



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**DEFINICIÓN DE LAS REGLAS PARA VERIFICAR LA  
EXISTENCIA DE LOS MOTIVOS QUE PERMITEN LA  
INCLUSIÓN DE ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO  
EN LOS CONTRATOS Y DE LOS LINEAMIENTOS  
GENERALES Y LAS CONDICIONES A LAS CUALES  
DEBEN SOMETERSE ELLOS PARA LA  
PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO  
DOMICILIARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL  
ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y  
SANTA CATALINA**

**DOCUMENTO CREG-094**  
**05 de Diciembre de 2008**

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

## TABLA DE CONTENIDO

### **1. INTRODUCCIÓN**

### **2. MARCO NORMATIVO Y DIRECTRICES DE POLÍTICA PÚBLICA**

### **3. PROPUESTA SOMETIDA A CONSULTA**

- 3.1. Características del mercado de energía eléctrica del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina
- 3.2. Régimen tarifario vigente
- 3.3. Enfoque regulatorio para el proceso de competencia a la entrada

### **4. AJUSTES A LA PROPUESTA CONTENIDA EN LA RESOLUCIÓN CREG 072 DE 2008**

- 4.1. Principales consideraciones
- 4.2. Principales ajustes

## **CONDICIONES PARA LA INCLUSIÓN DE CLÁUSULAS DE EXCLUSIVIDAD EN CONTRATOS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA**

### **1. INTRODUCCIÓN**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución CREG 072 de 2008, sometió a consulta la propuesta regulatoria que establece las condiciones para la inclusión de cláusulas de exclusividad en contratos y la determinación de cargos máximos por competencia a la entrada para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, en adelante el Archipiélago.

Considerando la normatividad vigente, los recientes lineamientos de política pública y la relevancia que tiene este proceso en la definición del marco tarifario para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Archipiélago, la CREG adelantó las siguientes actividades con el propósito de garantizar la divulgación y participación de los usuarios, empresas y demás interesados:

- A través de la Resolución CREG 018 de 2003, publicada en el Diario Oficial No. 45.175 del 2 de mayo del mismo año, puso en conocimiento de las entidades prestadoras y de los usuarios, las bases metodológicas sobre las cuales se efectuaría el estudio para determinar una propuesta regulatoria.
- Elaboró una propuesta regulatoria que introdujo los ajustes pertinentes, teniendo en cuenta la normatividad y los lineamientos de política pública que se expidieron durante la etapa de análisis de las bases mencionadas<sup>1</sup> y que le son aplicables al Archipiélago.
- Publicó, mediante la citada Resolución CREG 072, las condiciones para la inclusión de cláusulas de exclusividad en contratos y la determinación de cargos máximos por competencia a la entrada para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Archipiélago.
- Elaboró una cartilla en la que se resumen, de manera didáctica, las propuestas regulatorias contenidas en las Resoluciones CREG 072 y 085 de 2008<sup>2</sup>. Esta cartilla fue remitida al prestador del servicio de energía eléctrica del Archipiélago, con el fin de que éste la anexara a las facturas y así la diera a conocer a una gran cantidad de usuarios.
- Adelantó un taller en la ciudad de San Andrés, el día 27 de octubre de 2008, en el cual se expuso la propuesta regulatoria y se contestaron las preguntas de los asistentes y usuarios que se comunicaron telefónicamente. Este taller fue

<sup>1</sup> Las principales normas tenidas en cuenta son mencionadas en el capítulo 2 de este documento.

<sup>2</sup> Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende expedir la CREG con el fin de adoptar normas sobre 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 el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

convocado por la CREG, a través de comerciales de televisión transmitidos entre el 23 y el 27 de octubre de 2008. En este taller intervino el Gerente de la empresa EEDAS S.A. E.S.P., Dr. Francisco Palacios. La consulta fue grabada y esta grabación se conserva como memoria de lo ocurrido.

El Comité de Expertos elaboró este documento que sirve de base para la toma de la decisión y para la evaluación de todos los integrantes de la Comisión.

## **2. MARCO NORMATIVO Y DIRECTRICES DE POLÍTICA PÚBLICA**

Durante el período de consulta de las bases metodológicas se adelantaron reformas legislativas y se expidieron decretos reglamentarios, razón por la cual la CREG consideró necesario revisar la propuesta presentada mediante la Resolución CREG 018 de 2003.

