ANEXO A

Resolución AN No. 12306 -Elec de 20 de Abril de 2018

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

"PLIEGO TARIFARIO 01/julio/2017 – 30/junio/2021"

Abril 2018

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN 3
A. CARGOS POR SERVICIOS 3
1. CARGOS POR CONEXIÓN 4
2. CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT) 6
3. CARGOS POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI) 10
B. FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN 12
C. CARGO EQUIVALENTE POR USO DE TRANSMISIÓN 13

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN
PLIEGO TARIFARIO
01/julio/2017 – 30/junio/2021

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 2017 hasta la vigésima cuarta (24) hora del día 30 de junio de 2021, en base al Ingreso Máximo Permitido (IMP) por año tarifario aprobado mediante Resolución emitida AN No. 12136 Elec de 21 de febrero de 2018 y Resolución AN No. 12231-Elec de 28 de marzo de 2018.

INTRODUCCIÓN

En cumplimiento del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005 y posteriores modificaciones; y a la Resolución emitida AN No. 12136 Elec de 21 de febrero de 2018 y Resolución AN No. 12231-Elec de 28 de marzo de 2018, aplicando la metodología y los parámetros de eficiencia establecidos, para 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.

A. CARGOS POR SERVICIOS

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

1. Conexión.
2. Uso del Sistema Principal de Transmisión.
3. 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 2017 al 30 de junio de 2021.

Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, y los Cargos de Conexión serán actualizados anualmente, de acuerdo a la metodología establecida en el Capítulo IX.3. y los cargos por el Servicio de Operación Integrada serán actualizados de acuerdo al Capítulo XI.2, del Reglamento de Transmisión.

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.

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 2017-2021.

Cuadro No.1
CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN
AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

TIPO DE ACTIVO	2017-2018		2018-2019		2019-2020		2020-2021	
	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)
Salidas de Conexión	**Miles B/.Salida**		**Miles B/.Salida**		**Miles B/.Salida**		**Miles B/.Salida**	
CXS34.5 Barra Sencilla	182.82	102.38	182.82	102.38	182.82	102.38	182.82	102.38
CXS34.5 Interruptor y Medio	197.94	110.85	197.94	110.85	197.94	110.85	197.94	110.85
CXS115 Barra Sencilla	98.36	55.08	98.36	55.08	98.36	55.08	98.36	55.08
CXS115 Interruptor y Medio	246.88	138.26	246.88	138.26	246.88	138.26	246.88	138.26
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	649.06	363.47	649.06	363.47	863.93	483.80	1,042.98	584.07
CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento	-	-	-	-	-	-	-	-
Transformadores	**Miles B/.MVA**		**Miles B/.MVA**		**Miles B/.MVA**		**Miles B/.MVA**	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	4.31	2.42	4.31	2.42	4.31	2.42	4.31	2.42
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	5.64	3.16	5.64	3.16	5.64	3.16	5.64	3.16
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	6.29	3.52	6.29	3.52	6.29	3.52	6.29	3.52
CXTR Reductor 20/24 MVA	4.93	2.76	4.93	2.76	4.93	2.76	4.93	2.76
Líneas	**Miles B/.km**		**Miles B/.km**		**Miles B/.km**		**Miles B/.km**	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	26.47	14.82	26.47	14.82	26.47	14.82	26.47	14.82
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	-	N/A

(1) Existentes y previstas dentro del Período Tarifario.
N/A: No aplica

2. CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)

Los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (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 tarifarias establecidas en el Reglamento de Transmisión. (En el Anexo A se presenta el detalle de las zonas). En el Anexo B se presentan los valores de Capacidad Instalada Prevista y los de Demanda Máxima no coincidente prevista, tenidos en cuenta para realizar los cálculos de los "Cargos Iniciales por Activos Existentes (CUSPTEi)".

En los Cuadros No.2 y No.3 se presentan los CUSPTEi determinados mediante el Método del Seguimiento Eléctrico, para la Generación (generadores, auto generadores y cogeneradores), y para la Demanda (Distribuidores y Grandes Clientes) respectivamente. Estos cargos resultantes en B/. /MWh se aplicarán una vez finalizado el mes, a la energía real despachada por los generadores y a la energía real comprada por la demanda, según corresponda.

En los Cuadros No.4 y No.5 se presentan los CUSPTEi determinados mediante el Método de Estampilla Postal, para la Generación (generadores, auto generadores y cogeneradores), y para la Demanda (Distribuidores y Grandes Clientes) respectivamente. Estos cargos resultantes en B/. /kW se aplicarán sobre la capacidad instalada y la demanda máxima no coincidente, según corresponda, en doce pagos iguales para cada año tarifario.

En los Cuadros No.6 y No.7 se presentan los CUSPTEi asignados totalmente a la Demanda (Estampilla Postal y Seguimiento Eléctrico).

La Empresa de Transmisión antes de facturar mensualmente calculará los CUSPTE reales siguiendo el procedimiento establecido en el Artículo 190 del Reglamento de Transmisión. Estos cargos serán publicados por ETESA en su sitio de Internet: **www.etesa.com.pa**

SEGUIMIENTO ELÉCTRICO

CUADRO N° 2

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)

PARA LA GENERACIÓN (B/. / MWh)

Zona	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	1/07/2017 - 30/06/2018	1/07/2018 - 30/06/2019	1/07/2019 - 30/06/2020	1/07/2020 - 30/06/2021
1	2.369	2.460	2.287	2.746
2	2.669	2.609	2.092	2.571
3	3.125	3.097	2.682	2.859
4	1.973	1.939	1.742	2.442
5	0.995	0.986	0.683	0.721
6	0.012	0.000	0.000	0.000
7	0.023	0.086	0.074	0.354
8	1.094	1.280	0.525	0.320
9	0.187	0.241	0.117	0.073
10	3.644	3.592	2.785	3.264

SEGUIMIENTO ELÉCTRICO

CUADRO N° 3

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)

PARA LA DEMANDA (B/. / MWh)

Zona	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	01/07/2017 - 30/06/2018	1/07/2018 - 30/06/2019	1/07/2019 - 30/06/2020	1/07/2020 - 30/06/2021
1	0.000	0.000	0.003	0.014
2	0.000	0.000	0.000	0.000
3	0.000	0.000	0.000	0.000
4	0.246	0.249	0.217	0.242
5	0.700	0.680	0.516	0.771
6	1.056	1.068	0.837	0.968
7	1.057	0.976	0.751	0.781
8	0.746	0.852	0.478	0.381
9	0.321	0.263	0.345	0.941
10	0.044	0.052	0.040	0.042

ESTAMPILLA POSTAL

CUADRO N° 4

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)

PARA LA GENERACIÓN (B/. / KW - año)

Zonas	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	1/07/2017 - 30/06/2018	1/07/2018 - 30/06/2019	1/07/2019 - 30/06/2020	1/07/2020 - 30/06/2021
Todas las Zonas	6.579	5.410	6.116	3.337

ESTAMPILLA POSTAL

CUADRO N° 5

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)

PARA LA DEMANDA (B/. / KW - año)

Zonas	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	1/07/2017 - 30/06/2018	1/07/2018 - 30/06/2019	1/07/2019 - 30/06/2020	1/07/2020 - 30/06/2021
Todas las Zonas	4.482	4.409	4.633	3.291

ASIGNADO A LA DEMANDA

CUADRO N° 6

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)

SEGUIMIENTO ELÉCTRICO ASIGNADO A LA DEMANDA (B/. / KW - año)

Zonas	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	1/07/2017 - 30/06/2018	1/07/2018 - 30/06/2019	1/07/2019 - 30/06/2020	1/07/2020 - 30/06/2021
1	0.000	0.000	0.000	0.000
2	0.000	0.000	0.000	0.000
3	0.000	0.000	0.000	0.000
4	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.727	0.977	0.992	2.012
6	2.278	2.032	3.524	3.301
7	2.047	1.628	2.565	2.537
8	0.196	0.333	0.298	0.822
9	0.495	0.305	0.829	2.021
10	0.000	0.000	0.000	0.000

ASIGNADO A LA DEMANDA
CUADRO N° 7
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)
ESTAMPILLA POSTAL ASIGNADO A LA DEMANDA (B/. / KW - año)

Zonas	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	1/07/2017 - 30/06/2018	1/07/2018 - 30/06/2019	1/07/2019 - 30/06/2020	1/07/2020 - 30/06/2021
Todas las Zonas	19.414	29.811	26.687	20.881

Notas:

Los cargos por Seguimiento Eléctrico se pagarán mensualmente de acuerdo a los valores reales de energía de generación y demanda correspondientes. Los cargos por Estampilla Postal se pagarán en cuotas iguales.

Con relación al uso esporádico de la red, según el Reglamento de Transmisión en el Artículo 188, acápite "m" se indica que el cargo por Uso Esporádico será igual al cargo por uso zonal **por unidad de energía**, calculado según la metodología de Seguimiento Eléctrico ilustrada en el paso 7 del Artículo 197 del Reglamento de Transmisión.

Para este periodo tarifario, los Agentes de Generación Fotovoltaica (Solar) y Generación Eólica pagarán solamente el cargo por uso esporádico. En el siguiente periodo se incluirán en el CUSPT por Estampilla Postal.

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 188 del Reglamento de Transmisión, que indica que el uso del sistema de transmisión debe ser remunerado a ETESA por medio del pago de los cargos correspondientes.

Se indica que las generadoras que entren en operación posterior a los 15 días de trascurrido el mes, serán consideradas dentro de los cálculos de cargos en el mes posterior y de esta manera no afecte el ingreso considerado para la parte de cargos de Nuevo Equipamiento (CUSPTA) del mes, ya que el modelo de cargos no contempla dentro de sus operaciones de asignación de cargo por zona, la proporción de la entrada en operación de estos agentes que entran escalonadamente.

3. CARGOS POR EL SERVICIO 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, en el caso de los agentes consumidores (grandes clientes y distribuidoras).

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

En el Cuadro No.8 se presentan los cargos unitarios establecidos.

CUADRO No.8
CARGOS POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA
(Balboas por KW / mes)

CARGOS UNITARIOS SEGÚN TIPO DE AGENTES (B/./kW/mes)												
	2017-2018			2018-2019			2019-2020			2020-2021		
	TOTAL	CND	HIDRO	TOTAL	CND	HIDRO	TOTAL	CND	HIDRO	TOTAL	CND	HIDRO
Agentes Generadores	**0.1054**	0.0745	0.0309	**0.1655**	0.1021	0.0634	**0.1839**	0.1317	0.0522	**0.0993**	0.0681	0.0312
Agentes Consumidores	**0.1679**	0.1187	0.0492	**0.3200**	0.1974	0.1226	**0.3256**	0.2332	0.0924	**0.2288**	0.1569	0.0719

CND: Centro Nacional de Despacho

HIDRO: Hidrometeorología

B. 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 No.9.

CUADRO No. 9
FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN POR ZONAS *

Zona	FACTORES DE PÉRDIDAS			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1	0.00%	0.00%	0.05%	0.01%
*2**	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
*3**	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
4	0.42%	0.40%	0.34%	0.48%
5	5.17%	7.13%	6.41%	23.59%
6	7.13%	9.16%	10.31%	17.81%
7	79.09%	82.26%	80.84%	53.25%
*8**	8.03%	0.95%	1.20%	0.83%
9	0.20%	0.40%	1.01%	3.93%
10	0.01%	0.02%	0.02%	0.03%

(*) 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.

C. CARGO EQUIVALENTE POR USO DE TRANSMISIÓN

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

$$\text{CUSPT Equivalente} = \frac{Ingreso\ mensual\ total\ por\ Zona\ de\ los\ generadores}{Capacidad\ instalada\ de\ la\ Zona}\ dado\ en\ \frac{Balboas}{kW}$$

En donde el ingreso mensual total por zona tarifaria de los generadores incluye los montos facturados por la aplicación de los cargos tarifarios por uso de la red de transmisión CUSPTE tanto por Estampilla Postal como por Seguimiento Eléctrico correspondiente a dicho mes.

Capacidad Instalada será la actualizada de la zona en kW, sin tomar en consideración la capacidad instalada de las plantas eólicas y solares, del mes que se calcula.

ETESA realizará el cálculo del CUSPT Equivalente mensual en un archivo de Excel y lo publicará en su Sitio de Internet: **www.etesa.com.pa** dentro de los treinta (30) días del mes siguiente.

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.

ANEXO B

Capacidad Instalada Prevista (MW)

Zona	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	1/julio/2017-30/junio/2018	1/julio/2018-30/junio/2019	1/julio/2019-30/junio/2020	1/julio/2020-30/junio/2021
1	**218.90**	**229.20**	**294.50**	**294.50**
Baitún	87.60	87.60	87.60	87.60
Bajo de Mina	57.40	57.40	57.40	57.40
La Potra	30.00	30.00	30.00	30.00
San Andrés	27.90	10.30	10.30	10.30
Salsipuedes	10.00	27.90	27.90	27.90
Sol de David (S)	6.00	10.00	10.00	10.00
Solar Caldera (S)	-	6.00	6.00	6.00
Burica	-	-	65.30	65.30
...				
2	**537.80**	**537.80**	**537.80**	**537.80**
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	33.80	33.80	33.80	33.80
Prudencia	58.66	58.66	58.66	58.66
...				
3	**155.27**	**155.27**	**155.27**	**155.27**
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	8.20	8.20	8.20	8.20
Los Algarrobos	9.86	9.86	9.86	9.86
...				
4	**318.97**	**368.52**	**368.52**	**368.52**
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	14.00	14.00	14.00	14.00
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	8.12	8.12	8.12	8.12
Monte Lirio	51.65	51.65	51.65	51.65
Bugaba I	3.29	3.29	3.29	3.29
Bugaba II	4.00	4.00	4.00	4.00
El Alto y G4	69.48	70.59	70.59	70.59
Bajo del Totumo	6.30	6.30	6.30	6.30
Los Planetas II	8.89	8.89	8.89	8.89
Solar Chiriquí (S)	10.00	10.00	10.00	10.00
Las Cruces	19.87	19.87	19.87	19.87
Barro Blanco	28.56	28.56	28.56	28.56
Solar Bugaba (S)	3.00	3.00	3.00	3.00
La Cuchilla	7.62	7.62	7.62	7.62
Hidrocandela*	0.55	0.55	0.55	0.55
Pando		32.90	32.90	32.90
Chuspa		8.80	8.80	8.80
Colorado		6.74	6.74	6.74
...				
5	**355.67**	**590.89**	**602.51**	**602.51**
El Fraile y Und 3	6.70	6.70	6.70	6.70
La Yeguada	6.60	6.60	6.60	6.60
Don Felix y Et2 (S)	10.00	10.00	10.00	10.00
Sarigua (S) *	2.40	2.40	2.40	2.40
Solar Divisa (S)	10.00	10.00	10.00	10.00
Farallón Solar (S)	0.96	0.96	0.96	0.96
Coclé Solar (S) *	0.96	0.96	0.96	0.96
El Fraile Solar 1 (S) *	0.48	0.48	0.48	0.48
Solar Coclé (S)	8.99	8.99	8.99	8.99
Solar Paris (S)	8.99	8.99	8.99	8.99
Solar Los Ángeles (S)	9.52	9.52	9.52	9.52
Sol Real (S)	10.78	10.78	10.78	10.78
El Espinal (S)	8.50	8.50	8.50	8.50
Vista Alegre (S)	10.00	10.00	10.00	10.00
Milton Solar (S)	10.00	10.00	10.00	10.00
Nuevo Chagres (E)	55.00	55.00	55.00	55.00
Marañón (E)	17.50	17.50	17.50	17.50
Rosa de los vientos (E)	52.50	52.50	52.50	52.50
Nuevo Chagres 2 (E)	62.50	62.50	62.50	62.50
Portobelo (E)	32.50	32.50	32.50	32.50
La Mata	10.00	10.00	10.00	10.00
Pocri (S)	16.00	16.00	16.00	16.00
Estrella Solar (S) *	4.79	4.79	4.79	4.79
PanaSolar (S)	-	9.90	9.90	9.90

