GACETA OFICIAL
GOBIERNO NACIONAL
CON PASO FIRME
DIGITAL

**Año** **Panamá, R. de Panamá martes 07 de octubre de 2025** **N° 30381-B**

**CONTENIDO**

**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

Resolución AN N° 20847-ELEC
(De miércoles 24 de septiembre de 2025)

POR LA CUAL SE APRUEBAN LAS EMPRESAS COMPARADORAS, LA TASA DE RENTABILIDAD Y EL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) PARA LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA) CORRESPONDIENTE AL PERIODO TARIFARIO DEL 1 DE JULIO 2025 AL 30 DE JUNIO 2029 Y SE ORDENA LA PRESENTACIÓN DEL PLIEGO TARIFARIO CORRESPONDIENTE.

---

**AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMÁ**

Resolución N° 135/2012
(De jueves 15 de noviembre de 2012)

POR LA CUAL SE CONCEDE LICENCIA DE FUNCIONAMIENTO DE AGENCIA DE VIAJES CLASE “B” A LA EMPRESA CAYENA TRAVEL GROUP, S.A., PARA OPERAR UNA AGENCIA DE VIAJES BAJO LA RAZÓN COMERCIAL E-WORLD TRAVEL AGENCY.

---

Resolución N° 143/2013
(De viernes 04 de octubre de 2013)

POR LA CUAL SE CONCEDE LA LICENCIA DE FUNCIONAMIENTO DE AGENCIA DE VIAJES CLASE “A” A LA EMPRESA PTY BORDING PASS, S.A., PARA OPERAR UNA AGENCIA DE VIAJES BAJO LA RAZÓN COMERCIAL PTY PASS.

---

Resolución N° 087/2017
(De miércoles 21 de junio de 2017)

POR LA CUAL SE CONCEDE LICENCIA DE FUNCIONAMIENTO DE AGENCIA DE VIAJES TIPO “A” A LA SEÑORA ANGÉLICA ELIZABETH BATISTA.

---

Resolución N° 118/2017
(De lunes 09 de octubre de 2017)

POR LA CUAL SE CONCEDE LICENCIA DE FUNCIONAMIENTO DE AGENCIA DE VIAJES TIPO “A” A LA EMPRESA STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A., PARA QUE EJERZA EL NEGOCIO DE AGENCIA DE VIAJES BAJO LA RAZÓN COMERCIAL STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A.

---

Resolución N° 057/2018
(De jueves 17 de mayo de 2018)

POR LA CUAL SE ADMITE LA CESIÓN DE DERECHOS DE INCENTIVOS TURÍSTICOS QUE REALIZA LA EMPRESA WESTLINE ENTERPRISES, INC, INSCRITA A FICHA 617448, DOCUMENTO 1351606, DE LA SECCIÓN DE MICROPELÍCULAS MERCANTIL DEL REGISTRO PÚBLICO, A FAVOR DE LAS EMPRESAS INMOBILIARIA CITELIS PANAMÁ, S.A., E INVERSIONES AMILENA, INC.

---

Resolución N° 162/2021
(De jueves 02 de diciembre de 2021)

POR LA CUAL SE CANCELA LICENCIA DE FUNCIONAMIENTO DE AGENCIA DE VIAJES TIPO “A”, A LA EMPRESA COTINGA OUTDOOR SERVICES, S.A., PARA OPERAR UNA AGENCIA DE VIAJES BAJO LA RAZÓN COMERCIAL DENOMINADA SNOWY COTINGA EXPEDITIONS.

---

Resolución N° 244/2025
(De jueves 18 de septiembre de 2025)

POR LA CUAL SE CONCEDE LA LICENCIA DE FUNCIONAMIENTO DE AGENCIA DE VIAJES TIPO "A", A LA EMPRESA FEIS CORP. (FINANCIAL EXECUTIVE & INTERNACIONAL SERVICES), CUYA REPRESENTANTE LEGAL ES LA SEÑORA LESVIA ANDREINA GUTIERREZ, PARA OPERAR UNA AGENCIA DE VIAJES BAJO LA RAZÓN COMERCIAL PORTAVIA.

---

**CONSEJO MUNICIPAL DE NATÁ / COCLÉ**

Acuerdo N° 85
(De miércoles 17 de septiembre de 2025)

POR MEDIO DEL CUAL SE MODIFICA EL ACUERDO DE CAMBIO DE PROYECTO N° 75 DE 15 DE ENERO DE 2025, QUE A SU VEZ MODIFICÓ EL ACUERDO N° 20 DE 13 DE ENERO DE 2021, POR EL CUAL SE CORRIGE EL NOMBRE DEL PROYECTO CORRESPONDIENTE AL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN DE FONDOS PROVENIENTES DE LA TRANSFERENCIA DEL IMPUESTO DE BIENES INMUEBLES PARA LA VIGENCIA FISCAL 2021.

---

# República de Panamá

## AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

**Resolución AN No.** 20847-Elec **Panamá,** 24 **de** septiembre **de 2025**

"Por la cual se aprueban las Empresas Comparadoras, la Tasa de Rentabilidad y el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario del 1 de julio 2025 al 30 de junio 2029 y se ordena la presentación del Pliego Tarifario correspondiente."

**LA ADMINISTRADORA GENERAL**
en uso de sus facultades legales,

**CONSIDERANDO:**

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como un organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;

2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, "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 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, señala que le corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos 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 mediante 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 del Servicio Público de Transmisión de Electricidad y sus procedimientos, al cual deberán acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la prestación de esa actividad;

5. Que conforme al artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro (4) años;

6. Que el artículo Sexto de la Resolución AN No.12136-Elec de 21 de febrero de 2018, modificada por la Resolución AN No.12231-Elec de 28 de marzo de 2018, ordenó a ETESA a reembolsar a la Demanda la suma de Cuarenta Millones de Balboas (B/.40,000,000.00) más los intereses reconocidos, indicándose que se haría como una reducción del Ingreso Máximo Permitido asociado a la Demanda de los periodos tarifarios 2021-2025, 2025-2029 y 2029-2033, dividido en ocho (8) años a partir de enero de 2023, debiendo reconocer una tasa de interés anual sobre saldo del 5%, de acuerdo a lo establecido en el artículo 206 (antes, 186 A) del Reglamento de Transmisión;

7. Que mediante Resolución AN No. 20618-Elec de 4 de julio de 2025, esta Autoridad Reguladora extendió la vigencia del Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) aprobado para el periodo tarifario de 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025 e indicó el Ingreso Máximo Permitido (IMP) aprobado para el Año 4 (julio 2024 a junio de 2025) que será utilizado para el cálculo de las tarifas, hasta tanto se apruebe el nuevo Pliego Tarifario;

8. Que mediante documento publicado en las secciones de avisos y de consultas públicas del sector Electricidad de página electrónica http://www.asep.gob.pa de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, así como en los diarios Metro Libre y El Siglo los días 28 y 31 de marzo de 2025, se informó la realización de la Consulta Pública No. 002-25-Elec, en la que se someterían a consideración de la ciudadanía dos (2) propuestas que serían aprobadas una vez se recibieran y analizaran los comentarios recibidos, por lo cual la consulta consistía en dos (2) etapas:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

- **ETAPA I.** Desde el martes 1 de abril de 2025 hasta el miércoles 30 de abril de 2025, estuvo disponible la propuesta para recibir opiniones, comentarios y sugerencias de los ciudadanos con respecto a las Empresas Comparadoras, Tasa de Rentabilidad y del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario comprendido desde el 1 julio 2025 al 30 de junio 2029.

- **ETAPA II.** Fue indicado que el periodo de recepción de comentarios sería comunicado mediante nuevo aviso, para que fuera considerada la Propuesta del Pliego Tarifario de Transmisión presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario comprendido desde el 1 julio 2025 al 30 de junio 2029;

9. Que adicionalmente, el aviso antes mencionado estableció que el lunes, 28 de abril de 2025, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) debía entregar a esta Autoridad Reguladora para ser evaluada la propuesta de Pliego Tarifario Preliminar con sus modelos de cálculo y con su debida sustentación antes de ser publicada en la Etapa II de la Consulta Pública No.002-25-Elec. Por tal motivo, fue remitida a ETESA la nota No. DSAN-1039-25 fechada y recibida el 4 de abril de 2025, comunicando el inicio de la Consulta Pública en comento como parte del proceso de Revisión Tarifaria Cuatrianual que había iniciado en el mes de septiembre de 2024. El Pliego Tarifario Preliminar fue entregado el 2 de junio de 2025 mediante Nota ETE-DGC-GT-013-2025 de 22 de mayo de 2025;

10. Que durante el periodo de recepción de comentarios de la Etapa I de la Consulta Pública No.002-25-Elec, se recibieron comentarios y observaciones de las siguientes empresas, según consta en el Acta de Cierre publicado el martes 6 de mayo de 2025, en el Sector de Electricidad, Sección de Consultas Públicas de la página de Internet de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos:

| |
|---|
| a. AES Panamá, S.R.L. (en adelante, **AES**). |
| b. Generadora de Gatún, S.A. (en adelante, **GATÚN**). |
| c. Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (en adelante, **ETESA**). |

11. Que a continuación se procede a revisar y a responder, los comentarios recibidos relacionados con la propuesta sometida a consideración de la Etapa I de la Consulta Pública No.002-2025-Elec, referente a las Empresas Comparadoras, Tasa de Rentabilidad y el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario comprendido desde el 1 de julio 2025 al 30 de junio 2029:

11.1. **COMENTARIOS GENERALES.**

11.1.1. COMENTARIO DE AES.

Solicita la realización de talleres sobre las herramientas de cálculo del pliego tarifario, y que dichas herramientas sean de acceso público. Argumentan que esto facilitaría el entendimiento, las premisas utilizadas y la replicación de los cargos presentados por ETESA. Indica que la dinámica presentada por ETESA para el actual pliego de transmisión fue más informativa, pero no permitió la manipulación de los modelos, por lo que se requiere una mejora en este aspecto.

**ANÁLISIS DE LA ASEP:**

La ASEP considera pertinente la solicitud de AES. De acuerdo con lo realizado en el periodo tarifario julio 2021- junio 2029, se indicará a la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) que realice talleres dirigidos a los agentes del mercado. El objetivo será proporcionar explicaciones detalladas sobre los modelos de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, Conexión y Servicio de Operación Integrada. Estos talleres deberán incluir la divulgación de las premisas, datos, fuentes de los datos, configuraciones de las redes utilizadas, listado de usuarios, variables, y demás consideraciones propias de los cálculos, además de los resultados obtenidos.

11.2. **ANÁLISIS Y PROPUESTA DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN.**

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

11.2.1. COMENTARIO DE ETESA.

Con respecto a la selección de la empresa comparadora, ETESA indica que la metodología establecida en la Ley y el Reglamento de Transmisión basa la determinación de los costos operativos en dos conceptos: la determinación de los porcentajes de los costos de operación y mantenimiento y administrativos sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y la determinación del propio VNR.

Adicionalmente, ETESA cita el Artículo 198 (antes, 179) del Reglamento de Transmisión, que se establece que "Los indicadores que se aplican en un Periodo Tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de estos.".

En este sentido, considera importante evaluar si existen "indicaciones fehacientes" que justifiquen modificar los porcentajes que permiten determinar los costos de operación y mantenimiento (OPEX) reconocidos en el Ingreso Máximo Permitido (IMP). ETESA señala que no observan tales indicaciones para el cálculo del IMP del período julio 2025 a junio 2029, argumentando que el artículo 198 (antes, 179) del Reglamento de Transmisión busca otorgar estabilidad regulatoria a la empresa transmisora a lo largo del tiempo.

Por otra parte, explica los siguientes aspectos que cuestionan la necesidad de cambiar los porcentajes aprobados en el estudio de IMP anterior:

**a. Empresas comparadoras:** manifiesta que la metodología de la ASEP para determinar los porcentajes mencionados utiliza el concepto de empresas comparadoras, las cuales, en su entender, deben tener características similares a ETESA. Aspecto que, al revisar las características expuestas por la ASEP de cada una de las empresas, indica que no son comparables, debido a la magnitud, estructuras de costos, los entornos regulatorios y las características de las regiones en las que desempeñan sus actividades.

Señala que la metodología aplicada por la ASEP para reflejar las condiciones de Panamá, respecto de las empresas comparadoras seleccionadas considera el ajuste por variables macroeconómicas como la variación de los salarios, el PIB y el Poder de Paridad de compra (PPP). Realizando supuestos sobre las estructuras de costos de las empresas. Sin embargo, que no se realizan ajustes por tamaño, características particulares de las regiones y otros. Salvo por el 8% adicional que se incluye en la determinación de los porcentajes de costos de operación y mantenimiento.

Entiende que en aras de contar con mejores indicadores que permitan determinar de mejor manera los costos de operación y mantenimiento (OPEX), la ASEP ha tratado de incluir en el análisis otras empresas transmisoras que en algunos casos pueden tener muchas más similitudes con ETESA, tales como ISA-Intercolombia, Transba de Argentina, ETCEE de Guatemala y CEEE-T de Brasil, sin embargo, por problemas de información, aplicación de los modelos regulatorios entre otros no pudieron utilizarse.

Indica que la ASEP incluyó a la empresa CEMIG-GT, sin embargo, la información que consideran corresponde al año 2017 y no existen referencias trazables para verificar la información utilizada. Por lo que plantean lo siguiente:

- Si la ASEP considera que la información del 2017 de la empresa CEMIG-GT que tiene una antigüedad de 8 años es válida para justificar una modificación de los porcentajes aprobados en la determinación del IMP 2021–2025 y realizar un nuevo cálculo de los porcentajes de OPEX; y

- Cómo se pueden verificar los datos utilizados, si no existen referencias de la información considerada.

**b. Información utilizada por la ASEP para la determinación de los porcentajes:** ETESA informa haber revisado el cálculo realizado por la ASEP utilizando la información a la que hace referencia el informe. Sin embargo, reporta que existen vínculos que se mencionan en el informe que dan mensajes de error, impidiendo el acceso a esa información.

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

De la revisión realizada, afirma haber podido verificar los datos correspondientes a los Estados Financieros de TRANSELEC y el grupo ISA en PERÚ. Al respecto, en el caso de ISA le llama la atención la cuenta "Provisión para mantenimientos y reemplazos", que de acuerdo con las notas a los Estados Financieros representa el valor presente de los costos de mantenimientos y reemplazos significativos en que se espera incurrir entre los años 2024 y 2032 en relación con los sistemas de transmisión eléctrica que antes fueron operados por ETECEN y ETESUR. La provisión para mantenimientos y reemplazos corresponde principalmente a costos necesarios para mantener la infraestructura de las líneas de transmisión en las condiciones de operatividad requeridas por el Estado Peruano en el contrato de concesión, y ha sido estimada por la Gerencia de operación y mantenimiento sobre la base de la evaluación de los factores de condición y antigüedad de las líneas de transmisión.

Opina que, si esta cuenta considera mantenimientos mayores a instalaciones consideradas en el VNR de REP, es necesario incluirla en los costos de operación y mantenimiento para el cálculo de los porcentajes utilizados.

Destaca que según la Norma Internacional de Contabilidad NIC 37 de las Normas Internacionales de Información Financiera, una provisión es un pasivo con incertidumbre sobre su importe o el momento en que se cancelará.

Adiciona que para constituirse una provisión se deben cumplir con tres condiciones que deben cumplirse para reconocerla como tal:

- Obligación presente (legal o implícita) como resultado de un suceso pasado.
- Es probable que se requiera una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para cancelar la obligación.
- Puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación.

Y, que el registro contable de una provisión implica el registro de un gasto, contra un pasivo, por lo que cuando se realiza efectivamente el gasto (se paga) ya no se registra como un gasto, sino que afecta directamente al pasivo. Por lo tanto, señala que estos costos provisionados deben computarse para el cálculo de los porcentajes de OPEX.

En cuanto a ISA Perú, señala haber revisado las cifras consideradas en el VNR correspondientes al SPT y al SGT a partir de los informes técnicos que sustentan la fijación de precios en barra, pero que no han podido reproducir los valores de VNR considerados por la ASEP en su cálculo. Respecto al VNR correspondiente al SST y SCT manifiesta no haberlo podido verificar debido a que no se puede acceder a la información siguiendo los enlaces que se encuentran en el informe de la ASEP.

En cuanto al VNR, señala que TRANSELEC reporta en su memoria el valor de inversión de activos de transmisión de Chile, sin especificar si este valor corresponde al VNR.

Para el caso de CEMIG-GT indica que no han podido revisar los datos debido a que no se puede acceder a la información de esta empresa. Que además es información del año 2017, es decir de hace ocho años atrás.

Finalmente indica que la información utilizada por la ASEP para determinar los porcentajes de OPEX no es del todo trazable y en muchos casos no se puede acceder a esta información siguiendo los accesos que figuran en el informe realizado por la ASEP. Al no poder obtener las fuentes de la información, ETESA alega que no puede determinar si los cálculos realizados por la ASEP están correctos, por lo que, debido a esto, la empresa puede estar ante una situación de desventaja.

ETESA presenta un cuadro de los aspectos "Pros" y "Contras" de utilizar a las empresas comparadoras en lugar de a ETESA.

ETESA propone para la asignación de la Empresas Comparadoras que se aplique el artículo 198 (antes, 179) del Reglamento de Transmisión, por prudencia y estabilidad regulatoria define que se deben mantener los indicadores aprobados para determinar los costos de operación, mantenimiento y administrativos, que han sido aprobados, en el IMP del período 2021-2025, y presenta el cuadro con el detalle del indicador global aprobado de 3.19%.

ETESA analiza que basados en el Reglamento de Transmisión estos indicadores deben mantenerse para el IMP 2025–2029. Sin embargo, desde el punto de vista técnico y económico se deben realizar algunos ajustes para su aplicación considerando las economías de escala que se generan por el crecimiento de la empresa.

En este sentido, analizaron la estructura de costos considerada en cada una de las empresas y determinaron los costos fijos y variables en función a los activos de las empresas y analizaron el efecto de las economías de escala en los costos operativos. En este sentido considera que los costos administrativos son costos fijos, es decir no se incrementan con el aumento de los activos reflejados en el VNR y los costos de operación y mantenimiento si se acrecientan con el incremento de activos y por lo tanto con el VNR.

Por lo expuesto, considera el valor de costos administrativos aprobado en el IMP 2021– 2025 y ajusta únicamente por variaciones monetarias. Manifiesta que como este concepto está estrechamente ligado con los gastos de personal, se ha considerado la remuneración de asalariados para reflejar las condiciones económicas del año 2023.

Para el caso de los costos de operación y mantenimiento aplica el porcentaje aprobado en el IMP 2021–2025 sobre el VNR. Este porcentaje alcanza a 1.87% y a continuación presenta los resultados que obtuvo en el siguiente cuadro:

Cuadro del OPEX calculado en aplicación del artículo 198 (antes, 179) del Reglamento de Transmisión incluyendo el efecto de las Economías de Escala

| OPEX | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| VNR | 2,143,928.79 | 2,143,928.79 | 2,143,928.79 | 2,143,928.79 | 2,143,928.79 | 2,143,928.79 |
| O&M | | 40,091.47 | 40,091.47 | 40,091.47 | 40,091.47 | 40,091.47 |
| ADM | | 22,236.09 | 22,236.09 | 22,236.09 | 22,236.09 | 22,236.09 |
| **OPEX TOTAL** | | **62,327.56** | **62,327.56** | **62,327.56** | **62,327.56** | **62,327.56** |
| **Porcentaje** | | | | | | |
| O&M | | 1.87% | 1.87% | 1.87% | 1.87% | 1.87% |
| ADM | | 1.04% | 1.04% | 1.04% | 1.04% | 1.04% |
| **OPEX TOTAL** | | **2.91%** | **2.91%** | **2.91%** | **2.91%** | **2.91%** |

## ANÁLISIS DE LA ASEP:

Para mayor claridad en las respuestas, se han separado los temas.

***Empresas comparadoras e indicadores calculados***

ETESA propone mantener el valor de los indicadores de eficiencia aprobados en el período anterior, basándose en que el artículo 198 (antes, 179) del Reglamento de Transmisión establece que los indicadores aplicados permanecerán *vigentes* en los siguientes periodos tarifarios hasta que existan indicaciones fehacientes de que deben modificarse.

La ASEP aclara que **lo señalado por ETESA se cumple a cabalidad, ya que los comparadores de costos se han mantenido vigentes de acuerdo con la regulación**. El artículo 199 (antes, 180) define estos comparadores como "el porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y conexión ($OMT\%^{M*}$ y $ADMT\%^{M*}$), sobre la base de los respectivos costos de las empresas comparadoras". Por lo tanto, el indicador **se mantiene y se han calculado sus valores actualizados**, según los datos públicos de las empresas comparadoras seleccionadas, siendo así los mismos se mantienen vigentes hasta que no haya indicaciones fehacientes para su modificación, lo cual no ha ocurrido.

Por otro lado, esta Autoridad Reguladora considera que se dispone de información actualizada y consistente de las empresas comparadoras seleccionadas, las cuales son representativas para calcular la eficiencia de la actividad de transmisión de energía. Por ello se han realizado los cálculos para actualizar dichos comparadores. Además, se cuenta con información de una empresa adicional CEMIG-GT que amplía la muestra de las empresas comparadoras anteriores. Por estos motivos, es apropiado utilizar los comparadores calculados. Si bien los valores de los comparadores han disminuido, esto indica que la actividad de transmisión actual se lleva a cabo a menores costos.

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

***Antigüedad de los datos y acceso a la información***

Con relación a que los valores de CEMIG-GT corresponden al 2017, esta Autoridad Reguladora considera contradictorio el señalamiento de ETESA dado que, por un lado, propone mantener los indicadores de costos eficientes vigentes, calculados con datos del año 2019 y, por otro lado, critica la antigüedad de la información de CEMIG-GT.

Esta Autoridad Reguladora considera relevante incluir a CEMIG-GT porque incrementa el número de comparadoras, lo que mejora el análisis. Además, esta empresa es muy comparable a ETESA en su tamaño. Es importante destacar que, si se excluye a CEMIG-GT del cálculo, el indicador de costos eficientes resultante sería 2.51% (0.71% para ADMT%M* y 1.79% para OMT%M*), un valor menor que el 2.57% propuesto (0.82% para ADMT%M* y 1.75% para OMT%M*) al incluir a CEMIG-GT.

En cuanto al acceso a las fuentes de los datos, se han realizado verificaciones en el informe final para asegurar que todos los vínculos de acceso funcionen correctamente y permitan acceder a la información y puedan reproducirse los cálculos. Se confirmó que el acceso público a la información de CEMIG-GT está vigente, y se ha especificado en el informe el lugar preciso de donde se han tomado los datos utilizados.

***Información de ISA REP y Transelec***

Con relación a los costos de operación y mantenimiento de la cuenta de "Provisión para mantenimientos y reemplazos", la ASEP señala que dicha cuenta no representa costos incurridos en 2023 sino valores proyectados para años futuros (2024 a 2032). De hecho, en los Estados Financieros de 2024 la proyección se extiende hasta el año 2050. Por lo tanto, los valores reales dependerán de precios de mercado, y condiciones económicas futuras, razón por la cual, dicha cuenta no constituye un costo a ser reconocido en el análisis realizado. Por lo anterior y, por ende, no debe incluirse.

En cuanto al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de ISA Perú, que ETESA expresa no haber podido reproducir los cálculos, esta Autoridad indica que ETESA no proporciona detalles específicos sobre las deficiencias encontradas en la reproducción de los valores. Se aclara que en las hojas del modelo de cálculo del IMP denominadas: "CEMIG-GT", "Transelec" e "ISA Rep", se presentan los valores con el detalle del cálculo realizado.

Respecto a la información de ISA REP a la que no se pudo acceder siguiendo los enlaces suministrados para los sistemas identificados como SST y SCT, la ASEP ha verificado los mismos, confirmando que la empresa aparentemente realizó cambios en las publicaciones durante el transcurso de la consulta pública, lo que efectivamente impide el acceso. Por esta razón, en el informe final se ha colocado un nuevo acceso a la información de los Estados Financieros.

Sobre el VNR de TRANSELEC, la ASEP aclara que se ha mantenido la fuente de información, ya que el concepto empleado según la normativa de Chile indica que el Valor de la Inversión (VI) resulta análogo al del VNR.

***Propuesta de ETESA***

Sobre la propuesta de ETESA, de aplicar para el caso de los costos de operación y mantenimiento el porcentaje aprobado en el IMP 2021–2025 y para los costos administrativos los valores aprobados en el IMP 2021–2025 ajustados únicamente por variaciones monetarias, lo que resulta en un indicador de costos de 2.91%, la ASEP señala que **esta propuesta no cumple con la normativa tarifaria establecida en el artículo 198 (antes, 179) del Reglamento de Transmisión**. Dicho artículo indica que la determinación de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento se realizará a través de la selección de una o más empresas comparadoras, utilizando sus indicadores como los "comparadores" de una gestión eficiente. Por lo tanto, el cálculo presentado por ETESA no cumple con los procedimientos tarifarios y no puede ser aceptado.

Por lo anterior, esta Autoridad Reguladora decide mantener los valores de los indicadores de eficiencia (ADMT%M* y OMT%M*) propuestos.

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

## 11.3. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR)

11.3.1. COMENTARIO DE AES.

Solicita una revisión integral de la propuesta, específicamente para asegurar que la Línea de Transmisión Costa Norte-Torre 4 230 kV (identificada en los unifilares aprobados como LT 230-54B, 230-55B, 230-55C y 230-54A & 230-55A hasta la torre de Remate 4A) se clasifique correctamente como parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y no como del sistema de conexión, conforme a lo establecido en el Reglamento de Transmisión. Señala que la propuesta presentada clasifica erróneamente esta línea como un activo del sistema de conexión en lugar de reconocerla como parte del SPT.

AES fundamenta esta solicitud en los siguientes puntos:

- Desde el 1 de octubre de 2024, el proyecto de generación Gatún opera bajo despacho centralizado del CND, utilizando las mismas infraestructuras de transmisión que la central de generación Costa Norte.

- La Línea 230-62 que va de Subestación Telfers II a Subestación Sabanitas es un activo del Sistema Principal de Transmisión. Esta línea comparte el mismo uso que las Líneas de Transmisión que van desde Costa Norte- Torre 4 230 kV, utilizadas por las centrales de generación Costa Norte y Gatún.

- El Reglamento de Transmisión dispone lo siguiente:

> *"**Sistema Principal de Transmisión o Sistema Principal**: Es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, equipamiento de subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica perteneciente al Sistema de Transmisión, que son utilizadas en operación normal por dos o más agentes del mercado."*
>
> *"**Artículo 192 (antes, 173)**: La parte del equipamiento de conexión compuesto por aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión, sólo podrá ser asignado como parte del Sistema Principal de Transmisión cuando sea usado por más de un usuario, y siempre que dicha asignación esté debidamente justificada en función al uso de dicho equipamiento en la red de transmisión."*
>
> *"**Artículo 210 (antes, 188)**:*
> ....
> *d) Si los usuarios del sistema de transmisión que requieran conectarse a la red de transmisión eléctrica construyen a su cargo las instalaciones de transmisión necesarias para su conexión que no estén indicadas en el plan de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a lo establecido por el Decreto Ejecutivo No 22 del 19 de junio de 1998, podrán requerir una remuneración por tales instalaciones de ser solicitadas por otro usuario. En dicha instancia, se evaluará la eficiencia de tales instalaciones y se asignará un régimen tarifario equivalente al que le corresponde a la Empresa de Transmisión Eléctrica para las instalaciones del sistema principal de transmisión, del que formarán parte, con un costo de capital equivalente al valor nuevo de reemplazo de las instalaciones correspondientes. Se definirá como instalaciones eficientes las mínimas necesarias para el cumplimiento de los requerimientos de servicio. La transferencia al sistema principal de transmisión de un equipamiento de un usuario que se haya autorizado como Conexión será restringida a aquel equipamiento que es estricta y directamente necesario para transmitir la energía de otro usuario del Sistema de Transmisión.*
>
> *Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA a un costo eficiente, descontando la depreciación equivalente al tiempo de uso."*
> (Los subrayados son de AES).

- Manifiesta que ETESA confirma los valores brutos y netos a junio de 2024 (Cuadro 11), que la Línea de Transmisión Costa Norte-Torre 4 230 kV (CV GANNA II–Tramo LT 230 kV) es parte de los activos del Sistema Principal de Transmisión.

Afirma que cuando un usuario se conecta al Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de la red de transmisión de otro usuario, dichas instalaciones deben ser transferidas como activos al Sistema Principal de Transmisión (SPT), permitiendo a ETESA su administración y garantizando su disponibilidad y uso por otros usuarios que deseen conectarse al SIN. Además, dicha red de transmisión será considerada parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT) desde el momento en que entre en operación el segundo usuario.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Señala que en cumplimiento con lo estipulado en el Reglamento de Transmisión (RT) y el Acuerdo de Traspaso de Activos No. GG-086-2021, debidamente refrendado por la Contraloría General de la República de Panamá, la Línea de Transmisión Costa Norte–Torre 4 230 kV fue transferida a ETESA el 31 de marzo de 2022. Asimismo, manifiesta que el proyecto de generación Gatún entró en operación el 1 de octubre de 2024, cumpliéndose así los requisitos normados en el Reglamento de Transmisión para que la Línea de Transmisión Costa Norte–Torre 4 230 kV sea clasificada como parte del Sistema Principal de Transmisión. Con base en lo anterior, señala que será necesario actualizar los cuadros No. 12, 13 y 15.

También señala que han identificado una confusión respecto al nombre correcto de los proyectos asociados a las Líneas de Transmisión que conectan la Subestación Cristóbal, la Subestación Telfers II y la Subestación Sabanitas. Por consiguiente, solicita una revisión detallada de los diagramas unifilares finales de dichos activos del Sistema Principal de Transmisión para asegurar la precisión y consistencia en la documentación pertinente. Indica que detectaron inconsistencias en varios cuadros, como los números 16, 17, 18, 20 y 22.

Comenta que, con respecto al Sistema de Conexión – en los puntos: (2.2) Base de capital Inicial del Sistema de Conexión, (2.3) Base de Capital del Sistema de Conexión para el periodo tarifario, (2.4) Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación, indica que "Fue agregado a estos valores la SE El Coco con un monto de B/. 6,935,706 según contrato GG-132-2023 y el tramo de línea 230 kV Cristóbal-Torre 4A (GANA II) por un monto de B/. 54,420,914", y que dichos proyectos deben ser considerados como Sistema Principal de Transmisión, según lo establecido en el artículo 210 (antes, 188), literal d del Reglamento de Transmisión.

AES continúa señalando que la adquisición de las Naves 3 y 4 de la Subestación El Coco, está asociada a las líneas de Transmisión 230-12 A, 230-12B, 1230-13A y 230-13B, las cuales forman parte de los activos del Sistema Principal de Transmisión (SPT).

Además, AES solicita la inclusión de una sección para la devolución de los cargos de conexión cobrados por ETESA a la empresa Gas Natural Atlántico, S. de R.L., relativos a la Línea de Transmisión Costa Norte–Torre 4 230 kV, para el periodo del 1 de octubre de 2024 al 30 de junio de 2025. Argumentan que, a partir de dicha fecha, este activo debería clasificarse como parte del SPT y no como conexión.

Para finalizar, AES indica que será necesario actualizar los cuadros números 25, 26, 29, 30, 31 y 32, 33, 41, 42, 43 y 44. Asimismo, señala que, en comparación con el pliego actual de transmisión, observa que el VNR 2024 ajustado para las subestaciones de conexión se mantiene elevado.

**ANÁLISIS DE LA ASEP**:

Iniciamos el análisis con lo señalado sobre la Línea Costa Norte–Torre 4 230 kV, que actualmente en los unifilares del sistema presenta una nueva configuración con los circuitos 230-54B, 230-55B, 230-55C y 230-54A & 230-55A.

Es importante señalar que desde el año 2017 esta Autoridad ha emitido su criterio con respecto a que **esta línea es un activo de conexión**. En ese sentido, recordamos que en la nota **DSAN No. 2090-17 de 19 de julio de 2017**, emitida en respuesta a las notas remitidas por Gas Natural Atlántico II, S. de R.L. No.ST-AESCOLON-ASEP-170001 de 8 de junio de 2017 y No. ST-AESCOLON-ASEP-170002 de 19 de junio de 2017, fue efectuada la evaluación de los siguientes aspectos planteados: (i) Acuerdo de Entendimiento entre ETESA, GANA y GANA II en la que indicó que la Línea de la Subestación Costa Norte a Torre 5 (hoy Torre 4), sería parte del SPT; (ii) La adjudicación de la oferta de GANA en el acto LPI-ETESA 01-15, en la cual constaba que el punto de interconexión sería la Subestación Santa Rita; (iii) La viabilidad de conexión a través del patio 230 kV del proyecto solicitada por GANA y la respuesta de ETESA en noviembre de 2015 en cuanto a adecuaciones al esquema original del Plan de Expansión; (iv) Situaciones relacionadas a la conexión del proyecto Costa Norte que dieron lugar a dos (2) Acuerdos de Entendimiento, siendo el último enmendado, y, la solicitud de la reubicación del SMEC a la salida de la Subestación Costa Norte; (v) La posibilidad de que un gran cliente cercano a las instalaciones de Costa Norte se conectara a la red de alta tensión de ETESA a través de las instalaciones de Costa Norte; (vi) La posibilidad de que otro agente del mercado como ENSA utilizara las nuevas facilidades como un punto adicional de retiro en el

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

área; (vii) **La posibilidad de que otro agente generador**, cogenerador o Autogenerador se pudiera conectar al SPT a través de la Subestación Costa Norte o utilizando uno de los circuitos de la Línea de Transmisión de Costa Norte; (viii) Enmiendas a los contratos de suministro referentes al punto de entrega y SMEC.

Como fue destacado, el hecho de que otro agente generador, como lo es el proyecto de generación GATÚN, el cual tal como ha indicado AES, opera bajo despacho centralizado del CND, utilizando las mismas infraestructuras de transmisión que la central de generación Costa Norte, fue analizado por esta Autoridad Reguladora en el año 2017 señalándoles al respecto que, en la regulación existente y previos pronunciamientos de la ASEP sobre estos casos, **quedaba claro que esto no cambiaba la condición de la conexión de Costa Norte**. Fue indicado que, inclusive, aunque dicha subestación fuese propiedad de ETESA, se aplicaría el **concepto de conexión compartida** y que no pasaba a ser activo del Sistema Principal de Transmisión (SPT).

Fue comunicado en ese orden de ideas, que el otro agente (hoy, GATÚN), que se conectara a la Subestación Costa Norte o a la línea de conexión tendría que pagar a Costa Norte la proporción de uso que utilizara, calculado como lo establecía el artículo 224 (antes, 202) del Reglamento de Transmisión, sobre el Uso de las Instalaciones o Infraestructura propiedad de otro agente; y, que dicho otro agente (hoy, GATÚN), debía pagar a ETESA un cargo de conexión por el uso de la línea que va de la Subestación Costa Norte a la Torre 5 (hoy, Torre 4).

Con respecto a que la Línea de Transmisión Costa Norte-Torre 4 230 kV fue transferida a ETESA el 31 de marzo de 2022, la Resolución AN No.12080-Elec de 29 de enero de 2018, por la cual se modificó el Resuelto Tercero de la Resolución AN No. 10363-Elec de 25 de agosto de 2016, para la construcción de la Línea de Transmisión Eléctrica de 230 kV, desde la Subestación Cristóbal (antes Subestación Costa Norte), hasta la Torre de Remate No. 4A (antes Torre de Remate No. 5) cercana a la Subestación Santa Rita a ubicarse en la provincia de Colón y la adecuación del patio 230 kV de la Subestación Panamá II, ubicada en la provincia de Panamá, decidió sobre las obras que serían traspasadas a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., lo siguiente:

> *"**TERCERO: ADVERTIR** a la empresa **GAS NATURAL ATLÁNTICO II, S. de R.L.**, que el derecho de concesión de transmisión otorgado sólo le faculta para la construcción de las infraestructuras de transmisión establecidas en el Resuelto Primero de la presente Resolución, **y que la operación de las mismas**, **por tratarse de activos de conexión**, deberá ser realizada por la empresa **GAS NATURAL ATLÁNTICO, S. de R.L. hasta que dichas infraestructuras de transmisión sean traspasadas a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., la cual, asumirá la actividad de operación**." (Énfasis suplido)*

Se colige del resuelto citado de la Resolución AN No.12080-Elec de 29 de enero de 2018, que esta Autoridad Reguladora se pronunció sobre el tipo de activo, **indicando que el mismo era de conexión** y que una vez traspasado a ETESA, ésta asumiría su operación, es decir, la operación del activo de conexión. Para llegar a dicha decisión, esta Autoridad estableció entre sus consideraciones las siguientes:

> "...
>
> *7. Que el artículo 54 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que la actividad de generación incluye además de la construcción, instalación, operación y mantenimiento de la planta de generación eléctrica, **sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión**, equipos de transformación e instalaciones de manejo de combustibles, **con el fin de producir y vender energía en el sistema eléctrico nacional**;*
>
> ...
>
> *12. Que se destaca que tanto la solicitud presentada mediante nota AES-GG-011-2016 de 17 de marzo de 2016, de parte de la sociedad **GAS NATURAL ATLÁNTICO II, S. de R.L. (GANA II)**, y los Acuerdos de Entendimientos suscritos con la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), estuvieron fundamentados en el artículo 67 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, el cual establece que **los agentes del mercado podrán encargarse de la construcción**, operación y mantenimiento de la línea de transmisión y sus subestaciones, requeridas para la conexión y uso de plantas de generación;*
>
> *13. Que la sociedad **GAS NATURAL ATLANTICO S. de R.L.**, solicitó se consideraran las instalaciones asociadas al proyecto de Costa Norte como parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT). Esta Autoridad Reguladora través de la nota No.DSAN-2090-17 de 19 de julio de 2017, dio respuesta utilizando el mismo*

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

*tratamiento que se ha dado en casos similares, en ese sentido, manifestó que por la configuración eléctrica de la línea, no correspondía su clasificación como parte del Sistema Principal de Transmisión, cuya necesidad evidente, era "la vinculación eléctrica de la Planta de Generación de Costa Norte al SPT", por lo que en consecuencia las instalaciones asociadas al proyecto Costa Norte, son activos de conexión;*

*14. ...*

*19. Que una vez analizada la solicitud presentada a esta Autoridad Reguladora por la sociedad **GAS NATURAL ATLÁNTICO II, S. de R.L.**, presentamos las siguientes consideraciones:*

*19.1. A través de las notas DSAN-041-17 de 5 de enero de 2017 y DSAN-2090-17, de 19 de julio de 2017, esta Autoridad Reguladora ya ha indicado que la línea de transmisión construida por **GANA II**, es una línea de conexión independientemente de que los activos sean de **GAS NATURAL ATLÁNTICO II, S. de R.L.** o de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).*
*(Lo subrayado es nuestro)*
*19.2. ..."*

Se hace necesario destacar que, de acuerdo con el artículo 210 (antes, 188), literal d, del Reglamento de Transmisión, ETESA puede adquirir instalaciones de otro usuario, tal como fue aprobado por esta Autoridad Reguladora, el traspaso a ETESA de la línea de transmisión construida por GANA II (Línea Costa Norte–Torre 4 230 kV). No obstante, **estas instalaciones no necesariamente tienen que ser transferidas al Sistema Principal de Transmisión (SPT), para que ETESA las administre y garantice su uso y disponibilidad para otros usuarios, ya que también pueden ser transferidas y mantenerse como equipos de conexión**:

*"**Artículo 210 (antes, 188)**:*
....
*d) Si los usuarios del sistema de transmisión que requieran conectarse a la red de transmisión eléctrica construyen a su cargo las instalaciones de transmisión necesarias para su conexión* que no estén indicadas en el plan de expansión de la red de transmisión, *de acuerdo a lo establecido por el Decreto Ejecutivo No 22 del 19 de junio de 1998, podrán requerir una remuneración por tales instalaciones de ser solicitadas por otro usuario. En dicha instancia, se evaluará la eficiencia de tales instalaciones y se asignará un régimen tarifario equivalente al que le corresponde a la Empresa de Transmisión Eléctrica para las instalaciones del sistema principal de transmisión, del que formarán parte, con un costo de capital equivalente al valor nuevo de reemplazo de las instalaciones correspondientes. Se definirá como instalaciones eficientes las mínimas necesarias para el cumplimiento de los requerimientos de servicio. La transferencia al sistema principal de transmisión de un equipamiento de un usuario que se haya autorizado como Conexión será restringida a aquel equipamiento que es estricta y directamente necesario para transmitir la energía de otro usuario del Sistema de Transmisión.*

*Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA a un costo eficiente, descontando la depreciación equivalente al tiempo de uso. El financiamiento de la adquisición se realizará a un costo de capital igual a la tasa de rentabilidad regulatoria reconocida a ETESA. La ASEP mediará de no haber acuerdo entre las partes. **Los equipamientos de conexión que son aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión permanecerán como parte del sistema conexión**."* (Énfasis suplido).

Como ha quedado evidenciado, esta Autoridad Reguladora ya ha decidido sobre esta solicitud, y la Ley Sectorial en materia de electricidad, establece claramente en los artículos 68 y 69 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 que el Plan de Expansión que prepara ETESA es en el que constan las inversiones aprobadas por esta Autoridad Reguladora. Para mayor claridad, se cita lo siguiente:

*"**Artículo 68**. Empresa de Transmisión. El planeamiento de la expansión, la construcción de nuevas ampliaciones y refuerzos de la red de transmisión, así como la operación y el mantenimiento del sistema interconectado nacional, estarán a cargo de la Empresa de Transmisión.*

*La Empresa de Transmisión tiene la obligación de **expandir la red nacional de transmisión, de acuerdo con el plan de expansión acordado para atender el crecimiento de la demanda y los criterios de confiabilidad y calidad de servicio adoptados**. Con este fin, deberá preparar un programa de inversiones para la expansión de la red y presentarlo **para la aprobación del ente regulador**, con los comentarios realizados por las empresas de distribución y de generación.*

> ***Los agentes del mercado*** ***podrán encargarse de la construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y subestaciones, requeridas para la conexión y uso de plantas de generación y redes de distribución***.
>
> *Artículo 69. Otras funciones. La Empresa de Transmisión tendrá, asimismo, las siguientes responsabilidades:*
> *1. ...*
> *4.* ***Preparar el plan de expansión de transmisión*** *para el sistema interconectado nacional.*
> *5. ..." (Énfasis suplido)*

En concordancia con lo antes indicado, el artículo 39 (antes, 36A) del Reglamento de Transmisión expresamente dispone que:

> *"Artículo 39 (antes, 36A): Los Usuarios que requieran conectarse a la Red de Transmisión, deberán construir, por sí mismos, las ampliaciones o adiciones de uso exclusivo* ***que sean necesarias para su conexión****, conforme al procedimiento establecido en el presente Reglamento y el resto de las normativas vigentes.*
>
> *De común acuerdo, ambas partes podrán establecer que ETESA construya las referidas ampliaciones o adiciones, para lo cual consignarán un documento denominado "Acuerdo de Construcción y Traspaso" conforme se establece en el presente Reglamento.*
> *...*
> *Las obras construidas bajo esta modalidad, podrán considerar, si ETESA lo solicita, un exceso de capacidad sobre el requerimiento del Usuario,* ***para uso futuro por parte de ETESA****.*
>
> ***Cuando para la conexión de un Usuario se requieran adiciones o ampliaciones*** *que por el servicio que prestan* ***deben pertenecer al Sistema Principal de Transmisión, ETESA sólo podrá adquirir las mismas luego de que las mismas se hayan incluido, evaluado y aprobado en el Plan de Expansión que presenta anualmente ETESA****. Si por razones de necesidad apremiante del Usuario, este requiere financiar y/o construir las obras, las mismas se considerarán obras a riesgo y sólo podrán reconocerse en el evento que las mismas se aprueben en el Plan de Expansión. Una vez aprobadas las obras, se consignará un "Acuerdo de Construcción y Traspaso" y se procederá de manera similar al de las ampliaciones o adiciones de conexión, con la limitante que los diseños y presupuestos a reconocer deberán coincidir con lo aprobado a ETESA en el Plan correspondiente."*

La Línea Costa Norte–Torre 4 230 kV no fue aprobada en el Plan de Expansión como Sistema Principal de Transmisión, en cumplimiento de lo establecido por la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y el Reglamento de Transmisión, y la decisión con respecto a la clase de línea fue tomada en la Resolución AN No. 12080-Elec de 29 de enero de 2018, la cual se encuentra en firme y ejecutoriada.

Cabe señalar que, de acuerdo con la reglamentación, el activo **debe cumplir con la función de transmisión para formar parte del Sistema Principal en concordancia con la planificación del sistema que realiza ETESA, y el sector de electricidad a través de los planes de expansión del Sistema.** ***En este caso, dicha línea continúa cumpliendo una función de conexión, ya que se utiliza para materializar la vinculación eléctrica de las plantas de Costa Norte y Gatún con el Sistema Principal de Transmisión en la Subestación Sabanitas***. Por lo tanto, la función de dicha línea no ha cambiado y ***corresponde a un equipamiento de conexión de tipo compartido***.

Para una mayor ilustración de este tema se presenta la redacción del **literal g del artículo 210 (antes, 188)** del Reglamento de Transmisión, que cita lo siguiente:

> *"g) Cuando se produzcan nuevas conexiones o desconexiones a la red de transmisión, la clasificación de los activos existentes entre conexión y pertenecientes al sistema principal* ***podrá ser modificada a partir del nuevo período tarifario de acuerdo con la nueva función que desempeñe el activo****.*
> *..."(El subrayado es nuestro)*

Por lo expuesto, indicamos que ***no se cumple con la aprobación en el Plan de Expansión ni han variado los criterios para la reclasificación de la línea Costa Norte–Torre 4 230 kV al Sistema Principal de Transmisión***.

Por lo anterior, no es necesario actualizar los cuadros No. 12, 13 y 15 del informe.

Con respecto a lo señalado en el informe en los puntos: (2.2) Base de capital Inicial del Sistema de Conexión, (2.3) Base de Capital del Sistema de Conexión para el periodo tarifario, (2.4) Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación, indicamos que la línea Cristóbal o Costa Norte -Torre 4A 230 kV, denominada como GANA II, así como las naves 3 y 4 de la Subestación El Coco, ambos proyectos son activos del Sistema de Conexión de acuerdo con lo aprobado y considerado en los Planes de Expansión revisados y a las precitadas consideraciones. Por lo tanto, no corresponde hacer modificaciones al texto y los cuadros presentados.

Se indica que mediante la Resolución AN No.11907-Elec de 13 de diciembre de 2017 se aprobó el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional del año 2017, la cual estableció, con fundamento en los artículos 68 y 69 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, que las adquisiciones que realice ETESA deben contar con la aprobación de la ASEP y que realizar dichas adquisiciones no implican necesariamente que los activos se clasifiquen como parte del Sistema Principal de Transmisión. **En el considerando 15.1.5 de la mencionada resolución se indicó que las naves de la Subestación El Coco que se adquirieran formarían parte del sistema de conexión.**

Además, mediante la Resolución AN No.18213-Elec de 7 de febrero de 2023 mediante la cual se aprueban las Empresas Comparadoras, la Tasa de Rentabilidad y el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario de julio 2021 a julio 2025 y se ordena presentar el Pliego Tarifario correspondiente, en el análisis del punto 11.3.1 de la misma se indicaron que las adquisiciones previstas por ETESA como la Subestación El Coco y la línea Costa Norte-Torre 4 fueron clasificados como activos del sistema de conexión. Se reitera que a la fecha esta consideración no ha variado.

En cuanto a la devolución de los cobros por los cargos de conexión de la línea Costa Norte–Torre 4 230 kV, la misma no corresponde dado que el mencionado activo continúa siendo de conexión. Al respecto, se indica que ETESA, a partir del 1 de octubre de 2024, debió aplicar el artículo 217 (antes, 195) del Reglamento de Transmisión, que señala que, si existe un equipamiento de conexión compartido, como la línea mencionada, cada usuario del mismo pagará una proporción del cargo total por conexión del equipamiento denominada (PROPui), en función de su potencia.

> *"Artículo 217 (antes, 195)* ***De haber un equipamiento de conexión compartido o de existir una conexión que no ha sido definida como del sistema principal, cada usuario u del mismo abonará una proporción (PROPui) del cargo total por conexión del equipamiento en función a su potencia requerida para cada año tarifario*** *(i) determinando como:*
> *..." (Énfasis suplido)*

Finalmente, debido a que lo solicitado por AES no se acepta, y en atención a este tema, no es necesario actualizar los cuadros indicados.

11.3.2. COMENTARIOS DE GATÚN.

Solicita la inclusión de la Línea de Transmisión 230-62 (Telfers - Sabanitas) y su monto de construcción asociado en la Metodología de Cálculo del IMP de ETESA para el periodo julio 2025– junio 2029. Argumentan que esta es una nueva línea que conecta la Subestación Telfers con la Subestación Sabanitas y no ha sido incluida.

Destaca que, al momento de redactar estos comentarios, ya disponían de la documentación necesaria para que dicha línea fuera incluida en los cálculos del IMP de ETESA para el periodo tarifario julio 2025 - junio 2029: el Acuerdo de Entendimiento No. GG-046 2022 del 17 de marzo de 2022 y las comunicaciones bajo cartas GAT-0032-21 ETESA (21 de junio de 2021). Además, indica que esta línea aparece en el PESIN vigente y que se utiliza para los cálculos del IMP de ETESA para el periodo tarifario julio 2025 - junio 2029.

GATÚN informa que presentó comentarios en tiempo oportuno a la Consulta Pública No.006-24-Elec, en la cual se informó sobre la necesidad de revisar el monto asociado a la L/T 230-62, información que reposa en la web y archivos de la ASEP.

Recuerda que la L/T 230-62 forma parte de las inversiones de ETESA relacionadas con las Subestaciones Sabanitas y Panamá III y la Línea de Transmisión que las une (la L/T 230-58 y

L/T 230-59). Estas últimas inversiones sí están incluidas en los cálculos del IMP de ETESA para el periodo tarifario julio 2025-junio 2029.

Señala que la L/T 230-62 es una obra de carácter estratégico, cuyo impacto positivo en el sistema eléctrico justifica ampliamente su inclusión en la base de activos reconocidos para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) del periodo tarifario julio 2025 - junio 2029. Esto se sustenta en los siguientes aspectos:

- Garantía de Confiabilidad y Estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Fortalece la red de transmisión en una región crítica para la interconexión de una zona de alta generación, particularmente en el corredor Atlántico. Contribución a la Reducción de Pérdidas Técnicas al fortalecerse el mallado eléctrico mediante la L/T 230-62 optimiza los flujos de potencia y permite operar el sistema con menores niveles de pérdidas eléctricas, contribuyendo directamente a la eficiencia global del servicio de transmisión. Esta mejora, al traducirse en menores costos de operación para el sistema, justifica plenamente su reconocimiento como parte de los activos eficientes para la determinación del IMP.

- Apoyo a la Integración de Nuevas Fuentes de Generación. La expansión de generación renovable y convencional proyectada para los próximos años en Panamá requiere contar con infraestructura de transmisión robusta y flexible, por lo cual, la L/T 230-62 habilita la integración y firmeza de nueva capacidad instalada, especialmente en la región Atlántica, fomentando la diversificación energética en otras áreas del país y el cumplimiento de metas nacionales en materia de transición energética.

- Cumplimiento de Criterios de Planeamiento y Desarrollo de la Red. El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los estudios de planificación respaldan la necesidad de esta infraestructura como una obra prioritaria. Su ejecución responde a criterios técnicos de planificación a largo plazo, orientados a atender la creciente demanda y asegurar el cumplimiento de los estándares de calidad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico.

- Sostenibilidad Económica del Servicio de Transmisión. Incluir la L/T 230-62 en el cálculo del IMP permite reconocer inversiones estratégicas que sostienen el crecimiento ordenado del sistema, distribuyendo adecuadamente los costos entre los usuarios y asegurando que ETESA cuente con los recursos necesarios para mantener y operar la infraestructura en condiciones óptimas.

GATÚN manifiesta que la exclusión de la L/T 230-62 del cálculo tarifario generaría un desbalance entre las inversiones requeridas para garantizar la operación eficiente del sistema eléctrico y la capacidad de ETESA para recuperar sus costos. Esto no solo comprometería la estabilidad financiera de la empresa, sino que también impactaría negativamente la calidad del servicio prestado a los usuarios finales.

Señala que la inclusión de esta obra en la metodología del IMP para el periodo 2025-2029 no solo está plenamente justificada, sino que resulta indispensable para el cumplimiento de los objetivos regulatorios, operativos y estratégicos del sector eléctrico panameño.

**ANÁLISIS DE LA ASEP**:

La línea Telfers-Sabanitas (230-62) no fue incluida como activo del Sistema de Transmisión porque no se tiene constancia que haya sido traspasada a ETESA. No se ha aportado la información de sustento necesaria como: acuerdos de traspaso acompañados del detalle de los costos y su justificación, así como evidencia de los registros contables que acrediten que la misma forma parte de la base de activos de ETESA.

Esta línea será posteriormente considerada en el cálculo del ingreso adicional de ETESA, cuando sea incorporada a la base de capital, y se aporten los sustentos y las justificaciones por parte de ETESA, en concordancia con lo indicado en el artículo 207 (antes, 186 B) del Reglamento de Transmisión.

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

11.3.3. COMENTARIO DE ETESA.

Indica que la metodología empleada por la ASEP para calcular el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) adoptó como base el VNR de la revisión anterior (2020) y lo actualiza mediante índices de precios representativos, ajustados por las inversiones realizadas entre 2021 y 2024. Esta metodología es similar a la empleada en la Base de Capital a ser remunerada, lo que se denomina "Base Blindada".

Señala que existen aspectos técnicos en cuanto a la falta de representatividad de los costos reales de la industria de transmisión:

(i) La fórmula de indexación no refleja la evolución de los costos del sector. Manifiesta que la fórmula no refleja la evolución real de los costos unitarios en la industria, ni la reconfiguración efectiva de la base de activos del sistema. Esto se debe a que la metodología no permite capturar adecuadamente estas transformaciones, lo que conduce a una subvaloración del sistema.

Señala que la estructura de activos de ETESA ha cambiado considerablemente entre 2021 y 2024, tal como lo reconoce la propia ASEP al considerar las inversiones efectivamente realizadas. Sin embargo, la aplicación de índices agregados ignora:

- La incorporación de nuevas tecnologías y componentes no existentes en el año base (2020).
- El rediseño y modernización de líneas y subestaciones, que alteran el conjunto de activos y sus características técnicas (vida útil, costos de reposición, escalas de capacidad, etc.).

(ii) Los ponderadores no reflejan los precios relativos actuales. Indica que los ponderadores utilizados están construidos a partir de la estructura de activos del periodo tarifario anterior. Desde entonces, se han producido cambios relevantes en los precios relativos de materiales, equipos, mano de obra e ingeniería, afectando la validez del índice compuesto.

La metodología no desagrega por componente (líneas, subestaciones, transformadores), lo que impide captar adecuadamente las variaciones sectoriales, sumado a esto:

- No se evidencia la aplicación de nuevos ponderadores derivados de valores reales observados en licitaciones o ejecuciones presupuestarias de ETESA.
- La falta de representatividad puede generar subvaloración de activos nuevos o de activos antiguos.

Señala que con respecto al marco legal utilizado para el cálculo del VNR, la información propuesta por el regulador, no se ajusta a lo estipulado en la Ley (artículo 99) ni a los artículos 201 y 202 del Reglamento de Transmisión vigente (antes, artículos 182 y 183), debido a los siguientes puntos:

- El Reglamento indica explícitamente que el VNR debe calcularse como si no existieran instalaciones previas, lo que implica un ejercicio técnico completo de revalorización por ítem y tecnología, no una simple actualización global del valor anterior ("Blindaje del valor de la base de activos").
- Se vulnera la potestad de la empresa de presentar información técnica actualizada que fundamente su base de activos, conforme al principio de mejor información suministrada.
- No se consideran los costos históricos de las instalaciones obtenidos a través de procesos de libre concurrencia como base del VNR (es decir anteriores a las inversiones realizadas durante el período tarifario), conforme a lo establecido en el artículo 202 (antes, 183) del Reglamento.

Expresa que el procedimiento seguido por la ASEP incumple el marco normativo al construir un VNR a partir de la actualización de valores aprobados en el año 2020 mediante índices genéricos, en lugar de realizar una valorización integral y técnica basada en precios unitarios actualizados y consistentes con el perfil actual del sistema.

ETESA propone que para el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se tome en consideración lo siguiente:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

- Revisar la metodología de cálculo del VNR, utilizando información detallada, debidamente respaldada y actualizada, provista por ETESA.
- Sustituir el modelo de indexación del VNR, por una valoración técnica individualizada, conforme a precios unitarios de mercado y procesos de libre concurrencia.
- Considerar las inversiones ejecutadas y la nueva estructura de activos de la empresa.
- Utilizar precios actualizados del mercado y costos eficientes conforme a la metodología aprobada en el Reglamento de Transmisión y los principios de la Ley 6.
- Alinear la metodología con los principios establecidos en el Reglamento de Transmisión y la Ley 6.
- Aprobar el valor del VNR propuesto por ETESA.

Adjuntó la información concerniente a los resultados elaborados por ETESA, así como los cuadros de los resultados del VNR de líneas y subestaciones que calcularon.

**ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Se procedió a revisar nuevamente la propuesta de VNR presentada por ETESA.

