



# **Cargo por Confiabilidad**

Esquema regulatorio para asegurar  
la confiabilidad en el suministro  
de energía eléctrica en Colombia,  
**una visión de largo plazo**

**CREG**

Comisión de Regulación  
de Energía y Gas

# **Cargo por Confiabilidad**

Esquema regulatorio para asegurar  
la confiabilidad en el suministro  
de energía eléctrica en Colombia,  
**una visión de largo plazo**



Comisión de Regulación  
de Energía y Gas

La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– presenta el nuevo Esquema Regulatorio para Asegurar la Confiabilidad en el Suministro de Energía Eléctrica en Colombia a Largo Plazo, aprobado el 3 de octubre de 2006<sup>1</sup> y aplicable desde el 1º de diciembre del mismo año, de manera tal que los participantes actuales en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y los potenciales inversionistas conozcan las ventajas de este mecanismo y los compromisos que se derivan de él.

Luego de diez años de utilización de una herramienta similar de estabilización de ingresos denominada Cargo por Capacidad, se consideró necesario migrar hacia un esquema de mercado que proporcione la señal de largo plazo requerida para promover la expansión del parque de generación en Colombia y que, adicionalmente, permita asegurar que los recursos de generación no solo estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez de energía, sino que este abastecimiento se efectúe a un precio eficiente.

## El Mercado de Energía Mayorista en Colombia (MEM)

Mediante la Ley 142 de 1994, también llamada Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y con base en mandatos de la Constitución de 1991, se introdujo el modelo de mercados en competencia para la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, sometidos a la regulación, control y vigilancia por parte del Estado. Para el servicio de energía eléctrica en particular, con la Ley 143 de ese mismo año se estableció el esquema aplicable a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como los elementos y principios rectores del MEM. Este mercado entró en funcionamiento el 20 de julio de 1995 bajo este enfoque.

## Estructura institucional

La participación del Estado a partir de la introducción del modelo de competencia, tiene lugar en tres instancias a través de una estructura que ha permanecido sin modificaciones desde 1994: la definición de la política energética, la regulación y la vigilancia y el control.

La primera está a cargo del Ministerio de Minas y Energía. Una parte esencial de la política energética se desarrolla a través de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene como parte de sus funciones establecer los requerimientos energéticos del país y elaborar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico, ambos de naturaleza indicativa, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.

La tarea regulatoria es desarrollada por la CREG, integrada por ocho miembros:

- ▶ El Ministro de Minas y Energía, quien la preside
- ▶ El Ministro de Hacienda y Crédito Público
- ▶ El Director del Departamento Nacional de Planeación
- ▶ Cinco expertos en asuntos energéticos, de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República para periodos de cuatro años.

La labor de vigilancia y control de la prestación de los servicios públicos domiciliarios la desempeña la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. El superintendente es nombrado por el Presidente de la República.

Además de las mencionadas instituciones, el MEM cuenta para su funcionamiento con un ente central denominado Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) encargado del registro

Tabla 1. Estructura Institucional del MEM

<b>Política</b>	Ministerio de Minas y Energía	
<b>Planeación</b>	Unidad de Planeación Minero-Energética	
<b>Regulación</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas	
<b>Control y Vigilancia</b>	Superintendencia de Servicios Públicos	
<b>Operación del Sistema</b>	CND	
<b>Administración del Mercado</b>	ASIC	

<sup>1</sup> Fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG-071 de 2006.

de contratos, la liquidación y la facturación de todas las transacciones que se efectúen en este mercado.

La planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND) que junto con el ASIC son dependencias de la empresa XM Sociedad Anónima y Empresa de Servicios Públicos, regulada por la CREG.

## Características generales del Mercado de Energía Mayorista (MEM)

El MEM está conformado por un conjunto de sistemas de intercambio de información entre los generadores y los comercializadores que operan en el SIN, que permite a estos agentes realizar sus transacciones de compra y venta de electricidad tanto de corto como de largo plazo.

En este mercado se transa toda la energía que se requiere para abastecer la demanda de los usuarios conectados al SIN, representados por los comercializadores, y que es ofertada por los generadores que conectan sus plantas o unidades de generación a dicho Sistema.

Son agentes del MEM los generadores y los comercializadores. Los generadores están obligados a participar en el MEM con todas sus plantas o unidades de generación conectadas al SIN y con capacidad mayor o igual a 20MW, las cuales deben ser despachadas centralmente por el CND. Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al SIN están obligados a realizar sus transacciones de energía a través del MEM.

Las transacciones en el MEM se efectúan bajo estas modalidades: i) Transacciones horarias en la bolsa de energía; ii) Contratos bilaterales financieros de energía; y iii) Subastas para la asignación de Obligaciones Energía Firme, del Cargo por Confiabilidad, que sustituyó al Cargo por Capacidad<sup>2</sup>, y que será presentado con mayor detalle en las siguientes secciones.

Cualquier generador que ingrese a este mercado puede desarrollar la actividad de generación mediante su participación libre, en igualdad de condiciones, en cualquiera de estas transacciones o en todas ellas.

Este esquema operativo, así como las reglas de funcionamiento y participación han permanecido estables desde la entrada en operación del MEM, incorporando solamente las modificaciones necesarias para promover la competencia y la eficiencia en el mercado.

Desde su regulación inicial en 1996, para el anterior Cargo por Capacidad se definió un periodo de vigencia de 10 años que culminó el 30 de noviembre de 2006. Una vez vencido este periodo, y después de un proceso de aproximadamente dos años de estudios, propuestas y discusión con la industria y demás interesados, se sustituyó dicho Cargo por el actual Cargo por Confiabilidad aplicable desde el 1º de diciembre de 2006.



**Las transacciones en el MEM se efectúan bajo estas modalidades: i) Transacciones horarias en la bolsa de energía; ii) Contratos bilaterales financieros de energía; y iii) Subastas para la asignación de Obligaciones Energía Firme, del Cargo por Confiabilidad.**

## Transacciones en el MEM a través de la bolsa de energía

El MEM en Colombia corresponde a un sistema de nodo único. En este mercado la red de transmisión es neutral, lo que significa que el generador hace su oferta de precio para cada día y su declaración de disponibilidad de generación para cada hora, sin considerar el estado de la red de transmisión. Con base en las ofertas más económicas se seleccionan los recursos que serán despachados para abastecer la demanda hora a hora. A este despacho se le conoce como **despacho ideal**, pues difiere del despacho real en que este último incorpora las restricciones que puedan presentarse en la red de transmisión. En otras palabras, el despacho ideal, determinado de manera expost por el CND, se obtiene de considerar la demanda real y la disponibilidad real de las plantas o unidades de generación, sin tener en cuenta las restricciones físicas y técnicas impuestas por la red de transmisión.

Las ofertas de precio que presenten los generadores que participan en el MEM deben reflejar los costos variables de generación y los costos de oportunidad.

El precio del último recurso utilizado para atender la demanda total de energía en cada hora es el que fija el precio al que serán remunerados todos los recursos inframarginales a esa misma hora y se denomina **Precio de Bolsa**<sup>3</sup>.

La parte de la demanda de energía de los comercializadores que no esté cubierta por contratos bilaterales, debe pagarse a este Precio de Bolsa.

La liquidación de las obligaciones y acreencias financieras de los participantes en la bolsa es realizada por el ASIC.

## Transacciones en el MEM mediante contratos bilaterales

Los contratos bilaterales son compromisos adquiridos por generadores y comercializadores para vender y comprar energía a precios, cantidades y condiciones contractuales negociadas libremente entre las partes. El mercado de contratos bilaterales es fundamentalmente un mercado financiero. La función de estos contratos es reducir la exposición a la volatilidad de precios en el mercado de corto plazo del generador y del usuario final. La entrega física de la energía contratada se efectúa a través de la bolsa por parte del generador que suscribió el contrato o por parte de otro generador según lo determine el despacho ideal.

<sup>2</sup> Mecanismo de remuneración administrada de la capacidad de generación, que garantizaba un ingreso fijo anual por megavatio instalado, y que en promedio remuneró 500 millones de dólares cada año al conjunto de generadores por mantener disponibles sus activos de generación.

<sup>3</sup> Los recursos inframarginales son aquellos con costo marginal menor al costo del último recurso despachado.



No hay restricción alguna a la energía que un generador o un comercializador puede comprometer en contratos bilaterales ni al horizonte de tiempo que estos acuerdos deben cubrir. El único requisito es que el contrato especifique la cantidad que será utilizada en cada hora por el ASIC para la liquidación.

Las compras de energía efectuadas por comercializadores mediante la suscripción de contratos bilaterales con destino a Usuarios Regulados<sup>4</sup> se rigen por reglas que garantizan la competencia entre generadores en este tipo de transacción, mientras que las efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios No Regulados<sup>5</sup> se negocian a precios y condiciones pactadas libremente entre las partes.

### Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme en el MEM

El propósito de la subasta es asignar las Obligaciones de Energía Firme entre los generadores y los inversionistas para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes. Este tipo de transacción del MEM se presenta con mayor detalle en la siguiente sección.

## Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica

La energía eléctrica en Colombia proviene fundamentalmente de plantas de generación hidráulica (77% aproximadamente) y en una menor proporción de plantas de generación térmica (18%)<sup>6</sup>. Por lo

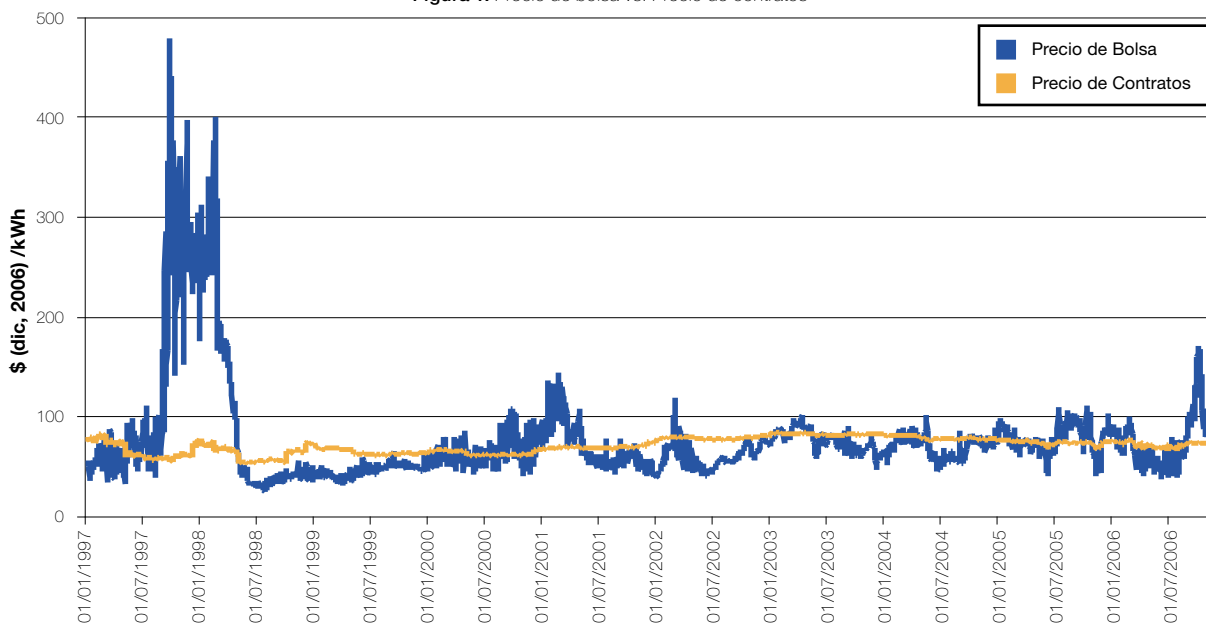
tanto, al depender de los aportes hidrológicos, las épocas de sequía que se presentan durante eventos como El Niño<sup>7</sup> hacen indispensable contar con plantas de generación con energía firme, que reemplacen la energía generada por hidroeléctricas, para atender la demanda. De no contar con estos recursos, los usuarios tendrían que ser racionados, con los correspondientes costos sobre la economía nacional y el bienestar de la población.

Uno de los principios subyacentes en un sistema de precios como el diseñado para el MEM en Colombia, es que este debe proporcionar la señal económica de largo plazo para la expansión de la capacidad instalada requerida por el país. Asimismo, la evolución y el comportamiento de los precios deben reflejar el nivel de confiabilidad en el suministro que está dispuesta a pagar la demanda nacional.

