

No. 03-01

2003



LA REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

*Enrique Carlos Arias
José Vicente Cadavid
Gustavo López Álvarez*

Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

Centro de Investigaciones Económicas y Financieras (CIEF)



**UNIVERSIDAD
EAFIT**
Abierta al mundo

LA REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA¹

Ing. Enrique Carlos Arias E.
Econ. José Vicente Cadavid H.²
Asesor: Econ. Gustavo López Álvarez.³
Julio de 2003

CONTENIDO

1. Introducción
2. Aspectos teóricos del monopolio natural
3. Caracterización de las redes de distribución de energía eléctrica (ee.)
4. Teoría de la regulación de monopolios naturales
5. Regulación de la distribución de energía eléctrica en Colombia
6. Experiencias internacionales de la regulación de la distribución de energía eléctrica en Inglaterra, Argentina y Chile
7. Análisis comparativo de la regulación Colombiana con respecto a otros países.
8. Conclusiones
9. Bibliografía

1. INTRODUCCIÓN

El establecimiento de la competencia en el mercado eléctrico de Colombia a través de las Leyes 142⁴ y 143⁵ de 1994, significó la separación de las actividades necesarias para la prestación del servicio, en: generación, transmisión, distribución y comercialización.

Estas actividades están reguladas y controladas a través de la Comisión de

¹ Monografía de grado para optar el título de Especialista en Organización Industrial y Regulación Económica, Universidad EAFIT.

² Estudiantes de la Especialización.

³ Coordinador de la Especialización.

⁴ Ley de servicios públicos domiciliarios

⁵ Ley eléctrica

Regulación de Energía y Gas - CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, respectivamente, quienes fijan las condiciones, las normas y los controles a este sector de la economía colombiana.

La distribución eléctrica, en particular, es una de las actividades enmarcadas en el proceso de regulación en Colombia. Su intervención está justificada por los efectos sobre el bienestar social⁶ que genera su condición de monopolio natural, avalado en la existencia de economías de escala, economías de alcance, subaditividad de costos y barreras de entrada.

Al igual que en Colombia, en países como Inglaterra, Argentina y Chile, entre otros, se tiene regulada la distribución de ee. y se desarrolla esta actividad con parámetros técnicos y económicos relativamente similares.

Con base en estos planteamientos, este trabajo, a partir del conocimiento de la teoría económica del monopolio natural, los mecanismos de regulación y la caracterización técnica y económica de las redes de distribución de ee., describe y analiza comparativamente la regulación económica actual de esta actividad en Colombia y otros países.

El marco teórico que soporta este trabajo es la teoría microeconómica sobre las estructuras de mercados imperfectos, centrandolo en el análisis en el caso específico del monopolio natural, además, de la teoría sobre la regulación económica de redes de distribución de ee. cuyos desarrollos más recientes han sido divulgados por Lasheras, Bonifaz, Pereyra, Solanes, Pérez y Lerner, a

⁶ En principio, la función objetivo del regulador busca maximizar el beneficio social (BS), el cual optimiza el excedente de los consumidores (EC) y el beneficio de los productores (π).

partir de las teorías de Laffont, Tirole, Vickers y otros.

2. ASPECTOS TEÓRICOS DEL MONOPOLIO NATURAL⁷

2.1 Supuestos clásicos de los modelos de competencia perfecta y de monopolio

El supuesto neoclásico de Pareto de una industria eficiente, que ocurre cuando el precio es igual al costo marginal ($p=c$: punto C de la figura 2.1), no se cumple ante la presencia de imperfecciones y fallas de los supuestos normativos en un determinado mercado. El monopolio maximiza sus beneficios cuando los ingresos marginales (im) son iguales a los costos marginales (c) ($im = c$: punto D), determinándose un precio de monopolio (p_m) mayor que el precio competitivo o de eficiencia (p_c).

En la teoría económica, dados los supuestos normativos e ideales teóricos del modelo de competencia perfecta, los agentes económicos (consumidores y productores) que son racionales y eficientes, obtienen beneficios sociales (BS) máximos al sumar los excedentes económicos del consumidor (EC) y los beneficios de los productores (π).

Los supuestos que caracterizan este modelo son: existen infinitos consumidores y empresas productoras, todos son adoptadores de decisiones óptimas para maximizar utilidades y beneficios, sin barreras de entrada, con información completa y sin asimetrías, mercado con producto homogéneo, sin intervención estatal y, en el caso de los oferentes, con funciones de costos similares dada la tecnología.

⁷ Este capítulo sintetiza los supuestos que los textos de microeconomía exponen sobre las estructuras de mercados imperfectos, pero centrandolo en el caso específico del monopolio natural; i.e. Varian: "Microeconomía Intermedia" (1998a, pp. 417-460), Varian: "Análisis Microeconómico" (1998b, pp. 276-303), Nicholson (1997, pp. 393-436)

En condiciones de monopolio, se reducen los Beneficios Sociales (BS) debido a la pérdida irreparable de eficiencia (área MCD) y se transfieren excedentes de los consumidores (EC) a los monopolistas desfavoreciendo el bienestar de los consumidores (área p_mMTp_c)⁸. Los precios de monopolio (p_m) superan los precios competitivos (p_c) y las cantidades ofrecidas son menores ($y_m < y_c$) en respuesta a las condiciones de la función de demanda decreciente y elástica del mercado (en la figura 2.1 se registra estas diferencias entre las condiciones de los dos modelos).

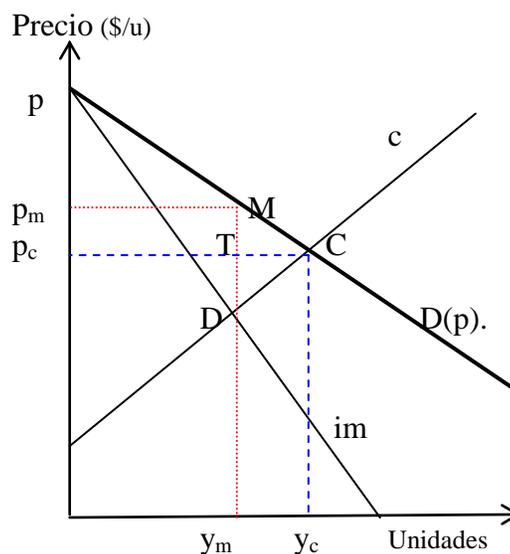


Figura 2.1: Precios y cantidades en competencia perfecta (y_c, p_c) y en monopolio (y_m, p_m).

Pero, ¿qué pasa cuando, frente a un tamaño de mercado relativamente pequeño o dado un rango relevante de producción (Bonifaz, 2001, p.55), la empresa monopolista no logra cubrir sus costos?. Los beneficios serán negativos aún cuando se produzca en condiciones reguladas por el Estado buscando la eficiencia paretiana (Varian, 1998a, p 428). Esta inviabilidad económica, lleva a cerrar

⁸ Igual pérdida ocurre cuando se introducen o aumentan los impuestos (Varian, 1998b, p. 268)

una empresa monopolista, viéndose afectado el bienestar social en su conjunto.

2.2 Características de un monopolio natural:

Un monopolio natural se caracteriza fundamentalmente por las siguientes condiciones teóricas:

- Economías de escala: costo medio (c_{me}) decreciente
- Subaditividad de costos
- Economía de alcance
- Barreras de entrada

2.2.1 Economías de escala

Para una empresa monoproducción, el monopolio natural existe cuando sobre un rango relevante de producción, los costos medios decrecen en la medida en que se incrementa la oferta, “... esta situación continúa aún cuando los niveles de producción de la empresa son elevados teniendo en cuenta el tamaño del mercado” (Bonifaz, 2001, p. 55).

De igual manera, los costos medios decrecientes no se interceptan con los costos marginales (sean c constantes –fig. 2.2- o también decrecientes), en condiciones de mercados relativamente pequeños y niveles de producción en aumento. “Esto implica que una vez que la empresa ingresa al mercado y sigue expandiéndose observará que sus costos [medios] disminuyen, lo cual hace que otras empresas no puedan competir en el mercado con ella” (Bonifaz, 2001, p. 55). En este caso se cumple que $c < c_{me}$ para un rango amplio de producción.

Para el monopolio natural los costos fijos (cf), determinantes en gran parte de los costos medios, son la fuente principal de economías

de escala, ya que éstos son altos⁹ en relación con los costos marginales de ejercer la actividad; por tal razón, si las tarifas se determinan según los costos marginales, se deberá subsidiar o fijar un precio que evite beneficios nulos para la empresa monopolística. (ver figura 2.2)

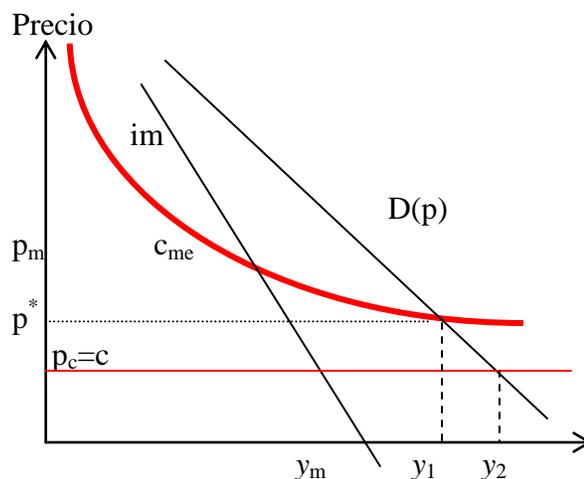


Figura 2.2: Economías de escala del monopolio natural con un único producto homogéneo.

2.2.2 Subaditividad de costos

Para los monopolios naturales es relevante este concepto cuando una sola empresa es multiproductora (Pereyra, 2002, p. 4). Este autor trae la siguiente definición, la cual es válida para el caso de la firma que vende un único producto o varios productos:

“Se dice que en la producción de un bien existe monopolio natural cuando la función de costos exhibe subaditividad para las cantidades demandadas, es decir cuando una sola firma es capaz de producir la cantidad que se demanda del bien en cuestión, a un costo menor o igual al que tendrían dos o más firmas”.

⁹ Los costos hundidos del “equipamiento” de entrada son extensos para una empresa dados los altos requerimientos de capital fijo.

