

Borradores Departamento de Economía

N°38

Marzo de 2011

Implicaciones de Forward y Futuros para el Sector Eléctrico Colombiano

Elaborado por:

Duvan Fernando Torres Gómez
Astrid Carolina Arroyave Tangarife

Este artículo es producto de un trabajo de grado para optar al título de economista de la Universidad de Antioquia asesorado por el profesor David Tobón y fue galardonado mejor trabajo de grado de Economía 2010-2.



**FACULTAD DE CIENCIAS
ECONÓMICAS**

**DEPARTAMENTO DE
ECONOMÍA**

Medellín - Colombia

La serie Borradores Departamento de Economía está conformada por documentos de carácter provisional en los que se presentan avances de proyectos y actividades de investigación, con miras a su publicación posterior en revistas o libros nacionales e internacionales. El contenido de los Borradores es responsabilidad de los autores y no compromete a la institución.

[Click aquí para consultar todos los borradores en texto completo](#)

Implicaciones de Forward y Futuros para el Sector Eléctrico Colombiano[‡]

Duvan Fernando Torres Gómez
Astrid Carolina Arroyave Tangarife*

*-Introducción. –I. Teoría y práctica del sector eléctrico en Colombia. –
II. Contratos bilaterales en Colombia. –III. Los contratos de futuros
para el sector eléctrico en Colombia. – Conclusiones. –Bibliografía.*

Resumen:

En este artículo se analiza la incidencia del uso de forward y futuros en el sector eléctrico colombiano, centrándose en la efectividad de estos instrumentos para corregir el problema del riesgo asociado a la incertidumbre, entre otros problemas estructurales del sector. Usando un análisis de predictibilidad para forward y un estudio teórico para futuros, se muestra que, aunque la modalidad de contratación bilateral ha sido útil en la disminución de la volatilidad de precios de la bolsa, este mercado no provee señales claras de precios y se encuentra en los futuros la herramienta más eficiente para cubrir riesgo además de brindar dinamismo al mercado; sin embargo, se requiere el papel activo del regulador para aminorar prácticas especulativas.

Abstract:

This paper examines the impact of using forward and futures on the Colombian electricity sector, focusing on the analysis of the effectiveness of these instruments to correct the problem of risk associated with uncertainty, and structural problems in this sector as well. Using predictability for forward and theoretical analysis for futures, it is showed that although the bilateral contracts (forward) has been useful in reducing the volatility of spot prices, this market does not provide signals of future prices, and it is found that futures are the most efficient tool to hedge risks in addition to providing dynamism to these kind of markets, however, it is required the active role of regulator for reducing speculation.

Palabras clave: Mercado eléctrico, futuros, forward, incertidumbre, riesgo

Clasificación JEL: F15, D53, L13, D81

[‡] Mejor trabajo de grado de Economía 2010-2, Departamento de Economía, Universidad de Antioquia, asesorado por el profesor David Tobón

* Duvan Fernando Torres Gómez: Universidad de Antioquia. Dirección Electrónica: duvantorres88@gmail.com, Medellín. Astrid Carolina Arroyave Tangarife: Universidad de Antioquia. Dirección electrónica: caroarroyave@gmail.com, Medellín.

Introducción

El sector eléctrico colombiano ha enfrentado varias reformas con el propósito de lograr dinamismo y promover la competencia. En 1995 se pone en funcionamiento el Mercado de Energía Mayorista –MEM– en el cual se transa energía eléctrica mediante tres modalidades: el mercado *spot*, los contratos bilaterales y las subastas para asignar Obligaciones de Energía Firme –OEF–. Sin embargo, es necesario hacer frente a problemas que subyacen a la naturaleza del bien que se transa y de los insumos necesarios para su generación, es decir, la influencia de factores como el nivel de los embalses (la oferta de generación es principalmente hidroeléctrica), la disponibilidad de gas (para generación térmica), el estado de las redes de transmisión y distribución y la regulación, que hacen que los agentes del mercado se enfrenten a grandes volatilidades en los precios, comprometiendo sus ganancias por los altos niveles de riesgo y haciendo vulnerable la demanda por su carácter inelástico al precio. Aunque los contratos bilaterales han mostrado disminuir esa volatilidad, próximamente se implementarán *futuros* con el fin de lograr un resultado más efectivo.

En este artículo se realiza un estudio de la efectividad con que los derivados financieros cubren el riesgo y contribuyen a dar poder de negociación a la demanda para protegerse ante la imponente posición de la oferta en el país, elaborando un diagnóstico de la eficiencia de los contratos bilaterales y un análisis de las características de los *futuros* de electricidad que se transarán cuando entre en funcionamiento el Mercado Organizado Regulado –MOR–. También se analizará la forma como la interacción de estos mercados permitirá lograr mayor firmeza y estabilidad en el desarrollo de este mercado en tanto mitiguen estos problemas.

Analizar este tipo de aspectos relacionados con el sector resulta de gran utilidad para empezar a hacerse una idea de cuáles son los lineamientos que se deben seguir, al menos desde la teoría, para lograr un ambiente armónico en el sector eléctrico en Colombia, del cual dependen la mayoría de actividades industriales, comerciales y domésticas. Adicionalmente, dado que el país posee ventajas comparativas en la región por su potencialidad hídrica y bajos costos de generación, analizar los diferentes escenarios y el desempeño del sector en una etapa de cambio es fundamental para prepararse ante cualquier contingencia en un sector que se consolida como motor de desarrollo en el país. Además, con esto se aporta evidencia y herramientas que permite al organismo regulador identificar las condiciones en donde se puede ejercer poder de mercado y prever las implicaciones del mercado de futuros que se está implementando (Derivex).

El texto se divide en tres secciones: la primera, presenta la revisión de trabajos relacionados con los temas de análisis de esta investigación y el marco regulatorio del sector; la segunda, presenta las características de la modalidad de transacción de electricidad con los contratos bilaterales y una estimación de la eficiencia de estos contratos para ayudar a cubrir riesgo mediante la provisión de información que reduzca la incertidumbre y emita señales de los valores futuros de los precios; la tercera, revisa las características del mercado de *futuros* de electricidad en Colombia, la forma como son utilizados para cubrir riesgo y el contraste con

algunos países europeos y otros de Latinoamérica. Finalmente se presentan algunas conclusiones.

I. Teoría y práctica del sector eléctrico en Colombia

A. *La teoría económica del riesgo y la incertidumbre*

La información imperfecta y los problemas asociados a la existencia de agentes con poder de mercado son situaciones contempladas como fallos de mercado; además, son el factor común de la mayoría de los mercados en las economías modernas. En la teoría referente a la información imperfecta se analiza la incertidumbre y el riesgo al que se enfrentan los individuos en la toma de decisiones cuando no se tiene acceso a toda la información existente, donde el resultado depende de estados de naturaleza contingentes. El individuo que se enfrente a una elección en condiciones de incertidumbre debe establecer un orden de los resultados, teniendo en cuenta los distintos cursos de acción a realizar y las posibles eventualidades que los alteren, formando así una función de utilidad que defina la valoración de los resultados (Varian, 1999). El poder de mercado surge cuando uno o varios agentes tienen la posibilidad de alterar el precio de mercado obteniendo beneficios económicos mayores de los que obtendría bajo una estructura competitiva. A la luz de estas dos teorías básicas de mercados imperfectos, el marco teórico está determinado por los estudios, teorías y modelos relacionados con el riesgo y la incertidumbre y los mecanismos empleados para mitigar dichos problemas.

En general, la incertidumbre y el riesgo derivados de problemas de información imperfecta en un mercado afectan el comportamiento de los agentes económicos conllevando a que se efectúen elecciones no óptimas. Prado y Martínez (1995) analizan algunos mercados altamente relacionados con riesgo e incertidumbre que surgen en condiciones de información imperfecta: primero, los mercados con información asimétrica generada por riesgo tecnológico asociado a la distribución de información entre los agentes; segundo, el mercado de aseguramiento en el cual un individuo hace un intercambio de ingresos entre presente y futuro, donde con el contrato de una póliza de seguro se reduce el grado de incertidumbre y se modera el nivel de riesgo personal; por último, los mercados de contratos a plazo dada la existencia de situaciones reales de riesgo relacionadas con la volatilidad de precios y tasas de interés. Por su parte, Pindyck y Rubinfeld (2003) argumentan que el riesgo puede reducirse a través de la diversificación del portafolio de inversiones o, lo que es lo mismo, asignando recursos a diferentes actividades cuyos resultados no se encuentren correlacionados. Esta diversificación es muy importante sobre todo para los agentes que inviertan en la bolsa de valores, sin embargo, no todos los tipos de riesgo pueden reducirse mediante la diversificación.

El uso de derivados financieros para mitigar los problemas de riesgo financiero y poder de mercado cada vez cobra más fuerza y propagación en los mercados financieros y de *commodities* dadas la naturaleza y características de estos activos. Hull (2006) los define

como instrumentos financieros cuyo valor depende del valor de otras variables subyacentes más básicas. Entre otros derivados, estudia los contratos *forward*, transados en mercados *Over-The-Counter*[§], donde dos partes, tomando posiciones ya sea *long* (en largo - compradora) o *short* (en corto - vendedora), acuerdan transar un activo en el futuro a un precio y cantidad determinada. Un concepto clave en este tipo de contratos es el *saldo del forward*, que se calcula por la diferencia entre el precio de entrega (pactado en el contrato) y el precio *spot* en el momento en que el contrato llega a su terminación y, está caracterizado por $ST - K$, donde ST es el precio *spot* y K es el precio de entrega. Los *futuros* financieros son instrumentos muy similares a los *forward*, con la diferencia de que son transados en mercados organizados, donde se proveen las garantías para que los contratos sean cumplidos. El hecho de ser transado en un mercado organizado, le da a los *futuros* una buena liquidez, de tal forma que se pueda hacer una mejor evasión y mitigación del riesgo asociado a ciertos mercados, además permite que el precio de esos contratos sea alterado por fuerzas de oferta y demanda.

Bessembinder y Lemmon (2000), realizan un modelo donde el precio *forward* es un predictor parcial del precio *spot* el día del término del contrato, a partir del cual concluyen que el *saldo del forward* disminuye por la varianza anticipada de los precios en el mercado *spot* y aumenta por los cambios de tendencia anticipados de los precios del mercado *spot*, lo cual da señales importantes acerca de los precios *spot* en el futuro. De esta manera, la utilización de los *forward* puede considerarse como un instrumento eficiente para hacer frente al riesgo asociado a la incertidumbre en el mercado. Por otro lado, en un análisis preliminar del cubrimiento óptimo del riesgo en los mercados *forward* de electricidad europeos, Le Pen y Sévi (2007) desarrollan un modelo de propiedades dinámicas y distributivas de los precios *forward* y *spot*, concluyendo que las tasas de cubrimiento del riesgo son insignificantes dada la lentitud de la relación entre estos precios en cada mercado. Bajo esta perspectiva, los mercados *forward* serían poco eficientes para el cubrimiento, al menos en un horizonte de corto plazo.

