

Publicación Diario Oficial No.:	46.421, el día:14/octubre/2006
Publicada en la WEB CREG el:	19/octubre/2007
<A NAME=". ">	

## RESOLUCIÓN No.071

### ( 03 OCT. 2006 )

#### Notas sobre la compilación

En este texto de la Resolución CREG-071 de 2006 se integraron todas las resoluciones expedidas por la CREG sobre Cargo por Confiabilidad, HASTA LA RESOLUCIÓN CREG-040 DE 2008, así:

1. El articulado de esta resolución contiene los textos como fueron modificados o aclarados por normas posteriores. Para el efecto se incluye en la respectiva norma (artículo, numeral, párrafo, anexo o apartado) la identificación de la norma posterior que introdujo la modificación o aclaración y se sustituyó el texto original por el texto con la modificación, aclaración adición.
2. Sobre los aspectos en los que esta Resolución establece que serán objeto de resolución aparte, se incluyeron las referencias, con los vínculos a las respectivas resoluciones, las cuales también incluyen los textos como fueron modificados o aclarados por normas posteriores.
3. Mediante notas de compilación se incluyeron los textos de los artículos de resoluciones posteriores que han adicionado normas sobre los aspectos del Cargo por Confiabilidad regulados en esta Resolución.
4. Mediante notas de compilación se hizo referencia, con sus respectivos vínculos, a todos los demás aspectos del Cargo por Confiabilidad que han sido regulados por resoluciones posteriores.

Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

<p><b>Notas de Vigencia:</b> - <i>Modificada por la Resolución <u>63</u> de 2010, publicada en el Diario Oficial No. 47.700 de 5 de mayo de 2010, "Por la cual se regula el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>22</u> de 2010, publicada en el Diario Oficial No. 47.634 de 25 de febrero de 2010, "Por la cual se modifica el numeral 1.4 del Anexo 1 de la Resolución CREG-<u>071</u> de 2006"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>99</u> de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 47.137 de 9 de octubre de 2008, "Por la cual se complementa y aclara el cronograma definido en el artículo <u>87</u> de la Resolución CREG-071 de 2006, para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme con período de vigencia comprendido entre el primero (1o) de diciembre de 2008 y el treinta (30) de noviembre de 2009."</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>57</u> de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 47.003 de 28 de mayo de 2008, "Por la cual se aclara y corrige la Resolución CREG <u>071</u> de 2006, modificada por la Resolución CREG <u>056</u> de 2008"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>56</u> de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 46.996 de 21 de mayo de 2008, "Por la cual se modifica el proceso de asignación del Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado para participantes con Plantas y/o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad, GPPS"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>42</u> de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 46.971 de 25 de abril de 2008, "Por la cual se modifican los literales d) del numeral 3.12.2 y b) del numeral 3.13 del Anexo 10, y b) del numeral 12.5 del Anexo 12, de la Resolución CREG-<u>0071</u> de 2006, y el Anexo 2 de la Resolución CREG-<u>031</u> de 2007; que contienen normas sobre la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>40</u> de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 46.962 de 16 de abril de 2008, "Por la cual se adopta el Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado para participantes con Plantas y/o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad (GPPS) y se modifica el Anexo 11 de la Resolución CREG-<u>071</u> de 2006"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>30</u> de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 46.946 de 31 de marzo de 2008, "Por la cual se modifican normas de las Resoluciones CREG-<u>071</u> de 2006, <u>008</u> y <u>031</u> de 2007, relacionadas con la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>22</u> de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 46.923 de 6 de marzo de 2008, "Por la cual se corrige el artículo <u>29</u> de la Resolución CREG-071 de 2006"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>19</u> de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 46.914 de 26 de febrero de 2008, "Por la cual se modifican normas de las Resoluciones CREG-<u>071</u> de 2006 y CREG-<u>031</u> de 2007, relacionadas con la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>102</u> de 2007, publicada en el Diario Oficial No. 46.845 de 17 de Diciembre de 2007, "Por la cual se adopta el Reglamento de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad en el Mercado de Energía Mayorista"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>101</u> de 2007, publicada en el Diario Oficial No. 46.845 de 17 de Diciembre de 2007, "Por la cual se modifican y adicionan normas de la Resolución CREG-<u>071</u> de 2006 y de la Resolución CREG-<u>085</u> de 2007, relacionadas con la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>85</u> de 2007, publicada en el Diario Oficial No. 46.768 de 1 de octubre de 2007, "Por la cual se modifican, aclaran y adicionan disposiciones de la Resolución CREG-<u>071</u> de 2006 y se dictan otras normas, sobre el cargo por confiabilidad"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>79</u> de 2007, publicada en el Diario Oficial No. 46.751 de 14 de septiembre de 2007, "Por la cual se adiciona el Anexo 6 de la Resolución CREG-<u>071</u> de 2006"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>61</u> de 2007, publicada en el Diario Oficial No. 46.706 de 31 de julio de 2007, "Por la cual se expiden normas sobre las garantías para el Cargo por Confiabilidad"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>28</u> de 2007, publicada en el Diario Oficial No. 46.584 de 28 de marzo de 2007, "Por la cual se modifican los artículos <u>41</u> y <u>81</u> de la Resolución CREG-071 de 2006 y establecen normas sobre asignación de Obligaciones de Energía a los agentes que opten por lo establecido en el artículo <u>85</u> de la misma resolución"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>27</u> de 2007, publicada en el Diario Oficial No. 46.584 de 28 de marzo de 2007, "Por la cual se modifica el artículo <u>85</u> de la Resolución CREG-071 de 2006 y se dictan otras disposiciones sobre reporte de información referente a las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad."</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>96</u> de 2006, publicada en el Diario Oficial No. 46.463 de 25 de noviembre de 2006, "Por la cual se adicionan y modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG-<u>071</u> de 2006"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>94</u> de 2006, publicada en el Diario Oficial No. 46.449 de 11 de noviembre de 2006, "Por la cual se modifican el numeral 2 del artículo <u>87</u> de la Resolución CREG-071 de 2006 y los artículos <u>4</u> y <u>6</u> de la Resolución CREG-086 de 2006"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>86</u> de 2006, publicada en el Diario Oficial No. 46.441 de 3 de noviembre de 2006, "Por la cual se expiden las normas sobre garantías asociadas a la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, aplicables en el primer año del Período de Transición, de que tratan las Resoluciones CREG <u>071</u> y <u>079</u> de 2006, como parte de las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>79</u> de 2006, publicada en el Diario Oficial No. 46.434 de 27 de octubre de 2006, "Por la cual se adicionan, aclaran y modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG-<u>071</u> de 2006"</i></p> <p>- <i>Modificada por la Resolución <u>78</u> de 2006, publicada en el Diario Oficial No. 46.425 de 18 de octubre de 2006, "Por la cual se amplía un término contenido en la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía"</i></p>
--

#### LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, y

#### CONSIDERANDO:

Que según la Ley 143 de 1994, artículo 4, el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos en el cumplimiento de sus funciones, los de abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos;

Que la Ley 143 de 1994, artículo 20, definió como objetivo fundamental de la Regulación en el sector eléctrico, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio;

Que para el cumplimiento del objetivo señalado, la Ley 143 de 1994, artículo 23, le atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, entre otras, las siguientes funciones:

- Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia, para lo cual, la oferta eficiente, en el sector eléctrico, debe tener en cuenta la capacidad de generación de respaldo;
- Valorar la capacidad de generación de respaldo de la oferta eficiente;
- Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía;
- Establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional; y
- Determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia.

Que según la Ley 142 de 1994, artículo 74, son funciones y facultades especiales de la CREG, entre otras, las de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia; y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios;

Que según las leyes 142 y 143 de 1994, el mercado de energía mayorista se rige, entre otros, por el principio de libertad de entrada y de salida, que supone esencialmente autonomía para que cualquier persona decida la oportunidad para ingresar a dicho mercado y su permanencia o retiro, sin más exigencias que las indispensables para asegurar el cumplimiento de fines legales tales como la eficiencia, la seguridad, la libre competencia y el adecuado funcionamiento del mercado;

Que según el artículo 27 de la Ley 143 de 1994, salvo en situación de emergencia, las empresas de generación térmica que efectúen ventas de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional, deberán realizar contratos para garantizar, a largo plazo, el suministro de combustible en forma oportuna y a precios económicos;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de los objetivos y funciones señalados, mediante la Resolución CREG-001 de 1996, creó un Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista, cuya vigencia se determinó por un período de diez años, que termina en noviembre de 2006;

Que mediante la Resolución CREG-116 de 1996 se adoptaron las normas de carácter general, impersonal y abstracto sobre el método de cálculo del Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de Electricidad, las cuales han sido precisadas y aclaradas por las Resoluciones CREG-113 de 1998 y CREG-047 y CREG-059 de 1999;

Que mediante el mencionado Cargo por Capacidad se buscó garantizar la disponibilidad de una oferta eficiente de energía eléctrica, capaz de abastecer la demanda en el Sistema Interconectado Nacional, a través de un mecanismo no garantizado de remuneración de la inversión por kilovatio instalado de los generadores que contribuyen a la confiabilidad del Sistema bajo criterios de eficiencia y de hidrología crítica;

Que mediante la Resolución CREG-072 de 2000, corregida y aclarada por la Resolución CREG-077 de 2000, la Comisión introdujo ajustes al método de cálculo del Cargo por Capacidad, con el objetivo fundamental de reflejar señales necesarias para hacer sostenible el Sistema Interconectado Nacional a largo plazo, y por ende, para la confiabilidad y la prestación eficiente del servicio público domiciliario de electricidad, consistentes en evaluar la firmeza específica de cada planta y/o unidad de generación y dar una mayor estabilidad al Cargo en su variación anual, buscando una posible transición hacia un esquema de mercado para la asignación del Cargo por Capacidad;

Que mediante la Resolución CREG-050 de 2004, la Comisión sometió a consideración de los agentes y demás interesados el Documento CREG-038 de 2004, el cual contiene una propuesta para la determinación y asignación del Cargo por Confiabilidad en el Mercado de Energía Mayorista;

Que posteriormente, la Comisión mediante Documento CREG-072 de 2005, puso a consideración de los agentes y terceros interesados un documento en el cual identificó ocho alternativas para la definición del nuevo Cargo por Confiabilidad, y un conjunto de principios y criterios de evaluación de las mismas;

Que a partir de la anterior propuesta, se realizó un taller con la participación de los agentes del Mercado Mayorista en el cual se evaluaron los criterios para cada una de las alternativas, cuyos resultados fueron presentados por la CREG en el seminario del mercado de energía mayorista realizado por el Consejo Nacional de Operación y el Comité Asesor de Comercialización en octubre del año 2005;

Que mediante Resolución CREG-125 de 2005 la Comisión complementó algunas disposiciones relacionadas con el reporte de información por parte de los agentes generadores en materia de contratos de combustible para la determinación de la energía firme a ser utilizada en la asignación del Cargo por Capacidad;

Que posteriormente, el 15 de diciembre de 2005, los generadores agrupados en ACOLGEN presentaron a la CREG los resultados de los análisis elaborados por los consultores del grupo de generadores hidráulicos y del grupo de generadores térmicos;

Que con los resultados obtenidos de este análisis, que están contenidos en el Documento CREG-122 de 2005, la CREG, en su sesión del 20 de diciembre, aprobó continuar con la dirección de trabajo que se propuso y ratificó el cronograma previsto en el Documento CREG-072 de 2005;

Que la CREG en su sesión No. 290, llevada a cabo el 12 de mayo de 2006, aprobó someter a consideración de los agentes, los usuarios, terceros interesados y público en general, las propuestas sobre los módulos correspondientes al Mercado secundario de opciones de energía firme (Documento CREG-032 de 2006); retiro de plantas (Documento CREG-033 de 2006); verificación de instalaciones de generadores nuevos (Documento CREG-034 de 2006); y Análisis de índices de indisponibilidad histórica (Documento CREG-035 de 2006); los cuales fueron publicados en la página Internet de la CREG, con la Circular No. 021 de 2006;

Que en la sesión No. 292 de la CREG, efectuada el 5 de junio de 2006, la CREG evaluó y aprobó la propuesta para establecer un Precio de Ejercicio para el nuevo Cargo por Confiabilidad, presentada en el Documento CREG-038 de 2006, que se sometió a consideración de los agentes, usuarios, terceros interesados y público en general, mediante la Circular CREG-027 de 2006 publicada en la página Internet de la CREG;

Que en la sesión de la CREG del 12 de junio de 2006 se discutió el tema de combustibles alternos, en donde se estudiaron las plantas con capacidad de utilizar combustibles alternos y las características de suministro, para lo cual se aprobó someter a consideración de los agentes, los usuarios, terceros interesados y público en general, la propuesta contenida en el Documento CREG-039, sobre "Contratación de Suministro de Combustibles para Generación Eléctrica", el cual fue publicado en la página Internet de la CREG, con la Circular CREG-025 de 2006;

Que en la sesión del 16 de junio de 2006, la CREG aprobó someter a discusión de los agentes, usuarios, terceros interesados y público en general, las propuestas sobre Definición del Producto (Documento CREG-041 de 2006); Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (Documento CREG-042 de 2006); Determinación del Precio de Ejercicio (Documento CREG-043 de 2006); Transición Mecanismo de Remuneración del Cargo por Confiabilidad (Documento CREG-044 de 2006); y Liquidación y Administración de Cuentas y Mecanismo de Remuneración del Cargo por Confiabilidad (documento CREG-045 de 2006), los cuales fueron publicados en la página de internet de la CREG con la Circular CREG-027 del 23 de junio de 2006;

Que en la sesión del 29 de junio de 2006, la CREG aprobó someter a discusión de agentes, usuarios y terceros interesados mediante resolución de consulta la propuesta sobre el diseño de la subasta de Energía Firme, el tratamiento de las plantas menores en este esquema de asignación de Cargo por Confiabilidad, el formato de declaración de información de contratos de combustible, las pruebas opcionales sin efecto sobre los Índices de Indisponibilidad Histórica Forzada (IHF), el período de validación de parámetros para el cálculo de la energía firme, la auditoría de estos parámetros, el diseño de las Subastas de Reconfiguración, la definición de plantas y/o unidades de generación nuevas y el tratamiento a los costos de racionamiento;



Que los siguientes agentes enviaron a la CREG sus comentarios a los documentos sometidos a discusión: Acolgen (E-2006-004206), Epsa (E-2006-004258), Isagen (E-2006-004209), Termocandelaria (E-2006-004167, E-2006-004731, E-2006-004920) y XM (E-2006-004212);

Que en cumplimiento de los artículos 8, 9 y 10 del Decreto 2696 de 2004, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 297 del 17 de julio de 2006, ordenó hacer público el Proyecto de Resolución “por la cual se aprueba la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía”, que contiene de manera integrada las propuestas sobre cada uno de los respectivos módulos del Cargo por Confiabilidad sometidas a consideración con los documentos anteriormente señalados, así como la propuesta sobre el diseño de la subasta de Energía Firme conforme a las orientaciones y recomendaciones del consultor internacional, profesor Peter Cramton, contratado por la CREG para el efecto;

Que mediante la Resolución CREG-043 del 17 de julio de 2006, publicada en el Diario Oficial No. 46.348, del día dos (2) de agosto de 2006, se hizo público el mencionado Proyecto de Resolución y se invitó a los agentes, a los usuarios, a las Autoridades Locales Municipales y Departamentales competentes y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro de los treinta (30) días siguientes a la publicación de esa resolución en la página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas;

Que la citada Resolución CREG-043 de 2006, con el respectivo Proyecto de Resolución, está publicada en la página Web de la CREG, desde el día 31 de julio de 2006;

Que mediante la Circular 031 de 2006, publicada en la página Web de la CREG desde el día 1 de agosto de 2006, la Comisión invitó a las empresas de los sectores de energía eléctrica y de gas natural, a los usuarios y terceros interesados, a un seminario, que se llevó a cabo los días 25 y 26 de julio de 2006, con la participación del Profesor Shmuel Oren, de la Universidad de California, y del Sr. Raj Addepalli, del *New York Independent System Operator*, quienes presentaron comentarios a la propuesta de cargo por confiabilidad formulada por la Comisión y divulgaron sus experiencias relacionadas con mercados de capacidad en los Estados Unidos;

Que mediante la Circular 032 de 2006, publicada en la página Web de la CREG desde el día 1 de agosto de 2006, la Comisión invitó a las empresas de los sectores de energía eléctrica y de gas natural, a los usuarios y terceros interesados, a un taller, que se llevó a cabo el día 3 de agosto de 2006, en el que se presentaron los nuevos elementos de la propuesta de Cargo por Confiabilidad contenidos en el Proyecto de Resolución publicado con la Resolución CREG-043 de 2006;

Que mediante la Circular 033 de 2006, publicada en la página Web de la CREG desde el día 1 de agosto de 2006, la Comisión invitó a las empresas de los sectores de energía eléctrica y de gas natural, a los usuarios y terceros interesados, a una reunión que se llevó a cabo el día 9 de agosto de 2006, en la cual los interesados presentaron al Dr. Peter Cramton sus comentarios e inquietudes sobre el informe que el consultor entregó como parte del estudio y que fue sometido a consulta mediante Circular CREG-030 de 2006;

Que como resultado de los análisis efectuados internamente y en los talleres, seminario y reunión llevados a cabos con los agentes, el consultor y demás interesados, y de los comentarios recibidos sobre el Proyecto de Resolución publicado con la Resolución CREG-043 de 2006, en materia cálculo de la energía para Cargo por Confiabilidad; el proceso de liquidación; y el producto asociado a las obligaciones del Cargo por Confiabilidad; la CREG analizó diferentes alternativas con el fin de realizar los cambios requeridos en el mencionado Proyecto de Resolución;

Que las propuestas de cambios que la Comisión consideró pertinentes, según lo señalado anteriormente, están contenidos en los Documentos CREG 073, 074 y 075 de 2006, los cuales fueron sometidas a consideración de agentes, usuarios y terceros interesados mediante la Circular No. 38, publicada en la página Web de la CREG desde el 9 de septiembre de 2006;

Que mediante la Circular No. 039, publicada en la página Web de la CREG desde el día 20 de septiembre de 2006, la Comisión invitó a las empresas del sector de energía eléctrica y a los usuarios y terceros interesados, a un taller, que se llevó a cabo el día 21 de septiembre de 2006, en el cual se presentó el Modelo para cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad;

Que mediante comunicación S-2006-2163 del 22 de agosto de 2006, la Dirección Ejecutiva de la CREG envió al Consejo Nacional de Operación, el Proyecto de Resolución publicado con la Resolución CREG-043 de 2006, con el fin de oír su concepto;

Que el Consejo Nacional de Operación, mediante comunicación radicada en la CREG con el No. E-2006-006818, del 22 de septiembre de 2006, se pronunció sobre el mencionado Proyecto de Resolución;

Que los comentarios, sugerencias, observaciones y demás aspectos que presentaron los agentes y demás interesados, así como el concepto del Consejo Nacional de Operación, fueron analizados por la CREG, y se incorporaron los respectivos cambios al proyecto de acuerdo con los comentarios y sugerencias que se consideraron pertinentes, como consta en los documentos antes señalados; y en el Documento CREG-085 de 2006 que contiene el análisis de las distintas comunicaciones recibidas;

Que agotado el trámite previsto en el Decreto 2696 de 2004 y cumplido el requisito señalado en el Artículo 23, literal i) de la ley 143 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión del 3 de octubre de 2006, aprobó la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía y acordó expedir esta Resolución;

RESUELVE:

**Artículo 1. Objeto.** Mediante la presente resolución se adopta la metodología y otras disposiciones para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Las normas contenidas en esta resolución hacen parte del Reglamento de Operación.

CAPITULO I

DEFINICIONES

**Artículo 2. Definiciones.** Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

**Activo de Generación de Última Instancia:** Planta o unidad de generación que no participa en las Subastas de Energía Firme y que es utilizada únicamente para cubrir total o parcialmente Obligaciones de Energía Firme de un agente.

**Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC):** Dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

**Cargo por Confiabilidad:** Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.

**Condiciones Críticas:** Situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor al Precio de Escasez.

**Contrato de Respaldo de Energía Firme o Contrato de Respaldo:** **Modificada por el Artículo 1 de la Resolución CREG-079 de 2006.** Es un contrato bilateral que se celebra entre agentes generadores a través del Mercado Secundario, con el fin de asegurar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme de un generador. Su precio, cantidad, garantía, duración y recaudo se determina de común acuerdo entre las partes siguiendo los lineamientos del Mercado Secundario establecido en la presente resolución.”

**Curva S:** Gráfico presentado por los agentes que representen comercialmente plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales como requisito para participar en las Subastas, que muestra en la ordenada el porcentaje estimado de avance del proyecto durante el tiempo de ejecución y en la abscisa el tiempo transcurrido.

Nota de Compilación

- Declaración de Respaldo. Definición incluida por el Artículo 1 de la Resolución CREG-096 de 2006, así:**

**“Declaración de Respaldo: Manifestación suscrita por un agente generador mediante la cual registra ante el ASIC, ENFICC no comprometida o Energía Disponible Adicional, ambas de plantas o unidades de propiedad del mismo generador o representadas comercialmente por él, con el fin de cubrir Obligaciones de Energía Firme respaldadas con otra u otras de sus plantas o unidades de generación”.**

**Demanda Total Doméstica:** Sumatoria de los valores de la demanda doméstica de todos los comercializadores, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN.

**Demanda Objetivo:** **Modificada por el Artículo 1 de la Resolución CREG-030 de 2008.** 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. La Demanda Total Doméstica de Energía corresponderá a la proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección que seleccione la CREG.

Para efectos de la asignación de Obligaciones de Energía Firme y de la construcción de la función de demanda de la Subasta se descontará de la Demanda Objetivo, así definida, la energía ya cubierta con Obligaciones de Energía Firme asignadas anteriormente y vigentes en el período a subastar y la ENFICC de las Plantas no Despachadas Centralmente que tengan contratos en los que suministre energía para cubrir demanda del período de vigencia a subastar.

Notas de compilación:

- Esta definición fue modificada inicialmente por el Artículo 1 de la Resolución CREG-019 de 2008**
- Demanda Objetivo para el periodo Diciembre 2006 – Noviembre 2007. Mediante la Resolución 095 de 2006 la CREG seleccionó la Demanda Objetivo a cubrir mediante Obligaciones de Energía Firme, durante el Período comprendido entre Diciembre 1 de 2006 a Noviembre 30 de 2007**
- Demanda Objetivo para los periodos comprendidos entre Diciembre de 2007 y Noviembre de 2019. Mediante la Resolución CREG-031 de 2007, la CREG seleccionó la Demanda Objetivo para los periodos comprendidos entre el 1 de diciembre de 2007 y el 30 de Noviembre de 2019.**

**Demanda Comercial:** Corresponde al valor de la demanda real del comercializador, que incluye los factores de pérdidas en las redes de transmisión regional o de distribución local para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN.

**Demanda Desconectable:** Demanda de energía de usuarios que están dispuestos a reducir su consumo a cambio de una contraprestación.

**Energía Disponible Adicional de Plantas Hidráulicas:** Es la cantidad de energía eléctrica, adicional a la ENFICC, que es capaz de entregar una planta de generación hidráulica en los meses del período que definió la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad.

**Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC):** Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.

**Estación de Verano:** Período comprendido entre el 1º de diciembre de cualquier año calendario y el 30 de abril del año calendario inmediatamente siguiente.

**Estación de Invierno:** Período comprendido entre el 1º de mayo y el 30 de noviembre de cualquier año calendario.

**Exceso de Oferta de Energía Firme:** Cantidad resultante de restar de la oferta agregada de los agentes generadores participantes en la Subasta, la demanda de Energía Firme para un nivel de precio determinado.

**Función de Demanda de Energía Firme:** Conjunto de pares que relacionan cantidades de Energía Firme expresadas en kilovatios-hora (kWh) y los precios respectivos, expresados en dólares por kilovatio-hora (US\$/kWh), que el sistema está dispuesto a adquirir en el proceso de Subasta, y que ha sido previamente anunciada a los participantes en la misma.

**Función de Oferta de ENFICC:** Conjunto de pares que relacionan las cantidades de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad expresadas en kilovatios-hora (kWh) y los precios respectivos expresados en dólares por kilovatio-hora (US\$/kWh), que cada uno de los generadores que participan en la Subasta está dispuesto a comprometer. Para cada generador la oferta expresada en kilovatios-hora (kWh) no podrá exceder la suma de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad de las plantas y/o unidades de generación representadas comercialmente por él, ni asignar a la ENFICC de una planta y/o unidad de generación más de un precio.

**Incumplimiento grave e insalvable de la puesta en operación de la planta:** **Modificada por el Artículo 11 de la Resolución CREG-061 de 2007.** Serán aquellos previstos en el Reglamento de Garantías de que trata el artículo 78 de la presente Resolución.

**Información Hidrológica Oficial del SIN:** Información Hidrológica de los aportes de los ríos del SIN evaluada y aprobada por el procedimiento para verificación de parámetros establecido por el CNO en el Acta de Reunión 074 del 16 de julio de 1998 y los acuerdos que la modifiquen o sustituyan. Para las series hidrológicas que hasta la fecha no se han sometido a este procedimiento la Información Hidrológica Oficial del SIN es la información hidrológica con que contaba el CND antes del 16 de julio de 1998. Para las series hidrológicas de proyectos nuevos la Información Hidrológica Oficial del SIN será, mientras se someten al procedimiento de aprobación del CNO, aquella reportada en los respectivos Comités o Subcomités Técnicos del Consejo Nacional de Operación, o en su defecto la reportada para el Cargo por Capacidad del año 1999.

**Mercado Secundario de Energía Firme o Mercado Secundario:** Mercado bilateral en el que los generadores negocian entre sí un Contrato de Respaldo para garantizar, durante un período de tiempo determinado, el cumplimiento parcial o total de las Obligaciones de Energía Firme adquiridas por uno de ellos.

**Obligación de Energía Firme:** Vínculo resultante de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. Esta cantidad de energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del Despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la Subasta, considerando solamente la Demanda Doméstica, calculada de acuerdo con lo definido en esta resolución.

**Período de Planeación:** **Modificada por el Artículo 1 de la Resolución CREG-101 de 2007.** Tiempo que transcurre entre la fecha de ejecución de la Subasta o del mecanismo de asignación que haga sus veces y la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación asignada en dicha Subasta

**Período de Precalificación:** Período de tiempo que transcurre entre la vigencia de la resolución de que trata el Artículo 18 de esta resolución y el día de realización de la Subasta.

**Nota de compilación:**

- Fecha de inicio del periodo de precalificación para la primera Subasta.** Para la primera subasta, la Resolución de que trata el Artículo 18 es la No. 031 de 2007. Dicha resolución entró en vigencia a partir del 24 de abril de 2007, fecha en que se publicó en el Diario Oficial No. 46.609.

**Período de Transición:** Período que inicia el 1º de diciembre de 2006 y finaliza el 30 de noviembre de 2009 o del año para el cual se realice la primera Subasta de Obligaciones de Energía Firme.

**Nota de compilación:**

- Año para el cual se realizará la primera Subasta.** Mediante el Artículo 4 de la Resolución CREG-031 de 2007 se estableció que en la primera Subasta se asignarán Obligaciones de Energía Firme para el período de vigencia comprendido entre el primero (1º) de diciembre de 2012 y el treinta (30) de noviembre de 2013, sin perjuicio del periodo de vigencia por el que puedan optar algunos agentes.
- Finalización del periodo de transición.** De acuerdo con lo anterior, el periodo de transición finaliza el 30 de noviembre de 2012.

**Período de Vigencia de la Obligación:** Período de tiempo durante el cual un agente generador queda vinculado al cumplimiento de su Obligación de Energía Firme.

**Plantas y/o Unidades de Generación con Información de Operación Insuficiente:** Plantas y/o unidades de generación cuyas horas de operación, más las horas de indisponibilidad, no superan el 20% del total de las horas de los tres (3) años establecidos para el cálculo de su Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF.

**Plantas y/o Unidades de Generación con Información Reciente:** Plantas y/o unidades de generación que tengan menos de treinta y seis (36) meses de operación con la misma configuración con la que se está evaluando el Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF. Cuando por decisión del agente se configuren diferentes unidades en una sola planta, su historia se tomará a partir de la fecha de entrada en operación de la última unidad del grupo.

**Planta y/o Unidad de Generación Existente:** Planta y/o unidad de generación que al momento de efectuar la Subasta, o el mecanismo de asignación que haga sus veces, esté en operación comercial.

**Nota de Compilación:**

- Plantas Existentes con obras para modificar su ENFICC.** Mediante el Artículo 7 de la Resolución CREG-085 de 2007 se definió esta categoría de Plantas.

**Planta y/o Unidad de Generación Nueva:** Planta y/o unidad de generación que no ha iniciado la etapa de construcción al momento de efectuar la Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces.

**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.

**Planta y/o Unidad de Generación que respalda una Obligación de Energía Firme.** Es la planta y/o Unidad de generación cuya ENFICC fue declarada por el propietario o por quien la representa comercialmente y dio lugar a la asignación de la Obligación de Energía Firme en la Subasta o en el mecanismo que haga sus veces.

**Precio de Apertura de la Ronda:** Precio al cual se inicia una nueva ronda en el proceso de Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme. Este precio es equivalente al Precio de Cierre de la Ronda inmediatamente anterior.

**Precio de Apertura de la Subasta:** Precio al cual se inicia la primera ronda en el proceso de Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

**Precio de Cierre de la Ronda:** Precio mínimo al que los agentes que participan en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme deben enviar sus ofertas de ENFICC para esa ronda en particular. Este precio es definido y anunciado por el Subastador al inicio de cada ronda.

**Precio de Cierre de la Subasta o Precio de Cierre:** Precio correspondiente a la oferta del último agente asignado con ENFICC de conformidad con el proceso de Subasta.

**Precio de Escasez:** Valor definido por la CREG y actualizado mensualmente que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme, y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía.

**Protocolo de la Subasta:** Plan detallado, establecido por la CREG, que contiene los parámetros y demás aspectos necesarios para la realización de la Subasta.

**Retiro definitivo de Plantas y/o Unidades de Generación de las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme:** Decisión libre y voluntaria que toma un agente generador de nunca participar en las Subastas con plantas y/o unidades de generación representadas comercialmente por él, expresamente identificadas, que se debe comunicar a la CREG y al Administrador de la Subasta, y que solo será pública una vez finalizada la Subasta.

**Nota de Compilación:**

Mediante el Artículo 2 de la Resolución CREG-027 de 2007, se estableció el dieciséis (16) de abril de 2007 como fecha para informar a la CREG la decisión de Retiro Definitivo de la primera Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

**Retiro temporal de Plantas y/o Unidades de Generación de las subastas de obligaciones de Energía Firme:** **Modificada por el Artículo 1 de la Resolución CREG-101 de 2007.** Decisión libre y voluntaria que toma un generador de no continuar participando en una Subasta con plantas y/o unidades de generación existentes, debidamente identificadas y representadas por él, a partir de un determinado precio definido por la CREG. Esta información deberá ser comunicada previamente a la CREG y al Administrador de la Subasta, en la fecha que defina la Comisión, y solo será pública una vez finaliza la Subasta.

**Nota de Compilación:**

Mediante el Artículo 2 de la Resolución CREG-027 de 2007, se estableció el dieciséis (16) de abril de 2007 como fecha para informar a la CREG la decisión de Retiro Temporal de la primera Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

**Ronda:** Período de tiempo durante el cual cada uno de los agentes participantes en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme informa su función de oferta al Administrador de la Subasta de acuerdo con el Protocolo de la misma.

**Sistema de Información del Mercado Secundario:** Plataforma de Internet de consulta pública administrada por el ASIC en donde los generadores anuncian la Energía Firme no comprometida y que voluntariamente quieren transar en el Mercado Secundario. Mediante este sistema de información el ASIC publicará la información de precios, cantidades y plazos de las transacciones del Mercado Secundario.

**Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o Subasta:** Proceso dinámico de negociación de Obligaciones de Energía Firme, con reglas definidas para la formación del precio y asignación de cantidades basada en las ofertas realizadas por los participantes.

**Nota de compilación:**

- Promoción de la Subasta:** Mediante la Resolución CREG-112 de 2006 se estableció que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) del Mercado de Energía Mayorista (MEM) debe adelantar, con la debida anticipación, un proceso de promoción de las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, con el alcance definido en dicha Resolución.

**Subasta de Reconfiguración:** Proceso de compra o venta de Obligaciones de Energía Firme mediante un mecanismo de subasta de sobre cerrado.

**Subastador:** Persona natural o jurídica contratada por el Administrador de la Subasta, que tiene, entre otras tareas, establecer los precios de Apertura y Cierre para cada una de las rondas de la Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme.

CAPITULO II

OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

**Artículo 3. Cálculo del monto de la Obligación.** La Obligación de Energía Firme de un generador, exigible en cada uno de los meses, los días o las horas, según sea el caso, durante el Período de Vigencia de la Obligación, se calculará teniendo en cuenta la ENFICC que comprometió en la Subasta, o en el mecanismo que haga sus veces, y el total de la energía asignada en esa Subasta. Dicho cálculo se efectuará aplicando lo establecido en los numerales 1.1, 1.2 y 1.3 del Anexo 1 de esta resolución.

**Nota de Compilación:**

- Posibilidad de incrementar la Obligación de Energía Firme asignada.** Mediante el Artículo 10 de la Resolución CREG-085 de 2007, se reguló la posibilidad de incrementar la ENFICC asignada cuando hay cambios de ENFICC por diferencias entre los parámetros teóricos reportados y los parámetros reales en plantas nuevas, especiales y existentes con obras:

**RES. CREG-085/07. “ARTÍCULO 10. Cambio de ENFICC por diferencias entre los parámetros teóricos reportados y los parámetros reales en plantas nuevas, especiales y existentes con obras.** Los agentes generadores que en las fechas de declaración de parámetros reportaron los datos teóricos de las plantas nuevas, especiales y existentes con obras, podrán optar por incrementar las Obligaciones de



Energía Firme asignadas, cuando de la prueba exitosa para verificación de parámetros para la entrada en operación se determina una ENFICC mayor a la declarada, siempre que se cumplan las siguientes reglas:

- i. El incremento podrá ser hasta por el diez por ciento (10%) de la OEF asignada;
- ii. Debe existir Demanda Objetivo no cubierta en la respectiva asignación. Si la Demanda Objetivo no cubierta es menor al porcentaje incrementado, se incrementarán las obligaciones hasta donde sea posible. Este procedimiento puede aplicarse hasta completar el porcentaje señalado. En caso de que varios agentes opten por el incremento, la asignación se hará a prorrata entre quienes cumplan las condiciones aquí señaladas; y
- iii. El ajuste aplica desde la fecha de asignación del incremento hasta finalizar el período de vigencia de la obligación.

El agente generador que desee optar por esta alternativa, deberá informarlo mediante carta remitida a la CREG dentro de los tres (3) días siguientes a la realización de la prueba.

Los ajustes de la OEF los realizará al ASIC dentro de la semana siguiente de la CREG le remita la carta del generador que optó por este mecanismo.

A los incrementos mayores a los señalados se les dará el mismo tratamiento que a las plantas existentes”.

**Artículo 4. Precio de Escasez.** El Precio de Escasez se determinará y actualizará mensualmente de conformidad con la metodología establecida en el numeral 1.4 del Anexo 1 de esta resolución.

**Artículo 5. Modificado por el Artículo 1 de la Resolución CREG-085 de 2007. Periodo de Vigencia de la Obligación.** El Período de Vigencia de la Obligación para el caso de las plantas y/o unidades de generación existentes será de un año, que inicia el día siguiente a la fecha en que finaliza el Período de Planeación.

Para plantas y/o unidades de generación nuevas, especiales y existentes con obras el propietario, o quien las representa comercialmente, elegirá el Período de Vigencia de la Obligación para ese recurso en particular, que podrá ser entre uno y veinte (20) años para las nuevas, entre uno y diez (10) años para las especiales y entre uno y cinco (5) años para las existentes con obras, contados a partir de la fecha de finalización del Período de Planeación de la asignación en el Período de Transición, de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, por medio del cual se asignó la Obligación de Energía Firme. Una vez elegido este período, no podrá ser modificado.

Notas de Compilación:

- **Normas sobre Periodo de Vigencia de las obligaciones de energía firme que se asignarán en la primera subasta.** Mediante el Artículo 4 de la Resolución CREG-031 de 2007 se definió el Periodo de Vigencia de las obligaciones de energía firme que se asignarán en la primera subasta.
- **Normas sobre Periodo de Vigencia de las obligaciones de energía firme que se asignarán en los periodos comprendidos entre el primero (1°) de diciembre de 2010 y el treinta (30) de noviembre de 2011 y el primero (1°) de diciembre de 2011 y el treinta (30) de noviembre de 2012.** Mediante los artículos 9 y 11 de la Resolución CREG-031 de 2007 se definieron los periodos de vigencia de las obligaciones de energía firme que se asignarán para estos periodos.

**Artículo 6. Condiciones para acceder a la calificación de Planta y/o Unidad de Generación Especial después de una repotenciación.** La repotenciación de una planta y/o unidad de generación dará lugar a que dicho activo sea considerado Planta y/o Unidad de Generación Especial si cumple cualquiera de estas condiciones:

1. Si la ENFICC de la planta y/o unidad de generación es menor o igual a 2 TWh-año, el incremento de la ENFICC por la repotenciación debe ser mayor o igual al 40% de la misma.

2. Si la ENFICC de la planta y/o unidad de generación es mayor a 2TWh-año, el incremento de la ENFICC por la repotenciación debe ser mayor o igual a 0.8 TWh

Nota de Compilación:

- **Plantas Existentes con obras para modificar su ENFICC.** El Artículo 7 de la Resolución CREG-085 de 2007, estableció las siguientes condiciones para acceder a esta calificación:  
**RES. CREG-085/07. “ARTÍCULO 7. Modificado por el Artículo 9 de la Resolución CREG-101 de 2007. Plantas Existentes con obras para modificar su ENFICC.** Se considerarán como plantas existentes con obras, las que cumplen las siguientes condiciones:

Si la ENFICC de la planta y/o unidad de generación es menor o igual a 2 TWh-año, el incremento de ENFICC debe ser mayor al 20% y menor al 40% de la misma.

Si la ENFICC de la planta y/o unidad de generación es mayor a 2 TWh-año, el incremento de la ENFICC debe ser mayor a 0.4 TWh-año y menor a 0.8 TWh-año.

Este tipo de plantas deberán dar cumplimiento a las disposiciones contenidas en los Artículos 7, 8, 9 y 20 de la Resolución CREG-071 de 2006, y otorgar las garantías exigidas para las plantas especiales.

La valoración de las garantías y los incumplimientos para las obras que se declaran para este tipo plantas, se aplicarán y evaluarán con respecto a la ENFICC adicional que se obtiene por la obra y medida esta en las mismas condiciones de riesgo con y sin la obra”.

**Artículo 7. Modificado por el Artículo 12 de la Resolución CREG-061 de 2007. Obligaciones adicionales para los agentes con plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales.** Además de las establecidas en otros artículos de esta resolución, los agentes con plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales a quienes les hayan sido asignadas obligaciones de energía firme, tendrán las siguientes obligaciones:

1. Poner en operación comercial la planta y/o unidad de generación a más tardar en la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación y con la ENFICC asignada en la Subasta.

2. Cumplir el cronograma de construcción o repotenciación de la planta y la Curva S.

3. Pagar el costo de la auditoría establecida en el artículo 8 de esta Resolución, periódicamente en forma anticipada. El incumplimiento en el pago de la auditoría, dará lugar a la ejecución de la garantía a que se refiere el numeral 4 de este artículo y la pérdida para el generador de la Obligación de Energía Firme y la remuneración asociada a ella.

4. Constituir y mantener vigente la garantía de cumplimiento de la fecha de inicio de la operación comercial de las plantas o unidades de generación en instalación o por instalar o repotenciar con la ENFICC asignada en la Subasta, y del pago de la auditoría. Estas garantías deben cumplir las disposiciones contenidas en el Capítulo VIII de esta resolución.

5. Haberse constituido en Empresa de Servicios Públicos con anterioridad al plazo fijado por la CREG para el otorgamiento de las garantías exigibles para el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme.

**Artículo 8. Auditoría para plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales.** La obligación de cumplir con la Curva S, con el cronograma de construcción o repotenciación de la planta o unidad de generación y con la puesta en operación de la misma, será objeto de verificación mediante una auditoría que deberá ser contratada por el Administrador de la Subasta de acuerdo con las disposiciones contenidas en el numeral 1.5 del Anexo 1 de esta resolución.

**Artículo 9. Modificado por el Artículo 13 de la Resolución CREG-061 de 2007. Efectos del incumplimiento del cronograma de construcción o de repotenciación, o de la puesta en operación de la planta.** El incumplimiento de las obligaciones relacionadas con el cronograma de construcción o con la puesta en operación de la planta o unidad de generación producirá los siguientes efectos:

1. La no presentación del cronograma de construcción o de repotenciación de la planta o unidad de generación en el plazo estipulado en el numeral 2.2 del Anexo 2 de esta resolución, o de la curva S del proyecto, dará lugar a la descalificación del agente para participar en la respectiva Subasta.
2. El retraso en el cronograma de construcción o repotenciación de la planta o unidad de generación frente a la Curva S que no constituya incumplimiento grave e insalvable, dará lugar al ajuste de la garantía de conformidad con los procedimientos que se definan en el Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad de que trata el Artículo 78 de esta resolución.
3. El incumplimiento grave e insalvable de la puesta en operación de la planta o unidad de generación, dará lugar a:

- a) La ejecución de la garantía.
- b) La pérdida para el generador de la asignación de la Obligación de Energía Firme y la remuneración asociada a ella.

4 Cuando la fecha de puesta en operación de la planta, determinada por el auditor, sea posterior a la fecha de inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación y no constituya incumplimiento grave e insalvable, el agente deberá garantizar el cumplimiento de su Obligación de Energía Firme a través de un Contrato de Respaldo, vigente desde la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación y hasta la nueva fecha de puesta en operación de la planta. La omisión en la obligación de garantizar la Obligación de Energía Firme a través de un Contrato de Respaldo dará lugar a que el incumplimiento se considere grave e insalvable con las consecuencias previstas en el numeral 3 de este artículo.

**Parágrafo.** En el caso del incumplimiento grave e insalvable que se determina cuando el informe del auditor indica que la puesta en operación de la planta o unidad de generación tendrá un atraso mayor a un año, contado a partir de la fecha de inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación, la CREG, con el propósito de establecer plenamente la existencia del incumplimiento, determinar sus consecuencias y garantizar el derecho de defensa de los afectados, agotará el trámite previsto en los Artículos 106 y ss. de la Ley 142 de 1994 y, en lo no previsto en ellos, aplicará las normas de la parte primera del Código Contencioso Administrativo que sean compatibles. En firme la decisión definitiva sobre la actuación y determinada la existencia del incumplimiento, se comunicará la decisión al ASIC y éste adoptará las medidas correspondientes de acuerdo con la Resolución CREG 071 de 2006 y las nomas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

**Artículo 10. Condiciones de Operación de las plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales.** Una vez entre en operación la planta o unidad de generación que respalda la Obligación de Energía Firme, el generador quedará sometido al cumplimiento de todas las reglas de operación y en general a toda la regulación aplicable para las plantas existentes en el Sistema Interconectado Nacional y en el Mercado Mayorista de Energía.

**Artículo 11. Retiro de agentes del Mercado Mayorista de Energía que tengan asignadas Obligaciones de Energía Firme.** Durante el Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme, el agente podrá retirarse del mercado mayorista cuando haya enajenado la planta o unidad que respalda la Obligación de Energía Firme y haya cedido al adquirente los compromisos y derechos derivados de la Obligación asignada.

La cesión solamente se podrá hacer a agentes generadores inscritos en el mercado mayorista, que cumplan con la normatividad vigente para su participación en el mismo.

El agente cedente deberá mantener vigentes las garantías asociadas a la Obligación de Energía Firme asignada y será el responsable del cumplimiento de dicha Obligación, hasta cuando el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales acepte las garantías que deberá otorgar el cesionario en condiciones equivalentes a las exigidas al cedente.

El procedimiento y demás disposiciones aplicables al retiro del agente cuando tiene asignadas Obligaciones de Energía Firme se detallan en el numeral 1.6.1 del Anexo 1 de esta resolución.

**Artículo 12. Retiro del Mercado Mayorista de Energía de agentes que no tengan Obligaciones de Energía Firme asignadas.** Las causales de retiro, las responsabilidades a que da lugar y las demás reglas para el retiro de un agente del Mercado Mayorista de Energía cuando no tiene asignadas Obligaciones de Energía Firme, serán las previstas en el numeral 1.6.2 del Anexo 1 de esta resolución, que modifica el artículo 12 de la Resolución CREG-024 de 1995.

**Artículo 13. Enajenación de plantas o unidades de generación que respaldan Obligaciones de Energía Firme asignadas, sin retiro del agente del Mercado Mayorista de Energía.** Cuando se enajenen plantas y/o unidades de generación que respaldan una Obligación de Energía Firme asignada y el agente no se retire del mercado, se dará aplicación a lo dispuesto en el Artículo 11 de esta resolución en lo relacionado con la cesión y la responsabilidad por el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme asignada, sin perjuicio del cumplimiento de la normatividad vigente para las fusiones, adquisición de propiedad accionaria o de activos de generación.

**Artículo 14. Retiro de Plantas o Unidades de generación que respaldan Obligación de Energía Firme asignada.** Cuando una planta o unidad de generación que respalda una Obligación de Energía Firme sale del Sistema, cualquiera que sea la causa que provoque su salida, el agente la podrá retirar y reingresar al mercado mayorista, cuando haya garantizado el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme asignada, a través de los Anillos de Seguridad.

En estos eventos el retiro y reingreso de la planta o unidad se harán efectivos previa notificación y coordinación con el CND.

**Artículo 15. Retiro de Plantas o Unidades de generación que no respaldan Obligaciones de Energía Firme.** Las plantas o unidades de generación que no respaldan Obligaciones de Energía Firme se podrán retirar libremente del mercado, previa notificación al CND y a la CREG. La reincorporación de la planta igualmente se podrá hacer previa notificación y coordinación con el CND.

**Artículo 16. Normas comunes para el retiro y reingreso de cualquier planta o Unidad de generación.** Se aplicarán las siguientes normas para el retiro y el reingreso de cualquier planta del Mercado Mayorista de Energía:

1. Para el retiro de una planta o unidad de generación se aplicarán las siguientes reglas:
- a. Si el agente desea conservar la capacidad de transporte asignada, asociada a la planta o unidad de generación que va a ser retirada, hasta por un año contado desde la fecha de retiro efectivo, deberá efectuar el depósito establecido en la regulación vigente. En caso contrario, perderá la capacidad de transporte asignada a partir del retiro efectivo;

b. Al cabo de un año contado desde la fecha en que se produjo el retiro de una planta o unidad, expirará la capacidad de transporte asignada que tenía en el Sistema Interconectado Nacional la planta o unidad de generación retirada, caso en el cual para la reincorporación de estos activos al sistema y al mercado, el agente deberá cumplir el procedimiento vigente para la asignación de la capacidad de transporte; y

c. Cuando el retiro de una planta tenga como única causa la voluntad del agente, deberá informar por lo menos con tres (3) meses de antelación a la CREG, con copia al CND y al ASIC, la fecha prevista para el retiro.
- Si de acuerdo con el concepto del CND, el retiro de la planta o de la unidad de generación pueda comprometer la seguridad energética o eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, el CND deberá identificar las medidas o inversiones necesarias que suplan la ausencia de esta generación e informar de tal situación al agente generador y a los demás agentes que puedan resultar afectados. El CND hará efectivo el retiro de la planta a partir de la fecha que el agente haya definido como fecha de retiro.
2. Para el reingreso de una planta o unidad de generación se aplicarán las siguientes reglas:
- Informar previamente a la CREG y al CND la intención de reincorporar la planta o unidad de generación al Sistema Interconectado Nacional;

Coordinar previamente con el CND las pruebas y demás maniobras a que haya lugar, de acuerdo con el Reglamento de Operación;

Cumplir previamente los requisitos exigidos en el Reglamento de Operación para la operación comercial en el Mercado Mayorista de Energía; y

En caso de haber perdido la asignación de la capacidad de transporte deberá obtener nuevamente dicha asignación, cumpliendo el trámite previsto en la regulación vigente.

CAPITULO III

SUBASTA PARA LA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

**Artículo 17. Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.** Excepto en los casos previstos específicamente en esta resolución, las Obligaciones de Energía Firme se asignarán entre los agentes participantes mediante una Subasta de Obligaciones de Energía Firme.

Nota de Compilación:

- **Posibilidad de incrementar la Obligación de Energía Firme asignada.** Mediante el Artículo 10 de la Resolución CREG-085 de 2007, se reguló la posibilidad de incrementar la ENFICC asignada cuando hay cambios de ENFICC por diferencias entre los parámetros teóricos reportados y los parámetros reales en plantas nuevas, especiales y existentes con obras.

**Artículo 18. 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 1º 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 Periodos 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.

Notas de compilación:

- **Promoción de la Subasta:** Mediante la Resolución CREG-112 de 2006 se estableció que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) del Mercado de Energía Mayorista (MEM) debe adelantar, con la debida anticipación, un proceso de promoción de las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, con el alcance definido en dicha Resolución.
- **Fecha de apertura de la primera Subasta:** Mediante la Resolución CREG-031 de 2007, Modificado por el Artículo 2 de la Resolución CREG-103 de 2007, se definió el día seis (6) de mayo de 2008, como fecha de apertura para la primera Subasta.
- **Convocatoria, Demanda Objetivo, Cronograma y demás aspectos pertinentes para la primera Subasta.** Mediante la Resolución CREG-031 de 2007 se convocó a participar en la primera Subasta (Art. 2); se definió el periodo de vigencia de las obligaciones de energía firme a asignar en la primera subasta (Art. 4); se definió el escenario de proyección de demanda para efectos de determinar la Demanda Objetivo (Art. 5); se seleccionó la Demanda Objetivo (Art. 6); se definieron los valores de los parámetros CE, M1, y M2 de la función de demanda de energía el me de trata el Anexo 2 (Art. 7); y se definió el Cronograma para el reporte de información por parte de los agentes que deseen ser habilitados para participar en la primera subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.
- **Mecanismo de asignación en los periodos comprendidos entre el primero (1º) de diciembre de 2010 y el treinta (30) de noviembre de 2011 y el primero (1º) de diciembre de 2011 y el treinta (30) de noviembre de 2012.** Mediante los artículos 9 y 11 de la Resolución CREG-031 de 2007 se definieron las reglas y el cronograma para la asignación de las obligaciones de energía firme para cada uno de estos periodos.

**Artículo 19. Modificado por el Artículo 2 de la Resolución CREG-101 de 2007. Periodo de Planeación.** Para una Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces, que se realice en el año  $t$ , el Periodo de Planeación finalizará el treinta (30) de noviembre del año  $t+p$ . El valor de  $p$  será el que defina la CREG.

**Artículo 20. Agentes habilitados para participar en la Subasta o en el mecanismo de asignación que haga sus veces.** Únicamente podrán participar en la Subasta, o en el mecanismo de asignación que haga sus veces, aquellos agentes propietarios o que representen comercialmente plantas y/o unidades de generación a las cuales se les haya determinado la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, de acuerdo con la metodología establecida en el Capítulo IV de esta resolución; y que hayan cumplido con los siguientes requisitos según el tipo de planta o unidad de generación:

1. Plantas y/o unidades de generación Nuevas o Especiales
- Los propietarios de plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales, o quienes los representen comercialmente, deberán:
- a. Aportar Certificación expedida por de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), en la que conste que el proyecto está inscrito en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica, mínimo en la fase 2;

b. Aportar Certificación expedida por la UPME, en la que conste la presentación ante esa entidad del estudio de conexión a la red de transmisión;

c. Constituir una garantía de cumplimiento de la fecha de inicio de la operación comercial de la planta y/o unidad de generación en instalación o por instalar o repotenciar con la ENFICC que se le asigne en la Subasta.

d. En el caso de plantas hidráulicas, deberán disponer de registros históricos, con una extensión mínima de veinte (20) años, de caudales promedio mensual de los ríos que aportan a la planta.

e. Cumplir los pasos previstos del Periodo de Precalificación de la Subasta que se establecen en el numeral 2.2 del Anexo 2 de esta resolución.
2. Plantas y/o unidades de generación existentes:
- Los propietarios de plantas y/o unidades de generación térmicas existentes, o quienes los representen comercialmente, deberán:
- a. **Modificado por el Artículo 14 de la Resolución CREG-061 de 2007.** Entregar la garantía que asegure que presentará el contrato de combustible necesario para cubrir la Obligación de Energía Firme que le sea asignada en la subasta.

b. Aportar copia de las licencias ambientales asociadas a la operación con el combustible o combustibles elegidos por el generador para respaldar su ENFICC. En caso de no ser requeridas por la autoridad ambiental pertinente los propietarios de la planta y/o unidad de generación o quien lo represente comercialmente deberán enviar una comunicación informando este hecho.

c. Cumplir los pasos del Periodo de Precalificación de la Subasta que se establecen en el numeral 2.2 del Anexo 2 de esta resolución.

**Parágrafo.** Las plantas y/o unidades de generación no despachadas centralmente no participarán en la Subasta. Para los efectos de esta resolución, los Cogeneradores recibirán el mismo tratamiento de las Plantas no Despachadas Centralmente.

Notas de Compilación:

- **Mediante la Resolución CREG-008 de 2007 se establecieron las siguientes condiciones para entrar a la Subasta:**

**RES. CREG-008/07. “ARTÍCULO 5. Condiciones para entrar a la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.** Además de las condiciones establecidas en la Resolución CREG-071 de 2006 y las demás que la adicionen o modifiquen, los agentes que deseen participar en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, como requisito previo para entrar a participar en la misma, deberán manifestar ante el Administrador de la Subasta, mediante comunicación suscrita por el representante legal, que aceptan la obligación de pagar al Promotor de la Subasta, el valor de la Comisión de Éxito que le liquidará el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, si resultan con asignación de Obligación de Energía Firme.

Para estos mismos efectos, los agentes que deseen participar en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, deberán otorgar, a favor del Promotor de la Subasta y como requisito previo para entrar a participar en la misma, una garantía que cubra el pago del valor de la Comisión de Éxito de la Promoción.

PARÁGRAFO 1. El valor que deberá cubrir con la garantía cada agente participante en la Subasta será mínimo de \$ 0.062 dólares americanos por cada megavatio hora de ENFICC declarada para participar en la Subasta.

PARÁGRAFO 2. **Modificado por el Artículo 7 de la Resolución CREG-030 de 2008.** Solamente se aceptarán los tipos de Garantías definidos en la Resolución CREG 061 de 2007. Para establecer la equivalencia en pesos colombianos se tendrá en cuenta la TRM del Lunes anterior a la fecha presentación de la garantía, publicada por la Superintendencia Financiera.

PARÁGRAFO 3. Las Garantías constituidas para amparar el valor de la Comisión de Éxito deberán estar vigentes desde la fecha de presentación de las mismas hasta dos meses después de la fecha prevista por la CREG para la primera Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

PARÁGRAFO 4. Se constituirá en Evento de Incumplimiento de la garantía de que trata este artículo, el no pago de la Comisión de Éxito dentro de los 5 días hábiles siguientes a la fecha en que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales entregue al agente la liquidación prevista en el artículo 6 de esta resolución”.

- **Las reglas sobre promoción de la Subasta y la Comisión de Éxito fueron definidas mediante la Resolución CREG-112 de 2006.**



**Artículo 21. Reglas aplicables a la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.** Las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme serán realizadas aplicando el numeral 2.3 del Anexo 2 de esta resolución.

**Parágrafo.** Para los casos en los cuales a la apertura de la Subasta no se presenten agentes propietarios o que representan comercialmente plantas y/o unidades de generación nuevas, el Administrador de la Subasta la dará por terminada e informará a la CREG de conformidad con el Protocolo de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

**Artículo 22. Protocolo de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.** La CREG en resolución aparte elaborará el Protocolo de la Subasta, que debe contener por lo menos la información indicada en el numeral 2.5 del Anexo 2 de esta resolución.

Nota de Compilación:

- Mediante la Resolución CREG-018 del 26 de febrero de 2007 se ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende expedir la CREG, con el fin de adoptar el Reglamento de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme y modificar algunas disposiciones de la Resolución CREG-071 de 2006
- Mediante la Resolución CREG-102 de 2007 se adoptó el Reglamento de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, el cual se incorporó como el Anexo 10 de esta Resolución.

**Artículo 23. Administrador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o Administrador de la Subasta.** Para todos los efectos las funciones de administración de las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme serán realizadas por el ASIC.

**Artículo 24. Auditor de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o Auditor de la Subasta.** El Auditor de la Subasta será una persona natural o jurídica que deberá contratar el Administrador de la Subasta, y que se encargará de verificar la correcta aplicación de la regulación vigente para el desarrollo de la Subasta.

**Artículo 25. Modificado por el Artículo 2 de la Resolución CREG-019 de 2008.** Reglas para la asignación de Obligaciones de Energía Firme para los casos en los cuales no se requiera la realización de una Subasta. Para los años que la CREG determine que no se requiere la realización de una Subasta, las Obligaciones de Energía Firme serán asignadas por el ASIC a cada uno de los generadores a prorrata de su ENFICC de tal manera que se cubra la Demanda Objetivo descontando las Obligaciones de Energía Firme asignadas anteriormente y vigentes en el período a subastar y la ENFICC de las Plantas no Despachas Centralmente con contratos. Para tal efecto se utilizará la declaración de ENFICC más reciente hecha por cada agente generador.

**Artículo 26. Precio del Cargo por Confiabilidad cuando se ha realizado Subasta.** Para los años en los cuales se realice Subasta, y se hayan cumplido las condiciones establecidas en el numeral 2.3 del Anexo 2 de esta resolución, el Cargo por Confiabilidad correspondiente a todas las Obligaciones de Energía Firme asignadas en esa Subasta se pagará al Precio de Cierre de la Subasta, salvo los casos especiales de que tratan el Artículo 27 y el Artículo 30 de esta resolución.

**Artículo 27. Modificado por el Artículo 3 de la Resolución CREG-101 de 2007.** Precio del Cargo por Confiabilidad en Casos Especiales de Subasta. El precio del Cargo por Confiabilidad en Casos Especiales de Subasta se determinará de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de la Subasta contenido en el Anexo 10 de esta Resolución.

**Artículo 28. Aclarado por el Artículo 2 de la Resolución CREG-079 de 2006.** Precio del Cargo por Confiabilidad cuando no hay Subasta. Para los años en los que no se realice Subasta, el Cargo por Confiabilidad de las Obligaciones de Energía Firme asignadas según el Artículo 25 se pagará al Precio de Cierre de la última Subasta que haya cumplido con las condiciones establecidas en el numeral 2.3 del Anexo 2 de esta resolución.

El precio de estas obligaciones se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$P_{i,NS}=PC_{SE}*\frac{IPP_{nov,NS}}{IPP_{SE}}$$

donde:

P<sub>i, NS</sub>: Precio de la Obligación de Energía Firme respaldada con la planta o unidad de generación i, aplicable entre el 1° de Diciembre del año en que no se realizó Subasta, NS, y el 30 de Noviembre del año siguiente.  
PC<sub>SE</sub>: Precio de Cierre de la última Subasta que cumplió con las condiciones establecidas en el numeral 2.3 del Anexo 2 de esta resolución.  
IPP<sub>nov, NS</sub>: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200), para el mes de noviembre del año NS.  
IPP<sub>SE</sub>: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200), para el mes y el año del Precio de Cierre PC<sub>SE</sub>.”

**Artículo 29. Modificado por el Artículo 3 de la Resolución CREG-019 de 2008, corregido por el Artículo 1 de la Resolución CREG-022 de 2008.** Actualización del Cargo por Confiabilidad. El precio de las Obligaciones de Energía Firme se actualizará a partir de cada 1 de diciembre, siempre y cuando hayan transcurrido más de seis (6) meses desde la fecha en que fue asignada la obligación, utilizando la siguiente fórmula:

$$P_{i,t}=P_{i,asignación}*\frac{IPP_{nov,t}}{IPP_{asignación}}$$

Donde:

P<sub>i,t</sub>: Precio de la Obligación de Energía Firme respaldada con la planta o unidad de generación i, aplicable entre el 1° de diciembre del año t y el 30 de noviembre del año t+1, expresado en dólares por kilovatio hora (US\$/kWh).

P<sub>i, asignación</sub>: Precio al que fue asignada la Obligación de Energía Firme respaldada con la planta o unidad de generación i, expresado en dólares por kilovatio hora (US\$/kWh).

IPP<sub>nov,t</sub>: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200), para el mes de noviembre del año t.

IPP<sub>asignación</sub>: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200), para el mes y el año en que se efectuó la asignación de la Obligación de Energía Firme. Para las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme realizadas en el período diciembre de 2006 a noviembre de 2007, el Índice de Precios al Productor será el correspondiente a noviembre del año 2006.

**Parágrafo:** Para los períodos de vigencia entre el primero (1°) de diciembre de 2007 a treinta (30) de noviembre de 2008, primero (1°) de diciembre de 2008 a treinta (30) de noviembre de 2009 y primero (1°) de diciembre de 2009 a treinta (30) de noviembre de 2010, el precio del Cargo por Confiabilidad que se aplicará será el que resulte de utilizar la siguiente fórmula:

$$P_{dic,nov_{t+1}}=13.045\times\frac{IPP_{nov_t}}{IPP_{nov_{2006}}}$$

Donde:

$P_{dic,nov_{t+1}}$   $P_{dic,nov_{t+1}}$ : Precio del Cargo por Confiabilidad, expresado en dólares por megavatios hora (US\$/MWh), aplicable entre el 1° de diciembre del año t y el 30 de noviembre del año t+1, donde t es 2007, 2008 o 2009 según el período de vigencia que corresponda.  
 $IPP_{nov_t}$   $IPP_{nov_t}$ : Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200), para el mes de noviembre del año t.  
 $IPP_{nov_{2006}}$   $IPP_{nov_{2006}}$ : Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200), para el mes de noviembre del año 2006.

Nota de Compilación:

- El Artículo 29 fue modificado inicialmente por el Artículo 15 de la Resolución CREG-0061 de 2007.
- El Parágrafo de este artículo fue adicionado por el Artículo 4 de la Resolución CREG-101 de 2007. No fue incluido en la modificación que hizo el artículo 3 de la Resolución CREG-019 de 2008; sin embargo, mediante el artículo 1 de la Resolución CREG-022 de 2008 se corrigió esa omisión.

**Artículo 30. Banda para los valores aplicables a las plantas y/o unidades de generación existentes en los primeros tres años de Subastas.** Para la definición del precio del Cargo por Confiabilidad aplicable a las Obligaciones de Energía Firme respaldadas con plantas y/o unidades de generación existentes, que se asignen en las primeras tres Subastas, la CREG podrá fijar un valor máximo y un valor mínimo. Estos valores serán incorporados en el Protocolo de la Subasta.

**Artículo 31. Modificado por el Artículo 5 de la Resolución CREG-101 de 2007.** Participación en la subasta con plantas o unidades de generación con períodos de construcción superiores al período de planeación de la Subasta. Quienes desarrollen plantas o unidades de generación con períodos de construcción superiores al Período de Planeación de las obligaciones de Energía Firme que se subastan en el año t pero inferiores o iguales a diez (10) años (en adelante GPPS), podrán optar por recibir asignaciones de Obligaciones de Energía Firme hasta diez (10) años antes del inicio del Período de Vigencia de las mismas, de conformidad con el procedimiento establecido en el Anexo 11 de esta Resolución.

**Parágrafo.** El ASIC someterá a consideración de la CREG, a más tardar dentro de los dos (2) meses siguientes a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución el Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado, de que trata el Anexo 11 de esta Resolución, para el caso de plantas y/o unidades de generación GPPS, el cual deberá contener, entre otros aspectos, plazo para manifestar el retiro del proyecto por parte de los agentes, contenido del sobre, tiempo de preparación, condiciones de entrega del sobre, forma de establecer el precio marginal, y entrega de garantías.

Nota de Compilación:

- Este artículo fue modificado inicialmente por el Artículo 2 de la Resolución CREG-085 de 2007.
- Proyecto de Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado. Mediante la Resolución CREG-021 de 2008, la CREG ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende expedir con el fin de adoptar el Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado para participantes con Plantas y/o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad (GPPS).

**Artículo 32. Certificación de la asignación de Obligaciones de Energía Firme.** Una vez que el agente reciba su asignación de Obligaciones de Energía Firme, ya sea como resultado de una Subasta o del mecanismo que haga sus veces, y entregue a la CREG los contratos de suministro y transporte de combustibles y las garantías exigidas según el caso dentro de los plazos estipulados para ello en el cronograma establecido en el Artículo 18 de esta resolución, el ASIC expedirá una certificación de la asignación de Obligaciones de Energía Firme para cada una de las plantas y/o unidades de generación. Esta certificación deberá contener como mínimo:

- Las identificación de las Leyes Colombianas que crearon y regulan el Sistema Interconectado Nacional y el Mercado Mayorista de Energía;
- La identificación de las Leyes Colombianas que le atribuyen la función de Administración del Sistema de Intercambios Comerciales de energía en el Mercado Mayorista;
- La identificación de las Leyes Colombianas que imponen la Obligación de Valorar la Capacidad de Generación de Respaldo de la oferta eficiente;
- La Resolución de la CREG que ordenó adelantar la respectiva Subasta, o el mecanismo que haga sus veces, para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad;
- La Obligación de Energía Firme que le fue asignada al respectivo agente;
- El Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme Asignada;
- El Precio de Escasez y el Precio de Cierre de la Subasta.

Nota de compilación:

- **Cronograma para la primera Subasta.** Para la primera subasta, la Resolución de que trata el Artículo 18, es la CREG-031 de 2007. En el Artículo 8 de dicha Resolución se definió el cronograma para la primera subasta.

**Artículo 33. Normatividad aplicable y vigencia de las Obligaciones de Energía Firme.** Cada Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme se registrá por la normatividad que regule la realización de la Subasta, que esté vigente en el momento de iniciar dicho proceso.

La CREG podrá modificar hacia el futuro las normas contenidas en la presente resolución, con arreglo a lo que dispongan las normas superiores, buscando en todo caso que se remunere la capacidad de generación de respaldo de que trata el artículo 23 de la ley 143 de 1994.

No obstante, las Obligaciones de Energía Firme que se asignen a cada generador tendrán el Período de Vigencia que esté definido en las normas que rigieron la realización de la Subasta, durante el cual se pagará la correspondiente remuneración prevista en esas mismas normas, sin perjuicio de los casos de incumplimiento por parte del generador previstos en la regulación, que le afecten la asignación y su remuneración.

CAPITULO IV

ENERGIA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD -ENFICC

**Artículo 34. Responsable del cálculo de la ENFICC.** La ENFICC será calculada por cada agente, teniendo en cuenta los parámetros y reglas establecidas en el Anexo 3 de esta resolución.

**Artículo 35. Energía Firme para Cargo por Confiabilidad de Plantas Hidráulicas.** La Energía Firme para Cargo por Confiabilidad de las plantas hidráulicas será la ENFICC Base obtenida de aplicar el numeral 3.1 del Anexo 3 de esta resolución.

**Parágrafo 1.** El agente generador podrá declarar una ENFICC superior a la ENFICC Base e inferior a la ENFICC 95% PSS siempre y cuando respalde esta diferencia con una garantía de conformidad con lo establecido en el Capítulo VIII de esta resolución.

**Parágrafo 2.** Si el generador declara una ENFICC superior a la asociada al 95% PSS se utilizará la ENFICC Base.

**Parágrafo 3.** La garantía establecida en el Parágrafo 1 de este artículo se exigirá a partir del segundo año del Período de Transición.

Notas de Compilación:

- **Energía Firme para Cargo por Confiabilidad de Cadenas Hidráulicas.** Mediante el Artículo 8 de la Resolución CREG-085 de 2007 se establecieron las siguientes reglas sobre la Energía Firme para Cargo por Confiabilidad de Cadenas Hidráulicas:

**RES. CREG-085/06. “ARTÍCULO 8. Energía Firme para Cargo por Confiabilidad de Cadenas Hidráulicas.** La ENFICC de un sistema de varios embalses asociados a una misma planta de generación se podrá calcular con el modelo publicado en la Resolución CREG-071 de 2006, ó con este mismo modelo con optimización en dos fases para el período anual. La formulación matemática, el modelo computacional y el manual para realizar esta optimización en dos fases se publicará mediante Circular que estará disponible en la página Web de la CREG.

La ENFICC Base se obtendrá aplicando el numeral 3.1 del Anexo 3 de la Resolución CREG-071 de 2006.

**Parágrafo 1.** El agente podrá declarar una ENFICC superior a la ENFICC Base e inferior a la ENFICC 95% PSS de cualquiera de las obtenidas con la aplicación de los modelos señalados, siempre y cuando respalde esta diferencia con una garantía de conformidad con lo establecido en el Capítulo VIII de la Resolución CREG-071 de 2006.

**Parágrafo 2.** Si el generador declara una ENFICC superior a la asociada al 95% PSS mayor de las obtenidas, se utilizará la ENFICC Base.

**Parágrafo 3.** La Energía Disponible Adicional de las Cadenas Hidráulicas deberá cumplir la definición de la Resolución CREG-071 de 2006, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, y se estimará de la siguiente forma:

i. Si el valor declarado está más próximo a la ENFICC Base, se utilizará el modelo definido en el numeral 3.1 del Anexo 3 de la Resolución CREG-071 de 2006.

ii.. Si el valor declarado está más próximo a la ENFICC 95% PSS calculada con el modelo definido en el numeral 3.1 del Anexo 3 de la Resolución CREG-071 de 2006, se utilizará este modelo.

iii. Si el valor declarado está más próximo a la ENFICC 95% PSS calculada con el modelo con optimización de dos fases para el período anual, se utilizará este modelo”.

- **Declaración de ENFICC inferior a la ENFICC Base.** Mediante el Artículo 9 de la Resolución CREG-085 de 2007 se reguló la declaración de esta ENFICC:

**RES. CREGO-085/07. “ARTÍCULO 9. Declaración de ENFICC inferior a la ENFICC Base.** Las plantas de generación hidráulicas podrán declarar una ENFICC inferior a la ENFICC Base. El valor declarado se mantendrá igual durante cinco (5) años. En consecuencia, durante este periodo no se podrá cambiar el valor declarado por ningún motivo”

**Artículo 36. Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad de las Unidades y/o Plantas Térmicas.** La ENFICC de las unidades y/o plantas térmicas se calculará de conformidad con el numeral 3.2 del Anexo 3 de esta resolución, considerando las condiciones de abastecimiento de combustibles y el IHF.

Nota de Compilación:

- **Normas sobre Energía Disponible Adicional de Plantas Térmicas para un mes (EDAPTM) con destino al mercado secundario de energía firme.** Mediante la Resolución CREG-062 de 2007, se adoptó la metodología para estimar la Energía Disponible Adicional de Plantas Térmicas para un mes con destino al mercado secundario de energía firme.

**Artículo 37. Energía Firme para Cargo por Confiabilidad de Plantas no Despachadas Centralmente.** La ENFICC de las Plantas no Despachadas Centralmente se calculará de acuerdo con el numeral 3.3 del Anexo 3 de esta resolución.

**Artículo 38. Verificación de la ENFICC.** El valor de la ENFICC declarado por el agente será verificado por el CND, de conformidad con el numeral 5.1 del Anexo 5 de esta resolución. Para tal efecto, el agente deberá reportar a la CREG, en la fecha que ésta determine, los formatos del numeral 5.2 del Anexo 5 de la resolución, debidamente diligenciados; de lo contrario la capacidad de la planta y/o unidad de generación a ser utilizada para la declaración de la ENFICC será igual a cero (0) MW.

**Artículo 39. Verificación de Parámetros.** Los parámetros declarados por los agentes para el cálculo de la ENFICC se verificarán mediante el mecanismo definido en el Anexo 6 de esta resolución.

La contratación de la verificación de los parámetros estará a cargo del Centro Nacional de Despacho, quien definirá los Términos de Referencia observando lo dispuesto en el numeral 6.1 del Anexo 6 de esta resolución. Dicha verificación de parámetros deberá efectuarse, en lo posible, durante la Estación de Verano inmediatamente siguiente a la fecha de realización de la Subasta. El costo de la contratación será pagado por los agentes que tengan asignaciones de obligaciones de energía firme mayores a cero (0) en el correspondiente período, a prorrata de la ENFICC asignada. El ASIC emitirá notas débito por este concepto a los respectivos agentes, que serán deducibles de las notas crédito de estos generadores.

La definición de la existencia de discrepancias entre los valores verificados de los parámetros y los reportados por los agentes, por fuera de los rangos de holgura o margen de error definidos por la CREG, dará lugar a que la asignación de Obligaciones de Energía Firme sea igual a cero (0) para el Período de Vigencia de la Obligación para el cual se utilizó la información sobre parámetros entregada por los agentes. Lo anterior implica la cesación de los pagos por concepto de Cargo por Confiabilidad que aún no se hayan efectuado y la devolución de los pagos recibidos en la forma como lo defina la CREG.

En consecuencia, los pagos por concepto del Cargo por Confiabilidad están sometidos a condición resolutoria, consistente en que si mediante acto administrativo en firme de la CREG, se determina la existencia de las referidas discrepancias, por fuera de los rangos de holgura o margen de error definidos por la CREG, los pagos hechos sobre el correspondiente período, se tendrán como pago de lo no debido.

La CREG con el propósito de establecer plenamente la existencia de dichas discrepancias y sus consecuencias y de garantizar el derecho de defensa de los afectados, agotará el trámite previsto en los Artículos 106 y ss. de la Ley 142 de 1994 y en lo no previsto en ellos, aplicará las normas de la parte primera del Código Contencioso Administrativo que sean compatibles. En firme la decisión definitiva sobre la actuación y determinada la existencia de plantas y/o unidades con discrepancias, por fuera de los rangos de holgura o margen de error definidos por la CREG, se comunicará la decisión al ASIC, quien deberá adoptar las medidas correspondientes. Para las posteriores asignaciones de Obligaciones de Energía Firme se considerará la energía firme resultante de la corrección del parámetro con discrepancias según se establezca en la correspondiente actuación administrativa.

**Parágrafo.** Se verificarán todos los parámetros declarados por los agentes para las plantas y/o unidades de generación que respaldan su Obligación de Energía Firme en el Período de Transición de conformidad con lo previsto en el Artículo 87 numeral 1 de esta resolución. La oportunidad para posteriores verificaciones será definida por la CREG.

Nota de Compilación:

- **Oportunidad para verificar los parámetros declarados para participar en la primera Subasta para la asignación de OEF.** Fue definida por el Artículo 1 de la Resolución CREG-029 de 2008, así:

**“ARTÍCULO 1o.** Los parámetros a que se refieren los procedimientos de verificación establecidos en la Resolución CREG – 079 de 2007, declarados para las plantas y/o unidades de generación existentes por parte de los agentes que sean habilitados para participar en la primera subasta para la asignación de obligaciones de energía firme y que resulten con asignaciones, serán objeto de verificación en los términos del artículo 39 de la Resolución CREG – 071 de 2006.

**PARÁGRAFO.** El Centro Nacional de Despacho iniciará las gestiones necesarias para la contratación de la verificación de los parámetros a que se refiere el presente artículo tan pronto como se hagan las respectivas asignaciones de obligaciones de energía firme”.



- [Oportunidad para verificar los parámetros declarados para participar en las Subastas para la asignación de OEF.](#) Fue definida por el Artículo 2 de la Resolución CREG-029 de 2008, así:

“**ARTÍCULO 2º.** Los parámetros “Suministro de Combustible y Transporte de Gas Natural” en los casos en que se presente copia de los respectivos contratos, “IHF Plantas Térmicas y Plantas Hidráulicas” y “Serie Histórica de Caudales Medios Mensuales de los Ríos del SIN”, declarados para las plantas y/o unidades de generación existentes por parte de los agentes que sean habilitados para participar en las subastas para la asignación de obligaciones de energía firme y que resulten con asignaciones, serán objeto de verificación en los términos del artículo 39 de la Resolución CREG – 071 de 2006.

**PARÁGRAFO.** El Centro Nacional de Despacho iniciará las gestiones necesarias para la contratación de la verificación de los parámetros a que se refiere el presente artículo tan pronto como se hagan las respectivas asignaciones de obligaciones de energía firme”.

**Artículo 40. Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF para la estimación de la ENFICC.** Para la estimación de la ENFICC de las centrales hidroeléctricas se considerará el IHF por planta. Para las centrales termoeléctricas se considerará el IHF por unidad, con excepción de aquellas que declaren que las unidades que la componen no operan en forma individual, caso en el cual se hará por planta.

**Nota de Compilación:**

- [Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF a utilizar para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad –ENFICC.](#) El artículo 11 de la Resolución CREG-085 de 2007, estableció:

**RES. CREG-085/07. “ARTÍCULO 11. Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF a utilizar para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad –ENFICC.** Los agentes generadores de plantas y/o unidades para el cálculo de la ENFICC deberán utilizar como valor de IHF el que se obtiene de aplicar la metodología definida en la Resolución CREG-071 de 2006, anexo 3, numeral 3.4., modificado por la Resolución CREG-079 de 2006.

En el caso de la plantas hidráulicas, la desviación del valor de IHF, bien sea hacia o hacia abajo, no podrá exceder porcentaje establecido en el Anexo 6 de la Resolución CREG-071 de 2006”.

**Artículo 41. Modificado por el Artículo 1 de la Resolución CREG-028 de 2007; y adicionado por el Artículo 3 de la Resolución CREG-085 de 2007. Declaración de la ENFICC.** La declaración de la ENFICC se hará por una sola vez, antes del inicio del Período de Transición, empleando el formato de comunicación del Anexo 4 de esta resolución. No obstante, el agente podrá declarar una distinta con al menos tres (3) meses de antelación al inicio de una Subasta o del mecanismo de asignación que haga sus veces, cuando:

1. Sea una planta o unidad de generación a la que no se le haya calculado previamente ENFICC; ó
2. Una planta y/o unidad de generación tenga cambios en sus características que afecten su ENFICC en uno de dos (2) los casos siguientes: que el incremento de su ENFICC exceda el 10% de la misma (desvíos de ríos, contrato de combustibles, otros); o que el incremento de su ENFICC por tales cambios exceda el 10% del incremento de la demanda nacional del año inmediatamente anterior al que se hace el cálculo. Esta revisión solamente tendrá efecto en la oferta del generador para la siguiente Subasta o para los años siguientes del Período de Transición.

En el caso de plantas y/o unidades de generación térmica cuyos contratos de suministro y transporte de combustible no cubran el Período de Vigencia de la Obligación, y que no hayan cumplido las exigencias de los artículos 48 y 49 de esta resolución, la ENFICC se recalculará de conformidad con los ajustes a que de lugar la nueva información de los contratos. Esto sin perjuicio del cumplimiento de su Obligación de Energía Firme durante el Período de Vigencia establecido, y de la ejecución de la respectiva garantía.

**Parágrafo 1.** Una planta y/o unidad de generación que tenga cambios en sus características que afecten su ENFICC, disminuyéndola en más del 10%, deberá declarar nuevamente los parámetros para que le sea recalculada la ENFICC. La CREG podrá iniciar este proceso de oficio.

**Parágrafo 2.** Cuando no se realice declaración de ENFICC, se tomará como declaración la última realizada y verificada por el CND.

**Notas de Compilación.**

- [Información previa sobre ENFICC.](#) Mediante el Artículo 3 de la Resolución CREG-027 de 2007, se estableció la obligación de remitir información previa sobre Energía Firme para Cargo por Confiabilidad (ENFICC) para el año 2007, a más tardar el dieciséis (16) de abril de 2007, sin perjuicio de la declaración de ENFICC que deban hacer los agentes en las fechas que establezca la CREG en la Resolución de que trata el Artículo 18 de la Resolución CREG-071 de 2006.
- [Cambio de ENFICC por diferencias entre los parámetros teóricos reportados y los parámetros reales en plantas nuevas, especiales y existentes con obras.](#) Regulado por el Artículo 10 de la Resolución CREG-085 de 2007.

**Artículo 42. Modificado por el Artículo 4 de la Resolución CREG-079 de 2006. Energía Disponible Adicional de Plantas Hidráulicas.** La Energía Disponible Adicional de Plantas Hidráulicas será la energía que excede la ENFICC declarada por el generador, calculada para cada uno de los meses del período que definió la ENFICC respectiva.

En caso de declarar una ENFICC mayor a la ENFICC Base y menor a la ENFICC 95% PSS, el cálculo de la Energía Disponible Adicional tomará como referencia el valor de ENFIC, Base o 95% PSS, más cercano a la declaración del agente.

La Energía Disponible Adicional de las Plantas Hidráulicas que el agente generador destinará al Mercado Secundario, de conformidad con lo establecido en el Artículo 43 de esta resolución, deberá declararse utilizando el formato del Anexo 4 de esta resolución.”

**Artículo 43. Energía de Referencia para el Mercado Secundario.** La Energía que podrá ofertar una planta o unidad de generación en el mercado secundario será la siguiente:

1. Para plantas hidráulicas: La Energía Disponible Adicional más la diferencia entre la ENFICC declarada y la ENFICC comprometida; y
2. Para plantas térmicas: La correspondiente a la diferencia entre la ENFICC y la ENFICC comprometida. En este caso la energía que resulte de esta diferencia debe respaldarse con los contratos de suministro y transporte de combustibles en las mismas condiciones exigidas a la ENFICC asociada a las Obligaciones de Energía Firme.

**Nota de Compilación:**

- [Normas sobre Energía Disponible Adicional de Plantas Térmicas para un mes \(EDAPTM\) con destino al mercado secundario de energía firme.](#) Mediante la Resolución CREG-062 de 2007, se adoptó la metodología para estimar la Energía Disponible Adicional de Plantas Térmicas para un mes con destino al mercado secundario de energía firme.

**CAPÍTULO V  
DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLES**

**Artículo 44. Regla General.** Los contratos de suministro de combustibles y transporte en firme de gas natural, así como los mecanismos adicionales que emplee el agente generador para sus plantas y/o unidades de generación térmica, deben garantizar el respaldo de las Obligaciones de Energía Firme de un agente generador. El esquema de atención de las necesidades de combustible de la planta y/o unidad de generación puede incluir contratos en firme de suministro y transporte; almacenamiento e inventarios, Contratos de Respaldo, contratos del mercado secundario de suministro y transporte de gas, según sea el caso.

**Parágrafo 1.** Cuando el agente reporte inventarios de combustible para respaldar su ENFICC deberá remitir a la CREG en los plazos establecidos en este Capítulo, un documento expedido por una firma auditora, debidamente acreditada, que certifique la cantidad de energía, en MBTU, asociada al combustible almacenado.

**Parágrafo 2.** La CREG podrá verificar la disponibilidad física del combustible en Planta.

**Artículo 45. Requerimientos de contratación de combustibles durante el Período de Precalificación.** Todos los agentes generadores con plantas y/o unidades de generación térmica que aspiren recibir asignación de Obligaciones de Energía Firme deberán enviar, en los plazos establecidos por la CREG mediante la resolución de que trata el Artículo 18, copia del contrato firmado o una garantía de seriedad que asegure la contratación del suministro de combustibles, y la contratación del transporte en firme de gas natural, según sea el caso, en las cantidades necesarias para respaldar su declaración de ENFICC. En caso de enviar contratos firmados, éstos deberán cumplir con lo dispuesto en el Artículo 48.

Adicionalmente, deberán remitir los formatos contenidos en el numeral 5.2 del Anexo 5 de esta resolución.

La garantía aquí exigida deberá acogerse a lo dispuesto en el Capítulo VIII de esta resolución.

**Nota de compilación:**

- [Cronograma para la primera Subasta.](#) Para la primera subasta, la Resolución de que trata el Artículo 18, es la CREG-031 de 2007. En el Artículo 8 de dicha Resolución se definió el cronograma para la entrega de información en la primera subasta.

**Artículo 46. Documentación alternativa durante el Período de Precalificación para plantas y/o unidades de generación que planeen utilizar carbón.** Los agentes generadores con plantas y/o unidades de generación térmica que planeen utilizar carbón mineral para respaldar su ENFICC podrán entregar, en reemplazo de la garantía exigida en el Artículo 45, la siguiente información de la(s) mina(s) que suministraría(n) el carbón:

1. Copia del auto aprobatorio del Plan de Trabajos y Obras expedido por la autoridad minera, y
2. Carta de compromiso firmada por el representante legal de la(s) mina(s) y aceptada(s) por el generador, en donde conste que cuenta con las reservas y capacidad de producción necesarios para atender el contrato de suministro que se firmaría en caso de que la planta lo requiera para atender las Obligaciones de Energía Firme que adquiera en la Subasta o en el mecanismo de asignación que haga sus veces.

**Artículo 47. Documentación adicional requerida durante el Período de Precalificación para plantas y/o unidades de generación que planeen utilizar gas natural.** Para los agentes generadores con plantas y/o unidades de generación térmica que planeen utilizar gas natural para respaldar su declaración de ENFICC, la CREG podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía un balance que establezca, para cada campo, la viabilidad física de entrega en firme del gas natural comprometido en los contratos de suministro presentados por los agentes.

Adicionalmente, los transportadores de gas natural con contratos vigentes o solicitudes de contrato de transporte en firme de gas natural, cuyo remitente sea un generador térmico, deberán enviar a la CREG, dentro de los plazos establecidos en el Artículo 45, una certificación en la que conste, para cada uno de los tramos que serán utilizados por el agente generador y para cada mes de vigencia de estos contratos, la capacidad máxima de transporte, la capacidad ya contratada en firme por personas naturales o jurídicas, distintas a generadores termoeléctricos, y la capacidad de transporte en firme ya contratada o que contratará con cada agente generador.

**Parágrafo 1.** En aquellos casos en los cuales un generador térmico presente contratos firmes de suministro y/o transporte de gas natural, obtenidos en el mercado secundario de este combustible, deberá presentar certificación escrita del representante legal del cesionario del contrato en la que conste las condiciones de duración y las cantidades cedidas.

**Parágrafo 2.** Durante el Período de Transición las certificaciones de que trata este artículo deberán enviarse a la CREG a más tardar el quince (15) de noviembre anterior al inicio del nuevo Período de Vigencia de la Obligación.

**Artículo 48. Requerimientos de contratación de combustibles durante el Período de Planeación.** Todos los agentes generadores con plantas y/o unidades de generación térmica que respalden Obligaciones de Energía Firme deberán enviar, al inicio del Período de Planeación y en el plazo establecido por la CREG mediante la resolución de que trata el Artículo 18 de esta resolución, copia de los contratos de suministro de combustibles, y de transporte para el caso de gas natural, así como las certificaciones de la energía asociada al combustible



almacenado, que respalden la ENFICC asociada a su Obligación de Energía Firme, desde la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación. Para el caso de gas natural, la vigencia mínima de estos contratos será de un año, y para otros combustibles la vigencia mínima será de seis (6) meses.

En caso de no contar con estos contratos en el plazo establecido por la CREG, el agente generador deberá enviar una garantía de cumplimiento que asegure la disponibilidad de contratos de suministro de combustibles y transporte de gas natural en la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación. En todo caso, el contrato o la garantía de cumplimiento, según sea el caso, debe establecerse antes del vencimiento de la garantía de seriedad de que trata el Artículo 45. Esta garantía deberá acogerse a lo dispuesto en el Capítulo VIII de esta resolución.

Los agentes generadores que hayan optado por el envío de garantías de cumplimiento deberán remitir a la CREG, al finalizar el Período de Planeación, y dentro del plazo establecido mediante la resolución de que trata el Artículo 18, copia de los contratos de suministro de combustibles y transporte de gas natural, con la duración mínima establecida para cada tipo de combustible.

Nota de compilación:

- **Cronograma para la primera Subasta.** Para la primera subasta, la Resolución de que trata el Artículo 18, es la CREG-031 de 2007. En el Artículo 8 de dicha Resolución se definió el cronograma para la entrega de información para la primera subasta.

En cada remisión de la copia de los contratos de suministro de combustibles y transporte de gas natural, los agentes generadores deberán adjuntar los formatos correspondientes del numeral 5.2 del Anexo 5 de esta resolución, debidamente diligenciados, con la información referente a esos nuevos contratos.

**Parágrafo 1. Modificado por el Artículo 3 de la Resolución CREG-096 de 2006.** Los generadores con plantas y/o unidades que utilicen combustibles diferentes a gas natural, podrán contabilizar su disponibilidad física de combustible en planta, a la fecha de inicio de la vigencia de los contratos, a efecto del cálculo de sus requerimientos de combustible que respaldan la ENFICC asociada a su Obligación de Energía Firme. Todos los generadores con unidades y/o plantas de generación térmica podrán descontar de sus obligaciones de contratación de combustibles los períodos de mantenimientos programados, siempre y cuando presenten Declaraciones de Respaldo o Contratos de Respaldo, debidamente registrados ante el ASIC, vigentes durante el período de mantenimiento programado.

**Parágrafo 2.** Durante el Período de Transición la copia de los contratos de suministro y transporte de combustibles, y de transporte de gas natural, así como las garantías de cumplimiento deben enviarse a la CREG a más tardar el veinticinco (25) de noviembre anterior al inicio del nuevo Período de Vigencia de la Obligación.

**Parágrafo 3.** En aquellos casos en los cuales un generador térmico presente contratos firmes de suministro y/o transporte de gas natural, obtenidos en el mercado secundario de este combustible, deberá presentar certificación escrita del representante legal del cesionario del contrato en la que conste las condiciones de duración y las cantidades cedidas.

**Parágrafo 4.** Durante el primer año del Período de Transición, los agentes generadores con Obligaciones de Energía Firme que planeen utilizar gas natural para respaldar esta obligación podrán celebrar contratos de suministro y transporte en firme de gas natural que garanticen la disponibilidad del combustible para los primeros seis (6) meses de este primer año, siempre y cuando cumplan alguno de los siguientes requerimientos a más tardar el 1º de abril de 2007:

1. Enviar a la CREG copia de los contratos de suministro y transporte de combustibles para el período comprendido entre el 1 de junio de 2007 y el 30 de noviembre de 2007.
2. Registrar ante el ASIC un Contrato de Respaldo de Energía Firme vigente entre el 1 de junio de 2007 y el 30 de noviembre de 2007, suficiente para cubrir la ENFICC asociada a la Obligación de Energía Firme asignada al agente.

Cualquiera sea la alternativa escogida por el agente, deberá respaldarla con una garantía de cumplimiento de acuerdo con lo establecido en el Capítulo VIII de esta resolución y en el parágrafo 2 de este artículo.

Nota de Compilación.

- **Cambio de combustible para la asignación de Obligaciones de Energía Firme del período siguiente al cual tiene asignación durante el periodo de transición.** El artículo 22 de la Resolución CREG-085 de 2007 estableció:

**RES. CREG-085/07. “ARTÍCULO 22. Cambio de combustible para la asignación de Obligaciones de Energía Firme del período siguiente al cual tiene asignación durante el periodo de transición.** Los generadores térmicos que opten por cambiar el combustible para la asignación de Obligaciones de Energía Firme del período al cual tiene asignación, durante el periodo de transición, deberán cumplir las reglas vigentes sobre declaración de parámetros, declaración y verificación de la ENFICC, auditoría de parámetros y demás normas sobre requisitos exigidos para la asignación.

El agente generador deberá entregar el informe de auditoría de parámetros, con una antelación no inferior a cinco (5) días respecto de la fecha de reasignación. La contratación de la verificación de los parámetros estará a cargo del agente, quien definirá los Términos de Referencia observando lo dispuesto en el numeral 6.1 del Anexo 6 de la Resolución CREG-071 de 2006. La definición de la existencia de discrepancias entre los valores verificados de los parámetros y los reportados por los agentes, por fuera del rango de holgura o margen de error definidos por la CREG, dará lugar a que las Obligaciones de Energía Firme sea igual a cero (0) para el Período de Vigencia de la Obligación para el cual se utilizó la información sobre parámetros entregada por el agente y las Obligaciones que le serían asignadas se reasignarán.”

**Artículo 49. Modificado por el Artículo 16 de la Resolución CREG-061 de 2007.** Extensión de garantías cuando los contratos de combustible no cubren todo el Período de Vigencia de la Obligación. Cuando la duración de estos contratos sea inferior al Período de Vigencia de la Obligación, el agente generador deberá garantizar la disponibilidad continua del combustible. Para ello remitirá a la CREG, un mes antes de la fecha de finalización de cada uno de estos contratos, la copia de los contratos firmados que reemplazan a aquellos que están próximos a finalizar, y con la duración mínima establecida en el Artículo 48, así como los formatos del numeral 5.2 del Anexo 5 de esta resolución debidamente diligenciados, correspondientes a la información de los nuevos contratos.

Si la duración de los nuevos contratos es inferior al Período de Vigencia de la Obligación el agente deberá remitir, en la misma fecha en que entregue los contratos o en aquella que fije la CREG con base en el Artículo 18 de esta resolución, una garantía que asegure la renovación de los mismos en las condiciones exigidas en este Capítulo. Esta garantía debe cumplir las disposiciones contenidas en el Capítulo VIII de esta resolución.

**Artículo 50. Verificación de Contratos, logística y disponibilidad de Combustibles.** La CREG verificará la veracidad de la información consignada en los formatos del Anexo 5 de esta resolución frente a lo estipulado en los contratos de suministro y transporte de combustibles.

**Artículo 51. Efectos del incumplimiento en la presentación de contratos y garantías.** Vencidos los plazos establecidos en esta resolución sin que el generador haya cumplido con la entrega de la copia de los contratos de suministro de combustible, y para el caso de las plantas y/o unidades de generación que vayan a operar con gas natural de los contratos de suministro y transporte de este energético; o de las garantías que aseguren la presentación de los respectivos contratos; a partir de esa misma fecha perderá la asignación de la Obligación de Energía Firme y la remuneración asociada. Igualmente, a partir del vencimiento de dicho plazo, se harán efectivas las garantías de seriedad o de cumplimiento a que se refieren el Artículo 45 y el Artículo 48 respectivamente, otorgadas por el generador incumplido.

**Parágrafo. Modificado por el Artículo 12 de la Resolución CREG-086 de 2006** Durante el Período de Transición, este incumplimiento dará lugar a la reasignación de Obligaciones de Energía Firme a prorrata de la ENFICC no comprometida, salvo lo previsto en el Parágrafo 4 del Artículo 48 de la presente Resolución caso en el cual el respectivo agente mantendrá la asignación de la obligación de energía firme durante su periodo de vigencia.

Nota de Compilación.

- Mediante la Resolución CREG-085 de 2007, se establecieron las siguientes normas sobre disponibilidad de combustibles:

**RES. CREG-085/07. “ARTÍCULO 12. Cambio del combustible reportado para la determinación de la energía firme para el cargo por confiabilidad de las unidades y/o plantas térmicas.** Las Unidades y/o Plantas Térmicas a las que se les haya efectuado asignaciones de Obligaciones de Energía Firme con una antelación no inferior a seis (6) meses respecto del inicio de su periodo de vigencia, garantizadas con contratos y/o garantías para un combustible determinado, podrán optar por cambiar dicho combustible si cumplen los siguientes requisitos:

1. Efectuar la declaración de parámetros a la CREG, para lo cual, debe utilizar los formatos del Anexo 5, numeral 5.2 de la Resolución CREG – 071 de 2006
2. La declaración de parámetros se deberá efectuar con al menos dos (2) mes de antelación al inicio del periodo de vigencia de la Obligación de Energía Firme.

Los parámetros declarados por los agentes para el cálculo de la ENFICC serán verificados aplicando los criterios y demás reglas definidas en el Anexo 6 de la Resolución CREG-071 de 2006. La contratación de la verificación de los parámetros estará a cargo del agente, quien definirá los Términos de Referencia observando lo dispuesto en el numeral 6.1 del Anexo 6 de la Resolución CREG-071 de 2006. Copia del informe del auditor sobre la verificación de parámetros deberá ser remitido a la CREG junto con la declaración de parámetros. Los valores de los parámetros declarados deben coincidir con los resultados de la auditoría, salvo que confrontados con éstos impliquen un menor cálculo de ENFICC. En caso contrario, se entenderá que no cumple los requisitos y no podrá efectuar el cambio de combustible reportado para la ENFICC.

3. Dentro de la semana siguiente a la declaración de parámetros, la CREG los publicará en su página WEB junto con los índices IMM y TCR.
4. Dentro de la semana siguiente a la publicación de parámetros e índices, el agente deberá remitir a la CREG con copia al CND, la declaración de la ENFICC con el nuevo combustible, utilizando para tales efectos el formato del Anexo 4 de la Resolución CREG-071 de 2006. La ENFICC declarada con el nuevo combustible deberá ser por lo menos igual a las Obligaciones de Energía Firme que tiene asignada la Unidad y/o Planta Térmica. En caso contrario se entenderá que no cumple los requisitos y no podrá efectuar el cambio de combustible reportado para la ENFICC.
5. Dentro de la semana siguiente a la declaración de la ENFICC con el nuevo combustible, el CND hará la verificación de la ENFICC de conformidad con el numeral 5.1 del Anexo 5 de la Resolución CREG-071 de 2006. En caso de que el valor de la ENFICC verificado por el CND sea inferior al valor declarado por el agente se tomará el calculado por el CND; y si este valor es a su vez inferior a las Obligaciones de Energía Firme que tiene asignada la Unidad y/o Planta Térmica, se entenderá que no cumple los requisitos y no podrá efectuar el cambio de combustible reportado para la ENFICC.
6. Entregar a la CREG copia de los contratos del nuevo combustible, por lo menos, con un (1) mes de anticipación al inicio del periodo de vigencia de las Obligaciones de Energía Firme. Comprende suministro y transporte, según aplique. Adicionalmente, deberá entregar la Licencia Ambiental en la cual se apruebe la operación con el nuevo combustible.
7. Cumplidos y aprobados todos los pasos del procedimiento, la planta y/o unidad térmica queda autorizada a cubrir las Obligaciones de Energía Firme con el nuevo combustible. En caso contrario, la planta y/o unidad térmica deberá cumplir las Obligaciones de Energía Firme asignadas con el

combustible original o sea el combustible con el cual se le asignaron las Obligaciones de Energía Firme”.

**RES. CREG-085/07. “ARTÍCULO 13. Reglas para participar en la asignación de Obligaciones de Energía Firme con plantas o unidades térmicas que utilicen combustible líquido.** Quienes aspiren a participar en asignaciones de Obligaciones de Energía Firme que se realicen con una antelación mayor a un año del inicio del Período de Vigencia de la Obligación con plantas o unidades térmicas que utilicen combustible líquido y no cuenten con el respectivo contrato de combustible, podrán optar por: (i) entregar la garantía señalada en la Resolución CREG-071 de 2006; ó (ii) entregar el contrato de combustible al menos un año antes del inicio de cada año del Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme.

Para acogerse a la opción (ii), el representante de la planta y/o unidad de generación térmica deberá manifestarlo por escrito a la CREG, indicando por lo menos la siguiente información:

1. Tipo(s) de combustible(s) líquido(s) a utilizar y cantidades para lo cual se deberán utilizar los formatos del anexo 5 de la Resolución CREG-071 de 2006;
2. Posible suministrador;
3. Informar si en la fecha de la declaración cuenta o no con la infraestructura necesaria para operar con el combustible líquido; y
4. Año de vigencia de la Obligación de Energía Firme que se va a respaldar.

La comunicación suscrita por el representante deberá ser entregada a la Comisión en la fecha establecida para la entrega de los contratos de suministro y transporte de combustible y/o las garantías, de acuerdo con el cronograma que para tal efecto defina la CREG en cumplimiento del Artículo 18 de la Resolución CREG-071 de 2006 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

En caso de no contar con la infraestructura para operar con el combustible líquido en la fecha de la declaración, el representante de la planta y/o unidad de generación térmica deberá entregar, en la misma fecha en que debe entregar el contrato, la siguiente documentación:

- a. Garantía para amparar la construcción y puesta en operación de la infraestructura requerida, tal como se define la garantía prevista en el Capítulo 4 del Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad contenido en la Resolución CREG-061 de 2007;
- b. Cronograma de construcción;
- c. Curva S; y
- d. Licencia Ambiental para operar con el combustible líquido.

Quien no entregue oportunamente el contrato de combustible, la garantía señalada, el cronograma de construcción y la Curva S, perderá el derecho a la asignación de la Obligación de Energía Firme, tanto para el año de vigencia declarado en la manifestación escrita, como para los siguientes años cuando la asignación de la planta y/o unidad comprenda varios años de Obligaciones de Energía Firme.

El cumplimiento de la conversión de la planta o unidad para usar el combustible líquido, tendrá lugar a partir de la fecha en que una firma auditora reconocida, contratada por el generador, ejecute una prueba de generación a la planta operando con el combustible líquido, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-109 de 2005 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, y verifique el funcionamiento adecuado de la infraestructura requerida para el suministro y manejo del combustible. Esta prueba debe haber sido exitosa.

**Parágrafo 1.** En caso de que el periodo de vigencia de la Obligación de Energía Firme asignada a quien se acoja a la opción ii) de que trata el presente artículo, sea superior a un año, el agente deberá entregar el contrato de combustible con una antelación no inferior a un año, contado desde el inicio de cada uno de los años del periodo de vigencia de la Obligación de Energía Firme.

**Parágrafo 2.** A quienes se acojan a la opción ii) previstas en este artículo no les aplicará lo definido en el Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad adoptado mediante la Resolución CREG-061 de 2007, específicamente sobre: i) Garantía para amparar la disponibilidad de contratos de combustible durante el periodo de planeación, y ii) Garantía para amparar la continuidad de contratos de combustible cuando su duración sea inferior al periodo de vigencia de la obligación.

**Parágrafo 3.** Quienes se acojan parcialmente a la opción ii), es decir que decidan operar con gas en una parte, deberán cumplir con la regulación existente para esa parte, en lo que respecta a las garantías y entrega de contratos de suministro y transporte.

**Parágrafo 4.** La variable  $OEPF_{n,C4}$  establecida en el Reglamento de Garantías aprobado mediante la Resolución CREG-031 de 2007, será igual a la Obligación de Energía Firme que será respaldada con el combustible líquido en el año de inicio del Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme”.

**RES. CREG-085/07. “ARTÍCULO 14. Contratación de combustibles para el Mercado Secundario de Energía Firme.** La Energía de Referencia para el Mercado Secundario de Unidades y/o Plantas Térmicas debe estar respalda con contratos de suministro combustible y la contratación en firme de transporte de gas natural, según sea el caso, en las cantidades necesarias para respaldar las cantidades a ofertar.

La verificación de la existencia de los contratos de combustible en las cantidades que se requieren para respaldar las transacciones en el Mercado Secundario, deberá realizarla el agente que compra el respaldo en el momento de celebrar el contrato”.

CAPÍTULO VI

LIQUIDACIÓN

**Artículo 52. Exigibilidad de las Obligaciones de Energía Firme en el Despacho Ideal.** Las obligaciones de energía firme serán exigibles a cada uno de los generadores remunerados por concepto de Cargo por Confiabilidad durante cada una de las horas en las que el Precio de Bolsa sea mayor que el Precio de Escasez vigente. Dichas obligaciones deberán ser cumplidas de conformidad con el Despacho Ideal.

**Artículo 53. Verificación del cumplimiento de la entrega de energía firme y Liquidación.** Para cada una de las horas en las cuales el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, el ASIC determinará el valor de las desviaciones de las Obligaciones de Energía Firme para cada uno de los generadores de acuerdo con lo establecido en el Anexo 7 de esta resolución.

**Artículo 54. Asignación de excedentes asociados con incumplimientos por parte de un generador de sus Obligaciones de Energía Firme.** Si como resultado del incumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme por parte de un generador se produce racionamiento, los saldos en la Bolsa que no puedan ser asignados a otros generadores serán distribuidos entre los comercializares del SIN a prorrata de la cantidad de energía racionada a cada uno de ellos. Estos saldos deberán ser devueltos por cada comercializador a los usuarios del SIN como un menor valor de restricciones. Para los casos en los cuales el Precio de Bolsa sea inferior al segundo escalón del Costo de Racionamiento, este cálculo se realizará considerando un precio de bolsa igual al segundo escalón del costo de racionamiento.

**Artículo 55. Modificado por el Artículo 5 de la Resolución CREG-079 de 2006. Precio de las Transacciones en Bolsa cuando el Precio de Bolsa es mayor al Precio de Escasez.** Todas las transacciones de compra y venta de energía en la Bolsa que se realicen durante las horas en las cuales el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez serán liquidadas a Precio de Escasez, sin perjuicio de las disposiciones contenidas en la regulación vigente en materia de precios de reconciliación y de liquidación de las Transacciones Internacionales de Energía.

**Artículo 56. Modificado por el Artículo 6 de la Resolución CREG-079 de 2006. Cargo por Confiabilidad de las Plantas y/o Unidades de Generación no Despachadas Centralmente.** Todos aquellos generadores no despachados centralmente que tengan contratos de venta de energía de conformidad con las disposiciones contenidas en la regulación vigente, deberán producir diariamente la ENFICC declarada de conformidad con las disposiciones contenidas en esta resolución, siempre que al menos durante una de las horas del día de despacho el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez.

Cuando la generación real diaria de estos generadores sea menor a la ENFICC declarada, el ASIC incrementará la cuenta por pagar del respectivo agente en un monto igual al producto entre el valor del CERE y la diferencia entre la ENFICC diaria y la generación real diaria utilizada por el ASIC para las transacciones comerciales, este valor será asignado a cada uno de los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial como un menor costo de restricciones que debe ser trasladado a los usuarios finales.

Para cada una de las horas en las cuales el Precio de Bolsa sea superior al Precio de Escasez y la Planta no Despachada Centralmente tenga contratos de venta de energía a Precio de Bolsa de conformidad con la regulación vigente, el precio del contrato será igual al Precio de Escasez.

Para los efectos de que trata el anexo 7 de esta resolución, la Obligación Diaria de Energía Firme de las Plantas no Despachadas Centralmente será igual a su Generación Ideal.

Para los efectos de que trata el anexo 8 de la presente Resolución, las plantas no despachadas centralmente solo recaudan Cargo por Confiabilidad por sus ventas de energía en bolsa.

**Artículo 57. Recaudo y pago del Cargo por Confiabilidad a los agentes generadores con Obligaciones de Energía Firme.** El ASIC efectuará la conciliación, liquidación y facturación del Cargo por Confiabilidad de conformidad con el Anexo 8 de esta resolución.

CAPITULO VII

ANILLOS DE SEGURIDAD

**Artículo 58. Objeto.** Los Anillos de Seguridad son un conjunto de mecanismos orientados a facilitar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme. Estos mecanismos son el Mercado Secundario de Energía Firme, las Subastas de Reconfiguración, la Demanda Desconectable Voluntariamente y la Generación de Última Instancia.

7.1 MERCADO SECUNDARIO DE ENERGÍA FIRME

**Artículo 59. Modificado por el Artículo 7 de la Resolución CREG-079 de 2006. Objeto.** El Mercado Secundario de Energía Firme es el mecanismo que le permite a cada uno de los generadores que determinen que su energía no es suficiente para cumplir sus Obligaciones de Energía Firme, negociar con otros generadores que tengan Energía de Referencia para el Mercado Secundario, de conformidad con el artículo 43 de esta resolución, el respaldo de sus compromisos a través de Contratos de Respaldo, según lo establecido en esta resolución.

**Artículo 60. Modificado por el Artículo 4 de la Resolución CREG-096 de 2006. Participantes.** En el Mercado Secundario de Energía Firme participarán exclusivamente los generadores. Los oferentes de este mercado serán los generadores con Energía de Referencia para el Mercado Secundario. Los compradores serán los generadores que requieran temporalmente ENFICC para el cumplimiento de sus Obligaciones de Energía Firme.

Nota de Compilación.

El Artículo 60 fue modificado inicialmente por el Artículo 8 de la Resolución CREG-079 de 2006.

**Artículo 61. Modificado por el Artículo 9 de la Resolución CREG-079 de 2006. Funcionamiento.** Los generadores que tengan Energía de Referencia para el Mercado Secundario y que voluntariamente quieran participar en este mercado, publicarán la cantidad de energía que ofrecen en el Sistema de Información del Mercado Secundario, en la forma como lo establezca el ASIC.

El agente generador que requiera ENFICC para cumplir sus Obligaciones de Energía Firme negociará bilateralmente estos Contratos de Respaldo con los generadores oferentes, de acuerdo con esta resolución.

Las negociaciones en el mercado secundario no podrán modificar en forma alguna las condiciones en las cuales los generadores se comprometieron en la Subasta a suministrar la Energía Firme.



**Artículo 62. Modificado por el Artículo 5 de la Resolución CREG-096 de 2006.** Contenido de los Contratos de Respaldo de Energía Firme y de las Declaraciones de Respaldo. La forma, contenido, garantías y condiciones establecidas en los Contratos de Respaldo de Energía Firme podrán pactarse libremente entre las partes. Las partes deberán incluir en el contrato la información referente a la identificación de los generadores que intervienen, del recurso de generación comprometido y del respaldado, la cantidad diaria determinada de Energía Firme negociada en el contrato, expresada en kilovatios hora día, y su período de vigencia.

La Declaración de Respaldo deberá contener la información referente a la identificación del generador que declara, del recurso de generación comprometido y del respaldado, la cantidad diaria determinada de Energía Firme comprometida con la declaración, expresada en kilovatios hora día, y su período de vigencia.

**Artículo 63. Modificado por el Artículo 10 de la Resolución CREG-079 de 2006. Registro de Contratos del Mercado Secundario de Energía Firme.** Todos los Contratos de Respaldo de Energía Firme que se celebren entre generadores, como resultado de su negociación en el Mercado Secundario, deberán registrarse ante el ASIC en la forma como él lo establezca.

El plazo máximo para el registro de estos contratos será de tres (3) días calendario contados desde la fecha de su celebración, y el mínimo será de dos (2) días antes de su fecha de entrada en vigencia.

**Parágrafo 1.** El ASIC publicará en el Sistema de Información del Mercado Secundario las cantidades transadas bilateralmente, identificando el plazo de estos compromisos, su entrada en vigencia y el precio al que fueron pactados.

**Parágrafo 2. Derogado por el Artículo 13 de la Resolución CREG-096 de 2006.**

**Parágrafo 3.** El incumplimiento en la entrega de la energía pactada en un Contrato de Respaldo será responsabilidad de las partes contratantes y no modificará las acciones previstas por la CREG para el incumplimiento en la entrega de la ENFICC asignada a los generadores en la Subasta o en el mecanismo de asignación que haga sus veces.

**Parágrafo 4. Modificado por el Artículo 6 de la Resolución CREG-096 de 2006.** Los Contratos de Respaldo y las Declaraciones de Respaldo serán despachados en el orden en que fueron registrados ante el ASIC, cumpliendo las siguientes condiciones:

- Las cantidades a despachar no podrán superar los excedentes diarios de generación ideal con respecto a las Obligaciones de Energía Firme del vendedor.
- Las cantidades a despachar no podrán superar el déficit diario de generación ideal con respecto a las Obligaciones de Energía Firme del comprador.
- En todos los casos las cantidades a despachar de cada Contrato de Respaldo o Declaración de Respaldo no podrán superar la cantidad registrada, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la presente resolución.

Nota de Compilación.

- Cesión de Contratos de Respaldo.** Mediante el Artículo 2 de la Resolución CREG-096 de 2006, se reguló así:

**RES. CREG-096/06. “Artículo 2. Cesión de Contratos de Respaldo.** Los Contratos de Respaldo en el Mercado Secundario podrán ser cedidos cuando exista acuerdo entre las partes que lo suscribieron. La cesión deberá ser registrada ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), dentro de los mismos plazos establecidos para el registro de los Contratos de Respaldo”.

7.2 SUBASTAS DE RECONFIGURACIÓN

**Artículo 64. Objeto.** La Subasta de Reconfiguración es el mecanismo mediante el cual se ajustan los requerimientos que deben ser cubiertos con las Obligaciones de Energía Firme, según los cambios en las proyecciones de demanda de energía.

**Artículo 65. Periodicidad.** Anualmente la CREG evaluará la diferencia entre las Obligaciones de Energía Firme adquiridas para un año en particular y la proyección de demanda de energía más reciente calculada por la UPME. Con base en esta evaluación ordenará la realización de una Subasta de Reconfiguración para la compra o para la venta de Obligaciones de Energía Firme, según sea el caso, de conformidad con lo establecido en esta resolución.

**Artículo 66. Participantes.** En las Subastas de Reconfiguración para compra de Energía Firme participarán como oferentes los generadores con ENFICC no comprometida. El ASIC será el administrador de la Subasta de Reconfiguración y el encargado de incrementar las Obligaciones de Energía Firme para cubrir la demanda.

En las Subastas de Reconfiguración para la venta de Energía Firme, originadas en la sobreestimación de la demanda asignada en la Subasta, participarán como compradores los generadores con Obligaciones de Energía Firme vigentes para el año cuya demanda fue sobreestimada y que estén interesados en eliminar o reducir la Energía Firme asociada a estos compromisos. El ASIC, como administrador de la Subasta de Reconfiguración, será el encargado de ofertar el excedente de Energía Firme contratado por la demanda.

**Artículo 67. Funcionamiento de una Subasta de Reconfiguración para la Compra de Energía.** Los generadores con Energía Firme no comprometida deberán enviar al ASIC, en sobre cerrado y en la fecha que éste determine, la Energía Firme que ofrecen, así como el precio, en dólares por kilovatio hora, correspondiente a su oferta.

Todas las Obligaciones de Energía Firme transadas en esta subasta se remunerarán al precio resultante de la Subasta de Reconfiguración. Este precio corresponderá a la oferta del último generador asignado de acuerdo con las curvas de oferta y demanda construidas en la Subasta de Reconfiguración de acuerdo con los Artículo 69 y Artículo 70 de esta resolución. La asignación de Obligaciones de Energía Firme deberá garantizar que se minimiza la diferencia entre la oferta y la demanda de energía.

**Artículo 68. Funcionamiento de las Subastas de Reconfiguración para la Venta de Energía.** El generador que desee reducir o eliminar sus Obligaciones de Energía Firme para el año en que se presenta el excedente enviará al ASIC en sobre cerrado y en la fecha que éste determine, la ENFICC que desea comprar así como el precio máximo, en dólares por kilovatio hora, que está dispuesto a pagar por esta energía.

Todas las Obligaciones de Energía Firme transadas en esta subasta se remunerarán al precio resultante de la Subasta de Reconfiguración. Este precio corresponderá a la oferta del último generador que adquirió Obligaciones de Energía Firme, de acuerdo con las curvas de oferta y demanda construidas por el Administrador de la Subasta de Reconfiguración de acuerdo con los Artículo 71 y Artículo 72 de esta resolución. La asignación de Obligaciones de Energía Firme deberá garantizar que se minimiza la diferencia entre la demanda y la oferta de energía.

**Artículo 69. Función de Demanda de la Subasta de Reconfiguración para la compra de Energía Firme.** La función de Demanda de Energía Firme a emplear en las Subastas de Reconfiguración para la compra de Energía Firme será la misma utilizada en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, salvo la Demanda Objetivo (D) de esta curva que corresponderá a la energía adicional que la CREG ordenó adquirir en esa Subasta de Reconfiguración.

**Artículo 70. Función de Oferta Agregada para la Subasta de Reconfiguración para la compra de Energía Firme.** La Curva de Oferta Agregada para la Subasta de Reconfiguración de compra de Energía Firme será la que resulte de sumar las ofertas de Energía Firme enviadas por los generadores en sobre cerrado y ordenadas según su precio de menor a mayor.

**Artículo 71. Función de Demanda de la Subasta de Reconfiguración para la venta de Energía Firme.** La Curva de Demanda Agregada para la Subasta de Reconfiguración de venta de energía firme será la que resulte de sumar las demandas de Energía Firme enviadas por los generadores en sobre cerrado, ordenadas según su precio de mayor a menor.

**Artículo 72. Función de Oferta de la Subasta de Reconfiguración para la Venta de Energía Firme.** En caso de requerirse una Subasta de Reconfiguración para la Venta de Energía Firme, la CREG establecerá la función de oferta de obligaciones de energía firme para esa subasta en particular.

7.3 DEMANDA DESCONECTABLE VOLUNTARIAMENTE

**Artículo 73 Objeto.** Mediante el mecanismo de Demanda Desconectable Voluntariamente un generador que anticipe que su energía no es suficiente para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme, podrá negociar con los usuarios, por medio de sus comercializadores, la reducción voluntaria de la demanda de energía. Esta negociación se efectuará a través de un mecanismo cuyo funcionamiento será definido por la CREG en resolución aparte.

7.4 GENERACIÓN DE ÚLTIMA INSTANCIA

**Artículo 74. Objeto.** La Generación de Última Instancia es el mecanismo mediante el cual un generador que anticipe que su energía no es suficiente para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme, negociará el suministro de esta energía con el propietario o el representante comercial de un Activo de Generación de Última Instancia.

**Artículo 75. Modificado por el Artículo 11 de la Resolución CREG-079 de 2006. Registro del Activo de Generación de Última Instancia.** El generador que respalde sus Obligaciones de Energía Firme con la utilización de un Activo de Generación de Última Instancia deberá registrarlo ante el CND y el ASIC de conformidad con la regulación vigente.

Este activo será despachado de acuerdo con la regulación vigente.

CAPÍTULO VIII  
GARANTÍAS

**Artículo 76. Eventos de Garantías.** Exclusivamente para efectos de respaldar las obligaciones asociadas al Cargo por Confiabilidad, se exigirán según sea el caso, las siguientes garantías:

- Garantía por la energía firme incremental referente a una declaración de energía firme superior a la ENFICC Base, para el caso de plantas hidráulicas. Esta garantía se hará exigible a partir del segundo año del Período de Transición.
- Garantía por la construcción y puesta en operación de plantas y/o unidades de generación nuevas y especiales.
- Garantía por la energía firme asociada al primer año de operación de una unidad nueva de acuerdo con el IHF empleado para el cálculo de la ENFICC.
- Garantía por el incremento futuro de ENFICC debido a la mejora en el índice IHF de una planta o unidad de generación.
- Garantía de continuidad de los contratos de suministro y transporte de combustibles cuando la duración de los mismos es inferior al Período de Vigencia de la Obligación.
- Cualquier otro evento que se derive de lo ordenado en la presente resolución.

**Artículo 77. Principios.** En general todas las garantías establecidas en esta resolución deberán acoger los siguientes principios:

- Deben cubrir todos los conceptos que surjan dentro de este mercado a cargo de los agentes generadores o de otros participantes.
- El administrador designado debe tener la preferencia para obtener incondicionalmente y de manera inmediata el pago de la obligación garantizada en el momento de su ejecución.
- Deben ser otorgadas de manera irrevocable e incondicional a la orden del administrador.
- Deben ser líquidas y fácilmente realizables en el momento en que deban hacerse efectivas.

**Artículo 78. Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad.** El ASIC someterá a consideración de la CREG, a más tardar dentro de los tres meses siguientes a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución el Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad, que deberá amparar las Obligaciones de Energía Firme de acuerdo con los principios establecidos en este Capítulo.

El Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad deberá, entre otros, contener los eventos a garantizar, los riesgos cubiertos, la metodología aplicable para la determinación de los montos a garantizar, los mecanismos de ajuste de las garantías si se requieren y el destino de los dineros resultantes de hacerlas efectivas.

**Parágrafo.** Las características de las garantías exigibles durante el Período de Transición serán definidas en resolución aparte.

Notas de Compilación.

- Normas sobre garantías para el primer año de transición.** Las garantías asociadas a la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, [aplicables en el primer año del Período de Transición](#) (1 de diciembre de 2006 a 30 de noviembre de 2007) fueron reguladas mediante la [Resolución CREG-086 de 2006](#).
- Normas sobre garantías y Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad.** Estas normas fueron expedidas [mediante la Resolución CREG-061 de 2007](#).

CAPITULO IX  
TRANSICIÓN

**Artículo 79. Período de Transición.** Para la aplicación de la presente resolución se define un período de transición que inicia el primero de diciembre de 2006 y finaliza el treinta de noviembre de 2009 o del año para el cual se realice la primera Subasta de Obligaciones de Energía Firme de conformidad con las disposiciones contenidas en la presente resolución. Durante el Período de Transición se tendrán en cuenta las reglas definidas en este Capítulo.

Notas de compilación:

- Año para el cual se realizará la primera Subasta.** Mediante el Artículo 4 de la Resolución CREG-031 de 2007 se estableció que en la primera Subasta se asignarán Obligaciones de Energía Firme para el período de vigencia comprendido entre el primero (1°) de diciembre de 2012 y el treinta (30) de noviembre de 2013.

- [Finalización del periodo de transición.](#) De acuerdo con lo anterior, el periodo de transición finaliza el 30 de noviembre de 2012.

**Artículo 80. Requisitos para participar en la asignación de ENFICC.** Los generadores deberán cumplir con los mismos requisitos definidos en el Artículo 20 de esta resolución.

**Artículo 81. Modificado por el Artículo 7 de la Resolución CREG-096 de 2006.** Adecuación de la planta y/o unidad de generación térmica debido a la sustitución de gas natural. Durante el primer año del Período de Transición los generadores térmicos a gas natural que planeen utilizar combustibles distintos a éste para su operación, y que a la fecha de asignación del Cargo por Confiabilidad no cuenten con las instalaciones para hacerlo, podrán optar por solicitar la retención del pago del Cargo por Confiabilidad asociado a su Obligación de Energía Firme, hasta la fecha de puesta en operación de la infraestructura necesaria para generar con combustibles distintos a gas natural. Al cabo de este plazo se hará la entrega de los montos retenidos. En ningún caso se exime al generador del cumplimiento de su Obligación de Energía Firme vigente durante el primer año del Período de Transición.

La devolución del pago retenido tendrá lugar una vez una firma auditora reconocida, contratada por el generador, ejecute una prueba de generación a la planta operando con el combustible sustituto, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-109 de 2005 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan; y que esta prueba sea calificada como exitosa por dicha firma auditora.

La prueba se programará dentro de los primeros seis (6) meses del Período de Vigencia de la Obligación. En caso de que la prueba no se realice en estos seis (6) meses, el generador térmico tendrá como plazo adicional para aprobarla, los seis (6) meses siguientes, siempre y cuando haya registrado previamente ante el ASIC un contrato respaldo o una Declaración de Respaldo que cubran la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta que sustituirá el gas natural, hasta el momento en el cual la prueba de que trata el presente Artículo sea calificada como exitosa.

En caso de que el generador no registre el Contrato de Respaldo o la Declaración de Respaldo se terminará la Obligación de Energía Firme asociada a esta planta y/o unidad de generación, los valores retenidos serán devueltos a la demanda de conformidad con la regulación vigente, y se hará efectiva la garantía de que trata el presente artículo.

Para optar por esta alternativa, los agentes generadores deberán informarlo a la CREG como parte de la declaración de parámetros, y deberán remitir a más tardar el dieciocho (18) de diciembre de 2006 una garantía de cumplimiento de la puesta en operación de la planta con el combustible alterno. Esta garantía deberá cumplir lo dispuesto en el Capítulo VIII de esta resolución.

**Parágrafo 1.** El incumplimiento en la presentación oportuna de la garantía de que trata el presente artículo dará lugar a:

- La pérdida de la asignación de la Obligación de Energía Firme y de la remuneración asociada a ella, y
- La reasignación de Obligaciones de Energía Firme a prorrata de la ENFICC no comprometida.

**Parágrafo 2.** Los generadores térmicos a gas natural que opten por esta alternativa deberán remitir a la CREG a más tardar un (1) mes antes de la programación de la prueba de que trata el presente Artículo el contrato de suministro de combustible distinto a gas natural necesario para garantizar la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta que sustituirá el gas natural.

**Parágrafo 3.** Las sumas de dinero retenidas y que deban ser pagadas a los generadores una vez cumplido lo dispuesto en el presente Artículo, así como los rendimientos generados por la administración de este dinero, si los hubiere, serán asignados en la facturación de las transacciones en el mercado de energía mayorista a expedir en el mes calendario siguiente a la realización de la prueba calificada como exitosa.

**Notas de Compilación.**

- El Artículo 81 de la Resolución CREG-071 de 2006 fue modificado inicialmente por el Artículo 1 de la Resolución CREG-078 de 2006; esta última fue derogada por el Artículo 14 de la Resolución CREG-079 de 2006. Posteriormente fue modificado por el Artículo 12 de la Resolución CREG-079 de 2006.
- [Cambio de combustible para la asignación de Obligaciones de Energía Firme del período siguiente al cual tiene asignación durante el periodo de transición.](#) Este tema fue regulado por el Artículo 22 de la Resolución CREG-085 de 2007.

**Artículo 82. Determinación del pago por concepto de Cargo por Confiabilidad.** Durante el Período de Transición el valor del Cargo por Confiabilidad será de trece dólares con cero cuarenta y cinco centavos por megavatio hora (13.045 US\$/MWh). Este valor se indexará de conformidad con lo establecido en el Artículo 29 de esta resolución.

**Nota de Compilación.**

- [Precio del Cargo por Confiabilidad para plantas nuevas, especiales y existentes con obras que adquieran OEF cuya vigencia inicie en el Período de Transición.](#) El Artículo 23 de la Resolución CREG-085 de 2007 estableció:

**RES. CREG-082/07. “ARTÍCULO 23. Precio del Cargo por Confiabilidad para plantas nuevas, especiales y existentes con obras que adquieran OEF cuya vigencia inicie en el Período de Transición.** El precio del Cargo por Confiabilidad correspondiente a las Obligaciones de Energía Firme asignadas a agentes que las respaldan con plantas y/o unidades de generación nuevas, especiales o existentes con obras, cuya vigencia inicie en el Período de Transición, se remunerarán durante todo el Período de Vigencia de la Obligación elegido, con el valor definido en el Artículo 82 de la Resolución CREG-071 de 2006”.

**Artículo 83. Modificado por el Artículo 2 de la Resolución CREG-028 de 2007.** Asignación de las Obligaciones de Energía Firme. Durante el periodo de transición la asignación de las Obligaciones de Energía Firme a cada uno de los generadores se realizará, cada año, a prorrata de la Energía Firme declarada para cada una de las plantas o unidades de generación, de conformidad con las disposiciones contenidas en esta resolución. Para efectos de la asignación se deberá descontar de la Demanda Objetivo las Obligaciones de Energía Firme respaldas con plantas especiales por repotenciación y cierres de ciclos, asignadas previamente a los agentes que hayan optado por lo establecido en el Artículo 85 de esta Resolución.

Durante el Período de Transición, las Obligaciones de Energía Firme asignadas para cubrir la Demanda Objetivo, descontando las Obligaciones de Energía Firme respaldas con plantas especiales por repotenciación o cierres de ciclo que se hayan previamente a los agentes que opten por lo establecido en el artículo 85 de esta Resolución, no podrán ser superiores a la energía resultante de sumar la ENFICC declarada para cada una de las plantas o unidades de generación.

**Nota de Compilación.**

- [Asignación de Obligaciones de Energía Firme a agentes con plantas nuevas, especiales, existentes con obras y existentes para los años de vigencia comprendidos entre el primero \(1°\) de diciembre de 2010 y el treinta \(30\) de noviembre de 2011 y el primero \(1°\) de diciembre de 2011 y el treinta \(30\) de noviembre de 2012.](#) Mediante los Artículos 9 y 11 de la Resolución CREG-031 de 2007 se definieron las reglas para la asignación de las obligaciones de energía firme para cada uno de estos periodos.

**Artículo 84. Período de Vigencia de la Obligación durante el Período de Transición.** Durante el Período de Transición, las Obligaciones de Energía Firme respaldadas con plantas y/o unidades de generación existentes tendrán un Período de Vigencia de doce (12) meses comprendidos entre el primero de diciembre del año t y el treinta de noviembre del año t+1.

**Nota de Compilación.**

- [Normas sobre Periodo de Vigencia de las obligaciones de energía firme que se asignarán en los periodos comprendidos entre el primero \(1°\) de diciembre de 2010 y el treinta \(30\) de noviembre de 2011 y el primero \(1°\) de diciembre de 2011 y el treinta \(30\) de noviembre de 2012.](#) Mediante los artículos 9 y 11 de la Resolución CREG-031 de 2007 se definieron los periodos de vigencia de las obligaciones de energía firme que se asignarán para estos periodos.

**Artículo 85. Modificado por el Artículo 1 de la Resolución CREG-027 de 2007.** 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 Período 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:

1. La totalidad de la información aplicable a una planta o unidad de generación nueva;
2. Certificación expedida por la Autoridad Ambiental Competente según la ley y los decretos que regulen la materia, en la que conste que el agente ha entregado el estudio de impacto ambiental para la obtención de las licencias ambientales asociadas a la operación con el combustible o combustibles elegidos por el generador; y
3. Estimación de la ENFICC correspondiente.

Los generadores que opten por las disposiciones contenidas en el presente Artículo tendrán sobre el incremento de capacidad las mismas obligaciones relacionadas con el reporte periódico de información exigibles a los nuevos generadores.

**Nota de Compilación:**

- Mediante el Artículo 3 de la Resolución CREG-028 de 2007, se reguló la Asignación de obligaciones de energía a las plantas o unidades de generación de que trata el Artículo 85 de la Resolución CREG-071 de 2006:

**“Artículo 3. Asignación de Obligaciones de energía a las plantas o unidades de generación de que trata el Artículo 85 de la Resolución CREG-071 de 2006.** Los agentes generadores que representen comercialmente plantas o unidades especiales por repotenciación o cierres de ciclo, que opten por lo establecido en el Artículo 85 de la Resolución CREG-071 de 2006 recibirán asignaciones de Obligaciones de Energía Firme respaldas con dichas plantas iguales a la ENFICC de cada una de éstas. El periodo de vigencia de estas obligaciones iniciará el primero (1°) de diciembre inmediatamente siguiente a la entrada en operación comercial de la planta repotenciada o con cierre de ciclo.

Esta asignación se realizará una vez que el agente cumpla con la totalidad de las disposiciones establecidas en materia de reporte de información y constitución de garantías, así como los demás requerimientos que establezca la regulación vigente”.

**Artículo 86. Obligaciones de los generadores durante el Período de Transición.** Durante el período de transición los generadores con asignación de Obligaciones de Energía Firme, deberán cumplir todas las obligaciones y deberes establecidos en la presente resolución, y tendrán derecho a percibir las remuneraciones aquí previstas.

**Artículo 87. Cronograma del Período de Transición.** Para la asignación de Obligaciones de Energía Firme en el Período de Transición los agentes deberán dar cumplimiento al siguiente cronograma:

Declaración de Parámetros para la determinación de la ENFICC

1. A más tardar el veintitrés (23) de octubre de 2006, los generadores con plantas y/o unidades de generación que aspiren ser remuneradas por concepto de Cargo por Confiabilidad durante el Periodo de Transición, deberán reportar a la CREG los parámetros requeridos para la determinación de la ENFICC. Dichos parámetros deberán ser declarados de conformidad con las disposiciones contenidas en la presente resolución.



2. **Modificado por el Artículo 1 de la Resolución CREG-094 de 2006.** Documento de Parámetros para la determinación de la ENFICC
- A más tardar el treinta (30) de octubre de 2006, la CREG publicará un documento con la totalidad de parámetros reportados por cada uno de los agentes generadores para cada una de las plantas y/o unidades de generación. Este documento, con las aclaraciones que presenten oportunamente los agentes en respuesta a los requerimientos que haga la Comisión sobre los parámetros publicados, deberá ser usado por los agentes generadores para la determinación de la ENFICC de cada una de sus plantas y/o unidades de generación."
3. Entrega de la proyección de demanda de energía
- A más tardar el seis (6) de noviembre de cada año la UPME remitirá a la CREG los tres escenarios de proyección de la Demanda Total Doméstica, desagregados mensualmente, para el período comprendido entre diciembre de ese año y noviembre del año siguiente.
4. **Modificado por el Artículo 13 de la Resolución CREG-079 de 2006.** Declaración de la ENFICC
- A más tardar el 15 de noviembre de 2006, los agentes generadores térmicos deberán reportar la información sobre contratos de suministro y transporte de combustible de acuerdo con los formatos del numeral 5.2 del Anexo 5 de esta resolución.
- Con esta información, y la de las certificaciones establecidas en el Artículo 47 de esta resolución, la CREG calculará los índices IMM y TCR de cada planta o unidad de generación térmica. Estos índices serán publicados por la CREG mediante Circular el 17 de noviembre de 2006.
- El 20 de noviembre, todos los agentes generadores deberán declarar la ENFICC de cada una de las plantas y/o unidades de generación que representen comercialmente, la cual será utilizada en el proceso de asignación de Obligaciones de Energía Firme realizado por el ASIC de conformidad con las disposiciones contenidas en la presente resolución. Esta declaración deberá hacerse utilizando el formato del Anexo 4 de esta resolución. Las plantas de generación hidráulica que deseen participar en el Mercado Secundario de Energía Firme con Energía Disponible Adicional, deberán diligenciar en el formato del Anexo 4 la información correspondiente a esta última.
- Una vez declarada la ENFICC de cada una de las plantas y/o unidades de generación, y la Energía Disponible Adicional, el CND deberá verificar que los valores declarados se encuentren dentro de los límites establecidos en la presente resolución. Para los casos en los cuales la ENFICC declarada sea superior a la máxima energía firme resultante de aplicar la metodología establecida en la Regulación, el CND considerará como valor declarado para las plantas y/o unidades de generación hidráulica la ENFICC Base, y para el caso de las plantas y/o unidades de generación térmica la que resulte de aplicar la metodología de cálculo de la ENFICC con los parámetros remitidos por el agente. En el caso de plantas hidráulicas, este ajuste a la ENFICC modificará automáticamente la Energía Disponible Adicional.
5. Asignación de Obligaciones de Energía Firme
- La asignación de Obligaciones de Energía Firme será realizada por el ASIC de conformidad con las disposiciones contenidas en la presente resolución. A más tardar el veintidós (22) de noviembre de cada año, el ASIC deberá publicar la asignación de Obligaciones de Energía Firme para el año siguiente, discriminando las de cada generador.
6. **Modificado por el Artículo 13 de la Resolución CREG-079 de 2006.** Entrega de contratos de combustible, garantías, licencia ambiental y certificado de Asignación de Obligaciones de Energía Firme
- Aquellos generadores con plantas y/o unidades de generación que no hayan remitido la copia de los contratos de suministro de combustibles y transporte de gas natural necesarios para garantizar la Obligación de Energía Firme asignada, deberán remitirla a más tardar el 25 de noviembre de cada año.
- Adicionalmente, en esta fecha deberán enviar a la CREG la copia de la licencia ambiental para la operación con el combustible o combustibles elegidos por el agente para respaldar su Obligación de Energía Firme. En caso de no ser requeridas por la autoridad ambiental pertinente, los propietarios de la planta y/o unidad de generación, o quien los represente comercialmente, deberán enviar una comunicación informando este hecho.
- Para los casos en los cuales la copia de los contratos de que trata el presente artículo no sea remitida en los plazos establecidos en la presente resolución, la asignación de Obligación de Energía Firme para la planta y/o unidad de generación será igual a cero gigavatios hora (0 GWh).
- Una vez verificada la información de contratos y garantías de que trata el presente artículo, el ASIC emitirá a más tardar el 30 de noviembre de cada año una certificación de la asignación de Obligaciones de Energía Firme para cada uno de los agentes, con plantas y/o unidades de generación que las respaldan, la cual deberá contener la ENFICC asignada, el Período de Vigencia y el precio del Cargo por Confiabilidad asociado a ellas.

CAPÍTULO X

DISPOSICIONES FINALES

**Artículo 88.** Modifícase el artículo 4º de la Resolución CREG-034 de 2001, el cual quedará así:

*“Cuando un generador declare para el despacho horario una disponibilidad igual a cero (0) y la planta y/o unidad de generación sea requerida por el CND para cubrir una generación de seguridad, si la planta y/o unidad de generación se encuentra indisponible y las autoridades competentes determinan que su indisponibilidad no es justificada, el agente será responsable por los perjuicios derivados del racionamiento causado, sin perjuicio de que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios pueda tomar posesión de la empresa, de conformidad con el artículo 59.1 de la Ley 142 de 1994.”*

**Artículo 89. Derogatorias Expresas.** Deróganse el numeral 3.4 del Anexo “Código de Operación” contenido en la Resolución CREG-025 de 1995; y las Resoluciones CREG 018 de 1998; 056 de 1998; 037 de 1999 y 125 de 2005.

Nota de Compilación.

Adicionalmente, el Artículo 14 de la Resolución CREG-079 de 2006 derogó las Resoluciones CREG 06 de 2001; 17 de 2002; 04 de 2004; y 78 de 2006.

**Artículo 90. Pruebas de Generación.** **Derogado por el Artículo 25 de la Resolución CREG-085 de 2007.**

Nota de Compilación.

- Pruebas de Disponibilidad. Mediante la Resolución CREG-085 de 2007 se establecieron las siguientes normas:**

RESOLUCIÓN CREG-085 DE 2007

“IV. NORMAS SOBRE PRUEBAS DE DISPONIBILIDAD

**RES. CREG-085/07. ARTÍCULO 15. Pruebas de Disponibilidad de plantas o unidades de generación.** Durante cada trimestre del período comprendido entre diciembre 1 del año t y noviembre 30 del año t+1, el Centro Nacional de Despacho –CND- realizará pruebas de disponibilidad a las plantas o unidades de generación de conformidad con el siguiente mecanismo.

1. Al inicio de cada trimestre, el CND seleccionará todas las plantas o unidades de generación con asignación de obligaciones de energía firme que en el trimestre inmediatamente anterior no hayan tenido una generación real durante un periodo de tiempo consecutivo mayor o igual al establecido en la presente Resolución para efectos de las pruebas de disponibilidad. Una planta o unidad no será objeto de selección para prueba de disponibilidad únicamente cuando haya operado con las condiciones de capacidad y duración establecidas para una prueba de disponibilidad exitosa o haya tenido resultado exitoso en prueba de disponibilidad en el último año calendario.
2. Del conjunto de plantas o unidades de generación determinadas conforme al numeral 1 del presente Artículo, el CND deberá seleccionar mínimo cinco (5) de manera aleatoria y equiprobable, asegurando que cada planta o unidad seleccionable cumpla este requisito al menos una vez al año, a las cuales realizará la prueba de disponibilidad de que trata la presente Resolución. Para los casos en los cuales queden para pruebas de disponibilidad menos de cinco (5) plantas y/o unidades de generación, el CND deberá programar la realización de la prueba de disponibilidad a dichas plantas y/o unidades.
3. Para cada trimestre el CND seleccionará tantos días como plantas hayan resultado. Los días deberán seleccionarse aleatoriamente y de manera equiprobable entre lunes y viernes.
4. El CND al momento de informar el Despacho, informará a los agentes las plantas o unidades de generación elegidas para la realización de las pruebas de disponibilidad.
5. El CND publicará la información de las pruebas de disponibilidad una vez concluidas éstas.

**Parágrafo 1.** Cuando la Planta o Unidad de generación seleccionada para la realización de las pruebas se encuentre aislada del SIN, o cuando por requerimientos de seguridad y confiabilidad del SIN, o por aplicación del decreto 880 de 2007, no pueda ser despachada en ningún período, se procederá por parte del CND a cancelar la prueba y se incluirá dentro del conjunto de plantas a seleccionar en el siguiente trimestre.

**Parágrafo 2.** Cuando la Planta o Unidad de generación seleccionada para la realización de las pruebas se encuentre en mantenimiento o la disponibilidad declarada para el día de la prueba sea inferior a la Capacidad Efectiva Neta, se cancelará la prueba y se incluirá dentro del conjunto de plantas a seleccionar en el siguiente trimestre.

**Parágrafo 3.** Si durante la prueba el CND debe reducir los MW de la Planta o Unidad de generación, será este valor el de referencia para la misma.

**Parágrafo 4.** Las pruebas de disponibilidad de que trata el presente Artículo, se aplicarán a partir del 1o. de diciembre de 2007.

**RES. CREG-085/07. ARTÍCULO 16. Características de las Pruebas de Disponibilidad.** La Planta o Unidad de generación seleccionada por el CND para la realización de las Pruebas de Disponibilidad será despachada al menos durante cuatro (4) horas consecutivas dentro del día seleccionado, sin considerar rampas de entrada y salida, con una generación igual a su Capacidad Efectiva Neta –CEN- declarada para la determinación de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad –ENFICC-, sujeta al cumplimiento de sus características técnicas, y de las condiciones de seguridad y confiabilidad del SIN. El inicio y la finalización del período de prueba deberán ocurrir dentro del mismo día.

Los recursos de generación a los cuales se les programe la prueba definida en la presente Resolución no podrán ser autorizados por el Centro Nacional de Despacho –CND- para desviarse horariamente en un margen mayor de +/- 5%, y podrán cubrir generaciones de seguridad, pero no participarán en el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia definido en la Resolución CREG-198 de 1997, o aquella que la modifique, complemente o sustituya.

Si durante el período de despacho correspondiente a la prueba, la Planta o Unidad de generación seleccionada tiene una generación real horaria (en kWh con cero decimales) mayor o igual al valor programado en el Despacho Económico o en el redespacho, para las cuatro (4) horas consecutivas de duración de la prueba, la prueba se dará por finalizada y será considerada como satisfactoria. Para la evaluación anterior, deberán considerarse las modificaciones al programa en aquellos períodos en los cuales en tiempo real el CND, con el objeto de preservar la seguridad y confiabilidad del SIN, haya requerido una modificación de la generación programada durante la prueba. Adicionalmente, no se considerará como cumplimiento de la prueba el hecho de lograr las condiciones establecidas en este Artículo por fuera del período de cuatro (4) horas, bien sea en redespachos posteriores dentro del mismo día, o en tiempos posteriores durante los cuales se esté dando cumplimiento a las características técnicas.

En caso de que la prueba no sea satisfactoria, durante el tiempo que transcurra después de la misma, incluyendo el día de realización de la prueba, el ASIC cesará los pagos correspondientes al Cargo por Confiabilidad de las Obligaciones de Energía Firme respaldadas con dicha planta o unidad de generación y el ASIC emitirá una cuenta por cobrar al agente respectivo por un monto igual a los pagos por concepto de Cargo por Confiabilidad asociados a las Obligaciones de Energía Firme respaldadas con dicha planta o unidad de generación, realizados desde el día siguiente en que la planta o unidad de generación tuvo una generación real mayor o igual a su Capacidad Efectiva Neta.

Sin embargo, el agente podrá solicitar que se repita la prueba dentro del mismo día o dentro de los tres (3) días siguientes. Si la prueba es satisfactoria no se producirán los efectos previstos en el inciso anterior.

Transcurrido lo anterior, los efectos previstos para el incumplimiento de la prueba se harán efectivos y solamente cesarán cuando se cumpla exitosamente una nueva prueba. A partir de esto último se dará inicio al pago de Cargo por Confiabilidad. La programación de la nueva prueba la hará el CND, de acuerdo con los criterios definidos en esta resolución y con la posibilidad que se tenga dentro del programa de pruebas trimestrales que haya establecido.

Si no se realiza la prueba durante el período diciembre 1 del año t y noviembre 30 del año t+1, el ASIC emitirá una cuenta por cobrar al agente respectivo por un monto igual a los pagos efectuados por concepto de Cargo por Confiabilidad asociados a las Obligaciones de Energía Firme respaldadas por dicha planta o unidad de generación realizados durante el período señalado. Adicionalmente, esta planta o unidad no será considerada para las asignaciones de las Obligaciones de Energía Firme del período siguiente.

**Parágrafo 1. Modificado por el Artículo 8 de la Resolución CREG-101 de 2007.** Los montos que se deben devolver por el incumplimiento de la prueba de disponibilidad tendrán en cuenta lo siguiente:

- i. Se calcularán para días completos.
- ii. Se descontarán los montos cubiertos con Contratos de Respaldo o Declaraciones de Respaldo.
- iii. Los valores recibidos por concepto de Cargo por Confiabilidad se deberán devolver en un término máximo de tiempo equivalente al período durante el cual los estuvo recibiendo, adicionando a este monto los intereses correspondientes a la tasa de interés bancario corriente, certificada mensualmente por la Superintendencia Bancaria, sobre el saldo adeudado hasta el día en que la deuda sea completamente pagada.
- iv. El agente acordará con el ASIC un cronograma de devolución de los valores recibidos, respetando el plazo máximo establecido. De no llegarse a un acuerdo, el ASIC descontará las sumas adeudadas por el agente, con los respectivos intereses, de las notas crédito que resulten a su favor, dentro el plazo máximo establecido.

Los montos de dinero que el ASIC reciba como resultado de la devolución por el incumplimiento de la prueba de disponibilidad y los rendimientos generados por la administración de este dinero, si los hubiere, serán asignados, hasta agotarlos, en la facturación de las transacciones en el mercado de energía mayorista a expedir en los meses calendario siguientes al mes de la ejecución y pago de la garantía, a cada uno de los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial, como un menor costo de restricciones que debe ser trasladado a los usuarios finales.

**Parágrafo 2.** Si por el cumplimiento de las características técnicas de la Planta o Unidad de generación seleccionada para la prueba, o por condiciones de seguridad y confiabilidad del SIN, o por la aplicación del decreto 880 de 2007, no es posible programar para el día de la prueba cuatro (4) o más períodos horarios con generación diferente de cero, la misma se extenderá al día siguiente hasta cumplir cuatro (4) períodos continuos con generación igual a su Capacidad Efectiva Neta. Para el día en que se extienda la prueba se seguirá, en lo que aplique, el tratamiento establecido en la presente Resolución.

Si al extender la prueba en un día, se prevé que no será factible cumplir los cuatro (4) períodos continuos, por condiciones de seguridad o confiabilidad del SIN, o por la aplicación del decreto 880 de 2007, se cancelará la prueba y se incluirá dentro del conjunto de plantas a seleccionar en el siguiente trimestre.

**Parágrafo 3.** La generación real horaria a la que se refiere la presente Resolución será la que hayan reportado diariamente los generadores del SIN antes de las ocho (8) horas al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), en la forma establecida en la regulación vigente. En el caso de las pruebas de que trata la presente Resolución aplica la modificación en las lecturas de los medidores de que trata la Resolución CREG-006 de 2003, o aquellas que la complementen, sustituyan o modifiquen. En caso de no estar disponible la generación real, en los términos y plazos establecidos en este Parágrafo, se asumirá para los efectos del presente Artículo que la misma es igual a cero (0).

**Parágrafo 4.** La prueba deberá ser declarada ante el CND, según corresponda, como exitosa o no, por el generador que representa la planta que fue seleccionada para prueba de disponibilidad. Esta declaración deberá realizarse a más tardar en la hora siguiente a la finalización de la prueba. En caso de no realizarse la declaración en el tiempo señalado, se considerará que la prueba no fue exitosa.

**RES. CREG-085/07. ARTÍCULO 17. Disponibilidad Comercial durante el período de Pruebas de Disponibilidad.** Para todos los efectos, durante el período de ejecución de las Pruebas de Disponibilidad de que trata la presente Resolución, y para aquellas horas en las que no se cumpla la prueba, la Disponibilidad Comercial será igual a la generación real.

**RES. CREG-085/07. ARTÍCULO 18. Índices de Indisponibilidad durante el período de Pruebas de Disponibilidad.** Para el cálculo de los Índices de Indisponibilidad de que trata la regulación vigente, serán consideradas las horas indisponibles así como las horas de operación, durante el período de Pruebas de Disponibilidad.

**RES. CREG-085/07. ARTÍCULO 19. Reconciliación Positiva por Pruebas de Disponibilidad.** La energía generada resultante de la realización de las pruebas establecidas en la presente Resolución, será objeto de reconciliación en los siguientes términos:

1. Generadores que cumplieron exitosamente las pruebas durante su primer período de ejecución.

Para aquellos generadores cuya planta o unidad haya obtenido un prueba de disponibilidad exitosa durante el primer período de ejecución para el cual fueron seleccionados, la Reconciliación Positiva se hará de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-034 de 2001, o aquella que la sustituya o modifique, incluyendo las horas de inflexibilidades que se le asocien.

Para efectos de establecer el valor de la variable GSA prevista en la Resolución CREG-034 de 2001, se considerará la totalidad de la generación asociada con la prueba.
2. Generadores cuya prueba de Disponibilidad no fue satisfactoria durante el primer período de ejecución.

Para aquellos generadores cuya planta o unidad no haya obtenido un prueba de disponibilidad exitosa durante el primer período de ejecución, el Precio de Reconciliación Positiva será, para todas las horas de ejecución de la prueba o de las pruebas que solicite, incluyendo los períodos de pruebas posteriores a la prueba inicial, el correspondiente al Precio de Bolsa de la hora respectiva.

Los costos horarios de la Reconciliación Positiva asociada con Pruebas de Disponibilidad se asignarán entre todos los comercializadores del SIN y todos los enlaces internacionales, a prorrata de su demanda.

**RES. CREG-085/07. ARTÍCULO 20. Reconciliación Negativa asociada con Pruebas de Disponibilidad.** La Reconciliación Negativa asociada con la realización de Pruebas de Disponibilidad, se efectuará según lo definido mediante la Resolución CREG-034 de 2001, o la que la sustituya o modifique.

**RES. CREG-085/07. ARTÍCULO 21. Redespacho y cancelación asociados con Pruebas de Disponibilidad.** Adiciónese al Numeral 4.1 CAUSAS DE REDESPACHO del Código de Operación (Código de Redes - Resolución CREG-025 de 1995), las siguientes causales de Redespacho:



- a. Programación de Pruebas de Disponibilidad.
- b. Cancelación, terminación anticipada y modificaciones de los valores originales programados para la Prueba de Disponibilidad según lo requiera el CND, con el objeto de mantener la seguridad y confiabilidad del SIN.
- c. Solicitud de Redespacho efectuada por el agente que represente la Cadena, Planta y/ Unidad bajo Prueba de Disponibilidad, debido al incumplimiento de la misma.
- d. Terminación anticipada de la prueba de disponibilidad por parte del generador.

Para el caso de recursos de generación a los que se les haya programado la Prueba de Disponibilidad definida en la presente Resolución, cuyos generadores soliciten al CND redespacho por indisponibilidad total en uno o más períodos de la prueba, sin haber logrado el éxito de la misma, se procederá con la cancelación de la prueba y se entenderá que ésta no fue satisfactoria.

**Este último párrafo fue modificado por el Artículo 10 de la Resolución CREG-101 de 2007.** “Si por condiciones de seguridad y confiabilidad del SIN, durante la operación el CND procede a cancelar la ejecución de la prueba de disponibilidad, la energía generada durante los períodos en que se efectuó la prueba será liquidada como se establece en el Numeral 1 del artículo 19 de la presente Resolución.”

**Artículo 91. Reconciliación Positiva por pruebas de generación.** La energía generada correspondiente a las pruebas de que trata la presente resolución, que sean declaradas como exitosas, será objeto de Reconciliación Positiva, de conformidad con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-034 de 2001, o aquellas que la sustituyan, modifiquen o adicionen, incluyendo las horas de inflexibilidad asociadas a dicha prueba.

**Parágrafo.** Para establecer el valor de la variable GSA prevista en la Resolución CREG-034 de 2001, se considerará, para efectos de este artículo, la totalidad de la generación asociada con la prueba, es decir, la generación real.

**Artículo 92. Asignación de costos horarios de la Reconciliación Positiva.** Los costos horarios de la Reconciliación Positiva asociada con las pruebas de generación de que trata la presente resolución, serán asignados a los comercializadores del SIN, a prorrata de su demanda comercial, y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación.

La energía generada correspondiente las pruebas que sean declaradas como no exitosas, será remunerada de conformidad con la regulación vigente al momento de realización de las pruebas solicitadas por el agente, aplicando las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-121 de 1998 o aquellas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.

**Artículo 93. Reconciliación Negativa asociada con pruebas de generación:** La Reconciliación Negativa asociada con la realización de las pruebas de generación de que trata la presente resolución se efectuará de conformidad con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-034 de 2001, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

**Artículo 94.** Las disposiciones contenidas en la presente resolución no aplican para las pruebas que sean realizadas en virtud de lo establecido en la Resolución CREG-121 de 1998 o aquellas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.

**Artículo 95. Vigencia.** Esta Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, el día

**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**  
Viceministro de Minas y Energía  
Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

**CAMILO QUINTERO MONTAÑO**  
Director Ejecutivo

ANEXO 1  
OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

1.1 Determinación de la Obligación de Energía Firme durante cada mes del Período de Vigencia de la Obligación

La Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por cada plantas y/o unidad de generación representada comercialmente por el agente generador  $j$  se determinará mediante la siguiente expresión:

$$OMEFR_{i,j,m} = EA_{i,j} * \frac{D_m}{D_j}$$

donde:

$OMEFR_{i,j,m}$ : Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación  $i$  del generador  $j$  en el mes  $m$ .  
 $EA_{ij}$ : ENFICC asignada al generador  $j$  en la Subasta o en el mecanismo que haga sus veces y respaldada con la planta o unidad de generación  $i$ .  
 $D_m$ : Demanda Objetivo del mes  $m$ .  
 $D_j$ : Demanda Objetivo para el primer año del Período de Vigencia de la Obligación asignada al generador  $j$ .

Para cada agente generador  $j$  la Obligación Mensual de Energía Firme ( $OMEF_j$ ) será igual a la suma de las Obligaciones Mensuales de Energía Firme respaldadas por cada una de las plantas o unidades de generación de su propiedad o que representa comercialmente.

1.2 Determinación de la Obligación Diaria de Energía Firme

Para efectos de facturación y liquidación, la Obligación de Energía Firme Diaria respaldada por cada una de las plantas o unidades de generación representadas comercialmente por el generador  $j$ , se determinará mediante la siguiente expresión:

$$ODEFR_{j,d,m} = OMEFR_{i,j,m} * \frac{DC_{d,m}}{DC_m}$$

donde:

$ODEFR_{j,d,m}$ : Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación  $i$  del generador  $j$  en el día  $d$  del mes  $m$ .  
 $OMEFR_{i,j,m}$ : Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación  $i$  del generador  $j$  en el mes  $m$ .  
 $DC_{d,m}$ : Demanda Comercial Total Doméstica del sistema para el día  $d$  del mes  $m$ .  
 $DC_m$ : Demanda Comercial total Doméstica del sistema para el mes  $m$ .

Para cada agente generador  $j$  la Obligación Diaria de Energía Firme ( $ODEF_{j,m,d}$ ) será igual a la suma de las Obligaciones Diarias de Energía Firme respaldadas por cada una de las plantas o unidades de generación de su propiedad o que representa comercialmente.

Para la Segunda Liquidación se realizará una estimación de la Obligación de Energía Firme Diaria del generador  $j$ , así:

$$ODEFR_{i,j,m,T} = OMEFR_{i,j,m} * \left( \frac{\sum_{T=1}^{ND_{T,m-1}} DC_{m-1,T}}{DC_{m-1}} \right) * \left( \frac{l}{ND_{T,m-1}} \right)$$

donde:  
 $ODEFR_{ij,m,T}$ : Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación  $i$  del generador  $j$  en los días de tipo  $T$  del mes  $m$ .  
 $OMEFR_{i,j,m}$ : Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación  $i$  del generador  $j$  en el mes  $m$ .  
 $DC_{m-1,T}$ : Demanda Comercial Doméstica total del sistema para el día de tipo  $T$  del mes  $m-1$ .  
 $DC_{m-1}$ : Demanda Comercial total Doméstica del sistema para el mes  $m-1$ .  
 $ND_{T,m-1}$ : Número de días del tipo  $T$  en el mes  $m-1$ .

Para los efectos de que trata el presente anexo, los tipos de día ( $T$ ) corresponden a: Domingos y festivos; sábados; y días ordinarios.

1.3 Determinación de la Obligación Horaria de Energía Firme

La Obligación de Energía Firme Horaria se determinará así:

$$\text{Si } DC_{m,d} \leq \sum_j ODEF_{j,m,d} \Rightarrow OEFT_{d,m,h} = DC_{d,m,h}$$
$$\text{Si } DC_{m,d} > \sum_j ODEF_{j,m,d} \Rightarrow OEFT_{d,m,h} = DC_{d,m,h} * \left( \frac{\sum_j ODEF_{j,m,d}}{DC_{m,d}} \right)$$

donde:

$OEFT_{d,m,h}$ : Obligación de Energía Firme Total para la hora  $h$  del día  $d$  del mes  $m$ .  
 $ODEF_{j,m,d}$ : Obligación Diaria de Energía Firme para el agente  $j$  en día  $d$  del mes  $m$ .

$DC_{m,d}$ : Demanda Comercial total del sistema para el día  $d$  del mes  $m$ .  
 $DC_{d,m,h}$ : Demanda Comercial total del sistema para la hora  $h$  del día  $d$  del mes  $m$ .

1.4 Precio de Escasez

El Precio de Escasez será el que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$PE_{\text{m}} = PE_{\text{m}-1}^C + OCV_{\text{m}-1} + COM_{\text{m}-1}$$

donde:

$PE_{\text{m}}$ : Precio de Escasez Total vigente para el mes  $m$ , expresado en pesos por kilovatio hora (\$/KWh)

$PE_{\text{m}-1}^C$ : Precio de Escasez Parte Combustible vigente para el mes  $m$ , expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh.). Este valor será de ciento un dólares con seis centavos de junio de 2006 por megavatio hora (US\$ 101.6 dólares/MWh), y se actualizará mensualmente de acuerdo con el del numeral 1.4.1 de este anexo.

El valor actualizado se convertirá a \$/kWh con la TRM del último día hábil del mes  $m-1$  en que se efectúe el cálculo, publicada por la Superintendencia Financiera.

$COM_m$ : Parte variable del costo de operación y mantenimiento para el mes  $m$ , expresado en pesos por kilovatio hora (\$/KWh), será de diez pesos sesenta y seis centavos y siete milésimas de junio de 2006 por kilovatio hora (\$10.667/kWh). Este costo se actualizará mensualmente, con la variación mensual del IPC, publicado por el DANE, en el mes  $m-1$ .  
 $OCV_{m-1}$ : Suma de los siguientes costos variables asociados al SIN calculados por el ASIC y expresados en pesos por kilovatio hora (\$/kWh): i) CEE o CERE, según el caso, ii) FAZNI, iii) Aportes Ley 99 de 1993 y iv) el valor total del servicio de AGC del último mes con facturación dividido por la demanda de energía de ese mes.

En la liquidación final el ASIC hará los ajustes a la TRM y al IPC, teniendo en cuenta los valores reales publicados por las entidades respectivas.

1.4.1 Indexación del Precio de Escasez Parte Combustible.

El Precio de Escasez correspondiente a la Parte Combustible se indexará mensualmente a partir de la entrada en vigencia de la resolución, y su cálculo se realizará el último día hábil del mes anterior ( $m-1$ ) al mes en el cual se pondrá en vigencia ( $m$ ), para lo cual se aplicará la siguiente fórmula:

$$PE_{\text{m}}^C = PE_{\text{m}-1}^C \times \frac{INDICE_{\text{m}-1}}{INDICE_{\text{m}-2}}$$

donde:

$PE_{\text{m}}^C$ : Precio de Escasez parte Combustible que regirá durante el mes ( $m$ ) expresado en US\$/kWh.

$PEC_{m-1}$ : Precio de Escasez parte Combustible del mes ( $m-1$ )

$INDICE_{m-1}$ : Promedio aritmético del índice diario *New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price*, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos en el mes  $m-1$ .

$INDICE_{m-2}$ : Promedio aritmético del índice diario *New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price*, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos en el mes  $m-2$ .

1.5 Modificado por el Artículo 17 de la Resolución CREG-061 de 2007. Contratación de la Auditoría para plantas o Unidades de generación nuevas o especiales.

Para la contratación de la auditoría del cumplimiento de las obligaciones contenidas en el Artículo 8 de esta resolución, el Administrador de la Subasta definirá los Términos de Referencia de acuerdo con lo establecido en esta resolución y observando, como mínimo, las siguientes condiciones:

- El auditor será elegido mediante selección objetiva.
  - El costo de la auditoría será pagado por quien tenga asignada la Obligación de Energía Firme, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Reglamento de Garantías y en los Términos de Referencia.
  - El auditor estará obligado a rendir cada seis (6) meses al Ministerio de Minas y Energía, a la CREG, al CND y a la UPME un informe de avance del proyecto y un informe final a su culminación. Será obligación de los agentes suministrar en forma oportuna la información completa que requiera el auditor para elaborar el informe.
  - Los informes de auditoría deben ser claros, precisos y detallados en el establecimiento de:
    - El incumplimiento grave e insalvable de la puesta en operación de la planta o unidad de generación.
    - El retraso en el cronograma de construcción o de repotenciación, o de la puesta en operación de la planta o unidad de generación, y de la Curva S.
5. El auditor verificará que la Curva S de ejecución real sea elaborada utilizando los mismos parámetros (tales como los factores de ponderación de las diferentes actividades del proyecto), usados en la elaboración de la Curva S declarada por el interesado, en cumplimiento de la Resolución CREG 071 de 2006 y las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.
6. No se admitirán informes de auditoría ambiguos.
7. En los informes de auditoría se explicarán y relacionarán todos los antecedentes, estudios, métodos, memorias de cálculo, exámenes, experimentos e investigaciones que sirvieron de base para dictaminar respecto de determinadas plantas o unidades, alguno de los eventos señalados en el numeral 4 de este título. Explícitamente se deberá indicar el número de días de desviación comparando la Curva S de ejecución real con la declarada por el interesado. Con este mismo número de días el auditor estimará la nueva fecha de puesta en operación.
8. El auditor calculará la ENFICC de la planta o unidad de generación utilizando los parámetros reales de la planta, estimados con base en los protocolos y los procedimientos definidos en el Anexo 6 de la Resolución CREG 071 de 2006 y las nomas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.
9. Previamente a la entrega de los informes, el auditor validará sus conclusiones con el agente interesado, dando acceso a la documentación técnica reunida y permitiéndole contradecir el proyecto de informe y formular solicitudes de complementación o aclaración que se resolverán en el informe periódico y en el informe final, según corresponda.
10. Una vez rendido el informe del Auditor y ante un incumplimiento del cronograma, el agente podrá solicitar, a su costo y dentro de los seis (6) meses siguientes, la realización de una nueva auditoría, la cual debe ser efectuada por el mismo auditor.

1.6 Retiro de agentes del Mercado Mayorista de Energía

1.6.1 Retiro de Agentes que tienen asignadas Obligaciones de Energía Firme

El retiro de un agente del Mercado que tiene asignadas Obligaciones de Energía Firme solamente se podrá hacer efectivo después de haber cumplido las siguientes condiciones:

- Que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales haya aceptado las garantías que debe otorgar el agente cesionario, si ese fuera el caso;
- Que el agente haya notificado a la CREG y al CND la cesión efectuada;
- Que haya cedido los contratos de energía a largo plazo que tenga suscritos en el Mercado Mayorista;
- Que esté a paz y salvo por todo concepto con el Mercado; y
- Cumplir los trámites establecidos en el artículo 12 de la Resolución CREG-024 de 1995.

1.6.2 Retiro de agentes del Mercado Mayorista de Energía que no tienen asignadas Obligaciones de Energía Firme.

**Modificación del artículo 12 de la Resolución CREG-024 de 1995.** El artículo 12 de la Resolución CREG-024 de 1995, quedará así:

**“Retiro del Mercado Mayorista de Energía de agentes que no tengan Obligaciones de Energía Firme asignadas.** Son causales para el retiro del mercado mayorista de los agentes que no tengan Obligaciones de Energía Firme asignada, las siguientes:

- Por retiro voluntario del agente, previo cumplimiento de todas sus obligaciones con el mercado mayorista.
- Por dejar de cumplir sus requisitos como agente del mercado mayorista, definidos en el artículo 6o. de la presente resolución.
- Por haber entrado en proceso de liquidación.
- Por sanción impuesta por la Superintendencia, ante las causas graves que determine la CREG.
- Por incumplimiento. El Administrador del SIC o cualquiera de las empresas víctimas del incumplimiento de un acto o contrato de energía en la bolsa, puede pedir a la CREG que solicite a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la intervención de la empresa incumplida.

**Parágrafo 1.** Si una de las empresas contratantes se encuentra en situación de disolución, deberá, en todo caso, cumplir los contratos a su cargo que sean indispensables para no interrumpir la prestación de los servicios que regulan las leyes 142 y 143 de 1994 y que estén a su cargo. Al presentarse la causal de disolución, la empresa participante en el mercado mayorista dará aviso a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a la Nación a través del Ministerio de Minas y Energía, a la CREG y al Administrador del SIC.

**Parágrafo 2.** Si una de las empresas participantes del mercado mayorista entra en proceso de liquidación, la autoridad competente puede negociar la cesión de sus contratos a otras empresas para que sustituyan a la primera en el cumplimiento de sus obligaciones o en el ejercicio de sus derechos; de lo cual dará aviso al Administrador del SIC para que este registre la cesión de los contratos. En todos los contratos entre los agentes del mercado mayorista que hayan de cumplirse por medio del Administrador del SIC se entiende que cada parte acepta las cesiones de sus derechos que pueda hacer la otra en favor de la Nación.

**Parágrafo 3.** Cuando, por cualquier causa, una empresa decida que no seguirá participando del mercado mayorista para formar y cumplir actos y contratos con éste, dará aviso al Administrador del SIC con cuatro meses de anticipación, por lo menos; y mientras ese período transcurre la empresa seguirá estando sujeta a las normas de la presente resolución, y el Administrador del SIC podrá hacer, por si mismo, las liquidaciones, y afectar las cuentas o hacer exigibles las garantías que considere del caso.

**Parágrafo 4.** El retiro de un agente del mercado mayorista, no lo exime de las deudas que tuviese en el mercado mayorista; por lo tanto, el Administrador del SIC debe continuar con la acción de cobro mientras existan deudas por los actos y contratos efectuados por medio de él”.

MANUEL MAIGUASHCA OLANO  
Viceministro de Minas y Energía  
Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

CAMILO QUINTERO MONTAÑO  
Director Ejecutivo

ANEXO 2

SUBASTA PARA LA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

2.1 Modificado por el Artículo 6 de la Resolución CREG-101 de 2007. Función de Demanda de Energía.

La función de Demanda de Energía que será cubierta mediante las Obligaciones de Energía Firme resultantes de la subasta se definirá de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de la Subasta contenido en el Anexo 10 de esta Resolución.

2.2 Modificado por el Artículo 6 de la Resolución CREG-101 de 2007. Pasos del Período de Precalificación de la Subasta

Durante el Período de Precalificación de la Subasta se ejecutarán las actividades definidas en el cronograma de que trata el Artículo 18 de esta resolución.

Nota de compilación:



- **Cronograma para la primera Subasta.** Para la primera subasta, la Resolución de que trata el Artículo 18, es la CREG-031 de 2007. En el Artículo 8 de dicha Resolución se definió el cronograma para la primera subasta.

2.3 **Modificado por el Artículo 6 de la Resolución CREG-101 de 2007.** Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

La Asignación de Obligaciones de Energía Firme se llevará a cabo mediante una subasta de reloj descendente de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de la Subasta contenido en el Anexo 10 de esta Resolución.

2.4 **Actualización del Costo del Entrante.**

Cuando concluya la Subasta habiéndose cumplido todo el proceso establecido en el numeral 2.3 anterior, el Costo del Entrante (CE) para la siguiente subasta será igual al 70% del CE de la última Subasta, más el 30% del Precio de Cierre de la misma. En caso contrario el CE para la siguiente subasta no será modificado.

2.5 **Contenido del Protocolo de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme**

Este Protocolo deberá contener por lo menos la siguiente información:

1. Funciones del Administrador de la Subasta: información que debe ser remitida a la CREG y plazo para hacerlo.
2. Funciones del Auditor de la Subasta
3. Funciones del Subastador
4. Definición de la duración de cada una de las Rondas del proceso de Subasta.
5. Criterios que serán aplicados para la selección del auditor de la Subasta.
6. Criterios que serán aplicados para la selección del Subastador.
7. Fecha y Hora de la apertura y el cierre de la Subasta.
8. Plataforma tecnológica requerida para la realización de la Subasta.
9. Procedimientos de seguridad de dicha plataforma.
10. Mecanismos de autenticación de usuarios.
11. Prohibiciones durante el proceso de Subasta.

**Nota de Compilación:**

- Mediante la Resolución CREG-018 del 26 de febrero de 2007 se ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar el Reglamento de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme y modificar algunas disposiciones de la Resolución CREG-071 de 2006.
- Mediante la Resolución CREG-102 de 2007 se adoptó el Reglamento de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, el cual se incorporó como el Anexo 10 de esta Resolución

**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**  
Viceministro de Minas y Energía  
Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

**CAMILO QUINTERO MONTAÑO**  
Director Ejecutivo

ANEXO 3

**Modificado por el Artículo 15 de la Resolución CREG-079 de 2006.**

CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD

3.1 Metodología de Cálculo de la ENFICC de una planta hidráulica

La Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) de una planta hidráulica se calculará como se establece a continuación:

En cada mes m del período de análisis, se debe cumplir la siguiente ecuación de balance hídrico:

$$E_m = E_{m-1} + a_m - t_m - v_m$$

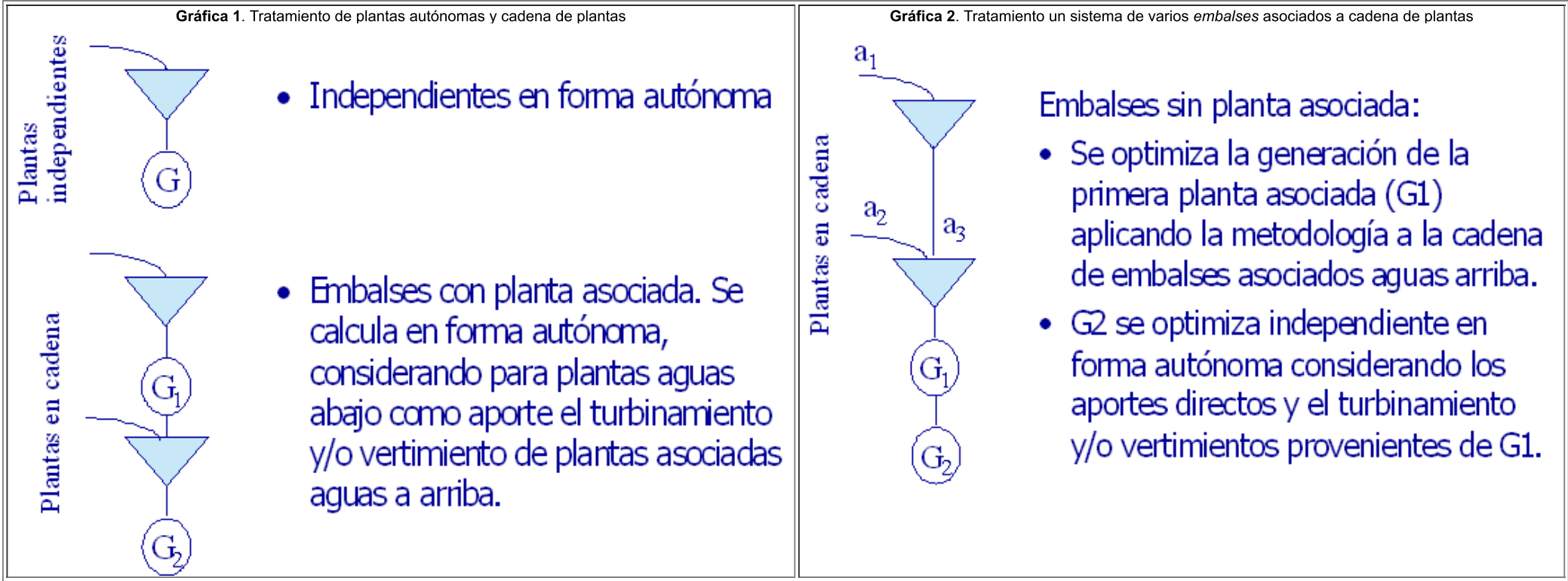
donde:

- $e_m$ : volumen del embalse al final del mes m, expresado en millones de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>).  
 $a_m$ : aportes en el mes m, expresado en millones de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>).  
 $t_m$ : turbinado en el mes m, expresado en millones de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>).  
 $v_m$ : vertimientos durante el mes m, expresado en millones de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>).

Para la evaluación de la ENFICC se empleará un modelo computacional que tendrá en cuenta las características y restricciones propias de cada uno de los sistemas hidráulicos, para lo cual se debe considerar:

1. La topología de la planta o grupo de plantas.
2. Los límites del embalse: mínimo técnico y máximo técnico.
3. Restricciones de uso del embalse: curva guía mínima y curva guía máxima.
4. La curva guía inferior de un embalse solamente puede ser afectada para cumplir con los flujos mínimos para acueducto y riego, en aquellos períodos donde no es posible cumplirlos, sin remover esta restricción.
5. Capacidad de turbinamiento máxima y mínima de la planta.
6. Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas – IHF
7. Capacidad máxima de bombeo.
8. Capacidad de canales de descarga.
9. La Información Hidrológica Oficial del SIN
10. En el modelo computacional se considerará que:

- a. Solamente se generará por encima de la ENFICC (Energía Disponible Adicional) de cada período de optimización, en los meses en que el nivel de embalse sea igual o mayor al de la curva guía máxima o el nivel de espera definido por el volumen de espera, en caso de tenerlo.
- b. Vertimientos solamente se pueden dar cuando se supere el límite máximo del embalse y la máxima capacidad factible de la planta.
- c. El nivel del volumen del embalse sólo podrá estar por encima de la curva guía máxima o el nivel de espera, si lo tiene la planta, cuando la planta haya alcanzado su capacidad máxima de turbinamiento.
- d. El nivel del volumen del embalse sólo podrá ser menor o igual a la curva guía mínima, si la tiene la planta, cuando la planta este turbinando 0 m<sup>3</sup>/s.
- e. Debe aplicar para: i) la ENFICC de plantas autónomas, las cuales están compuestas por el sistema embalse planta, ii) la ENFICC de varios Embalse-Planta en cadena, en donde se calcula la ENFICC a la primera planta aguas arriba (G1). Para la siguiente planta (G2) se utiliza el mismo modelo considerando como aportes al embalse asociados a esta planta, además de los naturales, el caudal turbinado y/o vertido de la planta aguas arriba obtenido del paso anterior. Así sucesivamente para las plantas de la cadena (Ver Gráfica 1), y iii) la ENFICC de un sistema de varios embalses asociados a una cadena de plantas, en donde se calcula la ENFICC a la primera planta aguas arriba (G1), aplicando la metodología a la cadena de embalses asociados aguas arriba. Para la siguiente planta (G2) se optimiza de forma autónoma considerando como aportes, además de los naturales, optimizando plantas con varios embalses asociados aguas, el caudal turbinado y/o vertido de la planta aguas arriba (Ver Gráfica 2).



La formulación matemática de este modelo será la descrita en el Anexo 9 de esta resolución.

3.1.1 **Horizonte de análisis.**

Corresponderá a todo el horizonte de la Información Hidrológica Oficial del SIN por planta.

Cuando existan diferentes horizontes de información de ríos que aportan a una misma planta, se tomará un horizonte de análisis estandarizado correspondiente a la historia hidrológica más reciente.

3.1.2 Períodos de optimización.

Serán períodos de un año, contado desde el primero de mayo del primer año hasta el 30 de abril del siguiente año, y así sucesivamente hasta completar el horizonte de análisis.

Existirá un número de períodos de optimización igual al número de años de información del horizonte de análisis estandarizado, descontando los períodos que queden remanentes por efecto de iniciar el primero de mayo y terminar el 30 de abril.

3.1.3 Nivel inicial del embalse.

Para el primer período de optimización, que inicia el mes de mayo del primer año del horizonte de análisis estandarizado, se tomará un nivel de embalse del 50%. Para los siguientes períodos de optimización se tomará como nivel inicial el nivel final del embalse para el último mes del año inmediatamente anterior, que resulta de la aplicación de la metodología.

3.1.4 Curva de Distribución de Probabilidad.

Con la ENFICC que se obtiene para cada período de optimización, expresada en kilovatios hora día año (kWh-día/año), se construirá una curva de distribución de probabilidad por planta, ordenando los resultados de menor a mayor. El menor valor corresponderá al 100% de probabilidad de ser superado y el mayor valor corresponderá al 0% de probabilidad de ser superado.

3.1.5 Cálculo de la ENFICC por planta.

A cada planta se le considerarán los siguientes tipos de ENFICC:

1. ENFICC BASE

Corresponde a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 100% PSS.

2. ENFICC 95% PSS

Corresponde a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 95% PSS de la curva de distribución de probabilidades. El valor que se asigne corresponderá a la energía calculada para el período más próximo a la condición del 95% PSS.

3.1.6 Modelo de Optimización.

La formulación matemática del Modelo de Optimización será la contenida en el Anexo 9 de esta resolución. El modelo computacional y el manual estará disponible en la página Web de la CREG o en el sitio que ella determine mediante Circular.

3.1.7 Cálculo de la ENFICC anual

Para determinar la ENFICC anual se aplicará la siguiente fórmula:

$$ENFICC = E_D * d_m$$

donde:

ED: ENFICC declarada por el generador expresada en kilovatios hora día (kWh/día)  
dm: Número de días del año

En el caso de plantas de generación hidráulica, la ENFICC de cada una de las unidades será igual a la ENFICC de la planta dividida entre el número de unidades.

3.2 Metodología de Cálculo de la ENFICC de una planta o unidad térmica

La ENFICC anual de las plantas o unidades térmicas (ENFICCPT) se establecerá de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$ENFICC_{PT} = \frac{\sum_{i=1}^n CEN_i \times \beta_i \times h_i}{d_{año}}$$

donde:

n : Número de combustibles de los que dispondrá la planta para operar. En caso de que se utilice más de un combustible al mismo tiempo, el valor de n será igual a uno (1).  
CENi: Capacidad Efectiva Neta (MW) con el combustible i o la combinación de combustibles.  
βi: Factor entre 0 y 1 para el combustible i o la combinación de combustibles. Corresponderá al menor valor entre los siguientes índices:

Disponibilidad de la Planta (1-IHF), donde IHF será el Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas.  
Índice de Disponibilidad de suministro de combustibles para operación continua (IDS) definido en el numeral 3.2.2.  
Índice de Disponibilidad de Transporte de de gas natural para operación continua (IDT) definido en el numeral 3.2.3. Este índice aplicará proporcionalmente a la cantidad de gas natural que utilizará la planta y/o unidad de generación térmica para su operación.

hi: Horas de Operación con el combustible i o la combinación de combustibles. La suma de hi para los n combustibles de los que dispondrá la planta para operar, deberá ser igual al número de horas del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.  
daño: Días del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

En el caso de utilizar combustibles en forma alternada los índices asociados al βi se calcularán por cada combustible en la misma forma que se haría para el caso de una planta que utiliza un solo combustible.

En el caso de utilizar una combinación de combustibles los indices asociados al βi tendrán en cuenta la participación de cada combustible en la combinación.

Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas – IHF

Se estima de acuerdo a lo definido en el numeral 3.4.

3.2.2 Índice de Disponibilidad de Suministro de Combustibles (IDS)

El Índice de Disponibilidad de Suministro de Combustibles (IDS) para operación continua se calculará así:

$$IDS = \frac{\left( \sum_{i=1}^n IMM_i \times CS_i + CA_i \right) + CR}{CM}$$

donde:

n : Número de combustibles de los que dispondrá la planta para operar al mismo tiempo.  
CSi : Cantidad de energía del combustible i, expresada en MBTU, contratada o que será contratada para suministro en firme del combustible i en el primer año del Período de Vigencia de la Obligación, de conformidad con lo establecido en el Capítulo V de esta resolución.  
CR: Cantidad de energía de respaldo. Considera la energía contratada o que será contratada con otros agentes para respaldar las Obligaciones de Energía Firme en las horas de mantenimiento programado.  
IMMi: En el caso de gas natural, corresponde al mínimo entre uno (1) y el resultado que se obtenga del balance de suministro en firme de gas natural, de que trata el Artículo 47 de esta resolución. Para combustibles distintos de gas, este valor es igual a uno (1).  
CAi: Cantidad de energía almacenada del combustible i, expresada en MBTU, disponible al inicio del primer año del Período de Vigencia de la Obligación, de conformidad con lo dispuesto en el Capítulo V de esta resolución.  
CM: Cantidad de energía requerida para operar a plena Capacidad Efectiva Neta durante el año de la Obligación de Energía Firme, expresada en MBTU. Se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$CM = Heat\ Rate_i \times CEN_i \times h_i$$

donde:

Heat Ratei: Eficiencia declarada de la planta o unidad de generación térmica con el combustible i, o la combinación de combustibles, expresada en MBTU/MWh  
CENi: Capacidad Efectiva Neta de la planta y/o unidad de generación con el combustible i o la combinación de combustibles, expresada en megavatios (MW).

hi: Horas de Operación con el combustible i o la combinación de combustibles. Si la planta va a hacer uso de combustibles en forma alternada, la suma de los hi de estos combustibles debe ser igual al número de horas del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

3.2.3 Modificado por el Artículo 7 de la Resolución CREG-096 de 2006. Índice de Disponibilidad de Transporte de combustible para operación continua (IDT)

Plantas o Unidades de Generación Térmica a gas natural

El Índice de Disponibilidad de Transporte de combustible (IDT) para operación continua de plantas o unidades térmicas a gas natural, se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$IDT = \min \left[ 1, \frac{TCR \times CT + CR}{CM} \right]$$

donde:

CT: Cantidad de energía, expresada en MBTU, asociada al transporte de gas natural contratado o que será contratado en firme para el primer año del Período de Vigencia de la Obligación, de conformidad con lo establecido en el Capítulo V de esta resolución.  
TCR: Índice de Disponibilidad de transporte de gas natural evaluada por la CREG.  
CM: Cantidad anual de energía, expresada en MBTU, que debe ser transportada para operar a plena Capacidad Efectiva Neta durante el año de la Obligación de Energía Firme  
CR: Cantidad de energía de respaldo expresada en MBTU. Considera Declaraciones de Respaldo o la energía contratada o que será contratada con otros agentes para respaldar las Obligaciones de Energía Firme en las horas de mantenimiento programado.

En el caso de plantas o unidades de generación que se encuentren ubicadas en boca de pozo o que no requieran de transporte, se considerará un IDT igual a uno (1).

Plantas o Unidades de Generación Térmicas con capacidad de operar con más de un combustible

Para plantas o unidades de generación térmica con capacidad de operar con más de un combustibles, el Índice de Disponibilidad de Transporte de combustible (IDT) para operación continua se calculará empleando la siguiente fórmula:

$$IDT_{gas} = \min \left[ 1, \frac{CT_{gas}}{IMM_{gas} \times CS_{gas}} \right]$$



$$IDT = \frac{\sum_{i=1}^n IDT_i \times (IMM_i \times CS_i + CA_i)}{\sum_{i=1}^n IMM_i \times CS_i + CA_i}$$

donde:

IDT<sub>gas</sub>: Índice de Disponibilidad de Transporte de gas. El IDT para combustibles diferentes a gas natural será igual a 1.

IMM<sub>gas</sub>: En el caso de gas natural, corresponderá al mínimo entre uno (1) y el resultado que se obtenga del balance de suministro en firme de gas natural, de que trata el artículo 47 de esta resolución.  
IMM<sub>i</sub>: En el caso de gas natural, corresponderá al mínimo entre uno (1) y el resultado que se obtenga del balance de suministro en firme de gas natural, de que trata el artículo 47 de esta resolución. Para combustibles distintos de gas natural, este valor será igual a uno (1).  
CT<sub>gas</sub>: Cantidad de energía, expresada en MBTU, asociada al transporte de gas natural contratado o que será contratado en firme para el primer año del Período de Vigencia de la Obligación, de conformidad con lo establecido en el Capítulo V de esta resolución. El valor de esta variable será el menor entre la declarada por el agente y la disponibilidad de transporte de gas evaluada por la CREG.  
CS<sub>i</sub>: Cantidad de energía del combustible i, expresada en MBTU, contratada o que será contratada para suministro en firme del combustible i en el primer año del Período de Vigencia de la Obligación, de conformidad con lo establecido en el Capítulo V de esta resolución.  
CS<sub>gas</sub>: Cantidad de energía procedente del gas natural, expresada en MBTU, que podrá ser suministrada en firme para el primer año del Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme de conformidad con lo establecido en el Capítulo V de esta resolución.

Para las plantas o unidades de generación térmica de los agentes que aspiren se les asignen Obligaciones de Energía Firme en la Subasta o en el mecanismo de asignación que haga sus veces, la construcción de los índices señalados en los numerales 3.2.3 y 3.2.4 de este Anexo tendrá en cuenta la información de los documentos que adjunten los representantes comerciales de la planta, en donde exista el compromiso de entrega de los combustibles durante el Período de Vigencia de la Obligación de conformidad con lo establecido en el Capítulo V de esta resolución.

En el caso de plantas de generación térmica, la ENFICC de cada una de las unidades será igual a la ENFICC de la planta dividida entre el número de unidades.

3.3 Metodología de Cálculo de la ENFICC de una planta no despachada centralmente

La ENFICC de las Plantas no Despachadas Centralmente (ENFICC<sub>PND</sub>) se establecerá de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$ENFICC_{PND} = \frac{CEN * \delta * h_{año}}{d_{año}}$$

donde:

CEN: Capacidad Efectiva Neta (MW)  
: Disponibilidad de la Planta. El valor de esta variable será declarado por el agente, de no hacerlo se empleará un valor igual al 35%.  
h<sub>año</sub>: Horas del primer año del Período de Vigencia de la Obligación  
d<sub>año</sub>: Días del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

El 35% que se asumirá para plantas que no declaran disponibilidad podrá ser modificado si el propietario de la planta o el agente que la represente comercialmente sustenta con cifras demostrables un nuevo valor. La CREG podrá solicitar auditoría del cálculo de estos parámetros.

Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF

Cálculo Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF

Los IHF se determinarán empleando la siguiente fórmula:

$$IHF = \frac{HI + HD}{HI + HO}$$

donde:

IHF: Indisponibilidad histórica Forzada  
HI: Horas de indisponibilidad forzada sin considerar horas de mantenimiento programado.  
HO: Horas de operación o en línea.  
HD: Horas equivalentes de indisponibilidad por derrateos, sin considerar mantenimientos programados, calculadas como:

$$HD = \sum_{i=1}^{HO} \frac{CEN - CD_i}{CEN} * H$$

donde:

CEN: Capacidad efectiva neta de la unidad o planta  
CD<sub>i</sub>: Capacidad disponible durante la hora i  
H: Constante de conversión de unidades (1 hora)

**Inciso modificado por el Artículo 7 de la Resolución CREG-096 de 2006.** De las variables HI y HD se podrán descontar las horas de mantenimiento programado, siempre y cuando haya sido respaldado con Declaraciones de Respaldo ó con Contratos de Respaldo, durante el tiempo de ejecución de este mantenimiento, y el respaldo se haya registrado previamente ante el ASIC.

**Inciso adicionado por el Artículo 7 de la Resolución CREG-096 de 2006.** El mantenimiento se tendrá por respaldado a partir del momento en que el agente registre ante el ASIC una Declaración de Respaldo suscrita que deberá contener la información exigida en el Artículo 62 de esta resolución.

Durante el Período de Transición los valores de las variables HI y HD serán calculados por los agentes con los eventos de generación registrados en los sistemas de información del CND.

Indisponibilidad Histórica Forzada para Plantas y/o Unidades de Generación con Información de Operación Insuficiente.

El IHF de las Plantas y/o Unidades de Generación con Información de Operación Insuficiente se calculará con la información correspondiente a las estaciones de verano de los tres (3) últimos años de operación.

**Aparte modificado por el Artículo 4 de la Resolución CREG-085 de 2007.** Indisponibilidad Histórica Forzada para Plantas y/o Unidades de Generación con Información Reciente.

El IHF de las Plantas y/o Unidades de Generación con Información Reciente se determinará de acuerdo con su tiempo de operación, con base en siguiente tabla:

Tipo de Tecnología	1er. Año (1ª.columna)	2º Año (2ª Columna)	3er. Año (3ª Columna)
Gas y Combustibles Líquidos	0.2	El menor valor entre 0.15 y el índice histórico del primer año completo de operación	El índice histórico del segundo año completo de operación
Carbón y otros combustibles no incluidos en los casos anteriores	0.3	El menor valor entre 0.2 y el índice histórico del primer año completo de operación	El índice histórico del segundo año completo de operación
Hidráulicas	0.15	El menor valor entre 0.1 y el índice histórico del primer año completo de operación	El índice histórico del segundo año completo de operación

- a. Si una unidad aún no ha entrado en operación pero se considera en el horizonte de análisis, o se encuentra en operación desde hace menos de doce (12) meses, se utilizarán los siguientes IHF:
- Para el primer año de operación de la unidad, el valor que aparece en la primera columna;
  - Para el segundo año de operación de la unidad en adelante, los valores de 0.15 para unidades térmicas a gas y combustibles líquidos, 0.2 para unidades térmicas a carbón y otros combustibles no contemplados en los casos anteriores y 0.1 para unidades hidráulicas.
- b. Si una unidad es calificada como especial o nueva, se utilizarán los siguientes IHF:
- Para el primer año de operación de la unidad, el valor que aparece en la primera columna de la tabla anterior;
  - Para el segundo año de operación de la unidad en adelante, el valor será de 0.05.
- Cuando la unidad entre en operación, el IHF se actualizará de acuerdo con la tabla según se cumplan los años de operación.
- c) Para el cálculo de la ENFICC, el generador podrá declarar un IHF menor, y superior a 0.05, siempre y cuando aporte las garantías correspondientes a la diferencia de la ENFICC entre su declaración y la que resultaría de considerar el IHF calculado con base en la información histórica.
- d) Si una unidad se encuentra en operación desde hace más de doce (12) meses, pero su operación no ha completado veinticuatro (24) meses, se utilizarán para todo el horizonte, desde la entrada en operación de la unidad, los índices resultantes de la segunda columna.
- e. Si una unidad se encuentra en operación desde hace más de veinticuatro (24) meses, pero su operación no ha completado treinta y seis (36) meses, y tiene información suficiente, se utilizarán para todo el horizonte, desde la entrada en operación de la unidad, los índices resultantes de la tercera columna.
- f. Si una unidad se encuentra en operación desde hace más de veinticuatro (24) meses, pero su operación no ha completado treinta y seis (36) meses y tiene información insuficiente, el índice se calculará con la información correspondiente a las estaciones de verano involucradas en el período considerado.

En el cálculo de los IHF para todo tipo de plantas y/o unidades de generación, no se incluirán:

1. Los eventos relacionados con el STN y/o STR que afecten el índice.
2. Los eventos resultantes de una declaración de racionamiento programado por parte del Ministerio de Minas y Energía en los términos del Decreto 880 de 2007, o aquel que lo modifique o sustituya, en virtud del cual se señalan los sectores de consumo más prioritarios.  
Para efectos de excluir del cálculo de los IHF los eventos relacionados con la declaración de racionamiento programado, el generador debe cumplir con las siguientes disposiciones:

- i. Tener celebrados contratos firmes de suministro y transporte de gas natural.

ii. En la respectiva hora no tener previamente programados mantenimientos.

iii. Destinar el gas contratado al sector prioritario definido por el Ministerio de Minas y Energía.

iv. Para este efecto el transportador y el productor de gas reportarán al CND y al ASIC, inmediatamente termine el ciclo de nominación vigente en gas, la cantidad de energía nominada por cada generador térmico a gas con destino al sector prioritario definido por el Ministerio de Minas y Energía.

3. En el cálculo del IHF de las plantas o unidades de generación térmica a gas natural que declaren, para el Período de Vigencia de la Obligación, la operación continua con un combustible diferente a gas natural, o la infraestructura y el combustible alternativo para respaldar la operación con gas natural, se excluirán los siguientes eventos:

i. Los relacionados con el STN y/o STR que afecten el índice, y

ii. Los relacionados con indisponibilidad de gas natural.

Para tal efecto, el generador deberá suscribir una garantía que cubra el diferencial de energía asociado al cambio en el IHF. Esta garantía deberá cumplir con lo dispuesto en el Capítulo VIII de esta resolución y deberá ser remitida a la CREG a más tardar el 25 de noviembre del año en el que inicia el Período de Vigencia de la Obligación.

La planta o unidad térmica que va a utilizar o respaldar la operación continua con combustible diferente a gas natural, deberá aprobar una prueba de generación con este combustible efectuada de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-109 de 2005, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Esta prueba deberá realizarse dentro de los primeros dos (2) meses del Período de Vigencia de la Obligación y su éxito será declarado por el agente al CND siempre y cuando una firma auditora reconocida, contratada por el generador, certifique que la generación durante la prueba se efectuó con el combustible diferente a gas natural.

Si la prueba es calificada como no exitosa, el generador deberá suscribir un Contrato de Respaldo suficiente para cubrir el diferencial de energía asociado al cambio en el IHF, vigente hasta que se efectúe una prueba exitosa. En caso contrario se hará efectiva la garantía.

Si esta planta o unidad térmica retorna a la utilización de gas natural, para una nueva asignación de Obligaciones de Energía Firme se aplicarán los numerales 1 y 2 anteriores.

3.4.2 Modificado por el Artículo 18 de la Resolución CREG-061 de 2007. Declaración de los Índices de Indisponibilidad Histórica Forzada.

Para efectos de calcular la ENFICC de una planta o unidad de generación utilizando un IHF menor al resultante de aplicar la metodología establecida en la presente resolución, sin que este IHF sea inferior a 0.05, el agente deberá:

1. Aportar las garantías que sean requeridas en la presente resolución para respaldar la Obligación de Energía Firme asociada a la mejora del IHF.

2. Entregar a la CREG en la fecha establecida para la declaración de ENFICC de conformidad con la regulación vigente, un cronograma de mejora trimestral del valor del IHF.

3. Cumplir con el cronograma trimestral de mejora con anterioridad al inicio del Período de Vigencia de la Obligación. Este cronograma deberá distribuirse de tal manera que en el 50% del periodo declarado para la mejora, la reducción del IHF sea, al menos, del 50% de la mejora total declarada.

Durante el período establecido en el cronograma de mejora, el CND realizará trimestralmente una verificación del valor del IHF de la planta o unidad de generación calculándolo de conformidad con la regulación vigente. Cuando el IHF calculado por el CND sea mayor que el establecido en el cronograma de mejora, el agente está incumpliendo el cronograma.

La verificación de que el agente ha incumplido el cronograma durante dos evaluaciones consecutivas o no ha obtenido al menos el 50% de la reducción total declarada del IHF en el 50% del período declarado para la mejora, implica la terminación de la Obligación de Energía Firme asociada a la mejora del IHF y el ASIC procederá a hacer efectivas las garantías constituidas para cubrir este evento.

**Parágrafo.** Para efectos del cálculo del IHF, el CND deberá considerar los eventos de generación registrados en sus sistemas de información para los últimos treinta y seis (36) meses de operación o los que correspondan de conformidad con la regulación vigente.

MANUEL MAIGUASHCA OLANO

Viceministro de Minas y Energía

Delegado del Ministro de Minas y Energía

Presidente

CAMILO QUINTERO MONTAÑO

Director Ejecutivo

ANEXO 4  
Modificado por el Artículo 16 de la Resolución CREG-079 de 2006  
FORMATO PARA LA DECLARACIÓN DE ENFICC Y ENERGÍA DISPONIBLE ADICIONAL

Señores  
Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG

Referencia: Declaración de ENFICC para la asignación de Obligaciones de Energía Firme y de la Energía Disponible Adicional para el periodo comprendido entre \_\_\_\_\_ y \_\_\_\_\_

Yo \_\_\_\_\_, en mi calidad de representante legal de la empresa \_\_\_\_\_, declaro que la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad - ENFICC de las siguientes plantas y/o unidades de generación para la asignación de Obligaciones de Energía Firme y el Período de Vigencia asociado a ellas es:

PLANTA Y/O UNIDAD DE GENERACIÓ N	ENFICC (KWH/DÍA)	PERÍODO DE VIGENCIA DE LA OBLIGACIÓN	
		Fecha de Inicio (mes, año)	Fecha de Finalización (mes, año)

La Energía Disponible Adicional de las plantas hidráulicas que represento comercialmente, y que ofertaré en el Mercado Secundario de Energía Firme en cada mes es:

PLANTA DE GENERACIÓN HIDRÁULICA	ENERGÍA DISPONIBLE ADICIONAL (KWh/día)	MES

Atentamente,  
  
Firma:

C. de C. No. \_\_\_\_\_  
Representante Legal de \_\_\_\_\_

MANUEL MAIGUASHCA OLANO

Viceministro de Minas y Energía

Delegado del Ministro de Minas y Energía

Presidente

CAMILO QUINTERO MONTAÑO

Director Ejecutivo

ANEXO 5  
VERIFICACIÓN DE LA ENFICC

5.1 Verificación de la ENFICC

Una vez declarada la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad de cada una de las plantas y/o unidades de generación, el CND deberá verificar que el valor se encuentre dentro de los límites establecidos en la presente resolución. Para los casos en los cuales la ENFICC declarada sea superior a la máxima energía firme resultante de aplicar la metodología establecida en esta resolución, el CND considerará como valor declarado para las plantas de generación hidráulica la ENFICC Base, y para las plantas y/o unidades de generación térmica la ENFICC que resulte del cálculo hecho por el CND con base en la información reportada por el generador.

5.2 Formatos de Reporte de la información para el cálculo de la ENFICC

Los siguientes formatos deberán ser diligenciados por los agentes, y remitidos a la CREG en comunicación firmada por el Representante Legal, en la oportunidad señalada en los plazos señalados en esta resolución.

En el caso de contratos verbales, deberán diligenciarse los mismos formatos referentes a la contratación de suministro y/o transporte de combustibles, adjuntando a ellos la información sobre fechas de celebración, de inicio y de terminación del contrato verbal. Estos formatos deben ser firmados por el Representante Legal de cada una de las partes que intervienen en el contrato.

Todas las cifras de estos formatos deberán reportarse con dos decimales de precisión. Los IHF, factores de conversión y eficiencias térmicas con cuatro (4) decimales. Los IHF serán calculados con la información disponible hasta el treinta (30) de septiembre del año del cálculo.

Formato 1. Plantas o Unidades Hidráulicas.

Plantas o Unidades hidráulicas			
Nombre	Capacidad Efectiva Neta <sup>1</sup> (MW)	Eficiencia Planta o Unidad (MW/m <sup>3</sup> /s)	IHF (%)

<sup>1</sup> En ningún caso, durante el Período de Vigencia de la Obligación, la Capacidad Efectiva Neta registrada ante el Mercado de Energía Mayorista podrá ser superior al valor aquí declarado.

Nota de Compilación:

**Registro ante el Mercado de Energía Mayorista de adiciones o variaciones en la Capacidad Efectiva Neta.** El Artículo 12 de la Resolución CREG-096 de 2006 estableció:

**RES. CREG-096/06. “Artículo 12. Registro ante el Mercado de Energía Mayorista de adiciones o variaciones en la Capacidad Efectiva Neta.** Los agentes generadores que, como resultado de adicionar capacidad a sus plantas o unidades de generación, obtengan una Capacidad



Efectiva Neta superior a la declarada para la determinación de la ENFICC, podrán registrarla ante el ASIC de conformidad con la regulación vigente.

Los agentes generadores con plantas o unidades de generación térmica que, como resultado de la sustitución de gas natural, presenten variaciones en su Capacidad Efectiva Neta podrán registrarlas ante el ASIC de conformidad con la regulación vigente. En este caso, la Capacidad Efectiva Neta a ser considerada por parte del ASIC será la que corresponda al combustible utilizado por el generador, para lo cual éste deberá reportar, dentro de los plazos establecidos en la regulación vigente, el combustible utilizado durante cada una de las horas de operación.

La Capacidad Efectiva Neta también podrá incrementarse como consecuencia de la aproximación a números enteros efectuada por el CND para el despacho.”

Formato 2. Topología de Plantas Hidráulicas

ELEMENTO		APORTES (Punto de Entrada)				DESCARGAS (Punto de Salida)				VERTIMIENTOS			
Clase <sup>2</sup>	Nombre	Río	Embalse	Planta	Otro	Río	Embalse	Planta	Otro	Río	Embalse	Planta	Otro

<sup>2</sup>Las clases de Elementos son: Planta (P), Embalse (E), Arcos de Descarga (AD), Bombeo (B), Filtraciones (F) y Otros Usos (OU)

Notas:  
En cada casilla no puede ir más de un elemento  
En OTRO pueden ir Arcos de Descargas, Bombeo o Filtraciones, identificándolos según se defina en los elementos. Por ejemplo, AD1 es Arco de Descarga 1.  
Otros Usos puede corresponder a acueducto y riego.  
Adicionalmente se debe anexar el diagrama topológico.

Formato 3. Plantas o Unidades Térmicas

Plantas o Unidades Térmicas			
Nombre	Capacidad Efectiva Neta <sup>3</sup> (MW)	Eficiencia (MBTU/MWh)	IHF (%)

<sup>3</sup> En ningún caso, durante el Período de Vigencia de la Obligación, la Capacidad Efectiva Neta registrada ante el Mercado de Energía Mayorista podrá ser superior al valor aquí declarado.

Formato 4. Serie Histórica de Caudales Medios Mensuales de los Ríos del SIN

En este formato se deberá reportar la serie aprobada por el acuerdo del CNO vigente, para dar cumplimiento al procedimiento de la información hidrológica oficial del SIN.

Serie histórica de Caudales históricos medios mensuales de los ríos del SIN			
Río	Año	Mes	m <sup>3</sup> /s

Formato 5. Embalses

EMBALSES		
Embalse	Mínimo Técnico (Mm <sup>3</sup> )	Máximo Técnico (Mm <sup>3</sup> )

Formato 6. Filtraciones

FILTRACIONES	
Embalse	m <sup>3</sup> /s

Formato 7. Curva de Operación del Embalse

Esta curva define los niveles mínimos o máximos mensuales que se deben mantener en el embalse para la operación sin ningún tipo de restricciones. Estas restricciones serán las ocasionadas por el uso del agua para propósitos diferentes al de generación de energía eléctrica (Caudal mínimo garantizado aguas abajo del embalse, agua para consumo humano, riego, navegación, etc.).

Curva de operación de embalse				
Embalse	Mes	Volumen de espera (Mm <sup>3</sup> )	Curva guía mínima (Mm <sup>3</sup> )	Curva guía máxima (Mm <sup>3</sup> )

Formato 8. Capacidad de Arcos de Descarga

Capacidad de arcos de descarga				
Nombre	Flujo mínimo (m <sup>3</sup> /s)	Flujo máximo (m <sup>3</sup> /s)	Fecha de entrada (mes, año)	Fecha de salida (mes, año)

Formato 9. Arcos de Bombeo

Arcos de Bombeo				
Nombre	Flujo mínimo (m <sup>3</sup> /s)	Flujo máximo (m <sup>3</sup> /s)	Fecha de entrada (mes, año)	Fecha de salida (mes, año)

Formato 10. Capacidad Máxima de Arcos de Generación

CAPACIDAD MÁXIMA DE ARCOS DE GENERACIÓN		
Nombre	Flujo mínimo (m <sup>3</sup> /s)	Flujo máximo (m <sup>3</sup> /s)

Formato 11. Descargas Máximas Embalses de Bogotá

DESCARGAS MÁXIMAS EMBALSES DE BOGOTÁ	
Embalse	m <sup>3</sup> /s
Sisga	
Tominé	
Neusa	
Chuza	

Formato 12. Capacidad Túneles de Chivor

CAPACIDAD TUNELES DE CHIVOR	
Túnel	m <sup>3</sup> /s
Tunjita	
Rucio	
Negro	

Formato 13. Modificado por el Artículo 17 de la Resolución CREG-079 de 2006. Demanda de Acueducto y Riego

Demanda de Acueducto y Riego (m <sup>3</sup> /s)					
Nombre	Año T	Año T+1	Año T+2	Año T+n	Factor de recuperación (%)

Corresponde a la proyección de demanda de acueducto y riego para el Período de Vigencia de la Obligación.

5.2.1 Contratación de Combustibles para Generación Eléctrica

Los formatos que se definen a continuación deberán ser diligenciados para cada uno de los años del Período de Vigencia de la Obligación que el generador aspira le sea asignada.

5.2.1.1 Generadores térmicos a gas

Los generadores térmicos a gas natural, deberán remitir diligenciado y firmado por el representante legal del generador, y dentro de los términos y plazos establecidos en la presente resolución, los siguientes formatos.

Formato 14. Suministro de gas natural

ENERGÍA CONTRATADA EN FIRME PARA CADA MES (MBTU)													
Planta o Unidad de Generación	Campo que suministra	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov

Formato 15. Modificado por el Artículo 5 de la Resolución CREG-085 de 2007. Transporte de gas natural

El generador deberá utilizar la equivalencia entre 1 MBTU y 1kpc (1 MBTU = 1kpc) para efectos de diligenciar este formato. Quienes dispongan de certificaciones en las que conste un factor diferente al aquí establecido, podrán usar dicho factor. Estas certificaciones deberán ser remitidas a la CREG con la declaración de parámetros.

TRANSPORTE DE GAS CONTRATADO EN FIRME PARA CADA MES (MBTU)														
Planta o Unidad de Generación	Punto de Entrada	Punto de Salida	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov

5.2.1.2 Generadores térmicos a carbón y otros combustibles diferentes al gas natural

Los generadores térmicos a carbón y otros combustibles, deberán remitir diligenciados y firmados por el representante legal del generador, y dentro de los términos y plazos establecidos en la presente resolución los siguientes formatos.

Formato 16. Suministro de Combustibles diferentes al gas natural

En el formato 15 deberá reportarse la cantidad de energía contratada en firme para cada mes, expresada en MBTU y puesta en planta.

ENERGÍA CONTRATADA EN FIRME PARA CADA MES PROCEDENTE DE CARBÓN Y OTROS COMBUSTIBLES DISTINTOS A GAS (MBTU)													
Planta o Unidad de Generación	Combustible	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov

Formato 17 Almacenamiento de Combustibles

En este formato deberá reportarse la cantidad de energía almacenada al inicio del Período de Vigencia de la Obligación, expresada en MBTU.



ENERGÍA ALMACENADA PROCEDENTE DE CARBÓN Y OTROS COMBUSTIBLES DISTINTOS A GAS			
Planta y/o Unidad de Generación	Combustible	Capacidad de Almacenamiento del Combustible	Cantidad Almacenada al Inicio de la Obligación (MBTU)

Formato 18. Energía contratada para cubrir mantenimientos

ENERGÍA CONTRATADA MENSUALMENTE PARA CUBRIR MANTENIMIENTOS (MBTU)												
Planta o Unidad de Generación que respalda	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov

MANUEL MAIGUASHCA OLANO

Viceministro de Minas y Energía  
Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

CAMILO QUINTERO MONTAÑO

Director Ejecutivo

ANEXO 6

MECANISMO DE VERIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DE LA ENFICC

6.1 Requisitos mínimos para la contratación de la auditoría para la verificación de parámetros

Para la definición de los términos de referencia de la contratación de la verificación de parámetros, el CND observará las siguientes pautas:

- El contratista será elegido mediante selección objetiva.
- Los parámetros a verificar son todos los declarados para las plantas y/o unidades que respalden asignaciones de obligaciones de energía firme superiores a cero (0).
- El informe de verificación de parámetros observará los criterios generales definidos en esta resolución y en las demás normas de la CREG y acuerdos del CNO, vigentes antes de la fecha de declaración de parámetros para la estimación de la EFICC.
- El informe final de verificación de parámetros debe ser claro, preciso y detallado en el establecimiento de discrepancias por fuera de los rangos de holgura o margen de error definidos en este anexo, entre los valores verificados y los valores de los parámetros reportados por los agentes. No se admitirán informes ambiguos.
- En el informe final de verificación de parámetros se explicarán y relacionarán todos los antecedentes, estudios, métodos, memorias de cálculo, exámenes, experimentos e investigaciones que sirvieron de base para dictaminar respecto de determinadas plantas y/o unidades, discrepancias en el valor de los parámetros reportados.
- Las pruebas para plantas térmicas o hidráulicas que se requieran se realizarán siguiendo los procedimientos y/o protocolos establecidos para tal fin por el CNO.
- Previo a la entrega del informe final, el contratista validará sus conclusiones con los agentes afectados, dando acceso a las memorias de cálculo y permitiéndoles contradecir el informe y formular solicitudes de complementación o aclaración que se resolverán en el informe final.
- El informe final debe ser entregado en la fecha que establezca la CREG mediante Circular.

6.2 Criterios de la Verificación de Parámetros

La verificación de parámetros observará los siguientes criterios:

- Las holguras y márgenes de error que se definen buscan garantizar que aquellos valores declarados por el agente, con discrepancias que conlleven a la asignación de una menor ENFICC, no sean considerados como discrepancias.
- En los parámetros para los cuales existen protocolos de pruebas acordados en el CNO la firma contratada debe verificar que la información reportada por el agente correspondiente a la CREG, no tenga discrepancias frente a los reportes de resultados de la última prueba realizada de acuerdo con los protocolos definidos por el CNO, siempre y cuando esta haya sido hecha con la periodicidad establecida por el CNO o haya contado con autorización expresa de éste para su aplazamiento.
- Si el agente no ha llevado a cabo alguna de las pruebas, de acuerdo con los protocolos o frecuencia establecidos por el CNO y no existió autorización expresa del CNO para aplazar o no realizar la prueba, el agente deberá llevar a cabo la prueba correspondiente por lo menos un mes antes de finalizar la estación de verano. Los costos de dichas pruebas serán asumidos por cada agente. A la realización de la prueba asistirá la firma contratada para llevar a cabo la verificación de parámetros, con el fin de tomar nota del cumplimiento del protocolo correspondiente. Si un mes antes de finalizada la estación de verano (31 de Marzo) no se ha realizado la prueba, de acuerdo con el protocolo respectivo aprobado por el CNO para este parámetro, el CND procederá a contratar la elaboración de la prueba y el ASIC podrá descontar el costo de dichas pruebas, de las cuentas a favor del correspondiente generador.

6.3 Procedimiento para la Verificación de Parámetros

El procedimiento para la verificación de cada uno de los parámetros asociados al cálculo de la ENFICC es el siguiente:

Consumos Térmicos Específicos Netos plantas térmicas	
Documentos base	Acuerdo CNO 311 de octubre 30 de 2004 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan por el cual se establece el procedimiento para efectuar la prueba de Consumo térmico Especifico Neto y Capacidad Efectiva Neta en las Plantas Térmicas del Sistema Interconectado Nacional.
Alcance	<p>Determinar si existen discrepancias entre los valores de <b>Consumo Térmico Especifico Neto</b>, declarados por los agentes y los valores resultantes de la prueba, siempre que esta se haya realizado siguiendo los protocolos acordados por el CNO.</p> <p>Si la planta o unidad no había entrado en operación comercial al momento de declarar el parámetro, se debe verificar que la declaración de los parámetros corresponde a lo indicado por el protocolo a partir de los datos de recepción de la planta. En caso de no existir esta documentación se deberá realizar la prueba respectiva, la cual correrá a cargo del agente generador.</p>
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>• Solicita a cada agente los reportes de resultados oficiales de la última prueba realizada.</li><li>• Verifica la fecha de realización de la prueba remitida por el agente. Si la última prueba se realizó por fuera de los plazos establecidos por el CNO y no existe autorización de éste,<ul style="list-style-type: none"><li>• solicita al agente la realización de la prueba, y verifica que la fecha no sea posterior a la finalización de la estación de verano</li><li>• asiste a la prueba,</li><li>• verifica que se cumple el protocolo.</li><li>• solicita los reportes de resultados oficiales de la prueba realizada</li></ul></li><li>• Compara lo declarado con el resultado de la prueba.</li><li>• Determina la veracidad o no de los valores declarados por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.</li></ul>
Tolerancia	De llevarse a cabo la prueba se aceptarán valores declarados que no sean inferiores en más del 7% del resultado de la prueba, evaluando ambas cifras con una aproximación a cuatro decimales.
Margen de error	De no llevarse a cabo la prueba, se considerará discrepancia cualquier valor declarado que sea inferior al de los reportes de resultados de la última prueba realizada, evaluando ambas cifras con una aproximación a cuatro decimales.
Factores de Conversión Plantas Hidráulicas	
Documentos base	Protocolo para la determinación de <b>Factores de Conversión Plantas Hidráulicas</b> aprobado por el CNO mediante Acuerdo 360 de mayo 25 de 2006 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.
Alcance	<p>Determinar si existen discrepancias entre los valores del <b>Factor de Conversión Hidráulico</b>, declarados por los agentes y los valores resultantes de la prueba, siempre que esta se haya realizado siguiendo los protocolos acordados por el CNO.</p> <p>Si la planta no había entrado en operación comercial al momento de declarar el parámetro, se debe verificar que la declaración de los parámetros corresponde a lo indicado por el protocolo a partir de los datos de recepción de la planta. En caso de no existir esta documentación se deberá realizar la prueba respectiva, la cual correrá a cargo del agente generador.</p>

	En el caso de este parámetro se puede requerir de una o más pruebas para la obtención de la curva del Factor de Conversión versus el nivel de embalse, curva a partir de la cual se obtiene el Factor de Conversión Medio de la planta. En este caso el auditor deberá verificar que el valor reportado por el agente a la CREG haya sido estimado según el protocolo aprobado para este parámetro por el CNO. Para la verificación de este parámetro se aplicará el procedimiento para comprobar dos resultados promedio.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>• Solicita a cada agente los reportes de resultados oficiales de la última prueba realizada.</li><li>• Verifica la fecha de realización de la prueba remitida por el agente. Si la última prueba se realizó por fuera de los plazos establecidos por el CNO y no existe autorización de este,<ul style="list-style-type: none"><li>• solicita al agente la realización de la prueba o pruebas, y verifica que la fecha no sea posterior a la finalización de la estación de verano</li><li>• asiste a la(s) prueba(s),</li><li>• verifica que se cumple el protocolo.</li><li>• solicita los reportes de resultados oficiales de la prueba realizada</li></ul></li><li>• Compara lo declarado con el resultado de la prueba.</li><li>• Determina la veracidad o no de los valores declarados por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.</li></ul>
Tolerancia	De llevarse a cabo la prueba se aceptarán valores declarados que no superen en más del 13% el resultado de la prueba, evaluando ambas cifras con una aproximación a cuatro decimales
Margen de error	De no llevarse a cabo la prueba, se considerará discrepancia cualquier valor declarado, que supere los valores de los reportes de resultados de la última prueba realizada, evaluando ambas cifras con una aproximación a cuatro decimales.

Capacidad Efectiva Neta Plantas Térmicas	
Documentos base	Acuerdo 103 del CNO de noviembre 15 de 2000 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Protocolo por el cual se establece el procedimiento para efectuar la prueba de Consumo Térmico Especifico Neto y Capacidad Efectiva Neta en las plantas térmicas del Sistema Interconectado Nacional aprobado por el CNO mediante Acuerdo 311 de octubre 30 de 2004 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Acuerdo 289 de abril 2 de 2004 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan por el cual se permite a los generadores térmicos registrar ante el ASIC como Capacidad Efectiva Neta, un valor diferente al declarado para el Cargo por Capacidad. Convenios existentes, anteriores a la fecha del reporte de información a la CREG.
Alcance	Determinar si existen discrepancias entre los valores de <b>Capacidad Efectiva Neta de Plantas Térmicas</b> declarados por los agentes y los valores resultantes de la prueba, siempre que esta se haya realizado siguiendo los protocolos acordados por el CNO.  Si la planta o unidad no había entrado en operación comercial al momento de declarar el parámetro, se debe verificar que la estimación de los parámetros declarados corresponde a lo indicado por el protocolo a partir de los datos de recepción de la planta. En caso de no existir esta documentación se deberá realizar la prueba respectiva, la cual correrá a cargo del agente generador.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>• Solicita a cada agente los reportes de resultados oficiales de la última prueba realizada.</li><li>• Verifica la fecha de realización de la prueba remitida por el agente. Si la última prueba se realizó por fuera de los plazos establecidos por el CNO y no existe autorización de este,<ul style="list-style-type: none"><li>• solicita al agente la realización de la prueba, y verifica que la fecha no sea posterior a la finalización de la estación de verano</li><li>• asiste a la prueba,</li><li>• verifica que se cumple el protocolo.</li><li>• solicita los reportes de resultados oficiales de la prueba realizada</li></ul></li><li>• Compara lo declarado con el resultado de la prueba.</li><li>• Solicita al agente copia del contrato de conexión o en su defecto convenios existentes, anteriores a la fecha del reporte de información a la CREG. Determina la veracidad o no de los valores declarados por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.</li></ul>
Tolerancia	De llevarse a cabo la prueba se aceptarán valores declarados que no superen en más del 7%, evaluando ambas cifras con una aproximación a dos decimales.
Margen de error	De no llevarse a cabo la prueba, se considerará discrepancia cualquier valor declarado, que sea superior al de los reportes de resultados de la última prueba realizada, evaluando ambas cifras con una aproximación a dos decimales. Así mismo se considerará discrepancia si el valor declarado supera al valor consignado en el contrato de conexión o en su defecto acuerdos anteriores, aproximando las cifras a números enteros.

Capacidad Efectiva Neta Plantas Hidráulicas	
Documentos base	Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Contrato de conexión. Convenios existentes, anteriores a la fecha del reporte de información a la CREG.
Alcance	Determinar si los valores de <b>Capacidad Efectiva Neta de Plantas Hidráulicas</b> declarados por los agentes, superan los valores consignados en el contrato de conexión o en el convenio respectivo, según sea el caso.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>• Solicita al agente copia del contrato de conexión o del convenio según sea el caso.</li><li>• Compara si el valor declarado para el parámetro es menor o igual al establecido en el contrato de conexión o en su defecto en los convenios existentes antes de la fecha de declaración de parámetros.</li><li>• Verifica si el valor declarado es igualado o superado al menos una vez en los registros de la frontera comercial.</li><li>• Para Plantas/Unidades nuevas solicita información remitida al agente por el fabricante.</li></ul>



<b>Margen de error</b>	Se considerará discrepancia si el valor declarado supera al valor consignado en el contrato de conexión o en su defecto, en convenios existentes, anteriores a la fecha del reporte de información a la CREG, aproximando ambas cifras a números enteros. También se considera discrepancia si el valor declarado a pesar de ser igual o inferior al declarado en el contrato de conexión o en el respectivo convenio, no ha sido igualado o superado por los valores registrados en la Frontera Comercial, expresados en megavatios (MW) con dos cifras decimales, en los términos establecidos en el Acuerdo No. 153 del CNO julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.
------------------------	---

Volumen de Espera

<b>Documentos base</b>	Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Licencias ambientales y actos administrativos que impongan esta restricción.
<b>Alcance</b>	Determinar si el embalse ha sido concebido como multipropósito con capacidad de regulación de crecientes o si la autoridad ambiental le impuso esta restricción. Si la respuesta es positiva, deberá verificar que se haya declarado este parámetro.
<b>Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>Solicita al agente y a la autoridad ambiental información sobre esta restricción.</li></ul>
<b>Margen de error</b>	Se considerará discrepancia si el agente generador estando obligado a declarar el parámetro no lo hace.

Curva Guía Mínima y Máxima

<b>Documentos base</b>	Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Licencias ambientales y actos administrativos que impongan esta restricción.
<b>Alcance</b>	Determinar si el embalse ha sido concebido como multipropósito con capacidad de regulación de crecientes o si la autoridad ambiental le impuso esta restricción. Si la respuesta es positiva deberá verificar que se haya declarado este parámetro.
<b>Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>Solicita al agente y a la autoridad ambiental información sobre esta restricción.</li></ul>
<b>Margen de error</b>	Se considerará discrepancia si el agente generador estando obligado a declarar el parámetro no lo hace.

Arcos de Generación

<b>Documentos base</b>	Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Parámetros de diseño del embalse. Estudios hidráulicos.
<b>Alcance</b>	Determinar si el valor declarado para este parámetro está de acuerdo con lo establecido en el Anexo 7 del Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.
<b>Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>Solicita al agente copia de los parámetros de diseño y de los estudios hidráulicos a que haya lugar.</li><li>Determina el mecanismo mediante el cual el generador calculó el valor declarado. Dicho mecanismo debe corresponder a uno de los establecidos en el Anexo 7 del Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.</li><li>Calcula el parámetro siguiendo la metodología adoptada por el generador.</li></ul>
<b>Margen de error</b>	Se considerará discrepancia cualquier valor declarado superior al calculado por la firma.

Arcos de Descarga

<b>Documentos base</b>	Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Parámetros de diseño. Estudios hidráulicos.
<b>Alcance</b>	Determinar si el valor declarado para este parámetro está de acuerdo con lo establecido en el Anexo 8 del Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o en aquellos que lo modifiquen o sustituyan.
<b>Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>Solicita al agente copia de los parámetros de diseño y de los estudios hidráulicos a que haya lugar.</li><li>Determina el valor bien sea haciendo uso de la información de diseño o de los estudios hidráulicos.</li></ul>
<b>Margen de error</b>	Se considerará discrepancia cualquier valor declarado superior al calculado por la firma.

Arcos de Bombeo

<b>Documentos base</b>	Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Información de diseño Información de las estaciones de bombeo.
<b>Alcance</b>	Determinar si el valor declarado para este parámetro esta de acuerdo con lo establecido en el Anexo 9 del Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.
<b>Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>Solicita al agente copia de los parámetros de diseño y de la información de capacidad nominal de la estación de bombeo.</li><li>Determina el valor, bien sea haciendo uso de la información de diseño o de la capacidad nominal de la estación de bombeo.</li></ul>
<b>Margen de error</b>	Se considerará discrepancia cualquier valor declarado superior al calculado por la firma.

Demanda de acueducto y riego

<b>Documentos</b>	Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o
-------------------	--

base	sustituyan. Información suministrada por las personas naturales o jurídicas que administran la extracción desde las fuentes, tales como empresas de acueducto y autoridades ambientales entre otras.
Alcance	Determinar si el valor declarado para este parámetro está de acuerdo con lo establecido en el Anexo 10 del Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>Solicita al agente copia de la información recibida de las personas naturales o jurídicas que administran la extracción desde las fuentes.</li></ul>
Margen de error	Se considerará discrepancia cualquier valor declarado inferior al establecido en los documentos base.

Factor de Retorno de Acueducto y Riego

Documentos base	Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Información suministrada por las personas naturales o jurídicas que administran los sistemas de aguas residuales.
Alcance	Determinar si el valor declarado para este parámetro esta de acuerdo con lo establecido en el Anexo 11 del Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>Solicita al agente copia de la información recibida de las personas naturales o jurídicas que administran los sistemas de aguas residuales.</li></ul>
Margen de error	Se considerará discrepancia cualquier valor declarado superior al establecido en los documentos base.

IHF Plantas Térmicas

Documentos base	Información histórica Bitácoras de planta. Eventos de unidades de generación registrados en el CND
Alcance	Determinar si el cálculo del Índice IHF, reportados por los agentes, de aquellas plantas y unidades térmicas, corresponde con lo establecido en esta resolución.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>Solicita a cada agente las Bitácoras de planta.</li><li>Conforma una base de cálculo con la información de las Bitácoras.</li><li>Solicita al CND, la relación de los eventos registrados durante el período de verificación.</li><li>Si en la relación entregada por el CND, existe un número de eventos superior en 10% al número de eventos registrados por el agente en su bitácora, procede a la inclusión de los eventos verificados dentro de la base de cálculo.</li><li>Determina si se trata de una Planta y/o Unidad de Generación con Información de Operación Insuficiente de acuerdo con la reglamentación vigente y el margen de error definido para esta clasificación, como se explica adelante.</li><li>Con la información de la base de cálculo procede al cálculo de los IHF.</li></ul>
Margen de error	Se considerará discrepancia si el valor declarado de IHF es inferior al calculado por la firma que realiza la verificación de parámetros, en más del 10%, evaluando ambas cifras con una aproximación a cuatro decimales.

IHF Plantas Hidráulicas

Documentos base	Información histórica Bitácoras de planta. Eventos de unidades de generación registrados en el CND.
Alcance	Determinar si el cálculo de los Índices IHF, reportados por los agentes de aquellas plantas y unidades hidráulicas corresponde con lo establecido en esta resolución.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>Solicita a cada agente las Bitácoras de planta.</li><li>Conforma una base de cálculo con la información de las Bitácoras.</li><li>Solicita al CND la relación de los eventos registrados durante el periodo de verificación.</li><li>Si en la relación entregada por el CND existe un número de eventos superior en 10% al número de eventos registrados por el agente en su bitácora, procede a la inclusión de los eventos verificados dentro de la base de cálculo.</li><li>Determina si se trata de una planta o unidad con información insuficiente de acuerdo con la reglamentación vigente y el margen de error definido para esta clasificación, como se explica adelante.</li><li>Con la información de la base de cálculo procede al cálculo de los IHF.</li></ul>
Margen de error	Se considerará discrepancia si el valor declarado de IHF es inferior al calculado por la firma que realiza la verificación de parámetros, en más del 10%, evaluando ambas cifras con una aproximación a cuatro decimales.

Suministro de Combustibles y Transporte de Gas Natural

Documentos base	Declaración mensual de suministro de combustibles y transporte de gas natural, según sea el caso. Contratos de suministro de combustibles y transporte de gas natural, según sea el caso.
Alcance	Determinar si los valores declarados por el agente generador están soportados por los contratos de suministro de combustibles y transporte de gas natural presentados.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes y la copia de los contratos de suministro de combustibles y transporte de gas natural.</li><li>Confronta los valores declarados por el agente con los contratos de suministro de combustibles y transporte de gas natural presentados.</li><li>Determina si los contratos presentados contienen la obligación de suministro en firme de combustibles y transporte en firme de gas natural.</li></ul>
Margen de error	Se considerará discrepancia cualquier diferencia entre el valor reportado por el agente generador y el valor calculado por la firma auditora con fundamento en el contrato. También se considerará discrepancia la determinación, por parte del auditor, de que el contrato no garantiza la firmeza en el suministro de combustibles y/o en el transporte de gas natural.

Nota de Compilación.

Mediante la Resolución CREG-079 de 2007, se adicionaron a este numeral 6.3, los siguientes procedimientos de verificación de parámetros asociados al cálculo de la ENFICC.

Topología Plantas Hidráulicas

Documentos base	Acuerdo CNO 396 de mayo 31 de 2007, Anexo 1 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan .
Alcance	Determinar si la <b>Topología de Plantas Hidráulicas</b> , declarada por el agente cumple con lo establecido en el Anexo 1 del Acuerdo C.N.O 396.
Actividades de la firma contratada	<ul style="list-style-type: none"><li>Recibe de la CREG la topología de Plantas Hidráulicas declarada por los agentes.</li></ul>



para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>• Observando el protocolo del C.N.O verifica que la topología declarada corresponda a las características físicas e hidráulicas existentes.</li><li>• Compara lo declarado con el resultado de la verificación.</li><li>• Determina la veracidad o no de la <b>Topología de Plantas Hidráulicas</b> declarada por el agente ante la CREG.</li></ul>
Discrepancia	Se considerara discrepancia cualquier diferencia entre la topología de Plantas Hidráulicas declarada por el agente y la verificada por la firma auditora.

Filtraciones

Documentos base	Acuerdo CNO 396 de mayo 31 de 2007 Anexo 3 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Información suministrada por las personas naturales o jurídicas que administran la extracción desde las fuentes. Licencia ambiental.
Alcance	Determinar si el parámetro <b>Filtraciones</b> , declarado por el agente generador cumple con lo establecido en el Anexo 3 del Acuerdo C.N.O 396.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>• Solicita al agente copia de la licencia ambiental.</li><li>• Obtiene la información de las personas naturales o jurídicas que administran la extracción desde las fuentes.</li></ul>
Discrepancia	Se considerará discrepancia cualquier valor declarado inferior al establecido en los documentos base.

Descargas Máximas Embalses (Aplicable a Bogotá)

Documentos base	Acuerdo CNO 396 de mayo 31 de 2007 Anexo 4 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Parámetros de diseño. Acuerdos operativos existentes al momento de la declaración entre las entidades que manejan y operan los embalses.
Alcance	Determinar si el parámetro <b>Descargas Máximas Embalses</b> , declarado por el agente cumple con lo establecido en el Anexo 4 del Acuerdo C.N.O 396.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>• Solicita al agente copia de los parámetros de diseño que incluyan la capacidad hidráulica de diseño de la descarga.</li><li>• Solicita al agente copia de los acuerdos operativos existentes al momento de la declaración entre las entidades que manejan y operan los embalses.</li></ul>
Discrepancia	Se considerará discrepancia cualquier valor declarado superior al establecido en los documentos base.

Capacidad Túneles (Aplicable a Chivor)

Documentos base	Acuerdo CNO 396 de mayo 31 de 2007 Anexo 5 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Parámetros de diseño. Estudios hidráulicos.
Alcance	Determinar si el parámetro <b>Capacidad Túneles de Chivor</b> , declarado por el agente cumple con lo establecido en el Anexo 5 del Acuerdo 396 C.N.O. .
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>• Solicita al agente copia de los parámetros de diseño y de los estudios hidráulicos a que haya lugar.</li><li>• Determina el valor bien sea haciendo uso de la información de diseño o de los estudios hidráulicos.</li></ul>
Discrepancia	Se considerará discrepancia cualquier valor declarado superior al calculado por la firma.

Almacenamiento de Combustibles

Documentos base	Acuerdo CNO 396 de mayo 31 de 2007 Anexo 6 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Información. Certificación de energía en MBTU asociada al combustible almacenado (Art. 44, parágrafo 1 Resolución CREG – 071 de 2006).
Alcance	Determinar si el parámetro <b>Almacenamiento de Combustibles</b> , declarado por el agente cumple con lo establecido en el Anexo 6 del Acuerdo C.N.O 396 y en el parágrafo 1 del artículo 44 de la Resolución CREG – 071 de 2006
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes.</li><li>• Solicita al agente copia de la información utilizada para la declaración.</li><li>• Determina la capacidad de almacenamiento de conformidad con el anexo 6 del acuerdo 396 del C.N.O.</li><li>• Verifica la existencia de la certificación de energía en MBTU asociada al combustible almacenado a que se refiere el parágrafo 1 del art. 44 de la Res CREG 071/06 y verifica que corresponda a la cantidad declarada.</li></ul>
Discrepancia	Se considerará discrepancia cualquier valor declarado superior al calculado por la firma.

Energía contratada para cubrir mantenimientos

Documentos base	Contrato de mercado secundario
Alcance	Verificar si el contrato del mercado secundario cumple con:  Garantizar la energía firme reportada. Se encuentra debidamente registrado ante el ASIC al momento de la declaración.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>• Recibe de la CREG el valor declarado por el agente.</li><li>• Solicita al ASIC certificación de registro del contrato.</li><li>• Solicita al ASIC copia del contrato.</li><li>• Confronta los valores declarados por el agente con los contratos del mercado secundario.</li></ul>
Discrepancia	Se considerara discrepancia cualquier valor declarado superior al calculado por la firma, así como los casos en los cuales el contrato no se encuentre registrado al momento de la declaración.

Serie Histórica de Caudales Medios Mensuales de los Ríos del SIN

Documentos base	Acuerdo CNO 159 de agosto 30 de 2001 Procedimientos de cálculo de este parámetro presentados por cada empresa al
-----------------	---

	Subcomité Hidrológico y de Plantas Hidráulicas, los cuales constan en las respectivas actas.
Alcance	Determinar si el parámetro <b>Serie Histórica de Caudales Medios Mensuales de los Ríos del SIN</b> , declarado por el agente cumple con lo establecido en el Procedimiento de cálculo de este parámetro presentado por cada empresa al Subcomité Hidrológico y de Plantas Hidráulicas.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	<ul style="list-style-type: none"><li>Recibe de la CREG el valor declarado por el agente.</li><li>Solicita al C.N.O copia del acta donde consta el procedimiento de cálculo de este parámetro presentado por la empresa al Subcomité Hidrológico y de Plantas Hidráulicas.</li><li>Calcula el valor del parámetro siguiendo el procedimiento presentado por la empresa.</li></ul>
Margen de error	Se considerara discrepancia cualquier valor declarado superior al calculado por la firma auditora.

**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**  
Viceministro de Minas y Energía  
Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

**CAMILO QUINTERO MONTAÑO**  
Director Ejecutivo

ANEXO 7

Modificado por el Artículo 18 de la Resolución CREG-079 de 2006

LIQUIDACIÓN

Para determinar la Obligación Horaria de Energía Firme de cada uno de los agentes generadores se aplicarán las siguientes reglas:

1. **Modificado por Artículo 8 de la Resolución CREG-096 de 2006.** Para los casos en los cuales la demanda total doméstica diaria sea menor que la suma de la variable ODEF de todos los generadores, se calculará un factor de ajuste (FA) con la siguiente expresión:

$$FA = \frac{DC_{d,m} - GI_{NDC,d,m}}{\sum_j (ODEF_{j,d,m} - ODEF_{NDC,j,d,m})}$$

Para estos casos, la Obligación Diaria de Energía Firme de cada agente respaldada con plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente de su propiedad o representadas comercialmente por él, se ajustará como sigue:

$$ODEFA_{j,d,m} = ODEF_{j,d,m} * FA$$

Cuando la demanda total doméstica diaria sea mayor o igual que la suma de la variable ODEF de todos los generadores:

$$ODEFA_{j,d,m} = ODEF_{j,d,m}$$

donde:

DC<sub>d,m</sub>: Demanda Total Doméstica del día d del mes m.

*GI<sub>NDC,d,m</sub>*: Generación ideal del día d del mes m de los recursos no despachados centralmente.

ODEF<sub>j,d,m</sub>: Obligación Diaria de Energía Firme del agente generador j en el día d del mes m.

*ODEF<sub>NDC,j,d,m</sub>*: Variable ODEF para todos los recursos no despachados centralmente.

ODEFA<sub>j,d,m</sub>: Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del agente generador j en el día d del mes m.

Para las plantas o unidades de generación no despachadas centralmente el factor FA siempre será igual a uno (1).

2. Para cada uno de los generadores (incluye importaciones TIE) se calculará la Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DDOEF_{j,d,m} = GID_{j,d,m} - ODEFA_{j,d,m}$$

donde:

DDOEF<sub>j,d,m</sub>: Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme del generador j en el día d del mes m.

GID<sub>j,d,m</sub>: Generación Ideal para el día de operación d, del generador j en el mes m, considerando los Contratos de Respaldo de compra o de venta o cualquier otro Anillo de Seguridad adquiridos por el generador j y que hayan sido despachados.

ODEFA<sub>j,d,m</sub>: Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del generador j en el día d del mes m.

Para las importaciones TIE, el valor de ODEFA es igual a cero.

3. **Modificado por Artículo 9 de la Resolución CREG-096 de 2006.** Para los casos en los que la variable DDOEF es mayor que cero (0), la Obligación de Energía Firme Horaria se determinará como:

$$OHEF_{j,h,d,m} = GI_{j,h,d,m} * \left( \frac{ODEFA_{j,d,m} + VC_{j,d,m} - CC_{j,d,m}}{GI_{j,d,m}} \right)$$

Para cada una de las horas en las cuales el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, el ASIC determinará el valor de las desviaciones positivas horarias de las Obligaciones de Energía Firme para cada uno de los agentes generadores (incluidas las importaciones TIE), de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DHOEF_{j,h,d,m} = (GI_{j,h,d,m} - OHEF_{j,h,d,m}) * (PB_{h,d,m} - PE_m)$$

donde:

DHOEF<sub>j,h,d,m</sub>: Desviación Horaria de la Obligación de Energía Firme para el agente generador j, en la hora h del día d del mes m.

GI<sub>j,d,m</sub>: Generación Ideal para el agente generador j, en el día d del mes m.

GI<sub>j,h,d,m</sub>: Generación Ideal para el agente generador j, en la hora h del día d del mes m.

OHEF<sub>j,h,d,m</sub>: Obligación Horaria de Energía Firme del agente generador j, en la hora h del día d del mes m.

VC<sub>j,d,m</sub>: Ventas en Contratos de Respaldo o energía de la Declaración de Respaldo del agente generador j en el día d del mes m, que hayan sido despachadas.

CC<sub>j,d,m</sub>: Compras en Contratos de Respaldo o energía de la Declaración de Respaldo del agente generador j en el día d del mes m, que hayan sido despachadas.

PB<sub>h,d,m</sub>: Precio de Bolsa para la hora h del día d del mes m.

PE<sub>m</sub>: Precio de Escasez del mes m.

4. **Modificado por Artículo 9 de la Resolución CREG-096 de 2006.** Para cada hora, el ASIC calculará la siguiente expresión:

$$DG_{h,d,m} = \left( \sum_{j \in c} (GI_{j,h,d,m} - OHEF_{j,h,d,m}) - ETIE_{h,d,m} \right) * (PB_{h,d,m} - PE_m)$$

donde:

c: subconjunto de generadores (incluye importaciones TIE) para los cuales la variable DDOEF es mayor que cero (0).

h: subconjunto de horas para las cuales el Precio de Bolsa es mayor que el Precio de Escasez durante del día d del mes m.

ETIE<sub>h,d,m</sub>: Magnitud de las exportaciones TIE para la hora h, del día d del mes m.

4.1. Si la variable DG<sub>h,d,m</sub> es menor o igual a cero:

El valor absoluto de la variable DG<sub>h,d,m</sub> será asignado a prorrata de la GI<sub>j,h,d,m</sub> de los recursos despachados centralmente, incrementando las cuentas a favor de cada agente generador sin incluir las importaciones TIE.

El valor de DHOEF<sub>j,h,d,m</sub> será asignado a cada agente generador incrementando las cuentas a favor del mismo sin incluir las importaciones TIE.

Para las importaciones TIE, la liquidación se realizará de conformidad con la regulación vigente para estas transacciones.

4.2 Si la variable DG<sub>h,d,m</sub> es mayor que cero:

El valor resultante de multiplicar ETIE<sub>h,d,m</sub> por la diferencia entre el precio de bolsa horario y el precio de escasez, será asignado a prorrata del valor de DHOEF<sub>j,h,d,m</sub>, incrementando las cuentas a favor de cada agente generador, sin incluir las importaciones TIE.

Calcular la demanda no cubierta con Obligaciones de Energía Firme de acuerdo con la siguiente fórmula:



$$DNC_{d,m} = DC_{d,m} - \sum_j ODEFA_{j,d,m}$$

donde DNC<sub>d,m</sub> es la demanda no cubierta en el día d del mes m.  
El valor de la variable DG<sub>h,d,m</sub> será asignado como un valor a cargo en proporción al valor absoluto de la variable DDOEF de los agentes generadores para los cuales esta variable es menor que cero y de la demanda no cubierta con obligaciones de energía firme. Para el caso en que DNC<sub>d,m</sub> >0, el valor a cargo de la demanda no cubierta resultante de aplicar la proporción, será asignado a los agentes a prorrata de sus compras en bolsa de la hora h.  
Los dineros recaudados serán asignados a cada agente generador incrementando las cuentas a favor del mismo, a prorrata del valor de DHOEF<sub>j,h,d,m</sub> , sin incluir las importaciones TIE

Para las importaciones TIE, la liquidación se realizará de conformidad con la regulación vigente para estas transacciones.

MANUEL MAIGUASHCA OLANO	CAMILO QUINTERO MONTAÑO
Viceministro de Minas y Energía	Director Ejecutivo
Delegado del Ministro de Minas y Energía	
Presidente	

ANEXO 8

Modificado por el Artículo 19 de la Resolución CREG-079 de 2006

CONCILIACIÓN, LIQUIDACIÓN Y FACTURACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

El SIC procederá a efectuar la conciliación, liquidación y facturación del Cargo por Confiabilidad de conformidad con las siguientes reglas:

8.1. Conciliación

8.1.1 Modificado por el Artículo 6 de la RESolución CREG-085 de 2007. Determinación de la Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación de Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación (RRID) y Remuneración Real Total (RRT).

La remuneración real individual diaria de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i en el día d del mes m (RRID<sub>i,d,m</sub>) se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RRID_{i,d,m} = \min \left[ 1, \frac{\sum_{k=1}^{24} DC_{i,k,d,m}}{ODEFR_{i,d,m} + VCP_{i,d,m}} \right] * ODEFR_{i,d,m} * PCC_{i,m}$$

donde:

DC<sub>i,h,d,m</sub>: Disponibilidad Comercial de la planta i en la hora h del día d del mes m, expresado en kilovatios (kW), sin considerar la indisponibilidad respaldada mediante contratos de respaldo, declaraciones de respaldo o cualquier otro anillo de seguridad. Este respaldo debió registrarse previamente ante el ASIC. Cuando el precio de bolsa sea mayor que el precio de escasez se considerarán las cantidades despachadas de estos tipos de cubrimiento. Cuando no se cumpla la condición anterior, se considerará la cantidad registrada de estos tipos de cubrimiento.

El cálculo de esta componente se realizará de la siguiente forma:

$$\sum_{k=1}^{24} DC_{i,k,d,m} = \sum_{k=1}^{24} DispComNormal_{i,k,d} + \min \left[ \frac{CCR_{i,d,m}}{ODEFR_{i,d,m}} * \sum_{k=1}^{24} CEN, \sum_{k=1}^{24} CEN - \sum_{k=1}^{24} DispComNormal_{i,k,d} \right]$$

donde:

CCR<sub>i,d,m</sub>: Compras en contratos de respaldo o en declaraciones de respaldo para la planta o unidad de generación i vigentes el día d del mes m.

DispComNormal<sub>i,h,d</sub>: Disponibilidad Comercial Normal calculada según la metodología definida en la Resolución CREG-024 de 1995 para la planta o unidad de generación i en la hora h del día d.

CEN: Capacidad Efectiva Neta de la planta o unidad de generación i en la hora h.

ODEFR<sub>i,d,m</sub>: Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i en el día d del mes m, expresada en kilovatios-hora (kWh).

VCP<sub>i,d,m</sub>: Ventas en contratos de respaldado o en declaraciones de respaldo con la planta o unidad de generación i vigentes el día d del mes m.

PCC<sub>i,m</sub>: Precio Promedio Ponderado del Cargo por Confiabilidad de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i vigente en el mes m, expresado en dólares por kilovatio-hora (US\$/kWh), que se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$PCC_{i,m} = \frac{\sum_s (P_{i,m,s} * ODEFR_{i,m,s})}{\sum_s ODEFR_{i,m,s}}$$

donde:

P<sub>i,m,s</sub>: Precio al cual fue asignada la Obligación de Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación i vigente en el mes m, asignada en la subasta s o en el mecanismo que haga sus veces, expresado en dólares por kilovatio hora (US\$/kWh).

ODEFR<sub>i,m,s</sub>: Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i en el mes m, asignada en la subasta s o el mecanismo que haga sus veces.

s: Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme, mecanismo que haga sus veces o Subasta de Reconfiguración.

El valor de PCC<sub>i,m</sub> se convertirá a pesos por kilovatio hora (\$/kWh), utilizando la TRM correspondiente al último día del mes liquidado, publicada por la Superintendencia Financiera.

La Remuneración Real Total Mensual para el mes m (RRT<sub>m</sub>) se obtendrá aplicando la siguiente fórmula:

$$RRT_m = \sum_{i=1}^k \sum_{d=1}^n RRID_{i,d,m}$$

donde:

RRID<sub>i,d,m</sub>: Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta y/o unidad de generación i en el día d del mes m.

n: Número de días del mes m.

k: Número de plantas y/o unidades de generación".

Parágrafo. La modificación efectuada en el presente Artículo aplicará a partir del 1o. de diciembre de 2007".

Nota de Compilación.

- Esta norma fue modificada inicialmente por el Artículo 11 de la Resolución CREG-096 de 2006.

8.1.2 Cálculo del Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE)

Para efectos de liquidación y facturación de cada uno de los meses del Período de Vigencia de la Obligación se usará el CERE, que será calculado mediante la siguiente expresión:

$$CERE_m = \frac{RRT_m}{GR_m}$$

donde GR<sub>m</sub> es la Generación Real en el mes m expresada en kilovatios hora (kWh). Para las Plantas no Despachadas Centralmente se considera exclusivamente sus ventas de energía en bolsa.

El Costo Equivalente en Energía (CEE), expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) que será usado para efectos de cotización en la Bolsa, se calculará cada mes mediante la fórmula:

$$CEE_m = \frac{\sum_{i,j} (P_{i,m,s} * OMEFR_{i,j,m})}{ETDP_m}$$

donde:

ETDP: Energía Total Demandada Proyectada en el SIN para cada mes, expresada en kilovatios hora..  
OMEFR<sub>i,j,m</sub>: Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i del generador j en el mes m.

El valor de P<sub>i,m,s</sub> se convertirá a pesos por kilovatio hora (\$/kWh), utilizando TRM correspondiente al día hábil inmediatamente anterior al día de la fijación del CEE, publicada por la Superintendencia Financiera.

El CND fijará el CEE para las ofertas de cada nuevo mes con tres (3) días de anticipación.

8.2 Liquidación y Facturación

8.2.1 Cálculo del Valor a Recaudar de cada planta y/o unidad de generación i (VR<sub>i,m</sub>)

Cada planta y/o unidad de generación recaudará a través de sus ventas de energía la cantidad resultante de aplicar la siguiente expresión:

$$VR_{i,m} = CERE_m * G_{i,m}$$

donde G<sub>i,m</sub> es la generación real de la planta o unidad de generación i en el mes m, expresada en kilovatios hora. Las plantas no despachadas centralmente recaudarán con sus ventas en bolsa.

8.2.2 Cálculo del Valor a Distribuir de cada planta y/o unidad de generación i (VD<sub>i</sub>)

Cada planta y/o unidad de generación i tendrá derecho a recibir la cantidad resultante de aplicar la siguiente expresión:

$$VD_i = \sum_{d=1}^n RRID_{i,d,m}$$

donde n es el número de días del mes m.

Con el resultado del Valor a Distribuir (VD<sub>i</sub>) y el Valor a recaudar (VR<sub>i</sub>) se calculará mensualmente para cada planta y/o unidad de generación i, el valor F<sub>i</sub> mediante la siguiente expresión:

$$F_i = VD_i - VR_i$$

Cuando F<sub>i</sub> sea positivo, se originará un saldo a favor del agente generador en el SIC. Cuando F<sub>i</sub> sea negativo, se producirá por parte del SIC un cobro al agente generador correspondiente.

**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**  
Viceministro de Minas y Energía  
Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

**CAMILO QUINTERO MONTAÑO**  
Director Ejecutivo

ANEXO 9

Modificado por el Artículo 20 de la Resolución CREG-079 de 2006

MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LA ENFICC

9.1 Formulación del Modelo de Optimización

Para modelar dentro del problema de optimización los criterios y procedimientos descritos en el Anexo 3 y hacer posible el cálculo de la ENFICC en un solo paso la formulación matemática es la siguiente:

Maximice

$$ENFICC$$

Sujeto a:

Restricción de balance hidráulico para plantas autónomas

$$\varepsilon_{i,m} = \varepsilon_{i,m-1} + a_{i,m} - \tau_{i,m} - v_{i,m}$$

Balance hidráulico Autónomo

Restricción de balance hidráulico para Tratamiento de Cadenas (Modelo de Cadenas)

$$\varepsilon_{i,m} = \varepsilon_{i,m-1} + a_{i,m} - \tau_{i,m} - v_{i,m} + \sum_{j \in i} (\tau_{j,m} + v_{j,m} + \beta_{j,m})$$

Balance hidráulico planta sin bombeo

$$\varepsilon_{i,m} = \varepsilon_{i,m-1} + a_{i,m} - \tau_{i,m} - v_{i,m} + \sum_{j \in i} (\tau_{j,m} + v_{j,m} + \beta_{j,m})$$

Balance hidráulico planta con bombeo

$$\tau_{i,m} = \tau_{i,m} + \beta_{i,m}$$

Control de bombeo

Restricción de producción para plantas

$$\sigma_m * ENFICC - \rho_i * \tau_{firme_{i,m}} = 0$$

Producción de ENFICC base

$$\tau_{i,m} = \tau_{firme_{i,m}} + \tau_{adicional_{i,m}}$$

Turbinado para plantas sin bombeo

$$\tau_{i,m} = \tau_{firme_{i,m}} + \tau_{adicional_{i,m}}$$

Turbinado plantas con bombeo (Modelo Cadena)

Restricciones para controlar vertimientos

$$\varepsilon_{i,m} - (\varepsilon_{max_i} - \varepsilon_{min_{i\in c_j}}) * i_{i,m} \geq \varepsilon_{min_{i\in c_j}}$$

Control de nivel máximo del embalse

$$v_{i,m} - v_{max_{i_j}} * u_{i,m} \leq 0$$

Control límite máximo variable de vertimiento

$$v_{i,m} - v_{min_{i_j}} * u_{i,m} \geq 0$$

Límite mínimo de vertimiento

$$\tau_{i,m} - \tau_{1_{max_{i_j}}} * u_{i,m} \geq 0$$

Control máximo de turbinamiento factible 1

$$\tau_{adicional_{i,m}} - \tau_{max_{i_j}} * i_{i,m} - \tau_{max_{i_j}} * w_{i,m} \leq 0$$

Energía Disponible Adicional

$$u_{i,m} - i_{i,m} \leq 0$$

Control activación variable binaria u<sub>i, m</sub>



Restricciones de criterios definidos para plantas con curva guía máxima o volumen de espera

$$\varepsilon_{i,m} - (\varepsilon_{\text{vazmx}}(i,m) - \varepsilon_{\text{min\_téc}}) * w_{i,m} \geq \varepsilon_{\text{min\_téc}}$$

Control de Activación de Curva Máxima

$$\varepsilon_{i,m} - (\varepsilon_{\text{mdx}_i} - \varepsilon_{\text{vazmx}}(i,m)) * s_t \leq \varepsilon_{\text{vazmx}}(i,m)$$

Control de Activación de Curva Máxima

$$\tau_{i,m} - \tau_{2\text{mdx}_i} * s_{i,m} \geq 0$$

Control máximo de turbinamiento factible 2

$$s_{i,m} - w_{i,m} \leq 0$$

Control activación variables binarias

Restricciones para cumplir los criterios definidos para plantas con curva guía mínima

$$\varepsilon_{i,m} + (\varepsilon_{\text{vazmn}}(i,m) - \varepsilon_{\text{min\_téc}}) * z_{i,m} \geq \varepsilon_{\text{vazmn}}(i,m)$$

Control de mínimo técnico

$$\varepsilon_{i,m} + (\varepsilon_{\text{mdx}_i} - \varepsilon_{\text{vazmn}}(i,m)) * z_{i,m} \leq \varepsilon_{\text{mdx}_i}$$

Activación Curva Guía Mínima

$$\tau_{i,m} + \tau_{\text{mdx}_i} * z_{i,m} \leq \tau_{\text{mdx}_i}$$

Control de turbinamiento a cero

Restricciones para Garantizar convergencia por Turbinamientos Mínimos

$$\tau_{i,m} + \tau'_{i,m} \geq \tau_{\text{min}_i}$$

Control de mínimo técnico

$$\tau_{i,m} + (\tau_{\text{mdx}_i} - \tau_{\text{min}_i}) * x_{i,m} \leq \tau_{\text{mdx}_i}$$

Restricción de relajación turbinado mínimo

$$\tau'_{i,m} - \tau_{\text{min}_i} * x_{i,m} \leq 0$$

Control activación variable de relajación

Límites:

$$\varepsilon_{\text{min\_téc}} \leq \varepsilon_{i,m} \leq \varepsilon_{\text{mdx}_i}$$

$$0 \leq \tau_{i,t} \leq \tau_{\text{mdx}_i}$$

$$\tau_{\text{mdx}_i} = \frac{(1 - IHF_i) * CEN_i}{\rho_i}$$

$$i_{i,m}, s_{i,m}, u_{i,m}, w_{i,m}, x_{i,m} \in \{1, 0\}$$

donde:

$$\tau_{1\text{mdx}_i} = \min \left( ((\varepsilon_{\text{max}_i} - \varepsilon_{\text{vazmx}}(i,m)) + a_{i,m}), \tau_{\text{mdx}_i} \right)$$

Si tiene curva guía mínima

$$\tau_{1\text{mdx}_i} = \min \left( ((\varepsilon_{\text{max}_i} - \varepsilon_{\text{min\_téc}}) + a_{i,m}), \tau_{\text{mdx}_i} \right)$$

Si no tiene curva guía mínima

$$\tau_{2\text{mdx}_i} = \min \left( ((\varepsilon_{\text{vazmx}}(i,m) - \varepsilon_{\text{min\_téc}}) + a_{i,m}), \tau_{\text{mdx}_i} \right)$$

$\varepsilon_{i,m}$	Variable de nivel de embalse en Mm <sup>3</sup> en el mes m para la planta i
$\tau_{i,m}$	Variable de nivel de turbinamiento de la planta en Mm <sup>3</sup> en el mes m para la planta i
$v_{i,m}$	Variable de nivel de vertimiento de la planta en Mm <sup>3</sup> en el mes m para la planta i
$\tau_{\text{firme}_{i,m}}$	Variable del nivel de turbinamiento correspondiente a la ENFICC base para la planta i
$\tau_{\text{adicional}_{i,m}}$	Variable del nivel de turbinamiento correspondiente a Energía Disponible Adicional para la planta i
$\tau'_{i,m}$	Variable de relajación de la restricción de turbinamiento mínimo para la planta i
$\phi_{i,t}$	Variable de nivel de turbinamiento (bombeo más turbinamiento aguas abajo) de la planta i en Millones de metros cúbicos (Mm <sup>3</sup> o hm <sup>3</sup> ) en el mes m
$\beta_{i,t}$	Variable de nivel de bombeo de la planta i Mm <sup>3</sup> en el mes m
$\beta_{j,t}$	Variable de nivel de bombeo recibida por la planta i proveniente de la planta j en Mm <sup>3</sup> en el mes m
$j\Phi_i$	Conjunto de embalses asociados aguas arriba j que turbinan, vierten o bombean en la primera planta de la cadena i (sólo para cálculo de ENFICC de cadenas)
$i_{i,m}$	Variable binaria (1/0) que controla que sólo se genere por encima de la ENFICC (Energía Disponible Adicional) en los meses (m) en que el embalse este al máximo de su capacidad.
$u_{i,m}$	Variable binaria (1/0) que controla que sólo se sólo se vierta en los meses (m) en que el embalse este por encima del máximo de su capacidad.
$w_{i,m}, s_{i,m}$	Variables binarias (1/0) que controlan la operación de la planta para cuando el volumen del embalse supera el nivel de la curva guía máxima
$x_{i,m}$	Variable binaria (1/0) que controla la activación de la relajación de la restricción de turbinamiento mínimo
$z_{i,m}$	Variable binaria (1/0) para el manejo de la curva mínima técnica
$a_{i,m}$	Dato de caudal aportado a la planta en el mes m en Mm <sup>3</sup> . Para plantas en cadena que usan el Modelo Autónomo, se debe sumar como aporte el valor turbinado y/o vertido de las plantas asociadas aguas arriba.
$\rho_i$	Dato del factor medio de conversión de la planta i
$\varepsilon_{i,m-1}$	Para el mes m = 1, corresponde al dato de entrada del nivel inicial del embalse. Para m > 1, corresponde a la Variable que indica el nivel del embalse para el mes m-1
IHF <sub>i</sub>	Índice de Disponibilidad Histórica Forzada de la planta
CEN <sub>i</sub>	Capacidad Efectiva Neta de la planta i en MW
$\sigma_m$	Número de horas del mes m
$\varepsilon_{\text{vazmx}}(i,m)$	Dato del valor del nivel máximo de la curva guía o volumen de espera del embalse en Mm <sup>3</sup> en el mes m
$\varepsilon_{\text{vazmn}}(i,m)$	Dato del valor del nivel mínimo de la curva guía mínima del embalse en Mm <sup>3</sup> en el mes m
$\varepsilon_{\text{mdx}_i}$	Capacidad máxima del embalse en Mm <sup>3</sup>
$\varepsilon_{\text{min\_téc}_i}$	Mínimo nivel del embalse en Mm <sup>3</sup>

9.2 Parámetros de Convergencia

En el caso de que el problema de optimización incluya variables binarias, requiere ser resuelto usando técnicas de programación entera mixta (MIP), para lo cual se considerará un parámetro de convergencia absoluta de 1x10-4.

9.3 Resultados

Los resultados del problema de optimización se expresarán en números enteros y en kilovatios hora/día (kWh/día).

**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**  
Viceministro de Minas y Energía  
Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

**CAMILO QUINTERO MONTAÑO**  
Director Ejecutivo

CONVENCIONES

**ASIC:** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales  
**CE:** Costo del Entrante  
**CND:** Centro Nacional de Despacho  
**CNO:** Consejo Nacional de Operación  
**CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas  
**ENFICC:** Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad  
**IHF:** Índices de Disponibilidad Histórica por Salidas Forzadas  
**IPC:** Índice de Precios al Consumidor de la República de Colombia  
**kWh:** Kilovatios-hora.  
**MBTU:** Millones de Unidades Térmicas Británicas (Million British Thermal Units)  
**Mm<sup>3</sup>:** Millones de metros cúbicos.  
**m<sup>3</sup>/s:** Metros cúbicos por segundo.  
**PE:** Precio de Escasez  
**PSS:** Probabilidad de Ser Superado  
**SIN:** Sistema Interconectado Nacional  
**STN:** Sistema de Transmisión Nacional  
**TRM:** Tasa Representativa del Mercado  
**UPME:** Unidad de Planeación Minero Energética  
**US\$:** Dólares de los Estados Unidos de América  
. : El punto es separador de decimales en las cifras definidas en esta resolución.  
, : La coma es separador de miles en las cifras definidas en esta resolución.

**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**  
Viceministro de Minas y Energía  
Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

**CAMILO QUINTERO MONTAÑO**  
Director Ejecutivo

ANEXO 10

Este Anexo se adicionó mediante el Artículo 2 de la Resolución CREG-102 de 2007

REGLAMENTO DE LA SUBASTA PARA LA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

1. REPORTE DE INFORMACIÓN

1.1 Reporte de información sobre plantas o unidades de generación nuevas.

Las personas que se encuentren gestionando o adelantando proyectos de Plantas o Unidades de Generación Nuevas deberán remitir a la CREG la siguiente información, en los plazos que aquí se señalan y en la forma que para el efecto establezca la Dirección Ejecutiva mediante circular:

1.1.1 Declaración de Interés:

Documento suscrito por el representante legal, mediante el cual se informa a la CREG el interés de participar en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme. Esta declaración se deberá reportar a la CREG dentro de los plazos establecidos en la Resolución de que trata el Artículo 18 de la Resolución CREG-071 de 2006 y deberá contener:

- a. Identificación del Agente.
- b. Identificación del Proyecto.
- c. Período de Vigencia de la Obligación para el cual se tiene interés, expresado en años.
- d. Fecha estimada de entrada en operación comercial de la planta o unidad de generación.
- e. Estimación de la capacidad efectiva neta de la planta o unidad de generación y su ENFICC.

Diez (10) días después de recibida la información anterior, el Director Ejecutivo de la CREG mediante Circular informará +el número de proyectos inscritos. La demás información recibida con la Declaración de Interés, se publicará posteriormente con los parámetros que declaren los agentes.

**Parágrafo:** Para la primera Subasta la Declaración de Interés deberá hacerse dentro del plazo establecido en la Resolución CREG-031 de 2007 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Nota de Compilación.

- Efectos de no hacer la Declaración de Interés para la primera subasta.** Fue regulado por el Artículo 2 de la Resolución CREG-111 de 2007 así:

**“Artículo 2. Efectos de no hacer la Declaración de Interés.** Si cualquier persona o agente con un proyecto de los previstos en los numerales 1.1 y 1.3 del Reglamento de la Subasta está interesada en participar en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme que se abrirá el 6 de mayo de 2008, y no declara su interés en la oportunidad y forma establecidas, no estará habilitada para representar dicho proyecto en la Subasta.

Para todos los efectos, se tendrá como no declarado el interés cuando se presente cualquiera de los siguientes casos:

- La persona interesada o agente no entregó a la CREG la Declaración de Interés en el plazo y la forma establecidos para tal fin;
- Habiendo entregado el respectivo formato, la persona interesada o agente posteriormente cambia la identificación del proyecto;
- Habiendo entregado el respectivo formato, la persona interesada o agente posteriormente cambia la identificación del agente que declaró el proyecto sin aportar los respectivos documentos que justifiquen dicho cambio.
- Habiendo entregado el respectivo formato, la persona interesada o agente posteriormente, en la oportunidad definida en la regulación, declara una ENFICC inferior al 70% del valor de la ENFICC informado en la Declaración de Interés para plantas nuevas o del valor de la ENFICC adicional para plantas especiales o existentes con obras”.

**1.1.2 Modificado por el Artículo 4 de la Resolución CREG-019 de 2008. Declaración de parámetros.** La declaración de los parámetros para la determinación de la ENFICC y la información requerida para participar en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme deberá ser remitida en los plazos establecidos en la Resolución de que trata el Artículo 18 de la Resolución CREG-071 de 2006.

Los agentes que van a declarar fraccionamiento de plantas nuevas para la Subasta deberán reportar los parámetros y ENFICC del total de cada una de las posibles combinaciones de fracciones, en los mismos plazos señalados en este numeral.

1.2 Reporte de información sobre plantas o unidades de generación existentes.

Los agentes generadores que representen Plantas o Unidades de Generación Existentes en el Mercado de Energía Mayorista deberán remitir a la CREG la siguiente información:

1.2.1 Retiros Temporales:

Los agentes generadores que representen comercialmente Plantas o Unidades de Generación Existentes y que planeen retirarlas temporalmente de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme deberán informar a la CREG, dentro de los plazos que ésta defina, mediante comunicación suscrita por el representante legal debidamente autorizado, su decisión de Retiro Temporal. Con dicha comunicación deberán remitir:

- a. Una Función de Oferta, para cada una de las plantas o unidades de generación expresamente identificadas, en la cual se determine el retiro temporal de cada planta o unidad para los casos en que el precio de la subasta sea menor o igual a 0.8 veces el CE, La Función de Oferta reportada no podrá ser modificada durante el proceso de subasta.
- b. Período de Vigencia para el cual se hace efectivo el Retiro Temporal de la planta o unidad de generación.

Cuando el agente opte por el retiro temporal de una planta o unidad de generación deberá remitir la totalidad de la información requerida en la regulación vigente, en la oportunidad aquí señalada.

1.2.2 Retiros Definitivos:

Los agentes generadores que representen comercialmente plantas o unidades de generación existentes y que planeen retirarlas definitivamente de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme deberán informar a la CREG, dentro de los plazos que esta defina, mediante comunicación suscrita por el representante legal debidamente autorizado, su decisión de Retiro Definitivo.

La información sobre retiros solo será pública una vez finalizada la Subasta. Por tal razón, el Administrador de la Subasta y los agentes no podrán divulgar esta información antes de dicha oportunidad. La divulgación de esta información antes de finalizada la Subasta, independientemente de que quien la haga participe o no en la Subasta, será considerada como un acto contrario a la regulación que afecta la debida realización de la Subasta.

1.2.3 Confirmación de la ENFICC:

Todos los agentes que representan comercialmente plantas o unidades de generación que hayan declarado ENFICC de conformidad con la regulación vigente, deberán remitir a la CREG, dentro de los plazos que esta defina, una comunicación suscrita por el representante legal en la cual confirmen la ENFICC asociada a cada una de las plantas o unidades de generación o informan posibles modificaciones a la misma por causas expresamente previstas en la regulación.

Lo anterior sin perjuicio de las fechas que para la declaración de ENFICC establezca la CREG en la Resolución de que trata el Artículo 18 de la Resolución CREG-071 de 2006.

**Parágrafo.** Los plazos para la información de Retiros Temporales y Retiros Definitivos aplicables en la primera subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme son los establecidos en el artículo 2 de la Resolución CREG-027 de 2007.

1.3 Reporte de información por parte de generadores con plantas o unidades de generación que deseen presentar obras que no se han iniciado a la fecha de la subasta, para clasificar y participar como plantas especiales con cierres de ciclo o por repotenciación,



o como plantas existentes con obras.

Los agentes generadores con plantas existentes que deseen adelantar obras que no se han iniciado a la fecha de la Subasta, para clasificar y participar como plantas especiales con cierres de ciclos o por repotenciación, o como planta existente con obras, deberán remitir a la CREG la siguiente información, en los plazos que aquí se señalan y en la forma que para el efecto establezca la Dirección Ejecutiva mediante circular:

1.3.1 Declaración de Interés:

Documento suscrito por el representante legal mediante el cual se informa a la CREG el interés de participar en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme. Esta declaración deberá ser remitida en los plazos que para tal fin establezca la Resolución de que trata el Artículo 18 de la Resolución CREG-071 de 2006 y deberá contener:

- a. Identificación del Agente
- b. Identificación del Proyecto.
- c. Período de Vigencia de la Obligación para el cual se tiene interés, indicando fecha de inicio (mes, año) y fecha de finalización (mes, año).
- d. Fecha estimada de entrada en operación comercial de la planta o unidad de generación con la obra o de las obras que incrementan la ENFICC.
- e. Estimación de la capacidad efectiva neta de la planta o unidad de generación, diferenciando la capacidad actual y lo que se agregaría con la obra. Igualmente se debe entregar una estimación de la ENFICC, diferenciando la ENFICC actual y la que se agregaría con la obra.

Diez (10) días después de recibida la información anterior, el Director Ejecutivo de la CREG mediante Circular informará el número de proyectos inscritos. La demás información recibida con la Declaración de Interés, se publicará posteriormente con los parámetros que declaren los agentes.

1.3.2 Declaración de Parámetros:

La declaración de los parámetros para la determinación de la ENFICC y la información requerida para participar en la subasta de Obligaciones de Energía Firme deberá ser remitida en los plazos que para tal fin establezca la Resolución de que trata el Artículo 18 de la Resolución CREG-071 de 2006.

1.3.3 Período de Vigencia de la Obligación:

El Período de Vigencia de la Obligación al que podrá optar el agente que la respalde con plantas o unidades especiales, existentes con obras o existente de, será el que se obtenga de aplicar las siguientes reglas:

- a. Si al cierre de la subasta, la ENFICC de la planta o unidad incluye la ENFICC adicional de la obra a ejecutar, el agente podrá optar por un Período de Vigencia de la Obligación así: i) hasta por diez (10) años, si es planta especial con cierre de ciclo o por repotenciación; y ii) hasta por cinco (5) años, si es planta existente con obras.
- b. Si al cierre de la subasta, la ENFICC de la planta es igual a la ENFICC de la planta existente, el Período de Vigencia de la Obligación será de un (1) año.

1.4 Adicionado por el Artículo 2 de la Resolución CREG-030 de 2008. Prohibición de modificar la información declarada para participar en una Subasta.

Vencido el plazo de una actividad establecido en la Resolución de que trata el Artículo 18 de la Resolución CREG-071 de 2006 no se podrá modificar la información declarada para participar en la respectiva Subasta.

2. ORGANIZACIÓN DE LA SUBASTA PARA LA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

2.1. Responsabilidades y deberes del Administrador de la Subasta.

El Administrador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme tendrá entre otras las siguientes responsabilidades y deberes:

1. Establecer, operar y mantener el Sistema de Subasta, el cual deberá estar en operación comercial a más tardar treinta (30) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta.
2. Conservar registros históricos, en medios electrónicos, de la totalidad de operaciones realizadas en desarrollo de la subasta de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.
3. Ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria a todos los agentes en el manejo y operación del Sistema de Subasta de conformidad con las características propias de cada uno.
4. Emitir los certificados a cada una de las personas que haya recibido la capacitación y demuestre un adecuado manejo y operación del Sistema de Subasta.
5. Reportar a las autoridades competentes las actuaciones irregulares que se presenten en el proceso de subasta, sin perjuicio de las funciones atribuidas al Auditor.
6. Contratar el Auditor de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Emergía Firme, proceso que debe estar finalizado por lo menos treinta (30) días antes de la fecha programada para la realización de la subasta.
7. Contratar el subastador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Emergía Firme, proceso que debe estar finalizado por lo menos treinta (30) días antes de la fecha programada para la realización de la subasta.
8. Emitir los certificados de asignación de Obligaciones de Energía Firme establecidos en la regulación vigente, en los cuales además se hará constar expresamente que dichas obligaciones tienen la naturaleza de una transacción de energía firme realizada en el Mercado de Energía Mayorista.
9. Suspender la Subasta cuando sea requerido por el Auditor o el Subastador de conformidad con las disposiciones contenidas en el presente Reglamento.
10. Establecer los canales formales de comunicación entre los agentes y el Administrador durante la Subasta.
11. Realizar auditorías operativas a los sistemas computacionales y de comunicaciones que destinen los agentes para participar en la Subasta de Obligaciones de Energía Firme. El objetivo de la auditoría será verificar si el sistema cumple con los requisitos establecidos por el Administrador para acceder en forma adecuada al Sistema de Subasta. Solo podrán acceder desde equipos localizados en el territorio nacional. El Administrador de la Subasta podrá encomendar esta auditoría operativa al Auditor de la Subasta. Los costos de la auditoría deberán ser asumidos por cada uno de los agentes participantes en la Subasta.
12. El Administrador de la Subasta podrá elaborar los reglamentos que considere necesarios para llevar a cabo las actividades encomendadas, los cuales deberán ser puestos a consideración de la CREG para su aprobación a más tardar 60 días calendario antes de la realización de la subasta. En especial deberá establecer la estructura computacional y de comunicaciones requerida por los agentes y que sean necesarias para su acceso al sistema.

Nota de Compilación.

- Mediante la Resolución CREG-031 de 2008 la CREG ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende expedir la CREG con el fin de aprobar el Procedimiento Operativo y Técnico del Administrador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía, presentado por el Administrador de la Subasta.

13. Todo valor agregado dado por el Administrador a la información resultante del proceso de subasta será de propiedad y dominio exclusivo del Administrador. En consecuencia, el Administrador podrá comercializar la información por los medios que considere conveniente. Lo anterior sin perjuicio de las disposiciones contenidas en el presente Reglamento.

El Administrador deberá divulgar la información que haya sido registrada a través del Sistema o se haya incorporado al mismo acudiendo a otras fuentes. Para este efecto una vez finalizada la Subasta, en el término de un (1) día el Administrador publicará la totalidad de información asociada a la misma, de conformidad con las disposiciones contenidas en este reglamento.

2.2 Responsabilidades y deberes del Auditor de la Subasta.

El Auditor de la Subasta será una persona natural o jurídica con reconocida experiencia en procesos de auditoría, quien tendrá a su cargo las siguientes responsabilidades y deberes:

1. Verificar la correcta aplicación de la regulación vigente para el desarrollo de la Subasta.
2. Verificar que las comunicaciones entre los agentes participantes y el Administrador de la Subasta se realicen única y exclusivamente mediante los canales formales de comunicación establecidos por este último.
3. Verificar que durante la Subasta se sigan expresamente los pasos y reglas establecidos en este reglamento.
4. Solicitar al Administrador la suspensión de la Subasta cuando considere que no se está dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación vigente.
5. Remitir a la CREG, dentro de los cinco (5) días siguientes a la finalización de la subasta, un informe en el cual se establezca, sin ambigüedades, el cumplimiento o no de la regulación vigente en dicho proceso.

Para los casos en los cuales el Auditor establezca que en la Subasta respectiva no se dio cumplimiento a la normatividad vigente, el proceso adelantado no producirá efectos, y la CREG procederá a programar la Subasta nuevamente, sin perjuicio de las acciones penales y/o civiles y las actuaciones administrativas a que haya lugar contra las personas hayan incumplido la normatividad vigente.

2.3 Responsabilidades y Deberes del Subastador.

El Subastador será una persona natural con reconocida experiencia internacional en la materia, quien tendrá a su cargo las siguientes responsabilidades y deberes:

1. Establecer el Precio de Apertura y el Precio de Cierre de cada una de las rondas
2. Establecer la duración de cada una de las rondas, e informarla al Administrador de la Subasta al inicio de cada ronda.
3. Declarar el cierre de la subasta e informar el Precio de Cierre de la misma.
4. Remitir a la CREG un informe, dentro de los diez (10) días siguientes a la finalización de la subasta en el que evalúe, sin ambigüedades, la clasificación de la subasta y los resultados obtenidos.
5. El Subastador pondrá en conocimiento de todos los agentes, únicamente y exclusivamente, el Precio de Apertura, el Precio de Cierre y la duración de cada ronda. Dicha información deberá ponerla en conocimiento al inicio de cada ronda.

2.4 Obligaciones de los agentes en relación con el uso del Sistema de Subasta.

Los agentes participantes de la Subasta para la Asignación de las Obligaciones de Energía Firme deberán cumplir las siguientes obligaciones relacionadas con la utilización del Sistema de Subasta:

1. Los agentes generadores habilitados para participar en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme deberán utilizar u operar el Sistema de Subasta única y exclusivamente a través de personal debidamente capacitado para el efecto por el Administrador de la Subasta, que haya recibido el respectivo certificado de capacitación emitido por éste.
2. Tener a su disposición la estructura operativa y el equipo computacional y de comunicaciones apropiado de acuerdo con las especificaciones operativas y técnicas establecidas por el Administrador de la Subasta.
3. El cumplimiento de las obligaciones a que se refieren los numerales 1 y 2 deberá acreditarse, ante el Administrador de la Subasta previamente al inicio de la Subasta, mediante una declaración suscrita por un representante legal del agente debidamente facultado.
4. Permitir al Administrador de la Subasta realizar las auditorías a los sistemas computacionales y de comunicaciones utilizados por el agente para su participación en las subastas de Obligaciones de Energía Firme.
5. Mantener bajo su exclusiva responsabilidad y estrictos estándares de seguridad y confidencialidad, las claves de acceso al Sistema de Subasta.
6. Abstenerse de realizar actos de competencia desleal, contrarios a la libre competencia o contrarios a legislación o a la regulación vigente o que afecten la transparencia del proceso o la adecuada formación de precios.
7. Informar de manera inmediata al Administrador cualquier error o falla del Sistema de Subasta

2.5. Sistema de Subasta.

La plataforma tecnológica requerida para la realización de las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme que será implementada por el Administrador de la Subasta, deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos.

1. Debe ser una plataforma basada en protocolos de Internet, que permita el acceso a cada uno de los agentes habilitados para participar en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme desde el sitio en el territorio nacional donde éstos dispongan de la infraestructura de computación y comunicaciones necesarias para tal fin.
2. Las bases de datos y servidores del sistema de subasta deberán permanecer en el sitio que para tal fin establezca el Administrador.
3. Debe garantizar la autenticación de los usuarios que acceden al sistema.
4. Debe cumplir las exigencias establecidas en la legislación que rige en materia de comercio electrónico.
5. Debe tener un sistema de manejo de información confidencial.
6. Debe incluir sistemas de respaldo que garanticen la operación continua durante el proceso de subasta.
7. Debe estar provista de una aplicación especial que le permita al Subastador obtener la información requerida para conducir la Subasta.
8. El Sistema de Subasta deberá estar dotado de un registro de todos los procesos realizados en él, incluyendo el registro de ingreso de cada uno de los usuarios.
9. El Sistema de Subasta deberá verificar de manera automática que la Función de Oferta remitida por cada uno de los agentes cumpla con las condiciones establecidas en el presente reglamento.
10. El Administrador de la Subasta deberá realizar una auditoría operativa y de sistemas para verificar el adecuado funcionamiento del Sistema de Subasta y certificar su correcta operación frente a las especificaciones técnicas, operativas y de seguridad, respecto del programa y de los equipos. Igualmente, deberá remitir el certificado de dicha auditoría a la CREG antes de la fecha de inicio de la Subasta.
11. El Administrador de la Subasta no será responsable por la suspensión o interrupción de los servicios, ni por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de software que se observen en la prestación del servicio, derivadas de las limitaciones tecnológicas propias del sistema computacional, ni por cualquier otro hecho que escape al control del Administrador, como caso fortuito o fuerza mayor. No obstante, es obligación del Administrador contar con los sistemas de respaldo que considere necesarios para el correcto funcionamiento del sistema.
12. Quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme el Administrador deberá realizar, directamente o a través de una empresa especializada, una auditoría de los sistemas computacionales y de comunicación requeridos por cada uno de los agentes para participar en las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, los costos asociados a dichas auditorías serán asumidos por cada uno de los agentes.
13. Aquellos agentes cuyos sistemas computacionales o de comunicaciones no cumplan con los requisitos establecidos solo podrán participar en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía firme haciendo uso de las estaciones de trabajo habilitadas para tal fin en las oficinas del Administrador.
14. Para los agentes que representan únicamente plantas o unidades de generación existentes será opcional disponer de la plataforma tecnológica requerida para participar en las subasta de Obligaciones de Energía Firme, para lo cual deberán informar de dicha situación al Administrador. En caso de que el agente opte por no disponer de esta plataforma tecnológica, durante la Subasta la ENFICC declarada para cada una de las plantas o unidades existentes se considerará ofertada a cada nivel de precio hasta el punto en el cual se alcancen las condiciones de retiro temporal cuando estas hayan sido informadas por el agente, momento en el cual el Administrador hará uso de la Función de Oferta de retiro enviada por el agente respectivo.

2.6. Mecanismos de contingencia.

Cuando el Sistema de Subasta se suspenda por las causas señaladas a continuación, se procederá como se indica para cada una de ellas.

2.6.1. Suspensión total de la operación del Sistema de Subasta:

Si el Sistema de Subasta interrumpe su operación por fallas técnicas durante el transcurso de una ronda, afectando total o parcialmente el servicio se procederá como sigue:

- a. Una vez restablecida la operación del Sistema de Subasta, si a criterio del Subastador existe tiempo suficiente para realizar nuevamente la Ronda el Administrador procederá a informarlo a los agentes participantes. Esta Ronda tendrá las mismas condiciones de Precio de Apertura, Precio Cierre y duración vigentes de la Ronda en la cual se suspendió el servicio del sistema. Antes de iniciar nuevamente la Ronda el sistema deberá eliminar la totalidad de las ofertas realizadas durante la Ronda en la cual se presentó la suspensión.
- b. Una vez restablecida la operación del Sistema de Subasta, si a criterio del Subastador no existe tiempo suficiente para realizar nuevamente Ronda, el Administrador procederá a informarlo a los agentes participantes, y la operación del Sistema se suspenderá hasta el día hábil siguiente. La nueva Ronda tendrá las mismas condiciones de Precio de Apertura, Precio de Cierre y duración de la Ronda en la cual se suspendió el servicio del sistema. Antes de iniciar la Ronda el sistema deberá eliminar la totalidad de las ofertas realizadas durante la Ronda en la cual se presentó la suspensión.

2.6.2. Suspensión parcial de la operación del Sistema de Subasta:

Se entenderá como suspensión parcial de la operación del Sistema de Subasta la falla asociada a las estaciones de trabajo de cualquiera de los agentes o de sus sistemas de comunicación. Cuando se presente la suspensión parcial de la operación del Sistema de Subasta el agente cuya estación de trabajo o sistema de información falló deberá remitir vía alterna establecida por el Administrador las ofertas de energía firme cumpliendo con la reglamentación vigente. Dichas ofertas serán ingresadas al Sistema de Subasta según la alternativa y formato establecidos por el Administrador.

2.7. Claves de acceso al Sistema de Subasta.

El Administrador entregará, al representante legal de cada uno de los agentes habilitados para participar en la subasta de Obligaciones de Energía Firme, una clave de acceso al Sistema de Subasta. El agente será el único responsable por el uso que sus operadores, funcionarios o cualquier persona hagan de la clave de acceso y deberá velar porque la misma se mantenga y use bajo estricta reserva y seguridad. El Administrador de la Subasta podrá establecer el uso de firma digital que sustituya las claves de que tratan el presente numeral.

3. SUBASTA PARA LA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

La subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme se registrá por las siguientes reglas generales.

3.1. Hora de apertura y de cierre de la Subasta.

La Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme tendrá una duración igual al período de tiempo comprendido entre la fecha y hora de apertura y la fecha y hora de cierre, las cuales serán establecidas a criterio del subastador. Durante cada uno de los días calendario de este período de tiempo el Sistema de Subasta estará habilitado para realizar transacciones entre las 8:00 horas y hasta las 17:00 horas, ó hasta la hora en que el subastador determine y anuncie el cierre de la subasta. Para todos los efectos se considerará la hora colombiana.

3.2. Inicio de la Subasta.

La Subasta iniciará a la hora establecida en el presente Reglamento. Para tal fin, los agentes habilitados para participar en la Subasta deberán ingresar al sistema con sus respectivas claves, por lo menos, quince (15) minutos antes de la hora de inicio establecida, o en su defecto haber informado al Administrador, con la misma antelación, la existencia de condiciones que impliquen la suspensión parcial de la operación del Sistema de Subasta.

3.3. Modificado por el Artículo 3 de la Resolución CREG-030 de 2008. Oferta de ENFICC y Precio de Apertura de la Subasta.

La oferta de ENFICC con la cual se inicia la primera ronda de la subasta será igual a la suma de las ENFICC declaradas y verificadas según la regulación, no comprometidas con Obligaciones de Energía Firme asignadas previamente mediante subastas o el mecanismo que haga sus veces.

El Precio de Apertura de la Subasta, con el cual se inicia la primera ronda, será igual a dos (2) veces el valor establecido en la regulación vigente para el Costo del Entrante.

3.4. Terminación anticipada de la Subasta.

Para los casos en los cuales durante la primera Ronda de la Subasta no se presenten ofertas respaldadas con plantas o unidades de generación nuevas o con plantas de las que trata el numeral 3.6.2 de este Reglamento, el Administrador de la Subasta la dará por terminada e informará a la CREG, la cual establecerá el procedimiento a seguir.

3.5. Función de Oferta.

Para cada una de las rondas anunciadas por el Subastador, cada uno de los oferentes deberá enviar una Función de Oferta de ENFICC que relacione precio, cantidad de energía firme que están dispuestos a comprometer y la planta o unidad de generación que respaldará la Obligación de Energía Firme. Para la ronda inicial los oferentes deberán enviar la cantidad de Energía Firme ofertada al precio de apertura de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, así como la planta o unidad de generación que la respalda.

La cantidad de Energía Firme asociada a cada uno de los Bloques ofertados deberá estar expresada en Kwh-día que deben ser iguales a la ENFICC de cada planta o unidad de generación que represente el agente generador, en número entero. En caso de plantas nuevas o plantas de las que trata el numeral 3.6.2 de este Reglamento, para las cuales se permite el fraccionamiento, el bloque corresponde a la ENFICC de cada fracción

El precio por Bloque de Energía Firme ofertado deberá estar expresado en Dólares de los Estados Unidos de Norte América por MWh, con tres (3) cifras decimales.

Los bloques de ENFICC retirados en una ronda no pueden hacer parte de la función de oferta de rondas siguientes.

3.6. Ofertas de Energía Firme respaldadas con plantas o unidades de generación existentes, existentes con obra y especiales.

Para las ofertas de energía firme de las plantas o unidades de generación especiales, existentes con obra y existentes, se aplicará lo siguiente:

3.6.1 Agentes con plantas o unidades de generación existentes con obras y especiales que iniciaron sus obras antes de la subasta, y existentes:

Las ofertas de energía firme que sean respaldadas con plantas o unidades de generación existentes con obra y especiales que iniciaron sus obras antes de la subasta, y existentes, deberán ser iguales a la ENFICC declarada para la planta o unidad de generación que la respalda, hasta el punto donde se alcance el precio establecido para los retiros temporales. A partir de este precio se utilizará la Función de Oferta presentada con la comunicación de retiro temporal.

3.6.2 Agentes con plantas o unidades de generación existentes que deseen presentar obras adicionales que no se han iniciado a la fecha de la Subasta, para clasificar y participar como plantas especiales con cierre de ciclo o por repotenciación, o como plantas existentes con obras:

Las ofertas de energía firme que sean respaldadas con plantas o unidades de generación que deseen presentar obras adicionales cuya construcción no ha iniciado a la fecha de la subasta, para clasificar y participar como plantas especiales con cierre de ciclo o por repotenciación, o como plantas existentes con obras deberán ser:

- i. Cuando el precio de la subasta sea superior a 0.8 veces el CE: El agente puede retirar la ENFICC correspondiente a la obra adicional.
- ii. Cuando el precio de la subasta es menor o igual a 0.8 veces el CE: a partir de este valor el agente puede retirar la ENFICC correspondiente a la obra y utilizará la Función de Oferta presentada para la planta existente con la comunicación de retiro temporal, si es del caso.

En caso de que se retire la ENFICC de la obra adicional, la planta o unidad de generación mantendrá la clasificación que le corresponda sin considerar dicha obra.

3.7. Inadmisión y corrección de ofertas.

Cuando un agente habilitado para participar en la Subasta de Obligaciones de Energía Firme envíe al sistema una función de oferta que no cumpla con las condiciones establecidas en el reglamento, ésta será inadmitida automáticamente por el Sistema. Dicha situación deberá ser informada inmediatamente al agente respectivo con el fin de que realice las correcciones necesarias. Para los casos en los cuales el agente no envíe una Función de Oferta durante la Ronda o no corrige la inadmitida, se retira la ENFICC representada por el agente al precio de inicio de la ronda.

3.8. Función de demanda de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

La cantidad de energía que se propone asignar mediante obligaciones de energía firme a cada nivel de precio estará expresada por la siguiente función de demanda:

$$p(q) = \begin{cases} 2 * CE & q < M_1 \\ \frac{CE}{M_1 - D} (q + M_1 - 2D) & M_1 \leq q \leq D \\ \frac{CE}{2(D - M_2)} (q + D - 2M_2) & D < q \leq M_2 \\ \frac{1}{2} CE & q > M_2 \end{cases}$$

donde:

D: Demanda Objetivo expresada en kWh, con los descuentos realizados por el ASIC según la regulación.

CE: Costo del entrante expresado en US\$/kWh.



M1 y M2: Demandas de energía para márgenes 1(menor) y 2(mayor), expresados en kilovatios hora, con los descuentos realizados por el ASIC según la regulación.

p: Precio.

q: Demanda al nivel de precio p.

El valor de CE, M1 y M2 serán los establecidos en la regulación.

3.9. Modificado por el Artículo 4 de la Resolución CREG-030 de 2008. Exceso de Oferta al final de la Ronda.

Diferencia entre la oferta de energía firme al final de una ronda y la función de demanda evaluada esta al precio de cierre de la misma ronda.

3.10. Regla de actividad de la Subasta.

La regla de actividad de la subasta que establece el criterio general que deben cumplir los agentes en la construcción de su Función de Oferta, será la siguiente: Ante disminuciones del precio los oferentes solamente podrán optar por mantener o disminuir la cantidad de energía firme que están dispuestos a comprometer.

3.11. Tipo de subasta y reglas para llevarla a cabo.

La Asignación de Obligaciones de Energía Firme se llevará a cabo mediante una subasta de reloj descendente, de acuerdo con las siguientes reglas:

- a. El Precio de Apertura de la Subasta será igual al valor establecido en el numeral 3.3 de este reglamento.
- b. Modificado por el Artículo 5 de la Resolución CREG-019 de 2008. Para cada una de las rondas de la Subasta, el Subastador deberá informar el Precio de Apertura, el Precio de Cierre, la duración de la Ronda y el exceso de oferta al final de la ronda anterior.
- c. Durante cada Ronda de la Subasta cada uno de los participantes deberá enviar al administrador de la subasta una Función de Oferta definida entre el Precio de Apertura de la Ronda y el Precio de Cierre de la Ronda, la cual debe cumplir la regla de actividad establecida en el numeral 3.10 de este Reglamento. La Función de Oferta podrá ser modificada por el agente en cualquier momento durante el Período de Duración de la Ronda. Se tomará como Función de Oferta la última registrada en el Sistema dentro del Período de Duración de la Ronda.
- d. Una vez finalizado el Período de Duración de la Ronda, el Subastador deberá determinar el Exceso de Oferta existente y proceder a la determinación del nuevo Precio de Cierre para una nueva Ronda cuando sea el caso.
- e. Cuando el Exceso de Oferta sea positivo, el Subastador informará un nuevo Precio de Cierre para una nueva Ronda, con el cual el Administrador de la Subasta procederá a abrirla. El nuevo Precio de Cierre de la Ronda deberá ser estrictamente menor que el Precio de Cierre de la Ronda anterior. El Precio de Apertura de la nueva Ronda corresponderá al Precio de Cierre de la Ronda anterior. Los generadores deberán enviar nuevamente una función de oferta definida entre estos nuevos precios.
- f. Modificado por el Artículo 6 de la Resolución CREG-019 de 2008. El proceso se debe repetir hasta cuando el Exceso de Oferta sea menor o igual que cero con una precisión de 3 decimales. En este momento se procederá al despeje del mercado y a la determinación del Precio de Cierre de la Subasta.

3.12. Modificado por el Artículo 7 de la Resolución CREG-019 de 2008. Determinación del Precio de Cierre de la subasta y de la asignación de la Obligación de Energía Firme.

El Precio de Cierre de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía firme y la asignación de la misma se determinarán con el siguiente mecanismo:

3.12.1. Casos en los cuales la Función de Demanda de obligaciones de energía firme corta la Función de Oferta Agregada en un segmento vertical:

En este caso el precio de cierre será igual al precio correspondiente al punto donde se cruzan la Función de demanda y la Función de Oferta Agregada.

A cada generador con una planta que no se haya retirado de la subasta en el precio de cierre, se le asignará una Obligación de Energía Firme igual a la ENFICC ofertada de la planta o igual a la fracción resultante que no se haya retirado para esa planta en la subasta, según el caso, con el período de vigencia declarado conjuntamente con la declaración de ENFICC según la regulación. En el caso de proyectos con varios desarrolladores, se le asignará una Obligación de Energía Firme igual a la ENFICC de la planta o fracción que no se ha retirado observando las reglas establecidas en el numeral 3.15.2.

3.12.2 Casos en los cuales la Función de Demanda de obligaciones de energía firme corta la Función de oferta en un segmento horizontal:

- a. En este caso el precio de cierre será igual al precio correspondiente al punto donde se cruzan la Función de demanda y la Función de Oferta Agregada.
- b. Se encontrarán todas las combinaciones posibles entre las plantas que se retiraron al precio de cierre, tal que, la suma de la ENFICC de dichas plantas más la ENFICC de las plantas que no se retiraron a este precio, menos el valor de la Función de Demanda al precio de cierre de como resultado un valor mayor o igual a cero es decir se presente Exceso de Oferta positivo. Este cálculo tendrá en cuenta todas las posibles fracciones de estas plantas y todas las posibles condiciones de los proyectos con varios desarrolladores que hayan presentado retiro en este precio de cierre. En ningún caso un mismo proyecto o sus diferentes posibilidades (fracción o desarrollador o ambas) puede presentarse más de una vez en la suma señalada anteriormente.
- c. De las combinaciones definidas en el literal anterior se seleccionará aquella cuyo valor de Exceso de Oferta sea el menor.
- d. Si en el paso anterior (literal c) se encuentran combinaciones con igual valor de Exceso de Oferta, se tomará aquella cuya sumatoria de fechas de entrada en operación, manifestada en la Declaración de Interés, sea menor.
- e. Se asignarán las Obligaciones de Energía Firme a los generadores que las respaldan con las plantas que no se retiraron al precio de cierre y a aquellas plantas que conforman la combinación resultante del punto anterior en un valor igual a la ENFICC ofertada de la planta o la fracción resultante, y en el caso de proyectos con varios desarrolladores se asignará una Obligación de Energía Firme igual a la ENFICC de la planta o fracción que no se retiró y/o haga parte de la combinación resultante del punto anterior observando las reglas establecidas en el numeral 3.15.2. El período de vigencia de la obligación será el declarado conjuntamente con la declaración de ENFICC según la regulación

3.12.3 Consideración de retiro de unidades.

Si durante el Período de Precalificación se informó el retiro temporal de plantas o unidades de generación, se calculará un Precio de Cierre de la Subasta incluyendo en la Función de Oferta agregada la energía firme de las plantas o unidades de generación retiradas temporalmente, para lo cual se utiliza el mismo procedimiento definido en los numerales 3.12.1 y 3.12.2. Este Precio de Cierre se aplicará a las plantas o unidades de generación existentes y a las plantas de que trata el numeral 3.6.1 de este Reglamento, que no tengan obligación de energía firme para el año para el cual se realiza la subasta.

El precio de cierre aplicable a las Obligaciones de Energía Firme asignadas y que son respaldadas con plantas o unidades de generación nuevas o con plantas o unidades de las que trata el numeral 3.6.2 de este Reglamento, será igual al resultante de realizar el proceso de despeje de la subasta, referidos en los numerales 3.12.1 y 3.12.2, eliminando la energía firme de las plantas o unidades de generación que informaron retiro temporal.

La asignación de Obligación de Energía Firme se hará de acuerdo con los numerales 3.12.1 o 3.12.2 anteriores, según sea el caso, a los generadores cuyas plantas no se retiraron y/o se necesitan para obtener el cierre de la subasta, considerando la función de oferta de las plantas o unidades de generación que informaron retiro temporal.

3.13. Modificado por el Artículo 5 de la Resolución CREG-030 de 2008. Casos Especiales del proceso de subasta.

Para todos los efectos se define una subasta con carácter de especial cuando se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:

a. Oferta Insuficiente:  
Si al inicio de la primera ronda la oferta de ENFICC, incluyendo la oferta de las plantas o unidades que informaron su retiro temporal según lo establece al regulación, no es suficiente para atender la Demanda Objetivo, con los descuentos realizados por el ASIC según la regulación, se calificará la subasta como de oferta insuficiente y se procederá a la finalización de la misma de conformidad con las disposiciones contenidas en la presente Resolución.

En este caso el Precio del Cargo por Confiabilidad asociado a las Obligaciones de Energía Firme asignadas y respaldadas con plantas o unidades de generación existentes, existentes con obras o especiales, de que trata el numeral 3.6.1 de este Reglamento, será igual al valor resultante de incrementar el CE en un diez por ciento. Las Obligaciones de Energía Firme asignadas y respaldadas con plantas o unidades de generación nuevas o con plantas o unidades de las que trata el numeral 3.6.2 de este Reglamento serán remuneradas al Precio de Apertura de la subasta."

b. Competencia insuficiente:  
Si al inicio de la primera ronda ocurren simultáneamente los eventos 1) y 2) siguientes, la subasta se realizará de conformidad con la regulación vigente y será calificada como de competencia insuficiente:

- 1. La suma de la ENFICC declarada y verificada no asignada en obligaciones de energía para el año a subastar, de las siguientes plantas:
  - i. de las plantas o unidades de que trata el numeral 3.6.1 de este Reglamento;
  - ii. de las plantas o unidades existentes de que trata el numeral 3.6.2. de este Reglamento, sin considerar la ENFICC adicional por obras o repotenciación; y
  - iii. de las Plantas no Despachadas Centralmente, que tengan contratos en los que suministre energía para cubrir la demanda del periodo de vigencia a subastar; menos la ENFICC de las plantas o unidades con la condición de retiro temporal, es menor a M1 con los descuentos realizados por el ASIC según la regulación vigente; y
- 2. la diferencia entre la oferta de ENFICC de apertura de la subasta y la Demanda Objetivo con los descuentos realizados por el ASIC según la regulación vigente, es menor que el 4% de la Demanda Objetivo, ó, existe un agente cuya ENFICC asociada a plantas o unidades nuevas es 'pivotal', es decir, las plantas o unidades nuevas de por lo menos un agente son necesarias para atender la demanda al nivel M1 con los descuentos realizados por ASIC según la regulación.

En los casos en los cuales una subasta sea calificada como de competencia insuficiente el Precio del Cargo por Confiabilidad asociado a las Obligaciones de Energía Firme respaldadas con plantas o unidades de generación de que trata el numeral 3.6.1 de este Reglamento, será el valor mínimo entre el resultante de incrementar el CE en un diez por ciento y el Precio de Cierre de la Subasta. El precio del Cargo por Confiabilidad asociado a las Obligaciones de Energía Firme asignadas y respaldadas con plantas o unidades de generación nuevas o con plantas o unidades de que trata el numeral 3.6.2 de este Reglamento será igual al Precio de Cierre de la subasta.

c. Participación insuficiente:  
Si al finalizar la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme al menos el 50% del total de las Obligaciones de Energía Firme asignadas a plantas nuevas y/o plantas o unidades de que trata el numeral 3.6.2 de este Reglamento, no se asigna a plantas o unidades representadas por agentes que individualmente tengan una participación en el mercado de la Energía Firme menor del 15% de la Demanda Objetivo del año a Subastar, la subasta será calificada como de participación insuficiente.

La participación del agente en el mercado de la Energía Firme para este caso, se medirá como la proporción entre la suma de la ENFICC de las plantas existentes y/o las plantas o unidades de que trata el numeral 3.6.1 de este Reglamento representadas por el mismo agente, y la Demanda Objetivo del año a subastar.

En los casos en los cuales una subasta sea calificada como de participación insuficiente el Precio del Cargo por Confiabilidad asociado a las Obligaciones de Energía Firme respaldadas con plantas o unidades de generación existentes, existentes con obras y especiales, de que trata el numeral 3.6.1 de este Reglamento, será el valor mínimo entre el resultante de incrementar el CE en un diez por ciento y el Precio de Cierre de la Subasta. Las Obligaciones de Energía Firme asignadas y respaldadas con plantas o unidades de generación nuevas o con plantas o unidades de que trata el numeral 3.6.2 de este Reglamento serán remuneradas al Precio de Cierre de la subasta."

Nota de Compilación.

- Este literal c) fue modificado inicialmente el Artículo 8 de la Resolución CREG-019 de 2008.

3.14. Banda de precios aplicables a las plantas o unidades de generación existentes, existentes con obras o especiales de que trata el numeral 3.6.1 de este Reglamento, en las primeras tres subastas.

Para las primeras tres (3) Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, el precio a ser aplicado a las obligaciones de energía firme asignadas y que sean respaldadas con plantas o unidades de generación existentes, existentes con obras o especiales de que trata el numeral 3.6.1 de este Reglamento corresponderá al Precio de Cierre de la Subasta respectiva o a la regla aplicable cuando ésta sea calificada como especial, siempre que el precio resultante se encuentre dentro de los siguientes límites:

	Primera subasta	Segunda subasta	Tercera subasta
LS=(CE*Θ <sub>S</sub> )	Θ <sub>S</sub> = 1.4	Θ <sub>S</sub> =1.7	Θ <sub>S</sub> =2.0
LI=(CE*Θ <sub>I</sub> )	Θ <sub>I</sub> = 0.8	Θ <sub>I</sub> =0.65	Θ <sub>I</sub> = 0.5

Para los casos en los cuales el Precio de Cierre de la Subasta sea mayor que el limite superior (L<sub>S</sub>) o menor que el limite inferior (L<sub>I</sub>), el precio de las obligaciones de energía firme asignadas que sean respaldadas con plantas o unidades de generación existentes o especiales de que trata el numeral 3.6.1 de este Reglamento será igual al limite superior o al limite inferior según sea el caso.

3.15 Modificado por el Artículo 9 de la Resolución CREG-019 de 2008. Selección del desarrollador para el caso de un proyecto con varios desarrolladores:

En caso que existan agentes interesados en presentarse a la subasta con un proyecto que tiene varios desarrolladores, se aplicarán las siguientes reglas para participar en la subasta y seleccionar el desarrollador al cual se le asignan las Obligaciones de Energía Firme:

3.15.1 Reglas para entrar a la Subasta.

- a. Identificación de un proyecto que entrará a la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, con varios desarrolladores.

- i. Una vez publicado el Documento con los parámetros para el cálculo de la ENFICC, cada agente que haya declarado proyecto o proyectos correspondientes a plantas nuevas y/o a las que se refiere el numeral 3.6.2 deberá verificar si su proyecto es excluyente con otro u otros proyectos contenidos en dicho documento, bien sea porque se trate del mismo proyecto o porque la construcción de uno descarta o es incompatible con la construcción del otro. En caso de que para estos efectos un agente requiera de aclaraciones a la información declarada por otro agente, el interesado informará a la CREG detalladamente sobre los puntos de los parámetros que requiere aclaración, con el fin de que ésta solicite las aclaraciones pertinentes. Estas últimas se publicarán una vez sean recibidas en la CREG.

ii. Conjuntamente con la declaración de ENFICC, cada agente que haya declarado proyectos correspondientes a plantas nuevas y/o a las que se refiere el numeral 3.6.2 deberá entregar a la CREG comunicación suscrita por el representante legal en la que informe si su proyecto es excluyente y, en caso de serlo, deberá informar con cuál o cuáles proyectos de los contenidos en dicho documento se excluye.

iii. En caso de no tener certeza sobre la compatibilidad o no exclusión de un proyecto con otro, cada uno de los respectivos agentes que declaró estos proyectos deberá reportarlo como excluyente para su participación en la Subasta.

iv. Si vencido el plazo establecido en el ordinal ii) anterior un agente que declaró proyectos correspondientes a plantas nuevas no entregó a la CREG la información prevista en dicho ordinal, se entenderá que cada uno de los proyectos para los cuales declaró parámetros no es excluyente con otro u otros proyectos contenidos en el respectivo Documento que contiene los parámetros para el cálculo de la ENFICC. Por tanto, posteriormente no se podrá invocar el carácter excluyente del proyecto para justificar la no entrega de las respectivas garantías que respalden la asignación de las Obligaciones de Energía Firme, ni para justificar el incumplimiento de cualquier obligación asociada al Cargo por Confiabilidad.

v. Si solamente un desarrollador declara el proyecto como excluyente con otro, estos proyectos se considerarán como excluyentes, sin perjuicio de las acciones judiciales que puedan ejercer contra este desarrollador el o los agentes que pudieran resultar afectados con la declaración de un proyecto que no era excluyente según lo definido en el ordinal i) de este numeral (3.15.1).

vi. Los proyectos declarados o considerados como excluyentes según las normas anteriores, se tratarán en la subasta como un solo proyecto con varios desarrolladores y los desarrolladores se someten al resultado de la subasta

b. Información requerida para entrar a la Subasta con un proyecto con varios desarrolladores:

- Para el caso de proyectos con los mismos estudios se requiere la documentación de los ordinales i a iv siguientes. Para el caso de proyectos con estudios realizados independientemente por varios agentes se requiere la documentación de los ordinales iii y iv siguientes:

i Promesa de compra-venta del estudio entre el dueño o poseedor del estudio y el desarrollador. En la promesa de compra-venta se deberá incluir, entre otros aspectos, el valor base del estudio y la aceptación por las partes del resultado de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme y de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS.

ii. Sobre cerrado en donde el desarrollador establece el valor que está dispuesto a pagar por el estudio, en caso de que existan varios desarrolladores del mismo proyecto por igual cantidad de ENFICC.

iii. Garantía para amparar la participación en la subasta de acuerdo con lo definido en el Capítulo 3 de la Resolución CREG-061 de 2007, o aquellas que la modifiquen.

iv. Toda la información exigida en la Resolución de que trata el Artículo 18 de la Resolución CREG-071 de 2006 y en los plazos que allí se establezcan.

La documentación exigida en los ordinales i) a iii) de este literal deberá ser remitida por cada desarrollador en el plazo establecido para la entrega de las garantías para participar en la subasta en la Resolución de que trata el Artículo 18 de la Resolución CREG-071 de 2006.

3.15.2 En la subasta se aplicarán las siguientes reglas:

- i. En el proceso de subasta, solo será considerada la mayor ENFICC a cada precio de cada proyecto excluyente obtenida a partir de la Función de Oferta declarada por cada desarrollador en cada Ronda.

ii. Al cierre de la subasta se seleccionará el desarrollador cuyo proyecto haya resultado con asignación después de realizar el proceso establecido en el numeral 3.12.

iii. En caso de que dos o más desarrolladores con los mismos estudios que hayan ofertado igual ENFICC al precio de cierre de la subasta, el Administrador de la Subasta procederá a abrir los sobres cerrados, los ordenará de mayor a menor, y asignará al desarrollador que está dispuesto a pagar más por el estudio. En caso de persistir el empate se selecciona el desarrollador que haya declarado la fecha más temprana de entrada en operación realizada en la Declaración de Interés.

iv. En caso de que dos o más desarrolladores con estudios realizados independientemente que hayan ofertado igual ENFICC al precio de cierre de la subasta, el Administrador de la Subasta seleccionará el desarrollador que haya declarado la fecha más temprana de entrada en operación realizada en la Declaración de Interés.

MANUEL MAIGUASHCA OLANO	HERNÁN MOLINA VALENCIA
Viceministro de Minas y Energía	Director Ejecutivo
Delegado del Ministro de Minas y Energía Presidente	

ANEXO 11

Este Anexo se adicionó mediante el artículo 7 de la Resolución CREG-101 de 2007

PROCEDIMIENTO PARA ASIGNACIÓN DE OEF A GENERADORES QUE REPRESENTAN PLANTAS O UNIDADES DE GENERACIÓN CON PERÍODOS DE CONSTRUCCIÓN SUPERIORES AL PERÍODO DE PLANEACIÓN DE LA SUBASTA

1. Preparación

En este anexo se entenderá por GPPS las Plantas o Unidades de Generación con Periodos de Construcción Superiores al Periodo de Planeación de la Subasta.

Una vez conocido el precio de cierre de la subasta realizada en el año t, para obligaciones que inician el 1 de diciembre del año t+p, se procederá de la siguiente forma:

- a. El ASIC anunciará el Precio Máximo del Cargo por Confiabilidad a considerar para las GPPS (en adelante PMGPPS). Este precio será igual al aplicable a las Obligaciones de Energía Firme asignadas en dicha Subasta y respaldadas con plantas o unidades de generación nuevas, siempre que la subasta no sea calificada como especial. Cuando la subasta sea calificada como caso especial el PMGPPS será igual al aplicable a los generadores existentes, como resultado de dicha Subasta.

b. El ASIC considerará las plantas o unidades de generación de los agentes generadores que hayan declarado previamente, según la regulación, sus plantas o unidades en esta categoría, y no hayan manifestado su retiro de este proceso.

c. **Modificado por el Artículo 2 de la Resolución CREG-040 de 2008.** Una vez anunciado el PMGPPS, el agente con plantas y/o unidades GPPS deberá comunicar a la CREG si sigue en el proceso de asignaciones GPPS, dentro del término establecido en la Resolución de que trata el artículo 18 de esta Resolución.

d. El ASIC tomará para cada una de las plantas o unidades de generación identificadas el periodo de construcción declarado por el agente.

e. **Modificado por el Artículo 10 de la Resolución CREG-019 de 2008.** El ASIC determinará el incremento anual de demanda esperado para cada uno de los años del periodo comprendido entre el año t+p+1 y el año t+10. Los valores de la demanda corresponderán a los que haya establecido la CREG como demanda objetivo.

f. El ASIC calculará y anunciará las cantidades de ENFICC asignadas a GPPS en Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme anteriores con periodos de vigencia que inician en el período entre el 1o. de diciembre del año t + p + 1 y el 1o. de diciembre del año t +10.

g. EL ASIC realizará la asignación de obligaciones de energía firme para generadores que las respaldan con GPPS en un proceso iterativo que inicia con las GPPS que ya tienen Obligaciones de Energía Firme Asignadas - AGPPS, aplicando lo establecido en los numerales 2 y 3 de este Anexo y teniendo en cuenta la siguiente notación.

AGPPS(k,q,m): Es la asignación a la planta generadora k en el año t-q con inicio del Periodo de Vigencia de la OEF en el año m, para m entre t + p + i y t + 10

Donde:

k : Nombre de la planta

i : Variable que tomará un valor entre 1 y 10 - p

q : Variable que define el número de años de antigüedad, respecto del año t, de una OEF asignada a una GPPS con anterioridad a la Subasta del año t. Por lo tanto, q tomará un valor entre 10 - p - i y 0, de tal forma que define un grupo al cual pertenecen las GPPS para el año t + p + i como se explica en el numeral 2 siguiente.

p : Período de planeación para la subasta en el año t

m : Año de inicio del Periodo de Vigencia de la OEF.

2. Criterio de ordenamiento para ofertar en las asignaciones

En la asignación de Obligaciones de Energía Firme respaldadas con GPPS, que se realice como resultado de una subasta del año t, se iniciará con aquellas GPPS que tienen asignaciones de mayor antigüedad.

Por tanto, para la asignación del año t+p+i, se comenzará con las plantas con AGPPS(k,q,m) 0, para todo q en forma regresiva, desde q=10-p-i hasta q=1, y para todo k; se terminará con las GPPS para q=0 y todo k que no tienen asignación para el año t+p+i. Todo esto iniciando en i=1 hasta i=10-p.

Esto aplicará para cualquier m = t + p + i, iniciando en i = 1 hasta i = 10 - p.

Así se conformarán los grupos de igual q para cada año de inicio de la obligación.

3. Reglas para realizar las asignaciones

Las asignaciones en el año t para inicio del Periodo de Vigencia de la OEF en el año t + p + i para las plantas k del mismo q se realizará de acuerdo con las siguientes reglas, para cada i entre 1 y 10-p:

- a. **Modificado por el Artículo 11 de la Resolución CREG-019 de 2008.** Todas las k del grupo q ofertarán la cantidad de ENFICC que desean que se les asigne en el año t a un precio máximo PMGPPS para el inicio del Periodo de Vigencia de la OEF en el año t + p + i. La máxima cantidad asignable a las plantas del grupo q para el año t + p + i y siguientes estará dada por la siguiente ecuación:



$$CM(q,t+p+i) = \max \left[ 0, L(q) \times I(t+p+i) - A(t+p+i) \right]$$

donde :

$CM(q,t+p+i)$  Máxima cantidad asignable a una planta o plantas del grupo q para el año t + p + i.

$$L(q) = \begin{cases} 0.5 & q = 0 \\ 0.6 & q = 1 \\ 0.8 & q \geq 2 \end{cases}$$

$A(t+p+i)$  Cantidad de ENFICC asignada en obligacion es que inician en el año t + p + i, por este concepto a GPPS en años previos a t y en iteraciones anteriores .

$I(t+p+i)$  Incremento de la demanda esperado para el año t + p + i

- b. El incremento de la demanda esperado para el período de vigencia de la obligación que inicia el 1 de diciembre del año t + p + i, será la diferencia entre las demandas agregadas proyectadas para los períodos que inician el 1 de diciembre del año t + p + i y el 1 de diciembre del año t + p + i - 1.
- c. Para cada una de las GPPS que respaldan Obligaciones de Energía Firme, la suma de todas las obligaciones que se le hayan asignado a un agente por una planta no podrán superar la ENFICC de esa planta en ningún año t+p+i.
- d. **Modificado por el Artículo 2 de la Resolución CREG-040 de 2008.** El ASIC sumará las cantidades de ENFICC ofertadas y tendrá en cuenta el resultado de esta suma para efectos de la asignación de las Obligaciones de Energía Firme y el precio al que se remunerarán, tal como se establece en el Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS, contenido en el Anexo 12 de esta Resolución.

Nota de Compilación.

- Este literal d) fue modificado inicialmente por el Artículo 12 de la Resolución CREG-019 de 2008.

- e. **Modificado por el Artículo 2 de la Resolución CREG-040 de 2008.** El ASIC asignará las cantidades de Obligaciones de Energía Firme a los generadores con GPPS de acuerdo con lo definido en el Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS, contenido en el Anexo 12 de esta Resolución.
- f. Como resultado de este proceso, cada planta o unidad de generación con asignación tendrá definido un precio para cada obligación de energía firme que se le haya asignado por este concepto en todos los años que haya participado.
- g. El período de vigencia de la obligación de energía firme se iniciará a partir del primer período que se le haya asignado a un generador por una AGPPS. En todo caso este período será igual al declarado por el agente y no puede ser superior a 20 años. Asignaciones posteriores a la primera asignación estarán limitadas al periodo de vigencia definido para esa primera asignación."

MANUEL MAIGUASHCA OLANO	HERNÁN MOLINA VALENCIA
Viceministro de Minas y Energía	Director Ejecutivo
Delegado del Ministro de Minas y Energía	
Presidente	

ANEXO 12

(Este Anexo se adicionó mediante el artículo 3 de la Resolución CREG-040 de 2008)

REGLAMENTO DE LA SUBASTA DE SOBRE CERRADO PARA PARTICIPANTES CON PLANTAS Y/O UNIDADES DE GENERACIÓN CON PERÍODOS DE CONSTRUCCIÓN SUPERIORES AL PERÍODO DE PLANEACIÓN DE LA SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD (GPPS)

CAPÍTULO I

OBJETO Y DEFINICIONES

12.1 Objeto.

El presente Reglamento tiene por objeto establecer las condiciones y procedimientos para que los agentes o personas jurídicas que representan plantas y/o unidades de generación con períodos de construcción superiores al período de planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad – GPPS-, participen en la subasta de sobre cerrado según lo establecido en el Anexo 11 de esta Resolución y aquellas que la adicionan, modifiquen o sustituyan.

12.2 Definiciones.

Para la aplicación del presente reglamento se tendrán en cuenta las definiciones establecidas en esta Resolución y aquellas que la adicionan, modifican o sustituyen, y en especial las establecidas en la Resolución CREG 061 y 101 de 2007 y las siguientes definiciones:

**Auditor de la Subasta:** El Auditor de la subasta para agentes con GPPS será una persona natural o jurídica a través de sus representantes en la Subasta GPPS, con reconocida experiencia en procesos de auditoría, que ejercerá sus funciones durante la subasta de sobre cerrado GPPS de acuerdo con los parámetros establecidos en este Anexo.

**Formato para Presentar Ofertas:** Formato que diseñará el ASIC, y que con carácter obligatorio utilizarán los participantes para entregar las ofertas, cumpliendo con los requisitos de la oferta establecidos en este Anexo.

**Grupo:** Conjunto de GPPS que tienen el mismo número de años de antigüedad de asignaciones de OEF.

**Mínima Cantidad de Energía Firme:** Condición de la Oferta que indica el valor mínimo de Energía Firme, por planta o unidad GPPS, que el Participante está dispuesto a comprometer en la asignación total de Obligaciones de Energía Firme.

**Oferta en Sobre Cerrado u Oferta:** Oferta de precio y cantidad que presenta en sobre cerrado un agente con GPPS al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC. El precio deberá ser igual o inferior al PMGPPS y la cantidad de ENFICC igual o inferior a la previamente declarada, de conformidad con lo establecido en la regulación aplicable.

**Participante:** Agente o persona jurídica con plantas que cumplen los requisitos establecidos en esta Resolución y en la resolución de que trata el artículo 18 de esta última, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, para ser calificadas como GPPS, y que está interesada en recibir una determinada cantidad de asignación de obligaciones de energía firme de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente.

**Poder:** Es el documento contractual por medio del cual, el representante legal del participante autoriza la representación, en caso de ser necesario, para presentar la Oferta en la subasta y participar de la misma, de acuerdo con lo establecido en este Anexo y en demás las normas de la República de Colombia.

**Subasta de Sobre Cerrado para Participantes con GPPS:** Mecanismo de negociación para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a los agentes o personas jurídicas que representen GPPS a través del cual cada uno de los agentes participan presentando una Oferta en Sobre Cerrado para la asignación de Obligaciones de Energía Firme que serán determinadas por el ASIC de acuerdo a los criterios definidos en esta Resolución.

CAPÍTULO II

REPORTE DE INFORMACIÓN

12.3 Reporte de Información.

Los Participantes que representen plantas y/o unidades GPPS deben reportar toda la información correspondiente a las plantas o unidades de generación nuevas de acuerdo con el Anexo 10 - Reglamento de la subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme - de esta Resolución, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, en los plazos de que trata el Artículo 18 de esta misma Resolución.

12.4 Efectos de no entregar las Garantías para amparar la participación en las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme para las GPPS.

Los participantes que representan plantas y/o unidades GPPS que no entreguen la garantía para amparar la participación en las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme para las GPPS, de acuerdo con lo definido en el Capítulo 3 del Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad adoptado por la Resolución CREG-061 de 2007, no participarán en el proceso de asignación de Obligaciones de Energía Firme para agentes con GPPS.

CAPÍTULO III

DEBERES Y RESPONSABILIDADES

12.5 Responsabilidades y deberes del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC.

Corresponderá al ASIC las siguientes responsabilidades y deberes respecto a la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS:

- a) Anunciar el PMGPPS una vez finalizada la subasta para la asignación de OEF, realizada en el año t para obligaciones que inician el 1 de diciembre del año t+p.
- b) Determinar el incremento anual de demanda esperado para cada uno de los años del periodo comprendido desde el 1 de diciembre del año t+p+1 hasta el período de vigencia de OEF que inicia en el año t+10. Los valores de demanda corresponderán a los que haya establecido la CREG como Demanda Objetivo de acuerdo con la definición establecida en esta Resolución, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. La demanda a asignar para cada año corresponderá al 50% de este incremento.
- c) Realizar para cada grupo q de GPPS el balance entre la demanda a asignar y la ENFICC ofertada para cada uno de los períodos comprendidos desde el 1 de diciembre del año t+p+1 hasta el periodo de vigencia de OEF que inicia en el año t+10.
- d) Publicar los años en los cuales se encuentra que la oferta supera la demanda a asignar, en la fecha que determine la CREG, para cada grupo q de GPPS.
- e) Anunciar las OEF asignadas a plantas o unidades GPPS en subastas anteriores para los períodos comprendidos entre el año t+p+1 y el año t+10.



- f) Realizar la asignación de OEF a los participantes que representan GPPS de acuerdo con el proceso establecido en el Anexo 11 de esta Resolución y el presente Anexo, y aquellas normas que los adicionen, modifiquen o sustituyan.
- g) De ser necesario, anunciar y realizar la Subasta de Sobre Cerrado a que hace referencia este Anexo.
- h) De ser necesario, informar el lugar, fecha y hora en que se realizará la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS.
- i) Conservar registros históricos, de la totalidad de operaciones realizadas en desarrollo de la subasta, de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.
- j) Contratar el Auditor de la Subasta de Sobre Cerrado para Participantes con GPPS.
- k) Divulgar la información de la asignación de OEF a planta o unidades GPPS.
- l) Resolver las reclamaciones que se presenten por parte de los Participantes de la Subasta de Sobre Cerrado de GPPS.

**Parágrafo.** La Comisión definirá la información que deberá publicar el ASIC, y la oportunidad para su publicación.

**12.6 Responsabilidades y deberes de los participantes de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS.**

Los Participantes de la Subasta GPPS deberán:

- a) Presentarse en el lugar, fecha y hora que el ASIC defina para la realización de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS.
- b) Presentar al ASIC la Oferta en Sobre Cerrado e informar el año de inicio de vigencia de la obligación, en el plazo establecido en este Anexo y en el formato definido para ello por el ASIC, cuando éste lo requiera dentro del proceso de asignación.
- c) Abstenerse de realizar actos de competencia desleal, acuerdos contrarios a la libre competencia o contrarios a la legislación o a la regulación vigente aplicable y que afecten la transparencia del proceso o la adecuada formación de precios y en general el desarrollo de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS.

**12.7 Responsabilidades y deberes del Auditor de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS.**

El Auditor de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS tendrá a su cargo las siguientes responsabilidades y deberes:

- a) Verificar e intervenir cuando sea necesario para garantizar la correcta aplicación de la regulación vigente que rige el desarrollo de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS.
- b) Remitir a la CREG, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la finalización de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS, un informe en el cual se establezca, sin ambigüedades, el cumplimiento o no de la regulación vigente que rige dicha subasta.

**Parágrafo.** Cuando el Auditor de la Subasta establezca que en la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS respectiva no se dio cumplimiento a la normatividad vigente, el proceso adelantado no producirá efectos para los Participantes, en el estado en el que se encuentre y el ASIC procederá a convocar nuevamente la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS en un plazo no mayor a veinte (20) días , sin perjuicio de las acciones penales y/o civiles y las actuaciones administrativas a que haya lugar contra las personas que hayan incumplido la normatividad vigente.

**CAPÍTULO IV**  
**DEL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME A PARTICIPANTES CON GPPS**

**12.8 Información.**

Al finalizar la subasta de que trata el Anexo 10 de esta Resolución o aquellas que la modifiquen o sustituyan, realizada en el año t para la asignación de obligaciones que inician el 1 de diciembre del año t+p, el ASIC anunciará lo siguiente:

- a) El valor del Precio Máximo del Cargo por Confiabilidad – PMGPPS.
- b) El incremento de la Demanda Objetivo para cada uno de los años del período comprendido desde el 1 de diciembre del año t+p+1 hasta el período de vigencia de OEF que inicia en t+10.
- c) Las OEF asignadas a GPPS en subastas anteriores para cada uno de los años del periodo comprendido desde el 1 de diciembre del año t+p+1 hasta el período de vigencia de OEF que inicia en t+10.

**12.9 Convocatoria de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS.**

De ser necesario el ASIC convocará la Subasta de Sobre Cerrado para cada grupo de GPPS con igual q, informando a los Participantes el lugar, fecha y hora que se llevará a cabo la misma, e invitará a presentar la oferta para la Subasta de Sobre Cerrado en el formato que publicará en la página Web de XM: [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co).

**Parágrafo 1.** Para realizar el balance del grupo q de GPPS se deben efectuar las asignaciones posibles del grupo q de GPPS inmediatamente mayor.

**Parágrafo 2.** Al desarrollador que se le asignaron Obligaciones de Energía Firme para una planta o unidad GPPS, según lo previsto en el presente Reglamento, será el único desarrollador que podrá Ofertar dicha planta o unidad en las Subastas de Sobre Cerrado para GPPS de años posteriores.

**12.10 Selección del desarrollador para el caso de un proyecto con varios desarrolladores.**

Cuando existan agentes interesados en presentarse a la asignación o subasta para plantas GPPS con un proyecto que tiene varios desarrolladores, para la identificación y la documentación requerida se aplicarán las reglas definidas en el numeral 3.15.1. del Anexo 10 de esta Resolución.

**12.11 Representación de los participantes en la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS.**

Las ofertas presentadas al ASIC por los participantes de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS, en el formato establecido para ello, deberán estar firmadas por el Representante Legal o quien tenga el Poder para ello.

Los Participantes deberán enviar al ASIC el certificado de Existencia y Representación Legal y, en caso de aplicar, el Poder, ambos con una vigencia no superior a dos (2) meses, así como todos los documentos necesarios que respalden la delegación, todo lo anterior, cumpliendo con la normatividad aplicable en la República de Colombia, en especial, lo establecido en el Código de Comercio Colombiano para la Representación Legal de las Sociedades o en caso de aplicar la representación especial, se deberá enviar mediante documento escrito en soporte papel, debidamente firmado por el Representante Legal del Agente o Persona Jurídica interesada.

También deberá enviar una comunicación escrita con los nombres y firmas del Representante Legal o quien haga sus veces o de las personas con Poder.

En todo caso, se deberá prever que el original de las comunicaciones de que trata el presente Numeral debe estar disponible en el ASIC y debidamente aprobado por éste, en las fechas que para tal efecto defina la CREG.

**Parágrafo.** Si la información enviada por el participante no cumple con las normas aplicables vigentes, dicho agente o persona jurídica no podrá participar en la subasta de sobre cerrado para GPPS.

**12.12 Recepción y apertura de las ofertas.**

Las Ofertas serán recibidas por el ASIC en el lugar, fecha y hora que este mismo defina según lo previsto en el presente Reglamento. El ASIC procederá a la apertura de las Ofertas en presencia del Auditor de la subasta GPPS. Se suscribirá por todos los asistentes un acta en la cual se deje constancia de las personas presentes, los representantes de los Participantes, el nombre de la(s) GPPS que representan y el cumplimiento de los requisitos para participar de la subasta de sobre Cerrado GPPS.

Las ofertas en sobre cerrado se recibirán y radicarán con fecha y hora de presentación ante el ASIC.

**12.13 Contenido de las ofertas.**

El Participante deberá diligenciar y suscribir el formato definido por el ASIC para presentar las Ofertas, para cada una de las GPPS en cada uno de los años de vigencia de la obligación que tendrían asignación GPPS, por los cuales desea optar. El formato deberá contener como mínimo:

- a) Nombre o Denominación Social del participante.
- b) Datos de la persona que firma el formato.
  - Nombre completo.
  - Cédula de ciudadanía para personas colombianas.
  - Cédula de Extranjería o pasaporte.
- c) Nombre de la GPPS.
- d) ENFICC a ofertar en valores enteros de kWh-día para cada uno de los períodos por los cuales opta.
- e) Año(s) de inicio de vigencia de la obligación a ofertar y duración.
- f) Precio a ofertar en dólares por megavatio hora con tres decimales. Este valor deberá ser el mismo para cada uno de los años de vigencia de la obligación que tendrían asignación GPPS para los cuales presenta propuesta.
- g) Mínima Cantidad de Energía Firme. Valor mínimo de OEF acumulado entre los períodos ofertados para ser asignado en la subasta.

Los representantes deberán diligenciar toda la información requerida por el ASIC.

**Parágrafo.** Si el Participante presenta cualquier información adicional a la solicitada en el formato al que se refiere este artículo, lo cual incluye cualquier tipo de notas aclaratorias u otro tipo de información no solicitada, su Oferta no será tenida en cuenta.

**12.14 Inadmisión de ofertas.**

Las Ofertas que no cumplan con las siguientes condiciones se entenderán como no presentadas:

- a) Debe ser presentada por el Participante en el formato establecido por el ASIC.
- b) Deben ser diligenciada en su totalidad.
- c) Debe estar firmada por el Representante Legal o por la persona con Poder, de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento.
- d) Se debe ofertar un precio menor o igual al PMGPPS para todos los períodos por los cuales opta.
- e) Se debe ofertar una Energía Firme menor o igual a la ENFICC declarada.

En el momento en que el ASIC identifique que alguna de las condiciones anteriores no se cumplieron en la Oferta, informará inmediatamente al Participante respectivo, al Auditor de la Subasta y la CREG y se entenderá que la GPPS no participará en la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS.

**12.15 Asignación, precio y resultados de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS para plantas del mismo grupo q.**

El ASIC realizará las asignaciones de OEF aplicando las siguientes reglas.

12.15.1. En la asignación se tendrá en cuenta la Mínima Cantidad de Energía Firme por GPPS declarada por los Participantes.

12.15.2. Si la suma de la ENFICC ofrecida es menor o igual a CM (q,t+p+i) en todos y cada uno de estos períodos, el ASIC, en la fecha que para tal fin establezca la CREG, asignará todas las ofertas para cada uno de los períodos t+p+i. En este caso, el precio al cual se remunerarán las Obligaciones de Energía Firme asignadas será igual al PMGPPS.

12.15.3. Si la suma de la ENFICC ofrecida es mayor a la máxima cantidad asignable en cualquiera de los períodos a asignar, el ASIC procederá a efectuar la Subasta de Sobre Cerrado de GPPS, utilizando un proceso de optimización con los siguientes pasos:

- a) **Validación.**
  - Se debe verificar que la información ofertada para cada una de las plantas GPPS cumpla las siguientes reglas:
    - i) La suma de las ENFICC que se ofertan para cada uno de los períodos por los cuales opta no puede ser superior a la ENFICC verificada por el CND menos las asignaciones de OEF realizadas previamente a la GPPS y
    - ii) La ENFICC que se oferta para un período de OEF que inicia en t+p+i no puede ser superior a la demanda CM (q,t+p+i).
    - iii) La Mínima Cantidad de Energía Firme no puede ser superior a la suma de la ENFICC ofertada.

iv) El precio ofertado debe ser igual o inferior al PMGPPS y ser igual para todos los períodos para los cuales opta.

**b) Criterio de Desempate.**

Cuando dos o más plantas GPPS oferten el mismo precio, se aplicará un proceso aleatorio que garantice que todas las ofertas tendrán precios diferentes adicionando incrementos de 0.001 US \$/Mwh

Las variaciones en los precios de oferta serán exclusivamente para fines del proceso de optimización y no para establecer el precio al que finalmente se adjudiquen las Obligaciones de Energía Firme.

En el caso de proyectos con varios desarrolladores se seleccionará el de menor precio resultante de este proceso.

**c) Proceso de Optimización:**

Este proceso tendrá las siguientes características:

i) Se aplicará al conjunto de los años a asignar en el periodo comprendido desde el 1 de diciembre del año t+p+1 hasta el período de vigencia de OEF que inicia en t+10.

ii) La función objetivo será minimizar: La suma de los productos entre las OEF asignadas multiplicado por su precio ofertado por cada una de la plantas GPPS, más el producto entre la demanda no asignada y un precio igual a 5 PMGPPS. La sumatoria de las OEF a asignar en cada período debe ser menor o igual a la cantidad máxima a asignar para ese período.

iii) La sumatoria de las asignaciones de OEF en todos los años del período comprendido desde el 1 de diciembre del año t+p+1 hasta el período de vigencia de OEF que inicia en t+10, para cada planta debe ser mayor o igual a la Cantidad Mínima de Energía Firme ofertada para esa GPPS.

iv) La suma de las asignaciones de OEF en un mismo período no puede ser superior a la ENFICC ofertada para ese período.

v) Una vez se finalice el proceso de optimización, se calculará para cada uno de los años del periodo comprendido desde el 1 de diciembre del año t+p+1 hasta el periodo de vigencia de OEF que inicia en t+10, el precio de oferta más alto de las GPPS que resultaron con asignación, sin el valor incorporado para el caso de desempates. Estos serán los precios para remunerar las OEF para cada uno de los períodos asignados.

La formulación matemática, el modelo computacional y el manual para hacer esta optimización se publicará mediante Circular de la Dirección Ejecutiva que estará disponible en la página WEB de la CREG.

El ASIC publicará los resultados de la asignación: precios, período de vigencia de la obligación y cantidades asignadas a cada GPPS, en la fecha que defina la CREG.

**1.16 Subasta Desierta.**

El ASIC declarará desierta la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS cuando no se reciban Ofertas o la totalidad de Ofertas presentadas hayan sido inadmitidas conforme a lo dispuesto en este Anexo.

**CAPÍTULO V**  
**DISPOSICIONES FINALES**

**12.17 Reclamaciones.**

Todas las reclamaciones que pudieran suscitarse respecto del desarrollo, ejecución y cumplimiento de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS, deberá tramitarse por los Participantes durante la Subasta en presencia del Auditor de la Subasta y antes del cierre de la misma, para lo cual, el ASIC publicará el procedimiento a seguir. Las respuestas estarán a cargo del ASIC, con base en la regulación vigente, en caso de no ser posible resolver la reclamación el ASIC tendrá la facultad de suspender la Subasta y dar traslado a la CREG.

**12.18 Garantías.**

Para todos los efectos, los Participantes de GPPS deberán cumplir lo establecido en la Resolución CREG 061 de 2007 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.

**12.19 Limitación de la Responsabilidad del ASIC.**

El ASIC no será responsable de la información suministrada por los Participantes, ni de los resultados que de la misma se deriven, así como del desarrollo de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS que dependa de la información suministrada y las actuaciones de los Participantes.

**12.20 Fecha y Hora.**



Para todos los efectos se considerará la fecha y hora legal para la República de Colombia.

**12.21 Idioma.**

La Subasta de Sobre Cerrado para GPPS y los resultados de la misma serán redactados y se considerarán en castellano, idioma oficial de Colombia.

<b>MANUEL MAIGUASHCA OLANO</b>	<b>HERNÁN MOLINA VALENCIA</b>
Viceministro de Minas y Energía	Director Ejecutivo
Delegado del Ministro de Minas y Energía Presidente	

**Doble click sobre el archivo anexo para bajarlo(Resoluciones CREG)**

  [Creg071-2006 - INTEGRADA.doc](#) - [Creg071-2006.pdf](#)

**Doble click sobre el archivo anexo para bajarlo(Documento CREG)**

 - [D-085 CXC.pdf](#)