



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**MEDIDAS PARA LA PROMOCIÓN DE LA
COMPETENCIA EN EL MERCADO
MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**

DOCUMENTO CREG-118

1 de octubre de 2010

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

1. INTRODUCCIÓN	98
2. ANTECEDENTES.....	98
3. ALCANCE.....	99
4. ESTADO DEL ARTE	99
4.1 RESUMEN INTERNACIONAL.....	99
4.1.1 REVISIÓN LITERATURA	99
4.1.2 ESQUEMAS UTILIZADOS	101
4.1.2.1 GRAN BRETAÑA (OFGEM): LICENCIA DE CONDICIÓN DE PODER DE MERCADO.....	101
4.1.2.2 NORDPOOL: REGULACIÓN EX POST	102
4.1.2.3 AUSTRALIA: PRECIO TECHO E INTERVENCIÓN DIRECTA DEL MERCADO	103
4.1.2.4 NUEVA YORK (NYISO) – NUEVA INGLATERRA (ISO-NE): TEST DE CONDUCTA E IMPACTO.....	103
4.1.2.5 PJM, CALIFORNIA (CAISO): MITIGACIÓN DIRECTA.....	105
4.2 RESUMEN NACIONAL	106
4.3 MECANISMOS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA	109
5. ANÁLISIS DE POSICIÓN DOMINANTE.....	110
5.1 ÍNDICES PARA IDENTIFICAR AGENTES PIVOTALES.....	110
5.1.1 ÍNDICE DEL OFERENTE PIVOTAL (IOP)	111
5.1.2 ÍNDICE DE LA OFERTA RESIDUAL (IOR)	111
5.1.3 ÍNDICE DE LERNER	112
5.2 EVALUACIÓN PARA EL MERCADO COLOMBIANO.....	113
5.2.1 PUNTO DE VISTA DE LOS MERCADOS RELEVANTES	114
5.2.2 PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA OBJETIVO	116
5.2.3 RESULTADOS.....	120
5.2.4 CONCLUSIONES	122
6. PROPUESTA REGULATORIA	122
6.1 PROCEDIMIENTO	123
6.2 COMPARACIÓN PROPUESTA REGULATORIA Y REGULACIÓN VIGENTE	124
7. RECOMENDACIÓN.....	125
ANEXO 1. MECANISMO DE MITIGACIÓN DE POSICIÓN DOMINANTE.....	126
BIBLIOGRAFÍA	132

MAB

1. INTRODUCCIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, en cumplimiento de sus funciones legales ha estudiado el comportamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, MEM, con el fin de verificar si hay agentes con posición dominante.

Los resultados de este análisis se muestran en el presente documento. En los Capítulos 2 y 3 se hace una presentación de los antecedentes sobre el tema y los alcances de este trabajo, en el Capítulo 4 se presentan un resumen sobre la literatura relevante y una descripción de los mecanismos para controlar el poder de mercado en Colombia y otros países. En el Capítulo 5 se presenta un análisis de la competencia en el Mercado Mayorista realizado por la Comisión y en el Capítulo 6 se realiza una propuesta regulatoria para el control de las posiciones dominantes en el corto plazo.

2. ANTECEDENTES

La competencia es una característica necesaria en los mercados, ya que garantiza el uso eficiente de los recursos y que los agentes maximicen su bienestar. La literatura económica, reconoce que la competencia perfecta requiere de un gran número de productores y consumidores, así como un bien homogéneo, información completa y que no haya barreras a la entrada ni costos de transacción. Aunque el Mercado Mayorista de Electricidad cumple con algunas de estas condiciones, presenta características únicas que hacen necesario regular aspectos claves de la competencia e indagar si algunos agentes pueden incidir en las variables del mercado.

Tabla 1
Participación en el mercado por generación real y demanda comercial en el año 2009

Empresa	Generación real (GWh)	Participación (%)	Participación acumulada
Emgesa	12,717	22.71	22.71
EPM	12,619	22.54	45.25
Isagen	9,260	16.54	61.79
Gecelca	6,062	10.83	72.62
Colinversiones	3,558	8.54	81.16
AES Chivor	3,300	5.89	87.05
Gensa	1,948	3.48	90.53
Otros	6,521	9.47	100.00
Empresa	ENFICC (GWh)	Participación (%)	Participación acumulada
Emgesa	13,624	21.73	21.73
EPM	12,468	19.88	41.61
Gecelca	9,184	14.65	56.26
Isagen	8,502	13.56	69.82
Colinversiones	8,173	13.04	82.86
AES Chivor	2,925	4.67	87.52
Gensa	2,575	4.11	91.63
Otros	5,249	8.37	100.00

Datos XM S.A. E.S.P., cálculo de la CREG¹

¹ Tabla actualizada para el año 2009, tomada de Wolak, F. (2009). Report on market performance and market monitoring in the Colombian electricity supply industry. CSMEM.

MYB

La Tabla 1 presenta la participación de los agentes en el mercado de generación y energía en firme. Se observa, que la generación real y la ENFICC están concentradas, ya que el 90% corresponde a 7 empresas, mientras el 10% restante la aportan 36.

El resultado de la estimación del Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) corrobora lo anterior. El HHI estimado a partir de la generación real y la energía en firme, es igual a 1,514 en el mercado de generación y 1,490 en el mercado ENFICC, lo que indica que los dos mercados se encuentran moderadamente concentrados.

Además de la estructura del mercado, el comportamiento de algunas variables como el mantenimiento de las plantas, permiten inferir que algunos agentes pueden incidir en los resultados del mercado. Al respecto, se encontró que durante el periodo comprendido entre septiembre y octubre de 2009 salieron a mantenimiento alrededor de 1.500MW diarios, lo que redujo la oferta disponible del sistema y disminuyó en algún grado la competencia.

Teniendo en cuenta lo anterior, se hace necesario revisar el comportamiento de los agentes generadores, para identificar aquellos que pueden tener posición dominante y pudieran afectar el desempeño del mercado. De esta forma, se pueden diseñar medidas para evitar o prevenir comportamientos anticompetitivos, garantizando mayor bienestar a todos los actores del mercado.

3. ALCANCE

Analizar la posibilidad de que agentes generadores puedan tener posiciones dominantes en el mercado mayorista de energía, considerando variables como son las declaraciones de disponibilidad, los precios de oferta y mantenimientos, entre otras.

Recomendar un mecanismo ex – ante para prevenir o mitigar los posibles abusos de posición dominante en el mercado mayorista de electricidad.

4. ESTADO DEL ARTE

En este capítulo se presenta un breve resumen sobre la experiencia nacional e internacional, relacionada con las medidas de prevención o mitigación de las posiciones dominantes en los mercados eléctricos.

4.1 RESUMEN INTERNACIONAL

4.1.1 Revisión literatura

El poder de mercado en sistemas eléctricos ha sido estudiado en diferentes países donde la formación del precio se obtiene a través de subastas, en las cuales los agentes generadores ofertan precios y declaran disponibilidad.

Los estudios sobre los mercados mayoristas de electricidad, reconocen que estos tienen unas características propias que no se presentan en otros sectores, como i) la imposibilidad de almacenamiento de la electricidad, ii) la inelasticidad de la demanda en el muy corto plazo y iii) la existencia de un balance continuo entre la oferta y la demanda. Estos rasgos implican grandes retos, ya que se hace necesario diseñar esquemas regulatorios propios, para solucionar los problemas de competencia particulares a este sector.

MBB

La imposibilidad de almacenar la energía eléctrica, la inelasticidad de la demanda y el balance entre la demanda y oferta, restringen las posibilidades de los consumidores en el mercado. La primera, conlleva a que los usuarios no puedan tener reservas cuando el sistema está en escasez, o simplemente no tengan la energía para enfrentar momentos en que el precio se encuentre por encima de su expectativa de pago. La segunda, permite que las empresas se encuentren en una posición en la que pueden aumentar el precio sin reducir la cantidad vendida. La tercera, impide a los usuarios reaccionar ante los cambios de precios en tiempo real, facilitando a los generadores fijar precios mayores a los competitivos.

Teniendo en cuenta lo anterior, las características del mercado eléctrico incentivan a los agentes generadores a ejercer poder de mercado si no enfrentan suficiente competencia, ya que pueden ofertar precios por encima de sus costos marginales en periodos horarios del día, y negar disponibilidad para aumentar los precios, sin afectar sus ventas. Incluso, les facilitan desarrollar comportamientos colusivos (implícito o explícitos), debido al carácter repetitivo del mercado que enfrentan. De tal forma, que los agentes puedan acordar sus ofertas, o sigan el comportamiento de una empresa líder que a través de su conducta aumente el precio de bolsa.

Uno de los escenarios donde se observa un mayor poder de mercado por parte de los generadores, es cuando existen restricciones en el sistema de distribución y transmisión. Según Borenstein y Bushnell (2000), las interrupciones en la red permiten que los agentes puedan ofrecer precios mayores a sus costos marginales, ya que enfrentan una demanda local inelástica y poca competencia. Para controlar esta situación, la autoridad regulatoria del mercado debe diseñar medidas que eviten que los usuarios paguen un precio mayor por el servicio. En el caso del mercado colombiano, la Resolución CREG 034 de 2001, establece el mecanismo y los precios de regulación cuando se presentan estas situaciones en el sistema.

La reducción de disponibilidad realizada por las empresas a través de la programación de mantenimientos, es otro de los mecanismos por los cuales pueden ejercer poder de mercado. En la mayoría de los casos, los mantenimientos se presentan en las horas en que la demanda es más inelástica, permitiendo a los agentes aumentar el precio de oferta. Para la autoridad regulatoria es difícil controlar esto, ya que los mantenimientos son una actividad propia del generador (Wolak & Patrick, 1997). Por esta razón, se deben diseñar normas regulatorias que controlen las declaraciones de disponibilidad de los agentes, de tal forma que no puedan incidir directamente en el comportamiento del precio de bolsa.

Como las características del mercado eléctrico facilitan que los agentes ejerzan poder de mercado, es importante que las autoridades tengan las herramientas para identificarlo y mitigarlo. El Índice Herfindahl Hirschman (IHH) es reconocido por la literatura económica como un indicador adecuado para medir la concentración de propiedad. A pesar de las bondades de esta medida, su aplicación no es suficiente para identificar posición de abuso de poder en este mercado, ya que los agentes al reducir su participación (negar disponibilidad) están provocando un aumento en el precio de bolsa. Por lo tanto, aunque el índice indique poca concentración, los agentes pueden estar incidiendo unilateralmente en la determinación del precio. (Borenstein, Bushnell y Wolak, 2002).

Teniendo en cuenta lo anterior, Wolak (2009) recomienda la estimación de otros índices para encontrar si los agentes ejercen poder de mercado. El primero de ellos es el Índice de Lerner, que mide la capacidad que tiene una firma para ofrecer precios mayores a sus costos marginales. Como los costos no son conocidos por la autoridad regulatoria, una forma de

estimar este indicador, es a través de la elasticidad o la pendiente de la demanda residual de la firma.

