

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.**

**ACTUALIZACIÓN TARIFARIA  
AÑO TARIFARIO No. 4  
PERIODO TARIFARIO 2013-2017**

2016

## INDICE

INTRODUCCIÓN .....	6
1. CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN.....	6
1.1 CARGOS POR CONEXIÓN.....	7
1.2 CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT) .....	7
1.3. CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI) .....	9

---

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.**  
**ACTUALIZACIÓN TARIFARIA**  
**AÑO TARIFARIO No. 4**  
**01/julio/2016 – 30/junio/2017**

## 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, 6989-Elec de 7 de enero de 2014, AN No. 7046-Elec de 23 de enero 2014 y la AN No.7143-Elec de 28 de febrero de 2014, aplicando la metodología y los parámetros de eficiencia establecidos en estas resoluciones **ETESA** presenta en este documento la actualización de los cargos correspondientes al Año Tarifario No. 4.

Debido al atraso presentado en el cálculo del ajuste de los cargos preliminares del Año 4, de los meses de Julio a agosto de 2016 se aplicarán los cargos preliminares del Pliego Tarifario para dicho año y a partir de septiembre de 2016 se aplicarán los cargos ajustados según se presentan en este documento.

Al finalizar el Año tarifario 4 se procederá de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión, con el fin de realizar los ajustes finales a las facturaciones de cada agente.

### 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 y son actualizados conforme lo establece el Régimen Tarifario en la Sección IX.3.2 del Capítulo IX.3.4 y los cargos por el Servicio de Operación Integrada de acuerdo al Capítulo XI.2.

Las metodologías de cálculo para los cargos por los servicios de transmisión se encuentran adjuntas al Pliego Tarifario aprobado.

---

## 1.1 CARGOS POR CONEXIÓN

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.

En el Cuadro No. 1 se presenta la actualización de los cargos por conexión, a través del Índice de Precios al Consumidor (Anexo B) para las instalaciones consideradas en el cálculo tarifario, que corresponden a los activos de conexión existentes y los "que se incorporen", en el Año Tarifario No. 4. Además, se incluyen cargos por conexión para instalaciones cuyo desarrollo está condicionado al esquema topológico de instalaciones existentes.

### CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN ACTUALIZACIÓN AÑO No. 4

#### AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

TIPO DE ACTIVO	2016-2017	
	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)
<b>Salidas de Conexión</b>	<b>Miles B/.Salida</b>	
CXS34.5 Barra Sencilla	129.00	63.98
CXS34.5 Interruptor y Medio	149.85	74.32
CXS115 Barra Sencilla	76.72	38.05
CXS115 Interruptor y Medio	187.49	92.99
CXS115 Interruptor y Medio con 1P	-	-
CXS230 Barras sencilla	-	-
CXS230 Interruptor y Medio	327.50	162.42
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento	361.88	179.48
<b>Transformadores</b>	<b>Miles B./MVA</b>	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	5.88	2.91
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	11.12	5.51
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	8.77	4.35
CXTR Reductor 20/24 MVA	6.35	3.15
<b>Líneas</b>	<b>Miles B./km</b>	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	23.61	11.71
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	-	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	-	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	-	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	-	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	-	N/A
CXL230 KV Circuito.Sencillo/torres Doble	-	N/A
<b>PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADAS</b>		
Salida de conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)	<b>Miles B/.Salida</b>	
1 IP - 230 KV	230.51	N/A
2 IP - 230 KV	400.19	N/A
1 IP - 115 KV	161.19	N/A
2 IP - 115 KV	277.77	N/A
1 IP - 34.5 KV	58.96	N/A
2 IP - 34.5 KV	94.73	N/A

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

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.

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

En el Cuadro N° 2, 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, ajustados con el Índice de Precios al Consumidor (IPC =1.0156).

En el Cuadro N° 3, 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, ajustado con el (IPC=1.0156).

