



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

VALOR DE COBERTURA DE LAS GARANTÍAS PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD

DOCUMENTO CREG-027

Mayo 10 de 2007

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

CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES.....	4
2.	ANÁLISIS	4
3.	METODOLOGÍA DE VALORACIÓN.....	5
3.1	PÉRDIDA ESPERADA.....	5
3.2	GRADUALIDAD (G).....	6
3.3	FÓRMULAS APLICABLES.....	7
4.	PROBABILIDAD DE NIÑO ($P_{\text{niño}}$) Y DURACIÓN ($D_{\text{niño}}$).....	7
5.	PRECIO DE COBERTURA	9
5.1	MODELOS COMÚNMENTE UTILIZADOS PARA LA ESTIMACIÓN DE PRECIO DE CORTO PLAZO.....	9
5.2	MODELOS DERIVADOS DE LOS MERCADOS FINANCIEROS – VALORACIÓN DE OPCIONES	10
5.3	MODELOS DE FÓRMULAS ANALÍTICAS PARA LA VALORACIÓN DE OPCIONES CON COMPONENTES DE SALTOS.....	11
5.4	MODELOS DE SIMULACIÓN DE MONTECARLO.....	13
5.5	MODELOS DE SIMULACIÓN FUNDAMENTADOS EN LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SISTEMA.....	14
5.6	RECOMENDACIÓN	15
6.	CAPACIDAD DE LOS BANCOS PARA OTORGAR GARANTÍAS	15
7.	EJERCICIOS DE APLICACIÓN.....	16
7.1	COMBUSTIBLE – PLANTAS TÉRMICAS (PT)	17
7.2	INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL – PLANTAS TÉRMICAS (PT) E HIDRÁULICAS (PH).....	18
7.3	ENFICC INCREMENTAL – PLANTAS HIDRÁULICAS (PH)	19
7.4	MEJORA IHF – PLANTAS TÉRMICAS (PT)	20
8.	AJUSTES AL REGLAMENTO DE GARANTÍAS	21
9.	RECOMENDACIONES.....	22

GRÁFICAS

Gráfica 4.1 Histograma de Frecuencias	8
Gráfica 4.2 Distribución de Probabilidad	9
Gráfica 5.1 Distribución del cambio del precio promedio diario de Bolsa	10
Gráfica 5.2 Resultados de modelo de saltos	12
Gráfica 5.3 Trayectoria de precios de bolsa (\$/kWh) generada por el MBG.	13
Gráfica 5.4 Trayectoria de precios de bolsa (\$/kWh) generada por el MBG más una componente de saltos.....	14
Gráfica 7.1 Valores a Garantizar – Combustible	18
Gráfica 7.2 Valores a Garantizar – Cumplimiento (%Ingresos)	19
Gráfica 7.3 Valores a Garantizar – Cumplimiento (%Inversión).....	19
Gráfica 7.4 Valores a Garantizar – ENFICC incremental.....	20
Gráfica 7.5 Valores a Garantizar – Mejora IHF	21

TABLAS

Tabla 3.1 Porcentajes de gradualidad aplicables a los valores máximos a garantizar	7
Tabla 3.2 Fórmulas para estimar el valor a garantizar anual	7
Tabla 6.1 Capacidad de los Bancos para garantizar un solo agente.....	16
Tabla 7.1 Cronograma de asignaciones.....	17

VALORES DE COBERTURA DE LAS GARANTÍAS PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD

En este documento se presenta la propuesta para establecer los valores de cobertura de las garantías para el Cargo por Confiabilidad, según lo establecido en la Resolución CREG 071 de 2006.

1. ANTECEDENTES

De conformidad con lo establecido en el Artículo 78 de la Resolución CREG 071 de 2006, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC presentó a consideración de la CREG el Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad que deberá respaldar las obligaciones de energía firme que allí se establecen. Este documento fue publicado por la CREG para consulta de todos los interesados, mediante la Circular 009 de 2007.

La CREG analizó dicho reglamento y en este documento presenta el soporte de las modificaciones propuestas en relación con los valores de cobertura de las garantías.

2. ANÁLISIS

Las obligaciones que se deben garantizar, conforme al Artículo 76 de la Resolución CREG 071 de 2006 y al Reglamento propuesto por el ASIC, se resumen en las siguientes:

- El inicio de la operación comercial de las plantas o unidades de generación en instalación o por instalar o repotenciar a más tardar en la fecha de inicio del período de vigencia de la obligación.
- Disponibilidad de contratos de combustible durante el período de precalificación y el período de planeación.
- Energía firme incremental referente a una declaración de energía firme superior a la ENFICC Base, para el caso de plantas hidráulicas.
- Continuidad de contratos de combustible cuando su duración es inferior al período de vigencia de la obligación.
- Incremento futuro de ENFICC debido a la mejora en el índice IHF de una planta o unidad de generación.

Con el fin de establecer una propuesta que permita obtener el valor requerido de cobertura de estas garantías a continuación se presenta un análisis de los riesgos que implica el incumplimiento de las obligaciones anteriores.

3. METODOLOGÍA DE VALORACIÓN

La metodología que se evalúa para la valoración de las garantías tiene presente los siguientes elementos: i) las garantías son un instrumento para lograr asegurar el cumplimiento de los compromisos que se adquieren, ii) el monto de la garantía se estima con base en los perjuicios que se causarían al sistema, iii) los valores a de cobertura deben considerar las probabilidades de los principales eventos a asegurar y iv) las garantías deben tener un horizonte suficiente para que el sistema pueda reaccionar frente al incumplimiento.

En términos generales, el sistema está remunerando agentes generadores mediante una prima que se fija mediante las asignaciones o las subastas, con el compromiso de contar con activos físicos que les permitan entregar la energía comprometida a un precio que no debe superar el precio de escasez definido según la metodología establecida en la Resolución CREG-076 de 2006, cuando lo requiera el sistema. El incumplimiento de esta obligación deja expuesto al sistema a las siguientes situaciones:

- Incertidumbre de precios, por la necesidad de ir al mercado de corto plazo.
- Incertidumbre de disponibilidad de la energía requerida para atender la demanda, sujeto a que existan en el mercado los excedentes suficientes.

De acuerdo con lo anterior, el valor anual de cobertura debe considerar: i) las probabilidades de los eventos a cubrir y ii) gradualidad de la garantía a medida que se acerca a la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación tal como lo establece el reglamento de garantías.

3.1 PÉRDIDA ESPERADA

3.1.1 DETERMINACIÓN

En principio el valor de cobertura debería corresponder a la valoración del compromiso de entrega de energía que adquirió cada agente con el sistema, no obstante se debe tener en cuenta que un eventual incumplimiento es crítico en la medida que las condiciones del sistema eléctrico también lo sean, esto es, cuando exista una condición hidrológica extrema derivada de un Fenómeno “El Niño” que cope los excedentes de energía y por lo tanto, genere un incremento del riesgo de racionamiento. Como se sabe, este fenómeno climático tiene un comportamiento cíclico y por lo tanto, el sistema tendría mayor exposición cuando se presenta. Por lo anterior, la pérdida esperada debe calcularse como el valor del compromiso de energía firme que adquiere cada agente multiplicado por la probabilidad de que se presente una condición crítica en el sistema eléctrico (que se presente un Niño) y por el tiempo que se prevé que se prolongue dicha situación (duración).

Ahora bien, es importante mencionar que el esquema de garantías no pretende servir de mecanismo de resarcimiento a los usuarios por los incumplimientos de los agentes, ya que de ser así, los valores a garantizar alcanzarían unos montos considerables tanto para proyectos nuevos como para los existentes. El esquema de garantías apunta a generar un

mecanismo que induzca a los agentes que participan en el Cargo por Confiabilidad, para que una vez que adquieran las obligaciones de entrega de energía firme, tengan los incentivos suficientes para cumplir con sus compromisos (esto es, que los efectos derivados de posibles incumplimientos sean lo suficientemente onerosos que incentiven el cumplimiento sin afectar la suficiencia financiera de las inversiones)

3.1.2 CÁLCULO

El análisis de probabilidades de cada de los eventos a considerar, en estricto sentido, debería partir de la evaluación de una serie de datos suficientes para construir la distribución de probabilidades. Sin embargo, como veremos adelante, la información para algunos temas es escasa y por lo tanto, se tiene que aplicar lo que se podría llamar un segundo mejor “*second best*”.

Las probabilidades a considerar son:

- ❖ **Probabilidad de niño ($P_{\text{niño}}$):** corresponde a la probabilidad de ocurrencia del fenómeno del niño en un año. En el numeral 4 se presenta el análisis partiendo de datos de la *National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)* del Departamento de Comercio de los Estados Unidos.
- ❖ **Duración ($D_{\text{niño}}$):** corresponde a la duración que ha tenido el fenómeno del niño en los años en que se ha presentado. En el numeral 4 se presenta el análisis partiendo de datos de la *National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)* del Departamento de Comercio de los Estados Unidos.

Estas probabilidades junto con el Precio de Cobertura (PC) se utilizan para obtener el Valor Máximo a Garantizar (VMG).

$$\text{Valor Máximo a Garantizar (VMG)} = \text{OEF} * \text{PC} * P_{\text{niño}} * D_{\text{niño}}$$

Donde OEF corresponde a las obligaciones de energía firme anuales asignadas mediante la subasta o el procedimiento que haga sus veces. El Precio de Cobertura (PC) corresponde al precio por encima del precio de escasez que debería enfrentar el sistema por compras en período de escasez.

3.2 GRADUALIDAD (G)

La gradualidad corresponde al porcentaje anual que se aplica al Valor Máximo a Garantizar (VMG) con el fin de obtener el Valor a Garantizar (VG).

$$\text{Valor a Garantizar (VG)} = \text{VMG} * G$$

En este sentido se propone lo siguiente: i) Para el caso de plantas nuevas y especiales, utilizar la regla de aplicación de las garantías propuesta en el reglamento y modificar los porcentajes según la Tabla 3.1 y ii) Para las plantas existentes, el mecanismo propuesto

es garantizar tres (3) años antes del período de vigencia de la obligación (PVO) aplicando los porcentajes que se tienen en la Tabla 3.1 para cada año.

En la Tabla 3.1 se tienen los porcentajes a aplicar para tres (3) períodos, según el tipo de planta y/o unidad. Los valores se suponen considerando el cumplimiento de las obligaciones.

	Plantas Nuevas y Especiales	Plantas Existentes
1er año PVO	30%	
2do año PVO	30%	
3er año PVO	30%	
1er año antes PVO		30%
2do año antes PVO		30%
3er año antes PVO		30%

Tabla 3.1 Porcentajes de gradualidad aplicables a los valores máximos a garantizar

En caso de incumplimiento, en los términos definidos en el reglamento de garantías, estos porcentajes deben pasar a 100%.

3.3 FÓRMULAS APLICABLES

De acuerdo con lo establecido en los numerales 3.1 y 3.2 las fórmulas que se deben aplicar para estimar el valor a garantizar anual se presentan en la Tabla 3.2.

Tipo de Garantía	VMG	VG
Inicio de Operación Comercial	$OEF * PC * P_{niño} * D_{niño}$	VMG*%G
Disponibilidad Contratos Combustible		
Continuidad Contratos Combustible		
ENFICC Incremental Plantas Hidráulicas	$OEF_{Delta} * PC * P_{niño} * D_{niño}$	VMG*%G
Mejora IHF		

Tabla 3.2 Fórmulas para estimar el valor a garantizar anual

4. PROBABILIDAD DE NIÑO ($P_{niño}$) Y DURACIÓN ($D_{niño}$)

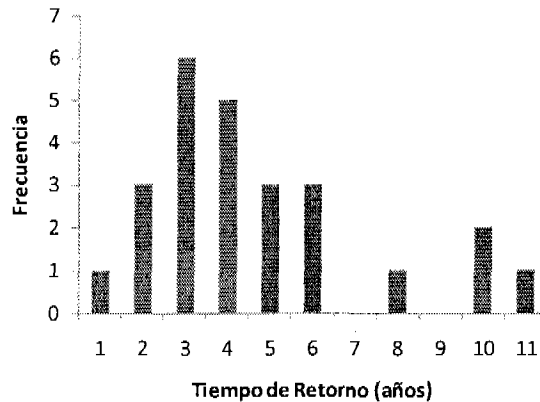
Las organizaciones que se dedican a estudiar este fenómeno climático utilizan diferentes índices para identificar y medir su ocurrencia e impacto respectivamente. Para los efectos de este análisis, el objetivo es contar con una aproximación metodológica que permita estimar la probabilidad de retorno de un Fenómeno “El Niño”.

