



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN Co\* DE LA  
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. Y  
DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A.  
E.S.P.**

**DOCUMENTO CREG-029  
17 DE MAYO DE 2007**

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

## TABLA DE CONTENIDO

1	ANTECEDENTES Y TRÁMITE DE LA ACTUACIÓN .....	3
2	METODOLOGÍA DE CÁLCULO.....	5
3	CÁLCULO DEL COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. ....	6
3.1	VARIABLES UTILIZADAS EN EL ANÁLISIS DEA .....	8
3.2	PROPUESTA A LA COMISIÓN.....	10
4	CÁLCULO DEL COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P. - ENERCA.....	11
4.1	VARIABLES UTILIZADAS EN EL ANÁLISIS DEA .....	12
4.2	PROPUESTA A LA COMISIÓN.....	14

## **COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. Y LA EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P**

### **1 ANTECEDENTES Y TRÁMITE DE LA ACTUACIÓN**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas mediante Resolución CREG-031 de abril de 1997, adoptó la Fórmula General para el cálculo de los costos de prestación del servicio de energía eléctrica, estableció la metodología aplicable para el cálculo del costo base de comercialización y definió el Mercado de comercialización como el *"conjunto de usuarios regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local."* Por su parte la Resolución CREG-007 de 1999, Artículo 3o., estableció que en el evento en que un comercializador desee prestar el servicio en un mercado para el cual la CREG no haya fijado un Costo Base de Comercialización (Co\*), deberá presentar ante la Comisión el estudio de costos necesario para que la Comisión apruebe dicho Co\*, de acuerdo con lo establecido en las Resoluciones CREG-031, CREG-077 y CREG-244 de 1997, y demás normas que las sustituyan, complementen o adicionen.

Conforme a lo establecido en la Resolución CREG-031 de 1997 la Comisión aprobó la resolución CREG 049 de 1997 *"Por la cual se fija el Costo Base de Comercialización para la Electrificadora de Boyacá S.A. E.S.P., aplicable a los usuarios regulados que estén conectados al Sistema de Transmisión Regional y/o Sistema de Distribución Local de la misma empresa"*;

En el año 2003, dando aplicación a la metodología establecida en la Resolución CREG-082 de 2002, la Comisión aprobó la Resolución-CREG 040 por la cual se definieron *"el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4, el Costo Anual de los activos de conexión al STN y los cargos máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1, de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SDL) operados por la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P."*;

Mediante comunicación con radicado CREG E-2006-002437 la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. –EEBSA-, y la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. –ENERCA- manifestaron a la Comisión la decisión de conformar del mercado de comercialización existente dos sistemas de distribución local independientes, y en la misma comunicación formularon algunas inquietudes relacionadas con el procedimiento de escisión, las cuales fueron resueltas en la comunicación CREG S-2006-001370.

Con comunicaciones radicadas ante la CREG con los números E-2006-006810 y E-2006-006812 del 22 de septiembre de 2006, la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. y la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., respectivamente, presentaron a la comisión la solicitud de aprobación del Costo Base de Comercialización para los nuevos mercados de comercialización resultantes de la escisión del STR y el SDL actualmente operados por la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. Así mismo mediante comunicaciones E-2006-006811 de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., y E-2006-006813 de la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., sometieron a aprobación de la Comisión los costos anuales de los activos de Nivel de Tensión 4, y los cargos máximos de los Niveles de tensión 3, 2 y 1 de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SDL), resultantes de la separación de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de

Distribución Local (SDL) operados actualmente por la Empresa de Energía de Boyacá S. A. E.S.P.

Como resultado de la escisión de la operación de los activos y atención de los usuarios presentada por Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. se configuran dos nuevos mercado de comercialización diferentes al mercado para el cual se definió un Co\* para la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. que por tanto requiere la aprobación de nuevos cargos de comercialización para cada uno de ellos. Estos nuevos mercados corresponderán a los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SDL) que en adelante serán operados por cada una de las empresas y para los cuales la Comisión defina los respectivos cargos de distribución.

Mediante comunicaciones CREG S-2006-002581 y S-2006-002583, se solicitó a las empresas completar la información requerida en las Resoluciones CREG 031 de 1997 y 007 de 1999 para dar trámite a la solicitud de cargos. La información fue aportada por la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. con el radicado E-2006-008828 y por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., con radicado E-2006-009079.

