

Formación de las tarifas eléctricas e inflación en Colombia*

Ignacio Lozano y Hernán Rincón**

* Agradecemos los comentarios de Roberto Ospina, ex vicepresidente de Codensa, y la excelente asistencia de investigación de Mauricio Arango, Laura Capera y Érika López.

** Investigadores de la Unidad de Investigaciones del Banco de la República. Los puntos de vista expresados en este capítulo son de los autores y no representan los del Banco de la República ni los de su Junta Directiva. Los autores son los únicos responsables por cualquier error contenido en el documento.

I. INTRODUCCIÓN

Las tarifas de la energía eléctrica son fijadas en Colombia por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), con base en su costo unitario. En la provisión de este servicio participan cuatro negocios (generación, transmisión, distribución y comercialización), que enfrentan distintas condiciones de mercado, lo cual lleva a que el regulador considere criterios especiales para cada uno de ellos a la hora de definir el costo unitario. La CREG también establece reglas de ajuste del costo unitario para cada negocio (actividad), que en algún grado están indexadas a los principales índices de precios de la economía.

Las tarifas de la energía eléctrica han ganado participación en los últimos años, tanto en el grupo de los precios regulados por el Estado como en la canasta total del índice de precios al consumidor (IPC). El mayor peso de este producto lleva a que se le preste mayor atención a la formación de las tarifas y a sus determinantes, para darle un seguimiento más cercano a la llamada inflación de regulados. En la canasta base 1998, la ponderación que se les asignaba a los precios de los bienes regulados era de 9,04% y, dentro de ese grupo, las tarifas eléctricas participaban con el 1,46%. En la nueva canasta de 2008, la ponderación de los precios regulados aumentó a 15,26%, al tiempo que la importancia de las tarifas eléctricas se incrementó y llegó a 2,86%. Este último porcentaje es muy importante por tratarse solo de un artículo de los 123 que contiene la nueva canasta del IPC. Es de anotar que la ponderación actual es cercana a la media de otros países de la región como México (2,27), Chile (2,59), Perú (2,95) y Brasil (3,22).

El suministro de la energía eléctrica es ofrecido por veinticuatro empresas generadoras que operan en un mercado oligopólico. En segundo lugar participan las empresas que transportan la energía (transmisoras) por las grandes redes del país, desde su lugar de generación. Existen trece empresas transmisoras que operan en un mercado más concentrado. Luego están las treinta y tres empresas que distribuyen el servicio en las ciudades, a través de las redes de baja tensión, hasta llevarlo a los hogares, las cuales operan igualmente en un mercado no competitivo. Finalmente participan las empresas comercializadoras que se encargan de la lectura, facturación y otros servicios; no obstante, estas suman setenta y cuatro, solo tres concentran el 61% del mercado.

Aunque los cuatro negocios son independientes, durante los últimos años se ha registrado un importante grado de integración vertical, por lo que el regulador

también ha tenido que intervenir en esta materia. Desde el punto de vista del marco regulatorio, la CREG da un tratamiento de libre competencia a las empresas que participan en la generación y comercialización, y de monopolio a las que participan en el negocio de la transmisión y la distribución.

En este capítulo se describe el mercado colombiano de la energía eléctrica: instituciones, marco regulatorio, agentes y estructura del mercado. También se aborda el proceso de formación de la tarifa, se caracteriza su comportamiento y se analizan la dinámica y la relación de la tarifa con la inflación de los precios regulados y con la inflación total durante la última década. Finalmente, se cuantifica el impacto inflacionario de un choque a la tarifa, con el fin de que sirva de marco de referencia para los pronósticos de inflación y la toma de decisiones de política.

El capítulo contiene cuatro secciones adicionales a esta introducción. En la Sección II se presenta el marco institucional y regulatorio y las características del mercado de la energía eléctrica. En la Sección III se describe el proceso de formación de las tarifas eléctricas y se analizan en detalle los distintos componentes del costo unitario y la dinámica de ajuste que contempla la regulación. En la Sección IV se analiza la dinámica de las tarifas frente al resto de los precios regulados y la inflación total, se avalúan las posibles rigideces y asimetrías de estos precios y se presenta un ejercicio que estima el impacto inflacionario de un choque a las tarifas. Por último, en la Sección V se concluye.

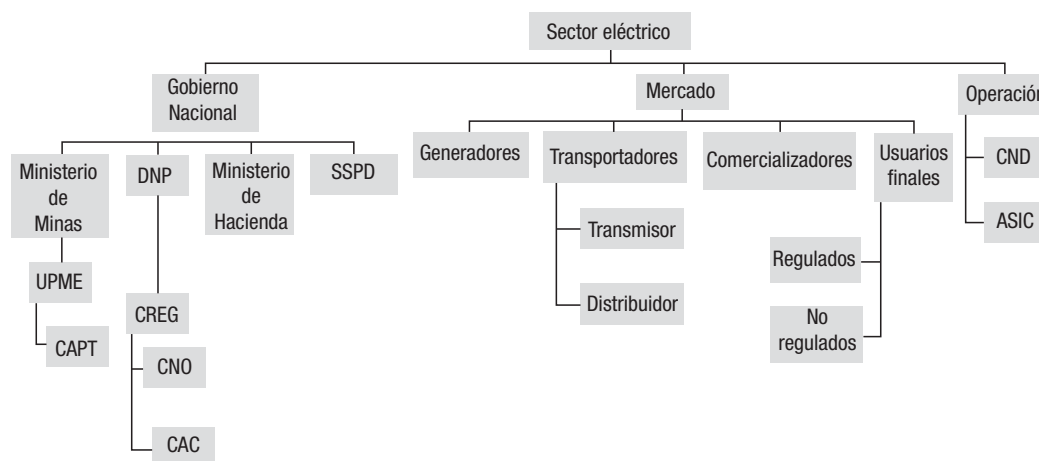
II. MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO Y MERCADO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

A. Marco institucional y regulatorio

Desde el punto de vista institucional, en el sector eléctrico colombiano participan tres instituciones diferentes. La primera es la encargada de la política, planeación sectorial, vigilancia, control y regulación del mercado, que está en cabeza del Ejecutivo. La segunda comprende el mercado en sí mismo, con diferentes agentes especialmente por el lado de la provisión del servicio. La tercera son los encargados de la operación del sector. En este apartado describimos el primer y tercer tipo, en tanto que en el siguiente presentamos los agentes del mercado.

La regulación del mercado de energía eléctrica está a cargo de la CREG. Su objetivo es buscar que los servicios de gas natural, gas licuado de petróleo y energía eléctrica se presten de manera competitiva, es decir, que se logre la mayor cobertura al menor costo posible con una remuneración adecuada para los agentes que intervienen en el mercado. Esta comisión está conformada por cinco miembros expertos nombrados por la Presidencia de la República, el Ministerio de Hacienda de Crédito Público, el Departamento Nacional de Planeación y el Ministerio de Minas y Energía. Adscrita a este último ministerio, la Unidad de Planeación Minero Energética¹ (UPME) es la encargada de la planeación y desarrollo sostenible y es asesorada en materia de transmisión por el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT). La vigilancia, control y protección de los derechos de los usuarios y la libre competencia está a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) (Figura 1).

FIGURA 1. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO



Fuente: diseño de los autores con base en información de la CREG.

La CREG cuenta con dos consejos asesores: el Consejo Nacional de Operación del Sector Eléctrico (CNO) y el Comité Asesor de Comercialización (CAC). El CNO acuerda y ejecuta los aspectos técnicos para el correcto funcionamiento del sistema interconectado nacional (SIN), que fue creado por el artículo 172 de la ley 142 de 1994. Por su parte, el CAC actúa como comité asesor en materia comercial del Mercado de Energía Mayorista (MEM), creado por la resolución CREG 68 de 1999.

¹ La UPME fue creada por medio del decreto 2119 del 29 de diciembre de 1992 y se rige por la ley 143 de 1994 y el decreto 255 del 28 de enero de 2004.

La operación del mercado de energía y su infraestructura ha sido delegada al sector privado. De su funcionamiento están encargadas dos instituciones, cuyo operador es XM, Compañía de Expertos en Mercados E. S. P., una filial de Interconexión Eléctrica S. A. (ISA). Estas dos instituciones son el Centro Nacional de Despacho (CND) y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). El CND se encarga de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN. Está igualmente encargado de instruir a los centros regionales de despacho, con el fin de lograr una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del CNO. Por su parte, ASIC administra el sistema de intercambios comerciales, es decir, registra y liquida los contratos de largo plazo de las transacciones en bolsa y mantiene actualizado el sistema de información del MEM.

El sector eléctrico ha registrado importantes cambios regulatorios desde comienzos de los años noventa. El fuerte racionamiento de energía eléctrica que enfrentó el país durante los años 1991 y 1992, así como la ineficiencia operativa y la difícil situación financiera de las empresas que proveían el servicio, evidenció las dificultades de la infraestructura y de las empresas existentes en el país para responder a una demanda de energía creciente en condiciones de continuidad y calidad. Como ha sido resaltado por Espinoza (2009), esta situación demandó la redefinición del sector con cambios en la legislación, en el marco de la Constitución Política de 1991, lo que permitió la participación de agentes privados y le dio un giro al papel del Estado en la planeación, regulación y vigilancia del sector.

En desarrollo de los mandatos de la Constitución de 1991, el proceso de apertura del sector fue regulado a través de las leyes 142 y 143 de 1994, las cuales definieron un nuevo esquema institucional de los servicios domiciliarios en el país y establecieron los mecanismos promotores de la competencia en el MEM. A partir de estas leyes se crean en 1992 la SSPD, la CREG y la UPME, encargadas tanto de regular las actividades de comercialización, generación y distribución de energía como de vigilar y proveer información sobre la evolución de la oferta y la demanda, con el fin de orientar y supervisar de manera efectiva el sector².

² La CREG ha regulado el servicio de distribución en los distintos períodos tarifarios, a través de las resoluciones 60 de 1994, 97 de 1997 y 70 y 82 de 2002. Algunos aspectos abordados por esta regulación son el ambiente de competencia en la actividad de distribución (se permite la construcción de redes paralelas si se garantiza su viabilidad

Algunas de las disposiciones más importantes que regulan los negocios del sector y procuran garantizar un ambiente de competencia dentro del MEM son las siguientes:

- 1) Comercialización: Ninguna empresa podrá tener más del 25% de la actividad de comercialización, límite que se calcula como el cociente entre las ventas de electricidad de una empresa, medidas en kWh, a usuarios finales en el SIN y las ventas totales.
- 2) Generación: La participación de una empresa en la actividad de generación es la suma de su energía en firme (ENFICC)³ de sus plantas dividida por la sumatoria de la ENFICC de todas las empresas de generación. Como complemento, se calcula el índice de concentración de Herfindahl-Hirschman (IHH) y se toma también como referencia⁴. La regulación señala que si el porcentaje de participación en la generación está entre el 25% y el 30% y el $IHH > 1.800$, la empresa generadora tendría vigilancia especial de la SSPD. Si el porcentaje de participación es superior al 30% y el $IHH > 1.800$, la empresa generadora deberá poner a disposición de otros agentes la energía suficiente para que la participación en la actividad de generación sea inferior a ese límite. La CREG establece que ninguna empresa de generación puede adquirir participaciones o propiedades, o hacer fusiones o integraciones, si como resultado de la operación su participación es superior al 25%.
- 3) Transmisión y distribución: La ley 143 de 1994 establece las siguientes disposiciones para la regulación de la transmisión y de las funciones de ISA:

económica), la calidad en el servicio y el manejo de pérdidas de energía (Arias y Cadavid, 2004).

³ El ENFICC es la energía en firme anual de acuerdo con el cargo por confiabilidad, es decir, la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar un generador continuamente durante un año, en condiciones de baja hidrología.

⁴ El IHH es un indicador del grado de concentración de mercado en un sector o industria y se define como el tamaño de la empresa i -ésima en relación con el sector o industria: $H = \sum_{i=1}^n s_i^2$, donde s es la participación en las compras, ventas, producción, consumo, etc. de la i -ésima empresa. Los valores del indicador entre 1.000 y 1.800 se interpretan como un sector (mercado) moderadamente concentrado y los resultados de más de 1.800 indican un mercado con una gran concentración en pocas firmas (CREG, 2009e).

- La empresa encargada del servicio de interconexión nacional, ISA, no podrá participar en actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad.
- El objeto de la empresa ISA “en lo sucesivo será el de atender la operación y mantenimiento de la red de su propiedad, la expansión de la red nacional de interconexión, la planeación y coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y prestar servicios técnicos en actividades relacionadas con su objeto social” (art. 32).
- Cuando la expansión del SIN contemple líneas de los sistemas de transmisión nacional (STN) y regional (STR), la CREG decidirá quién ejecuta dicha expansión, en caso de presentarse conflicto.
- Los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del SIN 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 de desarrollo sostenible. Estos cargos tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera.
- Las tarifas por el acceso y uso de las redes del SIN deben incluir los siguientes cargos: un cargo de conexión, que cubrirá los costos de la conexión del usuario a la red de interconexión, un cargo fijo asociado a los servicios de interconexión y un cargo variable, asociado a los servicios de transporte por la red de interconexión.