Dada una función de costos $C(y)$, es subaditiva si para: $\sum_i y_i = y$, entonces:

$$\sum_i C(y_i) > C(\sum_i y_i).$$

Las economías de escala implican subaditividad de costos para el caso de la empresa monoproducción; esto es, la economía de escala es condición suficiente de la subaditividad. Pero no ocurre así para la empresa multiproducción, como lo expresa Pereyra (p. 13): “*la economía de escala (...) no es condición necesaria ni suficiente de subaditividad*”.

2.2.3 Economía de alcance

Las economías de alcance ocurren cuando para ciertos productos o servicios que se ofrecen, resulta más costoso que sean producidos por dos o más empresas que por una sola (Solanes, 1999, p. 13; Lasheras 1999, p. 34). También Pereyra (p. 11-12) plantea que, cuando gran parte de la misma infraestructura se comparte para la provisión de cada uno de los productos o servicios que ofrece una empresa, existe economía de alcance. Por lo tanto, en teoría se podría expresar que “*en la producción de n bienes existen economías de alcance, si con la tecnología empleada, para todo y_1, y_2, \dots, y_n , la función de costos de producción, ..., cumple: $C(y_1, y_2, \dots, y_n) < C(y_1, 0, \dots, 0) + C(0, y_2, \dots, 0) + \dots + C(0, 0, \dots, y_n)$. Es decir que existen economías de alcance si el costo de producir cantidades cualquiera de los n bienes en forma conjunta en una misma empresa, es menor que la suma de los costos de producir los n bienes en forma independiente*”

Relacionando los dos conceptos de subaditividad de costos y economías de alcance, se establece, apoyado en Pereyra (op. cit. pp. 12-13), el siguiente enunciado:

Si existe subaditividad, entonces existen economías de alcance, pero el recíproco no es cierto, pueden existir economías de alcance pero no subaditividad, en el caso del monopolio natural multiproducción.

En la figura 2.3 se muestra hasta que punto se logra la economía de escala con subaditividad de costos: corresponde al rango de producción con c_{me} decrecientes hasta su mínimo. A partir de este punto, ante nuevos incrementos en la producción, los c_{me} pueden ser crecientes ocurriendo las deseconomías de escala, pero aún logrando subaditividad de costos. Este caso aplica para el monopolio multiproducción.

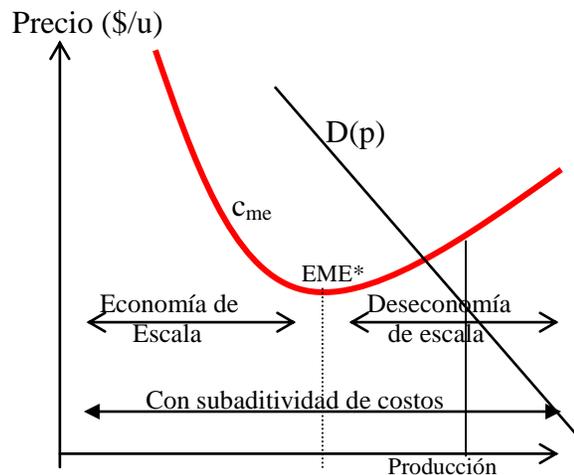


Figura 2.3. Monopolio natural multiproducción con economía de escala y/o subaditividad de costos.
 (* : EME: Escala Mínima Eficiente)

2.2.4 Barreras de entrada

La existencia y sostenibilidad en el largo plazo del monopolio natural, se fundamentan en el poder de mercado que le garantiza ser el único vendedor protegido mediante las barreras de entrada. Éstas se clasifican en barreras técnicas y en legales.

Las barreras técnicas crean condiciones que limitan la entrada de nuevas empresas, a las cuales no les sería rentable competir en un mercado. Estas barreras hacen referencia a las

anteriores características definidas: las economías de escala, la presencia de $c_{me} > c$, ambos decrecientes en rango relevante de producción, la subaditividad de costos y las economías de alcance.

Las barreras legales, sea a través de las patentes y la concesión de franquicias de exclusividad para abastecer un mercado, son argumentos que podrían estar sustentando, políticamente protegidas por un Estado, la existencia de un monopolio natural (Nicholson, 1997, p. 394). Las barreras de entrada de carácter legal podrían estar reforzando las barreras técnicas cuando los argumentos políticos son esgrimidos por grupos de interés fundamentados en el control de la información tecnológica y de costos. A través de la creación de estas barreras un monopolio natural maximiza sus beneficios o se apropia de las rentas económicas en el largo plazo.

Otras posibles causas del monopolio, son (Nicholson, 1997, p. 393-394): los elevados costos de transporte, el conocimiento especial de una técnica productiva de bajo costo cuya propiedad está protegida; también la propiedad de los recursos únicos (caso de recursos naturales) y la capacidad gerencial en la dirección de un monopolio con clientes cautivos.

3. CARACTERIZACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE EE¹⁰.

3.1 Aspectos técnicos

Las redes de distribución son el medio a través del cual se distribuye la ee. desde los puntos de conexión de estas redes al Sistema

de Transmisión Nacional - STN¹¹, hasta el consumidor o usuario final.

Desde el punto de vista técnico, y dada la separación de las actividades previstas en la ley, la distribución eléctrica no tiene problemas con la interferencia en la coordinación del mercado, porque ella no es la encargada de viabilizar el mercado de generación¹².

En Colombia, las redes de distribución eléctrica están compuestas por los sistemas de Transmisión Regionales (STR's) y de Distribución Local (SDL's)¹³, que se clasifican de acuerdo con los niveles de tensión a los cuales distribuyen la ee. y se definen, así:

El Sistema de Distribución Local (SDL), es el sistema de transporte de ee. compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 1, 2 y 3¹⁴ dedicados a la prestación del servicio en uno o varios mercados de comercialización. Se utilizan principalmente para abastecer los consumos domiciliarios, comerciales y de la mediana y gran industria.

El Sistema de Transmisión Regional (STR), es el sistema de transporte de ee. compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el

¹⁰ Este capítulo sintetiza los principales aspectos técnicos y económicos que caracterizan a las redes de distribución eléctrica.

¹¹ Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. Esta red transporta la energía eléctrica desde los centros de producción (Generación) hasta los centros de consumo o mercados de comercialización.

¹² Tal compromiso le corresponde al Sistema de Transmisión Nacional - STN

¹³ Las definiciones utilizadas en este aparte del documento están contenidas en la resolución CREG 82/2002, pág. 11/74.

¹⁴ Los niveles de tensión 1, 2 y 3, operan así: el nivel 1, con tensión nominal menor a 1 kV.; el nivel 2, con tensión nominal mayor o igual a 1 kV. y menor de 30 kV.; y el nivel 3, con tensión nominal mayor o igual a 30 kV. y menor de 57.5 kV.

nivel de tensión 4¹⁵. Estas redes se utilizan principalmente para abastecer las instalaciones industriales de gran envergadura, en la transmisión de ee. en zonas rurales y urbanas; y como redes de subtransmisión para el respaldo de la distribución de energía en grandes centros de consumo.

3.2 Aspectos económicos

Las redes de distribución de ee. se tipifican, desde el punto de vista económico, como un monopolio natural. Las razones más importantes que determinan esta afirmación son:

Los altos costos fijos iniciales que tiene la infraestructura necesaria para la prestación del servicio de distribución de ee. limitan o hacen poco probable la introducción de competencia en esta actividad.

De igual manera, la naturaleza tecnológica, además de los altos costos fijos que poseen las redes de distribución de ee., también favorecen la aparición de economías de escala dado el comportamiento decreciente de los costos medios para la prestación del servicio en la medida que crecen o se conectan más usuarios finales pertenecientes a su mercado relevante. Tal condición genera, adicionalmente, subaditividad de costos.

La existencia del monopolio natural de una red de distribución imposibilita la elección del cliente o usuario para determinar quién le transporta o distribuye la energía que desea demandar, esta situación se traduce en una posición dominante del distribuidor de ee. con la posible aparición de rentas monopólicas.

Las asimetrías de información existentes entre los prestadores del servicio de distribución de ee. y los usuarios del servicio

también favorecen la aparición de comportamientos “oportunistas”¹⁶ del primero, lo cual puede propiciar rentas de información que se traducen en mayores precios para el consumidor final y detrimento de la calidad y confiabilidad del servicio.

Finalmente, es evidente que la red de distribución eléctrica, es una tecnología que aún no posee un sustituto posible que desarrolle labor idéntica (transportar la ee.) al usuario en las mismas condiciones de seguridad y confiabilidad; por tal razón, su tecnología es única y privilegiada (el servicio de distribución de ee. no tiene sustitutos, dada la tecnología disponible).

4. TEORÍA DE LA REGULACIÓN DE MONOPOLIOS NATURALES

4.1 Por qué se regulan los negocios de redes

En el negocio de redes se plantean problemas por el uso común que hacen de la infraestructura los distintos agentes. Los problemas específicos de esta actividad son¹⁷:

- La falla de los teoremas fundamentales de la teoría del bienestar que suponen que los mercados asignan eficientemente los recursos. Con la regulación se busca evitar o reducir ineficiencias e inestabilidad de precios causadas por el poder de mercado de los monopolios naturales de redes que hacen prácticas predatorias.
- La apropiación de los excedentes de los consumidores (EC) y la reducción de la pérdida de eficiencia económica que ocurre

¹⁵ Nivel de tensión 4, opera con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV. y menor a 220 kV.

¹⁶ Este es un problema de riesgo moral, pues existen incentivos del agente hacia conductas oportunistas en detrimento del servicio.

¹⁷ Lasheras, op. cit., pp. 104-114.

cuando el distribuidor, optimizando su decisión, afecta el bienestar social (BS)¹⁸.

- La redistribución del ingreso es otro de los problemas a mejorar por la regulación, acorde con las políticas públicas de bienestar social, la cual a través de “precios de monopolio social”¹⁹ (Lasheras, p. 29), o precio “social” de servicio público logran mayor cobertura y tarifas más accesibles.
- La intervención estatal en el negocio de distribución de ee., mediante la regulación, se justifica por las características especiales que tiene la utilización de las redes por los agentes, la cual responde a los llamados *efectos externos de red* (Lasheras, 1999, p. 23): “*Su característica principal es que cuanto mayor sea la red, mayor es la utilidad para los consumidores del servicio que se suministra por medio de esa red*”. El uso de la red de distribución es un bien complementario al suministro específico del servicio de la ee., el cual debe ser eficiente, continuo o sostenible, de calidad y viable socialmente.

