

Mecanismos utilizados para monitorear el poder de mercado en mercados eléctricos: reflexiones para Colombia

Jesús Alonso Botero*
John Jairo García**
Luis Guillermo Vélez***

Resumen

El propósito de este trabajo es analizar la viabilidad de la utilización del Índice de Oferta Residual (IOR) en el *pool* eléctrico en Colombia para promover la competencia. A partir de la revisión de la literatura relacionada con las experiencias internacionales respecto a los mecanismos para monitorear el poder de mercado y el análisis al Documento CREG 118 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la principal conclusión es que el IOR no es un buen mecanismo de control en mercados hidráulicos; mientras que el desarrollo de los mercados de largo plazo, ha sido utilizado con gran éxito según lo muestra la experiencia internacional.

Palabras Claves: poder de mercado, experiencias internacionales, diseño de mercado, Documento 118 CREG y Colombia.

Abstract

The objective of this paper is to investigate the viability of using the Residual Supply Index (RSI) in the Colombian electrical pool, in order to promote market competition. We base our evaluation on a literature review of the international experiences related to the monitoring mechanisms of the power market and an analysis of the Document CREG 118 from the Commission for the Regulation of Energy and Gas (CREG). According to international evidence, the main conclusion from this review is that the development of long-run markets has been very favourable. However, the RSI is not a good control mechanism in hydraulic markets.

Keywords: market power, international experiences, market design, Document 118 CREG and Colombia

Clasificación JEL: L13, L81 y L94

* Profesor Departamento de Economía, Universidad EAFIT Colombia. Especialista en Política Económica AA 3300 Medellín (Colombia). Phone: (+574)2619549, Fax: (+574)2664284. E-mail: jabotero@eafit.edu.co. Los autores agradecen el apoyo y comentarios de Beatriz Mercedes Gómez, Hector Ruiz y su equipo de trabajo, ya que este escrito se deriva del estudio: Evaluación del Documento CREG 118, realizado para Empresas Públicas de Medellín - EPM. Y a Diana Galvis por el procesamiento de información utilizada para la elaboración de algunos de los gráficos. Este paper fue presentado en la XLVI Asamblea Anual del Consejo Latinoamericano de Escuelas de Administración - CLADEA por John J. García.

** Profesor Departamento de Economía, Universidad EAFIT, Colombia. Ph.D en Economía. AA 3300 Medellín (Colombia). Phone: (+574)2619549, Fax: (+574)2664284. E-mail: jgarcia@eafit.edu.co.

*** Profesor Departamento de Economía, Universidad EAFIT, Colombia. Doctor de Tercer Ciclo en Economía. AA 3300 Medellín (Colombia). Phone: (+574)2619549, Fax: (+574)2664284. E-mail: lgva@une.net.co

INTRODUCCIÓN

La participación en el mercado del mayor oferente (C1), o de los tres más grandes (C3), o índices de concentración como el HHI, han sido los indicadores empleados para determinar la existencia de posición dominante en los mercados y establecer regulaciones para incidir sobre su estructura o la conducta de los agentes. En los mercados eléctricos, aún si la oferta no es muy concentrada, dadas sus características, en especial la inelasticidad de la demanda, es posible ejercer poder de mercado en períodos de alta demanda cuando la capacidad de generación es muy ajustada y la oferta incluso de plantas pequeñas es necesaria para abastecer la demanda. Los indicadores tradicionales de concentración resultan insuficientes y se hace necesario establecer otras medidas del poder de mercado en el corto plazo y las correspondientes acciones regulatorias para controlarlo o mitigarlo. Este es, a grandes rasgos, el punto de vista de economistas como Newbery (2003) y Wolak (2004), acogido por la CREG en el Documento 118.

Después de analizar varios mercados *spot* de generación eléctrica, entre los cuales están California, PJM y New York, cuyos mercados tienen un componente de generación térmico; la CREG en 2010 estableció una propuesta de resolución sobre *medidas para la promoción de la competencia en el mercado mayorista eléctrico en Colombia*. Asumiendo uno de los mecanismos para la intervención directa utilizado en estos mercados. La hipótesis planteada en la propuesta de la CREG es que intervenir los agentes en el mercado colombiano, por medio de un mecanismo *ex ante*, como el IOR ayudará a controlar el poder de mercado.

Esto hace interesante el objetivo que se propone este trabajo, el cual consiste en analizar la viabilidad de la utilización de un mecanismo como el IOR en el *pool* eléctrico en Colombia para promover la competencia, dada su composición del *mix* tecnológico predominantemente hidráulico. La identificación de los agentes que pueden ejercer poder de mercado en el corto plazo por medio de este índice presenta problemas empíricos a través de la metodología utilizada por la CREG. A esto se añade el problema de la definición de los costos de referencia contra los cuales deben ser contrastados los precios ofertados por los agentes. En principio, en sistemas térmicos el conocimiento de los precios de mercado de los diferentes combustibles y la eficiencia de los equipos de generación permiten establecer con alguna certeza los costos marginales de las plantas. No se dispone de una información semejante en el caso de los sistemas predominantemente hidráulicos en donde las decisiones están influenciadas por expectativas inciertas sobre el valor del agua. Establecer en este caso un “costo de referencia” es una tarea extremadamente compleja cuyo resultado no está nunca libre de cuestionamiento. No es sorprendente por ello que el Nord Pool haya optado por controles *ex post* al poder de mercado con resultados al parecer satisfactorios, según lo documentan Amunsden y Bergman (2006).

Surgen por lo menos tres aspectos de fondo que deben plantearse frente a la propuesta regulatoria formulada en el Documento 118:

- Dada la existencia de todo un andamiaje regulatorio (límites a la propiedad, franja de potencia y reglas de intervención ante restricciones de transmisión) para prevenir el poder de mercado, ¿es necesario introducir un mecanismo adicional?
- ¿Son adecuadas las técnicas de identificación de los agentes pivotaes por medio de la utilización de mercados relevantes (umbrales de precios)? ¿Tiene un argumento sólido para implementarlo como lo propone la CREG?
- ¿Los criterios y procedimientos son adecuados para establecer los costos de referencia, en particular, el costo de referencia contra el que se debe contrastar los precios ofertados por las plantas hidráulicas?

Este escrito después de la introducción se concentra en describir las experiencias internacionales relacionadas con el poder de mercado. El numeral dos se refiere a la competencia y eficiencia en los mercados eléctricos, haciendo énfasis en el diseño de mercado. El tres realiza un análisis al Documento 118 de la CREG, y termina con unas conclusiones.

1. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES SOBRE PODER DE MERCADO

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

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

Asimismo este mercado ha sido uno de los más exitosos en la implementación y consolidación de los contratos a futuro. Los participantes en el mercado pueden intercambiar a través de estos contratos de tres años en adelante. Por medio del

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

En el mercado mayorista eléctrico de **Alberta** con un pequeño componente hidráulico (cerca al 8% en 2005), se utiliza un mecanismo de monitoreo *ex post*. La oficina del *Market Surveillance Administrator* (MSA) fue contemplada desde la *Electric Utilities Act* (EUA) en 1998 y algunos arreglos la consolidaron en la reforma de la EUA en 2003. Una de las funciones del MSA es supervisar si los resultados de la competencia y del mercado competitivo son impedidos por conductas de los participantes del mercado o por las normas. El informe de Alberta Department Energy (2005:25) estipula que un buen diseño del mercado debe incorporar mecanismos de mitigación apropiados que conduzcan al desempeño de un mercado competitivo.

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

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

En el paper publicado en 2006 por el MSA sobre *market concentration metrics*, utilizando el índice de oferta residual encuentra que varias empresas fueron pivotes para el periodo comprendido entre enero de 2005 y junio de 2006. Esto llevó que a partir del 2008 bajo la sección 5 de la FEOC y con los comentarios estipulados por los inversionistas a este paper, el MSA empezara a publicar en su página web el informe anual sobre medida de control de oferta de participación en el mercado.

