

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

**“PLIEGO TARIFARIO DE
TRANSMISIÓN
01/julio/2025– 30/junio/2029”**

**Respuesta a la Etapa II de la Consulta Pública
002-2025-Elec**

Mayo 2025

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.....	11
C. CARGO EQUIVALENTE POR USO DE TRANSMISIÓN	12
ANEXOS	13

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN
PLIEGO TARIFARIO
01/julio/2025 – 30/junio/2029

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 2025 hasta la vigésima cuarta (24) hora del día 30 de junio de 2029, en base al Ingreso Máximo Permitido (IMP) presentado en los comentarios a la Consulta Pública 002-2025-Elec.

INTRODUCCIÓN

En cumplimiento del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005 y posteriores modificaciones; y aplicando la metodología y los parámetros de eficiencia establecidos, para los servicios prestados por **ETESA**, y por recomendación de ASEP con respecto a la capacidad 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 2025 al 30 de junio de 2029.

Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, y los Cargos de Conexión serán actualizados anualmente, de acuerdo con la metodología establecida en el Capítulo IX.3. y los cargos por el Servicio de Operación Integrada serán actualizados de acuerdo con el 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 con el "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 2025-2029.

CUADRO No.1
EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.
CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN
AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
(Miles de balboas)

	2025-2026		2026-2027		2027-2028		2028-2029	
TIPO DE ACTIVO	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	621.37	260.87	621.37	260.87	621.37	260.87	621.37	260.87
CXS34.5 Interruptor y Medio	552.12	231.79	552.12	231.79	552.12	231.79	552.12	231.79
CXS115 Barra Sencilla	132.06	55.44	132.06	55.44	132.06	55.44	132.06	55.44
CXS115 Interruptor y Medio	550.22	230.99	550.22	230.99	550.22	230.99	550.22	230.99
CXS230 Interruptor y Medio	696.48	292.40	777.15	326.27	777.38	326.36	777.58	326.45
Transformadores	Miles B/. MVA		Miles B/. MVA		Miles B/. MVA		Miles B/. MVA	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	5.58	2.34	5.58	2.34	5.58	2.34	5.58	2.34
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	6.96	2.92	6.96	2.92	6.96	2.92	6.96	2.92
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	9.26	3.89	9.26	3.89	9.26	3.89	9.26	3.89
Líneas	Miles B/.km		Miles B/.km		Miles B/.km		Miles B/.km	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	37.49	15.74	37.49	15.74	37.49	15.74	37.49	15.74
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	85.89	36.06	85.89	36.06	85.89	36.06	85.89	36.06

(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 con 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.

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.etsa.com.pa

CUADRO No 2
SEGUIMIENTO ELÉCTRICO

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi) PARA LA
GENERACIÓN (B/. MWh)

Zona	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	1/07/2025- 30/06/2026	1/07/2026- 30/06/2027	1/07/2027- 30/06/2028	1/07/2028- 30/06/2029
1	0.000	1.813	1.835	2.055
2	0.000	1.895	1.890	2.152
3	0.000	2.209	2.179	2.005
4	1.026	1.549	1.481	1.625
5	2.772	0.652	0.723	0.791
6	2.966	0.655	0.775	0.786
7	2.606	0.000	0.191	0.158
8	0.000	0.818	0.371	0.408
9	3.976	0.542	0.568	0.499
10	0.474	2.762	2.970	3.236

CUADRO No 3
SEGUIMIENTO ELÉCTRICO

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi) PARA LA
DEMANDA (B/. MWh)

Zona	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	1/07/2025- 30/06/2026	1/07/2026- 30/06/2027	1/07/2027- 30/06/2028	1/07/2028- 30/06/2029
1	2.068	0.000	0.000	0.010
2	2.502	0.000	0.000	0.000
3	2.630	0.000	0.000	1.966
4	2.344	0.512	1.070	1.219
5	1.280	1.516	2.208	2.411
6	1.160	2.102	1.676	1.758
7	0.481	2.357	1.850	1.877
8	0.790	0.000	0.000	0.773
9	0.593	2.432	1.832	1.828
10	3.744	0.438	0.507	0.537

CUADRO No 4
ESTAMPILLA POSTAL

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi) PARA LA
GENERACIÓN (B/. kW-año)

Zonas	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	1/07/2025- 30/06/2026	1/07/2026- 30/06/2027	1/07/2027- 30/06/2028	1/07/2028- 30/06/2029
Todas las Zonas	5.303	5.110	5.156	4.221