Dado que la empresa monopolística busca ejercer su poder de mercado a través de una tarifa superior al precio óptimo, la regulación debe garantizar que los efectos externos positivos por la utilización de la red (menores costos marginales debido a la conexión de cada nuevo usuario y las expectativas de una mayor demanda) se traduzcan en tarifas

óptimas inferiores a las pretendidas por el monopolio.

- Las dificultades en la definición de los derechos de propiedad por el uso de la red de distribución cuando existen transacciones entre los agentes (p.e. entre generadores, transportadores, comercializadores y usuarios), hacen necesaria la intervención del regulador para garantizar el libre acceso evitando la discriminación y el abuso de poder de mercado que pueda afectar la eficiencia económica.
- La integración vertical de empresas con actividades complementarias o encadenadas, también propicia la aparición de abuso de poder de mercado y la discriminación en contra de los competidores o usuarios. Pérez (1998, p. 3) señala que este factor es determinante para justificar la regulación eléctrica: “...*el suministro de electricidad requiere la realización de determinadas actividades, asociadas fundamentalmente a las redes de transporte y de distribución, cuyo control confiere un poder absoluto en el mercado eléctrico*”.
- La intervención regulatoria está relacionada también con la coordinación que debe existir entre los componentes tecnológicos que constituyen todo el sistema eléctrico. Las decisiones del regulador deben garantizar la compatibilidad tecnológica para reducir incertidumbres y riesgos, como garantía para controlar los costos y lograr una mayor eficiencia productiva y asignativa del servicio.
- La solución a los problemas de expectativas e incertidumbre y acceso a la información, justifican la regulación económica de la distribución. Estos aspectos están relacionados con el requerimiento y la divulgación de la información que requiere el ente interventor y los demás agentes económicos.

¹⁸ La función objetivo del regulador se define como la maximización del bienestar social (MB) sumando los excedentes de los consumidores (EC) y los beneficios de las empresas reguladas π : $\text{Max BS}(p) = \text{EC}(p) + \alpha\pi(p)$, Siendo α un ponderador representativo del peso relativo que el regulador otorga a los intereses de las empresas en relación con los intereses de los consumidores (Lasheras, p. 38). Los precios (p) afectan inversamente los componentes de la función objetivo.

¹⁹ Son precios menores que los del monopolio y similares al costo marginal (primer óptimo) o igual al costo medio (segundo óptimo), que sostienen el negocio de la red en el largo plazo.

4.2 Qué aspectos se regulan de la distribución de ee.

Con el objeto de sostener en el largo plazo la red de distribución, de tal manera que sea productivo o eficiente el uso de los recursos que son escasos, y además que sea rentable, el regulador pretende incentivar a las empresas a través del establecimiento de métodos y procedimientos regulatorios aceptados universalmente. Los aspectos que son comúnmente objeto de regulación en el negocio de distribución de ee., son los siguientes:

- El precio o tarifa (cargos de uso)
- El ingreso máximo.
- El reconocimiento de costos de AOM.
- Las condiciones de acceso a la red.
- Las áreas geográficas para la prestación del servicio.
- La expansión y cobertura del servicio.
- La calidad del servicio.
- La estructura y participación en el mercado para controlar el poder dominante: la integración o desintegración vertical u horizontal.
- La eficiencia productiva: control de pérdidas de energía, valoración de activos, tasas de rentabilidad, especificaciones técnicas de la infraestructura, etc.
- El uso de los sistemas de distribución por parte de los distintos agentes.
- La operación de la red, etc.

4.3 Cómo se regulan los monopolios naturales de distribución de ee.²⁰

Los monopolios naturales de redes de distribución de ee., son regulados a través de la adopción de métodos y esquemas que

incentivan el negocio. Los reguladores fijan parámetros de precios que garanticen una rentabilidad “justa” para un período tarifario de tiempo predeterminado, dejando que las empresas hagan su gestión buscando la eficiencia y posible apropiación de las rentas que se generen en el proceso regulado²¹. Estos mecanismos permiten a las empresas gestionar la estructura de los costos del capital (reposición y costos de oportunidad) y de funcionamiento de la red (administrativos, operativos y mantenimiento) y otros gastos financieros e impositivos.

Las diferencias en la aplicación de estos procedimientos surgen en las metodologías de traspaso de los costos a los usuarios finales, los métodos de valoración económica de los activos del negocio de redes, las metas que fija el regulador, entre otros temas del negocio de red.

Las alternativas o mecanismos de regulación utilizados para la distribución de ee. son los siguientes:

- Tasa de beneficio o de retorno (ROR) o Costo del Servicio
- Precio máximo (Price Cap)
- Ingreso Regulado Máximo (Revenue Cap)
- Ingreso Medio (Average Revenue Regulation)
- Indexación de las tarifas y productividad: IPC-X
- Competencia Referencial (Yardstick Competition)
- Precios no lineales y menús tarifarios

²⁰ Los conceptos emitidos en este aparte corresponden a los fundamentos teóricos contenidos en Lasheras (1999), Lerner (2000) y Bonifaz (2001)

²¹ Lerner, op. cit. P. 10

4.3.1 Tasa de retorno (ROR) o Costo del Servicio (Cost of Service)

Este esquema²² regula la distribución de ee. a través de la fijación de una tarifa que incluya una tasa de retorno o de beneficio adicional a los costos efectivos del servicio en que incurre la red distribuidora. Los costos efectivos cubren el capital invertido en infraestructura (costo histórico y costo de oportunidad del capital) más los AOM (costo de administración, operación y mantenimiento de la red). La tasa de retorno, la determina el regulador, sustentado en criterios de beneficio justo²³ e información efectiva de los costos reales de este servicio público que permita sostener la firma distribuidora en el largo plazo²⁴. Este esquema tarifario fue seguido por EEUU. y Canadá de manera generalizada hasta la década del ochenta.

4.3.2 Precio máximo (Price Cap)

El mecanismo de Price Cap es una modalidad de control de precios de tarifas que impone el regulador al monopolio natural que es regulado; el cual consiste en autorizar, por un período de tiempo preestablecido, un precio máximo independiente del comportamiento de los costos o de la demanda del servicio. En principio, este Price Cap cubre los costos de prestación del servicio más una tasa de retorno razonable.

Este mecanismo busca incentivar la eficiencia productiva (optimización de la infraestructura) con reducción de costos

²² Este esquema de regulación tarifaria también se denomina “Regulación según la tasa de beneficios o rate of return regulation (ROR)” (Lasheras, 1999, p. 80)

²³ Según contexto y condiciones medias de la economía y del sector regulado.

²⁴ En mercados de capitales incipientes e imperfectos, es difícil determinar cuál debería ser la tasa de retorno del capital propio. Parece que una buena aproximación de un beneficio justo toma en referencia las tasas medias y los riesgos específicos (volatilidad) de la actividad sectorial regulada y de la economía en general (riesgo país)

históricos y de AOM, para aumentar la demanda en beneficio de los consumidores.

El mecanismo del Price Cap puede adoptar varios sistemas para el caso de la distribución de ee.; se puede establecer un precio tope para todo el mercado, y el agente regulado puede cobrar tarifas menores; o se puede establecer techos para el componente fijo como para el componente variable de una tarifa.

4.3.3 Ingreso Regulado Máximo (Revenue Cap)

En el mecanismo de Revenue Cap²⁵ el regulador determina una base de ingresos máximos que puede recibir la empresa distribuidora, para desarrollar una operación eficiente y sostenible del servicio. Para esta metodología se conservan los criterios que garanticen una gestión eficiente de los recursos.

Este esquema es utilizado preferiblemente cuando gran parte de los costos de la empresa, para el desarrollo de la actividad, son fijos y no dependen de la demanda atendida.

4.3.4 Ingreso Medio (Average Revenue Regulation)

Este mecanismo de regulación, muy parecido al anteriormente descrito, consiste en el establecimiento de una tarifa promedio²⁶ de tal forma que los ingresos totales no superen el ingreso máximo, en condiciones de eficiencia, establecido por el regulador.

4.3.5 Indexación de las tarifas IPC-X

A partir de reconocer un nivel de ingreso inicial razonable a la empresa regulada para una determinada demanda del servicio, se establece una regla de evolución de precios mensuales o anuales dentro del período

²⁵ Ingreso regulado máximo

²⁶ El ponderador es el promedio de lo consumido por cada segmento del mercado.

tarifario. Los reguladores reconocen los aumentos inflacionarios de la economía para calcular los aumentos tarifarios. Para ello, aceptan ajustes en la prestación de los servicios, sea a través del comportamiento del IPC (Índice de Precios del Consumidor), o del IPP (Índice de Precios del Productor), o a través de un Índice Específico de evolución de costos de la industria regulada.

Para el ajuste de la tarifa, adicional a la evolución del IPC, se introduce un factor X de eficiencia por productividad, que reduce el valor final de la tarifa (IPC-X).

Para el cálculo del factor X, se consideran las reducciones esperadas de costos de AOM y los aumentos posibles de la productividad gracias a la adopción de nuevas tecnologías más eficientes, tanto de las empresas individuales como del sector o de la economía en general.

4.3.6 Competencia Referencial (Yardstick Competition)

Este mecanismo se utiliza cuando una industria está conformada por varios monopolios regionales, y consiste en implementar un sistema en el cual la tarifa específica de un monopolio se basa en el comportamiento de la estructura general de costos del resto del mercado.

El regulador, con información más completa²⁷, establece una tarifa (passthrough²⁸) para cada empresa monopolística y ésta, acorde con sus propios costos, tiene incentivos para buscar la eficiencia y establecer una tarifa diferencial que le genera rentas económicas.

4.3.7 Precios no lineales y menú de tarifas

Cuando hay una industria monopolística de único producto o servicio, sin posibilidad de

reventa (sin arbitraje) ni degradación del servicio, existe la posibilidad de implementar un esquema de precios no lineales que generan un mayor bienestar al consumidor, dado que admite la discriminación de precios entre segmentos del mercado y entre individuos consumidores o usuarios.

Este mecanismo establece un menú de tarifas para diferentes rangos de consumo. Las tarifas tienen un componente fijo, que es función creciente del consumo, y un componente variable, que debe ser función decreciente del nivel de consumo.

4.3.8 Ventajas y desventajas de los distintos esquemas regulatorios

En el cuadro 4.1 se muestra las ventajas y desventajas de cada uno de los mecanismos de regulación que se pueden utilizar para el negocio de redes de distribución de ee.

5. REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE EE. EN COLOMBIA²⁹

5.1 El Sector Eléctrico en Colombia: antecedentes

En 1994, se promulgaron las Leyes 142³⁰ y 143³¹, las cuales determinaban la reducción del monopolio estatal del servicio de electricidad en Colombia e implementaban un nuevo esquema de prestación del servicio, cuyos principales alcances se resumen en los siguientes aspectos:

²⁹ Este capítulo sintetiza las principales características del sector eléctrico colombiano. Varios aspectos contenidos en este aparte se soportan en textos contenidos en la página WEB de la CREG www.creg.gov.co y de ISA www.isa.com.co, en las resoluciones CREG 082 y 084 de 2002 y 070 de 1998, y en el documento “Perspectivas del negocio de distribución en Colombia” de la Comisión Integración Energética Regional –CIER, 2002-.

³⁰ Ley de Servicios Públicos Domiciliarios

³¹ Ley Eléctrica

²⁷ Estos esquemas regulatorios requieren de gran cantidad de información confiable.

²⁸ Tarifa fija que se traslada al usuario

Cuadro 4.1: VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE DIFERENTES ESQUEMAS DE REGULACIÓN DE TARIFAS DE SERVICIOS		
Mecanismos	Ventajas	Desventajas
Tasa de Retorno (ROR) o Costo del Servicio	<ul style="list-style-type: none"> • Permite controlar las rentas del monopolista. • El regulador obtiene mejor información de los costos. • El regulado tiene mayor certeza de rentabilidad en el largo plazo. • Los ajustes tarifarios son esporádicos. 	<ul style="list-style-type: none"> • No incentiva la eficiencia. • Incentiva la sobre-inversión y la empresa busca mostrar elevados costos para su retribución (Efecto Averch – Johnson³²). • Altos costos administrativos de control y supervisión regulatoria. • Se puede presentar captura del regulador por grupos de interés. • La organización institucional no se adecua fácilmente a los requerimientos regulatorios.
Precio Máximo (Price Cap)	<ul style="list-style-type: none"> • El monopolista tiene incentivos para reducir costos, siendo más productivo y eficiente, generando una mayor demanda. • Facilidad de implementación cuando utiliza canasta de costos históricos (<i>canasta de precios rezagada</i>). • El regulador cuenta con modelos que simulan los cambios en los costos para la empresa y evolución de la demanda. • El regulador no requiere estimar demandas futuras ni calcular ponderadores arbitrarios para segmentos de consumo. • Anualmente el regulador verifica que se cumpla la restricción sobre los precios y los ingresos. • La discriminación de precios incentiva la eficiencia económica. • El agente determina la estructura de cargos fijos y variables. 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentiva al regulado a comportamientos estratégicos alterando estructura de ponderadores, precios según elasticidades por segmentos y distribución de cargos fijos y variables entre períodos. • Puede generarse rentas monopolísticas por apropiación de ahorros. • El regulador no conoce, con precisión, los parámetros de productividad, eficiencia, de costos y de la demanda del servicio. • En el largo plazo se afecta el bienestar del consumidor. • Hay generación de rentas de información por conductas de riesgo moral e información asimétrica. • Las empresas asumen los riesgos de no tener ajuste automático de precios dentro del período regulado y, además, asumen el riesgo por cambios no proyectados en la demanda.
Ingreso Regulado Máximo (Revenue Cap)	<ul style="list-style-type: none"> • El regulado se expone a un menor riesgo ya que su ingreso no depende de su demanda. • El regulador no requiere estimar demandas futuras ni calcular ponderadores arbitrarios para segmentos de consumo. • Anualmente el regulador verifica que se cumpla la restricción sobre los precios y los ingresos. • El agente determina la estructura de cargos fijos y variables. • Mayor facilidad de control y administración por parte del regulador. 	<ul style="list-style-type: none"> • Puede generarse rentas monopolísticas por apropiación de ahorros, conductas de riesgo moral e información asimétrica. • El regulador no conoce, con precisión, los parámetros de productividad, eficiencia, de costos y de la demanda del servicio. • En el largo plazo se afecta el bienestar del consumidor. • No induce al agente a establecer tarifas de eficiencia. • El monopolista maximiza sus beneficios en dos etapas: en la 1ª determina el óptimo de producción sujeto a ingresos restringidos, y en la 2ª etapa, fija precios individuales para maximizar ingresos totales.

³² Lasheras, op. cit., p.89

La regulación económica de la distribución de energía eléctrica
EPPM – EAFIT

Mecanismos	Ventajas	Desventajas
Ingreso Medio (Average Revenue Regulation)	<ul style="list-style-type: none"> • Los ponderadores son más ajustados a los consumos de los segmentos. • La empresa puede establecer tarifas diferenciales. • El regulador verifica al finalizar cada año que se cumpla la restricción sobre precios e ingresos • Mayor facilidad de control y administración por parte del regulador. 	<ul style="list-style-type: none"> • Por falta de información sobre demandas se presentan desajustes entre topes e ingresos realizados. • Se requiere factores de ajustes periódicos • No induce al agente a establecer tarifas de eficiencia. • El monopolista maximiza sus beneficios en dos etapas: en la 1ª determina el óptimo de producción sujeto a ingresos restringidos, y en la 2ª etapa, fija precios individuales para maximizar ingresos totales • Los costos administrativos de control y de ajustes permanentes afectan la estabilidad financiera de las empresas.
Indexación de las tarifas: IPC-X	<ul style="list-style-type: none"> • Incentiva a la empresa regulada a controlar sus costos y a gestionar producciones eficientes, para así maximizar beneficios. • Introducir un factor X al ajuste tarifario traslada al usuario parte de los beneficios por eficiencia a través de la reducción de tarifas cuando aumenta la demanda, ante economías de escala. • Este esquema es útil en el corto plazo. • Es uno de los mecanismos de regulación de amplio uso en los servicios públicos. 	<ul style="list-style-type: none"> • En el mediano plazo, hay apropiación de rentas y manejo de costos para ocultar eficiencia productiva. • Se incentiva la inversión en tecnologías intensivas en capital. • El cálculo del factor X de productividad no se hace para cada empresa, sino que es general para toda la economía, el cual es complejo y subjetivo. • El regulador puede adoptar comportamientos estratégicos, y se requiere mucha información. • La empresa regulada no está incentivada a mejorar la calidad.
Competencia Referencial (Yardstick Competition)	<ul style="list-style-type: none"> • La empresa regulada no oculta ni manipula información de costos. • Hay incentivos a la eficiencia productiva y asignativa reduciendo costos. • El regulador establece tarifas (passthrough) a cada empresa a través de modelos econométricos que simulan condiciones particulares y del resto de empresas del sector. • El diseño de contratos tiene en cuenta costos medios del sector, permitiendo beneficios diferenciales para cada empresa regulada acorde con un área o mercado asignado por el regulador. • Con este mecanismo se defiende la separación horizontal entre empresas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Algunos costos son específicos para cada empresa. • El modelaje diferencial es difícil y complejo generando controversias en la fijación de tarifas. • Hay incertidumbre sobre rentabilidad exigiendo mayores tasas de descuento. • Pueden aumentar los costos derivados de menores economías de escala o de alcance.
Precios no lineales y menús tarifarios	<ul style="list-style-type: none"> • Los precios no lineales pueden generar mayor excedente del consumidor y bienestar social. • Se supone que el monopolista, monoprodutor, mantiene la calidad del servicio, y no hay reventa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los segmentos de consumidores de bajos ingresos tendrán precios mayores. • Los segmentos de consumidores de altos ingresos tendrán precios menores. • La determinación de los menús tarifarios requiere información detallada de las funciones de demanda de cada segmento de mercado.

Fuentes: Lasheras, 1999; Lerner, 2000; Bonifaz, 2001

Separación de las actividades del sector eléctrico en generación, transporte, distribución y comercialización.

Estímulo a la participación privada en las actividades del sector eléctrico, buscando con ello, una mayor eficiencia en la gestión y el manejo de las empresas y, a la vez, una mejor cobertura del servicio en todo el territorio nacional.

Creación y entrega del control y la regulación del servicio al Estado Colombiano en cabeza de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD y la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, respectivamente.

Libre acceso a las redes de transmisión para el transporte de energía³³, con el objeto de viabilizar el mercado de energía entre generadores, comercializadores y clientes finales.

Introducción de la competencia en las actividades en que ella fuera posible; para lo cual se crearon e implementaron reglas que propiciaran la libre competencia en las actividades de generación y comercialización de electricidad.

Regulación para las actividades de transporte y distribución de energía a alta tensión (Sistema de Transmisión Nacional – STN) y de baja tensión (Distribuidoras locales). Actividades que conservan su carácter de monopolio natural.

Con este nuevo esquema del sector eléctrico en Colombia, las empresas prestadoras del servicio se vieron obligadas a repensar su gestión. En las actividades donde se introdujo la competencia, fue indispensable definir la estrategia para competir; y en las que

permanecieron reguladas, se requirió diseñar una estrategia para maximizar la rentabilidad de los negocios asociados al transporte, derivando la mayor ventaja posible de la regulación.

En la actualidad, es la CREG la responsable, a través de la regulación económica, de fijar los principios normativos de competencia y asegurar el suministro del servicio en forma eficiente, viable y sostenible para los inversionistas, y además, garantizar la eficiencia asignativa, oportuna, continua y a precios razonables en beneficio de los consumidores.

5.2 Marco regulatorio de la distribución eléctrica en Colombia

El mandato legal que fundamenta, en parte, el marco regulatorio para el desarrollo de las actividades de transporte y distribución de energía en Colombia, es el siguiente:

“Los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional cubrirán, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, según los diferentes niveles de tensión, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad, y desarrollo sostenible. Estos criterios tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera” (art. 39 de la Ley 143 de 1994).

Con base en lo anterior, el regulador promulgó las resoluciones CREG 060 de 1994 y 097 de 1997, que sirvieron para regular la actividad de distribución para los períodos comprendidos entre los años 1994-1997 y 1997-2002, respectivamente.

En la actualidad, para el período regulatorio 2003-2007, la actividad se rige por las resoluciones CREG 070 de 1998 y CREG

³³ Sistema de Transmisión Nacional – STN es propiedad de 11 agentes; uno de los cuales, la empresa estatal Interconexión Eléctrica S.A., posee aproximadamente el 70% de los activos de transmisión.