El segundo indicador que sugiere Wolak (2009), es la determinación del agente pivotal. Este se encuentra a través de la comparación de la oferta del agente y su demanda residual. Si la oferta supera la demanda, la empresa tiene el poder de aumentar los precios por encima de los costos, ya que todo lo que ofrezca se va a vender. Por su parte, Sheffrin, Chen y Hobbs (2004) recomiendan la estimación del índice de la oferta residual, que determina si un agente tiene poder de mercado a través de la comparación de la demanda total y la oferta residual de los agentes.

Wolfram (1999), propone la estimación de un indicador que mide el poder de mercado a través de un índice de Lerner modificado. La idea de este indicador es identificar si el agente puede imponer precios mayores al costo marginal, y que tan sensible es la oferta total del mercado a cambios en su oferta. De esta forma, se puede calcular el impacto total del comportamiento del agente en el mercado.

Borenstein, Bushnell y Knittel (1999), proponen estimar una matriz de sensibilidad en el despacho diario, que mide como cambia el ingreso de los agentes ante cambios en precios y en cantidades. La idea es conocer si el comportamiento de los agentes los está beneficiando de una forma desproporcionada para poder regular sus ofertas y de esta forma evitar que se introduzcan distorsiones al mercado.

Finalmente, Borenstein y Bushnell (2000) recomiendan poner un price cap al precio de bolsa, mientras los mecanismos de respuesta de la demanda son factibles, y buscar una mayor participación de otros agentes en el mercado. Por su parte, Wolak (2006), sugiere que los mercados eléctricos necesitan un número importante de participantes, un mercado de contratos forward, un comportamiento activo de la demanda, una red de transmisión eficiente y una entidad regulatoria creíble, para evitar que existan problemas de competencia y el precio del mercado sea ineficiente.

4.1.2 Esquemas Utilizados

4.1.2.1 Gran Bretaña (OFGEM): Licencia de Condición de Poder de Mercado

La política que regula el poder de mercado en el mercado mayorista de electricidad de Gran Bretaña es ex post y funciona de acuerdo con los planteamientos de la Comisión de Competencia. Al igual que en el caso colombiano, las empresas son sancionadas después de una investigación previa que demuestre que el comportamiento del agente no fue competitivo.

A pesar del éxito de esta medida, la autoridad del mercado de energía y gas (Ofgem) ha considerado que es necesario llevar a cabo algunos ajustes, de tal forma que las medidas de regulación sean acordes con la realidad del mercado. Por esta razón, ha intentado sin éxito diseñar un mecanismo ex ante como el utilizado en Estados Unidos, y mejorar el mecanismo ex post actual a través de la emisión de Licencias de Condición de Poder de Mercado a los agentes generadores.

La Licencia de Condición de Poder de Mercado prohíbe a sus poseedores participar en conductas que vayan en contra de la competencia y alteren substancialmente el precio del mercado. Adicionalmente, la licencia le da el poder al operador del mercado de realizar

investigaciones ex-post a los generadores que tengan comportamientos sospechosos, e imponer sanciones monetarias a estos.

Según la normativa que se quiere aplicar, se considera que hay indicios de abuso de poder de mercado cuando algún agente afecta el precio de bolsa de la siguiente manera:

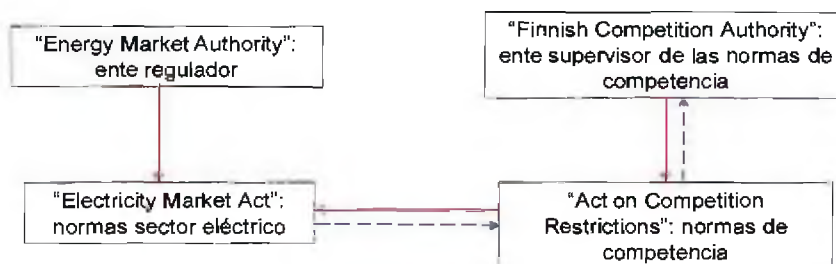
- Aumento del 5% en un acumulado de 30 días
- Aumento del 15% en un acumulado de 10 días
- Aumento del 45% en un acumulado de un año

Si alguno de estos escenarios se presenta, el operador del mercado debe iniciar una investigación, analizar los resultados de esta, indagar al licenciado acerca de su comportamiento y por último determinar la sanción.

4.1.2.2 NordPool²: Regulación ex post

Desde el año 2000 NordPool creó el departamento de supervisión del mercado, que es el encargado de vigilar el comportamiento de los agentes del mercado mayorista de electricidad y el mercado financiero. Entre sus funciones se encuentra el monitoreo del abuso de posición dominante, a través de un mecanismo ex post que se caracteriza por estudiar la estructura del mercado y no el comportamiento de los agentes. Además, debe llevar a cabo investigaciones de las situaciones anti competitivas y la imposición de multas o sanciones.

Figura 1
Mecanismo utilizado para investigar comportamientos no competitivos en NordPool, Finlandia



Fuente: Electricity Market Act, Finlandia

Muchas veces, la entidad de supervisión acude a las autoridades competentes de cada país para que investiguen a los agentes e impongan las multas que se consideren necesarias. Como en el mercado NordPool cada país tiene su propio mecanismo ex post para regular las fallas del mercado eléctrico, este procedimiento se utiliza regularmente.

En el caso de Finlandia, la autoridad del mercado eléctrico es la encargada de diseñar y establecer el marco normativo de este, de acuerdo con las leyes de competencia que son supervisadas por la Autoridad Finlandesa de Competencia. Cuando en el mercado se observan comportamientos que indican abuso de posición dominante por parte de algún agente, es el supervisor el encargado de llevar a cabo la investigación con base en el reglamento y las normas de competencia. En este caso, el regulador no se involucra en el proceso de investigación o en la imposición de sanciones.

² Los países que hacen parte de NordPool son: Finlandia, Suecia, Dinamarca y Noruega.

MA B

4.1.2.3 Australia: Precio techo e intervención directa del mercado

La política de regulación de poder de mercado en Australia es ex post y se caracteriza por la existencia de un precio techo para el precio de bolsa, y la intervención directa del operador del mercado cuando las reservas de energía son inferiores al nivel de confiabilidad.

En la actualidad, existen dos techos para el precio de bolsa del mercado. El primero, es un límite superior que opera cuando el precio de bolsa supera al techo. El segundo, es un techo acumulativo, que impone un límite a la suma del precio de bolsa de siete días seguidos. Si la suma es mayor que el techo, se regula el precio de bolsa.

La intervención directa la realiza el operador del mercado, obligando a los generadores a entregar la energía necesaria para el adecuado funcionamiento del sistema, o comprando por adelantado la energía necesaria para mantener la confiabilidad.

4.1.2.4 Nueva York (NYISO) – Nueva Inglaterra (ISO-NE): Test de conducta e impacto

En Estados Unidos, la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC por sus siglas en inglés) establece los estándares sobre la regulación para mitigar el poder de mercado, dando libertad a los operadores de cada uno de los mercados del país de diseñar el mecanismo de regulación que mejor se acomode a las condiciones de competencia que enfrentan. Los operadores de los mercados de Nueva York y Nueva Inglaterra optaron por un esquema ex ante, que se caracteriza por la existencia de umbrales a ciertas variables que sirven para medir el abuso de posición dominante en los mercados eléctricos.

El mecanismo utilizado en estos mercados se conoce como el Test de Conducta e Impacto. Este consiste en realizar unas pruebas al comportamiento de los agentes, de tal forma que se mitiguen las ofertas de precios de aquellos que fallaron el test.

El test de conducta consiste en analizar la oferta de precio y la declaración de disponibilidad de las empresas que participan en el mercado de energía, y compararlos con unos benchmarks predeterminados por el ente regulador. El objetivo de este test es identificar a las empresas que tienen la habilidad de ejercer poder de mercado al ofrecer precios por encima de sus costos marginales, afectando de esta forma el precio de bolsa final. El operador del mercado es el encargado de observar el comportamiento de las ofertas de los generadores y practicar el test todos los días.

Cuando algún agente falla el test de conducta, se lleva a cabo el test de impacto. Este identifica cómo la oferta considerada anticompetitiva incide en el comportamiento del precio de bolsa, a través de la comparación de dos despachos. En el primero se tiene en cuenta la oferta del agente, mientras en el segundo, se considera un precio regulado o de referencia que decide el regulador. Si la diferencia del precio de bolsa de los dos despachos falla el test, la oferta de precio del agente es ignorada y se reemplaza con el precio de referencia. Si el test no falla, la oferta se tiene en cuenta en la determinación del precio de bolsa.

MAB

Tabla 2
Test de Conducta, ISO-NE

Conducta	Test
Negación física de disponibilidad de recursos	Indisponibilidad > min (10% capacidad del recurso, 100 MW)
	Indisponibilidad > min (5% capacidad total del operador, 200 MW)
Negación económica de disponibilidad de recursos	Precio fijo: Incremento del 200% respecto al nivel de referencia
	Precio variable: Incremento del 300% respecto al precio de referencia o incremento de \$100/MWh respecto al precio de referencia
	Parámetros diferentes de precio: Incremento del 100% respecto a los valores de referencia mínimos o reducciones del 50% respecto a los valores de referencia máximos
Producción no-económica de un recurso	Precio de referencia: ofertas, costos, precios de bolsa
	Producto en tiempo real: incremento del 110% de la tasa de despacho del operador del mercado, que ocasione congestión en la red
Ofertas no competitivas	Desviación horaria promedio >10%
	Desviación horaria promedio < -10%

Fuente: Reglas del mercado ISO-NE, Apéndice A

Tabla 3
Test de impacto, ISO-NE

Procedimiento
Compara el precio de bolsa de dos despachos
•Primer despacho ideal con las ofertas de todos los operadores
•Segundo despacho ideal con los precios de referencia de las plantas que no pasaron el test de conducta
Test
Test: Incremento del 200% o \$100/MWh del precio de bolsa entre el primer y segundo despacho ideal

Fuente: Reglas del mercado ISO-NE, Apéndice A

La estimación del precio de referencia ha sido bastante discutida en estos mercados, sobre todo porque es necesario que este corrija cualquier sesgo que le permita a las empresas imponer precios por encima de sus costos marginales. Algunos de los esquemas utilizados han sido el promedio de las ofertas competitivas de los últimos 90 días, el promedio del precio de bolsa de los últimos 90 días y la aproximación de los costos que enfrenta la empresa para prestar el servicio.

4.1.2.5 PJM³, California (CAISO): mitigación directa

Los operadores de mercado PJM y CAISO regulan el abuso de poder de mercado a través de un mecanismo ex ante que se caracteriza por ser estructural. Este consiste en la aplicación de unos test que permiten conocer el número de agentes en el mercado, su participación, los niveles de concentración, y el nivel de competencia. Este mecanismo de mitigación directa se utiliza en mercados que presentan problemas de competencia por las restricciones del sistema.

Bajo este procedimiento, se busca identificar las restricciones en las redes de transmisión e identificar a los agentes no competitivos, para mitigar sus ofertas en caso que sea necesario. Así, el primer paso consiste en identificar todas las restricciones del sistema y estudiar la competencia en cada una de las fracciones que aparecen, a través de la siguiente metodología:

1. Definición del mercado relevante: Consiste en la identificación de los agentes que compiten en el mercado. Esto se hace a través de la referenciación geográfica, la estimación de la elasticidad precio de la demanda o la determinación de umbrales de precio.
2. Test del agente pivotal: Mide si la oferta del agente es mayor a su demanda residual, de tal forma que pueda ejercer poder de mercado.
3. Participación de los agentes en el mercado: Mide qué tanto porcentaje del mercado pertenece a una sola empresa.
4. Test de concentración de mercado (HHI): Mide la relación de la firma respecto a la industria.

El segundo paso del proceso de mitigación directa consiste, en remplazar el precio de oferta del agente pivotal, por un precio regulado o de referencia que determina el regulador.

Tabla 4
Test para identificar mercados no competitivos, PJM

Test	Límites
Mercado Relevante	1.5*precio bolsa
Agente Pivotal	<1
Participación en el mercado	> 20%
HHI	>2,500

Fuente: Estado del Mercado PJM, Apéndice A

³ PJM es el operador del mercado mayorista de energía de los siguientes Estados de Estados Unidos: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, Virginia Occidental y el Distrito de Columbia.

LAB

4.2 Resumen Nacional

La revisión nacional se dirigió a dos aspectos generales: i) la descripción del esquema de supervisión del sector cuando se encuentran abusos de posición dominante y ii) el resumen de las resoluciones de la CREG sobre el tema de posiciones dominantes.

La Constitución Nacional señala en el artículo 333 que *“el Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional.”*

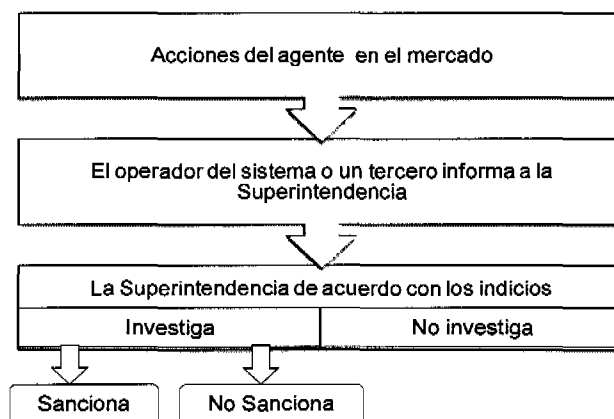
Por su parte el artículo 45 del Decreto 2153 de 1992, define la posición dominante como:

“La posibilidad de determinar, directa o indirectamente, las condiciones del mercado.”

En relación con los servicios públicos domiciliarios de energía y gas las leyes 142 y 143 de 1994 determinaron que es función del Estado intervenir en la prestación de estos servicios con el fin de promover la libertad de competencia y prevenir la utilización abusiva de la posición dominante. Estas normas asignan al regulador la función de propiciar la competencia y adoptar medidas ex ante o ex post para impedir los abusos de posición dominante.

Adicionalmente la ley había asignado a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la función de realizar la vigilancia y control de la prestación de los servicios de energía y gas, incluidas las conductas anticompetitivas. En ejercicio de esta función se investiga si algún agente del mercado ha abusado de su posición dominante y se sanciona a las empresas de acuerdo con el resultado de la indagación.

Figura 2
Mecanismo utilizado para investigar comportamientos no competitivos en el Mercado Mayorista de Electricidad, MEM



La Superintendencia, con el fin de cumplir sus funciones, se ha apoyado en el Comité de Seguimiento al Mercado Mayorista de Electricidad que a través de la estimación de indicadores como el Índice de Lerner y el Índice de variación de los precios de oferta, identifica posibles comportamientos anómalos a la competencia. A partir de la evidencia encontrada, se realizaban investigaciones exhaustivas que cumplían con el debido proceso para poder imponer sanciones a los agentes del mercado, aunque los resultados de dichas investigaciones podían tomar mucho tiempo y muchas veces no eran concluyentes.

Desde la expedición de la Ley 1340 de 2009, la Superintendencia de Industria y Comercio es la encargada de realizar las investigaciones administrativas, e imponer las multas o las infracciones a las empresas que se comportan de forma anticompetitiva en el mercado mayorista. Esta entidad es la única autoridad nacional de protección de la competencia y no cuenta con el apoyo del Comité de Seguimiento al Mercado Mayorista de Electricidad.

En el ámbito regulatorio, la CREG, con el fin de prevenir abusos de posición dominante en el Mercado Mayorista de Electricidad, ha definido la regulación correspondiente a los límites de la propiedad (Res. CREG 101, 2010), el costo de generación para prevenir abuso de posición dominante por el fraccionamiento del Sistema Interconectado Nacional (Res. CREG 034 de 2001), los límites a la participación en el mercado (Res. 060 de 2001), el manejo de información orientado a promover y preservar la libre competencia (Res. CREG 006 de 2009) y el control a la declaración de disponibilidad (Res. CREG 141 de 2009). Adicionalmente, la CREG definió en las Resoluciones CREG 071 de 2006 y 069 de 2009 al agente pivotal, como aquel cuya oferta es mayor a su demanda residual⁴.

A continuación, se presenta una breve reseña de estas resoluciones:

Resolución CREG 034 de 2001

Esta resolución fue motivada por los ataques terroristas a la infraestructura del Sistema de Transmisión Nacional y al Sistema de Transmisión Regional sufridos en los años 2000 y 2001, que provocaron el fraccionamiento del Sistema Interconectado Nacional.

Estos eventos permitieron i) que algunos agentes generadores tuvieran la oportunidad de aumentar el precio de oferta por encima del precio de racionamiento, ii) que el costo marginal lo hayan determinado el 78% de las veces pocos agentes, iii) que el despacho haya sido predecible, eliminando uno de los factores determinantes de la competencia del mercado, iv) que se desoptimizaran los recursos, y v) que aumentara la generación forzada en los meses de verano.

Teniendo esto en consideración, la CREG a través de esta resolución estableció costos regulados para las plantas térmicas e hidroeléctricas de acuerdo con los costos variables y fijos que las plantas deben recuperar. Estos costos se han actualizado en las Resoluciones CREG 141 de 2009 y 036 de 2010.

Resolución CREG 060 de 2007⁵

Esta resolución establece los límites de participación en el mercado a las empresas que prestan la actividad de generación eléctrica. En este, se determina que la CREG pondrá a disposición de la Superintendencia de Servicios Públicos las situaciones en las que la participación de un generador esté entre el 25% y el 30%, y el Índice Herfindahl Hirschman (IHH) sea mayor a 1800. Así mismo, si la participación de un agente es mayor al 30% y el IHH supera 1800, este deberá poner a disposición de otras empresas la energía suficiente para que su participación en la actividad de generación no supere el 25%.

⁴ La demanda residual es la diferencia entre la demanda comercial del sistema y la disponibilidad de los otros agentes.

⁵ Esta resolución deroga lo expuesto en el artículo 3 de la Resolución CREG 128 de 1993, y concuerda con lo expuesto en la Resolución CREG 042 de 1999 y la Resolución CREG 001 de 2006.

Adicionalmente, esta resolución determina que el IHH se construye a partir del ENFICC o energía en firme que las empresas declaran para el cálculo del cargo por confiabilidad. En el caso que una empresa tenga varias plantas de generación o represente otras empresas con quienes tenga una relación de control, su participación en el mercado es igual a la sumatoria de la ENFICC de todas estas plantas sobre la sumatoria total de la ENFICC del mercado.

Resolución CREG 006 de 2009

Esta resolución cambia la fecha de publicación de las ofertas de precio y declaración de disponibilidad que hacen las empresas generadoras todos los días al operador del sistema, con el fin de promover y preservar la libre competencia. Al respecto, se estipula que las ofertas de los agentes, así como la información del despacho y el redespacho, se divulgarán 3 meses contados desde el último día del mes en que fueron presentadas, y se codificarán los nombres de las empresas y plantas.

Resolución CREG 140 de 2009⁶

Esta resolución da incentivos adicionales para que los agentes cumplan con el despacho programado. De tal forma, que las plantas que modifiquen su disponibilidad en el día de despacho, se les considere una disponibilidad de cero o la derrateada para las próximas 24 horas. Por otra parte, las plantas que no cumplan el programa de despacho o cambien su declaración de disponibilidad en el día de operación, van a tener una disponibilidad igual a cero o la derrateada para las próximas 24 horas o hasta cuando la planta o unidad cumpla estas dos condiciones: 1) que haya sido declarada disponible y 2) el CND la requiera según los criterios de redespacho. Adicionalmente deberán pagar un valor correspondiente a la desviación al programa no cumplido.

Finalmente, la resolución determina que el Centro Nacional de Despacho debe reportar a la Superintendencia de Servicios Públicos las plantas y/o unidades de generación que no cumplen con el programa de despacho el día de operación, para que esta realice las investigaciones pertinentes.

Resolución CREG 101 de 2010

Esta resolución reitera el mecanismo de la franja de potencia establecido mediante la Resolución CREG 042 de 1999 el cual busca impedir una mayor concentración de la propiedad en el corto plazo, fomentar la participación de nuevos agentes en el mercado y propiciar la competencia en el sector eléctrico.

Los puntos generales de esta resolución son los siguientes:

- La franja de potencia es el resultado de sustraer la demanda máxima promedio anual de energía de la disponibilidad promedio anual.
- *“ninguna persona natural o jurídica podrá incrementar, directa o indirectamente, su Participación en el Mercado de Generación mediante operaciones relacionadas con adquisición de Participación en el Capital o en la Propiedad o de cualquier otro Derecho, o con cualquier otro tipo de adquisición o fusiones o forma de integración empresarial, cuando el total de los MW de la Disponibilidad Promedio Anual, sea*

⁶ Esta resolución fue complementada por la Resolución CREG 161 de 2009.

superior a la Franja de Potencia calculada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas...

4.3 Mecanismos de respuesta de la demanda

Una de las características de los mercados eléctricos que facilita el ejercicio de poder de mercado es la inelasticidad de la demanda en el muy corto plazo. Como se explicó anteriormente, la inhabilidad de los usuarios a reaccionar en tiempo real o a sustituir los bienes cuando hay cambio de precios, incentiva a los generadores a fijar precios superiores a los costos marginales que enfrentan. Este fenómeno ha impulsado la introducción de mecanismos de respuesta de la demanda en algunos mercados, de tal forma que se pueda aumentar su elasticidad.

Cowart (2001), reconoce que la implementación de mecanismos de respuesta de la demanda es necesaria para enfrentar los problemas de confiabilidad, volatilidad de precios y poder de mercado que se presentan en los mercados eléctricos. Según el autor, dichos mecanismos deben incentivar el cambio de hábitos de consumo de los usuarios, aumentando la elasticidad de la demanda, de tal forma que se garantice el suministro en el largo plazo, se suavice la curva diaria de precios y se promueva la competencia.

Así mismo, la IEA y la OECD (2003), consideran que aumentar la elasticidad de la demanda es necesario para mitigar el efecto negativo de las fallas de mercado. Estas organizaciones recomiendan implementar nuevas tecnologías de información, de tal forma que los usuarios puedan conocer los precios del servicio de energía horarios y puedan tomar decisiones sobre su consumo. También aconsejan introducir al mercado instrumentos que incentiven a los usuarios a cambiar sus preferencias de consumo, tales como, el diseño de tarifas de acuerdo con el estilo de vida de los usuarios, la implementación de tarifas horarias y la promoción de planes de ahorro programado, entre otros.

A pesar de la multiplicidad de opciones para aumentar la capacidad de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico, es importante tener en consideración, que estas alternativas resultan exitosas en mercados que se caracterizan por tener insuficiente oferta y precios muy altos. En los mercados donde los precios son bajos y la capacidad de generación supera la demanda, los usuarios no tienen suficientes incentivos para cambiar sus hábitos de consumo, ya que no perciben una reducción significativa de bienestar cuando cambian las condiciones del mercado.

Lo anterior es evidente en el caso colombiano. Al comparar los datos mensuales suministrados por el sistema NEÓN entre enero de 2009 y enero de 2010 en el que se presenta situación de escasez y precios altos por el Fenómeno El Niño, se observa que los precios de bolsa nacional aumentaron 15%, y la demanda comercial aumentó 1%.

Teniendo en cuenta la importancia que tienen los mecanismo de respuesta de demanda en el mercado eléctrico, la CREG a través de la Resolución CREG 063 de 2010 introdujo un sistema de demanda desconectable, cuyo principal objetivo es ayudar al cumplimiento de las obligaciones de energía en firme de las empresas comprometidas con el cargo por confiabilidad. A pesar de las bondades de esta herramienta, fue necesario modificar la propuesta original, debido a que esta generaba inconsistencias en el mercado al introducir contratos físicos, y obligaba a reformar el código de operación. Lo anterior, ha evitado que la medida tenga el efecto esperado.

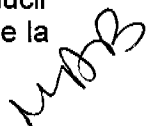
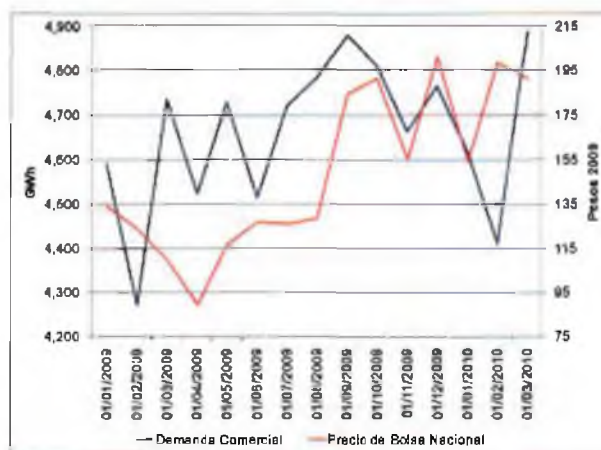


Figura 3
Demanda Comercial y Precio de Bolsa Nacional, enero 2009-2010



Datos XM S.A. E.S.P, cálculo de la CREG

5. ANÁLISIS DE POSICIÓN DOMINANTE

En la regulación vigente, las normas para controlar el abuso de posición dominante se fundamentan en la medición de la participación de las firmas en el mercado y en la concentración de la propiedad, a partir del cálculo del HHI, que tiene como base la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC). Aunque estas medidas advierten sobre el tamaño de la firma y su relación con la industria, sirven para caracterizar la estructura del mercado en el largo plazo y es necesario introducir instrumentos complementarios para detectar posible poder de mercado en el corto plazo. De acuerdo con Borenstein, Bushnell y Wolak (2002), en los mercados eléctricos la reducción de la disponibilidad o capacidad de generación, permite a los agentes incidir directamente en el comportamiento del precio de bolsa. De tal forma, que las empresas que reducen su participación puedan estar ejerciendo poder de mercado.

5.1 Índices para identificar agentes pivotaes

A continuación, se presentan tres indicadores que pueden establecer si un agente es pivotal, o tiene posición dominante en el mercado eléctrico colombiano. Estos, permiten al Regulador identificar las empresas que están ofreciendo precios por encima de los costos marginales y aquellas cuya demanda residual es inelástica, facilitando el proceso de regulación.

La literatura sobre regulación de mercados reconoce que "un oferente es pivotal si parte de su capacidad de generación es necesaria para cubrir la demanda del mercado."⁷ En esta situación, el agente tiene incentivos para comportarse como monopolista, ya que el carácter inelástico de la demanda que enfrenta le permite fijar precios por encima de los costos marginales, y de esta forma obtener ganancias mayores a las que obtendría en una situación competitiva.

Existen tres métodos equivalentes para conocer si un oferente es pivotal, estos son el Índice del Oferente Pivotal (IOP), el Índice de la Oferta Residual (IOR) y el Índice de Lerner.

⁷ PNUD-MHCD-MME-DNP-SSPD, (2004). Diseño y estructuración de una metodología para el monitoreo y control del mercado de energía mayorista – MEM.

5.1.1 Índice del Oferente Pivotal (IOP)

Este índice consiste en la comparación de la demanda residual que enfrenta el agente y la oferta del mismo. La demanda residual se estima a partir de la demanda total del mercado y las ofertas de los generadores. Para el caso de la empresa j , la demanda residual $DR_j(p)$ se define como:

$$DR_j(p) = QD - SO_j(P)$$

Donde:

QD= Demanda total del mercado

SO_j(p)= Oferta total del sistema sin incluir la oferta del agente j

$$SO_j(P) = \sum_{i \neq j}^k S_i(p)$$

Donde:

S_i(p)= Oferta de energía del agente i diferente a j ,

k= Número total de agentes en el mercado.

De acuerdo con esta definición, se dice que el agente j es pivotal si:

$$\frac{S_j(p)}{DR_j(p)} > 1$$

Es decir, la cantidad ofertada por la empresa j ($S_j(p)$) es mayor a su demanda residual ($DR_j(p)$)

5.1.2 Índice de la Oferta Residual (IOR)

Este índice compara la oferta residual del agente y la demanda total del mercado. Si la oferta residual es menor que la demanda del sistema, el agente es pivotal, es decir, el agente es indispensable para atender la demanda. En este caso, la oferta residual se define como la oferta del mercado sin incluir la oferta del agente que se está estudiando.

$$\frac{SO_j(P)}{QD} < 1$$

Donde:

QD= Demanda total del mercado

SO_j(p)= Oferta total del sistema sin incluir la oferta del agente j

Aunque el Índice del Oferente Pivotal y el Índice de la Oferta Residual sirven para identificar a los agentes que pueden fijar precios superiores al costo marginal, en la literatura de regulación de mercados eléctricos, se reconoce que el IOR es un instrumento más eficiente para determinar el poder de mercado. Este índice tiene la característica de ser continuo, lo

NAB

que permite identificar si un agente esta cercano a pasar el límite de competencia impuesto por el regulador, o si existe colusión entre agentes. De igual forma, permite incluir los contratos bilaterales de largo plazo de las empresas en la medición del poder de mercado, lo que mejora la aproximación del índice a la situación actual de los agentes.⁸

5.1.3 Índice de Lerner

El Índice de Lerner mide la capacidad que tiene una empresa de ejercer poder de mercado. Este es igual al markup entre el precio de oferta y el costo marginal que enfrenta el agente, lo que es equivalente al inverso de la elasticidad de la demanda residual del agente o al cambio porcentual de precios sobre el cambio porcentual de la cantidad demandada. Esta medida es un buen indicador de la habilidad que tiene una empresa para ejercer poder de mercado, ya que la magnitud del markup, así como de la elasticidad, indican las posibilidades que tiene un agente de fijar precios por encima del óptimo del mercado.

El Índice de Lerner se define como:

$$L = \frac{P - Cmg}{P} = -\frac{1}{\varepsilon_d} = -\frac{\Delta P/P}{\Delta Q/Q}$$

Donde P es el precio de oferta, Q es la cantidad demandada y E_d es la elasticidad precio de la demanda residual

Es importante recordar, que el precio de equilibrio en competencia perfecta se define como aquel que vacía el mercado y es igual al costo marginal. En esta situación, los beneficios de las empresas son cero y no hay incentivos para entrar o salir del mercado. De otra parte, cuando un mercado se caracteriza por ser un monopolio u oligopolio, el precio de equilibrio es mayor al costo marginal y en este, no se igualan la demanda y la oferta. Es por esta razón, que el Índice de Lerner se considera un buen instrumento para medir el poder de mercado. Si la diferencia entre el precio y el costo marginal es amplia, se presume que el agente no enfrenta competencia y tiene incentivos de fijar precios altos.

De igual forma, cuando la elasticidad de la demanda residual (E_d) es mayor que uno, es decir la demanda es elástica, la cantidad demandada disminuye más que proporcionalmente ante aumentos en el precio. En este escenario, la empresa no puede aumentar los precios de oferta por encima del equilibrio del mercado, ya que sus ventas se reducirían. Por el contrario, cuando la demanda residual es inelástica, la cantidad demanda disminuye menos que proporcionalmente ante incrementos en los precios. Esto permite que la empresa pueda fijar precios por encima de sus costos marginales, sin reducir sus ventas o sus ganancias.

De acuerdo con lo anterior, al calcular el índice de Lerner una empresa puede ejercer poder de mercado cuando:

$$L > 0$$

Es decir, el markup de la empresa es mayor a cero o su demanda residual es inelástica.

A pesar de las bondades del Índice de Lerner, se considera que este es una herramienta para identificar posiciones dominantes después de la operación del mercado tal como lo hace el

⁸ Sheffrin, A., Chen, J. & Hobbs, B. (2004). Watching Watts to Prevent Abuse of Power. IEEE Power and Energy Magazine.

WBB

Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista, sin embargo, su aplicación no es adecuada para mitigar poder de mercado antes de la realización del despacho y la estimación del precio de bolsa, que es alcance de este documento.

