

**Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima -RECSA-**

Subestaciones:

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pol. Norm. Neutral (MVA)	Peaje (US\$/año)
1	Chiquico	C.Conexión   69kV   El.   BS   Conv.   Con hil	2		53,834.97
2	Chirrecho	Redes   69kV   BS   Requena   Rural   Conv.	1		49,841.28
3	Parajón	C.Conexión   69kV   El.   BS   Conv.   Con hil	2		53,834.97
4	Polón	Redes   69kV   BS   Requena   Rural   Conv.	1		51,855.38
5	Tolón	C.Conexión   69kV   El.   BS   Conv.   Con hil	2		53,834.97
6	Tolón	Redes   69kV   BS   Requena   Rural   Conv.	1		53,834.97
7	Usumacil	C.Conexión   69kV   El.   BS   Conv.   Con hil	2		49,297.33
8	Usumacil	Redes   69kV   BS   Requena   Rural   Conv.	1		41,647.23
<b>Total</b>					<b>416,475.23</b>

Lineas de Transmisión

No.	Nombre	Descripción	Longitud (km)	Peaje (US\$/año)
1	Amenajol	LI 69kV   DC   1 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   HE	0.18	3,555.95
2	USM-67 - USM-69712	LI 69kV   DC   1 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   HE	0.91	17,442.98
3	Amenajol - Tolón	LI 69kV   CS   1 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   HE	0.10	1,782.76
<b>Total</b>				<b>17,884.79</b>

  

<b>Sistema Principal RECSA</b>	<b>Peaje (US\$/año)</b>
Subestaciones	416,475.23
Lineas de Transmisión	17,884.79
<b>Total</b>	<b>434,361.52</b>

**Transporte de Electricidad de Occidente -IREO-**

Subestaciones:

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pol. Norm. Neutral (MVA)	Peaje (US\$/año)
1	La Esperanza	C.Conexión   230kV   El.   BS   Conv.   Con hil	1		46,227.52
2	Xocob	Redes   230kV   El.   BS   Urbana   Conv.	1		109,479.80
3	Xocob	C.Conexión   230kV   El.   BS   Conv.   Con hil	1		46,227.52
4	Xocob	Redes   230kV   El.   BS   Urbana   Conv.	1		146,267.31
<b>Total</b>					<b>350,192.15</b>

Lineas de Transmisión

No.	Nombre	Descripción	Longitud (km)	Peaje (US\$/año)
1	IR-230 - XOC-230	LI 230kV   CS   1 C/F   Rural   XCAR 1280   OPGW   HE	190.71	7,289,513.24
<b>Total</b>				<b>2,259,313.24</b>

  

<b>Sistema Principal IREO</b>	<b>Peaje (US\$/año)</b>
Subestaciones	350,192.15
Lineas de Transmisión	2,259,313.24
<b>Total</b>	<b>2,609,505.39</b>

**Transmisora de Energía Renovable -TRANSNOVA-**

Subestaciones:

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pol. Norm. Neutral (MVA)	Peaje (US\$/año)
1	Usumacil	C.Conexión   230kV   El.   LVA   Conv.   Con hil	1		147,719.21
2	Usumacil	Redes   230kV   El.   LVA   Urbana   Conv.	1		243,157.68
3	Chirrecho II	C.Conexión   230kV   El.   LVA   Conv.   Con hil	3		443,157.68
4	Chirrecho II	Redes   230kV   El.   LVA   Urbana   Conv.	1		469,392.17
<b>Total</b>					<b>1,323,925.20</b>

Lineas de Transmisión

No.	Nombre	Descripción	Longitud (km)	Peaje (US\$/año)
1	UR-230D - CHC-230D	LI 230kV   DC   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   OPGW	30.92	746,230.92
2	UR-230D - UR-230A	LI 230kV   CS   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   OPGW	0.96	9,222.46
3	UR-230D - UR-230B	LI 230kV   CS   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   OPGW	0.63	10,753.63
4	CHC-230D - CHC-230A	LI 230kV   CS   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   OPGW	0.36	5,382.72
5	CHC-230D - CHC-230B	LI 230kV   CS   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   OPGW	0.17	2,535.76
6	CHC-230D - CHC-231	LI 230kV   DC   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM	0.91	22,488.25
7	CHC-232 - CHC-233	LI 230kV   DC   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM	0.90	22,411.12
<b>Total</b>				<b>840,834.46</b>

  

<b>Sistema Principal TRANSNOVA</b>	<b>Peaje (US\$/año)</b>
Subestaciones	1,323,925.20
Lineas de Transmisión	840,834.46
<b>Total</b>	<b>2,164,759.66</b>

(288188-2)-14-enero



**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
**RESOLUCIÓN CNEE-2-2013**

Guatemala, 10 de enero de 2013

**LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**CONSIDERANDO:**

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en su artículo 4 le asigna a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios; proteger los derechos de los usuarios; prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la presente ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

**CONSIDERANDO:** Que el artículo 64 de la Ley General de Electricidad, establece que el uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundarias devengarán el pago de peajes a su propietario, los cuales serán acordados entre las partes; a falta de acuerdo, se aplicarán los peajes que determine la Comisión, oyendo a los propietarios de los sistemas de transmisión involucrados y al Administrador del Mercado Mayorista.