Es claro que la elaboración de un modelo estadístico requiere un volumen de datos lo suficientemente grande que otorgue una confianza adecuada a los resultados que éste arroje. En este caso, con el fin de maximizar la muestra de datos disponibles se ha utilizado el índice *BEST (Bivariate EnSo Timeseries)* definido por la NOAA (www.noaa.gov) como un índice simple que provee una serie de tiempo larga para propósitos de investigación.

La serie de tiempo utilizada como referencia, se forma a partir de la combinación de un componente atmosférico del fenómeno del ENSO (el Índice de Oscilación del Sur -IOS- que es la diferencia de presión entre Tahití y Darwin) y una componente oceánica (temperatura superficial del mar (TSS) en la región Niño 3.4, que se define como el promedio de las TSS en la región delimitada entre los 5°N - 5°S y 170°W - 120°W). Se tienen datos desde 1871 hasta 2006¹.

A los valores medios mensuales del período 1898-2000 -de cada variable- se le resta la media mensual multianual respectiva (se obtiene una serie de valores negativos y positivos). Luego, los valores mensuales son estandarizados (se les resta a cada uno de los mismos, la media mensual del vector-mes resultante y se dividen por su respectiva desviación estándar), de tal forma que se obtienen 12 series, donde cada una de ellas (mes) tiene media cero y desviación estándar uno.

Los valores resultantes de temperatura superficial del mar y del índice de oscilación del sur se promedian para cada mes de la serie de tiempo. Finalmente, se toman las medias móviles de 3 o 5 meses, obteniéndose de esta manera la serie del índice BEST.



Gráfica 4.1 Histograma de Frecuencias

A partir del análisis de esta serie, se puede determinar el período de retorno que ha tenido este tipo de fenómenos. En promedio, cada 5.18 años se ha presentado un Fenómeno El Niño desde 1871, con un rango de variación que va de los 2 a los 11 años. Con estos datos, en promedio la probabilidad de ocurrencia de un Fenómeno El Niño en un año

¹ Para el índice BEST (Bivariate EnSo Timeseries), o serie de tiempo bivariada del ENSO, desarrollado por Prashant Sardeshmukh y Catherine Smith (www.cdc.noaa.gov/people/cathy.smith/best/#variable)

determinado es del 19%. El histograma de frecuencia de los diferentes tiempos de retorno (años) se muestra en la Gráfica 4.1.

Para determinar las diferentes probabilidades, se utilizó la distribución de frecuencias obtenidas de la tabulación del comportamiento histórico, como se presenta en la Gráfica 4.2.

Tiempo de Retorno	P(X)
1	0.04
2	0.12
3	0.24
4	0.20
5	0.12
6	0.12
7	-
8	0.04
9	-
10	0.08
11	0.04

Gráfica 4.2 Distribución de Probabilidad

En cuanto a la duración, el análisis se realiza con base en la observación histórica. El promedio de duración de los Fenómenos “El Niño” ha sido de 9 meses, con una desviación estándar de 4 meses.

5. PRECIO DE COBERTURA

Como se establece en el numeral 3.1 de este documento para efectos de determinar el monto total a garantizar por concepto de asignación de Obligaciones de Energía Firme, se requiere determinar el precio para valorar dichas obligaciones. En este capítulo se analizan diferentes modelos con el fin de establecer dicho precio.

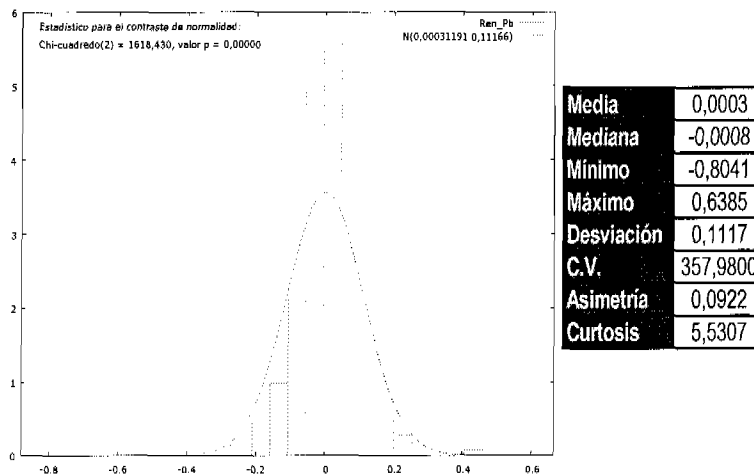
5.1 MODELOS COMÚNMENTE UTILIZADOS PARA LA ESTIMACIÓN DE PRECIO DE CORTO PLAZO

Las características propias de los mercados de energía liberalizados y particularmente los mercados hidrotérmicos presentan dificultades a la hora de desarrollar modelos que permitan establecer la evolución futura de los precios de corto plazo. Con el fin de dar respuesta a esta necesidad se han probado diferentes alternativas como las mostradas a continuación.

5.2 MODELOS DERIVADOS DE LOS MERCADOS FINANCIEROS – VALORACIÓN DE OPCIONES

Si bien el uso de los modelos derivados de los mercados financieros ha sido propuesto para ser implementado en los mercados de energía es importante recordar que dichos modelos exigen características que difícilmente se pueden cumplir en un mercado de energía eléctrica, dichas características son entre otras:

- **Capacidad de almacenar el bien:** Es conocido que en el caso de la energía eléctrica su almacenamiento como bien terminado no es económicamente factible, implicando esto que el único grado de almacenamiento que se puede alcanzar es igual a la capacidad de los embalses con los que cuenta el sistema.
- **Cambios en los precios con distribución lognormal:** En general los modelos derivados del sector financiero se fundamentan en el supuesto de que los cambios en los precios siguen una distribución lognormal; como se muestra en la Gráfica 5.1 esta situación no se cumple para el caso del mercado de energía colombiano y en general la evidencia empírica indica que no se cumple para mercados de energía.



Gráfica 5.1 Distribución del cambio del precio promedio diario de Bolsa

La no normalidad de la variación de precios implica que, contrario a la realidad, los modelos comprendidos en esta categoría generan procesos estacionarios incapaces de reflejar picos de precios asociados con la ocurrencia de situaciones particulares como puede ser la aparición de eventos hidrológicos críticos en mercados hidrotérmicos; con este fin se han desarrollado modelos que permiten incorporar dichas situaciones, en este caso se puede hacer uso fundamentalmente de dos tipos de modelos, modelos de fórmula cerrada y modelos de simulación. A continuación se analizan dos modelos, uno de fórmula cerrada y otro de simulación.

5.3 MODELOS DE FÓRMULAS ANALÍTICAS PARA LA VALORACIÓN DE OPCIONES CON COMPONENTES DE SALTOS

Un modelo de fórmula analítica incorpora en una expresión matemática la variación en la prima de una opción que depende de un conjunto de parámetros entre los cuales se tiene el tiempo de ejercicio de la misma, un modelo de este tipo puede ser el propuesto por la firma Trígono el cual puede expresarse como.

$$c = S_0 N(d_1) - Ke^{(-rT)} N(d_2)$$

Siendo

$$d_1 = \frac{\ln(S_0/K) + (r + \sigma^2 / 2)T}{\sigma T}$$
$$d_2 = \frac{\ln(S_0/K) + (r - \sigma^2 / 2)T}{\sigma \sqrt{T}}$$

Donde

S_0 = Precio de la bolsa en el momento inicial de valoración

$N(d)$ = Distribución normal acumulada estándar de d

K = Precio de escasez

T = Tiempo al momento de ejercicio de la opción (días)

r = Tasa libre de riesgo (8.5% anual)

σ = Volatilidad de los rendimientos diarios

El cual ajustado para incorporar un proceso de saltos que permita recoger los efectos de los picos de precios, corresponde a:

$$c = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{e^{-\lambda' T} (\lambda' T)^n}{n!} f_n$$

Siendo

$$f_n = \text{Valor de opción de Black Scholes con varianza } \sigma^2 + \frac{n\delta^2}{T}$$

$$\text{y tasa libre de riesgo } r - \lambda k + \frac{n\gamma}{T}$$

Donde

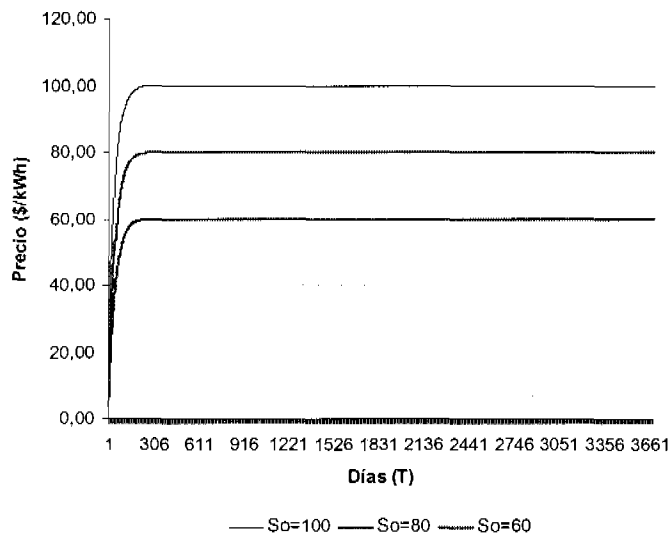
$$\lambda' = \lambda(1+k)$$

$$\gamma = \ln(1+k)$$

λ = Frecuencia de saltos

k = Tamaño promedio de los saltos como proporción del precio de bolsa

Al implementar este modelo utilizando los parámetros resultantes de los precios históricos de bolsa se obtienen los resultados mostrados en la Gráfica 5.2.



Gráfica 5.2 Resultados de modelo de saltos

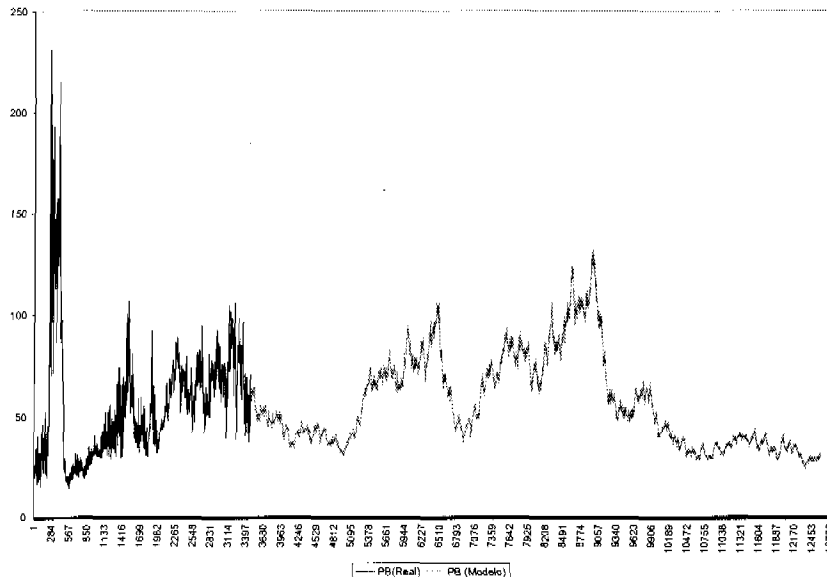
De la Gráfica 5.2 se observa que el modelo propuesto converge siempre al precio de bolsa inicial (S_0) cuando el período de vigencia es superior a un año, implicando esto que si bien el modelo podría tener un buen desempeño para análisis de corto plazo, su aplicación parece no ser recomendable cuando se analizan periodos superiores a los tres o cuatro años como los establecidos para las obligaciones de energía firme. A continuación se analiza un modelo que podría ajustarse a condiciones de largo plazo.

5.4 MODELOS DE SIMULACIÓN DE MONTECARLO

El modelo de simulación de Montecarlo, incorpora un proceso generador de precios de bolsa con una componente estacionaria modelada mediante un Movimiento Browniano Geométrico (MBG) y una componente de saltos generada mediante la distribución empírica de recurrencia del fenómeno del NIÑO definida en el numeral 4 de este documento. La componente estacionaria se modela haciendo uso de la siguiente expresión:

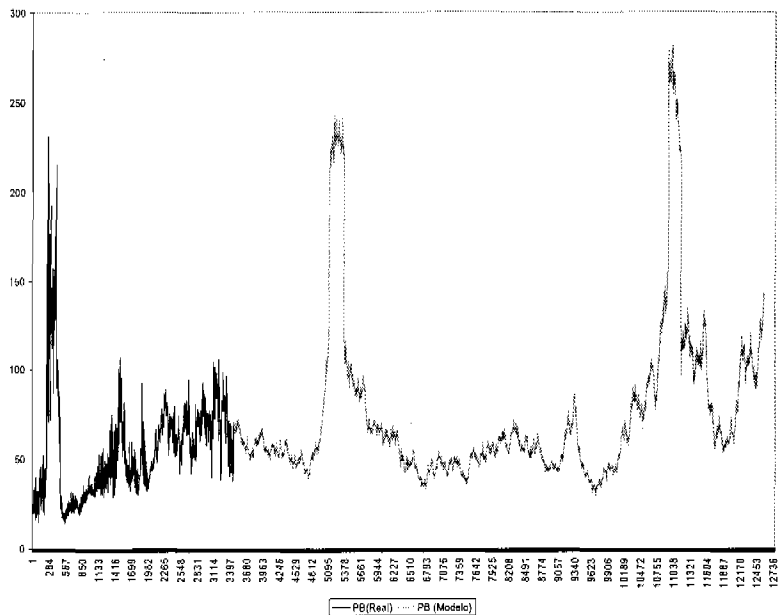
$$dP_b = \mu P_b dt + \sigma P_b dZ + g(P_b, t) dq \quad (1)$$

Si consideramos una simulación del proceso generado por (1) para un período de 25 años, se tiene una trayectoria de precios de bolsa (\$/kWh) como la mostrada en la Gráfica 5.3, en la cual el precio de bolsa generado corresponde a un proceso continuo.



Gráfica 5.3 Trayectoria de precios de bolsa (\$/kWh) generada por el MBG.

Ahora bien al incorporar en el modelo la ocurrencia de picos de precios asociados a eventos hidrológicos críticos, se tienen trayectorias de precios de bolsa (\$/kWh) como la mostrada en la Gráfica 5.4



Gráfica 5.4 Trayectoria de precios de bolsa (\$/kWh) generada por el MBG más una componente de saltos.

De la Gráfica 5.4 se observa que las trayectorias de precios generadas por el modelo ajustado tienen un mejor comportamiento que el modelo sin ajuste por la componente de saltos.

Si bien el modelo de simulación planteado tienen un comportamiento aceptable es importante establecer que su aplicación puede no ser adecuada para efectos de la valoración de las garantías fundamentalmente por: i) sus resultados dependen de los parámetros estimados utilizando el precio de bolsa histórico, el cual no incorpora situaciones de precios de bolsa superiores al costo de racionamiento, situación factible con la regulación vigente y ii) la característica de modelo de simulación implica que diferentes corridas generarían diferentes valores para efectos de la estimación de garantías y por lo tanto diferentes valores a garantizar, situación que parece no ser deseable.

5.5 MODELOS DE SIMULACIÓN FUNDAMENTADOS EN LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SISTEMA

Dentro de este conjunto de modelos se cuenta con modelos como el actualmente utilizado por XM y muchas empresas del sector para la realización de planeamiento indicativo, si bien dichos modelos pueden reflejar en alto grado las características técnicas de los diferentes recursos de generación, así como la ocurrencia de eventos hidrológicos críticos, sus decisiones corresponden a la minimización de una función de costos y no a la maximización de utilidades, situación consistente con un mercado en competencia pura y perfecta y no con la resultante de un mercado oligopólico o con competencia limitada, en la cual las decisiones obedecen no a la minimización de costos sino a la maximización del

beneficio individual. Por lo tanto, no parece recomendable la utilización de dicho tipo de modelos para la determinación de precios de bolsa.

5.6 RECOMENDACIÓN

A todo lo anterior se debe adicionar la característica de las obligaciones de energía firme, las cuales implican que ante el incumplimiento de un agente durante un evento crítico, la demanda se vería obligada a comprar al precio de Bolsa, que bajo dichas circunstancias podría ser superior al precio de escasez. Ahora bien, si se considera la regulación vigente en materia de racionamiento, durante los eventos en los cuales el precio de bolsa supera el costo de racionamiento y la demanda se encuentra expuesta a dicho precio como resultado del incumplimiento de un agente, se podría llegar a un racionamiento programado por precios y en este caso la demanda se vería expuesta al diferencial entre el precio de escasez y el costo de racionamiento.

Considerando lo anterior es recomendable utilizar para efectos de la valoración de las garantías de las obligaciones de energía firme la diferencia entre el costo asociado al primer escalón de racionamiento y el precio de escasez.

Estos valores para el caso de los ejercicios que se plantean en este documento son:

- Costo racionamiento: \$ 545 /kWh _{Mayo/07}
- Precio de escasez: \$ 230 /kWh _{Mayo/07}

6. CAPACIDAD DE LOS BANCOS PARA OTORGAR GARANTÍAS

Con base en cifras de la Superintendencia Financiera a marzo de 2007, los 17 bancos existentes en el sistema financiero colombiano tienen un Patrimonio Técnico de 14 billones de pesos y un total de activos ponderados por nivel de riesgo que alcanza 109 billones de pesos. De acuerdo con los topes establecidos por la Superintendencia Financiera existe una capacidad de colocación adicional de créditos o entrega de garantías por parte de estos bancos que superaría los 50 billones.

De acuerdo con la normatividad vigente, un establecimiento de crédito puede otorgar créditos o garantías a una persona hasta por el 10% del patrimonio técnico del establecimiento cuando se garantizan con el patrimonio del deudor y hasta el 25% del patrimonio técnico del establecimiento cuando las operaciones respectivas cuenten con garantías o seguridades admisibles.²

A partir de la información tomada de la página Web de la Superintendencia Financiera con corte a marzo de 2007, en la siguiente tabla se presentan los cupos máximos de créditos o garantías que podrían otorgar los bancos nacionales a un agente del mercado.

² Decreto 2360 de 1993

ENTIDAD	Millones de pesos		
	Patrimonio Técnico	Cupo de Crédito Individual	
		Sin Garantía Real	Con Garantía Real
BANCO DE BOGOTA	1,998,594	199,859	499,648
BANCO POPULAR S.A.	626,186	62,619	156,546
BANCO SANTANDER COLOMBIA S.A.	484,862	48,486	121,215
BANCOLOMBIA S.A.	2,829,057	282,906	707,264
ABN AMRO BANK COLOMBIA S.A.	91,147	9,115	22,787
CITIBANK	716,382	71,638	179,096
BANISTMO	197,742	19,774	49,436
SUDAMERIS COLOMBIA	258,681	25,868	64,670
BBVA.	1,478,632	147,863	369,658
CREDITO	421,830	42,183	105,458
OCCIDENTE	754,790	75,479	188,698
BCSC	497,961	49,796	124,490
DAVIVIENDA S.A.	1,736,411	173,641	434,103
RED MULTIBANCA COLPATRIA S.A.	598,653	59,865	149,663
BANCO AGRARIO DE COLOMBIA S.A.	591,625	59,163	147,906
AV VILLAS	467,379	46,738	116,845
GRANBANCO S.A.	724,691	72,469	181,173

Fuente: Superintendencia Financiera (<http://www.superfinanciera.gov.co>) y cálculos CREG

Tabla 6.1 Capacidad de los Bancos para garantizar un solo agente

Adicionalmente a los bancos hay otros establecimientos de crédito que también podrían otorgar las garantías requeridas.

Las cifras presentadas muestran que los agentes tendrían la posibilidad de encontrar los cupos requeridos de garantías para respaldar las obligaciones de ENFICC asignadas.

7. EJERCICIOS DE APLICACIÓN

De acuerdo con la metodología descrita en los numerales anteriores, y teniendo en cuenta el cronograma de asignaciones de la Tabla 7.1, a continuación se presentan ejercicios de aplicación para diferentes alternativas.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2007	A	A			A	A			
2008		S					S		
2008			A	A					
2009			S					S	
2009				A	A				
2010				S					S

A: Asignación – S: Subastas

Tabla 7.1 Cronograma de asignaciones

Para un mejor entendimiento, los datos de la Tabla 7.1 se interpretan de acuerdo con las siguientes reglas: i) las fechas verticales corresponde al momento en que se hace la asignación (A) o subasta (S), y ii) las fechas horizontales corresponden a los años con Obligaciones. Por ejemplo, a finales del 2007 se hacen las asignaciones de los años 2008 (se refiere al período diciembre 2007-noviembre 2008), 2011 y 2012. Otro ejemplo, en el primer semestre del 2008 se subasta la energía del año 2013.

En los ejercicios de aplicación se comparan los valores a garantizar con respecto a los ingresos que obtendría la planta, los cuales se valoran estimando un Cargo por Confiabilidad de US\$13.045/MWh. Para cada tipo de garantía se evalúan tres (3) clases de plantas: existentes, especiales y nuevas.

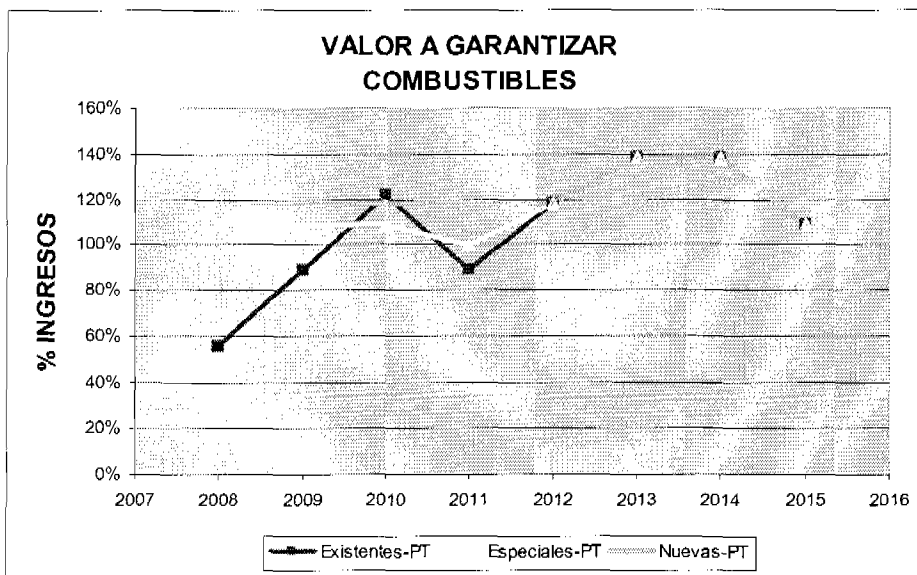
7.1 COMBUSTIBLE – PLANTAS TÉRMICAS (PT)

En este caso se considera que la planta especial entrega su energía a partir de 2011 y la nueva a partir de 2013.

Se encuentra que las plantas existentes pueden tener hasta tres años coincidentes con garantía. Al inicio esta condición no se da por estar comenzando el proceso.

El promedio de los valores a garantizar en todos los casos está alrededor del 100% de los ingresos: Existentes-PT: 107%, Especiales-PT: 116% y Nuevas-PT: 122%.

Los resultados se presentan en la Gráfica 7.1.



Gráfica 7.1 Valores a Garantizar – Combustible

7.2 INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL – PLANTAS TÉRMICAS (PT) E HIDRÁULICAS (PH)

En este caso se considera que la planta especial entrega su energía a partir de 2011 y 2012, y la nuevas a partir de 2013.

Comparando con ingresos

Teniendo en cuenta que se garantizan tres (3) años, iniciando el primer año de vigencia de la obligación, se acumulan tres (3) años de garantías.

El promedio de los valores a garantizar en todos los casos está alrededor del 100% de los ingresos: Especiales-PT: 109, Nuevas-PT: 119%, Especiales-PH: 89% y Nuevas-PT: 119%.

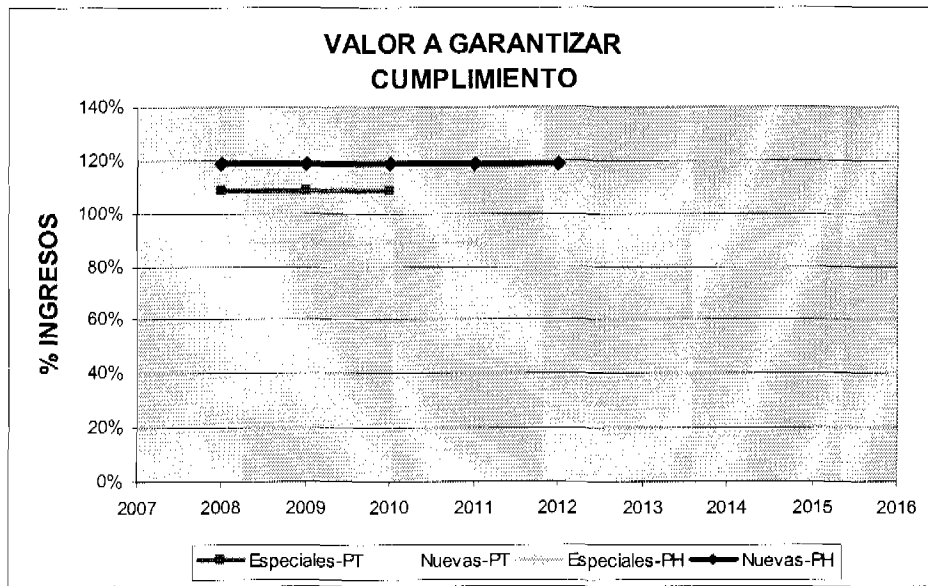
Los resultados se presentan en la Gráfica 7.2.

Comparando con inversión

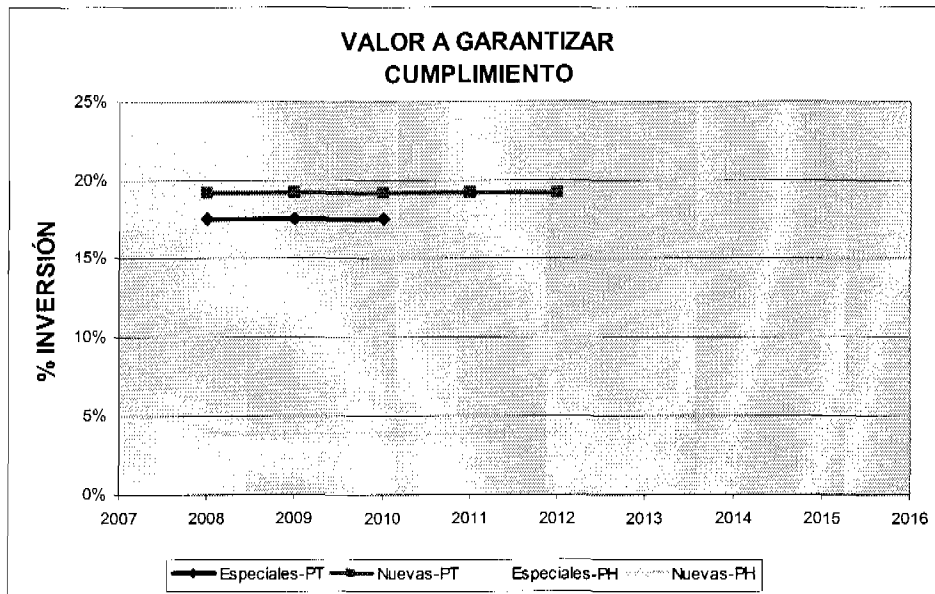
Para los análisis se considera un costo índice de inversión para las plantas térmicas de US\$ 600/kW instalado y para las plantas hidráulicas de US\$ 1,200/kW instalado.

Los resultados muestran que para las plantas térmicas el indicador está en el 18% y 19%, y para las plantas hidráulicas este porcentaje se encuentra por el orden del 3% y 4%. En el caso, de las plantas térmicas con costo índice de US\$ 1,300/kW instalado el indicador es del 8%.

Los resultados se presentan en la Gráfica 7.3.



Gráfica 7.2 Valores a Garantizar – Cumplimiento (%Ingresos)



Gráfica 7.3 Valores a Garantizar – Cumplimiento (%Inversión)

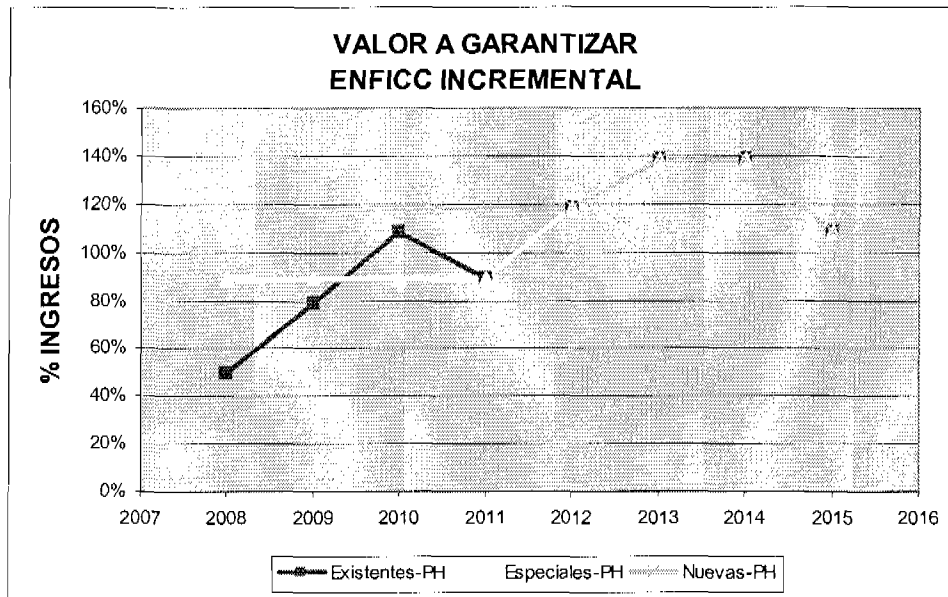
7.3 ENFICC INCREMENTAL – PLANTAS HIDRÁULICAS (PH)

En este caso se considera que la planta especial entrega su energía a partir de 2012 y la nueva a partir de 2013.

Se encuentra que las plantas existentes pueden tener hasta tres años coincidentes con garantía. Al inicio esta condición no se da por estar comenzando el proceso.

El promedio de los valores a garantizar en todos los casos está alrededor del 100% de los ingresos: Existentes-PH: 104%, Especiales-PH: 107% y Nuevas-PH: 122%.

Los resultados se presentan en la Gráfica 7.4.



Gráfica 7.4 Valores a Garantizar – ENFICC incremental

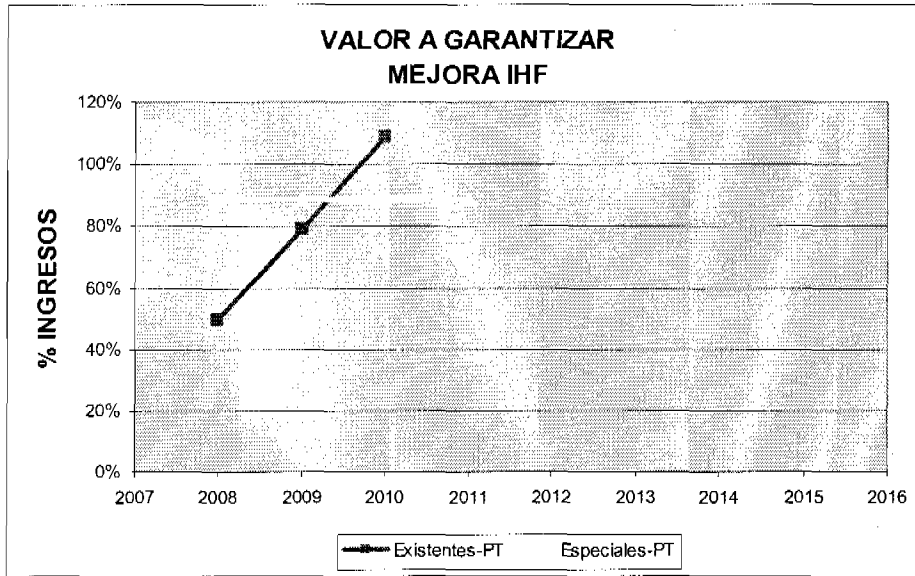
7.4 MEJORA IHF – PLANTAS TÉRMICAS (PT)

En este caso se considera que la planta existente entrega su energía a partir de 2011 y la especial a partir de 2012.

Teniendo en cuenta que se garantizan tres (3) años, iniciando el primer año de vigencia de la obligación, se acumulan tres (3) años de garantías. Para el caso de las plantas existentes, la acumulación de las garantías es progresiva llegando a su máximo en el tercer año.

El promedio de los valores a garantizar en todos los casos está alrededor del 100% de los ingresos: Plantas Especiales-PT (79%) y Plantas Existentes-PT (89%).

Los resultados se presentan en la Gráfica 7.5.



Gráfica 7.5 Valores a Garantizar – Mejora IHF

A partir de los resultados mostrados se observa que en la mayor parte de los casos analizados el valor a garantizar en un año es cercano al 100% de los ingresos que se obtendrían por Cargo por Confiabilidad, por lo tanto se propone tomar este valor para determinar el monto de cubrimiento de las garantías.

8. AJUSTES AL REGLAMENTO DE GARANTÍAS

Teniendo en cuenta los cambios propuestos en la forma de estimar el valor de las garantías que deben constituir los agentes a quienes se les asignen Obligaciones de Energía Firme, se hace necesario hacer algunos ajustes al reglamento propuesto por XM, entre los cuales se tendrán en cuenta los siguientes:

- i. El valor de cobertura se estimará con base en los parámetros que se aprueben por resolución.
- ii. Teniendo en cuenta estos parámetros, es necesario precisar el cubrimiento (valor, duración, eventos, etc.) de las garantías que se constituyan.
- iii. Se deben señalar los eventos en los cuales hay lugar a la terminación de la Obligación de Energía Firme.
- iv. Para participar en las subastas se incluirá la exigencia de entregar una garantía mediante la cual el agente se compromete a cumplir con las fechas y condiciones requeridas para las garantías exigidas a quienes resulten con asignación de Obligaciones de Energía Firme.

- v. Los diferentes valores a garantizar incluidos en la propuesta de reglamento se sustituirán por el valor único anual propuesto en este documento.
- vi. Para una misma energía se constituirá una sola garantía que cubra los diferentes eventos, dentro de los cuales se incluirá la obligación de renovarla antes de su vencimiento, si fuere necesario.
- vii. Para los casos de garantías relacionadas con el cumplimiento de fechas, el valor anual de cobertura se incrementará en forma proporcional a la duración del periodo de retraso, sin que este supere doce meses, hasta alcanzar tres veces el valor calculado inicialmente.

9. RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados del análisis, se recomienda lo siguiente:

- Utilizar un único valor de cobertura para las diferentes obligaciones que se deben garantizar.
- Establecer como valor de cobertura el 100% del mayor de los montos de ingresos estimados por Cargo por Confiabilidad para un período de tres (3) años.
- En caso de incumplimiento de fechas que generen un retraso más allá de la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación el valor de la cobertura será el 300% de los ingresos. La reglamentación de cómo se llega a estos valores debe incorporarse en el reglamento de garantías.
- Definir garantías que se renueven anualmente, antes del inicio del siguiente período.
- Hacer los ajustes al reglamento de garantías para aplicar lo definido en este documento.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG-071 de 2006.
- [2] -----, Resolución CREG-079 de 2006.
- [3] -----, Circular CREG-009 de 2007.
- [4] National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), (www.noaa.gov)
- [5] Bauwens, L., Giot, P., 2001. Econometric Modelling of Stock Market Intraday Activity.
- [6] Black, P., 1976. Studies of stock market volatility changes, Proceedings of the American Statistical Association, Business and Economic Statistics Section, pp. 177–181.
- [7] Campbell, J., Lo, A., Mackinlay, A., 1997. The Econometrics of Financial Markets. Princeton University Press, Princeton.