5.2 Evaluación para el mercado Colombiano

Teniendo en cuenta las características de los instrumentos para detectar poder de mercado, se estimó el Índice de la Oferta Residual (IOR), para establecer si hay agentes con posición dominante en el Mercado Mayorista de Electricidad – MEM. Esta aproximación se llevó a cabo considerando dos puntos de vista diferentes. El primero consistió en la definición de mercados relevantes, mientras el segundo, se basó en la estimación de la demanda objetivo de los agentes.

Aunque se estimó el IOR para los años 2008 y 2009, a continuación se presenta el ejercicio detallado que se realizó del 26 de junio hasta el 10 de julio de 2010⁹. Para este se utilizaron los precios de oferta diarios de los agentes, así como sus declaraciones de disponibilidad, los contratos despachados por los agentes en los mismos días del año anterior, las proyecciones de demanda y los precios de bolsa que publicó XM S.A ESP.

El ejercicio se basó en la simulación de los predespachos ideales para cada uno de los días del periodo de estudio. Con los precios obtenidos de estos, la disponibilidad y los contratos, se estimó el IOR para cada una de las horas y se determinaron las empresas que podían tener poder de mercado. Posteriormente, se simuló otro predespacho ideal considerando ofertas reguladas para aquellos agentes pivotaes, y se calculó el impacto de la mitigación de las ofertas.

Los precios regulados que se utilizaron, se fundamentaron en lo dispuesto en la Resolución CREG 034 de 2001 y aquellas que la han complementado o modificado. En el caso de las plantas térmicas, la oferta regulada de arranque y parada fue la siguiente:

$$CF_{j,d} = \min (PAP34, PAP_{j,d})$$

Mientras que el precio de oferta variable se definió de la siguiente manera:

$$CV_{j,d} = \min(C34, Precio_Oferta_{j,d})$$

Donde:

CF_{j,d}= Costo fijo regulado de la planta j en el día d.

CV_{j,d}= Costo variable regulado de la planta j en el día d.

PAP34= Costos de arranque y parada según la Resolución CREG 141 de 2009.

C34= Costo regulado según la Resolución CREG 034 de 2001, que incluye el CSC, CTC, COM y OCV.

PAP_{j,d}=Precio de arranque y parada ofertado por la planta j en el día d.

⁹ Los resultados para el año 2008 y 2009 no se incluyen en el documento debido a las condiciones meteorológicas que atravesaba el país. Se optó por presentar en el documento los resultados de un periodo corto, reciente y con condiciones climáticas diferentes al fenómeno “El Niño”.

MMB

Precio_Oferta_{j,d}=Precio de variable ofertado por la planta j en el día d.

Precio_Bolsa_s= Precio promedio de bolsa nacional del día s.

Para las plantas hidráulicas, el precio de oferta regulado se calculó de la siguiente manera:

$$CV_{j,d} = \min (Precio_Bolsa_s, Precio_Oferta_{j,d})$$

Donde:

CV_{j,d}= Costo variable regulado de la planta j en el día d.

Precio_Oferta_{j,d}=Precio de variable ofertado por la planta j en el día d.

Precio_Bolsa_s= Precio promedio de bolsa nacional del día s. Donde el día s es el último día que tiene la misma característica del día en que se identificaron agentes pivotaes (día hábil / día no hábil).

5.2.1 Punto de vista de los mercados relevantes

La metodología utilizada en esta opción es semejante a la aplicada por PJM para la identificación de los oferentes pivotaes, en cada una de las horas del año. Esta consiste en la definición de un mercado relevante a partir del precio de bolsa, y en la estimación del IOR solo para las plantas que pertenecen a dicho mercado.

El mercado relevante se define como “todos aquellos productos o servicios que son considerados intercambiables o sustitutivos por el consumidor, por razón de sus características, su precio y su uso”¹⁰. El mercado se puede definir por producto o área geográfica, de acuerdo con las características de sustituibilidad de la demanda, la oferta y la competencia potencial.

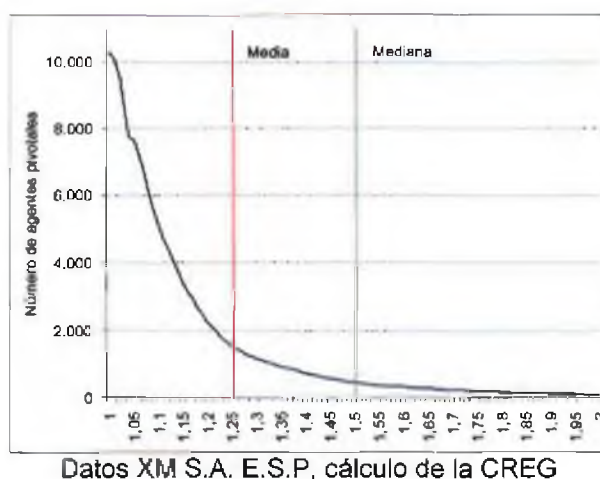
En el ejercicio que se llevó a cabo, el mercado relevante se definió como las ofertas de precio de las plantas que tienen un efecto competitivo en la planta marginal, es decir, aquellas cuyo comportamiento limita la conducta de la última unidad despachada. Como en el muy corto plazo la electricidad no tiene un bien sustituto, para la definición del mercado relevante solo se consideró el precio por kWh.

Teniendo en cuenta lo anterior, el ejercicio consideró dos escenarios. En el primero, el mercado relevante incluyó todas las plantas cuya oferta de precio era menor a 1.25 veces el precio de bolsa calculado en el predespacho, mientras el segundo mercado, comprendió las plantas cuyo precio de oferta era menor a 1.5 veces el precio spot de predespacho.

¹⁰ Gutiérrez, I. (2007). El abuso de posición dominante. Pg. 16

MAB

Figura 4
Definición de límites de mercados relevantes, 2009



El límite del 25% del precio de bolsa se definió teniendo en cuenta dos metodologías. La primera consistió en determinar el promedio del número de agentes pivotaes para los mercados relevantes comprendidos entre 0 y el doble del precio de bolsa, mientras la segunda, encontró el promedio de las diferencias entre el mínimo y máximo precio de mercado diario, para todo el año 2009. Con estas, se logró incluir en las horas de baja demanda las plantas que entran al despacho en las horas de alta demanda, y de esta forma, determinar un mercado homogéneo en el día.

Por otra parte, el límite del 50% se definió teniendo en cuenta la mediana de la primera metodología, y adicionalmente, el procedimiento aplicado por PJM para encontrar agentes pivotaes.

Para identificar los agentes pivotaes se utilizó el Índice de la Oferta Residual. Para el caso del mercado colombiano, este se definió como la relación entre la disponibilidad comercial del sistema sin incluir la del agente que se está estudiando, y la demanda nacional comercial total. Si esta relación es mayor que uno, se considera que la disponibilidad del agente no es necesaria para satisfacer la demanda y por lo tanto no es pivotal. En caso contrario, el oferente es necesario para el despacho y puede tener posición dominante.

La estimación del índice se realizó en cada uno de los mercados relevantes, agregando la información por empresa, de acuerdo con las plantas que se incluyeron en cada mercado. De esta forma, el ejercicio encuentra el agente que con su estrategia de fijación de precios y disponibilidad total puede ejercer poder de mercado.

Además, el Índice de Oferta Residual se estimó en los dos ejercicios descontando de la disponibilidad ofertada por los agentes sus contratos con terceros.

$$\frac{DT_{d,h} - (D_{i,d,h} - Con_{i,d-365,h})}{Dts_{d,h}} < 1$$

WAB

Donde:

$DT_{d,h}$ = Sumatoria de la disponibilidad comercial en kWh de todas las plantas despachadas centralmente en el día d y la hora h, que pertenecen al mercado relevante.

$D_{i,d,h}$ = Sumatoria de la disponibilidad en kWh de las plantas que pertenecen a la empresa i en el día d y la hora h, que están en el mercado relevante.

$Con_{i,d-365,h}$ = Neto de la ventas y compras en kWh de los contratos realizados por el agente i que se despacharon en el día d del año anterior y la hora h.

$Dts_{d,h}$ = Demanda comercial nacional en kWh del sistema proyectada en el día d y la hora h, publicada por el operador del sistema.

Características de los mercados relevantes

A continuación se presentan las principales características de los mercados relevantes. Para tener una idea más amplia de las particularidades de cada uno, se utilizó la información horaria publicada por XM en el aplicativo NEÓN para el año 2009.

Tabla 5
Características de los mercados relevantes, 2009

	1.25	1.5	0
Capacidad promedio hora 5 (kW)	7,589,687	8,365,078	11,180,626
Demanda promedio hora 5 (kWh)	5,480,038		
Capacidad promedio hora 12 (kW)	8,178,674	8,693,257	11,069,158
Demanda promedio hora 12 (kWh)	6,936,494		
Capacidad promedio hora 19 (kW)	8,786,285	9,192,926	11,221,643
Demanda promedio hora 19 (kWh)	8,243,411		
Número de agentes en el mercado relevante	14		
Número de plantas en el mercado relevante	49	50	51

Datos XM S.A. E.S.P, cálculo de la CREG

En la Tabla 5 se observa que en cada mercado la oferta total es mayor a la demanda en todos los casos. Adicionalmente, se muestra que aunque los mercados difieren de tamaño, el número de plantas y el número de agentes presenta una leve variación entre ellos.

5.2.2 Punto de vista de la demanda objetivo

Esta opción consistió en la estimación del Índice de Oferta Residual definiendo un límite superior a uno. Para la determinación de los agentes pivotaes se definieron dos

MAB

metodologías, de tal forma, que con el nuevo umbral se pudiera identificar la demanda objetivo de los generadores y se pudieran controlar posibles actuaciones conjuntas entre agentes, para definir el precio de bolsa.

El índice que se estimó es el siguiente:

$$IOR_{i,t,h} = \frac{DT_{d,h} - (D_{i,d,h} - Con_{i,d-365,h})}{Dts_{d,h}} < 1 + \Delta X$$

Donde:

DT_{d,h}= Sumatoria de la disponibilidad comercial en kWh de todas las plantas despachadas centralmente en el día d y la hora h.

D_{i,d,h} = Sumatoria de la disponibilidad en kWh de las plantas que pertenecen a la empresa i en el día d y la hora h.

Con_{i,d-365,h} = Neto de la ventas y compras en kWh de los contratos realizados por el agente i que se despacharon en el día d del año anterior y la hora h.

Dts_{d,h}= Demanda comercial nacional en kWh del sistema en el día d y la hora h, publicada por el operador del sistema.

1+ΔX= Límite al Índice de Oferta Residual que considera la demanda objetivo y las estrategias conjuntas.