Entre las modificaciones legales y los desarrollos reglamentarios se tienen:

### **a. Leyes**

- Ley 855 de 2003, por la cual se definen las Zonas No Interconectadas – ZNI: La definición de ZNI incluye al Archipiélago, en tanto corresponde a un área no conectada al Sistema Interconectado Nacional – SIN.
- Ley 1117 de 2006, por la cual se expiden normas sobre normalización de redes eléctricas y de subsidios para estratos 1 y 2: Establece reglamentación sobre subsidios para las ZNI.
- Ley 1151 de 2007, por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010: Esta ley estableció, para las ZNI, la asignación de aportes públicos para el desarrollo de obras de infraestructura para la prestación de servicios públicos domiciliarios; la autorización al Ministerio de Minas y Energía para la conformación de áreas de servicio exclusivo como esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI; modificó el régimen de subsidios; y eliminó las contribuciones de los usuarios no residenciales y a usuarios no regulados en dichas zonas.

### **b. Decretos**

- Decreto 387 de 2007, por medio del cual se establecen las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones: Entre otros, esta norma establece los criterios para la distribución de las pérdidas de energía y define la obligación de crear los mecanismos para incentivar la implantación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica para llegar a niveles eficientes en cada mercado de comercialización.
- Decreto 4977 de 2007, por el cual se modifica el Decreto 387 de 2007, que establece las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica y dicta otras disposiciones: Establece la reglamentación sobre el tratamiento de las pérdidas de energía eléctrica en las ZNI.

- Decreto 4978 de 2007, por el cual se reglamenta el artículo 59 de la Ley 1151 de 2007 y se dictan otras disposiciones: Reglamenta los esquemas diferenciales de prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI.

#### **c. Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía**

- Resolución 18 0069 de 2008, por la cual el Ministerio de Minas y Energía establece la metodología para fijar los subsidios en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina: Establece la metodología de cálculo de subsidios por menores tarifas para los usuarios del Archipiélago.
- Resolución 18 1890 de 2008, por la cual el Ministerio de Minas y Energía modifica la metodología para fijar los subsidios en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina: Establece el cálculo de subsidios por menores tarifas a los usuarios del Archipiélago con un consumo de subsistencia fijado para los años 2009, 2010 y 2011.

Adicionalmente, durante este mismo período, el Gobierno Nacional definió nuevos lineamientos de política pública para orientar la intervención estatal en la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI.

#### **d. Documento Conpes**

- Documento 3453 de 2006: Sometió a consideración del Consejo Nacional de Política Económica y Social – Conpes – una política para el establecimiento de esquemas de gestión eficiente para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI. Recomendó a la CREG que diseñara un nuevo esquema tarifario para las ZNI, que considere: i) los costos reales de la generación de energía eléctrica en las ZNI; ii) los costos de reposición de redes y de administración, operación y mantenimiento, según las características particulares de las zonas; iii) rentabilidades coherentes con los riesgos inherentes a la gestión del servicio de energía eléctrica en estas zonas; iv) las características demográficas de las diferentes localidades; y v) el costo de mantener el Centro Nacional de Monitoreo como una unidad independiente para el sector.

### **3. PROPUESTA SOMETIDA A CONSULTA**

El marco regulatorio propuesto para la prestación del servicio de energía eléctrica en el Archipiélago mediante procesos de competencia a la entrada contempla los siguientes aspectos generales:

- Establece las condiciones para que las autoridades competentes puedan conformar áreas de servicio exclusivo.
- Determina las condiciones bajo las cuales se remunera la prestación del servicio en áreas de servicio exclusivo con base en procesos de competencia a la entrada.

La propuesta está basada en las siguientes premisas:

- Las ZNI se caracterizan por la presencia de mercados dispersos, en los que la mayoría de los usuarios son residenciales y de estratos socioeconómicos bajos. Estas condiciones dificultan la competencia en la prestación del servicio, y generan oportunidades para procesos de competencia a la entrada.
- Los procesos de competencia a la entrada por una o todas las actividades del servicio de energía eléctrica permiten aprovechar las posibles economías de escala, lo cual redundaría en mayores beneficios para los usuarios, en cobertura y calidad.
- Los procesos de competencia a la entrada deben procurar elevar los niveles de cobertura y calidad del servicio de energía eléctrica, considerando el garantizar la continuidad en la prestación del mismo.
- Las invitaciones públicas permiten promover la formación de precios eficientes, para trasladarlos al usuario a través de la tarifa.
- Es preciso contar con prestadores calificados que garanticen la continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI.

