



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **Análisis de mecanismos de mitigación de posición dominante y estudio de su aplicación al Mercado de Energía Mayorista de Colombia**

**Magda Lorena Triviño Cabrera**

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ciencias Económicas

Escuela de Economía

Bogotá D.C., Colombia

2014



# **Análisis de mecanismos de mitigación de posición dominante y estudio de su aplicación al Mercado de Energía Mayorista de Colombia**

**Magda Lorena Triviño Cabrera**

Trabajo Final presentado como requisito parcial para optar al título de:

**Magister en Ciencias Económicas**

Director:

Ingeniero Camilo Quintero Montaña

Línea de Investigación:

Mercados de Energía de Electricidad

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ciencias Económicas

Escuela de Economía

Bogotá D.C., Colombia

2014



## **Agradecimientos**

A Dios por sus grandes bendiciones sobre mi vida.

A mi esposo Diego Ernesto por su amor incondicional, por su inmensa paciencia, apoyo en este trabajo de grado y gran impulso en mi desarrollo profesional.

A mis queridos padres, Manuel e Inés, y a mi hermano Cristian Camilo, por haberme ensañado grandes virtudes para vivir con felicidad mi vida profesional y personal.

Finalmente, al ingeniero Camilo Quintero Montaña, Profesor Asociado de la Universidad Nacional de Colombia y Director del Trabajo Final, por su orientación, asesoría y constante apoyo.



## Resumen

El mercado eléctrico tiene características físicas, técnicas y económicas que implican un esfuerzo al regulador, el supervisor y operador del mercado para disponer de reglas que principalmente promuevan la competitividad del sector, la operación confiable y segura, regulen monopolios naturales, mitiguen cualquier abuso de posición dominante y establezcan los incentivos necesarios para atraer nuevos inversionistas. Estudios (CREG, 2010), (COMITÉ DE SEGUIMIENTO INDEPENDIENTE AL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA - CSMEM) sobre el comportamiento de los precios en el mercado de energía mayorista colombiano han determinado que, en ciertos periodos, se presentan altas volatilidades en los precios que no pueden ser explicadas, motivando a las entidades del sector eléctrico a estudiar el comportamiento operativo y comercial de los generadores con el objetivo de verificar si hay agentes con posición dominante, y en ese sentido, hacer propuestas para mitigar el poder de mercado en el corto plazo. Por tanto, este trabajo pretende analizar mecanismos de mitigación del abuso de posición dominante empleados en mercados eléctricos en diferentes países y el uso de los contratos de energía como estrategia de mitigación del abuso de poder de mercado en el mercado spot colombiano.

**Palabras clave:** mercado eléctrico colombiano, poder de mercado, mecanismos de mitigación de poder de mercado, contratos de energía

## **Abstract**

The electricity market has physical, technical and economic characteristics that involve an effort to the regulator, supervisor and the market operator to provide rules that primarily promote the competitiveness of the sector, the security and reliable operation, regulating natural monopolies, mitigate any abuse of position dominant and establish the necessary incentives to attract new investors. Studies (CREG, 2010), (COMITÉ DE SEGUIMIENTO INDEPENDIENTE AL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA - CSMEM) of the behavior of prices in the Colombian energy market have determined, in certain periods, not explainable high volatility in prices, motivating power sector entities to study the operational and commercial performance of the generators in order to check for agents with a dominant position, and in that sense, make proposals to mitigate market power in the short term. Therefore, this work analyzes mitigation mechanisms to mitigate abuse of market power used in electricity markets in different countries and the use of energy contracts as a strategy to mitigate abuse of market power in the Colombian spot market.

**Keywords:** Colombian electricity market, market power, market power mitigation mechanisms, energy contracts.



# Contenido

	Pág.
<b>Resumen</b> .....	<b>VII</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>VIII</b>
<b>Lista de figuras</b> .....	<b>XI</b>
<b>Lista de tablas</b> .....	<b>XII</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>1</b>
<b>1. Marco Conceptual</b> .....	<b>5</b>
1.1 Mercados Eléctricos .....	5
1.2 Poder de mercado.....	7
<b>2. Mercado eléctrico colombiano</b> .....	<b>15</b>
2.1 Aspectos legales y normativos.....	15
2.2 Estructura institucional .....	18
2.3 Modelo de prestación del servicio.....	22
2.4 Transacciones en el mercado mayorista de electricidad .....	27
2.4.1 Mercado spot (corto plazo).....	28
2.4.2 Mercado de contratos (largo plazo).....	30
<b>3. Clasificación de los instrumentos para la mitigación del poder de mercado y experiencia internacional</b> .....	<b>33</b>
3.1 Clasificación de las estrategias o instrumentos para la mitigación del poder de mercado.....	33
3.1.1 Herramientas legales .....	33
3.1.2 Herramientas económicas.....	35
3.2 Experiencia internacional .....	39
3.2.1 Gran Bretaña .....	40
3.2.2 Mercados de energía en los Estados Unidos (Helman, 2006).....	44
3.2.3 Nordpool.....	48
3.2.4 Australia .....	49
<b>4. Propuesta de mitigación de poder de mercado para el mercado spot colombiano</b> .....	<b>51</b>
4.1 Consideraciones generales.....	52
4.2 Contratos como mecanismo de mitigación de poder de mercado .....	57
4.3 Determinación del contrato de mitigación de poder de mercado .....	59



## Lista de figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 2-1 Estructura institucional de sector eléctrico Colombiano .....	21
Figura 2-2 Clasificación de los generadores .....	22
Figura 2-3 Evolución de la capacidad efectiva neta del sistema interconectado nacional .....	23
Figura 2-4 Mercado eléctrico colombiano .....	27
Figura 2-5 Mercado spot y de contratos .....	27
Figura 2-6 Comportamiento del precio de bolsa (\$/kWh) .....	29
Figura 2-7 Precio de bolsa y precio contratos mercado regulado y no regulado .....	31
Figura 2-8 Precios de contratos del mercado regulado .....	32
Figura 2-9 Precios de contratos del mercado diferente al regulado .....	32
Figura 4-1 Despacho de contratos con destino al Mercado Regulado .....	53
Figura 4-2 Despacho de contratos entre generadores .....	54
Figura 4-3 Despacho de contratos entre comercializadores .....	54
Figura 4-4 Precio de oferta promedio ponderado por disponibilidad (\$/kWh) .....	56
Figura 4-5 Resumen de resultados simulación .....	62
Figura A-1 Determinación del nivel de producción de una empresa en mercado competitivo .....	68
Figura A-2 Determinación del nivel de producción del monopolio .....	70

## Lista de tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 2-1 Participación de los agentes en el mercado por generación real y ENFICC, 2013 .....	24
Tabla 2-2 Demanda de energía por tipo de mercados y actividades económicas .....	26
Tabla 2-3 Transacciones del mercado (miles de millones de pesos, \$ corriente) .....	28
Tabla 3-1 Aplicabilidad de los instrumentos legales y económicos para la mitigación del poder de mercado.....	37
Tabla 3-2 Aplicabilidad en Colombia de los instrumentos legales y económicos para la mitigación del poder de mercado.....	38
Tabla 3-3 Reglas para la supervisión y mitigación del poder de mercado en los ISO y RTO (Aprobados por FERC).....	45
Tabla B-1 Resultados caso base – solo Bolsa .....	85
Tabla B-2 Resultados caso base – Bolsa y Contratos.....	88
Tabla B-3 Resultados Incremento del precio de bolsa en un 5% como resultado del ejercicio de poder de mercado Caso Base – solo Bolsa .....	91
Tabla B-4 Resultados Incremento del precio de bolsa en un 5% como resultado del ejercicio de poder de mercado Caso Base –Bolsa y Contratos.....	94
Tabla B-5 Resultados Incremento del precio de bolsa en un 10% como resultado del ejercicio de poder de mercado Caso Base – solo Bolsa .....	97
Tabla B-6 Resultados Incremento del precio de bolsa en un 10% como resultado del ejercicio de poder de mercado Caso Base –Bolsa y Contratos.....	100
Tabla B-7 Resumen de resultados simulación .....	103

# Introducción

Uno de los objetivos de la liberalización de la electricidad en Colombia fue dividir el mercado eléctrico en cuatro sectores diferentes: generación, transmisión, distribución y comercialización, para garantizar un suministro confiable, seguro y con calidad al menor costo posible para los usuarios. Las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica son consideradas viables para la competencia por lo cual se propuso la creación de mercados, y las actividades de transmisión y distribución son consideradas monopolios naturales que requieren regulación.

Veinte años después de la apertura de los mercados de electricidad, los resultados se mezclan: se han dado progresos al pasar de un modelo centralizado y poco preparado para afrontar contingencias, a una industria con las inversiones requeridas para la expansión de la generación y transmisión; avances en la regulación y funcionamiento del sector que han servido de modelo para muchos países; incremento en la participación privada, entre otros aspectos.

También se han presentado dificultades en el mercado de electricidad mayorista colombiano, en lo que respecta a este Trabajo Final, originadas desde la misma libertad otorgada en la regulación para estructurar las ofertas de los generadores, en la cual se establece que las ofertas de los agentes al mercado spot se basen en sus costos marginales. No obstante, el parque generador colombiano es principalmente hidroeléctrico por lo cual el costo variable depende de la valoración del agua (costo de oportunidad) y de las expectativas del precio en el futuro, esto dificulta que las ofertas realmente reflejen el costo marginal.

Adicionalmente, el mercado mayorista de energía tiene características únicas a diferencia de otros mercados: la energía no puede ser almacenada directamente, la inelasticidad de la demanda en el corto plazo, el balance horario entre la oferta y la demanda, la estructura de propiedad de algunas empresas, entre otras, permiten que los generadores

desarrollen estrategias que les permita ejercer el poder de mercado. Estas situaciones han sido analizadas y confirmadas por el Comité Seguimiento Independiente del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (CSMEM), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y trabajos de grado de universidades en el país.

En este sentido y dado que el abuso de poder de mercado por parte de los agentes generadores es una preocupación creciente en los mercados de electricidad y Colombia no es ajeno a esta situación, en este Trabajo Final se presenta un análisis de los mecanismos de mitigación de posición dominante empleados en varios países y se estudia la conveniencia de emplear contratos de energía en el mercado colombiano como mecanismo de regulación ex ante y complementaria a otras reglas para hacerle frente al poder de mercado en el mercado spot.

Este documento se encuentra estructura en cinco Capítulos de la siguiente forma:

En el Capítulo 1 se presenta el marco conceptual para el análisis de los mercados eléctricos, y en particular se hace énfasis en la evidencia encontrada en el mercado eléctrico colombiano sobre la existencia de poder de mercado, supuesto fundamental en el cual se desarrolla este Trabajo Final.

En el Capítulo 2 se presenta un resumen del mercado eléctrico colombiano, principalmente se mencionan aspectos legales y regulatorios desarrollados para la promoción de la libre competencia en el sector, la estructura institucional, descripción del modelo de prestación del servicio de energía eléctrica y las transacciones en el mercado de energía mayorista: mercado spot y mercado de contratos.

En el Capítulo 3 se presenta la revisión de los diferentes instrumentos o estrategias empleadas en diferentes países para la mitigación del poder de mercado en los mercados de electricidad.

En el Capítulo 4 se estudian las ventajas de disponer de contratos de energía en el mercado eléctrico colombiano, con el fin de reducir los incentivos de los generadores a ejercer el poder de mercado en el mercado spot. Así mismo se presenta los resultados de un ejercicio académico de simulación en el cual se evidencian las ventajas de

disponer de este tipo de regulación ex ante y complementario a las reglas ya existentes en Colombia.

Finalmente, en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones de este Trabajo Final.





# 1. Marco Conceptual

## 1.1 Mercados Eléctricos

En economía, un mercado es un conjunto de transacciones de intercambio de bienes o servicios entre individuos, donde el precio es fijado por las fuerzas de la oferta y la demanda. Su funcionamiento depende de la decisión de cada empresa en términos de cuánto va a producir y a qué precio vender, esto teniendo en cuenta que todos los agentes participantes en el mercado buscan siempre maximizar su utilidad, es decir las empresas buscarán aumentar sus beneficios y los consumidores optimizar su decisión de compra.

El mercado visto desde la competencia puede clasificarse como perfecto o imperfecto, para esta clasificación se considera en general, el número de agentes que participan en el mercado, si los bienes transados son diferenciados o no, la disponibilidad de información, las barreras de entrada y salida, entre otros aspectos. Los modelos para explicar el comportamiento del mercado son el de competencia perfecta por un lado, mientras que para la competencia imperfecta se emplean el monopolio, el oligopolio y la competencia monopolística; descripción de estos modelos se presentan en el Anexo A.

En un mercado imperfecto es innegable que un agente productor determine su conducta y por ende su desempeño en el mercado, de tal manera que le permita obtener el mayor beneficio posible mediante el aprovechamiento de las características especiales del mercado donde se desarrolla y/o ineficiencias del mismo.

Lo anterior es evidente en los mercados eléctricos, dado que tienen características notables que hacen necesarias tenerlas en cuenta para la implementación de un mercado competitivo o para el desarrollo de normatividad que regule aquellas actividades de la cadena de prestación del servicio que son monopolios naturales.

Algunas características del mercado eléctrico son: i) la imposibilidad de almacenamiento de energía eléctrica lo que implica que en cada instante del tiempo exista un equilibrio entre la oferta y la demanda, es decir, toda la energía generada debe consumirse; ii) los consumidores no responde en el corto plazo a cambios en el precio (inelasticidad de la demanda), en general los únicos que pueden modificar su consumo son aquellos usuarios con grandes demandas de energía, como el sector industrial; iii) los usuarios residenciales del servicio público de electricidad no cuenta con sustitutos, para el caso de los usuarios industriales estos tienen la opción de la autoproducción, lo que llevaría a un mayor consumo de gas natural pero también, a fuertes inversiones en activos; iv) segmentación geográfica debido a las restricciones del transporte de energía eléctrica; v) diferentes tecnologías para la producción de energía (térmica, hidráulica, eólica, nuclear, renovables, entre otras) las cuales presentan costos de inversión y operación diferentes; vi) concentración empresarial.

Adicionalmente, en los mercados eléctricos se tienen diferentes modelos de mercado, entre otros los siguientes:

*Mercado Centralizado:* es un modelo en donde todas las actividades de la cadena productiva son administrados centralmente y/o de propiedad del Estado o de la empresa que éste delegue. Este modelo funciona a través de una optimización centralizada y detallada de los recursos, es decir el operador-planeador del sistema conoce información privilegiada (costos de combustibles, operatividad de la planta o redes, presupuestos de mantenimiento, costos de inversión, tasas de fallas históricas, entre otros) permitiendo conocer con adecuada aproximación los costos marginales de operación y disponibilidad técnica de una planta de generación o de las redes, lo cual es ventajoso a la hora de solucionar posibles problemas de abastecimiento. Sin embargo, este modelo tiene varias fallas como por ejemplo el hecho de que las decisiones políticas primen sobre las decisiones técnico-económicas, la manipulación de las tarifas, altas pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica, la pérdida de eficiencia dado que los ingresos son seguros, entre otras posibles.

*Mercado spot:* conocido también como la bolsa de energía. Es el mercado de corto plazo, administrado por un operador del mercado, en donde los generadores y

comercializadores intercambian sus ofertas y demandas de energía (en Colombia la demanda juega un rol pasivo), hora a hora u otro horizonte de tiempo más pequeño. Generalmente consiste en que los generadores presentan sus ofertas de precios, declaran su capacidad disponible y son despachados en virtud de la competitividad de las mismas, en la medida en que la red física lo permita. No obstante, los precios en el mercado spot son muy volátiles e impredecibles.

*Mercado de contratos bilaterales:* los contratos bilaterales son herramientas financieras (depende del mercado, pueden ser firmes) que permiten una reasignación de los riesgos, es decir, son una cobertura ante variaciones futuras del precio de la energía eléctrica, por tanto la entrega física del producto la realiza el mercado spot. El modelo de contrato bilateral es muy flexible en cuanto a especificar las condiciones contractuales deseados, las partes (compradores y vendedores) negocian libremente el precio, horizonte de tiempo y cantidades, entre otras características, siempre y cuando esta energía no sea para atender usuarios regulados, ya que para estos usuarios en general se deben cumplir con un mínimo de disposiciones establecidas por el regulador. No obstante, sus desventajas se derivan en los altos costos de negociación, redacción de contratos, y principalmente en el riesgo de la calidad crediticia de las partes.

Por las anteriores características físicas, técnicas y económicas presentes en el mercado eléctrico, al igual que los problemas en el modelo de organización de la industria como la concentración económica de las empresas que desarrollan la actividad de generación, implican un esfuerzo tanto para el regulador como para el operador del mercado, al ser necesario reglas que promuevan la competitividad del sector, regulen los monopolios naturales, mitiguen cualquier aparición de posición dominante y establezcan señales económicas para atraer la inversión en el sector, entre otros.

## **1.2 Poder de mercado**

La habilidad que tiene uno o varios agentes para alterar de manera beneficiosa los precios fuera de los niveles competitivos, mediante la modificación de las cantidades o precios ofertados, o el aprovechamiento de características como la inelasticidad de la demanda, la sustitución de la demanda, la sustitución de la oferta, entre otras

ineficiencias del mercado, es conocido como poder de mercado (Mas Colell, 1995). Este dominio del mercado no solamente se debe a que se cumpla una de las anteriores características, sino que en realidad puede derivarse de la combinación de varios de estos factores o de que existan los incentivos para hacerlo.

El poder de mercado se presenta con mayor frecuencia en aquellos mercados con estructuras donde existe una gran concentración económica como el oligopolio, que permiten a pocos agentes tener una cuota del mercado significativa y por tanto, la capacidad de influenciar los precios y obtener ganancias por hacerlo.

Las ganancias que obtiene quien ejercer el poder de mercado, no se limitan a este, sino que también puede beneficiar a los demás productores y surgen de la transferencia del excedente del consumidor a los productores. También es importante anotar que aparte de la transferencia se presenta una pérdida irrecuperable de eficiencia que corresponde al costo social de la existencia del monopolio.

Por otro lado, los reguladores tratan de establecer una línea en los análisis del poder de mercado, ésta se encuentra entre su existencia y su ejercicio. Tal separación tiene como propósito no prejuzgar, sin embargo, bajo el supuesto del comportamiento racional de los agentes, estos buscarán maximizar sus beneficios, por lo que la existencia del poder de mercado implicaría su ejercicio.

Para detectar el poder de mercado, en particular su ejercicio, se deben considerar varios análisis e indicadores que se ajusten al mercado que se esté estudiando. Estos análisis pueden ser de tipo estructural (determinando su participación y capacidad de ejercer el poder de mercado), de conducta (seguimiento del ejercicio del poder de mercado) o de resultados (medidas regulatorias, penalizaciones, entre otras).

Algunos indicadores empleados por su sencillez, estandarización y la disponibilidad de información para su cálculo, son el índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) y el índice de Lerner; otros como el índice del oferente pivotal y el índice de la oferta residual, aplicados en mercados eléctricos, permiten identificar si un oferente es pivotal, es decir, que su intervención en el mercado es necesaria para atender la demanda y por lo tanto se

presentan incentivos para comportarse como monopolistas. En el Anexo A se presenta una descripción de estos índices.

Un ejemplo de aplicación de estos indicadores se presenta en (ASGARI & MONSEF, 2010) el cual analiza el poder de mercado para el mercado eléctrico de Irán, en un horizonte de tiempo de un año entre marzo de 2007 a marzo de 2008, a través de índices como el agente con la mayor participación, las participaciones de los cuatro primeros y los ocho primeros en el mercado, el IHH, el coeficiente de entropía y el índice de oferta residual (RSI); estos análisis se realizan por capacidad de generación y por energía generada, considerando el escenario actual y futuro de la propiedad, de acuerdo con las metas establecidas para la desregularización del mercado. Estos índices mostraron resultados contradictorios, dado que los indicadores de medición de concentración no evidenciaban problemas mientras que el RSI revelaba agentes pivotaes que pueden hacer uso del poder de mercado debido a la pequeña brecha entre la capacidad de generación y la demanda o margen de reserva. En este sentido, dichos indicadores deben analizarse de forma conjunta, puesto que al no hacerse de esta forma conclusiones equivocadas podrían presentarse.

Para el mercado eléctrico de Irán se concluye que existe poder de mercado y que se deben adelantar acciones para mitigarlo, algunas de estas son: incentivar la inversión de agentes privados en el sector mediante el uso de precios de compra garantizada, firmar contratos de compra de largo plazo con el objetivo de mitigar los incentivos al abuso del poder de mercado, ampliar la capacidad de transmisión de energía para evitar submercados o el ejercicio de poder de mercado de forma local, aumentar la elasticidad precio de la demanda de energía y establecer un precio techo al mercado.

Del mismo modo, en el mercado eléctrico colombiano se han desarrollado varios estudios sobre el poder mercado evidenciando su existencia, para lo cual diferentes especialistas, entidades y agremiaciones del sector han propuesto estrategias e índices orientados a la detección y mitigación de posiciones dominantes. Algunos de estos estudios son:

- (ACOLGEN, 1999): estudio realizado por Hagler Bailly el cual buscaba evaluar la posibilidad de existencia de posición dominante en Colombia por parte de una o

varias empresas de generación, para lo cual emplearon dos enfoques: el primero basado en la participación de un agente en el mercado medido con índices como el IHH, y un segundo lugar basado en la medición de posibilidades de que los generadores de Colombia ejerzan influencia sobre el precio. Principalmente concluyeron que la actividad de generación en Colombia es un oligopolio moderado, condición que implicaba la posibilidad de desarrollar ciertas prácticas de poder de mercado, adicionalmente a partir de los resultados, establecieron que para poder ejercer poder de mercado en Colombia, un generador debe controlar una potencia igual o mayor a 2500 MW con posibilidades de regulación (centrales hidráulicas de regulación o térmicas o una combinación de estas).

- (CSMEM - Informes Mensuales): el comité CSMEM como parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios es el encargado de analizar los aspectos más importantes que inciden en el comportamiento del mercado de energía mayorista, entre otros, analiza el mercado de contratos, realiza comentarios a las nuevas propuestas del regulador y analiza el comportamiento del sistema. En este último aspecto evalúa principalmente posiciones dominantes en el mercado a través de dos índices, el primero, el Índice de Suministro Residual el cual consiste en determinar aquellos agentes que son indispensables para la operación del sistema a través de la capacidad de los generadores, y el segundo, el Índice de Lerner. Los reportes del CSMEM muestran en general que hay agentes con poder de mercado y con participaciones altas (Ej.: Informe 15, 17, 21, 22, 28, 34, 44, entre otros).
- (WOLAK, 2009): estudio realizado por el profesor Frank Wolak con el objetivo de presentar un reporte del mercado mayorista de generación dada las preocupaciones relacionadas con el rápido aumento en el precio de bolsa que comenzó a finales de 2008 y continuó a principios de 2009. Del análisis se reveló que la reducción de la brecha entre la capacidad disponible total de la generación y la demanda total del sistema, así como, el comportamiento del precio del gas natural, desempeñan un papel importante en la determinación del precio de bolsa de energía, aunque no se descartó el ejercicio unilateral del poder de mercado. Entre otras recomendaciones, se destacan: i) la liberación de información por parte de los agentes tan pronto como sea posible y una vez el mercado haya operado; ii) mejorar el rendimiento mercado a

largo plazo consistente en la prevención de conductas perjudiciales para el mercado, y no concentrar los esfuerzos en encontrar y castigar el abuso del poder de mercado, y iii) revisar la eficacia del mecanismo de pago de reconciliación positiva y negativa, esto visto como una estrategia para la mitigación del poder de mercado.

- (CREG, 2010): la Comisión de Regulación de Energía y Gas con el objetivo de verificar si hay agentes con posición dominante, presentó un documento en el cual se evidencia la necesidad de revisar el comportamiento de los agentes generadores a fin de identificar aquellos que pueden tener posición dominante y por tanto afectar el desempeño del mercado. Como resultado de sus análisis, encontró que para el año 2009, más del 90% de la participación en el mercado, por generación real y por Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)<sup>1</sup> se concentraba en siete grandes compañías. Adicionalmente, durante el periodo septiembre - octubre de 2009 salieron a mantenimiento alrededor de 1.500 MW diarios lo que redujo la oferta disponible del sistema y disminuyó en algún grado la competencia. En este sentido, la CREG presenta una propuesta regulatoria consistente en el cálculo del Índice de Oferta Residual (IOR) que tiene como objetivo identificar agentes pivotaes en el mercado.

