



Ministerio de Minas y Energía

**COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

**RESOLUCIÓN No. 071 DE 2006**

( 03 OCT. 2006 )

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

**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;

*al*

*T*

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

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;

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

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;

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

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 cabo 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

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

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:** 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 objeto, precio, cantidad, garantía, duración y

*al*

*f*

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

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.

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

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

**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 1° de diciembre de cualquier año calendario y el 30 de abril del año calendario inmediatamente siguiente.

**Estación de Invierno:** Período comprendido entre el 1° 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

f

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

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:** Retraso en la puesta en operación de una planta y /o unidad de generación, por un período superior a un año, o la puesta en operación de la planta con una ENFICC inferior a la asignada en la Subasta, calculada en la forma prevista en el Anexo 3 de esta resolución y con los parámetros asociados a la planta que ha entrado en operación.

**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:** Tiempo que transcurre entre la fecha de ejecución de la Subasta 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.

**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.

**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.

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

**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.

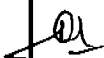
**Protocolo de la Subasta:** Plan detallado, establecido por la CREG, que contiene los parámetros y demás aspectos necesarios para la realización de la Subasta.

**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.

**Retiro temporal de Plantas y/o Unidades de Generación de las subastas de obligaciones de Energía Firme:** Decisión libre y voluntaria que toma un generador de no participar en el proceso de Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme para un año determinado, con plantas 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.

**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.





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

**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.

**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.

**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. Período 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 y especiales 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, y entre uno y diez (10) años para las especiales, contados a partir de la fecha de finalización del Período de Planeación de la Subasta o del mecanismo por medio del cual se asignó la Obligación de Energía Firme. Una vez elegido este período, no podrá ser modificado.

**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

**Artículo 7. 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 propietarios de plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales a quienes les hayan sido asignadas Obligaciones de Energía Firme, o quienes los representen comercialmente, 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.

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

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. El incumplimiento en el pago de la auditoría, dará lugar a la ejecución de la garantía a que se refiere el numeral 4, 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. Constituirse como Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios dentro del mes siguiente a la fecha de esta asignación, en caso de que aún no lo sea.

**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. 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 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 incumplimiento del cronograma de construcción o repotenciación de la planta o unidad de generación frente a la Curva S 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. En caso de incumplimiento subsanable de la fecha de puesta en operación de la planta, el agente deberá garantizar el cumplimiento de su Obligación de Energía Firme a través de un Contrato de Respaldo, vigente desde la referida fecha o antes 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.** La CREG con el propósito de establecer plenamente la existencia de los incumplimientos a que se refieren los numerales 2, 3 y 4 del presente artículo 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 los incumplimientos, se comunicará la decisión al ASIC y éste adoptará las medidas correspondientes de acuerdo con lo establecido en los referidos numerales de este artículo.

**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

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

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

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

- 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:
- a) Informar previamente a la CREG y al CND la intención de reincorporar la planta o unidad de generación al Sistema Interconectado Nacional;
- b) Coordinar previamente con el CND las pruebas y demás maniobras a que haya lugar, de acuerdo con el Reglamento de Operación;
- c) Cumplir previamente los requisitos exigidos en el Reglamento de Operación para la operación comercial en el Mercado Mayorista de Energía; y
- d) 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.

**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 1° de diciembre del año  $t+p$ , de acuerdo con lo establecido en el Artículo 19 de esta resolución.

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



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

**Artículo 19. Período de Planeación.** Para una Subasta que se realice en el año  $t$  el Período de Planeación finalizará el treinta (30) de noviembre del año  $t+p$ . El valor de  $p$  será de tres (3) años, hasta que la CREG defina uno distinto.

**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 Período 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) Entregar póliza de seriedad 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 Período 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.



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

**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.

**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. Reglas 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. 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. Precio del Cargo por Confiabilidad en Casos Especiales de Subasta.** Cuando en la Subasta se presente alguno de los siguientes casos, el precio al que se pagará el Cargo por Confiabilidad correspondiente a las Obligaciones de Energía Firme asignadas en la Subasta, será el siguiente, según el caso:

1. Si al inicio de la primera ronda la oferta total de ENFICC, incluyendo la de las plantas y/o unidades que informaron su retiro durante el Período de Precalificación, no es suficiente para atender la Demanda Objetivo, el Cargo por Confiabilidad correspondiente a las Obligaciones de Energía Firme asignadas en la Subasta para plantas y/o unidades de generación nuevas se pagará al Precio de Apertura de la Subasta; y el Cargo por Confiabilidad correspondiente a las Obligaciones de Energía Firme asignadas en la Subasta para plantas y/o unidades de generación Existentes y a las Especiales se pagará al precio resultante de incrementar hasta un 10% el Costo del Entrante (CE) definido en los numerales 2.1 y 2.4 del Anexo 2 de esta resolución. Este incremento será definido por la CREG mediante la resolución de que trata el Artículo 18 de esta resolución.
2. Si i) al inicio de la primera ronda la ENFICC de las plantas y/o unidades de generación existentes más la ENFICC de las especiales es menor que la Demanda Objetivo, y el exceso de oferta al considerar la ENFICC de las plantas y/o unidades de generación nuevas es menor al 4% de la Demanda Objetivo, ó si ii) las plantas y/o unidades de generación nuevas son indispensables para abastecer la Demanda Objetivo: el Administrador de la Subasta, aplicará el numeral 2.3 del Anexo 2 de la presente resolución. En estos casos el Cargo por Confiabilidad correspondiente a las Obligaciones de Energía Firme asignadas en la Subasta para plantas y/o unidades de generación nuevas se pagará al Precio de Cierre de la Subasta; y el Cargo por Confiabilidad correspondiente a las

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

Obligaciones de Energía Firme asignadas en la Subasta para plantas y/o unidades de generación existentes y especiales, se pagará al menor valor entre el resultado de incrementar hasta un 10% el Costo del Entrante (CE) y el Precio de Cierre de la Subasta. Este incremento será definido por la CREG mediante la resolución de que trata el Artículo 18 de esta resolución.

**Artículo 28. 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. Este precio se actualizará con el 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: WPSOP3200).

**Artículo 29. Actualización del Cargo por Confiabilidad.** Cuando las Obligaciones de Energía Firme tengan un Período de Vigencia mayor a un año, el valor del Cargo por Confiabilidad asociado a estas obligaciones será actualizado anualmente, utilizando el 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: WPSOP3200).

**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. Participación en la Subasta de agentes con plantas y/o unidades de generación con períodos de construcción superiores al Período de Planeación Vigente.** Estos agentes podrán optar por recibir asignaciones de Obligaciones de Energía Firme hasta siete (7) años antes del inicio del Período de Vigencia de las mismas, siempre y cuando la ENFICC asociada a estas Obligaciones no exceda el porcentaje de participación del incremento anual de la Demanda Doméstica establecido en la siguiente tabla:

| Momento en el cual se adquiere la obligación para el período de vigencia que inicia en t+7 | Precio para la asignación   | Porcentaje máximo del incremento anual de Demanda Total Doméstica para el año t+7 |
|--|---|---|
| t  | Precio de Cierre de la Subasta del año t aplicable a los nuevos generadores   | 50%   |
| t+1  | Precio de Cierre de la Subasta del año t+1 aplicable a los nuevos generadores | 60%   |
| t+2  | Precio de Cierre de la Subasta del año t+2 aplicable a los nuevos generadores | 80%   |

El Período de Vigencia de estas Obligaciones no podrá superar los veinte (20) años.