En Auto de la Dirección Ejecutiva con fecha diciembre 27 de 2006 se dispuso dar inicio a la actuación administrativa para la aprobación del Costo Base de Comercialización de los nuevos mercados, y dando cumplimiento a lo establecido en los artículos 15 y 16 del Código Contencioso Administrativo, se ordenó a las empresas realizar una publicación en un periódico de amplia circulación informando sobre su solicitud. El auto fue comunicado a las empresas solicitantes mediante las comunicaciones CREG S-2006-003501 y S-2006-003502.

En comunicaciones radicadas con los números E-2007-000219, remitida por EBSA, y E-2006-000293 por ENERCA, las empresas remitieron copia de las publicaciones realizadas.

En el trámite de la actuación administrativa se solicitó a las empresas aclaraciones sobre la información contenida en los estudios de costos presentados, radicados S-2007-000894, S-2007-000906, S-2007-001095 y S-2007-001094. Las empresas presentaron las aclaraciones solicitadas con radicados E-2007-002487, E-2007-003256, E-2007-002520, E-2007-003228, E-2007-003274 y E-2007-003482.

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 14 del Código Contencioso Administrativo la comisión informó a la empresa Enertotal S.A. E.S.P., radicación S-2007-001278 y Conenergía del Centro S.A. E.S.P., radicación S-2007-001279 sobre la actuación administrativa para que, de considerarlo necesario, se hicieran parte e hicieran valer sus derechos.

La Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. y la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. remitieron comunicación conjunta, radicado E-2006-002474, manifestando:

*“Como es conocido por usted, la Empresa de Energía de Boyacá, S. A. E.S.P., se encuentra adelantando los trámites legales necesarios para entregar simultáneamente a ENERCA S. A. E.S.P., tanto la comercialización como la distribución de energía en el Departamento de Casanare, razón por la cual se acudió ante su despacho para que se definieran los cargos de Distribución y Comercialización de las dos empresas como requisito fundamental para la escisión de este mercado.*

*La operación y comercialización de energía tiene inmersa una serie de actividades que operativamente deben ser concomitantes con la expedición de las Resoluciones de la CREG, para evitar graves traumatismos para las empresas. Es así que se debe adelantar el trámite de compra de energía por parte de ENERCA, la desvinculación del personal de EBSA que hoy se encuentra en la zona de Casanare, la implementación del sistema de información comercial de ENERCA y todo lo relacionado con la cartera y entrega de instalaciones entre otros.*

*Las actividades anteriormente relacionadas tienen un período de ejecución que conjuntamente las empresas han estimado en dos (2) meses contados a partir de la fecha de aprobación de los cargos; por lo cual respetuosamente solicitamos, ante la pronta expedición e las resoluciones, que se considere este plazo en la fecha a partir de la cual se deben aplicar los nuevos cargos*

*Le reiteramos la urgente necesidad de ser tenida en cuenta nuestra solicitud con lo cual se evitarán traumatismos para las dos empresas y de alguna manera para los usuarios”*

No es posible atender positivamente esta última solicitud de las empresas dado que, como se vio anteriormente, la escisión del mercado anteriormente atendido por la Empresa de Energía de Boyacá da lugar a la definición de dos mercados nuevos de comercialización que están atados a los nuevos STR y SDL que atenderá cada operador de red y para los cuales la Comisión debe aprobar los cargos respectivos. Se considera en todo caso que las razones aducidas por las empresas corresponden a eventos que eran previsibles y pueden ser sorteados sin que para ello deba aplazarse la aplicación de los cargos solicitados.

## **2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO**

A continuación se describe la metodología para establecer el Costo Base de Comercialización Co\* definida en el Anexo 2 de la Resolución CREG 031 de 1997.

Para establecer el Costo Base de Comercialización eficiente Co\* se adopta la metodología de punto extremo: “Análisis Envoltante de Datos”. Este método de punto extremo se utiliza para evaluar la eficiencia relativa de un grupo de unidades administrativas o productivas, y permite construir una frontera de eficiencia relativa.

Con la metodología, si una muestra de comercializadores de un universo están en capacidad de producir *Y* unidades de *producto*, dadas *X* unidades de *insumos*, entonces otros comercializadores deben estar en capacidad de hacer lo mismo si operan eficientemente.

### **1. Procedimiento:**

- a) Se depuran los Costos de Comercialización propuestos, dejándolos netos de riesgos, retornos de capital y márgenes de comercialización.
- b) Se divide el universo de empresas en dos grupos, utilizando como criterio la mediana con relación a la Escala (Número de Facturas). El modelo de “Análisis Envoltante de Datos” se aplica para cada grupo.
- c) La variable *producto* está relacionada con el Costo de Comercialización depurado de los comercializadores, utilizando como insumos las siguientes variables: Densidad (Facturas/km de Red), Escala (Número de Facturas), y Nivel de Productividad (Planta de Personal).

- d) Una vez definidos el *producto* y los *insumos*, se establece una relación funcional entre los mismos que refleje la eficiencia relativa de cada comercializador.
- e) Mediante el modelo de optimización se establecen los parámetros que ponderan, para cada comercializador, el peso relativo de los insumos, obteniendo el nivel de producto eficiente para cada comercializador.

## **2. Costo Base de Comercialización:**

- a) Sobre el Costo de Comercialización eficiente obtenido para cada comercializador, se establece un margen del 15%.
- b) El margen del 15% cubre tanto los riesgos de la actividad de Comercialización como el retorno del capital comprometido.

## **3 CÁLCULO DEL COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.**

La Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número E-2006-006810 del 22 de septiembre de 2006, solicitó la aprobación de un Costo Base de Comercialización Co\* de 10.901 \$/Factura, en Pesos de diciembre de 2005, y en la misma comunicación presentó la discriminación de costos por actividad.

En comunicación CREG S-2006-002581 del 24 de octubre de 2006 la Comisión solicitó a la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. que complementara la información enviada inicialmente, requiriendo el estudio de costos sustentado, la relación de facturas para el año 2004 y 2005 de la zona que correspondería al nuevo mercado de comercialización de Boyacá, el número de personas que trabajan en la empresa y los kilómetros de red en cada Nivel de Tensión, conforme a lo dispuesto en la metodología vigente.

Mediante comunicación con Radicado CREG E-2006-008828 del 4 de diciembre de 2006, la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. presentó el estudio de costos en el cual solicita un Costo Base de Comercialización Co\* de 12.744 \$/Factura, en Pesos de diciembre de 2005. Según el estudio, la diferencia de éste costo respecto al solicitado inicialmente se justifica por un error del cálculo inicial relacionado con las facturas utilizadas en algunas actividades<sup>1</sup>.

En comunicación CREG S-2007-000894 del 14 de marzo de 2007 la Comisión solicitó a la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. que justificara las causas para incluir algunas actividades dentro de los costos totales de comercialización y los criterios utilizados para estimar el rendimiento de los funcionarios en ciertas actividades, entre otros. En comunicación E-2007-002487 la Empresa dio alcance a esta comunicación.

---

<sup>1</sup> La justificación se presenta en el Numeral 3.7 OTROS COSTOS del "Estudio de Costos - Costo Base de Comercialización Co\*"

En comunicación CREG S-2007-001095 del 9 de abril de 2007 la Comisión solicitó a la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. aclaraciones adicionales de los numerales 3.7.3, 3.7.9 y 3.7.10 del estudio de costos de comercialización, las cuales fueron presentadas por la Empresa mediante comunicación CREG E-2007-003256 del 20 de abril de 2007.

Una vez revisada y analizada la información de costos de comercialización presentada en el estudio de costos, así como las aclaraciones dadas por la Empresa en las comunicaciones anteriormente citadas, se procedió a realizar la depuración de los costos de comercialización considerando los siguientes aspectos:

- No se incluyen los costos asociados con las actividades de provisión de cartera y suspensión y reconexión.
- El costo de aportes a entidades se depura de la siguiente manera: i) no se incluye el costo de aportes a la CREG y a la SSPD<sup>2</sup> ii) De los aportes a la CGR se reconoce el 54.43%<sup>3</sup> del valor pagado en el año 2006, ajustado por el porcentaje del nuevo mercado de Boyacá respecto al mercado existente en el año 2006<sup>4</sup>.
- Para la aplicación de la metodología de DEA, al costo depurado no se le incluye el margen del 15%.

