



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 047 DE 2002

(03 JUL. 2002)

Por la cual se somete 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.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA 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 127 de la Ley 142 de 1994, dispone que antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión deberá poner en conocimiento de las Empresas de Servicios Públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente;

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 87 de la Ley 142 de 1994, estableció que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia;

Que la Resolución CREG-031 de 1997, en aplicación de lo establecido por el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, dispone que la actual fórmula que permite a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados del Sistema Interconectado Nacional tiene vigencia hasta el 31 de diciembre del año 2002;

PAL

5

Por la cual se somete 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 de conformidad con lo establecido en el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, éstas continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión No. 188 del 3 de julio de 2002, aprobó el contenido de la presente Resolución;

RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. Someter 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 permitirá 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, contenidas en el anexo general de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2o. Los agentes, usuarios y terceros interesados tendrán un plazo de dos (2) meses a partir de la publicación de esta Resolución, para enviar a la Comisión comentarios y sugerencias, escritas y sustentadas, sobre las bases contenidas en el Anexo General de la presente Resolución.

ARTÍCULO 3o. Con la presente Resolución se da inicio al impulso de la actuación administrativa y por ser un acto de trámite, previo a la expedición de las disposiciones definitivas, no deroga disposiciones regulatorias vigentes.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. 03 JUL. 2002


LUISA FERNANDA LAFAURIE
Ministra de Minas y Energía
Presidente


RICARDO RAMÍREZ CARRERO
Director Ejecutivo(e)

Por la cual se somete 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.

ANEXO GENERAL

BASES CONCEPTUALES PARA LA DEFINICIÓN DE LA FÓRMULA TARIFARIA DEL COSTO UNITARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL PRÓXIMO PERÍODO TARIFARIO

1. ANTECEDENTES

De conformidad con lo establecido por la Ley, las fórmulas tarifarias deben garantizar los principios de eficiencia, neutralidad, suficiencia financiera, simplicidad, transparencia, solidaridad y redistribución.

Dichas fórmulas tienen una vigencia de por lo menos cinco años, y sus bases se deberán poner en conocimiento de terceros interesados tal como lo señala el Artículo 127 de la Ley 142 de 1994: *"la Comisión deberá poner en conocimiento de las Empresas de Servicios Públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente."* Asimismo, el Artículo 126 de la misma Ley señala que se podrán revisar según las causales allí previstas, y que vencido el período seguirán vigentes hasta tanto no se expidan las nuevas fórmulas.

En cumplimiento de dichos preceptos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha desarrollado las presentes bases para una propuesta tarifaria sobre el Costo Unitario de prestación del servicio, aplicable en el siguiente periodo, a partir de la evaluación de la fórmula actual, definida en la Resolución CREG-031 de 1997. Se busca introducir en la misma los ajustes necesarios considerando la evolución del sector eléctrico y las nuevas condiciones económicas del país, de tal forma que se garantice la prestación eficiente de servicio público de energía eléctrica.

Con la Resolución CREG-031 de 1997, se aprobó la siguiente fórmula general que permiten a los comercializadores de electricidad establecer el Costo Unitario de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$$

donde:

- n : Nivel de tensión.
- m : Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.
- t : Años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula ($t = 0, 1, 2, 3, 4$)

PAK

2

Por la cual se somete 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.

- z : Zona eléctrica a la cual pertenece el comercializador, de acuerdo con la metodología vigente para los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional¹.
- $CU_{n,m,t}$: Costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t .
- $G_{m,t}$: Costos de compra de energía (\$/kWh).
- $T_{m,t,z}$: Costo promedio por uso del STN (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t en la zona z .
- $D_{n,m}$: Costo de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m .
- $O_{m,t}$: Costos adicionales del Mercado Mayorista (\$/kWh), correspondiente al mes m del año t .
- $PR_{n,t}$: Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n , reconocidas para el año t .
- $C_{m,t}$: Costo de comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t .

2. ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG-031 DE 1997

2.1. ANÁLISIS DE LOS COMPONENTES DE LA FÓRMULA TARIFARIA

A continuación se presenta una descripción de la evolución de dicha fórmula, revisando los objetivos que para entonces se habían establecido.

2.1.1. Componente $G_{m,t}$: Costos de compra de energía (\$/kWh)

Los costos máximos de compra de energía están dados por la fórmula:

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

Con,

¹ A partir de 1999, los cargos de transmisión se unificaron de forma tal que, el subíndice z que reflejaba la diferencia de cargos dependiendo de la "Zona Eléctrica" donde se encontraba el mercado de comercialización, no aplica porque desde entonces los cargos corresponden a una estampilla única para todos los mercados de comercialización conectados al Sistema Interconectado Nacional.

PR

ST

Por la cual se somete 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.

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

donde:

P_m : 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 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.

M_m : 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 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 .

β : Factor de ponderación definido por la CREG e igual a 0.9.

$\alpha_{m,t}$: Factor de ponderación de P_m , para el mes m y para el año t , dado por la expresión:

$$\alpha_{m,t} = 1 - \left(\frac{C_{m,t}(1 - PR_{I,t})}{P_{t-1} \frac{IPP_{m-1,t}}{IPP_{6,t-1}}} \right) \quad \text{con} \quad 0 \leq \alpha_{m,t} \leq 1$$

donde:

$C_{m,t}$: Costo de Comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t , de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.6 de este Anexo.

$PR_{I,t}$: Porcentaje de pérdidas acumuladas hasta el nivel de tensión uno, reconocidas al comercializador, correspondiente al año t .

P_{t-1} : Costo promedio de las compras propias con destino al mercado regulado, correspondiente al año anterior a t .

PAK

2

Por la cual se somete 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.

$IPP_{6,t-1}$: Índice de Precios al Productor Total Nacional de junio del año anterior a t .

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} .

2.1.1.1. Objetivos

Como objetivos de la definición del componente **G** debemos destacar:

- Estimular la competencia en la compra de energía, bajo condiciones económicas eficientes.
- Permitir la recuperación de costos de compra de energía, por parte del comercializador, bajo condiciones de eficiencia económica.
- Determinar un adecuado balance, en la transferencia de variaciones del precio de generación, que de señales de abundancia o escasez al usuario final, amortiguando la volatilidad de dichos precios.

2.1.1.2. Consideraciones Generales

Para la definición del componente **G** en el Costo Unitario, es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Un traslado directo del precio de la generación de energía del comercializador al usuario, le garantiza al primero la recuperación total de estos costos, pero puede propiciar ineficiencia en las compras de energía. Este enfoque no incentivaría suficientemente la adquisición eficiente de energía, por tener el comercializador la seguridad de recuperar su costo total de compra, cualquiera que éste sea. Además, limitaría el dinamismo y desarrollo del mercado de energía mayorista porque no incentivaría la participación activa de los comercializadores en este mercado.
- La definición de la duración de los promedios móviles, contenidos en este componente, afecta la volatilidad del precio de la energía en la tarifa a usuario final. La utilización de este mecanismo busca estabilizar la señal, pero genera un riesgo sobre el precio de la energía, a favor o en contra del comercializador o del usuario, dependiendo del comportamiento creciente o decreciente de los mismos en el tiempo; es decir, el promedio móvil implica un riesgo y no un costo, en virtud de que pueden existir periodos donde esta señal reporta mayores o menores ingresos o precios, de los requeridos para cancelar la energía suministrada en un periodo dado.

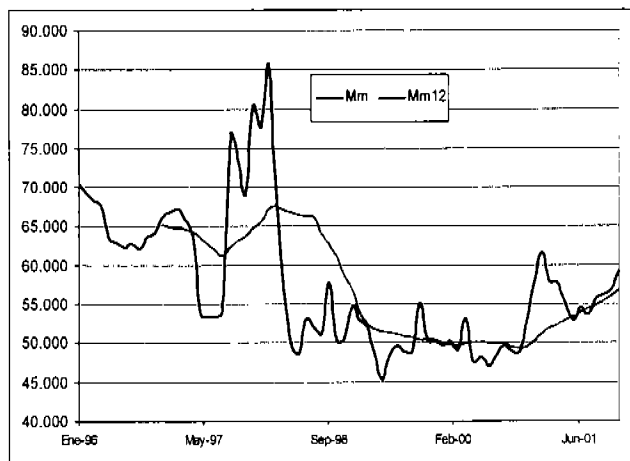
Como se observa en la siguiente gráfica, durante los últimos 4 años, el precio medio mensual de la energía comprada en el Mercado Mayorista, ha estado en algunos períodos por encima, y en otros, por debajo del promedio móvil de doce meses del precio de las compras de energía.

PAR

5

Por la cual se somete 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.

Precios de Compra de Energía mensual vs. Promedio Móvil de 12 meses de los Precios de Compra de Energía Mensual



Fuente: Sistema de Intercambios Comerciales.

- El promedio móvil puede distorsionar la señal de precios del mercado hacia el usuario final; de tal forma que si el periodo promediado es muy largo, el usuario final no percibirá oportunamente las señales de escasez y/o abundancia del mismo.
- En suma, los aspectos que afectan los ingresos del comercializador y/o los precios del usuario final son:
 1. Tendencia al alza o a la baja del precio de la energía en el Mercado Mayorista.
 2. Existencia de ciclos en los precios de energía en el Mercado de Mayorista.
 3. Diferencias entre el precio de las compras propias del comercializador y el precio promedio de las compras del mercado.
 4. Amplitud de las fluctuaciones del precio en los mercados "spot" y de contratos.
 5. Composición del portafolio del comercializador.
 6. Estrategia comercial de compra de energía.
 7. Longitud de la serie de precios incluida en el promedio móvil.
 8. Condiciones iniciales y finales del período aplicado de la fórmula.
 9. Imperfecciones del mercado: vinculación económica entre agentes, situación financiera y baja concurrencia en las convocatorias de compra de energía.

2.1.1.3. Factores de Ponderación del Componente G

El ponderador β se combina con el factor α y los promedios móviles correspondientes a los precios propios de compra y a los precios del Mercado Mayorista, para producir el componente G.

- **Factor (β)**

El factor β fue definido por la CREG como 0.9, con el fin de darle una mayor ponderación al último precio mensual de compra frente a los demás valores

PAK

5

Por la cual se somete 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.

incluidos en el promedio móvil. No obstante, esta "mayor ponderación" al último valor de compras propias resulta irrelevante e inoperante.

Así por ejemplo para las empresas que se relacionan en la tabla siguiente, establecer un 10% adicional de ponderación para las compras propias del último mes no afecta significativamente sus ingresos facturados.

INGRESOS CONTABLES ACUMULADOS SIMULADOS. ENERO 1998 A JUNIO 2001, CON $\beta=0.9$ y $\beta=1$ (MILES DE MILLONES DE \$)						
Comercializador	Ingresos contables G(0) $\beta=0.9$	Ingresos contables G(6) $\beta=0.9$	Ingresos contables G(12) $\beta=0.9$	Ingresos contables G(0) $\beta=1.0$	Ingresos contables G(6) $\beta=1.0$	Ingresos contables G(12) $\beta=1.0$
Empresas Publicas De Medellín E.S.P.	625,79	626,91	633,11	626,08	627,56	633,53
Codensa S.A. E.S.P.	1238,50	1234,02	1234,07	1238,44	1234,44	1234,15
Central Hidroeléctrica De Caldas S.A. E.S.P.	156,54	155,89	156,21	156,86	156,21	156,51
Empresa Antioqueña De Energía S.A. E.S.P.	184,71	182,64	183,12	186,26	184,19	184,60
Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P.	105,60	106,94	107,30	105,77	106,90	107,18
Electrificadora Del Caribe S.A. E.S.P.	407,01	385,62	369,73	407,85	386,63	371,75

Fuente: Información reportada por las empresas. Cálculos CREG.
En G(t), t corresponde a la longitud en meses, del promedio móvil utilizado.

Como puede observarse, la diferencia entre los ingresos contables simulados para G(12) y $\beta=0.9$ y G(12) $\beta=1$, son mínimas, menores a 1%.

Es más relevante la longitud del promedio móvil que la misma definición del valor de Beta. Así pues, la inclusión del factor β no modifica los ingresos del comercializador ni la volatilidad de la señal, por tanto puede eliminarse sin sacrificar los objetivos implícitos en la fórmula.

• **Factor (α)**

El factor α se introdujo como un elemento que permitiese incentivar la compra eficiente de energía por parte del comercializador, protegiéndolo además de pérdidas elevadas.

La definición de α tuvo en cuenta los siguientes aspectos:

- La ponderación entre el costo propio de generación y el del mercado, que se introducía para el cálculo del valor G reconocido, debía limitar el efecto de una posible ineficiencia en las compras de energía, acotando las pérdidas por el no traslado al usuario final del costo real de las compras de energía, hasta un tope en función del costo de comercialización Cm.
- Dicha limitante garantizaría reducir los riesgos de no pago a los otros agentes de la cadena distintos a los que ejercen la actividad de Comercialización (Generación, Transmisión, Distribución y Otros cargos).

PAIC

Por la cual se somete 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.

Por lo anterior, el factor α se definió principalmente en función del Costo de Comercialización ($C_{m,t}$), (\$/kWh), que es justamente el valor variabilizado por kWh del Costo Base de Comercialización (C_o * \$/Factura) por el consumo facturado medio $CFM_{(t-1)}$, (kWh/Factura).

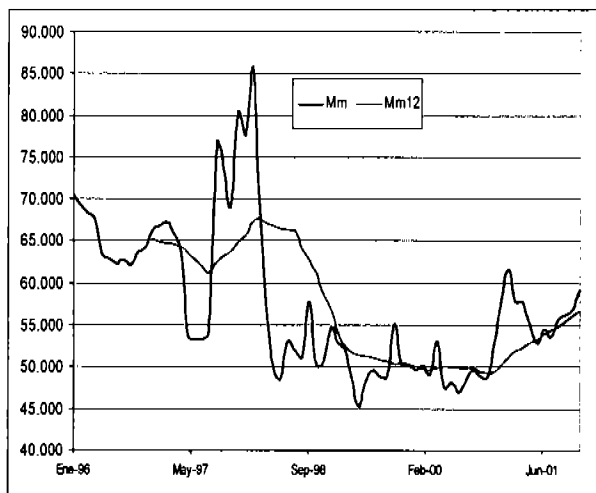
A través de α se creó un vínculo entre los componentes G y C de la fórmula del Costo Unitario, introduciendo así una señal de eficiencia, pero acotando la señal al ingreso que por la actividad de comercialización podía tener el agente. Esto redujo la intensidad de la señal de eficiencia en las compras de energía, ante escenarios desfavorables de compras de energía, protegiendo a las empresas.

Con la vigencia de la Resolución CREG-116 de 1998, los agentes comercializadores deben garantizar las transacciones en el mercado de energía mayorista, razón por la cual la señal del acotamiento del riesgo a partir del factor α , pierde parte de su propósito.

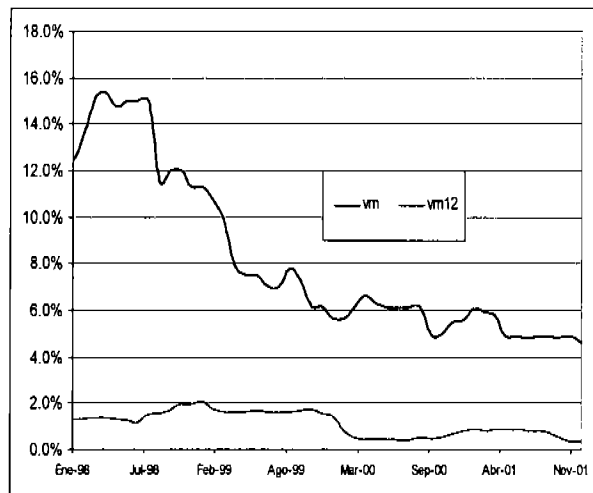
2.1.1.4. Promedios Móviles

Como ya se mencionó, el traslado directo de los precios reales de compra de energía, se traduce en volatilidades altas en la tarifa al usuario final y en posibles transferencias de ineficiencias. Así por ejemplo, el precio medio mensual de la energía comprada en el Mercado Mayorista, entre Enero de 1996 y Junio de 2001, presenta volatilidades² entre 5% y el 15%, mientras que para un promedio móvil de 12 meses se alcanzan volatilidades tan solo del 2%.

Precios de Compra de Energía Mensual vs. Promedio Móvil de 12 meses de los Precios de Compra de Energía



Volatilidad de los Precios de Compra de Energía Mensual vs. Volatilidad del Promedio Móvil de 12 meses de los Precios de Compra de Energía



Fuente: Sistema de Intercambios Comerciales y Cálculos CREG.

Por otro lado, los promedios de precios de contratos y de bolsa en el mercado de energía mayorista, presentan una tendencia que no evidencia una situación

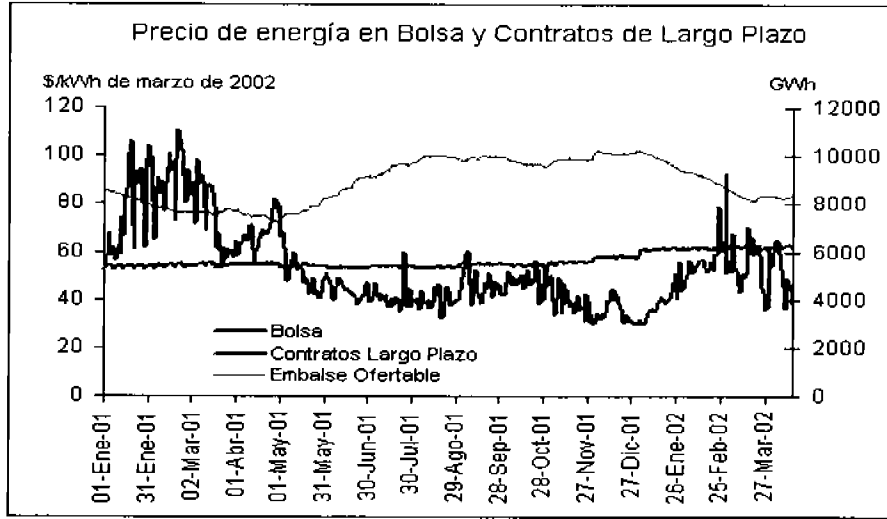
² La volatilidad calculada como: $std \left[\ln \frac{M_{m-i}}{M_{m-i-1}} \right]$

PMZ

SS

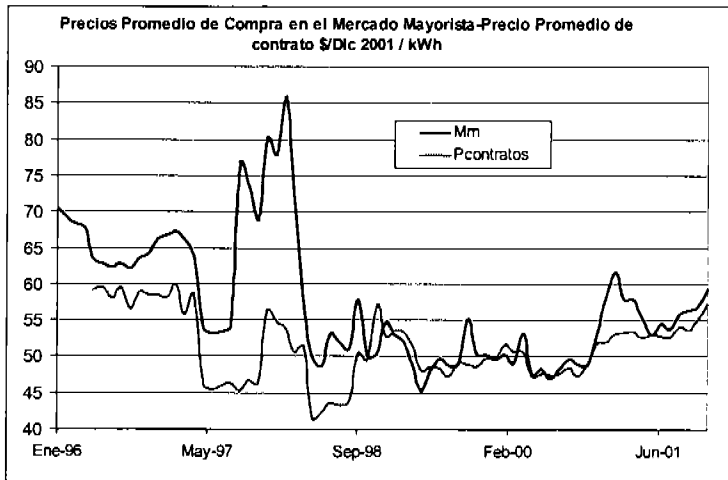
Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se establecerá la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario, que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica calcular los costos unitarios de prestación del servicio y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados en el SIN.

permanente de precios crecientes, si no más bien, a situaciones coyunturales de precios debidas a expectativas hidrológicas. Nótese cómo los precios de contratos se mantienen casi constantes durante el periodo Enero 2001 - Marzo 2002, mientras que el precio de bolsa está correlacionado negativamente con el nivel de embalse ofertable, tal como se observa en la siguiente gráfica.



Fuente: MEM - ISA.Com

Sin embargo, observando el comportamiento del precio promedio de contratos en un periodo mayor, enero de 1996 a julio de 2001, se evidencia que éste tiene una tendencia similar a la presentada por el precio promedio de energía en el Mercado Mayorista.



Fuente: Sistema de Intercambios Comerciales.

Dada la volatilidad en la señal de precios, tanto en bolsa como en contratos, es conveniente mantener un promedio móvil sin imponer mayores riesgos financieros al comercializador o al usuario y sin eliminar las señales de escasez o abundancia del mercado para el usuario.

2.1.2. Componente $T_{m,t}$: Costo promedio por uso del STN (\$/kWh)

Considerando que los cargos por uso del STN son regulados por la Comisión, tal costo debe ser trasladado directamente al usuario en la tarifa. Vale la pena resaltar que estos cargos no presentan fluctuaciones significativas de un mes a

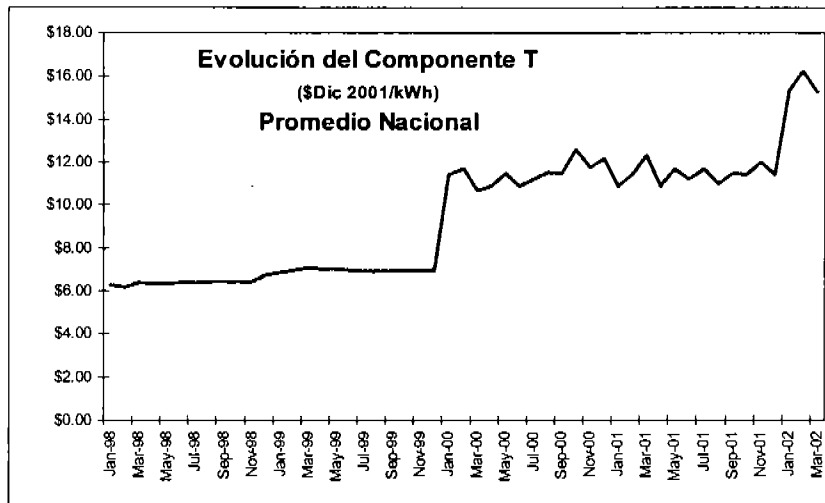
PRE

S

Por la cual se somete 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.

otro, por lo que no se considera pertinente la utilización de promedios móviles en este caso.

En la gráfica siguiente se observa la evolución del cargo por uso del STN, asignado al comercializador, desde enero de 1998 hasta julio de 2001. Los cambios anuales más significativos se presentan en enero de 2000 y en enero de 2002, como consecuencia de una mayor asignación en el pago del ingreso regulado del STN a los agentes comercializadores.



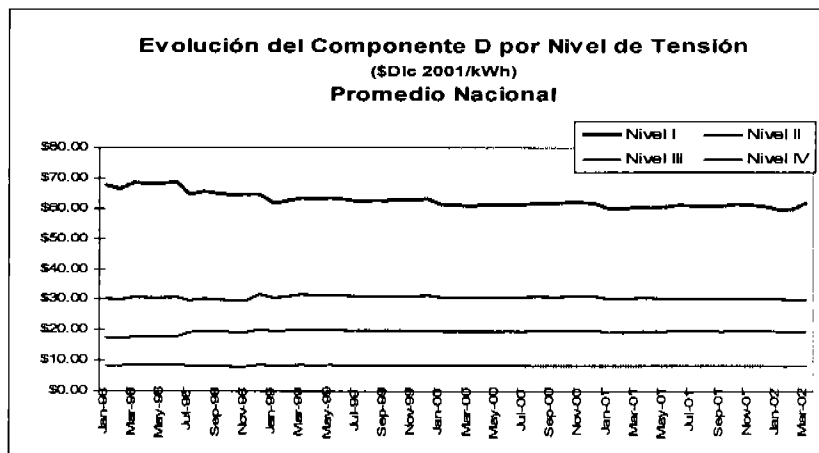
Fuente: Liquidador y Administrador de Cuentas

Nota: Para el periodo comprendido entre enero de 1998 y diciembre de 1999, el cargo corresponde a un promedio de los cargos zonales por uso del STN, vigentes durante ese periodo.

2.1.3. Componente $D_{n,m}$: Costo de distribución (\$/kWh)

Al igual que los cargos por uso del STN, los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local, STR y SDL, son regulados por la CREG, y por tanto pueden ser trasladados directamente en la tarifa a usuario final.

A continuación se presenta el comportamiento de los cargos por uso del STR y/o SDL, por nivel de tensión, para el período comprendido entre enero de 1998 y diciembre de 2002:



Fuente: Cálculos CREG.

PAL

8

Por la cual se somete 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.

Como se observa, en términos reales el promedio nacional de los cargos por uso del STR y/o SDL se mantiene constante durante el periodo observado, para todos los niveles de tensión.

2.1.4. Componente $O_{m,t}$: Costos adicionales del Mercado Mayorista (\$/kWh)

Los costos adicionales del Mercado Mayorista, $O_{m,t}$, incluyen los costos asignados a los comercializadores por restricciones y servicios complementarios, la remuneración del Centro Nacional de Despacho, los Centros Regionales de Despacho y del Administrador del SIC, así como las contribuciones que deben hacer los agentes a la CREG y a la SSPD.

Estos costos se calculan directamente en proporción a los kWh vendidos, mediante la fórmula:

$$O_{m,t} = \frac{CER_{t-1} * IPP_{m-1}}{V_{t-1} * IPP_{6,t-1}} + \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 \left(\frac{CRS_{(m-1)-i} * IPP_{(m-1)}}{V_{(m-1)-i} * IPP_{(m-1)-i}} \right) + \frac{CCD_{m-1}}{1 - PR_{I,t}}$$

donde:

CCD : Cargos por Centro Nacional de Despacho, Centros Regionales de Despacho y SIC asignados al comercializador (\$/kWh).

CRS : Costo Restricciones y Servicios Complementarios asignados al comercializador, sin incluir penalizaciones.

CER : Costo efectivo, por la actividad de comercialización, de Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD).

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

El valor de las restricciones y los servicios complementarios, asignados al comercializador, representa entre el 75% y el 97% del valor del componente $O_{m,t}$.

En la fórmula vigente el costo de las restricciones se transfiere al usuario final como un promedio móvil de 3 meses. Este promedio se factura con un rezago de 2 meses, dado que se encuentra variabilizado con las ventas, y esta información sólo está disponible en ese término.

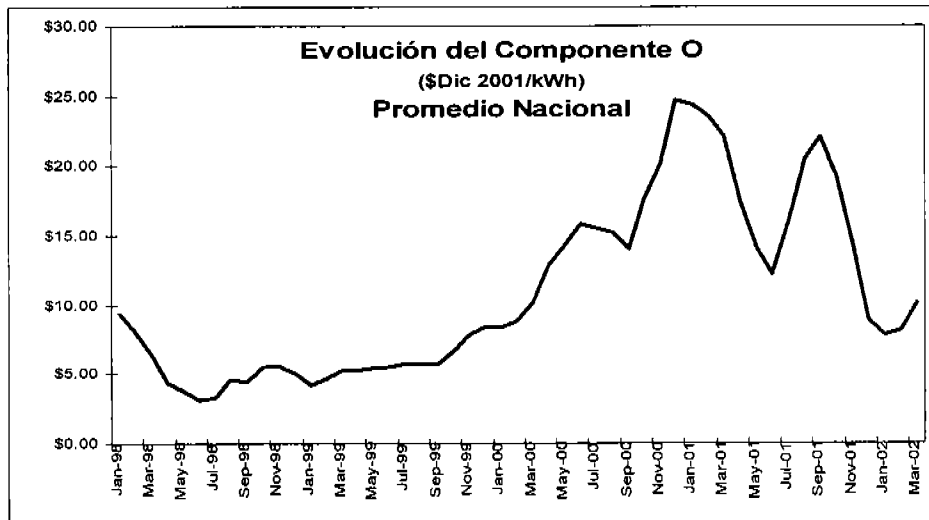
En el período enero de 1998 a julio de 2001, el costo de las restricciones ha mostrado volatilidades mayores a la de los precios de compra de energía en el Mercado Mayorista. Esta situación se acentuó entre finales de 1999 y mediados del 2001, cuando debido a los atentados contra la infraestructura energética que causaron fraccionamiento del SIN y a la ausencia previa de una regulación para situaciones en las que existieran agentes fuera del mercado y

PAZ

S

Por la cual se somete 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.

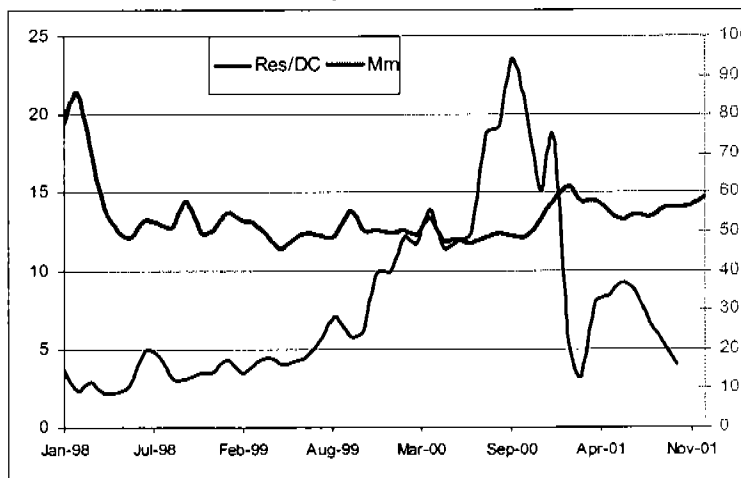
en posición dominante, llevó a la expedición de las Resoluciones CREG-026 y CREG-034 de 2001, entre otras.



Fuente: Información reportada por las empresas. Cálculos CREG.

Al comparar el valor unitario de las restricciones que pagaron los comercializadores, CRS/DC, con el Precio de Compra de Energía mensual, se observa una mayor variabilidad en el valor de las restricciones, tal como se aprecia en la siguiente gráfica.

**Precios de Compra de Energía mensual
Vs.
Costo de Restricciones / Demanda Comercial Mensual**



Fuente: Información reportada por las empresas. Cálculos CREG.

Teniendo en cuenta esta situación, se considera conveniente mantener un promedio móvil que establezca esta señal, tal como se ha propuesto en el caso del componente $G_{m,t}$, y consecuente con éste.

Vale la pena mencionar que cuando el costo de las restricciones aumentó más allá de su media histórica a comienzos del 2001, el promedio móvil de 3 meses fue insuficiente para estabilizar la señal de precios al usuario, y se requirió

PRK

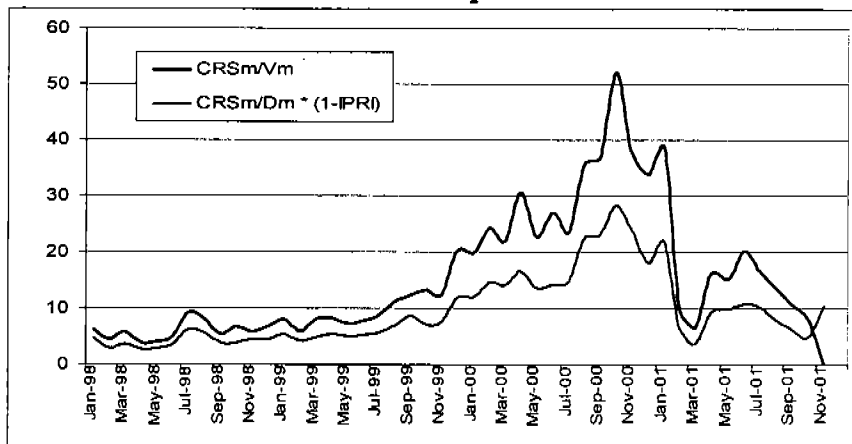
S

Por la cual se somete 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.

diferir a 6 meses el pago de las restricciones de febrero y marzo del mismo año, para lo cual se tomaron las medidas regulatorias del caso.

Mantener la variabilización de los costos que se trasladan al usuario final a través de la energía facturada, reduce las señales de eficiencia que se envían para que el comercializador actúe sobre el control de las pérdidas no técnicas, como se observa en la siguiente gráfica:

**Restricciones variabilizadas por ventas vs.
Restricciones variabilizadas por Demanda Comercial**



Fuente: Información reportada por las empresas. Cálculos CREG.
Nota: La Demanda Comercial sólo incluye las pérdidas eficientes reconocidas.

El valor unitario de las restricciones como función de la demanda comercial es menor que el valor unitario de las restricciones como función de las ventas, ya que el primero incluye un criterio de eficiencia al reconocer sólo las pérdidas permitidas.

De igual forma, la variabilización de las contribuciones a la SSPD y a la CREG incluidas en este componente de la fórmula podría hacerse incluyendo la señal de eficiencia relacionada con las pérdidas, así como se hace con los valores del CND y SIC.

2.1.5. Componente $C_{m,t}$: Costo de comercialización (\$/kWh)

El componente C, Comercialización de energía, debe reflejar los costos eficientes de esta actividad y reconocer los riesgos que el comercializador debe afrontar al ser el último eslabón en la cadena de prestación del servicio. Por ello, entender la naturaleza del negocio de comercialización es indispensable para revisar la forma como esta actividad será regulada.