En el estudio sobre el efecto de los contratos *forward* y *futuros* sobre el poder de mercado en los mercados de electricidad hay varios aportes relevantes, entre ellos está el de Anderson y Hu (2008), donde se evidencia el papel estratégico que juegan los contratos en la determinación de los resultados del mercado siempre y cuando los comercializadores obtengan beneficios al pactarlos. Así, su análisis concluye que los comercializadores pueden ofrecer un contrato *forward* para disminuir el ejercicio de poder de mercado de los generadores, además pueden alcanzar condiciones similares a las competitivas en el mercado *spot* (en un mercado de electricidad desregulado y con participación privada en competencia). Lien (2000) afirma que las consideraciones estratégicas, como la existencia de juegos repetitivos, justifican la contratación de *forward* para el cubrimiento del riesgo y poder de mercado, ya que los grandes productores pierden incentivos a presionar los precios al alza. Así concluyen que con la existencia de un mercado *forward* se puede mejorar la eficiencia económica y aumentar los beneficios de una empresa grande, sin necesidad estricta de la implantación de muchas empresas competidoras.

[§] Red de enlace vía teléfono o medios electrónicos, donde se realizan las transacciones y los participantes no necesariamente se conocen físicamente. Por lo general las transacciones son hechas por instituciones financieras, o una institución y un cliente.

Al indagar acerca de los estudios realizados en el sector eléctrico colombiano sobresalen los análisis de Medina y Moreno (2006), en el cual se realiza una evaluación del riesgo en el mercado eléctrico en Colombia mediante la lógica *Fuzzy*, donde se toman en consideración factores como los cambios regulatorios, el estado de las redes eléctricas y las condiciones sociopolíticas, como determinantes en la volatilidad de precios, concluyendo que nuevas resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– pueden elevar considerablemente los precios según la correlación entre éstas y el precio de contado, las condiciones de las redes aumentan la exposición al riesgo ya que de eso depende la calidad, la tensión y la disponibilidad de electricidad y, problemas como los atentados a las torres de energía aumentan el precio vía aumento de costos. Por otro lado, el trabajo de Brugman (1996) analiza el desempeño del esquema de contratación bilateral utilizado desde la creación del mercado e identifica problemas importantes como el amplio riesgo crediticio y la falta de neutralidad en las negociaciones, lo cual no permite que este tipo de contratos sean compatibles con los requerimientos de los agentes en el sector, haciendo que el esquema sea poco eficiente y poco práctico en cuanto al manejo de la incertidumbre; el autor expresa la necesidad de implementar contratos como *futuros* financieros en el mercado, argumentando que así se solucionarían de una manera efectiva gran parte de los problemas asociados al riesgo del nuevo sistema competitivo y al mismo tiempo, se promovería la competencia comercial del sector.

B. Marco Regulatorio

Con el establecimiento de las leyes 142 y 143 de 1994 hubo un cambio substancial en la participación privada de la cadena de valor del sector eléctrico colombiano, ya que se implantó la competencia en generación y se dieron los primeros visos de la operación comercial en transmisión y distribución de la electricidad.

La CREG ha considerado necesarios algunos cambios en el sector, tales como los implementados en la Resolución 056 de 2008, con la cual se vuelve más rigurosa la vigilancia ante posibles comportamientos estratégicos en la subasta de sobre cerrado para participantes con plantas de generación, con el fin de evitar que haya un exagerado poder de mercado por parte de pocas empresas. Además, la CREG publicó para comentarios propuestas asociadas al anillo de seguridad del cargo por confiabilidad denominado *Demanda Desconectable Voluntariamente*^{**}, la información operativa y los medios de divulgación necesarios para coordinar los sectores de gas y electricidad. Así mismo, en 2009 se realizaron modificaciones a la normatividad del mercado de energía cuyos aspectos más importantes fueron principalmente: el manejo de la información del mercado, la

^{**} “Este anillo de seguridad le permite al generador que prevea que no dispone de energía suficiente para cubrir su Obligación de Energía en Firme (OEF) acudir, a través de los comercializadores, a los usuarios del SIN que puedan reducir su consumo de energía porque cuentan con equipos de generación de respaldo o porque pueden modificar su proceso productivo”.

determinación del precio de bolsa, la aplicación de la decisión CAN 720 de 2009^{††} y las medidas tomadas ante la presencia del fenómeno del niño.

Más adelante se adoptó, mediante Resolución CREG 071 de 2006, la metodología para remunerar el Cargo por Confiabilidad en el MEM que se da a través de diferentes esquemas: contratos bilaterales a largo plazo, subastas de capacidad o energía firme y *opciones* de energía firme. A nivel internacional se cuenta con una amplia experiencia en los dos primeros, por su parte, las *opciones* no se han implementado con mucha fuerza, pero han ganado apoyo teórico como mecanismo de control de poder de mercado y de cobertura de precios. Mediante la Resolución CREG 085 de 2007 se adoptaron normas para regular la disponibilidad de las plantas de generación que respaldan OEF del Cargo por Confiabilidad con el fin de comprobar que una vez al año cumplan con las características y condiciones que le permitan generar y cumplir con su OEF.

Adicionalmente, la CREG diseñó dos mecanismos por los cuales el precio de la electricidad se intenta formar eficientemente, se controla la volatilidad de los precios para el usuario regulado y se asegura la eficiencia financiera al comercializador que atiende el mercado. Estos mecanismos para la compra y venta de contratos son: Mercado Organizado Regulado (MOR) y subastas bilaterales. El MOR se caracteriza por la participación voluntaria de los agentes, es un mecanismo centralizado y organizado, la subasta se realiza de forma anónima en una plataforma basada en internet, las transacciones soportadas se dan por un mecanismo de garantías estándar, el producto es un contrato de tipo financiero de energía y su modalidad es de tipo “*pague lo contratado*”, su periodo de ejecución es por uno o dos años, la unidad de negocio es de 120 kWh-día por contrato y dos contratos en bloques verticales (diurno: 7a.m a 7p.m y nocturno: 7p.m a 7a.m) y las subastas se presentan anualmente. Estas subastas se crearon para complementar los productos del MOR que permiten el cubrimiento total de la demanda regulada. En estas subastas se restringen las compras de energía del comercializador a su generador integrado con el fin de evitar conductas que no sean competitivas.

II. Contratos Bilaterales en Colombia

A. Transacciones de electricidad con contratos bilaterales (*forward*) en Colombia

La contratación bilateral como modalidad de transacción en el MEM consiste en la adquisición del compromiso por parte de generadores y comercializadores o usuarios finales, de comprar y vender electricidad a un plazo mayor de un día con un precio, cantidad y demás especificaciones contractuales negociadas libremente por las partes, siguiendo las propiedades de los contratos tipo *forward*. Según la CREG (2010), los

^{††} Esta dispone la integración como uno de los mecanismos para alcanzar los objetivos de la Comunidad Andina, relacionada con Transacciones Internacionales de Electricidad y normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía por el Racionamiento Programado de Gas.

contratos bilaterales son estrictamente financieros y su función es reducir la volatilidad de los precios de la bolsa; la entrega física de electricidad pactada en los contratos se realiza a través de la bolsa bajo la responsabilidad del generador suscrito al contrato, o de otro generador según lo disponga el despacho ideal^{‡‡}. En caso de que la compra de electricidad que hacen los comercializadores mediante contratos esté dirigida a abastecer Usuarios Regulados, las condiciones y especificaciones del contrato como el precio y cantidad estarán condicionadas por reglas que buscan garantizar competencia entre generadores; por otro lado, si está dirigida a abastecer Usuarios No regulados, las condiciones se pactarán libremente entre las partes.

Existen dos tipos de contratos bilaterales en el MEM: contratos tipo “pague lo contratado” y “pague lo demandado”. Bajo la primera modalidad, los comercializadores se comprometen a pagar por toda la electricidad pactada en el contrato, independientemente de que sea consumida o no; si la cantidad contratada es mayor al consumo, el comercializador puede vender el excedente en la bolsa de energía al precio de contado y, si es menor, el comercializador deberá completar lo pactado en el contrato comprando en la bolsa. Con un contrato tipo “pague lo demandado” los agentes compradores sólo pagan la cantidad consumida al precio estipulado en el contrato.

Teniendo en cuenta que la modalidad de transacción con contratos bilaterales en el MEM tiene como finalidad disminuir el riesgo, resulta interesante evaluar la eficacia que han tenido para este fin, teniendo como criterios la cantidad de información que los agentes pueden adquirir de los precios y sus fundamentales y el uso que puedan hacer de ella para disminuir la incertidumbre, en tanto los precios emitan señales de sus valores futuros. Antes de hacer esto, es necesario realizar un análisis de los fundamentales que están detrás de los cambios en los precios de los contratos y su impacto sobre ellos para tener una mejor comprensión de los resultados posteriores acerca de la eficiencia con que estos instrumentos cubren el riesgo y, mediante la provisión de información, permiten la disminución de posibilidades de ejercer acciones estratégicas.

B. Fundamentales de los precios de los contratos en Colombia

Los precios de los contratos tipo *forward* en el sector eléctrico colombiano responden, al igual que los precios de bolsa, a variables del MEM, a cambios en la regulación del sector y a las expectativas de los agentes. Particularmente, el precio de los contratos tendría relación con los precios de la bolsa de energía, la hidrología (el aporte de los ríos de todo el sistema interconectado nacional –SIN–), la disponibilidad de generación, el margen de reserva, la tasa de cambio nominal (TRM), las exportaciones a Ecuador y el precio del gas en Colombia; los cambios regulatorios más impactantes sobre el precio de los contratos son la introducción del nuevo Cargo por Confiabilidad en diciembre de 2006 y la Resolución

^{‡‡} Despacho que se realiza acorde a las características técnicas de las plantas generadoras, la oferta de precios por orden de méritos de menor a mayor, sin considerar las diversas restricciones eléctricas u operativas que puedan presentarse en el sistema.

CREG 119 de 2007^{§§}; finalmente, el precio de la bolsa rezagado un periodo, el cual captura el componente dinámico relacionado con las expectativas ante cambios en el precio y, el precio de los contratos rezagado 30 periodos, que actúa como referente del plazo a un mes.

