

## TRABAJO DE GRADO

Alternativas para incrementar la liquidez del Mercado de Energía Mayorista  
Colombiano: el caso del Mercado No Regulado

POR:

Diego Fernando Mejía Sierra 201229013158

Diego Felipe García Gómez 201229005158

Asesora temática: Cecilia Inés Maya Ochoa

Asesora metodológica: Beatriz Amparo Uribe de Correa

MAESTRÍA EN FINANZAS

UNIVERSIDAD EAFIT

Medellín, Octubre de 2013

# ALTERNATIVAS PARA INCREMENTAR LA LIQUIDEZ DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA COLOMBIANO: EL CASO DEL MERCADO NO REGULADO

*Diego Felipe García Gómez* \*

*Diego Fernando Mejía Sierra* \*\*

*Cecilia Maya Ochoa* \*\*\*

---

\* Aspirante a Magister en Administración Financiera, Universidad Eafit; especialista en Finanzas, Universidad Eafit; especialista en Organización Industrial y Regulación Económica, Universidad Eafit; especialista en Finanzas Corporativas y Mercado de Capitales, Universidad Pontificia Bolivariana, Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de Colombia, Director Intercambios del Mercado, XM S.A. E.S.P. (Grupo ISA). Correo electrónico: dgarcia3@eafit.edu.co

\*\* Aspirante a Magister en Administración Financiera, Universidad Eafit, Medellín, Colombia; Especialista en Finanzas, Universidad Eafit, Medellín, Colombia; Economista, Universidad Nacional de Colombia. Gerente Segmento Banca de Empresas y Gobierno, Bancolombia. Correo electrónico: dimejia@bancolombia.com.co

\*\*\* Ph.D. en Economía Internacional y Finanzas, Brandeis University; Gerente Financiera y Administración del Mercado, XM S.A. E.S.P. (Grupo ISA); docente de cátedra, Departamento de Finanzas, Universidad Eafit, Medellín, Colombia; investigadora del Grupo de Investigación en Finanzas y Banca (GIFyB), Universidad Eafit, Medellín, Colombia. Correo electrónico: cmaya@eafit.edu.co

## **Resumen**

*El presente estudio tiene como objetivo la presentación de alternativas que contribuyan a aumentar la liquidez del mercado no regulado de energía eléctrica en Colombia. Para ello se parte de una revisión general del mercado eléctrico colombiano, posteriormente se introduce el concepto liquidez, haciendo énfasis en la liquidez en mercados eléctricos y se referencian algunos mercados eléctricos desarrollados en Europa, Norte América, Países Nórdicos e Inglaterra. Se concluye que es necesario introducir modificaciones al mercado de energía mayorista, en particular, la manera en la que se realiza la contratación de compraventa de energía en el mercado OTC, de manera que se administre adecuadamente el poder de mercado y se incentive la participación de pequeños agentes y de nuevos participantes provenientes del sector financiero.*

**Palabras clave:** Liquidez, Mercados eléctricos, Mercado OTC, Mercado no regulado.

## **Abstract**

*This study aims to present different alternatives that could help to increase liquidity in the unregulated Colombian electricity market. The starting point is a general review of the Colombian electricity market and the introduction of the concept of liquidity, with an emphasis in liquidity of the market as a whole. Developed economies, as the European Union, North America, England and the Nordic countries are taken as reference. The conclusion is that in order to promote liquidity it is necessary to implement changes in the wholesale energy market, in particular, in the way OTC trading is performed, in a way that the exercise of market power is limited, and the participation of small agents and new participants from the financial sector is encouraged.*

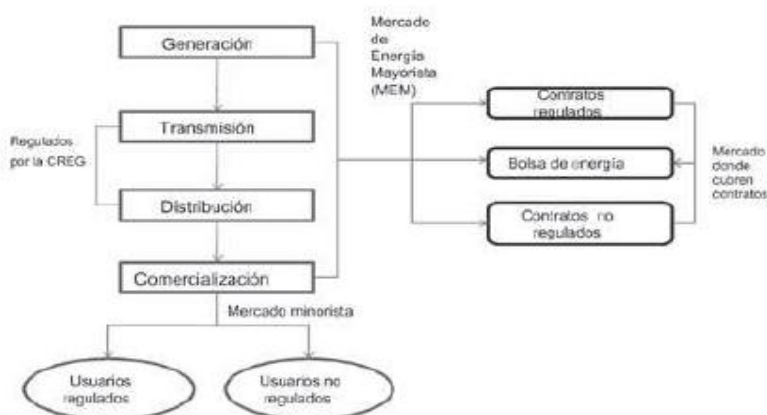
**Key words:** Liquidity, Electrical Markets, OTC Market, Not Regulated Market.

## I. Introducción al mercado eléctrico colombiano

En 1994 con la expedición de las Leyes 142 y 143 se establecieron en Colombia las bases para la desregulación del sector eléctrico y el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica, siendo en la actualidad un mercado referente para los países de la región latinoamericana.

Al dar una mirada general al sector eléctrico colombiano, se encuentra una estructura conformada por la ejecución de las distintas actividades en forma independiente, transmisión, distribución, generación y comercialización, donde estas dos últimas se desarrollan en condiciones de competencia. Así mismo, como se evidencia en la Figura 1, se puede diferenciar claramente entre dos grandes mercados, el mercado de energía mayorista (MEM) donde se dan las transacciones comerciales que involucran a generadores y comercializadores; y el mercado minorista, que relaciona a los comercializadores con los consumidores finales.

**Figura 1: Estructura del Sector Eléctrico colombiano**



Fuente: (García et al, 2011, p. 233)

Acorde con la CREG (1995), el Mercado de Energía Mayorista en Colombia se define como el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en el que generadores y comercializadores venden y compran energía, ya sea en el mercado de largo plazo (mercado de contratos) o en el mercado de corto plazo (Bolsa de Energía).

Cabe destacar que en Colombia el suministro de energía en el mercado mayorista está altamente concentrado, toda vez que, con base en información del Mercado de Energía Mayorista proveniente de XM para el 2012 y con cálculos propios (XM, 2013b), seis grupos empresariales generaron más del 90% de la energía del mercado y siete grupos empresariales representaron más del 86% de la demanda no regulada del país. A igual conclusión llega Ossa (2012) a partir de calcular el índice Herfindahl e Hirschman (IHH)<sup>1</sup> para el mercado eléctrico colombiano. Así mismo, es un mercado con un alto grado de integración vertical, sustentado en que en el mismo año 2012 siete grupos empresariales que generaron más del 92% de la energía eléctrica y ocho grupos empresariales que representan más del 78% de la demanda no regulada en Colombia, tienen integración vertical al menos en las actividades de generación y comercialización.

