

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.**  
**SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN**  
**PLIEGO TARIFARIO**  
**01/julio/2013 – 30/junio/2017**

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) presenta a los agentes del Mercado Eléctrico Nacional y al público en general, el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad, vigente a partir de las cero (0) horas del día 1° de julio de 2013 hasta la vigésima cuarta (24) hora del día 30 de junio de 2017, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, mediante Resolución AN No. 7069-Elec de 31 de enero de 2014.

## **INTRODUCCIÓN**

En cumplimiento al Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005 y posteriores modificaciones, y a las Resoluciones emitidas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) AN No. 6240-Elec, AN N° 6296-Elec y Anexo A, AN N° 6377-Elec y AN N° 6419-Elec del 27 de junio de 2013, 10 de julio de 2013, 26 de julio de 2013 y 1 de agosto de 2013, respectivamente; aplicando la metodología y los parámetros de eficiencia establecidos en estas resoluciones, para el régimen tarifario de los servicios prestados por **ETESA**, se presentan en este documento:

1. Los cargos que pagarán a **ETESA**, los agentes que hacen uso de los servicios de transmisión.
2. Los Factores de Pérdidas por transmisión.

## **1. CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN**

Los servicios de transmisión bajo responsabilidad de **ETESA** son los siguientes:

- a. Conexión.
- b. Uso del Sistema Principal de Transmisión.
- c. Operación integrada

Estos Cargos se aplicarán a todos los usuarios del Servicio Público de Transmisión de electricidad, entendiéndose como tal a los usuarios directos e indirectos del Sistema Interconectado Nacional de transmisión, conforme lo define el Régimen Tarifario de Transmisión vigente para el periodo del 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2017.

Desde el 1° de julio de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2013 se facturará con la tarifa del periodo tarifario anterior (julio 2012 a junio 2013); y a partir del 1° de enero de 2014, con la tarifa aprobada para este periodo.

Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, y los Cargos de Conexión serán actualizados anualmente, de acuerdo a la metodología establecida en la Sección IX.3.2 del Capítulo IX.3. y los cargos por el Servicio de Operación Integrada serán actualizados de acuerdo al Capítulo XI.2, del Reglamento de Transmisión, aprobado por la ASEP, en Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, y posteriores modificaciones.

Las metodologías de cálculo para los cargos, por los servicios de transmisión serán vinculadas a este documento.

## **1.1 CARGOS POR CONEXION**

Los cargos por conexión reflejan los costos de los activos necesarios para cumplir con el nivel de confiabilidad requerido en las normas, para conectar cada cliente al Sistema Principal de Transmisión, cuando éstos no son propiedad del usuario.

Estos cargos están calculados sobre la base de los diferentes tipos de activos de conexión, puestos a disposición por ETESA y serán pagados por los usuarios, de acuerdo al “equipamiento típico” utilizado.

En el Cuadro No. 1 se presentan los cargos por conexión, "para las instalaciones consideradas en el cálculo tarifario" que corresponden a los activos de conexión existentes y los "que se incorporen", durante la vigencia del periodo tarifario 2013-2017. Además se incluyen cargos por conexión para instalaciones cuyo desarrollo está condicionado al esquema topológico de instalaciones existentes. Los cargos indicados en el año 1 se aplican a partir del mes de enero de 2014.

**CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN  
AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**

TIPO DE ACTIVO	2013-2014		2014-2015		2015-2016		2016-2017	
	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)
<b>Salidas de Conexión</b>	<b>Miles B./Salida</b>		<b>Miles B./Salida</b>		<b>Miles B./Salida</b>		<b>Miles B./Salida</b>	
CXS34.5 Barra Sencilla	127.02	59.66	127.02	63.00	127.02	63.00	127.02	63.00
CXS34.5 Interruptor y Medio	147.55	69.31	147.55	73.18	147.55	73.18	147.55	73.18
CXS115 Barra Sencilla	75.54	35.48	75.54	37.47	75.54	37.47	75.54	37.47
CXS115 Interruptor y Medio	184.61	86.72	184.61	91.56	184.61	91.56	184.61	91.56
CXS115 Interruptor y Medio con 1P	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
CXS230 Barras sencilla	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
CXS230 Interruptor y Medio	322.47	151.47	322.47	159.93	322.47	159.93	322.47	159.93
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento	-	-	356.32	176.72	356.32	176.72	356.32	176.72
<b>Transformadores</b>	<b>Miles B./MVA</b>		<b>Miles B./MVA</b>		<b>Miles B./MVA</b>		<b>Miles B./MVA</b>	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	5.79	2.72	5.79	2.87	5.79	2.87	5.79	2.87
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	10.95	5.14	10.95	5.43	10.95	5.43	10.95	5.43
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	8.63	4.06	8.63	4.28	8.63	4.28	8.63	4.28
CXTR Reductor 20/24 MVA	6.26	2.94	6.26	3.10	6.26	3.10	6.26	3.10
<b>Líneas</b>	<b>Miles B./km</b>		<b>Miles B./km</b>		<b>Miles B./km</b>		<b>Miles B./km</b>	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	23.25	10.92	23.25	11.53	23.25	11.53	23.25	11.53
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	-	N/A	N/A	0.00	-	0.00	-	0.00
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	-	N/A	N/A	0.00	-	0.00	-	0.00
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	-	N/A	N/A	0.00	-	0.00	-	0.00
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A	-	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A	-	N/A
CXL230 KV Circuito.Sencillo/torres Doble	-	N/A	-	N/A	-	N/A	-	N/A

PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADAS		
Salida de conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)	<b>Miles B./Salida</b>	
1 IP - 230 KV	226.97	N/A
2 IP - 230 KV	394.04	N/A
1 IP - 115 KV	158.71	N/A
2 IP - 115 KV	273.50	N/A
1 IP - 34.5 KV	58.05	N/A
2 IP - 34.5 KV	93.27	N/A

## 1.2 CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)

Los CUSPT se aplicarán según las zonas establecidas por la ASEP, en el Reglamento de Transmisión, mediante la Resolución N°. JD-5216, del 14 de abril de 2005 y posteriores modificaciones. (Vea detalle de las zonas en el Anexo A). En el Anexo B se presentan los valores de Capacidad Instalada Prevista y los de Demanda Máxima no Coincidente.

Los CUSPT reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del Sistema Principal de Transmisión, con el nivel de confiabilidad requerido en las normas de acuerdo a la evaluación realizada para el periodo tarifario.

En el Cuadro N° 2 se presentan los cargos actuales para Generación y para Demanda que se aplican hasta diciembre de 2013.

**CUADRO N° 2**  
**CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN ACTUALES**  
**PARA LA GENERACIÓN Y DEMANDA (B/. / kW / año)**

Zona	1/07/13 - 31/12/2013 Metodología Anterior	
	PARA LA GENERACIÓN	PARA LA DEMANDA
1	18.36	0.00
2	38.36	3.99
3	36.74	4.50
4	18.51	0.00
5	9.65	5.82
6	0.00	8.25
7	0.00	15.54
8	0.00	3.72
9	0.00	8.53
10	31.45	7.06

En los Cuadros N° 3 y N° 4 se presentan los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión determinados mediante el Método del Seguimiento Eléctrico, para la Generación (generadores, auto generadores y cogeneradores), y para la Demanda (Distribuidores y Grandes Clientes) respectivamente.

En los Cuadros N° 5 y N° 6 se presentan los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión determinados mediante el Método de Estampilla Postal, para la Generación (generadores, auto generadores y cogeneradores), y para la Demanda (Distribuidores y Grandes Clientes) respectivamente.