Adicionalmente, a finales del 2010 la CREG desarrolló un foro internacional de promoción a la competencia en el Mercado Mayorista, el cual contó con la participación de cuatro expertos internacionales: Nils-Henrik M. von der Fehr, Frank Wolak, Peter Cramton y David Harbord. Sus principales conclusiones y recomendaciones fueron: i) identificar cuándo es necesario la implementación de medidas ex ante o ex post; ii) la intervención de las ofertas debe ser un mecanismo excepcional de último recurso; iii) un despacho basado en costos puede ser más efectivo para el control de poder de mercado que un despacho basado en ofertas incluyendo reglas de intervención automáticas; iv) las subastas virtuales de electricidad son un mecanismo para reducir el poder de mercado, sin embargo no lo reducen sustancialmente; v) las medidas para detectar concentraciones económicas

---

<sup>1</sup> ENFICC: Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad. El cargo por confiabilidad es una remuneración que se da a aquellos generadores que adquieren el compromiso de poner a disposición del mercado determinada cantidad de energía, ENFICC, cuando los precios de bolsa superan un valor techo denominado el precio de escasez. Fuente: CREG

en mercados mayoristas de electricidad, basadas en un agente pivotal y pruebas de conducta e impacto, para ciertas condiciones, no consiguen detectar en todos los casos una posición dominante de un agente; vi) se planteó la alternativa de regular las ofertas de todas las firmas a su costo marginal, en condiciones extremas.

- (SIC - Consultor Camilo Quintero Montaña, 2011): Estudio desarrollado en el 2010 y 2011 con el objetivo de dar a conocer a la Superintendencia de Industria y Comercio el mercado de energía en Colombia, su estructura y su estado frente a la competencia. Las principales conclusiones y recomendaciones del estudio son: i) resalta el diferencial de precios entre los contratos destinados a atender a la demanda regulada y no regulada; ii) encuentra que las empresas con mayor capacidad instalada y con mayor participación en la producción de energía tienen poder de mercado al tener capacidad de poner el precio, incluso en situaciones climatológicas extremas; iii) recomienda liberar información básica para realizar el monitoreo del comportamiento de los agentes y la identificación de prácticas contra la competencia, tanto en el mercado regulado como en el mercado diferente al regulado; iv) encuentra que la infraestructura de transporte juega un papel importante en el mercado de contratos, en especial en los mercados más grandes, en los cuales los comercializadores con mayor participación son aquellos vinculados con el distribuidor; v) recomienda sugerir a la CREG, estudiar la posibilidad de implementar mecanismos para que aquellos generadores con vocación de vendedor en la bolsa y cuyo tamaño en el mercado es representativo, oferten un porcentaje mínimo de su energía al mercado de contratos y de esta forma limitar su poder de mercado.
  
- (Circular CREG 005 de 2014): documento en el cual se presenta una metodología ex post basada en la demanda residual, para identificar condiciones en las cuales un agente ha podido ser pivotal y su impacto en la formación de precios del mercado mayorista de energía. Los principales resultados y recomendaciones son: i) existencia de agentes pivotaes, lo cual puede representar un riesgo para el mercado; ii) no solo agentes térmicos, sino también hidráulicos y con un portafolio mixto, pueden presentar condiciones pivotaes; iii) los contratos bilaterales de los agentes generadores reducen la posibilidad de que estos agentes sean pivotaes en magnitud y frecuencia; iv) recomienda mantener las medidas que tiene el mercado actualmente



para preservar y promover la competencia en el MEM, como lo son las medidas estructurales de participación de los agentes generadores, y la franja de potencia y medidas de conducta como es la confidencialidad de las ofertas; v) la intervención a los precios de oferta de los agentes como la propuesta en el Documento CREG 118 de 2010 no es una medida necesaria en las condiciones actuales del MEM.

- Otros análisis realizados por diferentes Universidades, trabajos de grado (RAMÍREZ, 2010), (CAMPUZANO, 2002), (GALLEGO, 2012), ente otros, evidencian que en el mercado de energía mayorista Colombiano hay posiciones dominantes que afectan la formación de precios, y que no solo la estructura de propiedad de las empresas influye, sino también la localización geográfica debido a restricciones en la red y mantenimiento de las plantas permiten a algunos agentes incidir en los resultados.

Con el supuesto de que el poder de mercado se ha demostrado en el mercado eléctrico colombiano, en el presente Trabajo Final se realiza una descripción de la estructura y desempeño del sector colombiano, se revisa y analiza la experiencia internacional referente a los mecanismos para la mitigación del poder de mercado, y finalmente se propone disponer de contratos de energía con el fin de reducir los incentivos de los generadores a ejercer el poder de mercado en el mercado spot y que el mismo sea empleado en el mercado colombiano, desarrollo que se presenta en el Capítulo 4 de este documento.



## **2. Mercado eléctrico colombiano**

Para presentar una propuesta propia de un mecanismo de mitigación de poder de mercado en el sector eléctrico colombiano, se debe repasar brevemente los aspectos legales y normativos que regulan la competencia en el sector, características generales de los agentes participantes y el funcionamiento de las transacciones en el mercado de energía mayorista: bolsa de energía y contratos bilaterales.

### **2.1 Aspectos legales y normativos**

La Constitución Política de Colombia de 1991 da el soporte legal necesario para el desarrollo de los servicios públicos domiciliarios, permitiendo la participación del sector privado en la prestación del servicio sin que el Estado renuncie a la intervención sobre estas actividades económicas a través de la regulación, la vigilancia y el control. En todo momento, los participantes deben obrar bajo los principios de libre competencia y no abuso de la posición dominante como lo establecen los artículos 333 y 334.

En lo referente a la libre competencia económica y aquellas situaciones en las cuales se puede presentar competencia desleal, la Ley 155 de 1959 fue la primera reglamentación expedida en Colombia. Posteriormente, fue modificada por la Ley 252 de 1996, Decreto 2153 de 1992 y la Ley 1340 de 2009. Esta última, dicta normas en materia de protección de la competencia, modifica y complementa a partes del Decreto 2153 de 1992, y principalmente establece que la Superintendencia de Industria y Comercio es la única autoridad nacional de protección de la competencia, incluido el sector energético que anteriormente estaba en cabeza de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

La Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) define en el artículo 14.13 posición dominante como *“la que tiene una empresa de servicios públicos respecto a sus usuarios; y la que tiene una empresa, respecto al mercado de sus servicios y de los*

*sustitutos próximos de éste, cuando sirve al 25% o más de los usuarios que conforman el mercado*". Otros artículos relevantes en esta materia son el 34 y 98, los cuales establecen la prohibición de prácticas abusivas o restrictivas por parte de las empresas de servicios públicos en sus actos y contratos.

Por su parte, la Ley 143 de 1994 (Ley de Electricidad) en los artículos 3 y 43 principalmente determinan, en forma general, las funciones del Estado como garante de la promoción de la competencia en las actividades del sector y los mecanismos de sanciones disponibles, entre estos, la amonestación, multas hasta por el equivalente a 2.000 salarios mínimos mensuales, suspensión de inmediato de todas o algunas de las actividades del infractor y cierre de los inmuebles utilizados para desarrollarlas, prohibición al infractor de prestar directa o indirectamente servicios públicos hasta por diez años.

Por la anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) como entidad técnica encargada de realizar la función de regulación frente a los servicios públicos de energía y gas combustible, ha establecido normatividad en torno a la competencia y a los límites de participación en cada una de las actividades de la cadena productiva del sector eléctrico. Específicamente los límites de participación en las diferentes actividades han cambiado a lo largo del tiempo, esta evolución se presenta en detalle en el Anexo A de éste documento.

Se resalta el desarrollo de la Resolución CREG 128 de 1996 (modificada, adicionada, complementada y derogada en algunos artículos por las Resoluciones CREG 065 de 1998, 042 de 1999, 001 de 2006, 060 y 095 de 2007, 163 de 2008 y 024 de 2009) en la cual se establece un límite máximo de 25% a la participación en la actividad de generación eléctrica aplicable a las fusiones, integraciones y adquisiciones, de igual forma se definen dos situaciones para calcular las participaciones en esta actividad y la concentración del mercado, a saber:

- a. Cuando la participación de un generador en la actividad de generación eléctrica, sea mayor o igual a 25% e inferior a 30%, y, el Índice Herfindahl Hirschman (IHH)

sea mayor o igual a 1800, la CREG pondrá dicha situación en conocimiento de la Superintendencia para lo de su competencia.

- b. Cuando la CREG establezca que la participación de un generador en la actividad de generación sea mayor o igual a 30% y el IHH sea mayor o igual a 1800, el agente deberá implementar el esquema de oferta de energía consistente en que el generador deberá poner a disposición de otros agentes la energía suficiente para que la participación en la actividad de generación retorne a los límites permitidos.

Así mismo, mediante la Resolución CREG 042 de 1999 se adoptó la franja de potencia<sup>2</sup>, mecanismo ratificado mediante la Resolución CREG 101 de 2010, para con base en este indicador la CREG determine la viabilidad de adquisición de participación en el capital o en la propiedad o de cualquier otro derecho, o con cualquier otro tipo de adquisición o fusiones en el mercado de generación.

En la actividad de comercialización de energía eléctrica la CREG estableció que ninguna empresa podría tener, directa o indirectamente, una participación superior al 25%, calculada como la razón entre la demanda comercial de la empresa y la demanda total del sistema.

La Resolución CREG 001 de 2006 retiró el límite de participación de la actividad de distribución de energía eléctrica por considerarse un monopolio natural. En cuanto a la actividad de transmisión, y mediante la Resolución CREG 022 de 2001 se estableció el mecanismo de convocatorias públicas para el desarrollo del sistema de transmisión nacional en el país, y limitó la participación en estos procesos a las empresas con objeto exclusivo en esta actividad a excepción de aquellas empresas constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 143 de 1994 (sentencia del Consejo de Estado No. 1100-10-326-000-1998-05354-13 01 (16.257), de fecha 2 de mayo de 2007).

---

<sup>2</sup> La franja de potencia es el resultado de sustraer la demanda máxima promedio anual de energía de la disponibilidad promedio anual. Impidiendo de esta forma una mayor concentración de la propiedad en el corto plazo y fomentando la participación de nuevos agentes en el sector para una mayor competencia.

Adicionalmente, la CREG ha expedido normatividad orientada a promover y preservar la libre competencia en el sector, como por ejemplo en el manejo de la información pasando de una confidencialidad en algunos temas (hidrologías, niveles de embalse, disponibilidad, ofertas de los agentes, resultados de despacho, pre-despacho, despacho ideal, entre otros) a la publicación de dicha información con la oportunidad requerida. También ha establecido reglas sobre desviación al programa no cumplido por cambios en la disponibilidad declarada por generadores en el mercado mayorista de energía, proporcionando incentivos para que los agentes generadores cumplan con el despacho programado, de tal forma que si modifican su disponibilidad en el despacho se reportan a la SSPD, para lo de su competencia.

## **2.2 Estructura institucional**

El Estado como máximo garante de la prestación del servicio de energía eléctrica en el país, delega al Ministerio de Minas y Energía (MME) la responsabilidad de definir, adoptar, dirigir y coordinar la política nacional de los sectores de minas, hidrocarburos y energía eléctrica; formular políticas orientadas a que las actividades que desarrollen las empresas del sector minero-energético garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales no renovables; identificar el monto de los subsidios que podrá dar la Nación para los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, los criterios de asignación de los mismos y solicitar la inclusión de partidas para el efecto en el Presupuesto General de la Nación; entre otras funciones.

El Ministerio tiene entidades adscritas como la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la Unidad de Planeación Minero Energética; establecimientos públicos como la Agencia Nacional de Minería y el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas. Así mismo tiene participación en empresas como ECOPETROL, ISA, ISAGEN, GECELCA, la Financiera Eléctrica Nacional, entre otras.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la entidad encargada de la regulación de los servicios públicos de energía y gas combustible. Creada mediante las Leyes 142 y 143 de 1994, con el objetivo de que los servicios a su cargo se presten al mayor número de personas al menor costo y con una remuneración adecuada para las

empresas; de igual forma es función de la CREG promover la competencia en aquellas actividades donde es posible (generación y comercialización) y regular los monopolios naturales (transmisión y distribución). La CREG cuenta con dos entes asesores: i) el Comité Asesor de la Comercialización (CAC) con el objeto de asistir a la Comisión en el seguimiento y revisión de los aspectos del mercado mayorista de energía; y ii) el Consejo Nacional de Operación (CNO), con la función principal de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.

De otra parte, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es la entidad que está a cargo de desarrollar la función de planeación en forma integral, indicativa, permanente y coordinada el sector minero – energético. Adicionalmente, tiene la función de establecer los requerimientos mineros y energéticos de la población y los agentes económicos del país con base en las proyecciones de demanda; elaborar y actualizar los planes de desarrollo minero, energético nacional, expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica, cobertura de las zonas no interconectadas y conectadas, y demás planes sectoriales. La UPME cuenta con un comité asesor llamado Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión (CAPT) con el objetivo de conceptuar sobre el plan de expansión de transmisión de referencia preliminar elaborado por la UPME.

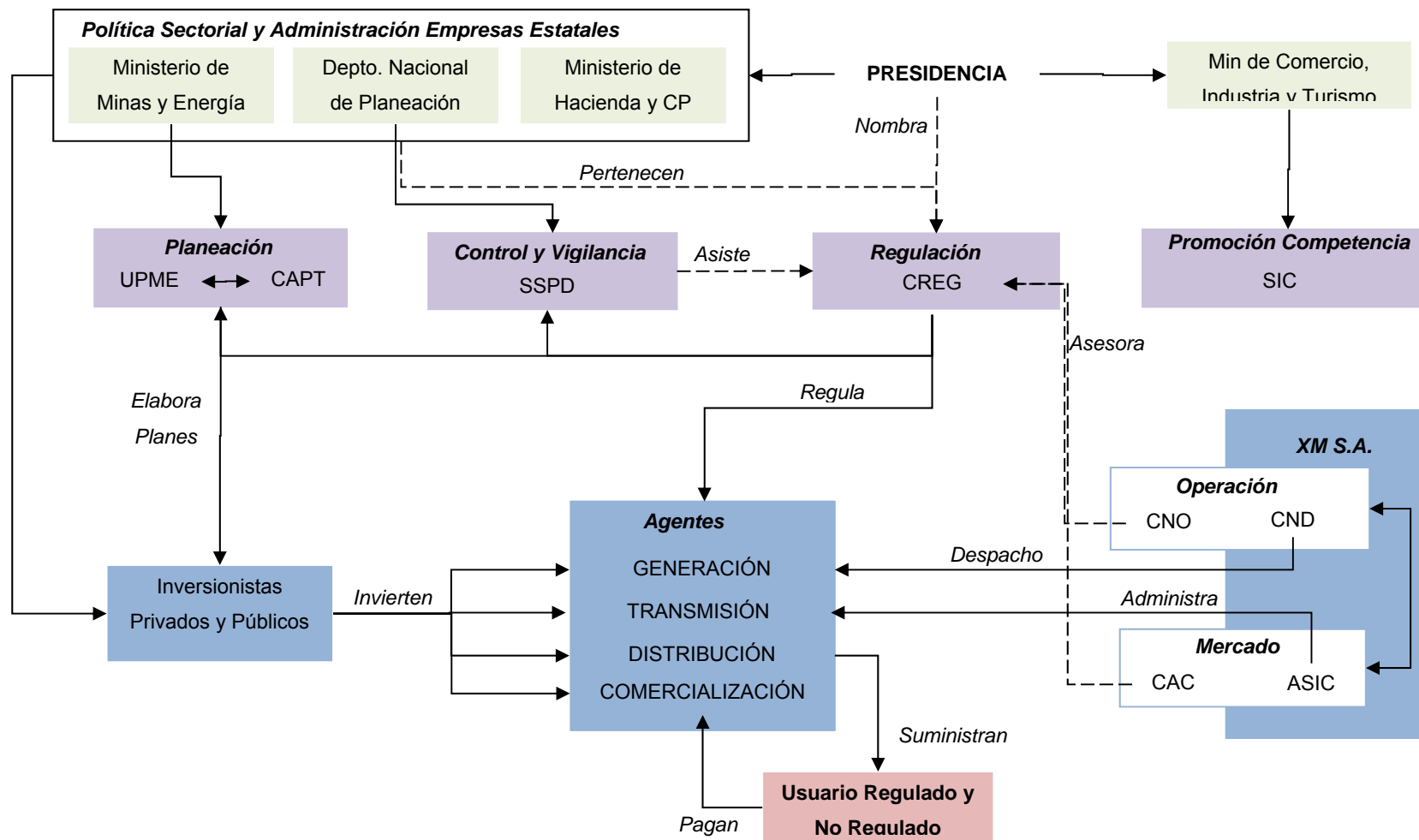
Adicionalmente, el sector cuenta con dos Superintendencias. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) está a cargo de desarrollar las funciones de vigilancia y control de las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios conforme a lo dispuesto en la Ley 142 y 143 de 1994, resoluciones de las Comisiones de regulación y demás normas reglamentarias. Adicionalmente, es la encargada de establecer los sistemas de información y contabilidad que deben aplicar los prestadores de servicios públicos domiciliarios, para lo cual ha desarrollado el Sistema Único de Información (SUI); atiende y resuelve los recursos de apelación; sanciona a las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios cuando no cumplan con las normas a que están obligadas. Y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) es la encargada de velar por la protección de la competencia, libre participación de las empresas en el mercado, el bienestar de los consumidores y la eficiencia económica, entre otros aspectos.

En cuanto a la operación del sistema interconectado nacional y la administración del mercado de energía en Colombia, incluyendo las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador, es realizada por la empresa Expertos en Mercado XM S.A. E.S.P., filial de ISA. En este sentido, XM tiene dos dependencias: por un lado, el Centro Nacional de Despacho (CND) que tiene como objetivo planear, coordinar, supervisar, controlar y analizar la operación conjunta de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional, teniendo en cuenta una operación segura, confiable y económica ajustada al reglamento de operación, los acuerdos del CNO y demás normatividad vigente; y por otro lado el Mercado de Energía Mayorista (MEM) que desarrolla dos tareas importantes: i) la Administración del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) la cual se encarga del registro de los contratos de energía de largo plazo; liquidación, facturación, cobro de los contratos de energía en la bolsa de energía entre los generadores y los comercializadores, entre otras funciones; y ii) la Liquidación y Administración de las Cuentas (LAC) de cargos por uso de las redes del sistema de transmisión nacional y del sistema de transmisión regional, es decir realizar el cálculo de los ingresos y compensaciones, factura, presta servicios de información, entre otras funciones.

En la Figura 2-1 se presentan un esquemático de la estructura institucional de sector eléctrico colombiano.



**Figura 2-1 Estructura institucional del sector eléctrico Colombiano**



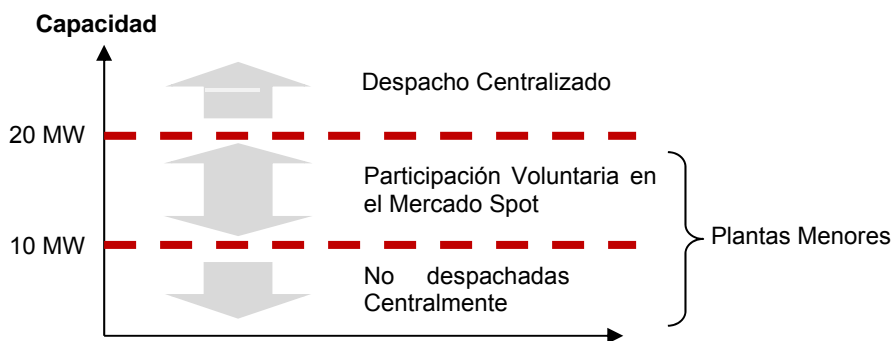
Fuente: (SIC - Consultor Camilo Quintero Montaño, 2011)

## 2.3 Modelo de prestación del servicio

El modelo de prestación del servicio de energía eléctrica, consisten en la interacción de los agentes generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y usuarios, ajustados a las reglas establecidas por Ley y la regulación del MME y la CREG, como límites de participación, integraciones, tipos de usuarios, mecanismos de transacciones, entre otros aspectos.

En general, la actividad de la generación de energía eléctrica la puede desarrollar cualquier agente económico y tiene dos modalidades de transar en el mercado mayorista de electricidad: i) en la bolsa de energía (mercado spot) como un balance de oferta y demanda, y ii) mediante contratos bilaterales (mercado de contratos) de carácter financiero. Estas transacciones serán explicadas más adelante. Los generadores en Colombia son clasificados según su capacidad instalada y así mismo su participación en la bolsa de energía. En la Figura 2-2 se resume esta situación:

**Figura 2-2 Clasificación de los generadores**



Fuente: (SIC - Consultor Camilo Quintero Montaña, 2011)

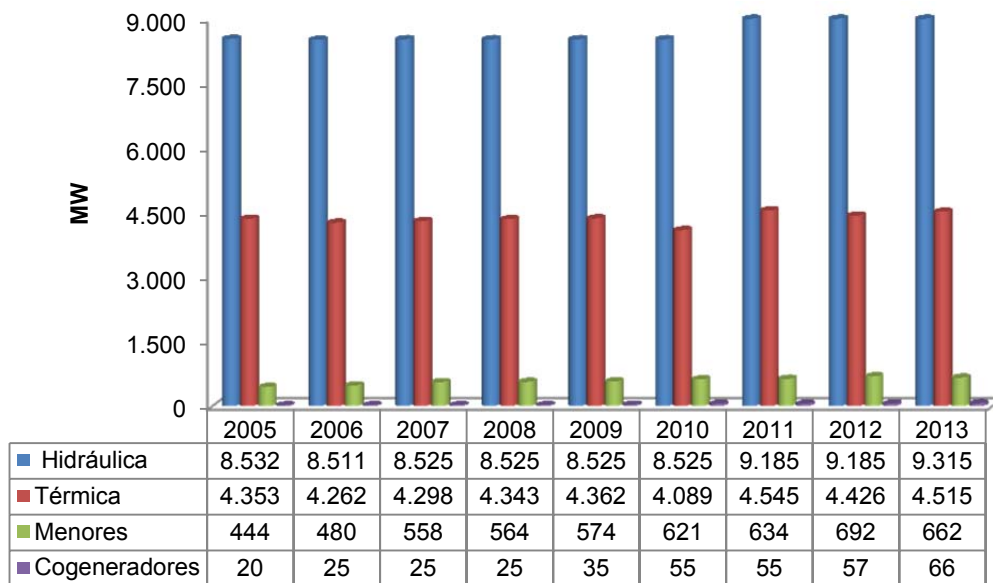
Los generadores que tienen plantas o unidades de generación conectadas al sistema interconectado nacional con una capacidad efectiva mayor igual a 20 MW están obligados a participar en la bolsa de energía (despacho centralizado), es decir a ofertar precios y declarar capacidad.

Los generadores que tienen plantas o unidades de generación con capacidad efectiva menor a 20 MW son consideradas plantas menores y dependiente del rango en el cual se encuentre tiene la opción o no de participar en la bolsa de energía.

De igual forma se distinguen entre los generadores a los autogeneradores, aquellos que producen energía eléctrica exclusivamente para abastecerse él mismo, y los cogeneradores que emplean una producción combinada de energía eléctrica y térmica, y ambos procesos hacen parte de su actividad productiva.

El sistema de generación colombiano a 2013, cuenta con una capacidad efectiva total de 14.558 MW que al compararla con la del 2012 ésta creció en 198 MW es decir un 1,4%. En la Figura 2-3 se presenta la evolución (2005 - 2013) de la capacidad efectiva neta del SIN de acuerdo al tipo de recurso empleado.

**Figura 2-3 Evolución de la capacidad efectiva neta del sistema interconectado nacional**



Fuente: XM

Así mismo, para el año 2013 la generación de energía eléctrica fue de 62,2 TWh, de la cual 67,3% fue generación hidráulica, el 27,1% generación térmica y el 5,7% plantas menores y cogeneradores. De acuerdo con lo anterior, la generación en Colombia es

principalmente hidráulica, cuya disponibilidad se ve influenciada por los fenómenos climáticos como el Niño (calentamiento de las aguas en el Océano Pacífico y por tanto sequías en Colombia).

A continuación se presenta la participación en el mercado por generación y de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) en el año 2013, se destaca que más de 80% se concentra en siete grandes compañías. De igual forma se estima IHH para cada mercado, el cual es 1.446 y 1.272 respectivamente, lo que confirma que los mercados están moderadamente concentrados.

**Tabla 2-1 Participación de los agentes en el mercado por generación real y ENFICC, 2013**

Agente Generador	Generación GWh	Participación %	Participación Acumulada
EPM	14.518,0	23,3%	23,3%
EMGESA	12.877,0	20,7%	44,0%
ISAGEN	10.322,4	16,6%	60,6%
GECELCA	6.833,9	11,0%	71,6%
EPSA	3.461,3	5,6%	77,2%
CHIVOR	3.372,7	5,4%	82,6%
CELSIA	2.473,8	4,0%	86,6%
OTROS	8.337,6	13,4%	100,0%
<b>TOTAL</b>	<b>62.196,6</b>	<b>100,0%</b>	
Agente Generador	ENFICC 2013-2014 (kWh-día)	Participación %	Participación Acumulada
EPM	41.340.402	21,1%	21,1%
EMGESA	37.434.907	19,1%	40,3%
GECELCA	28.697.057	14,7%	55,0%
ISAGEN	24.358.581	12,5%	67,4%
TERMOFLORES	13.783.350	7,1%	74,5%
EPSA	8.973.787	4,6%	79,1%
AES CHIVOR	8.014.422	4,1%	83,2%
OTROS	32.898.319	16,8%	100,0%
<b>TOTAL</b>	<b>195.500.825</b>	<b>100%</b>	

Fuente: XM, Cálculos propios

Por otro lado, la transmisión de energía eléctrica es desarrollada por nueve agentes bajo el esquema de monopolio natural, por tanto sus cargos son regulados por la CREG mediante una metodología de ingreso regulado y su expansión se realiza a través de convocatorias públicas en la cual gana quién oferta un menor precio, y pueden participar nuevos inversionistas que estén dispuestos a conformarse como una ESP con el objeto exclusivo de desarrollar la actividad de transmisión. El Sistema de Transmisión Nacional está compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestación que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

La distribución de energía eléctrica está dividido en dos sistemas: i) el Sistema de Transmisión Regional (STR) que opera a niveles de tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor de 220 kV; y ii) el Sistema de Distribución Local (SDL) que opera a niveles de tensión menores que 56,5 kV. La actividad de distribución se desarrolla bajo el esquema de monopolio natural, por tanto sus ingresos, criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio son regulados por la CREG. El operador de red, encargado de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, no actúa como intermediario de energía entre el mercado y los usuarios, esta función la desarrolla los comercializadores como se explica a continuación. No obstante existen empresas, con contabilidad separada por actividad, que desarrollan conjuntamente las actividades de distribuidor-comercializador, generador-distribuidor-comercializador.

La comercialización de energía es la actividad consistente en la compra de energía eléctrica a través de la bolsa de mercado mayorista y/o contratos bilaterales con otros comercializadores o generadores; y la venta de esta energía a los usuarios finales: regulados y no regulados. Es entonces, el comercializador un intermediario y legalmente el prestador del servicio público domiciliario. Entre sus funciones como comercializador, es quien debe realizar la gestión ante el distribuidor de solicitudes de conexión de nuevos usuarios, mantener actualizada la base de datos de usuarios, atender las peticiones, quejas y recursos de los usuarios en los términos de la ley y la regulación, lectura de contadores, liquidación y facturación de cuentas, cobro y recaudo, gestión de cartera, entre otras.

En particular, el mercado eléctrico en Colombia tiene segmentada la demanda en usuarios regulados y no regulados. De acuerdo con normatividad expedida por la CREG, el usuario regulado (UR) es una persona natural o jurídica con una instalación inferior a 0.1 MW o un consumo mensual de energía por debajo de 55 MWh/mes y cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG. Por otro lado, un usuario no regulado (UNR) es una persona natural o jurídica que supera los anteriores límites, y cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, en particular las componentes de generación y comercialización dado que estas no están reguladas por la Comisión sino que se negocian entre las partes (UNR y comercializador).

La demanda de energía eléctrica en Colombia en 2013 alcanzó los 60,5 GWh, con un crecimiento del 2.8% con relación al año 2012 que fue del 3.8%, el cual se debió al incremento del 3,1% en el consumo de energía del mercado regulado y del 2,5% en el mercado no regulado. En la Tabla 2-2 se presenta la demanda de energía por tipo de mercado (regulado y no regulado) y actividades económicas

**Tabla 2-2 Demanda de energía por tipo de mercados y actividades económicas**

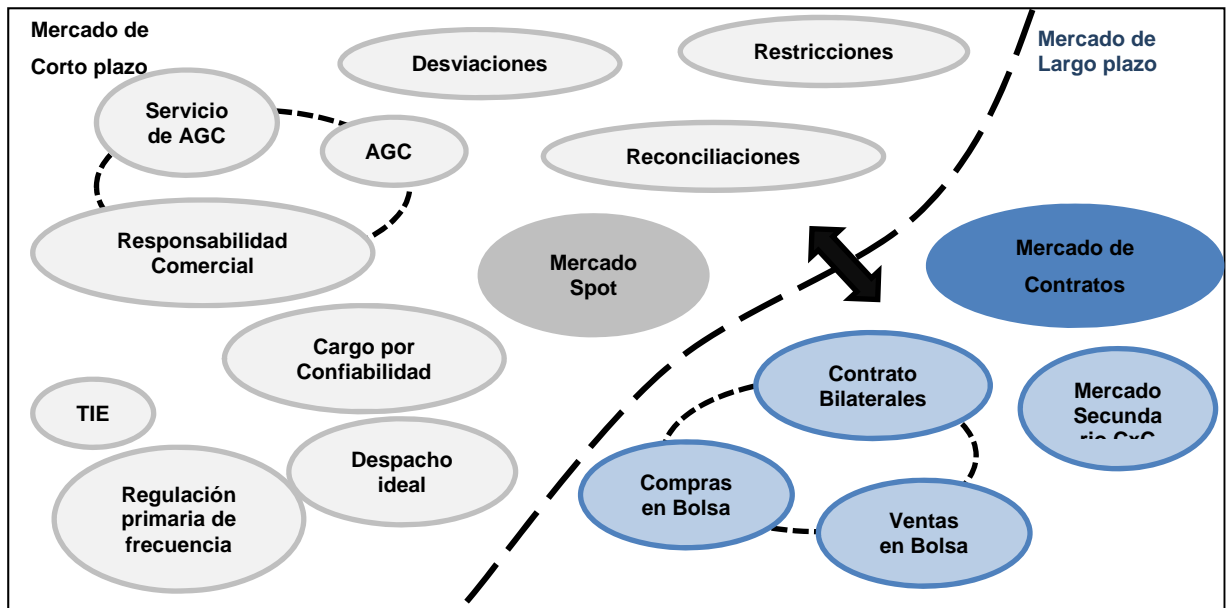
	<b>Demanda 2012 (GWh)</b>	<b>Crec.</b>	<b>Demanda 2013 (GWh)</b>	<b>Crec.</b>	<b>Participación</b>
<b>Regulado</b>	<b>39.174,7</b>	<b>2,30%</b>	<b>40.282,0</b>	<b>3,10%</b>	<b>67,60%</b>
<b>No Regulado</b>	<b>19.799,9</b>	<b>6,80%</b>	<b>20.237,4</b>	<b>2,50%</b>	<b>32,40%</b>
Industrias manufactureras	8.209,0	2,70%	8.304,2	1,40%	39,30%
Explotación de minas y canteras	4.162,4	20,60%	4.201,1	1,20%	21,60%
Servicios sociales, comunales...	2.585,6	-2,80%	2.605,8	1,10%	12,60%
Comercio, reparación, resta...	1.709,7	9,50%	1.856,3	8,80%	9,80%
Electricidad, gas y agua	1.423,6	3,70%	1.443,9	1,70%	7,50%
Transporte, almacenamiento...	658,3	10,70%	701,6	6,90%	3,80%
Agropecuario, silvicultura, caza...	518,1	10,90%	547,0	5,70%	2,70%
Establecimientos financieros...	492,2	16,30%	531,4	8,30%	2,50%
Construcción	41,1	30,40%	46,1	12,60%	0,20%

Fuente: XM – Informes de Operación Anual 2013

## 2.4 Transacciones en el mercado mayorista de electricidad

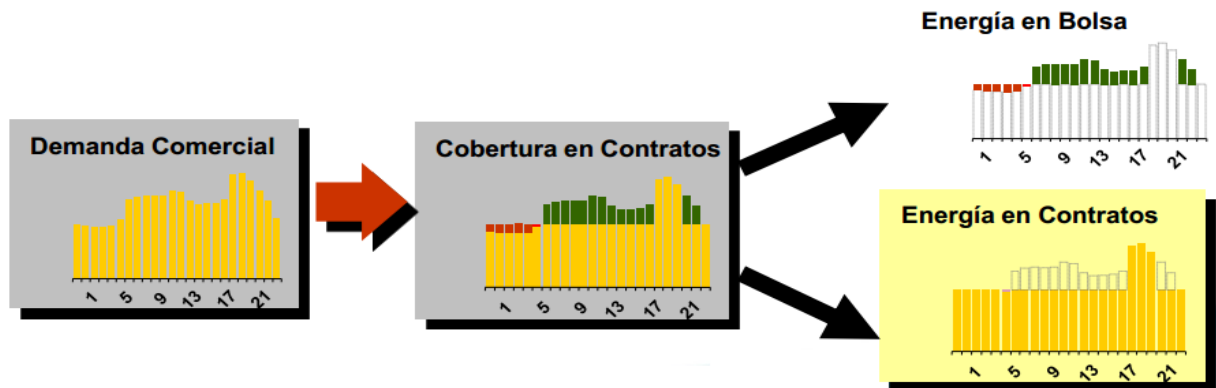
En la Figura 2-4 se presenta un esquemático de cómo está conformado el mercado eléctrico colombiano en el corto plazo y largo plazo. El mercado colombiano ofrece dos opciones para contratar la demanda de energía y cubrir los riesgos de mercado: bolsa de energía (mercado spot) y contratos (mercado de contratos), ver Figura 2-5.

Figura 2-4 Mercado eléctrico colombiano



Fuente: XM

Figura 2-5 Mercado spot y de contratos



Fuente: XM

En el 2013 el volumen transado por compra y venta de energía en contratos en el Mercado de Energía Mayorista de Colombia fue de \$ 8,9 billones de pesos, cifra que aumentó en un 10,7% con respecto al año 2012 (\$ 8,1 billones de pesos). Y para el caso de las transacciones en la bolsa de energía nacional fue de \$ 2,6 billones de pesos, cifra que incrementó en un 42,8% con respecto al año 2012 (\$ 1,8 billones de pesos). Ver Tabla 2-3.

**Tabla 2-3 Transacciones del mercado (miles de millones de pesos, \$ corriente)**

Concepto	2010	2011	2012	2013	Crec. (%)
Contratos	\$ 6.987,11	\$ 7.340,70	\$ 8.115,22	\$ 8.980,57	10,7%
Bolsa Nacional	\$ 2.378,96	\$ 1.272,31	\$ 1.870,11	\$ 2.669,66	42,8%

Fuente: XM

A continuación un resumen de las principales características del funcionamiento de la bolsa de energía y de contratos.

### 2.4.1 Mercado spot (corto plazo)

En el mercado spot colombiano los agentes generadores realizan ofertas diarias, con resolución horaria, de precios y declaran capacidad disponible. Los precios ofertados reflejan los costos variables de producción, en particular las plantas hidroeléctricas incluyen costos de oportunidad (valor del agua) de generar en el momento de ofertar, el efecto de la incertidumbre y la percepción del riesgo. Las plantas térmicas deben ofertar un valor fijo correspondiente a los costos de arranque y parada de la máquina, el cual es declarado trimestralmente por el agente.

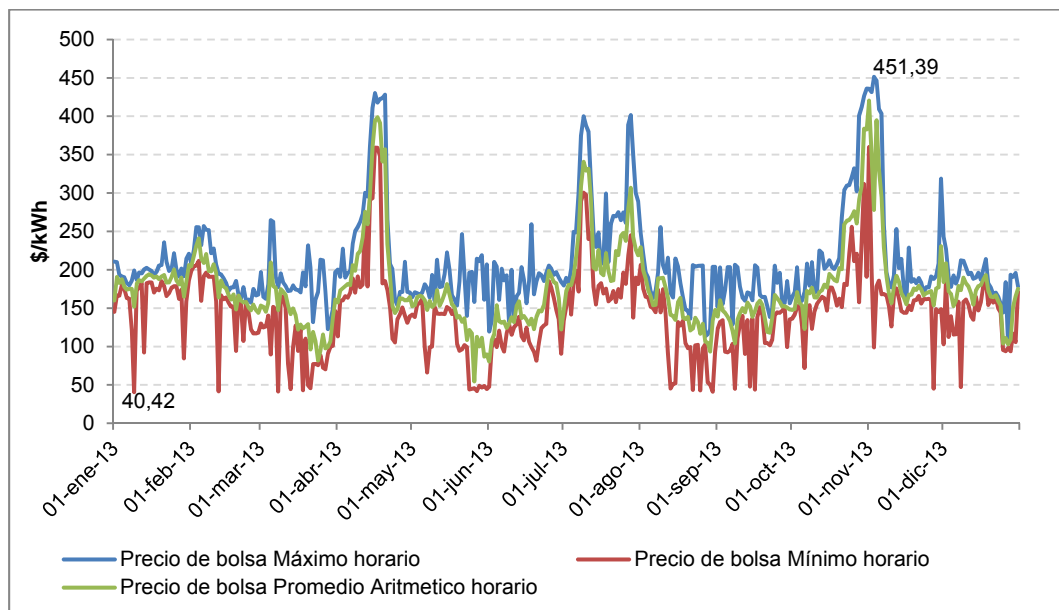
La demanda, representada por los comercializadores, es pasiva en la formación del precio de bolsa. Este precio es único para todo el sistema en cada hora del día y se determina con base en un modelo de despacho de optimización horaria sin incluir las restricciones de transmisión (despacho ideal), pero considerando las características técnicas u operativas que determinan inflexibilidades de los generadores (se consideran recursos Inflexibles las plantas menores, filo de agua, plantas en pruebas), por tanto el precio de bolsa horario es el precio de oferta del recurso marginal no inflexible que se obtiene del despacho ideal.



Las características principales de las transacciones realizadas directamente en bolsa son: las transacciones son anónimas, la liquidación de las obligaciones y facturación de las transacciones de los participantes en la bolsa son realizadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, toda la energía del sistema se despacha en la bolsa de energía, el precio de oferta de los agentes generadores como mínimo debe incluir el costo equivalente del cargo por confiabilidad y el aporte al Fondo de Apoyo Financiero de las Zonas No Interconectadas.

En la Figura 2-6 se presenta el comportamiento del precio de bolsa a lo largo del año 2013.

**Figura 2-6 Comportamiento del precio de bolsa (\$/kWh)**



Fuente: XM

De la anterior figura se observa que el precio más alto fue de 451,39 \$/kWh en noviembre y el mínimo fue de 40,42 \$/kWh en enero. El precio de bolsa nacional en 2013 tuvo un incremento del 52,7% al pasar de un promedio ponderado anual en 2012 de 117.94 \$/kWh a 180,1 \$/kWh en 2013.

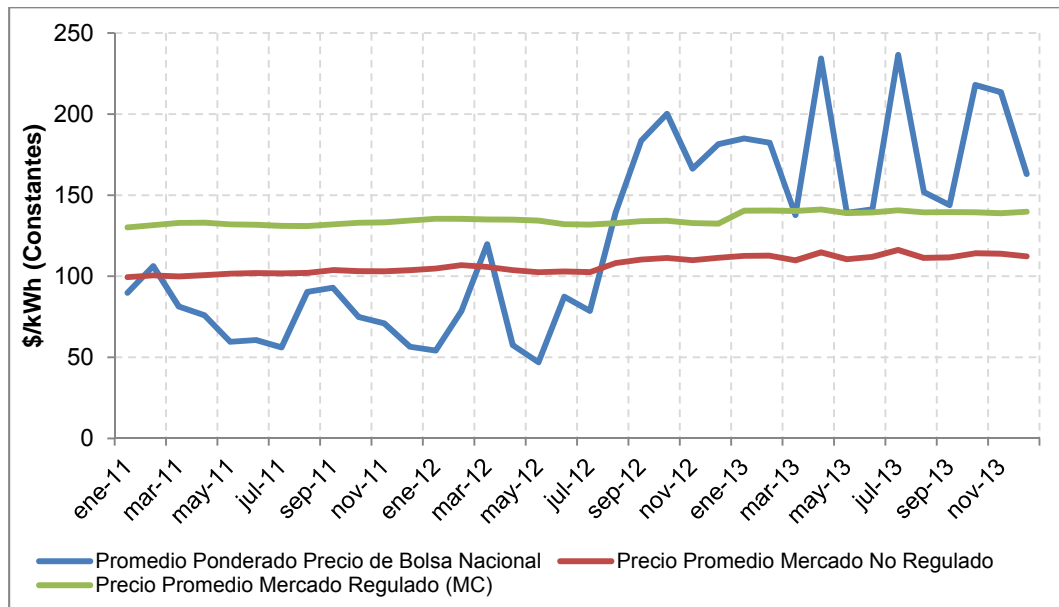
### **2.4.2 Mercado de contratos (largo plazo)**

En Colombia, los contratos de compra y venta de energía entre agentes generadores y comercializadores son de carácter financiero (cobertura de precio), es decir que la entrega física la realiza el mercado spot, no obstante los contratos no intervienen en la formación del precio de bolsa. Las características principales de los contratos de largo plazo son:

- Es una negociación bilateral de condiciones.
- Los participantes (comercializadores y generadores) deben registrar los contratos ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC para que éste determine hora a hora las transacciones en la bolsa de energía.
- La facturación y recaudo de las transacciones es responsabilidad de las partes.
- Las condiciones de los contratos depende del destino del mercado que desea atender, es decir si es para atender usuarios regulados o no regulados: los contratos de compra de energía con destino a usuarios regulados se rigen por la normatividad establecida por la CREG, principalmente las Resoluciones 020 de 1996 y 167 de 2008, en la cual se establecen procedimientos (subastas y menor precio) que aseguran la libre competencia de oferentes; y los contratos de compra de energía con destino a usuarios no regulados no están regulados y las condiciones de cantidades, precio, duración y modalidad, entre otras, son acordadas libremente por las partes, esto mismo aplica para los contratos entre generadores y entre comercializadores.
- No hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales, no obstante la historia muestra que la mayoría de los agentes contratan a uno o dos años.
- No hay restricción en la capacidad que un agente generador o comercializador, puede comprometer en el contrato.
- Existen varias modalidades de contratos de largo plazo, principalmente en mercado colombiano se destacan, el pague lo contratado (Take or Pay) y pague lo demandado (Pay as Demand).

A continuación se presenta la evolución de los últimos tres años del precio promedio ponderado mensual de bolsa y de contratos para atender el mercado regulado y no regulado (\$/kWh constantes a dic 2012), donde se destaca los altos precios de bolsa los cuales superan ampliamente los precios de los contratos regulados y no regulados en el segundo semestre de 2012 y todo el 2013, período en el cual Colombia presentó una perspectiva de fenómeno de El Niño e incertidumbre en el comportamiento de los aportes hídricos, según XM.

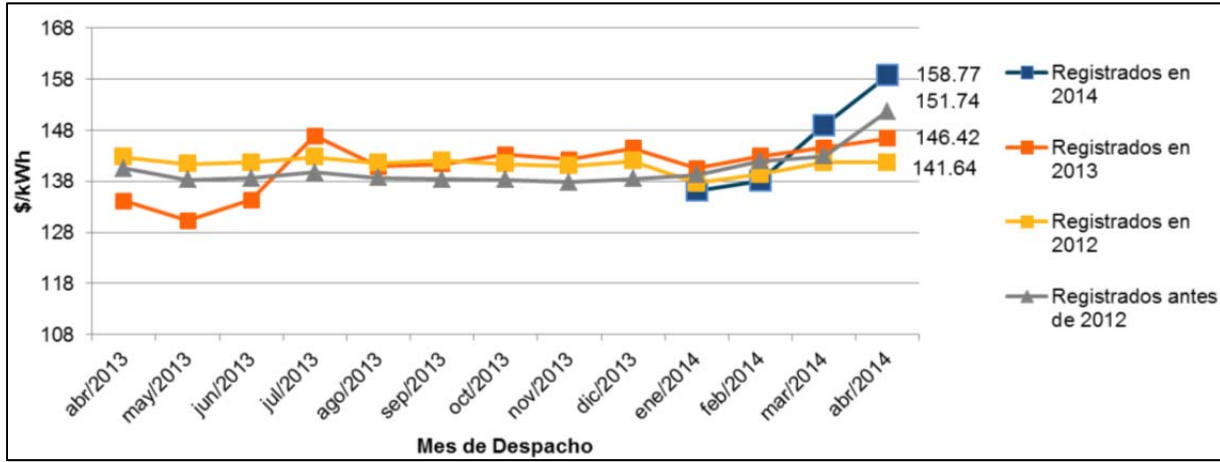
**Figura 2-7 Precio de bolsa y precio contratos mercado regulado y no regulado**



Fuente: XM

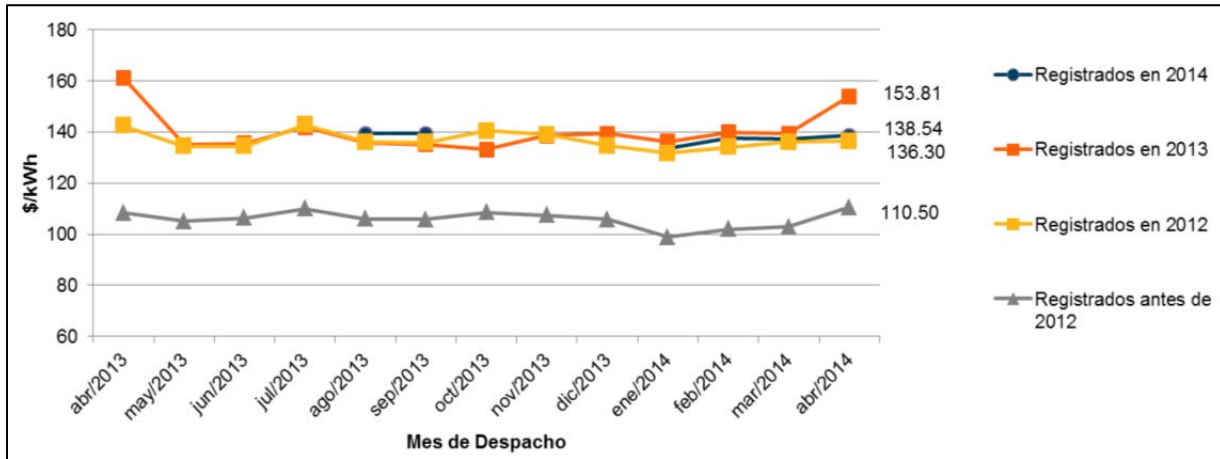
En la Figura 2-8 se presenta los precios promedio de los contratos destinados a atender el mercado regulado por año de registro. Se observa que los contratos que fueron despachados en abril de 2014 y registrados en diferente momento, presentan una diferencia de precios aproximada de cinco pesos por kilovatio hora. Y en la Figura 2-9 se presenta los precios promedio de los contratos destinados a atender el mercado diferente al regulado por año de registro, los cuales incluyen las compras realizadas por comercializadores y generadores para atender este mercado.

**Figura 2-8 Precios de contratos del mercado regulado**



Fuente: Informe Mercado, abril de 2014, XM

**Figura 2-9 Precios de contratos del mercado diferente al regulado**



Fuente: Informe Mercado, abril de 2014, XM

## **3. Clasificación de los instrumentos para la mitigación del poder de mercado y experiencia internacional**

En este capítulo se presenta la revisión de los diferentes instrumentos o estrategias empleadas en diferentes países para la mitigación del poder de mercado en los mercados de electricidad. En la revisión y análisis se incluyen Gran Bretaña, los Estados Unidos, Nord Pool y Australia.