Ahora bien, teniendo como base la metodología utilizada por Fedesarrollo (2009) se tomarán datos diarios desde 1999 hasta 2010, donde la variable dependiente y las regresoras estarán expresadas en logaritmo natural. Adicionalmente, las variables nominales como el precio de los contratos, precio de la bolsa y los precios del gas en Colombia irán expresadas en precios constantes de 2010; los cambios regulatorios serán capturados por variables *dummies* que tomarán el valor de 0 antes de la ejecución de las reformas y 1 después de ella; por último, el precio de la bolsa y de contratos rezagados uno y treinta periodos respectivamente para capturar el efecto de las expectativas, también estará en precios constantes de 2010.

$$\begin{aligned} \ln Pc_{2010} = & c + \beta_1 \ln \text{margen reserva} + \beta_2 \ln \text{disgeneración} + \beta_3 \ln \text{hidrología} \\ & + \beta_4 \ln \text{trm} + \beta_5 \ln \text{ecuador} + \beta_6 \ln \text{pgascol\$2010} + \beta_7 \text{dumres119} \\ & + \beta_8 \text{dumconfiabilidad} + \beta_9 \ln Pb_{2010_{t-1}} + \beta_{10} \ln Pc_{2010_{t-30}} + \varepsilon_t \end{aligned}$$

(1)

Estimación de los fundamentales de los precios de los contratos en Colombia

Los fundamentales de los precios de los contratos son generalmente variables que afectan directamente el mercado de generación, lo cual incide en la oferta de precios y disponibilidad que presenten los generadores en las subastas diarias de bolsa. A saber, el margen de reserva es la diferencia entre la capacidad neta de generación y la demanda máxima de potencia en el SIN, la disponibilidad de generación es la máxima cantidad de potencia neta que un generador puede proveer al sistema durante un periodo de tiempo determinado, la hidrología consta de los aportes hídricos de todos los ríos que contempla el sistema, la tasa de cambio utilizada es el mismo precio del dólar que se utiliza en las transacciones del MEM, las exportaciones al ecuador son las transferencias de energía de Colombia hacia el país vecino por medio de los enlaces Pomasqui-Ecuador y Tulcán-Ecuador y el precio del gas es el precio de referencia del Campo Guajira^{***}. La elección del periodo de análisis responde a la disponibilidad de datos y a la omisión de la distorsión que el fenómeno del niño causó en las variables del MEM en 1998.

^{§§} “Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en Sistema Interconectado Nacional”.

^{***} Hasta el primero de febrero de 2006 el precio del gas se expresaba en US\$/KPC y, de acuerdo a la nueva medición, el precio se expresa en US\$/Millones de BTU.

Cuadro 1. Resultados de estimación de precios de contratos, marzo 1 1999-agosto 31 2010.

Variables Independientes (en Logaritmos naturales)	Variable Dependiente: Logaritmo natural de precios promedio diario de contratos en pesos de 2010.				
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) (*)
Hidrología	-0.0107	-0.0120	0.0155	-0.0023	-0.0094
Disponibilidad de Generación	0.1457	0.1363	0.5429	-0.00648**	0.0308
Margen de Reserva	-0.0244	-0.0348	0.0739	-0.01013	-0.0188
Exportaciones a Ecuador	0.0007	-0.0004	0.0109	2.75E-05***	-
TRMC	0.0778	0.0084	0.4291	0.002***	0.0899
Precio Gas Col (\$2010)	0.0035*	0.0174	0.0262	0.00203	0.0093
Dummy CXC	0.0208	-	0.1533	0.0004***	0.0264
Dummy Resolución 119-2007	0.0347	-	0.1998	0.0011***	0.0521
Precio bolsa (\$2010) (-1)	0.0335	0.0313	0.177(*)	-0.006941	0.0521
Precio Contratos (\$2010) (-30)	0.8593	0.9311	-	1.0024(*)	0.7197
Constante	-1.9850	-1.4896	-10.52	0.2910	0.1502***
R^2	0.9909	0.9896	0.9119	0.9986	0.9799
Prob(estadístico-F)	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

* Solo son significativos a un nivel de confianza del 95%

** Solo son significativos a un nivel de confianza del 90%

*** No son significativos a niveles de confianza habituales

(*) Introducción del precio de la bolsa como variable no rezagada, es decir, PBt.

(*) Introducción de la variable Precio Contratos rezagada solo un periodo PCt-1

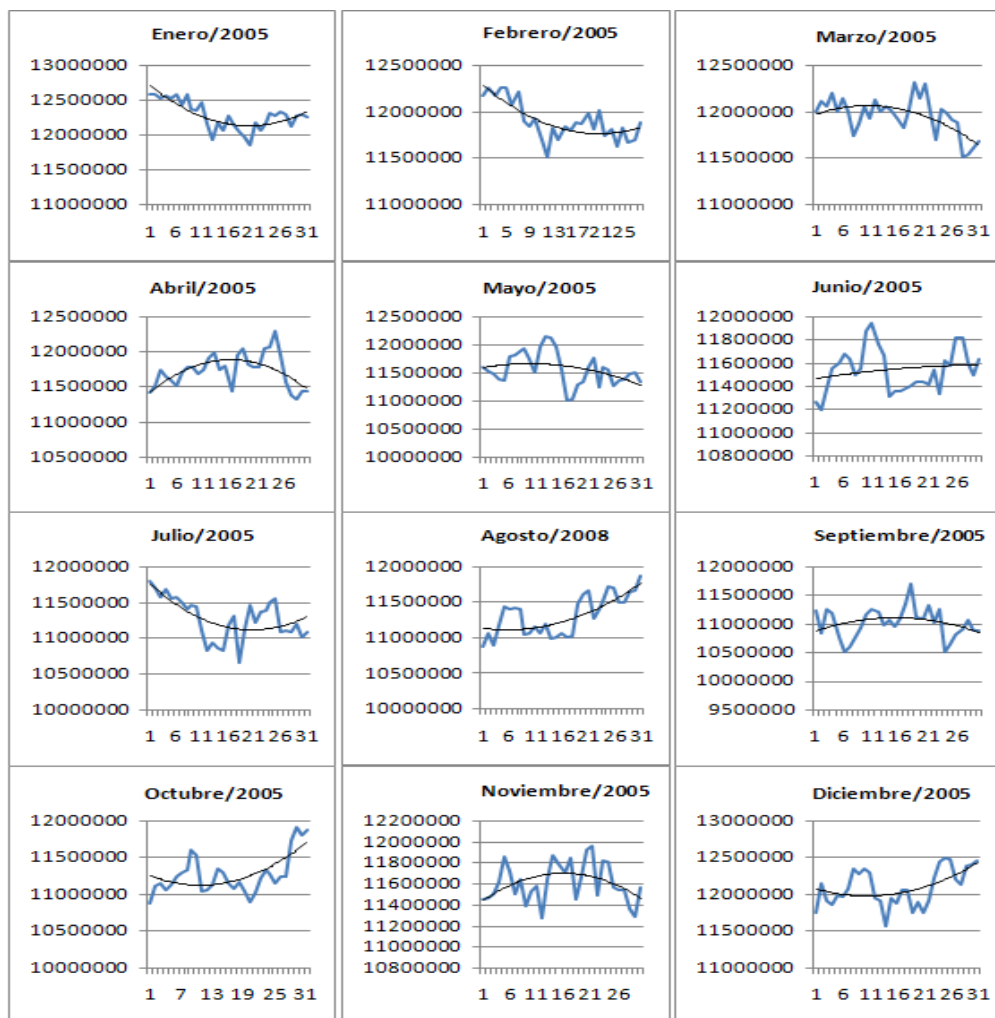
(*) Periodo de la regresión: 01/01/2003 a 31/08/2010.

Fuente: XM - Cálculo de los autores

Como se observa en el cuadro 1, los resultados muestran que las elasticidades estimadas son similares para cada regresión realizada, además la mayoría tiene el signo esperado según la teoría. En las estimaciones (1)-(3) las variables que inciden en el nivel de oferta relativa de electricidad como Hidrología, Disponibilidad de Generación y Margen de Reserva^{†††} tienen elasticidades en promedio de -1%, 10% y -2% respectivamente. En el caso de la variable Disponibilidad de Generación se debe tener especial cuidado, ya que muestra una incidencia positiva en el precio de los contratos, es decir que un aumento en la disponibilidad de generación hoy en un 1% conllevará a un aumento en el precio de los contratos en un 10%, lo cual parece ir en contra de la ley de formación de precios por fuerzas de oferta y demanda, ya que un aumento de la disponibilidad de generación se traduce como un aumento de la oferta; además, según Fedesarrollo (2009) la relación de esta variable con los precios de la bolsa de energía es inversa y altamente significativa, en efecto, aumentos en ella pueden ocasionar disminuciones más que proporcionales en el precio de bolsa. No obstante, antes de hacer cualquier juicio es necesario examinar si existe algún patrón cíclico en esta variable que pueda incidir en la formación de expectativas sobre el precio futuro de bolsa y, a su vez, sobre el precio que se negocie en los contratos, con lo cual un aumento en la disponibilidad de generación podría significar el aumento en los precios de los contratos. Observando los recuadros del gráfico 1:

^{†††} Solo se tienen en cuenta variables que inciden en la oferta hidroeléctrica ya que esta modalidad de generación representa una mayor proporción en el total generado.

Gráfico 1. Disponibilidad de Generación y tendencia de la serie. Gráficos mensuales de enero a diciembre de 2005^{†††}.



Fuente: XM y Cálculo de los autores

Se tiene que, de acuerdo al patrón cíclico observado en las tendencias de cada mes de la serie se puede concluir que, de acuerdo a la formación de expectativas sobre los precios, el resultado de la regresión puede ser válido y un aumento en la disponibilidad de generación conlleva a un aumento en los precios de los contratos en tanto los agentes esperen una futura disminución en la disponibilidad de generación. Por otra parte, este fenómeno podría estar indicando el ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores, en la medida en que la negociación del contrato presione para mantener un precio alto independientemente de esta variable.

^{†††} El ejercicio fue realizado para diferentes años obteniendo resultados similares.

Por otra parte, los resultados de la estimación permiten concluir que las exportaciones a Ecuador no tienen un efecto importante sobre los contratos; la elasticidad de la variable TRMC es 7,7% y 8,9% para las estimaciones (1) y (5) respectivamente, mientras que la elasticidad de la variable Precio del Gas (\$/2010) no alcanza el 1% en las mismas estimaciones, reflejando la preponderancia de la generación hidroeléctrica en el sector; en cuanto a las variables *dummies* de Cargo por Confiabilidad y la Resolución 119 de 2007, se concluye que provocaron un aumento permanente en los precios de los contratos a partir de su implementación. Un aumento en el precio de bolsa en el periodo $t-1$ en 1% provoca un aumento en el precio de los contratos cercano a 3% para las estimaciones (1) y (2) y al 5% para la estimación (5) y, un aumento en el precio de la bolsa en el periodo t en 1%, el aumento en el precio es del 17,7%. Por último, el aumento del precio de los contratos en el mes anterior (Variable Precio Contratos (\$/2010) rezagada 30 periodos) tiene el mayor efecto sobre los precios presentes de los contratos, con elasticidades de 85,93%, 93,11% y 71,97% para las estimaciones (1), (2) y (5), respectivamente.

Actualmente, la transacción de electricidad mediante la utilización de contratos bilaterales es muy utilizada, en efecto, aproximadamente del 78% del total transado en los últimos años (XM, 2009). La razón por la cual son tantos los contratos negociados en el MEM, es que hasta ahora es el instrumento más eficaz que tienen los generadores y comercializadores de cubrirse del riesgo asociado a la volatilidad de precios de la bolsa. Ahora bien, es necesario evaluar cuán efectivo ha sido este sistema de contratación bilateral para el cubrimiento del riesgo, en la medida que les permite a los agentes del mercado hacer buen uso de la información implícita en los precios de la bolsa y contratos; paralelamente, cabe analizar si por naturaleza estos precios no permiten que se pueda realizar ese cubrimiento.

C. Predictibilidad del precio de la Bolsa de energía mediante el precio de los contratos bilaterales

Si un generador o comercializador del MEM pudiese predecir el precio de la bolsa de energía en el futuro, contaría con una valiosa herramienta para utilizar la información que posee a su favor y obtener beneficios económicos, pues podría obtener ganancias con muy bajos niveles de riesgo. Arciniegas *et. al.* (2003) plantea que existe la posibilidad de que en el comportamiento y la interacción de los mercados de contado y de contratos bilaterales pueda encontrarse información significativa para predecir las variaciones en el precio de la bolsa en algún momento del tiempo en el futuro, disminuyendo considerablemente el riesgo asociado a la volatilidad de precios en el mercado.

Cabe entonces la posibilidad de que los agentes puedan hacer uso de la información derivada de la interacción de estos dos mercados a través del tiempo, de tal forma que con los precios futuros de los contratos firmados hoy se pueda tener señales del precio de la bolsa en la fecha de vencimiento del acuerdo. Para que se pueda dar esto, es necesario que se cumplan simultáneamente tres condiciones, que son: la estacionaridad de las series de precios, para asegurar que se pueda predecir valores futuros de la serie; la cointegración de

las series de precios de contratos bilaterales y de la bolsa de energía, que da cuenta de los retornos esperados en ambos mercados (presente y a plazo); y la convergencia, condición que exige que los precios de los contratos converjan a los precios de la bolsa en la fecha de vencimiento, es decir, que los precios de los contratos sean predictores insesgados de los precios de la bolsa. Asimismo, se utilizarán los criterios estacionaridad, cointegración y convergencia para determinar el nivel de eficiencia con que la utilización del esquema de contratación bilateral permite conseguir la reducción del riesgo en el mercado, en la medida en que provea herramientas para hacer uso de la información implícita en los precios.

Para el estudio de estacionaridad se utiliza el test de Dickey-Fuller aumentado para determinar si existe raíz unitaria en la serie de los precios, además verificar si la media, la varianza y la autocorrelación de las series son independientes del tiempo, de tal forma que se pueda calcular valores futuros utilizando la información corriente, con la siguiente ecuación de regresión:

$$\Delta P_t = \alpha + \beta_0 P_{t-1} + \sum_{l=1}^L \beta_l \Delta P_{t-l} + e_t \quad (2)$$

Donde α , β_0 y β_1 son coeficientes, P_{t-1} son los precios en el periodo $t-1$, L es el número de rezagos (Lags) y e_t es el término de error.

El análisis de cointegración entre retornos esperados en el mercado de contratos bilaterales y la bolsa busca detectar las posibilidades que tienen los individuos de actuar ante la información disponible de precios en estos mercados, en la medida en que esos retornos crezcan a la misma tasa. Para esto se plantea la siguiente relación de cointegración:

$$P_{c,m} = \alpha + \beta P_{b,m} + \varepsilon \quad (3)$$

Donde $P_{c,m}$ es el precio en el mercado de contratos en el mes m , $P_{b,m}$ es el precio de la bolsa de energía el mes m , α y β son parámetros de cointegración y ε es el término de error.

Para determinar la cointegración entre el precio en el mercado de contratos y de la bolsa cada mes se utilizará el test de Johansen. Para esto, primero se debe determinar el Vector Autorregresivo (VAR):

$$P_t = \Gamma_0 + \Gamma_1 P_{t-1} + \Gamma_2 P_{t-2} + \dots + \Gamma_k P_{t-k} + e_{t-k} \quad (4)$$

Donde P_t es el vector de precios de la bolsa y de contratos bilaterales, Γ es la matriz de parámetros y e_{t-k} es el término de error. Una vez obtenidas las raíces unitarias y las pruebas de cointegración, se procederá a contar el número de relaciones de cointegración por año.

Finalmente, se analiza la convergencia de precios del mercado de contratos a los precios de la bolsa para determinar si existen diferencias estructurales de precios entre ellos, expresando la relación de la siguiente forma:

$$P_t^{t-j} = \exp(P_t^t | \Phi_{t-j}) \quad (5)$$

Donde P_t^{t-j} es el precio de los contratos en el período $t-j$ que se entrega en el período t , P_t^t es el precio de la bolsa en t y Φ_{t-j} es la información que se tiene del período $t-j$. Reformulando la relación se tiene:

$$P_t^t = P_{t-j}^t + \epsilon_t \quad (6)$$

Aquí, ϵ_t es un ruido blanco. De acuerdo con esta ecuación, el precio de los contratos funciona como un predictor insesgado del precio de la bolsa e incorpora toda la información disponible del período $t-j$. Para determinar la convergencia del precio de los contratos bilaterales al precio de la bolsa de energía, se comienza planteando la siguiente ecuación:

$$P_t^t - P_{t-j}^t = \theta + \epsilon_t \quad (7)$$

De la cual se concluirá si hay convergencia, solo si el precio de los contratos es un predictor insesgado, es decir, si $\theta = 0$. Esto se contrastará con el test de Wald, donde una vez encontrados los meses en los cuales se cumple esta condición, se hará un conteo anualmente de los mismos.

Estimación de predictibilidad

Utilizando las series de precios corrientes diarios de la bolsa y la serie de precios promedio de los contratos bilaterales del MEM, se realizan las pruebas de estacionaridad, cointegración y convergencia para intervalos de tiempo mensuales desde enero de 2003 hasta agosto de 2010. De esta manera, se contará cuantos meses en un año cumplen las tres condiciones en los ocho años de análisis, para determinar la eficiencia con que el mercado de contratos bilaterales permite brindar información al mercado que reduzca la incertidumbre y aminore considerablemente el riesgo.

Para precisar en cuántos meses en el año es posible predecir valores futuros de los precios de la bolsa y de los contratos simultáneamente se presentan los resultados de las pruebas de estacionaridad (tabla 2).

Tabla 2. Resultados de las pruebas Dickey-Fuller aumentado para series de precios de la bolsa y contratos bilaterales, 2003-2010.

Estacionaridad	2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009		2010	
	Ec	Et	Ec	Et	Ec	Et	Ec	Et	Ec	Et	Ec	Et	Ec	Et	Ec	Et
Enero		X						X								
Febrero																
Marzo					X	X										X
Abril		X							X							
Mayo					X	X										
Junio					X	X			X	X	X					
Julio									X							
Agosto				X					X							
Septiembre																
Octubre					X			X								
Noviembre								X	X	X						
Diciembre	X	X		X												
Total	1	3	0	2	3	3	2	3	1	4	1	1	0	0	0	1

Ec: estacionaridad con una constante como regresor exógeno

Et: estacionaridad con una constante y tendencia lineal como regresor exógeno

Fuente: XM - Cálculo de los autores.

Se observa que las series de los precios de la bolsa y contratos solo son simultáneamente estacionarias en relativamente pocas ocasiones (las marcadas con X) con referencia a todo el periodo de análisis y que en los meses de los primeros años se cumple más veces esta condición. Así, sólo en los meses en que las series son estacionarias es posible predecir valores futuros en ambos mercados y sólo para estos momentos es relevante realizar las pruebas de cointegración y convergencia, no obstante, estas pruebas se realizarán para todo el periodo de análisis y al final la información se condensará en una tabla que muestre el momento en que se cumplen las tres condiciones.

Seguidamente, en la tabla 3 se tienen los resultados para las pruebas de cointegración para cada uno de los meses.

Tabla 3. Resultados de los Test de Johansen para los VAR creados con las series de precios de la bolsa y contratos bilaterales, 2003-2010.

Relaciones de Cointegración	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	1	2	0	2	1	1	1	0
Febrero	2	0	0	1	2	1	0	2
Marzo	1	1	1	1	0	0	0	2
Abril	1	2	2	0	1	0	0	1
Mayo	2	2	2	2	1	1	0	0
Junio	1	0	2	2	1	2	2	2
Julio	1	2	0	2	2	1	0	2
Agosto	2	1	0	1	2	0	1	0
Septiembre	2	0	2	2	2	1	1	
Octubre	2	1	2	0	2	1	2	
Noviembre	1	2	0	2	2	1	0	
Diciembre	2	2	0	0	1	0	2	
Total	18	15	11	15	17	9	9	9

Fuente: XM - Cálculo de los autores

De la tabla anterior se concluye que para la mayoría de los meses en todo el periodo de análisis existen relaciones de cointegración de los precios de la bolsa y de contratos bilaterales, donde combinaciones lineales de las dos series son estacionarias también; además se observa que las relaciones de cointegración disminuyen a partir 2008, presentando muchos más meses en los que no se presenta ninguna relación, lo cual concuerda con la condición de estacionaridad individual y coincide con las alteraciones de las expectativas de los agentes ante el anuncio del fenómeno del niño para 2009.

En la tabla 4 se presentan los resultados de las pruebas de convergencia, donde se estima la diferencia entre las series de precios de la bolsa y contratos para determinar cuántas veces esa diferencia es igual a cero y, de esa manera, concluir que los precios de la bolsa de energía son estimadores insesgados de los precios de los contratos bilaterales.

Tabla 4. Resultados de las estimaciones de convergencia, 2003-2010.

Convergencia	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	-0,079	0,01	-0,067	-0,1197	0,03	-0,0433	-0,081*	-0,065
Febrero	-0,094	0,0079	-0,059	-0,09	0,026	-0,045*	-0,00806*	-0,065*
Marzo	-0,076	0,018	-0,051	-0,1	0,035	-0,059	0,096	-0,0469*
Abril	-0,084	0,0379	-0,059	-0,037*	0,06	-0,053	0,1	-0,068*
Mayo	0,096	-0,1328	-0,084	-0,1189	-0,046*	-0,043	-0,034*	0,0056*
Junio	0,064	-0,076	-0,097	-0,143	-0,094	-0,038	-0,101	-0,045
Julio	0,046*	-0,069	-0,1	-0,0222*	-0,069	-0,05	-0,2	-0,05*
Agosto	0,047	-0,0837	-0,13	0,064	-0,07	-0,057	-0,095	-0,054*
Septiembre	0,0075	-0,1	-0,146	0,042	-0,085	-0,0648	-0,071	
Octubre	0,0085	-0,07	-0,122	0,051	-0,116	-0,1	-0,057	
Noviembre	0,0093	-0,07	-0,11	0,01*	-0,059	-0,071	0,091	
Diciembre	0,01	-0,052	-0,098	NA	-0,043	-0,15	-0,045	
Total	1	0	0	3	1	1	3	6

* Según el test de Wald la estimación de la diferencia entre precios de la bolsa y contratos es cero, es decir, hay convergencia

Fuente: XM - Cálculo de los autores

Para cada mes se estimó la ecuación (7) y se observa que las estimaciones de la diferencia de los precios de la bolsa y contratos en todos los casos son cercanas a cero. Sin embargo, de acuerdo a la prueba de Wald para cada una de los coeficientes, cuya hipótesis nula es $\theta = 0$ y la alternativa es $\theta \neq 0$, sólo pocas de esas diferencias estimadas pueden ser en realidad iguales a cero. En los últimos años se presentan más casos de convergencia de los precios, donde en seis de ocho meses tenidos en cuenta en 2010, entonces los precios de los contratos funcionan como predictores insesgados de los precios de la bolsa, sucediendo lo contrario a lo que muestran las dos primeras condiciones.