Como se explicó anteriormente, el IOR identifica aquellos agentes que son necesarios para satisfacer la demanda comercial nacional. Sin embargo, como el análisis es ex-ante es conveniente que el IOR tenga en cuenta algunas variables que consideran los generadores en sus análisis para realizar las ofertas, tales como el error de pronóstico de la demanda, la demanda internacional y la probabilidad de que la planta con mayor capacidad de generación no esté en el despacho. La inclusión de estos factores en la estimación del índice, cambia el valor del límite o umbral, permitiendo que su aproximación sea más acertada.

Cada variable que se tuvo en cuenta, se estimó a través de las siguientes metodologías:

Error de Pronóstico de la demanda

Con la información suministrada por XM S.A ESP sobre la demanda real y el pronóstico oficial, se calcularon las desviaciones reales, que luego se promediaron para obtener un único valor para el periodo disponible.

Demanda internacional

Teniendo en cuenta la máxima transferencia de energía en un día a través de los enlaces internacionales con Ecuador, se estimó el porcentaje de esta magnitud con respecto a la demanda nacional diaria.

Participación de la disponibilidad de la planta con mayor capacidad en la disponibilidad total

MAB

Con la información horaria obtenida en el aplicativo NEÓN para el año 2008, se estimó la participación de la planta con mayor capacidad en la disponibilidad total, para cada una de las horas del año.

A partir de los resultados obtenidos, se estimó el valor final de $1+\Delta X$ de la siguiente manera:

$$1 + \Delta X = 1 + (EP + DI + PDT) = 1.19$$

Donde:

EP= Error de pronóstico de la demanda, que corresponde a 2%

DI= Demanda internacional, que corresponde a 7.4%

PDT= Participación de la disponibilidad de la planta con mayor capacidad en la disponibilidad total, correspondiente a 9.98%

De otra parte, la literatura económica reconoce que cuando el Índice de la Oferta Residual es igual a uno, solo se considera el poder de mercado absoluto, y no se tienen en cuenta los acuerdos que pueden pactar los agentes del mercado para influenciar el precio de bolsa. En efecto, para el mercado de California, Sheffrin, Chen y Hobbs (2004) encuentran que cuando el IOR es igual o menor a 1.2, la medición del poder de mercado incluye las estrategias no competitivas entre los agentes.

Para determinar el valor del IOR que permite identificar estrategias conjuntas entre agentes, Sheffrin, Chen y Hobbs (2004) llevaron a cabo una regresión lineal entre el mark-up del precio de bolsa sobre los costos marginales de los agentes, el IOR y la demanda para las horas pico y base, en cada una de las estaciones del año.

Los coeficientes obtenidos en la regresión les permitieron a los autores definir un rango de valores significativos que relacionan la fijación de precios no competitivos y el IOR. De esta forma, pudieron inferir como una firma o varias firmas inciden unilateralmente o en grupo en el precio de bolsa, cuando se hacen necesarias para atender la demanda del sistema. Con esta información, y usando los coeficientes resultantes de sus ejercicios, los autores determinaron un límite al IOR que identificara ampliamente el poder de mercado.

En el caso del mercado colombiano, se llevó a cabo una regresión entre el mark-up del precio de bolsa y el costo marginal de cada planta, su IOR y la demanda del sistema. Para la estimación se utilizaron las series horarias de disponibilidad de las plantas, precios de oferta, precio de bolsa y demanda del sistema, disponibles en NEÓN para el año 2008. En el caso de los costos marginales de las plantas térmicas, se consideraron los costos variables descritos en la Resolución CREG 034 de 2001 y los costos fijos explícitos en la Resolución CREG 141 de 2009. Para los costos de las plantas hidráulicas se tomaron los precios de bolsa, de acuerdo con la Resolución CREG 036 de 2010.

La regresión que se estimó se presenta a continuación:

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

WAB

Donde

Pb= Precio de bolsa del mercado spot

Cmg= Costo marginal

IOR= Índice de la Oferta Residual

D= Demanda del sistema

E= Término de error

La Tabla 6 presenta los resultados de la regresión para el mercado colombiano. Se estimó una regresión lineal para todo el año 2008, que se hizo con errores robustos controlados por clúster hora, con el fin de tener en cuenta la variación de la demanda horaria.

Tabla 6
Resultados regresión mark-up, IOR y demanda, 2008

Linear regression, absorbing indicators					Number of obs = 449568	
					F(2, 23) = 608.01	
					Prob > F = 0.0000	
					R-squared = 0.6681	
					Adj R-squared = 0.6680	
					Root MSE = 5.8372	
(Std. Err. adjusted for 24 clusters in hora)						

		Robust				
lerner		Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]

pivotal		-1.13428	.4656252	-2.56	0.017	-2.157499 - .231608
demanda		.7479773	.1872697	3.99	0.001	.3603735 1.135581
_cons		-3.745654	2.008552	-3.86	0.001	-11.90066 -3.590647

cod_planta		absorbed (49 categories)				

Estimación panel con efectos fijos por planta, y errores estándar robustos controlados por cluster hora.

La regresión presenta un ajuste del 66%. Además, todos los coeficientes tienen los signos esperados y son significativos al 95%. En el caso del coeficiente del IOR se observa que un aumento de 0.1 en Índice de la Oferta Residual reduce el markup del precio de bolsa sobre el costo marginal en 0.119. Como es de esperarse, cuando un agente no es indispensable en el despacho, su influencia sobre el precio de bolsa es menor, lo que reduce la diferencia del precio de bolsa y el costo marginal.

El coeficiente de la demanda también tiene el signo esperado. En la horas de mayor demanda, los agentes tienen incentivos de fijar precios por encima de los costos marginales, ya que las características del mercado se lo permiten y la demanda es más inelástica en

estos periodos. Por esta razón, cuando hay mayor demanda, el markup del precio respecto al costo marginal es mayor.

Teniendo en cuenta los resultados de la regresión, y lo planteado por Sheffrin, Chen y Hobbs (2004) para el mercado eléctrico de California, se considera que un límite apropiado para el IOR es 1.19. De esta forma, además de incluir la demanda objetivo en la estimación del índice, se tiene en cuenta la relación entre el IOR y el markup, y se pueden controlar aquellos agentes indispensables para atender la demanda que realizan estrategias conjuntas para fijar un precio de bolsa mayor al costo marginal.

5.2.3 Resultados

A continuación se presentan los resultados de la estimación del Índice de la Oferta Residual entre el 26 de junio y el 10 de julio de 2010.

Tabla 7
Casos con oferentes pivotaes, por día

Fecha	Mercado Relevante 1.25		Mercado Relevante 1.5		1+ ΔX : 1.19	
	Casos con oferentes pivotaes	Horas en que se presentaron	Casos con oferentes pivotaes	Horas en que se presentaron	Casos con oferentes pivotaes	Horas en que se presentaron
26/06/2010	9	11, 12, 13, 20, 21, 22	1	21	0	
27/06/2010	4	13, 20, 21, 23	0		0	
28/06/2010	0		0		0	
29/06/2010	25	6, 7, 11-17, 20-24	1	21	0	
30/06/2010	39	8-17, 20-24	6	12, 13, 20, 21, 23	2	19, 20
01/07/2010	10	7, 21, 23	1	21	0	
02/07/2010	0		0		0	
03/07/2010	1	13	1	13	0	
04/07/2010	2	19	0		0	
05/07/2010	2	20	2	21	0	
06/07/2010	13	10, 11, 13-18	7	11, 13-18	0	
07/07/2010	12	10, 14, 17, 18	4	14, 17, 18	0	
08/07/2010	0		0		0	
09/07/2010	0		0		0	
10/07/2010	2	12, 13	0		0	
Total	119		23		2	
% Días	73%		53%		7%	

Datos XM S.A. E.S.P., cálculo de la CREG

La Tabla 7 presenta los casos de agentes con poder de mercado por día en cada una de las alternativas estudiadas. Se observa, que en el mercado relevante de 1.25 el porcentaje de días con oferentes pivotaes fue de 73%, mientras en el mercado relevante de 1.5 fue de 53% y cuando se tuvo en cuenta la demanda objetivo fue de 7%. De igual forma, se evidencia que cuando se estimó el IOR definiendo mercados relevantes se presentó poder de mercado en la mayoría de horas del día, mientras que cuando el límite del índice se definió en 1.19 esto solo ocurrió en las horas pico.

MAZ

Al estudiar los casos de oferentes pivotaes por agente, se encontró que en el mercado relevante de 1.25 todas las empresas alcanzaron a tener poder de mercado en alguna hora del periodo de estudio. Por otra parte, en el mercado de 1.5 esto solo le ocurrió a dos empresas, mientras que cuando el límite del IOR fue 1.19 esto se presentó solo en una.

Tabla 8
Casos con oferentes pivotaes, por empresa

Empresa	Mercado Relevante 1.25	Mercado Relevante 1.5	1+IX: 1.19
A	7		
B	2		
C	56	20	2
D	2		
E	17		
F	3		
G	29	3	
H	2		
I	1		
Total	119	23	2

Datos XM S.A. E.S.P., cálculo de la CREG

Como se mencionó anteriormente, para todos los ejercicios que se realizaron, se estimó diariamente un segundo predespacho que incluía los precios regulados de los agentes que no pasaron el test de la oferta residual. Con el precio que se obtuvo de este procedimiento, se calculó el monto de la reducción promedio del precio de predespacho debido a la identificación de agentes pivotaes y a la mitigación de precios, en cada uno de los días del periodo de estudio.

Tabla 9
Disminución promedio diaria en precio de predespacho ideal \$/kWh

Fecha	Mercado Relevante 1.25	Mercado Relevante 1.5	1+IX: Errores de pronóstico
26/06/2010	33.56	6.83	
27/06/2010	3.55		
28/06/2010			
29/06/2010	15.03	4.40	
30/06/2010	15.05	2.54	1.78
01/07/2010	17.21	5.20	
02/07/2010			
03/07/2010	5.99	5.99	
04/07/2010	0.05		
05/07/2010	2.38	2.38	
06/07/2010	3.78	0.00	
07/07/2010	15.20	15.20	
08/07/2010			
09/07/2010			
10/07/2010	1.21		
Promedio	10.27	5.32	1.78

Datos XM S.A. E.S.P., cálculo de la CREG

En la Tabla 9 se observa que el promedio de la reducción del precio de predespacho cuando se define un mercado relevante de 1.25 es \$10.27/kWh, mientras en el mercado de 1.5 es \$5.32/kWh, y cuando el límite del IOR se determina en 1.19 es \$1.78/kWh.

Los resultados expuestos muestran que cuando se consideran mercados relevantes los casos con agentes pivotaes aumentan. Esto se debe a que en la definición de los mercados se reduce la disponibilidad, haciendo que cada agente sea más necesario para atender la demanda. Además, esto causa que se presenten casos con oferentes pivotaes en todas las horas del día. Por el contrario, cuando se tiene en cuenta el límite del IOR igual 1.19, se encuentran oferentes pivotaes de acuerdo con la demanda objetivo y el posible acuerdo entre agentes en las horas pico, sin modificar la disponibilidad total del mercado.