**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 70 de la Ley General de Electricidad, estipula que: "...todo generador, importador, exportador y comercializador de energía eléctrica deberá pagar un peaje al sistema eléctrico en subestaciones involucradas... en los siguientes casos: a) Si se conecta al sistema eléctrico en subestaciones ubicadas fuera del sistema principal; b) Si comercializa electricidad en subestaciones ubicadas fuera de este sistema; c) Si utiliza instalaciones de distribución... El peaje secundario correspondiente a los costos totales de la parte del sistema de transmisión secundario involucrado o de la red de distribución utilizada y será pagado por los generadores que usen estas instalaciones, a pronta de la inversión y los costos de operación y mantenimiento, considerando instalaciones económicamente adaptadas. Las pérdidas medidas de potencia y energía en la red secundaria involucrada serán absorbidas por los generadores usuarios de dicha red..."

**CONSIDERANDO:**

Que en julio del año dos mil diez Transporte de Electricidad de Occidente -IREO-, mediante nota sin número de referencia, solicitó a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica fijar el peaje por sus instalaciones; de igual manera, en enero del año dos mil once, Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima; Redes Eléctricas de Occidente, Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima; y Control de Energía Centroamérica, Sociedad Anónima; la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE- y Duke Energy International Transmisión Guatemala Limitada (hora Duke Energy Guatemala Transco Limitada), mediante notas GG-002-2011, REC-001-2011, 0-553-04-2011 y DE-05-11 respectivamente solicitaron a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica que procediera a fijar el peaje de las instalaciones de Transmisión pertenecientes al Sistema Secundario, derivado del hecho que no se cuenta con acuerdos de peajes entre las partes por el uso de dichas instalaciones de transmisión.

**CONSIDERANDO:**

Que en cumplimiento a la normativa legal citada, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió las Resoluciones CNEE-2-2011 y CNEE-211-2011 que contienen la fijación del Peaje Secundario solicitado, mismas que tienen prevista la fórmula de ajuste automático solamente para el año 2012, por lo que resulta necesario que el peaje del Sistema Secundario sea definido y actualizado con la metodología correspondiente al Sistema Principal del periodo 2013-2014.

**CONSIDERANDO:**

Que el Administrador del Mercado Mayorista, mediante nota GG-1489-2012 remitida el treinta de noviembre de dos mil doce se pronunció respecto a la fijación del Peaje Secundario de Duke Energy Guatemala, Transco Limitada, Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima, Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima, Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE y Transporte de Electricidad de Occidente, indicando en el Informe "Actualización de Costos de Unidades de Propiedad Estándar (UPE) y Determinación de Anualidad y Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica Económicamente Adaptado de Guatemala para el Periodo 2013-2014", la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento del Sistema Secundario de dichos transportistas.

**POR TANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con base en lo considerado, artículos citados y en el ejercicio de las facultades que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad.

**RESOLVE:**

- I. Fijar como Valor Máximo del Peaje del Sistema Secundario de Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-, la cantidad que asciende a veinte millones veinticinco mil ciento cuarenta y cinco con treinta y seis centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (20,025,145.36 US\$/año), el cual se desglosa de la siguiente forma:
  - II. Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE Región Central: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a un millón cuatrocientos cincuenta y ocho mil seiscientos cincuenta y uno con noventa y cuatro centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (1,458,651.94 US\$/año).
  - III. Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE Región Occidente: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a nueve millones seiscientos sesenta y dos mil seiscientos sesenta y seis con noventa y ocho centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (9,662,666.98 US\$/año).
  - IV. Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE Región Oriente: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a seis millones correspondiente a once centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (6,724,921.11 US\$/año).
  - V. Sistema Secundario de Transmisión Río Bobos: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a doscientos cuarenta y seis mil doscientos sesenta y cinco con ochenta y siete centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (246,265.87 US\$/año).
- IV. Sistema Secundario de Transmisión Oriflor: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a ciento sesenta y dos mil doscientos cuarenta y tres con ochenta y cuatro centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (1,622,243.84 US\$/año).
- VI. Sistema Secundario de Transmisión Río Bobos: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a doscientos cuarenta y seis mil doscientos sesenta y cinco con ochenta y siete centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (246,265.87 US\$/año).