Por último, se determina cuantas veces se cumplen dos o las tres condiciones en la tabla 5, la cual permitirá concluir cual es el nivel de eficiencia con que el mercado de contratos bilaterales permite que los agentes reduzcan el riesgo a niveles muy bajos, debido a la reducción de la incertidumbre.

Tabla 5. Eficiencia del mercado de contratos para reducir riesgo bajo los criterios de estacionariedad, cointegración y convergencia 2003 - 2010.

Eficiencia	2003				2004				2005				2006				2007				2008				2009				2010			
	Ec	Et	CI	CV	Ec	Et	CI	CV	Ec	Et	CI	CV	Ec	Et	CI	CV	Ec	Et	CI	CV	Ec	Et	CI	CV	Ec	Et	CI	CV	Ec	Et	CI	CV
Enero		X	X										X	X																		
Febrero																																
Marzo									X	X			X	X	X														X	X	X	
Abril		X	X														X	X														
Mayo									X	X	X																					
Junio									X	X	X						X	X			X	X	X									
Julio																	X	X														
Agosto					X	X											X	X														
Septiembre																																
Octubre									X	X			X	X																		
Noviembre													X	X	X		X	X														
Diciembre	X	X	X		X	X																										
Eficiencia	0				0				0				1				0				0				0				1			

Ec: estacionariedad con una constante como regresor exógeno

Et: estacionariedad con una constante y tendencia lineal como regresor exógeno

CI: Cointegración de las series

CV: Convergencia de los precios de los contratos a los precios de la bolsa

Se cumplen las tres condiciones de la predictibilidad de los precios de la bolsa en el futuro

Fuente: Cálculo de los autores

En este análisis se tiene como restricción que el primer criterio se cumpla, puesto que es necesario que las series sean estacionarias para que los otros dos criterios tengan relevancia, ya que si las series son estacionarias existe la posibilidad de valores futuros de las mismas. Ahora bien, se puede observar que solamente se cumplen las tres condiciones al tiempo en marzo de 2006 y en el mismo mes en 2010, de manera que solo en esas dos ocasiones se dan las condiciones perfectas para que los agentes puedan hacer uso de la información disponible, derivada de la interacción entre los mercados de contratos y de la bolsa de energía, para efectuar sus operaciones económicas con niveles de riesgo considerablemente bajos, al eliminar la incertidumbre en algunas variables del mercado. Por tanto, bajo estos criterios, siendo tan bajas las posibilidades de que se cumplan las tres condiciones simultáneamente, se concluye que el mercado de contratos bilaterales es lo suficientemente eficiente en su interacción con el mercado de contado para emitir señales fuertes acerca de los valores futuros de los precios y, de esa manera, cubrir a los agentes del sector de electricidad en Colombia ante el riesgo asociado a la volatilidad en los precios de la bolsa.

D. Debilidades de los Contratos Bilaterales

Para los contratos bilaterales en Colombia no existe restricción respecto al horizonte de tiempo que deban cubrir, ni sobre la capacidad que los agentes puedan comprometer en ellos, de manera que la cantidad que no sea cubierta mediante el contrato deberá ser transada mediante la bolsa (UPME, 2004). Por consiguiente, a primera vista se identifican dos problemas significativos en el esquema de contratos: primero, el alto riesgo crediticio al que se enfrentan las empresas al contratar bajo esta modalidad, que puede llegar a tener un fuerte impacto sobre la rentabilidad de los agentes, de acuerdo al comportamiento del precio de la bolsa de energía y a la cantidad de electricidad que falte o sobre de los contratos; segundo, derivado del primero, es la alta probabilidad de que las empresas generadoras más grandes se posicionen como líderes en el mercado, puesto que son las únicas que pueden brindar a sus contrapartes en el contrato la confianza suficiente sobre la cantidad de electricidad pactada y, de esta forma, se consolide una especie de estructura de mercado oligopólica.

Adicionalmente, en esta modalidad de contratos existen varios problemas estructurales que crean la necesidad de otras alternativas de cubrimiento de riesgo. Estos problemas son: altos costos de transacción, falta de liquidez del mercado, la poca disponibilidad de información, la posibilidad de que alguna de las partes cuente con ventajas particulares en la negociación, lo cual desemboca en la formación de precios no competitivos, que como se observa en las estimaciones realizadas no proveen señales fuertes para determinar precios futuros; por otra parte, dado que el precio está asociado a la percepción de riesgo que los generadores se crean de cada empresa, se desarrolla una dinámica de discriminación natural de precios (CREG, 2010). Por estas razones, se adelantan grandes esfuerzos por el establecimiento del MOR en Colombia, en el cual se transarán *futuros* de electricidad, cuyas propiedades, junto con las del modelo de mercado, permite eliminar estos problemas además de proveer otros beneficios como la interacción con los otros mercados, la suficiencia financiera, la exigibilidad del cumplimiento de las obligaciones, la participación de nuevos agentes y un mayor dinamismo del mercado.

III. Los contratos futuros de electricidad para el sector eléctrico en Colombia

A. Características del mercado de futuros de electricidad en Colombia

El marco institucional en el que se contempla las transacciones con *futuros* de electricidad en Colombia está compuesto por el Mercado de Derivados de Commodities Energéticos – Derivex– y la Cámara de Riesgo de Contraparte Central –CRCC–. La primera es una institución creada a partir de una alianza entre la Bolsa de Valor de Colombia –BVC– y XM en pro de crear las condiciones para la implementación de instrumentos financieros compatibles con la madurez que ha alcanzado el mercado de electricidad en el país. Las funciones de Derivex son: administrar los mercados de *futuros* y *opciones* sobre los

subyacentes energéticos, diseñar e inscribir los contratos, proveer la infraestructura y la plataforma para la negociación, brindar información al mercado, vigilar la adecuada formación de precios, reglamentar, realizar seguimiento y administrar la información del mercado. Por su parte, la CRCC es una entidad que funciona como contraparte en todas las negociaciones a plazo, con el fin de reducir el riesgo crediticio en el mercado. Además, se encarga de definir límites de operación y posición, compensar el riesgo de las operaciones, administrar las garantías y liquidar diariamente las posiciones (Derivex, 2009).

En el nuevo mercado *futuros* de electricidad se pueden identificar dos tipos de agentes según el uso que den a estos instrumentos; un agente es coberturista si está interesado en disminuir o eliminar el riesgo y, es inversionista o especulador cuando utiliza estos derivados para hacer apuestas sobre el precio del activo subyacente. Por otra parte, ante la CRCC existen tres clases de participantes: los miembros liquidadores, miembros negociadores no liquidadores y los clientes. Los miembros liquidadores son contrapartida directa de la CRCC y prestan el servicio de compensación, liquidación y administración del riesgo de los miembros no liquidadores y los clientes; los miembros no liquidadores son contrapartida indirecta de la CRCC y son responsables de la administración del riesgo de los clientes, por quienes liquidan y compensan operaciones ante el miembro liquidador: por último, los clientes son los agentes del mercado (coberturistas o inversionistas) que acceden a los servicios de la CRCC por medio de los miembros liquidadores y no liquidadores (CRCC, 2009).

Los contratos *futuros* están configurados de la siguiente forma: el activo subyacente será la electricidad de la bolsa de energía de las 24 horas de todos los días del mes de vencimiento del contrato; el precio de referencia del activo subyacente para cada uno de los días hábiles de negociación será el precio promedio aritmético de los 24 periodos horarios de la primera versión conocida del precio de la bolsa; los contratos tendrán un tamaño de 360.000 kWh, con vencimiento mensual y su liquidación se hará de forma financiera por diferencias; el precio de liquidación al vencimiento será el precio promedio aritmético de los precios de referencia del subyacente de cada uno de los días del mes de expiración; por último, en todo momento se tendrán disponibles para negociación cuatro contratos, uno para el mes en curso y uno para cada uno de los siguientes tres meses (Derivex, 2010). La sucesión de eventos para determinar los precios de los *futuros* de electricidad en el día se configurará de la siguiente manera: a las 8:45 am inicia la subasta de apertura, que concluye en la ejecución de órdenes al precio de equilibrio al cual se maximiza el volumen de adjudicación de contratos, permitiendo determinar el precio de apertura. Seguidamente se da inicio la etapa de “mercado continuo” que comienza a las 9:00 am y termina a las 11:00 am, donde se realiza la ejecución de órdenes a precio de equilibrio, esta vez basado en la prioridad de precio (prioridad en el tiempo de llegada). Por último, a las 11:00 am inicia la subasta de cierre, en la cual se determina el precio de cierre (Derivex, 2009).

B. Cobertura de riesgo utilizando futuros de electricidad

La cobertura con contratos de *futuros* ante cambios en una variable de mercado que desemboquen en importantes pérdidas económicas para los agentes, funciona contrarrestando dichas pérdidas con ganancias por la operación en el mercado de *futuros*.

Esto es, si una generadora en su posición de oferente en la bolsa de energía tiene pérdidas económicas cuando el precio disminuye, podrá contrarrestar esas pérdidas tomando una posición en largo en el mercado de *futuros* de tal forma que gane una cantidad similar a la pérdida con la disminución del precio. Lo mismo aplica para un demandante de electricidad, quién tendrá que pagar un valor mayor cada vez que el precio de mercado aumente, por tanto para contrarrestar esto, debe tomar una posición en corto en el mercado de *futuros* y así recibir ganancias equivalentes al valor pagado por el aumento en el precio de contado. Con esta herramienta en el sector eléctrico colombiano, los agentes tienen la posibilidad de cubrirse del riesgo asociado a las fuertes variaciones en el precio de la Bolsa de energía, como también de revertir el cubrimiento realizado con la contratación bilateral cuando hay nueva información que modifica las expectativas. El ejemplo a continuación puede explicar mejor cómo funciona esta cobertura.

