



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO PARA LA  
PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO  
DOMICILIARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN  
LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS.**

**DOCUMENTO CREG-037  
25 DE MAYO DE 2016**

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

## ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS

### 1. ANTECEDENTES

Mediante Resolución CREG 027 de 2014 la CREG ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general por la cual se definen las reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos, y los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos, para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las zonas no interconectadas. Dicha resolución tuvo un periodo de consulta desde el 19 de septiembre al 22 de diciembre de 2014.

Adicionalmente, el artículo 9 de la Ley 1715 de 2014 dispuso que *"el Gobierno Nacional implementará un programa destinado a sustituir progresivamente la generación con diésel en las ZNI con el objetivo de reducir los costos de prestación del servicio y las emisiones de gases contaminantes, para lo cual implementará las siguientes acciones:*

- a) *Áreas de servicio exclusivo de energía eléctrica y gas combustible: El Gobierno Nacional podrá establecer áreas de servicio exclusivo para la prestación por una misma empresa de los servicios de energía eléctrica, gas natural, GLP distribuido por redes y/o por cilindros en las ZNI. Estas áreas se podrán crear con el objetivo de reducir costos de prestación de los servicios mediante la sustitución de generación con diésel por generación con FNCE y deberán cumplir con lo establecido en el artículo 40 de la Ley 142 de 1994 y demás disposiciones de dicha ley;*
- b) *Esquema de incentivos a los prestadores del servicio de energía eléctrica en Zonas no Interconectadas: El Ministerio de Minas y Energía desarrollará esquemas de incentivos para que los prestadores del servicio de energía eléctrica en las ZNI reemplacen parcial o totalmente su generación con diésel por FNCE. Estos incentivos deberán cumplir con evaluaciones costo-beneficio resultantes de la comparación del costo de los incentivos con los ahorros producidos por la diferencia de costos entre la generación con FNCE en lugar del diésel"*

De otro lado, mediante el Decreto 1623 de 2015 el Ministerio de Minas y Energía definió los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional y en las zonas no interconectadas. El mencionado decreto estableció en su artículo 7º que *"para las nuevas inversiones para la generación de energía mediante fuentes no convencionales, el cargo que remunera la generación será aquel de la generación con combustible diésel en el momento de realizar la inversión"*.

Finalmente, el Ministerio de Minas y Energía remitió a la CREG las comunicaciones con radicado CREG E-2015-013572 y E-2015-004602 mediante las cuales solicitó concepto sobre la aplicación de la variable denominada actividad de monitoreo, *Mm*, en cuanto si dicha variable considera las labores de intervención y la definición de demanda de energía eléctrica y su punto de medición respectivamente.

## 2. SOCIALIZACIÓN PROPUESTA Y COMENTARIOS RECIBIDOS

Mediante circulares CREG 010, 018 y 027 de 2015 se invitó a las empresas de servicios públicos de energía eléctrica en zonas no interconectadas y terceros interesados, a las audiencias públicas de divulgación de la resolución de consulta que se llevaron a cabo de acuerdo con la siguiente programación:

Ciudad	Fecha
Bogotá D.C.	Febrero 9 de 2015
Leticia - Amazonas	Febrero 23 de 2015
Bogotá D.C con transmisión remota a través de EDUPOL a Manizales, Cumbal, Cumaribo y Medellín	Marzo 12 de 2015

En las mencionadas audiencias se recibieron los siguientes comentarios:

- Posibilidad de aplicación de la resolución a los prestadores del servicio de energía eléctrica en las áreas de servicio exclusivo existentes (Amazonas y San Andrés).
- Incluir un componente para remunerar la actividad de intervención en la fórmula tarifaria general.
- Revisar la fórmula para el cálculo del ahorro de combustible, Am, con el fin de que no se castiguen las energías renovables.

Estos comentarios fueron resueltos en el marco de dichas audiencias públicas y los mismos fueron tenidos en cuenta en la redacción final de la resolución.