Con relación al VNR de líneas encontramos que el cálculo realizado tiene las siguientes deficiencias:

(1) Duplicación de costos en las líneas de doble circuito: En las líneas de doble circuito se duplicaron los costos para los elementos de aisladores y herrajes y para los conductores y accesorios al haber considerado un factor que duplica la longitud. A continuación, se muestra un cuadro con el ejemplo de los cálculos realizados por ETESA. Esto ha incrementado el valor calculado, ya que el costo unitario del doble circuito ya contiene la longitud del otro circuito. Lo anterior también se puede confirmar al examinar los costos unitarios utilizados para los circuitos sencillos que resultan ser la mitad del costo unitario del doble circuito.

| Línea de transmisión de 230 kV<br>Doble Circuito Panamá - Panamá II 230-1c, 2c | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Descripción** | **km** | **Unitario** | **Total** | **Total** | **Total** | **Factor** |
| **1. Aisladores y herrajes** | 26.18 | 28.38 | 0.00 | 742.93 | 742.93 | **2** |
| **2. Conductores y accesorios** | 26.18 | 102.40 | 0.00 | 2,680.80 | 2,680.80 | **2** |
| 3. Hilo de Guarda y accesorios | 13.09 | 0.30 | 0.00 | 3.87 | 3.87 | 1 |
| 4. OPGW y accesorios | 13.09 | 1.02 | 0.00 | 13.38 | 13.38 | 1 |
| 4. Sistema puesta a tierra | 13.09 | 6.29 | 0.00 | 82.38 | 82.38 | 1 |
| 5. Torres y accesorios | 13.09 | 161.92 | 0.00 | 2,119.53 | 2,119.53 | 1 |

Siendo así, se determinó que el cálculo presentado por ETESA por este criterio incrementó el valor de VNR en B/. 233 millones.

2) Porcentajes de ingeniería y administración: Se observó que para los porcentajes de ingeniería y administración se utilizó 8% en lugar de 7% (Diseño 3% - Ingeniería 4%) que corresponden a los valores regulados en el artículo 202 (antes, 183) del Reglamento de Transmisión.

3) La actualización de los costos unitarios considera índices de precios internacionales, aplicándolos a todos los componentes. Sin embargo, conceptos como el "montaje" se espera que evolucione de acuerdo con los precios locales y no internacionales.

Considerando lo anterior, se reprodujeron los cálculos presentados por ETESA ajustando los criterios citados y utilizando los costos unitarios informados por ETESA en el Plan de Expansión del año 2023 los cuales se consideran actualizados. Este nuevo cálculo produce un valor para el VNR de líneas de B/. 906.44 millones que será utilizado en el cálculo.

Con relación al VNR de las subestaciones, se acepta la propuesta presentada por ETESA. Adicionalmente, se realizaron algunos ajustes para los valores presentados para las

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

subestaciones de Panamá III, Sabanitas y El Coco, para considerar los costos informados en los contratos.

El VNR resultante para las subestaciones es por un monto de B/. 755.65 millones.

## 11.4. CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN.

### 11.4.1. COMENTARIOS DE ETESA.

ETESA advierte sobre la Base de Capital Inicial al 31 de diciembre de 2024, que dicha información debe ser actualizada a la fecha del 31 de diciembre de 2024, debido a que la información que ha manejado el regulador tiene fecha a junio de año 2024. Para respaldar esta solicitud presentan los archivos con la siguiente información:

1. "Pto.03 Valor de Activos brutos y netos en operación 2021-2023 & A2024.xlsx"
2. "Pto.02 inversiones PP&E A2021 al A2024.xlsx"

Basándose en que la necesidad de actualizar la información que permitirá cambios en relación con los ingresos a reconocerles, así como los registros de activos brutos, depreciación y los activos netos, considerando las nuevas inversiones capitalizadas, adjuntaron los anexos digitales y los Estados Financieros actualizados.

ETESA hace énfasis en los *Registros de Adiciones*, indicando que en las que fueron incorporadas al modelo del Ingreso Máximo Permitido, no aparece registrada la inversión realizada y aprobada del reemplazo de flota vehicular del año 2020, información que afecta los registros de adición de la Gerencia de apoyo, dentro del renglón de "Equipo de Transporte", valor ubicado en la base de capital, el cual bajo resolución AN No.17802-Elec del 27 de julio de 2022 fue aprobado el monto de inversión de la compra de flota vehicular, por lo que, se debe incluir en las inversiones reconocidas, debido a que es una inversión que no había sido incorporada en su momento por parte de la ASEP y la cual es por un monto de B/. 582,249.00.

ETESA manifiesta, con respecto a la evaluación del monto reconocido en servidumbre, sobre los valores informados en la contabilidad regulatoria que aparecen como superiores a los contenidos mediante contratos de ETESA, que en los años en que lo informado por la contabilidad es superior a los contratos, por lo que se descuenta la diferencia de la base de capital según el siguiente detalle:

***Montos de servidumbre sin contratos – Valores en balboas***

| Concepto | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|---|
| Servidumbre contabilidad | 865,809 | 13,248,269 | 17,662,389 | 0 |
| Servidumbre con contrato | 1,722,056 | 740,744 | 3,138,123 | 89,587 |
| Servidumbre que descontar | 0 | 12,507,524 | 14,524,266 | 0 |

Alega que en los cuadros no se consideraron montos de pagos en conceptos de servidumbres por el hecho de no tener un soporte o contrato que indicara que los pagos correspondían a un proyecto en ejecución, presentan la justificación de la adquisición de servidumbre, la cual no estaba considerada.

ETESA identifica tres (3) proyectos correspondientes al año 2024 que se excluyeron por falta de contratos. Hace referencia a los mismos y adjunta en los anexos los soportes que corresponden para que sean incluidos. Indica, además, que el monto pagado en concepto de servidumbre por dichos proyectos fue considerado en su modelo de ingreso, una vez comprobado que los pagos están contemplados dentro de los contratos y en los registros contables presentados en diciembre de 2024. Indican los siguientes proyectos:

a. Proyecto C-4D-L-2021-01 de la CONSTRUCCIÓN LT TELFERS - SABANITAS 230 kV. Señala que el monto capitalizado en el año 2024 por el monto de B/.11,917,204 corresponde al pago por servidumbre que se desglosa de la siguiente manera:

- Monto de B/.3,792,320.00 pagado a la empresa Desarrollo Urbanístico del Atlántico S.A. Adjuntan la Escritura 239 del 17 de enero de 2024 que constituye la servidumbre a favor de ETESA.

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

- Monto de B/.8,121,884.00 pagado a la empresa Residencial Canal View S.A. por compensación e indemnización por el establecimiento de una servidumbre de paso por la Línea de Transmisión Eléctrica 230 kV Telfers – Sabanitas, sobre el Folio Real No. 14475. Adjuntan la Escritura 961 del 10 de junio de 2024 que constituye la servidumbre a favor de ETESA.

b. Proyecto C-4-L-2008-03-C Servidumbre de la Línea de Transmisión Santa Rita – Panamá III. Señala que el monto es de B/. 69,706.10 pagado a la señora Michelle Spina en representación de la señora Amanda Villalobos por la compensación e indemnización de servidumbre permanente de paso de la Línea de Trasmisión Eléctrica 230 kV Santa Rita Panamá II. Adjunta la Escritura No. 1,242 del 12 de marzo de 2024 que constituye la servidumbre a favor de ETESA.

c. Proyecto C-8-L-2012-01-Servidumbre de la Línea de Transmisión 230 kV Veladero -Llano Sánchez–Chorrera–Panamá. El monto capitalizado es de B/.52,524.98. Adjunta la Escritura No.2,246 del 6 de mayo de 2024 que constituye la servidumbre a favor de ETESA.

**ANÁLISIS DE LA ASEP**:

Se actualiza la información contable al 31 de diciembre de 2024, dado que la información con la que se contaba estaba hasta junio de 2024. Por otro lado, se procedió a calcular el factor de ajuste considerando la información del período 2021-2024 y excluyendo los valores negativos de 2024. Adicionalmente se actualizó la información de ingresos para las actividades reguladas. El factor de ajuste (FAACTST) resultante es de 0.9955.

Además, se ha incluido en la base de activos la inversión indicada por la compra de flota vehicular del año 2020, luego de verificar en el modelo de cálculo del periodo julio 2021 – junio 2025 que no fue considerada.

Con relación a las servidumbres asociadas al Proyecto C-4D-L-2021-01 de la Construcción Línea de Transmisión Telfers-Sabanitas 230 kV indicamos que el Proyecto Telfers-Sabanitas (230-62) aún no forma parte de la base de activos de ETESA, razón por la cual no corresponde su reconocimiento.

Por otro lado, para el proyecto C-4D-L-2021-01 de la Construcción Línea de Transmisión Telfers-Sabanitas 230 kV se solicitó a ETESA, mediante nota DSAN-1703-25 de 10 de junio de 2025, información adicional con el fin de realizar un análisis de los costos a considerar. Sin embargo, la información presentada no es suficiente para una valoración completa para la servidumbre de dicha línea ya que harían falta los datos para los 31 predios informados, ya sean negociados, pagados o en negociación. ETESA presentó información parcial mediante nota ETE-DGC-GT-015-2025 de 13 de junio de 2025.

Se aclara que cuando ETESA presente los costos del proyecto Telfers-Sabanitas para su reconocimiento en las tarifas, tendrá que añadir los avalúos y/o los convenios de todas las fincas, plano catastral legible con el trazado de la servidumbre, datos de los propietarios, área afectada de las propiedades con las coordenadas del polígono y área total de la finca, plano con la poligonal de la planta y perfil de la Línea Telfers -Sabanitas, con la ubicación de los predios y el plano en escala legible, certificado del Registro Público en el que conste la inscripción de la servidumbre que permitan evaluar los costos de la servidumbre. Con esta información se determinarán los montos que se incorporen al renglón de activos para el cálculo de los ingresos adicionales de acuerdo con el artículo 207 (antes, 186 B) del Reglamento de Transmisión.

La servidumbre del Proyecto C-4-L-2008-03-C de la Línea de Transmisión Santa Rita – Panamá III por el monto de B/.69,706.10 será agregada a la contabilidad del periodo en análisis.

Con relación al monto indicado para el proyecto C-8-L-2012-01 por la servidumbre de la Línea de Transmisión 230 kV Veladero-Llano Sánchez–Chorrera–Panamá, no será incluido porque los costos asociados a este proyecto formaron parte de la revisión tarifaria del periodo 2017-2021 de acuerdo con lo señalado en la Resolución AN No. 12231-Elec de 28 de marzo



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

de 2017 que reconoció el total de la servidumbre de la Tercera Línea de Transmisión por un monto de B/. 60.13 millones.

En línea con el párrafo anterior, ya que se estaban considerando en la contabilidad del periodo 2021-2024 algunos montos asociados al pago de las servidumbres para el proyecto de la Tercera Línea de Transmisión, se realizan los ajustes para descontarlos ya que estarían doblemente considerados.

## 11.5. PLAN DE INVERSIONES DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND) PARA LA ASEP.

### 11.5.1. COMENTARIOS DE ETESA.

ETESA presenta su propuesta actualizada de inversiones del Centro Nacional de Despacho (CND) conforme a la información entregada mediante las notas No. ETE-DGC-GC-021-2024 de 30 de septiembre de 2024 y No. ETE-DGC-GT-008-2025 de 10 de febrero de 2025. Esta propuesta abarca el periodo de julio de 2025 a junio de 2029, y se detalla a continuación:

a. **Mejoras al Edificio del CND**.
Remodelación de oficinas de la Gerencia de Soporte Técnico y área de la Recepción del Centro Nacional de Despacho con el fin de mejorar las oficinas del Mantenimiento de Equipo Técnico (MET), del Desarrollo y Gestión de Solución (DGS) y el área de recepción, las cuales presentan deterioro como filtraciones, defectos en el cielo raso y mobiliario en mal estado. Presentan un monto total estimado por la suma de seiscientos setenta y ocho mil doscientos veinte balboas con setenta y siete centésimos (B/.678,220.77). ETESA presenta propuesta económica por el monto del proyecto.

b. **Construcción de la Ampliación del CND (oficinas y estacionamientos).**
Ampliación construyendo 30 cubículos, 2 oficinas y un salón de reuniones y ampliar los espacios de los estacionamientos, para beneficio de los colaboradores, los agentes del mercado y nuestros proveedores. Presentan un estimado de costo por la suma de quinientos ochenta y tres mil cuatrocientos noventa y tres balboas con sesenta y cuatro centésimos (B/.583,493.64), aportando la propuesta económica del proyecto.

c. **Implementación del Plan de Capacitación del CND y Adiestramiento de Despachadores.**
Dar continuidad al avance de la ejecución del plan de capacitación llevado a cabo durante el período 2021-2025 el cual está basado en los resultados del proyecto que se desarrolló a través de una consultoría con la empresa Consultores Profesionales (Consorcio Soluciones en Recursos Humanos SA- Fundación de la Universidad de San Juan, Argentina), en el año 2020 y que parte del SOI 2017 – 2021, se realiza anualmente su implementación, elaborando su cronograma de aplicación mensual con su correspondiente presupuesto y su ejecución se realiza con el apoyo de la Dirección de Recursos Humanos de ETESA. El costo inicial de referencia es de trescientos setenta y cinco mil balboas (B/.375,000.00).
*ETESA no presentó el sustento económico citando valores de una consultoría de 2020.*

d. **Servicio de PSR CLOUD**.
Adquisición del servicio de plataforma PSR Cloud para simulaciones de SDDP y NCP, para garantizar mejores tiempos de ejecución y versatilidad de las herramientas SDDP y NCP para los análisis que realiza el Centro Nacional de Despacho (CND), tanto para la planificación de la operación del Sistema Interconectado Nacional. El uso de esta herramienta le permite dar respuesta en los tiempos requeridos de los análisis y estudios energéticos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) indispensables para verificar la seguridad operativa, establecer las condiciones de operación segura y evaluar la inserción de ampliaciones de la de Generación y la red Transmisión y Distribución. El costo estimado es de cuarenta y ocho mil balboas (B/.48,000.00). ETESA presentó cotización del costo del proyecto.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

e. **Servicio de Consultoría para el Desarrollo de Procedimientos de Análisis de Estudios de Viabilidad de Conexión en base a Criterios Operativos.**
Desarrollo y estandarización de nuevos criterios operativos para la evaluación de estudios de viabilidad de conexión de nuevas instalaciones al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este proyecto busca establecer un marco uniforme para evaluar la viabilidad técnica y operativa de nuevas instalaciones, asegurando que cumplan con los estándares necesarios para su integración segura y eficiente. El uso de estos criterios permitirá mejorar la calidad y consistencia de las evaluaciones, facilitando la integración de nuevas instalaciones y reduciendo los riesgos asociados a conexiones inadecuadas. El costo estimado es de setenta y cinco mil balboas (B/.75,000.00).
*ETESA no presentó la justificación del costo del proyecto.*

f. **Servicio para el Desarrollo de Estudio de Requerimientos de Reserva Nacionales para la Atención de Generación Renovable No Convencional.**
Realización de un estudio para identificar los requerimientos de reservas operativas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ante el incremento de generación renovable no convencional. Este proyecto busca evaluar y planificar las reservas necesarias para garantizar la estabilidad del sistema, considerando la variabilidad de la generación renovable. El objetivo es mejorar el modelado y la planificación operativa a corto y mediano plazo, asegurando que el sistema cuente con las reservas necesarias para manejar la variabilidad de la generación renovable y mantener la estabilidad operativa. El costo estimado es de doscientos treinta mil balboas (B/.230,000.00).
ETESA presentó la justificación económica.

g. **Servicio de Consultoría para el Desarrollo de Validación y Adecuación de Modelado de Base de Datos para los Estudios Eléctricos del SIN.**
Validación y adecuación de la base de datos utilizada para los estudios eléctricos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) realizados por el Centro Nacional de Despacho (CND). Este proyecto busca mejorar la precisión y utilidad de los análisis eléctricos mediante la revisión y actualización de la topología de la red considerada en el modelo eléctrico. El objetivo es asegurar que los estudios eléctricos sean precisos y confiables, mejorando la calidad de los resultados y la toma de decisiones operativas basadas en estos análisis. El costo es de ciento sesenta mil balboas (B/.160,000.00).
*ETESA no presentó información que sustenta el costo.*

h. **Adquisición de licencias del programa simulaciones eléctricas DSATOOLS con los módulos TSAT/VSAT/SSAT/PSAT para realizar estudios de las oscilaciones de potencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en el Sistema Eléctrico Regional (SER).**
Es un modelo para el análisis de estabilidad de pequeña señal en el sistema eléctrico de potencia tiene como objetivo determinar la participación de las diferentes unidades generadoras ante la ocurrencia de pequeñas perturbaciones (incrementos de carga, de generación o movimiento de los controladores de tomas bajo carga en transformadores) entre áreas, en el SIN o el SER. El costo estimado es de trescientos sesenta y cuatro mil doscientos veintiocho balboas (B/.364,228.00), que incluye la compra del programa, entrenamiento, soporte y mantenimiento por cuatro (4) años.
ETESA presentó la cotización del costo para realizar el proyecto.

i. **Renovación de licencias de software de terceros embebidos dentro de la infraestructura del SCADA.**
Mantener actualizadas las licencias de software de terceros que se encuentran instaladas y configuradas en los Servidores y Consolas de Operación del sistema SCADA, con el fin de tener acceso a las actualizaciones de los fabricantes y el soporte en el momento que

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

así se requiera. El costo de la inversión es de setecientos veintisiete mil seiscientos balboas (B/.727,600.00).
*ETESA no presentó el sustento de precio para el proyecto.*

j. **Actualización de las aplicaciones del sistema SCADA/EMS**.
Mantener actualizado todos los aplicativos del sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) y Manejo de Energía (EMS), llevándolos a las nuevas versiones de las aplicaciones y programas propios del fabricante. El sistema SCADA es un sistema crítico debido a su nivel de importancia para la operación continua y confiable del Sistema de Transmisión de ETESA y del Mercado Eléctrico Mayorista de electricidad, por tanto, es crucial mantenerlo siempre activo y vigente en cuanto al manejo de las nuevas funcionalidades y tecnologías requeridas y poder prestar un servicio de calidad a la operatividad del sistema en tiempo real.
ETESA presentó una propuesta técnica y económica por dos millones novecientos cuarenta y dos mil quinientos balboas (B/.2,942,500.00) actualizada a valor futuro para sustentar el costo del proyecto.

k. **Actualización de licencias de aplicaciones externas vinculadas al SCADA**.
Actualización de las licencias y soporte de mantenimientos de servidores y/o aplicativos que necesitan tener garantías activas de acuerdo con la importancia y criticidad de las funciones que desempeñan. Entre las aplicaciones a las que se requiere pagar anualidades son: Las licencias de PI externo, servidores virtualizados, soporte de aplicativos de libranzas, horas de soporte y mantenimiento 24/7 a servidores SCADA y servicio de sintonización SCADA El costo estimado de la inversión es de un millón ciento treinta y seis mil doscientos sesenta y cuatro balboas con setenta y tres centésimos (B/.1,136,264.73).
ETESA presentó la propuesta técnica y económica del proyecto.

l. **Mejoras a la plataforma de visualización del SITR**.
Proyecto para cambiar la imagen del Sitio de Información en tiempo Real (SITR) del CND en cuanto a su visualización, funcionalidad y desempeño con el apoyo de aplicaciones móviles (APP). Constará de diseño, suministro e implementación del nuevo software. El costo del proyecto es de treinta y cinco mil balboas (B/.35,000.00).
ETESA presentó alcance del proyecto y cotización por la suma de treinta y cuatro mil doscientos balboas (B/. 34,200.00).

m. **Renovación de servidores de la plataforma virtualizada**.
Para brindar a la plataforma virtualizada la renovación que le corresponde, dado a que la actual donde residen los aplicativos data de 2019 y tratándose de la importancia y bases de datos que allí residen, se considera que ya se cumple el tiempo adecuado para realizar la renovación y no caer en obsolescencias que puedan afectar el buen funcionamiento de los aplicativos - El costo estimado de la inversión es de ciento cincuenta mil balboas (B/.150,000.00).
ETESA presentó propuesta económica por la suma de ciento cuarenta y nueve mil seiscientos dieciocho con veinticuatro centésimos (B/. 149,618.24).

n. **Suministro e instalación de licencias para el análisis avanzado de datos históricos del SCADA**.
Para contar con una herramienta de análisis de datos de series de tiempo que sea capaz de proporcionar información valiosa luego de examinar de manera inteligente, grandes volúmenes de datos que se reciben constantemente de las diferentes subestaciones del país y que requieren ser evaluados, con el fin de incrementar el desempeño operacional y la resiliencia del sistema eléctrico de potencia. El costo es de ciento dieciséis mil balboas (B/.116,000.00).
ETESA presentó propuesta de servicios del año 2021.

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

o. **Bóvedas de Respaldo**.
Para obtener una Bóveda de Respaldos para el CND, altamente protegida, utilizando cifrado y otras medidas de seguridad para asegurar que los datos almacenados no sean accesibles por personas no autorizadas. Esta tecnología implementa herramientas que protegen la información de ataques como "ramsomware". El costo estimado es de ciento ochenta y seis mil balboas (B/.186,000.00).
ETESA presentó propuesta económica por la suma de ciento ochenta y cinco mil ciento setenta y cinco balboas (B/.185,175.00)

p. **Adquisición de patrón portátil**.
Para adquirir un (1) Patrón Portátil para reemplazar uno existente, con tecnología más avanzada para las calibraciones de los medidores pertenecientes al Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) y a los del Sistemas de Medición Comercial (SMEC). El costo de referencia es de ochenta y cinco mil sesenta y cinco balboas (B/.85,065.00).
ETESA presentó explicación y la cotización de los costos del proyecto.

q. **Calibración de patrones portátiles**.
Servicio de Calibración de Patrones Portátiles que por normativas se debe realizar cada año. El costo de referencia es de ciento noventa y dos mil seiscientos balboas (B/.192,600.00) distribuido en cuatros (4) años.
ETESA presentó cotización por el monto del proyecto.

r. **Medidor de corriente primaria**.
Para adquirir seis (6) medidores de corriente primaria para reemplazar uno existente y adquirir nuevos, con tecnología más avanzada. El costo de referencia es de veinticuatro mil balboas (B/.24,000.00).
*ETESA no presentó cotización.*

s. **Medidor de resistencia de puesta a tierra**.
Para adquirir seis (6) medidores de resistencia de puesta a tierra para reemplazar uno existente con tecnología más avanzada y por el deterioro por su uso de otros. El costo de referencia es de dieciséis mil cincuenta mil balboas (B/.16,050.00).
ETESA presentó cotización por el monto del proyecto.

t. **Cámara termográfica**.
Para adquirir dos (2) cámaras termográficas para reemplazar las existentes con tecnología más avanzada. El costo estimado es de dieciocho mil seiscientos noventa y dos balboas con cincuenta y ocho centésimos (B/.18,691.58).
ETESA presentó documento interno de aprobación de compra realizada en el año 2024 como sustento del costo.

u. **Grabador de voz**.
Para adquirir un sistema de grabadora de voz para registrar las conversaciones entre la sala de despacho y los Agentes del Mercado. El costo de referencia es de cincuenta y tres mil balboas (B/.53,000.00).
*ETESA no presentó cotización para sustentar el costo.*

v. **Sensores de temperatura y humedad relativa**.
Para adquirir 30 sensores de temperatura y humedad relativa, dispositivos que nutren al SCADA de información que ingresa al Software de Aplicación de Estimación de la Demanda del SIN. El costo de referencia es de cuarenta y seis mil setecientos veintiocho balboas con noventa y ocho centésimos (B/.46,728.98).
ETESA presentó documento interno de aprobación de compra similar reciente.

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

w. **Generador eléctrico de emergencia.**
Para adquirir un (1) Generador Eléctrico de Emergencia encapsulado para el respaldo del suministro de energía eléctrica del CND. El costo de referencia es de noventa mil balboas (B/.90,000.00).
*ETESA no presentó cotización o sustento de costos.*

x. **Longevidad y eficiente funcionalidad del Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR).**
Para gestionar soporte profesional anual de fábrica y ampliar la cobertura de acciones remediales. Este proyecto es requerido para la longevidad del sistema el mantenimiento de fábrica, del Sistema Operativo, Software de Aplicativos SPEAR, sistema de comunicaciones, Servidores y otros elementos. Para establecer unas nuevas acciones remedial en el SPEAR debido al crecimiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que haga aparecer unas nuevas contingencias que pudiesen causar colapso al SIN. El costo para la continuidad del SPEAR es por un monto de dos millones doscientos ochenta mil cien balboas (B/.2,280,100.00).
Este proyecto se subdivide así:
24.1 Mantenimiento preventivo del SPEAR B/. 995,100.00
24.2 Implementación de dos contingencias B/. 1,284.000.00
ETESA presentó el presupuesto del proyecto.

y. **Longevidad y eficiente funcionalidad del WAMS.**
Para gestionar soporte profesional anual de fábrica, ampliar la observabilidad del Sistema, renovar las Unidades de Medida Fasorial (PMUs). El costo para la continuidad del servicio del WAMS y ampliar su observabilidad es por un monto de doscientos sesenta y un mil ochenta balboas (B/.261,080.00).
El proyecto se subdivide así:
25.1 Mantenimiento preventivo anual del WAMS. B/.176,550.00
25.2 Suministro de Unidades de Medición Fasorial – PMW – WAMS y Licencias. B/. 84,530.00.
ETESA presentó cotización por el monto del proyecto.

z. **Sistema de Alimentación Ininterrumpido (SAI).**
Para gestionar soporte profesional anual de fábrica para la configuración del SAI existente, más la renovación del existente. El costo total para la continuidad del servicio del SAI y su renovación es por un monto de trescientos seis mil cuatrocientos cincuenta y dos balboas con setenta y un centésimos. (B/.306,452.71).
Este proyecto se subdivide así:
26.1 Mantenimiento preventivo de los cuatro (4) – SAI por un monto de B/.95,067.36
26.2 Renovación de los Sistemas de Alimentación Ininterrumpido – SAI por un monto de B/.181,385.35.
Recinto para bancos de baterías externas del SAI por un monto de B/.30,000.00.
ETESA presentó cotización por el monto del proyecto a excepción del recinto para baterías.

aa. **Licenciamiento de Herramienta de Particionamiento de Base de Datos.**
Para optimizar la Base de Datos Operativa y Comercial del Centro Nacional de Despacho, mediante una herramienta que segmenta los registros con algoritmos especializados, permitiendo mejorar considerablemente el manejo de la información. La Base de Datos Operativa y Comercial del Centro Nacional de Despacho cuenta con información almacenada correspondiente a más de diez años, lo que provoca que se mantengan en ella millones de registros por lo que requiere la herramienta. El costo estimado es de cuarenta y un mil novecientos setenta balboas (B/.41,970.00).
ETESA presentó cotización por el monto del proyecto.

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

bb. **Licenciamiento de Herramienta de Administración de Equipos de Tecnología**.
Para optimizar la administración de equipos de usuario final y de Misión Crítica en el Centro Nacional de Despacho, mediante el uso de una solución unificada de gestión y seguridad de equipos de usuarios. Esta herramienta permite gestionar y proteger una amplia variedad de dispositivos, incluyendo portátiles, desktops, smartphones, servidores y tablets, desde una única interfaz. El costo estimado de la inversión es de treinta y cinco mil quinientos cuarenta balboas (B/.35,540.00). ETESA presentó una cotización por el monto del proyecto.

cc. **Actualización de Sistema Operativo para Servidores Virtuales**.
Para actualizar a la última versión del Sistema Operativo asignado a los servidores virtualizados del Centro Nacional de Despacho. El costo estimado es de cuarenta y seis mil ochocientos treinta y siete con setenta y siete centésimos (B/.46,837.77).
ETESA presentó cotización por el monto del proyecto.

dd. **Diseño, Desarrollo e Implementación de Sistema de Administración de Gestión de Calidad para el Centro Nacional de Despacho**.
Para implementar un Desarrollo Tecnológico a la medida, que permita la administración del Sistema de Gestión de Calidad del CND. El costo estimado es de setenta y cuatro mil seiscientos ochenta y seis balboas (B/.74,686.00).
ETESA presentó cotización por el monto del proyecto.

ee. **Adquisición de Equipos de Impresión para el Centro Nacional de Despacho**.
Para adquirir equipos de impresión multifuncionales para el Centro Nacional de Despacho. El costo estimado de la inversión es de cuarenta ochocientos balboas (B/.40,800.00).
ETESA presentó información que respalda los costos de las impresoras.

ff. **Solución de Filtrado de Contenidos Web para el Centro Nacional de Despacho**.
Para implementar tecnología orientada a maximizar la Seguridad Informática del CND, en los aspectos relacionados con los accesos a Internet. El costo estimado de la inversión es de veinte mil sesenta y seis balboas (B/.20,066.00).
ETESA presentó ficha técnica y económica para sustentar el monto del proyecto.

gg. **Prueba de Penetración de Seguridad para Centro Nacional de Despacho**.
Para realizar un proceso de Prueba de Penetración a la Seguridad Informática del Centro Nacional de Despacho, para identificar vulnerabilidades. El costo es de cuarenta y seis mil quinientos cuarenta y cinco balboas (B/.46,545.00).
ETESA presentó presupuesto por el monto del proyecto.

hh. **Automatización de Procesos Operativos y Comerciales del Centro Nacional de Despacho**.
Tercerización de tareas relacionadas con la programación correspondiente a procesos operativos y comerciales. El costo estimado de la inversión es de ciento siete mil balboas (B/.107,000.00).
ETESA presentó plan de propuesta por el monto del proyecto.

ii. **Replanteamiento de Red de Área Local del Centro Nacional de Despacho**.
Rediseñar y reimplementar la red de datos del CND con el propósito de redistribuir los nodos de conexión de usuarios y demás equipos. El costo estimado es de noventa y dos mil doscientos con diecinueve centésimos (B/.92,200.19).
ETESA presentó cotización por el monto del proyecto.

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

jj. **Equipamiento del CND**.
Para evitar la obsolescencia tecnológica, asegurar la legalización del licenciamiento requerido y garantizar los soportes requeridos por el Centro Nacional de Despacho. El costo es de dos millones novecientos tres mil balboas (B/.2,903,000.00).
ETESA presentó cotización para este proyecto.

kk. **Solución de Almacenamiento para el CND**.
Para actualizar la solución de almacenamiento digital del CND, en la cual se mantiene toda la información correspondiente al Mercado Eléctrico, incluyendo Sistemas, Aplicaciones, Bases de Datos, Archivos, entre otros. El costo estimado de la inversión es de cincuenta y un mil veintiunos con once centésimos (B/.51,021.11).
ETESA presentó cotización por el monto del proyecto.

## ANÁLISIS DE LA ASEP:

Esta Autoridad Reguladora indica que se aprueban los proyectos que han sido sustentados tanto técnica como económicamente.

El monto para el proyecto de actualización de licencias de aplicaciones externas vinculadas al SCADA se ajustó de acuerdo con lo indicado en el contrato presentado.

De igual manera, para el proyecto del Sistema de Alimentación Ininterrumpido (SAI) se ajustó el monto correspondiente a la sección de mantenimiento del primer año, dado que el equipo adquirido ya incluye este servicio por un año.

El proyecto de equipamiento del CND para la compra de equipos y licencias fue ajustado, ya que el monto inicial duplica los importes ejecutados para este concepto en el periodo actual.

Por otro lado, para aquellos proyectos que no presentaron los sustentos económicos completos, se reconocerá el cincuenta por ciento (50%) del costo indicado. Esto se hace con la finalidad de que tengan una revisión y sustentación adecuada dentro del periodo tarifario. Para ello, ETESA debe presentar a la ASEP una descripción detallada de cada proyecto y el sustento de los costos con una antelación mínima de un año tarifario. Esto permitirá que sean considerados en el cálculo del ajuste anual al ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho (Ajuste IPSOI). Los proyectos afectados por esta medida son los siguientes:

| Nombre del proyecto | Montos por considerar (50%) |
|---|---|
| Implementación del Plan de Capacitación del CND y Adiestramiento de Despachadores | 187,500.00 |
| Servicio de Consultoría para el Desarrollo de Procedimiento de Análisis de Estudios de Viabilidad de Conexión en base a Criterios Operativos | 37.500.00 |
| Servicio de Consultoría para el Desarrollo de Validación y Adecuación de Modelado de Base de Datos para los Estudios Eléctricos del SIN | 80.000.00 |
| Renovación de licencias de software de terceros dentro de la infraestructura del SCADA | 363,800.00 |
| Suministro e instalación de licencias para el análisis avanzado de datos históricos del SCADA | 57,979.00 |
| Seis (6) medidores de corriente primaria | 12,000.00 |
| Nuevo sistema de grabador de voz | 26,500.00 |
| Generador eléctrico de emergencia | 45,000.00 |
| Total de inversión en B/. | 810,278.88 |

Con respecto al proyecto del Sistema de Alimentación Ininterrumpido (SAI), la sección que incluye un recinto para baterías externas, no se será reconocida por falta de justificación.

En relación con la adquisición de equipos de impresión, por razones de monto y descripción, esta compra no se reconocerá en el renglón de inversiones, ya que puede incluirse en el rubro de otros gastos, al cual se asignan recursos suficientes.

Se incluyen los proyectos de "Revisión integral al procedimiento de cálculo de la potencia firme" y el "Análisis y preparación de la propuesta para la implementación de un Mercado de Servicios Auxiliares" de acuerdo con lo solicitado en la nota ET-DCND-GNT-010-2025 de 14 de marzo de 2025.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Asimismo, se incluye un monto de cien mil balboas (B/.100,000.00) para otros estudios y consultorías que solicite la ASEP.

La suma total que se reconoce para los proyectos de inversión del CND es de B/. 12,594,542.57

12. Que adicionalmente, con respecto a la Parte V del documento sometido en la Etapa I de la Consulta Pública, sobre los niveles estándares de pérdidas en el Sistema de Transmisión, en la cual se presentaron el porcentaje anual de pérdidas para el periodo tarifario julio 2025- junio 2029, debido a que no se recibieron comentarios, se aprueba el porcentaje presentado;

13. Que mediante documento publicado en las secciones de Avisos y de Consultas Públicas del sector Electricidad de la página electrónica http: //www.asep.gob.pa de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, así como en los diarios Metro Libre y El Siglo los días 26 y 27 de mayo de 2025, se informó sobre la Etapa II de la Consulta Pública No. 002-25-Elec. En esta consulta que se sometió a consideración de la ciudadanía la Propuesta del Pliego Tarifario de Transmisión presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario del 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029. Después, mediante aviso igualmente publicado en las secciones de la página electrónica y en los mismos diarios mencionados, los días 28 y 29 de mayo de 2025, se comunicó la prórroga del plazo de inicio, estableciéndose que el periodo de recepción de comentarios sería del lunes 2 de junio de 2025 al viernes 13 de junio de 2025;

14. Que durante el periodo de recepción de comentarios de la Etapa II de la Consulta Pública No.002-25-Elec, se recibieron observaciones a la Propuesta del Pliego Tarifario de Transmisión de Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), correspondiente al periodo tarifario del 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029, por parte de las siguientes empresas, según consta en el Acta de Cierre publicada el martes, 17 de junio de 2025, en el Sector de Electricidad, Sección de Consultas Públicas de la página web de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos:

| |
|---|
| a. AES Panamá, S.R.L. (en adelante, **AES**). |
| b. Generadora de Gatún, S.A. (en adelante, **GATÚN**). |
| c. Avanzalia Panamá, S.A. (en adelante, **AVANZALIA**). |
| d. Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (en adelante, **EDEMET-EDECHI**) |
| e. UEP Penonomé II, S.A. (en adelante, **UEP II**) |

15. Que a continuación se procede a revisar y a responder, los comentarios recibidos y que estén relacionados con la propuesta sometida a consideración de la Etapa II de la Consulta Pública No.002-2025-Elec, referente a la Propuesta del Pliego Tarifario de Transmisión presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) para el periodo tarifario del 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029:

15.1. **COMENTARIOS GENERALES.**

15.1.1. COMENTARIO DE AES.

Señala que la propuesta del pliego tarifario se presentó sin que la ASEP haya tomado decisiones finales sobre puntos clave como la Propuesta de Empresas Comparadoras, la Tasa de Rentabilidad y el Ingreso Máximo Permitido (IMP), por lo que opina que este proceso de Consulta Pública es prematuro. Además, expresan su preocupación por el corto tiempo disponible para analizar debidamente la propuesta y presentar comentarios adecuadamente.

Reitera la solicitud de realizar talleres sobre la herramienta de cálculo del pliego tarifario, y que dicha herramienta sea de acceso público. Esto, para facilitar el entendimiento, las premisas utilizadas y permitir la replicación de los cargos presentados por ETESA.

**ANÁLISIS DE LA ASEP**:

De acuerdo con el proceso de aprobación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) y los pliegos tarifarios de ETESA, se solicita a ETESA que presente los pliegos tarifarios calculados con el ingreso que se llevó a la consulta pública. Esto brinda la oportunidad de revisar



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

anticipadamente algunos aspectos del pliego tarifario como: las variables utilizadas, las premisas, las metodologías de cálculo, las fórmulas y otras consideraciones. Posteriormente, se realizan los ajustes necesarios respecto a los montos finales del IMP para la aprobación del pliego tarifario final. Este proceso se considera eficiente y transparente para lograr la aprobación final de las tarifas, en tiempo y forma.

Indicamos que el pliego tarifario final estará conforme con el Reglamento de Transmisión vigente y con el Ingreso Máximo Permitido aprobado.

Igualmente, consideramos que el tiempo que los documentos de la Etapa II estuvieron en consulta pública fue suficiente para realizar la revisión pertinente, haciendo los esfuerzos necesarios para cumplir con el cronograma de la revisión tarifaria.

En cuanto a la solicitud de realizar los talleres sobre la herramienta de cálculo de los cargos tarifarios contenidos en el Pliego Tarifario de ETESA, este comentario fue respondido en el análisis del punto 11.1.1.

## 15.2. CARGOS POR CONEXIÓN.

### 15.2.1. COMENTARIO DE AES.

Comenta que el resumen presentado en el cuadro No. 1 es inconsistente debido a que la ASEP aún no ha emitido una decisión sobre la Propuesta de Empresas Comparadoras, la Tasa de Rentabilidad y el Ingreso Máximo Permitido (IMP), lo que afecta de manera directa el cuadro No.1 "Cargos Anuales por Conexión".

Presentan las inconsistencias detectadas, como ya mencionó en la Etapa I de la Consulta Pública No. 002-2025-Elec:

Sobre la clasificación de la Línea de Transmisión Costa Norte - Torre 4 230 kV, indica que de acuerdo con lo establecido en el último párrafo del Artículo 68 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, los agentes del mercado pueden encargarse de la construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y subestaciones, requeridas para la conexión y uso de plantas de generación y redes de distribución.

Argumenta que se requiere una revisión integral de la propuesta. Señala que es necesario asegurar que la Línea de Transmisión Costa Norte-Torre 4 230 kV (identificada en los unifilares aprobados como LT 230-54B, 230-55B, 230-55C y 230-54A y 230-55A hasta la torre de Remate 4A) se clasifique adecuadamente como parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y no como Sistema de Conexión, conforme a lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

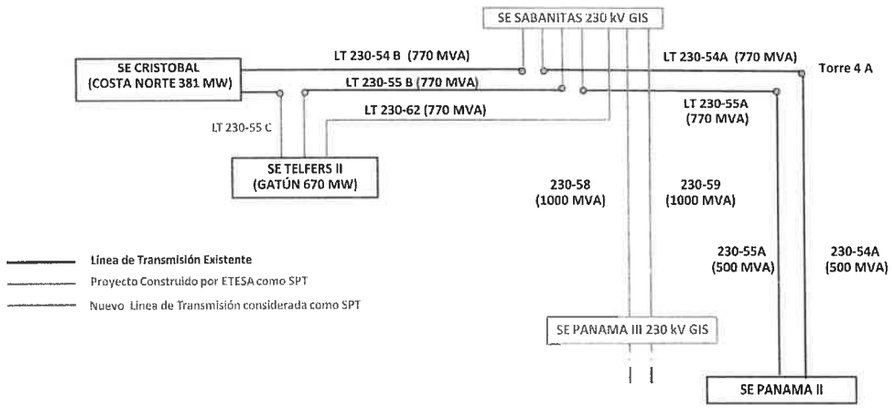
Señala que la propuesta presentada para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) y, por consiguiente, el Pliego Tarifario de Transmisión para el período tarifario comprendido desde el 1 de julio de 2025 hasta el 30 de junio de 2029, clasifica erróneamente esta línea como un activo del Sistema de Conexión, en lugar de reconocerla como parte del Sistema Principal de Transmisión. Esto lo basan en los siguientes conceptos básicos y normativos:

(i) Desde el 1 de octubre de 2024, el proyecto de generación Gatún opera bajo despacho centralizado del CND, utilizando las mismas infraestructuras de transmisión que la central de generación Costa Norte;

(ii) La Línea 230-62 que va de Subestación Telfers II a Subestación Sabanitas es un activo del Sistema Principal de Transmisión. Esta línea comparte el mismo uso que las Líneas de Transmisión que van desde Costa Norte-Torre 4 230 kV, utilizadas por las centrales de generación Costa Norte y Gatún, tal como se visualiza en el unifilar simplificado que adjuntaron.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta




(iii) El Reglamento de Transmisión dispone en el artículo 6, que el Sistema Principal de Transmisión o Sistema Principal es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, equipamiento de subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica perteneciente al Sistema de Transmisión, que son utilizadas en operación normal por dos o más agentes del mercado, y, el artículo 192 (antes, 173) establece que la parte del equipamiento de conexión compuesto por aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión, sólo podrá ser asignado como parte del Sistema Principal de Transmisión cuando sea usado por más de un usuario, y siempre que dicha asignación esté debidamente justificada en función al uso de dicho equipamiento en la red de transmisión.

Señala que el numeral d del artículo 210 (antes, 188), establece que, si los usuarios del sistema de transmisión que requieran conectarse a la red de transmisión eléctrica construyen a su cargo las instalaciones de transmisión necesarias para su conexión que no estén indicadas en el plan de expansión de la red de transmisión, de acuerdo con lo establecido por el Decreto Ejecutivo No 22 del 19 de junio de 1998, podrán requerir una remuneración por tales instalaciones de ser solicitadas por otro usuario.

(iv) ETESA confirma con la información enviada, los valores brutos y netos a junio de 2024 (Cuadro 11), que la Línea de Transmisión Costa Norte-Torre 4 230 kV (CV GANA II – Tramo LT 230 kV) es parte de los activos del Sistema Principal de Transmisión.

Comunica que, en cumplimiento de lo estipulado en el Artículo 68 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, en el Reglamento de Transmisión (RT) y el Acuerdo de Traspaso de Activos No. GG-086-2021, debidamente refrendado por la Contraloría General de la República de Panamá, la Línea de Transmisión Costa Norte–Torre 4 230 kV fue transferida a ETESA el 31 de marzo de 2022. Asimismo, el proyecto de generación Gatún entró en operación el 1 de octubre de 2024, cumpliéndose así los requisitos normados en el RT para que la Línea de Transmisión Costa Norte–Torre 4 230 kV sea clasificada como parte del Sistema Principal de Transmisión.

Solicita que se realicen los ajustes para que el Pliego Tarifario de Transmisión clasifique y considere la Línea de Transmisión Costa Norte–Torre 4 230 kV como parte del Sistema Principal de Transmisión, y no como una línea de conexión. AES también solicita que se establezca claramente la devolución de los cargos de conexión cobrados por ETESA a la empresa Gas Natural Atlántico, S. de R.L., relativos a la Línea de Transmisión Costa Norte–Torre 4 230 kV, desde el 1 de octubre de 2024 al 30 de junio de 2025, debido a que, a partir de dicha fecha, dicho activo debe ser clasificado como parte del SPT y no como Conexión.

En atención a la clasificación de las Naves 3 y 4 de la Subestación El Coco 230 kV, establece que el numeral "d" del artículo 210 (antes, 188) del Reglamento de Transmisión vigente, estipula que "Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA a un costo eficiente...", lo cual aplica a las naves 3 y 4 de la Subestación El Coco, que fueron adquiridas por ETESA mediante el Contrato de

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Compraventa No. GG-132-2023, debidamente refrendado por la Contraloría General de la República de Panamá el 30 de agosto de 2024.

Destaca que estas naves son utilizadas en operación normal por más de dos agentes del mercado, y que además están asociadas a las Líneas de Transmisión 230-12 A, 230-12 B, 1230-13 A y 230-13 B, que forman parte de los activos del SPT y que transportan energía de las centrales de generación del occidente del país.

Finalmente, solicita que se realicen los ajustes para que el Pliego Tarifario de Transmisión clasifique y considere las naves 3 y 4 de la Subestación El Coco como parte del Sistema Principal de Transmisión.

15.2.2. COMENTARIOS DE GATÚN.

Señala que, en el modelo de los cargos de conexión, la inclusión de los costos de la línea de 230-55 y 230-54 Cristóbal-Torre 4A como parte del cálculo para los cargos de conexión es incorrecta. Al respecto, interpreta de la reglamentación vigente, que para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión (SPT), un activo solo podrá ser clasificado como parte del SPT cuando sea utilizado por más de un usuario.

Señala que el objetivo de su comentario es fundamentar la clasificación de un activo compartido y utilizado por dos usuarios del SPT como activo de uso en lugar de activo de conexión. Esto sustentado en los criterios técnicos y regulatorios establecidos en el Reglamento de Transmisión vigente, el cual estipula que un activo compartido entre múltiples usuarios debe incorporarse al SPT y ser sujeto de tarificación bajo el esquema de uso.

Destaca que el activo en cuestión es utilizado por dos usuarios del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y permite la transferencia de energía hacia sus respectivos puntos de consumo/inyección, por lo que opera como infraestructura compartida dentro del sistema de transmisión.

El Reglamento de Transmisión establece los criterios para determinar qué activos forman parte del Sistema Principal de Transmisión. Entre ellos, destacan los siguientes:

- Que el activo opere a niveles de tensión propios del SPT (típicamente ≥115 kV);
- Que el activo sea utilizado por más de un usuario;
- Que el activo permita la transferencia de energía entre zonas o usuarios.

GATÚN indica y transcribe el artículo 192 (antes, 173) del Reglamento de Transmisión. Señala que este artículo refuerza el principio de uso compartido como criterio determinante para la asignación de activos al SPT.

También cita el artículo 68 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, indicando que esta disposición legal establece una obligación institucional para garantizar que la infraestructura del SPT evolucione de acuerdo con el crecimiento del sistema eléctrico y las necesidades de sus usuarios, incluyendo aquellas instalaciones cuya operación beneficia a múltiples agentes.

Asimismo, señala que el reglamento define los esquemas de tarificación diferenciando entre cargos por conexión, que son aplicables a activos construidos específicamente para conectar a un usuario particular al SPT, y cargos de uso que son aplicables a activos del SPT usados por varios usuarios, que permiten la operación conjunta del sistema.

GATÚN recalca los siguientes conceptos:

a) El criterio de múltiple uso. Este criterio establece que el activo que es utilizado por dos usuarios distintos activa automáticamente su inclusión al Sistema Principal de Transmisión, conforme a lo dispuesto por el reglamento. No se trata de una instalación específica para un solo usuario, sino de un nodo funcional dentro de la red.

b) Naturaleza de uso común. Establece que la operación del activo beneficia a más de un agente, ya que permite la transferencia de energía y mejora la confiabilidad del sistema. Su uso simultáneo y permanente por múltiples usuarios transforma su naturaleza funcional, calificándolo como infraestructura troncal, no periférica.

Manifiesta que, desde el punto de vista tarifario, clasificar el activo como activo de conexión generaría una distribución inequitativa de los cargos, ya que uno de los usuarios asumiría el costo total de un activo utilizado por ambos. En cambio, bajo la clasificación de activo por uso, la tarificación se realiza conforme al modelo nodal, asegurando así equidad y coherencia con el marco normativo.

Concluye que el activo cumple con los criterios normativos y técnicos para ser considerado como parte del Sistema Principal de Transmisión; es utilizado de forma simultánea y continua por dos usuarios; y, su clasificación como activo por uso garantiza una asignación tarifaria equitativa, eficiente y conforme a la normativa vigente.

Solicita la incorporación formal de la línea de 230-55 y 230-54 Cristóbal-Torre 4 al Sistema Principal de Transmisión.

15.2.3. COMENTARIOS DE AVANZALIA.

Solicita una revisión integral de la propuesta, para que la adquisición por parte de ETESA de los activos de las naves No. 3 y 4 de la Subestación El Coco, se clasifique correctamente como parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y no como conexión, conforme a lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

Fundamenta su solicitud citando la definición de Sistema Principal de Transmisión o Sistema Principal y en los artículos 192 y 210, literal d, (antes, 173 y 188, literal d) del Reglamento de Transmisión, concluyendo que la adquisición de los activos de la Subestación El Coco deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT).

**ANÁLISIS DE LA ASEP:**

El análisis a los comentarios previos fue atendido en el numeral 11.3.1.

15.2.4. COMENTARIOS DE EDEMET-EDECHI.

Indica que, si bien es cierto que los cargos de conexión propuestos se ajustan al inicio de cada año tarifario con excepción del primer año de cada período, han observado una tendencia al alza, aunque en una proporción menor comparada con el régimen tarifario anterior.

Consideran necesario que estos cargos sean revisados, ya que deben reflejar de manera fiel y transparente los costos reales de los activos requeridos para garantizar el nivel de confiabilidad exigido por la normativa vigente. Señalan que dichos cargos deben corresponder únicamente a los activos necesarios para permitir la conexión de los usuarios al Sistema Principal de Transmisión, conforme a lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

**ANÁLISIS DE LA ASEP:**

En atención al comentario, manifestamos estar de acuerdo con que ETESA realice una revisión detallada de los activos considerados en el modelo y su valorización, con la finalidad de confirmar que el cálculo es correcto.

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

15.3.1. COMENTARIO DE AES.

Indica que se deben ajustar los cuadros 2, 3, 4 y 5 del pliego tarifario. Señala que en las notas se debe especificar la obligación de cumplimiento de los Agentes de Generación Fotovoltaica (Solar) y Generación Eólica de pagar los cargos CUSPT por Seguimiento Eléctrico y por Estampilla Postal a excepción de las capacidades amparadas por la Ley 45 de 2004.

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

**ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Los cuadros 2, 3, 4 y 5 del pliego tarifario deberán ser ajustados considerando el Ingreso Máximo Permitido aprobado, así como de las demás consideraciones que surjan de esta consulta pública.

También indicamos que en la página No. 9 del pliego tarifario ya aparece una nota aclaratoria que se refiere al pago de los agentes de Generación Fotovoltaica (Solar) y Generación Eólica de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) tanto de los cargos por Seguimiento Eléctrico como por Estampilla Postal, por lo tanto, lo solicitado ya está incluido.

15.3.2. COMENTARIOS DE EDEMET-EDECHI.

Manifiestan en cuanto a los cargos por Seguimiento Eléctrico propuestos que para el caso de EDECHI, en el primer año tarifario se refleja un impacto significativo para las zonas 1, 4 y 10 comparado con los cargos de seguimiento Eléctrico del último año del régimen actual o cualquiera de los años del régimen actual. Por ejemplo, la zona 1 pasa de 0.008 (B/./MWh) en el año 4 del régimen actual a 2.068 (B/./MWh) en el nuevo régimen en un solo año, lo que equivale a un incremento cientos de veces mayor al del último año del régimen actual o a cualquiera de los años del régimen actual, para esta zona (zona 1).

Si bien en los 3 últimos años se normaliza, sobre todo en las zonas 1 y 10, consideran que este punto merece una revisión por parte de ETESA. Presentan los cuadros en el pliego actual para mostrar el incremento.

**ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Se revisó lo indicado por EDEMET-EDECHI y se advirtió que corresponde a un error en la transcripción de los cargos del modelo de cálculo al documento del Pliego Tarifario, en los cuales se intercambiaron los cargos que le corresponden a la Generación con los de la Demanda. Por lo tanto, ETESA debe verificar que este error no se dé en el pliego tarifario final.

## 15.4. ANEXO B – TABLA DE CAPACIDAD INSTALADA PREVISTA.

15.4.1. COMENTARIO DE AES.

Señala que se deben revisar las zonas de los nuevos proyectos de generación. Como ejemplo, mencionan que: PV Penonomé 2 está en zona 7, proyectos solares Veranera, Flamboyán, Forsun Solar, Solar Green, Luz Energy International y Energy Green Corporation están en la zona 6, pero todos se conectan directa o indirectamente a la Subestación El Coco, que se encuentra en la zona 5. También solicitan revisar la capacidad instalada de proyectos como Estí Solar 2.

Solicita añadir una columna con la tecnología de cada generador (solar, hidráulica, térmica, eólica y otra) para indicar si están exentos del cargo de transmisión.

Solicita confirmar si Minera Panamá inyectará generación según lo establecido en la Resolución AN No.20544-Elec de 05 de junio de 2025.

15.4.2. COMENTARIO DE AVANZALIA.

Manifiesta que, en la tabla de Capacidad Instalada Prevista, se está incluyendo la Fase No. 2 del Proyecto Fotovoltaico Penonomé en la zona No. 7, cuando dicho proyecto tiene previsto el mismo punto de conexión que la Planta Fotovoltaica Penonomé, es decir Zona 5. Por lo cual solicita que se corrija y se revise si esto implica algún ajuste de los cargos de ambas zonas mencionadas.

**ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Se han verificado algunas de las inconsistencias señaladas, por lo que se advierte a ETESA que debe realizar la revisión y corrección de las mismas.

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

En cuanto a lo señalado por AES, se considera apropiado incluir una columna para indicar la tecnología de cada planta generadora, por lo que, se indica a ETESA que debe ser añadida.

Con relación al autogenerador Minera Panamá, ETESA debe evaluar las condiciones actuales y previstas del mismo, con la finalidad de determinar su consideración en el documento.

## 15.5. ANEXO B – DEMANDA MÁXIMA NO COINCIDENTE PREVISTA (MW).

15.5.1. COMENTARIO DE AES.

Solicita confirmar para la Zona 5, si Minera Panamá demandará generación del SIN según lo establecido en la Resolución AN No.20544-Elec de 05 de junio de 2025.

15.5.2. COMENTARIOS DE EDEMET-EDECHI.

Con respecto a los valores de Demanda Máxima No Coincidente (DMNC) previstos para EDEMET (nodo Panamá Oeste-Zona 6) y EDECHI (Mata de Nance-Zona 4), solicitan revisar la información utilizada en los análisis. Argumentan que la proyección considerada presenta valores por encima de los valores reales históricos de los últimos años e incluso mayores en referencia a las tasas de crecimiento consideradas.

Adjuntan la Demanda Máxima No Coincidente promedio registrada en los últimos cuatro años (2022-2025) en Zona 4 (EDECHI) de 152.17 MW y en Zona 6 (EDEMET) de 225.09 MW.

Indican que, si bien ETESA, utiliza la DMNC real del mes para facturar, estas variaciones en la demanda entre un año y otro parecen considerar un crecimiento superior al esperado. De todos modos, en EDEMET, si se analiza el total, se observa que presenta una leve reducción de las demandas máximas reales, lo que no ocurre en EDECHI. Consideran que, en estos escenarios de DMNC, no se están tomando en cuenta los impactos que está generando el Autoconsumo, cuya penetración es cada vez mayor.

**ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Se indica que para la Demanda Máxima No Coincidente (DMNC) se deben utilizar los valores informados por las empresas distribuidoras de acuerdo con lo señalado en el literal n del artículo 210 (antes, literal del 188) del Reglamento de Transmisión, por lo que, resulta pertinente que ETESA corrobore los datos que se van a utilizar en el pliego tarifario final con las empresas distribuidoras para cada año tarifario. Y en el caso de los grandes clientes, sí podría utilizar la información del Informe Indicativo de Demanda de 2025-2045.

En el caso de Minera Panamá en la actualidad se indica que la misma se encuentra demandando energía del sistema.

## 15.6. METODOLOGÍA DE CÁLCULO - CARGOS POR EL USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT).

15.6.1. COMENTARIO DE AVANZALIA.

Comenta que no es claro que la asignación de los cargos a generación y demanda indicados en el documento corresponda a un análisis de eficiencia económica. Por lo tanto, considera que es importante contar con una justificación técnica y económica con respecto al porcentaje de 45% a la Generación y 55% a la Demanda (para el periodo 2025-2029) y de 50% a la Generación y 50% a la Demanda (a partir del periodo 2029-2033), ya que asignar mayor porcentaje a la generación podría estar generando señales de ineficiencia en el uso de los recursos y en los costos de los contratos, lo que finalmente incrementa la tarifa del usuario final.

**ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Se indica que la respuesta a este comentario fue atendida en el análisis al punto 9.2 de la Resolución AN No. 19990-Elec de 28 de febrero de 2025, por la cual, previa Audiencia Pública No.017-24-Elec, se modificaron los artículos 190, 205, 207, 212 y 219 (antes, 171, 186, 186 B, 190 y 197) del Reglamento de Transmisión.

B

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

15.7. **METODOLOGÍA DE CÁLCULO - CARGOS POR CONEXIÓN.**

15.7.1. COMENTARIO DE AES.

Indica que se deberá actualizar en la tabla No.1, el valor nuevo de reemplazo de los activos de conexión existentes, el coeficiente de adaptación (FA), los cargos para instalaciones que se incorporan, los cargos para instalaciones consideradas en el cálculo tarifario que se incorporan y la verificación de ingresos, y sus anexos. Esto se debe a que la ASEP aún no ha emitido una decisión sobre la propuesta de las empresas comparadoras, la tasa de rentabilidad y el ingreso máximo permitido (IMP), lo cual afecta la información presentada en la metodología de cálculo de cargos por conexión.

**ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Se indica que una vez que se apruebe el Ingreso Máximo Permitido de este periodo, ETESA deberá actualizar los valores que hayan sufrido variaciones, por ejemplo, entre otros, el coeficiente de adaptación (FA) que afecta el cálculo de los cargos de conexión.

15.8. **OTROS COMENTARIOS.**

15.8.1. COMENTARIO DE AES.

Manifiesta que es preocupante que a la fecha la ASEP aún no haya aprobado la Consulta Pública No.006-24-Elec, convocada para recibir comentarios y observaciones sobre la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al periodo 2023-2037 (PESIN 2023), presentada por ETESA. Este proceso cerró el 24 de mayo de 2024. A su vez inquieta que la ASEP haya otorgado una dispensa y aprobado la unificación del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2024 (PESIN 2024) y el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2025 (PESIN 2025) en un solo plan correspondiente al año 2025, elaborado por ETESA.

Indica que en la Consulta Pública No. 006-24-Elec, expresamente solicitaron que ETESA debía adquirir la Línea Costa Norte-Torre 4 230 kV, ya que con la entrada en operación de la generadora Gatún, esta línea pasaría a formar parte del Sistema Principal de Transmisión. Asimismo, pidieron que ETESA adquiriera las Naves No. 3 y 4 de la Subestación El Coco, por donde entran y salen las líneas 230-12A, 230-13A, 230-12B y 230-13B. Todo lo anterior, enmarcado según lo establecido en el literal "d" del artículo 210 (antes, 188) del Reglamento de Transmisión: "Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA".

15.8.2. COMENTARIO DE AVANZALIA.

Señala que desde el anterior Pliego Tarifario se introdujeron modificaciones al Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) para los Agentes de Generación Fotovoltaica y Eólica, aplicándoles además del cargo por Seguimiento Eléctrico, el CUSPT por Estampilla Postal, que anteriormente no les aplicaba.

Reitera su desacuerdo con el cargo por Estampilla Postal por los siguientes puntos:

La metodología de cargos no cumple adecuadamente con los principios estipulados por la Ley, especialmente eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia. Aunque garantiza la suficiencia financiera a ETESA, compromete la de las plantas de Energías Renovables No Convencionales al asignarles el cargo de potencia (estampilla postal) sin reconocerles ningún cargo de potencia al definirles una potencia firme de cero.

No hay coherencia entre los ingresos de los generadores por energía y potencia y la asignación de cargos, ya que las Energías Renovables No Convencionales que no reciben ingresos por potencia pero sí se les asigna un costo por potencia originado por el pago de estampilla postal.

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

No existe alineación entre la estrategia de la transición energética de promover la integración de energía renovable no convencional y la asignación de costos adicionales que no estaban contemplados en el caso de negocio cuando se tomaron las decisiones de inversión. Esto conduce no solo a un detrimento en la rentabilidad del inversionista sino a la materialización de un riesgo regulatorio que disminuye la confianza de los nuevos y existentes inversionistas. Las posibles consecuencias son un incremento en los costos de las futuras licitaciones por la necesidad de incluir estos costos adicionales y/o la reducción de la competencia al haber menos participantes en las licitaciones.

En la metodología de asignación de activos para calcular el cargo por seguimiento eléctrico, solo se incluye el cargo de las líneas. Esto no considera los cargos de los otros activos necesarios para el transporte de la energía desde los centros de producción hasta los centros de consumo, lo cual conlleva a una asignación de costos para la estampilla postal sobrevalorados, ya que no refleja realmente la capacidad remanente no utilizada.

Con respecto al cargo de Operación Integrada, específicamente al cargo CND, también han experimentado un incremento considerable. Comparando lo facturado en el 2022 vs. 2023, solo en este rubro se observa un aumento del 317% anual. Este incremento es directamente proporcional al hecho de que el cálculo del monto del cargo del CND ahora se realiza con base en la potencia instalada y no a la energía inyectada en el SIN.

Adjunta el informe técnico realizado por la empresa consultora PHC Servicios Integrados: "Consultoría sobre la aplicación de Cargos de Estampilla Postal a energías renovables no convencionales".

15.8.3. COMENTARIOS DE UEP II.

Expresa su preocupación por el hecho de que el pliego tarifario no haya considerado un cambio en la forma de cobro del cargo por estampilla postal, a pesar de que la ASEP conoce la afectación sufrida por los agentes renovables no convencionales debido a su inclusión en el último pliego tarifario.

Solicita que se considere el impacto de los cambios normativos en el modelo de negocio. Indica que UEP II ha operado continuamente el Parque Eólico "Laudato Si" desde el año 2015, cumpliendo con todas las normativas vigentes y contribuyendo al desarrollo de las energías renovables en el país. Sin embargo, desde el inicio de operaciones, el marco regulatorio ha sufrido múltiples modificaciones que han afectado directamente la salud económica del proyecto, entre las que menciona:

- El cobro por "estampilla postal" a las centrales renovables no convencionales incluido en el Pliego Tarifario 2021-2025.
- El cobro del cargo SOI (CND) en función de la capacidad instalada a partir del Pliego Tarifario 2021-2025.
- El reemplazo del cargo SOI (Hidromet) por un cargo mucho más oneroso como lo es el cargo del IMHPA.
- La reclasificación de la Subestación El Coco como sistema de conexión a pesar de que en el Plan de Expansión vigente al momento de la construcción del parque estaba clasificada como Sistema Principal de Transmisión. Esto último, a pesar de que actualmente la utilizan 4 Agentes del Mercado (AES Panamá, S.R.L., UEP Penonomé II, Avanzalia y EDEMET).

- Para el próximo pliego tarifario ya se ha aprobado la inclusión de los activos asignados exclusivamente a la demanda dentro de la porción del IMP que deben cubrir los generadores en una proporción 50-50 con la demanda.

Manifiesta que los primeros tres puntos anteriores han representado un incremento de costos de transmisión superior a los US$ 3.5 millones durante el período tarifario 2021–2025 en comparación con el período 2017–2021. Esto ha deteriorado significativamente el modelo de negocio bajo el cual se desarrollaron las primeras inversiones renovables en el país las cuales no consideraban por ejemplo como en el caso de UEP II un pago anual superior a US$ 1 millón en concepto de estampilla postal.

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Señala que esta no es únicamente una percepción de su empresa o de otras en el sector, sino que también ha sido observada por Organismos Internacionales, evidenciando la necesidad de mayor claridad en las reglas del mercado y de no cambiar las reglas múltiples veces en medio de la vida útil de los proyectos. Presenta como ejemplo, la reciente calificación de sus bonos por parte de S&P, donde se destaca lo siguiente:

"Los gastos operativos de UEP Penonomé II (UEP II o el proyecto) aumentaron más allá de nuestras expectativas, principalmente debido a la incorporación de dos cargos de transmisión aplicables a todos los generadores de energía renovable del país." (Lo subrayado es de UEP II).

Señala que la agencia calificadora S&P ha rebajado la calificación del bono emitido por UEP II, citando el aumento de los costos de transmisión aplicables. Este deterioro en la percepción de riesgo impacta negativamente la atracción de nuevos inversionistas, ya que, si esta preocupación ya ha sido señalada por agencias calificadoras de riesgo internacionales, es razonable anticipar que el interés de los inversionistas en proyectos renovables en Panamá podría disminuir, o bien, los precios ofertados en licitaciones de largo plazo aumentar para cubrir estos costos adicionales o el riesgo regulatorio esperado.

Indica de inconsistencias normativas en el Modelo de Ingresos y Costos de las Centrales Renovables no Convencionales. Actualmente, el cargo por estampilla postal se cobra por medio de la capacidad instalada, lo cual considera correcto para centrales despachables (hidroeléctricas y térmicas), ya que estas pueden inyectar en cualquier momento su capacidad máxima de generación. Sin embargo, una central eólica como la suya, depende del recurso en tiempo real para poder inyectar potencia en la red de transmisión, potencia que en el 99% del tiempo es menor a la capacidad instalada. Indica que esto crea una inconsistencia de cálculo ya que según el Reglamento de Operación en su numeral MDP.2.19 dispone:

"La potencia firme de largo plazo de una central hidroeléctrica, eólica o fotovoltaica se define como aquella potencia cuya entrega puede ser garantizada por la central durante el periodo de máximo requerimiento del sistema, correspondiente a las horas de demanda máxima diaria, con una probabilidad de excedencia de 95%, dado el régimen hidrológico, de viento o de radiación solar de la central". (Lo subrayado es de UEP II).

Presentan un ejemplo gráfico, indicando que para el año 2023, que fue de alta generación, el valor de potencia firme se habría calculado en aproximadamente 541 kW.

Manifiesta que, no se les permite el cobro por potencia firme, sin embargo, para el pago de los cargos de transmisión se les cobra por la totalidad de la capacidad instalada la cual, como muestra, no se utiliza ni el 5% del año. Indica que esto muestra un desacople entre la potencia garantizada en la definición de potencia firme y el cómo se cobran los cargos de transmisión por estampilla postal. Señala que no es comparable con ninguna otra tecnología ya que por ejemplo una central térmica de reserva que paga el total de su capacidad instalada en estampilla postal, a pesar de estar apagada la mayor parte del tiempo, recibe pagos por potencia firme, y al momento de ser requerida para el despacho, puede inyectar toda su potencia disponible si no tiene alguna limitación técnica.

Advierte que su opinión ha sido presentada a la ASEP anteriormente: en la Audiencia Pública 007-21-Elec, donde mostraron su oposición a la inclusión del cargo de estampilla postal dentro de los cargos de transmisión para las centrales renovables; en la respuesta a la nota DSAN-2129-24, donde solicitaban la opinión de los participantes productores para la elaboración del pliego tarifario de transmisión, indicaron nuevamente las afectaciones que este cargo estaba provocando dentro de sus costos; y mediante nota recibida el 8 de mayo en la ASEP, en conjunto con otros dos agentes del mercado renovables no convencionales, al entregar el informe elaborado por el Consultor Independiente PHC Servicios Integrados, en donde se proponen mecanismos alternativos para el cobro de la estampilla postal.

Solicita que se haga una revisión de la estructura actual de cómo se cobran los cargos por uso del sistema de transmisión, de forma que no afecte el modelo de negocio bajo el cual muchos inversionistas construyeron centrales renovables no convencionales o que se busque un mitigante como el reconocimiento de potencia firme de largo plazo modificando las reglas actuales.

**ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Los comentarios de AES se consideran fuera de orden debido a que este tema no guarda relación con la consulta pública realizada.

Con respecto a lo comentado por AVANZALIA y UEP II, se aclara que la aplicación del cargo por Seguimiento Eléctrico y por Estampilla Postal a los agentes de generación fotovoltaica y eólica a partir del periodo tarifario julio 2021–junio 2025 fue un tema presentado a la consulta ciudadana en la Audiencia Pública No. 007-21. Este tema fue analizado en el punto 10.1 de la Resolución AN No. 17471-Elec de 25 de febrero de 2022 que aprobó dichas modificaciones, confirmadas mediante Resolución AN No. 17504-Elec de 22 de marzo de 2022. Igualmente, se consideran que no son temas presentados en la consulta pública.

16. Que, vistas las anteriores consideraciones, es deber de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos hacer cumplir las funciones y objetivos de la Ley de su creación y las Leyes Sectoriales correspondientes, por lo que,

**RESUELVE:**

**PRIMERO: APROBAR** como empresas comparadoras para la actividad de transmisión que realiza la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), para el periodo tarifario del 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029, a las empresas Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (TRANSELEC), de Chile; Red de Energía del Perú S.A. (REP); y, Companhia Energética de Minas Gerais Geração e Transmissão S.A. (CEMIG-GT), de Brasil.

**SEGUNDO: APROBAR** como empresas comparadoras para la actividad realizada por el Centro Nacional de Despacho (CND), para el periodo tarifario del 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029 a las empresas comparadoras XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM), de Colombia; Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado (COES), de Perú; y, el Centro de Despacho Económico de Carga - Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), de Chile.

**TERCERO: APROBAR** la Tasa de Rentabilidad de **9.60%** para la actividad de transmisión que realiza la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), para el periodo tarifario del 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029.

**CUARTO: APROBAR** el Ingreso Máximo Permitido, detallado en el **Anexo A**, para el periodo tarifario del 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029, el cual se desglosa de la siguiente manera:

| **INGRESO MÁXIMO PERMITIDO**<br>Cifras en miles de balboas – Valores corrientes | **Total** | **jul25-jun26** | **jul26-jun27** | **jul27-jun28** | **jul28-jun29** |
|---|---|---|---|---|---|
| **Sistema Principal Asignado a la Generación** | 244,405 | 63,984 | 62,432 | 60,142 | 57,847 |
| **Sistema Principal Asignado a la Demanda** | 273,961 | 72,014 | 70,117 | 67,318 | 64,512 |
| **Conexión** | 50,105 | 11,925 | 12,580 | 12,729 | 12,871 |
| **Servicio de Operación Integrada**<br>Centro Nacional de Despacho | 46,260 | 9,490 | 12,044 | 13,283 | 11,443 |
| **Ingreso Máximo Permitido Total** | **614,730** | **157,414** | **157,173** | **153,471** | **146,672** |

**QUINTO: APROBAR** el porcentaje anual de pérdidas estándares en el Sistema de Transmisión para el periodo tarifario del 1 de julio 2025 al 30 de junio de 2029:

| **Pérdidas estándares en el Sistema de Transmisión** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** |
|---|---|---|---|---|
| Porcentaje (%) | 3.09 | | | |

**SEXTO: ADVERTIR** que el Anexo B contiene el Informe de la Metodología de Cálculo del Ingreso Máximo Permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), el cual forma parte integral de esta Resolución. Este informe estará disponible en el sitio Web de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos: https://www.asep.gob.pa/

**SÉPTIMO: ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) a presentar el Pliego Tarifario que regirá para el periodo del 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029 a más tardar en siete (7) días hábiles contados a partir de que la vía gubernativa se encuentre agotada, con base en el Ingreso Máximo Permitido aprobado en el **Artículo Cuarto** y a la información contenida en esta resolución, que incluyen las siguientes consideraciones:

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

1. Realizar una revisión detallada de los activos de conexión considerados en el modelo de cálculo de los cargos de conexión, así como su valorización con la finalidad de confirmar que los datos son correctos. Para tal fin, debe presentarse cada equipamiento de conexión de acuerdo con sus características en cada sitio, ya sea barra, interruptor, transformador o línea.

2. Corregir el error en la transcripción de los cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión por Seguimiento Eléctrico del primer año tarifario **del pliego tarifario sometido a consulta pública**.

3. Verificar, y corregir de ser necesario, en el Anexo B del Pliego Tarifario lo siguiente:

   3.1. La zona tarifaria en la cual están ubicados todos los proyectos, en especial los fotovoltaicos identificados como: Penonomé 2, Veranera, Flamboyán, Forsun Solar, Solar Green, Luz Energy International y Energy Green Corporation, **en el pliego tarifario sometido a consulta pública**, debido a que están ubicados en la zona tarifaria que no les corresponde.

   3.2. Incluir una columna para indicar la tecnología de cada planta generadora.

   3.3. Evaluar la entrada en operación del autogenerador Minera Panamá, S.A. con la finalidad de determinar su consideración en el documento.

   3.4. Los datos de la Demanda Máxima No Coincidente (DMNC) deben ser corroborados con las empresas distribuidoras para cada año tarifario. En el caso de los grandes clientes utilizar el Informe Indicativo de Demanda más actualizado.

4. Revisar los valores que hayan sufrido variaciones dentro del cálculo del Ingreso Máximo Permitido aprobado y utilizar los que correspondan para recalcular los nuevos cargos tarifarios.

5. Incluir un anexo con los valores de los cargos mensuales reales por Uso del Sistema Principal de Transmisión (cargos CUSPTreal) del año tarifario 1 a partir del 1 julio de 2025 hasta los meses que han transcurrido, conocidos los datos del despacho de generación y demanda real ejecutados.

**OCTAVO: ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) que realice la explicación del Pliego Tarifario, 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 las premisas, datos y sus fuentes, configuración de la red de transmisión, listado de usuarios, otras variables, y demás consideraciones tomadas en cuenta, así como los resultados obtenidos, mediante sesiones de capacitación presencial dirigidas a los agentes del mercado, que incluyan una demostración práctica del funcionamiento de los modelos, al inicio de la aplicación del pliego tarifario y a más tardar treinta (30) días calendario contados a partir de que haya sido aprobado.

**NOVENO: COMUNICAR** que la presente resolución regirá a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación.

**FUNDAMENTO DE DERECHO**: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución No. JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones; Resolución AN No.12231-Elec de 28 de marzo de 2017; Resolución AN No.11907-Elec de 13 de diciembre de 2017; Resolución AN No.12080-Elec de 29 de enero de 2018; Resolución AN No.12136-Elec de 21 de febrero de 2018; Resolución AN No.17471-Elec de 25 de febrero de 2022; Resolución AN No.17504-Elec de 22 de marzo de 2022; Resolución AN No.17802-Elec de 27 de julio de 2022; Resolución AN No.18213-Elec de 7 de febrero de 2023; Resolución AN No.19990-Elec de 28 de febrero de 2025; Resolución AN No.20544-Elec de 6 de junio de 2025; y, Resolución AN No.20618-Elec de 4 de julio de 2025.

**NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

**ZELMAR RODRÍGUEZ DE MASSIAH**
Administradora General

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Comunicamé a los — 25 — días
del mes de Septiembre de
2025 a las 10:25 de la Mañana
Notifico al Sr. Roy D. Morales B. de la (ETESA)
Resolución que antecede.

3-123-484.

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 30 días del mes de Septiembre 20 25

FIRMA AUTORIZADA

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

# ANEXO A

**Resolución AN No. 20847 -Elec de 24 de septiembre de 2025**

## INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)

### Periodo Tarifario del 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Gaceta Oficial Digital, martes 07 de octubre de 2025

No. 30381-B

## CUADRO No. 1: PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO
### Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA)
### En miles de balboas - 1° de julio de 2025

**PARÁMETROS IMP**

| | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| OMT | | 1.75% | 1.75% | 1.75% | 1.75% | 1.75% |
| ADMT | | 0.82% | 0.82% | 0.82% | 0.82% | 0.82% |

| | |
|---|---|
| Tasa depreciación nuevas inversiones | 3.23% |
| RRT | 9.60% |

| | |
|---|---|
| % Asignación a Generación | 45% |
| % Asignación a Demanda | 55% |

**ACTIVOS RECONOCIDOS**

Valores Expresados en Miles de Balboas — Factor Ajuste 0.9955

| ACTIVOS EXISTENTES (al final del año calendario) | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ACTSPT (Activo bruto Sistema Principal) + PG. Asignado a G y D | 1,064,357 | 1,064,357 | 1,064,357 | 1,064,357 | 1,064,357 | 1,064,357 |
| ACTCT (Activo bruto Conexión) | 106,087 | 118,718 | 118,718 | 123,824 | 123,824 | 123,824 |
| ACTNSPT (Activo Neto Sistema Principal) + PG. Asignado a G y D | 692,501 | 656,336 | 620,172 | 584,007 | 551,078 | 518,436 |
| ACTNTC (Activo Neto Conexión) | 85,638 | 95,964 | 93,422 | 95,987 | 93,280 | 90,574 |

**ACTIVOS EFICIENTES (VNR)**

Valores Expresados en Miles de Balboas

| ACTIVOS EXISTENTES (al final del año) | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ACTEGyDef (Sistema Principal + PG). Asignado a G y D | 1,604,398 | 1,604,398 | 1,604,398 | 1,604,398 | 1,604,398 | 1,604,398 |
| ACTCTef (Conexión) | 113,197 | 125,885 | 125,885 | 131,014 | 131,014 | 131,014 |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Gaceta Oficial Digital, martes 07 de octubre de 2025

SERVICIOS PÚBLICOS * ANAMA

## CUADRO No. 1: PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO
(Continuación)

**Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA)**
**En miles de balboas - 1° de julio de 2025**

| Sistema Principal de Transmisión asignado a la Demanda | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|
| Operación y Mantenimiento | 15,410 | 15,410 | 15,410 | 15,410 | 15,410 |
| Administración | 7,264 | 7,264 | 7,264 | 7,264 | 7,264 |
| Depreciación | 19,891 | 19,891 | 19,891 | 18,111 | 17,953 |
| Rentabilidad sobre Activos | 36,564 | 34,655 | 32,745 | 30,836 | 29,097 |
| Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía | 8 | 41 | 41 | 41 | 8 |
| Crédito por Restricción Tercera Línea | (6,189) | (6,189) | (6,189) | (6,189) | (6,189) |
| **Total** | **72,948** | **71,072** | **69,162** | **65,473** | **63,544** |

| Sistema de Conexión | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|
| Operación y Mantenimiento | 1,977 | 2,198 | 2,198 | 2,288 | 2,288 |
| Administración | 932 | 1,036 | 1,036 | 1,079 | 1,079 |
| Depreciación | 2,305 | 2,541 | 2,541 | 2,706 | 2,706 |
| Rentabilidad sobre Activos | 8,221 | 9,213 | 8,969 | 9,215 | 8,955 |
| Descuento Inversiones no ejecutadas | (2,287) | (2,287) | (2,287) | (2,287) | (2,287) |
| **Total** | **11,148** | **12,702** | **12,458** | **13,001** | **12,741** |

| Servicio de Operación Integrada (SOI) | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|
| Centro Nacional de Despacho | 4,051 | 11,178 | 12,594 | 13,564 | 4,637 |
| **Total** | **4,051** | **11,178** | **12,594** | **13,564** | **4,637** |





Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Gaceta Oficial Digital, martes 07 de octubre de 2025

No. 30381-B

## CUADRO No. 2: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL PERIODO TARIFARIO

**Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA)**
**En miles de balboas - 1° de julio de 2025**

| INGRESO ANUAL PERMITIDO EXISTENTE (Año Tarifario) | jul25-jun26 | jul26-jun27 | jul27-jun28 | jul28-jun29 |
|---|---|---|---|---|
| IPSPEG. EXISTENTE | 63,984 | 62,432 | 60,142 | 57,847 |
| IPSPED. EXISTENTE | 72,014 | 70,117 | 67,318 | 64,512 |
| IPSPEG. EXISTENTE. CONSTANTE | 61,337 | 61,337 | 61,337 | 61,337 |
| IPSPED. EXISTENTE. CONSTANTE | 68,779 | 68,779 | 68,779 | 68,779 |

| INGRESO ANUAL PERMITIDO (Año Tarifario) | jul25-jun26 | jul26-jun27 | jul27-jun28 | jul28-jun29 |
|---|---|---|---|---|
| SISTEMA PRINCIPAL Asignado a G - IPSPEG. EXISTENTE | 63,984 | 62,432 | 60,142 | 57,847 |
| SISTEMA PRINCIPAL Asignado a D - IPSPED. EXISTENTE | 72,014 | 70,117 | 67,318 | 64,512 |
| CONEXIÓN | 11,925 | 12,580 | 12,729 | 12,871 |
| SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA - Centro Nacional de Despacho | 9,490 | 12,044 | 13,283 | 11,443 |
| IMP EXISTENTE TOTAL | 157,414 | 157,173 | 153,471 | 146,672 |

| FACTOR DE ACTUALIZACIÓN | jul25-jun26 | jul26-jun27 | jul27-jun28 | jul28-jun29 |
|---|---|---|---|---|
| | 0.9552 | 0.8715 | 0.7952 | 0.7255 |

| VPN del IMP (Año Tarifario) (A comienzos del período tarifario) | jul25-jun26 | jul26-jun27 | jul27-jun28 | jul28-jun29 |
|---|---|---|---|---|
| SISTEMA PRINCIPAL Asignado a G - IPSPEG. EXISTENTE | 61,118 | 54,412 | 47,824 | 41,970 |
| SISTEMA PRINCIPAL Asignado a D - IPSPED. EXISTENTE | 68,788 | 61,109 | 53,531 | 46,807 |
| CONEXIÓN | 11,391 | 10,964 | 10,122 | 9,338 |
| SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA- Centro Nacional de Despacho | 9,065 | 10,497 | 10,563 | 8,302 |
| IMP EXISTENTE TOTAL | 150,362 | 136,981 | 122,040 | 106,417 |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Gaceta Oficial Digital, martes 07 de octubre de 2025

No. 30381-B

## CUADRO No. 3: ACTIVOS EXISTENTES DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Valores en balboas

**ACTIVOS EXISTENTES**

Valores expresados en Balboas

| SPT. Asignado a Generación y Demanda | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Tasa de depreciación activos | 3.2% | 3.2% | 3.2% | 3.2% | 3.2% | 3.2% |
| Activos brutos al comienzo del año | | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 |
| Activos netos al comienzo del año | | | | | | |
| Depreciación Anual | | (32,790,543) | (32,790,543) | (32,790,543) | (32,790,543) | (32,790,543) |
| Activos brutos al final del año | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 |
| Activos netos al final del año | 684,739,261 | 651,948,717 | 619,158,174 | 586,367,630 | 553,577,087 | 520,786,543 |
| Depreciación Acumulada | (329,997,673) | (362,788,216) | (395,578,760) | (428,369,303) | (461,159,847) | (493,950,390) |
| Activos netos al final del año (verificación) | 684,739,261 | 651,948,718 | 619,158,174 | 586,367,631 | 553,577,087 | 520,786,544 |

| Planta General [10]. Asignado a G y D | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Tasa de depreciación activos | 6.5% | 6.5% | 6.5% | 6.5% | 6.5% | 6.5% |
| Tasa de depreciación retiros | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% |
| Activos brutos al comienzo del año | | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 |
| Activos netos al comienzo del año | | 10,901,623 | 7,363,551 | 3,825,478 | 287,406 | - |
| Depreciación Anual | | (3,538,072) | (3,538,072) | (3,538,072) | (287,406) | - |
| Retiros | | | | | | |
| Activos brutos al final del año | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 |
| Depreciación Acumulada | (43,544,832) | (47,082,904) | (50,620,976) | (54,159,049) | (54,446,455) | (54,446,455) |
| Activos netos al final del año | 10,901,622.77 | 7,363,551 | 3,825,478 | 287,406 | - | - |

| SPT + Planta General Asignado a Generación y Demanda | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Activos netos al final del año | 695,640,884 | 659,312,268 | 622,983,652 | 586,655,037 | 553,577,087 | 520,786,543 |
| Depreciación Anual | - | (36,328,616) | (36,328,616) | (36,328,616) | (33,077,950) | (32,790,543) |
| Activos brutos al final del año | 1,069,183,388 | 1,069,183,388 | 1,069,183,388 | 1,069,183,388 | 1,069,183,388 | 1,069,183,388 |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Gaceta Oficial Digital, martes 07 de octubre de 2025

No. 30381-B

## CUADRO No. 4: ACTIVOS DEL SISTEMA DE CONEXIÓN

Valores en balboas

| CONEXIÓN | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Tasa de depreciación | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% |
| Tasa de depreciación retiros | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% |
| Activos brutos al comienzo del año | | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 |
| Activos netos al comienzo del año | | 86,026,782 | 83,883,876 | 81,740,971 | 79,598,065 | 77,455,159 |
| Depreciación Anual | | (2,142,906) | (2,142,906) | (2,142,906) | (2,142,906) | (2,142,906) |
| Retiros | | | | | | |
| Activos brutos al final del año | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 |
| Depreciación Acumulada | (20,541,570) | (22,684,476) | (24,827,382) | (26,970,287) | (29,113,193) | (31,256,099) |
| Activos netos al final del año | 86,026,782 | 83,883,876 | 81,740,971 | 79,598,065 | 77,455,159 | 75,312,253 |

| Inversiones | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversión anual | | 12,687,898 | - | 5,129,056 | - | - |
| Inversión (proporcional) | | 5,353,250 | - | - | - | - |
| Tasa de depreciación | | 3.2% | 3.2% | 3.2% | 3.2% | 3.2% |
| Activos netos al comienzo del año | | - | 12,514,912 | 12,104,911 | 16,823,966 | 16,248,223 |
| Depreciación Anual | | (172,987) | (410,001) | (410,001) | (575,743) | (575,743) |
| Activos netos al final del año | | 12,514,912 | 12,104,911 | 16,823,966 | 16,248,223 | 15,672,480 |
| Activos brutos al final del año | | 12,687,898 | 12,687,898 | 17,816,954 | 17,816,954 | 17,816,954 |
| Depreciación Acumulada | | (172,987) | (582,988) | (992,989) | (1,568,731) | (2,144,474) |
| **ACTIVOS BRUTOS CONEXIÓN** | **106,568,352** | **119,256,251** | **119,256,251** | **124,385,307** | **124,385,307** | **124,385,307** |
| **ACTIVOS NETOS CONEXIÓN** | **86,026,782** | **96,398,788** | **93,845,881** | **96,422,031** | **93,703,382** | **90,984,733** |
| **Depreciación** | - | **(2,315,892)** | **(2,552,907)** | **(2,552,907)** | **(2,718,649)** | **(2,718,649)** |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Gaceta Oficial Digital, martes 07 de octubre de 2025

No. 30381-B

## CUADRO No. 5: TASA ANUAL MEDIA DE DEPRECIACIÓN

Valores en balboas

**DEPRECIACIONES** según BS-01

| Año | Depreciaciones Acumuladas | | | Depreciaciones Anuales | | | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Sistema Principal | Conexión | Planta General | Sistema Principal | Conexión | Planta General | Depreciaciones |
| 2020 | 269,707,848 | 18,928,736 | 40,252,692 | | | | |
| 2021 | 296,889,576 | 19,439,038 | 44,676,678 | 27,181,728 | 510,302 | 4,423,986 | 32,116,016 |
| 2022 | 310,967,626 | 20,264,682 | 47,532,897 | 14,078,050 | 825,644 | 2,856,219 | 17,759,913 |
| 2023 | 363,544,664 | 21,169,748 | 50,525,039 | 52,577,038 | 905,066 | 2,992,142 | 56,474,245 |
| 2024 | 398,852,066 | 22,147,314 | 54,478,701 | 35,307,402 | 977,566 | 3,953,662 | 40,238,631 |

| Año | Costo Bruto Activos | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Sistema Principal | Conexión | Planta General | Total |
| 2020 | 959,356,101 | 33,684,180 | 50,289,595 | 993,040,281 |
| 2021 | 1,026,567,985 | 37,211,731 | 53,961,768 | 1,063,779,717 |
| 2022 | 1,139,464,001 | 39,372,094 | 55,361,666 | 1,178,836,094 |
| 2023 | 1,181,756,129 | 40,691,952 | 57,448,654 | 1,222,448,081 |
| 2024 | 1,308,177,426 | 42,294,246 | 65,375,081 | 1,350,471,672 |

| Año | Tasa Anual Media Depreciación | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Sistema Principal | Conexión | Planta General | Total |
| 2020 | | | | |
| 2021 | 2.8% | 1.5% | 8.8% | 3.2% |
| 2022 | 1.4% | 2.2% | 5.3% | 1.7% |
| 2023 | 4.6% | 2.3% | 5.4% | 4.8% |
| 2024 | 3.0% | 2.4% | 6.9% | 3.3% |
| **Promedios** | **2.94%** | **2.01%** | **6.50%** | **3.23%** |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

## CUADRO No. 6: VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE LÍNEAS

Valores en balboas

**Líneas - Sistema Principal de Transmisión (SPT)**

| LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO | | SUBESTACIONES | VNR 2024 ACEPTADO |
|---|---|---|---|
| LT 1 | 230-1A | BAYANO - PACORA * | 33,719,347 |
| | 230-1B | PACORA - PANAMA II * | |
| | 230-2A | BAY - 24 DICIEMBRE * | |
| | 230-2B | 24 DICIEMBRE - PANAMA II * | |
| | 230-1C,2C | PANAMA II - PANAMA | 6,385,499 |
| | 230-3A,4A | PANAMA - CHORRERA | 17,923,366 |
| | 230-3B,4B | CHORRERA - EL HIGO | 26,924,898 |
| | 230-3C,4C | EL HIGO - LL.SANCHEZ | 36,276,219 |
| | 230-5A | LL.SANCHEZ - VELADERO | 50,316,484 |
| | 230-6A | LLANO SANCHEZ - BELLA VISTA | |
| | 230-6B | BELLA VISTA - VELADERO | |
| | 230-5B,6C | VELADERO - MATA NANCE | 37,901,188 |
| | 230-7,8 | MATA NANCE - FORTUNA | 16,701,318 |
| LT 2 | 230-12A,13A | PANAMA III - PANAMA II | 8,072,347 |
| | 230-12B,13B | EL COCO - PANAMA III | 74,199,918 |
| | 230-14A,15A | LL. SANCHEZ - S. BARTOLO | 37,324,343 |
| | 230-14B,15B | S. BARTOLO - VELADERO | 23,472,743 |
| | 230-16,17 | VELADERO - GUASQUTAS | 46,414,626 |
| LT A CHANGUINOLA | 230-18 | GUASQUITAS - FORTUNA | 8,419,459 |
| | 230-20A ** | FORTUNA - LA ESPERANZA | 54,501,782 |
| | 230-20B ** | LA ESPERANZA - CHANGUINOLA | |
| | 230-29 ** | GUASQUITAS - CAÑAZAS | |
| | 230-30 ** | CAÑAZAS - CHANGUINOLA | |
| SABANITAS -PANAMA III | 230-54A,55A | SABANITAS - PANAMA II | 27,746,982 |
| | 230-58, 59 | SABANITAS - PANAMA III | 39,360,794 |
| LT 3 | 230-47A,48A | PANAMA III - PANAMA | 1,357,249 |
| | 230-47B,48B | CHORRERA - PANAMA | 19,329,850 |
| | 230-49A y B,50 | LLANO SANCHEZ - CHORRERA | 80,136,217 |
| | 230-49A | CHORRERA - ANTÓN IV | 48,844,151 |
| | 230-49B | ANTÓN IV - LLANO SANCHEZ | 31,292,067 |
| | 230-51,52 | VELADERO - LLANO SANCHEZ | 60,955,796 |
| SUBTOTAL | | | **787,576,644** |
| LINEAS DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO | | | |
| CIRCUITO SENCILLO | 230-9A | MATA NANCE - BOQUERON III | 7,338,932 |
| | 230-9B | BOQUERON III - PROGRESO | 9,093,960 |
| | 230-10 | PROGRESO - FRONTERA | 2,978,689 |
| | 230-21 | CHANGUINOLA - FRONTERA | 4,102,150 |
| SUBTOTAL | | | **23,513,731** |
| TOTAL LINEAS DE 230 KV | | | **811,090,376** |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

## CUADRO No. 6: VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE LÍNEAS

Valores en balboas (Continuación)

| LINEAS DE 115 KV DOBLE CIRCUITO | | SUBESTACIONES | VNR 2024 ACEPTADO |
|---|---|---|---|
| LINEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO | 115-1A,2A | CACERES - STA. RITA | 23,080,204 |
| | 115-1B,2B | STA. RITA - LAS MINAS 1 | 3,509,581 |
| | 115-3A | PANAMA - CHILIBRE *** | 23,037,295 |
| | 115-3B | CHILIBRE - LAS MINAS 2 *** | |
| | 115-4A | PANAMA - CEMENTO PANAMA *** | |
| | 115-4B | CEMENTO PANAMA - LAS MINAS 2 *** | |
| | 115-15,16 | MATA NANCE - CALDERA | 10,460,981 |
| SUBTOTAL | | | 60,088,062 |
| LINEAS DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO | | SUBESTACIONES | VNR 2024 ACEPTADO |
| LINEAS DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO | 115-12 | PANAMA - CACERES | 311,141 |
| | 115-37 | PANAMA - CACERES SUBT. | 721,285 |
| SUBTOTAL | | | 1,032,426 |
| TOTAL LINEAS STP | | | 872,210,864 |

| LÍNEAS CONEXIÓN | | | |
|---|---|---|---|
| LINEAS DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO | | SUBESTACIONES | VNR 2024 ACEPTADO |
| LINEAS DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO | 230-55B | TELFERS - SABANITAS | 11,383,076 |
| | 230-54B | CRISTOBAL- SABANITAS | 11,417,780 |
| | 230-55C | TELFERS - CRISTOBAL | 777,381 |
| LINEAS DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO | | SUBESTACIONES | VNR 2024 ACEPTADO |
| LINEAS DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO | 115-17 | CALDERA - LA ESTRELLA | 1,822,691 |
| | 115-18 | CALDERA - LOS VALLES | 501,388 |
| | 115-19 | CALDERA - PAJA DE SOMBRERO | 147,467 |
| | 115-25 | PROGRESO - CHARCO AZUL | 8,184,416 |
| TOTAL LINEAS CONEXIÓN | | | 34,234,198 |

Notas:

*Estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Pacora y otro en 24 de Diciembre.
**Estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.
***Estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibre y otro en Cemento Panamá.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

## CUADRO No. 7: VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE SUBESTACIONES

Valores en balboas

**SISTEMA PRINCIPAL**

| SUBESTACION | VNR 2024 aceptado |
|---|---|
| PANAMA II | 118,609,851 |
| PANAMA | 93,759,316 |
| CHORRERA | 50,402,139 |
| EL HIGO | 13,249,826 |
| LLANO SANCHEZ | 110,034,316 |
| VELADERO | 53,328,555 |
| GUASQUITAS | 14,588,260 |
| MATA DE NANCE | 37,499,270 |
| PROGRESO | 18,367,645 |
| FORTUNA NAVE 3 | 4,469,051 |
| CHANGUINOLA | 25,815,892 |
| CAÑAZAS | 4,670,073 |
| CACERES | 12,110,318 |
| SANTA RITA | 8,047,103 |
| CALDERA | 11,204,260 |
| PANAMA III | 27,106,382 |
| SABANITAS | 18,794,624 |
| **TOTAL** | **622,056,881** |

**CONEXIÓN**

| SUBESTACION | VNR 2024 CONEXIÓN aceptado |
|---|---|
| EL COCO | 6,935,706 |
| CHORRERA | 13,885,667 |
| EL HIGO | 0 |
| LLANO SANCHEZ | 14,665,754 |
| MATA DE NANCE | 15,476,647 |
| PROGRESO | 8,834,886 |
| CHANGUINOLA | 4,215,071 |
| CHARCO AZUL | 2,522,299 |
| LA ESPERANZA NAVE 1 | 6,168,079 |
| BELLA VISTA NAVE 2 | 6,258,544 |
| **TOTAL** | **78,962,653** |

**ESTRATÉGICAS**

| SUBESTACION | VNR 2024 aceptado |
|---|---|
| CALDERA | 817,917 |
| BOQUERON III | 20,800,984 |
| SAN BARTOLO | 33,008,082 |
| **TOTAL** | **54,626,982** |

## CUADRO No. 8: RESUMEN DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

Valores en balboas

| Resumen | VNR ETESA 2024 | VNR 2024 Ajustado |
|---|---|---|
| Líneas SPT | 1,274,348,577 | 872,210,864 |
| Líneas Conexión | 35,319,902 | 34,234,198 |
| Subestaciones SPT | 627,497,152 | 622,056,881 |
| Subestaciones Conexión | 135,818,073 | 78,962,653 |
| Subestaciones Estratégicas | 54,626,982 | 54,626,982 |
| **TOTAL** | **2,127,610,686** | **1,662,091,578** |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Gaceta Oficial Digital, martes 07 de octubre de 2025



## CUADRO No. 9: GASTOS E INVERSIONES PARA EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

| CENTRO NACIONAL DE DESPACHO | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **RESUMEN GASTOS** | **UNIDADES** | **2° Sem 2025** | **1° Sem 2026** | **2° Sem 2026** | **1° Sem 2027** | **2° Sem 2027** | **1° Sem 2028** | **2° Sem 2028** | **1° Sem 2029** |
| Incorporaciones Semestrales CND | # | 9 | 1 | 5 | 0 | 3 | 0 | 1 | 0 |
| Cantidad Personal Propuesto para CND | # | 109 | 110 | 115 | 115 | 118 | 118 | 119 | 119 |
| Salario y Otros Costos de Personal | B/. /Persona/mes | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 |
| Sobre Costo Personal CND [%] | % | 70.5% | 70.5% | 70.5% | 70.5% | 70.5% | 70.5% | 70.5% | 70.5% |
| Costo Personal CND | B/. /Persona/mes | 4,613 | 4,613 | 4,613 | 4,613 | 4,613 | 4,613 | 4,613 | 4,613 |
| Gastos semestrales del CND en personal | B/. | 3,016,917 | 3,044,595 | 3,182,985 | 3,182,985 | 3,266,020 | 3,266,020 | 3,293,698 | 3,293,698 |
| Gastos Personal Reconocidos en Otros Gastos | % | 32% | 32% | 32% | 32% | 32% | 32% | 32% | 32% |
| Otros Gastos | B/. | 958,781 | 967,577 | 1,011,558 | 1,011,558 | 1,037,946 | 1,037,946 | 1,046,742 | 1,046,742 |
| **TOTAL GASTOS A RECONOCER AL CND** | **B/.** | **3,975,698** | **4,012,172** | **4,194,543** | **4,194,543** | **4,303,966** | **4,303,966** | **4,340,440** | **4,340,440** |
| **TOTAL GASTOS** | **B/.** | **3,975,698** | **4,012,172** | **4,194,543** | **4,194,543** | **4,303,966** | **4,303,966** | **4,340,440** | **4,340,440** |

| **RESUMEN INVERSIONES** | **UNIDADES** | **2° Sem 2025** | **1° Sem 2026** | **2° Sem 2026** | **1° Sem 2027** | **2° Sem 2027** | **1° Sem 2028** | **2° Sem 2028** | **1° Sem 2029** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plan Inversiones CND | B/. | 75,000 | 549,035 | 2,422,668 | 1,232,402 | 2,863,078 | 2,454,179 | 2,465,083 | 296,624 |
| **GASTOS + INVERSIONES** | **B/.** | **4,050,698** | **4,561,207** | **6,617,211** | **5,426,945** | **7,167,044** | **6,758,145** | **6,805,523** | **4,637,064** |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

## CUADRO No. 10: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO ADICIONAL (Preliminar)

Valores en miles de balboas

| INGRESO ANUAL PERMITIDO (Año Tarifario) | | jul25-jun26 | jul26-jun27 | jul27-jun28 | jul28-jun29 |
|---|---|---|---|---|---|
| SISTEMA PRINCIPAL Asignado a G - IPSPAG. ADICIONAL | | - | 21,263 | 18,746 | 16,361 |
| SISTEMA PRINCIPAL Asignado a D - IPSPAD. ADICIONAL | | - | 25,988 | 22,912 | 19,996 |
| IPSPA INDICATIVO TOTAL | | - | 47,252 | 41,659 | 36,357 |

| FACTOR DE ACTUALIZACIÓN | jul25-jun26 | jul26-jun27 | jul27-jun28 | jul28-jun29 |
|---|---|---|---|---|
| | 0.9552 | 0.8715 | 0.7952 | 0.7255 |

| VPN del IMP (Año Tarifario) (A comienzos del período tarifario) | VPN | jul25-jun26 | jul26-jun27 | jul27-jun28 | jul28-jun29 |
|---|---|---|---|---|---|
| SISTEMA PRINCIPAL Asignado a G - IPSPAG. ADICIONAL | 45,309 | - | 18,532 | 14,907 | 11,870 |
| SISTEMA PRINCIPAL Asignado a D - IPSPAD. ADICIONAL | 55,378 | - | 22,650 | 18,220 | 14,508 |
| IPSPA INDICATIVO TOTAL | 100,687 | - | 41,182 | 33,127 | 26,378 |

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 ____ días del mes de _____ 20 ____

FIRMA AUTORIZADA



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

# REPÚBLICA DE PANAMÁ

ASEP
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Anexo B
Resolución AN No. 20847 de 24 de septiembre de 2025

## "Ingreso Máximo Permitido (IMP) de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) para el periodo tarifario Julio 2025 - Junio 2029"

Metodología de Cálculo

**Realizado con la Asesoría del Consorcio**
**SIGLA - ASINELSA**

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN ..... 5
PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN ..... 6
CAPÍTULO I - ANÁLISIS Y PROPUESTA DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN ..... 6
1. SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA ..... 6
2. PARÁMETROS COMPARADORES SELECCIONADOS ..... 7
3. CONCLUSIONES ..... 7
CAPÍTULO II - ESTIMACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD ..... 8
1. TASA DE RENTABILIDAD: DETERMINACIÓN DE SUS COMPONENTES Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ..... 8
1.1. Determinación de la tasa de rentabilidad ..... 9
2. CONCLUSIONES ..... 10
CAPÍTULO III - CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN ..... 10
1. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN ..... 12
1.1. Determinación de la Base de Capital ..... 12
1.2. Crédito Temporal por Generación Obligada Pagada por la Restricción del Sistema (CTPR) ..... 23
1.3. Reconocimiento de los costos del estudio de planificación y de la gestión de compra de potencia y energía ..... 23
1.4. Factor de actualización del Ingreso Máximo Permitido (IMP) ..... 24
1.5. Ingreso Máximo Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de Transmisión para los activos existentes ..... 24
2. SISTEMA DE CONEXIÓN ..... 24
2.1. Base de Capital del Sistema de Conexión ..... 24
2.2. Base de Capital inicial del Sistema de Conexión ..... 25
2.3. Base de Capital del Sistema de Conexión para el periodo tarifario ..... 28
2.4. Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación 29
2.5. Ingreso Máximo Permitido para el Sistema de Conexión ..... 30
PARTE II – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI) ..... 31
CAPÍTULO I - EMPRESAS COMPARADORAS PARA EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND) ..... 31
CAPÍTULO II - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA ..... 32
1. GASTOS OPERATIVOS E INVERSIONES DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO ..... 32



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

1.1. Proyección de gastos operativos del CND ..... 32
1.2. Proyección de inversiones del CND ..... 34
2. IMP PARA EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA ..... 36
PARTE III - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) CONSOLIDADO PARA EL PERIODO TARIFARIO ..... 37
PARTE IV - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO ADICIONAL (IPSPA preliminar) ..... 38
PARTE V – NIVELES ESTÁNDARES DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA ..... 39
ANEXOS ..... 41
ANEXO I: EVALUACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN ..... 42
1. INTRODUCCIÓN ..... 42
2. MARCO LEGAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA 42
3. CONVERSIÓN DE COSTOS Y VNR A BALBOAS ..... 43
3.1. Costos de mano de obra (CMO) ..... 43
3.2. Costos de materiales (CMA) ..... 44
3.3. Valores considerados en la conversión ..... 44
3.4. Ponderados usados en la conversión ..... 45
4. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE EMPRESAS COMPARADORAS ..... 46
4.1. Transelec ..... 46
4.2. Red de Energía del Perú S.A. ..... 49
4.3. Companhia Energética de Minas Gerais Geração e Transmissão S.A. (CEMIG-GT) 52
5. RATIOS COMPARADORES ..... 54
6. INFORME DE GESTIÓN DE ETESA ..... 56
ANEXO II: TASA DE RETORNO ..... 72
1. INTRODUCCIÓN ..... 72
2. MARCO LEGAL ..... 72
3. MARCO CONCEPTUAL ..... 72
4. CÁLCULO DEL COSTO PROMEDIO PONDERADO DEL CAPITAL ..... 74
4.1. Costo del capital propio ..... 74
4.1.1. Tasa libre de riesgo ..... 74
4.1.2. El coeficiente beta ..... 76
4.1.3. Prima de riesgo de mercado ..... 77
4.1.4. Tasa de riesgo país ..... 78
4.1.5. Determinación de la tasa de retorno del capital propio ..... 79
4.2. Costo de la deuda ..... 80



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

4.3. Tasas de retorno nominales versus reales ..... 82
4.4. Nivel de apalancamiento de la actividad de transmisión eléctrica ..... 83
4.5. Tasa de rentabilidad determinada para la actividad de transmisión eléctrica ..... 83
4.6. Valores de tasa según normativa establecida en la Ley 6 de 1997 ..... 84
5. CONCLUSIONES ..... 84
ANEXO III: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND ..... 85
1. MARCO LEGAL Y CONCEPTUAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES DE EFICIENCIA ..... 85
2. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DEL CND ..... 86
3. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE LAS EMPRESAS COMPARADORAS ..... 89
3.1. XM (Colombia) ..... 89
3.2. COES (Perú) ..... 92
3.3. CDEC-SIC (Chile) ..... 94
3.4. Análisis de los resultados y conclusiones ..... 97



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

## INTRODUCCIÓN

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) que se presenta en esta propuesta para el período julio 2025 - junio 2029, ha sido calculado de acuerdo con el Régimen Tarifario de Transmisión de Electricidad, que forma parte del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005 y sus modificaciones. El artículo 94 del Texto Único de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 establece que el Régimen Tarifario está compuesto por reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas sujetas a regulación.

El numeral 1 del artículo 96 de la Ley 6 establece que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que se realicen, la ASEP podrá establecer topes tarifarios máximos y mínimos, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas.

El numeral 2 del mencionado artículo 96 establece que, para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, para la aprobación de la ASEP, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodologías establecidas por la ASEP.

El artículo 72 de la Ley 6 establece que la remuneración de los servicios de la Empresa de Transmisión proviene de los cargos por el acceso y uso de la red de transmisión, por el servicio de operación integrada, y por los estudios básicos que se pongan a disposición de posibles inversionistas.

En el artículo 98 de la mencionada ley se establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de una parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.

El artículo 99 del Texto Único de la Ley 6 señala que los costos de la Empresa de Transmisión serán cubiertos bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la empresa, lo que significa que no se puede trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente, además establece que se le debe permitir tener una tasa razonable de rentabilidad.

Para que ETESA cumpla con la presentación del pliego tarifario de su actividad de transmisión, tal como lo especifica el artículo 96 mencionado anteriormente, es necesario determinar el "Ingreso Máximo Permitido" que pueda percibir para cubrir los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión, así como los costos del Centro Nacional de Despacho (CND).

De acuerdo con la Ley 6 y el Reglamento de Transmisión, se sigue el siguiente procedimiento:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

- Se seleccionan empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la empresa de transmisión tal como lo establece el artículo 95 de la Ley 6.
- Se definen indicadores comunes para la empresa comparadora llamados comparadores.
- Se fija la nueva tasa de rentabilidad para la actividad de transmisión.
- Se calculan los Ingresos Máximos Permitidos a ETESA para el servicio de transmisión, conexión y para el servicio de operación integrada.

Para la actividad de transmisión, el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) fija una remuneración base considerando los activos existentes del Sistema Principal de Transmisión al 31 de diciembre de 2024, posteriormente, durante el periodo tarifario, se aprobarán de forma anual, los ingresos adicionales que resulten del cálculo tarifario establecido en el artículo 207 del Reglamento de Transmisión por las inversiones que se vayan incorporando al Sistema Principal de Transmisión de acuerdo a la planificación establecida según los Planes de Expansión de Transmisión vigentes.

## PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

## CAPÍTULO I - ANÁLISIS Y PROPUESTA DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

Un paso previo importante en el proceso de determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para ETESA lo constituye la determinación de la empresa comparadora a utilizar.

En la revisión tarifaria anterior se utilizó el promedio simple de los ratios comparadores de las empresas Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica de Chile (Transelec) y Red de Energía del Perú S.A. (REP), para la actividad de transmisión de electricidad propiamente dicha, en consecuencia, correspondió hacer el análisis para determinar si para este periodo tarifario las empresas comparadoras continuaban siendo las mismas o si era necesario reemplazarlas.

A partir del análisis de los datos de estas dos empresas, se decidió utilizar ambas empresas. Adicionalmente, se analizó información disponible en el regulador brasileño ANEEL para incorporar a la empresa CEMIG-GT.

### 1. SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA

A continuación, se presentan los ratios (comparadores) obtenidos de las empresas consideradas:

- Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica de Chile (Transelec).
- Red de Energía del Perú S.A. (REP).
- Companhia Energética de Minas Gerais Geração e Transmissão S.A. (CEMIG-GT).

Las variables utilizadas como comparadores en las revisiones tarifarias anteriores han sido: para la operación y mantenimiento $OMT\%^{M*}$ (OyM/VNR) y para la administración $ADMT\%^{M*}$ (ADM/VNR). Al respecto, no existen argumentos que lleven a modificarlos, por lo que, se mantienen dichos comparadores para el periodo tarifario de julio de 2025 a junio de 2029.

Del análisis realizado se obtuvieron los siguientes ratios comparadores:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

***Cuadro N°1. Resumen de ratios comparadores***

| Concepto | Transelec (promedio 2021-2023) | REP (promedio 2021-2023) | CEMIG-GT (2017) | Promedio |
|---|---|---|---|---|
| ADMT%M*(ADM/VNR) | 0.86% | 0.57% | 1.04% | 0.82% |
| OMT%M*(OyM/VNR) | 1.17% | 2.15% | 1.53% | 1.62% |
| AOYM/VNR | 2.03% | 2.71% | 2.57% | 2.44% |

Fuente: Elaboración propia con base a información Transelec, REP Holding y CEMIG-GT.

Se utilizará el promedio simple de los ratios de las dos empresas seleccionadas.

Adicionalmente, se hace el ajuste al valor del comparador de operación y mantenimiento incrementándolo en un 8% para captar diferencias de las condiciones a las que se ven expuestas las instalaciones de ETESA respecto a las empresas comparadoras.

En el ANEXO I se incluye un análisis más detallado de las empresas comparadoras de transmisión estudiadas y el informe de gestión de ETESA.

## 2. PARÁMETROS COMPARADORES SELECCIONADOS

En consecuencia, los comparadores a utilizar para ETESA se presentan en el siguiente cuadro:

***Cuadro N°2. Ratios comparadores para ETESA***

| Concepto | Transelec | REP | CEMIG-GT | Indicador ETESA |
|---|---|---|---|---|
| ADMT%M*(ADM/VNR) | 0.86% | 0.57% | 1.04% | |
| OMT%M*(OyM/VNR) | 1.17% | 2.15% | 1.53% | |
| **AOYM/VNR** | **2.03%** | **2.71%** | **2.57%** | |
| Incremento OyM Regulado | *8%* | *8%* | *8%* | |
| ADMT%M*(ADM/VNR) | 0.86% | 0.57% | 1.04% | 0.82% |
| OMT%M*(OyM/VNR) | 1.27% | 2.32% | 1.65% | 1.75% |
| **AOYM/VNR** | **2.13%** | **2.89%** | **2.69%** | **2.57%** |

Fuente: Elaboración propia.

## 3. CONCLUSIONES

Las empresas comparadoras para el Servicio de Transmisión en la República de Panamá son las siguientes: Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica de Chile (Transelec), Red de Energía del Perú S.A. (REP) y Companhia Energética de Minas Gerais Geração e Transmissão S.A. (CEMIG-GT).

Los parámetros ajustados a utilizar resultan del promedio entre las empresas presentadas y representan un total de AOYM/VNR de 2.57%.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

## CAPÍTULO II - ESTIMACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD

La base sobre la cual se debe apoyar el análisis para la determinación del costo de capital se encuentra en la Ley 6 de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad. Específicamente en lo que se refiere a las tarifas de transmisión, el artículo 99 del Texto Único de la Ley 6 expresa lo siguiente:

*"Las tarifas asociadas con el acceso y uso de las redes de transmisión cubrirán los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión necesarios para atender el crecimiento previsto de la demanda en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad y de desarrollo sostenible. Los costos se calcularán bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la Empresa de Transmisión. Para los efectos de este cálculo no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.*

*Los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad antes de aplicarse el impuesto sobre la renta sobre el activo fijo invertido a costo original. Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera en más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria".*

En función de ello, los valores resultantes para establecer los rangos establecidos en la Ley 6, se presentan en el siguiente cuadro:

***Cuadro N°3. Límite inferior y superior de referencia según Ley 6 de 1997***

| Tasa Libre Riesgo | Prima Riesgo Negocio | Variación permitida | Banda Resultante | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Límite Inferior | Límite superior |
| **4.60%** | 7% | ± 2% | 9.60% | 13.60% |

Fuente: Elaboración propia con base a US 30 Years Treasury Bonds/Ley 6 de 1997.

Como elemento de juicio adicional para determinar el valor de la tasa dentro de la banda que surge de la Ley 6, se realizó un análisis de la tasa promedio ponderada del costo de capital, utilizando un modelo ampliamente aceptado en la práctica regulatoria conocido como *Wheighted Average Cost of Capital* (WACC). El WACC incluye la determinación del costo de capital propio (costo del equity) a partir de otro modelo ampliamente aceptado como es el *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Con esta metodología se realizó un análisis de sensibilidad considerando diversos criterios.

Se utiliza el WACC, ya que considera el análisis del costo de financiamiento y del capital propio.

### 1. TASA DE RENTABILIDAD: DETERMINACIÓN DE SUS COMPONENTES Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Según se indicó anteriormente, la Ley 6 fija bandas de variación posibles para la tasa de retorno sobre capital y la tasa calculada no debe diferir más de doscientos puntos básicos (200 bp) de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

América (en adelante, UST30Y), más una prima de setecientos puntos básicos (700 bp) en concepto de riesgo del negocio de transmisión en el país.

Para la determinación de la tasa de los UST30Y se utilizaron los valores que informa la Reserva Federal de los Estados Unidos de América. De acuerdo con el criterio establecido en la Ley 6 respecto a la consideración de valores promedios para los rendimientos de los UST30Y durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria, se adoptó el promedio para el periodo de mayo de 2024 a abril de 2025 de los UST30Y. En el siguiente cuadro se muestran los valores correspondientes a dicho periodo.

***Cuadro N°4. Tasas de retorno mensuales de los bonos del tesoro de los E.E.U.U. a 30 Años***

| Mes | Promedio UST30Y |
|---|---|
| may-24 | 4.62% |
| jun-24 | 4.44% |
| jul-24 | 4.46% |
| ago-24 | 4.35% |
| sep-24 | 4.41% |
| oct-24 | 4.76% |
| nov-24 | 4.72% |
| dic-24 | 4.59% |
| ene-25 | 4.85% |
| feb-25 | 4.68% |
| mar-25 | 4.60% |
| abr-25 | 4.72% |
| **Promedio** | **4.60%** |

Fuente: Federal Reserve (www.federalreserve.gov).

El promedio aritmético para el período en cuestión asciende a 460 bp (4.60%) como tasa libre de riesgo a considerar en el cálculo del costo del capital propio de la empresa.

Con base en estos datos la tasa de rentabilidad regulada según la Ley 6 de 1997 queda en un rango que tiene como límites el 9.60% y 13.60% conforme se detalla en el Cuadro Nº 3.

## 1.1. Determinación de la tasa de rentabilidad

A continuación, se muestran los resultados obtenidos aplicando la metodología WACC-CAPM. Como caso base se presentan los valores propuestos para el cálculo de referencia y se muestran además los casos extremos, alto y bajo, resultantes del análisis de sensibilidad realizado. Los detalles de estos cálculos se describen en el Anexo II.

***Cuadro N°5. Resultados obtenidos CAPM***

| Concepto | Valor |
|---|---|
| Tasa Libre de Riesgo | 4.60% |
| Riesgo País | 2.76% |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

| Concepto | Valor |
|---|---|
| Beta Panamá | 0.425 |
| Prima de Riesgo | 7.00% |
| **Costo del Capital Propio (Re)** | **10.33%** |

Fuente: Elaboración propia con base a MEF Panamá / Damodaran / Federal Reserve.