Para el análisis se emplea la clasificación propuesta por (WILLEMS, 2006) para las herramientas de mitigación del poder de mercado y se ubica Colombia en términos de esta clasificación.

### **3.1 Clasificación de las estrategias o instrumentos para la mitigación del poder de mercado**

Las herramientas de mitigación del poder de mercado pueden clasificarse como legales o económicas. En el primer caso se tienen las reglas ante fusiones o integraciones, la regulación del mercado, estas dos de aplicación *ex ante*, y la regulación *ex post* del mercado, y en el segundo caso se tienen instrumentos estructurales y de comportamiento.

#### **3.1.1 Herramientas legales**

Las reglas ante fusiones o integraciones tienen como propósito prohibir o limitar las fusiones entre agentes o en un sentido más amplio, el control de un agente sobre otro de tal manera que ningún agente cuente con una participación significativa en el mercado. En caso que se presente la fusión, el marco jurídico exige que se realicen ajustes hasta retomar los niveles de competencia preexistentes. La principal ventaja es que el marco

jurídico le exige a la empresa que demuestre que no afecta la competencia, asignando la carga de la prueba a la empresa y no al regulador, mitigando la asimetría de información que en general se presenta en estos casos. Por otro lado, la desventaja que tiene este instrumento es que mantiene el *statu quo* en el mercado.

Por otro lado, la regulación *ex ante* del mercado busca definir un conjunto de reglas de comportamiento de los agentes del mercado, siendo las reglas parte del diseño del mercado. La regulación en este sentido establece la prohibición de ejercer el abuso del poder de mercado, las conductas que tipifican este comportamiento, indicadores empleados, entre otros elementos. Típicamente este tipo de reglas son más expeditas que el marco jurídico ante fusiones, requieren en general una menor cantidad de pruebas, pero conlleva una mayor incertidumbre para el regulador debido a la asimetría de información existente. Para mitigar el problema anterior, normalmente la regulación *ex ante* es acompañada de la supervisión del comportamiento de los agentes por medio de índices.

Finalmente, estas reglas de participación pueden llevar a reducir la competencia en el mercado ya que generan incentivos para que los agentes se limiten a cumplir las reglas y no busquen aumentar su participación en el mercado.

Por su parte, la regulación *ex post* del mercado está orientada a sancionar el abuso de posición dominante identificado durante el análisis *ex post* del mercado de acuerdo con reglas predefinidas. En esta situación, se requiere un esfuerzo importante para demostrar el comportamiento del agente y en general, estas discusiones se realizan en el marco de un proceso judicial o fuera de los mecanismos definidos en el mercado, es por ello, que se resuelven varios años después que la transferencia entre los consumidores y los agentes sea realizado. Al respecto, la experiencia internacional muestra que no son muy efectivos por los tiempos que toman.

Adicionalmente, (WILLEMS, 2006) indica que la observación de comportamientos anormales en el mercado puede ser insuficiente para atribuirlos al comportamiento de abusos de poder de mercado, sino estar asociados a fallas en el diseño de la estructura del mercado.

### 3.1.2 Herramientas económicas

La segunda clasificación de los instrumentos para mitigar el abuso del poder de mercado, corresponde a las herramientas económicas, dentro de las que se tienen los instrumentos estructurales y los de comportamiento.

Los instrumentos estructurales son empleados cuando se tienen problemas de este tipo en el mercado, por ejemplo, cuando un agente tiene una participación en el mercado superior al 70% y se le solicita una desinversión de activos o cuando se establece la desintegración vertical de algún agente en el mercado en pro de la competencia.

Por otra parte, los instrumentos de comportamiento se refieren a regulación asociada con las reglas de comportamiento de los diferentes agentes en el mercado. Cuando estos instrumentos son usados para solucionar problemas estructurales requieren una supervisión permanente que puede llegar a ser muy costoso, probar el incumplimiento es difícil y además puede distorsionar el mercado y generar ineficiencias. En general, el uso de este tipo de instrumentos es justificado cuando se presentan abusos de poder de mercado temporales o localizados, por ejemplo, periodos de muy altas demandas pico de energía requieren que generadores particulares operen para evitar la desatención de la demanda, creando incentivos a aumentar los precios, sin que estos tengan una gran participación en el mercado.

La situación descrita anteriormente no puede ser solucionada con herramientas estructurales, sino que se requieren reglas de comportamiento. (WILLEMS, 2006) propone clasificar las reglas de comportamiento en regulación del mercado de corto plazo, de contratos y supervisión.

La regulación del mercado de corto plazo consiste en establecer reglas para las decisiones de los agentes, por ejemplo, definir los precios de oferta o cantidades producidas. Las reglas son dependientes del tiempo, muy detalladas y pueden tomar forma de techos a las ofertas o a los precios del mercado.

Los techos son definidos administrativamente por el regulador a partir de costos auditados a las empresas o de información histórica y en general, estas herramientas

tienden a destruir tanto los incentivos de los generadores como de consumidores para la eficiencia. Los techos en los precios evitan que se refleje en los precios del mercado las condiciones de escases, mientras que los techos en las ofertas pueden llevar a que se retenga capacidad de generación, por lo que normalmente se emplea con reglas que eviten este comportamiento.

En el caso de la regulación de contratos, el regulador no micro-gestiona las decisiones de producción, sino que busca dar incentivos para mitigar el abuso de poder de mercado mediante la firma de contratos de supervisión con los generadores o la supervisión de los contratos firmados entre los generadores y los comercializadores.

Ejemplos de estos contratos pueden ser los contratos forward, los contratos de opciones o los empleados en las plantas virtuales de energía (VPP, sigla en inglés del *Virtual Power Plants*). En particular, las VPP son un mecanismo de cesión temporal de capacidad de generación a plazo, no hay transferencia de la propiedad, en el que se subastan opciones de compra (call) de energía; en general este tipo de subastas son impuestas por el regulador para fomentar la competencia en el mercado y resolver problemas de concentraciones entre empresas o el abuso de poder de mercado. A continuación se presentan las ventajas y desventajas de disponer de contratos como mecanismo de mitigación.

#### Ventajas:

- Confiere seguridad legal a las partes: durante la duración del contrato las partes tienen conocimiento y seguridad de las condiciones de suministro de la energía.
- Obligan al regulador a adoptar una estrategia definida: Limitan al regulador evitando las decisiones oportunistas.
- Su integración con los contratos no regulados es más fácil.
- Reflejan el costo de la regulación establecida: frente a los techos en precios u ofertas en donde no es observable directamente el costo de las reglas establecidas.

#### Desventajas:



- Se puede presentar riesgos al determinar de forma inadecuada las buenas prácticas de contratación que deben seguir las empresas.
- Deben quedar muy bien definidos por parte del regulador, los sistemas de información que se requieran para que los agentes tomen decisiones, incluidos dentro de los agentes a las autoridades de control que deberían tipificar las malas prácticas y reglamentar su penalización.
- Probablemente, se requiere un estudio adicional para determinar si algunos procesos de contratación (tipo MOR en Colombia) se centralicen en una entidad.
- Es indispensable realizar un análisis jurídico que concilie la libertad de contratación, establecida en la Ley 143 de 1994 para el caso colombiano, frente algún grado de intervención que requiera realizar el regulador en el tema de los contratos.

Con respecto a la estrategia de supervisión, el regulador no establece reglas particulares sobre el comportamiento de los agentes o la estructura del mercado, sino que se limita a aquellas que se consideran estándar y su papel pasa al de supervisar el mercado. En este rol, el regulador no se limita a la recolección de información, sino que también establece índices, mercados relevantes, jugadores, entre otros. (WILLEMS, 2006) señala que la combinación de instrumentos económicos y legales más factible para la mitigación de mercados es la siguiente:

**Tabla 3-1 Aplicabilidad de los instrumentos legales y económicos para la mitigación del poder de mercado**

		Instrumentos económicos			
		Estructura	Conducta		
			Regulación del mercado spot	Regulación de contratos	Supervisión
Instrumentos legales	Reglas ante fusiones - ex ante	X		X	
	Regulación ex ante del mercado		X	X	
	Regulación ex post del mercado	X <sup>a</sup>		X <sup>a</sup>	X

(a) La regulación ex post utiliza la supervisión para definir reglas que los generadores deben seguir. Si las reglas son rotas, entonces otro tipo de medidas como las estructurales o la regulación de contratos pueden ser empleadas.

A continuación, se presenta un resumen de los instrumentos legales y económicos empleados en el sector eléctrico colombiano, a la luz de la clasificación propuesta por (WILLEMS, 2006) para mitigar el poder de mercado:

**Tabla 3-2 Aplicabilidad en Colombia de los instrumentos legales y económicos para la mitigación del poder de mercado**

Herramientas Legales	
Reglas ante fusiones o integraciones	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El Art. 74 de la Ley 143 de 1994 dispuso que las empresas que se constituyan después de la entrada en vigencia de esta Ley, con el objeto de prestar servicio público de electricidad y que hagan parte del sistema interconectado nacional no podrán tener más de una de las actividades relacionadas con el mismo, a excepción de la comercialización que se puede realizar en forma combinada con la actividad de generación y distribución.</li> <li>• La CREG conforme con sus facultades, estableció los límites de participación de cada una de las actividades, como se mencionó anteriormente. (GARCÍA &amp; ARBELÁEZ, 2002), analiza de forma teórica e inicial el papel de los contratos para mitigar el poder de mercado ante fusiones o integraciones en el mercado eléctrico colombiano<sup>3</sup>.</li> </ul>
Regulación ex ante del mercado	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En la Constitución Nacional de 1991, Leyes 142 y 143 de 1994 y Ley 1340 de 2009, establecen la prohibición de ejercer el abuso del poder de mercado y dan los lineamientos para que se regulen este aspecto.</li> <li>• CREG ha establecido el índice IHH para calcular las participaciones en la actividad de generación eléctrica y la concentración del mercado.</li> <li>• CREG en el Documento 118 de 2010 presentó una propuesta para el cálculo del índice de oferta residual con el objetivo de identificar agentes pivotaes en el mercado de energía mayorista.</li> </ul>
Regulación ex post del mercado	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CREG mediante la Circular 005 de 2014 presentó una metodología ex post basada en la demanda residual, muestra cómo es posible identificar condiciones en las cuales un agente ha podido ser pivotal o su impacto en la formación de precios en el mercado.</li> <li>• Ejercicio realizado por el CSMEM el cual analiza los aspectos más importantes</li> </ul>

<sup>3</sup> Para la simulación emplean un modelo de competencia de Cournot dinámico y una solución del mismo mediante un tanteo Walrasiano (tatonnement), el modelo es sensible al agente que empieza en la simulación y a los supuestos sobre los caudales y cantidades de agua almacenada. Sin embargo, el modelo ilustra el efecto del nivel de contratación en los resultados de la fusión de agentes y como al tener un mayor nivel de contratación el aumento en los precios por el posible abuso de posición dominante disminuye.

	<p>que inciden en el comportamiento del mercado de energía mayorista.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Multas y sanciones interpuestas por la SIC en desarrollo de su función de autoridad nacional de protección de la competencia.</li> </ul>
<b>Herramientas Económicas</b>	
Instrumentos Estructurales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desintegración vertical de las ESP constituidas con posterioridad a la vigencia de las Leyes 142 y 143 de 1994. Las que se encontraban integradas verticalmente antes de estas Leyes se les permitió continuar desarrollando múltiples actividades pero con contabilidades separadas.</li> <li>• Según la normatividad vigente son excluyentes las actividades de generación–transmisión, generación–distribución, transmisión–distribución y transmisión–comercialización.</li> <li>• Por la normatividad establecida desde la Ley, la regulación de la CREG y control por parte de la SSPD y la SIC, actualmente se cumplen con los porcentajes establecidos de participación en el mercado. No obstante, los mismos deben ser cuidadosamente vigilados dado las recientes adquisiciones de empresas del sector.</li> </ul>
Instrumentos de Comportamiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En Colombia la intervención a los precios de oferta de los agentes no es una medida que sea necesaria en las condiciones actuales del MEM.</li> <li>• En particular, se considera que la SIC debe recibir retroalimentación de los hallazgos y análisis adelantados por el CSMEM, dado que esta entidad es la única autoridad nacional de protección de la competencia y por tanto la única que puede imponer sanciones u otro tipo de castigo.</li> <li>• Como se expone en el Capítulo 4 de este Trabajo Final, se propone la implementación de contratos como un mecanismo para mitigar el poder de mercado en el corto plazo.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

### 3.2 Experiencia internacional

En la revisión de la experiencia internacional se incluyeron Gran Bretaña, Estados Unidos, Nord Pool y Australia. Cada uno de estos países usa un enfoque diferente para la mitigación del poder de mercado en los mercados eléctricos y cuya clasificación es acorde con la presentada por (WILLEMS, 2006).

El regulador inglés (OFGEM) se ha inclinado más por medidas estructurales ante los abusos del poder de mercado que se han presentado, recientemente ha buscado la aplicación de techos en las ofertas de los agentes, sin embargo las propuestas no se han

desarrollado y actualmente OFGEM se encuentra implementado el reglamento sobre la integridad y transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT), regulación establecida por la Unión Europea.

El caso de Nordpool es similar al inglés, en donde se tiene preferencia por las medidas estructurales para fortalecer la competencia y mitigar el poder de mercado. También se encuentra implementando el REMIT.

Por otro lado, los mercados de energía en los Estados Unidos muestran una preferencia por la definición de precios techo a las ofertas de los agentes generadores como consecuencia de la no aprobación de las pruebas de conducta e impacto. Los criterios de aplicación de estas pruebas para los mercados de Nueva York, California, Nueva Inglaterra, Medioeste y PJM se presentan más adelante.

En el caso de Australia, la estrategia es la definición de precio techo en el mercado y de la remuneración de los agentes con precios de referencia, en caso que el techo sea superado.

### **3.2.1 Gran Bretaña**

La estructura del mercado inglés nació con niveles de concentración muy altos como consecuencia del proceso de privatización del sector. El gobierno pretendía vender las plantas de tecnología nuclear en un paquete con las de tecnología de carbón y otras convencionales, sin embargo, esto no fue posible y al iniciar la década del 90 la operación del pool para venta de energía inició con tres grandes jugadores National Power, PowerGen y NE.

Durante el periodo de vigencia del pool (1990 a 2001), el regulador OFGEM adelantó varias investigaciones ante la preocupación de que los agentes aumentaran el precio marginal del sistema pagado a todos los generadores. En la mayoría de las investigaciones se concluyó que se había presentado abuso de poder de mercado principalmente por los dos más grandes agentes del mercado, PowerGen y National Power.

Como consecuencia de las investigaciones, en 1996 los agentes debieron vender una porción significativa de activos de generación (6.000 MW) con el propósito de aumentar la competencia del mercado y en 1998, dentro de las condiciones de compra de activos de distribución, nuevamente debieron vender otra porción de 6.000 MW.

En 1998, OFGEM concluye que el pool debe ser abolido debido a que ajustar las reglas de operación era difícil, las reglas de formación del precio eran extremadamente complejas, y tal complicación permitía a los generadores aumentar sus ingresos incrementando el precio en condiciones de alta demanda. Finalmente, la preferencias de los generadores por precios altos no dependencia de la existencia del pool (GREEN, 2006).

El nuevo mecanismo empleado fue el *New Electricity Trading Agreements, NETA*, el cual consiste en un mercado de contratos forward y otro de futuros con diferentes momentos de negociación cerca al momento de entrega y un mecanismo de balance con su propio mercado. Esta nueva estructura ha conducido a mitigar el abuso de poder de mercado y beneficiado a los usuarios mediante menores tarifas finales, de acuerdo con los análisis de OFGEM.

En paralelo con los estudios para el desarrollo del NETA, las licencias concedidas a los generadores fueron modificadas con el propósito de establecer la prohibición de abusar del poder de mercado y de establecer criterios para considerar su infracción. Los tres criterios fueron: i) el generador tiene en un periodo relevante de tiempo un alto poder de mercado, ii) el generador ha abusado del poder de mercado y iii) hay evidencia que se ha causado daño a los consumidores o a la competencia. Los seis principales agentes aceptaron la inclusión de la cláusula en sus licencias.

Sin embargo, las clausulas fueron removidas debido al fallo de la Comisión de Competencia ante la demanda interpuesta por dos agentes generadores minoritarios quienes la consideraban innecesaria.

Con posterioridad a la implementación del NETA, las preocupaciones de OFGEM sobre el abuso del poder de mercado disminuyeron hasta el 2008, cuando adelantó una

investigación preliminar contra Scottish Power (SP) y Scottish & Southern Energy (SSE), sin embargo esta fue cerrada un año después.

En 2009, OFGEM publicó para consulta la propuesta para la implementación de diferentes herramientas para la mitigación del poder de mercados debido a que las restricciones en la red de transmisión aumentaron, la disponibilidad de las redes debido a mantenimientos ha disminuido, el aumento de las plantas de generación con fuentes renovables que desplazan recursos y la legislación ambiental que impide que ciertas plantas operen.

Las propuestas viables consideradas por OFGEM consistieron, por un parte en la modificación de las licencias en el sentido de las implementadas en 1999, incluyendo la capacidad de OFGEM de imponer multas si se encuentra, después de una investigación ex post, que los agentes abusan del poder de mercado.

Una segundo mecanismo propuesto fue el establece un techo a las ofertas, sería ex ante y analizaría periodos de tiempo y regiones donde sea posible el abuso del poder de mercado, para luego emplear un techo en las ofertas<sup>4</sup>. El techo se estimaría a partir un análisis de comparación de los costos de producción, un precio marginal o un promedio de las ofertas en el mercado de balance cuando el generador no fue pivotal.

Una tercera propuesta para identificar el abuso de poder de mercado es la prueba de conducta e impacto, en donde se compara cada oferta con un nivel de referencia que se acerca a un valor competitivo, en caso que falle la prueba de conducta se realiza la de impacto, en la cual se emplea el valor ofertado que está siendo analizado y se evalúa el aumento que este ocasiona sobre el precio del mercado. En caso que el aumento supere un valor de referencia se considera que falla la prueba de impacto. Con los dos resultados negativos, el operador del mercado reemplaza la oferta con un valor de referencia que se considera se aproxima a un valor competitivo. Este tipo de herramientas es típico en los mercados eléctricos de Estados Unidos.

---

<sup>4</sup> Este mecanismo tiene un riesgo y es la posibilidad de que no sea lo suficientemente flexible para manejar todas las conductas que se puedan presentar.

Otra estrategia propuesta es la desinversión de los agentes en activos de generación, si bien el índice IHH se encuentra alrededor de 1000, se presenta una alta concentración de agentes en algunas regiones con valores cercanos a 3300 y en donde sus plantas prestan el servicio de balance a National Grid (transportador). Las opciones consideradas por OFGEM son la desinversión física de los activos o virtual (VPP), sin embargo el principal limitante es que estas acciones requieren de la intervención de la Comisión de Competencia, quien no necesariamente se inclinaría por este curso de acción.

En 2013, OFGEM publicó una carta abierta señalando el estado de implementación del reglamento de la Unión Europea sobre la integridad y transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT), Reglamento EU 1227 de 2011, el cual tiene como propósito prohibir las prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de la energía, en consonancia con las normas aplicables a los mercados financieros y con el funcionamiento adecuado de dichos mercados mayoristas de la energía, teniendo en cuenta sus características específicas.

El REMIT establece un marco de aplicación general en la Unión Europea, en el cual se define el abuso de poder de mercado en los mercados mayoristas de energía como la manipulación de mercado, intento de manipulación del mercado y uso de información privilegiada. Así mismo, el REMIT introduce prohibiciones explícitas en el abuso del mercado, demanda la revelación de información de forma periódica y efectiva para los participantes del mercado, establece un nuevo marco para la supervisión de los mercados mayoristas de energía para detectar e impedir la manipulación del mercado y el uso de información privilegiada incluyendo la obligación de reportar transacciones sospechosas y fortalece a los organismos nacionales de regulación mediante la asignación de funciones de investigación y sanción.

La experiencia presentada del Reino Unido es importante por cuanto fue éste quien inició el proceso de privatización del sector eléctrico y a lo largo de los 30 años de desarrollo ha empleado diferentes estrategias de mitigación de poder de mercado. En resumen, las siguientes:

- Instrumento legal de regulación ex post del mercado, que conduce a la desinversión en activos de generación para aquellos generadores con mayor participación.
- Supervisión permanente del desempeño del mercado para identificar comportamientos no deseados.
- Rediseño de la estructura del mercado.
- Modificación de los contratos de licencia de los agentes participantes.
- Regulación ex ante del mercado buscando la mitigación del poder de mercado en el mercado spot.

### **3.2.2 Mercados de energía en los Estados Unidos (Helman, 2006)**

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), tiene la obligación de supervisar y mitigar el abuso del poder de mercado en los mercados mayoristas de energía en los Estados Unidos. La regulación de FERC se enfoca principalmente en los conceptos previos que se emiten antes de las integraciones o fusiones de agentes y en el desarrollo de herramientas para supervisar los mercados y mitigar las ofertas asociadas con abuso del poder de mercado en los mercados diarios, horarios e intrahorarios.

En Estados Unidos se tienen dos tipos de mercados: transacciones en el mercado spot y el de contratos bilaterales.

Posterior a las transformaciones del sector energético en los 90, la FERC ha detectado mercados regionales con algún grado de poder de mercado, el cual se incrementa con las restricciones que se tienen en la red de transmisión, la inelasticidad de la demanda de energía en el corto plazo, entre otros factores.

La facultad para ordenar la desinversión de activos en Estados Unidos no es tan clara, por lo que la regulación de FERC se enfoca en otras medidas estructurales, como los incentivos para la respuesta de la demanda, en la inversión en infraestructura de transmisión para mitigar las restricciones y en las reglas de comportamiento. Los principios de FERC para establecer las reglas son que estas no afecten las señales de eficiencia económica en el corto y largo plazo y en que sus beneficios superen sus costos.



Las principales estrategias de FERC para la mitigación del poder de mercado son las siguientes:

- Autorización de tarifas basadas en el mercado: esta autorización es requerida por generadores que buscan vender en a precio del mercado en mercados específicos. Los generadores deben demostrar que no tienen poder de mercado, no crean restricciones en las redes de transmisión, barreras de entrada o tienen el potencial para abusar del mercado. Es asignada por un periodo de tres años y al finalizar el plazo debe ser renovada.
- Autorización de fusiones o adquisiciones: la autorización requiere el análisis del poder de mercado y los niveles de concentración del mercado después de la posible fusión aplicando guías similares a las definidas por el Departamento de Justicia o la Comisión Federal de Comercio.
- Aprobación de reglas de supervisión del mercado y de mitigación del poder de mercado en los sistemas de transmisión regionales (RTO) y en los sistemas de operación independiente (ISO). FERC aprueba las reglas para la supervisión y la mitigación del poder de mercado, que en general incluyen reglas para la retención de generación y el aumento de precios. Algunas de las reglas<sup>5</sup> aprobadas por FERC se presentan a continuación:

**Tabla 3-3 Reglas para la supervisión y mitigación del poder de mercado en los ISO y RTO (Aprobados por FERC)**

ISO/ RTO Market	Rules inside load pockets		Rules outside load pockets		
	Offer Caps	Triggering condition for offer screening	Offer price conduct test	Market price impact test	Offer mitigation
<b>New York</b>	RP+8760 X average price in RTM over prior 12 months X	LMPs>= \$150/MWh; All suppliers	Lower of 300% increase or an increase of \$100/MWh over	LMP increases by 200% or \$100/MWh	Market RP

<sup>5</sup> La aplicación de la revisión de las ofertas tiene como criterios: Minimizar las distorsiones en el mercado, minimizar el error del regulador (identifica el ejercicio de poder de mercado cuando no ocurre o viceversa), transparencia, sencillas, robustas, estables y administrativamente sencillas de aplicar.

