

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 2/271 -Elec

Panamá, 19 de enero

de 2026

“Por la cual se aprueba el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad de la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)** para el periodo tarifario de 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029 y dicta otras disposiciones”

LA ADMINISTRADORA GENERAL,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante La Autoridad), como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6, antes mencionada, preceptúa que le corresponde a la Autoridad Reguladora establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que conforme lo establecido en el numeral 1 del artículo 96 del Texto Único de la Ley de 6 de febrero de 1997, **corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos**, definir periódicamente las fórmulas tarifarias separadas para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada; establecer topes máximos y mínimos tarifarios de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas de acuerdo con los estudios de costos que realice esta Autoridad Reguladora; así como definir las metodologías para la determinación de tarifas;
5. Que el artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años, y que en caso de vencido el periodo de vigencia de los pliegos tarifarios, las fórmulas tarifarias establecidas continuarán rigiendo mientras la Entidad Reguladora no defina las nuevas;
6. Que por medio de la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Reglamento de Transmisión, el cual contiene el Régimen Tarifario vigente del servicio de Transmisión, al cual deberá acogerse la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (en adelante, **ETESA**) para la prestación del servicio público de transmisión de electricidad;
7. Que a través de la Resolución AN No.20618-Elec de 4 de julio de 2025, esta Autoridad Reguladora extendió la vigencia del Pliego Tarifario aprobado para el periodo julio 2021-junio 2025 e indicó que el Ingreso Máximo Permitido (IMP) aprobado para el Año 4 (julio 2024 – junio 2025) sería utilizado para el cálculo de las tarifas que se aplicarían hasta tanto se aprobara el pliego tarifario del periodo julio 2025-junio 2029 para **ETESA**;
8. Que esta Autoridad Reguladora, previa celebración de la Consulta Pública No. 002-25-Elec, por medio de la Resolución AN No.20847-Elec de 24 de septiembre de 2025, aprobó las Empresas Comparadoras, la Tasa de Rentabilidad y el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para **ETESA** para el Periodo Tarifario julio 2025-junio 2029, y ordenó presentar el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión para dicho periodo tarifario a más tardar siete (7) días hábiles contados a partir de que la vía gubernativa estuviera agotada;



Resolución AN No. *21271*-Elec
de *19* de *enero* de 2026
Página 2 de 4

9. Que por medio de la Resolución AN No.21011-Elec de 6 de noviembre de 2025 se resolvieron los Recursos de Reconsideración interpuestos en contra de la Resolución AN No.20847-Elec de 24 de septiembre de 2025, modificándose el Ingreso Máximo Permitido, detallado en el Anexo A, el Informe de la Metodología de Cálculo del Ingreso Máximo Permitido contenido en el Anexo B, y, ordenándole a **ETESA** a presentar el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión para el periodo tarifario del 1 julio de 2025 al 30 de junio de 2025, a más tardar cinco (5) días hábiles a partir de que la vía gubernativa estuviera agotada, es decir, contados partir del 11 de noviembre de 2025;
10. Que a través de la Resolución AN No.21112-Elec de 4 de diciembre de 2025 se modificaron los Cuadros No.1 y No.2 del Anexo A de la Resolución AN No.20847-Elec de 24 de septiembre de 2025 y su modificación, la Resolución AN No.21011-Elec de 6 de noviembre de 2025; y, se ordenó a **ETESA** la presentación del Pliego Tarifario correspondiente, a más tardar tres (3) días hábiles contados a partir de que se encontrara agotada la vía gubernativa de la Resolución AN No.21112-Elec de 4 de diciembre de 2025, la cual fue notificada el 5 de diciembre de 2025;
11. Que mediante Nota No. ETE-DGC-GTA-022-2025 de 9 de diciembre de 2025, **ETESA** presentó el día 12 de diciembre de 2025, ante esta Autoridad Reguladora, el Pliego Tarifario con los cargos por Conexión, por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT), y los cargos del Servicio de Operación Integrada (SOI), acompañados de los modelos de cálculos para su respectiva evaluación y aprobación;
12. Que mediante Nota No. DSAN-3403-25 de 18 de diciembre de 2025 dirigida a **ETESA**, esta Autoridad remitió las observaciones al Informe del Pliego Tarifario y a los modelos de cálculo, solicitando la presentación de la nueva versión del Pliego Tarifario del periodo tarifario julio 2025 – junio 2029 con los ajustes solicitados a más tardar el 23 de diciembre de 2025;
13. Que el día 29 de diciembre de 2025, **ETESA** a través de la Nota No. ETE-DGC-GTA-023-2025 de 24 de diciembre de 2025, presentó ante esta Autoridad Reguladora para su respectiva aprobación, el Pliego Tarifario ajustado que contiene los cargos por Conexión, por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT), y, los cargos del Servicio de Operación Integrada (SOI), acompañado de los modelos de cálculos;
14. Que el Pliego Tarifario presentado por **ETESA** se ajusta tanto al Régimen Tarifario contenido en el Reglamento de Transmisión vigente como al Ingreso Máximo Permitido aprobado para las actividades de transmisión, conexión y del servicio de operación integrada, mediante la Resolución AN No.20847-Elec de 24 de septiembre de 2025 y sus modificaciones;
15. Que, por otro lado, esta Autoridad Reguladora considera pertinente recordar que por medio de la Resolución AN No.18213-Elec de 7 de febrero de 2023 se determinó la importancia de que **ETESA** realizara la revisión anual de los factores de pérdidas contenidos en el Pliego Tarifario para considerar los cambios previstos en el comportamiento del consumo y/o generación dentro del periodo, lo cual también se contempla necesario para este periodo tarifario;
16. Que de acuerdo con lo anterior y en virtud que el numeral 28 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece entre las atribuciones de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, realizar en general, todos los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la Ley;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR el Pliego Tarifario del Servicio Público de **Transmisión** de Electricidad de la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)** contenido en el **ANEXO A** de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma. Este Pliego Tarifario tiene una vigencia de cuatro (4) años, contados a partir de las cero (0) horas del día 1 de julio de 2025 hasta la vigésima cuarta hora (24) del día 30 de junio de 2029.