Los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) en B./MWh (Cuadro No. 2) se aplicarán una vez finalizado el mes, a la energía real despachada y a la energía real comprada por la distribuidora

**CUADRO N° 2**  
**SEGUIMIENTO ELÉCTRICO**  
**CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**

**PARA LA GENERACIÓN**  
**(B. / MWh)**

Zona	Año 4
	1/07/2016 - 30/06/2017
1	4.583
2	4.436
3	5.168
4	3.998
5	2.029
6	0.445
7	0.296
8	0.000
9	1.324
10	4.503

**PARA LA DEMANDA**  
**(B. / MWh)**

Zona	Año 4
	1/07/2016 - 30/06/2017
1	0.000
2	0.000
3	0.000
4	0.130
5	1.646
6	2.071
7	2.072
8	0.000
9	0.588
10	0.178

**CUADRO N° 3**  
**ESTAMPILLA POSTAL**  
**CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**

PARA LA GENERACIÓN (B/. / KW - año)		PARA LA DEMANDA (B/. / KW - año)	
Zonas	Año 4	Zonas	Año 4
	1/07/2016 - 30/06/2017		1/07/2016 - 30/06/2017
1, 2, 3, 4, 5 y 10	2.540	1, 2, 3 y 4	10.896
6, 7 y 9	2.540	5, 6, 7, 8, 9 y 10	10.896
8	2.540		

Para los cargos CUSPT presentados se adjunta el modelo de cálculo correspondiente.

### 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° 4 se presentan los cargos unitarios establecidos.

**CUADRO No. 4**  
**CARGOS MENSUALES POR OPERACIÓN INTEGRADA**  
**(Balboas por KW / mes)**

CARGOS UNITARIOS SEGÚN TIPO DE AGENTES (B./kW/mes)			
	2016-2017		
	TOTAL	CND	HIDRO
Agentes Generadores	0.1920	0.1064	0.0857
Agentes Consumidores	0.3039	0.1683	0.1356

Para los cargos SOI presentados se adjunta el modelo de cálculo correspondiente, actualizando estos cargos a través del Índice de Precios al Consumidor.

# ANEXOS

---

## ANEXO A

### Capacidad Instalada y Demanda Máxima no Coincidente Prevista Ajustada Año 4

Capacidad Instalada (MW)			
Zona	Nodo	Pinst (G)	Mes de Ingreso
<b>1</b>		<b>213.20</b>	
Baitún	6014	87.60	0
Bajo de Mina	6014	57.40	0
La Potra	6014	30.00	0
San Andres	6014	10.30	5
Salsipuedes	6014	27.90	0
...			
<b>2</b>		<b>537.80</b>	
Fortuna	6096	300.00	0
Estí	6179	120.00	0
Gualaca	6179	25.34	0
Lorena	6179	33.80	0
Prudencia	6179	58.66	0
...			
<b>3</b>		<b>155.27</b>	
La Estrella	6087	47.20	0
Los Valles	6087	54.76	0
Mendre	6087	19.75	0
Cochea	6087	15.50	0
Mendre II	6087	8.20	0
Los Algarrobos	6087	9.86	0
...			
<b>4</b>		<b>260.90</b>	
Concepción	6380	10.00	0
Macano	6380	3.50	0
Paso Ancho	6013	6.12	0
Los Planetas	6013	4.95	0
Pedregalito	6380	20.00	0
Pedregalito II	6380	14.00	0
RP-490	6380	14.00	0
Macho de Monte	6013	2.50	0
Dolega	6013	3.12	0
Las Perlas Norte	6380	10.00	0
Las Perlas Sur	6380	10.00	0
San Lorenzo	6013	8.12	0
Monte Lirio	6182	51.65	0
Bugaba I	6380	3.29	0
Bugaba II	6380	4.00	0
El Alto	6182	69.48	0
Las Cruces	6527	19.87	0
Bajo del Totumo	6380	6.30	6
...			
<b>5</b>		<b>16.25</b>	
El Fraile	6010	5.35	0
La Yeguada	6010	6.60	0
Antón	6240	4.30	0
...			
<b>6</b>		<b>147.00</b>	
Panam	6005	96.00	0
Panam Amp	6005	51.00	0
...			
<b>7</b>		<b>233.81</b>	
Miraflores	6018	135.63	0
Pacora	6171	53.53	0
Cerro Azul	6601	44.65	7
...			
<b>8</b>		<b>260.00</b>	
Bayano	6100	260.00	0
...			
<b>9</b>		<b>789.35</b>	
BLM Ciclo Combinado	6059	160.00	0
BLM Carbón	6060	120.00	0
Cativá	6059	87.20	0
Termo-Colón Ciclo Comb	6290	150.00	0
El Giral	6170	50.35	0
Estrella de Mar I (Barcaza)	6059	72.00	0
Jinro	6173	57.80	0
Kanam	6059	92.00	0
...			
<b>10</b>		<b>252.17</b>	
Changuinola	6263	222.17	0
Bonyic	6261	30.00	0
...			

