



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**DEFINICIÓN DE LA FÓRMULA TARIFARIA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL
PRÓXIMO PERIODO TARIFARIO**

**DOCUMENTO CREG- 020
MARZO 8 DE 2005**

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

DEFINICIÓN DE LA FÓRMULA TARIFARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL PRÓXIMO PERIODO TARIFARIO

CONTENIDO

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUCCIÓN | 7 |
| 2 | CRITERIOS Y OBJETIVOS GENERALES DE LA REGULACIÓN | 8 |
| 3 | FUNDAMENTOS LEGALES PARA LA FÓRMULA TARIFARIA | 9 |
| 4 | PROPUESTA FÓRMULA TARIFARIA DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DE SERVICIO | 11 |
| 4.1 | COMPONENTE $G_{m,T}$: COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA (\$/KWH) | 11 |
| 4.1.1 | <i>Resolución CREG 047 de 2002</i> | 11 |
| 4.1.2 | <i>Comentarios de los Agentes al Componente G y Análisis de la CREG</i> | 13 |
| 4.1.3 | <i>Análisis Económico de las metodologías propuestas en las Resoluciones CREG 031 de 1997 y 047 de 2002 para el componente G</i> | 25 |
| 4.1.4 | <i>Propuesta Componente de Generación ($G_{m,t}$)</i> | 31 |
| 4.1.5 | <i>PROPUESTA</i> | 34 |
| 4.2 | COMPONENTE R_M : COSTO DE RESTRICCIONES Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.. | 39 |
| 4.2.1 | <i>Resolución CREG 047 de 2002</i> | 39 |
| 4.2.2 | <i>Análisis de los comentarios de los agentes al componente R</i> | 39 |
| 4.2.3 | <i>Propuesta sobre el componente R</i> | 40 |
| 4.3 | COMPONENTE T_M : COSTO PROMEDIO POR USO DEL STN (\$/KWH)..... | 42 |
| 4.3.1 | <i>Resolución CREG 047 de 2002</i> | 42 |
| 4.3.2 | <i>Análisis de los comentarios sobre el componente T</i> | 42 |
| 4.3.3 | <i>Propuesta Componente de Transmisión (T_m)</i> | 43 |
| 4.4 | COMPONENTE $D_{n,M}$: COSTO DE DISTRIBUCIÓN (\$/KWH)..... | 45 |
| 4.4.1 | <i>Resolución CREG 047 de 2002</i> | 45 |
| 4.4.2 | <i>Análisis de los comentarios sobre el componente D</i> | 45 |
| 4.4.3 | <i>Propuesta Componente de Distribución ($D_{n,m}$)</i> | 46 |
| 4.5 | COMPONENTE $O_{m,T}$: COSTOS ADICIONALES DEL MERCADO MAYORISTA ((\$/KWH) | 46 |
| 4.5.1 | <i>Resolución CREG 047 de 2002</i> | 46 |
| 4.5.2 | <i>Análisis de los comentarios sobre el componente $O_{m,t}$</i> | 46 |
| 4.5.3 | <i>Propuesta Componente de Otros ($O_{m,t}$)</i> | 47 |
| 4.6 | COMPONENTE CM,T : COSTO DE COMERCIALIZACIÓN | 47 |
| 4.6.1 | <i>Resolución CREG 047 de 2002</i> | 47 |
| 4.6.2 | <i>Propuesta</i> | 48 |
| 4.7 | FACTOR DE PÉRDIDAS | 50 |
| 4.7.1 | <i>Propuesta Resolución CREG 047 de 2002</i> | 50 |
| 4.7.2 | <i>Comentarios de los agentes</i> | 50 |
| 4.7.3 | <i>Análisis de los comentarios sobre el componente de Pérdidas</i> | 51 |
| 4.7.4 | <i>Pérdidas reconocidas en el Costo Unitario de Prestación del Servicio</i> | 58 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 4.8 | NUEVOS TRIBUTOS..... | 59 |
| 4.8.1 | <i>Propuesta Resolución CREG 047 de 2002</i> | 59 |
| 4.8.2 | <i>Comentarios de los Agentes</i> | 59 |
| 4.8.3 | <i>Análisis de los comentarios</i> | 60 |
| 4.9 | PROPUESTA PARA LA FÓRMULA DEL CU..... | 62 |
| 5 | ANEXOS | 71 |
| 5.1 | ANEXO 1. COMENTARIOS RECIBIDOS A LA RESOLUCIÓN CREG 047 DE 2002. 73 | |
| 5.2 | ANEXO 2. COMPORTAMIENTO DEL ALFA Y RELACIÓN P_M . Vs M_M | 95 |
| 5.3 | ANEXO 3. RELACIÓN GM/PM | 110 |
| 6 | PROYECTOS DE RESOLUCIÓN..... | 125 |

DEFINICIÓN DE LA FÓRMULA TARIFARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL PRÓXIMO PERIODO TARIFARIO

1 INTRODUCCIÓN

Con la expedición de la Resolución 047 de 2002¹, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, sometió a consideración de agentes, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales se establecerá la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario, la cual permite a las empresas comercializadoras de energía eléctrica, calcular los costos unitarios de prestación del servicio y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados en el SIN.

Durante el período de consulta, las empresas de la industria, los gremios, el Comité Asesor de Comercialización, la Contraloría Distrital de Bogotá y los usuarios enviaron a la Comisión los comentarios respectivos.

El análisis de los comentarios formulados se efectuó a partir de algunos nuevos estudios internos, lo que conllevó a que la CREG realice ajustes a la propuesta regulatoria establecida mediante Resolución CREG 047 de 2002, la que se desarrolla en el presente documento y en el proyecto de resolución que se anexa.

Este documento desarrolla los principios de la fórmula tarifaria que permitirá establecer el Costo Unitario de Prestación del Servicio que deberán aplicar las empresas a sus usuarios regulados para el cobro del servicio de energía eléctrica. Es importante indicar, que la metodología tarifaria que se propone se enmarca dentro del régimen de Libertad Regulada² lo que implica que no es el regulador quien fija los precios a cobrar a los usuarios por parte de las empresas; por el contrario, éstas determinan libremente las tarifas al usuario final, a partir de criterios que incentivan la eficiencia.

El documento incluye, en su primera parte, los criterios generales de la fórmula para determinar el costo unitario de prestación de servicio, así como los fundamentos legales que soportan su expedición.

En la segunda parte, se analizan los comentarios de los agentes y terceros, y se presentan las modificaciones a la propuesta contenida en la Resolución CREG-047 de 2002; posteriormente se presentan varios anexos, que contienen el soporte de las propuestas del Comité a la Comisión y el Proyecto de Resolución correspondiente.

¹ Publicada en el Diario Oficial No.44.877 de Julio 24 de 2002

² Régimen de tarifas mediante el cual la comisión de regulación respectiva fijará los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos al usuario o consumidor

2 CRITERIOS Y OBJETIVOS GENERALES DE LA REGULACIÓN

El principal objetivo de la regulación está dirigido a promocionar la competencia cuando ésta sea posible. En los casos en que la competencia no se haya desarrollado suficientemente o se presenten monopolios, deberán regularse los precios de los servicios objeto de su acción, garantizando la recuperación de los costos en que las empresas incurran con una gestión económica eficiente.

En consecuencia, las tarifas reguladas deben tener en cuenta costos eficientes de las empresas y aumentos de productividad que deben distribuirse entre los prestadores del servicio y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo. Esta condición conlleva a no trasladar los costos de una gestión ineficiente a los usuarios y que las empresas no se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia³.

Es así que la CREG, debe buscar los siguientes objetivos con la fórmula tarifaria que permita establecer el Costo Unitario de Prestación del Servicio:

- Garantizar la suficiencia financiera de los comercializadores, permitiendo la recuperación de los costos en que incurren para la prestación del servicio, en condiciones de eficiencia económica.
- Mantener criterios de eficiencia y de productividad, en la determinación de los precios máximos de los comercializadores que incentiven condiciones de competencia en la prestación del servicio.
- Establecer para los comercializadores y los usuarios, la señal del costo eficiente de prestación del servicio que permita el ingreso de nuevos comercializadores que dinamicen la competencia en el sector
- Determinar un adecuado balance, entre los objetivos de tener señales de precios, en el componente de generación al usuario final que reflejen abundancia o escasez y de reducir la alta volatilidad de dichos precios.
- Dar una señal de pérdidas de eficiencia al comercializador y el distribuidor.
- Incentivar las compras eficientes en el mercado mayorista de energía, tanto en las compras del mercado regulado como no regulado.

³ La Ley 142 de 1994 en su Artículo 87°, la Ley 143 de 1994 en su Artículo 44° y la Sentencia C-150 de 2003 de la Corte Constitucional desarrollan ampliamente los criterios para definir el régimen tarifario.

3 FUNDAMENTOS LEGALES PARA LA FÓRMULA TARIFARIA

La Constitución Política consagra, en sus Artículos 333, 334 y 365 a 370, los fundamentos normativos para la expedición de la metodología tarifaria que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica, calcular los costos unitarios de prestación del servicio y determinar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados.

De manera particular, el Artículo 365 establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es deber del mismo, asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Así mismo, señala que los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares, y que, en todo caso, el Estado mantendrá su regulación.

De manera expresa, la Norma Fundamental en su Artículo 367, defirió a la ley, la tarea de fijar el régimen tarifario *"que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos"*, y de determinar las entidades competentes para fijar las tarifas.

Por su parte, la Ley 142 de 1994 en el numeral 88.1 del artículo 88, prevé que, por regla general, las empresas prestadoras de servicios públicos se someterán a *"las fórmulas que defina periódicamente la respectiva comisión para fijar sus tarifas, salvo en los casos excepcionales que se enumeran adelante. De acuerdo con los estudios de costos, la comisión reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas; igualmente, podrá definir las metodologías para determinación de tarifas si conviene en aplicar el régimen de libertad regulada o vigilada"*.

Así pues, se observa que el régimen de libertad regulada implica una amplia intervención del Estado, que abarca incluso la fijación de las fórmulas con base en las cuales las empresas establecerán las respectivas tarifas. En efecto, sin condiciones de suficiente competencia, las empresas obtienen una posición de ventaja frente a los usuarios, debido a la imposibilidad o a las dificultades que experimentan de poder recurrir a otro oferente que les proporcione el servicio en mejores condiciones de calidad o precio. Por ello, el legislador ha previsto que, en los casos en los que no haya condiciones suficientes de competencia económica, serán las comisiones de regulación quienes fijen las fórmulas tarifarias a las cuales se sujetará la prestación de los servicios públicos.

La citada Ley 142 definió el régimen general de los servicios públicos domiciliarios, entre los cuales se incluyó el servicio público domiciliario de energía eléctrica, definido como *"el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de generación, de comercialización, de transformación, interconexión y transmisión."*(Art. 14.25), y ordenó

la intervención del Estado en el servicio público domiciliario de energía eléctrica, entre otros, con el fin de lograr su prestación eficiente (Art. 2.5).

Conforme a lo contemplado en el artículo 87.1 de esta misma ley, en virtud del principio de eficiencia económica, las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo.

A su vez, en su artículo 91, dispuso que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio.

Igualmente, en su artículo 92, determina que las Comisiones de Regulación pueden corregir en las fórmulas, los índices de precios aplicables a los costos y gastos de la empresa con un factor que mida los aumentos de productividad que se esperan en ella, y permitir que la fórmula distribuya entre la empresa y el usuario los beneficios de tales aumentos.

De otro lado, la Ley 143 de 1994, estableció el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, denominadas como las actividades del sector.

Adicionalmente, en su artículo 11 determina que bajo el régimen tarifario de Libertad Regulada le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijar *“los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de electricidad podrán determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos”*.

Igualmente, según los artículos 87 de la Ley 142 y 44 de la Ley 143 ambas de 1994, el régimen tarifario para usuarios finales regulados de una misma empresa estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia.

Como ya se mencionó, la propia Constitución Nacional ordenó que la prestación de los servicios públicos y, por tanto, la remuneración de los mismos, debe hacerse en condiciones de eficiencia.

En virtud del principio de eficiencia económica, definido por los artículos 87 de la Ley 142 y 44 de la Ley 143 citados, el régimen de tarifas debe procurar que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía.

Con fundamento en el principio de suficiencia financiera, definido en los mismos artículos mencionados, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

Respecto de la vigencia de las fórmulas tarifarias, el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994 dispone que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco (5) años, salvo que antes haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o prorrogarlas por un periodo igual; que excepcionalmente podrán modificarse, antes del plazo indicado, cuando se presenten las situaciones enunciadas en dicha disposición; y, que vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas.

4 PROPUESTA FÓRMULA TARIFARIA DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DE SERVICIO

La fórmula del Costo Unitario de Prestación del Servicio, CU, permite agregar los componentes de costos de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica. A través de fórmulas tarifarias particulares definidas por la Comisión se determinan los costos asociados con la transmisión, la distribución y la comercialización, y a través de mecanismos de mercado se definen los costos de compra de energía.

Considerando que la fórmula tarifaria debe reflejar en buena medida la gestión comercial de las empresas en la prestación del servicio, se incluyen parámetros particulares de eficiencia en la determinación del costo de prestación del servicio para el usuario final.

4.1 COMPONENTE $G_{m,t}$: COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA (\$/KWH)

En este apartado se presentará en primera instancia, la propuesta desarrollada en la Resolución CREG 047 de 2002 para el cálculo del componente de Generación ($G_{m,t}$), posteriormente se presentarán los comentarios de la industria y de los usuarios a esta resolución, incluyendo el análisis que hace la CREG a los mismos, para finalmente desarrollar la propuesta definitiva para el cálculo del componente $G_{m,t}$.

4.1.1 Resolución CREG 047 de 2002.

La Resolución CREG 047 en relación con la modificación del componente $G_{m,t}$ en la fórmula tarifaria del Costo Unitario de prestación del servicio señaló dos objetivos principales:

- Acercar la señal de los precios de compra de energía, que se traslada al usuario final, al comportamiento en el tiempo, ajustando el período utilizado en el promedio móvil de 12 a 3 meses. Este cambio permite que se establezca un precio de energía que refleje al usuario final en forma más oportuna las señales de escasez o abundancia que se presenten en el mercado y que por otra parte se reduzca el riesgo en la gestión del comercializador, proveniente de las diferencias en el tiempo, entre el valor de las compras eficientes del comercializador y el valor que se traslada al usuario final.

- Mejorar las señales de eficiencia en la compra de energía por parte del comercializador, de forma tal que el precio trasladado al usuario se aproxime al precio de un portafolio eficiente en el mercado (Mercado Mayorista de Electricidad). Para el logro de este objetivo se plantea:
 - Mantener el precio promedio de compras de energía en el Mercado Mayorista, M_m , como criterio que induce a la eficiencia en el portafolio, ya que este valor incorpora todas las transacciones de compra de energía efectuadas libremente por los agentes en el mercado.
 - Modificar el factor α , de tal manera que se simplifique la fórmula del G y se repartan entre el usuario y la empresa de manera constante y homogénea, las ganancias o pérdidas respecto al portafolio del mercado. Para ello se plantea ponderar de igual manera, los costos promedios propios de cada comercializador y el precio promedio del mercado, equilibrando de esta manera los riesgos y ganancias de los comercializadores.
 - Eliminar el factor β . Este factor que pretendía dar una señal de corto plazo no modificó el comportamiento de los comercializadores y no indujo mejoras en la gestión de compra de energía, al no tener mayor impacto en los ingresos de las empresas, así mismo, por su reducida participación en el componente de generación no afectó la volatilidad de la señal, por lo cual, se decidió excluir este término de la fórmula. Los objetivos considerados para su utilización en el actual período tarifario, se pueden lograr a través de la utilización de una fórmula más simple.

De acuerdo con lo anterior, el costo máximo de generación de la Resolución CREG 047 de 2002, se desarrolla en la siguiente fórmula:

$$G_m = \frac{\overline{P}_m + \overline{M}_m}{2}$$

Con,

$$\overline{P}_m = \frac{\sum_{i=1}^3 \left(P_{m-i} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-i}} \right)}{3} \quad \text{y} \quad \overline{M}_m = \frac{\sum_{i=1}^3 \left(M_{m-i} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-i}} \right)}{3}$$

Donde:

\overline{P}_m : Promedio móvil del Costo Promedio Mensual (\$/kWh) de las transacciones propias en el Mercado Mayorista con destino al mercado regulado, considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes m .

P_{m-i} : Costo Promedio del mes correspondiente a i meses anteriores al mes m , (\$/kWh) de las transacciones propias en el Mercado Mayorista con destino al mercado regulado, considerando tanto contratos como bolsa de energía.

\overline{M}_m : Promedio móvil del Costo Promedio Mensual (\$/kWh) de todas las transacciones en el Mercado Mayorista, considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes m .

M_{m-i} : Costo Promedio del mes correspondiente a i meses anteriores al mes m , (\$/kWh) de todas las transacciones en el Mercado Mayorista.

IPP_{m-i} : Índice de Precios al Productor Total Nacional del mes correspondiente a i meses anteriores al mes m .

En caso que en el mes $m-i$ el comercializador no hubiere efectuado ninguna transacción propia, el valor P_{m-i} deberá ser sustituido por M_{m-i} .

4.1.2 Comentarios de los Agentes al Componente G y Análisis de la CREG

En el Anexo No.1 se encuentran los comentarios en detalle de cada uno de los agentes. A continuación se presenta un resumen de las observaciones generales:

4.1.2.1 Promedio Móvil

Los comentarios de los agentes en este punto, se centran en afirmar que con un promedio móvil de 3 meses mejora el flujo de caja de los comercializadores respecto del promedio móvil anterior de doce meses; no obstante, las empresas consideran que debe reconocerse en la fórmula tarifaria el hecho de que siga existiendo un rezago entre el promedio móvil de 3 meses utilizado para facturar a

los usuarios y los valores que los agentes deben pagar por sus compras de energía.

Así mismo, los comercializadores proponen se incluya un costo financiero asociado con el rezago, para lo cual plantean la inclusión de una variable dentro del componente $G_{m,t}$ que acumule para cada empresa los residuos resultantes entre el precio real de compra y el promedio móvil. Sobre esta diferencia, señalan, que debería reconocerse el costo de capital de trabajo a la tasa DTF y, para evitar que la volatilidad se transfiera al usuario cada mes sólo debería amortizarse 1/6 del residuo acumulado a la fecha.

Por otra parte, los usuarios consideran conveniente tener una mayor estabilidad en la señal de precios que se les traslada a los consumidores en el mercado regulado, por lo que proponen que se usen promedios móviles de 6 meses en lugar de los 3 meses propuestos por la Comisión.

Los comercializadores sugieren efectuar una revisión de la propuesta regulatoria para que el traslado del costo de compra de energía a los usuarios no se realice a través de promedios, considerando que se pretende dar igual ponderación tanto a las compras propias como a las del mercado, para garantizar la eficiencia en dicho proceso. Algunos exponen que el valor del $G_{m,t}$, calculado de esta manera, es muy sensible al M_m , y en el caso de prestadores débiles o con demandas pequeñas, éstos saldrán castigados en el momento de comprar más caro que el promedio del mercado mayorista, debido a su falta de influencia en la determinación del precio.

Análisis de los Comentarios

En primer lugar, es importante recordar que uno de los objetivos del regulador al establecer la forma en la que se traslada el componente $G_{m,t}$ al usuario final, es incentivar la eficiencia económica de los comercializadores en sus compras de energía mediante procesos competitivos y la elección del portafolio adecuado.

Por otra parte, el regulador busca que el usuario final perciba señales de precios que reflejen las condiciones de la oferta y la demanda, sin desconocer que trasladarle la volatilidad en precios puede resultar complejo desde el punto de vista comercial.

En este sentido, la incorporación de promedios móviles no debe ser considerada como un costo para el comercializador porque más bien es una herramienta que facilita la gestión comercial ante el usuario. Esta metodología busca, no sólo incorporar cierta estabilidad en la señal de precios al usuario final, sino también permitir la recuperación de los costos por concepto de compras eficientes de energía por parte del comercializador, a través de un adecuado balance de las transferencias de las variaciones del precio de la generación, en el tiempo.

Lo anterior, no implica que comercialmente se desconozca que existe un riesgo potencial, asociado con el comportamiento de los precios de generación que se reflejan en el componente $G_{m,t}$. En efecto, esta situación puede resultar a favor o

en contra del comercializador, en virtud de que pueden existir períodos donde esta señal reporta mayores o menores ingresos para las empresas o precios para los usuarios, lo cual refleja la neutralidad de la medida entre empresas y consumidores.

De esta manera, en un escenario de precios crecientes, los promedios móviles favorecen al usuario, y en un escenario de precios decrecientes, la situación se invierte. El regulador considera por consiguiente, que dicho mecanismo reparte los riesgos entre usuarios y comercializadoras, en forma equilibrada.

Por otra parte reconocer el capital de trabajo por el rezago que se presenta al aplicar el promedio móvil, no se considera viable, toda vez que el origen y la necesidad del capital de trabajo se basa en los flujos de caja de una empresa y la valoración de los recursos monetarios que requiere una empresa para cubrir sus necesidades financieras de corto plazo, los cuales, en este caso, son predecibles y, por tanto, gestionables.

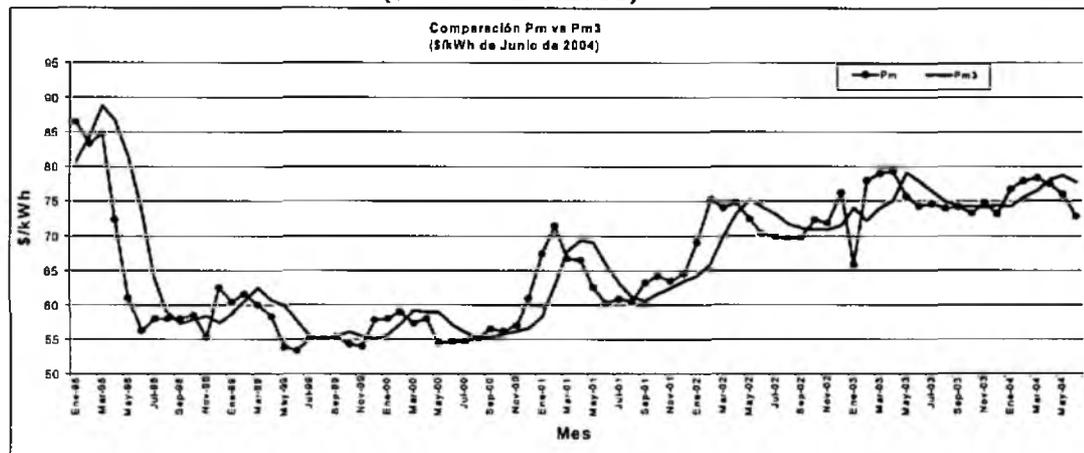
Por otro lado, es relevante recordar los criterios para definir el régimen tarifario, señalados en la Ley 142 de 1994, en relación con la simplicidad y la transparencia de las fórmulas tarifarias. Incluir la propuesta de los agentes, conllevaría a una alta complejidad en la aplicación y control de las fórmulas.

Adicionalmente, se verificó la situación que habría enfrentado el comercializador en el actual período tarifario con el promedio móvil de 3 meses. La figura 4-1 muestra que el promedio móvil de las compras propias para 3 meses (P_{m_3}), no presenta una desviación significativa frente a las compras propias de cada mes (P_m) y sigue la misma tendencia en el comportamiento mensual ponderado de las compras propias mensuales.

Tomando como base los P_m del período 1998 - 2003, se encontró que la diferencia promedio⁴ entre el P_m mensual y el P_{m_3} es de 0,72 \$/kWh, a favor del promedio móvil de 3 meses. Es decir, que si se hubiese aplicado, durante dicho período un promedio móvil de 3 meses, los comercializadores, en promedio, habrían podido transferir al usuario un mayor valor por el componente G.

⁴ P_m mes – P_{m_3} meses

Figura 4-1
Comparación P_m Mensual vs. P_m Móvil 3 meses
(\$/kWh – Dic 2003)

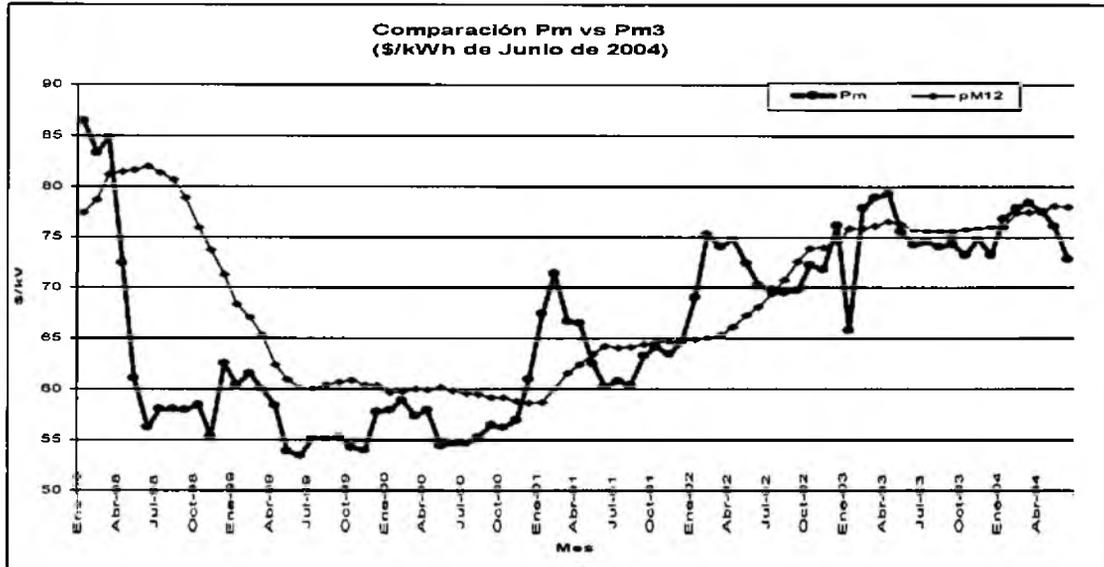


Como se puede observar en la figura 4-2, donde se compara el P_m mensual con el P_m Móvil de 12 meses (P_{m_12}), la señal para el usuario se suavizó, en la medida que el traslado de los precios reales no fue inmediato. Durante el período 1998 – 2003, se observa que con dicha medida la diferencia promedio⁵ entre el P_m mensual y el P_{m_12} es de -2,85 \$/kWh. Es decir, que el P_{m_12} promedio nacional trasladado a los usuarios fue superior al P_m mensual.

Tal efecto se explica, por el retraso en la señal de precios que introduce una metodología de promedio móvil con un período largo de tiempo. Es importante indicar que la mínima diferencia ($P_m > P_{m_12}$) se dio en el mes de febrero de 2001 (9,33 \$/kWh) y la máxima ($P_m < P_{m_12}$) en el mes de mayo de 1998 (20,5 \$/kWh).

⁵ $P_m \text{ mes} - P_{m_12} \text{ meses}$

Figura 4-2
Comparación Pm Mensual vs. Pm Móvil 12 meses
(\$/kWh – Dic 2003)



La Tabla 4-1 que se muestra a continuación, presenta un comparativo financiero que resulta de comparar la aplicación de las metodologías de promedios móviles, analizadas anteriormente, para las variables de precios de compras propias – promedio nacional. Se observa que, ante un comportamiento preponderantemente decreciente de precios de generación en el período 1998 – 2003, con un promedio Móvil de 12 meses, los comercializadores tuvieron un efecto de mayores ingresos por un riesgo positivo en ese escenario.

Otro elemento importante a considerar en este análisis es el hecho de que aunque se espera que las condiciones de precios en el mercado se equilibren en el largo plazo, en un mercado como el Colombiano existen situaciones que rompen las condiciones de equilibrio de precios en el mercado, como por ejemplo un período de baja hidrología. Cuando culmina una situación de choque como la descrita el mercado vuelve al equilibrio. Esta condición es cíclica y por lo tanto se espera que los riesgos entre el comercializador y los usuarios se equilibren.

Tabla 4-1
Comparación P_m vs. P_{m_12} vs. P_{m_3}
1998-2003

| | P_m | P_{m_12} | P_{m_3} |
|---|--------|-------------------|------------------|
| Ingresos (*) Miles de millones de \$ | 14,125 | 14,702 | 14,270 |
| | | $P_{m_12} - P_m$ | $P_{m_3} - P_m$ |
| Diferencias | | 2.85 \$/kWh | 0.72 \$/kWh |
| Ingresos Miles de millones de \$ | | 576,8 | 144,7 |

(*) ventas kWh * \$/kWh Compras Propias y sin ponderar por el valor de Alfa

Considerando los análisis arriba señalados y, teniendo en cuenta que con un promedio móvil de tres meses se transfiere una señal más cercana al comportamiento en el tiempo de los precios de generación a los usuarios y que la estabilización de la señal de precios es requerida como facilitador del proceso de comercialización, se propone utilizar un promedio móvil de tres meses, sin incluir costos adicionales por capital de trabajo.

En relación con posibles rezagos entre el recaudo de los ingresos y el vencimiento de las obligaciones de compra de energía en bolsa, es importante indicar que los períodos de facturación y aplicación de pagos de las obligaciones en bolsa, de acuerdo con la regulación vigente, son suficientemente holgados permitiendo que los comercializadores cuenten con el tiempo necesario para recaudar y cancelar sus obligaciones en el mercado.

En este sentido, la Resolución CREG 024 de 1995, establece que el proceso de facturación correspondiente a las transacciones en la Bolsa de Energía se realiza mensualmente, dentro de los primeros diez (10) días hábiles del mes siguiente de operación y los pagos se aplican el primer día hábil del segundo mes siguiente a aquél al que corresponde la facturación. De esta manera, la energía que vendió un agente a sus usuarios por ejemplo en el mes de enero, es facturada por el ASIC el 10 de febrero, debiendo ser pagada esta factura el 1 de marzo. El comercializador por su parte factura a sus usuarios la energía de enero en el mes de febrero.

Por lo anterior, se considera que no existirían rezagos entre los pagos de los costos asociados con los componentes de costos de la fórmula tarifaria y los ingresos percibidos de los usuarios que atiende.

En cuanto a los contratos bilaterales suscritos entre generadores y comercializadores, donde la forma de pago y cobro son convenidos entre las partes, los agentes están obligados a ejercer prácticas financieras eficientes en

este mercado competitivo, entre ellas, el manejar adecuadamente los activos y pasivos circulantes de la empresa, de manera que, frente a un objetivo de maximización de utilidades y minimización de riesgos, se conserve un nivel aceptable de liquidez para cubrir las obligaciones de corto plazo.

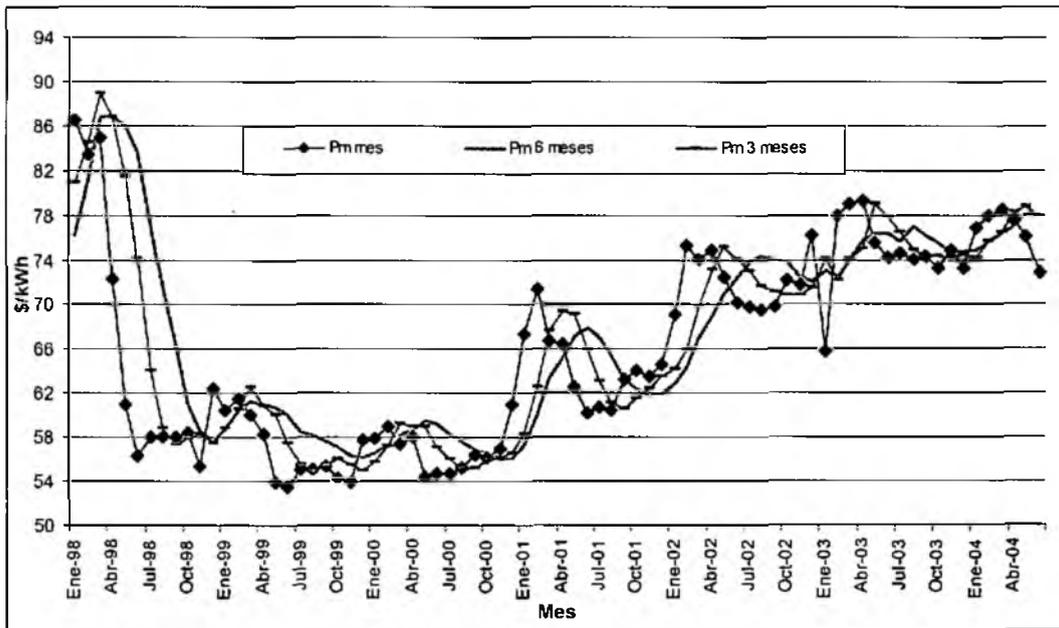
Considerando lo anterior, es claro que los comercializadores pueden predecir fácilmente su flujo de caja, para contar con los recursos que le permitan cubrir sus obligaciones financieras de corto plazo y no generar desfases por efecto de la aplicación del promedio móvil de 3 meses.

En relación con las volatilidades asociadas con el promedio móvil para diferentes periodos de tiempo, este aspecto fue estudiado ampliamente en la Resolución CREG 047 de 2002 confirmando que el amortiguamiento de la volatilidad con promedios móviles de 3 meses es adecuado, logrando una señal de precios del componente $G_{m,t}$ que le permita al usuario verificar la existencia de períodos de escasez o de abundancia, haciendo la demanda más activa frente a las decisiones de consumo en períodos de restricción en la oferta; y bajo escenarios con tendencias de precios constantemente crecientes o decrecientes, el promedio móvil de 3 meses reduce el riesgo para el comercializador o para el usuario, en aproximadamente un 80%.

De otra parte, si bien una señal de precios con un promedio móvil de 6 meses estabiliza el costo para el usuario final (menor volatilidad) comparado con un promedio móvil de 3 meses, este mecanismo de traslado de precios, no permite que se perciban oportunamente las señales de escasez y/o abundancia del recurso. Las diferencias entre la señal de precios con el promedio móvil mensual y el de 6 meses se observan en la figura 4-3.

La importancia de una señal como la prevista, radica en el hecho de que es un mecanismo que permitirá contar con una demanda activa en el mediano plazo, que racionalice sus decisiones de consumo en períodos de escasez y que por lo tanto sea activa en la determinación del precio final de la energía que consume, al participar en la fijación de un nuevo equilibrio entre oferta y demanda.

Figura 4-3
Comparación Pm Mensual vs Pm Móvil 6 meses
(\$/kWh – Jun 2004)



4.1.2.2 Factor Alfa (α)

Los comentarios generales al Factor Alfa son:

- “El G con un alfa de 0.5 puede ser muy sensible al precio Mm, incrementando el riesgo del comercializador, especialmente ante eventos que incrementen este precio”.
- “Se puede poner en riesgo la prestación del servicio en aquellas zonas del país donde se conjuguen compras superiores al promedio del mercado con altos niveles de pérdidas”.
- “Incremento de los riesgos al comercializador ya que aumenta la magnitud de premios por eficiencia, pero también magnitud de castigo por precios mayores”.
- “Se puede generar la pérdida de un margen favorable por la buena gestión en los mecanismos contractuales en el proceso de compra”.
- “Aumento de la exposición del comercializador al riesgo del mercado, ya que la regulación actual prevé mecanismos que deben respetar las empresas para adquirir la energía con destino a sus clientes regulados cumpliendo el requisito de maximizar la posible competencia”.
- “Se incurre en gastos financieros que no están siendo reconocidos en la formula tarifaria. La tendencia actual y hacia el futuro, es que los precios de compra Pm serán

crecientes, y con un alfa de 0.5, el G será menor al P_m, lo que conlleva a un desequilibrio económico para el comercializador porque no puede recuperar esa diferencia de precios”.

Los agentes realizan las siguientes propuestas:

- Mitigar el impacto del incremento de la ponderación del M_m: proponen establecer una gradualidad anual, en los 5 años del periodo de vigencia de la nueva fórmula tarifaria, para alcanzar un valor de alfa de 0.5.
- Garantizar que todos los agentes tengan igualdad de oportunidades y condiciones en la compra de energía para evitar discriminaciones.
- Eliminar las condiciones impuestas a la compra de energía con destino al mercado regulado ante un Alfa de 0.5, con el fin de que las empresas puedan gestionar al menos en parte dicho riesgo.
- Eliminar factores de control de eficiencia en las compras de energía dado que el abastecimiento a usuarios regulados se realiza por licitación, lo que garantiza que los precios resultantes den condiciones transparentes y de libre concurrencia de la oferta.
- Definir la variable $G_{m,t}$ como el promedio móvil de los costos promedio de las transacciones propias. Frente a esta propuesta los comercializadores exponen que: *“Dado que el comportamiento del mercado es eficiente y que con un factor de eficiencia de 0.5, el promedio móvil del costo promedio de las transacciones propias tenderá al promedio móvil del costo promedio de todas las transacciones en el MEM, (el componente M_m, en el largo plazo estará en función de las transacciones propias)”*.
- Los agentes manifiestan que con el cambio del valor del alfa se puede poner en riesgo la prestación del servicio en aquellas zonas del país considerando que:
 - “El 60% de las empresas distribuidoras-comercializadoras del país enfrentan problemas financieros estructurales, hecho que se refleja en las ofertas de precio que les hacen los generadores, por el elevado riesgo crediticio de estas empresas”.
 - “El rol de “Comercializador de Último Recurso” lo desempeña en Colombia la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y las empresas que hoy se encuentran intervenidas por dicha entidad hacen parte del grupo mencionado en el párrafo anterior”.

Análisis de los Comentarios

La Resolución CREG 047 de 2002, propone que el componente $G_{m,t}$ sea un promedio aritmético del precio mensual de compras propias de energía, P_m , y el precio mensual del mercado mayorista, M_m , que implica un valor α igual a 0.5. Este valor se propuso concibiendo que regulatoriamente es necesario evitar la asignación asimétrica de los

riesgos, bien sea al comercializador, lo que se reflejaría en una prima de mercado más alta, o bien al usuario, quien no tiene posibilidad de mitigar los riesgos propios por su condición de precio-aceptante.

Por consiguiente, la propuesta de la Resolución CREG 047 de 2002 tiene como fin incorporar un factor que reparta, en igual proporción entre usuarios y empresas, la participación en las ganancias y pérdidas por la gestión propia en las compras de energía, en referencia al comportamiento promedio del mercado.

Se considera que aplicar un alfa que pondere de igual manera la gestión propia de cada comercializador y la que resulta del mercado, no conlleva a un aumento del riesgo de los agentes en el proceso de compra de energía.

En el caso del negocio de comercialización, cada empresa deberá gestionar sus riesgos, no sólo en función de las condiciones específicas de abastecimiento y del mercado que atiende, sino también de sus intereses preferentes (por ejemplo, estabilidad de precios a través de contratos de largo plazo).

Para ello, la teoría financiera ofrece variadas prácticas de gestión de riesgo, que incluyen desde diversas modalidades contractuales hasta mecanismos financieros de cobertura.

Es decir, mediante una adecuada gestión del riesgo, un comercializador puede reducir sus costos de compra de energía, lo que le permitirá a su vez, disminuir los precios y mantener márgenes adecuados de rentabilidad adquiriendo con ello mayor competitividad.

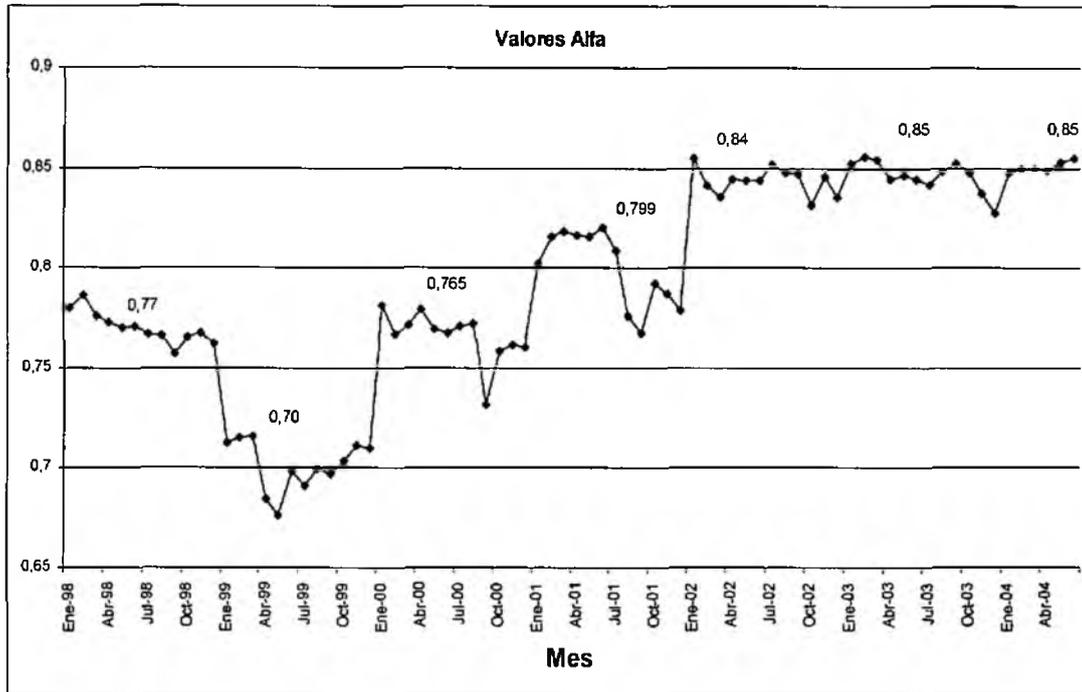
Teniendo en cuenta los comentarios de los agentes, es importante recordar que el factor α tiene como objetivo, introducir una señal de eficiencia en la compra de energía en el Mercado Mayorista, que evite trasladar a los usuarios costos derivados de una gestión ineficiente, por parte de las empresas. Esta señal debe definirse de forma tal, que el precio trasladado al usuario se aproxime a los precios de un mercado competitivo, en este caso, el del Mercado de Energía Mayorista.

Se considera conveniente que el regulador dé una señal de eficiencia homogénea y constante de compra, que induzca a reducir los costos a los usuarios regulados, a partir de las ganancias en eficiencia por menores precios, en la adquisición de la electricidad en el Mercado Mayorista, por parte del comercializador.

La experiencia obtenida en el periodo 1998-2003, muestra una baja dispersión⁶ del Factor Alfa (5%), y un promedio ponderado nacional para este periodo es de 0.79, como se observa en la figura 4-4.

