

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 7069 -Elec

Panamá, 31 de mayo de 2014

"Por la cual se aprueba el Pliego Tarifario del servicio público de transmisión eléctrica, de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., para el periodo tarifario del 1° de julio de 2013 al 30 de junio de 2017."

LA ADMINISTRADORA GENERAL,
 en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante, la Autoridad Reguladora) organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6, antes mencionada, preceptúa que le corresponde a la Autoridad Reguladora establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que en adición, señala el numeral 1 del artículo 93 de dicha Ley, que la Autoridad Reguladora definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada ya que de acuerdo con los estudios que realice, puede establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y definir las metodologías para la determinación de tarifas;
5. Que en el numeral 2 de ese mismo artículo, la Ley Sectorial de Electricidad establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de la Autoridad Reguladora, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodología establecidas;
6. Que por su parte, el artículo 95 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años, los cuales podrán ser modificadas excepcionalmente por causas contempladas expresamente en el artículo mencionado;
7. Que mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Reglamento de Transmisión, el cual contiene el Régimen Tarifario y sus procedimientos, al que deben acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la prestación de esa actividad;
8. Que mediante la Resolución AN No. 6419-Elec de 1 de agosto de 2013 se aprobó someter a Consulta Pública la propuesta de Cálculo del Ingreso Máximo Permitido y Pliegos Tarifarios de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), para el periodo tarifario que va del 1° de julio de 2013 al 30 de junio de 2017. Esta resolución fue modificada mediante la Resolución AN No. 6503-Elec de 23 de agosto de 2013 a efectos

[Handwritten signature]



Resolución AN No. 7069-Elec
de 31 de enero de 2014
Página 2 de 3

de extender los plazos establecidos para presentar comentarios a las propuestas de cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y a la propuesta de Pliego Tarifario presentado por ETESA;

9. Que mediante Resolución AN No. 6986-Elec de 7 de enero de 2014 se aprobó la empresa comparadora, la tasa de rentabilidad a aplicar en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido y el Ingreso Máximo Permitido para la Empresa de Transmisión para el período tarifario del 2013 al 2017 y se le ordena a ETESA incluir ajustes al pliego tarifario propuesto. Además, establece la metodología de recálculo aplicable una vez aprobado el pliego tarifario;
10. Que contra dicha resolución la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., interpuso un recurso de reconsideración ante esta Autoridad Reguladora, el cual fue resuelto mediante la Resolución AN No. 7046-Elec de 23 de enero de 2014 y le ordenó a ETESA presentar para la aprobación el Pliego Tarifario del servicio público de transmisión eléctrica para el período del 1° de julio de 2013 al 30 de junio de 2017;
11. Que en cumplimiento a dicha disposición, mediante nota ETE-DGC-GTA-005-2014 de 28 de enero de 2014 ETESA presentó a esta Autoridad Reguladora el Pliego Tarifario actualizado con los cargos por Uso, Conexión y los Cargos del Sistema de Operación Integrada (SOI), para su respectiva evaluación y aprobación;
12. Que el Pliego Tarifario presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., se ajusta al Ingreso Máximo Permitido aprobado para las actividades de transmisión y del servicio de operación integrada y al Régimen Tarifario de Transmisión contenido en el Reglamento de Transmisión vigente;
13. Que en atención a las consideraciones anotadas en los párrafos que anteceden y al numeral 26 del artículo 9 del Texto Único de la Ley Sectorial de Electricidad, que le atribuye a la Autoridad Reguladora realizar los actos necesarios para el cumplimiento de sus funciones, motivo por el cual esta Autoridad Reguladora,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR el Pliego Tarifario del servicio público de transmisión de electricidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., el cual está contenido como **ANEXO A** de esta Resolución y que forma parte integral de la misma. Este Pliego Tarifario tiene una vigencia de cuatro (4) años contados a partir de las cero (0) horas de día 1° de julio de 2013 hasta la vigésima cuarta hora del día 30 de junio de 2017.

SEGUNDO: ADVERTIR que el Pliego Tarifario a que se refiere el artículo primero de esta Resolución, contiene los Cargos por Uso del Sistema Principal, Conexión y por el Servicio de Operación Integrada que incluye los servicios del Centro Nacional de Despacho y de Hidrometeorología.

TERCERO: ADVERTIR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., que sólo podrá facturar y cobrar a los usuarios de la Red de Transmisión, los cargos contenidos en el Pliego Tarifario que se aprueba mediante la presente Resolución.

CUARTO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. que en un plazo no mayor de siete (7) días calendarios, contados a partir de la notificación de la presente Resolución, publique en dos (2) diarios de circulación nacional por dos (2) días consecutivos, un aviso que contenga el texto íntegro del Pliego Tarifario que se aprueba mediante esta Resolución y ponga a disposición de los usuarios copias del mismo y lo publique en su página WEB. Adicionalmente, deberá incluir en la publicación WEB, los documentos que explican la metodología utilizada en los cálculos tarifarios identificados como Anexos al Pliego Tarifario.

SEXTO: ADVERTIR que se deja sin efecto la extensión de la vigencia del Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), aprobado en la Resolución AN No. 6874-Elec de 29 de noviembre de 2013. Dicho pliego tarifario se aplicará hasta el 31 de diciembre de 2013, y se deja constancia en el



Resolución AN No. 7069-Elec
de 31 de enero de 2014
Página 3 de 3

Pliego Tarifario aprobado en esta Resolución que los cargos están calculados en base a lo establecido en la Resolución AN No. 6366-Elec del 26 de julio de 2013 y la Resolución AN No. 6986-Elec de 7 de enero de 2014.

QUINTO: ADVERTIR que esta Resolución sólo admite el Recurso de Reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, contados a partir de su notificación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996; Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Ley 6 de 22 de enero de 2002; Resolución AN No.6874-Elec de 29 de Noviembre de 2013; Resolución AN No. 6366-Elec del 26 de julio de 2013; y, la Resolución AN No.6986-Elec de 7 de enero de 2014.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

Zelmar Rodríguez Crespo
ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO
Administradora General

En Panamá a los 30 días
del mes enero de 2014
a las 2:45 de la tarde
Notifico al Sr. Guillermo Narepeana
Resolución que antecede.

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 5 días del mes de febrero de 2014
[Signature]
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

[Handwritten signature]
Ribeira



ANEXO A

PLIEGO TARIFARIO

RESOLUCIÓN AN No. 7069 -Elec de 31 de enero de 2014





EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.

SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN

**PLIEGO TARIFARIO
1° DE JULIO 2013 AL 30 DE JUNIO 2017**

Enero de 2014





EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.

PLIEGO TARIFARIO

POR SERVICIOS PÚBLICOS DE TRANSMISIÓN PERIODO 01/jul/2013 – 30/jun/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 (ANSP) 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.

2 *Ribeira*



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)						
Salidas de Conexión	Miles B./Salida	Miles B./Salida						
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
Transformadores	Miles B./MVA	Miles B./MVA						
CXTR Reductor 60/180/100 MVA	5.79	2.72	5.79	2.87	5.79	2.87	5.79	2.87
CXTR Reductor 42/146/70 MVA	10.95	5.14	10.95	5.43	10.95	5.43	10.95	5.43
CXTR Reductor 30/140/50 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
Lineas	Miles B./km	Miles B./km						
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 INYECTACIONES DE EXPANSION CONDICIONADAS	
Salida de conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)	Miles B./Salida
1 P-230 KV	226.97
2 P-230 KV	394.04
1 P-115 KV	158.71
2 P-115 KV	273.50
1 P-34.5 KV	58.05
2 P-34.5 KV	93.27

Rebeca



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	1.377	3.144	3.596	4.389
2	1.507	3.370	3.844	4.327
3	1.013	2.751	2.873	3.073
4	1.241	2.516	2.922	3.318
5	0.558	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	0.071	0.304	0.320	0.077
9	0.000	0.000	0.000	0.724
10	1.907	4.002	4.397	5.505

6 *Ribeira*



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	0.115	0.212	0.239	0.353
5	0.412	0.764	0.747	1.094
6	0.626	1.386	1.433	1.980
7	0.509	1.205	1.381	1.332
8	0.000	0.000	0.000	0.000
9	0.063	0.112	0.166	0.124
10	0.122	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

7 *Rebeca*



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".

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 por servicios de transmisión esporádicos.

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 SEGUN TIPO DE AGENTES (BalkWmes)						
	2013-2014			2014-2015		
	TOTAL	CND	HIDRO	TOTAL	CND	HIDRO
Agentes Generadores	0.1859	0.1233	0.0626	0.1895	0.0995	0.0901
Agentes Consumidores	0.3252	0.2158	0.1094	0.3310	0.1737	0.1573

CARGOS UNITARIOS SEGUN TIPO DE AGENTES (BalkWmes)						
	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	0.2558	0.1476	0.108	0.2682	0.1588	0.1094

CND: Centro Nacional de Despacho
HIDRO: Hidrometeorología

fuente: Anexo 1 de la Resolución AN-10-1346-Dir de 22 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.

9 fibra



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.

10 *fibra*



ANEXO A

ZONAS DE CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

ZONA	COBERTURA DE LA ZONA
1	• 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)
2	• 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.
3	• 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.
4	• 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.
	• 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,
	• 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.
5	• Desde la S/E LLANO SANCHEZ, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Río San Pedro (entre Soná y Santiago).
	• Desde la S/E LLANO SANCHEZ, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá.
6	• Desde la S/E CHORRERA, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá
	• Desde la S/E CHORRERA, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Canal de Panamá.
7	• Desde la S/E PANAMÁ, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Canal de Panamá.
	• Desde la S/E PANAMÁ, hasta donde la línea transmisión de 115 kV atraviesa el límite provincial entre Colón y Panamá.
	• Desde la S/E PANAMA, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Río Mamoní (cerca de Chepo).
8	• Por el Oeste, desde la S/E BAYANO, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Río Mamoní (cerca de Chepo);
	• y por el Este, desde la S/E BAYANO, hasta el límite provincial entre Panamá y Darién.
9	• Desde la S/E BAHIA LAS MINAS, hasta el límite provincial entre Colón y Panamá.
10	• 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.

11 *libera*

**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
1	154.20	210.20	260.20	260.20
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 Frio		56.00	56.00	56.00
Burica			50.00	50.00
...				
2	537.77	537.77	537.77	537.77
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
...				
3	155.07	169.17	169.17	173.34
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
Potrillos				4.17
...				
4	188.73	348.39	435.47	435.47
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
	...				
5		243.90	278.70	397.31	395.55
	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
	...				
6		105.80	105.80	105.80	105.80
	Panamá	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
	...				
7		288.43	188.76	188.76	188.76
	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
	...				
8		260.00	260.00	260.00	260.00
	Bayano	260.00	260.00	260.00	260.00
	...				



9		567.40	567.40	577.40	1462.40
	BLM Cielo 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 Cielo Combinado	150.00	150.00	150.00	150.00
	El Giral	50.40	50.40	50.40	50.40
	Rio Piedra			10.00	10.00
	Central de Carbón				225.00
	Telfers				660.00
	...				
10		222.17	254.03	254.03	254.03
	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
1	26.09	27.32	28.46	29.75
EDECHI				
Progreso T1 y T2	25.30	26.49	27.60	28.85
Charco Azul	0.79	0.83	0.86	0.90
...				
2	0.00	0.00	0.00	0.00
...				
3	0.07	0.07	0.08	0.08
EDECHI				
Caldera 115-19	0.07	0.07	0.08	0.08
...				
4	83.55	85.89	89.52	93.85
EDECHI				
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
...				
5	163.55	209.71	181.84	192.70
EDEMET				
Llano Sánchez y El Higo	161.60	170.76	179.89	190.75
GRANDES CLIENTES				
Super 99	1.13	1.13	1.13	1.13
Hotel Bijao	0.82	0.82	0.82	0.82
MINERA PANAMA				



Petaquilla ...		37.00	0	0
6	113.53	117.94	123.02	127.96
EDEMET				
Panamá Oeste	112.30	116.71	121.79	126.73
GRANDES CLIENTES				
Super 99	1.23	1.23	1.23	1.23
...				
7	967.75	1017.54	1067.10	1133.87
ENSA				
Panamá	478.69	508.67	536.93	581.08
EDEMET				
Panamá	450.68	470.47	491.74	514.35
GRANDES CLIENTES				
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
...				
8	1.52	1.60	1.67	1.74
ENSA				
Cañitas-Aserradero	1.52	1.60	1.67	1.74
...				
9	162.73	171.72	178.72	183.95
ENSA				
Colón	154.23	162.23	169.23	174.46
GRANDES CLIENTES				
Cemento Panamá	8.50	8.50	8.50	8.50
Super 99		0.99	0.99	0.99
...				
10	38.50	40.70	42.74	44.99
Bocas del Toro				
PTP-Cañazas	26.25	27.77	29.18	30.65
Changuinola	12.25	12.93	13.56	14.34
...				