CUADRO No 5
ESTAMPILLA POSTAL

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi) PARA LA
DEMANDA (B/. kW-año)

Zonas	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	1/07/2025- 30/06/2026	1/07/2026- 30/06/2027	1/07/2027- 30/06/2028	1/07/2028- 30/06/2029
Todas las Zonas	16.289	16.749	17.075	15.061

Notas:

Los cargos por Seguimiento Eléctrico se pagarán mensualmente de acuerdo con los valores reales de energía de generación y demanda correspondientes. Los cargos por Estampilla Postal se pagarán en 12 cuotas distribuidos a lo largo del año tarifario.

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.

Los Agentes de Generación Fotovoltaica (Solar) y Generación Eólica pagarán los cargos por Seguimiento Eléctrico, al igual que se incluirán en el CUSPT por Estampilla Postal, a partir del mes de julio de 2025.

La aplicación de los cargos a los generadores que tengan plantas de generación en periodos de prueba se les aplicarán de acuerdo con el 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 transcurrido 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 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

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
CARGOS POR SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)
CARGOS UNITARIOS SEGÚN TIPO DE AGENTES
(B/. / kW-mes)

AGENTES	1/07/2025- 30/06/2026	1/07/2026- 30/06/2027	1/07/2027- 30/06/2028	1/07/2028- 30/06/2029
Generadores	0.0712	0.0758	0.0730	0.0627
Consumidores	0.1826	0.2127	0.2212	0.1885

B. FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

Los costos económicos de 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 y el consumo registrado.

El costo económico 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 costo económico de las pérdidas es repartido entre los agentes consumidores en proporción a los Factores de Pérdidas Promedio (FPP), para cada una de las zonas tarifarias donde se retira energía, los cuales se presentan en 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
	1/07/2025- 30/06/2026	1/07/2026- 30/06/2027	1/07/2027- 30/06/2028	1/07/2028- 30/06/2029
1	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
2	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
3	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%
4	0.49%	0.68%	2.90%	3.05%
5	4.80%	3.26%	2.21%	2.47%
6	8.56%	7.83%	8.16%	8.61%
7	80.30%	80.86%	79.01%	78.66%
8	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
9	5.82%	7.33%	7.68%	7.14%
10	0.04%	0.04%	0.04%	0.05%

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 factores de pérdidas se revisarán de forma anual en el periodo tarifario para considerar los cambios en el comportamiento del consumo y/o generación. ETESA remitirá a la ASEP a más tardar el 30 de junio de cada año, un informe con los

resultados obtenidos del recálculo de los factores de pérdidas para los años tarifarios siguientes del periodo tarifario. La ASEP revisará el informe que remita ETESA y podrá aprobar, anualmente, nuevos factores de pérdidas.

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:

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

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.etsa.com.pa dentro de los treinta (30) días del mes siguiente.

CUADRO No 10
CARGO EQUIVALENTE POR USO DE TRANSMISIÓN
CARGOS EQUIVALENTES PRELIMINARES
CUSPT equivalentes [B/. / kW-mes]

Zona:		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AT1	GEN	1.660	2.272	3.144	2.802	1.147	1.112	0.884	1.157	0.994	4.508
AT2	GEN	0.696	0.985	1.645	1.126	0.433	0.423	0.426	0.556	0.435	1.912
AT3	GEN	0.599	0.773	1.290	1.113	0.424	0.575	0.431	0.470	0.461	1.521
AT4	GEN	0.614	0.696	0.999	1.072	0.457	0.679	0.353	0.396	0.383	1.547

ANEXOS

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)