Los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) en B./MWh (Cuadros 3 y 4) se aplicarán una vez finalizado el mes, a la energía real despachada y a la energía real comprada por la distribuidora

## SEGUIMIENTO ELÉCTRICO

**CUADRO N° 3**  
**CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**  
**PARA LA GENERACIÓN**  
**(B./ MWh)**

Zona	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	1/01/2014 - 30/06/2014			
1	2.696	3.144	3.596	4.389
2	2.950	3.370	3.844	4.327
3	1.984	2.751	2.873	3.073
4	2.428	2.516	2.922	3.318
5	1.092	1.393	1.662	1.742
6	0.000	0.000	0.000	0.000
7	0.000	0.000	0.000	0.000
8	0.139	0.304	0.320	0.077
9	0.000	0.000	0.000	0.724
10	3.734	4.002	4.397	5.505

**CUADRO N° 4**  
**CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**  
**PARA LA DEMANDA**  
**(B/. / MWh)**

Zona	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	1/01/2014 - 30/06/2014			
1	0.000	0.000	0.000	0.002
2	0.000	0.000	0.000	0.000
3	0.000	0.000	0.000	0.000
4	0.225	0.212	0.239	0.353
5	0.807	0.764	0.747	1.094
6	1.226	1.386	1.433	1.980
7	0.997	1.205	1.381	1.332
8	0.000	0.000	0.000	0.000
9	0.123	0.112	0.166	0.124
10	0.238	0.227	0.256	0.469

**ESTAMPILLA POSTAL**

**CUADRO N° 5**  
**CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**  
**PARA LA GENERACIÓN**  
**(B/. / KW - año)**

Zonas	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	1/01/2014 - 30/06/2014			
1, 2, 3, 4, 5 y 10	3.027	7.025	7.078	7.899
6, 7 y 9	0.000	0.000	0.000	7.899
8	1.513	3.512	3.539	7.899

**CUADRO N° 6**  
**CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**  
**PARA LA DEMANDA**  
**(B./ KW - año)**

Zonas	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	1/01/2014 - 30/06/2014			
1, 2, 3 y 4 (sin CADIC)	2.266	5.131	5.395	14.395
5, 6, 7, 8, 9 y 10 (incluido CADIC)	4.851	10.016	10.321	14.395

**Notas:**

Los cargos por uso se pagarán mensualmente de acuerdo a los valores reales de energía de generación y demanda correspondientes. El cargo por estampilla postal se pagará en cuotas iguales.

Según el Reglamento de Transmisión en su Capítulo IX.3. “Cargos por el Servicio de Transmisión”, Sección IX.3.4 “Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión”, Artículo 197, Paso 9, los agentes generadores de las zonas 6, 7 y 9 quedarán excluidos del pago de los cargos por uso (seguimiento eléctrico y estampilla postal) del SPT, y los agentes generadores de la zona 8 quedan excluidos del pago del 50% de los cargos por uso del SPT (seguimiento eléctrico y estampilla postal).

Los agentes consumidores de las zonas 1, 2, 3 y 4 quedan excluidos del pago del Cargo Adicional (CADIC), debiendo pagar los CUSPT sin el CADIC.

Esta exclusión será a partir de la entrada en vigencia de la aplicación de los cargos calculados con la nueva metodología de seguimiento eléctrico y estampilla postal, hasta que ingrese efectivamente el primer equipamiento definido por ASEP como “Equipamiento Principal Asociado Totalmente a la Demanda”.

Para Facturar los cargos por Estampilla Postal mensualmente por zona de los Cuadros No. 5 y 6, para la generación y la demanda, deben ser divididos entre (6) meses para el Año 1. El resto de los años se divide entre (12) meses.

Con relación al uso esporádico de la red, según el Reglamento de Transmisión en su Artículo 189, acápite “m” se indica que el cargo que aplica por Uso Esporádico será igual al cargo por uso zonal **por unidad de energía**, calculado según la

metodología ilustrada en el paso 7 del Artículo 197 del Reglamento de Transmisión.

La aplicación de los cargos a los generadores que tengan plantas de generación en periodos de prueba se les aplicarán de acuerdo al literal q) del artículo 197 del Reglamento de Transmisión, que indica que el uso del sistema deben ser remunerados a ETESA por medio del pago de los correspondientes cargos por servicios de transmisión esporádicos.