⁶ Desviación estándar

Figura 4-4
Valores de Alfa – 1998 – 2003
Promedio Nacional



La fórmula de cálculo del Alfa α definida en la Resolución CREG-031 de 1997, es particular para cada comercializador, dado que depende de su costo de comercialización y de los precios de compras propias. En general, mediante el Alfa los comercializadores pueden: i) recuperar los costos de las compras propias de energía; y ii) aumentar sus beneficios en la medida que mejoren su eficiencia en las compras de energía. Asimismo, la metodología incentiva diferentes estrategias de los agentes, las cuales no necesariamente tienen relación con la mayor eficiencia en las compras.

Es así que, con el objetivo de recuperar plenamente las compras propias de energía, el valor de Alfa debe ser cercano a uno (1), lo cual se obtiene ya sea reduciendo el costo de comercialización o a través de un aumento en los costos de compras propias de energía.

En el caso de que la función objetivo sea aumentar los beneficios a través de una mayor eficiencia, el óptimo se logra cuando los costos propios de compra de energía son menores que el costo promedio del mercado, esto implica que el valor del alfa debería tender a cero (0), lo que se logra con el comportamiento inverso de las variables mencionadas anteriormente⁷.

⁷ Se encontró que para algunas empresas el aumento en el costo de comercialización dio como resultado una disminución del Alfa, que llevó a que éstas buscaran precios por debajo del M_m , obteniendo un beneficio que compensa posiblemente la pérdida de usuarios.

En el caso de los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional, se identificaron tres grupos de empresas, según el comportamiento del alfa y la relación P_m vs. M_m , comparación que se encuentra detallada en el Anexo No.2.

Dichos grupos son:

Grupo 1 son empresas que tuvieron alfas entre 0.79 y 0.9, cuyos P_m estuvieron por encima de los M_m en gran parte del periodo tarifario. Entre ellas se encuentran: Codensa, EEPPM, Pereira, Tuluá, Dixel, Energía Confiable, Quindío, Empresas Municipales de Cali, Cartago, Ruitoque, Comercializar, Comercializadora Andina y Energen.

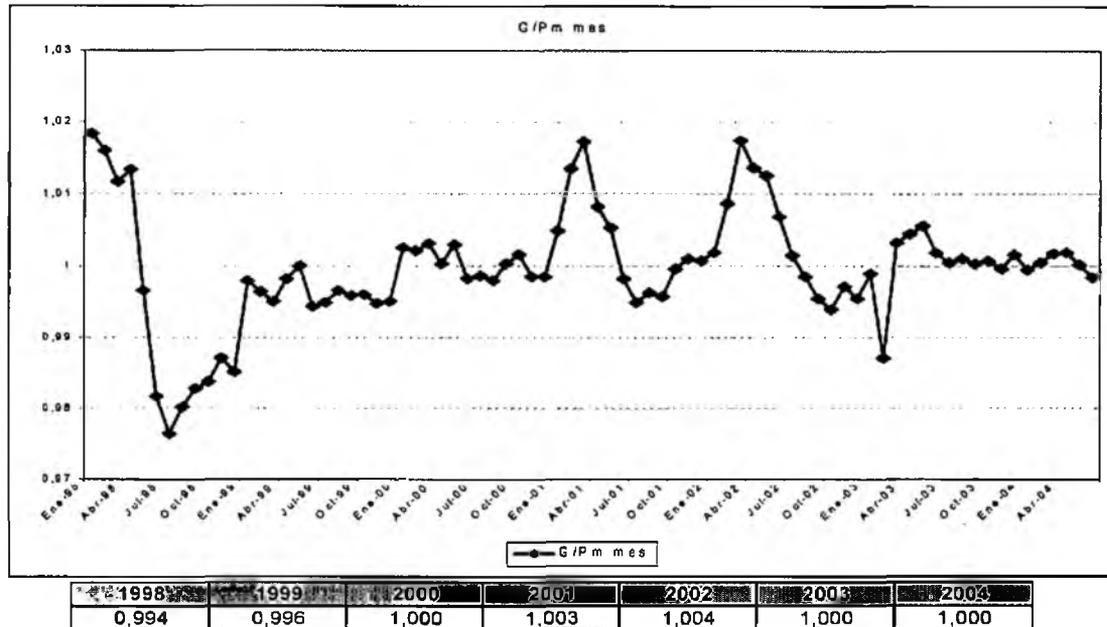
Grupo 2. El alfa de estas empresas, estuvo entre 0.65 y 0.78, que coincide con la tendencia de este ponderador a lo largo del periodo tarifario. A su vez, han mantenido los precios de sus compras propias por debajo del M_m , situación que les ha permitido durante los últimos años obtener ganancias de eficiencia. Este grupo está integrado entre otros por: Electrocosta, Electrocaribe, Empresa de Energía del Pacífico – EPSA, Electrificadora del Tolima, Santander, Norte de Santander, Caldas- CHEC, Putumayo y Meta.

Grupo 3. Estas empresas tuvieron un alfa inferior a 0.65 lo que hace que sus compras propias participen muy poco en el cálculo del $G_{m,t}$. Adicionalmente el P_m ha estado por debajo del M_m . En este grupo se encuentran clasificadas las siguientes empresas: Empresa de Energía del Arauca, Empresa de Energía de Boyacá, Centrales Eléctricas del Cauca, Empresa de Energía del Huila, Empresa de Energía de Caquetá, Popayán, Empresa de Energía del Bajo Putumayo, Empresa de Energía del Valle del Sibundoy, Cedenar y Empresa de Energía de Cundinamarca.

Lo anterior, confirma que no existe una única estrategia comercial y que el Factor Alfa definido en función de los precios de compras propias y del cargo de comercialización no ha sido una medida que realmente haya incentivado a todos los comercializadores a ser más eficientes y no ha forzado el traslado de menores precios a los usuarios.

La posibilidad que tienen los comercializadores de modificar el resultado del Factor Alfa, ha permitido a la mayoría de las empresas recuperar, a través del $G_{m,t}$, el costo de las compras propias, sin importar su nivel. Lo anterior se demuestra en la figura 4-5, la cual presenta la evolución comparada de la relación G/P_m , (costo de las compras propias de cada mes); en dicha figura se observa que, en promedio, las empresas analizadas han logrado tener en la mayor parte del periodo tarifario una relación superior a 1. En el Anexo No. 3 se observan los valores obtenidos para cada empresa.

Figura 4-5
Relación G/Pm mes - Promedio Nacional
1998 – 2004 (julio)



4.1.3 Análisis Económico de las metodologías propuestas en las Resoluciones CREG 031 de 1997 y 047 de 2002 para el componente G.

Inicialmente, se calculó el beneficio neto por compras de energía obtenido en promedio por las empresas durante el periodo tarifario 1998 – 2003, como la diferencia entre los ingresos mensuales obtenidos por cada comercializador ($G_{m,t}$ Resolución CREG 031 de 1997) y los costos mensuales de sus compras propias de energía (P).

Se encontró que con la aplicación de la metodología actual, en promedio, los comercializadores obtuvieron como beneficio neto durante el periodo tarifario, la suma de 592.327,4 millones de pesos. En el periodo analizado se han obtenido menores ingresos en los años 2001 y 2002 que fueron compensados con los mayores de los demás años del periodo tarifario, como puede verse en la Tabla 4-2.

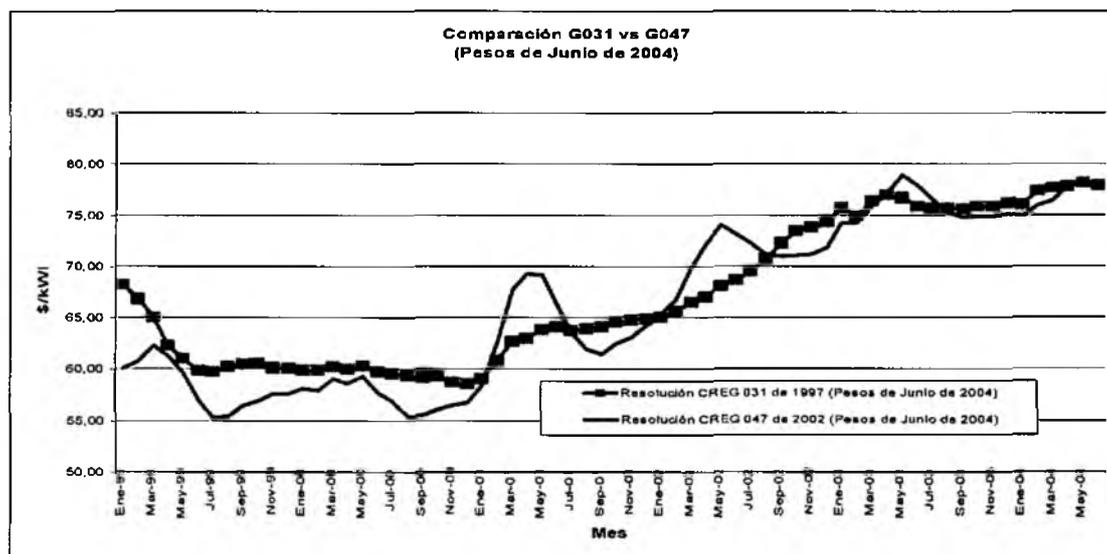
Tabla 4-2
Diferencia G Res 031 - P
Promedio Nacional Pesos de 2004
1999 – 2004 (Junio)

| Año | Diferencia Promedio / mes \$/kWh | Ingresos Millones de Pesos |
|-----------------------|---|---------------------------------------|
| 1998 | 12,04 | 382.710,5 |
| 1999 | 5,43 | 167.104,1 |
| 2000 | 2,73 | 84.891,1 |
| 2001 | -1,00 | -33.584,5 |
| 2002 | -2,54 | -87.326,3 |
| 2003 | 1,26 | 43.154,9 |
| 2004 | 0,85 | 35.377,6 |
| Total Ingresos | | 592.327,4 |

Como se puede observar en la figura 4-6, donde se compara el $G_{m,t}$ propuesto de la Resolución CREG 047 de 2002 con el G de la Resolución CREG 031 de 1997, la diferencia promedio, entendida como la resta de los valores en \$/kWh de la primera metodología menos la segunda, arroja como resultado $-1,6$ \$/kWh⁸.

La diferencia entre estos dos valores, significa que se hubiesen trasladado menores cargos, por concepto de generación, a los usuarios, en caso de haberse aplicado el promedio móvil de 3 meses y un alfa de 0.5.

Figura 4-6
Comparación G CREG 031 vs G CREG 047



⁸ Equivale durante el período 1998 – 2003 a \$ 323,457 millones de pesos.

En la Tabla 4-3 se muestran los resultados de aplicar diferentes metodologías para el cálculo del componente de Generación, considerando el comportamiento de los precios de compras propias a nivel nacional, durante el periodo 1998 – 2004 (junio). La aplicación de lo dispuesto en la Resolución CREG 031 de 1997, comparado con lo propuesto en la Resolución CREG 047 de 2002, implica una diferencia promedio de 1,54 \$/kWh, a favor de las empresas comercializadoras, en lo corrido del presente periodo tarifario.

Por otro lado, se demuestra que con la aplicación de un promedio móvil de tres meses, la señal de incremento en los precios (caso años 2001 y 2002) se hubiese trasladado más rápidamente al usuario⁹. Asimismo, se observa que se permite reflejar en mayor grado el costo de las compras propias, equilibrando mejor los riesgos comparada con la metodología establecida en la Resolución CREG 031 de 1997.

Tabla 4-3
Cargo G - Comparación de Alternativas de Cálculo(*)
Pesos de 2004
1998 – 2004 (junio)

| Año | \$/kWh Promedio ponderado Nacional | | |
|------|------------------------------------|--------------|------------------|
| | G_ 031/1997 | G_Propuesta | G_3 Alfa Res 031 |
| 1998 | 78,26 | 72,11 | 71,44 |
| 1999 | 62,01 | 58,31 | 58,05 |
| 2000 | 59,53 | 57,27 | 57,05 |
| 2001 | 63,27 | 64,13 | 63,92 |
| 2002 | 69,55 | 70,78 | 70,90 |
| 2003 | 75,93 | 75,80 | 75,28 |
| 2004 | 77,47 | 76,86 | 76,87 |

(*)

G_031/1997 Aplicando la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997.

G_3 Alfa Res 031 Aplicando la metodología de la Resolución CREG 031, modificando el promedio móvil de 12 a 3 meses.

G_Propuesta: cálculo de componente G considerando promedios móviles de 3 meses y Alfa de 0.5.

En términos de ingresos netos, la Tabla 4-4 muestra que en promedio las comercializadoras del país obtuvieron importantes ingresos durante el período tarifario mediante la aplicación de la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997. Dichos ingresos se explican fundamentalmente por el rezago de 12 meses para el traslado de precios a los usuarios y que permitió a las empresas transferir, por un lapso más largo, precios en alza.

⁹ Esta condición aplica igualmente, en el caso de precios con tendencia a la baja.

Al aplicar un promedio móvil de tres meses con el Factor Alfa obtenido durante el periodo 1998 - 2004, los ingresos netos de las empresas hubieran sido menores a los obtenidos por ellas con la aplicación de la fórmula del $G_{m,t}$, consignado en la Resolución CREG 031 de 1997.

Esta comparación confirma que mediante la metodología de promedio móvil de 12 meses, los valores por el componente de la generación fueron más altos frente al que se hubiera obtenido con una metodología de promedio móvil de tres meses.

Adicionalmente, para observar el efecto en ingresos que se hubieran obtenido con la aplicación de un alfa de 0.5 y promedio móvil de 3 meses se utilizaron las alternativas analizadas en el ejercicio presentado en la Tabla 4-3. En la Tabla 4-4 se observa que los ingresos netos obtenidos con la aplicación de la Resolución CREG 031 de 1997, son mayores que con las otras dos alternativas.

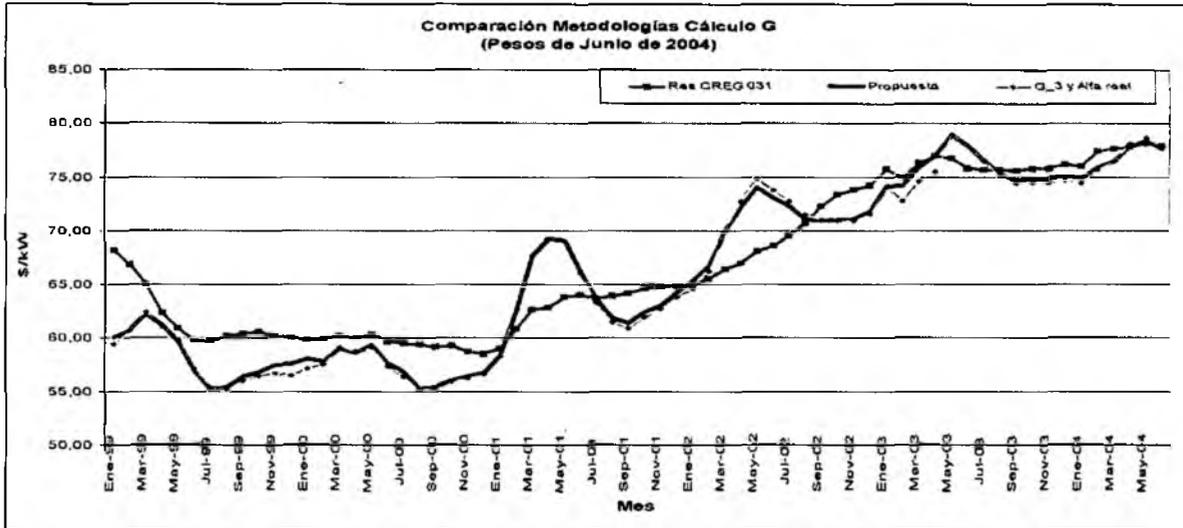
Tabla 4-4
Ingresos Netos Anuales de las Comercializadoras
Millones de Pesos de junio 2004
1998 – 2004 (junio)

| | Res. 031 /97 | Propuesta | G 3 Alfa real |
|--------------|---------------------|------------------|----------------------|
| 1998 | 382,710.5 | 187,345.4 | 166,050.2 |
| 1999 | 167,104.1 | 53,071.7 | 45,095.3 |
| 2000 | 84,891.1 | 14,555.1 | 7,841.5 |
| 2001 | -33,584.5 | -4,600.5 | -11,570.2 |
| 2002 | -87,326.3 | -44,940.4 | -40,795.3 |
| 2003 | 43,154.9 | 38,516.4 | 20,823.2 |
| 2004 | 35,377.6 | 4,075.5 | 4,193.5 |
| TOTAL | 592,327.4 | 248,023.2 | 191,638.2 |

Al contrastar los ingresos por el componente $G_{m,t}$ derivados de aplicar la metodología de promedio móvil de 12 meses y alfa promedio de 0.79, a nivel nacional (\$14,7 billones), con la contenida en la propuesta de la Resolución CREG 047 (\$14,4 billones), se observa una reducción de 2,2%. De esta manera la propuesta busca distribuir, más equitativamente, las ganancias por eficiencia en las compras de energía entre empresas y clientes.

Por su parte, la figura 4-7 presenta la comparación del componente G al emplear como metodología: i) lo establecido en la Resolución 031 de 1997, ii) lo propuesto en la Resolución CREG 047 de 2002 y iii) un caso hipotético que consiste en calcular el G como un promedio móvil de tres meses, con los alfas aplicados por las comercializadoras durante el periodo tarifario actual. Para ello, se utilizaron los datos reales de precios de compras de energía propias de las comercializadoras y del mercado para el período 1998 – 2003.

Figura 4-7
Evolución Componente G (\$/kWh dic de 2004)
Diferentes Metodologías de Cálculo del G
1999 – 2004 (junio)



Del análisis anterior, se colige que a pesar de que existe un riesgo que tiene un impacto en los ingresos de las comercializadoras¹⁰, que en algunas ocasiones es positivo y en otras negativo, es importante indicar que la señal de alfa igual a 0.5 y promedio móvil de tres meses reduce los riesgos tanto para empresas como para usuarios.

La propuesta regulatoria que se propone adoptar fue anunciada desde hace dos años, lo que seguramente ha permitido que las empresas ajusten sus estrategias comerciales, para mitigar los impactos de este cambio en la regulación.

De otro lado, aunque el componente G podría ser definido únicamente a través del M_m , que se construye como promedio de las transacciones totales en bolsa y contratos bilaterales, no se propone implementar, ya que por una parte se ha observado que el Mercado Mayorista requiere de medidas que permitan lograr negociaciones comerciales más transparentes y eficientes, y por otra parte se deben mantener señales que impulsen la compra en portafolios eficientes.

En el mismo sentido, permitir que el $G_{m,t}$ se construya sólo en función del P_m no generaría, bajo las condiciones actuales del mercado, incentivos de eficiencia en las compras de energía y podría ocasionar que se trasladen costos ineficientes a los usuarios.

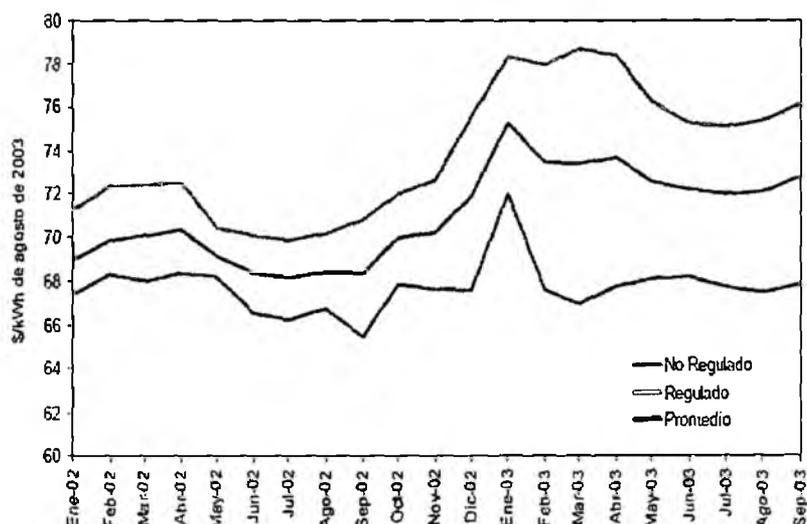
Si bien, la regulación actual dispone de una serie de mecanismos para promover la competencia en las compras de energía eléctrica destinada al mercado regulado, es

¹⁰ Ver anexos 6-3 y 6-4

necesario implementar reglas que optimicen este proceso, promuevan la transparencia y eviten prácticas de competencia desleal o abusos de posición dominante.

Por ejemplo, en las condiciones actuales del mercado se observa que existen diferencias entre los precios promedio de los contratos de largo plazo dirigidos a los mercados regulado y no regulado (ver Figura 4-8).

Figura 4-8
Precios Promedio de Contratos de Largo Plazo
 Mercados Regulado y No Regulado
 \$/kWh agosto 2003¹¹



Es necesario por lo tanto, que el componente $G_{m,t}$ que los comercializadores pueden trasladar a sus usuarios regulados, siga siendo función de las variables P_m y M_m , ya que su combinación no sólo reduce el traslado total de costos ineficientes a la tarifa, sino también atenúa los posibles incrementos en el componente G , por problemas en el proceso de contratación bilateral de energía.

Igualmente, es importante anotar que la Comisión propuso un esquema para estandarizar los contratos de energía (SEC), que se espera que entre en funcionamiento próximamente. Con dicho mecanismo, la compra-venta de energía se realizará en forma estandarizada y mediante subastas anónimas, lo que busca garantizar la transparencia, fomentar la competencia en el mercado mayorista e imponer nuevos incentivos para mejorar la eficiencia en la contratación.

Una vez implementado el SEC, se mantendrá el criterio de eficiencia en las compras de energía tanto de la variable Alfa como de las condiciones regulatorias establecidas a la compra de energía con destino al mercado regulado, ya que por una parte es

¹¹ Fuente: Electronic System of Standardized Long Term Contracts – SEC, pág. 8.

posible que continúen existiendo mecanismos de contratación de tipo bilateral, lo cual exige mantener reglas para que esta contratación sea óptima desde el punto de vista económico y de otra, que en la medida en que la gestión propia arroja precios eficientes, es de esperar que el P_m y el M_m se acerquen de tal manera que para el comercializador la variable Alfa como elemento de decisión para efectos de compras propias, se tornará indiferente. La ponderación entre compras propias y el mercado dará la señal para que la composición del portafolio de compras de los comercializadores reconozca la situación del mercado.

Adicionalmente, en relación con la observación de los agentes, quienes manifiestan que con el cambio del valor del alfa se puede poner en riesgo la prestación del servicio en algunas zonas del país, donde existen empresas que enfrentan problemas financieros estructurales, tales como algunas intervenidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, se debe indicar que el mecanismo de subastas anónimas previamente mencionado, es también efectivo para eliminar las barreras en la contratación, prevenir prácticas discriminatorias por parte de los generadores y permitir la competencia efectiva de los comercializadores, tanto en el Mercado Mayorista como en el de usuarios finales regulados.

De otro lado, al analizar el comportamiento de las variables que integran el componente $G_{m,t}$ para cada una de las comercializadoras durante el período tarifario 1998 - 2003, se encontró que empresas intervenidas como Arauca han hecho una eficiente gestión en compras lo cual se ha reflejado en su alfa que ha presentado valores entre 0.55 – 0.47. Asimismo, las empresas de propiedad de la Nación, tales como Empresa de Energía de Boyacá, Electrificadora del Huila, Electrificadora del Caquetá, Centrales Eléctricas de Norte de Santander, entre otras, han presentado precios de compras propias por debajo de los precios de mercado, lo que ha representado beneficios para las empresas y por ende para los usuarios.

En cuanto al comentario de la situación financiera, es pertinente señalar que gran parte de las empresas del Estado en el último año, han logrado obtener unos resultados financieros positivos. De acuerdo, con la presentación realizada por el Ministerio de Minas en el Concejo Comunitario de Empresas Reestructuradas, realizado el 4 de diciembre de 2004, se informó que las utilidades operacionales, a septiembre de 2004,, de las siguientes empresas fue favorable, comparado con las cifras negativas presentadas en los dos anteriores: Cundinamarca (\$16.242 millones), Meta (\$8.012 millones), Huila (\$7.833 millones), Caquetá (\$4.609 millones), Santander (\$14.791 millones), Norte de Santander (\$4.490 millones) y Nariño (\$3.463 millones).

4.1.4 Propuesta Componente de Generación ($G_{m,t}$)

La propuesta para la definición del componente $G_{m,t}$, está dirigida a mantener:

- Las variables P_m y M_m , con un factor Alfa, ya que su combinación permite generar un incentivo para el mejoramiento en la gestión de compras de la empresa, sin desconocer el nivel de precios en las compras propias de la empresa. Las variables P_m y M_m estarán conformadas, en el primer caso,

por los precios resultantes de todas las transacciones propias del comercializador, tanto en contratos de largo plazo como en bolsa y, para el segundo caso, por los precios de todas las transacciones en el Mercado Mayorista, tanto contratos como bolsa de energía en el mercado. Tanto para el P_m como para el M_m se considerarán las operaciones realizadas para el mercado regulado y no regulado.

- Los promedios móviles que reducen volatilidad de los precios de generación para el usuario final sin eliminar la señal de escasez que requiere el mercado.

Esta propuesta, en lo relativo a la conformación de las variables P_m y M_m , tendría aplicación hasta el momento de la implantación del Sistema Estandarizado de Contratos – SEC. A partir de la entrada en vigencia del SEC, estas variables incorporarían, adicionalmente, los precios resultantes de las transacciones realizadas a través del SEC, con el fin de que la mayor eficiencia que se logre en los mecanismos de contratación permita beneficiar a los usuarios de una formación de precios más competitiva y transparente.

Además de la implantación del SEC, como mecanismo que incentiva las compras eficientes, también se considera que al establecer un mecanismo que permita que el usuario regulado puede cambiar su comercializador de energía sin necesidad de cambiar su equipo de medida, al disminuir los requerimientos técnicos de medida, que conlleve a una disminución de los costos de los equipos de medida, y se reduzca el límite para ser usuario no regulado a 20 MWh, permitiría impulsar la competencia en la comercialización de energía. La disputa de los usuarios necesariamente conlleva un incentivo a la eficiencia en las compras de energía por parte de los comercializadores, razón por la cual, en el momento en que se activen los mecanismos para la competencia efectiva en comercialización, que induzca la eficiencia en las compras de energía, se puede permitir que el componente de generación que se traslada al usuario final sea igual al costo propio de compras de energía.

4.1.4.1 Promedio Móvil

Se recomienda continuar con la metodología de promedios móviles para el traslado de los precios de compras propias y de los precios de mercado a los usuarios regulados, modificando el período utilizado, de doce (12) a tres (3) meses, en concordancia con lo planteado en la Resolución CREG 047 de 2002.

4.1.4.2 Factor Alfa

Se propone que el factor de eficiencia Alfa pondere en igual proporción la gestión de compras de cada comercializador y la resultante de todo el mercado, por lo tanto el valor recomendado es de 0.5.

Una vez entre en funcionamiento el Sistema Estandarizado de Contratos (SEC), es importante mantener el criterio de eficiencia en las compras de energía, tanto del Factor Alfa como de las condiciones regulatorias establecidas a la compra de energía con destino al mercado regulado. En el mediano plazo, se espera que los contratos de energía reflejen precios eficientes de mercado en condiciones de transparencia y no discriminación para todos los agentes, de tal forma que se espera que el P_m y el M_m sean convergentes y por tanto la señal del Alfa para los comercializadores sea neutra, pero que mantenga como una señal para la compra de un portafolio eficiente entre bolsa y contratos con diferentes períodos de maduración.

De otra parte, se reconoce, que al entrar el mecanismo de los contratos virtuales, las empresas, requerirán, un capital de trabajo para garantizar los compromisos que se adquieran con base en dicho mecanismo. Para tal caso, la CREG propondrá incorporar este gasto para los comercializadores, en el componente que remunera esta actividad.

4.1.4.3 M_m : Promedio móvil del Costo Promedio Mensual (\$/kWh) de todas las transacciones en el Mercado Mayorista

En relación con este tópico cabe mencionar que este promedio se obtiene ponderando el precio de la energía por el volumen transado, tanto en contratos como en Bolsa, de todos y cada uno de los comercializadores.

De esta forma, el resultado obtenido para el mercado refleja, el comportamiento de los precios negociados con destino a la atención de la demanda en el país¹².

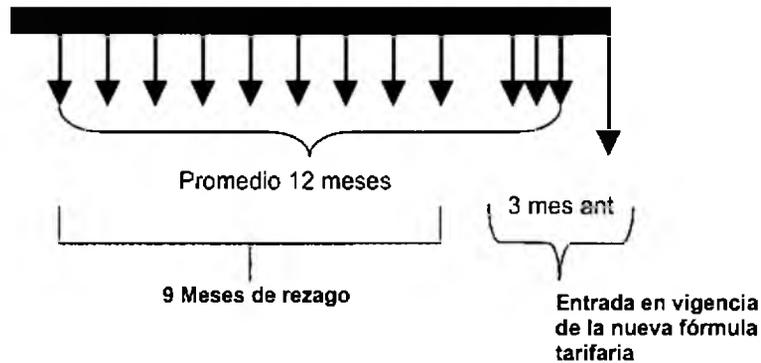
Se recomienda calcular el M_m como un promedio ponderado, donde se incluyan los precios de los contratos tanto para el mercado regulado como el no regulado.

4.1.4.4 Transición

El cambio metodológico que se plantea en relación con el factor de eficiencia (valor fijo de 0.5) y el promedio móvil (de 12 a 3 meses), puede afectar de forma diferente a cada una de las comercializadoras, para lo cual es necesario analizar si se requiere implementar un mecanismo de transición. Las empresas sostienen que en escenarios de precios sostenidamente decrecientes ó fluctuantes, el traspaso inmediato a un promedio móvil de tres meses, no permitiría la total recuperación de los costos incurridos por las compras propias de energía de nueve (9) meses como lo muestra la siguiente figura:

¹²

Ver anexo 6-1



Se considera que la implementación de un mecanismo de transición hacia un valor de alfa de 0.5 y promedio móvil de tres meses, no se requiere, por cuanto la creación de una transición como la propuesta se sustentaría en el hecho de que sería un mecanismo de protección, para que los cambios producidos por un tránsito regulatorio no afecten la viabilidad financiera de los agentes comercializadores, situación que no se presenta con la metodología propuesta.

Asimismo, debemos observar que la transición generalmente pretende salvaguardar a las personas, que si bien no han adquirido el derecho, por no haber cumplido los requisitos para ello, si ostentan una expectativa legítima de adquirir ese derecho, por estar próximos a cumplir los requisitos para consolidar el derecho al momento del tránsito normativo, situación ésta que no se podría presentar regulatoriamente frente a las fórmulas tarifarias, en razón a que éstas tienen una vigencia de cinco (5) años y continúan rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas según lo establece el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, y a que para fijar las nuevas tarifas antes de doce (12) meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión pondrá en conocimiento de las empresas las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente (artículo 127 de la citada ley), tal como se hizo en el presente proceso.

4.1.5 PROPUESTA

- a. **ETAPA INICIAL:** De acuerdo con lo anterior, el costo máximo de generación propuesto, que se aplicará antes de la entrada en aplicación del Sistema Electrónico de Contratos Normalizados – SEC-, se desarrolla en la siguiente fórmula:

$$G_{m,t} = \frac{\overline{P}_{m,t} + \overline{M}_{m,t}}{2}$$

Donde:

$G_{m,t}$: Costos de compra de energía expresado en \$/kWh del Comercializador correspondientes al mes m del año t .

$\bar{P}_{m,t}$: Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de las transacciones propias del Comercializador en el Mercado Mayorista con destino tanto al mercado regulado como no regulado, considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes m del año t .

$\bar{M}_{m,t}$: Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de todas las transacciones en el Mercado Mayorista considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes m del año t , dirigido a mercado regulado y no regulado.

Los valores de $P_{m,t}$ y $M_{m,t}$ se definen como:

$$\bar{P}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CP_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3} \quad \text{y} \quad \bar{M}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CM_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3}$$

Donde:

CP_{m-j} : Costo Promedio mensual expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de las transacciones de energía propias del Comercializador en el Mercado Mayorista, con destino al mercado regulado y no regulado considerando tanto contratos como bolsa de energía.

CM_{m-j} : Costo Promedio mensual del mercado expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de todas las transacciones de energía en el Mercado Mayorista, considerando tanto contratos como bolsa de energía, dirigido a mercado regulado y no regulado.

IPP_{m-1} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes $m-1$

IPP_{m-j} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes correspondiente a j meses anteriores al mes m .

- b. **SEGUNDA ETAPA:** Una vez entre en aplicación el Sistema Electrónico de Contratos Normalizados –SEC–, y hasta que se flexibilice las condiciones de requisitos de medida a los usuarios finales y se disminuya el límite para ser

usuario no regulado, el costo máximo de generación, se desarrolla en la siguiente fórmula:

$$G_{m,t} = \frac{\overline{P}_{m,t} + \overline{M}_{m,t}}{2}$$

Donde:

$G_{m,t}$: Costos de compra de energía expresado en \$/kWh del Comercializador correspondientes al mes m del año t .

$\overline{P}_{m,t}$: Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de todas las transacciones propias del Comercializador tanto en el Sistema Electrónico de Contratos Normalizados –SEC- como en bolsa de energía y las realizadas a través de los contratos bilaterales que se hubieran firmado antes de la entrada en funcionamiento del Sistema Electrónico de Contratos Normalizados – SEC- con destino al mercado regulado como al no regulado, para el mes m , del año t .

$\overline{M}_{m,t}$: Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de todas las transacciones en el Mercado Mayorista considerando tanto en el Sistema Electrónico de Contratos Normalizados –SEC- como bolsa de energía, para el mes m del año t .

Los valores de $P_{m,t}$ y $M_{m,t}$ se definen como:

$$\overline{P}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CP_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3} \quad \text{y} \quad \overline{M}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CM_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3}$$

Donde:

CP_{m-j} : Costo Promedio mensual expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de todas las transacciones propias del Comercializador tanto en SEC como en bolsa de energía y las realizadas a través de los contratos con destino al mercado regulado y no regulado, que se hubieran firmado, antes de la entrada en funcionamiento del SEC, para el mes m , del año t .

CM_{m-j} : Costo Promedio mensual del mercado expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de todas las transacciones en el Mercado Mayorista considerando tanto SEC como bolsa de energía, para el mes m del año t .

IPP_{m-1} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes $m-1$

IPP_{m-j} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes correspondiente a j meses anteriores al mes m .

- c. **TERCERA ETAPA:** Una vez que se establezca un mecanismo que permita que el usuario regulado puede cambiar su comercializador de energía sin necesidad de cambiar su equipo de medida, se disminuyan los requerimientos técnicos de medida, que conlleve a una disminución de los costos de los equipos de medida, y se reduzca el límite para ser usuario no regulado a 20 MWh, sin tener en cuenta la demanda máxima, el componente G estará en función únicamente del P_m . Así:

$$G_{m,t} = \bar{P}_{m,t}$$

$\bar{P}_{m,t}$: Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de todas las transacciones propias del Comercializador tanto en SEC como en bolsa de energía y las realizadas a través de los contratos bilaterales que se hubieran firmado antes de la entrada en funcionamiento del SEC con destino al mercado regulado como al no regulado, para el mes m , del año t .

El valor de $P_{m,t}$ se define como:

$$\bar{P}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CP_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3}$$

CP_{m-j} : Costo Promedio mensual expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de todas las transacciones propias del Comercializador tanto en SEC como en bolsa de energía y las realizadas a través de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado y no regulado, que se hubieran firmado, antes de la entrada en funcionamiento del SEC, para el mes m , del año t .

La CREG establecerá por Resolución el inicio de la tercera etapa.

d. **NUEVOS COMERCIALIZADORES:** En caso de los nuevos comercializadores, cuando en el mes $m-j$ el comercializador no hubiere efectuado ninguna transacción propia, y hasta el tercer mes, el componente G se calculará como:

- **Mes 1:**

$$G_m = M_m$$

- **Mes 2:**

$$G_m = \frac{P_{m-1} + \overline{M}_m}{2}$$

donde:

$$\overline{M}_m = \frac{\sum_{j=1}^2 \left(CM_{m-j} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{2}$$

- **Mes 3:**

$$G_m = \frac{\overline{P}_m + \overline{M}_m}{2}$$

Con:

$$\overline{P}_m = \frac{\sum_{j=1}^2 \left(CP_{m-j} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{2} \quad \text{y} \quad \overline{M}_m = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CM_{m-j} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3}$$

A partir del cuarto mes se aplicará la fórmula general prevista para todos los comercializadores.

e. **PÉRDIDAS:** El cargo $G_{m,l}$ deberá considerar el valor de las pérdidas totales reconocidas, las cuales incluyen las pérdidas en el STN, SDL/STR y las pérdidas reconocidas en comercialización, en el Nivel de Tensión correspondiente.

4.2 COMPONENTE R_m: COSTO DE RESTRICCIONES Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

4.2.1 Resolución CREG 047 de 2002

Se propuso que los costos asociados con las restricciones asignadas al comercializador, que se trasladan en el componente $O_{m,t}$ a los usuarios, sean considerados por separado en la fórmula, manteniendo el promedio móvil de tres (3) meses para su cálculo.

Este componente remunera, igualmente, los servicios complementarios que le sean asignados al comercializador, tales como servicio de arranque de emergencia, servicio de energía reactiva, etc.

La fórmula sería:

$$\bar{R}_m = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 \left(\frac{CRS_{(m-1)-i}}{V_{(m-1)-i}} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{(m-1)-i}} \right)$$

donde:

CRS_{m-i} : Costo Restricciones (efectivamente liquidadas sin incluir sobrecostos por desviaciones imputables al comercializador) y Servicios Complementarios asignados al comercializador, de i meses anteriores al mes $m-1$.

V : Ventas Totales al Usuario Final, regulados y no regulados (kWh).

4.2.2 Análisis de los comentarios de los agentes al componente R.

Se recibieron dos tipos de comentarios relacionados con este componente:

- Se recibió la propuesta de reglamentar separadamente un cobro especial ocasional y transitorio, por concepto de restricciones del cual pudiera participar el gobierno nacional y los usuarios no regulados, en razón a que se considera que las restricciones *"se generan por causas ajenas al servicio y a la voluntad de los usuarios regulados sobre quienes ha recaído los mayores valores pero también la acción especulativa del mercado"*.

En relación con esta propuesta, las restricciones (generación fuera de mérito) son producidas por limitaciones o indisponibilidad de los activos de transmisión y/o distribución que impiden abastecer la demanda con los recursos de generación más económicos, es decir, los que resultaron despachados en mérito debido a que ofertaron un menor valor para generar y por tanto, no puede considerarse como una situación ajena a la prestación del servicio.

Por otra parte, dicho costo se remunera bajo criterios de eficiencia, de acuerdo con lo dispuesto en la resolución CREG 034 de 2001.

- De otro lado, se recibió el comentario en el que se afirma que al variabilizar el costo de restricciones por las ventas totales, no es una forma eficiente de asignar dicho costo a los usuarios, por cuanto se castiga al consumidor que se encuentra conectado a sistemas con mayores pérdidas de energía.

En este sentido, se considera válido el comentario por cuanto la fórmula tarifaria debe incentivar a que el comercializador mejore su gestión empresarial. En este sentido, afectar el costo de restricciones por las ventas totales es una señal que no induce a reducir las pérdidas de energía y que es contraria a las demás señales que sobre gestión en pérdidas contiene la fórmula tarifaria.

4.2.3 Propuesta sobre el componente R.

Por lo expuesto en el numeral anterior, se propone variabilizar el costo de restricciones por la demanda del comercializador¹³, lo que permite ser consistente con los incentivos de reducción de pérdidas contenidos en la fórmula tarifaria y con la forma como este costo es asignado a los comercializadores.

La fórmula sería:

$$R_{i,m} = \frac{1}{3} \sum_{j=1}^3 \left(\frac{CRS_{i,(m-1)-j}}{DC_{i,(m-1)-j}} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{(m-1)-j}} \right)$$

donde:

$\bar{R}_{m,j}$: Es el promedio móvil del Costo de Restricciones y Servicios Complementarios en \$/kWh del comercializador i , en el mes m .

$CRS_{i,(m-1)-j}$: Costo Restricciones (efectivamente liquidadas sin incluir sobrecostos por desviaciones imputables al comercializador) y Servicios Complementarios asignados al comercializador i , del mes $(m-1)-j$.

¹³

Demanda comercializador. De acuerdo con la Resolución CREG 082 de 2002 se entiende que la Demanda del comercializador en un Sistema de Transmisión Regional es igual a la Demanda Comercial del mismo en dicho sistema, menos su respectiva participación en las pérdidas del STN.

$DC_{i,(m-1)-j}$: Corresponde al valor de la demanda del comercializador i , del mes $(m-1)-j$.

IPP: Índice de precios del productor

Es así que teniendo en cuenta que las restricciones son en la práctica parte del costo del componente de generación de energía, éste debe guardar consistencia con el componente G , tanto en el rezago de la señal de precios a usuario final como en los criterios de eficiencia considerados. Por lo tanto, se propone que R considere el valor de las pérdidas totales reconocidas, las cuales incluyen las del STN, SDL/STR y las correspondientes a la actividad de comercialización, en el Nivel de Tensión 1.

De esta forma, los costos de restricciones que enfrenta el comercializador, serán trasladados al usuario final, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\frac{\bar{R}_{m,t}}{(1-(IPRSTN+IPAD_{n,t}+IPRC_{1,t}))}$$

$\bar{R}_{m,t}$: Es el promedio móvil del Costo de Restricciones y Servicios Complementarios en \$/kWh del comercializador, en el mes m , del año t .

$IPRSTN$: Índice de Pérdidas Reales del Sistema de Transmisión Nacional asignadas al Comercializador, calculadas por el ASIC. Estas pérdidas corresponderán al promedio del año inmediatamente anterior (noviembre a noviembre).

$IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización para el nivel de tensión n , en el año t

$IPRC_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1, en el año t . Para los otros niveles de tensión este índice tomará el valor de cero.

Para este cambio, se requiere precisar en resolución aparte la forma de liquidación de las pérdidas de energía en el STN. Para lo cual específicamente se necesita la modificación de la Resolución CREG 112 de 1998. Se propone, que las pérdidas de energía en el STN se valoren teniendo en cuenta la energía en mérito y fuera de mérito.

4.3 COMPONENTE T_m : COSTO PROMEDIO POR USO DEL STN (\$/kWh)

4.3.1 Resolución CREG 047 de 2002

En concordancia con la Resolución CREG 103 de 2000, el Costo Promedio por uso del STN se define como el "promedio mensual del costo de transmisión que enfrenta el comercializador, de acuerdo con los cargos aprobados para el Sistema de Transmisión Nacional, correspondientes al mes m del año t ".