	Energyst El Sanchez	-	44.33	44.33	44.33
	Jaguito Solar (S)	-	9.99	9.99	9.99
	Toabre Et1 (E)	-	102.00	102.00	102.00
	Penonomé III	-	69.00	69.00	69.00
	La Huaca	-	-	11.62	11.62
	...				
6		**151.30**	**151.30**	**151.30**	**151.30**
	Panam y Amp	147.00	147.00	147.00	147.00
	Antón	4.30	4.30	4.30	4.30
	...				
7		**243.24**	**243.24**	**243.24**	**243.24**
	Miraflores	135.63	135.63	135.63	135.63
	Pacora	53.53	53.53	53.53	53.53
	Energyst (Cerro Azul)	44.65	44.65	44.65	44.65
	Urbalia Cerro Patacón	8.10	8.10	8.10	8.10
	Canopo*	1.13	1.13	1.13	1.13
	...				
8		**260.00**	**260.00**	**260.00**	**260.00**
	Bayano	260.00	260.00	260.00	260.00
	...				
9		**789.35**	**1,170.35**	**1,590.35**	**2,260.35**
	BLM Ciclo Combinado	160.00	160.00	160.00	160.00
	BLM Carbón	120.00	120.00	120.00	120.00
	Cativá	87.20	87.20	87.20	87.20
	Termo-Colón Ciclo Combinado	150.00	150.00	150.00	150.00
	El Giral	50.35	50.35	50.35	50.35
	Estrella de Mar I (Barcaza)	72.00	72.00	72.00	72.00
	Jinro	57.80	57.80	57.80	57.80
	Kanam	92.00	92.00	92.00	92.00
	Costa Norte	-	381.00	381.00	381.00
	Martano	-	-	420.00	420.00
	Terlfers	-	-	-	670.00
	...				
10		**252.17**	**252.17**	**252.17**	**252.17**
	Changuinola	222.17	222.17	222.17	222.17
	Bonyic	30.00	30.00	30.00	30.00
	...				

Notas al Anexo B

1. **Las plantas identificadas con una (S) corresponden a Generación Fotovoltaica (Solar) y las identificadas con una (E), a Generación Eólica.**
2. **Los agentes generadores con plantas conectadas en un mismo punto a través de la red de distribución, cuya capacidad instalada sea menor o igual a 5MW, identificadas con un asterisco (*), no serán considerandos en el cálculo de los cargos de transmisión y, por lo tanto, no pagarán dichos cargos.**

fb

Demanda Máxima No Coincidente Prevista (MW)

Zona	Año Tarifario 1 1/julio/2017-30/junio/2018	Año Tarifario 2 1/julio/2018-30/junio/2019	Año Tarifario 3 1/julio/2019-30/junio/2020	Año Tarifario 4 1/julio/2020-30/junio/2021
1	***38.67***	***37.08***	***38.67***	***40.41***
EDECHI				
Progreso T1 y T2	37.32	35.78	37.32	39.01
Charco Azul	1.35	1.3	1.35	1.4
...				
2	***0***	***0***	***0***	***0***
...				
3	***0.11***	***0.1***	***0.11***	***0.11***
EDECHI				
Caldera 115-19	0.11	0.1	0.11	0.11
...				
4	***110.15***	***106.42***	***110.15***	***114.53***
EDECHI				
S/E Chiriquí	12.41	11.99	12.41	12.88
Mata Nance 34-9				
Mata Nance 34-10/11/15	97.74	94.43	97.74	101.65
...				
5	***232.279***	***224.92***	***232.28***	***240.35***
EDEMET				
Llano Sánchez y El Higo	230.36	223	230.36	238.43
GRANDES CLIENTES				
Súper 99	0.983	0.98	0.98	0.98
Hotel Bijao	0.816	0.82	0.82	0.82
Varela (Fábrica de Pesé)	0.12	0.12	0.12	0.12
MINERA PANAMA				
Petaquilla				
...				
6	***165.64***	***160.7***	***165.64***	***171.22***
EDEMET				
Panamá Oeste	164.31	159.37	164.31	169.89

GRANDES CLIENTES				
Súper 99	0.3	0.3	0.3	0.3
Cemento Interoceánico	1.03	1.03	1.03	1.03
...				
7	***1020.39***	***1049.21***	***1090.85***	***1124.35***
ENSA				
Panamá	293.19	283.73	285.73	284.75
Panamá 2	215.08	240.91	266.80	286.17
EDEMET				
Panamá	476.72	489.11	502.81	517.89
GRANDES CLIENTES				
Business Park				
CEMEX	24.14	24.14	24.14	24.14
Mega Depot				
Ricamar				
Contraloría	1.18	1.18	1.18	1.16
Súper 99	3.98	3.98	3.98	3.98
General Mills	0.92	0.92	0.92	0.92
AVIPAC	0.17	0.17	0.17	0.17
Embajada de Estados Unidos	1.34	1.34	1.34	1.34
CSS (CHAAM)	3.37	3.44	3.51	3.54
Varela (Cía. Panameña de Licores)	0.3	0.3	0.3	0.3
...				
8	***41.01***	***42.91***	***44.29***	***45.87***
ENSA				
24 de Diciembre	41.01	42.91	44.29	45.87
Cañitas-Aserradero				
...				
9	***127.31***	***135.39***	***145.02***	***147.65***
ENSA				
Colón	118.64	126.88	136.4	139.05
GRANDES CLIENTES				
Cemento Panamá (Argos)	8.39	8.23	8.34	8.32
Súper 99	0.28	0.28	0.28	0.28
...				
10	***90.39***	***87.95***	***90.39***	***92.82***
Bocas del Toro				
PTP-Cañazas	27.34	26.81	27.34	27.75
Changuinola	17.85	17.17	17.85	18.66
Bocas del Toro	45.2	43.97	45.2	46.41
...				

ENERGÍA ANUAL CONSUMIDA POR LA DEMANDA PREVISTA POR ZONA (GWh)

ZONA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	total
Año 1 (AT1)	376.95	-	1.02	346.62	1,218.14	860.87	6,706.09	281.36	981.89	114.44	10,887.38
Año 2 (AT2)	354.67	-	1.16	350.89	1,282.90	909.29	6,883.94	296.18	1,029.19	108.98	11,217.22
Año 3 (AT3)	77.76	-	1.33	373.87	1,345.26	973.47	7,918.11	315.25	1,107.15	117.16	12,229.38
Año 4 (AT4)	85.16	-	1.35	425.23	3,017.11	1,963.14	5,989.87	329.13	1,083.34	123.73	13,018.07

ANEXO C

Detalles de las hipótesis de cálculo adoptadas por ETESA para elaborar el Flujo DC inicial y los escenarios post despachos reales a utilizar con el modelo CUSPTE reales.

Flujos Previstos o iniciales

1. Utilizar el software PSSE, para simular los flujos.
2. Se prepararán casos AC para luego convertirlos en DC, eliminando la resistencia de las líneas y transformadores.
3. Análisis de flujos previstos cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad establecidos en el Reglamento de Transmisión y Operación, los casos serán despachados cumpliendo con el orden de mérito del PESIN o según el más actualizado.
4. Se realizarán casos típicos de época lluviosa y época seca, para la demanda máxima, media y mínima; días hábiles, semi-hábiles y feriados o libres.
5. El comportamiento de la demanda horaria se tomará del día de demanda máxima del momento; y se calculará la diferencia porcentual entre la demanda máxima y la mínima para obtener la demanda mínima, y entre la demanda máxima y media para obtener la demanda media.

Flujos Reales

1. Se utilizará la información de flujos del SPT, despachos de generación y potencia en los puntos de entrega, suministrada por el CND de forma horaria para cada mes.
2. Determinar el día con mayor demanda según su tipo: hábil, semi-hábil y libre o feriado, respectivamente.
3. Simulación de los flujos de la hora con la máxima demanda de cada día típico correspondiente del mes (hábil, semi-hábil y feriado o libre), de igual forma se hará con la demanda media y mínima de cada día típico del mes.
4. Utilizar el software PSSE (Flujos DC) para realizar el cálculo del flujo por las líneas del Sistema Principal de Transmisión, tomando como base el despacho y potencia en punto de entrega para cada demanda horario (máxima, media y mínima) de cada día típico (hábil, semi-hábil y feriado o libre).
5. Realizar un ajuste entre la generación y la demanda registrada por zona en el mes, y la generación y demanda resultante de los despachos simulados, respectivamente.