

**FALLOS DE LA REGULACIÓN Y SU INCIDENCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN
MINORISTA DE ENERGÍA Y LAS TARIFAS FINALES COBRADAS A LOS
USUARIOS RESIDENCIALES EN EL DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA, 1997-
2005.**

**Aura Juliana Cardona Correa
Fátima de J. Ponce Bernal**

**Universidad EAFIT
Escuela de Administración
Departamento de Economía
Medellín
2007**

**FALLOS DE LA REGULACIÓN Y SU INCIDENCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN
MINORISTA DE ENERGÍA Y LAS TARIFAS FINALES COBRADAS A LOS
USUARIOS RESIDENCIALES EN EL DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA, 1997-
2005.**

**Aura Juliana Cardona Correa
Fátima de J. Ponce Bernal**

**Monografía de Grado
Para aspirar al Título de Economista**

**Asesor
Jorge Alberto Valencia**

**Universidad EAFIT
Escuela de Administración
Departamento de Economía
Medellín
2007**

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Medellín, Mayo 29 de 2007

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	6
1. MARCO TEÓRICO	8
1.1. Generalidades del sector Eléctrico Colombiano	8
1.2. La regulación de servicios públicos	10
1.3 Aspectos Teóricos y Objetivos de la Regulación Económica	13
1.4. Mecanismos de Regulación	15
1.5 La Tarifa Óptima.....	16
2. MERCADO MINORISTA ELÉCTRICO	22
2.1 Funcionamiento y Requisitos de la Competencia en el Mercado Minorista.....	22
2.2 Modelos de Competencia Minorista	24
2.3 Algunas experiencias internacionales de la aplicación del mercado minorista.....	26
2.3.1 El caso Español	27
2.3.2 El Caso de California	28
2.3.3 El caso de Texas	30
2.4 Opciones de Competencia Minorista Completa	31
3_ El Marco Regulatorio y su Incidencia en el Funcionamiento del Mercado Minorista de Energía	39
3.1 _Análisis de los componentes de la formula tarifaria de energía	39
3.2 Integración Vertical.....	47
4. DIFERENCIAS TARIFARIAS ENTRE EADE Y EPPM EN ANTIOQUIA.....	50
CONCLUSIONES	58
BIBLIOGRAFÍA.....	60

RESUMEN

En el presente trabajo, se pretende analizar los aspectos referentes a la regulación y su incidencia en el Mercado Minorista de Energía, específicamente el caso de la Fórmula Tarifaria General establecida por la Resolución CREG 031 de 1997, a través de la cual se determina el Costo Unitario de Prestación del Servicio, que sirve como referencia para la determinación de las tarifas a los usuarios finales por parte de todos los comercializadores, y su efecto en el precio final cobrado a los usuarios residenciales, principalmente los del Departamento de Antioquia.

Se busca demostrar como la formulación en el cálculo del valor de los diferentes componentes de la tarifa ha limitado el desarrollo del mercado minorista colombiano, y a su vez ha generado incrementos importantes en el precio final cobrado a los usuarios residenciales en el departamento de Antioquia, para el periodo 1998 – 2005, con relación a otros mercados del país.

Palabras Claves: *Regulación, Mercado Minorista de Energía, Fórmula Tarifaria General, Descrime del Mercado, Integración Vertical, Comercializador Incumbente, Componentes Negociables y Componentes No Negociables de la Tarifa.*

INTRODUCCIÓN

Durante la década de los noventa el mercado de energía eléctrica colombiano sufrió varias transformaciones, entre las que se destaca la separación de las actividades propias del mercado (generación, transmisión, distribución y comercialización).

Las actividades de distribución y transmisión quedaron funcionando bajo el esquema de monopolio, dada la naturaleza de las mismas. Por su parte, en las actividades de generación y comercialización se permitió el libre acceso a empresas, de forma tal que funcionaran bajo un esquema competitivo.

Con la introducción de la competencia en la actividad de generación se dio paso a la creación del Mercado Mayorista de Energía, que está conformado por generadores, comercializadores de energía y usuarios no regulados atendidos por dichos comercializadores que pueden acceder al mercado libremente, en el cual se realizan grandes transacciones de energía y cuya formación de precios se da en la Bolsa.

De otra parte la competencia en la actividad de comercialización da paso a la creación del Mercado Minorista en condiciones de competencia. En este participan los usuarios regulados que están sujetos a las tarifas que resultan de aplicar la fórmula de cálculo estipulada por el regulador, función que es ejercida en Colombia por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

La Resolución CREG 031 de 1997 determina la Fórmula General para el cálculo del Costo Unitario (CU) de Prestación del Servicio, a la cual se deben referir los comercializadores para fijar el valor del servicio que se cobra al usuario final. El CU está conformado por cinco componentes: generación, transmisión, distribución, comercialización y otros costos del mercado relacionados con cada una de las actividades que involucran la prestación del servicio de energía.

Los incrementos en el precio final de la energía han evidenciado problemas en la forma de cálculo de cada uno de estos componentes. Por tal motivo, el objetivo del presente trabajo es determinar los posibles fallos que se están presentando en la regulación del sector, y como estos posibles fallos han incidido en dicho incrementos. La metodología utilizada para el desarrollo de este trabajo permitió identificar los problemas que se presentan en algunos de los componentes de la tarifa a partir de conceptos de la teoría económica y de formación de tarifas, teniendo en cuenta además para la identificación de los posibles fallos los aspectos fundamentales de la teoría sobre Regulación Económica.

Este trabajo está compuesto por cuatro capítulos: en el primer capítulo denominado como marco teórico, se realiza una introducción al mercado eléctrico colombiano, así mismo se hace una descripción sobre la teoría de la regulación. En el segundo capítulo se describe en forma detallada como debería ser el funcionamiento del Mercado Minorista de Energía y las principales características de este mercado, mostrando algunas experiencias internacionales de mercados liberalizados. Con respecto al tercer capítulo, se realiza un análisis de cada uno de los componentes del CU y se muestra como ha sido su evolución durante el periodo de análisis. En el cuarto capítulo se realiza un análisis de lo que está sucediendo para el caso de las empresas antioqueñas prestadoras del servicio.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Generalidades del sector Eléctrico Colombiano

A principio de los años noventa, los graves problemas de generación de energía que vivió el país llevaron a que se produjeran racionamientos del servicio de ésta por largos periodos de tiempo, lo cual obligó al Gobierno a realizar grandes reformas estructurales al sector eléctrico.

La primera reforma se dio durante el racionamiento de energía que vivió el país por 13 meses, entre los años 1992 y 1993. Para ese entonces, el Gobierno decretó la Ley 700 de 1992, que permitió la participación del sector privado en la generación de electricidad mediante la figura de generadores independientes, Independent Power Purchases - IPP's.

La segunda gran reforma se dio con las Leyes 142 y 143 de 1994 de Servicios Públicos Domiciliarios y Eléctrica respectivamente. Se separa entonces el mercado en cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización. Estas leyes, especialmente la 143, introdujo el denominado “modelo de competencia minorista” que permite a los usuarios finales la libre elección del prestador del servicio, también establece como condición el libre acceso a las redes de transmisión y distribución, y transforma las actividades de generación y comercialización para que se desarrollen en un ambiente de competencia.

Con estas últimas disposiciones, se estableció además la separación de las actividades de generación y comercialización del negocio de transporte por redes, especialmente el de transmisión a grandes voltajes, permitiendo ejercer la comercialización separada o conjuntamente con la generación o la distribución para aquellas empresas que desean ingresar a participar en el mercado.

Entrando en detalle en cada una de las actividades; los generadores de energía son las empresas que desarrollan la actividad de producción de electricidad y realizan sus transacciones de dos formas: directamente con los comercializadores de energía o a través del mecanismo de negociación en el Sistema de Intercambios Comerciales o Bolsa de energía.

Los agentes transmisores son los que desarrollan la actividad del transporte de la energía en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), “los cuales son remunerados según una metodología de costos índices”¹, independientemente de su uso. En este caso, existe competencia entre los transmisores existentes

¹ Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Una visión del mercado eléctrico Colombiano. Pág. 3-8.

y potenciales por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN.

Los distribuidores son los que se encargan de la actividad de transporte de energía por todo el territorio nacional conectado a través del Sistema de Transmisión Regional (STR)² y del Sistema de Distribución Local (SDL)³. Actualmente, todos los agentes distribuidores son a la vez comercializadores, mas no ocurre lo mismo con los comercializadores⁴, algunos de los cuales sólo se dedican al desarrollo de dicha actividad exclusivamente.

Por último, los comercializadores funcionan como intermediarios entre los generadores, transmisores y distribuidores de energía, y los usuarios finales demandantes del servicio. Pueden optar por servir de intermediarios de los usuarios Regulados, de los no Regulados o de los dos tipos.

Independientemente del mercado que atiendan, la cadena de costos que deben tener en cuenta en la prestación del servicio al usuario final debe tener los siguientes componentes: Generación, Distribución, Transmisión, Comercialización y Otros Costos⁵. Los componentes de la cadena de costos de prestación del servicio para la atención de usuarios en los dos mercados son idénticos, pero no así el manejo que puede aplicar el comercializador a cada uno de los componentes, manejo que dependerá del mercado en el cual actúe. El mecanismo de transacción de energía se realiza a través de la Bolsa de Energía y de Contratos de Energía a Largo Plazo.

Por el lado de los usuarios del servicio de energía eléctrica, se dispuso la clasificación de estos en Regulados y No Regulados, que ya se han mencionado con anterioridad. En términos generales, los usuarios No Regulados son aquellos grandes consumidores de energía, se incluyen en este grupo a la gran industria y algunos clientes comerciales grandes⁶.

Dentro de los Usuarios Regulados están los clientes residenciales, sector comercial y la pequeña y mediana industria. Los Usuarios Regulados pertenecen al Mercado Minorista de Energía, en el cual, el servicio se ofrece

² Sistema de Transmisión Regional - STR: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4 y que están conectados eléctricamente entre sí a este Nivel de Tensión, o que han sido definidos como tales por la Comisión. Un STR puede pertenecer a uno o más Operadores de Red.

³ Sistema de Distribución Local SDL: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en uno o varios Mercados de Comercialización.

⁴ La lista completa de Comercializadores y Distribuidores – Comercializadores, para efectos del desarrollo de los objetivos de la presente Monografía se encuentra disponible en www.creg.gov.co

⁵ El componente “Otros Costos” corresponde a los Costos Adicionales en que incurre un comercializador en el Mercado Mayorista de Electricidad. Para más detalles www.creg.gov.co

⁶ También llamados grandes usuarios, son aquellos con una demanda de potencia superior a los 100 KW, o un consumo de energía superior a 55 MWh/mes.

con base en lo pactado en un contrato de condiciones uniformes entre el usuario y el comercializador, y las tarifas son reguladas por la CREG mediante una Fórmula Tarifaria General⁷; además se estableció una tarifa única (se prohíbe discriminar precios), es decir, la tarifa debe ser igual para todos los clientes del mercado Regulado con las mismas características de consumo y nivel de tensión en un mismo mercado.

Para estos últimos, los comercializadores pueden cobrar de acuerdo a lo establecido por la Resolución CREG 079 de 1997 los siguientes cargos⁸: Cargo por Unidad de Consumo (de acuerdo con diferentes opciones tarifarias y que representan la sumatoria de los diferentes componentes de costos), Cargo de Conexión (por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio) y un Cargo Fijo por disponibilidad de Consumo⁹.

La tarifa final cobrada a los usuarios es establecida por cada comercializador, con base en el costo unitario del servicio, resultante de aplicar la fórmula definida por la CREG, y aplicando los subsidios¹⁰ o las contribuciones conforme se señala en la reglamentación vigente, los cuales van a definir, finalmente, el valor cobrado a los usuarios de los diferentes estratos.

Debido a que, como se ha venido comentado a lo largo del presente trabajo, el sector eléctrico en general, es objeto de intervención por parte de un ente regulador independiente, se hace necesario abordar los aspectos teóricos alrededor de la regulación económica, tales como su concepto, fundamentos, principales aproximaciones, instrumentos, entre otros, con el fin de generar un marco de análisis y comparación al momento de estudiar en detalle la regulación aplicada al sector de nuestro interés.

1.2. La regulación de servicios públicos

Para explicar los conceptos y elementos fundamentales de la Teoría de la Regulación, se hace necesario antes, explicar algunos conceptos e hipótesis de la teoría microeconómica que resultan ser fundamentales en el análisis de la actividad de regulación; éstos son: *Eficiencia de Pareto*, los dos *Teoremas del Bienestar*, *Eficiencia Productiva* y *Eficiencia Asignativa*.

Se dice que una asignación Precios - Cantidades - Rentas es *Pareto eficiente* cuando no existe asignación alternativa que, dejando a todos los agentes como mínimo igual de satisfechos que antes, logre que alguno o algunos estén

⁷ Resolución CREG 031 de 1997 y 113 de 1996.

⁸ Artículo 5o de la Resolución CREG-079 de 1997.

⁹ Se cobrará únicamente cuando la liquidación de los consumos del usuario, junto con el cargo fijo que esté vigente, sea inferior a dicho cargo mínimo, en cuyo caso la aplicación de este cobro reemplaza la liquidación y cobro de los consumos del usuario y el cargo fijo correspondiente. Artículo 5º, Resolución CREG 079 de 1997.

¹⁰ Las disposiciones en materia de subsidios y contribuciones se pueden ubicar en: www.creg.gov.co.

mejor¹¹. En regulación, este criterio suele ser usado para la evaluación de modelos de regulación. De este mismo criterio, se desprenden también dos cualidades que deben cumplir las asignaciones que se hagan en el mercado; la primera se denomina Eficiencia Asignativa, según la cual para una función de costos determinada los consumidores están adquiriendo los bienes al mínimo precio posible, y para una demanda determinada las empresas están produciendo al mínimo costo posible, la cual se denomina Eficiencia Productiva. Ambas cualidades van a intentar ser atendidas por el regulador al momento de incidir sobre un determinado mercado.

Con respecto a los dos teoremas básicos de bienestar, el primero de ellos sostiene que de dejarse en libertad a los agentes económicos sin imponerles restricción externa alguna para que intercambien bienes y servicios, se logra una asignación pareto-eficiente¹². El segundo teorema, afirma que cualquier asignación pareto-eficiente es alcanzable a través del intercambio libre de los agentes partiendo de una asignación de recursos compatible con los resultados que se desean alcanzar¹³. Este último, le atribuye al sector público la actividad de garantizar esa distribución inicial que vaya acorde con los objetivos que en materia de asignación se tienen.

La actividad de regulación se puede considerar como una forma de intervención pública en la actividad económica; restringiendo, influyendo y condicionando las actuaciones de los agentes.

Algunas definiciones importantes de regulación encontradas en la literatura son¹⁴:

- Según Shugart (1990): La regulación es una actividad pública de control de precios y de imposición de restricciones en el ejercicio de ciertas actividades económicas.
- Muños Machado (1998); define la regulación como un conjunto de técnicas de intervención pública en el mercado.
- Harrington (1995); define la regulación como una limitación impuesta por el sector público para restringir las elecciones de los agentes.

La regulación pública se justifica a partir de la teoría económica normativa por los fallos que se presentan en el mercado. Los dos teoremas del bienestar fallan, resultando viable entonces la intervención económica de instituciones públicas, que según los neoclásicos se configura como elemento sustitutivo y desde el punto de vista de la economía de la información, se configura como elemento complementario del mercado.

El objetivo de la regulación, como forma de intervención pública, tiene su origen en la teoría económica del bienestar, al quedar evidenciadas fallas en la forma

¹¹ ANGEL L., Miguel. La Regulación de los Servicios Públicos. Cap. 1, Pág. 17.

¹² Ibid.

¹³ Ibid.

¹⁴ ANGEL L., Miguel. La regulación de los Servicios públicos. Cap 1. Pag. 26.

como los mercados asignan los recursos. En muchos de los casos no se cumplía con que las asignaciones de los recursos fueran eficientes en el sentido de Pareto y, además, no siempre se alcanzaban asignaciones Pareto – eficientes a través de intercambios libres. Entre los factores que evitan el cumplimiento de los dos teoremas se pueden mencionar los relacionados con la información. Según Stiglitz, la falta de información en los mercados, no es una excepción, sino una regla general presente en la actividad económica. Es normal que un inversionista no tenga conocimiento sobre la evolución futura de ciertas variables exógenas que afectarán su nivel de retornos de la inversión, resulta complicado evaluar los riesgos a futuro que implica tomar cualquier decisión.

La falta de información genera la oportunidad, a los diversos agentes del mercado, de aprovechar las asimetrías de información para obtener beneficios¹⁵. A esto tipo de problemas relacionados con la información, se les denomina *selección adversa*. Los problemas de información tienen consecuencias sobre el comportamiento de los agentes, y los hacen tomar decisiones ineficientes (Problema de “*riesgo moral*”)¹⁶ que terminarán incidiendo en el desempeño del mercado, evitando así, el cumplimiento de los dos teoremas.

Los neoclásicos también mencionan algunos fallos que tienen consecuencias de ineficiencia en los mercados, unos son los llamados *efectos externos*, que están asociados al consumo y a la producción de bienes y servicios; y a esos costos y beneficios que están vinculados en los intercambios pero que no se incorporan en el precio del bien o servicio. A éste se suma los relacionados con la existencia de bienes públicos de consumo no excluyente y diferenciado, las economías de escala, y problemas de equidad, que el mercado por sí solo no resuelve¹⁷.

Si bien; cuando no hay regulación es posible que suceda alguno de los problemas antes mencionados, la regulación también presenta algunos fallos; los más destacados son:

1. *De información e incentivos*: en general la regulación busca poner en equilibrio mercados donde la eficiencia es difícil de alcanzar, la asimetría en la información puede generar ineficiencias de gran magnitud, de tal modo que regular sea más costoso que dejar en competencia.
2. *Sostenibilidad o consistencia de decisiones*: Cuando se toman decisiones con respecto a los precios, estos en muchas de las ocasiones hacen referencia a objetivos de corto plazo, dejando a un lado proyectos de inversión tecnológica cuyos frutos se ven a futuro.
3. *Captura ante los intereses particulares*: En muchas ocasiones las decisiones tomadas por el regulador tienen como objetivo satisfacer

¹⁵ ANGEL L., Miguel. La regulación de los Servicios públicos. Cap 1. Pag. 15.

¹⁶ Ibid

¹⁷ ANGEL L., Miguel. La regulación de los Servicios públicos. Cap 1. Pag. 22-23.

intereses privados de grupos particulares, ocasionando así un problema de bienestar social.

1.3 Aspectos Teóricos y Objetivos de la Regulación Económica

La regulación económica ha jugado un papel muy importante desde que se ha venido presentado la apertura en los mercados y donde ha tomado más fuerza la participación y competencia de los agente privados en la prestación de servicios públicos, bien sea por la privatización de las empresas estatales encargadas de la prestación de estos servicios o por la eliminación de los monopolios estatales. No obstante la intervención del estado aún sigue vigente en la economía, aunque en una menor medida.