En este sentido, se propuso que los cargos regulados por Uso del STN que enfrenta el comercializador, sigan siendo trasladados de manera directa al usuario final, de acuerdo con la siguiente fórmula:

T_m : Cargos por uso del STN (\$/kWh), liquidados al comercializador para el mes $m-1$.

4.3.2 Análisis de los comentarios sobre el componente T

Los comentarios son los siguientes:

- Se debe reconsiderar la decisión de pasar el 100% de este componente a la demanda, ya que el valor dejado de pagar por los generadores, no se ha visto reflejado como menor valor en los precios de venta de estos agentes.
- No se menciona cómo se reconocerán los costos del rezago sistemático entre los cargos cobrados a las empresas y los que se facturan a los usuarios; ni los costos de la restricción legal de no actualizar las tarifas hasta que se acumule una variación del 3%.

En relación con el primer comentario, un esquema uninodal como el que rige en Colombia permite que, para efectos de determinar el despacho ideal, los precios de oferta de costos variables de los generadores sean directamente comparables e independientes de las condiciones de la red de transporte de electricidad,.

Es importante indicar que para la oferta de precios en bolsa no se consideran los costos del STN dentro de los costos variables de los generadores, tal y como lo determinó la regulación. Los precios de los contratos bilaterales son el resultado de una oferta que se ajusta a las necesidades de la demanda en cuanto a cantidades, tiempos, y otras condiciones establecidas por ésta.

Asimismo, la Ley 143 de 1994 establece claramente y de forma expresa, la separación de las actividades que componen la cadena eléctrica, así como también, determina que los costos de una actividad específica no pueden ser trasladados a otras.

Esto quiere decir, que dado que las actividades de Generación y Transmisión poseen estructuras de costos diferentes, son negocios independientes y están

separados por mandato legal, reconsiderar que los cargos por uso del STN sean compartidos con los generadores no sería compatible con la separación expresa de actividades prevista en la Ley.

En cuanto al segundo comentario, no se considera que exista un riesgo significativo para el comercializador, al establecer en la metodología de la fórmula tarifaria, que el cargo que remunera los costos por uso del STN, que se traslada a los usuarios como "passthrough", sea el del mes anterior.

Teniendo en cuenta que la demanda total registrada por los comercializadores del SIN¹⁴, que es utilizada para variabilizar el ingreso regulado de la actividad de transmisión, no presenta cambios sustanciales de un mes a otro, el desfase existente entre los cargos cobrados por el LAC a las empresas y los que se facturan a los usuarios, equivale máximo a la porción correspondiente de la variación mensual del IPP¹⁵, el cual es recuperado rápidamente por el comercializador.

Así mismo dado que cuando el comercializador efectúa la facturación al usuario final, en algunos casos, no es posible conocer el valor del cargo de transmisión del mes que se está facturando, la implantación de la propuesta presentada por los agentes no es posible.

En cuanto al posible impacto en los costos del comercializador por la aplicación del Artículo 125 de la Ley 142 de 1994, éste se estudiará en la metodología de remuneración de la actividad de comercialización.

No obstante se considera que existe simetría en el tratamiento entre agentes y usuarios, cuando no se permite ajustar algún componente de la tarifa por efecto de una disminución o aumento menor al 3% indicado por la Ley. . En el año 2003 (ver tabla No.4-6 evolución del IPP) se presentó una situación específica de disminución tarifaria.

Tabla 4-5
Comportamiento del IPP

| Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|------------|---------|-----------|-----------|
| 1.1% | 1.2% | 0.9% | 1.1% | 0.1% | -0.2% | 0.2% | 0.2% | - 0.0% | 0.2% | - 0.5% | - 0.3% |

4.3.3 Propuesta Componente de Transmisión (T_m)

En relación con este componente, es necesario recordar que el consumo del comercializador debe ser incrementado por las pérdidas horarias de referencia, en

¹⁴ Los cargos por uso del STN que empezaron a aplicarse a partir del 1 de enero de 2002, corresponden a un cargo fijo que se variabiliza por la demanda total registrada por los comercializadores del SIN, en cada una de sus fronteras comerciales, referida a 220 kV.

¹⁵ Este índice es utilizado para actualizar el cargo. En el año 2003, el IPP acumuló un incremento de 5,72 por ciento, inferior al 9,28 por ciento registrado en el 2002.

el Sistema de Transmisión Nacional establecidas por la CREG, de acuerdo con la Resolución CREG 024¹⁶ de 1995.

Una de las consideraciones de la Resolución CREG 039 de 1999 se refiere a que los transmisores no incurrir en el costo por pérdidas de energía que se presenten en sus activos debido a que "no tienen control sobre los flujos de potencia a los cuales se someten las líneas y transformadores de su propiedad como resultado de la operación diaria del STN".

La Resolución CREG 103 de 2000 que estableció la metodología de cargos por uso del STN, garantiza al transportador un ingreso regulado (IRT).

El cargo por uso del STN aplicable a los comercializadores se obtiene, dividiendo el IRT entre la demanda total registrada por los comercializadores del SIN, en cada una de sus fronteras comerciales, referida a 220 kV. Ello significa, que la energía con la que se estima el cargo resultante no incluye las pérdidas del STN.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se recomienda que de manera consistente las pérdidas en el STN no sean consideradas en el componente $T_{n,m,t}$. Por tanto, se propone que los cargos regulados por Uso del STN que enfrenta el comercializador, sean trasladados al usuario final, de acuerdo con la siguiente fórmula:

El costo por uso del STN a trasladar a los usuarios finales se estimará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$T_{n,m,t} = \frac{CUT_{m-1,t}}{(1 - (IPAD_{n,t} + IPRC_{1,t}))}$$

$T_{n,m,t}$: Costo Promedio por Uso del STN expresado en \$/kWh, correspondientes al nivel de tensión n , en el mes m del año t

$CUT_{m-1,t}$: Cargo por Uso del sistema de transmisión nacional liquidado por el LAC a cada Comercializador en el mes $m-1$ del año t , definido de acuerdo con la metodología vigente de remuneración del sistema de transmisión de la Resolución CREG 103 de 2000 o aquella que la modifique o sustituya.

$IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización para el nivel de tensión n , en el año t .

¹⁶ Numeral 1.1.1.2.3 del Anexo A

$IPRC_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1, en el año t . Para los otros niveles de tensión este índice tomará el valor de cero.

4.4 COMPONENTE $D_{n,m}$: COSTO DE DISTRIBUCIÓN (\$/kWh)

4.4.1 Resolución CREG 047 de 2002

Se propuso que los cargos regulados por Uso del STR y/o SDL que enfrenta el comercializador sigan siendo trasladados de manera directa al usuario final. Se tendría entonces lo siguiente:

$D_{m-1,t,n}$: Cargo por uso de STR y/o SDL, correspondiente al mes $m-1$ del año t , en el nivel de tensión n .

4.4.2 Análisis de los comentarios sobre el componente D

Los agentes mencionan que la propuesta no indica cómo se reconocerán los costos del rezago sistemático entre los cargos cobrados a las empresas y los que se facturan a los usuarios; ni los costos de la restricción legal de no actualizar las tarifas hasta que se acumule una variación del 3%.

En relación con este comentario, en el caso del componente D, en el Nivel de Tensión 4, no existiría el rezago sistemático entre los cargos cobrados a las empresas y los que se facturan a los usuarios, por cuanto el LAC cobraría a los agentes comercializadores, el cargo D del mes anterior.

Para los otros niveles no se considera que exista un rezago sistemático que conlleve a una pérdida financiera al comercializador, dado que el período de pago de los usuarios se anticipa al de los comercializadores, por concepto de los cargos de distribución.

Por otro lado, el Artículo 125 de la Ley 142 de 1994 que prevé la actualización de las tarifas una vez se acumule una variación del 3%, en cualquiera de los componentes de las fórmulas respectivas, no contempla que el usuario asuma los costos inherentes a esta restricción. Si la Comisión aceptara dicha propuesta, ello implicaría que vía regulación, se estaría eludiendo el cumplimiento de la norma, la cual tiene como objetivo principal, la estabilización de la tarifa que llega al usuario final.

No obstante, el impacto de la aplicación del Artículo 125 de la Ley 142 de 1994, se estudiará en la metodología de remuneración de la actividad de comercialización.

4.4.3 Propuesta Componente de Distribución ($D_{n,m}$)

De acuerdo con las consideraciones incluidas en el numeral anterior, se recomienda mantener el traslado directo de este componente a la tarifa del usuario final, tal como se establece en la Resolución CREG 047 de 2002.

4.5 COMPONENTE $O_{m,t}$: COSTOS ADICIONALES DEL MERCADO MAYORISTA ($\$/kWh$)

4.5.1 Resolución CREG 047 de 2002

Se propuso que este cargo esté integrado solamente por los costos del Centro Nacional de Despacho, CND, y de la Administración del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC. Para determinar su valor unitario dentro del CU, se propone afectar este cargo a partir de la demanda comercial de cada empresa. Igualmente, dentro de la propuesta quedó abierta la posibilidad de excluir los mismos de la fórmula general e incluirlos en los costos de comercialización. La fórmula quedaría así:

$$O_m = \frac{1}{DC_{m-1}} [CND_{m-1} + SIC_{m-1}]$$

donde:

- DC_{m-1} : Total de la energía demandada por el comercializador (kWh), en el mes m-1.
- CND : Cargos por Centro Nacional de Despacho asignados al comercializador (\$), para el mes m-1.
- SIC : Cargos por SIC asignados al comercializador (\$), para el mes m-1.

En el caso de las contribuciones a las entidades regulatorias y de control, la propuesta está dirigida a incluir estos cargos en el Costo Base de Comercialización, considerando que se cuenta con la información de dichos costos.

4.5.2 Análisis de los comentarios sobre el componente $O_{m,t}$

Al respecto los agentes realizaron las siguientes observaciones:

- El cambiar el cálculo del componente O, dividiendo por la demanda comercial y no por las ventas, implica que los comercializadores integrados no recuperen la totalidad de los costos, debido a que las pérdidas reales son mucho mayores que las reconocidas por regulación.
- Al afectar los componentes CND y SIC por los factores de pérdidas permitidas, que es un riesgo gestionable, debe asegurarse que la senda de pérdidas que se fije, además de posible, sea superable por las empresas que realicen una adecuada gestión.
- Reconocer las contribuciones a la CREG y a la SSPD dentro del cálculo de comercialización, desconoce que estas contribuciones no son valores estables y equivaldría a asignar un riesgo adicional a las empresas.
- En el caso de las contribuciones por el Sistema de Intercambios Comerciales y los Servicios de Despacho y Coordinación prestados por el Centro Nacional de Despacho (CND), se recomienda que estos cargos no sean excluidos del componente $O_{m,t}$ ya que son revisados y ajustados anualmente.
- Incluir estos costos en el cargo de comercialización (a través del reconocimiento de los gastos de operación y mantenimiento obtenidos en el período anterior)¹⁷ podría implicar que no necesariamente las empresas puedan recuperar los gastos incurridos en el pago de estos componentes que no dependen de su gestión.

4.5.3 Propuesta Componente de Otros ($O_{m,t}$)

Se considera que al incluir las contribuciones, a la CREG y a la SSPD, dentro del componente de comercialización (C), no se asigna un riesgo adicional a las empresas. La propuesta sólo consiste en considerar estos elementos dentro de la estructura de costos de la actividad que se está remunerando, tal y como se hace para los demás agentes de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de electricidad.

En consecuencia, el componente $O_{m,t}$ desaparecería de la fórmula tarifaria general del costo de prestación del servicio.

4.6 COMPONENTE $C_{m,t}$: COSTO DE COMERCIALIZACIÓN

4.6.1 Resolución CREG 047 de 2002

Se propuso tomar como definición del mercado de comercialización al conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local fijando, para cada mercado, un Costo Base de

¹⁷ Artículo 85 Ley 142 de 1994

Comercialización por usuario, Co, que deberá remunerar los costos eficientes de esta actividad teniendo en cuenta prácticas comerciales eficientes (ciclos de facturación, frecuencia de lectura, etc), e incluyendo un margen de rentabilidad comparable con empresas que comercializan otros bienes y servicios.

La fórmula quedará así:

C_m : Cargo de comercialización correspondiente al mes m.

4.6.2 Propuesta

Teniendo en cuenta los Decretos reglamentarios (3734 y 3735) de la Ley del Plan de Desarrollo 812 de 2003, la fórmula definitiva del cargo de comercialización se definirá en la regulación específica que se emita sobre la materia.

No obstante, es importante indicar que la fórmula tarifaria podría contener un cargo de comercialización diferente, dependiendo de si se trata de un usuario ubicado en una Zona Especial de Prestación de Servicio o no.

Mientras se expide la resolución definitiva sobre el costo de comercialización, se deberá continuar transfiriendo al usuario final el cargo de comercialización aplicado con la Resolución CREG 031 de 1997.

En caso que la fórmula tarifaria se comience a aplicar antes de la entrada en vigencia del nuevo cargo de comercialización, se propone incluir en el costo de comercialización actual, los costos de CND-SIC y las contribuciones CREG – SSPD, contemplados en el componente Om,t de la Resolución CREG 031 de 1997. Lo anterior, permitirá neutralidad desde el punto de vista de ingresos al comercializador antes de la entrada en vigencia de la nueva metodología de remuneración del componente C.

La fórmula transitoria para el componente de comercialización sería la siguiente:

$$C_{m,t} = C_{m,t}^* + \frac{CER_{t-1} * IPP_{m-1}}{V_{t-1} * IPP_{6,t-1}} + \frac{CCD_{m-1}}{(1 - (IPRSTN + IPAD_{n,t} + IPRC_{1,t}))}$$

Donde:

$C_{m,t}$: Costo de comercialización ajustado del comercializador, expresado en \$/kWh para el mes m del año t.

$C_{m,t}^*$: Costo de comercialización definido de acuerdo con la metodología de las Resoluciones CREG 031 de 1997 y 007 de 1999, así:

$$C_{m,t}^* = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} [1 - \Delta IPSE] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Con:

$C_{m,t}^*$: Costo de Comercialización del comercializador expresado en \$/kWh, para el mes m del año t .

C_0^* : Costo Base de Comercialización expresado en \$/Factura del Comercializador.

CFM_{t-1} : Consumo Facturado Medio de la empresa en el año $t-1$ de los usuarios conectados al sistema de distribución donde es aplicable el cargo. (Total de kWh vendidos a usuarios regulados y no regulados dividido entre el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación).

$\Delta IPSE$: Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico, desde la vigencia de la fórmula tarifaria específica de cada empresa. Para el primer periodo de regulación, esta variación se asumirá como del 1% anual.

IPC_{m-1} : Índice de Precios al Consumidor del mes $m-1$.

IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el C_0^* .

CCD_{m-1} : Cargos por Centro Nacional de Despacho, Centros Regionales de Despacho y SIC expresado en \$/kWh asignados al comercializador para el mes $m-1$.

CER_{t-1} : Costo efectivo, por las Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD), asignado al comercializador en el año anterior a t .

$IPRSTN$: Índice de Pérdidas Reales del Sistema de Transmisión Nacional asignadas al Comercializador, calculadas por el LAC. Estas pérdidas corresponderán al promedio del año inmediatamente anterior (noviembre a noviembre).

$IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización para el nivel de tensión n , en el año t .

$IPRC_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1, en el año t . Para los otros niveles de tensión este índice tomará el valor de cero.

V : Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del comercializador expresadas en kWh.

IPP_{m-1} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes anterior al mes m .

$IPP_{6,t-1}$: Índice de Precios del Productor Total Nacional en el mes 6 del año $t-1$.

4.7 FACTOR DE PÉRDIDAS

4.7.1 Propuesta Resolución CREG 047 de 2002

Se determinarán factores eficientes de pérdidas, de acuerdo con los estudios que la Comisión ha adelantado sobre el tema. Dichos factores considerarán diferentes criterios técnicos y comerciales que reflejen algunas diferencias entre mercados.

Se propuso incluir en la fórmula los componentes $G_{m,t}$, $T_{m,t}$ y $O_{m,t}$, con el factor eficiente de pérdidas que permita ser consistente con la recuperación de costos en estos componentes.

La fórmula sería:

$PR_{n,t}$: Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía en el nivel de tensión n , reconocidas para el año t .

4.7.2 Comentarios de los agentes

Las resoluciones CREG 031 y 099 de 1997 presentan una distorsión en la señal de pérdidas reconocidas, que permite que un comercializador puro obtenga un margen a favor, al comercializar energía a sus usuarios regulados.

La demanda de energía de los comercializadores establecidos se determina, adicionando a la energía medida en las fronteras comerciales a 220 kV, la generación inyectada por los generadores embebidos y restando las entregas de energía referidas a 220 kV, a otros distribuidores y/o otros comercializadores.

Cuando un cliente regulado cambia del comercializador local (integrado) a uno diferente, a la energía medida en la frontera comercial de este usuario, se le aplican los factores de pérdidas establecidos en la Resolución CREG 099 de 1997, para referir la energía al nivel de tensión de 220 kV (Nivel IV: 1,5%, Nivel III: 3%, Nivel II: 5% y Nivel I: 11% al final del periodo tarifario). La energía referida con esos factores es la descontada al comercializador local.

El comercializador entrante cobra, por su parte, al usuario regulado las pérdidas reconocidas en la Resolución CREG 031 de 1997 (Nivel de Tensión 4: 3,53%, Nivel de Tensión 3: 5,06%, Nivel de Tensión 2: 7,10% y Nivel de Tensión 1 (Actualmente): 14,75%) y paga al ASIC las pérdidas reconocidas en la Resolución CREG 099 de 1997, obteniendo así, un margen a favor.

Cada vez que el comercializador integrado pierde un cliente, se reducen las pérdidas reconocidas por la energía de ese mismo cliente, como consecuencia de la aplicación de la Resolución CREG 099 de 1997 para calcular las pérdidas de los clientes del comercializador entrante. De esta manera, las pérdidas que no se le reconocen al comercializador integrado en la medida que pierde mercado se ven en la siguiente ecuación:

$$P_n = P_r - P$$

P_n = pérdidas no reconocidas

P_r = pérdidas reconocidas Res CREG 031 de 1997

P = Porcentaje de pérdidas del sistema (asumidas por el comercializador local – Balance de energía)

$$P = E - (S_o + S_p) / E$$

E = Entradas de energía del sistema

S_o = Salidas de energía a mercados otros comercializadores

S_p = Salidas de energía a mercado propio

4.7.3 Análisis de los comentarios sobre el componente de Pérdidas

Tal como se expuso en el Documento soporte de la Resolución CREG 082 de 2002¹⁸, el objetivo del regulador en relación con las pérdidas es definir para los negocios de distribución y comercialización en Colombia, el nivel de pérdidas de energía eléctrica asignable a cada negocio, que será incorporado en la metodología de cálculo del costo unitario de prestación del servicio.

Dentro de los elementos que se deben considerar para alcanzar e incentivar la eficiencia en pérdidas están:

- Asignar responsabilidades, tanto al distribuidor como al comercializador, sobre la gestión y control de las pérdidas.
- Reconocer que existe un nivel de pérdidas óptimo, teniendo en cuenta las características de la red existente.
- Reconocer la existencia de diferencias de pérdidas por efectos topológicos, entre redes urbanas y rurales.

¹⁸ "Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local". Ver documentos CREG 113 y 114 de 2002

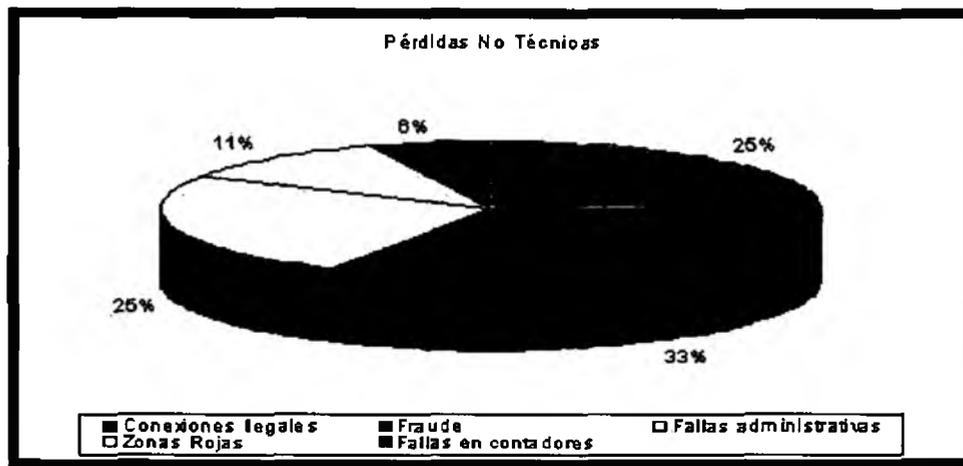
- Reconocer que existe un nivel de pérdidas No-Técnicas, que no son económicamente gestionables.
- Evitar el traslado, al usuario, de los costos asociados con las ineficiencias de las empresas.
- Establecer una senda temporal sobre el nivel de pérdidas, que permita dar espacio para el mejoramiento continuo de las empresas. Éstas, pueden definir la estrategia para maximizar su rentabilidad, con base en dicha senda.

Tal como se estableció en el documento soporte de la Resolución CREG 082 de 2002, las pérdidas técnicas son responsabilidad del operador de red (OR), en razón a que éste opera el sistema de distribución, situación en la cual el comercializador no tiene ninguna injerencia. En cuanto a las pérdidas No Técnicas, en este mismo documento se estableció que, tanto las conexiones ilegales como el 50% de las pérdidas por fraude¹⁹, son responsabilidad del distribuidor.

En el caso de los comercializadores, se propone, por tanto, reconocer que las pérdidas debidas al fraude son compartidas entre éstos y el distribuidor, y las pérdidas por fallas en administración y medición, sean asignadas únicamente al comercializador, dado que tiene la responsabilidad directa sobre estos eventos.

En la figura 4-9 se muestra la participación por tipo de componente de las Pérdidas No Técnicas (PNT).

Figura 4-9
Distribución Pérdidas No-Técnicas



¹⁹ El fraude se puede realizar en la red de distribución y en la conexión y equipo de medida de ingerencia del comercializador y por tanto, la responsabilidad de los agentes se distribuye equitativamente.

La Tabla 4-6, por su parte, presenta la asignación de responsabilidades entre distribuidores y comercializadores, frente a las causas de pérdidas técnicas y no técnicas.

Tabla No. 4-6

| Concepto | Responsabilidad del Distribuidor | Responsabilidad del Comercializador |
|--------------------------|---|--|
| Pérdidas Técnicas | 100% | |
| Pérdidas No Técnicas | | |
| Conexiones Ilegales | 100% | |
| Fraude | 50% | 50% |
| Fallas en Administración | | 100% |
| Fallas de Medición | | 100% |

Teniendo en cuenta los lineamientos dados en el documento CREG-113 de 2002, en la Tabla No.4-7 se encuentra la separación entre la asignación de responsabilidades en la gestión de las Pérdidas No Técnicas entre el Distribuidor y el Comercializador.

Tabla 4-7
Porcentaje de Pérdidas No-Técnicas Reconocidas al Distribuidor

| No Técnicas | Participación en pérdidas No Técnicas totales | Porcentaje de pérdidas actuales | Porcentaje de pérdidas reconocidas al Distribuidor |
|-----------------------|--|--|---|
| Conexiones Ilegales | 25% | 2.28% | 1.138% |
| Fraude | 33% | 3.00% | 0.75% |
| Total estimado actual | | 9.1% | 1.89% |

Las pérdidas totales No Técnicas estimadas en el cuadro anterior, se derivan de la diferencia entre las pérdidas Técnicas actuales promedio nacional y las pérdidas totales del país. En el documento aludido, se partió de un 11% de pérdidas técnicas para calcular las pérdidas No Técnicas.

Teniendo en cuenta que el Decreto 3734 de 2003 establece que todos los comercializadores que atiendan usuarios regulados y aquellos que lo hagan en el futuro, tienen la obligación de incorporar un número mínimo de usuarios de cada uno de los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3, se recomienda reconocer a todos los prestadores (integrados y entrantes) el mismo nivel de pérdidas No Técnicas considerado que enfrentarán condiciones similares en el mercado relevante que atienden.

Con base en la Tabla No.4-7 y lo establecido en el documento CREG 113 de 2002, las pérdidas reconocidas para la actividad de comercialización serían de 0,75% para zonas urbanas y rurales, en concordancia con lo aprobado para la actividad de distribución.

Si bien, el incentivo dado por el regulador en la fórmula tarifaria para promover la reducción de las pérdidas de energía, promovió que algunas empresas disminuyeran sus niveles de pérdidas, en la mayoría de los casos dicha señal no fue implementada, como se pudo comprobar a partir de los datos suministrados a la CREG por las empresas, a través de la Circular No. 030 de 2004, mediante la cual, la Dirección Ejecutiva de la CREG solicitó a los comercializadores y distribuidores el cálculo de las pérdidas técnicas y comerciales de energía para los años 2002 y 2003.

En primera instancia el documento de pérdidas realizado por el CERI, así como la evidencia muestra que para reducir las pérdidas no técnicas las empresas requieren de un lapso de tiempo mayor, lo que conlleva a mejorar sus sistemas de medición y facturación, realizar inspecciones periódicas, actualizar las listas de clientes y realizar programas para la reducción de fraudes.

Es importante indicar, que las pérdidas no técnicas se definen igualmente, como la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas (distribución), bajo esta consideración, se determinó el promedio ponderado nacional del nivel de pérdidas no técnicas para el año 2003, el cual ascendió a 4,88%. Esta cifra fue calculada con los datos suministrados por las empresas en la Circular 030 de 2004.

Teniendo en cuenta que el mercado que atiende cada uno de los comercializadores posee características propias, se realizaron diferentes análisis estadísticos con el fin de determinar el porcentaje de pérdidas no técnicas a reconocer.

Dentro de los factores que inciden en la presencia de este tipo de pérdidas son las condiciones socioeconómicas de los usuarios atendidos, lo cual en muchos casos conllevaría al fraude, la no existencia de medición, errores de lectura, clientes sin identificación comercial, falta de registro de los consumos, retrasos de facturación, equipos de medición obsoletos, entre otros.

Basados en los anteriores factores explicativos, con la información disponible en los maestros de facturación reportados por las empresas²⁰ al Sistema Único de Información, se procedió a verificar estadísticamente la relación existente entre las pérdidas no técnicas y las siguientes variables: usuarios sin medición, usuarios de estrato 1 y usuarios ubicados en zonas rurales, utilizando los métodos de análisis de regresión, análisis de cluster y el Análisis Envolvente de Datos (DEA).

²⁰ Se tomó la información reportada por 25 empresas comercializadoras – distribuidoras.

En el caso del análisis de regresión (método paramétrico), se encontró únicamente que existe correlación entre las pérdidas comerciales y usuarios de estrato 1, sin embargo el ajuste que presentó el modelo no fue el adecuado.

Tratando de mejorar el ajuste del modelo, se aplicó el método de cluster con el fin de clasificar las empresas en función del número de usuarios ubicados en zonas rurales, (ruralidad) ya que se verificó la existencia de correlación entre las pérdidas y la ruralidad dentro de cada grupo.

El primer grupo quedó conformado por las siguientes 10 empresas, que presentan un porcentaje de ruralidad inferior a 15%, es decir Grupo Urbano:

| Grupo Urbano |
|---|
| Compañía De Electricidad De Tulúa S.A. Esp. |
| Empresas Municipales De Cali E.I.C.E. E.S.P. |
| Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. E.S.P. |
| Electrificadora Del Meta S.A. Esp. |
| Empresas Publicas De Medellín E.S.P. |
| Empresa De Energía Del Quindío S.A. E.S.P. |
| Codensa S.A. E.S.P. |
| Empresa De Energía De Pereira S.A. E.S.P. |
| Distribuidora Del Pacífico S.A. E.S.P. |
| Electrificadora Del Caribe S.A. E.S.P. |

El segundo grupo quedó conformado por las siguientes 15 empresas que presentan un porcentaje de ruralidad superior o igual a 15%, es decir Grupo Rural:

| Grupo Rural |
|---|
| Electrificadora Del Huila S.A. E.S.P. |
| Empresa De Energía Del Pacífico S.A. E.S.P. |
| Electrificadora De Santander S.A. |
| Empresa De Energía De Arauca E.S.P. |
| Central Hidroeléctrica De Caldas S.A. E.S.P. |
| Empresa De Energía De Cundinamarca S.A. E.S.P. |
| Compañía Energética Del Tolima S.A. E.S.P. |
| Empresa De Energía Del Valle De Sibundoy S.A. E.S.P. |
| Empresa De Energía Del Putumayo S.A. E.S.P. |
| Empresas Municipales De Energía Eléctrica S.A. E.S.P. |
| Empresa Antioqueña De Energía S.A. E.S.P. |
| Electrificadora De La Costa Atlántica S.A. E.S.P. |
| Empresa De Energía De Boyacá S.A. E.S.P. |
| Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P. |
| Centrales Eléctricas Del Cauca S.A. E.S.P. |

Dentro de cada grupo se utilizó nuevamente el método paramétrico para encontrar la relación entre las pérdidas y las variables analizadas corroborándose que no hay correlación entre dichas variables.

Con esta verificación se decidió aplicar un método no paramétrico con los grupos formados a partir del método de cluster. Para ello se calculó una frontera de eficiencia en cada grupo para determinar el nivel óptimo de pérdidas comerciales. Utilizando la técnica de Análisis Envolvente de Datos DEA, se incorporó como insumos o entradas las variables pérdidas comerciales y porcentaje de usuarios sin medición y como productos o salidas porcentaje de usuarios de estrato 1 y porcentaje de usuarios rurales.

De los resultados obtenidos, se mostró que muchas de las empresas resultaron eficientes por ser únicas en cuanto a las características de los insumos utilizados en el modelo; no obstante, se verificó que para estas empresas no se lograba un óptimo de pérdidas y por lo tanto la frontera resultante no permitía la comparación entre las empresas, que el modelo arrojaba como eficientes, con el resto de ellas. Dado lo anterior, se tomó la decisión de no utilizar esta metodología.

No obstante que con las pruebas estadísticas aplicadas no se encontró un modelo robusto para determinar el nivel eficiente de pérdidas no técnicas gestionables a reconocer, se considera que es necesario reconocer un nivel de pérdidas que tenga en cuenta la situación actual de las empresas y el comportamiento de reducción de éstas en el período anterior, por tanto, se recomienda lo siguiente:

- Las pérdidas totales reconocidas al comercializador ($IPRC_{1,t}$) estarán en función de las Pérdidas por fraude de difícil gestión al Comercializador para el nivel de tensión 1 ($IPEFDG_{1,t}$) del 0.75% y un margen adicional que corresponde a un Índice de Pérdidas gestionables ($IPCG_{1,t}$) para el mismo nivel de tensión .
- El Índice de pérdidas reconocidas gestionables se asignará en función del calculo de las pérdidas a gestionar, deducidas como la diferencia entre las pérdidas totales reportadas por las empresas y las pérdidas reconocidas en distribución. El tope máximo a reconocer sería de 4.13%, que corresponde al promedio de pérdidas nacional de 4.88% menos 0.75% reconocido en el Índice de Pérdidas Reconocidas por fraude de difícil gestión al Comercializador para el nivel de tensión 1. Al final el período tarifario, este margen será igual a cero para todas las empresas.
- Crear tres (3) grupos de empresas, utilizando la metodología de cluster, en función de las pérdidas a gestionar calculadas. Los grupos son los siguientes:
- Reconocer a cada grupo, los siguientes Índices de Pérdidas gestionables:
 - GRUPO 3: Empresas con niveles de pérdidas a gestionar superiores al 25%, se reconocerá un índice de 4.13% en le primer año.

- GRUPO 2: Empresas con niveles de pérdidas a gestionar entre 8% y 25%, se reconocerá un índice de 2.07% en le primer año.
- GRUPO 1: Empresas con niveles de pérdidas a gestionar inferiores al 8% no se reconoce este índice. En este grupo se incluirán las empresas que no reportaron la información solicitada en la Circular 30 de 2004 de la Dirección Ejecutiva de la CREG.
- Los grupos quedaron conformados por los siguientes mercados de comercialización:
 - GRUPO 1: Empresa de Energía Del Pacífico S.A. E.S.P, Empresas Publicas de Medellín E.S.P., Compañía de Electricidad de Tulúa S.A. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P., Ruitoque, Empresas Municipales de Cartago, Electrificadora del Caquetá, Empresa de Energía de Bajo Putumayo, Empresas Públicas de Yarumal.
 - GRUPO 2: Empresas Antioqueña de Energía S.A. E.S.P., Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., Empresa Municipales de Energía Eléctrica S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., Electrificadora de Santander S.A., Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P, Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P, Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P., Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P, Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., Electrificadora del Huila S.A. E.S.P., Electrificadora del Meta S.A. Esp., Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P, Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.
 - GRUPO 3: Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P., Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P., Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.

De esta manera, los niveles a reconocer durante el próximo periodo tarifario por concepto pérdidas no técnicas gestionables se presentan a continuación en la Tabla 4-10:

Tabla 4-10
Senda de reconocimiento de Pérdidas No Técnicas Gestionables

| Año | Grupo 2 | Grupo 3 |
|------------|----------------|----------------|
| 0 | 2,07% | 4,13% |
| 1 | 1,55% | 3,10% |
| 2 | 1,03% | 2,07% |
| 3 | 0,52% | 1,03% |
| 4 | 0,00% | 0,00% |

De acuerdo con lo anterior, la fórmula para calcular el porcentaje de pérdidas reconocidas al comercializador es:

$$IPRC_{1,t} = IPFDG_{1,t} + IPCG_{1,t,g}$$

*IPRC*_{1,t}: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1, en el año t.

*IPFDG*_{1,t}: Índice de Pérdidas Reconocidas por fraude de difícil gestión al Comercializador para el nivel de tensión 1, en el año t.

*IPCG*_{1,t,g}: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador gestionables para el nivel de tensión 1, en el año t, por grupo.

En relación con los comentarios de los agentes expuestos anteriormente sobre la existencia de asimetría en las pérdidas, se considera que la clara asignación de responsabilidades en la gestión de las mismas entre los agentes distribuidores y comercializadores introducida en la Resolución CREG 082 de 2003, se constituyó en el paso inicial para resolver esta situación.

Adicionalmente, en cumplimiento del Parágrafo 2° del Artículo 3° del Decreto 3734 en relación con la asimetría de pérdidas entre comercializadores integrados y entrantes, es importante que se establezcan los índices de pérdidas a utilizar para referenciar la energía desde cualquier nivel de tensión al STN.

De esta manera, en caso de que el comercializador sea una empresa diferente de la que realiza la actividad de transmisión regional y/o distribución local, y cuando el Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local no esté conectado directamente al STN, las ventas de energía, medida en la frontera comercial, que haga el comercializador se referirán al nivel de tensión de 220 kV para efectos de liquidar los cargos por uso del STN y las cuentas ante el SIC, con los porcentajes de pérdidas correspondientes a la sumatoria del Índice de Porcentaje de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización, en el nivel de Tensión donde tenga la frontera y el Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador por Pérdidas No Técnicas Gestionables, las cuales solo se reconocen en el Nivel de Tensión 1.

Con lo anterior, el reconocimiento de las pérdidas comerciales que se propone, aunado a la medida para referenciar la energía, permitirán dar solución al tema de asimetría de pérdidas expuesto por los agentes.

4.7.4 Pérdidas reconocidas en el Costo Unitario de Prestación del Servicio

En concordancia con lo expuesto anteriormente, las pérdidas reconocidas por nivel de tensión en el Costo Unitario corresponden a la sumatoria de las pérdidas en el sistema de transmisión, las reconocidas en el sistema de distribución, que consideran las técnicas como las no técnicas, definidas en la Resolución CREG

082 de 2002 como las de comercialización, que corresponden exclusivamente a las pérdidas no técnicas en el Nivel de Tensión 1.

Las pérdidas reconocidas se calcularán:

$$IPRT_{n,t} = IPRSTN_{t-1} + IPAD_{n,t} + IPRC_{n,t}$$

$IPR_{n,t}$: Porcentaje total de pérdidas de energía acumulado en el nivel de tensión n , reconocidas para el año t .

$IPRSTN_{t-1}$: Porcentaje de Pérdidas Reales del Sistema de Transmisión Nacional asignadas al Comercializador, en el año $t-1$, calculado por el ASIC.

$IPAD_{n,t}$: Porcentaje de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización para el nivel de tensión n , en el año t .

$IPRC_{1,t}$: Porcentaje de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1.

4.8 NUEVOS TRIBUTOS

4.8.1 Propuesta Resolución CREG 047 de 2002

Se propuso incluir una nueva componente en la fórmula tarifaria en la cual se incorporen los nuevos tributos definidos de la siguiente manera:

TRIBUTOS NUEVOS: Tributo que afecta los costos en que incurre el prestador del servicio público domiciliario de energía eléctrica, establecido por autoridad competente con posterioridad a la fijación de las fórmulas. No se incluyen como Tributo Nuevo las modificaciones a los tributos constituidos con anterioridad a la expedición de la Resolución mencionada.

La fórmula sería:

I_m : Impuestos nuevos trasladados al usuario en el mes m , expresados en \$/kWh.

4.8.2 Comentarios de los Agentes

- Si se incorpora en la fórmula tarifaria, el impuesto por las transacciones financieras que cuesta \$0.5/Kwh, afectaría una porción equivalente al 3,5% de los ingresos por comercialización.
- En el tema de impuestos, la propuesta sólo cubre el riesgo de nuevos tributos, desconociendo que el mayor riesgo, a nivel local y regional, lo imponen las

variaciones en las tasas de los tributos existentes (reformas tributarias territoriales, que aumenten las tasas).

- Deben tenerse en cuenta también, impuestos que se crearon por algunas administraciones municipales y regionales.
- Igualmente, aun cuando no está claro de que manera estos nuevos tributos se vuelven \$/kwh, se debe tener en cuenta la forma en que éstos se cobran al comercializador y no se deben referir con base en la demanda comercial.
- La pretensión de trasladar al usuario del servicio de energía los nuevos tributos que se fijen al prestador del servicio es inconstitucional, por cuanto al incorporar un nuevo componente a la fórmula (*Im*), la CREG está exonerando en la práctica del pago de dichos impuestos al prestador del servicio, para lo cual, la competencia sólo la tiene el Congreso de la República y los Consejos Municipales. Además, el trasladar los impuestos que en el futuro recaigan sobre el prestador del servicio, es igualmente inconstitucional, por cuanto se imponen a los usuarios un aumento en los tributos a pagar, además de no estar obligados a su cancelación por no tener la calidad de sujetos pasivos de los mismos.

4.8.3 Análisis de los comentarios

Mediante Circular 020 de julio 8 de 2003, se solicitó a las empresas, el reporte de todos los tributos (impuestos, tasas, contribuciones) de orden Departamental y Municipal a los que están sujetas. Se solicitó la información correspondiente para el período 1998 – 2002.

Luego de ser analizada la información enviada por las empresas no se encontró, evidencia de nuevos impuestos creados por administraciones municipales y regionales a cargo de las comercializadoras, con excepción de dos compañías.

Las observaciones iniciales de los agentes respecto de la propuesta de la Resolución 047 de 2002, se refieren a que ésta no cuenta con un fundamento legal que respalde su inclusión y tampoco contempla la razón para que solamente se aplique a los nuevos impuestos, a partir de la expedición de la aludida resolución. Sobre este particular se encontró lo siguiente:

El artículo 24 de la Ley 142 de 1994 establece: “Régimen Tributario. Todas las entidades prestadoras de servicios públicos están sujetas al régimen tributario nacional y de las entidades territoriales, pero se observarán estas reglas especiales:

24.1. Los departamentos y los municipios podrán gravar a las empresas de servicios públicos con tasas, contribuciones o impuestos que sean aplicables a los demás contribuyentes que cumplan funciones industriales o comerciales. ...”
(Subrayado fuera de texto).

De otro lado el numeral 87.4. del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, determina: "Por suficiencia financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; ..."(Subrayado fuera de texto).

La sentencia C-150 de 2003, al pronunciarse sobre la exequibilidad de este artículo, manifestó:

"4.5.2.3.1. Dice la norma que las fórmulas tarifarias han de garantizar a las empresas la recuperación de los costos y gastos de la operación, de la expansión, de la reposición y del mantenimiento, es decir, de los recursos económicos que deben utilizar las empresas para proporcionar el servicio al mayor número posible de usuarios para alcanzar el principio de la universalidad consagrado en el artículo 365 de la Carta. La medición de los costos y gastos que se requieren para la prestación del servicio, ha de tener como referencia los costos y gastos que tendría una empresa encargada de prestar el mismo servicio en un mercado competitivo, es decir, bajo condiciones de eficiencia con el mismo nivel de riesgo."

"En este orden de ideas, el criterio que establece el legislador consiste en que la fórmula tarifaria que fijen las respectivas comisiones de regulación, cuente con unas características tales que para un inversionista sea "igualmente" atractivo e "igualmente" riesgoso invertir en una empresa prestadora de servicios públicos sujeta a la regulación estatal o en una de similares características pero en condiciones eficientes de libre competencia".

Sobre este punto es bien importante el concepto sobre el sujeto pasivo de la obligación tributaria contenido en el texto "Nociones fundamentales de derecho tributario" del doctor Juan Rafael Bravo Arteaga, páginas 220 y s.s. : *"Por regla general, todas las personas naturales o jurídicas pueden ser sujetos pasivos de la obligación tributaria. ..."*

"... En esta forma aparecen cuatro tipos de sujetos pasivos en el Derecho Tributario colombiano a saber: el contribuyente, el responsable, el codeudor solidario y el codeudor subsidiario, ..."

Nos corresponde ver dos nociones: El contribuyente:

"Todo tributo tiene como razón justificativa la existencia de una capacidad económica en el sujeto pasivo. El hecho gravado es precisamente la manifestación de esa capacidad contributiva. En esta forma, es lógico que quien tiene la capacidad económica, manifestada por la realización del hecho gravado, sea el sujeto pasivo de la obligación tributaria. Tal es el caso del sujeto pasivo llamado contribuyente"

"No podemos desconocer que existen reacciones psicológicas en los sujetos pasivos de los tributos, que los impulsan en defenderse del efecto que los mismos tienen en el patrimonio del obligado a su pago. Tal reacción es conocida con el nombre de traslación, por virtud de la cual el obligado a pagar el tributo procura aumentar los precios de sus productos y servicios o rebajar el valor de sus

erogaciones por costos y gastos, de manera que pueda compensar, en todo o en parte, la cuantía de la obligación tributaria que tiene que satisfacer. Esta reacción del sujeto pasivo puede resultar más o menos exitosa, en razón de su posición dentro del mercado, esto es según la flexibilidad de los precios de los correspondientes bienes y servicios, razón por la cual el sujeto afectado económicamente por el tributo puede ser, en definitiva, una persona diferente del contribuyente designado por la ley, ya totalmente ya parcialmente.

