



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**MARCADOR DE PRECIO EFICIENTE A SER  
TRASLADADO EN EL COSTO DE  
PRESTACIÓN DEL SERVICIO (CU) AL  
USUARIO REGULADO**

**DOCUMENTO CREG-106**  
16-12-2017

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

## Contenido

|  |    |
|--|----|
| 1. ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL.....   | 6  |
| 2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....   | 10 |
| 2.1 Fallas de mercado y consecuencias sobre en el mercado de contratos bilaterales. ....   | 13 |
| 2.2 Identificación del problema .....  | 23 |
| 3. OBJETIVOS.....  | 24 |
| 4. ALTERNATIVAS.....   | 25 |
| 4.1 Principios, Características y Reglas Generales del Mercado Estandarizado de Contratos .....  | 25 |
| 4.2 No modificar la regulación, continuar con la fórmula del traslado actual .   | 34 |
| 4.3 Traslado de precios provenientes de un MAE a partir del costo efectivamente incurrido por el comercializador.....  | 34 |
| 4.4 Traslado de precios provenientes de un MAE a partir de un precio que refleje todas las transacciones de dicho mercado. ....  | 36 |
| 4.5 Traslado de precios provenientes de un MAE a partir de una combinación entre un precio que refleje todas las transacciones de dicho mercado y el costo efectivo incurrido por el comercializador. .... | 37 |
| 5. ANÁLISIS DE IMPACTOS .....  | 41 |
| 5.1 Esquema actual.....  | 41 |
| 5.2 Traslado del costo incurrido en el MAE .....   | 42 |
| 5.3 Traslado de un promedio de mercado .....   | 43 |
| 5.4 Traslado de un precio resultante de la comparación del costo incurrido y el promedio de mercado .....  | 44 |
| 6. CONSULTA PÚBLICA.....   | 45 |
| 7. CONCLUSIONES .....  | 45 |
| 8. ANEXO I. Casos de riesgo sistémico observados en el MEM .....   | 47 |

|                                 |                                   |                  |
|---------------------------------|-----------------------------------|------------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0       |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 5 de 45 |

## 1. ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL

Las tarifas que los comercializadores de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN) pueden cobrar a sus usuarios regulados (i.e. consumo menor a 55 MWh-mes y potencia instalada inferior a 100 kW) se denomina costo unitario de prestación del servicio (CU), el cual se encuentra determinado por una fórmula definida por la CREG.

Actualmente, la fórmula del CU se encuentra regida bajo lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 y se fundamenta en la adición de los componentes para la remuneración de todos los segmentos de la cadena que fueron necesarios para llevar la energía hasta el usuario final. En este sentido, el CU es la suma de seis (6) componentes: costo de compra de energía (G), costo de transmisión (T), costo de distribución (D), costo de comercialización (Cv), costo asociado a las pérdidas de energía (PR) y finalmente el costo de las restricciones (R).

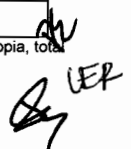
A su vez, cada uno de los componentes mencionados tiene una fórmula de cálculo que el comercializador debe seguir. Para el caso del costo de compras de energía (G), la Resolución CREG 119 de 2007 define la siguiente ecuación:

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

Donde:

- $G_{m,i,j}$ : Costo máximo de traslado de compras de energía del mes  $m$  del comercializador  $i$ , en el mercado  $j$ .
- $Q_{c_{m-1,i}}$ : Cantidad de energía comprada por el comercializador  $i$  mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado para el mes  $m-1$ .
- $P_{c_{m-1,i}}$ : Costo Promedio ponderado por energía, expresado en COP/kWh, de las compras propias del comercializador  $i$  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 COP/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes  $m-1$  con destino al mercado regulado.
- $P_{b_{m-1,i}}$ : Precio de la energía comprada en Bolsa por el comercializador  $i$ , en el mes  $m-1$ , expresado en COP/kWh, cuando las cantidades adquiridas en contratos bilaterales no cubran la totalidad de la demanda regulada.
- $A_{J_{m,i}}$ : Factor de ajuste
- $\alpha_{i,j}$ : Valor de  $\alpha$  del comercializador  $i$  en el mercado de comercialización  $j$  para el mes de enero de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997.

|           |                |                                   |                  |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0       |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 6 de 45 |

ASR  
  
 LEP

En la fórmula del G se pueden distinguir dos componentes, que corresponden a los dos mercados en los que el comercializador puede comprar la energía para atender su demanda: el primero corresponde al costo de las compras mediante contratos bilaterales y el segundo, al traslado de las compras en la bolsa de energía.

Con respecto al costo de los contratos la regulación prevé un traslado parcial (i.e. en  $\alpha\%$ ) de los precios de los contratos que firma el comercializador para su mercado regulado. El porcentaje restante toma como referencia el precio promedio del mercado de contratos. Este esquema de traslado parcial condicionado refleja el que no existe en el mercado de contratos una formación de precio tal que permita identificar un marcador de precio eficiente – ni generar incentivos para una gestión de compra (contratación) eficiente. Por lo tanto, el esquema es un segundo mejor que busca proteger al usuario estableciendo un benchmark endógeno de precio (el MC) y así garantizar que el comercializador tenga incentivos a una contratación eficiente.

Con el desarrollo del mercado de futuros de energía, los comercializadores tienen un tercer ámbito de transacción, en la medida que en dicho mercado se puede contratar cobertura de precios de energía. A diferencia de un mercado bilateral de contratos OTC, un mercado de futuros puede diseñarse para que cumpla con condiciones y reglas que permitan construir un marcador de precios eficiente, con base en el cual establecer a su vez incentivos que lleven a una gestión de compras eficiente. En este sentido, en la Resolución CREG 240B de 2015 en la que se propone una nueva fórmula tarifaria del CU, en el componente G se contempla la posibilidad de trasladar los precios de los futuros de energía.

En la Resolución CREG 240B se propone que la variable  $P_{C_{m-1,i}}$  corresponda a un promedio ponderado por la energía comprada en cada mercado, entre el precio de los contratos bilaterales y los precios de los futuros. Lo anterior significa que el marcador de precio de referencia para la compra eficiente en el mercado de contratos continuaría siendo el MC.

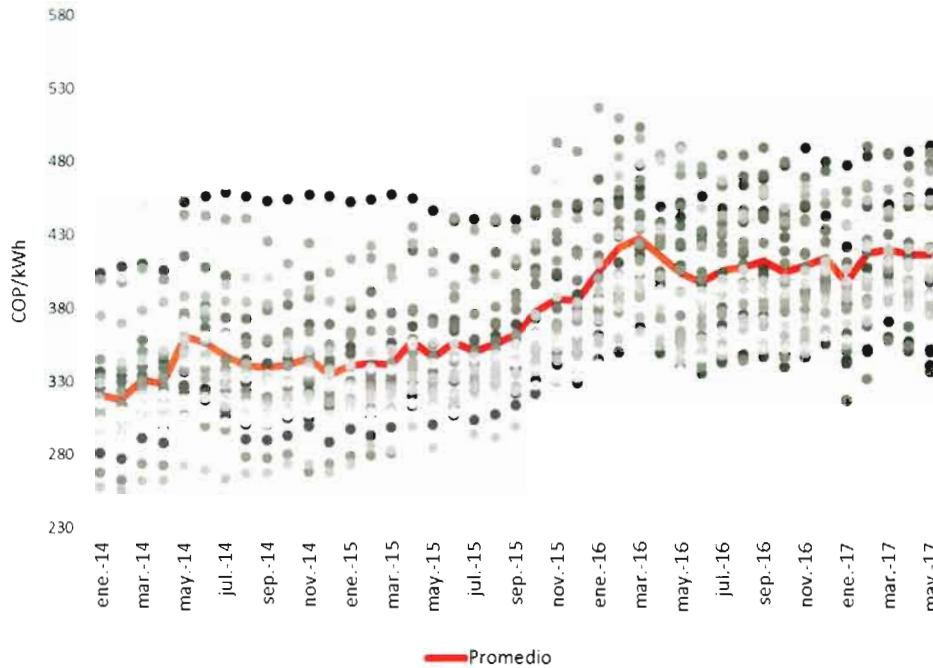
D-106-17 MARCADOR DE PRECIO EFICIENTE PARA COMPRAS DE ENERGÍA A SER TRASLADADO A LOS USUARIOS

|           |                |                                   |                  |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0       |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 7 de 45 |

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

ASR

VER



Fuente: Base de datos CREG a partir de publicación tarifaria de las empresas

**Ilustración 1. Evolución del CU por mercado y promedio nacional 2014-2017**

En la Ilustración 1, se presenta la evolución del CU para todos los mercados en COP (corrientes) /kWh (i.e. cada punto gris representa un mercado), así como el promedio nacional de enero de 2014 a mayo de 2017 (i.e. línea roja sólida). De la anterior gráfica, se puede concluir que el promedio del CU se encuentra en un rango entre los 330 COP/kWh y 420 COP/kWh. Adicionalmente, se puede observar que la dispersión de los CU por mercado es importante, se encuentra que la desviación estándar como porcentaje del promedio es del orden del 13% y 14%.

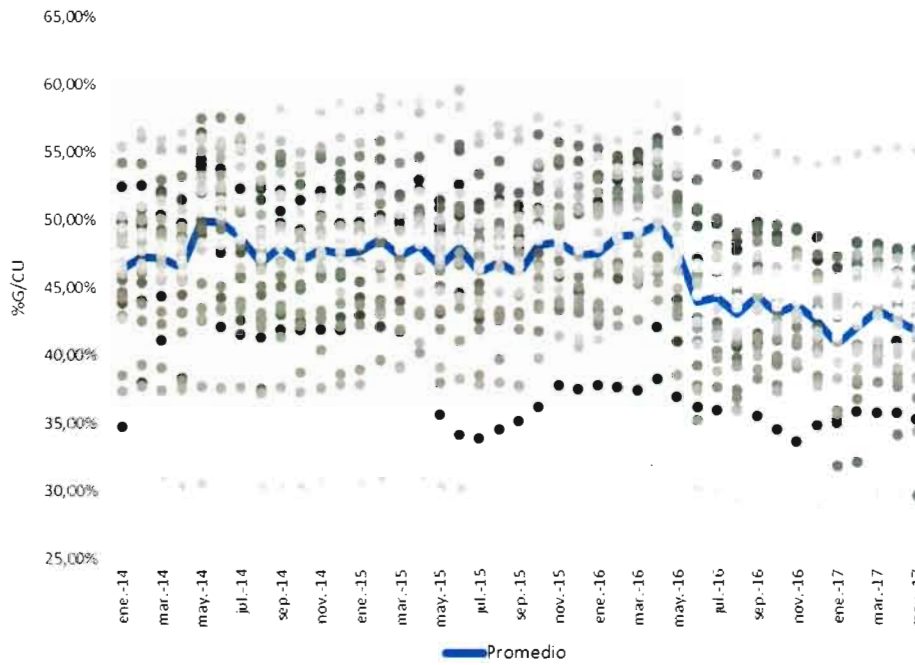
Con respecto a la participación del componente G en el CU se encuentra que este ha representado en promedio el 46% del CU de enero de 2014 a mayo de 2017. De acuerdo con la Ilustración 2 se puede señalar que este porcentaje cambia según los mercados (i.e. puntos grises) y varía en un rango del 30% al 55%.

|           |                |                                   |                  |
|-----------|----------------|-----------------------------------|------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0       |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 8 de 45 |

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

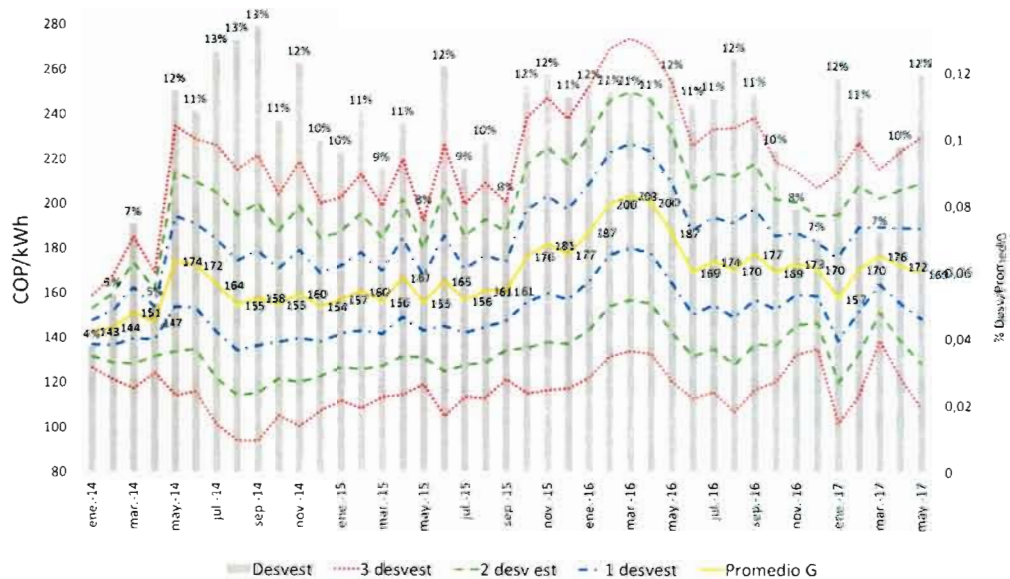
ASR

AL  
ELER  
BY



Fuente: Base de datos CREG a partir de publicación tarifaria de las empresas

**Ilustración 2. Participación del componente G en el CU por mercado y en el promedio nacional 2014-2017.**



Fuente: Base de datos CREG a partir de publicación tarifaria de las empresas

**Ilustración 3. Promedio y desviación estándar del componente G de los mercados de comercialización 2014-2017.**

D-106-17 MARCADOR DE PRECIO EFICIENTE PARA COMPRAS DE ENERGÍA A SER TRASLADADO A LOS USUARIOS

|           |                |                        |            |          |         |
|-----------|----------------|------------------------|------------|----------|---------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código:                | RG-FT-005  | Versión: | 0       |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: | 28/10/2016 | Páginas: | 9 de 45 |

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

9  
ASR  
VER

En cuanto al comportamiento del componente G, se puede ver en la Ilustración 3 que en términos nominales, este valor se mantuvo relativamente constante desde marzo de 2014 hasta septiembre de 2015 en donde en promedio se mantuvo cercano a los 159 COP/kWh, durante el periodo crítico que se registró entre septiembre de 2015 a abril de 2016, el componente G registró un aumento, llegando a niveles de 200 COP/kWh y en el resto de 2016 y los primeros meses de 2017 se ha estabilizado en niveles promedio de 171 COP/kWh. De igual forma, la Ilustración 3 permite señalar que la desviación estándar del componente G del CU de algún mercado en particular es del 12% con respecto al promedio nacional.