En la comercialización minorista de la electricidad en Colombia, se distinguen dos tipos de usuarios, los regulados y los no regulados. Los primeros tienen asignado el precio a partir de una fórmula tarifaria definida por el regulador. Los segundos son los grandes consumidores<sup>2</sup> a quienes se les permite negociar directamente con el comercializador seleccionado el precio de la energía eléctrica (Gutiérrez, 2010). Como se evidencia en la Tabla 1, el número de usuarios del mercado no regulado a marzo de 2013 alcanza 5.459, lo que equivale a un crecimiento del 22% frente al número existente en diciembre de 2008.

**Tabla 1: Número de usuarios del mercado no regulado por nivel de tensión**

Nivel de tensión	Número de Usuarios	
	dic-08	mar-13
Nivel 1 < 1 kV	302	410
1 kV <= Nivel 2 < 30 kV	3.214	3.885
30 kV <= Nivel 3 < 57.5 kV	877	1.082
57.5 kV <= Nivel 4 < 220 kV	79	80
Nivel STN >= 220 kV	1	2
Total	4.473	5.459

Fuente: Elaboración propia con base en información de XM

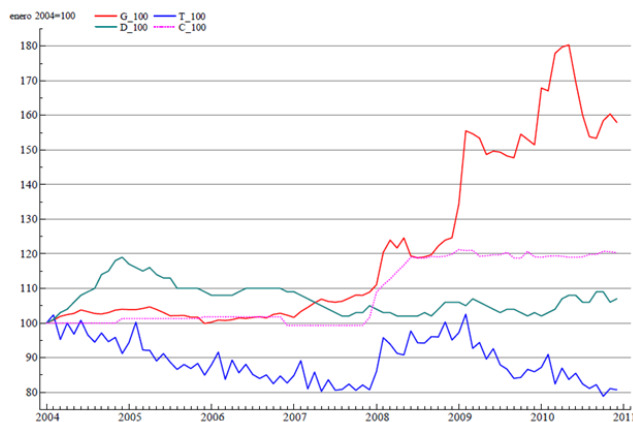
<sup>1</sup> El IHH mide el nivel de concentración económica en un mercado

<sup>2</sup> Aquellos que tienen una capacidad instalada superior a 0,1 megavatios (MW) o un consumo mensual superior a 55 megavatios-hora (MWh) (Resolución CREG 131 de 1998, art.2)

La posibilidad que da al usuario el pertenecer al mercado no regulado, y negociar libremente con el comercializador los componentes de generación y comercialización en su tarifa<sup>3</sup>, tiene un efecto directo en el precio final que se paga por la energía eléctrica, aspecto de la mayor relevancia para el país toda vez que los costos de dicho bien son muy relevantes para los productores nacionales (Corona, 2012).

Debe tenerse en cuenta además que, como lo muestra la Figura 2, el componente de compras de energía (componente G), es muy relevante en el total de la tarifa de los usuarios finales en Colombia y a partir del año 2008, éste se ha incrementado de manera relevante. Por ello, es importante analizar cuáles son las condiciones de contratación actuales para el mercado no regulado y plantear alternativas que mejoren su eficiencia. La hipótesis que se explora en este estudio es que ello puede lograrse al incrementar la liquidez en la contratación de largo plazo tal como se analiza en la siguiente sección.

**Figura 2. Comparación entre la evolución de los cargos G, T<sup>4</sup> y CU<sup>5</sup>. Niveles 1 y 4<sup>6</sup>, 2004=100**



Fuente: Mercados Energéticos Consultores (2012).

<sup>3</sup> Los otros componentes son transmisión y distribución

<sup>4</sup> Componente del CU que corresponde al costo unitario promedio por uso de las redes de transporte del Sistema de Transmisión Nacional.

<sup>5</sup> Costo unitario cobrado a un usuario por la prestación del servicio de energía eléctrica expresado en pesos colombianos por cada kilovatio-hora (kWh) de energía consumida.

<sup>6</sup> El nivel de tensión corresponde al voltaje al cual se encuentra conectado un usuario, los usuarios que se encuentran en el Nivel 1 están conectados a voltajes menores a 1.000 voltios, mientras que el Nivel 4 se encuentra entre 57.500 y 220.000 voltios.

## II. Análisis de la liquidez en el mercado no regulado en Colombia

La liquidez se puede definir como la habilidad de comprar y vender rápidamente (inmediatez) un activo particular sin causar un cambio importante en su precio (resiliencia) y sin incurrir en altos costos de transacción (Freire et al, 2012). Una característica de un mercado líquido es que tiene un gran número de compradores y vendedores habilitados para transar todo el tiempo.

De una manera mucho más elaborada, Baena (2008, p.11) plantea lo siguiente: “La liquidez de un activo financiero tiene un impacto directo sobre el precio de los valores negociados. Los valores con escasa liquidez resultan penalizados en su precio y se les exige una rentabilidad adicional o prima de liquidez, lo que supone un mayor coste de la financiación obtenida en los mercados financieros. La iliquidez puede generar distorsiones en la formación de precios y llevar a una paralización de los mercados. La liquidez resulta necesaria para el buen funcionamiento de los mercados y por tanto afecta a los mecanismos de financiación de la economía”.

De las definiciones anteriores podemos extraer que liquidez y eficiencia de los mercados están directamente relacionadas. Elementos que contribuyen a una mayor liquidez son la transparencia en la información, entendida como mayor acceso libre a la información, ampliación del número de participantes y poca probabilidad de que pocos agentes afecten el precio del activo); la reducción en la volatilidad de los precios asociados a un menor riesgo del activo y bajos costos en las transacciones.

Una vez comprendido el impacto positivo que la liquidez genera en un mercado, cabe preguntarse ¿qué condiciones requiere un mercado para que sea líquido? Khrisna (2008) plantea que deben existir siempre precios de oferta y demanda para los inversionistas que desean comprar o vender inmediatamente pequeñas medidas del activo; adicionalmente, la diferencia entre dichos precios de oferta y demanda (*spread*) debe ser pequeña. En un mercado líquido, un inversionista que está comprando o vendiendo una gran cantidad del activo a transar, en ausencia de información privilegiada, puede seguirlo haciendo durante un período largo de tiempo sin que hayan variaciones significativas en el precio del mismo y tanto grandes como pequeñas transacciones del activo pueden ser compradas o vendidas

inmediatamente y el precio obtenido en ambos casos es muy similar al precio actual de mercado.