ISO/ RTO Market	Rules inside load pockets	Rules outside load pockets			
	Offer Caps	Triggering condition for offer screening	Offer price conduct test	Market price impact test	Offer mitigation
	(2%/total constrained hours over prior 12 months)		reference price		
<b>New England</b>	Net annual fixed cost/ expected run hours	Supplier is pivotal	Lower of 50% increase or an increase of \$250/MWh.	LMP increases by 200% or \$100/MWh	Market RP
<b>Midwest</b>	Net annual fixed cost of a new peaker/total constrained hours over prior 12 months	Binding transmission constraint and suppliers with threshold generator shift factor on that constraint	Lower of 300% increase or an increase of \$100/MWh	LMP increases by 200% or \$100/MWh	Market RP
<b>Califor- nia</b>	Currently managed through RMR contracts; lower of \$50/MWh or 200% greater than the MCP	MCP must be $\geq$ \$91,87/MWh	Lower of 200% increase or an increase of \$100/MWh	Lower of a \$50/MWh or 200% increase in the MCP compared with a reference MCP in which all bids failing the conduct test are replaced	Market RP
<b>PGM</b>	OOM generators capped at marginal cost plus 10%	No mitigation of in- merit generation; OOM generators capped at marginal cost plus 10%			

Abbreviations: Out-of-merit (OOM); Market clearing price (MCP); Reference price (RP)

Fuente: Tomado de (HELMAN, 2006)

- Supervisión e investigación de incidentes: Uno de los casos más relevantes que investigó FERC corresponde al aumento de precios en el mercado de California durante el 2000-2001. Estas investigaciones demostraron que se presentó abuso del poder de mercado en la forma de reducción de la capacidad de generación y en la disponibilidad de las redes de transmisión para generar restricciones. Como consecuencia de las investigaciones FERC estableció seis reglas de comportamiento para mitigar el abuso del poder de mercado, las cuales requieren que:
  - I. Los vendedores operen y programen sus plantas de generación, realicen el mantenimiento y declaren los cortes de suministro y ofrezcan el suministro de energía en tal forma que se cumplan con las reglas y la regulación aprobada por FERC para el mercado de energía.
  - II. Los vendedores no manipulen los precios del mercado, condiciones o reglas a través de un comportamiento no tiene un comercial legítimo.
  - III. Los vendedores provean completa, precisa y actualizada a la Comisión, los supervisores del mercado, ISO, RTO u otras entidades similares.
  - IV. Los vendedores que proveen información a los compiladores de índices de precios de electricidad y gas sigan los requerimientos del estándar posterior.
  - V. Los vendedores mantengan por tres años la información y datos a partir de los cuales estos facturan los precios cobrados en virtud de un tarifa de FERC y los precios reportados a los compiladores de índices de precios publicados.
  - VI. Los vendedores no se les permite violar los códigos de conducta relevantes de FERC.

Adicionalmente, FERC estableció una oficina de supervisión e investigación del mercado dedicada al monitoreo y aplicación de la regulación

Uno de los elementos más relevantes de las estrategias de mitigación del poder de mercado en los Estados Unidos, es el uso de las pruebas de conducta y la consecuente aplicación de techos a las ofertas presentadas por los generadores, a diferencia de lo realizado por OFGEM quien se ha concentrado en la supervisión y la posterior sanción.

Es importante mencionar que OFGEM ha mostrado su interés en la aplicación de este tipo de reglas (OFGEM, 2009) sin embargo no se han aplicado.

### **3.2.3 Nordpool**

Es un mercado voluntario que cubre Noruega, Dinamarca, Suecia, Finlandia, Estonia, Letonia y Lituania y ofrece un mercado diario e intradiarios de energía donde se transa cerca del 70% de la energía consumida en estos países. La producción es principalmente hidroeléctrica.

Inicialmente la supervisión del mercado fue realizada por cada uno de los organismos reguladores de los países miembros y posteriormente (2000) fue fortalecida mediante la creación de un departamento independiente en Nord Pool para la supervisión del mercado spot. El principal objetivo del departamento es supervisar las transacciones y formación de precio en los mercados físicos y financieros para asegurar que estas actividades cumplen con la legislación Noruega y las reglas de conducta de Nordpool.

Actualmente las reglas de conducta de Nordpool se encuentran en concordancia con los requerimientos del REMIT (NORDPOOL, 2014) e incluye requisitos para la publicación de información, el uso inapropiado de información interna, manipulación del mercado, requerimientos de reporte de información y acciones disciplinarias.

En Nordpool se prefiere los enfoques que enfatizan las soluciones estructurales antes que la regulación del comportamiento de los agentes en el mercado. Las medidas estructurales abarcan la integración con otros mercados y la reducción de las barreras de entrada a nuevos agentes. Adicionalmente, mediante la supervisión del mercado se observa el ejercicio del abuso de poder de mercado y Nordpool puede en caso que lo considere necesario aplicar multas.

Otras medidas estructurales empleadas por Nordpool para mitigar el abuso del poder de mercado son: la expansión del sistema de transmisión, la eliminación de tarifas de transmisión entre fronteras y la aplicación de normas homogéneas en todos los países que hacen parte del mercado. Adicionalmente, emplea un enfoque ex post para la

mitigación del poder de mercado mediante la supervisión del mercado, la investigación de comportamientos anticompetitivos y las sanciones.

### **3.2.4 Australia**

El National Electricity Market (NEM) sirve todo el territorio australiano salvo por el occidente de Australia y los territorios del norte, es un mercado obligatorio y centralizado de únicamente energía.

La mitigación del poder de mercado en Australia parte de la Ley de prácticas del comercio en donde se provee protección a los consumidores, se previene prácticas restrictivas de la competencia y en particular se prohíbe el abuso del poder de mercado usado con el propósito de eliminar o dañar un competidor real o potencial, evitar el ingreso de una persona al mercado, o para disuadir o impedir que una persona inicie una conducta competitiva.

El NEM emplea dos mecanismos para la mitigación del poder de mercado, el primero corresponde a un techo en el precio del mercado y el segundo una intervención por parte del administrador si las reservas de generación se encuentran por debajo de los estándares de confiabilidad. Adicionalmente, se cuenta con la revelación de información sobre ofertas, programación de generación y la producción de energía como medidas para aumentar la competencia y transparencia del mercado.

Para el 2007, el valor de techo del mercado corresponde al valor de pérdida de carga e igual 7.750 USD /MWh, el cual es aplicado en cualquier hora del día. También se tiene un techo acumulativo para un periodo de 7 días de operación continuos con un valor de 115.000 USD / MWh. En caso que se superen estos techos el administrador de mercado emplea valores de referencia para remunerar la energía entregada por los generadores.



## **4. Propuesta de mitigación de poder de mercado para el mercado spot colombiano**

De acuerdo con los análisis expuestos en los anteriores Capítulos en el cual dadas las características técnicas inherentes de los mercados de electricidad, en particular la imposibilidad de almacenamiento de la energía eléctrica y la baja elasticidad de la demanda en el corto plazo, características económicas como la concentración horizontal del mercado, barreras de entrada, entre otros aspectos, hacen que el abuso del poder de mercado sea atractivo para los agentes generadores.

En este sentido se han implementado medidas por parte de los reguladores del mercado eléctrico para mitigar este abuso, como la atomización de las empresas forzando a la venta de activos de generación hasta un cierto límite (cuotas en el mercado), facilitando la entrada de nuevos productores, promoviendo la construcción de interconexiones internacionales, monitorio constante del mercado, entre otras.

Estos “remedios” han dado resultados en la eficiencia de la política de competencia en el sector, sin embargo no han sido profundas en resolver inconvenientes como la inestabilidad en el regulación que busca ajustarse ante situaciones adversas de posición dominante y que en muchos casos hacen más complicada la operación de las empresas pequeñas favoreciendo a las grandes el cual era lo que se evitaba inicialmente; demostración ante una entidad jurídica para imponer las sanciones necesarias y más aún cuando estos abusos en el mercado eléctrico solo se presentan durante cortos períodos de demanda pico pero que tienen grandes efectos económicos; y una posible destrucción de los incentivos de los productores obstaculizando el desarrollo del mercado.

En el presente Trabajo Final, se considera necesario introducir regulación ex ante y complementaria a otras reglas generales de la competencia que permitan hacer frente al

poder de mercado en la actividad de generación. Se proponen disponer de contratos de energía con el fin de reducir los incentivos de los generadores a ejercer el poder de mercado en el mercado spot y que el mismo sea empleado en el mercado colombiano. Como se mencionó en el Capítulo 3, este tipo de regulación tienen las siguientes ventajas (WILLEMS & DE CORTE, 2008):

- Reduce el poder de mercado y complementa las normas de competencia vigentes.
- No destruye los incentivos económicos para las decisiones de producción e inversiones, a diferencia de reglas de intervención directa del mercado como la limitación de precios.
- Beneficios adicionales al aumentar la seguridad del suministro de la red eléctrica.

Una aplicación de los contratos de energía como mecanismo para mitigar el poder de mercado se encuentra en (CHANG, 2007), en donde el regulador de Singapur ante la alta concentración del mercado de energía<sup>6</sup>, estableció la obligación para los agentes generadores de contratar el 65% de su energía, la restante es transada en el mercado spot. Con lo anterior se logró que los precios del mercado se acercaran, de acuerdo al regulador, a valores eficientes y condujeran a una reducción del 9% de las tarifas finales a los usuarios. Un elemento importante, mencionado por (CHANG, 2007) es si el porcentaje de contratación definido por el regulador afecta la capacidad de recuperar los costos a los agentes generadores ante cambios no previstos en los combustibles.

## 4.1 Consideraciones generales

A continuación se presentan un resumen de las transacciones efectuadas en el mercado de contratos de Colombia, durante el mes de marzo de 2014.

En la Figura 4-1 se presenta el precio promedio ponderado diario y las cantidades en GWh de la energía transada mediante contratos de largo plazo entre agentes del mercado mayorista de electricidad con destino al mercado regulado. El precio promedio de los contratos para el mes de marzo de 2014 fue de 142,65 \$/kWh y se transó una energía de 2885,23 GWh.

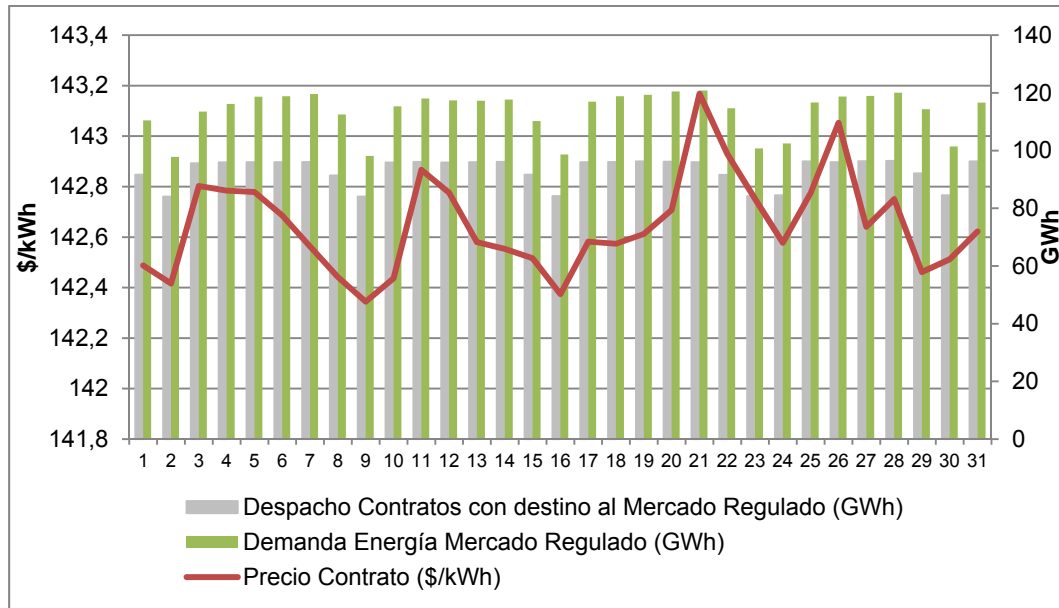
---

<sup>6</sup> Para el año 2004, los tres primeros agentes generadores del mercado eléctrico de Singapur atendían el 90% de la demanda de energía.



Igualmente se presenta la demanda de energía del mercado regulado para el mes de marzo la cual fue de 3521,5 GWh, quedando una demanda de 636,27 GWh expuesta a los precios de la bolsa.

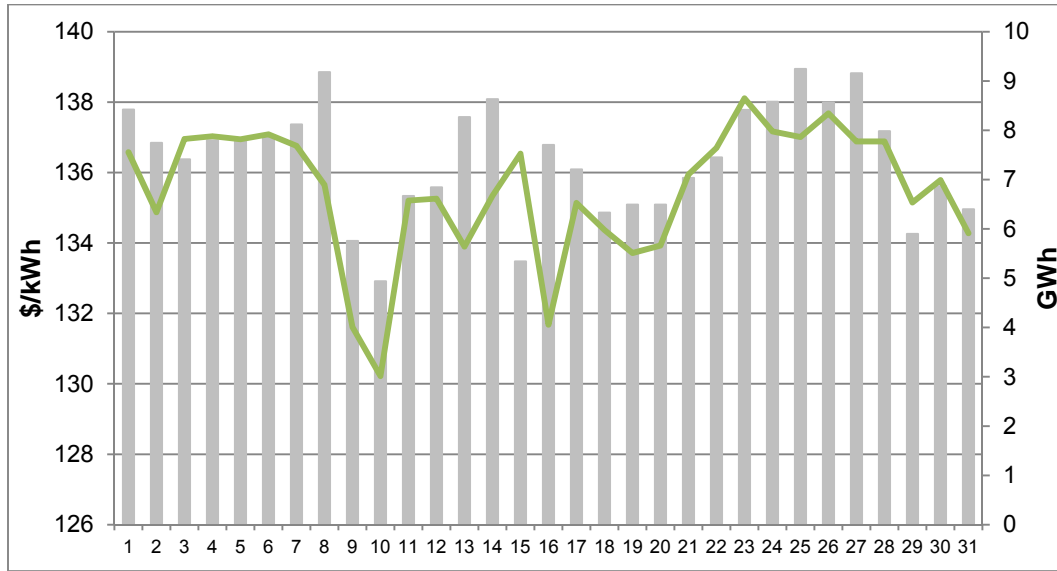
**Figura 4-1 Despacho de contratos con destino al Mercado Regulado**



Fuente: XM

En la Figura 4-2 se presenta el precio promedio ponderado diario y las cantidades en GWh de la energía transada mediante contratos de largo plazo entre generadores de electricidad. El precio promedio de los contratos para el mes de marzo de 2014 fue de 135,72 \$/kWh y se transó una energía de 230,80 GWh.

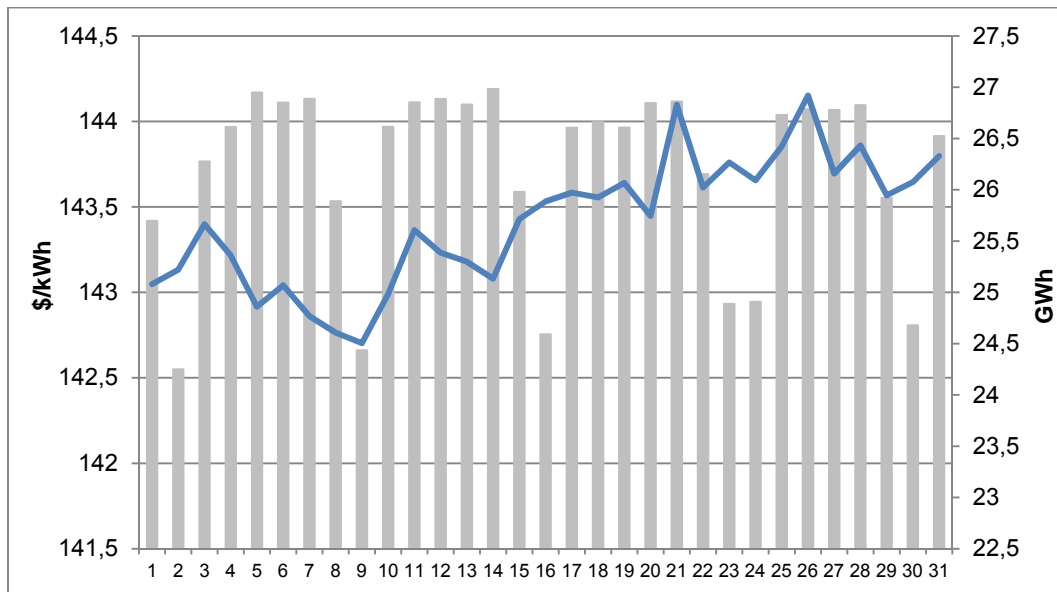
**Figura 4-2 Despacho de contratos entre generadores**



Fuente: XM

En la Figura 4-3 se presenta el precio promedio ponderado diario y las cantidades de energía en GWh de la energía transada mediante contratos de largo plazo entre comercializadores de electricidad. El precio promedio de los contratos para el mes de marzo de 2014 fue de 143,42 \$/kWh y se transó una energía de 812,37 GWh.

**Figura 4-3 Despacho de contratos entre comercializadores**



Fuente: XM

**El mercado spot de la energía en Colombia, soporta las transacciones en el**

**mercado de contratos:** En general en un contrato de energía, la parte vendedora asume el riesgo de los precios de bolsa para las cantidades acordadas y el término pactado en el contrato (volatilidad de los precios del mercado de corto plazo), y la parte compradora asume sobre dichas cantidades y en el término del contrato los precios acordados con el vendedor.

Por lo anterior al asumir el vendedor la volatilidad de los precios del spot, estos contratos son de naturaleza financiera, la entrega física del producto no es responsabilidad del vendedor.

**Análisis del comportamiento de un generador frente a un contrato:** Los contratos de energía a largo plazo no requieren ser vendidos necesariamente por los generadores, de hecho cualquier agente que cumpla los requerimientos para poder comercializar energía adquiere la potestad de vender energía mediante contratos, empleando para ello el respaldo de la bolsa de energía.

Sin embargo cuando los contratos de energía son vendidos por los generadores, estos deberán optimizar el despacho del mismo, considerando las siguientes variables: costo marginal propio, precio de bolsa y precio del contrato.

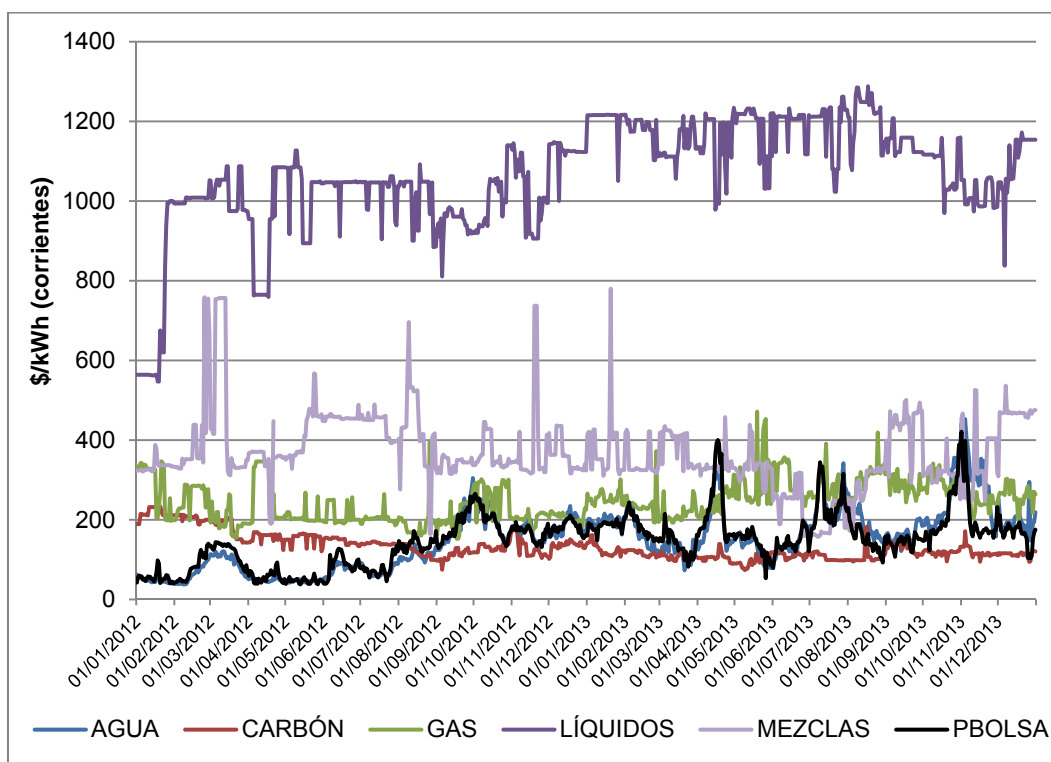
Si el generador tiene la capacidad para fijar el precio en el spot sin que ello represente una amenaza de parte de las autoridades que vigilan y garantizan el derecho a la competencia, el generador preferirá vender en el mercado spot de tal forma que pueda ejercer el poder de mercado y así optimizar su renta.

No obstante si el generador no tiene poder de mercado, al momento de establecer un contrato, el precio del contrato siempre deberá representar para él, al menos, un ingreso equivalente al que podría obtener en el mercado spot en un determinado periodo, por lo menos un periodo que incluye la estación de verano y de invierno. Esto es indispensable para que el generador pueda proyectar sus expectativas futuras de ingreso.

**Ingresos en el mercado spot:** Los ingresos del generador en el mercado spot dependerán de sus costos marginales, es decir el costo que tiene para el generador el proveer una unidad adicional de energía en cada hora. Como se indicó en Capítulos anteriores, el despacho de los recursos en la bolsa spot se hace en orden ascendente de los costos, entonces el costo marginal es el costo variable de la unidad más cara que se encuentra operando para abastecer la demanda en cada momento. Por tanto, toma relevancia la matriz de tecnologías que participan en el mercado spot, dado que se caracterizan por presentar diversos costos variables de generación.

En la siguiente figura se presenta la evolución de los precios de oferta ponderados por disponibilidad y agrupados por tecnología.

**Figura 4-4 Precio de oferta promedio ponderado por disponibilidad (\$/kWh)**



Fuente: XM

**Costos marginales del Sistema:** Los generadores hidráulicos tienen costos marginales más bajos que los térmicos en el invierno y fijan los costos marginales del sistema en

dicho periodo. En el verano los costos marginales del sistema deberán ser al menos iguales a los costos marginales de los generadores térmicos.

**Precio de bolsa y precio de contratos:** El precio de bolsa, si el mercado es competitivo, debe reflejar los costos marginales del sistema. El precio del contrato, como ya se indicó, deberá representar para el generador al menos el equivalente de ingresos en el mercado spot. Si el contrato tiene un precio equivalente al precio promedio de bolsa, el generador no estaría obteniendo un margen, por lo cual el contrato debería tener un precio dado por el precio promedio de la bolsa, para un término de al menos cinco periodos anuales (considerando la posibilidad de que se presente un periodo de escasez extrema o fenómeno del pacifico, referir de la definición más formal posible) más una prima que estará determinada por la volatilidad del mercado.

Se aclara que estos valores deberán estar expresados en términos reales, para realizar las comparaciones debidas.

## **4.2 Contratos como mecanismo de mitigación de poder de mercado**

Una vez vendido un contrato, el generador atenderá directamente dicho contrato cuando su costo marginal está por debajo del precio de bolsa, de lo contrario tendría que comprar en la bolsa a un costo mayor a su costo marginal.

Cuando el precio de bolsa sea inferior a su costo marginal, el generador atenderá el contrato comprando las cantidades contratadas al mercado spot. De lo contrario estaría perdiendo al menos dicha diferencia.

Con esta lógica es claro que el generador, dado que tiene un contrato, buscará comportarse de forma competitiva para optimizar su ingreso, puesto que en estas condiciones disponer de poder de mercado no le significa mayores rentas.

En el siguiente ejemplo, se explica las bondades de disponer de contratos de energía como mecanismo de mitigación del poder de mercado en el sector de energía. A continuación las consideraciones:

- Dos generadores tienen una capacidad instalada de 1000 MW cada uno.
- El Generador 1 tiene 900 MW en contratos de energía a un precio fijo.
- El Generador 2 no tiene ventas en contratos y por tanto vende toda su energía en el mercado spot.

Suponiendo que cada generador hace un retiro de capacidad disponible en 50 MW y logran que el precio del mercado spot se incremente de 100 \$/kWh a 120 \$/kWh, el comportamiento y beneficios de cada agente son:

**Generador 2:** Este generador se beneficia en 20 \$/kWh por los 950 MW vendidos en el mercado spot, por tanto obtiene una renta de \$19 pesos en cada hora ( $0,95 \text{ kW} \times 20 \text{ \$/kWh}$ ).

**Generador 1:** el retener 50 MW no le genera un beneficio extra, porque 900 MW ya están vendidos en contratos a un precio pactado y solo tendría renta sobre los 50 MW vendidos en el mercado spot, es decir su renta adicional sería de \$1 peso en cada hora ( $0,05 \text{ kW} \times 20 \text{ \$/kWh}$ ).

Ahora supongamos que ambos generadores tienen un costo marginal de 30 \$/kWh, el análisis de cada generador sería:

- **Generador 1:** Si no hubiera ejercido poder de mercado, retirando capacidad disponible:
  - Hubiera vendido en el mercado spot:  $0,05 \text{ kW} * 100 \text{ \$/kWh} = 5 \text{ \$/hora}$
  - Su costo de generar esa energía sería de:  $0,05 \text{ kW} * 30 \text{ \$/kWh} = 1,5 \text{ \$/hora}$
  - Luego hubiera ganado  $3,5 \text{ \$/hora}$

No obstante, al ejercer el poder de mercado le representó una pérdida de beneficio de  $(1 - 3,5) \text{ \$/hora} = -2,5 \text{ \$/hora}$ . En conclusión, el beneficio de no ejercer el poder de mercado es mayor que si lo hubiera ejercido.

- **Generador 2:** al igual que el Generador 1, si no hubiera ejercido poder de mercado, retirando capacidad disponible, obtendría un beneficio de  $3,5 \text{ \$/hora}$  y

por tanto su beneficio neto es de  $(19 - 3,5) \text{ \$/hora} = 15,5 \text{ \$/hora}$ . En conclusión, el Generador 2 tiene incentivos a ejercer poder de mercado cuando no tiene firmado contratos de energía.

### **4.3 Determinación del contrato de mitigación de poder de mercado**

El presente Trabajo Final se desarrolla bajo el supuesto de que la existencia del poder de mercado se ha demostrado, y una vez analizado el efecto de un contrato en el comportamiento de un generador, es posible implementar un esquema de contratación orientado a controlar el ejercicio del poder mercado en el mercado spot. No obstante, aún sin el conocimiento de la existencia de poder de mercado, la disposición de contratación actúa como una medida preventiva.

En el caso de requerirse la exigencia de contratación de parte del regulador para mitigar el poder de mercado, resulta necesario definir algunas características del contrato como son: las cantidades a ser contratadas, la duración del contrato y el precio del mismo, para lo cual pueden considerarse diferentes alternativas. No obstante, en el presente Trabajo Final se consideran dos alternativas:

- I. Definición de las características del contrato adoptando un esquema de mercado.
- II. Definición de las características del contrato adoptando un esquema de intervención.

#### **Esquema de mercado:**

En esta alternativa propuesta, será el mismo agente, sobre el cual se aduce poder de mercado, quien debe poner a consideración del regulador un esquema de venta de energía en contratos, para lo cual deberá precisar:

- Cantidades (demanda objetivo)
- Mecanismo de asignación: mecanismo competitivo que asegure la libre competencia de compradores, puede ser a través de una subasta de sobre cerrado, subasta de reloj descendente, u otro tipo.
- Duración de los contratos: la cual deberá incluir al menos un periodo que incluya una estación de verano y una estación de invierno.

- Precio de reserva: es el mínimo precio al cual el generador está dispuesto a vender, en este caso corresponderá al agente documentar al regulador los parámetros empleados para el cálculo del mismo y en ese sentido el regulador podrá solicitar la revisión de los mismos.
- Modalidad contractual: hace referencia al tipo de contrato, es decir, pague lo contratado, pague lo demandado, u otro tipo.
- Tipo de mercado que se va a ser atendido a través del Contrato (mercado regulado o no regulado)
- Garantías: instrumentos a emplear para respaldar las obligaciones.

### **Esquema Intervenido:**

En esta alternativa, será el regulador el que defina los parámetros del contrato, para lo cual puede establecer la metodología que considere más adecuada. De cualquier forma para la determinación de los parámetros podría emplear como referencias:

- Costo marginal del sistema para un periodo histórico determinado.
- Cantidades (demanda objetivo): se propone al menos la energía firme del agente objeto de la medida.
- Indexadores más apropiados del costo marginal del sistema.
- Tasa de descuento: puede ser la de otras actividades reguladas en el sector de energía, ajustada según el riesgo.
- Mecanismo de asignación: mecanismo competitivo que asegure la libre competencia de compradores, se propone una subasta de reloj descendente dado que son más transparentes al poder observar el desempeño de la subasta y las ofertas; adicionalmente los participantes obtienen información a lo largo del proceso y no tienen que adivinar por tanto pueden ajustar sus pujas y aumentar la competitividad.
- Duración de los contratos: la cual deberá incluir al menos un periodo que incluya una estación de verano y una estación de invierno.
- Modalidad contractual: hace referencia al tipo de contrato, es decir, pague lo contratado, pague lo demandado, u otro tipo.



- Tipo de mercado que se va a ser atendido a través del Contrato (mercado regulado o no regulado)
- Garantías: instrumentos a emplear para respaldar las obligaciones, se propone un esquema similar al de la Resolución CREG 019 de 2006: garantía bancaria, aval bancario o carta de crédito.

#### 4.4 Ejercicio de simulación para el esquema intervenido

A manera de ejemplo, en el Anexo B se presenta un ejercicio académico de simulación para el esquema intervenido, el cual se realiza para los siguientes escenarios:

- **Caso Base – solo Bolsa:** El generador solo vende en la bolsa de energía sus cantidades disponibles, siempre y cuando su costo marginal no sea superior al precio de bolsa.
- **Caso Base – Bolsa y Contratos:** El generador vende tanto en la bolsa de energía como en contratos.
- **Incremento del precio de bolsa en un 5% como resultado del ejercicio de poder de mercado:** se analiza el Caso Base – solo Bolsa y el Caso Base – Bolsa y Contratos, ante un incremento del 5% en el precio de bolsa.
- **Incremento del precio de bolsa en un 10% como resultado del ejercicio de poder de mercado:** se analiza el Caso Base – solo Bolsa y el Caso Base – Bolsa y Contratos, ante un incremento del 10% en el precio de bolsa

En la siguiente tabla se presenta el resumen de los resultados de la simulación académica, la cual parte de un modelo aleatorio de los precios de bolsa para un horizonte de 50 periodos, en el caso en el que el generador tiene contratos, se ha supuesto un 50% de las cantidades contratadas y el restante 50% transadas en la bolsa. El modelo nos permite evidenciar que al disponer de contratos de energía el generador buscará comportarse eficiente para optimizar su ingreso, dado que ejercer poder de mercado no le significa mayores rentas.

**Figura 4-5 Resumen de resultados simulación**

Escenario	Caso Base – Solo Bolsa	Caso Base –Bolsa y Contratos	Delta Precio Bolsa 5%		Delta Precio Bolsa 10%	
			Caso Base – Solo Bolsa	Caso Base –Bolsa y Contratos	Caso Base – Solo Bolsa	Caso Base –Bolsa y Contratos
Renta Total	187.794	298.573	208.375	307.193	229.410	316.267
Variación Porcentual <sup>7</sup>	--	--	11%	3%	22%	6%

Estos resultados se leen de la siguiente forma:

- En el escenario de un incremento del 10% en el precio de bolsa como resultado del ejercicio de poder mercado, y en un escenario que el generador solo vende en la bolsa sus cantidades disponibles, obtiene un beneficio total de \$ 229.410 pesos, equivalente a un aumento en su renta del 22% con respecto al caso base.
- En el escenario de un incremento del 10% en el precio de bolsa como resultado del ejercicio de poder mercado, y en un escenario que el generador vende tanto en la bolsa como en contrato de energía, obtiene un beneficio total de \$ 316.267 pesos, equivalente a un aumento en su renta del 6% con respecto al caso base

## 4.5 Disposiciones finales

Es necesario disponer de prácticas de contratación que permitan que los precios de los contratos se formen eficientemente, dado que si no se cumple con esta condición los contratos pueden resultar nocivos dado que el poder de mercado se trasladaría ahora al mercado de contratos, en este sentido se propone:

- Es necesario que el mecanismo seleccionado para la asignación asegure la libre competencia de los compradores.
- Determinar las reglas de asignación de las cantidades
- Señalar todas las condiciones que deban cumplir las ofertas de forma ex ante.

<sup>7</sup> La variación porcentual, es calculada a partir de los resultados del caso base dependiendo del escenario que está analizando.

- 
- Determinar las condiciones en las cuales se les permita o no la participación a aquellas agentes que desarrollan la actividad de generación en forma combinada con la de comercialización o distribución, y en el cual se esté obligando al generador a vender en contratos.
  - La convocatoria deberá anunciarse por medio de periódicos de reconocida cobertura y amplia circulación nacional, para garantizar una mayor participación.
  - Publicación con suficiente anterioridad de las cantidades disponibles para contratos.
  - Procurar que los precios establecidos en los contratos, cumplan con los criterios del régimen tarifario establecido en la Ley 142 de 1994: eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.



## 5. Conclusiones

- Se cumplen a cabalidad los objetivos planteados en la propuesta de Trabajo Final consistentes en la revisión y análisis de la experiencia internacional en la mitigación del poder de mercado, análisis de la estructura y desempeño del Mercado de Energía Mayorista de Colombia y propuesta de un mecanismo adecuado para la mitigación de poder de mercado en el sector de energía en Colombia.
- Las herramientas de mitigación del poder de mercado pueden clasificarse como legales o económicas, en el primer caso se tienen las reglas ante fusiones, las regulaciones del mercado, estas dos de aplicación ex ante, y en el segundo caso la regulación ex post del mercado (instrumentos estructurales y de comportamiento).
- Se revisó la experiencia internacional de Gran Bretaña, Estados Unidos, Nord Pool y Australia, en los cuales cada uno emplea un enfoque diferente para la mitigación del poder de mercado pues depende de las reglas de juego y características particulares de cada mercado. Se destacan los siguientes aspectos:
  - ✓ El regulador inglés (OFGEM) se ha inclinado por medidas estructurales ante los abusos del poder de mercado que se han presentado, recientemente ha buscado la aplicación de techos en las ofertas de los agentes. No obstante, las propuestas no se han desarrollado y OFGEM actualmente se encuentra implementado el reglamento sobre la integridad y transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT), regulación establecida por la Unión Europea.
  - ✓ El caso de Nordpool es similar a OFGEM en donde se tiene preferencia por las medidas estructurales para fortalecer la competencia y mitigar el poder de mercado (Regulación ex post). También se encuentra implementando el REMIT.
  - ✓ Los mercados de energía en los Estados Unidos muestran una preferencia por la definición de precios techo a las ofertas de los agentes generadores como consecuencia de la no aprobación de las pruebas de conducta e impacto.

- ✓ En el caso de Australia, la estrategia es la definición de precio techo en el mercado y de la remuneración de los agentes con precios de referencia en caso que el techo sea superado (intervención directa del mercado).
- Estudios del mercado eléctrico colombiano, realizados por diferentes entidades, consultores y trabajos de grados, se refieren a la posibilidad de abuso de poder de mercado por parte de agentes generadores en el mercado spot.
- De la revisión de la estructura y normatividad del mercado eléctrico Colombiano, se evidencian herramientas legales y económicas, como límites a la desintegración vertical de las actividades, índice IHH para calcular las participaciones en la actividad de generación eléctrica y la concentración del mercado, reglas aplicables a las fusiones, integraciones y adquisiciones, cuenta con un comité de seguimiento del mercado de energía, entre otras. No obstante, dichas reglas generales de la competencia parecieran ser insuficientes para hacer frente a preocupaciones de un abuso de poder de mercado por parte de los generadores en el mercado spot.
- En este sentido, se observa la necesidad de regulación ex ante complementaria a las reglas existentes en el mercado de energía mayorista colombiano. En particular se propone disponer de contratos de energía el cual permitiría principalmente: reducir los incentivos de los generadores a ejercer poder de mercado en el mercado spot; no destruye los incentivos económicos para las decisiones de producción e inversiones, a diferencia de reglas de intervención directa del mercado como la limitación de precios; beneficios adicionales al aumentar la seguridad del suministro de la red eléctrica. No obstante, aún sin el conocimiento de la existencia de poder de mercado, la disposición de contratación actúa como una medida preventiva.
- Adicionalmente, se desarrolla un ejercicio académico que permite evidenciar las bondades de disponer de contratos de energía, dado que el generador buscará comportarse de forma competitiva para optimizar su ingreso, y en el caso de ejercer poder de mercado no le significa mayores rentas. Este modelo se centró en los efectos de la regulación del contrato sobre el poder de mercado, no se revisaron otros beneficios adicionales y sus posibles efectos (positivos o negativos) de competencia en el mercado.
- Para futuros trabajos es necesario definir con mayor precisión algunas características del contrato, en particular las cantidades y la duración.

# A. Anexo: Aspectos generales

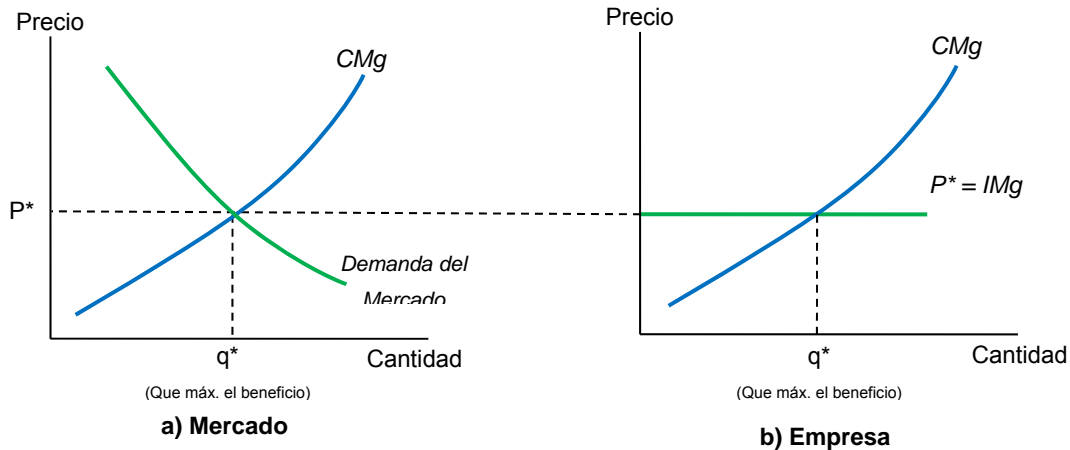
## A.1 Descripción de modelos de competencia

**Competencia perfecta:** Se dice que existe competencia perfecta cuando en un mercado hay muchos compradores y vendedores, estos últimos no tienen poder de decisión sobre a qué precio se va a transar sus bienes o servicios, dado que son precios aceptantes, es decir, aceptan y negocian con los precios que se fijan en el mercado. Entre otros supuestos que se cumplen en un modelo de competencia perfecta, se tiene que tanto los consumidores como los vendedores cuentan con toda la información relevante del mercado, el producto es homogéneo, no hay costos de transacción, y no existen barreras a la entrada y a la salida del mercado.

La competencia en el mercado tiene efectos positivos, como por ejemplo el fomento de la innovación, la puja de las empresas a bajar costos, la eficiencia en el uso de los recursos, los precios se aproximan a los costos, mejores estándares de calidad, entre otros posibles.

En el modelo de competencia perfecta, al ser la empresa precio aceptante se tiene que su curva de demanda es una línea horizontal a nivel del precio de equilibrio o de mercado ( $P^*$ ), es decir, es una curva perfectamente elástica. Adicionalmente, la empresa maximiza sus beneficios produciendo un cantidad  $q^*$  para la cual el precio del mercado ( $P^*$ ) es igual a los costos marginales de la última unidad producida, en esta condición la empresa no tiene incentivos a producir menos cantidad que  $q^*$ , dado que estaría dejando de recibir beneficio porque los costos de la última unidad son menores al precio al cual se vendería en el mercado; tampoco tiene incentivos a producir más cantidad que  $q^*$ , dado que obtendría pérdidas porque los costos de producir esas cantidades adicionales son más altos que el precio al cual se vendería en el mercado y puede ocurrir que la competencia aproveche tal situación y sea desplazado. En la Figura A-1 se presenta la cantidad de producto que maximiza el beneficio de una empresa precio-aceptante.

**Figura A-1 Determinación del nivel de producción de una empresa en mercado competitivo**



Con base en el estudio del modelo de competencia perfecta se destacan dos características primordiales para que un mercado funcione adecuadamente: los derechos de propiedad y los precios como señal económica. Los derechos de propiedad porque hacen posible que se lleven a cabo las transacciones, y los precios porque brindan información sobre los costos y la disposición a pagar de las personas.

Sin embargo, el modelo de competencia perfecta es en cierta forma ideal, es más un desarrollo teórico que una situación real dado que desconoce la existencia de “fallos de mercado”, es decir, los precios no transmiten las señales correctas a los consumidores y productores (Pindyck, 1995) por lo que el mercado se aparta del comportamiento de competencia perfecta.

Ejemplos de estos fallos son: las externalidades, las asimetrías de información y las barreras de entrada y salida. Estas últimas pueden ser de tipo estructural o estratégicas. Las barreras estructurales o también llamadas barreras económicas son características naturales de cada industria y las barreras estratégicas son las asociadas al comportamiento de los agentes existentes.

Algunas de estas barreras de entrada, para efectos del análisis de la competencia (UNCTAD Naciones Unidas, 2004) (BLANCK, 2002), son:

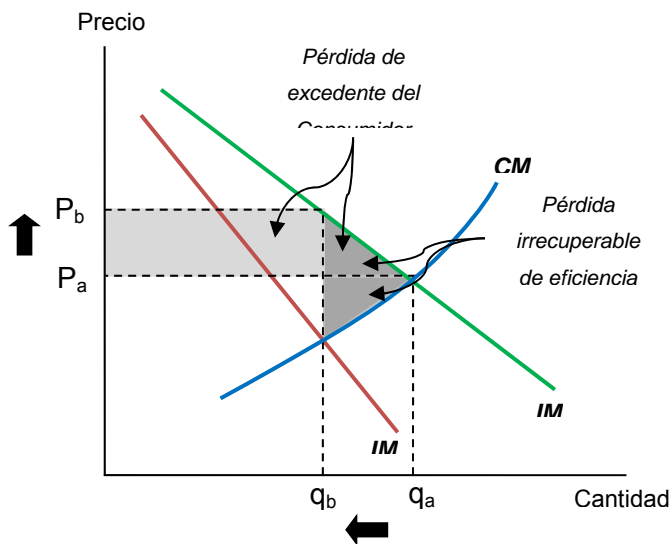


- *Costos hundidos o irre recuperables*: son los costos de inversión que producen beneficios hasta cierto plazo pero que no se pueden recuperar, facilitando así ventaja comparativa a los agentes ya existentes. En este tipo de barreras podría asociarse aspectos como los costos de transacción, economías de escala en producción, por diferenciación de productos, superioridad tecnológica, entre otros.
- *Regulaciones del gobierno*: son establecidas por el poder público a través de mecanismos institucionales. En este tipo de barreras podría asociarse aspectos como estándares obligatorios, reglas nuevas y cambiantes, asimetrías de información, control de un producto, entre otras intervenciones de política pública.
- *Comportamientos estratégicos*: las agentes existentes pueden actuar para elevar las barreras económicas o pueden aplicar estrategias dirigidas a desestimular el ingreso de posibles competidores, como por ejemplo la colusión, cartel, entre otras.

Estas y otras situaciones semejantes no permiten una asignación eficiente de los recursos que se presume en un mercado de competencia perfecta. Por tal razón, estas barreras tienen un rol sustancial en el mercado dado que son las determinantes del grado de disputabilidad que tenga el mismo, es decir que entre menores sean las barreras de entrada mayor será la competencia en el mercado.

Al presentarse tales fallas y un acaparamiento de recursos, el mercado se dice que es imperfecto. Los principales modelos de mercado imperfecto son el monopolio, el oligopolio y la competencia monopolística.

**Monopolio:** Un monopolio (VARIAN, 1992) es una estructura en la cual una empresa tiene el control exclusivo de un bien o servicio en un mercado para el cual no se tienen sustitutos cercanos. En la Figura A-2 se presenta el efecto de un monopolio, el cual consiste en incrementar sus precios por encima del nivel competitivo reduciendo la producción del bien transado, a lo que conocemos como poder de mercado y cuya descripción se realizará más adelante. No obstante, esta “habilidad” es controlada a través de medidas regulatorias, impidiendo que surja un monopolio o limitando sus efectos a través de la regulación de precios.

**Figura A-2 Determinación del nivel de producción del monopolio**

Fuente: Pindyck, 1995

De la anterior gráfica, se observa que el monopolista elige producir y vender al precio en el cual su ingreso marginal (IMg) sea igual a su costo marginal (CMg), dado que en ese punto el monopolio maximiza sus beneficios y no tendría incentivos para producir más o menor cantidades de  $q_b$ , esto en un equilibrio de corto plazo.

Finalmente, como consecuencia del monopolio se presenta una transferencia del excedente del consumidor al productor y una pérdida irrecuperable de eficiencia, como también se muestra en la gráfica.

**Oligopolio:** El oligopolio es una posición intermedia entre la competencia perfecta y el monopolio, es una estructura de mercado en la que hay pocos agentes productores de gran tamaño que ofrecen un mismo producto o un producto diferenciado por algún aspecto en particular. En algunas ocasiones en el oligopolio se puede presentar competitividad, sin embargo, se presentan incentivos para influir en variables claves como el precio, participación en el mercado, la calidad del producto, estrategias de los competidores, entre otros.

En particular, el análisis de los oligopolios busca encontrar el equilibrio en la determinación del precio a través de la interacción entre los competidores, para lo cual se

emplea la teoría de juegos, porque al momento de tomar las decisiones no solo se tienen en cuenta la situación del mercado sino también la posible reacción de los competidores ante una decisión propia. Se destacan tres modelos de estudio: Cournot, Stackelberg y Bertrand, sus principales características son:

- *Modelo de Cournot:* modelo atribuido al matemático y economista francés Antoine Augustin Cournot, en el cual la variable de decisión de cada agente es la cantidad de producto que va a ofrecer y a la cual maximiza sus ganancias, dado el nivel de oferta de sus competidores. De esta forma el nivel de producción elegido es el mejor al que cree que producirá su competencia, se trata de un juego simultáneo, por ende las funciones de reacción de cada empresa determinan la cantidad óptima a partir del comportamiento de los demás, estas funciones definen un equilibrio de Nash, en el cual ningún jugador tiene incentivos a modificar su precio dada las estrategias de sus competidores.
- *Modelo de Stackelberg:* también llamado modelo de liderazgo, atribuido al economista Heinrich Friherr von Stackelberg, el cual consiste en un juego donde los participantes compiten por las cantidades pero se supone que las decisiones se toman secuencialmente, esto es, uno de los jugadores (“seguidor”) decide qué hacer después de haber observado la decisión del otro (“líder” porque decide primero). Por tanto la información es primordial en este modelo.
- *Modelo de Bertrand:* modelo atribuido a Joseph Louis François Bertrand, similar al de Cournot, pero en este caso la variable de decisión de cada agente es el precio del producto que ofrece. En este sentido los agentes tienen incentivos a reducir los precios, en comparación con otros competidores, para capturar un mayor mercado, resultando así una guerra de precios donde el único equilibrio posible es cuando el precio iguala el costo marginal y los agentes no obtienen ganancias.

Existen otros modelos para analizar el comportamiento del oligopolio los cuales se basan en estrategias de cooperación entre agentes, que buscan obtener las máximas ganancias posibles del mercado tal y como lo haría un monopolista. Algunos ejemplos de estas estrategias son los acuerdos en el precio, la distribución del mercado, la limitación de las cantidades de producción, entre otros posibles.

**Competencia monopolista:** Este tipo de competencia imperfecta, es un modelo que se caracteriza porque existe una cantidad significativa de vendedores que compiten ofreciendo una marca o producto similar al de otros vendedores, pero que su versión se diferencia en aspectos de calidad, reputación, diseño, prestaciones, entre otros. De igual forma existe una cantidad significativa de compradores que perciben las diferencias entre los productos, por lo que están dispuestos a pagar diferentes precios por ellos. Por tanto, cada empresa tiene poder de monopolio en su variedad e influye en su precio, pero la empresa no puede influir sobre los precios del resto de variedades en el mercado. Otra característica de este modelo es que no hay barreras significativas para las empresas tanto a la entrada como a la salida del mercado, sin embargo los costos pueden ser altos al tratar de diferenciarse de los demás competidores.

## A.2 Índices de medición del poder de mercado

Entre los indicadores que permiten cuantificar el nivel de concentración de un mercado y establecer el mark-up respecto al caso competitivo, se tienen, el Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) y el índice de Lerner. Estos son los más empleados por su sencillez, estandarización y la disponibilidad de información para su cálculo.

El **índice de Herfindahl-Hirschman (IHH)** mide el grado de concentración en un mercado considerando el número de competidores y su participación relativa en el mismo. Se calcula como la suma al cuadrado de la participación porcentual de la i-esima empresa en la industria (OECD, 2006). Algebraicamente se tiene:

$$H = \sum_{i=1}^N \left( \frac{X_i}{X} 100 \right)^2$$

Donde  $\frac{X_i}{X}$  es la participación porcentual de la i-esima empresa en el mercado y N es el número de empresas en la industria.

El indicador varía entre cero y diez mil ( $0 < IHH < 10.000$ ). Cuando el indicador IHH es cercano a cero indica que hay un bajo nivel de concentración, mientras que un indicador de 10.000 muestra que el mercado se comporta como un monopolio.

Este índice tiene limitaciones, en particular para el caso de los mercados eléctricos, ignora que la elasticidad precio de la demanda en el corto plazo es prácticamente cero, que existen diferentes estilos de competencia, no considera los contratos de largo plazo ni la extensión del mercado (Stoft, 2002, pág. 357).

Las condiciones para que este índice permitan la medición del poder de mercado son: elasticidad precio de la demanda igual a 1, el estilo de competencia es el de Cournot, no hay contratos de largo plazo y el mercado se encuentra localizado en un solo punto (Stoft, 2002). Con estas condiciones el índice IHH corresponde al promedio del índice de Lerner y de esta forma el poder de mercado se mide como la diferencia entre el precio y costo marginal.

El **índice de Lerner** (OECD, 2006) mide la imperfección del mercado como el sobreprecio que se produce respecto de un mercado perfecto. Es una medida propuesta por el economista A.P. Lerner para medir el monopolio o el poder de mercado. Algebraicamente se tiene:

$$LI = \frac{\text{Precio} - \text{Costo Marginal}}{\text{Precio}} = -\frac{1}{e}$$

Donde  $e$  es la elasticidad precio de la demanda. Este índice varía entre un máximo de 1 y un mínimo de 0, en competencia perfecta LI es igual a cero (no tiene poder de mercado). En el caso de una empresa que busca maximizar beneficios, en equilibrio (el ingreso marginal igual al costo marginal) se tiene que el valor de LI sea igual al inverso de la elasticidad de la demanda.

En (Stoft, 2002) se tiene el análisis de la aplicación de este índice a mercados de electricidad.

Los anteriores índices, son un primer paso para determinar cuál es la cuota de mercado que tiene cada participante y su capacidad de influir o no en la formación del precio. Es importante analizar la evolución en el tiempo de estos indicadores, y tener en cuenta que los mismos por su sencillez, ignoran factores que propician el poder de mercado como por ejemplo las barreras de entrada, comportamientos estratégicos, la determinación de un mercado relevante tanto geográfico como del producto, entre otros.

Múltiples indicadores se han propuesto para evaluar el poder de mercado, especialmente en la literatura de mercados eléctricos existen métodos como el Índice del Oferente Pivotal y el Índice de la Oferta Residual los cuales permiten identificar si un oferente es pivotal, es decir, que su intervención en el mercado es necesaria para atender la demanda y por lo tanto se presentan incentivos para comportarse como monopolistas. A continuación se describen estos índices de acuerdo con (CREG, 2010):

El **Índice del Oferente Pivotal (IOP)** 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 menos la oferta total del sistema sin incluir la oferta del agente que se está estudiando, esto es:

$$DR_j(p) = DM - SO_j(p)$$

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

Donde:

$DR_j(p)$ : Demanda Residual

$DM$ : Demanda Total del Mercado

$SO_j(p)$ : Oferta total del sistema sin incluir la oferta del agente  $j$ .

$S_i(p)$ : Oferta del agente  $i$  diferente a  $j$ .

$k$ : Número total de agentes en el mercado

En este sentido, un agente  $j$  es pivotal si la cantidad ofertada por el agente  $j$  ( $S_j(p)$ ) es mayor que su demanda residual:

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

El **Índice de la Oferta Residual** 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. La oferta residual se define como la oferta total del sistema sin incluir la oferta del agente que se está estudiando:

$$\frac{SO_j(p)}{DM} < 1$$

Múltiples son las causas para ejercer el poder de mercado pero principalmente se deben a las características específicas de los bienes y servicios, como por ejemplo el ajuste en tiempo real entre la oferta y la demanda, los elevados costos para ser sustituido o prescindir de él y la baja elasticidad de la demanda. Estas características son típicas en los servicios públicos como el agua, gas, electricidad y telecomunicaciones.

### **A.3 Desarrollos regulatorios de la CREG en torno a la competencia**

**Resolución CREG 128 de 1996:** Mediante esta resolución se dictan reglas sobre la participación en las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad y se fijan límites a la participación accionaria entre empresas con actividades complementarias.

La Resolución CREG 128 de 1996 ha sido modificada, adicionada, complementada y derogado algunos artículos por las Resoluciones CREG 065 de 1998, 042 de 1999, 001 de 2006, 060 y 095 de 2007, 163 de 2008 y 024 de 2009.

Esta Resolución CREG 128 de 1996 estableció los siguientes límites de participación por actividad:

- **Generación:** ninguna empresa podrá tener más del 25% medida sobre la capacidad instalada efectiva de generación en el sistema interconectado nacional.
- **Comercialización:** ninguna empresa podrá tener más del 25% de la actividad de comercialización, límite que se calcula como el cociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el sistema interconectado nacional y las ventas totales de energía a usuarios finales en el sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios hora (kWh).
- **Distribución:** ninguna empresa podrá tener más del 25% de la actividad de distribución, límite que se calculará como el cociente entre las ventas de electricidad que se realicen en el sistema interconectado nacional por una o varias empresas que

tengan usuarios finales conectados a la misma red de distribución y las ventas totales de energía a usuarios finales en el sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios hora (kWh).

- **Límites a la participación accionaria en el capital de una empresa generadora o comercializadora:** ninguna empresa generadora podrá tener acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del veinticinco por ciento (25%) del capital social de una empresa distribuidora. Igual regla se aplicará a las empresas distribuidoras que tengan acciones, cuotas o partes de interés en el capital social de una empresa generadora. El concepto empresa no incluye a las personas vinculadas o subordinadas económicas de la empresa que realiza la inversión o adquiere las acciones.
  - Se aclaraba que en el evento de que una empresa constituida antes del 12 de julio de 1994 desarrollara en forma combinada la generación con la distribución de electricidad y optara por escindirse antes del 1 de enero del año 2002, las empresas generadoras o distribuidoras de electricidad que surgiera como efecto directo e inmediato de la escisión, no estarían sujetas, entre sí, a estos límites.
  - Las empresas generadoras o distribuidoras de electricidad a que se refiere el inciso anterior, quedarán sujetas a los límites respecto a su participación en el capital de empresas generadoras o distribuidoras ajenas a las que resulten de la escisión.

Para calcular los límites establecidos en esta resolución, al porcentaje de participación en el mercado que tenga directamente la persona natural o jurídica que desarrolla la actividad de generación, comercialización o distribución de energía eléctrica, se sumará la participación en el mercado de la respectiva actividad, que tengan las sociedades que formen parte del mismo grupo empresarial así como la que tengan respecto de esa empresa las personas naturales o jurídicas controlantes, controladas, subordinadas o vinculadas, de acuerdo con lo previsto por la legislación comercial y tributaria.

**Resolución CREG 065 de 1998:** Mediante esta resolución se aclaran y se complementan disposiciones de la Resolución CREG 128 de 1996. En general establecer:



- Se introduce el concepto de Beneficiario Real, como la persona que realmente se beneficia de la realización de un acto, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 37 de la ley 142 de 1994.
- Para efectos de la determinación de la participación de una empresa en el mercado, se tendrá en cuenta los conceptos de vinculación económica de la manera como se determina en la Resolución 128/96 y la legislación comercial y tributaria, y el de beneficiario real.
- Establece que todas las empresas del sector deberán reportar a la CREG su composición accionaria, indicando su situación de controlada y/o controlante, y la forma como se ejerce el control de la empresa.
- Establece que cuando las empresas existentes, sus matrices o subordinadas adquieran una participación en el capital accionario de otra empresa de distribución, comercialización o generación, deberán informarlo a la CREG para que esta se pronuncie al respecto y de ser necesario imponerle un plan de ajuste a los límites de participación establecidos.

La Resolución CREG 065 de 1998 ha sido modificada por la Resolución CREG 042-99.

**Resolución CREG 042 de 1999:** Mediante esta resolución se modifican y precisan algunas normas de las Resoluciones CREG 128 de 1996 y 065 de 1998, y se adoptan otras disposiciones en materia de competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad. En general establecer:

- Modifica y complementa definiciones para aplicar a la Resolución CREG 128 de 1996.
- Modifica los límites de participación en el mercado, en relación con la actividad de Generación de electricidad así: “ninguna persona natural o jurídica podrá tener, directa o indirectamente, más del 25% de la Capacidad Nominal de Generación de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional”

- Se adoptó la franja de potencia<sup>8</sup>, para con base en este indicador la CREG determine la viabilidad de adquisición de participación en el capital o en la propiedad o de cualquier otro derecho, o con cualquier otro tipo de adquisición o fusiones en el mercado de generación.
- Establece las reglas para los procesos de integración, en general pide que las operaciones deben ser informadas a la SIC en los términos que esta establezca y da las causales por las cuales el Superintendente puede objetar las operaciones de integración que le sean informadas.
- Modifica el Artículo 7 de la Resolución CREG 128/96, estableciendo como calcular los límites de participación en el mercado teniendo en cuenta las participaciones en empresas controladas y no controladas.

La Resolución CREG 042 de 1999 ha sido modificada por las Resoluciones CREG 002/01, 005/02 y recientemente por la R. CREG 101 de 2010. La R. CREG 101 de 2010 reitera el mecanismo de franja de potencia

**Resolución CREG 001 de 2006:** Mediante esta resolución se aclara la metodología de cálculo de la participación en el mercado de las empresas de energía eléctrica y se establecen otras disposiciones. Se destacan los siguientes aspectos:

- Modifica nuevamente los límites de participación de la actividad de generación, e incluye en la forma de calcularlo los conceptos de las TIE y no TIE (Transacciones Internacionales de Electricidad).
- Modifica los límites de participación de la actividad de comercialización.
- Deroga el límite a la participación en la actividad de la distribución que había establecido la Resolución CREG 128 de 1996, con lo cual esta actividad quedó sin restricción.

---

<sup>8</sup> La franja de potencia es el resultado de sustraer la demanda máxima promedio anual de energía de la disponibilidad promedio anual. Impidiendo de esta forma una mayor concentración de la propiedad en el corto plazo y fomentando la participación de nuevos agentes en el sector para una mayor competencia.

- Modifica el Artículo 10 de la Resolución 022 de 2001, el cual regula la naturaleza de los participantes en las convocatorias públicas para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

La Resolución CREG 001 de 2006 ha sido corregida por la Resolución CREG 008/06.

**Resolución CREG 060 de 2007:** Mediante esta resolución se dictan normas sobre la participación en la actividad de generación de energía eléctrica. Se destacan los siguientes aspectos:

- Define dos situaciones para calcular las participaciones en la actividad de generación eléctrica y la concentración del mercado:
  - a) Cuando la participación de un generador en la actividad de generación eléctrica, sea mayor o igual a 25% e inferior a 30%, y, el Índice Herfindahl Hirschman (IHH) sea mayor o igual a 1800, la CREG pondrá dicha situación en conocimiento de la SSPD para lo de su competencia
  - b) Cuando la CREG establezca que la participación de un generador en la actividad de generación sea mayor o igual a 30% y el IHH sea mayor o igual a 1800, el agente deberá implementar el esquema de oferta de energía consistente en que el generador deberá poner a disposición de otros agentes la energía suficiente para que la participación en la actividad de generación retorne los límites permitidos.
- Modifica el cálculo de la participación en la actividad de generación eléctrica, para introducir el concepto de ENFICC (Energía para el Cargo por Confiabilidad), el cual será calculado como el cociente, multiplicado por 100, entre:
  - a) La suma de la ENFICC de las plantas propias, la de las representadas ante el MEM por el agente, y la de las plantas pertenecientes o representadas por otras empresas con quienes tenga una relación de control, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada de acuerdo con lo previsto en la legislación comercial, y
  - b) La suma de la ENFICC de todas las plantas o unidades de generación del Sistema Interconectado Nacional.

- Establece un límite máximo de 25% a la participación en la actividad de generación eléctrica aplicable a las fusiones, integraciones y adquisiciones.

La Resolución CREG 060 de 2007 deroga expresamente el artículo 3 de la Resolución CREG 128/96 y sus modificaciones.

**Resolución CREG 095 de 2007:** Mediante esta resolución se dictan disposiciones sobre concentración de la propiedad accionaria. Se destacan los siguientes aspectos:

- Las empresas de servicios públicos constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 143 de 1994, que tengan por objeto la prestación del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional no podrán absorber empresas de servicios públicos creadas con posterioridad a la vigencia de dicha Ley, que tengan por objeto desarrollar cualquiera de las actividades de Transmisión, generación y distribución de energía eléctrica.
- Los generadores, distribuidores y comercializadores, o las empresas integradas verticalmente que desarrollen de manera conjunta más de una de estas actividades, podrán tener acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del 15% del capital social de una empresa que desarrolle la actividad Transmisión Nacional siempre que los ingresos de la empresa transmisora por la actividad de transmisión no representen más del 2% del total de ingresos por concepto de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional.
- Una empresa distribuidora podrá tener acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del 25% del capital social de una empresa integrada que desarrolle conjuntamente las actividades de distribución, comercialización y generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional siempre y cuando no supere el 2% de participación en la actividad de generación de electricidad.

**Resolución CREG 163 de 2008:** Mediante esta resolución se modifica la Resolución CREG 128/96 y particular lo relacionado con los límites a la participación en la actividad de comercialización.

**Resolución CREG 006 de 2009:** Mediante esta resolución expiden normas para el manejo de información orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista.

En materia del manejo de la información la CREG ha expedido las Resoluciones CREG 026 de 2001, 034 de 2001, 094 de 2001 y sus modificaciones, en las cuales se ha ido de un manejo confidencial de información básica (hidrologías, niveles de embalse, disponibilidad, ofertas de los agentes, resultados de despacho, pre-despacho, despacho ideal, entre otros.) a la publicación al público de dicha información.

En este sentido, la Resolución CREG 006 de 2009 (complementada y modificada por las R. CREG 015 y 127 de 2009) establece el tipo de información y la oportunidad con la que se debe publicar, entre esta:

- Información específica al agente
- Publicar el precio de bolsa horario con la liquidación diaria.
- Ofertas de precios presentados al CND manteniendo el anonimato de los agentes, plantas o unidades y solo después de transcurridos tres meses contados desde el último de día del mes en que fueron presentadas.
- Los resultados de los procesos de despacho programado, redespacho y despacho ideal, manteniendo el anonimato de los agentes, plantas o unidades y solo después de transcurridos tres meses contados desde el último de día del mes en que fueron presentadas.
- También se establece que no debe hacer ninguna restricción de acceso a la información para entidades de regulación y control.

**Resolución CREG 024 de 2009:** Mediante esta resolución se modifica la Resolución CREG 128/96 y particular lo relacionado particular lo relacionado con los límites a la participación en la actividad de comercialización:

*“Ninguna empresa podrá tener, directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, calculada de la siguiente manera:*

*El Porcentaje de Participación Directa de una empresa en la actividad de comercialización se calculará como el cociente, multiplicado por cien, entre la Demanda Comercial de la empresa, incluida la cantidad que ella atiende de la Demanda No Doméstica, y la suma de la Demanda Total y la Demanda No Doméstica. El resultado se aproximará al número entero más cercano según el método científico de redondeo.*

*....”*

**Resolución CREG 140 de 2009:** Mediante esta resolución se establecen reglas sobre desviación al Programa No Cumplido por cambios en la disponibilidad declarada por generadores en el Mercado Mayorista de Energía.

Esta Resolución modificada por la Resolución CREG 161 de 2009, proporciona incentivos para que los agentes generadores cumplan con el despacho programado, de tal forma que si modifican su disponibilidad en el despacho se reportan a la SSPD, para lo de su competencia.

## **B. Anexo: Ejercicio de simulación para el esquema intervenido**

A continuación se presenta un ejercicio académico de simulación para el Esquema Intervenido, analizado en el Capítulo 4, en el cual se evidencian las ventajas de disponer de contratos de energía.

### **Supuestos**

- El valor del precio de bolsa es generado aleatoriamente, donde el máximo es 100 \$/kWh.
- El costo marginal del sistema es de 35 \$/kWh.
- El precio del contrato se forma eficientemente, dado que si no se cumple este supuesto puede resultar más nocivo el contrato. Se trabaja con un valor de 70 \$/kWh el cual resulta del valor promedio del precio de bolsa y su medida de dispersión (desviación estándar).
- Las cantidades disponibles son de 200 kW.
- Se trabaja con incrementos en el precio de bolsa de 5% y 10%, esto como resultado del ejercicio de poder de mercado.

### **Escenarios Analizados**

Este ejercicio académico se realiza para los siguientes escenarios:

- Caso Base – solo Bolsa: El generador solo vende en la bolsa de energía sus cantidades disponibles, siempre y cuando su costo marginal no sea superior al precio de bolsa.

- Caso Base – Bolsa y Contratos: El generador vende el 50% de su producción en la bolsa y el restante 50% en contratos tanto en la bolsa de energía como en contratos, se trabaja con 100 kW de capacidad vendida en contratos.
- Incremento del precio de bolsa en un 5% como resultado del ejercicio de poder de mercado: se analiza el Caso Base – solo Bolsa y el Caso Base – Bolsa y Contratos, ante un incremento del 5% en el precio de bolsa.
- Incremento del precio de bolsa en un 10% como resultado del ejercicio de poder de mercado: se analiza el Caso Base – solo Bolsa y el Caso Base – Bolsa y Contratos, ante un incremento del 10% en el precio de bolsa.



**Resultados:**

En las siguientes tablas se presentan los resultados de la simulación para cada uno de los escenarios analizados.

**Tabla B-1 Resultados caso base – solo Bolsa**

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
59,77	59,77	35	70	200	0	200	11.954	0	11.954	7.000	4.954
72,08	72,08	35	70	200	0	200	14.415	0	14.415	7.000	7.415
37,76	37,76	35	70	200	0	200	7.551	0	7.551	7.000	551
81,85	81,85	35	70	200	0	200	16.369	0	16.369	7.000	9.369
22,53	22,53	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
32,70	32,70	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
31,40	31,40	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
91,98	91,98	35	70	200	0	200	18.395	0	18.395	7.000	11.395
15,88	15,88	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
87,77	87,77	35	70	200	0	200	17.554	0	17.554	7.000	10.554
76,32	76,32	35	70	200	0	200	15.265	0	15.265	7.000	8.265
11,26	11,26	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
30,85	30,85	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
56,68	56,68	35	70	200	0	200	11.336	0	11.336	7.000	4.336
82,42	82,42	35	70	200	0	200	16.483	0	16.483	7.000	9.483
55,17	55,17	35	70	200	0	200	11.034	0	11.034	7.000	4.034
76,88	76,88	35	70	200	0	200	15.377	0	15.377	7.000	8.377
43,14	43,14	35	70	200	0	200	8.628	0	8.628	7.000	1.628
0,05	0,05	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
26,32	26,32	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
68,13	68,13	35	70	200	0	200	13.625	0	13.625	7.000	6.625
76,95	76,95	35	70	200	0	200	15.389	0	15.389	7.000	8.389
53,29	53,29	35	70	200	0	200	10.657	0	10.657	7.000	3.657
19,51	19,51	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
34,96	34,96	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
28,58	28,58	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
51,59	51,59	35	70	200	0	200	10.319	0	10.319	7.000	3.319
19,56	19,56	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
86,27	86,27	35	70	200	0	200	17.254	0	17.254	7.000	10.254
2,39	2,39	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
48,64	48,64	35	70	200	0	200	9.728	0	9.728	7.000	2.728
55,46	55,46	35	70	200	0	200	11.092	0	11.092	7.000	4.092
52,96	52,96	35	70	200	0	200	10.591	0	10.591	7.000	3.591
47,89	47,89	35	70	200	0	200	9.578	0	9.578	7.000	2.578
49,82	49,82	35	70	200	0	200	9.964	0	9.964	7.000	2.964
60,85	60,85	35	70	200	0	200	12.170	0	12.170	7.000	5.170
72,67	72,67	35	70	200	0	200	14.534	0	14.534	7.000	7.534
87,61	87,61	35	70	200	0	200	17.523	0	17.523	7.000	10.523
19,50	19,50	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
61,40	61,40	35	70	200	0	200	12.280	0	12.280	7.000	5.280
4,26	4,26	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
82,92	82,92	35	70	200	0	200	16.583	0	16.583	7.000	9.583
55,42	55,42	35	70	200	0	200	11.085	0	11.085	7.000	4.085

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
32,96	32,96	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
12,07	12,07	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
64,63	64,63	35	70	200	0	200	12.925	0	12.925	7.000	5.925
18,40	18,40	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
60,89	60,89	35	70	200	0	200	12.178	0	12.178	7.000	5.178
5,05	5,05	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
64,77	64,77	35	70	200	0	200	12.954	0	12.954	7.000	5.954

El generador que solo vende en la bolsa de energía sus cantidades disponibles (200 kW) obtiene un beneficio total de \$ 187.794 pesos (cuando el precio de bolsa es mayor que su costo marginal).

Tabla B-2 Resultados caso base – Bolsa y Contratos

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
59,77	59,77	35	70	200	100	100	5.977	7.000	12.977	7.000	5.977
72,08	72,08	35	70	200	100	100	7.208	7.000	14.208	7.000	7.208
37,76	37,76	35	70	200	100	100	3.776	7.000	10.776	7.000	3.776
81,85	81,85	35	70	200	100	100	8.185	7.000	15.185	7.000	8.185
22,53	22,53	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.253	4.747
32,70	32,70	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	3.270	3.730
31,40	31,40	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	3.140	3.860
91,98	91,98	35	70	200	100	100	9.198	7.000	16.198	7.000	9.198
15,88	15,88	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.588	5.412
87,77	87,77	35	70	200	100	100	8.777	7.000	15.777	7.000	8.777
76,32	76,32	35	70	200	100	100	7.632	7.000	14.632	7.000	7.632
11,26	11,26	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.126	5.874
30,85	30,85	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	3.085	3.915
56,68	56,68	35	70	200	100	100	5.668	7.000	12.668	7.000	5.668
82,42	82,42	35	70	200	100	100	8.242	7.000	15.242	7.000	8.242
55,17	55,17	35	70	200	100	100	5.517	7.000	12.517	7.000	5.517
76,88	76,88	35	70	200	100	100	7.688	7.000	14.688	7.000	7.688
43,14	43,14	35	70	200	100	100	4.314	7.000	11.314	7.000	4.314
0,05	0,05	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	5	6.995
26,32	26,32	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.632	4.368
68,13	68,13	35	70	200	100	100	6.813	7.000	13.813	7.000	6.813
76,95	76,95	35	70	200	100	100	7.695	7.000	14.695	7.000	7.695
53,29	53,29	35	70	200	100	100	5.329	7.000	12.329	7.000	5.329

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
19,51	19,51	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.951	5.049
34,96	34,96	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	3.496	3.504
28,58	28,58	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.858	4.142
51,59	51,59	35	70	200	100	100	5.159	7.000	12.159	7.000	5.159
19,56	19,56	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.956	5.044
86,27	86,27	35	70	200	100	100	8.627	7.000	15.627	7.000	8.627
2,39	2,39	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	239	6.761
48,64	48,64	35	70	200	100	100	4.864	7.000	11.864	7.000	4.864
55,46	55,46	35	70	200	100	100	5.546	7.000	12.546	7.000	5.546
52,96	52,96	35	70	200	100	100	5.296	7.000	12.296	7.000	5.296
47,89	47,89	35	70	200	100	100	4.789	7.000	11.789	7.000	4.789
49,82	49,82	35	70	200	100	100	4.982	7.000	11.982	7.000	4.982
60,85	60,85	35	70	200	100	100	6.085	7.000	13.085	7.000	6.085
72,67	72,67	35	70	200	100	100	7.267	7.000	14.267	7.000	7.267
87,61	87,61	35	70	200	100	100	8.761	7.000	15.761	7.000	8.761
19,50	19,50	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.950	5.050
61,40	61,40	35	70	200	100	100	6.140	7.000	13.140	7.000	6.140
4,26	4,26	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	426	6.574
82,92	82,92	35	70	200	100	100	8.292	7.000	15.292	7.000	8.292
55,42	55,42	35	70	200	100	100	5.542	7.000	12.542	7.000	5.542
32,96	32,96	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	3.296	3.704
12,07	12,07	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.207	5.793
64,63	64,63	35	70	200	100	100	6.463	7.000	13.463	7.000	6.463
18,40	18,40	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.840	5.160

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
60,89	60,89	35	70	200	100	100	6.089	7.000	13.089	7.000	6.089
5,05	5,05	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	505	6.495
64,77	64,77	35	70	200	100	100	6.477	7.000	13.477	7.000	6.477

El generador que vende tanto en la bolsa de energía como en contratos obtiene un beneficio neto total de \$ 298.573 pesos.

**Tabla B-3 Resultados Incremento del precio de bolsa en un 5% como resultado del ejercicio de poder de mercado Caso Base – solo Bolsa**

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
59,77	62,76	35	70	200	0	200	12.552	0	12.552	7.000	5.552
72,08	75,68	35	70	200	0	200	15.136	0	15.136	7.000	8.136
37,76	39,64	35	70	200	0	200	7.929	0	7.929	7.000	929
81,85	85,94	35	70	200	0	200	17.188	0	17.188	7.000	10.188
22,53	23,66	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
32,70	34,34	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
31,40	32,97	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
91,98	96,57	35	70	200	0	200	19.315	0	19.315	7.000	12.315
15,88	16,68	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
87,77	92,16	35	70	200	0	200	18.432	0	18.432	7.000	11.432
76,32	80,14	35	70	200	0	200	16.028	0	16.028	7.000	9.028
11,26	11,83	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
30,85	32,39	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
56,68	59,51	35	70	200	0	200	11.903	0	11.903	7.000	4.903
82,42	86,54	35	70	200	0	200	17.307	0	17.307	7.000	10.307
55,17	57,93	35	70	200	0	200	11.586	0	11.586	7.000	4.586
76,88	80,73	35	70	200	0	200	16.146	0	16.146	7.000	9.146
43,14	45,30	35	70	200	0	200	9.059	0	9.059	7.000	2.059
0,05	0,05	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
26,32	27,64	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
68,13	71,53	35	70	200	0	200	14.307	0	14.307	7.000	7.307

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
76,95	80,79	35	70	200	0	200	16.158	0	16.158	7.000	9.158
53,29	55,95	35	70	200	0	200	11.190	0	11.190	7.000	4.190
19,51	20,48	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
34,96	36,71	35	70	200	0	200	7.341	0	7.341	7.000	341
28,58	30,01	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
51,59	54,17	35	70	200	0	200	10.835	0	10.835	7.000	3.835
19,56	20,53	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
86,27	90,59	35	70	200	0	200	18.117	0	18.117	7.000	11.117
2,39	2,51	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
48,64	51,07	35	70	200	0	200	10.214	0	10.214	7.000	3.214
55,46	58,23	35	70	200	0	200	11.646	0	11.646	7.000	4.646
52,96	55,60	35	70	200	0	200	11.121	0	11.121	7.000	4.121
47,89	50,29	35	70	200	0	200	10.057	0	10.057	7.000	3.057
49,82	52,31	35	70	200	0	200	10.462	0	10.462	7.000	3.462
60,85	63,89	35	70	200	0	200	12.779	0	12.779	7.000	5.779
72,67	76,30	35	70	200	0	200	15.261	0	15.261	7.000	8.261
87,61	91,99	35	70	200	0	200	18.399	0	18.399	7.000	11.399
19,50	20,47	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
61,40	64,47	35	70	200	0	200	12.894	0	12.894	7.000	5.894
4,26	4,48	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
82,92	87,06	35	70	200	0	200	17.412	0	17.412	7.000	10.412
55,42	58,20	35	70	200	0	200	11.639	0	11.639	7.000	4.639
32,96	34,61	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
12,07	12,67	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0



Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
64,63	67,86	35	70	200	0	200	13.572	0	13.572	7.000	6.572
18,40	19,32	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
60,89	63,94	35	70	200	0	200	12.787	0	12.787	7.000	5.787
5,05	5,30	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
64,77	68,01	35	70	200	0	200	13.602	0	13.602	7.000	6.602

En el escenario de un incremento del 5% en el precio de bolsa como resultado del ejercicio de poder mercado, y en un escenario que el generador solo vende en la bolsa sus cantidades disponibles, obtiene un beneficio neto total de \$ 208.375 pesos, equivalente a un aumento en su renta del 11% con respecto al caso base.

**Tabla B-4 Resultados Incremento del precio de bolsa en un 5% como resultado del ejercicio de poder de mercado Caso Base –Bolsa y Contratos**

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
59,77	62,76	35	70	200	100	100	6.276	7.000	13.276	7.000	6.276
72,08	75,68	35	70	200	100	100	7.568	7.000	14.568	7.000	7.568
37,76	39,64	35	70	200	100	100	3.964	7.000	10.964	7.000	3.964
81,85	85,94	35	70	200	100	100	8.594	7.000	15.594	7.000	8.594
22,53	23,66	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.366	4.634
32,70	34,34	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	3.434	3.566
31,40	32,97	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	3.297	3.703
91,98	96,57	35	70	200	100	100	9.657	7.000	16.657	7.000	9.657
15,88	16,68	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.668	5.332
87,77	92,16	35	70	200	100	100	9.216	7.000	16.216	7.000	9.216
76,32	80,14	35	70	200	100	100	8.014	7.000	15.014	7.000	8.014
11,26	11,83	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.183	5.817
30,85	32,39	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	3.239	3.761
56,68	59,51	35	70	200	100	100	5.951	7.000	12.951	7.000	5.951
82,42	86,54	35	70	200	100	100	8.654	7.000	15.654	7.000	8.654
55,17	57,93	35	70	200	100	100	5.793	7.000	12.793	7.000	5.793
76,88	80,73	35	70	200	100	100	8.073	7.000	15.073	7.000	8.073
43,14	45,30	35	70	200	100	100	4.530	7.000	11.530	7.000	4.530
0,05	0,05	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	5	6.995
26,32	27,64	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.764	4.236
68,13	71,53	35	70	200	100	100	7.153	7.000	14.153	7.000	7.153

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
76,95	80,79	35	70	200	100	100	8.079	7.000	15.079	7.000	8.079
53,29	55,95	35	70	200	100	100	5.595	7.000	12.595	7.000	5.595
19,51	20,48	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.048	4.952
34,96	36,71	35	70	200	100	100	3.671	7.000	10.671	7.000	3.671
28,58	30,01	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	3.001	3.999
51,59	54,17	35	70	200	100	100	5.417	7.000	12.417	7.000	5.417
19,56	20,53	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.053	4.947
86,27	90,59	35	70	200	100	100	9.059	7.000	16.059	7.000	9.059
2,39	2,51	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	251	6.749
48,64	51,07	35	70	200	100	100	5.107	7.000	12.107	7.000	5.107
55,46	58,23	35	70	200	100	100	5.823	7.000	12.823	7.000	5.823
52,96	55,60	35	70	200	100	100	5.560	7.000	12.560	7.000	5.560
47,89	50,29	35	70	200	100	100	5.029	7.000	12.029	7.000	5.029
49,82	52,31	35	70	200	100	100	5.231	7.000	12.231	7.000	5.231
60,85	63,89	35	70	200	100	100	6.389	7.000	13.389	7.000	6.389
72,67	76,30	35	70	200	100	100	7.630	7.000	14.630	7.000	7.630
87,61	91,99	35	70	200	100	100	9.199	7.000	16.199	7.000	9.199
19,50	20,47	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.047	4.953
61,40	64,47	35	70	200	100	100	6.447	7.000	13.447	7.000	6.447
4,26	4,48	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	448	6.552
82,92	87,06	35	70	200	100	100	8.706	7.000	15.706	7.000	8.706
55,42	58,20	35	70	200	100	100	5.820	7.000	12.820	7.000	5.820
32,96	34,61	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	3.461	3.539
12,07	12,67	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.267	5.733

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
64,63	67,86	35	70	200	100	100	6.786	7.000	13.786	7.000	6.786
18,40	19,32	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.932	5.068
60,89	63,94	35	70	200	100	100	6.394	7.000	13.394	7.000	6.394
5,05	5,30	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	530	6.470
64,77	68,01	35	70	200	100	100	6.801	7.000	13.801	7.000	6.801

En el escenario de un incremento del 5% en el precio de bolsa como resultado del ejercicio de poder mercado, y en un escenario que el generador vende tanto en la bolsa como en contrato de energía, obtiene un beneficio neto total de \$ 307.193 pesos, equivalente a un aumento en su renta del 3% con respecto al caso base.

**Tabla B-5 Resultados Incremento del precio de bolsa en un 10% como resultado del ejercicio de poder de mercado Caso Base – solo Bolsa**

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
59,77	65,75	35	70	200	0	200	13.150	0	13.150	7.000	6.150
72,08	79,28	35	70	200	0	200	15.857	0	15.857	7.000	8.857
37,76	41,53	35	70	200	0	200	8.306	0	8.306	7.000	1.306
81,85	90,03	35	70	200	0	200	18.006	0	18.006	7.000	11.006
22,53	24,79	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
32,70	35,97	35	70	200	0	200	7.194	0	7.194	7.000	194
31,40	34,54	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
91,98	101,17	35	70	200	0	200	20.235	0	20.235	7.000	13.235
15,88	17,47	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
87,77	96,55	35	70	200	0	200	19.309	0	19.309	7.000	12.309
76,32	83,96	35	70	200	0	200	16.791	0	16.791	7.000	9.791
11,26	12,39	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
30,85	33,93	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
56,68	62,35	35	70	200	0	200	12.469	0	12.469	7.000	5.469
82,42	90,66	35	70	200	0	200	18.132	0	18.132	7.000	11.132
55,17	60,69	35	70	200	0	200	12.138	0	12.138	7.000	5.138
76,88	84,57	35	70	200	0	200	16.915	0	16.915	7.000	9.915
43,14	47,45	35	70	200	0	200	9.491	0	9.491	7.000	2.491
0,05	0,05	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
26,32	28,95	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
68,13	74,94	35	70	200	0	200	14.988	0	14.988	7.000	7.988

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
76,95	84,64	35	70	200	0	200	16.928	0	16.928	7.000	9.928
53,29	58,61	35	70	200	0	200	11.723	0	11.723	7.000	4.723
19,51	21,46	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
34,96	38,45	35	70	200	0	200	7.691	0	7.691	7.000	691
28,58	31,44	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
51,59	56,75	35	70	200	0	200	11.351	0	11.351	7.000	4.351
19,56	21,51	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
86,27	94,90	35	70	200	0	200	18.980	0	18.980	7.000	11.980
2,39	2,63	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
48,64	53,50	35	70	200	0	200	10.701	0	10.701	7.000	3.701
55,46	61,01	35	70	200	0	200	12.201	0	12.201	7.000	5.201
52,96	58,25	35	70	200	0	200	11.650	0	11.650	7.000	4.650
47,89	52,68	35	70	200	0	200	10.536	0	10.536	7.000	3.536
49,82	54,80	35	70	200	0	200	10.960	0	10.960	7.000	3.960
60,85	66,94	35	70	200	0	200	13.387	0	13.387	7.000	6.387
72,67	79,94	35	70	200	0	200	15.988	0	15.988	7.000	8.988
87,61	96,37	35	70	200	0	200	19.275	0	19.275	7.000	12.275
19,50	21,45	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
61,40	67,54	35	70	200	0	200	13.508	0	13.508	7.000	6.508
4,26	4,69	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
82,92	91,21	35	70	200	0	200	18.241	0	18.241	7.000	11.241
55,42	60,97	35	70	200	0	200	12.193	0	12.193	7.000	5.193
32,96	36,26	35	70	200	0	200	7.252	0	7.252	7.000	252
12,07	13,27	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
64,63	71,09	35	70	200	0	200	14.218	0	14.218	7.000	7.218
18,40	20,24	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
60,89	66,98	35	70	200	0	200	13.396	0	13.396	7.000	6.396
5,05	5,55	35	70	200	0	0	0	0	0	0	0
64,77	71,25	35	70	200	0	200	14.250	0	14.250	7.000	7.250

En el escenario de un incremento del 10% en el precio de bolsa como resultado del ejercicio de poder mercado, y en un escenario que el generador solo vende en la bolsa sus cantidades disponibles, obtiene un beneficio neto total de \$ 229.410 pesos, equivalente a un aumento en su renta del 22% con respecto al caso base.

**Tabla B-6 Resultados Incremento del precio de bolsa en un 10% como resultado del ejercicio de poder de mercado Caso Base –Bolsa y Contratos**

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
59,77	65,75	35	70	200	100	100	6.575	7.000	13.575	7.000	6.575
72,08	79,28	35	70	200	100	100	7.928	7.000	14.928	7.000	7.928
37,76	41,53	35	70	200	100	100	4.153	7.000	11.153	7.000	4.153
81,85	90,03	35	70	200	100	100	9.003	7.000	16.003	7.000	9.003
22,53	24,79	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.479	4.521
32,70	35,97	35	70	200	100	100	3.597	7.000	10.597	7.000	3.597
31,40	34,54	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	3.454	3.546
91,98	101,17	35	70	200	100	100	10.117	7.000	17.117	7.000	10.117
15,88	17,47	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.747	5.253
87,77	96,55	35	70	200	100	100	9.655	7.000	16.655	7.000	9.655
76,32	83,96	35	70	200	100	100	8.396	7.000	15.396	7.000	8.396
11,26	12,39	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.239	5.761
30,85	33,93	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	3.393	3.607
56,68	62,35	35	70	200	100	100	6.235	7.000	13.235	7.000	6.235
82,42	90,66	35	70	200	100	100	9.066	7.000	16.066	7.000	9.066
55,17	60,69	35	70	200	100	100	6.069	7.000	13.069	7.000	6.069
76,88	84,57	35	70	200	100	100	8.457	7.000	15.457	7.000	8.457
43,14	47,45	35	70	200	100	100	4.745	7.000	11.745	7.000	4.745
0,05	0,05	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	5	6.995



Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
26,32	28,95	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.895	4.105
68,13	74,94	35	70	200	100	100	7.494	7.000	14.494	7.000	7.494
76,95	84,64	35	70	200	100	100	8.464	7.000	15.464	7.000	8.464
53,29	58,61	35	70	200	100	100	5.861	7.000	12.861	7.000	5.861
19,51	21,46	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.146	4.854
34,96	38,45	35	70	200	100	100	3.845	7.000	10.845	7.000	3.845
28,58	31,44	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	3.144	3.856
51,59	56,75	35	70	200	100	100	5.675	7.000	12.675	7.000	5.675
19,56	21,51	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.151	4.849
86,27	94,90	35	70	200	100	100	9.490	7.000	16.490	7.000	9.490
2,39	2,63	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	263	6.737
48,64	53,50	35	70	200	100	100	5.350	7.000	12.350	7.000	5.350
55,46	61,01	35	70	200	100	100	6.101	7.000	13.101	7.000	6.101
52,96	58,25	35	70	200	100	100	5.825	7.000	12.825	7.000	5.825
47,89	52,68	35	70	200	100	100	5.268	7.000	12.268	7.000	5.268
49,82	54,80	35	70	200	100	100	5.480	7.000	12.480	7.000	5.480
60,85	66,94	35	70	200	100	100	6.694	7.000	13.694	7.000	6.694
72,67	79,94	35	70	200	100	100	7.994	7.000	14.994	7.000	7.994
87,61	96,37	35	70	200	100	100	9.637	7.000	16.637	7.000	9.637
19,50	21,45	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.145	4.855
61,40	67,54	35	70	200	100	100	6.754	7.000	13.754	7.000	6.754

Precio de Bolsa	Precio de Bolsa + DeltaPb	Costo Marginal	Precio Contrato	Cant. Disponible	Ventas en Contratos	Ventas en Bolsa	Ingresos Bolsa	Ingresos Contratos	Ingresos Totales	Costo	Beneficio Neto
\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	kW	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)	Pesos (\$)
4,26	4,69	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	469	6.531
82,92	91,21	35	70	200	100	100	9.121	7.000	16.121	7.000	9.121
55,42	60,97	35	70	200	100	100	6.097	7.000	13.097	7.000	6.097
32,96	36,26	35	70	200	100	100	3.626	7.000	10.626	7.000	3.626
12,07	13,27	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	1.327	5.673
64,63	71,09	35	70	200	100	100	7.109	7.000	14.109	7.000	7.109
18,40	20,24	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	2.024	4.976
60,89	66,98	35	70	200	100	100	6.698	7.000	13.698	7.000	6.698
5,05	5,55	35	70	200	100	0	0	7.000	7.000	555	6.445
64,77	71,25	35	70	200	100	100	7.125	7.000	14.125	7.000	7.125

En el escenario de un incremento del 10% en el precio de bolsa como resultado del ejercicio de poder mercado, y en un escenario que el generador vende tanto en la bolsa como en contrato de energía, obtiene un beneficio neto total de \$ 316.267 pesos, equivalente a un aumento en su renta del 6% con respecto al caso base.

En la siguiente tabla se presenta el resumen de los resultados de la simulación, tipo académica, la cual nos permite evidenciar que al disponer de contratos de energía el generador buscará comportarse eficiente para optimizar su ingreso, dado que disponer de poder de mercado no le significa mayores rentas.

**Tabla B-7Resumen de resultados simulación**

Escenario	Caso Base – Solo Bolsa	Caso Base –Bolsa y Contratos	Delta Precio Bolsa 5%		Delta Precio Bolsa 10%	
			Caso Base – Solo Bolsa	Caso Base –Bolsa y Contratos	Caso Base – Solo Bolsa	Caso Base –Bolsa y Contratos
Renta Total	187.794	298.573	208.375	307.193	229.410	316.267
Variación Porcentual	--	--	11%	3%	22%	6%

La variación porcentual, es calculada a partir de los resultados del caso base dependiendo del escenario que está analizando



# Bibliografía

ACOLGEN, H. B. (1999). *Posición Dominante en la actividad de generación eléctrica en Colombia*. ACOLGEN.

ASGARI, M. H., & MONSEF, H. (2010). Market power analysis for the Iranian electricity market. *Energy Policy* 38 , 5582-5599.

BLANCK, P. F. (2002). *Tratado de defensa de la libre competencia*. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú.

CAMPUZANO, P. (2002). *Tesis de Maestría "Determinación del Poder de Mercado para los Generadores en el sector eléctrico colombiano"*. Medellín: Facultad de Minas Universidad Nacional de Colombia.

CHANG, Y. (2007). The New Electricity Market of Singapore: Regulatory framework, market power and competition. *Energy Policy* , 403-412.

Circular CREG 005 de 2014. *Documento CREG "Medidas para la promoción de la competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad"*.

COMITÉ DE SEGUIMIENTO INDEPENDIENTE AL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA - CSMEM. (s.f.). *Informes de Seguimiento Mensual*. Recuperado el enero de 2014, de <http://www.sui.gov.co/MEM/>.

CREG. (2010). *Documento CREG 118-2010 "Medidas para la promoción de la competencia en el Mercado de Mayorista de Electricidad"*. Bogotá.

CREG Foro Internacional. (7 de Diciembre de 2010). Circular CREG 078 de 2010 "Foro Mercado Mayorista de Energía: medidas para la promoción de la competencia". Bogotá, Colombia.

CSMEM - Informes Mensuales, C. d. *Informes Mensuales*.

GALLEGO, C. (2012). *Tesis de Maestría "Análisis de Posiciones Dominantes en el Mercado de Energía Mayorista Colombiano basado en el cálculo de la Demanda Residual y formación de precios"*. Pereira: Facultad de Ingeniería Universidad Tecnológica de Pereira.

GARCÍA, A., & ARBELÁEZ, L. E. (2002). Market power analysis for the Colombian electricity market. *Energy Economics* , 2017-229.

GARCÍA, J. J., BOHÓRQUEZ, S., LÓPEZ, G., & MARÍN, F. (2013). *Poder de Mercado en Mercados Spot de generación eléctrica: metodología para su*. Medellín: Documento de

trabajo Economía y Finanzas. Centro de Investigaciones Económicas y Financieras. Universidad EAFIT.

GREEN, R. (2006). Market power mitigation in the UK power market. *Institute for Energy Research and Policy, University of Birmingham, Utilities Policy* 14 , 76-89.

HELMAN, U. (2006). Market power monitoring and mitigation in the US wholesale power markets. *FERC Federal Energy Regulatory Commission* , Energy 31, 877–904.

MAS-COLELL, A., WHINSTON, M. D., & GREEN, J. R. (1995). *Microeconomics Theory*. Oxford University Press ISBN 0-19-510268-1.

NORD POOL SPOT AS. (2014). Market Conduct Rules Nord Pool Spot Physical Market, Trading Appendix 5.

NORD POOL SPOT AS. (2014). *The Nordic Electricity Exchange and The Nordic Model for a Liberalized Electricity Market*. Obtenido de <http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Rules-and-regulations/The-Nordic-Electricity-Exchange-and-the-Nordic-model-for-a-liberalized-electricitymarket.pdf>

OECD. (2006). *Glossary of Industrial Organisation Economics and Competition Law*. Organisation for Economic Co-Operation and Development.

OFGEM. (s.f.). *Open Letter on Regulation on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT)*. Recuperado el Mayo de 2014, de <https://www.ofgem.gov.uk/publications-andupdates/>.

OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets. (2009). *Addressing Market Power Concerns in the Electricity Wholesale Sector - Initial Policy Proposals*. Ref: 30/09.

PINDYCK, R. S., & RUBINDEL, D. L. (1995). *Microeconomía*. Tercera Edición ISBN 013-240672-1.

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

RAMÍREZ, J. (2010). Análisis de la concentración del Mercado Eléctrico Colombiano con base en los índices CRn y HHI. *Asociación de Ingenieros Eléctricistas AIE de la Universidad de Antioquia* , ISSN 1794-6077.

SIC - Consultor Camilo Quintero Montaña. (2011). *Estudio Sector de Energía en Colombia - Informes 1, 2 y 3*. Bogotá: Superintendencia de Industria y Comercio.

STOFT, S. (2002). *Power System Economics: Designing markets for electricity*. IEEE Press Wiley - Interscience ISBN 0-471-15040-1.

THE BRATTLE GROUP. (2007). *Review of PJM's Market Power Mitigation Practices in Comparison to Other Organized Electricity Markets*. The Brattle Group, Inc.

UNCTAD Naciones Unidas. (2004). *Manual para la formulación y aplicación de las Leyes de Competencia*. Nueva York y Ginebra: UNCTAD, United Nations © Copyright 2004.

---

UNIÓN EUROPEA. (2011). *REGLAMENTO (UE) N o 1227/2011 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.*

VARIAN, H. R. (1992). *Análisis Microeconómico*. España: Antoni Bosch, editor, S.A.

WILLEMS, B. (2006). Market Power Mitigation by contracts. *Tilburg Law and Economics Center, University Tilburg. Energy Institute, K.U.Leuven. Florence School of Regulation, Robert Schuman Centre, EUI, Florence .*

WILLEMS, B., & DE CORTE, E. (2008). Market power mitigation by regulating contract portfolio risk. *Energy Policy* , 3787 - 3796.

WOLAK, F. A. (2009). *Report on Market Performance and Market Monitoring in the Colombian Electricity Supply Industry*. Bogotá, Colombia: SSPD.