Demanda Máxima No Coincidente (MW)		
Zona	Nodo	Pma (D)
<b>1</b>		<b>29.75</b>
<b>EDECHI</b>		
Progreso T1 y T2	6014	28.85
Charco Azul	6014	0.90
...		
<b>2</b>		<b>0.00</b>
...		
<b>3</b>		<b>0.08</b>
<b>EDECHI</b>		
Caldera 115-19	6087	0.08
...		
<b>4</b>		<b>93.85</b>
<b>EDECHI</b>		
Mata Nance 34-9	6013	10.68
Mata Nance 34-10/11/15	6013	60.80
San Cristobal	6012	22.37
...		
<b>5</b>		<b>192.94</b>
<b>EDEMET</b>		
Llano Sánchez y El Higo	6009	190.75
<b>GRANDES CLIENTES</b>		
Super 99	6009	1.13
Sunstar	6009	0.82
Varela (Fábrica de Pesé)	6009	0.24
...		
<b>6</b>		<b>129.10</b>
<b>EDEMET</b>		
Panamá Oeste	6005	126.73
<b>GRANDES CLIENTES</b>		
Super 99	6005	1.23
Cemento Interoceánico	6005	1.14
...		
<b>7</b>		<b>1134.81</b>
<b>ENSA</b>		
Panamá	6002	581.08
<b>EDEMET</b>		
Panamá	6002	514.35
<b>GRANDES CLIENTES</b>		
CEMEX	6024	24.65
Contraloría	6018	1.22
Super 99	6002	7.16
General Mills	6002	0.94
A VIPAC	6002	0.20
Embajada de Estados Unidos	6002	1.30
CSS (CHAAM)	6002	3.65
Varela (Cía. Panameña de Licores)	6004	0.26
...		
<b>8</b>		<b>1.74</b>
<b>ENSA</b>		
Cañitas-Aseradero	6100	1.74
...		
<b>9</b>		<b>183.95</b>
<b>ENSA</b>		
Colón	6059	174.46
<b>GRANDES CLIENTES</b>		
Cemento Panamá	6170	8.50
Super 99	6059	0.99
...		
<b>10</b>		<b>44.99</b>
<b>Bocas del Toro</b>		
PTP-Cañazas	6340	30.65
Changuinola	6261	14.34
...		



## ANEXO B

### EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

#### FACTOR DE AJUSTE POR ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR ACTUALIZACIÓN TARIFARIA AÑO 4 PERIODO (1° DE JULIO 2013 A DICIEMBRE 2016)

Fecha base de Cálculo:	junio-13
IPC <sub>0</sub> = Índice de precios al Consumidor a la fecha base de cálculo	148.3 junio-13

Fecha de aplicación de ajuste	julio-16
IPC <sub>i</sub> = Índice de Precios al Consumidor a Diciembre n -1	151.76 diciembre-15

<b>Factor de ajuste</b>			
$\frac{IPC_i}{IPC_0}$	=	$\frac{151.8}{148.3}$	= 1.023329122
<b>1.02333</b>	X	0.67	= 0.685630511
<b>0.6856305</b>	+	<b>0.33</b>	= <b>1.0156</b>

$$\text{Cargo}_{ii} = [(0.33 + 0.67 (IPC_i/IPC_0))] * \text{Cargo}_{i0}$$

Donde:

Cargo<sub>i0</sub>: es el cargo tarifario determinado a la fecha base de cálculo para el año i.

