

RESOLUCION 161 DE 2008

(diciembre 22)

Diario Oficial No. 47.214 de 26 de diciembre de 2008

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

Por la cual se modifica la Resolución CREG-091 de 2007

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende expedir la CREG por la cual se modifica la Resolución CREG-091 de 2007.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS,

en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 de 1994 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, 2696 de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que según el artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994 la Comisión de Regulación de Energía y Gas es competente para regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la función de regular los monopolios en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante y produzcan servicios de calidad;

Que el artículo 65 de la Ley 1151 de 2007 estableció que “El Ministerio de Minas y Energía diseñará esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas no Interconectadas. Para este propósito, podrá establecer áreas de servicio exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica”;

Que de conformidad con el Parágrafo 1o del artículo 40 de la Ley 142 de 1994 la comisión de regulación respectiva definirá, por vía general, cómo se verifica la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos, así como los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos; y, antes de que se abra una licitación que incluya estas cláusulas dentro de los contratos propuestos, verificará que ellas sean indispensables para asegurar la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a las personas de menores ingresos;

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, estas continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas;

Que el artículo 60 de la Ley 143 de 1994, entre otros aspectos, establece que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán por el principio de adaptabilidad que conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico;

Que conforme a lo establecido en el artículo 71 de la Ley 143 de 1994 le corresponde al Gobierno Nacional ejecutar directamente o a través de terceros, las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía en Zonas No Interconectadas del país, para lo cual debe promover inversiones eficientes con los recursos del presupuesto nacional;

Que de conformidad con el artículo 74 de la Ley 143 de 1994 las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica localizadas en las Zonas No Interconectadas podrán desarrollar en forma integrada las actividades de generación, distribución y comercialización;

Que el artículo 7o de la Ley 697 de 2001 establece que el Ministerio de Minas y Energía formulará los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las zonas no interconectadas;

Que el artículo 1o de la Ley 855 de 2003, el cual derogó al artículo 11 de la Ley 143 de 1994, define las Zonas No Interconectadas como: “Para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional, SIN”;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG 091 de 2007, “por la cual se establecen las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas”;

Que teniendo en cuenta las observaciones del Ministerio de Minas y Energía sobre la regulación vigente para los procesos de competencia en las ZNI, se consideró necesaria la incorporación de ajustes a la Resolución CREG 091 de 2007;

Que mediante la Resolución CREG-153 de 2008, la Comisión de Regulación de Energía y Gas sometió a consulta el proyecto de resolución de carácter general con el cual se pretende modificar la Resolución CREG-091 de 2007;

Que dentro del término de la consulta, el 17 de diciembre de 2008 se recibió un correo electrónico de la señora Cristina Gómez Clark, radicado con el número CREG E-2008-01355, cuyos comentarios fueron respondidos en el Documento CREG-101 de 2008;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión 396 del 22 de diciembre de 2008, aprobó expedir la presente resolución,

RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. La presente resolución tiene como objeto modificar la Resolución CREG 091 de 2007, en lo relacionado con Procesos Competitivos y otras disposiciones.

ARTÍCULO 2o. ADICIÓN AL ARTÍCULO 2o DE LA RESOLUCIÓN CREG 091 DE 2007. Adiciónese a las definiciones contenidas en el artículo 2o de la Resolución CREG 091 de 2007 las siguientes:

“Actividad de Monitoreo. Actividad consistente en la recolección, administración y procesamiento centralizado de la información de cantidad, calidad y continuidad del servicio de generación de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, a través de equipos y sistemas de información.

Año: Cada período de 365 días calendario, o de 366 si es bisiesto. Los años se contarán sucesivamente y siempre tendrán como primero y último día el mismo número del día correspondiente al mes en que inició el Período de Vigencia.

AOM: Corresponde a las labores de administración, operación y mantenimiento.

Autoridad Contratante: Para efectos de la presente resolución es el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en el artículo 65 de la Ley 1151 de 2007.

BTU: British Thermal Unit.

Ventas: Se entiende como la totalidad de la energía eléctrica facturada en el Area de Servicio Exclusivo”.

ARTÍCULO 3o. MODIFICACIÓN DE DEFINICIONES CONTENIDAS EN EL ARTÍCULO 2o DE LA RESOLUCIÓN CREG 091 DE 2007. Las siguientes definiciones quedarán así:

“Comercialización: Actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley”.

