



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**PROGRAMA PARA LLEVAR A CABO LA SUBASTA  
(Resolución 071 de 2006, artículo 18)**

**DOCUMENTO CREG-026  
20-04-07**

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

## PROGRAMA PARA LLEVAR A CABO LA SUBASTA

### CONTENIDO

<b>1. ANTECEDENTES.....</b>	<b>4</b>
<b>2. DEMANDA OBJETIVO.....</b>	<b>4</b>
2.1 Información Reportada por la UPME .....	5
2.2 Proyecciones coincidentes con el período de cargo por confiabilidad .....	6
2.3 Escenario de proyección de demanda recomendado .....	7
<b>3. OFERTA DE ENERGÍA FIRME.....</b>	<b>7</b>
3.1 Oferta Actual.....	7
3.2 Incrementos de Oferta .....	8
3.3 Plantas Especiales .....	8
<b>4. BALANCE OFERTA-DEMANDA.....</b>	<b>9</b>
4.1 Balance .....	9
4.2 Análisis de Riesgos .....	11
4.2.1 Medidas desde la regulación .....	11
4.2.2 Medidas desde los agentes .....	12
<b>5. CURVA DE DEMANDA.....</b>	<b>12</b>
5.1 Determinación del Costo del Entrante –CE-.....	13
5.2 Determinación de los Márgenes de Demanda M1 y M2.....	16
<b>6. CRONOGRAMA PARA LA REALIZACIÓN DE LA SUBASTA.....</b>	<b>16</b>
<b>7. DOCUMENTO DE PARÁMETROS PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD: .....</b>	<b>23</b>
<b>8. AGENTES HABILITADOS PARA PARTICIPAR EN LAS SUBASTAS DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME:.....</b>	<b>23</b>
<b>9. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>23</b>
<b>Anexo 1 .....</b>	<b>25</b>
<b>Anexo 2 .....</b>	<b>29</b>

### TABLAS

Tabla 2.1. Escenarios de Demanda UPME, Marzo 2007 .....	5
Tabla 2.2 Tasas de PIB - DNP, Marzo 2007.....	6
Tabla 2.3 Escenarios de Demanda para año CXC, Marzo 2007.....	7
Tabla 3.1 ENFICC, Cargo por Confiabilidad 2006-2007 .....	8
Tabla 3.2 Incrementos Oferta, Plantas Existentes .....	8
Tabla 3.3 Incrementos Oferta, Plantas Especiales.....	9

Tabla 4.1 Balance Oferta-Demanda, Escenario Alto .....	10
Tabla 4.2 Balance Oferta-Demanda, Escenario Medio .....	10
Tabla 4.3 Análisis de Riesgo .....	12
Tabla 5.1 Simulación obligaciones de energía firme .....	15
Tabla 6.1 Cronograma para la realización de la Subasta.....	18
Tabla 6.2 Cronograma para la Asignación de obligaciones de Energía Firme para los períodos 2010-2011 y 2011-2012 .....	22

#### GRÁFICAS

Gráfica 2.1 Escenarios de Demanda UPME, Marzo 2007.....	6
Gráfica 4.1 Balance Oferta-Demanda.....	10
Gráfica 5.1 Resultados proceso de simulación. ....	14
Gráfica 5.2 Simulación obligaciones de energía firme.....	15

## **PROGRAMA PARA LLEVAR A CABO LA SUBASTA**

### **1. ANTECEDENTES**

Mediante la Resolución 071 de 2006, la Comisión adoptó la “*metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía*”, en la cual se previó, entre otras cosas, que con el fin de garantizar la confiabilidad del servicio de energía eléctrica se debería establecer, con anticipación, la oportunidad de llevar a cabo la subasta de energía firme.

Al respecto, el artículo 18 de la citada norma establece lo siguiente:

*“Oportunidad para llevar a cabo la Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces. Durante el primer semestre de cada año la CREG verificará si la suma de la ENFICC de cada una de las plantas y/o unidades de generación es mayor o igual a la Demanda Objetivo calculada para el año que inicia el 1° de diciembre del año t+p, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 19 de esta resolución.*

*La CREG fijará, mediante resolución, la oportunidad en que el ASIC debe llevar a cabo la Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces; así como el cronograma de las actividades que deben ejecutarse durante los Períodos de Precalificación y de Planeación de la Subasta, o las fechas máximas de ejecución de las actividades asociadas al mecanismo de asignación, según sea el caso”.*

Cumpliendo con lo anterior, en el presente documento se hace la evaluación de la oportunidad de llevar a cabo la subasta, para lo cual, se analizan y definen los siguientes temas:

- Proyecciones de Demanda de Energía
- Oferta de energía firme para el cargo por confiabilidad – ENFICC
- Balance Demanda-Oferta
- Parámetros Subasta (Costo de Entrante (CE) y Curva de Demanda)
- Cronograma

### **2. DEMANDA OBJETIVO**

En lo que respecta a la demanda objetivo, el artículo 2 de la resolución 071 de 2006 establece:

*“Demanda Objetivo. Equivale a la Demanda Total Doméstica de Energía para cada uno de los meses comprendidos entre el 1º de Diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al Período de Planeación, más un porcentaje que fijará la CREG. De este valor se descontará la energía ya cubierta con Obligaciones de Energía Firme asignadas en Subastas previas y la ENFICC de las Plantas no Despachadas Centralmente.*

*La Demanda Total Doméstica de Energía corresponderá a la proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección seleccionado por la CREG”.*

Para tener en cuenta la proyección de demanda más reciente, se toma como referente la revisión de las proyecciones adelantadas por la Unidad de Planeación Minero-Energética –UPME en el mes de marzo de 2007 para el período 2007-2022, registradas en la CREG mediante radicado E-2007-002827.

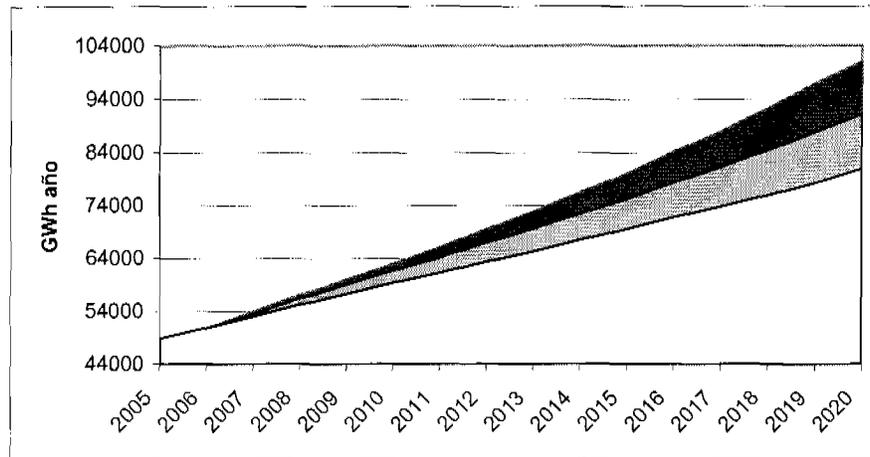
## 2.1 Información Reportada por la UPME

La UPME adelantó la revisión de las proyecciones de demanda de energía y potencia eléctrica, en las cuales se incorporaron los escenarios macroeconómicos suministrados por el Departamento Nacional de Planeación –DNP en el mes de marzo de 2007.

Los escenarios de demanda de energía reportados por la UPME son los presentados en la Tabla 2.1 y Gráfica 2.1. Los escenarios macroeconómicos utilizados se presentan en la Tabla 2.2.

