



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), presenta a los agentes del Mercado Eléctrico Nacional y al público en general, la **Revisión Extraordinaria** del Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad, vigente a partir de las cero (0) horas día 1° de julio de 2009 hasta la vigésima cuarta (24) hora del día 30 de junio de 2013, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, mediante Resolución AN No. 2912-Elec de 28 de agosto de 2009 y modificado, en lo que respecta a los Cargos por Uso, con la Resolución AN No. 3454-Elec de 22 de abril de 2010.

PLIEGO TARIFARIO POR SERVICIOS PÚBLICOS DE TRANSMISIÓN PERIODO 01/jul/2009 – 30/jun/2013 REVISIÓN EXTRAORDINARIA SEGÚN ART. 100 DE LA LEY 6 DE 1997

INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de las Resoluciones emitidas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) AN No. 2523-Elec, del 3 de abril de 2009, AN No. 2820-Elec, del 28 de julio de 2009 y AN No. 2831-Elec del 30 de julio de 2009, 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, de acuerdo a lo establecido en las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas por la ASEP.

Estos cargos y factores rigen desde el 1 de julio de 2009, hasta el 30 de junio de 2013.

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

La aplicación de estos Cargos será 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 los define el Régimen Tarifario de Transmisión vigente para el periodo del 1 de julio de 2009 al 30 de junio de 2013.

Los cargos por uso, servicio de operación integrada y conexión serán actualizados anualmente, de acuerdo a la metodología establecida en los Capítulos IX.3. y XI.2. del Reglamento de Transmisión, aprobado por la ASEP, en Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005.

1.1 CARGOS POR CONEXION

Los cargos por conexión reflejan los costos de los activos necesarios 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 2009-2013. Además se incluyen cargos por conexión para instalaciones cuyo desarrollo está condicionado al esquema topológico de instalaciones existentes.

CUADRO No. 1

CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN

AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

TIPO DE ACTIVO	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (2)
Salidas de Conexión		
Miles B/.Salida		
CXS34.5 Barra Sencilla	44.22	26.26
CXS34.5 Interruptor y Medio	72.28	42.93
CXS115 Barra Sencilla	114.72	68.15
CXS115 Interruptor y Medio	166.10	98.66
CXS230 Interruptor y Medio	242.77	144.20
CXS230 Barras Sencillas	116.58	N/A
Transformadores		
Miles B/.MVA		
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	9.84	5.84
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	6.79	4.03
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	6.77	4.02
CXTR Reductor 20/24 MVA	6.29	3.74
Líneas		
Miles B/.Km		
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	16.61	9.86
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	24.96	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	18.27	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	27.71	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	26.10	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	35.40	N/A
CXL230 KV Circuito.Sencillo/torres Doble (1)	30.36	N/A
PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADAS		
Salida de conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)	Miles B/.Salida	
1 IP - 230 KV	188.14	N/A
2 IP - 230 KV	351.73	N/A
1 IP - 115 KV	120.77	N/A
2 IP - 115 KV	225.61	N/A
1 IP - 34.5 KV	65.46	N/A
2 IP - 34.5 KV	105.18	N/A

(a) Esquema de conexión de interruptor y medio, con adición de uno o dos interruptores debido a la configuración de la subestaciones existentes.

(1) Línea de 230 KV conductor 1200 ACAR, un solo circuito en torres de doble circuito.

(2) Existentes y previstas dentro del Período Tarifario.

N/A No aplica

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 No. JD-5216, del 14 de abril de 2005. (Vea detalle de las zonas en el Apéndice A de este Anexo)

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 No. 2 se presentan los cargos por uso para la Generación (generadores, autogeneradores y cogeneradores).

CUADRO No. 2
CARGOS POR USO
DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
PARA LA GENERACIÓN
(Balboas / kW / año)

ZONA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1	29.62	35.86	21.23	19.61
2	48.87	56.58	51.19	40.99
3	36.25	47.75	43.58	39.26
4	14.53	30.80	34.38	19.78
5	10.95	13.22	17.46	10.31
6	-1.82	-2.70	-2.80	-4.26
7	-3.70	-4.21	-4.23	-5.01
8	0.45	0.32	0.12	-0.96
9	4.64	0.85	3.20	-2.01
10	38.36	44.76	47.97	33.60

En el cuadro No. 3 se presentan los cargos por uso para la Demanda (Distribuidores y Grandes Clientes).

CUADRO No. 3
CARGOS POR USO
DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
PARA LA DEMANDA
(Balboas / kW / año)

ZONA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1	-33.55	-37.84	-32.14	-27.48
2	0.92	1.41	3.64	4.07
3	0.51	0.89	3.93	4.59
4	-10.87	-20.06	-16.47	-13.31
5	3.49	4.25	4.75	5.94
6	6.30	7.42	7.41	8.42
7	15.05	17.04	15.89	15.85
8	1.08	0.89	2.76	3.80
9	6.23	7.32	7.12	8.70
10	12.17	16.29	22.77	7.20

Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, se aplican a los kW de capacidad instalada de generación; a la potencia máxima inyectada prevista, en el caso de autogeneradores y cogeneradores y a los kW de demanda máxima no coincidente prevista (Apéndice B), en el caso de los participantes consumidores. Los CUSPT se pagan mensualmente, a razón de un doceavo del cargo anual 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 y a la demanda máxima anual no coincidente prevista, en el caso de los participantes consumidores. En el Cuadro No. 4 se presentan los cargos unitarios establecidos.

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

AGENTES	TOTAL
Generadores	0.1553
Consumidores	.0.2329

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, integrando horariamente la diferencia entre la generación y el consumo, 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 para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas por la Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y modificadas por las Resoluciones No. JD-763 de 8 de junio de 1998, JD-3207 de 22 de febrero de 2002, JD-3463 de 21 de agosto de 2002 y JD-4812 de 27 de junio de 2004.

El valor total de las pérdidas es repartido ente los participantes consumidores en proporción a los Factores de Pérdidas Promedio (FPP) para cada una de las zonas de transmisión donde se retira energía, que se presentan en el Cuadro No. 5.

CUADRO No. 5
FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN POR ZONAS (*)

ZONA	FACTORES
1	0.3484%
2	*
3	*
4	1.5120%
5	7.2153%
6	7.7117%
7	74.4333%
8	*
9	8.3761%
10	0.4032%

(*) 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 ETSA o extraordinariamente si surge un comprador cuyo consumo lo justifique, previa aprobación de la ASEP.

APÉNDICE A

ZONAS DE CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

ZONA	COBERTURA DE LA ZONA
1	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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.
	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E LLANO SANCHEZ, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Río San Pedro (entre Soná y Santiago).
	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E LLANO SANCHEZ, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá.
6	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E CHORRERA, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá
	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E CHORRERA, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Canal de Panamá.
7	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E PANAMÁ, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Canal de Panamá.
	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E PANAMÁ, hasta donde la línea transmisión de 115 kV atraviesa el límite provincial entre Colón y Panamá.
	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E PANAMA, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Río Mamoní (cerca de Chepo).
8	<ul style="list-style-type: none"> Por el Oeste, desde la S/E BAYANO, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Río Mamoní (cerca de Chepo);
	<ul style="list-style-type: none"> y por el Este, desde la S/E BAYANO, hasta el límite provincial entre Panamá y Darién.
9	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E BAHIA LAS MINAS, hasta el límite provincial entre Colón y Panamá.
10	<ul style="list-style-type: none"> 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 la S/E Changuinola.

APÉNDICE B

CAPACIDAD INSTALADA PREVISTA (MW)				
Detalle	1/julio/2009 - 30/junio/ 2010	1/julio/2010 - 30/junio/ 2011	1/julio/2011 - 30/junio/ 2012	1/julio/2012 - 30/junio/ 2013
Fortuna	300.00	300.00	300.00	300.00
Estí	120.00	120.00	120.00	120.00
Gualaca	0.00	12.60	25.20	25.20
Lorena	0.00	0.00	0.00	16.90
Prudencia	0.00	0.00	0.00	28.00
Estrella	47.20	47.20	47.20	47.20
Los Valles	54.76	54.76	54.76	54.76
Cochea	0.00	0.00	12.60	12.60
Algarrobos	7.40	9.86	9.86	9.86
Mendre	9.88	19.75	19.75	19.75
Pedregalito	0.00	0.00	20.00	20.00
Macho de Monte	2.40	2.40	2.40	2.40
Dolega	3.12	3.12	3.12	3.12
Concepción	10.00	10.00	10.00	10.00
Bajo de Mina	0.00	26.20	52.40	52.40
Baitún	0.00	0.00	0.00	50.17
Pando	0.00	0.00	0.00	0.00
Monte Lirio	0.00	0.00	0.00	0.00
El Alto	0.00	0.00	0.00	0.00
Barro Blanco	0.00	0.00	0.00	0.00
Tabasará	0.00	0.00	0.00	17.25
Paso Ancho	5.00	5.00	5.00	5.00
Perlas Norte	0.00	0.00	3.33	10.00
Perlas Sur	0.00	0.00	3.33	10.00
La Yeguada	7.00	7.00	7.00	7.00
Chitré	4.50	4.50	4.50	4.50
Antón	0.00	0.00	0.00	0.00
Toabré	0.00	0.00	0.00	0.00
Capira	5.50	5.50	5.50	5.50
HidroPmá	4.20	4.20	4.20	4.20
PAN AM	96.00	96.00	96.00	96.00
EGESA	40.00	40.00	40.00	40.00
COPESA	46.00	46.00	46.00	46.00
Pacora	53.53	53.53	53.53	53.53
ACP-Miraflores	95.00	116.00	112.00	112.00
Bayano	260.00	260.00	260.00	260.00
Lminas 1	120.00	120.00	120.00	120.00
Lminas 2	160.00	160.00	160.00	160.00
El Giral	50.52	50.52	50.52	50.52
Térmica Cativá	87.20	87.20	87.20	87.20
ACP-Colón	15.00	15.00	15.00	15.00
Termo Colón	150.00	150.00	150.00	150.00
Bonyic	0.00	0.00	0.00	15.65
Chan I	0.00	0.00	0.00	222.46

DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTE PREVISTA (MW)				
Detalle	1/julio/2009 - 30/junio/ 2010	1/julio/2010 - 30/junio/ 2011	1/julio/2011 - 30/junio/ 2012	1/julio/2012 - 30/junio/ 2013
EDECHI				
Progreso T1 y T2 34.5	16.20	16.70	17.19	17.68
Charco Azul 115-25	8.40	8.63	8.87	9.11
Caldera 115-19	6.89	7.15	7.42	7.70
La Estrella	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Valles	0.00	0.00	0.00	0.00
Mata de Nance 34-9	6.72	6.99	7.23	7.48
Mata de Nance 34-(10+11+15)	61.31	63.57	66.09	68.87
EDEMET				
Llano Sánchez	110.43	114.75	119.48	124.48
Chorrera	95.07	98.51	102.36	106.14
Panamá	397.06	415.59	429.33	446.71
ELEKTRA				
Panamá	330.10	349.95	368.45	387.54
Cañitas-Aserradero	0.82	0.82	0.82	0.82
Colón	106.84	111.12	115.56	120.18
Bocas del Toro				
PTP - Cañazas	15.60	21.60	21.50	21.50
Changuinola	11.87	12.35	12.86	13.39
Grandes Clientes				
BussinesPark	2.60	2.60	2.60	2.60
IRISA	0.80	0.84	0.84	0.84
Mega Depot	0.58	0.58	0.58	0.58
Cem.Pmá	8.25	8.25	8.25	8.25