promedio los ríos en Colombia aportan a las hidroeléctricas cerca del 90% de la demanda diaria.

5.2.2 Resultados

5.2.2.1. Especificación (18)

La tabla 6 presenta tres regresiones para la primera estimación. La columna 1, 4 y 7 son los coeficientes encontrados, la 2, 5 y 8, y 3, 6 y 9 los errores estándar y el *t*-estadístico, respectivamente, para las dos especificaciones.

La primera regresión no incluye las variables de los coeficientes $\gamma_5, \gamma_6, \gamma_9, \gamma_{10}$ y γ_{11} , mientras que la segunda regresión excluye solo γ_{10} y γ_{11} .

Con respecto a las variables que representan los agentes se ve que para las tres regresiones las empresas pertenecientes a EPSA, tienen un más alto mark-up, que para las empresas de los otros agentes. EPSA es el agente con menor capacidad de producción después de CHIVOR, por lo que es probable que el tamaño explique el comportamiento de los agentes frente al mark-up, pues el ordenamiento en la segunda y tercera especificación, muestra un mark-up menor para EMGESA, que para EEPPM, y ésta, menor mark-up que el de ISAGEN. Este mismo ordenamiento es el que se presenta al organizar la producción por agentes pues EMGESA tiene una capacidad neta de 2774 MWh, EEPPM 2338 MWh, e ISAGEN 2086 MWh. La inclusión de variables en la segunda y tercera especificación, muestra que para la primera los efectos agente se

encontraban sobre especificados, de tal manera que los tres agentes más grandes pasan a tener efectos agente negativos, denotando un menor mark-up para plantas que pertenecen a EMGESA, EEPMM ó ISAGEN con respecto a las plantas que pertenecen a CHIVOR y EPSA.

	ERROR			ERROR			ERROR		
	COEFICIENTE	ESTANDAR	t	COEFICIENTE	ESTANDAR	t	COEFICIENTE	ESTANDAR	t
d_emgesa	2.22	0.08	27.75	-1.76	0.07	-25.14	-1.59	0.07	-26.53
d_eppm	1.99	0.08	24.87	-1.31	0.06	-21.83	-1.28	0.05	25.6
d_isagen	0.89	0.04	22.25	-0.33	0.04	-8.25	-0.30	0.04	-7.5
d_epsa	2.31	0.04	57.75	1.91	0.03	63.6	1.01	0.97	1.04
d_hidroelectricas	-0.47	0.07	-6.71	-1.11	0.06	-18.5	-1.08	0.06	-18
d_gas	-0.06	0.01	-6.06	-0.59	0.06	-9.83	-0.34	0.05	-6.8
d_gran_agente	1,12	0,90	1,24	-0,19	0,01	-19	-0,14	0,01	7,21
d_gran_agente_hidro	-1,62	0,07	-23,14	-1,96	0,06	-32,66	-1,88	0,06	-3
d_recorpo	0.13	0.01	7.85	0.10	0.01	6.03	0.09	0.01	5.71
d_recorne	-0.28	0.02	-10.83	-0.18	0.01	-9.59	-0.19	0.01	-12.84
lo_d_comer	1.45	0.07	18.93	2.05	0.06	34.16	2.08	0.06	30.77
lo_aportes	-0.14	0.01	-8.86	-0.03	0.00	-4.36	-0.04	0.00	-23.71
d_verano	-0.22	0.01	-12.94	-0.16	0.01	-8.42	-0.17	0.01	-8.96
d_semana	-0.39	0.02	-19.5	-0.32	0.01	-17.77	-0.34	0.01	-21.53
Probabilidad				0.34	0.00	-68.16	0.33	0.00	41.93
ln_canti				-0.46	0.01	-25.74	-0.44	0.01	-28.30
d_impacto				-0.79	0.01	-42.08	-0.70	0.01	-35.53
A							0.12	0.00	-7.47
C							-0.07	0.05	-1.41
cons	-4.72	0.11	-42.90	-3.63	0.94	-40.33	-3.45	0.07	-49.28
R^2 ajustado		0.4289			0.697			0.701	
Observaciones		40434			40434			40434	

Tabla *: Los errores estándar son robustos en el sentido de Huber/White/sandwich

Los efectos agentes para las regresiones son significativos, sin embargo la variable *d_epsa* no lo es al 90% de confianza para la tercera regresión. Probablemente esto ocurre porque agentes con menor capacidad de producción, tienen un más alto mark-up, y en este caso por ser CHIVOR el agente excluido, EPSA, debería tener un coeficiente negativo. La lectura de estas variables para la tercera regresión muestra que las empresas de EMGESA poseen un mark-up 159% más bajo que las empresas de CHIVOR. A su vez, las empresas de EEPMM e ISAGEN proponen un precio de oferta 128% y 30% más alto que el precio, respectivamente, que las empresas pertenecientes a CHIVOR. Finalmente las empresas de EPSA proponen mark-ups 101% más altos que los mark-ups propuestos por las empresas del agente excluido.

En las tres regresiones, de acuerdo a la primera medida los mark-ups son menores para las plantas hidroeléctricas que para las plantas de carbón, la variable excluida, y esta a su vez posee menores mark-ups que para las plantas de gas. Revisando el signo y el ordenamiento en las tres regresiones se concluye que la hipótesis uno se cumple, pues no solo las variables son significativas, sino en las tres regresiones el mark-up para las hidroeléctricas siempre es menor que para las plantas que utilizan como insumo el carbón, y estas, para las de gas. En las tres especificaciones el coeficiente de gas es mayor que el de carbón, confirmando la hipótesis uno, plantas con menores costos marginales tienen menor capacidad inframarginal, y por ende, menores mark-up. La tercera regresión dice que una empresa hidroeléctrica tiene un mark-up 108% más bajo, con respecto a una empresa que usa carbón; de la misma manera, una de gas posee mark-ups 34% más altos que las empresas que utilizan carbón. La inclusión de las variables probabilidad, cantidad ofertada y la dummy de impacto, no altera este orden, sin embargo, si cambian las magnitudes de los coeficientes, dando indicios de que la omisión de estas variables provocará subestimación en algunas variables. Para la última especificación la magnitud cambia poco con respecto a la segunda especificación.

Para probar la segunda hipótesis primero se evalúa el efecto gran agente en los mark-up. Para la primera regresión el efecto gran agente es positivo, pero no significativo, mostrando el mismo efecto que presentaron las dummies de agente. Al incluir otras variables este efecto se vuelve negativo y significativo. Por ejemplo para la tercera

regresión éste coeficiente dice, que las empresas de EMGESA o EEPPM proponen mark-ups 14% más bajos que las empresas de los otros agentes. Al evaluar la interacción propuesta se encuentra que en todos los casos el coeficiente es negativo y significativo, denotando que al controlar por tipo de combustible (*aquí solo por agua*), las empresas de los agentes más grandes tienen menor capacidad inframarginal, que lo que tienen las empresas de agentes más pequeños; por lo que la segunda hipótesis no se cumple para este caso. Este resultado tiene sentido ya que se había afirmado que las empresas hidroeléctricas tienen menores mark-ups, y el efecto gran agente es negativo.

En cuanto a las reconciliaciones positivas se confirma la hipótesis del coeficiente positivo, pues reconciliaciones positivas en el pasado, aumentan la probabilidad de reconciliaciones en el presente, y por ende, surge el incentivo de aumentar el precio de oferta. De la misma manera, para la primera especificación las reconciliaciones negativas tienen un signo negativo, pues si la planta sabe que va a salir del programa de producción real, lo mejor para él es proponer un precio muy alto²⁵, pues su pago será el promedio entre el precio de la Bolsa y el precio propuesto por la unidad. De esta manera para la tercera regresión se dice que una planta aumenta su mark-up en un 9%, y en un 19%, si va a tener una reconciliación positiva, y negativa, respectivamente. La inclusión de variables para la segunda y tercera especificación muestra signos de sobre-especificación en las variables.