En lo que se refiere a mercados eléctricos, acorde con Ofgem (2009), la liquidez también es deseable porque facilita la entrada de nuevos agentes y permite a estos transar y honrar de manera confiable los requerimientos de demanda de sus clientes; reduce la posibilidad de que los participantes del mercado puedan manipularlo; proporciona un amplio rango de productos y contrapartes para que los participantes cubran su exposición a riesgo; incrementa la confianza en los precios negociados; permite a entrantes no integrados verticalmente participar en las mismas condiciones que los agentes que sí lo están; facilita a los agentes el manejo adecuado del riesgo y da señales de precio en el largo plazo a través del desarrollo del mercado de futuros, revelando decisiones de inversión y promoviendo en el largo plazo la seguridad del suministro y, finalmente, puede permitir a los participantes del mercado ajustar sus posiciones sin altos costos, entre otras.

Es por lo expuesto que los diseñadores de mercados eléctricos deben propender por la liquidez de los mismos. Si ésta no es adecuada, algunos agentes buscarán alternativas de negocios más interesantes lo que conduce a adicionales reducciones de liquidez y una excesiva concentración, lo cual puede acarrear el ejercicio de poder de mercado. Por el contrario, en mercados con alta liquidez y precios de referencia robustos, los participantes del mercado pueden ofrecer un rango diverso de productos, que pueden facilitar la entrada al mercado de nuevos participantes, lo cual a su vez redundará en un aumento de la liquidez.

Las características de un mercado de energía líquido pueden sintetizarse en altos volúmenes negociados en productos estandarizados, disponibilidad de productos claves para el largo plazo y en derivados financieros, uso de plataformas de negociación por agentes pequeños e independientes y un *feedback* positivo de los agentes pequeños e independientes y potenciales entrantes (Ofgem, 2010).

Una forma de medir la liquidez es mediante un índice de liquidez que estime cuántas veces se transa la energía consumida, es decir que si el total de la demanda de energía es transada una vez, este índice será igual a 1 y, si ésta es comprada en su

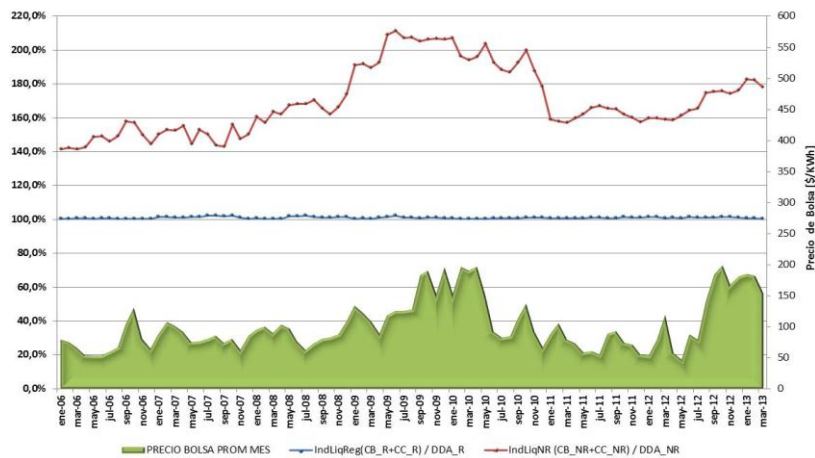


totalidad por un intermediario y revendida completamente, el índice tomará un valor de 2.

Otras formas de medir la liquidez estiman el número de productos disponibles y la frecuencia con que cada producto se negocia, la profundidad de la negociación de forwards o contratos a plazo, el número de participantes del mercado en el sentido de que un alto número de participantes activos puede indicar confianza en el mercado, lo que a su vez puede ayudar a soportar el desarrollo de la liquidez.

En la Figura 3 se puede observar que el índice de liquidez del mercado de energía en Colombia, tomando como base para su cálculo la información de ventas en bolsa, ventas en contratos y demanda total del sistema (XM, 2013a), es de 1 para el mercado regulado y ha oscilado entre 1.4 y 2.1 para el mercado no regulado en los siete últimos años.

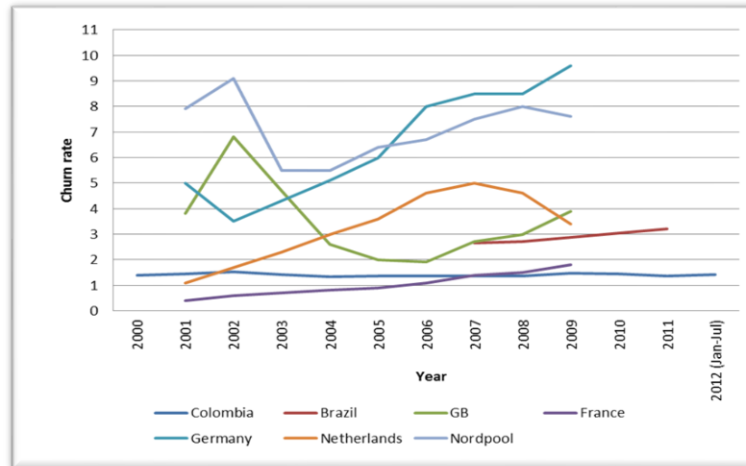
**Figura 3: índice de liquidez mercados regulado y no regulado en Colombia**



Fuente: XM, 2013a.

Al comparar el índice de liquidez consolidado el cual incluye los usuarios regulados y no regulados en Colombia (Figura 4), se evidencia que estamos en niveles bajos respecto al existente en Brasil y al de varios países europeos que servirán de referente en este estudio. Mientras nuestro indicador consolidado es de 1.4, países como Alemania o mercados como Nordpool tienen índices de liquidez de 9.6 y 7.6, respectivamente (Ofgem, 2010).

