

2014

# Un Análisis del Precio de Escasez



## Un Análisis del Precio de Escasez

### Índice del Documento

1. Introducción
2. Antecedentes
3. Análisis Teórico
  - 3.1. Algunos elementos básicos
  - 3.2. Inversión, precios y la propuesta regulatoria para resolver el “*Missing Money*”
  - 3.3. Valoración de Cargo por Confiabilidad y Precio de Escasez
4. Análisis Valoración Precio Escasez
  - 4.1. Valoración y Simulación Curva de Oferta
  - 4.2. Comparación Estructura Impositiva Precio Fuel Oil y Diesel
5. Futuro del Mercado de Fuel Oil No. 6
6. Conclusiones y Recomendaciones

**Abstract:** El documento presenta un análisis sobre la concepción y valoración del precio de escasez y concluye que el valor actual del precio de ejercicio o precio de escasez  $P_s$  no es equivalente al costo variable de la planta que atiende la demanda en períodos pico o de escasez, es decir a la planta con el costo variable más alto del sistema y en esa medida la política regulatoria no está resolviendo de fondo el problema de *missing money*, en la medida que se sustituye la incertidumbre de recuperar el costo fijo de la planta pico por la incertidumbre de recuperar el costo variable. Finalmente se plantea la recomendación para valorar adecuadamente el precio de escasez y la necesidad de profundizar y estandarizar el mercado de contratos de cubrimiento de precio de energía eléctrica.

### 1. Introducción

En el año 2006 la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, expidió la Resolución CREG 071, por medio de la cual adoptó la metodología para la remuneración del cargo por confiabilidad en el mercado mayorista de energía. El cargo por confiabilidad funciona como una opción real tipo call, en la cual el subyacente es el precio de la energía en el mercado de la bolsa de energía, la prima corresponde al cargo por confiabilidad, y el precio de ejercicio corresponde al precio de escasez.

El presente documento analizará el precio de escasez, como una variable determinante de la valoración del cargo por confiabilidad, tomando en consideración los análisis presentados por la

Comisión, así como el marco conceptual sobre el cual se diseñó el esquema de cargo por confiabilidad y un análisis económico y financiero de la metodología actual.

## **2. Antecedentes**

En esta sección del documento presentaremos la línea de argumentación expuesta por la Comisión en diversos documentos que discuten los objetivos, fundamentos, conceptos y elementos para la definición de la metodología de valoración del precio de escasez.

De acuerdo con el documento CREG – 043 de 2006<sup>1</sup>, dentro de la propuesta del mercado de obligaciones contenida en el documento CREG 122 de 2005 se requería establecer un precio de ejercicio. De acuerdo con el documento citado, *“Dicho valor corresponde al precio al cual el generador se compromete a entregar la energía firme remunerada por concepto de Cargo por Confiabilidad, siempre que la opción sea ejercida, sin que se intervenga el normal funcionamiento de la Bolsa. Este precio es el indicador de la condición crítica del sistema.”*

En el documento CREG 038 de 2006, la Comisión presentó los fundamentos para la utilización del precio de ejercicio<sup>2</sup>, que incluía los siguientes elementos:

1. Mitigación del poder de mercado en la bolsa de energía.
2. Cubrimiento a la demanda contra precios altos.
3. Mecanismo transparente y confiable para la determinación de la existencia o no de condiciones críticas.
4. Disminución del riesgo regulatorio y político (estabilidad del mercado).
5. Aseguramiento de la entrega de energía adquirida mediante las obligaciones.
6. Disminución de la incertidumbre en la estimación de ingresos de los agentes.
7. Asignación adecuada del riesgo a quien lo puede administrar.
8. Verificación de bajo costo.

En el documento CREG 043 de 2006 se presentó la metodología de estimación del precio de ejercicio, cuyas principales características son las siguientes:

1. ***Para asegurar que en condiciones críticas todos los recursos de generación, tanto térmicos como hidráulicos, tienen el incentivo de abastecer la demanda, el precio de ejercicio debe corresponder al valor de la planta térmica más costosa que se***

---

<sup>1</sup> CREG. Determinación del Precio de Ejercicio, Documento para Consulta, Documento CREG – 043, 16 de junio de 2006.

<sup>2</sup> CREG. Fundamentos para la utilización del precio de ejercicio. Documento CREG – 038, 5 de junio de 2006.

- podiera utilizar en el sistema. Lo anterior también evita interferencias en el funcionamiento normal de la bolsa y mitiga el posible abuso de posición dominante.*
2. ***Para lograr lo anterior, se debe considerar la planta de menor eficiencia que pueda utilizar Fuel Oil No. 6 como combustible alterno.***
  3. *Para el cálculo se utilizan los costos de combustible referidos al mercado internacional de los mismos (suministro y transporte). Se deben tener en cuenta los otros costos variables que se tienen por participar en la Bolsa de Energía.*

Tomando en consideración las características señaladas, la Comisión planteó en el citado documento la siguiente metodología de cálculo del precio de escasez:

$$PE_t^T = PE_t^C + OCV$$

Donde,

$PE_t^T$ , Precio de Ejercicio Total [\$/kWh]

$PE_t^C$ , Precio de Ejercicio parte Combustible que se estimará en USD/MWh y se convertirá a \$/kWh con la TRM del día de cálculo, certificada por el Banco de la República. Para el momento inicial se estimará de la siguiente forma:

$$PE_{t=Inicial}^C = Heat\_Rate_{MBTU/MWh} \times Precio\_F.O$$

$Heat\_Rate_{MBTU/MWh}$ , el consumo específico de combustible a plena carga de la planta de menor eficiencia y que pueda utilizar FO como combustible alterno.

$Precio\_F.O_{MBTU/MWh}$ , corresponde al precio del combustóleo publicado por Ecopetrol en su página WEB para el mes de junio de 2006, más 1.5% para cubrir costos de transporte. Este precio se convierte a dólares por MBTU empleando la TRM del último día hábil del mes en que se efectúa este cálculo, certificada por el Banco de la República, y empleando un poder calorífico de 0.15 MBTU/galón.

OCV, Otros Costos Variables [\$/kWh]. Valor estimado para el mes siguiente. Corresponde a los siguientes costos variables: i) CEE (CERE), ii) FAZNI, iii) Aporte Ley 99 de 1993, y iv) AGC. En el procedimiento de liquidación se harán los ajustes necesarios para la facturación.

Para efecto de determinar la eficiencia técnica a utilizar en el cálculo del precio de escasez, la Comisión realizó una revisión del *heat rate* de las plantas reportadas en el sistema. En el Documento CREG 043 de 2006, se presenta un ordenamiento de las plantas por eficiencia técnica,

de menor a mayor, sobre el cual la Comisión concluye que la planta más ineficiente que puede utilizar Fuel Oil No.6 es la Planta Barranca 3 que tiene un *heat rate* de 12.482 MBTU/MWh.

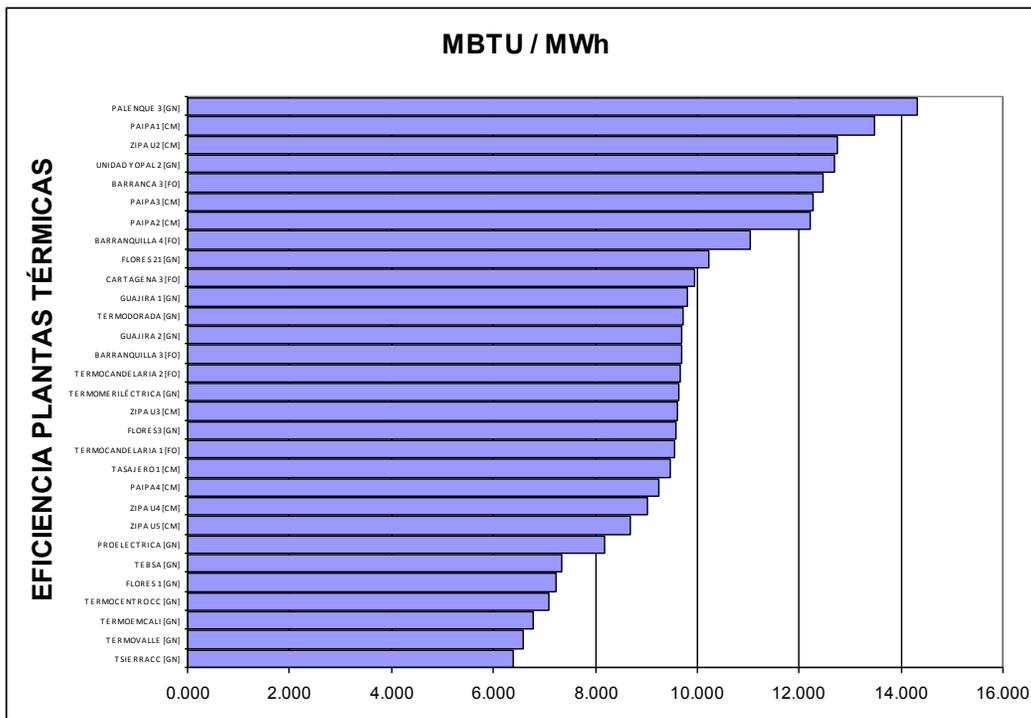


Figura 1: “Heat Rate” Plantas Térmicas

De manera complementaria la Comisión presenta en el documento CREG – 043 de 2006 el análisis que lleva a concluir que el Fuel Oil es un referente apropiado para indexar mensualmente el precio de escasez y que tiene la siguiente línea de argumentación:

*Al comparar el precio de la Bolsa de electricidad en Colombia con los precios internacionales del Fuel Oil, figura 2, se puede ver claramente que existe una relación directa entre estos dos precios, lo que corrobora lo esperado, dado que los precios del gas natural que utilizan las plantas térmicas se encuentran indexados con el Fuel Oil de exportación de Ecopetrol<sup>3</sup> antes de diciembre de 2005 (figura 3) y con el Fuel Oil internacional a partir de enero de 2006<sup>4</sup>.*

<sup>3</sup> Resolución CREG 057 de 1996 y resolución 023 de 2000.