**Parágrafo.** El precio del Cargo por Confiabilidad para este agente corresponderá al promedio ponderado de los Precios de Cierre de las Obligaciones de Energía Firme que recibió en cada año.




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

**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:

1. La identificación de las Leyes Colombianas que crearon y regulan el Sistema Interconectado Nacional y el Mercado Mayorista de Energía;
2. La identificación de las Leyes Colombianas que le atribuyen la función de Administración del Sistema de Intercambios Comerciales de energía en el Mercado Mayorista;
3. La identificación de las Leyes Colombianas que imponen la Obligación de Valorar la Capacidad de Generación de Respaldo de la oferta eficiente;
4. 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;
5. La Obligación de Energía Firme que le fue asignada al respectivo agente;
6. El Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme Asignada;
7. El Precio de Escasez y el Precio de Cierre de la Subasta.

**Artículo 33. Normatividad aplicable y vigencia de las Obligaciones de Energía Firme.** Cada Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme se regirá 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.



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

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

**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.

**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.



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

**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.

**Artículo 41. 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 un valor que exceda el 10% (desvíos de ríos, contrato de combustibles, otros). 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.

**Artículo 42. 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 marcó 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 ENFICC, Base o 95% PSS, más cercano a la declaración del agente.

**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.



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

## 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.

**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 adquiriera 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

9

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

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.

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.** 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 en 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 un Contrato de Respaldo de Energía Firme, debidamente registrado ante el ASIC, y vigente 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.

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

**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 1° 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.

**Artículo 49. 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 esa misma fecha una garantía de cumplimiento 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.** Durante el Período de Transición, este incumplimiento dará lugar a la reasignación de Obligaciones de Energía Firme a prorrata de la ENFICC no comprometida.





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

## 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 comercializadores 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. 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.

**Artículo 56. 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 Resolución CREG-086 de 1996, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, deberán producir mensualmente la ENFICC declarada de conformidad con las disposiciones contenidas en esta resolución.

Cuando la generación real mensual 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 Cargo por Confiabilidad vigente y la diferencia entre la ENFICC mensual y la generación real mensual, lo cual será considerado como un menor pago del Cargo por Confiabilidad por parte de la demanda.

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 las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-086 de 1996 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, el Precio de Bolsa de que trata dicha resolución será igual al Precio de Escasez.

**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.





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

## 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. 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 ENFICC disponible, el respaldo de sus compromisos a través de Contratos de Respaldo, según lo establecido en esta resolución

**Artículo 60. Participantes.** En el Mercado Secundario de Energía Firme participarán exclusivamente los generadores. Los oferentes de este mercado serán los generadores con ENFICC no comprometida. Los compradores serán los generadores que requieran temporalmente ENFICC para el cumplimiento de sus Obligaciones de Energía Firme o sus Contratos de Respaldo.

**Artículo 61. Funcionamiento.** Los generadores que tengan ENFICC no comprometida y que voluntariamente quieran participar en el Mercado Secundario, 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 Energía Firme 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. Contenido de los Contratos de Respaldo de Energía Firme.** 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 identidad de los generadores que intervienen, la cantidad horaria de Energía Firme negociada en el contrato, su período de vigencia y el orden de despacho de que trata el Parágrafo 4 del Artículo 63 de esta resolución.

**Artículo 63. 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 mínimo para el registro de estos contratos será de tres (3) días calendario contados desde la fecha de su celebración.

**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.** Cuando el Contrato de Respaldo se negocie entre generadores que detenten una relación de control en los términos previstos en la legislación comercial, el ASIC no publicará en el Sistema de Información del Mercado Secundario el precio al cual este respaldo fue pactado. No obstante, las partes deben reportarlo en las mismas condiciones establecidas para los demás contratos del mercado secundario.

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

**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.** Cuando un generador venda en el Mercado Secundario a varios generadores, reportará al ASIC el orden en que deben ser despachados cada uno de dichos contratos. Cada uno de ellos será despachado en el orden respectivo y hasta la cantidad total comprometida, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la presente resolución.

## 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

9



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

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. 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 centralmente de acuerdo con la regulación vigente.

al

Y

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

## 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:

1. 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.
2. Garantía por la construcción y puesta en operación de plantas y/o unidades de generación nuevas y especiales.
3. 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.
4. Garantía por el incremento futuro de ENFICC debido a la mejora en el índice IHF de una planta o unidad de generación.
5. 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.
6. 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:

1. Deben cubrir todos los conceptos que surjan dentro de este mercado a cargo de los agentes generadores o de otros participantes.
2. 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.
3. Deben ser otorgadas de manera irrevocable e incondicional a la orden del administrador.
4. 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.



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

## 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.

**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. 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 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. El período máximo de retención no puede ser superior a seis (6) meses.

La devolución del pago retenido tendrá lugar una vez el CND ejecute una prueba de disponibilidad de la planta y/o unidad de generación de acuerdo con el protocolo aplicable a estas pruebas, y que ésta sea calificada como exitosa. De lo contrario se terminará la Obligación de Energía Firme asociada a esta planta y/o unidad de generación.

Para poder optar por esta alternativa, los agentes generadores deberán informarlo a la CREG como parte de la declaración de parámetros adjuntando una garantía de cumplimiento de la puesta en operación de la planta con el combustible alterno. Esta garantía debe cumplir lo dispuesto en el Capítulo VIII de esta resolución.

**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.

**Artículo 83. Asignación de las Obligaciones de Energía Firme.** Durante el período 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 y/o unidades de generación, de conformidad con las disposiciones contenidas en esta resolución.

Durante el Período de Transición, las Obligaciones de Energía Firme asignadas para cubrir la Demanda Objetivo no podrá ser superiores a la energía resultante de sumar la ENFICC declarada para cada una de las plantas y/o unidades de generación.

**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.

**Artículo 85. Plantas Especiales por repotenciación y cierres de ciclo.** Los generadores con plantas y/o unidades de generación que entren en operación durante el período 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 30 de marzo de 2007, remitiendo también la totalidad de la información aplicable a una planta y/o unidad de generación nueva, incluyendo

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

las licencias ambientales asociadas a la operación con el combustible o combustibles elegidos por el generador.

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.

**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:

1. Declaración de Parámetros para la determinación de la ENFICC  
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 Período 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. 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 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. Declaración de la ENFICC  
A más tardar el quince (15) de noviembre de 2006, los agentes generadores deberán declarar para cada una de las plantas y/o unidades de generación que representen comercialmente, la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, la cual será utilizada en el proceso de asignación de Obligaciones de Energía 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.

Con la declaración de la ENFICC los 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.

Una vez declarada la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad para 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 Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad declarada sea superior a la máxima energía firme resultante de aplicar la metodología establecida en la Reglamentación, el CND considerará como valor declarado para la planta y/o unidad de generación hidráulica la ENFICC Base o la que resulte de aplicar la metodología de cálculo de la ENFICC con los parámetros remitidos por el agente para el caso de plantas y/o unidades de generación térmica.

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. Entrega de contratos de combustible, garantías y certificado de Asignación de Obligaciones de Energía Firme

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

Aquellos generadores con plantas y/o unidades de generación que no hayan remitido la información de contratos de suministro y transporte de combustible necesarios para garantizar la declaración de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, deberán remitirla a más tardar el veinticinco (25) de noviembre de cada año.

Para los casos en los cuales la información de 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 treinta (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 4° 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.