***Cuadro N°6. Resultados obtenidos del WACC real antes de impuestos para diferentes alternativas***

| Concepto | Valor |
|---|---|
| Costo de Capital Propio | 10.33% |
| Costo Deuda (antes de impuestos) | 8.88% |
| Estructura Deuda (D/V) | 50% |
| Tasa Impuesto | 30% |
| WACC nominal después de impuestos | 8.28% |
| Tasa Inflación | 2.43% |
| **WACC Real después de impuestos** | 5.71% |
| **WACC Real antes de impuestos** | 9.18% |

Fuente Elaboración propia con base a MEF Panamá / Damodaran / Federal Reserve.

## 2. CONCLUSIONES

Como se observa, la tasa de rentabilidad calculada según el WACC-CAPM de 9.18% es más bajo que el límite inferior de acuerdo con la Ley 6. Dado lo anterior, se establece la tasa de rentabilidad en 9.60%.

## CAPÍTULO III - CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

De acuerdo con el Régimen Tarifario regulado bajo la Ley 6 de 1997 el Ingreso Máximo Permitido (IMP) por la actividad de Transmisión en el período tarifario se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPT = IPSP + IPC$$

$$IPSP = IPSPE + IPSPA + IPSPIVLT$$

donde:

IPT: es el valor presente de los Ingresos Máximos Permitidos de cada año (j) de la Empresa de Transmisión en el período tarifario.

IPSP: es el valor presente de los Ingresos Máximos Permitidos de cada año (j) para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el período tarifario.

IPC: es el valor presente de los Ingresos Máximos Permitidos para cada año (j), para cubrir los costos de conexión al sistema de transmisión en el período tarifario.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

IPSPE: Es el valor presente de los Ingresos Máximos Permitidos de cada año (j), para cubrir los costos del sistema principal de transmisión existente al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior.

IPSPA: Es el valor presente de los Ingresos Máximos Permitidos de cada año (j), para cubrir los costos de los activos del sistema principal de transmisión efectivamente incorporados durante el periodo tarifario. En oportunidad del estudio tarifario este valor se determinará, en forma preliminar como el IPSPApre, usando la misma metodología que se establece en el artículo 207, tomando como referencia los activos a incorporar según el Plan de Expansión aprobado. Sobre el IPSPApre no se calculará la Tarifa ya que es un valor indicativo.

IPSPIVLT: Es el valor presente de los Ingresos Máximos Permitidos reconocidos para cada año (j), proveniente de los costos eficientes del contrato para la construcción, administración, operación y mantenimiento de la Cuarta Línea de Transmisión. Los costos eficientes de dicho contrato deben ser aprobados por la ASEP.

La metodología seguida para el cálculo de cada uno de los componentes del IMP es la indicada en el Régimen Tarifario vigente. El método de cálculo procura que la tarifa de transmisión esté asociada al reconocimiento de los costos por la gestión de operación, mantenimiento, administración y costo de capital por activos existentes del Sistema de Transmisión y por la actividad de Operación Integrada.

Los elementos necesarios para el cálculo del IMP para la actividad de transmisión, teniendo en cuenta lo establecido en la normativa vigente, son los siguientes:

- Tasa de retorno por aplicar para la actividad de transmisión.
- Base de Capital bruta y neta (valor de los activos).
- Depreciación de activos.
- Comparadores para determinar los costos de Administración, Operación y Mantenimiento.
- Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos totales (valores al cual se aplican los comparadores).
- Equipamiento principal asignado a la generación y demanda.
- Costos en concepto de Generación Obligada u otros costos adicionales del Mercado Mayorista de Electricidad relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1.
- Reconocimiento de los costos del estudio de planificación y por la gestión de compra de potencia y energía.
- Descuento (o reconocimiento) en IMP de conexión por inversiones reconocidas en el período tarifario anterior y no ejecutadas (o ejecutadas en exceso).

Los componentes del cálculo del IMP que abarcan la tasa de retorno y las empresas comparadoras ya han sido tratados en las secciones anteriores, por lo tanto, a continuación, se abordan los siguientes puntos y finalmente la determinación del IMP para la actividad de transmisión desarrollada por ETESA.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

# 1. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

## 1.1. Determinación de la Base de Capital

Dentro de los elementos necesarios para el cálculo del IMP para la actividad de transmisión desarrollada por ETESA, considerando lo establecido en la normativa vigente, se destacan el análisis de los siguientes puntos:

- Base de Capital bruta y neta (valor de los activos).
- Depreciación de activos.
- Valor Nuevo de Reemplazo de los activos totales (valor al cual se aplican los comparadores).

La Base de Capital correspondiente para cada año del periodo tarifario julio 2025-junio 2029 será la que resulte considerando los valores eficientes de los activos al 31 de diciembre de 2024. A continuación, se detalla el trabajo desarrollado para la determinación de la Base de Capital eficiente de ETESA para el nuevo período tarifario.

De acuerdo con el Reglamento de Transmisión aplicable a ETESA artículo 219 se define que el "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda" comprende los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario, los cuales se asignan para el periodo tarifario julio 2025 – junio 2029 a la generación y a la demanda de acuerdo con los siguientes porcentajes:

$$\%ASIGP(G) = 45\%$$

$$\%ASIGP(D) = 55\%$$

donde:

%ASIGP(D): porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la demanda.

%ASIGP(G): porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la generación.

### a) Base de Capital Inicial al 31 de diciembre de 2024

La Base de Capital inicial al 31 de diciembre de 2024 correspondiente al Sistema Principal de Transmisión resulta de la suma de los valores de los activos aceptados al inicio del periodo anterior más las inversiones, retiros y depreciaciones correspondientes al periodo 2021-2024 ajustada por eficiencia. No fueron considerados los activos fijos calificados como No Productivos.

Como valores iniciales de este análisis se toman los valores de Base de Capital bruta y neta determinados para el 31 de diciembre de 2020 en la revisión tarifaria del periodo 2021-2025 con todos los ajustes realizados hasta ese momento. Es importante resaltar que en la revisión tarifaria anterior se realizó la discriminación en la Base de Capital de lo que corresponde al Sistema Principal de Transmisión asignado a Generación y Demanda (SPT GyD) y lo que corresponde al Sistema Principal de Transmisión asignado totalmente a Demanda (SPT D). En esta ocasión ambos conceptos fueron agrupados en "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda"



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Tomando ese valor inicial del año 2020, para poder llegar al valor de Base de Capital para el 31 de diciembre de 2024, se analizaron las capitalizaciones realizadas en el periodo 2021-2024, tomando diversas fuentes de información suministradas por ETESA.

En primer lugar, se analizaron las resoluciones de la ASEP que aprueban el Ingreso Máximo Permitido del Sistema Principal adicionado durante el periodo tarifario (denominado IPSPA) que detallan los activos del Sistema Principal de Transmisión efectivamente incorporados durante el periodo tarifario de 2021 a 2024 (Resoluciones AN Nº18464-Elec, AN Nº18811-Elec, AN Nº18388 Elec).

Por otro lado, se consideran los estados financieros regulados, donde en las planillas BS-01 se detallan las inversiones para los años 2021 a 2024. También se han revisado los Estados Financieros Contables (EEFF) de la Empresa de Transmisión para el período 2021-2024 (este último no auditado).

Y finalmente, a solicitud del estudio tarifario, la Empresa de Transmisión brinda detalles de las inversiones del periodo 2021-2024 en los siguientes archivos:

- "Pto.03 Valor de Activos brutos y netos en operación 2021-2023 & A2024.xlsx"
- Pto.02 Inversiones PP&E_Adiciones bienes ETESA periodo 2024 fgd 22abr25.xlsx

Un primer aspecto por destacar es que la información suministrada por ETESA no coincide plenamente entre ellas como se observa en el siguiente cuadro:

***Cuadro N°7. Comparación diferentes fuentes de información de inversiones del período 2021-2024. Valores en balboas***

| Fuente | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| BS-01 | 74,424,288 | 116,462,696 | 48,582,934 | 142,037,325 | 381,507,244 |
| EEFF | 74,481,488 | 114,919,567 | 49,135,524 | 142,407,701 | 380,944,280 |
| Pto. 02 | 74,718,870 | 115,629,639 | 15,092,465 | 139,754,228 | 345,195,203 |
| Pto. 03 | 74,462,310 | 110,278,024 | 18,949,001 | 136,093,966 | 339,783,301 |

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Se puede observar que la mayor discrepancia se encuentra en 2023 siendo, por un lado, consistentes entre sí los valores de BS-01 y EEFF y por otro, los valores entre las fuentes Pto.02 y Pto.03

El artículo 202 del Reglamento de Transmisión establece que los costos para cada activo del Sistema de Transmisión son los costos obtenidos a través de un proceso de libre concurrencia que se consideran eficientes (fundamentalmente los costos bases de equipamiento), y los costos regulados como eficientes por la ASEP para aquellas actividades realizadas por ETESA, como son diseño, ingeniería, administración e inspección. A dichos efectos, se consideran eficientes los siguientes costos:

- Diseño: 3% del costo base del equipamiento.
- Ingeniería: 4% del costo base del equipamiento.
- Administración: 4% del costo base del equipamiento.
- Inspección: 5% del costo base del equipamiento.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Mediante el análisis de la información presentada se verificó que los costos indirectos en algunos proyectos superaron los parámetros regulatorios, por lo que se realizan descuentos en tales conceptos como se indica en el siguiente cuadro:

***Cuadro N°8. Montos que descontar por exceso en costos indirectos – Valores en balboas***

| Subestación | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|---|
| PATIO 230 kV-PANAMA | 2,100,103 | 0 | 109,617 | 0 |
| PATIO 230 kV-PANAMA II | 406,819 | 0 | 0 | 0 |
| PATIO 230 KV-PROGRESO | 0 | 212,317 | 0 | 0 |

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Adicionalmente, se revisaron los costos de indemnización por servidumbres. Los valores informados en la contabilidad regulatoria aparecen como superiores a los contenidos mediante contrato de ETESA. Es por ello, que en los años en que lo informado por la contabilidad es superior a los contratos, se descuenta la diferencia de la base de capital según el siguiente detalle:

***Cuadro N°9. Montos de servidumbre sin contratos – Valores en balboas***

| Concepto | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|---|
| Servidumbre contabilidad | 865,809 | 13,248,269 | 17,662,389 | 20,723,611 |
| Servidumbre con contrato | 0 | 94,951 | 158,274 | 99,566 |
| Servidumbre que descontar | 865,809 | 13,153,317 | 17,504,114 | 20,624,044 |

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Las capitalizaciones del periodo 2021-2024 se analizaron con base a criterios de eficiencia del Regimen Tarifario como los correspondientes a activos que no están en operación. Del análisis de la información presentada se han incluido las obras indicadas en la fuente indicada como "Pto. 02 inversiones PP&E A2021 al A2024.xlsx". Las activaciones analizadas son las siguientes:

***Cuadro N°10. Proyectos SPT activados en el período 2021-2024 – Valores en balboas***

| Línea/Subestación | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| Compra Venta - Ganna II (tramo de L/T 230 kV) | 0 | 54,420,914 | 0 | 328,174 | 54,749,088 |
| L/T 230 kV Changuinola-Frontera (230-21) | 0 | 40,847 | 0 | 0 | 40,848 |
| L/T 230 kV Fortuna-Changuinola (230-20) | 0 | 13,661 | 0 | 498,088 | 511,750 |
| L/T 230 kV Veladero-Mata De Nance-5B | -38,994 | 0 | 0 | 0 | -38,994 |
| L/T 230 kV Veladero -Llano Sánchez-230-51, 230-52 | 1,104,074 | 25,560 | 3,689,674 | 279,780 | 5,099,088 |
| Líneas 230 kV Bayano-Pacora (230-1A) | 0 | 62,009 | 0 | 0 | 62,009 |
| L/T 230 kV Chorrera - Panamá 230-47, 230-48 | 151,144 | 22,721 | 0 | 49,784 | 223,649 |
| Líneas 230 kV Llano Sánchez - Chorrera -230 kV-49-50 | -613 | 613 | 0 | 0 | 0 |
| Líneas 230 kV Mata de Nance-Fortuna (230-7, 230-8) | 522,118 | 0 | 0 | 0 | 522,118 |
| Líneas 230 kV Panamá II-Llano Sánchez (230-12, 230-13) | -1,997,679 | -590,192 | 0 | 1,018,154 | -1,569,717 |
| Líneas 230 kV Panamá-Chorrera (230-3A, 230-4A) | 0 | 0 | 0 | 6,275,261 | 6,275,260 |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

| Línea/Subestación | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| Líneas 230 kV Chorrera-Llano Sánchez (230-3B, 230-4B) | | | | 2,833,319 | 2,833,319 |
| Líneas 230KV Llano Sánchez-Veladero (230-14, 230-15) | | | | 1,531,163 | 1,531,163 |
| Líneas 230 kV Veladero-Guasquitas (230-16, 230-17) | 1,128,762 | 44,763 | 0 | 291,020 | 1,464,545 |
| L/T 230 kV Sabanitas - Panamá III | 0 | 0 | 0 | 44,462,231 | 44,462,231 |
| Línea 115 kV CPSA-BLM2 (115-4B, 115-3B) | 613,788 | 62,009 | 0 | 0 | 675,797 |
| Línea 115 kV Panamá - CPSA (115-4A) | 351,542 | 90,738 | 0 | 0 | 442,279 |
| Líneas 115 kV BLM1-Santa Rita (115-1B, 115-2B) | 0 | 33,669 | 0 | 0 | 33,668 |
| Líneas 115 kV Panamá-Cáceres (115-62) Subterránea | | | | 13,470,513 | 13,470,513 |
| PATIO 500 kV - Chiriquí Grande | | | | 518,816 | 518,816 |
| PATIO 230 kV Cañazas | 0 | 0 | 0 | 129,722 | 129,722 |
| PATIO 230 kV - Changuinola | 0 | 7,324,641 | 0 | 3,753,122 | 11,077,763 |
| PATIO 230 kV- Chorrera | 6,580,947 | 1,230,370 | 207,879 | 154,537 | 8,173,734 |
| PATIO 230 kV - Guasquitas | 0 | 60,017 | 0 | 0 | 60,018 |
| PATIO 230 kV - Llano Sánchez | 26,462,227 | 4,233,228 | 364,434 | 107,410 | 31,167,300 |
| PATIO 230 kV - Mata de Nance | 3,022,062 | 71,271 | 92,330 | 30,787 | 3,216,450 |
| PATIO 230 kV - Panamá | 5,458,752 | 12,807 | 8,932,775 | 721,268 | 15,125,602 |
| PATIO 230 kV - Panamá II | 3,905,269 | 24,833,745 | -105,983 | 15,158 | 28,648,188 |
| PATIO 230 kV - Panamá III | | | | 22,184,162 | 22,184,162 |
| PATIO 230 kV - Progreso | 1,888,568 | 10,040,683 | 0 | 375,077 | 12,304,328 |
| PATIO 230 kV - Sabanitas (Terreno) | 7,275,133 | 0 | 0 | 15,071,973 | 22,347,107 |
| PATIO 230 kV - Chepo | | | | 1,945,448 | 1,945,448 |
| PATIO 230 kV - Veladero | 5,712,227 | 52,241 | 844,746 | 85,991 | 6,695,205 |
| PATIO 230 kV - Chorrera-El Higo | 0 | 2,754,606 | 0 | 57,327 | 2,811,933 |
| PATIO 230/34.5 kV - San Bartolo | 4,249,534 | 0 | 680,463 | 153,995 | 5,083,991 |
| PATIO 230 kV - Bella Vista (Nave 2) | 0 | 0 | 0 | 98,935 | 98,936 |
| PATIO 115 kV - Cáceres | 0 | -45,543 | 0 | 2,159,213 | 2,113,669 |
| PATIO 115 kV - Caldera | -41,014 | 0 | 0 | 622,316 | 581,302 |
| PATIO 115 kV - Panamá | 362,157 | 1,632,457 | 154,871 | 1,060,898 | 3,210,384 |

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Las activaciones antes detalladas totalizan 308,282,671 balboas (sin deducción por conceptos analizados previamente).

Adicionalmente, ETESA en la información remitida para el estudio tarifario presenta los valores brutos y netos a junio de 2024, segregado en las diferentes líneas y subestaciones, la cual se muestra en el siguiente cuadro. Esta información sirve sólo de referencia, ya que para los fines del cálculo tarifario se partió de la base establecida por la ASEP en el periodo anterior y las inversiones ajustadas con base a criterios de eficiencia.

La Compra Venta de GANNA II (tramo de L/T 230kv) corresponde a una incorporación del sistema de conexión. Por lo tanto, si bien ETESA lo reporta y aparece en el cuadro No.11 siguiente, no se toma en cuenta para el valor total de los activos del Sistema Principal sino en el de Conexión.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

***Cuadro N°11 Bienes e instalaciones de ETESA al 30 de junio de 2024 – Valores en balboas***

| ACTIVO FIJO SISTEMA PRINCIPAL | COSTO 1,154,202,515 | DEPRECIACIÓN 373,413,171 | VALOR NETO 780,789,344 |
|---|---|---|---|
| LINEAS | **709,347,493** | **211,386,403** | **497,961,090** |
| 230 KV | **682,159,120** | **199,449,166** | **482,709,955** |
| CV GANNA II (tramo de L/T 230kv) | 54,420,914 | 3,987,392 | 50,433,522 |
| L/T 230 KV- ANTON-PANAMA II (TERRENO) | 656,867 | 0 | 656,867 |
| L/T 230 KV-CAÑAZA - PTP | 0 | 0 | 0 |
| L/T 230 KV-CHANGUINOLA-FRONTERA (230-21) | 8,089,429 | 3,145,211 | 4,944,218 |
| L/T 230 KV-FORTUNA-CHANGUINOLA (230-20) | 38,029,574 | 14,741,800 | 23,287,774 |
| L/T 230 KV-FORTUNA-CHANGUINOLA-GUABITO 19 | 1,011,127 | 222,209 | 788,918 |
| L/T 230 KV-GUASQUITAS-FORTUNA-18 | 2,591,165 | 1,391,699 | 1,199,466 |
| L/T 230 KV-NAVE 1 LA ESPERANZA | 1,479,170 | 319,594 | 1,159,576 |
| L/T 230 KV-PROGRESO-FRONTERA (COSTA RICA) (230-10) | 1,993,987 | 1,698,245 | 295,742 |
| L/T 230 KV-SANTA RITA-PANAMA II | 4,164,418 | 69,769 | 4,094,649 |
| L/T 230 KV-VELADERO-MATA DE NANCE-5B | 29,532,786 | 3,945,257 | 25,587,529 |
| L/T 230 SANTA RITA-PANAMA 2 DOBLECIRCUITO 230-54 | 45,064,679 | 7,184,348 | 37,880,331 |
| L/T 230KV - LLANO SÁNCHEZ - S/E BELLA VISTA - 6A | 875,767 | 84,354 | 791,413 |
| L/T 230KV - S/E BELLA VISTA - VELADERO - 6B | 641,050 | 62,286 | 578,764 |
| L/T 230KV-CHORRERA-EL HIGO | 0 | 0 | 0 |
| LINEAS 230 KV- LLANO SANCHEZ-VELADERO 230-51-52 | 109,627,349 | 21,311,039 | 88,316,310 |
| Lineas 230KV-Bayano-Pacora (230-1A) | 5,380,518 | 4,876,368 | 504,149 |
| Lineas 230KV-Chorrera-Llano Sánchez (230-3B, 230-4B) | 15,270,019 | 14,733,264 | 536,755 |
| LINEAS 230KV-CHORRERA-PANAMA -230KV-47-48 | 61,204,602 | 10,946,711 | 50,257,892 |
| LINEAS 230KV-LLANO SANCHEZ - CHORRERA -230KV-49-50 | 165,114,170 | 30,130,757 | 134,983,413 |
| Lineas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-14, 230-15) | 17,898,880 | 9,631,572 | 8,267,308 |
| Lineas 230KV-Llano Sánchez-Veladero (230-5A, 230-6A) | 20,639,387 | 20,459,659 | 179,727 |
| Lineas 230KV-Mata de Nance-Fortuna (230-7, 230-8) | 6,508,783 | 4,935,271 | 1,573,512 |
| Lineas 230KV-Mata de Nance-Progreso (230-9) | 4,895,241 | 3,847,570 | 1,047,671 |
| Lineas 230KV-Pacora-Panamá II (230-1B) | 1,859,809 | 1,859,809 | 0 |
| Lineas 230KV-Panamá II-Llano Sánchez (230-12, 230-13) | 52,443,095 | 25,479,995 | 26,963,100 |
| Lineas 230KV-Panamá II-Panamá (230-1C, 230-2B) | 3,328,290 | 1,978,269 | 1,350,021 |
| Lineas 230KV-Panamá-Chorrera (230-3A, 230-4A) | 6,211,817 | 4,408,595 | 1,803,222 |
| Lineas 230KV-Veladero-Guasquitas (230-16, 230-17) | 19,279,060 | 7,980,063 | 11,298,998 |
| Lineas 230KV-Sabanitas-Panamá III | 3,947,166 | 18,059 | 3,929,107 |
| 115 KV | **27,188,372** | **11,937,237** | **15,251,136** |
| L/T 115 KV SANTA RITA-CHAGRES | 0 | 0 | 0 |
| Línea 115Kv-CPSA-BLM2 (115-4B) | 8,263,859 | 2,453,119 | 5,810,740 |
| Línea 115KV-Panamá CPSA (115-4A) | 6,180,344 | 3,203,411 | 2,976,933 |
| Líneas 115Kv-BLM1-Santa Rita (115-1B, 115-2B) | 3,039,055 | 931,897 | 2,107,158 |
| Líneas 115Kv-Mata de Nance-Caldera (115-15, 115-16) | 3,451,704 | 2,632,818 | 818,887 |
| Líneas 115Kv-Panamá-Cáceres (115-12) | 269,818 | 209,809 | 60,009 |
| Líneas 115Kv-Panamá-Cáceres (115-37) Subterránea | 849,114 | 375,908 | 473,206 |
| Líneas 115Kv-Santa Rita-Cáceres (115-1A, 115-2A) | 5,134,476 | 2,130,274 | 3,004,202 |
| SUBESTACIONES | **444,855,022** | **162,026,769** | **282,828,254** |
| 230 KV | **399,377,845** | **137,513,603** | **261,864,243** |
| PATIO 230 KV-CAÑAZA | 98,935 | 2,591 | 96,344 |
| PATIO 230 KV-BOQUERON 3 (2DO TRAFO 230/115/34.5KV) | 7,586,508 | 2,203,852 | 5,382,655 |
| PATIO 230 KV-BURUNGA (TERRENO) | 122,667 | 0 | 122,667 |
| PATIO 230 KV-CHANGUINOLA | 15,316,540 | 4,826,904 | 10,489,636 |
| PATIO 230 KV-CHORRERA | 37,221,074 | 13,713,177 | 23,507,898 |
| PATIO 230 KV-GUASQUITAS | 8,366,492 | 5,092,592 | 3,273,899 |
| PATIO 230 KV-LLANO SANCHEZ | 77,074,442 | 25,510,273 | 51,564,169 |
| PATIO 230 KV-MATA DE NANCE | 21,641,032 | 14,366,657 | 7,274,375 |
| PATIO 230 KV-NAVE 1 LA ESPERANZA | 5,338,170 | 1,305,801 | 4,032,369 |
| PATIO 230 KV-NAVE 3 FORTUNA | 2,153,122 | 1,271,916 | 881,206 |
| PATIO 230 KV-PANAMA | 55,107,222 | 24,338,684 | 30,768,538 |
| PATIO 230 KV-PANAMA II | 61,362,592 | 14,743,664 | 46,618,928 |
| PATIO 230 KV-PANAMA III (TERRENO) | 6,089,787 | 0 | 6,089,787 |
| PATIO 230 KV-PROGRESO | 17,822,290 | 5,290,359 | 12,531,931 |
| PATIO 230 KV-SABANITAS (TERRENO) | 7,275,133 | 0 | 7,275,133 |
| PATIO 230 KV-VELADERO | 31,091,619 | 11,926,312 | 19,165,307 |
| PATIO 230/34.5KV - CONCEPCIÓN | 11,706,840 | 4,825,499 | 6,881,341 |
| PATIO 230/34.5KV - EL HIGO | 13,721,858 | 3,890,799 | 9,831,059 |
| PATIO 230/34.5KV - SAN BARTOLO | 17,131,833 | 3,739,857 | 13,391,976 |
| PATIO 230KV - BELLA VISTA (NAVE 2) | 3,149,690 | 464,667 | 2,685,023 |
| 115KV | **45,477,177** | **24,513,166** | **20,964,011** |
| PATIO 115 KV-CACERES | 6,887,073 | 5,450,390 | 1,436,682 |
| PATIO 115 KV-CALDERA | 7,616,113 | 4,782,654 | 2,833,458 |
| PATIO 115 KV-MATA DE NANCE | 490,791 | 148,406 | 342,385 |
| PATIO 115 KV-PANAMA | 8,836,561 | 3,510,866 | 5,325,696 |
| PATIO 115 KV-PANAMA II | 14,532,011 | 7,046,248 | 7,485,763 |
| PATIO 115 KV-SANTA RITA | 7,114,628 | 3,574,602 | 3,540,026 |

Fuente: Elaboración propia con base a información contable de ETESA.

El siguiente cuadro muestra la evolución de la base bruta y neta hasta el año 2024, donde se presenta el valor de los bienes e instalaciones del sistema principal y planta general:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

***Cuadro N°12. Evolución de la Base de Capital bruta y neta de ETESA desde 31 de diciembre 2020 al 31 de diciembre de 2024 – Valores en balboas***

| Base Bruta | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|---|---|
| SPT | 818,481,690 | 885,191,695 | 937,198,615 | 952,059,805 | 1,014,736,934 |
| Planta General | 39,360,969 | 43,033,142 | 44,433,040 | 46,520,027 | 54,446,455 |
| **Total** | **857,842,658** | **928,224,837** | **981,631,655** | **998,579,832** | **1,069,183,388** |
| **Base Neta** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** |
| SPT | 562,652,094 | 602,180,371 | 640,109,241 | 602,393,393 | 684,739,261 |
| Planta General | 10,042,146 | 9,290,333 | 7,834,012 | 6,928,858 | 10,901,623 |
| **Total** | **572,694,239** | **611,470,704** | **647,943,253** | **609,322,251** | **695,640,884** |

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, en el siguiente cuadro se presenta el valor total y el detalle de las diferentes cuentas que integran la base bruta y neta del Sistema Principal de Transmisión (SPT) al 31 de diciembre de 2024.

***Cuadro N°13. Base de Capital bruta y neta del SPT al 31 de diciembre 2024***
***Valores en balboas***

| | SPT | |
|---|---|---|
| | **Base Bruta** | **Base Neta** |
| Terrenos | 4,457,612 | 4,457,612 |
| Edificios y mejoras | 15,954,395 | 8,879,256 |
| Caminos y senderos | 758,818 | 586,962 |
| Servidumbre | 31,938,344 | 45,387,487 |
| Equipo eléctrico auxiliar | 7,097,636 | -3,869,730 |
| Equipo eléctrico misceláneo | 69,052 | 5,097 |
| Equipo de subestaciones | 314,113,712 | 224,089,969 |
| Torres y accesorios | 264,275,083 | 173,673,733 |
| Conductores aéreos y acceso | 315,610,950 | 212,610,858 |
| Equipo mecánico | 31,826 | 6,749 |
| Equipo de comunicación | 3,267,408 | 2,425,894 |
| Transformadores de líneas | 36,035,983 | 12,793,883 |
| Equipo de protección, control y | 21,037,103 | 3,687,733 |
| Mobiliario y equipo de oficina | 89,013 | 3,759 |
| **Total** | **1,014,736,934** | **684,739,261** |

Fuente: Elaboración propia.

Complementariamente, se muestran las diferentes cuentas de la planta general al 31 de diciembre de 2024.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

*Cuadro N°14. Base de Capital bruta y neta de planta general al 31 de diciembre 2024*
*Valores en balboas*

| | Planta General | |
|---|---|---|
| | Base Bruta | Base Neta |
| Terrenos | 216,806 | 216,806 |
| Edificios y mejoras | 2,186,361 | 1,117,605 |
| Equipo eléctrico misceláneo | 4,712,629 | -1,687,621 |
| Equipo de laboratorio | 1,286,786 | 1,246 |
| Equipo mecánico | 316,816 | 266,345 |
| Equipo de comunicación | 17,171,925 | 3,655,545 |
| Equipo de informática | 14,213,178 | 4,420,703 |
| Equipo y mobiliario de oficina | 4,392,261 | 893,105 |
| Equipo de transporte | 8,120,784 | 1,823,487 |
| Herramientas especializadas | 1,828,909 | 194,402 |
| **Total** | **54,446,455** | **10,901,623** |

Fuente: Elaboración propia.

### b) Ajuste de la Base de Capital por Actividades No Reguladas

Los ingresos derivados de actividades no reguladas de ETESA representan magnitudes poco relevantes, pero se ha realizado el ajuste de la base de capital por dichas actividades establecido en el artículo 203 del Reglamento de Transmisión.

El valor del activo permitido que se asigna al servicio público de transmisión es determinado multiplicando el valor de todos los activos utilizados para actividades reguladas por un factor de ajuste según la siguiente fórmula:

$$FAACTST = (IPT/ (IPT + 0.8INR))$$

Donde:

- FAACTST: es el factor de ajuste.
- IPT: el ingreso máximo permitido que tendría la Empresa de Transmisión con los activos totales en el caso de realizar sólo la actividad de transmisión sea de conexión (IPC) o del sistema principal (IPSP).
- INR: el ingreso neto que derivaría de la utilización de las instalaciones de transmisión para actividades no reguladas en el período.

El valor calculado con datos de los años 2021-2024 arroja un factor de ajuste de 0.9955.

### c) Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Período 2025-2029

Los activos que se incorporarán a la Base de Capital del Sistema Principal de Transmisión asignando tanto a la Generación y Demanda, como el asignado totalmente a la Demanda, que corresponden a las inversiones programadas en el Plan de Expansión aprobado, no se toman en cuenta en el cálculo del IMP Existente atendiendo a la metodología tarifaria descrita en los artículos 205, 206 y 207 del Reglamento de Transmisión.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Posteriormente de acuerdo con el artículo 207, al inicio de los Años Tarifarios 2, 3 y 4 del periodo tarifario 2025-2029, se determinarán los valores del Ingreso Permitido del Sistema Principal (denominado IPSPA) para incluir las inversiones que han entrado en operación en este periodo.

### d) Activos reconocidos del Sistema Principal de Transmisión

En función de los activos reconocidos al 31 de diciembre de 2024, se presenta en el siguiente cuadro la Base de Capital, bruta y neta, del Sistema Principal de Transmisión, y los valores correspondientes a Planta General.

***Cuadro N°15. Equipamiento del SPT y planta general – Valores en balboas***

| Sistema Principal de Transmisión (SPT) | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Tasa de depreciación activos | 3.2% | 3.2% | 3.2% | 3.2% | 3.2% | 3.2% |
| Activos brutos al comienzo del año | | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 |
| Activos netos al comienzo del año | | | | | | |
| Depreciación Anual | | (32,790,543) | (32,790,543) | (32,790,543) | (32,790,543) | (32,790,543) |
| Activos brutos al final del año | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 | 1,014,736,934 |
| Activos netos al final del año | 684,739,261 | 651,948,717 | 619,158,174 | 586,367,630 | 553,577,087 | 520,786,543 |
| Depreciación Acumulada | (329,997,673) | (362,788,216) | (395,578,760) | (428,369,303) | (461,159,847) | (493,950,390) |
| Activos netos al final del año (verificación) | 684,739,261 | 651,948,718 | 619,158,174 | 586,367,631 | 553,577,087 | 520,786,544 |
| **Planta General** | **2024** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** |
| Tasa de depreciación activos | 6.5% | 6.5% | 6.5% | 6.5% | 6.5% | 6.5% |
| Tasa de depreciación retiros | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% |
| Activos brutos al comienzo del año | | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 |
| Activos netos al comienzo del año | | 10,901,623 | 7,363,551 | 3,825,478 | 287,406 | - |
| Depreciación Anual | | (3,538,072) | (3,538,072) | (3,538,072) | (287,406) | - |
| Retiros | | | | | | |
| Activos brutos al final del año | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 | 54,446,455 |
| Depreciación Acumulada | (43,544,832) | (47,082,904) | (50,620,976) | (54,159,049) | (54,446,455) | (54,446,455) |
| Activos netos al final del año | 10,901,622.77 | 7,363,551 | 3,825,478 | 287,406 | - | - |

Fuente: Elaboración propia.

### e) Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación

De acuerdo con la normativa, los activos eficientes al inicio del período tarifario se calculan como el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos del Sistema Principal de Transmisión.

ETESA presentó a la ASEP los valores del VNR para sus instalaciones a diciembre de 2024. Del análisis de costos realizado se observa un incremento de 118% y 51% del VNR de líneas y subestaciones, respectivamente, respecto del valor aceptado para el período tarifario anterior, incluidas actualizaciones e incorporaciones. De la revisión de estos valores se observan las siguientes cuestiones en relación al VNR de líneas:

- Duplicación de los kilómetros asociados a los conceptos de Aisladores y Herrajes y Conductores y Accesorios en las líneas de doble circuito. Lo anterior es incorrecto toda vez



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

que el costo unitario de estos conceptos ya considera el doble de conductores y aisladores por tratarse de líneas de doble circuito.

- La actualización de costos presentada considera índices de precios internacionales aplicados a todos los componentes. Sin embargo, conceptos como el montaje, se espera que evolucionen de acuerdo con los precios locales.

Por lo anterior, se procedió a calcular el VNR considerando el precio de los componentes empleados en el PESIN 2023 que fue el más reciente presentado por ETESA y se han eliminado la duplicación de los kilómetros de líneas de doble circuito. También, se ajustaron los porcentajes de ingeniería y administración de acuerdo con el artículo 202 del Reglamento de Transmisión.

En el caso del VNR de subestaciones se adoptaron los valores propuestos por ETESA con la excepción de las naves 3 y 4 de la Subestación El Coco para el Sistema de Conexión y para Panamá III y Sabanitas del Sistema Principal de Transmisión (SPT). En estos casos se adoptaron los valores que surgen de los contratos refrendados en el año 2024.

Con base a estos criterios se determinó el VNR de los distintos componentes de líneas de transmisión informados por ETESA para el SPT, los cuales se presentan a continuación:

***Cuadro N°16 VNR líneas del SPT al 31 diciembre de 2024 – Valores en balboas***

| Líneas | Descripción | Subestaciones | VNR ETESA 2024 (B/.) | VNR 2024 Costos PESIN (B/.) |
|---|---|---|---|---|
| **Líneas SPT** | | | | |
| **Líneas de 230 kV Doble Circuito** | | | | |
| LT 1 | 230-1A | BAYANO - PACORA | 38,084,291 | 33,719,347 |
| | 230-1B | PACORA - PANAMA II | | |
| | 230-2A | BAYANO - 24 DICIEMBRE | | |
| | 230-2B | 24 DICIEMBRE - PANAMA II | | |
| | 230-1C,2C | PANAMA II - PANAMA | 12,203,954 | 6,385,499 |
| | 230-3A,4A | PANAMA - CHORRERA | 30,118,121 | 17,923,366 |
| | 230-3B,4B | CHORRERA - EL HIGO | 45,244,144 | 26,924,898 |
| | 230-3C,4C | EL HIGO - LLANO SANCHEZ | 60,957,947 | 36,276,219 |
| | 230-5A | LLANO SANCHEZ - VELADERO | 61,721,318 | 50,316,484 |
| | 230-6A | LLANO SANCHEZ - BELLA VISTA | | |
| | 230-6B | BELLA VISTA - VELADERO | | |
| | 230-5B,6C | VELADERO - MATA NANCE | 94,578,715 | 37,901,188 |
| | 230-7,8 | MATA NANCE - FORTUNA | 28,064,613 | 16,701,318 |
| LT 2 | 230-12A,13A | PANAMA III - PANAMA II | 14,219,434 | 8,072,347 |
| | 230-12B,13B | EL COCO - PANAMA III | 122,346,190 | 74,199,918 |
| | 230-14A,15A | LLANO SANCHEZ – SAN BARTOLO | 61,029,916 | 37,324,343 |
| | 230-14B,15B | SAN BARTOLO - VELADERO | 38,380,837 | 23,472,743 |
| | 230-16,17 | VELADERO - GUASQUTAS | 75,893,654 | 46,414,626 |
| LT A CHANGUINOLA | 230-18 | GUASQUITAS - FORTUNA | 10,883,800 | 8,419,459 |
| | 230-20A | FORTUNA - LA ESPERANZA | 66,815,880 | 54,501,782 |
| | 230-20B | LA ESPERANZA - CHANGUINOLA | | |
| | 230-29 | GUASQUITAS - CAÑAZAS | | |
| | 230-30 | CAÑAZAS - CHANGUINOLA | | |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

| Líneas | Descripción | Subestaciones | VNR ETESA 2024 (B/.) | VNR 2024 Costos PESIN (B/.) |
|---|---|---|---|---|
| SABANITAS -PANAMA III | 230-54A,55A | SABANITAS - PANAMA II | 45,844,027 | 27,746,982 |
| | 230-58, 59 | SABANITAS - PANAMA III | 43,714,244 | 39,360,794 |
| LT 3 | 230-47A,48A | PANAMA III - PANAMA | 2,708,250 | 1,357,249 |
| | 230-47B,48B | CHORRERA - PANAMA | 32,570,642 | 19,329,850 |
| | 230-49A y B,50 | LLANO SANCHEZ - CHORRERA | 103,591,753 | 80,136,217 |
| | 230-49A | CHORRERA - ANTÓN IV | 51,705,997 | 48,844,151 |
| | 230-49B | ANTÓN IV - LLANO SANCHEZ | 22,604,455 | 31,292,067 |
| | 230-51,52 | VELADERO - LLANO SANCHEZ | 99,670,265 | 60,955,796 |
| **SUBTOTAL** | | | **1,162,952,447** | **787,576,644** |
| **Líneas De 230 kV Circuito Sencillo** | | | | |
| Circuito Sencillo | 230-9A | MATA NANCE - BOQUERON III | 7,034,796 | 7,338,932 |
| | 230-9B | BOQUERON III - PROGRESO | 8,717,093 | 9,093,960 |
| | 230-10 | PROGRESO - FRONTERA | 2,855,248 | 2,978,689 |
| | 230-21 | CHANGUINOLA - FRONTERA | 5,007,152 | 4,102,150 |
| **SUBTOTAL** | | | **23,614,289** | **23,513,731** |
| **Líneas de 115 kV Doble Circuito** | | | | |
| Líneas de 115 Doble Circuito | 115-1A,2A | CACERES - STA. RITA | 31,786,033 | 23,080,204 |
| | 115-1B,2B | STA. RITA - LAS MINAS 1 | 5,904,138 | 3,509,581 |
| | 115-3A | PANAMA - CHILIBRE | 32,168,151 | 23,037,295 |
| | 115-3B | CHILIBRE - LAS MINAS 2 | | |
| | 115-4A | PANAMA - CEMENTO PANAMA | | |
| | 115-4B | CEMENTO PANAMA - LAS MINAS 2 | | |
| | 115-15,16 | MATA NANCE - CALDERA | 16,833,766 | 10,460,981 |
| **SUBTOTAL** | | | **86,692,089** | **60,088,062** |
| **Líneas de 115 kV Circuito Sencillo** | | | | |
| Líneas de 115 kV Circuito Sencillo | 115-12 | PANAMA - CACERES | 368,466 | 311,141 |
| | 115-37 | PANAMA - CACERES SUBT. | 721,285 | 721,285 |
| **SUBTOTAL** | | | **1,089,752** | **1,032,426** |
| **TOTAL** | | | **1,274,348,577** | **872,210,864** |

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA y la ASEP.

El valor total del VNR de líneas para el SPT es el siguiente:

***Cuadro N°17. VNR Líneas del SPT – Valores en balboas***

| | |
|---|---|
| **VNR SPT** | **872,210,864** |

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, la determinación del VNR al 31 de diciembre de 2024 correspondiente a los activos de subestaciones, consideró:

- Todas las subestaciones y ampliaciones informadas por ETESA.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

- Los proyectos estratégicos, de acuerdo con el artículo 209 del Reglamento de Transmisión, se consideran únicamente para remunerar costos de administración, operación y mantenimiento, con lo cual debe incluirse en el VNR del SPT.

La determinación del VNR de conexiones siguió criterios similares al empleado para las líneas.

Manteniendo el criterio de asignación utilizado en la revisión tarifaria anterior, se han reasignado del Sistema Principal de Transmisión (SPT) al Sistema de Conexión una parte de los patios de 230 kV de las subestaciones de Chorrera, el Higo y Llano Sánchez, debido a que, estas subestaciones tenían activos en 230 kV en el Sistema de Conexión.

Los valores solicitados por ETESA y los valores ajustados se muestran en los siguientes cuadros.

***Cuadro Nº18. VNR subestaciones del SPT al 31 diciembre de 2024, presentado por ETESA y ajustado***

***Valores en balboas***

| Subestación | VNR ETESA | VNR 2024 Aceptado |
|---|---|---|
| PANAMA II | 118,609,851 | 118,609,851 |
| PANAMA | 93,759,316 | 93,759,316 |
| CHORRERA | 50,402,139 | 50,402,139 |
| EL HIGO | 13,249,826 | 13,249,826 |
| LLANO SANCHEZ | 110,034,316 | 110,034,316 |
| VELADERO | 53,328,555 | 53,328,555 |
| GUASQUITAS | 14,588,260 | 14,588,260 |
| MATA DE NANCE | 37,499,270 | 37,499,270 |
| PROGRESO | 18,367,645 | 18,367,645 |
| FORTUNA NAVE 3 | 4,469,051 | 4,469,051 |
| CHANGUINOLA | 25,815,892 | 25,815,892 |
| CAÑAZAS | 4,670,073 | 4,670,073 |
| CACERES | 12,110,318 | 12,110,318 |
| SANTA RITA | 8,047,103 | 8,047,103 |
| CALDERA | 11,204,260 | 11,204,260 |
| PANAMA III | 8,836,248 | 27,106,382 |
| SABANITAS | 42,505,029 | 18,794,624 |
| **TOTAL** | **627,497,152** | **622,056,881** |

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

***Cuadro N°19. VNR subestaciones estratégicas al 31 diciembre 2024, presentado por ETESA y ajustado***

***Valores en balboas***

| Subestación | VNR ETESA 2024 | VNR 2024 Aceptado |
|---|---|---|
| CALDERA | 817,917 | 817,917 |
| BOQUERON III | 20,800,984 | 20,800,984 |
| SAN BARTOLO | 33,008,082 | 33,008,082 |
| **TOTAL** | **54,626,982** | **54,626,982** |

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Finalmente, en el cuadro siguiente se muestran los valores totales del VNR para el Sistema Principal de Transmisión.

***Cuadro N°20. Resumen del VNR del SPT – Valores en balboas***

| Resumen | VNR 2024 |
|---|---|
| Líneas SPT | 872,210,864 |
| Subestaciones SPT | 622,056,881 |
| Subestaciones Estratégicas | 54,626,982 |
| **TOTAL** | **1,548,894,727** |

Fuente: Elaboración propia.

## 1.2. Crédito Temporal por Generación Obligada Pagada por la Restricción del Sistema (CTPR)

En el período tarifario anterior se determinó que el plazo de devolución de los Cuarenta Millones de balboas (B/.40,000,000.00) del Crédito Temporal por Generación Obligada Pagada por la Restricción del Sistema (CTPR) será de 8 años con un interés de cinco por ciento (5%) anual, en una cuota fija anual de Seis Millones Ciento Ochenta y Ocho Mil Ochocientos Setenta y Tres balboas con 55/100 (B/.6,188,873.55) para aplicarse como descuento en el Ingreso Máximo Permitido de ETESA a partir del año 2023 hasta el 2030. Para este periodo tarifario se aplicó esta cuota de descuento a los años 2025 (2do semestre), 2026, 2027, 2028 y 2029 (1er semestre).

## 1.3. Reconocimiento de los costos del estudio de planificación y de la gestión de compra de potencia y energía

El Reglamento de Transmisión prevé que ETESA debe contratar, cada cuatro años, con una empresa de reconocido prestigio en la materia, un estudio completo de planificación de mediano y largo plazo del sistema de transmisión. El mismo reglamento prevé que los costos de estos estudios serán reconocidos en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) y asignados por partes iguales, en los años calendarios 2, 3 y 4 del periodo tarifario, de tal manera que el total sea luego trasladado al IMP por año tarifario. ETESA informa (contrato GG-15-2020) para el período anterior 2021-2025 un monto para realizar estos estudios es de B/. 270,000.00. Al no presentar valores para el próximo período, se ha incluido la mitad de este valor a ser erogados en los años 2026, 2027 y 2028.

También, de acuerdo con lo establecido en el Texto Único de la Ley 6 y sus modificaciones, ETESA es la responsable de preparar, en calidad de gestor, los pliegos de cargos y efectuar la convocatoria de las licitaciones para la compra de energía y/o potencia, la evaluación y la adjudicación de los contratos.

Por lo anterior, se estimaron los costos en que ETESA incurrirá durante el nuevo periodo tarifario por este concepto considerando que se llevarán a cabo dos procesos durante cada año del periodo 2025-2029 con un costo estimado por proceso de B/. 15,000. Siendo así, los costos a incorporar son de B/. 30,000 para cada año calendario del periodo tarifario actual. En el año 2025 y 2029 se incluyen B/. 15,000 por considerarse un semestre para cada año dentro del periodo tarifario.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

### 1.4. Factor de actualización del Ingreso Máximo Permitido (IMP)

Una vez determinada la tasa de rentabilidad aplicable a la actividad de transmisión eléctrica, la cual fue fijada en un 9.60%, se determinan los factores de actualización según se encuentra definido en el Reglamento de Transmisión. En el siguiente cuadro se presentan los factores obtenidos.

***Cuadro N°21. Factor de actualización para el cálculo del IMP con base a la tasa de rentabilidad determinada para transmisión***

| FACTOR DE ACTUALIZACIÓN | jul25-jun26 | jul26-jun27 | jul27-jun28 | jul28-jun29 |
|---|---|---|---|---|
| | 0.9552 | 0.8715 | 0.7952 | 0.7255 |

Fuente: Elaboración propia.

### 1.5. Ingreso Máximo Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de Transmisión para los activos existentes

De acuerdo con la metodología de cálculo establecida en el artículo 206 del Reglamento de Transmisión que establece las fórmulas de cálculo del Sistema Principal de Transmisión, se determina a continuación el Ingreso Máximo Permitido a partir de los componentes y datos definidos en las secciones previas. En este sentido, se calcula el Ingreso Máximo Permitido para los activos existentes asignados a la Generación y Demanda. Como se observa en los cuadros siguientes, se determina el ingreso con los siguientes parámetros:

1. Gastos de operación y mantenimiento a partir del comparador determinado.
2. Gastos de administración a partir del comparador determinado.
3. Depreciación a partir de la tasa de depreciación determinada.
4. Rentabilidad sobre activos aplicando la tasa de rentabilidad determinada.

***Cuadro N°22. IMP del Sistema Principal de Transmisión (SPT) – Miles de balboas***

| SPT | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|
| Operación y Mantenimiento | 28,018 | 28,018 | 28,018 | 28,018 | 28,018 |
| Administración | 13,207 | 13,207 | 13,207 | 13,207 | 13,207 |
| Depreciación | 36,165 | 36,165 | 36,165 | 32,929 | 32,643 |
| Rentabilidad sobre Activos | 66,480 | 63,008 | 59,536 | 56,065 | 52,904 |
| Estudio PEST y por gestión de compra de potencia y energía | 15 | 75 | 75 | 75 | 15 |
| **Total** | **143,885** | **140,474** | **137,002** | **130,294** | **126,787** |

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.

## 2. SISTEMA DE CONEXIÓN

### 2.1. Base de Capital del Sistema de Conexión

La Base de Capital correspondiente al Sistema de Conexión para cada año del período tarifario 2025-2029 resulta de la suma de los valores eficientes al inicio del periodo más las inversiones, retiros y depreciaciones correspondientes a los años de dicho periodo tarifario. Es decir, resulta de la suma de los siguientes componentes:

- Activos del Sistema de Conexión en libros al 31 de diciembre del 2024, ajustando las capitalizaciones del período 2021-2024 de acuerdo con criterios de eficiencia establecidos en el Regimen Tarifario.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

- Los activos del Sistema de Conexión que se incorporan en el período tarifario 2025-2029, de acuerdo con el Plan de Inversiones presentado por ETESA.
- Los retiros de activos previstos por ETESA.
- Las depreciaciones correspondientes al periodo.

En función de esto, el siguiente cuadro presenta el valor de los activos de conexión correspondientes al Sistema de Conexión al 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con la información contable reportada por ETESA:

***Cuadro N°23. Bienes e instalaciones en servicio al 31 de diciembre de 2024 según ETESA***

***Valores en balboas***

| ACTIVO FIJO | COSTO | DEPRECIACIÓN | VALOR NETO |
|---|---|---|---|
| CONEXIÓN | 42,440,829 | 22,153,180 | 20,287,649 |
| SUBESTACIONES | 39,057,215 | 19,555,841 | 19,501,374 |
| 230 KV | 17,910,015 | 4,964,589 | 12,945,426 |
| PATIO 230 KV LLANO SANCHEZ (2 CUCHILLAS MOTORIZADAS DE 230 KV Y 2 TRFOS 230/115/34.5 KV) | 5,375,314 | 1,808,078 | 3,567,236 |
| PATIO 230 KV-CHORRERA (3 INTERRUPTORES DE 230KV Y 2 TRAFOS 230/115/34.5 KV) | 5,575,414 | 1,848,998 | 3,726,416 |
| PATIO 230 KV-CHORRERA | 5,648,174 | 546,353 | 5,101,821 |
| PATIO 230KV-CHORRERA-EL HIGO | 1,311,113 | 761,160 | 549,953 |
| 115 KV | 6,684,839 | 6,395,530 | 289,309 |
| PATIO 115 KV-CHARCO AZUL | 1,338,694 | 1,336,182 | 2,512 |
| PATIO 115 KV-LLANO SANCHEZ | 4,376,623 | 4,089,827 | 286,797 |
| PATIO 115 KV-PROGRESO | 969,521 | 969,521 | 0 |
| 34.5 KV | 14,462,361 | 8,195,723 | 6,266,638 |
| PATIO 230/34.5KV - CONCEPCIÓN | 266,716 | 72,606 | 194,110 |
| PATIO 34.5 KV-CHANGUINOLA | 904,919 | 357,656 | 547,263 |
| PATIO 34.5 KV-CHORRERA | 5,944,580 | 5,299,440 | 645,140 |
| PATIO 34.5 KV-LLANO SANCHEZ | 4,019,167 | 1,223,063 | 2,796,105 |
| PATIO 34.5 KV-MATA DE NANCE | 2,271,985 | 663,476 | 1,608,509 |
| PATIO 34.5 KV-PROGRESO | 1,054,993 | 579,482 | 475,511 |
| LÍNEAS | | | |
| 115 KV | 3,383,614 | 2,597,339 | 786,276 |
| L/T 115 KV-CALDERA-ESTRELLA-17 | 715,784 | 603,849 | 111,935 |
| L/T 115 KV-CALDERA-LOS VALLES-18 | 817,867 | 147,039 | 670,828 |
| L/T 115 KV-CALDERA-PAJA DE SOMBRERO-19 | 41,700 | 41,700 | 0 |
| L/T 115 KV-PROGRESO-CHARCO AZUL-25 | 1,808,263 | 1,804,750 | 3,513 |

Fuente: ETESA.

## 2.2. Base de Capital inicial del Sistema de Conexión

La Base de Capital inicial al 31 de diciembre de 2024 correspondiente al Sistema de Conexión resulta de la suma de los valores eficientes aceptados al inicio del periodo tarifario anterior y las inversiones, retiros y depreciaciones entre los años 2021 a 2024.

Es decir, los valores iniciales de este análisis son la base de capital bruta y neta determinados para el 31 de diciembre de 2020 en la Revisión Tarifaria 2021-2025 con todos los ajustes realizados hasta ese momento.

A partir de ese valor inicial, para poder llegar al valor de Base de Capital para el 31 de diciembre de 2024, se analizaron las capitalizaciones realizadas en el periodo 2021-2024, considerando diversas fuentes de información suministradas por ETESA.

Como principal fuente de información se dispone de los estados financieros regulados, donde en las planillas BS-01 se detallan las inversiones para los años 2021 a 2024. También se cuenta con los Estados Financieros Contables (EEFF) de la Empresa para idéntico período.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Por otro lado, a requerimiento del estudio tarifario la empresa brinda detalles de las inversiones del periodo 2021-2024 en los siguientes archivos:

- "Pto.03 Valor de Activos brutos y netos en operación 2021-2023 & A2024.xlsx"
- Pto.02 Inversiones PP&E_Adiciones bienes ETESA periodo 2024 fgd 22abr25.xlsx

Al igual que con las inversiones del Sistema Principal de Transmisión, la información suministrada por ETESA no coincide plenamente entre ellas.

Del análisis de la información presentada se tiene que las activaciones del periodo 2021-2024 son las siguientes:

***Cuadro N°24 Activaciones del Sistema de Conexión 2021-2024 – Valores en balboas***

| Línea / Subestación | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| PATIO 230 kV-CHORRERA | 4,328,316 | 0 | 1,319,858 | 0 | 5,648,174 |
| PATIO 230 KV EL COCO | | | | 6,935,706 | 6,935,706 |
| PATIO 115 kV-CHARCO AZUL | -27,463 | 0 | 0 | 0 | -27,463 |
| PATIO 115 kV-LLANO SANCHEZ | -246,064 | 0 | 0 | 0 | -246,064 |
| PATIO 115 KV-SANTA RITA | | | | 92,360 | 92,360 |
| PATIO 34.5 KV-CHANGUINOLA | | | | 74,133 | 74,133 |
| PATIO 34.5 kV-CHORRERA | -28,064 | 0 | 0 | 38,200 | 10,136 |
| PATIO 34.5 kV-LLANO SANCHEZ | 0 | 2,442,552 | 677,545 | 373,186 | 3,493,282 |
| PATIO 34.5 kV-MATA DE NANCE | 0 | 0 | 0 | 106,516 | 106,517 |
| L/T 115 kV-CALDERA-ESTRELLA-17 | 153,074 | 0 | 0 | 0 | 153,074 |
| L/T 115 kV-CALDERA-LOS VALLES-18 | 30,377 | 0 | 0 | 0 | 30,377 |

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

Las activaciones antes detalladas totalizan 16,270,233 balboas. Se entiende que los valores negativos corresponden a retiros.

Se agregó a estos valores la Subestación El Coco con un monto de B/. 6,935,706 según contrato GG-132-2023 y el tramo de línea 230 kV Cristóbal-Torre 4A (CV GANA II) por un monto de B/. 54,420,914 que ETESA reportó como parte de los activos del Sistema Principal pero que corresponde al Sistema de Conexión.

La evolución de la Base de Capital bruta y neta del Sistema de Conexión de ETESA 2020-2024 se muestra en el siguiente cuadro:

***Cuadro N°25. Evolución base bruta y neta del Sistema de Conexión de ETESA 2020-2024***
***Valores en balboas***

| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|---|---|
| Adiciones | | 4,210,178 | 56,863,467 | 1,997,403 | 7,855,915 |
| Retiros | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Base Bruta al 31 diciembre | 35,641,390 | 39,851,568 | 96,715,034 | 98,712,437 | 106,568,352 |
| Base Neta al 31 de diciembre | 18,318,398 | 22,018,274 | 78,056,096 | 79,148,433 | 86,026,782 |

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA (Valores expresados en balboas)



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

En el siguiente cuadro se presenta el valor total de los activos correspondientes al Sistema de Conexión al 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con la información contable presentada por ETESA en sus estados financieros.

***Cuadro N°26. Base bruta y neta del Sistema de Conexión de ETESA al 31 de diciembre 2024***

***Valores en balboas***

| | Sistema de Conexión | |
|---|---|---|
| | Base Bruta | Base Neta |
| Terrenos | 770,837 | 770,837 |
| Edificios y mejoras | 138,192 | 20,467 |
| Servidumbre | 8,591 | 3,927 |
| Equipo eléctrico auxiliar | 219,682 | 39,862 |
| Equipo de subestaciones | 27,510,601 | 18,813,976 |
| Torres y accesorios | 2,037,751 | 110,397 |
| Conductores aéreos y accesorios | 55,731,690 | 55,193,971 |
| Equipo de comunicación | 185,185 | 149,469 |
| Transformadores de líneas | 19,353,808 | 10,740,082 |
| Equipo de protección y control | 612,014 | 183,792 |
| **Total** | **106,568,352** | **86,026,782** |

Fuente: Elaboración propia.

Para el periodo tarifario 2021-2024 fueron reconocidas inversiones por B/. 88.7 millones, sin embargo, de la contabilidad se verifica que sólo se activaron obras por B/. 70.9 millones. Ello implica que fue reconocido a ETESA un IMP superior al que debería haber recibido en virtud de las inversiones realizadas efectivamente. Por ello se procedió a computar esta diferencia con el fin de descontarlo del IMP del período 2025-2029.

Resumidamente, los pasos seguidos fueron:

1. Cálculo del IMP reconocido del Sistema de Conexión considerando sólo las inversiones proyectadas (es decir, no se incluye la base inicial).
2. Cálculo del IMP que se debería haber reconocido considerando las inversiones efectivamente realizadas.
3. Cálculo de la diferencia de ambos IMP por año calendario.
4. Cálculo en Valor Presente (considerando factor de actualización usado en el cálculo del IMP) para determinar el monto a descontar en el período tarifario que está por comenzar.

En los cálculos se usaron las tasas de depreciación, rentabilidad, %OYM y %ADM de la anterior revisión tarifaria. De esta manera se llegó a los siguientes valores:

***Cuadro N°27. Descuento de IMP de Conexión***

***Valores en miles de balboas***

| Concepto | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Valor Presente |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IMP que descontar | | -1,053 | -1,898 | -1,864 | -2,344 | -8,109 |

Fuente: Elaboración propia.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Este monto será descontado en 4 años con un interés de cinco por ciento (5%) anual, en una cuota fija anual de B/. 2,286,924.22 para aplicarse como descuento en el Ingreso Máximo Permitido de Conexión de ETESA a partir del año 2025 hasta el 2028.