Para las 3 especificaciones los controles se comportan de la manera esperada, a mayor demanda mayor mark-up, pues el aumento en la demanda ocasiona un aumento en el umbral para la empresa marginal. La variable aportes de los ríos tiene un efecto negativo en el mark-up, indicando que a mayor contribución de agua de los ríos al sistema hidroeléctrico colombiano, el mark-up disminuye. Esto ocurre porque el efecto climático afecta instantáneamente los embalses, y siendo las hidroeléctricas las empresas que ocupan la mayor proporción de la producción energética en Colombia, los mark-ups tienden a disminuir. Las dummies de periodo de verano son negativas, indicando, tal como la evidencia empírica lo demuestra, el efecto atrasado de las estaciones en los precios de oferta. Estos precios, dada la importancia de la generación hidroeléctrica en Colombia, se afectan de manera relevante por los embalses, y los cambios en el embalse requieren cerca de un trimestre para modificar drásticamente los precios. En cuanto a las dummies de semana, al igual que en el caso de las de verano se encuentra que los coeficientes son negativos. Por ejemplo para la tercera regresión los mark-ups son 34% más bajos en días entre semana, que los fines de semana; mientras que son 17% más bajos en periodos de verano, que en invierno. La dummy de semana demuestra que para periodos de mayor actividad económica el exceso de oferta es menor, y esto es producido por el aumento en la competencia en la generación, que a su vez ocasiona menores precios de oferta declarados. Al olvidarse del efecto rezagado, los cambios estacionales provocan a su vez cambios en los costos marginales, y de esta manera aunque hay una tendencia en el alza de los precios, los costos marginales crecen más que proporcionalmente que el crecimiento en los precios, de tal manera que en suma el mark-up, tiende a caer.

El R^2 ajustado aumenta ostensiblemente al incluir las variables de probabilidad, cantidad y la dummy de impacto. La variable probabilidad es positiva y significativa, e indica para la tercera regresión que a mayor probabilidad de ser la empresa marginal, una empresa aumenta su oferta, de tal manera que su mark-up, se incrementa. De

²⁵ Recuerde que este precio por más alto que sea, para ser susceptible de reconciliaciones negativas debe ser menor ó igual al precio de cierre; en adición el coeficiente muestra como entre mayores reconciliaciones negativas, los agentes proponen precios de oferta más altos, esperando estar lo más cerca posible al precio de cierre.

acuerdo a la intuición desarrollada en la ecuación (17) la cantidad es decreciente en el mark-up. La dummy de impacto es negativa, y debe ser interpretada como el efecto de disminución en precios, que produce una empresa que tiene a una competidora de hace dos días, pujando el día anterior. La racionalidad para que esta variable sea negativa tanto en la segunda como tercera regresión, muestra el efecto de la competencia en las empresas, pues si un agente tiene a otro competidor cerca a él, preferirá disminuir su precio de oferta con el objetivo de entrar en el despacho, pues de otra manera, es probable que no entre a suplir, producto del efecto marginal que tendría una disminución del precio de oferta de su competidor más cercano.

Al incluir las variables A y C estas modifican levemente los coeficientes de las otras variables y aumentan el R^2 ajustado. La variable A resulta ser positiva y significativa mientras que la C es negativa y estadísticamente insignificante. El signo de esta última tiene sentido, pues si cierta planta propone un precio de oferta declarado que posee menores mark-ups para plantas con menores costos, (*ésto es, pues se asume que el sobrerreporte es creciente con los costos, sin embargo es claro que la magnitud de este sobrerreporte difiere entre empresas y número de unidades ofrecidas por las empresas*) el incentivo de la empresa será el de proponer precios por encima de sus costos. La intuición es la siguiente: suponga dos empresas, donde la empresa 1 tiene menores costos que la empresa 2; si el cálculo del beneficio para el precio de oferta de la empresa 2 con los costos de 1 son muy pequeños, es claro, que para no perder la empresa 2 debe proponer un precio de oferta muy alto, dado que su estructura de costos es más alta que la estructura de la empresa 1. Este efecto depende no solo de la magnitud de la diferencia entre costos, sino de la certidumbre que tenga la empresa 2 con respecto a la estructura de costos de la empresa 1. Por tal razón es entendible el hecho de que las empresas al desconocer la estructura de costos de las otras empresas sobre reporten costos, en una magnitud superior, a la que lo harían conociendo la diferencia en la estructura de costos.

5.2.2.2 Robustez

El objetivo de esta subsección es revisar los resultados cambiando las dummies de tiempo para conocer si hay mejores ajustes en el modelo. Se han realizado las anteriores regresiones cambiando los controles temporales en el cual se han puesto dummies por día, excluyendo el día miércoles, y por mes excluyendo mayo.

De la misma manera como en el caso anterior el R^2 aumenta al incluir las tres variables que se incluyen en la segunda regresión, pero permanece casi constante al incluir la variable A y C en la tercera regresión.

Para estas regresiones se ha incluido una nueva interacción para las plantas térmicas. El signo positivo en la interacción con gas y carbón, muestra el aprovechamiento de poder de mercado que causa a las plantas pertenecer a los agentes más grandes del mercado. Una planta que produce energía con gas, si es propiedad de CHIVOR, EPSA o ISAGEN tiene más bajos mark-up, que los que poseen las productoras de gas de otros agentes del estudio. De esta manera la hipótesis 2 es cierta solo para plantas de gas y carbón.

La dummy de reconciliaciones positivas es positiva y significativa, confirmando la intuición desarrollada. En cuanto a la variable de reconciliaciones negativas en las dos primeras regresiones es menor que cero, confirmando la intuición desarrollada en la sección anterior. Cuando se incluyen las últimas variables no solo hace que el

coeficiente de estas reconciliaciones se vuelva positivo como en la tabla anterior, sino que hace que se vuelva insignificante.

La variable de demanda comercial es significativa y positiva en las 4 especificaciones. Cuando se incluyen las dummies de verano y semana, su coeficiente disminuye, pues las nuevas variables también capturan efectos de demanda.

Para este conjunto de regresiones los días martes a jueves no son significativos, y los meses enero y septiembre. Para la primera regresión los meses octubre y noviembre tampoco son significativos. Sin embargo los signos para estos periodos ya sean mensuales o diarios, concuerdan con los resultados obtenidos en la sección anterior, con respecto a los signos que se produjeron con las dummies de semana y verano.

Al incluir las variables de probabilidad, cantidad y la dummy de impacto, estas mejoran el ajuste del modelo, son significativas y tienen los mismos signos de las regresiones anteriores.

Otro prueba de robustez, es cambiar la variable dependiente $\ln\left(\frac{b_i^p}{c_i}\right)$, por $\ln(b_i^p - c_i)$. Éste cambio permite capturar el precio relativo del precio sobre el costo marginal, y poder tener mayor cantidad de datos, pues, cuando esta diferencia era negativa, el \ln no estaba definido. Sin embargo los resultados principales siguen siendo robustos a estas estimaciones.

Tal como la ecuación (17) lo muestra el mark-up debe depender no de $1 - F_1(b_i^p)$ sino de $\ln\left[x_i\left[1 - F_1(b_i^p)\right]\right]$ y de un término que no se había usado, $\ln\left(\frac{x^{RECNEG} F(b_i^p)}{2}\right)$. De esta manera se incluyen éstas dos últimas variables en las especificaciones anteriores, probando con el conjunto de las dummies temporales de semana y verano, y con el conjunto de dummies diarias y mensuales. Los resultados esenciales de estos cambios es que la variable $\ln\left[x_i\left[1 - F_1(b_i^p)\right]\right]$ resulta no ser significativa. Cuando se pone esta junto con $1 - F_1(b_i^p)$ el coeficiente de esta última es significativo y no cambia sustancialmente el parámetro. Al sacar $1 - F_1(b_i^p)$, la variable $\ln\left[x_i\left[1 - F_1(b_i^p)\right]\right]$ resulta significativa, pero disminuye el ajuste del modelo con respecto al caso en donde solo estaba $1 - F_1(b_i^p)$. Al incluir $\ln\left(\frac{x^{RECNEG} F(b_i^p)}{2}\right)$ los resultados previos se mantienen, y esta última es estadísticamente no significativa. En resumen la inclusión de estas últimas variables no cambian los resultados importantes del modelo.