El costo de comercialización que se reconoce hoy en la fórmula del Costo Unitario, se constituye en un precio máximo que se recupera por factura y cuyo valor fue determinado a partir de una metodología de eficiencia relativa, basada en un modelo denominado Análisis Envolvente de Datos (DEA).

Para el cálculo de la frontera de eficiencia se incluyeron 27 empresas comercializadoras divididas en 2 universos, utilizando como criterio la mediana

PRR

8

Por la cual se somete 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.

con relación a la Escala (Número de Facturas). El modelo de "Análisis Envolverte de Datos" se aplicó para cada grupo.

Sobre el Costo de Comercialización eficiente, obtenido para cada comercializador, se establece un margen del 15%. Este margen cubre tanto los riesgos de la actividad de Comercialización como el retorno del capital comprometido.

Este valor por factura, se variabiliza con el consumo facturado medio, para recuperar este valor en función de los kWh vendidos.

Actualmente se podrían calcular los costos base de comercialización para 32 mercados con 56 comercializadores.

2.1.5.1. Objetivos

- Determinar una adecuada remuneración de esta actividad de forma independiente para garantizar la suficiencia financiera.
- Mantener los criterios de eficiencia y mejoras en productividad en los precios máximos que se definen para esta actividad.
- Evitar distorsiones en la competencia provenientes de la señal de precios.
- Facilitar la escogencia del prestador del servicio por parte del usuario.
- Fomentar el ingreso de nuevos agentes comercializadores que dinamicen la competencia, en beneficio del usuario.
- Disminuir la diferencia del precio máximo de comercialización entre los diferentes prestadores del servicio, no atribuibles a diferencias entre los mercados.

2.1.5.2. Análisis del negocio de Comercialización

Para efectos tarifarios, el negocio de la comercialización de energía eléctrica consiste en la compra de energía en el Mercado Mayorista y su venta a usuarios finales regulados.

La comercialización incluye, entre otras, las siguientes actividades básicas:

MERCADEO: Transacciones y demás actividades de compra y venta de energía, investigación del mercado y desarrollo de estrategias comerciales.

ATENCIÓN A CLIENTES: Servicio personalizado al cliente, atención de solicitudes como peticiones, quejas y reclamos; asesorías técnicas y comerciales; conexión, suspensión, corte, reconexión y reinstalación.

Por la cual se somete 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.

FACTURACIÓN Y RECAUDO: Medición, registro y procesamiento de la información de consumos, liquidación, facturación, distribución de facturas, recaudo y gestión de cartera.

2.1.5.3. Panorama de la Comercialización

La actividad de comercialización, dadas sus características económicas, y de acuerdo con la regulación vigente, es un negocio que se desarrolla en condiciones de competencia. Los mercados de comercialización³, si bien son atendidos inicialmente por el comercializador incumbente, pueden ser disputados por otros comercializadores al existir en estos mercados libertad de entrada y salida.

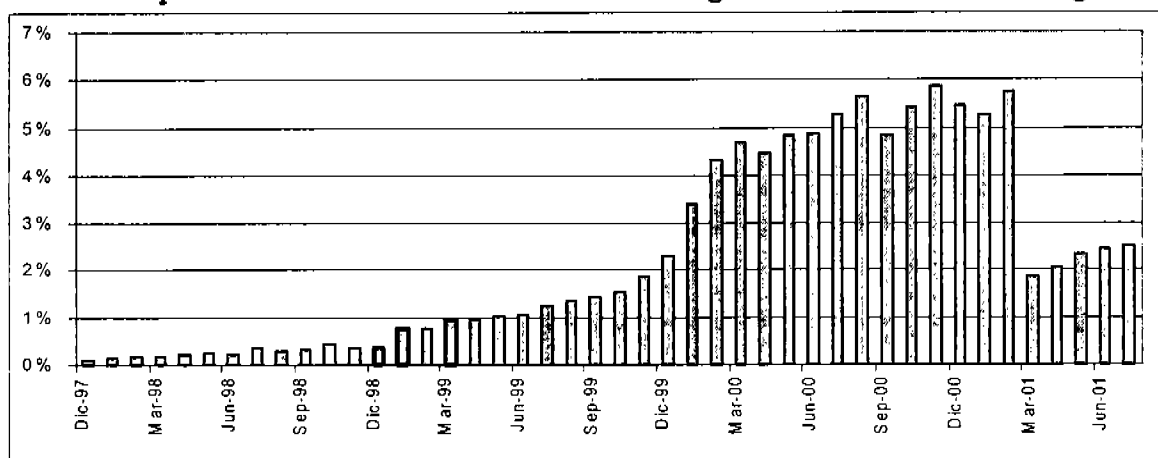
Para mantener el criterio de neutralidad, cualquier comercializador que atienda usuarios regulados en un mercado está obligado a prestar el servicio a cualquiera de los usuarios del mismo, que lo solicite.

Como complemento a la definición del nuevo marco tarifario, se deben realizar desarrollos regulatorios adicionales con el propósito de eliminar las barreras tecnológicas y comerciales, y equilibrar las condiciones que han dificultado la competencia en dichos mercados.

Adicional a los mercados de comercialización definidos en la regulación, existe también un mercado de "Usuarios No Regulados", denominado "mercado competitivo de energía eléctrica", en el cual se transa energía a precios acordados libremente entre el comercializador y los usuarios que pueden optar por este mercado⁴.

La siguiente gráfica muestra la evolución de la participación en las ventas de energía a usuario final, por parte de los comercializadores no integrados con operadores de red.

Participación de los Comercializadores no integrados en la venta de energía



Fuente: Cálculos CREG.

³ La Resolución CREG-031 de 1997 definió "mercado de comercialización" como el conjunto de usuarios regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local.

⁴ Hoy se requiere que el usuario tenga una demanda máxima mensual igual o superior a 0.1 MW o consumos mensuales iguales o superiores a 55 MWh, por instalación legalizada.

Por la cual se somete 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.

En la gráfica anterior se observa que ocurrió una penetración creciente en la participación de las ventas por parte de los comercializadores no integrados, que solamente se dedican a la actividad de comercialización; sin embargo, dicha participación no es aún satisfactoria ni constante, lo cual puede ser explicado por los aspectos señalados a continuación.

2.1.5.4. Consideraciones Generales de la Comercialización

Los resultados obtenidos en cuatro años de vigencia de este esquema de competencia en los mercados regulados muestran que su desarrollo es limitado.

Dentro de las posibles explicaciones del desempeño de los comercializadores no integrados en los mercados regulados figuran las siguientes:

- Barrera tecnológica, creada por el costo de la tele-medida y por las condiciones exigidas regulatoriamente sobre la precisión de la medida, sin consideraciones adicionales, tales como carga, tipo de usuario, etc.
- Conductas restrictivas por parte de los comercializadores incumbentes y los operadores de red, que impiden o demoran los cambios de comercializador.
- Falta de información y divulgación por parte de las entidades competentes al usuario final.
- Conductas restrictivas de la competencia por parte de los generadores en los procesos de compra de energía que adelantan los comercializadores no integrados, y la ausencia de un mercado estándar y anónimo que prevenga dichas prácticas.
- Mayores costos debidos a escasas economías de escala en la adquisición e instalación de medidores que cumplan las características exigidas.
- Limitaciones en las funciones de vigilancia, supervisión y control al cumplimiento de la regulación.