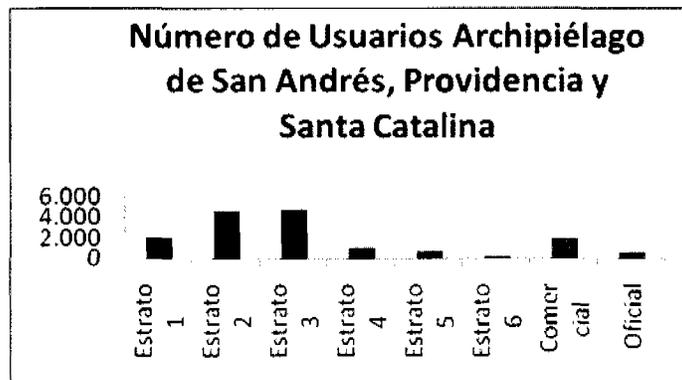
### 3.1. Características del mercado de energía eléctrica del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina

Para realizar la propuesta regulatoria para el Archipiélago, la CREG analizó variables propias del mercado, tales como las características de los usuarios, la capacidad instalada, la energía generada y las redes existentes.

Respecto a los usuarios, el mercado de comercialización del Archipiélago está compuesto por un 84% de usuarios residenciales, un 12% de usuarios comerciales y 4% de usuarios oficiales.

La distribución por tipo de usuario se muestra en la Gráfica 1:

Gráfica 1

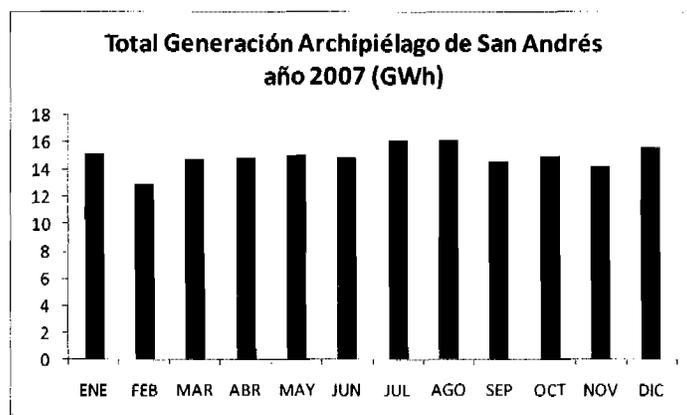


Fuente: SUI

El parque de generación instalado en el Archipiélago está conformado por 19 plantas, con una capacidad de 52 MW, que atienden una demanda promedio mensual de 14.994 kWh<sup>3</sup>. La demanda pico en potencia es de alrededor de 27 MW.

En la Gráfica 2 se presenta un recuento de la energía eléctrica generada en el Archipiélago durante el año 2007:

**Gráfica 2**



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Por otra parte, el Archipiélago tiene redes de distribución en niveles de tensión 1, 2 y 3. En el nivel de tensión 1 se encuentran circuitos con red abierta y algunos circuitos con red trenzada y circuitos subterráneos. Las redes del nivel 2 están conformadas por 14 circuitos aéreos con niveles de tensión de 13,2 kV y 13,8 kV. Por su parte, las redes del nivel 3 están conformadas por 10,7 km de red de doble circuito y 1,7 km de circuito sencillo, con tres subestaciones. Las pérdidas de energía en el Archipiélago son de alrededor del 28%<sup>4</sup>.

Los usuarios conectados al nivel de tensión 1 corresponden al 99% del total de usuarios del Archipiélago. Sin embargo, los usuarios de nivel del tensión 1 representan el 65% de la demanda y el 35% restante corresponde a los usuarios del nivel de tensión 2.

### 3.2. Régimen tarifario vigente

La Resolución CREG 073 de 1998 establece el marco tarifario aplicable al servicio de energía eléctrica actualmente vigente. Esta Resolución es una metodología basada en cargos máximos y remunera las actividades así:

- El costo máximo de generación y transmisión reconoce los costos del contrato firmado por Corelca S.A. ESP con UTS SOPESA, cuyo valor es indexado con el Índice de Precios al Productor – IPP. En su momento, la CREG determinó que las redes a 34,5 kV que corresponden al nivel de tensión 3 podían ser consideradas como redes de transmisión para el Archipiélago.

<sup>3</sup> Esto equivale a una demanda promedio anual de 179,9 GWh.

<sup>4</sup> Fuente: EEDAS S.A. E.S.P.

- El costo máximo de distribución se calculó aplicando la metodología de costo medio que estableció la Resolución CREG 099 de 1997. Para esto se usó la información enviada por el prestador, que consistía en los inventarios para los niveles de tensión 1 y 2.
- El costo máximo de comercialización comprende el cubrimiento de la pérdida de eficiencia, los costos de atención a los usuarios y un margen de comercialización. Este valor se fijó con la Resolución CREG 073 de 1998.

