



COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**DOCUMENTO CREG-155
22 DE DICIEMBRE DE 2015**

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

CONTENIDO

1.	OBJETIVO.....	106
2.	INTRODUCCIÓN.....	106
3.	ANTECEDENTES	107
	3.1 Componente G.....	110
	3.1.1 Comportamiento del componente G	110
	3.1.2 Factor alfa (α).....	113
	3.2 Componente T	115
	3.3 Componente D	116
	3.4 Componente C	117
	3.5 Componente PR.....	118
4.	ANÁLISIS Y Propuestas	120
	4.1.1 Señales de eficiencia del factor alfa (α).....	120
	4.1.2 Mercado Organizado y coberturas	131
	4.1.3 Coberturas y contratos de futuros	134
	4.1.4 Efectos en la componente G por inclusión de demanda no regulada a regulada.....	136
	4.1.5 Formulas propuestas para traslado de costos de compra de energía con resolución temporal horaria y mensual	139
	4.2 Componente T	139
	4.3 Componente D	140
	4.4 Componente C	141
	4.5 Componente PR.....	141
	4.6 Factor de ajuste de compras de energía AJ	141
	4.7 Fórmula general CU	146
	Anexo 1.....	148

LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Variables sensibilidad de la componente G	121
Tabla 2	Supuestos efecto Qc en G.....	126
Tabla 3	Escenarios y señales de alfa	127
Tabla 4	Supuestos efecto Qc en G.....	129
Tabla 5	Periodo de transición.....	131
Tabla 6	Supuestos sensibilidad de porcentaje de compras propias mediante contratos bilaterales en la componente G.....	136
Tabla 7	Supuestos sensibilidad AJ.....	145

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1 Comportamiento Cu promedio nacional por nivel de tensión	108
Gráfica 2 Evolución participación componentes de Cu para nivel de tensión 1	109
Gráfica 3 Participación promedio componentes por nivel de tensión	109
Gráfica 4 G - Bolsa, Promedio Contratos (\$/kWh).....	111
Gráfica 5 G - Variación	111
Gráfica 6 Porcentaje participación compras en contratos y bolsa para el mercado regulado	113
Gráfica 7 Factor Alfa.....	115
Gráfica 8 Períodos de carga diaria.....	116
Gráfica 9 Evolución del Cargo de distribución del ADD Oriente en Nivel de tensión 1	116
Gráfica 10 Períodos de carga máxima, media y mínima	117
Gráfica 11 Señal del alfa frente al G-Costo para el comercializador con contratos propios a 50\$/kWh.....	121
Gráfica 12 Señal del alfa frente al G-Costo para el comercializador con contratos propios a 200\$/kWh.....	122
Gráfica 13 Señal del alfa frente al G-Costo para el comercializador	122
Gráfica 14 Sensibilidad G-Pc variando valor contratos propios.....	125
Gráfica 15 Sensibilidad 3 escenarios G-Pc variando valor contratos propios.....	126
Gráfica 16 Comportamiento margen de comercialización nivel 1.....	128
Gráfica 17 Sensibilidad 3 escenarios G-Pc variando valor contratos propios incluyendo comportamiento margen de comercialización nivel 1.....	128
Gráfica 19 Alfa y G	129
Gráfica 20 Duración Contratos- Cantidad y volumen	130
Gráfica 21 Contrato futuro desde la perspectiva del comprador del contrato futuro	135
Gráfica 22 Contrato futuro desde la perspectiva del vendedor del contrato futuro	135

Gráfica 23 Efectos en G ante variación de Qc	137
Gráfica 24 Vigencia de contratos de largo plazo con destino al mercado regulado.....	138
Gráfica 26 Frecuencia variación de la componente G.....	143
Gráfica 27 Frecuencia de variación CU	144
Gráfica 28 Sensibilidad de repago de variaciones superiores al 8% en el CU	145

COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. OBJETIVO

Establecer la fórmula del Costo Unitario de Prestación del Servicio de energía eléctrica-CU, para el traslado de costos eficientes a los usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional –SIN, ajustando las variables en función de la evolución del servicio público.

2. INTRODUCCIÓN

El Costo Unitario de Prestación del Servicio de energía eléctrica, *CU*, es el eficiente de cada kilovatio-hora, donde se agregan los costos de cada una de las actividades de prestación del servicio, y mediante el cual las empresas comercializadoras de energía eléctrica deben calcular los costos a trasladar a los usuarios regulados de un mercado de comercialización del Sistema Interconectado Nacional, SIN. La fórmula tarifaria vigente mediante la cual se calcula el *CU* se encuentra en la Resolución CREG 119 de 2007¹.

El artículo 126 de la Ley 142 de 1994 establece que las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco años y que, vencido este período, continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije unas nuevas. Con base en lo anterior, la Comisión ha iniciado el proceso de revisión de la fórmula del *CU* vigente, con el fin de verificar el correcto traslado de costos a los usuarios y, de ser necesario, ajustar la fórmula para adaptarla a las necesidades técnicas actuales y a los requerimientos que impone el ordenamiento jurídico.

De esta manera, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 127 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, mediante la Resolución CREG 135 de 2014 se presentaron las bases de los estudios para establecer la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario, con el fin de que los interesados pudiesen presentar sus opiniones y sugerencias al respecto e iniciando la correspondiente actuación administrativa.

Con relación al tema, en el 2014 fue presentado a la comisión un estudio elaborado por la firma EY titulado *Análisis comparativo de los aspectos teóricos y prácticos de las metodologías implementadas en diez (10) países para la conformación de la tarifa de energía eléctrica que se traslada al usuario final*. En los análisis realizados también se tuvo en cuenta el estudio realizado por la firma NERA en el 2005 titulado *Aspectos fundamentales de la introducción de competencia en el mercado minorista eléctrico*.

En este documento se presentan los análisis que soportan el proyecto de resolución propuesto para consulta con el fin de que, según las normas de consulta pública asociadas con la divulgación y participación ciudadana, pueda ser ampliamente debatido antes de la expedición de la resolución definitiva.

¹ Modificada y adicionada por las resoluciones 017 y 018 de 2008, 156 de 2009, 173 de 2011 y 191 de 2014

3. ANTECEDENTES

La fórmula de *CU* de que trata la resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 191 de 2014 es:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

$$CUf_{m,j} = \beta \times Cf_{m,j}$$

Dónde:

$CUv_{n,m,i,j}$: Componente variable del costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j .

$G_{m,i,j}$: Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j

T_m : Costo por uso del sistema nacional de transmisión (\$/kWh) para el mes m .

$D_{n,m}$: Costo por uso de sistemas de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m .

$Cv_{m,i,j}$: Margen de comercialización correspondiente al mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh).

$PR_{n,m,i,j}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n , para el mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j , determinado.

$R_{m,i}$: Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al comercializador minorista i en el mes m .

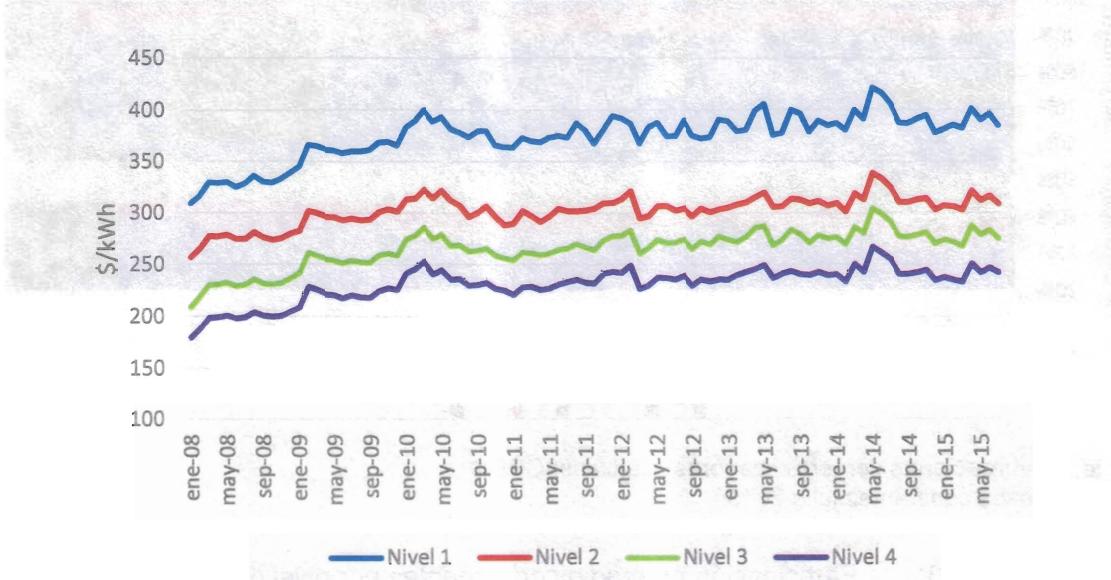
$CUf_{m,j}$: Componente fijo del costo unitario de prestación del servicio (\$/factura) correspondiente al mes m para el mercado de comercialización j .

β : Porción del costo base de comercialización, $Cf_{m,j}$, que se remunera a través de la componente fija del costo unitario de prestación del servicio, $CUf_{m,j}$.

$Cf_{m,j}$: Costo base de comercialización (\$/factura) correspondiente al mes m , para el mercado de comercialización j .

Teniendo en cuenta que el costo de comercialización fijo, denominado *CUf*, ha sido igual a cero, en la Gráfica 1 se presenta el comportamiento del *CUv* por nivel de tensión:

Gráfica 1 Comportamiento Cu promedio nacional por nivel de tensión
enero 2008 – mayo 2015



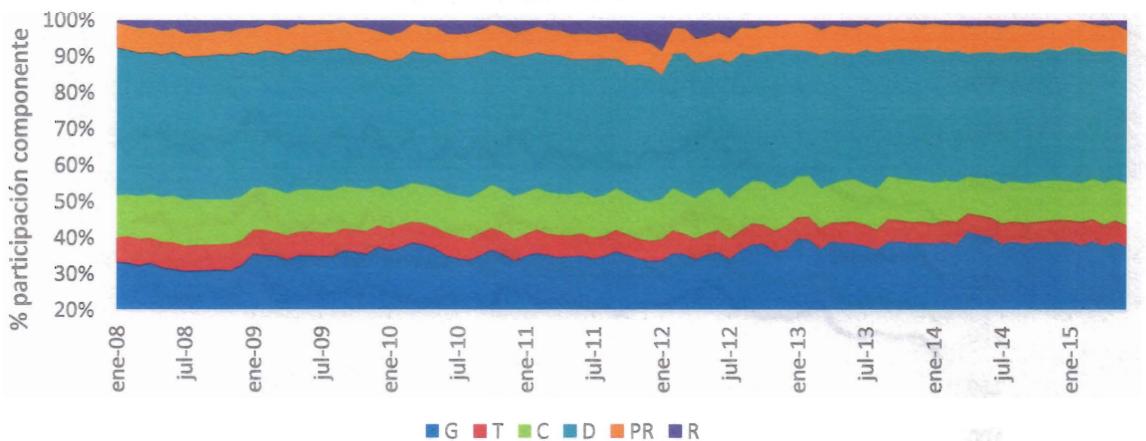
Fuente: Publicaciones comercializadores. Cálculos: CREG
Pesos constantes julio 2015

Según lo presentado en la Gráfica 1 se observa:

- Para nivel de tensión 1 ha pasado de 309,56 \$/ kWh en enero de 2008 a 385,11 \$/kWh, en julio de 2015 con un valor promedio de 374,15 \$/kWh.
- Para nivel de tensión 2 ha pasado de 257,37 \$/ kWh en enero de 2008 a 307,99 \$/ kWh, en julio de 2015 con un valor promedio de 302,11 \$/kWh.
- Para nivel de tensión 3 ha pasado de 209,25 \$/ kWh en enero de 2008 a 275,35 \$/ kWh en julio de 2015, con un valor promedio de 265,71 \$/kWh.
- Para nivel de tensión 4 ha pasado de 179,55 \$/ kWh a 242,92 \$/ kWh, en enero de 2008 con un valor promedio de 231,38 \$/kWh en julio de 2015

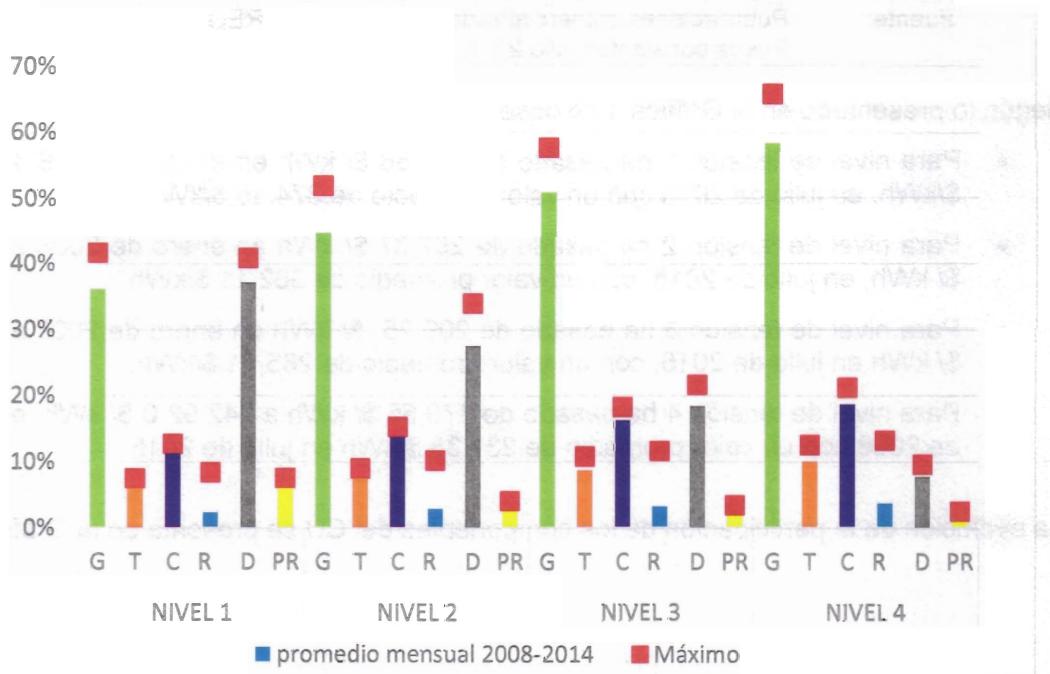
La evolución de la participación de los componentes del CU se presenta en la Gráfica 2:

Gráfica 2 Evolución participación componentes de Cu para nivel de tensión 1
Enero 2008 - junio 2015



Fuente: Publicaciones comercializadores. Cálculos: CREG
Pesos constantes julio 2015

Gráfica 3 Participación promedio componentes por nivel de tensión



Fuente: Publicaciones comercializadores. Cálculos: CREG. Pesos constantes julio 2015

En la evolución del comportamiento de las componentes del costo unitario CU, para el nivel de tensión 1:

- Para la componente D, se presentó una disminución de la participación pasando de un 40% a un 35%, con una participación promedio del 37%, otra componente que cedió participación fue la transmisión pasando del 7% al 6%.

- Desde el punto de vista de las componentes que ganaron participación, se encuentra la generación, que pasó de un 33% a un 38% y la comercialización ganó un punto porcentual pasando del 11% al 12%.

3.1 Componente G

Según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007, en este componente se reconoce el costo de compra de energía (\$/kWh), donde se determinaron tres etapas con sus correspondientes fórmulas de cálculo, en función del esquema de contratación de la energía que consideraban, así:

- Primera: Adquisición de la energía en contratos bilaterales.
- Segunda: Coexistencia de compras de energía a través de contratos bilaterales y mediante el mecanismo MOR.
- Tercera: Adquisición de la energía para el mercado regulado en el largo plazo a través del MOR.

Dado que la reglamentación asociada con el MOR no se ha expedido, desde la entrada en vigencia de la resolución CREG 119 de 2007 y hasta el momento, se ha aplicado la fórmula correspondiente a la primera fase, así:

$$G_{m,i,j} = \underbrace{Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{C,m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{C,m-1})}_{A} + \underbrace{(1 - Qc_{m-1,i}) * P_{B,m-1,i}}_{B} + \underbrace{AJ_{m,i}}_{C}$$

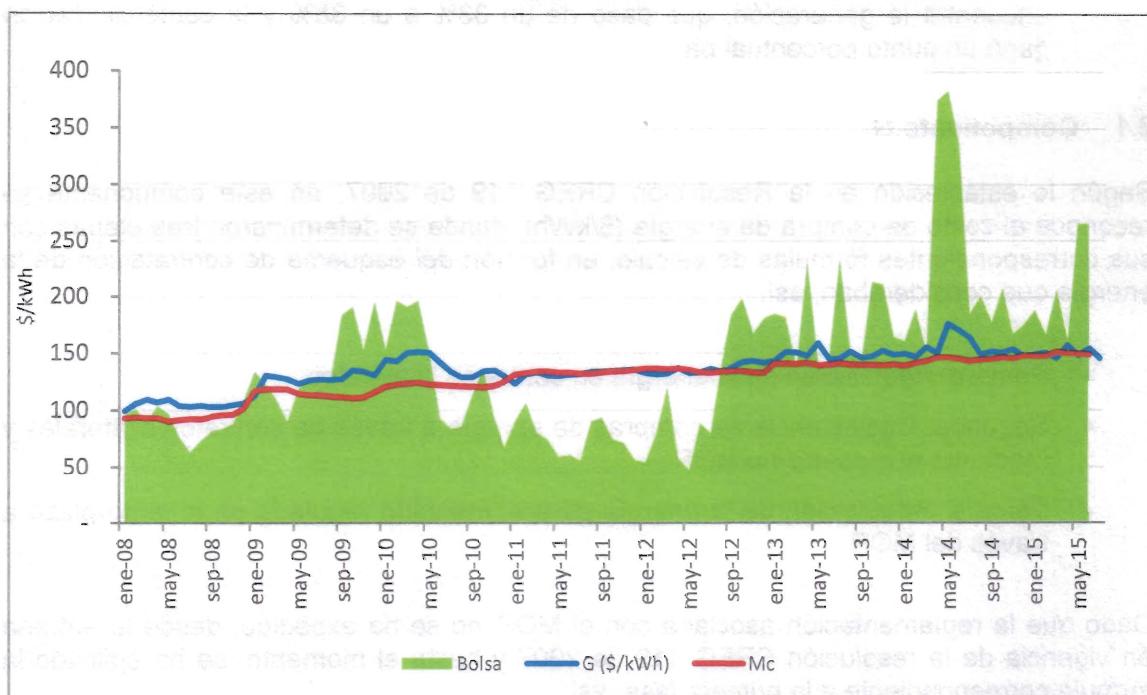
En esta ecuación de reconocimiento de los costos de generación se diferencian tres sumandos.

- A. El primero reconoce el precio de los contratos de largo plazo, efectuando una comparación entre el precio de compra de energía de un comercializador (P_c) respecto del promedio de transacciones en el mercado (M_c), afectados por la variable α .
- B. El segundo reconoce el precio de la energía adquirida en bolsa (P_b).
- C. El tercero realiza un ajuste ante variaciones mayores al 30% en la componente G (AJ)

3.1.1 Comportamiento del componente G

El comportamiento de la componente G recoge los efectos del precio en bolsa y el precio promedio de contratos bilaterales – M_c . En la Gráfica 4 se presenta la evolución de estas componentes.

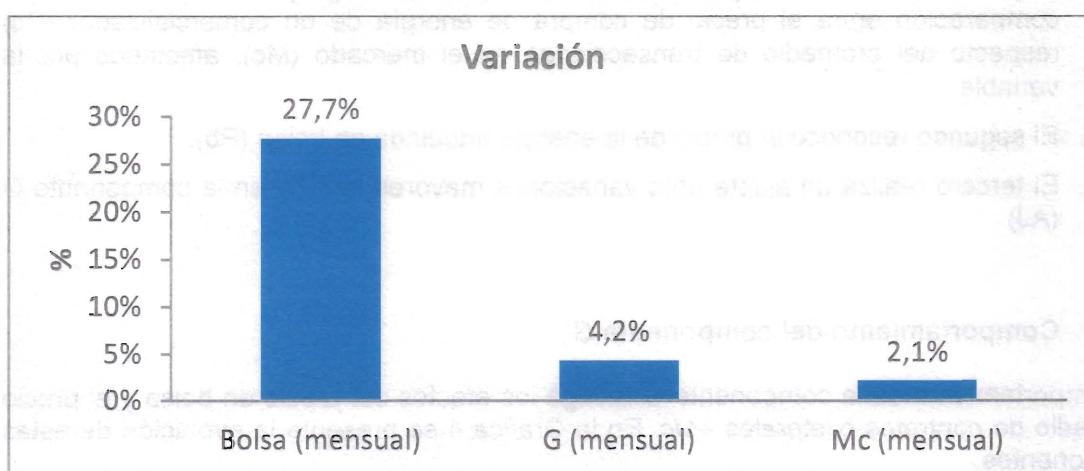
Gráfica 4 G - Bolsa, Promedio Contratos (\$/kWh)



Fuente: Publicaciones comercializadores. Cálculos: CREG
Pesos constantes julio 2015

Considerando el comportamiento de las variables presentadas en la Gráfica 4, es factible determinar su variación mensual, considerando la serie mensual publicada por XM, para el precio en bolsa y el precio promedio de contratos para el mercado regulado. Para la componente G se consideró la serie promedio ponderado por la demanda, con resolución mensual, publicada por los comercializadores.

Gráfica 5 G - Variación



Fuente: XM, Publicaciones comercializadores. Cálculos: CREG

Como se puede observar en la Gráfica 5, los precios de bolsa son los que presentan la menor variación promedio mensual (27,67%), mientras que los precios de los contratos bilaterales presentan una variación mensual del 2,09% con un valor promedio de 127,01\$/kWh.

Combinado el efecto de la compra de energía en bolsa y en contratos bilaterales de largo plazo, la variación mensual en el componente G, es de 4,22%, cuyo valor promedio se ubicó en 135,31\$/kWh.

En la Gráfica 5, se presentan las variaciones promedio, para los precios en bolsa, contratos bilaterales y la componente G del costo unitario CU, a lo largo del periodo enero 2008 a junio de 2015.

El comportamiento de la componente G dentro del costo unitario CU, se ve influenciado por la dinámica de sus componentes:

- La cantidad de energía comprada en bolsa y los requerimientos adicionales de energía que deben atender los comercializadores, ante la llegada de usuarios no regulados a los mercados que atienden
- El valor del factor alfa.
- Efecto de la variable AJ.

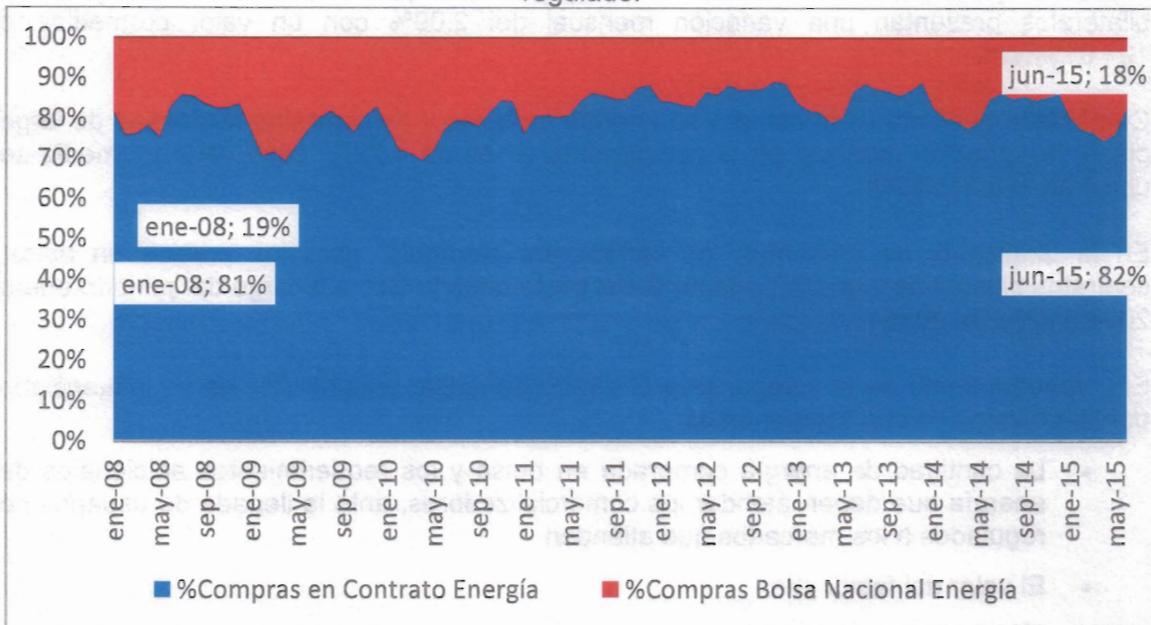
Es de resaltar que si se compara la variación mensual de los precios de bolsa (28%) vs la variación mensual en los contratos bilaterales (2%), se observa que esta última es menor que la décima parte de la variación mensual en bolsa.

Como se mencionó, uno de los principales elementos relacionados con la variación mensual de precios tanto en bolsa como en contratos bilaterales es la participación de las cantidades de compras en bolsa vs las compras en contratos bilaterales.

Se puede observar que las compras en bolsa son el 18% de las compras totales mientras que las compras en contratos bilaterales son del 82%. Esta distribución es la que produce una variación mensual en la componente G de 4%).

A continuación se presenta la evolución de la composición de las compras de energía en el mercado mayorista, con destino al mercado regulado:

Gráfica 6 Porcentaje participación compras en contratos y bolsa para el mercado regulado.



Fuente: XM

A lo largo del tiempo se observa un comportamiento cíclico anual, presentándose una cobertura de energía bajo contratos de largo plazo creciente desde principio de año, ubicando sus máximos generalmente entre noviembre y diciembre, para nuevamente bajar a los mínimos entre enero y febrero del año siguiente.

3.1.2 Factor alfa (α)

Según la Resolución CREG 031 de 1997, el objetivo de este factor era el de incorporar una señal de eficiencia de las compras de energía por medio de un mecanismo de comparación entre el precio de bolsa y el promedio de contratos.

En vigencia de la Resolución CREG 031 de 1997, este factor se calculaba mensualmente con base en la relación del costo de comercialización respecto del costo de compras propias con destino al mercado regulado, tal como se presenta en la siguiente ecuación²:

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

Donde:

² numeral 2.1 de la Resolución CREG 031 de 1997

- $C_{m,t}$: Costo de Comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t ,
- $PR_{I,t}$: 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 .
- $IPP_{m,t}$: Índice de Precios al Productor Total Nacional del mes m del año t .

Mediante el uso de este factor se incentivaba a los comercializadores a obtener el menor precio posible en sus compras con destino al mercado regulado, de tal manera que, comparativamente con el costo de comercialización del mercado correspondiente, se pudiese obtener el menor valor de alfa posible para, consecuentemente, poder cobrar a los usuarios un costo más cercano al promedio del mercado, maximizando ingresos para el comercializador por este concepto.

Así, el factor alfa actuó como un ponderador entre los precios propios de compra y el promedio del mercado, dando una señal de eficiencia a los agentes comercializadores, de tal manera que buscaran contratar el suministro de energía, tomando como referencia el precio promedio de los contratos del mercado. En la siguiente ecuación se presenta su función como ponderador dentro la componente G de la Resolución CREG 031 de 1997:

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

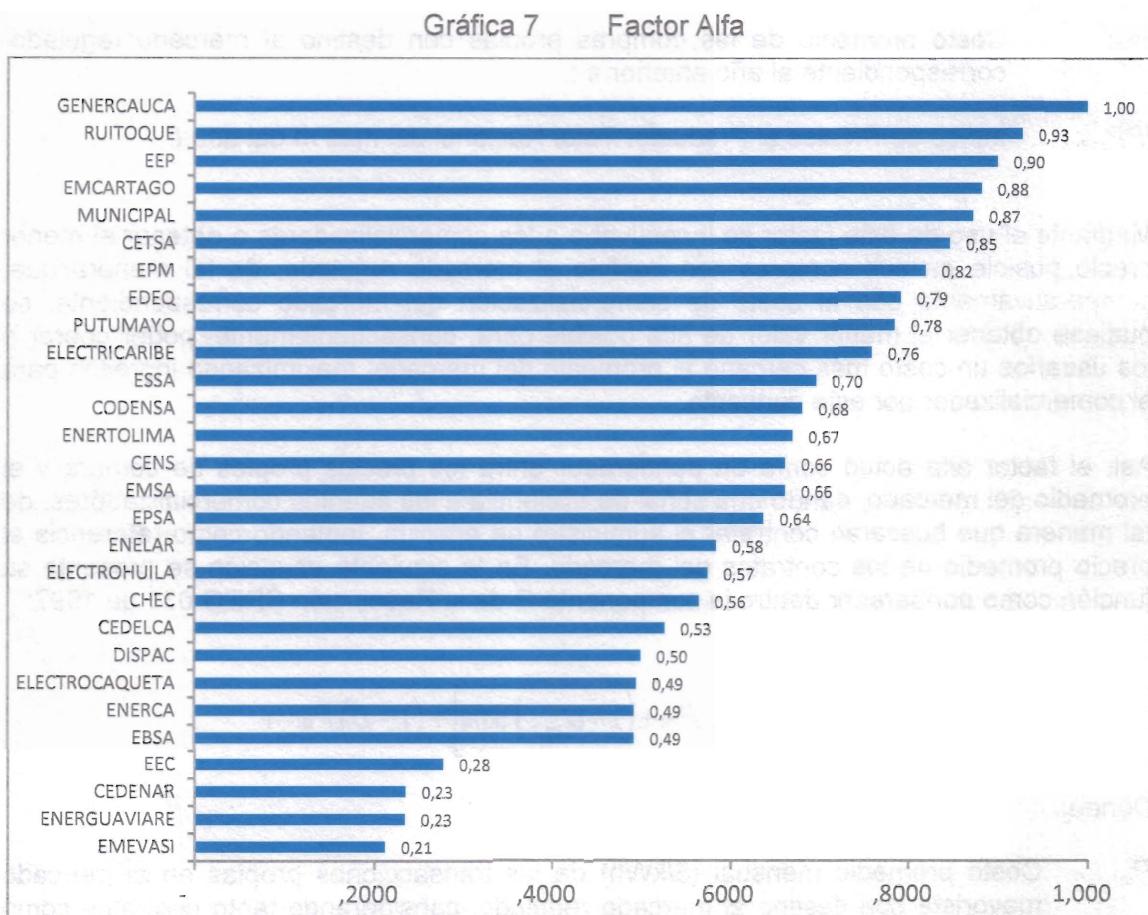
Donde:

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

Posteriormente, mediante la Resolución CREG 119 de 2007 se introdujeron dos grandes modificaciones a la fórmula de costo de generación, así:

- El precio de la energía comprada en bolsa con destino al mercado regulado fue excluido de la revisión de eficiencia y por tanto pasó a ser reconocido al 100%.
- El factor alfa fue fijado como una constante igual a la calculada para el mes de enero de 2007, para mantener la señal de eficiencia mientras los mecanismos de compra eficientes de contratos a través del MOR son implementados.