### 1.3. CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

Los servicios de operación integrada incluyen los costos asociados al Centro Nacional de Despacho (CND) y de Hidrometeorología y se recuperan por partes iguales entre los agentes productores y los agentes consumidores vinculados física y eléctricamente al Sistema Interconectado Nacional (SIN). El cargo por el servicio de operación integrada se aplicará a la capacidad instalada, en el caso de los generadores, incluidos aquellos generadores beneficiarios de la Ley 45, y a la demanda máxima anual no coincidente prevista, en el caso de los agentes consumidores (grandes clientes y distribuidoras).

Durante el periodo de pruebas de nuevas instalaciones, deben pagar el SOI a ETESA aplicándose los correspondientes cargos según el artículo 211 del Reglamento de Transmisión.

En el Cuadro N° 7 se presentan los cargos unitarios establecidos.

#### CUADRO No. 7 CARGOS MENSUALES POR OPERACIÓN INTEGRADA (Balboas por KW / mes)

CARGOS UNITARIOS SEGÚN TIPO DE AGENTES (B./kW/mes)						
	2013-2014			2014-2015		
	TOTAL	CND	HIDRO	TOTAL	CND	HIDRO
Agentes Generadores	0.1859	0.1233	0.0626	0.1896	0.0995	0.0901
Agentes Consumidores	0.3252	0.2158	0.1094	0.3310	0.1737	0.1573

  

CARGOS UNITARIOS SEGÚN TIPO DE AGENTES (B./kW/mes)						
	2015-2016			2016-2017		
	TOTAL	CND	HIDRO	TOTAL	CND	HIDRO
Agentes Generadores	0.1374	0.0793	0.0581	0.1191	0.0705	0.0486
Agentes Consumidores	0.2556	0.1476	0.108	0.2682	0.1588	0.1094

CND: Centro Nacional de Despacho  
HIDRO: Hidrometeorología

\*Fuente: Anexo 1 de la Resolución AN No. 7046-Elec de 23 de enero 2014

## 2. FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

Los costos relativos a las pérdidas de energía de transmisión son calculados mensualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND) como un cargo por



separado, calculados como la diferencia entre la generación realizada y el consumo registrado, valoradas al precio de la energía del Mercado Ocasional.

El valor de las pérdidas del sistema de transmisión se determina de acuerdo con el Numeral 11 de las Reglas Comerciales, según Resolución No. JD-4812, de 27 de junio de 2004, y posteriores modificaciones.

El valor total de las pérdidas es repartido entre los agentes compradores en proporción a los Factores de Pérdidas Promedio (FPPi), para cada una de las zonas de transmisión donde se retira energía, que se presentan el Cuadro N° 8.

**CUADRO No. 8**  
**FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN POR ZONAS \***

Zona	FACTORES DE PÉRDIDAS			
	Año 1 del 1/01/14 al 30/06/2014	Año 2	Año 3	Año 4
1	0.11 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
2*	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
3*	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
4	2.23 %	1.10 %	1.05 %	1.94 %
5	1.47 %	10.55 %	8.18 %	12.02 %
6	13.29 %	12.47 %	12.04 %	14.14 %
7	82.07 %	75.56 %	78.25 %	70.98 %
8*	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %
9	0.32 %	0.11 %	0.26 %	0.51 %
10	0.52 %	0.23 %	0.22 %	0.41 %

(\*) A los agentes que soliciten conectarse al sistema de transmisión propiedad de **ETESA** en las zonas donde no se han calculado factores de pérdidas, se les comunicará en un plazo no mayor de quince (15) días el Factor Promedio de Pérdida correspondiente, a partir de la fecha en que el agente comunique el inicio de las pruebas de conexión. La modificación de los factores de pérdidas se informará a todos los participantes consumidores.

Estos factores son utilizados para distribuir las pérdidas de energía de transmisión entre los participantes consumidores. En las zonas en donde más de un agente comprador recibe energía, el factor de pérdida de transmisión se ponderará en proporción a la energía recibida por cada agente. Los FPP podrán ser revisados anualmente por ETESA o extraordinariamente si surge un comprador cuyo consumo lo justifique, previa aprobación de la ASEP.