Sin embargo, la traslación del tributo es un fenómeno económico y no jurídico. Desde el punto de vista jurídico, lo importante es determinar quien es el obligado ante el sujeto activo, contra quien se debe dirigir la acción de cobro del tributo. Cuestión extraña al aspecto jurídico, resulta ser la de la persona que en definitiva soporta la carga económica del tributo."

De la normativa expuesta, jurisprudencial y doctrinariamente, concluimos que los contribuyentes del tributo son las empresas prestadoras del servicio público domiciliario (de energía) por definición legal y que no es viable, legal ni regulatoriamente, trasladar a los usuarios mediante la introducción de este concepto (impuesto) en la fórmula tarifaria del "CU", por cuanto no existe habilitación legal expresa para tal fin.

Podría darse lo que se denomina traslación, pero como conducta psicológica y económica, pues jurídicamente como se dijo, lo importante es establecer quien es el obligado ante el sujeto activo y contra quien se puede dirigir la acción de cobro del tributo.

Concepto diferente, que solamente se enuncia, es el del responsable, que es "...la persona que, sin ser el titular de la capacidad económica que la ley quiere gravar, es sin embargo designada por ella para cumplir como sujeto pasivo de la obligación tributaria, en sustitución completa del titular del hecho económico que, según el criterio del legislador, debe ser gravado. ...", el cual no es aplicable a las empresas de servicios públicos.

Los impuestos son parte de la estructura de costos de un negocio y por ello, son parte del riesgo que toda empresa debe enfrentar y en general cualquier actividad económica en el país. No es lógico pensar que sólo para un sector de la economía se dé un tratamiento especial, permitiendo que se recuperen dichos costos en forma explícita, mientras el resto de la economía debe absorber la inestabilidad tributaria que se puede generar. Considerando lo anterior no se incluirá en el CU los impuestos nuevos.

4.9 PROPUESTA PARA LA FÓRMULA DEL CU

Se recomienda que una vez entre en vigencia la metodología de remuneración para la actividad de comercialización, el Costo Unitario de Prestación de Servicio tenga una estructura en dos partes: fija y variable.

La parte variable corresponderá a la agregación de los componentes de generación, restricciones, transmisión, distribución y la proporción variable del componente de comercialización. De otro lado, la parte fija corresponderá a la proporción de los costos de la actividad de comercialización que se consideren como tales.

El Costo Unitario variable de prestación del servicio expresado en pesos por kilovatio hora(\$/kWh), corresponderá a la siguiente fórmula:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + R_{m,t}}{(1 - (IPRSTN_{t-1} + IPAD_{n,t} + IPRC_{1,t}))} + T_{m,t} + D_{n,m,t} + CV_{m,t}$$

Donde:

$CU_{n,m,t}$ Costo unitario en \$/kWh para los usuarios regulados del comercializador conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t .

$G_{m,t}$ Costo de compra de energía en \$/kWh del comercializador, correspondientes al mes m del año t .

$R_{m,t}$ Costo de Restricciones y Servicios complementarios en \$/kWh del comercializador, correspondiente al mes m del año t .

$T_{m,t}$ Costo Promedio por Uso del STN en \$/kWh del comercializador para el mes m del año t .

$D_{n,m,t}$ Costo de Distribución del comercializador en la correspondiente área de comercialización expresado en \$/kWh, para el Nivel de Tensión n , en el mes m del año t .

$CV_{m,t}$ Costo variable de comercialización expresado en \$/kWh del comercializador, para el mes m del año t .

$IPRSTN_{t-1}$: Índice de Pérdidas Reales del Sistema de Transmisión Nacional asignadas al Comercializador, en el año $t-1$, calculado por el ASIC.

$IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización para el nivel de tensión n , en el año t .

$IPRC_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1.

En el caso de que la Comisión de Regulación de Energía y Gas decida establecer un cargo fijo de comercialización, la fórmula tarifaria general será:

Cargo Variable:

$$CUV_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + R_{m,t}}{(1 - (IPRSTN_{t-1} + IPAD_{n,t} + IPRC_{1,t}))} + T_{m,t} + D_{n,m,t} + CV_{m,t}$$

donde:

$CUV_{n,m,t}$: Cargo Variable en \$/kWh para los usuarios regulados del comercializador conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t .

$G_{m,t}$: Costo de compra de energía en \$/kWh del comercializador, correspondientes al mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 1 del presente anexo.

$R_{m,t}$: Costo de Restricciones y Servicios complementarios en \$/kWh del comercializador, correspondiente al mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 2 del presente anexo.

$T_{m,t}$: Costo Promedio por Uso del STN en \$/kWh para el comercializador, para el mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 3 de este anexo.

$D_{n,m,t}$: Costo de Distribución para el comercializador en la correspondiente Área de Comercialización, expresado en \$/kWh, para el Nivel de Tensión n , en el mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 4 del presente anexo.

$CV_{m,t}$: Costo variable de comercialización expresado en \$/kWh del comercializador, para el mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 5 de este anexo.

$IPRSTN_{t-1}$: Índice de Pérdidas Reales del Sistema de Transmisión Nacional asignadas al Comercializador, en el año $t-1$, calculado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), que se calculará en la forma establecida en el numeral 6 de este anexo.

$IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización para el nivel de tensión n , en el año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 6 de este anexo.

$IPRC_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1, en el año t que se calculará en la forma establecida en el numeral 6 de este anexo.

Cargo Fijo:

$$CUF_{m,t} : C_{m,t}$$

donde:

$CUF_{m,t}$: Cargo Fijo expresado en \$/factura, en el período m del año t .

$C_{m,t}$: Costo máximo de comercialización expresado en \$/factura, para el mes m del año t

Por tanto, el costo de prestación del servicio a trasladar al usuario final sería igual:

$$CT_{m,t} = CF_{m,t} + CU_{n,m,t} * ConU_{m,t}$$

Donde:

$CT_{m,t}$: Costo de Prestación del Servicio a trasladar al usuario regulado, sin subsidios ni contribuciones en pesos (\$) correspondiente al mes m del año t .

$ConU_{m,t}$: Consumo del usuario correspondiente al mes m del año t .

1. Costo de compra de energía reconocidos.

El costo de compra de energía a reconocer al comercializador constituye un valor máximo que se permite trasladar a los usuarios regulados. Antes de la entrada en aplicación del Sistema Estandarizado de Contratos (SEC), el cargo a aplicar está dado por la siguiente fórmula:

$$G_{m,t} = \frac{\overline{P_{m,t}} + \overline{M_{m,t}}}{2}$$

Donde:

$G_{m,t}$: Costos de compra de energía expresado en \$/kWh del Comercializador correspondientes al mes m del año t .

$\bar{P}_{m,t}$: Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de las transacciones propias del Comercializador en el Mercado Mayorista con destino tanto al mercado regulado como no regulado, considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes m del año t .

$\bar{M}_{m,t}$: Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de todas las transacciones en el Mercado Mayorista considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes m del año t , dirigido a mercado regulado y no regulado.

Los valores de $P_{m,t}$ y $M_{m,t}$ se definen como:

$$\bar{P}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CP_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3} \quad \text{y} \quad \bar{M}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CM_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3}$$

Donde:

CP_{m-j} : Costo Promedio mensual expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de las transacciones de energía propias del Comercializador en el Mercado Mayorista, con destino al mercado regulado y no regulado considerando tanto contratos como bolsa de energía.

CM_{m-j} : Costo Promedio mensual del mercado expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de todas las transacciones de energía en el Mercado Mayorista, considerando tanto contratos como bolsa de energía, dirigido a mercado regulado y no regulado.

IPP_{m-1} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes $m-1$

IPP_{m-j} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes correspondiente a j meses anteriores al mes m .

Una vez entre en aplicación el Sistema Electrónico de Contratos Normalizados – SEC-, y hasta que se flexibilice las condiciones de requisitos de medida a los usuarios finales y se disminuya el límite para ser usuario no regulado, el costo máximo de generación, se desarrolla en la siguiente fórmula:

$$G_{m,t} = \frac{\overline{P}_{m,t} + \overline{M}_{m,t}}{2}$$

Donde:

$G_{m,t}$: Costos de compra de energía expresado en \$/kWh del Comercializador correspondientes al mes m del año t .

$\overline{P}_{m,t}$: Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de todas las transacciones propias del Comercializador tanto en SEC como en bolsa de energía y las realizadas a través de los contratos bilaterales que se hubieran firmado antes de la entrada en funcionamiento del SEC con destino al mercado regulado como al no regulado, para el mes m , del año t .

$\overline{M}_{m,t}$: Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de todas las transacciones en el Mercado Mayorista considerando tanto SEC como bolsa de energía, para el mes m del año t .

Los valores de $P_{m,t}$ y $M_{m,t}$ se definen como:

$$\overline{P}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CP_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3} \quad \text{y} \quad \overline{M}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CM_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3}$$

Donde:

CP_{m-j} : Costo Promedio mensual expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de todas las transacciones propias del Comercializador tanto en el Sistema Electrónico de Contratos Normalizados –SEC- como en bolsa de energía y las realizadas a través de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado y no regulado, que se hubieran firmado, antes de la entrada en funcionamiento del Sistema Electrónico de Contratos Normalizados – SEC-, para el mes m , del año t .

CM_{m-j} : Costo Promedio mensual del mercado expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de todas las transacciones en el Mercado Mayorista considerando tanto el Sistema Electrónico de Contratos Normalizados –SEC– como bolsa de energía, para el mes m del año t .

IPP_{m-1} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes $m-1$

IPP_{m-j} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes correspondiente a j meses anteriores al mes m .

TERCERA ETAPA: Una vez se flexibilicen los requerimientos técnicos de medida, que permitan que los usuarios puedan cambiarse de comercializador sin incurrir en altos costos económicos y se reduzca el límite para ser usuario no regulado, el componente G estará en función únicamente del P_m . Así:

$$G_{m,t} = \bar{P}_{m,t}$$

$\bar{P}_{m,t}$: Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de todas las transacciones propias del Comercializador tanto en SEC como en bolsa de energía y las realizadas a través de los contratos bilaterales que se hubieran firmado antes de la entrada en funcionamiento del SEC con destino al mercado regulado como al no regulado, para el mes m , del año t .

El valor de $P_{m,t}$ se define como:

$$\bar{P}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CP_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3}$$

CP_{m-j} : Costo Promedio mensual expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de todas las transacciones propias del Comercializador tanto en SEC como en bolsa de energía y las realizadas a través de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado y no regulado, que se hubieran firmado, antes de la entrada en funcionamiento del SEC, para el mes m , del año t .

Nuevos Comercializadores:

Toda persona natural o jurídica que, por primera vez, preste el servicio como comercializador de energía a usuarios finales regulados en el Sistema Interconectado Nacional, así como los comercializadores establecidos que deseen suministrar energía a usuarios finales regulados ubicados en otro mercado de comercialización existente, calcularán el componente G durante los tres primeros meses de prestación del servicio, conforme con las siguientes expresiones :

Mes 1:

$$G_m = M_m$$

Mes 2:

$$G_m = \frac{P_{m-1} + \overline{M}_m}{2}$$

Con:

$$\overline{M}_m = \frac{\sum_{j=1}^2 \left(CM_{m-j} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{2}$$

Mes 3:

$$G_m = \frac{\overline{P}_m + \overline{M}_m}{2}$$

Con:

$$\overline{P}_m = \frac{\sum_{j=1}^2 \left(CP_{m-j} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{2} \quad \text{y} \quad \overline{M}_m = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CM_{m-j} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3}$$

A partir del cuarto mes se aplicará la fórmula general prevista para todos los comercializadores.

2. Costo de Restricciones

El costo de restricciones a trasladar al usuario final se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$R_{i,m} = \frac{1}{3} \sum_{j=1}^3 \left(\frac{CRS_{i,(m-1)-j} \cdot IPP_{m-1}}{DC_{i,(m-1)-j} \cdot IPP_{(m-1)-j}} \right)$$

donde:

$R_{i,m}$: Es el promedio móvil del Costo de Restricciones y Servicios Complementarios en \$/kWh del comercializador i , en el mes m .

$CRS_{i,(m-1)-j}$: Costo Restricciones (efectivamente liquidadas sin incluir sobrecostos por desviaciones imputables al comercializador) y Servicios Complementarios asignados al comercializador i , del mes $(m-1)-j$.

$DC_{i,(m-1)-j}$: Corresponde al valor de la demanda del comercializador i , del mes $(m-1)-j$.

IPP : Índice de precios del productor.

3. Costo promedio por uso del STN.

El costo por uso del STN a trasladar a los usuarios finales se estimará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$T_{n,m,t} = \frac{CUT_{m-1,t}}{(1 - (IPAD_{n,t} + IPRC_{1,t}))}$$

$T_{n,m,t}$: Costo Promedio por Uso del STN expresado en \$/kWh, correspondiente al nivel de tensión n , en el mes m del año t

$CUT_{m-1,t}$: Cargo por Uso del sistema de transmisión nacional liquidado por el LAC a cada Comercializador en el mes $m-1$ del año t , definido de acuerdo con la metodología vigente de remuneración del sistema de transmisión definido en la Resolución CREG 103 de 2000 o aquella que la modifique o sustituya.

$IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización para el nivel de tensión n , en el año t .

$IPRC_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1 , en el año t .

4. Costo de Distribución.

Es el cargo estimado para el nivel de tensión n del sistema de distribución respectivo, actualizado al mes $m-1$ del año t .

5. Costos de Comercialización Reconocidos.

La Comisión definirá en regulación posterior, la metodología respecto a la remuneración de la actividad de comercialización. Mientras entra en vigencia el nuevo componente, los comercializadores aplicarán la siguiente fórmula para calcular el cargo de comercialización:

$$CV_{m,t} = C^*_{m,t} + \frac{CER_{t-1} * IPP_{m-1}}{V_{t-1} IPP_{6,t-1}} + \frac{CCD_{m-1}}{(1 - (IPRSTN + IPAD_{n,t} + IPRC_{1,t}))}$$

Donde:

$CV_{m,t}$: Costo variable de comercialización ajustado del comercializador, expresado en \$/kWh para el mes m del año t .

$C^*_{m,t}$: Costo de comercialización definido de acuerdo con la metodología de las Resoluciones CREG 031 de 1997 y 007 de 1999, así:

$$C^*_{m,t} = \frac{C^*_0}{CFM_{t-1}} [1 - \Delta IPSE] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Con:

$C^*_{m,t}$: Costo de Comercialización del comercializador expresado en \$/kWh, para el mes m del año t .

C^*_0 : Costo Base de Comercialización expresado en \$/Factura del Comercializador.

- CFM_{t-1} : Consumo Facturado Medio de la empresa en el año t-1 de los usuarios conectados al sistema de distribución donde es aplicable el cargo. (Total de kWh vendidos a usuarios regulados y no regulados dividido entre el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación).
- $\Delta IPSE$: Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico, desde la vigencia de la fórmula tarifaria específica de cada empresa. Para el primer periodo de regulación, esta variación se asumirá como del 1% anual.
- IPC_{m-1} : Índice de Precios al Consumidor del mes m-1.
- IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el C^*_0 .
- CCD_{m-1} : Cargos por Centro Nacional de Despacho, Centros Regionales de Despacho y SIC expresado en \$/kWh asignados al comercializador para el mes m-1.
- CER_{t-1} : Costo efectivo, por la actividad de comercialización, de Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD), asignado al comercializador en el año anterior a t.
- $IPRSTN$: Índice de Pérdidas Reales del Sistema de Transmisión Nacional asignadas al Comercializador, calculadas por el LAC. Estas pérdidas corresponderán al promedio del año inmediatamente anterior (noviembre a noviembre).
- $IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización para el nivel de tensión n, en el año t.
- $IPRC_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1, en el año t. Para los otros niveles de tensión este índice tomará el valor de cero.
- V: Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del comercializador expresadas en kWh.
- IPP_{m-1} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes anterior al mes m.
- $IPP_{6,t-1}$: Índice de Precios del Productor Total Nacional en el mes 6 del año t-1.

Para toda persona que inicie su actividad como Comercializador de Energía Eléctrica a usuarios finales regulados en el Sistema Interconectado Nacional y los comercializadores que deseen suministrar energía a usuarios finales regulados ubicados en un mercado de comercialización existente, durante el primer mes de operación el cargo CCD_{m-1} será igual a cero (0) y el primer año de operación el componente CER_{t-1} será igual a cero (0).

5 ANEXOS

5.1 ANEXO 1. COMENTARIOS RECIBIDOS A LA RESOLUCIÓN CREG 047 DE 2002.

| EMPRESA | COMUNICACIÓN No. | RADICADO | TEMA | Subtemas | COMENTARIOS |
|---|----------------------------|-------------------|------------------|-----------------|--|
| EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P | GG-07818-agosto 30 de 2002 | CREG-7763 de 2002 | Generación | Promedio Móvil | El promedio móvil sobre las compras en generación no contribuye a efectuar compras más eficientes (el precio no depende del comprador), sino que tal promedio móvil, lo que en últimas genera es un desplazamiento en el flujo de caja del comprador. |
| QUINDIO | | | Generación | Esquema mercado | Una medida que virtualmente podría contribuir con la compra eficiente y la competencia real del mercado es la de impedir la concurrencia de agentes integrados en los mercados de generación y comercialización. |
| QUINDIO | | | Pérdidas | | Se requiere definir el índice de pérdidas eficiente para el sector. Las pérdidas para el siguiente periodo tarifario deben considerar zonas de violencia. Proponen aumentar hasta el 16,5% el índice actual |
| QUINDIO | | | Pérdidas | | Para proteger los principios de libre competencia, se debe establecer que los comercializadores puros solo pueden transferir al cliente final las pérdidas de la resolución de cargos de distribución. Asimetría de pérdidas |
| QUINDIO | | | Comercialización | | Reconocer los costos financieros en que incurren las empresas cuando para mantener unos razonables índices de recaudo, deben ejecutar acciones que no significan cobros al usuario tales como: notificaciones, control y seguimiento a las suspensiones y cortes de energía: Factor de control de cartera. |
| QUINDIO | | | Comercialización | | Reconocer un cargo por riesgo de cartera. EDQ el costo de comercialización representa el 8% de los costos totales. En promedio año se deja de percibir el 2% de lo facturado. Es decir el 25% del ingreso de comercialización facturado se pierde por cartera. El valor propuesto por lo menos es 25%. |
| QUINDIO | | | Comercialización | | Para las empresas con baja capacidad de inversión sería conveniente que sea |

| | | | | | |
|---------|--|---------------------------------------|------------------|------|--|
| | | | | | asignado un costo de comercialización promedio de las empresas con mercado incumbente que sea rentable. |
| QUINDIO | | | Comercialización | | Incluir los costos del recaudo en el sector rural pueden llegar a ser hasta \$1900 por cupón recaudado en entidades bancarias. |
| QUINDIO | | | Impuestos | | Debe tenerse en cuenta que la contribución es considerada como un tributo por la ley, por lo tanto el regulador debe prever tal situación para definir las variables que se incorporan para el cálculo de la contribución |
| QUINDIO | | | Impuestos | | Incorporar los tributos actuales o al menos el impuesto por las transacciones financieras que cuesta \$0.5/Kwh, es decir equivale al 3,5% de los ingresos por comercialización |
| CODENSA | 0-0000657253 del 21 de junio de 2002 y 0-0000706139 - 25 septiembre 2002 | CREG-5676 DE 2002 y CREG-8423 de 2002 | Pérdidas | | Propuesta Incompleta, no se definen los niveles de pérdidas que se reconocerán |
| CODENSA | | | Pérdidas | | No se corrige la asimetría en la asignación de pérdidas que concede una prima de hasta 4,6% de los costos de compra y transmisión al comercializador entrante, sin que dicha prima tenga relación con su eficiencia en la intermediación de los clientes y el mercado. |
| CODENSA | | | Generación | Alfa | El reemplazar el factor (alfa) variable por uno fijo de 0.5 entre el precio de compras propias y el precio de mercado. Esta puede poner en riesgo la prestación del servicio en aquellas zonas del país donde se conjuguen compras superiores al promedio del mercado con altos niveles de pérdidas. El factor alfa de la resolución 31/97, reduce el riesgo de que los comercializadores entren en cesación de pagos. El 60% de las empresas del país tienen problemas financieros estructurales, el comercializador de último recurso es la SSPD, existen distorsiones en la conformación de precios en la bolsa, como en el mercado de contratos que pueden poner en riesgo la situación financiera de una empresa. |

| | | | | | |
|-----------------------|--|--|-------------------------|---------------------------------------|---|
| <p>CODENSA</p> | | | <p>Generación</p> | <p>Alfa - Esquema mercado</p> | <p>Un punto que no aborda el documento de la CREG es la evaluación de los mecanismos de mercado que deben respetar las empresas para adquirir la energía con destino a sus clientes regulados constituidos por la obligatoriedad de que tales convocatorias sean públicas, exista libre concurrencia de oferentes y adjudicarse al menor precio. En este sentido caben las siguientes preguntas: ¿ porqué tildar de ineficiente un contrato que ha cumplido todos los requisitos establecidos para la compra de energía con destino a clientes regulados?; b) si se va a asignar un riesgo tan grande al proceso de compra de energía para clientes regulados, no debería dejarse en libertad a las empresas para gestionar al menos en parte dicho riesgo?</p> |
| <p>CODENSA</p> | | | <p>Generación</p> | <p>Alfa</p> | <p>Si se decide dejar el alfa de 0.5 debería estar acompañado de la eliminación de las condiciones impuestas a la compra de energía al mercado regulado, con el fin de que las empresas puedan gestionar al menos en parte dicho riesgo.</p> |
| <p>CODENSA</p> | | | <p>Generación</p> | <p>Promedio Móvil</p> | <p>Reconocer el tanto al comercializador como al usuario las diferencias entre el costo eficiente y el costo estabilizado, incluyendo el costo financiero asociado. La propuesta se basa en la inclusión de un componente que acumule para cada empresa los residuos resultantes entre el precio real de compra y el promedio móvil; sobre esta diferencia se reconoce el costo de capital de trabajo a la tasa DTF y para evitar volatilidad, se transfiere cada mes sólo 1/6 del residuo acumulado a la fecha.</p> |
| <p>CODENSA</p> | | | <p>Comercialización</p> | | <p>Variabilizar el costo de comercialización (que no depende de los consumos de los clientes), no permite dar una competencia en el mercado regulado en términos de eficiencia. Los comercializadores entrantes poseen bajo margen del negocio que les permite tener una gran holgura para competir, que aún con precios de compra de energía muy superiores al promedio del mercado son suficientemente atractivos ante los clientes por los que compiten, llevando a pagar precios de compra superior al promedio del mercado. Esta es una distorsión que desestimula la transferencia de beneficios del mercado de compra de energía al cliente final.</p> |

| | | | | |
|---------|--|--|----------------------------|---|
| CODENSA | | | Comercialización | Propuesta Incompleta, no se define factor de productividad - comercializador, ni la totalidad de variables que se tendrán en cuenta para calcular el costo de comercialización en cada mercado, como lo son el costo de activos asociados, capital de trabajo necesario, costos por cartera no recuperable, costos de controlar pérdidas de energía, remuneración de los riesgos asociados con la actividad de comercialización |
| CODENSA | | | Comercialización | La profundización de la competencia por los usuarios finales del servicio es un aspecto que la CREG debe anunciar con anticipación para que los agentes ajusten las cantidades de energía comprometidas en contratos, para evitar pérdidas para aquellas empresas previsivas en su gestión de compras de energía. |
| CODENSA | | | Transmisión y Distribución | En los componentes de transmisión y distribución no se menciona cómo se reconocerán los costos del rezago sistemático entre los cargos cobrados a las empresas y los que se facturan a los usuarios; ni los costos de la restricción legal de no actualizar las tarifas hasta que se acumule una variación del 3% |
| CODENSA | | | Distribución | No contempla la posibilidad de cobrar cargos de distribución en dos partes, de modo que se permita cobrar la capacidad de red puesta a disposición de los usuarios; elemento que se vuelve crítico en la obligación de brindar respaldo a los auto y cogeneradores |
| CODENSA | | | Impuestos | En el tema de impuestos sólo cubre el riesgo de nuevos tributos, desconociendo que el mayor riesgo a nivel local y regional lo imponen las variaciones en las tasas de los tributos existentes (reformas tributarias territoriales, que aumenten las tasas) |
| CODENSA | | | Otros | Reconocer las contribuciones a la CREG y a la SSPD dentro del cálculo de comercialización, desconoce que estas contribuciones no son valores estables y equivaldría a asignar un riesgo adicional a las empresas |
| CODENSA | | | Otros | Afectar los componentes CND y ASIC por los factores de pérdidas permitidas, que es un riesgo gestionable, siempre y cuando la senda de pérdidas que se fije, además de posible, sea superable por las empresas que realicen una adecuada gestión. |

| | | | | | |
|---|---|-------------------|------------------|------------------------|--|
| CODENSA | | | Adicionales | | No tuvo en cuenta la propuesta presentada por el Consultor contratado por la CREG y los comentarios de los agentes |
| ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P. Y ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P. | REG-046.02 del 24 de Septiembre de 2002 | CREG-8437 de 2002 | Adicionales | | Vigencia de la fórmula tarifaria. La resolución debió haber salido por lo menos en diciembre de 2001. En cumplimiento del artículo 127 de la Ley 142 |
| COSTA Y CARIBE | | | Generación | Alfa - Esquema mercado | La propuesta de la CREG disminuye la exposición del comercializador en el segmento regulado al riesgo financiero, pero aumenta sensiblemente su exposición al riesgo del mercado. La empresa propone regular las decisiones de compra, a cambio de trasladar el total de los costos de los contratos que cumplan con las normas regulatorias. De esta manera el regulador decide el grado de exposición al mercado de corto plazo para evitar que el usuario se vea expuesto a la volatilidad. En el caso de no considerarse la propuesta, se recomienda utilizar un Benchmark diferenciado para corto, mediano y largo plazo y que el riesgo al que se expone el distribuidor-comercializador sea variable por bandas, o sea en función de rangos de desvío del benchmark que refleja la diferencia entre los valores de compra de la empresa y los resultantes de mercado. Implica un alfa variable. |
| COSTA Y CARIBE | | | Restricciones | | Consideran correcto la propuesta de la CREG de dividir dicho componente por la demanda del comercializador. |
| COSTA Y CARIBE | | | Otros | | Proponen para variabilizar dichos costos utilizar las ventas y no la demanda comercial. |
| COSTA Y CARIBE | | | Comercialización | | Variabilización y separación usuario regulado de no regulado |
| COSTA Y CARIBE | | | Pérdidas | | Asimetría, socialización de pérdida, reconocimiento de pérdidas adicionales por variables ajenas a la gestión de la empresa |
| COSTA Y CARIBE | | | Impuestos | | En el tema de impuestos sólo cubre el riesgo de nuevos tributos, desconociendo que el mayor riesgo a nivel local y regional |

| | | | | | |
|--|-----------------------|-------------------|------------|------------|--|
| | | | | | lo imponen las variaciones en las tasas de los tributos existentes (reformas tributarias territoriales, que aumenten las tasas) |
| ASOCODIS (Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica) | Septiembre 23 de 2002 | CREG-8399 DE 2002 | Generación | Alfa | Eficiencia (alfa). Se mantiene la posición de que dado que el abastecimiento de usuarios regulados debe realizarse por licitación para garantizar que los precios resulten de condiciones transparentes y de libre concurrencia de la oferta, la regulación logra con esto el objetivo de transparencia y competencia en la compra, siendo así no deberían agregarse factores adicionales de control de eficiencia en traslados de precios de contratos. |
| ASOCODIS | | | Generación | Alfa | Es necesario que la nueva regulación sea transparente, en cuanto a separar los criterios de eficiencia y volatilidad, es por ello que se sugiere definir primero el precio reconocido al aplicar el criterio de eficiencia y luego asegurar la recuperación de este costo eficiente resultante, ajustando para el comercializador y para el usuario las diferencias originadas al reducir la volatilidad |
| ASOCODIS | | | Generación | Alfa | La propuesta de la CREG incrementa riesgos ya que aumenta magnitud de premios por eficiencia, pero también magnitud de castigo por precios mayores. Dicho riesgo no está acotado con lo cual puede poner en riesgo la volatilidad de las empresas |
| ASOCODIS | | | Generación | Cálculo Mm | La comparación de eficiencia puede darse en dos esquemas: i) unificando compras en contratos y bolsa como lo hace la regulación actual y la nueva propuesta de la CREG; ii) separando compras en bolsa y compras en contratos. La separación va encaminada a que la exposición en bolsa del mercado no influya en la definición de compra eficiente. Es decir quien no quiera exponerse en bolsa no se verá afectado en periodos bajos de los precios de bolsa y en los que por ese motivo un Mm unificado va a disminuir. |
| ASOCODIS | | | Generación | Alfa | Debe castigarse a una empresa con contratos iguales o menores que los del mercado por no ir a bolsa cuando los precios están bajos? |

| | | | | | |
|---|--------------------------------|-------------------|------------|-----------------|---|
| ASOCODIS | | | Generación | Fórmula | Qué tan grande debe ser el margen en contratos? Tema sujeto a discusión: 1. Mayor ancho de la banda, menor riesgo, menor incentivo a ganancia, pero menor probabilidad de pérdida para que las empresas con menor demanda ya que los precios de estas tienen poca representatividad en la conformación del precio medio en contratos. 2. Menor tamaño de los márgenes conlleva a mayores riesgos. Proponen un margen del 10% tanto superior como inferior; y un límite de exposición en bolsa del 5%. |
| ASOCODIS | | | Generación | Alfa | Tanto para las empresas como para el usuario, el costo por aplicación del criterio de volatilidad en presencia de ajustes debe ser cero. Este resultado se logra reconociendo tanto el comercializador como el usuario las diferencias entre el costo eficiente establecido y el costo aplicado al cliente y reconociendo el costo financiero asociado (DTF). |
| ANDESCO (Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios y Actividades Complementarias e Inherentes) | CSE-018/2002 - Septiembre 2002 | CREG-8465 de 2002 | Generación | Alfa | Eliminar el alfa puede poner en riesgo la prestación del servicio en aquellas zonas del país donde se conjuguen compras superiores al promedio del mercado acompañado por una senda de pérdidas no gestionables. |
| ANDESCO | | | Generación | Esquema Mercado | La asignación del riesgo debería estar acompañada de la eliminación de las condiciones impuestas a las compras de energía, con el fin de que las empresas puedan gestionar al menos en parte, dicho riesgo. |
| ANDESCO | | | Impuestos | | En el tema de impuestos sólo cubre el riesgo de nuevos tributos, desconociendo que el mayor riesgo a nivel local y regional lo imponen las variaciones en las tasas de los tributos existentes (reformas tributarias territoriales, que aumenten las tasas) |
| ANDESCO | | | Pérdidas | | Se debe revisar la asignación de pérdidas entre los diferentes agentes que conforman el mercado, teniendo en cuenta la verdadera situación económica y de orden público y su impacto sobre el |

| | | | | | |
|----------------|--|---------------------------------------|------------|------|---|
| | | | | | comercializador establecido. |
| ANDESCO | | | Pérdidas | | Se deben establecer los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas en cada uno de los sistemas de distribución y determinar los niveles económicos a los que pueden llegar estas pérdidas. |
| EMCALI | 100000-GG-919 del 4 de julio de 2002 y 100000-GG- 23 de Septiembre de 2002 | CREG-6199 de 2002 y CREG-8473 de 2002 | Generación | Alfa | El promedio móvil sobre un periodo más corto, planteado para el calculo del Gm y el Rm, es un mecanismo que sigue favoreciendo al cliente al presentarle una señal relativamente estable de precio. Esta disminución en la volatilidad del precio, implica que el comercializador deba seguir incurriendo en unos gastos financieros que no están siendo reconocidos en las formulas tarifarias actuales ni en las propuestas. La tendencia actual y hacia futuro, es que los precios de compra Pm serán crecientes, si se quiere garantizar la expansión de la generación, por lo tanto el Gm será menor al Pm, lo que conlleva a un desequilibrio económico para el comercializador por que no puede recuperar esa diferencia de precios. Igual situación sucede con las restricciones, si se tiene en cuenta el deterioro en el orden publico y la voladura de torres. No esta claro en la propuesta tarifaria como se reconocerian estos costos financieros, en los cuales debe incurrir necesariamente el comercializador. |
| EMCALI | | | Generación | Alfa | Los comercializadores que tuvieran que hacer compras o que ya hicieron para dos o más años, por encima del Mm para atender mercado regulado, por diferentes razones como es el caso de las empresas intervenidas, serían castigadas en el calculo del Gm, ya que el valor de las transacciones en el mercado mayorista Mm pasarán de tener un peso ponderado de casi el 18% a un 50% en la propuesta. Para mitigar el impacto del incremento de esta ponderación del Mm, sobretodo por que existen registrados contratos a futuro, consideramos que se debe establecer una gradualidad anual, en los 5 años del periodo de vigencia de la nueva estructura tarifaria, para alcanzar la ponderación del 50%. Adicionalmente consideramos interesante este mecanismo siempre y cuando se garantice que todos los agentes tienen igualdad de oportunidades y |

| | | | | | |
|--------|--|--|------------|---------|--|
| | | | | | condiciones en la compra de energía para evitar discriminaciones como las que se presentan actualmente. |
| EMCALI | | | Generación | Fórmula | Consideramos que para el calculo del Gm, y del costo variable de comercialización Cm, no se tengan en cuenta las transacciones que se efectúan en el mercado mayorista para atender mercado no regulado dado que estas distorsionan el calculo de estos índices de precios, porque entre otras razones, el mercado no regulado ha sido el mayor beneficiario de unos menores costos. |
| EMCALI | | | Pérdidas | | debería incluir las perdidas comerciales en que están incurriendo los comercializadores por razones que le son completamente ajenas, como es el caso de la situación económica de sus clientes, orden público, et |
| EMCALI | | | Pérdidas | | Hay que resaltar que en la actual formula y en la nueva propuesta tarifaria, los comercializadores embebidos están obteniendo ganancias adicionales por el manejo de las pérdidas reconocidas principalmente en el nivel de tensión I. |
| EMCALI | | | Pérdidas | | La recuperación de los Otros Costos en las formulas tarifarias vía la Demanda Comercial DC, es sano y obliga a las empresas a reducir sus pérdidas. Pero no se debe olvidar que la mayoría de las empresas integradas, presentan pérdidas reales por encima de las reconocidas por la regulación, por factores que en muchos casos se encuentran por fuera del control de éstas |
| EMCALI | | | Impuestos | | En las formulas tarifarias no se tienen en cuenta impuestos que se crearon por algunas administraciones municipales y regionales. Igualmente, aun cuando no está claro de que manera estos nuevos tributos se vuelven \$/kwh, se debe tener en cuenta la forma en que estos se cobran |

| | | | | | |
|---|--------------------------------------|---------------------|------------------|----------------|--|
| | | | | | al comercializador y no se deben referir con base en la demanda comercial, como es la tendencia de distribuir los otros costos en la nueva propuesta tarifaria. |
| EMCALI | | | Impuestos | | EMCALI EICE ESP considera que las modificaciones a los tributos ya existentes se deben tratar como impuestos nuevos, debido a que no es claro que las empresas carguen con tributos que no pueden ser trasladados vía tarifa al cliente final. |
| EMCALI | | | Comercialización | | Se debe incluir Otros Costos que aparentemente no se tendrían en cuenta en el nuevo Costo Base de Comercialización, Co, como el valor de las garantías, publicaciones de convocatorias, publicación mensual de tarifas, etc. |
| EMCALI | | | OTROS | | EMCALI EICE ESP considera que los pagos a la SSPD, CREG, CND y SIC (componente O-Otros Costos) no deben ser considerados en el Costo de Comercialización Cm, ya que estos costos para nuestra empresa, son relativamente apreciables y por lo tanto deben tener un tratamiento individual, tal como están planteados en las fórmulas actuales. |
| ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. | 011495-Septiembre 24 de 2002 | CREG-008417 de 2002 | Generación | Promedio Móvil | El cambio del periodo del promedio móvil de 12 a 3 meses es benéfico para procesos como en el que estamos de crecimiento paulatino del precio de compra pero en el periodo de descenso brusco (1998) no recupera la totalidad de los costos. |
| HUILA | | | Generación | Promedio Móvil | El cambio de regulación para el G no recupera claramente los costos no recuperados por el proceso del promedio móvil de 12 meses, los cuales se suponía recuperados en 2003. |
| HUILA | | | Impuestos | | Es necesario incluir todos los impuestos que paga la empresa |
| HUILA | | | Pérdidas | | Es necesario separar las pérdidas asignables al comercializador y al distribuidor, así como eliminar la asimetría existente entre un comercializador embebidos y entrantes |
| EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. | 61000-87668095-Septiembre 24 de 2002 | CREG-8391 de 2002 | Pérdidas | | Es necesario separar las pérdidas asignables al comercializador y al distribuidor, así como eliminar la asimetría existente entre un comercializador embebidos y entrantes |

| | | | | | |
|---------------|---------------------------------------|----------------------------|-------------|----------------|---|
| BOYACA | | | Adicionales | | EBSA hace comentarios para los componentes D y C; donde D fue definido en la res 082 de 2002 y el C se analizará en resolución posterior. |
| EPSA | PE-211/02 Septiembre 25 de 2002 | CREG- 008483 de 2002 | Adicionales | | Vigencia de la fórmula tarifaria. La resolución debió haber salido por lo menos en diciembre de 2001. En cumplimiento del artículo 127 de la Ley 142 |
| EPSA | | | Generación | Fórmula | El promedio móvil a pesar de ser un riesgo y no un costo, ante crecimientos sostenidos del costo de la energía, como se prevé que sea su comportamiento futuro, para garantizar y mantener la expansión de la producción en el largo plazo, es claro que los comercializadores han resultado hasta el momento afectados con la aplicación de la fórmula tarifaria, y que de no corregirse esta situación, les tocará seguir absorbiendo los costos en el futuro. |
| EPSA | | | Generación | Promedio Móvil | Se requiere establecer un mecanismo para que el costo de suavización de la volatilidad (por el promedio móvil de 3 meses) no lo asuma el comercializador. Se plantea un factor de ajuste que cubra el costo financiero de las diferencias entre el costo a trasladar permitido a la empresa y el promedio móvil. |
| EPSA | | | Generación | Otros | El promedio móvil sólo reduce en parte del riesgo del comercializador. No obstante existen otros dos factores de riesgo que impiden al comercializador la recuperación del G: i) la disminución de la demanda a facturar por factores exógenos al sector; ii) el movimiento de clientes entre los comercializadores en razón de la competencia. |
| EPSA | | | Generación | Alfa | Alfa: dar igual ponderación a las compras propias que a las del mercado mayorista, implica que el G sea muy sensible al precio Mm, incrementando el riesgo del comercializador, especialmente ante eventos que incrementen este precio. Se debería plantear una revisión del proceso de compra y no a través de promedios, para garantizar la eficiencia en el primero. Muchos comercializadores débiles o con demandas pequeñas saldrán castigados en el momento en que les toque comprar más caro que el promedio del mercado mayorista, en razón de su falta de influencia en la determinación del precio. |

| | | | | |
|--------------------------------------|----------------------|--------------------|----------------------------|---|
| EPSA | | | Transmisión y Distribución | Como lo plantea la propuesta, los cargos por uso del STN deben ser trasladados directamente al usuario final. Sin embargo, no se está reconociendo el desfase por la actualización del cargo, ya que estas se realizan al mes (m-1) y se paga al LAC, actualizado al mes. Adicionalmente, este cargo se actualiza mensualmente y el CU no siempre se actualiza mensualmente (3%) dando este origen a otro desfase para el traslado de costos. |
| EPSA | | | Otros | Reconocer las contribuciones a la CREG y a la SSPD dentro del cálculo de comercialización, desconoce que estas contribuciones no son valores estables y equivaldría a asignar un riesgo adicional a las empresas |
| EPSA | | | Pérdidas | Asimetría, socialización de pérdida, definición de pérdidas entre distribuidores y comercializadores |
| EPSA | | | Pérdidas | Se debe definir de manera precisa las fronteras comerciales entre la distribución y la comercialización y en este sentido la medición debería ser responsabilidad del distribuidor y pagársela por ello. |
| EPSA | | | Impuestos | En el tema de impuestos sólo cubre el riesgo de nuevos tributos, desconociendo que el mayor riesgo a nivel local y regional lo imponen las variaciones en las tasas de los tributos existentes (reformas tributarias territoriales, que aumenten las tasas) |
| EPSA | | | Impuestos | No está claro como se calculan para ser incluidos en la fórmula. Además si estos tributos afectan al OR debería ser de obligatorio cumplimiento el recaudo por parte de los comercializadores que atienden clientes en ese mercado. (Por ejemplo Alumbrado Público). |
| EPSA | | | Adicionales | Para todos los componentes de la tarifa, para efectos de facturación al cliente final, se actualizan hasta el mes m-1, pero cuando se pagan los costos a cada uno de los agentes en la cadena, actualizados al mes m. Se debería establecer un mecanismo que cubra esta diferencia, ejemplo actualizar hasta el mes m, estimando IPP o tomando un mes adicional anterior. |
| Veeduría de Cali "Por la Democracia" | Septiembre 9 de 2002 | CREG-09679 de 2002 | Adicionales | Vigencia de la fórmula tarifaria. La resolución debió haber salido por lo menos en diciembre de 2001. En cumplimiento del artículo 127 de la Ley 142 |

| | | | | | |
|-----------------------------------|--|--|----------------------|--|--|
| <p>a y la Convivencia Social"</p> | | | | | |
| <p>Veeduría de Cali</p> | | | <p>Adicionales</p> | | <p>La CREG únicamente presentó 5 meses de la terminación de la vigencia de la fórmula tarifaria, la fórmula de costos unitarios y sus componentes, sin estudios socioeconómicos, ni de consumo, ni demanda de cada una de las empresas prestadoras del servicio de energía.</p> |
| <p>Veeduría de Cali</p> | | | <p>Adicionales</p> | | <p>La variación de costos económicos con el nivel de consumo (no por compras mayoristas en bolsa o mercado), al igual que la demanda por el servicio, (referida a usuarios que requieren el servicio), no se consideran en la fórmula presentada en la resolución 047 de 2002, con lo cual se vulneran el Numeral 1 del artículo 90 de la Ley 142. De esta manera la fórmula tarifaria sólo refleja la situación del distribuidor-generador y comercializador, dejando de lado al usuario consumidor final del servicio.</p> |
| <p>Veeduría de Cali</p> | | | <p>Impuestos</p> | | <p>La pretensión de trasladar al usuario del servicio de energía los nuevos tributos que se fijan al prestador del servicio es inconstitucional por cuanto al incorporar un nuevo componente a la fórmula (Im), la CREG está exonerando en la práctica del pago de dichos impuestos al prestador del servicio, para lo cual la competencia sólo la tiene el Congreso de la República y los Consejos Municipales. Además al trasladar los impuestos que en el futuro recaigan sobre el prestador del servicio es igualmente inconstitucional por cuanto se imponen a los usuarios un aumento en los tributos a pagar. Además de no estar obligados a su cancelación por no tener la calidad de sujetos pasivos de los mismos.</p> |
| <p>Veeduría de Cali</p> | | | <p>Restricciones</p> | | <p>El componente Rm(restricciones) de la fórmula se trae a valor presente valores o costos a futuro que pueden no suceder</p> |
| <p>Veeduría de Cali</p> | | | <p>Adicionales</p> | | <p>Con la fórmula tarifaria contenida en la resolución 047 de 2002 se agrava aún más la situación del usuario final a quien no solo se le cargan doblemente algunos costos laborales, administrativos, financieros y técnicos en la factura sino que con su implementación se pretende recuperar en el menor tiempo posible en favor del generador y la cadena de intermediación el total de la inversión y la</p> |

| | | | | |
|------------------------------|----------------------------------|-------------------|---------------|--|
| | | | | rentabilidad económica |
| Veeduría de Cali | | | Adicionales | Algunos de los factores que contienen la fórmula tarifaria no pueden considerarse como costos de generación, distribución, transmisión o comercialización sino riesgos del negocio, los cuales deben ser asumidos por todos los que intervienen en dichas actividades, tal como sucede con el pago de nuevos impuestos municipales o la aplicación de ciertas restricciones, como por ejemplo, la voladura de torres de energía por cuenta de la insurgencia que constituyen riesgos o circunstancias aleatorias que nada tienen que ver con la naturaleza misma del negocio, pero que, de manera inequitativa e injustificada se transfieren al usuario vía tarifa de los servicios públicos domiciliarios al igual que otros factores como los denominados riesgo país, riesgo prima del negocio, capital de riesgo que constituyen un referente de rentabilidad para el inversionista nacional o extranjero determinado en la bolsa de Nueva York |
| Contraloría de Bogotá | 36200-013558 - Octubre 3 de 2002 | CREG-9099 de 2002 | Restricciones | El punto crítico en este tema continua siendo la inclusión de las restricciones y al ponerlas a cargo de los agentes comercializadores y por último de los usuarios regulados. Sus valores deben ser la señal a los planeadores y las empresas transmisoras para ampliar y mejorar el sistema a fin de disminuir las restricciones de tipo normal y permanente. Por otro lado las que resultan de situaciones de saboteo al STN son ampliadas "por efectos de la especulación" que ha permanecido en el mercado mayorista y non son estacionales ni aún cíclicas sino que responden a situaciones coyunturales completamente aleatorias. |
| Contraloría de Bogotá | | | Restricciones | La propuesta es la de reglamentar separadamente un cobro especial ocasional y transitorio del cual pudiera participar el gobierno nacional, pero lo que es más importante que los usuarios no regulados también participen con un cargo proporcional de los mayores valores que se generan por causas ajenas al servicio y a la voluntad de los usuarios regulados sobre quienes ha recaído los mayores |

| | | | | | |
|---|--|--------------------------|---------------|----------------|--|
| | | | | | valores pero también la acción especulativa del mercado. |
| ANDI (Asociación Nacional de Industriales) | 21-1134 - Septiembre 2 de 2002 y 21-1265 - Septiembre 30 de 2002 | CREG-8132 y 8790 de 2002 | Restricciones | | Variabilización de las restricciones: la fórmula usada por los comercializadores de energía para liquidar a sus clientes no regulados los costos unitarios de las restricciones, utiliza las ventas totales al usuario final, regulados y no regulados, de acuerdo con lo indicado en la Res CREG 031/1997; dicho valor de ventas es inferior a la demanda de cada mercado en razón a las pérdidas de cada sistema. Aunque el concepto es justo en cuanto al comercializador recupera todos sus costos de restricciones al distribuirlas entre todas sus ventas, en nuestra opinión no es una forma eficiente de asignar costos a los usuarios, puesto que con ello se castiga al consumidor que se encuentra conectado a sistemas con mayores pérdidas de energía, es decir que la ineficiencia del comercializador se le traslada al usuario contrariando los principios de las leyes 142 y 143 de 1994. Se propone ratificar la propuesta original presentada por la CREG en el documento del 6 de mayo de 2002, ya que esta cumple con los principios de trasladar costos de eficiencia definidos en la Ley. |
| ANDI | | | Restricciones | | Ejemplo: Para dos sistemas cuyos comercializadores deben pagar el mismo valor de restricciones, uno con pérdidas demasiado altas (35%) y otros con los niveles de pérdidas reconocidos, el usuario atendido por el comercializador ineficiente debe pagar por concepto de restricciones un 31% más de lo que paga un usuario atendido por el comercializador eficiente. |
| ANDI | | | Generación | Promedio Móvil | Para el mercado regulado, la propuesta de simplificar el cálculo eliminando los factores de ponderación alfa y beta, nos parece razonable. Sin embargo, creemos que una mayor estabilidad en los precios de generación para los usuarios, se podría tener si se consideran promedios móviles de 6 meses en vez de los 3 meses propuestos. |
| ANDI | | | Transmisión | | Consideran que la CREG debe reconsiderar la decisión de pasar al 100% del T a la demanda. Por otro lado el mayor valor a cargo de la demanda presentado durante los dos últimos años y dejado de |

| | | | | | |
|--|-----------------------|-------------------|------------|------|---|
| | | | | | pagar por los generadores no se ha visto reflejado en las ofertas de venta de los generadores en ningún momento. |
| ANDI | | | Otros | | Consideran que los costos de CND y SIC deben ser parte del costo base de comercialización |
| ANDI | | | Impuestos | | La incorporación de nuevos tributos en que incurre el prestador del servicio, con posterioridad a la fijación de las fórmulas, consideramos que no es una propuesta aceptable desde el punto de vista del consumidor. Los impuestos son parte de la estructura de costos de un negocio y por ello son parte del riesgo que todo negocio debe enfrentar. No es lógico pensar que sólo para un sector de la economía se de un tratamiento especial, permitiendo que se recuperen dichos costos en forma explícita, mientras el resto de la economía debe absorber la inestabilidad tributaria que se puede generar. |
| ANDI | | | Impuestos | | La inestabilidad tributaria es parte del riesgo país que ya se está reconociendo en la definición de la rentabilidad del negocio. Adicionalmente vale la pena mencionar que el consumidor espera que cualquier componente regulado de la fórmula debe ser muy explícito y objetivo en su forma de cálculo. Un nuevo componente que incorpore nuevos tributos de cualquier tipo ya sean nacionales o municipales no puede ser definido así por obvias razones dada la complejidad de las disposiciones tributarias, y ello podría ocasionar grandes dificultades futuras en su correcta interpretación y cálculo. |
| ANDI | | | Impuestos | | Habría que agregar que la inclusión de los nuevos impuestos va en contra de los artículos 87 y 90 de la Ley 142 de 1994 ya que estos artículos prohíben el traslado de costos de gestiones ineficientes y de cargos que vayan en contradicción del principio de eficiencia. |
| EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P. | Septiembre 24 de 2002 | CREG-8424 de 2002 | Generación | Alfa | Alfa de 0.5 se considera un incentivo perverso a la eficiencia en los procesos de compra, generará la situación a las empresas de perder un margen favorable obtenido por la buena gestión en los mecanismos contractuales para las compras. |

| | | | | | |
|---|--|--|-------------------|-------------|--|
| <p>CUNDINAM ARCA - EEC</p> | | | <p>Generación</p> | <p>Alfa</p> | <p>Dado que el comportamiento del mercado es eficiente y que con el 0.5 el promedio móvil del costo promedio de las transacciones propias tenderá al promedio móvil del costo promedio de todas las transacciones en el MEM (el componente Mm, en el largo plazo estará en función de las transacciones propias), la propuesta está dirigida a que la variable G sea el promedio móvil de los costos promedio de las transacciones propias</p> |
| <p>CUNDINAM ARCA - EEC</p> | | | <p>Impuestos</p> | | <p>La resolución no define cuales impuestos podrán afectar la estructura de costos del prestador del servicio, así mismo se desconoce la autoridad competente que tenga la facultad de definir que tipos de nuevos tributos se transferirán a los usuarios y los de que orden serían nacional, departamental y/o municipal.</p> |
| <p>COMITÉ ASESOR DE COMERCIA LIZACION - CAC-</p> | <p>Junio 25 de 2002, Septiembre 6 de 2002, Octubre 15 de 2002 y Junio 12 de 2003</p> | <p>CREG-6013 de Junio 25 de 2002, CREG-7940 de 2002, CREG-9208 de 2002 y CREG-005921 de 2003</p> | <p>Generación</p> | | <p>Se propone incluir la siguiente precisión en la propuesta de resolución: Mm:Costo Promedio Mensual (\$/Kwh) de todas las transacciones en el Mercado Mayorista con <i>destino al mercado regulado</i>, considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes m.</p> |
| <p>CAC</p> | | | <p>Generación</p> | <p>Alfa</p> | <p>El alfa de 0.5 constante para todo el periodo tarifario no es conveniente, ya que el procedimiento de compras en el mercado regulado a través de un proceso de licitación está cumpliendo el requisito de maximizar la posible competencia, no parecería necesario obligar a una segunda competencia a través de la fórmula tarifaria. Recomiendan: Reconocer tanto al comercializador como al usuario las diferencias entre el costo eficiente y el costo estabilizado, incluyendo el costo financiero asociado. La propuesta se basa en la inclusión de un componente que acumule para cada empresa los residuos resultantes entre el precio real de compra y el promedio móvil; sobre esta diferencia se reconoce el costo de capital de trabajo a la tasa DTF</p> |

| | | | | | |
|-----|--|--|----------------------------|-----------------|---|
| CAC | | | Generación | Promedio Móvil | El costo de compra califica como malo o bueno mirando el promedio dentro de un periodo (que pasaría según la propuesta de 12 a 3 meses. Sin embargo, pueden existir contratos de largo plazo cuya eficiencia o desventaja resulta de su periodo total. |
| CAC | | | Generación | Esquema Mercado | La fórmula compara precios de contratos asumiéndolos de condiciones similares. Sin embargo, la regulación no establece una estandarización de los contratos de compra para los usuarios regulados. Si las condiciones de compra son distintas, los riesgos son distintos entre contratos, y por lo tanto los precios no son comparables. Por tanto se sugiere estandarizar contratos. |
| CAC | | | Generación | Esquema Mercado | Adicionalmente el costo de compra propio se califica, respecto de un promedio de precios formado por precios de contratos a usuarios regulados, contratos a usuarios no regulados y bolsa. Esto no respeta un principio básico de todo tipo de benchmarking, que es la homogenización de lo que se quiere comparar. |
| CAC | | | Generación | Cálculo Mm | Se propone incluir la siguiente precisión en la propuesta de resolución: Mm:Costo Promedio Mensual (\$/Kwh) de todas las transacciones en el Mercado Mayorista con destino al mercado regulado, considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes |
| CAC | | | Otros | | Reconocer las contribuciones a la CREG y a la SSPD dentro del cálculo de comercialización, desconoce que estas contribuciones no son valores estables y equivaldría a asignar un riesgo adicional a las empresas |
| CAC | | | Otros | | Al cambiar el cálculo del componente O, dividiendo por la demanda comercial y no por las ventas implica que los comercializadores integrados no recuperen la totalidad de los costos, debido a que las pérdidas reales son mucho mayores que las reconocidas por regulación. |
| CAC | | | Transmisión y Distribución | | En los componentes de transmisión y distribución no se menciona cómo se reconocerán los costos del rezago sistemático entre los cargos cobrados a las empresas y los que se facturan a los usuarios; ni los costos de la restricción legal de no actualizar las tarifas hasta que se acumule una variación del 3% |

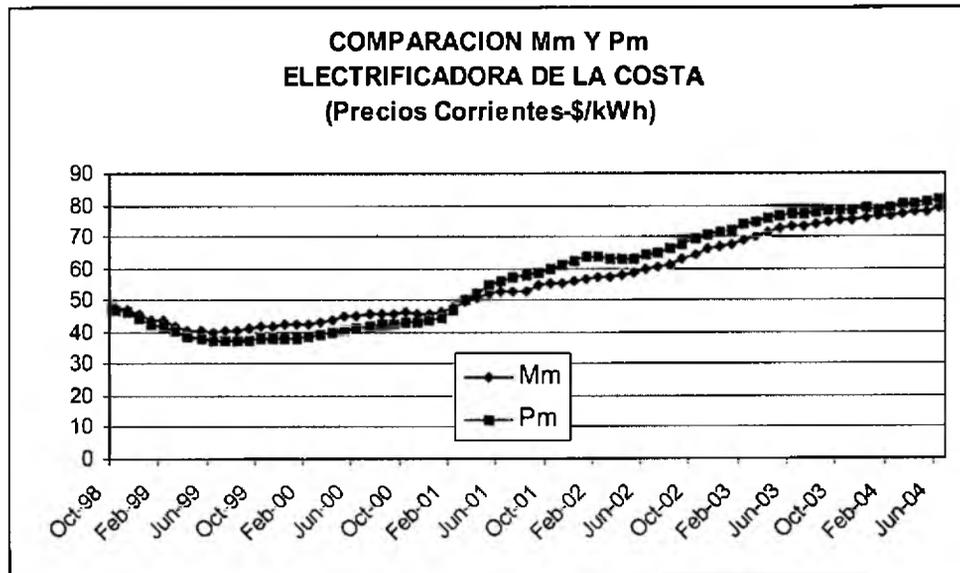
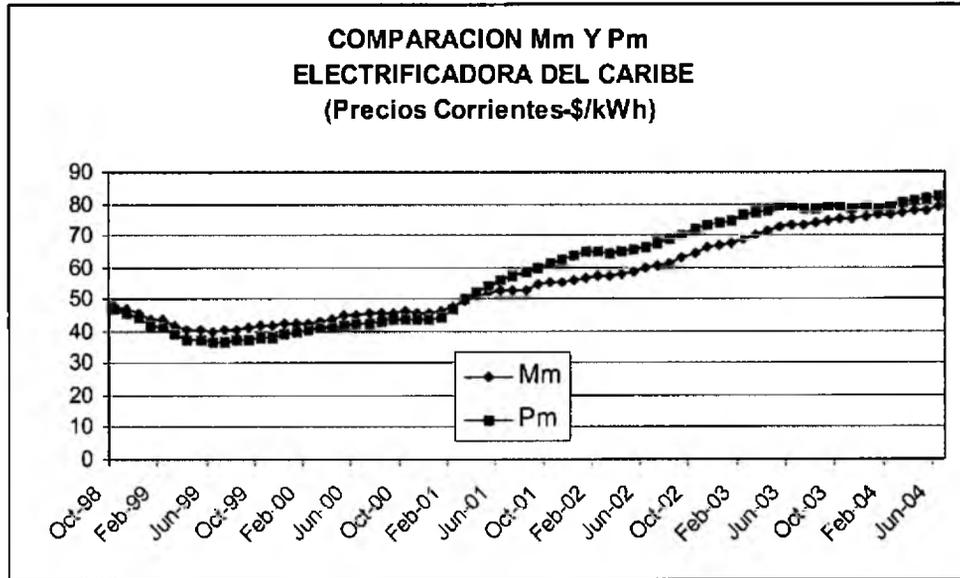
| | | | | |
|--|---|------------------------------------|-------------|--|
| CAC | | | Adicionales | Es necesario modificar la 112 de 2001. - índices. |
| CAC | | | Impuestos | En el tema de impuestos sólo cubre el riesgo de nuevos tributos, desconociendo que el mayor riesgo a nivel local y regional lo imponen las variaciones en las tasas de los tributos existentes (reformas tributarias territoriales, que aumenten las tasas) |
| ELECTRIFICADORA DEL SANTANDER R.S.A. E.S.P. | 269366- Noviembre 25 de 2002 | CREG- 10968 de 2002 | | Se adhieren a los comentarios del CAC. |
| EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN -EPM- | 1016725 del 27 de junio de 2002 y 1033238 del 25 de septiembre de 2002 | CREG- 5860 y 8425 de 2002 | Generación | Modificación del traslado del precio de compra a la tarifa regulada. En este punto es importante el cambio propuesto por la Comisión, al reducir el período de cálculo del promedio móvil a tres meses, con lo cual se consigue llevar señales correctas de precios a la demanda y disminuir los costos de las imperfecciones en el traslado del costo de eficiencia. Sin embargo, como lo reconoce la Comisión, con esto no se obtiene la completa recuperación del costo de compra lo que obviamente vulnera el principio de suficiencia financiera en esta actividad, por lo que se debe revisar la propuesta e incluir los ajustes necesarios para conseguir que el costo de eficiencia pueda ser recuperado en su totalidad. |
| EPM | | | Generación | Cálculo del costo eficiente de compra. La propuesta de asignar un peso igual al precio propio y al del mercado mayorista para calcular el costo de eficiencia contiene un fuerte incentivo a compartir los beneficios o castigos de la gestión de compra. No obstante, el hecho mismo de apartarse del precio tal como surge de los procesos de licitación en el mercado regulado constituye un reconocimiento a las imperfecciones del mercado, y a los problemas asociados a la utilización del precio promedio del mercado mayorista. Con el fin de evitar problemas de especulación por parte de algunos agentes consideramos necesario por lo menos limitar el benchmark al precio promedio de los contratos de largo plazo, excluyendo las transacciones en la bolsa. |

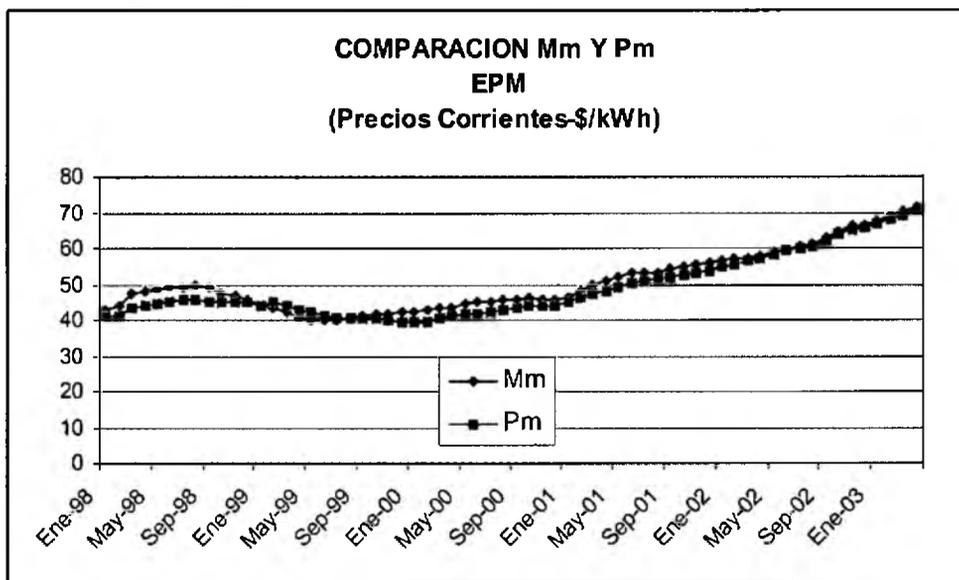
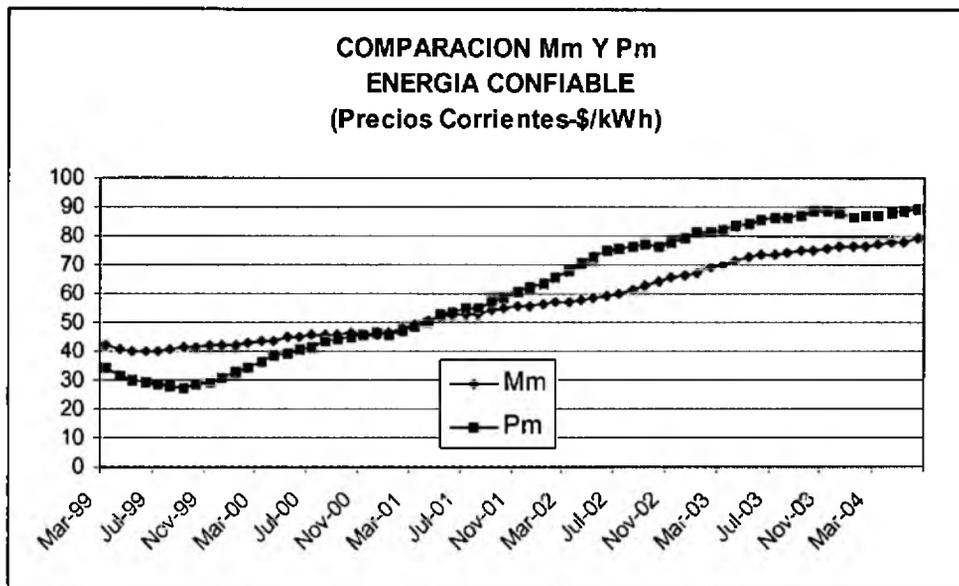
| | | | | |
|-------------------|--|--|---|---|
| <p>EPM</p> | | | <p>Transmisión y Distribución</p> | <p>Traslado completo de costos de transacciones en el mercado mayorista. Tal como lo evidenciaron los consultores de la Comisión, y como ha sido mencionado en repetidas oportunidades por las EPPM en los últimos años, existen rezagas e imperfecciones en el traslado de algunos costos relacionados con transacciones del mercado mayorista, como los pagos al STN, SDL y restricciones, los cuales obedecen a diferencias en el mecanismo de indexación y a limitaciones propias del proceso de publicación de tarifas y de facturación. Estas imperfecciones generan costos que deben ser reconocidos al comercializador, mediante un ajuste en el costo trasladado.</p> |
| <p>EPM</p> | | | <p>Comercialización</p> | <p>Revisión del costo base de comercialización. La identificación de los costos asociados a la comercialización debe partir de una crítica y revisión a fondo de la información contable y de los criterios utilizados para su clasificación, dado que la que existe actualmente en el PUC no es consistente con las metodologías de remuneración de las distintas actividades en la cadena. Es necesario discutir y precisar las definiciones de los recursos y procesos relacionadas con la comercialización, antes de emprender la tarea de identificar los costos eficientes para esta actividad. Por otra parte, la heterogeneidad de mercados hace indispensable establecer una mínima segmentación que permita identificar zonas con características homogéneas, sobre las cuales pueda obtenerse una referencia para obtener costos eficientes. Los problemas de información existentes en muchas empresas del sector obligan a que esta tarea deba hacerse con la participación de los agentes, con el fin de utilizar su conocimiento de los procesos y de los mercados.</p> |
| <p>EPM</p> | | | <p>Otros</p> | <p>Relación entre calidad y costo. Durante el actual período regulatorio se establecieron costo de comercialización sin referencia a la calidad mínima exigida. Esta situación debe corregirse para el próximo período, al tiempo que debe tenerse en cuenta el eventual deterioro de</p> |

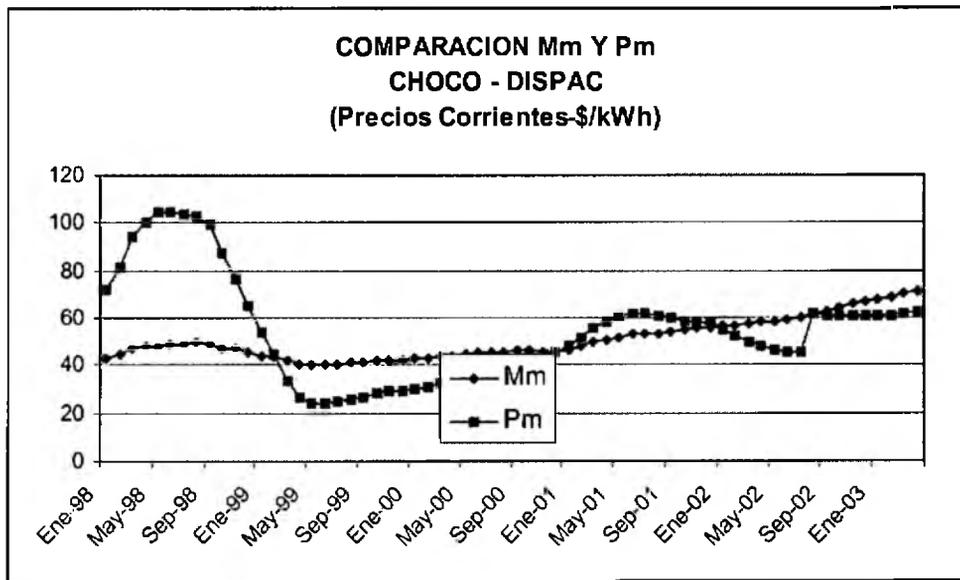
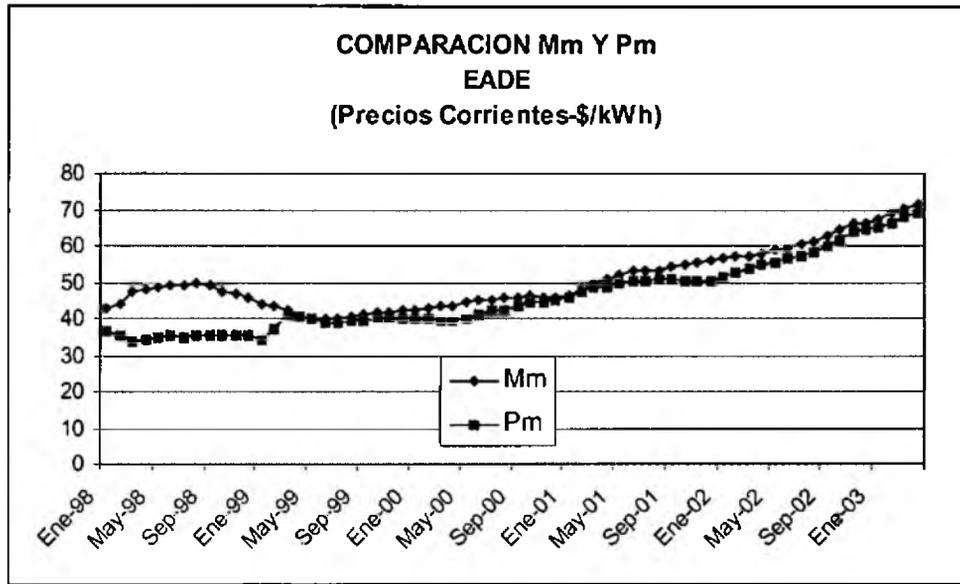
| | | | | |
|-----|--|--|------------------|---|
| | | | | la calidad de servicio en muchas de las empresas existentes, originado en la sub-remuneración de la comercialización en el mercado regulado. Por otra parte, el nivel de calidad exigible debe surgir de criterios objetivos, relacionados con la medición de la disposición a pagar por una determinada calidad, así como con las restricciones de capacidad de pago de los usuarios en este mercado. |
| EPM | | | Comercialización | Remuneración de la comercialización. En este punto concordamos con los consultores de la Comisión en que independientemente de que se remunera la comercialización mediante un costo de capital sobre activos, o como un margen sobre costos, lo relevante es que se reconozcan en su totalidad los costos y riesgos asociados a la actividad. En este caso, además de los activos relacionados con el negocio, un componente fundamental del capital involucrado en la comercialización es el capital de trabajo, el cual debe ser remunerado. Además del componente de cartera corriente, las condiciones normales de operación justifican la inclusión de una provisión por cartera no recuperable. |
| EPM | | | Pérdidas | Revisión de las metodologías de asignación de pérdidas. Es clara en la actualidad la asimetría en el tratamiento que la regulación le otorga a la asignación de las pérdidas entre comercializadores entrantes y establecidos en un mercado. Las EEPPM y otras empresas han mostrado como la metodología actual otorga rentas a los comercializadores entrantes por la diferencia en el índice de pérdidas permitidas en la tarifa, y por la metodología utilizada para referir fronteras comerciales hasta el STN. Por otra parte, aún está pendiente la definición del nivel económicamente eficiente de pérdidas, y de la senda adecuada para alcanzarlo. |
| EPM | | | Pérdidas | Reconocimiento del costo de mantenimiento de pérdidas eficientes. Una vez alcanzado el nivel eficiente de pérdidas, definido por el regulador, mantener las pérdidas en este punto requiere incurrir en costos que hacen parte de la operación normal del negocio. La metodología actual no reconoce este costo como parte de las actividades propias de |

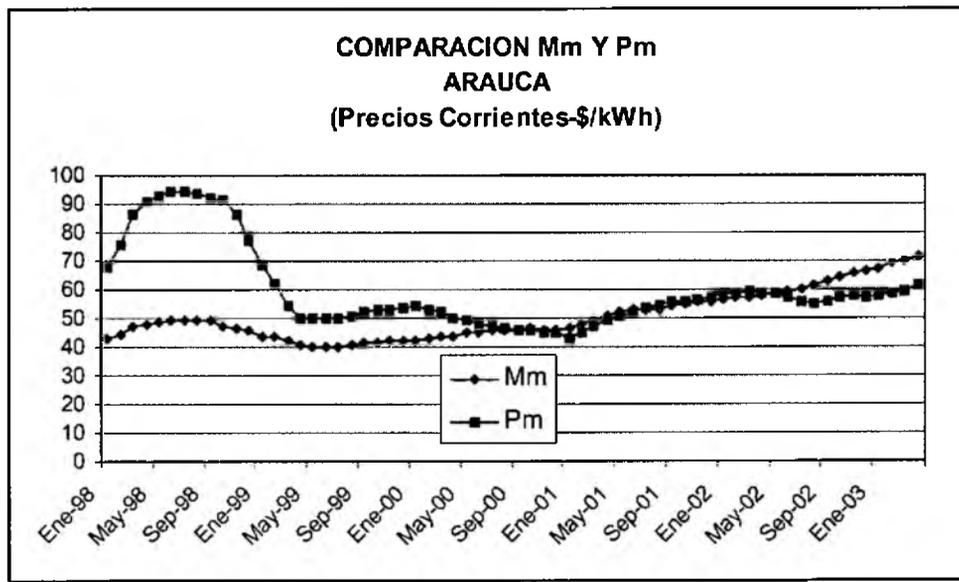
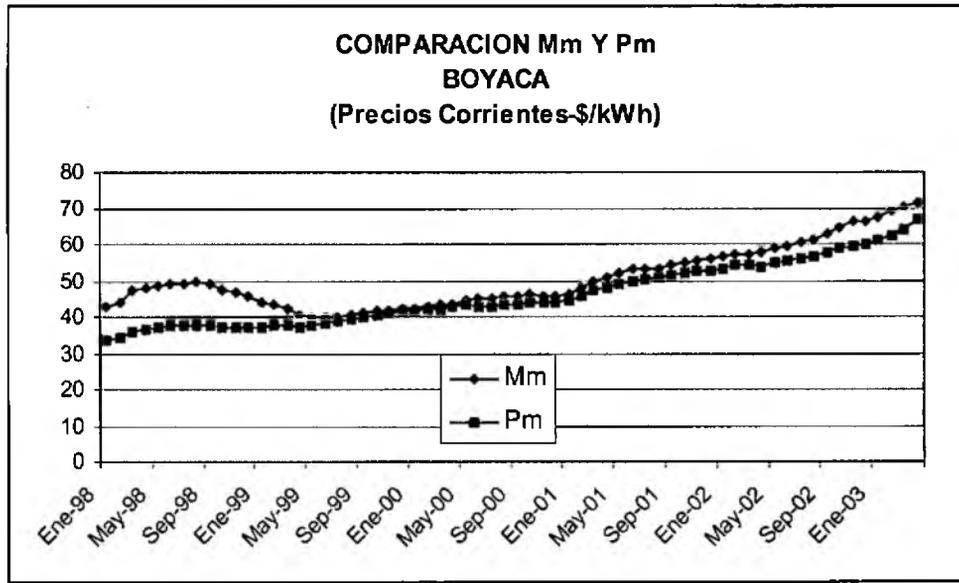
| | | | | | |
|--|--|--|--|--|----------------------|
| | | | | | la comercialización. |
|--|--|--|--|--|----------------------|

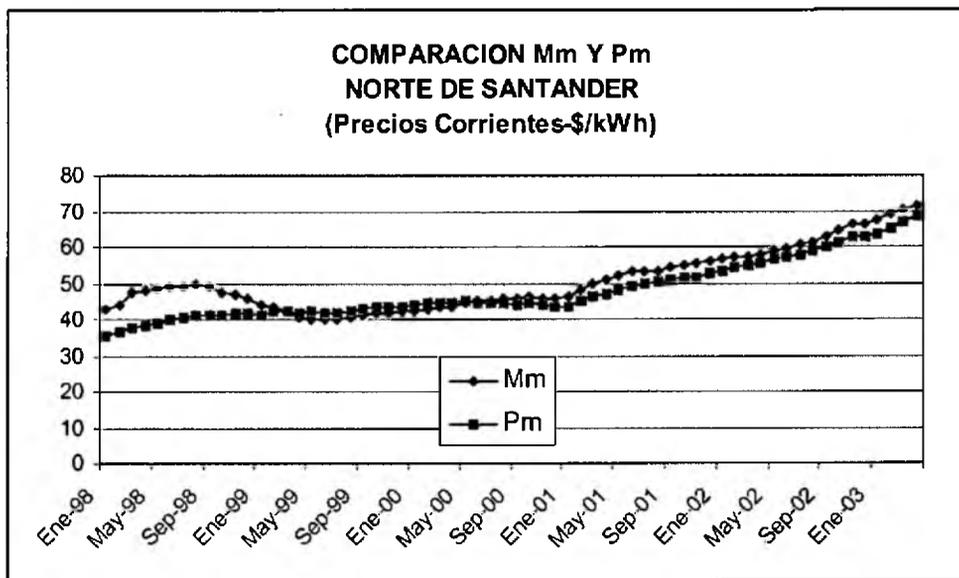
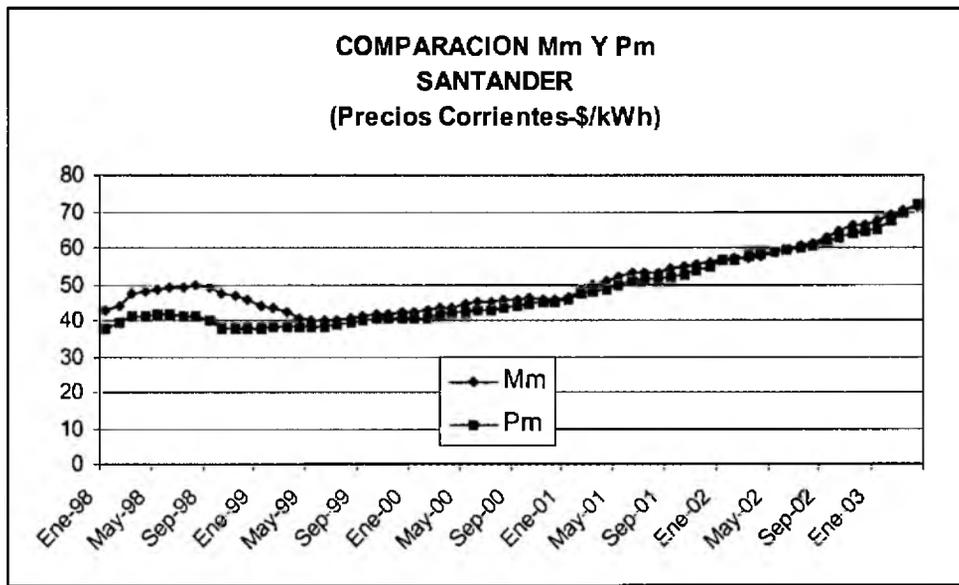
5.2 ANEXO 2. COMPORTAMIENTO DEL ALFA Y RELACIÓN P_m VS M_m

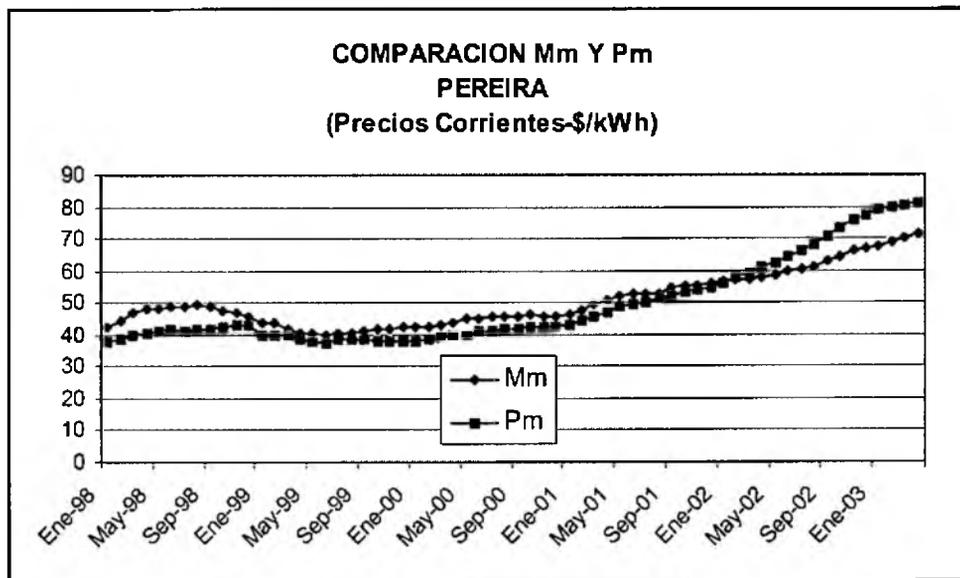
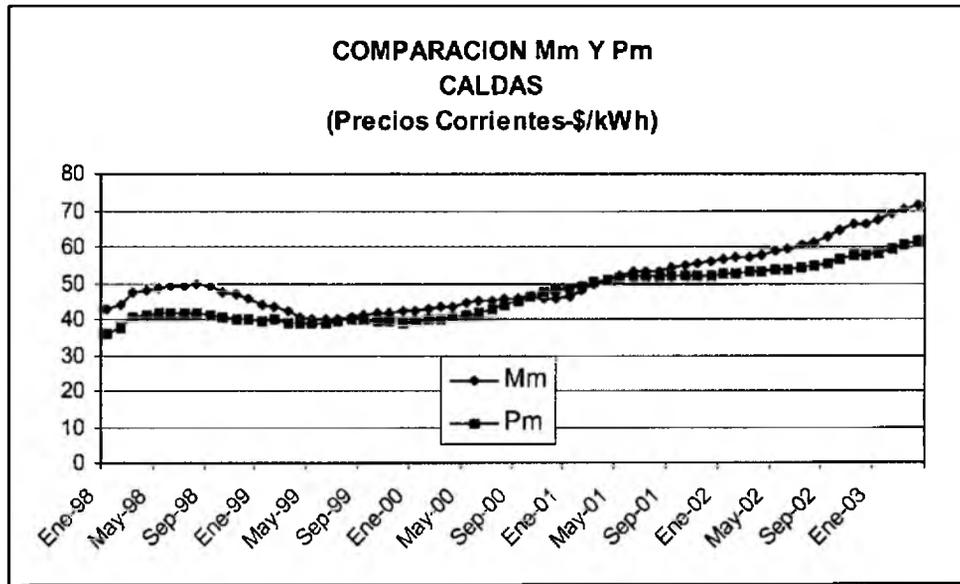


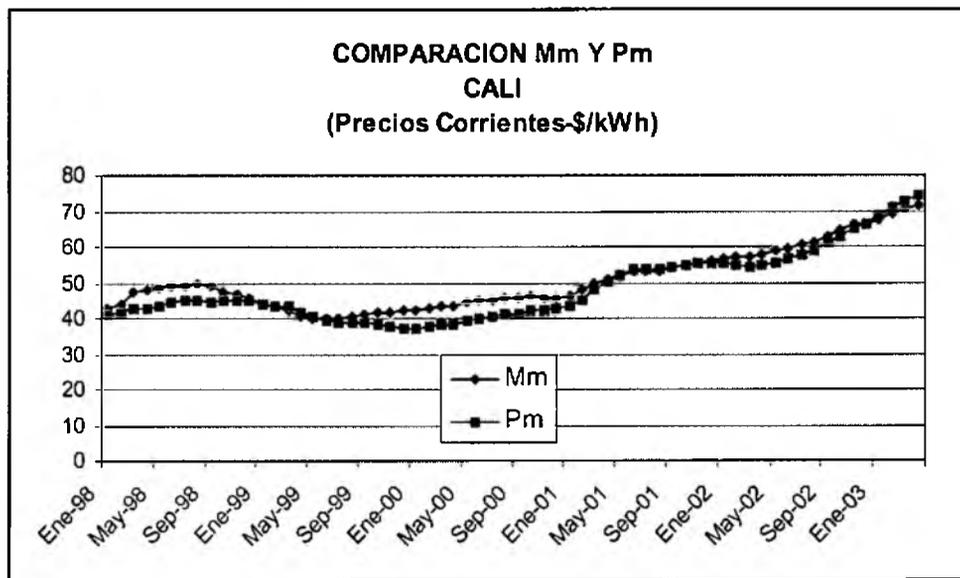
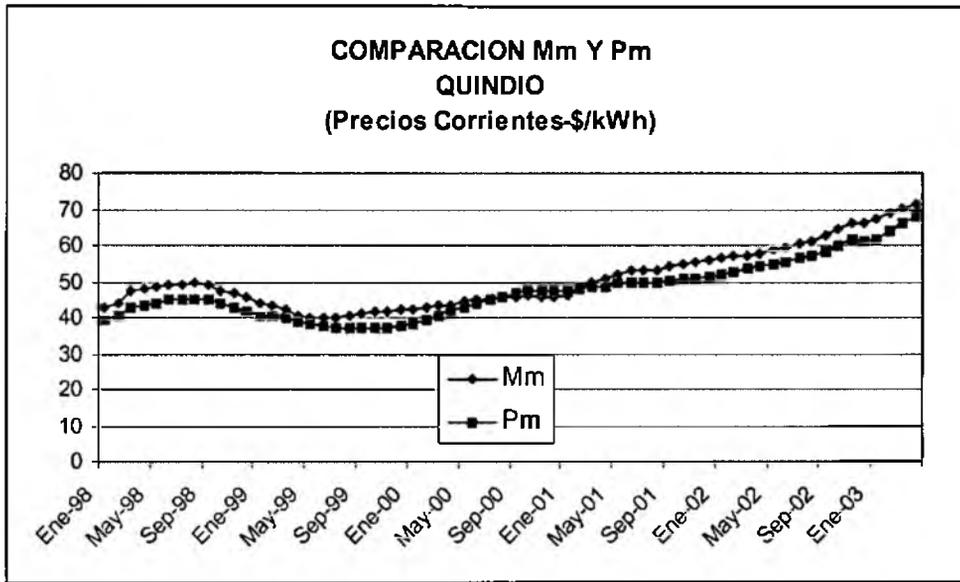