B. El mercado de la energía eléctrica

1. Los agentes

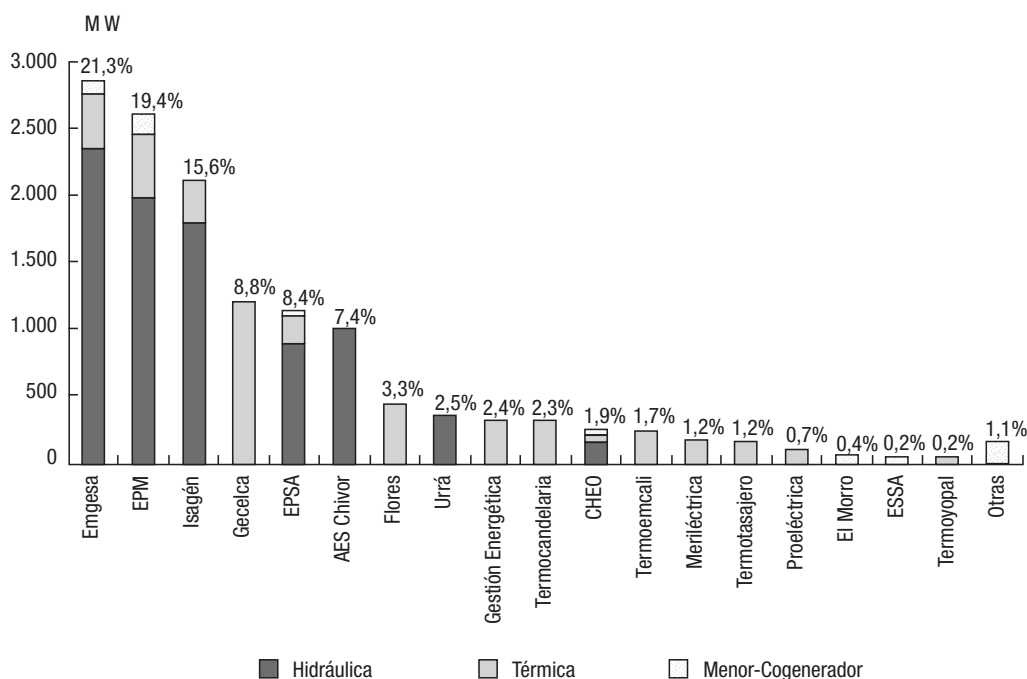
Como se mencionó en la introducción, en la provisión del servicio de energía eléctrica participan los generadores, los transportadores y distribuidores y, finalmente, los comercializadores. Por el lado del consumo, se identifican dos tipos de usuarios: los regulados y los no regulados.

a. Generadores

Los generadores son los agentes productores de energía eléctrica, la cual puede transarse tanto en bolsa, por medio de subastas, como a través de negociaciones bilaterales, según las siguientes consideraciones sobre su capacidad de producción:

- Los generadores con capacidad mayor a 20 megavatios (MW) conectados al SIN deben realizar sus transacciones en bolsa.
- Los generadores con capacidad entre 10 MW y 20 MW pueden participar en bolsa.
- Los llamados cogeneradores, los cuales producen energía para consumo propio, pueden esporádicamente vender sus excedentes en bolsa.

GRÁFICO 1. PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS EN CAPACIDAD EFECTIVA NETA DE GENERACIÓN (MEGAVATIOS Y PORCENTAJES)



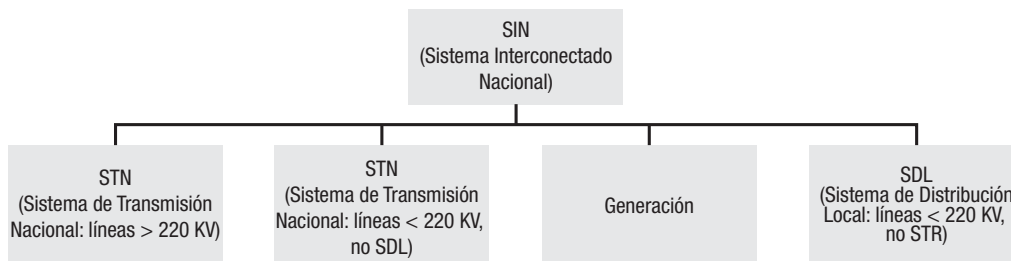
Fuente: Compañía de Expertos en Mercados, XM (2008).

La actividad de generación de energía se realiza por medio de plantas hidráulicas (63,6%), plantas térmicas (32%), plantas menores (4,1%) y cogeneradores (0,3%). La capacidad instalada en generación se incrementó en 1.750 MW (15%) entre 1999 y 2005. Estos aumentos se dieron principalmente en plantas hidráulicas y de gas natural. Durante el período 2003 a 2007, la capacidad instalada del sector eléctrico ha oscilado alrededor de 13.300 MW y en 2008 alcanzó los 13.406 MW (CREG, 2009a). Actualmente veinticuatro empresas realizan actividades de generación de energía eléctrica en el país, de las cuales seis concentran el 81% de la capacidad efectiva neta, la cual se define como la máxima capacidad que cada central puede producir, una vez deducido su propio consumo (Gráfico 1).

b. Transportadores y distribuidores

Estos agentes son los encargados de transportar la energía a nivel nacional, regional y municipal o distrital, a través de las redes del STN, el STR y el sistema de distribución local (SDL) (Figura 2). Las líneas de transmisión del país alcanzan una extensión de 23.324 km, repartidos en líneas de 500 kilovoltios, KV (10%), líneas de 220 KV (47%) y líneas de 115 KV (43%) (CREG, 2009a).

FIGURA 2. COMPOSICIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

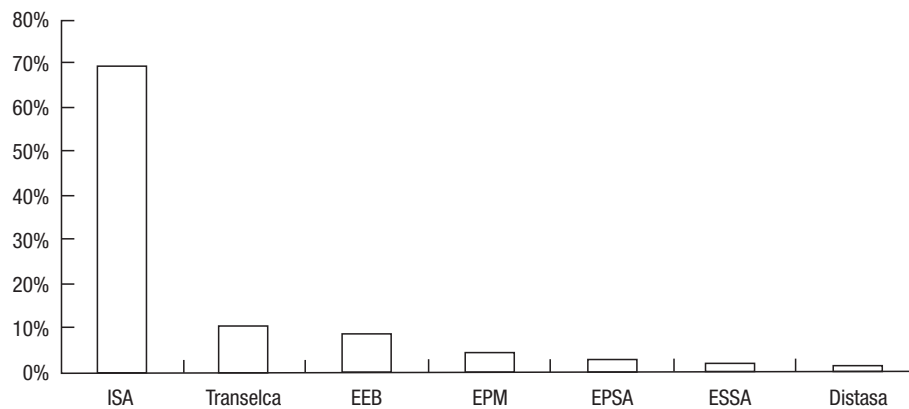


Fuente: diseño de los autores con base en información de la CREG.

La actividad de transmisión se identifica generalmente con el transporte de energía eléctrica a través de líneas y módulos de conexión que operan a una tensión igual o superior a 220 KV. Pocos agentes actualmente participan en el negocio de la transmisión debido a los altos montos de inversión en infraestructura necesarios para prestar el servicio. Las barreras naturales a la entrada, así como la imposibilidad de elección del agente transmisor por parte del usuario en algunas regiones, hacen que este segmento de la producción se considere como un monopolio natural⁵. La empresa ISA es propietaria del 70% de las líneas de alto voltaje, mientras que el porcentaje restante es propiedad de seis empresas: Transelca (de propiedad de ISA), Empresas Públicas de Medellín (EPM), Empresa de Energía de Bogotá (EEB), Empresa de Energía del Pacífico (EPSA), Electrificadora de Santander (ESSA) y Distasa (Gráfico 2).

⁵ En términos sencillos, se dice que una industria o sector es un monopolio natural si los costos totales de producción son menores cuando una sola empresa genera el total de la producción del sector o industria que cuando la producción es generada por varias empresas.

**GRÁFICO 2. PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS EN LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA
(KILÓMETROS DE LÍNEAS DE MÁS DE 230 KV)**



Fuente: cálculos de los autores con base en información de XM.

La actividad de distribución se identifica generalmente con el transporte de energía al interior de las ciudades y municipios a través del SDL, mediante líneas de tensión inferior a 220 KV. El servicio es prestado por treinta y tres empresas, las cuales están integradas verticalmente con otras actividades, como se muestra más adelante.

c. Comercializadores

Los comercializadores son los intermediarios entre los generadores, transportadores y consumidores, y realizan las compras en el MEM. La actividad es prestada por comercializadores puros, quienes se encargan únicamente de la compra y venta de energía al usuario final, pero también por empresas integradas verticalmente, cuyo caso más usual es el del comercializador-distribuidor (veintiuna empresas en la actualidad). El número de agentes responsables de esta actividad se ha incrementado significativamente en los últimos años, lo que ha aumentado la competencia.

d. Consumidores

Los usuarios finales o consumidores se dividen en dos tipos, de acuerdo con el nivel de consumo:

- 1) Regulados: Son los usuarios cuyas compras de energía están sujetas a las tarifas establecidas por la CREG. En el 2009, su consumo representó el

62,5% de la demanda real de energía del sistema, que ascendió a 54.679 GW por hora.

- 2) No regulados: Son los usuarios cuya demanda promedio mensual de potencia durante seis meses es mayor a 0,1 MW, o en energía de 55 MWh mes, en promedio durante los últimos seis meses (Resolución CREG 131 de 1998). Según esta resolución, un usuario no regulado “es una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la Comisión, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor” (ibíd., pág. 1). El consumo de estos usuarios representó el 28,6% de la demanda real de energía del sistema en el 2009⁶.

Es preciso señalar que la resolución 131 de 1998 definió el “mercado competitivo” como “el conjunto de generadores y comercializadores en cuanto compran y venden energía eléctrica entre ellos. Forman parte de él, igualmente, los usuarios no regulados y quienes les proveen de energía eléctrica”⁷. Los usuarios que forman parte del mercado competitivo pueden negociar libremente los precios con los generadores y comercializadores.

2. *Las transacciones de energía*

En el MEM se transa la energía eléctrica por medio de dos mecanismos: mediante los contratos en bolsa y mediante contratos bilaterales de corto y largo plazo⁸.

⁶ El restante 8,9% del consumo corresponde a los usuarios no clasificados en las categorías de regulados o no regulados.

⁷ Para acceder al mercado competitivo, “es requisito indispensable [...] un equipo de medición con capacidad para efectuar teledata, de modo que permita determinar la energía transada hora a hora, de acuerdo con los requisitos establecidos en el Código de Medida, en el Código de Redes y en el Reglamento de Distribución. Igualmente, debe estar representado por un comercializador, siendo este último el responsable de efectuar el procedimiento de registro del usuario ante el Mercado de Energía Mayorista” (res. 131 de 1998).

⁸ Ante la necesidad de ofrecer a los participantes del MEM información confiable acerca del mercado, la CREG comisionó a la empresa XM para prestar los servicios de coordinación

a. La bolsa de energía

La bolsa empezó a funcionar el 20 de julio de 1995. En este mercado los generadores y comercializadores negocian la energía hora tras hora. En un comienzo los generadores debían proponer un precio y una disponibilidad para cada hora del día siguiente. Sin embargo, a partir del 27 de febrero de 2001 se cambió el esquema a uno en el que los generadores proponen una disponibilidad para cada hora y un único precio para cada día. Esto implicó que el sistema cambiara de uno de optimización horaria a uno de optimización diaria. Las transacciones en bolsa alcanzaron un valor de 605,4 millones de dólares en 2008, lo que representó el 17% del total de las transacciones del MEM (CREG, 2009a).

El mecanismo de transacciones en la bolsa comprende tres etapas: una anterior al día de la operación (preoperación), una durante el día de operación y una última etapa, posterior al día en que se realiza la operación (Espinoza, 2009).

En la etapa de preoperación, las empresas generadoras deben informar todos los días, antes de las 8:00 de la mañana, una disponibilidad esperada y un único precio (precio de oferta) para cada hora del día siguiente. Con esta información, ASIC ejecuta la liquidación de los contratos para cada una de las horas⁹. Por otro lado, con dicha información el CND realiza el despacho económico para cubrir la demanda esperada del día siguiente¹⁰. Este programa horario es enviado a los generadores antes de las 2:45 de la tarde del mismo día para ser aplicado al día siguiente. Si ocurren eventos extraordinarios el resto del año, se recalculan los despachos.

En la segunda etapa (operación) se transa la energía que el sistema vaya demandando efectivamente (demanda real). Finalmente, en la etapa de posoperación, el precio en bolsa se determina al día siguiente de la operación. Para llevar a cabo este proceso se reúne la información acerca de la generación real de cada empresa en cada hora del día anterior y de la demanda reportada por los contadores de los comercializadores. Con base en estos datos se define un despacho ideal, es decir,

y planeación de la operación de los recursos del SIN, así como la administración del sistema de intercambios comerciales en el MEM.

⁹ En el precio de oferta se incluye el costo equivalente de energía del cargo por capacidad.

¹⁰ El despacho “económico” es el que efectivamente se realiza al día siguiente si no hay inconvenientes.

el despacho que debería haberse realizado si se hubieran utilizado los recursos de generación más eficiente para atender la demanda¹¹.

Algunas empresas pueden producir más de lo planeado idealmente, por lo que se les paga un precio igual al mínimo entre su precio de oferta y un precio límite exógeno determinado por la CREG. En estos casos se habla de una reconciliación positiva. En otros casos, puede ocurrir que algunas empresas produzcan menos de lo planeado, en cuyo caso se paga su energía a un precio promedio entre su oferta y el precio en bolsa. Este caso se denomina reconciliación negativa. Finalmente, se determina el precio en bolsa, el cual es el precio de oferta de la empresa generadora que en el despacho ideal resultó siendo la empresa marginal, es decir, aquella que completó con su oferta la atención de la demanda total. Una vez terminada la operación, ASIC factura, cobra y distribuye entre los participantes los correspondientes valores monetarios (en la Sección III se darán más detalles sobre la formación del precio en bolsa).

b. Los contratos bilaterales

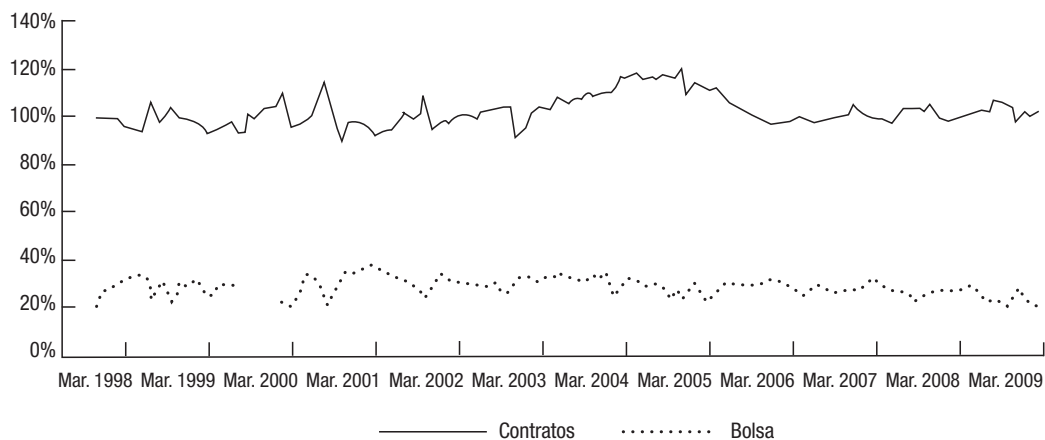
En los contratos bilaterales se pactan libremente los precios y cantidades de energía entre los comercializadores y los generadores. Los contratos de largo plazo, es decir, de plazos de entrega mayores a un día y de duración de entre uno y dos años, se realizan con el objetivo de evitar la incertidumbre asociada a los cambios de precios, los cuales pueden fluctuar bruscamente debido a fenómenos climáticos o restricciones técnicas. Por su naturaleza, los precios de los contratos bilaterales son menos volátiles que los precios en bolsa (en la Sección III se ilustrará este punto). Las transacciones por medio de contratos bilaterales alcanzaron un valor de 2.129 millones de dólares en 2008, lo que representa el 60% de las transacciones del MEM (CREG, 2009a); es decir, que esta modalidad de contratación domina la demanda comercial (Gráfico 3). Esta demanda incorpora tanto la energía transada en bolsa a la fecha como la de los contratos; de ahí que la participación porcentual pueda ser mayor del 100%.

¹¹ El despacho “ideal” difiere del despacho real en que este último no solamente tiene en cuenta el criterio del precio, sino también las restricciones técnicas que pueden hacer que los generadores terminen produciendo cantidades distintas a las del despacho ideal.

c. Cargo por confiabilidad

El cargo por confiabilidad es un mecanismo de estabilización de los ingresos de los generadores que entró a operar desde 2006. Tiene como objetivo incentivar la expansión de la generación de energía en el país y evitar en el futuro cambios bruscos de precios en situaciones críticas de abastecimiento. Las transacciones por el cargo por confiabilidad alcanzaron un valor de 600 millones de dólares en 2008, igualando el 17% de las transacciones en bolsa del MEM (CREG, 2009a). La duración de los contratos de cargo por confiabilidad está entre uno y veinte años.

GRÁFICO 3. ENERGÍA TRANSADA EN EL MEM
(PORCENTAJE DE LA DEMANDA COMERCIAL)



Fuente: cálculos de los autores con base en información de XM.

El mecanismo funciona de la siguiente manera: los generadores tienen la posibilidad de adquirir obligaciones de energía firme (OEF), es decir, adquirir compromisos de entrega de energía en condiciones de continuidad bajo circunstancias críticas de abastecimiento¹². Cuando se presente una situación de este tipo durante la vigencia

¹² El mecanismo de subastas de las OEF es llamado “de reloj descendente”. El subastador abre la subasta a un precio calculado por la CREG y anuncia el menor precio al cual se cerrará la primera ronda. Entre estos dos precios, los agentes (generadores) construyen sus curvas de oferta de energía firme y las envían al sistema de intercambios comerciales (ASIC). Este construye una curva agregada de oferta que es comparada con la curva de demanda y calcula el exceso de oferta a partir del cual se determina nuevamente un precio de cierre de la nueva ronda. Este procedimiento se repite hasta que el exceso de oferta sea mínimo. El precio resultante de la igualdad entre la oferta y la demanda es el precio de cierre de la subasta y, por ende, el precio de remuneración de todas las OEF que se asignan a los agentes seleccionados en la subasta.

de la OEF, el generador que posee la OEF debe entrar a vender la energía pactada al precio de escasez, el cual es definido por la CREG. Finalmente, a cambio de la OEF el generador recibe un pago conocido y estable durante la vigencia de la obligación, conocido como cargo por confiabilidad.

d. El mercado organizado regulado

A partir del acuerdo 18 de la CREG de marzo de 2009, el Mercado Organizado Regulado (MOR) surge como un mecanismo de negociación de mediano y largo plazo que sustituirá los contratos bilaterales para afrontar ciertas ineficiencias que se habían detectado y para unificar el producto que se ofrece a los mercados regulados y no regulados. Las anomalías detectadas por la CREG en el mercado de energía están relacionadas fundamentalmente con los siguientes aspectos:

- 1) Las transacciones no son anónimas: Al estudiar la composición de las transacciones por agente, se observa una clara preferencia de compra-venta entre aquellas empresas que han integrado las actividades de comercialización y generación (tal es el caso de Emgesa-Codensa y EPM). De acuerdo con la CREG, la posibilidad que tienen los comercializadores de concentrar las compras en un generador de su propiedad les permite incrementar su poder de mercado y realizar transacciones en las que el criterio de selección de las ofertas no es el precio.
- 2) Suministros parciales y contratos no estandarizados: La baja concurrencia en algunas convocatorias implica un riesgo de no contar con cobertura de energía eléctrica en los períodos críticos¹³.
- 3) Diversidad en las condiciones de los contratos: Según la CREG, esto dificulta su comparación y ha conducido a un escenario de escasez de liquidez con altos costos de transacción en el sistema.

En el MOR las transacciones se realizarán mediante el mecanismo de subasta de reloj descendente centralizada y estandarizada, utilizado por el regulador para calcular el cargo por confiabilidad (en la Sección III se profundiza sobre este mecanismo de subasta). En el acuerdo 18 de 2009, el regulador prevé que los comercia-

¹³ Por ejemplo, se señala que el mecanismo de convocatoria establecido por la resolución 20 de 1996 presenta inconvenientes porque no fija un plazo mínimo para la preparación de las propuestas, no establece reglas claras para declarar desierta una convocatoria y no fija un esquema de garantías para las partes.

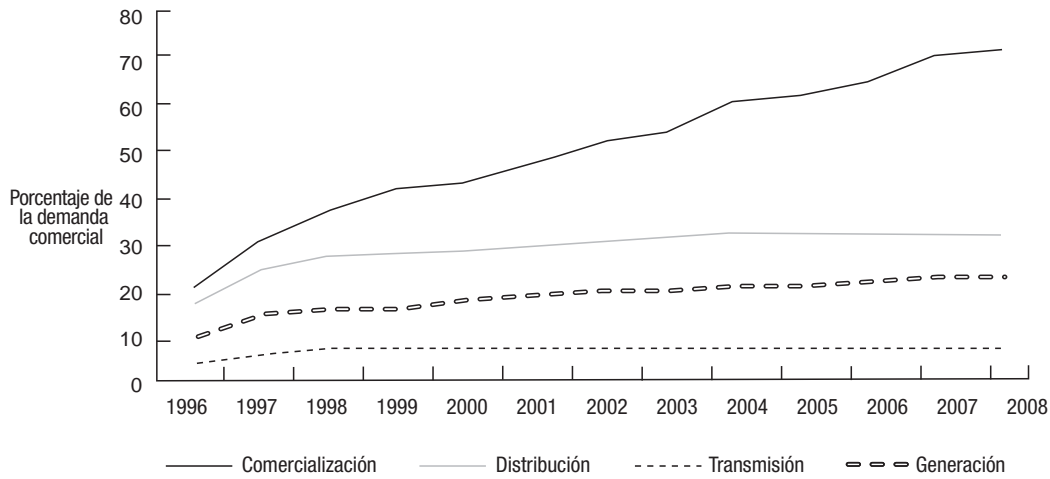
lizadores participen de manera obligatoria mientras que los generadores lo harán de forma voluntaria¹⁴, que se transen contratos por un MVh durante un día, que se efectúen cuatro subastas en el año (una subasta cada tres meses) y que en cada una se transe el 25% de la energía potencial demandada el año siguiente. Por otro lado, se define un esquema de garantías que, según el regulador, permite una gestión eficiente del riesgo y a su vez da incentivos para el cumplimiento de los contratos. Para la implementación total del MOR, la CREG definió un período de transición de dos años (a partir del segundo semestre de 2009).

3. *Análisis sobre la estructura de mercado*

Los cambios en la regulación del sector eléctrico, propiciados por las leyes 142 y 143 de 1994, buscaron una mayor participación del sector privado en la provisión del servicio de energía eléctrica, bajo condiciones de competencia en los escenarios donde las condiciones técnicas y económicas lo permitan. Sin embargo, la evidencia muestra que el aumento de la competencia no es homogéneo, ni ha tenido los alcances esperados para las diferentes actividades del sector. A partir del Gráfico 4 se concluye que la competencia ha aumentado de manera significativa en la comercialización. No obstante, este no ha sido el caso en la transmisión, lo que se esperaría por su naturaleza de monopolio natural, pero tampoco en la generación, que se considera una actividad de libre entrada por parte del regulador¹⁵.

¹⁴ Aunque la participación de las firmas generadoras es voluntaria, el riesgo en el que incurre una firma al abstenerse de ofrecer su energía en la subasta es demasiado grande, en vista de que los demás agentes pueden abastecer la totalidad de la demanda, es decir, no existe ninguna empresa “pivotal”, cuya participación sea absolutamente necesaria para abastecer la demanda.

¹⁵ De acuerdo con las fuentes estadísticas del sector, el número de empresas dedicadas a la transmisión puede ser de entre siete y once. Esto se debe a que en el sistema de información de energía eléctrica (SIEL) se reportan como transmisoras las empresas propietarias de líneas menores a 230 kV pertenecientes al STR, mientras que la CREG solo considera como transmisoras a aquellas empresas con líneas de voltaje igual o superior a 230 kV.

GRÁFICO 4. NÚMERO DE EMPRESAS POR ACTIVIDAD

Fuente: elaboración de los autores con base en información de la CREG.

Para el 2008 el número de empresas participantes en el mercado de energía por actividad ascendió a 144, de las cuales 74 (el 51%) se dedicaban a la comercialización (Cuadro 1). Sin embargo, en los últimos años se ha presentado un proceso de integración vertical que ha reducido el número de empresas en el mercado a 78 (Cuadro 2).

CUADRO 1. EMPRESAS POR ACTIVIDAD

Actividad	Número
Comercialización	74
Transmisión	13
Distribución	33
Generación	24
Total	144

Fuente: elaboración de los autores con base en información de la CREG.

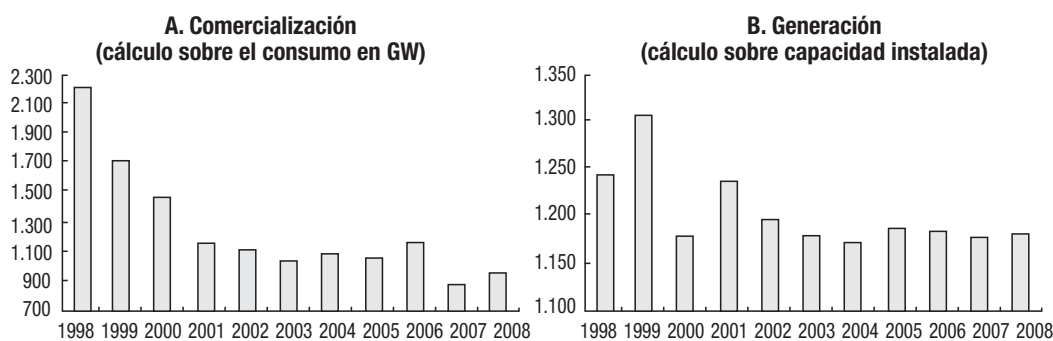
Debe recordarse que la ley 143 de 1994 prohíbe a las empresas realizar integración vertical sobre todas las actividades de la cadena de producción. Las empresas que actualmente se dedican a todas las actividades del esquema de producción de energía eléctrica (Electrificadora de Santander, Empresas Públicas de Medellín y Empresa de Energía del Pacífico) se encontraban integradas antes de la expedición de la ley 143. Sin embargo, de acuerdo con la nueva legislación deben tener separación contable de las actividades.

CUADRO 2. EMPRESAS POR ACTIVIDAD UNA VEZ CONSIDERADA LA INTEGRACIÓN VERTICAL

Actividad	Número
Comercialización	29
Transmisión	4
Comercialización-Distribución	21
Generación-Comercialización	12
Generación-Distribución-Comercialización	9
Generación-Transmisión-Distribución-Comercialización	3
Total	78

Fuente: elaboración de los autores con base en información de la CREG.

La concentración en la actividad de comercialización ha disminuido considerablemente durante el período, como se deduce del Gráfico 4. Este hecho se corrobora a la luz del IHH (Gráfico 5, panel A), de tal manera que en la actualidad se considera la comercialización como una actividad competitiva (CREG, 2009a). En cuanto a la generación, el IHH indica que es un sector relativamente concentrado, y su grado de concentración se ha mantenido durante la última década (Gráfico 5, panel B). Este resultado corrobora la información del regulador, que la considera como una actividad oligopolística (CREG, 2009a)¹⁶.

GRÁFICO 5. ÍNDICE DE CONCENTRACIÓN DE HERFINDAHL-HIRSCHMAN (IHH)

Fuente: cálculos de los autores con base en información del SIEL.

¹⁶ Para la construcción del índice se utilizó la variable de capacidad instalada (capacidad de venta de energía, descontando el consumo propio), ya que no se encuentra sujeta a variaciones relacionadas con el mantenimiento de los embalses y otro tipo de restricciones temporales a la generación.

4. El mercado internacional de energía

Después de haber sido considerado como ejemplo de un bien no transable, desde hace varios años la energía eléctrica se transa en los mercados internacionales. La apertura al intercambio de electricidad entre Colombia y algunos países de la región se acordó en 2002, con la decisión 256 de la Comunidad Andina de Naciones. Hasta ahora el comercio se ha realizado entre Colombia, Ecuador y Venezuela. Para el 2009 las exportaciones colombianas de energía eléctrica ascendieron a 182,4 millones de dólares y las importaciones a 1,6 millones de dólares (Cuadro 3).

**CUADRO 3. EXPORTACIONES (X) E IMPORTACIONES (M) DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(MILLONES DE DÓLARES, VALORES FOB)**

País/Año	2005		2006		2007		2008		2009		2010 ^a	
	X	M	X	M	X	M	X	M	X	M	X	M
Ecuador	157,4	2,1	129,1	4,2	58,1	2,5	36,3	5,2	93,2	1,6	49,1	0,4
Venezuela	-	1,9	-	2,8	-	1,6	14,7	-	89,2	-	0,9	-
Total	157,4	4,0	129,1	6,9	58,1	4,1	51,0	5,2	182,4	1,6	50,1	0,4

^a Datos a junio.

Fuente: cálculos de los autores con base en información de la Subgerencia de Estudios Económicos (SGEE) del Banco de la República.

III. FORMACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

Las tarifas de la energía eléctrica son fijadas por la CREG, mediante resoluciones que en principio tienen vigencia por cinco años¹⁷. La tarifa definida en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) tiene como base de cálculo el costo unitario (CU) de la provisión del servicio y en su determinación se tiene en cuenta si el consumo es residencial o industrial. Para el caso del consumo residencial, se cobra de manera estratificada, de modo que para los estratos 1, 2 y 3 se le descuenta un subsidio al CU, al estrato 4 se le cobra justamente el CU, mientras que a los estratos 5 y 6 se les adiciona una contribución. Por su parte, la tarifa que se cobra a los usuarios industriales regulados está conformada por el CU más una contribución (o sobretasa).

¹⁷ La regulación se aplica a tres cuartas partes del consumo total nacional, aproximadamente. Si al término del período tarifario de cinco años no se emite una nueva resolución que defina la tarifa, se extenderá la vigente hasta su expedición. La fórmula tarifaria definida en la resolución 31 de 1997, por ejemplo, estuvo vigente durante diez años.

Estratificación consumo residencial	Tarifa (kWh)
Estratos 1, 2 y 3	= CU – Subsidio
Estrato 4	= CU
Estratos 5 y 6	= CU + Contribución (aplicable también al consumo industrial regulado)

En los siguientes apartados se describen los componentes del CU de la prestación del servicio de energía eléctrica, asociados a las actividades de generación (G), transmisión (T), distribución (D) y comercialización (C). Además, se presentan las reglas de ajuste al CU y los criterios que se tienen en cuenta en la definición de los subsidios y las contribuciones.

A. El costo unitario (CU)

El CU de la provisión del servicio de energía eléctrica, expresado \$/kWh, es igual a la sumatoria del costo por unidad de la generación, transmisión, distribución y comercialización, más unas pérdidas reconocidas (PR) y unas restricciones (R) que les son propias a estas actividades¹⁸. En el Cuadro 4 se presenta el CU promedio a nivel nacional para mayo de 2009 y la importancia que tiene cada negocio. Es evidente que los costos atribuidos a la generación y a la distribución son los que mayor peso tienen en la determinación de la tarifa, al explicar conjuntamente el 71% del CU. Por su parte, las pérdidas y las restricciones explican cerca de una décima parte del CU.

**CUADRO 4. COSTO UNITARIO POR COMPONENTES
(MAYO DE 2009: PROMEDIO NACIONAL [\$/kWh] Y PARTICIPACIONES)**

CU	G	T	D	Cv	PR	R
\$ 323,2	\$ 106,6	\$ 25,9	\$ 122,8	\$ 38,8	\$ 22,6	\$ 6,5
(100%)	(33%)	(8%)	(38%)	(12%)	(7%)	(2%)

CU: costo unitario, G: generación, T: transmisión, D: distribución, Cv: comercialización (componente variable), PR: pérdidas reconocidas, R: restricciones.
Fuente: cálculo de los autores con base en información de la CREG.

¹⁸ La resolución 119 de 2007 de la CREG señala que “el costo unitario de prestación del servicio consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en \$/kWh, y un componente fijo, expresado en \$/factura”. Es conveniente precisar que el componente fijo hace referencia exclusivamente a la actividad de comercialización y aún no ha sido definido explícitamente por la CREG. Hasta tanto no se expida una resolución que determine el cargo fijo de la comercialización, dicho componente será igual a cero.

1. El costo de la generación (G) o precio de compra de las comercializadoras

El costo de generación de un kWh está determinado por el juego entre los oferentes (las generadoras) y los demandantes (las comercializadoras), por lo que en rigor es el único componente del CU cuya fijación se aproxima al mecanismo de mercado. El precio que pagan las comercializadoras (o costos de adquisición) depende de las necesidades de energía que tengan que atender. Estas, a su vez, son cubiertas mediante compras por contratos bilaterales (realizados en subastas en sobre cerrado) o mediante compras en bolsa. Por consiguiente, el precio final que pagan las comercializadoras puede resultar de una combinación entre el precio de los contratos bilaterales y los precios en bolsa.

En particular, el precio de los contratos bilaterales que paga la comercializadora i -ésima está determinado tanto por el precio resultante de sus propios contratos como por el precio de los contratos de las demás comercializadoras. Este precio es percibido en el mercado como un precio de mediano y largo plazo, en la medida que la duración de los contratos bilaterales oscila de uno a cuatro años. Por su parte, el precio en bolsa o de corto plazo es el precio de oferta de la empresa generadora que en el despacho ideal resultó siendo la empresa marginal, es decir, aquella que completó con su oferta la atención de la demanda total, como se explicó previamente.

La resolución 119 de 2007 de la CREG define explícitamente el costo de compra de energía para las comercializadoras minoristas, con los conceptos descritos. En dicha resolución se estipula un período de transición de dos años (a partir del segundo semestre de 2009) hasta que entrara a operar plenamente el MOR. En la primera fase de ese período de transición (vigente actualmente), el costo máximo de compra que una comercializadora i le puede trasladar a un usuario final regulado ($G_{m,i,j}$), se determina de acuerdo con la siguiente expresión:

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} [\alpha_{i,j} Pc_{m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) Mc_{m-1}] + [1 - Qc_{m-1,i}] Pb_{m-1,i} + AJ_{m,I}, \quad (1)$$

donde:

$$Qc_{m-1,i} = \text{Min} \left[1, \frac{Cc_{m-1,i}}{DCR_{i,m-1}} \right]$$

En estas definiciones:

m : mes para el cual se calcula el CU de prestación del servicio.

i : comercializador minorista i .

j : el mercado de comercialización.

$Qc_{m-1,i}$: es el menor valor entre 1 y el resultante de la relación energía comprada por el comercializador minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la demanda comercial del mercado regulado del comercializador minorista, en el mes $m - 1$.

$DCR_{i,m-1}$: demanda comercial regulada del comercializador minorista i en $m - 1$.

$Cc_{m-1,i}$: energía comprada mediante contratos bilaterales por el comercializador minorista i con destino al mercado regulado en el mes $m - 1$.

$Pc_{m-1,i}$: costo promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias de la comercializadora minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m - 1$.

Mc_{m-1} : costo promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el MEM en el mes $m - 1$ con destino al mercado regulado.

$Pb_{m-1,i}$: precio de la energía comprada en bolsa por el comercializador minorista i , en el mes $m-1$, expresado en \$/kWh, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en los contratos bilaterales no cubren la totalidad de la demanda regulada.

$\alpha_{i,j}$: valor de α del comercializador minorista i en el mercado de comercialización j para el mes de enero de 2007, calculado conforme a la resolución CREG 31 de 1997.

AJ_i : factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra, expresado en \$/kWh, del comercializador i para el mes m (calculado según el anexo 1 de la resolución 119 de 2007).

De acuerdo con la expresión (1), si el término $Qc_{m-1,i} = 1$, entonces el precio máximo que una comercializadora minorista le transfiere al consumidor final está determinado por el precio de los contratos bilaterales. Por el contrario, si $Qc_{m-1,i} < 1$, entonces

el precio que cobra la comercializadora minorista a los consumidores finales es una combinación lineal entre el precio de los contratos bilaterales y el precio en bolsa. Una vez entre en plena operación el MOR, el CU mensual (m) de la generación se simplificará, de manera que:

$$G_{m,i} = Q_{MORm-1,i} * P_{MORm-1} + Q_{b_{m-1,i}} * P_{b_{m-1}} + AJ_{m,i} \quad (2)$$

donde:

$$Q_{MOR} + Q_b = 1.$$

Q_{MOR} : fracción de la demanda comercial atendida con compra en el MOR.

P_{MORm-1} : precio promedio ponderado de los precios de las subastas del MOR.

$Q_{b_{m-1}}$: fracción de la demanda comercial atendida mediante compras en bolsa, cuando las subastas del MOR no cubren la totalidad de la demanda regulada.

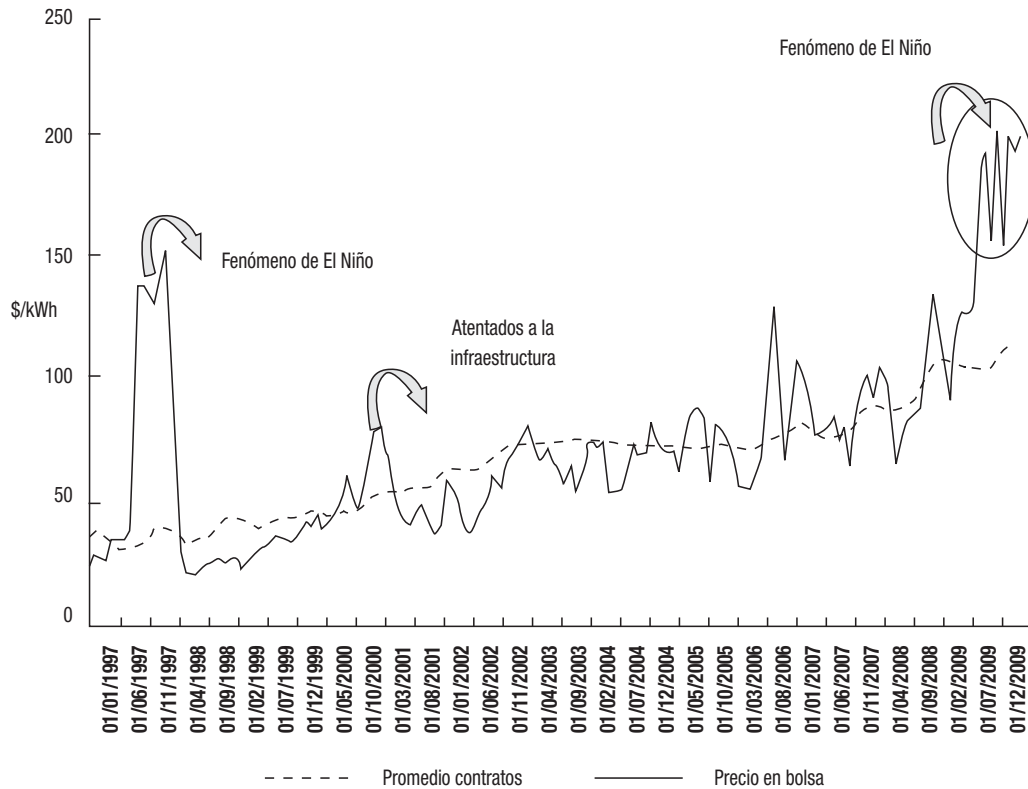
$P_{b_{m-1}}$: precio promedio de la energía comprada en bolsa.

Conviene precisar que desde enero de 2008 tanto el precio de los contratos como el precio en bolsa se trasladaron al CU de la generación, a través de sus respectivos precios promedio mensuales ponderados (antes de esa fecha, se transmitían mediante promedios móviles de orden 12). En el Gráfico 6 se muestra la evolución de estos dos precios desde 1997. Es evidente que la estacionalidad climática (siete meses de invierno y cinco de verano), la aparición recurrente del fenómeno de El Niño y los atentados a la infraestructura eléctrica (reducidos considerablemente en los últimos años) han afectado el precio histórico de la bolsa, que al ser de corto plazo presenta mayor volatilidad.

El fenómeno de El Niño de finales de 2009 y comienzos de 2010 fue especialmente fuerte, y se tradujo en una disminución de los embalses que obligó al sistema a hacer una sustitución de generación hidráulica por térmica. Como las plantas térmicas no son capaces de abastecer la totalidad de la demanda de energía del país, enfrentan sobrecostos que terminan reflejados en menores transacciones de energía en bolsa y en mayores costos por kilovatio generado. Para ilustrar estos hechos, la generación de Isagén, por ejemplo, decreció 33% en el primer trimestre de 2010 y

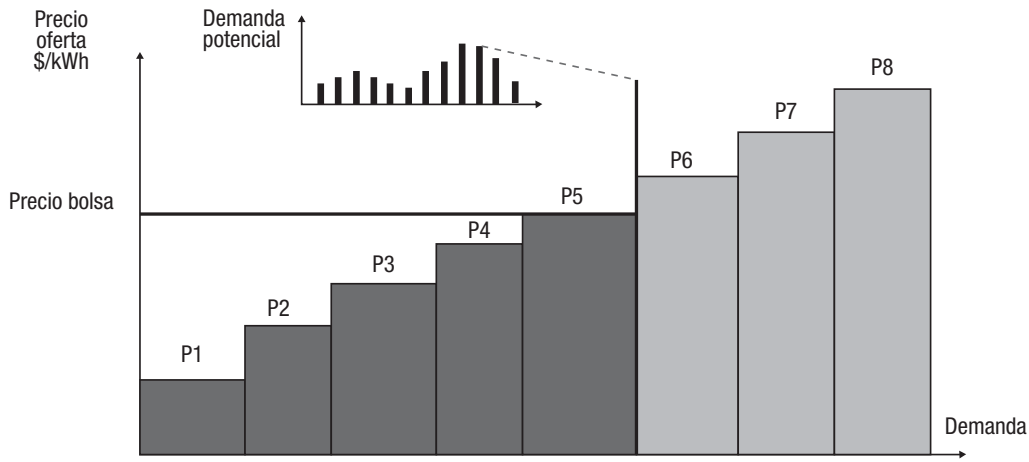
en ese mismo período las transacciones en bolsa cayeron 40%, frente a las registradas en el primer trimestre de 2009.