En la Tabla 1 se presenta para cada actividad los costos solicitados por la Empresa de Energía de Boyacá y los costos depurados por la Comisión.

Del costo de comercialización finalmente solicitado de 12.744 \$/factura (11.082 \$/factura sin incluir el margen del 15%) se obtiene un costo depurado de 9.887 \$/factura (8.598 \$/factura sin el margen del 15%).

---

<sup>2</sup> Los aportes realizados a la CREG y a la SSPD se reconocen como costos adicionales del mercado mayorista – O - del costo unitario, por lo cual no se incluyen en este cargo.

<sup>3</sup> En comunicación E-2007-003256 la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., estima que el 54.43% del costo total pagado a la CGR corresponde a la actividad de comercialización.

<sup>4</sup> El porcentaje de facturas del nuevo mercado de Boyacá corresponde al 82,8% del total de facturas del mercado integrado (Boyacá 223.494 y Casanare 46.575)

ACTIVIDAD	COSTO SOLICITADO	COSTO DEPURADO
Atención al cliente	1,287	1,287
Provisión cartera	1,194	
Suspensión/reconexión	1,073	
Lectura/entrega facturas	986	986
Costos administrativos	971	971
Facturación	885	885
Recuperación pérdidas	842	842
Atención y reclamos	744	744
Recaudo	709	709
Impuestos I & C	543	543
Costos por oficinas	447	447
Aportes a entidades	357	141
Áreas locativas	352	352
Operación (servicios)	232	232
Precritica y Critica	188	188
Laboratorio de medida	156	156
Departamento cartera	113	113
<b>TOTAL SIN MARGEN DEL 15%</b>	<b>11,082</b>	<b>8,598</b>
<b>TOTAL CON MARGEN DEL 15%</b>	<b>12,744</b>	<b>9,887</b>

**Tabla 1 Depuración de cargos de comercialización mercado de Boyacá [\$ Dic 2005]**

### 3.1 VARIABLES UTILIZADAS EN EL ANÁLISIS DEA

Para la aplicación del análisis DEA, la Empresa de Energía de Boyacá S.A E.S.P. se clasifica en el grupo de las grandes empresas<sup>5</sup> considerando el número de facturas de su nuevo mercado.

Con el propósito de utilizar para la Empresa de Energía de Boyacá S.A E.S.P. los mismos criterios y procedimientos empleados en la definición de cargos de 1997, se realizan ajustes en la información reportada por la Empresa de Energía de Boyacá S.A E.S.P. respecto a los parámetros producto (Costo de comercialización depurado) e insumo (Densidad, Escala y Nivel de Productividad).

<sup>5</sup> Para efectos metodológicos de la comparación de eficiencia entre las empresas comercializadoras pertenecientes al SIN en 1997, las mismas se agruparon en dos conjuntos (grandes y pequeñas) de acuerdo con el número de facturas anuales expedidas por cada una, para luego efectuar el análisis Envolvente de Datos en cada grupo.

- El Costo de Comercialización depurado se lleva a pesos de diciembre de 1996 para el análisis DEA.
- Se hizo una revisión del Nivel de Productividad (Planta de personal), considerando las diferencias en la cantidad de empleados relacionada en el estudio de costos respecto a la cantidad total presentada en los cuadros de información complementaria de la comunicación E-2006-008828. Como resultado de esta revisión se ajustó el número de empleados incluyendo los relacionados en el estudio de costos<sup>6</sup>.
- Para la estimación del parámetro Densidad se utiliza la longitud de las redes de Nivel de Tensión 1.
- Los parámetros utilizados para los demás comercializadores del grupo corresponden a los empleados en la definición de cargos de 1997.

En la Tabla 2 se presentan los parámetros utilizados para las empresas del grupo "grande" en el análisis DEA.

EMPRESA	COSTO DEPURADO \$/factura - \$ Dic 1996]	1/C	FACTURAS / AÑO 1996	FACTURAS / EMPLEADOS	FACTURAS / Km DE RED
BOLIVAR	5,169	0.000193	2,067,869	10,187	1,648
NARIÑO	4,231	0.000236	2,128,159	10,331	654
NORTE SANTANDER	3,278	0.000305	2,425,176	17,832	685
TOLIMA	2,290	0.000437	2,602,553	27,395	291
PACÍFICO	5,151	0.000194	2,730,381	15,426	230
CALDAS	2,642	0.000378	3,510,251	12,274	874
ATLÁNTICO	5,525	0.000181	3,657,945	11,118	1,299
SANTANDER	2,887	0.000346	4,253,845	18,336	758
ANTIOQUIA	5,117	0.000195	4,710,478	5,766	238
CALI	3,677	0.000272	5,196,148	17,378	619
BOGOTÁ	4,412	0.000227	8,270,531	13,024	847
MEDELLÍN	2,783	0.000359	8,343,446	19,403	1,453
BOYACÁ	3,884	0.000257	2,681,928	8,679	301

**Tabla 2 Parámetros DEA Grupo de empresas "grandes"**

Con los anteriores parámetros se desarrollaron las simulaciones en el DEA y los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 3.

<sup>6</sup> No se incluyen los empleados relacionados en las actividades de corte y reconexión.

EMPRESA	EFICIENCIA RELATIVA
BOLIVAR	78%
NARIÑO	93%
NORTE SANTANDER	89%
TOLIMA	100%
PACÍFICO	68%
CALDAS	100%
ATLÁNTICO	52%
SANTANDER	73%
ANTIOQUIA	100%
CALI	54%
BOGOTÁ	53%
MEDELLÍN	58%
BOYACÁ	100%

**Tabla 3 Eficiencia relativa de las Empresas del grupo “grande” según análisis DEA**

La Empresa de Energía de Boyacá se encuentra en la frontera eficiente, por lo tanto, el costo depurado de 3.884 \$/factura<sup>7</sup> corresponde al Costo de Comercialización Eficiente.

Para obtener el Costo Base de Comercialización Co\* de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. se ajusta el Costo de Comercialización Eficiente por el margen del 15% y se lleva a pesos de Diciembre de 1995. El Costo Base de Comercialización Co\* resultante es de 3.672 \$/factura.

En la Tabla 4 se compara el Costo Base de Comercialización Co\* actual (correspondiente al mercado integrado Boyacá y Casanare) y el Costo de Comercialización del nuevo mercado de Boyacá resultado de la aplicación de la metodología vigente.

	\$/Factura - Dic 1995	\$/Factura - Dic 2006
MERCADO ACTUAL BOYACÁ	3,583	10,079
MERCADO NUEVO BOYACÁ	3,672	10,330
DIFERENCIA	89	251

**Tabla 4 Comparación del Costo Base de Comercialización Co\* de Boyacá**

### 3.2 PROPUESTA A LA COMISIÓN

De acuerdo con lo anterior, se propone a la Comisión que se apruebe un Costo Base de Comercialización Co\* = 3.672 \$/factura (pesos de Dic/95) para la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. por el resto del periodo tarifario.

<sup>7</sup> En pesos de diciembre de 1996.

#### **4 CÁLCULO DEL COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P. - ENERCA**

La Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número E-2006-006812 del 22 de septiembre de 2006, solicitó la aprobación de un Costo Base de Comercialización Co\* de 14.004 \$/Factura, en Pesos de diciembre de 2005, y en esta misma comunicación presentó la discriminación de costos por actividad.

En comunicación CREG S-2006-002583 del 24 de octubre de 2006 la Comisión solicitó a ENERCA que complementara la información enviada inicialmente, requiriendo el estudio de costos sustentado, la relación de facturas de los años 2004 y 2005 para la zona que correspondería al nuevo mercado de comercialización de Casanare, el número de personas que trabajan en la empresa y los kilómetros de red en los niveles 1, 2, 3 y 4, conforme a lo dispuesto en la metodología vigente.

Mediante comunicación con Radicado CREG E-2006-009079 del 14 de diciembre de 2006 ENERCA presentó el estudio de costos en el cual solicita un cargo base de comercialización Co\* de 14.943 \$/Factura en Pesos de diciembre de 2005. Según el estudio, la modificación del costo respecto al solicitado inicialmente se justifica por un error de cálculo relacionado con las facturas utilizadas en algunas actividades<sup>8</sup>.

En comunicación CREG S-2007-000906 la Comisión solicitó a ENERCA que justificara las causas para incluir algunas actividades dentro de los costos totales de comercialización y los criterios utilizados para estimar el rendimiento de los funcionarios en ciertas actividades, entre otras. En comunicado E-20007-002520 la Empresa dio alcance a esta comunicación.

En comunicación CREG S-2007-001094 del 9 de abril de 2007 la Comisión solicitó a ENERCA aclaraciones adicionales relacionadas con los numerales 3.7.3 y 3.7.9 del estudio de costos de comercialización, las cuales fueron presentadas en la comunicación CREG E-2007-003228 del 20 de abril de 2007.

En comunicación con radicado CREG E-2007-003482 del 27 de abril de 2007, ENERCA indica que se presenta una inconsistencia entre el número de personas relacionado en el estudio del Costo Base de Comercialización Co\* y el reportado como personal de planta y contratado que se tendrá a futuro, por lo cual solicita que se tenga en cuenta el personal relacionado en el estudio del Costo Base de Comercialización Co\*.

Una vez revisada y analizada la información de costos de comercialización presentada en el estudio de costos, así como las aclaraciones dadas por ENERCA en las comunicaciones anteriormente citadas, se procedió a realizar la depuración de los costos de comercialización<sup>9</sup> con los siguientes criterios:

---

<sup>8</sup> La justificación se presenta en el Numeral 3.7 OTROS COSTOS del "Estudio de Costos - Costo Base de Comercialización Co\*"

<sup>9</sup> De acuerdo con lo establecido en el anexo No. 2 de la Resolución CREG 031 de 1997

- No se incluyen los costos asociados con las actividades de provisión de cartera y suspensión y reconexión.
- No se incluyen costos asociados a aportes a entidades, ya que en la comunicación con radicado CREG E-2007-003228, ENERCA solicita incluir en el cargo únicamente los aportes realizados a la CREG y a la SSPD, no obstante, estos valores se reconocen como costos adicionales del mercado mayorista – O - del costo unitario, por lo cual no se incluyen en este cargo.
- Para la aplicación de la metodología de DEA, al cargo depurado no se le incluye el 15% de utilidad.

En la Tabla 5 se presentan los costos solicitados por la Empresa de Energía de Casanare S.A E.S.P. y los costos depurados por la Comisión para cada actividad.

Del costo de comercialización finalmente solicitado de 14.943 \$/factura (12.994 \$/factura sin incluir el margen del 15%) se obtiene un costo depurado de 12.397 \$/factura (10.780 \$/factura sin el margen del 15%).

ACTIVIDAD	COSTO SOLICITADO	COSTO DEPURADO
Atención al cliente	2,006	2,006
Provisión cartera	629	
Suspensión/reconexión	1,186	
Lectura/entrega facturas	1,150	1,150
Costos administrativos	829	829
Facturación	670	670
Recuperación pérdidas	1,847	1,847
Atención y reclamos	892	892
Recaudo	870	870
Impuestos I & C	615	615
Costos por oficinas	322	322
Aportes a entidades	399	
Áreas locativas	403	403
Operación (servicios)	266	266
Precrítica y Crítica	226	226
Departamento cartera	684	684
<b>TOTAL SIN MARGEN DEL 15%</b>	<b>12,994</b>	<b>10,780</b>
<b>TOTAL CON MARGEN DEL 15%</b>	<b>14,943</b>	<b>12,397</b>

**Tabla 5 Depuración de cargos de comercialización mercado de Casanare [\$ Dic 2005]**

#### 4.1 VARIABLES UTILIZADAS EN EL ANÁLISIS DEA

Para la aplicación del DEA, ENERCA se clasifica en el grupo de las pequeñas empresas considerando el número de facturas de su mercado.

Con el propósito de utilizar para esta empresa, los mismos criterios y procedimientos empleados en la definición de cargos de 1997, se realizan ajustes en la información reportada por ENERCA respecto a los parámetros producto (Costo de comercialización depurado) e insumo (Densidad, Escala y Nivel de Productividad).

- El Costo de Comercialización depurado se lleva a pesos de diciembre de 1996 para el análisis DEA.
- En la depuración del Nivel de Productividad (Planta de personal), no se incluyen los relacionados con las actividades de corte y reconexión.
- Para la estimación del parámetro Densidad se utiliza la longitud de las redes de Nivel de Tensión 1.
- Los parámetros utilizados para los demás comercializadores del grupo corresponden a los empleados en la definición de cargos de 1997.

En la Tabla 6 se presentan los parámetros utilizados para las empresas del grupo bajo de facturas en el análisis DEA.

EMPRESA	COSTO DEPURADO [\$/factura - \$ Dic 1996]	1/C	FACTURAS / AÑO [1996]	FACTURAS / EMPLEADOS	FACTURAS / Km DE RED
CHOCO	4,489.1	0.000223	319,742.0	19,983.9	708.9
CAQUETA	4,618.9	0.000217	389,274.0	12,577.2	938.0
TULUA	1,726.2	0.000579	413,438.0	27,562.5	1,689.2
MAGANGUE	3,817.1	0.000262	439,187.0	9,344.0	1,223.4
GUAJIRA	2,827.0	0.000354	694,627.0	3,775.0	1,030.6
C/MARCA	5,783.4	0.000173	854,800.0	3,097.1	161.4
META	3,283.6	0.000305	1,100,092.0	4,803.9	853.2
CESAR	4,982.7	0.000201	1,140,972.0	6,915.0	667.6
SUCRE	4,377.4	0.000228	1,143,989.0	6,933.3	475.9
QUINDÍO	1,845.5	0.000542	1,261,904.0	11,267.0	1,899.2
CAUCA	2,210.0	0.000452	1,529,766.0	7,948.9	662.6
CÓRDOBA	3,545.0	0.000282	1,799,114.0	8,368.0	1,189.2
HUILA	3,530.7	0.000283	1,867,499.0	12,533.6	317.3
PEREIRA	1,282.0	0.000780	1,980,289.0	12,694.2	2,215.0
CASANARE	4,870.2	0.000205	558,897.0	9,594.8	330.9

**Tabla 6 Parámetros DEA Grupo de empresas "pequeñas"**

Con los anteriores parámetros se desarrollaron las simulaciones en el DEA, y los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 7.

EMPRESA	EFICIENCIA RELATIVA
CHOCO	29.3%
CAQUETA	28.8%
TULUA	36.6%
MAGANGUE	40.4%
GUAJIRA	100.0%
C/MARCA	100.0%
META	82.0%
CESAR	45.7%
SUCRE	56.2%
QUINDÍO	63.5%
CAUCA	93.0%
CÓRDOBA	47.3%
HUILA	83.3%
PEREIRA	80.0%
CASANARE	57.9%

**Tabla 7 Eficiencia relativa de las Empresas según análisis DEA**

De acuerdo con lo anterior, ENERCA se encuentra por encima de la frontera eficiente, por lo cual el costo depurado debe ser ajustado en un 57.9% para obtener el Costo de Comercialización Eficiente.

Para obtener el Costo Base de Comercialización Co\* de la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. se ajusta el Costo de Comercialización Eficiente por el margen del 15% y se lleva a pesos de Diciembre de 1995. El Costo Base de Comercialización Co\* resultante es de 2.666 \$/factura.

En la Tabla 8 se compara el Costo Base de Comercialización Co\* actual (correspondiente al mercado integrado Boyacá y Casanare) y el Costo de Comercialización del nuevo mercado de Casanare resultado de la aplicación de la metodología vigente.

	\$/Factura - Dic 1995	\$/Factura - Dic 2006
MERCADO ACTUAL BOYACÁ	3,583	10,079
MERCADO NUEVO CASANARE	2,666	7,500
DIFERENCIA	-917	-2,579

**Tabla 8 Comparación del Costo Base de Comercialización Co\* de Casanare**

## 4.2 PROPUESTA A LA COMISIÓN

De acuerdo con lo anterior, se propone a la Comisión que se apruebe un Costo Base de Comercialización Co\*= 2.666 \$/factura (pesos de Dic/95), para la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. por el resto del periodo tarifario.

En el anexo 1 se presenta el Proyecto de Resolución para consideración de la Comisión.