## 2.3. Base de Capital del Sistema de Conexión para el periodo tarifario

Para determinar la Base de Capital correspondiente al Sistema de Conexión a utilizar durante el periodo tarifario, corresponde agregar a los valores existentes al 31 de diciembre de 2024: las inversiones, los retiros previstos y las depreciaciones correspondientes.

- Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Período 2025-2029. Los activos que se incorporan a la Base de Capital del Sistema de Conexión corresponden a las inversiones del Plan de Expansión para el periodo 2025-2029 presentado por ETESA.
- Retiro de activos. No se han previsto retiros de activos del Sistema de Conexión para el período 2025-2029.
- Evolución de la Base de Capital. Se determina en función de los activos al 31 de diciembre de 2024 reconocidos y las adiciones previstas para el período 2025-2029.

Se presenta en el siguiente cuadro las inversiones previstas en el Sistema de Conexión.

***Cuadro N°28. Inversiones previstas del Sistema de Conexión 2025-2029***

***Valores en miles de balboas***

| Inversiones | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|
| **SISTEMA DE CONEXIÓN** | **12,688** | **0** | **5,129** | **0** | **0** |
| NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 kV | 12,688 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| S/E 24 DE DICIEMBRE 230 kV 1 NAVE | 0 | 0 | 5,129 | 0 | 0 |

Fuente: Elaboración propia con base al Plan de inversiones de ETESA.

En el siguiente cuadro se presentan los activos reconocidos del Sistema de Conexión para el periodo 2021-2025.

***Cuadro N°29. Activos reconocidos del Sistema de Conexión 2021-2025 – Valores en balboas***

| Activos | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Tasa de depreciación | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% |
| Tasa de depreciación retiros | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% |
| Activos brutos al comienzo del año | | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 |
| Activos netos al comienzo del año | | 86,026,782 | 83,883,876 | 81,740,971 | 79,598,065 | 77,455,159 |
| Depreciación Anual | | (2,142,906) | (2,142,906) | (2,142,906) | (2,142,906) | (2,142,906) |
| Retiros | | | | | | |
| Activos brutos al final del año | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 | 106,568,352 |
| Depreciación Acumulada | (20,541,570) | (22,684,476) | (24,827,382) | (26,970,287) | (29,113,193) | (31,256,099) |
| Activos netos al final del año | 86,026,782 | 83,883,876 | 81,740,971 | 79,598,065 | 77,455,159 | 75,312,253 |
| **Inversiones** | **2024** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

| Activos | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversión anual | | 12,687,898 | - | 5,129,056 | - | - |
| Inversión (proporcional) | | 5,353,250 | - | - | - | - |
| Tasa de depreciación | | 3.2% | 3.2% | 3.2% | 3.2% | 3.2% |
| Activos netos al comienzo del año | | - | 12,514,912 | 12,104,911 | 16,823,966 | 16,248,223 |
| Depreciación Anual | | (172,987) | (410,001) | (410,001) | (575,743) | (575,743) |
| Activos netos al final del año | | 12,514,912 | 12,104,911 | 16,823,966 | 16,248,223 | 15,672,480 |
| Activos brutos al final del año | | 12,687,898 | 12,687,898 | 17,816,954 | 17,816,954 | 17,816,954 |
| Depreciación Acumulada | | (172,987) | (582,988) | (992,989) | (1,568,731) | (2,144,474) |
| **ACTIVOS BRUTOS CONEXIÓN** | **106,568,352** | **119,256,251** | **119,256,251** | **124,385,307** | **124,385,307** | **124,385,307** |
| **ACTIVOS NETOS CONEXIÓN** | **86,026,782** | **96,398,788** | **93,845,881** | **96,422,031** | **93,703,382** | **90,984,733** |

Fuente: Elaboración propia.

## 2.4. Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación

Se determinó el VNR al 31 de diciembre de 2024 correspondiente a los activos de conexión los cuales se presentan en los siguientes cuadros. El procedimiento empleado para la valorización es similar al aplicado para el Sistema Principal de Transmisión.

***Cuadro N°30. VNR de subestaciones del Sistema de Conexión – Valores en balboas***

| Subestación | VNR ETESA 2024 | VNR 2024 |
|---|---|---|
| EL COCO | 63,791,127 | 6,935,706 |
| CHORRERA | 13,885,667 | 13,885,667 |
| LLANO SANCHEZ | 14,665,754 | 14,665,754 |
| MATA DE NANCE | 15,476,647 | 15,476,647 |
| PROGRESO | 8,834,886 | 8,834,886 |
| CHANGUINOLA | 4,215,071 | 4,215,071 |
| CHARCO AZUL | 2,522,299 | 2,522,299 |
| LA ESPERANZA NAVE 1 | 6,168,079 | 6,168,079 |
| BELLA VISTA NAVE 2 | 6,258,544 | 6,258,544 |
| **TOTAL** | **135,818,073** | **78,962,653** |

Fuente: Elaboración propia con base a información ETESA.

La subestación El Coco según ETESA tiene un VNR de B/. 63.8 millones. Ese valor fue corregido con el valor establecido en el Contrato de Compra -Venta.

***Cuadro N°31. VNR de líneas del Sistema de Conexión – Valores en balboas***

| Líneas | Descripción | Subestaciones | VNR ETESA 2024 | VNR 2024 |
|---|---|---|---|---|
| Líneas de 230 kV Circuito Sencillo | 230-55B | TELFERS - SABANITAS | 10,492,487 | 11,383,076 |
| | 230-54B | CRISTOBAL- SABANITAS | 10,479,222 | 11,417,780 |
| | 230-55C | TELFERS - CRISTOBAL | 1,386,176 | 777,381 |
| Líneas de 115 kV Circuito Sencillo | 115-17 | CALDERA - LA ESTRELLA | 2,217,140 | 1,822,691 |
| | 115-18 | CALDERA - LOS VALLES | 609,893 | 501,388 |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

| Líneas | Descripción | Subestaciones | VNR ETESA 2024 | VNR 2024 |
|---|---|---|---|---|
| | 115-19 | CALDERA - PAJA DE SOMBRERO | 179,380 | 147,467 |
| | 115-25 | PROGRESO - CHARCO AZUL | 9,955,604 | 8,184,416 |
| **TOTAL** | | | **35,319,902** | **34,234,198** |

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

En resumen, el VNR para el Sistema de Conexión resultante es:

***Cuadro N° 32. VNR del Sistema de Conexión – Valores en balboas***

| Resumen | VNR 2024 Ajustado |
|---|---|
| Líneas Conexión | 34,234,198 |
| Subestaciones Conexión | 78,962,653 |
| **TOTAL** | **113,196,851** |

Fuente: Elaboración propia con base a información ETESA.

## 2.5. Ingreso Máximo Permitido para el Sistema de Conexión

De acuerdo con la metodología de cálculo del artículo 209 del Reglamento de Transmisión, se determina el Ingreso Máximo Permitido a partir de los componentes descritos, considerando lo siguiente:

1. Gastos de operación y mantenimiento a partir del comparador determinado.
2. Gastos de administración a partir del comparador determinado.
3. Depreciación a partir de tasa de depreciación determinada.
4. Rentabilidad sobre activos según tasa de rentabilidad determinada.

***Cuadro N°33. IMP para el Sistema de Conexión- Valores en miles de balboas***

| SISTEMA DE CONEXIÓN | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|
| Operación y Mantenimiento | 1,977 | 2,198 | 2,198 | 2,288 | 2,288 |
| Administración | 932 | 1,036 | 1,036 | 1,079 | 1,079 |
| Depreciación | 2,305 | 2,541 | 2,541 | 2,706 | 2,706 |
| Rentabilidad sobre Activos | 8,221 | 9,213 | 8,969 | 9,215 | 8,955 |
| Descuento Inversiones no ejecutadas | (2,287) | (2,287) | (2,287) | (2,287) | (2,287) |
| **Total** | **11,148** | **12,702** | **12,458** | **13,001** | **12,741** |

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

## PARTE II – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

### CAPÍTULO I - EMPRESAS COMPARADORAS PARA EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND)

Para determinar el IMP del Centro Nacional de Despacho se determinan indicadores eficientes a partir de las siguientes relaciones:

- La relación eficiente de salarios entre la empresa que brinda el SOI y la empresa que brinda el servicio de transmisión.
- La relación eficiente entre los gastos totales y los gastos salariales.

Los valores de estas relaciones son muy dispares entre los casos analizados (XM, COES, CDEC-SIC) y entre años de una misma empresa, no existiendo una estructura definida. Sin embargo, el indicador sintético que resume ambas relaciones muestra mayor similitud entre las empresas, tal como se aprecia en el siguiente cuadro:

***Cuadro N°34. Indicadores de eficiencia***

| Concepto | XM 2020-2023 | COES 2020-2023 | CEN 2020-2023 | Promedio |
|---|---|---|---|---|
| Relación Costos Totales OED / masa salarial OED | 2.30 | 1.61 | 1.77 | 1.89 |
| Relación gasto salarial promedio OED / gasto salarial promedio Empresa Transmisión | 0.82 | 1.58 | 1.31 | 1.24 |
| Relación Costos Totales OED / masa salarial OED con salarios Empresa Transmisión | 1.88 | 2.53 | 2.33 | 2.25 |

Nota: Para XM en los años de pandemia (2020 y 2021) este indicador se redujo considerablemente, lo cual hace que el promedio se encuentre muy por debajo del valor de COES. OED: Operador

Fuente: Elaboración propia con base a información de XM, COES y CDEC.

En consecuencia, se consideró el indicador sintético en lugar de determinar cada uno de sus componentes por separado. A su vez, debido a que este indicador muestra similitud entre las empresas analizadas, se considera el promedio de los casos analizados que es de 2.25.

Con el fin de desglosar las relaciones, asumiendo que el costo medio del personal del CND debe ser mayor al contemplado en las revisiones anteriores para tratar de evitar la rotación del personal de los cargos técnicos no gerenciales, se tienen los siguientes porcentajes a reconocer:

- 70.5% mayor para el gasto de personal medio respecto al valor medio de ETESA.
- 32% por sobre los gastos de personal del CND para contemplar los otros gastos necesarios para el funcionamiento del CND (excluidas inversiones). El cual se aproxima a la realidad que reflejan los estados financieros.

El cuadro siguiente resume los resultados:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

*Cuadro N°35. Indicadores de eficiencia adoptados*

| Indicador | % | Factor |
|---|---|---|
| Relación salarial | 70.5% | 1.705 |
| Relación de costos totales y salariales | 31.8% | 1.318 |
| Relación Costos Totales OED / masa salarial OED con salarios Empresa Transmisión | **2.247** | |

Fuente: Elaboración propia

El análisis detallado se muestra en el ANEXO III de este informe.

## CAPÍTULO II - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Los Ingresos Máximos Permitidos a la Empresa de Transmisión para recuperar los costos por el Servicio de Operación Integrada (IPSOI) a la fecha base de cálculo se determinan de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPSOIj = IPCNDj$$

Donde:

IPCNDj: Es el ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho para el año tarifario (j).

A continuación, se presentan los análisis y cálculos realizados para este concepto.

### 1. GASTOS OPERATIVOS E INVERSIONES DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

De acuerdo con el artículo 230 del Reglamento de Transmisión, las inversiones requeridas por el CND serán reconocidas como gastos y recuperadas en el periodo tarifario.

### 1.1. Proyección de gastos operativos del CND

En relación con la proyección de los gastos operativos del CND, se ha considerado que al 31 de diciembre de 2024 dicha dependencia de ETESA cuenta con un total de 94 empleados. Se resalta que esta cantidad resulta menor a la proyección de personal establecida para el periodo tarifario 2021-2025 de 111 empleados. Actualmente, según la información suministrada por el CND, éste cuenta con el siguiente diagnóstico de cantidad de personal.

El personal requerido para el CND según el plan de inversiones presentado por ETESA muestra inconsistencias en cuanto a la cantidad de personal adicional para la Gerencia de Operaciones:

- El texto enumera un total de 30 cargos adicionales.
- Sin embargo, en la información presentada por la Empresa de Transmisión / CND muestra 19 cargos adicionales. Dada esta inconsistencia, se tomó como valor correcto estos 19 cargos.

De acuerdo con el plan del CND del período julio 2025 a junio 2029 informado por ETESA se proyecta la incorporación de 28 empleados con la siguiente desagregación:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

- Gerencia de Normas, Calidad y Procesos: 6 adicionales a los 6 existentes
- Gerencia de Mercado Eléctrico: 3 adicionales a los 12 existentes
- Gerencia de Operaciones: 19 adicionales a los 50 existentes

De la experiencia de revisiones tarifarias anteriores en las que se proyectaron una cantidad importante de incorporaciones de personal que no se contrataron es la razón por la que se realizan los siguientes ajustes:

- La duplicación de la planta de la Gerencia de Normas, Calidad y Procesos resulta excesiva, por lo que se considera la incorporación de 3 empleados.
- Se reduce en 6 la cantidad requerida para la Gerencia de Operaciones, secciones Despacho de Energía (DEN), Aplicaciones para la Operación (AOP) y Planificación de la Operación a largo y mediano plazo (PMP), reconociendo 13 de los requeridos.

Por lo tanto, se establece una dotación de empleados a incorporar en el periodo 2025-2029 de 19 con el siguiente desagregado:

- Gerencia de Normas, Calidad y Procesos: 3 adicionales.
- Gerencia de Mercado Eléctrico: 3 adicionales.
- Gerencia de Operaciones: 13 adicionales.

Las contrataciones adicionales que se justifiquen podrán ser consideradas de acuerdo con el artículo 235 del Reglamento de Transmisión.

Por otro lado, de los Estados Financieros de ETESA a diciembre de 2023, último valor auditado, se tienen los siguientes valores medios en gastos y cantidad de personal:

***Cuadro N°36. Gastos y cantidad de personal CND y ETESA (Transmisión) 2023***

| Concepto | CND | ETESA Transmisión |
|---|---|---|
| Cantidad de empleados | 95 | 440 |
| Costo promedio salarial (B/. /mes) | 4,613 | 2,705 |

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros ETESA.

Con lo que la relación existente entre salarios del CND y ETESA es de 1.7.

En el cuadro siguiente se presenta la proyección semestral de gastos operativos resultantes al aplicar los comparadores indicados previamente.

***Cuadro N°37. Proyección semestral de gastos operativos totales para el CND 2025-2029***

| RESUMEN GASTOS | Unidades | 2°Sem2025 | 1°Sem2026 | 2°Sem2026 | 1°Sem2027 | 2°Sem2027 | 1°Sem2028 | 2°Sem2028 | 1°Sem2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Incorporaciones Semestrales CND | # | 9 | 1 | 5 | 0 | 3 | 0 | 1 | 0 |
| Cantidad Personal Propuesto para CND | # | 109 | 110 | 115 | 115 | 118 | 118 | 119 | 119 |
| Salario y Otros Costos de Personal | B/. /Persona/mes | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 |
| Sobre Costo Personal CND [%] | % | 70.5% | 70.5% | 70.5% | 70.5% | 70.5% | 70.5% | 70.5% | 70.5% |
| Costo Personal CND | B/. /Persona/mes | 4,613 | 4,613 | 4,613 | 4,613 | 4,613 | 4,613 | 4,613 | 4,613 |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

| RESUMEN GASTOS | Unidades | 2°Sem2025 | 1°Sem2026 | 2°Sem2026 | 1°Sem2027 | 2°Sem2027 | 1°Sem2028 | 2°Sem2028 | 1°Sem2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Gastos semestrales del CND en personal | B/. | 2,767,813 | 3,016,917 | 3,044,595 | 3,182,985 | 3,182,985 | 3,266,020 | 3,266,020 | 3,293,698 |
| Gastos Personal Reconocidos en Otros Gastos | % | 32% | 32% | 32% | 32% | 32% | 32% | 32% | 32% |
| Otros Gastos | B/. | 879,616 | 958,781 | 967,577 | 1,011,558 | 1,011,558 | 1,037,946 | 1,037,946 | 1,046,742 |
| **TOTAL GASTOS POR RECONOCER AL CND** | **B/.** | **3,647,429** | **3,975,698** | **4,012,172** | **4,194,543** | **4,194,543** | **4,303,966** | **4,303,966** | **4,340,440** |

Fuente: Elaboración propia.

## 1.2. Proyección de inversiones del CND

De acuerdo con lo previsto en el Reglamento de Transmisión, las inversiones requeridas por el CND deben ser reconocidas como gastos y recuperadas en el mismo periodo tarifario.

En primer lugar, se han revisado los antecedentes de anteriores periodos tarifarios y se observa un repetido incumplimiento en los Planes de inversión proyectados. Así pues, se observa al menos en las tres últimas Revisiones Tarifarias que:

- Para el periodo tarifario 2009-2013 se solicitaron 7,947,350 balboas; se aprobaron 5,338,000 balboas (67% de lo solicitado) y se ejecutaron 1,570,350 balboas (es decir, sólo el 20% de lo solicitado y el 29.4% de lo aprobado a 2012).
- Para el periodo tarifario 2013-2017 se solicitaron 7,022,763 balboas; se aprobaron 5,226,009 balboas (74% de lo solicitado) y se ejecutaron 1,572,751 balboas (es decir, sólo el 22% de lo solicitado y 30% de lo aprobado a 2016).
- Para el periodo tarifario 2017-2021 se solicitaron 9,983,428 balboas; se aprobaron 8,737,282 balboas (88% de lo solicitado) y se ejecutaron 7,772,716 balboas (es decir, el nivel de ejecución fue del 78% de lo solicitado y el 89% de lo aprobado a 2020).
- Para los 2 primeros años del período tarifario 2021-2025 se aprobaron 4,554,066 balboas y se ejecutaron 2,690,880 balboas[1] (es decir se ejecutó 59% de lo aprobado).

El Plan de Inversiones propuesto para el CND se presenta en el siguiente cuadro:

[1] Resolución AN No 19355-Elec de 2 de julio de 2024.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

***Cuadro Nº38. Proyección semestral de inversiones propuesto por el CND para el período tarifario 2025- 2029***

| Proyectos | MONTO TOTAL (B/.) | AÑO 1 | | AÑO 2 | | AÑO 3 | | AÑO 4 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2025 | 2026 | 2026 | 2027 | 2027 | 2028 | 2028 | 2029 |
| | | II SEMESTRE | I SEMESTRE | II SEMESTRE | I SEMESTRE | II SEMESTRE | I SEMESTRE | II SEMESTRE | I SEMESTRE |
| **Proyectos de Inversiones** | | | | | | | | | |
| **Administración del CND** | | | | | | | | | |
| Mejoras al Edificio del Centro Nacional de Despacho (CND) | | | | | | | | | |
| Remodelación de oficinas de la Gerencia de Soporte Técnico y área de la Recepción del Centro Nacional de Despacho | 678,220.77 | | | 226,073.59 | 226,073.59 | 226,073.59 | | | |
| Construcción de la ampliación del CND (oficinas) y estacionamientos | 583,493.64 | | | | 194,497.88 | 194,497.88 | 194,497.88 | | |
| **Gerencia de Normas, Calidad y Procesos** | | | | | | | | | |
| Implementación del Plan de Capacitación del CND y Adiestramiento de Despachadores | 375,000.00 | | 75,000.00 | 75,000.00 | 75,000.00 | 75,000.00 | 75,000.00 | | |
| **Gerencia de Operaciones** | | | | | | | | | |
| Servicio de PSR CLOUD | 48,000.00 | | 12,000.00 | | 12,000.00 | | 12,000.00 | | 12,000.00 |
| Servicio de Consultoría para el Desarrollo de Procedimiento de Análisis de Estudios de Viabilidad de Conexión en base a Criterios Operativos | 75,000.00 | | | 15,000.00 | 37,500.00 | 22,500.00 | | | |
| Servicio para el Desarrollo de Estudio de Requerimientos de Reserva Nacionales para la Atención de Generación Renovable No Convencional | 230,000.00 | | | | 46,000.00 | 115,000.00 | 69,000.00 | | |
| Servicio de Consultoría para el Desarrollo de Validación y Adecuación de Modelado de Base de Datos para los Estudios Eléctricos del SIN | 160,000.00 | | | 32,000.00 | 80,000.00 | 48,000.00 | | | |
| Licencias DSATOOLS -módulos TSAT/VSAT/SSAT/PSAT | 364,228.00 | | | | 91,057.00 | 91,057.00 | 91,057.00 | 91,057.00 | |
| **Gerencia de Soporte Técnico** | | | | | | | | | |
| Mejoras al Sistema SCADA | | | | | | | | | |
| Renovación de licencias de software de terceros embebidos dentro de la infraestructura del SCADA | 727,600.00 | | | | 363,800.00 | | | 363,800.00 | |
| Actualización de las aplicaciones del sistema SCADA/EMS | 3,580,001.00 | | | | | | 2,148,001.00 | 1,432,000.00 | |
| Actualización de licencias de aplicaciones externas vinculadas al SCADA | 1,136,264.73 | | | 378,754.91 | | 378,754.91 | | 378,754.91 | |
| Mejoras a la plataforma de visualización del SITR | 35,000.00 | | | 35,000.00 | | | | | |
| Renovación de servidores de la plataforma virtualizada | 150,000.00 | | | | | 150,000.00 | | | |
| Suministro e instalación de licencias para el análisis avanzado de datos históricos del SCADA | 116,000.00 | | | | | 116,000.00 | | | |
| Bóveda de respaldos | 186,000.00 | | | | 186,000.00 | | | | |
| Adquisición de patrón portátil | 85,065.00 | | | 85,065.00 | | | | | |
| Calibración de patrones portátiles | 192,600.00 | | 48,150.00 | | 48,150.00 | | 48,150.00 | | 48,150.00 |
| Medidor de corriente primaria | 24,000.00 | | | 12,000.00 | | | | 12,000.00 | |
| Medidor de resistencia de puesta a tierra | 16,050.00 | | | | | 16,050.00 | | | |
| Cámara termográfica | 18,691.58 | | | 9,345.79 | | | | 9,345.79 | |
| Grabador de voz | 53,000.00 | | | | | 53,000.00 | | | |
| Sensor de temperatura y humedad relativa | 46,728.98 | | | 23,364.49 | | | | 23,364.49 | |
| Generador eléctrico de emergencia - GEE | 90,000.00 | | 90,000.00 | | | | | | |
| Longevidad y eficiente funcionalidad del SPEAR | | | | | | | | | |
| Mantenimiento preventivo del SPEAR | 995,100.00 | | | 331,700.00 | | 331,700.00 | | 331,700.00 | |
| Estudio más añadir dos contingencias al SPEAR | 1,284,000.00 | | 642,000.00 | | 642,000.00 | | | | |
| Longevidad y eficiente funcionalidad del WAMS | | | | | | | | | |
| Mantenimiento preventivo del WAMS | 176,550.00 | | | 58,850.00 | | 58,850.00 | | 58,850.00 | |
| Adquirir por mejora y mayor cobertura 16 unidades de medición fasorial - PMU - WAMS | 84,530.00 | | | | | 84,530.00 | | | |
| Sistema de alimentación ininterrumpido - SAI | | | | | | | | | |
| Mantenimiento preventivo de los cuatro (4) SAI | 95,067.36 | | 23,766.84 | 23,766.84 | | 23,766.84 | | 23,766.84 | |
| Renovación de los Sistemas de Alimentación ininterrumpido - SAI | 181,385.35 | | 181,385.35 | | | | | | |
| Recinto para bancos de baterías externa del SAI | 30,000.00 | | 30,000.00 | | | | | | |
| Licenciamiento de Herramienta de Particionamiento de Base de Datos | 42,000.00 | | 42,000.00 | | | | | | |
| Licenciamiento de Herramienta de Administracion de Equipos de Tecnología | 36,000.00 | | 36,000.00 | | | | | | |
| Actualización de Sistema Operativo para Servidores Virtuales | 47,000.00 | | 47,000.00 | | | | | | |
| Análisis, Diseño, Desarrollo e Implementación de Sistema de Administración de Gestión de Calidad para el Centro Nacional de Despacho | 75,000.00 | | 75,000.00 | | | | | | |
| Adquisición de Equipos de Impresión para el Centro Nacional de Despacho | 41,000.00 | | 41,000.00 | | | | | | |
| Solución de Filtrado de Contenidos Web para el Centro Nacional de Despacho | 20,000.00 | | | | 20,000.00 | | | | |
| Prueba de Penetración de Seguridad para Centro Nacional de Despacho | 47,000.00 | | | | 47,000.00 | | | | |
| Automatización de Procesos Operativos y Comerciales del Centro Nacional de Despacho | 110,000.00 | | 110,000.00 | | | | | | |
| Replanteamiento de Red de Área Local del Centro Nacional de Despacho | 93,000.00 | | | | | | 93,000.00 | | |
| Equipamiento CND | 2,903,000.00 | 362,875.00 | 362,875.00 | 362,875.00 | 362,875.00 | 362,875.00 | 362,875.00 | 362,875.00 | 362,875.00 |
| Solución de Almacenamiento para el CND | 52,000.00 | | | | | 52,000.00 | | | |
| TOTAL | 15,283,576.41 | 362,875.00 | 1,816,177.19 | 1,668,795.62 | 2,431,953.47 | 2,399,655.22 | 3,093,580.88 | 3,087,514.03 | 423,025.00 |

Fuente: ETESA

El CND propuso un monto de inversiones de B/. 15,283,576. Posteriormente, mediante nota ETE-DCND-GNP-010-2025 del 14 de marzo de 2025, el CND solicitó la inclusión de 2 proyectos adicionales (Revisión integral al procedimiento de cálculo de la potencia firme en el SIN y Análisis y Preparación de la Propuesta para la Implementación de un Mercado de Servicios Auxiliares) por un total de B/. 300,000.00



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

En términos generales, aquellos proyectos sustentados técnica y económicamente han sido reconocidos con algunos ajustes menores. Los proyectos que no presentaron sustento económico son reconocidos al 50% con la finalidad de que tengan una revisión y sustentación dentro del periodo tarifario. Con respecto al proyecto del Sistema de Alimentación Ininterrumpido (SAI) para el cual se incluye un recinto para baterías externas, esta sección no se reconoce por falta de justificación y costos para esta sección. Con relación a la adquisición de equipos de impresión, por razones de monto y descripción, no se reconocerá en el renglón de inversiones, ya que esta compra se puede incluir dentro del concepto de otros gastos. Por último, se incluye un monto de cien mil balboas (B/.100,000.00) para otros estudios y consultorías que se requieran en coordinación con la ASEP.

En el cuadro siguiente se presenta el Plan de Inversiones ajustado para el CND el cual representa un total de B/. 12,594,542.57

***Cuadro N°39: Proyección semestral del Plan de inversiones ajustado para el CND***
***Periodo tarifario 2025-2029 – Valores en balboas***

| | DETALLE DE INVERSIONES INCORPORADAS POR SEMESTRE | | 2° Sem 2025 | 1° Sem 2026 | 2° Sem 2026 | 1° Sem 2027 | 2° Sem 2027 | 1° Sem 2028 | 2° Sem 2028 | 1° Sem 2029 | 2° Sem 2029 | % Reconocimiento |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Remodelación de oficinas de la Gerencia de Soporte Técnico | 678,221 | - | - | 226,074 | 226,074 | 226,074 | - | - | - | - | 100% |
| 2 | Construcción de la ampliación del CND (oficinas) y estaciona | 583,494 | - | - | - | 194,498 | 194,498 | 194,498 | - | - | - | 100% |
| 3 | Implementación del Plan de Capacitación del CND y Adiestra | 187,500 | - | 75,000 | 75,000 | 75,000 | 75,000 | 75,000 | - | - | - | 50% |
| 4 | Servicio de PSR CLOUD | 48,000 | - | 12,000 | - | 12,000 | - | 12,000 | - | 12,000 | | 100% |
| 5 | Servicio de Consultoría para el Desarrollo de Procedimiento | 37,500 | - | - | 15,000 | 37,500 | 22,500 | - | - | - | | 50% |
| 6 | Servicio para el Desarrollo de Estudio de Requerimientos de | 230,000 | - | - | - | 46,000 | 115,000 | 69,000 | - | - | | 100% |
| 7 | Servicio de Consultoría para el Desarrollo de Validación y Ad | 80,000 | - | - | 32,000 | 80,000 | 48,000 | - | - | - | - | 50% |
| 8 | Adquisición de licencias del programa simulaciones eléctrica | 364,228 | | | | 91,057 | 91,057 | 91,057 | 91,057 | | | 100% |
| 9 | Renovación de licencias de software de terceros embebidos | 363,800 | - | - | - | 363,800 | - | - | 363,800 | - | | 50% |
| 10 | Actualización de las aplicaciones del sistema SCADA/EMS | 2,942,500 | - | - | - | - | - | 1,765,500 | 1,177,000 | - | | 100% |
| 11 | Actualización de licencias de aplicaciones externas vinculada | 845,606 | - | - | 378,755 | - | 233,425 | - | 233,425 | - | | 100% |
| 12 | Mejoras a la plataforma de visualización del SITR | 34,240 | - | - | 34,240 | - | - | - | - | - | | 100% |
| 13 | Renovación de servidores de la plataforma virtualizada | 149,618 | - | - | - | - | 149,618 | - | - | - | - | 100% |
| 14 | Suministro e instalación de licencias para el análisis avanzad | 57,979 | - | - | - | - | 115,958 | - | - | - | | 50% |
| 15 | Bóveda de respaldos | 185,175 | - | - | - | - | 185,175 | - | - | - | | 100% |
| 16 | Adquisición de patrón portátil | 85,065 | - | - | 85,065 | - | - | - | - | - | | 100% |
| 17 | Calibración de patrones portátiles | 192,600 | - | 48,150 | - | 48,150 | - | 48,150 | - | 48,150 | | 100% |
| 18 | Medidor de corriente primaria | 12,000 | - | - | 12,000 | - | - | - | 12,000 | - | | 50% |
| 19 | Medidor de resistencia de puesta a tierra | 16,050 | - | - | - | - | 16,050 | - | - | - | | 100% |
| 20 | Cámara termográfica | 18,692 | - | - | 9,346 | - | - | - | 9,346 | - | | 100% |
| 21 | Grabador de voz | 26,500 | - | - | - | - | 53,000 | - | - | - | | 50% |
| 22 | Sensor de temperatura y humedad relativa | 46,729 | - | - | 23,364 | - | - | - | 23,364 | - | - | 100% |
| 23 | Generador eléctrico de emergencia - GEE | 45,000 | - | 90,000 | - | - | - | - | - | - | | 50% |
| 24 | Mantenimiento preventivo del SPEAR | 995,100 | - | - | 331,700 | - | 331,700 | - | 331,700 | - | | 100% |
| 25 | Estudio más añadir dos contingencias al SPEAR | 1,284,000 | - | - | 642,000 | - | 642,000 | - | - | - | | 100% |
| 26 | Mantenimiento preventivo del WAMS | 176,550 | - | - | 58,850 | - | 58,850 | - | 58,850 | - | - | 100% |
| 27 | Adquirir por mejora y mayor cobertura 16 unidades de medi | 84,530 | - | - | - | - | 84,530 | - | - | - | | 100% |
| 28 | Mantenimiento preventivo de los cuatro (4) SAI | 71,301 | - | | 23,767 | - | 23,767 | - | 23,767 | - | | 100% |
| 29 | Renovación de los SisteMas de Alimentación Ininterrumpidc | 181,385 | - | 181,385 | - | - | - | - | - | - | | 100% |
| 30 | Recinto para bancos de baterías externa del SAI | - | - | 30,000 | - | - | - | - | - | - | - | 0% |
| 31 | Licenciamiento de Herramienta de Particionamiento de Base | 41,970 | - | - | 41,970 | - | - | - | - | - | | 100% |
| 32 | Licenciamiento de Herramienta de Administracion de Equipc | 35,540 | - | - | 35,540 | - | - | - | - | - | | 100% |
| 33 | Actualización de Sistema Operativo para Servidores Virtuale | 46,838 | - | - | 46,838 | - | - | - | - | - | | 100% |
| 34 | Análisis, Diseño, Desarrollo e Implementación de Sistema de | 74,686 | - | - | 74,686 | - | - | - | - | - | | 100% |
| 35 | Adquisición de Equipos de Impresión para el Centro Naciona | - | - | - | 40,800 | - | - | - | - | - | - | 0% |
| 36 | Solución de Filtrado de Contenidos Web para el Centro Naci | 20,066 | - | - | - | - | 20,066 | - | - | - | | 100% |
| 37 | Prueba de Penetración de Seguridad para Centro Nacional de | 46,545 | - | - | - | - | 46,545 | - | - | - | | 100% |
| 38 | Automatización de Procesos Operativos y Comerciales del Ce | 107,000 | - | - | 107,000 | - | - | - | - | - | | 100% |
| 39 | Replanteamiento de Red de Área Local del Centro Nacional d | 92,200 | - | - | - | - | - | - | 92,200 | - | | 100% |
| 40 | Equipamiento CND | 1,655,316 | - | - | 333,062 | 333,062 | 333,062 | 333,062 | 333,062 | 333,062 | 333,062 | 71% |
| 41 | Solución de Almacenamiento para el CND | 51,021 | - | - | - | - | 51,021 | - | - | - | | 100% |
| 42 | Revisión integral al procedimiento de cálculo de la potencia | 160,000 | 40,000 | 120,000 | - | - | - | - | - | - | | 100% |
| 43 | Análisis y Preparación de la Propuesta para la Implementaci | 140,000 | 35,000 | 105,000 | - | - | - | - | - | - | | 100% |
| 44 | Estudios y Consultorías - ASEP | 100,000 | | | | 100,000 | | | | | | 100% |
| | TOTAL INVERSIÓN CND | 12,594,542.57 | 75,000 | 549,035 | 2,422,668 | 1,232,402 | 2,863,078 | 2,454,179 | 2,465,083 | 296,624 | 236,474 | |

Fuente: Elaboración propia con base a información de ETESA.

## 2. IMP PARA EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Se calcula el IMP para el Servicio de Operación Integrada (SOI) con base en los gastos operativos y al Plan de inversiones ajustado.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

*Cuadro N°40. IMP del SOI – Valores en balboas*

| SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI) | 2025(1s) | 2026 | 2027 | 2028 | 2029(1s) |
|---|---|---|---|---|---|
| Centro Nacional de Despacho | 4,051 | 11,415 | 12,594 | 13,564 | 4,637 |
| Total | 4,051 | 11,415 | 12,594 | 13,564 | 4,637 |

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.

## PARTE III - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) CONSOLIDADO PARA EL PERIODO TARIFARIO

Finalmente, con base en cada uno de los componentes desglosados anteriormente, se determina el IMP consolidado.

Se determina el IMP del Sistema Principal de Transmisión asignado a la Generación (45%) y Demanda (55%) calculado con base en los activos en operación hasta diciembre de 2024.

Adicionalmente, se incluyen los IMP de ETESA para el Sistema de Conexión y para el Servicio de Operación Integrada que realiza el Centro Nacional de Despacho.

En los cuadros que se presentan a continuación, se resumen los resultados tanto por año calendario como por año tarifario. Adicionalmente, se presenta el Valor Presente Neto (VPN) de los valores anuales para las actividades reguladas que realiza ETESA.

*Cuadro N°41. IMP por año calendario – Valores en miles de balboas*

| *INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS* | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Sistema Principal De Transmisión Asignado a la Generación | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
| Operación y Mantenimiento | 12,608 | 12,608 | 12,608 | 12,608 | 12,608 |
| Administración | 5,943 | 5,943 | 5,943 | 5,943 | 5,943 |
| Depreciación | 16,274 | 16,274 | 16,274 | 14,818 | 14,689 |
| Rentabilidad sobre Activos | 29,916 | 28,354 | 26,791 | 25,229 | 23,807 |
| Estudio PEST y gestión compra de potencia y energía | 7 | 34 | 34 | 34 | 7 |
| Total | 64,748 | 63,213 | 61,651 | 58,632 | 57,054 |

| SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN Asignado a la Demanda | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|
| Operación y Mantenimiento | 15,410 | 15,410 | 15,410 | 15,410 | 15,410 |
| Administración | 7,264 | 7,264 | 7,264 | 7,264 | 7,264 |
| Depreciación | 19,891 | 19,891 | 19,891 | 18,111 | 17,953 |
| Rentabilidad sobre Activos | 36,564 | 34,655 | 32,745 | 30,836 | 29,097 |
| Estudio PEST y gestión compra de potencia y energía | 8 | 41 | 41 | 41 | 8 |
| Crédito por Restricción Tercera Línea | (6,189) | (6,189) | (6,189) | (6,189) | (6,189) |
| Total | 72,948 | 71,072 | 69,162 | 65,473 | 63,544 |

| SISTEMA DE CONEXIÓN | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|
| Operación y Mantenimiento | 1,977 | 2,198 | 2,198 | 2,288 | 2,288 |
| Administración | 932 | 1,036 | 1,036 | 1,079 | 1,079 |
| Depreciación | 2,305 | 2,541 | 2,541 | 2,706 | 2,706 |
| Rentabilidad sobre Activos | 8,221 | 9,213 | 8,969 | 9,215 | 8,955 |
| Descuento Inversiones no ejecutadas | (2,287) | (2,287) | (2,287) | (2,287) | (2,287) |
| Total | 11,148 | 12,702 | 12,458 | 13,001 | 12,741 |

| SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI) | 2025(1s) | 2026 | 2027 | 2028 | 2029(1s) |
|---|---|---|---|---|---|



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Centro Nacional de Despacho | 4,051 | 11,415 | 12,594 | 13,564 | 4,637 |
| **Total** | **4,051** | **11,415** | **12,594** | **13,564** | **4,637** |

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.

***Cuadro N°42. IMP del SPT corriente y anualizado para el período tarifario - Valores en miles de balboas***

| INGRESO ANUAL PERMITIDO EXISTENTE (Año Tarifario) | jul25-jun26 | jul26-jun27 | jul27-jun28 | jul28-jun29 |
|---|---|---|---|---|
| Asignado a Generación - IPSPEG. EXISTENTE | 63,984 | 62,432 | 60,142 | 57,847 |
| Asignado a Demanda - IPSPED. EXISTENTE | 72,014 | 70,117 | 67,318 | 64,512 |
| IPSPEG. EXISTENTE. CONSTANTE | 61,337 | 61,337 | 61,337 | 61,337 |
| IPSPED. EXISTENTE. CONSTANTE | 68,779 | 68,779 | 68,779 | 68,779 |

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.

***Cuadro N°43. IMP por año tarifario para el periodo tarifario – Valores en miles de balboas***

| INGRESO ANUAL PERMITIDO (Año Tarifario) | jul25-jun26 | jul26-jun27 | jul27-jun28 | jul28-jun29 |
|---|---|---|---|---|
| SISTEMA PRINCIPAL Asignado a la Generación - IPSPEG. EXISTENTE | 63,984 | 62,432 | 60,142 | 57,847 |
| SISTEMA PRINCIPAL Asignado a la Demanda - IPSPED. EXISTENTE | 72,014 | 70,117 | 67,318 | 64,512 |
| SISTEMA DE CONEXIÓN | 11,925 | 12,580 | 12,729 | 12,871 |
| SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA - Centro Nacional de Despacho | 9,490 | 12,044 | 13,283 | 11,443 |
| **IMP EXISTENTE TOTAL** | **157,414** | **157,173** | **153,471** | **146,672** |

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.

## PARTE IV - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO ADICIONAL (IPSPA preliminar)

El artículo 204 del Reglamento de Transmisión señala que el Ingreso Máximo Permitido a reconocer a la Empresa de Transmisión para cubrir los costos de los activos del Sistema Principal de Transmisión que serán efectivamente incorporados durante el periodo tarifario (denominado IPSPA), se determinará en forma preliminar en oportunidad del estudio tarifario de acuerdo con la metodología que se establece en el artículo 207, tomando como referencia el Plan de Expansión aprobado. Este ingreso se presenta de forma indicativa en el siguiente cuadro:

***Cuadro N°44. IPSPA (Indicativo) – Valores en miles de balboas***

| INGRESO ANUAL PERMITIDO (Año Tarifario) | jul25-jun26 | jul26-jun27 | jul27-jun28 | jul28-jun29 |
|---|---|---|---|---|
| SISTEMA PRINCIPAL Asignado a G - IPSPAG. ADICIONAL | - | 21,263 | 18,746 | 16,361 |
| SISTEMA PRINCIPAL Asignado a D - IPSPAD. ADICIONAL | - | 25,988 | 22,912 | 19,996 |
| **IPSPA TOTAL (preliminar)** | **-** | **47,252** | **41,659** | **36,357** |

Fuente: Elaboración propia con base en el modelo del IMP.

El período julio 2025-junio 2026 no contiene valores por tratarse del IPSPA correspondiente el período tarifario anterior (2021-2025), el cual será establecido mediante resolución específica.

El ingreso presentado en el cuadro anterior está sujeto a la aprobación de la ASEP de acuerdo con las revisiones anuales de las obras del sistema de transmisión que sean incorporadas a la operación durante el periodo tarifario, que estén aprobadas en los Planes de Expansión vigentes.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

## PARTE V – NIVELES ESTÁNDARES DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

De acuerdo con lo establecido en el artículo 190 del Reglamento de Transmisión, que se cita abajo, se utilizarán porcentajes anuales de pérdidas estándares en el Sistema de Transmisión para determinar, en el caso que las pérdidas de transmisión reales hayan superado los porcentajes aprobados, un descuento de los costos adicionales que fueron pagados por los agentes consumidores para que sean devueltos como un crédito en proporción a los montos anuales pagados en dicho año:

> *"Artículo 190 Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo con lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdidas deberán ser incluidos en el pliego tarifario de la transmisión.*
>
> *A partir de la revisión tarifaria correspondiente al periodo 2021-2025 y para cada periodo tarifario subsiguiente, la ASEP aprobará porcentajes anuales de pérdidas estándares en el sistema de transmisión. Anualmente, se evaluará el porcentaje real de pérdidas de transmisión y en aquellos años en los cuales supere el valor establecido, se hará un cálculo de los costos adicionales en concepto de pérdidas que fueron pagados por los agentes consumidores, con el objeto de que los mismos sean devueltos como un crédito en la facturación en proporción a los montos anuales pagados en dicho año.*
>
> *Con la finalidad de verificar el valor real anual del porcentaje de pérdidas estándares en transmisión y realizar la valoración de los costos que correspondan acreditarse, el Centro Nacional de Despacho (CND) publicará de forma mensual en su sitio de Internet, la cantidad de energía de pérdidas de transmisión y el porcentaje mensual de pérdidas de transmisión del sistema, y las cantidades de energía de pérdidas de transmisión y costos asignados a cada agente consumidor en el Documento de Transacciones Económicas (DTE)."*

La ASEP, una vez finalizado el año y cuando se hayan superado los niveles de pérdidas del sistema, aprobará mediante resolución los montos que se acreditarán a los agentes consumidores (incluyendo los grandes clientes) indicando los parámetros para que la Empresa de Transmisión realice la acreditación de los montos.

A continuación, se presenta una base estadística que permite estimar el nivel de pérdidas técnicas en el Sistema de Transmisión en el cual se tomaron en cuenta los datos provenientes de los sistemas eléctricos de siete países. Los parámetros utilizados corresponden en su mayoría al año 2024. Los datos son los siguientes:

***Cuadro N°45. Parámetros utilizados de los Sistemas de Transmisión***

| País | Ecuador | Perú | Guatemala | Costa Rica | Honduras | El Salvador | Nicaragua |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Capacidad Instalada de Generación (MW) | 8,900 | 14,334 | 3,936 | 3,441 | 2,972 | 2,298 | 1,627 |
| Demanda Máxima de Potencia (MW) | 4,870 | 7,794 | 1,923 | 1,776 | 1,789 | 1,131 | 808 |
| Producción de Energía (GWh) | 35,362 | 60,028 | 12,025 | 12,592 | 9,769 | 8,160 | 4,830 |
| Demanda de Energía (GWh) | 25,421 | 55,294 | 12,304 | 11,869 | 9,959 | 6,846 | 5,104 |
| Pérdidas de energía en Transmisión (%) | 4.5 | 6.4 | 2.8 | 3.7 | 3.7 | 2.2 | 2.2 |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

| País | Ecuador | Perú | Guatemala | Costa Rica | Honduras | El Salvador | Nicaragua |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Cobertura eléctrica a nivel nacional (%) | 98 | 96 | 93 | 99 | 88 | 99 | 99 |
| Longitud total de líneas de Transmisión (km) | 6,268 | 22,167 | 3,400 | 2,986 | 2,855 | 1,402 | 3,648 |
| Distancia aprox. entre el centro de demanda y el de generación (km) | 210 | 262 | 75 | 60 | 120 | 42 | 240 |

Fuente: Elaboración propia en base a información pública de las empresas

**Análisis de regresión múltiple:**

Solamente se consideraron dos variables independientes que se escogen las más representativas para este modelo que son la producción de energía (GWh) y la longitud de líneas (kilómetros) para obtener una ecuación más sencilla.

SUMMARY OUTPUT

| *Regression Statistics* | |
|---|---|
| Multiple R | 0,93516573 |
| R Square | 0,87453493 |
| Adjusted R Square | 0,8118024 |
| Standard Error | 0,65056155 |
| Observations | 7 |

ANOVA

| | *df* | *SS* | *MS* | *F* | *Significance F* |
|---|---|---|---|---|---|
| Regression | 2 | 11,8002475 | 5,90012377 | 13,9406922 | 0,01574148 |
| Residual | 4 | 1,69292132 | 0,42323033 | | |
| Total | 6 | 13,4931688 | | | |

| | *Coefficients* | *Standard Error* | *t Stat* | *P-value* | *Lower 95%* | *Upper 95%* | *Lower 95,0%* | *Upper 95,0%* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Intercept(constante) | 2,22237405 | 0,37260879 | 5,96436291 | 0,0039682 | 1,1878462 | 3,2569019 | 1,1878462 | 3,2569019 |
| Longitud | -2,3729E-06 | 0,00010336 | -0,02295791 | 0,98278346 | -0,00028934 | 0,00028459 | -0,00028934 | 0,00028459 |
| Generacion | 7,0473E-05 | 3,7137E-05 | 1,89766339 | 0,13059039 | -3,2635E-05 | 0,00017358 | -3,2635E-05 | 0,00017358 |

**Parámetros de ETESA:**

A continuación, se muestran los resultados de introducir en los datos del modelo las características de la red de transmisión de ETESA:

*X1: Longitud de Líneas ETESA 3,121 km, del Plan de Expansión del SIN 2023*

*X2: Producción energética 2025: 12,366 GWh de Proyecciones del del Plan de Expansión del SIN 2023.*

*Y (Pérdidas ETESA) =(Intercept)+(CoefficientofX1) ·X1+(CoefficientofX2)·X2*

**Pérdidas Proyectadas ETESA: 3.09%**

**Conclusión:**

Se considera un nivel de pérdidas para el sistema de transmisión de 3.09% para cada uno de los años calendario desde el 2026 al 2029.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

## ANEXOS

ANEXO I: EVALUACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN

ANEXO II: TASA DE RETORNO

ANEXO III: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

# ANEXO I: EVALUACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN

## 1. INTRODUCCIÓN

El Reglamento de Transmisión establece en su artículo 198 que se seleccionará una o más empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de ETESA, lo cual resulta de suma importancia en el proceso de determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP). Por otro lado, en el artículo 199 del Reglamento de Transmisión se establece que se deben definir indicadores para la empresa comparadora, llamados Comparadores, los cuales serán parte de los elementos para el cálculo del IMP para la Empresa de Transmisión. Asimismo, establece que los indicadores que se aplican en un periodo tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar. A continuación, se realiza el análisis para determinar dichos indicadores.

## 2. MARCO LEGAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA

El Reglamento de Transmisión establece:

*Artículo 198. Se seleccionará una o más empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión, tal como lo establece el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6. Se definirán indicadores para la o las empresas comparadoras llamados Comparadores. Los Comparadores serán parte de los elementos para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión. Los Indicadores que se aplican en un Periodo Tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.*

*Artículo 199 Los indicadores de costos eficientes para el Sistema Principal de Transmisión y para el de Conexión utilizados para calcular el Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión son:*

*a) Costos de operación y mantenimiento como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, (OMT%M*), calculados sobre la base de los respectivos costos de la o las Empresas Comparadoras.*

*b) Los costos de administración como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, (ADMT%M*), calculados sobre la base de los respectivos costos de la o las Empresas Comparadoras.*

*Artículo 200 Los indicadores OMT%M* y ADMT%M* de la o las Empresas Comparadoras permanecerán constantes a lo largo de todo el período tarifario.*

*Artículo 201 Los activos eficientes para el cálculo de los costos de operación, mantenimiento y administración serán determinados a partir del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos del sistema principal de transmisión y de conexión.*

En este sentido, a continuación, se llevan a cabo los análisis para la selección de una o más empresas comparadoras y la determinación de los comparadores que se aplicarán a ETESA.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

## 3. CONVERSIÓN DE COSTOS Y VNR A BALBOAS

Con el objetivo de determinar los ratios comparadores que serán aplicados a ETESA es preciso referenciar los valores económicos de otras empresas comparadoras al mercado de Panamá. Para poder referenciar magnitudes económicas entre los costos de empresas de otros países y una empresa en Panamá, resulta necesario convertir esos valores a la moneda local (balboas). A los fines de esa conversión se utilizará el esquema ya utilizado en la determinación del IMP de distribución y de transmisión, el cual se detalla a continuación.

Para ello, se utilizará la metodología recomendada por el Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia de Comilla en el Documento N°IIT-PA06-Parte II del 28 de Julio de 2004 elaborado para la Dirección de Electricidad del Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá (actualmente la ASEP) denominado "Establecer la metodología para estimar la Base de Capital inicial de las empresas de distribución eléctrica a ser utilizada en los próximos períodos tarifarios". Sin bien en el documento de referencia la metodología está aplicada a la traslación de costos unitarios, resulta igualmente aplicable a la traslación de las diferentes magnitudes económicas.

A partir del mencionado documento resulta que, previo a cualquier proceso de referenciación de costos, el costo a referenciar se debe dividir en dos grandes grupos asociados con: Materiales y Mano de Obra. Bajo tales conceptos se debe agrupar no sólo el ítem correspondiente sino todo aquel directamente relacionado. Por ejemplo, en Mano de Obra se deben agrupar no sólo remuneraciones sino también cargas sociales, vacaciones, etc. Para los Materiales se debe incluir, además del costo de adquisición, todos los gastos anteriores a la instalación de los mismos (transporte hasta almacenes, almacenaje, transporte hasta la obra, costos administrativos imputados a la adición del activo, etc.). Por otro lado, entre los materiales es preciso diferenciar entre aquellos de producción nacional de aquellos importados. En función de ello, la metodología de actualización se presenta a continuación.

### 3.1. Costos de mano de obra (CMO)

$$CMO^M = {CMO^K}/{CLR^{K(M)}}$$

donde:

$M$: Moneda del país al que se adopta como referencia

$K$: Moneda del país origen de los datos

$CMO^M$: Costo de mano de obra para el país de moneda $M$

$CMO^K$: Costo de mano de obra para el país de moneda $K$

$CLR^{K(M)}$: Costo laboral relativo entre el país de moneda $K$ y el país de moneda $M$

Este último se calcula mediante la siguiente expresión:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

$$CLR^{K(M)} = \left[\frac{REM^{K(K)} / PBI_{cf}^{K(K)}}{REM^{M(M)} / PBI_{cf}^{M(M)}}\right] \times PPA^{K(M)}$$

donde:

$REM^{K(K)}$: Remuneración total de mano de obra del país de moneda $K$

$REM^{M(M)}$: Remuneración total de mano de obra del país de moneda $M$

$PBI_{cf}^{K(K)}$: Producto bruto interno a costo de factores del país de moneda $K$

$PBI_{cf}^{M(M)}$: Producto bruto interno a costo de factores del país de moneda $M$

$PPA^{K(M)}$: Paridad del poder adquisitivo del país de moneda $K$ con el país de moneda $M$

### 3.2. Costos de materiales (CMA)

En el caso de los materiales es necesario realizar una separación entre los materiales locales y los importados o comercializables internacionalmente.

Para los primeros, el principio de traslación se rige por la siguiente expresión:

$$CMA^{M} = CMA^{K} / PPA^{K(M)}$$

donde:

$CMA^{M}$: Costo de materiales para el país de moneda $M$

$CMA^{K}$: Costo de materiales para el país de moneda $K$

Por otro lado, para los materiales importados o comercializables internacionalmente la conversión se realiza directamente a través de la Tasa de Cambio, es decir:

$$CMA^{M} = CMA^{K} / TasadeCambio^{K(M)}$$

donde:

$TasadeCambio^{K(M)}$: Tipo de cambio del país de moneda $K$ con respecto al país de moneda $M$

### 3.3. Valores considerados en la conversión

En función de los datos necesarios para la conversión entre países, en el siguiente cuadro se presentan los valores de los indicadores necesarios para realizar todas las conversiones en el caso bajo estudio.

Es importante mencionar que cualquier proceso de conversión requiere primero llevar los valores locales a dólares internacionales y luego de dólares internacionales a balboas.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

*Cuadro N°1. Variables económicas para la conversión*

| País | Indicador | Año | | | | | | | | Unidades |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | |
| Panamá | PBIpc | 57,907.7 | 62,202.7 | 67,316.5 | 69,779.0 | 57,059.8 | 67,396.4 | 76,276.1 | 83,318.2 | Millones de balboas a precios corrientes |
| | PBIcf | 55,605.2 | 59,923.5 | 65,017.2 | 67,599.8 | 55,637.0 | 65,592.3 | 74,153.6 | 81,284.6 | Millones de balboas a precios corrientes |
| | PPA | 0.49 | 0.47 | 0.50 | 0.50 | 0.49 | 0.50 | 0.48 | 0.47 | Balboas por dólar |
| | Remuneración asalariados | 14,464.4 | 15,908.6 | 19,371.0 | 20,980.0 | 16,161.6 | 19,995.7 | 21,295.9 | 21,684.9 | Millones de balboas a precios corrientes |
| | Tasa de cambio a mitad de año | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | Balboas por dólar |
| Chile | PBIpc | 168,764,688 | 179,314,910 | 189,434,867 | 195,531,722 | 201,257,745 | 239,561,981 | 263,842,661 | 281,870,321 | Millones de pesos a precios corrientes |
| | PBIcf | 151,822,892 | 161,273,920 | 170,093,998 | 175,957,882 | 181,573,951 | 214,097,570 | 236,562,727 | 253,955,143 | Millones de pesos a precios corrientes |
| | PPA | 397.25 | 397.69 | 396.23 | 397.67 | 409.84 | 423.05 | 426.10 | 431.42 | Pesos por dólar |
| | Remuneración asalariados | 68,538,643 | 74,227,350 | 75,518,677 | 79,941,863 | 78,385,411 | 89,134,506 | 104,087,951 | 111,200,001 | Millones de pesos a precios corrientes |
| | Tasa de cambio a mitad de año | 676.94 | 648.85 | 641.22 | 703.25 | 792.17 | 759.07 | 873.19 | 839.79 | Pesos por dólar |
| Perú | PBIpc | 647,668 | 687,989 | 731,588 | 761,984 | 703,915 | 878,380 | 945,329 | 1,001,860 | Millones de nuevos soles a precios corrientes |
| | PBIcf | 594,546 | 632,991 | 673,413 | 698,692 | 649,194 | 804,313 | 867,440 | 925,453 | Millones de nuevos soles a precios corrientes |
| | PPA | 1.74 | 1.74 | 1.75 | 1.73 | 1.71 | 1.73 | 1.70 | 1.74 | Nuevos soles por dólar |
| | Remuneración asalariados | 204,177 | 215,097 | 227,599 | 240,913 | 217,550 | 247,897 | 271,487 | 287,695 | Millones de nuevos soles a precios corrientes |
| | Tasa de cambio a mitad de año | 3.4 | 3.3 | 3.3 | 3.3 | 3.5 | 3.9 | 3.8 | 3.7 | Nuevos soles por dólar |
| Brasil | PBIpc | 6,269,328 | 6,585,479 | 7,004,141 | 7,389,131 | 7,609,597 | 9,012,142 | 10,079,677 | N/A | Millones de nuevos reales a precios corrientes |
| | PBIcf | 5,419,822 | 5,671,926 | 6,011,150 | 6,356,684 | 6,594,937 | 7,713,999 | 8,736,475 | N/A | Millones de nuevos reales a precios corrientes |
| | PPA | 2.16 | 2.21 | 2.20 | 2.22 | 2.26 | 2.38 | 2.41 | 2.44 | Nuevos reales por dólar |
| | Remuneración asalariados | 2,802,436 | 2,920,537 | 3,055,773 | 3,217,680 | 3,192,343 | 3,534,648 | N/A | N/A | Millones de nuevos reales a precios corrientes |
| | Tasa de cambio a mitad de año | 3.5 | 3.2 | 3.7 | 3.9 | 5.2 | 5.4 | 5.2 | 5.0 | Nuevos reales por dólar |

Fuente de datos:
1: República de Panamá. Contraloría General de la República. Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
2: World Economic Outlook Database
3: World Development Indicators, Data Bank, World Bank
4: República de Chile. Banco Central de Chile
5: República del Perú. Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI)
6: Instituto Brasileiro de Geografía y Estadística (IBGE)
7: Banco Central do Brasil

## 3.4. Ponderados usados en la conversión

Para calcular los costos y los VNR ajustados se deben sumar los costos ajustados según las expresiones anteriores. Dado que los valores nominales de cada componente de costo no se



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

conocen en todos los casos, fue necesario suponer una composición preestablecida. Para ello se consideró que los materiales tienen la siguiente composición de materiales nacionales.

***Cuadro N°2. Participación de los materiales nacionales respecto del total de materiales***

| Concepto | Valor [%] |
|---|---|
| Administración | 70 |
| Operación y mantenimiento | 60 |
| VNR | 60 |

Estos porcentajes corresponden a los considerados en la revisión tarifaria anterior y que estuvieron basados en el análisis de ciertas estructuras de costos considerando la disponibilidad de materiales nacionales.

En cuanto a la participación de los costos de mano de obra se siguieron los siguientes criterios:

- VNR: se empleó el porcentaje determinado en la anterior revisión tarifaria (54.09%).
- Costos de Administración, Operación y Mantenimiento: los porcentajes que surgen de los Estados Financieros de cada empresa analizada.

## 4. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE EMPRESAS COMPARADORAS

### 4.1. Transelec

Transelec es el principal actor de la transmisión eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional que abarca desde Arica a Chiloé. La infraestructura eléctrica que desarrolla y opera la Compañía permite abastecer al 98% de la población de Chile con energía eléctrica. Sus instalaciones consisten en 10.049 kilómetros de líneas de transmisión, y conforman los dos principales sistemas interconectados de Chile: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). La capacidad total de transformación es de 20.879 MVA, distribuida en 82 subestaciones, considerando todas aquellas donde Transelec es propietaria, arrendataria, usufructuaria o que explota, a cualquier título.

El marco regulatorio que determina el funcionamiento del segmento de transmisión en Chile se basa en el Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, que fija la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). La LGSE y su normativa complementaria, determinan las normas para el correcto funcionamiento del sector eléctrico que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento por las cuales debe regirse cualquier instalación eléctrica en el país, sea de generación, transporte o distribución.

La última reforma importante a la LGSE es la Ley Nº 20.936/2016 (Ley de transmisión), que establece varias modificaciones, siendo las siguientes las más notables:

- Único Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional independiente de los actores del mercado.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

- Redefinición de los sistemas de transmisión calificándolos en Sistema de Transmisión. Nacional, Sistemas de Transmisión Zonal, Sistemas Dedicados, Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo y Sistemas de Interconexión Internacional.
- Incorporación de una planificación energética y de la transmisión con un horizonte de largo plazo.
- Definición preliminar de trazados para nuevas obras de transmisión eléctrica de interés público.
- Acceso abierto a los Sistemas de Transmisión universal.

Según el actual marco legal se definen los siguientes sistemas de transmisión:

1) Sistemas de Transmisión Nacional: está constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico bajo diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación.
2) Sistemas de Transmisión Zonales: están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables.
3) Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo: están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica generada en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.
4) Sistemas de Transmisión Dedicados: líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.

Los tres primeros sistemas tienen carácter de servicio público, y sus tarifas son fijadas por el Ministerio de Energía, sujetas a un régimen de acceso abierto universal en condiciones no discriminatorias. Por otro lado, para las instalaciones de los Sistemas Dedicados, se debe proporcionar acceso siempre que exista capacidad técnica de transmisión disponible determinada por el Coordinador, sin perjuicio de la capacidad contratada o de los proyectos propios que se hayan contemplado fehacientemente al momento de la solicitud de uso del interesado.

Al año 2020, se encontraba en proceso de revisión por parte de la Contraloría General de la República, el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión y modificaciones al Reglamento de la LGSE (DS327).

Los ingresos por instalaciones existentes del Sistema de Transmisión Nacional, Zonal y Polos de Desarrollo, están constituidos por el Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT), que se calcula sobre la base de la Anualidad del Valor de la Inversión (AVI), más los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) para cada uno de los tramos que conforman dichos sistemas. Asimismo, los ingresos por uso de las instalaciones de transmisión dedicada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios están constituidos por una proporción de su VATT asignable a dichos usuarios.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Los tramos que conforman estos sistemas y su correspondiente VATT son determinados cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía (CNE) con base a él o los Estudios de Valorización de los Sistemas de Transmisión realizados por un consultor elegido a través de licitación pública. Como resultado de este proceso, la CNE elabora un informe técnico y con base a éste el Ministerio de Energía fijará las tarifas para el próximo cuatrienio del Sistema de Transmisión Nacional, Zonal y para Polos de Desarrollo, y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios.

Por otro lado, para los sistemas Troncal y Subtransmisión, la remuneración se determina de manera similar a la explicada para los Sistemas Nacional y Zonales. Los ingresos de las instalaciones adicionales se obtienen a partir de lo previsto en los contratos de transporte entre los usuarios y el propietario de las instalaciones, y normalmente se establece mediante el cálculo del AVI+COMA de acuerdo entre las partes.

El VNR de Transelec informado en las memorias anuales de la empresa de transmisión de energía eléctrica se resume en el siguiente cuadro:

***Cuadro N°3. VNR de Transelec informado por la empresa (millones de dólares estadounidenses)***

| Concepto | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Total | 4,170 | 4,068 | 4,656 |

Fuente: Memoria anual de Transelec para diferentes años (https://www.transelec.cl/inversionistas/#memorias). https://www.cmfchile.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=76555400&grupo=&tipoentidad=RVEMI&row=&vig=VI&control=svs&pestania=49

En cuanto a los costos operativos, de acuerdo con los Estados Financieros de Transelec, éstos están compuestos de la siguiente manera:

***Cuadro N°4. Costos de Transelec (millones de pesos)***

| Concepto | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Costos y gastos de operación | 114,690 | 128,275 | 131,097 |
| Costos de ventas | 36,495 | 41,150 | 40,618 |
| Gastos de administración | 23,495 | 31,345 | 33,044 |
| Depreciación y amortización | 54,701 | 55,780 | 57,435 |
| Gastos administración netos de depreciación | 23,495 | 31,345 | 33,044 |
| Gastos operación netos de depreciación | 36,495 | 41,150 | 40,618 |

Fuente: Análisis de los estados financieros de Transelec para diferentes años (https://www.transelec.cl/inversionistas/#financiera). https://www.cmfchile.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=76555400&grupo=&tipoentidad=RVEMI&row=&vig=VI&control=svs&pestania=3 - Colocar el año deseado, tipo de balance "consolidado" y tipo de norma "estándar ifrs"

A partir de los valores del VNR y de los costos operativos, y mediante la aplicación del proceso de homologación de costos, se determinaron los ratios comparadores de Transelec para los años 2021, 2022 y 2023. En el siguiente cuadro se presentan dichos valores en donde se puede observar que para el año 2022 se obtienen los ratios más altos.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

*Cuadro N°5. Ratios comparadores de Transelec*

| Concepto | Unidad | 2021 | 2022 | 2023 | Promedio |
|---|---|---|---|---|---|
| VNR eléctrico | miles de balboas | 3,417,288 | 3,380,479 | 3,549,243 | |
| Gastos administración | miles de balboas | 26,149 | 31,282 | 31,709 | |
| Gastos operación | miles de balboas | 40,907 | 41,114 | 39,223 | |
| ADMT%M*(ADM/VNR) | % | 0.77 | 0.93 | 0.89 | 0.86 |
| OMT%M*(OyM/VNR) | % | 1.20 | 1.22 | 1.11 | 1.17 |
| AOYM/VNR | % | 1.96 | 2.14 | 2.00 | 2.03 |

Fuente: Elaboración propia en función de los estados financieros de Transelec.

## 4.2. Red de Energía del Perú S.A.

Otras de las empresas consideradas para el análisis de los ratios comparadores son las empresas de transmisión de energía eléctrica de Perú.

El sistema de transmisión de Perú está constituido por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), donde el sistema troncal de transmisión opera en 220 kV y 500 kV, y los sistemas de transmisión secundarios y complementarios están conectados en 220 kV, 138 kV y 60 kV. En este contexto, el SEIN se encuentra integrado por cuatro categorías de instalaciones (Ley N°28.832/2006):

- Sistema Garantizado de Transmisión (SGT): constituido por instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción resultan de un proceso de licitación pública.
- Sistema Complementario de Transmisión (SCT): constituido por instalaciones que son parte del Plan de Transmisión, cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes, o aprobadas por OSINERGMIN, mediante el Plan de Inversiones que resulte de un estudio de planeamiento.
- Sistema Principal de Transmisión (SPT): asociado con la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.
- Sistema Secundario de Transmisión (SST): asociado con la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal.

La empresa Red de Energía del Perú S.A. (ISA REP) es la principal empresa de transmisión de Perú. ISA REP se especializa en la construcción, operación y mantenimiento de redes de transmisión de energía eléctrica en alta tensión. Además de sus propias operaciones, ISA REP gestiona otras tres empresas vinculadas al sector de transmisión de energía del país: Consorcio Transmantaro S.A. (ISA CTM), Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (ISA Perú) y Consorcio Eléctrico Yapay S.A (CEYA).

ISA REP cuenta con 49 subestaciones y más de 6,000 km de circuitos de transmisión de 220, 138 y 60 kV, que unen a 21 departamentos del país. Además, posee 2,773.5 MVA de capacidad de transformación operativa y 466.5 MVA de capacidad de transformación de reserva.

Por otro lado, CTM es concesionaria de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, responsable de unir el Sistema Interconectado Centro-Norte con el Sistema Interconectado Sur. Esta empresa se dedica a la construcción, operación y mantenimiento de redes de transmisión de energía y desarrollo



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

de sistemas. CTM cuenta con 28 subestaciones y 4,733.93km de circuitos de líneas de transmisión en 500, 220 y 138 kV.

Por su parte, ISA Perú cuenta con la concesión para la construcción, suministro y operación de las líneas de transmisión eléctricas Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra 220 kV y Aguaytía-Pucallpa a 138 kV, con sus correspondientes subestaciones. En el 2020 adquirió las operaciones de Etenorte y Eteselva, que operan seis líneas de transmisión con un total de 746 km. Además, brinda soluciones energéticas basadas en sistemas fotovoltaicos, almacenamiento BESS y gestión de la demanda. El sistema de ISA Perú cuenta con 8 subestaciones y 1.137,34 km de circuitos de líneas de transmisión en niveles de 220, 138 y 60 kV.

El Consorcio Eléctrico Yapay S.A. se constituyó el 21 de noviembre del 2023 para el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de los contratos "Enlace 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas" y "Enlace 500 kV Celendín-Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas".

Las líneas de 220 kV interconectan por la zona centro las subestaciones de Pachachaca, Oroya Nueva, Carhuamayo, Paragsha Nueva, Vizcarra, Aguaytía y Tingo María, con una longitud de 655 km; y por la zona norte las subestaciones Carhuaquero con Chiclayo Oeste con una longitud de 83 km. A su vez, las líneas de 138 kV interconectan por la zona centro a las subestaciones de Aguaytía y Pucallpa, con una longitud de 131 km; mientras que en la zona norte interconectan a las subestaciones de Huallanca, Chimbote 1 y Chimbote 2 con una longitud total de 266 km.

De la anterior descripción, el Grupo ISA opera en Perú a través de un sistema integrado por cuatro empresas (ISA REP, ISA CTM, ISA Perú y CEYA). Cada una de estas empresas cuenta con una estructura central en las que se desarrollan actividades de diversa índole, mientras que la gran mayoría de las actividades de operación y mantenimiento las realiza la casa central, ISA REP.

Por otro lado, el cálculo de las remuneraciones de los sistemas de transmisión en Perú no se realiza dentro del mismo procedimiento, sino que:

- En el caso del SPT y SGT, la remuneración se calcula anualmente con la Fijación de Precios en Barra.
- Mientras que la revisión tarifaria del SST y SCT se realiza cada cuatro años con la Fijación de Peajes y Compensaciones (anualmente se realiza un ajuste por inflación).

Los valores del VNR son fijados en dólares estadounidenses. Los valores de VNR para cada empresa y de los diferentes sistemas correspondientes a los años 2021, 2022 y 2023 se presentan en el siguiente cuadro.

***Cuadro N°6. VNR de REP – 2021 al 2023 (dólares estadounidenses)***

| Empresa | Concepto | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| REP | SPT y SGT | 126,169,415 | 126,839,399 | 126,839,399 |
| | SST y SCT | 487,127,435 | 489,714,172 | 489,714,172 |
| | **Total** | 613,296,850 | 616,553,571 | 616,553,571 |
| CTM | SPT y SGT | 1,529,663,759 | 1,611,930,442 | 1,790,692,415 |
| | SST y SCT | 0 | 0 | 0 |
| | **Total** | 1,529,663,759 | 1,611,930,442 | 1,790,692,415 |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

| Empresa | Concepto | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| ISA | SPT y SGT | 79,344,445 | 87,522,087 | 87,698,939 |
| | SST y SCT | 11,479,202 | 11,479,202 | 11,479,202 |
| | **Total** | 90,823,647 | 99,001,289 | 99,178,141 |
| REP Holding | SPT y SGT | 1,735,177,619 | 1,826,291,928 | 2,005,230,753 |
| | SST y SCT | 498,606,637 | 501,193,375 | 501,193,375 |
| | **Total** | **2,233,784,256** | **2,327,485,302** | **2,506,424,127** |

Fuentes:

Informe Nº226-2021-GRT. Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2021 - abril 2022. (https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2021/Informe-Tecnico-226-2021-GRT.pdf)

Informe Nº188-2022-GRT. Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2022 - abril 2023. (https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2022/Informe-Tecnico-188-2022-GRT.pdf)

Informe Nº248-2023-GRT. Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2023 - abril 2024. (https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2023/Informe%20Tecnico%20248-2023-GRT.pdf)

Informe Preliquidación Anual de los Ingresos de los Contratos tipo BOOT – SST 2021. (No disponible)

Informe Preliquidación Anual de los Ingresos de los Contratos tipo BOOT – SST 2022. (https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/transmision/modificacion-tarifas-sst-boot-2022)

Informe Preliquidación Anual de los Ingresos de los Contratos tipo BOOT – SST 2023. (https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/transmision/modificacion-tarifas-sst-boot-2023)

Por otro lado, los costos de administración, operación y mantenimiento son los siguientes:

***Cuadro N°7. Costos operativos de REP Holding – 2021, 2022 y 2023 (dólares estadounidenses)***

| Costos Estados Financieros | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|
| **Gastos Operación y mantenimiento** | 48,894,179 | 49,440,637 | 53,400,857 |
| **Gastos de administración** | 10,490,379 | 12,180,040 | 17,526,569 |
| **Total** | 59,384,558 | 61,620,677 | 70,927,426 |

Fuente: Estados Financieros de REP, CTM e ISA. https://peru.isaenergia.com/SitePages/App/Pagina.aspx?lang=es&mp=1&ms=11&ip=5

Por su parte, para la determinación de los costos operativos se tuvo en cuenta que debido a que REP realiza una parte significativa de las actividades de O&M y de gerenciamiento de CTM e ISA Perú, es necesario descontar de los costos de CTM e ISA Perú los costos de los servicios que son brindados por REP. Los Estados Financieros de las empresas se publican en dólares estadounidenses.

Fueron excluidos los tributos, regalías a ISA, depreciaciones, amortizaciones y provisiones. Los servicios prestados por relacionadas de REP corresponden a servicios brindados por la casa matriz ISA de Colombia.

Para determinar los ratios comparadores correspondientes a REP se convirtieron los valores de los cuadros anteriores a Soles peruanos y posteriormente a balboas panameños comparables. Para la conversión de dólares estadounidenses a soles se empleó el tipo de cambio promedio publicado por el Banco Mundial y para la conversión a balboas se aplicó el proceso de homologación previamente descrito. Los valores resultantes luego del ajuste son los siguientes:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

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 30 días del mes de septiembre 20 25

FIRMA AUTORIZADA

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

*Cuadro N°8. Ratios comparadores de REP*

| Concepto | Unidad | 2021 | 2022 | 2023 | Promedio |
|---|---|---|---|---|---|
| VNR eléctrico | miles de balboas | 25,265,082 | 24,504,956 | 23,965,590 | |
| Gastos administración | miles de balboas | 117,847 | 128,793 | 169,922 | |
| Gastos operación | miles de balboas | 545,678 | 520,278 | 517,443 | |
| ADMT%M*(ADM/VNR) | % | 0.47 | 0.53 | 0.71 | 0.57 |
| OMT%M*(OyM/VNR) | % | 2.16 | 2.12 | 2.16 | 2.15 |
| AOYM/VNR | % | 2.63 | 2.65 | 2.87 | 2.71 |

Fuente: Elaboración propia

## 4.3. Companhia Energética de Minas Gerais Geração e Transmissão S.A. (CEMIG-GT)

CEMIG-GT cuenta con más de 70 años de historia, están presentes en las áreas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y también en la distribución de gas natural y uso eficiente de la energía, a través de su subsidiaria "Efficientia". Actualmente, están conformados por 87 empresas, con acciones en 44 consorcios y 1 fondo de inversión, además de tener activos y negocios en 24 estados brasileños y en el Distrito Federal.

Son reconocidos por el tamaño y competencia técnica y considerados la mayor empresa integrada en el sector de la energía eléctrica en Brasil. Sólo en el estado de Minas Gerais, tienen más de 9 millones de consumidores, divididos entre 774 municipios. Además, suministran energía a clientes libres en el país, con un 18% del mercado, y son uno de los mayores grupos generadores.

La filial CEMIG Transmissão opera y mantiene 40 subestaciones y 5,017 km de líneas de transmisión en tensiones de 230, 345 y 500 kV, parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN). También, cuenta con activos que opera y mantiene en otras 10 subestaciones de otros agentes transmisores. CEMIG transmite la energía generada en sus plantas y la energía comprada a Itaipú, al Sistema Interconectado y a otras fuentes.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Brasil es uno de los sistemas eléctricos más grandes y complejos del mundo, diseñado para integrar la generación, transmisión y distribución de electricidad en casi todo el territorio nacional. Cubre aproximadamente el 98% del consumo eléctrico del país, conectando las regiones Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste y Sur. Existen, además, sistemas aislados en regiones remotas, principalmente en la Amazonía, que no están conectados al SIN. Se extiende por más de 165,000 km de líneas de transmisión de alta y extra alta tensión, con tensiones típicas de 230 kV, 500 kV y 750 kV, utilizando líneas de transmisión HVDC (corriente continua de alta tensión) para transportar grandes cantidades de energía a largas distancias con menor pérdida, como las líneas que conectan las plantas hidroeléctricas de Belo Monte y Itaipú con los principales centros de consumo.

En Brasil, la mayoría de las actividades de generación y transmisión de electricidad se realizan a través de un Contrato de Concesión celebrado con el Gobierno Federal. La Constitución brasilera estipula que todas las concesiones relacionadas con servicios públicos deben adjudicarse mediante un proceso de licitación.

En 1995, para implementar estas disposiciones constitucionales, el Gobierno Federal promulgó una serie de leyes y reglamentos, conocidos colectivamente como la "Ley de Concesiones", para regular los procedimientos de licitación en el sector eléctrico.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Leyes Principales:

Ley Nº 8.987/1995 (Ley de Concesiones):

- Define el régimen de concesiones y permisos para la prestación de servicios públicos, incluyendo la transmisión eléctrica. Establece criterios para la licitación, operación y finalización de concesiones.

Ley Nº 9.074/1995:

- Regula la concesión de servicios públicos en el sector eléctrico y permite la participación de empresas privadas.

Ley Nº 9.427/1996:

- Crea la ANEEL como la agencia reguladora responsable de supervisar, regular y fiscalizar el sector eléctrico.

Ley Nº 10.848/2004:

- Establece las reglas para la comercialización de electricidad en Brasil y define el funcionamiento del mercado regulado y libre.

La ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) regula y fiscaliza las actividades, asegurando la calidad del servicio y el cumplimiento de normas técnicas y contractuales, y el ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), es quien coordina la Operación del Sistema, para asegurar la estabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La remuneración queda definida por la Receita Anual Permitida (RAP), calculada para garantizar retornos adecuados a los inversionistas y eficiencia operativa, y cuyo reajuste anual para los transmisores ocurre el 1 de julio de cada año.

El VNR de CEMIG-GT, expresado en reales para el año 2017 es el siguiente:

***Cuadro N°9. VNR de CEMIG-GT informado por la empresa (Miles de reales)***

| Concepto | Monto |
|---|---|
| VNR | 5,984,178 |

Fuente: Elaboración propia en función de los estados financieros de CEMIG-GT (https://ri.cemig.com.br/docs/cemig-gt-2022-12-31-kTWNqdnC.pdf (p. 141)).

En cuanto a los costos operativos, de acuerdo con los Estados Financieros de CEMIG-GT para el año 2017, están compuestos de la siguiente manera:

***Cuadro N°10. Costos de CEMIG-GT (Miles de reales)***

| Concepto | Montos |
|---|---|
| Gastos operación y mantenimiento | 83,213 |
| Gastos de administración | 58,376 |
| **Total** | **141,589** |

Fuente: Elaboración propia en función de los estados financieros de CEMIG-GT (https://ri.cemig.com.br/docs/cemig-gt-2018-12-31-hqm8Hhw9.pdf (p. 63)).

A partir de los valores presentados se calcularon los ratios comparadores para la empresa CEMIG-GT:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

*Cuadro N°11. Ratios comparadores de CEMIG-GT*

| Concepto | Unidad | 2017 |
|---|---|---|
| VNR eléctrico | miles de balboas | 3,475,236 |
| Gastos administración | miles de balboas | 36,186 |
| Gastos operación | miles de balboas | 53,199 |
| ADMT%M*(ADM/VNR) | % | 1.04 |
| OMT%M*(OyM/VNR) | % | 1.53 |
| AOYM/VNR | % | 2.57 |

Fuente: Elaboración propia

## 5. RATIOS COMPARADORES

De los análisis realizados, se determinó que no existen elementos que justifiquen modificar las variables utilizadas como Comparadores en revisiones tarifarias anteriores, esto es: OMT%M* (OyM/VNR) y ADMT%M* (ADM/VNR). Al respecto no existen elementos de juicio que lleven a modificarlos, por lo que se mantienen en la presente Revisión Tarifaria, de acuerdo con el artículo 198 del Reglamento de Transmisión el cual establece que "Los Indicadores que se aplican en un Periodo Tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar."

En las secciones anteriores se han obtenido los ratios comparadores de las empresas comparadoras consideradas:

- Transelec de Chile
- REP de Perú
- CEMIG-GT de Brasil

Sin embargo, también se analizó la alternativa de considerar otras empresas como comparadoras, pero por diversos motivos no fue posible incluirlas:

- ISA-Intercolombia: Esta empresa fue considerada en la Revisión Tarifaria 2017-2021 pero por motivos de falta de datos actualizados, en particular del VNR, es que no se considera en este estudio. Los últimos datos reportados por la empresa corresponden al año 2014.
- Transba de Argentina: Si bien esta empresa ha sido considerada en Revisiones Tarifarias anteriores, el ambiente regulatorio (inversiones, tarifas, subsidios, etc.) no permite reflejar la situación real de los costos de la empresa. Tampoco se cuenta con valores del VNR, a pesar de ser una de las metodologías analizadas en la Revisión Tarifaria llevada a cabo en 2017. Similares consideraciones se aplican a Transener que es la transportista a nivel nacional en Argentina.
- ETCEE de Guatemala. Si bien se determina el VNR de las instalaciones, no se cuenta con resultados oficiales de la valorización de estas instalaciones. Por otra parte, INDE agrupa a su vez a ECOE (Empresa Comercializadora de Energía) y a EGEE (Empresa de Generación); no contándose con una separación contable por actividades.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

- CEEE-T de Brasil. La empresa muestra dimensiones similares a ETESA y se dispone de sus estados contables, sin embargo, el último dato disponible de VNR corresponde al año 2013, por lo que se descartó su inclusión.

Del análisis realizado se obtuvieron los siguientes ratios comparadores:

*Cuadro N°12. Resumen de ratios comparadores*

| Concepto | Transelec (promedio 2021-2023) | REP (promedio 2021-2023) | CEMIG-GT (2017) | Promedio |
|---|---|---|---|---|
| ADMT%M*(ADM/VNR) | 0.86% | 0.57% | 1.04% | 0.82% |
| OMT%M*(OyM/VNR) | 1.17% | 2.15% | 1.53% | 1.62% |
| AOYM/VNR | 2.03% | 2.71% | 2.57% | 2.44% |

Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en la Revisión Tarifaria anterior, se considera el promedio simple de los ratios de las tres empresas seleccionadas.

Adicionalmente, se hace el ajuste al valor del comparador de operación y mantenimiento incrementándolo en un 8% para captar diferencias de las condiciones a las que se ven expuestas las instalaciones de ETESA respecto a las empresas comparadoras seleccionadas.

En función de lo anterior, se exponen a continuación los resultados de los comparadores para ETESA.

*Cuadro N°13. Ratios comparadores para ETESA*

| Concepto | Transelec | REP | CEMIG-GT | Indicador ETESA |
|---|---|---|---|---|
| ADMT%M*(ADM/VNR) | 0.86% | 0.57% | 1.04% | |
| OMT%M*(OyM/VNR) | 1.17% | 2.15% | 1.53% | |
| AOYM/VNR | 2.03% | 2.71% | 2.57% | |
| Incremento OyM Regulado | 8% | 8% | 8% | |
| ADMT%M*(ADM/VNR) | 0.86% | 0.57% | 1.04% | 0.82% |
| OMT%M*(OyM/VNR) | 1.27% | 2.32% | 1.65% | 1.75% |
| AOYM/VNR | 2.13% | 2.89% | 2.69% | 2.57% |

Fuente: Elaboración propia.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

## 6. INFORME DE GESTIÓN DE ETESA

En la revisión del desempeño de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) se han considerado diferentes indicadores tanto de desempeño operativo como la evolución de los indicadores económicos más significativos:

- Desempeño Operativo:
  - Pérdidas de energía
  - Inversiones
  - Gastos
  - Depreciaciones
  - Ingresos
  - Calidad del Servicio
  - Gestión de la Operación Integrada
- Indicadores Económicos:
  - Rentabilidad
  - Liquidez
  - Endeudamiento

La información necesaria para los análisis realizados se obtuvo de datos suministrados por ETESA y de estudios tarifarios anteriores.

El objetivo principal de este informe es el de brindar diversos elementos básicos que permitan obtener una visión clara del desempeño de la empresa en sus principales aspectos.

### 1.1. Indicadores de desempeño operativo

#### 1.1.1. Pérdidas

Un indicador del desempeño operativo de una empresa de transmisión son las pérdidas de energía. Las pérdidas de energía de transmisión surgen de la diferencia entre la energía recibida por el sistema de transmisión y la energía entregada, mientras que el porcentaje de pérdidas de energía se calcula en función de la energía ingresada al sistema de transmisión. A continuación, se presentan las pérdidas de energía en el sistema de transmisión de ETESA:

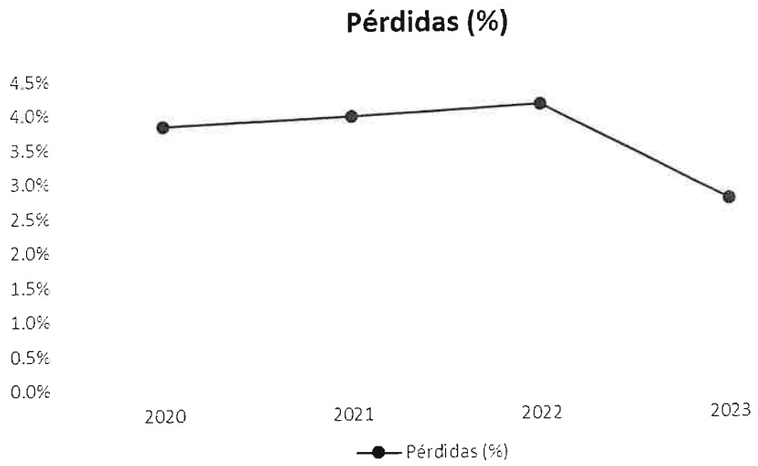
*Cuadro N°14. Pérdidas de energía de ETESA*

| Año | Energía Recibida por ETESA (GWh) | Energía Entregada por ETESA (GWh) | Pérdidas (GWh) | Pérdidas (%) |
|---|---|---|---|---|
| 2020 | 10,622.69 | 10,214.86 | 407.83 | 3.84% |
| 2021 | 11,381.12 | 10,930.48 | 450.64 | 3.96% |
| 2022 | 11,700.85 | 11,217.62 | 483.23 | 4.13% |
| 2023 | 12,163.90 | 11,832.07 | 331.83 | 2.73% |

Fuente: Elaboración propia en base a Estadísticas semestrales ASEP



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta




Se puede observar cierta estabilidad en los valores (aunque con una disminución en el último año) en torno a valores de anteriores revisiones tarifarias.

### 1.1.2. Inversiones

De acuerdo con el Reglamento de Transmisión, el reconocimiento de las inversiones del período tarifario se realiza ex post, con lo que sólo se trasladan a tarifas las inversiones efectivamente realizadas. Sin embargo, resulta de interés comparar las inversiones proyectadas en el IMP Adicional que son indicativas (y por lo que no tienen impacto en las tarifas) con las inversiones efectuadas. Esta comparación permite tener una noción del apartamiento entre lo proyectado en el Plan de Expansión y la realidad.

Dado que el momento de la activación de los desembolsos no necesariamente coincide con el proyectado, es conveniente considerar el monto acumulado de dichos valores. Por otro lado, se han deflactado los valores de los estados financieros para hacerlos comparables con los del IMP aprobado que se encuentran a valores de diciembre de 2020.

El siguiente cuadro permite comparar las inversiones indicativas en el IMP, con las activaciones efectuadas y el total de erogaciones en activos fijos (incluye activaciones de bienes y servidumbres y construcciones en proceso).

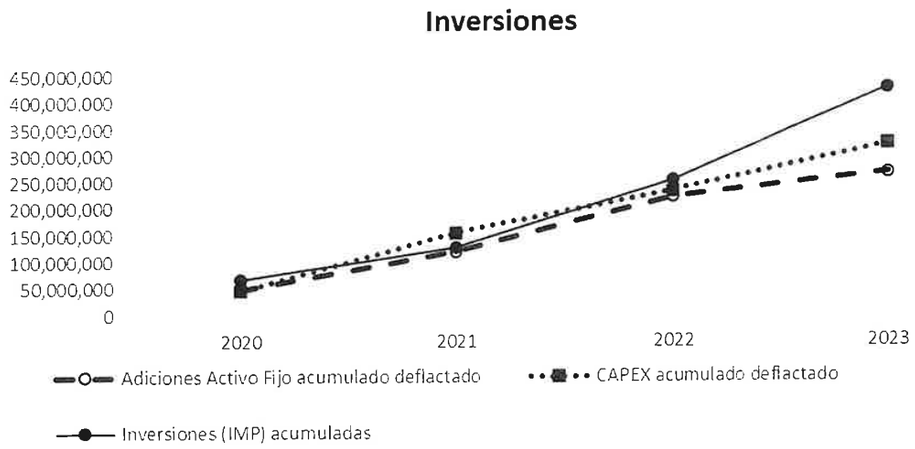
***Cuadro N°15. Inversiones proyectadas y realizadas***

| Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Inversiones (Proyectadas en IMP) acumuladas | 68,352,878 | 127,911,309 | 254,244,844 | 425,634,350 |
| Adiciones Activo Fijo acumulado deflactado | 49,116,231 | 120,044,489 | 222,410,075 | 265,929,059 |
| CAPEX acumulado deflactado | 47,052,927 | 155,567,702 | 233,340,249 | 321,278,281 |

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y Estados Financieros.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta




El CAPEX representa el total de los desembolsos en activos fijos (adiciones de activos fijos, servidumbres y construcciones en proceso), mientras que las adiciones de activo fijo no consideran las construcciones en proceso. Se observa durante los 3 primeros años que los valores proyectados y realizados son similares. Sin embargo, en el último año (2023) el CAPEX resulta claramente inferior al proyectado con lo que se tiene que finalmente el CAPEX resulta 25% menor a las inversiones proyectadas en el IMP.

### 1.1.3. Gastos

A continuación, se comparan los gastos proyectados en el IMP[2] (incluyendo los gastos asociados a las inversiones proyectadas del plan de expansión) con los que surgen de los estados financieros convenientemente deflactados para llevarlos a moneda de diciembre de 2020.

***Cuadro N°16. Gastos proyectados y realizados***

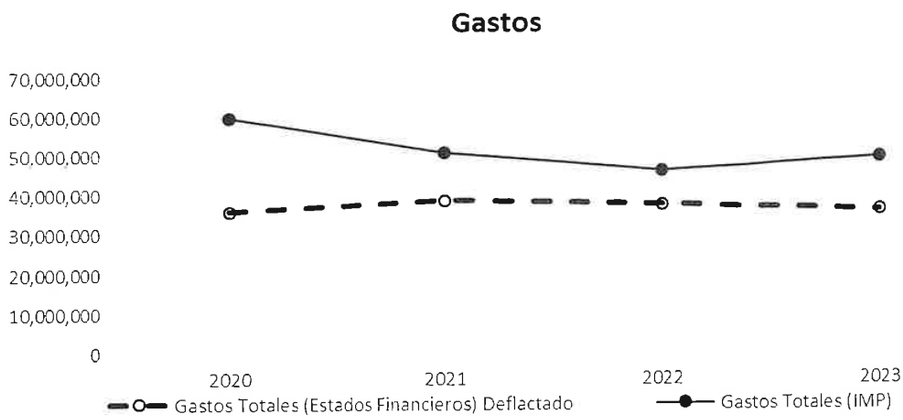
| Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Gastos Totales (IMP) | 59,491,045 | 50,593,442 | 45,900,107 | 49,333,672 |
| Gastos Totales (Estados Financieros) Deflactado | 35,827,273 | 38,574,767 | 37,493,638 | 36,009,252 |

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y Estados Financieros.

[2] Gastos 2020 corresponden a los gastos proyectados en la revisión tarifaria 2017-2021, ajustados por inflación.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta




Se observa que, para todos los años del análisis, los gastos realizados son inferiores a los proyectados en el IMP en aproximadamente un 22%.

Los resultados mostrados anteriormente, también se pueden presentar comparando los ratios Comparadores aprobados en la anterior Revisión Tarifaria y los observados en la realidad. Las ratios reales surgen de los costos operativos ajustados por inflación y el VNR eficiente (más activos adicionales del período).

***Cuadro N°17. Evolución de ratios comparadores***

| Concepto | Aprobado | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|---|
| OMT% | 1.73% | 1.75% | 1.72% | 1.60% | 1.45% |
| ADMT% | 1.32% | 1.19% | 1.28% | 1.08% | 1.04% |
| AOYM/VNR | 3.19% | 2.95% | 3.00% | 2.68% | 2.49% |
| ADMT/(ADMT+OMT) | 41.38% | 40.5% | 42.6% | 40.4% | 41.8% |

Fuente: Elaboración propia.

Las ratios de OMT% y ADMT% son siempre inferiores al aprobado, con excepción del OMT% de 2020 que es ligeramente superior. El resultado muestra que, el ratio AOYM/VNR verificado fue menor al valor aprobado durante todo el período.

En cuanto a la composición de los costos, se observa que para todo el periodo de análisis (2020-2023) los costos de administración coinciden aproximadamente con el valor de las comparadoras aprobados (41.38%).



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

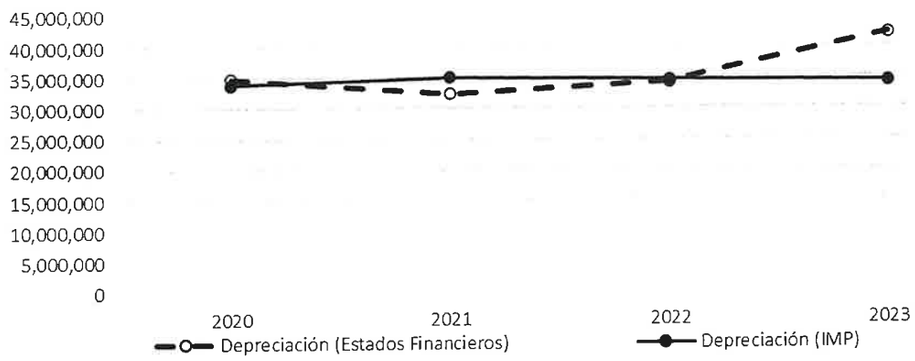
### 1.1.4. Depreciaciones

En este apartado se comparan los gastos por depreciación proyectados en el IMP[3] (incluyendo las depreciaciones asociadas a las inversiones proyectadas del plan de expansión) con los montos imputados en los Estados Financieros de la empresa. Las depreciaciones incluyen depreciación por: equipos de subestación, torres y accesorios, postes y accesorios, conductores aéreos, equipos de comunicación, equipo y mobiliario de oficina, equipos de transporte, caminos y senderos, equipos de informática, equipos de laboratorios, equipos mecánicos, entre otros. El siguiente cuadro y figura muestra la evolución de ambos conceptos.

***Cuadro N° 18. Depreciación proyectada y contable***

| Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Depreciación (IMP) | 33,798,068 | 34,689,577 | 32,543,870 | 34,214,144 |
| Depreciación (Estados Financieros) | 34,820,683 | 32,301,222 | 34,230,062 | 42,036,606 |

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y Estados Financieros.




Los valores proyectados en el IMP y de los Estados Financieros son similares en 2021 y 2022, mientras que en 2020 y 2023 los valores reales son superiores a los proyectados en el IMP. Las diferencias son consecuencia de que la base de activos y las inversiones difieren en ambos casos.

En este apartado se comparan los gastos por depreciación proyectados en el IMP[4] (incluyendo las depreciaciones asociadas a las inversiones proyectadas del plan de expansión) con los montos imputados en los Estados Financieros de la empresa. Las depreciaciones incluyen depreciación por: equipos de subestación, torres y accesorios, postes y accesorios, conductores aéreos, equipos de

[3] Depreciación 2020 corresponden a la depreciación proyectada en la revisión tarifaria 2017-2021, ajustada por inflación.
[4] Depreciación 2020 corresponden a la depreciación proyectada en la revisión tarifaria 2017-2021, ajustada por inflación.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

comunicación, equipo y mobiliario de oficina, equipos de transporte, caminos y senderos, equipos de informática, equipos de laboratorios, equipos mecánicos, entre otros. El siguiente cuadro y figura muestra la evolución de ambos conceptos.

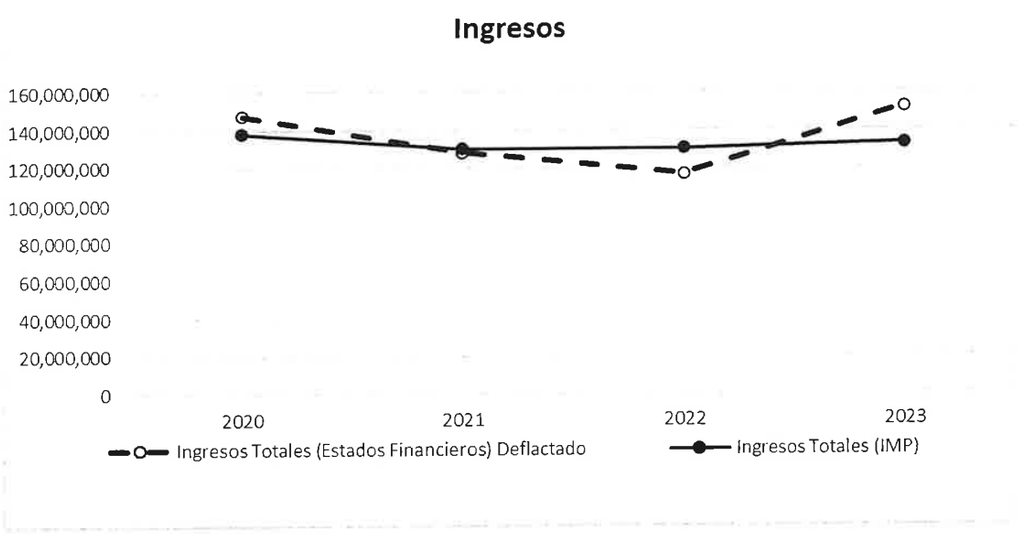
### 1.1.5. Ingresos

Los ingresos aprobados en el IMP[5] (incluyendo los ingresos asociados a las inversiones proyectadas del plan de expansión) se comparan con los ingresos totales presentados en los Estados Financieros de ETESA (incluyen ingresos por uso de la red, conexión, operación integrada y otros ingresos). Los ingresos contables fueron desindexados aplicando la fórmula de actualización tarifaria establecida en el Reglamento de Transmisión. La evolución de estas variables se presenta en el siguiente cuadro:

***Cuadro N° 19. Ingresos proyectados y recibidos***

| Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Ingresos Totales (IMP) | 138,091,398 | 129,930,583 | 130,010,988 | 132,711,935 |
| Ingresos Totales (Estados Financieros) Deflactado | 147,417,499 | 127,911,529 | 116,372,991 | 151,865,021 |

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y Estados Financieros.




Se observa en el gráfico que en 2020 y 2021 los valores son similares. Por su parte en 2023, los ingresos incluyen la solicitud de reconocimiento de ingresos en concepto de Ley 45 del 4 de agosto de 2004 (régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas renovables y limpias) por un total de B/.27,988,600. Si se excluye este valor, el ingreso real es ligeramente inferior al reconocido. Los valores de 2023 tampoco incluyen los valores del Crédito por Restricción Tercera Línea.

[5] Ingresos 2020 corresponden a los ingresos proyectados en la revisión tarifaria 2017-2021, ajustados por inflación.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

### 1.1.6. Calidad del servicio

De acuerdo con el Reglamento de Transmisión (Título VII. Normas de Calidad de Servicio para el Sistema de Transmisión) la confiabilidad es evaluada a través de dos indicadores que deben cumplir los prestadores del servicio público de transmisión. Estos indicadores son: la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) y el Tiempo Total de Interrupción (TTIK). Para calcularlos se utilizan las siguientes fórmulas:

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^{n} kVAf_{Si} \times Tf_{Si}}{kVAmax} \qquad FMIK = \frac{\sum_{i=1}^{n} kVAf_{Si}}{kVAmax}$$

Siendo:

$kVAf_{Si}$ = kVA instalado interrumpido en el punto de interconexión

$kVAmax$ = kVA máximo entregado en el punto de interconexión

$Tf_{Si}$ = Duración de cada interrupción

$n$ = cantidad de interrupciones en el período

A partir de enero de 2006 los límites de referencia de estos indicadores, para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión son (artículo 125 Reglamento de Transmisión):

***Cuadro N° 20. Límites regulatorios de los indicadores de calidad***

| Indicador | Valor Límite |
|---|---|
| FMIK | 1.5/año |
| TTIK | 6 hr./año |

De excederse del valor límite establecido por indicador en algún punto de entrega, se evalúa anualmente el monto (B/.) de reducción tarifaria para el cliente afectado. Esta reducción se paga al cliente como una disminución en la liquidación de cargos por uso del sistema de transmisión de febrero del año siguiente al incumplimiento (artículo 149 y 151 del Reglamento de Transmisión).

Los indicadores de Confiabilidad miden los límites establecidos en la calidad de servicio en diferentes puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión (SPT), los cuales se muestran a continuación:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

*Cuadro N° 21. Puntos de entrega del SPT de ETESA*

| EQUIPOS DE ETESA A EVALUAR FMIK TTIK | |
|---|---|
| **Subestación** | **Equipo** |
| Cáceres | Equipos asociados al pórtico de la LD 115-6 |
| | Equipos asociados al pórtico de la LD 115-8 |
| Panamá | Equipos asociados al pórtico de la LD 115-7 |
| | Equipos asociados al pórtico de la LD 115-9 |
| | Equipos asociados al pórtico de la LD 115-10 |
| | Equipos asociados al pórtico de la LD 115-22 |
| | Equipos asociados al pórtico de la LD 115-38 |
| | Autotransformadores T1/T2/T3/T5 |
| Panamá II | Equipos asociados al pórtico de la LD 115-28 |
| | Equipos asociados al pórtico de la LD 115-29 |
| | Equipos asociados al pórtico de la LD 115-32 |
| | Equipos asociados al pórtico de la LD 115-33 |
| | Autotransformadores T1/T2 |

| LINEAS DE TRANSMISION A EVALUAR FMIK TTIK | |
|---|---|
| **LT** | **UBICACIÓN** |
| 115-3A/3B | S/E Chilibre |
| 115-4A/4B | S/E Cemento Panamá |
| 230-29/30 | S/E Cañazas |

A efectos del cálculo de estos indicadores, sólo se contabilizan las desconexiones debido a indisponibilidades en las instalaciones de la Red de Transmisión Regional cuando éstas sean propiedad del Prestador del Servicio Público de Transmisión y cuando las indisponibilidades superen los valores límites definidos por la ASEP.

En el cuadro siguiente se muestran los valores de los indicadores FMIK y TTIK para el período 2020-2023 y que constan en el "Informe Anual de Indicadores de Confiabilidad" de los respectivos años.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

*Cuadro N° 22. Indicadores de calidad de ETESA*

| Punto de Entrega | 2020 | | 2021 | | 2022 | | 2023 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | FMIK | TTIK | FMIK | TTIK | FMIK | TTIK | FMIK | TTIK |
| 115-3A | 0.3 | 0.1 | 0.7 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.7 | 3.3 |
| 115-3B | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 1.2 |
| 115-4A | 0.1 | 0.1 | 0.2 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.5 | 2.2 |
| 115-4B | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 1.8 |
| 115-6 | 0.2 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 1.5 |
| 115-7 | 0.2 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.6 | 2.7 |
| 115-8 | 0.1 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 2.1 |
| 115-9 | 0.3 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.5 | 2.3 |
| 115-10 | 0.2 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 1.4 |
| 115-22 | 0.2 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.5 | 2.2 |
| 115-28 | 0.2 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 1.6 |
| 115-29 | 0.2 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.5 | 2.3 |
| 115-32 | 0.2 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 1.7 |
| 115-33 | 0.3 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 1.6 |
| 115-38 | 0.2 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 2.2 |
| 230-29/30 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| T1/T2/T3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| T1/T2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |

Fuente: Informe anual indicadores de Calidad ETESA.

Estos indicadores son resultados de los siguientes eventos reportados en el "Informe Anual de Indicadores de Confiabilidad":

- 2020: **1 eventos**. El evento Nº 299 ocasionó un apagón parcial, debido a una falla bifásica en la línea 230-48, el cual provocó una condición de bajo voltaje en la red.
- 2021: **1 eventos**. El evento Nº 442 afectó los puntos de entrega asociados al cumplimiento de los indicadores de confiabilidad. tuvo apertura de los interruptores asociados a las líneas 115-3A (Subestación Panamá - Subestación Chilibre) y 115-4A (Subestación Panamá - Subestación Cemento Panamá) y las líneas 115-24 (Subestación Chilibre - Subestación Calzada Larga) y 115-36 (Subestación Chilibre – Subestación IDAAN) en el extremo de Subestación Chilibre.
- 2022: **0 eventos**.
- 2023: **2 eventos**. El evento Nº 412 tuvo apertura de los interruptores asociados a las líneas 115-4B (Subestación Las Minas 2 - Subestación Cemento Panamá) y 115-3B (Subestación Las Minas 2 - Subestación Cemento Chilibre). También se da el evento No. 544 el cual ocasiona Apagón del Sistema Interconectado Nacional.

En el cuadro anterior se observa que los valores de FMIK y TTIK para todos los puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión son menores a los límites permitidos por la regulación vigente.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

### 1.1.7. Gestión de la operación integrada

En este apartado se consideran dentro del IMP correspondiente al CND los gastos salariales y otros gastos. Los gastos salariales se determinaron en función de una dotación de personal estimada y de un gasto salarial medio; mientras que los otros gastos son una proporción de los primeros.

El siguiente cuadro compara estos gastos del IMP para cada año calendario con los presentados en los estados financieros de la empresa (deflactados por el IPC).

**Cuadro N°23. Gastos CND proyectados y recibidos- En balboas**

| Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Gastos CND (IMP) | 6,339,516 | 5,905,998 | 6,449,078 | 6,992,158 |
| Gastos CND (Estados Financieros) deflactado | 5,091,291 | 5,672,606 | 5,075,236 | 6,164,438 |

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y Estados Financieros.

Los gastos incurridos por el CND son menores a los aprobados en la Revisión Tarifaria para todo el periodo 2020-2023. En comparación a la anterior revisión tarifaria (período 2017-2020), en esta ocasión las diferencias se han reducido.

## 1.2. Evolución de Indicadores Económico-Financieros

Para el análisis de la situación económica y financiera de la empresa se han considerado los principales indicadores económicos y financieros relacionados con la rentabilidad, la liquidez y el endeudamiento.

### 1.2.1. Indicadores de rentabilidad

A los fines de medir el desempeño económico de ETESA se han considerado los siguientes indicadores:

- Rendimiento sobre activos (ROA, por sus siglas en inglés): expresa la capacidad que tiene una empresa para generar beneficios con el activo que administra, ya sea propio o ajeno; y se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$ROA = \frac{Utilidad\ Neta}{Activos\ Totales}$$

- Rendimiento sobre el capital (ROE, por sus siglas en inglés): permite medir la rentabilidad de un negocio en relación con el valor en libros del Patrimonio, por lo que muestra el retorno para los accionistas (únicos proveedores de capital que no tienen ingresos fijos). La diferencia entre el ROA y ROE radica en el apalancamiento financiero. El ROE se calcula como:

$$ROE = \frac{Utilidad\ Neta}{Patrimonio\ Neto}$$

- Margen neto: es una medida de la rentabilidad respecto de los ingresos que genera el negocio y se obtiene como:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

$$Margen\ Neto = \frac{Utilidad\ Neta}{Ingresos\ Totales}$$

- Margen EBITDA: este indicador permite comparar la rentabilidad entre empresas o industrias al no considerar el impacto de las diferentes formas de financiamiento, la jurisdicción política y la composición de los activos; al ignorar el pago de intereses, los impuestos y la depreciación, respectivamente. Se calcula a través de la siguiente ecuación:

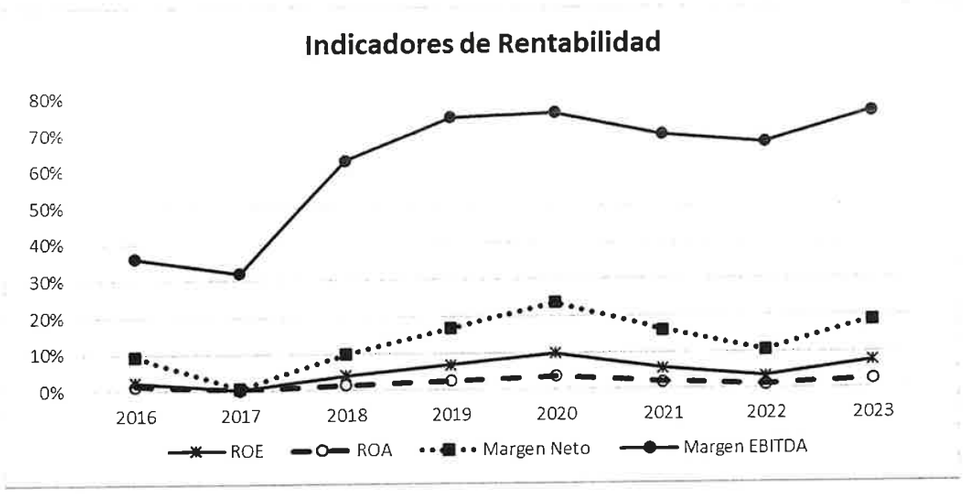
$$Margen\ EBITDA = \frac{EBITDA}{Ingresos\ Totales}$$

El siguiente cuadro y gráfico presentan la evolución de los indicadores mencionados anteriormente. A los fines comparativos se ha incluido también el período previo (2016-2019):

***Cuadro N°24. Indicadores de rentabilidad***

| Indicadores de Rentabilidad | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ROE | 2.24% | 0.20% | 4.00% | 6.70% | 9.78% | 5.61% | 3.35% | 7.44% |
| ROA | 1.24% | 0.08% | 1.36% | 2.26% | 3.35% | 1.88% | 0.97% | 2.23% |
| Margen Neto | 9.19% | 0.57% | 9.85% | 16.68% | 23.69% | 16.04% | 10.31% | 18.63% |
| Margen EBITDA | 36.08% | 32.11% | 62.99% | 74.60% | 75.78% | 69.78% | 67.42% | 75.91% |

Fuente: Elaboración propia.




Se aprecia una mejora, en promedio, en todos los indicadores a lo largo del último período (2020-2023) en comparación con los valores obtenidos en el periodo previo.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

### 1.2.2. Indicadores de liquidez

Los indicadores de liquidez a corto plazo miden la capacidad de la empresa para satisfacer las obligaciones financieras de tipo recurrentes. En la medida en que una empresa tenga un flujo de efectivo suficiente, estará en condiciones de evitar el incumplimiento de sus obligaciones financieras y así evitar una quiebra financiera. A continuación, se presentan los indicadores más utilizados:

- Liquidez o razón circulante: surge de la relación entre los activos circulantes (o corrientes) y los pasivos circulantes (o corrientes):

$$Liquidez = \frac{Activo\ Corriente}{Pasivo\ Corriente}$$

- Liquidez Acida: surge de la relación entre los activos circulantes (o corrientes) neto de inventarios y los pasivos circulantes (o corrientes):

$$Liquidez\ Acida = \frac{Activo\ Corriente - Inventarios}{Pasivo\ Corriente}$$

- Liquidez Súper Acida: surge de la relación entre el efectivo y los pasivos circulantes (o corrientes):

$$Liquidez\ Super\ Acida = \frac{Efectivo}{Pasivo\ Corriente}$$

El siguiente cuadro y gráfico muestran la evolución de este indicador durante los últimos 8 años:

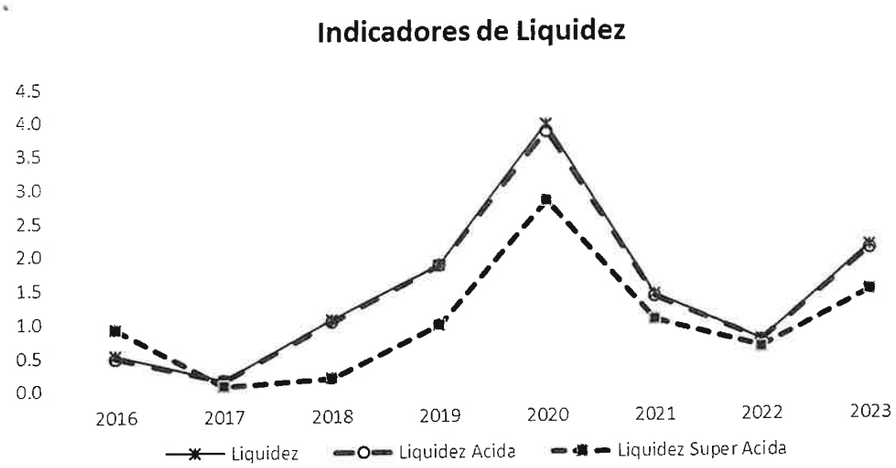
***Cuadro N°25. Indicadores de liquidez***

| Indicadores de Liquidez | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Liquidez | 0.51 | 0.14 | 1.03 | 1.83 | 3.93 | 1.40 | 0.71 | 2.09 |
| Liquidez Acida | 0.47 | 0.14 | 1.00 | 1.83 | 3.82 | 1.36 | 0.70 | 2.05 |
| Liquidez Super Acida | 0.90 | 0.06 | 0.17 | 0.95 | 2.79 | 1.02 | 0.60 | 1.44 |

Fuente: Elaboración propia.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta




Se observa, al igual que con los indicadores de rentabilidad, mejores indicadores para el promedio del período 2020-2023 que en el período previo 2016-2020. El valor más alto en 2020 se considera que refleja el año de transición entre un período tarifario y otro. Los valores superiores a uno en los años 2020, 2021 y 2023 muestran a la compañía en una adecuada situación para hacer frente a sus obligaciones inmediatas.

### 1.2.3. Indicadores de endeudamiento

Permiten analizar la medida en la cual una empresa recurre al financiamiento por medio de deudas y posibilitan determinar la probabilidad de que la empresa incurra en incumplimientos con relación a sus obligaciones contractuales. Es decir, una excesiva cantidad de deudas puede conducir a una más alta probabilidad de insolvencia y de quiebra financiera. Pero las deudas son una forma importante de financiamiento ya que proporcionan una ventaja fiscal significativa al ser los pagos de intereses deducibles de impuestos.

Los indicadores analizados son los siguientes:

- Solvencia: determina el nivel de autonomía financiera. Un valor bajo de este índice indica que la empresa depende mucho de sus acreedores, dispone de una limitada capacidad de endeudamiento y funciona con una estructura financiera arriesgada. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Solvencia = \frac{Activo\ Total}{Pasivo\ Total}$$

- Endeudamiento: es una medida del grado de compromiso del patrimonio para con los acreedores de la empresa. Esta razón de dependencia entre propietarios y acreedores sirve también para indicar la capacidad de crédito, como así también si los propietarios o acreedores son los que financian principalmente a la empresa. Se determina de la siguiente manera:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

$$Endeudamiento = \frac{Pasivo\ Total}{Patrimonio\ Neto}$$

- Endeudamiento Corriente: mide el grado de endeudamiento a mediano plazo de la empresa y su capacidad para afrontar acreencias. Está estrechamente vinculado a la solvencia.

$$Endeudamiento\ Corriente = \frac{Pasivo\ Corriente}{Activo\ Corriente}$$

- Ratio de Deuda de Largo Plazo: es una medida de la calidad (en lo que se refiere al plazo) de la deuda. Cuanto más próximo a uno se encuentre el indicador menor el grado de exigibilidad de la deuda. Se obtiene como:

$$Ratio\ de\ Deuda\ a\ Largo\ Plazo = \frac{Deuda\ a\ Largo\ Plazo}{Deuda\ Total}$$

- Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda: determina en qué medida los gastos financieros se pueden pagar con el beneficio neto. A mayor valor de este indicador mejor es la situación de la empresa para hacer frente a la carga financiera. Se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$Cobertura\ del\ Servicio\ de\ la\ Deuda = \frac{EBITDA}{Intereses\ Pagados + Amortización\ de\ la\ Deuda}$$

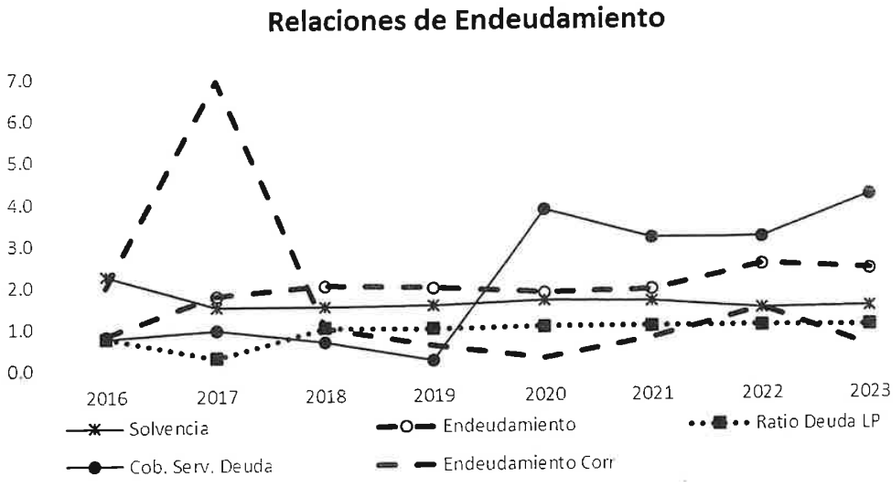
***Cuadro N°26. Indicadores de endeudamiento***

| Relaciones de Endeudamiento | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Solvencia | 2.24 | 1.50 | 1.48 | 1.52 | 1.61 | 1.60 | 1.41 | 1.43 |
| Endeudamiento | 0.81 | 1.75 | 1.99 | 1.94 | 1.81 | 1.87 | 2.46 | 2.33 |
| Endeudamiento Corriente | 1.96 | 6.92 | 0.97 | 0.55 | 0.25 | 0.71 | 1.41 | 0.48 |
| Ratio Deuda Largo Plazo | 0.76 | 0.28 | 0.98 | 0.96 | 1.00 | 1.00 | 0.99 | 0.99 |
| Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda | 0.75 | 0.95 | 0.66 | 0.20 | 3.80 | 3.10 | 3.11 | 4.10 |

Fuente: Elaboración propia.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta




En el caso de la solvencia y endeudamiento se observa un ligero deterioro de estos indicadores como resultado de una mayor participación del endeudamiento en el financiamiento de los activos. Por su parte, el Ratio de Deuda a Largo Plazo se mantiene relativamente estable como resultado de que las diferentes fuentes de endeudamiento han crecido a ritmo similar, y al ser este muy cercano a uno en los últimos años el grado de exigibilidad de la deuda ha sido menor. Por otro lado, se observa una sustancial mejora de la cobertura del servicio de la deuda debido fundamentalmente a menor impacto de amortización de la deuda. Finalmente, la empresa ha mejorado su posición de endeudamiento corriente disminuyendo la necesidad de atender el desbalance operativo mediante un menor endeudamiento.