GRÁFICO 6. PRECIO EN BOLSA VERSUS PRECIO PROMEDIO DE LOS CONTRATOS (\$/kWh): 1997-2009



Fuente: cálculo de los autores con información de XM.

Para definir el precio en bolsa (P_b), la firma operadora del mercado ordena cada hora el precio ofertado por cada generadora de menor a mayor. Teniendo en cuenta la demanda potencial del sistema (interna y externa) y la demanda a ser cubierta por los contratos bilaterales, el operador del mercado determina la demanda remanente a ser cubierta por la bolsa. Así las cosas, el precio de bolsa estará determinado por el máximo precio ofertado (MPO) de la última planta generadora (planta marginal) que sea requerida para atender esa demanda remanente. El Gráfico 7 ilustra la fijación del precio en bolsa determinado por el oferente 5, asumiendo una máxima demanda potencial (recuadro pequeño).

GRÁFICO 7. DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE BOLSA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Fuente: CREG.

Al MPO que resulta del mercado, el regulador le adiciona un cargo por confiabilidad, que, como se definió previamente, es concebido como un incentivo a la generación futura de energía para que el mercado garantice el suministro de este servicio en el largo plazo y, de manera especial, para que lo provea en coyunturas críticas o de escasez¹⁹. Al MPO también se le adiciona un valor (o prima) que aplica solo para las plantas térmicas, ΔI , y que se activa cuando sus ingresos estimados sean menores al valor estimado por atender la demanda total.

De esta manera, el precio final en bolsa (Pb), definido en \$/kWh, contiene tres elementos:

$$Pb = MPO + \text{cargo por confiabilidad} + \Delta I, \quad (3)$$

donde:

$$\Delta I = \frac{\sum_{j=1}^k (P_j - I_j)}{\sum_{i=1}^{24} D_i},$$

¹⁹ Al depender el suministro de energía en Colombia de los recursos hídricos (en dos terceras partes), se hace necesario contar con plantas alternativas de energía en firme, para atender la demanda en períodos de escasez de lluvias. Por esta razón, el cargo por confiabilidad busca garantizar la expansión de la capacidad de las generadoras y se estima con referencia al precio de escasez que define la CREG.

siendo:

P_j : valor estimado de la operación de la planta j por atender la demanda total.

I_j : ingresos estimados de la planta térmica j por atender la demanda total.

D_i : demanda total en la hora i .

k : número de plantas térmicas que no cumplen con la condición $I_j \geq P_j$.

En el caso de las plantas que cumplen con $I_j \geq P_j$, entonces $\Delta I = 0$.

2. Los costos de la transmisión (T) y distribución (D)

Los costos unitarios atribuibles a la transmisión y distribución de energía corresponden a un derecho fijado por la CREG por el uso de las redes del STN, STR y SDL. Estos derechos se fijan de tal manera que cubran: a) la depreciación de los activos de las empresas que participan en estos negocios y el costo de oportunidad de su capital (o tasa de retorno), b) los gastos de administración, operación y mantenimiento de las redes, c) el pago a terceros por concepto de conexión al sistema de redes y d) el pago por los servicios que prestan los centros regionales de despacho. Entre estos conceptos, los dos primeros son los predominantes.

Los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) de la infraestructura eléctrica corresponden a un promedio ponderado de los costos de reposición de los activos, que varía de acuerdo con los niveles de tensión del sistema²⁰. Para los niveles de tensión I y II, los gastos por AOM son el 4% del valor de reposición, mientras que para los niveles de tensión III y IV son el 2%. En las zonas de alta contaminación salina, se adiciona un 0,5%, a los porcentajes anteriores. Vale la pena precisar que los gastos en AOM varían entre las transportadoras y remuneran tanto las reposiciones efectivas de los equipos como las nuevas inversiones, sobre la base del capital de cada firma (activos eléctricos y no eléctricos), variables ambientales, variables-características de la actividad, capacidad de entrega de potencia y la disponibilidad de la red de transmisión.

²⁰ El sistema tiene cuatro niveles de tensión: nivel de tensión 1, con tensión nominal menor a 1 kV; nivel de tensión 2, con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV; nivel de tensión 3, con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor a 62 kV; y nivel de tensión 4, con tensión nominal mayor o igual a 62 kV.

En relación con la tasa de retorno, esta fue fijada en 9% para el período tarifario 1998-2008 (junio), tanto para la transmisión como para la distribución. En el actual período tarifario que va desde mediados de 2008 hasta 2012, la tasa de retorno se fijó en 11,5% para las empresas transmisoras y en 13% y 13,9% para las distribuidoras, según el sistema se remunere mediante la metodología del ingreso máximo o el precio máximo, respectivamente²¹. Los activos a depreciar y a remunerar conforman las llamadas unidades constructivas, que son reconocidas por el regulador con base en los reportes de cada empresa²².

Los costos de transmisión y distribución de la energía se han venido ajustando mensualmente en los últimos años con el IPP total nacional. La resolución 31 de 1997 fijó la regla de indexación que estuvo vigente hasta 2008. La resolución 10 de 2009 le introdujo cambios a la fórmula de indexación del costo de transmisión, al tiempo que mantuvo el criterio de ajuste de la distribución consignado en la resolución anterior. De acuerdo con la nueva normativa, el costo de transmisión sigue la siguiente regla de ajuste:

$$IMT_{j,m} = [1/12] * IAT_j * [IPP_{m-1}/IPP_0] + IE_{j,m} - VMC_{j,m}, \quad (4)$$

donde:

$IMT_{j,m}$: ingreso mensual de transportador j en el mes m .

IAT_j : ingreso anual del transportador j .

$IE_{j,m}$: ingreso esperado de las convocatorias adjudicadas al transportador j .

²¹ Mediante el mecanismo de precio máximo (*price-cap*), el regulador autoriza un precio máximo, independiente de cómo se comporten los costos y la demanda del servicio durante un período determinado. Mediante el mecanismo de ingreso máximo (*revenue-cap*), el regulador estima el ingreso máximo para la empresa de distribución con base en una eficiente prestación u operación del servicio.

²² Las unidades constructivas (o unidades de costos) hacen referencia a kilómetro de línea, kilómetro de circuito, kilómetro de red, bahías, transformadores, etc. Para la depreciación y remuneración de los activos, cada empresa debe reportar a la CREG sus balances e inventario, precisando los activos que se encuentren en operación (parcial o total) y los costos de servidumbre.

$VMC_{j,m}$: valor a compensar a j por energía no suministrada o por dejar activos no operativos.

IPP: índice de precios al productor, total nacional, del mes base (diciembre de 2008).

Es evidente que la regla de ajuste del costo de la transmisión (al igual que para la distribución) lleva a que la tarifa final de la energía aumente en situaciones de inflación de precios al productor, lo que a su vez se transmite al IPC. Se genera así un canal de transmisión inercial entre la inflación del IPP, los componentes de transmisión y distribución, y finalmente la inflación del IPC.

3. El costo variable de la comercialización (Cv)²³

El costo variable de la comercialización de energía explica actualmente alrededor del 12% del costo total. Su cálculo se hace sobre la base del llamado costo base de comercialización, que corresponde a la remuneración por la lectura, facturación y otros costos propios de esta actividad, el cual varía en función de las ventas o consumo de energía. La metodología para la fijación de dicho costo base es conocida como de punto extremo (*Data Envolvent Analysis*, DEA)²⁴. La CREG toma como referencia el costo de comercialización eficiente estimado con esta técnica y le fija a cada comercializador un margen que le permite cubrir tanto el riesgo de la actividad como el retorno del capital comprometido (margen fijado en 15%).

De manera precisa, los costos variables de comercialización en el mes m (Cv_m) están determinados por la siguiente fórmula (legislación vigente):

$$Cv_m = c_m^* + \frac{CER_{m-1} + CCD_{m-1}}{V_{m-1}} + CG_m, \quad (5)$$

²³ De acuerdo con el documento REG-148 del 18 de diciembre de 2009, la metodología de la remuneración a la actividad de comercialización para el período 2010-2013 aparecerá como resolución de consulta en el tercer trimestre de 2010.

²⁴ El método de punto extremo se utiliza para evaluar la eficiencia relativa de un grupo de entidades, lo que permite construir una frontera de eficiencia relativa. Con esta metodología, si una empresa está en capacidad de producir Y unidades de producto, dadas X unidades de insumos, otra empresa es eficiente si con los mismos insumos produce las mismas Y .

donde:

$$c_m^* = \frac{c_0^*}{CFM_{t-1}} [1 - \Delta IPSE] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0};$$

además:

c_m^* : costo de comercialización.

CER_{m-1} : costo mensual de las contribuciones a la CREG y a la SSPD.

V_{m-1} : ventas totales a usuarios regulados y no regulados (mes anterior).

CDD_{m-1} : costos por servicios del CND y ASIC.

CG_m : costos por garantías en el mercado mayorista de energía MEM.

c_0^* : costo base de comercialización (\$/factura).

CFM_{t-1} : consumo facturado medio del comercializador en el año anterior.

$\Delta IPSE$: variación acumulada en el índice de productividad del sector eléctrico. Esta variación se asume igual a 1% anual.

IPC_0 : índice de precios al consumidor del mes al que está referenciado el costo base de comercialización c_0^* .

Nótese que, al igual que los costos de transmisión y distribución, los C_v están indexados a la inflación agregada. En este último caso exclusivamente a la inflación del IPC, por lo que crea un nuevo canal de inercial inflacionaria.

4. Las pérdidas reconocidas (PR) y las restricciones (R)

Las pérdidas reconocidas constituyen un componente del CU en la medida que se hacen explícitos los costos por pérdidas imputables a las compras y al transporte de energía a través del STN. De acuerdo con la resolución 82 de 2002 de la CREG, existen dos tipos de pérdidas:

- Pérdidas técnicas: Energía que se pierde en los sistemas de transmisión regional o distribución local durante el transporte o su transformación.

- Pérdidas no técnicas: Energía que se pierde en el mercado de comercialización por motivos diferentes al transporte y a su transformación.

Ahora bien, mediante la resolución 119 de 2007, la CREG estableció la siguiente regla para el cálculo del componente de pérdidas reconocidas, que son estimadas para el mes (m) y acumuladas hasta el nivel de tensión (n):

$$PR_{m,n} = \left(\frac{G_m (A_{m,n} + B_{m-1})}{1 - (A_{m,n} + B_{m-1})} + \frac{T_m A_{m,n}}{1 - A_{m,n}} + \frac{Q}{V_m} \right), \quad (6)$$

donde:

G : componente de generación.

A : pérdidas eficientes reconocidas por la CREG.

B : pérdidas por uso del STN asignado por ASIC.

Q : costo del programa de reducción de pérdidas CREG.

T : componente de transmisión.

V : ventas totales facturadas a usuarios regulados y no regulados.

Por su parte, las restricciones (R) son los costos asociados con las limitaciones para llevar energía de un sitio a otro por parte del sistema de transporte de electricidad. Entre los factores limitantes se encuentran los problemas técnicos en las redes por la geografía y los ataques terroristas a las redes. De acuerdo con la CREG, en el concepto 3366 de 2008 “estas restricciones son básicamente sobrecostos en los que se incurre en la operación del sistema, como por ejemplo la necesidad de que en un determinado momento un generador más costoso genere debido a requerimientos para una operación segura con el STN, o que la energía producida por los generadores más baratos no se pueda transportar a un determinado lugar”.

Mediante la resolución 119 de 1997, la CREG fijó la regla de cálculo de las restricciones a través de la siguiente fórmula²⁵:

²⁵ En esta resolución, los costos de R formaban parte del componente “otros” en la fórmula del CU.

$$R = \frac{CR_{ASIC}}{V_{m-1}},$$

donde:

CR_{ASIC} : costo total de las restricciones asignadas por ASIC.

V: valor de las ventas del comercializador minorista en el mes anterior.

B. Ajustes del CU

Conviene precisar que para el período 1998-2007 el CU se ajustaba automáticamente cada vez que el IPP, incluido en los componentes de generación y los llamados “otros costos”, o el IPC, incluido en el costo de comercialización, acumularan una variación de por lo menos el 3% (resolución CREG 31 de 1997). La variación del IPP luego se incluyó en el ajuste de los costos de la transmisión y la distribución, tal como se describió en la sección anterior.

Sin embargo, para el período tarifario 2008-2012, la CREG definió un nuevo índice de precios para ajustar el costo unitario de la energía, denominado $I(w)$ (resolución 119 de 2007). De acuerdo con esta formulación, w corresponde a los diferentes componentes del costo unitario, es decir, $w = G, T, D, C_v, PR$ y R , de manera que cuando la variación de dicho índice sobrepasa el 3%, automáticamente se ajusta el CU en el porcentaje equivalente. Por consiguiente:

$$I_m(w) = \left[\frac{w_m}{w_0} \right] * 100, \text{ por lo que } \Delta I_m(w) = \left[\frac{I_m(w)}{I_{m-p}(w)} - 1 \right] * 100, \quad (7)$$

m : período para el cual se aplica la evaluación de la variación del índice.

$m - p$: período en el que se actualizó por última vez la fórmula tarifaria.

w : es el componente del costo unitario (G, T, D, C, PR, R).

w_m : costo (pesos por unidades de consumo o factura) del componente w , en el mes m .

w_0 : costo (pesos por unidades de consumo o factura) del componente w en el mes base (enero de 2008).

Es claro que si $\Delta I_m(w) \geq 3\%$, para alguno de los componentes de w , el CU se actualiza en tal proporción.

C. Los subsidios y las contribuciones

Como se mencionó al comienzo de esta sección, las tarifas que se cobran a los usuarios regulados se fijan de manera estratificada con base en el costo unitario²⁶. A los estratos 1, 2 y 3 se les descuenta del CU un subsidio, mientras que a los estratos 5 y 6 se les cobra una contribución adicional.

De acuerdo con la legislación vigente, las contribuciones se aplican a todo el consumo de los estratos residenciales 5 y 6 y a los no residenciales. El aporte por este concepto es equivalente al 20% del CU y se destina a subsidiar el consumo de energía de los hogares con menores ingresos. Por su parte, los subsidios son aplicados al consumo básico de subsistencia, fijado en 173 kWh-mes, para las poblaciones situadas por debajo de 1.000 metros sobre el nivel del mar y 130 kWh-mes, para las poblaciones situadas por encima de los 1.000 metros²⁷. Los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 reciben subsidios equivalentes al 60%, 40% y 15%, del costo unitario de la prestación del servicio, respectivamente.

Para el ajuste mensual de los subsidios se tiene en cuenta alternativamente la menor variación entre el costo unitario y el IPC, con la siguiente regla: si la menor variación corresponde a la del IPC, los subsidios se incrementarán en esa proporción; no obstante, si la menor variación corresponde al costo unitario, se mantiene el valor de subsidios del mes anterior. Desde el punto de vista de la financiación, los subsidios son cubiertos con el recaudo de las contribuciones y el faltante es cubierto con los recursos del Presupuesto General de la Nación.

²⁶ Los cobros de las tarifas en forma estratificada tienen su origen en los años ochenta (decr. 2545 de 1984) y los criterios para la fijación del monto de los subsidios y contribuciones se han venido ajustando en la legislación del sector.

²⁷ El consumo de subsistencia es aquel que satisface las necesidades básicas de los usuarios de menores ingresos. Para los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, el consumo de subsistencia será fijado de acuerdo con la ley por el Ministerio de Minas y Energía (decr. 487 de 2001).

Ahora bien, el Estado cuenta con el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribuciones de Ingresos (FSSRI), para manejar de manera separada los recursos por contribuciones y subsidios de las tarifas eléctricas y el gas combustible distribuido a través de la red física²⁸. Cabe aclarar que el FSSRI es un fondo-cuenta especial para el manejo de los recursos excedentes de la contribución, es decir, aquellos que quedan remanentes una vez se aplica el pago de la totalidad de los subsidios requeridos en las respectivas zonas territoriales.

IV. LAS TARIFAS ELÉCTRICAS Y LA INFLACIÓN

A. Las tarifas eléctricas, los precios de los bienes regulados y el IPC

Las tarifas de energía eléctrica han ganado participación en los últimos años, tanto en el grupo de los diez ítems que conforman los precios regulados por el Estado como en la canasta total del IPC. El mayor peso del servicio de energía lleva a que se le preste mayor atención a la formación de las tarifas y a sus determinantes, para darle un seguimiento más cercano a la llamada inflación de los regulados.

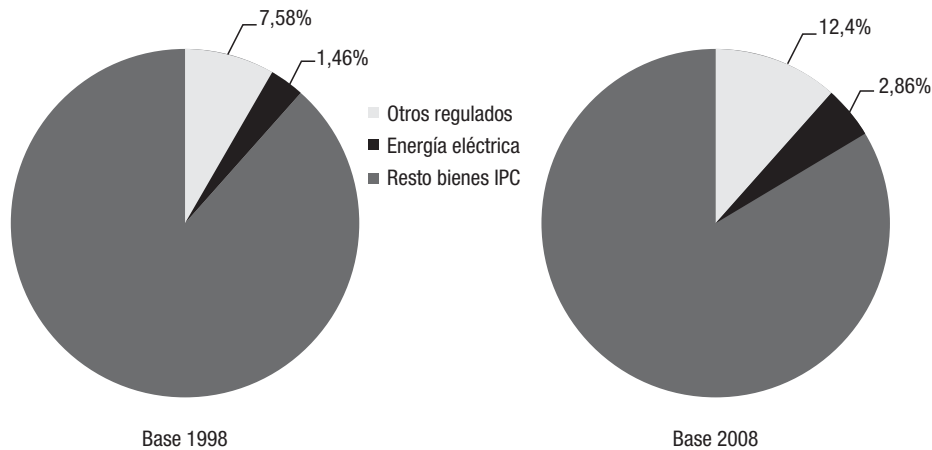
En la canasta base de 1998, la ponderación que se le asignaba a los precios de los bienes regulados era de 9,04% y las tarifas eléctricas pesaban 1,46%. En la canasta de 2008, la ponderación de los precios regulados aumentó a 15,26%, al tiempo que la importancia de las tarifas eléctricas se incrementó a 2,86% (Gráfico 8). Otros bienes con precios regulados por el Estado colombiano de importancia en la canasta del IPC son los combustibles (con ponderación de 2,91%), los servicios de acueducto, aseo y alcantarillado (2,55%), el gas (0,9%) y los servicios del transporte.

En el panel A del Gráfico 9 se muestra que la inflación de los bienes regulados presenta una tendencia decreciente durante los últimos diez años, aunque es evidente que registró grandes fluctuaciones y se ubicó por encima de la inflación del IPC. Nótese que la media de la inflación de regulados descendió de 14% a 6,6% entre comienzos y finales de la década. A mediados de 2000, la inflación de regulados alcanzó niveles del 20%, al tiempo que la inflación total se situó en la mitad

²⁸ El FSSRI fue creado mediante las leyes 142 de 1994 y 286 de 1996. A este fondo lo rigen los decretos 847 de 2001 y 201 de 2004, en los cuales se establecen los procedimientos de liquidación, cobro, recaudo y manejo de los subsidios y de las contribuciones del servicio de energía eléctrica.

(10%). Una situación muy parecida se registró a finales de 2003 (14,1% *versus* 7%). Sin embargo, desde el primer trimestre de 2006, el nivel y la dinámica de estos dos indicadores son similares y solo a finales de 2009 la inflación de los bienes regulados se situó por debajo de la inflación total (1,6% *versus* 2%, respectivamente).

GRÁFICO 8. PONDERACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN EL IPC

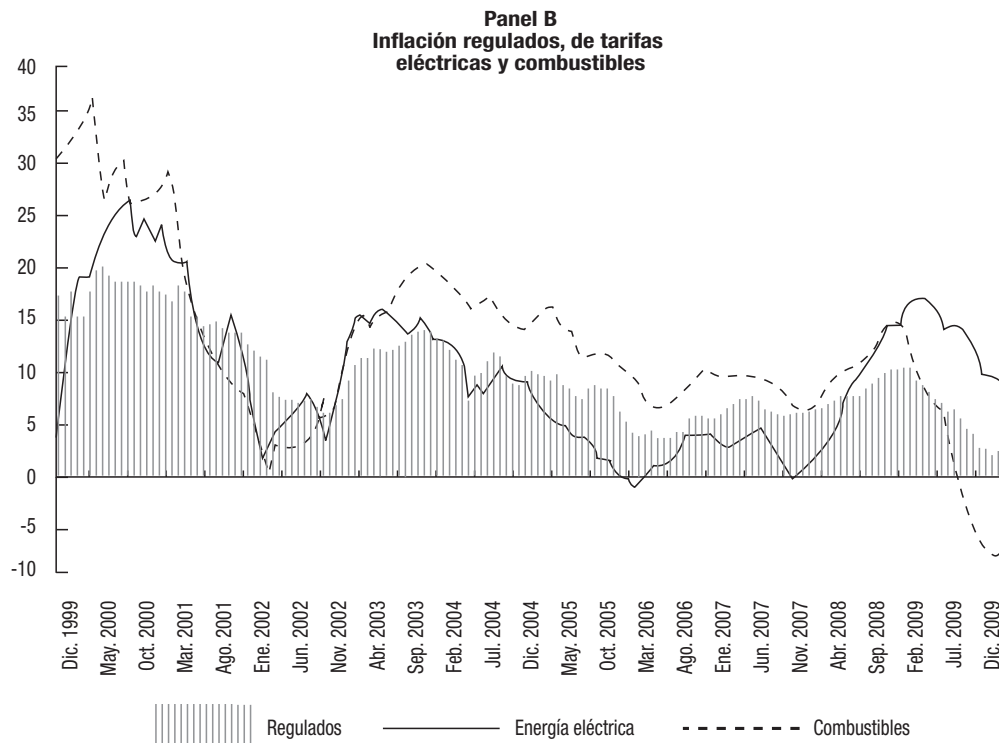
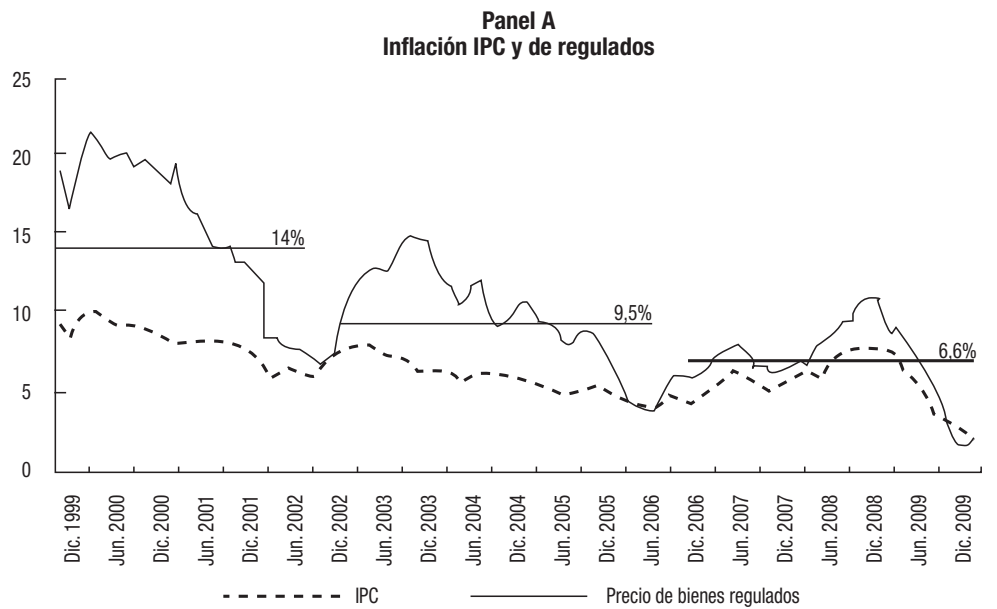


Fuente: cálculos de los autores con base en información del DANE.

La evolución de las tarifas eléctricas y del precio de los combustibles marcó la dinámica de la inflación de los bienes regulados durante el período. En el panel B del Gráfico 9 se muestra que la fuerte caída de la inflación de regulados que se presentó entre 2001 y 2002 estuvo determinada por el descenso del precio de los combustibles, asociada con la evolución del precio internacional del petróleo²⁹, y por la caída de las tarifas eléctricas. Posteriormente se registran dos grandes ciclos de subida y descenso de la inflación de los bienes regulados, definidos nuevamente por los combustibles y las tarifas eléctricas. El pico alto del primer ciclo se registró en septiembre de 2003, cuando la inflación de regulados ascendió a 14% (y la de los combustibles a 20%). El segundo ciclo de subida de precios encontró su pico en noviembre de 2008, cuando la inflación de regulados ascendió a 10,4%. Este último ascenso de la inflación de regulados estuvo determinado tanto por las tarifas eléctricas (que aumentaron 15%), debido a los mayores costos de generación que enfrentó el sector por el fenómeno de El Niño, como por los precios de los combustibles, que no se redujeron al mismo ritmo de la caída de los precios internacionales del petróleo.

²⁹ La cotización mensual promedio del WTI se redujo de \$ 33,9 a \$ 19,7 dólares por barril, entre septiembre de 2000 y noviembre de 2001.

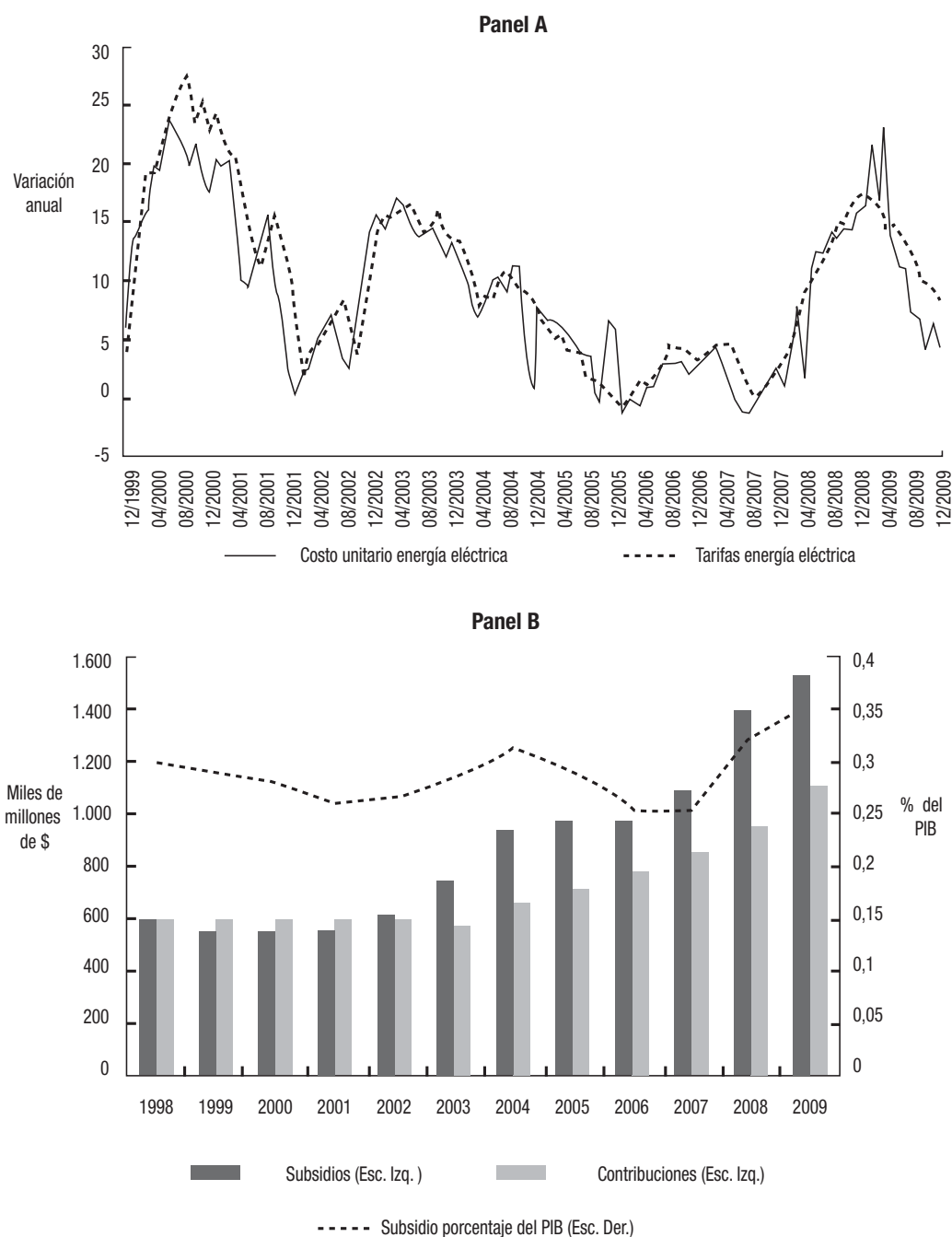
**GRÁFICO 9. INFLACIÓN DEL IPC Y DE ALGUNOS BIENES REGULADOS
(TASAS ANUALIZADAS)**



Fuente: cálculo de los autores con base en información del DANE.

Ahora bien, como se analizó en la Sección III, el CU es el principal determinante de las tarifas, por lo que existe una relación cercana entre estas dos variables, tal como se muestra en el panel A del Gráfico 10.

GRÁFICO 10. TARIFAS, COSTO UNITARIO Y SUBSIDIOS ELÉCTRICOS (1999-2009)



Fuente: cálculo de los autores con base en información del DANE y la SSPD.

La información de las tarifas se extrae de la canasta del IPC del DANE, en tanto que el costo unitario se obtiene utilizando la información de la SSPD. Vale la pena precisar que cada empresa comercializadora le reporta a la superintendencia su costo unitario de la prestación del servicio, desglosado por componentes (generación, transmisión, etc.). El CU de las comercializadoras reportado a la superintendencia se pondera por el consumo provisto por cada empresa, para hallar el CU del sistema³⁰.

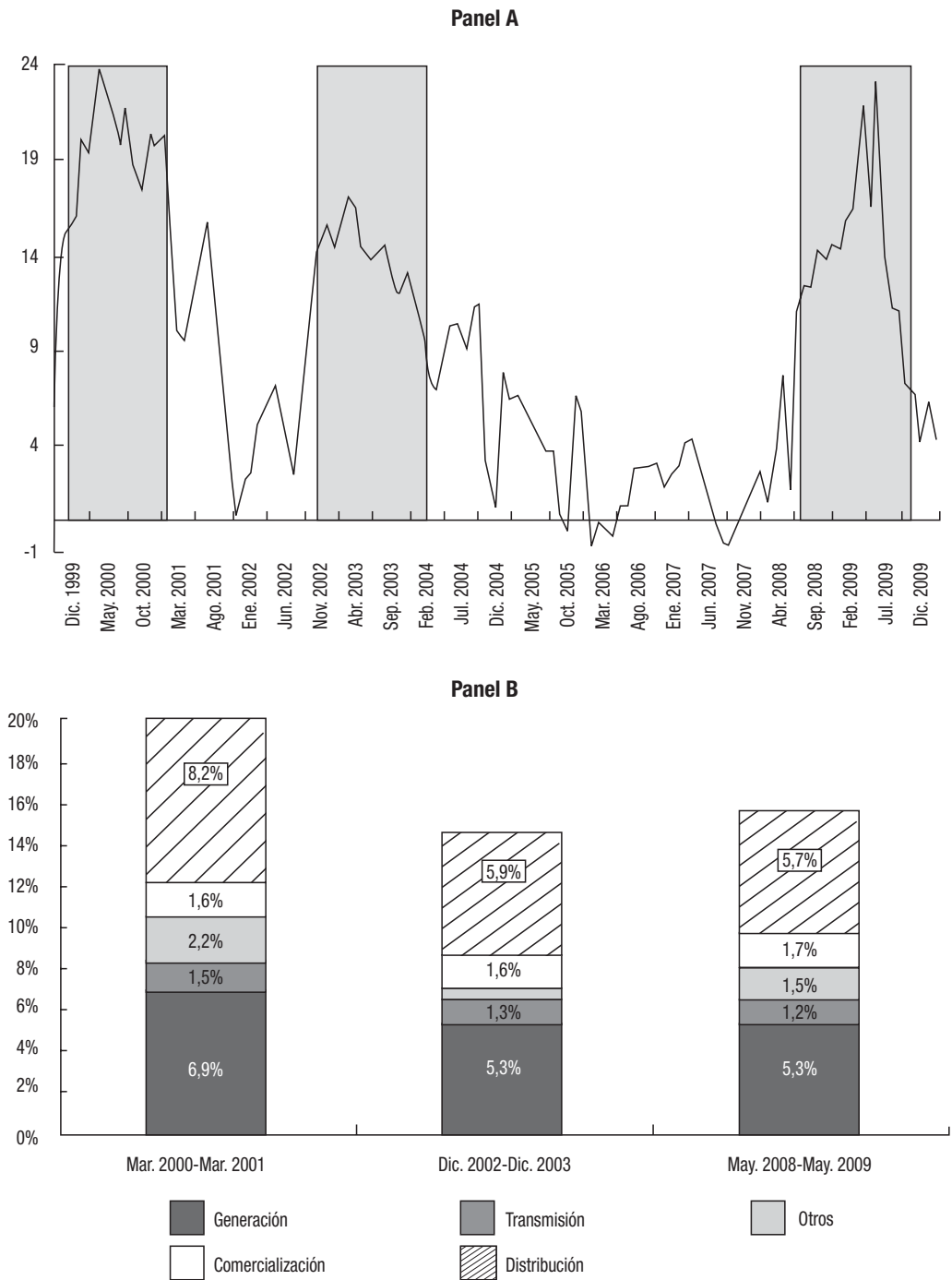
La diferencia entre las tarifas y el costo unitario de la energía eléctrica se explica por los subsidios y las contribuciones que reciben y pagan los usuarios, respectivamente. En el neto, los subsidios exceden las contribuciones y esa diferencia, como se anotó previamente, es asumida por el Estado con los recursos del Presupuesto General de la Nación. En el panel B del Gráfico 10 se muestra que los subsidios netos han oscilado entre 0,25% y 0,35% del PIB en la última década. Nótese que dichos subsidios registraron un incremento importante entre 2007 y 2009, debido a que con la ley del plan de la administración Uribe se ampliaron los criterios para su asignación, con el consiguiente incremento en el costo fiscal³¹.

El panel A del Gráfico 11 muestra que el CU ha registrado tres grandes aumentos durante la última década, lo que ha conducido a un comportamiento similar en las tarifas. Tales aumentos se registraron de marzo a marzo entre el 2000 y el 2001, de diciembre a diciembre entre 2002 y 2003 y, finalmente, de mayo a mayo entre el 2008 y el 2009. Como se muestra en el panel B del Gráfico 11, el aumento del CU en esos subperíodos se explica fundamentalmente por los mayores costos de distribución y generación y, de manera marginal, por la comercialización y transmisión.

³⁰ Las empresas que reportaron la información durante los diez años fueron EPM y Codensa, que participan con más del 75% del consumo, al igual que la Compañía de Electricidad del Tuluá, la Empresa de Energía del Pacífico, las Centrales Eléctricas de Nariño y las Empresas Municipales de Cartago.

³¹ Con la ley del plan (ley 1117 de 2006) se incrementaron los topes subsidiados del costo unitario para los estratos 1 y 2. Adicionalmente se incluyeron nuevos beneficiarios de esta ayuda del Estado (barrios especiales —los llamados subnormales—, las áreas rurales pobres y las zonas de difícil gestión, entre otros).

**GRÁFICO 11. VARIACIÓN DEL CU DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA POR COMPONENTES
(PROMEDIO DE PERÍODOS SELECCIONADOS)**



Fuente: cálculos de los autores con base en información de la SSPD.

En particular, el último ascenso del CU está asociado con dos hechos. Por una parte, por el período de ajuste aprobado por la CREG de los costos de comercialización y distribución de la integración entre EPM-EADE-Yamural, a cargo de la primera (véanse documento CREG 56 de 2007 y resolución CREG 78 de 2007). Por otra, por un alza en el precio promedio de los contratos y de bolsa.

B. Rigideces y asimetrías de las tarifas y del costo unitario de la energía eléctrica

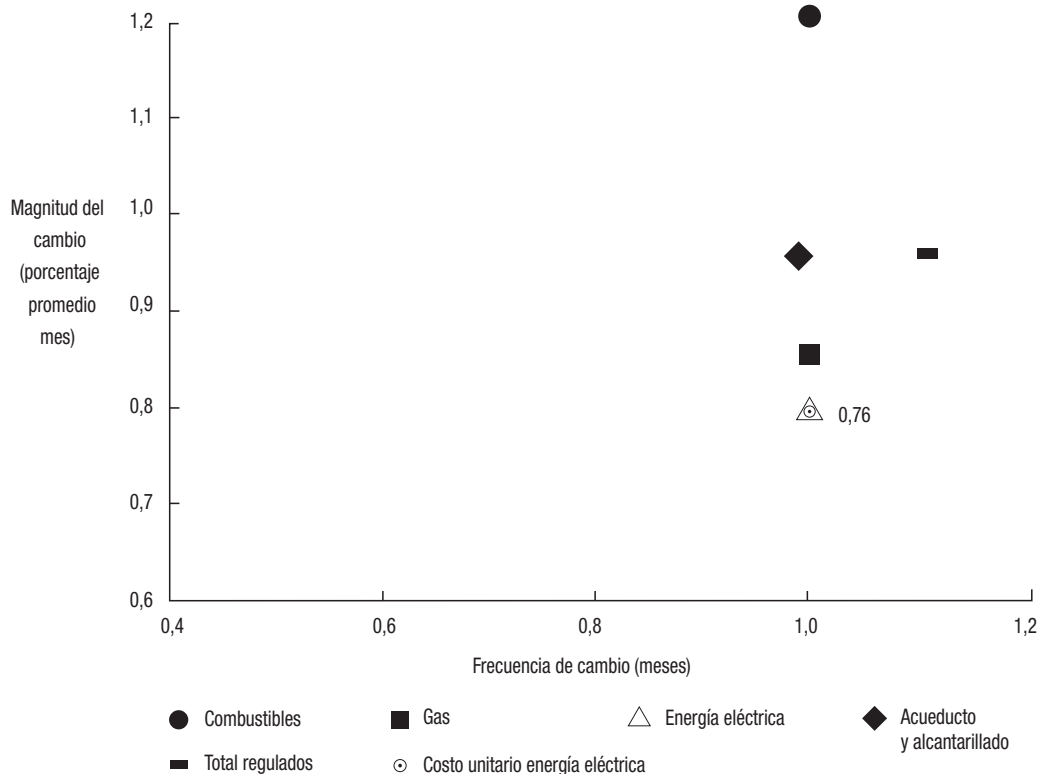
Para evaluar la existencia de rigideces en las tarifas de la energía eléctrica, se estima la frecuencia y la magnitud de los cambios registrados en este precio durante los últimos diez años, usando la información mensual del IPC. El ejercicio también se aplica al CU que se halla con la información de la SSPD. Las rigideces de las tarifas eléctricas se comparan con las registradas en los precios de los otros bienes regulados. Esta técnica de medición de las rigideces de precios ha sido usada ampliamente tanto a nivel nacional como internacional (Jaramillo y Cerquera, 1999; López, 2008; Lünemann y Mathä, 2005).

En el Gráfico 12, la frecuencia mensual se mide en el eje horizontal y nos indica que entre diciembre de 1999 y diciembre de 2009 los principales bienes que conforman la canasta de regulados (combustibles, gas, energía eléctrica y acueducto y alcantarillado) registraron cambios en sus precios cada mes. Los precios de la canasta agregada de los regulados registran una mayor frecuencia (1,1 veces por mes), presumiblemente porque no se considera explícitamente el transporte público, el cual no presenta cambios en sus tarifas de manera tan frecuente.

La magnitud del cambio mensual en los precios regulados se muestra en el eje vertical y para el grupo es de 0,9%. Por bienes, los combustibles son los que registran un mayor aumento promedio (1,1%), mientras que las tarifas eléctricas son las que registran un menor cambio (0,76%). Nótese que la magnitud del cambio promedio de las tarifas eléctricas es casi idéntico a la magnitud del cambio de su CU.

Una vez analizada la frecuencia y magnitud del cambio del CU y de los precios de los regulados, resta preguntarse por la dirección de estos cambios, con el fin de evaluar la existencia de posibles asimetrías. El ejercicio consiste en hacer el conteo de los aumentos y las disminuciones mensuales de cada uno de los índices y del costo unitario y calcular el tamaño promedio de dichos cambios.

GRÁFICO 12. RIGIDECES DE LOS PRECIOS REGULADOS: 1999-2009
(FRECUENCIAS Y MAGNITUD DE LOS CAMBIOS)



Fuente: cálculos de los autores con base en información del DANE y la SSPD.

El Gráfico 13 presenta las frecuencias de cambios hacia arriba y hacia abajo del ítem correspondiente durante los diez años de referencia (eje horizontal), y se observan asimetrías en favor de los aumentos. En el caso específico de la energía eléctrica (EE), del total de cambios, el 73,9% fueron aumentos y el 26,2% disminuciones. Al hacer el mismo ejercicio para el CU, el Gráfico 15 muestra que del total de cambios, el 68,9% fueron aumentos y el 31% disminuciones; es decir, se concluye que el CU presenta menor grado de asimetría.

Las asimetrías también pueden ser analizadas en función de la magnitud de los aumentos y disminuciones de los índices. El Gráfico 14 presenta en el eje horizontal la magnitud promedio mensual de los aumentos y las disminuciones de los índices analizados. Nótese que, a excepción del acueducto y alcantarillado (AA), la magnitud promedio mensual del aumento de los demás regulados es mayor a la de la disminución. Para la energía eléctrica en particular, el aumento en la tarifa fue en promedio de 1,29%, mientras que las disminuciones fueron en promedio de

0,71%. De la misma manera, para el costo unitario, el Gráfico 16 muestra que el aumento promedio mensual fue de 1,24%, mientras que el tamaño de la disminución promedio mensual correspondió a 0,49%.

Al analizar la magnitud y la frecuencia de los cambios en los índices de precios regulados, se concluye que estos no son rígidos. Una posible explicación puede encontrarse en el componente de mercado de la tarifa, el cual cambia con el comportamiento de la oferta y la demanda de energía. Dado que en el sector eléctrico la oferta de energía eléctrica está sujeta a fenómenos naturales como el clima y la geografía, entre otros, su oferta y demanda son variables. La poca rigidez en las tarifas de energía eléctrica también se explica porque el CU está indexado al IPC y al IPP, y porque las fórmulas de ajuste fijadas por el regulador tienen una frecuencia mensual.

GRÁFICO 13. AUMENTOS Y DISMINUCIONES DE LOS PRECIOS DE LOS REGULADOS (FRECUENCIAS)*

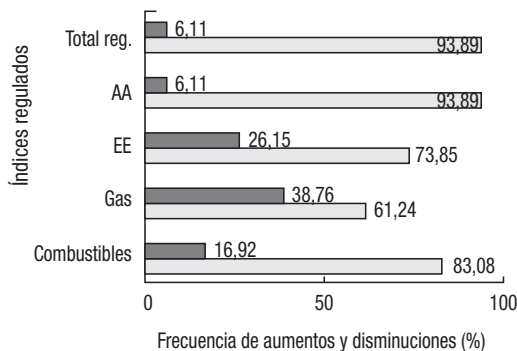


GRÁFICO 14. TAMAÑO PROMEDIO DE LOS AUMENTOS Y DISMINUCIONES DE LOS PRECIOS DE LOS REGULADOS (MAGNITUD PROMEDIO MENSUAL)*

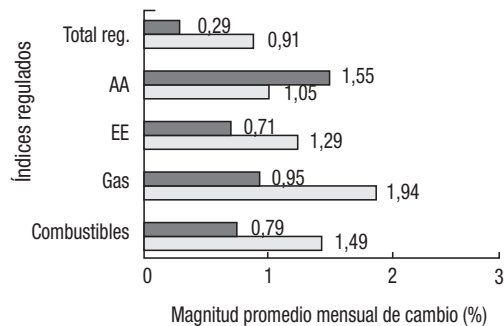


GRÁFICO 15. AUMENTOS Y DISMINUCIONES DEL COSTO UNITARIO (FRECUENCIAS)*

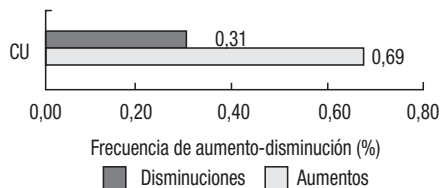
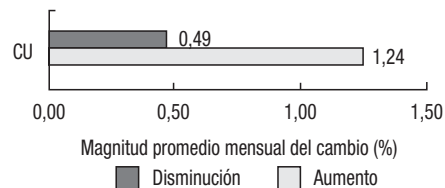


GRÁFICO 16. TAMAÑO PROMEDIO DE LOS AUMENTOS Y DISMINUCIONES DEL COSTO UNITARIO (MAGNITUD PROMEDIO MENSUAL)*



* Cálculos con base en información mensual de 1999:01 a 2009:12.
 EE: Energía eléctrica, AA: Acueducto y alcantarillado.
 Fuente: cálculos de los autores con base en información del DANE y la SSPD.

C. Impacto inflacionario de un choque al precio de las tarifas eléctricas

En este apartado se estima el impacto sobre la inflación del IPC de un choque de 10% a las tarifas eléctricas. La estimación se realiza haciendo uso de la matriz insumo-producto (MIP) y sigue la técnica descrita en Rincón (2009), en donde se estimó el efecto inflacionario de un choque a los precios de los combustibles.

El choque de las tarifas sobre la inflación se descompone en un efecto directo y unos efectos indirectos. El efecto directo está determinado por la participación porcentual de las tarifas en el IPC (de 2,86%) multiplicada por el tamaño del choque (de 10%). Para conocer los efectos indirectos se requiere conocer la participación de la demanda de energía regulada dentro del total de la demanda de energía del país, ya que dicha demanda es la que afecta el IPC.

Puesto que la demanda regulada de energía no se conoce directamente en el IPC, se acude a la desagregación de los componentes de la demanda del PIB. De acuerdo con las estadísticas del DANE, el componente regulado participa con el 67% de la demanda total de energía y el resto corresponde al no regulado (comercio, industria, etc.). Para la estimación del efecto indirecto se tienen en cuenta la participación del componente regulado (67%), el tamaño del choque (10%) y los coeficientes de Leontief que resultan del consumo intermedio de energía que hacen todos los sectores de la economía³². Finalmente, el efecto inflacionario total del choque a las tarifas se obtiene simplemente como la suma de los efectos directo e indirecto.

El Cuadro 5 muestra que el choque del 10% a las tarifas de energía implica una inflación adicional del IPC de 0,78 puntos porcentuales, 0,29 puntos provenientes del efecto directo y 0,49 puntos del efecto indirecto³³.

³² Los pasos seguidos en Rincón (2009) para la construcción del ejercicio fueron: 1) selección de la matriz de utilización por ramas de actividad económica de las cuentas nacionales del DANE para el 2007, 2) construcción de la matriz de coeficientes técnicos, 3) construcción de la correlativa entre la clasificación de las cuentas nacionales y del IPC, 4) solución matricial de la ecuación de Leontief, 5) identificación y cálculo del impacto inflacionario del choque al precio del bien en estudio. En la referencia también se enumeran las razones por las cuales la metodología utilizada podría sobreestimar los impactos de los choques.

³³ El impacto total es un poco menor al estimado por Rincón (2009) para un choque al precio de los combustibles. En este caso, un choque del 10% a los precios de las gasolinas y del ACPM tienen un impacto inflacionario de 0,85 puntos porcentuales.

**CUADRO 5. EFECTO INFLACIONARIO DE UN CHOQUE DEL 10% A LAS TARIFAS ELÉCTRICAS
(PUNTOS PORCENTUALES)**

Efecto directo	Efecto indirecto ^a	Total
0,29	0,49	0,78

^a Descuenta la participación de la demanda de energía no regulada (por ejemplo, del comercio y la industria), ya que no forman parte del IPC.
Fuente: cálculos de los autores con base en la matriz insumo-producto para 2007 estimada por Édgar Caicedo, profesional del Departamento de Programación e Inflación del Banco de la República.

V. CONCLUSIONES

En este documento se describió el mercado de la energía eléctrica en Colombia y el proceso de formación de las tarifas. También se caracterizó su comportamiento y se analizó la dinámica de la tarifa en relación con los precios regulados y con la inflación del IPC. Finalmente, se cuantificó el impacto inflacionario de un choque a la tarifa, con el fin de que sirva de marco de referencia para los pronósticos de inflación y la toma de decisiones de política.

Por mandato legal, las tarifas de la energía eléctrica son reguladas. Las actividades que participan en la prestación del servicio enfrentan distintas estructuras de mercado, que van desde el monopolio natural (transporte) hasta la competencia (comercialización). Durante los últimos años se ha registrado un importante grado de integración vertical entre los negocios, que ha llevado a un aumento de la concentración.

La tarifa eléctrica tiene como base de cálculo el costo unitario de la provisión del servicio y en su determinación se tiene en cuenta si el consumo es residencial o industrial. El consumo residencial se cobra de manera estratificada, de modo que a los estratos 1, 2 y 3 se les descuenta un subsidio al costo unitario, al estrato 4 se le cobra justamente dicho costo, mientras que a los estratos 5 y 6, junto a los usuarios industriales regulados, se les adiciona una contribución (sobretasa), que equivale al 20% del costo unitario de la prestación del servicio. Los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 reciben así subsidios equivalentes al 60%, 40% y 15% del costo unitario de la prestación del servicio, respectivamente. Desde el punto de vista de la financiación, los subsidios son cubiertos con las contribuciones y el faltante con recursos del Presupuesto General de la Nación (los subsidios netos han oscilado entre 0,25% y 0,35% del PIB en la última década).

Hasta el 2008 el costo unitario de la energía se ajustaba automáticamente cada vez que el IPP, en el caso de los componentes de generación, transmisión, distribución y los “otros costos”, o el IPC, en el caso de la comercialización, acumularan una variación de por lo menos el 3%. Para el período tarifario 2008-2012, la CREG definió un nuevo índice de precios basado en los componentes del costo unitario, de tal manera que cuando la variación de alguno de ellos sobrepase el 3%, automáticamente se ajusta el costo unitario en el porcentaje equivalente.

Al evaluar la rigidez del precio de la energía, se encuentra que, durante la última década, los principales bienes que conforman la canasta de regulados (combustibles, gas, energía eléctrica y acueducto y alcantarillado) registraron cambios en sus precios cada mes. La magnitud del cambio mensual en estos precios fue de 0,9%. Por bienes, los combustibles son los que registran un mayor aumento promedio (1,1%), mientras que las tarifas eléctricas presentan el menor aumento (0,76%).

En cuanto a la dirección de los cambios de los precios regulados, los ejercicios indican la presencia de asimetrías que favorecen los aumentos. En el caso de la energía, el 73,9% fueron aumentos y el 26,2% disminuciones. Respecto a la magnitud de sus cambios, se encuentra que en promedio la energía aumenta mensualmente 0,76% y los combustibles 1,1%. Finalmente, haciendo uso de la matriz insumo-producto construida para 2007, se estimó que un choque del 10% al precio de la energía aumenta la inflación anual del IPC en 0,78%.

REFERENCIAS

- Arias, E., & Cadavid, V. (2004). La regulación económica de la distribución de la energía eléctrica en Colombia. *Ecos de Economía*, 14.
- CAPT. *Acta N° 33*. Disponible en <http://www.upme.gov.co/CAPT/Actas/acta33.pdf>.
- CREG (2007). Mercado organizado para el suministro de energía eléctrica al usuario regulado, MOR. En la 5ª edición del *Curso ARIAE de Regulación Energética*, Cartagena de Indias, 19 al 23 de noviembre de 2007.
- CREG (2008). *Mercado organizado para el suministro de energía eléctrica al usuario regulado, MOR*. Documento 077, 28 de octubre.
- CREG (2009a). *El mercado eléctrico colombiano*. Bogotá, 7 de abril.
- CREG (2009b). *Informe de rendición de cuentas al mercado mayorista*. Bogotá, julio.
- CREG (2009c). *Mercado organizado regulado MOR*. 17 de abril.

- CREG (2009d). *Metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica*. Febrero.
- CREG (2009e). *Revisión del límite de usuario no regulado de energía eléctrica* (Documento CREG-138, 15 de diciembre).
- Espinoza, M. (2009). *Una aproximación al problema de optimalidad y eficiencia en el sector eléctrico colombiano* (Documentos CEDE N° 7). Universidad de los Andes, Facultad de Economía.
- Jaramillo, C., & Cerquera, D. (1999). *Price behavior in an inflationary environment: Evidence from supermarket data* (Borradores de Economía N° 138). Banco de la República.
- López, E. (2008). *Algunos hechos estilizados sobre el comportamiento de los precios regulados en Colombia* (Borradores de Economía N° 527). Banco de la República.
- Lünnemann, P., & Mathä, T. (2005). *Regulated and services' prices and inflation persistence* (Working Papers Series N° 466). ECB.
- Rincón, H. (2009). *Precios de los combustibles e inflación* (Borradores de Economía N° 581). Banco de la República.
- SSPD (2007). *Informe sectorial de costos de energía eléctrica, 1998-2006*. Enero.
- UPME (2004). *Una visión del mercado eléctrico colombiano*. Julio.
- UPME (2008). *Boletín estadístico de minas y energía, 2003-2008*.
- XM (2006). *Informe de administración y operación del mercado*.
- XM (2008). *Informe de administración y operación del mercado*.

Páginas electrónicas

CREG: www.creg.gov.co

SSPD: www.superservicios.gov.co

UPME: www.upme.gov.co