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

Este reporte contiene los MWs y % controlados por cada empresa en la industria, con el fin de detectar posibles comportamientos anticompetitivos, según lo establecido en la regulación con relación al 30% de participación por cada empresa.

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

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

- *Test* de agente pivotal: mide si la oferta del agente es mayor a su demanda residual, convirtiéndolo en un agente indispensable para satisfacer la demanda en la industria. Su estimación se realiza por medio del índice de oferta residual (RSI por sus siglas en inglés) definido como: (Potencia total disponible del sistema menos la potencia relevante de la empresa i) dividido por la demanda de energía total. Es decir, el cociente entre la oferta residual de una empresa i y la demanda de la industria. Un valor del RSI mayor de 100% en una hora determinada indica que el generador i no es pivote, i.e. que no tiene habilidad para afectar el precio, ya que los otros generadores tienen potencia suficiente para abastecer la demanda. Por el contrario un RSI inferior al 100% indica que el generador i es pivote.²
- Participación de los agentes en el mercado: mide el porcentaje de participación que tiene cada empresa en la industria. No debe ser mayor a 20%.
- *Test* de concentración de mercado: este se mide por medio del *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI). El límite es 2.500.

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

El mecanismo aplicado para controlar el poder de mercado en **Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM)** es un *test* similar al de California, la principal diferencia radica en que en este mercado el índice de oferta residual es aplicado para una combinación de los tres posibles agentes más grandes, y por tanto se define como el *test* de oferta de los 3 agentes pivotaes (*Three Jointly Pivotal Supplier o 3JPS test*).

² Para ampliar sobre este indicador, ver Sheffrin et al, (2004).

Establece que si 3 oferentes son pivotaes conjuntamente, alguna de su producción es necesaria para resolver restricciones de transmisión y por tanto los tres oferentes son mitigados.

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

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

Para definir si los agentes son pivotaes, según Haas y Scheidecker (2007), se estima de acuerdo a la ecuación [1].

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

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

S_j es la oferta del oferente más grande en la industria

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

D es el nivel de demanda en la industria

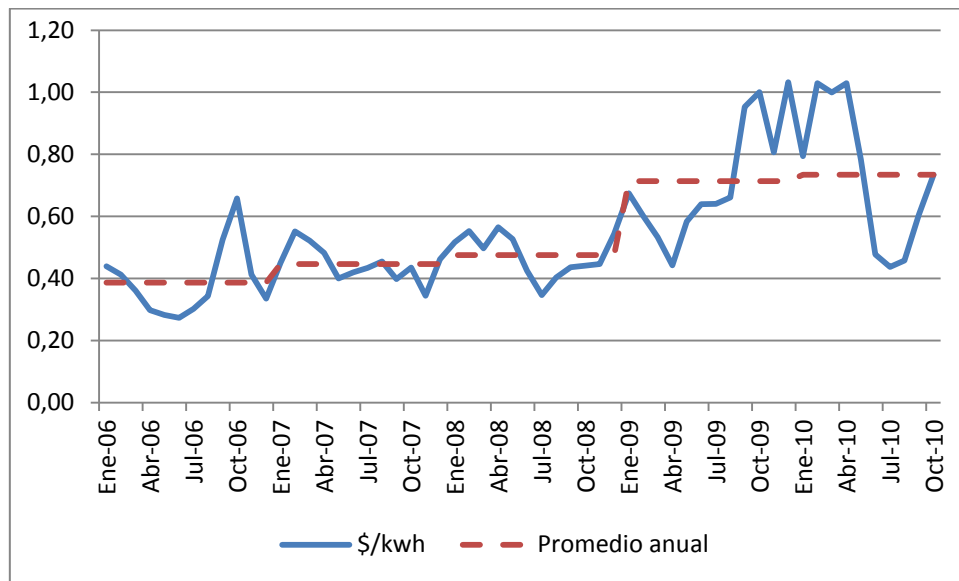
- Análisis de la cuota de mercado, el límite es el 20% de participación en la industria.
- Análisis de concentración de la industria, falla si el HHI > 2500.

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

2. COMPETENCIA Y EFICIENCIA EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS: DISEÑO DE MERCADO O REMEDIOS DE CONDUCTA

La evolución del precio de bolsa de la energía eléctrica en los últimos años, que ha pasado, en pesos de diciembre de 1990, de niveles promedio de 0.39\$/kwh, en 2006, a 0.79\$/kwh, en 2010, con un incremento del 65%, ver gráfico 1, ha suscitado una intensa discusión sobre el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica: ¿son esos incrementos un indicio de que se ejerce poder de mercado, o reflejan más bien condiciones propias del equilibrio de oferta y demanda, especialmente aquellas atribuibles al bajo crecimiento de la capacidad instalada y al fenómeno del Niño, que se presentó en el país en coincidencia con restricciones en el abastecimiento de gas natural?

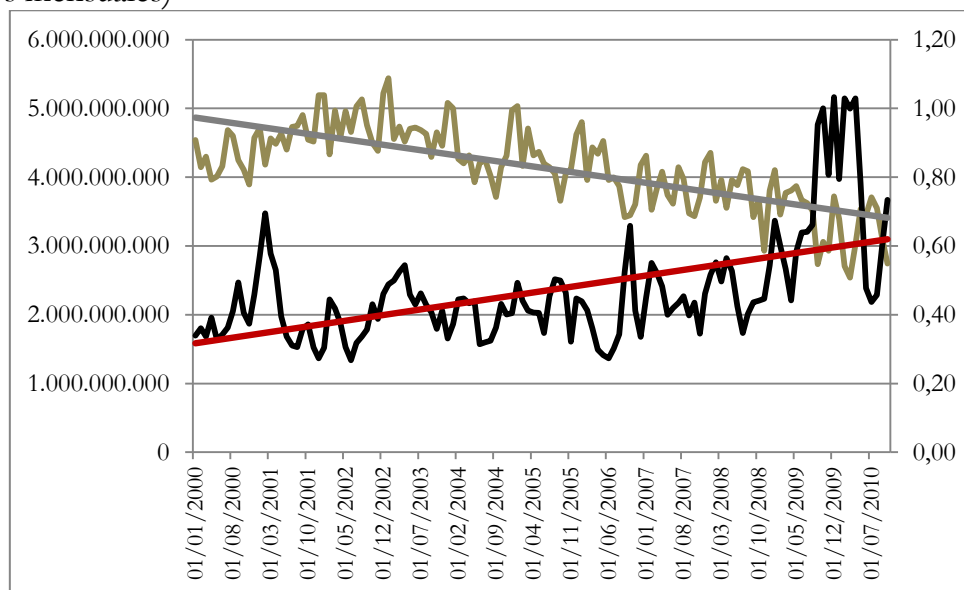
Gráfico 1. Precio pool eléctrico en Colombia (\$/Kwh, pesos de diciembre de 1990)



Fuente: elaboración propia a partir de XM, 2011.

En efecto, mientras la demanda comercial promedio ha pasado de 4.464 Gwh-mes en 2006, a 4.727 Gwh-mes en 2010, con un incremento del 8.3%; la capacidad efectiva neta promedio ha pasado de 13.31 GW a 13.52 GW, con un incremento de sólo un 1.6%, estrechando el exceso de capacidad del sistema, con posibles consecuencias sobre el precio de equilibrio, ver gráfico 2.

Gráfico 2. Brecha entre oferta real diaria y demanda comercial VS PMS (Datos mensuales)



Nota: la brecha entre la oferta real diaria y la demanda comercial está representada en el eje de la izquierda (serie gris kWh). El PMS está representado en el eje derecho

(la línea negra en \$/kWh y deflactado por el índice de precios al productor total nacional, base 1990)

Fuente: elaboración propia a partir de XM, 2011.

Por otra parte, las condiciones climáticas del fenómeno del Niño, si bien generó un incremento del precio a un promedio de \$175.42/kwh en el período crítico comprendido entre septiembre de 2009 y mayo de 2010, permitieron también su reducción a un promedio de \$96.04/kwh, entre junio y noviembre de 2010, una vez superadas las condiciones hidrológicas críticas. ¿Refleja el incremento del precio promedio estas condiciones, o muestra un ejercicio de poder, asociado al grado de concentración observable en el sistema, y que se plasma en el hecho de que en 2009, un 61.8% de la energía generada es producida por los tres mayores agentes³, en tanto que el Índice Herfindal-Hirschman (HHI), medido para la generación real en el mismo año, alcanza un valor de 1.514, indicativo de mercados moderadamente concentrados⁴?

La respuesta a esta pregunta condiciona las acciones regulatorias necesarias para garantizar la eficiencia en el funcionamiento del mercado y, específicamente, el tipo de control que debe implementarse para evitar que el ejercicio de poder de mercado genere sobrecostos al consumidor, en el marco del propósito general de garantizar la eficiencia en la asignación de recursos tanto en el corto como en el largo plazo.

Para un adecuado planteamiento de la pregunta se aborda, inicialmente, el análisis conceptual del posible ejercicio del poder de mercado y la forma como éste se interrelaciona con el diseño general del mercado; también se evalúan, más adelante, las posibles formas de intervención, y su posible efecto en un mercado que, como el colombiano, está dominado por la generación hidráulica.

Ejercicio de poder de mercado y diseño de mercado

El paradigma central en el diseño de mercados es el modelo de competencia perfecta, en un mercado de competencia perfecta, la participación de numerosos agentes oferentes, ninguno de los cuales controla una parte importante de la oferta, conduce a una situación en la cual los precios de mercado tienden a reflejar el costo marginal de producir el bien o servicio, garantizando así una asignación eficiente de los recursos productivos para la sociedad.

Pero en aquellos mercados en los que, por las características de las tecnologías disponibles, no es posible contar con la participación de un número suficientemente grande de oferentes, y en los que los volúmenes de producción óptimos de algunos agentes implican que su participación en el mercado sea inevitablemente elevada,

³ Ver CREG (2010), Tabla 1.

⁴ Este índice ubica al mercado spot colombiano bastante bien comparativamente con algunos de los mercados europeos más competitivos. Por ejemplo, de acuerdo a información de EC BR 2009, para Noruega es de 1.826, Alemania 2.008 y Hungría 1.911. El único mercado por debajo de los 1.000 puntos es el de Reino Unido con 901.

surge la necesidad de diseñar esquemas de funcionamiento que impidan que las condiciones oligopólicas de la oferta se reflejen en precios sustancialmente diferentes al costo marginal, y en pérdidas irrecuperables de eficiencia para la sociedad.

El clásico ejemplo de las soluciones de Cournot y Bertrand al oligopolio ilustra los retos del diseño de mercados. En efecto, en un mercado oligopólico en el que los oferentes puedan determinar su cantidad de oferta óptima (solución de Cournot), el precio de equilibrio del mercado tiende a separarse del costo marginal, en proporción inversa al número de participantes del mercado, y sólo cuando éste es suficientemente grande, el precio se aproxima al costo marginal. Específicamente, en un hipotético mercado en el que participen “n” oferentes, con un costo marginal “c” dado, y en el que la función inversa de demanda esté dada por $P = a - \sum_i q_i$, (donde q_i es la cantidad ofrecida por cada oferente), el precio de equilibrio está dado por la ecuación [2].

$$P = \frac{a}{n+1} + \frac{n}{n+1}c \quad [2]$$

Sólo si $n \rightarrow \infty$, $P \rightarrow c$, pero para valores bajos de “n”, el precio será sustancialmente distinto al costo marginal.

Ahora bien, si el mercado se estructura de forma tal que los oferentes deben remitir a un operador del mercado ofertas de precio, no de cantidad (la denominada solución de Bertrand al oligopolio), entonces la estrategia dominante de cada uno de los participantes será ofertar su costo marginal, y el mercado conducirá a la solución competitiva, aún cuando la cantidad de oferentes sea reducida.

El ejemplo ilustra a cabalidad el problema fundamental del diseño de mercados: ¿es posible diseñar el funcionamiento del mercado de forma tal que *la conducta óptima de quienes participan en él, conduzca a un resultado eficiente desde el punto de vista de la asignación óptima de recursos en un mercado competitivo, aún cuando no se cumpla el supuesto fundamental de un número suficientemente grande de oferente?* Incluso en una situación hipotética tan simple como la planteada, el dilema esencial del diseño de mercados es claro: implementar medidas que, en el marco de una solución tipo Cournot, mitiguen el ejercicio de poder de mercado de los participantes, para aproximar de esta forma el precio resultante al paradigma competitivo; o estructurar el mercado de forma tal que la conducta óptima de los agentes lleve a la solución deseada, solución tipo Bertrand, sin recurrir a medidas coercitivas que restrinjan la conducta óptima de los agentes. Es el dilema entre “remedios de conducta” y “remedios estructurales” que está en la base de la discusión acerca de las políticas de promoción de competencia en Colombia.

El sencillo ejemplo anterior permite, por otra parte, precisar el concepto de “poder de mercado”, en un sentido propio, el poder de mercado es “la *capacidad* de alterar, *de manera rentable*, los precios respecto a su nivel competitivo” (Mas Colell et al., 1985:383). Requiere, en consecuencia, de dos condiciones: la capacidad de alterar los precios y la rentabilidad de hacerlo. La capacidad para alterar los precios no es suficiente para que se configure una situación de poder de mercado, se requieren además los incentivos para hacerlo. En la solución de Cournot al duopolio se combinan ambas (la capacidad, en la medida en que hay pocos oferentes, cada uno de ellos con una participación importante en el mercado; el incentivo, en la medida en que, al restringir la oferta, cada uno de ellos incrementa su ganancia). Pero en la solución de Bertrand, aunque se da también la capacidad, no hay el incentivo: elevar el precio por encima del costo marginal es una estrategia dominada, que no produce más utilidad que la estrategia dominante: igualar el precio al costo marginal.

Un elemento esencial en el concepto de poder de mercado así enunciado, es la conducta racional de los agentes, cuyo objetivo fundamental es maximizar su ganancia. Lejos de ser una conducta censurable, es la conducta natural de unos agentes de los que se espera, además, que ejerciendo esa racionalidad, produzcan una asignación eficiente de los recursos en el largo plazo, en un mercado caracterizado por procesos complejos de inversión, de lenta maduración. Pero se requiere además que el diseño del mercado *incentive* que esa conducta óptima se concrete en acciones que produzcan una divergencia importante del precio y el costo marginal. Este segundo elemento es responsabilidad más bien de quien diseña el mercado, que deberá procurar que se alcance la mayor eficiencia posible, dados los incentivos existentes para los agentes que participan en el mercado.

Existe la posibilidad, sin duda, de “abusos del poder de mercado”, relacionado con conductas colusivas en las que varios agentes coordinan sus acciones, para extraer parte del excedente del consumidor, en clara violación de los principios básicos de la competencia. Esos abusos deben ser evitados mediante una supervisión adecuada, pero no constituyen el problema fundamental del diseño de mercados, que es, a saber, establecer reglas de juego claras en las que los agentes optimizadores ejerzan su racionalidad y a través de las cuales, se alcance la mejor asignación posible de los recursos en la sociedad.