<sup>4</sup> Resolución CREG 119 de 2005.

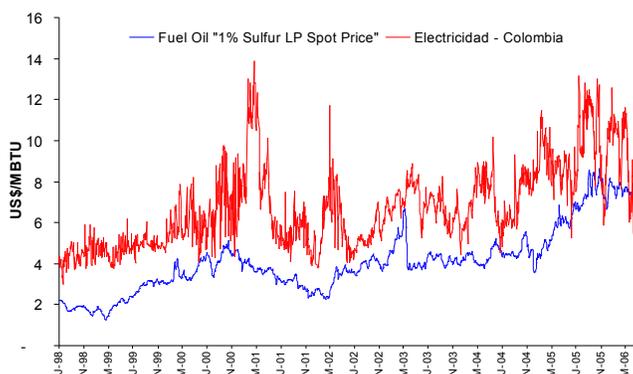


Figura 2: Comparación de Precio de Electricidad en Bolsa y Precios Fuel Oil Internacional

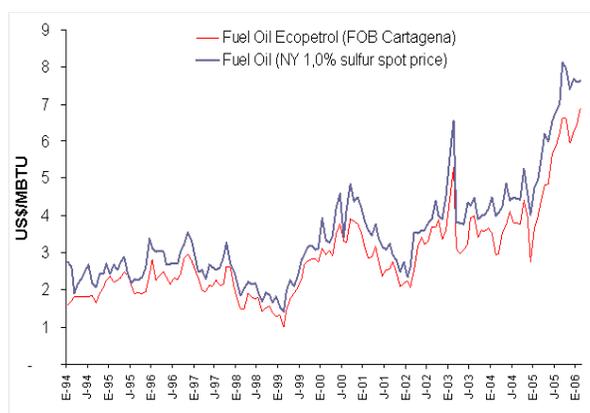


Figura 3: Comparación de Precios Fuel Oil ECOPETROL y Precios Fuel Oil Internacional

La esencia de la propuesta realizada en el documento CREG 043 de 2006 no se modificó en la Resolución CREG 071 de 2006. Vale la pena destacar, que en el Documento CREG 085 de 2006, que corresponde al documento soporte de la Resolución definitiva, la Comisión insistió en un argumento que había sido planteado previamente y hace parte fundamental de la base conceptual del esquema de cargo por confiabilidad, de acuerdo a lo presentado por Peter Cramton<sup>5</sup> y Paul Joskow<sup>6</sup> y que será objeto de análisis en la sección 3. El argumento presentado se ofrece como respuesta a la pregunta 170<sup>7</sup> que se cita a continuación:

<sup>5</sup> Ver Peter Cramton, The Convergence of Market Designs for Adequate generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem, A White Paper for the Electricity Oversight Board, 25 de abril de 2006.

<sup>6</sup> Ver más en Paul J. Joskow, Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, 06 – 009 WP, Abril de 2006.

<sup>7</sup> CREG. Respuesta a los comentarios de los agentes y terceros interesados al proyecto de resolución sometido a consulta mediante Resolución CREG – 043 de 2006, Documento CREG – 085 de 2006, 3 de octubre de 2006.

*¿El precio de ejercicio será fijado por el regulador?, se va a fijar un precio de ejercicio por bloque? ¿Qué criterios se van a tener en cuenta para establecer el precio de ejercicio?*

La respuesta de la Comisión a esta pregunta es la siguiente:

*El Precio de Escasez está definido por la Comisión, como un valor inicial con una metodología para su actualización mensual. **Solo existe un Precio de Escasez y para su determinación la Comisión tuvo en cuenta que el nivel fijado permita generar con la última planta que podría utilizar el sistema en una condición crítica de escasez frente a la cual se considera más económico generar con esa planta que racionar; y que corresponde a aquella de menor eficiencia que puede utilizar Fuel Oil No. 6 como combustible alterno.***

De otro lado, en el año 2007 la Comisión publicó el documento CREG – 047 que tenía como propósito presentar un “análisis económico de la variabilidad de las plantas térmicas utilizando combustibles líquidos para la generación de energía firme frente al precio de escasez, teniendo en cuenta la función que este valor tiene en el contexto del Cargo por Confiabilidad.” La Comisión con el citado documento tenía como propósito responder a las preocupaciones manifestadas por los agentes que respaldan las Obligaciones de Energía en Firme con combustibles líquidos sobre la metodología de valoración del precio de escasez.

Para efecto del análisis, la Comisión incorporó los siguientes elementos: eficiencia de las plantas térmicas, costos de combustibles, pago por concepto de cargo por confiabilidad, probabilidad y duración de El Niño.

Adicionalmente, en el documento se consideran las siguientes dos características de la operación de la planta:

1. Operan solamente en los períodos donde se presenta el fenómeno de El Niño, y
2. Operan todo el tiempo de duración del período del fenómeno de El Niño.

Teniendo en cuenta las anteriores características de operación, la Comisión tomó como referencia las plantas que operan con combustibles líquidos (Fuel Oil #2 y Fuel Oil #6), dado que plantas que operan con Gas Natural y Carbón, en su concepto tienen costo variables bastante inferiores y no serían las llamadas a marcar el precio de Bolsa en condiciones críticas.

El marco de análisis que presenta la Comisión es el siguiente:

*... se toma como referente una planta tipo con las siguientes características:  
Capacidad: 150 MW*



IHF: 5%

ENFICC: 1,248 GWh/año

El ejercicio realizado y presentado en el documento es el siguiente:

*El análisis se realiza trayendo a valor presente neto (VPN), con una tasa de descuento del 12%<sup>3</sup>, los flujos de caja de 25 años: i) inversión a un costo de 82.5 Millones de USD que se considera se ejecutan en dos años para una planta nueva, turbogas dual con facilidades para operar con combustibles líquidos, y un año para una planta turbogas o turbovapor existente que instala facilidades para operar con combustibles líquidos a un costo de 13.5 Millones de USD, trabajos que son llevados a cabo antes de el inicio de las obligaciones, ii) ingresos constantes, correspondientes al pago del cargo por confiabilidad (USD 13.045/MWh de ENFICC), y iii) egresos/ingresos cuando se hacen exigibles las obligaciones, corresponde a la diferencia entre los costos variables de la planta y el precio de escasez, los cuales se dan en las épocas en que opera la planta, es decir cuando se está en período de fenómeno de El Niño. Adicionalmente, la TRM utilizada es la de junio 8 de 2007 que fue de \$ 1900.68.*

Los resultados del valor presente neto indican, de acuerdo con el documento, lo siguiente:

***De acuerdo con los resultados, se encuentra que una planta nueva solamente tiene un VPN positivo en un elevado número de casos, cuando tiene una alta eficiencia.***

***En el caso de plantas existentes que hagan las inversiones para convertirse a la utilización de fuel oil #2, se encuentra que para plantas hasta con Heat Rate de 9.0 MBTU/MWh, los resultados son positivos en más de un cincuenta (50%) de los casos, asumiendo recuperación total de la inversión en conversión.***

***En el caso plantas nuevas que operen con Fuel Oil #6, la inviabilidad solamente está comprometida con las plantas muy ineficientes.***

***En el caso de plantas existentes que se conviertan para utilizar el Fuel Oil #6, se encuentra que en todos los casos los ingresos netos son positivos.***

Finalmente, la Comisión presenta el análisis de los resultados que contiene los siguientes puntos:

*Desde el punto de vista de hidrologías, los ejercicios realizados consideran que el fenómeno de El Niño, desde el momento inicia hasta su finalización, afectan las hidrologías tal forma que lleva a que se hagan efectivas las Obligaciones de Energía Firme del parque térmico,*

*situación que no ha sido así. Por lo tanto, en la condición real los resultados presentados en el análisis podrían ser más favorables.*

*Las variables relevantes para el caso de plantas térmicas en lograr una producción de energía a menor costo son: i) eficiencia y ii) costo del combustible.*

***Las señales de precios del cargo inducen a la utilización de los combustibles de menores costos, tal como es la práctica internacional para la generación de energía eléctrica.***