Ejemplo de cobertura con futuros

Un comercializador que demanda mensualmente 5'400.000 kWh necesita aplicar una estrategia de cobertura con *futuros* en agosto de 2010 ante la generación de expectativas al alza en precios de bolsa para los próximos cuatro meses, debido a que las altas temperaturas pronosticadas reducirán progresivamente el nivel de los embalses. En primer lugar, ante expectativas de aumento en el precio, para cubrirse el comercializador debe tomar una posición en largo (compradora) en el mercado de *futuros*, negociando un número de contratos equivalente al consumo mensual que quiere cubrir, teniendo en cuenta que el tamaño de un contrato es de 360.000 kWh. De esta manera, el número de contratos responde a:

$$\text{No Contratos} = 5'400.000\text{kWh} / 360.000\text{kWh} = 15$$

Suponiendo que los contratos se fijan en agosto de 2010 a un precio de 150\$/kWh, éstos vencen en octubre del mismo año y el precio de liquidación es de 192\$/kWh; además, que en promedio el precio de bolsa en el día de vencimiento del contrato es igual al precio de liquidación. La cobertura se observa analizando la siguiente información:

Operación en bolsa

$$\text{Gasto} = 5'400.000\text{kWh} \times 150\$/\text{kWh} = 810\text{ millones de pesos}$$

Operación en el mercado de futuros

$$\text{Margen de los futuros} = 192\$/\text{kWh} - 150\$/\text{kWh} = 42\$/\text{kWh}$$

$$\begin{aligned} \text{Valor de liquidación} &= 42\$/\text{kWh} \times (15 \times 360.000\text{kWh}) \\ &= 226,8 \text{ millones de pesos}^{\text{§§§}} \end{aligned}$$

§§§ Asumiendo que no se efectúa el proceso de liquidación diaria involucrada en el periodo de vida de los contratos, en donde se determina diariamente el margen de los Futuros y liquidan las ganancias o pérdidas de las partes. De esta manera, se ignora el principio del valor del dinero en el tiempo, lo cual haría que el valor de la suma de liquidaciones diarias sea diferente, sin embargo, por simplicidad se asume que la liquidación se ejecuta al vencimiento del contrato.

El valor de liquidación es la ganancia que el comercializador obtuvo por la diferencia entre el precio de los *futuros* y precio de liquidación. Teniendo en cuenta el nivel de consumo de electricidad por el comercializador, precisando la diferencia entre el gasto que se realizó en la Bolsa y la ganancia obtenida en el mercado de *futuros* de electricidad, es posible encontrar una tarifa neta que determinará si la cobertura fue efectiva o no.

$$\begin{aligned} \text{Gasto neto} &= 1.036'800.000\$ - 226'800.000\$ = 810'000.000\$ \\ \text{Tarifa neta} &= 810'000.000\$ \div 5'400.000\$/kWh = 150\$/kWh \end{aligned}$$

De esta manera, comprando la totalidad la electricidad en la bolsa de energía y tomando una posición compradora en el mercado de *futuros* para la misma cantidad del bien, el comercializador se cubrió totalmente del aumento en el precio, pues la tarifa neta que pagó en octubre por los 5'400.000kWh fue 150\$/kWh, que es el precio fijado en agosto como precio futuro. Cabe notar que el éxito de la cobertura depende directamente de la buena formación de expectativas del precio de la bolsa y de los costos de cobertura.

El caso de un agente que quiere revertir una cobertura hecha mediante contratación bilateral, se puede ilustrar apropiadamente utilizando el ejemplo del comprador de electricidad anterior. Supóngase en este caso que en agosto de 2010 el mismo comercializador genera expectativas a la baja en el precio de la electricidad de la bolsa para los próximos cuatro meses, asumiendo que éste se había cubierto anteriormente ante posibles aumentos en el precio mediante contratación bilateral de los 5'400.000 kWh con un generador, a un precio de 155\$/kWh. Por consiguiente, para revertir el efecto de esa cobertura y aprovechar la esperada disminución en el precio de la Bolsa para los siguientes meses, el comercializador debe negociar los 15 contratos a 150\$/kWh que es el precio del futuro en agosto, tomando una posición en corto (vendedora). Suponiendo que el comercializador comprará la electricidad en octubre y que el precio promedio de la bolsa ese mes es de 125,8\$/kWh, la reversión de la cobertura se observa de la siguiente manera:

Contratación bilateral

$$\text{Gasto} = 5'400.000 \times 155\$/kWh = 837'000.000\$$$

Futuros

$$\text{Margen de Futuros} = 150\$/kWh - 125,8\$/kWh = 24,2\$/kWh$$

$$\text{Valor de liquidación} = 24,2\$/kWh \times (15 \times 360.000kWh) = 130'680.000\$$$

Procediendo de manera similar a la cobertura sobre aumentos en precios de la bolsa, se puede hallar la tarifa neta que se pagaría por el bien en octubre de 2010 y reflejaría la reversión de la cobertura con contratación bilateral.

$$\begin{aligned} \text{Gasto Neto} &= 837'000.000\$ - 133'920.000\$ = 703'080.000\$ \\ \text{Tarifa Neta} &= 703'080.000\$ \div 5'400.000kWh = 130,2\$/kWh \end{aligned}$$

De esta manera, el comercializador aprovecha casi totalmente la baja en los precios de la bolsa y revierte la cobertura con contratación bilateral. La cobertura no fue completa, es decir, la tarifa neta no fue igual al precio promedio de la bolsa en octubre de 2010, porque los precios de los *futuros* y de los contratos bilaterales son diferentes; de ser iguales la tarifa neta a la cual el comercializador hubiese adquirido la electricidad en octubre sería exactamente el precio de la bolsa de ese mes, o sea, 125,8\$/kWh.

C. *Contraste Internacional*

Ante la próxima implementación de los *futuros* de electricidad en el sector eléctrico colombiano, resulta interesante realizar un análisis de algunos de los mercados de electricidad más desarrollados de Sudamérica y el resto del mundo, para contrastar su nivel de desarrollo y madurez y para prever la preparación del sector en Colombia ante la entrada de nuevos actores, como los agentes especuladores, analizando las características de los mercados de *futuros*.

El sector eléctrico chileno, primero en Latinoamérica en ser desregulado, se caracteriza por tener tarifas iguales al costo marginal de producción más una tasa de retorno de mercado, lo cual se traduce en precios razonables, que facilitan el flujo de capital hacia el sector. Los instrumentos para el cubrimiento del riesgo como los derivados financieros, no parecen ser estrictamente necesarios. Sin embargo, se contempla la contratación de electricidad entre generadores y distribuidores o clientes libres, a los cuales se les fija un precio cada seis meses por parte del regulador (CNE, 2008). Por su parte, el mercado de electricidad argentino, además de contar con la modalidad de contratación de electricidad a plazo tipo *forward* para estabilizar precios, tiene contratos de abastecimiento de la demanda, de disponibilidad de potencia y de importación y exportación, para así contar con una garantía adicional a la del mercado *spot* para reducir el riesgo crediticio (CAMMESA, 2010).

El mercado brasileño se caracteriza porque la mayoría de transacciones se realizan mediante contratación bilateral, donde los faltantes y los sobrantes de la electricidad contratada se negocian en el mercado *spot*. Aunque este mercado no cuenta con derivados financieros para cubrir riesgo y brindar mayor liquidez y dinamismo, se tienen dos mecanismos para su control: primero, el manejo de las negociaciones con nuevos generadores, las cuales tendrán que ser implementadas mediante contratos bilaterales de plazos entre tres y cinco años, de forma que se pueda gestionar la incertidumbre asociada a la evolución de la demanda; segundo, contratos de ajuste, que son contratos bilaterales a dos años, diseñados para cubrir necesidades más inmediatas que los dos anteriores; además de esto, es posible asignar anualmente los excedentes de la electricidad contratada sin cargos financieros. De esta forma, el mercado brasileño es cubierto ante el riesgo mediante la planificación de las negociaciones a plazos más largos de los habituales (Ministerio de Minas e Energía, 2003).

Analizando algunos de los casos de mercados de electricidad donde se ha implementado la transacción de contratos *futuros*, se encuentran varios aspectos a reflexionar sobre las características de estos derivados, así como del funcionamiento que tendrá el mercado organizado en Colombia. Primero, los mercados de electricidad que implementan contratos

futuros son, en su mayoría, mercados maduros, grandes y desarrollados. Por ejemplo el mercado PJM –Pensilvania, New Jersey, Maryland– es uno de los mercados con más trayectoria constituyéndose en el mercado regional más grande de Norteamérica y los *futuros* de electricidad son transados en el mercado New York Mercantil Exchange –NYMEX–, especializado en derivados financieros para *commodities*; Por su parte, el Nord Pool, es el mercado de electricidad más grande del mundo, compuesto por Noruega, Suecia, Dinamarca y Finlandia y su mercado financiero comprende la transacción de derivados de electricidad alemanes, de Países Bajos y de países nórdicos mencionados, además de productos financieros de mercados de carbono; el Europe Energy Exchange –EEX– provee la plataforma para la transacción de contratos *futuros* de electricidad para Alemania, Francia, Austria y Suiza. Un caso similar al modelo de mercado organizado en Colombia es el del mercado ibérico de electricidad, que es relativamente joven y cuya plataforma OMIP permite las transacciones con *futuros* a España y Portugal.

Por lo general, los mercados de *futuros* modernos cuentan con una cámara de compensación y contraparte que provee las propiedades de anonimato, transparencia, garantías y seguridad en la liquidación de los contratos. Ahora bien, las especificaciones de los contratos *futuros* varían entre mercados y están diseñados para cubrir necesidades específicas de los mismos, relacionadas con sus niveles óptimos de riesgo. Los *futuros* transados en el mercado financiero del Nord Pool pueden tener vencimiento desde un día hasta una semana y su tamaño de 1000kWh con liquidación financiera, lo cual permite a los agentes cubrir la cantidad de electricidad necesaria en este mercado además de protegerse de los cambios abruptos en los precios del mercado *spot* en pequeños periodos de tiempo.

Los *futuros* de electricidad del PJM transados en el NYMEX son de tamaño 80.000kWh con liquidación financiera, además se ofrecen ocho tipos de contratos *futuros*, que difieren por la zona geográfica que cubren en el mercado y por el plazo de vencimiento de los mismos, el cual puede ser de 12 meses consecutivos, o del año corriente y los 5 años calendario siguientes, donde la terminación de las negociaciones en diciembre de cada año irá seguida por la adición de un nuevo año de negociaciones del contrato.

Los *futuros* transados en el OMIP tienen vencimiento semanal, mensual, trimestral o anual y el tamaño de los contratos es de 1000 kWh; adicionalmente, se contempla, además de la liquidación financiera, la liquidación física de los contratos de forma que se cuenten con más instrumentos para cubrir el riesgo derivado de la volatilidad de precios de contado, mediante la toma de posiciones contrarias en los diferentes mercados; sin embargo, es necesario que la caja de compensación provea las garantías suficientes para la entrega física, la cual es muy inusual en este tipo de contratos. Adicionalmente, este mercado provee una herramienta fuerte ante el riesgo y posibles comportamientos de poder de mercado, pues la plataforma de negociación provee un sistema de control de riesgo donde todas las ofertas introducidas son validadas siempre y cuando los precios estén en el rango permitido, de otra forma se consideran inválidas y se rechazan.

Concluyendo, se evidencia la importancia de que el mercado de electricidad sea lo suficientemente desarrollado y robusto para garantizar estabilidad ante la implementación de derivados financieros y la participación de nuevos actores, factor que es común en el Nord Pool, PJM y EEX y no en los de Sudamérica. Por otra parte, de acuerdo a la

configuración de los modelos de mercado de *futuros* en los casos analizados, se observa que en mercado de derivados colombiano al contemplar solamente el vencimiento mensual de los contratos y al tener un tamaño más grande (360.000kWh), restringe las posibilidades de cubrir pequeñas cantidades de electricidad y proteger ante cambios abruptos en los precios en periodos de tiempo más cortos. No obstante, este factor puede ser importante en la protección del mercado ante actividades especulativas y arbitrajistas de corto plazo que causen fuertes distorsiones.

D. Contratos de Futuros, poder de mercado, arbitraje y especulación

Desde 1995 el sector eléctrico colombiano se encuentra bajo un esquema de mercado, el ejercicio de las actividades se realiza bajo la luz de las decisiones y resultados de equilibrio del mercado, además de una estricta regulación por parte de la CREG. No obstante el sector cuenta con pocas empresas generadoras oferentes adscritas al SIN, aproximadamente cinco^{****} muy grandes con capacidad de alterar el precio^{††††}; además la demanda de mercado es inelástica y abarca los sectores industriales, comerciales y domésticos de la mayor parte del país. Y las expectativas del mercado configuran una razonable excusa para que el comportamiento de los generadores, en un momento determinado, no responda necesariamente al comportamiento de las variables del mercado. Por consiguiente, en teoría, existe cierta facilidad y un buen incentivo para que las empresas oferentes realicen actividades de arbitraje como el acaparamiento de mercado, con lo cual aumentan los precios de la Bolsa y *futuros*.

Este problema conllevaría a serias inestabilidades en el mercado, puesto que aunque los demandantes de electricidad ya cuentan con un instrumento para cubrirse ante el aumento en el precio de contado, ya que contrarrestarán la pérdida con las ganancias en el aumento del precio de los *futuros* diariamente, es posible que el cubrimiento no sea completo, o ni siquiera medianamente exitoso ante posibles contingencias en el mercado; por otro lado, podría suceder que se alcancen precios muy altos en el *commodity* que no respondan a periodos de escasez y se active el mercado de OEF sin ser necesario.

Un asunto inquietante tiene que ver con la ejecución actividades especulativas. Esto porque hay características del mercado de electricidad como la falta de señales de precios de la Bolsa y contratos para predecirlos, y en ocasiones los precios de la electricidad en Colombia no respondan a los cambios en sus fundamentales^{††††}, el importante papel que juegan de las expectativas de los agentes y la misma estructura natural del mercado, que

**** EPM, EMGESA, ISAGEN, AES y EPSA.

†††† Al poder ofrecer grandes cantidades de electricidad a un menor precio que las demás, el precio al cual se vacía el mercado diariamente está directamente relacionado con las ofertas individuales del precio y disponibilidad que hagan estas empresas. Además, con el nuevo sistema de Cargo por Confiabilidad en 2006, el papel de las pequeñas generadoras eventualmente se reducirá a proveer confiabilidad al sistema en periodos de escasez, mientras las grandes aumentan su capacidad de generación.

†††† Tal como sucedió en 2008, dónde aún ante la prolongada temporada de lluvias los precios de la electricidad se mantuvieron muy altos.

hacen que exista la posibilidad de que el precio de los contratos *futuros* se desligue en gran medida del precio de la electricidad de la bolsa de energía, configurando una burbuja especulativa en la medida en que las fuerzas de oferta y demanda de estos derivados sean estimuladas por factores diferentes a los del mercado, como la adquisición de ganancias a corto plazo, provocando tarde o temprano una crisis financiera en el sector.

Conclusiones

En el sector eléctrico colombiano se han utilizado las transacciones de electricidad mediante contratos bilaterales, los cuales han funcionado bien, en tanto se disminuye la volatilidad de precios y le permite a la demanda tener capacidad de negociación protegiéndose ante posibles conductas estratégicas de la oferta. Sin embargo, este mercado no provee señales suficientes que permitan predecir valores futuros de esos precios de forma que se reduzca considerablemente la incertidumbre y realizar operaciones con niveles muy bajos de riesgo. Adicionalmente, este tipo de negociación del bien, al ser contratada libremente por las partes, no provee las garantías suficientes para que efectivamente se efectúe el intercambio, trayendo como consecuencia altos niveles de riesgo crediticio. Por esto y por problemas como la falta de liquidez, transparencia y la discriminación de precios, los agentes e instituciones del mercado encuentran en la introducción de derivados financieros como los *futuros*.

Estas transacciones con *futuros* comenzarán a ejecutarse en el momento en que entre en funcionamiento el MOR. Técnicamente, los agentes estarán en igualdad de condiciones en el mercado y se podrá cubrir de una manera más eficaz el riesgo generado por los fuertes movimientos de los precios de la Bolsa de energía. Teniendo en cuenta que todos los agentes pueden tomar cualquier posición, sea en corto o en largo, no es posible que en ese mercado algún tipo de agente se posicione como dominante, permitiendo que el mercado de electricidad se torne más dinámico y competitivo. Por otra parte, dado que este mercado estará en interacción con los otros dos existentes (el mercado de contado y de contratos), el cubrimiento del riesgo se dará contrarrestando las pérdidas ocasionadas por los movimientos adversos en los precios de la electricidad, con las ganancias percibidas en el mercado de *futuros* al momento de la liquidación.

Las transacciones de *futuros* de electricidad pueden posibilitar que se ejecuten algunas actividades que bajo ciertas circunstancias pueden llegar a desestabilizar el sector. Dada la propiedad de anonimato que brinda el mercado a los agentes, se prestan las condiciones para que las empresas realicen acciones estratégicas o arbitrajistas, considerando la composición de la oferta de generación en el mercado; por otra parte, la participación de agentes especuladores en el sector puede generar en un momento determinado que los precios de los *futuros* se desliguen del precio de la bolsa, generando una crisis especulativa en el sector, impactando a su vez a la economía del país por su importancia relativa.

Está en manos del regulador, la cámara de compensación y contrapartida y del administrador del mercado, llevar un control exhaustivo en los precios y sus fundamentales y proveer la suficiente información a los agentes, de forma que la formación de expectativas responda a variables reales y de la misma manera, los precios de los contratos

futuros converjan a los de la Bolsa. Además, se debe establecer un proceso claro a seguir cuando se tengan indicios o sospechas de comportamientos no competitivos para proteger a la demanda ante irregularidades que se transmiten a mayores precios, que perjudiquen el sector de comercialización de electricidad en el país.

Bibliografía

- ANDERSON, Edward y HU, Xinmin, 2008, “Forward Contracts in Electricity Markets: the Australian Experience”. *International Journal of industrial organization*. No. 26, pp679-694.
http://www.ceem.unsw.edu.au/content/documents/contractsurvey_short_May2006.pdf (Marzo 15 de 2010).
- ARCINIEGAS, Ismael; BARRET, Chris y ACHLA, Marathe, 2003, “Assessing the efficiency of US electricity markets”. *Utilities Policy*. No. 11, pp75-86. <http://lib-www.lanl.gov/cgi-bin/getfile?00818849.pdf> (Marzo 27 de 2010).
- BESSEMBINDER, Hendrik y LEMMON, Michael L. (2002). “Equilibrium Pricing and Optimal Hedging In Electricity Forward Markets”. *The Journal of Finance*. Vol. 57, No. 3, pp1347-1382. <http://www.jstor.org/stable/pdfplus/2697781.pdf> (abril 5 de 2010).
- BRUGMAN ÁLVAREZ, Andrés, 1996, “Los contratos eléctricos a futuro en Colombia”. *Revista Desarrollo y Sociedad* No. 36-37. 1996, pp277-308.
http://economia.uniandes.edu.co/investigaciones_y_publicaciones/CEDE/Publicaciones/Revista_Desarrollo_y_Sociedad/Ediciones/revista_desarrollo_y_sociedad_no_36_37/los_contratos_electricos_a_futuro_en_colombia (abril 5 de 2010).
- CÁMARA DE RIESGO CENTRAL DE CONTRAPARTE DE COLOMBIA (CRCC), 2009, “Gestión Riesgos Futuro de Energía Eléctrica”. *Memoria Capacitaciones Derivex*.
<http://derivex.com.co/memorias.html> (Agosto 2 de 2010).
- CAMMESA, 2010, Página web de la Compañía Administradora Del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.
<http://portalweb.cammesa.com/Pages/QueEsCAMMESA/institucional.aspx> (Noviembre 2 de 2010).
- CAPITÁN, Álvaro y RODRÍGUEZ Carlos, 2010, “Evolution of the MIBEL derivatives market: a model for Latin American markets?” Eighth LACCEI Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology (LACCEI'2010) “Innovation and Development for the Americas”, Arequipa, Perú.
http://cybertesis.urp.edu.pe/ponencias/LACCEI_2010/Papers/Papers_pdf/ENE078_Capitan.pdf (Octubre 18 de 2010).

- CME GROUP, 2010, “Contract Specifications”.
http://www.cmegroup.com/trading/energy/electricity/pjm-western-hub-peak-calendar-month-real-time-lmp_contract_specifications.html (Octubre 28 de 2010).
- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA CHILE, 2001, “Contexto y Enseñanzas Internacionales para el Diseño de una Estrategia Energética a Largo Plazo para Chile”.
http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/estudios/texto1.pdf (Noviembre 2 de 2010).
- CREG, 2010, Transacciones en el MEM: Contratos Bilaterales”.
http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado_mayorista/contratos.htm (Septiembre 2 de 2010).
- CREG, 2010, “Resoluciones”.
http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-75&p_options= (Octubre 10 de 2010).
- DERIVEX, 2010, “Estructura del mercado”. Memoria capacitaciones Derivex.
<http://derivex.com.co/memorias.html> (Agosto 2 de 2010).
- DERIVEX, 2010, “Estrategias de cobertura con contratos de futuro de electricidad”. Memoria capacitaciones Derivex. <http://derivex.com.co/memorias.html> (Agosto 2 de 2010).
- EEX, 2010, “European Energy Exchange Structure”. <http://www.eex.com/en/EEX> (Octubre 28 de 2010).
- FEDESARROLLO, 2009, “El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores (Comportamiento de los precios de electricidad en el Mercado Mayorista en Colombia: ¿qué dice la evidencia?)”.
<http://www.andi.com.co/pages/comun/infogeneral.aspx?Id=22&Tipo=2> (Abril 13 de 201).
- HULL, John, 2006, Options, futures, and other derivatives. 2006. Prentice Hall.
- LE PEN, Yannic y SÉVI, Benoît, 2007, “Optimal hedging in European electricity forward markets”. Centre de Recherche en Economie et Droit de l’Energie Université de Montpellier I. http://idei.fr/doc/conf/ere/papers_2007/sevi.pdf (Abril 5 de 2010).
- LIEN, Jeffrey, 2000, “Forward Contracts and the Curse of Market Power”. Department of Economics, University of Maryland.
<http://www.cramton.umd.edu/workshop/papers/lien-forward-contracts-and-the-curse-of-market-power.pdf> (Abril 5 de 2010).
- MARTIN NAVARRO, José L., 1994, “La economía de la información y la incertidumbre: el papel informativo de los precios y la formación de expectativas”. Estudios de Economía Aplicada. No. 2, pp53-70.