**Figura 4: índice de liquidez comparativo de Colombia con varios países**



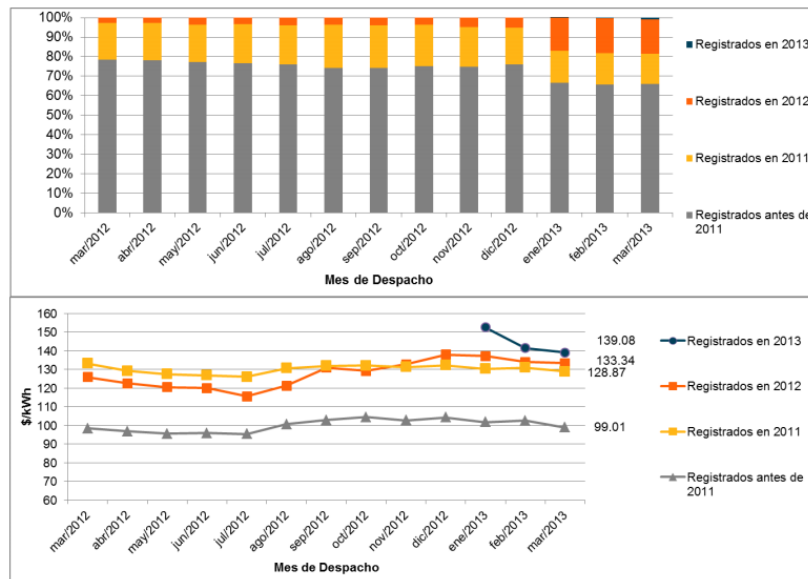
Fuente: CCEE, 2012.

En estudios previos sobre el mercado colombiano v.gr. Salazar y Pantoja (2011) se concluye que los agentes del mercado eléctrico en Colombia no disponen de mecanismos que permitan recomponer su posición de largo plazo debido a que no existen procesos de contratación estandarizados ni productos líquidos, salvo los que les brinda el mercado de derivados financieros sobre electricidad que se negocian en Derivex (Derivex, 2010). Además, de acuerdo con la prima de riesgo *forward* que se observa en el mercado regulado, los compradores pagan la prima para atender su demanda cautiva, mientras que en el mercado no regulado y de intermediación, los vendedores asumen la prima con el fin de garantizar la fidelidad de sus clientes, los grandes consumidores.

Lo anterior, que en principio podría entenderse como un aspecto positivo para el mercado no regulado (precios más bajos para un segmento de consumidores), termina convirtiéndose en una práctica restrictiva de acceso de nuevos agentes, lo que finalmente va en contra del propio mercado. En la Figura 5 se observa que del volumen de energía transado en contratos con destino diferente al mercado regulado (mercado no regulado, alumbrado público y zonas francas), el 65% de la energía despachada en marzo de 2013 corresponde a contratos que fueron registrados antes de 2011 y negociados a tarifas alrededor de \$100/kWh. En este sentido, debe tenerse en cuenta que si bien la teoría de la regulación de los mercados indica que si un

agente oligopolista tiene contratada una parte importante de su generación a un determinado precio, este no tiene incentivos para manipular el precio del mercado (Momoh y Mili, 2010), cuando el oligopolista presenta integración vertical en las actividades de comercialización y generación y además puede auto atender cantidades importantes de su demanda, se perjudica la sana competencia en el mercado toda vez que puede haber incentivos para hacer uso de su poder de mercado.

**Figura 5. Contratos despachados con destino diferente al mercado regulado por año registro.**



Fuente: XM, 2013a.

Ahora bien, la regulación del mercado eléctrico en Colombia ha evolucionado considerablemente en aspectos fundamentales para promover la liquidez del mercado, principalmente mediante una mejor gestión del riesgo de crédito. Entre estas medidas se cuentan los ajustes a los mecanismos de garantías financieras y procedimientos de limitación de la exposición de los agentes al mercado (CREG, 2011-2), la creación de procedimientos de retiro del mercado para agentes incumplidos (CREG, 2010) y procedimientos para acotar el límite transaccional de las empresas en función del patrimonio de las mismas (CREG, 2012).

Además, la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- ha presentado una propuesta del Mercado Organizado para la Demanda Regulada -MOR- (CREG, 2008;

CREG, 2011-1), en la que se propone un producto estandarizado obligatorio para la demanda regulada, la cual es pasiva en la subasta de asignación y opcional para la demanda no regulada y para los generadores, donde las negociaciones se realizarán de manera anónima a través del administrador del mercado de energía.

Es claro que la estandarización contribuye a la liquidez del mercado, sin embargo, el esquema propuesto no está exento de dificultades, destacándose, de un lado, el manejo de riesgo de crédito en razón a que puede materializarse la ocurrencia de riesgo sistémico porque el esquema de garantías propuesto no respalda la totalidad de las obligaciones, y de otro lado, la subasta planteada que puede conllevar a que se presente ejercicio de posición dominante por parte de los agentes integrados verticalmente en las actividades de comercialización y generación. Ambas situaciones pueden conducir a precios ineficientes. Finalmente, la liquidez en esta propuesta del MOR es limitada a negociación secundaria de quien adquirió obligaciones de venta exclusivamente.

Una alternativa para incrementar la liquidez del mercado más allá de la estandarización es la de recurrir a los instrumentos e instituciones creados por la ley 964 de 2005 del mercado de valores. Entre estas instituciones se encuentra la Cámara Central de Riesgo de Contraparte, que dan seguridad a las transacciones mediante una muy cuidadosa gestión del riesgo de crédito y al interponerse como contraparte entre comprador y vendedor, opera la novación, mecanismo necesario para que puedan operar mercados anónimos donde la prima de riesgo crediticio se hace nula y permite la formación de precios más eficientes como consecuencia de la implementación de una verdadera estructura de mercado organizado.

En la siguiente sección, se discuten cuáles elementos han contribuido y cuáles han obstaculizado el desarrollo de un mercado OTC líquido de electricidad en Colombia.

### **III. La liquidez en mercados eléctricos desarrollados**

Lo analizado hasta este punto nos permite extraer dos grandes conclusiones: la primera es que el mercado eléctrico en Colombia tiene bajos niveles de liquidez y la segunda es que estos bajos niveles de liquidez representan una limitante a la

eficiencia y competitividad tanto del sector eléctrico como de los demás sectores productivos.

Para encontrar alternativas que permitan una mayor profundidad y liquidez en el mercado colombiano, a continuación se exploran diferentes mercados desarrollados que sirven como referente. Los mercados eléctricos desarrollados con buena liquidez focalizan sus esfuerzos en definir una estructura adecuada de la industria, proveer maneras eficientes de negociación en el mercado y disponer de herramientas para un buen manejo del riesgo de crédito.

En lo que respecta a la estructura de la industria, estos mercados administran de manera adecuada la integración vertical de los agentes, propenden por el incremento del tamaño del mercado e interconexión con otros países, promueven la participación activa de la demanda y administran de manera adecuada los criterios de intervención e incertidumbre de las políticas regulatorias (Amundsen y Bergman, 2006; López y Rubia, 2011).

Existen reglas para reducir la posibilidad de que los agentes puedan manipular el mercado y se dispone de mecanismos para asegurar la confianza en la formación de precios. En este sentido, se da alta prioridad al manejo adecuado de la integración vertical, pues a pesar de que es muy común encontrarla en mercados eléctricos, éste es un aspecto muy negativo para la liquidez porque los agentes integrados verticalmente tienen una cobertura natural a la volatilidad: cuando el precio es alto, la ganancia del generador se incrementa, pese a que la del comercializador disminuye y viceversa; esta cobertura no permite que otros agentes del mercado puedan encontrar fácilmente productos para cubrir sus riesgos porque el mercado reduce la oferta de éstos en presencia de integración vertical (Ofgem, 2009; Freire et al, 2012).

Sin embargo, si bien la integración vertical causa baja liquidez, no quiere decir esto que un mercado con alta integración vertical deba ser un mercado ilíquido. Ejemplo de ello son los países nórdicos y Alemania que tienen altos niveles de liquidez a pesar de su alta integración vertical, gracias al grado de interconexión con otros países y participación de grandes usuarios del servicio e instituciones financieras (Amundsen y Bergman, 2006; Capitán y Rodríguez, 2013; Krishna, 2008).

Con el objeto de manejar adecuadamente la integración vertical, no se permiten agentes entrantes con esta condición y existen reglas para que los competidores participen en igualdad de condiciones independiente de que sean integrados verticalmente o no; los agentes responden y compiten alrededor de las preferencias de riesgo y cobertura de sus clientes; pueden obtener la totalidad de productos y contrapartes para cubrir su perfil específico de exposición al riesgo y ajustar sus posiciones sin altos costos; toman decisiones de cobertura de largo plazo e inversiones con base en los precios transados en el mercado, promoviendo en el largo plazo la seguridad de suministro (Capitán y Rodríguez, 2013; Ofgem, 2009).

Existen reglas que obligan a las empresas integradas verticalmente a suministrar información de sus compañías porque los partícipes deben entender y cuantificar los riesgos del mercado y la falta de información relevante o información asimétrica incrementa el riesgo en los agentes y reduce la liquidez. Algunos mercados hacen uso de las siguientes herramientas para administrar esta situación: publicar información de negociación e información de estrategias de cobertura para las empresas integradas verticalmente; publicar de manera separada la información de generación y comercialización, segmentando además la información financiera de la operacional; proporcionar los precios internos de transferencia de las empresas integradas; publicar los costos promedio de producir energía y publicar información general del mercado que pueda ser útil para incrementar la liquidez (Freire et al, 2012; Ofgem, 2009).

Ahora bien, la amenaza de nuevos agentes en el mercado es una restricción importante para los agentes integrados verticalmente y proporciona incentivos para mejorar los precios, incrementar la eficiencia y ofrecer productos innovadores. Por esta razón, para lograr alta liquidez, los mercados crean mecanismos que aseguran la existencia de pequeños agentes. Estos pequeños partícipes necesitan adquirir bajos volúmenes a diferentes plazos de contratación, sin importar si los compran directamente o a través de intermediarios, situación que no es eficiente para los grandes partícipes del mercado (Ofgem, 2009).

De otra parte, la certeza de que el diseño del mercado mayorista promueva la competencia es también muy relevante para mejorar la liquidez. Sin embargo, la

existencia de voluntariedad para la negociación también contribuye a la reducción de la liquidez del mercado, debido a que existen argumentos en el sentido de que los pequeños agentes lo ven como una barrera de entrada al no poder conseguir fácilmente los contratos que requieren y desalienta la participación de agentes que no atienden a usuarios finales, aspecto bien relevante para generar liquidez porque atraer nuevos agentes de otras industrias que no atiendan demanda, como por ejemplo el sector financiero, inyecta liquidez en un mercado (Amundsen y Bergman, 2006; López y Rubia, 2011; Ofgem, 2010).

Los mercados líquidos establecen reglas que motivan a las empresas a reformar los contratos existentes que desincentivan a que los participantes no físicos negocien en el mercado mayorista, aspecto que tiene mucho impacto sobre los pequeños agentes. Además, algunos precios de contratos existentes no pueden ser usados como precios de referencia porque pueden ser realizados entre el agente comercializador y generador de una empresa integrada verticalmente y no necesariamente puede reflejar los costos de los contratos en el mercado (Ofgem, 2009).

Ahora bien, los mercados desarrollados son muy conscientes de que entre más grande sea el tamaño del mercado, mayor posibilidad hay de que este sea líquido, toda vez que incrementa el número de participantes y se pueden tener más incentivos para atraer o crear nuevos y variados productos y ayudar a reducir la volatilidad del precio. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el tamaño de la demanda es una condición necesaria pero no suficiente para la liquidez de un mercado (Amundsen y Bergman, 2006; Capitán y Rodríguez, 2013).

En lo que respecta a la participación activa del lado de la demanda, la existencia de grandes usuarios, consumidores del sector público e intermediarios que actúen en nombre de pequeños usuarios y consumidores residenciales en el mercado hace que exista mayor cantidad de agentes en el mismo y con esto promover la liquidez. La simplicidad de la regulación y los acuerdos de negociación o contratos, así como los requerimientos tecnológicos, hacen que se incentive la participación de la demanda en el mercado mayorista. También en el mecanismo de formación del precio de bolsa, se tiene en cuenta la participación de la demanda, la cual oferta cantidades y precios hasta los cuales está dispuesta a pagar. Además se dispone de mecanismos donde

los usuarios finales pueden poner a disposición del sistema energía mediante recursos de generación de su propiedad o paneles solares que inyectan energía a la red (Freire et al, 2012).

Es común en estos mercados encontrar que las autoridades evitan la frecuente intervención y se busca reducir la incertidumbre en las políticas porque estas desincentivan la liquidez en la medida en que afectan la señales de los precios y reduce los volúmenes de transacción en los mercados de futuros. La regulación aplicable al negocio es simple, los costos del cumplimiento de esta regulación, así como los registros y pagos a las instituciones de regulación y supervisión son eficientes (Ofgem, 2010).

En lo referente a la negociación en el mercado, se busca que los agentes puedan tomar posiciones con suficiente anticipación y puedan ajustarlas en el futuro. Se tienen formas de negociación orientadas a este objetivo como son las negociaciones del día siguiente, las negociaciones intradiarias, las negociaciones de balance, los forward y las negociaciones de futuros y opciones (Krishna, 2008; Wilson, 2002). En todos estos casos se promueve la existencia de reglas simples, bajos costos de transacción, se provee información suficiente, confiable y comparable de los fundamentales que afectan el precio para todos los partícipes y se diseña de manera que se generen los incentivos adecuados en el mercado, de forma que no promueva la integración vertical (Freire et al, 2012).