El diseño del mercado mayorista en Colombia ha apuntado a establecer condiciones tales que, manteniendo unas limitaciones básicas al tamaño de los oferentes, no se generen incentivos para elevar los precios por encima del costo marginal: los oferentes deben proponer precios, poniendo a disposición del mercado su capacidad de generación. Se presume que, siempre y cuando cada agente no tenga un tamaño relativo tal que su oferta sea indispensable para atender la demanda esperada, la estrategia óptima de cada agente será declarar un precio igual a su costo marginal, ya que con ello garantizará su despacho, obteniendo una remuneración igual al costo marginal del sistema. El juego implícito retiene las características propias de las subastas a segundo precio, en las que la elección del precio ofertado se rige por el

objetivo único de asegurar la venta, en tanto que el precio de cierre depende del precio de corte de la subasta.⁵

Los elementos básicos del diseño son tres: evitar situaciones en las que un jugador, por su carácter pivotal, pueda elevar su ganancia elevando el precio, sin correr el riesgo de no ser despachado; mantener el criterio esencial de que el mercado se resuelva a la manera de Bertrand, por la elección de precios y no de cantidades; y coordinar las ofertas de manera simultánea, para que la incertidumbre acerca de la oferta de los demás participantes obligue a cada jugador a maximizar la probabilidad del despacho, aproximando su precio a su costo marginal. También deben ser tenidas en cuenta, en el mercado *spot* de electricidad, las dificultades asociadas a la repetición diaria del juego, que reduce la incertidumbre sobre su resultado; la presencia de oferentes con plantas múltiples y tecnologías alternativas, que pueden ofrecer electricidad a diferentes precios; y la mayor o menor discrecionalidad sobre la cantidad ofertada que puedan tener los agentes.

A lo anterior se suma un problema adicional, el dilema que surge cuando los esquemas de incentivos al acrecentamiento de la capacidad de generación, inducen a los oferentes mayores a emprender proyectos de inversión, que pueden resultar cruciales para la garantía de abastecimiento futuro; pero que elevan peligrosamente la probabilidad de que el oferente se convierta en un oferente pivotal que tenga incentivos para elevar los precios, sin riesgo de perder su participación en el sistema⁶.

Cómo evitar distorsiones en el funcionamiento del mercado

Ahora bien, si efectivamente se presentan distorsiones en el mercado, el regulador tiene dos grandes opciones: revisar el diseño, para eliminar incentivos al ejercicio del poder de mercado; o introducir controles a las conductas de los agentes, que mitiguen el impacto de las acciones de los agentes.

Filosóficamente, el primer tipo de medidas es deseable, porque generan un marco formal en el que no se coarta la elección racional de los agentes y permite que éstos ajusten su conducta a las reglas de juego establecidas; en tanto que las medidas de mitigación (que se apoyan generalmente en criterios arbitrarios) pueden generar otro tipo de distorsiones, con posibles consecuencias sobre la racionalidad del mercado. Las asimetrías de información habituales en la relación entre empresas y entes reguladores, hacen que, por ejemplo, las empresas conozcan mejor sus costos que lo

⁵ En una subasta a primer precio, la puja debe satisfacer dos objetivos contrapuestos: maximizar la ganancia, y maximizar la probabilidad de realizarla. Si el precio al que se ofrece el bien es bajo, se tendrá una alta probabilidad de vender el bien, pero la ganancia obtenida en la venta será exigua. En cambio, un precio alto elevará la ganancia, pero al costo de disminuir la probabilidad de alcanzarla. La subasta a segundo precio rompe ese dilema: el precio al que se ofrece el bien puede ser tan bajo, cuanto sea necesario para maximizar la probabilidad de realizar la venta. Y la ganancia dependerá del precio ofrecido por otro participante.

⁶ Existe un riesgo adicional, que se deriva de las restricciones en el sistema de transmisión, y que permitiría el ejercicio "local" del poder de mercado. La Resolución CREG 034 de 2001 se ocupa del tema.

que pueden conocerlo los reguladores. Así, las medidas de mitigación basadas en costos involucran necesariamente algún grado de arbitrariedad en la definición de los parámetros, que pueden restar capacidad al agente para implementar políticas óptimas que garanticen el buen funcionamiento del sistema en el largo plazo y generar incluso resultados indeseados, como los que se observan en los esquemas de control de precios. El dilema puede plantearse también como un dilema entre “remedios estructurales” y “controles de conducta”, donde los primeros deben ser la primera opción, y los segundos, sólo un “*second best*” que debe aplicarse sólo cuando fracasasen los intentos de alcanzar un óptimo en el diseño de mercado.

El diseño del mercado

Hay tres temas fundamentales en el diseño del mercado, que deben contribuir a su buen funcionamiento: los límites a la participación máxima que puede tener un agente; el grado de certidumbre que tiene acerca del mercado y de la conducta de los demás agentes; y el tipo de decisiones que pueden tomar los oferentes al participar en el mercado.

Cuando un agente es suficientemente grande como para hacer que su oferta sea necesaria para el sistema (lo que se da, en rigor, cuando $\text{IOR} < 1$) la estrategia de ofertar un precio igual a su costo marginal dejará de ser su estrategia dominante en la subasta. Por ello, es imperativo establecer límites a la participación de los agentes en el sistema. Un criterio generalmente aceptado es limitar esa participación al 25% de la capacidad de generación, lo que se puede conseguir de tres maneras: ampliando el mercado, como lo ha hecho Nord Pool; profundizándolo a través de mercados de contratos, como ha sido también aplicado en Nord Pool e Inglaterra y Gales; o estableciendo la obligación de “desinvertir”, bien sea física o virtualmente, como lo ilustra la experiencia francesa de las subastas de capacidad y Alberta.

La opción de ampliar el mercado no es una opción viable en el presente para Colombia, aunque la integración con los mercados centroamericanos a través de líneas de transmisión podrá introducir cambios significativos en el funcionamiento del sistema. La profundización de los mercados es una opción interesante: una estructura completa de plazos de negociación, con un mercado estructurado de contratos forward y mercados activos de coberturas, alteraría los incentivos en el mercado *spot*, porque lo convertiría en un mercado de “diferencias” en el que los generadores participarían indistintamente como oferentes y demandantes. Por supuesto, ello plantea problemas de diseño de los mercados forward, puesto que, de nuevo, deben evitarse incentivos al ejercicio del poder de mercado en las subastas a plazos. Pero éstas subastas ya no tendrían el carácter repetitivo de las subastas actuales, y en ellas se podría incentivar la entrada de nuevos competidores, lo que le restituiría el carácter de “juego con información incompleta” a la operación del mercado.

La participación en el mercado de contratos forward debería ser obligatoria para los comercializadores que atienden el mercado regulado, asegurando así un volumen de transacción adecuado a ese mercado. El mercado *spot* pasaría entonces a ajustar diferencias, y desaparecería en él el incentivo a ofertar precios distintos al costo marginal. Esto en buena medida se cumple ya en el mercado colombiano. Por último, en línea con la resolución 060 del 2007, se debe establecer la “desinversión” a través de las subastas de plantas virtuales, para todo generador que, debido a la construcción de nuevas centrales de generación o por la compra de centrales existentes sobrepase una participación del 30% o de 25%, según el caso, de la capacidad de generación del sistema. Ello permite el ingreso de nuevos competidores, que podrían adquirir esas plantas virtuales, fomentando por ese medio la competencia en los mercados a plazos.

Un esquema completo de mercados (mercados *spot* diarios; mercados forward de plazos hasta 3 o 5 años; mercados de largo plazo de capacidad; y mercados de coberturas) reduciría los incentivos para ejercer poder de mercado en todas las instancias, facilitaría la entrada de nuevos competidores, e introduciría una mayor incertidumbre acerca de la conducta de los competidores, en cada uno de las instancias del mercado. El desarrollo de redes inteligentes, que permitan introducir flexibilidad en la demanda, introduciría elementos adicionales de variabilidad en el esquema, evitando comportamientos monopólicos sobre la demanda residual.

En cuanto al tipo de decisiones que pueden tomar los oferentes, es imperativo regular con mayor detalle las posibles restricciones en la cantidad que ofrecen quienes participan en el mercado mayorista. Es, sin duda, un tema complejo, especialmente cuando hay participantes en el mercado que presentan ofertas por tramos, de acuerdo a diversas tecnologías de generación. Klemperer y Meyer (1989) ya había mostrado, en un antiguo artículo sobre competencia a través de precios o cantidades, que en presencia de costos marginales crecientes, las empresas pueden ejercer mejor su poder de mercado en esquemas tipo Cournot, que en esquemas tipo Bertrand. Por ello, y desde el punto de vista del diseño del mercado, es importante que la competencia se canalice mediante ofertas de precio, restringiendo la discrecionalidad en cuanto a las cantidades que se ponen a disposición del operador del sistema, lo que ya existe en el caso del mercado colombiano.

Este es sin duda el más complejo tema de diseño al que se enfrenta en el mercado actualmente; pero una solución adecuada - que evite incentivos al poder de mercado; que mantenga reglas claras para el ejercicio de la racionalidad de los agentes oferentes, y que propicie por ello un resultado eficiente, compatible con los incentivos que los agentes tienen en el sistema - es sin duda una mejor alternativa a los remedios de conducta, que interfieren en la conducta de éstos a partir de criterios arbitrarios.

Remedios de conducta

Los “remedios de conducta” equivalen a intervenciones del mercado en las cuales se imponen límites, generalmente arbitrarios, a las acciones de quienes participan en él. Operan en última instancia como controles de precio, y acarrearán todas las consecuencias que se derivan, generalmente, de ese tipo de intervenciones. Entrañan dos problemas: el primero, cómo fijar límites a esa intervención; el segundo, cómo determinar el mecanismo de la intervención.

El primer problema ya hace explícitas las dificultades del esquema: ¿por qué intervenir en algunos casos y en otros no? ¿Cuándo se configuran condiciones que justifiquen la intervención? Como ya se ha anotado, existe una situación extrema en la que ningún diseño adecuado al mercado puede evitar que se den divergencias entre el precio y el costo marginal: aquella en la que la participación de un oferente es indispensable para atender la demanda. En esa situación, la declaración del costo marginal no será una estrategia óptima para el oferente. Ello ocurre, en rigor, cuando el IOR es menor que uno. Pero ese caso extremo, indicativo probablemente de que el diseño de subastas es inadecuado como diseño básico de mercado, es de ocurrencia escasa; y los intentos de modificar el umbral de intervención, caen inevitablemente en la arbitrariedad. En efecto, la eventual definición de mercados relevantes - concepto que ha sido desarrollado para determinar ejercicio de poder local de mercado, en redes sujetas a restricciones - traza un límite arbitrario entre las plantas, descartando precisamente lo que se constituye en la base de un mercado competitivo: el exceso de oferta. Y el “punto de vista de la demanda objetivo” tiene que echar mano de ingeniosas fundamentaciones para imponer un umbral al IOR superior a uno: incluir el error en el pronóstico de la demanda, la demanda internacional y la probabilidad de que la planta mayor no esté en despacho (CREG, 2010).

Consideremos, por ejemplo, el primero de los elementos: el error en el pronóstico. Cuando más impredecible sea la demanda, menor será la capacidad de un oferente de ejercer el poder de mercado, porque más riesgo tendrá de no ser despachado, si es que propone un precio distinto al costo marginal. Pero en la propuesta de la CREG, a mayor incertidumbre, mayor será el conjunto de oferentes que se supone pueden ejercer poder de mercado, porque el umbral aumenta! Así, un incremento en las desviaciones reales conduce a mayor intervención, cuando efectivamente más bien limita la capacidad de ejercicio del poder de mercado. Ello, sin contar que ya es de por sí arbitraria la medida que se escoja de las desviaciones: ¿tomar una desviación estándar? ¿O dos?

Por otra parte, ¿qué relación puede tener el coeficiente del IOR en la regresión del *mark-up* con el umbral del IOR? ¿Qué conexión puede haber entre la derivada del *mark-up* respecto al IOR, con el valor de éste a partir del cual intervenir? Por sólo poner un contraejemplo, supóngase que en algún cálculo futuro la estimación del parámetro conduce a un valor negativo pero superior a -1. Ese valor seguiría indicando que a mayor IOR, menor *mark-up*. Pero en ese caso, ¿impondría el regulador un umbral inferior a 1, en contravía de toda la evidencia que indica que es

1 justamente el nivel que determina la posibilidad de ejercer poder de mercado de manera clara? ¿O buscaría otro criterio arbitrario?. Aventurarse pues por el terreno indefinido de umbrales superiores a uno en la definición del IOR que dispara la intervención, comporta una dosis de arbitrariedad difícil de fundamentar.

Pero además, una vez definida la necesidad de intervenir, viene el problema de establecer el mecanismo de la intervención. En sistemas predominantemente hidráulicos, el tema es especialmente complejo, porque no existe un referente claro de lo que puede denominarse el costo marginal de la generación hidráulica. En rigor, el costo marginal es cercano a cero, pero el valor del agua depende de las condiciones dinámicas del abastecimiento, que dependen, a su vez, de la inversión que se realice en acrecentar la capacidad de generación. Por ello, las decisiones de inversión están conectadas a la valoración del agua, y una intervención sobre esta valoración puede tener consecuencias importantes sobre ellas. Dicho en otras palabras, cuando la valoración del agua excede el costo de otras formas de generación, entonces se justifica la inversión en generación hidráulica. La señal de la valoración del agua es por ello decisiva en la confiabilidad del sistema, y restringir esa apreciación puede impedir que las decisiones de inversión sean racionales.

Un problema adicional se deriva de la conducta probable de un agente al que se limita su gestión de precios mediante criterios arbitrarios, por ejemplo, tomando promedios históricos para limitar sus ofertas de precio. En ese caso, su conducta óptima quizás sea elevar el precio promedio en situaciones de holgura de oferta, para garantizar que, en situaciones de escasez, puede gestionar su precio de manera racional, y en esas condiciones, el sistema conduciría a evitar picos de precio, pero a costo de elevar el precio promedio del sistema! En general, resultados contraproducentes que se producen casi siempre que se interviene de manera arbitraria un mercado.

3. ANÁLISIS DEL DOCUMENTO 118 DE LA CREG

Utilizando indicadores como el Índice de la Oferta Residual⁷ (IOR) se identifican los agentes o las plantas que pueden ejercer poder de mercado en cada hora. Las ofertas de precio de los agentes identificados se comparan con los costos de referencia definidos por el evaluador calculando el costo marginal en uno y otro caso. Si el costo marginal calculado con base en los precios de los agentes pivotaes excede en cierta cuantía, fijada por el evaluador, el calculado con base en los costos de referencia, el agente en cuestión es intervenido o mitigado, es decir, su oferta es sustituida por la basada en los costos de referencia. Este es, a grandes rasgos, el enfoque asumido por la CREG en el Documento 118.

⁷ Es el cociente entre la oferta total, excluida la del agente evaluado, y la demanda total. Si el cociente es menor que 1, significa que la oferta del agente evaluado es necesaria para abastecer la demanda y, en consecuencia, el agente está en condiciones de fijar precios por encima del costo marginal.

La identificación de los agentes que pueden ejercer poder de mercado en el corto plazo plantea, como se dijo en la sección anterior, problemas empíricos. A esto se añade el problema de la definición de los costos de referencia contra los cuales deben ser contrastados los precios ofertados por los agentes. En principio, en sistemas térmicos el conocimiento de los precios de mercado de los diferentes combustibles y la eficiencia de los equipos de generación permiten establecer con alguna certeza los costos marginales de las plantas. No se dispone de una información semejante en el caso de los sistemas predominantemente hidráulicos en donde las decisiones están influenciadas por expectativas inciertas sobre el valor del agua. Establecer en este caso un “costo de referencia” es una tarea extremadamente compleja cuyo resultado no está nunca libre de cuestionamiento. No es sorprendente por ello que el Nord Pool haya optado por controles *ex post* al poder de mercado con resultados al parecer satisfactorios, según lo documentan Amundsen y Bergman (2006).

Poder de mercado: diseño de mercados, control ex ante y control ex post

Las medidas de mitigación ex ante se apoyan en dos argumentos, a saber:

- El poder de mercado en el corto plazo que incluso puede ejercer un agente pequeño en un mercado aún desconcentrado en su propiedad.
- El escaso poder disuasivo de las acciones ex post de control de la competencia sobre los agentes del mercado.