Finalmente, se realizaron reuniones de socialización con las entidades interesadas, tales como el Ministerio de Minas y Energía, el Instituto de Planificación y Promoción de no interconectadas, IPSE, el Banco Interamericano de Desarrollo, BID, e INCORBANK S.A., banca de inversión que se encuentra desarrollando el estudio para la estructuración de las nuevas áreas de servicio exclusivo en las zonas no interconectadas.

## 3. CRITERIOS DE VERIFICACIÓN PARA LA CONFORMACIÓN DE ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO

Antes de la apertura del proceso competitivo le corresponde a la CREG determinar si el área geográfica sobre la cual se pretende dar exclusividad para la prestación del servicio cumple con lo requerido, a saber:

- 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.

#### 4. ALCANCE DE LA EXCLUSIVIDAD

Únicamente el prestador del servicio al que se le adjudique la obligación de prestar el servicio de energía eléctrica podrá desarrollar una o todas las actividades inherentes dentro del área geográfica objeto de exclusividad.

#### 5. VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO.

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 del sistema de medición.

#### 6. MODIFICACIONES A LA RESOLUCIÓN CREG 027 DE 2014

Las modificaciones resultantes del análisis de los comentarios recibidos por la Comisión no implican cambios estructurales en la norma propuesta, las mismas buscan que los agentes involucrados en la prestación del servicio de energía eléctrica en las áreas de servicio exclusivo de las zonas no interconectadas tengan mayor claridad en su aplicación. Adicionalmente, se simplificaron las fórmulas para la determinación de cada componente (generación, distribución y comercialización). A continuación se relacionan las modificaciones.

##### 6.1 GENERALES

###### a) Definiciones

Se incluyen las siguientes definiciones:

- **Demanda de energía proyectada:** ventas totales de energía estimada por el Ministerio de Minas y Energía en el área de servicio exclusivo. Para las áreas de servicio exclusivo existentes, corresponderá a la demanda de energía eléctrica en el área según lo definido en el contrato de concesión vigente.
- **Demanda de energía real:** ventas totales de energía reportadas por el adjudicatario al sistema único de información, SUI. Se debe definir un período de tiempo (año, mes).
- **Interventoría:** corresponde a las actividades de control y seguimiento de la correcta ejecución del contrato en los términos definidos por el Ministerio de Minas y Energía. Los costos asociados al desarrollo de la intervención serán definidos por el Ministerio de Minas y Energía.

**b) Generación**

- Se aclara que el consumo específico de combustible, CEC, se mide en bornes del generador.
- Para generación con combustibles líquidos se debe indicar el poder calorífico.
- Se reconocen las pérdidas de transformación en generación.

**c) Distribución**

En lo relativo al seguimiento a la calidad y continuidad del servicio de distribución para las interrupciones se considerará lo siguiente:

- La meta de cumplimiento del indicador de duración de interrupciones anuales por circuito será de cincuenta (50) horas, repartidos en doce coma cinco (12,5) horas por trimestre.
- La frecuencia máxima de las interrupciones por año y por circuito será de sesenta (60), repartidas en quince (15) interrupciones por trimestre por circuito.

**d) Ahorro en los costos de combustible de origen fósil**

El ahorro en los costos de combustibles de origen fósil,  $A_m$ , ya sea por la adecuación, por incorporación de equipos que mejoren la eficiencia, reemplazo de alguna de éstas o por la sustitución de combustible será calculado de la siguiente forma:

$$A_m = \Delta GIAOM_m + \frac{1}{Et_{m-1}} \sum_{i=1}^k (CEC_{i,j} PC_{i,m} - CEC_{f,j} PC_{f,m}) Ej_{m-1}$$

Donde:

$Et_{m-1}$ : Energía total entregada al sistema de distribución en el mes  $m-1$ , por las  $n$  plantas reemplazadas o con sustitución de combustible. Este valor se expresa en kilovatios hora (kWh) y será medida en bornes del generador.

$k$ : Número de plantas que fueron reemplazadas o para las cuales se sustituyeron combustibles por otros más económicos.

$j$ : Planta  $j$  del parque de generación.

$CEC_{i,j}$ : Consumo específico de combustible inicial de origen fósil de la planta  $j$  que fue reemplazada o cuyo combustible fue sustituido por uno más económico.

$CEC_{f,j}$ : Consumo específico de combustible final de origen fósil de la planta j que fue reemplazada o cuyo combustible fue sustituido por uno más económico.

$PC_{i,m}$ : Precio del combustible fósil, o de la mezcla obligatoria con un biocombustible por disposición gubernamental, puesto en el sitio de la planta j del parque de generación inicial, puesto en el sitio de la planta.

$PC_{f,m}$ : Precio del combustible fósil sustituto, o de la mezcla obligatoria con un biocombustible por disposición gubernamental, puesto en el sitio de la planta j del parque de generación.

$\Delta GIAOM_m$ : Diferencia en el ingreso regulado o precio máximo regulado compuesto por los costos de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento en generación, para el mes m, debido al cambio de tecnología calculado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio.

$Ej_{m-1}$ : Energía entregada al sistema de distribución, en el mes m-1, por la planta j del parque de generación que fue adecuada, reemplazada o cuyo combustible fue sustituido por uno más económico.

Para el cálculo del ahorro se tendrá en cuenta lo siguiente:

- El componente  $A_m$  únicamente se aplicará para aquellas plantas del parque de generación inicial cuya adecuación, por incorporación de equipos que mejoren la eficiencia, reemplazo o cambio de combustible por uno más económico, no haya sido incorporado en la oferta del adjudicatario de la obligación.
- En caso de que el combustible fósil sustituido sea gas combustible, para efectos del cálculo de las variables  $PC_{i,m}$  y  $PC_{f,m}$ , el valor del precio del combustible fósil puesto en el sitio de la planta j del parque de generación será el precio del gas determinado en el último contrato celebrado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio de energía eléctrica en el ASE, indexado por el índice de precios al productor, IPP.
- En caso de que el combustible fósil sea sustituido por una fuente de energía renovable, las variables  $PC_{f,m}$ , precio del combustible, y  $CEC_{f,j}$ , consumo específico de combustible, se entenderán igual a cero.

**e) Consumos propios y pérdidas de transformación en generación, y pérdidas en líneas superiores al nivel de tensión 2**

Para el caso de los consumos propios y pérdidas de transformación en generación, y pérdidas en líneas superiores al nivel de tensión 2 se tendrá en cuenta lo siguiente:

- En la actividad de generación se reconocerán consumos propios, entendidos como los consumos de energía y potencia requeridos por los sistemas auxiliares de la central de generación, del 3.4% de la energía bruta medida en bornes del generador y las pérdidas de transformación para entregar la energía al sistema de distribución se reconocerán de conformidad con la Norma ICONTEC NTC 819.
- Las pérdidas en niveles superiores al nivel de tensión 2 serán las resultantes de la medición entre la barra del lado de alta y la barra del sistema de distribución de nivel de tensión 2.

## 6.2 ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO EXISTENTES

Para las áreas de servicio exclusivo que ya se encuentren constituidas a la entrada en vigencia de la resolución, será aplicable lo previsto en la misma siempre y cuando las partes así lo acuerden expresamente y cumplan con lo establecido en el artículo redactado para dicho fin.

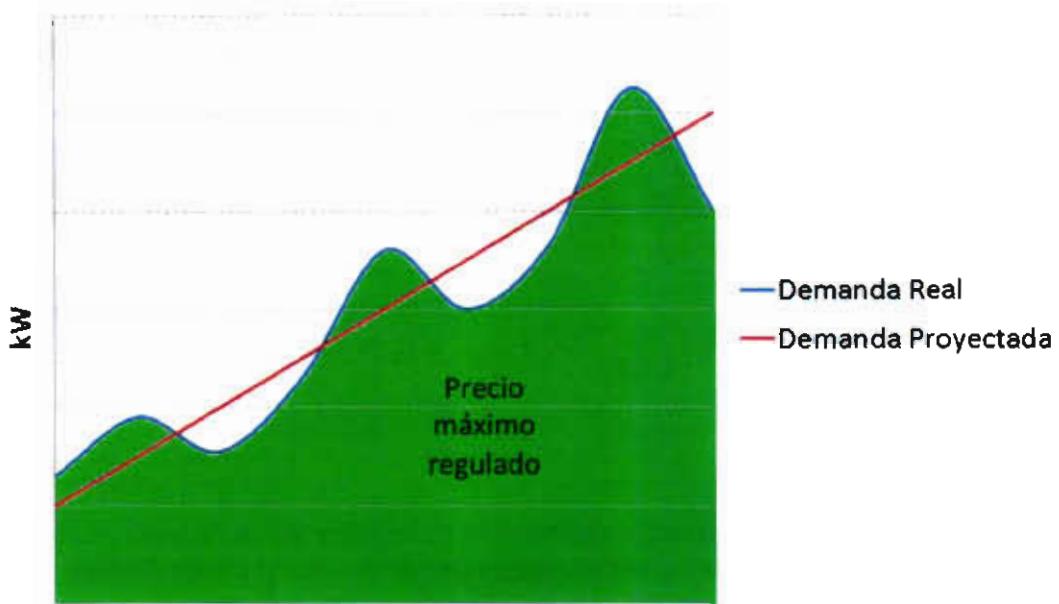
Las condiciones a tener en cuenta serán las siguientes:

- El adjudicatario y la autoridad contratante no podrán modificar la asignación del riesgo de demanda definido al inicio del proceso competitivo y estipulado en el contrato suscrito.
- Si el riesgo de demanda fue asignado a los usuarios y la demanda real es menor o igual a la demanda proyectada en el inicio del contrato se entenderá que el adjudicatario tiene un ingreso regulado fijo.
- Si el riesgo de demanda fue asignado a los usuarios y la demanda real es mayor a la demanda proyectada en el inicio del contrato se entenderá que el adjudicatario tiene un ingreso regulado variable.

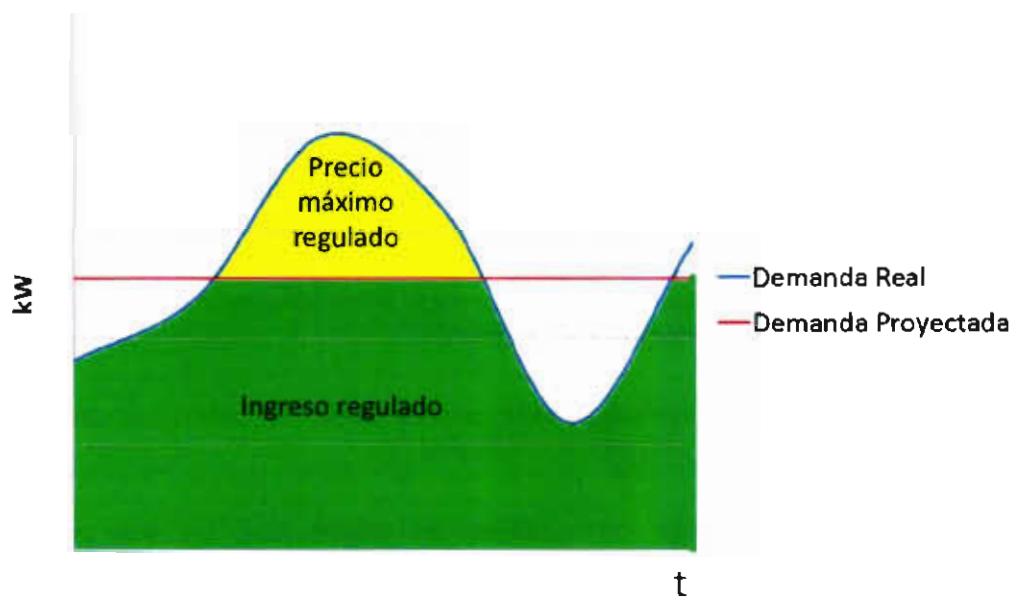
## 6.3 FÓRMULA TARIFARIA GENERAL

Para determinar cada componente de la fórmula tarifaria general (generación, distribución y comercialización) se deberá tener en cuenta la asignación del riesgo de demanda, lo cual incide directamente en la remuneración del servicio, y por tanto en el costo de prestación del mismo.

Cuando el adjudicatario asume el riesgo de demanda, dicho adjudicatario deberá incluir en su propuesta los costos de inversión y gastos de administración, operación y mantenimiento – AOM por variaciones proyectadas de la demanda. La metodología a utilizar en este caso es la de precio máximo regulado (*price cap*). Ver Figura 1



Cuando los usuarios asumen el riesgo de demanda la empresa compite por un ingreso mínimo y el costo que se genere por una variación en la demanda se le traslada al usuario. En este caso se pueden presentar dos situaciones: Si la demanda real es menor o igual a la demanda proyectada la metodología a aplicar es la del ingreso regulado (revenue cap) y, si es el caso contrario, donde la demanda demanda real es mayor a la demanda proyectada la metodología será la de precio máximo regulado (price cap). Ver Figura 2.



a) **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 área de servicio exclusivo, la fórmula tarifaria general aplicable a los usuarios regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica tendrá los siguientes componentes:

$$CU_{n,m} = \frac{G_m + A_m}{(1 - p_{D,n,m})} + D_{n,m} + C_m + TM_m + Itv_m$$

Donde:

$CU_{n,m}$ : Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, para el nivel de tensión n, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

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

$p_{D,n,m}$ : Pérdidas de energía del sistema de distribución, en el nivel de tensión n, 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. Este valor se expresa como una fracción de la energía medida en los bornes del generador, que sea transferida al sistema de distribución.

$D_{n,m}$ : Componente de distribución, para el nivel de tensión n, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$n$ : Niveles de tensión del sistema de distribución del área de servicio exclusivo.

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

$TM_m$ : Cargo de monitoreo correspondiente al mes m de prestación del servicio, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$Itv_m$ : Costos de intervención correspondiente al mes m de prestación del servicio, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$A_m$ : Ahorro en los costos de combustibles de origen fósil, ya sea por la incorporación de equipos que mejoren la eficiencia de las plantas de generación, por el reemplazo de alguna de éstas o por la sustitución de

combustible o incluso de la fuente de energía, en el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

A continuación, se presentan las fórmulas para calcular cada componente cuando el riesgo de demanda se asigna a los usuarios y cuando dicho riesgo es asignado al adjudicatario:

Actividad	Usuarios asumen el riesgo de demanda	Adjudicatario asume el riesgo de demanda
<b>Generación:</b>	<p>(i) Si <math>Dr_t \leq Dp_t</math> :</p> $G_m = GIAOM_m + Gc_m$ $GIAOM_m = \frac{(IAOMg_t) \left( \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)}{12 V_{p-1}} FA_m$ <p>(ii) Si <math>Dr_t &gt; Dp_t</math> :</p> $GIAOM_m = \frac{(IAOMg_t) \left( \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right) \left( 1 + \frac{Dr_t - Dp_t}{Dp_t} \right)}{12 V_{p-1}} FA_m$	
<b>Distribución:</b>	<p>(i) Si <math>Dr_t \leq Dp_t</math> :</p> $D_{n,m} = DIAOM_{n,m}$ $DIAOM_m = \frac{(IAOMd_{n,t}) \left( \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)}{12 V_{p-1}} FA_m$ <p>(ii) Si <math>Dr_t &gt; Dp_t</math> :</p> $DIAOM_m = \frac{(IAOMd_{n,t}) \left( \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right) \left( 1 + \frac{Dr_t - Dp_t}{Dp_t} \right)}{12 V_{p-1}} FA_m$	$GIAOM_m = IAOMg_m \left( \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)$ $DIAOM_{n,m} = IAOMd_{n,m} \left( \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)$
<b>Comercialización:</b>	<p>(i) Si <math>Dr_t \leq Dp_t</math> :</p> $C_m = CIAOM_m$	

	$CIAOM_m = \frac{(IAOMc_t) \left( \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)}{12 V_{p-1}} FA_m$ <p>(ii) Si <math>Dr_t &gt; Dp_t</math> :</p> $CIAOM_m = \frac{(IAOMc_t) \left( \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right) \left( 1 + \frac{Dr_t - Dp_t}{Dp_t} \right)}{12 V_{p-1}} FA_m$	
--	--	--

Donde:

$Dr_t$ : Demanda real atendida por el adjudicatario para el año t del período de vigencia de la obligación de prestación del servicio, expresada en kilovatios hora (kWh).

$Dp_t$ : Demanda proyectada para el año t del período de vigencia de la obligación de prestación del servicio, expresada en kilovatios hora (kWh).

#### 6.4 FÓRMULA TARIFARIA PARA LAS ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO OTORGADAS A UN ÚNICO ADJUDICATARIO PARA TODAS LAS ACTIVIDADES DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZNI

La fórmula tarifaria general para estos casos es:

$$CU_{n,m} = IAOM_{n,m} + \frac{Gc_m + A_m}{(1 - p_{D,n,m})} + TM_m + Itv_m$$

a) Cuando los usuarios asumen el riesgo de demanda:

El  $IAOM_{n,m}$  se estima dependiendo de las siguientes situaciones:

Si la demanda real es menor o igual a la demanda proyectada:

$$IAOM_{n,m} = \frac{(IAOM_{n,t}) \left( \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)}{12 V_{p-1}} (FA_m)$$

Si la demanda real es mayor a la demanda proyectada:

$$IAOM_{n,m} = \frac{(IAOM_{n,t}) \left( \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right) \left( 1 + \frac{Dr_t - Dp_t}{Dp_t} \right)}{12 V_{p-1}} (FA_m)$$

- b) Cuando el adjudicatario asume el riesgo de demanda:

$$IAOM_{n,m} = (IAOM_{n,m}) \left( \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)$$

## 7. EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS

A continuación se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC:

### SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, SIC

### CUESTIONARIO EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS

**OBJETO PROYECTO DE REGULACIÓN:** La mencionada resolución, tiene por objeto definir las reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos, y los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos, para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las zonas no interconectadas.

**No. DE RESOLUCIÓN O ACTO: 076 DE 2016**

---

**COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE:** COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS, CREG

**RADICACIÓN:**

---

Bogotá, D.C. \_\_\_\_\_

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.	<p>¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados?</p> <p>Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:</p>	<input checked="" type="checkbox"/>			<p>En ningún momento con la propuesta que se está presentando se limita el número de empresas que participan en los mercados relevantes, ya que se trata de una metodología que puede ser aplicada a cualquier empresa que preste las actividades allí descritas, estableciendo criterios para su conformación sin establecerse barreras de entrada o geográficas.</p>
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.	<input checked="" type="checkbox"/>			
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.	<input checked="" type="checkbox"/>			
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.	<input checked="" type="checkbox"/>			

*mfj*

1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.	X		
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.	X		
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:			La propuesta de regulación propende por que sean reconocidos las inversiones y los gastos de administración, operación y mantenimiento en las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en un área de servicio exclusivo, estableciendo lineamientos para que se adopten esquemas eficientes de prestación del servicio.
1.6.1	Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o	X		

1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.	X		
2 <sup>a</sup> .	<p>¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados?</p> <p>Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:</p>	X		
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.	X		
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos	X		
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.	X		

2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.	X		
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.	X		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.	X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su firma de organización industrial.	X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-	X		
3.	<p>¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados?</p> <p>Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:</p>	X		En relación con este punto debemos observar que la propuesta en ningún momento se encuadra dentro de las preguntas que se relaciona con el aspecto referente a la reducción de incentivos para competir entre ellas.

3.1	Genera un régimen de autorregulación o corregulación.	X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.	X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.	X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.	X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sujetas a la ley de competencia.	X		

4.0	<b>CONCLUSIÓN FINAL</b>	<input checked="" type="checkbox"/>		Teniendo en cuenta las observaciones realizadas en el presente formulario, se concluye que la propuesta regulatoria, propende por garantizar la eficiencia económica y la calidad y ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica en las áreas de servicio exclusivo que a partir de los lineamientos dados se conformen, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994.
-----	-------------------------	-------------------------------------	--	--