5.2.2. 3. Especificación (19)

Primero se comienza realizando un sencillo Test de Hausman, obteniendo el resultado esperado, la especificación debe calcularse bajo la metodología efectos fijos. De acuerdo a esta especificación se corre un modelo con variables instrumentales, utilizando la variable *cant_disp_inf* como instrumento de *cant_disp* e incluyendo

efectos fijos para días entre semana y fines de semana para manteniendo constante un mes dado.

Los resultados se muestran en la tabla 7. La primera regresión incluye las dummies para meses (excluyendo mayo) y días, excluyendo (miércoles), mientras que la segunda regresión incluye la dummy de verano y de semana

Lo más importante por notar es que el instrumento en la primera regresión aunque es significativo estadísticamente, no tiene un efecto importante, para explicar el comportamiento del mark-up. Por lo que no existe evidencia de incrementos en los precios ofertados debido a la capacidad inframarginal, medida con esta variable. Sin embargo al cambiar las variables de control temporales se obtiene un coeficiente significativo, el cual muestra que un incremento del 100% en la capacidad inframarginal (medida esta con $\ln(\text{cant_disp_inf})$), aumenta el mark-up en 6.73%.

	ERROR			ERROR		
	COEFICIENTE	ESTANDAR	t	COEFICIENTE	ESTANDAR	t
prom_cant_iv	0.000	0.000	-5.35	0.057	0.010	6.70
d_recompositiva	0.041	0.015	2.62	0.033	0.015	2.180
d_recomnegativa	-0.238	0.02	-11.86	-0.204	0.02	-10.180
lo_d_comercial	2.960	0.071	41.89	3.590	0.078	45.790
d_semana				-0.338	0.014	-23.91
d_verano				-0.126	0.014	-9.11
ln_canti	0.229	0.034	2.43	0.269	0.031	2.950
probabilidad	30.644	0.329	93.23	29.51	0.33	89.420
d_impacto	-0.753	0.017	-44.42	-0.767	0.016	-46.550
A	0.120	0.000	-7.470	0.150	0.012	12.500
C	-0.070	0.030	-1.410	-0.065	0.015	-4.333
_cons	-41.02	1.172	-34.99	-5.151	1.273	-40.440
R ² Totál		0.462			0.44	
Observaciones		29428			29428	

Tabla 7. Cálculo con variables instrumentales, por Mínimos Cuadrados Ordinarios en dos etapas

Las reconciliaciones obtienen los signos esperados, son significativas en ambas regresiones, pero disminuyen entre una y otra regresión. El coeficiente de la demanda comercial, tal como en las tablas anteriores, es positivo y significativo.

En cuanto a las dummies de semana y verano, para la segunda regresión, son negativas y significativas; mientras que para la primera regresión los días martes a viernes, y los meses febrero, agosto, y octubre y noviembre, resultan ser no significativas. Sin embargo, al igual que en la segunda tabla, los signos coinciden, con los esperados por la variable de semana y verano.

Extrañamente la variable de cantidad se vuelve positiva, diciendo que a mayor cantidad ofrecida, el mark-up es más alto, induciendo a creer, que la disponibilidad se correlaciona con poder de mercado, y este a su vez, con utilización del poder, a través del mark-up. Las variables de impacto y de probabilidad, al igual que en las regresiones anteriores son significativas y mantienen los signos esperados

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolló una metodología no paramétrica para comparar gastos de un subastador que desea comprar múltiples unidades de energía. Realizando una ampliación del modelo de Hortacsu y Puller (2007), se encuentran la condición de primer orden de la subasta uniforme. De ella se ha despejado el nivel de contratación, y con los datos existentes se ha podido tener una aproximación para la variable de contratos por empresa en el tiempo. Por otro lado, se ha encontrado la condición de primer orden de la subasta discriminatoria, la cual puede identificarse numéricamente,

con los datos existentes y el nivel de contratación obtenido del paso en que se utilizó la subasta uniforme. Teniendo las pujas completas de las empresas, es posible realizar comparaciones de gasto entre estos dos tipos de subasta. Adicionalmente, bajo algunos supuestos es posible reconstruir el gasto bajo el formato de subasta Vickrey. Los resultados mostraron que para el periodo de estudio, las tres subastas tratadas en este trabajo pueden ser ranqueadas de menor gasto a mayor gasto de la siguiente manera: Vickrey, discriminatoria y uniforme. Esto quiere decir que bajo este resultado, el mecanismo de subasta escogido por los legisladores colombianos a mediados de los años 90's representó el formato más costoso dentro de los tres casos de subastas multiunidades más reconocidos. Un resultado de este tipo requiere una inspección detallada de los incentivos que surgen en la subasta uniforme, por lo que con la ayuda de la econometría clásica se inspeccionan comportamientos estratégicos de las empresas. Tal vez los resultados más importantes por mencionar para esta sección son primero, que agentes con mayor capacidad efectiva neta de generación tienden a sobre reportar sus costos de una manera más leve que lo que lo hacen agentes con menor capacidad. Segundo, las plantas hidroeléctricas poseen menores mark-ups que las plantas de carbón, y estas a su vez menores mark-ups que las plantas de gas. Y finalmente se ha demostrado con este ejercicio que diferentes medidas de capacidad inframarginal llevan a los mismos resultados propuestos por el modelo teórico, a mayor capacidad inframarginal mayor sobre reporte en los costos.

Con lo anterior, este trabajo se ha convertido hasta donde se sabe, en el primer trabajo que utiliza econometría estructural para evaluar aspectos de eficiencia y optimalidad en el sector eléctrico colombiano. Las limitaciones en cada caso son expuestas. Sin embargo el trabajo servirá como un punto de partida en la investigación de este sector, el cual necesita mayor preocupación científica, pues la energía no es solo un insumo indispensable en el diario vivir de las personas, si no constituye un insumo relevante en el crecimiento de un país.

7. BIBLIOGRAFIA

Armantier O. & Sbai E. (2004): " Estimation and Comparison of Treasury Auction Formats when Bidders are Asymmetric", *mimeograph, Université de Montréal and Department of economics, Commerce A Building*, The University of Auckland.

Ausubel, L. M. & Cramton P.(2002): " Demand reduction and Inefficiency in Multiunit auctions", *Working Paper*, University of Maryland.

Bartolini, L. & Cottarelli C (1994):"Treasury Bill Auctions: Issues and Uses", *IMF Working Paper 94/135*

Bikhchandani S. & Huang C. (1993):"The Economics of Treasury Securities Markets", *The Journal of Economic Perspectives*, Vol 7, No.3, 117-134

Castellanos, S.G. & Oviedo M.A (2004):" Análisis de las posturas óptimas en las subastas primarias de títulos gubernamentales: resultados de un enfoque econométrico estructural", *Documento de Investigación No. 2004-7*, Dirección General de Investigación Económica, Banco de México.

Février, P. Préget, R. & Visser M. (2004):"Econometrics of Share Auction", Centre de Reserche en Economie et Statistique (CREST), mimeografo

Friedman, M. ((1960):" A Program for Monetary Stability", New York: Fordhman University Press, 64-65

Green,R. j. & D. M. Newbery (1992): "Competition in the British electricity Spot Market", *Journal of Political Economy* 100, 929-953.

Hansen, R.G. (1988), "Auctions with Endogenous Quantity", *RAND Journal of Economics* 19, 44-58.

Harris, M., & Townsed, R.R., "Resource Allocation Under Asymmetric Information", *Econometrica* 49, 33-64

Laffont, J.J & Tirole J.(1993), "A Theory of Incentives in Procurement and Regulation", Cambridge, MA:MIT Press

- Krishna, V. (2002), "Auction Theory", Elsevier Science (USA), Capítulos 2,3,5 y 10.
- Maskin, E., & J. Tirole (1990), "The Principal-Agent Relationship with an Informed Principal, I: Private Values" *Econometrica* 58, 379-410
- Matthews, S. (1987):, "Comparing Auctions for Risk Averse Buyers: A Buyer's Point of View" *Econometrica* 55, 633-46
- McAfee, P. (1991): "Efficient Allocations with Continuous Quantities", *Journal of Economic Theory* 53, 51-74
- McAfee, P. & J. McMillan (1987): "Auctions with a Stochastic Number of Bidders", *Journal of Economic Theory* 43, 1-19
- (1987a): "Auctions and Bidding", *Journal of Economic Literature*, Vol 25, No 2, 699-738
- Milgrom, P.(1989): "Auctions and Bidding: A Primer", *The Journal of Economic Perspectives*, Vol 3, No 3, 3-22
- Milgrom, P., and R. Weber (1982): "A Theory of Auctions and Competitive Bidding", *Econometrica* 50, 1089-122
- Myerson, R.B. (1981) : "Optimal Auction Design" *Mathematics of Operation Research* 6, 58-73
- (1983) : "Mechanism Design by an Informed Principal", *Econometrica* 51, 1767-97
- (1991): "*Game Theory: The Analysis of Conflict*", (Cambridge, MA: Harvard University Press)
- & M Satterthwaite (1983) "Efficient Mechanism for Bilateral Trading", *Journal of Economic Theory* 29, 2651-81
- Sandoval A. M. (2004): "Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: condiciones actuales y retos futuros", *Archivos de Economía, DNP*, documento 272, noviembre.
- Spulberg, D. (1988) : "Bargaining and Regulation with Asymmetric information about Demand and Supply". *Journal of Economic Theory* 44,251-268
- Stacchetti, E. (1999): "Auction Design for the Colombian Electricity Market", *Fundesarrollo*
- Tan, G. (1996): "Optimal Procurement Mechanism for an Informed Buyer", *The Canadian Journal of Economics* 29-3,699-716
- Tenorio, R. (1993): "Revenue Equivalence and Bidding Behavior in a Multi-Unit Auction Market: An Empirical Analysis", *The Review of Economics and Statistics*, Vol. 75, No. 2. pp. 302-314.
- Umlauf, S.(1991): "An empirical Study of the Mexican T-Bill Auction", *working paper*, London Business School.
- UPME: "Plan de Expansión de referencia, Generación y transmisión, 2004-2018", *UPME* , República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía, 2004.
- UPME: "Plan de Expansión de referencia, Generación y transmisión, 2006-2020", *UPME* , República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía, 2006
- UPME: "Una visión del Mercado Eléctrico Colombiano", *UPME* , República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía, 2004
- Vickrey (1961): "Counterspeculation, Auction and Competitive Sealed Tenders", *Journal of Finance*, XVII, 8-37
- Wolfram, C.D. (1998): "Strategic Bidding in a Multi-Unit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales," *RAND Journal of Economics*, Vol 29, 703-725.
- (1999): "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market," forthcoming, *American Economic Review*.
- Wilson, C. (1977): "A Model of insurance Markets with Incomplete Information", *Journal of Economic theory*, 16, 167-207
- (1980): "The Nature of Equilibrium in Markets with Adverse Selection", *Bell Journal of Economics*, 11, 108-130
- Wolak, F.A. (2000): "An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behavior in a Competitive Electricity Market. *International Journal of Economics*. 14(2), , 1-39.
- (2003): "Identification and Estimation of Cost Functions Using Observed Bid Data: An Application to Electricity Markets," in M. Dewatripont, L.P. Hansen, and S.J. Turnovsky, eds., *Advances in Economic and Econometrics: Theory and Applications*, Eight World Congress, Volume II. New York: Cambridge University Press, pp. 133-169.
- Zender, J. F. & J Wang J. J. (2002): "Research articles: Auctioning Divisible Goods", *Economic theory*, 19 (4), pp. 673-705.

Anexo 1

Demostración de proposición 1.

La integración por partes de (5) resulta en:

$$- \int_{\underline{p}}^{\bar{p}} U'(\cdot) \left((b'_{it}{}^P + \tilde{R}'_{it}) p_t^c + (b_{it}^P + \tilde{R}_{it}) - c'_{it}(b_{it}^R(\cdot)) (b'_{it}{}^P + R'_{it}) - CC_{it} \right) H_{it}(\cdot) dp_t^c$$

Denotando el integrando como:

$$F_{it}(p_{it}, b_{it}^R, b'_{it}{}^P) = -U'(\cdot) \cdot \left((b'_{it}{}^P + \tilde{R}'_{it}) \cdot p_t^c + (b_{it}^P + \tilde{R}_{it}) - c'_{it}(b_{it}^R(\cdot)) \cdot (b'_{it}{}^P + R'_{it}) - CC_{it} \right) H_{it}(\cdot)$$

Donde denotamos ' como la derivada parcial con respecto a p_t^c .

La condición necesaria Euler-Lagrange para escoger la estrategia óptima b_{it}^P esta descrita por la condición:

$$\frac{\partial F_{it}(p_{it}, (b_{it}^P + \tilde{R}_{it}), (b'_{it}{}^P + \tilde{R}'_{it}))}{\partial b_{it}^P} = \frac{\partial F_{it}(p_{it}, (b_{it}^P + \tilde{R}_{it}), (b'_{it}{}^P + \tilde{R}'_{it}))}{\partial b'_{it}{}^P \partial p_t^c}$$

Evaluando el lado izquierdo se obtiene:

$$\begin{aligned} & - \frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^P} U'(\cdot) \left[(b'_{it}{}^P + \tilde{R}'_{it}) \cdot p_t^c + (b_{it}^P + \tilde{R}_{it}) - c'_{it}(b_{it}^R(\cdot)) \cdot (b'_{it}{}^P + R'_{it}) - CC_{it} \right] - \\ & H_{it}(\cdot) [U''(\cdot) (p_t^c - c'_{it}(\cdot))] \left[(b'_{it}{}^P + \tilde{R}'_{it}) \cdot p_t^c + (b_{it}^P + \tilde{R}_{it}) - c'_{it}(b_{it}^R(\cdot)) \cdot (b'_{it}{}^P + R'_{it}) - CC_{it} \right] - \\ & H_{it}(\cdot) U'(\cdot) [1 - c''_{it}(b_{it}^R(\cdot)) (b'_{it}{}^P + R'_{it})] \end{aligned}$$

Realizando la primera derivada del lado derecho

$-H_{it}(\cdot) U'(\cdot) [p_t^c - c'_{it}(b_{it}^R(\cdot))]$ y esta última con respecto al precio de cierre

$$\begin{aligned} & - \frac{\partial H_{it}}{\partial p_t^c} U'(\cdot) [p_t^c - c'_{it}(b_{it}^R(\cdot))] - \frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^P} b'_{it}{}^P U'(\cdot) [p_t^c - c'_{it}(b_{it}^R(\cdot))] - \\ & H_{it}(\cdot) U''(\cdot) \left[(b'_{it}{}^P + \tilde{R}'_{it}) \cdot p_t^c + (b_{it}^P + \tilde{R}_{it}) - c'_{it}(b_{it}^R(\cdot)) \cdot (b'_{it}{}^P + R'_{it}) - CC_{it} \right] [(p_t^c - c'_{it}(\cdot))] \\ & - H_{it}(\cdot) U'(\cdot) [1 - c''_{it}(b_{it}^R(\cdot)) (b'_{it}{}^P + R'_{it})] \end{aligned}$$

Finalmente factorizando el signo negativo del lado izquierdo e igualando y cancelando términos, se obtiene:

$$\frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^P} U'(\cdot) \left[\left(b_{it}^P + \tilde{R}_{it} - CC_{it} \right) + p_t^c \tilde{R}'_{it} - c'_{it} (b_{it}^R(\cdot)) R'_{it} \right] = -\frac{\partial H_{it}}{\partial p_t^c} U'(\cdot) [p_t^c - c'_{it} (b_{it}^R(\cdot))]$$

Se obtiene una expresión del mark-up:

$$[p_t^c - c'_{it} (b_{it}^R(\cdot))] = \frac{\frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^P} [(b_{it}^P + \tilde{R}_{it} - CC_{it}) + p_t^c \tilde{R}'_{it}]}{\frac{\partial H_{it}}{\partial p_t^c}} \quad (6)$$

Queda demostrada la proposición 1.

Note que \tilde{R}'_{it} es simplemente :

$$\begin{aligned} & -\lambda \cdot \hat{R}_{it} \cdot \frac{\min\{p_{it}^P, b_t^{bolsa}\}}{(p_t^c)^2} - \hat{R}_{it} \left(\frac{p_{it}^P}{2(p_t^c)^2} \right) \\ & = -\frac{1}{(p_t^c)^2} \left[\lambda \cdot \hat{R}_{it} \cdot \min\{b_{it}^P, b_t^{bolsa}\} + \hat{R}_{it} \cdot b_{it}^P \right] \end{aligned}$$

donde $\lambda = 1$ con \hat{R}_{it} y $\lambda = 0$ en caso contrario.

Demostración de la proposición 2

integrando por partes

$$-\int_{\underline{p}}^{\bar{p}} U'(\cdot) \{ [p_t^c - c_{it} (b_{it}^P(p_t^c))] b_{it}^{P'}(p_t^c) + R_{it}^{PAGO'} [1 - c'_{it} (R_{it}^{PAGO})] - CC_{it} \} H_{it}(\cdot) dp_t^c$$

Denotando el integrando como:

$$-U'(\cdot) \{ [p_t^c - c_{it} (b_{it}^P(p_t^c))] b_{it}^{P'}(p_t^c) + R_{it}^{PAGO'} [1 - c'_{it} (R_{it}^{PAGO})] - CC_{it} \} H_{it}(\cdot) = F_{it}(p_{it}, b_{it}^R, b'_{it}^R) =$$

La condición necesaria Euler-Lagrange para escoger la estrategia óptima b_{it}^P esta descrita por la condición:

$$\frac{\partial F_{it}(p_{it}, (b_{it}^P + R_{it}), (b'_{it}^P + R_{it}^{PAGO'}))}{\partial b_{it}^P} = \frac{\partial F_{it}(p_{it}, (b_{it}^P + R_{it}), (b'_{it}^P + R_{it}^{PAGO'}))}{\partial b'_{it}^P \partial p_t^c}$$

Evaluando el lado izquierdo:

$$\begin{aligned}
& -\frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^P} U'(\cdot) \{ [p_t^c - c_{it}(b_{it}^P(p_t^c))] b_{it}^{P'}(p_t^c) + R_{it}^{PAGO'} [1 - c'_{it}(R_{it}^{PAGO})] - CC_{it} \} - \\
& H_{it}(\cdot) U''(\cdot) [[p_t^c - c_{it}(b_{it}^P(p_t^c))] b_{it}^{P'}(p_t^c) \{ [p_t^c - c_{it}(b_{it}^P(p_t^c))] b_{it}^{P'}(p_t^c) + R_{it}^{PAGO'} [1 - c'_{it}(R_{it}^{PAGO})] - CC_{it} \} - \\
& \quad H_{it}(\cdot) U'(\cdot) [c''_{it}(b_{it}^P(p_t^c)) b_{it}^{P'}(p_t^c)]
\end{aligned}$$

Realizando la primera derivada del lado derecho

$-U'(\cdot) H_{it}(p_{it}, b_{it}^P(p_t^c); CC_{it}) [p_t^c - c'_{it}(b_{it}^P(p_t^c))]$ y esta última con respecto al precio de cierre

$$\begin{aligned}
& -\frac{\partial H_{it}}{\partial p_t^c} U'(\cdot) [p_t^c - c'_{it}(b_{it}^P(p_t^c))] - \frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^P} b_{it}^{P'} U'(\cdot) [p_t^c - c'_{it}(b_{it}^P(p_t^c))] - \\
& H_{it}(\cdot) U''(\cdot) [[p_t^c - c'_{it}(b_{it}^P(p_t^c))] b_{it}^{P'}(p_t^c) + R_{it}^{PAGO'} [1 - c'_{it}(R_{it}^{PAGO})] - CC_{it}] [p_t^c - c'_{it}(b_{it}^P(p_t^c))] \\
& \quad - H_{it}(\cdot) U'(\cdot) [1 - c''_{it}(b_{it}^P(\cdot)) (b_{it}^{P'})]
\end{aligned}$$

igualando las condiciones anteriores:

$$\begin{aligned}
& -\frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^P} U'(\cdot) \{ [p_t^c - c_{it}(b_{it}^P(p_t^c))] b_{it}^{P'}(p_t^c) + R_{it}^{PAGO'} [1 - c'_{it}(R_{it}^{PAGO})] - CC_{it} \} = \\
& -\frac{\partial H_{it}}{\partial p_t^c} U'(\cdot) [p_t^c - c'_{it}(b_{it}^P(p_t^c))] - \frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^P} b_{it}^{P'} U'(\cdot) [p_t^c - c'_{it}(b_{it}^P(p_t^c))] + H_{it}(\cdot) U'(\cdot) \\
& \quad - \frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^P} U'(\cdot) [R_{it}^{PAGO'} [1 - c'_{it}(R_{it}^{PAGO})] - CC_{it}] + \\
& \quad \frac{\partial H_{it}}{\partial p_t^c} U'(\cdot) [p_t^c - c'_{it}(b_{it}^P(p_t^c))] - H_{it}(\cdot) U'(\cdot) = 0 \\
& p_t^c = c'_{it}(b_{it}^P(p_t^c)) + \frac{\frac{\partial H_{it}}{\partial b_{it}^P} [R_{it}^{PAGO'} [1 - c'_{it}(R_{it}^{PAGO})] - CC_{it}] + H_{it}(\cdot)}{\frac{\partial H_{it}}{\partial p_t^c}} \quad (13)
\end{aligned}$$

Queda demostrada la proposición 2

ANEXO 2

TABLAS

AÑO	DEMANDA GWh	CRECIMIENTO DEMANDA	CRECIMIENTO PIB
1995	41.774	5,40%	5,20%
1996	42.300	1,26%	2,06%
1997	43.633	3,15%	3,43%
1998	43.734	0,23%	0,57%
1999	41.503	-5,10%	-4,20%
2000	42.246	1,79%	2,92%
2001	43.215	2,29%	1,47%
2002	44.499	2,97%	1,93%
2003	45.768	2,85%	3,86%
2004	47.017	2,73%	4,87%
2005	48.829	3,85%	4,72%
2006	50.815	4,07%	6,8%

Tabla 1: El PIB se calcula a precios constantes de 1994
Cálculos: Autor, Fuente: XM

	REAL	HIDRAULICA	%	CARBON	%	GAS	%	OTRAS	%
	GWh	GWh	AÑO	GWh	AÑO	GWh	AÑO	GWh	AÑO
1.996	40.481	32.391	80,01%	1.156	2,86%	5.241	12,95%	1.693	4,18%
1.997	41.949	29.674	70,74%	2.225	5,30%	9.239	22,03%	811	1,93%
1.998	42.520	29.678	69,80%	2.055	4,83%	10.649	25,04%	138	0,33%
1.999	40.563	32.637	80,46%	1.268	3,13%	6.497	16,02%	160	0,40%
2.000	41.355	30.786	74,44%	1.880	4,55%	8.200	19,83%	490	1,19%
2.001	43.136	31.578	73,20%	2.032	4,71%	8.461	19,62%	1.065	2,47%
2.002	44.743	33.747	75,43%	1.983	4,43%	7.956	17,78%	1.057	2,36%
2.003	46.803	35.955	76,82%	2.632	5,62%	6.770	14,46%	1.446	3,09%
2.004	48.618	38.109	78,39%	1.634	3,36%	6.794	13,97%	2.080	4,28%
2.005	50.467	38.994	77,27%	2.086	4,13%	7.128	14,12%	2.259	4,48%
2.006	52.368	40.289	76,93%	2.588	4,94%	6.886	13,15%	2.605	4,98%

Tabla 2: clasificación de la generación por tipo de combustible
Cálculos: Autor, Fuente: XM

Fecha	(kWh)		(Pesos)	
	% BOLSA	% CONTRATOS	% BOLSA	% CONTRATOS
1996	23,17%	76,83%	37,25%	62,75%
1997	23,16%	76,84%	33,10%	66,90%
1998	25,78%	74,22%	27,83%	72,17%
1999	29,04%	70,96%	22,44%	77,56%
2000	27,59%	72,41%	27,60%	72,40%
2001	28,40%	71,60%	26,74%	73,26%
2002	24,63%	75,37%	19,92%	80,08%
2003	25,62%	74,38%	23,95%	76,05%
2004	26,36%	73,64%	23,96%	76,04%
2005	25,72%	74,28%	26,63%	73,37%
2006	24,87%	75,13%	24,81%	75,19%
promedio	25,85%	74,15%	26,75%	73,25%

Tabla 3: Energía transada en bolsa y contratos, discriminada por pesos y kWh

Cálculos: Autor, Fuente: XM

EMPRESA	PRECIOS PUESTOS	AGENTE	COSTO MPODE	PROPIEDAD	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	RECURSO	DEPARTAMENTO
ALBAN (ALTO Y BAJO ANCHICAYA) GENERADOR	2346	EPSA	0.02544525	PRIVADO	439	HIDRO	VALLE
BARRANCA 1	8	ESSA	0.05079333	PUBLICO	10	GAS	SANTANDER
BARRANCA 2	13	ESSA	0.050792	PUBLICO	12	GAS	SANTANDER
BARRANCA 3	34	ESSA	0.050758	PUBLICO	63	GAS	SANTANDER
BARRANCA 4	20	ESSA	0.05078	PUBLICO	30	GAS	SANTANDER
BARRANCA 5	17	ESSA	0.05078667	PUBLICO	20	GAS	SANTANDER
BETANIA GENERADOR	4367	EMGESA	0.02503	PRIVADO	540	HIDRO	HUILA
CALIMA GENERADOR	647	EPSA	0.027057	PRIVADO	132	HIDRO	VALLE
CASALCO BASE	1524	CASALCO BASE	0.025236	PRIVADO	544	HIDRO	CUNDINAMARCA
CENTRAL HIDROELECTRICA MIELI	1461	ISAGEN	0.025671	PUBLICO	396	HIDRO	CALDAS
CHIVOR GENERADOR	6648	CHIVOR	0.0226	PRIVADO	1000	HIDRO	BOYACA
GUATAPE GENERADOR	3725	EEPPM	0.02502	PUBLICO	560	HIDRO	ANTIOQUIA
GUATRON GENERADOR	3552	EEPPM	0.0251465	PUBLICO	537	HIDRO	ANTIOQUIA
GUAVIO GENERADOR	9030	EMGESA	0.0213	PRIVADO	1200	HIDRO	CUNDINAMARCA
JAGUAS GENERADOR	1169	ISAGEN	0.027165	PUBLICO	170	HIDRO	ANTIOQUIA
LATASAJERA GENERADOR	1692	EEPPM	0.026417	PUBLICO	306	HIDRO	ANTIOQUIA
MERIELECTRICA 1	392	MERIELECTRICA	0.05068733	PRIVADO	169	GAS	SANTANDER
OCOA	3	OCOA	0.042074	PUBLICO	39	GAS	META
PAIPA 1	38	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA - EBSA -	0.049642	PUBLICO	31	CARBON	BOYACA
PAIPA 2	110	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA - EBSA -	0.04894	PUBLICO	70	CARBON	BOYACA
PAIPA 3	142	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA - EBSA -	0.04894	PUBLICO	70	CARBON	BOYACA

PAIPA 4	479	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA - EBSA -	0.0475	PUBLICO	150	CARBON	BOYACA
PALENQUE 3	31	ESSA	0.05079133	PUBLICO	13	GAS	SANTANDER
PARAISO GUACA GENERA	4432	EMGESA	0.0249	PRIVADO	600	HIDRO	CUNDINAMARCA
PLAYAS GENERADOR	756	EPPM	0.0269945	PUBLICO	201	HIDRO	ANTIOQUIA
PORCE 2 GENERADOR	2217	EPPM	0.0258725	PUBLICO	405	HIDRO	ANTIOQUIA
PRADO 4 GENERADOR	15	ELECTRIFICA DORA DEL TOLIMA S.A. E.S.P. - ELECTROLIMA -	0.0279725	PUBLICO	5	HIDRO	TOLIMA
PRADO GENERADOR	192	ELECTRIFICA DORA DEL TOLIMA S.A. E.S.P. - ELECTROLIMA -	0.0277525	PUBLICO	45	HIDRO	TOLIMA
PROELÉCTRICA1	0	PROMOTORA DE ENERGÍA ELECTRICA DE CARTAGENA S.C.A. - PROELÉCTRICA -	0.04317	PRIVADO	45	GAS	BOLIVAR
PROELÉCTRICA2	0	PROMOTORA DE ENERGÍA ELECTRICA DE CARTAGENA S.C.A. - PROELÉCTRICA -	0.04317	PRIVADO	45	GAS	BOLIVAR
RIOGRANDE 1 GENERA.	256	EPPM	0.0279625	PUBLICO	25	HIDRO	ANTIOQUIA
SALVAJINA GENERADOR	1306	EPSA	0.0264325	PRIVADO	285	HIDRO	CAUCA
SANCARLOS GENERADOR	8280	ISAGEN	0.02128	PUBLICO	1240	HIDRO	ANTIOQUIA
T SIERRA1 GENERADOR	135	EPPM	0.03849	PUBLICO	455	GAS/COMBINADO	ANTIOQUIA
TASAJER 1 GENERADOR	1191	TERMOTASAJERO S.A	0.04831	PRIVADO	155	CARBON	N.SANTANDER
TEBSA TOTAL	3417	TERMOBARRA NQUILLA S.A. - TEBSA -	0.0313	PRIVADO	750	GAS/COMBINADO	ATLANTICO
TERMO CARTAGENA 1	26	EMGESA	0.04315933	PRIVADO	61	GAS	BOLIVAR
TERMO CARTAGENA 2	14	EMGESA	0.04316467	PRIVADO	53	GAS	BOLIVAR
TERMO CARTAGENA 3	20	EMGESA	0.043156	PRIVADO	66	GAS	BOLIVAR
TERMO FLORES 2	309	FLORES II S.A & CIA S.C.A. E.S.P.	0.04122533	PRIVADO	112	GAS	ATLANTICO
TERMO FLORES 3	386	FLORES II S.A & CIA S.C.A. E.S.P.	0.04118333	PRIVADO	175	GAS	ATLANTICO
TERMOBOLLA 3 GENERA.	53	TERMOBARRA NQUILLA S.A. - TEBSA -	0.04125733	PRIVADO	64	GAS	ATLANTICO
TERMOBOLLA 4 GENERA.	49	TERMOBARRA NQUILLA S.A. - TEBSA -	0.041258	PRIVADO	63	GAS	ATLANTICO
TERMOCANDELARIA 1 GENERACION	100	TERMOCANDELARIA	0.04309533	PRIVADO	157	GAS	BOLIVAR
TERMOCANDELARIA 2 GENERACION	41	TERMOCANDELARIA	0.04309533	PRIVADO	157	GAS	BOLIVAR
TERMOCENTRO -1	206	ISAGEN	0.041	PUBLICO	280	GAS/COMBINADO	SANTANDER
TERMODORADA1	298	CHEC	0.060466	PUBLICO	51	GAS	CALDAS
TERMOEMCALI 1	423	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI - EMCALI	0.0478288	PRIVADO	229	GAS/COMBINADO	VALLE
TERMOFLORES GENERA.	782	FLORES II S.A & CIA S.C.A. E.S.P.	0.03602	PRIVADO	160	GAS/COMBINADO	ATLANTICO
TERMOGUAJIRA 1	109	CORELCA	0.04309933	PUBLICO	151	GAS	GUAJIRA
TERMOGUAJIRA 2	185	CORELCA	0.04905	PUBLICO	125	CARBON	GUAJIRA
TERMOVALLE 1	3	EPSA	0.06036333	PRIVADO	205	GAS	VALLE

TERMOYOPAL UNIDAD 2	35	TERMO YOPAL GENERACIÓN 2 S.A.ESP	0.04208067	PRIVADO	29	GAS	CASANARE
URRA	604	URRA S.A. E.S.P	0.0261575	PUBLICO	335	HIDRO	CORDOBA
YUMBO 3 GENERADOR	0	YUMBO 3 GENERADOR	0.050878	PRIVADO	29	CARBON	VALLE
ZIPA BOGOTA 2 GEN.	56	EMGESA	0.04566533	PRIVADO	34	CARBON	CUNDINAMAR CA
ZIPA BOGOTA 3 GEN.	145	EMGESA	0.045124	PRIVADO	63	CARBON	CUNDINAMAR CA
ZIPA ISA 4 GENERADOR	91	EMGESA	0.04510533	PRIVADO	64	CARBON	CUNDINAMAR CA
ZIPA ISA 5 GENERADOR	30	EMGESA	0.045124	PRIVADO	63	CARBON	CUNDINAMAR CA

Tabla 4: Tabla de relación empresa, costo, agentes, recurso, procedencia.

Cálculos: Autor, **Fuente:** Fuentes primarias. **Nota:** Bajo Anchicaya pertenece en la actualidad a CHIDRAL y posee una capacidad de 74MW. Betania pertenece en la actualidad a CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A. CENTRAL HIDROELECTRICA MIEL I entro en funcionamiento el 1 de diciembre de 2002. MERILECTRICA 1 comenzó a funcionar en 1998. PORCE 2 GENERADOR comenzó a funcionar el 1 de agosto de 2001. TEBSA TOTAL entro en funcionamiento en 1998. Las tres TERMO CARTAGENA son en la actualidad de TERMO CARTAGENA S.A. E.S.P.. TERMO CANDELARIA 1 y 2 entraron en funcionamiento en el año 2000. Finalmente TERMO VALLE 1 se volvió de TERMO VALLE S.C.A. E.S.P.

cee	cere	fecha
23.85	24.58	January 01
25.84	26.92	February 01
24.14	25.02	March 01
26.13	26.95	April 01
25.6	24.92	May-01
25.79	26.04	June 01
24.95	24.79	July 01
24.24	23.82	August 01
24.78	25.39	September 01
24.24	23.58	October 01
25.04	23.98	November 01
26.04	25.56	December 01
27.22	25.66	January 02
27.11	27.66	February 02
26	25.57	March 02
26.13	25.71	April 02
25.54	25.72	May-02
27.14	27.89	June 02
26.97	29.35	July 02
28.37	29.58	August 02
29.96	31.3	September 02
30.7	28.78	October 02
30.82	29.92	November 02
30.06	31.11	December 02
33.15	32.94	January 03
36.59	35.84	February 03
33.34	31.49	March 03
34.85	32.85	April 03
32.28	31.63	May-03

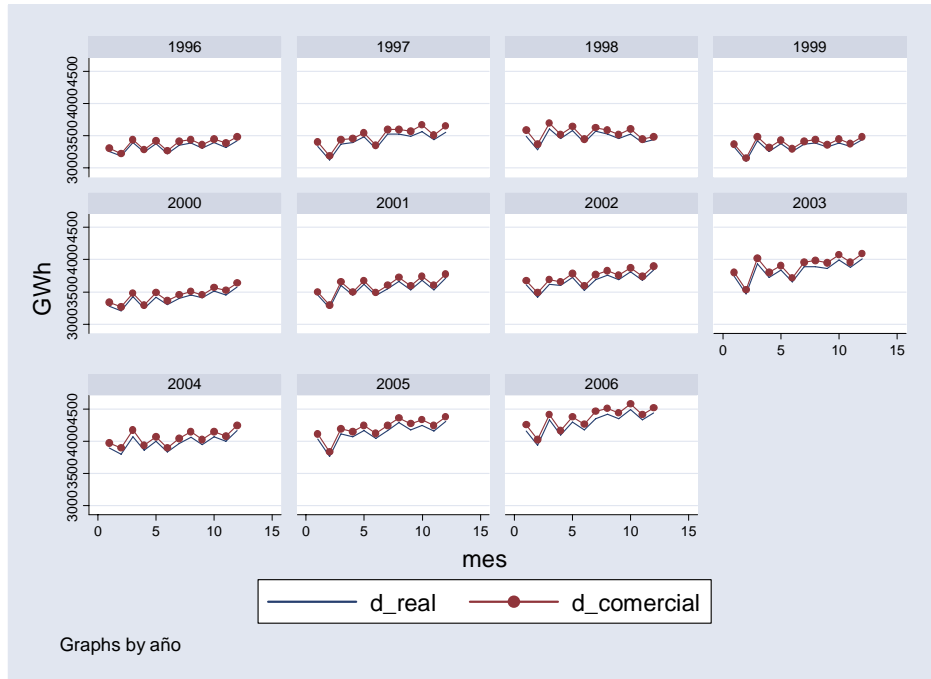
33.89	32.51	June 03
30.86	31.07	July 03
31.57	30.16	August 03
31.62	30.94	September 03
30.82	30.25	October 03
32.16	30.55	November 03
31.57	30.72	December 03
32.56	30.96	January 04
33.12	30.65	February 04
29.96	28.25	March 04
31.8	29.66	April 04
29.93	29.7	May-04
32.64	31.15	June 04
30.55	27.76	July 04
29.54	26.25	August 04
29.14	27.71	September 04
28.88	26.83	October 04
29.33	26.85	November 04
28.37	25.8	December 04
28.6	26.42	January 05
30.13	27.6	February 05
27.16	25.95	March 05
28.24	25.78	April 05
27.56	25.43	May-05
27.87	25.36	June 05
27.14	24.04	July 05
25.95	23.46	August 05
26.76	23.51	September 05
25.95	23.38	October 05
26.51	23.71	November 05
25.58	23.82	December 05
26.58	24.35	January 06
28.14	25.72	February 06
25.03	24.05	March 06
26.75	26.5	April 06
26.79	26.29	May-06
28.79	28.67	June 06
29.05	25.11	July 06
26.51	24.14	August 06
26.85	23.98	September 06
26.12	22.35	October 06

25.68	23.55	November 06
29.77	29.79	December 06

Tabla 8: CEE y CERE mensual de enero 2001 a diciembre 2006.