<i>Demanda Energía Nacional Anual [GWh]</i>			<i>Tasa de crecimiento de la demanda de Energía</i>				
	Alto	Medio	Bajo		Alto	Medio	Bajo
2005	48829	48829	48829	2005			
2006	50815	50815	50815	2006	4.07%	4.07%	4.07%
2007	53850	53400	52900	2007	5.97%	5.09%	4.10%
2008	57002	56317	55087	2008	5.85%	5.46%	4.13%
2009	60040	59019	57180	2009	5.33%	4.80%	3.80%
2010	62950	61678	59292	2010	4.85%	4.50%	3.69%
2011	68085	64155	61193	2011	4.98%	4.02%	3.21%
2012	69544	66980	63340	2012	5.23%	4.40%	3.51%
2013	72808	69562	65303	2013	4.69%	3.86%	3.10%
2014	76372	72351	67442	2014	4.89%	4.01%	3.28%
2015	80009	75189	69490	2015	4.76%	3.92%	3.04%
2016	84072	78320	71753	2016	5.08%	4.16%	3.26%
2017	87925	81238	73736	2017	4.56%	3.72%	2.76%
2018	92251	84418	75917	2018	4.92%	3.92%	2.96%
2019	96937	87787	78214	2019	5.08%	3.99%	3.03%
2020	101012	91157	80920	2020	4.20%	3.84%	3.46%
2021	104263	93722	82845	2021	3.22%	2.81%	2.38%
2022	108224	96750	85029	2022	3.80%	3.23%	2.64%

Tabla 2.1. Escenarios de Demanda UPME, Marzo 2007



Gráfica 2.1 Escenarios de Demanda UPME, Marzo 2007

TASA PIB	Alto	Medio	Bajo
2004	4.87%	4.87%	4.87%
2005	4.72%	4.72%	4.72%
2006	6.80%	6.80%	6.80%
2007	5.30%	5.00%	4.80%
2008	5.70%	5.20%	4.20%
2009	5.80%	5.30%	4.30%
2010	6.00%	5.50%	4.50%
2011	6.00%	5.00%	4.00%
2012	6.00%	5.00%	4.00%
2013	6.00%	5.00%	4.00%
2014	6.00%	5.00%	4.00%
2015	6.00%	5.00%	4.00%
2016	6.00%	5.00%	4.00%
2017	6.00%	5.00%	4.00%
2018	6.00%	5.00%	4.00%
2019	6.00%	5.00%	4.00%
2020	5.00%	4.50%	4.00%
2021	4.50%	4.00%	3.50%
2022	4.50%	4.00%	3.50%

Tabla 2.2 Tasas de PIB - DNP, Marzo 2007

## 2.2 Proyecciones coincidentes con el período de cargo por confiabilidad

Partiendo de la información de proyección mensual reportada por la UPME y teniendo en cuenta que el período para el cual se asignan las obligaciones de energía firme comprende entre el 1° de diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al período de planeación, las siguientes son las proyecciones de demanda:

**Demanda Energía Nacional Anual [GWh]**

Año CXC	ALTO	MEDIO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
Dic.05-Nov.06	50642	50642	50642			
Dic.06-Nov.07	53576	53175	52730	5.8%	5.0%	4.1%
Dic.07-Nov.08	56734	56069	54900	5.9%	5.4%	4.1%
Dic.08-Nov.09	59804	58802	57005	5.4%	4.9%	3.8%
Dic.09-Nov.10	62698	61448	59109	4.8%	4.5%	3.7%
Dic.10-Nov.11	65814	63940	61029	5.0%	4.1%	3.2%
Dic.11-Nov.12	69259	66750	63169	5.2%	4.4%	3.5%
Dic.12-Nov.13	72512	69324	65119	4.7%	3.9%	3.1%
Dic.13-Nov.14	76064	72110	67257	4.9%	4.0%	3.3%
Dic.14-Nov.15	79694	74944	69313	4.8%	3.9%	3.1%
Dic.15-Nov.16	83738	78066	71574	5.1%	4.2%	3.3%
Dic.16-Nov.17	87576	80969	73548	4.6%	3.7%	2.8%
Dic.17-Nov.18	91877	84143	75729	4.9%	3.9%	3.0%
Dic.18-Nov.19	96531	87496	78015	5.1%	4.0%	3.0%
Dic.19-Nov.20	100678	90884	80704	4.3%	3.9%	3.4%
Dic.20-Nov.21	103965	93483	82661	3.3%	2.9%	2.4%
Dic.21-Nov.22	107882	96488	84840	3.8%	3.2%	2.6%

Tabla 2.3 Escenarios de Demanda para año CXC, Marzo 2007

**2.3 Escenario de proyección de demanda recomendado**

Tomando en consideración los tres (3) escenarios de demanda reportados por la UPME, se estima conveniente tomar como demanda objetivo el escenario de demanda alto, dado que con este escenario se cubre el escenario de mayor probabilidad de ocurrencia y permite tener un porcentaje adicional para cubrir crecimientos mayores a los esperados.

Los incrementos de demanda a considerar para proyectos con periodo de construcción mayor al de planeación que se acojan al precio de la subasta en las condiciones establecidas en la Resolución 071 de 2006, son los establecidos en esta proyección de demanda para los años correspondientes al año de entrada en operación.

**3. OFERTA DE ENERGÍA FIRME**

Para obtener la información de la oferta de energía firme, la CREG mediante la Resolución 027 de 2007 solicitó a los agentes que representan comercialmente plantas y/o unidades de generación que informaran a más tardar el 16 de abril de 2007, las modificaciones que se tengan identificadas para los periodos comprendidos entre el 1 de diciembre de 2007 y el 30 de noviembre de 2012. El Anexo 2 se incluyen copia de los documentos enviados por los agentes

Tendiendo en cuenta los reportes de los agentes, la siguiente es la oferta de energía firme identificada.

**3.1 Oferta Actual**

La oferta declarada y verificada por el CND para las obligaciones de energía firme del periodo comprendido entre el 1° de diciembre de 2006 y el 30 de noviembre del 2007 fueron:

Tipo de Planta	ENFICC kWh/día	ENFICC GWh/año
Hidráulicas	79,313,068	28,949
Térmicas	84,078,901	30,689
Menores	2,738,100	999
<b>Total</b>	<b>166,130,069</b>	<b>60,637</b>

Tabla 3.1 ENFICC, Cargo por Confiabilidad 2006-2007

Cantidad ratificada por los agentes en las comunicaciones remitidas a la CREG.

### 3.2 Incrementos de Oferta

En lo que respecta a la modificación de la oferta actual de energía firme, la información manifestada por los agentes se resume en la Tabla 3.2.

Nombre	2008		2010		2011		2012	
	Dic07-Nov08		Dic09-Nov10		Dic10-Nov11		Dic11-Nov12	
	MW	GWh/año	MW	GWh/año	MW	GWh/año	MW	GWh/año
TermoYopal 2	29	224						
TermoEmcali	0	154						
TermoCandelaria 1	4	224						
TermoCandelaria 2	153	1,213						
Flores 3				135				
TEBSA	40	315		281				
Baranquilla 4		33		93				
Guajira 2	25	151		208				
Cartagena 1		120						
T. Morro	54	378						
Miel I								210
Urrá		296						
Amalme					19	16		
Bugalagrande					41	54		
<b>Total</b>	<b>305</b>	<b>3,110</b>	<b>0</b>	<b>717</b>	<b>59</b>	<b>70</b>	<b>0</b>	<b>210</b>

Tabla 3.2 Incrementos Oferta<sup>1</sup>, Plantas Existentes

En la tabla anterior se identifica tres razones para los incrementos de oferta de energía firme: i) plantas que no entraron el cargo por confiabilidad 2006-2007, ii) incrementos de capacidad, y iii) disminución del índice IHF.

### 3.3 Plantas Especiales

Teniendo en cuenta que esta categoría pueden clasificar las siguientes plantas:

<sup>1</sup> La información de la planta T. Morro se toma del informe de avance de la UPME de febrero de 2007, donde se reporta que la unidad 1 está en pruebas.

- Plantas en construcción  
*“Resolución CREG-071 de 2006. Artículo 2. **Planta y/o Unidad de Generación Especial:** Se consideran Plantas y/o Unidades de Generación Especiales las que se encuentran en proceso de construcción o instalación a la fecha de ejecución de la Subasta, o del mecanismo de asignación que haga sus veces, y las instaladas que vayan a ser repotenciadas siempre y cuando se cumpla con lo establecido en el Artículo 6 de esta resolución”.*
- Cierres de Ciclo  
*“Resolución CREG-071 de 2006. Artículo 85. **Plantas Especiales por repotenciación y cierres de ciclo.** Los generadores con plantas o unidades de generación que entren en operación durante el periodo de transición como resultado de cierres de ciclo o repotenciación, podrán optar por extender hasta por diez (10) años el Periodo de Vigencia de la Obligación de Energía Firme respaldada con estas plantas. Esta decisión deberán comunicarla a la CREG y al Administrador de la Subasta a más tardar el dieciséis de abril de 2007, remitiendo la siguiente información:  
 (...)”.*

La Tabla 3.3 presenta los incrementos de energía firme estimados por los agentes.

Nombre	2011		2012	
	Dic10-Nov11		Dic11-Nov12	
	MW	GWh/año	MW	GWh/año
TermoFlores CC	163	1,421		
TermoMeri eléctrica CC	103	502		357
Porce3			660	3,547
<b>Total</b>	<b>266</b>	<b>1,923</b>	<b>660</b>	<b>3,904</b>

Tabla 3.3 Incrementos Oferta, Plantas Especiales

#### 4. BALANCE OFERTA-DEMANDA

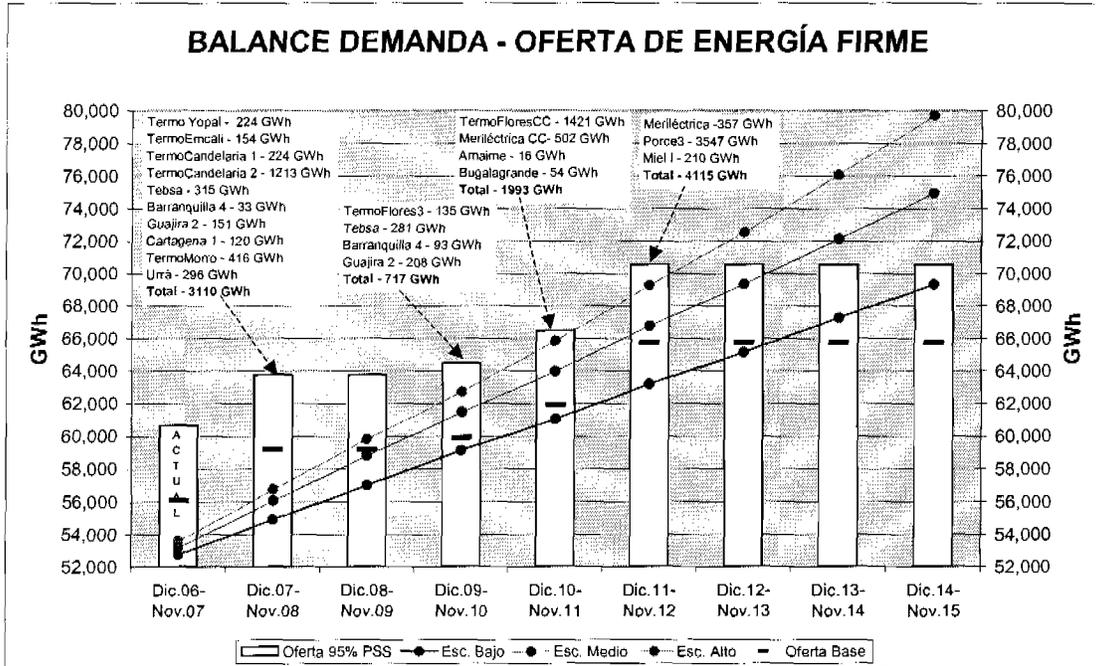
Teniendo en cuenta la información de los numerales 2 y 3 del presente documento, se construye el balance oferta-demanda.

##### 4.1 Balance

Para llevar a cabo el balance se tienen las siguientes consideraciones:

- Demanda: los escenarios de demanda de la tabla 3 *“Escenarios de Demanda para año CXC, Marzo 2007”*
- Oferta: la información de las Tabla 2.1 a Tabla 3.3.

El balance oferta-demanda se presenta en la Gráfica 2.1y Tabla 4.1y Tabla 4.2, en donde se encuentra que se requiere nueva energía para el período 2012-2013 para cubrir el escenario de demanda alto.



Gráfica 4.1 Balance Oferta-Demanda

Periodo	GWh			
	Oferta	Demanda Alta	Balance	Oferta Nec.
Dic.06-Nov.07	60,637	53,576	7,061	
Dic.07-Nov.08	63,747	56,734	7,013	
Dic.08-Nov.09	63,747	59,804	3,943	
Dic.09-Nov.10	64,464	62,698	1,765	
Dic.10-Nov.11	66,456	65,814	642	
Dic.11-Nov.12	70,571	69,259	1,312	
Dic.12-Nov.13	70,571	72,512	-1,941	1,941
Dic.13-Nov.14	70,571	76,064	-5,493	3,552
Dic.14-Nov.15	70,571	79,694	-9,123	3,631

Tabla 4.1 Balance Oferta-Demanda, Escenario Alto

Periodo	GWh			
	Oferta	Demanda Media	Balance	Oferta Nec.
Dic.06-Nov.07	60,637	53,175	7,462	
Dic.07-Nov.08	63,747	56,069	7,678	
Dic.08-Nov.09	63,747	58,802	4,945	
Dic.09-Nov.10	64,464	61,448	3,016	
Dic.10-Nov.11	66,456	63,940	2,516	
Dic.11-Nov.12	70,571	66,750	3,821	
Dic.12-Nov.13	70,571	69,324	1,247	
Dic.13-Nov.14	70,571	72,110	-1,538	1,538
Dic.14-Nov.15	70,571	74,944	-4,373	2,834

Tabla 4.2 Balance Oferta-Demanda, Escenario Medio

## 4.2 Análisis de Riesgos

El cumplimiento del balance definido en el punto 4.1 puede tener algunos riesgos que identificamos en cuatro grupos: i) combustibles, ii) aumento de disponibilidad, iii) entrada de proyectos y iv) demanda.

Cada uno de estos riesgos se identifica de la siguiente forma:

- **Combustibles**, es el riesgo que tiene las planta de conseguir contrato de combustible, el cual es mayor en aquellas plantas que no disponen de combustible alternativo. Para el análisis se toma la planta de mayor tamaño en esta condición.
- **Aumento de disponibilidad**, en la información reportada por los agentes, se encuentra que varias de las plantas tienen soportado el aumento futuro de la energía firme en la disminución del indicador IHF. Para este caso se tomará el período donde se concentra esta situación.
- **Entrada de proyectos**, en este caso corresponde a que alguno de los proyectos especiales no entren en la fecha que se definió en el balance.
- **Demanda**, corresponde a la variación de la demanda con respecto al escenario de demanda objetivo que se defina.

Para los riesgos señalados se encuentra que pueden existir diferentes formas de administrarlos. Al respecto, se identifican que pueden existir medidas desde la regulación y desde los agentes.

### 4.2.1 Medidas desde la regulación

En el grupo de las medidas regulatorias se encuentran:

- Presentación de garantías definidas para contratación de combustible, mejora de IHF y entrada de proyectos.
- Para administrar el riesgo de demanda se dispone de las subastas de reconfiguración

Sin embargo, para darle mayor certidumbre desarrollos manifestados, se considera necesario asignar las obligaciones de energía firme tan pronto como sea posibles para los años de entrada de proyectos especiales y la realización de la subasta en mayo de 2008 de la demanda del período comprendido entre los meses de diciembre 2012 - noviembre 2013.

#### 4.2.2 Medidas desde los agentes

En el grupo de las medidas de los agentes, se encuentra que el caso del riesgo combustible se puede administrar mejor si se tiene la capacidad de hacer uso de otros combustibles, tal como lo han venido realizado varias plantas del SIN.

En la Tabla 4.3, se presenta un resumen de los riesgos identificados y las formas de administrarlo.

ANÁLISIS DE RIESGOS			
TIPO	VALOR EN RIESGO		ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO
COMBUSTIBLES	PLANTA UNICOMBUSTIBLE (TEBSA)	5,909 GWh/año - 2010	1. CONVERSIÓN PLANTA 2. GARANTÍA CONTRATO COMBUSTIBLE
AUMENTO DISPONIBILIDAD	PLANTAS QUE AUMENTAN EFICACIA POR MEJORA DE IHF	771 GWh/año - 2010	1. ENTRADA OTRAS PLANTAS NO CONSIDERADAS (Cartagena 2 - 400, Cartagena 1 - 300 GWh) 2. GARANTÍA POR MEJORA IHF
ENTRADA PROYECTOS	ATRASO EN ENTRADA CC (MERILÉCTRICA)	502 GWh/año - 2011 357 GWh/año - 2012	1. ASIGNACIÓN AÑOS 2011 Y 2012 (ADELANTO PARTE PORCE3) 2. GARANTÍA DE PUESTA EN OPERACIÓN
DEMANDA	VARIACIÓN ESCENARIO DE DEMANDA		1. SUBASTAS DE RECONFIGURACIÓN

Tabla 4.3 Análisis de Riesgo

### 5. CURVA DE DEMANDA

De conformidad con las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-071 de 2006, para efectos de realizar la subasta de Obligaciones de Energía Firme, se deben establecer los parámetros necesarios para la construcción de la función de demanda definida por:

$$p(q) = \begin{cases} 2 * CE & q < D - M_1 \\ \frac{CE}{-M_1} (q - D) + CE & D - M_1 \leq q \leq D \\ 0.5 \frac{CE}{-M_2} (q - D) + CE & D < q \leq D + M_2 \\ 0.5 * CE & q > D + M_2 \end{cases}$$

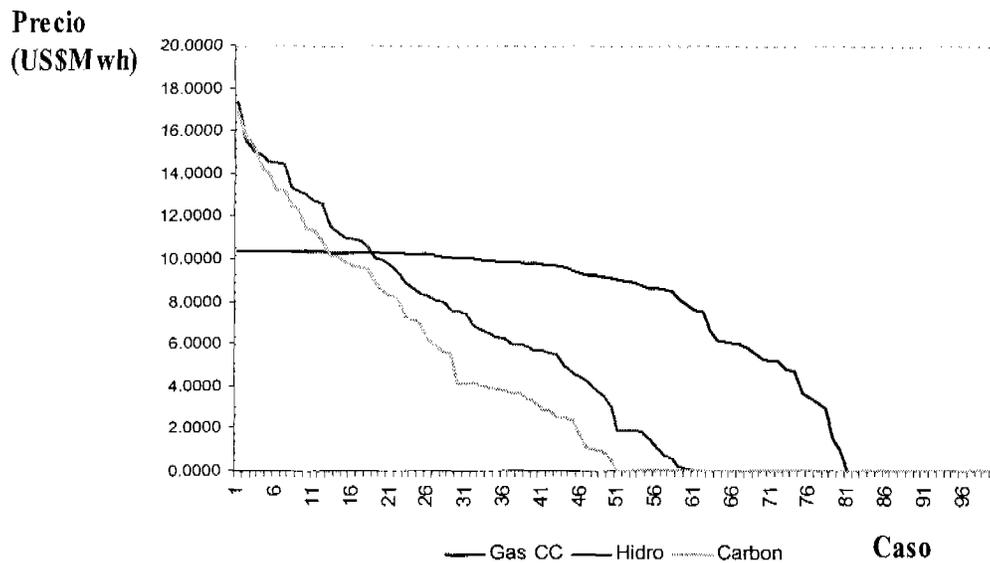
donde:

D: Demanda Objetivo expresada en kWh.  
CE: Costo del entrante expresado en US\$/kWh.  
M1 y M2: Márgenes de Demanda de energía, expresados en kilovatios hora.  
p: Precio.  
q: Demanda al nivel de precio p.

### 5.1 Determinación del Costo del Entrante –CE-

Con base en la información enviada por los agentes térmicos en materia de costos de inversión requeridos para adaptar las plantas de generación para el consumo de combustibles alternos y el valor de 5.25 US\$/kW-mes como costo de inversión para una planta térmica a gas ciclo simple, y considerando un factor de carga de 0.65, el CE resultante es igual a 13.045 US\$/Mwh.

Ahora bien, el presente análisis tiene por objeto establecer si el rango definido entre  $0.5CE$  y  $2.0CE$  es decir un valor comprendido entre 6.52 US\$/kWh y 26.09 US\$/kWh es consistente con las necesidades de remuneración de las distintas tecnologías de generación que participan en un mercado de energía con las características del mercado de energía mayorista en Colombia, por lo tanto el análisis no busca definir un valor de CE, por el contrario tiene por objetivo establecer si el rango de precios resultante es adecuado. Se hace uso del modelo contenido en el Anexo 1 de este documento, el cual estima precios de bolsa mediante un modelo con dos componentes fundamentales, un movimiento browniano geométrico más una componete de saltos asociada a la ocurrencia de condiciones hidrológicas críticas. Con este modelo para la generación de precios de bolsa, se realiza una simulación de montecarlo de 100 casos generados aleatoriamente, con lo que se obtienen los resultados contenidos en la Gráfica 2.1.

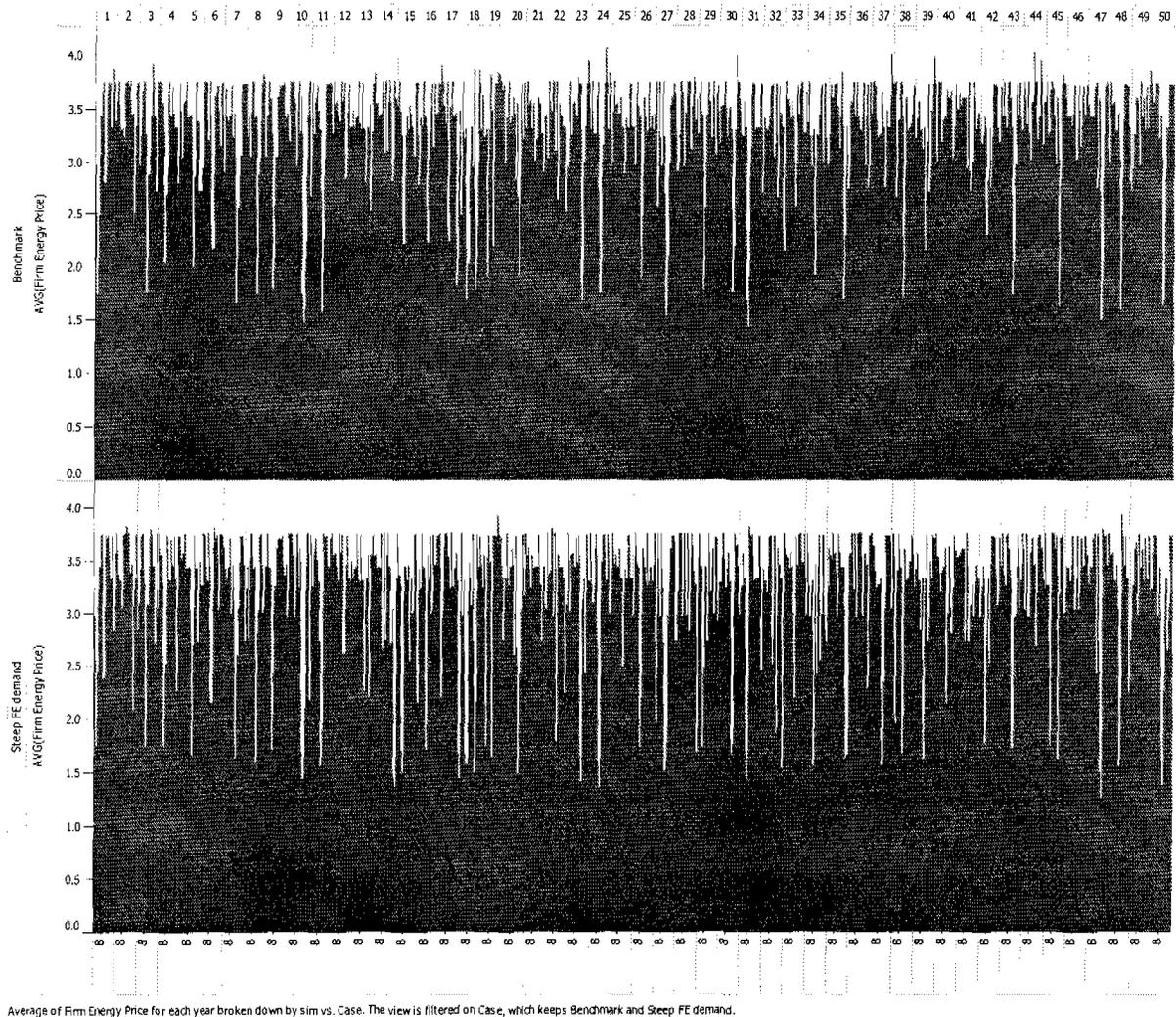


Gráfica 5.1 Resultados proceso de simulación.

Se observa que el valor de la remuneración por concepto de cargo por confiabilidad requerido por cada una de las tecnologías en ninguno de los casos es superior a dos veces el valor del CE establecido, implicando esto que un rango de precios comprendido entre 6.52 US\$/kWh y 26.09 US\$/kWh para efectos de la construcción de la curva de demanda de obligaciones refleja adecuadamente el valor de la confiabilidad que brinda al sistema un generador que participa en el mercado de energía colombiano.

En referencia a los resultados obtenidos en el proceso de simulación y contenidos en la Gráfica 5.1 es importante resaltar que, para ciertas tecnologías como, plantas térmicas a carbón y plantas hidráulicas, una proporción importante de la remuneración de cotos fijos es resultado de las rentas por energía, para el caso de la simulación realizada, en promedio el 65% de la inversión es remunerada mediante este tipo de rentas.

Adicionalmente los resultados obtenidos con el modelo de simulación implementado y contenidos en la gráfica 5, son consistentes con los resultados obtenidos en la simulación de la subasta de obligaciones de energía firme (modelo 3) desarrollado por el profesor Peter Cramton (2006), los resultados sobre la evolución del precio de la subasta al aplicar el modelo 3 se muestran en la Gráfica 5.2.



Gráfica 5.2 Simulación obligaciones de energía firme

Fuente: Cramton P. (2006),

Unit type	Long-run availability	Capacity (MW)	Firm energy (MWh)	Variable cost (\$/MWh)	Fixed cost (\$/MWh FE)
Peaker	87%	Based on	87% Capacity	\$80.00	\$3.90
Baseload	93%	existing	93% Capacity	\$50.00	\$8.00
Hydro	100%	units	Max resolution 071	\$0.00	\$90.60

Tabla 5.1 Simulación obligaciones de energía firme Fuente: Cramton P. (2006),

De la Gráfica 5.2 y la Tabla 5.1 se observa que el precio de las obligaciones de energía firme se encuentra al rededor de 3.0 US\$/Mwh, valor este que al ser analizado en

conjunto con los supuestos realizados y contenidos en la tabla 8, implica que el precio resultante de la subasta se encuentra por debajo del costo marginal de la tecnología de menor costo de inversión que para este caso corresponde a una planta con un costo de inversión (costo fijo) de 3.9 US\$/Mwh, y por lo tanto un rango de precios entre 7.8 y 1.95 US\$/Mwh es adecuado, ahora bien si como lo establece el estudio del profesor Cramton los costos fijos utilizados pueden ser escalados sin que se afecte la validez de los resultados tenemos que si consideramos una planta con costos fijos de 13.045 US\$/Mwh, el rango comprendido entre 6.52 US\$/kWh y 26.09 US\$/kWh, sería adecuado.

Adicionalmente, en referencia a la estructura de remuneración de la inversión los resultados obtenidos mediante el modelo de simulación del profesor Cramton son consistentes con los obtenidos por la CREG, dado que si consideramos un precio promedio de 3.0 US\$/Mwh resultante de la subasta y una tecnología con un costo fijo de 8.0 US\$/Mwh, tenemos que esta estaría recuperando el 37% de su inversión mediante el cargo por confiabilidad y el restante 63% mediante rentas por energía.

## 5.2 Determinación de los Márgenes de Demanda M1 y M2

$$p(q) = \begin{cases} 2 * CE & q < D - M_1 \\ \frac{CE}{-M_1}(q - D) + CE & D - M_1 \leq q \leq D \\ 0.5 \frac{CE}{-M_2}(q - D) + CE & D < q \leq D + M_2 \\ 0.5 * CE & q > D + M_2 \end{cases}$$

El valor de M1 se define como la diferencia existente entre la demanda alta utilizada para la determinación de la demanda objetivo y la demanda media, el valor de M2 corresponde demanda esperada año siguiente De los datos suministrados por la UPME y estimados por la CREG para el caso de las TIE los parámetros M1 y M2 tienen los siguientes valores:

$$M1 = 69,324,000 \text{ Mwh}$$

$$M2 = 76,064,000 \text{ Mwh}$$

## 6. CRONOGRAMA PARA LA REALIZACIÓN DE LA SUBASTA

A continuación se definen las fechas y la información que deben reportar cada uno de los agentes generadores que deseen ser habilitados para participar en la subasta de Obligaciones de Energía Firme:

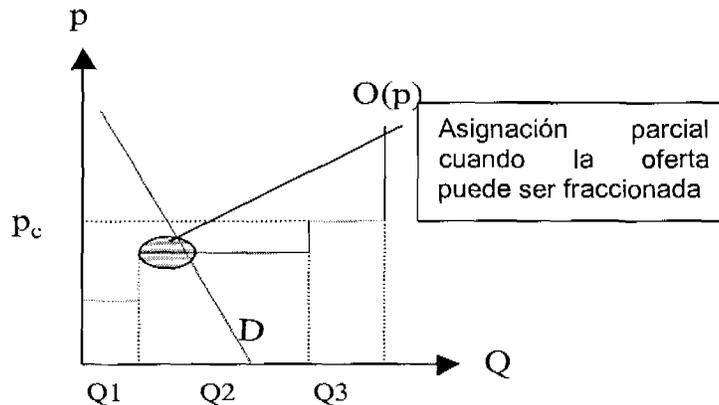
Información		Responsable	Fecha
Tipo	Descripción		
Declaración de Interés	Comunicación suscrita por el representante legal, mediante la cual se informa a la CREG el interés de participar en la Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme con plantas o unidades de generación nuevas.	Propietario o representante comercial de las plantas o unidades de generación nuevas.	Diciembre 26 de 2007
Declaración de parámetros	1. La totalidad de parámetros establecidos en el numeral 5.2 del Anexo 5 de la Resolución CREG-071 de 2006. Esta información deberá ser remitida haciendo uso de los formatos establecidos para tal fin.	Propietario o representante comercial de las plantas o unidades de generación nuevas, existentes, especiales y quienes oportunamente hayan optado por lo dispuesto en el Artículo 085 de la Resolución CREG-071 de 2006.	Plantas o unidades de generación nuevas y especiales que no hayan declarado; y plantas existentes habilitadas para hacerlo deberán declarar lo relativo al punto 1: Marzo 31 de 2008.  Quienes en forma oportuna hayan optado por lo establecido en el Artículo 85 de la Resolución CREG-071 de 2006, deberán entregar lo relativo a los puntos 1, 5 y 6: Junio 18 de 2007.
	2. Certificación expedida por de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) con fecha de expedición no mayor a noventa (90) días calendario, en la que conste que el proyecto está inscrito en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica, mínimo en la fase 2;		
	3. Certificación expedida por la UPME con fecha de expedición no mayor a noventa (90) días calendario, en la que conste la presentación ante esa entidad del estudio de conexión a la red de transmisión.		
	4. En el caso de plantas hidráulicas, deberán remitir los registros históricos de caudales promedio mensual de los ríos que aportan a la planta, con una extensión mínima de veinte (20) años.		
	5. Cronograma de construcción o repotenciación de la planta o unidad de generación.		
	6. Curva S.		
Aclaración a la declaración de	Solicitud de aclaración a la declaración de parámetros y publicación del documento de parámetros.	CREG	Dentro de los cinco (5) días siguientes al reporte de parámetros realizado por los

parámetros			agentes.
Declaración de ENFICC y envío de pólizas de cumplimiento y garantías:	1. La declaración de ENFICC deberán efectuarla a la CREG quienes la declaren por primera vez o quienes la modifiquen, de conformidad con lo establecido en el Artículo 41 de la Resolución CREG-071 de 2006.	Quienes representen plantas o unidades de generación nuevas, existentes o especiales.	Declaración de ENFICC y envío de pólizas de cumplimiento para plantas o unidades de generación nuevas, especiales y existentes: Abril 14 de 2008.
	2. Quienes representen plantas o unidades de generación nuevas o especiales deberán informar el Período de Vigencia de la Obligación.		Declaración de ENFICC por parte de quienes se hayan acogido a las disposiciones contenidas en el Artículo 085 de la Resolución CREG-071 de 2006: Junio 29 de 2007. Entrega de garantías por parte de estos mismos agentes: Dentro de los dos (2) meses siguientes a la entrada en vigencia del reglamento de garantías aplicables a las obligaciones de energía firme.
	3. Quienes representen plantas o unidades de generación nuevas deberán informar a la CREG si las ofertas de energía firme respaldadas con dichas plantas pueden o no se fraccionadas.		
	4. Envío de las pólizas de cumplimiento establecidas en la regulación vigente.		
Verificación	Verificación y solicitud de aclaraciones a la declaración de ENFICC y pólizas.	CND-CREG	Dentro de los cinco (5) días siguientes al reporte realizado por los agentes.
Informe agentes habilitados	Documento que debe ser expedido por el Administrador de la subasta a los agentes que dieron cumplimiento en los plazos establecidos a los requerimientos de información contenidos en la regulación vigente.	ASIC	Abril 18 de 2008.

**Tabla 6.1 Cronograma para la realización de la Subasta**

**Fraccionamiento de ofertas de energía firme:** El fraccionamiento de ofertas de energía firme implica que si en el proceso de despeje y asignación no se requiere la totalidad de la oferta de energía firme respaldada por la planta o unidad de generación nueva para atender la demanda, esta puede ser asignada parcialmente. Para los casos en los cuales no se remita dicha información las ofertas en el proceso de asignación y determinación del precio de cierre de la subasta serán aceptadas o rechazadas en su totalidad. En todos los casos la oferta de energía firme respaldada con una planta o unidad de generación existente será considerada como candidata a ser fraccionada.

Fig 1.



De la figura 1 se tiene que si la oferta de cantidad Q2 puede ser fracciona se realiza una asignación parcial, de lo contrario la oferta Q2 sería rechazada y se procedería a determinar el precio y a la asignación de Obligaciones de Energía Firme considerando la oferta Q3.

**Asignación de obligaciones de Energía Firme para los periodos 2010-2011 y 2011-2012:**

Las Obligaciones de Energía Firme para los periodos de vigencia 2010-2011 y 2011-2012 serán asignadas durante el año 2007 de conformidad con el siguiente cronograma:

Información		Responsable	Fecha
Tipo	Descripción		
Declaración de parámetros	1. La totalidad de parámetros establecidos en el numeral 5.2 del Anexo 5 de la Resolución CREG-071 de 2006. Esta información deberá ser remitida haciendo uso de los formatos establecidos para tal fin.	Representantes comerciales de plantas o unidades de generación existentes o especiales.	Para plantas o unidades de generación especiales: Junio 15 de 2007. Para las existentes

	<p>2. Certificación expedida por de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) con fecha de expedición no mayor a noventa (90) días calendario, en la que conste que el proyecto está inscrito en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica, mínimo en la fase 2;</p>		<p>habilitadas para hacerlo deberán entregar lo relativo al punto 1, en esta misma fecha.</p> <p>Quienes en forma oportuna hayan optado por lo previsto en el Artículo 85 de la Resolución CREG-071 de 2006, deberán entregar lo relativo a los puntos 1, 4 y 5: Junio 15 de 2007.</p>
	<p>3. Certificación expedida por la UPME con fecha de expedición no mayor a noventa (90) días calendario, en la que conste la presentación ante esa entidad del estudio de conexión a la red de transmisión.</p>		
	<p>4. En el caso de plantas hidráulicas, deberán remitir los registros históricos, con una extensión mínima de veinte (20) años, de caudales promedio mensual de los ríos que aportan a la planta.</p>		
	<p>5. Para el caso de plantas especiales se deberá remitir la fecha de entrada en operación comercial.</p>		
<p>Aclaración a la declaración de parámetros</p>	<p>Solicitud de aclaración a la declaración de parámetros y publicación del documento de parámetros.</p>	<p>CREG</p>	<p>Dentro de los cinco (5) días siguientes al reporte de parámetros realizado por los agentes.</p>

Declaración de ENFICC	1. La declaración de ENFICC deberán efectuarla a la CREG quienes la declaren por primera vez o quienes la modifiquen, de conformidad con lo establecido en el Artículo 41 de la Resolución CREG-071 de 2006.	Propietarios o representantes comerciales de plantas o unidades de generación nuevas, existentes especiales o cierres de ciclo.	Declaración de ENFICC para plantas o unidades de generación especiales y existentes: julio 9 de 2007.
	2. Quienes representen plantas o unidades de generación nuevas o especiales deberán informar el Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme.		Declaración de ENFICC por parte de quienes en forma oportuna hayan optado por lo establecido en el Artículo 85 de la Resolución CREG-071 de 2006: Junio 29 de 2007. Entrega de garantías por parte de estos agentes: Dentro de los dos (2) meses siguientes a la entrada en vigencia del reglamento de garantías aplicables a las obligaciones de energía firme.
	3. Envío de las pólizas de cumplimiento establecidas en la regulación vigente.		
Verificación	Verificación y solicitud de aclaraciones a la declaración de ENFICC y pólizas.	CND-CREG	Dentro de los cinco (5) días siguientes al reporte realizado por los agentes.
Asignación	Asignación de Obligaciones de Energía Firme	ASIC	Julio 17 de 2007.

<p>Entrega de Garantías</p>	<p>Envío de garantías y declaración de información contratos de suministro de combustible</p>	<p>Representantes comerciales de plantas o unidades de generación existentes o especiales.</p>	<p>Treinta días (30) después de la asignación de la obligación de energía firme o dentro de los sesenta (60) días calendario siguientes a la entrada en vigencia del reglamento de garantías aplicables a las obligaciones de energía firme, lo que ocurra más tarde.</p>
<p>Reasignación de Obligaciones de Energía Firme</p>	<p>Si una vez revisadas por parte del ASIC dentro del plazo que para tal fin se establezca, las garantías remitidas por los agentes, sin que estos realicen los ajustes correspondientes, el ASIC procederá el día hábil siguiente a la reasignación de las obligaciones de energía firme asignadas a dicho agente entre los demás agentes del sistema a prorrata de la ENFICC de cada uno, siempre que estos cumplan con las disposiciones establecidas en la regulación vigente. Una vez realizada la reasignación el ASIC procederá a expedir los certificados de asignación de que trata la regulación vigente.</p>	<p>ASIC</p>	

Tabla 6.2 Cronograma para la Asignación de obligaciones de Energía Firme para los períodos 2010-2011 y 2011-2012

## **7. DOCUMENTO DE PARÁMETROS PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD:**

Dentro de quince días calendario siguientes a la declaración de parámetros, la CREG publicará un documento conteniendo información reportada por cada uno de los agentes generadores para cada una de las plantas o unidades de generación nuevas, especiales o existentes. Este documento deberá ser usado por cada uno de los agentes generadores para la determinación de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad para cada una de sus plantas o unidades de generación.

## **8. AGENTES HABILITADOS PARA PARTICIPAR EN LAS SUBASTAS DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME:**

Una vez cumplidos todos los plazos de reporte de información el Administrador de la subasta deberá informar a cada uno de los agentes y quienes desarrollan proyectos nuevos o especiales los recursos que han sido calificados como habilitados para participar en la subasta de Obligaciones de Energía Firme. Para ser habilitado se debe cumplir en su totalidad con las disposiciones contenidas en la reglamentación vigente.

## **9. RECOMENDACIONES**

- Demanda Objetivo, utilizar el escenario alto de la UPME de las proyecciones de marzo de 2007.
- Asignar la energía de los períodos 2010-2011 y 2011-2012.
- Oportunidad de la subasta, se encuentra que corresponde al período diciembre de 2012 a noviembre de 2013.
- Suministro de Combustibles, se encuentra que el período 2008-2010 es un crítico y por lo tanto se deben asegurar los combustibles para las plantas existentes, para lo cual, las plantas deben poder tener capacidad de utilizar diferentes combustibles.

## **10. Referencias**

Bauwens, L., Giot, P., 2001. Econometric Modelling of Stock Market Intraday Activity.

Black, P., 1976. Studies of stock market volatility changes, Proceedings of the American Statistical Association, Business and Economic Statistics Section, pp. 177–181.

Campbell, J., Lo, A., Mackinlay, A., 1997. The Econometrics of Financial Markets. Princeton University Press, Princeton.

Christoffersen, P., Diebold, F., 2000. How relevant is volatility forecasting for financial risk management? *Rev. Econ. Stat.* 82, 1–11.

## Anexo 1

Para efectos de establecer la validez del CE se hace uso de un modelo de simulación de Montecarlo con las siguientes características:

Se consideran tres tipos de tecnologías (gas ciclo simple, carbón e hidráulica) con las siguientes características, consistentes con los valores en el rango de experiencia internacional.

Gas	Carbón	Hidráulica
Capacidad : 100MW	Capacidad : 100MW	Capacidad : 100MW
Costo de inversión US\$ 600/kW	Costo de inversión US\$ 1300/kW	Costo de inversión US\$ 1500/kW
Energía firme: 90%	Energía firme: 90%	Energía firme: 35%
		Energía media: 50%
Período de repago 20 años	Período de repago 20 años	Período de repago 40 años obras civiles 30 años equipos
r = 9%	r = 9%	r ≈ 9%

Se supone un mercado en competencia en el cual la oferta en la subasta de los agentes generadores es la requerida para igualar el valor presente neto de los ingresos por cargo por confiabilidad y rentas por energía al valor de la inversión.

El precio de bolsa se modela como un Movimiento Browniano Geométrico más un proceso de saltos.

Tasa libre de riesgo 9%.

### Características del modelo de precio de bolsa.

El modelo utilizado para la determinación del precio de bolsa esta definido por la siguiente expresión:

$$dP_B = \mu P_B dt + \sigma P_B dZ + g(P_B, t) dq$$

$$dq = \begin{cases} 0 & p = 1 - \lambda t \\ \theta & p = \lambda t \end{cases}$$

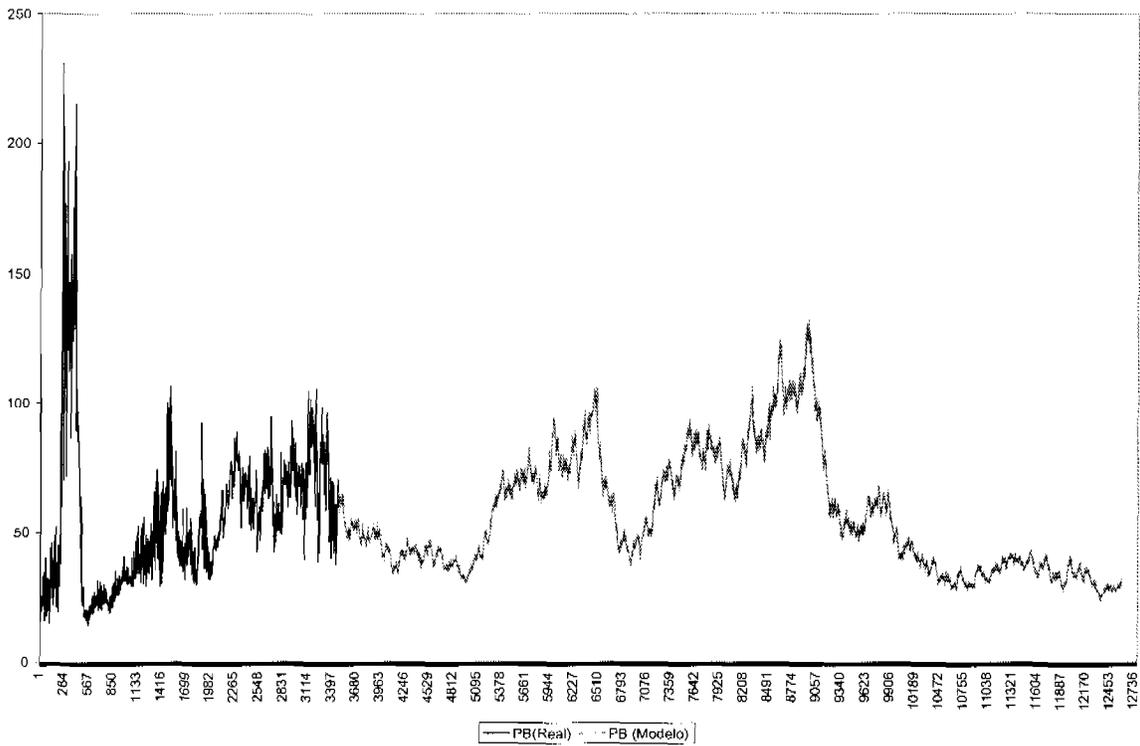
Donde:

- $\sigma$  : Volatilidad diaria del precio de bolsa.
- $\mu$  : Parámetro de tendencia

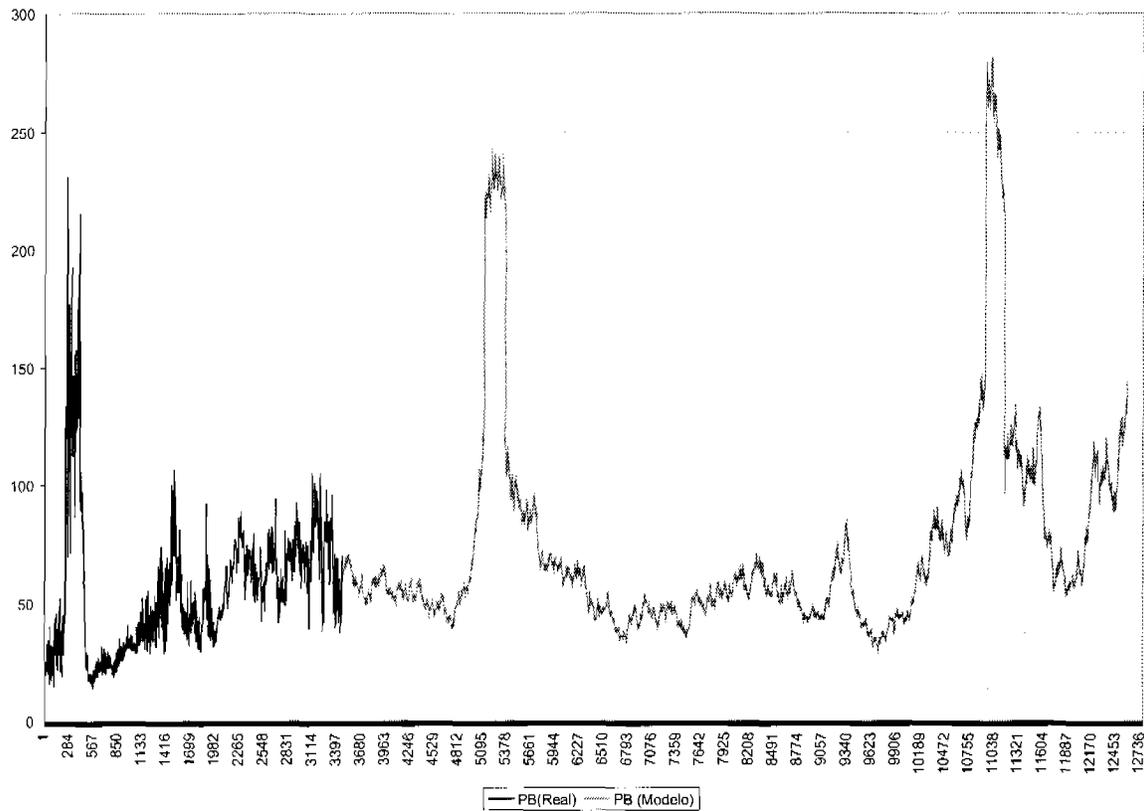
- $\theta$  : Efecto sobre el precio de bolsa de la aparición de una condición hidrológica crítica.
- $\lambda$  : Período de recurrencia de la condición crítica

Par los efectos de la simulación se consideran una volatilidad diaria de 20% y un parámetro de tendencia igual a cero. El parámetro  $\lambda$  se asume igual a 5.2 años.

Como resultado del modelo para el precio de bolsa se obtienen trayectorias como las mostradas en las gráficas A1.1 y A1.2

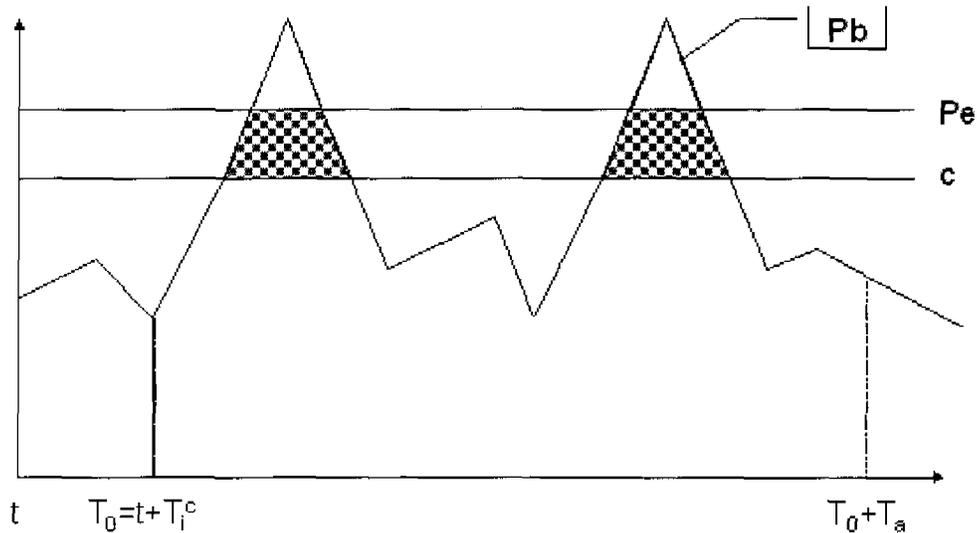


Gráfica A1.1: Precio de Bolsa generado como un MBG sin saltos



Gráfica A1.2: Precio de Bolsa generado como un MBG más un proceso de saltos.

Beneficios por rentas normales de energía: Los beneficios por rentas normales por energía se pueden definir como:



$$RE_i = \sum_{t=1}^n q_t * (Pe_t - c)$$

donde:

- q : Generación
- Pb : Precio de Bolsa
- C : Costo variable de generación
- Pe : Precio de escasez

Por lo tanto la función de beneficio total se puede expresar como:

$$\pi_i = RE_i + Pcc$$

donde:

- RE : Rentas por Energía en le mercado mayorista
- Pcc : Remuneración por concepto de cargo por confiabilidad

De conformidad con los supuestos del modelo se busca el valor de Pcc de tal manera que:

$$RE + Pcc = 0$$

Esto es para cada una de las simulaciones se determina el valor del cargo por confiabilidad CxC necesario para hacer igual a cero la función de beneficio total, de este proceso de simulación se obtienen los resultados contenidos en la grafica 5.

## **Anexo 2**

### INFORMACIÓN REPORTADA POR LOS AGENTES GENERADORES

Documentos enviados por los agentes generadores