Algunos autores definen la actividad de regulación como “una limitación impuesta por el sector público para restringir las elecciones de los agentes económicos”¹⁸. Desde este punto de vista, la intervención del estado se da principalmente por la existencia de fallas de mercado. De esta manera, el sector público actúa para reducir las distorsiones del mercado que afectan negativamente a los individuos o agentes del mercado.

De la anterior, se supone entonces la existencia de un regulador benevolente que impide que los agentes con poder de mercado afecten el bienestar de la sociedad a través de actividades que superpongan los intereses privados sobre los generales. Esta visión, denominada normativa y tradicional de la actividad reguladora, está asociada a una noción de interés público o bienestar social que ha sido principalmente cuestionada por no tener en cuenta las posibles relaciones que se pueden presentar entre el sector público (regulador) y las firmas (regulados), de tal forma que el ente regulador se pueda ver influenciado por grupos de interés, además de posibles problemas de asimetrías en la información, que de alguna u otra forma comprometerán el buen desempeño de la actividad reguladora del Estado.

La regulación nace entonces a partir de las fallas que se presentan en el funcionamiento del mercado, su propósito principal es actuar donde existe competencia imperfecta, bien sea por que no existe suficiente oferta o demanda o porque no hay suficiente información. Así mismo, los reguladores se centran entonces en tomar decisiones en beneficio de los consumidores y de las empresas. Para estos efectos, se plantea una función objetivo¹⁹ de tal

¹⁸ SIFONTES, Domingo. Regulación Económica y Agencias Regulatorias Independientes: Una Revisión de la Literatura. Pág. 6. <http://www.eumed.net/ce/ds-regulat.pdf>.

¹⁹ $W(p)=E(p)+ \alpha\pi(p)$, donde

$W(p)$ es el bienestar social

$E(p)$ es el excedente del consumidor

$\pi(p)$ es el beneficio de la empresa regulada

α factor de ponderación que representa el peso que el regulador otorga a los intereses de las empresas en relación con los intereses de los consumidores.

Siendo $E'(p)<0$ y $\delta'(p)>0$

Con $\alpha=1$ se tiene que el precio es igual al costo marginal.

forma que involucre el beneficio de las empresas y el excedente del consumidor, permitiendo así ver qué sucede con las variables incluidas ante variaciones en los precios, por ejemplo, si el precio del bien sube, entonces el excedente del consumidor disminuye y el beneficio de la empresa regulada aumenta.

Para este caso, el objetivo principal del regulador es maximizar la Función de Beneficio Social, mediante la determinación de tarifas²⁰ o precios que deben pagar los consumidores de bienes o servicios producidos por la firma regulada, esto es: dejar operar a la firma regulada de una manera tal que no se apropie por completo del excedente del consumidor. Esta actuación tiene efectos sobre la estructura y nivel de las tarifas a fijar por el regulador. Para efecto de fijar estas tarifas, existen varios métodos, tales como: regla de la elasticidad inversa a partir del criterio de Ramsey, tarifas con restricciones de capacidad, tarifas en dos partes, reparto de costes comunes, redistribución y discriminación de precios²¹.

La principal dificultad que afrontan estos métodos es la información requerida por parte del regulador, debido a que las funciones de costos y las de demanda necesarias para el establecimiento de tarifas, en algunos casos pueden ser proporcionadas por los agentes regulados. La función de costo le permitirá establecer restricciones mediante mecanismos²² que eviten el aumento exagerado del precio y de los ingresos de las firmas.

La captura de regulador (Enfoque Positivo de la regulación), se ve como un proceso de compensaciones entre las partes que intervienen en la actividad económica que será regulada, donde la decisión final del regulador, más que estar basada en la maximización de la función de bienestar social, tendrá como objetivo maximizar un cierto beneficio político que va a favor de sus intereses individuales."El principal objetivo de esta visión de la actividad reguladora es explicar quien recibirá los beneficios o cargas de la regulación, qué forma tomará la regulación y los efectos de la misma sobre la asignación de recursos, asumiendo que la regulación es conseguida por la industria y diseñada básicamente para su beneficio"²³.

Si $\alpha < 1$, en primer lugar, se mejora el bienestar de los consumidores mas desfavorecidos, se atenúan las diferencias en cuanto al poder de negociación, se valoran más los intereses de los consumidores, se mejora la condición salarial de los empleados de empresas reguladas, ya que ésta tiene un incremento.

Si $\alpha > 1$, esto sucede cuando el regulador es propietario de la empresa regulada, toma la decisión que le permita disminuir el nivel de impuesto para fijar su precio de una forma competitiva.

²⁰ La estructura de la tarifa se refiere a los distintos precios que se establecerán dependiendo del tipo de consumidor y área geográfica.

²¹ ANGEL L., Miguel. La Regulación de los Servicios Públicos.

²² Ibid.

²³ SIFONTES, Domingo. Regulación Económica y Agencias Regulatorias Independientes: Una Revisión de la Literatura. Pág. 7. <http://www.eumed.net/ce/ds-regulat.pdf>.

Ante este problema, algunos teóricos afirman que se hace por lo tanto necesario el diseño de un marco institucional para la actividad reguladora, en general, para que las reglas regulatorias sean relativamente eficientes se requiere otorgar un margen de discreción importante a los reguladores²⁴ (*la regulación como problema de diseño*). Según este enfoque, la regulación se puede ver como un problema de diseño compuesto en dos partes: las reglas de conducta de la regulación o diseño básico de la regulación (regulatory governance) y los incentivos de la regulación (regulatory incentives)²⁵. Las reglas de conducta de la regulación son mecanismos usados para mitigar la discrecionalidad del regulador y para resolver los problemas entre el regulador y el agente regulado. Los incentivos de la regulación se refieren a los diferentes mecanismos utilizados en la actividad desempeñada por el regulador.

1.4. Mecanismos de Regulación

Cuando se habla de un mercado regulado, se entiende que el regulador debe asignar eficientemente los recursos con el fin de que el precio resultante sea eficiente. Para ello, el regulador debe adoptar algunos mecanismos que sean sencillos y que le permitan realizar esta labor sin problemas; algunos de estos mecanismos son:

a) Regulación según la tasa de beneficio: este mecanismo debe asegurar que mediante la fijación de unos precios se logre recuperar los costos variables y de inversión, con el fin de garantizar la estabilidad del negocio; además se deben obtener unas ganancias que siempre sean atractivas para el inversionista.

b) Regulación mediante IPC-X (*Price Cap*): este tipo de mecanismo es muy similar al usado para fijar los salarios, aquí simplemente se fija un nivel de tarifas cuya condición es que los ingresos medios generados por éstos en un periodo no superen a los del periodo anterior. Este tipo de regulación ha sido implementada en España y Estados Unidos, sus resultados han sido satisfactorios y se han extendido al resto de los mercados energéticos como el gas y las telecomunicaciones.

c) Regulación mediante suelos y techos: los mecanismos de regulación expuestos anteriormente no resuelven un problema grave que se puede presentar en la fijación de tarifas, este es el problema de los subsidios cruzados, que pueden generar dos situaciones que inducirían al mal funcionamiento del mercado²⁶: la primera situación sería que con la existencia de subsidios cruzados se puede incurrir en precios predatorios, los cuales generarían que los nuevos entrantes tengan que competir con

²⁴ SPILLER, Pablo T. La regulación de los servicios públicos en Argentina. Una reforma Constitucional. Pág. 3.

²⁵ SIFONTES, Domingo. Regulación Económica y Agencias Regulatorias Independientes: Una Revisión de la Literatura. Pág. 7. <http://www.eumed.net/ce/ds-regulat.pdf>.

²⁶ ANGEL L., Miguel. La regulación de los Servicios públicos Cap III. Pág. 96.

precios inferiores a los costos debidos a que los beneficios obtenidos de la regulación pueden ser financiados por precios obtenidos de la competencia. Esta situación se presenta porque las empresas prestan diferentes servicios o producen varios bienes, unos regulados y otros no. La segunda situación es la de sostenibilidad del monopolio de servicios públicos. Si el costo de la prestación del servicio del monopolio es financiado con los precios que se obtienen de ese mercado, la estructura tarifaria debe modificarse tras la entrada de nuevos competidores, de lo contrario, los subsidios cruzados dejarán fuera de competencia al monopolio.

Bajo este panorama, se propone como solución el uso de suelos y techos que permitan un grado de flexibilidad de las empresas reguladas en la fijación de las tarifas.

d) Finalmente se destaca la regulación bajo la participación de beneficios: consiste en destinar parte de los beneficios obtenidos por la empresa regulada a la disminución de las tarifas, sin que se supere una referencia determinada establecida por el regulador²⁷. Del uso de este mecanismo se destacan algunas ventajas: evitar beneficios que vengan de información imperfecta, hace que los riesgos asociados a los costos de evolución sean compartidos, aumenta la credibilidad en la regla de la evolución de las tarifas, disminuye los incentivos a declarar sobrecostos. En consecuencia, aunque este tipo de regulación trae consigo muchos beneficios, no es muy practicada actualmente, debido a que su implementación no se ajusta bien a las condiciones reales del mercado.

1.5 La Tarifa Óptima

Una de las tareas del regulador consiste en establecer una tarifa óptima, que permita maximizar la función de bienestar social y además, permita a los empresarios cubrir los costos en que incurrir al realizar una gestión eficiente de su actividad (Ángel L., Miguel; 1999). Para este efecto se debe establecer un nivel de precio y una estructura tarifaria, que le permita alcanzar estos objetivos, acorde con las características de los consumidores, nivel de consumo y según los diversos productos que se estén ofreciendo.

El nivel tarifario se define “como los ingresos de las empresas reguladas divididos entre la cantidad de servicios que prestan o de bienes que venden en el ejercicio de su actividad” (Ángel L., Miguel; 1999). Al momento de establecer este nivel tarifario, se debe tener en cuenta que la empresa regulada pueda recuperar sus costos de monopolio, sin importar que el precio cobrado resulte mayor al costo marginal y que el excedente del consumidor se debe maximizar, sujeto a la función de costos de la empresa para evitar pérdidas de esta última. Se debe buscar, por tanto, hacer mínimas las reducciones de excedente del consumidor.

²⁷ Ibid.

Pueden darse diferentes casos de nivel de costos medios (Cme) y costos marginales (Cmg) que se deben tener presente: en el caso típico de las economías de escala, donde los Cme son decrecientes, los Cmg, aunque también decrecientes, resultan menores a los Cme, por lo que, de establecerse una tarifa con base en el primero, arrojaría pérdidas a la empresa haciendo inviable su funcionamiento. Cuando la empresa se haya en fase de construcción de su infraestructura o cuando la demanda del servicio supera la capacidad de la empresa, es normal que los Cmg resulten mucho mayor a los Cme, en este caso, el regulador puede establecer una tarifa igual a los Cme.

Para el primero de los dos casos anteriores, el regulador tiene dos opciones; la primera es subsidiar a la empresa estableciendo un impuesto a consumidores y no consumidores del servicio subsidiado, opción que resulta complicada desde el punto de vista administrativo del impuesto (gestión e implementación). Y la otra opción, es la de establecer unas tarifas que, además del Cmg, incluyan un componente adicional que le permita a la empresa cubrir sus Cme. Es en este punto, cuando se habla de Estructura Tarifaria, que hace referencia a los diferentes precios cobrados por la empresa de acuerdo al tipo de consumidor, área geográfica o cualquier otro elemento que permita hacer una distinción de precios; esto con el objetivo de minimizar la pérdida de eficiencia ocasionada por el cobro de una tarifa mayor al Cmg y, además, permitir reducir los costos de ineficiencia de la aplicación de una tarifa única y uniforme en la que se cobre un excedente o cargo constante sobre el Cmg. Es necesario que, para el regulador y la empresa, sea factible distinguir los grupos o segmentos sobre los cuales se van a cobrar diferentes precios y además que no sea posible el arbitraje entre estos últimos de tal forma que los consumidores con menores precios no puedan vender el producto o servicio a los consumidores con precios más altos.

Uno de los procedimientos para diferenciar precios en las tarifas consiste en adicionarle al Cmg un cargo de los Costo Fijos Totales, que variará de acuerdo a la elasticidad de la demanda de los consumidores: para aquellos con mayor sensibilidad al cambio de precio del servicio, este cargo será menor y para aquellos con poca sensibilidad, tendrán un cargo adicional al Cmg mayor²⁸. Existen algunas condiciones, que de no cumplirse, este procedimiento de discriminación no funcionaría adecuadamente. La primera condición es la no existencia de elasticidades de demanda cruzadas que eviten que los consumidores de un grupo reaccionen a las variaciones de precio de otros grupos; y la segunda, que los efectos renta en las decisiones de los consumidores no sean muy determinantes al momento del análisis de las elasticidades en curvas de demanda que no los contemplan.

Entre las bondades de este método, están las menores pérdidas de excedente del consumidor, que conducen a un nivel de bienestar social superior al que se

²⁸ Basado en la Regla de la Elasticidad Inversa planteada por Ramsey (1927), acerca del cómo distribuir los impuestos necesarios dado un monto a recaudar.

obtendría repartiendo los costos fijos por igual entre el número total de consumidores. Los problemas de la utilización del criterio de Elasticidad Inversa se relacionan con la dificultad que tiene el regulador de obtener la información necesaria para estimar las elasticidades de cada uno de los grupos. Ante este inconveniente, el regulador puede establecer un nivel de ingresos para un conjunto de mercados y que la misma empresa fijen sus montos adicionales o recargo sobre el Cmg para cada uno de sus segmentos. Otro inconveniente adicional de este procedimiento es la dificultad de distinguir entre discriminación de precios y subsidios cruzados, puede ocurrir que determinados segmentos subvencionen a otros que pueden cobrar precios por debajo de su Cmg. Por último, esta diferenciación de precios puede generar malestar en los consumidores con menores niveles de renta o con mayor necesidad del servicio, cuya demanda puede ser la más rígida y, por tanto, ser a quienes se les cobra la mayor tarifa, lo que resulta ser socialmente inaceptable.

Un caso particular del anterior procedimiento de discriminación es la utilización del periodo de consumo, según sea pico o valle, como elemento de diferenciación de segmentos para discriminar los precios. Este tipo de tarifas, Tarifas con Restricciones de Capacidad, asumen que la función de demanda varía estacionalmente de unos periodos de tiempo a otros (periodos de demanda alta o picos y periodos de demanda baja o valles), se necesita de inversiones para lograr suplir los periodos de alta demanda, y a la vez deben soportar los excesos de capacidad instalada en periodos de demanda baja. Asume también, que el arbitraje no es posible, puesto que es complicado, casi imposible, almacenar el bien o servicio.

Esta tarifa funciona de la siguiente manera: el precio para los que consumen en periodo de Demanda Valle, será igual a los costos incurridos en ese periodo de tiempo, es decir, será igual al Cmg o Costo Variable; a los consumidores en periodo de Demanda Pico, se les cobrará los costos Variables más el valor unitario de los costos fijos necesarios para tener la capacidad que requiere los periodos de Demanda Pico.

Este tipo de procedimiento, donde se tiene en cuenta la demanda del servicio o producto para diferenciar precios, tiene un inconveniente generado por la misma naturaleza de la demanda de este tipo de bienes o servicios públicos, que tiene un comportamiento aleatorio, ya que el costo de la inversión en capacidad estará en función, no sólo de la demanda esperada, si no de la aleatoriedad de la misma y los costos asociados a esta característica (costos de exceso o insuficiencia de capacidad). El problema al que se enfrenta el regulador en estos casos es elegir un nivel óptimo de capacidad ociosa debido al componente aleatorio de la demanda y entonces, puede optar por otorgar a los consumidores la oportunidad de elección entre un servicio barato, con poca garantía de suministro, o un servicio costoso, con alta garantía. Es necesario, para este tipo de tarifas, y a la vez complicado, para el regulador, conocer la valoración social del riesgo de fallo, por lo tanto, no es muy factible en la

práctica ofrecer a los consumidores la elección entre un servicio caro o uno barato.

Otra solución a este inconveniente introducido por la aleatoriedad de la demanda, es el Precio Sombra, que equivale al perjuicio causado por tener la oferta restringida por exceso de demanda. Entonces, el precio óptimo debe incluir el C_{mg} y el Precio sombra para cada unidad de producto en que hay restricciones en la oferta por exceso de demanda. Esta solución parece poco práctica puesto que es complicado calcular ese precio sombra con base en experiencias pasadas y la valoración puede ser subjetiva.

Ahora, se pueden ofrecer diversas tarifas de acuerdo al nivel de consumo. Este tipo de tarifas, en la que el precio pagado por el consumidor es variable, y se reduce a medida que más unidades consuman, se les conoce con el nombre de esquema de precios no lineales.

Un ejemplo de este tipo de tarifas son la Tarifa en dos partes (Coase, 1946), que posee un componente fijo (cuota de enganche), y un componente variable (cuota por consumo). La tarifa en dos partes conseguirá un mayor nivel de bienestar social que el obtenido por la fijación de un precio igual al C_{me} , siempre y cuando el componente variable o el precio marginal sea mayor o igual al costo marginal.

Pueden presentarse en el mercado, consumidores a los cuales el componente fijo de la tarifa (cuota de enganche) les parezca muy elevado, ya sea por su nivel de renta o porque tengan preferencias débiles con respecto al servicio. En este caso, como les resultará muy costoso el servicio, optarán por no adquirirlo. Lo mejor es ofrecer variedad de tarifas, ya sea con múltiples tramos, en dos partes o una tarifa múltiple compuesta de varias tarifas, que se adecuen a las preferencias de cada uno de los consumidores, cada uno optará por la que más le convenga. Las desventajas de este esquema radican en los costos de administración y gestión de la tarifa, que aumentan a medida que más tramos poseen. Habrá entonces que evaluar en *trade off* entre costos de administración y gestión y la adecuación a las preferencias heterogéneas de los consumidores.

Otra forma de establecer una estructura tarifaria pareto-eficiente, es repartiendo los costos comunes de prestar un paquete de servicios entre todos los consumidores. Esto puede resultar muy viable y de hecho es puesto en práctica por los reguladores en muchos países por sus bajos costos de implementación, puesto que la función de costos de cada uno de los productos o servicios que ofrece una empresa puede resultar siendo muy compleja y difícil de diferenciar. Es normal ver que se ofrecen paquetes de servicios, el servicio público puede ser un bien multiproducto, y cada uno de los componentes de este pueden tener costos compartidos.