### 3. CARGO EQUIVALENTE POR USO DE TRANSMISIÓN

Para la aplicación de la indexación en los contratos de suministro que utilizan el cargo de transmisión, se calculará un Cargo por uso del Sistema de Transmisión equivalente ( ). Este cargo será calculado así:

El Cargo de Transmisión CT(i) a utilizar será un CT(i) equivalente, calculado para Generadores de cada zona, así:

$$CT(i) = CUSPT_{eq(i)}$$

Donde:

$$CUSPT_{eq(AT)z} = \frac{(Ingreso\ previsto\ por\ Estampilla\ Postal + Ingreso\ previsto\ por\ SE)_{gAT}}{Capacidad\ Instalada\ Prevista}$$

$$CUSPT_{eq(i)} = \frac{CUSPT_{eq(AT)z}}{\text{meses del AT}}$$

AT = Año tarifario

El Ingreso previsto corresponde a la asignación del Ingreso Máximo Permitido a los generadores en cada zona, tal y como ha sido calculado en la tarifa para los cargos por uso de transmisión.

La Capacidad Instalada Prevista de cada zona es la indicada en el ANEXO B del Pliego tarifario.

El CT (i) equivalente para Generadores por zona es:

**CUSPT equivalentes (B/. /kW-mes)**

Zona	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AT1*	1.602	1.244	1.359	1.505	0.952	0	0	0.300	0	1.613
AT2	1.710	1.152	1.882	1.482	1.029	0	0	0.378	0	1.578
AT3	1.684	1.107	1.804	1.666	0.984	0	0	0.433	0	1.636
AT4	1.871	1.329	1.765	1.753	1.042	0.658	0.658	0.673	0.535	2.114

*Los cargos del año tarifario 1 (AT1) corresponden sólo al semestre de Enero a Junio de 2014''*

Los valores del CUSPT equivalentes serán ajustados mensualmente de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución AN No. 8068 –Elec del 20 de noviembre del 2014 que incorpora el siguiente procedimiento de cálculo en el numeral 3 del Pliego Tarifario vigente de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.

1. Para calcular el Cargo por Uso de Transmisión Equivalente mensual por zona se utilizará la siguiente expresión:

$$CUSPT_{eq(mensual)z} = CUSPT \text{ Equivalente Mensual por Zona en } \frac{\text{Balboas}}{\text{kW}}$$

$$CUSPT_{eq(mensual)z} = \frac{(\text{Ingreso previsto por Estampilla Postal} + \text{Ingreso previsto por SE})g \text{ Mensual}}{\text{Capacidad Instalada actualizada}}$$

**Ingreso previsto por Estampilla Postal Mensual:** Es la facturación mensual en balboas por la aplicación de los cargos tarifarios de Estampilla Postal considerando el ajuste parcial por Estampilla Postal correspondiente a dicho mes.

**Ingreso previsto por SE Mensual:** Es la facturación mensual en balboas por la aplicación de los cargos tarifarios de Seguimiento Eléctrico considerando el ajuste parcial por Seguimiento Eléctrico correspondiente a dicho mes.

**Capacidad Instalada actualizada:** Es la capacidad instalada en kW de la zona tarifaria, sin tomar en consideración la capacidad instalada de las plantas eólicas y solares, del mes que corresponde.

ETESA realizará el cálculo del  $CUSPT_{eq}$  mensual en un archivo de Excel y lo publicará en su Sitio de Internet dentro de los diez (10) primeros días del mes siguiente.

## ANEXO A

### ZONAS DE CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

ZONA	COBERTURA DE LA ZONA
<b>1</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desde la frontera con Costa Rica, hasta S/E PROGRESO y hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Río Escarrea (cerca de Concepción)</li> </ul>
<b>2</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>De norte a sur, desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Fortuna y S/E Changuinola atraviesa el límite provincial entre las provincias de Bocas del Toro y Chiriquí, hasta donde una línea ficticia paralela a la línea en 230 kV que une las S/E Llano Sánchez, S/E Veladero, S/E Mata de Nance y S/E Progreso, que deja las mencionadas subestaciones inmediatamente al sur de la misma, corta las líneas en 230 kV que vinculan las S/E Veladero con S/E Guasquitas y S/E Mata de Nance con S/E Fortuna.</li> </ul>
<b>3</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desde la S/E Caldera, hasta donde la línea en 115 kV que une las S/E Caldera y S/E Mata de Nance atraviesa el poblado de Dolega.</li> </ul>
<b>4</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>De oeste a este, desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Mata de Nance y S/E Progreso atraviesa el río Escarrea, hasta donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Veladero y S/E Llano Sánchez atraviesa el río San Pedro.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>De norte a sur, desde donde una línea ficticia paralela a la línea en 230 kV que une las S/E Llano Sánchez, S/E Veladero, S/E Mata de Nance y S/E Progreso, que deja las mencionadas subestaciones inmediatamente al sur de la misma, corta las líneas en 230 kV que vinculan las S/E Veladero con S/E Guasquitas y S/E Mata de Nance con S/E Fortuna,</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>y desde donde la línea en 115 kV que une las S/E Mata de Nance y S/E Caldera atraviesa el poblado de Dolega.</li> </ul>
<b>5</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desde la S/E LLANO SANCHEZ, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Río San Pedro (entre Soná y Santiago).</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desde la S/E LLANO SANCHEZ, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá.</li> </ul>
<b>6</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desde la S/E CHORRERA, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desde la S/E CHORRERA, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Canal de Panamá.</li> </ul>
<b>7</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desde la S/E PANAMÁ, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Canal de Panamá.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desde la S/E PANAMÁ, hasta donde la línea transmisión de 115 kV atraviesa el límite provincial entre Colón y Panamá.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desde la S/E PANAMA, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Río Mamoní (cerca de Chepo).</li> </ul>
<b>8</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Por el Oeste, desde la S/E BAYANO, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Río Mamoní (cerca de Chepo);</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>y por el Este, desde la S/E BAYANO, hasta el límite provincial entre Panamá y Darién.</li> </ul>
<b>9</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desde la S/E BAHIA LAS MINAS, hasta el límite provincial entre Colón y Panamá.</li> </ul>
<b>10</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Fortuna y S/E Changuinola atraviesa el límite provincial entre Bocas del Toro y Chiriquí, hasta donde la línea de transmisión en 230 kV que sale de la S/E Changuinola, se dirige hacia Costa Rica y atraviesa el límite de la frontera con dicho país.</li> </ul>

**ANEXO B**

**Capacidad Instalada Prevista (MW)**

Zona	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	1/julio/2013-30/junio/2014	1/julio/2014-30/junio/2015	1/julio/2015-30/junio/2016	1/julio/2016-30/junio/2017
<b>1</b>	<b>154.20</b>	<b>210.20</b>	<b>260.20</b>	<b>260.20</b>
Baitún	88.20	88.20	88.20	88.20
Bajo de Mina	56.00	56.00	56.00	56.00
San Andrés	10	10.00	10.00	10.00
Bajo Frío		56.00	56.00	56.00
Burica			50.00	50.00
...				
<b>2</b>	<b>537.77</b>	<b>537.77</b>	<b>537.77</b>	<b>537.77</b>
Fortuna	300.00	300.00	300.00	300.00
Estí	120.00	120.00	120.00	120.00
Gualaca	25.34	25.34	25.34	25.34
Lorena	33.77	33.77	33.77	33.77
Prudencia	58.66	58.66	58.66	58.66
...				
<b>3</b>	<b>155.07</b>	<b>169.17</b>	<b>169.17</b>	<b>173.34</b>
La Estrella	47.20	47.20	47.20	47.20
Los Valles	54.76	54.76	54.76	54.76
Mendre	19.75	19.75	19.75	19.75
Cochea	15.50	15.50	15.50	15.50
Mendre II	8.00	8.00	8.00	8.00
Los Algarrobos	9.86	9.86	9.86	9.86
El Síndigo		10.00	10.00	10.00
Caldera		4.10	4.10	4.10
Potrerosillos				4.17
...				
<b>4</b>	<b>188.73</b>	<b>348.39</b>	<b>435.47</b>	<b>435.47</b>
Concepción	10.00	10.00	10.00	10.00
Macano	3.50	3.50	3.50	3.50
Paso Ancho	6.12	6.12	6.12	6.12
Los Planetas	4.95	4.95	4.95	4.95
Pedregalito	20.00	20.00	20.00	20.00
Pedregalito II	12.89	12.89	12.89	12.89
RP-490	14.00	14.00	14.00	14.00
Macho de Monte	2.50	2.50	2.50	2.50
Dolega	3.12	3.12	3.12	3.12
Las Perlas Norte	10.00	10.00	10.00	10.00
Las Perlas Sur	10.00	10.00	10.00	10.00
San Lorenzo	8.40	8.40	8.40	8.40
Pando	33.30	33.30	33.30	33.30

Monte Lirio	49.95	49.95	49.95	49.95
El Alto		69.48	69.48	69.48
Asturias		4.10	4.10	4.10
Barro Blanco		28.56	28.56	28.56
Los Plantetas 2		8.58	8.58	8.58
Santa María		26.00	26.00	26.00
Cañazas		6.00	6.00	6.00
Los Estrechos		12.30	12.30	12.30
Tizingal		4.64	4.64	4.64
Bajo de Totuma			5.00	5.00
Las Cruces			14.40	14.40
San Bartolo			15.08	15.08
La Laguna			9.30	9.30
Chuspa			8.80	8.80
Tabasará II			34.50	34.50
...				
<b>5</b>	<b>243.90</b>	<b>278.70</b>	<b>397.31</b>	<b>395.55</b>
El Fraile	5.35	5.35	5.35	5.35
La Huaca	5.05	5.05	5.05	5.05
La Yeguada	6.60	6.60	6.60	6.60
Chitré	4.50	4.50	4.50	4.50
Sarigua	2.40	2.40	2.40	2.40
Rosa de los Vientos	100.00	100.00	100.00	100.00
Marañón	17.50	17.50	17.50	17.50
Nuevo Chagres	62.50	62.50	62.50	62.50
Portobelo	40.00	40.00	40.00	40.00
Santa María 82		25.80	25.80	25.80
Ojo de Agua		9.00	9.00	9.00
La Palma			2.02	2.02
Punta Rincón			116.59	114.83
...				
<b>6</b>	<b>105.80</b>	<b>105.80</b>	<b>105.80</b>	<b>105.80</b>
Panam	96.00	96.00	96.00	96.00
Capira	5.50	5.50	5.50	5.50
Antón	4.30	4.30	4.30	4.30
...				
<b>7</b>	<b>288.43</b>	<b>188.76</b>	<b>188.76</b>	<b>188.76</b>
TG EGESA	35.67			
Pacora	54.00	54.00	54.00	54.00
Miraflores (ACP)	120.00	56.00	56.00	56.00
Miraflores G9 y G10	78.76	78.76	78.76	78.76
...				
<b>8</b>	<b>260.00</b>	<b>260.00</b>	<b>260.00</b>	<b>260.00</b>
Bayano	260.00	260.00	260.00	260.00
...				

<b>9</b>		<b>567.40</b>	<b>567.40</b>	<b>577.40</b>	<b>1462.40</b>
	BLM Ciclo Combinado	160.00	160.00	160.00	160.00
	BLM Carbón	120.00	120.00	120.00	120.00
	Cativá	87.00	87.00	87.00	87.00
	Termo-Colón Ciclo Combinado	150.00	150.00	150.00	150.00
	El Giral	50.40	50.40	50.40	50.40
	Río Piedra			10.00	10.00
	Central de Carbón				225.00
	Telfers				660.00
	...				
<b>10</b>		<b>222.17</b>	<b>254.03</b>	<b>254.03</b>	<b>254.03</b>
	Changuinola	222.17	222.17	222.17	222.17
	Bonyic		31.86	31.86	31.86
	...				