Resolución AN No. 21271-Elec
de 19 de *enero* de 2026
Página 3 de 4

SEGUNDO: INDICAR a la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)** que podrá iniciar la facturación a los usuarios de los servicios de transmisión, conexión y operación integrada, con los cargos contenidos en el Pliego Tarifario aprobado en el **Artículo Primero** de la presente Resolución utilizando los procedimientos establecidos en el Reglamento de Transmisión, **a partir de los servicios brindados en enero de 2026.**

TERCERO: ORDENAR a la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)** que para los meses que fueron facturados con los cargos tarifarios calculados con las premisas del Pliego Tarifario del periodo tarifario julio 2021 - junio 2025 así como con el Ingreso Máximo Permitido (IMP) aprobado para el Año 4 de dicho periodo tarifario deberá realizar **el proceso de refacturación con los cargos aprobados mediante la presente Resolución**, y establecer los ajustes crédito o débito que correspondan para cada Agente del Mercado considerando los siguientes pasos:

1. Refacturar para cada Agente del Mercado los servicios prestados con los nuevos cargos tarifarios para los meses transcurridos del periodo tarifario actual, es decir, a partir de julio de 2025.
2. Calcular los ajustes débito o crédito que corresponden para cada Agente del Mercado, para cada servicio y para cada mes, como la diferencia entre el monto de la refacturación con los nuevos cargos tarifarios y el monto facturado con los cargos que fueron aplicados.
3. Aplicar los ajustes débito o crédito de forma mensual y escalonada **iniciando con la facturación del mes de enero de 2026.** En cada facturación deberá **incluir el ajuste correspondiente a un (1) mes**, y así sucesivamente hasta concluir con el proceso de refacturación.
4. Incluir en cada una de las facturaciones mensuales, los ajustes débito o crédito indicados en el punto anterior, identificando a qué mes y servicio corresponden, los cargos tarifarios y los valores de energía, capacidad instalada y demanda máxima no coincidente utilizados para su determinación.

CUARTO: ORDENAR a la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)** que en un plazo no mayor **de diez (10) días hábiles**, contados a partir de la notificación de la presente Resolución, publique en dos (2) diarios de circulación nacional por dos (2) días consecutivos, un aviso que contenga los cargos tarifarios del Pliego Tarifario aprobado mediante la presente Resolución y ponga a disposición de los Agentes del Mercado el Pliego Tarifario aprobado y lo publique en su página WEB. Adicionalmente, deberá publicar en su página WEB los documentos que explican la metodología utilizada en los cálculos y los modelos de cálculo que sustentaron el Pliego Tarifario.

QUINTO: COMUNICAR que los modelos de cálculo presentados como sustento del Pliego Tarifario aprobado en el Artículo Primero de la presente Resolución estarán publicados en la página WEB de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, Sección de Electricidad, Subsección Tarifas de Electricidad, Subsección Tarifa de Transmisión.

SEXTO: ORDENAR a la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)** presentar a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, a más tardar el 30 de junio de cada año del periodo tarifario, un informe que sustente la revisión de los valores de los Factores de Pérdidas de Transmisión del Pliego Tarifario, considerando los cambios previstos en el comportamiento del consumo y/o generación. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos revisará el informe y podrá aprobar las modificaciones a los Factores de Pérdidas incluidos en el Pliego Tarifario.

SÉPTIMO: REITERAR lo ordenado a la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)** en el Artículo Noveno de la Resolución AN No. 20847-Elec de 24 de septiembre de 2025, para que realice la explicación del Pliego Tarifario aprobado, así como de los modelos de cálculo de los cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión, Conexión y del Servicio de Operación Integrada. Para ello deberá dar a conocer, mediante sesiones de capacitación presencial dirigidas a los Agentes del Mercado, las premisas, datos, y sus fuentes de información, configuración de la red de transmisión, listado de Agentes del Mercado, otras variables, y demás consideraciones tomadas en cuenta en los cálculos, así como los resultados obtenidos que incluyan una

Resolución AN No. 2/27/-Elec
de 19 de enero de 2026
Página 4 de 4

demonstración práctica del funcionamiento de los modelos, al inicio de la aplicación del pliego tarifario, *a más tardar treinta (30) días calendario* contados a partir de que haya sido aprobado.

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

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996; Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Ley 6 de 22 de enero de 2002; Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones; Resolución AN No.18213-Elec de 7 de febrero de 2023; Resolución AN No.20618-Elec de 4 de julio de 2025; y, Resolución AN No.20847-Elec de 24 de septiembre de 2025 y sus modificaciones.

NOTIFÍQUESE, PUBLIQUESE Y CÚMPLASE,


ZELMAR RODRÍGUEZ DE MASSIAH
Administradora General

En Panamá a los 20 días
del mes de Enero de
2026 a las 9:55 de la mañana
Notifico al Sr. Ing. Roy Morales de la
Resolución que antecede.
Se notifico por escrito

El presente documento es fiel copia de su original, según
consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional
de los Servicios públicos.

Dado a los 22 días del mes de enero 20 26


FIRMA AUTORIZADA



Panamá, 19 de *enero* de 2026

“Por la cual se aprueba el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad de la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)** para el periodo tarifario de 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029 y dicta otras disposiciones”

Anexo A

Resolución AN No. 21271 -Elec de 19 de enero de 2026

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

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

Con base en la Resolución AN No. 20847-Elec de 24 de septiembre de 2025,
Resolución AN No. 21011-Elec de 6 de noviembre de 2025 y Resolución AN No.
21112-Elec de 4 de diciembre de 2025.

Enero de 2026



CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	3
A. CARGOS POR SERVICIOS	3
1. CARGOS POR CONEXIÓN	4
2. CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)	5
3. CARGOS POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)	8
B. FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	9
C. CARGO EQUIVALENTE POR USO DE TRANSMISIÓN	10
ANEXO A	12
ANEXO B	13
ANEXO C	18
ANEXO D	20
ANEXO E	21
ANEXO F	22

Feb



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) aprobado mediante la Resolución AN No. 20847-Elec de 24 de septiembre de 2025, la Resolución AN No.21011-Elec de 6 de noviembre de 2025 que resuelve los recursos de reconsideración y la Resolución AN No.21112-Elec de 4 de diciembre de 2025.

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 la ASEP con respecto a la capacidad instalada, se presentan en este documento lo siguiente:

- 1. Los cargos que pagarán a **ETESA**, los agentes que hacen uso de los servicios de transmisión.
- 2. Los Factores de Pérdidas de 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 tarifarios 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.

fel



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
CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN
AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
(Miles de Balboas)

TIPO DE ACTIVO	2025-2026		2026-2027		2027-2028		2028-2029	
	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	234.97	151.50	234.97	151.50	234.97	151.50	234.97	151.50
CXS34.5 Interruptor y Medio	371.42	239.48	371.42	239.48	371.42	239.48	371.42	239.48
CXS115 Barra Sencilla	202.32	130.45	202.32	130.45	202.32	130.45	202.32	130.45
CXS115 Interruptor y Medio	430.88	277.81	430.88	277.81	430.88	277.81	430.88	277.81
CXS230 Interruptor y Medio	416.74	268.70	493.60	318.26	484.64	312.48	477.16	307.66
Transformadores	Miles B/. MVA		Miles B/. MVA		Miles B/. MVA		Miles B/. MVA	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	1.14	0.74	1.14	0.74	1.14	0.74	1.14	0.74
CXTR Reductor 20/24 MVA	16.19	10.44	16.19	10.44	16.19	10.44	16.19	10.44
Líneas	Miles B/.km		Miles B/.km		Miles B/.km		Miles B/.km	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	45.42	29.29	45.42	29.29	45.42	29.29	45.42	29.29
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	106.90	68.92	106.90	68.92	106.90	68.92	106.90	68.92

(1) Existentes y previstas dentro del Período Tarifario.

fls



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 cargos 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 (CUSPTE_i)”.

En los Cuadros No.2 y No.3 se presentan los CUSPTE_i 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 CUSPTE_i 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.

La Empresa de Transmisión antes de facturar mensualmente calculará los CUSPTE reales siguiendo el procedimiento establecido en el Artículo 212 del Reglamento de Transmisión. Estos cargos serán publicados por ETESA en su sitio de Internet: www.etesa.com.pa

Feb

CUADRO No.2
SEGUIMIENTO ELÉCTRICO
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTE_i)
PARA LA GENERACIÓN (B./ MWh)

Zona	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	julio 2025 / junio 2026	julio 2026 / junio 2027	julio 2027 / junio 2028	julio 2028 / junio 2029
1	2.279	2.223	2.224	2.476
2	3.810	2.324	2.289	2.592
3	4.003	2.709	2.642	2.416
4	3.323	1.900	1.794	1.952
5	1.939	0.799	0.877	0.953
6	1.749	0.805	0.941	0.946
7	0.504	0.000	0.232	0.190
8	1.177	1.004	0.424	0.492
9	0.877	0.664	0.593	0.601
10	5.026	3.387	3.555	3.898

CUADRO No.3
SEGUIMIENTO ELÉCTRICO
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTE_i)
PARA LA DEMANDA (B./MWh)

Zona	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	julio 2025 / junio 2026	julio 2026 / junio 2027	julio 2027 / junio 2028	julio 2028 / junio 2029
1	0.014	0.000	0.000	0.011
2	0.000	0.000	0.000	0.000
3	0.000	0.000	0.000	2.159
4	2.085	0.577	1.188	1.339
5	3.456	1.556	2.169	2.361
6	4.309	2.362	2.007	2.101
7	3.061	2.656	2.034	2.061
8	0.000	0.000	0.000	0.849
9	6.562	2.741	2.035	2.007
10	0.617	0.493	0.564	0.590

[Handwritten signature]

CUADRO No.4
ESTAMPILLA POSTAL
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)
PARA LA GENERACIÓN (B/./kW-año)

Zona	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	julio 2025 / junio 2026	julio 2026 / junio 2027	julio 2027 / junio 2028	julio 2028 / junio 2029
Todas las Zonas	6.483	7.117	7.210	6.325

CUADRO No. 5
ESTAMPILLA POSTAL
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)
PARA LA DEMANDA (B/./kW-año)

Zona	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	julio 2025 / junio 2026	julio 2026 / junio 2027	julio 2027 / junio 2028	julio 2028 / junio 2029
Todas las Zonas	18.027	20.666	21.154	18.511

Notas:

Con relación al uso esporádico de la red, según el Reglamento de Transmisión en el Artículo 210, 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 219 del Reglamento de Transmisión.