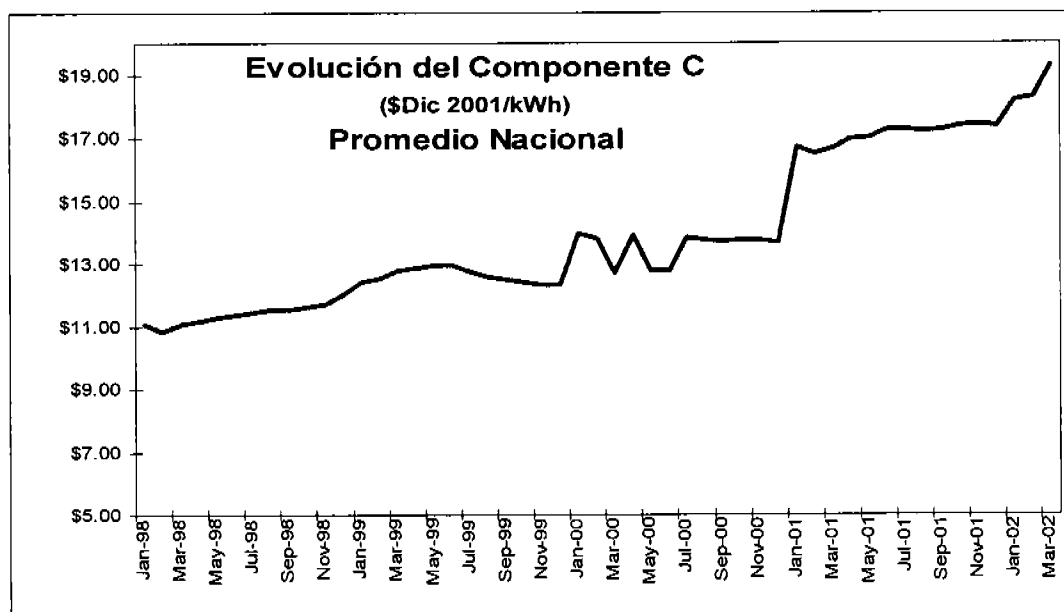
A pesar de lo anterior, los comercializadores integrados presentan dos desventajas importantes frente a los comercializadores puros, a saber:

- Mayores pérdidas no técnicas debido a que deben atender todos los clientes regulados en sus mercados, mientras los comercializadores puros no están obligados a atenderlos en ese mercado, mientras no atiendan en él, a algún cliente de esta categoría.
- Mayores riesgos de cartera por la misma razón anterior.

La remuneración de la actividad de comercialización se estableció para el período 1998 a 2002 como un valor fijo por factura; sin embargo, durante el

Por la cual se somete 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.

período entre enero de 1998 y marzo de 2002, el costo de comercialización por unidad de energía que se trasladó al usuario final, presentó una tendencia creciente a partir de julio de 2000, como se observa en la siguiente gráfica.



Fuente: Información reportada por las empresas. Cálculos CREG.

Esta situación se debe a la reducción de la diferencia de costos, implícita en el componente de comercialización reconocido (\$/Factura), que existe entre los usuarios que consumen por debajo y por encima del consumo facturado medio, que se usa para variabilizar el Costo Base de Comercialización. Este efecto es consecuencia del cambio de comercializador, por parte de aquellos usuarios que consumen por encima del consumo facturado medio, y de la reducción de los períodos de facturación por parte de algunas empresas.

Además, cuando un comercializador nuevo entra a un mercado ya existente, se debe tomar la historia parcial del mercado para calcular el consumo medio facturado, generando un incentivo a que el comercializador incumbente obtenga ventaja de la pérdida de grandes consumidores, usuarios no regulados, porque así puede incrementar la tarifa de comercialización de usuarios regulados de ese mercado, al disminuir su consumo medio; de forma tal, que si la empresa a la que se trasladan los usuarios no regulados, tiene vinculación económica con la empresa incumbente, lo que se lograría finalmente, es un "descreme" del mercado, que termina en incrementos de la tarifa de comercialización de los usuarios regulados de su mercado. Por esto se considera conveniente ajustar, cuando menos, el período de historia para el cálculo del consumo facturado medio.

3. PROPUESTA DE FÓRMULA DEL COSTO UNITARIO PARA CONSULTA

A partir de los estudios adelantados por la Comisión, propios y a través de consultorías, de estudios adelantados por las empresas a través de sus agremiaciones como los presentados por ASOCODIS y ACCE, y de las

Por la cual se somete 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.

observaciones adelantadas por grupos de usuarios, la Comisión ha revisado y estudiado una propuesta de definición de una nueva fórmula tarifaria del Costo Único de prestación del servicio que regirá para el siguiente período tarifario.

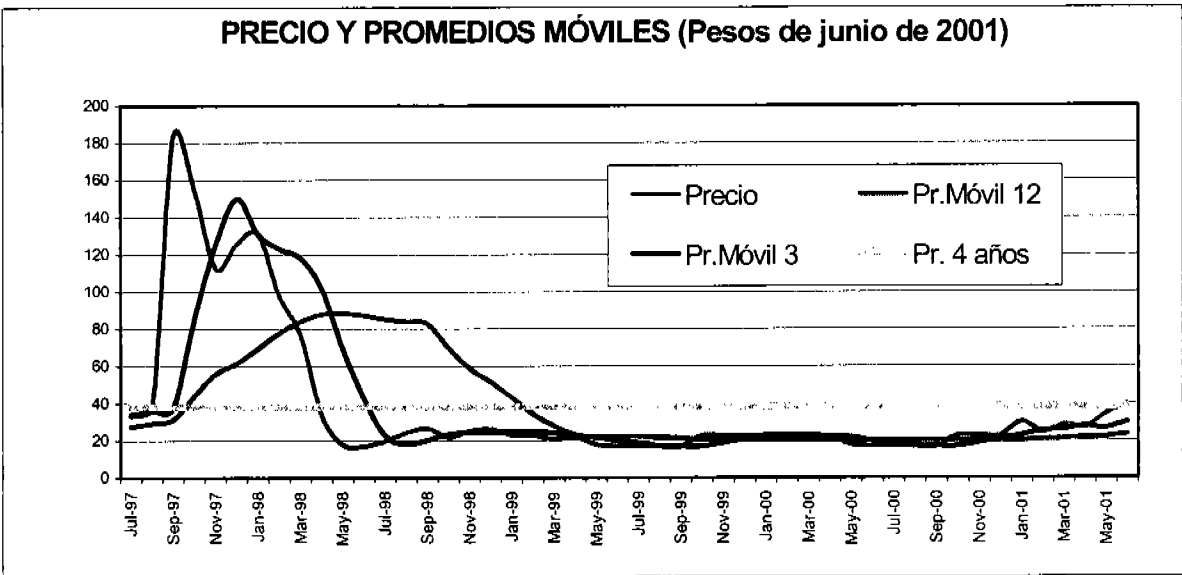
3.1. Componente $G_{m,t}$: Costos de compra de energía (\$/kWh)

La modificación del componente G en la fórmula tarifaria del Costo Unitario de prestación del servicio tiene en cuenta los objetivos explicados anteriormente, por lo que la propuesta busca amortiguar la volatilidad en los precios de compra de energía, ajustando el período utilizado en el promedio móvil, y así mantener una señal adecuada del precio de energía al usuario final. De igual forma las señales de eficiencia se simplificarán como se propone más adelante.

3.1.1. Promedios Móviles

Una vez realizadas varias simulaciones y sensibilidades con diferentes períodos de tiempo y evaluado su impacto sobre los costos del comercializador y sobre el precio al usuario final, se propone reducir la longitud del promedio móvil, conservando un criterio homogéneo con el componente de restricciones.

La siguiente gráfica muestra el comportamiento del precio promedio mensual de compras en el Mercado Mayorista (Mm), y su impacto con promedios móviles de 3 y 12 meses respectivamente. Lo anterior es comparado con el promedio simple sobre el periodo de 4 años, así:



Fuente: Sistema de Intercambios Comerciales. Cálculos CREG.

Incrementar la longitud del promedio móvil reduce la volatilidad de los precios del mercado que se trasladan en la tarifa al usuario final. Comparando los promedios móviles de 3 meses y 12 meses se observa que la mayor parte de la volatilidad es amortiguada con el primero.

En el mismo sentido, se observa cómo, con un promedio móvil de 12 meses, la señal de escasez o abundancia llega desplazada en el tiempo, al usuario final,

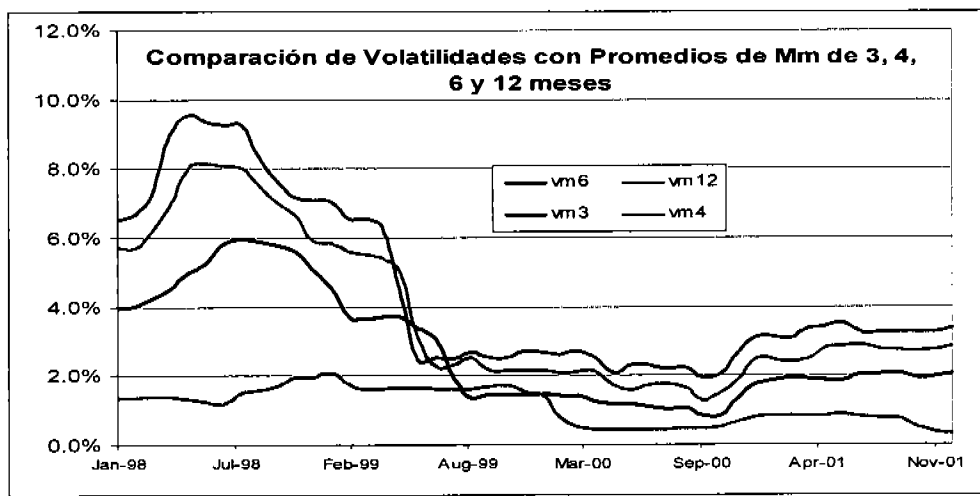
PRR

Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se establecerá la fórmula tarifaria para el siguiente periodo 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.

mientras que el promedio móvil de 3 meses traslada las señales de escasez o abundancia en una forma más oportuna.

Por su parte, el promedio móvil de 12 meses induce un mayor riesgo en el adecuado balance que debe existir entre las compras eficientes del comercializador y la señal que se traslada al usuario final.

Para revisar lo anterior, se realizaron simulaciones con diferentes longitudes del promedio móvil para los precios del Mercado Mayorista. Las longitudes escogidas fueron, 3, 4, 6 y 12 meses.

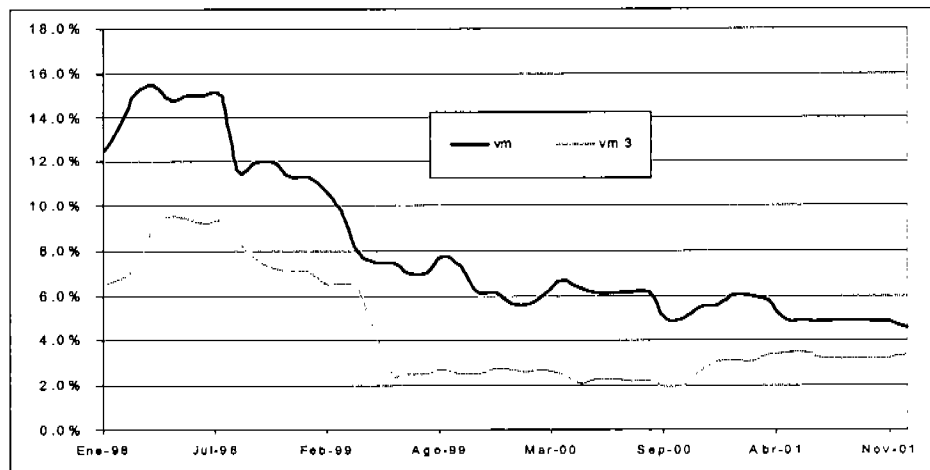


Fuente: Cálculos CREG.

Como puede verse en el gráfico anterior, el amortiguamiento de la volatilidad con promedios móviles de 3 meses es adecuado, manteniendo una señal de precios del componente G que debe indicarle al usuario la existencia de periodos de escasez o de abundancia.

Se obtienen volatilidades entre 2 % y 9,5 %, comparadas con las volatilidades de los precios promedio mensuales de compra de energía en el Mercado Mayorista, que oscilan entre 5 % y 15 %, que se observan en la siguiente gráfica.

Volatilidad de los Precios Promedio de Compra de Energía (Mm) y su respectivo promedio móvil de 3 meses



Fuente: Cálculos CREG.

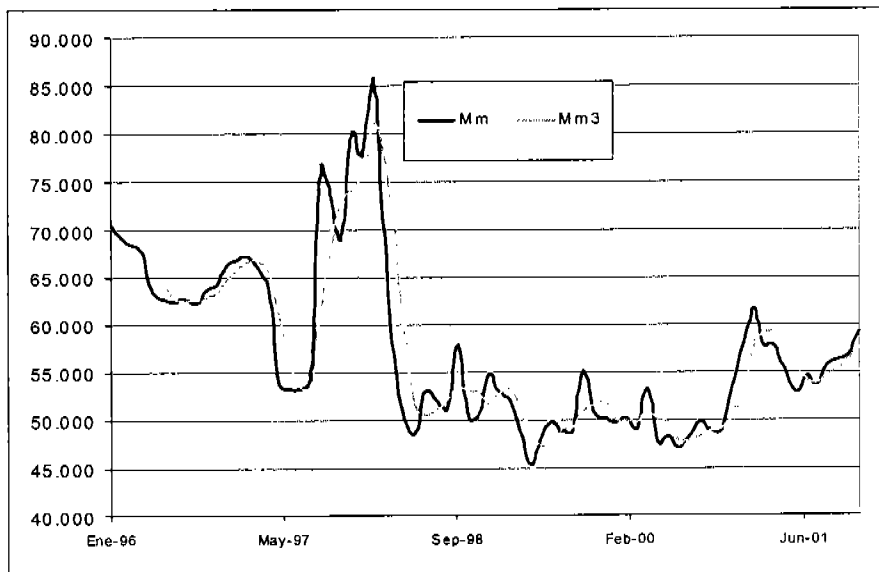
PAZ

5

Por la cual se somete 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.

Igualmente, al evaluar los precios en el Mercado de Energía Mayorista y el promedio móvil de tres meses del M_m , se observa que con esta longitud se estarían trasladando señales de escasez y abundancia al usuario final, logrando el objetivo planteado inicialmente, como puede apreciarse en la siguiente gráfica.

Precios Promedio Mensuales de Compra de Energía y su respectivo promedio móvil de 3 meses



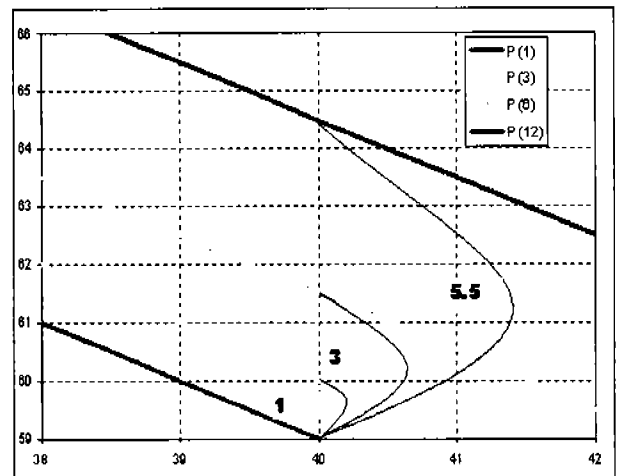
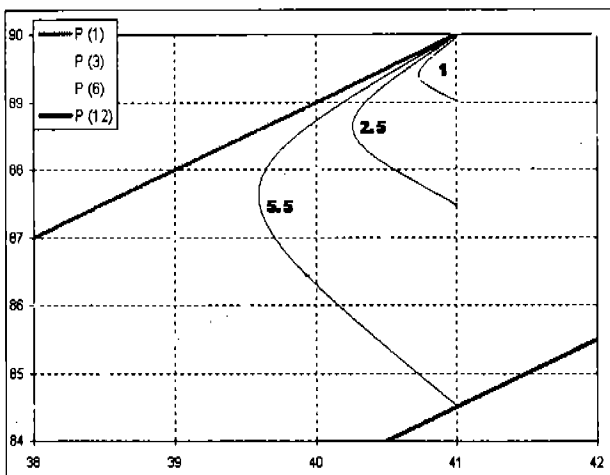
Fuente: Cálculos CREG.

Al reducir la longitud del promedio móvil, de 12 a 3 meses, se disminuye el riesgo económico tanto para el comercializador como para el usuario, lo cual se aprecia en la siguiente gráfica, donde se asume como ejemplo un escenario de precios crecientes, y otro decreciente, de manera constante (1\$ por mes).

Estimación de la incidencia de los Promedios Móviles de 3, 6 y 12 meses, sobre los ingresos del comercializador

Bajo un escenario de precios crecientes de manera constante

Bajo un escenario de precios decrecientes de manera constante



Fuente: Cálculos CREG.