Los criterios que normalmente se usan para distribuir los costos entre cada uno de los servicios son: repartir los costos comunes según los *inputs* de la función

de costos, repartirlos según los costos individualizados (propios de cada servicio) y repartiéndolos entre los ingresos imputables a cada servicio. Para evaluar que tan pertinentes pueden resultar estas formas de imputación de costos se han establecido criterios de evaluación (Ángel L., Miguel; 1999). Los análisis realizados demuestran que cualquier reparto que siga dichos criterios termina resultando arbitrario y que las condiciones de maximización del bienestar social sólo aparecen cuando se tienen en cuenta las condiciones de la demanda.

Es necesario mencionar que pese a las críticas que ha recibido este esquema de imputación de precios, tales como no permitir identificar la existencia de subsidios cruzados, no arroja precios eficientes y, además, los criterios de imputación en los que se basa son arbitrarios y carentes de sentido económico, no se puede negar la facilidad de cálculo y el poder, además, prescindir de información muy compleja tales como las elasticidades de demanda en cada mercado o segmento, lo que ha hecho que sean muy utilizados en la determinación de tarifas reguladas.

Hasta ahora, se ha hablado de las diferentes formas de discriminar precios para usuarios con diferentes preferencias, nivel de consumo, pero no se ha tenido en cuenta el inconveniente social que puede resultar de cobrar tarifas iguales a usuarios con igual consumo pero con diferente nivel de renta o ingresos. Para un consumidor con menor nivel de ingreso un determinado valor cobrado por la empresa de servicio, ocupará una mayor proporción del total de su renta que para otro que tiene un nivel de ingreso mucho mayor.

Todos los métodos que se han propuesto no dejan de tener inconvenientes que los hacen de difícil implementación por parte del regulador. Este último necesita conocer las funciones de costo de la empresa (que de pedirla a las empresas, éstas se verían incentivadas a informar costos superiores a los reales), funciones de demanda, preferencias sociales, y la redistribución de rentas entre consumidores y agentes económicos.

El problema relacionado con la función de costos de la empresa se puede controlar introduciendo cierta flexibilidad al modelo de regulación de tal forma que sean las empresas quienes fijen sus precios y tarifas e incentivándolas a ser eficientes a través de la transferencia de todo el excedente del consumidor que logren (Ángel L., Miguel; 1999). De esta forma las empresas actuarán eficientemente, haciendo los costos de producción mínimos, fijando un precio igual a estos y maximizando su beneficio, y así obtendrán los ingresos por prestación del servicio, precio por cantidad, y además el excedente que será entregado por el regulador a través de una transferencia. El inconveniente acá resulta ser la entrega de todo el excedente a la empresa, y en la práctica, debe el regulador conocer la función de demanda para calcular el valor a transferir a la empresa por excedente del consumidor.

El desconocimiento de la función de demanda, se puede resolver si en lugar de transferirle al empresario el total del excedente del consumidor, se le transfiere

un valor inferior a este excedente. Los ingresos totales serían entonces el valor recibido por la prestación del servicio y una transferencia inferior al excedente del consumidor. Para implementarlo serían necesarias dos etapas, una inicial en la que el regulador establece un valor de transferencia y un nivel de precios determinado con base a información de posibles costos de la empresa y según sus objetivos de redistribución, y en la segunda etapa, el empresario fijaría su nivel de precios y recibiría un valor de transferencia de acuerdo con ese nivel de precio establecido.

En estos dos últimos esquemas no es necesario que el regulador conozca exactamente la estructura de costo de la empresa, lo que si no se podría diferenciarse en este caso es si los costos bajan por factores exógenos a la empresa, como bajos costos de materias primas, caída de tipos de interés, o por acciones reales de la misma para lograr reducir sus costos. De cualquier forma los beneficios de menores precios se terminan trasladando a los consumidores.

Pero aún así las transferencias no parecen una opción viable al momento de ponerlas en práctica, por tal razón se ha propuesto tomar la parte fija de una tarifa en dos partes y hacerla variable de acuerdo a las decisiones de la empresa; esta incorporación de las decisiones de la empresa ya de por sí es un problema; además esto implicaría expulsar del mercado a consumidores con una demanda débil que puede ser un número grande.

La aplicación de cada uno de estos esquemas puede resultar ser complicada para el regulador, por lo que más que cualquier otra cosa, deben considerarse como herramientas de análisis. El problema va más allá de un ejercicio de maximización, ya que incluye mediar siempre entre intereses opuestos y además buscar soluciones de acuerdo al juicio del regulador.

2. MERCADO MINORISTA ELÉCTRICO

2.1 Funcionamiento y Requisitos de la Competencia en el Mercado Minorista

Para analizar la competencia en el Mercado minorista de energía, es necesario partir de un análisis básico de la economía: la relación entre costo–beneficio. Un problema que se ha encontrado al realizar este análisis para el sector, es que dada la fuerte regulación que posee no se conoce muy bien sobre cuáles serían las ventajas de una mayor competencia. Adicionalmente, la complejidad del sector conlleva a que los costos de implementación puedan ser muy altos y los beneficios difíciles de identificar.

Los beneficios que se pueden obtener están relacionados específicamente con:

- Disminución de precios.
- Aumento de la innovación tecnológica.

Debido a que no es fácil identificar la relación entre costo-beneficio, existe un temor de la conveniencia de liberalizar el mercado, no obstante, muchos países han puesto en práctica este esquema de competencia.

Hay dos aspectos importantes al momento de hablar de liberalización del mercado eléctrico. El primero se relaciona con la competencia en el mercado mayorista, en el cual, los comercializadores compran del mercado mayorista y suministran a la mayoría de sus clientes de acuerdo a tarifas reguladas. El segundo, se relaciona con la competencia en el mercado Minorista.

Para el Mercado Minorista, se han identificado una serie de factores que permiten establecer el punto de partida que permitirá que el nuevo esquema de competencia funcione adecuadamente²⁹:

- El buen funcionamiento del mercado mayorista; debe ser eficiente y completo.
- Las tarifas deben ser eficientes, tal que reflejen la competencia que allí se presenta.
- Consumidores con cierto grado de conocimiento y sofisticación.
- Es fundamental un número adecuado de posibles entrantes que permitan una buena competencia.

Para la existencia de este mercado; es fundamental tener un Mercado Mayorista lo suficientemente bien desarrollado en el cual funcione bien la competencia y no se generen distorsiones en el mercado minorista una vez sea puesto a funcionar. El requisito fundamental para que se dé la competencia en

²⁹ Hunt, Sally. Informe NERA. 2005.

el Mercado Mayorista es una excelente competitividad, de tal manera que el precio que de esta resulte sea transparente y no sea necesaria la presencia de un regulador.

Algunas de las características que dan muestra de que el mercado está funcionando bajo el esquema competitivo son: la existencia de varios productores y compradores, liquidez, cobertura adecuada y suficiente, libre entrada de competidores (oferentes), alto grado de elasticidad de la demanda ante señales de precio, la presencia de una regulación que permita disminuciones en el costo de acceso al mercado que garantice un buen nivel de inversiones y la introducción de innovaciones, además de identificar y castigar la posición dominante.

Otro aspecto fundamental para garantizar el adecuado funcionamiento del Mercado Minorista son las Tarifas de Acceso, las cuales deben cumplir con los siguientes requisitos: deben generar expectativas de recuperación de costos a los entrantes; promover la eficiencia en el consumo con el fin de asegurar que el costo marginal de suministro de energía sea igual al precio marginal pagado por el cliente; deben ser de fácil aplicación y lo suficientemente claras para que los clientes las puedan entender y tomar decisiones de consumo; también deben ser predecibles tal que permitan tener una visión de cuál va a ser su comportamiento en el futuro; y por último, no discriminatorias.

El tema de subsidios cruzados es importante en este punto, puesto que las tarifas de acceso deben ser coherentes con la liberalización del mercado. Si bien la presencia de subsidios no es óptima en un esquema liberalizado, no quiere decir que se deban eliminar completamente. La cuestión es saberlos introducir de tal manera que no se generen distorsiones en las tarifas.

También se necesita que el consumidor tenga un conocimiento adecuado respecto del mercado que le permita buscar la mejor opción entre cada uno de los comercializadores que le están ofreciendo el servicio. La falta de experiencia previa por parte del consumidor en este campo se considera como el primer obstáculo, puesto que no sabe cómo funciona el mercado y cómo debe actuar ante la nueva oferta. El sistema debe ofrecer facilidades al usuario para el pago de sus facturas e incentivos para el pago oportuno del servicio.

Si lo que se busca es generar un ambiente de competencia en el mercado, es necesario contar con un número adecuado de entrantes o posibles competidores que maximice su funcionamiento de acuerdo al tamaño del mismo y haga posible prescindir del regulador que interviene; se requiere además que haya empresas con la tecnología adecuada y necesaria para poder ingresar al mercado y prestar el servicio de una manera eficiente.

El entrante debe asumir una serie de costos relacionados con la tecnología que necesita para acceder a competir: los costos de adquisición de clientes, la creación de una marca, entre otros.

En este negocio, las economías de densidad son fundamentales al momento de prestar el servicio, puesto que los costos de la prestación se reducen a medida que los clientes estén agrupados de manera geográfica.

Una vez cumplidos los requisitos antes mencionados, los problemas que se presenten en el mercado pueden ser causados por situaciones tales como: dificultades de acceso al mercado mayorista generadas por la integración entre generadores y comercializadores imponiendo desventajas a los nuevos comercializadores; distorsiones entre las tarifas de acceso y tarifa integral por la falta de buena fijación de estas. Los subsidios cruzados y los niveles de tarifas reguladas también pueden ocasionar problemas una vez esté configurado el mercado de competencia.

Los beneficios de la introducción de competencia en el mercado eléctrico a nivel internacional no se pueden generalizar por factores específicos y característicos de cada uno de los países. Se ha logrado, sin embargo, aceptar dos posibles beneficios de este proceso. Por un lado, las reducciones de precio del servicio, las cuáles tienen lugar si se analiza la electricidad como un *commoditie*, es decir, la característica principal del producto es el precio. El otro posible beneficio se relaciona con la diversificación y se refiere a la electricidad como un bien diferenciado, el cual posee diversos atributos, como por ejemplo, reputación, experiencia del comercializador, calidad de servicio y los servicios de valor agregado.

Si bien se han mencionado beneficios adicionales de la introducción de competencia el más importante es que la competencia ayuda al proceso de formación de precios.

2.2 Modelos de Competencia Minorista

El objetivo final de los modelos de competencia minorista es llevar los beneficios de la competencia al consumidor final, es decir, menores precios y una mayor innovación con una diversidad de productos.

Existen cuatro modelos fundamentales de competencia minorista que intentan buscar este objetivo:

a. Suministro regulado por subastas

En este modelo, los comercializadores-distribuidores compran por medio de subastas competitivas en las cuales el precio va disminuyendo a medida que pasa la subasta. Sin embargo el comercializador-distribuidor sigue con los clientes regulados cuyo límite de elegibilidad exige que se tengan contadores horarios³⁰.

³⁰ Los contadores horarios son dispositivos que se instalan en las unidades residenciales con el fin de medir el consumo (KWh) de cada una de ellas.

La subasta debe de cumplir con algunos requisitos para que sea eficiente y garantice unas tarifas satisfactorias. Es importante además que el regulador participe muy de cerca en el diseño y organización de la subasta para garantizar un procedimiento adecuado, con un número suficiente de competidores y un precio que refleje las condiciones de mercado.

b. Comercialización por franquicias

Es también un modelo basado en la subasta, pero diversifica un poco su portafolio pues se pueden comprar otros servicios diferentes, como: la facturación de clientes, la medida o mantenimiento de los contadores, la lectura y el servicio al cliente. El único criterio de competencia que se tiene es el precio, y para no caer en dificultades con el paquete subastado, el regulador debe imponer normas en las cuales se establece el número de días en que se debe entregar la factura a los clientes, las lecturas de los contadores, entre otros. Los costos fijos de desarrollar cada una de estas actividades no son muy altos, por esto se hace eficiente que sean subastados todos los productos en un conjunto ya que es más eficiente que una empresa se encargue de facturar todo a que cada una se ponga en esa tarea. No obstante, hay que tener mucho cuidado pues la subasta podría resultar compleja y el resultado podría ser poco eficiente.

c. Modelo de comercialización financiero

Es un modelo mediante el cual se pactan precios de energía hoy para energía que será usada en el futuro. Este mecanismo ofrece una cobertura de riesgo ya que los cambios que se presenten de los precios en el futuro no afectarán los ingresos que por venta de energía se puedan tener. El modelo ha sido propuesto en general para agentes que no cuentan con activos financieros. Sin embargo, se han detectado algunos elementos relacionados con el problema de cobertura que tiene los comercializadores:

- La energía funciona como un *commoditie*.
- No puede ser almacenada.
- Su volatilidad es alta.
- El efecto dominó de su exposición es muy grande.
- Los mercados mayoristas no son los suficientemente completos.
- Las tarifas reguladas tienen poca volatilidad.

Estos elementos generaron que el modelo no fuera exitoso en los sitios donde se ha puesto en práctica.

d. Competencia minorista completa

Este modelo ofrece la posibilidad de otorgarle al comercializador el desarrollo de diversas actividades que le permitan alcanzar un alto grado de diferenciación entre los clientes. Este es el modelo más utilizado en los países

que han optado por liberalizar su mercado eléctrico, y se basa en la concepción de electricidad como un bien diferenciado.

2.3 Algunas experiencias internacionales de la aplicación del mercado minorista

Durante los últimos años, la liberalización de sector eléctrico se ha venido realizando en muchos países tanto en el mercado mayorista como en el minorista, algunos ejemplos son el: España, Australia y diferentes estados de Estados Unidos de América. La liberalización de estos mercados ha generado unas tarifas competitivas y una reducción de costos con la posibilidad de elegibilidad de los usuarios aunque en casi todos se han presentado inconvenientes.

En la tabla que se presenta a continuación se observa el tiempo que les ha tomado a algunos países y estados pasar de un mercado regulado a uno en competencia³¹ (Tabla 1). Como se puede observar, en algunos casos, la evolución de un modelo a otro ha tomado varios años mientras que en otros casos la transición ha sido inmediata.

Tabla 1
Lapso en Adopción Modelo 3 y Modelo 4

País	Mercado Mayorista	Mercado Minorista	Diferencia
California (EEUU)	1998	1998	0 años
Massachussets (EEUU)	1998	1998	0
Maine (EEUU)	2000	2000	0
Noruega	1991	1991	0
Alemania	1998	1998	0
Finlandia	1996	1997	1
Pensilvania (EEUU)	1998	2000	2
Nueva Zelanda	1996	1999	3
Suecia	1996	1999	3
Victoria (Australia)	1998	2002	4
Nueva Gales (Austral.)	1998	2002	4
Alberta (Canadá)	1996	2001	5
España	1998	2003	5
Reino Unido	1990	1999	9
Colombia	1995	?	Al menos 10

Fuente: Hunt, 2005.

³¹ Mercado 3: corresponde al mercado Mayorista no regulado y mercado 4 corresponde al mercado minorista no regulado.

2.3.1 El caso Español

El mercado eléctrico español inició su proceso de liberalización en 1998 para el mercado mayorista, gradualmente se introduce la competencia en el mercado minorista y 5 años después, para 2003, se liberaliza completamente permitiendo que todos los consumidores tengan la opción de elegir quien le suministre el servicio.

Para la puesta en marcha de la competencia en el mercado minorista se tomó como referencia el modelo implementado para California en 1998. Los objetivos tenidos en cuenta al momento de implementar el nuevo esquema fueron la búsqueda de eficiencia y el ofrecimiento de precios más estables. Las necesidades de lograr un mercado mucho más eficiente, menos concentrado y mucho más acorde con las características imperantes en ese periodo para toda Europa, conllevaron a extender la competencia al mercado minorista³². Otros factores claves fueron la sana posición financiera de la industria en ese entonces y la existencia de un cómodo margen de reserva que exigía pocas nuevas inversiones, y que incidieron para involucrar a las compañías y usuarios finales en el proceso de reforma.

Un factor a destacar en el caso español, es la integración vertical existente entre la industria de electricidad y la industria de gas. Para el sector eléctrico, las actividades competitivas y las actividades de la red deben ser realizadas por compañías distintas aunque éstas pueden tener los mismos dueños. Esto ha conllevado a que, por ejemplo, las cuatro empresas eléctricas más grandes estén verticalmente integradas (Ocaña, 2003).

Para inicios de 2003, los consumidores del mercado eléctrico tenían la posibilidad de elegir entre: el esquema de Mercado a Tarifa, donde la electricidad es contratada a empresas distribuidoras que manejan un precio máximo fijado por el gobierno y no es posible negociar el precio del servicio; o el Esquema de Mercado Liberalizado, donde la electricidad se contrata a un comercializador y el precio se pacta libremente a través de negociaciones entre las partes³³.

Hay quienes insisten en que el mercado presenta algunos inconvenientes como: las distorsiones en los precios regulados que han obstaculizado el desarrollo del mercado minorista. La tarifa aplicable a este mercado, es una tarifa regulada que se actualiza anualmente lo que evita el traslado del verdadero costo de la energía (precio formado en el mercado mayorista) a los usuarios finales. Más recientemente, los precios en el mercado mayorista se han elevado muy por encima de los niveles competitivos y esto desalienta a los consumidores que optan por no comprar en el mercado libre y prefieren pagar la tarifa a los precios de mercado (Tarifa Regulada).

³² Ministerio de Economía (2002) "Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas".

³³ Funcionamiento y Regulación de los Mercados Eléctricos. Organización del Mercado Minorista Español. 2004.

Por otro lado, hay quienes insisten en los beneficios de la reestructuración. De acuerdo a diferentes estudios en los cuales se ha analizado detalladamente la evolución del mercado, en la actualidad, alrededor de un 70%³⁴ del mercado funciona satisfactoriamente bajo este esquema.

En sus inicios se pensó que la adopción de este mercado generaría una crisis similar a la ocurrida en California pero parece ser que fueron otro tipo de factores y no la regulación en sí lo que falló en esta última y causó el colapso. Hay quienes afirman que los beneficios relacionados con la disminución en tarifas no son causados propiamente por la competencia sino que son fruto de otro tipo de factores, tales como el aumento de la demanda, caída de tipos de interés y la relativamente baja nueva inversión (Ocaña, 2003).

El principal asunto pendiente en el mercado eléctrico español es la estructura de la industria en sus tres dimensiones de concentración horizontal, integración vertical dentro de la industria eléctrica y relaciones verticales con la industria del gas. La solución de este problema parece complicada pero existen posibilidades de que podría mitigarse con la competencia que representan las importaciones o por nuevos participantes en el mercado español.