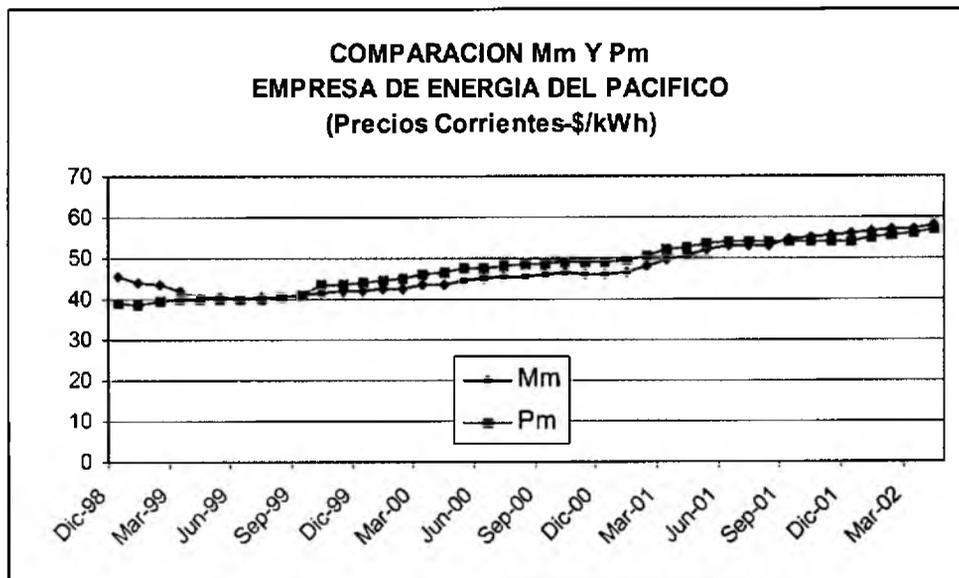
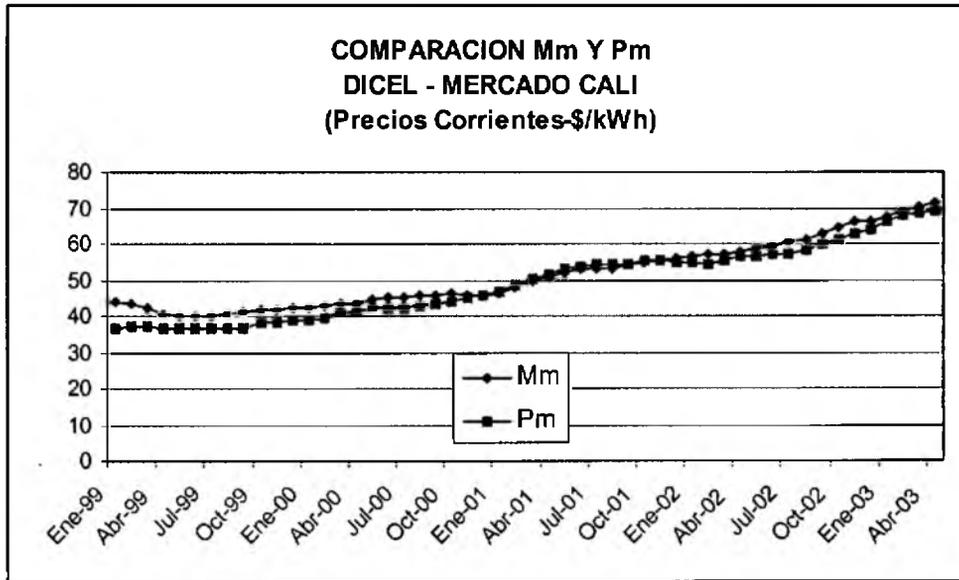


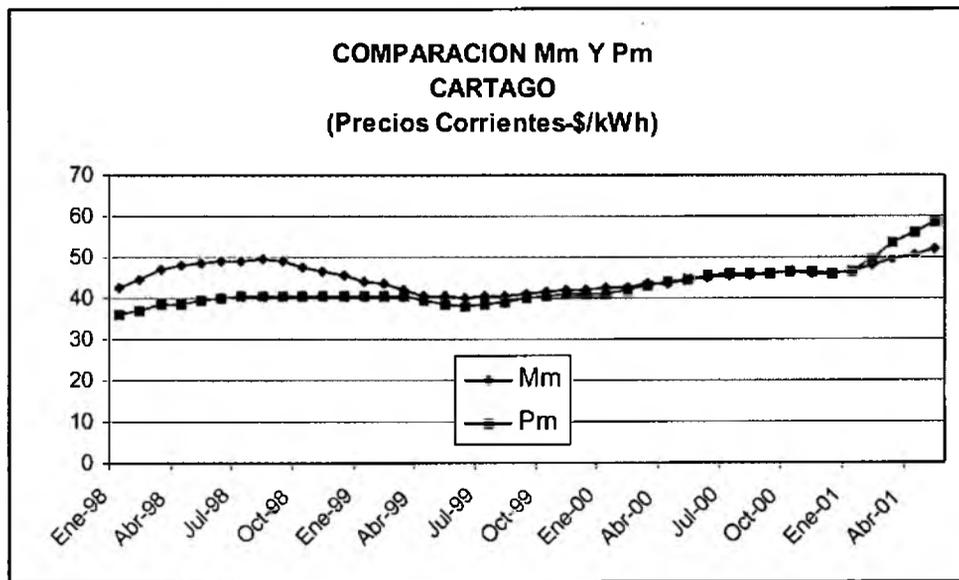
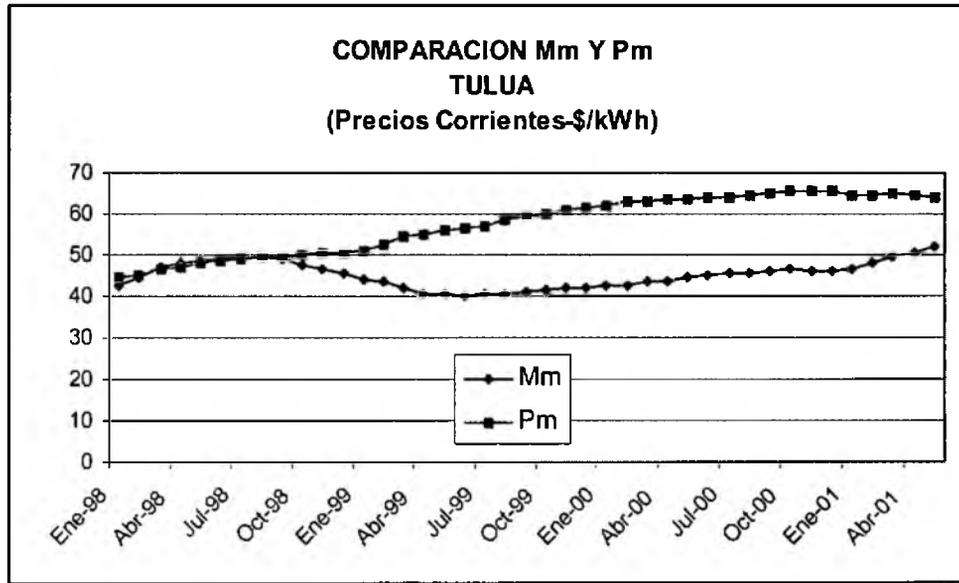


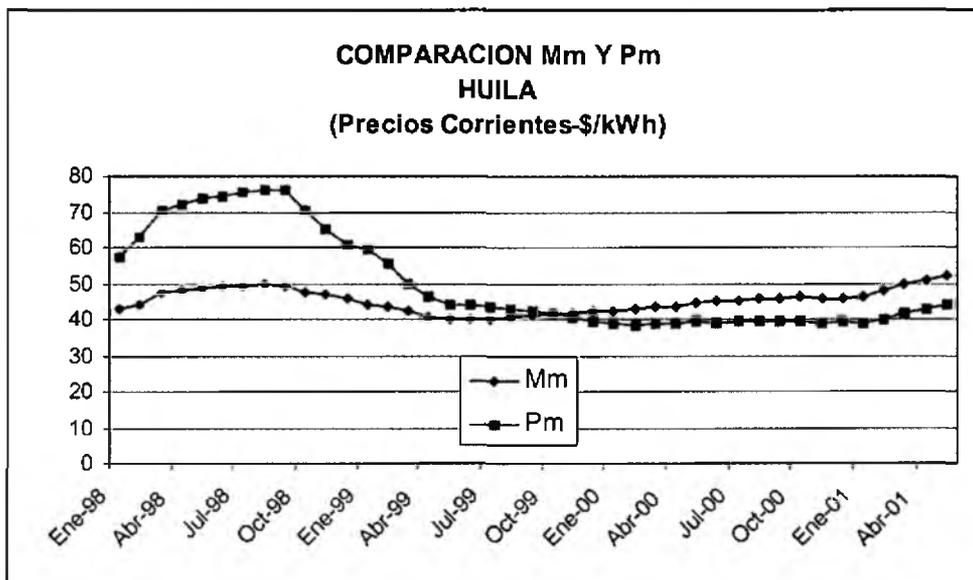
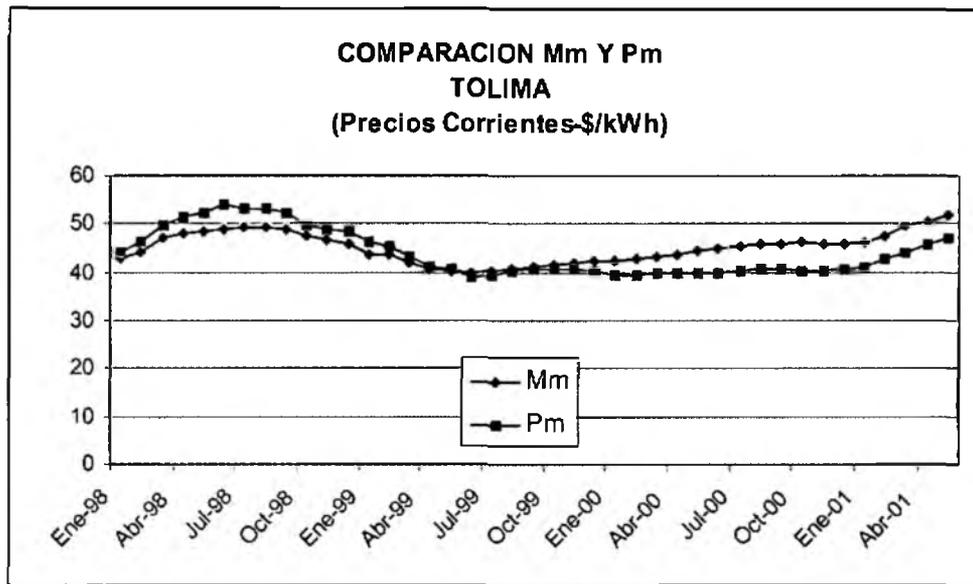


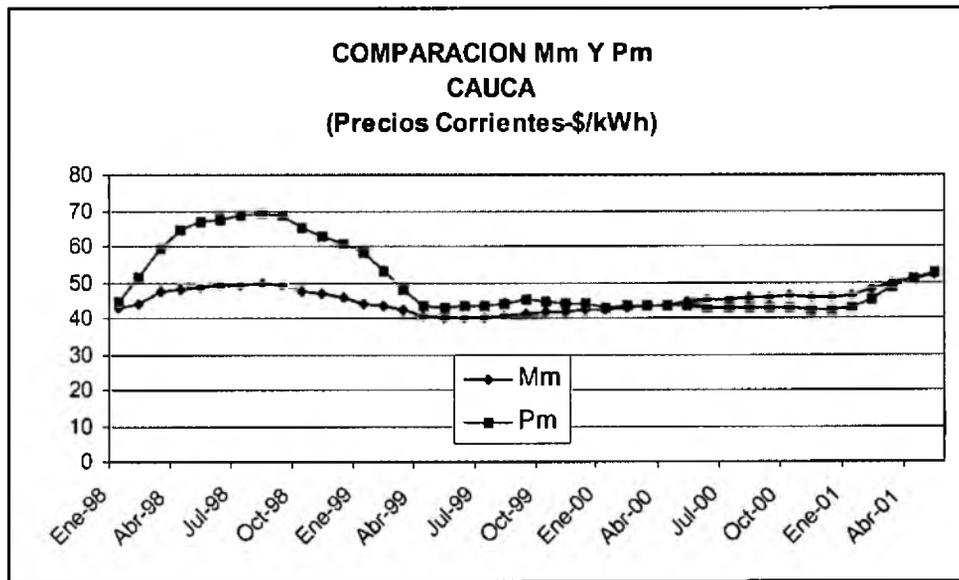
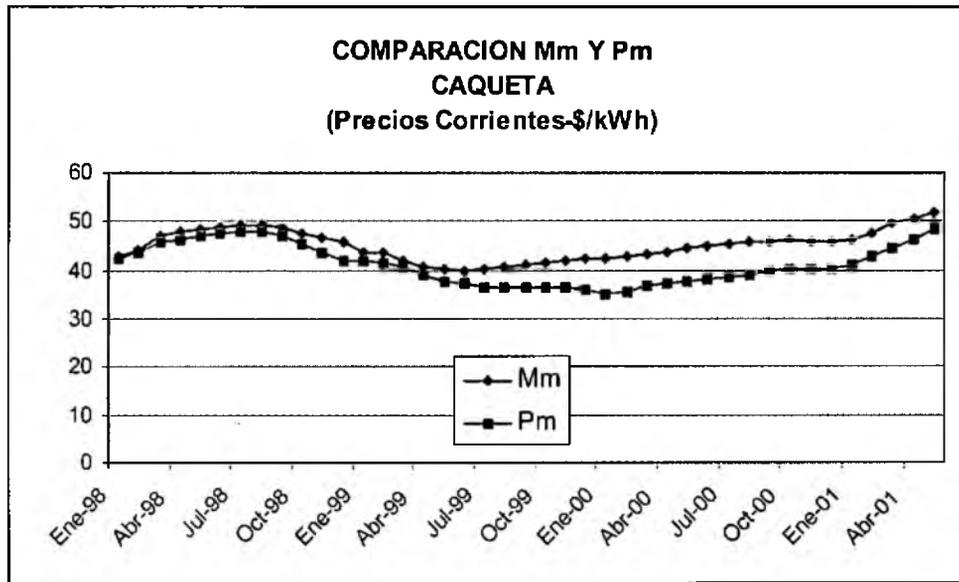


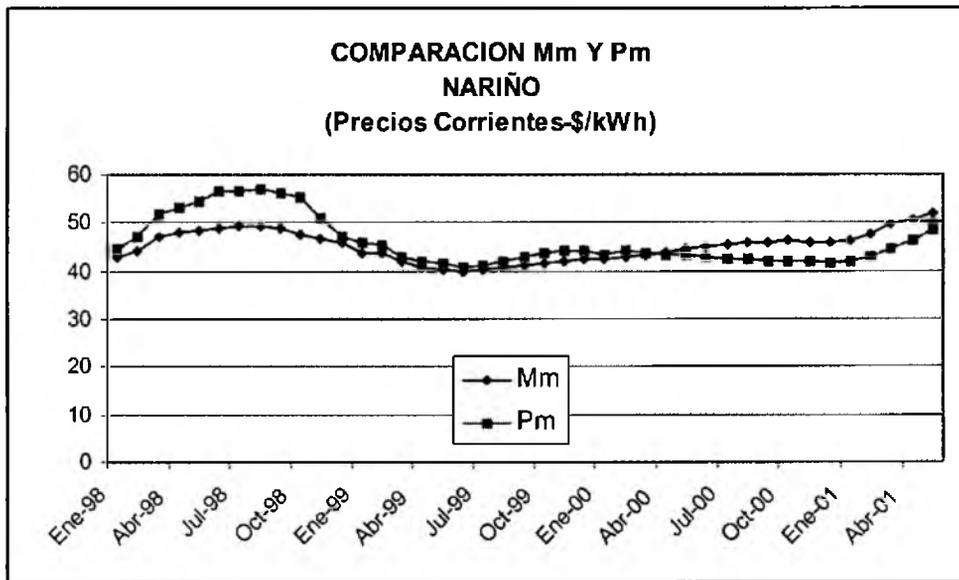
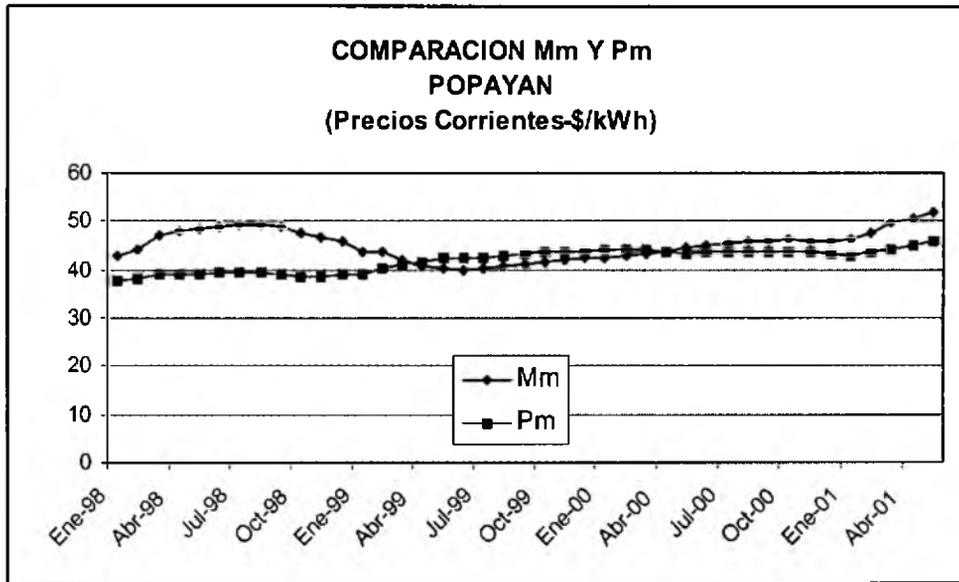


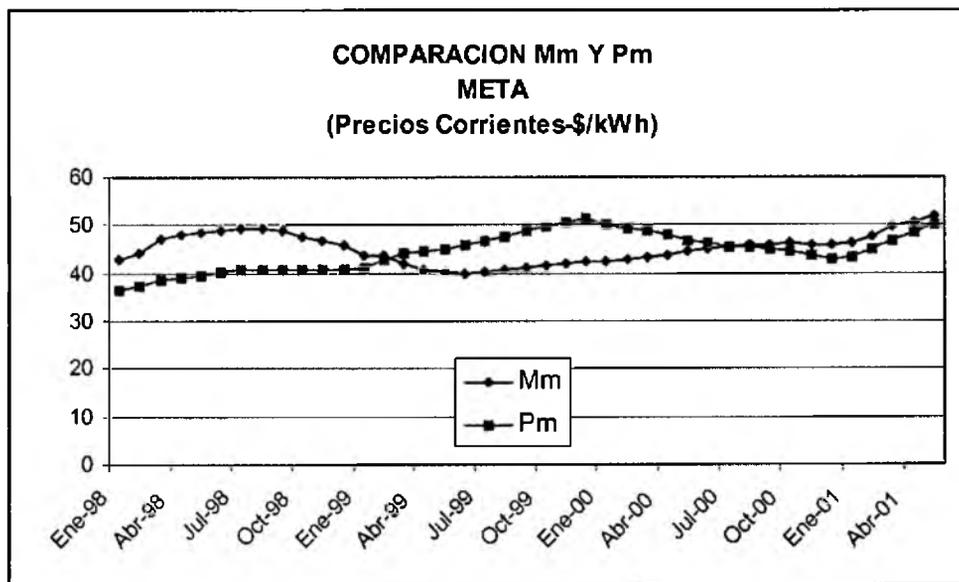
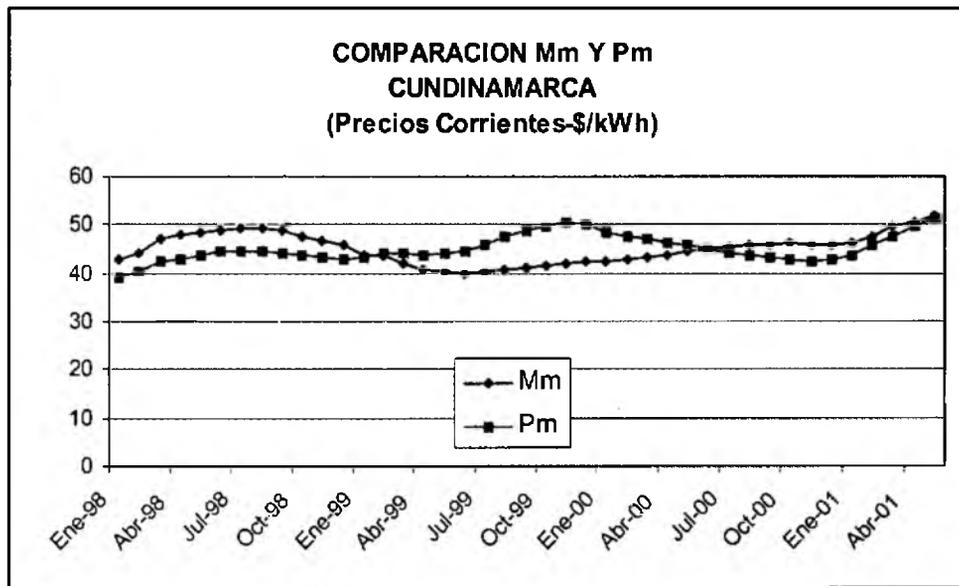


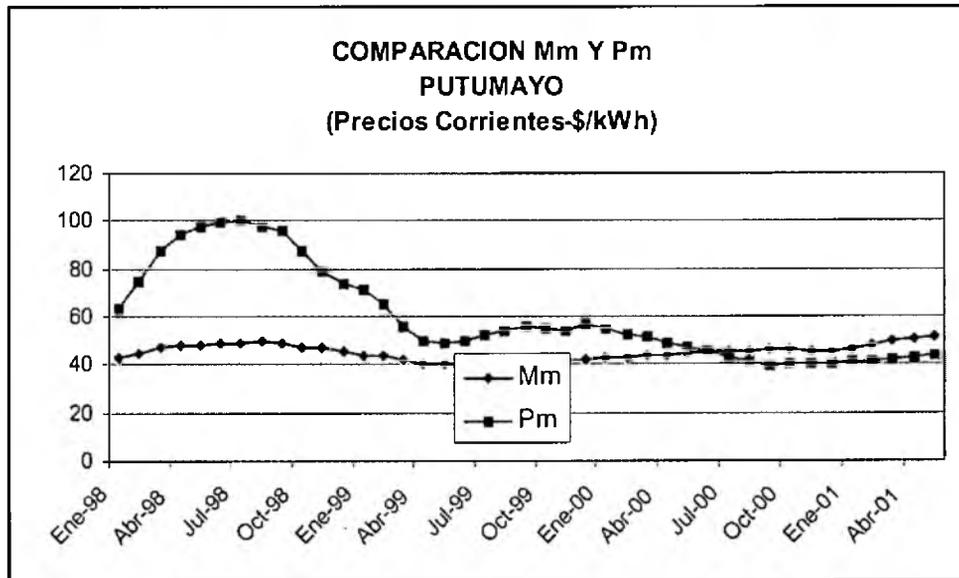
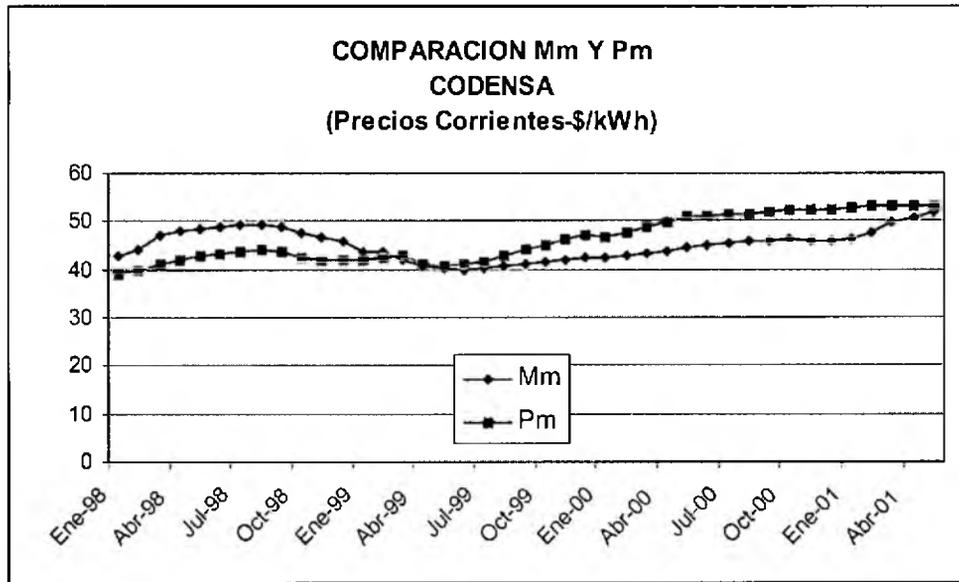


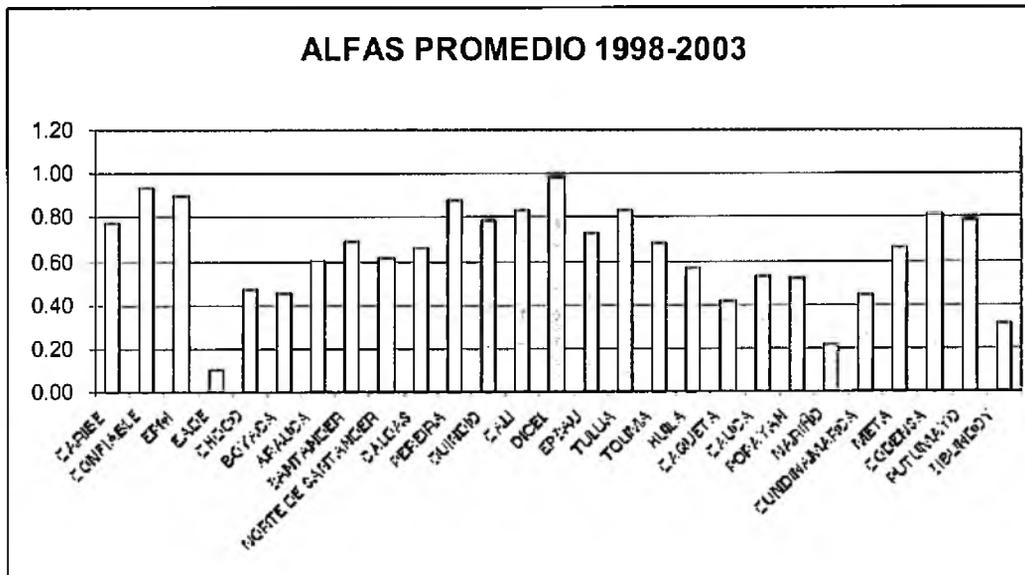
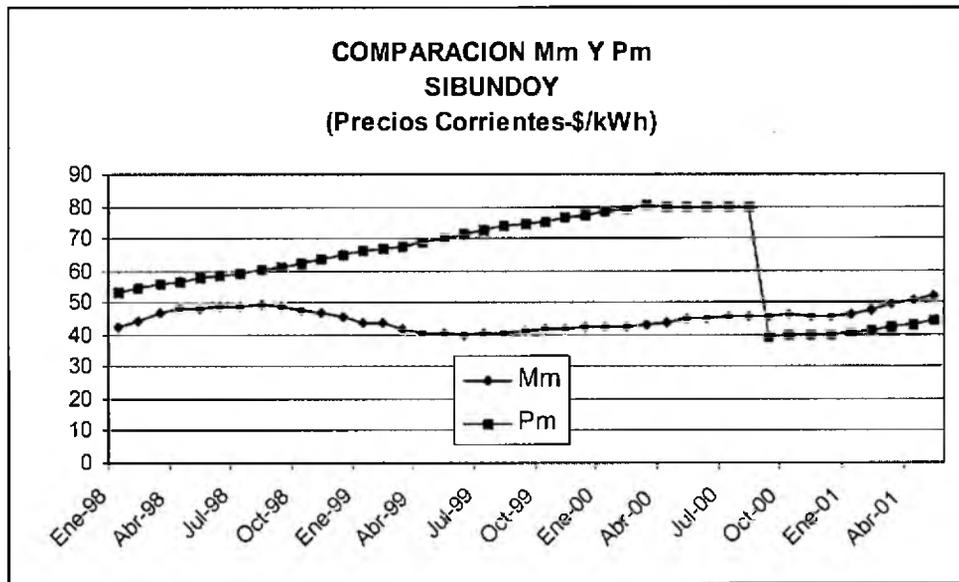




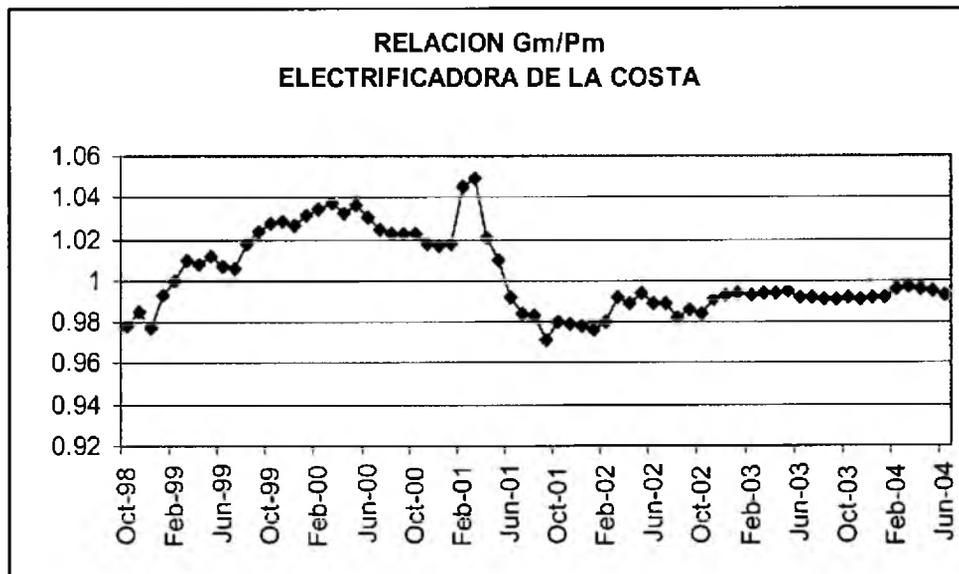
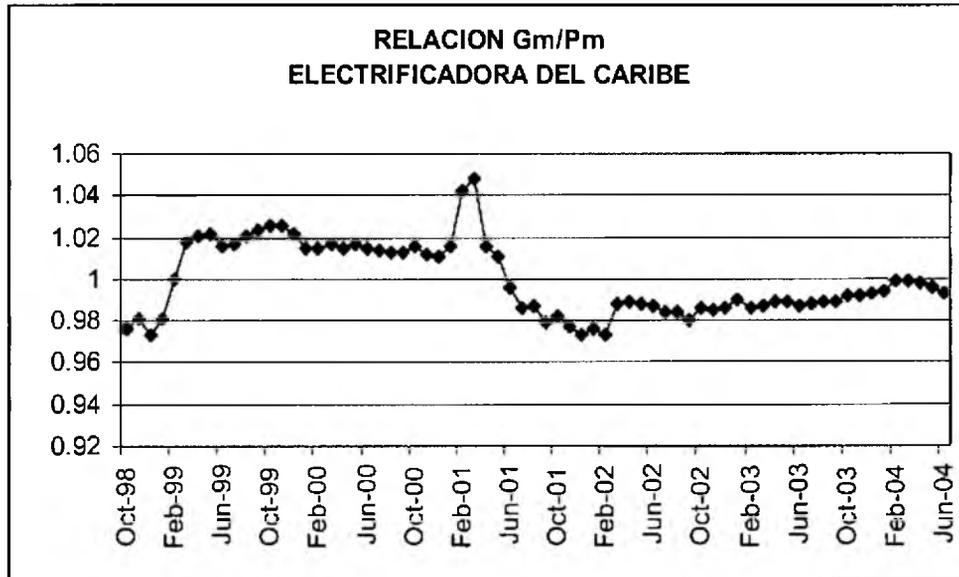


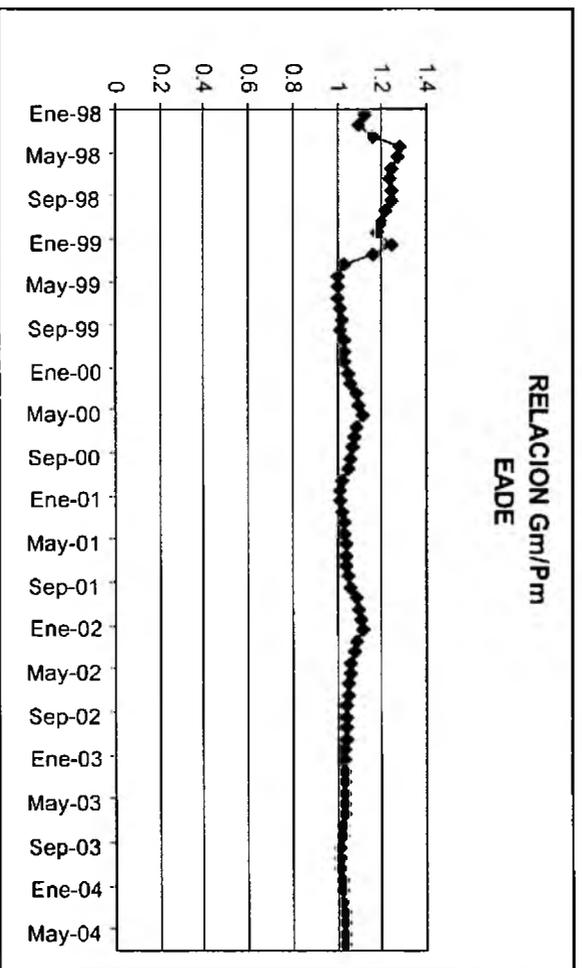
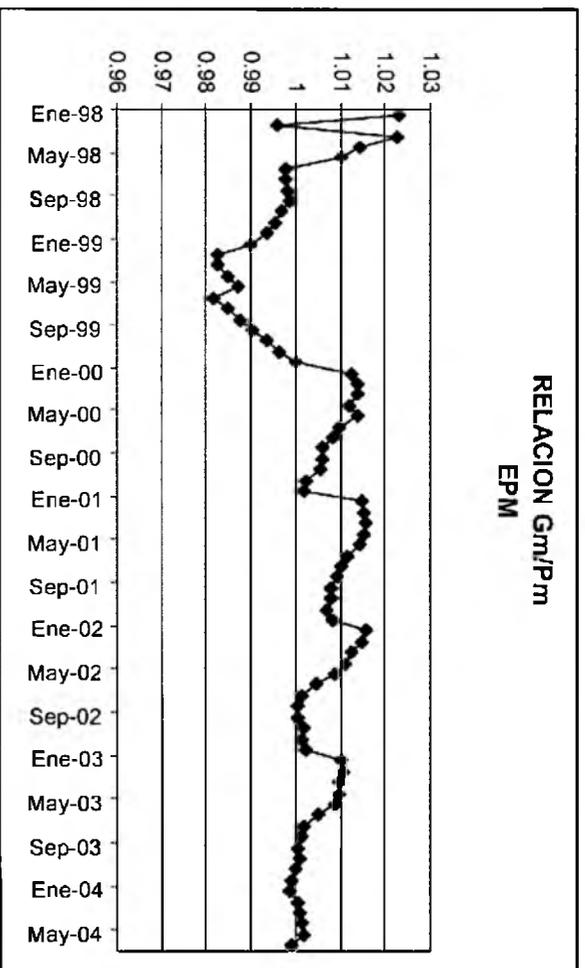


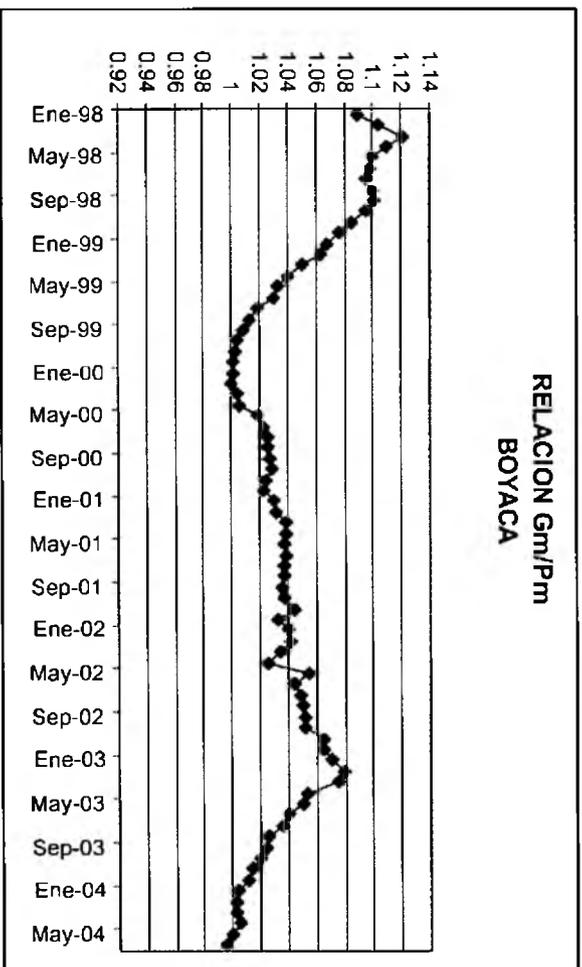
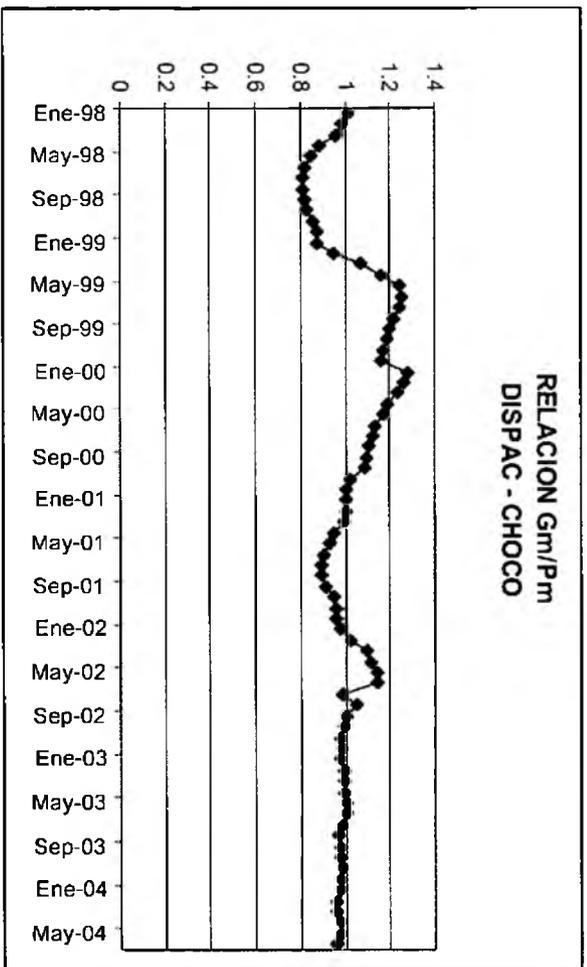


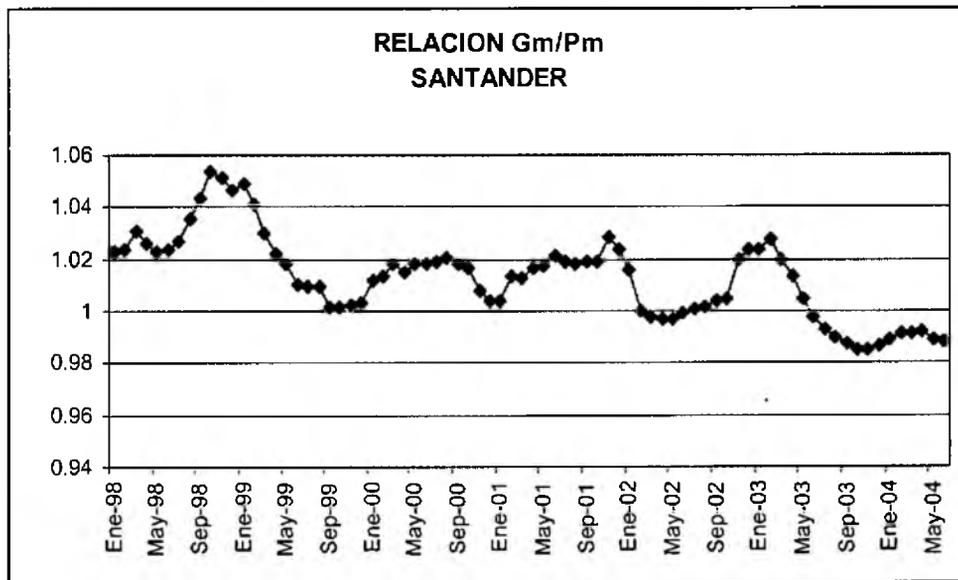
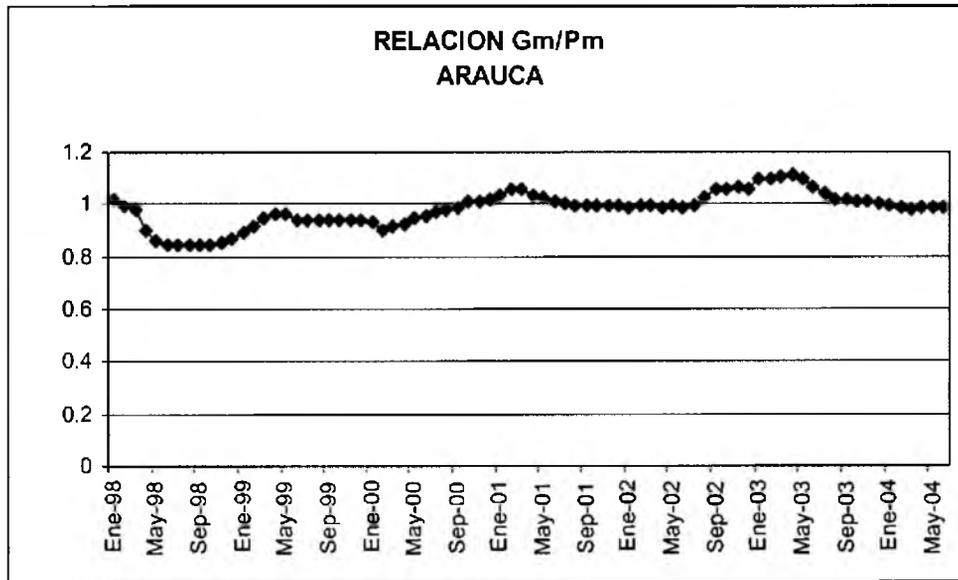