Cargo<sub>ii</sub>: es el cargo tarifario para el año i actualizado al año i.

IPC<sub>0</sub>: es Índice de Precios al Consumidor a la **fecha base de cálculo**, publicado por la Contraloría General de la República.

IPC<sub>i</sub>: es Índice de Precios al Consumidor a **Diciembre del año i-1**, publicado por la Contraloría General de la República.

## ANEXO C DATOS FIJOS –IMP previsto Año 4-

Año Tarifario: 4      2016 - 2017													
	IP SPT P (k B/.)		Longitud (km)		CUP								
Total:	59,663.20	100%	1,202.3	100%	(k B/./km)			%ASIGP (G) =	70%	41,764 (k B/.)	41,764.24	70.0%	
230 kV	51,026.95	85.5%	786.5	65.4%	64.9			%ASIGP (D) =	30%	17,899 (k B/.)	17,898.96	30.0%	
115 kV	8,636.25	14.5%	415.8	34.6%	20.8								
IP SPTD: 19,568.00 100% 582.5 100% 33.6 (230 kV)													
Mes Tarifario:	M01	M02	M03	M04	M05	M06	M07	M08	M09	M10	M11	M12	
	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	
Periodo Est.:	Lluv.	Lluv.	Lluv.	Lluv.	Lluv.	Lluv.	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Lluv.	
	8760	744	744	720	744	720	744	744	672	744	720	744	
Te (Hs/Mes):	744	744	720	744	720	744	744	672	744	720	744	720	
Te / 8760 =	0.0849	0.0849	0.0822	0.0849	0.0822	0.0849	0.0849	0.0767	0.0849	0.0822	0.0849	0.0822	
												8760	
												1,000	
Zona													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total		
Principales Referencias	Progreso Baitún	Fortuna Guasquitas	Caldera L.Estrella	Mata Nance Boquerón 3	LI.Sánchez El Higo	Chorrera Pan-Am	Panamá Pacora	Bayano Cañitas	T.Colón L.Minas	Changinola Cañazas			
Capacidad instalada de generación (Cinst) y Demanda máxima no coincidente prevista anual (Pma) en MW por Zona													
Cinst (G)	213.2	537.8	155.3	270.9	356.2	147.0	233.8	260.0	789.4	252.2	3,215.6		
Pma (D)	29.8	0	0.1	93.9	192.9	129.1	1,134.8	1.7	183.9	45.0	1,811.2		
Despacho de potencia promedio anual previsto (MW)													
Pg (G)	146.6	150.8	111.3	213.9	131.6	95.5	30.2	0	196.1	148.9	1,224.8		
Pd (D)	40.6	0	0.1	42.6	123.4	122.8	753.6	0	100.2	41.3	1,224.7		
Despacho de energía anual previsto por zona (GWh)													
Eg (G)	1,284.3	1,320.6	975.1	1,873.4	1,153.0	836.5	264.5	0	1,717.5	1,304.0	10,728.9		
Ed (D)	355.3	0	1.0	373.5	1,080.9	1,075.7	6,601.9	0	878.2	361.6	10,728.1		
CXUSOPS (B./ MWh): Seg. Electrico x uso red													
GEN	4.697	4.649	5.360	4.059	1.845	0.465	0.201	0	1.288	4.394			
DEM	0	0	0	0.120	1.258	1.653	1.746	0	0.504	0.177			
CXUSOPE (B./ kW): Est. Postal x capacidad remanente													
GEN =	2.501												
DEM =	1.679												
CXCADIC (B./ kW): Est. Postal x no pago zonas 6, 7 y 9													
GEN =	0.000												
DEM =	0.000												
CXUSODS (B./ MWh): Seg. Electrico x uso equipamiento asociado totalmente a la demanda													
DEM	0	0	0	0	0.384	0.421	0.358	0	0.014	0			
CXUSODE (B./ kW): Est. Postal x equipamiento asociado totalmente a la demanda													
DEM =	9.049												
TOTAL CXUSO_S (B./ MWh): Seg. Electrico													
GEN	4.513	4.368	5.089	3.937	1.998	0.438	0.292	0	1.304	4.434			
DEM	0	0	0	0.128	1.620	2.039	2.040	0	0.579	0.175			
TOTAL CXUSO_E (B./ kW - año): Est. Postal													
GEN =	2.501      excepto zonas 6, 7 y 9 que es 0 ; y zona 8 =												
DEM =	10.728      excepto para zonas 1, 2, 3 y 4 que es =												
Recaudación prevista por cargos (kB/.)													
											0.00	59,663.20	59,663.20
CXUSOPS : Seg. Electrico x uso red													
												100.0%	
ZONA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	49,526.7	83.0%	44,941.9
GEN	5,795.7	5,768.2	4,962.1	7,374.9	2,303.7	366.2	77.2	0	2,239.4	5,781.3	34,668.72	70.0%	56.7%
DEM	0	0	0	47.8	1,341.5	1,744.5	11,166.4	0	494.3	63.4	14,858.02	30.0%	
CXUSOPE: Est. Postal x capacidad remanente													
											10,136.5	17.0%	34,289.3
GEN	524.5	1,345.2	388.4	645.9	40.6	367.7	528.0	650.3	1,974.3	630.7	7,095.53	70.0%	43.3%
DEM	49.9	0	0.1	157.6	323.9	216.8	1,905.3	2.9	308.8	75.5	3,040.94	30.0%	
CXUSOD: cargos x equipamiento asociado totalmente a la demanda													
											19,568.0	100.0%	
Seg.Elec.	0	0	0	0	409.8	449.1	2,304.4	0	14.3	0	3,177.64	16.2%	
Est.Post.	269.2	0	0.7	849.3	1,746.0	1,168.3	10,269.4	15.7	1,664.6	407.1	16,390.36	83.8%	
CADIC: monto anual zonas 6, 7 y 9 equivalente al cargo adicional =													
						0.0	0.0%						
TOTAL (kB/.)													
											79,231.2	100.0%	74384.3
GEN	6,320.2	7,113.3	5,350.5	8,020.8	2,344.4	733.9	605.1	650.3	4,213.7	6,412.0	41,764.24	52.7%	38244.3
DEM	319.2	0	0.9	1,054.7	3,821.3	3,578.7	25,645.5	18.7	2,482.1	546.1	37,466.96	47.3%	36140.1
	8.0%	9.0%	6.8%	10.1%	3.0%	0.9%	0.8%	0.8%	5.3%	8.1%			
	0.4%	0.0%	0.0%	1.3%	4.8%	4.5%	32.4%	0.0%	3.1%	0.7%			

## ANEXO D CARGOS CUSPT- Actualizados-

IPC 1.0156

### RESULTADO DEL CUSP SIN IPC

ZONA	Seguimiento Eléctrico				Estampilla			
	Generación	Demanda 1	Cx Asociados Totalmente a la Demanda	Total Cargo Demanda	Generación	Demanda 1	Cx Asociados Totalmente a la Demanda	Total Cargo Demanda
1	4.5130	0.0000	0.0000	0.0000	2.5012	1.6790	9.0494	10.7284
2	4.3680	0.0000	0.0000	0.0000	2.5012	1.6790	9.0494	10.7284
3	5.0890	0.0000	0.0000	0.0000	2.5012	1.6790	9.0494	10.7284
4	3.9370	0.1281	0.0000	0.1281	2.5012	1.6790	9.0494	10.7284
5	1.9980	1.2412	0.3791	1.6203	2.5012	1.6790	9.0494	10.7284
6	0.4380	1.6218	0.4175	2.0393	2.5012	1.6790	9.0494	10.7284
7	0.2920	1.6914	0.3490	2.0404	2.5012	1.6790	9.0494	10.7284
8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.5012	1.6790	9.0494	10.7284
9	1.3040	0.5629	0.0163	0.5792	2.5012	1.6790	9.0494	10.7284
10	4.4340	0.1754	0.0000	0.1754	2.5012	1.6790	9.0494	10.7284

### CARGOS AJUSTADOS CUSPT AÑO 4 CON IPC

ZONA	Seguimiento Eléctrico				Estampilla			
	Generación	Demanda 1	Cx Asociados Totalmente a la Demanda	Total Cargo Demanda	Generación	Demanda 1	Cx Asociados Totalmente a la Demanda	Total Cargo Demanda
1	4.584	0.000	0.000	0.000	2.54	1.705	9.191	10.90
2	4.436	0.000	0.000	0.000	2.54	1.705	9.191	10.90
3	5.169	0.000	0.000	0.000	2.54	1.705	9.191	10.90
4	3.999	0.130	0.000	0.130	2.54	1.705	9.191	10.90
5	2.029	1.261	0.385	1.646	2.54	1.705	9.191	10.90
6	0.445	1.647	0.424	2.071	2.54	1.705	9.191	10.90
7	0.297	1.718	0.355	2.073	2.54	1.705	9.191	10.90
8	0.000	0.000	0.000	0.000	2.54	1.705	9.191	10.90
9	1.324	0.572	0.017	0.589	2.54	1.705	9.191	10.90
10	4.503	0.178	0.000	0.178	2.54	1.705	9.191	10.90

## ANEXO E IMP ACTUALIZADO AÑO TARIFARIO No. 4

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.  
PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS  
(Miles de Balboas de Junio de 2016)

PARAMETROS	UNIDAD	2012	2013	2014	2015	2016	2017
DMT	%		2.03%	2.03%	2.03%	2.03%	2.03%
ADMIT	%		0.78%	0.78%	0.78%	0.78%	0.78%
Tasa depreciación nuevas inversiones	%	3.00%					
RSF	%	7.90%					
<b>ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)</b>							
ACTSP (Activo bruto Sistema Principal) + PG	B/ MILES	364,992	368,871	389,829	409,867	485,955	534,402
ACTSP (Activo bruto SP asignado a la Demanda. Solo parte de ETESA)	B/ MILES	21,486	21,486	21,486	37,734	37,734	37,734
ACTCT (Activo bruto Conexión)	B/ MILES	2,001	2,001	2,001	2,001	-	-
ACTH (Activo bruto Hidro. Remanente)	B/ MILES	208,150	200,777	210,168	218,415	281,904	315,472
ACTNSPT (Neto Sistema Principal) + PG	B/ MILES	-	-	-	-	-	-
ACTNSPT (Neto Sistema Principal asignado Demanda)	B/ MILES	8,608	7,843	7,079	22,563	21,312	20,060
ACTNTCI (Neto Conexión)	B/ MILES	289	199	129	59	-	-
ACTNH (Neto Hidro. Remanente)	B/ MILES	-	-	-	-	-	-
<b>ACTIVOS EXISTENTES (al final del año - VNR)</b>							
ACTSP (Sistema Principal)	B/ MILES	672,845	676,724	697,482	736,096	820,738	869,185
ACTSP (Sistema Principal asignado a la demanda)	B/ MILES	-	-	-	-	-	-
ACTCT (Conexión)	B/ MILES	55,584	55,584	55,584	71,832	71,832	71,832
<b>ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE</b>							
ACTSP (Sistema Principal) (Primer Semestre)	B/ MILES	-	553	3,708	2,645	9,211	3,191
ACTSP (Sistema Principal) (Segundo Semestre)	B/ MILES	-	1,014	7,258	10,263	23,290	17,611
ACTSP (Asignado a la demanda) (Primer Semestre)	B/ MILES	-	-	-	-	-	142,729
ACTSP (Asignado a la demanda) (Segundo Semestre)	B/ MILES	-	-	-	-	-	142,729
ACTCT (Conexión)	B/ MILES	-	-	-	2,589	-	-
ACTCT (Conexión)	B/ MILES	-	-	-	5,300	-	-

  

INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS		2012	2013	2013	2014	2014	2015	2015	2016	2016	2016	2017	2017
			Sem 1	Sem 2	Sem 1	Sem 2	Sem 1	Sem 2	Sem 1	Sem 2	Sem 1	Sem 2	Sem 2
<b>EQUIPAMIENTO PRINCIPAL</b>			23,416	23,997	23,871	24,146	24,487	25,541	26,569	28,879	30,784	32,761	
Operación y Mantenimiento	B/ MILES		6,841	6,850	6,944	7,076	7,260	7,133	7,258	7,544	8,385	8,658	
Administración	B/ MILES		2,629	2,632	2,668	2,696	2,741	2,800	2,943	3,052	3,226	3,338	
Depreciación	B/ MILES		5,642	5,656	5,795	5,902	6,075	6,303	6,575	6,988	7,536	7,989	
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES		8,266	8,302	8,224	8,504	8,511	9,112	9,355	10,407	11,387	12,527	
Generación Obligada	B/ MILES		39	39	203	-	-	-	-	203	203	203	
Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía	B/ MILES		-	518	38	28	38	38	38	215	38	38	
<b>EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA</b>			-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,568	19,568
Operación y Mantenimiento	B/ MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,897	2,897
Administración	B/ MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,113	1,113
Depreciación	B/ MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,282	4,282
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES		-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,276	11,276
<b>CONEXIÓN</b>			1,893	1,893	1,473	1,473	1,799	2,189	2,528	2,528	2,477	2,477	
Operación y Mantenimiento	B/ MILES		564	564	564	564	572	572	729	729	729	729	
Administración	B/ MILES		217	217	217	217	237	258	280	280	280	280	
Depreciación	B/ MILES		382	382	382	382	493	541	628	628	628	628	
Rentabilidad sobre Activos	B/ MILES		340	340	310	310	485	688	891	891	842	842	
<b>SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>			3,858	4,199	5,385	4,391	3,983	4,749	4,470	5,707	7,260	9,853	
Centro Nacional de Despacho	B/ MILES		2,203	2,620	3,670	2,764	2,403	3,240	2,615	3,351	3,853	4,407	
Hidrometeorología	B/ MILES		1,652	1,579	1,679	1,627	1,582	1,509	1,855	2,356	3,447	5,246	
<b>TOTAL</b>	B/ MILES		28,774	29,690	30,699	30,010	30,271	32,460	33,565	37,112	40,562	44,891	

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.  
CÁLCULO DEL VPN DEL INGRESO PERMITIDO PARA EL PERIODO TARIFARIO  
(Miles de Balboas de Dic 2012)

RESUMEN	2013	2014	2015	2016	2017
<b>INGRESO ANUAL (Año Calendario)</b>					
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	47,413	48,017	50,029	55,448	63,546
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA	-	-	-	-	39,136
CONEXIÓN	3,006	2,946	3,968	5,052	4,954
<b>SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>					
Centro Nacional de Despacho	4,823	6,439	5,643	5,966	8,260
Hidrometeorología	3,222	3,306	3,091	4,210	8,693
<b>INGRESO ANUAL (Año Tarifario)(1)</b>	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
EQUIPAMIENTO PRINCIPAL	47,868	48,633.12	52,110.15	59,663	-
EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA	-	-	-	19,568	-
CONEXIÓN	2,976	3,272	4,696	5,003	-
<b>SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>					
Centro Nacional de Despacho	9,545	8,376	9,219	13,007	-
Hidrometeorología	6,296	5,166	5,855	7,204	-
	3,249	3,209	3,364	5,803	-
<b>FACTOR DE ACTUALIZACIÓN</b>	0.96200	0.89157	0.82629	0.76579	-
<b>Valor Presente Neto del IMP (A11 de julio de 2013)</b>	<b>VPN(2)</b>				
<b>EQUIPAMIENTO PRINCIPAL</b>	178,157	46,049	43,360	43,058	45,690
230 kV	152,369	39,384	37,083	36,625	39,076
115 kV	25,788	6,665	6,276	6,233	6,614
<b>EQUIPAMIENTO ASOCIADO TOTALMENTE A LA DEMANDA</b>					
230 kV	14,985	-	-	-	14,985
115 kV	13,491	2,863	2,917	3,880	3,331
<b>SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>	34,228	9,182	7,468	7,618	9,961
Centro Nacional de Despacho	21,018	6,057	4,606	4,838	5,517
Hidrometeorología	13,210	3,126	2,861	2,780	4,444
<b>TOTAL</b>	240,861	58,094	53,744	54,556	74,467