En este documento se discute la posibilidad de determinar un precio referente para el traslado al usuario final, que represente dentro del G las compras que se realicen en un mercado anónimo y estandarizado (en adelante, MAE). Esta propuesta representa un cambio incremental en la estructura del G, puesto que se tendría un precio de referencia para las compras en cada ámbito comercial, uno para las compras en bolsa (i.e. precio de bolsa), otro para los contratos bilaterales (i.e. costo propio y MC) y uno más para las de un MAE.

En segunda instancia, el presente documento pone en la mesa la discusión sobre la aplicabilidad de un precio de referencia, basado en las transacciones que se realicen en un MAE, al traslado al usuario final regulado de costos de energía originados en el mercado de contratos bilaterales y en la bolsa de energía.

Este documento se compone de 7 secciones incluida esta sección introductoria. A continuación, se define el problema identificado a través de la metodología de análisis normativo (AIN). En la tercera sección se encuentran los objetivos. Las alternativas que la CREG plantea para la determinación del precio de referencia del MAE, se presentan en la cuarta sección. Dichas alternativas se evalúan en la quinta sección a la luz de los objetivos identificados. En la sexta parte se define el periodo de consulta. Finalmente, se concluye.

## 2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En esta sección se sigue la metodología de análisis de impacto normativo (AIN), en la que se debe identificar las situaciones que nos permiten señalar que existe un problema y que terminan siendo las consecuencias visibles del mismo. De igual forma se deben identificar las causas que dan lugar a las situaciones indeseadas que son observadas, es decir, las fallas de mercado que podrían ser susceptibles de intervención. Y finalmente, teniendo en cuenta tanto las consecuencias como las causas, se procede a determinar el problema que se quiere resolver.

El análisis de esta sección parte con la descripción del costo de las compras de energía que se representa en la fórmula tarifaria con la letra G y los ámbitos de comercialización de energía en los que los comercializadores pueden comprar energía para atender a sus usuarios.

### *Formación de precio en el mercado actual*

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 10 de 45 |

ASL

SEP



Como se mencionó en la sección anterior, el G que se traslada a la tarifa regulada se compone de dos elementos: las compras en bolsa y las compras en contratos. El mercado spot (i.e. bolsa de energía) y el mercado de contratos bilaterales son entonces los dos ámbitos comerciales en los que los comercializadores pueden comprar energía para la atención de sus usuarios.

Antes de continuar, es preciso aclarar que con el término compra de energía se hace referencia al precio al que se compra cada kilovatio hora, más no a un compromiso de entrega física de una cantidad de energía. En este sentido, cuando un comercializador "compra" energía en bolsa, se refiere a que paga el precio de bolsa horario por aquella cantidad de energía que requiere y que no está cubierta en contratos. De igual forma, la compra en contratos hace referencia a que el comercializador debe pagar el precio del contrato al generador por la cantidad determinada de energía que el contrato especifique. En ambos casos (bolsa y contratos), los precios y cantidades se refieren a obligaciones de pago, más no de entrega física de producto. Es decir, son obligaciones financieras.

Para tener clara la distinción, es necesario describir cómo se determinan las obligaciones físicas de entrega (generación) y el derecho de toma de energía en el sistema. La toma física de energía del sistema por parte del comercializador está regida por la conexión física a la red de transmisión y distribución, más el despacho que asegura que los generadores estén aportando a esa red la energía necesaria en cada momento. Esto significa que para que un comercializador que atiende demanda tome energía sólo es cuestión de que pueda acceder físicamente a la red; cuánta energía toma depende del consumo de sus usuarios.

Por su parte, la entrega física de energía en el pool común, el cual se denomina Sistema Interconectado Nacional (SIN), se determina centralizadamente. El planificador decide qué generador es despachado en cada hora con un algoritmo de minimización de costos de generación.

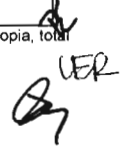
La conexión entre el precio por kilovatio hora que la bolsa refleja y los costos de generación de la energía nace del diseño del mercado: los costos que el planificador considera al optimizar el despacho están asociados a las ofertas diarias de precio de los generadores. Es decir, las ofertas diarias de precio de los generadores cumplen una doble función: determinan la curva de oferta de la bolsa (y por lo tanto ayudan a marcar el precio spot de la energía para efectos de las obligaciones de pago), y también determinan qué costos de generación por planta considera el operador de mercado al optimizar el despacho de plantas para minimizar los costos de generación del sistema.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> La naturaleza financiera de los contratos se ve claramente en que los comercializadores puros (es decir, sin capacidad de generación, y posiblemente sin demanda final de energía) puedan comprar o vender energía en contratos bilaterales. Su rol es puramente de arbitrar riesgos de mercado asociados al precio del commodity: no tienen ninguna incidencia directa en la producción física (el despacho) ni el consumo de ella. En consecuencia, el volumen de energía transada en contratos bilaterales para vencimiento en una hora dada podría en principio superar la demanda física de energía, en la medida que haya una gestión activa del riesgo de mercado.

En contraste, dado el rol dual de las ofertas de precio, las puntas de oferta de la bolsa solo admiten vendedores que tengan capacidad de generación, y el corte de precio se da en la cantidad de energía

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 11 de 45 |

ASR

VER  




En resumen, lo que la bolsa y los contratos bilaterales determinan es el precio al que se liquidan obligaciones de pago asumidas por cada agente, haya o no haya tomado energía física de o entregado energía física al SIN. Por diseño, la cantidad transada en bolsa siempre es a lo sumo el 100% exacto de la demanda física nacional, en tanto que el mercado bilateral de contratos puede en principio tener volúmenes superiores a la demanda física nacional. La regla de liquidación es que cada comercializador, paga o recibe a precio de contrato lo que haya comprado o vendido en contratos, y lo que quede lo paga o recibe a precio de bolsa.

Los dos ámbitos de comercialización del mercado de energía mayorista, mercado spot y mercado de contratos tienen funciones complementarias para el manejo de riesgo de mercado de los agentes. El mercado spot es donde se forma horariamente un precio que refleja aproximadamente el costo de la última planta necesaria (i.e. marginal) para atender toda la demanda del sistema, en este sentido, el precio de bolsa señala el costo de oportunidad de cada kilovatio hora producido. Como las condiciones de oferta y demanda fluctúan en el muy corto plazo, el precio de bolsa también lo hace, por lo que es muy volátil.

Dada la incertidumbre que genera las compras en bolsa, por la fluctuación constante de este precio, el mercado de contratos es complementario al mercado spot, en la medida que permite cubrir dicho riesgo, es decir, pactar un precio fijo durante un tiempo determinado.

Si gracias al mercado spot, los agentes participantes cuentan con la pieza de información más importante del mercado en el corto plazo que corresponde al precio de bolsa horario, los precios resultantes del mercado de contratos también deberían revelar información decisiva para la toma de decisiones en el mediano y largo plazo, pues indican el precio al que se espera se venda y compre la energía en dichos plazos.

Teniendo en cuenta lo anterior, se esperaría que el mercado de contratos fuera el ámbito comercial en donde se gestionara el riesgo de mercado (i.e. fluctuaciones en el precio de bolsa horario) para los participantes y se revelaran las expectativas del precio de la energía en un futuro.

El mercado de contratos en la actualidad se fundamenta en un esquema bilateral. Los comercializadores están en la libertad de firmar contratos con los generadores, según los términos que pacten las partes. Para atención de demanda no regulada, el mecanismo de negociación es libre. Para atención de la demanda regulada, los comercializadores que la representan deben realizar una convocatoria, de manera que la competencia de los generadores permita alcanzar precios eficientes (Resolución CREG 020 de 1995).

Si bien este esquema viene funcionando desde la restructuración del sector eléctrico que partió con las Leyes 142 y 143 de 1994 se han observado situaciones que podrían estar

---

que se demanda físicamente, lo que garantiza que el volumen transado en bolsa (el equilibrio oferta-demanda) sea siempre exactamente igual al 100% de la demanda física nacional.

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 12 de 45 |

ASR

ligadas a ciertas fallas de mercado que posiblemente afectan el contenido de información de los precios observados, tanto en el spot como en el mercado de contratos.

A continuación, se procede a explicar las fallas de mercado que plausiblemente existen en el mercado de contratos bilaterales, así como los indicios que sugieren que, en efecto, se requiere la intervención regulatoria.

## 2.1 Fallas de mercado y consecuencias sobre en el mercado de contratos bilaterales.

### *Riesgo covariado y externalidades negativas*

Los riesgos covariados<sup>2</sup> son aquellos que tienen un efecto macro, es decir, a todos los niveles del mercado y para los que la correlación del evento entre individuos es alta: si el riesgo se materializa en un individuo, la probabilidad que se materialice en cualquier otro es alta.

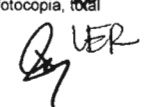
En el contexto del mercado de energía mayorista, el riesgo covariado se asocia con el Fenómeno de El Niño, la consecuente reducción en la generación hidráulica que provoca un stress en el sistema y que termina reflejándose en aumentos significativos en el precio de bolsa, lo que a su vez pone en riesgo el pago de los compromisos asociados a la compra de energía en bolsa.

Cuando el efecto de un riesgo es asumido completamente por los agentes que toman las decisiones de aseguramiento, esta situación, si bien costosa, no necesariamente implica una falla del mercado. Sin embargo, no es este el caso en el mercado de energía mayorista, en la medida que las pérdidas potenciales de los agentes se encuentran acotadas por la posibilidad de declararse insolventes o en quiebra.

Esta situación conlleva una externalidad negativa en el sistema, dado que los agentes participantes tienen incentivos para tomar riesgos de mercado mayores a los óptimos socialmente (i.e. altos niveles de exposición a bolsa), puesto que los efectos negativos de las decisiones individuales de riesgo no las asume directamente el tomador de decisión, sino el conjunto de agentes con quienes tenía vínculos contractuales. Esta asimetría entre el *upside* y el *downside* del riesgo se hace más aguda en eventos de riesgo covariado, como el Fenómeno de El Niño. La desalineación de incentivos entre los niveles individuales de exposición al riesgo de bolsa y el óptimo social puede entonces derivar en situaciones de riesgo sistémico, por dos efectos: (i) cada agente puede poner en riesgo la prestación del servicio al incumplir sus compromisos en periodo crítico, y (ii) en la medida que es un mercado concentrado, los agentes grandes que incumplieren podrían desestabilizar a sus contrapartes, en un efecto dominó.

<sup>2</sup> Una definición formal del riesgo covariado se puede encontrar en Barret C (2011) "Covariate Catastrophic risk management in Developing world". *American Journal of Agricultural Economics*. V93. Issue 2 512-513.

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 13 de 45 |

ASR  


En este sentido, la regulación ha avanzado en poner límites a los riesgos de mercado que un agente puede asumir a través de contratos mediante de la definición de la Capacidad de Respaldo de Operaciones de Mercado (CROM). Sin embargo, aún es preciso poder limitar el impacto financiero en cascada que podría tener la quiebra de un agente en los demás agentes del mercado.

El efecto de este tipo de falla de mercado no es hipotético: al menos en dos instancias pasadas ha habido riesgo inminente de contagio sistémico por el incumplimiento en el pago de un agente.

Estos casos se dieron en los años 2009 y 2016 (ver anexo). Como consecuencia del evento del 2009, dos agentes fueron retirados del mercado eléctrico, y subsecuentemente se dificultó el acceso a financiación de los agentes. La situación dio origen al establecimiento de la CROM en la regulación. El evento más reciente, en 2016, involucró a un distribuidor-comercializador con una importante participación en el mercado. Si bien las causas iniciales que llevaron a la intervención del agente fueron externas al mercado mismo, los eventos siguieron el libreto descrito: mayor exposición a bolsa y precios elevados de energía que al llegar un Fenómeno de El Niño pusieron a la empresa en camino de incumplir sus obligaciones -y dado, que era un distribuidor, dejar sin servicio a usuarios finales, Aun con la intervención de la SSPD, la suspensión de obligaciones financieras de la empresa generó stress financiero en sus acreedores y un endurecimiento de las condiciones de crédito de los demás agentes.

Además de los casos puntuales en que la materialización del riesgo de incumplimiento ha puesto en evidencia las externalidades asociadas al riesgo covariado, las estadísticas del mercado sugieren que la presencia latente de este riesgo es permanente, es decir, que los eventos descritos no son necesariamente el resultado de comportamientos aislados. La dispersión entre comercializadores en la proporción de energía que compran mediante contratos (cubierta del riesgo de precios) y la que se compra a través del mercado de corto plazo y bolsa de energía es en este sentido preocupante.

Si bien los comercializadores se encuentran en la libertad de estructurar su portafolio entre bolsa y contratos para atender a sus usuarios, los datos que muestran las compras en bolsa como porcentaje de la demanda total de comercializadores que atienden mercados similares varían sustancialmente. Dado que la demanda es similar, no es de esperarse que tal dispersión refleje preferencias por riesgo de la demanda. Por lo tanto, o bien el apetito por riesgo de tales comercializadores varia bastante (en cuyo caso hay un problema de agente-principal, en que el agente se aprovecha de su acotamiento del riesgo downside), o ciertos comercializadores no consiguen contratos (en cuyo caso, el problema es que un riesgo de crédito asociado al comercializador está siendo transferido a la demanda que representa vía mayor exposición a bolsa), o los conseguirían solo a precios demasiado elevados.<sup>3</sup> En cualquier caso, existen fallas de mercado.

<sup>3</sup> Una pregunta distinta pero relacionada es si el nivel de precio que se exige por tales contratos (distinto a la dispersión de precios o la cantidad de cobertura) es eficiente, o tiene a su vez distorsiones.

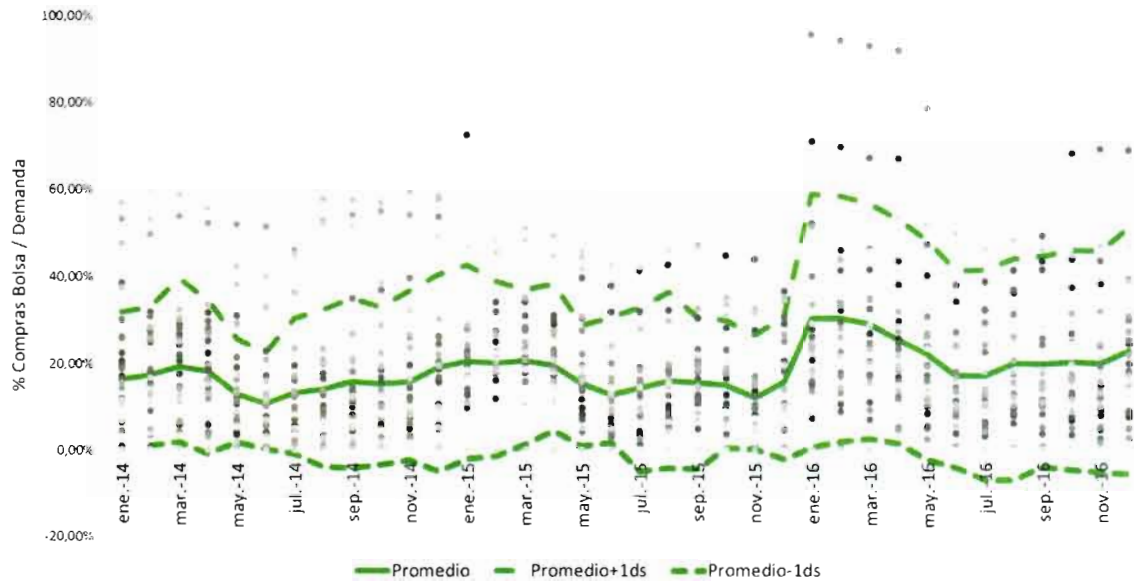
|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 14 de 45 |

ASR

VER

En la Ilustración 4 se puede ver claramente que para comercializadores que atienden demanda regulada, el rango de compras en bolsa como porcentaje de su demanda total es de 0% a 100%, es decir estrategias de cobertura completamente opuestas (i.e. cada punto gris representa un comercializador).

Dejando a un lado los casos extremos, vemos que sí bien el promedio en el periodo 2014-2016 de compras en bolsa fue el 18.33% (i.e. línea verde sólida), también se puede constatar que el intervalo de confianza que se puede construir a partir de la desviación estándar de esta variable (i.e. líneas verdes discontinuas) constituye un amplio rango de estrategias de cobertura, que va desde 0%, es decir, cubrir la totalidad de la demanda mediante contratos y tener una exposición a la variación del precio de bolsa en las compras de energía del 40%.



Fuente: Portal BI, XM y cálculos propios

**Ilustración 4. Compras de energía en bolsa como porcentaje de la demanda por comercializador y promedio general 2014-2016.**

Del análisis anterior, se puede señalar que el hecho de que el sistema se caracterice por tener un riesgo covariado, del cual se derivan una serie de externalidades negativas, hace que la decisión de exposición a riesgo de bolsa en periodos de altos precios termine sometiendo al sistema a un stress financiero. Si bien, dicha situación puede ser el resultado de decisiones de riesgo privadas del interés de los agentes, podrían concebiblemente llevar a situaciones de crisis inaceptables para la demanda en general. Dado que existen alternativas de gestión de riesgo que en principio evitan tal stress sistémico, se puede concluir que la situación actual es subóptima.

*Valoración ineficiente del riesgo de crédito y distorsión del precio de la energía*

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 15 de 45 |

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

ASR  
 VER



La segunda falla de mercado que podría explicar algunas situaciones observadas en el mercado de contratos actual, corresponde a la valoración ineficiente del riesgo de crédito, el cual se refiere a la posibilidad de incurrir en una pérdida como consecuencia de que la contraparte del contrato no cumpla con el pago de sus obligaciones.

Dada la forma bilateral de contratación en la que las partes deben pactar los precios de los contratos, se genera un ambiente de asimetría de información en la que una parte del contrato debe valorar el riesgo de crédito de su contraparte e incluirla de alguna forma en el precio del contrato. En este sentido, las partes deben gestionar y procesar información que puede no estar dentro de su ámbito de acción: en el contexto del mercado de contratos bilaterales, cada oferente generador debe estudiar el riesgo de crédito que representa su contraparte (i.e. el comercializador) y debe incorporar en el contrato, en el precio y en las garantías, lo que representa el costo estimado que implica dicho riesgo.

Dos posibles fuentes de ineficiencia surgen de este ejercicio. Por un lado, como se mencionó antes, el riesgo de crédito es del comercializador, que funge como agente intermediador a nombre de la demanda que representa. Es decir, un riesgo del intermediador (y no de la demanda misma) se está incorporando al precio de los contratos y se le cobra a la demanda. Por otro lado, la valoración de ese riesgo de crédito la realizan agentes cuyo negocio es la generación y venta de energía, y que no se especializan en gestión de estos riesgos.

En resumen, esta gestión descentralizada del riesgo de crédito no es eficiente pues por un lado depende de la percepción y evaluación de riesgo de cada una de las partes para con el resto de partes a partir de información limitada, y por otro lado, distorsiona el precio de la energía que se traslada al usuario.<sup>4</sup>

Por lo anterior, la literatura económica ha identificado que separar el riesgo de mercado del commodity de los riesgos inherentes a las partes del contrato permite solventar ambos problemas: resulta en una señal "limpia" del precio del commodity, y al tiempo favorece que el riesgo de crédito se gestione por aparte, de manera eficiente<sup>5</sup>.

En este sentido, en el mercado de contratos actual se han registrado consistentemente diferencias injustificadas entre los contratos para el mercado regulado y el no regulado. La demanda regulada es una demanda estable, poco variable y que representa una cantidad

<sup>4</sup> El informe de Diego Jara<sup>4</sup>, el experto en mercados financieros contratado por la CREG en el panel de expertos que se realizó en Octubre de 2016, presenta un ejercicio sobre las diferentes alternativas de administración de riesgo de crédito para el mercado eléctrico colombiano. En dicho análisis, se afirma que el carácter bilateral del mercado, provoca que los agentes introduzcan ajustes en los precios de acuerdo con el riesgo crediticio que se espera asumir.

<sup>5</sup> El tema de la falta de transparencia en los mercados bilaterales y la externalidad del riesgo de crédito que se incluye en los precios ya ha sido estudiado en la literatura económica, en donde se concluye que la mencionada externalidad resulta en asignaciones subóptimas en los mercados OTC, mientras que dicha ineficiencia se supera en los mercados centralizados. Ver Achayara V, Bisin A (2014) "Counterpart risk externality :Centralized versus over-the counter-markets". *Journal of Economic Theory*. V149. 153-182.

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 16 de 45 |

ASE

QUIER

significativa del mercado (i.e. 70%), sin embargo, los contratos destinados a este mercado han tenido precios mayores a los del mercado no regulado, que son clientes más pequeños (en volumen), más dependientes del ciclo económico y por ende más volátiles.



Fuente: Portal BI, XM y cálculos propios

**Ilustración 5. Diferencia precios de contratos a Usuarios Regulados y Usuarios No Regulados 2014-2017.**

Una de las posibles explicaciones que podrían darse para la diferencia de precios entre el mercado regulado y no regulado es que a pesar de que la demanda regulada sea estable y no genere mayores riesgos, el intermediario (el comercializador) sí es riesgoso. La inclusión del riesgo de crédito del comercializador en los precios ofrecidos por los generadores introduciría entonces una distorsión del precio del commodity.

Otra explicación plausible para la diferencia de precios corresponde a un esquema de discriminación de mercados. Dado que los usuarios regulados son más inelásticos que los usuarios no regulados, y por ende, tienen una mayor disponibilidad a pagar, las ofertas que se realizan para este tipo de mercado son mayores a las del mercado más elástico.

En este contexto se puede concluir que los mayores precios a la demanda regulada solo se pueden explicar en virtud de la mayor disposición a pagar de la demanda regulada, o de riesgos asociados al intermediario entre el productor y la demanda —el comercializador. En el primer caso, la discriminación de precios tiene carácter netamente redistributivo y no de eficiencia, pero implicaría que el principio de trasladar eficiencias a la demanda no se cumpliría para la demanda regulada. En el segundo caso, la gestión bilateral de los riesgos de crédito no es eficiente y resulta en que la demanda paga por un riesgo que no es

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 17 de 45 |

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

ASR

*[Firmas manuscritas]*

inherente a la prestación del servicio. En cualquier caso, la situación actual no es acorde al interés general como lo entiende la normatividad<sup>6</sup>.

*Baja profundidad del mercado de contratos e imposibilidad de determinar la liquidez del mismo.*

Los mercados eficientes de *commodities* se caracterizan por ser líquidos y profundos<sup>7</sup>. En términos económicos los activos son líquidos cuando pueden convertirse en dinero rápidamente, sin que el cambio represente una pérdida de valor. En consecuencia, un mercado es líquido si es posible acudir a él para vender o comprar el producto, y realizar la transacción en corto tiempo y a un precio similar al observado previamente a la transacción. Por su parte, la profundidad hace referencia al volumen de producto transado.

La liquidez y la profundidad de un mercado son condiciones necesarias para que un mercado sea competitivo y tenga una formación de precio eficiente, en la medida que permite que los agentes participantes encuentren una amplia oferta y demanda por el producto (y por lo tanto su actividad no afecte mayormente el precio de transacción) y que al mismo tiempo puedan ajustar sus posiciones de forma rápida.

Una de las formas de medir la profundidad de un mercado de contratos de energía es la razón entre el volumen de energía transado a través de contratos sobre el total de la energía consumida para un periodo determinado. De acuerdo con el informe trimestral de la Unión Europea con respecto a los mercados eléctricos señala el indicador de liquidez promedio es de 4.7 (i.e. es decir que por cada kWh consumido, se transaron 4.7 kWh). En los que sobresale el mercado alemán cuyo indicador de liquidez fue 19, seguido por el Reino Unido con 4.8, el mercado nórdico 4.4 y el mercado francés con una razón de 3.6<sup>8</sup>.

Para el caso del mercado bilateral de contratos en Colombia, si se analiza el anterior indicador de profundidad, es decir, la razón entre el volumen de energía transada en el mercado de contratos y la energía consumida se encuentra lo siguiente:

**Tabla 1. Indicador de profundidad para el mercado de contratos en Colombia**


| Año  | Compras contratos (MWh-año) | Demanda (MWh-año) | Razón |
|------|-----------------------------|-------------------|-------|
| 2014 | 69.845.583                  | 63.571.248        | 1,10  |
| 2015 | 71.549.248                  | 66.006.530        | 1,08  |

<sup>6</sup> Ambas explicaciones se ven reforzadas por la combinación de una fuerte integración horizontal en ambas puntas del mercado, más la integración vertical de parte importante de los agentes en ambas puntas, con la consecuencia de poder implementar más eficazmente tanto la discriminación según elasticidad como según riesgo subjetivo de contraparte del comercializador.

<sup>7</sup> Ver Chordia t, Roll R, Subrahmanyam A (2008) "Liquidity and market efficiency". *Journal of Financial Economics*. Vol 87 N°2. 249-268. En donde encuentran que entre más líquidos sean los mercados, más eficientes son, en términos de la imposibilidad de predecir los precios futuros de corto plazo a partir de la información histórica.

<sup>8</sup> "Quarterly report on European Electricity Markets Q1 2017". <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>.

|                                 |                                   |                   |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 18 de 45 |

ASR  




| Año  | Compras contratos (MWh-año) | Demanda (MWh-año) | Razón |
|------|-----------------------------|-------------------|-------|
| 2016 | 65.669.089                  | 66.318.433        | 0,99  |

Fuente: Portal Bi, XM.

Como se puede corroborar en la tabla anterior, la profundidad del mercado de contratos es baja, puesto que las transacciones del mercado de contratos casi que corresponden a la energía que se consume.

Ahora bien, con respecto a la liquidez del mercado de contratos bilaterales, la forma en cómo se realizan las transacciones y se reporta la información, no hace posible el seguimiento del número de contratos que se transan en cada mes. Por lo tanto, no es posible determinar la facilidad con la que algún agente podría salir de su posición (ya sea de compra o de venta).<sup>9</sup>

Un panorama más dramático se observa en la reducida participación del mercado de derivados estandarizados de energía, Derivex. El mercado de derivados cuenta con dos productos, el contrato futuro de electricidad mensual ELM y el contrato mini de electricidad mensual ELS. Las principales características de éstos contratos se resumen a continuación.

**Tabla 2. Características productos contratos financieros ofrecidos en Derivex**

| Característica  | Contrato Futuro de Electricidad Mensual (ELM)  | Contrato Mini de Futuro de Electricidad Mensual (ELS)  |
|---|--|--|
| Activo Subyacente                                     | Precio de electricidad (24 horas)  | Precio de electricidad (24 horas)  |
| Tamaño del contrato                                   | 360.000 kWh  | 10.000 kWh   |
| Generación de contratos                               | Mensual  | Mensual  |
| Tick de precio  | 0,05 pesos por kilovatio hora  | 0,05 pesos por kilovatio hora  |
| Método de liquidación                                 | Liquidación financiera   | Liquidación financiera   |
| Último día de negociación                             | Último día hábil del mes de entrega  | Último día hábil del mes de entrega  |
| Día de vencimiento                                    | Segundo día hábil del mes siguiente al mes de entrega  | Segundo día hábil del mes siguiente al mes de entrega  |
| Precio de liquidación                                 | Promedio aritmético de los precios de referencia del subyacente de cada uno de los días del mes            | Promedio aritmético de los precios de referencia del subyacente de cada uno de los días del mes              |
| Parámetros de cantidad para la Celebración y Registro | Cantidad máxima para ingresar una orden: 2000 contratos. Se podrá solicitar el registro de operaciones por | Cantidad máxima para ingresar una orden: 72.000 contratos. Se podrá solicitar el registro de operaciones por |

<sup>9</sup> Por este mismo motivo, no es posible establecer en un momento dado del tiempo a qué precio se están transando contratos con vencimiento en un momento futuro del tiempo. Es decir, no existe la información para crear un referente de precio forward de los contratos.