	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4	
Nombre de las Generadoras	1/julio/2025- 30/junio/2026	1/julio/2026- 30/junio/2027	1/julio/2027- 30/junio/2028	1/julio/2028- 30/junio/2029	Fecha de Entrada
Zona	Pinst (G)	Pinst (G)	Pinst (G)	Pinst (G)	
1	545.61	792.31	792.31	812.31	
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	
Salsipuedes	27.90	27.90	27.90	27.90	
San Andrés	10.00	10.00	10.00	10.00	
*Sol de David	9.99	9.99	9.99	9.99	
*Solar Caldera	5.50	5.50	5.50	5.50	
*Photovoltaics Investments Corp.	10.00	10.00	10.00	10.00	
*Photovoltaics Developments, Corp.	10.00	10.00	10.00	10.00	
*Photovoltaics Business Corp.	10.00	10.00	10.00	10.00	
*Photovoltaics Operations Corp.	10.00	10.00	10.00	10.00	
*Photovoltaics Venture Corp.	10.00	10.00	10.00	10.00	
*Progreso Solar 20MW, S.A.	19.88	19.88	19.88	19.88	
*Madre Vieja	25.90	25.90	25.90	25.90	
*Baco Solar	23.90	25.90	25.90	25.90	
*Central Fotovoltaica San Carlos Solar	9.90	9.90	9.90	9.90	
*Fotovoltaica Ecosolar	10.00	10.00	10.00	10.00	
*Fotovoltaica Ecosolar 2	10.00	10.00	10.00	10.00	
*La Esperanza solar	19.88	19.88	19.88	19.88	
*(E) Progreso Energy	1.05	1.05	1.05	1.05	jun-25
*SANTIAGO SOLAR PTY, CORP (PV Santiago PTY 1)	9.99	9.99	9.99	9.99	abr-25
*SANTIAGO SOLAR PTY, CORP (PV Santiago PTY 2)	9.99	9.99	9.99	9.99	abr-25
*SANTIAGO SOLAR PTY, CORP (PV Santiago PTY 3)	9.99	9.99	9.99	9.99	abr-25
*SANTIAGO SOLAR PTY, CORP (PV Santiago PTY 4)	9.99	9.99	9.99	9.99	abr-25
*SANTIAGO SOLAR PTY, CORP (PV Santiago PTY 5)	9.99	9.99	9.99	9.99	abr-25
*SANTIAGO SOLAR PTY, CORP (PV Santiago PTY 6)	9.99	9.99	9.99	9.99	abr-25
*SANTIAGO SOLAR PTY, CORP (PV Santiago PTY 7)	9.99	9.99	9.99	9.99	abr-25
*AES PANAMA, S.R.L. (PV Estí Solar 2)	17.00	17.00	17.00	17.00	may-25

*PANASOLAR CLEAN POWER, S.A. (PV Panasolar IV)	10.00	10.00	10.00	10.00	jun-25
*PANASOLAR CLEAN POWER, S.A. (PV Panasolar V)	10.00	10.00	10.00	10.00	jun-25
ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A (PV Santiago (Ecoener))	9.90	9.90	9.90	9.90	dic-25
ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A. (PV La Mesa (Ecoener))	9.99	9.99	9.99	9.99	dic-25
ECOENER SOLAR PANAMA, S.A (PV San Bartolo (Ecoener))	9.99	9.99	9.99	9.99	jun-26
ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A. (PV Agua Viva)	9.90	9.90	9.90	9.90	jun-26
*LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A. (Las Lomas)		105.00	105.00	105.00	dic-26
*PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A. (Panasolar VII)		9.90	9.90	9.90	dic-26
*PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A. (Panasolar VIII)		9.90	9.90	9.90	dic-26
*PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A. (Panasolar IX)		9.90	9.90	9.90	dic-26
*SOLAR DESIGN (PV La Hueca)		70.00	70.00	70.00	ene-27
SB-1 PROJECT S.A. (San Bartolo 1)		10.00	10.00	10.00	ene-27
SB-2 PROJECT S.A. (San Bartolo 2)		10.00	10.00	10.00	ene-27
SB-3 PROJECT S.A. (San Bartolo 3)		10.00	10.00	10.00	ene-27
SB-4 PROJECT S.A. (San Bartolo 4)		10.00	10.00	10.00	ene-27
*GENERADORA SOLAR OCCIDENTE, S.A. (Cerro Viejo Solar)				20.00	dic-28
...					
2	616.73	730.88	750.88	750.88	
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	35.00	35.00	35.00	35.00	
Prudencia	58.66	58.66	58.66	58.66	
*CELSOLAR, S.A. (Solar Prudencia)	9.69	9.69	9.69	9.69	
Rodeo Solar	8.10	8.10	8.10	8.10	
La Villa Solar	9.99	9.99	9.99	9.99	
Chupampa Solar	7.50	7.50	7.50	7.50	
Rio de Jesús Etapa III	2.50	2.50	2.50	2.50	
AES PANAMÁ S.R.L (Corotú Solar)	9.98	9.98	9.98	9.98	abr-25
GRANJA SOLAR ALANJE UNO, S.A. (PV Solar Alanje 1)	9.99	9.99	9.99	9.99	jun-25
GRANJA SOLAR ALANJE DOS, S.A (PV Solar Alanje 2)	9.99	9.99	9.99	9.99	jun-25
GRANJA SOLAR ALANJE TRES, S.A (PV Solar Alanje 3)	9.99	9.99	9.99	9.99	jun-25
GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.		80.00	80.00	80.00	jul-26
PAN ENERGY II (Boquerón Solar)		10.00	10.00	10.00	dic-26
HIDROELÉCTRICA MACANO II, S.A. (RP-550)		4.15	4.15	4.15	ene-27
GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A. (PV Santa Cruz Solar (Etapa 1, Fase 2)		20.00	20.00	20.00	ene-27
RA SOLAR, S.A.			20.00	20.00	jul-27
...					

3	178.73	178.73	178.73	178.73	
La Estrella	47.20	47.20	47.20	47.20	
Los Valles	54.76	54.76	54.76	54.76	
Mendre	18.00	18.00	18.00	18.00	
Cochea	15.50	15.50	15.50	15.50	
Algarrobos	9.73	9.73	9.73	9.73	
Mendre II	7.80	7.80	7.80	7.80	
Proyecto Solar UP2	8.58	8.58	8.58	8.58	
Central Fotovoltaica UP3	8.58	8.58	8.58	8.58	
Central fotovoltaica UP4	8.58	8.58	8.58	8.58	
...					
4	594.921	654.921	654.921	654.921	
Concepción	10.00	10.00	10.00	10.00	
Macano	5.80	5.80	5.80	5.80	
Paso Ancho	6.00	6.00	6.00	6.00	
<u>(E) Los Planetas</u>	4.75	4.75	4.75	4.75	
Pedregalito + Pedregalito I Unidad 4	20.91	20.91	20.91	20.91	
Pedregalito II + Pedregalito II Unidad 3	13.18	13.18	13.18	13.18	
RP-490	14.00	14.00	14.00	14.00	
(E)Macho de Monte	2.50	2.50	2.50	2.50	
(E)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	
Pando	32.60	32.60	32.60	32.60	
Bugaba I	5.12	5.12	5.12	5.12	
Bugaba II	5.86	5.86	5.86	5.86	
El Alto	72.20	72.20	72.20	72.20	
Bajo del Totumo	6.30	6.30	6.30	6.30	
Los Planetas II	8.86	8.86	8.86	8.86	
*Solar Chiriquí	9.00	9.00	9.00	9.00	
Las Cruces	19.80	19.80	19.80	19.80	
Barro Blanco	28.56	28.56	28.56	28.56	
*(E)Solar Bugaba	2.02	2.02	2.02	2.02	
La Cuchilla	7.62	7.62	7.62	7.62	
* Ikako	10.00	10.00	10.00	10.00	
*Ikako I	10.00	10.00	10.00	10.00	
* Ikako II	10.00	10.00	10.00	10.00	
* Ikako III	10.00	10.00	10.00	10.00	
*Caoba Solar	9.96	9.96	9.96	9.96	
*Cedro Solar	9.96	9.96	9.96	9.96	
ECO GROOVE INVESTMENT, INC.	0.74	0.74	0.74	0.74	
*(E)Macano Solar	4.75	4.75	4.75	4.75	
(Auto generador) CADASA	31.80	31.80	31.80	31.80	