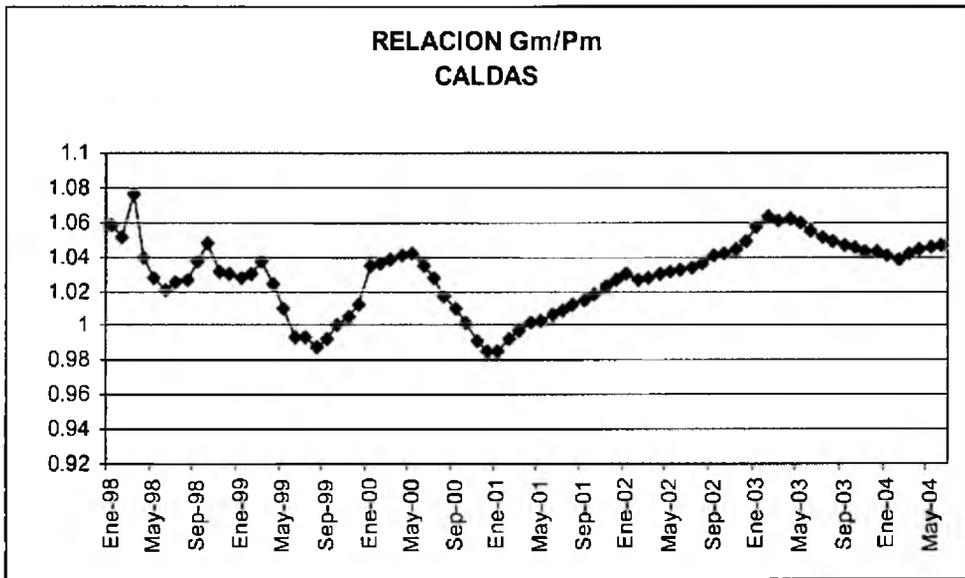
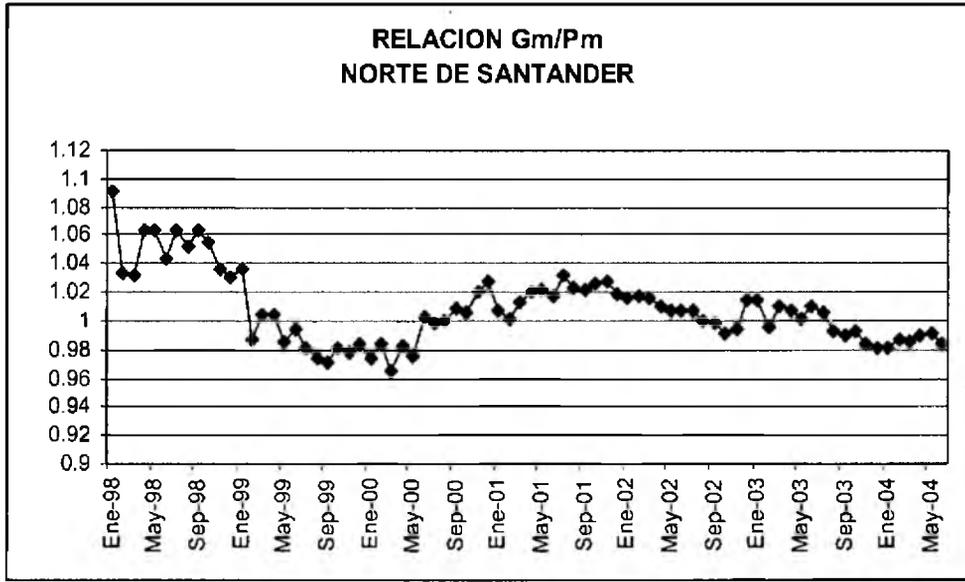
5.3 ANEXO 3. RELACIÓN Gm/Pm

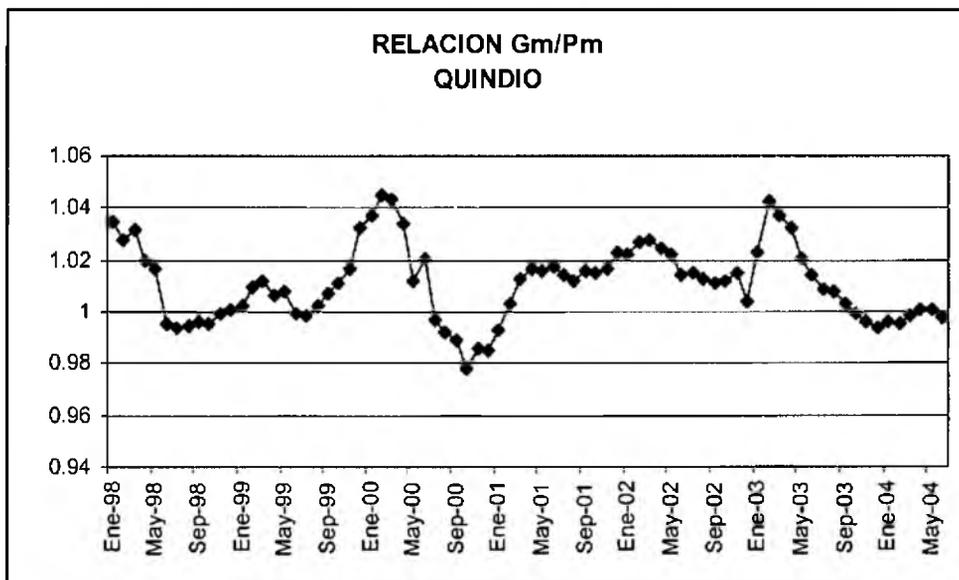
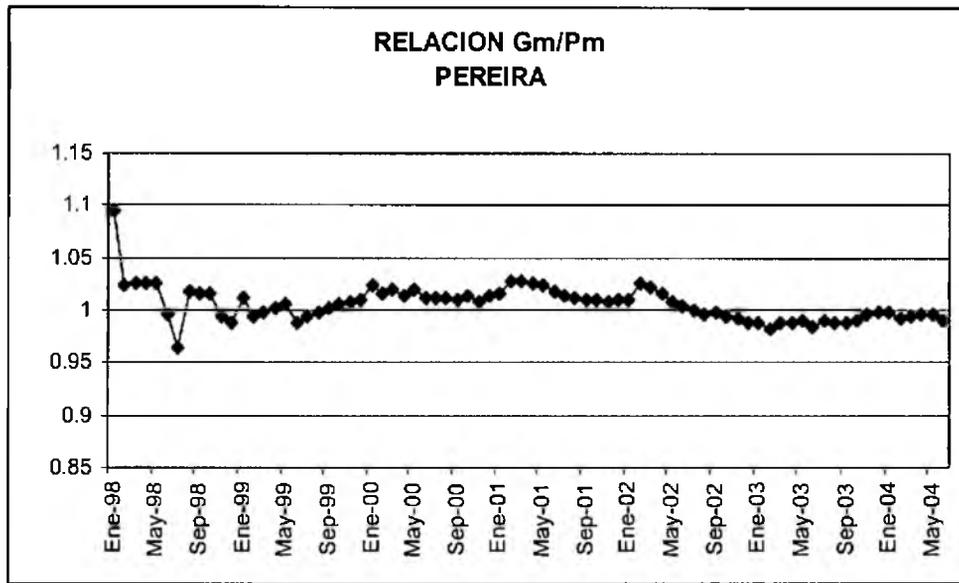


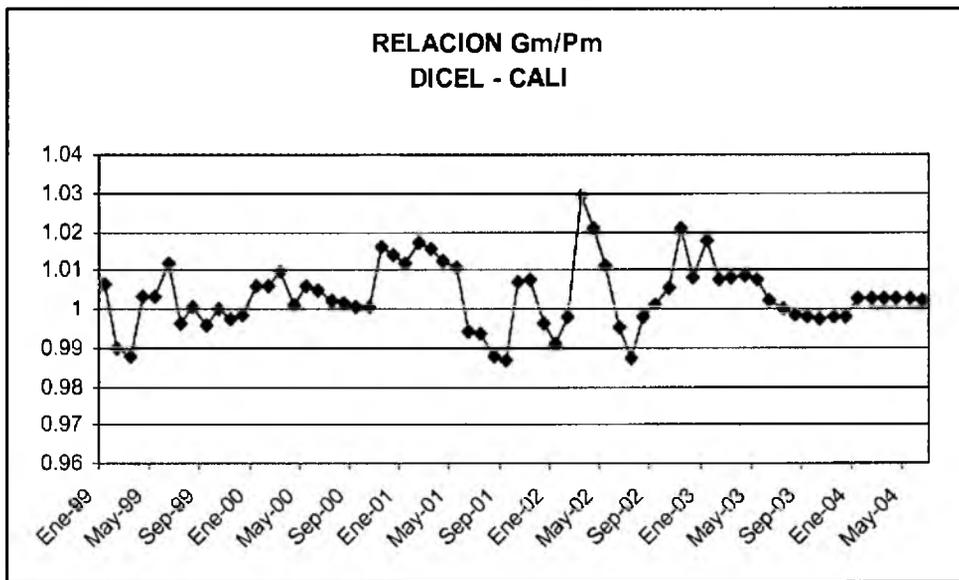
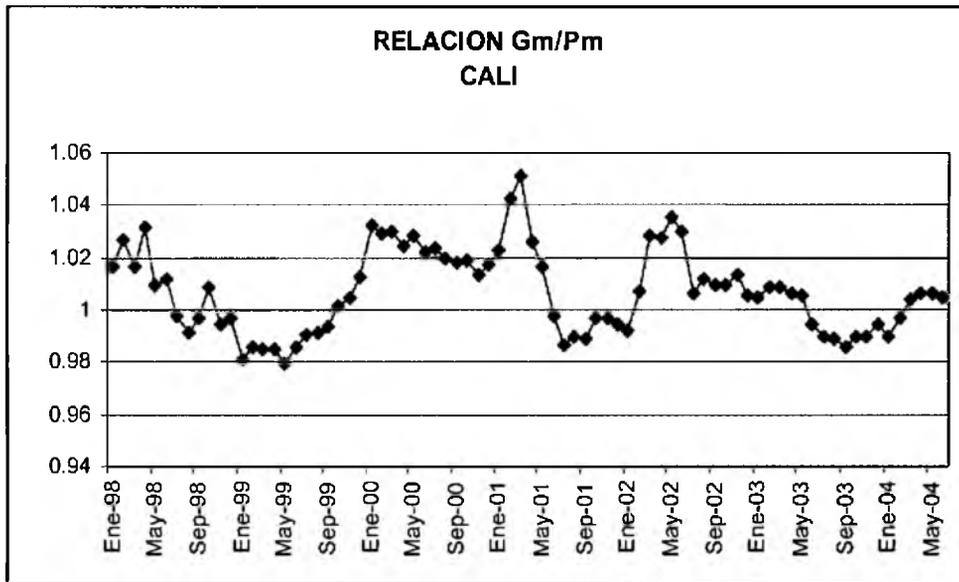


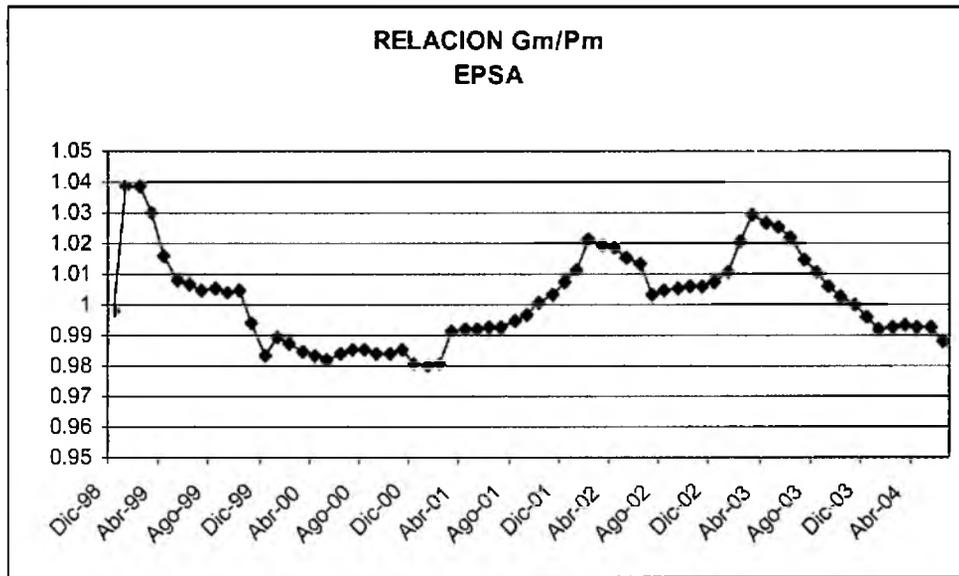


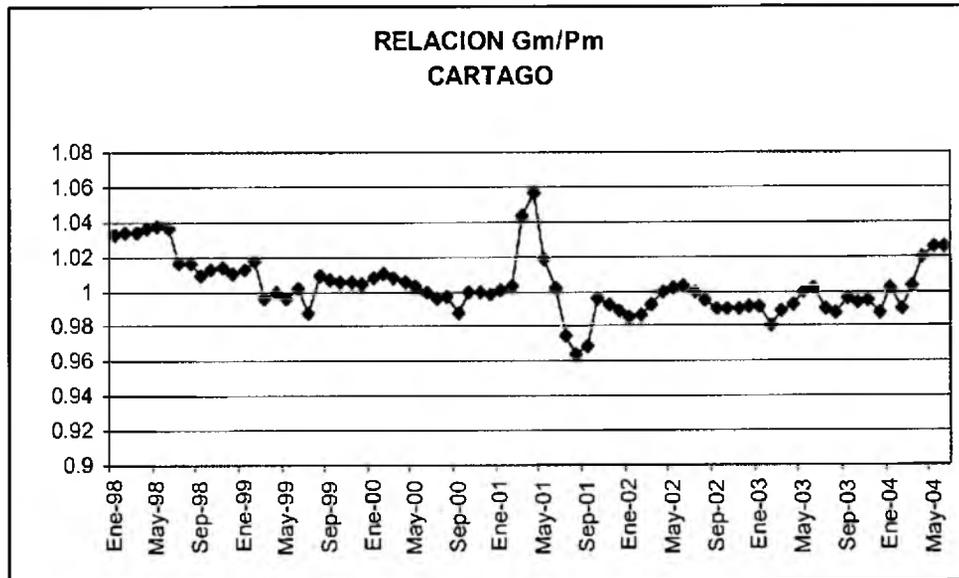
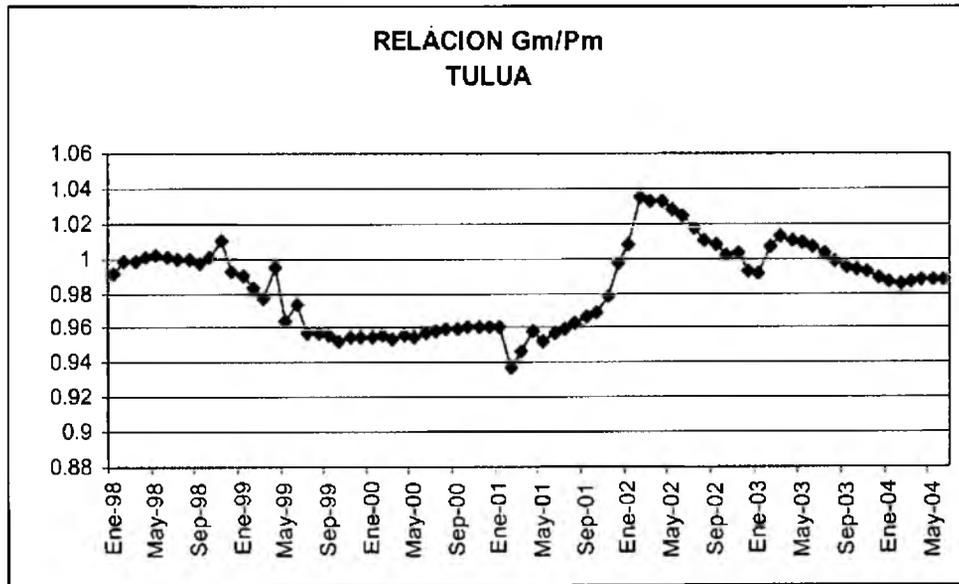


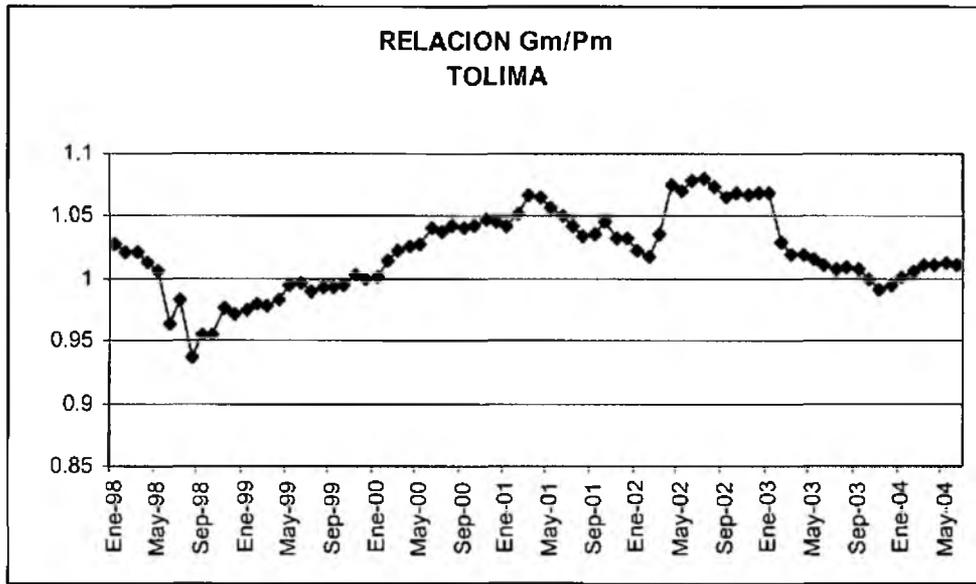


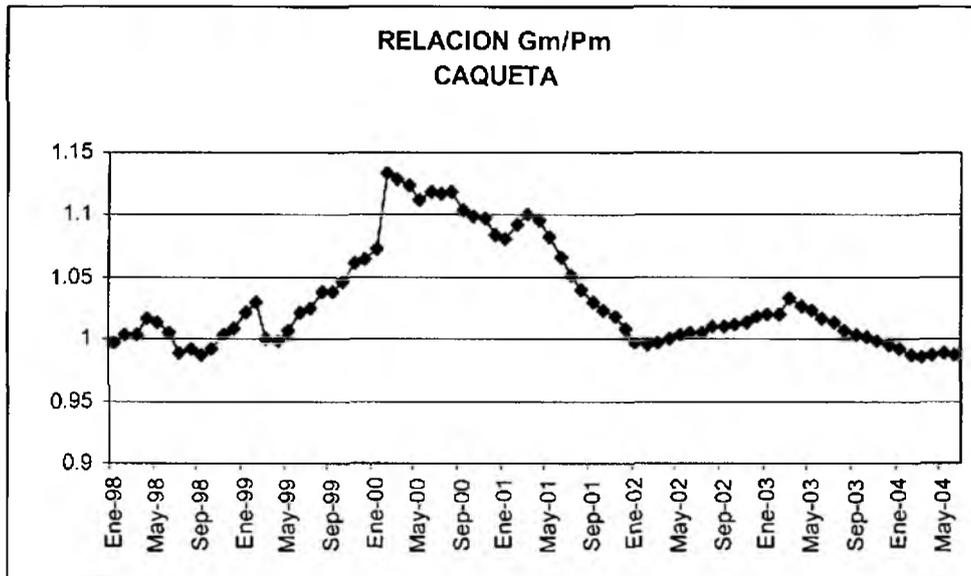
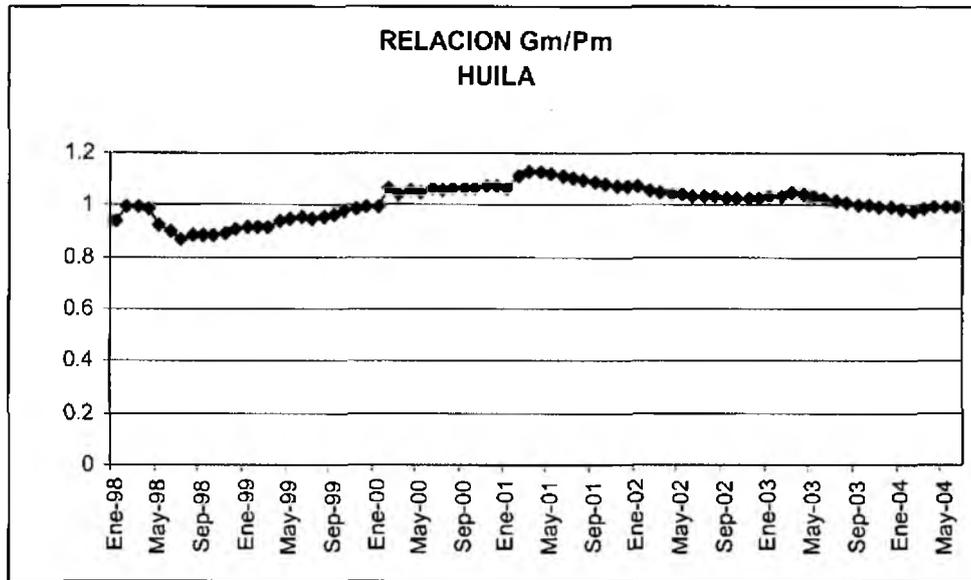


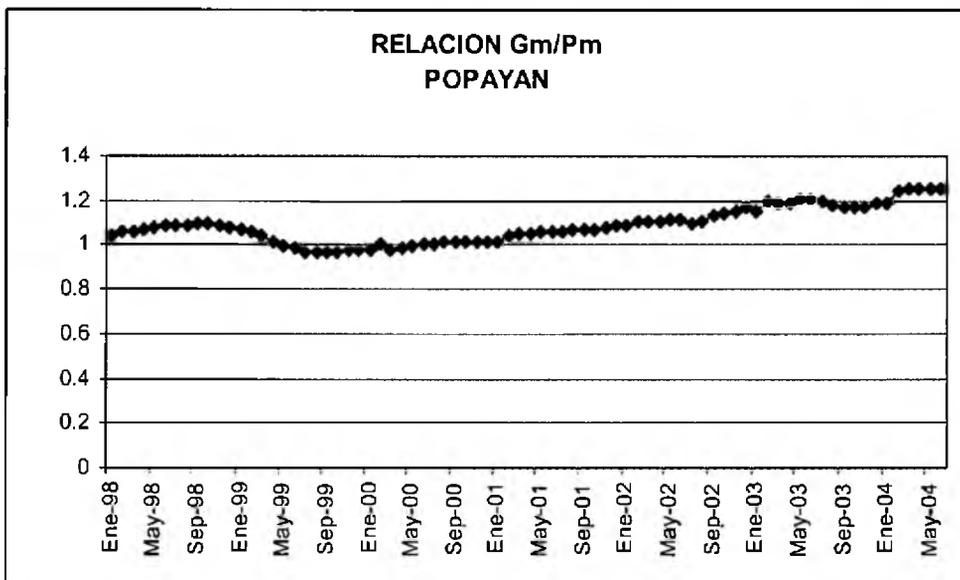
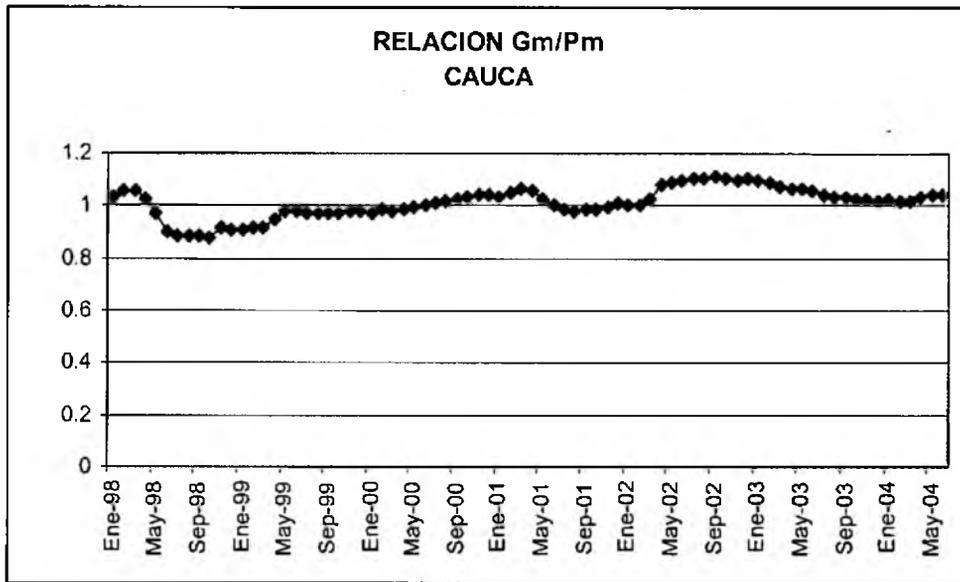


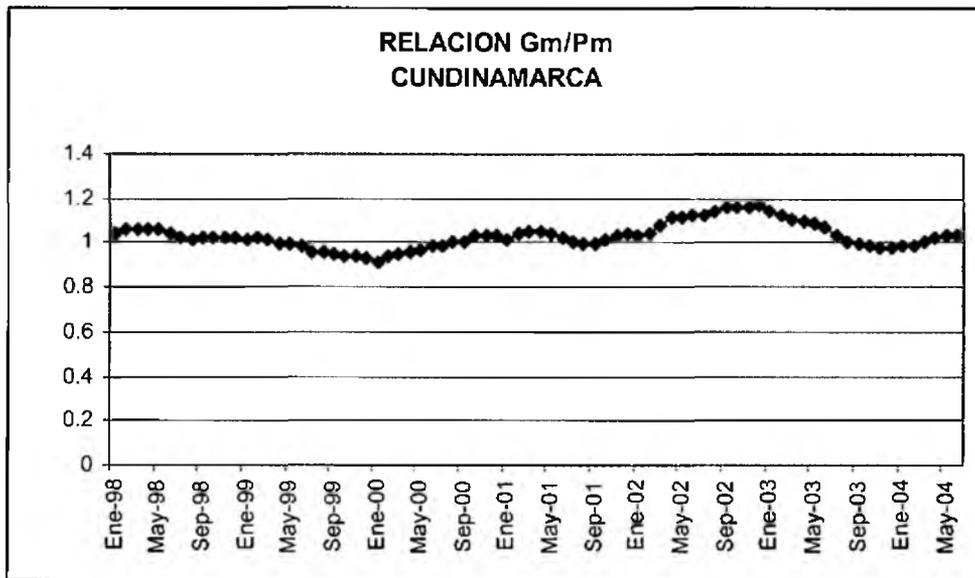
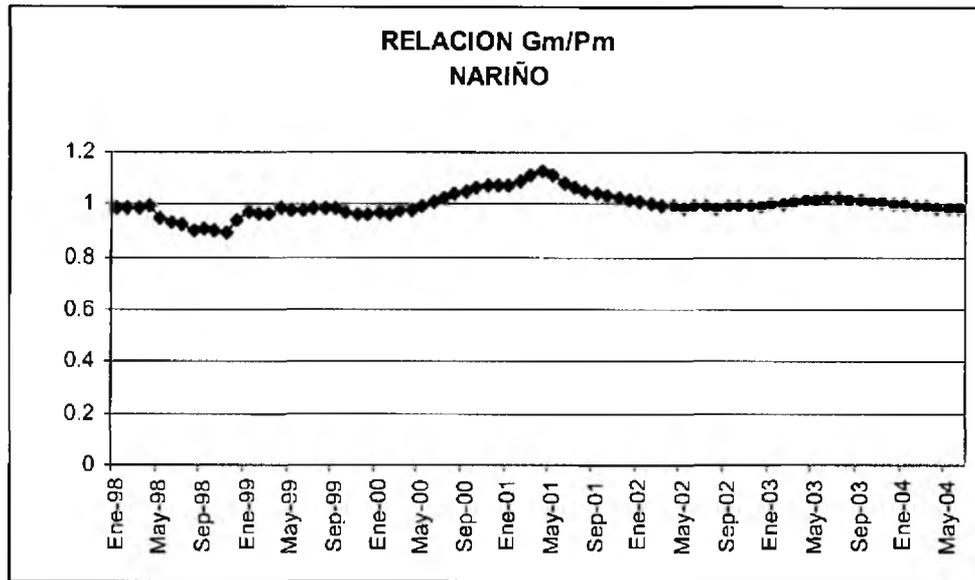


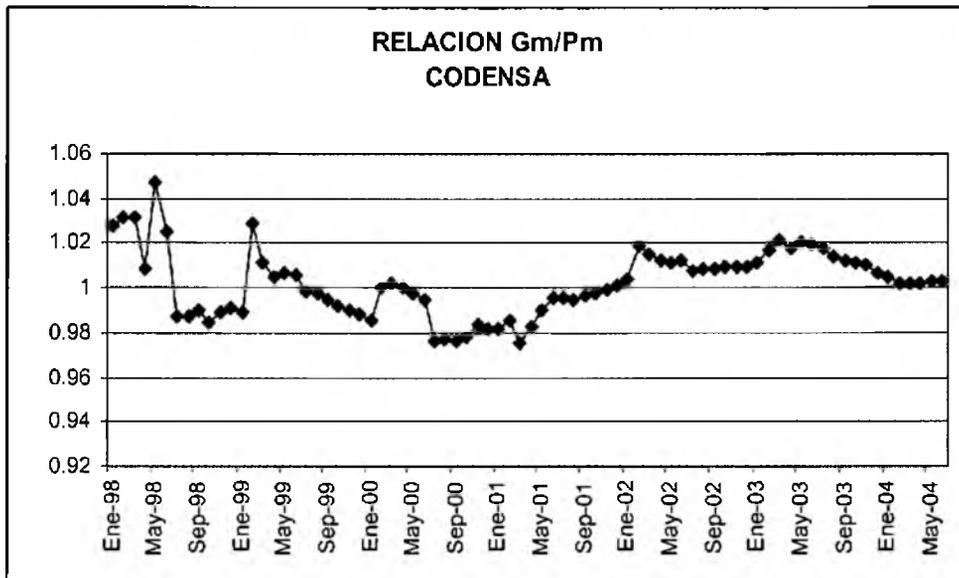
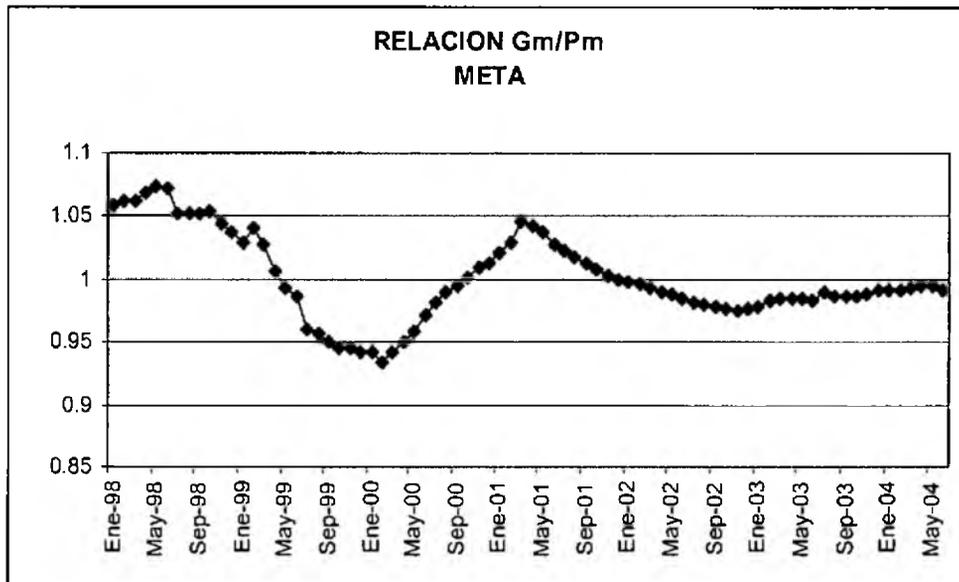


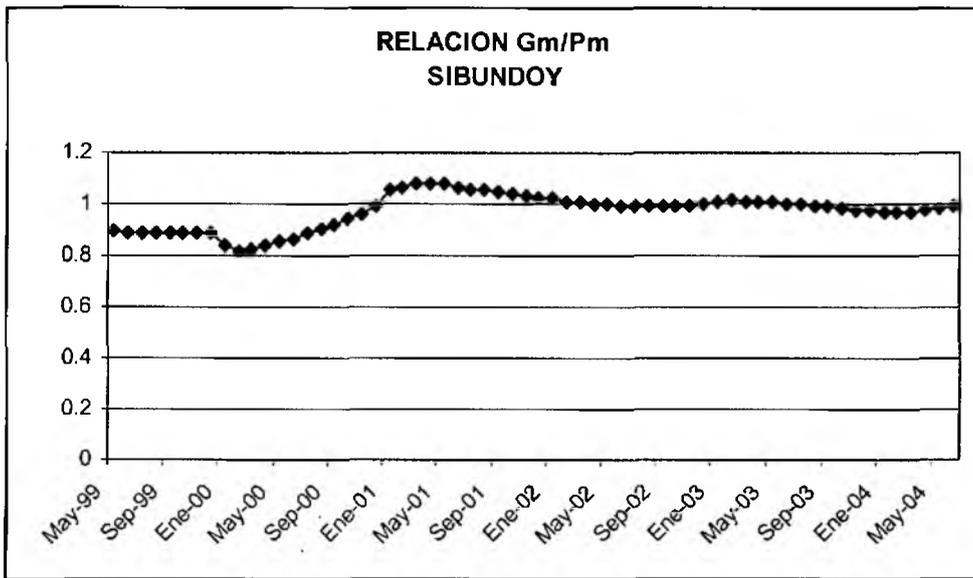
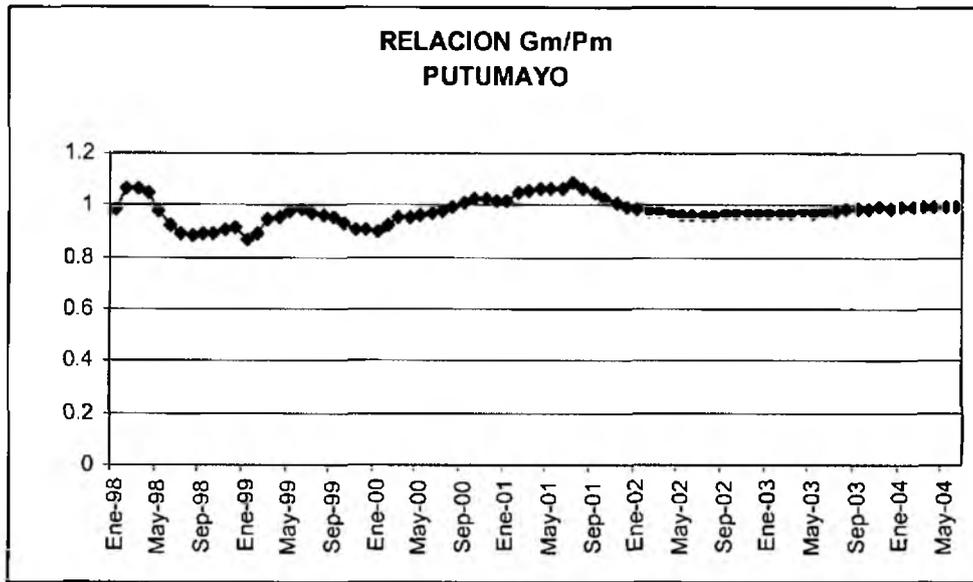












6 PROYECTOS DE RESOLUCIÓN

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución para la adopción de la fórmula tarifaria general que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN), calcular los costos de prestación del servicio y determinar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados, y se adoptan disposiciones con el fin de garantizar la participación de los usuarios, las empresas y demás interesados en el trámite de aprobación de dicha fórmula.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y 2696 de 2004,

CONSIDERANDO:

Que mediante Resolución 047 del 3 de Julio de 2002, publicada en el Diario Oficial No. 44.877 del 24 del mismo mes y año, la Comisión de Regulación de Energía y Gas sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se establecerá la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario, que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica calcular los costos unitarios de prestación del servicio y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados en el SIN.

Que tal como se dispuso en el artículo 3 de la citada Resolución CREG-047 de 2002, con dicho acto se dio inicio al trámite tendiente a establecer la respectiva fórmula tarifaria para el siguiente período.

Que el Artículo 15 del Decreto 2696 de 2004, establece que dicho decreto rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y que las disposiciones contenidas en el artículo 11 del Capítulo III aplicarán a los procesos tarifarios que se inicien con posterioridad al 1º de enero de 2005.

Que el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004 contiene reglas especiales para la adopción de fórmulas tarifarias, que regirán durante cinco (5) años de acuerdo con lo establecido en los artículos 126 y 127 de la Ley 142 de 1994.

Que no obstante el proceso tarifario de que trata la presente Resolución se inició con anterioridad al 1º de enero de 2005, por tanto no le son aplicables las disposiciones contenidas en el artículo 11 del capítulo III del Decreto Número 2696 del 24 de agosto de

2004, la Comisión con el propósito de garantizar la divulgación y participación de los usuarios, empresas y demás interesados, consideró aplicar algunas de las reglas especiales indicadas en las citadas disposiciones.

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 253 del 1 de abril de 2005, fijó las siguientes reglas dentro del proceso tarifario de que trata esta resolución.

RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. Publíquese en la página Web de la Comisión el proyecto de metodología y de fórmula y el estudio respectivo contenidos en el Documento CREG 020 de 2005, y el texto del proyecto de resolución "Por la cual se adopta la fórmula tarifaria general que permite a las empresas comercializadoras de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, calcular los costos de prestación del servicio y determinar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados, y se modifican algunas disposiciones", anexos a la presente resolución.

El Comité de Expertos deberá elaborar un documento en el que se explique, en lenguaje sencillo, el alcance de la propuesta de fórmula tarifaria. Este documento se remitirá a los gobernadores para su divulgación. Este mismo documento deberá contener una invitación para que los interesados consulten, a través de la página Web de la Comisión, el Documento CREG 020 de 2005 y el texto del proyecto de resolución.

ARTÍCULO 2o. La Dirección Ejecutiva organizará consultas públicas, en distintos distritos y municipios, durante un período que comience en la misma fecha en que se remita la información a los gobernadores y termine dos (2) meses después. Estas consultas tendrán entre sus propósitos el de garantizar la participación de los usuarios.

La asistencia y reglas para llevar a cabo las consultas públicas se regirán por lo dispuesto en el numeral 11.5 del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004.

ARTÍCULO 3o. Surtido el trámite señalado en el artículo anterior, el Comité de Expertos analizará las memorias escritas de las consultas públicas, los comentarios, las informaciones, los estudios y las propuestas allegadas al procedimiento, y elaborará el respectivo documento que contenga estos análisis, con la propuesta que someterá a consideración y aprobación de la Comisión.

El documento que elaborará el Comité de Expertos contendrá las razones por las cuales se aceptan o rechazan las propuestas formuladas y evaluará las memorias escritas de las consultas públicas. Para tal efectos podrá agrupar las observaciones, sugerencias y propuestas alternativas en categorías de argumentos.

En la resolución mediante la cual se adopte finalmente la fórmula tarifaria se identificará el documento que contiene estos análisis.

El día hábil siguiente al de la publicación de dicha Resolución en el Diario Oficial, se hará público el documento al que se refiere este artículo.

ARTÍCULO 4o. La Comisión adoptará la decisión definitiva transcurrido un término mínimo de cuatro (4) meses, contados a partir de la publicación del proyecto de resolución anexo en la pagina web de la CREG.

ARTÍCULO 5o. La presente Resolución deberá publicarse en el Diario Oficial. No deroga disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, a los

MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Encargado de las funciones del Despacho
del Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANA MARIA BRICEÑO MORALES
Directora Ejecutiva

A N E X O

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se adopta la fórmula tarifaria general que permite a las empresas comercializadoras de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN), calcular los costos de prestación del servicio y determinar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados, y se modifican algunas disposiciones.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas la facultad de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de energía eléctrica;

Que según lo dispuesto en los Artículos 87 de la Ley 142 de 1994 y 44 de la Ley 143 del mismo año, el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia;

Que en virtud del criterio de eficiencia económica, definido en el Artículo 87 de la Ley 142 de 1994, el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no sólo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las formulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia;

Que en acuerdo con el criterio de suficiencia financiera definido en el Artículo 87 de la Ley 142 de 1994, las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable;

Que el Artículo 87.7 de la Ley 142 de 1994, dispuso que "Si llegare a existir contradicción entre el criterio de eficiencia y el de suficiencia financiera, deberá tomarse en cuenta que, para una empresa eficiente, las tarifas económicamente eficientes se definirán tomando en cuenta la suficiencia financiera";

Que de conformidad con el Artículo 87.8 de la Ley 142 de 1994 toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras;

Que según lo señala el Artículo 90 de la Ley 142 de 1994, las comisiones de regulación al definir sus tarifas pueden establecer varias alternativas y siempre podrán diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas;

Que según lo dispone el Artículo 90.2 de la Ley 142 de 1994, podrá incluirse dentro de las fórmulas tarifarias un cargo fijo que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso;

Que el Artículo 91 de la Ley 142 de 1994 dispuso que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio;

Que el Artículo 125 de la Ley 142 de 1994 establece, en relación con la actualización de las tarifas, lo siguiente:

"Durante el periodo de vigencia de cada fórmula, las empresas podrán actualizar las tarifas que cobran a sus usuarios aplicando las variaciones en los índices de precios que las fórmulas contienen. Las nuevas tarifas se aplicarán a partir del día quince del mes que corresponda, cada vez que se acumule una variación de, por lo menos, un tres por ciento (3%) en alguno de los índices de precios que considera la fórmula.

Cada vez que las empresas de servicios públicos reajusten las tarifas, deberán comunicar los nuevos valores a la Superintendencia de servicios públicos, y a la comisión respectiva. Deberán, además, publicarlos, por una vez, en un periódico que circule en los municipios en donde se presta el servicio, o en uno de circulación nacional";

Que el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, estableció que vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, éstas continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas;

Que de acuerdo con el Literal e) del Artículo 23 de la Ley 143 de 1994, corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, definir la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados del servicio de electricidad;

Que según el Artículo 42 de la Ley 143 de 1994 "las ventas de electricidad a usuarios finales regulados serán retribuidas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación";

Que mediante la Resolución CREG-031 de 1997 se aprobaron las fórmulas generales que permiten a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional, para el periodo 1998-2002;

Que la Resolución CREG-079 de 1997 adecuó la Resolución CREG-113 de 1996 a las decisiones que, en materia tarifaria, adoptó la Comisión de Regulación de Energía y Gas en la Resolución 031 de 1997;

Que la Resolución CREG-244 de 1997 aclaró la aplicación de la Resolución CREG-031 de 1997, para comercializadores nuevos en mercados existentes, o comercializadores existentes que deseen atender mercados existentes diferentes a los que actualmente atienden;

Que la Resolución CREG-005 de 2000 precisó las fuentes de información para calcular el Costo de Prestación del Servicio (CU) definido en la Resolución CREG-031 de 1997;

Que mediante la Resolución CREG-112 de 2001 se identificaron los Índices de Precios contenidos en las Fórmulas Tarifarias para los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, para efectos de lo dispuesto en el Artículo 125 de la Ley 142 de 1994;

Que la Resolución CREG-082 de 2002 aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local;

Que mediante Resolución CREG-047 de 2002 se sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales se establecerá la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario, que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica calcular los costos unitarios de prestación del servicio y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados en el SIN;

Que se recibieron observaciones de las siguientes entidades: Codensa S.A. E.S.P, Empresas Públicas de Medellín, Empresas Municipales de Cali, Electrificadora de la Costa S.A. E.S.P, Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P, Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P, Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P, Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P, Electrificadora del Huila S.A. E.S.P, Veeduría de Cali, Contraloría Distrital, Comité Asesor de Comercialización CAC, Asociación Nacional de Industriales ANDI, Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Actividades Complementarias e Inherentes –ANDESCO, y así como un estudio adelantado por la Asociación Colombiana de Distribuidores –ASOCODIS-;

Que mediante la Resolución 108 de 2003, la CREG dio cumplimiento al Artículo 116 inciso 2º de la Ley 812 de 2003, para los Servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por Red de Tubería;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión No. XXX del XXXXX, aprobó el contenido de la presente Resolución;

RESUELVE:

ARTICULO 1. AMBITO DE APLICACIÓN. Las disposiciones de que trata la presente resolución aplican a los Comercializadores de Energía Eléctrica, que presten el servicio a los usuarios finales regulados, y a éstos usuarios. Corresponde a los Comercializadores

aplicar la fórmula tarifaria, la identificación de los índices de precios que la fórmula tarifaria general contiene, la equivalencia del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica para opciones tarifarias, las tarifas para los consumos de los usuarios regulados residenciales y no residenciales y los demás aspectos regulados, dando estricto cumplimiento a las normas contenidas en esta Resolución y a toda la demás normatividad vigente que regule la materia.

ARTICULO 2. OBJETO. La presente Resolución tiene como objeto establecer la fórmula tarifaria general que permite a las empresas de servicios públicos comercializadoras de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, calcular el Costo de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica y determinar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados.

ARTICULO 3. DEFINICIONES. Para los efectos de esta resolución se adoptan las siguientes definiciones:

Área de Comercialización: Es la zona geográfica que comprende el conjunto de usuarios conectados a: (i) un mismo Sistema de Distribución Local, o (ii) al nivel 4 de tensión que está conectado al Sistema de Distribución Local, los cuales, según sea el caso, son operados por un mismo Operador de Red. Para los efectos de esta Resolución el mercado de comercialización está determinado por el Área de Comercialización.

Comercialización de Energía Eléctrica: Es la actividad de compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales o a otros agentes del mismo mercado.

Comercializador de Energía Eléctrica: Empresa de Servicios Públicos que comercializa electricidad, bien como actividad exclusiva o en forma combinada con la generación o la distribución de energía eléctrica.

Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica: Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en el Anexo 1 de esta resolución, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.

Demanda Comercial: Corresponde al valor de la demanda real del comercializador, afectada con las pérdidas en las redes de transmisión regional o de distribución local y las pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Demanda del Comercializador: Para efectos de la presente resolución, se entenderá que la Demanda del comercializador en un Sistema de Transmisión Regional es igual a la Demanda Comercial del mismo en dicho sistema, menos su respectiva participación en las pérdidas del STN.

Empresas de Servicios Públicos: Las que define el Título I, Capítulo I, de la Ley 142 de 1994.

Índice: Es una medida estadística que hace explícitos los cambios ocurridos en una variable o grupo de variables en el tiempo. Se presenta en forma de porcentaje, resultante de la división entre los valores absolutos de la variable o conjunto de variables y otro valor fijo, que se toma como base de comparación o referencia para determinar con respecto a él, el movimiento porcentual de la variable o grupo de variables.

Índice de Precios: Es el índice que permite medir las variaciones en los precios de las componentes de las fórmulas tarifarias.

Libertad Regulada: Régimen de tarifas mediante el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas fija los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las Empresas de Servicios Públicos Comercializadoras de Energía Eléctrica pueden determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos al usuario o consumidor.

Sistema Interconectado Nacional: Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios.

Niveles de Tensión: Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel de Tensión 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV.

Nivel de Tensión 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV.

Nivel de Tensión 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel de Tensión 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Subsidio: Diferencia entre lo que se paga por un bien o servicio, y el costo de éste, cuando tal costo es mayor al pago que se recibe.

Tarifa: Es el precio resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio y el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio.

Usuario: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor.

Variación Acumulada del Índice de Precios: Es el cambio porcentual entre dos periodos definidos, resultante de establecer la división entre el número índice del período más reciente sobre el número índice del período desde donde se desea medir la variación.

ARTICULO 4. RÉGIMEN DE LIBERTAD REGULADA. Las empresas Comercializadoras de Energía Eléctrica al fijar sus tarifas a los usuarios finales regulados quedan sometidas al régimen de libertad regulada previsto en los artículos 14.10 y 88.1 de la Ley 142 de 1994, y de acuerdo con lo dispuesto en esta resolución.

Toda empresa que preste el servicio público de Comercialización de Energía Eléctrica determinará con la fórmula general y metodología establecidas en esta resolución las tarifas que aplicará a los usuarios finales regulados.

ARTICULO 5. VIGENCIA DEL RÉGIMEN DE LIBERTAD REGULADA. Cada empresa Comercializadora de Energía Eléctrica deberá aplicar el régimen de libertad regulada, a partir de la fecha en que entre en vigencia esta Resolución.

La fórmula tarifaria general regirá por cinco años, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución. Vencido dicho periodo, esta fórmula continuará rigiendo mientras la Comisión no fije una nueva.

ARTICULO 6. ACTUALIZACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA FÓRMULA TARIFARIA GENERAL. De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 125 de la Ley 142 de 1994, durante el periodo de vigencia de la fórmula tarifaria general del servicio de energía eléctrica las empresas comercializadoras podrán actualizar las tarifas que cobran a sus usuarios finales regulados cada vez que se acumule una variación de, por lo menos, un tres por ciento (3%) en alguno de los Índices de Precios identificados en el Anexo No. 2 de la presente resolución, el cual forma parte integral de la misma.

ARTICULO 7. OPCIONES TARIFARIAS. El Comercializador de Energía Eléctrica deberá ofrecer opciones tarifarias a sus usuarios finales regulados, que le permitan trasladar los costos de las actividades involucradas en la prestación del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

Parágrafo. La aplicación de las opciones tarifarias estará sujeta a las equivalencias de las fórmulas determinadas en el Anexo 3 de la presente resolución, el cual forma parte integral de la misma.

ARTICULO 8. PUBLICIDAD. Todo comercializador que atienda usuarios regulados hará públicas, en forma simple y comprensible, por medio de un periódico de amplia circulación en los distritos y municipios donde preste el servicio, o en uno de circulación nacional, las tarifas que aplicará a los usuarios. Tal deber lo cumplirá antes de iniciar la aplicación de la fórmula tarifaria general aquí regulada y cada vez que reajuste las tarifas. Los nuevos valores deberán comunicarlos a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

ARTICULO 9. VIGENCIA Y DEROGATORIAS. Esta resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLIQUESE Y CUMPLASE

Dada en Bogotá, a los

MANUEL MAIGUASHCA OLANO

Viceministro de Minas y Energía
Encargado de las funciones del Despacho
del Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANA MARIA BRICEÑO MORALES

Directora Ejecutiva

ANEXO No. 1

FÓRMULA TARIFARIA GENERAL

1. El Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica se expresará en pesos por kilovatio (\$/kWh), y se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula general:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + R_{m,t}}{(1 - (IPRSTN_{t-1} + IPAD_{n,t} + IPRC_{1,t}))} + T_{m,t} + D_{n,m,t} + C_{m,t}$$

Donde:

$CU_{n,m,t}$: Costo unitario en \$/kWh para los usuarios regulados del comercializador conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t .

$G_{m,t}$: Costo de compra de energía en \$/kWh del comercializador, correspondientes al mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 1 del presente anexo.

$R_{m,t}$: Costo de Restricciones y Servicios complementarios en \$/kWh del comercializador, correspondiente al mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 2 del presente anexo.

$T_{m,t}$: Costo Promedio por Uso del STN en \$/kWh para el comercializador, para el mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 3 de este anexo.

$D_{n,m,t}$: Costo de Distribución para el comercializador en la correspondiente Área de Comercialización, expresado en \$/kWh, para el Nivel de Tensión n , en el mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 4 del presente anexo.

$C_{m,t}$: Costo de comercialización expresado en \$/kWh del comercializador, para el mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 5 de este anexo.

$IPRSTN_{t-1}$: Índice de Pérdidas Reales del Sistema de Transmisión Nacional asignadas al Comercializador, en el año $t-1$, calculado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), que se calculará en la forma establecida en el numeral 6 de este anexo.

$IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva Área de Comercialización para el nivel de tensión n , en el año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 6 de este anexo.

$IPRC_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1, en el año t que se calculará en la forma establecida en el numeral 6 de este anexo.

Por tanto, el costo de prestación del servicio a trasladar al usuario final sería igual:

$$CT_{m,t} = CU_{n,m,t} * ConU_{m,t}$$

Donde:

$CT_{m,t}$: Costo de Prestación del Servicio a trasladar, sin subsidios ni contribuciones, al usuario regulado en pesos (\$) correspondiente al mes m del año t .

$ConU_{m,t}$: Consumo del usuario correspondiente al mes m del año t .

2. En el caso de que la Comisión de Regulación de Energía y Gas decida establecer un cargo fijo de comercialización, la Fórmula Tarifaria General aplicable a los Usuarios Regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica tendrá los siguientes componentes de cargos:

Cargo Variable:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + R_{m,t}}{(1 - (IPRSTN_{t-1} + IPAD_{n,t} + IPRC_{1,t}))} + T_{m,t} + D_{n,m,t} + CV_{m,t}$$

Donde:

$CU_{n,m,t}$: Costo unitario en \$/kWh para los usuarios regulados del comercializador conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t .

$G_{m,t}$: Costo de compra de energía en \$/kWh del comercializador, correspondientes al mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 1 del presente anexo.

$R_{m,t}$: Costo de Restricciones y Servicios complementarios en \$/kWh del comercializador, correspondiente al mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 2 del presente anexo.

$T_{m,t}$: Costo Promedio por Uso del STN en \$/kWh para el comercializador, para el mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 3 de este anexo.

- $D_{n,m,t}$: Costo de Distribución para el comercializador en la correspondiente Área de Comercialización, expresado en \$/kWh, para el Nivel de Tensión n , en el mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 4 del presente anexo.
- $CV_{m,t}$: Costo variable de comercialización expresado en \$/kWh del comercializador, para el mes m del año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 5 de este anexo.
- $IPRSTN_{t-1}$: Índice de Pérdidas Reales del Sistema de Transmisión Nacional asignadas al Comercializador, en el año $t-1$, calculado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), que se calculará en la forma establecida en el numeral 6 de este anexo.
- $IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización para el nivel de tensión n , en el año t , que se calculará en la forma establecida en el numeral 6 de este anexo.
- $IPRC_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1, en el año t que se calculará en la forma establecida en el numeral 6 de este anexo.

Cargo Fijo:

$$CF_{m,t} = C_{m,t}$$

Donde:

- $CF_{m,t}$: Cargo Fijo expresado en \$/factura, en el periodo m del año t .
- $C_{m,t}$: Fracción fija del Costo de comercialización expresado en \$/factura, para el mes m del año t

Por tanto, el costo de prestación del servicio a trasladar al usuario final sería igual:

$$CT_{m,t} = CF_{m,t} + CU_{n,m,t} * ConU_{m,t}$$

Donde:

$CT_{m,t}$: Costo de Prestación del Servicio a trasladar al usuario regulado, sin subsidios ni contribuciones en pesos (\$) correspondiente al mes m del año t .

$ConU_{m,t}$: Consumo del usuario correspondiente al mes m del año t .

1. Costo de compra de energía a reconocer.

El costo de compra de energía a reconocer al comercializador constituye un tope máximo que se permite trasladar en la fórmula general a los usuarios regulados, que se calculará sujeto a las siguientes condiciones.

- 1.1. Antes de que entre en vigencia el Sistema Estandarizado de Contratos (SEC), se establezca un mecanismo que permita que el usuario regulado pueda cambiar su comercializador de energía sin necesidad de cambiar su equipo de medida, disminuyendo los requerimientos técnicos y reducción de los costos de éstos, y se modifique el actual límite para ser usuario no regulado a 20 MWh/mes, de conformidad con el Decreto 3734 de 2003; este tope máximo se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$G_{m,t} = \frac{\overline{P}_{m,t} + \overline{M}_{m,t}}{2}$$

Donde:

$G_{m,t}$: Costos de compra de energía expresado en \$/kWh del Comercializador correspondientes al mes m del año t .

$\overline{P}_{m,t}$: Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de las transacciones propias del Comercializador en el Mercado Mayorista con destino tanto al mercado regulado como no regulado, considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes m del año t .

$\overline{M}_{m,t}$: Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de todas las transacciones en el Mercado Mayorista considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes m del año t , dirigido a mercado regulado y no regulado.

Los valores de $P_{m,t}$ y $M_{m,t}$ se definen como:

$$\overline{P}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CP_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3} \quad \text{y} \quad \overline{M}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CM_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3}$$

Donde:

CP_{m-j} : Costo Promedio mensual expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de las transacciones de energía propias del Comercializador en el Mercado Mayorista, con destino al mercado regulado y no regulado considerando tanto contratos de largo plazo como transacciones en la bolsa de energía.

CM_{m-j} : Costo Promedio mensual del mercado expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de todas las transacciones de energía en el Mercado Mayorista, considerando tanto contratos de largo plazo como transacciones en la bolsa de energía, dirigido a mercado regulado y no regulado.

IPP_{m-1} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes $m-1$

IPP_{m-j} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes correspondiente a j meses anteriores al mes m .

- 1.2. Una vez entre en vigencia el Sistema Estandarizado de Contratos (SEC) y antes de que se establezca un mecanismo que permita que el usuario regulado pueda cambiar su comercializador de energía sin necesidad de cambiar su equipo de medida, disminuyendo los requerimientos técnicos y reducción de los costos de éstos, y se modifique el actual límite para ser usuario no regulado a 20 MWh/mes, de conformidad con el Decreto 3734 de 2003; el costo máximo de generación se calculará con la siguiente fórmula:

$$G_{m,t} = \frac{\overline{P}_{m,t} + \overline{M}_{m,t}}{2}$$

Donde:

$G_{m,t}$:

Costos de compra de energía expresado en \$/kWh del Comercializador correspondientes al mes m del año t .

$\bar{P}_{m,t}$:

Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de todas las transacciones propias del Comercializador tanto en el Sistema Estandarizados de Contratos (SEC) como en bolsa de energía y las realizadas a través de los contratos bilaterales que se hubieran firmado antes de la entrada en vigencia del Sistema Estandarizados de Contratos (SEC), incluyendo el mercado regulado y el no regulado, para el mes m , del año t .

$\bar{M}_{m,t}$:

Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de todas las transacciones en el Mercado Mayorista considerando tanto en el Sistema Estandarizados de Contratos (SEC) como la bolsa de energía, para el mes m del año t .

Los valores de $P_{m,t}$ y $M_{m,t}$ se definen como:

$$\bar{P}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CP_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3} \quad \text{y} \quad \bar{M}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CM_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3}$$

Donde:

CP_{m-j} :

Costo Promedio mensual expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de todas las transacciones propias del Comercializador tanto en el Sistema Estandarizado de Contratos –SEC– como en la bolsa de energía y los contratos bilaterales, que se hubieran firmado antes de la entrada en funcionamiento del Sistema Estandarizado de Contratos (SEC), incluyendo mercado regulado y no regulado, para el mes m , del año t .

CM_{m-j} :

Costo Promedio mensual del mercado expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de todas las transacciones en el Mercado Mayorista considerando tanto en el Sistema Estandarizado de Contratos (SEC) como la bolsa de energía, para el mes m del año t .

IPP_{m-1} :

Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes $m-1$

IPP_{m-j} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes correspondiente a j meses anteriores al mes m .

- 1.3. Una vez que esté en vigencia el Sistema Estandarizado de Contratos (SEC) y además hayan entrado en vigencia las resoluciones de la CREG mediante las cuales se establezca un mecanismo que permita que el usuario regulado puede cambiar su comercializador de energía sin necesidad de cambiar su equipo de medida, disminuyendo los requerimientos técnicos y reducción de los costos de éstos, y se modifique el actual límite para ser usuario no regulado a 20 MWh/mes, de acuerdo con el Decreto 3734 de 2003; el componente $G_{m,t}$ estará en función únicamente del P_m , calculado así:

$$G_{m,t} = \bar{P}_{m,t}$$

$\bar{P}_{m,t}$: Promedio móvil del Costo Promedio Mensual expresado en \$/kWh de todas las transacciones propias del Comercializador tanto en el Sistema Estandarizado de Contratos (SEC) como en bolsa de energía y las realizadas a través de los contratos bilaterales que se hubieran firmado antes de la entrada en funcionamiento del SEC incluyendo mercado regulado como al no regulado, para el mes m , del año t .

El valor de $P_{m,t}$ se define como:

$$\bar{P}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CP_{m-j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3}$$

CP_{m-j} : Costo Promedio mensual expresado en \$/kWh, correspondiente a j meses anteriores al mes m de todas las transacciones propias del Comercializador tanto en SEC como en bolsa de energía y las realizadas a través de los contratos bilaterales incluyendo regulado y no regulado, que se hubieran firmado, antes de la entrada en funcionamiento del SEC, para el mes m , del año t .

La Comisión de Regulación de Energía y Gas establecerá por Resolución la fecha de iniciación de esta etapa.

Nuevos Comercializadores:

Toda persona natural o jurídica que por primera vez preste el servicio como Comercializador de Energía Eléctrica a usuarios finales regulados en el Sistema Interconectado Nacional, así como los comercializadores establecidos que deseen suministrar energía a usuarios finales regulados ubicados en otro mercado de

comercialización existente, calcularán su componente G, durante los tres primeros meses de prestación del servicio, conforme con las siguientes expresiones :

Mes 1:

$$G_{m,t} = M_{m,t}$$

Mes 2:

$$G_{m,t} = \frac{P_{m-1,t} + \overline{M}_{m,t}}{2} \quad \text{Con: } \overline{M}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^2 \left(CM_{m-j} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{2}$$

Mes 3:

$$G_{m,t} = \frac{\overline{P}_{m,t} + \overline{M}_{m,t}}{2}$$

Con:

$$\overline{P}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^2 \left(CP_{m-j} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{2} \quad \text{y} \quad \overline{M}_{m,t} = \frac{\sum_{j=1}^3 \left(CM_{m-j} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-j}} \right)}{3}$$

A partir del cuarto mes se aplicará la fórmula general prevista para todos los comercializadores.

2. Costo de Restricciones

El costo de restricciones a trasladar al usuario final regulado se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$R_{m,t} = \frac{1}{3} \sum_{j=1}^3 \left(\frac{CRS_{(m-1)-j}}{DC_{(m-1)-j}} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{(m-1)-j}} \right)$$

donde:

$R_{m,t}$: Promedio móvil del Costo de Restricciones y Servicios Complementarios expresado en \$/kWh del comercializador en el mes m del año t .

- $CRS_{(m-1)-j}$: Costo de Restricciones (efectivamente liquidadas sin incluir sobrecostos por desviaciones imputables al comercializador) y Servicios Complementarios asignados al comercializador, del mes $(m-1)-j$, calculado de acuerdo con la metodología vigente.
- $DC_{(m-1)-j}$: Demanda del comercializador durante el mes $(m-1)-j$.
- IPP_{m-1} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes $m-1$.
- $IPP_{(m-1)-j}$: Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes correspondiente a j meses anteriores al mes $m-1$.

3. Costo promedio por uso del STN.

El costo por uso del STN a trasladar a los usuarios finales regulados se calculara de acuerdo con la siguiente expresión:

$$T_{n,m,t} = \frac{CUT_{m-1,t}}{(1-(IPAD_{n,t} + IPRC_{1,t}))}$$

- $T_{n,m,t}$: Costo Promedio por Uso del STN expresado en \$/kWh, correspondiente al nivel de tensión n , en el mes m del año t
- $CUT_{m-1,t}$: Cargo por Uso del sistema de transmisión nacional liquidado por el LAC a cada Comercializador en el mes $m-1$ del año t , definido de acuerdo con la metodología vigente de remuneración del sistema de transmisión definido en la Resolución CREG 103 de 2000 o aquella que la modifique o sustituya.
- $IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización para el nivel de tensión n , en el año t .
- $IPRC_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1 , en el año t .

4. Costo de Distribución.

Cargo de distribución, para el nivel de tensión n al cual se encuentra el usuario final, del sistema de distribución respectivo, actualizado al mes $m-1$ del año t , calculado de acuerdo con la metodología vigente o aquella que la adicione, modifique o sustituya. El

cargo de distribución a incluir corresponderá al mismo valor que el Operador de Red factura al comercializador.

5. Costos de Comercialización Reconocidos.

La Comisión definirá en regulación posterior, la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización. Mientras entra en vigencia el nuevo componente, los comercializadores aplicarán la siguiente fórmula para calcular el cargo de comercialización:

$$C_{m,t} = C^*_{m,t} + \frac{CER_{t-1} * IPP_{m-1}}{V_{t-1} IPP_{6,t-1}} + \frac{CCD_{m-1}}{(1 - (IPRSTN + IPAD_{n,t} + IPRC_{1,t}))}$$

Donde:

$C_{m,t}$: Costo de comercialización ajustado del comercializador, expresado en \$/kWh para el mes m del año t .

$C^*_{m,t}$: Costo de comercialización definido de acuerdo con la metodología de las Resoluciones CREG 031 de 1997 y 007 de 1999, así:

$$C^*_{m,t} = \frac{C^*_0}{CFM_{t-1}} [1 - \Delta IPSE] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Con:

$C^*_{m,t}$: Costo de Comercialización del comercializador expresado en \$/kWh, para el mes m del año t .

C^*_0 : Costo Base de Comercialización expresado en \$/Factura del Comercializador.

CFM_{t-1} : Consumo Facturado Medio de la empresa en el año $t-1$ de los usuarios conectados al sistema de distribución donde es aplicable el cargo. (Total de kWh vendidos a usuarios regulados y no regulados dividido entre el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación).

$\Delta IPSE$: Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico, desde la vigencia de la fórmula tarifaria específica de cada empresa. Para el primer periodo de regulación, esta variación se asumirá como del 1% anual.

IPC_{m-1} : Índice de Precios al Consumidor del mes $m-1$.

- IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el C^*_0 .
- CCD_{m-1} : Cargos por Centro Nacional de Despacho, Centros Regionales de Despacho y SIC expresado en \$/kWh asignados al comercializador para el mes $m-1$.
- CER_{t-1} : Costo efectivo, por la actividad de comercialización, de Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD), asignado al comercializador en el año anterior a t .
- $IPRSTN$: Índice de Pérdidas Reales del Sistema de Transmisión Nacional asignadas al Comercializador, calculadas por el LAC. Estas pérdidas corresponderán al promedio del año inmediatamente anterior (noviembre a noviembre).
- $IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización para el nivel de tensión n , en el año t .
- $IPRC_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1, en el año t . Para los otros niveles de tensión este índice tomará el valor de cero.
- V : Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del comercializador expresadas en kWh.
- IPP_{m-1} : Índice de Precios del Productor Total Nacional del mes anterior al mes m .
- $IPP_{6,t-1}$: Índice de Precios del Productor Total Nacional en el mes 6 del año $t-1$.

Para toda persona que inicie su actividad como Comercializador de Energía Eléctrica a usuarios finales regulados en el Sistema Interconectado Nacional y los comercializadores que deseen suministrar energía a usuarios finales regulados ubicados en un mercado de comercialización existente, durante el primer mes de operación el cargo CCD_{m-1} será igual a cero (0) y el primer año de operación el componente CER_{t-1} será igual a cero (0).

6. Índices de Pérdidas Reconocidas

El porcentaje de pérdidas que se reconocerá al comercializador en el Nivel de Tensión 1 está dado por la siguiente expresión:

$$IPRC_{1,t} = IPFDG_{1,t} + IPCG_{1,t,g}$$

- $IPRC_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1, en el año t .
- $IPEFDG_{1,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas por fraude de difícil gestión al Comercializador para el nivel de tensión 1, en el año t .

$IPCG_{1,t,g}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador gestionables para usuarios conectados al el nivel de tensión 1, en el año t, por grupo.

Para los demás niveles de tensión no se reconocerán pérdidas comerciales.

En el Anexo No. 4 se encuentran los grupos aplicables para el Índice de Pérdidas al Comercializador gestionables y las pérdidas reconocidas al comercializador durante el periodo tarifario

En caso de que el comercializador sea una empresa diferente de la que realiza la actividad de transmisión regional y/o distribución local, y cuando el Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local no esté conectado directamente al STN, las ventas de energía, medida en la frontera comercial, que haga el comercializador se referirán al nivel de tensión de 220 kV para efectos de liquidar los cargos por uso del STN y las cuentas ante el SIC, con los porcentajes de pérdidas correspondientes a la sumatoria del Índice de Porcentaje de Pérdidas Acumuladas del Sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al Distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización, en el nivel de Tensión donde tenga la frontera y el Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador por Pérdidas No Técnicas Gestionables, las cuales solo se reconocen en el Nivel de Tensión 1.

MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Encargado de las funciones del Despacho del
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANA MARIA BRICEÑO MORALES
Directora Ejecutiva

ANEXO No. 2

IDENTIFICACIÓN DE LOS INDICES DE PRECIOS

1. Determinación de Índices de Precios

Con base en la Fórmula tarifaria general definida en la presente Resolución, los índices de precios asociados con ella, para todas las empresas donde las fórmulas tengan aplicación en el período *mensual* m , se determinarán de la siguiente forma:

$$I_m^w = \frac{W_m}{W_0} \times 100$$

donde:

I_m^w : Es el Índice de Precios definido del componente W , en el mes m , que acumula la variación en dicho componente.

W_m : Es el precio (pesos por unidades de consumo) del componente W , en el mes m .

W_0 : Es el precio (pesos por unidades de consumo) del componente W , en el período base diciembre de 2004.

2. Variación de los Índices de Precios

De conformidad con las definiciones y prácticas corrientes, la variación entre el período $m-p$ y el período m del índice de precios del componente W , se define como:

$$\Delta I_{m,m-p}^w = \left[\frac{I_m^w}{I_{m-p}^w} - 1 \right] \times 100$$

Para efectos de determinar la variación del 3%, de que trata el Artículo 125 de la Ley 142 de 1994, se definen los subíndices $m-p$ y m de la siguiente forma:

m : Es el período para el cual se evalúa la aplicación de la variación del índice en un 3%.

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

Con base en la Fórmula Tarifaria, definida en el Anexo No. 1 de la presente resolución, a continuación se identifican los índices asociados con cada uno de los componentes que incluye.

Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica:

$$I_{n,m,t}^{CU} = \frac{CU_{n,m,t}}{CU_{n,0}} \times 100$$

donde:

$I_{n,m,t}^{CU}$: Es el Índice de Precios definido para el *CU* en el nivel de tensión *n*, en el período *m* del año *t*.

$CU_{n,m,t}$: Es el Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica expresado en \$/kWh, en el nivel de tensión *n*, para el período *m* del año *t*.

$CU_{n,0}$: Es el Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (\$/kWh), en el nivel de tensión *n*, aplicado en el período base.

Costo de Compra de Energía

$$I_m^G = \frac{G_{m,t}}{G_0} \times 100$$

Donde:

$I_{m,t}^G$: Es el Índice de Precios definido del componente $G_{m,t}$, en el período *m* del año *t*.

$G_{m,t}$: Es el Costo de compra de energía expresado en \$/kWh, en el período *m* del año *t*.

G_0 : Es el Costo de compra de energía expresado en \$/kWh, trasladado en el $CU_{n,m,t}$ calculado para el período base.

Costo de Restricciones

$$I_m^R = \frac{R_{m,t}}{R_0} \times 100$$

Donde:

$I_{m,t}^R$: Es el Índice de Precios definido del componente $R_{m,t}$, en el período m del año t .

$R_{m,t}$: Es el Costo de Restricciones (\$/kWh), en el período m del año t .

R_0 : Es el Costo de Restricciones (\$/kWh), trasladado en el $CU_{n,m,t}$ calculado para el período base.

Costo Promedio por Uso del STN

$$I_{m,t}^T = \frac{T_{m,t}}{T_0} \times 100$$

Donde:

$I_{m,t}^T$: Es el Índice de Precios definido del componente $T_{m,t}$ en el período m del año t .

$T_{m,t}$: Es el Costo promedio por uso del STN (\$/kWh) correspondiente al período m del año t .

T_0 : Es el Costo promedio por uso del STN (\$/kWh), trasladado en el $CU_{n,m,t}$ calculado para el período base.

Costo de Distribución

$$I_{n,m,t}^D = \frac{D_{n,m,t}}{D_{n,0}} \times 100$$

Donde:

$I_{n,m,t}^D$: Es el Índice de Precios definido del componente $D_{n,m,t}$, en el período m del año t .

$D_{n,m,t}$: Costo de Distribución del comercializador en la correspondiente área de comercialización expresado en \$/kWh, para el Nivel de Tensión n , en el mes m del año t , conforme con el numeral 4 del presente anexo.

$D_{n,0}$: Es el costo de distribución en \$/kWh correspondiente al nivel de tensión n , de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 082 de 2002 calculado para el período base y trasladado en el $CU_{n,m,t}$.

Costo Variable de Comercialización

$$I_{m,t}^{CV} = \frac{CV_{m,t}}{CV_0} \times 100$$

Donde:

$I_{m,t}^C$: Es el Índice de Precios definido del componente $C_{m,t}$ en el período m del año t .

$CV_{m,t}$: Es el Costo Variable de comercialización expresado en \$/kWh, en el período m del año t .

CV_0 : Es el Costo Variable de comercialización en \$/kWh, trasladado en el $CU_{n,m,t}$ calculado para el período base.

En el caso de que la Comisión de Regulación de Energía y Gas decida establecer un cargo fijo de comercialización, se calcularán los índices de precios anteriores y adicionalmente los siguientes:

Cargo Fijo

$$I_{m,t}^{CF} = \frac{CF_{m,t}}{CF_0} \times 100$$

Donde:

$I_{m,t}^{CF}$: Es el Índice de Precios definido para el Cargo Fijo en el período *m del* año *t*.

$CF_{m,t}$: Es el Cargo Fijo expresado en \$/factura, en el período *m del* año *t*.

CF_0 : Es el Cargo Fijo expresado en \$/factura, calculado para el período base.

MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Encargado de las funciones del Despacho del
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANA MARIA BRICEÑO MORALES
Directora Ejecutiva

A N E X O No 3

EQUIVALENCIAS DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA OPCIONES TARIFARIAS

Para efectos del cálculo de las tarifas a los usuarios regulados, el Costo Unitario en \$/kWh para los usuarios conectados a nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t ($CU_{n,m,t}$), se podrá expresar de manera equivalente en costos monomios horarios, a fin de que las empresas puedan ofrecer opciones tarifarias a sus usuarios, como se expresa a continuación:

1. Para establecer costos con diferenciación horaria, los componentes promedio de la Fórmula tarifaria general definida en la presente Resolución deben ser reemplazados por sus equivalentes horarios.
2. El comercializador tiene libertad para establecer los períodos horarios. Incluso puede establecer tarifas para cada hora.
3. Cuando en la conformación de dichos períodos el comercializador requiera realizar ponderaciones, debe utilizar la siguiente información:
 - a. Para el componente de Generación (**G**), se empleará la energía horaria del comercializador suministrada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).
 - b. Para el componente de Transmisión (**T**), incluirá la energía horaria del comercializador suministrada por El Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) del STN.
 - c. Para el componente de Distribución (**D**), incorporará la energía horaria del comercializador suministrada por el respectivo Operador de Red (OR).

El Costo Unitario de prestación del servicio de energía eléctrica para cualquier periodo horario está dado por la siguiente fórmula:

$$CU_{p,n,m,t} = \frac{G_{p,m,t} + R_{m,t}}{(1 - (IPRSTN_i + IPAD_{n,t} + IPRC_{n,t}))} + T_{p,m,t} + D_{p,n,m,t} + C_{m,t}$$

Donde:

$CU_{p,n,m,t}$ Costo unitario reconocido en \$/kWh del período horario p , para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t .

- $G_{p,m,t}$: Costos de compra de energía reconocidos en \$/kWh del período horario p correspondientes al mes m del año t , conforme con lo señalado en este anexo.
- $R_{m,t}$: Costos de Restricciones y Servicios complementarios en \$/kWh, correspondiente al mes m del año t , conforme con el numeral 2 del Anexo No. 1.
- $T_{p,m,t}$: Costo Promedio por Uso del STN en \$/kWh del período horario p , para el mes m del año t , conforme con lo señalado en este anexo.
- $D_{p,n,m,t}$: Costo de Distribución en \$/kWh del período horario p en el Nivel de Tensión n , para el mes m del año t , conforme con lo señalado en este anexo.
- $C_{m,t}$: Costo de comercialización expresado en \$/kWh para el mes m del año t , conforme con el numeral 5 del Anexo No. 1.
- $IPRSTN$: Índice de Pérdidas Reales del Sistema de Transmisión Nacional asignadas al Comercializador, calculadas por el LAC. Estas pérdidas corresponderán al promedio del año inmediatamente anterior (noviembre a noviembre), conforme con el numeral 6 del Anexo No. 1.
- $IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Distribuidor que opera en el respectivo mercado de comercialización para el nivel de tensión n , en el año t , conforme con el numeral 6 del Anexo No. 1.
- $IPRC_{n,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador en el nivel de tensión n , en el año t , conforme con el numeral 6 del Anexo No. 1 y el Anexo No. 4.

2. En el caso de que la Comisión de Regulación de Energía y Gas decida establecer un cargo fijo de comercialización, la Fórmula Tarifaria General aplicable a los Usuarios Regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica que se les factura con opción horaria tendrá los siguientes componentes de cargos:

Cargo Variable:

$$CU_{p,n,m,t} = \frac{G_{p,m,t} + R_{m,t}}{(1 - (IPRSTN_i + IPAD_{n,t} + IPRC_{n,t}))} + T_{p,m,t} + D_{p,n,m,t} + CV_{m,t}$$

Donde:

- $CU_{p,n,m,t}$ Costo unitario reconocido en \$/kWh del período horario p , para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t .
- $G_{p,m,t}$ Costos de compra de energía reconocidos en \$/kWh del período horario p correspondientes al mes m del año t , conforme con lo señalado en este anexo.
- $R_{m,t}$ Costos de Restricciones y Servicios complementarios en \$/kWh, correspondiente al mes m del año t , conforme con el numeral 2 del Anexo No. 1.
- $T_{p,m,t}$ Costo Promedio por Uso del STN en \$/kWh del período horario p , para el mes m del año t , conforme con lo señalado en este anexo.
- $D_{p,n,m,t}$ Costo de Distribución en \$/kWh del período horario p en el Nivel de Tensión n , para el mes m del año t , conforme con lo señalado en este anexo.
- $CV_{m,t}$ Cargo variable de comercialización expresado en \$/kWh para el mes m del año t , conforme con el numeral 5 del Anexo No. 1.
- $IPRSTN$: Índice de Pérdidas Reales del Sistema de Transmisión Nacional asignadas al Comercializador, calculadas por el LAC. Estas pérdidas corresponderán al promedio del año inmediatamente anterior (noviembre a noviembre), conforme con el numeral 6 del Anexo No. 1.
- $IPAD_{n,t}$: Índice de Pérdidas Acumuladas del Distribuidor que opera en el respectivo mercado de comercialización para el nivel de tensión n , en el año t , conforme con el numeral 6 del Anexo No. 1.
- $IPRC_{n,t}$: Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador en el nivel de tensión n , en el año t , conforme con el numeral 6 del Anexo No. 1 y el Anexo No. 4.

Cargo Fijo:

$$CF_{m,t} = C_{m,t}$$

Donde:

- $CF_{m,t}$: Cargo Fijo expresado en \$/factura, en el período m del año t .
- $C_{m,t}$: Fracción fija del Costo de comercialización expresado en \$/factura, para el mes m del año t

Por tanto, el costo de prestación del servicio a trasladar al usuario final sería igual:

$$CT_{p,m,t} = CF_{m,t} + CU_{p,n,m,t} * ConU_{p,m,t}$$

Donde:

$CT_{m,t}$: Costo de Prestación del Servicio a trasladar al usuario regulado, sin subsidios ni contribuciones en pesos (\$) correspondiente al período p , mes m del año t .

$ConU_{p,m,t}$: Consumo del usuario correspondiente al período p , mes m del año t .

MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Encargado de las funciones del Despacho del
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANA MARIA BRICEÑO MORALES
Directora Ejecutiva

ANEXO No 4

INDICE DE PERDIDAS RECONOCIDAS PARA LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

Los grupos aplicables para el Índice de Pérdidas al Comercializador gestionables son los siguientes:

- GRUPO 1: Empresa de Energía Del Pacífico S.A. E.S.P., Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Compañía de Electricidad de Tulúa S.A. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., Ruitoque, Empresas Municipales de Cartago, Electrificadora del Caquetá, Empresa de Energía de Bajo Putumayo, Empresas Públicas de Yarumal.
- GRUPO 2: Empresas Antioqueña de Energía S.A. E.S.P., Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., Empresa Municipales de Energía Eléctrica S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., Electrificadora de Santander S.A., Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P, Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P, Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P., Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P, Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., Electrificadora del Huila S.A. E.S.P., Electrificadora del Meta S.A. Esp., Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P, Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.
- GRUPO 3: Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P., Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P., Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.

Las pérdidas reconocidas al comercializador durante el periodo tarifario es la siguiente:

GRUPO 1

| Año | Pérdidas Gestionables <i>IPEFDG1,t</i> | Pérdidas de Difícil Gestión <i>IPCG1,t</i> | Total Pérdidas Reconocidas al Comercializador <i>IPRC1,t</i> |
|-----|---|---|---|
| 0 | 0,75% | 0,00% | 0,75% |
| 1 | 0,75% | 0,00% | 0,75% |
| 2 | 0,75% | 0,00% | 0,75% |
| 3 | 0,75% | 0,00% | 0,75% |
| 4 | 0,75% | 0,00% | 0,75% |

GRUPO 2

| Año | Pérdidas Gestionables <i>IPEFDG_{1,t}</i> | Pérdidas de Dificil Gestión <i>IPCG_{1,t}</i> | Total Pérdidas Reconocidas al Comercializador <i>IPRC_{1,t}</i> |
|------------|---|---|---|
| 0 | 0,75% | 2,07% | 2.82% |
| 1 | 0,75% | 1,55% | 2.30% |
| 2 | 0,75% | 1,03% | 1.78% |
| 3 | 0,75% | 0,52% | 1.27% |
| 4 | 0,75% | 0,00% | 0.75% |

GRUPO 3

| Año | Pérdidas Gestionables <i>IPEFDG_{1,t}</i> | Pérdidas de Dificil Gestión <i>IPCG_{1,t}</i> | Total Pérdidas Reconocidas al Comercializador <i>IPRC_{1,t}</i> |
|------------|---|---|---|
| 0 | 0,75% | 4,13% | 4.88% |
| 1 | 0,75% | 3,10% | 3.85% |
| 2 | 0,75% | 2,07% | 2.82% |
| 3 | 0,75% | 1,03% | 1.78% |
| 4 | 0,75% | 0,00% | 0.75% |

El año cero (0) comprende el período entre la entrada de vigencia de la presente resolución y el 31 de diciembre del mismo año.

MANUEL MAIGUASHCA OLANO
 Viceministro de Minas y Energía
 Encargado de las funciones del Despacho del
 Ministro de Minas y Energía
 Presidente

ANA MARIA BRICEÑO MORALES
 Directora Ejecutiva

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la Comisión para establecer la liquidación y facturación de las pérdidas de referencia del Sistema de Transmisión Nacional (STN) que sean consideradas transacciones en Bolsa de energía.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y 2696 de 2004,

CONSIDERANDO:

Que según el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resoluciones de carácter general que pretenda adoptar, con las excepciones que allí se señalan, con antelación no inferior a treinta (30) días a la fecha de su expedición;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 246 del 14 de diciembre de 2004, aprobó hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la liquidación y facturación de las pérdidas de referencia del Sistema de Transmisión Nacional (STN) que sean consideradas transacciones en Bolsa de energía."

RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. Hágase público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la liquidación y facturación de las pérdidas de referencia del Sistema de Transmisión Nacional (STN) que sean consideradas transacciones en Bolsa de energía. "

ARTÍCULO 2o. Invítase a los agentes, los usuarios y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro de los cuarenta (45) días hábiles siguientes a la publicación de la presente Resolución en la página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

ARTÍCULO 3o. Infórmese en la página web la identificación de la dependencia administrativa y de las personas a quienes se podrá solicitar información sobre el proyecto y hacer llegar las observaciones, reparos o sugerencias, y los demás aspectos previstos en el artículo 10 del Decreto 2696 de 2004.

ARTÍCULO 4o. La presente Resolución no deroga disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.