En la Gráfica 7 aparece el factor definido para las diferentes empresas acorde con lo señalado en la Resolución CREG 119 de 2007:



Fuente NEON XM. Cálculos: CREG.

3.2 Componente T

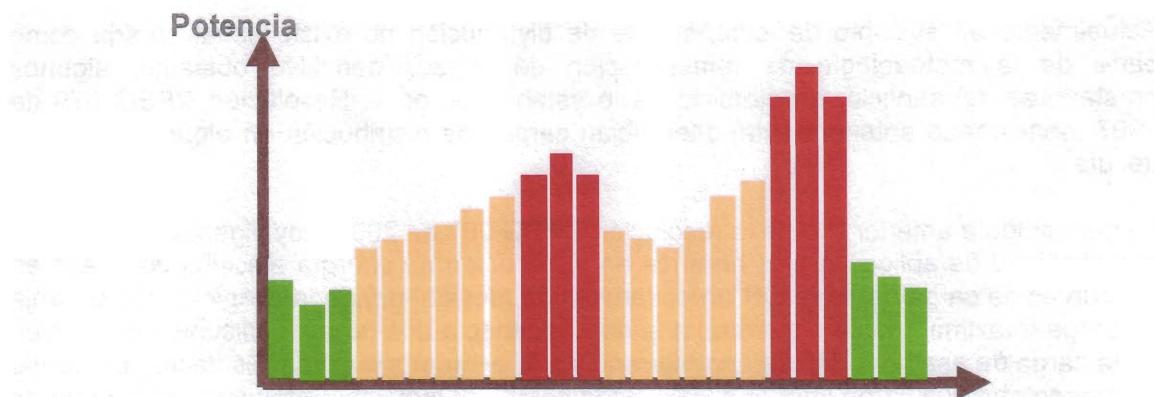
El costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional trasladado al usuario final es, generalmente, un costo monomio.

Las excepciones las aplican algunas empresas acorde con lo establecido en la Resolución CREG 079 de 1997, la cual permite la creación de opciones tarifarias horarias a ofrecer por parte de un comercializador determinado y aplicables a usuarios con medida horaria.

Por otra parte, para el cobro de los cargos por uso a los comercializadores, la Resolución CREG 011 de 2009 estableció tres períodos de carga en el día. El período de carga máxima corresponde a las horas que se encuentran en los rangos entre 9:00 y las 12:00 horas y entre las 18:00 y las 21:00 horas del día; el período de carga media corresponde

a las horas que se encuentran en los rangos entre las 4:00 y las 9:00 horas, entre las 12:00 y las 18:00 horas y entre las 21:00 y las 23:00 horas del día y, el período de carga mínima corresponde a las horas entre las 00:00 y las 4:00 horas y las 23:00 a las 24:00 horas, como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfica 8 Períodos de carga diaria

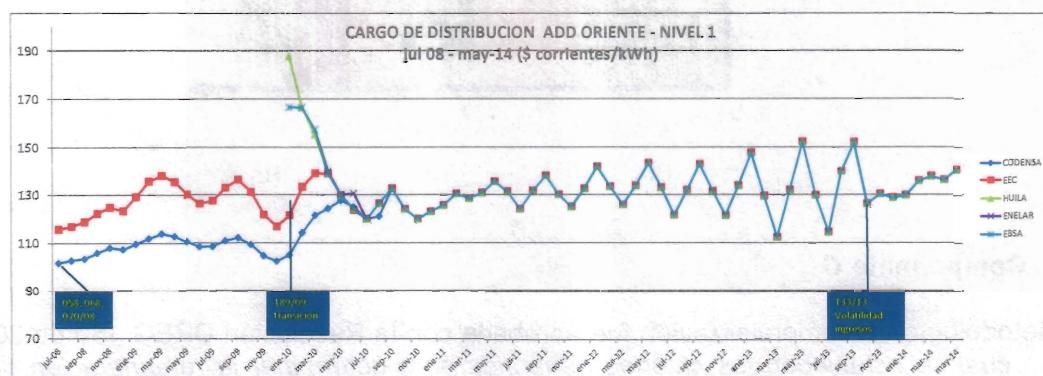


3.3 Componente D

Este componente ha presentado distintas variaciones a lo largo del último período tarifario, dependiendo de la condición de que un OR pertenezca o no a un Área de Distribución de Energía eléctrica, ADD.

Esto es, para los usuarios de OR que no pertenecen (o pertenecían) a un ADD determinada, las fluctuaciones en el costo se presentaron principalmente por los cambios en el índice de precios al productor, IPP y/o por pequeños cambios en el cargo de nivel de tensión 4; mientras que, para usuarios pertenecientes a sistemas que integran un ADD, el cargo de distribución tuvo importantes oscilaciones como se aprecia a continuación:

Gráfica 9 Evolución del Cargo de distribución del ADD Oriente en Nivel de tensión 1



Fuente: ASIC. Cálculos CREG

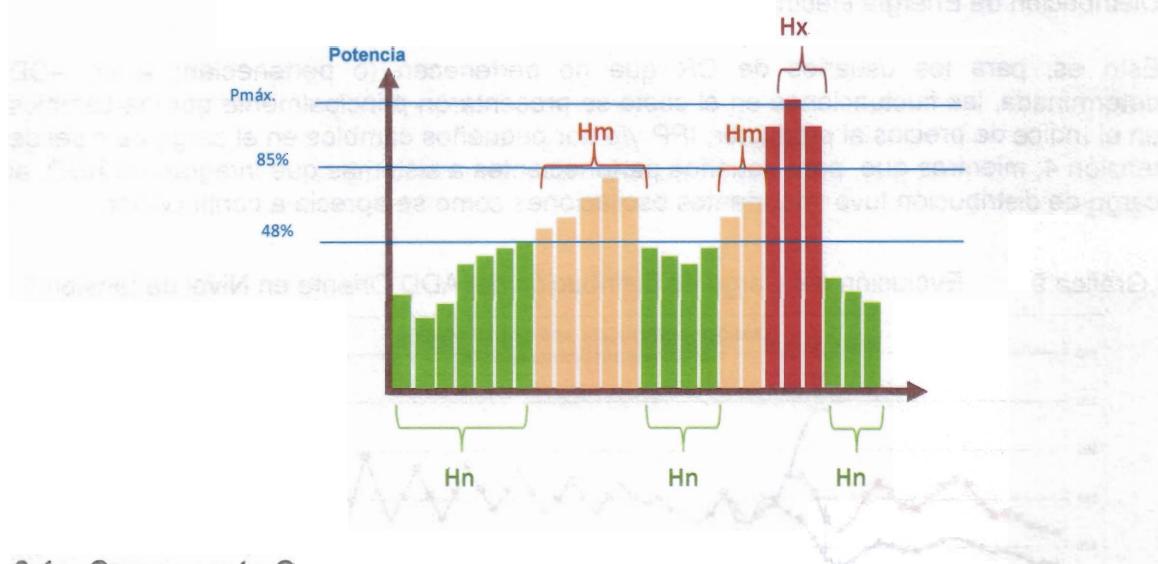
Como se observa, la variación de los cargos unificados de distribución se explica principalmente por:

- Cambios súbitos en la energía reportada por los agentes al Sistema Único de Información, SUI, y/o correcciones a la información histórica,
- Modificaciones en la conformación de algunas ADD, en las que se incluyeron o retiraron OR.

Actualmente en el cobro del componente de distribución no existe señal horaria como parte de la metodología de remuneración de la actividad. No obstante, algunos prestadores del servicio, en ejercicio de lo establecido en la Resolución CREG 079 de 1997 mencionada anteriormente, diferencian cargos de distribución en algunos períodos del día.

La metodología anterior a la de la resolución CREG 097 de 2008, hoy vigente consideraba la posibilidad de aplicar cargos horarios en distribución de energía eléctrica con base en las curvas de carga de cada OR en cada nivel de tensión, donde la definición de la franja de carga (máxima, media o mínima) a la que pertenecía una hora se calculaba en función de la carga de esa hora del día con referencia a la demanda máxima. Es decir, que donde se presentaba una carga inferior al 48% de la demanda máxima pertenecían al período de demanda mínima, las horas que presentaban cargas entre 48% y 85% pertenecían al período de demanda media y las restantes al período de demanda máxima como aparece en la Gráfica 10.

Gráfica 10 Períodos de carga máxima, media y mínima



3.4 Componente C

La Metodología de comercialización fue aprobada con la Resolución CREG 180 de 2014, Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la

actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

En esta resolución se estableció el costo base de comercialización como la remuneración de los costos fijos de las actividades desarrolladas por los comercializadores de energía eléctrica que actúan en el mercado regulado y que se causan por usuario atendido en un mercado de comercialización, relacionado con el número de facturas para el mismo mercado, valores obtenidos con información recabada de cinco años (2009 - 2013).

De igual manera se estableció el costo variable de comercialización con base en el margen operacional, el riesgo de cartera del comercializador y el factor que compensa los costos financieros asociados con el ciclo de efectivo de la actividad.

La mencionada norma estableció los formatos y requisitos con los cuales cada uno de los comercializadores integrados con el operador de red, debían solicitar a la CREG la aprobación del costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y el riesgo de cartera para usuarios de áreas especiales.

Debe tenerse en cuenta que el Decreto 1937 de 2013 derogó el literal g del artículo 3º del Decreto 387 de 2007, donde se definía que la remuneración de la actividad de comercialización debía tener un componente fijo. Por lo anterior, la metodología variabiliza los costos fijos consecuentemente con esto.

Adicionalmente, con la Resolución CREG 191 de 2014 se presentaron los costos de comercialización en su componente fija y variable y la forma como se traslada a la fórmula del CU.

3.5 Componente PR

La fórmula del CU vigente efectúa el reconocimiento de las pérdidas de energía mediante la siguiente fórmula:

$$PR_{m,n,i,j} = \left(\frac{G_{m,i,j} * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + CPROG_{j,m} \right)$$

Donde:

$G_{m,i,j}$: Costos de compra de energía (\$/kWh) del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j , para el mes m

$IPR_{n,m,j}$: Fracción o porcentaje expresado como fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el Mercado de Comercialización j , en el mes m , acumulados hasta el nivel n del Sistema de Distribución respectivo.

$IPRSTN_{m-1}$: Fracción de la Demanda Real del Comercializador Minorista i que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por el ASIC durante el mes $m-1$.

T_m : Cargos por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m

$CPROG_{ij}$: Costo anual, expresado en pesos, asignado al Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j , del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas aprobado por la CREG para un Operador de Red.

En esta fórmula se identifican las siguientes variables principales: los índices de pérdidas eficientes ($IPRSTN$ e IPR), el costo de generación (G), el costo de transmisión (T) y el costo de los programas de reducción de pérdidas ($CPROG$).

Las pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional, ($IPRSTN$) son calculadas, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2009, como el balance entre la energía generada e inyectada al sistema y la energía de salida medida en las fronteras comerciales, incluyendo la energía consumida por los servicios auxiliares de las subestaciones del STN. Esta variable es calculada mensualmente y se expresa en porcentaje.

Por su parte, las pérdidas en los sistemas de transmisión regional y distribución local, IPR , son obtenidas por cada nivel de tensión, conforme a lo establecido en la resolución CREG 097 de 2008, así:

- En el nivel de tensión 4 el índice es calculado a partir de simulaciones (flujos de carga) con base en las características de conductores y transformadores de cada Sistema de Transmisión Regional, STR, considerando el despacho de varios días representativos durante un año.
- En los niveles de tensión 3 y 2 se calcularon los índices a partir de flujos de carga, considerando las características de los elementos y la arquitectura real de cada sistema, según la información entregada por los operadores de red, considerando igualmente los límites de regulación de voltaje que se deben mantener en la prestación del servicio.
- Aunque existen estudios donde se calcularon las pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1, el índice en este nivel de tensión se define mediante el balance entre las pérdidas de referencia totales y las pérdidas de los tres niveles de tensión restantes. El índice en este nivel de tensión incluye las pérdidas no técnicas reconocidas.

Acorde con lo anteriormente expuesto, se han establecido los índices de eficiencia de referencia para su reconocimiento mediante la fórmula del CU y que no dependen del comportamiento de las pérdidas reales de las empresas, es decir, en el caso que alguna empresa tenga índices superiores a los límites calculados, mediante la fórmula de CU no se reconocen las pérdidas reales sino únicamente las eficientes.

Es con base en estos índices que, considerando los componentes de costos de G y T , se reconocen los costos de compra de energía y transporte en el STN de la energía perdida con las condiciones de eficiencia mencionadas.

Por otra parte, el Decreto 387 de 2008, modificado por el Decreto 1937 de 2013, estableció la necesidad de incorporar planes de reducción de pérdidas como parte de la metodología de remuneración de distribución de energía eléctrica. Con fundamento en ello en la Resolución CREG 119 de 2007 se introdujo la variable CPROG con el objeto de incorporar el costo eficiente de los planes de reducción de pérdidas para aquellos sistemas que con índices superiores a los permitidos.

Durante el período tarifario esta variable ha sido igual a cero (0) dado que el Decreto 1937 de 2013 aplazó la entrada en vigencia de los planes de reducción de pérdidas hasta la aprobación de los cargos de distribución de energía eléctrica que reemplacen los vigentes.

4. ANÁLISIS Y PROPUESTAS

Una vez revisados los antecedentes, en este capítulo se presentan los principales análisis realizados y las propuestas para mitigar los problemas encontrados.

4.1 Componente G

La propuesta de ajuste en este componente considera los siguientes aspectos:

- i) Mecanismos para incentivar la compra eficiente de energía para su traslado al usuario final incluyendo el mecanismo del Mercado Organizado de Contratos y el tratamiento de las coberturas adicionales.
- ii) Ajustes en el factor alfa.
- iii) Definición del principio a aplicar a usuarios no regulados que se trasladan al mercado regulado.
- iv) Mitigación de variaciones del CU mediante modificación de la variable AJ.

4.1.1 Señales de eficiencia del factor alfa (α)

El factor alfa, presenta algunas señales diferenciales en el incentivo a la compra eficiente de energía a los agentes comercializadores en la negociación de los contratos propios, acorde con el valor que tome, el cual puede oscilar entre 0 y 1.

A continuación se presenta un análisis de sensibilidad que considera los efectos en la componente G del costo unitario ante diferentes valores de alfa aplicando la ecuación definida en la resolución CREG 119 de 2007:

Dicho análisis considera el efecto en el valor del componente G cuando la compra de energía en contratos propios del comercializador se efectúa a valores superiores e inferiores al valor promedio de la energía en el mercado, para diferentes factores alfa. En

el ejercicio se utilizó un precio promedio del mercado (Mc_{m-1}) de 127,01 \$/kWh. Los escenarios se describen a continuación:

- El primer escenario considera que la variable de contratos propios ($Pc_{m-1,i}$) es igual a 50 \$/kWh, para determinar la componente G.
- El segundo escenario considera que la variable de contratos propios ($Pc_{m-1,i}$) es igual a 200\$/kWh, para determinar la componente G.

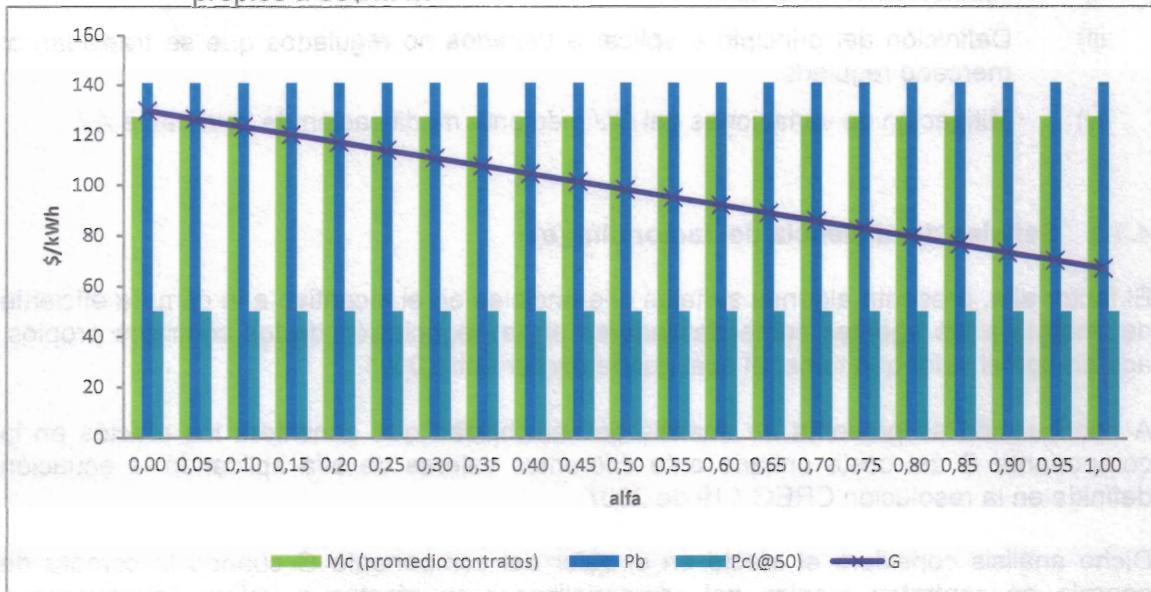
En la Tabla 1 se presentan los supuestos para la simulación:

Tabla 1 Variables sensibilidad de la componente G.

Variable	Descripción	Valor
$Qc_{m-1,i}$	Participación de contratos bilaterales para cubrir demanda regulada	81,4%
$Mc_{m-1,i}$	Precio promedio de contratos bilaterales:	127,01 \$/kWh
$Pb_{m-1,i}$	Precio de bolsa:	140,53 \$/kWh.
$Aj_{m,i}$	Factor de ajuste	0 \$/kWh.
α_{ij}	Factor de ponderación alfa	{0-1}

En la primera sensibilidad, de que trata la siguiente gráfica, se presenta la variación del componente G para distintos valores de α , considerando que el precio de los contratos propios es menor al del precio promedio del mercado:

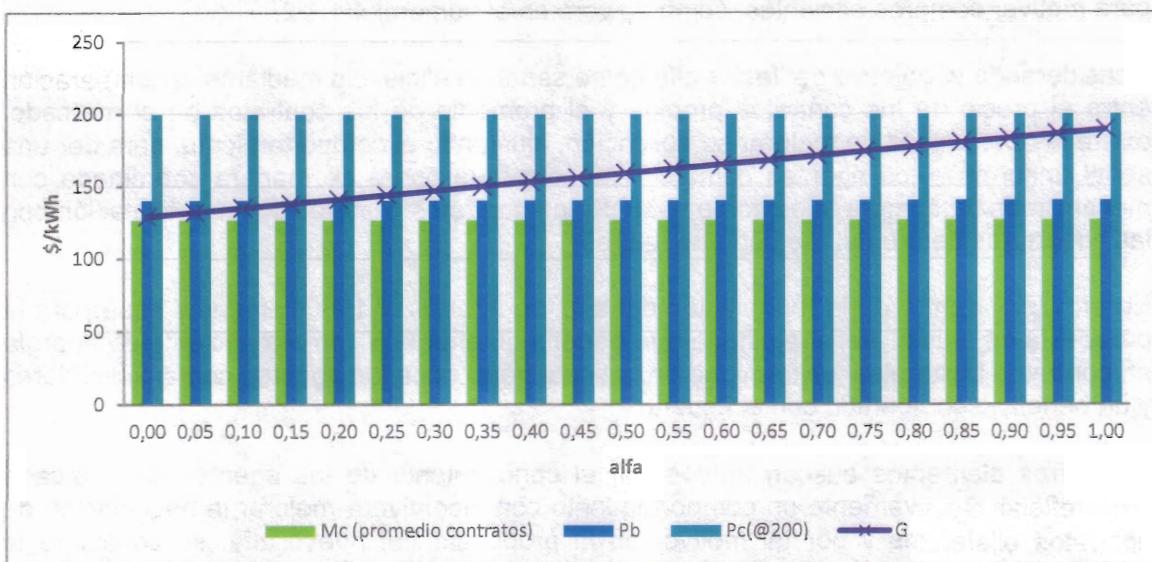
Gráfica 11 Señal del alfa frente al G-Costo para el comercializador con contratos propios a 50\$/kWh



Fuente: XM. Cálculos: CREG

En la segunda sensibilidad se presenta la variación del componente G para distintos valores de α , considerando que el precio de los contratos propios es mayor al del precio promedio del mercado

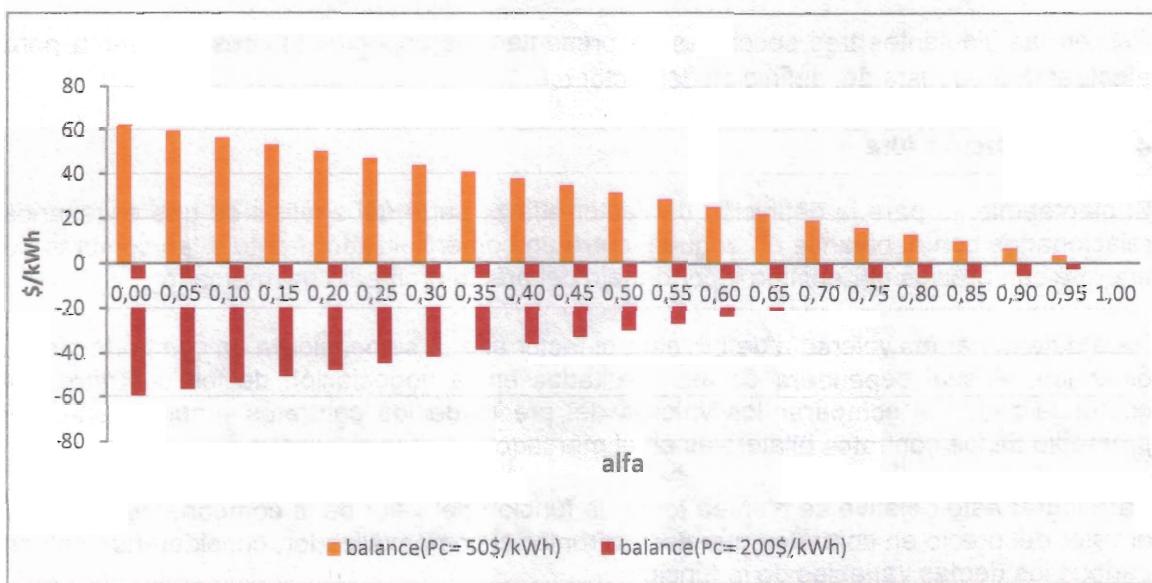
Gráfica 12 Señal del alfa frente al G-Costo para el comercializador con contratos propios a 200\$/kWh



Fuente: XM. Cálculos: CREG

Al unir los resultados obtenidos en las sensibilidades presentadas en las anteriores dos gráficas y representar un balance entre las obligaciones del comercializador y el valor reconocido en el componente G se obtiene la siguiente gráfica.

Gráfica 13 Señal del alfa frente al G-Costo para el comercializador



Fuente: XM. Cálculos: CREG

De las simulaciones anteriores se concluye que un agente con un alfa cercano a uno está expuesto a menor riesgo que un agente con un alfa cercano a cero, por cuanto el primero puede trasladar a sus usuarios un mayor porcentaje del valor de contratos en el caso en el que el contrato bilateral propio sea mayor al precio medio del mercado.

Adicionalmente se deduce que mediante la variable alfa es posible establecer incentivos para motivar compras eficientes, como se verá en el numeral 4.1.1.2.

Considerando el objetivo del factor alfa como señal de eficiencia mediante la comparación entre el precio de los contratos propios y el promedio de los contratos en el mercado, existe la oportunidad de mejorar su aplicación, ajustando el comportamiento, para dar una señal uniforme a los agentes comercializadores, que opere de manera coordinada con mecanismos de compra tales como el MOR, los contratos bilaterales y su articulación con las coberturas dentro del mercado de futuros.

En principio, dentro de la formulación del alfa, se abordarán tres elementos base para la propuesta de ajuste. Señal ajustada que permita obtener una compra eficiente de energía en contratos bilaterales, uniformidad en la señal para todos los agentes comercializadores y un beneficio compartido con el usuario.

Estos tres elementos buscan aprovechar el conocimiento de los agentes del mercado para reflejar efectivamente un comportamiento con incentivo a mejorar la negociación de contratos bilaterales y por tal motivo, en la propuesta del nuevo alfa, se considera la unificación para todos los agentes bajo el supuesto de un cálculo general que incluya los contratos propios y el promedio del mercado.

Alfa es, entonces, una función de los incentivos f de las variables, precio promedio de los contratos del mercado M_c y el precio de los contratos propios- (P_c) Acorde con la siguiente definición:

$$\alpha = f(P_c, M_c)$$

Así, en las siguientes tres secciones se presentan los aspectos tenidos en cuenta para efectuar la propuesta de definición del factor α .

4.1.1.1 Función Alfa α

El planteamiento para la definición del factor alfa α , parte del análisis de tres escenarios relacionados con el balance en el que incurre un comercializador frente a las compras de energía con precios por encima y por debajo del precio promedio del mercado.

Para determinar los valores a definir para el factor alfa α , se considera un comportamiento dinámico, el cual dependerá de los resultados en la negociación de los contratos del comercializador al comparar los valores del precio de los contratos propios versus el promedio de los contratos bilaterales en el mercado.

Para lograr este objetivo se plantea tomar la función del valor de la componente G restar el valor del precio en contratos que debe afrontar el comercializador, considerando céteris páribus las demás variables de la función:

$$B_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{C,m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{C,m-1}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * P_{b,m-1,i} - Qc_{m-1,i} * P_{C,m-1,i}$$

Donde,

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

Se definen dos valores de alfa, k1 y k2

$$\alpha = \begin{cases} k_1 Si(P_c - M_c) < 0 \\ k_2 Si(P_c - M_c) \geq 0 \end{cases}$$

Donde:

$Qc_{m-1,i}$: Es el menor valor entre 1 y el resultante de la relación energía comprada por el Comercializador Minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial del mercado regulado del Comercializador Minorista, en el mes $m-1$.

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

$DCR_{i,m-1}$: Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista i en el mes $m-1$.

$P_{C,m-1,i}$: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$.

$M_{C,m-1}$: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado.

$\alpha_{i,j}$: Valor de α del Comercializador Minorista i en el Mercado de Comercialización j para el mes de enero de 2007.

$P_{b,m-1}$: Precio de la energía comprada en Bolsa por el Comercializador Minorista i , en el mes $m-1$, expresado en \$/kWh, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubren la totalidad de la demanda regulada.

$$P_{b,m-1,i} = \frac{\sum_{h=1}^n P_{h,m-1} \times D_{i,h,m-1}}{\left(\sum_{h=1}^n D_{h,i,m-1} \right)}$$

Donde,

$P_{h,m-1}$: Precio de Bolsa en la hora h (\$/kWh), del mes $m-1$.

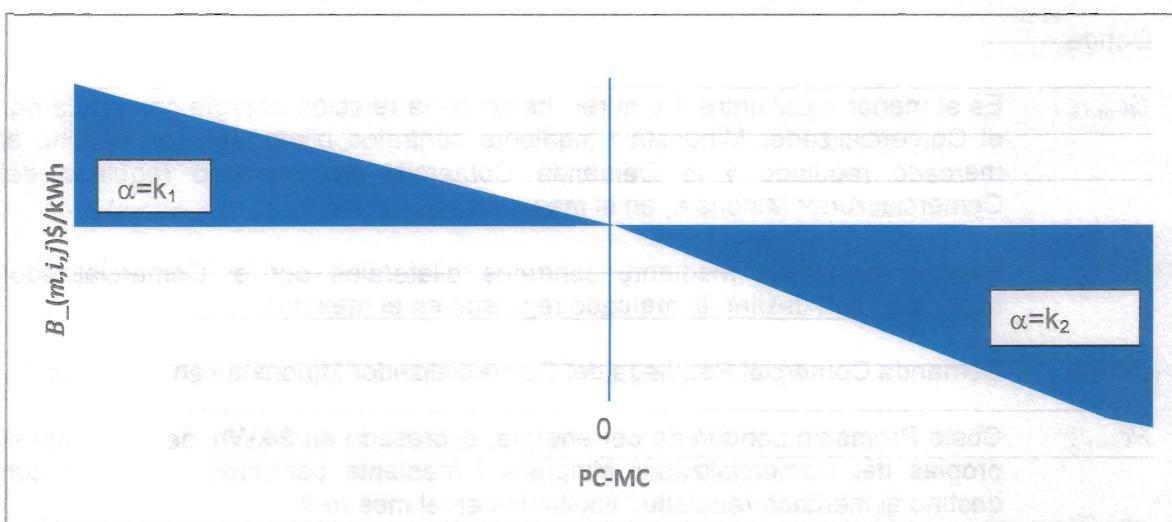
$D_{i,h,m-1}$: Compras en Bolsa del Comercializador Minorista i (kWh) en la hora h , del mes $m-1$.

n : Número de horas del mes $m-1$.

k_1, k_2 : Valores a determinar como valores del factor alfa.

Considerando la función de balance $B_{m,i,j}$ sujeta al comportamiento de la función del factor alfa (α), es factible adelantar sensibilidades para determinar los valores que tomarían las constantes k_1, k_2 , de manera gráfica se presenta cualitativamente el comportamiento de $B_{m,i,j}$ ante diferentes factores de k_1, k_2 , en la Gráfica 14:

Gráfica 14 Sensibilidad G-Pc variando valor contratos propios



Fuente XM. Cálculos: CREG.

4.1.1.2 Calculo de k_1, k_2

Para definir el valor de k_1, k_2 se aplica la ecuación de balance $B_{m,i,j}$ definida en el numeral 4.1.1.1, a partir de un proceso iterativo, con:

- Simulación del valor de balance $B_{m,i,j}$ ante valores de k_1, k_2
- Análisis del comportamiento de la función de balance $B_{m,i,j}$ frente al margen de comercialización.
- Depuración de escenarios factibles de definición factor alfa α con valores k_1 y k_2 .

Dentro de los valores a considerar

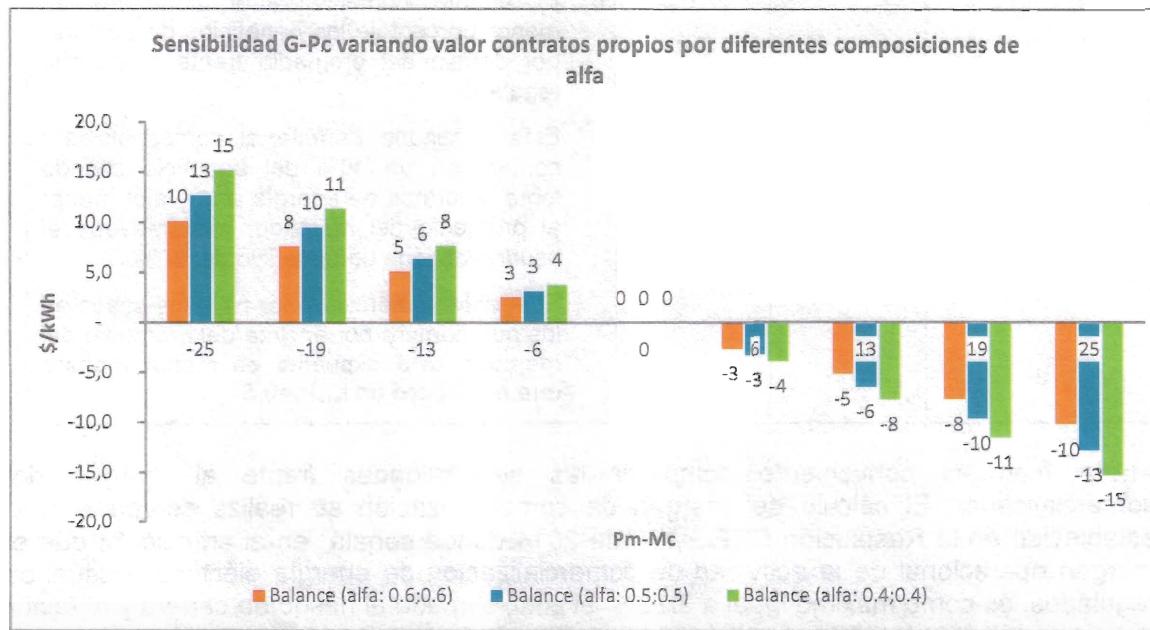
Tabla 2 Supuestos efecto Qc en G

Variable	Descripción	Valor
$Qc_{m-1,i}$	Participación de contratos bilaterales para cubrir demanda regulada	100%
$\alpha_{i,j}$	Factor de ponderación alfa	0-1
$Pc_{m-1,i}$	Precio contratos bilaterales (Pc)	50-200 \$/kWh
Mc_{m-1}	Promedio contratos bilaterales (Mc)	127,01\$/kWh

Considerando el proceso iterativo presentado previamente, en la Gráfica 15, se presentan los resultados para:

- $B_{m,i,j} = \left[\alpha_{i,j}(k_1, k_2) \right]_{k_1=0.6, k_2=0.6}$
- $B_{m,i,j} = \left[\alpha_{i,j}(k_1, k_2) \right]_{k_1=0.5, k_2=0.5}$
- $B_{m,i,j} = \left[\alpha_{i,j}(k_1, k_2) \right]_{k_1=0.4, k_2=0.4}$

Gráfica 15 Sensibilidad 3 escenarios G-Pc variando valor contratos propios



Fuente XM. Cálculos: CREG.

Los efectos de los tres escenarios se resumen en la siguiente tabla:

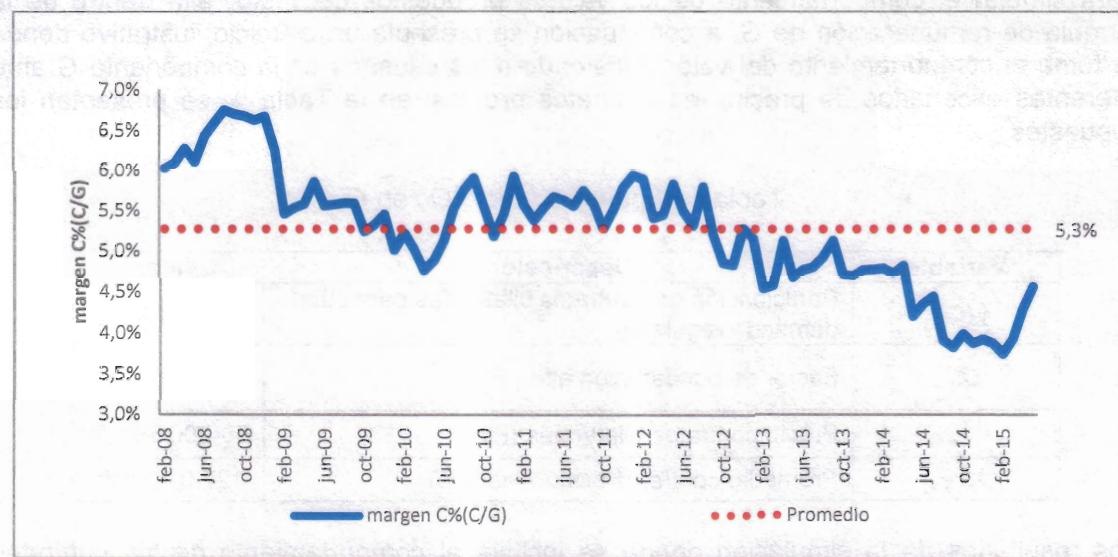
Tabla 3 Escenarios y señales de alfa

Escenario	Alfa para: $P_c - M_c < 0$ k_1	Alfa para: $P_c - M_c > 0$ k_2	Señal
Simétrico	0,5	0,5	<ul style="list-style-type: none"> Señal similar al alfa actual donde se reparten beneficios con el usuario regulado en la misma proporción.
Asimétrico mayor beneficio agente	0,4	0,4	<ul style="list-style-type: none"> Genera un fuerte incentivo a comprar por debajo de la media del precio de contratos en el mercado. El efecto de la señal hace que se repartan beneficios de una buena negociación de los contratos en un 60% el agente comercializador y un 40% el usuario. Sin embargo, en el caso de negociar contratos por encima del promedio del mercado, el comercializador debe afrontar un balance negativo: el 60% del valor adicional el comercializador y un 40% el usuario.
Asimétrico mayor beneficio usuario	0,6	0,6	<ul style="list-style-type: none"> El agente comercializador comparte en menor porcentaje los beneficios de comprar por debajo del promedio frente al usuario regulado. Este escenario permite al comercializador contar con un 40% del beneficio cuando logra contratos de energía a un valor menor al promedio del mercado, mientras que el usuario obtiene un beneficio del 60%. <p>El agente comercializador para los casos en los que compra por encima del promedio del mercado está expuesto en menor medida que en el caso de $k_1=k_2=0,5$</p>

Ahora bien es conveniente comparar las sensibilidades frente al margen del comercializador. El cálculo del margen de comercialización se realiza conforme a lo establecido en la Resolución CREG 180 de 2014 donde señala en el artículo 13 que el margen operacional de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados, es como máximo igual a 2,73%, el cual, sumado al riesgo de cartera y al factor de compensación de costos financieros, es factible aproximarlos al tres por ciento.

En la siguiente gráfica se presenta la evolución del promedio del margen de comercialización respecto del costo unitario CU del nivel de tensión 1.

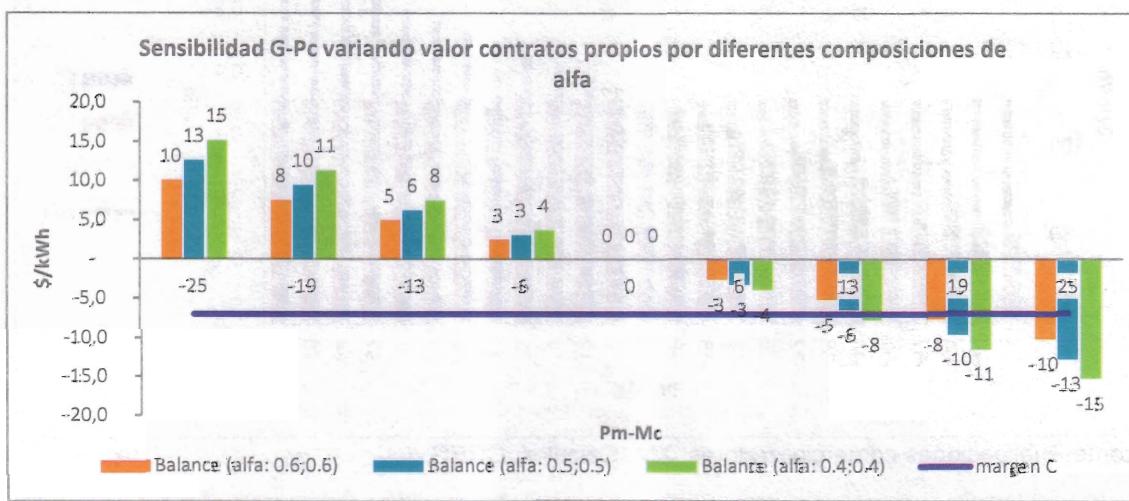
Gráfica 16 Comportamiento margen de comercialización nivel 1



Fuente Publicaciones comercializadores. Cálculos: CREG.

Considerando las sensibilidades consignadas en la Gráfica 15, combinada con el margen de comercialización presentado en la Gráfica 16, es factible establecer un valor indicativo de cota para definir los valores de alfa, es decir los valores de k_1 y k_2 . De manera gráfica se presenta en Gráfica 17

Gráfica 17 Sensibilidad 3 escenarios G-Pc variando valor contratos propios incluyendo comportamiento margen de comercialización nivel 1



Fuente Publicaciones comercializadores, XM. Cálculos: CREG.

A partir del margen de comercialización y las sensibilidades de diferentes valores del factor alfa, se propone escoger un factor alfa α igual a 0,6 para contratos bilaterales con precios propios superiores o inferiores al precio promedio del mercado.

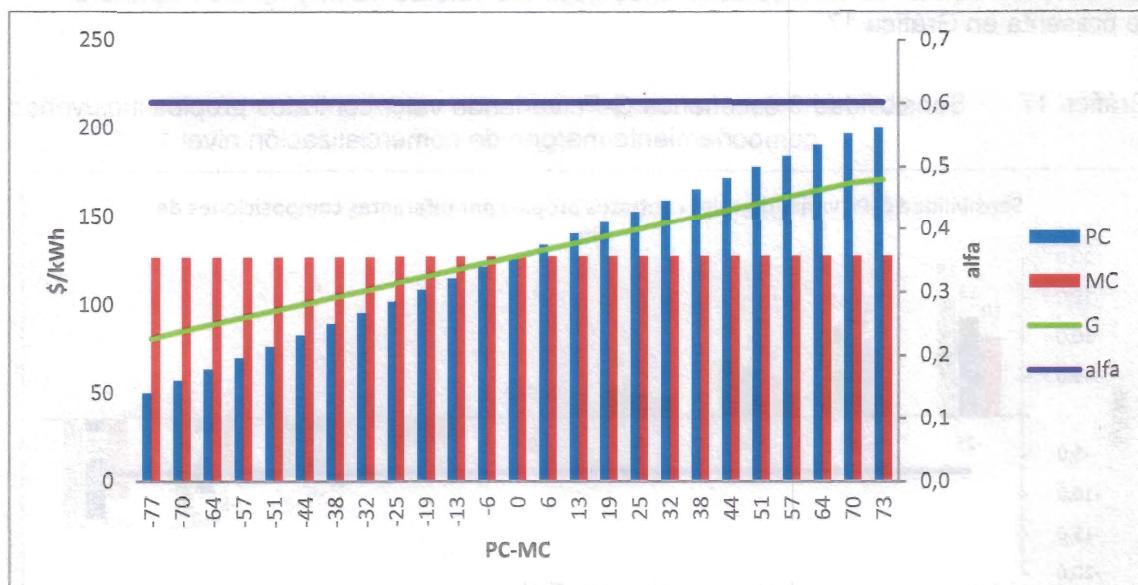
Para simular el comportamiento de los valores propuestos del factor alfa dentro de la fórmula de remuneración de G, a continuación se presenta un ejercicio ilustrativo donde se toma el comportamiento del valor transferido a los usuarios en la componente G ante diferentes escenarios de precios en contratos propios; en la Tabla 4, se presentan los supuestos.

Tabla 4 Supuestos efecto Q_c en G

Variable	Descripción	Valor
$Q_{c_{m-1,i}}$	Participación de contratos bilaterales para cubrir demanda regulada	100%
$\alpha_{i,j}$	Factor de ponderación alfa	0,6
$P_{c_{m-1,i}}$	Precio contratos bilaterales (Pc)	50-200 \$/kWh
$M_{c_{m-1}}$	Promedio contratos bilaterales (Mc)	127,01\$/kWh

Los resultados de la simulación donde se incluye el comportamiento de los contratos propios, el valor promedio de contratos en el mercado, el alfa propuesto, así como el valor de la componente G se presentan en la Gráfica 18.

Gráfica 18 Alfa y G



Fuente Publicaciones comercializadores, XM. Cálculos: CREG.

Esta señal busca motivar una búsqueda de precios competitivos en la compra de energía para el usuario regulado, por parte del comercializador, dando una señal para que pueda

obtener un 40% del beneficio cuando compra por debajo del promedio de contratos en el mercado, mientras que para el usuario regulado quedará con un 60% de dicho beneficio.

Los casos en los cuales el comercializador negocia por encima del promedio del mercado incluye una señal para evitar dicha situación, dado que ante dicho evento debería asumir el 40% del diferencial de dicha compra, finalmente genera un incentivo de beneficio compartido.

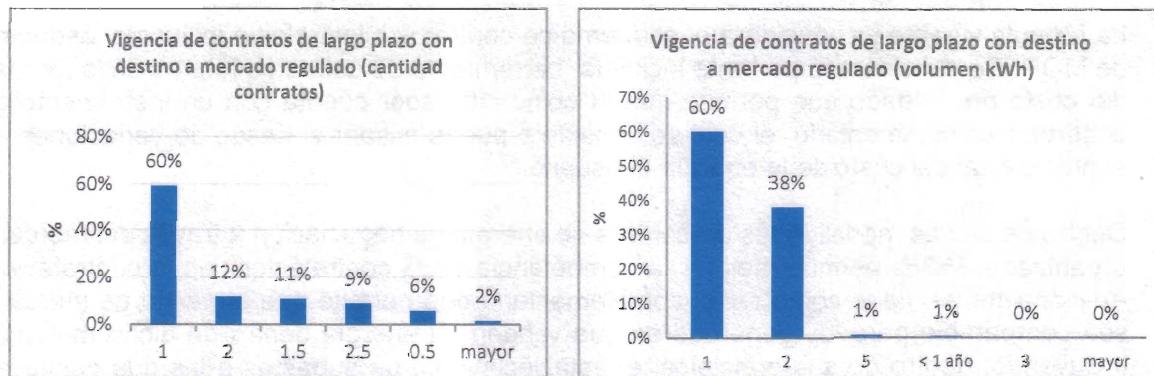
La propuesta se hace considerando los siguientes fundamentos:

- a. Genera una señal robusta que motiva una compra eficiente al comercializador con contratos propios menores al del mercado.
- b. Considerando el margen de comercialización la señal en el caso de entrar en la zona donde los precios de los contratos propios son mayores al promedio del mercado le da margen de maniobra al agente, asociado al margen de comercialización.

4.1.1.3 Periodo de transición

Se considera que debe existir un proceso de transición en la negociación de contratos para llegar a niveles óptimos especialmente por parte de los agentes que tienen valores de alfa diferentes al valor propuesto. Para definir el periodo de transición, se analizó la duración típica de los contratos, tanto en cantidad de contratos como en volumen de energía contratada y su vigencia asociada. En la siguiente gráfica se presenta la duración típica de los contratos:

Gráfica 19 Duración Contratos- Cantidad y volumen



Fuente XM Cálculos CREG

Como se puede observar, el 60% de los contratos se celebran a un año y el 89% de los contratos se pactan con períodos inferiores a dos años. En términos de cantidad de contratos, desde la óptica del volumen de energía negociada, el 98% de los contratos tiene una duración menor a dos años.

Considerando dicha estadística de los contratos se propone el periodo de transición siguiente:

Tabla 5 Periodo de transición

Periodo	Alfa a aplicar:
Año1	<ul style="list-style-type: none"> Aplica el valor de alfa aprobado mediante resolución CREG 119 de 2007.
Año 2	<ul style="list-style-type: none"> Para los contratos firmados antes de la expedición definitiva de la nueva propuesta de resolución de CU, aplica el valor de alfa aprobado mediante resolución CREG 119 de 2007. Para los contratos firmados después de la expedición definitiva de la nueva propuesta de resolución de CU, aplica el valor de alfa aprobado en la nueva propuesta de resolución de CU
Año3	<ul style="list-style-type: none"> Aplica el valor de alfa aprobado en la nueva propuesta de resolución de CU

4.1.2 Mercado Organizado y coberturas

El desarrollo del mercado eléctrico a través de los últimos 20 años ha permitido una mejora en el conocimiento estructural por parte de los agentes dentro de la cadena de valor.

Como se presentó en el numeral 3.1, el desarrollo del mercado considera actualmente contratos de largo plazo y transacciones en bolsa, sin incluir instrumentos de cobertura tales como contratos de futuros.

Dentro de la propuesta del nuevo costo unitario, CU, se propone incluir las siguientes modalidades de compra de energía:

- Contratos bilaterales
- Contratos futuros
- Contratos MOR

La fórmula vigente ya considera el esquema de contratos bilaterales e incluso el esquema de MOR. Se considera importante incluir la herramienta de contratos futuros en la fórmula del costo del G dado que permite que el comercializador cuenta con un instrumento de cobertura complementario, el cual se considera puede mitigar el riesgo de variaciones en el precio final del costo de la energía al usuario.

Dentro de dichas modalidades de compra de energía, la negociación a través del mercado organizado, MOR, permite mejorar la competencia en la contratación en la contratación. Adicionalmente, tiene como señal complementaria que permite que el riesgo de mercado sea comparable para los generadores que vendan su energía dentro de dicho mercado, incluyendo, dentro de sus principios, el establecimiento de subastas a las que confluyan de manera obligatoria y simultánea, tanto el mercado regulado como la demanda no regulada.

Para formular la inclusión de contratos futuros se propone establecer las siguientes fórmulas para el cálculo del G:

$$G_{m,i,j} = Q_{C_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{C_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{C_{m-1,i}}) + Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1,i}} + Q_{b_{m-1,i}} * P_{b_{m-1,i}}$$

$$Qc_{m-1,i} + Q_{MOR_{m-1,i}} + Qb_{m-1,i} = 1$$

Dónde:

$Qc_{m-1,i}$: Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i atendida mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista, en el mes $m-$, calculado según la siguiente expresión:

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

$$Pc_{m-1,j} = w_{1,m-1} * P_{C_b,m-1} + w_{2,m-1} * P_{C_fut,m-1}$$

$$w_{1,m-1} + w_{2,m-1} = 1$$

$$P_{C_b,m-1} = \text{Min}(P_{C_b,m-1}, P_{MOR})$$

$$P_{C_fut,m-1} = \text{Min}(P_{C_fut,m-1}, P_{MOR})$$

Dónde:

$P_{C_b,m-1}$: Precio contratos bilaterales de las compras propias del Comercializador Minorista i

$M_{C_{m-1}}$: Precio promedio de contratos bilaterales y precio ejecutado de los contratos de futuros en el mercado regulado.

$P_{C_b,m-1}$: Precio de energía comprada en contratos bilaterales en el mes $m-1$.

$P_{C_fut,m-1}$: Precio de energía comprada en contratos futuros ejecutados en el mes $m-1$.

$w_{1,m-1}$: Porcentaje de la energía comprada en contratos bilaterales del total de energía comprada en contratos bilaterales más contratos futuros que se ejerzan en el mes $m-1$.

$w_{2,m-1}$: Porcentaje de la energía comprada en contratos futuros del total de energía comprada en contratos bilaterales más contratos futuros que se ejerzan en el mes $m-1$.

$$Q_{MOR_{m-1,i}} = \left[\frac{C_{MOR_{m-1,i}}}{DCR_{m-1,i}} \right]$$

m: Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

i: Comercializador Minorista *i*.

j: Mercado de Comercialización *j*.

$Cc_{m-1,i}$: Energía comprada mediante contratos bilaterales por el Comercializador Minorista *i* con destino al mercado regulado en el mes *m-1*.

$DCR_{m-1,i}$: Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista *i* en el mes *m-1*.

$C_{MOR_{m-1,i}}$: Energía comprada en el MOR por el Comercializador Minorista *i* con destino al mercado regulado en el mes *m-1*.

$\alpha_{i,j}$: Valor de α del Comercializador Minorista *i* del Mercado de Comercialización *j*.

$Q_{b_{m-1,i}}$: Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista *i* atendida mediante compras en Bolsa para abastecer el mercado regulado en el mes *m-1*, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubren la totalidad de la Demanda Comercial Regulada.

$Pb_{m-1,i}$: Precios promedio de la energía comprada en Bolsa por el Comercializador Minorista *i*, en el mes *m-1*, expresado en \$/kWh, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubren la totalidad de la demanda regulada.

$$Pb_{m-1,i} = \frac{\sum_{h=1}^n P_{h,m-1} \times D_{i,h,m-1}}{\left(\sum_{h=1}^n D_{i,h,m-1} \right)}$$

Donde,

$P_{h,m-1}$: Precio de Bolsa en la hora *h* (\$/kWh) del mes *m-1*.

$D_{i,h,m-1}$: Compras en Bolsa del Comercializador Minorista *i* (kWh) en la hora *h*, del mes *m-1*.

n: Número de horas del mes *m-1*.

$Q_{MOR_{m-1,i}}$: Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i atendida con compras en el MOR, para abastecer el mercado regulado, en el mes $m-1$.

$P_{MOR_{m-1,i}}$: Precio promedio ponderado resultante de los precios obtenidos en las diferentes subastas de MOR por la energía adquirida por el Comercializador Minorista en el Mercado Organizado Regulado (\$/kWh), para cubrir su demanda regulada en el mes $m-1$.

$$P_{MOR_{m-1}} = \frac{\sum_{h=1}^K P_{M_{h,m-1}} \times D_{h,m-1}}{\left(\sum_{h=1}^K D_{h,m-1} \right)}$$

Donde,

$P_{M_{h,m-1}}$: Precio de cierre en el MOR en la subasta h (\$/kWh)

$D_{h,m-1}$: Cantidad de energía comprada en el MOR por el Agente en la subasta h (kWh), para el mes $m-1$.

K : Número de subastas realizadas en el MOR para el mercado regulado para el mes $m-1$.

4.1.3 Coberturas y contratos de futuros

En algunos mercados se utilizan herramientas complementarias de cobertura de riesgos que van más allá de la negociación de contratos físicos, tales como los contratos futuros.

Un contrato futuro (Hull, 2009) obliga al tenedor a comprar o vender un activo a un precio de entrega predeterminado durante un periodo futuro específico, en dicho contrato comprador y vendedor, asumen una obligación.

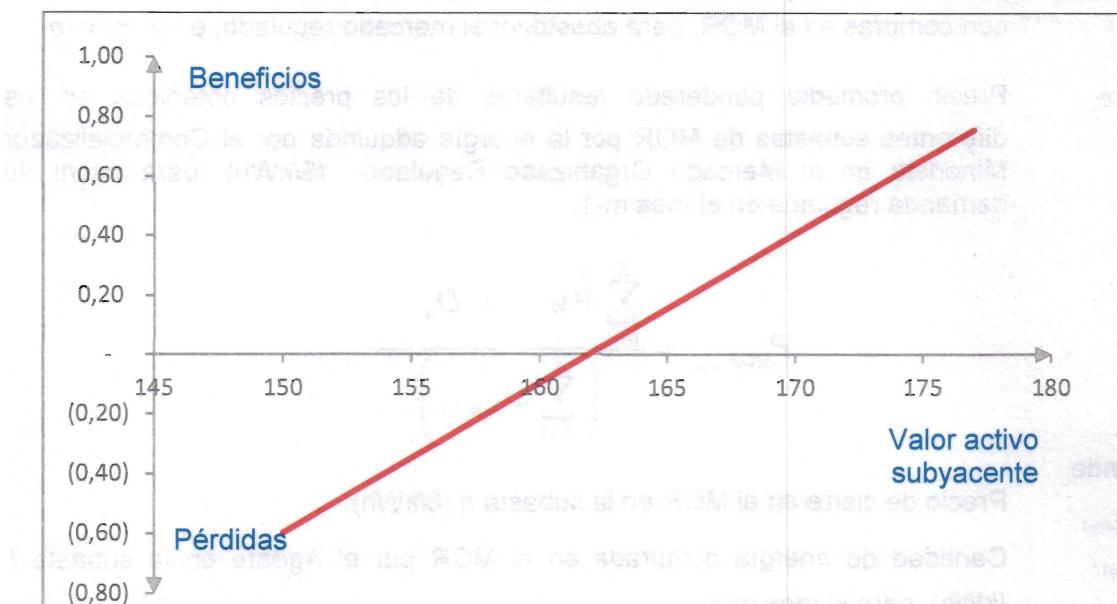
En dichos contratos el vendedor tiene la obligación de vender (entregar) un activo determinado (activo subyacente) a cambio del cobro de un precio pactado (precio de futuro) en una fecha futura pactada (fecha de vencimiento).

El comprador tiene la obligación de comprar (recibir) un activo determinado (activo subyacente) a cambio del pago de un precio pactado (precio del futuro) en una fecha futura pactada (fecha de vencimiento).

El activo subyacente, típicamente se define como un activo que es objeto de adquisición o enajenación real o teórica en la liquidación del instrumento derivado, se considera como el activo sobre el que se emiten una opción, unos futuros, un swap u otros derivados. El subyacente es la fuente de la que se deriva el valor del instrumento derivado (Hull, 2009).

La representación desde la perspectiva del comprador de un contrato futuro, se presenta en la Gráfica 20.

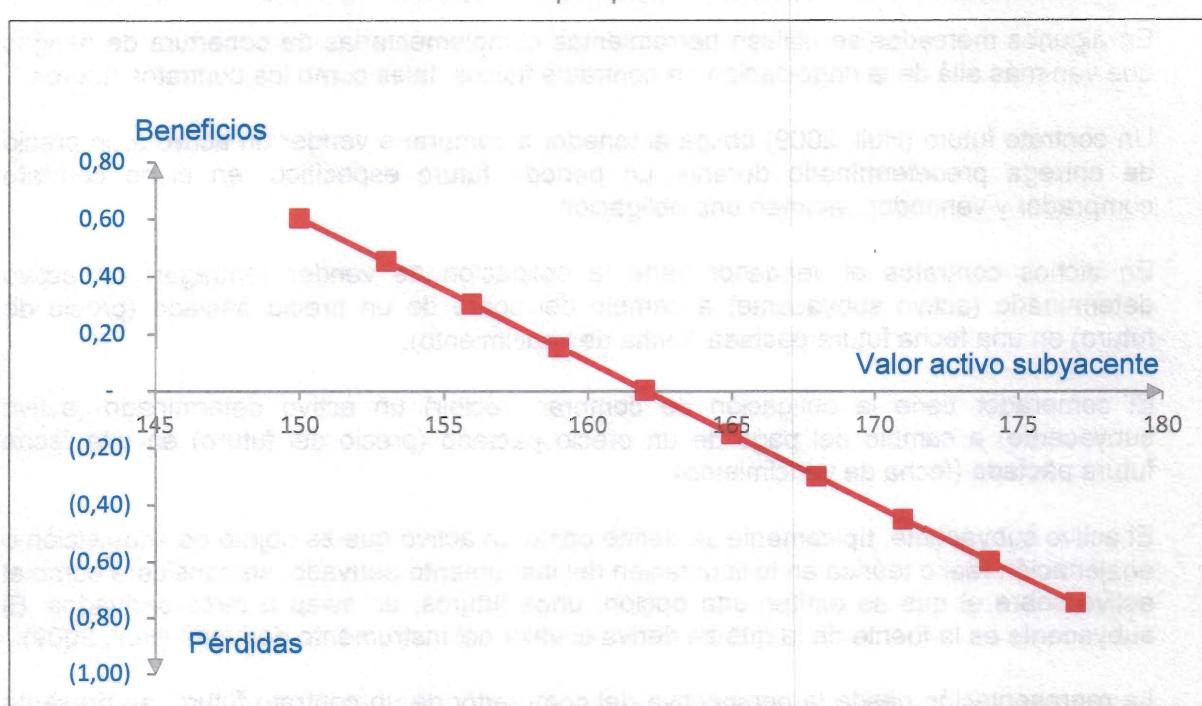
Gráfica 20 Contrato futuro desde la perspectiva del comprador del contrato futuro



Fuente: CREG

Desde la perspectiva de un agente que vende un contrato futuro el comportamiento de los beneficios y pérdidas se presenta en la Gráfica 21.