(E)Andreas Power	0.99	0.99	0.99	0.99	
*ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA (San Juan)	5.00	5.00	5.00	5.00	
*ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	9.90	9.90	9.90	9.90	jul-25
*Central Solar La Hueca	70.00	70.00	70.00	70.00	ene-25
RP-550	4.15	4.15	4.15	4.15	ene-25
SOLAR LOADGE, S.A. (La Torre Solar)	5.00	5.00	5.00	5.00	ene-25
SAN LORENZO SOLAR, S.A.	5.00	5.00	5.00	5.00	ene-25
JAGÜITO GREEN ENERGY I, S.A.	9.90	9.90	9.90	9.90	abr-26
JAGÜITO GREEN ENERGY II, S.A.	9.90	9.90	9.90	9.90	abr-26
JAGÜITO GREEN ENERGY III, S.A.	9.90	9.90	9.90	9.90	abr-26
MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A. (PV Megasolar)	10.00	10.00	10.00	10.00	jun-26
HELIOS APOLO SOLAR, S.A. (PV Gualaca Solar (Helios)		60.00	60.00	60.00	jul-26
...					
5	798.61	992.01	1521.01	1646.01	
El Fraile + El Fraile Und 3	6.66	6.66	6.66	6.66	
La Yeguada	7.00	7.00	7.00	7.00	
*Don Felix + Don Felix Et2	9.99	9.99	9.99	9.99	
*Solar Divisa	9.99	9.99	9.99	9.99	
*Farallón Solar	4.80	4.80	4.80	4.80	
*Coclé Solar	0.96	0.96	0.96	0.96	
*(E)El Fraile Solar 1	0.48	0.48	0.48	0.48	
*Solar Coclé	8.50	8.50	8.50	8.50	
*Solar Paris	8.50	8.50	8.50	8.50	
*Solar Los ángeles	9.52	9.52	9.52	9.52	
*Sol Real	10.78	10.78	10.78	10.78	
*El Espinal	8.50	8.50	8.50	8.50	
*Vista Alegre	10.00	10.00	10.00	10.00	
*Milton Solar	10.00	10.00	10.00	10.00	
**Marañón	17.50	17.50	17.50	17.50	
**Rosa de los vientos	52.50	52.50	52.50	52.50	
**AES PANAMA, S.R.L. (Nuevo Chagres - Fase 1)	55.00	55.00	55.00	55.00	
**UEP PENONOME II, S.A. (Nuevo Chagres II)	62.50	62.50	62.50	62.50	
**Portobelo	32.50	32.50	32.50	32.50	
**Rosa de los Vientos Etapa II	50.00	50.00	50.00	50.00	
**Parque eólico Toabré	66.00	66.00	66.00	66.00	
*Pocrí	16.00	16.00	16.00	16.00	
* <u>Estrella Solar</u>	5.66	5.66	5.66	5.66	
*PANASOLAR	9.90	9.90	9.90	9.90	
*fotovoltaica SANTIAGO GEN	5.00	5.00	5.00	5.00	
*Parque Solar Penonomé	120.00	120.00	120.00	120.00	
*Mayorca Solar (AES)	9.97	9.97	9.97	9.97	
*Solar Pesé (AES)	9.97	9.97	9.97	9.97	
* Proyecto Fotovoltaico Jaguito solar	9.88	9.88	9.88	9.88	
*(E)Daconan Solar	3.24	3.24	3.24	3.24	

*(E)TG4	2.40	2.40	2.40	2.40	
*Soná Solar (rio de Jesús)	9.90	9.90	9.90	9.90	
ARGENTUM SOLAR, S.A. (Rio de Jesús Solar)	9.99	9.99	9.99	9.99	
*SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC.	9.90	9.90	9.90	9.90	
SOCIEDAD SUPER SERVICIOS, S.A. (Ancón Solar I)	9.99	9.99	9.99	9.99	
*Panasolar II	5.00	5.00	5.00	5.00	
*Panasolar III	5.00	5.00	5.00	5.00	
ARRENDADORA ISTMO ENERGY, S.A. (Chupampa Solar)	7.50	7.50	7.50	7.50	
GENERADORA DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A (Campo Solar La Victoria)	10.00	10.00	10.00	10.00	jun-25
El Fraile II	8.04	8.04	8.04	8.04	ene-25
* Los santos solar	7.56	7.56	7.56	7.56	ene-25
*Progresovidencia Solar 1	9.95	9.95	9.95	9.95	jun-25
*fotovoltaica Farallón Solar 2	5.10	5.10	5.10	5.10	sep-25
*Llano Sánchez	9.99	9.99	9.99	9.99	ene-25
*Oro solar	9.90	9.90	9.90	9.90	ene-25
*MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	10.00	10.00	10.00	10.00	feb-25
GED GERSOL UNO, S.A. (Llano Sánchez)	9.99	9.99	9.99	9.99	ago-25
GED GERSOL DOS, S.A. (La Salamanca)	7.30	7.30	7.30	7.30	sep-25
SOLAR DEVELOPMENT PANAMÁ, S.A. (El Chumical I)	19.80	19.80	19.80	19.80	ene-26
PANAMA SOLAR INTEGRAL (PV Cotaba Solar (Fase 1)		125.00	125.00	125.00	nov-26
SANTA CRUZ WIND, S.A.		68.40	68.40	68.40	ene-27
HIDROBURICA (Burica)			63.00	63.00	jul-27
DESARROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A (PV Pacora Solar)			44.00	44.00	sep-27
UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A. (La Colorada)			138.00	138.00	ene-28
GRUPO DOE, S.A. (La Unión Solar)			90.00	90.00	ene-28
AES PANAMÁ S.R.L (Coclé Solar 1)			150.00	150.00	may-28
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A. (Toabré Etapa 2)			22.00	22.00	jun-28
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A. (Toabré Etapa 3)			22.00	22.00	jun-28
PANAMA SOLAR INTEGRAL (PV Cotaba Solar (Fase 2)				125.00	nov-28
...					
6	231.41	321.21	321.21	321.21	
Panam	147.00	147.00	147.00	147.00	
(E) Antón	4.30	4.30	4.30	4.30	
*(E)CONCEPTO SOLAR, S.A. (Bejuco Solar)	0.96	0.96	0.96	0.96	
*(E)ELECTRICIDAD SOLAR, S.A. (Mendosa solar)	3.00	3.00	3.00	3.00	
(E)MASPV PANAMA INC. (SUNRISE MASPV1)	0.50	0.50	0.50	0.50	
ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMÁ, S.A. (San Juan)	5.00	5.00	5.00	5.00	
TINTO SOLAR, S.A. (Fotovoltaica Chame Solar)	20.00	20.00	20.00	20.00	
(E)MASPV PANAMA INC. (SUNRISE MASPV2)	5.00	5.00	5.00	5.00	
GENERADORA BRILLO SOLAR, S.A.	9.90	9.90	9.90	9.90	nov-25

CLEAN ENERGY SANTA CRUZ CORP.	3.00	3.00	3.00	3.00	nov-25
ARGENTUM SOLAR, S.A. (Cacao Solar)	9.90	9.90	9.90	9.90	ene-26
ARGENTUM SOLAR, S.A. (PV La Cantera)	4.95	4.95	4.95	4.95	ene-26
ALMACENADORA SOLAR PANAMA OESTE, S.A.	8.00	8.00	8.00	8.00	feb-26
CARMALENGO INVESTMENT CORP. (Forsun Solar)	9.90	9.90	9.90	9.90	mar-26
AES PANAMÁ S.R.L (Flamboyán)		19.90	19.90	19.90	dic-26
AES PANAMÁ S.R.L (VERANERA)		19.90	19.90	19.90	dic-26
SOLAR GREEN, S.A.		10.00	10.00	10.00	ene-27
LUZ ENERGY INTERNATIONAL CORP., S.A.		10.00	10.00	10.00	ene-27
ENERGY GREEN CORPORATION, S.A.		30.00	30.00	30.00	ene-27
...					
7	154.33	154.33	274.33	274.33	
Miraflores	97.70	97.70	97.70	97.70	
Pacora	53.53	53.53	53.53	53.53	
*(E)Fotovoltaica zona franca de Albrook.	0.10	0.10	0.10	0.10	
*(E)Pacora 2.	3.00	3.00	3.00	3.00	
AVANZALIA PANAMA, S.A (PV Penonomé 2)			120.00	120.00	ago-27
8	260	260	260	260	
Bayano	260.00	260.00	260.00	260.00	
9	1565.45	1565.45	1565.45	1565.45	
BLM	68.00	68.00	68.00	68.00	
Cativá	87.20	87.20	87.20	87.20	
Termo-Colón Ciclo Combinado	150.00	150.00	150.00	150.00	
Costa Norte	381.00	381.00	381.00	381.00	
TROPITÉRMICA	5.05	5.05	5.05	5.05	
Sparkle Power	49.20	49.20	49.20	49.20	
C.T. Gatún	670.00	670.00	670.00	670.00	
CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A. (9 de enero J. Brown G6)	34.00	34.00	34.00	34.00	ene-25
CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A. (9 de enero Unidad 8)	34.00	34.00	34.00	34.00	ene-25
CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A. (Cativa)	87.00	87.00	87.00	87.00	ene-25
...					
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	
(*) corresponden a Generación Fotovoltaica (Solar) (**) corresponde a la Generación Eólica (E) corresponden a las Generaciones Solares y Eólicas Exentas del Cargo de Transmisión según Reglamento de Transmisión					