Sin embargo, la volatilidad de los precios en la bolsa (Ver Figura 1), que se explica en gran parte por el elevado componente hidráulico, la estacionalidad climática (siete meses de invierno y cinco meses de verano) y la aparición periódica de El Niño, puede constituir un riesgo considerable para aquellos generadores que deben disponer de fuentes de financiación de sus proyectos de generación, si no se cuenta con mecanismos que cubran estas eventualidades.

Por estas consideraciones, se encontró indispensable implementar un esquema de remuneración que permita hacer viable la inversión en los recursos de generación necesarios atender la demanda de manera eficiente en condiciones críticas de abastecimiento hídrico, a través de la estabilización de los ingresos del generador. Este esquema está incorporado en la legislación colombiana desde la Ley 143 de 1994, artículo 23.

Figura 1. Precio de bolsa vs. Precio de contratos



4 Usuario cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.  
 5 Usuario con un consumo mensual de energía superior a 55 MWh o 0.1 MW de potencia, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente con el comercializador.  
 6 Fuente: XM. S.A. E.S.P. Composición de la Generación del Sistema Interconectado Nacional en 2006.  
 7 También conocido como ENSO por sus siglas en inglés, El Niño Southern Oscillation.



## Cargo por Confiabilidad

Tras diez años de aplicación ininterrumpida del Cargo por Capacidad, la CREG diseñó un nuevo esquema basado en un mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad, que opera desde el primero de diciembre de 2006. Este mecanismo conserva lo esencial del esquema de liquidación, facturación y recaudo que garantizó, con éxito, durante los diez años continuos el pago a los generadores del Cargo por Capacidad.

Uno de los componentes esenciales del nuevo esquema es la existencia de las **Obligaciones de Energía Firme (OEF)**, que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Este nuevo esquema permite asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes.

Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

Las OEF del nuevo Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del MEM y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados de un mecanismo estable en el largo plazo y que da señales e incentivos para la inversión en nuevos recursos de generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país.

### Obligación de Energía Firme (OEF)

Como se mencionó anteriormente, la OEF es un producto diseñado para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes.

Cuando el precio de bolsa supera, al menos por una hora del día, al Precio de Escasez, reflejando así una situación crítica de



**El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez.**

abastecimiento de electricidad, el generador al que se le asignó una OEF debe generar, según el despacho ideal, una cantidad diaria determinada de energía.

Las OEF serán adquiridas por la demanda mediante transacciones centralizadas a través del ASIC, y subastadas y asignadas única y exclusivamente entre los agentes que tengan o planeen tener activos de generación, con su correspondiente energía firme, a partir de una fecha determinada, y que resulten seleccionados en la subasta.



**La máxima cantidad de energía que debe suministrar cada generador con su portafolio de activos de generación en condiciones de escasez, así como la remuneración que recibirá por cada kilovatio hora comprometido a través de la OEF, se determinan en la subasta.**

Se entiende por **Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)**, la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales. El cálculo de esta energía se presenta más adelante en este documento.

### Precio de Escasez

Este precio, establecido por la Comisión y actualizado mensualmente con base en la variación de un índice de precios de combustibles<sup>8</sup>, tiene una doble función. Por una parte indica a partir de qué momento las Obligaciones de Energía Firme son exigidas, y por otra, es el precio al que será remunerada la energía entregada cuando tales Obligaciones sean requeridas.

### Período de Vigencia de la OEF

El período de vigencia de la OEF lo decide el propietario o representante comercial del activo de generación que la respalda. Si es un activo nuevo (al momento de ejecutarse la subasta no se ha iniciado la construcción del mismo) la Obligación que respalde puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de veinte años. Si es un activo especial (al momento de ejecutarse la subasta, la planta o unidad de generación se encuentra en proceso de construcción o instalación), la Obligación que respalde este activo puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de diez años y si es un activo existente (que se encuentra en operación comercial al momento de ejecutarse la subasta), la vigencia de la OEF es de un año.

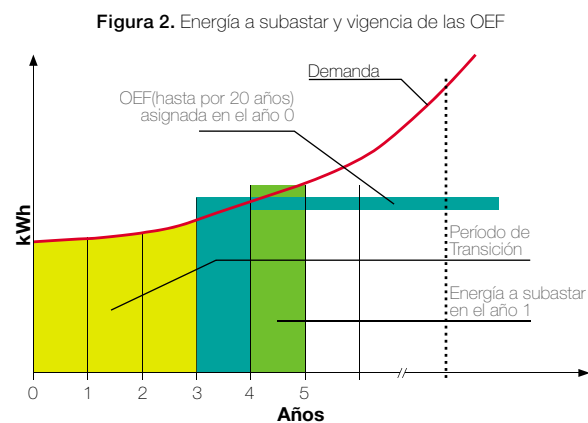
Durante este período el generador es remunerado con el Cargo por Confiabilidad y el valor de esta remuneración por unidad de energía es el resultado de la subasta en donde le fue asignada su OEF.

<sup>8</sup> El índice corresponde al New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price.



**Tabla 2.** Período de Vigencia de la OEF

Planta o Unidad de Generación	Definición	Período de Vigencia de la OEF
Nueva	Al momento de ejecutarse la subasta no se ha iniciado la construcción de la planta	Entre 1 y 20 años
Especial	Al momento de ejecutarse la subasta, la planta o unidad de generación se encuentra en proceso de construcción o instalación	Entre 1 y 10 años
Existente	En operación comercial al momento de ejecutarse la subasta	1 año



#### Deberes asociados a la OEF

Durante la vigencia de la OEF, el generador que la adquirió se compromete a:

- ▶ Generar, según sea requerido en el despacho ideal, la cantidad diaria de energía firme asociada a su OEF, cuando el precio de bolsa supere el Precio de Escasez.
- ▶ Mantener vigentes los contratos de suministro de combustibles y los de transporte de gas natural, cuando sean del caso, que permitan generar la energía asociada a su OEF. En caso de tener contratos que no son suficientes para cubrir el período de vigencia de la OEF, el generador deberá mantener vigentes las garantías de cumplimiento que aseguren la renovación de los contratos de combustibles y transporte de gas natural durante ese tiempo.