La aplicación de los cargos a los generadores que tengan plantas de generación en periodos de prueba será de acuerdo con el literal q) del artículo 210 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.

Las generadoras que entren en operación posterior a los 15 días de transcurrido el mes serán consideradas dentro de los cálculos de los cargos en el mes posterior y de esta manera no afecte el ingreso considerado.



3. CARGOS POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

El servicio de operación integrada incluye 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 los cargos SOI a ETESA aplicándose los correspondientes cargos según el artículo 233 del Reglamento de Transmisión.

En el Cuadro No.6 se presentan los cargos unitarios establecidos.

CUADRO No.6
CARGOS POR SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)
(Balboas por kW/mes)

AGENTES	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	julio 2025 / junio 2026	julio 2026 / junio 2027	julio 2027 / junio 2028	julio 2028 / junio 2029
Generadores	0.0850	0.1004	0.1068	0.0908
Consumidores	0.2175	0.2652	0.2875	0.2426



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 costo 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.7.

**CUADRO No.7
FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN POR ZONAS**

Zona	FACTORES DE PÉRDIDAS			
	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	julio 2025 / junio 2026	julio 2026 / junio 2027	julio 2027 / junio 2028	julio 2028 / junio 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	4.07%	2.63%	1.41%	1.50%
6	9.29%	8.46%	8.96%	9.58%
7	80.29%	80.86%	79.01%	78.67%
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%

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 Pérdidas 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

Rib



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 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.etesa.com.pa** dentro de los quince (15) días del mes siguiente.



CARGO EQUIVALENTE POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PARA GENERADORES
Ingreso Total Previsto por CUSPT (Seguimiento Eléctrico + Estampilla Postal) [KB/.]

Zona	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
AT1	5,272.69	11,215.35	4,303.42	11,815.39	6,949.49	2,264.31	1,016.41	2,337.92	10,931.89	7,877.57	63,984.44
AT2	6,605.94	10,023.70	4,587.24	11,949.14	6,280.57	2,205.31	1,089.86	2,349.72	10,013.88	7,326.63	62,432.00
AT3	5,422.29	7,705.04	3,621.89	12,189.04	8,061.57	3,633.63	1,114.26	2,030.69	10,599.14	5,764.05	60,141.59
AT4	5,538.45	7,101.56	2,899.59	11,959.19	7,813.73	4,376.55	970.74	1,810.16	9,408.34	5,968.27	57,846.58

Capacidad Instalada de Generación (Cinst) [MW]

Zona	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
AT1	381.78	548.68	194.10	600.05	759.04	281.46	153.14	260.00	1,376.25	254.80	4,809.30
AT2	381.78	548.68	194.10	764.85	806.47	281.46	153.14	260.00	1,376.25	254.80	5,021.53
AT3	381.78	548.68	194.10	794.85	806.47	451.46	153.14	260.00	1,376.25	254.80	5,221.53
AT4	381.78	548.68	194.10	857.85	806.47	451.46	153.14	260.00	1,376.25	254.80	5,284.53

CARGOS EQUIVALENTES PRELIMINARES
CUSPT equivalentes [B. / kW-mes]

Zona	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AT1	1.151	1.703	1.848	1.641	0.763	0.670	0.553	0.749	0.662	2.576
AT2	1.442	1.522	1.969	1.302	0.649	0.653	0.593	0.753	0.606	2.396
AT3	1.184	1.170	1.555	1.278	0.833	0.671	0.606	0.651	0.642	1.885
AT4	1.209	1.079	1.245	1.162	0.807	0.808	0.528	0.580	0.570	1.952

96



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 Mamóní (cerca de Chepo).
8	• Por el Oeste, desde la S/E BAYANO, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Río Mamóní (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.

Kib



ANEXO B

CAPACIDAD INSTALADA PREVISTA (MW)

PLIEGO TARIFARIO ANEXO B						
NOMBRE DE LA GENERADORA		AÑO TARIFARIO 1	AÑO TARIFARIO 2	AÑO TARIFARIO 3	AÑO TARIFARIO 4	FECHA DE ENTRADA prevista
		1/JUL/2025-30/JUN/2026	1/JUL/2026-30/JUN/2027	1/JUL/2027-30/JUN/2028	1/JUL/2028-30/JUN/2029	
ZONA 1	GENERACIÓN	381.78	381.78	381.78	381.78	
***BAITÚN	HÍDRICA	87.60	87.60	87.60	87.60	
***BAJO DE MINA	HÍDRICA	57.40	57.40	57.40	57.40	
***LA POTRA	HÍDRICA	30.00	30.00	30.00	30.00	
***SALSIPUEDES	HÍDRICA	27.90	27.90	27.90	27.90	
***SAN ANDRÉS	HÍDRICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*SOL DE DAVID	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*SOLAR CALDERA	FOTOVOLTÁICA	5.50	5.50	5.50	5.50	
*MADRE VIEJA SOLAR	FOTOVOLTÁICA	25.00	25.00	25.00	25.00	
*BACO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	25.90	25.90	25.90	25.90	
*PLANTA DE GENERACIÓN ECOSOLAR	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTÁICA ECOSOLAR 2	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*ECOSOLAR 3	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*ECOSOLAR 4	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*ECOSOLAR 5	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*LA ESPERANZA SOLAR 20MW	FOTOVOLTÁICA	19.88	19.88	19.88	19.88	
*ESTI SOLAR 2	FOTOVOLTÁICA	17.60	17.60	17.60	17.60	
*SOLARPRO	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*SOLARPRO 2	FOTOVOLTÁICA	5.00	5.00	5.00	5.00	
ZONA 2		548.68	548.68	548.68	548.68	
***FORTUNA	HÍDRICA	300.00	300.00	300.00	300.00	
***ESTÍ	HÍDRICA	120.00	120.00	120.00	120.00	
***LORENA	HÍDRICA	35.00	35.00	35.00	35.00	
***PRUDENCIA	HÍDRICA	58.69	58.69	58.69	58.69	
*PARQUE SOLAR PRUDENCIA	FOTOVOLTÁICA	9.69	9.69	9.69	9.69	
***GUALACA	HÍDRICA	25.30	25.30	25.30	25.30	
ZONA 3		194.10	194.10	194.10	194.10	
***LA ESTRELLA	HÍDRICA	47.20	47.20	47.20	47.20	
***LOS VALLES	HÍDRICA	54.80	54.80	54.80	54.80	
***MENDRE	HÍDRICA	19.75	19.75	19.75	19.75	
***COCHEA	HÍDRICA	15.50	15.50	15.50	15.50	
***ALGARROBOS	HÍDRICA	9.73	9.73	9.73	9.73	
***MENDRE II	HÍDRICA	7.80	7.80	7.80	7.80	
*MENDRE SOLAR	FOTOVOLTÁICA	5.00	5.00	5.00	5.00	

pib



*PROYECTO SOLAR UP1	FOTOVOLTÁICA	8.58	8.58	8.58	8.58	
*PROYECTO SOLAR UP2	FOTOVOLTÁICA	8.58	8.58	8.58	8.58	
*CENTRAL FOTOVOLTÁICA UP3	FOTOVOLTÁICA	8.58	8.58	8.58	8.58	
*CENTRAL FOTOVOLTAICA UP4	FOTOVOLTÁICA	8.58	8.58	8.58	8.58	
ZONA 4		613.97	778.77	808.77	871.77	
***CONCEPCIÓN	HÍDRICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
***MACANO	HÍDRICA	5.80	5.80	5.80	5.80	
***PASO ANCHO	HÍDRICA	6.00	6.00	6.00	6.00	
*** LOS PLANETAS (E)	HÍDRICA	4.75	4.75	4.75	4.75	
***PEDREGALITO + PEDREGALITO I UNIDAD 4	HÍDRICA	20.10	20.10	20.10	20.10	
***PEDREGALITO II + PEDREGALITO II UNIDAD 3	HÍDRICA	12.52	12.52	12.52	12.52	
***RP-490	HÍDRICA	14.00	14.00	14.00	14.00	
***MACHO DE MONTE (E)	HÍDRICA	2.50	2.50	2.50	2.50	
***DOLEGA (E)	HÍDRICA	3.12	3.12	3.12	3.12	
***LAS PERLAS NORTE	HÍDRICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
***LAS PERLAS SUR	HÍDRICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
***MONTE LIRIO	HÍDRICA	51.65	51.65	51.65	51.65	
***PANDO	HÍDRICA	32.60	32.60	32.60	32.60	
***BUGABA I	HÍDRICA	5.12	5.12	5.12	5.12	
***BUGABA II	HÍDRICA	5.86	5.86	5.86	5.86	
***EL ALTO	HÍDRICA	73.18	73.18	73.18	73.18	
***BAJO DEL TOTUMO	HÍDRICA	6.30	6.30	6.30	6.30	
***LOS PLANETAS II	HÍDRICA	8.89	8.89	8.89	8.89	
*SOLAR CHIRIQUÍ	FOTOVOLTÁICA	9.00	9.00	9.00	9.00	
***LAS CRUCES	HÍDRICA	19.80	19.80	19.80	19.80	
*SOLAR BUGABA (E)	FOTOVOLTÁICA	2.56	2.56	2.56	2.56	
***LA CUCHILLA	HÍDRICA	7.62	7.62	7.62	7.62	
* IKAKO	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*IKAKO I	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
* IKAKO II	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
* IKAKO III	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*CAOBA SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.96	9.96	9.96	9.96	
*CEDRO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.96	9.96	9.96	9.96	
*MACANO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	4.75	4.75	4.75	4.75	
****AUTO GENERADOR CADASA	FOTOVOLTÁICA / BIOMASA	1.49	1.49	1.49	1.49	
***SAN LORENZO	HIDRICA	8.12	8.12	8.12	8.12	
*LAS LOMAS SOLAR	FOTOVOLTÁICA		105.00	105.00	105.00	dic-26
*COROTU SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.96	9.96	9.96	9.96	
***BARRO BLANCO	HÍDRICA	28.84	28.84	28.84	28.84	
*ANDREAS POWER (E)	FOTOVOLTÁICA	0.99	0.99	0.99	0.99	
*PARQUE FOTOVOLTAICO SANTIAGO	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	ene-26

fib



*PARQUE SOLAR ALANJE 1	FOTOVOLTÁICA	9.80	9.80	9.80	9.80	feb-26
*PARQUE SOLAR ALANJE 2	FOTOVOLTÁICA	9.80	9.80	9.80	9.80	feb-26
*PARQUE SOLAR ALANJE 3	FOTOVOLTÁICA	9.80	9.80	9.80	9.80	feb-26
*PANASOLAR IV	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	may-26
*PANASOLAR V	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	may-26
*PARQUE FOTOVOLTAICO LA MESA	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	ene-26
*PARQUE FOTOVOLTAICO SAN BARTOLO	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	jun-26
*PARQUE FOTOVOLTAICO AGUA VIVA	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	jun-26
*CENTRAL SOLAR LA HUECA	FOTOVOLTÁICA		40.00	70.00	70.00	nov-26
*SAN BARTOLO 1	FOTOVOLTÁICA		9.90	9.90	9.90	ene-27
*SAN BARTOLO 2	FOTOVOLTÁICA		9.90	9.90	9.90	ene-27
*SAN BARTOLO 3	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	may-26
*SAN BARTOLO 4	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	may-26
***BURICA	HÍDRICA				63.00	mar-29
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 1	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 2	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 3	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 4	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 5	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 6	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 7	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
ZONA 5		764.54	817.05	817.05	817.05	
***EL FRAILE + EL FRAILE UND 3	HÍDRICA	6.66	6.66	6.66	6.66	
***LA YEGUADA	HÍDRICA	7.00	7.00	7.00	7.00	
*DON FELIX + DON FELIX ET2	FOTOVOLTÁICA	9.93	9.93	9.93	9.93	
*SOLAR DIVISA	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*FRAILE SOLAR I (E)	FOTOVOLTÁICA		0.48	0.48	0.48	abr-27
*FRAILE SOLAR II (E)	FOTOVOLTÁICA	0.50	0.50	0.50	0.50	
*SOLAR PARIS	FOTOVOLTÁICA	8.50	8.50	8.50	8.50	
*SOLAR LOS ÁNGELES	FOTOVOLTÁICA	9.52	9.52	9.52	9.52	
*SOL REAL	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*EL ESPINAL	FOTOVOLTÁICA	8.50	8.50	8.50	8.50	
*VISTA ALEGRE	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*MILTON SOLAR	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
**MARAÑÓN	EÓLICA	17.50	17.50	17.50	17.50	
**ROSA DE LOS VIENTOS	EÓLICA	52.50	52.50	52.50	52.50	
**AES PANAMA, S.R.L. (NUEVO CHAGRES - FASE 1)	EÓLICA	55.00	55.00	55.00	55.00	
**UEP PENONOME II, S.A. (NUEVO CHAGRES II)	EÓLICA	62.50	62.50	62.50	62.50	
**PORTOBELLO	EÓLICA	32.50	32.50	32.50	32.50	
**ROSA DE LOS VIENTOS ETAPA II	EÓLICA	50.00	50.00	50.00	50.00	
*POCRÍ	FOTOVOLTÁICA	16.00	16.00	16.00	16.00	
*ESTRELLA SOLAR	FOTOVOLTÁICA	5.66	5.66	5.66	5.66	

Handwritten signature



*PANASOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	
*FOTOVOLTAICA SANTIAGO GEN (E)	FOTOVOLTÁICA	5.00	5.00	5.00	5.00	
*PARQUE SOLAR PENONOMÉ	FOTOVOLTÁICA	120.00	120.00	120.00	120.00	
*MAYORCA SOLAR (AES)	FOTOVOLTÁICA	9.97	9.97	9.97	9.97	
*SOLAR PESÉ (AES)	FOTOVOLTÁICA	9.97	9.97	9.97	9.97	
*PROYECTO FOTOVOLTAICO JAGUITO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.88	9.88	9.88	9.88	
*DACONAN SOLAR	FOTOVOLTÁICA	5.61	5.61	5.61	5.61	
*PANASOLAR II	FOTOVOLTÁICA	5.80	5.80	5.80	5.80	
*PANASOLAR III	FOTOVOLTÁICA	6.02	6.02	6.02	6.02	
*CAMPO SOLAR LA VICTORIA	FOTOVOLTÁICA	11.70	11.70	11.70	11.70	
*LOS SANTOS SOLAR	FOTOVOLTÁICA	7.56	7.56	7.56	7.56	
*ORO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*FORSUN SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	may-26
*RIO DE JESUS SOLAR	FOTOVOLTÁICA	12.50	12.50	12.50	12.50	
*CHUPAMPA SOLAR	FOTOVOLTÁICA	7.50	7.50	7.50	7.50	
*SAN CARLOS SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*RODEO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	
*LA TORRE (E)	FOTOVOLTÁICA		4.60	4.60	4.60	ene-27
*LA VILLA SOLAR	FOTOVOLTÁICA	12.00	12.00	12.00	12.00	
*COCLÉ SOLAR ANSA	FOTOVOLTÁICA / BIOMASA	0.59	0.59	0.59	0.59	
*PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA COCLÉ	FOTOVOLTÁICA	8.50	8.50	8.50	8.50	
*LA SALAMANCA	FOTOVOLTÁICA		7.74	7.74	7.74	dic-26
*JAGUITO GREEN ENERGY I	FOTOVOLTÁICA		9.90	9.90	9.90	ago-26
*JAGUITO GREEN ENERGY II	FOTOVOLTÁICA		9.90	9.90	9.90	ago-26
*JAGUITO GREEN ENERGY III	FOTOVOLTÁICA		9.90	9.90	9.90	ago-26
*LLANO SANCHEZ	FOTOVOLTÁICA		9.99	9.99	9.99	dic-26
MINERA PANAMÁ	TÉRMICA	100.00	100.00	100.00	100.00	nov-25
ZONA 6		309.22	309.22	479.22	479.22	
****PANAM	TÉRMICA	147.00	147.00	147.00	147.00	
*ANTÓN (E)	HÍDRICA	4.20	4.20	4.20	4.20	
*CONCEPTO SOLAR, S.A. (BEJUCO SOLAR) (E)	FOTOVOLTÁICA	0.96	0.96	0.96	0.96	
*ELECTRICIDAD SOLAR, S.A. (MENDOSA SOLAR) (E)	FOTOVOLTÁICA	3.00	3.00	3.00	3.00	
*MASPV PANAMA INC. (SUNRISE MASPV1) (E)	FOTOVOLTÁICA	0.50	0.50	0.50	0.50	
*PARQUE FOTOVOLTAICO ECOENER SAN JUAN (E)	FOTOVOLTÁICA	5.00	5.00	5.00	5.00	
*CHAME SOLAR	FOTOVOLTÁICA	19.80	19.80	19.80	19.80	
*SUNRISE MASPV2 (E)	FOTOVOLTÁICA	3.30	3.30	3.30	3.30	
*LA CANTERA (E)	FOTOVOLTÁICA	3.00	3.00	3.00	3.00	
*BRILLO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	may-26
*CLEAN SOLAR (E)	FOTOVOLTÁICA	3.00	3.00	3.00	3.00	ene-26
*CACAO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	nov-25
**PARQUE EÓLICO TOABRÉ	EÓLICA	66.00	66.00	66.00	66.00	
**TOABRE ETAPA II	EÓLICA			21.60	21.60	dic-27
**TOABRE ETAPA III	EÓLICA			22.40	22.40	dic-27

fil



*ANTON SOLAR 1	FOTOVOLTÁICA	9.00	9.00	9.00	9.00	
*FARALLÓN SOLAR (E)	FOTOVOLTÁICA	4.80	4.80	4.80	4.80	
*FARALLON SOLAR 2	FOTOVOLTÁICA	9.96	9.96	9.96	9.96	
*CAPIRA SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	
**PARQUE EOLICO LA COLORADA	EÓLICA			126.00	126.00	feb-28
ZONA 7		156.14	156.14	156.14	156.14	
***MIRAFLORES	TÉRMICA	99.61	99.61	99.61	99.61	
****PACORA	TÉRMICA	53.53	53.53	53.53	53.53	
****PACORA 2 (E)	FOTOVOLTÁICA	3.00	3.00	3.00	3.00	
ZONA 8		260.00	260.00	260.00	260.00	
***BAYANO	HÍDRICA	260.00	260.00	260.00	260.00	
ZONA 9		1376.25	1376.25	1376.25	1376.25	
****CENTRAL TERMICA CATIVA Y TURBINA DE GAS	TÉRMICA	121.00	121.00	121.00	121.00	
****TERMO-COLÓN CICLO COMBINADO	TÉRMICA	150.00	150.00	150.00	150.00	
****COSTA NORTE	TÉRMICA	381.00	381.00	381.00	381.00	
****TROPITÉRMICA	TÉRMICA	5.05	5.05	5.05	5.05	
****SPARKLE POWER	TÉRMICA	49.20	49.20	49.20	49.20	
****C.T. GATÚN	TÉRMICA	670.00	670.00	670.00	670.00	
ZONA 10		254.80	254.80	254.80	254.80	
***CHANGUINOLA	HÍDRICA	223.00	223.00	223.00	223.00	
***BONYIC	HÍDRICA	31.80	31.80	31.80	31.80	
Total de Generación		4,859.48	5,076.79	5,276.79	5,339.79	

- (*) corresponden a Generación Fotovoltaica (Solar)
- (**) corresponden a la Generación Eólica
- (***) Corresponden a la Generación Hídrica
- (****) Corresponden a la Generación Térmica
- (E) Corresponden a las Generaciones Solares y Eólicas Exentas del Cargo de Transmisión según Reglamento de Transmisión

Nota 1: Para los autogeneradores Cadasa, ANSA y Minera Panamá se presenta el promedio de su potencia inyectada según datos actualizados.

Nota 2: Las capacidades presentadas están basadas según información de las resoluciones de la ASEP.

Resumen (MW)	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
Capacidades amparadas bajo la ley 45 pero consideradas en los Cargos CUSPT	879.90	947.13	947.13	947.13
Total de Capacidades Instaladas para los Cargos CUSPT	4,809.30	5,021.53	5,221.53	5,284.53
Capacidades totalmente exoneradas del Cargos CUSPT (Según el Reglamento de Transmisión)	50.180	55.260	55.260	55.260
Total de Capacidad Instalada	4,859.48	5,076.79	5,276.79	5,339.79

Pib



ANEXO C

DEMANDA MÁXIMA NO COINCIDENTE PREVISTA (MW)

Demanda Máxima No Coincidente Prevista (MW)				
Zonas	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	1/julio/2025-30/junio/2026	1/julio/2026-30/junio/2027	1/julio/2027-30/junio/2028	1/julio/2028-30/junio/2029
	Max.	Max.	Max.	Max.
Zona 1	25.58	26.51	27.68	28.91
EDECHI				
Progreso T1 y T2	25.02	25.99	27.23	28.53
Charco Azul	0.56	0.52	0.45	0.38
...				
Zona 2				
...				
Zona 3	0.09	0.09	0.09	0.09
EDECHI				
Caldera 115-19	0.09	0.09	0.09	0.09
...				
Zona 4	139.01	140.50	142.41	144.70
EDECHI				
Mata Nance 34-9				
Mata Nance 34-10/11/15	139.01	140.50	142.41	144.70
...				
Zona 5	224.36	224.51	224.80	225.22
EDEMET				
Llano Sánchez / El Coco	200.59	200.73	201.02	201.43
GRANDES CLIENTES				
Super 99	0.94	0.94	0.94	0.94
Sunstar	0.83	0.84	0.84	0.85
Minera Panamá	22.00	22.00	22.00	22.00
...				
Zona 6	269.93	279.06	286.99	295.18
EDEMET				
Panamá Oeste	208.67	217.48	225.08	232.94
El Higo	60.61	60.93	61.26	61.59
GRANDES CLIENTES				
Super 99	0.32	0.32	0.32	0.32
Cemento Interoceánico	0.33	0.33	0.33	0.33
...				
Zona 7	1039.24	1044.21	1066.42	1084.07
EDEMET				
Panamá	492.41	500.36	509.34	518.07
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
Super 99	1.33	1.33	1.33	1.33
ENSA				