“Comercializador: Persona jurídica que desarrolla la actividad de Comercialización en las ZNI”.

“Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (CU): Es el costo económico eficiente de prestación del servicio de energía eléctrica al usuario regulado, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) que resulta de aplicar la Fórmula Tarifaria General establecida en la presente resolución, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica”.

“Fórmula Tarifaria General o Fórmula Tarifaria: Conjunto de criterios y de métodos de tipo general en virtud de los cuales se determina, a los Comercializadores de energía eléctrica que atienden a usuarios regulados, el costo promedio por unidad”.

“Pérdidas de Energía: Es la energía perdida en un Sistema de Distribución y reconocida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas”.

ARTÍCULO 4o. MODIFICACIÓN DEL CAPÍTULO 2 DE LA RESOLUCIÓN CREG 091 DE 2007. Los Capítulos II y III de la Resolución CREG 091 de 2007 quedarán así:

CAPITULO II.

AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO.

ARTÍCULO 1o. <sic, 5> INTERVENCIÓN DE LA COMISIÓN PREVIA A LA APERTURA DE LA INVITACIÓN. Como requisito para que la Autoridad Contratante proceda a la apertura de la invitación pública para otorgar un Area de Servicio Exclusivo, la Comisión debe señalar por medio de una resolución que el área conformada cumple con las condiciones a que se refiere el artículo 6 de la presente resolución y debe definir cuál metodología se empleará para remunerar la prestación del servicio, según lo previsto en los Capítulos III y IV de la presente resolución. La Comisión decidirá sobre estos aspectos en un plazo de treinta (30) días desde la fecha en que reciba la respectiva solicitud de la Autoridad Contratante.

ARTÍCULO 2o. <sic, 6> CRITERIOS DE VERIFICACIÓN PARA LA CONFORMACIÓN DE AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO. Para verificar que las Areas de Servicio Exclusivo propuestas por la Autoridad Contratante son indispensables como un esquema de gestión sostenible para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, conforme a lo definido en el artículo 65 de la Ley 1151 de 2007, la Comisión tendrá en cuenta los siguientes criterios:

- a) La conformación del área geográfica para la prestación del servicio debe asegurar la extensión de la cobertura y el mejoramiento de la calidad en la prestación del mismo;
- b) La conformación del área geográfica debe asegurar la gestión sostenible para la prestación del servicio de energía eléctrica;
- c) La conformación del área geográfica debe buscar los menores costos mediante el aprovechamiento de economías de escala, economías de alcance, economías derivadas de la localización geográfica y la dotación de recursos naturales.

ARTÍCULO 3o. <sic, 7> PRODUCTO A OFRECER EN EL PROCESO COMPETITIVO. La Autoridad Contratante definirá de manera precisa, al inicio del Período de Preparación, el Area de Servicio Exclusivo, el Período de Vigencia, los compromisos de cobertura, las condiciones de calidad, las horas diarias de prestación del servicio y demás condiciones relevantes para este. La Autoridad Contratante divulgará las condiciones del Proceso Competitivo y una minuta del contrato correspondiente, al inicio del Período de Preparación, a fin de garantizar, entre otros, los principios de publicidad, simplicidad, objetividad, concurrencia y transparencia.

ARTÍCULO 4o. <sic, 8> ALCANCE DE LA EXCLUSIVIDAD. En los contratos a que se refiere este capítulo se tendrá en cuenta que únicamente el prestador del servicio que resulte adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio podrá desarrollar una o todas las actividades inherentes a la prestación del servicio público de energía eléctrica dentro del área geográfica objeto de exclusividad.

ARTÍCULO 5o. <sic, 9> CRITERIOS BÁSICOS PARA LA EXPANSIÓN EN LAS AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO. La expansión del Parque de Generación y del Sistema de Distribución en el Area de Servicio Exclusivo será responsabilidad de las empresas adjudicatarias de la Obligación de Prestación del Servicio de acuerdo con los compromisos asumidos con la Autoridad Contratante. El adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio debe presentar ante la Autoridad Contratante planes quinquenales con la inversión prevista y dará cuenta de dichos planes a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para lo de su competencia. Estos planes deben ser publicados en la cartelera de las oficinas del prestador del servicio.

ARTÍCULO 6o. <sic, 10> PROCESO COMPETITIVO PARA LA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO EN ZONAS NO INTERCONECTADAS. La Obligación de Prestación del Servicio en Areas de Servicio Exclusivo se asignará entre los participantes en los Procesos Competitivos que adelante la Autoridad Contratante, los cuales deben cumplir con los requisitos generales que se establecen en la presente resolución y demás normas concordantes.

ARTÍCULO 7o. <sic, 11> PRECIO DE RESERVA. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá definir un precio de reserva por encima del cual no se admitirá trasladar a los usuarios del servicio los costos resultantes de un Proceso Competitivo.

ARTÍCULO 8o. <sic, 12> PERÍODO DE PREPARACIÓN. El Período de Preparación para la asignación de las obligaciones de que trata la presente resolución no podrá ser inferior a un (1) mes.

ARTÍCULO 9o. <sic, 13> PERÍODO DE PLANEACIÓN. El Período de Planeación de que trata la presente resolución no podrá ser inferior a tres (3) meses, durante el cual el prestador del servicio a

quien se le asigne la Obligación de Prestación del Servicio debe realizar las obras correspondientes para dar inicio al Período de Vigencia.

ARTÍCULO 10. <sic, 14> FÓRMULA TARIFARIA GENERAL PARA PRESTADORES EN LAS AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO QUE CONFORME LA AUTORIDAD CONTRATANTE. Para incorporar los precios resultantes de los Procesos Competitivos en la Fórmula Tarifaria, el diseño del producto y el Proceso Competitivo deben cumplir con lo dispuesto en el presente capítulo.

Las Fórmulas Tarifarias definidas en los Capítulos IX y X de la presente resolución serán aplicadas por los adjudicatarios de la Obligación de Prestación del Servicio en el Area de Servicio Exclusivo.

ARTÍCULO 11. <sic, 15> RÉGIMEN DE SUBSIDIOS. Los subsidios en las Areas de Servicio Exclusivo se someterán a lo que establezcan las normas vigentes.

ARTÍCULO 12. <sic, 16> VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO. Sin perjuicio de las funciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la Autoridad Contratante establecerá un mecanismo para verificar el cumplimiento de los compromisos de extensión de cobertura y de calidad del servicio durante el Período de Vigencia de las Obligaciones de Prestación del Servicio. Para esto último, podrá apoyarse en la información resultante de la Actividad de Monitoreo.

PARÁGRAFO. La información recopilada por cada adjudicatario de Obligaciones de Prestación del Servicio será remitida al Sistema Único de Información que administra la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, así como al Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos que administra el Ministerio de Minas y Energía.

ARTÍCULO 13. <sic,17> NORMAS APLICABLES. Los adjudicatarios de Areas de Servicio Exclusivo deben estar constituidos como Empresas de Servicios Públicos y estarán sometidos a la Ley 142 de 1994, a las disposiciones que la modifiquen, a la regulación y a las cláusulas contractuales.

ARTÍCULO 14. <sic,18> ACTIVIDAD DE MONITOREO. La Actividad de Monitoreo es complementaria a la prestación del servicio público domiciliario de electricidad en las ZNI. En consecuencia, le aplica lo dispuesto en las Leyes 142 y 143 de 1994 y las demás normas vigentes.

PARÁGRAFO 1o. A partir de la entrada en vigencia del cargo que remunere la Actividad de Monitoreo, se cobrará el componente Mm incluido en la Fórmula Tarifaria General. Este componente será igual a cero hasta tanto esta actividad comience a ser adelantada por una unidad independiente para el sector, por parte de un agente sujeto a la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la inspección, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

PARÁGRAFO 2o. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar el cargo regulado de la Actividad de Monitoreo cuando se haga aconsejable extender la cobertura de la misma.

ARTÍCULO 15. <sic,19> VIGENCIA DE LAS FÓRMULAS TARIFARIAS GENERALES. Las Fórmulas Tarifarias Generales contenidas en los Capítulos IX y X de la presente resolución regirán durante el Período de Vigencia de las Areas de Servicio Exclusivo establecidas de acuerdo con lo dispuesto en esta norma”.

ARTÍCULO 5o. MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 42 DE LA RESOLUCIÓN CREG 091 DE 2007. El artículo 42 de la Resolución CREG 091 de 2007 quedará así:

ARTÍCULO 42. PUBLICIDAD. Mensualmente y antes de su aplicación, el Comercializador hará públicas las tarifas que facturará a los usuarios, en forma simple y comprensible, a través de un medio de comunicación de amplia divulgación. Dicha publicación incluirá los valores de cada componente

del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica. Los nuevos valores deben ser comunicados por el Comercializador a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas”.

ARTÍCULO 6o. MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 46 DE LA RESOLUCIÓN CREG 091 DE 2007. El artículo [46](#) de la Resolución CREG 091 de 2007 quedará así:

ARTÍCULO 46. APORTES PÚBLICOS EN INVERSIÓN. En caso de existir aportes públicos en la inversión y si así lo dispone la entidad propietaria de los activos construidos o instalados con esos aportes, dicha inversión podrá deducirse de la tarifa aplicada al usuario, en virtud de lo dispuesto en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, o las normas que la modifiquen. Para tal efecto, la entidad propietaria de los activos debe manifestarlo por escrito al prestador del servicio correspondiente y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios”.

ARTÍCULO 7o. Adiciónese los Capítulos IX, X y XI a la Resolución CREG 091 de 2007, así:

CAPITULO IX.

FORMULA TARIFARIA PARA LAS AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO QUE SE CONFORMEN PARA CADA ACTIVIDAD DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS.

ARTÍCULO 48. FÓRMULA TARIFARIA GENERAL PARA USUARIOS REGULADOS DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PROCESOS COMPETITIVOS PARA CADA ACTIVIDAD. Cuando se realicen varios Procesos Competitivos para adjudicar Obligaciones de Prestación del Servicio por actividad, en una misma Area de Servicio Exclusivo, la Fórmula Tarifaria General aplicable a los usuarios regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica tendrá los siguientes componentes:



Donde:

CUm: Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

Gm: Cargo de generación, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

Dm: Cargo de distribución, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

Cm: Cargo de comercialización, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

pm: Pérdidas de Energía para el mes m. Este nivel de pérdidas será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en el Proceso Competitivo. El valor de pm se expresa como una fracción.

PARÁGRAFO 1o. Esta Fórmula Tarifaria tendrá vigencia de conformidad con lo establecido en los Procesos Competitivos adelantados por la Autoridad Contratante.

PARÁGRAFO 2o. Los cargos para remunerar la actividad o las actividades que no sean objeto de un Proceso Competitivo se calcularán de acuerdo con la metodología de cargo máximo regulado por costos medios, según lo establezca la CREG en resolución posterior.

ARTÍCULO 49. DETERMINACIÓN DEL CARGO DE GENERACIÓN CUANDO LOS USUARIOS ASUMEN EL RIESGO DE DEMANDA. Si se asigna el riesgo de demanda a los usuarios del servicio, el cargo de generación se calculará de la siguiente manera:

$$G_m = GLAOM_m + Gc_m + M_m$$

Donde:

Gm: Cargo de generación, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh)

GIAOMm: Remuneración de la inversión y de los gastos de AOM en generación, para el mes m. En estos gastos no se considera el combustible utilizado en la operación. Este valor, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), se estimará así:

$$GLAOM_m = \frac{LAOMg_t \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

Donde:

IAOMgt: Ingreso máximo regulado para el Año t del Período de Vigencia, que remunera las inversiones del prestador del servicio en activos de la actividad de generación y los gastos de AOM en los que incurra en desarrollo de esta actividad. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del Proceso Competitivo, será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en dicho proceso.

IPPM-1: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes m-1.

IPP0: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del Proceso Competitivo.

Vp-1: Promedio de las Ventas mensuales de energía de los últimos doce (12) meses, expresado en kilovatios hora (kWh).

$$V_{p-1} = \frac{\sum_{i=1}^{12} V_{m-i}}{12}$$

Vm-i: Ventas de energía del mes m-i, expresado en kilovatios hora (kWh).

FAm: Factor de ajuste al ingreso máximo regulado, para el mes m. Este ajuste se hará a partir del segundo mes del Período de Vigencia, de la siguiente manera:

$$FA_m = \frac{V_{p-2}}{V_{m-1}}$$

Vp-2: Promedio de las Ventas mensuales de energía de los doce (12) meses anteriores al mes anterior, expresado en kilovatios hora (kWh).

$$V_{p-2} = \frac{\sum_{i=2}^{13} V_{m-i}}{12}$$

Gcm: Remuneración de los costos de los combustibles puestos en el sitio de operación de las plantas del Parque de Generación, para el mes m. Este valor, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), se calculará así:

$$Gc_m = \frac{1}{E_{t_{m-1}}} \sum_{i=1}^n CEC_i \times PC_m \times E_{i_{m-1}}$$

Donde:

Etm-1: Energía total entregada al Sistema de Distribución en el mes m-1, por las n plantas del Parque de Generación. Este valor se expresa en kilovatios hora (kWh).

CECi: Consumo específico de combustible de la planta i del Parque de Generación, expresado en millones de BTU por kilovatio hora (MBTU/kWh). En caso que la planta utilice diésel o fuel oil como combustible, este consumo será expresado en galones por kilovatio hora (gal/kWh). El valor de esta variable será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio, para cada planta i a utilizar, en la propuesta que presente en el Proceso Competitivo.

PCm: Precio del combustible de origen fósil puesto en el sitio de la planta i del Parque de Generación, en el mes m, expresado en pesos por millón de BTU (\$/MBTU) de forma general y en pesos por galón (\$/gal) cuando el combustible empleado sea diésel o fuel oil. El precio del combustible puesto en el sitio de la planta será definido por el Ministerio de Minas y Energía, con excepción del caso en que se utilice gas combustible, cuyo precio será regulado por la CREG en resolución posterior.

<Concordancias>

Resolución CREG 59 de 2009; Art. 4

Eim-1: Energía entregada al Sistema de Distribución por la planta i, en el mes m-1, expresada en kilovatios hora (kWh).

Mm: Cargo de la Actividad de Monitoreo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

ARTÍCULO 50. DETERMINACIÓN DEL CARGO DE GENERACIÓN CUANDO EL ADJUDICATARIO DE LA OBLIGACIÓN DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO PARA LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN ASUME EL RIESGO DE DEMANDA. Si se asigna el riesgo de demanda al prestador del servicio, el cargo de generación se calculará de la siguiente manera:

$$G_m = GLAOM_m + Gc_m + M_m$$

Donde:

Gm: Cargo de generación, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh)

GIAOMm: Remuneración de la inversión y de los gastos de AOM en generación, para el mes m. En estos gastos no se considera el combustible utilizado en la operación. Este valor, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), se estimará así:

$$GLAOM_m = PIAOMg \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)$$

Donde:

PIAOMg: Cargo máximo regulado mensual, que remunera las inversiones del prestador del servicio en activos de la actividad de generación y los gastos de AOM en los que se incurra en desarrollo de esta actividad. Este cargo, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) del mes anterior al de la realización del Proceso Competitivo, será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en dicho proceso.

IPPM-1: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes m-1.

IPP0: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del Proceso Competitivo.

Gcm: Remuneración de los costos de los combustibles puestos en el sitio de operación de las plantas del Parque de Generación, para el mes m. Este valor, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), se calculará así:

$$Gc_m = \frac{1}{E_{t_{m-1}}} \sum_{i=1}^n CECi \times PC_m \times Ei_{m-1}$$

Donde:

Etm-1: Energía total entregada al Sistema de Distribución en el mes m-1, por las n plantas del Parque de Generación. Este valor se expresa en kilovatios hora (kWh).

CECi: Consumo específico de combustible de la planta i del Parque de Generación, expresado en millones de BTU por kilovatio hora (MBTU/kWh). En caso que la planta utilice diésel o fuel oil como combustible, este consumo será expresado en galones por kilovatio hora (gal/kWh). El valor de esta variable será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio, para cada planta i a utilizar, en la propuesta que presente en el Proceso Competitivo.

PCm: Precio del combustible de origen fósil puesto en el sitio de la planta i del Parque de Generación, en el mes m, expresado en pesos por millón de BTU (\$/MBTU) de forma general y en pesos por galón (\$/gal) cuando el combustible empleado sea diésel o fuel oil. El precio del combustible puesto en el sitio de la planta será definido por el Ministerio de Minas y Energía, con excepción del caso en que se utilice gas combustible, cuyo precio será regulado por la CREG en resolución posterior.

<Concordancias>

Resolución CREG 59 de 2009; Art. 4

Eim-1: Energía entregada al Sistema de Distribución por la planta i, en el mes m-1, expresada en kilovatios hora (kWh).

Mm: Cargo de la Actividad de Monitoreo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

ARTÍCULO 51. DETERMINACIÓN DEL CARGO DE DISTRIBUCIÓN CUANDO EL USUARIO ASUME EL RIESGO DE DEMANDA. Si se asigna el riesgo de demanda a los usuarios del servicio, el cargo de distribución se calculará de la siguiente manera:

$$D_m = \frac{IAOMd_t \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

Donde:

Dm: Cargo de distribución, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

IAOMdt: Ingreso máximo regulado para el Año t del Período de Vigencia, que remunera las inversiones del prestador del servicio en activos de la actividad de distribución y los gastos de AOM en los que incurra en desarrollo de esta actividad. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del Proceso Competitivo, será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en dicho proceso.

IPPM-1: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes m-1.

IPP0: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del Proceso Competitivo.

Vp-1: Promedio de las Ventas mensuales de energía de los últimos doce (12) meses, expresado en kilovatios hora (kWh).

$$V_{p-1} = \frac{\sum_{i=1}^{12} V_{m-i}}{12}$$

Vm-i: Ventas de energía del mes m-i, expresado en kilovatios hora (kWh).

FAm: Factor de ajuste al ingreso máximo regulado, para el mes m. Este ajuste se hará a partir del segundo mes del Período de Vigencia, de la siguiente manera:

$$FA_m = \frac{V_{p-2}}{V_{m-1}}$$

Vp-2: Promedio de las Ventas mensuales de energía de los doce (12) meses anteriores al mes anterior, expresado en kilovatios hora (kWh).

$$V_{p-2} = \frac{\sum_{i=2}^{13} V_{m-i}}{12}$$

ARTÍCULO 52. DETERMINACIÓN DEL CARGO DE DISTRIBUCIÓN CUANDO EL ADJUDICATARIO DE LA OBLIGACIÓN DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN ASUME EL RIESGO DE DEMANDA. Si se asigna el riesgo de demanda al prestador del servicio, el cargo de distribución se calculará de la siguiente manera:

$$D_m = PLAOMd \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)$$

Donde:

Dm: Cargo de distribución, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

PLAOMd: Cargo máximo regulado mensual, que remunera las inversiones del prestador del servicio en activos de la actividad de distribución y los gastos de AOM en los que se incurra en desarrollo de esta actividad. Este cargo, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) del mes anterior al de la realización del Proceso Competitivo, será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en dicho proceso.

IPPM-1: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes m-1.

IPP0: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del Proceso Competitivo.

ARTÍCULO 53. DETERMINACIÓN DEL CARGO DE COMERCIALIZACIÓN CUANDO LOS USUARIOS ASUMEN EL RIESGO DE DEMANDA. Si se asigna el riesgo de demanda a los usuarios del servicio, el cargo de comercialización se calculará de la siguiente manera:

$$C_m = \frac{IAOMC_t \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

Donde:

Cm: Cargo de comercialización, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh)

IAOMCt: Ingreso máximo regulado para el Año t del Período de Vigencia, que remunera las inversiones del prestador del servicio en activos de la actividad de comercialización y los gastos de AOM en los que incurra en desarrollo de esta actividad. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del Proceso Competitivo, será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en dicho proceso.

IPPM-1: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes m-1.

IPP0: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del Proceso Competitivo.

V_{p-1}: Promedio de las Ventas mensuales de energía de los últimos doce (12) meses, expresado en kilovatios hora (kWh).

$$V_{p-1} = \frac{\sum_{i=1}^{12} V_{m-i}}{12}$$

V_{m-i}: Ventas de energía del mes m-i, expresado en kilovatios hora (kWh).

F_{A_m}: Factor de ajuste al ingreso máximo regulado, para el mes m. Este ajuste se hará a partir del segundo mes del Período de Vigencia, de la siguiente manera:

$$FA_m = \frac{V_{p-2}}{V_{m-1}}$$

V_{p-2}: Promedio de las Ventas mensuales de energía de los doce (12) meses anteriores al mes anterior, expresado en kilovatios hora (kWh).

$$V_{p-2} = \frac{\sum_{i=2}^{12} V_{m-i}}{12}$$

ARTÍCULO 54. DETERMINACIÓN DEL CARGO DE COMERCIALIZACIÓN CUANDO EL ADJUDICATARIO DE LA OBLIGACIÓN DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO PARA LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN ASUME EL RIESGO DE DEMANDA. Si se asigna el riesgo de demanda al adjudicatario, el cargo de comercialización se calculará de la siguiente manera:

$$C_m = PIAOMc \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)$$

Donde:

PIAOMc: Cargo máximo regulado mensual, que remunera las inversiones del prestador del servicio en activos de la actividad de comercialización y los gastos de AOM en los que se incurra en desarrollo de esta actividad. Este cargo, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) del mes anterior al de la realización del Proceso Competitivo, será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en dicho proceso.

IPP_{m-1}: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes m-1.

IPP₀: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del Proceso Competitivo.

CAPITULO X.

FORMULA TARIFARIA PARA LAS AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO
CONFORMADAS PARA TODAS LAS ACTIVIDADES DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA
ELECTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS.

ARTÍCULO 55. FÓRMULAS TARIFARIAS GENERALES PARA USUARIOS REGULADOS DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PROCESOS COMPETITIVOS POR TODAS LAS ACTIVIDADES CUANDO LOS USUARIOS ASUMEN EL RIESGO DE DEMANDA. Cuando la Autoridad Contratante realice un único Proceso Competitivo para adjudicar la Obligación de Prestación del Servicio de todas las actividades para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en un Area de Servicio Exclusivo y se asigne el riesgo de demanda a los usuarios del servicio, la Fórmula Tarifaria General aplicable a los Usuarios Regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica tendrá los siguientes componentes:

$$CU_m = IAOM_m + \frac{Gc_m}{(1 - p_m)} + M_m$$

Donde:

CU_m: Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

IAOM_m: Remuneración de la inversión y de los gastos de AOM en generación, distribución y comercialización, para el mes m. En estos gastos no se considera el combustible utilizado en la operación. Este valor, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), se estimará así:

$$IAOM_m = \frac{IAOM_t \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

Donde:

IAOM_t: Ingreso máximo regulado para el Año t del Período de Vigencia, que remunera las inversiones del prestador del servicio en activos de las actividades de generación, distribución y comercialización y los gastos de AOM en los que incurra en desarrollo de estas actividades. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del Proceso Competitivo, será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en dicho proceso.

IPP_{m-1}: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes m-1.

IPP₀: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del Proceso Competitivo.

V_{p-1}: Promedio de las Ventas mensuales de energía de los últimos doce (12) meses, expresado en kilovatios hora (kWh).

$$V_{p-1} = \frac{\sum_{i=1}^{12} V_{m-i}}{12}$$

V_{m-i}: Ventas de energía del mes m-i, expresado en kilovatios hora (kWh).

F_{Am}: Factor de ajuste al ingreso máximo regulado, para el mes m. Este ajuste se hará a partir del segundo mes del Período de Vigencia, de la siguiente manera:

$$F_{A_m} = \frac{V_{p-2}}{V_{m-1}}$$

V_{p-2}: Promedio de las Ventas mensuales de energía de los doce (12) meses anteriores al mes anterior, expresado en kilovatios hora (kWh).

$$V_{p-2} = \frac{\sum_{i=2}^{13} V_{m-i}}{12}$$

G_{cm}: Remuneración de los costos de combustible puestos en el sitio de operación de las plantas del Parque de Generación, para el mes m. Este valor, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), se calculará así:

$$G_{c_m} = \frac{1}{E_{t_{m-1}}} \sum_{i=1}^n CEC_i \times PC_m \times E_{i_{m-1}}$$

Donde:

E_{tm-1}: Energía total entregada al Sistema de Distribución en el mes m-1, por las n plantas del Parque de Generación. Este valor se expresa en kilovatios hora (kWh).

CEC_i: Consumo específico de combustible de la planta i del Parque de Generación, expresado en millones de BTU por kilovatio hora (MBTU/kWh). En caso que la planta utilice diésel o fuel oil como combustible, este consumo será expresado en galones por kilovatio hora (gal/kWh). El valor de esta variable será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio, para cada planta i a utilizar, en la propuesta que presente en el Proceso Competitivo.

PC_m: Precio del combustible de origen fósil puesto en el sitio de la planta i del Parque de Generación, en el mes m, expresado en pesos por millón de BTU (\$/MBTU) de forma general y en pesos por galón (\$/gal) cuando el combustible empleado sea diésel o fuel oil. El precio del combustible puesto en el sitio de la planta será definido por el Ministerio de Minas y Energía, con excepción del caso en que se utilice gas combustible, cuyo precio será regulado por la CREG en resolución posterior.

<Concordancias>

Resolución CREG 59 de 2009; Art. 4

E_{im-1}: Energía entregada al Sistema de Distribución por la planta i, en el mes m-1, expresada en kilovatios hora (kWh).

M_m: Cargo de la Actividad Monitoreo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

pm: Pérdidas de Energía para el mes m. Este nivel de pérdidas será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en el Proceso Competitivo. El valor de pm se expresa como una fracción.

ARTÍCULO 56. FÓRMULAS TARIFARIAS GENERALES PARA USUARIOS REGULADOS DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PROCESOS COMPETITIVOS POR TODAS LAS ACTIVIDADES CUANDO EL ADJUDICATARIO DE LA OBLIGACIÓN DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO ASUME EL RIESGO DE DEMANDA. Cuando la Autoridad Contratante realice un único Proceso Competitivo para adjudicar la Obligación de Prestación del Servicio de todas las actividades para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en un Área de Servicio Exclusivo y se asigne el riesgo de demanda al adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio, la Fórmula Tarifaria General aplicable a los Usuarios Regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica tendrá los siguientes componentes:

$$CU_m = IAOM_m + \frac{Gc_m}{(1 - p_m)} + M_m$$

Donde:

CU_m: Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

IAOM_m: Remuneración de la inversión y de los gastos de AOM en generación, distribución y comercialización, para el mes m. En estos gastos no se considera el combustible utilizado en la operación. Este valor, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), se estimará así:

$$IAOM_m = PIAOM \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)$$

Donde:

PIAOM: Cargo máximo regulado mensual, que remunera las inversiones del prestador del servicio en activos de las actividades de generación, distribución y comercialización y los gastos de AOM en los que se incurra en desarrollo de estas actividades. Este cargo, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) del mes anterior al de la realización del Proceso Competitivo, será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en dicho proceso.

IPP_{m-1}: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes m-1.

IPP₀: Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del Proceso Competitivo.

G_c_m: Remuneración de los costos de combustible puestos en el sitio de operación de las plantas del Parque de Generación, para el mes m. Este valor, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), se calculará así:

$$Gc_m = \frac{1}{Et_{m-1}} \sum_{i=1}^n CEC_i \times PC_m \times Ei_{m-1}$$

Donde:

Etm-1: Energía total entregada al Sistema de Distribución en el mes m-1, por las n plantas del Parque de Generación. Este valor se expresa en kilovatios hora (kWh).

CECi: Consumo específico de combustible de la planta i del Parque de Generación, expresado en millones de BTU por kilovatio hora (MBTU/kWh). En caso que la planta utilice diésel o fuel oil como combustible, este consumo será expresado en galones por kilovatio hora (gal/kWh). El valor de esta variable será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio, para cada planta i a utilizar, en la propuesta que presente en el Proceso Competitivo.

PCm: Precio del combustible de origen fósil puesto en el sitio de la planta i del Parque de Generación, en el mes m, expresado en pesos por millón de BTU (\$/MBTU) de forma general y en pesos por galón (\$/gal) cuando el combustible empleado sea diésel o fuel oil. El precio del combustible puesto en el sitio de la planta será definido por el Ministerio de Minas y Energía, con excepción del caso en que se utilice gas combustible, cuyo precio será regulado por la CREG en resolución posterior.

<Concordancias>

Resolución CREG 59 de 2009; Art. 4

Eim-1: Energía entregada al Sistema de Distribución por la planta i, en el mes m-1, expresada en kilovatios hora (kWh).

Mm: Cargo de la Actividad Monitoreo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

pm: Pérdidas de Energía para el mes m. Este nivel de pérdidas será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en el Proceso Competitivo. El valor de pm se expresa como una fracción.

CAPITULO XI.

TARIFA DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA

PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS.

ARTÍCULO 27. <sic, 57> TARIFA. La tarifa aplicable a los usuarios regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica de las Zonas No Interconectadas se determinará así:

$$T_{m,k} = CU_m - S_{m,k}$$

Donde:

Tm,k: Tarifa para el mes m, aplicable al estrato socioeconómico k, expresada en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

CUm: Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

Sm,k: Subsidio por menores tarifas determinado por el Ministerio de Minas y Energía para el estrato socioeconómico k, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

k: Corresponde al estrato socioeconómico aplicable según la normatividad vigente”.

ARTÍCULO 8o. VIGENCIA DE LA PRESENTE RESOLUCIÓN. La presente resolución rige a partir del día siguiente a la fecha de su publicación en el **Diario Oficial** y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 22 de diciembre de 2008.

El Presidente,

MANUEL MAIGUASHCA OLANO,

Viceministro de Minas y Energía, Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

HERNÁN MOLINA VALENCIA.