082 y 084 de 2002³⁴. Esta regulación incentiva la eficiencia empresarial en las labores de administración, operación y mantenimiento (AOM), y la optimización de la red de distribución mediante la utilización de su capacidad máxima y la minimización de sus costos e inversiones; además, protege el interés de los usuarios del servicio. Los aspectos más relevantes de dicha regulación se resumen a continuación:

5.2.1 Competencia en la actividad de distribución

La regulación colombiana no prohíbe la competencia en la actividad de distribución de ee., al no otorgar concesiones o franquicias a los agentes para la prestación del servicio. En este orden de ideas, en teoría es permitida la construcción por terceros de redes paralelas si ellas son económicamente viables y, por lo tanto, es posible la prestación del servicio por más de un distribuidor en la misma zona de atención.

5.2.2 Expansión del sistema de distribución

El Ministerio de Minas y Energía (MME), a través de la UPME³⁵ es el encargado de hacer el plan de expansión, para períodos de cinco (5) años, de la ampliación de cobertura del servicio de ee.³⁶, fijando las inversiones públicas y privadas que deben realizarse o estimularse. No obstante, hoy en día este plan tiene el carácter de indicativo y no mandatorio, porque la responsabilidad primaria para la expansión de los STR's y SDL's recae sobre los dueños y/o operadores

de estos sistemas³⁷, quienes deben incluir todos los proyectos que requieran sus sistemas y terceros, que sean viables financieramente.

Por tal razón, los agentes distribuidores no tienen la obligación de expandir los sistemas de distribución para atender nueva demanda si existe imposibilidad técnica, o de ello se deriva la insostenibilidad o inviabilidad económica³⁸, dada porque el costo marginal de conectar a un nuevo usuario no es igual ó menor al costo medio histórico para realizar la nueva adición al sistema. En este caso, la expansión la debe realizar quien la solicita o requiera, u otro distribuidor que le resulte rentable hacerlo³⁹.

Con base en lo anterior, se puede inferir que desarrollar una mayor cobertura del servicio en Colombia no se logra, ni se logrará a través de este tipo de regulación, que da prioridad a la viabilidad financiera sin la obligatoriedad de conexión y/o expansión por parte del distribuidor, en detrimento de aquellos usuarios cuyas características sociales y económicas no les permite acceder al servicio (localizados en áreas de frontera). La no provisión de mecanismos o de señales claras para facilitar la expansión de los sistemas de distribución de ee. en el país, es un problema estructural de la regulación actual que debe resolver el regulador o el Estado a través de políticas públicas.

³⁴ Ver: CREG 070 de 1998: Reglamento de distribución de energía eléctrica. CREG 082 de 2002: Metodología de cargos por uso del sistema de distribución de energía eléctrica. CREG 084 DE 2002: definición de normas de calidad del servicio de energía eléctrica.

³⁵ Unidad de Planeación Minero Energética adscrita al Ministerio de Minas y Energía de Colombia

³⁶ Ver: UPME (2003), "Plan Indicativo de Planeación de Cobertura del servicio de Energía Eléctrica". Bogotá. Marzo

³⁷ Los Operadores de Red-OR son responsables de elaborar el Plan de Expansión del Sistema que opera, de acuerdo con el Plan Estratégico, el Plan de Acción y el Plan Financiero. (Resolución CREG-070 de 1998)

³⁸ La regulación establece criterios para asegurar la expansión eficiente, económica y confiable de los STR's y/o SDL's; y precisa el alcance de las competencias de la Nación y las demás entidades territoriales, para celebrar contratos de concesión, en aquellos eventos en los cuales el distribuidor no esté obligado a ejecutar la expansión de la red y la ampliación de la cobertura. (Resolución CREG-070 de 1998)

³⁹ El distribuidor es el responsable por la ejecución del Plan de Expansión de la red que opera y si incumple con la ejecución de un proyecto, éste podrá ser desarrollado por el Usuario interesado o por un tercero, para lo cual se define un esquema de remuneración. (Resolución CREG-070 de 1998).

5.2.3 Libre acceso a las redes de distribución

Teniendo en cuenta que la cobertura no es responsabilidad del distribuidor establecido o incumbente en condiciones de inviabilidad financiera, éste debe otorgar puntos de conexión de las nuevas redes de terceros, a su sistema, si la factibilidad técnica lo permite.

De igual manera, con el objeto de viabilizar el mercado de comercialización debe otorgar el libre acceso a los STR's y SDL's de manera indiscriminada y sin restricción a cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas⁴⁰.

5.2.4 Calidad del servicio de distribución eléctrica⁴¹

El agente distribuidor, como encargado de la distribución física de la ee. al usuario final, le corresponde garantizar la calidad asociada a su labor, o sea, la continuidad en el suministro (alimentación continua) y la calidad de la onda de tensión (forma de la onda de tensión y corriente) que se entrega. Por lo anterior, debe involucrar en sus planes de operación y mantenimiento, así como en los de expansión, los recursos que garanticen dicha calidad⁴².

⁴⁰ Los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales de energía eléctrica, deben permitir el acceso de acuerdo en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en el Reglamento de Distribución. (Resolución CREG-070 de 1998). Los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales, deben permitir que las empresas que desean construir líneas nuevas a nuevos puntos de conexión tengan acceso a las redes existentes de transmisión regional o distribución local, sin restricciones.

⁴¹ Estas condiciones están previstas por la regulación en la Resolución 084 de 2002.

⁴² Los planes de inversión deberán asegurar los indicadores de calidad que está reglamentada y garantizar la continuidad del servicio mediante proyectos de suplencia, ampliación, automatización de la operación, modernización e inventario de repuestos, entre otros.

En relación con la calidad de la onda de tensión se le exige al distribuidor el establecimiento de garantías o instrumentos financieros que amparen los daños y perjuicios ocasionados a sus usuarios por el incumplimiento de los estándares exigidos en los niveles de tensión 2, 3 y 4. En cuanto a la continuidad del servicio, la norma citada establece criterios para fijar las responsabilidades y compensaciones⁴³ que le caben al distribuidor por el incumplimiento de la calidad exigida. Esta calidad se mide mediante dos indicadores que son divulgados en la factura de cobro, para los cuales se fijan valores máximos anuales de acuerdo con la característica del mercado, a saber: DES, duración esperada de suspensión, que mide el tiempo total de interrupción del servicio; y FES, frecuencia esperada de suspensión, que mide el número total de interrupciones del servicio.

5.2.5 Ingresos del agente distribuidor

En Colombia, los cargos por uso⁴⁴ son los reconocidos por la CREG basados en los costos medios (“second best”) de las empresas según los cargos monómicos de la energía y las condiciones de eficiencia.

El esquema de regulación que se aplica a los distribuidores de ee. en Colombia, es del tipo Price Cap para los niveles 1, 2 y 3; y del tipo Ingreso Regulado Máximo para el nivel 4. Estos esquemas de regulación se fijan para períodos de tiempo determinados⁴⁵ e

⁴³ El Operador de Red deberá compensar a los usuarios cuando los indicadores de calidad del servicio prestado al usuario superen los valores máximos admisibles fijados por la CREG, valorando la energía que se deja de suministrar de acuerdo con un procedimiento establecido en función del Costo Estimado de la Energía no servida, el cual según estimaciones de la CREG es igual a \$265.2/kWh (pesos de noviembre de 1997).

⁴⁴ Reglamentadas en la Ley 143/94 en el cap. VIII “De las tarifas por acceso y uso de las redes”. Art. 39-41.

⁴⁵ En Colombia este período tarifario para los distribuidores de energía está fijado para cinco (5) años, comprendido entre enero de 2003 y diciembre de 2007.

incentiva la prestación eficiente del servicio por parte de los agentes, imponiéndoles un precio máximo, independiente de la evolución real de sus costos o su demanda. El agente tiene incentivos para reducir los costos hasta el nivel de eficiencia y promover o estimular una mayor demanda.

Los ingresos que percibe la empresa distribuidora o el operador de la red de distribución (STR y SDL) proviene del cobro que hace a todos los agentes que acceden a su red por cualquiera de los siguientes conceptos: cargos de conexión y/o cargos por uso de la red.

El cargo de conexión se pacta en contratos entre el dueño del activo eléctrico y el usuario del mismo mediante un precio que remunera su uso, independientemente de la energía que pase por él. Por lo anterior, este cargo se asimila al precio que se pacta en un contrato de alquiler de activos.

El cargo por uso de la red es una tarifa única del tipo “estampilla” para cada uno de los niveles de tensión⁴⁶, ella es determinada mediante metodología consignada en la resolución CREG 082 de 2002.

El cargo por uso de la red para cada nivel de tensión remunera a costo o valor de reposición a nuevo (VNR) con una tasa de rentabilidad obtenida mediante metodología de Costo Promedio Ponderado de Capital⁴⁷, la infraestructura eléctrica necesaria para llevar la energía desde el punto de entrega o la salida del Sistema de Transmisión Nacional (STN), hasta el punto de entrega al usuario, los gastos de AOM⁴⁸ y los activos no eléctricos necesarios asociados a la prestación del servicio, en relación con la cantidad de

energía útil⁴⁹ (demanda) que se distribuye a través de la red.

Los cargos por uso de la red, una vez establecidos para cada empresa, son actualizados anualmente durante el período regulatorio, de acuerdo con el IPP índice de precios del productor total nacional⁵⁰ y reducidos por unos factores que reflejan las ganancias en productividad (Coeficiente X) y en recuperación de pérdidas de energía, fijadas por el regulador.

5.2.6 Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía representan la relación existente entre la energía que ingresa a las redes y no puede ser facturada (por aspectos técnicos, hurto, fallas administrativas, etc.) y las compras totales de electricidad.

En Colombia, se reconoce para efecto de contabilizar la energía útil que pasa por las redes un porcentaje de pérdidas que debe llegar gradualmente en el año 2003 al 10.8% en el sector urbano y al 18.2% en el sector rural⁵¹. Con esta exigencia se impide que el distribuidor traslade a sus usuarios las ineficiencias que se derivan de no controlar o ejecutar planes de recuperación de pérdidas, e incentiva a su vez, a aquellos que hacen un manejo eficiente de las mismas.

⁴⁶ Los niveles de tensión están descritos en el capítulo de caracterización de la red de distribución.

⁴⁷ Metodología WACC (Weight Average Capital Cost)

⁴⁸ Costos de administración, operación y mantenimiento de la red

⁴⁹ Es la energía real que pasa por la red de distribución considerando el factor de pérdidas de energía reconocida por el regulador.

⁵⁰ El cual es un índice ponderado de inflación de precios en el primer nivel de venta que recibe el productor. Este deflactor puede afectar, creando sesgos, los valores reales de los precios de energía, pues los bienes finales que componen el IPP difieren del conjunto de bienes específicos asociados al sector eléctrico, ello implica la necesidad de elaborar un índice de precios propio del sector o de la actividad en referencia.

⁵¹ Ver anexo No.10 de la Resolución CREG 082/2002

6. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES DE REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE EE. EN INGLATERRA, ARGENTINA Y CHILE⁵²

6.1 Regulación en Inglaterra

El modelo de regulación del sector de electricidad en Inglaterra es considerado por muchos críticos como el impulsor de la regulación por incentivos y el que marcó el camino regulatorio para muchos países, en especial Latinoamericanos, que requerían una mejor gestión y eficiencia de sus empresas prestadoras de servicios públicos.

En la regulación aplicada a la distribución de ee., el modelo inglés parte del concepto de considerar la actividad como un monopolio natural. Otorga concesiones geográficas a las empresas distribuidoras a través de licencias exclusivas⁵³ para que desarrolle la actividad en una determinada área geográfica y garantizado, además, el libre acceso a la red por parte de los clientes⁵⁴. En este modelo la actividad de comercialización está en competencia y es considerada como una actividad aparte de la distribución la cual considera únicamente la gestión del transporte⁵⁵.

El método de remuneración para la distribución se hace mediante un Ingreso

Regulado Máximo para un período regulatorio de 5 años. Por medio de éste se determina el valor de ingresos máximos que puede recibir la empresa distribuidora, para desarrollar una operación eficiente, con base en un índice de precios minorista (RPI-Retail Price Index) y la demanda de energía.

Una vez es aprobado por parte del regulador el ingreso máximo de cada empresa, éstas fijan su tarifa en un rango que no sobrepase este ingreso. Esta tarifa reconoce los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM), amortización de activos, inversiones y rentabilidad del capital, para garantizar la sostenibilidad de la empresa en el largo plazo.

Para la determinación de la base de capital inicial, se usa el valor de mercado de cada empresa, denominado capital de flotación⁵⁶, más las inversiones que se requieran. El capital de flotación se proyecta financieramente en períodos de 10 a 15 años dependiendo de la empresa y las inversiones se amortizan en períodos de 20 años. La tasa de rentabilidad sobre el capital se determina por una metodología llamada CAPM (Capital Asset Pricing Model)⁵⁷.

En relación con los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM), el criterio de sostenibilidad en el largo plazo es fundamental para el regulador, por lo tanto, estos costos se asignan de acuerdo con su utilidad. En Inglaterra se utiliza el término “used and usefull”, es decir, el costo de AOM se tiene en cuenta sólo si el trabajo se efectúa y a la vez es útil para el sistema. Para la determinación del valor base de los costos para cada empresa se utiliza herramientas econométricas de regresión y análisis de eficiencia.

⁵² Los conceptos emitidos fueron obtenidos del Apéndice I, II y VI del informe final del Proyecto CIER – COCIER 02 – Perspectivas del negocio de Distribución en Colombia, preparado por Eduardo Lerner y la Tesis de Doctorado “Peajes en distribución eléctrica” de Eduardo A. Recordón Z. Pontificia Universidad Católica de Chile. 2001. Páginas 96 a 110

⁵³ La licencia se llama “Public Electricity Supply Licence”

⁵⁴ Inicialmente las licencias permitían que se incluyera en ellas el desarrollo de la actividad de comercialización.

⁵⁵ En el modelo inglés cualquier cliente sin restricciones de consumo puede solicitar el suministro de energía por parte de cualquier comercializador. La actividad de comercialización está en competencia y es una actividad independiente dentro de la cadena del sector eléctrico inglés.

⁵⁶ Este capital es el que se cotiza en bolsa

⁵⁷ Tasa libre de riesgo del mercado más un premio al riesgo propio de cada empresa.

Dentro de la remuneración se reconoce a las empresas las inversiones que están plenamente justificadas para la expansión y reposición del sistema, pero éstas no tienen la obligación de realizarlas cuando el sistema es capaz de diferirlas en el tiempo por una mejor gestión en la optimización de la infraestructura o incumplimiento de las expectativas de demanda proyectada. Si las inversiones no son realizadas se cuenta con mecanismos de revisión que corrigen el problema para el siguiente período tarifario.

El sistema de remuneración inglés también cuenta con mecanismos que permiten ajustar la tarifa, para un nuevo período, aplicando parámetros de eficiencia (coeficiente X) que se determinan con base en el comportamiento de la empresa distribuidora, en aspectos tales como: la calidad del servicio, reclamos, eficiencia en el uso del capital, pérdidas de energía, desempeño financiero, etc. Dadas las condiciones sociales y económicas inglesas, este esquema de corrección tarifaria incorpora un elemento importante de continuidad en la señal de precios tanto para la empresa como para el público.

Para la determinación y evaluación del desempeño de las empresas con miras a los reajustes o reducciones de su remuneración, el sistema inglés introduce métodos de evaluación del tipo “Yardstick Competition”⁵⁸, con ello incentiva a que las empresas adopten las mejores prácticas.

El esquema considera que las empresas son las responsables de la calidad del servicio que entregan, por lo tanto, éstas se enfocan más en los aspectos de atención al cliente que en los técnicos. Los indicadores que se utilizan son seguridad, disponibilidad, restauración, atención de daños y confiabilidad del servicio. Las metas de calidad son fijadas por cada una de las empresas en su zona de

cobertura con la exigencia de que deben mejorarlas año tras año entre el 5% y 10%, hasta conseguir niveles óptimos. El modelo contempla el pago de compensaciones económicas a los clientes cuando se presentan incumplimientos de los índices por parte de las empresas.

Finalmente, el modelo contempla la introducción de penalidades o reconocimientos en la remuneración de la distribuidora de acuerdo con la evolución que presente, entre períodos, el índice de pérdidas de energía en su área de concesión.

6.2 Regulación en Argentina

La actividad de la distribución eléctrica en la República Argentina está definida como un monopolio natural, el cual se ejerce bajo un esquema de concesión geográfica otorgada a las diferentes empresas por el poder ejecutivo para períodos de 15 años en primera instancia, renovables a períodos de 10 años, y que coinciden con períodos tarifarios de 5 y 10 años dependiendo de la zona concesionada⁵⁹.

La actividad de distribución incluye la gestión del transporte y la comercialización de manera conjunta; no obstante, existe la figura de grandes usuarios o clientes que tienen la capacidad de negociar directamente su energía en el mercado mayorista (MEM)⁶⁰, para los cuales el costo de la actividad de distribución queda restringida únicamente al transporte.

Para asegurar la disponibilidad y sostenibilidad del servicio de energía en el largo plazo, la regulación de la distribución, propicia unas buenas condiciones para la expansión de los sistemas de redes y de

⁵⁸ Competencia Referencial o por comparación.

⁵⁹ En la Provincia de Buenos Aires y alrededores que concentra aproximadamente el 40% de la demanda el período tarifario es de 10 años, para las zonas restantes es de 5 años.

⁶⁰ MEM – Mercado de Energía Mayorista

generación de energía, obligando a las empresas dentro de su área de concesión a realizar:

- En primer lugar, la entrega plena de capacidad de redes para la atención de toda la demanda, fijando dentro del cálculo tarifario una parte destinada a la extensión de redes hasta una distancia determinada; para los clientes que están por fuera de esta distancia, contempla la extensión a través de contribuciones de los usuarios con carácter reembolsable. En general esta característica otorga un incentivo para que las distribuidoras propicien el desarrollo eléctrico de zonas sin cobertura del servicio.
- En segundo lugar, el suministro de energía por períodos determinados para los usuarios definidos como cautivos cuyas demandas son inferiores a 30 kW. Esta obligación determina, además, un incentivo para que las empresas distribuidoras aseguren el suministro de sus clientes a través de contratos de compra de energía e incurran en menores riesgos al acudir a la compra en el mercado spot o bolsa de energía, y crea condiciones propicias para la expansión de la generación.

De otra parte, la regulación contempla el libre acceso a la red por parte de los clientes garantizando el uso indiscriminado del servicio y el desarrollo del mercado de comercialización para los grandes clientes⁶¹.

En relación con el modelo tarifario de la distribución, la regulación implementó un esquema de remuneración por incentivos mediante la introducción de un Price Cap y Ingreso Regulado Máximo para cada nivel de tensión al cual opera. La tarifa de distribución está compuesta por la suma de un valor que remunera los costos de transporte, llamada

VAD (valor agregado de distribución), y un passthrough que refleja el costo de la compra de energía y potencia en el mercado mayorista de energía.

El valor agregado de distribución – VAD, en su composición de costos reconoce al distribuidor, en primer lugar, el costo marginal de las redes en operación afectado por un coeficiente que representa las pérdidas técnicas de energía establecidas por el regulador. Dentro de este costo se reconocen las amortizaciones de capital, impuestos y una tasa de rentabilidad de los activos en condiciones de eficiencia; y en segundo lugar, los costos operativos y de mantenimiento que requiere la red (OM).

Dado que la actividad de distribución es un negocio intensivo en activos o de altos costos fijos, y que existe obligación de cobertura por parte del distribuidor concesionario para atender la demanda, la determinación de la base de activos operativos y de expansión para efectos tarifarios se hace por medio de una valoración utilizando los métodos de Valor Nuevo de Reposición - VNR y Costo Incremental Promedio - CIP, reconociendo a los activos de media y baja tensión vidas útiles de 25 años.

De igual manera, los costos de operación y mantenimiento (OM) se fijan como un porcentaje del valor de los activos dependiendo del nivel de tensión al cual se opere; y no está afectado por un coeficiente de eficiencia para el primer período regulatorio.

En relación con las pérdidas técnicas y no técnicas, el regulador fija un porcentaje máximo dependiendo de la zona de concesión y del estado de las redes, propiciando un incentivo al distribuidor para reducir las y generar rentas adicionales por mejoras en la eficiencia.

⁶¹ Clientes con consumos superiores a 30 kW. que pueden acceder a la compra de energía. Esta franja del mercado es disputable.

Finalmente, la regulación garantiza la calidad del servicio de la distribución como un aspecto esencial para la defensa de los consumidores, por lo tanto, hace exigencias que consideran unos niveles adecuados de prestación del servicio en tres aspectos básicos: continuidad del servicio, calidad de la onda de tensión y calidad de la atención del cliente. Los dos primeros se relacionan estrechamente con la actividad del transporte, y la última, con la actividad de comercialización. El incumplimiento de los índices especificados ocasiona el pago de compensaciones económicas a los clientes.

6.3 Regulación en Chile

La regulación del sector de electricidad en Chile iniciada en el año de 1982 a través de la Ley General de Servicios Eléctricos, es pionera en Latinoamérica. En particular, la actividad de la distribución es considerada como un monopolio natural y dada en concesión geográfica a las diferentes empresas⁶². En el esquema chileno la distribución considera la realización conjunta de las actividades de transporte y comercialización de energía en el mercado regulado⁶³, y se garantiza el libre acceso a la red para cualquier usuario.

Las tarifas de la actividad son obtenidas a partir de estudios de costos contratados por separado, a firmas consultoras especializadas, tanto por las distribuidoras como por el regulador; y se aplican en áreas típicas de distribución, fijadas por el regulador.

Los estudios de costos se hacen con base en la definición de una empresa “Modelo Eficiente”⁶⁴ en su gestión e inversiones,

adaptada al área de concesión de cada empresa. La metodología se asimila al mecanismo de regulación “Yardstick Competition”, tomando como base de comparación una empresa modelo, y permite determinar para cada distribuidora una tarifa óptima para aplicar a su demanda real. En consecuencia, la metodología incentiva la eficiencia de las empresas, ya que deben adaptarse o parecerse rápidamente a la empresa “Modelo Eficiente” definida para su mercado, a riesgo de disminuir su rentabilidad.

La definición de la tarifa de distribución, llamada VAD (Valor Agregado de Distribución) se hace para períodos de 4 años, y tienen en cuenta los siguientes componentes: costos fijos, pérdidas de energía, inversiones y costos de administración, operación y mantenimiento de la red (AOM).

Para la valoración de activos e inversiones utilizan la metodología de VNR (Valor Nuevo de Reemplazo). La retribución de capital se hace con base en una “red de referencia” adaptada económicamente a la demanda que debe atender la empresa y una tasa de rentabilidad fijada por el regulador.

La regulación prevé índices de calidad del servicio discriminados por área típica de distribución. Se hacen exigencias en aspectos como la continuidad, calidad de onda y atención de clientes. No obstante, aunque se estipulan sanciones y/o multas a las empresas por su incumplimiento, no existe una metodología clara de cómo hacerlo, ni se conocen esquemas de compensación económica a los clientes.

Finalmente, el modelo otorga incentivos a las empresas para rebajar las pérdidas de energía a niveles previamente establecidos por el regulador para cada área de distribución. Estos niveles son revisados y ajustados para cada período regulatorio.

⁶² Se exceptúan de la concesión el suministro a través de las redes privadas y/o para clientes no regulados.

⁶³ Con consumos inferiores a 2.000 kW.

⁶⁴ Los conceptos de empresa “Modelo Eficiente”, fueron consultados en el documento Tesis “Peajes en distribución eléctrica” de Eduardo A. Recordón Z. Pontificia Universidad Católica de Chile. 2001. Páginas 96 a 110

7. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA REGULACIÓN COLOMBIANA CON RESPECTO A OTROS PAÍSES

Con el objeto de realizar un análisis comparativo de los procesos y mecanismos de regulación económica de la distribución de ee., se tomaron los casos de Inglaterra, Argentina, Chile y Colombia⁶⁵, descritos en secciones anteriores. Los principales aspectos encontrados son los siguientes:

7.1 Contexto regulatorio institucional

En Inglaterra se cuenta con instituciones estables y los procedimientos regulatorios son pragmáticos, poco rigurosos y precisos, y se busca que sea el mercado el que oriente el funcionamiento del sector en su conjunto (y de la economía en general). La negociación "principal-agente"⁶⁶, se efectúa pretendiendo el juego limpio e información pública. Estos procesos tienen la ventaja de realizarse con una mayor certeza, gracias a los precios estables y la madurez de los mercados de capitales. Es un modelo de gestión de eficiencia.

En el caso de Argentina, Chile y Colombia, los marcos regulatorios son más rigurosos y precisos, todos hacen uso excesivo de normas y reglamentos. Son evidentes las dificultades en las relaciones "principal-agente", el complejo dilema de la asimetría de la información y la influencia de grupos de interés. Los mercados de capitales son incipientes o se encuentran en vía de consolidación.

⁶⁵ Para este análisis, además de los aportes de los autores, se tuvo en referencia el Informe Final del Estudio Proyecto CIER-COCIER 02 "Perspectivas del negocio de distribución en Colombia". Mayo de 2000; Tesis Doctoral "Peajes de Distribución Eléctrica" de Andrés Recordón Z. Año 2001; Documento "Distribución Eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia". José L. Bonifaz F., 2001; Documento Fundamentos Teóricos de la nueva regulación eléctrica". José I. Pérez A., 1998.

⁶⁶ Relación entre el regulador y el agente distribuidor

En el caso de Colombia, los procesos de reestructuración y privatización, iniciados desde década 90, se impusieron por razones de políticas públicas ante las ineficiencias administrativas del sector público, la crisis fiscal y financiera, además de la influencia del fenómeno de la globalización e internacionalización de la economía. Este ha sido un proceso dinámico de regulación económica, adicional al reordenamiento institucional y financiero que es pretendido en las distintas reformas estructurales del sector eléctrico y de otros sectores económicos⁶⁷.

7.2 Segmentación del sector eléctrico

En Inglaterra y Colombia el sector eléctrico está dividido en las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización. Las empresas pueden ejercer simultáneamente actividades complementarias, como la distribución y comercialización, tanto en mercados regulados como no regulados⁶⁸, conservando las contabilidades independientes y, en consecuencia, favoreciendo la gestión autónoma de cada negocio.

En Argentina y Chile, para el mercado regulado, la actividad de distribución incluye la gestión comercial sin separación contable, lo cual podría ocasionar poder de mercado e ineficiencias en la gestión conjunta.

Dado lo anterior, en Inglaterra, Argentina y Chile, las empresas distribuidoras, que son también comercializadoras, reciben ingresos por la compra-venta de energía y potencia, y transfieren los costos a los usuarios a través del mecanismo "passthrough", asumiendo los riesgos de la volatilidad de los precios y los

⁶⁷ Reformas como la apertura comercial, cambiaria, monetaria y financiera, además de los cambios institucionales.

⁶⁸ En Inglaterra no existe mercado regulado de comercialización. Un cliente es libre de comprar la energía a cualquier comercializador sin restricciones de cantidad.

cambios en la demanda de cantidades, lo cual hace parte de la gestión de redes.

En Colombia, la misma empresa puede realizar las actividades de comercialización y distribución; sin embargo, el riesgo del “passthrough” por la compra-venta de energía, lo asume la comercializadora.

7.3 Marco regulatorio para los monopolios de distribución

En los países analizados predominan los criterios de racionalidad económica, de eficiencia y de incentivos a la gestión de redes para la definición de sus marcos regulatorios, así como el libre acceso a la red. Sin embargo, los mecanismos y metodologías empleadas para su implementación ocasionan diferencias acordes a los contextos internos de los países. A continuación se muestran algunas de estas diferencias.

7.3.1 Barreras legales

En el caso de Inglaterra, Argentina y Chile, se regula el monopolio natural de la red de distribución, como servicio público, con suministro obligatorio a usuarios según áreas geográficas. Esta prestación del servicio se hace en condiciones reguladas simulando competencia. En Argentina, en particular, el monopolio natural toma la forma explícita de monopolio legal por las concesiones geográficas exclusivas.

En Colombia, no existen concesiones ni exclusividad territorial, pero de hecho no se superponen las redes. Tal situación supone, en teoría, que se podría competir por la distribución construyendo redes paralelas siempre que la viabilidad económica lo permitiera.

7.3.2 Mecanismos regulatorios

Inglaterra es el iniciador de la regulación por incentivos, utiliza mecanismos de referenciación “Yardstick Competition” y

ajustes de precios mediante el mecanismo “IPC-X”. El período tarifario es de 5 años.

En Argentina, el esquema es del tipo “Ingreso Regulado Máximo” y “Price Cap”, a través de los cuales se busca incentivar la eficiencia y la racionalidad de los agentes económicos que participan en el negocio de red, y en general, en el mercado eléctrico. Su período tarifario es de 5 años y de 10 en algunas áreas.

En Chile, se ha implementado los incentivos a la eficiencia del servicio, considerando cambios tecnológicos, ajustes de costos, modificaciones en instalaciones y activos de la red real a través de un esquema “Yardstick Competition” con base en una empresa “Modelo Eficiente”, con períodos tarifarios de 4 años.

En Colombia la regulación se hace por incentivos mediante el mecanismo de “Price Cap”. Se fijan parámetros de eficiencia y tarifas que incluyen, además de recuperar los costos, la rentabilidad presunta del negocio para períodos tarifarios de 5 años. Las empresas tienen la libertad de gestión de redes con el incentivo económico de lograr rentas monopólicas con el manejo de las inversiones, los costos de AOM y la recuperación de las pérdidas según nivel de tensión. Los incentivos por cambios en productividad (factor X) y pérdidas, son trasladados a los usuarios anualmente.

En general, en estos países, los resultados obtenidos han mostrado mejoras en la eficiencia, y en algunos casos, el objetivo del regulador de conseguir mejoras en el bienestar social se ha conseguido. No obstante, persisten en los países Latinoamericanos, dadas sus inestabilidades macroeconómicas y políticas, problemas en el logro de los objetivos regulatorios ajenos a los mecanismos. Lo anterior podría llevar a la conclusión de que son las metodologías

utilizadas para implantar los esquemas, las que deben ser depuradas y mejoradas.

7.3.3 Expansión de cobertura

En Inglaterra, Argentina y Chile existen incentivos a la expansión de los sistemas de distribución y desarrollo de nuevas áreas eléctricas dadas las condiciones regulatorias que considera la concesión. Por el contrario, en Colombia no existe cobertura obligatoria ni exclusividad geográfica para la distribución de ee., las empresas no tienen incentivos para la expansión. Tal situación infiere que la regulación y las políticas públicas deberían impulsar la inversión en infraestructura de redes, con políticas posiblemente iguales a las encontradas en Argentina y Chile.

7.3.4 Métodos de valoración y tasa de rentabilidad para los activos

En Inglaterra, la valoración de los activos se realiza por punto flotante, acorde con el patrimonio accionario determinado en bolsa, el cual depende del mercado de capitales.