De igual forma, se tiene adecuada cantidad de productos disponibles y suficiente profundidad en los mismos, para que todos los participantes puedan resolver las necesidades que tengan de ellos, especialmente sin descuidar la creación de productos de bajos volúmenes de energía que son los que incentivan a los nuevos actores del mercado, los cuales tienen costos de transacción muy eficientes para incentivar que los grandes actores del mercado los ofrezcan (Krishna, 2008).

Las plataformas transaccionales ofrecen al mercado una interface externa para compradores y vendedores, negociaciones anónimas, un mecanismo robusto de subasta, contratos estandarizados, capacidad de recoger y suministrar eficientemente datos al mercado como precios y volúmenes. El rango de productos es amplio



incluyendo negociaciones de energía de media hora, carga pico y base, contratos del día siguiente, intercambios con otros países, productos negociados en periodos mensuales, trimestrales, estacionales y anuales, incluso hasta por diez años (Breskovic et al, 2013; Capitán y Rodríguez, 2013; Frestad, 2012). En algunos mercados se negocia de manera conjunta otros energéticos como gas, carbón, petróleo, entre otros (Swieringa, 2012).

Cuando se dispone de una o varias plataformas, se garantiza que los criterios de negociación usados en ellas sean idénticos, de manera que se forme un precio robusto y confiable. En todo caso seleccionan la plataforma que se adapte mejor a las necesidades del mercado, sobre todo que promueva el acceso y que las exigencias sean razonables para los pequeños agentes y los agentes independientes. Las implementaciones de la plataforma se hacen de manera coordinada con la industria y son fácilmente ajustables a nuevos productos seleccionados o necesidades específicas de los agentes del mercado (Capitán y Rodríguez, 2013; Ofgem, 2012).

Los participantes del mercado se dividen en participantes físicos y no físicos; los primeros generalmente compran en forwards y usan el spot y el corto plazo para ajustar sus posiciones, mientras que los no físicos usualmente son especuladores, aunque algunos participantes físicos toman este tipo de posiciones en algunos casos. Se promueve la participación del sector financiero, pues como se indicó, éste incentiva la liquidez del mercado (Capitán y Rodríguez, 2013).

Otros participantes importantes en estos mercados son los proveedores de precios que proporcionan información del mercado, promoviendo la liquidez mediante el suministro de índices que pueden ser usados por los partícipes para tener un referente de las negociaciones y transparencia en las negociaciones forward (Ofgem, 2010).

Estos mercados introducen hacedores de mercado regulados o subsidiados por el mismo, los que incrementan la liquidez y transparencia del mercado, presentan ofertas de compra y venta en un rango de productos y también sirven de puente entre los generadores, comercializadores y usuarios. Los generadores están interesados en vender su energía a varios años, mientras que los consumidores y usuarios a

pocos años, es así como los hacedores de mercado pueden ser un puente permitiendo que los participantes del mercado tengan la confianza de encontrar las posiciones que requieren a costos razonables, a cambio obtienen beneficios al explotar las oportunidades de arbitraje creadas por la recontractación periódica. En algunos casos, los generadores y comercializadores cofinancian los hacedores de mercado independientes, los cuales generalmente operan en un solo mercado (subastas, día siguiente, entre otros) (Capitán y Rodríguez, 2013; Ofgem, 2010).

En los mecanismos de mercado, este tipo de mercados obliga a los grandes generadores a vender su energía a los agentes pequeños e independientes mediante subastas. El mecanismo de subasta es robusto, es decir, muy bien diseñado y focalizado a los productos que requiere el mercado, obligando a que los volúmenes sean considerables para poder atender la demanda de estos y producir la adecuada formación de precios. Las subastas obligatorias se orientan a obtener precios de referencia confiables y por consiguiente, son base para precios confiables de derivados financieros y productos de largo plazo, obligando a los grandes generadores a ofertar en estas subastas. Se establecen restricciones para que los agentes integrados verticalmente puedan autoabastecerse, obligando a que parte de sus requerimientos sean atendidos a través del mercado (Capitán y Rodríguez, 2013; Freire et al, 2012; Ofgem, 2009).

En los mercados con alta liquidez, el riesgo de crédito es manejado a través de cámaras de riesgo de contraparte que actúan como contraparte de todas las negociaciones con los miembros de la cámara y elimina el riesgo de crédito. Además, dicho riesgo se maneja de manera alineada entre los mercados centralizados, el OTC y los mercados de futuros, para generar eficiencias a los agentes al requerirse menores niveles de colaterales y las plataformas transaccionales interactúan con las plataformas de la cámara de riesgo de contraparte para lograr este mismo objetivo (ECC, 2010; ECC, 2012; EEX, 2012; EPEX SPOT, 2013; PJM, 2012).

En contraposición, para transacciones de grandes agentes con suficiente músculo financiero y cupos de crédito, las cámaras pueden verse como una solución intensiva en capital para manejo del riesgo de crédito, pero beneficia a los pequeños partícipes porque agrupa y netea el riesgo de crédito de las posiciones del agente, elimina los

márgenes asimétricos<sup>7</sup> y restricciones para escoger la contraparte en la negociación, facilita la entrada al mercado porque los nuevos partícipes tienen alta certidumbre de las condiciones de negociación, reduce los costos de transacción y complejidad de las mismas porque carga un costo por sus servicios que es más eficiente que los costos y tiempos requeridos en las transacciones individuales que en algunos mercados requieren disponer recursos respaldando las transacciones por largos periodos de tiempo (Ofgem, 2010).

En este sentido, debe tenerse en cuenta que ha habido recientes modificaciones regulatorias en el sector financiero que incentivan el uso de cámaras de riesgo de contraparte: De un lado las iniciativas de Basilea III promueven que una parte importante de los derivados OTC se compensen a través de cámaras aumentando los requerimientos de capital para quienes no las usen (Comité de Supervisión Bancaria de Basilea, 2010); de otro lado la Ley Dodd Frank en Estados Unidos obliga a que todas las operaciones de forwards y swaps se compensen a través de cámaras, sin importar el subyacente que se negocie (Congress of the United States of America, 2010) y finalmente el Reglamento EMIR en Europa obliga a compensar ciertos derivados OTC normalizados a través de cámaras, ordena aplicar técnicas de reducción de riesgos de contraparte a derivados OTC no compensados y establece que las cámaras deben publicar la información de sus operaciones en las centrales de información (ISDA, 2012).