Resumen	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
Capacidades amparadas bajo la ley 45 pero consideradas en los Cargos CUSPT	1083.97	1243.47	1263.47	1283.47
Capacidades consideraras en el cargo CUSPT	4,015.73	4,556.13	5,205.13	5,330.13
Total, de Capacidades Instaladas para los Cargos CUSPT	5,099.70	5,799.60	6,468.60	6,613.60
Capacidades totalmente exoneradas del Cargos CUSPT (Según reglamento de Transmisión)	98.261	102.411	102.411	102.411
Total, de Capacidades Instaladas	5,197.96	5,902.01	6,571.01	6,716.01

Demanda Máxima No Coincidente Prevista (MW)

	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	1/julio/2025- 30/junio/2026 6	1/julio/2026- 30/junio/2027 7	1/julio/2027- 30/junio/2028	1/julio/2028- 30/junio/2029 9
Zona	máx.	máx.	máx.	máx.
1	22.39	23.23	23.82	24.45
EDECHI				
Progreso T1 y T2	22.26	23.09	23.68	24.30
Charco Azul	0.13	0.14	0.14	0.14
...				
2				
...				
3	0.04	0.04	0.05	0.05
EDECHI				
Caldera 115-19	0.04	0.04	0.05	0.05
...				
4	145.58	149.25	155.07	158.79
EDECHI				
Mata Nance 34-9				
Mata Nance 34-10/11/15	145.58	149.25	155.07	158.79
...				
5	328.63	335.30	343.27	351.79
EDEMET				
Llano Sánchez y El Higo	243.68	250.36	257.77	265.68
El coco	18.66	19.17	19.73	20.34
GRANDES CLIENTES				
Super 99	0.93	0.93	0.93	0.93
Varela (Fábrica de Pesé)				
* sunstar	1.37	0.84	0.84	0.84
MINERA PANAMÁ				
Minera Panamá	64.00	64.00	64.00	64.00
...				
6	202.87	226.53	233.22	240.35
EDEMET				
Panamá Oeste	202.21	225.88	232.56	239.70
GRANDES CLIENTES				
Super 99	0.32	0.32	0.32	0.32

Cemento Interoceánico	0.33	0.33	0.33	0.33
...				
7	1146.30	1185.26	1224.68	1254.80
EDEMET				
Panamá	478.30	491.54	506.15	521.68
GRANDES CLIENTES EDEMET				
Contraloría	0.37	0.37	0.37	0.37
Gold Mills	1.21	1.21	1.21	1.21
Embajada de Estados Unidos	0.32	0.32	0.32	0.32
CSS (CHAAM)	0.00	0.00	0.00	0.00
Super 99	2.78	2.78	2.78	2.78
ENSA				
Panamá	271.45	278.24	285.71	291.67
Panamá 2	308.48	323.27	337.13	333.80
24 de Diciembre	59.63	63.55	66.81	78.85
GRANDES CLIENTES ENSA				
CEMEX	22.22	22.44	22.67	22.59
AVIPAC	0.19	0.19	0.19	0.19
Varela (Cía. Panameña de Licores)	0.00	0.00	0.00	0.00
Super 99	1.35	1.35	1.35	1.35
...				
8	2.40	1.31	1.33	1.35
ENSA				
* Bayano (Cañitas-Aserradero)	2.40	1.31	1.33	1.35
...				
9	123.54	125.85	127.88	142.87
ENSA				
Colón	115.60	117.91	119.93	134.93
GRANDES CLIENTES				
Argos Panamá, S.A.	7.25	7.25	7.25	7.25
Super 99	0.69	0.69	0.69	0.69
...				
10	55.70	57.78	59.25	60.82
EDECHI				
PTP-Cañazas	28.77	29.85	30.60	31.41
OER (Changuinola)	26.93	27.93	28.64	29.40
...				
Total, de Demanda Máxima No Coincidente	2,027.46	2,104.55	2,168.56	2,235.27
(*) En el indicativo de demanda no aparece valores, se tomó en cuenta la información utilizada en el Periodo Tarifario 2021-2029				

Nota 1: Minera Panamá al ser auto generador se le presentará en el primer año, el promedio de su Demanda máxima No Coincidente registrada, y para los siguientes años, se incluirá el mismo promedio del primer año de su Demanda Máxima, solo para aplicar la metodología de cálculos para los cargos por Uso de la red preliminares.

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.