- I.VII Sistema Secundario de Transmisión Telemán - Saccaoo: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a ochenta y un mil seiscientos veintidós con setenta y ocho centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (81,622,78 US\$/año).
- I.VIII Sistema Secundario de Transmisión Escuintla 2 - San José: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a cincuenta y un mil quinientos ochenta con cuarenta y siete centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (51,580,47 US\$/año).
- I.IX Sistema Secundario de Transmisión Escuintla 2 - PGP: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a cincuenta y un mil quinientos ochenta con cuarenta y siete centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (51,580,47 US\$/año).
- I.X Sistema Secundario de Transmisión Escuintla 2 - Sidegua: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a cincuenta y un mil quinientos ochenta con cuarenta y siete centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (51,580,47 US\$/año).
- I.XI Sistema Secundario de Transmisión Escuintla 2 - Tampar: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a cincuenta y un mil quinientos ochenta con cuarenta y siete centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (51,580,47 US\$/año).
- I.XII Sistema Secundario de Transmisión Los Brillantes - IRRRA: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a cincuenta y siete mil seiscientos setenta y seis con cincuenta y un centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (57,776,51 US\$/año).
- I.XIII Sistema Secundario de Transmisión Los Brillantes - México: al que corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a un millón trescientos ochenta y nueve mil setenta y cuatro con veintidós centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (1,389,074,22 US\$/año).
- II. Fijar como Valor Máximo del Peaje del Sistema Secundario de Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima, -TREC- la cantidad que asciende a veinte millones seiscientos cincuenta y siete mil doscientos cuarenta y nueve con ochenta y cinco centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (20,657,249.85 US\$/año) el cual se desglosa de la siguiente forma:
  - II.I Sistema Secundario de Subtransmisión TREC- Región Central: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a diecinueve millones quinientos seis mil cuatrocientos trece con treinta y un centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (19,506,413,31 US\$/año).
  - II.II Sistema Secundario de Transmisión TREC - PGP: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a quinientos diecinueve mil seiscientos veinte con ochenta y siete centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (519,720,87 US\$/año).
  - II.III Sistema Secundario de Transmisión TREC - San José: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a doscientos setenta y tres mil trescientos setenta y tres con cincuenta y dos centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (273,373,52 US\$/año).
  - II.IV Sistema Secundario de Transmisión Milam - La Unión: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a ciento seis mil trescientos veintiséis con noventa y siete centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (106,326,97 US\$/año).
  - II.V Sistema Secundario de Transmisión Laguna - Textiles del Lago: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a ochenta y siete mil novecientos ocho con cincuenta y cinco centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (87,908,55 US\$/año).
  - II.VI Sistema Secundario de Transmisión Mayan Golf - La Libertad: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a treinta y cuatro mil ochocientos veintidós con ocho centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (34,822,08 US\$/año).
  - II.VII Sistema Secundario de Transmisión TREC - Concepción: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a ochenta y seis mil quinientos setenta y ocho con cincuenta y siete centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (86,578,57 US\$/año).
  - II.VIII Sistema Secundario de Transmisión TREC - Santa Ana: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a cuarenta y dos mil ciento cinco con noventa y ocho centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (42,105,98 US\$/año).
  - III. Fijar como Valor Máximo del Peaje del Sistema Secundario de Duke Energy Guatemala Transco Limitado, -DEGTI- la cantidad que asciende a un millón quinientos cuarenta y seis mil quinientos veintinueve con treinta y cinco centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (1,546,521.35 US\$/año), el cual se desglosa de la siguiente forma:
    - III.I Sistema Secundario de Transmisión Duke Energy: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a un millón quinientos treinta y tres mil trescientos sesenta y ocho con sesenta y seis centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (1,533,368.66 US\$/año).
    - III.II Sistema Secundario de Subtransmisión Global Cement: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a trece mil ciento cincuenta y dos con sesenta y nueve centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (13,152.69 US\$/año).
  - IV. Fijar como Valor Máximo del Peaje del Sistema Secundario de Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima, -RECSA- la cantidad que asciende a seiscientos treinta mil trescientos cincuenta y uno con cincuenta y seis centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (730,351.56 US\$/año), el cual se desglosa de la siguiente forma:
    - IV.I Sistema Secundario de Subtransmisión RECSA Región Occidente: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a quinientos treinta y

- dos mil trescientos dos con treinta y nueve centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (532,302.39 US\$/año).
- IV.II Sistema Secundario de Subtransmisión RECSA Región Oriente: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a ciento noventa y ocho mil cuarenta y nueve con dieciséis centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (198,049.17 US\$/año).
- V. Fijar como Valor Máximo del Peaje del Sistema Secundario de Transporte de Electricidad de Occidente, -TREC- la cantidad que asciende a ciento veintidós mil novecientos noventa y dos con ochenta y dos centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (128,992,82 US\$/año), el cual se desglosa de la siguiente forma:
  - VI. Sistema Secundario de Transmisión TREC - Xocobal: al que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a ciento veintidós mil novecientos noventa y dos con ochenta y dos centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (128,992,82 US\$/año).
- VI. Fijar la fórmula de ajuste cuantitativa del Peaje del Sistema Secundario que deberá aplicar el Administrador del Mercado Mayanista en la primera quincena de enero del año dos mil catorce, la cual se calculará con la siguiente fórmula:
 
$$Peajes_{2014} = Peajes_{2013} * \left( 0.116 * \frac{PPH_{2013}}{PPH_{2012}} + 0.369 * \frac{PPH_{2013}}{PPH_{2011}} + 0.059 * \frac{PPH_{2013}}{PPH_{2010}} + 0.097 * \frac{PPH_{2013}}{PPH_{2009}} + 0.062 * \frac{PPH_{2013}}{PPH_{2008}} + 0.307 * \frac{IPC_{2013}}{IPC_{2012}} \right)$$
- Donde:
  - Peajes<sub>2014</sub>** = Peaje del Sistema Secundario de Transmisión correspondiente, actualizado en la primera quincena de enero del dos mil catorce.
  - Peajes<sub>2013</sub>** = Peaje del Sistema Secundario de Transmisión correspondiente, aprobado en la presente Resolución.
  - PPH<sub>2013</sub>** = 277.80
  - PPH<sub>2012</sub>** = Índice de Precios al Productor "Group: Metals and metal products, Item: Electronic wire and cable, Series Id: WPU117" de los Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics" en la primera quincena de enero de dos mil catorce, para el mes de noviembre de dos mil trece.
  - PPH<sub>2011</sub>** = 113.10
  - PPH<sub>2010</sub>** = Índice de Precios al Productor "Group: Machinery and equipment, Item: Electrical machinery and equipment, Series Id: WPU117" de los Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics" en la primera quincena de enero de dos mil catorce, para el mes de noviembre de dos mil trece.
  - PPH<sub>2009</sub>** = 216.10
  - PPH<sub>2008</sub>** = Índice de Precios al Productor "Group: Nonmetallic mineral product, Item: Concrete products, Series Id: WPU133" de los Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", para el mes de noviembre de dos mil trece.
  - PPH<sub>2007</sub>** = 128.40
  - PPH<sub>2006</sub>** = Índice de Precios al Productor "Electric bulk power transmission and control, Serie Id: PCU221122122121" de los Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics" en la primera quincena de enero de dos mil catorce, para el mes de noviembre de dos mil trece.
  - PPH<sub>2005</sub>** = 229.20
  - PPH<sub>2004</sub>** = Índice de Precios al Productor "Group: Metals and metal products, Item: Iron and steel, Series Id: WPU101" de los Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics" en la primera quincena de enero de dos mil catorce, para el mes de noviembre de dos mil trece.
  - IPC<sub>2013</sub>** = 109.27
  - IPC<sub>2012</sub>** = Índice de Precios al Consumidor, Base Diciembre 2010, publicada por el "Instituto Nacional de Estadística -INEC" de Guatemala, en la primera quincena de enero de dos mil catorce, para el mes de noviembre de dos mil trece.
- VII. Para la asignación de los cargos de Peaje, el Administrador del Mercado Mayanista deberá aplicar el Peaje aprobado en la presente Resolución de conformidad con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayanista, y en la Norma de Coordinación Comercial número 9 "Asignación y Liquidación del Peaje en los Sistemas de Transporte Principal y Secundarios, y Cargos por Uso del Primer Sistema de Transmisión Regional", verificando que los transportistas en ningún momento perciban anualmente un valor mayor al Peaje Máximo establecido en la presente Resolución.
- VIII. Los Valores Máximos correspondientes a los Peajes Secundarios, que por este acto se fijan, no limitan el acuerdo a que libremente puedan llegar las partes, sin embargo, en ningún caso se podrá convenir valores superiores a los aprobados en la presente Resolución.
- IX. Dado que los Peajes aprobados en la presente Resolución, incluyen todos los costos de los activos, pertenecientes al Sistema Secundario, la modificación de dichos Peajes, se podrá efectuar únicamente bajo los siguientes casos:
  - IX.I Cuando la Comisión Nacional de Energía Eléctrica compruebe que los instalaciones o parte de instalaciones, producto de una ampliación o adición de activos, son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere. Los costos unitarios que se reconocen para dichas ampliaciones y/o adiciones de activos serán como máximo los valores considerados en el cálculo de los Peajes aprobados en la presente Resolución.
  - IX.II Cuando una instalación y/o equipo entre en desuso parcial o total. En este caso, el transportista estará obligado a informar al Administrador del

Mercado Mayorista y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de manera inmediata, para actualizar el Peaje correspondiente.  
 Cuando resultare de una auditoría, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, determine que existen diferencias con el inventario de activos reportado por los Transmisionistas, se actualizará el respectivo Peaje.

X. Derogar las Resoluciones CNEE-2-2011, CNEE-45-2012, CNEE-66-2011, CNEE-129-2011, CNEE-161-2011, CNEE-284-2011, CNEE-47-2012, CNEE-74-2012, CNEE-153-2012, así como lo resuelto en los numerados romanos II y III de la Resolución CNEE-211-2011, lo resuelto en los numerados romanos II y III de la Resolución CNEE-220-2011 y cualquier otra disposición que conlleve a la presente Resolución.

XI. Se anexa a la presente Resolución la desagregación de los Peajes de los Sistemas Secundarios.

XII. La presente Resolución entra en vigencia a partir de su publicación en el Diario de Publicarse.

*Carmen Urzúa*  
 Licenciada Carmen Urzúa Hartzog de Urzúa  
 Presidente



5415  
 Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Cordova  
 Directora

*Jorge Armando Arduz Aguilera*  
 Licenciado Jorge Armando Arduz Aguilera  
 Director

*Juan Rafael Sánchez Cortés*  
 Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés  
 Secretario General

*Juan Rafael Sánchez Cortés*  
 Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés  
 Secretario General  
 Comisión Nacional de Energía Eléctrica

ANEXO Resolución CNEE-2-2013

Desagregación de los Peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión  
 Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE.

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Por. Nom. (MVA)	Peaje (US\$/año)
1	Seguridad I	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	3	-	87,591.46
2	Seguridad II	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	12,927.29
3	Seguridad III	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	6,777.84
4	Seguridad IV	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	15,273.03
5	Seguridad V	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	24,079.04
6	Seguridad VI	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	11,146.19
7	Seguridad VII	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	55,179.42
8	Seguridad VIII	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	80,752.48
9	Seguridad IX	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	21,216.08
10	Seguridad X	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	28,724.99
11	Seguridad XI	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	54,427.02
12	Seguridad XII	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	39,172.14
13	Seguridad XIII	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	29,580.57
14	Seguridad XIV	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	97,035.92
15	Seguridad XV	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	145,919.97
16	Seguridad XVI	C. Consorcio 69KV EL. RD. Conv. Con Int	2	-	204,286.23
<b>Total</b>					<b>1,272,407.08</b>

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Por. Nom. (MVA)	Peaje (US\$/año)
1	GSU-691	1.69KV CT. 1.00 MVA. 1.3E. TRANSF.	5.48	-	50,022.94
2	GSU-691	1.69KV CT. 1.00 MVA. 1.3E. TRANSF.	1.83	-	18,032.34
3	GSU-691	1.69KV CT. 1.00 MVA. 1.3E. TRANSF.	3.48	-	74,447.45
4	GSU-691	1.69KV CT. 1.00 MVA. 1.3E. TRANSF.	1.83	-	41,663.93
<b>Total</b>					<b>184,144.66</b>

ETCEE Región CENTRAL	Peaje (US\$/año)
Subestaciones	1,272,507.08
Líneas de Transmisión	186,144.82
<b>Total</b>	<b>1,458,651.94</b>

Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE Región Occidente:

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Por. Nom. (MVA)	Peaje (US\$/año)
1	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,148.63
2	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
3	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
4	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
5	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
6	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
7	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
8	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
9	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
10	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
11	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
12	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
13	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
14	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
15	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
16	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
17	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
18	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
19	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
20	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
21	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
22	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
23	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
24	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
25	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
26	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
27	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
28	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
29	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
30	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
31	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
32	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
33	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
34	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
35	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
36	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
37	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
38	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
39	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
40	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
41	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
42	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
43	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
44	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
45	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
46	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
47	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
48	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
49	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
50	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
51	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
52	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
53	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
54	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
55	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
56	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
57	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
58	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
59	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
60	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
61	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
62	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
63	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
64	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
65	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
66	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
67	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
68	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
69	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
70	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
71	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
72	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
73	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
74	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
75	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
76	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
77	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
78	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
79	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
80	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
81	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
82	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
83	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
84	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
85	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
86	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
87	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
88	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
89	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
90	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
91	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
92	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
93	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
94	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
95	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
96	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
97	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
98	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
99	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
100	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
101	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
102	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
103	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
104	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
105	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
106	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
107	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
108	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
109	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
110	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
111	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
112	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
113	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
114	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
115	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
116	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
117	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
118	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
119	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
120	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
121	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
122	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
123	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
124	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
125	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
126	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
127	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
128	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
129	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
130	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
131	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,688.54
132	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	16,585.06
133	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	1,607.39
134	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	12,468.93
135	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	8,974.92
136	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	20,181.24
137	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,015.54
138	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	2,097.67
139	Bonitas	C. Consorcio 13.8KV EL. RD. Conv. Con Int	1	-	7,186.11
140	Bonitas				





**Sistema Secundario de Transmisión Escuintla 2 - Tampa:**

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pot. Nom. Natural (MVA)	Peaje (US\$/año)
1	Escuintla 2	C. Conexión   230KV   EL   BD   Conv.   Con Int	1		51,590.47
Total					51,590.47
<b>Subestaciones</b>					
Escuintla 2 - Tampa					
Subestaciones					
Líneas de Transmisión					
Total					51,590.47

**Sistema Secundario de Transmisión Los Brillantes - IRTA:**

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pot. Nom. Natural (MVA)	Peaje (US\$/año)
1	Los Brillantes	C. Conexión   69KV   EL   BD   Conv.   Con Int	1		29,183.82
Total					29,183.82
<b>Líneas de Transmisión</b>					
Los Brillantes - IRTA					
Subestaciones					
Líneas de Transmisión					
Total					57,774.51

**Sistema Secundario de Transmisión Los Brillantes - México:**

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pot. Nom. Natural (MVA)	Peaje (US\$/año)
1	Los Brillantes	C. Conexión   230KV   CT   BD   Conv.   Con Int	1		14,590.27
2	Los Brillantes	C. Conexión   40KV   EL   BD   Int   Con Int	2		104,803.52
3	Los Brillantes	C. Conexión   40KV   CA   BD   Int   Con Int	1		53,065.27
4	Los Brillantes	C. Conexión   40KV   CA   BD   Int   Con Int	1		41,822.28
5	Los Brillantes	C. Conexión   40KV   CT   BD   Conv.   Con Int	1		48,147.77
6	Los Brillantes	C. Conexión   40KV   CT   BD   Conv.   Con Int	1		48,147.77
7	Los Brillantes	Módulo   40KV   CT   REGLADOR V.   300A	4	4.5	183,466.67
8	Los Brillantes	Módulo   40KV   CT   REGLADOR V.   300A	4	4.5	183,466.67
9	Los Brillantes	Módulo   40KV   CT   REGLADOR V.   300A	4	4.5	183,466.67
10	Los Brillantes	Módulo   40KV   CT   REGLADOR V.   300A	4	4.5	183,466.67
Total					697,748.91

**Líneas de Transmisión**

No.	Nombre	Descripción	Longitud (km)	Peaje (US\$/año)
1	IRT-003 - Mex-400	T. 40KV   CS   3/CT   Rural   Brújula   113.50MVA   OREGW	71.15	697,315.51
Total				697,315.51

Sistema Secundario		Peaje (US\$/año)
ERTEE Central		1,458,651.94
ERTEE Occidente		9,662,666.98
ERTEE Oriente		6,724,921.11
Pain 2		35,600.23
Orihón		1,622,438.84
Rio Bobos		246,245.87
Talamán - Secacao		81,622.78
Escuintla 2 - San José		51,590.47
Escuintla 2 - Jidagua		51,590.47
Escuintla 2 - Tampa		57,774.51
Los Brillantes- IRTA		1,389,074.22
Los Brillantes- México		697,748.91
Sistema Secundario ERTEE		20,025,145.56

**Transportista Eléctrica Centroamericana Sociedad Anónima -TRELIC-**

**Sistema Secundario de Subtransmisión TRELIC Región Central:**

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pot. Nom. Natural (MVA)	Peaje (US\$/año)
1	Acechos	C. Conexión   13.8KV   EL   BS   Conv.   Con Int	4		18,381.35
2	Acechos	C. Conexión   13.8KV   CT   BS   Conv.   Sin Int	2		11,171.81
3	Acechos	C. Conexión   99KV   EL   BS   Conv.   Sin Int	1		3,193.03
4	Acechos	C. Conexión   99KV   CT   BS   Conv.   Sin Int	1		57,448.18
5	Acechos	C. Conexión   69KV   CT   BS   Conv.   Sin Int	2		28,570.85
6	Acechos	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	5		26,549.52
7	Acechos	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	5		26,549.52
8	Acechos	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	5		26,549.52
9	Acechos	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	5		26,549.52
10	Acechos	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	5		26,549.52
11	Amatitlán	C. Conexión   13.8KV   EL   BS   Conv.   Sin Int	4		18,381.35
12	Amatitlán	C. Conexión   13.8KV   CT   BS   Conv.   Sin Int	2		3,193.03
13	Amatitlán	C. Conexión   99KV   EL   BS   Conv.   Sin Int	1		28,724.52
14	Amatitlán	C. Conexión   99KV   CT   BS   Conv.   Sin Int	1		44,744.82
15	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13		64,549.52
16	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	1,427,713
17	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
18	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
19	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
20	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
21	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
22	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
23	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
24	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
25	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
26	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
27	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
28	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
29	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
30	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
31	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
32	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
33	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
34	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
35	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
36	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
37	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
38	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
39	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
40	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445
41	Amatitlán	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	13	0.25	2,407,445

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pot. Nom. Natural (MVA)	Peaje (US\$/año)
42	Aurora	C. Conexión   69KV   EL   BS   Conv.   Sin Int	1		3,193.03
43	Aurora	C. Conexión   69KV   CT   BS   Conv.   Sin Int	1		28,724.52
44	Aurora	Módulo   69/13.8KV   1.5 a 21 MVA   3F   TRANSF.	15		64,549.52
45	Aurora	Módulo   69/13.8KV   1.5 a 21 MVA   3F   TRANSF.	15	0.25	74,549.52
46	Aurora	Módulo   69/13.8KV   1.5 a 21 MVA   3F   TRANSF.	15	0.25	1,610,280
47	Aurora	Módulo   69/13.8KV   1.5 a 21 MVA   3F   TRANSF.	15	0.25	3,607,211
48	Balsamor	C. Conexión   13.8KV   EL   BS   Conv.   Sin Int	4		18,381.35
49	Balsamor	C. Conexión   13.8KV   CT   BS   Conv.   Sin Int	2		3,193.03
50	Balsamor	C. Conexión   69KV   EL   BS   Conv.   Sin Int	1		28,724.52
51	Balsamor	C. Conexión   69KV   CT   BS   Conv.   Sin Int	1		44,744.82
52	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
53	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
54	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
55	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
56	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
57	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
58	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
59	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
60	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
61	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
62	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
63	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
64	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
65	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
66	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
67	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
68	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
69	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
70	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
71	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
72	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
73	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
74	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
75	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
76	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
77	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
78	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
79	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
80	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
81	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
82	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
83	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
84	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
85	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
86	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
87	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
88	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
89	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
90	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
91	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
92	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
93	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
94	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
95	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
96	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
97	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
98	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
99	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
100	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
101	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
102	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
103	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
104	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
105	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
106	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
107	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		26,549.52
108	Balsamor	Módulo   69/13.8KV   0.6/21 MVA   3F   TRANSF.	6		







Sistema Secundario	Paquete (US\$/cño)
RECSA Occidente	532,302.39
RECSA Oriente	1,98,049.17
Sistema Secundario RECSA	730,351.56

**Transporte de Electricidad de Occidente - TREO -**

Sistema Secundario de Transmision TREO - Xacabul Subestaciones

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Por. Nom. Natural (MVA)	Paquete (US\$/cño)
1	Xacabul	Cable de aluminio tipo socket 1.3 galicados con test block	1		1,686.84
2	Xacabul	Cable de aluminio tipo socket 1.3 galicados con test block	1		2,474.28
3	Xacabul	Cable de aluminio tipo socket 1.3 galicados con test block	1		2,474.28
4	Xacabul	Cable de aluminio tipo socket 1.3 galicados con test block	1		48,299.23
5	Xacabul	Cable de aluminio tipo socket 1.3 galicados con test block	1	10	7,624.09
6	Xacabul	Cable de aluminio tipo socket 1.3 galicados con test block	1		128,992.82
<b>TOTAL</b>					<b>128,992.82</b>

Xacabul	Paquete (US\$/cño)
Subestaciones	128,992.82
Lineas de Transmision	128,992.82
<b>TOTAL</b>	<b>128,992.82</b>

Sistema Secundario	Paquete (US\$/cño)
TREO - Xacabul	128,992.82
Sistema Secundario TREO	128,992.82

(288189-2)-14-enero



**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**RESOLUCIÓN CNEE-3-2013**

Guatemala, 11 de enero de 2013

**LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**CONSIDERANDO:**

Que el Artículo 4 del decreto número 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, establece que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cumplir y hacer cumplir dicha ley sus reglamentos, en materia de su competencia; valor por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductos atentatorios contra la libre competencia; así como emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico.

**CONSIDERANDO:**

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con fecha 24 de febrero de 2011, emitió la resolución CNEE-50-2011, que contiene la Norma de Requerimientos de Información para los Estudios del Valor Agregado de Distribución (EVAD) misma que conforma la base para que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, determine los valores eficientes para el desarrollo de los estudios tarifarios de distribución, que realizan la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y los distribuidores de energía eléctrica en Guatemala, conforme al Procedimiento para el Cálculo de los Valores Eficientes para el desarrollo del EVAD, establecido en la resolución CNEE-217-2012; por lo que con fecha 23 de octubre del año 2012, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitió la resolución CNEE-223-2012, por medio de la cual se estableció el Listado de Valores Eficientes a utilizar en el desarrollo de los Estudios del Valor Agregado de Distribución, mismo al que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica estima la necesidad de realizar una adición y modificación, con la finalidad de desarrollar un diseño para una red eficiente, durante la elaboración del EVAD.

**POR TANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en ejercicio de las funciones que le confiere el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96, del Congreso de la República, y con base en lo considerado.