Adicionalmente, como la magnitud de la disminución del precio del predespacho respecto al precio del predespacho inicial, cuando se identifican pivotaes y se regula su oferta puede ser poco representativo, y la señal de mitigación puede ser costosa para el mercado, es recomendable definir un umbral que indique el impacto que tienen las ofertas no competitivas, para mitigar definitivamente los precios de oferta de los agentes.

Este umbral consiste en determinar una variación porcentual entre el primer precio de predespacho y el precio de predespacho con ofertas reguladas, de tal forma que la disminución por la posible mitigación de ofertas sea mayor al 3.35%. Este porcentaje se definió a partir de la imposición de un límite del 1% al incremento de la tarifa final al usuario, definida en la Resolución CREG 119 de 2007, teniendo en cuenta la participación de la generación en el costo unitario total.

De esta forma, en la metodología para identificar agentes pivotaes se deben mitigar las ofertas de los agentes cuyo IOR sea inferior a 1.19 cuando el umbral de precios sea mayor a 3.35%

5.2.4 Conclusiones

- El Índice de la Oferta Residual es el instrumento apropiado para identificar agentes pivotaes ex- ante a la operación del mercado, porque es continuo, permite incluir en la estimación los contratos de los agentes y considera variables que se conocen o se pueden aproximar antes del despacho real, a diferencia del Índice del Oferente Pivotal y el Índice de Lerner.
- Del 26 de junio al 10 de julio de 2010 se encontraron agentes pivotaes en el Mercado Mayorista de Electricidad.
- La metodología de demanda objetivo presenta resultados más consistente que la metodología de mercados relevantes, ya que solo se identifican agentes pivotaes en las horas de mayor demanda y no se modifican variables de la oferta.
- Se comprueba la importancia de diseñar esquemas que incentiven a los agentes a aumentar su nivel de contratación.
- Se identifica la necesidad de definir un umbral para identificar el impacto de la mitigación, a través de la comparación de los precios del predespacho con y sin ofertas reguladas.



6. PROPUESTA REGULATORIA

La propuesta regulatoria se describe en dos etapas. En la primera, se detalla el procedimiento para la aplicación del mecanismo de mitigación de posición dominante, y en la segunda se presenta un análisis comparativo con la regulación vigente.

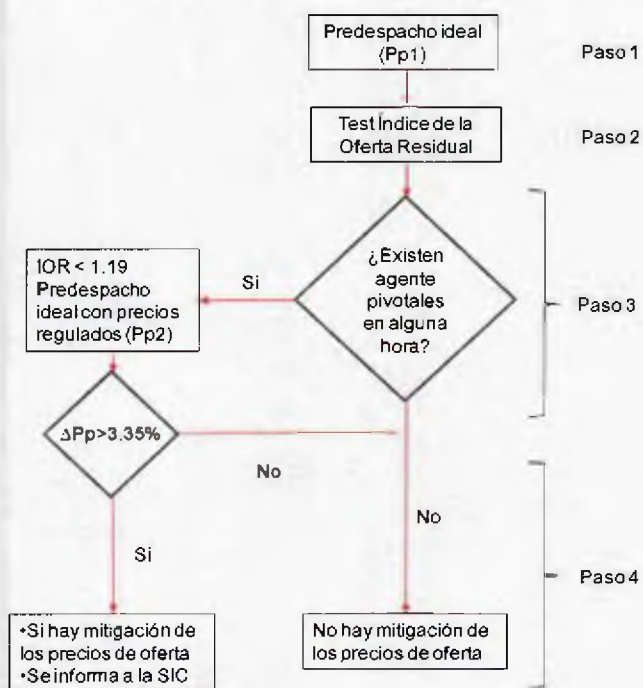
6.1 Procedimiento

Teniendo en cuenta que la estimación del Índice de la Oferta Residual permite identificar oferentes pivotaes en varias horas, a continuación se presenta el procedimiento de la propuesta regulatoria para prevenir comportamientos anticompetitivos en el Mercado Mayorista de Electricidad.

La propuesta consiste en regular las ofertas de precio de las empresas que resulten pivotaes en cualquier hora del día, cuando el precio final del predespacho que considera las ofertas reguladas es menor al precio final del predespacho que incluye las ofertas presentadas por los agentes.

El análisis detallado de la propuesta regulatoria se encuentra en el Anexo 1.

Figura 5
Procedimiento para la identificación de oferentes pivotaes



Paso 1

El operador del mercado lleva a cabo un predespacho ideal para cada una de las veinticuatro (24) horas del despacho, para la demanda total doméstica, según lo establecido en la resolución CREG 024 de 1995.

NAB

Paso 2

El operador calcula el Índice de la Oferta Residual para cada agente en las veinticuatro horas del día, de acuerdo con la fórmula establecida en el Anexo 1.

Paso 3

Si el IOR de algún agente es menor que 1.19, el operador del mercado lleva a cabo un predespacho ideal para la demanda total doméstica, considerando los precios regulados de este agente y no su oferta.

Paso 4

Si la variación porcentual entre el precio de predespacho ideal que incluye las ofertas de los agentes y el precio resultante del predespacho ideal que considera las ofertas reguladas, es mayor al 3.35%, las ofertas de las empresas cuyo IOR es menor a 1.19 será regulado en el día, para todos los efectos del mercado.

Adicionalmente, el operador del mercado informa a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre el resultado de la estimación del IOR.

6.2 Comparación propuesta regulatoria y regulación vigente

A continuación se presenta los resultados obtenidos de la comparación realizada entre la propuesta regulatoria y la regulación vigente, de acuerdo con los siguientes criterios:

Tabla 10
Resumen comparación alternativas regulatorias

	Propuesta regulatoria	Regulación vigente
Eficiencia Económica	*Reduce los incentivos de los agentes pivotaes que enfrentan una demanda inelástica *Evita que aumente el precio de bolsa sin distorsionar la formación de precios	No mitiga los incentivos de los agentes pivotaes que enfrentan una demanda inelástica
Continuidad	Garantiza que haya recursos suficientes para atender la demanda	Garantiza que haya recursos suficientes para atender la demanda.
Eficacia	Atiende oportunamente los requerimientos del sistema	Atiende oportunamente los requerimientos del sistema
Transparencia	Define claramente la metodología para identificar agentes pivotaes en el MEM	No existe metodología para identificar agentes pivotaes ex - ante en el MEM
Reciprocidad	Reduce el riesgo de mercado para los consumidores sin aumentar los riesgos que asumen los generadores	Los usuarios enfrentan el riesgo de que existan oferentes pivotaes que ofrezcan precios más altos
Simplicidad	Introduce procedimientos al modelo existente, respetando el horario de actividades del operador del mercado	No hay cambios en la simplicidad de los procedimientos

MAB

- **Eficiencia Económica:** Permitir la prestación al mínimo costo y no distorsiona la formación de precios de corto y largo plazo.
- **Continuidad:** Permite asegurar la continuidad en la prestación del servicio, para todos los usuarios del Sistema Interconectado Nacional - SIN.
- **Eficacia:** Posibilita la atención oportuna de los requerimientos del sistema.
- **Transparencia:** Posibilita a los generadores el poder replicar los procedimientos que lleva a cabo el operador del mercado.
- **Reciprocidad:** Asigna los riesgos de mercado que corresponden a la actividad de generación.
- **Simplicidad:** Tiempo de implementación y nivel de cambios requeridos al modelo existente.

7. RECOMENDACIÓN

Teniendo en cuenta el resultado obtenido de aplicar la metodología para la identificación de oferentes pivotaes en el Mercado Mayorista de Electricidad colombiano, se recomienda someter el presente documento a comentarios del sector.



Anexo 1. Mecanismo de mitigación de posición dominante

A continuación se presenta la descripción del mecanismo de mitigación de posición dominante.

1. Estimación del precio del predespacho ideal

Para determinar el impacto que tiene la mitigación de las ofertas de las empresas con posible poder de mercado, es necesario determinar el precio del predespacho ideal. Este se define como el precio de oferta más alto en cada hora, correspondiente a los recursos de generación requeridos para cubrir la demanda nacional del sistema.

2. Estimación del Índice de la Oferta Residual

La estimación del Índice de la Oferta Residual permite establecer aquellos agentes cuya disponibilidad es necesaria para el abastecimiento de la demanda. Este se define a partir de la oferta total horaria y la demanda total horaria del sistema.

$$IOR_{i,t,h} = \frac{DT_{t,h} - (D_{i,t,h} - Con_{i,t-7,h})}{Dps_{t,h}}$$

Donde:

$IOR_{i,t,h}$ = Índice de Oferta Residual del agente generador i en la hora h del día t.

$DT_{t,h}$ = Disponibilidad total del mercado en la hora h del día t.

$$DT_{t,h} = \sum_{j=1}^N D_{j,t,h}$$

Donde:

N = Número total de plantas en el mercado.

$D_{j,t,h}$ = Disponibilidad declarada por la planta j en la hora h del día t en el mercado.

$D_{i,t,h}$ = Disponibilidad declarada por el agente generador i en la hora h del día t.

$$D_{i,t,h} = \sum_{i=1}^M D_{j,t,h}$$

Donde:

M = Número total de plantas del agente i en el mercado.

$D_{j,t,h}$ = Disponibilidad declarada por la planta i en la hora h del día t en el mercado.

$Con_{i,t-7,h}$ = Neto de contratos de las empresas generadoras y comercializadoras con las que tenga relación de control el agente i.

MAB

$$Con_{i,t-7,h} = Ventas_Gen_{i,t-7,h} + Ventas_Com_{i,t-7,h} - Compras_Gen_{i,t-7,h}$$

$$Con_{i,t-7,h} = Ventas_Gen_{i,t-7,h} + Ventas_Com_{i,t-7,h} - Compras_Gen_{i,t-7,h}$$

$$Con_{i,t-7,h} = Ventas_Gen_{i,t-7,h} + Ventas_Com_{i,t-7,h} - Compras_Gen_{i,t-7,h} - Compras_Com_{i,t-7,h}$$

Donde:

h: hora del día.

Ventas_Gen_{i,t-7,h}= Total de ventas en contratos despachados por el agente i en la hora h del día t-7.

$$Ventas_Gen_{i,t-7,h} = VCC_{i,t-7,h} + VC_{i,t-7,h}$$

Donde:

VCC_{i,t-7,h}= Ventas totales en contratos bilaterales y productos financieros de cubrimiento despachados por el agente i al comercializador con el que tiene relación de control en la hora h del día t-7.

VC_{i,t-7,h}= Ventas totales en contratos bilaterales y productos financieros de cubrimiento despachados por el agente i a otros comercializadores en la hora h del día t-7, cuyo precio no depende del precio de bolsa.

Ventas_Com_{i,t-7,h}= Ventas totales del comercializador que es controlado por el agente i en la hora h del día t-7.

$$Ventas_com_{i,t-7,h} = DR_{i,t-7,h} + \alpha * DNR_{i,t-7,h} + VA_{i,t-7,h}$$

Donde:

DR_{i,t-7,h}= Ventas totales en contratos del comercializador que es controlado por el agente i a la demanda regulada en la hora h del día t-7.

DNR_{i,t-7,h}= Ventas totales en contratos del comercializador que es controlado por el agente i a la demanda no regulada en la hora h del día t-7.

α = Factor de ajuste de los contratos.

$$\alpha = \min \left(\alpha_{declarado,m}, \alpha_{declarado,m} \times (1 - e) \right)$$

$$e = \max \left(0, \frac{\alpha_{real,m-2} - \alpha_{declarado,m-2}}{\alpha_{declarado,m-2}} \right)$$

uab

Donde:

$\alpha_{\text{declarado},m}$ = Porcentaje del total de contratos vendidos mensualmente por el comercializador que es controlado por el agente i, a la demanda no regulada, cuyo precio no depende del precio de bolsa. Este valor debe ser declarado por el comercializador que es controlado por el agente i al Centro Nacional de Despacho, el último día hábil del mes anterior, en el formato en que este lo determine.

$\alpha_{\text{declarado},m-2}$ = Porcentaje del total de contratos vendidos mensualmente por el comercializador que es controlado por el agente i, a la demanda no regulada, cuyo precio no depende del precio de bolsa, que fue declarado en el mes m-2.

$\alpha_{\text{real},m-2}$ = Porcentaje real del total de contratos vendidos mensualmente por el comercializador que es controlado por el agente i, a la demanda no regulada, cuyo precio no depende del precio de bolsa, en el mes m-2. Este valor debe ser calculado por el ASIC.

$VA_{i,t-7,h}$ = Ventas totales en contratos del comercializador que es controlado por el agente i a los otros agentes del mercado en la hora h del día t-7

$\text{Compras_Gen}_{i,t-7,h}$ = Compras totales de contratos del agente i en la hora h del día t-7.

$\text{Compras_Com}_{i,t-7,h}$ = Compras totales de contratos del comercializador que es controlado por el agente i en la hora h del día t-7.

$Dps_{t,h}$ = Demanda proyectada del sistema para la hora h del día t.

3. Identificación de oferentes pivotaes

A continuación se presentan las condiciones que permiten identificar a que agentes se les pueden regular los precios de oferta:

- Si $IOR_{i,t,h} \geq 1.19$ y el agente generador i no es pivotal en la hora h del día t.
- Si $IOR_{i,t,h} < 1.19$ el agente generador i es pivotal en la hora h del día t.

Si se cumple la condición a., el agente generador i no se considera pivotal, por lo tanto no se mitiga su precio de oferta. Por el contrario, cuando se cumple la condición b para cualquier hora del día, el precio de oferta de las plantas del agente generador i que se encuentran en el mercado se podrán mitigar en todas las horas del día.

En el caso de las plantas térmicas, el precio de mitigación de arranque y parada será el siguiente:

$$CF_{j,d} = \min (PAP_{34}, PAP_{j,d})$$

MAB

Mientras que el precio de mitigación variable se va a definir de la siguiente manera:

$$CV_{j,d} = \min(C34, \text{Precio_Oferta}_{j,d})$$

Donde:

CF_{j,d}= Costo fijo regulado de la planta j en el día d.

CV_{j,d}= Costo variable regulado de la planta j en el día d.

PAP34= Costos de arranque y parada según la Resolución CREG 141 de 2009.

C34= Costo regulado según la Resolución CREG 034 de 2001, que incluye el CSC, CTC, COM y OCV.

PAP_{j,d}=Precio de arranque y parada ofertado por la planta j en el día d.

Precio_Oferta_{j,d}=Precio de variable ofertado por la planta j en el día d.

Precio_Bolsa_s= Precio promedio de bolsa nacional del día s.

Para las plantas hidráulicas, el precio de mitigación se calculará de la siguiente manera:

$$CV_{j,d} = \min(\text{Precio_Bolsa}_s, \text{Precio_Oferta}_{j,d})$$

Donde:

CV_{j,d}= Costo variable regulado de la planta j en el día d.

Precio_Oferta_{j,d}=Precio de variable ofertado por la planta j en el día d.

Precio_Bolsa_s= Precio promedio de bolsa nacional del día s. Donde el día s se define en la siguiente Tabla:

Tabla 1
Día de mitigación

Día t	Día s
Lunes	Sabado anterior
Martes	Lunes
Miercoles	Martes
Jueves	Miércoles
Viernes	Jueves
Sábado	Viernes
Domingo	Domingo o festivo
Festivo	Domingo o festivo

MAB

4. Mitigación

A continuación se presentan dos alternativas para modificar las ofertas de las empresas que resultaron pivotaes. Se recomienda aplicar la Alternativa 2, ya que en esta se propone mitigar solamente el precio de la disponibilidad no contratada que le permite al agente tener poder de mercado.

Alternativa 1.

Si $IOR_{i,t,h} < 1.19$ y $\Delta Pp_{t,h} > 3.35\%$ el precio de oferta de todas las plantas del agente generador i se mitigará en el día t , de acuerdo con los precios descritos en el numeral 3, donde $\Delta Pp_{t,h}$ se define como:

$$\Delta Pp_{t,h} = \frac{Pp1_{t,h} - Pp2_{t,h}}{Pp2_{t,h}} > 3.35\%$$

$\Delta Pp_{t,h}$ = Diferencia porcentual entre los precios de los predespachos realizados con las ofertas de los agentes y los precios regulados en el día t y la hora h .

$Pp1_{t,h}$ = Precio de predespacho del día t y la hora h considerando las ofertas de los agentes.

$Pp2_{t,h}$ = Precio de predespacho del día t y la hora h considerando el precio de mitigación descrito en el numeral 3, como la oferta de precio de las plantas cuyo IOR fue menor a 1.19.

Si $IOR_{i,t,h} \geq 1.19$ no se mitiga la oferta del agente generador.

Alternativa 2.

Si $IOR_{i,t,h} < 1.19$ y $\Delta Pp_{t,h} > 3.35\%$ el precio de oferta de las plantas del agente generador i se mitigará en el día t , de acuerdo con el siguiente procedimiento:

1. Organizar el precio de mitigación variable descrito en el numeral 3 para las plantas del agente i en orden ascendente.
2. Estimar la energía que debe contratar el agente i para dejar de ser pivotal.

$$C_{i,t,h} = 1.19 \times Dps_{t,h} - DT_{t,h} + D_{i,t,h}^{11}$$

3. Calcular la diferencia entre $Con_{i,t-7,h}$ y la energía a contratar encontrada en el punto anterior.

$$\Delta C_{i,t,h} = C_{i,t,h} - Con_{i,t-7,h}$$

4. Mitigar de forma ascendente, el precio de oferta de las plantas cuyo precio de mitigación variable sea mayor o igual al precio de predespacho ideal,

¹¹ Las variables utilizadas para estimar los contratos son las que se describen en el numeral 2 de este capítulo.

hasta que la suma de la disponibilidad declarada de las plantas mitigadas cubra $\Delta C_{i,t,h}$.

En este caso $\Delta Pp_{t,h}$ se define como:

$$\Delta Pp_{t,h} = \frac{Pp1_{t,h} - Pp2_{t,h}}{Pp2_{t,h}} > 3.35\%$$

$\Delta Pp_{t,h}$ = Diferencia porcentual entre los precios de los predespachos realizados con las ofertas de los agentes y los precios regulados en el día t y la hora h.

$Pp1_{t,h}$ = Precio de predespacho del día t y la hora h considerando las ofertas de los agentes.

$Pp2_{t,h}$ = Precio de predespacho del día t y la hora h considerando los precios de mitigación de las plantas, de acuerdo con el procedimiento descrito previamente.

Si $IOR_{i,t,h} \geq 1.19$ no se mitiga la oferta del agente generador.

BIBLIOGRAFÍA

- Borensetin, S. & Bushnell, J. (2000). *Electricity Restructuring: Regulation or Deregulation?*. Program on Workable Energy Regulation, University of California Energy Institute.
- Borensetin, S., Bushnell, J. & Knittel, C. (1999). *Market power in electricity markets: beyond concentration measures*. Program on Workable Energy Regulation, University of California Energy Institute.
- Borensetin, S., Bushnell, J. & Wolak, F. (2002). *Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market*. The American Economic Review, Vol. 92, No. 5, pp 1376-1405.
- Cowart, R. (2001). *Efficient reliability: The critical role of demand-side resources in power systems and markets*. National Association of Regulatory Utilities Commissioners.
- Decreto 2153 de 1992
- ERRA Legal Regulation Working Group Meeting (2006). *Status, functioning and role of the regulator in Finland*.
- Gutiérrez, I. (2007). *El abuso de posición dominante*. Vi Escuela Iberoamericana de defensa de la Competencia. Comisión Nacional de la Competencia. Madrid.
- IEA & OECD (2003). *The power to choose: Demand response in liberalised electricity markets*. OECD/IEA.
- Ley 142 de 1994
- Ley 143 de 1994
- Ley 1340 de 2009
- Ministry of Industry and Trade, Finland (2004). *Electricity Market Act*.
- New England Independent Service Operator (2005). *Market monitoring, reporting and power market mitigation*.
- New York Independent Service Operator (2008). *Market monitoring plan*.
- OFGEM (2009). *Addressing market power concern in electricity wholesale sector-Initial policy proposal*.
- PJM, (2006). *State of the market*, Appendix A.
- Resolución CREG 024 de 1995
- Resolución CREG 025 de 1995
- Resolución CREG 042 de 1999
- Resolución CREG 034 de 2001
- Resolución CREG 004 de 2003
- Resolución CREG 014 de 2004
- Resolución CREG 060 de 2007
- Resolución CREG 119 de 2007
- Resolución CREG 006 de 2009
- Resolución CREG 051 de 2009
- Resolución CREG 140 de 2009
- Sheffrin, A., Chen, J. & Hobbs, B. (2004). *Watching Watts to Prevent Abuse of Power*. IEEE Power and Energy Magazine.

WAB

- The Brattel Group, (2007). *Review of the PJM's Market Power Mitigation Practices in Comparison to Other Organized Electricity Markets*.
- Wolak, F. (2006). *Designing competitive wholesale electricity markets for Latin American Countries*. Stanford, Center for International Development.
- Wolak, F. (2009). *Report on market performance and market monitoring in the Colombian electricity supply industry*. CSMEM.
- Wolfram, C. (1999). *Measuring duopoly power in the British electricity market*. The American Economic Review, Vol. 89, No. 4, pp 805-826.

NMB