#### Verificación del cumplimiento de la OEF

Un agente con una OEF se compromete a generar diariamente, según el despacho ideal, una cantidad de energía cuyo valor máximo es la energía asociada a dicha Obligación. Cuando el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez, para verificar que cada generador ha cumplido este compromiso, se suma la generación que resultó en cada hora del despacho ideal, de cada uno de los recursos de generación del agente (y la energía contratada por el generador en los Anillos de Seguridad tal como se definen adelante). Este total debe ser al menos igual a su obligación diaria de energía firme, de lo contrario, la diferencia debe

adquirirla en la Bolsa de Energía. Si un agente agota los mecanismos de Anillos de Seguridad y Bolsa de Energía y, en el caso más extremo, aún no le es posible dar cumplimiento a su OEF, deberá compensar a la demanda por el racionamiento causado.

#### Generación según despacho ideal

Para incorporar el perfil de generación de cada activo (desde plantas o unidades de generación capaces de producir electricidad las 24 horas del día hasta aquellas dedicadas a cubrir las horas de máxima demanda únicamente), y la óptima utilización de los recursos para el abastecimiento de la demanda, la OEF compromete al agente a generar una cantidad determinada de energía firme cada día, sin importar la(s) hora(s) en que haya efectuado esta generación<sup>9</sup>. Además, al ser el generador un agente que no gestiona la red de transmisión, la energía que se utiliza para efectos de verificar el cumplimiento de la OEF es la requerida de cada planta o unidad de generación en el despacho ideal.

#### Remuneración de la OEF

El generador a quien se le ha asignado una OEF recibirá una remuneración fija durante el período de vigencia de la misma, haya sido solicitada o no la Obligación. El precio por cada kilovatio hora de la OEF corresponde al precio de cierre de la subasta en la cual el agente vendió su energía firme, y se denomina Precio del Cargo por Confiabilidad. Ahora bien, cuando esta energía es requerida, además del Cargo por Confiabilidad el generador recibe el Precio de Escasez por cada kilovatio hora generado asociado a su OEF. En caso de generar una energía mayor a su Obligación, este excedente se remunera a precio de bolsa.



**La remuneración de las OEF resulta de la liquidación del mercado. Se cobra directamente a los comercializadores y se paga a los generadores teniendo en cuenta la energía correspondiente a cada OEF. Al igual que con las demás transacciones del MEM, este procedimiento de liquidación es efectuado por el ASIC.**

<sup>9</sup> Cuando se incumple esta obligación, se procede a una verificación horaria del cumplimiento de la OEF.



## Subasta para la Asignación de OEF

La asignación de las OEF entre los distintos generadores e inversionistas, se realiza mediante subasta dinámica. En esta transacción del MEM participan activamente generadores e inversionistas, y la demanda está representada por una función de precio y cantidad de energía determinada por la CREG.

Esta subasta se llevará a cabo tres años antes de requerirse la energía firme<sup>10</sup>. El tiempo que transcurre entre el anuncio de la fecha de la Subasta para la Asignación de OEF y el final de la vigencia de las OEF, se clasifica en tres etapas: i) Período de Precalificación, ii) Período de Planeación y iii) Período de vigencia de la obligación.

Una vez la CREG anuncia la fecha en que realizará la subasta se inicia el **Período de Precalificación**, que finaliza el día en que dicha subasta se lleva a cabo. Durante este período los agentes, tanto generadores como inversionistas, envían la información requerida para participar en la asignación. Solo los agentes que hayan cumplido con todos los requisitos estarán calificados para ofrecer su energía firme en la subasta.



**Luego de ejecutarse la subasta que asigna las OEF, los agentes con plantas nuevas que hayan resultado seleccionados, disponen de tres años para construir o instalar sus plantas o unidades de generación, de tal forma que estos recursos estén listos para entregar su energía firme desde el primer día del período de vigencia de la obligación. Este período de preparación de los activos de generación se denomina Período de Planeación.**

Para reducir la incertidumbre en los ingresos de aquellos proyectos cuya construcción supera los tres años del Período de Planeación, la CREG incorporó un mecanismo que le permite al inversionista vender parte de su energía firme futura, bajo condiciones especiales, durante las subastas que ocurren siete, seis y cinco años antes de que la energía firme del proyecto esté disponible.

Tabla 3. Etapas de la asignación de OEF

x meses antes de la Subasta	Fecha de ejecución de la Subasta	3 años	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 año para existentes</li> <li>• Hasta 10 años para especiales.</li> <li>• Hasta 20 años para nuevos</li> </ul>
<b>Período de precalificación</b>	<b>Subasta</b>	<b>Período de planeación</b>	<b>Período de vigencia de la OEF</b>
Cumplimiento de requisitos para participar en la subasta	Subasta de OEF exigibles a partir del año t	Construcción de nuevas plantas o unidades de generación que se comprometen a entregar su energía firme a partir de diciembre del año año t-1	Las OEF son exigibles durante este tiempo

**La Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme se realiza tres años antes de requerirse dicha energía.**

Para estos casos, el tratamiento especial que recibe el inversionista durante este período de hasta cuatro años (el período máximo de siete años menos los tres años del período de planeación normal) consiste en permitirle que, una vez conocido el precio de cierre de las subastas que se realicen en ese tiempo, comunique a la CREG su interés en vender a ese precio una parte de su energía firme; de esta forma, al inversionista se le asigna una OEF hasta siete años antes de la fecha de inicio del período de vigencia de la obligación.

Cuando se ejecute la subasta que ocurre tres años antes de la fecha de inicio del período de vigencia de la obligación, el inversionista que vendió parte de su energía firme mediante estas condiciones especiales participa, con la energía firme que aún no haya comprometido, bajo las reglas comunes a todos los agentes en la puja por la venta de su energía firme restante.

### Descripción del proceso de subasta

La Subasta para la Asignación de OEF es de una sola punta. Esto significa que en ella participan de manera activa los generadores e inversionistas potenciales, que hayan cumplido con los requisitos para participar, mientras que la disponibilidad de pago de la demanda total perteneciente al SIN está representada por una curva de demanda agregada establecida por la CREG y hecha pública con anterioridad a la subasta.

### Subasta de reloj descendente

La subasta que se empleará para asignar las OEF es de reloj descendente y funciona de la siguiente forma:

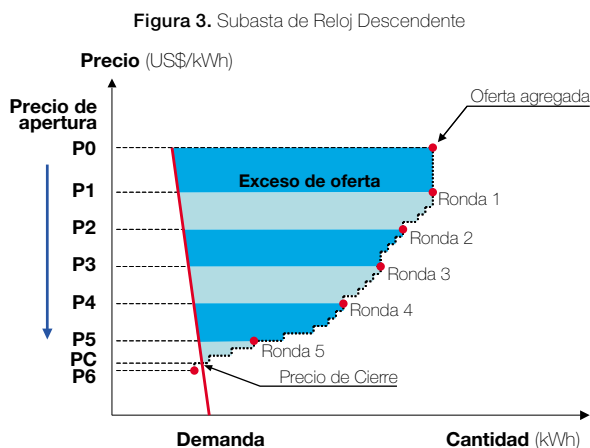
- ▶ El subastador abre la subasta a un precio igual a dos veces el Costo del Entrante, valor calculado por la CREG y ya conocido por los agentes. Además calcula y anuncia el mínimo precio al cual cerrará la primera ronda de la subasta.
- ▶ Entre esos dos precios los agentes construyen sus curvas de oferta de energía firme y las envían al ASIC como administrador de la subasta.

<sup>10</sup> La CREG puede modificar este plazo de considerarlo necesario. La primera subasta se realizará el 5 de mayo de 2008 para asignar OEF cuya vigencia inicia el 1° de diciembre de 2012.





- ▶ El ASIC recibe todas las curvas de oferta para construir una curva de oferta agregada. Al comparar esta curva de oferta agregada con la curva de demanda, calcula y comunica al subastador el exceso de oferta que resultó al precio de cierre de la ronda.
- ▶ Con base en este exceso de oferta el subastador calcula el precio de cierre de la siguiente ronda, el cual es inferior al precio de cierre de la ronda anterior, y lo informa a los participantes junto con el exceso de oferta.
- ▶ Cada agente envía su segunda curva de oferta de energía firme, esta vez entre el precio de cierre de la ronda anterior y el precio de cierre de la nueva ronda, retirando la energía firme de las plantas o unidades que a los nuevos precios no está dispuesto a ofertar. Una característica importante de esta subasta es que los oferentes solo pueden mantener o reducir la cantidad de energía a medida que el precio desciende. Este comportamiento es consistente con una curva de oferta de pendiente positiva.
- ▶ Este procedimiento se repite hasta que el exceso de oferta sea mínimo.
- ▶ El precio que resulta de la igualdad entre la oferta y la demanda es el **Precio de Cierre de la subasta**, y por lo tanto es el precio al que serán remuneradas todas las OEF que se asignen a los agentes que resultaron seleccionados en la subasta para abastecer la demanda. (Figura 3)



**La subasta tiene como fin asignar directamente las OEF entre los generadores. Por tanto, concluida la subasta queda perfeccionada la transacción del mercado entre la demanda y los generadores, y en virtud de esta transacción, como quedó definido en la Resolución 071/2006 de la CREG, se forma el vínculo jurídico que obliga a la demanda a pagar el cargo y a los generadores a tener la disponibilidad y a generar la energía, de acuerdo con el Despacho Ideal, correspondiente a la OEF que le fue asignada.**

Aquellos agentes que cumplan con lo estipulado, dentro de los plazos que se indiquen, recibirán una certificación expedida por el ASIC en donde constará que se realizó un proceso dinámico de negociación para la asignación de las OEF, y que contendrá: la identificación de las leyes colombianas que crean y regulan el SIN y el MEM; las que le atribuyen al ASIC la función de administración del Sistema de Intercambios Comerciales de energía en el MEM; las que imponen la obligación de valorar la capacidad de generación de respaldo de la oferta eficiente, que sirven de fundamento al cobro y pago del Cargo por Confiabilidad; la Resolución de la CREG que regula el Cargo por Confiabilidad; la Resolución de la CREG que ordenó adelantar la respectiva subasta para la asignación de OEF. Además, la certificación especificará la OEF asignada al respectivo agente, el período de vigencia de la OEF asignada, el Precio de Escasez y el Precio de Cierre de la subasta.

Con esta certificación se busca conservar en lo esencial, y mejorar, el mecanismo del mercado mayorista que durante los diez años de vigencia del Cargo por Capacidad permitió a los agentes demostrar los derechos relacionados con dicho Cargo ante los tribunales.

Con ella se busca otorgar a los agentes que participan en la subasta un instrumento jurídico que les permita, entre otros aspectos:

1. Tener certeza y prueba ante cualquier tribunal colombiano, sobre las condiciones bajo las que se llevó a cabo la subasta y que no pueden ser alteradas durante el periodo de vigencia de la OEF, (Art. 33 Res. 071/2006 de la CREG).
2. Tener certeza sobre las normas jurídicas colombianas que le sirven de fundamento a los derechos y deberes derivados de la asignación de la OEF.
3. Establecer las situaciones jurídicas constituidas en su caso particular, por la participación en la subasta y el cumplimiento de sus obligaciones.
4. Demostrar que la OEF fue asumida por la demanda del Sistema Interconectado Nacional, a través del MEM creado y regulado por el Estado Colombiano y en cumplimiento de la ley Colombiana.
5. Establecer que las condiciones sobre precios y cantidades fueron decididas mediante un mecanismo transparente y eficiente de mercado, legalmente establecido en Colombia.

### Periodicidad de las subastas

Teniendo en cuenta que las subastas se ejecutan para adquirir nueva energía firme, éstas solo tienen lugar cuando se estima que la demanda de energía para tres años adelante no puede ser cubierta con la energía firme de los activos de generación existentes y la de los que entrarán en operación durante esos tres años.

Cada año la CREG evalúa el balance proyectado de oferta-demanda de energía firme y de considerarlo necesario comunica mediante Resolución la decisión de convocar una subasta. Asimismo, publica el cronograma de actividades que se requieren tanto antes como después de la subasta para poder participar en el proceso y formalizar la asignación de OEF.

## Requisitos para participar en la subasta

Para participar con un activo en particular, un generador o inversionista debe cumplir determinados requisitos dependiendo de la clasificación del activo, bien sea nuevo, especial o existente, dentro de los plazos que la CREG indique.

### Requisitos para agentes con plantas o unidades de generación nuevas o especiales

- ▶ Inscribir el proyecto de generación en la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y que el mismo se encuentre en la Fase 2 de su ejecución. (Ver Tabla 4)
- ▶ Remitir a la UPME el estudio de conexión a la red de transmisión.
- ▶ Presentar: i) garantía de pago de la comisión de éxito del promotor de la subasta<sup>11</sup> y ii) poliza que asegure la entrega de la garantía de la entrada en operación de la planta o unidad de generación para cumplir con la OEF.
- ▶ Las plantas hidráulicas deben disponer de registros históricos de mínimo 20 años, de los caudales de los ríos que aportan a la planta.
- ▶ Reportar a la CREG el período de vigencia de la obligación al que el agente aspira a comprometer cada activo nuevo o especial (entre 1,10 ó 20 años, según el caso).
- ▶ Remitir a la CREG, al Ministerio de Minas y Energía y al ASIC el cronograma de construcción del proyecto de generación, así como la curva S<sup>12</sup>.

### Requisitos para agentes con plantas o unidades de generación existentes

- ▶ Remitir copia de las licencias ambientales asociadas a la operación con el combustible elegido.
- ▶ Presentar la garantía de pago de la comisión de éxito del promotor de la subasta.

### Requisitos para todos los generadores o inversionistas

- ▶ Declarar ante la CREG los parámetros para el cálculo de la ENFICC<sup>13</sup>. Esto solamente se realiza una vez, antes de la primera declaración de energía firme.
- ▶ Declarar ante la CREG la ENFICC de cada planta o unidad de generación con la que el generador o inversionista espera participar en la subasta.
- ▶ Presentar una póliza que asegure la posterior entrega de una garantía de contratación del suministro de combustibles y del transporte del gas natural.

La CREG expedirá una resolución en donde definirá los plazos para la entrega de esta información así como la fecha de ejecución de la subasta<sup>14</sup>.

Tabla 4. Requisitos de la UPME para clasificar un proyecto en Fase 2.

<b>Proyectos hidroeléctricos</b>	Constancia de finalización de estudios de factibilidad
	Certificado de la aprobación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (D.A.A.) por parte del Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva
	Información respecto a posible esquema financiero
	Información respecto a posible esquema empresarial
	Información respecto a opciones de compra de terrenos
	Solicitud de conexión a la red hecha al transportador respectivo (diligenciada y radicada)
<b>Proyectos termoeléctricos a carbón y a gas</b>	Constancia de finalización de estudios de factibilidad
	Certificación de la aprobación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (D.A.A.) por parte del Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva.
	Información respecto a posible esquema financiero
	Información respecto a posible esquema empresarial

<sup>11</sup> El promotor de la subasta es una firma contratada por el ASIC para promover la inversión en recursos de generación eléctrica a través de la participación en la subasta.

<sup>12</sup> Gráfico que muestra en el eje y el porcentaje estimado de avance del proyecto durante el tiempo de ejecución, y en el eje x el tiempo transcurrido.

<sup>13</sup> En la siguiente sección se presenta la metodología de cálculo de la ENFICC.

<sup>14</sup> Art. 18 de la Resolución CREG-071 de 2006.



## Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – ENFICC

Como se expuso en el numeral anterior, para participar en la subasta de asignación de las OEF es necesario que el generador o el inversionista reporte a la CREG los parámetros que soportan su posterior declaración de ENFICC para que el CND verifique la declaración.

Si bien existen distintas aproximaciones para el cálculo de la energía firme, la Comisión ha establecido una metodología para cada tipo de tecnología de generación.

### ENFICC de plantas hidráulicas

La ENFICC de las plantas hidráulicas se calcula utilizando un modelo computacional (disponible en la página de Internet de la CREG) que maximiza la energía mínima que puede entregar mes a mes una planta hidráulica en condiciones de bajos caudales. El modelo incorpora los siguientes parámetros técnicos:

- ▶ Historia de los aportes hídricos mensuales promedio que la planta utiliza para su generación.
- ▶ Interacción de la planta con aportes, vertimientos y restricción en los sistemas de conducción.
- ▶ Características de las plantas: eficiencia media, generación mínima y generación máxima.
- ▶ Embalses: i) nivel mínimo, ii) nivel máximo y iii) otros usos del agua como acueducto y riego y restricciones ambientales.
- ▶ Índice de indisponibilidad histórica por salidas forzadas de la planta (IHF).
- ▶ Restricciones de flujo.

La mínima ENFICC que puede declarar un agente se denomina **ENFICC Base** y corresponde a la energía mínima obtenida del modelo de maximización. La máxima ENFICC que puede declararse para participar en la subasta corresponde a la ENFICC con un 95% PSS<sup>15</sup>, es decir, el nivel de energía que la planta hidráulica puede generar con una probabilidad del 95%. Si el agente opta por declarar una ENFICC superior a la ENFICC Base para participar en la subasta, sin exceder la correspondiente al 95% PSS, debe respaldar esta diferencia con una garantía.

### ENFICC de plantas o unidades de generación térmica

La ENFICC de una planta térmica se calcula utilizando la capacidad de generación de la planta, la disponibilidad de combustibles, el número de horas del año y un índice que incorpora las restricciones a la generación máxima de la planta: la indisponibilidad histórica por salidas forzadas y las restricciones en el suministro y transporte del gas natural, cuando éste es el combustible seleccionado por el generador.

## Índice de Indisponibilidad Histórica por salidas forzadas - IHF.

Para integrar al cálculo de la ENFICC, tanto de recursos térmicos como hidráulicos, la disponibilidad de las plantas o unidades de generación, la Comisión definió el Índice de Indisponibilidad Histórica por Salidas Forzadas (IHF), que considera la indisponibilidad observada de cada activo de generación sin incluir aquellos eventos que no están bajo el control del agente:

- ▶ Fallas en el Sistema de Transmisión Nacional o en el Sistema de Transmisión Regional.
- ▶ Racionamientos de gas natural declarados por el Ministerio de Minas y Energía

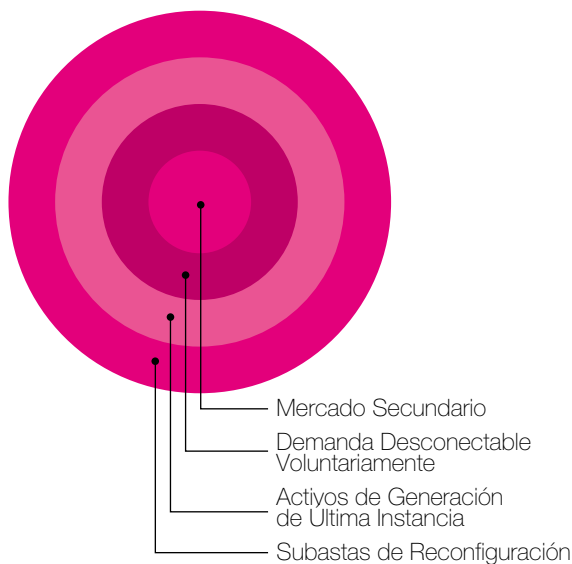
Si el generador está interesado en incrementar su ENFICC a través de la mejora del IHF, puede informarlo a la CREG dentro de los plazos que ella defina, adjuntando el cronograma del proyecto que respalda la mejora anunciada y una garantía que cubra el diferencial de energía asociado al cambio en el IHF.

En el caso de plantas nuevas, que aún no cuentan con información histórica para el cálculo de este índice, la CREG ha establecido unos valores aplicables a los dos primeros años de operación de la planta.

## Mecanismos complementarios: los Anillos de Seguridad

Los anillos de seguridad son un conjunto de instrumentos que tienen por objeto facilitar el abastecimiento de la demanda en condiciones críticas, y el cumplimiento de las OEF de los generadores. (Ver Figura 4).

Figura 4. Anillos de Seguridad



<sup>15</sup> Probabilidad de Ser Superado.

Estos Anillos son:

## Mercado Secundario de Energía Firme

El mercado secundario de Energía Firme es un mercado de contratos bilaterales, en el que sólo participan los generadores. Los oferentes son aquellos que cuentan con energía firme que no fue vendida en la subasta, o que no ha sido comprometida en el mercado secundario<sup>16</sup>, y los demandantes son los generadores que requieren temporalmente ENFICC para cumplir con sus OEF.

Cuando un generador anticipa que no puede generar la energía suficiente para cumplir con su OEF, o cuando programa el mantenimiento de una de sus plantas o unidades de generación, puede acudir a este mercado para negociar con otro generador el respaldo total o parcial de su Obligación. El acuerdo que formaliza esta negociación se denomina **Contrato de Respaldo**. En este mercado también se registran los respaldos que se efectúan entre plantas o unidades de generación del mismo propietario o representante comercial. Estos acuerdos reciben el nombre de **Declaración de Respaldo**.

Para que estos respaldos sean considerados por el ASIC al momento de verificar el cumplimiento de las OEF de un agente y liquidar el Cargo por Confiabilidad, éstos deben estar registrados en el sistema de información del Mercado Secundario. En este sistema se publica la oferta de energía para el mercado secundario, identificando al agente que está dispuesto a venderla. También se publican los precios a los que se han ejecutado las transacciones de respaldo conservando el anonimato de las partes que efectuaron la negociación.



**Cuando un generador anticipa que no puede generar la energía suficiente para cumplir con su OEF, o cuando programa el mantenimiento de una de sus plantas o unidades de generación, puede acudir a este mercado para negociar con otro generador el respaldo total o parcial de su Obligación.**

## Demanda Desconectable Voluntariamente

Este anillo de seguridad le permite al generador que prevea que no dispone de energía suficiente para cubrir su OEF acudir, a través de los comercializadores, a los usuarios del SIN que puedan reducir su consumo de energía porque cuentan con equipos de generación de respaldo o porque pueden modificar su proceso productivo. En este caso, la reducción de demanda que efectúan los usuarios se descontará de la Obligación del generador, quien remunerará al comercializador que representa a los usuarios a un precio previamente acordado entre estos agentes.

Para que la reducción de demanda sea considerada en la verificación y liquidación del Cargo por Confiabilidad, es necesario registrar previamente ante el ASIC el contrato entre el generador y el comercializador que representa a los usuarios que se comprometen a reducir su consumo.

## Activos de Generación de Última Instancia

Este mecanismo emplea activos de generación que no participan en la subasta ni en el MEM. En otras palabras, estos activos se utilizan única y exclusivamente para cubrir total o parcialmente OEF ya asignadas en la subasta a un agente.

El generador que prevé que no puede cumplir su OEF puede contratar o instalar él mismo un activo de generación de última instancia cuya generación se sumará a la de sus otras plantas o unidades de generación al momento de verificar el cumplimiento de la Obligación.

## Subastas de Reconfiguración

La iniciativa de utilizar los anteriores anillos de seguridad es de un agente generador y el costo que ello implique es asumido por él, sin posibilidad de trasladarlo a la demanda.

En las Subastas de Reconfiguración es la CREG, en nombre de los usuarios del SIN, quien determina la necesidad de acudir a ellas en caso de detectar, con posterioridad a la Subasta para la Asignación de OEF, que para un año en particular se prevé un exceso o un déficit de energía firme.

Con base en las últimas proyecciones de demanda de energía para el año  $t$ , la CREG evaluará en los años  $t-2$  y  $t-1$  si las OEF adquiridas para  $t$  son suficientes para cubrir la demanda de ese año. De encontrar necesario ajustar, por exceso o por defecto, las OEF adquiridas, la Comisión anunciará la fecha en que realizará una Subasta de Reconfiguración de compra (si encuentra déficit) o de venta (si encuentra superávit) de OEF.

La Subasta de Reconfiguración tiene un funcionamiento más simple que la Subasta para la Asignación de OEF. En el caso de las subastas de reconfiguración de compra, cada generador que disponga de ENFICC envía en sobre cerrado la cantidad de energía que está dispuesto a vender y el mínimo precio que espera recibir por ella. El subastador selecciona las ofertas más económicas para cubrir el déficit de energía firme calculado por la CREG.

Si se trata de una subasta de reconfiguración de venta de energía firme, cada generador que desee reducir su OEF envía en sobre cerrado la cantidad de ENFICC que quiere disminuir y el precio máximo al cual comprará esta reducción. El subastador selecciona a aquellos generadores con mayor disposición a pagar para eliminar o reducir su OEF.

<sup>16</sup> Los agentes con plantas de generación hidráulica también pueden ofertar en el Mercado Secundario de Energía Firme los excedentes mensuales con los que cuenta la planta y que no pueden ser almacenados. La energía procedente de estos excedentes recibe el nombre de Energía Disponible Adicional.



El precio que resulte de las Subastas de Reconfiguración, a diferencia de los demás Anillos de Seguridad, es remunerado por todos los usuarios del SIN.

## Garantías

Se requiere presentar garantías que aseguren el cumplimiento de:

- ▶ La entrada en operación de una planta o unidad de generación nueva o especial.
- ▶ La contratación del suministro de combustibles y la contratación del transporte en firme de gas natural, en las cantidades necesarias para respaldar la OEF asignada.
- ▶ La disponibilidad continua de combustibles para la generación de plantas o unidades de generación térmica durante el período de vigencia de la OEF.
- ▶ La declaración de una ENFICC superior a la ENFICC Base para plantas de generación hidráulica.
- ▶ La declaración de una ENFICC superior debido a la mejora en el IHF.
- ▶ El pago de la comisión de éxito de la promoción de la subasta.

Estas garantías deben:

- ▶ Cubrir todos los conceptos a cargo de los generadores que surjan en el mercado de OEF.
- ▶ Otorgar al ASIC la preferencia para obtener incondicional e inmediatamente el pago de la obligación garantizada cuando ésta se ejecute.
- ▶ Otorgarse de manera irrevocable e incondicional al ASIC.
- ▶ Ser líquidas y fácilmente ejecutables.



**Para el caso de generadores nuevos y especiales, con OEF cuyo período de vigencia es superior a un año, se ha previsto que la garantía asegure un período máximo de 3 años, siendo el primer año de cubrimiento pleno y reduciendo el monto garantizado en los dos años subsiguientes. En cualquier caso el generador debe cubrir 3 años de su período de vigencia con las garantías del caso.**

## Transición

Para migrar del esquema administrado de Cargo por Capacidad al mecanismo de mercado de Cargo por Confiabilidad se cuenta con un período de transición que finaliza justo antes del inicio del período de vigencia de las OEF asignadas en la primera subasta.

Durante el período de transición el mecanismo de asignación de las OEF no es la subasta. Estas OEF serán asignadas anualmente a cada agente a prorrata de la ENFICC declarada por él hasta asegurar el cubrimiento de la demanda de energía proyectada para cada año.

Durante el primer año del período de transición (1° de diciembre de 2006 a 30 de noviembre de 2007), por concepto de Cargo por Confiabilidad se remunerará a los generadores aproximadamente 685 millones de dólares.

## Documentos de consulta

Información más detallada sobre los temas expuestos se encuentra en las Resoluciones CREG-071, 079 y 094 de 2006 y CREG-027 de 2007, que pueden consultarse en [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)

## Siglas

### ASIC:

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

### CND:

Centro Nacional de Despacho.

### CREG:

Comisión de Regulación de Energía y Gas.

### ENFICC:

Energía Firme para el Cargo de Confiabilidad.

### IHF:

Índice de Disponibilidad Histórica por Salidas Forzadas

### MEM:

Mercado de Energía Mayorista.

### OEF:

Obligación de Energía Firme.

### SIN:

Sistema Interconectado Nacional.



# Colombia y su sector eléctrico en cifras

<b>Nombre oficial</b>	República de Colombia		
<b>Área continental</b>	1.141.748 km <sup>2</sup>		
<b>Población</b>	42 millones de habitantes (75% área urbana, 25% área rural)		
<b>Capital</b>	Bogotá (6,7 millones de habitantes)		
<b>Moneda oficial</b>	Peso (COP\$)		
<b>Tasa de cambio, 2006</b>	2.358 COP\$/US\$		
<b>Producto Interno Bruto (PIB), 2006</b>	136 billones de dólares <sup>1</sup>		
<b>Crecimiento del PIB, 2006</b>	6.8%		
<b>Inflación anual, 2006</b>	4,48%		
<b>Reservas probadas remanentes de gas natural, 2006</b>	4.342,2 Gpc <sup>2</sup>		
<b>Reservas de carbón, 2005</b>	2.328 millones de toneladas		
<b>Agentes generadores, 2006</b>	36		
<b>Agentes transportadores, 2006</b>	11		
<b>Agentes distribuidores, 2006</b>	32		
<b>Agentes comercializadores, 2006</b>	67		
<b>Capacidad de generación, 2006</b>	13.280 MW		
<b>Composición de la capacidad de generación</b>	66% hidráulica		
	33% térmica		
<b>Demanda de energía, 2006</b>	50.815 GWh		
<b>Crecimiento de la demanda de energía, 2006</b>	4,07%		
<b>Demanda máxima de potencia, 2006</b>	8.762 MW		
<b>Crecimiento de la demanda máxima de potencia, 2006</b>	1,42%		
<b>Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (declarada por los generadores), 2006</b>	60,6 TWh-año		
<b>Participación privada en la actividad de generación</b>	45% de la capacidad instalada		
<b>Participación pública en la actividad de generación</b>	55% de la capacidad instalada		
<b>Interconexiones internacionales</b>	Venezuela	capacidad de importación	215 MW
		capacidad de exportación	285 MW
	Ecuador	capacidad de importación	205 MW
		capacidad de exportación	336 MW
Próximamente Panamá			
<b>Valor de las transacciones efectuadas a través del MEM, 2006</b>	2.848,4 millones de dólares		
<b>Monto (en millones de dólares) y composición de las transacciones del MEM, 2006</b>	Mercado de corto plazo	527 (18,44%)	
	Cargo por capacidad	535.8 (18,83%)	
	Contratos Bilaterales	1.614,2 (56,71%)	
	Generación por Restricciones	123,4 (4,34%)	
	AGC	47,9 (1,69%)	
<b>Remuneración por Cargo por Confiabilidad para el total de generadores con ENFICC declarada para el año 2007</b>	685 millones de dólares		

<sup>1</sup> Valor provisional reportado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE.

<sup>2</sup> Fuente: Ecopetrol.



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– presenta el nuevo Esquema Regulatorio para Asegurar la Confiabilidad en el Suministro de Energía Eléctrica en Colombia a Largo Plazo, aprobado el 3 de octubre de 2006 y aplicable desde el 1º de diciembre del mismo año, de manera tal que los participantes actuales en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y los potenciales inversionistas conozcan las ventajas de este mecanismo y los compromisos que se derivan de él.

[www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)