**RESUELVE:**

1. Adicionar a los Valores Eficientes emitidos en la Resolución CNEE-223-2012, lo siguiente:

**LISTA DE CONDUCTORES**

CÓDIGO	MATERIAL	VALOR EFICIENTE -USD-	UNIDAD
CCA70	Cable de acero galvanizado de 7/16"	1.07	Metro
CCA61	Cable de aluminio con toro, duplex No. 6 AWG (13.30mm <sup>2</sup> ), AAC, COLLE	0.52	Metro
CCA60	Cable de aluminio con toro, simple No. 1/0 AWG (53.45 mm <sup>2</sup> ), ACSR ALMOND	0.84	Metro
CCA22	Cable de aluminio con toro, cuadruplex No. 4x4 AWG (21.20 mm <sup>2</sup> )	1.19	Metro
CCA57	Cable de aluminio, con toro XHHW-2, simple No. 250 MCM	1.87	Metro

**LISTA DE MATERIALES VARIOS**

CÓDIGO	MATERIAL	VALOR EFICIENTE -USD-	UNIDAD
MVA25	Almbrilla de aluminio, sin toro, No. 4 [21.2 mm <sup>2</sup> ]AWG	0.21	Metro
MVA224	Caja polifásica tipo socket 1.3 galicados con test block	185.34	Unidad
MVB08	Conector compresión de aluminio No. 1/0 a 4/0 AWG	0.45	Unidad
MVB12	Conector compresión de aluminio No. 4/0 a 2-5, AWG	0.75	Unidad
MVA41	Conector de aluminio a compresión para cable No. 1/0 a 2-5, AWG	0.49	Unidad
MVA47	Conector perno partido No. 2, al 10-2	1.69	Unidad

CÓDIGO	MATERIAL	VALOR EFICIENTE -USD-	UNIDAD
MVA44	Conector universal de perno partido, rango de ranura principal para cable No. 6 al 4 AAC AWG, rango de ranura derivación No. 6 al 4 ACSR AWG	1.27	Unidad
MVA62	Desdoblador para frente de 1/4"	0.41	Unidad
MVA63	Desdoblador para frente de 5/16"	0.63	Unidad
MVB20	Empalme aislado para acomodo cable No. 6 AWG	1.00	Unidad
MVA103	Grapa de remate aluminio para cable No. 1/0	4.31	Unidad
MVC12	Grapa de remate de aluminio No. 556.5 MCM	13.21	Unidad
MVC14	Grapa universal de rosca para No. 1/0 (53.5 mm <sup>2</sup> )	6.72	Unidad
MVA126	Soporte aislado de 5.68" para estructura de hierro	4.42	Unidad
MVA123	Soporte sección superior de fusión	3.85	Unidad

1.1 Si la distribuidora utiliza en su EVAD los transformadores de los códigos TTR89 y TTR89 para la Optimización de su Red, deberá considerar las pérdidas para dichos transformadores como lo indica la siguiente tabla:

PÉRDIDAS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS AUTOPROTEGIDOS			
Capacidad KVA	Sin carga en W	De carga en W	Pérdidas totales en W
25	68	200	268
50	116	380	496

11. Se modifican los valores establecidos en la Resolución CNEE-223-2012 así:

CÓDIGO	MATERIAL	VALOR EFICIENTE -USD-	UNIDAD
MVA102	Grapa de suspensión con toro No. 2 al 1/0 AWG	1.58	Unidad

CÓDIGO	MATERIAL	VALOR EFICIENTE -USD-	UNIDAD
TTR03	Transformador monofásico tipo protegido de 25 KVA	942.77	Unidad
TTR05	Transformador monofásico tipo protegido de 50 KVA	1,495.16	Unidad

11.1 Si la distribuidora utiliza en su EVAD los transformadores de los códigos TTR03 y TTR05 para la Optimización de su Red, deberá considerar las pérdidas para dichos transformadores como lo indica la siguiente tabla:

PÉRDIDAS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS AUTOPROTEGIDOS			
Capacidad KVA	Sin carga en W	De carga en W	Pérdidas totales en W
25	70	210	280
50	125	410	335

111. Lo que no se modifica de la resolución CNEE-223-2012, por medio de la presente resolución continúa vigente e inalterable.

114. La presente resolución, entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario de Centroamérica.

**PUBLIQUESE.-**



Licenciada Silvia Ruiz Alvarado Silva de Córdoba  
Directora

Licenciado Jorge Guillermo Rodríguez Aguilar  
Director

Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés  
Secretario General

Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés  
Secretario General  
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

(288189-2)-14-enero



**CONSEJO NACIONAL DE ADOPCIONES**

**ACUERDO NÚMERO CNA-CD-019-2012**

Guatemala, 17 de diciembre de 2012

**EL CONSEJO DIRECTIVO DEL CONSEJO NACIONAL DE ADOPCIONES**

**CONSIDERANDO**

Que mediante Decreto Número 77-2007 del Congreso de la República de Guatemala, se creó el Consejo Nacional de Adopciones -CNA-, como una Entidad Autónoma de derecho público, con personalidad jurídica, patrimonio propio y plena capacidad para contraer obligaciones, correspondiéndole a su Consejo Directivo aprobar el Presupuesto de Ingresos y Egresos de la Institución.