El poder de mercado de los agentes pivotaes depende, cualquiera sea el indicador empleado, de la relación entre su disponibilidad y la demanda total, bajo el supuesto de que ésta es inelástica. Este problema puede enfrentarse con diseños regulatorios que no implican intervención directa de precios.

La inelasticidad de la demanda en el corto plazo es aún vista como una fatalidad. El Documento 118 se refiere al tema aludiendo a la Resolución CREG 063 de 2010, sobre demanda desconectable, cuya aplicación no ha tenido “el efecto esperado”. Según la CREG esto se debe a las inconsistencias que generaba en el mercado al introducir contratos físicos. De cualquier forma es imperativo continuar explorando mecanismos que le den a la demanda capacidad de respuesta en el corto plazo.

Por el lado de la oferta también puede actuarse aumentando el volumen y la duración de la contratación de largo plazo. Esto reduce la disponibilidad de corto plazo de los agentes y, en consecuencia, su capacidad para fijar unilateralmente el precio. Según Amundsen y Bergman (2006) el desarrollo de los contratos forward fue fundamental para reducir el poder de mercado en el Nord Pool. Wolak (2010) insiste en el desarrollo del MOR y recomienda contratos de 3 y más años de duración. Fabra y Fabra (2009: 33-34) explican con gran claridad el efecto de los contratos sobre los incentivos a ejercer poder de mercado:

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

El aspecto institucional de la cuestión tampoco parece insoluble. Con la expedición de la ley 1340 de 2009 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios perdió sus funciones en relación con la vigilancia del mercado mayorista. Desde entonces, la entidad encargada de la vigilancia de la competencia es exclusivamente la Superintendencia de Industria y Comercio. Esto es similar a la mayoría de los países del mundo donde existe una única autoridad de la competencia. Deben tomarse las medidas para que la Superintendencia de Industria y Comercio se dote de un organismo de seguimiento del mercado mayorista y se modifique la Circular Única introduciéndole, como ya se hizo con el sector de telecomunicaciones, las disposiciones relativas al mercado eléctrico.

Poder de mercado en el sector eléctrico colombiano

Para evitar el poder de mercado en el pool eléctrico colombiano la CREG a partir de 2007 en su Resolución 060 de 2007, reporta a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) cuando la participación⁸ de un generador en la actividad de generación eléctrica sea mayor o igual a 25% e inferior a 30% y el HHI sea mayor o igual a 1.800. Si la participación del generador es mayor o igual al 30% y el HHI es mayor o igual a 1.800 la empresa deberá implementar el esquema de oferta, poniendo a disposición de otros agentes la energía suficiente para cumplir con el requisito anterior (participación inferior a 30% y HHI mayor o igual a 1.800). Además, para el caso de una fusión entre generadores esta es prohibida si su participación es superior al 25% de la industria. A partir de estas medidas el órgano regulatorio trata de garantizar el suministro de energía lo más eficiente posible.

La información disponible para evaluar el ejercicio de poder de mercado es la reportada por el Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista (CSMEM). El Comité emplea el índice de Lerner para hacer el seguimiento del mercado. Sin embargo, hasta el informe No 44 de 2009, el CSMEM no consideraba la energía contratada por los agentes en la estimación econométrica del Índice de

⁸ Esta se determina con base a la energía en firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), definido de acuerdo a la Resolución CREG 071 de 2006, como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año.

Lerner, lo cual hace muy cuestionables los resultados de los informes anteriores al mencionado (Wolak, 2009).

Por otra parte, el CSMEM incurre en contradicciones que son inexplicables. En los informes No 44 de 2009 y No 48 de 2010, hace alusión al “excesivo poder de mercado reportado...por Emgesa y EPM en horas de alta demanda”. Sin embargo en el último informe mencionado reporta para estas empresas un índice de oferta residual por encima de 100, respectivamente 103 y 102; valores que, de acuerdo a la normatividad estipulada en los mercados donde consideran este indicador, no las clasificarían como empresas pivotes (The Brattel Group, 2007).

Los resultados reportados a partir del informe No 44 de 2009, donde se corrige el error de excluir la energía contratada en las estimaciones del Índice de Lerner, presentan problemas de endogeneidad debido a que en la regresión que se utiliza para estimar el coeficiente, con el que encuentran la elasticidad de la demanda residual se toma como variable independiente los precios ofertados por los generadores. Esta variable no es totalmente exógena. Esto hace que en las estimaciones se deba controlar por posibles problemas de endogeneidad, instrumentalizando o estimando por el Método Generalizado de los Momentos para verificar la eficiencia de los estimadores obtenidos. Esto no se hace en ninguna de las estimaciones referidas en los informes. Además, según las estimaciones de elasticidad de demanda residual del CSMEM, durante la mayoría de las horas del día la elasticidad es alta y solo deja de serlo en algunas horas del día. Pero la oferta de precios es diaria y no horaria con lo cual las evaluaciones deberían tener en cuenta este hecho.

De los reportes de seguimiento del mercado del CSMEM no puede inferirse que en los últimos años se haya presentado ejercicio de poder de mercado en el corto plazo de forma persistente y sistemática. Tampoco está documentado que los agentes estratégicos del mercado tengan incentivos para ejercer poder de mercado en el *spot*. De hecho, los mayores de ellos tienden a manejar un volumen importante de contratación. La tendencia alcista del PMS puede explicarse por el acercamiento de la demanda creciente de energía a una oferta prácticamente fija desde hace varios años. La entrada en operación comercial de un proyecto grande como Porce III y toda la expansión ya definida del sistema deben contrarrestar esa tendencia.

Mecanismos de mitigación y la composición del parque de generación

Este es un punto fundamental. Cuando un agente es pivotal su oferta de precios se compara con un costo de referencia determinado por el regulador para establecer si está ejerciendo o no poder de mercado. En mercados predominantemente térmicos, como es el caso de California o de PJM, la estimación de los costos marginales por medio de los costos de los combustibles es inmediata: pueden obtenerse de la Agencia Internacional de Energía con una confiabilidad del 100%. En mercados, como el colombiano, donde la componente hidráulica es tan importante, resulta

extremadamente difícil disponer de un indicador de referencia adecuado del valor del agua, cuya percepción determina en gran medida las ofertas de los agentes hidráulicos. La literatura en la que se apoya el Documento 118 (Borenstein y Bushnel, Green y Newbery, Wolak, Wolfram, etc.) y las experiencias de mitigación directa que invoca (California y PJM) tienen todas que ver con mercados predominantemente térmicos. Refiriéndose a esa literatura Rangel (2008: 1292) ha señalado: “*Most of these studies ignore or take a simplified approach of the effects of hydro generation, since their focus is on the operation of predominantly thermal-based systems*”.

Comparar los precios con un costo marginal de referencia no es posible pues no sabemos dónde encontrarlo. La CREG (2010:114) propone que sea el precio promedio de bolsa “... Del último día que tiene la misma característica del día en que se identificaron agentes pivotaes”. Esta aproximación es tan buena o tan arbitraria como cualquier otra.

Por ello no es sorprendente que los mercados predominantemente hidráulicos no sean usuales las medidas de mitigación directa. El Nord Pool, el más exitoso desde el punto de vista de la competencia, le ha apostado a reformas estructurales y a utilizar mecanismos *ex post* para monitorear el precio *spot*. La reducción de barreras a la entrada, la integración regional y la eliminación de restricciones de transmisión, como se dijo en la sección 1, han sido los remedios estructurales para controlar el poder de mercado.

Asimismo este mercado ha sido uno de los más exitosos en la implementación y consolidación de los contratos forward. Por medio del mercado de futuros de energía eléctrica se transa la mayor parte de la electricidad que se comercializa entre los países nórdicos, en 2004 se transaron 590 TWh por el mercado Eltermin, que es el mercado de derivados financieros del Nord Pool, mientras que por el mercado Elspot se transaron 167 TWh en el mismo año (Nord Pool, 2005). De acuerdo a Amundsen y Bergman (2006) el establecimiento de los contratos forward tuvo un papel importante en la mitigación del poder de mercado, lo que en buena medida justifica un complemento importante a las otras reformas estructurales frente al buen comportamiento que ha tenido el precio *spot*⁹.

Rangel (2008) sintetiza las acciones para controlar el poder de mercado en los sistemas hidráulicos:

- Incrementar la elasticidad de la demanda estimulando la medición y la facturación en tiempo real.
- Aumentar la competencia entre áreas geográficas reduciendo las restricciones de transmisión.

⁹ Por ejemplo, en los años 2002 y 2003 que los precios presentaron un notable incremento, Amundsen y Bergman (2006), por medio de una simulación concluyen que dicho incremento se debe a una escasez inusual del recurso hídrico, ya que los precios en la simulación tendieron a niveles competitivos.

- Inducir la contratación de largo plazo de los generadores hidráulicos estratégicos.
- Facilitar la entrada de nuevos generadores hidráulicos medianos y pequeños.
- Controlar las fusiones y adquisiciones entre generadores hidráulicos estratégicos.

Los mecanismos de mitigación directa no parecen ser aplicables a los mercados predominantemente hidráulicos. La teoría y la experiencia sugieren que en dichos mercados son más convenientes las acciones estructurales, el monitoreo y control *ex post* y la ampliación de la contratación de largo plazo.

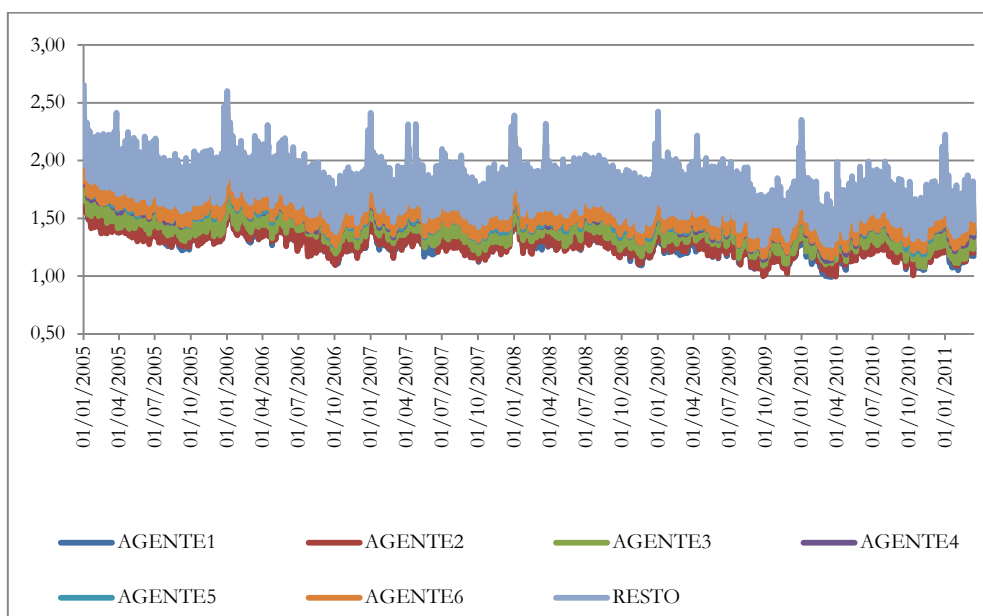
La evaluación del mercado colombiano del Documento 118

En el numeral 5.2 del Documento 118 se presenta una evaluación del poder de mercado en el mercado *spot* empleando el IOR.

Llama la atención en este ejercicio la disparidad de los resultados que arrojan las dos metodologías empleadas. La primera consiste en definir un mercado relevante conformado por “las ofertas de precio de las plantas que tienen un efecto competitivo en la planta marginal”. Se consideran dos escenarios: en el primero el mercado relevante está conformado por las plantas cuyo precio de oferta es menor a 1.25 veces el precio de bolsa y el segundo por aquellas con precio de oferta inferior a 1.5 veces el precio de bolsa. La segunda metodología, de la demanda objetivo, utiliza para estimar el IOR un umbral superior a 1 con el argumento según el cual de esta forma se recogen “las estrategias conjuntas”. Con un mercado relevante al 1.25 se identifican 119 agentes pivotaes; estos son 23 al 1.5 y sólo 2 bajo el enfoque de la demanda objetivo. Sin detenerse a analizar estas inconsistencias, los autores del Documento 118, se limitan a señalar que “la metodología de la demanda objetivo presenta resultados más consistentes que la metodología de mercados relevantes ya que solo se identifican agentes pivotaes en las horas de mayor demanda y no se modifican las variables de la oferta” (CREG, 2010:122). También es importante mencionar que el hecho de que la oferta sea un único precio para el día, modifica el incentivo de ejercicio de poder de mercado y hace que el análisis horario, en el cual se han basado los cuestionamientos, sea inexacto.

Pero la metodología de la demanda objetivo no está libre de cuestionamientos. En efecto, lo que convierte a un agente en pivotal es el umbral de 1.19, pues cuando se toma el valor de referencia (1.00) que se aplica en los mercados donde se utiliza este mecanismo ningún agente es pivote. Como se observa en el gráfico 3 para el periodo comprendido entre 2005 y 2011 solo en un par de casos puntuales, cuando hubo una intervención por parte del Ministerio de Minas y Energía en 2009 y 2010 los dos agentes más grandes en la industria son pivotes.

Gráfico 3. Índice de oferta residual (IOR) en horas de demanda alta



Fuente: elaboración propia a partir de XM, 2011.

Una de las metodologías utilizada para estimar el límite al IOR de 1.19 está dada por el *mark up* de beneficios, el cual es igual a una constante, más el coeficiente estimado para el IOR, el estimador para la demanda del sistema y el término de error, como se muestra en la ecuación [3]:

$$\frac{Pb - Cmg}{Pb} = \alpha_1 + \alpha_2 IOR + \alpha_3 D + \varepsilon \quad [3]$$

donde

Pb es el precio de bolsa

Cmg es el costo marginal

IOR es el índice de oferta residual

D es la demanda del sistema

Llama la atención que la estimación se haga así no más por efectos fijos sin contrastar con el método de efectos aleatorios y aplicar el *test* de Hausman para determinar con cuál de los dos acercamientos los estimadores son eficientes. El procedimiento utilizado tampoco controla por posibles problemas de endogeneidad que probablemente se presentan, debido a la naturaleza de la estimación del IOR, que considera comportamientos estratégicos por parte de los agentes en la industria, haciendo que ésta variable no sea totalmente exógena. Por tanto debe utilizarse el método de instrumentalización para obtener dichos estimadores o en su defecto, dado que se trata de un panel y es bastante complejo instrumentalizar; entonces valdría la pena analizar varias técnicas de estimación para corroborar que los

estimadores obtenidos si son robustos. Una alternativa sería utilizar, por ejemplo, el método generalizado de los momentos¹⁰.

La estimación del modelo por efectos fijos se realiza bajo el supuesto de que la $Cov(X_{it}, \alpha_i)$ es diferente de cero, donde los X_{it} corresponde a las variables explicativas y los α_i a los efectos fijos. Es decir que los efectos están correlacionados con las variables explicativas y por tanto el modelo debe estimarse condicionado por la presencia de efectos fijos, controlando por posibles variaciones en el término independiente a través del tiempo, para que los estimadores sean consistentes y eficientes. Sin embargo, puede darse el caso donde los efectos fijos no se correlacionan con las variables explicativas, haciendo que los estimadores por este método, si bien son consistentes no son eficientes y por tanto habría que estimarse por el método de efectos aleatorios.