Al diseñar los mecanismos de cobertura de riesgos de crédito, debe tenerse en cuenta que los requerimientos de garantías y colaterales ineficientes contribuyen a la disminución de la liquidez de un mercado. En Inglaterra, por ejemplo, el incremento de exigencias en colaterales y la salida de Enron y otros agentes, sumado a la crisis financiera global redujo la posibilidad de que pequeños comercializadores pudieran transar en el mercado. Sin embargo, solicitudes de garantías colaterales por parte de los grandes agentes, es una respuesta razonable ante los problemas de crédito y empeoramiento de condiciones económicas recientes. En otras palabras, el entorno

---

<sup>7</sup> Son situaciones especiales en que a diferentes agentes de un mercado se le solicitan diferentes márgenes para respaldar el mismo tipo de transacción.

económico nacional y mundial, tiene efectos directos en la liquidez de un mercado eléctrico (Ofgem, 2010).

Además de lo anterior, los mercados desarrollados establecen códigos de gobierno para las empresas, propuestos por la industria y requieren aprobación del regulador, son de obligatorio cumplimiento de las empresas y deben contener, entre otros, iniciativas para promover la participación de pequeñas empresas en la industria y proteger los intereses de los consumidores. Adicionalmente, en algunos casos realizan cambios en la estructura de la industria en el sentido de establecer límites de participación en el mercado u otras herramientas adicionales que administren el riesgo de poder de mercado (Capitán y Rodríguez, 2013; Ofgem, 2009).

#### **IV. Conclusiones y recomendaciones**

Colombia tiene bases sólidas para implementar mecanismos que inyecten liquidez al mercado no regulado de energía eléctrica, dadas las recientes modificaciones al sector eléctrico y al sector financiero, más concretamente con la puesta en funcionamiento de la Cámara de Riesgo Central de Contraparte y la regulación referente a Sistemas de Negociación. No obstante, es necesario realizar modificaciones regulatorias al modelo de mercado y a la forma de contratación en el OTC.

En el corto plazo se debe implementar medidas que requieren menores cambios del modelo de mercado para administrar en debida forma la integración vertical de éste y su característica oligopólica, como son: la estandarización de los contratos de compraventa entre agentes, preferiblemente compensados en cámaras de riesgo central de contraparte; la implementación de subastas que obligue a vender parte importante de la generación a los agentes comercializadores con reglas que permitan una correcta formación de precio, negociación que también es deseable que sean compensadas a través de cámaras de riesgo de contraparte; prohibición de que los comercializadores se autoabastezcan en un porcentaje relevante de su propio generador; obligar a las empresas a suministrar información relevante; reducir el límite para acceder a ser usuario no regulado e incentivar el ingreso de nuevos participantes conformados por los grandes consumidores del país y pequeños

productores para crear una participación más balanceada del mercado y; establecer la obligatoriedad de disponer de códigos de buen gobierno que promuevan la participación de pequeños agentes en el mercado.

Las cámaras de riesgo se apoyan en Sistemas de Negociación donde confluyen el mercado subyacente con el OTC y los mercados de futuros y opciones, para hacer más eficiente el uso de garantías y colaterales pero con mecanismos que aseguren que este manejo integral de la información no vaya en detrimento del manejo adecuado del riesgo de crédito.

En el mediano plazo es necesario simplificar las reglas del mercado, hacerlas estables en el tiempo y modificar de manera relevante el modelo. Reglas simples y estables facilitan el control oportuno por parte de las entidades encargadas y la comprensión por parte de los usuarios y los nuevos agentes con el objetivo de atraer al sector financiero e incluso nuevos agentes de Colombia y otros países.

Es necesario modificar el modelo de pool y pasar a un modelo que permita negociación del día siguiente, mercado intradiario, mercado de balances, forwards, futuros y opciones, en el que la demanda participe de manera activa y debe evaluarse la pertinencia de disponer de hacedores de mercado, herramientas éstas que aportan liquidez al mercado, mayor que la liquidez que da el modelo actual de bolsa.

Para el desarrollo de todas estas medidas, debe haber una participación conjunta en él por parte del regulador, de los supervisores<sup>8</sup>, del administrador del mercado, de los agentes, de los usuarios, del sector financiero, de la cámara de riesgo central de contraparte y del administrador del sistema de negociación, con el objeto de que el diseño de mercado y los productos que se creen estén alineados y sean los requeridos por los compradores y vendedores a lo largo de toda la cadena.

Finalmente, las modificaciones aquí propuestas, por los efectos que tiene en la formación del precio del componente de compras de energía en la tarifa de los usuarios finales, no sólo beneficia la industria eléctrica sino que hace más competitivo al país dados los mejores precios de la energía a los que pueden acceder los

---

<sup>8</sup> La Superintendencia de Servicios Públicos, la Superintendencia de Industria y Comercio y la Superintendencia Financiera, en los aspectos que corresponda a cada una.

industriales y comerciales y, trae un beneficio social al disponer de tarifas de energía eléctrica más eficientes para los usuarios, en caso que el modelo de compraventa de energía definido por la CREG para el mercado regulado, también permita la implementación de los elementos acá planteados.

## **V. REFERENCIAS**

1. Amundsen, E. y Bergman L., 2006. Why has the Nordic Electricity Market worked so well? *Utilities Policy*, 14, 148-157.
2. Baena, N., 2008. La liquidez en los mercados financieros: repercusiones de la crisis crediticia. Documento publicado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España, obtenido en abril de 2013 de [http://www.cnmv.es/DocPortal/Publicaciones/MONOGRAFIAS/MON2008\\_32.Pdf](http://www.cnmv.es/DocPortal/Publicaciones/MONOGRAFIAS/MON2008_32.Pdf).
3. Breskovic, I., Altmann, J., Brandic, I., 2013. Creating standardized products for electronic markets. *Future generation computer systems*, 29, 1000–1011.
4. Capitán, A. y Rodriguez, C., 2013. Analysis of the traded volume drivers of the Iberian power futures market. *Electrical power and energy systems*, 44, 431–440.
5. CCEE - Electric Energy Commercialization Chamber (2012). Brazilian Electricity Market. Documento de conferencia de Association of Power Exchanges - APEx.
6. Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (1998). Resolución 131. Por la cual se modifica la Resolución CREG-199 de 1997 y se dictan disposiciones adicionales sobre el mercado competitivo de energía eléctrica.
7. Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (2008). Documento CREG 077.
8. Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (2010). Resolución 047. Por la cual se regula el retiro de los agentes del mercado, se toman medidas para garantizar la continuidad en la prestación del servicio a los usuarios finales y se adoptan otras disposiciones.
9. Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (2011-1). Resolución 090. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG “Por la cual se adopta el Mercado Organizado, MOR, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”.

10. Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (2011-2). Resolución 156. Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación.
11. Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (2012). Resolución 156. Por la cual se define la Capacidad de Respaldo para Operaciones en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.
12. Comité de Supervisión Bancaria de Basilea (2010). Basilea III: Marco regulador global para reforzar los bancos y sistemas bancarios.
13. Congreso de Colombia (1994). Ley 143: Ley Eléctrica.
14. Congress of the United States of America, 2010. One hundred eleventh. Dodd-Frank Wall Street reform and consumer protection act, Public Law 111-203.
15. Corona, 2012. Comercio exterior e inversiones: La segunda derivada de la competitividad. Moreno. Documento de Asamblea general de la ANDI. Obtenido en abril de 2013 de [http://www.andi.com.co/Archivos/file/Asamblea/2012/02/Jueves\\_PM/CarlosEnrique\\_Moreno\\_OC.pdf](http://www.andi.com.co/Archivos/file/Asamblea/2012/02/Jueves_PM/CarlosEnrique_Moreno_OC.pdf).
16. Derivex, 2010. Derivados financieros opción de cobertura? Documento publicado por Derivex. Obtenido en abril de 2013 de <http://www.derivex.com.co/Capacitaciones/Memorias%20de%20Capacitaciones/Derivados%20Financieros%20Opción%20de%20Cobertura.pdf>.
17. ECC - European Commodity Clearing, 2010. Stability for global commodities markets. Obtenido en abril de 2013 de <http://static.docstoccdn.com/docs/61613628/Stability-for-Global-Commodity-markets>.
18. ECC - European Commodity Clearing, 2012. One clear connection. Obtenido en abril de 2013 de [http://documents.eex.com/document/103899/ECC\\_Imagebroschuere\\_2012](http://documents.eex.com/document/103899/ECC_Imagebroschuere_2012).
19. EEX, 2012. EEX Markets and Products, development of EEX Markets for Power, Natural Gas, Emission Allowances and Coal. Greenwood T., Hems L. Obtenido en abril de 2013 de [http://docsfiles.com/pdf\\_eex\\_markets\\_and\\_products.html](http://docsfiles.com/pdf_eex_markets_and_products.html).
20. EPEX SPOT, 2013. EPEX SPOT Markets and Products 2012. Tarnai S., Niciejewska K. Obtenido en agosto de 2013 de [http://cdn.eex.com/document/136035/20130606\\_EEX%20Summer%20Workshop\\_EPEX%20Spot%20Markets%20and%20Products.pdf](http://cdn.eex.com/document/136035/20130606_EEX%20Summer%20Workshop_EPEX%20Spot%20Markets%20and%20Products.pdf).

21. Freire L.M., Neves E.M.A., Tsunechiro L.I., Cabral R., Souza Z., 2012. Liquidity in the Brazilian electricity market. Publicado en 9th International Conference on the European Energy Market. Disponible en <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6254697>.
22. Frestad, D., 2012. Liquidity and dirty hedging in the Nordic electricity market. *Energy economics* 34, 1341–1355.
23. García, J., Gaviria, A., Salazar, L., 2011. Determinantes del precio de la energía eléctrica en el mercado no regulado en Colombia. *Revista Ciencias Estratégicas*, vol. 19 No. 26, julio-diciembre.
24. Gutiérrez, A., 2010. El sector eléctrico colombiano, V Seminario internacional do setor de energia elétrica: Integraçã com energia renovável.
25. ISDA - International Swaps and Derivatives Association, 2012. Regulation of OTC derivatives markets. A comparison of EU and US initiatives. Obtenido en abril de 2013 de <http://www2.isda.org/search?headerSearch=1&keyword=Regulation+of+OTC+derivatives+markets>.
26. Krishna R., 2008. Liquidity in the Dutch wholesale electricity markets. MSc economics thesis, Tilburg University.
27. López, J. y Rubia A., 2011. Liquidez del mercado a plazo y volatilidad de precios al contado en el mercado de electricidad en España. *Estudios de economía aplicada* vol. 29-2, 575-596.
28. Mercados Energéticos Consultores, 2012. Estudio del impacto del marco regulatorio del sector de energía eléctrica. Estudio realizado para la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG obtenido en abril de 2013 de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/07f2f84346f9a61005257abc00788860/\\$FILE/CIRCULAR061-2012%20ANEXO.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/07f2f84346f9a61005257abc00788860/$FILE/CIRCULAR061-2012%20ANEXO.pdf).
29. Momoh, J. y Mili, L., 2010. Economic market design and planning for electric power systems, IEEE press editorial, pp 32.
30. Ofgem - Office of gas and electricity market, 2009. Liquidity in the GB wholesale energy markets. Investigación realizada por Ofgem obtenido en abril de 2013 de <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40515/liquidity-gb-wholesale-energy-markets.pdf>.



31. Ofgem - Office of gas and electricity market, 2010. Liquidity Proposals for the GB wholesale electricity market. Investigación realizada por Ofgem obtenido en abril de 2013 de <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40485/liquidity-proposals-gb-wholesale-electricity-market.pdf>.
32. Ofgem - Office of gas and electricity market, 2012. Retail market review: Intervention to enhance liquidity in the GB power market. Investigación realizada por Ofgem obtenido en abril de 2013 de <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/39643/liquidity-feb-condoc.pdf>.
33. Ossa, D., 2012. Análisis del comportamiento estratégico de los agentes generadores en el mercado eléctrico colombiano. Tesis de Maestría en Ingeniería Administrativa, Universidad Nacional de Colombia. Disponible en <http://www.bdigital.unal.edu.co/8422/1/98668732.2012.pdf>.
34. PJM, 2012. Credit overview and supplement. Obtenido en abril de 2013 de <http://www.pjm.com/~media/documents/agreements/pjm-credit-overview.ashx>
35. Salazar, G. y Pantoja, J., 2011. Los precios forward sobre electricidad. ¿Determinados racionalmente por agentes del mercado colombiano? Ad-Minister No 18, enero-junio, 77-99.
36. Swieringa, J. (2012). Price discovery in european energy markets. Working paper de Australian National University disponible en Social Science Research Network – SSRN: <http://ssrn.com/abstract=2116194>.
37. Wilson, R., 2002. Architecture of power markets. *Econometrica*, vol. 70, No. 4, July, 1299-1340.
38. XM (2013a). Informe consolidado del mercado marzo de 2013. Obtenido en abril de 2013 de [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co).
39. XM (2013b). Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2012. Obtenido en abril de 2013 de [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co).