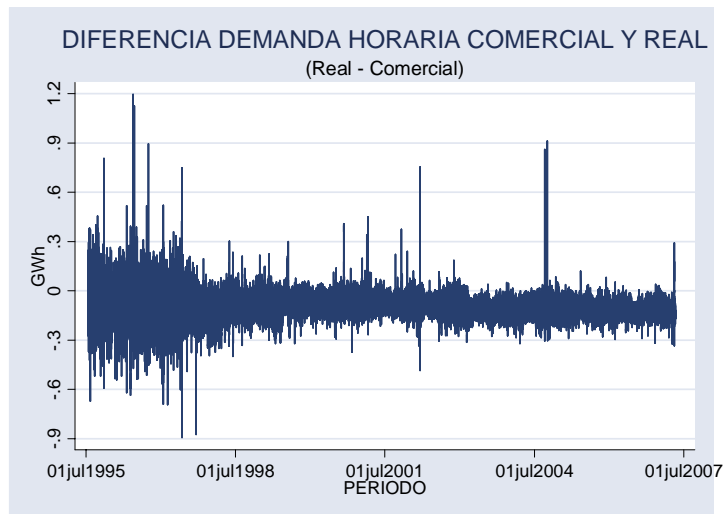
Fuente: XM

GRAFICAS



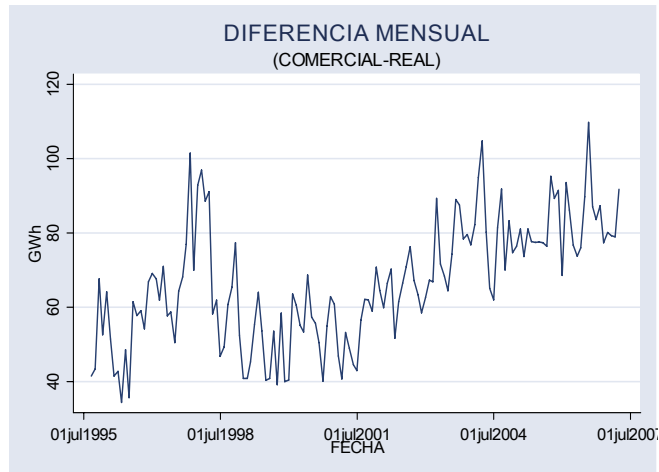
Grafica 2: Demanda Real y Comercial mensual, por año

Cálculos: Autor, **Fuente:** XM

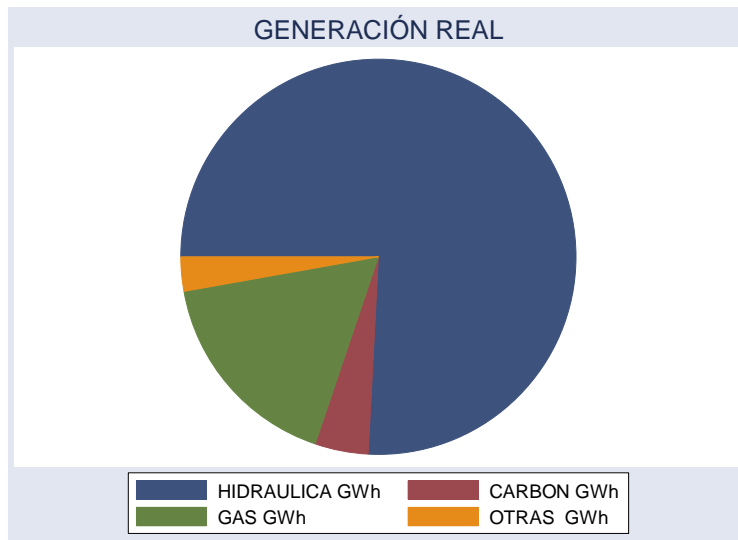


Grafica 3: Diferencia entre Demanda Real y Comercial horaria

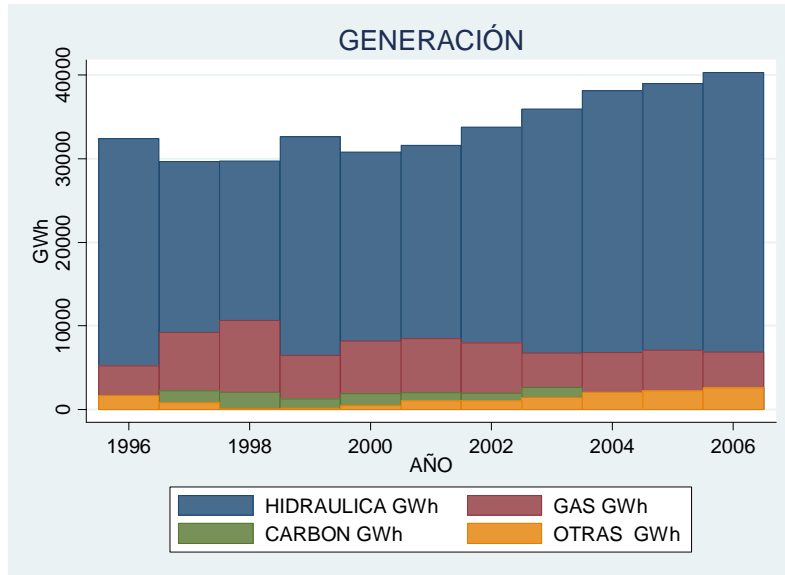
Cálculos: Autor, **Fuente:** XM



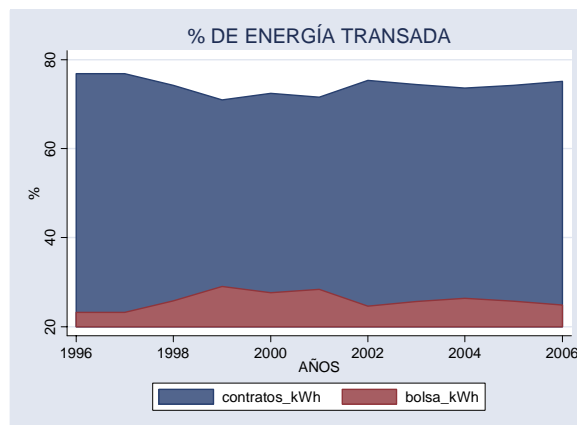
Grafica 4: Diferencia entre Demanda Real y Comercial mensual
Cálculos: Autor, **Fuente:** XM



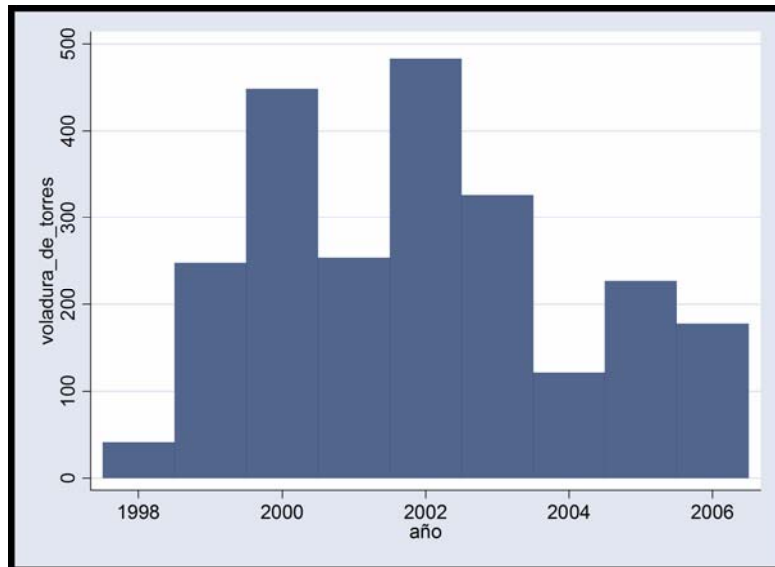
Grafica 6: Clasificación de la generación real promedio, por fuente de combustible
Cálculos: Autor, **Fuente:** XM



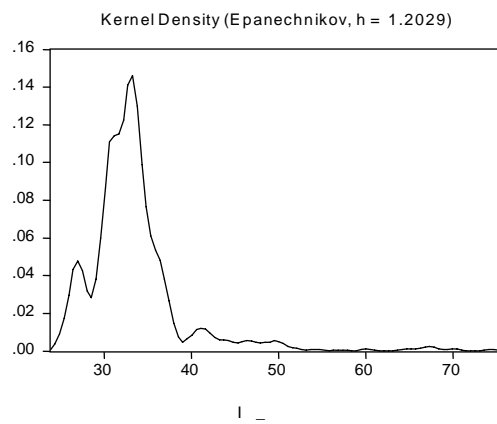
Grafica 7: Clasificación de la generación real por año en GWh, por fuente de combustible
Cálculos: Autor, **Fuente:** XM



Grafica 8: % de energía transada en contratos y bolsa
Cálculos: Autor, **Fuente:** XM



Grafica 10: Voladura de Torres 1998-2006
Fuente: Ministerio de Defensa



Grafica 11: Kernel Density
Fuente: Ministerio de Defensa