- MEDINA, Santiago y MORENO, Julian, 2007, “Risk evaluation in Colombian electricity market using fuzzy logic”. Energy economics. Universidad Nacional de Colombia. No. 29, pp999-1009.
- MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA DO GOBIERNO FEDERAL DE BRASIL, 2003 “Modelo Institucional do Setor Elétrico”. <http://www.mme.gov.br/mme> (Noviembre 15 de 2010).
- NORD POOL, 2010, “Product specification: Products and settlement”. <http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/productspecification/> (Octubre 29 de 2010).
- OMIP, 2010, “Mercado de Derivados: Productos” <http://www.omip.pt/MarketInfo/Produtos/tabid/76/language/es-ES/Default.aspx> (Octubre 28 de 2010).
- PINDYCK, Robert y RUBINFELD, Daniel, 2003, Microeconomía, Madrid, Prentice Hall
- PJM, 2010, “PJM Heritage”. <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/pjmheritage.aspx> (Octubre 29 de 2010).
- PRADO, Javier y MARTINEZ, José (1995). “Riesgo e incertidumbre en los mercados. Un análisis desde la economía de la información”. Boletín de la Facultad de Derecho. No. 8-9. <http://e-spacio.uned.es/fez/eserv.php?pid=bibliuned:BFD-1995-8-938CAC321&dsID=PDF> (Mayo 6 de 2010).
- SECRETARÍA DE ENERGÍA ARGENTINA. “Funcionamiento y organización del sector eléctrico argentino”. <http://proyectoargentino.org.ar/ELECTRICIDAD/electric.htm>
- UNIDAD DE PLANEAMIENTO MINERO ENERGÉTICO (UPME), 2004, “Una visión del mercado eléctrico colombiano”, Bogotá. http://www.upme.gov.co/Docs/Vision_Mercado_Electrico_Colombiano.pdf (Octubre 20 de 2010).
- VARIAN, Hal, 1999, Microeconomía Intermedia: un enfoque actual, Barcelona, Antoni Bosch.
- XM, 2009. “Informe de operación del sistema y administración del mercado eléctrico colombiano”, Informes empresariales: informe operacional XM. Memorias online: http://www.xm.com.co/Informes%20Empresariales/InformeOperacional_XM.pdf (Octubre 20 de 2010).
- XM, 2010, “Plataforma Neón: Información sobre el Mercado de Energía Mayorista colombiano”. Base de datos. <http://sv04.xm.com.co/neonweb/> (Agosto 26 de 2010).

Borradores del CIE

No.	Título	Autor(es)	Fecha
01	Organismos reguladores del sistema de salud colombiano: conformación, funcionamiento y responsabilidades.	Durfari Velandia Naranjo Jairo Restrepo Zea Sandra Rodríguez Acosta	Agosto de 2002
02	Economía y relaciones sexuales: un modelo económico, su verificación empírica y posibles recomendaciones para disminuir los casos de sida.	Marcela Montoya Múnera Danny García Callejas	Noviembre de 2002
03	Un modelo RSDAIDS para las importaciones de madera de Estados Unidos y sus implicaciones para Colombia	Mauricio Alviar Ramírez Medardo Restrepo Patiño Santiago Gallón Gómez	Noviembre de 2002
04	Determinantes de la deserción estudiantil en la Universidad de Antioquia	Johanna Vásquez Velásquez Elkin Castaño Vélez Santiago Gallón Gómez Karoll Gómez Portilla	Julio de 2003
05	Producción académica en Economía de la Salud en Colombia, 1980-2002	Karem Espinosa Echavarría Jairo Humberto Restrepo Zea Sandra Rodríguez Acosta	Agosto de 2003
06	Las relaciones del desarrollo económico con la geografía y el territorio: una revisión.	Jorge Lotero Contreras	Septiembre de 2003
07	La ética de los estudiantes frente a los exámenes académicos: un problema relacionado con beneficios económicos y probabilidades	Danny García Callejas	Noviembre de 2003
08	Impactos monetarios e institucionales de la deuda pública en Colombia 1840-1890	Angela Milena Rojas R.	Febrero de 2004
09	Institucionalidad e incentivos en la educación básica y media en Colombia	David Fernando Tobón Germán Darío Valencia Danny García Guillermo Pérez Gustavo Adolfo Castillo	Febrero de 2004
10	Selección adversa en el régimen contributivo de salud: el caso de la EPS de Susalud	Johanna Vásquez Velásquez Karoll Gómez Portilla	Marzo de 2004
11	Diseño y experiencia de la regulación en salud en Colombia	Jairo Humberto Restrepo Zea Sandra Rodríguez Acosta	Marzo de 2004
12	Economic Growth, Consumption and Oil Scarcity in Colombia: A Ramsey model, time series and panel data approach	Danny García Callejas	Marzo de 2005
13	La competitividad: aproximación conceptual desde la teoría del crecimiento y la geografía económica	Jorge Lotero Contreras Ana Isabel Moreno Monroy Mauricio Giovanni Valencia Amaya	Mayo de 2005
14	La curva Ambiental de Kuznets para la calidad del agua: un análisis de su validez mediante raíces unitarias y cointegración	Mauricio Alviar Ramírez Catalina Granda Carvajal Luis Guillermo Pérez Puerta Juan Carlos Muñoz Mora Diana Constanza Restrepo Ochoa	Mayo de 2006
15	Integración vertical en el sistema de salud colombiano: Aproximaciones empíricas y análisis de doble marginalización	Jairo Humberto Restrepo Zea John Fernando Lopera Sierra Sandra Rodríguez Acosta	Mayo de 2006
16	Cliometrics: a market account of a scientific community (1957-2005)	Angela Milena Rojas	Septiembre de 2006
17	Regulación ambiental sobre la contaminación vehicular en Colombia: ¿hacia dónde vamos?	David Tobón Orozco Andrés Felipe Sánchez Gandur María Victoria Cárdenas Londoño	Septiembre de 2006
18	Biology and Economics: Metaphors that Economists usually take from Biology	Danny García Callejas	Septiembre de 2006

19	Perspectiva Económica sobre la demanda de combustibles en Antioquia	Elizeth Ramos Oyola Maria Victoria Cárdenas Londoño David Tobón Orozco	Septiembre de 2006
20	Caracterización económica del deporte en Antioquia y Colombia: 1998-2001	Ramón Javier Mesa Callejas Rodrigo Arboleda Sierra Ana Milena Olarte Cadavid Carlos Mario Londoño Toro Juan David Gómez Gonzalo Valderrama	Octubre de 2006
21	Impacto Económico de los Juegos Deportivos Departamentales 2004: el caso de Santa Fe De Antioquia	Ramón Javier Mesa Callejas Ana Milena Olarte Cadavid Nini Johana Marín Rodríguez Mauricio A. Hernández Monsalve Rodrigo Arboleda Sierra	Octubre de 2006
22	Diagnóstico del sector deporte, la recreación y la educación física en Antioquia	Ramón Javier Mesa Callejas Rodrigo Arboleda Sierra Juan Francisco Gutiérrez Betancur Mauricio López González Nini Johana Marín Rodríguez Nelson Alveiro Gaviria García	Octubre de 2006
23	Formulación de una política pública para el sector del deporte, la recreación y la educación física en Antioquia	Ramón Javier Mesa Callejas Rodrigo Arboleda Sierra Juan Francisco Gutiérrez Betancur Mauricio López González Nini Johana Marín Rodríguez Nelson Alveiro Gaviria García	Octubre de 2006
24	El efecto de las intervenciones cambiarias: la experiencia colombiana 2004-2006	Mauricio A. Hernández Monsalve Ramón Javier Mesa Callejas	Octubre de 2006
25	Economic policy and institutional change: a context-specific model for explaining the economic reforms failure in 1970's Colombia	Angela Milena Rojas	Noviembre de 2006
26	Definición teórica y medición del Comercio Intraindustrial	Ana Isabel Moreno M. Héctor Mauricio Posada D	Noviembre de 2006
Borradores Departamento de Economía			
27	Aportes teóricos al debate de la agricultura desde la economía	Marleny Cardona Acevedo Yady Marcela Barrero Amortegui Carlos Felipe Gaviria Garcés Ever Humberto Álvarez Sánchez Juan Carlos Muñoz Mora	Septiembre de 2007
28	Competitiveness of Colombian Departments observed from an Economic geography Perspective	Jorge Lotero Contreras Héctor Mauricio Posada Duque Daniel Valderrama	Abril de 2009
29	La Curva de Engel de los Servicios de Salud En Colombia. Una Aproximación Semiparamétrica	Jorge Barrientos Marín Juan Miguel Gallego Juan Pablo Saldarriaga	Julio de 2009
30	La función reguladora del Estado: ¿qué regular y por qué?: Conceptualización y el caso de Colombia	Jorge Hernán Flórez Acosta	Julio de 2009
31	Evolución y determinantes de las exportaciones industriales regionales: evidencia empírica para Colombia, 1977-2002	Jorge Barrientos Marín Jorge Lotero Contreras	Septiembre de 2009
32	La política ambiental en Colombia: Tasas retributivas y Equilibrios de Nash	Medardo Restrepo Patiño	Octubre de 2009
33	Restricción vehicular y regulación ambiental: el programa "Pico y Placa" en Medellín	David Tobón Orozco Carlos Vasco Correa Blanca Gómez Olivo	Mayo de 2010
34	Corruption, Economic Freedom and Political Freedom in South America: In Pursuit of the missing Link	Danny García Callejas	Agosto de 2010

35	Karl Marx: dinero, capital y crisis	Ghislain Deleplace	Octubre de 2010
36	Democracy and Environmental Quality in Latin America: A Panel System of Equations Approach, 1995-2008	Danny García Callejas	Noviembre de 2010
37	Political competition in dual economies: clientelism in Latin America	Angela M.Rojas Rivera	Febrero de 2011
38	Implicaciones de Forward y Futuros para el Sector Eléctrico Colombiano	Duvan Fernando Torres Gómez Astrid Carolina Arroyave Tangarife	Marzo de 2011