Finalmente, las relaciones verticales con la industria del gas siguen siendo un tema que preocupa: en abril del 2003 la compañía dominante de gas inició una compra agresiva de la segunda compañía más grande de la electricidad (Ocaña, 2003). Esto generó preocupaciones en el sentido de que la integración vertical de la electricidad y del gas puede amenazar el acceso a las fuentes de gas por otros generadores, reducir el número de competidores potenciales en los mercados del gas y de la electricidad (las compañías del gas son potenciales entrantes en electricidad y viceversa) y exacerbar el poder de mercado en algunos mercados locales. La compra fue cuestionada por el regulador y fracasó, pero quedó en el ambiente la necesidad de establecer mecanismos de regulación que apliquen para ambos mercados.

2.3.2 El Caso de California

Al inicio de la década de los años 90 California contaba con un sistema de electricidad integrado verticalmente el cual funcionaba bien bajo los mecanismos de regulación existentes, no obstante existían algunos elementos que se podían mejorar. El sistema antes mencionado generó a las empresas grandes utilidades en términos económicos y gran parte de estas utilidades fueron dedicadas a aumentar la capacidad instalada aunque con elevados costos. Una de las situaciones características de este modelo fueron los incentivos que se dieron a las empresas existentes, permitiéndoles favorecer a sus propios generadores y evitar que fueran adquiridos por alternativas en competencia. De toda la reestructuración se esperaban unas reducciones de

³⁴ Ver Funcionamiento y Regulación de los Mercados Eléctricos. ORGANIZACIÓN DEL MERCADO MINORISTA ESPAÑOL, 2004.

costos con unos bajos precios medios, de igual forma se esperaba que los usuarios se beneficiaran en gran medida de la competencia.

La adopción de un nuevo esquema regulatorio surgió a raíz de implementar una mayor competencia en el sector eléctrico, como se observó en la Tabla 1, California ha sido uno de los pioneros de la puesta en marcha de la adopción de este tipo de esquemas. Es así como para el año de 1998 se comienza con el proceso de desregulación de precios, de igual forma se opta por entregar las actividades de distribución y comercialización a empresas independientes y adicionalmente el 40% de la capacidad instalada puesta en oferta fue adquirida por productores independientes. Para el año 2000 la desregulación fue total para el mercado mayorista, los precios cobrados por los incumbentes para el mercado minorista permanecieron regulados como parte de un trato con el ente regulador de tal forma que se les permitiera recuperar las pérdidas ocasionadas por la introducción de competencia al mercado³⁵. Sin embargo, el acelerado proceso de desregulación, la complejidad del diseño del mercado como resultado de la desregulación parcial dieron origen a una serie de prácticas encaminadas a manipular el mercado y en últimas, se desencadenó la crisis del sector para 2001.

Gran parte de los analistas de esta crisis argumenta al respecto que la desregulación se realizó de forma inadecuada, es decir, los distribuidores siguieron siendo regulados y forzados a cobrar precios fijos mientras que el resto de actividades se encontraban en competencia.

La introducción de competencia en el mercado no arrojó muy buenos resultados desde sus inicios puesto que el esquema de mercado planteado resultó ser muy complejo. Parte de esta complejidad fue originada por una desregulación parcial del mercado lo que hizo posible que las empresas utilizaran estrategias de manipulación de mercado que terminaban afectando el precio. Algunos ejemplos claros de manipulación de mercado³⁶ estaban relacionados con ocultar información referente al origen de la energía que estaban suministrando, por otro lado las empresas podían solicitar el acceso a líneas de energía adicionales a las que ya tenían creando en el ambiente una situación de congestión de estas.

Adicional a lo anterior, cuando el mercado mayorista fue puesto en funcionamiento la capacidad instalada del mismo resultó ser muy pequeña para suplir toda la demanda, además esta última empezó a aumentar desmesuradamente como resultado de una serie de eventos de carácter natural³⁷ generando que el precio de la energía aumentara significativamente.

³⁵ California's Electricity Crisis. What's going on, Who's to blame, and What to do. Jerry Taylor, Peter Van Doren. Policy Analysis. Julio 3, 2001. No. 406. Pag. 3.

³⁶ Three Crisis Days At The California ISO. MacCullough Research. September 16, 2002.

³⁷ STOLE, Stephen; CORDARO, Mathew; LOGAN, Douglas M. Texas and California: A contrasting tale of success and failure. Power Economics; Mayo 2002.

Por su parte, por defecto del pacto entre incumbentes y el ente regulador la tarifa para el mercado minorista permaneció congelada sin tener en cuenta futuras eventualidades, como el aumento de la demanda que ocasionarían aumentos en el nivel de precios. Es precisamente esta característica de la tarifa la que no permitió que el precio que se estaba formando en el mercado mayorista se trasladara eficientemente al mercado minorista, ocasionando la quiebra de muchas de las empresas del sector debido a que estas no podían aumentar los precios para así poder cubrir los costos de la energía adquirida en el mercado mayorista.

En consecuencia, el modelo adoptado por California sirvió de *modelo a no seguir* para los estados y países que tenían pensado realizar reestructuraciones en el mercado eléctrico. Las inconsistencias en su diseño, así también como en su aplicación que terminaron desatando una gran crisis y una evolución de precios excesivamente alto, hicieron de este caso un objeto de amplios análisis que intentan explicar las diferentes razones de esta crisis.

2.3.3 El caso de Texas

Texas, al contrario de California ha sido un buen ejemplo de un proceso de desregulación, así como de implementación de un modelo sencillo pero bien elaborado. Para 1995 quedó autorizada la liberalización para el mercado mayorista y cuatro años después se introduce competencia en el mercado minorista. Las reformas de 1995 garantizaron el acceso al mercado mayorista de nuevos generadores lo que contribuyó a reducciones en el precio para este mercado y a la vez se incentivó a la construcción de redes de transmisión.

Entre las medidas implementadas para poner en marcha este nuevo esquema, se consideraban como políticas claves en el diseño del mercado mayorista³⁸ las siguientes: la centralización del mercado a través de un operador del sistema independiente, el Electric Reliability Council of Texas ERCOT³⁹, que administrara la producción y el consumo de la electricidad; y por otro lado, el establecimiento de los contratos bilaterales, los cuales serían el principal método para la compra de energía.

ERCOT tendría la autoridad para supervisar las operaciones con el fin de asegurar que ningún comprador particular o vendedor obtuviera ventajas sobre el resto de los agentes del mercado (Store, 2002).

La nueva capacidad creada a partir de 1995 a raíz de nuevas empresas generadoras y mayor capacidad de transmisión sentaron las bases para la introducción de competencia en el mercado minorista. Uno de los elementos claves del proceso de adopción del mercado minorista fue la educación que se

³⁸ KLEIN, Becky. Texas Success in Electric Restructuring. Utility Business. Marzo 2002; 5, 3.

³⁹ Electricity Reliability Council of Texas, Sistema de operación independiente que administra la producción eléctrica y el consumo de la misma.

dio a los usuarios con respecto al funcionamiento de este mercado, es así como se realiza un programa piloto para poner a prueba el funcionamiento del nuevo esquema⁴⁰, de tal forma que los consumidores tuvieran la oportunidad de conocer el funcionamiento del mercado y pudieran tener, así mismo, la posibilidad de elegir un comercializador.

En cuanto a la tarifa establecida por el regulador para el mercado minorista, conocida como *Price to beat*⁴¹ (*precio techo*), se fijó para todos los consumidores, los cuales, de acuerdo a la normatividad estaban obligados a conocer su historial de consumo y la proyección del mismo pues las variaciones exageradas en su nivel de consumo tendrían un cargo adicional en su tarifa final. Este precio se formaba en el Mercado Mayorista que ya funcionaba de manera adecuada.

Entre los factores que determinaron el éxito de este proceso de desregulación, se destaca la eliminación de las barreras de entrada (beneficios otorgados por los distribuidores a su comercializador asociado) a nuevos comercializadores a través de la desintegración vertical entre estos últimos y los distribuidores, estipulada por la regulación. Así mismo, se estableció una tarifa de última instancia que acogiera a todos esos consumidores que por razones, bien sea de desconocimiento o de aversión a los costos de cambio de comercializador, no ejercieran su posibilidad de elegir.

Por otra parte, pese a que la teoría establece que los subsidios tiene un efecto distorsivo⁴² en las tarifas finales, el caso de Texas demuestra que es posible introducirlos sin generar dichos efectos. En este caso, los subsidios fueron generados con base en el nivel de ingresos y no como sucede en el caso colombiano (el subsidio se establece con base en la ubicación geográfica, regulación por costos medios). En este caso el subsidio beneficia a quien verdaderamente lo necesita.

2.4 Opciones de Competencia Minorista Completa

Una vez liberalizado el mercado se debe escoger la forma en que se va a hacer. Para ello, se deben tener en cuenta algunas referencias de casos internacionales que permitan establecer elementos fundamentales y necesarios a la hora de tomar decisiones en un mercado donde todos los clientes son elegibles.

⁴⁰ Texas Succes in Electric Restructuring. Becky Klein. Utility Bussines. Marzo 2002; 5, 3. Página 12.

⁴¹ A Guide to the Competitive Electricity Market in Texas. Lino Mendiola, Steie Kroger. Texas Bussines Review. Octubre 2001. Página 4.

⁴² Cuando un consumidor paga por debajo del costo marginal de su suministro es ineficiente, para objetivos de la liberalización de mercado el consumidor debe pagar como mínimo el costo de la energía CE. Tomado de Aspectos Fundamentales de la Introducción de Competencia en el Mercado Minorista Eléctrico. NERA, Pág 13.

Las decisiones implican dos elementos claves e inevitables: costos y riesgos que deben ser asumidos. A continuación, se explican los elementos a tener en cuenta al momento de determinar la forma cómo se va a llevar a cabo la liberalización y las posibilidades dentro de cada uno de ellos de acuerdo a la experiencia internacional.

a. Definición de Elegibilidad

La definición o criterio de elegibilidad está ligado de acuerdo a la experiencia de diversos países que tienen contadores horarios. Por tanto, no son elegibles quienes no cuentan con este elemento. Este criterio de elegibilidad es consecuente con la idea de *causalidad de costos*, quienes generan los costos los deben pagar, dado que el contador horario garantiza la medición del consumo de energía.

Existen además unos perfiles de elegibilidad puesto que el esquema de los contadores ha mostrado eventualmente tasas de consumo muy bajas.

Para efectos de ejercer la elegibilidad, se puede optar por el uso de Contadores Horarios o el uso de Perfiles de carga, partiendo siempre de un análisis costo-beneficio que permita evaluar la conveniencia de la adopción de cualquiera de éstos. Los contadores horarios se caracterizan por tener un alto grado de precisión. Sin embargo, resulta costosa su implementación. Para el caso de los perfiles de carga, existen varias metodologías de estimación que difieren entre sí; se destaca adicionalmente que algunas de las metodologías arrojan resultados poco precisos por lo que resultan también costosos en términos de las diferencias con respecto a los consumos reales que pueden incidir en pérdidas de energía.

b. Actividades Competitivas y Separación de Actividades

Cuando se intenta introducir la competencia en el mercado minorista es necesario analizar qué tipo de economías manejan las actividades a separar. Se hace necesario, por tanto, diferenciar las actividades que manejan economías de Escala de las que no las poseen, hacer el cálculo de la Economía de Alcance⁴³ que en cada una de ellas se pueda presentar y que una vez puesto en marcha el proceso de separación de actividades tendería a desaparecer. Otro tipo de economía a tener en cuenta, son las economías de Densidad⁴⁴, relacionadas con la cercanía geográfica del producto o servicio.

Las economías que se manejan en el Mercado Eléctrico son importantes al momento de introducir la competencia, ya que ofrecen un punto de partida al

⁴³ Se presentan cuando el costo total de hacer dos actividades de manera conjunta es inferior al costo de hacerlas separadas.

⁴⁴ Son aquellas que se relacionan con la cercanía geográfica del producto. Es menos costoso suministrar el servicio cuando los clientes se encuentran agrupados geográficamente.

momento de hacer la separación, de tal forma que no se generen mayores costos para los usuarios y que los costos totales de la implementación del nuevo esquema no terminen siendo demasiado altos para la sociedad.

Las actividades que normalmente se optaría por separar son: suministro de contador, operación del contador, lectura, procesamiento de la información, agregación de la información, liquidación, facturación y recaudo de cuentas, y compra de energía en bloque.

Hay quienes ven en el proceso de separación de actividades reguladas de no reguladas la forma de evitar que el distribuidor ya establecido o *incumbente*, confiera beneficios a sus filiales que se encuentren desarrollando actividades en segmentos liberalizados, permitiéndoles ser más competitivas e imponiéndole trabas a futuros entrantes en un segmento que debería funcionar competitivamente. De esta forma, la separación entre reguladas y no reguladas permite que se pueda acceder de manera no discriminatoria a los servicios monopolistas del distribuidor.

Por otro lado, hay quienes observan que los costos de desaprovechamiento de economías de escala y alcance manejadas por el distribuidor ya establecido son muy altos y generan ineficiencias en el funcionamiento del mercado. Otro aspecto importante al momento de mencionar los inconvenientes de la separación de actividades, es el que se refiere al manejo de una "marca" de empresa, la cual ya puede estar bastante desarrollada y posicionada por el distribuidor o incumbente para las actividades competitivas. Una vez al incumbente se le prohíba utilizar dicha marca en las áreas competitivas y, además, entren a competir marcas ya posicionadas, por ejemplo, las grandes superficies, el incumbente se verá perjudicado al no tener una marca reconocida con la cual competir. Existe también la posibilidad que el regulador trate de favorecer a los nuevos entrantes en actividades que el distribuidor incumbente puede realizar de manera más barata, ocasionando así la entrada de competidores con mayores costos de prestación del servicio que se traducen en mayores precios al consumidor final.

En la práctica, la experiencia internacional ha utilizado diferentes modelos de agrupación de actividades de acuerdo al papel que corresponde al distribuidor en cada modelo. En este punto, es importante mencionar los objetivos que se persiguen con todo este proceso de separación, ya que con base en estos y la importancia que se le dé a cada uno se definirá el modelo a seguir.

Generalmente los objetivos que se persiguen son: promocionar la competencia, reducir costos de transacción, evitar la duplicación de costos y se debe establecer la rapidez con la que se desea implementar el modelo. Son éstos los que determinan el grado de complejidad del modelo.

La experiencia internacional muestra como, en la gran mayoría de los modelos implementados, los distribuidores mantienen el desarrollo de varias de las actividades separadas. Algunos modelos que optaron por permitir la entrada

de agentes a competir que tenían poca relación con el sector eléctrico, generaron enormes problemas a los consumidores finales, pues no poseían la información necesaria para el desarrollo de su actividad y los canales de información, distribuidor – comercializador, no funcionaron adecuadamente. Es evidente que el distribuidor cuenta con una información que los entrantes no poseen, además de conocer lo relacionado con la gestión y manejo de las redes, entiende de facturación, registro de lectura, manejo de bases de datos enormes y otro tipo de labores que son muy útiles para el nuevo mercado liberalizado. Es por esto último, que se opta por otorgarle al distribuidor muchas de estas actividades, y se establecen formas de garantizar la transparencia de las relaciones entre distribuidores y comercializadores vinculados.

c. Liquidación de Cuentas

Con la introducción de competencia y la opción de elegibilidad a todos los clientes, la actividad de liquidación de cuentas, se considera como una de las más complicadas. El gran número de transacciones generadas por el nuevo esquema produce igual o mayor cantidad de información, que según la experiencia internacional, es mucho más fácil de manejar para el distribuidor. De acuerdo al esquema de separación de actividades planteado en el literal b, entregar esta actividad al distribuidor, resulta ser lo más conveniente, este último puede agregar la información de su zona y enviarla al agente central que agrega la de todos los distribuidores. Los casos de aplicación de este método en diversos países ha dado buenos resultados. La comunicación resulta ser factor clave en este proceso, es necesario establecer protocolos de comunicación que permitan del fácil entendimiento entre agentes y eviten complicaciones a los usuarios finales.

d. Relaciones Comerciales entre Agentes

Con la implementación del nuevo esquema de competencia para el mercado minorista, se hace necesario establecer anticipadamente cuáles son y cómo se desarrollarán las relaciones entre los agentes del mercado. Es fundamental lograr identificar la cadena de prestación del servicio de electricidad: generador – distribuidor – comercializador, con el fin de poder asignar cantidades y valores de consumo que son calculados por el liquidador de cuentas.

En toda la cadena de prestación del servicio se pueden identificar puntos críticos sobre los cuales se deben establecer los procedimientos a seguir. Uno de ellos es la necesidad de asociar al cliente con el domicilio y con un contador, de tal forma que tengan registros que permitan identificar patrones de consumo, información que resulta de gran valor para los comercializadores al momento de crear sus estrategias de venta, por ejemplo. Para efectos de lograr la identificación, se debe implementar el Número Único de Contador – NUC, que “es un prerrequisito para poder cruzar compradores con vendedores”(Hunt, 2005), y también crear un *registro del Cliente*, con información de éste que permita intercambiar información con los agentes que estrictamente la requieran. En Colombia, por ejemplo, ya existe el Número Único de

Identificación del usuario, que relaciona cada acometida legalizada con los usuarios, permitiendo mantener una historia de los patrones de consumo. Se ha propuesto implementar un registro de clientes, especialmente para conocer sus comportamientos en el pago oportuno de las facturas, y en los fraudes y anomalías que se detectan por los diferentes comercializadores de energía.

Otro punto crítico; es la relación cliente – comercializador, y los procedimientos de cambio de comercializador, en donde la premisa es evitarle al cliente el contacto con el comercializador. Una vez se opte por cambiar de comercializador, el contrato debe llevarse a cabo entre el nuevo comercializador y el cliente, y posteriormente, se desvincula completamente del comercializador antiguo. Es importante de igual manera que el proceso sea claro y de pocos pasos. En la experiencia internacional, se destacan los casos de Inglaterra y Gales, y el caso de Noruega, como ejemplos opuestos de complejidad y número de pasos. El primero resulta enormemente complejo, mientras que el caso noruego, además de pocos pasos, le da al consumidor la actividad de medición y lectura, confiando en sus reportes. El caso australiano permite echar atrás una decisión de cambio de comercializador aún habiendo firmado un acuerdo con el nuevo (cooling-off period). En lo referente a los costos por cambio, los reguladores optan por reducir al máximo estos costos con el fin de estimular la competencia, aunque contractualmente se estipula un plazo para dar a conocer la decisión. La duración del contrato, por efectos de facilitar el cambio de comercializador, normalmente se estipula alrededor del tiempo que toma a un cliente cambiar de comercializador, aunque se estipulan contratos de mucho más tiempo, para el caso de Inglaterra, por ejemplo, hay contratos de más de dos años que conllevan a precios inferiores.

Sabemos que el distribuidor debe cobrar una tarifa por el uso de la red, a esta se le conoce con el nombre de peaje. Hay dos formas de cobrar esta, ya sea el mismo distribuidor generando el inconveniente al cliente final del recibo de dos facturas separadas y mayores costos de transacción, o ya sea que el comercializador se encargue del cobro de dicho valor, como es el caso en Colombia.