## Demanda Máxima No Coincidente Prevista (MW)

Zona	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	1/julio/2013-30/junio/2014	1/julio/2014-30/junio/2015	1/julio/2015-30/junio/2016	1/julio/2016-30/junio/2017
<b>1</b>	<b>26.09</b>	<b>27.32</b>	<b>28.46</b>	<b>29.75</b>
<b>EDECHI</b>				
Progreso T1 y T2	25.30	26.49	27.60	28.85
Charco Azul	0.79	0.83	0.86	0.90
...				
<b>2</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
...				
<b>3</b>	<b>0.07</b>	<b>0.07</b>	<b>0.08</b>	<b>0.08</b>
<b>EDECHI</b>				
Caldera 115-19	0.07	0.07	0.08	0.08
...				
<b>4</b>	<b>83.55</b>	<b>85.89</b>	<b>89.52</b>	<b>93.85</b>
<b>EDECHI</b>				
Mata Nance 34-9	9.34	9.76	10.27	10.68
Mata Nance 34-10/11/15	74.21	76.13	79.25	83.17
...				
<b>5</b>	<b>163.55</b>	<b>209.71</b>	<b>181.84</b>	<b>192.70</b>
<b>EDEMET</b>				
Llano Sánchez y El Higo	161.60	170.76	179.89	190.75
<b>GRANDES CLIENTES</b>				
Super 99	1.13	1.13	1.13	1.13
Hotel Bijao	0.82	0.82	0.82	0.82
<b>MINERA PANAMA</b>				

Petaquilla		37.00	0	0
...				
<b>6</b>	<b>113.53</b>	<b>117.94</b>	<b>123.02</b>	<b>127.96</b>
<b>EDEMET</b>				
Panamá Oeste	112.30	116.71	121.79	126.73
<b>GRANDES CLIENTES</b>				
Super 99	1.23	1.23	1.23	1.23
...				
<b>7</b>	<b>967.75</b>	<b>1017.54</b>	<b>1067.10</b>	<b>1133.87</b>
<b>ENSA</b>				
Panamá	478.69	508.67	536.93	581.08
<b>EDEMET</b>				
Panamá	450.68	470.47	491.74	514.35
<b>GRANDES CLIENTES</b>				
Business Park	2.84	2.86	2.89	2.90
CEMEX	24.65	24.65	24.65	24.65
Mega Depot	0.64	0.64	0.64	0.64
Ricamar	0.93	0.93	0.93	0.93
Contraloría	1.22	1.22	1.22	1.22
Super 99	7.16	7.16	7.16	7.16
General Mills	0.94	0.94	0.94	0.94
...				
<b>8</b>	<b>1.52</b>	<b>1.60</b>	<b>1.67</b>	<b>1.74</b>
<b>ENSA</b>				
Cañitas-Aserradero	1.52	1.60	1.67	1.74
...				
<b>9</b>	<b>162.73</b>	<b>171.72</b>	<b>178.72</b>	<b>183.95</b>
<b>ENSA</b>				
Colón	154.23	162.23	169.23	174.46
<b>GRANDES CLIENTES</b>				
Cemento Panamá	8.50	8.50	8.50	8.50
Super 99		0.99	0.99	0.99
...				
<b>10</b>	<b>38.50</b>	<b>40.70</b>	<b>42.74</b>	<b>44.99</b>
<b>Bocas del Toro</b>				
PTP-Cañazas	26.25	27.77	29.18	30.65
Changuinola	12.25	12.93	13.56	14.34
...				



## ENERGIA CONSUMIDA POR LA DEMANDA ANUAL PREVISTA POR ZONA (GWh)

---

Zona	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
AT1	95.5	0	0	504.4	993.9	630.1	5,181.4	0	684.0	154.6	8,243.9
AT2	96.4	0	0	514.3	1,218.4	641.9	5,277.6	0	716.5	155.2	8,620.3
AT3	102.1	0	0	553.2	1,085.6	688.7	5,639.5	0	775.8	162.2	9,007.1
AT4	104.2	0	0	568.8	1,112.1	705.5	5,927.0	0	805.6	163.7	9,386.8