En el caso Argentino, se han utilizado dos métodos: Valor Nuevo de Reposición (VNR) y Costo Incremental Promedio (CIP), ambos reflejados en la determinación de tarifas. En Chile y en Colombia, el cálculo de la base de capital se hace mediante el VNR.

En todos los países, el regulador fija una tasa de retorno que reconozca una rentabilidad adecuada a los activos del distribuidor. Para ello se utilizan diferentes metodologías, por ejemplo, para Inglaterra utiliza el CAPM y en Colombia el WACC.

Las metodologías de valoración empleadas en los países analizados, son apropiadas; no obstante, lo más importante, para no incurrir en desaciertos tarifarios que induzcan a un deterioro social en su conjunto, es tener un buen procedimiento e información que permita determinar la base de activos y

calcular la tasa de retorno reconocida. Este tema es clave en la sostenibilidad del negocio de red, cuya característica primordial es ser intensivo en capital.

7.3.5 Fijación de metas de eficiencia

En el caso Inglés, la definición de las metas de eficiencia parte de la situación presente de las empresas, y el énfasis regulatorio se centra en la transferencia a los usuarios de la eficiencia pasada.

En Argentina, las tarifas incluyen beneficios por eficiencia pasada e incentiva, como en el caso colombiano, la eficiencia proyectada futura.

En el caso Chileno, las metas son fijadas por el regulador referenciando la empresa “Modelo Eficiente” a seguir por la distribuidora en su zona de concesión, por lo tanto, le fija anticipadamente los parámetros de eficiencia que se deben conseguir para no incurrir en pérdidas económicas.

7.3.6 Aspectos de costos, calidad y pérdidas de energía

En esencia, no se encuentran diferencias significativas, en la determinación de los costos, la calidad de los servicios y la reglamentación de las pérdidas, salvo las características de cada uno de los países. A continuación se comparan estos aspectos:

- **Composición de los costos de la distribución**

En Inglaterra se incluyen los costos de operación (ingeniería, servicio al cliente, medidores y costos corporativos) y los costos de capital (dependientes o no de la carga de la red). En Chile y Argentina se tienen en cuenta los costos de inversión, de OM y de pérdida de potencia y energía. Y para el caso colombiano, se toman en cuenta, además de los costos de capital, los costos de explotación: AOM, entes reguladores, impuestos y costos de conexión.

- **Calidad del servicio**

En Inglaterra se hace control de la calidad del servicio a través de índices de seguridad, disponibilidad y confiabilidad. El logro de tales índices incentiva los ingresos de las empresas. Cuando no se alcanzan, éstas son penalizadas obligándolas a pagar compensaciones a los usuarios.

Para Argentina y Colombia los índices de calidad se enfocan en aspectos de confiabilidad, continuidad y atención a los usuarios; son fijados por el regulador y contempla el pago de compensaciones por su incumplimiento. Aunque en el caso chileno es similar, no están claramente definidas las penalidades y sus cobros a las empresas.

- **Pérdidas de energía**

Los esquemas regulatorios de todos los países analizados incentivan la recuperación de las pérdidas de energía, para lo cual se fijan índices de pérdidas, que se trasladan a las tarifas, acorde con las características asociadas a la red.

8. CONCLUSIONES

El tema de la regulación económica del negocio de red de distribución de ee., es muy amplio por la diversidad de aspectos que relaciona. Desde la misma caracterización teórica del monopolio natural y la intervención estatal a través la regulación y el control, aviva el debate sobre las ineficiencias y costos sociales que pueda generar tal participación en la pretendida corrección de las fallas del mercado que la justifican.

Las conclusiones que se presentan, más que un resumen de lo anteriormente descrito y analizado, pretenden motivar, desde la academia y la práctica, reflexiones y acciones que a futuro puedan contribuir al perfeccionamiento y soluciones que requiere la regulación del sector. Con base en la

anterior intención, los temas o aspectos más relevantes son los siguientes:

- Los nuevos enfoques económicos propenden por la menor intervención posible del Estado en el funcionamiento del mercado, ello sugiere que sea la libre competencia, fundamentada en las fuerzas del mercado, la que dinamice el desarrollo de los sectores económicos. Este enfoque está muy lejos de ser realidad en el desarrollo de la actividad de distribución eléctrica dadas sus características de monopolio natural. En la actualidad, aunque algunos discuten tal situación, no existen evidencias teóricas y empíricas que demuestren la no vigencia de tal característica.

- En Inglaterra, los procedimientos regulatorios son pragmáticos, poco rigurosos y precisos. En contraposición, los de Argentina, Chile y Colombia, son más rigurosos y precisos, todos hacen uso excesivo de normas y reglamentos, generando en muchos casos, ineficiencias en la asignación de recursos y pérdida de enfoque regulatorio.

- La teoría económica de la elección pública⁶⁹ sustenta que los costos sociales de la regulación pueden ser mayores que los beneficios que se obtienen de ésta. La regulación puede fallar por las presiones de los grupos de interés y por el manejo de la información tecnológica y económica sobre el negocio de redes. Este fenómeno se manifiesta abiertamente en países Latinoamericanos como los analizados, lo cual interfiere de manera importante en la consecución de los objetivos sociales y económicos.

- La asimetría de la información genera ineficiencias y altos costos sociales. Este es un problema de incentivos (para reducir

⁶⁹ Teoría expuesta por Buchanam, Stigler, Posner, Peltzman, Becker.

costos o revelar información) no resuelto por el regulador. Éste requiere conocer las funciones de costos de las empresas, las funciones de demanda y las elasticidades por grupos de demandantes, las preferencias de los distintos agentes económicos, con el fin de garantizar una adecuada asignación de los recursos. En el caso de Latinoamérica, en contraposición al caso inglés, esta situación es preocupante, los países cuentan con una información pobre y deficiente, que genera en muchos casos rentas de información en la relación “principal-agente”.

- En el caso particular de la regulación de la distribución eléctrica en Colombia, en relación con las experiencias internacionales analizadas, se puede inferir que se encuentra a la par con otros modelos que se enfocan en el manejo de los incentivos. De otra parte, todos los modelos intervienen en los temas propios del negocio, tales como, costos, tarifas, calidad, pérdidas, activos, etc..
- Las diferencias en los resultados del bienestar social, que se obtienen en la realidad, se asocian más a los problemas en las metodologías de implementación, información y las condiciones domésticas de cada país.
- En Colombia, al contrario de los países analizados, no existe cobertura obligatoria ni exclusividad geográfica para la distribución de ee., las empresas no tienen incentivos para la expansión. Tal situación infiere que la regulación y las políticas públicas deberían impulsar la inversión en infraestructura de redes, con políticas iguales a las encontradas en Argentina y Chile.
- Para la sostenibilidad de la actividad de distribución, las metodologías de valoración de activos empleadas en los países analizados, son apropiadas; pero es importante, para no incurrir en desaciertos tarifarios, tener buenos procedimientos e información adecuada que permitan

determinar la base de activos que son requeridos y calcular la tasa justa de retorno al inversionista.

- De igual manera, otro problema que requiere análisis en el caso colombiano, es la optimización de la infraestructura de distribución. Esto obliga a definir precios óptimos; por lo tanto, se debe propiciar el análisis y el debate sobre el tema de la introducción de esquemas tarifarios tales como tarifas en dos partes (cargo fijo y variable).
- Finalmente, una reflexión que no se puede evitar en la discusión sobre la regulación, es el papel de los reguladores en la definición de tarifas de eficiencia y las políticas redistributivas. Price (1998, citado por Lasheras, p. 73) “*defiende que el regulador no podrá ignorar los criterios de justicia distributiva en las decisiones reales sobre la estructura de tarifas...*”. Esta discusión necesariamente toca el tema de los subsidios (cruzados o no), la intervención política indebida en la definición de tarifas con visión de corto plazo y la polémica sobre la intervención del Estado en el funcionamiento de la economía y el sector.

9. BIBLIOGRAFÍA

- BONIFAZ F., José Luis. (2001). Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia. (Citado Internet, mayo 2003). Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES) / Universidad del Pacífico – Centro de Investigación (CIUP).
- COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Leyes 142 y 143 DE 1994. Santafé de Bogotá D.C.
- CREG. Regulación económica de la actividad de distribución de ee. Resoluciones disponibles en página web www.creg.gov.co

EEPPM. Secretaría General (2002). Al pie de la Norma - Servicios Públicos Domiciliarios. Medellín.

ISA. (2002). El sector eléctrico colombiano – orígenes, evolución y retos. Un siglo de desarrollo (1882-1999). Colombia. p. 246.

LASHERAS, Miguel A., (1999). La regulación económica de los servicios públicos. ED. Ariel, S.A., Barcelona.

LERNER, Eduardo (2000). Perspectivas del negocio de distribución en Colombia, Estudio Proyecto CIER-COCIER 02. Informe final. Medellín. Mayo.

NICHOLSON, Walter. (1997). Teoría Microeconómica – Principios básicos y aplicaciones. 6ª ed. McGraw-Hill. España. p. 599.

PEREYRA, Andrés. (2002). Monopolio Natural y Regulación Económica. Universidad de la República. Uruguay

PEREZ A., José I. (1998). Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica. Comisión Nacional del Sistema Eléctrico - CNSE . España.

RECORDÓN ZERWEKH, Eduardo A. (2001). Peajes de distribución eléctrica. Tesis Magister en Ciencias de la Ingeniería. Universidad Pontificia Católica de Chile. Santiago de Chile. Septiembre.

SOLANES, Miguel. (1999). Servicios Públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado. CEPAL - ECLAC. Serie recursos naturales e infraestructura. Chile.

VARIAN, Hal R. (1999). Microeconomía Intermedia – Un enfoque Actual. 5ª ed. Antoni Bosch - Alfaomega. Colombia. p. 726.

_____, (1998). Análisis Microeconómico. 3ª ed. Antoni Bosch. Madrid. p. 637.

BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA:

ARMSTRONG, M., DOYLE, C. y VICKERS, J. (1.996). The access Pricing Problem: a synthesis. Journal of Industrial Economics. Volumen 44, pág. 131 – 150.

GÓMEZ, T., (1.999), Regulación de la distribución de energía eléctrica en un marco de competencia. Esquemas basados en incentivos. Universidad Pontificia de Comillas, Madrid.

LAFFONT, J. Y TIROLE, J. (1.994). Access Pricing and Competition.

WILLING, R. (1.979). The theory of network access pricing. Issues in public utility regulation (Michigan State University, Public Utilities papers)