**Artículo 90. Pruebas de Generación.** Durante la Estación de Invierno de cada año, los generadores con plantas y/o unidades térmicas podrán solicitar al CND la programación de una prueba de generación, con la sujeción a las siguientes reglas:

1. El CND programará las pruebas de generación de que trata este artículo en coordinación con el agente respectivo, considerando los criterios de seguridad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.
2. La duración de la prueba de generación de que trata este artículo no podrá exceder doce (12) horas consecutivas. Dicha prueba deberá ser declarada ante el CND, según corresponda, como exitosa o no, por el generador que la solicitó. Esta declaración deberá realizarse a más tardar en la hora siguiente a la de finalización de la prueba.

**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 adicione, incluyendo las horas de inflexibilidad asociadas a dicha prueba.

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

**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**

**03 OCT. 2006**

Dada en Bogotá, el día

  
**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**

Viceministro de Minas y Energía

Délegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente



**CAMILO QUINTERO MONTAÑO**

Director Ejecutivo



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

## 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  $m$ .
- $EA_{i,j}$ : 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:

*al*

*J*

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

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

donde:

$ODEFR_{i,j,m,T}$ : 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:

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

donde:

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

$PE_{m-1}^C$ : 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.



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

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 CERRE, 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:

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

donde:

$PE_m^C$ : Precio de Escasez parte Combustible que registrará durante el mes ( $m$ ) expresado en US\$/kWh.

$PE_{m-1}^C$ : 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 Contratación de la Auditoría para plantas y/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:

1. El auditor será elegido mediante selección objetiva.
2. El costo de la auditoría será pagado por el generador a quien le haya sido asignada la Obligación de Energía Firme. Para este fin, deberá contratar una fiducia con una empresa debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, que realizará los pagos al auditor de acuerdo con las condiciones establecidas en los Términos de Referencia.
3. El auditor estará obligado a rendir anualmente 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.
4. Los informes de auditoría deben ser claros, precisos y detallados en el establecimiento de:
  - a) El incumplimiento grave e insalvable de la puesta en operación de la planta o unidad de generación.
  - b) El incumplimiento subsanable del 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. No se admitirán informes de auditoría ambiguos.

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

6. 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 y/o unidades, alguno de los eventos señalados en el numeral 4 de este título.
7. 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 anual y en el informe final, según corresponda.

## **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:

1. Que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales haya aceptado las garantías que debe otorgar el agente cesionario, si ese fuera el caso;
2. Que el agente haya notificado a la CREG y al CND la cesión efectuada;
3. Que haya cedido los contratos de energía a largo plazo que tenga suscritos en el Mercado Mayorista;
4. Que esté a paz y salvo por todo concepto con el Mercado; y
5. 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:*

1. *Por retiro voluntario del agente, previo cumplimiento de todas sus obligaciones con el mercado mayorista.*
2. *Por dejar de cumplir sus requisitos como agente del mercado mayorista, definidos en el artículo 6o. de la presente resolución.*
3. *Por haber entrado en proceso de liquidación.*
4. *Por sanción impuesta por la Superintendencia, ante las causas graves que determine la CREG.*
5. *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.*

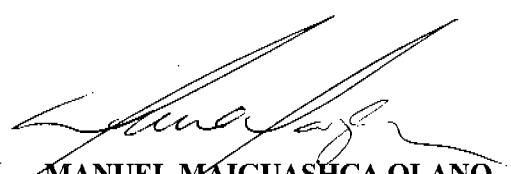
**Parágrafo 2.** *Si una de las empresas participantes del mercado mayorista entra en proceso de liquidación, la autoridad competente puede negociar la cesión de sus contratos a otras empresas para que sustituyan a la primera en el cumplimiento de sus obligaciones o en el ejercicio de sus derechos; de lo cual dará aviso al Administrador del SIC para que este registre la cesión de los contratos. En*

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

*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



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

## ANEXO 2

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

#### 2.1 Función de Demanda de Energía

La cantidad de energía que será cubierta mediante las Obligaciones de Energía Firme resultantes de la subasta se definirá con la siguiente función de demanda:

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

donde:

- $D$ : Demanda Objetivo  
 $CE$ : Costo del entrante expresado en US\$/kWh establecido en la regulación vigente y actualizado de conformidad con las disposiciones contenidas en esta resolución.  
 $M_1$  y  $M_2$ : Márgenes de Demanda de energía, expresados en kilovatios hora.  
 $p$ : Precio.  
 $q$ : Demanda al nivel de precio  $p$ .

El valor de  $CE$ ,  $M_1$  y  $M_2$  será establecido en la resolución de que trata el Artículo 18 de la presente resolución.

#### 2.2 Pasos del Período de Precalificación de la Subasta

Durante el Período de Precalificación de la Subasta se ejecutarán las siguientes actividades, de acuerdo con el cronograma de que trata el Artículo 18 de esta resolución:

1. Los agentes generadores deberán reportar a la CREG los parámetros y la documentación requeridos para la determinación de la ENFICC de cada una de sus plantas y/o unidades de generación existentes o especiales, de conformidad con las disposiciones y formatos contenidos en la presente resolución.
2. Dentro de quince días calendario siguientes a la declaración de parámetros establecida en el numeral 1, la CREG publicará un documento conteniendo 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 deberá ser usado por cada uno de los agentes generadores para la determinación de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad para cada una de sus plantas y/o unidades de generación.
3. Dentro de quince días calendario siguientes los agentes generadores deberán declarar para cada una de las plantas y/o unidades de generación que representen comercialmente, la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, la cual será utilizada en el proceso de asignación de Obligaciones de

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

- Energía Firme. Para la declaración de la ENFICC de cada una de sus plantas y/o unidades de generación, el agente utilizará el formato del Anexo 4 de esta resolución.
4. Las plantas y/o unidades de generación nuevas deberán reportar a la CREG la información requerida para la determinación de la ENFICC, así como el Período Vigencia de la Obligación expresado en años. Esta información será remitida por la CREG al CND.
  5. Los generadores con plantas y/o unidades de generación nuevas y/o especiales deberán remitir al Ministerio de Minas y Energía, a la CREG y al Administrador de la Subasta el cronograma de construcción o de repotenciación de la planta o unidad de generación, el cual debe incluir la participación porcentual de cada actividad en el total del proyecto, y la Curva S.
  6. Dentro de los ciento veinte (120) días calendario siguientes al inicio del Período de Precalificación de la Subasta los generadores deberán informar a la CREG y al Administrador de la Subasta las plantas y/o unidades de generación que van a ser retiradas del Cargo por Confiabilidad bien sea de manera temporal o definitiva.
  7. El ASIC deberá realizar el proceso de Subasta de conformidad con las disposiciones contenidas en la presente resolución.

La declaración de ENFICC y de los parámetros que soportan su cálculo deberán efectuarlo quienes la declaren por primera vez o quienes la modifiquen, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 41 de esta resolución.

### **2.3 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 las siguientes reglas:

1. El Precio de Apertura de la Subasta será igual a dos veces el valor establecido en la regulación vigente para el Costo del Entrante.
  2. Para cada una de las rondas en el proceso de subasta, el Subastador deberá informar al mercado el Precio de Apertura de la Ronda y el Precio de Cierre de la Ronda.
  3. Durante cada ronda de la Subasta, cada uno de los generadores participantes deberá enviar al administrador de dicha subasta, una Función de Oferta de ENFICC definida entre el Precio de Apertura de la Ronda y el Precio de Cierre de la Ronda. Adicionalmente la cantidad de Energía Firme ofrecida por cada generador solo puede permanecer constante o disminuir ante decrementos en el precio.
  4. Una vez finalizado el Período de Duración de la Ronda, el Administrador de la subasta deberá determinar el Exceso de Oferta existente e informarlo al Subastador.
  5. Cuando el Exceso de Oferta sea positivo, el Subastador informará un nuevo Precio de Cierre de la Ronda, con el cual el Administrador de la Subasta procederá a abrir una nueva ronda. Este nuevo Precio de Cierre de la Ronda será menor que el Precio de Cierre de la Ronda anterior y para su determinación se deberá considerar el Exceso de Oferta de Energía Firme existente. El Precio de Apertura de la Ronda nueva corresponderá al Precio de Cierre de la Ronda anterior. Los generadores deberán enviar nuevamente una función de oferta definida entre estos nuevos precios.
- Los generadores con plantas y/o unidades de generación existentes solo podrán retirar su ENFICC durante el proceso de Subasta cuando el Precio de Cierre de la Ronda sea inferior al resultado de incrementar en un 10% el CE.
6. El proceso se debe repetir hasta cuando no haya Exceso de Oferta de Energía Firme. En este momento se procederá al despeje del mercado y a la determinación del Precio de Cierre de la Subasta.
  7. El Precio de Cierre de la Subasta corresponderá a la oferta del último generador asignado con Obligaciones de Energía Firme. La forma de selección del último generador asignado se establecerá en el Protocolo de la Subasta.

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

8. Si durante el Período de Precalificación se informó el retiro temporal de energía, la Subasta se adelantará de conformidad con las disposiciones contenidas en la presente resolución, considerando la ENFICC asociada a las plantas y/o unidades que van a ser retiradas. El Precio de Cierre de la Subasta definirá el precio del Cargo por Confiabilidad aplicable a Obligaciones de Energía Firme de plantas y/o unidades de generación existentes, en la forma establecida en esta resolución con excepción de las disposiciones contenidas en el Artículo 27 y el Artículo 30 de esta resolución. Al finalizar la Subasta se considerará la energía firme cuyo retiro temporal fue informado, y el precio resultante definirá el precio del Cargo por Confiabilidad aplicable solamente a Obligaciones de Energía Firme que se respaldan con plantas y/o unidades de generación nuevas.

#### 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.

  
**MANUEL MAIGUASHCÁ OLANO**

Viceministro de Minas y Energía

Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

  
**CAMILO QUINTERO MONTAÑO**

Director Ejecutivo



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

### ANEXO 3

## CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD –ENFICC

### 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:

$$\varepsilon_m = \varepsilon_{m-1} + a_m - \tau_m - v_m$$

donde:

- $\varepsilon_m$ : volumen del embalse al final del mes  $m$ , expresado en metros cúbicos ( $m^3$ ).  
 $a_m$ : aportes en el mes  $m$ , expresado en metros cúbicos por segundo ( $m^3/s$ ).  
 $\tau_m$ : turbinado en el mes  $m$ , expresado en metros cúbicos por segundo ( $m^3/s$ ).  
 $v_m$ : vertimientos durante el mes  $m$ , expresado en metros cúbicos por segundo ( $m^3/s$ ).

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. Capacidad máxima de bombeo.
7. Capacidad de canales de descarga.
8. La Información Hidrológica Oficial del SIN
9. En el modelo computacional se considerará que:
  - a) Solamente se realizarán generaciones superiores a la ENFICC del período de optimización, cuando se haya alcanzado la máxima capacidad del embalse, y
  - b) Los vertimientos se presentarán únicamente cuando se supere la máxima capacidad de almacenamiento del embalse o de los embalses asociados a la planta y la máxima capacidad de turbinamiento de la planta.
  - c) Para plantas en cadena, se aplicará la metodología a la primera plantas aguas arriba, considerando el embalse o embalses asociados. Para las plantas aguas abajo, se considerarán los aportes directos y los que provengan de las plantas aguas arriba, sea por turbinamiento y/o por vertimientos.
  - d) Para plantas con cadena de embalses asociados aguas arriba, se aplica la metodología a la cadena de embalses para optimizar la generación de la primera planta asociada.

La formulación matemática de este modelo será el descrito 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.

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

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 gigavatios hora día año (GWh-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 y el modelo computacional 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:

$$ENFICC = E_D * d_m$$



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

donde:

$E_D$ : ENFICC declarada por el generador expresada en kilovatios hora día (kWh/día)

$d_m$ : Número de días del año

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

La ENFICC anual de las plantas o unidades térmicas ( $ENFICC_{PT}$ ) se establecerá de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$ENFICC_{PT} = CEN * \beta * h_m$$

donde:

$CEN$ : Capacidad Efectiva Neta (MW)

$\beta$ : Factor entre 0 y 1 que corresponderá al menor valor entre los siguientes índices:

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

$h_m$ : Horas del año

#### 3.2.1 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 de la unidad o planta

$CD_i$ : Capacidad disponible durante la hora  $i$

$H$ : Constante de conversión de unidades (1 hora)





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

Para poder descontar de las variables *HI* y *HD* las horas de mantenimiento programado, éste debió haberse respaldado con Contratos de Respaldo o con cualquier otro Anillo de Seguridad durante el tiempo de ejecución de este mantenimiento y debió registrarse previamente ante el ASIC este respaldo.

Durante el Período de Transición los valores de las variables *HI* y *HD* serán los 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.

- **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 | 1 <sup>er</sup> . Año<br>(1 <sup>a</sup> Columna) | 2 <sup>o</sup> Año<br>(2 <sup>a</sup> Columna)                                       | 3 <sup>er</sup> . Año<br>(3 <sup>a</sup> Columna)         |
|--------------------|---|--|---|
| Gas                | 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             | 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 |

- 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 12 meses, se utilizarán los siguientes *IHF*:
  - primer año de operación de la unidad, el valor que aparece en la primera columna;
  - segundo año de operación de la unidad en adelante, los valores de 0.15 para unidades térmicas a gas, 0.2 para unidades térmicas a carbón y 0.1 para unidades hidráulicas.
- Si una unidad es calificada como especial o nueva, se utilizarán los siguientes *IHF*:
  - primer año de operación de la unidad, el valor que aparece en la primera columna de la tabla anterior;
  - segundo año de operación de la unidad en adelante: 0.05.
- 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.
- 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.

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

- 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 artículo 5° del Decreto 1484 de 2005, 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:
  - a) Tener celebrados contratos firmes de suministro y transporte de gas natural.
  - b) En la respectiva hora no tener previamente programados mantenimientos.
  - c) Destinar el gas contratado al sector prioritario definido por el Ministerio de Minas y Energía.
  - d) 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.

### 3.2.2 Declaración de los Índices de Indisponibilidad Histórica Forzada.

Para efectos de calcular la ENFICC de una planta y/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 generador deberá:

1. Aportar las garantías que sean requeridas en esta resolución para respaldar la Obligación de Energía Firme asociada a la mejora del *IHF*.
2. Reportar el cronograma de mejora del *IHF* y ejecutarlo con anterioridad al inicio del Período de Vigencia de la Obligación. Este cronograma deberá distribuir de manera uniforme las acciones a realizar, pero en caso de que las actividades para mejorar el *IHF* se concentren al final del período, éstas deben finalizarse seis (6) meses antes del inicio del Período de Vigencia de la Obligación.
3. Durante el período establecido en el cronograma de mejora, el CND realizará trimestralmente pruebas de disponibilidad de la planta y/o unidad de generación de acuerdo con el protocolo aplicable para las pruebas de disponibilidad.  
En los casos en los cuales la prueba sea calificada como no exitosa, se considerará que el agente generador no ha cumplido con el cronograma de mejora. Esta situación dará lugar a la terminación de la Obligación de Energía Firme asociada a la mejora del *IHF* y el ASIC procederá a hacer efectivas las garantías establecidas.

### 3.2.3 Índice de Disponibilidad de Suministro de Combustibles (IDS)

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

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




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

donde:

$CS_i$ : 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.

$IMM_i$ : 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).

$CA_i$ : Cantidad 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. Se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$CM = Heat\ Rate * CEN * h_{año}$$

donde:

$Heat\ Rate$ : Eficiencia declarada de la planta o unidad de generación térmica, expresada en MBTU/MWh

$CEN$ : Capacidad Efectiva Neta de la planta y/o unidad de generación, expresada en Megavatios (MW)

$h_{año}$ : Número de horas del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

$n$ : Número de combustibles de los que dispone la planta para operar simultáneamente

### 3.2.4 Índice de Disponibilidad de Transporte de combustible para operación continua (IDT)

- Plantas Térmicas a gas

El Índice de Disponibilidad de Transporte de combustible ( $IDT$ ) para operación continua, se calcula para plantas térmicas a gas mediante la siguiente fórmula:

$$IDT = \frac{\text{mínimo}(TCR, CT)}{CM}$$

donde:

$CT$ : Cantidad de energía, expresada en MBTU, asociada al transporte de gas 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.

$TCR$ : Disponibilidad de transporte de gas evaluada por la CREG.

$CM$ : Cantidad anual de energía que debe ser transportada para operar a plena Capacidad Efectiva Neta durante el año de la Obligación de Energía Firme

- Plantas Térmicas con capacidad de operar con más de un combustible

Para plantas térmicas 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:

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

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

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

donde:

$IDT_{gas}$ : Índice de Disponibilidad de Transporte de gas. El IDT para combustibles diferentes a gas es igual a 1.

$IMM_{gas}$ : 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.

$IMM_i$ : 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).

$CT_{gas}$ : 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.

$CS_i$ : 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.

$CS_{gas}$ : Cantidad de energía procedente del gas natural, expresada en MBTU, que podrá ser suministrada en firme para el año de la Obligación de Energía Firme de conformidad con lo establecido en el Capítulo V de esta resolución.

Para las plantas 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.

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

La ENFICC de las Plantas no Despachadas Centralmente ( $ENFICC_{PNDC}$ ) se establece de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$ENFICC_{PNDC} = CEN * \delta * h_{año}$$

donde:

$CEN$ : Capacidad Efectiva Neta (MW)

$\delta$ : Disponibilidad de la Planta. El valor de esta variable será declarado por el agente, de no hacerlo se empleará un valor igual al 35%.

$h_{año}$ : Número de horas del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

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

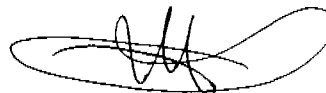
El 35% que se asumirá para plantas que no declaren disponibilidad podrá ser modificado si el propietario de la planta o el agente que la represente comercialmente sustenta con cifras demostrables un nuevo valor. La CREG podrá solicitar auditoría del cálculo de estos parámetros.



**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**

Viceministro de Minas y Energía

Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente



**CAMILO QUINTERO MONTAÑO**

Director Ejecutivo



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

**ANEXO 4**

**FORMATO PARA LA DECLARACIÓN DE ENFICC**

Señores  
Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG

Referencia: Declaración de ENFICC para la asignación de Obligaciones de Energía Firme del período 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 GENERACIÓN | ENFICC (KWH/DÍA) | PERÍODO DE VIGENCIA DE LA OBLIGACIÓN |                                  |
|---------------------------------|------------------|--------------------------------------|----------------------------------|
|                                 |                  | Fecha de Inicio (mes, año)           | Fecha de Finalización (mes, año) |
|                                 |                  |                                      |                                  |
|                                 |                  |                                      |                                  |
|                                 |                  |                                      |                                  |
|                                 |                  |                                      |                                  |

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



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

**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><br>(MW) | Eficiencia Planta o Unidad<br>(MW/m <sup>3</sup> /s) | IHF<br>(%) |
|                                |  |  |            |

<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.

**Formato 2. Topología de Plantas Hidráulicas**

| ELEMENTO           |        | APORTES<br>(Punto de Entrada) |         |        |      | DESCARGAS<br>(Punto de Salida) |         |        |      | VERTIMENTOS |         |        |      |
|--------------------|--------|-------------------------------|---------|--------|------|--------------------------------|---------|--------|------|-------------|---------|--------|------|
| 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



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

- 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><br>(MW) | Eficiencia<br>(MBTU/MWh) | IHF<br>(%) |
|                             |  |                          |            |

<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<br>(Mm <sup>3</sup> ) | Máximo Técnico<br>(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.).

*al*

*g*

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

| 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                       |                   |

*Qu*

*g*

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

**Formato 13. 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 (%) |
|  |       |         |         |         |                            |

**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 Periodo 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. Transporte de gas natural**

El generador deberá utilizar la equivalencia entre 1 MBTU y 1kpc (1 MBTU = 1kpc) para efectos de diligenciar este formato.

| 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.

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

**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





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

## 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

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

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

|  |  |
|--|--|
| <b>Documentos base</b>   | 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 Específico Neto y Capacidad Efectiva Neta en las Plantas Térmicas del Sistema Interconectado Nacional.  |
| <b>Alcance</b>   | Determinar si existen discrepancias entre los valores de <b>Consumo Térmico Específico 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.<br><br>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.  |
| <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 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> |
| <b>Tolerancia</b>  | 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.  |
| <b>Margen de error</b>   | 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.  |

*de*

*f*

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

**Factores de Conversión Plantas Hidráulicas**

|  |   |
|--|---|
| <b>Documentos base</b>   | 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.   |
| <b>Alcance</b>   | <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> <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.</p> |
| <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 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>  |
| <b>Tolerancia</b>  | 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  |
| <b>Margen de error</b>   | 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**

|                        |   |
|------------------------|---|
| <b>Documentos base</b> | <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Convenios existentes, anteriores a la fecha del reporte de información a la CREG.</p> |
| <b>Alcance</b>         | <p>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.</p> <p>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.</p>  |

*Handwritten mark*

*Handwritten signature*

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

|  |  |
|--|--|
| <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 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> |
| <b>Tolerancia</b>  | 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.  |
| <b>Margen de error</b>   | 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

|  |   |
|--|---|
| <b>Documentos base</b>   | Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.<br>Contrato de conexión.<br>Convenios existentes, anteriores a la fecha del reporte de información a la CREG.  |
| <b>Alcance</b>   | 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.   |
| <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 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.<br>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.<br>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. |

*de*

*g*



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

|  |  |
|--|--|
| <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. |

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

|  |  |
|--|--|
| <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.<br>Información de diseño<br>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 base</b>   | Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.<br>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. |
| <b>Alcance</b>   | 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.  |
| <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 la información recibida de las personas naturales o jurídicas que administran la extracción desde las fuentes.</li> </ul>                |
| <b>Margen de error</b>   | Se considerará discrepancia cualquier valor declarado inferior al establecido en los documentos base.  |

#### Factor de Retorno de Acueducto y Riego

|                        |   |
|------------------------|---|
| <b>Documentos base</b> | Acuerdo No. 153 del CNO de julio 27 de 2001 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.<br>Información suministrada por las personas naturales o jurídicas que administran los sistemas de aguas residuales. |
| <b>Alcance</b>         | 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.           |

*de*

*g*

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

|  |  |
|--|--|
| <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 la información recibida de las personas naturales o jurídicas que administran los sistemas de aguas residuales.</li> </ul> |
| <b>Margen de error</b>   | Se considerará discrepancia cualquier valor declarado superior al establecido en los documentos base.  |

### IHF Plantas Térmicas

|  |   |
|--|---|
| <b>Documentos base</b>   | Información histórica Bitácoras de planta.<br>Eventos de unidades de generación registrados en el CND   |
| <b>Alcance</b>   | Determinar si el cálculo del Índice IHF, reportados por los agentes, de aquellas plantas y unidades térmicas, corresponde con lo establecido en esta resolución.  |
| <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 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> |
| <b>Margen de error</b>   | 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

|  |  |
|--|--|
| <b>Documentos base</b>   | Información histórica Bitácoras de planta.<br>Eventos de unidades de generación registrados en el CND.   |
| <b>Alcance</b>   | 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.  |
| <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 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 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> |
| <b>Margen de error</b>   | 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.  |

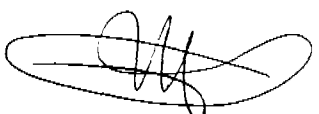

### Suministro de Combustibles y Transporte de Gas Natural

|  |   |
|--|---|
| <b>Documentos base</b>   | Declaración mensual de suministro de combustibles y transporte de gas natural, según sea el caso.<br>Contratos de suministro de combustibles y transporte de gas natural, según sea el caso.  |
| <b>Alcance</b>   | Determinar si los valores declarados por el agente generador están soportados por los contratos de suministro de combustibles y transporte de gas natural presentados.  |
| <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 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> |

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

|                        |   |
|------------------------|---|
| <b>Margen de error</b> | 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. |
|------------------------|---|

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

  
**CAMILO QUINTERO MONTAÑO**  
Director Ejecutivo  


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

## ANEXO 7

### LIQUIDACIÓN

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

1. Se calculará la Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DOEF_{j,m,d} = GID_{j,m,d} - ODEF_{j,m,d}$$

donde:

|                  |   |
|------------------|---|
| $DOEF_{j,m,d}$ : | Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme del generador $j$ en el día $d$ del mes $m$ . |
| $GID_{j,m,d}$ :  | Generación Ideal para el día de operación $d$ , del generador $j$ en el mes $m$ .                 |
| $ODEF_{j,m,d}$ : | Obligación Diaria de Energía Firme del generador $j$ en el día $d$ del mes $m$ .                  |

Para los agentes generadores para los cuales el valor de  $DOEF$  es igual a cero (0), la Obligación Horaria de Energía Firme es igual a su Generación Ideal para cada una de las horas del día de operación.

Para los casos en los que la variable  $DOEF$  es mayor que cero (0), la Obligación de Energía Firme Horaria se determinará como:

$$OHEF_{j,m,d,h} = GI_{j,m,d,h} * \left( \frac{ODEF_{j,d,m}}{GID_{j,d,m}} \right)$$

2. 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 horarias de las Obligaciones de Energía Firme para cada uno de los generadores, de acuerdo con las siguientes expresiones:

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

donde:

|                     |   |
|---------------------|---|
| $DHOEF_{j,m,d,h}$ : | Desviación Horaria de la Obligación de Energía Firme para el generador $j$ , en la hora $h$ del día $d$ del mes $m$ . |
| $OHEF_{j,m,d,h}$ :  | Obligación Horaria de Energía Firme del generador $j$ , en la hora $h$ del día $d$ del mes $m$ .                      |
| $GI_{j,m,d,h}$ :    | Generación Ideal del agente $j$ en la hora $h$ del día $d$ del mes $m$ .  |
| $PB_{m,d,h}$ :      | Precio de Bolsa para la hora $h$ del día $d$ del mes $m$ .  |
| $PE_m$ :            | Precio de Escasez del mes $m$ .   |

Para los casos en los cuales la variable  $DHOEF$  sea mayor que cero (0), se incrementarán las cuentas a favor del respectivo agente por un valor igual al de esta variable, siempre que exista al menos un agente con compras en bolsa mayores a cero (0).

Para los casos en los cuales la variable  $DHOEF$  es menor que cero (0), el ASIC asignará a cada uno de estos agentes generadores a prorrata de la  $DOEF_{j,m,d}$  el valor resultante de aplicar la siguiente expresión:

*al*

*7*

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

$$\left\{ \left( \sum_c GI_{j,m,d,h} - OEFH_{j,m,d,h} \right) - \max \left( 0, (DC_{m,d,h} - \sum_c OEFT_{m,d,h}) \right) \right\} * (PB_{m,d,h} - PE_m)$$

Donde  $c$  es el subconjunto de generadores para los cuales la variable DHOEF es mayor que cero (0).


El valor resultante de la expresión:

$$\max \left( 0, (DC_{m,d,h} - \sum_c OEFT_{m,d,h}) \right) * (PB_{m,d,h} - PE_m)$$

donde:

$OEFT_{m,d,h}$ : Obligación de Energía Firme Total para la hora  $h$  del día  $d$  del mes  $m$ .

será asignado a cada uno de los comercializadores o generadores del SIN a prorrata de sus compras de energía en bolsa.

  
**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**  
Viceministro de Minas y Energía

Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

  
**CAMILO QUINTERO MONTAÑO**  
Director Ejecutivo





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

**ANEXO 8**

**CONCILIACIÓN, LIQUIDACIÓN Y FACTURACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD**

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

**8.1. Conciliación**

8.1.1 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:

$$RRID_{i,d,m} = \min \left[ 1, \frac{DC_{i,d,m}}{CEN_i * (1 - IHF_i)} \right] * ODEF_{i,d,m} * PCC_{i,m}$$

donde:

- DC<sub>i,d,m</sub>*: Promedio de la Disponibilidad Comercial de la planta *i* en el día *d* del mes *m*, expresado en kilovatios (kW), sin considerar la indisponibilidad causada por mantenimientos programados respaldados con Contratos de Respaldo o con cualquier otro Anillo de Seguridad, durante el tiempo de ejecución de este mantenimiento. Este respaldo debió registrarse previamente ante el ASIC.
- CEN<sub>i</sub>*: Capacidad Efectiva Neta declarada por el agente generador para la planta y/o unidad de generación *i*, expresada en kilovatios (kW).
- ODEF<sub>i,m,d</sub>*: Obligación Diaria de Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación *i* en el día *d* del mes *m*, expresada en kilovatios-hora (kWh).
- PCC<sub>i,m</sub>*: Precio del Cargo por Confiabilidad de la Obligación de Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación *i* vigente en el mes *m*, expresado en dólares por kilovatio-hora (US\$/kWh).

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 asociada a 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.

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:

$$CERE = \frac{RRT * VCC}{ETDR_m}$$

*de*

*S*

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

donde:

*ETDR<sub>m</sub>*: Energía Total Demandada Real en el SIN en el mes *m* expresada en \$/kWh.  
*VCC*: Promedio ponderado del Valor del Cargo por Confiabilidad expresado en \$/kWh, asociado a las Obligaciones de Energía Firme vigentes para el mes que se esta facturando.

## 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</sub>*)

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

$$VR_i = CERE * G_{i,m}$$

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.

### 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* tiene derecho a recibir la cantidad resultante de aplicar la siguiente expresión:

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

donde:


*VCC<sub>i</sub>*: es el Valor del Cargo por Confiabilidad de la Obligación de Energía Firme asociada a la planta o unidad de generación *i*.

*n*: 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





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

ANEXO 9

MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LA ENFICC

9.1 Formulación Básica del Problema de MaxMin para Plantas Autónomas

Max.

ENFICC

Sujeto a:

$$\varepsilon_m = \varepsilon_{m-1} + a_m - \tau_m - v_m$$

$$\sigma_m * ENFICC - \rho * \tau_m \leq 0$$

Límites:

$$\varepsilon_{\min. \text{téc.}} \leq \varepsilon \leq \varepsilon_{\max.}$$

$$\tau_{\min.} \leq \tau \leq \tau_{\max.}$$

$$\tau_{\max} = \frac{(1 - IHF) * CE}{\rho}$$

donde:

$m = \text{mes}$

$\varepsilon : \text{volúmen\_embalse} [m^3]$

$a : \text{aportes} [m^3 / s]$

$\tau : \text{turbinado} [m^3]$

$v : \text{vertimientos} [m^3]$

$\sigma_i : \text{horas\_mes}$

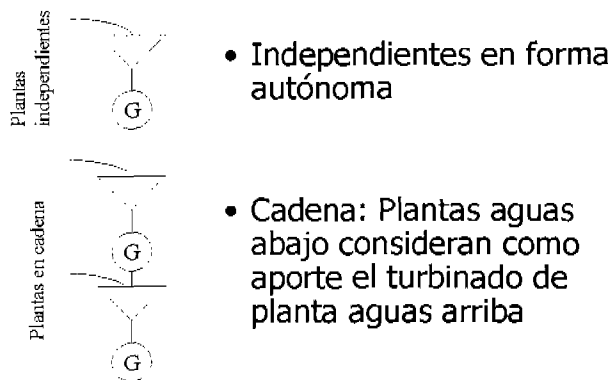
$\rho : \text{factor\_conversión\_medio} [MW / m^3 / s]$

$CE : \text{capacidad\_efectiva} [MW]$

$IHF : \text{Índice\_Histórico\_Salidas\_Forzadas}$

Esta formulación deberá usarse para el cálculo de la ENFICC de plantas autónomas o para plantas en cadena que consideran como aporte el turbinado o vertimiento de plantas aguas arriba, es decir, para embalses con planta asociada. Esta opción se aplicará para los casos presentados en la Gráfica 1.

Gráfica 1. Tratamiento de cadenas – Modelo autónomo



Adicionalmente deberán tenerse en cuenta las siguientes reglas:

- Sólo se generará por encima de la ENFICC (Energía Disponible Adicional para plantas hidráulicas) de cada período de optimización, en los meses en que el embalse este al máximo de su capacidad.
- Vertimientos solamente se pueden dar cuando se supere el límite máximo del embalse y la planta haya alcanzado su capacidad máxima de turbinamiento.

*de*

*Y*

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

Para el caso en particular de plantas con curva guía se aplicarán los siguientes criterios:

- Sólo se generará por encima de la ENFICC (Generación Secundaria) de cada período de optimización, en los meses en que el nivel del embalse sea igual o mayor al de la curva guía máxima.
- Vertimientos solamente se pueden dar cuando se supere el límite máximo del embalse y la capacidad máxima factible de la planta (puede estar acotada por la curva guía mínima).
- El nivel del volumen del embalse sólo podrá estar por encima de la curva guía máxima cuando la planta haya alcanzado su capacidad máxima factible de turbinamiento.
- El nivel del volumen del embalse sólo podrá ser menor o igual a la curva guía mínima cuando la planta este turbinando  $0 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Para modelar dentro del problema de optimización los criterios descritos anteriormente y hacer posible el cálculo de la ENFICC en un solo paso para plantas con curvas guía la formulación matemática es la siguiente:

**Maximizar**

*ENFICC*

**Sujeto a:**

|   |   |
|---|---|
| $\varepsilon_m = \varepsilon_{m-1} + a_m - \tau_m - v_m$  | <i>Balance hidráulico</i>   |
| $\sigma_m * ENFICC - \rho * \tau_{\text{firme}_m} = 0$  | <i>Producción de ENFICC base</i>  |
| $\tau_m = \tau_{\text{firme}_m} + \tau_{\text{adicional}_m}$  | <i>Generación Energía Disponible Adicional para plantas hidráulicas</i> |
| <i>Restricciones para controlar vertimientos</i>  |   |
| $\varepsilon_m - i_m * (\varepsilon_{\text{máx.}} - \varepsilon_{\text{mín. téc.}}) \geq \varepsilon_{\text{mín. téc.}}$    | <i>Control de nivel máximo del embalse</i>                              |
| $v_m - i_m * v_{\text{máx.}} \leq 0$  | <i>Control límite máximo variable de vertimiento</i>                    |
| $v_m - i_m * v_{\text{mín.}} \geq 0$  | <i>Límite mínimo de vertimiento</i>                                     |
| <i>Restricciones para cumplir los criterios definidos para plantas con curva guía máxima</i>                                |   |
| $\tau_m - i_m * \tau_{1\text{máx.}} \geq 0$   | <i>Control máximo de turbinamiento factible 1</i>                       |
| $\tau_m - u_m * \tau_{2\text{máx.}} \geq 0$   | <i>Control máximo de turbinamiento factible 2</i>                       |
| $\varepsilon_m - w_m * \varepsilon_{\text{cvamx}(m)} \geq 0$  | <i>Activación Curva Guía Máxima</i>                                     |
| $\varepsilon_m - u_m * (\varepsilon_{\text{máx.}} - \varepsilon_{\text{cvamx}(m)}) \leq \varepsilon_{\text{cvamx}(m)}$      | <i>Límite de variable de volumen</i>                                    |
| $\tau_{\text{adicional}_m} - w_m * \tau_{\text{máx.}} \leq 0$   | <i>Generación Energía Disponible Adicional para plantas hidráulicas</i> |
| $u_m - w_m \leq 0$  | <i>Control variables binarias</i>                                       |
| <i>Restricciones para cumplir los criterios definidos para plantas con curva guía mínima</i>                                |   |
| $\varepsilon_m + z_m * (\varepsilon_{\text{cvamn}(m)} - \varepsilon_{\text{mín. téc.}}) \geq \varepsilon_{\text{cvamn}(m)}$ | <i>Control de mínimo técnico</i>  |

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

$$\varepsilon_m - z_m * (\varepsilon_{cvamm(m)} - \varepsilon'_{max}) \leq \varepsilon'_{max}$$

Activación Curva Guía Mínima

$$\tau_m + z_m * \tau_{m\acute{a}x.} \leq \tau_{m\acute{a}x.}$$

Control máximo de turbinamiento a cero

$$\tau_m + z_m * \tau_{m\acute{i}n.} \geq \tau_{m\acute{i}n.}$$

Turbinamiento mínimo (sólo si  $\tau_{m\acute{i}n.} = 0$ )

Límites:

$$\varepsilon_{m\acute{i}n.\_t\acute{e}c.} \leq \varepsilon \leq \varepsilon_{m\acute{a}x.}$$

$$0 \leq \tau \leq \tau_{m\acute{a}x.}$$

$$\tau_{m\acute{a}x.} = \frac{(1 - IHF) * CE}{\rho}$$

Donde para el cálculo de turbinamiento máximo factible 1 y 2, se tiene:

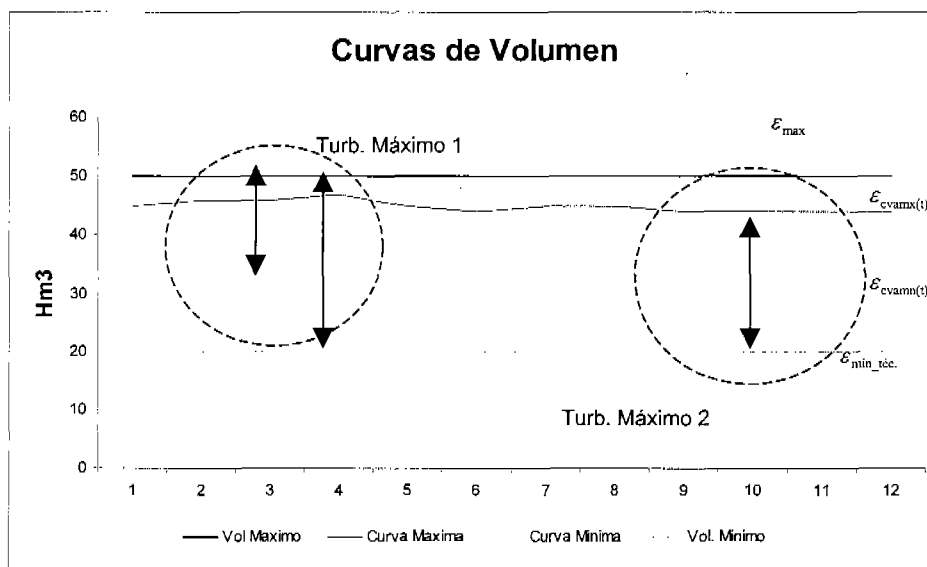
$$\tau_{1\ m\acute{a}x.} = \min \{ ((\varepsilon_{m\acute{a}x.} - \varepsilon_{cvamm(m)}) + a_m), \tau_{m\acute{a}x.} \}$$

Si tiene curva guía mínima

$$\tau_{1\ m\acute{a}x.} = \min \{ ((\varepsilon_{m\acute{a}x.} - \varepsilon_{m\acute{i}n.\_t\acute{e}c.}) + a_m), \tau_{m\acute{a}x.} \}$$

Si no tiene curva guía mínima

$$\tau_{2\ m\acute{a}x.} = \min \{ ((\varepsilon_{cvamx(t)} - \varepsilon_{m\acute{i}n.\_t\acute{e}c.}) + a_m), \tau_{m\acute{a}x.} \}$$



donde:

- $\varepsilon_{cvamx(m)}$  Dato del valor del nivel máximo del embalse en metros cúbicos ( $m^3$ ) en el mes  $m$
- $\varepsilon_{cvamm(m)}$  Dato del valor del nivel mínimo del embalse en metros cúbicos ( $m^3$ ) en el mes  $m$
- $\varepsilon'_{max}$  Dato del valor del nivel máximo del embalse en metros cúbicos ( $m^3$ ) en el mes  $m$ . Se calcula como el mínimo( $\varepsilon_{cvamm(m)}, \varepsilon_{m\acute{a}x.}$ ) para los casos en que tiene modelado curva guía máxima
- $w_m$  Variable binaria (1/0) que controla la activación del criterio para cuando el volumen del embalse toca el nivel de la curva guía máxima
- $z_m$  Variable binaria (1/0) que controla la activación del criterio para cuando el volumen del embalse toca el nivel de la curva guía mínima

*[Firma]*

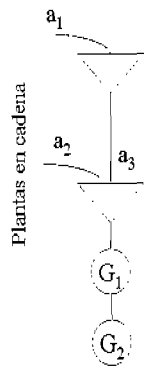
*[Firma]*

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

9.2 Formulación Básica del Problema de MaxMin para Plantas en Cadena de Embalses Asociados Aguas Arriba.

Se utilizará para optimizar cadenas en donde hay embalses sin planta asociada, por ejemplo: GUATRON y PAGUA.

**Gráfica 2.** Tratamiento de cadenas – Modelo Cadenas



Embalses sin planta asociada:

- Se optimiza la cadena de embalses asociados a la planta aguas arriba (G1).

**Maximizar**

*ENFICC*

**Sujeto a:**

$$\varepsilon_{i,m} = \varepsilon_{i,m-1} + a_{i,m} - \tau_{i,m} - v_{i,m} + \sum_{j\Phi i} (\tau_{j,m} + v_{j,m} + \beta_{j,m}) \quad \text{Balance hidráulico}$$

$$\sigma_m * ENFICC - \sum_i \rho_i * \tau_{firme_{i,m}} = 0 \quad \text{Producción de ENFICC base}$$

$$\tau_{i,m} = \tau_{firme_{i,m}} + \tau_{adicional_{i,m}} \quad \begin{matrix} \text{Generación Energía Disponible} \\ \text{Adicional para plantas hidráulicas} \end{matrix}$$

Para el caso de plantas que modelan bombeo, el problema de optimización será el siguiente:

**Maximizar**

*ENFICC*

**Sujeto a:**

$$\varepsilon_{i,m} = \varepsilon_{i,m-1} + a_{i,m} - tb_{i,m} - v_{i,m} + \sum_{j\Phi i} (\tau_{j,m} + v_{j,m} + \beta_{j,m}) \quad \text{Balance hidráulico}$$

$$\sigma_m * ENFICC - \sum_i \rho_i * \tau_{firme_{i,m}} = 0 \quad \text{Producción de ENFICC base}$$

$$tb_{i,m} = \tau_{firme_{i,m}} + \tau_{adicional_{i,m}} \quad \begin{matrix} \text{Generación Energía Disponible} \\ \text{Adicional para plantas hidráulicas} \end{matrix}$$

$$tb_{i,m} = \tau_{i,m} + \beta_{i,m} \quad \text{Control de bombeo}$$

*de*

*Y*

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

donde:

|                |   |
|----------------|---|
| $tb_{i,m}$     | Variable de nivel de turbinamiento ( <i>bombeo más turbinamiento aguas abajo</i> ) de la planta $i$ en metros cúbicos ( $m^3$ ) en el mes $m$ |
| $\beta_{i,m}$  | Variable de nivel de bombeo de la planta $i$ en metros cúbicos ( $m^3$ ) en el mes $m$  |
| $\beta_{j,m}$  | Variable de nivel de bombeo recibida por la planta $i$ proveniente de la planta $j$ en metros cúbicos ( $m^3$ ) en el mes $m$                 |
| $i$            | Subíndice que indica la planta $i$  |
| $j \in \Phi_i$ | Conjunto de las plantas aguas arriba $j$ que turbinan, vierten o bombean en la planta $i$   |

Las restricciones adicionales, considerando o no el bombeo, para controlar los criterios de vertimiento y turbinamiento para cada planta  $i$  son las mismas a las descritas en las secciones anteriores de este documento.

### 9.3 Formulación para el Manejo de Infactibilidades

Algunos embalses del sistema tienen esquemas operativos que garantizan la atención del suministro de agua para otros usos, tales como curvas guías mínimas y un flujo mínimo. Sin embargo, algunas veces esta doble restricción puede conllevar a la infactibilidad de la solución del problema de optimización, por lo que para los períodos donde esto ocurra, se prioriza la restricción de turbinamiento mínimo. Por tanto, a las ecuaciones se le incluyen una variable de relajación que se activará sólo en caso de infactibilidad del problema de optimización para atender el turbinamiento mínimo de la planta.

### 9.4 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  $1 \times 10^{-4}$ .

### 9.5 Resultados

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

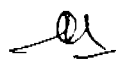
  
**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**

Viceministro de Minas y Energía

Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

  
**CAMILO QUINTERO MONTAÑO**

Director Ejecutivo

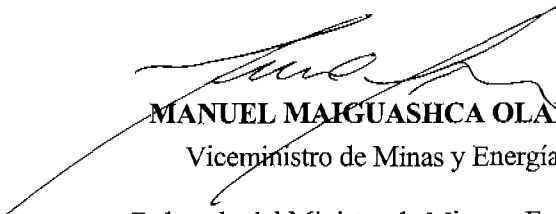


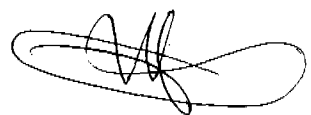


Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**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  
