



Ministerio de Minas y Energía

**COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

**RESOLUCIÓN No. 199 DE 2016**

( 21 NOV. 2016 )

Costos y cargos unificados de distribución y comercialización para el STR y SDL resultante de la integración de los sistemas anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

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

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

**CONSIDERANDO QUE:**

De acuerdo con lo previsto en el Artículo 23, literal d), y 41 de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas;

Mediante la Resolución CREG 068 de 1998 se establecieron disposiciones relativas a la integración de mercados de comercialización y distribución de electricidad;

Mediante la Resolución CREG 097 de 2008, modificada por las resoluciones CREG 133, 135 y 166 de 2008; la Comisión aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional (STR) y de distribución local (SDL), incluyendo normas relativas a la fusión de mercados de energía eléctrica;

Mediante la Resolución CREG 180 de 2014 la Comisión aprobó los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional, incluyendo normas relativas a la fusión de mercados de energía eléctrica;

Mediante la Resolución CREG 100 de 2009, modificada, entre otras, por las resoluciones CREG 111 de 2012 y 091 de 2016, la Comisión aprobó el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 y los cargos máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por Codensa S.A. E.S.P. en el sistema de transmisión regional (STR) y en el sistema de distribución local (SDL);

Costos y cargos unificados de distribución y comercialización para el STR y SDL resultante de la integración de los sistemas anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

Mediante la Resolución CREG 101 de 2009, modificada por la Resolución CREG 082 de 2010, la Comisión aprobó el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 y los cargos máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., en adelante EEC, en el sistema de transmisión regional (STR) y en el sistema de distribución local (SDL);

Mediante las resoluciones CREG 119 de 2010 y 018 de 2011 la Comisión estableció los Índices de Referencia de la Discontinuidad de las empresas Codensa S.A. E.S.P. y EEC S.A. E.S.P. respectivamente;

Mediante las resoluciones CREG 120 y 186 de 2015 la Comisión aprobó los costos base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales de los mercados de comercialización atendidos por Codensa S.A. E.S.P. y la EEC S.A. E.S.P. respectivamente;

El artículo 4° de la Resolución CREG 128 de 1996, modificado por la Resolución 024 de 2009, establece el límite a la participación en la actividad de comercialización en 25%;

A través de la comunicación con radicado CREG E-2016-007875, las empresas Codensa S.A. E.S.P. y EEC S.A. E.S.P. solicitaron la integración de sus mercados de comercialización;

Para efectos de asignación de subsidios la CREG expidió la Resolución CREG 186 de 2010, diferenciando la aplicación de límites de subsidios para mercados nuevos y para mercados existentes, considerando que un mercado nuevo de comercialización es conformado por aquel sistema que solicita aprobación de cargos a la Comisión por primera vez, mientras que el sistema resultante de la integración de dos mercados existentes no se considera como un mercado nuevo de comercialización;

El porcentaje de participación directa de una empresa en la actividad de comercialización, calculado como el cociente, multiplicado por cien, entre la demanda comercial de las empresa, incluida la cantidad que ella atiende de la demanda no doméstica, y la suma de la demanda total y la demanda no doméstica; es igual a 21%. Este cálculo se efectuó considerando la demanda comercial de las empresas Codensa S.A. E.S.P., EEC S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P. en el período julio 2015 – junio 2016;

Dado que no existe una norma asociada con la determinación de las variables IRAD, IRADK e IRGP para una empresa resultante de la integración de dos OR, se asimila la norma de ponderación de los valores de cada una de ellas por la energía en cada nivel de tensión, al igual que las demás variables presentadas;

Los datos de energía de 2007 de cada nivel de tensión con base en los cuales se efectuaron las ponderaciones correspondientes son:

Costos y cargos unificados de distribución y comercialización para el STR y SDL resultante de la integración de los sistemas anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

Concepto	CODENSA	EEC
Energía útil del nivel de tensión 3 ( $Eu_{j,3}$ ) (kWh)	2.157.558.303	646.690.577
Energía útil del nivel de tensión 2 ( $Eu_{j,2}$ ) (kWh)	9.829.548.410	577.464.951
Ventas de energía nivel de tensión 1 ( $V_{j,1}$ ) (kWh)	6.418.046.624	343.433.237

Los datos de cantidad de facturas para efectos de ponderar los valores de comercialización son:

	CODENSA	EEC
Número de facturas (julio 2015 - junio 2016)	34.363.149	2.890.858

La Comisión, en sesión No. 746 del día 21 de noviembre de 2016 acordó expedir la presente resolución;

**RESUELVE:**

**Artículo 1. Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4.** El Costo Anual por el Uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 para el sistema resultante de la integración de los Sistemas de Transmisión Regional anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., calculado en la forma establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, es el siguiente:

Costo Anual por el Uso de los Activos	Pesos de diciembre de 2007
Nivel de tensión 4 ( $CA_{j,4}$ )	173.928.332.647

**Artículo 2. Cargos Máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1.** Los Cargos Máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., calculados en la forma establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, son los siguientes:

Cargo Máximo	\$ / kWh (Pesos de diciembre de 2007)
Nivel de Tensión 3 ( $CD_{j,3}$ )	29,67
Nivel de Tensión 3 ( $CD_{j,2}$ )	45,63
Nivel de Tensión 1 por inversión ( $CDI_{j,1}$ )	26,17
Nivel de Tensión 1 por AOM ( $CDM_{j,1}$ )	8,23

**Parágrafo 1.** Los cargos por uso resultantes de la aplicación de los Cargos Máximos de que trata el presente artículo serán liquidados y facturados por el OR a cada uno de los Comercializadores que atienden Usuarios Finales conectados a su sistema en los niveles de tensión 3, 2 y 1.

Costos y cargos unificados de distribución y comercialización para el STR y SDL resultante de la integración de los sistemas anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

**Parágrafo 2.** Los Cargos Máximos de que trata este artículo serán liquidados y facturados por el OR a los OR que tomen energía de su sistema en estos niveles de tensión.

**Artículo 3. Aplicación de los Cargos Máximos.** Los Cargos Máximos de que trata el artículo 2 de la presente Resolución constituyen topes máximos, razón por la cual el Operador de Red podrá aplicar cargos inferiores siempre y cuando cumplan con los criterios tarifarios de ley.

**Artículo 4. Porcentaje de AOM de referencia.** El Porcentaje de AOM de referencia para el OR del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., calculado en la forma establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, es igual a:

Porcentaje de AOM	%
De Referencia ( $PAOM_{j,ref}$ )	2,44

**Artículo 5. Costos de reposición de la inversión.** Los costos de reposición de la inversión del OR del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. para cada nivel de tensión, calculados en la forma establecida en la Resolución CREG-097 de 2008, son los siguientes:

Costo de Reposición de Inversión	Pesos de diciembre de 2007
Para el Nivel de Tensión 4 ( $CRI_{j,4}$ )	900.345.582.013
Para el Nivel de Tensión 3 ( $CRI_{j,3}$ )	298.739.889.156
Para el Nivel de Tensión 2 ( $CRI_{j,2}$ )	2.197.796.390.254
Para el Nivel de Tensión 1 ( $CRI_{j,1}$ )	2.342.918.673.726

**Artículo 6. Pérdidas reconocidas.** Las pérdidas reconocidas para cada nivel de tensión del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., calculadas en la forma establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, son:

Índice de pérdidas reconocidas	%
Nivel de Tensión 4 ( $P_{j,4}$ )	0,91
Nivel de Tensión 3 ( $P_{j,3}$ )	2,08
Nivel de Tensión 2 ( $P_{j,2}$ )	1,75
Nivel de Tensión 1 ( $P_{j,1}$ )	9,58

**Artículo 7. Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad,  $IRAD_{n,p}$ .** El Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad.  $IRAD_{n,p}$ , para el SDL operado por el OR del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. es el siguiente:

Costos y cargos unificados de distribución y comercialización para el STR y SDL resultante de la integración de los sistemas anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

TRIMESTRE	IRAD
1	0,0027884
2	0,0034284
3	0,0028860
4	0,0034267

**Tabla 1.** IRAD por trimestre para el nivel de tensión 1.

TRIMESTRE	IRAD
1	0,0017613
2	0,0017893
3	0,0018730
4	0,0020322

**Tabla 2.** IRAD por trimestre para el nivel de tensión 2 y 3 agregado.

**Artículo 8. Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad para el año k,  $IRADK_{n,p,k}$ .** El Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad para el año k,  $IRADK_{n,p,k}$  del SDL operado por el OR del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. es el siguiente:

AÑO	TRIMESTRE	IRADK
2006	1	0,0031110
2007	1	0,0024658
2006	2	0,0041492
2007	2	0,0027076
2006	3	0,0035505
2007	3	0,0022215
2006	4	0,0033027
2007	4	0,0035506

**Tabla 3.** IRADK para el nivel de tensión 1.

AÑO	TRIMESTRE	IRADK
2006	1	0,0021844
2007	1	0,0013383
2006	2	0,0021962
2007	2	0,0013825
2006	3	0,0027446
2007	3	0,0010014
2006	4	0,0019873
2007	4	0,0020772

**Tabla 4.** IRADK para el nivel de tensión 2 y 3 agregado.

Costos y cargos unificados de distribución y comercialización para el STR y SDL resultante de la integración de los sistemas anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

**Artículo 9. Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad IRGP<sub>n,q,p</sub>.** El Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad IRGP<sub>n,q,p</sub> del OR del sistema resultante de la integración de los Sistemas de Distribución Local anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. es el siguiente:

GRUPO	TRIMESTRE	IRGP
1	1	0,0008046
2	1	0,0019227
3	1	0,0028883
4	1	0,0055381
1	2	0,0010182
2	2	0,0020143
3	2	0,0037482
4	2	0,0069276
1	3	0,0013546
2	3	0,0025832
3	3	0,0028711
4	3	0,0047443
1	4	0,0012019
2	4	0,0020490
3	4	0,0036393
4	4	0,0068165

**Tabla 5.** IRGP para el nivel de tensión 1.

GRUPO	TRIMESTRE	IRGP
1	1	0,0007418
2	1	0,0020998
3	1	0,0016221
4	1	0,0025813
1	2	0,0008334
2	2	0,0017663
3	2	0,0011878
4	2	0,0033698
1	3	0,0007675
2	3	0,0017251
3	3	0,0021312
4	3	0,0028684
1	4	0,0010473
2	4	0,0019214
3	4	0,0010576
4	4	0,0041027

**Tabla 6.** IRGP para el nivel de tensión 2 y 3 agregado.

Costos y cargos unificados de distribución y comercialización para el STR y SDL resultante de la integración de los sistemas anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

**Artículo 10. Costo base de comercialización.** El costo base de comercialización para el mercado de comercialización resultante de la integración de los anteriormente atendidos por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., conforme con lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 180 de 2014, es:

Año	2015
<b>Cf<sub>j</sub> [\$ dic-2013 / factura]</b>	<b>5.549,92</b>

**Artículo 11. Riesgo de cartera para usuarios tradicionales.** La prima de riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales en el mercado de comercialización resultante de la integración de los anteriormente atendidos por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., EEC, conforme a lo establecido en el numeral 1 del artículo 14 de la Resolución CREG 180 de 2014, es:

$$RCT_j = 0,2284\%$$

**Artículo 12. Riesgo de cartera para la atención de usuarios ubicados en áreas especiales.** La prima de riesgo de cartera por la atención de usuarios ubicados en áreas especiales en el mercado de comercialización resultante de la integración de los anteriormente atendidos por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., conforme a lo establecido en el numeral 2 del artículo 14 de la Resolución CREG 180 de 2014, es:

$$RCAE_{j,t} = 0 \%$$

**Artículo 13. Recursos.** La presente Resolución deberá notificarse a las empresas Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. Contra lo dispuesto en este acto procede el recurso de reposición, el cual se podrá interponer ante la Dirección Ejecutiva de la CREG dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de su notificación.

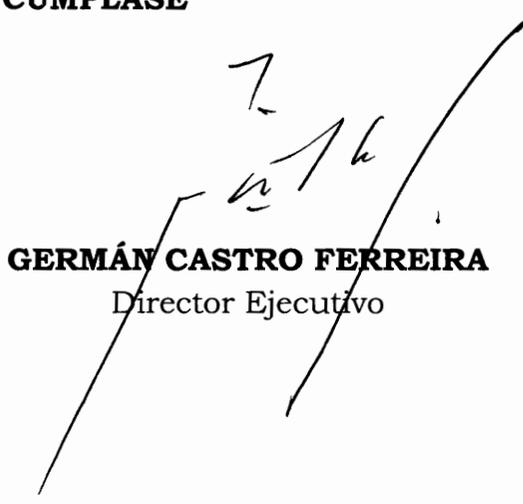
**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá. D. C., a 21 NOV. 2016

  
RUTTY PAOLA ORTÍZ JARA

Viceministra de Energía

Delegada del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

  
GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo