

**PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSMISION POR
EL USO DE REDES PROPIEDAD DE PETROTERMINAL DE PANAMA, S.A.
EN SUBESTACIÓN CAÑAZAS, PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO**

PERIODO DE JULIO 2013 A JUNIO 2017

1. GENERALIDADES

a. Antecedentes

Petroterminal de Panamá, S.A. (PTP) financió y construyó la Subestación Cañazas, ubicada en el Distrito de Chiriquí Grande, Provincia de Bocas del Toro, para proveer de electricidad sus estaciones de bombeo asociadas al Proyecto de Reversión del Oleoducto que permitiría trasegar petróleo crudo desde el Océano Atlántico al Pacífico a través de sus terminales de trasiego ubicadas en Chiriquí Grande y en la Bahía de Charco Azul, respectivamente.

La Subestación Cañazas fue construida en el periodo entre Octubre 2007 a Abril de 2009, por el Contratista CELMEC bajo la estrecha coordinación técnica, y con PTP como dueño, con la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) en función del Contrato de Acceso a la Transmisión suscrito entre las partes. La fabricación del transformador de potencia de 230/34.5 kV de 50 MVA fue encomendada a la firma ABB del Brasil en Octubre de 2007. Posteriormente, luego del proceso de pruebas de los sistemas electromecánicos y de calibración de los sistemas de comunicación y tele protección, la Subestación y el transformador fueron puestos en operación comercial el día 21 de noviembre de 2009, fecha en que PTP entra al Mercado Mayorista de Electricidad como Gran Cliente.

Posteriormente en el año 2010, PTP decidió focalizarse en sus operaciones petroleras y determinó, en base a la regulación eléctrica vigente, salirse del Mercado Eléctrico como Gran Cliente acogiéndose a las tarifas reguladas de media tensión de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) en sus tres (3) estaciones de bombeo. El 2 de febrero de 2010 PTP y ETESA firman un Acuerdo de Renuncia del Acceso a la Transmisión para convertirse en gran cliente con tarifas reguladas. En este Acuerdo se confirma que el CND había certificado la fecha del 21 de noviembre de 2009, como la fecha de entrada en operación comercial de la Subestación Cañazas, y por ende su transformador de potencia de 50 MVA.

Como consecuencia de esta renuncia, y luego de negociaciones entre las partes, EDECHI adquiere las instalaciones de 34.5 kV construidas por PTP dentro de la Subestación Cañazas al igual que los tres (3) circuitos de media tensión N° 34-58,

34-59 y 34-60 que tienen una longitud total de 32 km que llegan hasta las estaciones de bombeo mencionadas y con gran proximidad con las comunidades bocatoreñas del Distrito de Chiriquí Grande.

Las instalaciones del patio del 230 kV y las líneas de interconexión asociadas (actualmente se conectan al circuito 230-29 – S/E Cañazas-Guasquitas y al circuito 230-30 – S/E Cañazas-S/E Changuinola) son adquiridas por ETESA luego de negociaciones con PTP y en acatamiento de la Resolución de la ASEP N° AN-4701-Elec de 24 de Agosto de 2011 que tiene el objetivo de materializar la integración a la red nacional de electricidad las redes de distribución de EDECHI que servían, como sistema aislado, a las comunidades bocatoreñas de Chiriquí Grande, Rambala y Punta Peña.

Es a partir del día 22 de abril de 2012, que el transformador de potencia de 230/34.5 kV de 50 MVA, de propiedad de PTP, materializa la conexión de las instalaciones de 230 kV (Sistema Principal de Transmisión) con las instalaciones de EDECHI en 34.5 kV y es utilizado por esta empresa de distribución para distribuir y comercializar la energía eléctrica a las comunidades mencionadas antes. A partir de esta fecha los pequeños generadores diesel que operaba PTP son apagados.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la Resolución N° AN-4850-Elec de 27 de Octubre de 2011 determinó en su Resuelto Cuarto lo siguiente:

“Ordenar que cuando se produzca la conexión del poblado de Chiriquí Grande con el Sistema Interconectado Nacional y hasta tanto el Transformador no sea reemplazado y sea utilizado por la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. la sociedad Petroterminal de Panamá, S.A. tendrá el derecho a cobrar un peaje por conexión a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., en base a un Pliego de Cargos presentado por Petroterminal de Panamá, S.A., a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, de acuerdo a las regulaciones vigentes. En relación a las pérdidas del Transformador, hasta que se produzca la conexión de Chiriquí Grande al Sistema Interconectado Nacional, Petroterminal de Panamá, S.A. deberá asumir las mismas. Una vez que se realice la referida conexión, las pérdidas pasarán a contabilizarse como parte de las pérdidas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional”.

En la misma Resolución N° AN-4850-Elec, en el Resuelto Primero, la ASEP le otorga un plazo de cuatro (4) años a EDECHI a partir del 28 de Octubre de 2011, o sea hasta el 27 de Octubre de 2015, para decidir si adquiere un transformador nuevo

con sus especificaciones técnicas o compra el Transformador de 50 MVA a PTP para su uso como parte de la red de distribución y comercialización del servicio público de electricidad.

En este Pliego Tarifario (Julio 2013 – Junio 2017) se establecen los fundamentos, criterios, metodologías y resultados de los cálculos de las retribuciones que tendrá derecho PTP a cobrar a EDECHI por el acceso a sus instalaciones asociadas al transformador de potencia de 50 MVA.

b. Criterios Regulatorios

Este Pliego Tarifario por uso de las redes (transformador de PTP) se fundamenta en los criterios y metodologías establecidos en el Reglamento de Transmisión del Mercado Eléctrico de Panamá y aplicable a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la Resolución N° JD-5216 de 14 de abril de 2005 y modificado por varias Resoluciones entre esas la AN-6240-Elec de 27 de Junio de 2013, la AN-6377-Elec de 27 de Septiembre de 2013, la AN-6874-Elec de 29 de Noviembre de 2013, la AN-6986-Elec de 7 de Enero de 2014 y la AN-7069-Elec de 31 de Enero de 2014.

2. VIGENCIA

La vigencia del presente Pliego Tarifario estará comprendida entre el 1º de julio de 2013 y el 30 de junio de 2017. La vigencia del Pliego de PTP anterior aprobado mediante Resolución N° 5609-Elec de 26 de Septiembre de 2012 fue extendido por la ASEP mediante las Resoluciones AN-6874-Elec de 29 de Noviembre de 2013 y la AN-7075-Elec de 21 de Enero de 2014. Sin embargo, mediante la Resolución AN-7069-Elec de 31 de Enero de 2014 la aplicación de este pliego rige a partir del 1º de Enero de 2014.

3. ACTIVOS DE TRANSMISION

Los activos de transmisión identificados para el cálculo del peaje por el uso del transformador de potencia que debe pagar EDECHI son los mínimos necesarios para su operación y mantenimiento.

El valor del activo fijo bruto a precios eficientes fue aprobado mediante la Resolución N° AN-5609-Elec de 26 de Septiembre de 2012, en donde se aprecia el detalle de los mismos por cada equipo utilizado.

Valor de activo fijo bruto	1,549,333.11
----------------------------	--------------

4. METODOLOGIA DEL CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO

El Reglamento de Transmisión establece las definiciones que se deberán entender como Cargos de Conexión al sistema principal de transmisión:

- **Cargos de Conexión:** Reflejan los costos de los activos de conexión asignados a un usuario cuando estos no son propiedad del usuario.
- **Conexión:** Entre el sistema de transmisión eléctrica y sus usuarios: es el conjunto de líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son estricta y directamente necesarios para materializar la vinculación eléctrica del usuario en uno o varios puntos determinados del Sistema Principal de Transmisión.
- **Sistema de Transmisión:** Es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional sean de conexión o del sistema principal de transmisión, pertenecientes a los Prestadores del Servicio Público de Transmisión que tienen concesiones de transmisión.

Los cargos por uso de redes a usuarios que requieran utilizar redes propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión eléctrica se determinarán con la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión.

La metodología utilizada para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la conexión al sistema principal de transmisión son los aprobados para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. mediante la Resolución de la ASEP N° AN-6957-Elec de 26 de Diciembre de 2013, la Resolución N° AN-6986-Elec de 7 de Enero de 2014, y sus Anexos A y B, los cuales se detallan en la Tabla N° 1:

Tabla N° 1
Parámetros a ser considerados en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido para los Cargos de Conexión por Uso del Transformador

Parámetros	2013	2014	2015	2016	2017
Tasa de Rentabilidad (% Activo Neto)	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90
OyM (% del Activo Bruto)	2.03	2.03	2.03	2.03	2.03
ADM (% del Activo Bruto)	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
Depreciación media (% del Activo Bruto)	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56

En base al Artículo 188 del Reglamento de Transmisión, sección IX.2.2 “Ingreso Permitido para cubrir los costos de conexión al Sistema de Transmisión” el cálculo de los cargos está definido por la siguiente fórmula:

$$IPCTi = ADMCTi + OMTCTi + ACTCTi * DEP\% + ACTNCTi * RRT$$

Donde:

IPCTi es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos de conexión al sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del periodo tarifario.

DEP% y **RRT** son las variables previamente definidas por la ASEP.

ADMCTi es el valor de los ingresos permitidos por costos de administración de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i), del periodo tarifario.

$$\text{Donde: } ADMCTi = ACTCTefi * ADMT\%^{M*}$$

OMTCTi es el valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i) del periodo tarifario. El valor de OMTCTi se obtiene de la siguiente expresión:

$$OMTCTi = ACTCTefi * OMT\%^{M*}$$

ACTCTefi es el valor bruto de los activos fijos eficientes de conexión, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo ACTCTm de las instalaciones eficientes correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

ACTCTi es el valor bruto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTCTm correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

ACTNCTi es el valor neto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTNCTm correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

5. RESULTADOS DEL CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR EL EQUIPO DE CONEXIÓN

El ingreso máximo permitido por el cargo de conexión será la suma de la rentabilidad del equipo luego de su depreciación, el costo de operación y mantenimiento y el costo de administración, según lo establecido en el artículo 188 del Reglamento de Transmisión.

Depreciación: Corresponde al valor del equipo actual multiplicado por el porcentaje de depreciación de activos de conexión (3.56%).

Rentabilidad del equipo: Corresponde al valor neto del equipo multiplicado por la tasa de rentabilidad (RRT = 7.90%).

Costo de operación y mantenimiento: Corresponde al valor original del equipo por el indicador $OMT\%^{M*}$ ($OMT\%=2.03\%$).

Costo de administración: Corresponde al valor original del equipo multiplicado por el indicador $ADMT\%^{M*}$ ($ADM\%=0.78\%$).

En el caso que nos concierne el IMP del segundo semestre 2013 es de B/. 103,688.63, sin embargo los ingresos reales sumaron B/. 111,945.24 entre los meses de Julio a Diciembre de 2013. Por lo tanto, se aplica un ajuste que resta B/. 8,256.61 solo al IMP calculado para el primer semestre del año 2014 quedando un IMP ajustado de B/. 94,342.68. El resto de los semestres no requiere ajustes adicionales.

En la tabla Nº 2, a continuación, se muestran los resultados de cálculo para el ingreso máximo permitido para el cargo por conexión aplicable a la empresa EDECHI por el uso del transformador de potencia de 230/34.5 kV y el SMEC ubicados en la Subestación Cañazas, Distrito de Chiriquí Grande, Provincia de Bocas del Toro. Se ha utilizado el valor original eficiente del equipo de PTP de B/. 1,549,333.11 como el valor original de los activos fijos brutos al 30 de junio de 2009 para el cálculo de la depreciación semestral. Ese valor original del equipo se utiliza también para el cálculo de los costos semestrales de operación y mantenimiento y del costo semestral de administración. Para el cálculo del ingreso por rentabilidad de este periodo tarifario (Julio 2013 a Junio 2017) se utiliza el valor del activo neto luego de la depreciación semestral del periodo tarifario anterior. Así para el 1º de Julio de 2013 se parte de un valor de activo bruto de B/. 1,403,334.29.

Tabla N° 2
Resultados del Cálculo de Ingreso Máximo Permitido por
El Uso del Transformador de Potencia de 50 MVA

Semestre	1 Jul a 31 Dic 2013	1 Ene a 30 Jun 2014	1 Jul a 31 Dic 2014	1 Ene a 30 Jun 2015	1 Jul a 31 Dic 2015	1 Ene a 30 de Jun 2016	1 Jul a 31 Dic 2016	1 Ene a 30 Jun 2017
Valor Bruto (B/.)	1,403,334.29	1,375,756.16	1,348,178.03	1,320,599.90	1,293,021.77	1,265,443.64	1,237,865.51	1,210,287.38
Depreciación semestral (3.56%)	27,578.13	27,578.13	27,578.13	27,578.13	27,578.13	27,578.13	27,578.13	27,578.13
Valor Neto (B/.)	1,375,756.16	1,348,178.03	1,320,599.90	1,293,021.77	1,265,443.64	1,237,865.51	1,210,287.38	1,182,709.25
Tasa de R %	7.90%	7.90%	7.90%	7.90%	7.90%	7.90%	7.90%	7.90%
Rentabilidad (B/.)	54,342.37	53,253.03	52,163.70	51,074.36	49,985.02	48,895.69	47,806.35	46,717.02
O&M %	2.03%	2.03%	2.03%	2.03%	2.03%	2.03%	2.03%	2.03%
O&M (B/.)	15,725.73	15,725.73	15,725.73	15,725.73	15,725.73	15,725.73	15,725.73	15,725.73
ADM %	0.78%	0.78%	0.78%	0.78%	0.78%	0.78%	0.78%	0.78%
ADM (B/.)	6,042.40	6,042.40	6,042.40	6,042.40	6,042.40	6,042.40	6,042.40	6,042.40
Cargo Semestral (B/.)	103,688.63	94,342.68	101,509.96	100,420.62	99,331.28	98,241.95	97,152.61	96,063.28
Cargo mensual (B/.)	17,281.44	15,723.78	16,918.33	16,736.77	16,555.21	16,373.66	16,192.10	16,010.55

**Capacidad del
Transformador
MVA**

50.00

	Año 2013 (II-S)	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017 (I-S)
IMP Anual (B/.)	103,688.63	195,852.64	199,751.90	195,394.56	96,063.28
Cargo Semestral por Dem. Máx, (B/. / MW)	2,073.77	1,958.53	1,997.52	1,953.95	1,921.27
Cargo Mensual por Dem. Máx. (B/. / MW)	345.63	326.42	332.92	325.66	320.21

Los cargos mensuales que se muestran en la Tabla N° 2 anterior requieren la aprobación de la ASEP antes de su aplicación a partir del 1º de Enero de 2014.