DRE

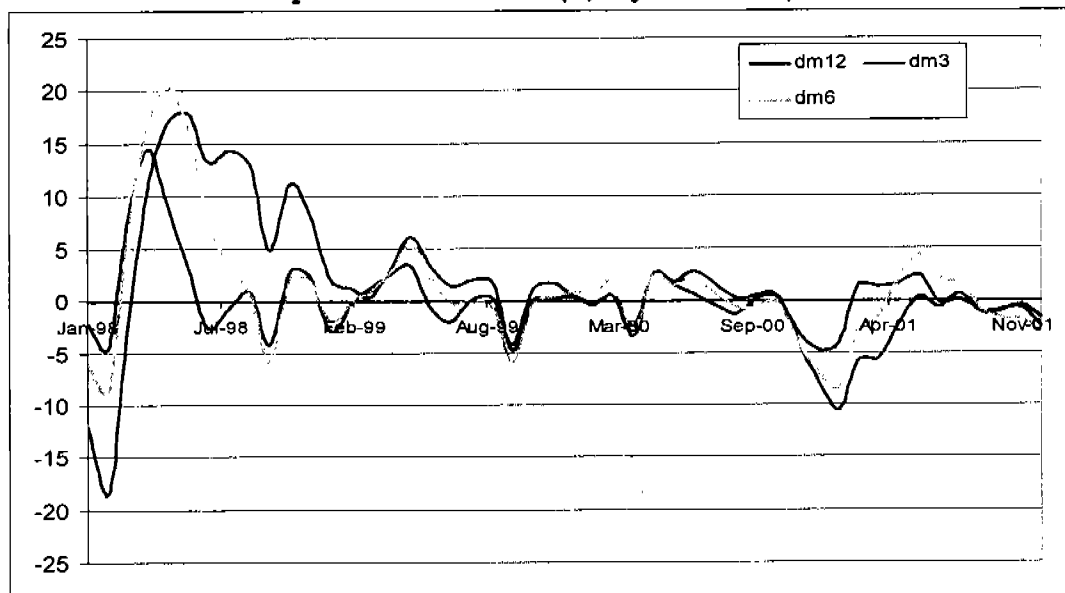
Por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se establecerá la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario, que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica calcular los costos unitarios de prestación del servicio y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados en el SIN.

Es así como, en el caso del promedio móvil de 12 meses y bajo ese escenario, la diferencia entre los precios promedio de compras de energía y el promedio móvil sería de 5.5 unidades, mientras que en el caso del promedio móvil de 3 meses esa diferencia sería de solo 1 unidad. Si se tiene un escenario de precios decrecientes de manera constante la magnitud de la diferencia sería igual pero a favor del comercializador.

En resumen, bajo escenarios de precios crecientes constantes o decrecientes constantes, con la propuesta de reducir la longitud del promedio móvil de 12 a 3 meses, el riesgo para el comercializador o para el usuario se estaría reduciendo aproximadamente en un 80%.

Finalmente, la gráfica siguiente presenta la forma en la que se habrían comportado los ingresos de los comercializadores, que se asemejan en este componente al Promedio de precios del Mercado de Energía Mayorista, por cada kWh vendido:

Estimación de las diferencias entre el ingreso y el costo de compras por kWh, debido a los promedios móviles (3, 6 y 12 meses)



Fuente: Cálculos CREG.

Como se observa, con un promedio de 3 meses se disminuiría substancialmente este riesgo a los usuarios finales y a los comercializadores. De la gráfica vale la pena destacar que con el promedio móvil actual los comercializadores que realizaron compras a precios promedio de mercado, obtuvieron ingresos adicionales al costo real de compra de energía.

3.1.2. Criterio de eficiencia en compras (Factor α)

El objetivo del factor α era introducir una señal de eficiencia en la compra de energía en el Mercado Mayorista. 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 Mercado de Energía Mayorista.

Por la cual se somete 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.

Como referencia de precio eficiente del mercado, se propone continuar tomando el precio promedio de compras de energía en el Mercado Mayorista, M_m , que incorpora todas las transacciones de compra de energía.

Con la fórmula aplicada actualmente no existe una señal homogénea, ni constante de eficiencia para todos los comercializadores que deben aplicar los Costos Unitarios regulados. El factor α es complejo de calcular, es particular para cada comercializador y está relacionado determinísticamente a la tarifa de comercialización de cada comercializador, produciendo como resultado una alta dispersión del ponderador, que no siempre es explicada por un comportamiento eficiente de cada comercializador.

Por lo tanto, se propone ponderar de igual manera, los costos promedios propios de cada comercializador y las señales de eficiencia del mercado. De esta forma se simplifica la fórmula, se da una señal homogénea y constante de compra, y se equilibran los intereses del comercializador y el usuario.

3.1.3. Señal de corto plazo (Factor β)

Como se explicó anteriormente, el objetivo del factor β , de introducir la señal de corto plazo en precio por la compra de energía, no fue alcanzado en su integralidad. A partir de las diferentes simulaciones se llegó a la conclusión de que la inclusión del factor β no modifica los ingresos del comercializador, ni la volatilidad de la señal. Por tanto, puede eliminarse sin sacrificar los objetivos implícitos en la fórmula.

Por otra parte, al introducir un promedio móvil de 3 meses se puede lograr el efecto deseado, haciéndose innecesario mantener un factor β en la fórmula, por lo que se propone eliminarlo de la fórmula.

3.1.4. Propuesta del Componente G

Se propone que los costos máximos de compra de energía se calculen a partir de 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:

PAR

2

Por la cual se somete 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.

\bar{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.

\bar{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} .

3.2. Componente R_m : Costo de Restricciones y Servicios Complementarios

Se propone que los costos asociados con las restricciones asignadas al comercializador, que se encontraban en el componente $O_{m,t}$, sean considerados por separado en la fórmula, manteniendo la longitud del promedio móvil para su cálculo.

Este componente incluirá la remuneración de 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

Por la cual se somete 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.

Complementarios asignados al comercializador, de i meses anteriores al mes $m-1$.

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

3.3. Componente T_m : Costo promedio por uso del STN (\$/kWh)

Se propone que los cargos regulados por Uso del STN que enfrenta el comercializador sigan siendo trasladados de manera directa al usuario final, de acuerdo a la siguiente fórmula:

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

3.4. Componente $D_{n,m}$: Costo de distribución (\$/kWh)

Se propone 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:

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

3.5. Componente $O_{m,t}$: Costos adicionales del Mercado Mayorista (\$/kWh)

Se propone excluir los costos de restricciones de este componente, como ya fue explicado. Adicionalmente, se propone incluir las contribuciones a las entidades regulatorias y de control en la definición del Costo Base de Comercialización, considerando que para la estimación correspondiente a este periodo tarifario ya se cuenta con la información de costos de administración que incluye estos rubros. Así, se excluirían estos del componente O de la fórmula del Costo Unitario.

Por tanto se propone dejar solamente los costos del Centro Nacional de Despacho, CND, y de la Administración del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, en este componente, pero determinando su valor unitario a partir de la demanda comercial de cada comercializador, sin embargo, se está estudiando la exclusión de los mismos de la fórmula general para ser incluidos en los costos del 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 $m-1$.

Por la cual se somete 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.

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.

3.6. Componente $C_{m,t}$: Costo de comercialización

Se propone tomar como definición de mercado de comercialización al conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local.

Se fijará para cada mercado un Costo Base de Comercialización por usuario, C_o , que deberá remunerar adecuadamente los costos eficientes de esta actividad, que se determinarán considerando prácticas comerciales eficientes (ciclos de facturación, frecuencia de lectura, etc), con un margen de rentabilidad adecuado, comparable con empresas que realizan actividades de comercialización de bienes y servicios.

La fórmula quedará así:

C_m : Cargo de comercialización correspondiente al mes m.

3.7. Factor de pérdidas

Se determinarán factores eficientes de pérdidas de acuerdo con los estudios que se están adelantando sobre el tema. Dichos factores considerarán diferentes criterios técnicos y comerciales que reflejen algunas diferencias entre mercados.

Se propone incluir afectar en la fórmula los componentes G_m , T_m y O_m , 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 .

3.8. Nuevos Tributos

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

TRIBUTO NUEVO: 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:

Por la cual se somete 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.

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

3.9. Actualización de los Cargos

Se propone mantener los esquemas de actualización adoptados por la Resolución CREG-112 de 2001.

3.10. Fórmula General

Los costos de prestación del servicio están definidos en forma unitaria (\$/kWh), y están asociados con los costos que enfrenta la empresa en desarrollo de su actividad de comercialización a usuarios regulados, en cada uno de los mercados de comercialización, por niveles de tensión y teniendo en cuenta todas las demás variables que caractericen la prestación del servicio, incluidas en la fórmula.

Por tanto, se propone la siguiente fórmula para el costo unitario de prestación del servicio del mes m , del año t y del nivel de tensión n :

$$CU_{m,t,n} = \frac{G_m + T_m + O_m}{[1 - PR_{t,n}]^m} + \bar{R}_m + D_{m,t,n} + C_m + I_m$$


LUISA FERNANDA LAFAURIE
Ministra de Minas y Energía
Presidente


RICARDO RAMÍREZ CARRERO
Director Ejecutivo (e)