### 3.3. Enfoque regulatorio para el proceso de competencia a la entrada

De acuerdo con lo previsto en el artículo 40 de la Ley 142 de 1994, las entidades territoriales competentes pueden, por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de la distribución domiciliaria de energía eléctrica se extienda a las personas de menores ingresos, establecer mediante invitación pública, áreas de servicio exclusivas.

Bajo este tipo de contrato especial<sup>5</sup>, que debe ser establecido mediante el desarrollo de procesos de invitación pública, la ley permite a las entidades contratantes acordar que ninguna otra empresa ofrezca los mismos servicios en el área de servicio exclusivo, durante un tiempo determinado para la actividad de distribución de energía eléctrica. Así, este esquema contractual permite que, a través del aprovechamiento de economías de escala, resulte viable la prestación del servicio en áreas geográficas caracterizadas por la existencia de múltiples centros poblados que no son atendidos con la misma infraestructura, donde la densidad de usuarios es baja y tiene una alta dispersión.

No obstante, este esquema de contratación no ha sido utilizado por las entidades territoriales competentes en el servicio de energía eléctrica. El Gobierno Nacional ha utilizado este esquema aplicándolo a la prestación del servicio de distribución de gas combustible en varias regiones del país.

Tomando en consideración los resultados de esta experiencia y ante las condiciones de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI<sup>6</sup>, el Gobierno Nacional ha señalado la importancia de desarrollar los mecanismos que permitan estructurar áreas de servicio exclusivo para la prestación de este servicio en las ZNI.

En el Documento Conpes 3453 de 2006<sup>7</sup> se recomendó al Ministerio de Minas y Energía que diseñara e implementara un esquema de gestión que haga posible que agentes calificados presten el servicio de energía eléctrica en las ZNI, con los incentivos para aumentar la cobertura del servicio; mejorar la calidad y aumentar las horas de servicio; reemplazar los activos de generación que utilizan combustibles fósiles por activos que hagan uso de energías renovables, donde sea posible; entre otros.

<sup>5</sup> En el Capítulo II del Título II de la Ley 142 de 1994 se definen los contratos especiales que pueden ser suscritos para la gestión de los servicios públicos.

<sup>6</sup> De acuerdo con la Ley 855 de 2003, se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional.

<sup>7</sup> Documento "Esquemas de Gestión para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las Zonas No Interconectadas". Aprobado el 11 de diciembre de 2006.

En este mismo documento se planteó la pertinencia de que el Ministerio de Minas y Energía analizara diferentes esquemas contractuales para vincular a los agentes calificados mencionados, teniendo en cuenta las características particulares de cada región que se busca atender y los diferentes instrumentos creados por la ley, como los definidos en el Capítulo II del Título II de la Ley 142 de 1994<sup>8</sup> y en el Capítulo XI de la Ley 143 de 1994<sup>9</sup>.

El Documento Conpes 3453 indica, además, la conveniencia de iniciar la aplicación de este esquema de gestión en el Archipiélago y en otras áreas de las ZNI.

Estos lineamientos de política pública fueron incorporados en las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010, en las que se indicó que el Gobierno Nacional diseñaría e implementaría estos esquemas de gestión en al menos tres áreas de las ZNI y se encomendó al Ministerio de Minas y Energía el desarrollo de los mecanismos legales que permitieran la creación de áreas de servicio exclusivo de energía eléctrica en las que el cierre financiero pudiera hacerse con el apoyo de los recursos de la Nación, respetando los criterios de eficiencia y suficiencia financiera.

En este sentido, el artículo 65 de la Ley 1151 de 2007<sup>10</sup> previó que el Ministerio de Minas y Energía puede establecer áreas de servicio exclusivo como esquema sostenible de gestión de todas las actividades involucradas en la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI.

Por lo anterior, es previsible una dinamización en la conformación de áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en la ZNI.

El artículo 65 de la Ley 1151 de 2007 contiene los siguientes elementos específicos en relación con las áreas de servicio exclusivo allí previstas:

- a) La facultad para su diseño, conformación y contratación fue atribuida específicamente al Ministerio de Minas y Energía.
- b) Están previstas como un esquema sostenible de gestión de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.
- c) Pueden comprender todas las actividades involucradas en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.
- d) La conformación de estas áreas de servicio exclusivo debe garantizar la sostenibilidad de la prestación del servicio de energía eléctrica.

La Ley 142 de 1994, artículo 40, ordenó a la CREG definir, por vía general, cómo se verifica la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos; los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos; y, verificar, antes de que se abra una licitación que incluya estas cláusulas dentro de los contratos propuestos, que ellas sean indispensables para asegurar la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a las personas de menores ingresos.

<sup>8</sup> Contratos especiales para la gestión de los servicios públicos.

<sup>9</sup> Del contrato de concesión.

<sup>10</sup> Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010.

De acuerdo con lo anterior, en caso que se diseñe un esquema de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en el Archipiélago a través de área de servicio exclusivo, éste debe ser sostenible, lo cual implica no sólo la ampliación de cobertura de prestación del servicio, sino que involucra aspectos adicionales tales como la definición de elementos que determinen el procedimiento necesario para el otorgamiento de las áreas de servicio exclusivo, desarrollo de metodologías tarifarias que se aplicarán según las características de cada área conformada, reconocimiento de pérdidas de energía dentro de los sistemas de distribución, viabilidad financiera del esquema mediante la asignación de recursos públicos, remuneración del mejoramiento en la calidad y continuidad del servicio, entre otros.

En consecuencia, la CREG considera pertinente definir un nuevo enfoque regulatorio para estos eventos en los que se puede presentar competencia a la entrada del mercado para el caso de las áreas de servicio exclusivo previstas en el artículo 65 de la Ley 1151 de 2007:

- **Mejoramiento de infraestructura**

Si bien es cierto, en el Archipiélago, los niveles de cobertura alcanzan un 98%, la propuesta considera la posibilidad de hacer uso de los esquemas diferenciales de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica tales como el prepago, medición y facturación comunitaria; facturación con base en proyecciones de consumo; pagos anticipados del servicio público, y períodos flexibles de facturación, de tal manera que se mejore la prestación del mismo y se logren los grados de normalización ideales.

De manera similar, la propuesta contempla la posibilidad de ejecutar inversiones orientadas a la normalización de redes eléctricas y a la reposición de los equipos empleados en la prestación del servicio, a fin de mejorar la calidad de éste y mantener o incrementar su cobertura.

- **Criterios de verificación para la exclusividad**

En atención a lo dispuesto por el artículo 40 de la Ley 142 de 1994, esta propuesta regulatoria define los criterios que serán tenidos en cuenta por la CREG para verificar los motivos que dan lugar a la inclusión de cláusulas de exclusividad en contratos de prestación del servicio de energía eléctrica en el Archipiélago.

Así, de acuerdo con la propuesta, el establecimiento de áreas de servicio exclusivo es pertinente cuando contribuya a asegurar la ampliación de la cobertura y el mejoramiento de la calidad del servicio; y cuando permita aprovechar las economías de escala, de alcance, de aquellas derivadas de la localización geográfica y la dotación de recursos naturales, haciendo posible la revelación de costos eficientes.

- **Lineamientos generales y condiciones para los contratos**

En la propuesta regulatoria se tienen previstos los elementos que deben ser tenidos en cuenta por el Ministerio de Minas y Energía, como autoridad contratante, para promover la concurrencia en el proceso de invitación pública.

En dicho proceso es preciso garantizar el cumplimiento de los principios de publicidad, objetividad, concurrencia y transparencia, con el fin de obtener costos eficientes, de tal manera que se cumpla el principio de eficiencia económica previsto en la Ley 142 de 1994 y se pueda trasladar dichos costos a los usuarios, a través de las respectivas tarifas. Así, se considera necesario que la autoridad contratante defina al inicio del período de preparación todas las características del área de servicio exclusivo y los compromisos de cobertura, horas de prestación y calidad del servicio a los que se obliga el oferente durante el período de vigencia del área de servicio exclusivo, y debe hacer públicas, en lo posible, las condiciones actuales de prestación del servicio y la características y estado actual de la infraestructura existente en cada una de las localidades del Archipiélago.

De conformidad con la propuesta regulatoria, se debe establecer un tiempo de al menos un mes entre el anuncio del proceso competitivo y el desarrollo de dicho proceso, de tal forma que los oferentes puedan inspeccionar y conocer el área de servicio que será establecida y las condiciones técnicas y financieras para la prestación futura del servicio.

Igualmente, se debe establecer un período de planeación no inferior a tres meses, comprendido entre la fecha de adjudicación del área de servicio exclusivo y la fecha de inicio del período de vigencia de la obligación de prestación del servicio, tiempo durante el cual el adjudicatario del área de servicio exclusivo debe adelantar las gestiones técnicas y administrativas, y obras de infraestructura necesarias para la prestación del servicio con las condiciones mínimas de calidad.

- Viabilidad financiera

Es necesario que la autoridad contratante suministre a la CREG la información suficiente para que ésta verifique que se asegura la viabilidad financiera para extender la cobertura del servicio a los usuarios de menores ingresos, con base en los esquemas propuestos.

- Competencia de la CREG

Una vez la autoridad contratante defina las áreas de servicio exclusivo y el esquema de gestión que garantice la prestación del servicio, y antes de abrir el proceso de invitación pública, debe solicitar a la CREG la verificación del cumplimiento de los criterios establecidos en el artículo 40 citado y aquellos establecidos en la regulación para la comprobación de la sostenibilidad de dicha área.

Los resultados de la verificación de los requerimientos establecidos en el marco normativo vigente, realizada por la CREG, serán publicados mediante una resolución.

- Alcance de la exclusividad

Para el caso del Archipiélago, el adjudicatario del proceso de invitación pública podrá desarrollar una o todas las actividades del servicio público de energía eléctrica en dicha área de servicio exclusivo, de conformidad con lo establecido en la invitación pública por parte de la autoridad contratante.

- Régimen tarifario

La autoridad contratante debe definir claramente el producto por el cual competirán los oferentes, de tal manera que los precios resultantes del proceso de invitación pública puedan ser incorporados en las fórmulas tarifarias del servicio de energía eléctrica.

#### **4. AJUSTES A LA PROPUESTA CONTENIDA EN LA RESOLUCIÓN 072 DE 2008**

A pesar de no haber recibido otros comentarios durante el período de consulta, la CREG considera importante introducir algunos ajustes a la propuesta contenida en la Resolución CREG 072 de 2008, a fin de aclarar las disposiciones regulatorias relativas a los procesos de invitación pública y a la manera como se remunerarán las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en el Archipiélago cuando se desarrollen como resultado de un proceso de competencia a la entrada.

En el presente capítulo se exponen los ajustes más relevantes.

##### **4.1. Principales consideraciones**

A continuación se enuncian las principales consideraciones tenidas en cuenta por la CREG para ajustar la propuesta regulatoria sometida a consulta:

###### **a. Invitaciones públicas por una o todas las actividades**

- Teniendo en cuenta que, según el artículo 65 de la ley 1151 de 2007, el Ministerio de Minas y Energía puede optar por establecer áreas de servicio exclusivo para una, varias o todas las actividades del servicio de energía eléctrica en el Archipiélago, la propuesta regulatoria fue ajustada, incorporando la metodología para determinar el cargo con el que se remunera cada una de estas actividades y la forma como se fijaría el costo unitario de prestación del servicio, en caso tal que se escoja un único prestador.

###### **b. Riesgo de demanda**

- La asignación del riesgo de demanda es uno de los elementos que debe ser tenido en cuenta al momento de establecer áreas de servicio exclusivo, pues este aspecto incide directamente en la remuneración del servicio y, por tanto, en el costo de prestación del mismo.
- Entre los factores que podrían ser analizados al momento de definir la asignación de este riesgo se pueden enunciar: i) la incidencia de esta decisión sobre la concurrencia en el proceso de invitación pública; ii) el posible impacto fiscal de esta decisión, en la medida que se pueden requerir mayores flujos de subsidios a la demanda a ser financiados con aportes del Presupuesto General de la Nación, cuando se experimenten eventuales aumentos en el costo unitario de prestación del servicio; y iii) la madurez del mercado y la información sobre el mismo, dadas la posible movilidad de la población y la incertidumbre sobre su comportamiento frente a la facturación y cobro del servicio.
- En particular, es preciso resaltar que el Gobierno Nacional venía asignando un volumen considerable de recursos para subsidiar el servicio de energía eléctrica en las ZNI, a través de subsidios al combustible y a los usuarios finales. Los subsidios que en el pasado eran aportados a través de la venta de los combustibles empleados para la generación eléctrica, a precios inferiores a los del mercado local, hoy están siendo otorgados mediante erogaciones del Presupuesto

General de la Nación. En este sentido, el comportamiento de la demanda, y por lo tanto el de los subsidios al usuario final, puede ser una variable a considerar por parte de la autoridad contratante al momento de estructurar financieramente el producto a ofrecer.

- Por lo anterior, puede ser deseable analizar en forma paralela la manera de asignar el riesgo de demanda y la metodología que se escoja para remunerar las actividades que se desarrollen en el marco de un área de servicio exclusivo. Así, en caso que el riesgo de demanda sea asignado al contratista, la metodología más apropiada podría ser la de un precio máximo regulado<sup>11</sup>. Por el contrario, si este riesgo es asignado al usuario, la metodología más adecuada podría ser la de un ingreso máximo regulado<sup>12</sup>.
- Ante la heterogeneidad de las áreas geográficas que conforman las ZNI y ante la posible variación en el comportamiento de los agentes interesados en participar en los procesos de invitación pública, frente al entorno local e internacional<sup>13</sup>, resulta complejo adoptar ex ante una de estas alternativas regulatorias. En el caso particular del Archipiélago, es preciso considerar la posible incertidumbre que se puede generar para el agente responsable de la prestación del servicio ante eventuales cambios en las tarifas de la energía eléctrica para la demanda hotelera y comercial, que representa el 56% de la demanda de esta área geográfica.
- Tomando en cuenta lo anterior, la CREG entiende que para la autoridad contratante puede resultar provechoso disponer de diferentes alternativas regulatorias en materia tarifaria para analizar mecanismos adecuados de asignación del riesgo de demanda, al momento de estructurar las áreas de servicio exclusivo. En consecuencia, uno de los ajustes a la propuesta contenida en la Resolución CREG 072 de 2008 consiste en ofrecer opciones regulatorias, de forma tal que dicha autoridad pueda proponerle a la Comisión la manera como asignaría el riesgo de demanda a los agentes que consideren pueden administrarlo de la manera más apropiada. En tal sentido, en este proyecto regulatorio se abre espacio para que la autoridad contratante le proponga a la CREG cuál de las metodologías tarifarias desarrolladas en esta propuesta puede resultar más adecuada para efectos de la estructuración del área de servicio exclusivo.
- Es importante resaltar que en este caso la CREG presenta diferentes alternativas para establecer el costo unitario de prestación del servicio, en la medida que los procesos de invitación pública constituyen el mecanismo para lograr el objetivo de revelar costos eficientes de prestación del servicio.

#### **c. Remuneración de las inversiones y de los gastos**

- Debido a la heterogeneidad de las ZNI, resulta complejo estandarizar el tipo de obras de infraestructura requeridas y el ritmo al cual deben ser desarrolladas para la prestación del servicio de energía eléctrica. De manera similar, es difícil estandarizar el tipo y la regularidad de las inversiones en las actividades de

<sup>11</sup> Price cap.

<sup>12</sup> Revenue cap.

<sup>13</sup> Condiciones políticas, normativas, regulatorias, macroeconómicas, entre otras.

administración, operación y mantenimiento que deben ser emprendidas, las cuales deben ser definidas tomando en consideración las obras de infraestructura necesarias para la prestación del servicio.

- Adicionalmente, se debe tener en cuenta que dichas obras de infraestructura pueden ser financiadas parcial o totalmente con recursos del Presupuesto General de la Nación. En particular, el Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010 prevé que el cierre financiero de los esquemas de gestión que diseñe e implemente el Gobierno Nacional puede hacerse con el apoyo de los recursos de la Nación, respetando los criterios de eficiencia y suficiencia financiera de manera tal que asegure su sostenibilidad.
- En este sentido, en caso que las inversiones y los gastos de administración, operación y mantenimiento en que incurra el adjudicatario sean remunerados a través de un esquema de ingreso máximo regulado, el contratante debería analizar si es más apropiado hacerlo a través de un perfil de ingresos constantes durante la extensión del contrato o de un perfil de ingresos variables.
- La opción de establecer un perfil de ingresos constantes puede ser conveniente en aquellos casos en que no sean previsibles grandes variaciones en la demanda de energía y por ende no se requieran inversiones continuas en infraestructura, o en aquellos casos en que la infraestructura sea financiada con aportes públicos.
- En los casos en que la demanda puede presentar cambios significativos durante el periodo de vigencia y por tanto se pueden requerir inversiones continuas en infraestructura, la opción de establecer un perfil de ingresos variables puede ser apropiada.
- Igualmente, se puede tener en cuenta que se puede optar por diferentes tipos de tecnologías que podrían ser implementadas en forma gradual, a fin de disponer de la capacidad de generación de energía eléctrica necesaria para satisfacer las necesidades del Archipiélago.
- Teniendo en cuenta lo anterior, este proyecto regulatorio le permite al Ministerio de Minas y Energía proponerle a la CREG el tipo de perfil de ingresos que consideraría en los procesos de invitación pública.
- Para los eventos en que el Ministerio de Minas y Energía proponga un perfil de ingresos variables, debe presentar como parte de su propuesta la tasa de descuento que utilizaría para comparar el valor presente de los ingresos esperados por los participantes en los procesos de invitación pública, y los requisitos que establecería para la presentación del perfil del flujo de ingresos por parte de dichos participantes. Este esquema puede ser utilizado en los demás eventos aplicables.
- En contraste, en los casos en los que la CREG opte por remunerar las inversiones y los gastos de administración, operación y mantenimiento a través de un esquema de precio máximo regulado, los participantes en los procesos competitivos sólo ofertarán un precio esperado que será reconocido en términos reales durante el período de vigencia. Lo anterior teniendo en cuenta que este

esquema se utilizaría en aquellos casos en que el riesgo de demanda sea asignado a los prestadores.

**d. Precio del combustible**

- Dada la volatilidad de los precios de los combustibles de origen fósil, la CREG considera que no es conveniente trasladarle al contratista el riesgo asociado a las posibles variaciones de estos precios.
- En caso de hacerlo, esta decisión podría incidir en forma adversa sobre la concurrencia en los procesos de invitación pública. Así mismo, esto podría llevar a incrementos en los costos de prestación del servicio, en la medida que los contratistas reflejarían en sus propuestas los costos correspondientes a las coberturas de precios.
- Este análisis es aplicable a los costos del transporte de los combustibles desde las plantas de abasto hasta los sitios en los que se ubiquen las plantas del parque de generación, en la medida que los costos de transporte dependen en buena medida de los precios de los combustibles de origen fósil.
- Por lo anterior, de acuerdo con este proyecto regulatorio, para la estimación del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica se deben considerar los costos de los combustibles de origen fósil puestos en las plantas de generación que sean definidos por el Ministerio de Minas y Energía.
- Sin embargo, teniendo en cuenta que el volumen total de los combustibles requeridos para la prestación del servicio depende de la eficiencia del parque de generación y de las pérdidas del sistema de distribución, estos factores deben ser propuestos por los participantes en los procesos de invitación pública, de manera que estos procesos constituyan un mecanismo adecuado para lograr el objetivo de revelar costos eficientes de prestación del servicio.

**e. Pérdidas de energía**

- Debido a que las pérdidas de energía eléctrica en el Archipiélago y en las demás ZNI son elevadas, según datos históricos, el Decreto 4977 de 2007 estableció algunos lineamientos para la gestión de las pérdidas por parte de las empresas.
- Con base en lo dispuesto por el citado Decreto, la CREG debe definir una propuesta regulatoria con los mecanismos para incentivar la implementación de planes de reducción de pérdidas y sus correspondientes inversiones para llegar a niveles eficientes de pérdidas técnicas.
- En consecuencia, se propone que sean los oferentes que participen en los procesos de invitación pública para la prestación del servicio de energía eléctrica en el Archipiélago, los que definan en sus propuestas los niveles de pérdidas eficientes y la senda en el tiempo para alcanzarlas.

## 4.2. Principales ajustes

Teniendo en cuenta las consideraciones planteadas en el aparte anterior, se incluyó una metodología para determinar el costo unitario de prestación del servicio (CU), para los diferentes eventos posibles:

- Que la autoridad contratante adelante procesos de invitación pública para establecer áreas de servicio exclusivo para el desarrollo de las actividades de generación, distribución y comercialización, en forma independiente, en una misma área geográfica, de manera que estas actividades puedan ser adelantadas por diferentes prestadores del servicio; o
- Que adelante un único proceso para establecer un área de servicio exclusivo para el desarrollo de las actividades de generación, distribución y comercialización por parte de un único agente.
- Que en cualquiera de los dos primeros eventos la autoridad contratante pueda proponerle a la CREG que le asigne al contratista el riesgo de demanda, teniendo en cuenta las características de las áreas de servicio exclusivo; o
- Que en cualquiera de los dos primeros eventos la autoridad contratante pueda proponerle a la CREG que le asigne el riesgo de demanda al usuario.
- Que en este último caso la autoridad contratante pueda proponerle a la CREG el tipo de perfil de ingresos que se tendría en cuenta para establecer el ingreso máximo regulado.

Adicionalmente, la metodología incorpora mecanismos para trasladar al usuario los costos eficientes de los combustibles de origen fósil puestos en el sitio de las plantas de generación y para incentivar la implementación de planes de reducción de pérdidas por parte de los agentes adjudicatarios de áreas de servicio exclusivo.

### 4.2.1. Procesos competitivos por actividad

En caso que el Ministerio de Minas y Energía adelante invitaciones públicas por cada actividad, algunas de ellas puede no ser objeto de un área de servicio exclusivo.

En este caso, para estimar los cargos con los que se remunerarán aquellas que no son objeto de un área de servicio exclusivo, se aplicará la metodología de precios máximos regulados por costos medios para el Archipiélago, la cual será definida en una resolución posterior por parte de la CREG.

La fórmula tarifaria general para determinar el costo unitario de prestación del servicio y la metodología para estimar los cargos por competencia a la entrada de cada actividad se presentan en el proyecto de resolución adjunto al presente documento.