Para justificar la utilización de un umbral incrementado además de la regresión ya comentada, los autores del Documento 118 invocan la autoridad de Sheffrin et al. (2004). En efecto, estos autores proponen un umbral de 1.20 para determinar las empresas pivote en California. Este fue recomendado a la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) para su implementación y sin embargo, el mecanismo no fue acogido por el ente regulador (Sheffrin et al., 2004).

Ahora bien, la utilización exclusiva del umbral de 1.19 para definir si un agente es pivotal e intervenir su oferta parece demasiado exigente, no es muy sólida la forma en que se llega a un umbral incrementado de 1.19. En los mercados de California y PJM la decisión de intervenir la oferta del agente pivotal después del *test* de conducta depende de que se cumplan un conjunto más amplio de condiciones, a saber:

- El test de agente pivotal ($< 100\%$)
- La participación de cada agente en el mercado ($> 20\%$)
- El *test* de concentración de mercado ($HHI > 2500$)

CONCLUSIONES

La mitigación directa del poder de mercado en los mercados *spot* es una forma de control de precios que introduce distorsiones. No debería aplicarse antes de agotar otros mecanismos indirectos de mitigación como lo es el desarrollo de los mercados de largo plazo. Una estructura completa de plazos de negociación, con un mercado estructurado de contratos forward y mercados activos de coberturas, alteraría los incentivos en el mercado *spot*, porque lo convertiría en un mercado de “diferencias” en el que los generadores participarían indistintamente como oferentes y demandantes. Por supuesto, ello plantea problemas de diseño de los mercados

¹⁰ Véase Kennedy (2008) y Hausman (1978).

forward, puesto que, de nuevo, deben evitarse incentivos al ejercicio del poder de mercado en las subastas a plazos.

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

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

Un buen diseño de mercado debería dispensar al regulador de intervenciones arbitrarias, que limitan la racionalidad de los agentes y que pueden poner en riesgo de la operación confiable del sistema. Los “remedios de conducta”, en cambio, son intervenciones de precios que comportan costos en la asignación eficiente de los recursos. Su implementación debería restringirse a casos excepcionales, y su adopción debe condicionarse a un estudio cuidadoso de los costos de ineficiencia que implican. Siempre es preferible adoptar medidas estructurales, que mejorando el diseño del mercado, permitan un ejercicio claro de la racionalidad económica de los agentes. Un buen ejemplo de ello es el mercado inglés, donde una combinación entre la estructura de mercado y el diseño de éste jugaron un papel importante en la creación de un mercado competitivo (Fabra y Toro, 2003 y Evans y Green, 2005).

Por supuesto, un buen diseño de mercado no garantiza que no se presenten prácticas colusivas que afecten el resultado del mercado. La supervisión es necesaria para detectar su ocurrencia, y las medidas sancionatorias deben ser expeditas y efectivas. Pero este es un tema de administración de justicia, que debe ser operado por la autoridad competente. El diseño de mercado debe garantizar que agentes legales, que operan racionalmente, produzcan un resultado eficiente, dada la estructura de información disponible y los incentivos creados. De la conducta

impropia de los agentes debe ocuparse el sistema judicial, sancionando adecuadamente a quienes violen los códigos de conducta establecidos.

Los mecanismos de mitigación directa no parecen ser idóneos para los mercados predominantemente hidráulicos. En estos mercados, a diferencia de los térmicos, la definición de un costo de referencia para las ofertas hidráulicas no deja de ser un ejercicio más o menos arbitrario. La experiencia de Nord Pool y Alberta, y la literatura teórica sugieren que para estos mercados son más idóneos los mecanismos indirectos. Respecto a los mecanismos de mitigación y la composición del parque de generación es un punto fundamental. Cuando un agente es pivotal su oferta de precios se compara con un costo de referencia determinado por el regulador para establecer si está ejerciendo o no poder de mercado.

En mercados predominantemente térmicos, como es el caso de California o de PJM, la estimación de los costos marginales por medio de los costos de los combustibles es inmediata: pueden obtenerse de la Agencia Internacional de Energía con una confiabilidad del 100%. En mercados, como el colombiano, donde la componente hidráulica es tan importante, resulta extremadamente difícil disponer de un indicador de referencia adecuado del valor del agua, cuya percepción determina en gran medida las ofertas de los agentes hidráulicos. La literatura en la que se apoya el Documento 118 y las experiencias de mitigación directa que invoca (California y PJM) tienen todas que ver con mercados predominantemente térmicos. Refiriéndose a esta literatura Rangel (2008:1292), ha señalado que muchos de estos estudios ignoran o toman un acercamiento simplificado del efecto de la generación hidráulica, aún en sistemas predominantemente hidráulicos.

La evaluación realizada en el Documento 118 sobre el poder de mercado en la bolsa es discutible. Sus resultados son muy sensibles a la metodología utilizada y a los parámetros empleados. La propuesta regulatoria formulada parece muy débil en aspectos claves como la definición del umbral del agente pivote y el costo de referencia para las ofertas hidráulicas. Probablemente esta última deficiencia no sea subsanable.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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

Amundsen, E. y L. Bergman (2006). Why has the Nordic electricity market worked so well? *Utilities Policy*, Vol. 14, p. 148-157.

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

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

CREG (2010). Medidas para la Promoción de la Competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad. Documento CREG-118, octubre.

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

Fabra, N. y J. Fabra (2009). "Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos" Cuadernos Económicos de ICE No 79. Madrid, España.

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

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

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

Hausman, J. A. (1978). Specification Tests in Econometrics. *Econometrica*, Vol. 46, Issue 6, p. 1251-1271.

Kennedy, P. (2008). *A Guide to Econometrics*. 6ª edición, Blackwell Publishing.

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

Klemperer, P. y M. Meyer (1989). "Supply Function Equilibria in Oligopoly Under Uncertainty". *Econometrica*, Vol. 57, Issue 2, p. 1243-1277.

Mas-Colell, A., D. Whinston y J. R. Green (1995). *Microeconomic Theory*. Oxford University Press, Oxford.

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

Newbery, D. (2003). The relationship Between Regulation and Competition Policy for Network Utilities, Cambridge Working Paper in Economics No 0631, University of Cambridge, UK.

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

Nord Pool (2005). Nord Pool Report 2004. Oslo. Nord Pool ASA. Disponible en: <http://www.nordpool.com/information/publications/annualreport2004>.

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

Rangel, L. (2008). Competition Policy and Regulation in Hydro-dominated Electric Markets. *Energy Policy*. Vol 36, p. 1292-1302.

Rothwell, G. y T. Gómez (ed) (2003). *Electricity Economics Regulation and Deregulation*. Wiley-Interscience, United States of America.

Sheffrin, A., J. Chen y B. Hobbs (2004). Watching Watts to Prevent Abuse of Power. *IEEE Power and Energy Magazine*.

SSPD-CSMEM (2009). Informe No 44 Análisis del Cargo por Confiabilidad ante una Hidrología Crítica y restricciones en el Mercado de Gas. Bogotá, Noviembre 30.

SSPD-CSMEM (2010). Informe No 48 Experiencias de la Reunión Internacional de Monitores de Mercados Eléctricos. Bogotá, Mayo 11.

The Brattel Group (2007). Review of the PJM’s Market Power Mitigation Practices in Comparison to Other Organized Electricity Markets.

Wolak, F. (2010). Limiting the Potential Downside of Wholesale Electricity Competition. Forum on Mitigating Market Power in Colombia’s Wholesale Electricity Market. Bogotá, diciembre. Disponible en: <http://www.creg.gov.co>

Wolak, F. (2009). Report on Market Performance and market Monitoring in the Colombian Electricity Supply Industry. July 30.

Wolak, F. (2004). Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring. Center for the Study of Energy Markets Working Paper 134. University of California Energy Institute. Berkeley, California.

Wolak, F. (2001). “Proposed Market Monitoring and Mitigation Plan for the California Electricity Market”. California ISO Market Surveillance Committee, Febrero. Disponible en: ftp://zia.stanford.edu/pub/capítulos/MSC_Monitor_2051.final.pdf