Las relaciones entre distribuidor – comercializador dependen del modelo de separación de actividades que se siga. Por ejemplo, en el caso de un distribuidor con varias funciones, la relación es compleja, ambos tienen obligaciones con el sistema en general. En el caso de Inglaterra, la relación entre los dos se limita al cobro del peaje por parte del comercializador a los clientes, y el distribuidor debe encargarse de lo relacionado con el manejo y gestión de redes, esquema que ha sido adoptado igualmente en Colombia.

Por último, las relaciones entre comercializadores deben estar basadas en comportamientos adecuados que contribuyan a mantener la competencia. Es pertinente delegar actividades de registro y liquidación al agente distribuidor siempre que se pueden establecer límites a las relaciones entre distribuidor y el comercializador vinculado. La libre circulación de la información es un factor clave para la competencia entre comercializadores, aunque la entrada de

nuevos agentes sin duda permite que la información crezca y circule enormemente. Este último factor es uno de los más complicados de lograr en los esquemas hasta ahora aplicados, debido a que resulta ser muy costoso y no necesariamente garantiza la operatividad.

e. Tarifas Reguladas de Suministro

Otro requerimiento es el relacionado con el establecimiento por parte del regulador de unas tarifas de suministro que será adoptada por los agentes en situaciones específicas.

Con la introducción de la competencia el cliente final se puede quedar, ante el riesgo de que su comercializador desaparezca del mercado, sin un intermediario que le facilite el suministro del servicio de electricidad. Para efectos de solucionar este inconveniente se crea la figura del Comercializador de Última Instancia, el cual encargará de todos los clientes que se enfrentan a la desaparición de su comercializador y debe cobrar una tarifa establecida por el regulador (*Tarifa de Última Instancia* - TUI) que normalmente debe ser más alta que el resto de tarifas que manejan los diferentes comercializadores, de tal manera que los clientes tengan en cuenta este mayor valor al momento de elegir a su comercializador y evaluar el riesgo de optar por comercializadores que ofrezcan condiciones “muy buenas” o poco normales, que llevan consigo alto nivel de riesgo de que la empresa desaparezca.

Otra tarifa que se debe establecer es la *Tarifa por Defecto*, TxD, cobrada por un Comercializador por Defecto. Ésta es necesaria dadas las dudas que existen al inicio del nuevo esquema de competencia sobre su adecuado funcionamiento, es decir, se cree que la competencia en un inicio puede no funcionar tal como lo requiere el esquema, por lo que no sería adecuado suprimir la regulación completamente al instante de poner en marcha el nuevo esquema. Lo recomendable es dejar pasar un periodo de tiempo que permita a los agentes acomodarse a las nuevas condiciones que se ofrecen. Algunos clientes pueden considerar sus costos de cambio de comercializador muy altos y no querer ejercer su opción de elegir. En este caso, el regulador debe ofrecer la alternativa de acoger este tipo de clientes a sabiendas de que la tarifa cobrada, *Tarifa por Defecto*, va a acogerlos temporalmente mientras el mercado logra reducir los costos de cambio. Es importante anotar que no tiene sentido la introducción de tarifas reguladas en un esquema liberalizado y este puede constituirse tal vez en uno de los principales fallos de la regulación en el caso de introducción de la competencia en el mercado minorista colombiano, como se explica más adelante.

Con respecto a la *Tarifa por Defecto*, existe una discusión centrada en el componente de energía y su forma de fijación. Algunos coinciden en que debe fijarse con base en el precio de mercado *spot* o mercado de corto plazo. El inconveniente de este precio *spot* es la volatilidad. Los clientes, de acuerdo a la experiencia internacional, prefieren que se les cobre un precio fijo por la energía. La volatilidad puede tornarse en un problema que los clientes no

pueden tolerar, por lo que los precios *spot* vinculados en la Tarifa por Defecto no parecen ser la mejor forma de pasar a un modelo sin tarifa regulada de este tipo. Pueden ser mucho más funcionales los precios esperados o contratos de mediano plazo.

Como ya se mencionó, lo que se busca es que esta tarifa desaparezca en un lapso de tiempo, lapso en el que los costos de búsqueda, de cambio y la mayor competencia, deben propiciar la desaparición de la *Tarifa por Defecto* y la *Tarifa de última Instancia* debe variar.

Puede entonces, darse el caso de que haya establecida por el regulador una o dos tarifas. Para el caso de una única tarifa regulada, el escenario propicio para éste, sería aquel en que el esquema ha evolucionado de forma tal que no haya limitación alguna al disfrute de la *tarifa de última instancia*, no existen fricciones en el cambio entre tarifas y la gran mayoría de consumidores han ejercido su elegibilidad. En este caso, los únicos que permanecen bajo la tarifa de última instancia o regulada, son aquellos consumidores que desean que su tarifa sea determinada por el regulador.

La forma como este diseño de tarifa única contribuiría con el mejor funcionamiento del mercado se relaciona con el componente de costo de energía, CE, que se incluye es la siguiente; resulta que el costo de energía debe reflejar el costo esperado de la energía para el periodo que se contrató el suministro del servicio con un determinado cliente. Si el regulador establece el componente CE para la TUI con base en un precio medio esperado, los consumidores tendrán en cuenta el precio esperado de la energía, de tal manera que si el precio medio, que se tiene en cuenta para la TUI, es mayor que el precio de mercado, se acogerán a la TUI y viceversa, si esperan un precio de mercado menor, optarán por participar del mercado.

Como se explicó, dado que en la tarifa regulada, TUI, el costo de la energía se basa en el precio esperado cuando gran parte de los consumidores están bajo ésta; es decir, un precio esperado alto, el valor de la tarifa regulada terminará incitando a que los consumidores opten por salir al mercado. Mientras mayor sea el número de personas que ejercen su elegibilidad, mayor debe ser el costo de la energía considerado en la tarifa regulada. La TUI terminará siendo mucho mayor a las tarifas del mercado, los clientes bajo ésta son cada vez menos, aumentado la variabilidad de los consumos y por tanto aumentado la tarifa máxima y esto conduce al paso de consumidores de la tarifa regulada a la de mercado dinamizando a éste último, pues el mayor número de consumidores inducirá la entrada de comercializadores, generándose así un ambiente competitivo que terminará beneficiando al usuario final.

Cuando se determinan dos tarifas reguladas, las TUI y la TxD, el proceso es muy similar al pasado, la TUI evoluciona de la misma forma que en el anterior, pero en este caso, los clientes que salen de la TxD no pueden volver a ella, ocasionando resistencia a salir de esta última, la única opción sería entonces la

TUI, dando como resultado que el proceso sea mucho más lento que con el primer caso de única tarifa regulada.

En el mercado también existen el tipo de consumidores de escasos recursos que no cuentan con los medios necesarios para pagar una tarifa de mercado. En estos casos, lo ideal es que paguen el costo marginal del suministro del servicio, que incluye: costos de producción de energía, costos por capacidad de generación, instalaciones de transporte, contadores, gestión comercial, entre otros. Los otros costos, los costos no marginales del suministro, son asumidos por el resto de consumidores que si poseen la capacidad de pago. De esta forma, los subsidios cruzados son completamente coherentes con el esquema de competencia, es decir, siempre y cuando los subsidiados estén pagando los costos marginales del suministro, no generarán distorsiones en el mercado.

Las medidas encaminadas a proteger a los consumidores más “vulnerables”, son las que, según lo muestra la experiencia internacional, mantienen en todos los casos de liberalización del mercado eléctrico. Existen diversas opciones (Hunt, 2005), pueden mantener las tarifas reguladas para este tipo de usuarios, establecer un suministrador de última instancia (Reino Unido, Pensilvania, Maine), ayudar al consumidor facilitándole el pago de deudas, ya sea dándole un trato mucho más flexible o estableciendo sistemas de pago especiales (Reino Unido, Maine), deducciones del costo de electricidad (Victoria), establecimiento de límites para la desconexión por no pago (en casi todo Estados Unidos) y educar al consumidor para hacer mucho más eficiente el uso del recurso (Reino Unido), entre otras.

3. El Marco Regulatorio y su Incidencia en el Funcionamiento del Mercado Minorista de Energía

El encargado de llevar a cabo la actividad de regulación debe tener presente tanto a los usuarios como a las empresas productoras de bienes y servicios, es así como su función objetivo la debe definir con base en el excedente del consumidor y los beneficios de las empresas que está regulado (Ángel L., Miguel; 1999).

Para el caso del Mercado Minorista Eléctrico, aún cuando el objetivo de la introducción de competencia es lograr un precio eficiente de prestación del servicio de energía que sea determinado por la libre interacción de la oferta y la demanda, en las primeras etapas, la competencia entre comercializadores suele ser muy precaria: aún hay pocos oferentes y en consecuencia es pertinente la presencia e intervención de un ente regulador en el mercado que asegure que el nuevo esquema, que aún no funciona adecuadamente, no afecte a los consumidores que ante pocas alternativas tienen que someterse a los precios poco eficientes ofrecidos por los comercializadores establecidos.

El nivel de competencia adecuada (Hunt, 2005) para el mercado se alcanzará una vez los consumidores entiendan la nueva dinámica del mercado y conozcan sus nuevas posibilidades de elección. El regulador por su parte, genera unas condiciones que permitan o hagan factible la presencia de nuevos comercializadores que entren a competir en el mercado. Todo lo anterior partiendo del buen funcionamiento del Mercado Mayorista, en el que se deben generar precios transparentes, resultado de un nivel de competencia adecuado, que sirvan de referencia en el Mercado Minorista.

En el caso del Mercado Minorista Colombiano, para efectos de cumplir con los objetivos propios de su función y teniendo en cuenta los factores que facilitan una mejor penetración de la competencia en este mercado (Hunt, 2005), la CREG ha establecido una tarifa que sirve de guía a todos los comercializadores para determinar el precio o costo unitario del servicio ofrecido a los consumidores finales.

3.1 Análisis de los componentes de la fórmula tarifaria de energía

La Resolución 031 de 1997 establece la fórmula general que permite a los comercializadores de energía eléctrica determinar los costos de prestación de servicio a los usuarios regulados. De acuerdo con esta, los comercializadores están sujetos a un régimen de *libertad regulada* a través del cual la CREG “fija los criterios y la metodología con arreglo a las cuáles las empresas

comercializadoras pueden determinar o modificar los precios máximos que cobran a los usuarios finales regulados”⁴⁶.

El costo unitario de prestación del servicio de comercialización, responde a la aplicación de la fórmula general de costos junto con el costo base de comercialización del respectivo prestador del servicio⁴⁷. Es un costo máximo para cada una de las opciones tarifarias que faculta al comercializador para aplicar un valor inferior siempre que tenga razones económicas comprobables que expliquen la existencia de costos inferiores.

En cuanto a la actividad de comercialización, cuando se hace referencia a “competencia entre comercializadores”, para el caso colombiano, se refiere específicamente a competencia vía precios, que es la variable sobre la que los comercializadores pueden tener cierto nivel de maniobra y modificarla de acuerdo a su desempeño⁴⁸. Otra variable que se podría considerar, es la *calidad* del servicio, pero esta última es ajena a las labores de comercialización y se halla en manos de los distribuidores de electricidad. Por lo anterior, para el mercado colombiano, la energía se podría considerar como un producto *commodity*, siendo entonces el precio de la energía el factor relevante para los usuarios finales en la decisión de cambiar o escoger entre comercializadores. El comercializador, entonces, debe realizar una gestión eficiente que le permita reducir el valor de ciertos componentes sobre los que posee control (hasta cierto punto) y así lograr ofrecer al cliente un precio por unidad de energía inferior al resto de comercializadores que le dé la oportunidad de captar nuevos clientes.

Para explicar lo anterior, se abordarán los componentes o cargos que, de acuerdo a la fórmula tarifaria vigente, debe incluir el costo unitario que se cobra al usuario final regulado. De los cargos establecidos en la fórmula de cálculo se pueden identificar unos cargos variables desde el punto de vista de maniobrabilidad que los comercializadores tienen sobre estos y otros cargos fijos que no dan lugar a cambios. Los primeros son los que ofrecen la posibilidad de competir bajo el régimen de libertad regulada aún cuando están sometidos al cumplimiento de una fórmula.

La tarifa actual de energía está conformada por cinco componentes, Generación (G), Transmisión o uso del STN (T), Distribución (D), Costos adicionales del mercado mayorista u otros costos del mercado (O) y Comercialización (C). Todos hacen referencia al costo unitario para el comercializador de cada una de estas actividades que debe arrojar el precio unitario por unidad de servicio, \$/KWh, que se cobrará al usuario final regulado.

⁴⁶ Resolución CREG 031 de 1997. Se establecen Los criterios y metodologías para la determinación del costo de prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica, para usuarios finales regulados.

⁴⁷ Ibid.

⁴⁸ El comercializador queda facultado para aplicar un valor inferior de costo unitario de prestación, siempre y cuando tenga razones económicas comprobables que expliquen los menores costos. Resolución CREG 031 de 1997.

Los componentes relacionados con el uso del STN, la distribución del servicio, y los costos adicionales del mercado, se pueden catalogar como los *Componentes No Negociables* de la tarifa, están previamente determinados; y en el caso de los dos primeros son costos del comercializador que una vez recaudados deben trasladarse completamente al encargado del manejo del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y de las redes de distribución, por tanto, no puede utilizar alguno de estos dos componentes para efecto de variar el costo unitario total que se traslada al consumidor final.

El componente O, Costos Adicionales del Mercado mayorista, corresponde a las contribuciones que deben hacer los agentes a la CREG y a la SSPD, los costos asignados a comercializadores por servicios complementarios, y la remuneración del Centro Nacional de Despacho, los centros Regionales de Despacho y del Administrador de SIC⁴⁹. Estos costos se calculan en proporción a los KWh vendidos.

Por su parte, los componentes G y C se podrían catalogar como los *Componentes Negociables* de la tarifa y es con base en estos dos, que los comercializadores podrán competir vía precio dentro del régimen de libertad regulada.

a. Componente G

De acuerdo a la Resolución CREG 047 de 2002, al momento de definir el componente G en la Resolución CREG 031 de 1997, se tuvieron en cuenta algunos aspectos relacionados con el objetivo de liberalizar y procurar un adecuado funcionamiento de la competencia en la actividad de comercialización. Entre estos aspectos se destacan el estímulo a la competencia en la compra de energía, la recuperación de costos de compra de energía por parte del comercializador, ambas bajo condiciones económicas eficientes, y por último, procurar dar una señal adecuada de abundancia o escasez a los usuarios finales, de tal forma que puedan reaccionar ante la disponibilidad de energía.

Con respecto al componente G se destacan algunas características, las cuales se encuentran relacionadas con el proceso de formación de su valor que posiblemente están generando distorsiones en el precio final cobrado a los usuarios del servicio.

El componente G está planteado en función del promedio mensual del costo de la energía en el mercado mayorista con destino al mercado regulado, tanto individual (Comercializador) como agregado (todos los comercializadores), dejando claro en este punto, que la CREG está usando como referencia el precio que se forma en el mercado mayorista, para la formación de precios en el mercado minorista.

⁴⁹ Ibid.

De acuerdo a la Resolución CREG 031 de 1997, el componente G para un mes m dado, se debe calcular como⁵⁰:

$$G_{m,t} = \beta \left[\alpha_{m,t} P_m + (1 - \alpha_{m,t}) M_m \right] + (1 - \beta) P_{m-1}$$

Donde;

$$P_m = \frac{\sum_{i=1}^{12} \left(P_{m-i} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-i}} \right)}{12} \quad \text{y} \quad M_m = \frac{\sum_{i=1}^{12} \left(M_{m-i} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-i}} \right)}{12}$$

Siendo, P el Costo Promedio mensual (\$/KWh) de las transacciones propias del mercado mayorista con destino al mercado regulado, considerando tanto contratos como bolsa de energía; y siendo M el Costo Promedio mensual (\$/kWh) de las transacciones en el mercado mayorista, considerando igualmente tanto contratos como bolsa de energía.

La regulación a través de competencia referencial, según la literatura económica (Ángel L., Miguel; 1999) incentiva la eficiencia productiva de las empresas reguladas por un lado, y por otra parte, soluciona el problema de información al que se ve enfrentado el agente regulador debido a que no posee información de los costos para cada una de las empresas.

La metodología diseñada para determinar el valor de G que se cobrará al mercado regulado tiene como referencia el costo promedio mensual de las transacciones que el comercializador realiza en el mercado mayorista con destino a su mercado regulado (P_m), y adicionalmente, tiene en cuenta el costo promedio mensual de todas las transacciones en el mercado mayorista (M_m)⁵¹. De esta forma, la metodología incluye el precio de la energía que se forma en el mercado mayorista dando por sentado la igualdad de condiciones en ambos mercados.

Es claro que ambos mercados, mayorista y minorista, funcionan de forma diferente. Mientras que en el primero el precio se forma por medio de subastas en la bolsa de energía, el precio final en el mercado minorista se establece con base en una fórmula tarifaria estipulada por el ente regulador. Estas diferencias hacen que la regulación por competencia referencial no genere los resultados esperados desde el punto de vista competitivo. Si no se cumplen los supuestos teóricos de partida⁵², no es posible garantizar que los resultados sean adecuados para este tipo de metodología. La no existencia del supuesto de igualdad entre los mercados referenciados hace que la metodología de cálculo del componente G no esté generando los resultados esperados.

⁵⁰ Resolución CREG 031 de 1997.

⁵¹ Resolución CREG 031 de 1997.

⁵² Supuestos teórico de igualdad de condiciones en ambos mercados.

Con respecto a este mismo componente, “se ha observado que el Mercado mayorista requiere de medidas que permitan lograr negociaciones comerciales más transparentes y eficientes”⁵³, que arrojen precios transparentes, por lo que no resulta conveniente para efectos de cálculo de G la inclusión de Mm o Precio Referencial mientras que se presenten estas situaciones de irregularidad en las negociaciones.

Otros aspecto a mencionar sobre este componente, es el que se relaciona con los promedios móviles que se introducen en el cálculo con el objetivo de reducir la volatilidad⁵⁴ del precio de la energía en el mercado mayorista, y además, generar una señal adecuada que le permita al usuario regulado hacerse a una idea de la disponibilidad de energía en el mercado. Para el caso de la tarifa vigente, la duración de los promedios móviles (12 meses) contenidos en este componente, si logra disminuir la volatilidad del precio de la energía en la tarifa a usuario final, pero al dar estabilidad está ocasionando que muchas veces el precio cobrado al usuario no cubra los ingresos requeridos para cancelar la energía suministrada, o por el otro lado, se genere un precio a cobrar al usuario final muy por encima de lo requerido por el comercializador⁵⁵.

b. Componente C

La metodología que se aplica para el componente de comercialización, C, se fundamenta en la regulación a través de los costos medios del mercado completo (usuarios regulados y no regulados), que busca reconocer los costos máximos asociados con la atención de los usuarios regulados⁵⁶.