Rls



Demanda Máxima No Coincidente Prevista (MW)				
Zonas	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
Panamá	197.30	202.70	208.10	211.80
Panamá 2	262.40	269.40	276.30	280.90
24 de Diciembre	58.70	43.10	43.80	44.50
GRANDES CLIENTES				
ENSA				
CEMEX	22.22	22.44	22.67	22.59
AVIPAC	0.19	0.19	0.19	0.19
Super 99	2.79	2.79	2.79	2.79
...				
Zona 8	1.50	1.60	1.70	1.90
ENSA				
Bayano (Cañitas-Aserradero)	1.50	1.60	1.70	1.90
...				
Zona 9	146.55	150.15	153.85	158.95
ENSA				
Colón	138.60	142.20	145.9	151.00
GRANDES CLIENTES				
Argos Panamá, S.A.	7.25	7.25	7.25	7.25
Super 99	0.70	0.70	0.70	0.70
...				
Zona 10	53.87	55.33	56.87	58.54
EDECHI				
PTP-Cañazas	27.01	28.43	29.93	31.56
Changuinola	26.86	26.90	26.94	26.98
...				
Total	1900.13	1921.96	1960.81	1997.56

Reb



ANEXO D

HIPÓTESIS DE CÁLCULO ADOPTADAS POR ETESA

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.

Pb



ANEXO E
ENERGIA ANUAL CONSUMIDA POR LA DEMANDA (prevista)
POR ZONA TARIFARIA (GWh)

Zona	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
Año 1 (AT1)	340.64	0.00	0.16	622.58	831.85	1,253.25	7,411.31	3.45	834.70	253.75	11,551.70
Año 2 (AT2)	256.97	0.00	0.00	663.97	680.22	1,422.03	8,454.07	0.00	1,137.24	51.51	12,666.02
Año 3 (AT3)	110.05	0.00	0.61	1,238.12	398.98	1,560.83	8,788.95	0.00	1,202.27	83.92	13,383.74
Año 4 (AT4)	89.44	0.00	15.12	1,314.59	417.35	1,675.90	9,091.67	25.52	1,203.30	96.98	13,929.87

AT1: Año Tarifario 1
AT2: Año Tarifario 2
AT3: Año Tarifario 3
AT4: Año Tarifario 4



ANEXO F

**CARGOS CUSPTE REALES
AÑO TARIFARIO 1: JULIO A OCTUBRE DE 2025**

**CUADRO No.1
SEGUIMIENTO ELÉCTRICO
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE
TRANSMISIÓN (CUSPTE Reales)
PARA LA GENERACIÓN (B./ MWh)**

Zona	Año Tarifario 1			
	Jul-2025	Ago-2025	Sept-2025	Oct-2025
1	0.548	0.672	0.662	1.525
2	5.254	3.641	3.677	3.347
3	4.193	2.579	3.236	3.162
4	2.954	2.807	3.050	2.816
5	2.927	1.961	1.583	1.180
6	1.639	1.248	1.680	1.159
7	0.000	0.467	0.504	0.620
8	1.363	1.005	1.134	2.316
9	1.087	0.720	0.826	0.556
10	3.265	2.721	2.723	2.976

**CUADRO No.2
SEGUIMIENTO ELÉCTRICO
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE
TRANSMISIÓN (CUSPTE Reales PARA LA DEMANDA
(B./MWh)**

Zona	Año Tarifario 1			
	Jul-2025	Ago-2025	Sept-2025	Oct-2025
1	0.396	0.145	0.060	0.000
2	0.000	0.000	0.000	0.000
3	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4.391	1.803	1.598	1.388
5	4.550	2.787	2.540	2.200
6	5.949	4.508	4.499	3.802
7	3.657	2.625	2.478	3.257
8	0.000	0.000	0.000	0.000
9	8.325	5.272	5.455	6.289
10	0.384	0.242	0.698	0.951

Feb



CUADRO No.3
ESTAMPILLA POSTAL
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE
TRANSMISIÓN (CUSPTE Reales)
PARA LA GENERACIÓN (B/./kW-año)

Zonas	Año Tarifario 1			
	Jul-2025	Ago-2025	Sept-2025	Oct-2025
Todas las Zonas	0.495	0.702	0.698	0.654

CUADRO No.4
ESTAMPILLA POSTAL
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE
TRANSMISIÓN (CUSPTE Reales)
PARA LA DEMANDA (B/./kW-año)

Zonas	Año Tarifario 1			
	Jul-2025	Ago-2025	Sept-2025	Oct-2025
Todas las Zonas	1.290	1.915	1.943	1.855

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios públicos.

Dado a los 22 días del mes de enero 2026.



FIRMA AUTORIZADA