Gráfica 21 Contrato futuro desde la perspectiva del vendedor del contrato futuro



Fuente: CREG

En dichos instrumentos usualmente cuando el agente toma una posición de venta se llama posición en corto, mientras que una posición larga se define como una compra.

4.1.4 Efectos en la componente G por paso de demanda no regulada a regulada.

Cuando un usuario no regulado, ya sea por decisión propia o porque su comercializador no puede atenderlo, deba ser atendido por el comercializador incumbente como usuario regulado; el comercializador incumbente se enfrenta a varios efectos.

En primer lugar se presenta un incremento súbito en la cantidad de energía a transar en el mercado. De manera inmediata esta energía debe ser adquirida en bolsa mientras el comercializador, en caso que así lo decida, reaccione y busque celebrar un contrato de largo plazo para cubrir los faltantes de energía.

Por otra parte, el precio de la variable G a trasladar a los usuarios finales puede presentar variaciones importantes en función del costo y cantidad de la súbita energía a entregar por la presencia del nuevo usuario. Cuando es necesario adquirir cantidades adicionales de energía, que no estén cubiertas en contratos, deberán pagarse a precios de bolsa, los que posiblemente puedan registrarse por encima de los precios de contratos bilaterales, con lo cual todos los usuarios de ese prestador deberán pagar un mayor costo por kW/h y por tanto podrían ver un mayor costo en su factura como consecuencia del paso del usuario no regulado al mercado de los usuarios regulados de ese comercializador.

Recordando que en la ecuación actualmente vigente para el reconocimiento de los costos de compra de energía, el porcentaje de la energía comprada en contratos bilaterales, respecto del total de la demanda comercial, está representado por la variable $Qc_{m-1,j}$ y que al entrar un usuario con una demanda importante en un mercado determinado es necesario comprar energía en bolsa cuyo precio en muchas ocasiones es superior al pactado mediante contratos de largo plazo, el efecto en el mercado se refleja como una disminución del valor de la variable Qc. Es decir, el peso relativo de la variable Qc, en la fórmula del componente G, baja.

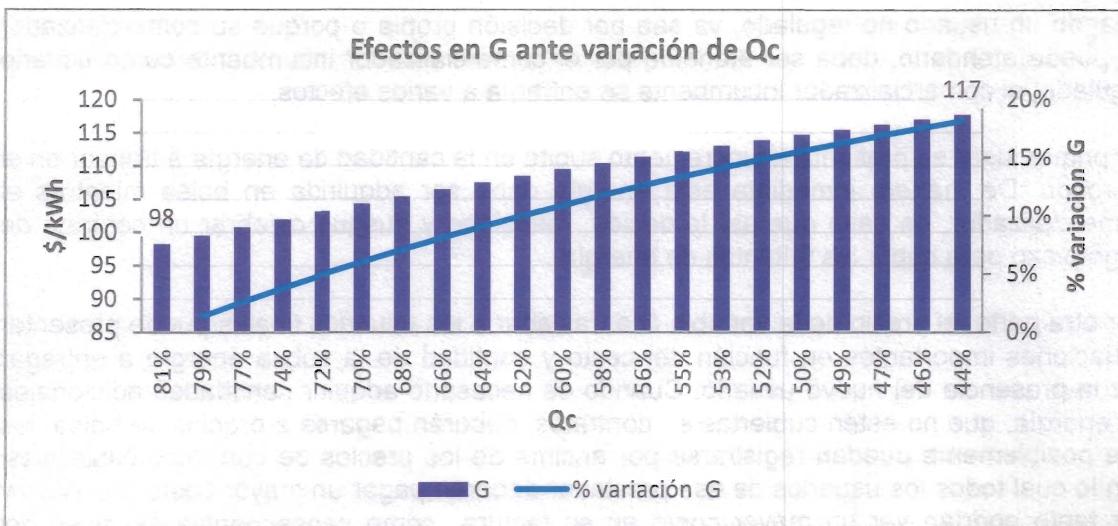
Para observar gráficamente este fenómeno se efectuó una simulación donde, se muestra el comportamiento de la variable G ante cambios en la variable $Qc_{m-1,i}$, considerando los siguientes parámetros fijos:

Tabla 6 Supuestos sensibilidad de porcentaje de compras propias mediante contratos bilaterales en la componente G.

Variable	Descripción	Valor
$\alpha_{i,j}$	Factor de ponderación alfa	0,5
$Pc_{m-1,i}$	Precio contratos bilaterales (Pc)	50\$/kWh
Mc_{m-1}	Promedio contratos bilaterales (Mc)	127,01 \$/kWh
$Pb_{m-1,i}$	Precio en bolsa (Pb)	140,53\$/kWh

Con dichos supuestos en la Gráfica 22 se presenta la variación del valor del componente G respecto a variaciones en Qc.

Gráfica 22 Efectos en G ante variación de Qc



Datos XM, cálculos CREG

Como se mencionó anteriormente, la gráfica muestra el valor del componente G ante cambios en la variable Qc. Se observa que el componente G inicia 98 \$/kWh que corresponde a un Qc igual a 81% y, a medida que el Qc va disminuyendo, el valor de G va aumentando.

En la gráfica del ejemplo se observa que a un comercializador llega súbitamente una demanda de energía de usuarios que cambian de ser no regulados a regulados que representa aproximadamente el 80% de la demanda atendida en ese mercado, dicho agente debe comprar energía en bolsa para atenderlos y el efecto de dicha compra hace que $Q_{c_{m-1,j}}$ disminuya produciendo un aumento en la componente G de alrededor del 19%.

Con base en lo expuesto, se considera conveniente aislar la externalidad no controlable por el comercializador, de tal manera que no se incluya la demanda de dicho usuario no regulado dentro de la ponderación incluida por medio del factor alfa α .

Para el efecto, la propuesta consiste en la aplicación paralela de dos fórmulas que permita agrupar a los usuarios según su condición, así:

- Fórmula de aplicación a los usuarios regulados y no regulados cuya demanda fue tenida en cuenta al momento en el que un comercializador efectuó la última compra de energía mediante un contrato de largo plazo.

$$G_{m,i,j,R} = Q_{c_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{c_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c_{m-1,i}}) + (1 - Q_{c_{m-1,i}}) * P_{b_{m-1,i}}$$

- b) Fórmula de aplicación a los usuarios no regulados cuya demanda de energía no fue tenida en cuenta al momento de efectuar la última compra de energía mediante un contrato de largo plazo

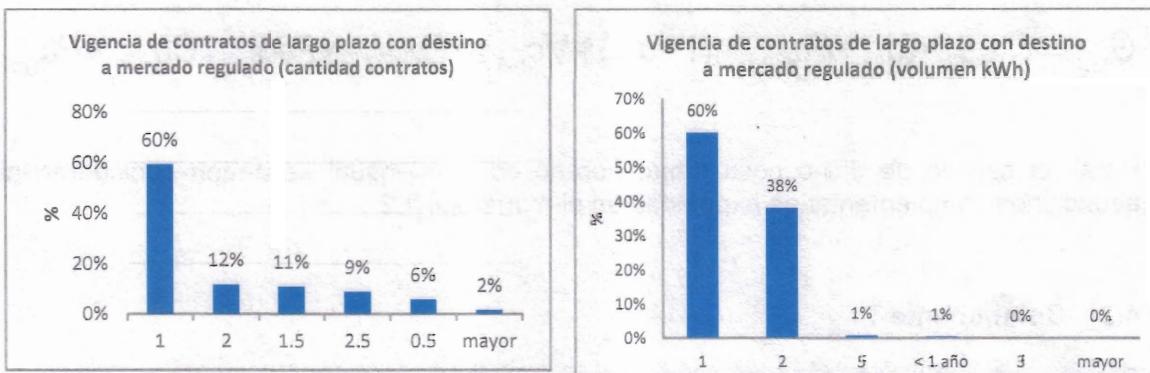
$$G_{m,i,j,NR} = Pb_{m-1,i}$$

Esta última fórmula sería aplicable a partir del siguiente mes en el que se registren compras en el mercado regulado por parte del anterior usuario no regulado y hasta dos meses posteriores al mes en que el Comercializador efectúe un nuevo contrato de compra de energía en el mercado mayorista. Este período no podrá superar seis meses, tiempo estimado para que el comercializador efectúe la compra que considere conveniente.

Cuando un usuario que cuente con las características para pertenecer al mercado competitivo permanezca más de seis meses consecutivos sin constituir un contrato de suministro de energía en el mercado no regulado, este usuario pertenecerá al mercado regulado donde se encuentre conectado y deberá permanecer en este mercado un período mínimo de un año contado a partir del séptimo mes de no tener contrato de suministro en el mercado no regulado.

La obligación de permanecer como mínimo un año en el mercado regulado se basa en el comportamiento promedio de las compras de los comercializadores como se aprecia en la Gráfica 23:

Gráfica 23 Vigencia de contratos de largo plazo con destino al mercado regulado



Fuente XM Cálculos CREG

Según el comportamiento de la periodicidad y cantidad de los contratos de largo plazo celebrados entre los agentes en el mercado de energía mayorista, las compras de energía de los comercializadores con destino al mercado regulado se efectúan principalmente con una vigencia anual (el 89% de los contratos tiene una vigencia igual o inferior a 2 años).

De esta manera, la fórmula de CU diferenciaría el tipo de usuario con el fin de distinguir el G aplicable en cada caso, aislando a los usuarios regulados del efecto de variación de

precio en el componente G causado por la demanda de energía de un usuario no regulado que está interesada hacer parte del mercado regulado.

4.1.5 Formulas propuestas para traslado de costos de compra de energía con resolución temporal horaria y mensual

A continuación se presentan las ecuaciones para calcular el costo de energía a nivel mensual y a nivel horario:

- a) **Costo máximo de traslado de compras de energía con resolución mensual:**
 $(G_{m,i,j})$:

El costo máximo de compra a trasladar al usuario final regulado se determinará de conformidad con la siguiente expresión.

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{C,m-1,i} + (1-\alpha_{i,j}) * M_{C,m-1}) + Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1}} + Qb_{m-1,i} * P_{b_{m-1,i}}$$

- b) **Costo máximo de traslado de compras de energía con resolución horaria,**
 $(G_{h,i,j})$.

El costo máximo de compra a trasladar al usuario final regulado se determinará de conformidad con la siguiente expresión.

$$G_{h,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{C,m-1,i} + (1-\alpha_{i,j}) * M_{C,m-1}) + Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1}} + Qb_{m-1,i} * P_{b_{h,m-1,i}}$$

Para el cálculo de dicho costo tanto horario como mensual se deben considerar las ecuaciones complementarias expuestas en el numeral 4.1.2.

4.2 Componente T

Se propone que la variable que refleja el costo del STN, en la fórmula del CIJ, permita su cobro en función del periodo horario para todos los usuarios.

Para los usuarios regulados del mercado de comercialización que no tienen medidor horario se cobrará el cargo T con base en la curva de carga mensual resultante de la integración de las fronteras comerciales del OR, descontando el consumo de los usuarios con medida horaria.

Para los usuarios no regulados y todos aquellos con medidor horario, el consumo se cobrará en función de su medida horaria.

De esta manera, el cargo que se utilizaría en el CU horario dependerá de la hora del día en la que se consume y la variable será:

$T_{m,h}$ Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para la hora h en el mes m determinado conforme a lo establecido en la resolución CREG 011 de 2009 o la que la modifique o sustituya.

La variable $T_{m,h}$ será definida con base en la curva de carga nacional.

4.3 Componente D

La propuesta publicada mediante la resolución CREG 179 de 2014 expresa que el cargo de distribución tendrá las siguientes características:

- En cada municipio existirán dos cargos de distribución: El primero refleja el costo del desarrollo de la actividad en el sistema operado por un OR y el segundo, será el costo de las inversiones efectuadas en un municipio con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales.
- Los cargos por uso serán horarios

De esta manera, para remunerar la actividad de distribución existirán dos variables así:

$Dt_{n,j,p,m}$: Fracción del cargo por uso del nivel de tensión n del OR j en el municipio p , \$/kWh, para el mes m .

$Dt_{n,j,m,h}$: Cargo por uso del nivel de tensión n del OR j (o $DtUN_{n,m,a}$ de ADD en caso de estar en esta condición), \$/kWh, para el mes m en la hora h .

No obstante lo anterior, para efectos de llevar el costo de distribución al CU, estas dos variables se suman, reflejando al final la siguiente variable:

$Dt_{n,j,p,m,h}$: Cargo por uso del STR y el SDL aplicables en el municipio p , trasladados al Comercializador minorista correspondiente al mes m , para el nivel de tensión n , al que se encuentre conectado el usuario regulado, de acuerdo con los cargos por uso de STR y SDL del Operador de Red j o del ADD respectiva, que se encuentren vigentes, en la hora h .

El cargo de distribución monomio horario será el que corresponda a la variable $Dt_{n,j,m,h}$ y la otra fracción del cargo ($Dt_{n,j,p,m}$) será monomio e igual en todas las horas.

Los cargos horarios serán los resultantes de las curvas de carga en cada nivel de tensión para cada OR a definir en la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

En el caso de que un OR pertenezca a un ADD la curva de carga tendrá en cuenta las curvas de carga de los OR que la conforman, condicionado a la entrada en vigencia de los cargos con base en la nueva metodología.

4.4 Componente C

No se tiene previsto modificar las disposiciones consignadas en las resoluciones CREG 180 y 191 de 2014.

4.5 Componente PR

Respecto de este componente no se propone ningún cambio.

4.6 Factor de ajuste de compras de energía AJ

Para presentar la propuesta respecto de este factor de ajuste, es necesario recordar que dicha variable se encuentra en la ecuación vigente para el reconocimiento de G, así:

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{C_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{C_{m-1,i}}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * P_{b_{m-1,i}} + AJ_{m,i}$$

con

$$AJ_m = \min \left[(MAX_m - CR_m), \frac{AD_m}{VR_{m-1}} \right]$$

$$MAX_m = REF_m \times (1 + 0.3)$$

$$AD_m = [AD_{m-1} + (CR_{m-1} - G_{m-1,i}) \times VR_{m-1}] \times (1 + i)$$

Donde:

AJ_m : Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía expresado en \$/kWh del Comercializador i para el mes m .

MAX_m : Valor Máximo a trasladar, expresado en \$/kWh, en el mes m , por el Comercializador i .

CR_m : Costo reconocido de compra de energía (\$/kWh) para el mes m del Comercializador i .

AD_m : Saldo acumulado de las diferencias entre el Costo Reconocido $CR_{m,i}$ y el valor trasladado en la tarifa $G_{m,i}$ del Comercializador i , expresado en \$. En el evento en que concluida la vigencia de la Fórmula Tarifaria existan saldos acumulados, éstos serán reconocidos hasta que dicho saldo sea igual a cero.

VR_m : Ventas de energía al Mercado Regulado para el mes m del Comercializador i , expresado en kWh.

i: Tasa de interés nominal mensual que se le reconoce al Comercializador Minorista por los saldos acumulados en la variable AD_m . Este valor equivaldrá al promedio de la tasa de créditos de tesorería reportada por los establecimientos bancarios a la Superintendencia Financiera para el último mes disponible.

REF_m : Valor de Referencia, expresado en \$/kWh, que aplicará el Comercializador *i*, en el mes *m*.

Donde REF_m es

$$REF_m = (Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{c_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c_{m-1}}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * M_{c_{m-1}})$$

Donde:

$Qc_{m-1,i}$: Es el menor valor entre 1 y el resultante de la relación energía comprada por el Comercializador Minorista *i* mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial del mercado regulado del Comercializador Minorista, en el mes *m-1*.

$P_{c_{m-1,i}}$: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista *i* mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes *m-1*.

$M_{c_{m-1,i}}$: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes *m-1* con destino al mercado regulado.

$\alpha_{i,j}$: Valor de α del Comercializador Minorista *i* en el Mercado de Comercialización *j* para el mes de enero de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997.

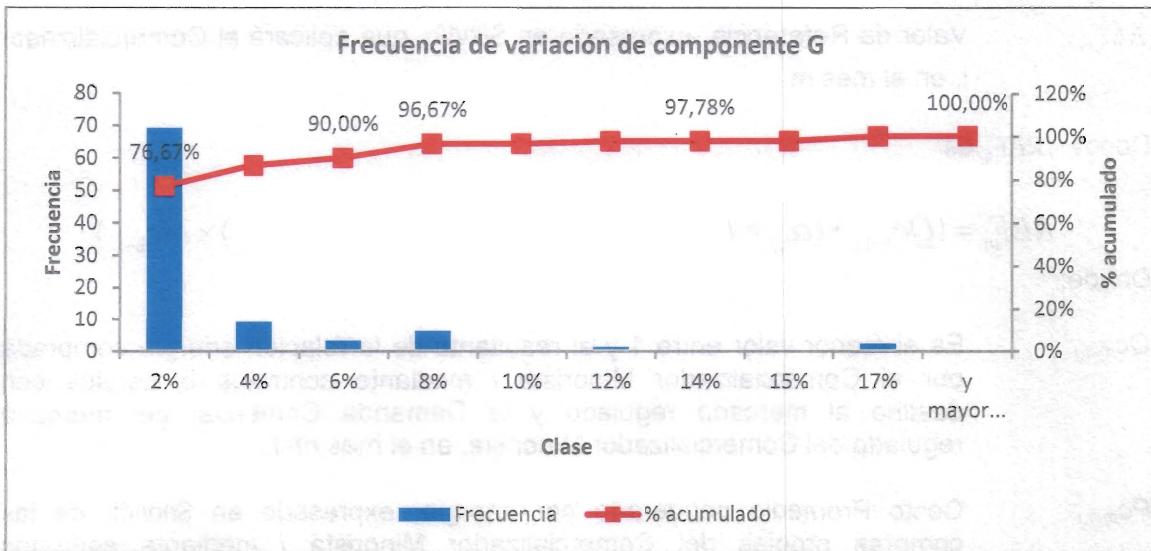
Según las expresiones transcritas, el componente *AJ* está dispuesto para no permitir que variaciones superiores al 30% en la variable *G* pasen directamente al usuario final, difiriendo sus efectos en el tiempo y reconoce al comercializador el costo financiero respectivo.

Dado que el límite para que funcione la variable *AJ* es alto, los usuarios se pueden ver afectados ante variaciones importantes, que aunque son menores al 30%, pueden causar una alta volatilidad en el precio.

Debe tenerse en cuenta que la probabilidad de variaciones importantes en el costo de la variable *G* es directamente proporcional al porcentaje de exposición a bolsa de un comercializador. Cuando un Comercializador compre más energía en bolsa, mayor probabilidad de variaciones súbitas puede tener en el momento de cálculo de la variable *G*.

Para analizar el fenómeno, se calcularon las variaciones del componente G para cada uno de los comercializadores del país en el período comprendido entre enero de 2008 a julio de 2015. Dichas variaciones se organizaron de acuerdo con su magnitud porcentual, como se presenta en la Gráfica 24.

Gráfica 24 Frecuencia variación de la componente G



Fuente: Publicaciones comercializadores. Cálculos: CREG

Pesos constantes julio 2015

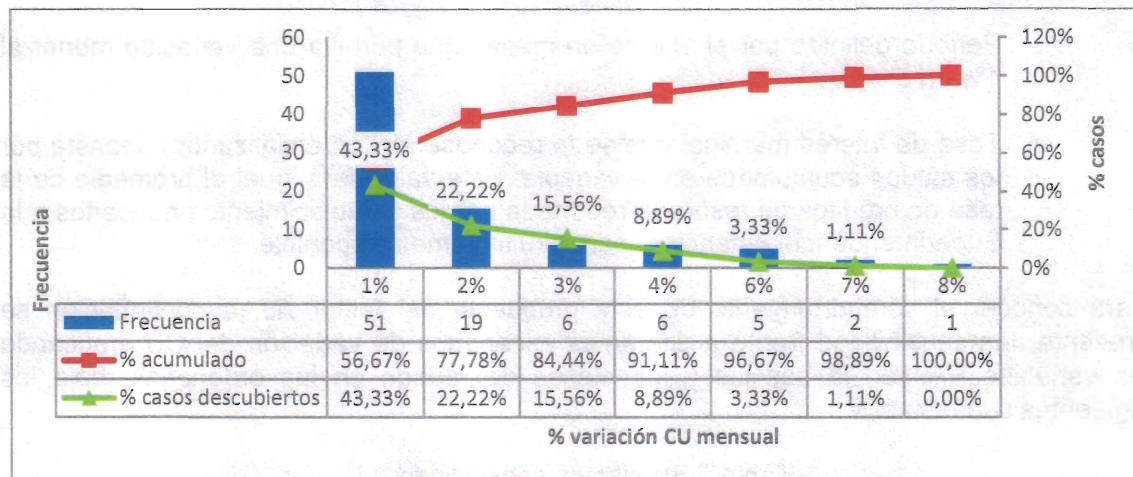
En el eje y se encuentra la cantidad de veces que se presentó una variación del componente G y en el eje x se presenta el porcentaje de variación del componente G respecto del valor anterior.

Como se puede observar en la gráfica, el 97% de los casos presentaron una variación inferior o igual al 6% del costo del G anterior con lo que, dado que el componente AJ sólo opera para variaciones superiores a 30%, se concluye que la componente AJ no fue utilizada en el período analizado, independientemente que existieron variaciones superiores al 17%.

Con base en lo expuesto y considerando que es importante de contar con un mecanismo que evite los cambios súbitos, no solamente en el componente G como se venía considerando sino que sea aplicable en el CU al usuario final, se plantea la posibilidad de retirar la variable AJ del componente G y llevarlo como otro componente de costo en el CU, con algunos ajustes.

Para revisar el tema, se graficaron las variaciones del CU promedio nacional en el período comprendido entre enero de 2008 y julio del 2015, organizadas de acuerdo con el porcentaje de variación respecto del CU anterior, como se presenta a continuación:

Gráfica 25 Frecuencia de variación CU



Fuente: Publicaciones comercializadores. Cálculos: CREG

En el eje y está la cantidad de veces que se presentan variaciones en un mismo nivel. Por ejemplo, se puede observar que el 43% de los casos superaron una variación de 1% con respecto al CU del mes anterior, el 22% de los casos superaron el 2% del CU del mes anterior y así sucesivamente.

Así, tenemos que el número de variaciones que superaron el 8% del CU del mes anterior fue igual a cero, con lo que se considera que dicha cifra representa un límite adecuado a partir del cual debe funcionar el AJ para evitar cambios importantes en el CU, por cuanto una variación superior a este porcentaje representaría una variación indeseable. Lo anterior, teniendo en cuenta que los valores de referencia son promedio nacionales y por tanto existen variaciones superiores al 8% de manera individual pero que no aparecen en la gráfica por cuanto para su construcción se utilizaron valores promedio mensual.

Con base en lo anterior, se propone que el AJ opere ante variaciones superiores al 8% en el CU, según las siguientes expresiones:

$$RAJ_m = \frac{CU_{m-1}}{CU_{m-2}} - 1$$

$$\text{Si } RAJ_m \geq 8\%$$

$$AJ_m = -(RAJ_m + 1) * CU_{m-1} + FAJ$$

$$FAJ_m = (RAJ_m) * \frac{i * (1 + i)^t}{(1 + i)^t - 1}$$

Donde:

RAJ_m : Variación CU para el mes m

AJ_m : Factor ajuste CU_{m-1} .

FAJ_m : Financión CU la cual debe ser menor al 0,1% del Cu_{m-1}

t: Periodo definido por el agente en meses que permita una variación menor al 1% en el Cu_m .

i: Tasa de interés mensual que se le reconoce al Comercializador Minorista por los saldos acumulados en la variable. Este valor será igual al promedio de la tasa de créditos de tesorería reportada por los establecimientos bancarios a la Superintendencia Financiera para el último mes disponible.

Para conocer el comportamiento de esta propuesta del factor AJ, a continuación se presenta una sensibilidad frente a diferentes escenarios de variación del CU graficando las variables RAJ en la abscisa y los meses de repago en las ordenadas, bajo los siguientes supuestos:

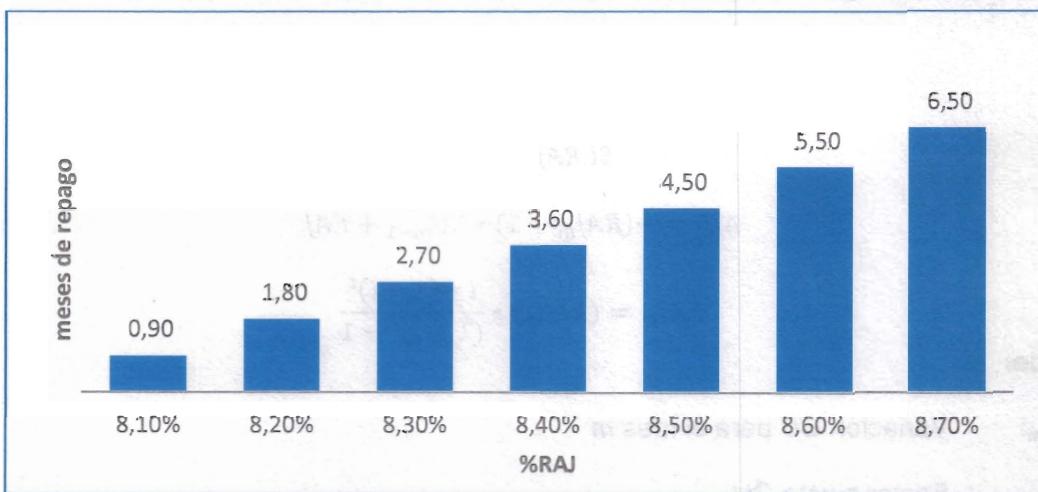
Tabla 7 Supuestos sensibilidad AJ

Variable	Descripción	Valor
RAJ_m :	Variación CU para el mes m	8.1%-8.7%
FAJ_m :	Financión CU la cual debe ser menor al	<0.1%
i:	Tasa de interés mensual	0.88%

Considerando que en el 100% de los casos estudiados estaban por debajo de una variación del 8% mensual en el CU, se hace una sensibilidad cuya variación sea restringida entre un 8.1% a 8.7%, considerando que la probabilidad de ocurrencia de variaciones mayores es baja.

Los resultados de la simulación donde se hace la sensibilidad de variaciones mayores al 8% mensual en el CU versus la duración de repago, se presentan en la Gráfica 26

Gráfica 26 Sensibilidad de repago de variaciones superiores al 8% en el CU



Fuente: CREG

Finalmente se considera que variaciones mayores al 8% pueden ser repagadas en periodos de hasta 7 meses.

4.7 Fórmula general CU

La fórmula propuesta para determinar el *CU* incluye dos escenarios de aplicación, por un lado la formulación con resolución mensual que se presenta a continuación:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,j,p,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i} + AJ_{m,i}$$

Donde:

$CUV_{n,m,i,j}$:	Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , en el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j .
$G_{m,i,j}$:	Costo de compra de energía (\$/kWh) del Comercializador Minorista i , en el mes m , en el Mercado de Comercialización j .
T_m :	Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) en el mes m .
$D_{n,j,p,m}$	Cargo por uso del STR y el SDL aplicables en el municipio p , trasladados al Comercializador minorista correspondiente al mes m , para el nivel de tensión n , al que se encuentre conectado el usuario regulado, de acuerdo con los cargos por uso de STR y SDL del Operador de Red j o del ADD respectiva, que se encuentren vigentes, en el mes m .
$Cv_{m,i,j}$:	Margen de Comercialización correspondiente al mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh)
$R_{m,i}$:	Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista i en el mes m .
$PR_{n,m,i,j}$:	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n , para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j .
AJ_m :	Factor de mitigación de variaciones extraordinarias del <i>CU</i> (\$/kWh).
$CUf_{m,j}$:	Componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/factura) correspondiente al mes m para el Mercado de Comercialización j .
β :	Porción del costo base de comercialización $Cf_{m,j}$, $Cf_{m,j}$, que se remunera a través de la componente fija del costo unitario de prestación del servicio, $CUf_{m,j}$.
$Cf_{m,j}$:	Costo Base de Comercialización (\$/factura) correspondiente al mes m , para el Mercado de Comercialización j .

Por otro lado, ante el desarrollo de tecnologías de medición se plantea la formulación para el cálculo a nivel horario, a los usuarios que cuenten con medidor horario y además

manifiesten formalmente al comercializador la intención de que se les mida a nivel horario; la formulación se presenta a continuación

$$CUv_{n,h,i,j} = G_{h,i,j} + T_h + D_{n,j,p,h} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,h,i,j} + R_{m,i} + AJ_{m,i}$$

Donde:

$CUv_{n,h,m,i,j}$: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , en la hora h , correspondiente al mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j .

$G_{h,i,j}$: Costo de compra de energía (\$/kWh) del Comercializador Minorista i , en la hora h , correspondiente al mes m , en el Mercado de Comercialización j .

T_h : Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para la hora h del mes m .

$D_{n,j,p,h}$: Cargo por uso del STR y el SDL aplicables en el municipio p , trasladados al Comercializador minorista correspondiente al mes m , para el nivel de tensión n , al que se encuentre conectado el usuario regulado, de acuerdo con los cargos por uso de STR y SDL del Operador de Red j o del ADD respectiva, que se encuentren vigentes, en la hora h .

$Cv_{m,i,j}$: Margen de Comercialización correspondiente al mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh).

$R_{m,i}$: Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista i en el mes m .

$PR_{n,h,i,j}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n , para la hora h del mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j .

$AJ_{m,i}$: Factor de mitigación de variaciones extraordinarias del CU (\$/kWh).
 $CUf_{m,j}$: Componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/factura) correspondiente al mes m para el Mercado de Comercialización j .

β : Porción del costo base de comercialización $Cf_{m,j}$, que se remunera a través de la componente fija del costo unitario de prestación del servicio, $CUf_{m,j}$.
 $Cf_{m,j}$: Costo Base de Comercialización (\$/factura) correspondiente al mes m , para el Mercado de Comercialización j .