Para este efecto, se deben calcular el Costo Base de Comercialización (valor de comercialización por mercado atendido), expresado en \$/Factura, el cual es un componente fijo dentro del cálculo de C y el Consumo Facturado Medio, el cual resulta de dividir el total de kWh vendidos, tanto a usuarios regulados como no regulados, entre el total de facturas expedidas, y que es la parte variable del componente C. Como se puede ver en el Grafico 1, el valor promedio de este componente ha venido aumentando en los últimos años para algunas empresas comercializadoras especialmente por el efecto de la disminución en el Consumo Facturado Medio .

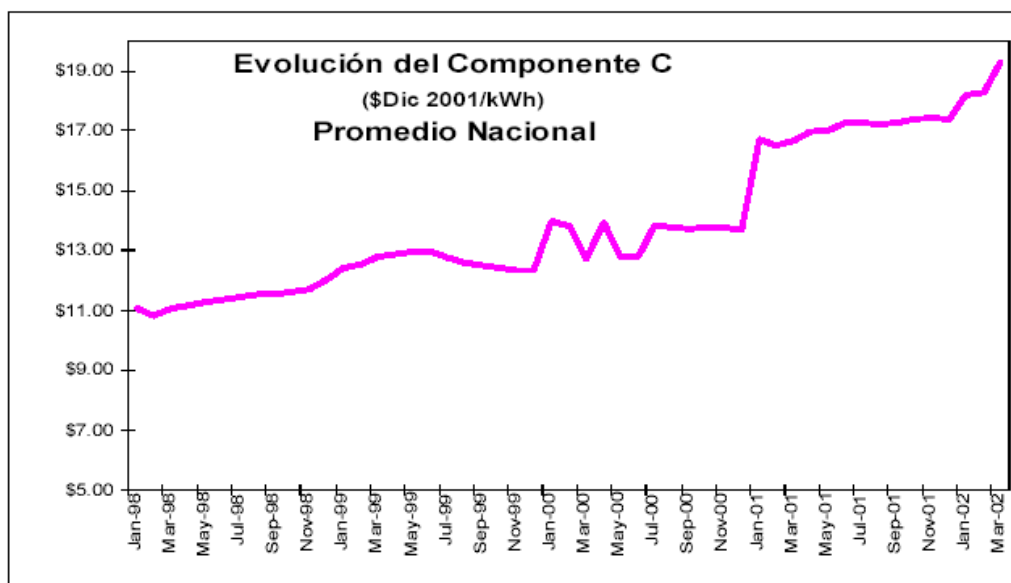
⁵³ “Se ha observado que el mercado mayorista requiere de medidas que permitan lograr negociaciones comerciales más transparentes y eficientes, y por otra parte se deben mantener señales que impulsen la compra en portafolios eficientes”. Documento CREG 020 Marzo 8 de 2005. Pag 29.

⁵⁴ Entre mayor sea el número de periodos que incluye el promedio móvil de determinada variable, más lenta será la señal que brindará, aunque será mas estable que la que pueda dar un promedio móvil de menor tiempo.

⁵⁵ Resolución CREG 047 de 1997.

⁵⁶ Ibid.

Gráfico 1



Fuente: Resolución CREG 047 de 2002

La metodología de cálculo para el componente C está generando para algunos comercializadores incumbentes aumentos en su valor, especialmente por el proceso de cambio de comercializador que se está dando por parte de aquellos usuarios que consumen por encima del consumo facturado medio (CFM), ocasionando que éste último, para dicho comercializador se calcule con base en usuarios de más bajo consumo⁵⁷. La dispersión geográfica de los consumidores y su nivel de consumo inciden igualmente en el valor final del componente (entre más dispersos se hallen los usuarios y menos energía demanden, mayores serán los costos de prestarles el servicio).

El hecho de que en los cálculos de este componente se tengan en cuenta tanto a usuarios regulados como no regulados, también tiene efectos que distorsionan el resultado del valor del componente C. Es claro que los niveles de consumo son muy diferentes entre los dos; los usuarios no regulados poseen mayores niveles de demanda dado el tipo de actividad que normalmente desempeñan y tienen un menor costo marginal, al igual que usuarios regulados que tengan altos niveles de consumo y se hallen muy agrupados geográficamente, haciéndolos por tanto, un mercado atractivo para el comercializador, y por defecto, el resto del mercado⁵⁸ resulta poco atractivo para ser atendido, se presenta entonces la “especialización” de comercializadores en atender a usuarios de alto o bajo costo marginal.

La búsqueda de usuarios con bajo costo marginal ocasionará el llamado descreme del mercado, que para este caso se da porque cada uno de los comercializadores buscara atender usuarios con alta demanda que

⁵⁷ Resolución CREG 047 de 2002.

⁵⁸ Usuarios regulados con bajos niveles de consumo.

normalmente se asocian a usuarios de altos estratos socioeconómicos, el caso de los clientes residenciales. Es de anotar que no es en sí el estrato el determinante de la selección de los usuarios, si no, los niveles de consumo que estos soportan y/o los menores costos de facturación que implica su atención por economías de densidad por ejemplo, los que influyen en la decisión del comercializador.

Cuando un comercializador nuevo entra al mercado, el comercializador incumbente puede verse beneficiado de la pérdida de grandes consumidores, o usuarios no regulados, pues el nuevo comercializador debe tener en cuenta la historia parcial del mercado para calcular su consumo medio facturado y con la pérdida de los grandes consumidores el incumbente tiene la oportunidad de aumentar la tarifa de comercialización a los usuarios regulados de su mercado⁵⁹ (disminuye el consumo facturado medio). Y si además, los grandes consumidores se trasladan a comercializadoras vinculadas económicamente con el incumbente, entonces se producirá el llamado *descreme*: algunos comercializadores quedarán con los consumidores de menores costos marginales, dejando al resto de competidores los usuarios de mayores costos marginales para su atención, pero siendo estos usuarios a los que, o no les interesa o no les justifica desde el punto de vista de costos el cambio de comercializador.

Aunque la nueva competencia podría ser considerada como un beneficio consecuencia de la regulación, los problemas en cuanto al valor del componente C son el resultado del establecimiento de una tarifa regulada para unas empresas que deberían funcionar bajo un esquema libre, no sujetas a una tarifa predeterminada.

c. Componente D⁶⁰

La metodología de remuneración de la actividad de distribución se sustenta en la evaluación de la inversión empresarial. Los distribuidores, dada la naturaleza de su actividad, la enorme infraestructura requerida y las actividades normales de mantenimiento, ampliación y adecuación de las redes que transportan la energía y que la distribuyen a los diferentes niveles de tensión, se verán incentivados a prestar este servicio siempre y cuando se les garantice unos retornos adecuados⁶¹, que a su vez garantice la recuperación de las inversiones realizadas y la cobertura de los costos en que se incurren por el desempeño normal de la actividad: costos de administración, operación y mantenimiento. Así mismo, para su cálculo, también se tienen en cuenta los criterios legales, los activos eléctricos del sistema, la topología de la red (que puede ser aérea, subterránea, urbana y/o rural) y la energía transportada.

⁵⁹ Resolución CREG 047 de 2002.

⁶⁰ La remuneración de la actividad de distribución es el cargo a que tienen derecho las distribuidoras por prestar el servicio de transporte de energía desde el STN hasta el usuario final, en los diversos niveles de tensión.

⁶¹ Resolución CREG 082 de 2002.

En el caso de los usuarios finales del servicio a nivel de tensión 1⁶², se utiliza la regulación por costos medios para determinar el valor del componente que se traslada finalmente como pago a distribuidores, siendo adicionalmente el valor aprobado como cargo el techo para que el distribuidor fije la tarifa a cobrar a los usuarios finales a través del comercializador.

Recientemente, se han venido presentando cambios de nivel de tensión hacia voltajes superiores por parte de usuarios buscando la disminución del pago por este concepto. Este fenómeno en el número de usuarios y especialmente, en la demanda atendida, seguramente originará mayores costos unitarios de distribución por usuario en el nivel de tensión 1, dada la metodología de regulación por costos medios, dado que con los mismos activos se presta un servicio a una demanda inferior a la que deberían tener ocasionando un cargo unitario mayor.

Dada la infraestructura que requiere esta actividad, teóricamente la distribución de energía debe ser una actividad monopólica (Ángel L., Miguel, 1999), pero la metodología de regulación por costos medios esta incentivando la entrada de empresas nuevas.

Recientemente, han surgido iniciativas de inversionistas con deseos de invertir en redes de distribución y captar a los usuarios con menor costo marginal. Al entrar a este mercado, los nuevos distribuidores, atenderán entonces segmentos específicos con costos marginales inferiores al costo medio de distribución dejando que el Cme para el resto de usuarios atendidos por distribuidores incumbentes sea mayor. La entrada de nuevas empresas no se podría considerar como un beneficio consecuente de la regulación. Ésta última establece un cargo fijo por nivel de tensión que no varía en función del Cme de cada empresa, evitando que puedan variar su cargo D dentro del total de la tarifa en relación al Cme de distribución del servicio a sus usuarios. La anterior situación hace insostenible el funcionamiento de las empresas incumbentes de esta actividad que funcionan bajo una estructura monopólica (Sostenibilidad del Monopolio y Mantenimiento del Servicio Universal, Ángel L., Miguel; 1999), por lo que la regulación está incentivando la competencia en una actividad que debe realizarse en condiciones de monopolio.

⁶² De acuerdo a la Resolución CREG 082 de 2002, se aprueban los cargos que debe cobrar el Operador de Red a cada uno de los usuarios del sistema de electricidad para los diferentes niveles de tensión, se determinan los siguientes rangos de voltaje:

Nivel 4: sistemas con tensión nominal $\geq 57,5$ kV y < 220 kV.

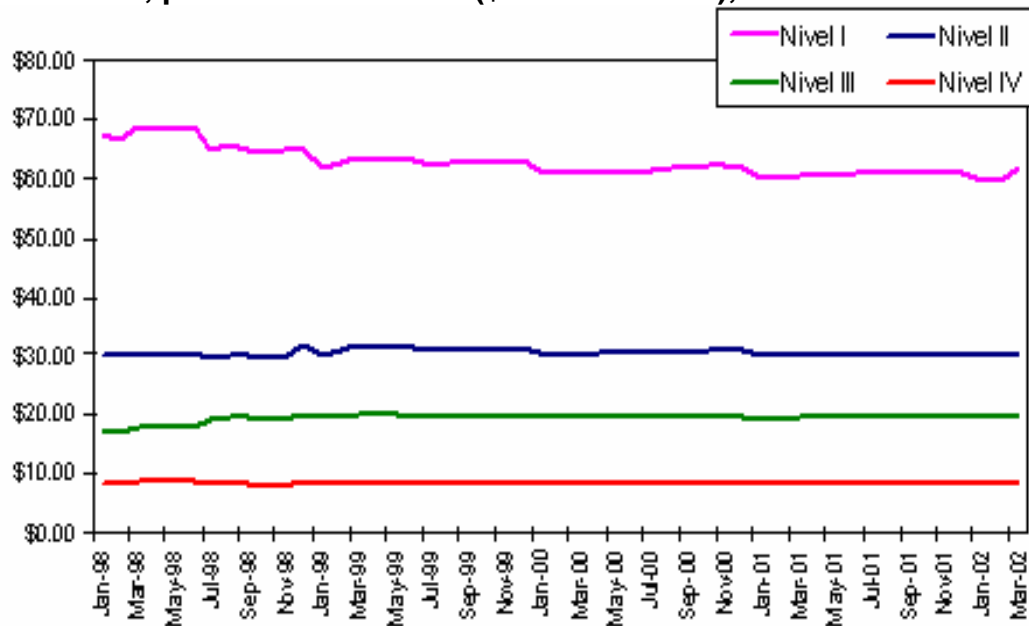
Nivel 3: sistemas con tensión nominal ≥ 30 kV y $< 57,5$ kV.

Nivel 2: sistemas con tensión nominal ≥ 1 kV y < 30 kV.

Nivel 1: sistemas con tensión nominal < 1 kV.

Los niveles 4, 3 y 2, conforman el STR, y el nivel de tensión 1 conforma el SDL. Para cada nivel se cobra un cargo fijo por usuario que busca remunerar los activos que se utilizan para lograr distribuir la energía a cada uno de los usuarios a nivel nacional.

Gráfico 2
Evolución D, por nivel de tensión (\$ Dic 2001/Kwh), Promedio nacional



Fuente: Resolución CREG 047 de 2002

3.2 Integración Vertical

Si bien, a la integración vertical entre empresas que desarrollan actividades afines se le atribuye una serie de beneficios sobre dichas empresas, es cierto igualmente, que cuando el objetivo es introducir la competencia o liberalizar un determinado mercado, ésta se logra configurar como un elemento que distorsiona el mercado.

Entre los beneficios que la literatura económica le atribuye a la integración vertical⁶³ podemos destacar los relacionados con disminución de los costos. La eficiencia en el funcionamiento de estas empresas hace que los costos de transacción sean menores, reflejándose en los precios cobrados a los usuarios finales. Así mismo, la integración permite que las empresas puedan ofrecer un portafolio diversificado y atractivo de servicios, entre otras ventajas. Sin embargo, en muchas ocasiones, esta situación puede generar la formación de monopolio por parte de algunas empresas, que entonces, no sólo competirán vía precio, sino también a través de la calidad, la innovación y la diferenciación de su servicio.

En general, aunque teóricamente la integración vertical sea benéfica en términos de costos, cuando se desea introducir competencia en un mercado, la integración suele generar un abuso de posición dominante por parte de las empresas integradas.

⁶³ Regulación y desintegración vertical: Algunas consideraciones para el sector eléctrico colombiano. Revista Ecos de Economía. Nº 20, Medellín, abril 2005. Pág. 136-138.

Las empresas que estén recibiendo los beneficios de dicha estructura tendrán ventajas de costos que serán trasladadas a los usuarios a través de menores precios, precios que no podrán soportar el resto de los agentes del mercado que desempeñen la misma actividad que no se encuentran integrados verticalmente. De esta forma, las entrantes optarán por no participar o no entrar a competir dadas las ventajas que los incumbentes ya poseen, configurándose así como una barrera a la entrada. Los incumbentes podrían entonces abusar de su poder dominante; ante la ausencia de competidores cobrarían altos precios a los usuarios, situación totalmente contraria a la que se busca con la introducción de competencia en el mercado.

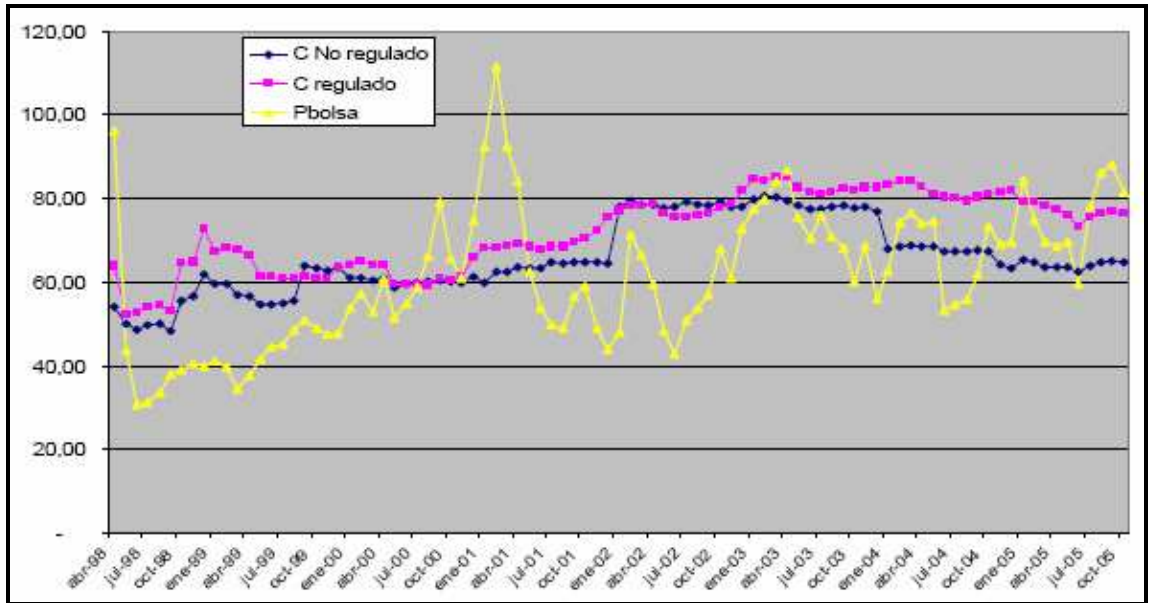
Es por esta situación que para el mercado eléctrico colombiano se estableció un marco regulatorio⁶⁴, el cual tiene por objetivo controlar las actividades de las empresas que ya estaban establecidas y funcionando bajo el esquema de integración vertical antes de la reestructuración de mercado eléctrico, buscando así, evitar los abusos de posición en el mercado. Con el fin de estimular la competencia el mercado la ley estableció que las nuevas empresas que entraran a competir no podrían estar integradas con otras empresas del sector. Las empresas que ya estaban constituidas y que realizaban actividades conjuntamente, podían seguir funcionando de igual forma, pero con contabilidades separadas⁶⁵, quedando integradas empresas generadoras con comercializadoras y empresas distribuidoras con comercializadoras.

Estas dos formas de integración, que podríamos denominarlas casos de *integración vertical parcial*, obviamente tienen sus efectos sobre el mercado. En cuanto a la integración Generador – Comercializador, el efecto de distorsión se da a causa de los precios a los que el generador le vende energía a su comercializador para el mercado No Regulado, por debajo del promedio de los dos mercados, aunque existe la propuesta de implementación del Sistema Electrónico de Contratos Normalizados de Largo Plazo SEC, el problema ha persistido ampliándose la brecha entre los precios de contrato para el mercado regulado y no Regulado (Gráfico 3).

⁶⁴ Aparte de la carta Constitucional de 1991, que establece las bases para la reestructuración del sector eléctrico, las leyes 142 y 143, de servicios públicos domiciliarios y servicio de energía eléctrica respectivamente; Resoluciones CREG 128 y 020 de 1996, para promover la libre competencia; Res. CREG 065/98, que establece las reglas de participación en las actividades del sector y la participación accionaria entre actividades complementarias; Res. CREG 042/99 y Ley 256 de 1996, sobre actos de competencia desleal.

⁶⁵ Resoluciones CREG-128 de 1996, CREG-065 de 1998 y CREG-004 y CREG-042 de 1999.

Gráfico 3
Precios Promedio de Contratos de Largo Plazo Mercado Regulado y No Regulado \$/kWh a octubre de 2005



Fuente: CREG Circular 037 de 2006. Anexo D-065

En cuanto a la integración entre distribuidor y comercializador, el primero le puede ofrecer a su comercializador afiliado algunos beneficios que terminan incidiendo en los costos, por ejemplo, le ofrece el mantenimiento de las redes internas o acometidas de usuarios a un menor costo, o bien, sin cobrarle algún valor, mientras que al resto de comercializadores si les cobra el servicio.

4. DIFERENCIAS TARIFARIAS ENTRE EADE Y EEPPM EN ANTIOQUIA

El servicio de energía en el departamento de Antioquia es suministrado en su gran mayoría por dos empresas: Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EEPPM), que realiza de forma integrada las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización; y por ETA Servicios S.A. E.S.P.⁶⁶, antes Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P. (EADE), que presta el servicio desde la década de los sesenta a diversos municipios del departamento.

Para el 14 de marzo de 2000, Empresas Públicas de Medellín E.S.P. asumió el control y manejo de EADE al adquirir un 32% de las acciones que tenía la Gobernación de Antioquia, con lo cual EEPPM quedó con cerca del 64% de las acciones de EADE. A partir de ese momento, la empresa mejoró su desempeño, llegando a ubicarse entre las primeras dentro del grupo de entidades que atendían mercados similares en el país⁶⁷.

Es destacable hasta este punto, que aún después de la adquisición, cada una permaneció funcionando con su respectiva Razón Social y para el área geográfica en que ya venían prestando el servicio. EEPPM, se ha especializado en cubrir la zona del Valle de Aburrá⁶⁸, zona caracterizada por ser primordialmente urbana; por su parte, como ya se mencionó al inicio de este capítulo, EADE ha venido prestando el servicio a diferentes municipios del departamento⁶⁹, cubriendo en su mayoría áreas rurales con los servicios de distribución y comercialización (Ver grafico 4).

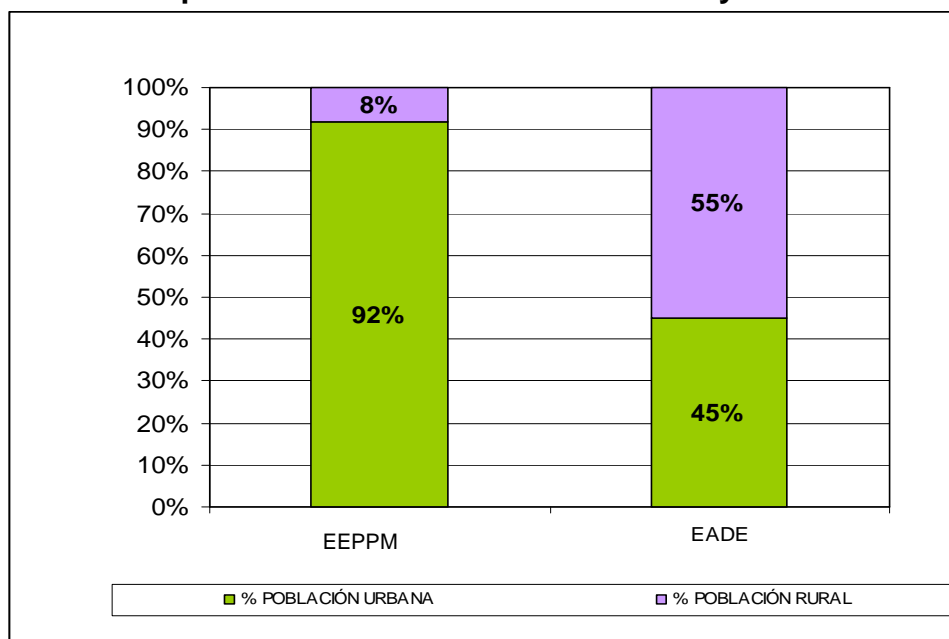
⁶⁶ ETA Servicios S.A. E.S.P. es una empresa que se ha hecho cargo de la prestación del servicio de energía a los usuarios atendidos por EADE S.A. desde la decisión de liquidación de esta última.

⁶⁷ www.eade.com.co.

⁶⁸ Medellín, Bello, Copacabana, Girardota, Barbosa, Itagüí, Envigado, Sabaneta, La Estrella y Caldas, con una población que supera los 3'000.000 de habitantes.

⁶⁹ Puerto Berrío, Caracolí, Maceo, Yalí, Yolombó y San Roque, Támesis, Valparaíso y Caramanta, Rionegro, Marinilla, Concepción, La Ceja, El Santuario, Granada, Guarne, San Vicente, La Unión, Carmen de Viboral, y El Retiro, Sonsón, Titiribí, Santa Bárbara, Montebello, Fredonia, Argelia, Amagá, Nariño, Venecia y Angelópolis.

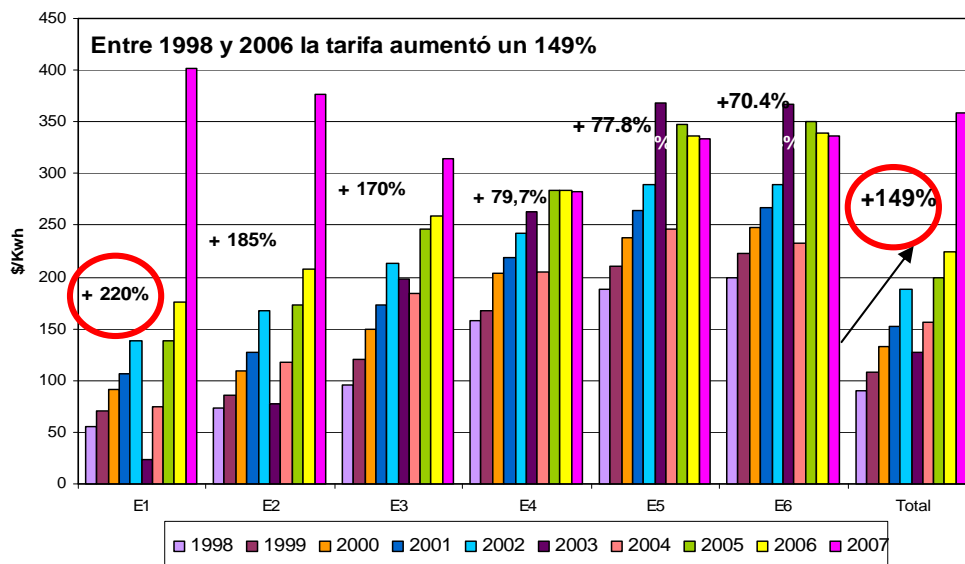
Gráfico 4
Composición de los Usuarios: Urbanos y Rurales



Fuente: Datos CREG, Construcción de autores.

Las características típicas de la población a la que cada una atiende, así como la zona geográfica, han tenido incidencia en el valor final del servicio cobrado a sus respectivos usuarios. Antes de la adquisición de EADE por parte de EEPPM, principalmente desde la entrada en vigencia de las nuevas metodologías de cálculo de tarifas reguladas a mediados de los años noventa, ya eran notorias las diferencias entre las tarifas cobradas a sus respectivos usuarios. En el Gráfico 5 se puede observar los aumentos en la tarifa para el periodo 1998 – 2006.

Gráfico 5
Tarifa Media (\$/KWh) Sector Residencial
Estratos 1 al 6 – Promedio Antioquia

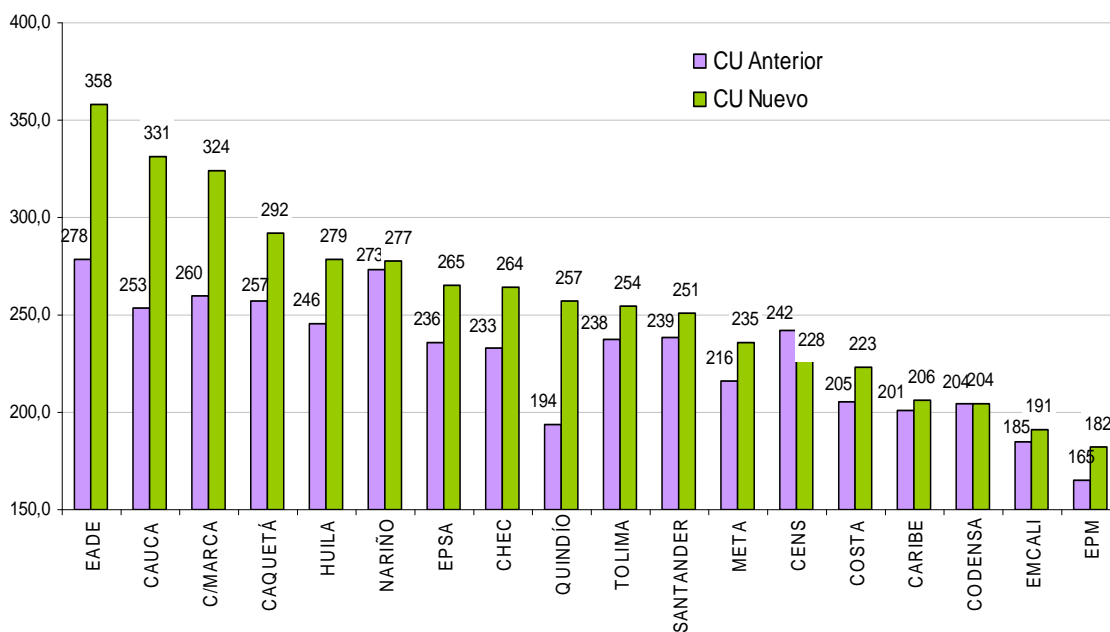


Fuente: Datos CREG, construcción de autores

Luego de la adquisición la problemática social se ha incrementado, dado que los usuarios de EADE sintieron mayor inconformidad por la diferencia de precios, aduciendo que finalmente es la misma entidad quien les presta el servicio de energía, sin comprender muy bien las dificultades regulatorias que se presentaban por tratarse de mercados diferentes en condiciones de monopolio para algunos servicios.

Para el año 2003, a raíz del cambio en los cargos por distribución asignados para cada una de las empresas y que continúan vigentes hasta el presente año, se hizo bastante notoria la brecha de tarifas. Mientras que el Costo Unitarios (CU) de EEPPM aumentó un 10% entre 2002 y 2003, el de EADE aumentó un 29%, pasando de \$278/KWh a \$358/KWh (para EEPPM pasó de \$165/KWh a \$182/KWh). En el Gráfico 6 se puede apreciar la enorme brecha en el costo máximo reconocido a los comercializadores, que analizamos como el CU, para los dos mercados atendidos por cada una de estas empresas. El valor CU de EEPPM para 2003 es solo un poco más de la mitad del valor de EADE.

Gráfico 6
Comparativo CU por Variaciones en cargo D

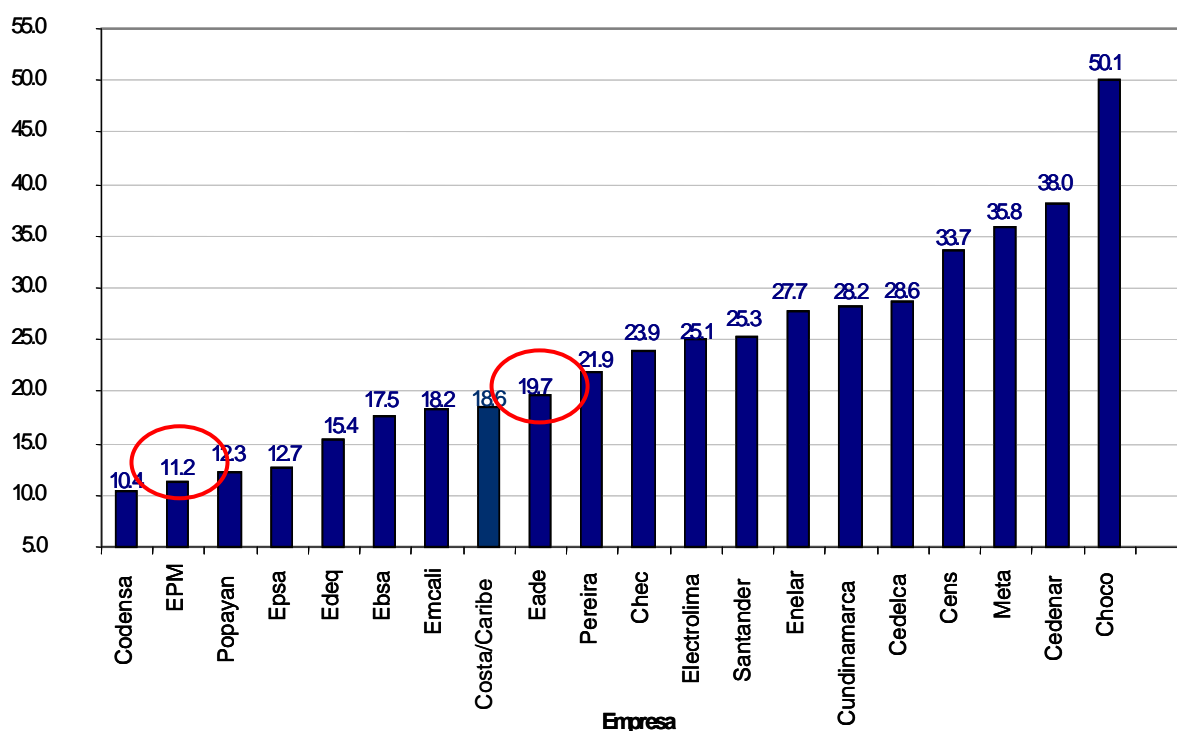


Fuente: Datos CREG, construcción de autores.

Aspectos tales como la dispersión geográfica y las características socioeconómicas de la población que atienden las dos empresas, sin duda alguna se configuran cómo la principal fuente de diferencias.

Los sistemas de distribución urbanos normalmente tienen un costo medio de prestación del servicio menor que los rurales, además de presentar niveles de pérdidas más bajos, originado básicamente en la alta densidad de consumo en dichas zonas que implica a su vez cortas distancias entre los clientes, lo que resulta en bajas pérdidas en las líneas (Ver Gráfico 7). Por tanto, en la metodología actual de cálculo de los cargos de distribución, para dos mercados con densidades tan disímiles como es el caso de los atendidos por EADE y EEPPM, las diferencias en los cargos aplicables se explican básicamente en este fenómeno.

Gráfico 7
Comparativo Porcentaje de pérdidas Aproximado por Empresa

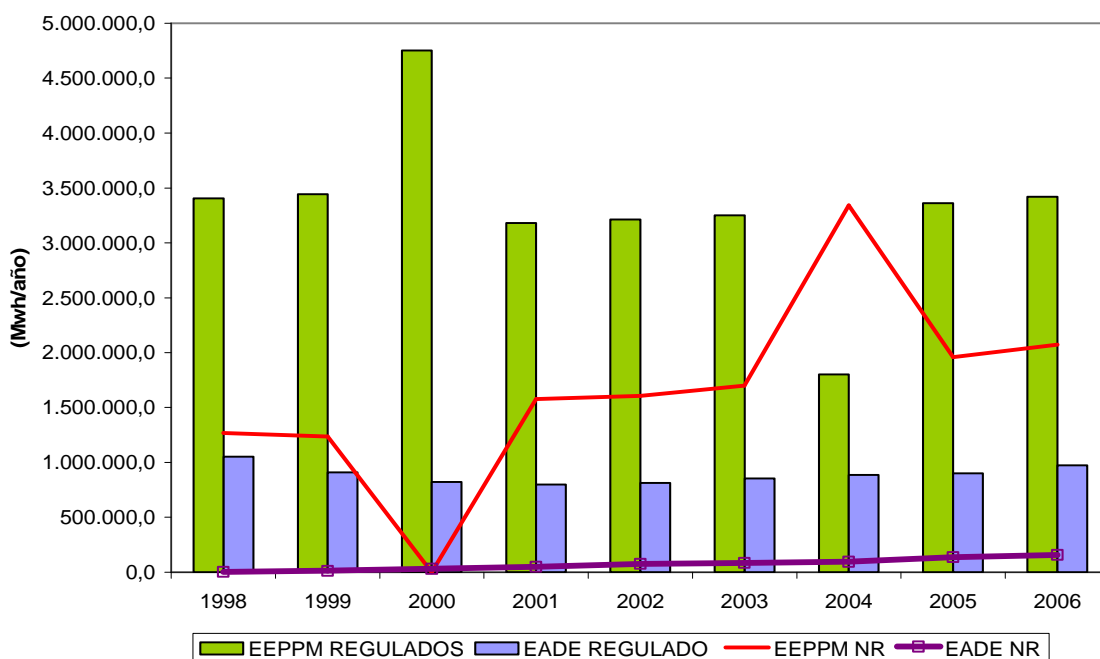


Fuente: Datos CREG, construcción de autores.

Por otra parte, el cálculo del componente C también contribuye en las diferencias del CU total para las dos empresas. En el Gráfico 8 se puede observar el total de usuarios que atienden cada una. Es notable la diferencia, mientras EEPPM atiende para 1998 más de 4'500.000 usuarios (Regulados y No Regulados), EADE presta su servicio a apenas un poco más del millón de usuarios. Relacionado con esto, el costo base de comercialización en zonas lejanas, normalmente rurales, son mucho mayores pues la densidad de los consumidores es mucho menor. Al igual que en distribución, para algunas de las actividades propias de la comercialización de energía, las zonas rurales se caracterizan por tener mayores costos marginales de prestación del servicio, debido a que la cantidad de usuarios y el número de unidades vendidas suele ser menor.

Gráfico 8

**Mercado Regulado y No Regulado (Mwh/año)
EPPM - EADE**



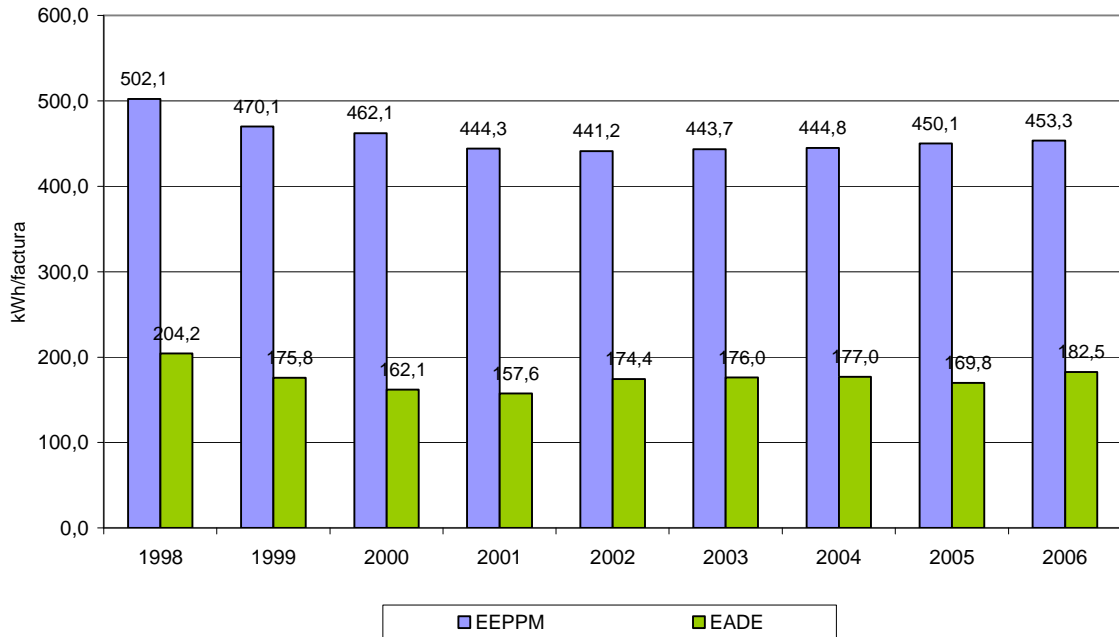
Fuente: Datos CREG, Construcción autores.

Otro elemento que explica las diferencias en el CU para las dos empresas, básicamente es la forma en que la fórmula de cálculo convierte un costo fijo por usuario en un valor por unidad del servicio prestado a través del Consumo Facturado Medio. En el Gráfico 9 se observa el comportamiento de esta variable para las dos empresas. Al igual que en los gráficos anteriores, se presenta una gran diferencia entre las dos compañías para el número de KWh que se incluyen en cada factura expedida por la empresa, haciendo por tanto que el valor de C^{70} resulte mayor para EADE debido en esta caso a que EPPM atiende usuarios de mayor consumo promedio.

⁷⁰ El costo del componente C, se calcula de acuerdo a la siguiente formula; donde CFM indica

el Consumo Facturado Medio.
$$C_{m,t} = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} [1 - \Delta IPSE] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$
 . Resolución CREG 031 de 1997.

Gráfico 9
Consumo facturado Medio (KWh/factura)
EADE – EPPM

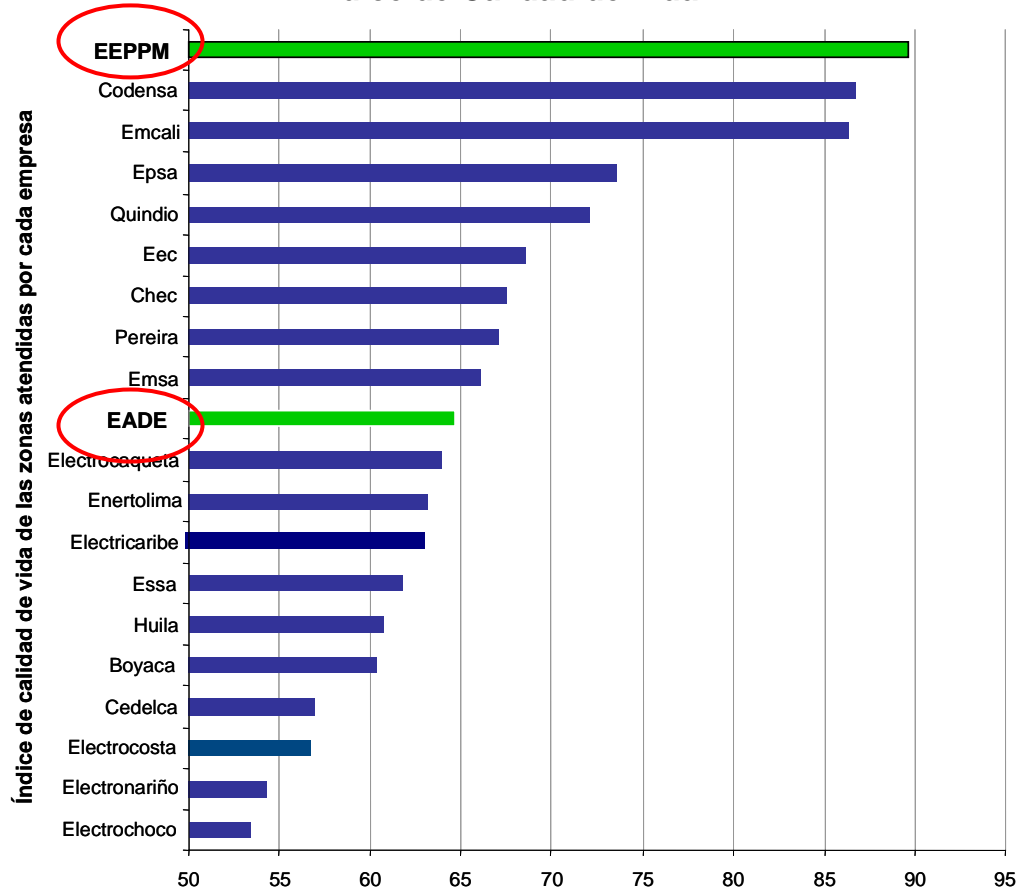


Fuente: Datos CREG, Construcción autores.

Como se explica entonces, las diferencias de costos entre estas empresas no son resultado de ineficiencias en el desempeño de sus actividades. Simplemente reflejan la diferencia en los costos de prestación del servicio entre sus mercados y responden principalmente a la forma de cálculo de los componentes variables de la tarifa, los cuales no están teniendo en cuenta las características socioeconómicas propias del mercado que cada empresa atiende.

Si se procede a analizar más a fondo las características de la población que atiende cada empresa, resulta muy fácil identificar cual de las dos posee los usuarios de mayor capacidad adquisitiva, mejores condiciones de vida y por ende, mayores niveles de consumo del servicio. En el Gráfico 10 se observa el nivel de Calidad de Vida, de acuerdo a cifras del DNP: EPPM posee el grupo de usuarios con mejor calidad de vida mientras que EADE se ubica varias posiciones por debajo.

Gráfico 10
Índice de Calidad de Vida



Fuente: Unión FENOSA, Las reformas pendientes en las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Todos los anteriores aspectos han mostrado las causas del diferencial de costos para las dos empresas que prestan el servicio de energía en el departamento de Antioquia. A partir del 2001, cuando el diferencial tarifario alcanzó valores alrededor del 72%, se empezaron a tomar medidas encaminadas a disminuir dicha diferencia y además se presentaron una serie de solicitudes a la CREG para efecto de permitir la unificación de los mercados, y por ende, de la tarifa de estas dos empresas, lo que permitiría promediar el costo de prestación del servicio por unidad de consumo en el caso de la distribución y comercialización en el mercado unificado, generando así un efecto redistributivo positivo al permitir que los consumidores de ingresos altos transmitan parte de sus aportes a los consumidores de menores ingresos.

Sin embargo, es necesario recordar que, tal como se mencionó en la revisión de la teoría de regulación económica en capítulos precedentes, en algunos casos para la formulación de tarifas, las metodologías están diseñadas de tal

forma que omiten ciertos aspectos que deben resultar fundamentales al momento de establecer una tarifa, principalmente con respecto a las características y capacidades de pago de los usuarios del mercado objeto de regulación. Al pasar por alto estas características, se pueden terminar configurándose en elementos que generan un efecto redistributivo inverso al momento de ser aplicada dicha regulación. Este fenómeno se evidencia principalmente en las tarifas que se establecen a partir de los costos medios de prestación del servicio.

En cuanto a la competencia que se ha generado en este sector, es necesario tener en cuenta que el descreme del mercado EADE – EEPPM no ha sido consecuencia de la competencia como tal ni de la acogida de usuarios de menor costo marginal por parte de las entrantes, sino de la aplicación de la Formula Tarifa a un mercado con tales características socioeconómicas propias de los usuarios de EADE. La condición socioeconómica, también ha incidido en el incremento de los costos medios para los usuarios atendidos por la empresa, principalmente en el cálculo del componente C.

En este punto es necesario aclarar que, los fallos que se están presentando y que se mencionan a lo largo del trabajo, corresponden a fallos de la regulación y no del regulador, en el sentido en que no se involucran aspectos de análisis del bienestar de la población atendida, y no en el hecho de asignar los costos a quien los genera. Es importante señalar que en este tipo de servicios, es muy común que aquellos usuarios que mayores costos generan para la prestación del servicio, en ocasiones corresponden a aquellos segmentos de la población cuyo pago por el servicio corresponde a un mayor porcentaje, afectando así en mayor medida su bienestar.

Las diferencias en las tarifas que se están presentando para el caso de Antioquia, corresponden a la forma de cálculo de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio y a las características propias de la población de las zonas atendidas.

Queda entonces abierta la posibilidad de realizar futuros análisis de bienestar, que tengan por objetivos determinar, entre otros, la incidencia de la tarifa de energía sobre el bienestar de la población y establecer qué porcentaje de sus ingresos está destinado al pago de dicha tarifa.

CONCLUSIONES

Luego de haber descrito y analizado las características generales del Mercado Eléctrico Colombiano, se hacen evidentes las grandes transformaciones que en este se han venido presentando, en especial las relacionadas con la separación de las actividades propias del sector, lo que permitió a generadores y comercializadores desarrollar sus actividades bajo un esquema de competencia, mientras que distribuidores y transmisores se les permitió funcionar bajo el esquema de Monopolio.

El Mercado Minorista fue uno de los resultados importantes de las transformaciones sufridas por el sector para mediados de la década de los noventa. Para efecto de análisis del mercado Minorista Colombiano fue necesario un análisis *a priori* de los aspectos fundamentales que rodean el funcionamiento de dicho mercado, y que a su vez permitieron tener una visión clara de como debería funcionar adecuadamente. Entre estos aspectos destacamos el relacionado con un funcionamiento adecuado del Mercado Mayorista que permita la formación de una señal eficiente del precio de la energía. También se hace necesario una cantidad adecuada de oferentes y demandantes que generen competencia en el mercado. Adicionalmente, se requiere de una Tarifa regulada, y unos usuarios informados del funcionamiento del mercado que evite los problemas relacionados con asimetrías de información en los agentes.

Por su parte, los esquemas de Mercado Minorista adoptados en otros lugares del mundo (España, Texas y California) fueron tomados como marco de referencia para identificar algunos aspectos positivos que deben ser tenidos en cuenta al momento de implementar este nuevo esquema y cuales deben ser evitados, para no generar distorsiones que terminen desatando graves problemas en el funcionamiento del sector, tal como lo ocurrido en el caso de California. El caso de Texas se considera como uno de los más exitosos en este sentido, dado que se implementó de manera cautelosa y con un funcionamiento muy eficiente de su mercado Mayorista.

El caso español es un punto intermedio, donde aspectos tales como la integración vertical de las actividades, la integración horizontal con industrias del gas y la congelación estipulada por la regulación que evitó que el precio del mercado se trasladara a los usuarios finales del servicio, hicieron que el esquema no funcionara adecuadamente.

En otro de los capítulos se hace un análisis del marco regulatorio vigente en Colombia para el Mercado Minorista, y en especial, de la definición de la Formula Tarifaria que sirve de guía a los comercializadores para determinar

el CU del servicio. Con respecto a esta parte, se detectaron algunos aspectos relacionados con el cálculo de los diferentes componentes de la tarifa, que deben ser revisados, G y C, para que no se sigan generando las distorsiones en valor final cobrado a los usuarios.

Por último, el análisis realizado para el departamento de Antioquia y sus dos empresas comercializadoras, EADE y EEPPM, permitió identificar las posibles causas de la brecha en los precios de la energía que se ha venido presentando para el periodo de análisis, y que coincide con el inicio de la reestructuración del sector Eléctrico Colombiano. La metodología de cálculo del componente de Comercialización, y las características de distribución geográfica y consumo de la población atendida han generado que el valor del servicio para EADE, que se encarga de las zonas rurales con mayor costo marginal, sea considerablemente mayor con respecto al de EEPPM, que por su parte presta el servicio en Área metropolitana del Valle de Aburra (Zona Urbana, con menores costos marginales). Ambos aspectos, resultan relevantes para establecer las causas de dicha brecha en los precios para los dos mercados. El fallo de la regulación, y no del regulador, consiste en que la metodología adoptada hace que las personas con menor capacidad de negociación estén sujetas, cada vez más, a su tarifa actual de energía; impidiéndoles, como usuarios, tener menores costos de prestación del servicio.

Este último aspecto, deja abierta la posibilidad de futuros trabajos que busquen analizar la incidencia del valor de dicha tarifa en los usuarios regulados del departamento de Antioquia, a través de un análisis de la función de bienestar de éstos usuarios que permita corroborar que tan conveniente es que se cobre una tarifa sin tener en cuenta el nivel de vida de la población.

BIBLIOGRAFÍA

- AFANADOR, Eduardo. “Servicio Universal: Cómo asegurar la sostenibilidad y la expansión del servicio de energía eléctrica a la población de menores ingresos”. Segunda Jornada de Comercialización CAC. Junio de 2006.
- BARRERA REY, Fernando. HUNT, Rally, “Aspectos Claves de la Competencia Minorista”. NERA CONSULTING. 2ª Sesión Seminario CAC. 29 de Junio De 2005. Bogotá, Colombia.
- BARRERA REY, Fernando. HUNT, Rally, 2005, NERA CONSULTING. “Aspectos Claves de la Competencia Minorista”. 1ª Sesión Seminario CAC. 28 de Junio De 2005. Bogotá, Colombia.
- COLOMBIA. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS, 2005. “Vigilancia y Control en el Mercado Minorista CAC”, Primera Jornada de Comercialización CAC. Junio 28 de 2005. Bogotá, Colombia.
- COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – COMITÉ ASESOR DE COMERCIALIZACIÓN, 2005. “¿El Esquema Actual De Competencia En El Mercado Minorista En Colombia Es Sostenible?”. Junio de 2005. Bogotá, Colombia.
- COLOMBIA. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME, 2004. “Una visión al mercado eléctrico Colombiano”. Bogotá, julio de 2004. Disponible en internet en: <URL: <http://www.upme.gov.co>>

- COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG. Resoluciones CREG. Metodología para Definir el Índice de Perdida Reconocidas en la Actividad de Distribución. Octubre de 2002. Disponible en: <URL: [http:// www.CREG.gov.co](http://www.CREG.gov.co)>.
- COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG. Resoluciones CREG. Disponible en internet en: <URL: www.creg.gov.co>
- ELECTRICARIBE – ELECTROCOSTA – ENERGÍA SOCIAL, 2005. “Limitaciones y Problemas de la Competencia Minorista”. Segunda Jornada de Comercialización CAC. Junio de 2005.
- GARCIA R, Jhon Jairo. PEREZ B, Simón. Desintegración Vertical: Algunas Consideraciones para el Sector Eléctrico Colombiano. En: ECOS de economía. No20. Medellín, Abril 2005.129-152 p.
- FERREIRO, Ana María. “Comercialización Minorista de Energía Eléctrica. Diagnóstico y Alternativas Generales”. Mayo 26 de 2006.
- ESCOBAR, María Gladis. La regulación distorsiona las tarifas. En: La República, Bogotá: (22, Junio, 2006). Disponible en internet: <URL:www.larepublica.com.co>
- HUNT, Rally. BARRERA R, Fernando. MORO, Marta. 2005.. Aspectos Fundamentales de la Introducción de Competencia en el Mercado Minorista Eléctrico. NERA CONSULTING. 24 de Junio de 2005. Madrid, Nueva York. Disponible en internet: <URL: <http://www.creg.gov.co>>
- KEETON, Carole. “Deregulation Comes to Texas”. En: Fiscal Notes. Marzo 2002. 5-6 p.

- KLEIN, Becky. "Texas Success in Electricity Restructuring". En: Utility Business. Vol 5, No. 3. (Marzo 2002). 12 p.
- LASHERAS V, Miguel Ángel. La Regulación Económica de los Servicios Públicos. Editorial Ariel S. A. Barcelona. 1999.
- MCCULLOUGH, Robert. "Three Crisis Days at the California ISO". McCullough Research. Septiembre 16, 2002. Disponible en: <URL: <http://www.mresearch.com>>
- MENDIOLA, Lino; KROGER, Stephanie. "A Guide to the Competitive Electricity Market in Texas". En: Texas Business Review. Octubre 2001. 4-5 p.
- OCAÑA, Carlos. El Mercado Español de Electricidad: Descripción y Evaluación. Universidad de Zaragoza. Departamento de Economía. Cátedra de Economía, regulación y Competencia. Disponible en Internet en: <URL: <http://catedrasanca.unizar.es/archivos/elmercadoespanoldelaelectricidad.pdf>>
- POPAYAN, Andrés; ROBELTO, Giovanni. Estructura de Propiedad en el Sector de Generación Eléctrica en Colombia. Universidad de la Salle. Facultad de Ingeniería. 2005. Disponible en internet en: <URL: <http://www.aciem.org>>
- SIFONTES, Domingo. Regulación Económica y Agencias Regulatorias Independientes: Una Revisión de la Literatura. Universidad de Carabobo. Disponible en internet en: <URL: <http://www.eumed.net/ce/ds-regulat.pdf>>

- SIOSHANSI, Perry, 2006. "International Experience in Retail Services and Universal Service". MENLO ENERGY ECONOMICS. Junio 02 de 2006. Bogotá. Colombia.
- SPILLER, Pablo T. La Regulación de los Servicios Públicos en la Argentina. Una Propuesta de Reforma Institucional. Marzo de 1999. Disponible en internet en: <URL: <http://burbuja.udesa.edu.ar/>>
- STOLZE, Stephen; CORDARO, Matthew; LOGAN, Douglas. "Texas and California: A Contrasting tale of Success and Failure". En: Power Economics. Vol. 6, No. 5. (Mayo 2002). 18 p.
- SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS, 2006. "Comercialización y Universalización del Servicio", junio 02 de 2006. Bogotá, Colombia. Segunda Jornada de Comercialización CAC.
- TAYLOR, Jerry; VANDOREN, Meter. "California's Electricity Crisis, What's Going On, Who's to Blame, and What to Do". En: Policy Analysis. No. 406. (Julio 3, 2001).
- UNION FENOSA, 2003. "Las Reformas Pendientes en las Actividades de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica". Seminario Observatorio Colombiano de Energía de la Universidad Nacional de Colombia.
- VALENCIA MARÍN, Jorge Alberto. Funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica Colombiano. Trabajo de Grado Universidad EAFIT. 2006.
- YARDLEY, Jim. "Texas Learns in California How Not to Deregulate". En The New York Times (Late Edition (East Coast)). New York, N.Y.: Enero 10, 2001. A12 p.

- www.creg.gov.co

Leyes y Resoluciones:

- Ley 142, Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, Congreso de Colombia, 1994.
 - Ley 143, Ley Eléctrica, Congreso de Colombia, 1994.
 - Resolución CREG 047 de 2002
 - Resolución CREG 031 de 1997
 - Resolución CREG 020 de 1996
 - Resolución CREG 079 de 1997
 - Resolución CREG 113 de 1996
 - Resolución CREG 013 de 2002
 - Resolución CREG 082 de 2002
-