***Las plantas más eficientes tienen un mayor rango de ganancias.***

***Las plantas que utilizan combustibles costosos, son viables en la medida en que la planta tenga una alta eficiencia.***

***La conversión de las plantas térmicas existentes, es una alternativa competitiva en el caso de Fuel Oil #2 para plantas eficientes y para el caso de Fuel Oil #6 en todas las plantas.***

***Algunas plantas térmicas con eficiencias superiores a 8 MBTU/MWh, pueden gestionar cierres de ciclo para el uso de combustibles de alto costo sea viable.***

***Las plantas térmicas con tecnologías de vapor y con las eficiencias actuales, son viables técnica y financieramente para la utilización de cualquier combustible líquido.***

Tomando en consideración lo anterior, la Comisión concluyó,

***Teniendo en cuenta lo anterior, desde el punto de vista de eficiencia energética, no se encuentran razones que sugieran la necesidad de hacer un cambio en el precio de escasez.***

En general, la línea de argumentación de la Comisión sobre la metodología de valoración del precio de escasez ha sido la siguiente:

1. Tanto en el documento CREG 043 de 2006 como en el documento CREG 085 de 2006 la Comisión ha manifestado que el precio de escasez debe asegurar que en condiciones críticas todos los recursos de generación, tanto térmicos como hidráulicos, tengan el incentivo de abastecer la demanda, y la valoración debe corresponder al valor de la planta térmica más costosa que se pudiera utilizar en el sistema, frente a la cual se considera más económico generar con esa planta que racionar.

2. De otro lado, la Comisión ha insistido que la planta térmica más costosa corresponde a aquella de menor eficiencia que puede utilizar Fuel Oil No. 6 como combustible alternativo. La explicación de lo anterior se basa en dos argumentos. El primero indica que visualmente parece evidente que existe una relación directa entre el precio de bolsa de la energía eléctrica y el precio del Fuel Oil No. 6. El segundo argumento, resulta de realizar un ordenamiento de la eficiencia técnica de las plantas, en el que resulta que la planta Barranca 3, que utiliza Fuel Oil No. 6 tiene el *heat rate* más alto y por lo tanto la menor eficiencia.
3. Finalmente, la Comisión con el análisis presentado en el documento CREG 047 de 2007, concluye que no es necesario realizar un ajuste a la valoración del precio de escasez, con un argumento central que consiste en indicar que la viabilidad económica de las plantas frente al precio de escasez depende de la eficiencia técnica.
4. De la línea de argumentación presentada por la Comisión a lo largo de los documentos presentados, es evidente una contradicción entre la idea que el precio de escasez debe revelar la planta térmica más costosa y que la viabilidad económica de las plantas frente al precio de escasez depende de la eficiencia técnica, cuando parte de la metodología de la Comisión para determinar la metodología de valoración depende de la selección de la planta técnicamente más ineficiente.
5. Adicionalmente, no es clara la razón de selección del combustible Fuel Oil No. 6 para la valoración del precio de escasez parte combustible con el concepto inicial que la valoración debe corresponder al valor de la planta térmica más costosa que se pudiera utilizar en el sistema.
6. Finalmente, al replicar el ejercicio realizado por la Comisión en el documento CREG – 043 de 2006 para elegir el Fuel Oil como indexador del Precio de Escasez, en el que se afirmaba que se podía ver claramente que existe una relación directa entre estos dos precios, es decir que la correlación entre las dos series es 1, se encuentra que entre los precios del combustible y el precio de bolsa existe un grado de variación conjunta positivo pero inferior al 50 % ( 0.49191641).

En las secciones siguientes del documento, se presentara un análisis conceptual, estadístico y económico con el fin de realizar una propuesta a la Comisión sobre la valoración del precio de escasez que genere los incentivos económicos adecuados en el mercado mayorista de energía.

### 3. Análisis teórico

En esta sección se revisaran los conceptos básicos que forman parte del esquema de cargo por confiabilidad y que por consiguiente tienen efecto en la valoración del precio de escasez. Inicialmente presentaremos algunos conceptos básicos para efecto de la discusión y valoración que se desea presentar. Con lo anterior en mente, presentaremos el alcance de los análisis realizados por Peter Cramton y Paul Joskow en el marco de la construcción del esquema de cargo por confiabilidad y los efectos sobre la valoración del precio de escasez.

### 3.1. Algunos elementos básicos

De acuerdo con Steven Stoft<sup>8</sup>, el costo overnight<sup>9</sup> captura el costo fijo de generación, y el costo del combustible por unidad de producto captura el costo variable<sup>10</sup>. El costo fijo es un flujo constante que cuando se adiciona al costo variable es equivalente al requerimiento anual de ingreso por kW de capacidad de generación (ARR, por sus siglas en inglés). El ARR se puede expresar como,

$$ARR = FC + (cf \times VC)$$

Donde,

*ARR*, Requerimiento Anual de Ingreso por kW de Capacidad de Generación

*FC*, Costo Fijo en \$/kW

*cf*, Factor de capacidad<sup>11</sup> (%)

*VC*, Costo Variable en (\$/kW)

En general, la expresión anterior es equivalente al costo promedio por utilizar la capacidad de la planta ( $AC_E$ ) con un factor de capacidad *cf*. De otro lado, el costo promedio de la energía es resultado de la siguiente expresión.

$$AC_E = \frac{FC}{cf} + VC$$

$AC_E$ , Costo medio de la energía en \$/MWh

*FC*, Costo Fijo en \$/MWh

*VC*, Costo Variable en \$/MWh

La valoración del componente de costo fijo en la anterior expresión es el costo overnight amortizado a lo largo del ciclo de vida de la planta,

$$AC_E = \frac{\frac{OC(1+r)^T r}{(1+r)^T - 1}}{cf} + VC$$

<sup>8</sup> Ver más en Steven Stoft, Power System Economics, IEEE Press, 2000, Página 33.

<sup>9</sup> De acuerdo con Steven Stoft, "In economic terms, this is the present value cost of the plant, it would have to be paid as a lump sum up front to pay completely for its construction.

<sup>10</sup> For simplicidad se discute solo el costo del combustible. Los costos de operación y mantenimiento forman parte adicional del costo variable.

<sup>11</sup> El factor de capacidad (factor de planta) es el resultado de dividir la generación real de un año entre la generación potencial de una planta (Capacidad Efectiva Neta multiplicado por 8.760).

Donde,

$OC$ , Costo Overnight en \$/kW

$r$ , Tasa de descuento

$T$ , Ciclo de vida de la planta

De acuerdo con Stoft, tanto  $AC_E$  como  $AC_K$  pueden ser utilizados para comparar el costo de la energía pico con el valor de demanda pérdida (Value of Lost Load, por su nombre en inglés). Para efecto de la discusión y valoración que se presentará a continuación se utilizará el concepto de  $AC_E$  que resulta relevante para la valoración del precio de escasez.

### 3.2. Inversión, precios y la propuesta regulatoria para resolver el “Missing Money”

La función de beneficios de corto plazo de una planta de generación, de acuerdo con lo definido en la sección anterior puede expresarse como,

$$\pi = (p \times E) - VC$$

Donde,

$p$ , precio de la energía en el mercado

$E$ , cantidad de energía vendida

La función de beneficios de corto plazo permite identificar dos elementos fundamentales en los incentivos para la inversión en capacidad de generación en un mercado eléctrico. De un lado, el excedente que resulta de la diferencia entre ingreso y costos variables totales tiene como propósito recuperar los costos fijos de una planta de generación, entendido como el costo *overnight* amortizado de la planta. Es decir, un generador recupera sus costos fijos únicamente cuando el precio es mayor que el costo variable. Stoft<sup>12</sup> define lo anterior como *Price Spike*,

*The (aggregate) price spike is the section of the market’s price duration curve above the average variable cost of the most expensive-to-run, but still investment – worthy, peak – load generator.*

Por lo anterior, los generadores que atienden la demanda de energía de períodos pico o críticos, deben recuperar los costos fijos a partir de las rentas inframarginales derivadas de la realización de *Price Spikes* en el mercado. Como es explícito de la definición citada, esta condición no

---

<sup>12</sup> Ver más en Steven Stoft, Power System Economics, IEEE Press, 2000, Página 128.

compromete de ninguna manera la recuperación del costo variable de la planta más costosa que atiende la demanda de energía en períodos picos o críticos, pues de lo contrario, comprometería la recuperación de la inversión.

De otro lado, el valor presente del ingreso derivado por los *Price Spikes* de una planta pico es equivalente al costo fijo de la planta pico, es decir,

$$FC_{peak} = R_{spike}$$

Donde,

$R_{spike}$ , es el Price – Spike Revenue<sup>13</sup>.

El Price – Spike Revenue,  $R_{spike}$ , depende en gran medida de las características institucionales de la formación del precio en el mercado y en particular, del grado de incertidumbre en la realización de los Price – Spike necesarios para la remuneración de los costos fijos, que como se ha presentado contiene explícitamente el valor de la inversión y la remuneración del costo de capital. Paul J. Joskow en el documento “Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity”<sup>14</sup>, identifica como una de las principales imperfecciones del mercado la existencia de restricciones institucionales. Dichas restricciones buscan mantener el precio de la energía en niveles bajos respecto a los niveles de eficiencia durante las horas en las cuáles deberían proveer ingresos para remunerar el costo de capital de las generadoras:

*..., there are a number of market imperfections and institutional constraints that have the effect of keeping wholesale prices for energy and operating reserves below their efficient levels during hours when prices should be very high and provide net revenues to contribute to the capital costs of generating facilities.*

Peter Cramton y Steven Stoft en el documento The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO’s Resource Adequacy Problem, A White Paper for the Electricity Oversight Board identifica como el principal problema de la oferta adecuada de capacidad de generación el *missing money*. Este problema, de acuerdo con los autores se presenta cuando la capacidad de generación es adecuada y genera precios de electricidad muy bajos para remunerar los costos fijos derivados de dicha capacidad instalada. En

---

<sup>13</sup> Stoft define el Price – Spike Revenue cómo “*The area of the price spike is the price-spike revenue. It is the average hourly scarcity rent that would be earned by the most expensive investment-worthy peaker during the year in question.*”

<sup>14</sup> Ver más en Paul J. Joskow, Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, 06 – 009 WP, Abril de 2006.

particular, la presencia de price caps, cuya función es mitigar el riesgo de ejercicio de poder de mercado, resultan muy bajos para la remuneración total de la inversión en capacidad<sup>15</sup>.

Para Joskow<sup>16</sup> la razón del problema de *missing money* es que los precios no crecen lo suficiente durante las horas de escasez de tal manera que se obtengan las quasi-rentas adecuadas para cubrir los costos de capital de inversión de un portafolio eficiente de capacidad de generación.

La solución planteada por Cramton y Stoft se centra en tres puntos fundamentalmente:

- i. Recuperar la formación de precios de energía eléctrica para que revele sin distorsiones las condiciones de escasez,
- ii. Cubrir la demanda de los precios spot altos mediante Opciones Call (en el cual el precio de ejercicio funciona como price cap al ejercicio de la opción), e
- iii. Implementar un mercado de capacidad forward para la compra de un nivel objetivo.

De esta recomendación de política regulatoria, se destacan varios elementos de valoración de la opción Call, en la que tanto Cramton y Stoft y Joskow coinciden y cuyos resultados no distan de lo contenido en la sección 3.1 de este documento.

En primer lugar, tanto Cramton y Stoft, así como Joskow coinciden en que la prima de la opción call corresponde al costo overnight amortizado anualmente de una planta pico, es decir,  $FC_{peaker}$ . Cramton y Stoft lo plantean en términos de valor del multiplicador que deben tener los precios spot del mercado, con el propósito de pagar los costos fijos de la planta neto del costo variable de la planta pico,  $VC_{peaker}$ .

*The second task is to estimate the annualized fixed cost of the Benchmark peaker. Suppose that is  $FC_{peaker} = \$80,000/MW$ . This indicates prices need to be roughly four times higher to induce investment up to the level of adequate capacity.*

*To cover  $FC_{peaker}$ , scarcity revenues need to be multiplied by  $M = FC_{peaker} / SR = 4$ . To accomplish this, every point on the energy-demand curve, above the variable cost of a peaker,  $VC_{peaker}$ , which is also the call-option's strike price,  $P_s$ , should be scaled up by  $M$ .*

Joskow plantea la idea de la siguiente forma,

---

<sup>15</sup> Ver más en Peter Cramton y Steven Stoft, The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity, Abril 25 de 2006. Página 48.

<sup>16</sup> Ver más en Joskow, Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity

..., in equilibrium the market clearing price ( $P_c$ ) for generating capacity should equal the capital costs of a peaker ( $P_k$ ) less the quasi-rents that a peaker would expect to earn ( $R_p$ ) in the energy market or  $P_c = P_k - E[R_p]$  adjusted for expected forced outage rates and associated penalties.

En segundo lugar, como lo menciona Cramton y Stoft, el valor del precio de ejercicio de la Opción Call, que en términos del mercado colombiano corresponde al precio de escasez, es equivalente al costo variable de la planta pico. Como se presentó en la sección 3.1 para mantener en equilibrio el ingreso anual requerido por capacidad de generación (ARR), tantos costos fijos como costos variables deben ser remunerados. Un poco de estática comparativa evidencia que la remuneración de las plantas de generación pico queda comprometida si el costo variable de la planta pico no es remunerada. Si el precio de ejercicio es definido por debajo de  $VC_{peaker}$ , es decir  $P_s - VC_{peaker} < 0$  y el valor de la prima de la opción  $P_c$  efectivamente cubre el  $FC_{peak}$ , en todo caso el valor ARR (valorado en términos de energía) es menor que cero, es decir, genera una pérdida como se evidencia a continuación,

$$ARR_{peaker} = P_c + (P_s - VC_{peaker})$$

Ahora bien, el problema de *missing money* y la propuesta regulatoria presentada por Cramton y Stoft, así como por Joskow, da cuenta de la debilidad de los mercados de energía para remunerar los costos fijos de las plantas pico, de la incertidumbre de los ingresos generada por la presencia de bajos *price caps* que permitan asegurar *Price – Spikes*, que cubran dichos costos fijos. Los *Price – Spikes* como se explicó anteriormente se estiman netos de los costos variables de las plantas picos. Si el precio de ejercicio o precio de escasez  $P_s$  no es equivalente al costo variable de la planta que atiende la demanda en períodos pico o de escasez, es decir a la planta con el costo variable más alto del sistema, la política regulatoria no está resolviendo de fondo el problema de *missing money*, en términos generales, se sustituye la incertidumbre de recuperar el costo fijo de la planta pico por la incertidumbre de recuperar el costo variable.

### 3.3. Valoración de Cargo por Confiabilidad y Precio de Escasez

De acuerdo con el diseño básico planteado por Peter Cramton en *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity*<sup>17</sup>, la valoración del precio de escasez y de la prima asociada al cargo por confiabilidad de ninguna manera está relacionada por un modelo de valoración de opciones financieras o reales. Como se describe a continuación, la valoración del precio de escasez está asociado al cubrimiento del costo variable de planta peaker y la valoración

<sup>17</sup> Ver más en Peter Cramton y Steven Stoft, *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity*, Abril 25 de 2006. Página 49.

de la prima, como se explicó en la sección 3.1., corresponde al costo overnight amortizado anualmente de una planta pico.

*“The hedge will be a call option with strike price,  $P_s$ , which in the Basic Design equals  $VC_p$ , so the call option exactly covers the scarcity revenues. The call option is paid for with the ICAP payment,  $P_{Ic}$ . Because the call option covers the scarcity revenues exactly, suppliers must pay load all scarcity revenues they earn from capacity covered by the call option.”*

Por lo anterior, el argumento según el cual, si se modifica el Precio de Escasez se debe disminuir la prima o el valor del Cargo por Confiabilidad evidencia un error conceptual fundamental, en la medida que la definición de los parámetros de valoración de la prima (Cargo por Confiabilidad) y del precio de ejercicio (Precio de Escasez) tiene por objeto mantener en equilibrio del ingreso anual requerido por capacidad de generación (ARR), de tal manera que tanto los costos fijos como los costos variables de la planta pico sean remunerados. Ni Cramton, ni Joskow ni la Comisión en el proceso de construcción de la metodología de Cargo por Confiabilidad plantearon un modelo de valoración de opciones del cual se pueda inferir o concluir una función inversa entre los dos parámetros.

Como se concluyó en la sección 3.2, si precio de escasez  $P_s$  no es equivalente al costo variable de la planta que atiende la demanda en períodos pico o de escasez, es decir a la planta con el costo variable más alto del sistema, la política regulatoria no está resolviendo de fondo el problema de *missing money*, en la medida que se sustituye la incertidumbre de recuperar el costo fijo de la planta pico por la incertidumbre de recuperar el costo variable.

Por lo anterior, la recomendación de modificar el Precio de Escasez busca resolver el desequilibrio en el ingreso anual requerido generado por la remuneración parcial de la planta pico del sistema que es el planteamiento original de Joskow y de Cramton y Stoft .

En la siguiente sección del documento se presentará un ejercicio de valoración del efecto del precio de escasez en términos de energía e impacto financiero en las empresas.

#### 4. Análisis sobre la valoración del precio de escasez

En esta sección del documento se compone de dos partes. En la primera parte, se presentará una simulación de precios de oferta que contiene únicamente la valoración del costo variable parte combustible para todas las plantas térmicas que pueden utilizar un combustible líquido como sustituto a gas natural. Con dicha información se construirá una curva de oferta que se comparará con el precio de escasez parte combustible a fin de identificar el *missing money* del costo variable asociado a combustible líquido de las plantas existentes en el sistema.

La promoción de respaldo de las Obligaciones de Energía Firme – OEF con combustibles líquidos fue promovida por la CREG en el Documento CREG 039 de 2006. Es este documento se planteó



que dadas las características propias del consumo térmico hacen que los esquemas contractuales del tipo “Pague lo Contratado” que se utilicen para el suministro de gas en firme sean onerosos, teniendo en cuenta las condiciones del servicio (que garantiza firmeza).

Adicionalmente afirmaba que por los antecedentes de desarrollo del sector de gas natural en Colombia, aún persiste el poder de mercado y la concentración de la oferta. En este contexto, la obligación que tienen los agentes generadores de energía eléctrica de suscribir contratos de largo plazo de suministro de combustible en firme, en el caso del gas, podría incrementar el poder de mercado de los productores-comercializadores.

Por lo anterior la Comisión planteó alternativas para abordar dichas dificultades dentro de las que se identificaron las siguientes: i) diseñar un contrato de suministro de gas natural por la vía regulatoria, y ii) flexibilizar las exigencias de contratación de combustibles para el cargo por capacidad. Por las consideraciones del sector de gas natural presentadas anteriormente, la primera alternativa no es aconsejable, ya que no sería consistente regular esquemas contractuales que busquen proteger precios regulados del gas en boca de pozo, una vez que la Comisión ha acogido el esquema de libertad de precios del gas natural en boca de pozo.

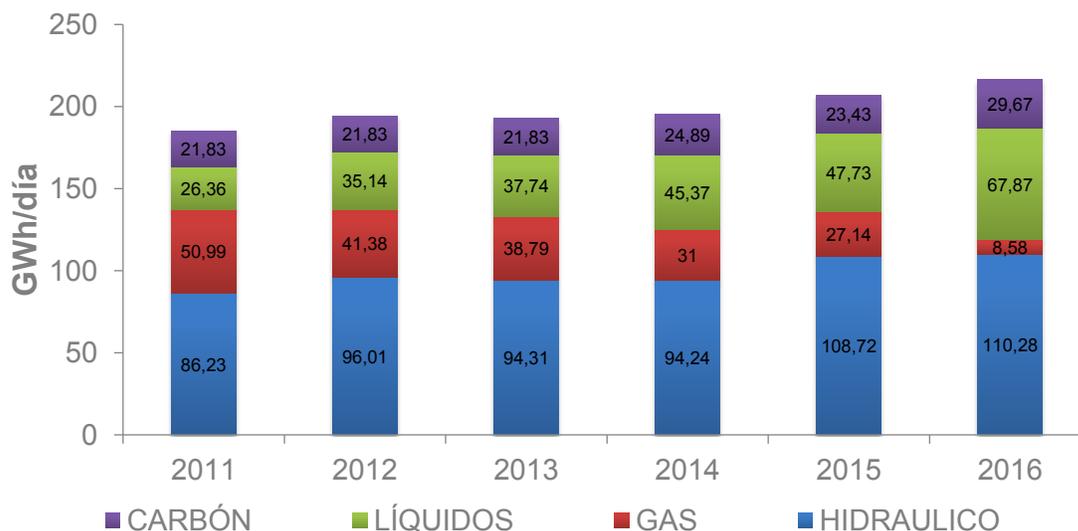
Ahora bien, en cuanto a la segunda alternativa, la flexibilización total de las exigencias de contratos de combustibles sería factible si existiera un mercado de corto plazo de gas natural lo suficientemente desarrollado y una infraestructura de almacenamiento de gas natural suficiente, de tal forma que se garantizara el suministro incluso en situaciones pico de demanda. Sin embargo, al no contar en Colombia con un mercado con estas características, la única alternativa viable sería la flexibilización de la contratación considerando el mercado de los combustibles alternos.

Las dificultades presentadas orientaron a la Comisión a dar las señales regulatorias que permitan a los agentes térmicos determinar libremente el tipo de combustible necesario para ofrecer la energía firme que requiera el sistema.

En este sentido, la Comisión planteó dejar a cargo de los agentes generadores la selección del esquema contractual de suministro del combustible y del tipo de combustible a utilizar.

De esta forma, las plantas térmicas que se enfrenten a contratos de suministro de gas en firme (como combustible principal) que no se ajusten a sus perfiles de consumo, podrán optar por garantizar la energía firme a través de un combustible alternativo. Así mismo, podrán utilizar una combinación de contratos de suministro entre combustible principal y alternativo (combinando suministro y almacenamiento, contratos firmes con interrumpibles, combustibles principales con combustibles alternos), que sumados le permitan cumplir sus compromisos de generación de energía firme y ofrecer la continuidad que requiere el sistema eléctrico y que se está remunerando a través del cargo por confiabilidad. En general, se prevé que sea el mismo agente quien determine la estructura contractual que utilizará.

Como efecto de esta alternativa regulatoria para respaldar la Energía en Firme con combustibles líquidos, el mercado ha transitado a dicho respaldo de 26.36 GWh/día en 2011 a 67.87GWh/día en 2016 como se presenta en el gráfico siguiente.



Lo anterior presenta un escenario distinto al planteado en el año 2006 cuando se analizó las condiciones de suministro de combustible y la definición del precio de escasez.

#### 4.1. Valoración y Simulación Curva de Oferta

El propósito del ejercicio que se presenta a continuación es estimar económicamente el efecto de la decisión por parte de la CREG de valorar el precio de escasez con base en el funcionamiento de una planta térmica que utiliza Fuel Oil No. 6 y que como se explicó previamente, no corresponde a la planta más costosa del sistema para atender la demanda durante períodos críticos.

Para la realización de este ejercicio de valoración se estimó el costo variable de cada una de las plantas que puede utilizar combustibles líquidos a partir de los precios reportados por la firma Platts, y que es la fuente del precio del Fuel Oil No. 6, y el *heat rate* reportado por los agentes en el documento de parámetros publicado por la CREG para la asignación de Obligaciones de Energía Firme – OEF . El cálculo realizado corresponde a la aplicación de la siguiente expresión:

$$C_k = (p_k^c * HR)$$

Donde,

$C_k$ , Costo combustible planta k

$p_k^c$ , Precio combustible c que utiliza la planta k

*HR*, Heat rate planta k

El ejercicio realizado no toma en consideración los costos asociados a fletes, transporte, e impuestos que pueden incrementar el costo variable estimado en un rango de 11% a 25% dependiendo la ubicación de la planta. Sin embargo, el propósito del análisis de impacto está concentrado en la evaluación del indicador definido para la valoración del Precio de Escasez y el costo variable que enfrentan los agentes. Al final la inclusión de los otros costos asociados modifica el nivel de la curva de costos pero no cambia el resultado del efecto que genera el indicador. A continuación se presenta una comparación de la valoración del costo variable de varias plantas de generación del sistema que corresponde a la valoración de costo de combustible para cada planta de generación.

Para las plantas de combustibles líquidos se presentan los resultados en los gráficos 1, 2 y 3. Comparado con el precio de escasez, en la serie histórica obtenida las plantas diésel 5, 6, 7 y 8 no logran cubrir la diferencia entre el costo variable y el precio de escasez y para algunos períodos ocurre lo mismo con las plantas de generación que utilizarían jet fuel.

Gráfico 1 – Plantas Diesel

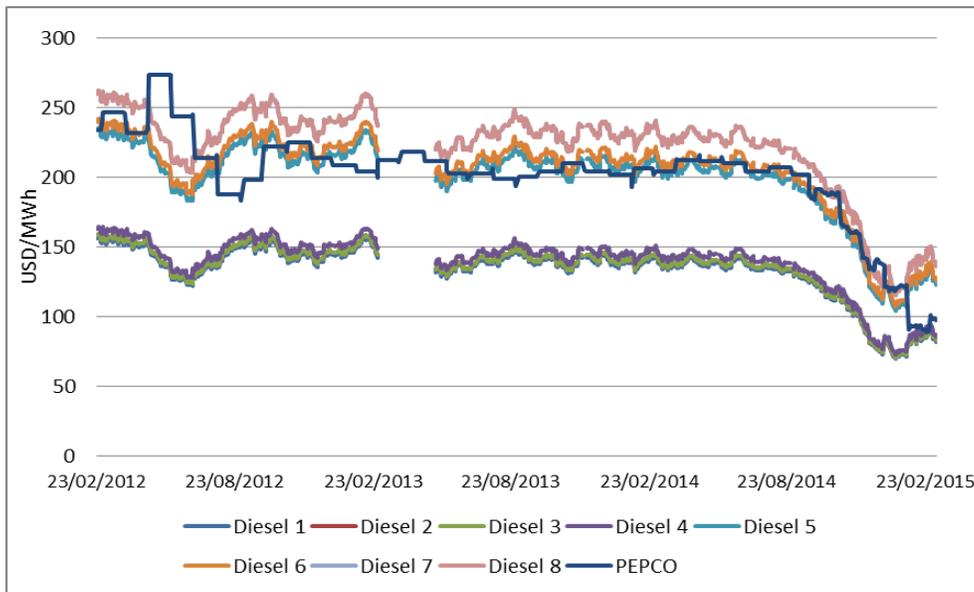


Gráfico 2 – Plantas Jet Fuel

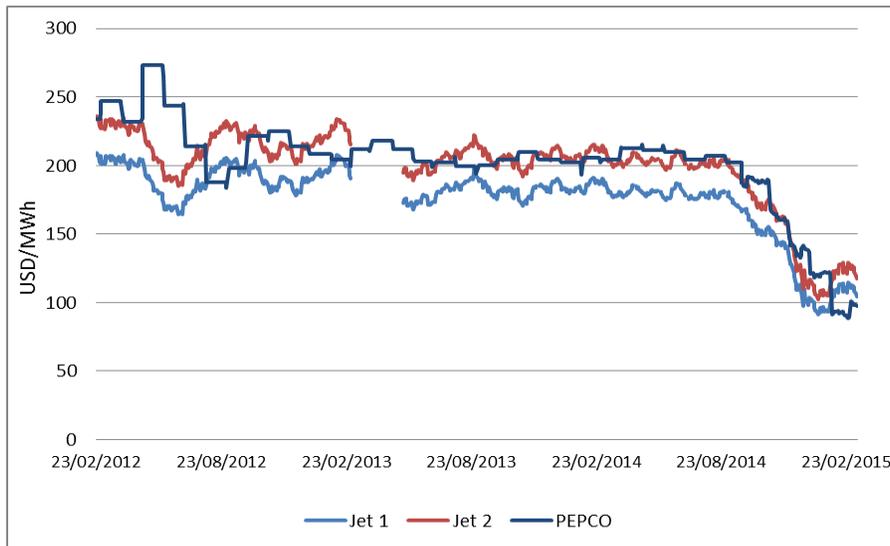
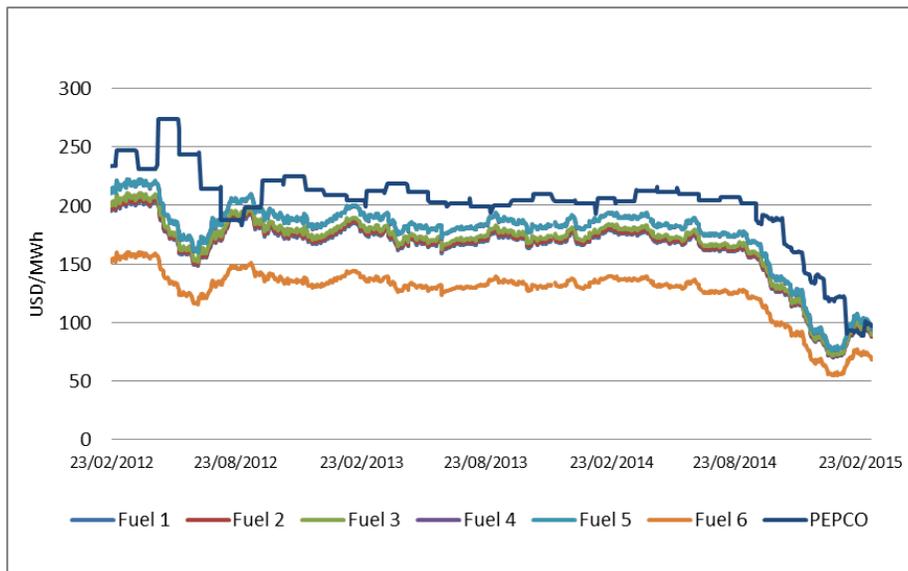


Gráfico 3 – Plantas Fuel Oil



Con el objetivo de demostrar las limitaciones en la valoración del precio de escasez, se realizó la estimación de los precios de oferta de las plantas térmicas dentro del periodo mayo de 2013 a febrero de 2015, para una hora.

$$PO = (Ck + AOM) \times TRM$$

Donde,

*PO*, Costo Total Variable

*Ck*, Costo Combustible Planta k

*AOM*, Gastos de Operación y Mantenimiento, valorados en USD 5/MWh

*TRM*, Tasa de Cambio diaria reportada por el Banco de la República

Una vez obtenido el precio de oferta estimado de cada planta, se realizó el ordenamiento por mérito mes a mes para construir la curva de oferta de energía mensual de los años 2013 y 2014, con el fin de estimar la energía en firme desplazada como consecuencia de las limitaciones que presenta el precio de escasez al ser valorado con el heat rate de la planta más ineficiente que utilice Fuel Oil No.6.

Gráfico 4—Curva Oferta de Energía 2013

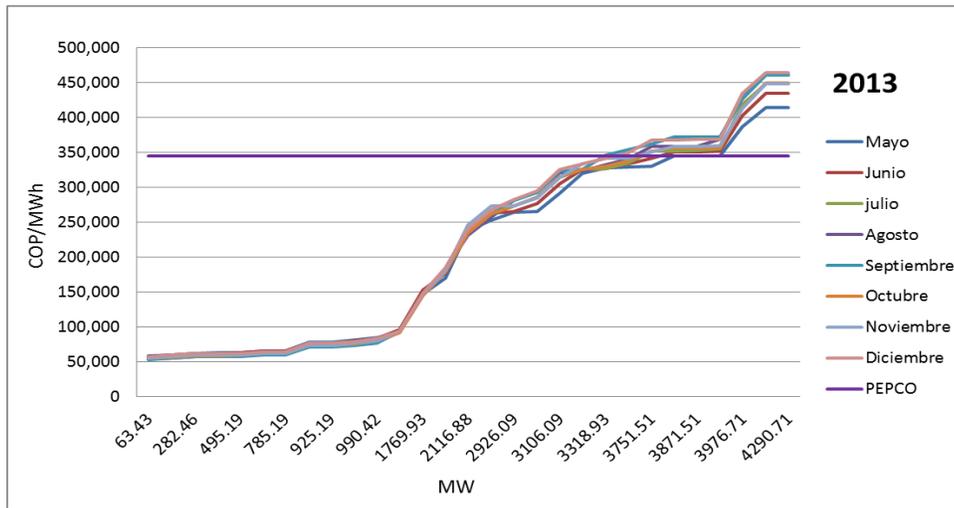
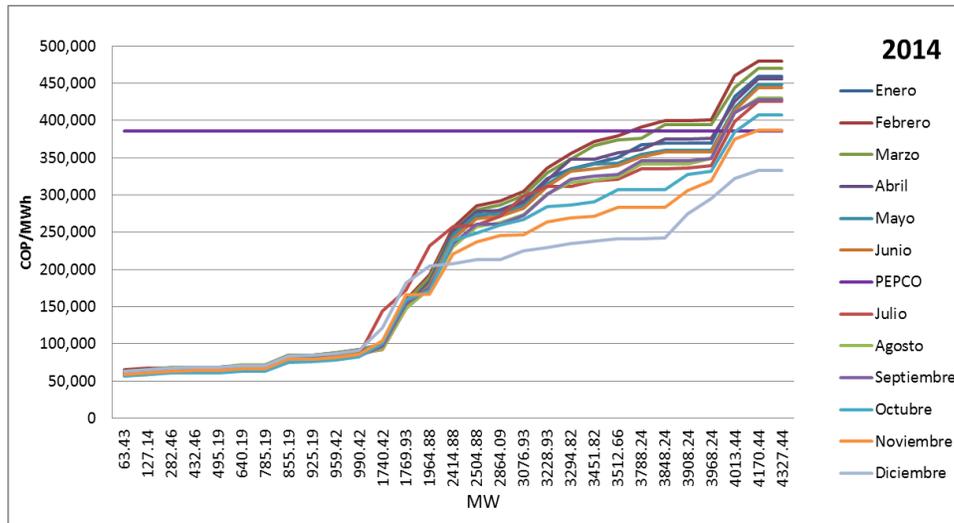


Gráfico 5—Curva Oferta de Energía 2014



Posteriormente se realizó la comparación entre la curva estimada de oferta de energía y el precio de escasez para los meses de mayo a diciembre de 2013 y enero a diciembre de 2014, buscando

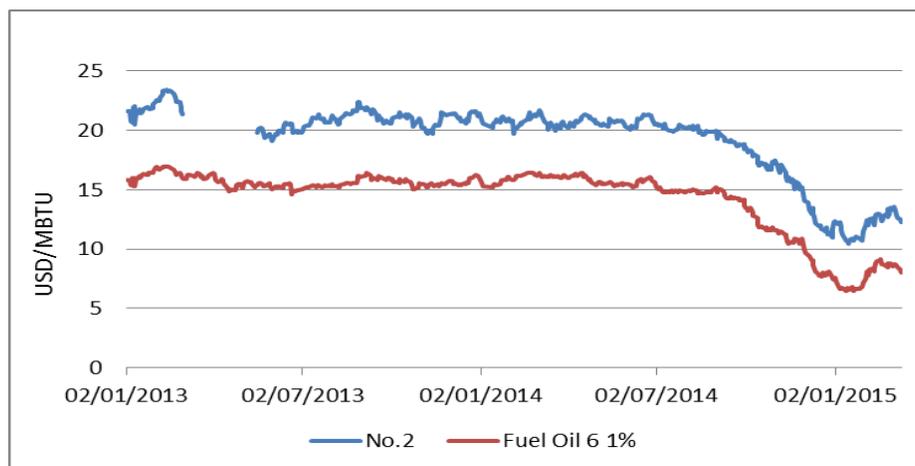
identificar las plantas que presentan precios de oferta estimados mayores al precio de escasez. Mediante este análisis se evidencian los casos en los que el precio de escasez se desvía de su objetivo al no generar incentivos para que bajo condiciones críticas la totalidad de los recursos de generación estén dispuestos a suplir la demanda, debido a que no alcanza a cubrir los costos variables de plantas de respaldo dentro de la confiabilidad del sistema.

Los resultados de los análisis realizados anteriormente fueron los siguientes:

Tanto en 2013 como en 2014, se evidencia que existen 3 plantas para las cuáles generar energía en una situación crítica no es viable económicamente debido a que sus precios de oferta estimados son mayores al precio de escasez, situación que genera la pérdida promedio de 359.2 MW de capacidad de energía en firme mensual.

Desglosando los componentes del precio de oferta se analizaron los precios de los combustibles Fuel oil No.6, 1% y Fuel Oil No.2, encontrando una diferencia promedio de 5.04 USD/MBTU. Esta diferencia es fundamental al momento de seleccionar el combustible referente en la valoración del precio de escasez ya que no se está considerando la planta más costosa del sistema ocasionando pérdidas considerables de energía en firme y eliminando los incentivos de generación para algunas tecnologías.

Gráfico 7—Diferencia precios combustible

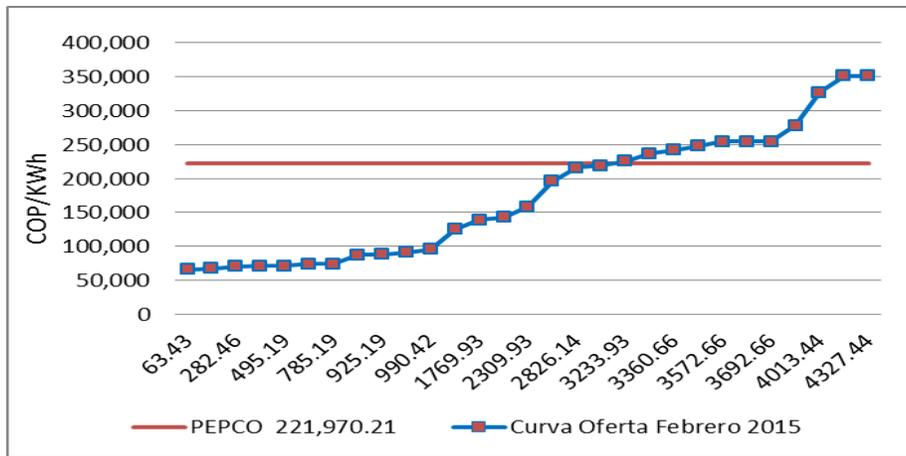


Respecto al 2015 analizando la curva de oferta de energía estimada del mes de febrero se evidencia que el precio de escasez revela rezagos en las señales de precio a causa de la metodología de cálculo vigente, generando mayores pérdidas económicas en aquellos meses en los cuales los precios de los combustibles presentan cambios significativos. Este riesgo de precio se podría gestionar mediante derivados financieros, sin embargo, es importante tener en cuenta que la venta de combustible a grandes consumidores en Colombia se realiza a precios regulados y no a

costo de oportunidad o de referente internacional, situación que dificulta la realización del cubrimiento financiero necesario para mitigar estos riesgos de precio. Esta última condición de compra de combustibles líquidos a precios regulados produce una problemática adicional, en la medida que el precio de escasez es muy sensible a variaciones de los marcadores internacionales, mientras que para las plantas térmicas los precios de compra de combustibles no se ajustan por cuenta de la existencia del fondo de estabilización de precios nacionales para el Fuel Oil No. 2 y la gasolina.

Como se evidencia en el gráfico 8, el aumento en los precios del Fuel Oil No.6 experimentado en el mes de febrero al no verse reflejado en el precio de escasez inmediatamente, ocasiona que los precios de oferta de las plantas que generan con este combustible sean mayores que el precio de escasez, dejando por fuera plantas que generan con combustibles Fuel Oil No.6 y No.2 las cuales representan el 30% de la capacidad de generación.

Gráfico 8—Curva Oferta Febrero 2015



Finalmente, se valoró la pérdida que podría tener las plantas económicamente más ineficientes que puede atender la demanda en un período crítico, si hubiese generado durante los meses comprendidos entre octubre de 2013 y marzo de 2014 y se comparó con el ingreso anual de cargo por confiabilidad, lo que arroja los siguientes resultados presentados en la tabla siguiente:

Pérdida	Valor Pérdida (USD)	Ingreso Anual CxC (USD)
Agente X	(52.394.479)	35.108.366

Como es evidente, la pérdida de la planta de generación impacta los ingresos de cargo por confiabilidad y por tanto la recuperación de los costos fijos asociados a la recuperación de la inversión en capital.



#### 4.2. Comparación Estructura Impositiva Precio Fuel Oil y Diesel

En Colombia, al ser regulado el precio del ACPM y no el del Fuel Oil No. 6, y al contar estos con diferentes estructuras impositivas, originan los dos insumos de generación en el SIN una estructura de costos e impuestos diferentes.

Dado que el IVA del Fuel Oil 6 es del 16% , el impuesto nacional corresponde al 18.8% y la sobretasa al ACPM al 6% tenemos que, en términos tributarios, existe una mayor carga del 8.8% en el ACPM comparado con el Fuel Oil No. 6:  $(18.8\%+6\%)-16\%=8.8\%$ .

Esto ocasiona una distorsión en los precios relativos de la energía generada con cada recurso, teniendo un efecto directo sobre las plantas a ACPM pues estas son, gracias al impuesto, relativamente menos eficientes que las plantas a Fuel Oil No. 6

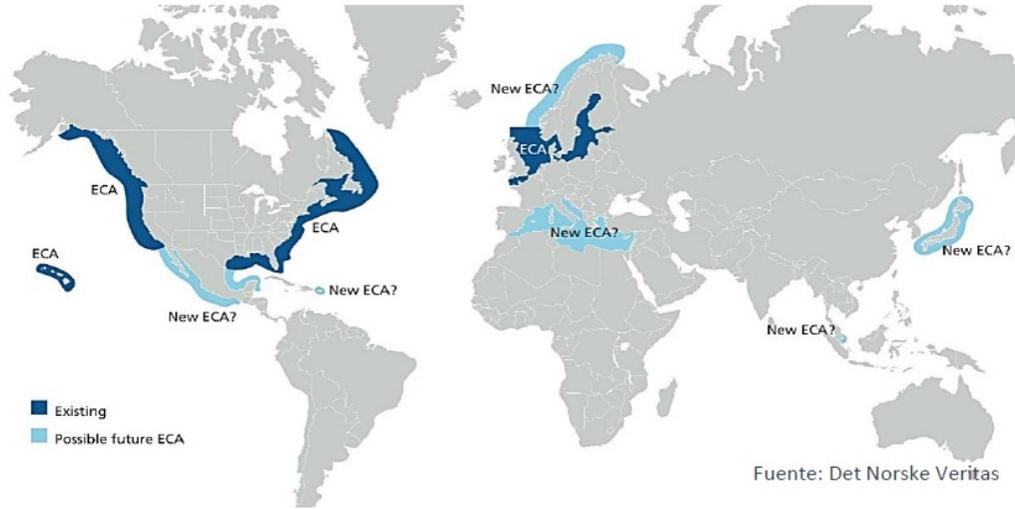
#### 5. Futuro del Mercado de Fuel Oil No. 6

Esta sección tiene como propósito presentar varios factores que contribuirán a cambiar el mercado del Fuel Oil en el futuro cercano y que se constituye en un elemento adicional a la discusión central presentada en las secciones anteriores.

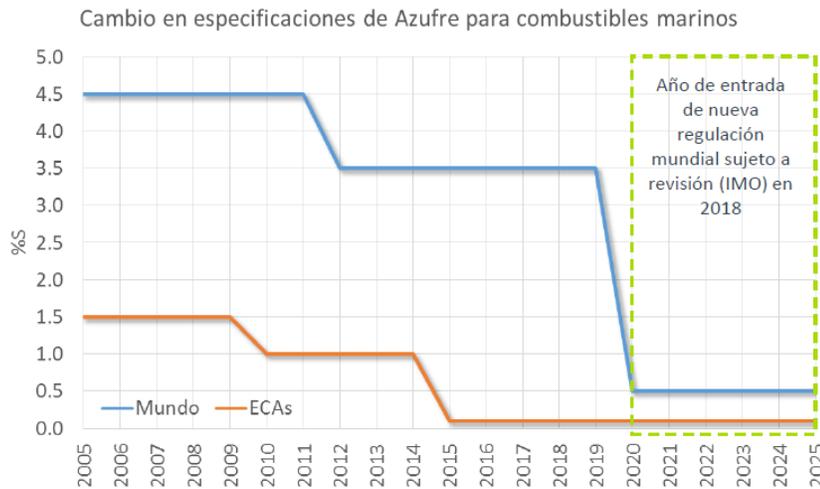
De acuerdo con la Asociación Colombiana del Petróleo – ACP existen varios factores que contribuirán a reducir la liquidez del indicador de Fuel Oil que se utiliza actualmente para indexar el precio de escasez.

1. Sustitución de Fuel Oil de alto azufre (principalmente HSFO) por ULSD para producción de Bunkers ante cambios en especificaciones de azufre (1% a 0.1%) en Zonas de Control de Emisiones (ECAs) de Norteamérica y Norte de Europa efectiva en enero de 2015.

## Zonas de Control de Emisiones (Emission Control Areas – ECAs)



2. Mayor impacto a nivel mundial por cambio en la regulación de combustibles marinos a 0.5%S en 2020.



Fuente: IMO-International Maritime Organization

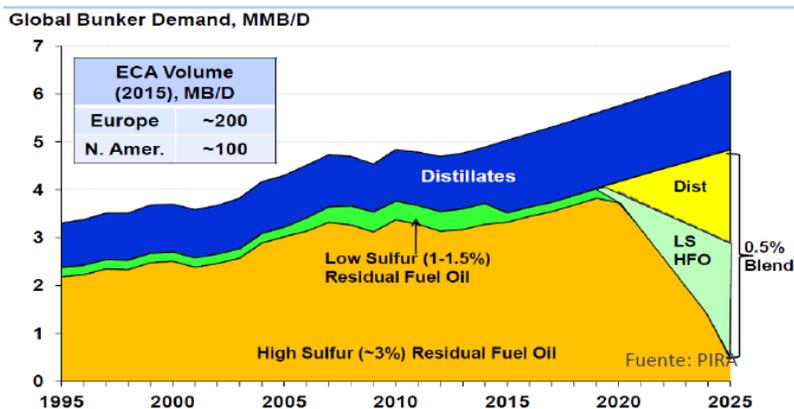
3. Persiste una sustitución gradual por crudo en Teapots (China) para refinación y por gas natural ó carbón para generación de energía en Japón y Corea del Sur.
4. Adiciones limitadas en capacidad de conversión a partir de 2020 que limita el consumo de Fuel Oil.

Dado el cambio de las especificaciones de azufre para combustibles marinos, tanto en las zonas de control de emisiones (ECAs) como en otras regiones, los dueños de los buques tendrían tres opciones:

1. Uso de Bunkers con destilados de bajo azufre.

2. Instalación de dispositivos de tratamiento de residuales a bordo del buque.
3. Uso de gas natural licuado.

### Demanda mundial de Bunkers



Por costo de tecnología y temporalidad la opción más viable a 2015 es el uso de Bunkers a partir de Destilados (MGO/MDO) de bajo contenido de azufre para cumplir con la especificación de 0.1%S. El impacto estimado de la sustitución de Fuel Oil por destilados a 2015 es de 300 KBD (200 KBD en Europa y 100 KBD en Norteamérica). Con la entrada de la nueva regulación que exige como máximo 0.5%S la sustitución de Fuel Oil de alto azufre alcanzaría 2 MMBD.

Dadas las previsible condiciones que afectaran el mercado de Fuel Oil es recomendable que estas realidades que se han desglosado sean tenidas en cuenta para la revisión del Precio de Escasez.

### 6. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis presentado a lo largo del presente documento resaltamos las siguientes conclusiones:

- a. Tanto en el documento CREG 043 de 2006 como en el documento CREG 085 de 2006 la Comisión ha manifestado que el precio de escasez debe asegurar que en condiciones críticas todos los recursos de generación, tanto térmicos como hidráulicos, tengan el incentivo de abastecer la demanda, y la valoración debe corresponder al valor de la planta térmica más costosa que se pudiera utilizar en el sistema, frente a la cual se considera más económico generar con esa planta que racionar.
- b. De la línea de argumentación presentada por la Comisión a lo largo de los documentos presentados, es evidente una contradicción entre la idea que el precio de escasez debe revelar la planta térmica más costosa y que la viabilidad económica de las plantas frente al precio de escasez depende de la eficiencia técnica, cuando parte de la metodología de la Comisión para determinar la metodología de valoración depende de la selección de la planta técnicamente más ineficiente.

- c. Adicionalmente, no es clara la razón de selección del combustible Fuel Oil No. 6 para la valoración del precio de escasez parte combustible con el concepto inicial que la valoración debe corresponder al valor de la planta térmica más costosa que se pudiera utilizar en el sistema.
- d. Finalmente, al replicar el ejercicio realizado por la Comisión en el documento CREG – 043 de 2006 para elegir el Fuel Oil como indexador del Precio de Escasez, en el que se afirmaba que se podía ver claramente que existe una relación directa entre estos dos precios, es decir que la correlación entre las dos series es 1, se encuentra que entre los precios del combustible y el precio de bolsa existe un grado de variación conjunta positivo pero inferior al 50 % ( 0.49191641).
- e. En la medida que el precio de ejercicio o precio de escasez  $P_s$  no es equivalente al costo variable de la planta que atiende la demanda en períodos pico o de escasez, es decir a la planta con el costo variable más alto del sistema, la política regulatoria no está resolviendo de fondo el problema de *missing money*, y en términos generales, se sustituye la incertidumbre de recuperar el costo fijo de la planta pico por la incertidumbre de recuperar el costo variable.
- f. El argumento según el cual, si se modifica el Precio de Escasez se debe disminuir la prima o el valor del Cargo por Confiabilidad evidencia un error conceptual fundamental, en la medida que la definición de los parámetros de valoración de la prima (Cargo por Confiabilidad) y del precio de ejercicio (Precio de Escasez) tiene por objeto mantener en equilibrio del ingreso anual requerido por capacidad de generación (ARR), de tal manera que tanto los costos fijos como los costos variables de la planta pico sean remunerados. Ni Cramton, ni Joskow ni la Comisión en el proceso de construcción de la metodología de Cargo por Confiabilidad plantearon un modelo de valoración de opciones del cual se pueda inferir o concluir una función inversa entre los dos parámetros.
- g. Tanto en 2013 como en 2014, se evidencia que existen al menos 3 plantas para las cuáles generar energía en una situación crítica no es viable económicamente debido a que sus precios de oferta estimados son mayores al precio de escasez, situación que genera la pérdida promedio de 359.2 MW de capacidad de energía en firme mensual.
- h. Desglosando los componentes del precio de oferta se analizaron los precios de los combustibles Fuel oil No.6, 1% y Fuel Oil No.2, encontrando una diferencia promedio de 5.04 USD/MBTU. Esta diferencia es fundamental al momento de seleccionar el combustible referente en la valoración del precio de escasez ya que no se está considerando la planta más costosa del sistema ocasionando pérdidas considerables de energía en firme y eliminando los incentivos de generación para algunas tecnologías.
- i. Respecto al 2015 analizando la curva de oferta de energía estimada del mes de febrero se evidencia que el precio de escasez revela rezagos en las señales de precio a causa de la metodología de cálculo vigente, generando mayores pérdidas económicas en aquellos meses en los cuales los precios de los combustibles presentan cambios significativos. Este riesgo de precio se podría gestionar mediante derivados financieros, sin embargo, es

importante tener en cuenta que la venta de combustible a grandes consumidores en Colombia se realiza a precios regulados y no a costo de oportunidad, situación que dificulta la realización del cubrimiento financiero necesario para mitigar estos riesgos de precio.

- j. Dado que el IVA del Fuel Oil 6 es del 16% , el impuesto nacional corresponde al 18.8% y la sobretasa al ACPM al 6% tenemos que, en términos tributarios, existe una mayor carga del 8.8% en el ACPM comparado con el Fuel Oil No. 6:  $(18.8\%+6\%)-16\%=8.8\%$ .

De acuerdo con las conclusiones presentadas, es evidente la necesidad y oportunidad de revisar la valoración del Precio de Escasez para que esta efectivamente represente la planta más costosa del sistema. La propuesta por lo anterior es utilizar el *heat rate* de la planta Termocandelaria 2 y valorar el combustible al precio de diesel incluyendo los costos asociados que están regulados por la regulación del Ministerio de Minas y Energía.

En la medida que el incremento del precio de escasez tiene un efecto sobre el mercado de contratos porque incrementa el valor en riesgo de las compañías que ofrecen contratos de cubrimiento financiero del precio de energía se recomienda la profundización y estandarización del mercado a plazo. Mientras en el mercado solo exista la formación de expectativas condicionales que revelen esta única forma de valor en riesgo, la oferta de contratos de cubrimiento financiero no se puede ampliar.

Por lo anterior, es necesario la vinculación de nuevos jugadores con una gestión de portafolio distinta. Los generadores tiene una limitada gestión de portafolio para minimizar la exposición de riesgo de sus contratos de cubrimiento financiero que es básicamente la generación de la planta y en el cual la escasez de gas pesa significativamente. Los intermediarios financieros diseñan sus portafolios con otros instrumentos financieros para mitigar el riesgo del portafolio bajo su administración. Es básicamente lo que indica la teoría de portafolio. Si un banco tiene una exposición larga en el mercado de contratos de cubrimiento de precio de bolsa en el mercado eléctrico pueden reducir la exposición con una posición de TES o Bonos Corporativos que minimicen esa exposición del portafolio. Lo anterior permite aumentar el Q de cubrimiento del precio de bolsa con jugadores que minimizan su valor en riesgo con un portafolio distinto.