19

D-106-17 MARCADOR DE PRECIO EFICIENTE PARA COMPRAS DE ENERGÍA A SER TRASLADADO A LOS USUARIOS

|                                 |                                   |                   |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 19 de 45 |

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

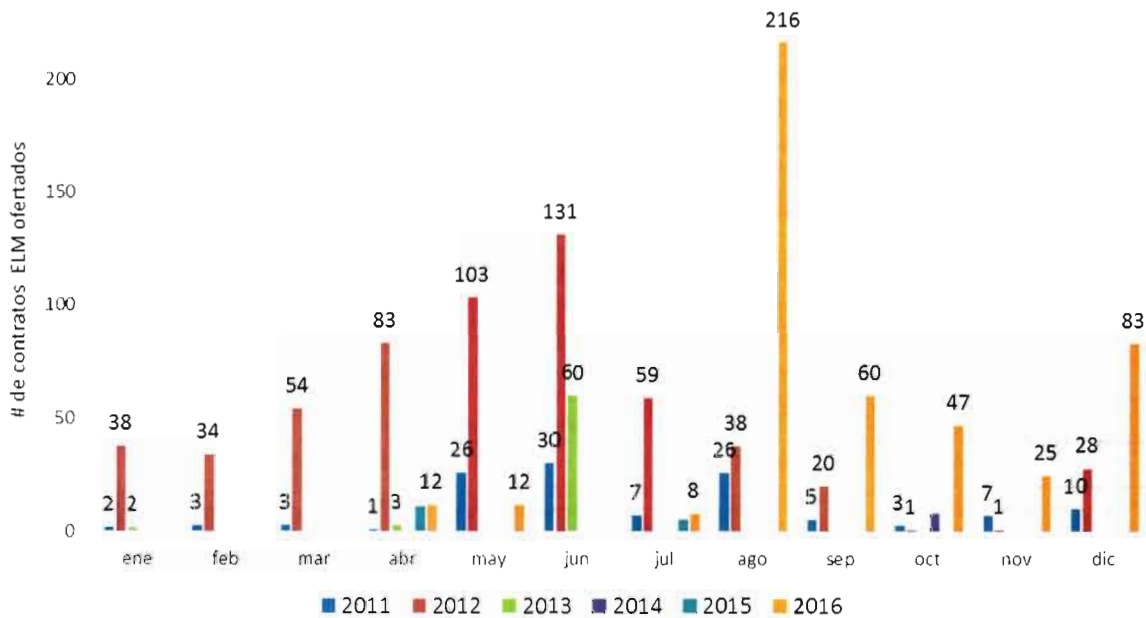
ASR

|                      |  |  |
|----------------------|--|--|
|                      | una cantidad mínima de un (1) contrato | una cantidad mínima de un (1) contrato |
| Parámetro de barrido | 1000 ticks                             | 1000 ticks                             |

Fuente: Derivex

De acuerdo con la información histórica del mercado de futuros se encuentra que para el contrato ELM, el número de contratos ofertados y por ende la energía disponible en este mercado ha sido poco significativa, frente a la demanda.

En la Ilustración 6 se presenta el número de contratos ELM transados en cada mes desde 2011 hasta 2016. Como se puede ver allí, la cantidad máxima registró en agosto de 2016 con un total de 216 contratos, sin embargo, el número promedio ofertado es de 17 contratos mensuales.



Fuente: Derivex

**Ilustración 6. Cantidad de contratos ELM transados a través de Derivex 2011-2016**

Teniendo en cuenta el tamaño de cada contrato se encuentra que las ofertas realizadas en Derivex del contrato ELM durante cada año, no representan más del 1% de la demanda de ese mismo año, por lo que se puede concluir que este mercado es a la fecha insignificante para efectos de la gestión de riesgos efectiva del sistema.

**Tabla 3. Cantidad de energía transada en contratos ELM con respecto a la demanda**

| Año  | Contratos ELM Derivex | Energía (MWh-año) | Demanda (MWh-año) | %      |
|------|-----------------------|-------------------|-------------------|--------|
| 2010 | 123                   | 44.280            | 56.145.330        | 0,079% |

|                                 |                                   |                   |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 20 de 45 |

ASIZ  
BEP

| Año  | Contratos ELM Derivex | Energía (MWh-año) | Demanda (MWh-año) | %      |
|------|-----------------------|-------------------|-------------------|--------|
| 2011 | 590                   | 212.400           | 56.738.783        | 0,374% |
| 2012 | 65                    | 23.400            | 59.369.896        | 0,039% |
| 2013 | 8                     | 2.880             | 60.890.277        | 0,005% |
| 2014 | 16                    | 5.760             | 63.571.248        | 0,009% |
| 2015 | 463                   | 166.680           | 66.006.530        | 0,253% |
| 2016 | 62                    | 22.320            | 66.318.433        | 0,034% |

La profundidad extremadamente baja del mercado de derivados estandarizados es paradójica a la luz de los problemas de gestión de riesgo de crédito descritos arriba. Efectivamente, en mercados competitivos es de esperar que tanto comercializadores como generadores participen en este tipo de mecanismos, en la medida que además de la cobertura en precios, los mercados estandarizados tienen ventajas que deberían hacerlos atractivos para la demanda:

- La participación es anónima por lo que se asegura tener las mismas condiciones de oferta y demanda para todos los participantes, lo que a su vez garantiza una formación transparente de precios, y
- Quienes transan estos productos obtienen una cobertura del riesgo de crédito puesto que los contratos que se pactan en este sistema deben estar compensados diariamente a través de una cámara central de riesgo de contraparte.

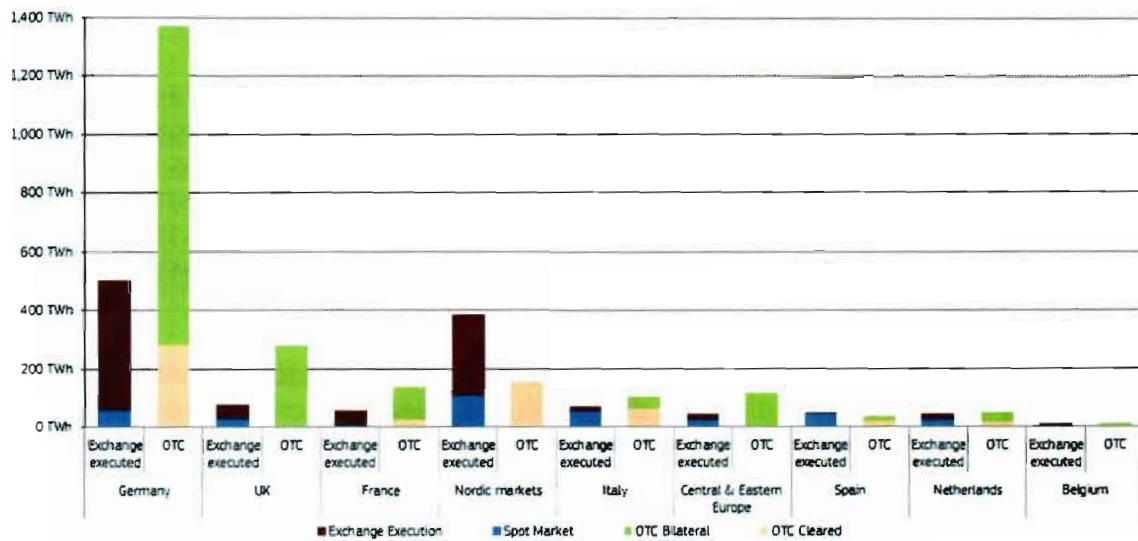
De acuerdo con el reporte del primer trimestre de 2017 de la Comisión Europea con respecto a los mercados eléctricos, se observa una convivencia entre los mecanismos de comercialización organizados y centralizados y los bilaterales y descentralizados. Lo anterior significa que los agentes del mercado participan tanto en la compra de energía en el mercado de corto plazo (i.e. Bolsa de energía) como en futuros (i.e. Exchange); así como los mecanismos de contratación bilateral.

Esta situación es sintomática de algún tipo de barrera o costo de participar en los mercados estandarizados.

|                                 |                                   |                   |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 21 de 45 |

ASR





Fuente: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly\\_report\\_on\\_european\\_electricity\\_markets\\_q1\\_2017.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q1_2017.pdf)

### Concentración del mercado

Finalmente, la última falla del mercado que podría ser parte de las causas que expliquen las anomalías en la contratación bilateral corresponde a la concentración de mercado: horizontal, tanto en la punta de generación como en la de comercialización, como vertical, comercializadores integrados verticalmente con generadores.

Para el caso del mercado de comercialización de energía eléctrica en Colombia, en el año 2016 se encuentra que el 30% de la demanda total (i.e. mercado regulado y no regulado) está atendida en promedio por dos comercializadores. Si a estos mercados, se suma la participación de las empresas afiliadas a dichos comercializadores, se encuentra que el porcentaje de mercado es de 38% en promedio. Finalmente, si se suma la participación de una tercera empresa se encuentra que, tres empresas atienden al 60% del mercado. Esta concentración horizontal hace viable la discriminación de precios entre segmentos de la demanda final, en la medida en que los comercializadores no compiten efectivamente por esa demanda (cuando es no regulada) o la tienen capturada (cuando es regulada).

La concentración horizontal en la oferta, por su parte, implica que en las convocatorias -en las que por diseño se conoce al comercializador que compra- los generadores puedan discriminar a ciertos comercializadores para favorecer a su comercializador verticalmente integrado, bien sea como una estrategia exclusionaria (restringiendo oferta a la competencia) o a través de precios (afectando aún más la eficiencia en la formación de precios en el mercado de contratos).

En resumen, dada la concentración de los mercados de energía, la falta de anonimato en las compras de energía reduce la competencia a la que se deberían afrontar los comercializadores y generadores que tienen grandes porcentajes del mercado y asimismo,

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 22 de 45 |

limita la posibilidad de ciertos comercializadores en acceder a contratos de energía con precios atractivos para atender a sus mercados.

## 2.2 Identificación del problema

La legislación de servicios públicos exige el traslado de precios eficientes de energía a la tarifa de servicios públicos. En el caso de la generación de energía, tal requerimiento exige (i) tener una gestión de costos eficientes en la producción del servicio, incluida la gestión de riesgos asociados, y (ii) identificar un índice o precio que permita trasladar esos costos adecuadamente al usuario final.

En la regulación colombiana, la minimización de costos en la producción de la energía se busca con las reglas de optimización del despacho y de operación del sistema, que son centralizadas. Por otro lado, la generación de precios eficientes que sirvan como referente para el traslado de precios a la demanda se busca con mecanismos de mercado, diseñados con el objetivo de lograr eficiencia en intercambio. Estos mercados son la bolsa de energía y el mercado de contratos (financieros) bilaterales.

Por diseño, la bolsa de energía es un spot cuyo precio es volátil porque refleja la escasez relativa del recurso en el corto plazo. Si bien la formación de precios del spot se considera adecuada para el traslado a la demanda<sup>10</sup>, necesariamente es un precio ciego a los riesgos e incertidumbres de largo plazo. Tales riesgos son particularmente relevantes en Colombia, dado que la escasez relativa del recurso de generación está sometida a fluctuaciones anuales, por la estacionalidad de las lluvias, y multianuales, por los fenómenos de El Niño y, en menor escala, La Niña. Es decir, la suavización intertemporal del riesgo (covariado) de precios es un componente importante de la gestión de riesgos del sistema.

En el marco de este análisis, el punto de partida es entonces que un mercado de contratos es por excelencia un mecanismo que permite la cobertura del riesgo de mercado en el mediano y largo plazo, y puede generar una señal eficiente de los precios de la energía.

Partiendo de ello, en el diagnóstico del mercado de contratos se han identificado ciertas fallas de mercado que limitan su capacidad para cumplir con las dos funciones señaladas anteriormente.

- El riesgo covariado que existe en el sistema eléctrico colombiano como consecuencia de la presencia de periodos críticos genera ciertas externalidades negativas en gestión de riesgo de mercado por parte de algunos agentes. Dichas externalidades generan una incompatibilidad entre la toma de riesgos a nivel individual y el óptimo social, lo que su vez, termina limitando la capacidad del mercado de contratos en brindar una cobertura efectiva a todos los agentes participantes y a la demanda misma, ante la quiebra de un agente y el efecto sistémico que puede tener.

<sup>10</sup> Adecuado no es necesariamente ideal. La Comisión ha discutido en otras instancias las implicaciones de tener alta concentración de mercado en generación, así como del rol pasivo de la demanda en el mercado spot.

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 23 de 45 |

ASB  


- La valoración ineficiente del riesgo de crédito es una falla de mercado que limita la posibilidad de que ciertos agentes gestionen su riesgo de mercado, pues no pueden acceder a contratos dada la percepción del riesgo que tienen los demás agentes sobre éstos. Adicionalmente, imposibilita que los precios de los contratos revelen de forma adecuada el valor del costo de la energía, ya que en él se incorpora la valoración del riesgo de crédito, la cual está mediada por asimetrías de información.
- La baja profundidad y la imposibilidad de medir la liquidez del mercado de contratos es una falla de mercado que reduce la capacidad de los agentes de salir de posiciones o adquirir nuevos compromisos, en la medida que tanto el volumen transado como la frecuencia de las transacciones son bajas con respecto al total de la energía consumida. Este fenómeno reduce la posibilidad de los agentes para gestionar su riesgo de mercado de forma eficiente, en la medida que es posible que los contratos firmados en un periodo dado no se transen nuevamente hasta la finalización del mismo.
- Por último, la concentración de mercado es una falla que puede, por un lado, reducir la capacidad del mercado de contratos en revelar precios eficientes, puesto que los agentes con un gran porcentaje del mercado de comercialización y generación están en la posibilidad de discriminar en favor de sus clientes.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, se encuentra que el mercado de contratos bilaterales funciona bajo una serie de fallas de mercado que limitan la capacidad de que los precios que allí se forman, constituyan un costo eficiente a ser trasladado al usuario final por concepto de compras de energía<sup>11</sup>.

### 3. OBJETIVOS

Finalizada la etapa de identificación del problema, el paso a seguir es la definición de los objetivos, los cuales se encuentran ligados a las causas y efectos descritos anteriormente.

El objetivo principal debe estar encaminado a solucionar el problema identificado. Por su parte, los objetivos generales están relacionados con las consecuencias, en la medida que deben describir los escenarios o situaciones deseables a las que se quiere llegar. Finalmente, los objetivos específicos deben apuntar a atacar las causas que generan las situaciones no deseadas.

Bajo este contexto y lo descrito en la sección anterior. Los objetivos que se buscan alcanzar con las alternativas que se plantean en este documento son los siguientes:

**Objetivo principal:** Trasladar un precio de compras de energía eficiente al usuario final.

<sup>11</sup> En este sentido, es preciso señalar que el rol del MC como precio referente para el traslado de costo de energía al usuario final regulado, tiene como objetivo precisamente evitar que los usuarios enfrenten precios de contratos que no sean el resultado de un ejercicio de minimización de costos. Si bien este marcador es un segundo mejor, dadas las fallas de mercado que se describen en este documento, será siendo utilizado hasta tanto no se cuente con un mejor marcador de precio.

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 24 de 45 |

ASB

Handwritten signature and initials.

**Objetivos generales:**

- Minimizar el riesgo sistémico.
- Disminuir la discriminación entre comercializadores.
- Profundizar la competencia.
- Facilitar la gestión eficiente de compras de energía.

**Objetivos específicos:**

- Incentivar mecanismos de contratación con una valoración y gestión eficiente del riesgo de crédito.
- Eliminar las asimetrías de información existentes en el mercado de contratos.
- Promover la participación en mercados anónimos, líquidos y profundos.
- Incentivar la minimización de costos en la compra de energía para el usuario final.

**4. ALTERNATIVAS**

En la medida que el objetivo general es determinar un traslado de precio de compras de energía eficiente al usuario, las alternativas que se plantearán en esta sección están relacionadas con la formula tarifaria, mediante la que los comercializadores pueden cobrar a sus usuarios las compras de energía que realizan en el mercado mayorista.

Sin embargo, antes de entrar en el detalle de las alternativas de traslado que contemplan la utilización de un precio de referencia proveniente de un mercado estandarizado de contratos, es pertinente describir los principios, las características y las reglas generales que deben cumplirse para poder utilizar los precios provenientes de este mercado como referencia de traslado al usuario.

**4.1 Principios, Características y Reglas Generales del Mercado Estandarizado de Contratos**

a. Principios rectores

Los precios como la señal de información más importante de un mercado, incorporan en sí todas las características del mismo. Es decir, si un precio se forma en un mercado con un alto poder de mercado por parte de algún productor, éste precio reflejará tal condición, pues resultaría más alto que en una situación de libre competencia. De igual forma, si el bien se transa en un mercado con competencia monopolística, se observarán precios diferenciados para productos relativamente parecidos.

Por lo anterior, el mercado estandarizado de contratos, debe cumplir con una serie de principios rectores que aseguren que el precio que allí se forma los refleje y por ende, pueda ser utilizado como un referente de traslado de costo al usuario.

Los principios que debe cumplir el mercado estandarizado de contratos son los siguientes:

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 25 de 45 |

ASR  
VER  
27



- **Eficiencia:** Como objetivo primordial de la regulación y en particular, la búsqueda de un traspaso de un precio eficiente al usuario, el mercado estandarizado de contratos tiene que serlo. Lo anterior significa que la formación de precios está libre de manipulación o ejercicio de poder de mercado por parte de algún agente, y los precios de ofertas y demandas, así como los resultantes de las transacciones tienen amplia difusión y publicación.
- **Transparencia:** El segundo principio rector del mercado de contratos estandarizados es la transparencia. Ésta puede definirse como el grado en que los agentes disponen de la misma información a la hora de tomar sus decisiones. La transparencia tiene dos dimensiones temporales, la primera corresponde a la disposición de información previa, es decir, la certeza con la que los agentes pueden saber si pueden participar en el mercado y conocer los precios a los que se enfrentarían. Y en segundo lugar se encuentra la transparencia en la información posterior a las transacciones, la cual garantiza que hay un conocimiento de los precios y el volumen de productos que se han transado en el mercado en un periodo de tiempo.
- **Igualdad /Neutralidad:** El principio de igualdad/neutralidad está relacionado con la protección de los participantes en el mercado y, en particular, con la prevención de prácticas de negociación indebidas. Básicamente, este principio es el que garantiza que las reglas de funcionamiento del mercado contemplan el mismo trato para todos los participantes, sin importar su tamaño o importancia, es decir, no favorecen per se a unos usuarios frente a otros.

b. Características

Para que el marcador de precio resultante de las transacciones de un MAE de contratos pueda ser trasladado a los usuarios, se debe garantizar que el mercado mismo cumpla con las siguientes características:

- **Centralización:** El mercado estandarizado de contratos deberá permitir la consolidación/ aglomeración de las ofertas y demandas de cobertura de precio de energía eléctrica para diferentes plazos, tanto de generadores, como de comercializadores u otros agentes interesados.
- **Anonimato:** El mercado estandarizado de contratos deberá permitir la realización de transacciones anónimas y ser compensadas ante una cámara central de riesgo de contraparte, que administre dicho riesgo de forma eficiente.
- **Seguridad:** El mercado estandarizado de contratos deberá asegurar que los participantes se encuentren protegidos contra prácticas fraudulentas de todo tipo. Por lo anterior, el mercado debe contemplar un sistema de difusión de la información relevante y suficiente, y que cumpla con las normas de contabilidad aceptadas, que esté al alcance de todos los participantes, para que estos evalúen los beneficios y riesgos potenciales a la hora de la toma de decisiones.

|           |                       |                                   |                   |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 26 de 45 |

ASE

- **Independencia:** El mercado centralizado de contratos deberá contar con un prestador de infraestructura transaccional que no tenga participación o posición propia en el MAE y cuya gobernanza garantice que no existan conflictos de interés con alguno de los participantes.
- **Acreditación:** El mercado deberá contar con un protocolo de registro en el que se permita la participación únicamente de agentes debidamente acreditados, es decir aquellos que cumplan con los requisitos de capital y recursos mínimos que se exijan, con el fin de que el mercado pueda cumplir las exigencias de sus contrapartidas en cada momento.
- **Liquidez:** El mercado estandarizado de contratos deberá contar con un volumen y frecuencia de transacciones que permita a los participantes la facilidad de comprar y vender rápidamente.
- **Gestión eficiente del riesgo:** El mercado estandarizado de contratos deberá gestionar de forma eficiente el riesgo a través de la definición de los requisitos sobre capital y otros requisitos prudenciales que sean suficientes para minimizar el riesgo de las transacciones. En este sentido, se requiere un proceso de compensación y liquidación que esté debidamente supervisado y en donde se establezcan procedimientos efectivos y legales para lidiar con los casos de incumplimiento.
- **Reporte de información:** El mercado estandarizado de contratos deberá tener un sistema de reporte de información actualizado, veraz y público sobre los precios y volúmenes de las transacciones realizadas, así como de las ofertas y demandas realizadas por los participantes.

c. Productos a transar

El MAE primario deberá transar contratos de cobertura de precios de energía con plazo de un (1) año y precios constantes y uniformes durante dicho plazo. El vencimiento deberá coincidir con el inicio de un año calendario. La cantidad mínima de cobertura será de 500 kWh-día.

El MAE secundario podrá transar cualesquiera productos que el organismo de gobierno del mercado considere pertinentes para gestionar los riesgos asociados a los productos del mercado primario.

Los productos a transar deberán ser considerados valores a la luz de la Ley 964 de 2005 y la normatividad que la desarrolla.

d. Estructura y Reglas Generales

Para incentivar la participación de los agentes en un MAE, el mismo debe ofrecer alternativas para que los agentes que hagan operaciones en este mercado tengan la alternativa de liquidar sus posiciones de una manera fácil y rápida. En esta medida, el MAE

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 27 de 45 |

ASF

LER

deberá contar con dos instancias de negociación. Un mercado primario, en el que participen:

- Los agentes del mercado de energía mayorista, es decir, generadores y comercializadores, y  
Cualesquiera agentes que estén en posición de ofrecer coberturas financieras de energía y estén representados por un agente liquidador autorizado y un mercado secundario, continuo o con frecuencia suficiente, en donde puedan transar cualesquiera agentes representados por un agente liquidador autorizado.

*Mercado primario*

El mercado primario deberá ser una subasta abierta, anónima con una frecuencia inicial de al menos una vez por semana. La duración de dicha subasta deberá ser consecuente con las experiencias en mercados similares relevantes.

En esta subasta las puntas de compra y venta se casarán únicamente hasta que finalice el tiempo de la subasta, dando así oportunidad de que otros agentes puedan competir por las pujas realizadas por los agentes. Una vez finalice el tiempo, el algoritmo de casación deberá maximizar la cantidad de energía transada y minimizar las cantidades remanentes con base en algoritmos de amplio uso en mercados similares que implementen soluciones eficientes. Las ofertas de compra y venta deben tener un carácter vinculante, y las transacciones efectuadas deberán ser registradas en el mercado y compensadas a través de una cámara central de riesgos de contraparte.

Las características de esta subasta deberán prever mecanismos para limitar la posibilidad de manipulación de precios por parte de los agentes participantes. Tales mecanismos deberán tener amplio uso en mercados similares, como reglas de finalización aleatoria o límites de participación.

*Mercado secundario*

El mercado secundario permitirá la negociación de las obligaciones adquiridas en el mercado primario a través de contratos que incluyan, pero no se limiten a, los que se transen en el mercado primario. De esta manera los agentes que realicen operaciones en el mercado primario podrán gestionar de manera activa el riesgo de sus portafolios, a través de las operaciones en el mercado secundario. La participación en ambas puntas de este mercado estará abierta a cualesquiera agentes consigan representación de un agente liquidador autorizado.

El mercado secundario permitirá hacer un seguimiento a las compras realizadas por los agentes de cada uno de los productos ofrecidos en las subastas del mercado primario y podrán ser gestionados por parte de los agentes en el periodo de tiempo que cubra la asignación de un contrato y su fecha de vencimiento.

e. Gobernanza y rol de la CREG

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 28 de 45 |

ASP

## Contexto del análisis

La Comisión ha venido analizando desde hace varios años alternativas para implementar un mercado anónimo y estandarizado para las compras de energía mayorista que adelantan los comercializadores, con el fin de lograr una formación más eficiente y transparente de los precios de la energía que se trasladan a los usuarios en la tarifa.

Actualmente se analiza la posibilidad de, en lugar de diseñar un mercado de contratos propio del mercado de energía, articular los mecanismos de cobertura y señales de precio que se obtienen en los mercados de derivados, entre otros aspectos, con el funcionamiento del mercado de energía y en la tarifa que se cobra al usuario final.

Los mercados de derivados son desarrollados como resultado de las necesidades e intereses de quienes participan en los mercado financieros y son regulados y controlados por la Unidad de Proyección Normativa y Estudios de Regulación Financiera del Ministerio de Hacienda (URF) y por la Superintendencia Financiera (Superfinanciera), respectivamente. En consecuencia, les son aplicables disposiciones y objetivos de intervención del Estado que varían con relación a los que rigen la actividad de prestación del servicio público de energía eléctrica y con relación a los objetivos regulatorios por los que se debe guiar la CREG en el cumplimiento de sus funciones.

En cualquier caso, la Comisión debe asegurar que la incorporación de estos mercados y sus productos al contexto del mercado eléctrico y de la prestación del servicio de energía, cumpla con los objetivos constitucionales y legales propios del sector eléctrico. Es necesario entender entonces el contexto normativo y de principios legales que rigen la actividad de estos mercados, así como los principales aspectos de su funcionamiento y de la creación de los derivados que se transan en ellos, de manera que se puedan articular la CREG y las instituciones correspondientes.

Principales aspectos normativos de los mercados de derivados:

Las principales normas que rigen el mercado de derivados son las Leyes 964 de 2005 y el Decreto 1796 y 1797 de 2008 y el Decreto 2555 de 2010.

El artículo 1 de la Ley 964 de 2005 define los objetivos de la intervención del estado en las actividades del sector financiero y de valores:

**ARTÍCULO 1o. OBJETIVOS Y CRITERIOS DE LA INTERVENCIÓN. El Gobierno Nacional ejercerá la intervención en las actividades de manejo,**

29

D-106-17 MARCADOR DE PRECIO EFICIENTE PARA COMPRAS DE ENERGÍA A SER TRASLADADO A LOS USUARIOS

|           |                       |                                   |                   |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 29 de 45 |

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

ASR

*[Handwritten signature]*

*aprovechamiento e inversión de recursos captados del público que se efectúen mediante valores, con sujeción a los siguientes objetivos y criterios:*

*a) Objetivos de la intervención:*

- 1. Proteger los derechos de los inversionistas.*
- 2. Promover el desarrollo y la eficiencia del mercado de valores.*
- 3. Prevenir y manejar el riesgo sistémico del mercado de valores.*
- 4. Preservar el buen funcionamiento, la equidad, la transparencia, la disciplina y la integridad del mercado de valores y, en general, la confianza del público en el mismo.*

Como se observa estos objetivos distan de aquellos que definen las leyes 142 y 143 de 1994 para la regulación del servicio de energía.

El Decreto 1796 de 2008 reglamentó las operaciones con derivados. El decreto define los derivados como *“una operación cuya principal característica consiste en que su precio justo de intercambio depende de uno o más subyacentes y su cumplimiento o liquidación se realiza en un momento posterior.”*

En el mismo decreto se establece que los sistemas de negociación de valores deben definir en sus reglamentos los términos y condiciones de las operaciones que se realicen por su conducto con instrumentos financieros derivados.

El decreto 2555 de 2010 define quienes pueden administrar sistemas de negociación de valores: Banco de la República, bolsas de valores, las bolsas de bienes y productos agropecuarios, agroindustriales y de otros commodities, así como las sociedades administradoras de sistemas de negociación.

Conforme a estas disposiciones los mercados de valores deben adoptar un reglamento general que establece todas sus condiciones de funcionamiento principales.

Los mercados se rigen entonces por las normas ya mencionadas y por sus propios reglamentos que se deben adoptar conforme a los lineamientos legales y regulatorios. Los reglamentos establecen las reglas básicas del funcionamiento del mercado tales como:

- Objeto y definiciones
- Los órganos del mercado, funciones e integración. (Junta directiva- comité técnico)
- Entes que puede participar en el mercado, obligaciones y derechos.
- Mecanismos de control.
- Mecanismos de solución de controversias
- Productos que se transan en el mercado.

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 30 de 45 |

- Reglas para la celebración de operaciones.
- Interacción con la CRCC.

El reglamento es adoptado por la junta directiva del mercado y debe ser aprobado por la Superintendencia Financiera

Adicionalmente mediante una circular definen los aspectos particulares de la implementación de las normas incluidas en el reglamento.

Estructuración y aprobación del derivado.

Conforme al marco normativo vigente es el administrador del sistema de negociación de valores quien estructura y propone un determinado derivado y lo presenta para aprobación de la Superintendencia Financiera.

Específicamente en el caso de derivados cuyo subyacente es la energía la Ley 964 establece que le corresponde a CREG emitir un concepto. El artículo 2 parágrafo 4 de la Ley dispone:

*El Gobierno Nacional podrá reconocer la calidad de valor a los contratos y derivados financieros que tengan como subyacente energía eléctrica o gas combustible, previa información a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, para lo cual esta última tendrá en cuenta la incidencia de dicha determinación en el logro de los objetivos legales que le corresponde cumplir a través de las funciones que le atribuyen las Leyes 142 y 143 de 1994, así como aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.*

Este concepto es obligatorio para poder hacer el análisis y dar la aprobación por parte de la Superintendencia Financiera.

Una vez aprobado el derivado por la Superfinanciera no hay lugar a modificación o intervención de esta en su estructura o reglas de negociación. Sin perjuicio de lo anterior sí hay unos mecanismos que tiene la Superfinanciera para intervenir en la negociación de un derivado cuando se evidencian ciertas circunstancias en el mercado del subyacente.

Necesidad de la gobernanza

Como se ha dicho arriba, los derivados financieros que se acojan como mecanismo de mercado anónimo y estandarizado de contratos deben servir para que se cumpla con los fines señalados en las leyes 142 y 143 de 1994 para el servicio de energía. Por lo tanto, es necesario que exista un mecanismo de "gobierno" o administración, que permita a la Comisión asegurar dichos fines, sin desnaturalizar las características de los mercados de valores. Para el efecto se deben analizar la

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 31 de 45 |

ASR

By VEP

necesidad, pertinencia y conveniencia de diferentes alternativas de participación de la CREG en aspectos de gobernanza y diseño del mercado –que podrían referirse a la estructuración misma del derivado, la definición de reglas para la prevención de conflictos de interés, etc. En resumen, el MAE diseñado deberá cumplir con los estándares señalados en la Ley 964 de 2005 pero a su vez deberá permitir dar una señal adecuada al mercado que le permita trasladar un precio eficiente a los usuarios finales del servicio público domiciliario de energía eléctrica

Sin perjuicio de la estructuración orgánica que más adelante se requiera, desde ya la Comisión ha identificado la existencia de instrumentos que sirven para cumplir la finalidad de orden legal reflejada en las leyes 142 y 143 de 1994<sup>12</sup>.

**Aspectos jurídicos por resolver.**

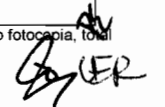
El objetivo en la normatividad y regulación del sector financiero y de valores es diferente a los objetivos y principios la intervención del estado en la prestación de los servicios públicos. Esto no quiere decir que sean contrarios o que no se puedan armonizar. En el primer caso el objetivo es proteger a los inversionistas, promover el mercado de valores y preservar el buen funcionamiento y la confianza. En el caso del servicio de energía el objetivo es garantizar la prestación del servicio en condiciones de eficiencia, calidad y continuidad. Las leyes del sector eléctrico adoptan la figura del mercado de energía bajo la premisa de que es el mejor instrumento para alcanzar estos objetivos, pero el mercado no es el objetivo en sí mismo.

Se debe entonces determinar si, además de la definición de los instrumentos a que se hizo referencia en el aparte anterior, es necesario armonizar los dos grupos de objetivos y principios mediante algún tipo de reglamentación para asegurar que en caso de que en una situación específica estos no sean concurrentes o se presente una contradicción, se prioricen los de la prestación del servicio de energía.

Así mismo hay que determinar cuál es el manejo que podría darse en el caso de que las decisiones que se toman para la regulación del mercado de energía o de quienes participan en él, pueda tener un efecto en el mercado de los derivados, de tal forma que tal situación no termine por afectar o influenciar el cumplimiento de los objetivos de la función regulatoria de la CREG.

<sup>12</sup> Por ejemplo, la Ley 964 en su artículo 3 parágrafo 4, dispone que para reconocer la calidad de valor a los contratos y derivados financieros que tengan como subyacente energía eléctrica o gas combustible, será informada previamente la CREG quien analizará que ese derivado financiero cumpla los fines de las leyes 142 y 143 de 1994. Por otro lado, la fórmula tarifaria de la que habla la Ley 142 de 1994, es definida por la CREG. Así las cosas, es competencia de la CREG permitir que el precio que se obtenga en el mercado anónimo estandarizado pueda ser trasladado al usuario final solo si cumple con los principios tarifarios.

|                                 |                                   |                   |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 32 de 45 |

AS2  




En tanto que para la celebración de los contratos de derivados se actuaría con la mediación de una cámara de riesgo central de contraparte, es necesario determinar cuál es el medio para que esta pueda honrar los contratos en caso de un incumplimiento de una de sus contrapartes, si ello requiere de una reglamentación particular y quién sería la autoridad competente para expedirla.

Teniendo en cuenta lo anterior, las alternativas que se discutirán a continuación son las siguientes:

1. Situación actual, es decir, utilizar como precio referente de la energía comprada en contratos, tanto bilaterales como futuros el promedio de los precios de los contratos bilaterales para el mercado regulado.
2. Utilizar un marcador de precio referente para las compras de futuros, proveniente del MAE. Dicho precio referente, que determina el máximo precio a trasladar a la demanda, refleja el costo efectivamente incurrido por cada comercializador.
3. Utilizar un marcador de precio proveniente del MAE que determina el máximo precio a trasladar a la demanda por las compras de futuros, utilizando un indicador de precios basado en los precios observados en todas las transacciones del mercado de futuros.
4. Utilizar un marcador de precio proveniente del MAE que determina el máximo precio a trasladar a la demanda por las compras en futuros, utilizando el costo efectivamente incurrido por el generador, comparándolo con un indicador de mercado.

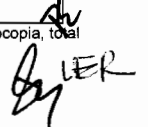
Además de estas alternativas, el otro elemento que es preciso discutir es que tan pertinente es utilizar el precio de referencia del mercado estandarizado de contratos, no solamente para determinar el traslado de costo de la fracción de las compras de futuros, sino para las compras en los demás mercados, es decir, el de contratos bilaterales y bolsa. En este sentido se pueden analizar los siguientes escenarios:

- a. Utilizar el precio referente del MAE sólo para la fracción de energía cubierta en dicho mercado.
- b. Utilizar el precio referente del MAE para la fracción de energía cubierta a través de contratos, ya sea que provengan del mercado anónimo estandarizado o el mercado de contratos bilateral.
- c. Utilizar el precio referente del MAE para la fracción de energía de contratos (bilaterales y futuros) e incluso una fracción de la energía que se compra en bolsa.

A continuación, se describirán con mayor detalle las alternativas propuestas:

**D-106-17 MARCADOR DE PRECIO EFICIENTE PARA COMPRAS DE ENERGÍA A SER TRASLADADO A LOS USUARIOS**

|           |                       |                                   |                   |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 33 de 45 |

ASZ  


#### 4.2 No modificar la regulación, continuar con la fórmula del traslado actual

Como se mencionó al inicio de este documento la fórmula de traslado de compras de energía (i.e. Resolución CREG 119 de 2007) corresponde a un promedio ponderado del precio de bolsa según la participación de las compras en este mercado y el precio de los contratos de acuerdo con la cantidad de energía comprada a través de contratos bilaterales.

Como incentivo a una compra eficiente en el mercado de contratos, se permite un traslado hasta del  $\alpha\%$  del precio de los contratos firmados por el comercializador y el  $1 - \alpha\%$  se toma como referencia el promedio de precios de todos los contratos bilaterales para el mercado regulado.

Con la propuesta de la Resolución CREG 240 B de 2015, se incluye dentro del precio de los contratos propios, los precios de los contratos que se realicen en un mercado de futuros, que corresponde a un MAE de contratos. Sin embargo, la referencia para el traslado del  $1 - \alpha\%$  sigue siendo el precio promedio de contratos de todo el mercado bilateral.

En este sentido, esta alternativa contempla dos referentes de precios eficiente para traslado al usuario. Por un lado, se toma el promedio de precios de los contratos bilaterales, como precio de referencia que aplica tanto para los contratos bilaterales, como para los contratos que se transen en un mercado de futuros. Por otro lado, se toma el precio de bolsa como referente para el traslado de las compras en el mercado de corto plazo.

Esta alternativa podría resumirse esquemáticamente de la siguiente forma:

$$G = CB * PB + CC * [\alpha * (\omega_1 * PCB + \omega_2 * PF) + ((1 - \alpha\%) * MC)]$$

Donde:

- G* Costo de la energía
- CB* Cantidad de energía comprada en bolsa
- PB* Precio de bolsa
- CC* Cantidad de energía comprada en contratos
- $\omega_1$  Participación de los contratos bilaterales en la compra de energía en contratos
- PCB* Precio de los contratos bilaterales
- $\omega_2$  Participación de los futuros en la compra de energía en contratos
- PF* Precio de los futuros
- MC* Promedio de los precios del mercado de contratos bilaterales

#### 4.3 Traslado de precios provenientes de un MAE a partir del costo efectivamente incurrido por el comercializador.

En esta alternativa se contempla utilizar los precios del MAE de contratos como referente para determinar el traslado del costo de las coberturas que se realizan en este mercado. Es decir que bajo esta alternativa, cada mercado tendría su referente, las compras en bolsa, el precio de bolsa, las compras en el mercado de contratos bilaterales, el precio promedio

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 34 de 45 |

ASB

de dichos contratos y finalmente, las coberturas del MAE de contratos se trasladarían al usuario final a partir del costo efectivamente incurrido en la compras de dichas coberturas en el mercado primario del MAE.

En este sentido, se pueden contemplar dos casos:

- El primero en que el traslado al usuario (T1) corresponde a las compras de coberturas del comercializador  $i$ , para los contratos que se ejecutan en el año  $t$ .

$$T1_{MAE_{i,t}} = \frac{\sum_{j=1}^J C_{i,t,j} * P_{t,j}}{\sum_{j=1}^J C_{i,t,j}}$$

Donde:

- $T1_{MAE_{i,t}}$  Opción de traslado 1 utilizando los precios compra en el MAE de contratos, del comercializador  $i$ , del producto para el año  $t$ .
- $C_{i,t,j}$  Compras del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .
- $P_{t,j}$  Precio de cierre del producto  $t$ , en subasta del mercado primario  $j$ .

- En el segundo caso el traslado al usuario (T2) corresponde a la posición neta del comercializador  $i$ , del producto con vencimiento  $t$ . Es decir que se tienen en cuenta (se restan) las ventas que el comercializador realizó en el mercado primario del producto en cuestión.

$$T2_{MAE_{i,t}} = \frac{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j}) * P_{t,j}}{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j})}$$

Donde:

- $T2_{MAE_{i,t}}$  Opción de traslado 2 utilizando los de precios compra y venta en el MAE de contratos, del comercializador  $i$ , del producto para el año  $t$ .
- $C_{i,t,j}$  Compras del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .
- $V_{i,t,j}$  Ventas del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .
- $P_{t,j}$  Precio de cierre del producto  $t$ , en subasta del mercado primario  $j$ .

Con estas alternativas un primer elemento a definir es cuál es el periodo que determina  $J$ , es decir, la cantidad de subastas que se tienen en cuenta para el cálculo del precio de traslado. La propuesta inicial es que se contemplen los precios de las subastas del producto hasta con 5 años de antelación, en la medida que es un periodo lo suficientemente largo en que se recoge la estacionalidad de precio más marcada del mercado colombiano, que consiste en la presencia de un Fenómeno de El Niño.

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 35 de 45 |

#### 4.4 Traslado de precios provenientes de un MAE a partir de un precio que refleje todas las transacciones de dicho mercado.

La tercera alternativa plantea la posibilidad de que los precios de referencia que se toman para determinar el traslado al usuario sean los que se registran como resultado de todas las transacciones de un MAE de contratos de energía. Al igual que la alternativa anterior, se propone conservar un referente de precio para cada mercado, las compras en bolsa seguirían siendo referenciadas con el precio de bolsa, las compras de contratos bilaterales con el MC y sólo las compras en el mercado anónimo estandarizado con un precio proveniente de las transacciones de este mercado.

En la determinación de un referente de mercado global se pueden tener tantas alternativas como se quieran, que van desde un simple promedio, hasta cálculos más elaborados. Lo importante en la definición de este marcador es que cumpla con las siguientes características:

- Robustez: El marcador no se debería influenciar por datos atípicos
- Pesos ponderados: El marcador debe tener en cuenta la contribución de cada subasta en términos de energía en la formación del precio referente.
- Continuidad: El índice podrá ser calculado de forma continua en un periodo de tiempo representativo para las subastas de un año específico.

En este sentido se propone un promedio ponderado de los precios de las subastas de cierre del mercado primario por la energía que efectivamente se transó en cada subasta. El referente de precio del mercado estandarizado sería:

$$P_{MAE_t}^* = \sum_{j=1}^J \frac{ET_{t,j} * P_{t,j}}{ET_{t,j}}$$

Donde:

- $P_{MAE_t}^*$  Precio de referencia para traslado al usuario proveniente del MAE de contratos para el producto para el año  $t$ .
- $ET_{t,j}$  Energía efectivamente transada correspondiente al producto para el año  $t$  en la subasta  $j$ .
- $P_{t,j}$  Precio del producto para el año  $t$  resultante del cierre de la subasta  $j$ .

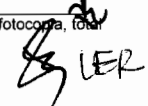
Bajo esta alternativa, el traslado al usuario por las compras en este mercado sería:

$$T3_{MAE_{i,t}} = \frac{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j}) * P_{MAE_t}^*}{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j})}$$

Donde:

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 36 de 45 |

AS2

 LER

- $T3_{MAE_{i,t}}$  Opción de traslado 3 utilizando el precio referente del MAE de contratos para el comercializador  $i$ , del producto para el año  $t$ .
- $P_{MAE_t}^*$  Precio de referencia para traslado al usuario proveniente del MAE de contratos para el producto para el año  $t$ .
- $C_{i,t,j}$  Compras del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .
- $V_{i,t,j}$  Ventas del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .

Al igual que en la alternativa anterior, en este escenario es preciso determinar el periodo de cálculo del promedio, es decir las  $J$  subastas que se tendrán en cuenta. Nuevamente, la propuesta serían las subastas que se realicen desde 5 años antes del inicio del periodo del contrato.

#### 4.5 Traslado de precios provenientes de un MAE a partir de una combinación entre un precio que refleje todas las transacciones de dicho mercado y el costo efectivo incurrido por el comercializador.

Finalmente, la última alternativa para determinar un precio referente para el traslado de las compras de energía de un MAE corresponde a una combinación de las alternativas 2 y 3, es decir, utilizar tanto un precio que recoge todas las transacciones del mercado, como el costo efectivo de cada comercializador.

Dentro de esta perspectiva se presentan a continuación 3 escenarios de traslado, cada uno con incentivos diferentes:

- Premiar a los mejores: En esta opción se propone ordenar los comercializadores de menor a mayor costo efectivo incurrido en compras en el mercado anónimo estandarizado. Aquellos comercializadores que logren tener un precio inferior al precio ponderado de mercado, podrán trasladar como máximo el promedio de mercado. Lo anterior, no significa que no tengan la posibilidad de compartir las ganancias en eficiencia con sus usuarios, es decir cobrar un precio menor. El resto de los comercializadores, podrán trasladar el costo efectivo incurrido.

El traslado para los usuarios de los “mejores” comercializadores, es decir los que registraron un costo efectivo menor al precio promedio de mercado, sería así:

$$T4_{MAE_{i,t}} = \frac{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j}) * P_G}{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j})}$$

Donde:

- $T4_{MAE_{i,t}}$  Opción de traslado 4 utilizando el precio referente del MAE de contratos y el costo efectivo incurrido por el comercializador  $i$ , del producto para el año  $t$ .
- $P_G$  Precio de traslado para los comercializadores que registraron un costo inferior al promedio de mercado referencia  $P_{MAE_t}^*$ . Este precio debe pertenecer al

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 37 de 45 |

ASR

*[Handwritten signature]*  
LEP

siguiente intervalo.  $P_G \in [P_{i,t}, P_{MAE,t}^*]$ . Es decir que como máximo podrán trasladar el precio promedio de mercado o un precio inferior, pero no inferior a su costo efectivo. Estos precios hacen referencia a las compras en MAE de contratos para el producto para el año  $t$ .

- $C_{i,t,j}$  Compras del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .
- $V_{i,t,j}$  Ventas del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .

Si por el contrario, el comercializador tuvo un costo efectivo en sus compras en el MAE superior al promedio del mercado  $P_{MAE,t}^*$ , entonces sólo podrá trasladar su costo efectivo, es decir se seguiría una formula como la opción  $T2_{MAE_{i,t}}$ .

- Torneo: En esta alternativa también se ordenan los comercializadores de menor a mayor costo efectivo de compra en el MAE de contratos. Una vez ordenados, se identifican los tres primeros comercializadores, es decir, los tres de menor costo. A estos comercializadores se les permitirá trasladar como máximo, el costo promedio obtenido por los tres siguientes comercializadores que siguen en el orden descendente. A su vez, los tres con mayor costo efectivo, se les permitirá trasladar como máximo el precio promedio obtenido por los 3 comercializadores anteriores.

En este sentido, el traslado para estos tres primeros comercializadores sería el siguiente:

$$T5_{MAE_{i,t}} = \frac{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j}) * P_3}{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j})}$$

Donde:

- $T5_{MAE_{i,t}}$  Opción de traslado 5 para los tres mejores comercializadores comparando los precios incurridos por todos los comercializadores en el mercado estandarizado de contratos del producto para el año  $t$ , para el comercializador  $i$ .
- $P_3$  Precio de traslado para los 3 comercializadores que registraron el menor costo. Este precio debe pertenecer al siguiente intervalo.  $P_3 \in [P_{i,t}, P_{4,6}]$ . Es decir que como máximo podrán trasladar el precio promedio de los 3 siguientes comercializadores que obtuvieron o un precio inferior, es decir, los que quedaron de posición 4 a 6 en la lista ordenada ( $P_{4,6}$ ). Sin embargo, el precio mínimo de traslado sería el costo efectivo. Estos precios hacen referencia a las compras en MAE de contratos para el producto para el año  $t$ .
- $C_{i,t,j}$  Compras del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .
- $V_{i,t,j}$  Ventas del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 38 de 45 |

ASZ

De forma análoga, los tres últimos comercializadores, es decir, los de mayores costos efectivos del MAE, podrán como máximo trasladar el promedio del costo obtenido por los tres comercializadores anteriores.

De esta forma, el traslado para los tres últimos comercializadores sería el siguiente:

$$T6_{MAE_{i,t}} = \frac{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j}) * P_U}{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j})}$$

Donde:

- $T6_{MAE_{i,t}}$  Opción de traslado 6 para los últimos 3 comercializadores comparando los precios incurridos por todos los comercializadores en el mercado estandarizado de contratos del producto para el año  $t$ , para el comercializador  $i$ .
- $P_U$  Precio de traslado para los 3 comercializadores que registraron los mayores costos. Este precio corresponde al promedio del costo incurrido en el MAE de contratos de los 3 siguientes comercializadores que obtuvieron o un precio mayor. Estos precios hacen referencia a las compras en MAE de contratos para el producto para el año  $t$ .
- $C_{i,t,j}$  Compras del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .
- $V_{i,t,j}$  Ventas del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .

Los demás comercializadores podrán trasladar el costo efectivamente incurrido en el MAE de contratos, es decir el traslado de  $T2_{MAE_{i,t}}$ .

- **Bandas de tolerancia:** Esta alternativa propone definir un rango de tolerancia alrededor del precio promedio de mercado  $P_{MAE_t}^*$ . Para el cálculo de la banda se puede utilizar alguna medida de dispersión de los datos. La regla de traslado sería que para aquellos comercializadores cuyo costo incurrido se encuentra dentro del rango de tolerancia, entonces podrán trasladarlo a sus usuarios. Los que se encuentren con precios inferiores al límite inferior, entonces podrán trasladar hasta el precio del límite inferior. Finalmente, los comercializadores que registraron un costo mayor al límite superior, podrán trasladar hasta el límite superior.

Entonces para los comercializadores cuyo costo incurrido pertenece a la banda de tolerancia, el traslado correspondería a la fórmula  $T2_{MAE_{i,t}}$ . Para aquellos con un costo incurrido, menor al límite inferior de la banda de tolerancia, el traslado sería:

$$T7_{MAE_{i,t}} = \frac{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j}) * \overline{P_{MAE_t}}}{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j})}$$

|                                 |                                   |                   |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 39 de 45 |

ASR  
Syller



Donde:

- $T7_{MAE_{i,t}}$  Opción de traslado 7 para los comercializadores con un costo efectivo de compras en el mercado estandarizado de contratos del producto para el año  $t$ , para el comercializador  $i$ , menor al límite inferior del mercado.
- $\overline{P_{MAE_t}}$  Precio que corresponde al límite inferior de la banda de tolerancia para las compras en MAE de contratos para el producto para el año  $t$ . El comercializador, también podrá trasladar un precio inferior, pero no inferior a su costo efectivo.
- $C_{i,t,j}$  Compras del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .
- $V_{i,t,j}$  Ventas del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .

De forma similar, los comercializadores con un costo mayor al límite superior de la banda, tendrían que aplicar un traslado a sus usuarios así:

$$T8_{MAE_{i,t}} = \frac{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j}) * \overline{\overline{P_{MAE_t}}}}{\sum_{j=1}^J (C_{i,t,j} - V_{i,t,j})}$$

Donde:

- $T8_{MAE_{i,t}}$  Opción de traslado 8 para los comercializadores con un costo efectivo de compras en el mercado estandarizado de contratos del producto para el año  $t$ , para el comercializador  $i$ , mayor al límite superior del mercado.
- $\overline{\overline{P_{MAE_t}}}$  Precio que corresponde al límite superior de la banda de tolerancia para las compras en MAE de contratos para el producto para el año  $t$ .
- $C_{i,t,j}$  Compras del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .
- $V_{i,t,j}$  Ventas del comercializador  $i$ , del producto  $t$ , en la subasta del mercado primario  $j$ .

A continuación, se presentan de forma resumida las alternativas presentadas anteriormente:

|                 | <b>Alternativa 1</b>   | <b>Alternativa 2</b>   | <b>Alternativa 3</b>  | <b>Alternativa 4</b>  |
|-----------------|--|--|---|---|
|                 | <b>No modificar la regulación vigente</b>  | <b>Costo efectivo</b>  | <b>Referente de mercado</b>   | <b>Combinación costo efectivo y referente de mercado</b>  |
| <b>Opción 1</b> | $\alpha\%$ costo efectivo del comercializador<br>$1 - \alpha\%$ promedio de precios del mercado bilateral, | Costo efectivo de las compras del producto referencia realizadas por el comercializador en el MAE de contratos | Los comercializadores podrán trasladar el precio promedio ponderado de mercado. | Premiar los mejores. Identificar los comercializadores con costo incurrido menor que el promedio, pueden trasladar como máximo el promedio de mercado |

|                                 |                                   |                   |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 40 de 45 |

ASR

*[Handwritten signature]*

|                 | <b>Alternativa 1</b>                      | <b>Alternativa 2</b>  | <b>Alternativa 3</b>        | <b>Alternativa 4</b>  |
|-----------------|---|---|-----------------------------|---|
|                 | <b>No modificar la regulación vigente</b> | <b>Costo efectivo</b>   | <b>Referente de mercado</b> | <b>Combinación costo efectivo y referente de mercado</b>  |
| <b>Opción 2</b> |   | Costo efectivo de la posición neta del producto referencia del comercializador en el MAE de contratos |                             | Torneo: Permitir que los 3 comercializadores con los menores costos incurridos trasladen como máximo el costo de los 3 siguientes. Para los 3 último trasladar el promedio de los 3 anteriores. |
| <b>Opción 3</b> |   |   |                             | Bandas de tolerancia: Permitir el traslado del costo incurrido de comercializadores cuyos costos pertenecen a las bandas de tolerancia.   |

## 5. ANÁLISIS DE IMPACTOS

En esta sección se presentan los criterios que la CREG tendrá en cuenta para la evaluación de las alternativas planteadas, los cuales apuntan a solucionar las posibles causas del problema identificado y por ende a los objetivos específicos.

Teniendo en mente que el objetivo general es determinar un traslado de un costo de compras de energía eficiente al usuario final, los criterios que se tendrán en cuenta para la evaluación de las alternativas plantadas son las siguientes:

- Reduce las asimetrías de información en la contratación de energía.
- Permite una gestión centralizada y eficiente del riesgo de crédito.
- Mejora la liquidez y profundidad del mercado de contratos de energía.
- Incentiva la minimización de costos en la compra de energía para el usuario final.

A la luz de estos tres criterios de evaluación, se realiza a continuación, un análisis cualitativo de las opciones que se han planteado en este documento.

### 5.1 Esquema actual

El esquema actual se sustenta en tres mercados para la compra de energía. El de corto plazo, que corresponde a la bolsa, el mercado bilateral de contratos y el mercado de futuros.

Bajo esta alternativa se plantea que el marcador de precio que determine el traslado a la demanda del precio de la energía contratada corresponda al promedio ponderado de los todos los contratos bilaterales destinados al mercado regulado.

|                                 |                                   |                   |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 41 de 45 |

ASR

En la tabla a continuación se realiza la evaluación cualitativa de esta primera alternativa. En la primera columna se encuentra el criterio a evaluar, en la segunda el análisis que permite concluir a cerca del cumplimiento del criterio y finalmente, en la tercera columna, se sintetiza el resultado del análisis a través de un semáforo. Donde rojo, significa que no cumple con el criterio, amarillo que cumple parcialmente con el criterio y finalmente, el verde que significa que cumple con el criterio.

| Criterio de evaluación  | Análisis cualitativo  |
|---|---|
| Reduce asimetrías de información  | Dado que esta alternativa perpetúa el esquema bilateral de contratación, sólo permitiría una mejora en la asimetría de información en el porcentaje en que los agentes se cubran a través del mercado de futuros.   |
| Gestión centralizada y eficiente del riesgo de crédito                            | En esta alternativa las garantías serían ajustadas en el contrato según la contraparte. Como se señaló anteriormente, esta gestión pueda no tener una evaluación eficiente del riesgo de crédito. Se mantiene la probabilidad de tener efectos sistémicos ante la quiebra de un agente. |
| Mejora la liquidez y profundidad del mercado                                      | Permitir que el traslado del precio de los futuros en la fórmula tarifaria abre una ventana de oportunidades para la contratación, sin embargo se encuentran limitadas al precio promedio de los contratos bilaterales.   |
| Incentiva la minimización de costos en la compra de energía para el usuario final |   |

## 5.2 Traslado del costo incurrido en el MAE

La segunda alternativa corresponde a tomar como precio de referencia para el traslado de compras de contratos de energía en un mercado anónimo estandarizado el costo incurrido de cada comercializador, en lugar del precio de los contratos bilaterales.

A continuación, se realiza el mismo ejercicio de análisis cualitativo de esta alternativa.

| Criterio de evaluación           | Análisis cualitativo  |
|----------------------------------|---|
| Reduce asimetrías de información | Bajo este esquema el traslado al usuario contempla un costo incluido en la compra de energía en un MAE, por lo tanto, hay incentivos para que los comercializadores participen en este último y dada la centralización, estandarización y anonimato que deben caracterizar este ámbito comercial, se lograría reducir las asimetrías de información en la porción de la energía que allí se compre. |

|                                 |                                   |                   |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 42 de 45 |

| Criterio de evaluación  | Análisis cualitativo  |
|---|---|
| Gestión centralizada y eficiente del riesgo de crédito                            | Gracias a que bajo esta alternativa se contemplan transacciones como en el mercado financiero, a través de un MAE, los agentes que participen se encuentran en la obligación de compensar los contratos resultantes de sus acciones en una cámara central de riesgo de contraparte. |
| Mejora la liquidez y profundidad del mercado                                      | Dado que en esta alternativa se contempla transacciones de contratos estandarizados, se podría esperar una mejora de la liquidez del mercado, sin embargo, no habría muchos incentivos para realizar transacciones en el mercado secundario.  |
| Incentiva la minimización de costos en la compra de energía para el usuario final | Esta alternativa podría tener un impacto importante en los consumidores, si la gestión de compras no es adecuada por parte del comercializador, en especial para quienes hacen parte del mercado cautivo del comercializador incumbente.  |

### 5.3 Traslado de un promedio de mercado

En la tercera alternativa se propone que el referente de precio para el traslado de las compras en un MAE sea el promedio ponderado.

A continuación, se realiza el ejercicio de análisis cualitativo de esta alternativa.

| Criterio de evaluación                                 | Análisis cualitativo  |
|--|---|
| Reduce asimetrías de información                       | Bajo este esquema se contempla la convivencia entre la contratación bilateral y el mercado de contratos estandarizados. Por lo anterior, al igual que en las alternativas anteriores, sólo se permitiría una mejora en la asimetría de información en el porcentaje en que los agentes se cubran a través del mercado de futuros.   |
| Gestión centralizada y eficiente del riesgo de crédito | Gracias a que bajo esta alternativa se contemplan transacciones como en el mercado financiero, a través de un MAE, los agentes que participen se encuentran en la obligación de compensar los contratos resultantes de sus acciones en una cámara central de riesgo de contraparte.   |
| Mejora la liquidez y profundidad del mercado           | Dado que en esta alternativa se contempla un solo precio de traslado para los contratos estandarizados, se podría esperar una mejora la liquidez de un mercado, gracias a la estandarización y a los incentivos que tiene el comercializador para transar de forma continua para no quedar lejos del promedio. No obstante, podría desmotivar la participación en este mercado, dado el riesgo que asume. |
| Incentiva la minimización de costos en la              | La determinación de un precio de referencia que cubra todas las subastas del MAE permite que los precios resultantes sean los más   |

|                                 |                                   |                   |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 43 de 45 |

| <b>Criterio de evaluación</b>           | <b>Análisis cualitativo</b>  |
|---|--|
| compra de energía para el usuario final | eficientes para los usuarios, sin importar la gestión del portafolio de compra del comercializador que lo atiende. |

#### 5.4 Traslado de un precio resultante de la comparación del costo incurrido y el promedio de mercado

La última alternativa consiste en que el referente de precio para el traslado de las compras en un MAE sea el resultado de una comparación entre el promedio ponderado del mercado y el costo incurrido de cada comercializador.

A continuación, se realiza el ejercicio de análisis cualitativo de esta alternativa.

| <b>Criterio de evaluación</b>   | <b>Análisis cualitativo</b>   |
|---|---|
| Reduce asimetrías de información  | Bajo este esquema se contempla la convivencia entre la contratación bilateral y el mercado de contratos estandarizados. Por lo anterior, al igual que en las alternativas anteriores, sólo se permitiría una mejora en la asimetría de información en el porcentaje en que los agentes se cubran a través del mercado de futuros.                             |
| Gestión centralizada y eficiente del riesgo de crédito                            | Gracias a que bajo esta alternativa se contemplan transacciones como en el mercado financiero, a través de un MAE, los agentes que participen se encuentran en la obligación de compensar los contratos resultantes de sus acciones en una cámara central de riesgo de contraparte.   |
| Mejora la liquidez y profundidad del mercado                                      | Dado que en esta alternativa se propone una comparación entre el costo propio y el precio promedio de mercado, se podría esperar una mejora la liquidez por la estandarización del contrato y por los incentivos que tiene el comercializador para transar de forma continua y la reducida probabilidad de asumir sobre costos por la compra en este mercado. |
| Incentiva la minimización de costos en la compra de energía para el usuario final | La determinación de un precio de referencia que cubra todas las subastas del MAE permite que los precios resultantes sean los más eficientes para los usuarios. Los comercializadores con mejores resultados podrán compartir dichas ganancias con sus usuarios, mientras que los de peor gestión no podrán trasladar dichas ineficiencias al usuario.        |

De acuerdo con lo expuesto hasta el momento, se puede concluir que permitir el traslado de las compras de contratos en un MAE utilizando un precio referente de este mercado es una mejora significativa para los usuarios, frente al traslado de costos actual.

|                                 |                                   |                   |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso <b>REGULACIÓN</b>       | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 44 de 45 |

ASD  
VER

La evaluación llevada a cabo en esta sección también permite concluir que además de identificar una forma de traslado para las compras en un MAE por parte de un comercializador podría contemplarse no solamente para la valoración de la porción de la demanda que fue cubierta con dichos contratos, sino para los demás ámbitos de comercialización de energía, es decir, los contratos bilaterales e incluso las compras en bolsa.

En este sentido, podría plantearse además de las alternativas expuestas anteriormente, la posibilidad de que el precio de referencia del MAE también fuese un referente para las compras en los contratos bilaterales, en la medida que son mercados que operarían en paralelo y ofertarían productos sustitutos o por lo menos sustitutos cercanos, razón por la que sería pertinente utilizar el precio promedio ponderado del MAE como límite máximo a trasladar en las compras mediante contratos bilaterales. Lo anterior, incentivaría la participación en el MAE y por ende, reduciría las asimetrías de información del mercado bilateral.

## 6. CONSULTA PÚBLICA

En este documento se exponen las propuestas de la CREG en torno a la determinación de un precio de referencia para un MAE, en particular, a la forma de traslado en la fórmula tarifaria.

En este sentido, la CREG pone a consideración de los agentes interesados, este documento en donde se presentan 3 alternativas de definición de precio de referencia para el traslado de los precios de contratos provenientes de un MAE, que pueden ser vistas como una modificación incremental de la fórmula tarifaria actual.

Además de las alternativas expuestas, es de interés de la CREG considerar el precio de referencia del MAE, no solo para el traslado de precios de contratos de dicho mercado, sino que se utilice también como referencia para el traslado de precios de contratos bilaterales, dadas las fallas de mercado que se referenciaron en la primera parte de este documento e incluso la posibilidad de que el precio referente del MAE, también sirva para limitar la cantidad de energía que se puede trasladar por compras en bolsa al usuario final.

Por lo anterior, la CREG espera que los comentarios también consideren alternativas de modificación estructural del componente de compras de energía (G) de la fórmula tarifaria, en donde el precio referente del MAE se utilice para las compras en el mercado de contratos bilateral y también para las compras en bolsa. Lo anterior, teniendo en cuenta que el objetivo último de esta propuesta regulatoria es alcanzar un traslado de costo de la energía eficiente para el usuario final.

## 7. CONCLUSIONES

El costo de las compras de energía que paga el consumidor a través del costo unitario de prestación de servicio (CU) corresponde a un promedio ponderado entre los precios de

45

D-106-17 MARCADOR DE PRECIO EFICIENTE PARA COMPRAS DE ENERGÍA A SER TRASLADADO A LOS USUARIOS

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 45 de 45 |

ASR

By GER

bolsa (i.e. mercado de corto plazo) y los precios de los contratos bilaterales (i.e. mercado de cobertura a mediano y largo plazo). Como referente de traslado eficiente para los precios de contratos bilaterales, se toma el promedio los precios registrados en este mercado y que tienen como destino atender la demanda regulada.

En la medida que el mercado de contratos bilaterales presenta una serie de asimetrías de información tanto en el proceso de convocatorias como en la gestión de riesgos y es altamente concentrado, se considera que no es eficiente tomar como referencia el precio promedio de este mercado para el traslado al usuario.

En este sentido, la CREG pone a consideración de los agentes una serie de alternativas que permita subsanar los problemas mencionados anteriormente a través de la definición de un nuevo marcador de precio de traslado eficiente al usuario.

Dentro de las alternativas planteadas se encuentra la definición de un contrato de energía estandarizado que se seguiría transando de forma bilateral y en conjunto con los contratos existentes. El precio de referencia para el traslado al usuario provendría de las transacciones que se registren de los contratos estandarizados. Lo anterior, permitiría una comparación adecuada entre precios y por ende la conformación de un mejor indicador. No obstante, se requeriría que este contrato fuera usado de forma extensiva por todos los participantes al mercado, para que se tuviera la liquidez y profundidad suficiente, para poder conformar un marcador de precio representativo y robusto. Además, para poder optar por la compensación de estos contratos en una cámara central de riesgo de contraparte.

La otra alternativa planteada parte de la definición de un marcador de precio de traslado eficiente al usuario, partiendo de los precios de un MAE de contratos. Bajo este escenario, se subsanarían gran parte de las asimetrías de información pues las transacciones se realizarían bajo una plataforma centralizada y anónima. La gestión del riesgo de crédito se haría a través de una cámara central de riesgo de contraparte, como se realiza en los mercados financieros.

|           |                       |                                   |                   |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 46 de 45 |

A5R

*[Handwritten signature]* VER



## 8. ANEXO I. Casos de riesgo sistémico observados en el MEM

El primer caso del contagio sistémico relacionado con el riesgo covariado corresponde al caso de un comercializador puro, cuya exposición a bolsa en 2009 fue de 29% y en 2010 61% y tenía contratos de venta a un precio de 114 COP/kWh, cuando los precios de bolsa se encontraban rondando los 190 COP/kWh.

Dada la naturaleza de comercializador puro, esta situación representó para este agente compras en bolsa a 190 COP/kWh e ingresos por venta de 114 COP/kWh, es decir una pérdida máxima de 81 COP/kWh. De acuerdo con lo registrado por XM, este comercializador tuvo pérdidas permanentes durante este periodo, -36 COP/kWh, e incluso pérdidas máximas de -82.4 COP/kWh en diciembre de 2009.

La conjunción de la alta exposición en bolsa y las pérdidas sostenidas por las diferencias entre sus contratos y el precio de bolsa, llevaron a este agente a incumplir sus compromisos. En el mercado se hicieron efectivas las garantías para el pago de las obligaciones por el uso del STN, se entregaron pagarés para los acreedores por la totalidad de la deuda del mercado que ascendió a 37.752 millones de COP.

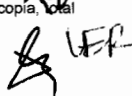
De acuerdo con la información suministrada por XM, como resultado de esta situación dos agentes fueron retirados del mercado. Adicionalmente, se arguye que como consecuencia de esta situación los bancos cerraron líneas de crédito para comercializadores independientes, que se flexibilizaron luego de la expedición de la regulación del CROM.

El segundo caso que nos da indicio de esta falla de mercado se presentó después de la expedición de la regulación referente a la CROM. Este caso se presentó en el último periodo crítico registrado, es decir desde septiembre de 2015 hasta abril de 2016. A lo largo de este periodo, los precios de bolsa llegaron a promedios mensuales de hasta de 1106 COP/kWh en octubre de 2015.

Al igual que en el caso reportado anteriormente, un comercializador con una alta exposición a bolsa durante el periodo crítico, experimentó problemas de liquidez. De acuerdo con XM, la exposición fue mayor al 23% en los meses de septiembre y octubre de 2015 y durante el año 2016, llegó a un máximo del 45% en noviembre de 2016. El incremento en la exposición a bolsa, fue resultado de la finalización de los contratos, precisamente debido a los incumplimientos en los pagos de estos contratos.

Este comercializador fue intervenido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el 15 de noviembre de 2016, dado que no podía ser retirado del mercado por su calidad de operador de red. A esta fecha, se habían iniciado un total de 72 procedimientos de limitación de suministro (PLS) durante los últimos doce meses, como resultado de los problemas de liquidez que tenía el agente para responder por sus obligaciones en contratos bilaterales y en la bolsa.

|           |                |                                   |                   |
|-----------|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | REGULACIÓN     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | DOCUMENTO CREG | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 47 de 45 |

ASR  
  
 VEF

Durante este periodo los usuarios de este comercializador estuvieron *ad portas* de un corte de suministro de energía eléctrica que pudo haber afectado la continuidad de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica a sus usuarios.

Para finalizar, es preciso mencionar que el efecto de contagio de este caso, representa una deuda en el ASIC aproximadamente de 82 mil millones de COP, correspondiente a 62 mil millones adeudados a los beneficiarios de transacciones en Bolsa, más de 20 mil millones COP en cargos por uso del STN y 27.8 millones en servicios CND, ASIC y LAC.

D-106-17 MARCADOR DE PRECIO EFICIENTE PARA COMPRAS DE ENERGÍA A SER TRASLADADO A LOS USUARIOS

|           |                       |                                   |                   |
|-----------|-----------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Proceso   | <b>REGULACIÓN</b>     | Código: RG-FT-005                 | Versión: 0        |
| Documento | <b>DOCUMENTO CREG</b> | Fecha última revisión: 28/10/2016 | Páginas: 48 de 45 |

ASR

*[Handwritten signature]*