### 1.3. Conclusiones del análisis del desempeño de ETESA

A continuación, se resumen las principales conclusiones alcanzadas en los análisis anteriores:

- Las pérdidas de energía han mostrado estabilidad (con una disminución en el último año) y en torno a valores de anteriores revisiones tarifarias
- Los indicadores de calidad se encuentran dentro de los límites establecidos.
- En relación con las inversiones se observa durante los 3 primeros años que los valores proyectados y realizados son similares. Sin embargo, en el último año (2023) el CAPEX resulta claramente inferior al proyectado con lo que se tiene que finalmente el CAPEX resulta 25% menor a las inversiones proyectadas en el IMP.
- Los costos operativos son inferiores a los proyectados en el IMP durante todo el período. Lo cual también se verifica al considerar el ratio AOYM/VNR.
- Los ingresos obtenidos por ETESA indicados en los estados financieros de la empresa han sido similares a los proyectados en el IMP.
- Se aprecia una mejora, en promedio, en todos los indicadores de rentabilidad y liquidez a lo largo del último período (2020-2023) en comparación con los valores obtenidos en el periodo previo.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

- En el caso de la solvencia y endeudamiento se observa un ligero deterioro de estos indicadores como resultado de una mayor participación del endeudamiento en el financiamiento de los activos. El ratio de la deuda a largo plazo se ha mantenido relativamente estable.
- Se aprecia una sustancial mejora de la cobertura del servicio de la deuda debido a menor impacto de amortización de la deuda.
- En cuanto a la gestión del CND se observa que los gastos realizados fueron menores a los previstos en el cálculo del IMP debido a menor contratación de empleados y menor participación de Otros Gastos.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

# ANEXO II: TASA DE RETORNO

## 1. INTRODUCCIÓN

La determinación del costo de capital en una empresa regulada de transmisión reviste gran importancia por cuanto su correcta estimación permitirá a la empresa cubrir todos los costos económicos para la prestación del servicio de transmisión, incluida una tasa de rentabilidad justa y razonable. Una sobreestimación de esta llevará a las empresas a obtener beneficios mayores a los adecuados y una subestimación a incurrir en pérdidas. El nivel adecuado significa en consecuencia que se asegura la sustentabilidad del negocio en el largo plazo, garantizando así la atracción de capital necesaria para realizar las inversiones para la renovación de los activos de la empresa al fin de su vida útil como así también aquellas orientadas a la expansión del servicio.

## 2. MARCO LEGAL

La base sobre la cual se debe apoyar el análisis para la determinación del costo de capital se encuentra en la Ley 6 (dictada en el año 1997) por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad y las leyes que la modifican.

En este sentido, el Capítulo II - Tarifas por Transmisión, el artículo 99 señala lo siguiente:

> *"**Artículo 99**. Cobertura de costos. Las tarifas asociadas con el acceso y uso de las redes de transmisión cubrirán los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión necesarios para atender el crecimiento previsto de la demanda, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad y de desarrollo sostenible. Los costos se calcularán bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo el plan de expansión y en la gestión de la Empresa de Transmisión. Para los efectos de este cálculo, no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario."*

*Los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad, antes de aplicarse el impuesto sobre la renta, sobre el activo fijo neto invertido a costo original. Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unido América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria.*

## 3. MARCO CONCEPTUAL

Si bien el marco legal determina los elementos a tener en cuenta para la fijación de la tasa por parte del regulador, resulta importante que el mismo disponga de cualquier otro elemento que pueda aportar información de referencia adicional al respecto. En tal sentido se incorporará, al igual que en revisiones anteriores, el cálculo de la tasa promedio ponderada utilizando un modelo ampliamente aceptado en la práctica regulatoria conocido como WACC - CAPM.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

La definición dada corresponde al concepto de costo de oportunidad del capital, y en el contexto del presente estudio, a la tasa mínima, o retorno, que requiere una inversión para atraer fondos hacia el sector regulado. Debe tenerse presente, tal como lo define la Ley 6, que sea de riesgo comparable. Por lo tanto, resulta necesario contemplar tanto la estimación del rendimiento de una inversión como el nivel de riesgo comparable con otras industrias a nivel nacional o internacional.

La literatura de las finanzas corporativas recurre a un modelo ampliamente utilizado y aceptado también en la práctica regulatoria, modelo que permite estimar el costo de capital promedio ponderado, bajo el supuesto que las empresas se financian tanto con capital propio como con deuda de terceros, y que adopta la siguiente forma:

$$WACC = r_d(1-t)\frac{D}{A} + r_{KP}\frac{E}{A}$$

donde:

$WACC$ = costo de capital promedio ponderado

$r_d$ = costo de la deuda de largo plazo

$t$ = impuesto a la renta

$D/A$ = proporción de la deuda respecto a los activos totales

$r_{KP}$ = costo del capital propio

$E/A$ = proporción del capital propio respecto a los activos totales

A su vez, $r_{KP}$ se calcula de la siguiente manera, siguiendo la práctica de utilizar el modelo CAPM para su determinación:

$$r_{KP} = r_l + \beta(r_m - r_l) + r_p$$

donde:

$r_l$ = tasa libre de riesgo

$\beta$ = coeficiente de riesgo sistemático

$r_m$ = retorno de una cartera diversificada de acciones

$r_p$ = tasa de riesgo país

Esta fórmula expresa que el costo de capital propio de un activo es igual al retorno que brinda un activo o título libre de riesgo más una prima por el riesgo asumido, que se representa por el término $\beta\ (r_m - r_l)$. Adicionalmente, y en el contexto de la realidad económica de los países emergentes, se suele sumar el concepto de tasa riesgo país ($r_p$).

Este modelo para la determinación del costo del capital propio, internacionalmente es el más utilizado, aunque no está exento a objeciones respecto a su utilidad como predictor de los retornos de una empresa, sobre todo cuando se aplica en países emergentes, como los latinoamericanos, por distintas razones como por ejemplo, alta volatilidad en las cotizaciones de las acciones,



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

mercados de capitales poco desarrollados donde la mayoría de las transacciones se realizan sobre paquetes accionarios de compañías de capital cerrado, etc.

Si bien se han desarrollado otro modelos alternativos como por ejemplo el Arbitrage Pricing Model (APM), el Dividend Discount Model (DDM), Dividen Growth Model (DGM) y el Price Earning Model (PEM), cada uno de ellos presenta sus propias limitaciones, debido a la gran cantidad de información acerca de las cotizaciones bursátiles en los respectivos mercados de capitales que es necesario reunir para obtener resultados estadísticamente significativos, como así también a la poca liquidez de las acciones y bonos que en ellos se cotizan y la escasa proporción del capital puesto a disposición del público respecto al capital total. Se considera, por lo tanto, que el enfoque propuesto, es decir, utilizar el modelo CAPM es el que menos limitaciones tiene, avalado por el hecho que es el modelo más empleado para el cálculo del costo de capital, tanto en empresas reguladas como no reguladas.

## 4. CÁLCULO DEL COSTO PROMEDIO PONDERADO DEL CAPITAL

En esta sección se procederá a calcular la tasa de rentabilidad con base a la metodología anteriormente definida con el correspondiente detalle de la metodología empleada, mecánica de cálculo y fuentes de información consultadas.

Debe destacarse que los valores que determine esta metodología de cálculo constituirán elementos de juicio adicionales a tener en cuenta para la fijación de la tasa de rentabilidad regulada de manera definitiva.

### 4.1. Costo del capital propio

A continuación, se expone la metodología empleada para la determinación del costo de capital propio de la empresa según el modelo CAPM seleccionado, indicando asimismo fuentes de información consultadas y validaciones practicadas de manera consistente con lo aplicado en los períodos tarifarios anteriores.

#### 4.1.1. Tasa libre de riesgo

La tasa libre riesgo es el rendimiento que puede obtener un activo no expuesto a riesgo alguno. Es decir que un inversionista espera que el activo invertido sin riesgo tenga un rendimiento sin desviaciones alrededor del riesgo esperado. Un activo libre de riesgo no tiene riesgo de incumplimiento (*default risk*) ni riesgo de reinversión (*reinvestment risk*). Es práctica habitual, y aceptada en forma generalizada en finanzas corporativas, evaluar la tasa de libre riesgo como el rendimiento de los Bonos del Tesoro de los E.E.U.U. (Treasury Bonds o T-Bonds) con una madurez (*maturity*) equivalente a la vida útil del activo que se desea evaluar. Asimismo, estos reúnen otra característica relevante como es la importante liquidez que registran, esto es, son activos con un importante volumen de transacción en los mercados financieros globales. En el caso particular de este estudio, la práctica indicaría considerar como tasa libre de riesgo a la tasa interna de retorno de un bono con una duración similar a la vida promedio de los activos eléctricos de la empresa cuyo costo de capital se trata de determinar.

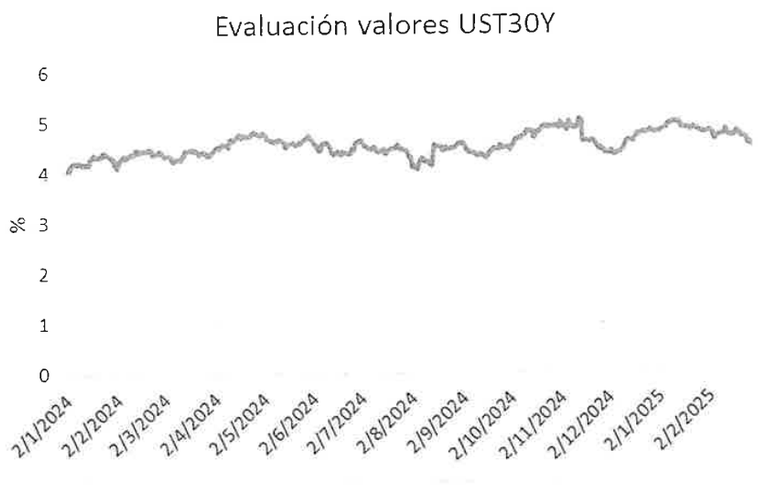


Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

A fin de determinar la tasa libre de riesgo se recurrió a los retornos informados por la Reserva Federal de los Estados Unidos, considerando el promedio para los doce meses anteriores a la revisión de la formula tarifaria según lo definido por el artículo 101 de la Ley 6 de 1997 en relación con los promedios que deben considerarse para los rendimientos de los Bonos del Tesoro de los E.E.U.U. En el caso particular de esta revisión se adopta entonces el periodo febrero 2024 – enero 2025 para los Bonos del Tesoro a 30 Años (UST30Y), siendo este el periodo correspondiente al año anterior en que se inicia el nuevo ciclo tarifario.

A continuación, se presenta la evolución histórica de los bonos del Tesoro a 30 años:

**Ilustración 1. Evolución diaria de valores UST30Y**




Fuente: elaboración propia en base a Federal Reserve (www.federalreserve.gov).

El promedio aritmético para el período en cuestión asciende a 460 bp (4.60%) como tasa libre de riesgo a considerar en el cálculo del costo del capital propio de la empresa, tal como se observa en el siguiente cuadro:

***Cuadro N°1. Tasas de retorno mensuales de los bonos del tesoro de los EE. UU. a 30 Años***

| Mes | Promedio UST30Y |
|---|---|
| may-24 | 4.62% |
| jun-24 | 4.44% |
| jul-24 | 4.46% |
| ago-24 | 4.35% |
| sep-24 | 4.41% |
| oct-24 | 4.76% |
| nov-24 | 4.72% |
| dic-24 | 4.59% |
| ene-25 | 4.85% |
| feb-25 | 4.68% |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

| Mes | Promedio UST30Y |
|---|---|
| mar-25 | 4.60% |
| abr-25 | 4.72% |
| **Promedio** | **4.60%** |

Fuente: Federal Reserve (www.federalreserve.gov).

### 4.1.2. El coeficiente beta

El coeficiente Beta o $\beta$ se refiere al riesgo sistemático; es decir, mide el riesgo relativo a que está expuesto el activo que se está analizando respecto al rendimiento de los activos de riesgo que conforman el mercado total.

De acuerdo con la teoría moderna de la diversificación de carteras el riesgo de un activo, el coeficiente $\beta$ se puede separar en dos: el riesgo sistemático (riesgo de mercado) y el riesgo asistemático (riesgo único). Respecto a este último no es necesario reconocerle al concesionario por cuanto él mismo puede neutralizarlo combinando ese activo con otros cuyos precios estén correlacionados negativamente. En cambio, el riesgo sistemático, o de mercado, no puede diversificarse porque afecta a todos los activos del mercado. Por esta razón, la práctica regulatoria sólo reconoce el riesgo sistemático, simbolizado por el coeficiente $\beta$.

Formalmente:

$$\beta = \sigma_i / \sigma_m^2$$

Donde $\beta$ es la covariancia entre el rendimiento del activo i y el rendimiento del mercado m, respecto a la variancia del rendimiento del mercado. Por lo tanto, este coeficiente mide la contribución del activo i al riesgo de la cartera o portafolio de mercado m. Ello indica que el $\beta$ medio de todos los activos es igual a 1. Un coeficiente $\beta$ con valor menor a 1 significa que el activo es menos sensible a las variaciones del mercado, y un coeficiente $\beta$ mayor a 1 significa que el activo es muy sensible a los movimientos del mercado.

El cálculo del coeficiente Beta, a los efectos de estimar el costo de capital de una empresa regulada, exige que se utilice información objetiva referente a mercados con un importante volumen de empresas y operaciones. Siendo que estas características no se encuentran en la República de Panamá, se recurre a los valores estimados para la industria de los E.E.U.U. En este caso se ha tomado la beta desapalancada calculada, para el sector de servicios públicos regulados, por el Prof. Aswath Damodaran, con los datos hasta el año 2024 inclusive, la cual asciende a 0.25, con un total de dieciséis empresas contenidas en la muestra.

Si bien en anteriores revisiones tarifarias se incluyó un Beta adicional por riesgo regulatorio para la actividad de transmisión[6], se considera que no corresponde actualmente adicionar este componente. Esto se debe a la evolución de los sistemas regulatorios en los distintos países (EE. UU. particularmente) los cuales buscan incorporar señales de eficiencia cualquiera sea el método regulatorio seguido[7].

[6] No fue así para distribución eléctrica en la que no se incluyó esta prima en la última revisión tarifaria.
[7] De hecho la regulación en EEUU ha ido convergiendo a una regulación por incentivos o precios máximos.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

El Beta desapalancado considerado corresponde al publicado en 2025 con datos hasta 2024. A continuación, se presenta la evolución histórica de estos valores:

***Cuadro N° 2. Evolución histórica Betas desapalancados EE. UU.***

| Concepto | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unlevered beta | 0.20 | 0.17 | 0.19 | 0.48 | 0.60 | 0.41 | 0.36 | 0.25 |

Fuente: Elaboración propia con base a Damodaran.

Una vez adoptado el Beta desapalancado, a los efectos de determinar una Beta relevante para la actividad de ETESA se incluye entonces tanto la estructura de deuda y capital propio-óptima para la actividad y la tasa impositiva correspondiente. Con ello se obtiene una Beta apalancada para la actividad de transmisión en la República de Panamá.

***Cuadro N° 3. Determinación del Beta regulatorio y Beta de la actividad para la República de Panamá***

| Concepto | Valor |
|---|---|
| Beta EE. UU. desapalancado | 0.25 |
| Tasa de Impuestos Panamá | 30.00% |
| Apalancamiento Óptimo | 50.00% |
| **Beta apalancado** | **0.425** |

Fuente: Elaboración propia con base a Damodaran.

### 4.1.3. Prima de riesgo de mercado

La prima de riesgo de mercado mide el rendimiento adicional que un inversor requiere para mantener una cartera de títulos diversificada en lugar de un bono o título libre de riesgo. En el modelo CAPM está reflejada en la expresión $(r_m - r_i)$.

Tanto los trabajos académicos como la práctica para la determinación de esta prima muestran severas discrepancias en su tratamiento. Damodaran señala que estas discrepancias se refieren fundamentalmente a tres factores: el período de tiempo utilizado, la elección del activo libre de riesgo y la utilización de promedios aritméticos o geométricos para la estimación de la serie de retornos pasados.

Respecto al primer factor, aunque existen datos sistemáticamente recopilados desde 1928, muchos autores utilizan períodos más reducidos para realizar sus estimaciones, por ejemplo, 50 años, 30 años, e incluso 10 y 5 años. Los argumentos varían para la selección de los distintos períodos. Los defensores de los períodos largos aducen que la desviación standard de las estimaciones para períodos largos es menor en comparación con las estimaciones para períodos más cortos. Y por su parte, aquellos autores que prefieren períodos más cortos alegan que la aversión al riesgo por parte del inversor promedio cambia a lo largo del tiempo, por lo que tomar períodos cortos permite obtener una estimación más actualizada.

En cuanto a la elección del activo libre de riesgo se pueden tomar ya sea las letras del Tesoro (de corto plazo) o los bonos del Tesoro (de largo plazo). Lo importante es que haya consistencia entre



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

el título que se adopte como libre de riesgo y el plazo que se considere para estimar los retornos esperados.

Por último, la utilización de promedios aritméticos o geométricos también genera diferencias en los valores de los estimadores del premio de mercado. Según Damodaran, los estudios empíricos señalan que los promedios aritméticos tienden a sobreestimar los premios de mercado a diferencia de la utilización de promedios geométricos que no poseen sesgo. Por lo general se estima que las diferencias, a igualdad de otros factores, oscilan en dos puntos. Sin embargo, es más aceptado por parte de los reguladores el uso de promedios aritméticos.

***Cuadro N°4. Prima de riesgo de mercado***

| Promedio Aritmético | Stocks - T.Bonds |
|---|---|
| 1928-2024 | 7.00% |
| 1975-2024 | 7.03% |
| 1985-2024 | 6.81% |
| 2015-2024 | 13.54% |

Fuente: Damodaran http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/

Como se observa, los premios de mercado pueden variar entre el 13.54% y el 6.81% según sea el criterio que se adopte para medirlo, habitualmente se consideran períodos extensos de 50 años o más. Para el cálculo presentado se considerará la totalidad del período.

### 4.1.4. Tasa de riesgo país

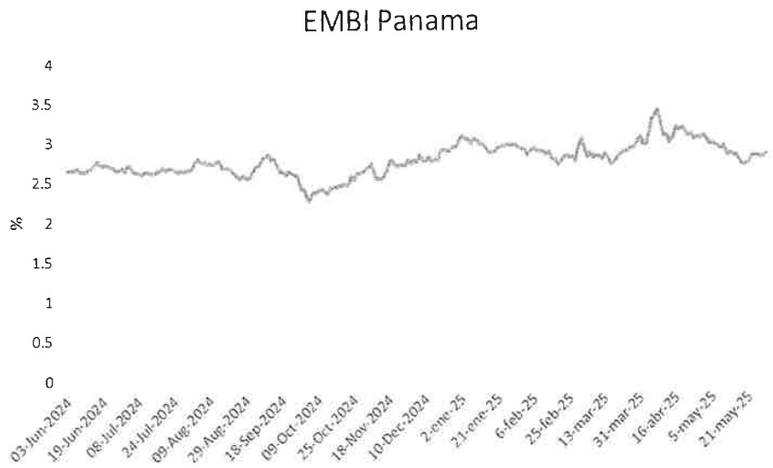
Dado que los riesgos de una inversión en la República de Panamá difieren de aquellas realizadas en un país desarrollado como los E.E.U.U., las empresas enfrentan un riesgo adicional al operar en economías emergentes. Dichos riesgos deben contemplarse en la determinación de la tasa libre de riesgo utilizada en toda evaluación. Ello por cuanto se asume que todos los riesgos de obtener el flujo de caja en un mercado emergente no son captados en el modelo CAPM y, por ende, una prima por riesgo país es sumada al costo de capital. De los principales métodos para la medición del riesgo país para su incorporación a la tasa libre de riesgo, uno de los más utilizados en el campo de las finanzas corporativas es el Emerging Market Bond Index Plus (EMBI+) publicado por el banco de inversión JP Morgan Chase.

A continuación, se presenta la evolución histórica del EMBI+:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

**Ilustración 2. Evolución diaria EMBI+ Panamá**




Fuente: Elaboración propia con base EMBI+ publicado por MEF de Panamá.

***Cuadro N°5. Tasa de riesgo país para la República de Panamá con base a EMBI+***

| Fecha | Promedio mes |
|---|---|
| jun-24 | 2.68% |
| jul-24 | 2.64% |
| ago-24 | 2.68% |
| sep-24 | 2.66% |
| oct-24 | 2.44% |
| nov-24 | 2.66% |
| dic-24 | 2.82% |
| ene-25 | 2.94% |
| feb-25 | 2.81% |
| mar-25 | 2.83% |
| abr-25 | 3.09% |
| may-25 | 2.82% |
| **Promedio 12 meses** | **2.76** |

Fuente: Elaboración propia con base EMBI+ publicado por MEF de Panamá.

Dicho índice, como se expone en el cuadro anterior para el caso de Panamá en el periodo de 12 meses previos al inicio del nuevo período tarifario, arroja un promedio de 276 bp (2.76%).

### 4.1.5. Determinación de la tasa de retorno del capital propio

Finalmente aplicando el modelo CAPM con base a los datos anteriormente obtenidos se procede a calcular la tasa de retorno del capital propio de referencia para el sector de transmisión eléctrica.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

***Cuadro N°6. Tasa de retorno del capital propio.***

| Concepto | Valor |
|---|---|
| Tasa Libre de Riesgo | 4.60% |
| Riesgo País | 2.76% |
| Beta Panamá | 0.425 |
| Prima de Riesgo | 7.00% |
| **Costo del Capital Propio (Re)** | **10.33%** |

Fuente: Elaboración propia.

## 4.2. Costo de la deuda

El costo de la deuda es igual al costo de endeudamiento de mediano y largo plazo en el que incurre la empresa para obtener fondos para financiar sus proyectos.

El modelo utilizado en este trabajo, a los fines de estimar el costo de endeudamiento, se basa en considerar el costo marginal de obtener fondos. Una empresa de servicios públicos que desea obtener fondos en el mercado internacional los captará a una tasa que refleje la tasa libre de riesgo más un spread asociado al riesgo crediticio del sector y del país en el cual se encuentra dicha firma. En síntesis, el costo de endeudarse es:

$$r_d = r_l + r_p + SD$$

donde:
$r_d$: costo de la deuda
$r_l$: tasa libre de riesgo
$r_p$: riesgo país
$SD$: Spread Default

Para la tasa libre de riesgo, solo a los efectos del cálculo del costo de la deuda, se consideró la tasa de interés de los Treasury Bonds a 10 años (promedio de mayo del 2024 a abril 2025).

***Cuadro N°7. Tasa libre de riesgo para el cálculo del costo de la deuda, 10 Years Treasury Bonds***

| Mes | Promedio UST10Y |
|---|---|
| may-24 | 4.48% |
| jun-24 | 4.31% |
| jul-24 | 4.25% |
| ago-24 | 3.87% |
| sep-24 | 3.72% |
| oct-24 | 4.10% |
| nov-24 | 4.36% |
| dic-24 | 4.39% |
| ene-25 | 4.63% |
| feb-25 | 4.45% |
| mar-25 | 4.28% |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

| Mes | Promedio UST10Y |
|---|---|
| abr-25 | 4.28% |
| **Promedio** | **4.26%** |

Fuente: Board of Governors Federal Reserve System.

El promedio mayo 2024 - abril 2025 resulta en un valor de 4.26% para los bonos de 10 años.

Como último componente del costo de la duda, se determina la prima por riesgo corporativo o spread por default. Este spread adicional depende de la calificación crediticia que pueda obtener el negocio. Esta calificación es establecida por agencias calificadoras de riesgo y capturan el riesgo de insolvencia del emisor.

Esta prima se obtiene como el spread entre la tasa de interés de un bono corporativo y la tasa de interés de los bonos soberanos utilizados para estimar la tasa libre de riesgo.

Para determinar la prima a utilizar se consideró la calificación crediticia de ETESA[8] y de la República de Panamá[9] publicadas por Fitch Ratings: BB+. Según la información relevada por Damodaran, el spread crediticio para empresas con esta calificación crediticia asciende a 155 bp (1.55%).

***Cuadro N°8. Spread de Bonos Corporativos***

| Rating | Spread 2025 |
|---|---|
| AAA | 0.45% |
| AA+ | 0.52% |
| AA | 0.60% |
| AA- | 0.70% |
| A+ | 0.77% |
| A | 0.85% |
| A- | 0.95% |
| BBB+ | 1.06% |
| BBB | 1.20% |
| BBB- | 1.40% |
| **BB+** | **1.55%** |
| BB | 1.83% |
| BB- | 2.22% |
| B+ | 2.61% |
| B | 3.00% |
| B- | 4.42% |
| CCC+ | 5.84% |
| CCC | 7.28% |

[8] Fitch Affirms ETESA Ratings at 'BB+'; Outlook Stable: https://www.fitchratings.com/research/es/corporate-finance/fitch-affirms-etesa-ratings-at-bb-outlook-stable-03-10-2024

[9] Fitch Revises Panamanian Issuers' National Ratings on Recalibration: https://www.fitchratings.com/research/es/banks/fitch-revises-panamanian-issuers-national-ratings-on-recalibration-06-05-2024

kab



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

| Rating | Spread 2025 |
|---|---|
| CCC- | 8.68% |
| CC+ | 9.50% |
| CC | 10.10% |
| CC- | 12.00% |
| C+ | 14.00% |
| C | 15.50% |
| C- | 17.00% |
| D | 19.00% |

Fuente: Damodaran (Index of /~adamodar/pc/datasets).

Como resultado de los componentes anteriormente determinados, se obtiene el siguiente costo de la deuda para ETESA:

*Cuadro N°9. Costo de la deuda*

| Concepto | Valor |
|---|---|
| Tasa Libre de Riesgo | 4.26% |
| Riesgo País | 2.76% |
| Riesgo Corporativo (Rc) | 1.55% |
| Costo de la Deuda antes de impuestos | 8.88% |
| Tasa Marginal Impuesto a las Ganancias | 30% |
| **Costo de la Deuda después de impuestos** | **6.83%** |

Fuente: Elaboración propia

## 4.3. Tasas de retorno nominales versus reales

Los valores anteriormente calculados se encuentran expresados en términos nominales. Dado que el mecanismo de regulación de ingresos en la República de Panamá permite la actualización periódica de las tarifas por inflación, entonces el costo de oportunidad del capital a utilizar deberá ser determinado en términos reales, es decir libre de los efectos de la inflación.

A los efectos de convertir las tasas nominales en reales, y dado que los cálculos se denominan en dólares estadounidenses, se consideró la inflación esperada en los E.E.U.U. de largo plazo estimada por el *Congressional Budget Office* (CBO) de los EE. UU. para el período 2025-2035. A continuación de exponen los principales indicadores proyectados.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

*Cuadro N°10. Proyección Inflación E.E.U.U. según Deloitte*

*Figure 17*

**Prices**

| *% year over year unless mentioned otherwise* | History | | | | | | | Forecast | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024f | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
| **Consumer price index** | 2.4 | 1.8 | 1.2 | 4.7 | 8.0 | 4.1 | 2.9 | 2.5 | 2.6 | 2.4 | 2.6 | 2.4 |
| **Chained price index for personal consumption expenditures** | 2.0 | 1.4 | 1.1 | 4.1 | 6.6 | 3.8 | 2.5 | 2.3 | 2.4 | 2.2 | 2.4 | 2.1 |
| **Chained GDP price index** | 2.3 | 1.7 | 1.3 | 4.5 | 7.1 | 3.6 | 2.5 | 2.6 | 2.8 | 2.5 | 2.2 | 2.0 |
| **Employment cost index** | 2.8 | 2.7 | 2.6 | 3.3 | 4.9 | 4.5 | 4.0 | 3.4 | 3.0 | 3.2 | 3.1 | 3.1 |

Note: f denotes forecast.

Source: Deloitte analysis.

Deloitte. Insights | deloitte.com/insights.com

Fuente: US Economic Forecast Q4 2024 | Deloitte Insights

En base a estos valores, se determina un ajuste por inflación minorista proyectada de 260 bp (2.6%) para el período 2024 a 2027.

## 4.4. Nivel de apalancamiento de la actividad de transmisión eléctrica

De manera consistente tanto con el criterio adoptado en la revisión tarifaria anterior y siendo que dicha hipótesis se alinea con los niveles de apalancamiento promedio generales aplicados por reguladores a nivel internacional se adopta un endeudamiento del 50% en la estructura de capital de la empresa a los efectos de calcular la tasa promedio ponderada del capital (modelo WACC).

## 4.5. Tasa de rentabilidad determinada para la actividad de transmisión eléctrica

Con base a los cálculos desarrollados con anterioridad a lo largo de este Anexo, finalmente se exponen en el siguiente cuadro los valores de los diferentes parámetros que componen el modelo WACC.

***Cuadro N°11. Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) para la actividad de transmisión eléctrica.***

| Concepto | Valor |
|---|---|
| Costo de Capital Propio | 10.33% |
| Costo Deuda (antes de impuestos) | 8.88% |
| Estructura Deuda (D/V) | 50% |
| Tasa Impuesto | 30% |



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

| Concepto | Valor |
|---|---|
| WACC nominal después de impuestos | 8.28% |
| Tasa Inflación | 2.43% |
| **WACC Real después de impuestos** | 5.71% |
| **WACC Real antes de impuestos** | 9.18% |

Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro anterior se observa que el WACC Real antes de impuestos resulta en 9.18%.

## 4.6. Valores de tasa según normativa establecida en la Ley 6 de 1997

En el artículo 99 de la Ley 6 de 1997 establece que:

> *"...se define como razonable aquella tasa que no difiera más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unido América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria."*

Conforme los datos que surgen del estudio, la aplicación de la Ley 6 da los resultados que muestra el siguiente cuadro:

***Cuadro N°12. Valores base y banda resultante según la Ley 6***

| Concepto | | Valores |
|---|---|---|
| Tasa Libre de Riesgo | | 4.60% |
| Prima Riesgo del Negocio | | 7.00% |
| Banda resultante | **Límite inferior** | **9.60%** |
| | **Límite superior** | **13.60%** |

Fuente: Elaboración propia.

## 5. CONCLUSIONES

Como se observa, la tasa de rentabilidad calculada según el WACC-CAPM de 9.18% es inferior al límite inferior de acuerdo con la Ley 6. Dado lo anterior, se establece la tasa de rentabilidad en 9.60% que es el límite inferior de referencia según Ley 6 de 1997.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

# ANEXO III: ANÁLISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA EL CND

## 1. MARCO LEGAL Y CONCEPTUAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES DE EFICIENCIA

El artículo 229 del Reglamento de Transmisión establece:

*Los indicadores de costos eficientes para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión por el servicio de operación del sistema integrado (SOI) relacionados con el CND (IPCNDi), serán calculados sobre la base de los respectivos costos de operación y mantenimiento de una Empresa Comparadora específica para esta actividad que son:*

a) *La cantidad eficiente de personal y su relación salarial*

b) *La relación porcentual de otros gastos con respecto al costo salarial*

*Los indicadores de costo eficiente señalados en los literales a) y b) se utilizarán para determinar el ingreso meta eficiente del Centro Nacional de Despacho (IPCNDM*). Este valor será constante a lo largo de todo el periodo.*

De lo anterior se precisa determinar:

- La cantidad eficiente de empleados para el Servicio de Operación Integrada (SOI).
- El salario promedio de ETESA.
- La relación eficiente de salarios entre la empresa que brinda el SOI y la empresa que brinda el servicio de transmisión.
- La relación eficiente entre los gastos totales y los gastos salariales.

Lo anterior puede expresarse de la siguiente manera:

$$CT_{CND} = \eta_{CND} \times w_{ETESA} \times \frac{w_{comp}}{w_{ET}} \times \frac{CT_{comp}}{WT_{comp}}$$

donde:

$CT_{CND}$: Costo total anual eficiente del CND

$\eta_{CND}$: Cantidad eficiente de empleados del CND

$w_{ETESA}$: Gasto salarial anual por empleado de ETESA

$w_{comp}$: Gasto salarial anual por empleado de la empresa comparadora que brinda el SOI

$w_{ET}$: Gasto salarial anual por empleado de la empresa comparadora de transmisión

$CT_{comp}$: Costo total anual de la empresa comparadora que brinda el SOI



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

$WT_{comp}$: Gasto total anual salarial de la empresa comparadora que brinda el SOI

Si la expresión anterior se multiplica y divide por la cantidad de empleados de la empresa comparadora que brinda el SOI ($\eta_{comp}$) se obtiene:

$$CT_{CND} = \eta_{CND} \times w_{ETESA} \times \frac{w_{comp} \times \eta_{comp}}{w_{ET} \times \eta_{comp}} \times \frac{CT_{comp}}{WT_{comp}}$$

Y teniendo en cuenta que:

$$WT_{comp} = w_{comp} \times \eta_{comp}$$

Se obtiene, en definitiva, que el costo eficiente del CND se puede determinar mediante la siguiente expresión:

$$CT_{CND} = \eta_{CND} \times w_{ETESA} \times \frac{CT_{comp}}{w_{ET} \times \eta_{comp}}$$

Por lo que el proceso se resume en establecer la relación entre los costos totales de la empresa comparadora que brinda el SOI y la masa salarial de esta empresa, pero considerando el gasto salarial promedio anual por empleado de la empresa comparadora de transmisión.

Los valores considerados en las anteriores Revisiones Tarifarias (RT) fueron:

***Cuadro N°1. Indicadores de eficiencia aprobados en RT anteriores***

| Concepto | RT 2009-2013 | RT 2013-2017 | RT 2017-2021 | RT 2021-2025 |
|---|---|---|---|---|
| Relación salarial ($WT_{comp}/w_{ET}$) | 1.47 | 1.47 | 1.47 | 1.57 |
| Relación de costos totales y salariales | 1.37 | 1.46 | 1.44 | 1.38 |
| Relación Costos Totales OED/masa salarial OED con salarios empresa Transmisión | 2.01 | 2.15 | 2.12 | 2.16 |

Nota: se utiliza la sigla OED (Organismo Encargado del Despacho) para hacer referencia a una entidad genérica que tiene a su cargo las principales funciones del CND

En el caso, de las revisiones tarifarias 2017-2021 y 2021-2025 se estableció el indicador sintético ($CT_{comp}/(w_{ET} \times \eta_{comp})$), y luego se obtuvieron los factores que lo componen.

## 2. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DEL CND

En primer lugar, se van a definir los servicios brindados por el CND los cuales se resumen a continuación:

- Servicio de operación integrada: Planificar la operación del SIN (despacho económico de la energía) a mediano y corto plazo, coordinar los mantenimientos, coordinar la operación de los intercambios internacionales, y supervisar y controlar los equipos conectados en el SIN.
- Servicio de administración comercial del Mercado Mayorista de Electricidad (MME): Calcular el Costo Marginal del Sistema (CMS). Liquidar las transacciones de los Participantes en el



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

mercado ocasional, Servicio Auxiliar Especial de Largo Plazo. Establecer los compromisos deudor-acreedor, entre los participantes, con relación a las compensaciones diarias de potencia, Servicio Auxiliar de Corto Plazo, Generación Obligada y Banco de Gestión y Cobranza.

- Servicio de administración comercial con el Mercado Eléctrico Regional (MER): Coordinar las transacciones del mercado de contratos y ocasional, liquidar dichas transacciones internacionales de Panamá, Pagos o cobros de Panamá al Ente Operador Regional (EOR).
- Servicio de Certificación y Verificación de los medidores del Sistema de Medición Eléctrica Comercial (SMEC) y el Mantenimiento, Operación y Programación del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA), que supervisa las operaciones del SIN.

A continuación, se analizarán los resultados obtenidos por el CND en comparación con los valores aprobados en la anterior Revisión Tarifaria.

En el siguiente cuadro se comparan los valores aprobados de gastos del IMP para cada año calendario con los que surgen de los estados financieros de la empresa (deflactados por el IPC).

***Cuadro N°2. Gastos CND proyectados y recibidos***

| Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Gastos CND (IMP) | 6,339,516 | 5,905,998 | 6,449,078 | 6,992,158 |
| Gastos CND (Estados Financieros) deflactado | 5,091,291 | 5,672,606 | 5,075,236 | 6,164,438 |

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y Estados Financieros.

Los gastos incurridos por el CND rondan en promedio el 85% de los gastos aprobados en la Revisión Tarifaria anterior. Esta diferencia ha sido resultado, en buena medida, de una menor cantidad de otros gastos sobre el total de los gastos de personal del CND. En el siguiente cuadro se presenta la cantidad de personal empleado respecto del proyectado, y los salarios y gastos salariales:

***Cuadro N°3. Gastos de personal CND previstos y ejecutados – ETESA***

| Concepto | Gastos | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|---|
| IMP | Gastos de Personal (B.) | 4,393,289 | 4,279,708 | 4,673,245 | 5,066,781 |
| | Personal (cantidad) | 101 | 87 | 95 | 103 |
| | Gasto Personal Medio (B.) | 3,625 | 4,099 | 4,099 | 4,099 |
| Estados Financieros (deflactado) | Gastos de Personal (B.) | 4,120,643 | 4,105,069 | 4,041,668 | 5,258,845 |
| | Personal (cantidad) | 85 | 88 | 91 | 95 |
| | Gasto Personal Medio (B.) | 4,040 | 3,887 | 3,701 | 4,613 |

Fuente: Elaboración propia en base a IMP 2017-2021; IMP 2021-2025 y Estados Financieros ETESA e información de cantidad de personal provista por ETESA.

Del cuadro anterior se aprecia que los gastos en personal efectuados, a excepción de 2023, han sido menores a los reconocidos. Ello en buena medida consecuencia de que la cantidad de personal ha sido menor a la considerada en el IMP.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Para establecer el gasto total reconocido para el CND se determinó que:

- El gasto salarial por empleado en el CND es un 56.5% superior al gasto salarial por empleado de ETESA (de las actividades de transmisión)
- Otros gastos representan 38% sobre el total de los gastos de personal del CND

El siguiente cuadro muestra la relación de los otros gastos del CND respecto de los gastos de personal para los años del último período tarifario:

***Cuadro N°4. Relación entre otros gastos y gastos de personal – CND***

| Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Gastos de personal (B/.) | 4 120 643 | 4 105 069 | 4 041 668 | 5 258 845 |
| Otros gastos (B/.) | 970 648 | 1 567 537 | 1 033 569 | 905 593 |
| Gastos de personal y Otros gastos (B/.) | 5 091 291 | 5 672 606 | 5 075 236 | 6 164 438 |
| Otros gastos / Gastos de personal (%) | 24% | 38% | 26% | 17% |

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros.

A lo largo de los últimos cuatro años la relación entre otros gastos y gastos de personal ha sido en promedio (26%) muy por debajo del aprobado (38%). En consecuencia, el mayor apartamiento se ha dado (además de la cantidad de empleados) como consecuencia de que otros gastos en el CND ha sido significativamente menor al previsto.

El gasto salarial medio de referencia (ETESA Transmisión, conexión y administración) y la desagregación de gasto salarial del CND en relación con el de referencia se muestran en el siguiente cuadro:

***Cuadro N°5. Relación gastos de personal CND y ETESA Transmisión***

| Concepto | | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|---|
| ETESA (transmisión, conexión y administración) | Gastos de Personal (B/.) | 12 637 407 | 13 484 198 | 13 657 460 | 14 267 334 |
| | Cantidad de personal | 422 | 438 | 446 | 440 |
| | Gasto de personal unitario mensual (B/.) | 2 496 | 2 565 | 2 552 | 2 705 |
| CND | Gastos de Personal (B/.) | 4 120 643 | 4 105 069 | 4 041 668 | 5 258 845 |
| | Cantidad de personal | 85 | 88 | 91 | 95 |
| | Gasto de personal unitario mensual (B/.) | 4 040 | 3 887 | 3 701 | 4 613 |
| Relación gasto personal CND/ETESA | | 1.62 | 1.52 | 1.45 | 1.71 |

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros ETESA.

De la última fila del cuadro se observa que la relación de gasto de personal del CND con relación a ETESA transmisión ha sido en promedio de 1.57, lo cual resulta muy similar al valor considerado en la Revisión Tarifaria (56.5%).



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Por último, y a modo de referencia para la comparación con otras empresas, se incluye el indicador de eficiencia operativa considerado en revisiones tarifarias anteriores (Demanda máxima del sistema en MW/Cantidad de empleados):

***Cuadro N°6. Indicador de eficiencia – CND***

| Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Empleados | 85 | 88 | 91 | 95 |
| Potencia Máxima (MW) | 1 969 | 2 020 | 2 031 | 2 235 |
| Indicador (MW/empleado) | 23.2 | 23.0 | 22.3 | 23.5 |

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros ETESA.

## 3. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE LAS EMPRESAS COMPARADORAS

### 3.1. XM (Colombia)

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. es una compañía de servicios públicos mixta, constituida como sociedad anónima el 01 de septiembre de 2005. XM es una filial de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), quien posee el 99.73% de las acciones de capital.

El objeto social de XM consiste en prestar los servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos del sistema interconectado nacional colombiano, en la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, y en la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional con sujeción a lo dispuesto en el Reglamento de Operación expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), los acuerdos expedidos por el Consejo Nacional de Operación (CNO) y la normatividad vigente que sea aplicable en Colombia.

Adicionalmente, XM tiene dentro de su objeto social, el desarrollo, tanto a nivel nacional como internacional, de las actividades relacionadas con la operación de sistemas de energía eléctrica y gas, la administración de sus mercados y la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes de transporte de energía eléctrica y gas, la administración de mercados de derivados financieros que tengan como activo subyacente energía eléctrica o gas, incluyendo sistemas de compensación y el desarrollo de actividades que se consideren vinculadas, sean conexas o de valor agregado a su objeto social.

Si bien actualmente XM aplica su experiencia en los sectores financiero, tránsito y transporte; su actividad y negocio principal está centrado en el negocio eléctrico y se basa en la operación del Sistema Interconectado Nacional colombiano y la Administración del Mercado de Energía en Colombia, incluyendo las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador.

XM coordina la operación de la cadena productiva del sector eléctrico colombiano:

- Planeación de los recursos de generación de Colombia, es decir, las plantas hidroeléctricas, térmicas y eólicas (con una capacidad instalada de 19,918 MW) y los recursos de transmisión (29,645km de líneas) de acuerdo con la demanda de energía eléctrica de cerca de 52 millones de habitantes. Esta planeación se realiza a corto, mediano y largo plazo.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

- La planeación de corto plazo comprende la recepción de las ofertas diarias que presentan los generadores en la Bolsa de Energía, donde se asignan hora a hora las plantas que suministrarán la energía al día siguiente. XM, realiza esta selección con criterios de seguridad y economía para garantizarle a los usuarios el servicio con estándares de calidad, confiabilidad y eficiencia.

XM administra el Mercado de Energía Mayorista de Colombia (MEM) atendiendo las transacciones comerciales de aproximadamente 299 agentes a quienes presta los siguientes servicios:

- **Registrar las fronteras**, es decir, los sistemas de medida de consumo de energía, su ubicación y su representante.
- **Liquidar y facturar** los intercambios de energía resultantes entre los agentes generadores y comercializadores del mercado, que venden y compran en la Bolsa de Energía.
- **Recaudar el dinero** producto de las transacciones en bolsa, y las Transacciones Internacionales de Electricidad. Así como el recaudo de los servicios por transmisión nacional y regional para entregarlos a los agentes transmisores y distribuidores por el uso de sus redes.

Los principales componentes de la organización son:

- **ASIC:** es el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), el cual se encarga del registro de las fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores. También se encarga de las subastas de obligaciones de energía firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del SIC.
- **CND:** es el Centro Nacional de Despacho, encargado de la planeación, la supervisión y el control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica. El CND está sujeto al cumplimiento del Código de Operación y a los acuerdos técnicos del CNO.
- **LAC:** es el Liquidador y Administrador de Cuentas, el cual se encarga de la liquidación y administración de cuentas por los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación que emite la CREG.
- **TIE-Transacciones Internacionales:** son transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado entre los mercados de corto plazo de los países miembros de la Comunidad Andina, o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos, a través de enlaces internacionales.

De lo anterior se desprende que las principales funciones de operación y de administración del mercado de XM son similares a aquellas del CND.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Como indicador de eficiencia de la comparadora en revisiones tarifarias anteriores se empleó el ratio Potencia máxima/Cantidad de empleados. Este indicador en el caso de XM se observa en el siguiente cuadro:

*Cuadro N°7. Indicador de eficiencia – XM*

| Indicador de eficiencia | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Empleados | 279 | 295 | 333 | 369 |
| Potencia Máxima (MW) | 10,539 | 10,815 | 10,894 | 11,475 |
| Indicador (MW/empleado) | 37.8 | 36.7 | 32.7 | 31.1 |

Fuente: https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/informes/informes-corporativos/informe-integral-de-gestion-sostenible, https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx?RootFolder=%2Fdmnd%2FHistricos%2FDemanda%20Potencia&FolderCTID=0x01200039E2A7EBA7248245AD25FA272270BCE5&View=%7B8DBA930A%2D8AE6%2D48F6%2D8D6A%2DF206C89DC868%7D

El indicador se ha mantenido relativamente estable entre los años 2020 y 2121, mientras que a partir del 2022 este indicador se redujo debido a un aumento sostenido de la cantidad de empleados.

El siguiente cuadro muestra para el periodo 2020-2023, los costos y gastos en servicios personales y totales, y los ratios que relacionan ambas variables.

*Cuadro N°8. Relación de costos – XM*

| Relación de costos para XM | | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|---|
| Total Servicios Personales | (1) | 50,982 | 52,985 | 60,997 | 72,273 |
| Total Gastos y Costos | (2) | 109,298 | 114,228 | 137,405 | 190,648 |
| Relación (1)/(2) | | 46.64% | 46.39% | 44.39% | 37.91% |
| Relación: [(2) – (1)] / (1) | | 114.39% | 115.59% | 125.27% | 163.79% |

Fuente: https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/informes/informes-corporativos/informe-integral-de-gestion-sostenible

Las relaciones de remuneraciones entre el transportista (ISA) y el operador (XM) se muestran en el siguiente cuadro.

*Cuadro N°9. Relaciones de remuneraciones entre ISA y XM*

| Relaciones de remuneraciones entre ISA y XM | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Cantidad total de empleados ISA | 628 | 697 | 782 | 832 |
| Gastos de personal ISA [$ Col] | 133,103 | 145,446 | 173,014 | 221,295 |
| Costo anual promedio por empleado ISA [$Col/año] | 211.9 | 208.7 | 221.2 | 266.0 |
| Cantidad total de empleados XM | 279 | 295 | 333 | 369 |
| Gastos de personal XM [$ Col] | 50,982 | 52,985 | 60,997 | 72,273 |
| Costo anual promedio por empleado XM [$Col/año] | 182.7 | 179.6 | 183.2 | 195.9 |
| Relación gastos personal promedio XM/gastos de personal promedio ISA [%] | 0.86 | 0.86 | 0.83 | 0.74 |

Fuente: https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/informes/informes-corporativos/informe-integral-de-gestion-sostenible y https://www.isaintercolombia.com/informes-empresariales/

Se observa que la relación de salarios promedio del personal de XM respecto a la de ISA se ha reducido.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Las anteriores relaciones se pueden mostrar con el indicador sintético detallado al analizar el marco conceptual:

***Cuadro N°10. Relaciones entre gastos totales XM y gastos de personal sobre la base de salarios promedio de ISA***

| Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Relación Costos Totales XM / masa salarial XM | 2.14 | 2.16 | 2.25 | 2.64 |
| Relación gasto salarial promedio XM / gasto salarial promedio ISA | 0.86 | 0.86 | 0.83 | 0.74 |
| Relación Costos Totales XM / masa salarial XM con salarios ISA | 1.85 | 1.86 | 1.87 | 1.94 |

Se aprecia un incremento del indicador sintético consecuencia tanto del aumento de la participación de otros costos en los costos totales.

## 3.2. COES (Perú)

El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de obligatorio cumplimiento por los Agentes. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo

El COES reúne los esfuerzos de las principales empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de los grandes usuarios libres, contribuyendo a través de su labor al desarrollo y bienestar del país.

Mediante el desarrollo de sus funciones, el COES vela por la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica, permitiendo que la población goce del suministro de electricidad en condiciones de calidad y posibilitando un contexto adecuado para el desarrollo de la industria y otras actividades económicas. Asimismo, es responsable de administrar el mejor aprovechamiento de los recursos destinados a la generación de energía eléctrica.

El COES inició sus operaciones el 01 de enero de 1995 con la denominación de Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte (COES-SICN). En octubre del año 2000, incorporó a las empresas que conformaban el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Sur (COES-SUR), debido a la interconexión de ambos sistemas mediante la línea de transmisión en 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya.

En febrero de 2001, en cumplimiento del Decreto Supremo N°011-2001 EM, se cambió el Estatuto del COES y su denominación a Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC).

En julio de 2006, se promulgó la Ley N°28.832 (Ley para el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica), la misma que modificó la gobernanza del COES, transformó la composición de sus integrantes, incluyendo desde entonces a los Usuarios Libres y a los Distribuidores, y añadió nuevas funciones, principalmente la planificación de la expansión de la transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Resumidamente, el COES ejerce las siguientes funciones:

- Efectuar la programación y coordinación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del SEIN.
- Administrar el Mercado de Corto Plazo.
- Elaborar el plan de transmisión.
- Elaborar procedimientos técnicos.
- Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información aplicada en sus procesos.
- Procurar las mejoras tecnológicas requeridas para lograr eficiencia.

Finalmente es importante mencionar que a diferencia de las otras comparadoras y del CND, el COES posee también la función de elaborar los planes de transmisión por lo que, a los efectos comparativos, los gastos salariales podrían ser levemente inferiores.

En revisiones tarifarias anteriores, a los efectos del análisis de eficiencia de la comparadora, se utilizó el indicador Potencia máxima/Cantidad de empleados, el cual se muestra en el siguiente cuadro para el periodo 2020-2023:

***Cuadro N°11. Indicador de eficiencia – COES***

| Indicador de eficiencia | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Empleados[10] | 115 | 113 | 111 | 126 |
| Potencia Máxima (MW) | 7,125 | 7,173 | 7,467 | 7,606 |
| Indicador (MW/empleado) | 62.0 | 63.6 | 67.1 | 60.5 |

Fuente: https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2023

El indicador ha mostrado un aumento sostenido a lo largo de los últimos 4 años debido al aumento de la potencia máxima y a la disminución de empleados.

Los costos y gastos en servicios personales y totales, y los ratios que relacionan ambas variables, para el periodo 2020-2023 se muestran en el siguiente cuadro:

***Cuadro N°12. Relación de costos – COES (miles de Soles)***

| Relación de costos para COES (miles soles) | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Total Servicios Personales (1) | 31,887 | 33,281 | 35,648 | 41,498 |
| Total Gastos y Costos (2) | 54,135 | 54,423 | 56,719 | 62,433 |
| Relación (1) /(2) | 58.90% | 61.15% | 62.85% | 66.47% |
| Relación: [(2) – (1)] / (1) | 69.77% | 63.52% | 59.11% | 50.45% |

Fuente: https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Memorias/

Por otro lado, en el cuadro siguiente se muestran las relaciones de remuneraciones entre el transportista (REP) y el operador (COES):

[10] Actualmente COES no informa la cantidad de empleados, por lo que se supuso que se mantiene constante la cantidad de empleados a partir del 2020.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

*Cuadro N°13. Relación de remuneraciones entre REP y COES*

| Relaciones de remuneraciones entre REP y COES | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Cantidad total de empleados REP | 384 | 402 | 409 | 440 |
| Gastos de personal REP [miles soles] | 84,197 | 70,243 | 74,891 | 89,447 |
| Costo anual promedio por empleado REP [miles soles] | 219 | 175 | 183 | 203 |
| Cantidad total de empleados COES | 115 | 113 | 111 | 126 |
| Gastos de personal COES [miles soles] | 31,887 | 33,281 | 35,648 | 41,498 |
| Costo anual promedio por empleado COES [miles soles] | 277 | 295 | 320 | 330 |
| Relación gastos personal promedio COES/gastos de personal promedio REP [%] | 1.26 | 1.69 | 1.75 | 1.63 |

Fuente: https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Memorias/, https://www.isarep.com.pe/SitePages/Documentos.aspx?mp=30&ms=33&ip=&lang=es y https://www.isarep.com.pe/SitePages/Documentos.aspx?lang=es&mp=30&ms=32

Las relaciones anteriores se muestran con el indicador sintético:

*Cuadro N°14. Relaciones entre gastos totales COES y gastos de personal sobre la base de salarios promedio de REP*

| Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Relación Costos Totales COES / masa salarial COES | 1.70 | 1.64 | 1.59 | 1.50 |
| Relación gasto salarial promedio COES / gasto salarial promedio REP | 1.26 | 1.69 | 1.75 | 1.63 |
| Relación Costos Totales COES / masa salarial COES con salarios REP | 2.15 | 2.76 | 2.78 | 2.44 |

Fuente: Elaboración propia

Se aprecia un aumento paulatino del indicador sintético para los años 2020 y 2023.

### 3.3. CDEC-SIC (Chile)

El Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central o CDEC-SIC es un organismo previsto en la Ley General de Servicios Eléctricos y es responsable de coordinar la operación del conjunto de instalaciones que conforman el sistema eléctrico central de Chile, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema en su conjunto sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada.

El CDEC está conformado por todas aquellas empresas de generación, transmisión y consumidores de precio no regulado (clientes libres) que cumplen con los requisitos establecidos en el artículo Nº 16 y Nº 17 del Decreto Supremo Nº 291/2007.

En cuanto a su conducción, el CDEC reconoce un Directorio, una Dirección de Operaciones y una Dirección de Peajes.

El Directorio se encuentra conformado por representantes elegidos por cada uno de los segmentos que integran el CDEC y sus funciones se indican en el artículo 25 del Decreto Supremo Nº291. Por su parte, las Direcciones de Operación y de Peajes tienen las funciones que se indican en los artículos 36 y 37 del decreto citado, y son entidades eminentemente técnicas y ejecutivas, las cuales cumplen sus cometidos de acuerdo con los criterios generales que fije el Directorio.

Algunas de las funciones básicas del CDEC son:



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

- Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo.
- Determinar los costos marginales instantáneos de energía eléctrica.
- Coordinar el mantenimiento preventivo de las unidades generadoras.
- Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventivo.
- Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre generadores.
- Elaborar los procedimientos necesarios para cumplir, en cada nivel de generación y transporte, las exigencias de calidad de servicio indicadas en el Decreto Supremo Nº 327.
- Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema, para regular instantáneamente la frecuencia.
- Coordinar la desconexión de carga en barras de consumo, así como otras medidas que fuesen necesarias por parte de los integrantes del sistema eléctrico sujetos a coordinación, para preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico.
- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante la concesión.
- Reunir y tener a disposición, la información relativa a los valores nuevos de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, y otros aspectos aplicables al cálculo de los peajes básicos y adicionales, en los distintos tramos del sistema.
- Informar a la Comisión y a la Superintendencia las fallas y demás situaciones que afecten o puedan afectar la operación normal de centrales generadoras y líneas de transmisión del sistema.

Hasta el año 2016, existían dos sistemas eléctricos y por ende dos organismos encargados del despacho:

- CDEC-SIC: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central.
- CDEC-SING: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande.

Como se explica a continuación, estos dos organismos a partir de 2017 fueron fusionados en uno nuevo: Coordinador Eléctrico Nacional.

**Coordinador Eléctrico Nacional (Chile)**

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) de Chile es un organismo técnico e independiente encargado de coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Fue creado por la Ley N.º 20.936, promulgada en julio de 2016, y comenzó sus funciones el 1 de enero de 2017.

La creación de este organismo respondió a la necesidad de interconectar físicamente el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con el Sistema Interconectado Central (SIC), y de contar con una entidad única y autónoma que velara por el interés colectivo en la operación del sistema eléctrico nacional.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

El Coordinador Eléctrico Nacional asumió las funciones que anteriormente desempeñaban los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SING y del SIC, consolidando la coordinación de la operación eléctrica bajo una sola entidad. Su misión es garantizar la operación segura, eficiente y económica del sistema eléctrico, promoviendo la competencia en el mercado eléctrico y asegurando el suministro continuo de energía en el país.

El cuadro a continuación muestra el indicador de eficiencia (ratio Potencia máxima/Cantidad de empleados):

***Cuadro N°15. Indicador de eficiencia – CEN***

| Indicador de eficiencia | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Empleados | 315 | 315 | 339 | 370 |
| Potencia Máxima (MW) | 10,907 | 11,303 | 11,590 | 11,549 |
| Indicador (MW/empleado) | 34.6 | 35.9 | 34.2 | 31.2 |

Fuente: elaboración propia, en base a la información disponible en https://www.coordinador.cl/coordinador/presupuesto-coordinador-electrico-nacional/

El indicador ha mostrado una disminución durante los últimos años.

En el siguiente cuadro se presentan los costos y gastos en servicios personales y totales, y los ratios que relacionan ambas variables, para el periodo 2020-2023:

***Cuadro N°16. Relación de costos – CEN (millones de $ chilenos)***

| Relación de costos para CDEC (mill $ chil) | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Total Servicios Personales (1) | 17,840 | 18,376 | 20,387 | 25,314 |
| Total Gastos y Costos (2) | 30,998 | 31,928 | 37,779 | 44,703 |
| Relación (1) /(2) | 57.55% | 57.55% | 53.96% | 56.63% |
| Relación: [(2) – (1)] / (1) | 73.76% | 73.75% | 85.31% | 76.59% |

Fuente: elaboración propia, en base a la información disponible en https://www.coordinador.cl/coordinador/presupuesto-coordinador-electrico-nacional/

En 2022 se aprecia un aumento considerable de la participación de las remuneraciones en el gasto, debido a un aumento en los gastos y costos principalmente.

El siguiente cuadro presenta las relaciones de remuneraciones entre el transportista (Transelec) y el operador (CEN):

***Cuadro N°17. Relaciones de remuneraciones entre Transelec y CEN***

| Relaciones de remuneraciones entre Transelec y CDEC | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Cantidad total de empleados Transelec | 567 | 592 | 587 | 590 |
| Gastos de personal Transelec [mill $ chil] | 25,168 | 27,566 | 26,221 | 29,314 |
| Costo anual promedio por empleado Transelec [mill $ chil] | 44 | 47 | 45 | 50 |
| Cantidad total de empleados CEN | 315 | 315 | 339 | 370 |
| Gastos de personal CEN [mill $ chil] | 17,840 | 18,376 | 20,387 | 25,314 |
| Costo anual promedio por empleado CEN [mill $ chil] | 57 | 58 | 60 | 68 |
| Relación gastos personal promedio CDEC/gastos de personal promedio Transelec [%] | 1.28 | 1.25 | 1.35 | 1.38 |

Fuente: elaboración propia, en base a la información disponible en https://www.coordinador.cl/coordinador/presupuesto-coordinador-electrico-nacional/ y https://www.transelec.cl/inversionistas/#financiera o https://www.cmfchile.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=76555400&grupo=&tipoentidad=RVEMI&row=&vig=VI&control=svs&pestania=3 - Colocar el año deseado, tipo de balance "consolidado" y tipo de norma "estándar ifrs"



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código GO68E580339C278
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Se observa que la relación de salarios promedio del personal de CENC respecto a la de Transelec se ha mantenido estable hasta durante el periodo 2020-2023.

Las anteriores relaciones se muestran con el indicador sintético en el cuadro siguiente:

***Cuadro N°18. Relaciones entre gastos totales CEN y gastos de personal sobre la base de salarios promedio de Transelec***

| Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| Relación Costos Totales CEN / masa salarial CEN | 1.74 | 1.74 | 1.85 | 1.77 |
| Relación gasto salarial promedio CEN / gasto salarial promedio Transelec | 1.28 | 1.25 | 1.35 | 1.38 |
| Relación Costos Totales CEN / masa salarial CEN con salarios Transelec | 2.22 | 2.18 | 2.49 | 2.43 |

Fuente: elaboración propia.

Se aprecia una estabilidad del indicador oscilando entre 2.18 y 2.49.

## 3.4. Análisis de los resultados y conclusiones

Para determinar el IMP del CND se determinan indicadores eficientes a partir de las siguientes relaciones:

- La relación eficiente entre los gastos totales y los gastos salariales
- La relación eficiente de salarios entre la empresa que brinda el SOI y la empresa que brinda el servicio de transmisión

Los valores de estas relaciones son muy variables entre los organismos analizados (XM, COES, CEN) y entre diferentes años de una misma empresa, no existiendo una estructura definida. Sin embargo, el indicador sintético que resume ambas relaciones muestra similitud entre empresas, tal como se aprecia en el siguiente cuadro:

***Cuadro N°19. Indicadores de eficiencia – Resumen***

| Concepto | XM 2020-2023 | COES 2020-2023 | CEN 2020-2023 | Promedio |
|---|---|---|---|---|
| Relación Costos Totales OED / masa salarial OED | 2.30 | 1.61 | 1.77 | 1.89 |
| Relación gasto salarial promedio OED / gasto salarial promedio Emp. Transm | 0.82 | 1.58 | 1.31 | 1.24 |
| Relación Costos Totales OED / masa salarial OED con salarios Emp. Transm | 1.88 | 2.53 | 2.33 | 2.25 |

Nota: para XM en los años de pandemia (2020 y 2021) este indicador se redujo bastante, lo cual hace que el promedio se encuentre muy por debajo del valor de COES.

En función de lo anterior, resulta razonable considerar el indicador sintético en lugar de determinar cada uno de sus componentes por separado. Además, se considera el promedio de los casos analizados, el cual fue de 2.25.

Con la finalidad de dar más recursos al CND se considerará que el costo medio de su personal podrá ser de 70.5% mayor a los gastos de personal medio de ETESA, los porcentajes a reconocer son:

- 70.5% para el gasto de personal medio respecto al valor medio de ETESA.



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

- 32% por sobre los gastos de personal del CND para contemplar los otros gastos necesarios para el funcionamiento del CND (excluidas inversiones). El cual se aproxima a la realidad que reflejan los estados financieros.

El siguiente cuadro resume estos resultados:

***Cuadro N°20. Indicadores de eficiencia adoptados***

| Indicador | % | Factor |
|---|---|---|
| Relación salarial | 70.5% | 1.705 |
| Relación de costos totales y salariales | 31.8% | 1.318 |
| Relación Costos Totales OED / masa salarial OED con salarios Empresa Transmisión | | 2.247 |

Fuente: Elaboración propia



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMA

**AUTORIDAD DE TURISMO PANAMA**

**RESOLUCIÓN No. 135 /2012**
**De 15 de noviembre de 2012**

**LA DIRECTORA DE DESARROLLO E INVERSIONES TURISTICAS DE LA AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMA, EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES**

**CONSIDERANDO:**

Que la empresa **CAYENA TRAVEL GROUP, S.A.,** sociedad anónima, inscrita a Ficha 772202, Documento 2193838, de la Sección de Micropelícula Mercantil del Registro Público de Panamá, cuyo Representante Legal es la señora Yi Pin Chan, con cédula de identidad personal No.E-8-80916, ha solicitado Licencia de Funcionamiento de Agencias de Viajes Clase "B" para operar una agencia de viajes bajo la razón comercial **E-WORLD TRAVEL AGENCY** la cual estará ubicada en Camino Real de Betania, Edificio Gedeon, Planta Baja, Local No. 2 Corregimiento de Betania, Distrito y Provincia de Panamá.

Que la Ley No. 73 de 22 de diciembre de 1976 en su artículo 1 establece que son Agencias de Viajes las empresas que ejerzan en el territorio nacional en forma principal actividades de mediación entre los viajeros y los prestatarios de los servicios utilizados por los mismos, previa licencia que les otorgue el Instituto Panameño de Turismo, actual Autoridad de Turismo de Panamá.

Que la empresa, propone como Gerente General de la Agencia de Viajes a la Señora Yi Pin Chan, la cual sustenta su idoneidad profesional mediante certificación de experiencia laboral en Fidanque Hnos. e Hijos, S.A., en la cual ocupó el cargo de Ejecutiva de Ventas en el departamento de Agencia de Viajes desde el año 2006 hasta el año 2008.

Que consta a foja 62 del expediente, el original de la fianza No. 08-07-6778-2012 emitida por Empresa General de Seguros, S.A., por la suma de B/. 5,000.00, cuya vigencia se extiende hasta el 24 de septiembre de 2013, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que se deriven de la prestación del servicio de la Agencia de Viajes **E-WORLD TRAVEL AGENCY.**

Que de acuerdo al Informe de Apertura de Agencia de Viajes emitido por el Departamento de Empresas y Actividades Turísticas, que consta a fojas 68 a 73, una vez evaluada la documentación aportada por la empresa **CAYENA TRAVEL GROUP, S.A.,** se considera que la misma cumple con todos los requisitos exigidos en la Ley No.73 de 22 de diciembre de 1976 que regula la actividad de Agencias de Viajes, por lo que se recomienda la aprobación de la licencia de funcionamiento Tipo B, la cual se denominará **E-WORLD TRAVEL AGENCY.**

Que en virtud de lo anterior, la Directora de Desarrollo e Inversiones Turísticas de la Autoridad de Turismo de Panamá, en uso de las facultades legales que le concede el artículo 33 del Decreto Ley No.4 de 27 de febrero de 2008.

Ave. Samuel Lewis y Calle Gerardo Ortega, Edificio Central
Teléfono: (507) 526-7000 Fax: (507) 526-7011. Código Postal 0816 Apartado Postal 0816-00672
www.visitpanama.com

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Agencia de Viajes
E-WORLD TRAVEL AGENCY

**RESUELVE:**

**PRIMERO: CONCEDER** Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Clase "B" a la empresa **CAYENA TRAVEL GROUP, S.A.,** sociedad anónima, inscrita a Ficha 772202, Documento 2193838, de la Sección de Micropelícula Mercantil del Registro Público de Panamá, cuyo Representante Legal es la señora Yi Pin Chan, con cédula de identidad personal No.E-8-80916, para operar una agencia de viajes bajo la razón comercial **E-WORLD TRAVEL AGENCY,** la cual estará ubicada en Camino Real de Betania, Edificio Gedeon, Planta Baja, Local No. 2 Corregimiento de Betania, Distrito y Provincia de Panamá.

**SEGUNDO: SE ORDENA** expedir Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Clase "B" a favor de la empresa **CAYENA TRAVEL GROUP, S.A.,** bajo la razón comercial **E-WORLD TRAVEL AGENCY.**

**TERCERO: EXIGIR** a la empresa el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Artículos 5 y 9 de la Ley 73 de 22 de diciembre de 1976, al igual que todas sus disposiciones incluyendo su Reglamento, el Decreto 17A de 1 de junio de 1977.

**OFICIAR** copia de la presente Resolución al Ministerio de Comercio e Industrias.

**PARAGRAFO:** Se le informa a la empresa que contra la presente Resolución puede interponer el Recurso de Reconsideración ante el suscrito dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la notificación de la presente Resolución.

**FUNDAMENTO LEGAL:** Ley No. 73 de 22 de diciembre de 1976 y el Decreto No.17A de 1 de junio de 1977 y el Decreto Ley No. 4 de 2008.

**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE**

**TEODOLINDA QUINTERO DE CORTEZ**
Directora de Desarrollo e Inversiones Turísticas

**Autoridad de Turismo de Panamá**
En Panamá a los 19 días del mes de Junio
de dos mil 12 a las 1:22 de la tarde
se Notificó el Sr. Carlos M Jones de la Resolución
que antecede.

El Notificado

TQC/ss./Karina Castillo-

Certifico: Que este documento es fiel copia de su original

Autoridad de Turismo de Panamá 20/5/2025 Fecha

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

AUTORIDAD DE TURISMO PANAMA

AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMÁ

**RESOLUCIÓN No. 143 /2013**
**De 4 de Octubre de 2013**

**LA DIRECTORA DE INVERSIONES TURISTICAS DE LA AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMA, EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES**

**CONSIDERANDO:**

Que la empresa **PTY BORDING PASS, S.A.,** sociedad anónima, inscrita a Ficha 691903, Documento 1728879, de la Sección de Micropelículas Mercantil del Registro Público de Panamá, cuyo Representante Legal es Oscar Rafael Terán Arosemena, con cédula de identidad personal No. 8-748-1443, ha solicitado Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Clase "A" para operar una agencia de viajes bajo la razón comercial **PTY PASS,** la cual estará ubicada en la Avenida Juan Demóstenes Arosemena, Edificio contiguo a la Plaza Municipal, Planta Baja, local ubicado del lado derecho, Corregimiento y Distrito de Penonomé, Provincia de Coclé.

Que la Ley No. 73 de 22 de diciembre de 1976 en su Artículo 1 establece que son Agencias de Viajes, las empresas que ejerzan en el territorio nacional en forma principal actividades de mediación entre los viajeros y los prestatarios de los servicios utilizados por los mismos, previa licencia que les otorgue el Instituto Panameño de Turismo (actual Autoridad de Turismo de Panamá).

Que la empresa propone como Gerente General de la Agencia de Viajes a Deyanira Ivette Potes Ramos, con cédula de identidad personal No. 8-829-934, quien sustenta su idoneidad con el título de Técnica en Turismo, emitido por la Universidad Metropolitana de Educación Ciencia y Tecnología (UMECIT).

Que consta en el expediente el original de la Fianza No.04-14-13781-0, emitida por Óptima Compañía de Seguros, S.A., por la suma de B/.10,000.00, cuya vigencia se extiende desde el 12 de julio de 2013 al 12 de julio del 2014, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que se deriven de la prestación del servicio de la Agencia de Viajes de la empresa denominada **PTY BORDING PASS, S.A.**

Que de acuerdo al informe técnico emitido por el Departamento de Empresas y Actividades Turísticas, mediante el memorando No. 145-ET-M-339-2013 de 10 de septiembre del 2013, la empresa **PTY BORDING PASS, S.A.,** cumple con todos los requisitos exigidos en la Ley No.73 de 22 de diciembre de 1976, que regula la actividad de Agencias de Viajes, por lo que se recomienda la aprobación de la licencia de funcionamiento Tipo A, de la Agencia de Viajes denominada **PTY PASS.**



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMÁ

PTY BORDING PASS, S.A.
Agencia de Viajes

Que en virtud de lo anterior, la Directora de Inversiones Turísticas de la Autoridad de Turismo de Panamá, en uso de las facultades legales que le concede el Artículo 33 del Decreto Ley No.4 de 27 de febrero de 2008.

**RESUELVE:**

**PRIMERO: CONCEDER** Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Clase "A" a la empresa **PTY BORDING PASS, S.A.,** sociedad anónima, inscrita a Ficha 691903, Documento 1728879, de la Sección de Micropelículas Mercantil del Registro Público de Panamá, cuyo Representante Legal es Oscar Rafael Terán Arosemena, con cédula de identidad personal No. 8-748-1443, para operar una agencia de viajes bajo la razón comercial **PTY PASS,** la cual estará ubicada en la Avenida Juan Demóstenes Arosemena, Edificio contiguo a la Plaza Municipal, Planta Baja, local ubicado del lado derecho, Corregimiento y Distrito de Penonomé, Provincia de Coclé.

**SEGUNDO: SE ORDENA** expedir Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Clase "A", a favor de la empresa **PTY BORDING PASS, S.A.,** bajo la razón comercial **PTY PASS.**

**TERCERO: EXIGIR** a la empresa el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Artículos 5 y 9 de la Ley 73 de 22 de diciembre de 1976, al igual que todas sus disposiciones incluyendo su Reglamento, el Decreto 17A de 1 de junio de 1977.

**OFICIAR** copia de la presente Resolución al Ministerio de Comercio e Industrias.

**PARAGRAFO:** Se informa a la empresa **PTY BORDING PASS, S.A.,** que contra la presente Resolución cabe el Recurso de Reconsideración ante la suscrita y/o el de apelación ante el Administrador General, dentro de los cinco días siguientes a la notificación respectiva.

**FUNDAMENTO LEGAL:** Decreto Ley No. 4 de 2008, Ley No. 73 de 22 de diciembre de 1976 y el Decreto No.17A de 1 de junio de 1977.

**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE**

**TEODOLINDA QUINTERO DE CORTEZ**
Directora de Inversiones Turísticas

TQC/SS/djm
824

Autoridad de Turismo de Panamá
En Panamá a los 7 días del mes de octubre
de dos mil 13 a las 1:05 de la tarde
se Notificó el Sr. Alberto Arias de la Resolución
que antecede.
El Notificado
Lic Alberto Arias Jr.

Certifico: Que este documento es fiel copia de su original

Autoridad de Turismo de Panamá — Fecha 5/5/2025

2

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Autoridad de Turismo Panamá

AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMÁ

**RESOLUCIÓN No. 087 /2017**

**De 21 de Junio 2017**

**LA DIRECTORA DE INVERSIONES TURISTICAS, ENCARGADA DE LA AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMA, EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES.**

**CONSIDERANDO**

Que la señora **ANGÉLICA ELIZABETH BATISTA**, con cédula de identidad personal No.6-58-2557, ha solicitado licencia de funcionamiento de Agencia de Viajes **Tipo "A"**, para operar una agencia de viajes bajo la razón comercial **TRIP CAR PANAMA,** la cual estará ubicada en el Centro Comercial P.H. SAMAX (Airport Commercial Park III), Local No.2, Vía Tocumen, Corregimiento de Tocumen, Distrito y Provincia de Panamá.

Que la Ley No.73 de 22 de diciembre de 1976, en su Artículo 1 establece que son Agencias de Viajes las empresas que ejerzan en el territorio nacional en forma principal actividades de mediación entre los viajeros y los prestatarios de los servicios utilizados por los mismos, previa licencia que les otorgue el Instituto Panameño de Turismo (actual Autoridad de Turismo de Panamá).

Que de acuerdo al memorando No.145-ET-M-0257-2017 de fecha 8 de junio de 2017, emitido por el Departamento de Empresas y Actividades Turísticas, se propone como Gerente General de la Agencia de Viajes al señor **JONATHAN JAVIER VEGA CUERVO**, con cédula de identidad personal No.2-732-470, acreditando su idoneidad mediante copia de diploma expedido por la Universidad Especializada de las Américas, con el título de Licenciado en Gestión Turística Bilingüe, según consta a foja 34 del expediente.

Que consta a foja 46 del expediente, el original de la fianza No.03-11-608085-0, emitida por SEGUROS FEDPA, S.A., por la suma de B/.10,000.00, cuya vigencia se extiende desde el 12 de abril de 2017 al 12 de abril de 2018, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que se deriven de la prestación del servicio de la Agencia de Viajes denominada **TRIP CAR PANAMA,** propiedad de la señora **ANGELICA ELIZABETH BATISTA.**

Que de acuerdo al informe técnico contenido en el memorando No.145-ET-M-0257-2017 de fecha 8 de junio de 2017, emitido por el Departamento de Empresas y Actividades Turísticas de la Dirección de Inversiones Turísticas de la ATP, la señora **ANGÉLICA ELIZABETH BATISTA**, cumple con todos los requisitos exigidos en la Ley No.73 de 22 de diciembre de 1976, que regula la actividad de Agencias de Viajes, por lo que se recomienda la aprobación de la licencia de funcionamiento Tipo "A", de la Agencia de Viajes, la cual se denominará **TRIP CAR PANAMA.**

Que en virtud de lo anterior, la Directora de Inversiones Turísticas, Encargada, de la Autoridad de Turismo de Panamá, en uso de las facultades legales que le concede el Artículo 33 del Decreto Ley No. 4 de 27 de febrero de 2008, modificado por el artículo 26 de la Ley No. 16 de 21 de abril de 2015 y Resuelto No.080 de 19 de junio de 2017,

**RESUELVE:**

**PRIMERO: CONCEDER** Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Tipo "A" a la señora **ANGÉLICA ELIZABETH BATISTA**, con cédula de identidad personal No.6-58-2557, para que ejerza el negocio de Agencia de Viajes, bajo la razón comercial **TRIP CAR PANAMA,** la cual estará ubicada en Centro Comercial P.H. SAMAX (Airport Commercial Park III), Local No.2, Vía Tocumen, Corregimiento de Tocumen, Distrito y

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

**TRIP CAR PANAMA**
**Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes**

Provincia de Panamá, cuyo Gerente General es el señor **JONATHAN JAVIER VEGA CUERVO**, con cédula de identidad personal No.2-732-470

**SEGUNDO: SE ORDENA** expedir Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Tipo "A" a favor de **ANGELICA ELIZABETH BATISTA,** bajo la razón comercial **TRIP CAR PANAMA.**

**TERCERO: EXIGIR** a la señora **ANGELICA ELIZABETH BATISTA,** el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Artículos 5 y 9 de la Ley 73 de 22 de diciembre de 1976, al igual que todas sus disposiciones incluyendo su Reglamento, el Decreto 17A de 1 de junio de 1977.

**OFICIAR** copia de la presente Resolución al Ministerio de Comercio e Industrias.

**PARAGRAFO:** Se informa a la señora **ANGELICA ELIZABETH BATISTA,** que contra la presente Resolución cabe el Recurso de Reconsideración ante la suscrita y/o el de Apelación ante el Administrador General, dentro de los cinco días siguientes a la notificación respectiva.

**FUNDAMENTO LEGAL:** Decreto Ley No. 4 de 2008, Ley No. 73 de 22 de diciembre de 1976 y el Decreto No.17A de 1 de junio de 1977.

**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE**

Soraya Alderete
**SORAYA ALDERETE**
Directora de Inversiones Turísticas, Encargada

SA/mb/kc
Pto. 394/17

**Autoridad de Turismo de Panamá**
En Panamá a los 13 días del mes de Junio
de dos mil 2017 a las 2:45 de la Tarde
se Notificó el Sr Angelica Batista de la Resolución
que antecede.

6-58.255
El Notificado

Certifico: Que este documento es fiel copia de su original

Autoridad de Turismo de Panamá 5/9/2025 Fecha

2

**RESOLUCIÓN No. 118 /2017**
**De 4 de Octubre de 2017**

**LA DIRECTORA DE INVERSIONES TURISTICAS, ENCARGADA DE LA AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMA, EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES**

**CONSIDERANDO:**

Que la empresa **STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A.**, sociedad anónima, inscrita en (Mercantil) Folio 155605359, del Registro Público, Provincia de Panamá, cuya Representante Legal es MARIA FERNANDA PACIA RAVAN, mujer, italiana, con cédula No. E-8-134629, ha solicitado, mediante apoderada legal, Licencia de Funcionamiento de Agencias de Viajes Tipo "A" para operar una agencia de viajes bajo la razón comercial **STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A.**, la cual estará ubicada en la Ave. Eusebio A. Morales, Edificio Hotel Sevilla Suites, planta baja, local 1, El Cangrejo, Corregimiento de Bella Vista, Distrito de Panamá, Provincia de Panamá.

Que la Ley No. 73 de 22 de diciembre de 1976 en su Artículo 1 establece que son Agencias de Viajes las empresas que ejerzan en el territorio nacional en forma principal actividades de mediación entre los viajeros y los prestatarios de los servicios utilizados por los mismos, previa licencia que les otorgue el Instituto Panameño de Turismo (actual Autoridad de Turismo de Panamá).

Que la empresa, propone como Gerente General de la Agencia de Viajes a Roxana L Cension Martinez, mujer, panameña, con cédula de identidad personal No.8-836-2427, acreditando su idoneidad mediante copia de diplomas de la Universidad Metropolitana de Educación Ciencia y Tecnología "UMECIT", en Licenciatura en Turismo Bilingüe y Técnico en Turismo, según constan a fojas 33 y 34 del expediente.

Que a foja 40 del expediente figura, el original de la fianza No. 02-31-1743 emitida por BANESCO SEGUROS, S.A., por la suma de B/.10,000.00, cuya vigencia se extiende desde el 20 de marzo de 2017 (momento de su expedición) al 16 de marzo de 2018, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que se deriven de la prestación del servicio de la Agencia de Viajes **STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A.**, propiedad de empresa **STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A.**

Que de acuerdo al informe técnico emitido por el Departamento de Empresas y Actividades Turísticas No.145-ET-M-0397-2017, con fecha 4 de octubre de 2017 y al memorando No. 145-ET-M-0398-2017, con fecha 4 de octubre de 2017, la empresa **STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A.**, cumple con todos los requisitos exigidos en la Ley No.73 de 22 de diciembre de 1976 que regula la actividad de Agencias de Viajes, por lo que se recomienda la aprobación de la licencia de funcionamiento Tipo A, de la Agencia de Viajes, la cual se denominará **STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A.**

Que en virtud de lo anterior, la Directora de Inversiones Turísticas, Encargada de la Autoridad de Turismo de Panamá, en uso de las facultades legales que le concede el Artículo 33 del Decreto Ley No. 4 de 27 de febrero de 2008, modificado por el artículo 26 de la Ley No. 16 de 21 de abril de 2015 y Resuelto No.163 de 3 de octubre de 2017,

**RESUELVE**

**PRIMERO: CONCEDER** Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Tipo "A" a la empresa **STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A.**, sociedad anónima, inscrita en (Mercantil) Folio 155605359, del Registro Público, Provincia de Panamá, cuya Representante Legal es MARIA FERNANDA PACIA RAVAN, mujer, italiana, con cédula

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

**STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A**
Licencia de Funcionamiento Tipo "A"

No. E-8-134629, para que ejerza el negocio de Agencia de Viajes bajo la razón comercial **STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A.**, la cual estará ubicada en la Ave. Eusebio A. Morales, Edificio Hotel Sevilla Suites, planta baja, local 1, El Cangrejo, Corregimiento de Bella Vista, Distrito de Panamá, Provincia de Panamá y cuya Gerente General es Roxana L Cension Martinez, mujer, panameña, con cédula de identidad personal No.8-836-2427.

**SEGUNDO: ORDENAR** la expedición de la Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Tipo "A" a favor de la empresa **STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A .**, bajo la razón comercial **STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A.**

**TERCERO: EXIGIR** a la empresa **STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A.,** el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Artículos 5 y 9 de la Ley 73 de 22 de diciembre de 1976, al igual que todas sus disposiciones incluyendo su Reglamento, el Decreto 17A de 1 de junio de 1977.

**OFICIAR** copia de la presente Resolución al Ministerio de Comercio e Industrias.

**PARAGRAFO:** Se informa a la empresa **STRADA TRAVEL TOUR OPERATOR, S.A.,** que contra la presente Resolución cabe el Recurso de Reconsideración ante la suscrita y/o el de apelación ante el Administrador General, dentro de los cinco días siguientes a la notificación respectiva.

**FUNDAMENTO LEGAL:** Decreto Ley No. 4 de 2008, Ley No. 73 de 22 de diciembre de 1976 y el Decreto No.17A de 1 de junio de 1977.

**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE**

Soraya Alderete
**SORAYA ALDERETE**
Directora de Inversiones Turísticas, Encargada

SA/drm/yr-.
624-17

**Autoridad de Turismo de Panamá**
En Panamá a los 24 días del mes de octubre de dos mil 17 a las 3:20 de la Tarde se Notificó el Sr. CRISTINA APARICIO de la Resolución que antecede.

El Notificado

Certifico: Que este documento es fiel copia de su original

Autoridad de Turismo de Panamá 17/09/2025 Fecha



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Autoridad de Turismo Panamá

AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMÁ

**RESOLUCION No. 057/2018**

**De 17 de mayo de 2018**

**LA DIRECTORA DE INVERSIONES TURISTICAS DE LA AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMA, EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES.**

**CONSIDERANDO:**

Que mediante Resolución No.106/08 de 24 de diciembre de 2008, la Autoridad de Turismo de Panamá, ordena la inscripción en el Registro Nacional de Turismo de la empresa **WESTLINE ENTERPRISES, INC.**, inscrita a ficha 617448, documento 1351606 de la Sección de Micropelícula Mercantil del Registro Público, con el fin de que la misma pudiera acogerse a los incentivos fiscales establecidos en la Ley 58 de 28 de diciembre de 2006, para el desarrollo del proyecto de hospedaje público turístico denominado Westline, ubicado en Calle 50 Obarrio, al lado de la antigua Mansión Danté, Corregimiento de Bella Vista, Distrito de Panamá, con una inversión declarada de Ciento Sesenta Millones de Balboas con 00/100 (B/.160,000,000.00).

Que a través de la Resolución No.048/2011 de 6 de mayo de 2011, la Autoridad de Turismo de Panamá, acepta la solicitud presentada por la empresa **WESTLINE ENTERPRISES, INC.**, para que se hiciera constar en el expediente el cambio de representante legal y de la razón comercial del proyecto de hospedaje público turístico de Westline a Hotel Ritz Carlton/Soho. Posteriormente mediante Resolución No.002/2014 de 6 de enero de 2014, la ATP, atendiendo solicitud de dicha empresa, resuelve otorgar una prórroga para el inicio de operaciones hasta el 30 de junio de 2015 y establecer que la única finca que puede continuar gozando de la exoneración del impuesto de inmueble es la finca No.12749, inscrita al tomo 357, folio 436, documento 1492290, de la Sección de Propiedad, Provincia de Panamá, la cual surge luego de la reestructuración del proyecto de hospedaje público turístico, lo cual se encuentra acreditado a foja 382 del expediente que reposa en el Registro Nacional de Turismo.

Que mediante Resolución No.112/2015 de 9 de noviembre de 2015, la Autoridad de Turismo de Panamá, resuelve otorgar una segunda prórroga a la empresa **WESTLINE ENTERPRISES, INC.**, para el inicio de operación comercial del establecimiento de hospedaje público turístico, hasta el 31 de marzo de 2017. Seguidamente mediante Resolución No.076/2017 de 19 de mayo de 2017, atendiendo solicitud de la empresa, se autoriza una tercera prórroga para el inicio de operaciones del hotel, hasta el 31 de marzo del 2020.

Que a través del memorial fechado el 28 de junio de 2017, la empresa **WESTLINE ENTERPRISES, INC.**, a través de su apoderado legal, solicita que se haga constar la cesión a favor de las empresas **INMOBILIARIA CITELIS PANAMÁ, S.A.**, inscrita en (Mercantil) Folio 155649071 y a la empresa **INVERSIONES AMILENA, INC.**, inscrita en (Mercantil) Folio 155642665), de todos los derechos y obligaciones emanados del Registro Nacional de Turismo, que fueron otorgados a **WESTLINE ENTERPRISES, INC.**, mediante la Resolución No. 106/08 de 24 de diciembre de

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

2008, modificada mediante Resolución No.048/2011 de 6 de mayo de 2011, Resolución 002/2014 de 6 de enero de 2014, Resolución No.112/2015 de 9 de mayo de 2015 y Resolución No.076/2017 de 19 de mayo de 2017. La misma acompaña su solicitud de los siguientes documentos, en cumplimiento de lo señalado en la Resolución No.060/2011 de 24 de junio de 2011:

- Certificación de existencia legal de las sociedades **INMOBILIARIA CITELIS PANAMÁ, S.A.**, e **INVERSIONES AMILENA, INC.**, emitidas por el Registro Público de Panamá.
- Certificación del Registro Público en el que consta la existencia legal de la empresa **WESTLINE ENTERPRISES, INC.**
- Certificación de un contador público autorizado, en la que se hace constar que las sociedades a las cuales se ceden los beneficios y obligaciones, realizaron una inversión por la suma de B/.112,280,704.06, en el desarrollo del establecimiento de hospedaje público turístico denominado Hotel Ritz Carlton/Soho, valor que incluye la construcción, equipamiento y rehabilitación del mismo.
- Certificación del Registro Público en la cual consta que la Finca No.12749, sobre la cual está construido el hotel, es propiedad de las sociedades **INMOBILIARIA CITELIS, PANAMÁ, S.A.**, e **INVERSIONES AMILENA, INC.**
- Memorial presentado por las empresas **INMOBILIARIA CITELIS PANAMÁ, S.A., E INVERSIONES AMILENA, INC.**, en el cual solicitan el traspaso de los incentivos fiscales otorgados originalmente a la empresa **WESTLINE ENTERPRISES, INC.**, y se obligan a asumir las obligaciones y derechos establecidos en la Resolución No.106/08 y sus respectivas modificaciones.
- Copia simple de la Escritura Pública No.2783 de 5 de julio de 2017, en el cual consta el traspaso de la finca No.12749, a las empresas **INMOBILIARIA CITELIS PANAMÁ S.A.**, e **INVERSIONES AMILENA, INC.**
- Fianza de Cumplimiento No.04-24-0947325-0 de 29 de diciembre de 2017, emitida por Nacional de Seguros, .S.A, a nombre de la empresa **INMOBILIARIA CITELIS PANAMÁ, S.A.**
- Fianza de Cumplimiento No.04-24-0947569-0 de 29 de diciembre de 2017, emitida por Nacional de Seguros, S.A, a nombre de la empresa **INVERSIONES AMILENA, INC.**

Que mediante memorándum No.119-RNT-0333-18 de 10 de abril de 2018, la Dirección de Inversiones Turísticas de la ATP, remite el expediente de la empresa **WESTLINE ENTERPRISES, INC.**, a fin de que se realice el trámite pertinente para atender la solicitud presentada por esta, para el traspaso de los incentivos fiscales a que se hizo acreedora en base a los parámetros de la Ley 58 de 2006, a favor de las empresas **INMOBILIARIA CITELIS PANAMÁ, S.A.**, inscrita en (Mercantil) Folio 155649071 e **INVERSIONES AMILENA, INC.**, inscrita en (Mercantil) Folio 155642665, ya que la misma ha cumplido con las obligaciones adquiridas al momento de su inscripción en el Registro Nacional de Turismo y con los requisitos establecidos para tal fin, según se refleja en las evaluaciones técnica y turística, emitidas por el Registro Nacional de Turismo, mediante memorándum No.119-1-RN-0225-18 de 27 de febrero de 2018 y memorándum No.119-1-RN-0275-18 de 14 de marzo de 2018, respectivamente.

Que en las fojas 1,130 y 1,131 del expediente de la empresa **WESTLINE ENTERPRISES, INC.**, reposa copia de la Fianza de Cumplimiento No.04-24-0947325-0 de 29 de diciembre de 2017, emitida por Nacional de Seguros, S.A., a nombre de la empresa **INMOBILIARIA CITELIS PANAMÁ, S.A.**, y la Fianza de Cumplimiento No.04-24-0947569-0 de 29 de diciembre de 2017, emitida por



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

Nacional de Seguros, S.A, a nombre de la empresa **INVERSIONES AMILENA, INC.**, ambas a favor la Autoridad de Turismo de Panamá/Contraloría General de la República, para garantizar las obligaciones contraídas en base a la Ley 58 de 2006, para el desarrollo del proyecto de hospedaje público turístico denominado Hotel Ritz Carlton/Soho, cuya vigencia se extiende hasta el 29 de diciembre de 2018.

Que una vez analizados los documentos e informes relativos a la solicitud de las empresas **WESTLINE ENTERPRISES, INC., INMOBILIARIA CITELIS PANAMÁ, S.A.,** y la empresa **INVERSIONES AMILENA, INC.,** emitido el concepto favorable de la Dirección de Inversiones Turísticas, a través de los informes técnico y turístico, la Directora de Inversiones Turísticas, en base a la facultad que le confiere el artículo 33 del Decreto Ley No. 4 de 27 de febrero de 2008, modificado por el artículo 26 de la Ley No.16 de 21 de abril de 2015,

**RESUELVE:**

**PRIMERO: ADMITIR** la cesión de derechos de incentivos turísticos que realiza la empresa **WESTLINE ENTERPRISES, INC.**, inscrita a ficha 617448, documento 1351606, de la Sección de Micropelículas Mercantil del Registro Público, a favor de las empresas **INMOBILIARIA CITELIS PANAMÁ, S.A.,** e **INVERSIONES AMILENA, INC.,** para el desarrollo y operación del proyecto hotelero denominado Hotel Ritz Carlton/Soho, ubicado en Calle 50 Obarrio, al lado de la antigua Mansión Danté, Corregimiento de Bella Vista, Distrito de Panamá, con la finalidad de que estas últimas continúen gozando de los incentivos que le fueron otorgados, a través de la Resolución No.106/08 de 24 de diciembre de 2008, modificada mediante Resolución No.048/2011 de 6 de mayo de 2011, Resolución 002/2014 de 6 de enero de 2014, Resolución No.112/2015 de 9 de mayo de 2015 y Resolución No.076/2017 de 19 de mayo de 2017.

**SEGUNDO: ORDENAR** la cancelación de la inscripción en el Registro Nacional de Turismo de la empresa **WESTLINE ENTERPRISES, INC.,** a solicitud de dicha empresa, ya que la misma ha traspasado el bien inmueble que conforma el establecimiento de alojamiento público denominado Hotel Ritz Carlton/Soho, a las empresas **INMOBILIARIA CITELIS PANAMÁ, S.A.,** e **INVERSIONES AMILENA, INC.**

**TERCERO: AUTORIZAR** la inscripción en el Registro Nacional de Turismo de las empresas **INMOBILIARIA CITELIS PANAMÁ, S.A.,** e **INVERSIONES AMILENA, INC.**, para que las mismas puedan seguir gozando de los incentivos fiscales contemplados en el artículo 1 de la Ley No.58 de 28 de diciembre de 2006, para el desarrollo y operación del proyecto de hospedaje público turístico denominado Hotel Ritz Carlton/Soho ubicado en Calle 50 Obarrio, al lado de la antigua Mansión Danté, Corregimiento de Bella Vista, Distrito de Panamá, hasta el periodo restante de los mismos.

**CUARTO: SEÑALAR** que las empresas **INMOBILIARIA CITELIS, PANAMÁ, S.A.,** e **INVERSIONES AMILENA, INC.,** continuarán gozando de los incentivos fiscales establecidos en el artículo 1 de la Ley No.58 de 28 de diciembre de 2006, hasta el vencimiento legal de los mismos de acuerdo a lo establecido en dicha norma y según consta en la Resolución No.106/08 de 24 de diciembre de 2008, originalmente otorgados a la empresa **WESTLINE ENTERPRISES, INC.**

**QUINTO**: Hacer constar que el periodo de exoneración del impuesto de inmueble de las finca 12749, con código de ubicación No.8700, será contando a partir de la fecha en que se le concedió originalmente la inscripción de la empresa **WESTLINE ENTERPRISES, INC.,** en el Registro Nacional de Turismo, mediante la Resolución



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

REPÚBLICA DE PANAMÁ
— GOBIERNO NACIONAL —

AUTORIDAD DE
TURISMO DE PANAMÁ

BICENTENARIO
Independencia de
Panamá de España
1821 - 2021

AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMÁ

**RESOLUCIÓN No. 162 /2021**
**De 2 de Diciembre de 2021**

**LA DIRECTORA DE INVERSIONES TURÍSTICAS DE LA AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMÁ, EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES**

**CONSIDERANDO:**

Que la empresa **COTINGA OUTDOOR SERVICES, S.A.,** inscrita bajo folio No.155710542 de la sección mercantil del Registro Público de Panamá, cuyo representante legal es el señor **MIGUEL APARICIO IBARRA LOZADA**, varón, con cédula de identidad personal No. 1-711-2038, mayor de edad, mediante apoderada legal, ha solicitado licencia de funcionamiento de Agencia de Viajes Tipo "A", para operar una agencia de viajes bajo la razón comercial denominada **SNOWY COTINGA EXPEDITIONS.,** la cual estará ubicada en Calle Calabash, casa 1534-B, Balboa, Corregimiento de Ancón, Distrito y Provincia de Panamá, República de Panamá.

Que en el artículo primero de la Ley No. 73 de 22 de diciembre de 1976, establece que son Agencias de Viajes las empresas que ejerzan en el territorio nacional en forma principal actividades de mediación entre los viajeros y los prestatarios de los servicios utilizados por los mismos, previa licencia que les otorgue el Instituto Panameño de Turismo, actual Autoridad de Turismo de Panamá.

Que la empresa **COTINGA OUTDOORS SERVICES, S.A.**, ha propuesto como Gerente General de la Agencia de Viajes, al señor Adalberto Serrano Barahona, varón, mayor de edad, con cédula de identidad personal No. 8-822-2015, el cual sustenta su idoneidad profesional mediante la presentación de una copia autenticada del Diploma en Licenciatura en Turismo con énfasis en Hotelería y Servicios a Cruceros, emitido por la Universidad Americana, el cual reposa en foja 64 del expediente y según lo señala la Evaluación Técnica del Departamento de Registro Nacional de Turismo No.119-1-RNT-M-1156-2021 de 16 de noviembre de 2021, fojas 89, 90, 91, 92, 93, 94 y 95.

Que consta en el expediente a foja 81, el original de la Fianza de Cumplimiento No.89B76003, emitida por la empresa **ASSA COMPAÑÍA DE SEGUROS.**, por la suma de B/. 10,000.00, cuya vigencia es desde el 13 de octubre de 2021 hasta el 13 de octubre de 2022, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que se deriven de la prestación del servicio de la agencia de viajes denominada **SNOWY COTINGA EXPEDITIONS.,** propiedad de **COTINGA OUTDOOR SERVICES, S.A.**

Que de acuerdo al informe técnico emitido por el Departamento de Registro Nacional de Turismo de la Dirección de Inversiones Turísticas No.**119-1-RNT-M-1156-2021** de 16 de noviembre de 2021, fojas 89, 90, 91, 92, 93, 94 y 95, la empresa **COTINGA OUTDOOR SERVICES, S.A.**, cumple con todos los requisitos exigidos en la Ley No.73 de 22 de diciembre de 1976, que regula la actividad de Agencias de Viajes, por lo que se recomienda la aprobación de la licencia de funcionamiento Tipo A, de la Agencia de Viajes, la cual se denominará **SNOWY COTINGA EXPEDITIONS.**

Que, en virtud de lo anterior, la Directora de Inversiones Turísticas de la Autoridad de Turismo de Panamá, en uso de las facultades legales que le concede el artículo 33 del Decreto Ley No. 4 de 27 de febrero de 2008, modificado por el artículo 26 de la Ley No. 16 de 2015,



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

SNOWY COTINGA EXPEDITIONS.

**RESUELVE:**

**PRIMERO: CONCEDER** Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Tipo "A" a la empresa **COTINGA OUTDOOR SERVICES, S.A.**, inscrita bajo folio No.155710542 de la sección mercantil del Registro Público de Panamá, para operar una agencia de viajes bajo la razón comercial denominada **SNOWY COTINGA EXPEDITIONS.,** la cual estará ubicada en Calle Calabash, Casa 1534-B, Corregimiento de Ancón, Distrito y Provincia de Panamá, República de Panamá. El señor Adalberto Serrano Barahona, con cédula de identidad personal No. 8-822-2015, será el encargado de la Gerencia General de la agencia de viajes.

**SEGUNDO: SE ORDENA** expedir Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Tipo "A," a favor de la empresa **COTINGA OUTDOOR SERVICES, S.A.,** bajo la razón comercial **SNOWY COTINGA EXPEDITIONS.**

**TERCERO: EXIGIR** a la empresa **COTINGA OUTDOOR SERVICES, S.A.,** el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Artículos 5 y 9 de la Ley No. 73 de 22 de diciembre de 1976, al igual que todas sus disposiciones incluyendo su Reglamento, el Decreto 17A de 1 de junio de 1977.

**OFICIAR** copia de la presente Resolución al Ministerio de Comercio e Industrias.

**PARAGRAFO:** Se informa a la empresa **COTINGA OUTDOOR SERVICES, S.A.,** que contra la presente Resolución cabe el Recurso de Reconsideración ante la suscrita y/o el de apelación ante el Administrador General, dentro de los cinco días siguientes a la notificación respectiva.

**FUNDAMENTO LEGAL:** Decreto Ley No. 4 de 27 de febrero de 2008, modificado por el artículo 26 de la Ley No. 16 de 2015, Ley No. 73 de 22 de diciembre de 1976, Decreto Ejecutivo No.17A de 1 de junio de 1977 y Resolución No.005/2021 de 23 de febrero de 2021.

**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE**

**CARLA WAGNER**
Directora de Inversiones Turísticas.

CW/ss/xa
821/2021

**Autoridad de Turismo de Panamá**
En Panamá a los 7 días del mes de dic
de dos mil 21 a las 9 de la mañana
Se notificó el Sr. Misael Borjas de la resolución
que antecede

El Notificado

Certifico: Que este documento es fiel copia de su original

Autoridad de Turismo de Panamá Fecha 5/9/2025

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

GOBIERNO NACIONAL
CON PASO FIRME

AUTORIDAD DE
TURISMO DE PANAMÁ

PANAMA

**RESOLUCIÓN No. 244 /2025**

**De 18 de Septiembre de 2025**

**EL DIRECTOR DE INVERSIONES TURÍSTICAS, DE LA AUTORIDAD DE TURISMO DE PANAMÁ, EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES,**

**CONSIDERANDO:**

Que la empresa **FEIS CORP. (FINANCIAL EXECUTIVE & INTERNACIONAL SERVICES),** sociedad anónima registrada en (Mercantil) Folio No. 155753388 del Registro Público de Panamá, cuya representante legal es la señora **LESVIA ANDREINA GUTIERREZ RANGEL,** mujer, de nacionalidad venezolana, mayor de edad, portadora del pasaporte No. 158530583, mediante apoderado legal, ha solicitado licencia de funcionamiento de Agencia de Viajes Tipo "A", para operar una Agencia de Viajes bajo la razón comercial denominada **PORTAVIA,** la cual estará ubicada en Global Bank Tower, piso No. 15, oficina No. 1511, calle 50, corregimiento de Bella Vista, distrito y provincia de Panamá, de la República de Panamá.

Que el artículo primero de la Ley No. 73 de 22 de diciembre de 1976, establece que son Agencias de Viajes las empresas que ejerzan en el territorio nacional en forma principal actividades de mediación entre los viajeros y los prestatarios de los servicios utilizados por los mismos, previa licencia que les otorgue el Instituto Panameño de Turismo, actual Autoridad de Turismo de Panamá.

Que la empresa **FEIS CORP. (FINANCIAL EXECUTIVE & INTERNACIONAL SERVICES),** ha propuesto como Gerente General de la Agencia de Viajes a la señora **GENOVA ITZEL FLORES**, mujer, panameña, mayor de edad, portadora de la cédula de identidad personal No. 8-864-1924, el cual sustenta su idoneidad profesional mediante la presentación de copia cotejada por el Notario Público del diploma en grado de Licenciatura en Turismo Bilingüe, otorgado por la Universidad Metropolitana de Educación Ciencia y Tecnología (UMECIT) (foja 42). Adicionalmente reposa a fojas 41 a la 39 del expediente, la certificación de los créditos de la licenciatura previamente mencionada.

Que consta en el expediente, el original de la Fianza de Cumplimiento No. 072-001-000038222-000000, emitida por la empresa **CIA. INTERNACIONAL DE SEGUROS, S.A.,** por la suma de B/. 10,000.00, cuya vigencia es hasta el 22 julio de 2026, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que se deriven de la prestación del servicio de la agencia de viajes denominada **PORTAVIA,** propiedad de la empresa **FEIS CORP. (FINANCIAL EXECUTIVE & INTERNACIONAL SERVICES).**

Que de acuerdo con la Evaluación Técnica de Agencia de Viajes del Departamento de Registro Nacional de Turismo de la Autoridad de Turismo de Panamá contenida en el memorando No. 119-1-RNT-M-959-2025 de 26 de agosto de 2025, la solicitud presentada por la empresa **FEIS CORP. (FINANCIAL EXECUTIVE & INTERNACIONAL SERVICES),** cumple con todos los requisitos exigidos en la Ley No.73 de 22 de diciembre de 1976, que regula la actividad de Agencias de Viajes, por lo que se recomienda la aprobación de la licencia de funcionamiento Tipo "A" de Agencia de Viajes, la cual se denominará **PORTAVIA.**

Que, en virtud de lo anterior, el Director de Inversiones Turísticas de la Autoridad de Turismo de Panamá, en uso de las facultades legales que le concede el artículo 33 del Decreto Ley No. 4 de 27 de febrero de 2008, modificado por el artículo 26 de la Ley No. 16 de 2015,



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

**FEIS CORP. (FINANCIAL EXECUTIVE & INTERNACIONAL SERVICES).**
Licencia de Funcionamiento, Tipo "A"

**RESUELVE:**

**PRIMERO: CONCEDER** la Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Tipo "A", a la empresa **FEIS CORP. (FINANCIAL EXECUTIVE & INTERNACIONAL SERVICES)**, sociedad anónima registrada en (Mercantil) Folio No. 155753388, del Registro Público de Panamá, cuya representante legal es la señora **LESVIA ANDREINA GUTIERREZ,** mujer, panameña**,** mayor de edad, portadora del pasaporte No. 158530583, mujer, de nacionalidad venezolana, para operar una Agencia de Viajes bajo la razón comercial **PORTAVIA,** la cual estará ubicada en Global Bank Tower, piso No. 15, oficina No. 1511, calle 50, corregimiento de Bella Vista, distrito y provincia de Panamá, de la República de Panamá. La señora **GENOVA ITZEL FLORES**, con generales antes mencionadas, será la encargada de la Gerencia General de la Agencia de Viajes.

**SEGUNDO: SE ORDENA** expedir la Licencia de Funcionamiento de Agencia de Viajes Tipo "A," a favor de la empresa **FEIS CORP. (FINANCIAL EXECUTIVE & INTERNACIONAL SERVICES),** bajo la razón comercial **PORTAVIA.**

**TERCERO: EXIGIR** a la empresa **FEIS CORP. (FINANCIAL EXECUTIVE & INTERNACIONAL SERVICES)**, sociedad anónima registrada en (Mercantil) Folio No. 155753388, del Registro Público de Panamá**,** el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Artículos 5 y 9 de la Ley No. 73 de 22 de diciembre de 1976, al igual que todas sus disposiciones incluyendo su Reglamento, el Decreto No. 17-A de 1 de junio de 1977.

**ORDENAR** la publicación de esta Resolución por una sola vez en la Gaceta Oficial.

**OFICIAR** copia de la presente Resolución al Ministerio de Comercio e Industrias.

**PARÁGRAFO:** Se informa a la empresa **FEIS CORP. (FINANCIAL EXECUTIVE & INTERNACIONAL SERVICES).**, que contra la presente Resolución cabe el Recurso de Reconsideración ante el suscrito y/o el de Apelación ante la Administradora General, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la notificación respectiva.

**FUNDAMENTO LEGAL:** Decreto Ley No. 4 de 27 de febrero de 2008, modificado por el artículo 26 de la Ley No. 16 de 2015, Ley No. 73 de 22 de diciembre de 1976, Decreto No.17-A de 1 de junio de 1977.

**NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE**

**JOSÉ A. TIGERT**
Director de Inversiones Turísticas

JAT/ss/lm
796/2025

Autoridad de Turismo de Panamá
En Panamá, a los 19 días del mes de Septiembre
de dos mil 2025 a las 11:50 de la mañana
Se notificó el Sr(a) Johnny Palacios
de la Resolución que antecede.
El Notificado

Certifico: Que este documento es fiel copia de su original

Autoridad de Turismo de Panamá 30/9/2025 Fecha



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

**CONCEJO MUNICIPAL DE NATA**

**ACUERDO N° 85**

**(17 de septiembre 2025)**

Por medio del cual se modifica el Acuerdo de cambio de proyecto N°.75 de 15 de enero de 2025, que a su vez modificó el Acuerdo N°.20 de 13 de enero 2021, por el cual se corrige el nombre del proyecto correspondiente al Presupuesto de Inversión de fondos provenientes de la transferencia del Impuesto de Bienes Inmuebles para la Vigencia Fiscal 2021.

**EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE NATA,**
**En uso de sus facultades, y,**

**CONSIDERANDO:**

- Que la Ley 66 de 29 de octubre de 2015, que modifica la Ley del 37 de 2009, tiene como objetivo general garantizar la realización del proceso de Descentralización de la Administración Pública, mediante las transferencias de recursos necesarios a los Gobiernos Locales en coordinación con el Gobierno Central.

- Que es función del alcalde, presentar al Concejo Municipal el proyecto de acuerdo especialmente el Presupuesto de Rentas y Gastos, que contendrá el programa de proyectos de Descentralización y Funcionamiento, según la Ley 66 de octubre de 2015.

- Que mediante el Acuerdo N°.75 de 15 de enero 2025, por medio del cual el Honorable concejo municipal de Natá, aprueba el cambio de proyecto y modifica el acuerdo N°.20 de 13 de enero 2021, se contempló el cambio de proyecto de **Mejoramiento al Puesto de Salud de Guzmán**, **Corregimiento de Guzmán, distrito de Natá,** por el **"Mejoramiento al Campo Deportivo de Guzmán, Corregimiento de Guzmán, distrito de Natá"** por un monto de **B/.46,597.25**,

- Que la Autoridad Nacional de Descentralización (AND) ha presentado observaciones en referencia al nombre del o los proyectos del Presupuesto IBI, que según las normas y procedimientos de SINIP, en la sección 3,8 establece que los nombres de los proyectos deben seguir una estructura clara y estandarizada contemplando proceso, objeto y ubicación especifica.

- Que para dar cumplimiento a las observaciones presentadas por la Autoridad Nacional de Descentralización (AND) se requiere modificar el Acuerdo N°.75 del 15 de enero de 2025 donde se corrige el nombre del proyecto de acuerdo con el procedimiento correcto se describió el nombre del Proyecto "Mejoramiento al Campo Deportivo de Guzmán" y debe decir **"MEJORAMIENTO AL CAMPO DEPORTIVO DE GUZMAN, CORREGIMIENTO DE GUZMAN, DISTRITO DE NATA".**

- Que, de conformidad por lo antes escrito,

ACUERDA:

**ARTICULO PRIMERO**: **MODIFICAR**, el Articulo I del Acuerdo N°.75 de 15 de enero de 2025, quedando de la siguiente manera:

**ARTICULO PRIMERO**: **Aprobar,** el cambio de Proyecto y la reprogramación de fondo para crear un nuevo proyecto correspondiente al Presupuesto vigencia 2021 de acuerdo con el siguiente detalle:

| PROYECTO ORIGINAL | MONTO |
|---|---|
| MEJORAMIENTO AL CAMPO DEPORTIVO DE GUZMAN | 46,597.25 |

| PROYECTO A REPROGRAMAR | MONTO |
|---|---|
| MEJORAMIENTO AL CAMPO DEPORTIVO DE GUZMAN, CORREGIMIENTO DE GUZMAN, DISTRITO DE NATA. | 46,597.25 |



Scanned with CamScanner

Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

**ARTICULO SEGUNDO**: **MODIFICAR**, el Artículo II del Acuerdo N°. 75 de 15 de enero de 2025, que modificó el Artículo tercero del Acuerdo N°.20 de 13 de enero de 2021, quedando de la siguiente manera:

**ARTICULO SEGUNDO**: Apruébese el Presupuesto de Obras e Inversión, por un monto de Trescientos setenta y dos mil setecientos setenta y ocho balboas con 02/100 (B/.372,778.02) para la ejecución del Plan anual de Obras e Inversión para la vigencia fiscal 2021, debidamente aprobado, y los cuales quedarán así:

| CORREGIMIENTO | ÁREA | NOMBRE DEL PROYECTO | MONTO |
|---|---|---|---|
| El Caño | Desarrollo Económico Social | Equipamiento de Parque en las comunidades de Santa Lucia y El Olivo, Corregimiento El Caño, Distrito de Natá. | 46,597.25 |
| El Caño | Servicios Públicos Domiciliarios | Mejoramiento de Acueducto comunidad de Churubé, Corregimiento de El Caño, Distrito de Natá | 23,298.63 |
| Natá | Deporte y Recreación | Mejoramiento a la Calle Vía al Cerro San Cristóbal, Corregimiento de Natá, Distrito de Natá. | 36,597.25 |
| Natá | Turismo y Cultura | Mejoramiento a la Casa del Pueblo Fase 2, Corregimiento de Natá, Distrito de Natá. | 10,000.00 |
| Villarreal | Deporte y Recreación | Mejoramiento al Camino de Rio Año, Corregimiento de Villarreal, Distrito de Natá | 23,298.63 |
| Villarreal | Desarrollo Económico Social | Mejoramiento Casa del Pueblo Comunidad de Ciénega Larga, Corregimiento de Natá, Distrito de Natá. | 23,298.63 |
| Villarreal | Servicio Público Domiciliario | Mejoramiento de Acueducto comunidad de El Esparvé, Corregimiento de Villarreal, Distrito de Natá. | 23,298.63 |
| Capellania | Deporte Y Recreación | Mejoramiento de Parque, Corregimiento de Capellania, Distrito de Natá. | 46,597.25 |
| Guzmán | Deporte y Recreación | Mejoramiento al Campo Deportivo de Guzmán, Corregimiento de Guzmán, Distrito de Natá. | 46,597.25 |
| Toza | Turismo y Cultura | Construcción de la Casa Local comunidad de San Antonio, Corregimiento de Toza, Distrito de Natá. | 46,597.25 |
| Las Huacas | Deporte y Recreación | Construcción de Cancha Multiuso y Parque, Corregimiento de Las Huacas, Distrito de Natá | 46,597.25 |
| **TOTAL, PRESUPUESTO DE OBRAS E INVERSIÓN.....B/.** | | | **372,778.02** |

**ARTICULO TERCERO**: Incluir la modificación al Presupuesto de Funcionamiento Obras e Inversión financiados con los fondos provenientes de la transferencia del Impuesto de Bienes Inmuebles para la Vigencia fiscal 2021, aprobado mediante Acuerdo N°.20 de 13 de enero 2021, modificado por el Acuerdo N°.75 de 15 de enero de 2025, de acuerdo con el presente Acuerdo.

**ARTICULO CUARTO**: El presente acuerdo comenzará a regir a partir de su sanción y promulgación.

Dado en el Salón de Sesiones del Honorable Concejo Municipal de Natá, a los diecisiete (17) días del mes de septiembre de 2025.

**HC. ESILDA SOLANO**
Presidenta del Concejo Municipal de Natá

**ARACELIS CASTILLO G.**
Secretaria

Alcaldía Municipal del Distrito de Natá
**SANCIONADO**
El 23 de Septiembre 2025

**HA. HARRY DE J. AGRAZAL M.**
Distrito de Natá

**ITZEL DEL C. VÁSQUEZ N.**
Secretaria General



Gaceta Oficial Digital
Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO68E580339C278**
en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta